T.C.
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME
ANABİLİM DALI

ELEKTRİK PİYASASINDA PORTFÖY OPTİMİZASYONU

Yüksek Lisans Tezi

Mete Emin ATMACA

Ankara-2010

T.C.
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME
ANABİLİM DALI

ELEKTRİK PİYASASINDA PORTFÖY OPTİMİZASYONU

Yüksek Lisans Tezi

Mete Emin ATMACA

Tez Danışmanı
Doç. Dr. Fazıl GÖKGÖZ

Ankara-2010

T.C.
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME
ANABİLİM DALI

ELEKTRİK PİYASASINDA PORTFÖY OPTİMİZASYONU

Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Fazıl GÖKGÖZ

Tez Jürisi Üyeleri

Adı ve Soyadı	**İmzası**
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....
.....	.....

Tez Sınavı Tarihi .....

TÜRKİYE CUMHURİYETİ
ANKARA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

Bu belge ile, bu tezdeki bütün bilgilerin akademik kurallara ve etik davranış ilkelerine uygun olarak toplanıp sunulduğunu beyan ederim. Bu kural ve ilkelerin gereği olarak, çalışmada bana ait olmayan tüm veri, düşünce ve sonuçları andığımı ve kaynağını gösterdiğimi ayrıca beyan ederim.(……/……/2010)

Tezi Hazırlayan Öğrencinin
Adı ve Soyadı

……

İmzası

……

ÖNSÖZ

İnsanlık tarafından, M.Ö. 2750 yılından beri varlığı bilinen elektrik enerjisinin, etkili bir biçimde kullanılması için uzun yıllar geçmesi gerekmiştir. 1827 yılında Joseph Henry ilk elektrik motorunu yaparak onu insanlığın hizmetine sunmanın ilk adımını atmıştır. İçinde bulunduğumuz zaman diliminde ise kolay ulaşılabilirliği ve pratikliği ile elektrik enerjisi, gelişen Dünyamızda ülkelerin, şirketlerin, makinelerin ve insanların ihtiyaç duydukları Güneşten sonra en temel enerji kaynağı haline gelmeyi başarmıştır.

Elektrik, artık diğer birçok emtia gibi alınıp satılabilen, farklı piyasaları olan bir yapı kazanmıştır. Bununla birlikte elektriği diğerler emtialardan ayıran çok önemli bir farklılıkları vardır ki bunlar; anlık arz-talep dengesi kurulma zorunluluğu ve elektriğin ekonomik olarak depolanamaması unsurlarıdır ve bunlar üretilen elektriğin satışına yönelik en önemli kısıtları oluşturmaktadır. Bu kısıtlar altında elektrik üreticisi, Türkiye elektrik piyasası ortamında, ürettiği elektriğin ne kadarını ikili anlaşmalarla değerlendireceğini, ne kadarını spot piyasaya veya spot piyasa fiyatına endeksli anlaşmayla satacağını bir şekilde belirlemesi gerekmektedir. Bunu belirlerken kullanılabilecek bazı yaklaşımlar bulunmaktadır, bunlardan biride finans sektöründe yaygın olarak yararlanılan bir çok yaklaşımın temelini oluşturan, Markowitz Ortalama-Varyans Teorisinin kullanılması olup bu tez çalışmasının amacı da, bu yöntemin Türk elektrik piyasasına adapte edilmesi ve elektrik üreticileri bağlamında portföy optimizasyonu tespit işleminde kullanılabileceğinin gösterilmesidir. Ayrıca bu tez çalışması ile elektrik piyasasında optimizasyona yönelik Türk literatüründe yer alan kısıtlı bilgi ve yayın arşivinin bir kademe daha geliştirilmesi ve elektrik piyasasına farklı bir bakış açısı ve metodoloji ile yaklaşım yapılması da diğer önemli bir amaçtır.

Başta bana iyi bir eğitim imkanı sunmak için büyük fedakarlıklar yapmış olan Anneme ve Babama, gösterdiği sabır ve destekten ötürü biricik eşim Zübeyde'ye, gülücükler yüzünden hiç eksik olmasın biricik kızım Sahra'ya ve bu tezin yazılması

sürecinde görüş ve önerilerinden yararlandığım tez danışmanım Doç. Dr. Fazıl GÖKGÖZ'e sonsuz teşekkürler ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ v
İÇİNDEKİLER vii
KISALTMALAR DİZİNİ xi
TABLO ve ŞEKİL DİZİNİ xviii
GİRİŞ 1
BİRİNCİ BÖLÜM 3
1. ENERJİ PİYASASI İÇİNDE ELEKTRİĞİN ÖNEMİ VE DİNAMİKLERİ 3
1.2. Elektrik ve Elektrik Piyasası 5
1.2.1. Elektrik Piyasası Dünya Uygulamaları 14
1.2.1.1. Avrupa Birliği Elektrik Sistemi ve Piyasası Uygulamaları 15
1.2.1.1.1. İngiltere ve Galler Elektrik Piyasası 19
1.2.1.1.2. İskandinav (Norveç, İsveç, Finlandiya, Danimarka) Elektrik Piyasası…. 28
1.2.1.2. ABD Elektrik Piyasasına Genel Bakış 43
1.2.2. Türkiye'de Elektrik Sektörü ve Elektrik Piyasası 53
1.2.2.1. Türkiye'de Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi (2001 Yılına Kadar)…. 53
1.2.2.2. Enerji Sektörü Yeniden Yapılanması ve EPDK'nın Kuruluşu (2001 yılı sonrası dönem) 57
1.2.2.3. Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu 61
1.2.2.4. Türkiye Elektrik Piyasası Yapısı 64
1.2.3. Türkiye Elektrik Piyasası İşleyişi (Dengeleme & Uzlaştırma) 69
1.2.3.1. Dengeleme 70
1.2.3.1.1. Gün Öncesi Dengeleme 76
1.2.3.1.2. Dengeleme Güç Piyasası (Gerçek Zamanlı Dengeleme) 85
1.2.3.2. Uzlaştırma 92
İKİNCİ BÖLÜM 94

2. ELEKTRİK PİYASASINDA PORTFÖY OPTİMİZASYONU 94
2.1. Modern Portföy Teorisi ve Markowitz Bağlamında Optimizasyon.....95
2.1.1. Getiri ve Risk 95
2.1.1.1. Getiri Kavramı ve Getiri Oranı 96
2.1.1.2. Risk Kavramı 99
2.1.2. Portföy Teorisi ve Portföy Yönetimi 102
2.1.2.1. Klasik Portföy Teorisi.....103
2.1.2.2. Modern (Markowitz) Portföy Teorisi.....104
2.1.3. (Markowitz) Ortalama Varyans Teorisi.....106
2.1.3.1. Kovaryans, Korelasyon Katsayısı ve Varyans-Kovaryans Matrisi....109
2.1.3.2. Yatırımcı Risk-Getiri Kayıtsızlık (Farksızlık) Eğrileri.....112
2.1.3.3. Etkin Portföyler ve Etkin Sınır.....114
2.1.3.4. Risksiz Getiri ve Etkin Sınır 115
2.1.3.5. Optimal Portföy Seçimi 117
2.1.3.6. Markowitz Ortalama Varyans Teorisine Eleştiriler.....123
2.2. Elektrik Piyasasında Riskli/Risksiz Varlık Yaklaşımı ve Elektrik Üretici Türlerine Göre Portföy Optimizasyon Modellemesi.....125
2.2.1. Elektrik Piyasasında Riskli/Risksiz Varlıkların Oluşturulması 126
2.2.2. Elektrik Üretici Türlerine Göre Markowitz Ortalama-Varyans Modellerinin Oluşturulması 134
2.2.2.1. Standart Ortalama-Varyans Portföy Seçim Modeli 135
2.2.2.2. Yatırım Üst Sınırlı Ortalama Varyans Portföy Seçim Modeli.....138
2.2.2.3. Risksiz Yatırım Enstrümanı İçeren Ortalama-Varyans Portföy Seçim Modeli…. 140
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM 142
3. ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE OPTİMİZASYON UYGULAMASI.....142
3.1. Amaçlar.....143
3.2. Varsayımlar ve Sınırlar 144
3.3. Veri ve Yöntemler.....147

3.4. Hidrolik (Barajlı) Üreticileri Bağlamında Optimizasyon Çalışmaları ve Analizi.. 149
3.4.1. Hidrolik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu 150
3.4.2. Hidrolik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Üst Sınır Kısıtlı Portföy Optimizasyonu 153
3.4.3. Hidrolik Santraller İçin Bir Risksiz, 24 Riskli Varlıktan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu 156
3.5. Termik (Kömür) Üreticileri Bağlamında Optimizasyon Çalışmaları ve Analizi.. 158
3.5.1. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamı İçin Portföy Optimizasyonu 159
3.5.2. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Üst Sınır Kısıtlı Optimizasyon 161
3.5.3. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz 24 Riskli Varlıktan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu 164
3.6. Termik (Doğalgaz) Üreticileri Bağlamında Optimizasyon Çalışmaları ve Analizi 167
3.6.1. Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamı İçin Portföy Optimizasyonu 168
3.6.2. Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Üst Sınırlı Portföy Optimizasyonu 170
3.6.3. Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz 24 Riskli Varlıktan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu 173
3.7. Her Üç Santral Tipine de Sahip Elektrik Üreticileri Bağlamında Örnek Optimizasyon Çalışması ve Analizi 176
SONUÇ 179
KAYNAKÇA 188
EKLER 200

Ek-1 26/11/2009 tarih ve 27418 sayılı Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin Uzlaştırmaya İlişkin Maddeleri ve Formül Tablosunun Gözden Geçirilmiş Açıklaması.....200
Ek-2 a)Hidroelektrik Santraller İçin Varyans-Kovaryans Matrisi (24x24) 215
Ek-2 b)Termik (Kömür) Santraller İçin Varyans-Kovaryans Matrisi (24x24).....216
Ek-2 c)Termik (Doğalgaz) Santraller İçin Varyans-Kovaryans Matrisi (24x24).....217
ÖZET.....218
ABSTRACT.....220

KISALTMALAR DİZİNİ

$: Dollar (ABD Para Birimi)

€ : Euro (Avrupa Para Birimi)

A.Ş. : Anonim Şirketi

AB : Avrupa Birliği

ABD : Amerika Birleşik Devletleri

AT : Avusturya

ATSOI : Association of the Transmission System Operators of Ireland (İrlanda İletim Sistemi İşleticileri Birliği)

BA : Bosna-Hersek

BALTSO : Baltic Transmission System Operators (Baltık İletim Sistemi İşletmecileri)

BE : Belçika

BETTA : British Electricity Trading and Transmission Arrangements (İngiliz Elektrik Ticaret ve İletim Anlaşmaları)

BG : Bulgaristan

BOTAŞ : Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.

BST : CEGB'in toptan satış tarifesi

BYTM : Bölgesel Yük Tevzi Merkezi

CEGB : Central Electricity Generating Board (Merkezi Elektrik Üretim Kurulu)

CFD : Contracts for Differences (Farklar için Sözleşme)

CH : İsviçre

Cov : Covariance (Kovaryans)

CVaR : Conditional Value At Risk (Şartlı Riske Maruz Değer)

CY : Kıbrıs

CZ : Çek Cumhuriyeti

DE : Almanya

DGES : Director General of Electricity Supply (Elektrik Arz Genel Müdürlüğü)

DGKÇS : Doğalgaz Kombine Çevrim Santralı

DK : Danimarka

DSİ : Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü

DUY : Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği

E.ON : Alman Özel Sermayeli Enerji Şirketi

EC : European Commission (Avrupa Komisyonu)

ECSC : European Coal and Steel Community (Avrupa Kömür ve Çelik Birliği)

EDF : Electricité De France (Fransa Elektrik)

EE : Estonya

EEC : European Economic Community (Avrupa Ekonomik Birliği)

EİA : U.S. Energy Information Administration (Amerika Enerji Bilgi Yönetimi)

EL-EX : Electric Exchange (Elektrik Borsası)

ELSAM : Danimarka Elektrik Üretim Şirketlerinden Biri

EMO : Elektrik Mühendisleri Odası

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity (Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Avrupa Şebekesi)

EPAct : Energy Policy Act (Enerji Politikası kanunu)

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

ES : İspanya

ETKB : Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı

ETSO : European Transmission System Operators (Avrupa İletim Sistemi İşletmecileri)

EU : European Union (Avrupa Birliği)

EÜAŞ : Elektrik Üretim A.Ş.

EWGs : Exempt Wholsale Generators (Muaf Toptan Üreticiler)

FERC : Federal Energy Regulatory Commission (Federal Enerji Düzenleme Kurumu)

FI : Finlandiya

FPA : Federal Power Act (Federal Güç Kanunu)

FPC : Federal Power Commission (Federal Güç Kurulu)

FR : Fransa

G-20 : The Group of Twenty (Gelişmiş 20 ülkeler Grubu)

GB : İngiltere

GES : Güneş Elektrik Santralı

GMVP : Global Minimum Varyans Portföyü

GR : Yunanistan

GÜP : Gün öncesi üretim/tüketim programı

GW(e) : Giga Watt electric (Milyar Watt elektrik)

GWh : Giga Watt-hour (Milyar Watt-saat)

HES : Hidroelektrik Santralı

HHI : Herfindahl-Hirshman Index (Herfindahl-Hirshman Göstergesi)

HP : Hourse Power (Beygir Gücü)

HR : Hırvatistan

HU : Macaristan

Hz. : Hertz

IAEA : International Atomic energy Agency (Uluslar arası Atom Enerjisi Ajansı)

IE : İrlanda

IEA : International Energy Agency (Uluslar arası Enerji Ajansı)

IEEE : The Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)

IS : İzlanda

ISOs : Independent System Operators (Bağımsız Sistem İşletmecileri)

IT : İtalya

IVO : Imatran Vioma Oy (Finlandiya Isı ve Elektrik Üretim Şirketi)

İMKB : İstanbul Menkul Kıymetler Borsası

kcal	**:** Kilocalorie (kilo kalori)
kg	**:** Kilogramme (kilogram)
KGÜP	: Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
KİT	**:** Kamu İktisadi Teşebbüsü
KPTF	: Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı
krş	: Türk Kuruşu
LOLP	: Probability of Loss of Load (Yük Kaybı Olasılığı)
LPG	: Likit Petrol Gazı
LT	**:** Litvanya
LU	: Lüksemburg
LV	**:** Letonya
M.Ö.	: Milattan Önce
ME	**:** Montenegro
MK	**:** Makedonya
MOX	: Mixed Oxside Fuel (Okit Yakıt Karışımı)
Mtoe	: Million ton equivalent petrolium (Milyon ton eşdeğer petrol)
MW	**:** Mega Watt (Milyon Watt)
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
NETA	**:** New Electricity Trading Arrangements (Yeni Elektrik Ticaret Anlaşmaları)
NGC	: (Ulusal İletim Şirketi)
NI	: Kuzey İrlanda
NL	**:** Hollanda
NO	: Norveç
NORD POOL	: Nordic Countries Power Pool (Kuzey Ülkeleri Güç Havuzu)
NORDEL	: Association of TSOs from Norway, Finland, Denmark andSweden (Norveç, Finlandiya, Danimarka ve İsveç, İletim Sistemi İşletmecileri Birliği)
NPTF	: Nihai Piyasa Takas Fiyatı

OECD : Organization for Economic Co-operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Gelişme Örgütü)

OFFER : Office of Electricty Regulation (Elektrik Düzenleme Kurumu)

OFGEM : The Office of Gas and Electricity Markets (İngiltere Gaz ve Elektrik Piyasaları Dairesi)

OP : Optimum Portföy

OSOS : Otomatik Sayaç Okuma Sistemi

OTC : Over the Counter (Tegahüstü Piyasası)

ÖİB : Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

PL : Polonya

PMUM : Piyasa Mali Uzlaştırma

POAŞ : Petrol Ofisi A.Ş.

PPP : Power Pool Price (Güç Havuzu Fiyatı)

PT : Portekiz

PUCs : Public Utility Commissions (Yerel Kamu komisyonları)

PUHCA : Public Utility Holding Company Act (Yerel Kamu Holding Şirketleri Kanunu)

PURPA : Public Utility Regulatory Policies Act (Yerel Kamu Düzenleme Politikası Kanunu)

PVO : Finlandiya Elektrik Üretim Şirketlerinden Biri

PYS : Piyasa Yönetim Sistemi

QFs : Qualifiying facilities (PURPA kapsamında bir takım küçük bağımsız güç üreticileri (güneş, rüzgar, ko-jenerasyon, buhar ve diğer)

R.G. : Resmi Gazete

RES : Rüzgar Elektrik Santralı

RO : Romanya

RPI-X : Retail Prices Index (Perakende Fiyat Endeksi)

RTO : Regional Transmission Operators (Bölgesel İletim Sistemi İşleticileri)

SE : İsveç

SEC : Securities and Exchange (Menkul kıymetler ve Borsa)

SI : Slovenya

SMF : Sistem Marjinal Fiyatı

SMP : System Marjinal Price (Marjinal Sistem Fiyatı)

T.C. : Türkiye Cumhuriyeti

T.S. : Termik Santral

TAEK : Türkiye Atom Enerjisi Kurumu

TEAŞ : Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.

TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.

TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

TEK : Türkiye Elektrik Kurumu

TEP : Ton petrol eşdeğeri

TESEV : Türkiye Ekonomik ve Sosyal Etüdler Vakfı

TETAŞ : Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.

TKİ : Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu

TL : Türk Lirası

TMMOB : Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği

TPAO : Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Genel Müdürlüğü

TSO : Transmission System Operator (İletim Sistemi İşleticisi)

TSPAKB : Türkiye Sermaye Piyasası Aracı Kuruluşları Birliği

TUİK : Türkiye İstatistik Kurumu

TÜPRAŞ : Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş.

TVS : Finlandiya İletim Şirketi

TWh : Terra Watt-hour (Trilyon Watt-saat)

UA-W : Batı Ukrayna

UCTE : Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (Elektrik İletim Koordinasyonu Birliği)

UKTSOA : UK Transmission System Operators Association (Birleşik Krallık İletim Sistemi İşletmecileri Birliği)

UNFCCC **:** United Nations Framework Convention on Climate Change (Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Konvansiyonu)

USD : United States Dollar (Amerikan Doları)

VaR : Value At Risk (Riske Maruz Değer)

vb. **:** Ve benzeri

VOLL : Value of Loss of Load (Yük Kaybı Maliyeti)

WNA : World Nuclear Association (Dünya Nükleer Birliği)

YAL : Yük Alma

YAT : Yük Atma

Yİ **:** Yap-İşlet

YİD **:** Yap-İşlet-Devret

YPK : Yüksek Planlama Kurulu

TABLO ve ŞEKİL DİZİNİ

Tablo 1: Referans Senaryoda Yakıt Tipine Göre Birincil Enerji Talebi 9
Tablo 2: 22.03.2010 Tarihli Elspot Yerel ve Sistem Fiyatları (€/MWh) 37
Tablo 3: İskandinav Elektriği Temel Göstergeleri 42
Tablo 4: 1999–2008 Yılları arası Türkiye Puant Güç ve Enerji Talebi 62
Tablo 5: Talep Tahmini (Yüksek Talep) 63
Tablo 6: Talep Tahmini (Düşük Talep) 63
Tablo 7: KPTF'nin belirlenmesi için örnek veri seti 84
Tablo 8: (01/11/2009) tarihli TEİAŞ PMUM Günlük Üretim Raporu 89
Tablo 9: Beş Güne Ait Korelasyon Tablosu 129
Tablo 10: EÜAŞ Ocak-Aralık 2009 Dönemi Santral Türlerine Göre Ortalama Elektrik Üretim Maliyetleri 148
Tablo 11: Hidrolik Santraller Riskli Varlıklar Tanım Tablosu 150
Tablo 12: Hidrolik Santrallerde Yıllık Öngörülen Kapasite Kullanım Oranına Göre Saatlik Elektrik Satışı Üst Sınırları (%) 153
Tablo 13: Kömür Yakıtlı Termik Santraller İçin Riskli Varlıklar Tanım Tablosu 158
Tablo 14: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yıllık Öngörülen Piyasa Katılım Oranına Göre Saatlik Elektrik Satışı Üst Sınırları (%) 162
Tablo 15: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santraller İçin Riskli Varlıklar Tanım Tablosu 167
Tablo 16: Üç Santral Tipine de Sahip Elektrik Üreticisi İçin Enerji Satışı Portföy Optimizasyonu 178
Tablo 17: Standart Markowitz Ortalama Varyans Yaklaşımı Elektrik Piyasasında Portföy Optimizasyon Sonuçları 183
Tablo 18: Üst Sınır Kısıtlı Markowitz Ortalama Varyans Yaklaşımı ile Elektrik Piyasasında Portföy Optimizasyon Sonuçları 184
Tablo 19: İkili Anlaşma (Risksiz) Alternatifi İçeren Yatırım Ortamında Elektrik Piyasasında Protföy Optimizasyon Sonuçları 185

Şekil 1: Elektrik Üretimi Buhar Döngüsü 7
Şekil 2: 2009 Yılı Ülkelerin Elektrik Üretimlerinde Nükleeri Payı 11
Şekil 3: Türkiye –EÜAŞ Kurulu Güç Gelişimi (MW) 13
Şekil 4: ENTSO-E Sistemine dahil olan tüm Avrupa ülkeleri 17
Şekil 5: İngiltere Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Bölgelere Göre Dağılımı 23
Şekil 6: İngiltere 2006-2010 yılları arası Spot elektrik fiyatı değişimi 28
Şekil 7: İskandinav Elektrik Piyasası oluşumu özet 34
Şekil 8: İskandinav Güç Piyasası 35
Şekil 9: Elspot 2000-2010 Aylık Ortalama Sistem Fiyatları (€ /MWh) 41
Şekil 10: İskandinav Piyasası 2008 Yılı Üretim Miktarları 42
Şekil 11: ABD 1997-2008 Yılları Arası Enerji Üretim Değerleri 43
Şekil 12: ABD 2008 Yılı Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı 44
Şekil 13: ABD Elektrik Sektörü Şirketlerinin Dağılımı (2007) 45
Şekil 14: Amerikan Elektrik Piyasaları 52
Şekil 15: Amerikan Sistem İşletmecileri 53
Şekil 16: Elektrik Santrallerinin Toplam Kurulu Gücü, Brüt Üretimi, Net Elektrik Tüketimi, 1975–2006 56
Şekil 17: Avrupa Piyasa Modeli/Gelişmiş Çoklu Piyasa Modeli 69
Şekil 18: Frekans-Güç İlişkisi 72
Şekil 19: Gün Öncesi Planlama Süreci 78
Şekil 20: Gün Öncesi Piyasa Süreci 81
Şekil 21: KPTF'nin belirlenmesi için örnek uygulama 84
Şekil 22: Dengeleme Güç Piyasası Yedek Kapasite ve Frekans Kontrolü 86
Şekil 23: Dengeleme Güç Piyasa Süreci 90
Şekil 24: Bir X Yatırım Aracının Beklenen Getirisinin Olasılıksal Dağılımı 99
Şekil 25: Risk Ağacı 101
Şekil 26: Toplam Risk ve Portföy çeşitlendirmesi 102
Şekil 27: Portföy Varlıklarının Çeşitlendirilmesi 104
Şekil 28: Korelasyon katsayısının iki varlıklı portföyde etkisi 110
Şekil 29: Kayıtsızlık (Farksızlık) Eğrileri 112

Şekil 30: Yatırımcı Fayda Fonksiyonları 113
Şekil 31: Etkin Sınır 114
Şekil 32: Risksiz Varlık İçeren Portföy Risk-Getiri Grafiği 116
Şekil 33: Ağustos-2006, Aralık 2009 Tarihleri Arasında Oluşan SMF'larının Dağılımı 127
Şekil 34: Ağustos 2006-Aralık 2009 Tarihleri Arası Beş Farklı Tarihe Ait Günlük Tüketim Eğrisi 128
Şekil 35: Temmuz 2007 Ayına Ait 24 Saatlik SMF Tapografik Haritası 130
Şekil 36: Portföy Optimizasyonu Sonuç Grafiği 137
Şekil 37: Ağustos 2006- Aralık 2009 Günlük Ortalama SMF'ları 146
Şekil 38: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık için Portföy Optimizasyonu 151
Şekil 39: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık için Portföy Optimizasyonu, OP Ağırlık Oranları 152
Şekil 40: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık için Portföy Optimizasyonu, GMVP Ağırlık Oranları 152
Şekil 41: Hidrolik Santrallerde Yatırım Üst Sınırlı Portföy Optimizasyonu 154
Şekil 42: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık % 12,63 Üst Sınırlamalı Portföy Optimizasyonunda OP Ağırlık Oranları 155
Şekil 43: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık % 12,63 Üst Sınırlamalı Portföy Optimizasyonunda GMVP Ağırlık Oranları 155
Şekil 44: Hidrolik Santrallerde Bir Risksiz 24 Riskli Varlık İçin Portföy Optimizasyonu 157
Şekil 45: Hidrolik Santrallerde Bir Risksiz Varlık 24 Riskli Varlık Portföy Optimizasyonunda OP Ağırlık Oranları 157
Şekil 46: Kömür Yakıtlı Termik Santraller İçin 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu 160
Şekil 47: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında OP Noktasının Ağırlık Oranları 160
Şekil 48: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında GMVP Noktasının Ağırlık Oranları 161

Şekil 49: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yatırım Üst Kısıtlı Portföy Optimizasyonu 163
Şekil 50: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda Optimum Portföy Ağırlık Oranları.....163
Şekil 51: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda GMVP Ağırlık Oranları.....164
Şekil 52: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde % 10 Getiri Oranlı Bir Risksiz Varlık ve 24 Riskli Varlık Ortamında Portföy Optimizasyonu 165
Şekil 53: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz Varlık 24 Riskli Varlık Ortamında OP Ağırlık Oranları 166
Şekil 54: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santraller için 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu 169
Şekil 55: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında OP Noktasının Ağırlık Oranları 169
Şekil 56: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında GMVP Noktasının Ağırlık Oranları 170
Şekil 57: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yatırım Üst Kısıtlı Portföy Optimizasyonu 172
Şekil 58: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda Optimum Portföy Ağırlık Oranları.....172
Şekil 59: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda GMVP Ağırlık Oranları.....173
Şekil 60: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde % 5 Getiri Oranlı Bir Risksiz Varlık ve 24 Riskli Varlık Ortamında Portföy Optimizasyonu 174
Şekil 61: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz Varlık 24 Riskli Varlık Ortamında OP Ağırlık Oranları 175

GİRİŞ

Harry M. Markowitz birçok bilim adamına göre 1952 yılında yazdığı "*Portfolio Selection*" makalesi ile portföy yönetimi yaklaşımlarına yeni bir boyut kazandırmış ve Modern Portföy Teorisi'nin temelini atmıştır. Çok yıllar sonra, 1990 yılında, yaptığı bu çalışma kapsamında Merton H. Miller, William F. Sharpe ile birlikte Nobel Ekonomi ödülünü kazanmıştır.

Klasik portföy yaklaşımında birbiri ile ilişkisi olmayan, farklı endüstrilerde yer alan hisse senetlerine veya farklı vade yapılarına sahip tahvil veya bonolara, dövize, altına yatırım yaparak yani portföy sepetini en az 15-20 menkul kıymetten oluşturarak sistematik olmayan riskten kurtulabilineceği, diğer bir değişle tüm yumurtaları aynı sepete koymamak gerektiği yaklaşımı esas alınmaktaydı. Bu yaklaşımda varlıkların birbiri ile hareket edebilme (korelasyon) yönü net bir şekilde dikkate alınmamaktaydı. Markowitz portföy oluşturma yaklaşımına farklı bir gözle bakarak risk ve getiri kavramlarını beraber ele almış ve riski ölçülebilir bir büyüklük haline getirmeyi başarmıştır. Bu sayede yatırımcının yatırımlarını yaparken sadece risk-getiri çerçevesi içinde bakacağı, beklenen getirilerin normal dağılım gösterdiği ve ortalama beklenen getiriye göre ortaya çıkan standart sapmanın risk olarak kabul edilmesi gibi temel varsayımlar ile portföy optimizasyonu alanında yeni bir çıkış yakalamış oldu.

1952 yılından bu yana Markowitz'in açtığı bu yolda birçok bilim adamı birçok çalışma yaparak farklı modeller ve kuramlar geliştirmeyi başarmıştır. Modele yapılan bir çok eleştiri bulunmakla birlikte, bilim adamlarına portföy optimizasyonu açısından bu eleştirileri giderebilecek bir çok farklı model oluşturma şansıda bu sayede ortaya çıkmıştır. Daha önceleri hesaplama zorlukları nedeniyle büyük varyans-kovaryans ve optimizasyon hesaplamaları çok vakit alırken mevcut teknolojik alt yapı nedeniyle daha da kullanılabilir bir hal almıştır. Finans sektöründe kendine geniş bir uygulama alanı bulan bu yaklaşım artık farklı sektörlere de uygulanabilme kolaylığı sağlayabilmektedir.

Bu finans dışı alanlardan biri olan ve dünyada yeni yeni kendini göstermeye başlayan, elektrik piyasası yaklaşımı altında, elektrik üreticilerinin, üretimlerinin ne kadarını hangi spot piyasada, ne kadarını ikili anlaşmalarla satabileceği ve buna yönelik elektrik satış portföyün Türk elektrik piyasası ortamında Markowitz Ortalama Varyans Modeli yaklaşımı ile modellenmesi ve çözülmesi bu tezin konusunu oluşturmaktadır.

Tezin birinci bölümünde, enerji piyasaları içinde elektrik ve elektrik piyasası kavramlarının önemi irdelenmiş, Dünyada ve Türkiye'deki mevcut elektrik piyasası uygulamaları değerlendirilmiştir. Türkiye'de serbest elektrik piyasası yapısının tarihsel gelişimi ve mevcut elektrik piyasasının işleyişi, dengeleme ve uzlaştırma süreçleri ortaya konmuştur. Tezin ikinci bölümünde, Portföy Teorisi ve Markowitz Ortalama Varyans Teorisi yaklaşımları ve kavramları (varyans, kovaryans, etkin sınır, optimum portföy) anlatılmış, elektrik piyasasına Markowitz yaklaşımının uygulanabilmesi için riskli, risksiz varlık tanımlamaları yapılarak, portföy optimizasyonu için üç farklı matematiksel model ortaya konmuştur. Tezin üçüncü bölümü uygulama kısmında, üç farklı elektrik üretim teknolojisi (Hidroelektrik, Kömür Yakıtlı Termik, Doğalgaz Yakıtlı Termik santraller) için gerçek ortalama elektrik üretim maliyetleri kullanılarak elektrik satışına yönelik bir önceki bölümde belirlenmiş üç farklı matematiksel model ayrı ayrı çözülmüştür. Ağustos 2006, Aralık 2009 yılları arasında Türkiye elektrik piyasasında oluşmuş saatlik sistem marjinal fiyatları (SMF) kullanılarak elektrik piyasasına Markowitz Ortalama Varyans Modellemesi yapılmış, portföy optimizasyonu ve optimum portföy ağırlıklarına yönelik somut uygulanma sonuçları elde edilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

1. ENERJİ PİYASASI İÇİNDE ELEKTRİĞİN ÖNEMİ VE DİNAMİKLERİ

1.1. Türkiye'de Enerji Piyasaları Genel Bakış

Bilindiği üzere piyasa kavramı geçmişi çok eskiye dayanan bir ifadedir. İktisadilik prensibi gereği, insan ihtiyaçları sonsuz buna karşılık ihtiyaçların karşılanmasında kullanılabilecek kaynaklar sınırlıdır. İnsanlar bu ihtiyaçları doğadan sonsuz bir şekilde karşılayamayacakları için belli ortamlarda bir araya gelerek karşılığında bir şey verme kaydıyla bu ihtiyaçlarını giderebilmektedirler. Zaten iktisadilik prensibinin bir diğer önemli vurgusu da "her nimet bir külfet karşılığıdır"[1]. Tüm bu değerlendirmelerden sonra piyasa; Bir mal veya hizmetin, alıcı ve satıcılarının bir araya gelerek para veya mal karşılığında mal ve hizmet dolaşımını gerçekleştirdikleri yerdir diye tanımlanabilir. İktisadi açıdan ise piyasa kavramı gerçek ve mali piyasa olarak ikiye ayrılmaktadır.

Enerji Piyasası dendiğinde adı üstünde enerji ürünlerinin ve/veya türevlerinin veya enerji üretimi için doğrudan kullanılabilecek ürünlerin alım satımının yapılması anlamına gelmektedir. Türkiye'de Enerji Piyasası denildiğinde ise EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu) ve dört farklı piyasa oluşumu karşımıza çıkmaktadır. İlk olarak "4628 sayılı yasa ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuş, daha sonra 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu adını almıştır. Kuruma, 5015 Sayılı Petrol Piyasası Kanunu ile petrol piyasasını, 5307 Sayılı

[1] M. Tamer MÜFTÜOĞLU, **İşletme İktisadı**, Ankara, Turhan Kitabevi, 5.Baskı, 2005, s.4.

Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ile de sıvılaştırılmış petrol gazları piyasasını düzenleme ve denetleme görevleri verilmiştir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu 19.11.2001 tarihinde görevine başlamıştır."[2]. Bu kanunların kendine verdiği yetki ile EPDK'nın temel amacı; "elektriğin, doğal gazın, petrolün ve LPG'nin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir enerji piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır."[3]. Tüm bunlardan da anlaşılacağı üzere Türkiye'de mevcut dört enerji piyasası yer almaktadır; Elektrik, Doğal Gaz, Petrol ve LPG.

EPDK amaçları doğrultusunda bu dört piyasaya yönelik kanunla kendine verilen görevleri yerine getirmekte, tebliğler ve yönetmelikler oluşturarak uygulamakta ve uygulatmaktadır. İlgili piyasalara yönelik tüm lisans işlemleri de EPDK tarafından onaylanmaktadır. Yine kanunun kendine verdiği yetkilere dayanarak gerektiğinde piyasalara müdahale ederek belirli süreler için piyasalarda fiyat ta belirleyebilmektedir. Bu durumun yaşandığı en güncel örneklerden biri ise EPDK nın 25/06/2009 tarih ve 2145/1 sayılı kararı[4] ile 27/06/2009 tarihinde akaryakıt piyasasına müdahale ederek iki ay boyunca piyasa tavan fiyatlarını belirleyeceğini açıklamasıdır. Müdahaleden sonra EPDK kendi resmi sitesinde akaryakıt firmalarının günlük uygulayacakları tavan fiyatları her gün ilan ederek duyurmaya başlamıştır.

Enerji Piyasası kavramının tam anlamıyla yerine oturması ve piyasa dinamiklerinin etkin çalışması için piyasa oyuncularının, belli kurallar çerçevesinde, fiyatları devlet müdahalesinden uzak kendi iç mekanizmasında karşılıklı olarak belirlemeleri gerekmektedir. Sonuç olarak bu durum beraberinde özelleştirme hareketini getirmektedir. Enerji sektörünün yapı taşları olan TÜPRAŞ, BOTAŞ, POAŞ, EÜAŞ,

[2] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), http://www.epdk.org.tr/, (Erişim Aralık 2009).

[3] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), http://www.epdk.org.tr/, (Erişim Aralık 2009).

[4] T.C. Resmi Gazete, **27/06/2009 tarih ve 27271 sayı**, s. 5331/1-1.

TEDAŞ, TEİAŞ, TETAŞ, TKİ vb. birçok kurum ya özelleşmiş durumda yada bu konuda hazırlık yapılmaktadır. 2010 yılı Mayıs ayı itibari ile devletin elindeki en büyük enerji KİT'i EÜAŞ (Elektrik Üretim A.Ş.) dır.

1.2. Elektrik ve Elektrik Piyasası

Elektrik Piyasası kavramını daha sağlam temellere oturtmak için bir miktar ürünün kendisine, yani elektrik enerjisine, genel olarak enerji kavramına, dünya piyasa uygulamalarına, Türkiye'deki Piyasa yapısına, piyasa işleyişine, fiyatlandırma ve stratejilere odaklanmakta fayda vardır.

İnsanlar elektriğin ne anlama geldiğini bilmeden çok uzun zamanlar önce bile elektrik balığının verdiği şokun farkındaydılar. M.Ö. 2750 yılında Antik Mısırda elektrikli kedibalığına "Malapterurus Electricus", "Nil'in şimşekçisi" balıkların koruyucusu sıfatıyla saygı duyulmaktaydı. 2000-2500 yıl sonra Romalı, Yunanlı ve sonrasında Arap doğa bilimcileri, fizikçileri ve şairleri Kedi Balığından ve Akdeniz torpilinden açığa çıkan muazzam ve bayıltıcı enerji üzerine oldukça kafa yordular.[5] Temel olarak ise Antik Yunanda kehribarın sürtünme ile diğer nesneleri çektiği gözlemlenmiş ve bu güce elektrik denilmiş tam adı ile "kehribardan sürtünme ile üretilen" anlamına gelmektedir. Elektriğin asıl gelişimi ise 1700'lerden sonra ortaya çıkmıştır; 1729'da Stephen Gray elektriğin iletilebildiğini keşfetmiş, 1745'te George Von Kleist elektriğin bir cam kavanoz (kondansatör) içinde depolanabileceğini tespit etmiştir. 1747'de Benjamin Franklin havadaki statik yükleri ve elektrik akışının varlığını tespit etmiştir. 1799'da Büyük Biritanya Kraliyet Enstitüsü kurulmuş ve elektriğin ve manyetiğin keşfi konularında önemli katkılar sağlamıştır. Aynı yıl Alessandro Volta elektriğin farklı metallerin tuz çözeltisi içine konulması ile yaratılabileceğini yani ilk bataryayı keşfetmiştir. 1820'de Hans Christian Oersted akımın manyetik alan etkisini keşfetmiş ve birkaç hafta sonra Marie Ampere bir bakır kablonun içinden akım

[5] Peter MOLLER, **Review: Elektric Fish**, *BioScience*, Vol. 41, No. 11 (Dec, 1991), s.794-796.

geçtiğinde manyetik alan ürettiğini keşfetti. Zaten hali hazırda elektrik akımının birimi de ampere (A) dır. 1827'de Joseph Henry bir dizi elektromanyetik deney serisi başlatmış ve elektriksel indüklenmeyi keşfetmiş ve ayrıca ilk elektrik motorunu yapmıştır. Aynı yıl Georg Simon Ohm akım, potansiyel ve devre direnci arasındaki ilişkiyi ortaya koyan meşhur Ohm yasasını keşfetmiştir. 1831'de Michael Faraday Elektromanyetik İndüksiyonu keşfetmiş ve elektrik akımı üretmek için manyetik alanın değişmesi gerektiğini ortaya koymuştur.[6]

Enerji yoktan var edilemez ve varken de yok edilemez, sadece formu değişir ve korunur. Elektrik enerjinin bu formlardan biridir, yıllar boyu süren elektrik üzerine bu ve benzeri çalışmaların faydasını insanoğlu şu anda oldukça hissetmekte ve elektrik artık hayatın vazgeçilmez bir parçası olmuş durumdadır. Elektrik üretmek içinde bu enerji dönüşüm formlarından bazıları kullanılmaktadır. En geniş ve yaygın olanı birincil enerji kaynakları (Doğalgaz, Kömür, Su, Nükleer Yakıtlar, Petrol Ürünleri vb.) sayesinde elde edilen mekanik enerjinin jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine dönüştürülmesi ve yine tersinir yöntemle aynı enerjinin kullanılmasından ibarettir.

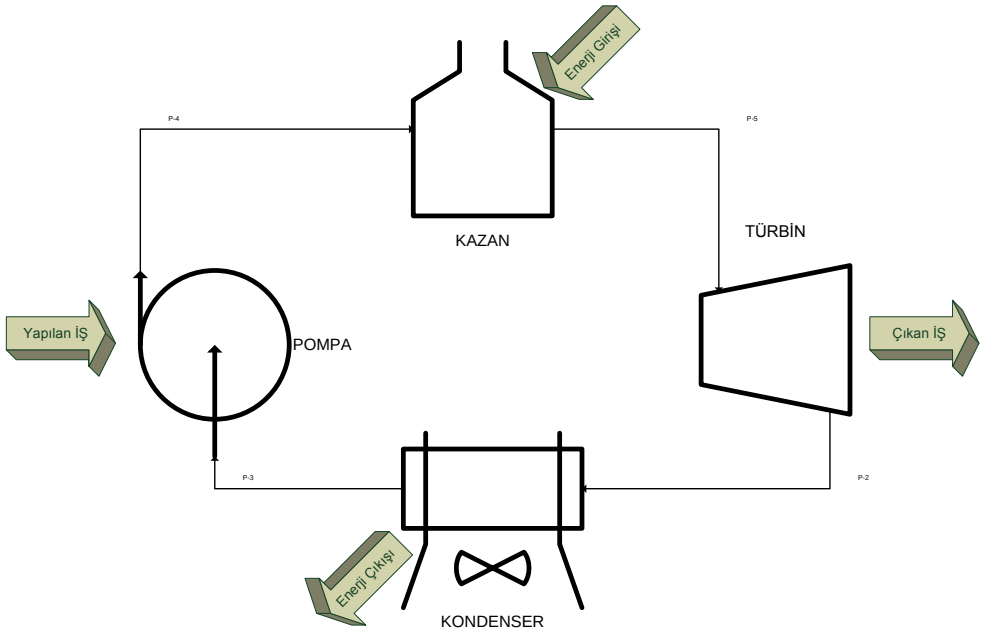
Elektrik üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarını ise şöyle sıralayabiliriz;

- Fosil Yakıtlar
- Nükleer Yakıtlar
- Yenilenebilir Enerji kaynakları

Fosil Yakıtlardan Elektrik Üretimi; Temel olarak Kömür, Petrol & Türevleri ve Doğalgazdan oluşmaktadır. Temel üretim felsefesi olarak bu birincil enerji kaynakları yakma işlemi için uygun forma (basınç, sıcaklık, boyut vb.) getirildikten sonra elektrik üretim santrallerinin kazan adı verilen bölümünde yakılarak ısı enerjisi açığa

[6] The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), **History of IEEE**, http://www.ieee.org/web/aboutus/history_center/early_history_electricity.html, (Erişim Aralık 2009).

çıkarmaktadır. Açığa çıkan bu ısı enerjisi kazan içinde, genellikle su olan, akışkana aktarılmakta ve kızgın buhar elde edilmektedir. Kızgın buhar borular vasıtasıyla sahip olduğu ısı ve basınç karakteristiğine göre Yüksek Basınç, Orta Basınç ve Alçak Basınç olarak adlandırılan Türbinlere gönderilmekte ve türbin kanatlarına çarparak dönmesine sebep olmaktadır. Türbinler dönerken aynı şaft üzerinde bulunan jeneratörü de döndürmekte ve Faraday Yasası gereği Manyetik alanda halkanın döndürülmesi sonucu halkadan akım geçmesi sağlanmaktadır. Genelde şebeke frekansları 50 Hz.[7] olduğu için türbinler 3000 dev/dk ile dönmektedirler. Jeneratörde üretilen elektrik ilk etapta trafo denilen ve elektrik akımının voltajını ayarlayan tesise gönderilmekte ve buradan şebekeye verilmektedir. Türbinde iş yapıp elektrik üretilmesine neden olan buharın türbin çıkışında basıncı ve sıcaklığı düşmekte ve çürük buhar olmaktadır. Bu buhar kondanseye (yoğuşturucuya) giderek soğutulmakta ve bir pompa vasıtasıyla tekrar kazana basılmakta olup döngü bu şekilde devam etmektedir. Aşağıda yer alan Şekil 1'de bu döngü kısaca özetlenmektedir.



Şekil 1: Elektrik Üretimi Buhar Döngüsü

[7] Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(**TEİAŞ)** , http://www.teias.gov.tr/yonetmelikler/elektriksebeke.htm, (Erişim Aralık 2009).

Bu ve benzeri tesislerde temel unsur elektrik üretirken, sürekliliğin, güvenliğin ve verimin ön planda tutulmasıdır. Net iş çıktısına dönüştürmek için verilen ısı enerjisinin ne oranda dönüştürülebildiğini gösteren oran ısı makinesinin performansının bir ölçüsüdür ve termal verim olarak adlandırılır.[8]

Birincil enerji kaynağı olarak kömür yerine doğalgaz kullanıldığında kazan tipi ve döngü yapısı bazı değişiklikler arz etmektedir. Kombine çevrim doğalgaz teknolojisi sayesinde, doğalgaz yakılarak gaz türbinini döndürülmekte ve atık olarak çıkan sıcak egzoz ise ikinci bir çevrime girerek suyu buharlaştırmakta ve buhar türbini yardımı ile tekrar elektrik üretilmektedir. DGKÇS (Doğal Gaz kombine Çevrim Santrali), kısa inşaat süreleri, düşük yatırım maliyeti, verimli çalışma, düşük çevresel etki, kolay ulaşım olanakları nedeniyle yoğun bir ilgi görmektedir. Bu santraller kullandıkları yakıtı enerjiye dönüştürmede % 55–60 arası verim değerlerine ulaşırken geleneksel kömür santrallerinde bu değer % 35–40 ta kalmaktadır.[9]

Uluslar arası Enerji Ajansının (IEA) 2008 raporunda referans alınan senaryoya göre, 2006–2030 yılları arasında dünyanın birincil enerji kaynaklarına talebi yıllık olarak % 1,6 artacak. 11730 Mtoe den 17010 Mtoe % 45'lik bir artış gösterecek. 2030 yılındaki birincil enerji sepeti içinde fosil yakıtların oranı yaklaşık % 80 olacak. Bu yükseliş içinde petrol, ağırlığını koruyacak olmasına rağmen özellikle kömüre olan talep diğer yakıt türlerine göre çok daha fazla artacak.[10] 2007 yılında ülkemizin toplam birincil enerji tüketimi ise 106 milyon Ton Petrol Eşdeğeri (TEP) olarak gerçekleşmiştir. Enerji tüketiminde kömür % 8 gibi önemli bir paya sahiptir.[11]

---

[8] Yunus ÇENGEL, **Thermodynamics An Engineering Approach**, McGraw-Hill, Second Edition, 1994, s.244.
[9] Prof. Dr. Fikret KESKİNEL, **Türkiyede Elektrik Üretimi ve Doğalgaz Kombine Çevrim Santralleri**, TMMOB İstanbul Bülteni, sayı 87, s.5.
[10] OECD/IEA, **World Energy Outlook**, 2008, s.38.
[11] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (**ETKB**), http://www.enerji.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).

Tablo 1: Referans Senaryoda Yakıt Tipine Göre Birincil Enerji Talebi

Tür\Yıl	1980	2000	2006	2015	2030	2006-2030
Kömür	1788	2295	3053	4023	4908	2,0%
Petrol	3107	3649	4029	4525	5109	1,0%
Gaz	1235	2088	2407	2903	3670	1,8%
Nükleer	186	675	728	817	901	0,9%
Hidrolik	148	225	261	321	414	1,9%
Biokütle ve atık	748	1045	1186	1375	1662	1,4%
Diğer Yenilenebilir	12	55	66	158	350	7,2%
Toplam	7223	10034	11730	14121	17014	1,6%

*Kaynak: OECD/IEA, **World Energy Outlook**, 2008, s.78.*

Ülkemiz AB ve diğer dünya ülkelerine göre farklı bir kömür yapısı sergilemektedir. Özellikle kalorisi düşük linyit (1000–5000 kcal/kg) sınıfına giren kömür çeşitliliğine sahiptir. Linyit havzalarının başlıcaları; Kahramanmaraş'ta Afşin-Elbistan, Kütahya'da Seyitömer ve Tunçbilek, Bursa'da Orhaneli, Manisa'da Soma, Muğla'da Yatağan ve Gökova dır.[12] Özellikle Afşin-Elbistan bölgesi linyit açısından çok zengin ve Türkiye rezervinin yaklaşık yarısına sahiptir. Halihazırda 1355 MW ve 1440 MW gücünde iki büyük santrale (Afşin-Elbistan A&B) sahip olmasına rağmen yine benzer güçlerde aynı sahaya iki veya daha fazla santral yapımı gündemde bulunmaktadır. Bu bölgenin toplam kurulu güç kapasitesi 6800–10000 MW olarak tahmin edilmektedir.

Tüm bunlarla birlikte Tablo 1'de görüleceği üzere dünyanın petrole ve doğalgaza olan talebi de artmaya devam edecektir. 2030 yılına kadar birincil enerji kaynağı olarak doğalgaz yıllık talebi % 1,8 aratacak bununla birlikte enerji sektöründe elektrik üretimi için bu talep yıllık % 2,4 artması öngörülmektedir. [13] Bunun başlıca nedenleri doğalgaz arzının bulunan yeni kaynaklarla sürekli artması ve kömüre göre yanma sonucunda daha düşük sülfür dioksit, nitrojen oksitler, karbon monoksit ve karbon dioksit çıkışı olmasından dolayı daha temiz bir birincil enerji kaynağı olarak görülmesinden

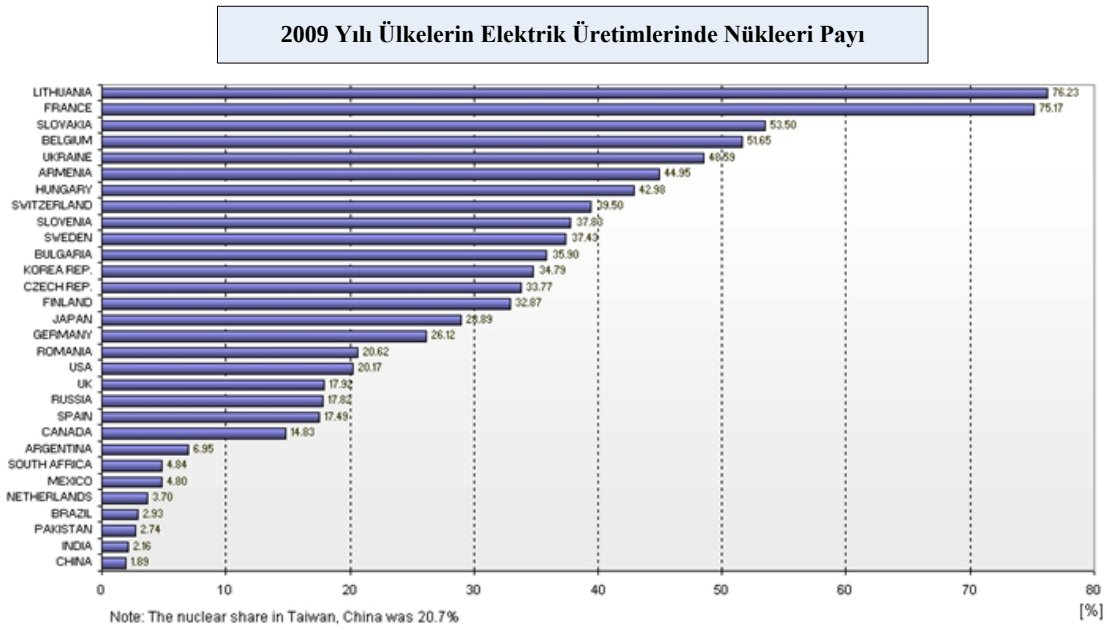
[12] Elektrik Üretim A.Ş.(**EÜAŞ**), http://www.euas.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).
[13] OECD/IEA, **World Energy Outlook**, 2008, s.113.

kaynaklanmaktadır. Örneğin aynı miktarda enerji üretmek için faydalanılan doğalgaz kömür göre %44, petrole göre %29 daha az karbon dioksit emisyonuna sebep olmaktadır.[14] Türkiye henüz kendi ihtiyaçlarını karşılayacak ölçüde ne petrol nede doğalgaz üretebilmektedir. 2008 yılında; toplam 2,2 milyon ton petrol ve 1014 milyon m^3 doğal gaz üretilmiş olup tüketim değerlerimiz bu rakamların çok üzerinde bulunmaktadır.[15] Türkiye özellikle petrol ve doğalgaz da dışarıya bağımlı olup bu bağımlılık bütçe açığı içinde önemli bir paya sahip olmaktadır. Bunlara rağmen son yıllarda gerçekleştirilen ve öngörülen boru hattı projeleri ile birlikte Türkiye enerji alanında önemli bir koridor vazifesi görmektedir.

Nükleer Enerji ile Elektrik Üretimi; Temelde fosil yakıtlı elektrik üretim tesisleri ile aynı şekilde çalışmasına karşılık en büyük farklılık kazan yerine reaktör kalbi diye adlandırılan bir yapıya sahip olmasından kaynaklanır. Nükleer santraller enerji üretirken nükleer reaksiyonlardan faydalanırlar. Reaktörün kalbinde nükleer yakıt (Uranyum, Plütonyum, Toryum vb.) ve yardımcı diğer unsurlar yer almaktadır. Nükleer santrallerde, nükleer reaksiyonlar sonucu ortaya çıkan radyoaktif parçacıkların çevreye yayılmasını önleyerek enerji üretmek temel prensiptir. Temel olarak iki reaksiyon çeşidinden yararlanılmaktadır; Fisyon (Bölünme), Füzyon (birleşme). Nükleer reaktörlerde elementin en küçük yapı taşı olan atomlar parçalanarak zincirleme bir reaksiyon oluşması sağlanmakta ve ortaya çıkan muazzam ısı enerjisi de nükleer yakıttan onu soğutmada kullanılan akışkana aktarılmaktadır. Tasarım ve kullanım amacına göre birçok reaktör çeşidi mevcut olmakla birlikte, dünyada çalışan 400'ün üzerindeki reaktörün yarısından fazlası basınçlı su (su soğutuculu) reaktörleridir.[16] Nisan 2010 itibari ile dünyada 438 reaktör faaliyet göstermekte olup toplam kurulu güç 372,006 GW(e) tir ve 57 reaktörde halen inşa halindedir.[17]

---

[14] http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp#greenhouse, (Erişim Aralık 2009).
[15] Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Genel Müdürlüğü (TPAO), **2008 yılı Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu,** 2008
[16] World Nuclear Association (**WNA**), http://www.world-nuclear.org/info/inf32.html, (Erişim Aralık 2009).
[17] International Atomic energy Agency (**IAEA**), http://www.iaea.org/programmes/a2/, (Erişim Aralık 2009).



Şekil 2: 2009 Yılı Ülkelerin Elektrik Üretimlerinde Nükleeri Payı[18]

En çok reaktör 104 adetle Amerika Birleşik Devletlerinde bulunmakta olup ondan sonra ikinci sırada Fransa gelmektedir. Şekil 2'de görüldüğü üzere Fransa elektrik üretiminin yaklaşık % 75 ini nükleer enerjiden karşılamakta ve dünyada ikinci sıradadır. ABD ise elektrik üretiminin yaklaşık % 20 sini nükleer enerjiden karşılamaktadır. Dünya elektrik üretiminin ise 2006 yılı için yaklaşık % 16 i nükleerden karşılanmaktadır 2030 yılına kadar bu oranın % 13 e düşmesi beklenmektedir.[19] Ülkemizde 1956 yılında 6821 sayılı yasa ile kurulan Atom Enerjisi Komisyonu Genel Sekreterliği ile nükleer çalışmalar konusunda ilk adım erkenden atılmış olmasına ve aradan geçen 53 yıla rağmen henüz ticari bir nükleer reaktör bulunmamaktadır.[20]

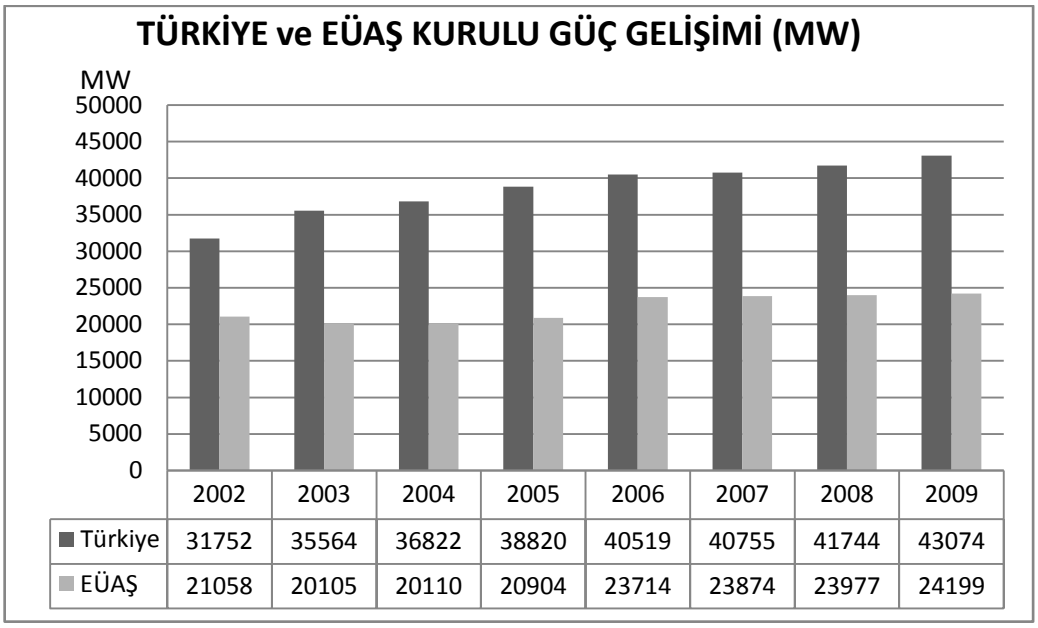
[18] International Atomic energy Agency (**IAEA**), http://www.iaea.org/programmes/a2/, (Erişim Mayıs 2010).
[19] OECD/IEA, **World Energy Outlook**, 2008, s. 84
[20] Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (**TAEK**), http://www.taek.gov.tr/ustmenu/tarihce.html, (Erişim 2009)

Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Üretimi; Bu yelpaze içinde karşımıza birçok alternatif çıkmaktadır. En bilineni hidroelektrik santralleri, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, dalga enerjisi ve biokütledir. Bu alanda özellikle hidroelektrik potansiyeli öncelikli olarak değerlendirilmekte olup diğer unsurlarda da ülkeden ülkeye fark göstermekle birlikte önemli bir artış bulunmaktadır. Kyoto Protokolü Aralık 1997'de Japonya'nın Kyoto kentinde imzalanması ile birlikte küresel ısınmaya karşı sera gazı emisyonlarının azaltılmasını hedeflemektedir.[21] Bu protokolün devreye girmesiyle birlikte ülkelerin yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgisinde daha da artış bulunmaktadır. Bununla birlikte Kopenhag'ta 7-18 Aralık 2009 tarihlerinde yapılan iklim zirvesinde aslında dünyanın yeterince bu probleme eğilmediği ve çevreyle ilgili çözümlerde ortak bir noktada buluşmasının ne kadar zor olduğu gerçeği bir daha ortaya çıkmıştır.

Gelecekte elektrik üretimi sırasında ortaya çıkan karbon emisyonuna karşı bir pazar yapısı oluşturulması planlanmakta olup, yenilenebilir enerji kaynakları açısından avantajlı bir durum ortaya çıkmaktadır. Türkiye hidroelektrik potansiyelinin henüz yaklaşık yarısını kullanmakta ve kurulu gücün büyük bir kısmı KİT (Kamu İktisadi Teşebbüsü) yapısında olan EÜAŞ'a aittir. EÜAŞ'ın elinde Atatürk 2405 MW, Karakaya 1800 MW ve Keban 1330 MW gücünde üç büyük santral ve toplamda yaklaşık 100 hidroelektrik tesisi bulunmaktadır.[22] Son yıllarda yapılan teşviklerle bu alanda özel sektör payı hızla artmaktadır. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları yönünden oldukça zayıf bir konumda olan Türkiye'de teşvik ve lisans unsurlarına yönelik çalışmalar devam etmektedir.

Türkiye'nin en büyük elektrik üreticisi EÜAŞ'ın kurulu gücünün 2002–2009 yılları arasındaki değişimi aşağıda Şekil 3'te yer almaktadır.

[21] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), **Kyoto Protokolü**, http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf, (Erişim Mayıs 2010).
[22] Elektrik Üretim A.Ş. (**EÜAŞ),** http://www.euas.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).



Şekil 3: Türkiye –EÜAŞ Kurulu Güç Gelişimi (MW)[23]

Elektriğin tarihçesi ve üretim şekillerinden sonra biraz da onun genel karakteristiklerine değinilecek olursa; 4721 sayılı Türk Medeni Kanunu üçüncü bölümünde "taşınır mülkiyeti" başlığı altında 762. maddesinde taşınır mülkiyetin konusu başlığı ile, taşınır mülkiyet kavramının tanımı verilmekte ve kapsamı: "Nitelikleri itibariyle taşınabilen maddi şeyler ile edinmeye elverişli olan ve taşınmaz mülkiyetin kapsamına girmeyen doğal güçler" olarak belirtilmektedir.[24] Sayın Aslan referans çalışmasında elektriğin doğal güç kapsamında düşünülebileceğini belirtmektedir. Yeni Türk Ceza Yasası 491. madde 2.fıkrasında "ekonomik değer taşıyan her türlü enerji de taşınabilir mal sayılır" hükmü ile elektrik enerjisi taşınabilir mal olarak nitelendirilmektedir.[25] Bakış açısına göre ise hizmet tanımına girebileceği de birçok uzman tarafından belirtilmektedir.

[23] Elektrik Üretim A.Ş. (**EÜAŞ**), http://www.euas.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).
[24] Prof.Dr.İ.Yılmaz ASLAN, Prof. Dr. Erol KATIRCIOĞLU ve diğerleri, **Enerji Hukuku Cilt-1 Elektrik Piyasasında Rekabet ve Regülasyon**, Ekin Basın Yayın Dağıtım, Ankara, 2007, s.294.
[25] Yaşar KÖSTEKÇİ, Sinan BURHANOĞLU, **Borçlar Hukuku, İcra Hukuku, Ceza Hukuku Boyutlarıyla Elektrik Enerjisi Tüketimi**, Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2005, s.1.

Elektriği diğer mal ve hizmetlerden ayıran en önemli özellikleri; Üretimle tüketimin eş zamanlı gerçekleşmesi, her yerde türdeş olması, ikamesi olmayan bir ürün olması, ekonomik manada depolanabilir olmamasıdır. Depolama konusunda son yıllarda birçok çalışma yapılmaktadır, pompalı hidrolik santraller, güneş pilleri, akü sistemleri vb. Pompalı Hidroelektrik santrallerde iki rezervuar bulunmakta olup dikey olarak ayrıştırılmış durumdadırlar. Elektriğin pahalı veya yoğun ihtiyaç olduğu saatlerde üst rezervuardan su salınarak elektrik üretilmekte, ucuz veya ihtiyaç fazlası olduğu saatlerde ise alt rezervuardan üst rezervuara pompalar vasıtasıyla su basılmaktadır.[26] Elektrik arz ve talep yapısı açısından da önemli farklılıklar göstermektedir. Tüm üretici ve tüketicilerin bağlı olduğu şebeke yapısı nedeniyle anlık arz ve talep dengesinin sağlanması zaruridir. Arz ve talep dengesizliği sadece belirli bir müşteri grubunu değil tüm tarafları etkileyebilmektedir. Ayrıca elektriğin belirli voltaj, frekans ve akım değerlerinde sürekli sağlanması gerekmektedir. İletime yönelik kalite koşulları ise "Elektrik İletim Sistemi Arz güvenliği ve Kalitesi Yönetmeliği"[27] ile düzenlenmektedir.

1.2.1. Elektrik Piyasası Dünya Uygulamaları

Üreticilerin, tüketicilerin, ileticilerin, perakendecilerin ve ticari aracıların bir araya geldiği ürüne yönelik ticaret ve kontrat alım satımının yapıldığı ortamda piyasa yapısı ana hatları ile oluştu demektir. Alt yapının kuvvetli olması sistem bütünlüğü açısından önem arz ederken diğer yandan da ticareti yapılacak ürünün standartlaştırılması (Zaman, Yer, Miktar vb.) oyuncuların sadece fiyata odaklanması kolaylığını getirecektir. Bu yapıdaki piyasaları etkili piyasalar olarak tanımlayabiliriz. Etkili piyasa yapısına ulaşabilmek için diğer önemli unsurlar ise bilginin herkes tarafından ulaşılabilirliği, şeffaflık ve piyasa açıklık oranıdır. Şeffaflık ve bilgiye ulaşım düzenleyici ve denetleyici kurumların sorumluluğunda sağlanması gereken faktörler iken, piyasa açıklık oranı liberalleşme (özelleştirme) politikalarını ve serbest tüketici

[26] http://www.electricitystorage.org/site/technologies/pumped_hydro/, (Erişim Aralık 2009).
[27] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (**TEİAŞ**), http://www.teias.gov.tr/, (Erişim Kasım 2009).

kavramını da beraberinde getirmektedir. Bu kapsamda bakıldığında ABD öncü olmak üzere, Avrupa ve diğer dünya ülkelerinde benzer yaklaşımlar ortaya çıkmıştır.

Türkiye'de Avrupa Birliğine üyelik sürecinde kendini benzer bir yaklaşım içinde bulmuştur. Daha önceden ilk emareleri başlamış ama 2001 yılından itibaren resmi olarak süre gelen süreç hızla devam etmektedir. Dağıtım özelleştirmelerine öncelik verilmekle birlikte, bazı küçük çaplı üretim birimleri de özelleştirilmiştir. Bundan sonraki süreçte üretimin de hızla özelleştirilmesi planlanmaktadır. Takip eden bölümlerde Dünya uygulamaları hakkında detaylı bilgiler verilecektir.

1.2.1.1. Avrupa Birliği Elektrik Sistemi ve Piyasası Uygulamaları

Avrupa Birliği kanunlara ve kurallara dayalı bir birlikteliktir. Buda şu anlama gelmektedir; her şey, tüm üye ülkelerin demokratik bir şekilde ve gönüllüce üzerinde uzlaştığı anlaşmalardan türetilerek bir araya getirilmektedir. Sosyal bütünlüğün ve çağın getirdiği ihtiyaçlara göre ise bu anlaşmalar güncellenmekte ve devam ettirilmektedir.[28] Bu şekilde Avrupa topluluğu proaktif bir yaklaşım sergileyerek bir çeşit süreç destekli değişim yönetimi uygulaması da yapmış olmaktadır.

Avrupa Birliğinin kurulmasına temel teşkil eden bazı anlaşmalar bulunmaktadır. Başlangıç olarak kabul edilen anlaşma; 18 Nisan 1951'de Paris'te imzalanan, 23 Temmuz 1952'de uygulamaya giren ve 23 Temmuz 2002'de uygulamadan kaldırılmış olan Avrupa Kömür ve Çelik Birliği Kurulması Anlaşması (ECSC) "Treaty Establishing the European Coal and Steel Community" dır. Daha sonra 25 Mart 1957 Roma'da "Avrupa Ekonomik Birliği Kurulması" (EEC) imzalanmış ve 1 Ocak 1958'de uygulamaya konmuştur. Aynı zamanda "Avrupa Atom Enerjisi Birliği (Euroatom)" anlaşması da imzalanıp uygulamaya konduğundan ikisi birlikte Roma anlaşmaları olarak kabul edilmektedir. 8 Nisan 1965'te Brüksel'de birleşme anlaşması imzalanmış ve 1

[28] European Union, http://europa.eu/abc/treaties/index_en.htm, (Erişim 2009).

Temmuz 1967'den beri uygulanmaktadır. 1 Temmuz 1987'de Lüksemburg'ta "Tek Avrupa Anlaşması" imzalanmış iç Pazar yapısına ulaşmak için gerekli adaptasyonlar ortaya konmuştur. Avrupa Birliği Anlaşması "Treaty on European Union" 7 Şubat 1992'de Maastricht'de (Hollanda) imzalanmış ve 1 Kasım 1993'te uygulamaya konmuştur. Bu anlaşmayla birlikte hukuk, ortak savunma ve sosyal işler v.b. gibi bir çok alanda ortak hareket etmenin önü açılmıştır. 1 Mayıs 1999'da "Treaty of Amsterdam" anlaşması, 1 Şubat 2003'te "Treaty of Nice" Anlaşması ve 13 Aralık 2007'de ise "Treaty of Lizbon" anlaşmaları yürürlüğe girmiştir.

İlk anlaşmadan buyana aslında Avrupa ülkelere enerji konusunda ortak bir yol haritası belirlemeye çalışmıştır. Gelinen son noktada enerji konusu bu ve benzeri anlaşmalarda başlıklar halinde yer alsa da esasen ortak amaç ve hedefler ortaya konulmaktadır. Ara ara çıkarılan ve güncel tutulan tüzük ve yönetmeliklerle ise daha detayda uygulamalar yönlendirilip kuralları konmaktadır. Örneğin, "Common rules for internal market in electricity"[29] yönetmeliğini değiştirmeye yönelik teklifte; Elektrik ve gazın Avrupa'nın ruhunun tam kalbinde yer aldığı, Rekabetçi ve etkili bir gaz ve elektrik piyasası olmadan Avrupalıların günlük hayatlarında temel ihtiyaçlarını daha pahalı temin edeceklerini söylenmektedir. Ayrıca rekabetçi ve etkili bir gaz/elektrik piyasa yapısı olmadan Avrupa endüstrisinin de zarar göreceğini belirtilmektedir.

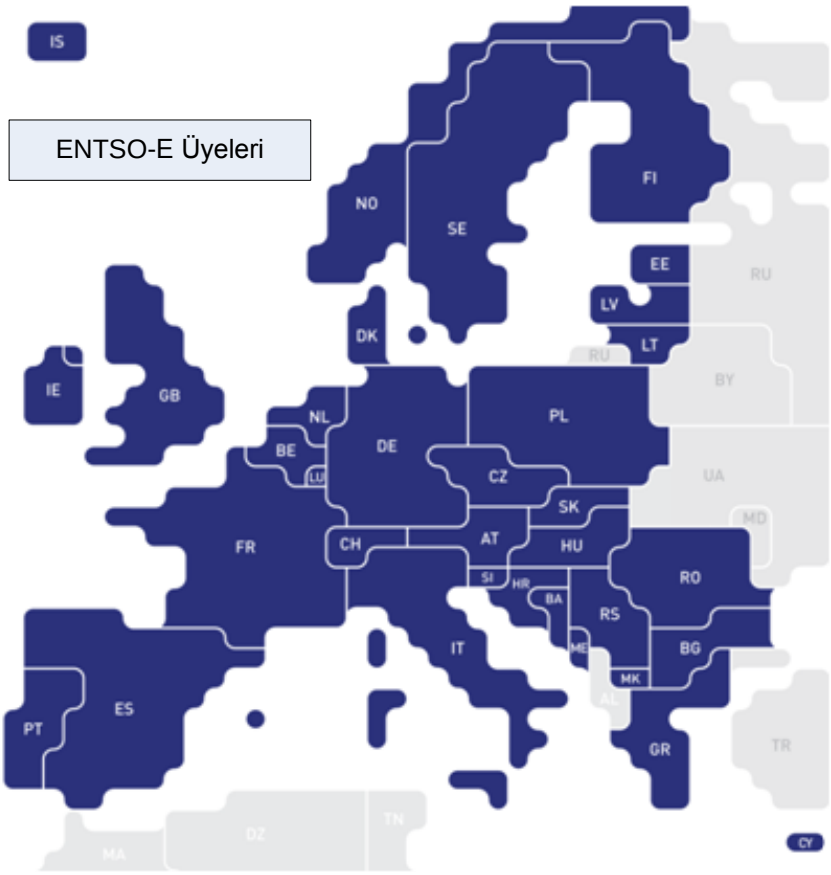
Güncel zamana gelindiğinde 1 Temmuz 2009 tarihinde ENTSO-E, UCTE dahil, Avrupa'da yer alan 6 sistem işletmecisinin (Transmission System Operators-TSO)'nun (ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE, UKTSOA)[30] tüm görevlerini üzerine almış bulunmaktadır.[31] ENTSO-E'nin kuruluşu (EC) 714/2009 sayılı (13 Temmuz 2009 tarihli) sınırlar arası elektrik ticareti ve şebekeye (network) erişim düzenlemesine dayanmaktadır. Düzenlemenin 7.maddesinde ve takip eden maddelerinde ENTSO-E nin

[29] EC-Directive 2003/54/EC, **Common rules for internal market in electricity**, Brüksel, 2007, s.2.

[30] **ATSOI** (Association of the Transmission System Operators of Ireland); **BALTSO** (Baltic Transmission System Operators);**ETSO** (European Transmission System Operators); **NORDEL** (Association of TSOs from Norway, Finland, Denmark andSweden); **UCTE** (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity); **UKTSOA** (UK Transmission System Operators Association)

[31] Union for the Coordination of Transmission of Electricity (**UCTE**), Erişim (2010), www.ucte.org

kurulması hakkında hükümler açıklanmaktadır.[32] Bu düzenleme ile bir önceki uygulama olan (EC) 1228/2003 sayılı uygulama yürürlükten kaldırılmıştır. Böylece 34 ülkeden 42 sistem operatörü tek çatı altında birleştirilmiş bulunmaktadır. Birçok farklı çalışma grubu, görevler ve komiteler topluca ENTSO-E'ye transfer oluş durumdadır. Bütün bilgi ve dokümanlar ENTSO-E'de muhafaza edilecek olup, iyi uygulamaların devamlılığı sağlanacak ve siyasal Avrupa Birliği perspektifi geliştirilecektir. Şekil 4'te ENTSO-E sistemine dahil olan tüm Avrupa ülkeleri gösterilmektedir.[33]



Şekil 4: ENTSO-E Sistemine dahil olan tüm Avrupa ülkeleri[34]

[32] EC, **Regulation EC No: 714/2009 of the European Parliament and of the Council**, Official Journal of European Union, 2009, s.L2111/15.
[33] ENTSO-E, http://www.entsoe.eu/index.php?id=25, (Erişim Nisan 2010).
[34] ENTSO-E, http://www.entsoe.eu/index.php?id=25, (Erişim Nisan 2010).

ENTSO-E, 2010-2025 projeksiyonunu anlatan ilk raporunu yayınlamış bulunmaktadır. Bu rapora göre Avrupa Birliği elektrik enerjisi tüketim değeri 2010 yılında 3400 TWh civarında olacak olup, 2025 yılında yaklaşık 4400 TWh'e çıkması beklenmektedir.[35] Bu büyüklüğün daha iyi anlaşılması için Türkiye'nin 2010 yılı için tahmini elektrik tüketiminin 203 TWh civarında olacağını söylemek yeterli olmaktadır.[36] Mevcut veriler ışığında 2010 yılı için Avrupa elektrik piyasasının tüketim yönünden Türkiye'ye göre 17 kat büyük olduğunu hesaplamak hiçte zor olmayacaktır. Avrupa'da 2010-2015 yılları arasında % 1,26, 2015-2016 yılları arasında % 1,44, 2016-2020 yılları arasında % 1,70 ve 2020-2025 yılları arasında % 1,68'lik enerji tüketim artışı beklenmektedir.[37]

Bir diğer önemli husus ise 2010 yılından 2025 yılına kadar devam eden süreçte güvenilir emre amade kapasite kullanım oranının % 71.44 ten % 63.87 ye düşmesi öngörülmektedir.[38] Bunun başlıca nedeni olarak ise özellikle giderek artan miktarda yatırım yapılan ve teşvik alan RES (Rüzgar Elektrik Santralı) ve GES (Güneş Elektrik Santralı) projelerinden kaynaklanmaktadır.

Bu kadar büyük bir yapıya sahip ve birçok tarafı içeren yapılandırmada ENTSO-E altı bölgesel alana bölünmüştür;

Kuzey Denizi (NORTH SEA): Belçika (BE), Danimarka (DK), Fransa (FR), Almanya (DE), İngiltere (GB), Lüksemburg (LU), Hollanda (NL), Kuzey İrlanda (NI), Norveç (NO) ve İrlanda (IE)

[35] ENTSO-E, **System Adequacy Forecast 2010-2015**, 2009, s.6.
[36] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu**, s.13.
[37] ENTSO-E, **System Adequacy Forecast 2010-2015**, 2009, s.18.
[38] ENTSO-E, **System Adequacy Forecast 2010-2015**, 2009, s.38.

Baltık Denizi (BALTIC SEA): Danimarka (DK), Estonya (EE), Finlandiya (FI), Almanya (DE), Letonya (LV), Litvanya (LT), Norveç (NO), Polonya (PL) ve İsveç (SE).

Kıta Güney Batı (CONTINENTAL SOUTH WEST): Fransa (FR), Portekiz (PT) ve İspanya (ES).

Kıta Güney Doğu (CONTINENTAL SOUTH EAST): Bosna-Hersek (BA), Bulgaristan (BG), Hırvatistan (HR), Makedonya (MK), Yunanistan (GR), Macaristan (HU), İtalya (IT), Montenegro (ME), Sırbistan (RS), Romanya (RO) ve Slovenya (SI).

Kıta Merkez Güney (CONTINENTAL CENTRE SOUTH): Avusturya (AT), Fransa (FR), Almanya (DE), İtalya (IT), Slovenya (SI) ve İsviçre (CH);

Kıta Merkez Doğu (CONTINENTAL CENTRE EAST): Avusturya (AT), Hırvatistan (HR), Çek Cumhuriyeti (CZ), Almanya (DE), Macaristan (HU), Polonya (PL), Romanya (RO), Slovakya (SK) ve Slovenya (SI).

Bunlara ek olarak İzole Sistemler; Kıbrıs (CY), İzlanda (IS), ek kontrol bölgesi olarak ise Batı Ukrayna (UA-W) bulunmaktadır.[39]

1.2.1.1.1. İngiltere ve Galler Elektrik Piyasası

İngiltere temel olarak iki ayrı elektrik sistemini içermektedir. İngiltere ve Galler'den oluşan bu sisteme İskoçya'da bağlı olmakla birlikte Kuzey İrlanda dahil değildir ve ağı yöneten şirketler farlılık göstermektedir. İncelemeye esas sistem yapımız İngiltere-Galler sistemidir.

[39] ENTSO-E, **System Adequacy Forecast 2010-2015**, 2009, s.10.

İngiltere'de 1947 yılına kadar yerel idarelerin ve bazı regüle edilmiş özel firmaların faaliyet gösterdiği elektrik piyasası, bu tarihten itibaren millileştirilerek devlet kontrolüne alınmış ve merkezi bir anlayışla yeniden yapılandırılmıştır.[40] Bu yapılanma neticesinde, üretim ve iletim faaliyetleri Merkezi Elektrik Üretim Kurulu'na (CEGB) ve dağıtım faaliyetleri de CEGB'in kontrolü altında değişik bölgelerde bulunan idari otoritelerin sorumluluğuna bırakılmıştır. CEGB'in toptan satış tarifesi (BST) çerçevesinde bölge kurullarına elektrik satışına dayanan bu yapı, endüstrinin özelleştirilmesine kadar varlığını sürdürmüştür.[41]

1983 yılında Thatcher hükümeti tarafından çıkarılan Enerji Kanunu ile sektörün rekabete açılması hedeflenmiş ancak, 1983-1988 yılları arasında sektörün tekelci yapısında, rekabete yönelik bir gelişme sağlanamamıştır. Kanun ile CEGB'nin sektördeki tekel konumunun sona erdirilmesi, özel girişimcilerin elektrik üretmesi ve bu elektriğin bölgesel şirketler tarafından satın alınarak tüketiciye ulaştırılması amaçlanmıştır. Bu sayede üçüncü taraflara iletim ve dağıtıma erişim hakkı tanınırken, diğer yandan bölgesel şirketlere tarifelerini yayınlama zorunluluğu getirilmiştir.[42] Enerji Kanununa göre, CEGB tarafından, bağımsız elektrik üreticilerine kamu üreticilerine uyguladığı satın alma fiyatının %30 eksiğinin ödenmesi uygulaması getirilmiştir. Ayrıca, üreticilerin kendi çabaları ile buldukları müşterilere ulusal iletim sistemi yardımıyla elektrik satmalarına izin verilmemiştir. Sonuçta, özel girişimciler elektrik sektöründeki faaliyetlerden kar elde edememişlerdir. Bu nedenlerle, uygulanan teşvikler ve öngörülen elektrik satış fiyatları yetersiz kalmış ve sonuçta kanun ile beklenen yatırımlar yapılamamıştır.[43]

1980'lerin sonlarına doğru özelleştirme sürecinde önemli adımlar atılmıştır. Bu süreci tetikleyen en önemli belge Şubat 1988 tarihli hükümet beyaz raporu olan

---

[40] M. Ömür PAŞAOĞLU, **Doğal Tekellerde Regülasyon ve Rekabet- İngiliz Elektrik Sektörünün Yeninden Yapılandırılması**, Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara, 2003, s.43.
[41] PAŞAOĞLU, **a.g.e.**, s.43.
[42] PAŞAOĞLU, **a.g.e.**, s.43.
[43] Erengül ŞANDIR, **Elektrik Piyasasında Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi: Türkiye Uygulaması**, Gazi Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2007, s.49.

"Privatising Electricity" (Elektrik özelleştirmesi) dir.[44] Bu rapor piyasaya temel oluşturan bazı terimlerin ilk kez ifade edilmesini sağlamıştır; rekabet, fiyat istikrarı, müşteri hakları, piyasanın denetlenmesi vb. Uygulama için sekiz yıllık bir geçiş dönemi ön görülmüştür. Bu beyaz rapor, sağlıklı bir özelleştirme sürecinin sağlanabilmesi için yasal altyapı ile desteklenerek 1989 tarihinde Elektrik Arz Genel Müdürlüğü (DGES) ve Elektrik Düzenleme Kurumu (OFFER) oluşturulmuştur. Elektrik alım-satış işinin düzenlenmesi ve rekabetin sağlanması DGES'in temel görevleri arasında sayılmıştır. OFFER maliyet düşürme yaklaşımı ve tavan fiyat uygulamasına dayalı yeni bir yaklaşım getirmiştir. Perakende Fiyat Endeksi (RPI-X) olarak adlandırılan bu yeni rejim takip eden yıllarda birçok düzenleyici kuruluş tarafından örnek alınmıştır.

1989 yılı enerji kanunundan önce sektör İngiltere-Galler kamu tekelindedir. Tüm elektrik üretim ve iletim CEGB tarafından kontrol edilmekte ve dağıtım ise 12 bölgesel elektrik yönetiminde bulunmaktaydı. Bu yasa ile birlikte tüm sektör yeniden organize edilmiş ve sonuçta özelleştirilmesi sağlanmıştır.

CEGB dört şirkete bölünmüştür. Piyasa ve sistem işletmesi ile ilgili tüm sorumluluklar ve iletim varlıkları Ulusal İletim Şirketi'ne (NGC) devredilmiştir. Tüm üretim değerleri ise National Power, Power Gen ve Nükleer Elektrik şirketleri arasında bölüştürülmüştür.[45] 12 bölgesel elektrik yönetimi 12 ayrı bölgesel elektrik şirketine dönüştürülmüştür. NGC'nin hak sahipliği de bu bölgesel elektrik şirketlerine devredilmiştir. Bu kapsamda dağıtım şirketlerinin NGC'de ortak pay sahibi olmaları sağlanmış fakat iletim ve dağıtım dikey olarak birleştirilmiştir. Söz konusu şirketler, belirli bir uyum sürecinden geçmeleri için devralmalara karşı hükümet tarafından getirilen "Altın Hisse" uygulaması ile başlangıçta korunmuşturlar.[46] Ayrıca nükleer üretimi güvence altına almak için her bölgesel elektrik şirketinin 1998 yılına kadar elektriğin bir kısmını fosil yakıt harici (nükleer) tesislerden temin etmesi ve katlanacağı

[44] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.171.
[45] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.171.
[46] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.132.

ek maliyetleri ise faturalara yansıtması istenmiştir.[47] 1 Nisan 1990'da ise perakende sektör 1 MWh ve üstü tüketim yapan 5000 serbest elektrik tüketicisi ile rekabete açılmış ve Havuz "Pool" uygulaması başlamıştır.

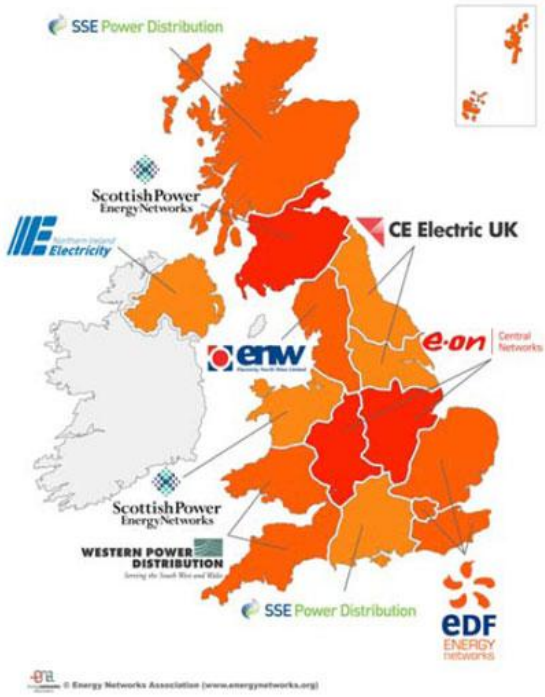
1989 yılı Elektrik kanununa istinaden İskoçya'da, Kuzey İskoçya hidro-elektrik masası; "Scottish Hydro-Electric" ve "Scottish Power" olarak yeniden yapılandırılmıştır. Her iki şirket daha sonra Haziran 1991'de özelleştirilmiş ve dikey olarak düzenleyici kurumlara entegre edilmiştir. [48]

Enerji Kanunu ayrıca perakende satışta serbestleşme öngörmekteydi. 1 Nisan 1990'da 1 MWh üzerinde tüketim seviyesine sahip 5000 tüketiciye kendi tedarikçisini seçebilme hakkı tanınmıştı; geri kalan tüketiciler elektriği kendi bölgelerindeki dağıtım şirketinden almak zorundaydı. 1994 yılında bu sınır 100 kWh'e indirilmiş ve 1999 yılında tamamen kaldırılarak serbestleştirilmiştir.[49]

Daha öncede bahsi geçen devralmalara karşı koruma amaçlı "Altın hisse" uygulamasının Mart 1995 'te sona ermesi ve bölgesel dağıtım şirketlerinin NGC'deki hisselerini halka satması ile birlikte, dağıtım/perakende şirketleri yoğun bir Amerikan sermayesi akınına uğramıştır. Bu şirketler kısa sürede büyük karlar elde ettikten sonra, satın almış oldukları şirketleri hızla elde çıkarmışlardır. Dağıtımdaki bölgesel tekelin perakende satışları sübvanse edecek şekilde kullanıldığını fark eden OFGEM, bu iki faaliyet arasında tam bir yasal ayrışma yapılmasını zorunlu kılmıştır. 1998 yılında bölgesel şirketlerin dağıtım faaliyetleri ile perakende faaliyetleri yasal olarak birbirinden ayrılmıştır. 2005 yılı itibari ile İngiltere, Galler ve İskoçya'da 14 ayrı bölgede şirketler farklı tüzel kişiliklerle her iki faaliyeti de yürütmektedir.[50] Bahsi geçen bölgelerde yer alan şirketlerin son dağılım durumu Şekil 5'te gösterilmektedir.

---

[47] ŞANDIR, **a.g.e.**, 2007, s.50.
[48] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.172.
[49] İzak ATİYAS, **Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform**, TESEV Yayınları, 2006, s.39.
[50] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.132.



Şekil 5: İngiltere Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Bölgelere Göre Dağılımı[51]

Piyasa yapısı tekrar ele alındığında 1990 yılında Power Pool adı verilen bir yapı kurulmuş olup piyasaya katılım zorunlu tutulmuştur ve ülkede gerçekleştirilen elektrik ticaretinin tümü bu havuzda gerçekleştirilmektedir. Fakat 1997 yılında Enerji, bilim ve Teknoloji Bakanlığı, DGES'nin havuz yapısı içinde elektrik ticareti düzenlemelerini tekrar gözden geçirmesini istemiştir. Havuzun fiyatlamasında kömür ile gazın kıyaslanması bu tekrar gözden geçirme faaliyetinin başlamasının temel nedeni olarak gözükmektedir. OFFER, Temmuz 1998'te zorunlu havuz sisteminin varlığını eleştiren ve gönüllü katılıma dayanan yeni elektrik ticareti ayarlamalarını (NETA-New Electricity Trading Arrangements) tavsiye eden bir rapor hazırlamıştır. Hükümet havuz sisteminin reformunu destekleyen ve yeni sistemin kurulmasını ön gören, OFFER'nin sunmuş olduğu rapora dayanarak hazırlanan "White Paper" 'ı kabul etmiştir. 27 Mart 2001'de NETA Power Pool'un yerini almıştır. Tüm piyasa katılımcılarının imzalamak zorunda

[51] National Grid http://www.nationalgrid.com/, (Erişim 2010).

olduğu yeni denge ve anlaşma kodu olan NETA'nın kurallar kitabını yönetmek için NGC, Ağustos 2000'de ayrı bir şirket kurmuştur. Yeni kurulan şirket EXELON ve onun yan kuruluşu National Grid Company NETA'da dengeleme piyasasını yönetmekte ve işletmektedir. İskoçya Nisan 2005'de sisteme dahil olmuş ve bundan böyle "British Electricity Trading and Transmission Arrangements" (BETTA) ortaya çıkmıştır. NGC, BETTA için sistem ve piyasa işleticisi olarak, EXELON ise piyasa işleticisi olarak rol üstlenmektedir.[52]

Power Pool Piyasa Yapısı: Piyasa 48 adet yarım saatlik dilime bölünmüş durumdadır. 24 saat öncesinden sistem işletmecisi her bir yarım saatlik dilim için talep tahmininde bulunulmaktaydı. Üreticiler, mevcut talep tahminine istinaden kendi tekliflerini, devreye alma maliyetlerini ve kısıtlarını vermektedirler. Tüm teklifler artan bir sırada dizilerek ihtiyacı karşılayan ve sistem kısıtları içinde en son kabul teklifin fiyatı havuzun fiyatını oluşturmaktadır. Bu fiyatlama işlemine marjinal fiyatlama (SMP) denmekte ve tüm üretim tarafı katılımcılarına bu fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır. Hat kayıpları ve darboğaz yönetimi fiyatlama içinde yer almamakta, gerçek dağıtım safhasında dikkate alınmaktadır. Teklifler ve fiyatlar bir sonraki günün her yarım saatlik dilimi için hesaplandığından piyasa, bir nevi gün öncesi ticaret mekanizması gibi çalışmaktadır. Sabah 10:00'a kadar tüm teklifler alınmakta ve öğleden sonra saat 17:00'den önce tüm dağıtım hesabı ortaya çıkmaktadır.

Burada sistem marjinal fiyatı tüketiciler tarafından ödenen ve üreticilere hak ediş olarak verilen fiyatın yalnızca bir faktörüdür.[53] Ayrıca talebi karşılayan bütün teklif sahiplerine kapasite ödemesi de yapılmaktadır. Kapasite ödemeleri elektrik kesintilerine karşı bir önlem olup yalnızca toplam arzın toplam talebi karşılamada sıkıntı olduğu kapasite kısıtı durumlarında söz konusu olmaktadır. Dolayısı ile toptan alıcılar ve havuzdan direk alım yapan büyük tüketiciler, havuz fiyatının yanında kapasite fiyatı ve

[52] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.174.
[53] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.176.

ek hizmet fiyatlarını da karşılamak durumundaydılar bu şekilde havuz satış fiyatına maruz kalmaktaydılar.[54]

Kapasite kısıtının karşılanması için yapılan kapasite ödemesi, gerçek bir maliyeti yansıtmaktan ziyade elektrik kesintisinin yaratacağı olası maliyete dayanmaktaydı. Bu kapsamda her bir yarım saat için tahmini bir yük kaybı olasılığı hesaplanmakta (LOLP) ve kaybın tüketicilere maliyeti (VOLL-Value of Loss of Load) düzenleyici kurum tarafından tek parametre olarak belirlenmektedir. Kapasite ödemesi bu olasılık değerinin (LOLP), yük kaybının maliyeti (VOLL) ile sistem marjinal fiyatı arasındaki farkın çarpılması ile elde edilmekteydi. Havuz alım fiyatı (PPP) ise sistem marjinal fiyatı ile kapasite fiyatının toplamından oluşmaktadır.[55]

Tüm alım ve satım işlemleri havuz üzerinden gerçekleştirilse de, Power Pool piyasası hem bir spot piyasa hem de bir dengeleme piyasası işlevi gördüğü için, piyasada işlem yapan şirketlerin büyük bir bölümü kendilerini havuz fiyatlarındaki dalgalanmalardan korumak için "Contracts for Differences" (CFD) anlaşmaları yapmaktaydılar. Bu sözleşmeler fiziksel alım satım sözleşmeleri olmayıp katılımcıların kendilerini piyasanın fiyat dalgalanmalarından korumak için yaptığı sözleşme fiyatı ile havuz fiyatı arasındaki farkı birbirlerine borçlandığı bir anlaşma türüdür.[56] Tüm bunlarla birlikte gerçek anlamda likit bir piyasa yapısına ulaşılamamıştır. Zaten piyasa, sadece arz tarafını dikkate alan tek taraflı bir yapı içermektedir.[57]

Genel olarak Power Pool piyasa yapısına bazı eleştiriler yapılmaktaydı; Bunların en başında sistemin talep tarafının katılımına izin vermemesi ve fiyat oluşturma mekanizmasının karışıklığıdır. Bu yapı rekabet şartlarının oluşamamasına ve fiyat manipülasyonuna neden olmaktaydı. Kapasite mekanizmasının, üreticiler tarafından kapasite azaltılarak kapasite fiyatının yükselmesi sağlanarak kötü amaçlı kullanılması da

[54] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.134.
[55] PAŞAOĞLU, **a.g.e.,** 2003, s.49.
[56] ATİYAS, **a.g.e.**, 2006, s.39.
[57] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.176.

diğer sıkıntılardan biriydi. Ayrıca havuzun ticaret kuralları tüm havuz katılımcıları tarafından imzalanmış olan bir anlaşma olduğundan değiştirilmeye veya geliştirilmeye uygun bir yapı içermemekteydi.

NETA Piyasa Yapısı: 2001 yılında Power Pool piyasa yapısının yerinin NETA almış daha sonra BETTA yapısına değiştirilmiştir. Bu yapı temel olarak önceki uygulamadan oldukça farklıdır. Havuzda elektrik ticareti zorunlu olmaktan tamamen çıkarılmış ve karşılıklı gönüllülük esası getirilmiştir. Piyasa yapısı dört farklı piyasa katmanına bölünmüştür. Standart finansal kontratları içeren "future piyasa" yapısında sözleşmeye konu olan elektrik enerjisi miktarları, tarihleri ve sözleşme koşulları standart olmaktadır. Bu sözleşmeler uzun vadeli piyasa olup birkaç yıla kadar olan sürelere hitap etmektedirler. Diğer piyasa yapısı (OTC-Over the counter) tezgah üstü market yapısı olup buna en uygun örnekler forward ve swap sözleşmeleridir. Anlaşma şartları taraflar arasında serbestçe belirlenmektedir ve bu tip bir piyasa orta ve uzun vadeye hitap etmektedir. Diğer piyasa yapısı ise kısa vadeli tezgah üstü piyasası olup karşılıklı bir piyasadır. Teklif kapısı kapanmadan 24 saat önceye kadar yapılmaktadır. Tüm bu üç piyasa yapısı da gönüllülük esasına dayanmaktadır. Sadece bir piyasa katmanı zorunluluk esasına göre şekil almaktadır, National Grid Company ve ELEXON tarafından işletilen dengeleme piyasası. Tüm piyasa katılımcıları bu piyasaya teklif vermek zorundadırlar. Programdan sapan tüm katılımcılar finansal olarak, meydana gelen bu sapmalardan sorumludurlar. Teklif kapıları gerçek zamanlı işletmeden bir saat önce kapanmaktadır. Elektrik üretim/tüketim programları hem üretici hem de tüketici tarafından sunulduğundan gerçek zamanlı ve çift taraflı bir piyasa yapısı mevcuttur.

Dengeleme piyasası bir çeşit ayarlama piyasasıdır. Piyasa katılımcıları piyasanın dengelenmesi için talebi/arzı, arttıracak/azaltacak istedikleri miktarda ve fiyatta teklif verebilmektedirler. NGC sistem dengelemesi için bu teklifler arasından en ucuzdan başlayarak çağrı yapmaktadır. Burada satın alma süreci diğer benzer marjinal fiyatlandırma yapan piyasa yapılarına benzemekle birlikte önemli bir noktada farklılık

göstermektedir.[58] NETA dengeleme mekanizmasında teklifi kabul edilen her birime kendi teklif fiyatı ödenmektedir. Mekanizma, teklif kadar ödeme "Pay-as-bid" veya ayrımcı fiyat "Discriminatory pricing" yaklaşımına sahiptir. Mevcut fiyatlandırma yaklaşımında sistem dengesizlikleri, dengeleme için çağrılan üretici ve tüketicilerin ağırlıklı ortalama fiyatı üzerinden fatura edilmektedir. Bu kapsamda dengeleme mekanizması iki fiyat üretmektedir. Sistem işletmecisinin dengeleme sırasında satın aldığı elektriğin ağırlıklı ortalaması sistem alış fiyatı, sistem işletmecisinin sattığı elektriğin ağırlıklı ortalaması ise sistem satış fiyatı olmaktadır. Bu ikili fiyat mekanizması NGC için bir gelir yaratmaktadır. Ortaya çıkan bu gelir ise piyasa katılımcılarına talep ve arz yönünde katılım oranları ile orantılı olarak tekrar paylaştırılmaktadır. Power Pool hem toptan hem de dengeleme piyasası gibi çalışmaktayken, NETA'da her piyasa katılımcısının öncelikle kendi kendini dengelemesi beklenmektedir. Bu mekanizma piyasada dengeleme miktarının yani likitidenin azalmasına sebep olmakta, sonuçta dengesizlik için oluşan sistem maliyetlerini arttırabilmektedir.

İngiliz network sistemindeki kısıtlar dengeleme mekanizması içinde fiyatlanmamaktadır. BETTA'nın tamamında geçerli yalnız bir fiyat uygulanmaktadır. Diğer taraftan iletim sistemini kullanmak ve bağlanmak için bölgesel iletim şebekesi tarifeleri bulunmaktadır.[59]

İngiltere'nin günlük elektrik tüketimi yaklaşık 1000 GWh (1 Milyar kWh) civarında olup örneğin; 7 Mart 2010 tarihinde bu ihtiyacının % 54'nü doğal gaz kombine çevrim santrallerinden, % 22'sini kömür yakıtlı termik santrallerden, % 22'sini nükleer santrallerden geri kalanını ise diğer santrallerden sağlamıştır.[60] 1992 yılında ise toplam tüketimin % 66'sı kömür yakıtlı termik santrallerden % 20'si nükleer santrallerden karşılanmaktaydı.[61] Doğal gazdaki bu müthiş artışın en önemli nedeni elektrik

[58] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.177.
[59] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.178.
[60] NETA, http://www.bmreports.com/bsp/bsp_home.htm, (Erişim 2010).
[61] PAŞAOĞLU, **a.g.e.**, 2003, s.50.

piyasasında serbestleşme ile beraber gelen yatırım için uygun ortamda o zamanlar için kurulumu ve işletimi ucuz olan doğal gazdan faydalanmaktı. Şekil 6'da ayrıca son üç yıl için spot piyasa fiyat (£/MWh) değişimi de görülmektedir.



Şekil 6: İngiltere 2006-2010 yılları arası Spot elektrik fiyatı değişimi[62]

İngiltere, Norveç ve Şili ile birlikte dünyanın en eski spot elektrik piyasasına sahip olan ülkelerinden bir tanesidir.[63]

1.2.1.1.2. İskandinav (Norveç, İsveç, Finlandiya, Danimarka) Elektrik Piyasası

İskandinav elektrik piyasasının gelişimini anlamak için ilk olarak eski yapının incelenmesi gerekir. Eski yapıda; uluslar arası havuz sistemine geçişten önce Norveç, İsveç ve Finlandiya'daki enerji sektörleri, yapı, sahiplik ve düzenlemede farklılıklar bulunmasına rağmen, ulusal şebekeleri denetleyen devlete ait girişimleri ile oligopol bir yapıya sahiptiler.[64]

Norveç'te sektörde birçok küçük, yerel ve bölgesel tesisler olmakla birlikte, ulusal şebekeyi işleten Statkraft enerji sektörüne egemendi. Birçoğu yerel ve bölgesel

[62] APX Group, http://www.apxgroup.com/index.php?id=49, (Erişim Nisan 2010).
[63] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.133.
[64] Haukur, EGGERTSON, **The Scandinavian Electricity Power Market and Market Power**, Thesis (Master), Technical Üniversity of Denmark, 2003, s.8.

kurumlara ait olan 50-60 şirket bölgesel düzeyde elektrik üretimi ile meşgul olmaktaydılar. 1969'da ulusal şebekeye erişim kazanan bu yerel ve bölgesel tesisler bu sayede spot piyasa yardımı ile elektrik alıp satma imkanı bulmuşlardır. Dağıtım ise yaklaşık 200 şirket tarafından yerel olarak yapılmaktaydı.[65]

İsveç'te üretimin yaklaşık yarısı devlete ait olan Vatenfall'a aitti, 1909'da kurulan Vatenfall'un ilk amacı hidroelektrik kaynaklarından yararlanmaktı özellikle demir yolları ve çevre endüstriler için güç sağlanması planlanmıştır. İlk kurulan hidroelektrik santralleri; Olidan, Porjus ve Älvkarleby dir.[66] Vatenfall aynı zamanda hem ulusal şebekeyi işletmekte hem de ülke bölgelerine dağıtım hizmeti sağlamaktaydı. Değişik büyüklükte entegre olmuş diğer on tesiste ulusal şebekeyi kullanmakta olsa bile, şebekeye erişim bedellerinin yüksekliği nedeniyle küçük çaplı tesisler ekonomik olmamaktaydı.[67] İsveç'in kuzeyinde bulunan düşük üretim maliyetli hidroelektrik kaynakları, 1938'lerde Vatenfall tarafından yüksek gerilim iletim hattının kurulmasını sağlamıştır. O tarihlerde dağıtım tamamen yerinden yönetime dayalı olarak örgütlenmiş ve hemen hemen bütün şehir ve kasabalar kendi dağıtım tesislerini kurmuşlardır. Bu nokta bir açıdan Norveç'teki dağıtım şirket sayısının yüksek oluşuna benzer bir neden olarak karşımıza çıkmaktadır. [68]

Finlandiya'da devlete ait olan Imatran Vioma Oy (IVO) en büyük kurumdu ve ulusal şebekeyi de o işletiyordu. Bununla birlikte enerji üretiminin çoğu Finnish Industries'e aitti. Bu kurum aynı zamanda üretim ve tedarik alanları arasındaki bağlantıyı sağlayan iletim şirketi TVS'yi de kuran kuruluştur.[69]

Danimarka'da ise çok daha farklı bir durum göze çarpmaktadır. Coğrafi nedenlerden dolayı şebeke doğu ve batı olarak ikiye bölünmüş durumdadır. Jutland and

---

[65] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.120.
[66] Vattenfall, http://www.vattenfall.com/en/group-history.htm, (Erişim Nisan 2010).
[67] EGGERTSON, **a.g.e.**, 2003, s.8.
[68] ŞANDIR, **a.g.e.**, 2007, s.74.
[69] EGGERTSON, **a.g.e.**, 2003, s.8.

Funen (Batı Danimarka), büyük kuşağın doğusundaki adalar (Doğu Danimarka) olarak adlandırılmaktadır. Bu iki alanın her birinde de üretim ve dağıtım tesisleri, yüksek gerilimli iletim şebekeleri ve işletme koordinasyonları amaçları için özel amaçlı örgütler kuran, yerel belediyelere aitti.[70]

Nordel 1963'te Danimarka, Finlandiya, İzlanda, Norveç ve İsveç arasında iletim sisteminin işbirliği ile işletilmesinden sorumlu bir kuruluş olarak kurulmuştur.[71] Nordel her bir ülkenin kendi kendine yeterli olmasını sağlayacak üretim kapasitesi inşa edeceği ilkesine dayanmaktaydı. Ülkeler marjinal üretim maliyetlerine yönelik bilgi değiş tokuşu yapmaktaydılar. Alım-satım durumlarında marjinal maliyetlerin ortalaması alınarak işlemler gerçekleştirilmekteydi. İskandinav piyasasındaki maliyet artı yapı (cost-plus) aşırı yatırıma ve düşük sermaye getirisi elde edilmesine sebep olmuştur. Fakat sistemin rekabet derecesini koruması sebebi ile işletim etkinliğinde herhangi bir kayıp yaşanmamıştır.[72]

Rekabetçi İskandinav piyasa yapısına ilk adım, Norveç parlamentosunda 1990 yılında yeni elektrik reformu kanununun onaylanması ile atılmıştır ve kanun 1 Ocak 1991'de uygulanmaya başlanmıştır. Kanun vasıtasıyla düzenlenmiş yapıda üçüncü şahısların şebekeye serbest erişimi, tüm elektrik tüketicileri için serbest perakendeci seçim hakkı ve iletim şebekesi ile sistem işletiminin ayrılması kavramları ortaya çıkmıştır. 1 Ocak 1992'de kamu şirketi olan Statkraft iki bağımsız kamu şirketine bölünmüştür. Tüm üretim varlıkları ve perakende kontratları Statkraft'a kalırken tüm iletim varlıkları (Norveç'in yaklaşık %85'i) ve sistem işletim sorumlulukları Statnett'e aktarılmıştır.[73]

1993'te İskandinav güç değiş-tokuşu için Statnett Market AS adı altında bağımsız bir şirket kurulmuştur. Şirket gün öncesi bazında fiyat kotasyonunu ve

[70] EGGERTSON, **a.g.e.**, 2003, s.8.
[71] ENTSO-E, http://www.entsoe.eu/index.php?id=101, (Erişim Nisan 2010).
[72] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.120.
[73] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.181.

dünyanın ilk "Future" kontrata dayalı değiş-tokuş ticaretini Temmuz 1993'te oluşturmuştur. Perakende piyasanın gelişmesi için önemli bir kilometre taşı da perakendeci değişimi için alınan yaklaşık 500 € standart ücretin 1995 yılında 25 €'ya indirilmesi daha sonraki yıllarda ise tamamen kaldırılması ve geçiş işlemlerinin hızlandırılması olmuştur.[74] Talep tarafının piyasa katılımı içinde yer alması ve rekabet mekanizmasının daha iyi çalışmasının sağlanabilmesi için, özellikle küçük tüketicileri veya üreticileri etkileyen maliyetlerini yükselten veya piyasaya şartlarına tepki vermelerini engelleyen bu ve benzeri ücretlendirme uygulamalarının kaldırılması gereklidir.

İsveç'te ise İskandinav elektrik piyasasına yönelik ikinci büyük adım, Mayıs 1992'de yeni elektrik reformu kanunun onaylanması ile atılmıştır. Bu kanun ile tüm seviyelerde rekabetin sağlanması ve bu rekabetin oluşturulması için gerekli ek adımların planlanması amaçlanmıştır. Bundan önce 1991 yılında Vatenfall'ın üretim ve dağıtım faaliyetleri kurumsallaştırılmıştır. 1 Ocak 1992'den itibaren State Power Board kısıtlı yetkili bir devlet şirketi olan Vatenfall AB'ye çevrilmiş ve sınırlar arası bağlantıları da içeren iletim sistemi ayrılarak Affärsvärket Svenska Kraftnät içinde korunmuştur. Daha sonra şebeke yavaş yavaş diğer oyunculara açılmış ve Ekim 1995'te İsveç parlamentosunda Elektrik Yasası kabul edilerek 1 Ocak 1996'da yürürlüğe girmiştir. Kanun, yasal olarak üretimin ve sistem işletiminin ayrılmasını ön görüyordu. Ayrıca tüm tüketicilere serbestçe tedarikçisini seçme hakkını da veriyordu. Yasanın harekete geçirmesi ile birlikte Noveç'le İsveç arasında elektrik ticaretinin yapılmasını sağlamak için bir piyasa oluşturuldu ve Nord Pool ismini aldı. İlk başta 1 Ocak 1996'da gün öncesi fiyat kotasyonu ile başlayan piyasada sonra 1997'de finansal Future kontratlarda işlem görecek şekilde gelişme olmuştur.[75] Ulusal şebeke işletmeci şirketleri olan Statnett (Noveç) ve Svenska Kraftnät (İsveç) % 50'şer paya sahip oldular.[76]

---

[74] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.181.
[75] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.181.
[76] NORD POOL, http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/Organisation/, (Erişim Nisan 2010).

Norveç ve İsveç'te özelleştirme ve elektrik piyasası atağı hemen hemen paralel bir şekilde gelişmiş olmasına rağmen Norveç gerekli reformları daha hızlı gerçekleştirme imkanı bulmuştur. İsveç'te o dönem ciddi ekonomik daralma yaşanması düzenleyici reformlar için bir itici güç oluşturmuştur. İsveç'in enerji yoğun ağır endüstrisi için elektrik üretim maliyetlerinin düşürülmesi büyük önem taşımaktaydı.[77]

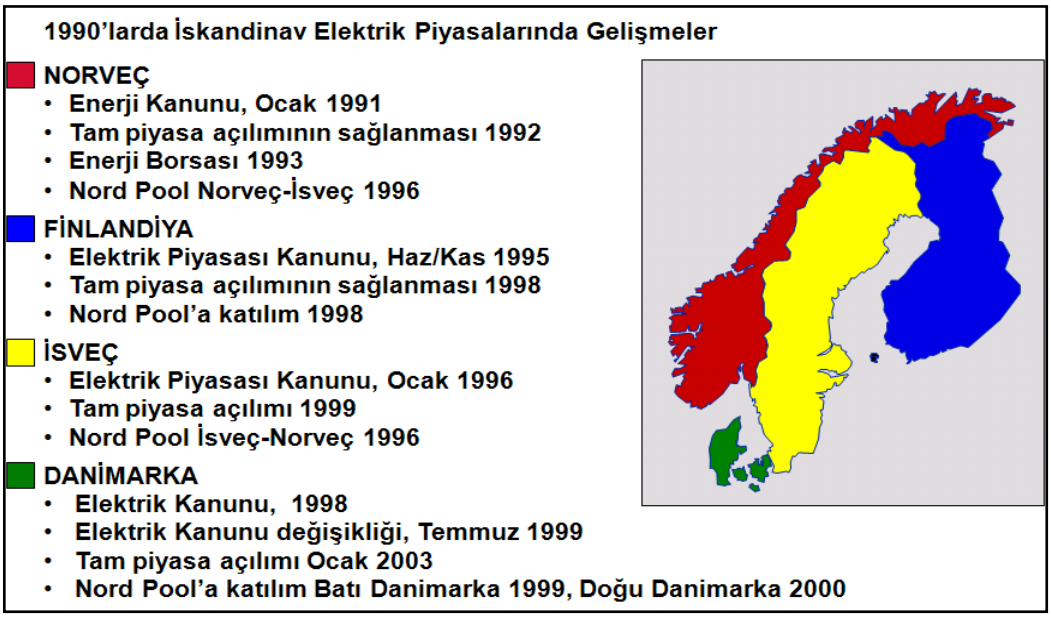
İskandinav piyasasına entegre olan bir sonraki ülke Finlandiya olmuştur. Süreç 1 Haziran 1995'te uygulamaya giren yeni enerji yasasının onaylanması ile başlamıştır. Yasa ile 500 kW altında güç kullanan kullanıcılar hariç herkesin şebekeye erişimine izin verilmiş olundu, bu sınırda 1 Ocak 1997'de kaldırıldı. Ayrıca yasa ile bağımsız düzenleyici bir kuruluş olan Electricity Market Authority kuruldu. Finnish TSO ve Fingrid Oyj 1996'da hükümet tarafından kurulmuştu ve 1 Eylül 1997'de işletilmeye başlandı. İletim şebekelerinin, iki dikey olarak bütünleşik kurum olan IVO (sahibi Fortum) ve PVO'dan ayrıştırılmasında sonra Fingrid kurulmuştur. O zamanlar Fortum'un % 75'i devlete ait olup bu oran 2005 yılında % 59'a indirilmiştir. Fingrid şirketinin hisseleri ise; Fortum (% 25 ticari % 33 oy hakkı), PVO (% 25 ticari, % 33 oy hakkı), Finnish State (% 12 ticari % 16 oy hakkı) ve geri kalanı da kurumsal yatırımcılar arasında paylaştırılmıştır.[78]

Finlandiya elektrik yasası ticari işlemlerin geliştirilmesi için bir altyapı öngörmüyordu. 1995 yılında iki özel elektrik alım-satım ticari girişimi olan EL-EX ve Voimatori Oy kurulmuştur. Likidite hiçbir zaman istenilen seviyeye ulaşamamış ve 1996'da EL-EX çatısı altında birleşmişlerdir. Hala likiditenin istenen seviyeye ulaşamaması yüzünden 1998'de Fingrid EL-EX'in tüm hisselerini satın almış ve 1 Haziran 1998'de Finlandiya'da Nord Pool'un bir temsilcisi haline gelmiştir. Böylece Finlandiya, Nord Pool'da gün öncesi fiyat kotasyonu ile İskandinav piyasasına etkili bir şekilde girmiştir.[79]

[77] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.182.
[78] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.182.
[79] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.182.

Danimarka İskandinav piyasasına iki basamakta girmiştir ve onun girmesi ile birlikte (İzlanda hariç) resim tamamlanmıştır. Danimarka ağırlıklı olarak coğrafi nedenlerden dolayı iki bağımsız (Batı ve Doğu) elektrik sistemine sahiptir. Bunlardan biri UCTE ile senkronize çalışırken diğeri Nordel ile senkronize çalışmaktadır. Danimarka'daki liberalleşme faaliyetleri büyük ölçüde Danimarka şirketlerinin de ticari olarak içinde yer almaya başladıkları diğer İskandinav ülkelerindeki gelişmelerle ve ilk Avrupa Pazar direktifleri ile olmuştur. Batı tarafındaki baskın kamu şirketi, ELSAM, iletim sistemi sahipliği ve sistem işletmeciliği için ayrı bir şirketin, Elsam System 1 Ocak 1997, kurulması ile tekrar organize edilmiştir. 1 Ocak 1998 tarihinden itibaren Elsam System, ELSAM'dan bağımsız olarak, Eltra adında ayrı bir şirkete dönüşmüştür. Bu tarihten sonra Avrupa Birliği piyasa direktiflerinin Danimarka yasalarına etkisiyle yıllık 100 Milyon kWh üzerinde tüketimi olan büyük tüketicilerin sisteme erişimi serbest bırakılmıştır. Fakat mevcut yasalar dikey ayrıştırmayı ve şebekeye erişim için bir alt yapı oluşturulmasını öngörmemekteydi. 2 Haziran 1999'da elektrik tedarik yasasının onaylanması ile rekabet için alt yapı oluşturmak için, üçüncü şahısların şebekeye erişimi, sistemin dikey olarak ayrıştırılması ve hükümetten bağımsız bir düzenleyici otoritenin kurulmasının önü açılmıştır. Danimarka'nın batı tarafında piyasa kuralları diğer İskandinav ülkelerine bayağı benzer durumdaydı. Bu yüzden Batı Danimarka piyasası enerji kanununun yasalaşmasından hemen sonra 1 Temmuz 1999'da Nord Pool'un fiyat kotasyonuna dahil olmuştur. Doğu Danimarka ise bağımsız sistem işletmecisinin, Elkraft System, 1 Ocak 2000'de kurulmasını takiben 1 Ekim 2000'de Nord Pool fiyat kotasyonuna dahil olmuştur. Danimarka elektrik sektörü neredeyse tamamen belediyeler veya kooperatiflere aitti. 1 Ocak 2005'de Danimarka devleti her iki sistem işletmecisinin de hisselerini satın alarak birleştirdi ve gaz sektörünün işletim hakkına da sahip olan Energinet.dk şirketi ortaya çıktı. Danimarkalı elektrik tüketicileri için şebekeye erişim limiti, 1 Nisan 2000 yılında 10 Milyon kWh'a, 1 Ocak 2001'de 1 Milyon kWh'a düşürüldükten sonra, 1 Ocak 2003 yılından sonra tamamen kaldırılmıştır.[80]

[80] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.183.



Şekil 7: İskandinav Elektrik Piyasası Oluşumu Özet[81]

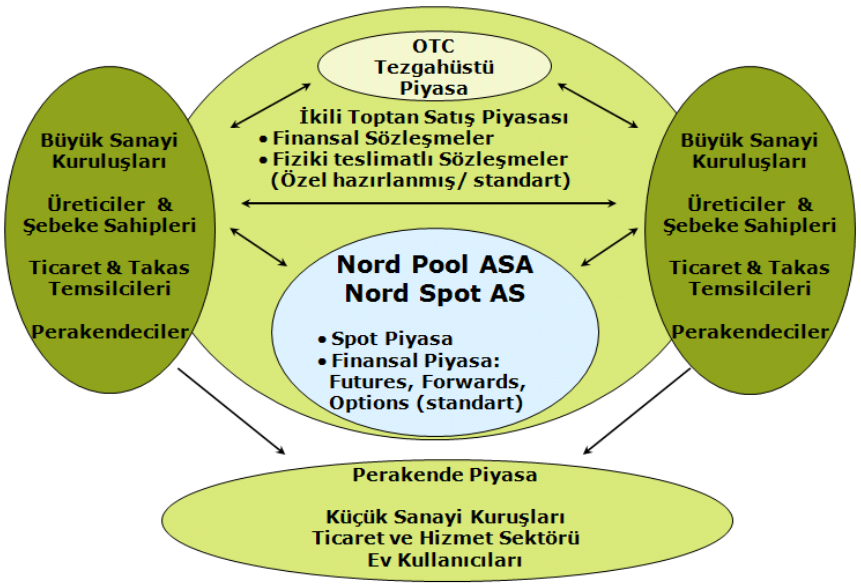
Entegre İskandinav piyasası gelişmesindeki en son kilometre taşları ise 2002 yılında Nord Pool'un yeniden organize edilmesi olmuştur. Böylece Nord Pool dört anahtar aktiviteyi organize etmeye başlamıştır; gün öncesi spot piyasası, finansal ticaret, takas ve danışmanlık. 2002'nin başlarında gün öncesi piyasası farklı bir şirket yapısına dönüştürülmüştür. 1 Haziran 2002'den sonra diğer İskandinav ülke sistem işletmecileri de her ülkeye %20 pay sahipliği olmak üzere ve kalan % 20 payda Nord Pool Holding'te kalmak üzere şirkete birlikte ortak olmuşlardır.[82] Mevcut şartlarda Nord Pool Spot'un sahiplik oranları ise; Statnett SF ve Svenska Kraftnät % 30'ar, Fingrid Oyj ve Energinet.dk % 20'şer paya sahiptirler.[83]

Nord Pool piyasası, piyasa oyuncularını temelde dört ana kategoriye ayırabiliriz. Yakıt tarafında; Su, Nükleer yakıtlar (Uranyum & Plütonyum MOX), Doğal gaz & Kömür, diğer yakıtlar. Üretim tarafında; Hidroelektrik santraller, Nükleer santraller,

[81] Ole GREJDE, **Market Structure and Institutions, The Nordic Market Experience (Presentation)**, Statnett, 2003 s.4.
[82] OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005, s.183.
[83] NORD POOL, http://www.nordpoolspot.com/about/Ownership/, (Erişim Nisan 2010).

Konvansiyonel santraller ve alternatif yakıt kullanan diğer üretim tesisleri. İletimde tarafında; İletim, bağımsız sistem operatörü ve piyasa operatörü (Nord Pool). Dağıtım ve perakende tarafında; Dağıtım, büyük tüketiciler ve perakendeciler. Tabi tüm bu yapı içinde enerji kanunu ve düzenlemelere bağlı tüm piyasayı düzenleyen otoritede vardır.

Nord Pool'da her biri farklı amaçlara sahip olmak üzere üç farklı piyasa işletilmektedir. Bunlar; fiziki teslimatlı sözleşmeler için düzenlenen "Spot Piyasa", finansal türev ürünlerinin işlemleri için, "Finansal Piyasa" ve takas işlemleri için "Takas Piyasası"dır. Bu piyasa alanlarının dışında, Nord Pool'un dünya elektrik piyasaları konusunda uzmanlaşmış olan ve danışmanlık hizmeti veren danışmanlık birimi de bulunmaktadır.[84]



Şekil 8: İskandinav Güç Piyasası[85]

<u>Nord Pool gün öncesi piyasası (Elspot Market);</u> Bu piyasa yapısında ertesi günün 24 saatlik periyodunda fiziksel olarak teslimatı yapılmak üzere saatlik güç

[84] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.124.
[85] GREJDE, **a.g.e.**, 2003, s.10.

sözleşmeleri yapılmaktadır.[86] Nord Pool ile gerekli anlaşmaları imzalamış tüm katılımcılara açık bir piyasadır.[87] Elspot'tan enerji almak isteyen piyasa katılımcıları, elektriğin teslim edileceği günden önceki gün öğlen saat 12:00 ye kadar tekliflerini Nord Pool Spot'a sunmak zorundadırlar. Aynı kural piyasaya enerji satmak isteyenler içinde geçerlidir.[88] Bu kapsamda bakıldığında bir önceki gün saat 12:00'ye kadar verilen teklif bir sonraki gün en yakın saat 00:00, en uzakta saat 24:00 için verilebildiğinden, elektriğin fiziki teslimatın yapılmasından 12 -36 saat önce oluşan bir piyasa yapısı karşımıza çıkmaktadır. Teklifler 0,1 MWh/h ve katları biçiminde verilebilmektedir.[89] Verilen bu alım ve satım teklifleri baz alınarak arz düşük fiyattan yükseğe, talep yüksek fiyattan aşağı dizilerek toplam arz-talep eğrileri oluşturulur. Bu iki eğrinin kesişim noktası her bir saat için spot fiyatları belirler. Spot fiyata ayrıca "Sistem Fiyatı" (Hiçbir iletim kısıtı dikkate alınmadan oluşmuş olan kısıtsız piyasa takas fiyatı[90]) adı da verilir. Spot piyasanın sistem fiyatı, uzun vadeli (Forward, Future) sözleşmeler ve tezgah-üstü piyasa veya ikili anlaşmalar piyasası için referans bir fiyat olmaktadır. Piyasa farklı teklif verme bölgelerine ayrılır eğer bölgeler arası iletim kısıtları (darboğazlar) oluşmazsa tüm bölgelerdeki fiyat sistem fiyatına eşit olur, aksi halde farklı bölgelerde farklı fiyatların oluşması söz konusu olur.[91]

[86] NORD POOL, http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/, (Erişim Nisan 2010).
[87] EGGERTSON, **a.g.e.**, 2003, s.13.
[88] Nord Pool Spot AS, **The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalised Electricity Market,** 2009, s.6.
[89] NORD POOL, **Elspot Regulations**, 2009, s.1.
[90] NORD POOL, http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/, (Erişim Nisan 2010).
[91] EPDK, **Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler**, 2003, s.17.

Tablo 2: 22.03.2010 Tarihli Elspot Yerel ve Sistem Fiyatları (€/MWh)[92]

Zaman	Oslo	Kr.sand	Bergen	Molde	Tr.heim	Tromsø	Finland	Sweden	DK-West	DK-East	Kontek	Sistem
00-01	52.80	52.80	52.80	57.75	57.75	48.42	47.65	48.42	39.91	48.42	-	51.88
01-02	52.74	52.74	52.74	56.04	56.04	49.01	47.29	49.01	40.20	42.59	-	51.83
02-03	52.71	52.71	52.71	54.99	54.99	49.60	47.24	49.60	40.20	42.49	-	51.75
03-04	52.78	52.78	52.78	55.30	55.30	51.28	47.91	51.28	40.25	26.10	-	52.26
04-05	52.99	52.99	52.99	55.63	55.63	52.99	52.99	52.99	40.29	29.30	-	52.78
05-06	54.98	53.51	54.98	57.71	57.71	54.98	54.98	54.98	53.51	42.59	-	53.95
06-07	55.16	54.15	55.16	63.32	63.32	55.16	55.16	55.16	54.15	55.16	-	54.92
07-08	56.43	55.31	56.43	66.28	66.28	56.43	56.43	56.43	55.31	56.43	-	55.58
08-09	56.41	55.50	56.41	67.29	67.29	56.41	56.41	56.41	55.50	56.41	-	56.58
09-10	55.40	55.40	55.40	66.33	66.33	55.40	55.40	55.40	55.40	55.40	-	55.45
10-11	55.10	55.10	55.10	65.98	65.98	55.10	55.10	55.10	55.10	55.10	-	55.31
11-12	53.65	53.65	53.65	65.50	65.50	53.65	53.65	53.65	53.65	53.65	-	53.87
12-13	53.21	53.21	53.21	65.08	65.08	53.21	53.21	53.21	53.21	53.21	-	53.43
13-14	53.16	53.16	53.16	65.03	65.03	53.16	53.16	53.16	53.16	53.16	-	53.37
14-15	52.57	52.57	52.58	63.36	63.36	52.57	52.57	52.57	52.57	52.57	-	52.75
15-16	52.39	52.39	52.53	59.44	59.44	52.39	52.39	52.39	52.39	52.39	-	52.58
16-17	52.09	52.09	52.43	58.20	58.20	52.09	52.09	52.09	52.09	52.09	-	52.32
17-18	52.70	52.70	52.70	58.12	58.12	52.70	52.70	52.70	52.70	52.70	-	52.82
18-19	53.96	53.70	53.96	58.99	58.99	53.96	53.96	53.96	53.70	53.96	-	53.91
19-20	54.95	54.56	54.95	59.38	59.38	54.95	54.95	54.95	54.99	54.95	-	54.83
20-21	53.00	53.00	53.00	61.73	61.73	53.00	53.00	53.00	52.57	53.00	-	53.19
21-22	52.78	52.78	52.78	59.37	59.37	50.99	50.99	50.99	50.99	50.99	-	52.56
22-23	53.01	53.01	53.01	56.66	56.66	49.34	49.34	49.34	39.10	44.06	-	51.85
23-24	52.79	52.79	52.79	55.43	55.43	47.73	47.73	47.73	35.57	42.57	-	50.40
Min	52.09	52.09	52.43	54.99	54.99	47.73	47.24	47.73	35.57	26.10	-	50.40
Max	56.43	55.50	56.43	67.29	67.29	56.43	56.43	56.43	55.50	56.43	-	56.58
Ort	53.66	53.44	53.68	60.54	60.54	52.69	52.35	52.69	49.44	49.14	-	53.34

Elkraft, Eltra, Statnett, Svenska Kraftnät ve Fingrid kendi bölgelerindeki sistemin dengelenmesinden de sorumludurlar. Norveç ve Danimarka ikişer, Finlandiya ve İsveç birer teklif bölgesinden oluşmaktadır. Eğer bölgeler arası fiyat farklılıkları ortaya çıkarsa iletim kısıtları da dikkate alınarak fiyatlar eşitleninceye kadar elektrik fiyatlarına tarife uygulanır. Eğer iki bölge arasındaki fiyat farklılığı yüksekse bu tarifeler yüksek düzeylere ulaşabilir.[93] Örneğin; Eğer Noveç'te elektrik fiyatı 50 €/MWh ve İsveç'te ise 65 €/MWh ve Norveç'ten İsveç'e elektrik akışı net 1100 MWh ise bu durumda;

(65-50)x1100= 16.500 €

[92] NORD POOL, http://www.nordpool.com/system/flags/elspot/area/all/, (Erişim Nisan 2010).
[93] EGGERTSON, **a.g.e.**, 2003, s.13.

bir gelir ortaya çıkmaktadır, bu gelir her iki ülkenin sistem işletmecileri tarafından eşit olarak paylaşılmaktadır.

Elspot'ta teklifler üç şekilde sunulmaktadır; Bir saatlik olarak verilen teklifler, blok olarak (3 saatlik) verilen teklifler ve esnek tekliflerdir. Saatlik teklifler normal marjinal fiyatlandırma usulüne göre kabul edilmektedir. Arz ve talebin kesiştiği noktada sistem fiyatı oluşmakta, bu noktada ortaya çıkan marjinal fiyat tüm teklifi kabul olan katılımcılara teklif fiyatlarından bağımsız olarak aynı yansıtılmaktadır. Blok tekliflerde 3 saatlik dilimler şeklinde sabit fiyat ve hacim üzerinden verilmekte, kapsadığı saat diliminde ortaya çıkan ortalama fiyatla karşılaştırılmakta ve kabul edildiğinde tüm saat dilimleri için kabul edilmiş sayılmaktadır. Esnek fiyat teklifi ise belirli bir saat dilimi için değil serbest olarak sunulmakta ve teklif fiyatından yüksek olmak şartı ile elektrik fiyatının en yüksek olduğu saat diliminde dikkate alınmaktadır.

Nord Pool gün içi dengeleme piyasası (Elbas Market); Elbas sınırlar ötesi, bir günlük gün içi dengeleme piyasası olup, İskandinav ülkelerini ve Almanya'yı kapsamaktadır.[94] Elspot'da fiyatın belirlenmesi ve teslimat arasındaki fark 12 saatle 36 saat arasında değiştiğinden, piyasa katılımcıları bu ara zamanda fiziki sözleşme dengelerini iyileştirmek isteyebilirler. Bu kapsamda kurulan Elbas piyasasında sözleşmelerin alım satım işlemleri teslimattan bir saat öncesine kadar yapılabilmektedir.[95] Uygulamada Almanya işlemleri saat sabah 8:00 itibari ile başlatırken, İskandinav bölgesinde işlemler saat 14:00 itibari ile başlamaktadır. Bu kapsamdan bakıldığında 1-34 saat aralığında oluşan bir piyasa yapısı karşımıza çıkmaktadır. Sözleşmeler 1 MWh ve daha yüksek miktarlarda 0.1 MWh artırımlarla yapılabilmektedir. Elpot'da olduğu gibi burada da blok teklif sunulabilmektedir. Elbas piyasası katılımcılara portföylerini dengeleme için Elspot'tan sonra ikinci bir şans sunmaktadır. Dengeleme piyasasında yüksek dengesizlikler nedeniyle oluşacak fiyat dalgalanmaları piyasa katılımcıları için büyük finansal riskler içerebilmektedir. Elbas

[94] NORD POOL, http://www.nordpoolspot.com/en/trading/The-Elbas-market/, (Erişim Nisan 2010).
[95] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler**, 2003, s.17.

sayesinde piyasa katılımcıları fiziki teslimden bir saat önceye kadar portföylerini dengeleme şansı bulabilmektedirler. Elbas üç piyasa yapıcısına sahiptir; E.ON Energy Trading SE 40 MW (İsveç), Fortum Power and Heat Oy 40-60MW (Finlandiya), Vatenfall AB 80 MW (İsveç). Piyasa yapıcıları Elbas piyasasında likitidenin sağlandığından emin olmaları ve sürekli alım ve satım için piyasaya kote olmaları gerekmektedir.[96]

Nord Pool Finans Piyasası (Financial Market); Finansal piyasa fiyatları güvence altına almak için kontratların yapıldığı bir ticaret merkezidir. Piyasada standart hacim ve Hedge fiyatlarında günlük, haftalık, aylık, sezonluk (3 ay) ve yıllık işlemler yapılmaktadır. Temel amaç fiyat dalgalanmalarından kaynaklanan finansal risklerin önüne geçmek olup, fiyatların hedging ve risk yönetimi için önemli bir unsurdur. Future sözleşmelere ek olarak, Forward ve OTC sözleşmeleri de bu piyasada el değiştirmektedir. Future piyasasında 4-7 hafta öncesine kadar haftalık, 52 hafta öncesine kadar dört haftalık blok olarak ve 3 yıl öncesine kadar ise sezonluk sözleşmeler işlem görebilmektedir.[97] Bu uygulamalar sayesinde Nord Pool çeşitli müşteri gruplarına çok sayıda finansal enerji sözleşmeleri sunmaktadır. Bu sözleşmelerden Future'ın nasıl çalıştığına yönelik örnek bir uygulama da şöyle olmaktadır;

Örnek: Bir alıcı ve satıcı 7200 MWh hacimli ve 58 €/MWh hedge fiyatlı bir aylık (Temmuz 2010) bir kontrat yaptıklarını var sayalım. Eğer anlaşma yapılan ay içinde ortalama sistem fiyatı 62 €/MWh olacak olursa satıcı, alıcıya 4 €/MWh x 7200 MWh = 28,800 € luk bir ödeme yaparak alıcının fazla ödemesini karşılamış olur. Diğer taraftan eğer anlaşma yapılan ay içinde ortalama sistem fiyatı 60 €/MWh olacak olursa bu seferde alıcı, satıcıya 2 €/MWh x 7200 MWh=14,400 € luk bir ödeme yaparak satıcının fiyat farkını karşılamış olmaktadır. Bu şekilde yapılan işlemlerle alıcı ve satıcılar fiziki teslimatın haricinde alım satıma yönelik fiyat risklerini ortadan kaldırma imkanı bulurlar. Ayrıca bir aylık periyotta 7200 MWh alım işlemi her saat için 10 MWh

[96] NORD POOL, Erişim (2010), http://www.nordpoolspot.com/en/trading/The-Elbas-market/
[97] EGGERTSON, **a.g.e.**, 2003, s.14.

anlamına gelmekte ve sürekli değişen sistem fiyat volatilitesinin de piyasa oyuncusu açısından önüne geçilmiş olunmaktadır.

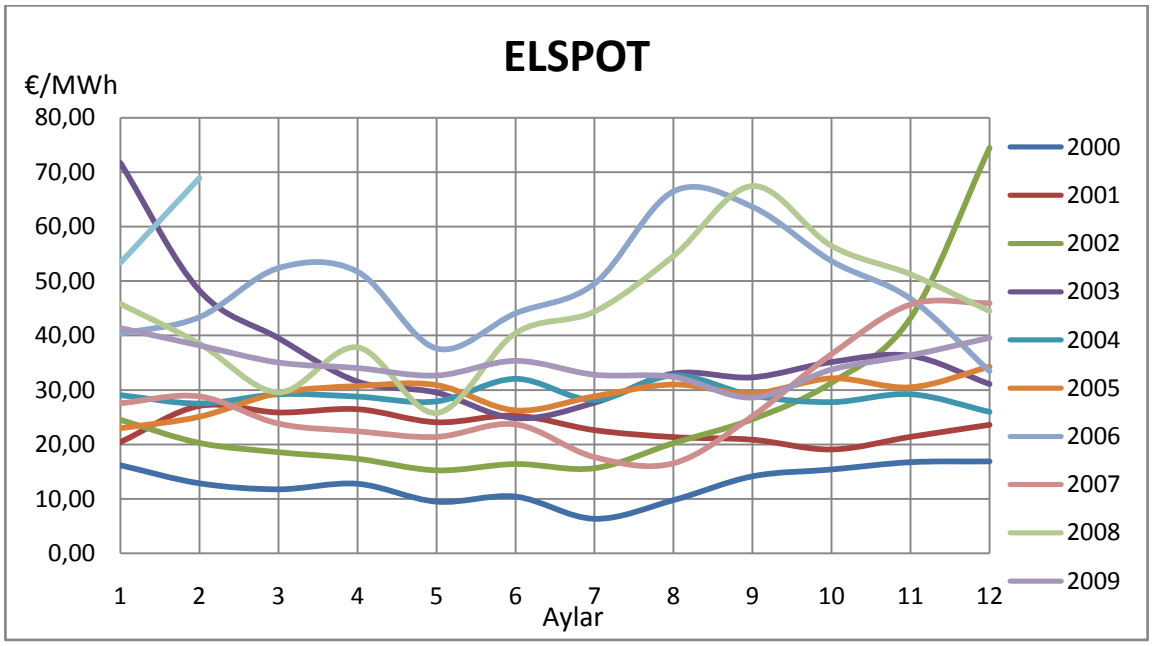
Nord Pool piyasasının etkinliği piyasaya katılım şartlarının kolaylığından kaynaklanmaktadır. Elspot piyasası 2008 yılında bir önceki yıla göre % 2 lik bir artışla 297,6 Milyar kWh lik bir işlem hacmine ulaşmış, finansal değeri yaklaşık 14,8 Milyar € olmuş ve piyasa payı da bir önceki yıla oranla % 2 artarak % 70,1'e yükselmiştir. Elbas piyasasında işlem hacmi 2008 yılında bir önceki yıla oran % 13 artarak 1,8 Milyar kWh düzeyinde gerçekleşmiştir. Finansal piyasada işlem hacmine baktığımızda 2008 yılında bir önceki yıla göre % 35 lik bir artışla 1436,6 Milyar kWh lik bir işlem hacmi oluşmuştur. Bu işlem hacminin maddi karşılığı ise 2008 yılında bir önceki yıla göre % 73 artış göstererek 74,8 Milyar €'a ulaşmıştır. Toplam olarak ticaret ve takas piyasasının işlem hacmi ise 2576,6 Milyar kWh olup maddi karşılığı 119,4 Milyar €'dur.[98] Bu kapsamdan bakıldığında 16 yılın üzerinde piyasa deneyimi olan Nord Pool'un finansal piyasası ve takas piyasasının, Elspot piyasasının yaklaşık dokuz katı hacimle oldukça derin bir piyasa yapısına kavuştuğunu söylemek gayet kolay olacaktır.

Nord Pool takas piyasası (Clearing Market); Nord Pool Clearing ASA'nın, % 100 hissesi Nord Pool'a ait olup, 1997'de Menkul Değerler Ticareti Yasası ile bir emtia takas kurumu olarak faaliyet göstermesine izin verilmiştir. Nord Pool Clearing ASA, enerji sözleşmelerinin takasında bulunarak tarafların mali risklerini azaltmaktadır.[99] Bu piyasada işlem yapabilmek için piyasa katılımcılarının belirli düzeylerde teminat göstermeleri zorunludur. Takas evinde (Clearing House) taraflar karşılıklı olarak kontratlarını takas etmeyi seçebilmektedirler. Takas evi her ikisine de taraf olmakta ve anlaşmayı garanti altına almaktadır. Zaten taraflar güç piyasasında finansal olarak kontrat yaptıkları zaman fiziki teslimat söz konusu olmadığı için takas yapma zorunluluğuna tabidirler. Piyasadaki taraflar çoğu zaman birbirlerini dahi

[98] Nord Pool ASA, **Annual Report 2008**, 2009, s.4.
[99] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.129.

tanımadığından, karşılıklı olarak takas işlemlerinde takas evi, piyasa katılımcıların arasında durur.[100]

Nord Pool Piyasası İstatistikleri; Nord Pool piyasasına yönelik bazı büyüklüklere ilişkin istatistikler.

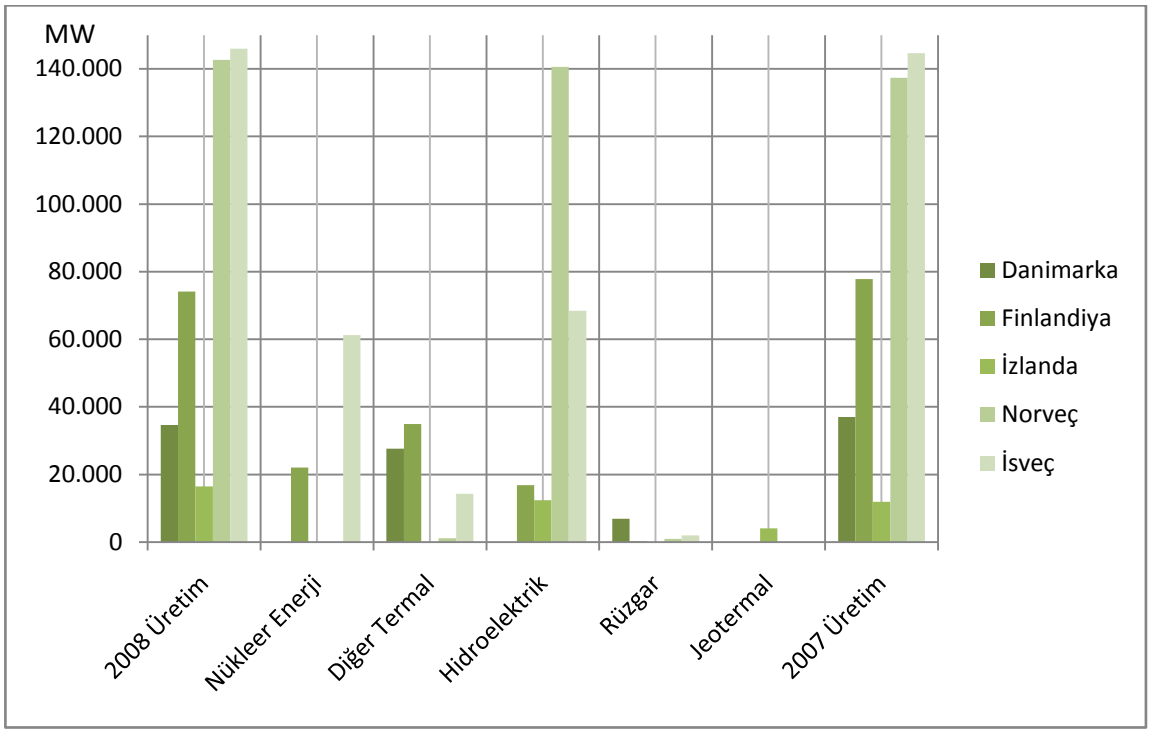


Şekil 9: Elspot 2000-2010 Aylık Ortalama Sistem Fiyatları (€ /MWh)[101]

[100] Nord Pool Spot AS, **The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalised Electricity Market**, 2009, s.12.
[101] NORD POOL, http://www.nordpool.com/system/flags/elspot/area/all/, (Erişim Nisan 2010).

Tablo 3: İskandinav Elektriği Temel Göstergeleri[102]

2008	İskandinav	Danimarka	Finlandiya	İzlanda	Norveç	İsveç
Nufüs (mil)	25,2	5,5	5,3	0,3	4,8	9,3
Tüketim (TWh)	412,7	36,1	87,0	16,6	128,9	144,1
Puant Yük (GW)	61,0	6,1	12,5	1,7	18,4	22,2
Üretim (TWh)	414,0	34,6	74,1	16,5	142,7	146,0
Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı						
Hidroelektrik (%)	58	0	23	75	98	47
Nükleer (%)	20	0	30	0	0	42
Diğer Termal (%)	19	80	47	0	1	10
Rüzgar (%)	3	20	0	0	1	1
Jeotermal (%)	0	0	25	0	0	0

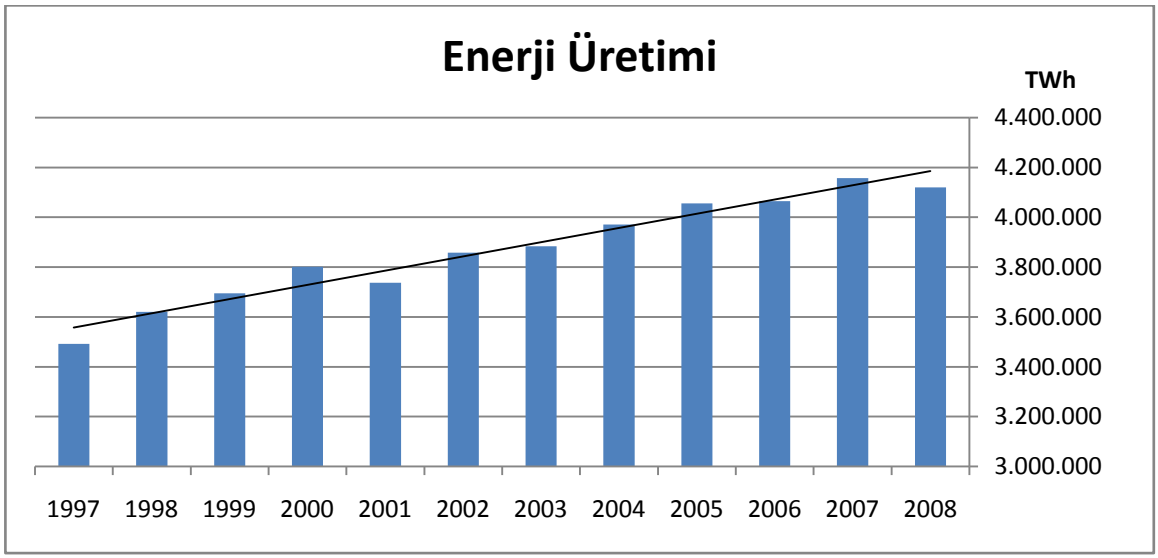


Şekil 10: İskandinav Piyasası 2008 Yılı Üretim Miktarları[103]

[102] Nord Pool ASA, **Nordel Annual Statistics 2008**, 2009, s.3.
[103] Nord Pool ASA, **Nordel Annual Statistics 2008**, 2009, s.7.

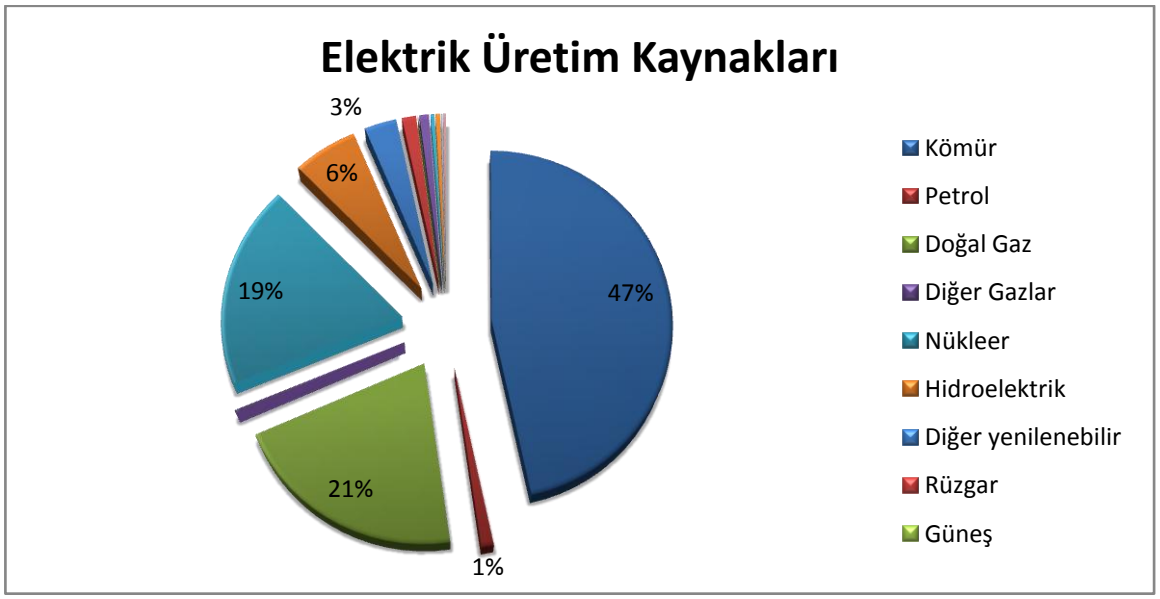
1.2.1.2. ABD Elektrik Piyasasına Genel Bakış

ABD dünya enerji tüketiminde önemli bir paya sahiptir. World Energy Oulook 2008 verilerine göre, 2006 yılında tüm dünyada elektrik tüketimi 15,665 TWh olmuştur, Amerika Birleşik Devletlerinin tüketimi ise 3,723 TWh olup, tüm dünya tüketiminin yaklaşık % 24'ünü yalnız başına gerçekleştirmiştir. Referans senaryoya göre bu oranın 2030 yılında % 17 civarına düşecek olması ön görülse bile, dünya tüketimi içinde oldukça büyük bir pay tutmaya devam edecektir.[104] 1997 yılı ile 2008 yılları arasında ABD elektrik üretim verileri Şekil 11'de yer almaktadır. Şekil 12'de ise enerji üretiminin kaynaklara göre dağılımı yer almaktadır, bu grafiksel dağılıma göre üretim kısmında ABD'nin büyük bir çeşitliliğe sahip olduğu göze çarpmaktadır.



Şekil 11: ABD 1997-2008 Yılları Arası Enerji Üretim Değerleri[105]

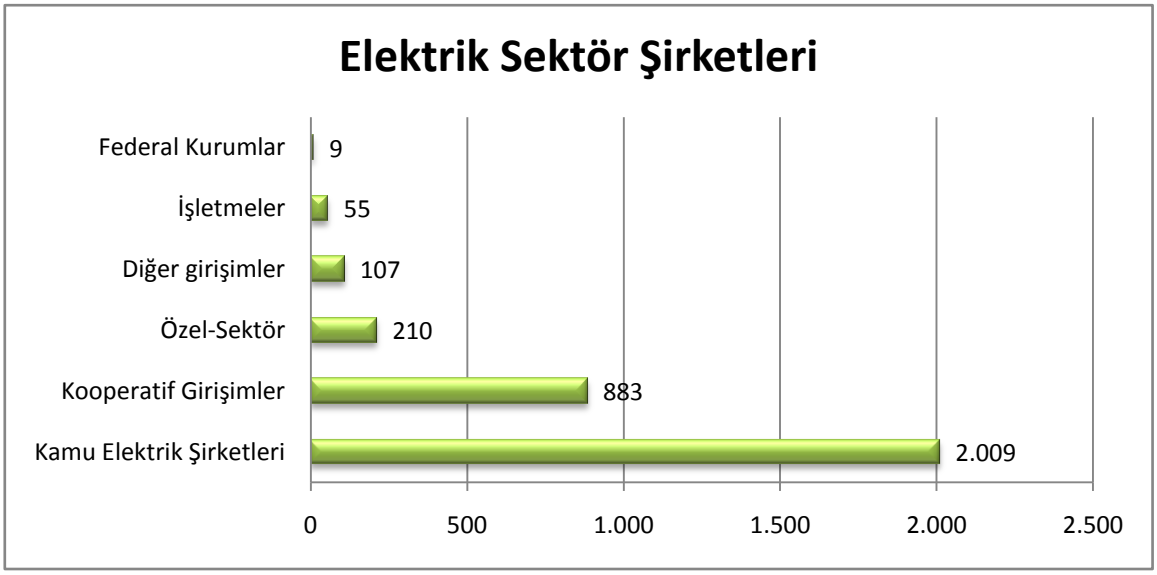
[104] OECD/IEA, **World Energy Outlook**, , 2008, s.140.
[105] U.S. Energy Information Administration (**EİA**), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html, (Erişim Nisan 2010).



Şekil 12: ABD 2008 Yılı Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı[106]

Amerika'da 3273'den fazla elektrik şirketi bulunmaktadır. Bunlar, özel sektöre, kamuya, kooperatiflere ve Federal hükümete ait şirketlerdir. Ayrıca elektriğin alım ve satımını yapan piyasa yapıcı şirketlerde yer almakta olup bunlar genellikle iletim, dağıtım ve üretim payına sahip değildirler. Tüm bu sektör şirketleri ise yerel, eyalet ve federal otoriteler tarafından düzenlenmektedir (regulation). Tüm eyaletler arası elektrik piyasası satışları ve kamu elektrik kurumları, Federal Energy Regulatory Commission (FERC)'in düzenlemelerine tabi olmaktadır. 2007 verilerine göre ABD'de yer alan elektrik şirketlerinin genel yapısı Şekil 13'te verilmektedir.

[106] U.S. Energy Information Administration (**EİA**), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html, (Erişim Nisan 2010).



Şekil 13: ABD Elektrik Sektörü Şirketlerinin Dağılımı (2007)[107]

Federal Kurumlar; sahip oldukları elektrik üretim tesislerinin üretimlerinin büyük bir bölümünü uygun fiyatlardan kamu tesisleri ve kooperatiflere satmaktalar, onlarda bu elektriği son kullanıcıya tekrar satmaktadır. Vergilerle varlıklarını sürdüren bu şirketler vergi muafiyetlerinden de yararlanmaktadır. Kooperatifler; belirli gruplar tarafından özel kullanımlar için oluşturulan kurumlardır. Özellikle kırsal kesimlerde, çiftçiler, hayvancılıkla uğraşanlar, gibi gruplar tarafından oluşturulmakta ve eyalet ve yerel vergilerden muaf tutulmaktadırlar. Kamu tesisleri; 1800'lü yılların sonundan itibaren ABD'deki pek çok belediye sadece kendi sınırları içinde elektrik hizmeti sağlamak amacı ile tesisler kurmuşlardır. Büyük şehirlerde de hizmet veren bu şirketler ulusal vergilerden ve eyalet vergilerinden muaf tutulmaktadırlar.[108]

Burada dikkat edilmesi gereken önemli husus, özel-sektör girişimlerinin sayısal olarak tüm şirketlerin % 6 sı olmasına rağmen yaklaşık olarak kurulu güç kapasitesinin %38'ine, üretimin % 42'sine ve satışlarında % 66'sına sahip olmalarıdır. ABD elektrik

[107] U.S. Energy Information Administration (**EİA**), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/prim2/toc2.html, (Erişim Nisan 2010).
[108] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.100.

gelirlerinin de % 67'sine sahiptirler. 100 milyonun üzerinde müşteriye özel-sektör girişimi hizmet vermektedir.[109] Tüm bu veriler ışığında ABD'nin elektrik için ne kadar büyük bir pazar olduğu ve daha uzun yıllarda böyle kalmaya devam edeceği yorumunu yapmak doğru olacaktır.

Elektrik sektörü gelişimine bakıldığında; Amerikan endüstri tarihçileri, elektrik endüstrisinin, rekabet içinde olan franchise şirketlerinin ve piyasaya rekabet kurallarının hakim olduğu bir dönemde 1882-1907 yılları arasında başladığını işaret etmektedirler. Bu dönemde tüketiciyi koruyan yaklaşımın regülasyonlar değil ortaya çıkan rekabet olduğu düşünülmektedir. Piyasa tecrübesi açısından da faydalı olan bu dönemde elektrik üretim miktarı artmış, fiyatlar düşmüş, kurulu güç ve toplam üretim miktarları oldukça artmıştır.[110]

Geçmişten bugüne gelen dönemde hala birçok ekonomist tarafından özellikle alt yapı faaliyetlerini içeren dağıtım ve iletim bir tekel olarak değerlendirilmektedir. Günümüzde dünyada birçok örneğinden ve ABD'deki ilk dönem uygulamasından da görüleceği üzere özellikle dağıtımda rekabet şartları oluşabilmiştir ve firmalar bu ortamda para da kazabildiklerini kanıtlamışlardır. İletim için durum biraz daha farklı olmaktadır. ABD ve halen birçok ülkede iletim ülke içinde farklı alanlara bölünebilse de maliyet açısından rekabet şartlarının ortaya çıkması zor gözükmektedir. Pahalı ve karı az olan iletim sektöründe ana tüketim noktalarına rekabetçi bir şeklide alternatif hatlar döşenmesi, bunun ekonomik olması ve buradan tüketici yararına bir rekabet ortamının oluşması imkansız değil ama zor olan bir unsurdur. Bu unsurun önünü açabilecek en iyi gelişme teknolojinin ilerlemesi ile yeni elektrik iletim metotlarının (Örneğin; lazer, ışınım, manyetik alan, havadan vb.) ortaya çıkması yoluyla olacaktır. Bu konular üzerine kapsamlı araştırmalar devam etmekte olup ekonomik olmasının beklenmesi gerekmektedir.

---

[109] U.S. Energy Information Administration (**EİA**), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/prim2/toc2.html, (Erişim Nisan 2010).
[110] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.97.

Daha sonraki dönemlerde ABD elektrik endüstrisindeki tekelci yaklaşım serbest piyasa işleyişi ile ilgisi olmayan nedenlerden doğmuştur. Bazı şirketler el altından bölgesel kamu komisyonlarını yani Public Utility Commissions (PUCs) destekleyerek tekel pozisyonlarını güçlendirmişlerdir. PUCs bölgesel olarak elektrik şirketlerinin belirli bir fiyattan hizmet verme olanaklarını düzenlemiş bu sayede imtiyazlı şirketler dediğimiz bu şirketlerin sabit marjlarda karları, kimi zamanda önemli derecede iyi oranda karları garanti altına alınmıştır. Elektrik sektörünün gelişimi ve pazar büyüklüğünün artması ile birlikte ulusal alanda faaliyet göstermeye başlayan ve dikey bütünleşik yapılar sergileyen holding yapıları ortaya çıkmaya başlamıştır. Bu yapılar ile birlikte eyaletler arası elektrik ticareti artarak büyümüş ve eyalet düzenlemeleri yetersiz kalmıştır. Ortaya çıkan federal düzenleme ihtiyacı kapsamında 1935 yılında federal otoritelere daha fazla yetki veren iki önemli yasa kabul edilmiştir; Federal Power Act (FPA), ve Public Utility Holding Company Act (PUHCA).[111]

FPA'ın onaylanması ile birlikte, 1920 yılında hidroelektrik projeleri federal kontrol altında koordine etmek için kurulmuş olan Federal Power Commission (FPC)'e elektriğin iletimi ve satışını düzenleme hakkı federal düzeyde verilmiştir.[112]

PUHCA ile bir şirkette % 10'dan fazla hisse sahibi olan holdinglerin Securities and Exchange (SEC)'e kayıt olmaları ve holdinglerin finansal işlemlerine yönelik detaylı rapor sunmaları zorunluluk haline getirilmiştir.[113] Bu düzenlemelerin altındaki en önemli neden artık holdingleşmiş ve ulusal boyuta ulaşmış şemsiye şirketlere yönelik eyalet düzenlemelerinin yetersiz kalacağından korkulması olmuştur.

1970'li yıllara gelindiğinde ABD elektrik endüstrisinde gözle görülür bir değişiklik olmuştur. Artık endüstride dört temel grup yer almaktadır; özel sektör girişimleri, kamu girişimleri, kooperatif girişimleri ve federal elektrik kurumlarıdır. Bu

[111] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.98.
[112] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, (Erişim Nisan 2010).
[113] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.99.

yıllar ayrıca enerji krizinin ve petrol ambargolarının (1973) ortaya çıktığı yıllardır. Elektrik endüstrisinde reform çalışmaları açısından bakıldığında, 1977 yılında kongre FPC'yi tekrar organize ederek FERC'i kurmuş ve yetkilerini genişletmeye devam etmiştir.[114] 1978 yılında Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), alternatif enerji kaynaklarının kullanımını teşvik amacı ile kabul edilmiş ve yürürlüğe girmiştir.[115] Anlaşmanın yürürlüğe girdiği sıralarda enerji krizi doruk noktalarında olup bir varil petrolün fiyatı 100 $'a dayanmıştı. Bu anlaşma ile birlikte kurumsal olmayan elektrik üreticilerinin de piyasaya girişine imkan tanınmıştır. PURPA'dan önce sadece kurumsal girişimler elektrik üretim tesislerinin sahibi olabiliyor ve işletebiliyorlardı.[116] PURPA kapsamında bir takım küçük bağımsız güç üreticileri (güneş, rüzgar, ko-jenerasyon, buhar ve diğer) Qualifiying facilities-QFs olarak adlandırılmış ve PUHCA gibi birtakım yasal mevzuatlara karşı muafiyetler kazanmışlardır. Alıcılara bu şekilde yaratılan yeni bağımsız elektrik üreticileri gurubundan, QFs, belli miktarlarda alım yapma zorunluluğu getirilmiştir. Ryan WISER's göre, Böylece dikey bütünleşmemiş girişimlerin piyasaya girişine izin veren ve toptan elektrik piyasasını rekabete açan ilk adım gerçekleşmiştir. Elektrik endüstrisinin doğal tekel olduğu yönündeki görüşlerin daha çok tartışılmasına sebep olmuştur. QFs'ler böyle bir piyasa yapısında, tekel olan piyasalardakinin aksine kaynaklardan daha iyi yararlanabileceklerini ve maliyetlerin düşmesine yardım edebileceklerini kanıtlamışlardır.[117]

1980 sonrasında Kaliforniya gibi bazı eyaletler dikey tekel yapısındaki elektrik sektörünün ayrışmasına giderek üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış pazarlarının oluşmasını sağlamışlardır. FERC, elektriğin toptan satışı ve iletim piyasalarında getiri oranı düzenlemesini uygulamaktayken, 1980 sonrasında rekabetçi toptan satış piyasasının gelişimini destekleyerek, toptan satış şirketlerine Pazar gücü

---

[114] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, (Erişim Nisan 2010).
[115] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.100.
[116] Union of Concerned Scientists, http://www.ucsusa.org/clean_energy/solutions/big_picture_solutions/public-utility-regulatory.html, (Erişim Nisan 2010).
[117] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.101.

kullanmamaları ve iyi çalışan piyasadaki arz-talep dengesini yansıtacak fiyatlarda satmaları koşulu ile piyasa fiyatından satma yetkisi vermiştir.[118]

1990'lı yıllara gelindiğinde ABD de tam anlamıyla olmasa bile bir deregülasyon ve rekabet sürecinden söz etmek mümkün olmuştur.[119] 1992 yılında Enerji Politikası Kanunu (EPAct) uygulamaya girerek PURPA'nın rekabetçi faydalarını geliştirmiş ve genişletmiştir. Bu kanun, dikey bütünleşmemiş bağımsız üreticilerin yalnızca kendilerine en yakın olan yerel tüketim merkezlerine değil, iletim hatları boyunca tüm tesislere elektrik satmalarına imkan vermiştir. EPAct, PUHCA'yı tadil etmiş ve daha fazla dikey olarak bütünleşik olmayan teşebbüsün PUHCA sınırlamalarına tabi olmadan toptan elektrik satış piyasasına girmesinin önün açmıştır. EPAct ile birlikte Exempt Wholsale Generators-EWGs (Muaf Toptan Üreticiler) olarak adlandırılan bir grup ortaya çıkmıştır. EWGs'ler temelde iki özelliği ile QFs'lerden ayrılmışlardır; Birincisi, EWGs'ler PURPA'da QFs'ler için getirilmiş olan co-jenerasyon yada yenilenebilir enerji sınırlamalarına tabi değildirler. İkincisi, tüketicilerin EWGs'lerden elektrik alma zorunluluğu bulunmamaktadır. Ayrıca, EPAct ile birlikte FERC'e iletim hattı sahiplerinin şebeke sistemlerini ayrımcılık yapmadan tüm girişimlere açma zorunluluğu getirilmesi görevi verilmiştir.[120]

24 Nisan 1996 yılında FERC 888 ve 889 sayılı "toptan satış açık erişim kuralları"nı yayımlayarak 888 nolu kural gereği; İletim hattı sahiplerinin üçüncü şahıslara kendilerine sağladıkları imkanlarla ayrımcılık yapmadan iletim hattı hizmetlerini açmaları "Open Access" istenmiştir. Potansiyel elektrik tedarikçilerinin piyasaya eşit bir şekilde erişiminin garanti altına alınması hedeflenmiş ve yeni rekabetçi piyasada elektrik için piyasa takas fiyatlarının ortaya çıkmasını temin etmek için ayrı fiyatlama borsalarının ortaya çıkması teşvik edilmiştir. 889 nolu kural gereği; Elektronik

[118] F.Yeşim, AKÇOLLU, **Elektrik Sektöründe Rekabet ve Regülasyon**, Uzmanlık Tezi, Rekabet Kurumu, 2003, s.58.
[119] Hakan ÇETİNTAŞ, Tamer ÇETİN, **Elektrik Piyasasında Rekabetçi Uygulamalar**, Süleyman Demirel Ün. İİBF Yayınları, 2004, C.9, S.1, s.115.
[120] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.101.

bültenlerle emre amade kapasitelerin gönderilmesi gerekmiştir. OASİS olarak adlandırılan bu sistem "Açık Erişim Anlık bilgi Sistemi"dir.[121] FERC ağa (şevekeye) erişim ayrımcılığını önlemek için Bağımsız Sistem İşletmecisi (Independent System Operator-ISOs) kurulmasını tavsiye etmiş fakat zorunlu kılmamıştır. ABD'de Aralık 2009 itibari ile dokuz tane RTO (Regional Transmission Operators) ve ISOs bulunmaktadır.[122]

1998 yılında, EPAct-1998 ile tüm nihai tüketicilerin elektrik arzında rekabet edebilmesine izin verilmiş ancak bir zorunluluk getirilmemiştir. 1999 yılının Aralık ayında FERC 2000 sayılı kuralını yayınlamış ve iletim kurumlarının RTO olmak için sağlaması gereken şartları gösteren kılavuzlar yayınlayarak ISOs'ların RTO'lara katılımını teşvik etmiştir.[123] Bu kapsamda ISOs'ların katılım planlarını sunmaları istenmiştir. Bu şekilde iletim hattı sahiplerinin, iletim sistemini kontrolünü, toptan satışa açık erişimi adil bir biçimde sağlamak üzere kurulan bağımsız bir otoriteye bırakmaları sağlanmıştır.[124] Amerikan iletim sisteminin mevcut durumu halen birçok uzman tarafından eleştirilmektedir. Avrupa şebeke işletmecileri ve bölgeler arası iletim sisteminin gelişmişliği yanında Amerika zayıf ve yaşlanmış bir yapıya sahip kalmaktadır.

2005 yılında EPAct 2005 devreye girmesi ile birlikte komisyonun yetkisinde büyük değişiklikler yapılmıştır. EPAct 2005'in kabul edilmesi ile kongrenin komisyona olan güvenin güçlü bir şekilde sınanmıştır. EPAct 2005 komisyona yeni yetkiler vermiştir, PURPA, FPAct ve NGAct'larının güncellenmesi ile komisyona yeni önemli yetkiler verilmiştir. Ayrıca kanunun kabulü ile birlikte PUHCA yürürlükten kaldırılmıştır. Komisyona verilen yeni görevlerden bazıları şöyledir; Ulusal elektrik

---

[121] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, (Erişim Nisan 2010).
[122] U.S. Energy Information Administration (**EİA**), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/channel/fig8.html, (Erişim Nisan 2010).
[123] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, (Erişim Nisan 2010).
[124] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.102.

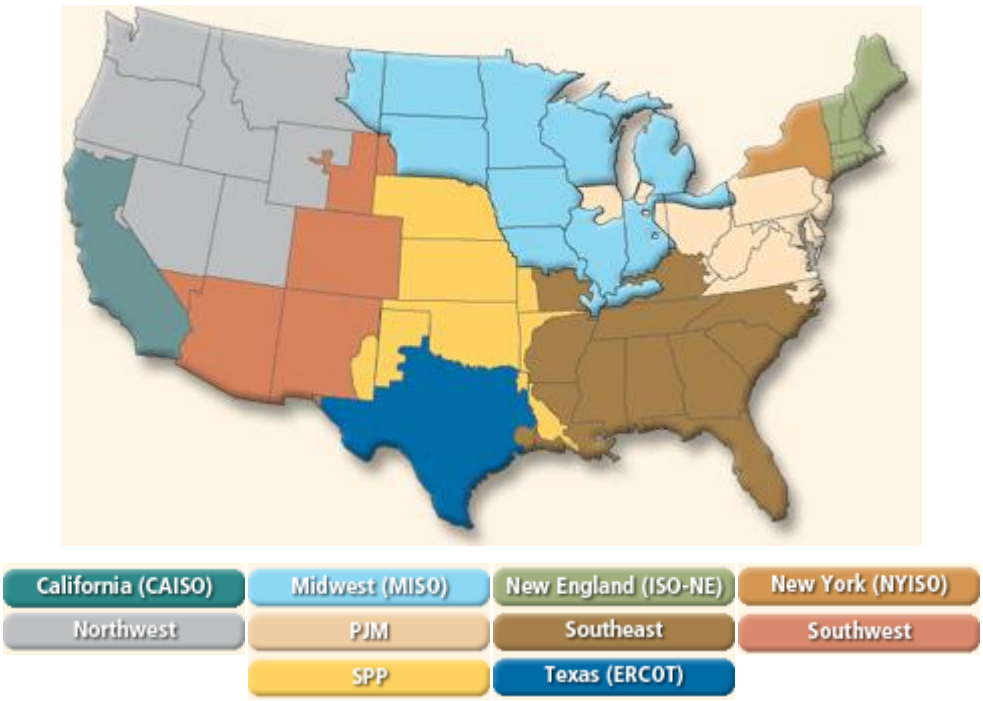
iletim şebekesi için güvenilirlik standartlarının oluşturulmasının öngörülmesi ve uygulatılması, piyasa manipülasyonlarının önlemek için cezalandırma yetkisi de dahil yeni araçların kurulumu, elektrik iletim yatırımlarını desteklemek için oransal teşviklerin sağlanması, ulusal elektrik iletim koridorlarında ilave eyalet iletim sahalarının oluşturulması, belirli holding şirketlerinin birleşmeleri ve aralarında elektrik kurumlarının da bulunduğu işletmelerin satın alınmaları, kamu kurumlarının elektrik üretim tesislerini de satın almaları da dahil gözden geçirilmesidir.[125]

Bu kapsamda elektrik toptan satışı açısından piyasa payı % 20'nin üzerine çıkan şirketlerde fiyat FERC tarafından belirlenmektedir. Bunun dışında, FERC belirlemiş olduğu kurallar dışında fiyat oluşumları tespit ettiği zamanda piyasaya müdahale etmektedir. Bu durumlarda olay bazıda veya şirket bazında tavan fiyat uygulamaları yapılabilmektedir.[126]

15 Şubat 2007'de on yıl geçmişi olan iletim sistemi altyapısına serbest erişim "Open Access" uygulaması tekrar düzenlenerek son kural "final rule" olarak adapte edilmiştir. Bu sayede iletim şebekesinin işletiminde daha etkili düzenleme ve şeffaflık sağlanmasının yanında iletim hizmetlerinin makul fiyatlardan ve ayrımcılığa maruz kalmadan alınması garanti altına alınmıştır. Bu kural ile şunlar tasarlanmıştır; Şebekeye serbest erişim ücretlerinin öngörülebilirliğinin kuvvetlendirilmesi ve gereksiz ayrımcılık yapılması olayının çaresine bakıldığından emin olunması, gereksiz ayrımcılıkların azaltılması için büyük özgünlükler sağlanması ve komisyonun yetkinliğine işlerlik kazandırmak, iletim sisteminin kullanılması ve planlamasında uygulanacak kurallarda şeffaflığın arttırılmasıdır.[127]

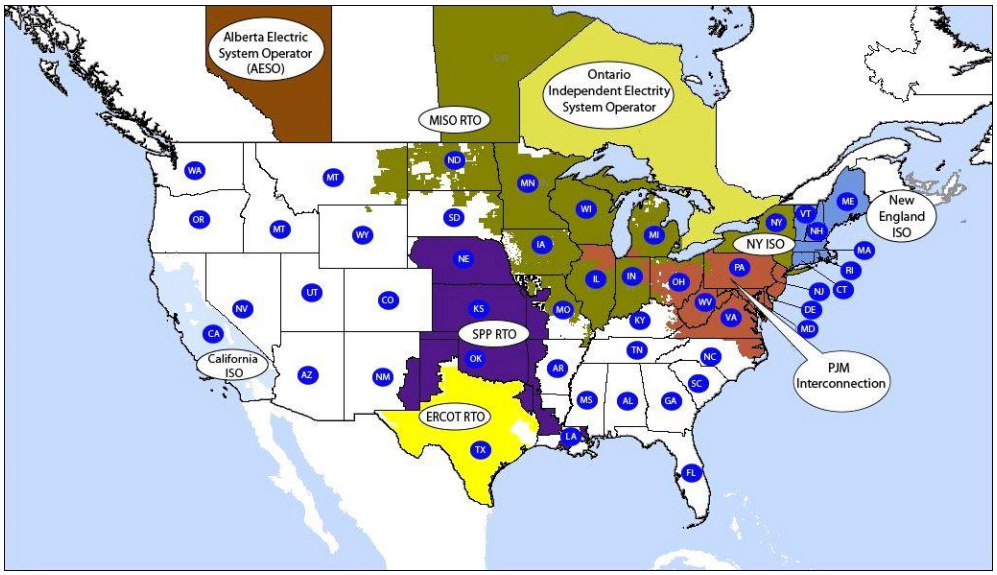
[125] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, (Erişim Nisan 2010).
[126] ŞANDIR, **a.g.e.**, 2007, s.61.
[127] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, (Erişim Nisan 2010).

2008 yılında, FERC 719 numaralı kuralı yayınladı. Bu kuralla, uzun dönem güç sözleşmelerinin desteklenmesi ve talep tarafının piyasaya katılımının kullanılması ile organize toptan elektrik piyasasının rekabetinin geliştirilmesi ve işletiminin güçlenmesi, piyasa izlemenin kuvvetlendirilmesi, bağımsız sistem operatörlerinin ISOs ve bölgesel iletim sistemi organizasyonlarının RTO geliştirilmesi konularındaki düzenlemelere son şekli verilmiştir. [128] Şekil 14'te Amerikan elektrik piyasalarının eyaletlere göre dağılımı gösterilmektedir. Şekil 15'te ise Amerikan ISOs ve RTO'ları yer almaktadır.



Şekil 14: Amerikan Elektrik Piyasaları[129]

[128] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/students/whatisferc/timeline.htm, (Erişim Nisan 2010).
[129] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp, (Erişim Nisan 2010).



Şekil 15: Amerikan Sistem İşletmecileri[130]

1.2.2. Türkiye'de Elektrik Sektörü ve Elektrik Piyasası

1.2.2.1. Türkiye'de Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi (2001 Yılına Kadar)

Türkiye'de Cumhuriyet öncesi dönemde kurulan ve ülkemizde yapılan ilk elektrik santrali, bir İsveç ve İtalyan grup tarafından 1902 yılında Tarsus'ta bir su değirmenine bağlı olarak yapılan dinamodur (120 HP). Osmanlı'nın o döneminde daha sonraları Selanik, Şam ve Beyrut'ta özel sektörün girişimleri sonucunda elektriklendirilmiştir. 10 Haziran 1910 tarihinde çıkarılan 982 sayılı "Menafi-i Umumiyeye Mütealilik İmtiyazat (Kamu Yararına İlişkin Ayrıcalıklar)" kanunu ile elektrik enerjisi sektöründe ilk çalışma başlatılmıştır. Bu kanuna istinaden 1 Ekim 1910 tarihinde yabancı ortaklıklar vasıtasıyla kurulan Osmanlı Anonim Elektrik Şirketi'ne İstanbul'da elektrik enerjisi üretimi ve dağıtımı için 50 yıllık çalışma yetkisi verilmiştir.

[130] Federal Energy Regulatory Commission (**FERC**), http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview/elec-ovr-rto-map.pdf, (Erişim Nisan 2010).

Bu kapsamda Türkiye'yi gerçek anlamda ilk kez elektrik sektörü ile karşılaştıran ve İstanbul'un elektrik ihtiyacını karşılamak için 1913 yılında taşkömürü ile çalışan Silahtarağa Santralı kurulmuş ve 11 Şubat 1914 tarihinde üretime başlayarak 1950'lere kadar İstanbul'un tek elektrik santralı olarak kalmıştır.[131]

4 milyon (kWh) elektrik üretimi ile Taşkömürü Havzanın ilk ve Türkiye'nin ikinci termik elektrik santralı, 1924'te Kozlu'da Sarıcazadelere ait 17 Ocaklarında, Türk Kömür Madenleri AŞ adlı İtalyan şirketi tarafından, maden ocaklarının ihtiyacını karşılamak amacıyla kurulmuştur. Türkiye'nin ikinci büyük kapasitedeki, üçüncü termik santralı, İzmir'in ihtiyacını karşılamak amacıyla 1928 yılında Alsancak semtinde kurulan 5 Megawatt (MW) gücündeki santraldir.[132]

Cumhuriyet ilan edildiğinde kurulu güç 33 MW, elektrik üretimi 45 Milyon kWh ve kişi başına tüketim yaklaşık 3 kWh olup yalnızca İstanbul, Tarsus ve Adapazarı elektrikten faydalanabiliyordu.[133] 1953 yılına kadar Etibank, İller Bankası, Belediyeler ve birçok sanayi kuruluşu elektrik üretim ve dağıtımı konusunda faaliyet göstermiş olup aynı yıl yapılan "Birinci İstişare Enerji kongresi" de alınan karalar uyarınca elektrik üretiminde hidrolik potansiyellerden daha fazla yararlanma ve ülkenin elektrik işlerini ele alması için "sağlam ve fenni esaslara müstenit bir teşkilatın işi ele alması"[134] kararı kabul görmüştür. 1953 yılında büyük barajların yapımı için DSİ kurulmuş ve hemen akabinde, 1956 yılında 160 MW gücündeki Sarıyar Barajı ve 1959 yılında 128 MW gücündeki Hirfanlı Barajı Hidroelektrik Santralleri devreye girmiştir.[135]

1970 yılına gelindiğinde üretim, dağıtım, tüketim ve hizmet yaygınlaştırılmasının artması kurumsal bir yapıyı zorunlu kılmış 15.07.1970 tarih ve 1312 sayılı yasa ile

---

[131] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.2.
[132] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (**TEİAŞ**), http://www.teias.gov.tr/eBulten/makaleler/ELKTTARHSELGE.htm, (Erişim Kasım 2009).
[133] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.3.
[134] Elektrik Mühendisleri Odası (**EMO**), http://www.emo.org.tr/ekler/be7371e7797ca4a_ek.pdf?dergi=4, (Erişim Aralık 2009).
[135] Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (**DSİ**), **Hidroelektrik Enerji**, http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm, 2009.

Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Böylece elektrik sektörü ilk kez kurumsal bir yapıya kavuşmuştur. 1980 sonrası dünyada yaşanan liberalleşme politikası ve özelleştirme girişimlerine paralel özel sektörün elektrik enerjisi alanında göstermesine olanak sağlayan düzenlemeler yapılmıştır.[136] 1984 yılına kadar elektrik endüstrisi kamu mülkiyetine dikey bütünleşik bir yapı sergilemiş ve 4 Aralık 1984 tarih, 18610 sayılı resmi gazete de yayımlanan 3096 sayı ile "Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti İle Görevlendirilmesi Hakkında Kanun" çıkarılmıştır.[137] Bu kanun ile özel sektörün elektrik üretimi, dağıtımı ve ticaretine olanak tanımış, böylece kamu tekeli haricinde yapılanmaya izin verilmiştir. Özel sektörün 3096 sayılı kanun çerçevesinde başvurarak izinlerini aldığı çeşitli büyüklüklerdeki hidroelektrik ve termik santrallerin inşası ise, 3096 sayılı kanunun oluşan problemlere çözüm getirmemesi nedeniyle çok gecikmiş ve büyük ölçekli projelerin inşaatına başlanması 1996 yılını bulmuştur.[138]

1993 yılında çıkarılan 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile dikey olarak bütünleşik yapı gösteren TEK, Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak ikiye bölünmüştür. Böylece devlet tekelinde bulunan sektör yapı taşlarında ilk dikey ayrışma meydana getirilmiştir. Ayrıca özel sektör eliyle yapılacak YİD modeline hukuki alt yapı kazandırmak için 3996 sayılı "Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret (Modeli Çerçevesinde Gerçekleştirilmesi Hakkında Kanun"[139] 1994 yılında 21959 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe konmuştur. Takip eden 1994 ve 1997 yılları arasında, Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) modelleri çerçevesinde yatırımların teşviki ve hukuki zeminlerin hazırlanması için 1994 yılında 4047 sayılı, 1996 yılında 4180 sayılı, 1997 yılında 4283 sayılı kanunları yürürlüğe girmişlerdir. Hatta 1994 yılında TEK'in özelleştirilmesini öngören

[136] Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasasında Reform Süreci**, 6-8 Mart 2006

[137] Resmi Gazete**,** 3096 Sayılı "**Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesine İlişkin Kanun**", R.G. 18610, 19.12.1984.

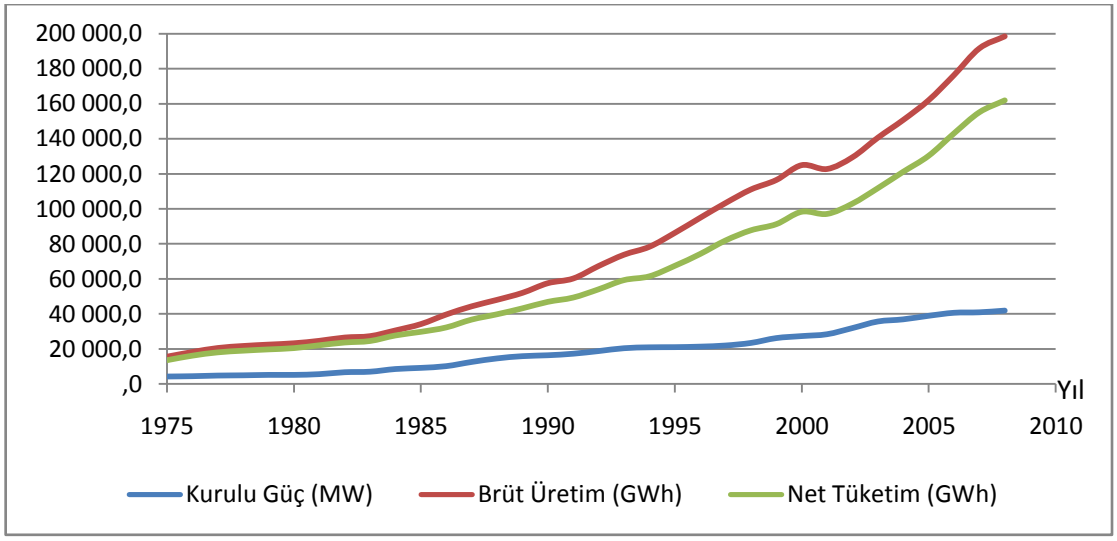
[138] Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerji Piyasası, Beklentiler ve Gelişmeler 2007**, 2007, s.11.

[139] T.C. Resmi Gazete, 3996 Sayılı "**Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Kanun**", R.G. 21959, 13.6.1994.

3974 sayılı kanun yürürlüğe konmuş fakat kanun Anayasa Mahkemesince[140] iptal edilmiştir. Son olarak ise Bakanlar Kurulunun 2000/1312 nolu kararı ile[141];

"Türkiye Elektrik Üretim, İletim Anonim Şirketi'nin; Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Elektrik Üretim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi unvanlı üç ayrı iktisadi devlet teşekkülü şeklinde teşkilatlandırılmasına ilişkin ekli Karar'ın yürürlüğe konulması; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 15/9/2000 tarihli ve 19162 sayılı yazısı üzerine, 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararnamenin 3 üncü maddesine göre, Bakanlar Kurulu'nca 15/9/2000 tarihinde kararlaştırılmıştır."

üretim, iletim ve dağıtım devlet kontrolünde dikey olarak tamamıyla ayrıştırılmıştır.



Şekil 16: Elektrik Santrallerinin Toplam Kurulu Gücü, Brüt Üretimi, Net Elektrik Tüketimi, 1975–2006 [142]

[140] T.C. Anayasa Mahkemesi, http://www.anayasa.gov.tr/eskisite/kararlar/IPTALITIRAZ/K1995/K1995-23.htm, (Erişim Aralık 2009).
[141] T.C. Resmi Gazete, **08.10.2000 tarih ve 24194 sayılı**
[142] Türkiye İstatistik Kurumu (**TUİK**), **Çevre ve Enerji: Enerji İstatistikleri**, http://www.tuik.gov.tr/VeriBilgi.do?tb_id=11&ust_id=3, (Erişim Aralık 2009).

Şekil 16'dan da görüleceği üzere Türkiye'nin elektrik enerjisine talebi 1975-2006 yılları arasında hızla artmıştır, net tüketim değeri bu yıllar arasında ortalama %11,9 (yıllık), kişi başı net tüketim değeri ise ortalama % 8,7 (yıllık) artış göstermiştir. 1990 - 2002 yılları arasında Türkiye elektrik enerjisi sektörüne yapılan yabancı sermaye yatırım tutarı 7,6 Milyar USD olmuştur.[143] Bu rakamlar elektrik sektörünün neden önemle ele alınması ve bu sektöre devlet eliyle yapılamayacak yatırımların neden özel sektör vasıtasıyla yapılması gerektiğini göstermekle birlikte, tamamen devlet kontrolünden uzak bir yapıda kendi haline bırakılamayacağını da ispatlamaktadır. Gazi Mustafa Kemal ATATÜRK derki; "Kesin zaruret olmadıkça piyasalara karışılamaz; bununla beraber, hiçbir piyasa da başıboş değildir."

1.2.2.2. Enerji Sektörü Yeniden Yapılanması ve EPDK'nın Kuruluşu (2001 yılı sonrası dönem)

20 Şubat 2001 tarihinde kabul edilerek, 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628[144] sayılı yasa ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuş, daha sonra 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) adını almıştır. Kuruma, 5015 Sayılı Petrol Piyasası Kanunu ile petrol piyasasını, 5307 Sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ile de sıvılaştırılmış petrol gazları piyasasını düzenleme ve denetleme görevleri verilmiştir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu 19.11.2001 tarihinde görevine başlamıştır.[145] EPDK kendine verilen geniş yetkilerle elektrik dahil tüm bu piyasalara yönelik kanunların uygulanması, yönetmelik ve tebliğ hazırlama işlemleri ile sorumlu tutulmuştur. Yasal bir ayrıcalık olmadığı sürece tüm elektrik üretim tesislerinin lisanslama işlemlerinden de sorumlu olmuştur. Lisans her bir piyasa oyuncusunun piyasada faaliyet gösterebilmek için alması gereken yetki belgesidir. Elektrik piyasasında faaliyet göstereceklere yönelik lisans

[143] The World Bank, www.worldbank.org, (Erişim 2009).
[144] T.C. Resmi Gazete, **03.03.2001 tarih ve 24335 sayılı.**
[145] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), http://www.epdk.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).

yönetmeliğine[146] göre EPDK lisanslama faaliyetlerini yürütmektedir. Böylece Avrupa birliği müktesebatına uyum açısından da önem taşıyan reform sürece resmen başlatılmıştır.

4628 sayılı kanun ile elektrik sektörüne yönelik genel hatlar çizilmiş olup ayrıntılar ikincil düzenlemelere bırakılmıştır. Kanunla birlikte elektrik sektörünün kamu tekelinden çıkarılması ve serbest elektrik piyasası oluşturulması planlanmaktadır. Temelinde iletimin devlet tekelinde, üretimin ve dağıtımın ise ağırlıklı olarak özel sektör elinde yürütülmesi için özelleştirilmesi hedefi bulunmaktadır. Kanun ile birlikte elektrik sektöründe yeni kavram ve piyasa yapıları da ortaya çıkmıştır; Serbest tüketici, toptan satış, perakende satış, elektrik piyasası, serbest elektrik üretim dağıtım şirketleri, ikili anlaşmalar, dengeleme ve uzlaştırma gibi. 4628'in uygulanması ile birlikte ayrıca tek alıcı formatından çıkılarak rekabet modellerinden "şebekeye erişim" modeli benimsenmiş kamu Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) vasıtasıyla sistemin idame ve güvenliğinden sorumlu tutulmuştur. Üçüncü şahıslara şebekeye erişim konusunda eşit haklar tanınmıştır.[147] Kanunun 1.maddesinde Piyasa şöyle tanımlanmaktadır;" Piyasa: Üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracat dâhil olmak üzere elektrik enerjisi ve kapasite alım satımı veya ticareti faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin işlemlerden oluşan elektrik enerjisi piyasasını,"[148] ifade etmektedir.

Takip eden süreçte elektrik dağıtım ve perakende satış sektöründe rekabete dayalı bir ortam oluşturulması amacı ile TEDAŞ'ın özelleştirilmesine karar verilmiş ve 02.04.2004 tarih ve 2004/22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu kararı ile özelleştirme kapsam ve programına alınmıştır. Daha sonra ilgili Bakanlık ve Kurumların katılımı ile "Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi" 17.03.2004 tarih ve

[146] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), **Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği**, http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik/lisans/lyson.doc, (Erişim Aralık 2009).
[147] AKÇOLLU, **a.g.e.**, 2003
[148] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), **20/02/2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/kanun/elektrik/elektrik_piyasalari_kanunu.doc, (Erişim Aralık 2009).

2004/3 sayılı Yüksek planlama Kurulu kararı ile kabul edilerek TEDAŞ 21 dağıtım bölgesine bölünmüş ve Kayseri hariç 20 bölge için özelleştirme kararı verilmiştir.[149]

30 Mart 2003 tarihinde yayımlanan "Elektrik Piyasasında Mali uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ (Mali Uzlaştırma Tebliği) ile birlikte Türkiye Elektrik Piyasası tek alıcı-satıcı yapısından dengesizliklerin uzlaştırılmasının yapıldığı kısmi açık piyasa yapısına geçmiştir.[150]

3 Kasım 2004 tarih ve 25632 sayılı Resmi Gazete[151] ile "Elektrik Piyasası Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)"[152] yayınlanarak yürürlüğe girmiştir ve belirli bir süre deneme dönemi geçirdikten sonra, 01 Ağustos 2006 tarihinde ise nakdi uygulama başlayarak ikili anlaşma taraflarının dengelenemeyen enerjileri için Dengeleme Piyasası kurulmuştur.

05 Mart 2008 tarihinde ilk kapsamlı üretim özelleştirme ihalesi de tamamlanarak 141 MW kurulu güçlü 9 santrale sahip Ankara doğal Elektrik Üretim A.Ş. 510 Milyon $ fiyatla Zorlu Enerji Grubu'na satılmıştır. TEDAŞ bünyesinde oluşturulmuş ve programa alınan 20 bölgeden 4 tanesinin (Başkent BEDAŞ, Sakarya EDAŞ, Menderes EDAŞ, Göksu EDAŞ) Özelleştirme İdaresi tarafından 2008 yılında ihaleleri tamamlanmıştır.[153]

Yüksek Planlama Kurulu 18.05.2009 tarih ve 2009/11 nolu karar ile "Elektrik enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Belgesi"[154] ni kabul etmiştir. Bu belgeye göre 1 Ocak 2011 tarihine kadar gün öncesi planlama yerine piyasa katılımcılarının kendi portföylerini dengelemek ve sistem işletmecisine gün öncesinden dengelenmiş bir piyasa sunmak amacı ile faaliyet gösterecekleri bir spot piyasa olan "Gün Öncesi Piyasası" na

[149] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.8.
[150] Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerji Piyasası, Beklentiler ve Gelişmeler 2007**, 2007, s.11.
[151] T.C. Resmi Gazete, **03 Kasım 2004 tarih ve 25632 sayılı.**
[152] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), **Elektrik Piyasası Kurul Kararları**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik.htm, (Erişim Mart 2010).
[153] Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (**ÖİB**), **Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Özelleştirmesi Tanıtım Dokümanı**, 2009, s.2.
[154] Yüksek Planlama Kurulu (YPK), **Elektrik enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Belgesi,** 18.05.2009 Tarih ve 2009/11 sayılı kararı, 2009.

geçilmesi hedeflenmektedir. Gerçek zamanlı dengesizliklerin dengelenmesine yine saatlik bazda devam edilecektir. Aynı belgede Vadeli İşlemler Piyasası kavramından da bahsedilmekte olup hedef tarih tanımlanmamıştır. Tam anlamıyla bir piyasa bütünlüğü oluşturulması ve piyasaya derinlik kazandırılarak fiyat istikrarı sağlanması açısından Vadeli İşlemler Piyasası'nın da oluşturulması büyük önem arz etmektedir. Uzlaştırma, gün öncesi ve vadeli işlemler piyasalarını idari ve mali özerkliğe sahip bir "Piyasa İşleticisi" tarafından yürütülmesi için 2009 yılı sonuna kadar yapılanmanın tamamlanması beklenmektedir. Piyasaya açıklık oranı konusunda, serbest tüketici limitinin ise kademeli olarak 2011 yılına kadar mesken tüketicileri hariç 2015 yılına kadar ise tüm tüketicilerin serbest olacağı bir yapıda indirilmesi hedeflenmektedir. 3 Mart 2003 tarihinde 9 Milyon kWh olarak belirlenmiş olan serbest tüketici limiti, 2007 yılında 3 Milyon kWh'e ve 29.01.2009 tarih ve 1953 sayılı EPDK kararı ile 480.000 kWh e indirilmiştir.[155] En son alınan 28.01.2010 tarih ve 2408 sayılı EPDK kararı ile 100.000 kWh'e indirilmiştir.[156](Avrupa birliği Türkiye İlerleme Raporu 2008[157] e göre Türkiye'nin elektrik sektöründe piyasa açıklık oranı %41 e yükselmiştir. Yine Avrupa birliği Türkiye İlerleme Raporu 2009[158] e göre ise Türkiye'nin elektrik sektöründe piyasa açıklık oranı %50 ye çıkmıştır.) Dağıtım, üretim ve perakende satış işini birlikte yürüten dağıtım şirketleri bu faaliyetlerini 1 Ocak 2013 tarihine kadar ayrıştıracak ve EPDK ise 2012 yılı içinde gerekli mevzuatı hazırlayacaktır. Dağıtım sektöründe özelleştirme işlemlerinin 2010 yılı sonuna kadar tamamlanması konusunda ki niyet daha önce yayımlanmış olan strateji belgesine istinaden yinelenmekte ve 2009 yılı içinde de üretim özelleştirmelerine başlanması hedeflenmektedir. ÖİB bu aşamada Bir danışman firmayı ve birde avukatlık firmasını görevlendirmiştir. Küçük HES'lerin özelleştirmeleri başlamış bulunmakta olup ilk etapta EÜAŞ'ın elinde bulunan 100 civarında hidroelektrik tesisinin yarısının özelleştirilmesi planlanmaktadır. Bazı büyük termik

[155] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), **Elektrik Piyasası Kurul Kararları**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/kurul/elektrik.htm, (Erişim Mart 2010).
[156] T.C. Resmi Gazete, **03 Şubat 2010 tarih ve 27482 sayılı.**
[157] European Commission (EC), **Turkey Progress Report 2008**, s.56.
[158] European Commission (EC), **Turkey Progress Report 2009**, s.59.

santrallere (Seyitömer T.S., Hamitabat T.S., Çan T.S., vb.) yönelik özelleştirme niyetleri de kamuoyuna açıklanmıştır.

Elektrik üretiminde kaynak kullanımlarına yönelik ise EC-2008 belgesinde 2023 yılına kadar tüm linyit kaynaklarından faydalanılma, 2020 yılına kadar elektrik üretiminde Nükleer Enerjinin payının %5 'e çıkarılması, 2023 yılına kadar teknik ve ekonomik olarak tüm hidroelektrik potansiyelinden faydalanma, 2023 yılına kadar 20,000 MW kurulu Rüzgar enerjisi potansiyeline ulaşma ve jeotermal kurulu gücünün 600 MW 'a çıkarılması, elektrik üretiminde doğalgazın payının %30'un altına indirilmesi ifadeleri de yer almaktadır. EC-2009 belgesinde de aynı beklentiler tekrarlanmakta ve nükleer enerji konusunda ilk yapılacak tesisin 4800 MW olması hedeflendiği ifade edilmektedir.[159]

1.2.2.3. Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu

Türkiye hızla büyüyen nüfusu ve ekonomisi ile G-20[160] üyesi bir ülkedir. Bu kapsamda dünya ekonomisine de yön veren ülkeler arasındadır. Önümüzdeki dönemde, sahip olduğu büyüme hızı ve potansiyeli ile ekonomik büyüklük açısından birçok G-20 ülkesini de geride bırakmaması içten bile değildir. Gelişmekte olan ve ekonomisi Türkiye gibi hızla büyüyen ülkelerde (Çin, Hindistan, Brezilya v.b.) büyümenin sürdürülebilir olmasının anahtar noktası ortaya çıkan enerji ihtiyacının uygun şartlarda (fiyat, miktar, erişilebilirlik) karşılanmasıdır. Nitekim Türkiye'nin geçmiş on yılının puant güç ve enerji talebi incelendiğinde Tablo 4'te bu durum çok daha net görülmektedir. 1999-2008 yılları arasında enerji talebi ortalama her yıl % 5,7 oranında artmıştır. Aynı dönem içinde Türkiye'nin ekonomisi de yüksek hızlarda büyümüştür. A ve B veri kümeleri arasındaki korelasyon katsayısı hesaplandığında + 0,8 olduğu ortaya çıkmaktadır ki buda enerji talebi ile ekonomik büyüme arasında pozitif yönde yüksek korelasyon olduğunu göstermektedir.

[159] European Commission (EC), **Turkey Progress Report 2009**, s.60.
[160] The Group of Twenty, **What is The G20?**, http://www.g20.org/about_what_is_g20.aspx, (Erişim Aralık 2009).

Tablo 4: 1999–2008 Yılları arası Türkiye Puant Güç ve Enerji Talebi[161]

YIL	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	(A) Enerji Talebi (Gwh)	Artış (%)	(B) Ekonomik büyüme (%)[162]
1999	18938	6,4	118485	3,9	-3,4
2000	19390	2,4	128276	8,3	6,8
2001	19612	1,1	126871	-1,1	-5,7
2002	21006	7,1	132553	4,5	6,2
2003	21729	3,4	141151	6,5	5,3
2004	23485	8,1	150018	6,3	9,4
2005	25174	7,2	160794	7,2	8,4
2006	27594	9,6	174637	8,6	6,9
2007	29249	6,0	190000	8,8	4,7
2008	30517	4,3	198085	4,3	1,1
Ortalama		5,6		5,7	4,0

TEİAŞ şebeke işletiminde sorumlu kuruluş olarak mevcut geçmiş veriler ışığında ileriye yönelik bazı kabuller yaparak, önümüzdeki on yılda Türkiye'nin ihtiyaç duyacağı puant yük ve toplam enerji miktarlarını hesaplamaktadır. Bu hesapları yaparken yüksek ihtiyaç ve düşük ihtiyaç senaryosu çizerek hesaplamalarına yön vermekte ve her sene bu sonuçları bir rapor olarak yayınlamaktadır. Bu rapora göre yüksek ve düşük senaryo sonuçları Tablo 5 ve Tablo 6'da yer almaktadır.

[161] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu**, 2009, s.4.
[162] Türkiye İstatistik Kurumu (**TUİK**), http://www.tuik.gov.tr/Start.do, (Erişim 2009).

Tablo 5: Talep Tahmini (Yüksek Talep)[163]

YIL	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	(A) Enerji Talebi (Gwh)	Artış (%)
2009	29900		194000	
2010	31246	4,5	202730	4,5
2011	33276	6,5	215907	6,5
2012	35772	7,5	232101	7,5
2013	38455	7,5	249508	7,5
2014	41339	7,5	268221	7,5
2015	44440	7,5	288338	7,5
2016	47728	7,4	309675	7,4
2017	51260	7,4	332591	7,4
2018	55053	7,4	357202	7,4
Ortalama		7,0		7,0

Tablo 6: Talep Tahmini (Düşük Talep)[164]

YIL	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	(A) Enerji Talebi (Gwh)	Artış (%)
2009	29900		194000	
2010	31246	4,5	202730	4,5
2011	32964	5,5	213880	5,5
2012	35173	6,7	228210	6,7
2013	37529	6,7	243500	6,7
2014	40044	6,7	259815	6,7
2015	42727	6,7	277222	6,7
2016	45546	6,6	295519	6,6
2017	48553	6,6	315023	6,6
2018	51757	6,6	335815	6,6
Ortalama		6,3		6,3

[163] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu**, 2009, s.12.
[164] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu**, 2009, s.13.

Veriler incelendiğinde yüksek talep tahminine göre yıllık ortalama % 7,0 lık bir artış ön görülürken, düşük talep tahminine göre yıllık ortalama % 6,3 lük bir artış öngörülmektedir. Her iki yaklaşıma göre de 2018 yılına kadar enerji sektörüne büyük miktarda yatırım yapılması gerekecektir. Mevcut koşullarda bu yatırımın devlet kaynakları ile değil piyasa koşullarında oluşan elektrik fiyatının cazibesine göre özel sektör marifetiyle yapılması planlanmaktadır.

Dışarıdan bir bakış açısı ile konuyu ele aldığımızda World Energy Outlook 2008 raporu referans senaryosuna göre 2006-2030 yılları arasında elektrik tüketimi OECD ülkelerinde % 1,1, Non-OECD ülkelerinde % 3,8 ve tüm dünyada ise ortalama %2,5 artacaktır.[165] Aynı rapora göre en hızlı gelişen ekonomilerden Çin için yıllık % 4,6 ,Hindistan içinse % 5,7 lik bir artış öngörülmekte olup bu rakamlar TEİAŞ'ın Türkiye için öngördüğü yıllık artış değerlerinin altında kalmaktadır.

1.2.2.4. Türkiye Elektrik Piyasası Yapısı

Piyasada gerçek rekabet ortamının yaratılabilmesi için yeterli miktarda özel girişimcinin devlet garantisi olmaksızın piyasaya girmesinin sağlanması, devletin piyasa içindeki payının minimize edilmesi ve zaman içerisinde piyasanın kendi işleme dinamikleri sonucunda dengeli bir fiyatlandırma yapısına ulaşabilmek için enerji arz fazlasının yaratılması gerekmektedir. 4628 sayılı kanun ve akabinde yapılan düzenlemeler, yayınlanan strateji belgeleri ve özelleştirme faaliyetleri ile temelde gerçek rekabet ortamının yaratılması amaçlanmaktadır.

Elektrik Piyasası yapısını anlamak için ilk olarak elektriğin bazı temel özelliklerini iyi anlamak lazım;

[165] OECD/IEA, **World Energy Outlook**, 2008, s.140.

1- Elektrik enerjisi diğer emtialar gibi depolanamaz veya ekonomik olmayan çok yüksek maliyetlerle depolanabilir,
2- Elektrik akışı fizik kurallarına tabidir "Kirchoff Kuralları"[166] ve ticari sözleşme akışını takip etmez,
3- İletim sisteminin teknik kısıtları ticari işlemler için ciddi kısıtlamalar getirmektedir.
4- Sistemde oluşan dengesizlikler belirli bir üretici ve kullanıcı kesimini değil tüm şebekeye bağlı üretici ve kullanıcılarını etkilemektedir.

Burada tanımlı ilk üç[167] özellik Deloitte'ın ilgili raporunda belirtildiği gibidir, dördüncü özellik ilgi raporda eksik olduğunu düşünüldüğünden tarafımca eklenmiştir.

Türkiye piyasa yaklaşımında Avrupa tarzını benimsemekte ve dikey ayrışma ile birlikte elektrik, iletimden ayrı bir emtia olarak değerlendirilmekte, kısa ve uzun vadeli iki piyasa yapısını içeren iki bölümden oluşan bir yapı öngörmektedir. Piyasanın işleyişine ilişkin oluşturulan kuralların da iki temel işleyişi bulunmaktadır;

1- Sistem işletmecisinin (TEİAŞ, MYTM-Milli Yük Tevzi Merkezi) ulusal enerji sisteminde teknik ve ticari açıdan etkin bir şekilde dengeleme yapmasına imkan tanınması,
2- İkili anlaşmaların taraflarından,
    a. Enerji açığı bulunan tarafların, enerji açıklarının karşılanması için maliyetleri yansıtan bir fiyat ödemesinin sağlanması,
    b. Enerji fazlası bulunan taraflara sisteme aktardıkları enerji karşılığında, maliyetleri yansıtan bir fiyat ödenmesinin sağlanması.[168]

[166] Gustav Robert Kırchhoff (1824-1887), Alman fizikçi, Kirchoff Akım Kuralı: Bir düğüme giren akımların toplamı o noktadan çıkan akımların toplamına eşittir. Kirchoff Voltaj Kuralı; Kapalı bir döngüdeki tüm anlık voltaj düşümlerinin toplamı o döngüye sağlanan potansiyel farkına eşittir.
[167] Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerji Piyasası, Beklentiler ve Gelişmeler 2007**, 2007, s.13.
[168] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı**, 2003, s.22.

Uzun vadeli piyasa yapısı içinde idealde ikili anlaşmalar ve vadeli işlemler piyasası yer almaktadır. İkili anlaşmalar; Bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları, iletim kontrol anlaşmaları, Yan hizmetler anlaşmaları (Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğine tabidir [169]), enerji alım ve enerji satış anlaşmaları, elektrik alım/satımı veya kapasite alım/satımına ilişkin anlaşmalar, dağıtım anlaşmaları ve iletim anlaşmalarıdır. İkili anlaşmalar gerçek ve tüzel kişiler arasında özel hukuk hükümlerine tabi olarak, elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin alınıp satılmasına dair yapılan ve Kurul onayına tabi olmayan ticari anlaşmaları ifade etmektedir.[170] Rekabetçi piyasalarda ikili anlaşmalarda ki genel prensip teknik ve ticari koşullar açısından kontrat yapan tarafların tamamen bağımsız olmasıdır.[171] İkili anlaşmalarda vade uzun fiyat volatilitesi düşük olduğundan ikili anlaşma piyasasının işlem hacminin tüm piyasa yapısı içinde ağırlıklı bir payı olması piyasada fiyat dalgalanmalarının önüne geçilmesi açısından önemlidir. Elektrik fiyatları diğer emtialara göre çok fazla değişkenlik gösterebilmektedir. Prof. Dr. İ.Yılmaz Aslan referans çalışmasında sağlıklı bir piyasa yapısı için %80-90 elektrik ticaretinin ikili anlaşmalara bağlanmış olmasını önermektedir. İkili anlaşmalar sayesinde üreticiler ve tüketiciler ileriye yönelik nakit akışlarını sabitleyerek risklerini minimize etmeye çalışmaktadırlar. Piyasaya göre belirli oranda indirimli fiyatlardan toptan elektrik ticareti gerçekleştirilmektedir. Fakat piyasanın optimum çalışabilmesi için ikili anlaşma ağırlığının ne olması konusu sanıldığından biraz daha karmaşık olabilir. Mevcut arz fazlası, 1-5 yıllık üretim ve tüketim projeksiyonları, üretimde kullanılan birincil enerji kaynaklarının türleri ve çeşitliliği ve piyasada yer alan oyuncu sayıları, üretim ve tüketim profilleri dikkate alınarak bir modelleme yapılması daha doğru bir sonuca ulaştıracaktır. Bir diğer açıdan bakıldığında ikili anlaşmaların oransal fazlalığı ve vade uzunluğu da piyasayı kilitleyen bir faktör olarak ta karşımıza çıkabilmektedir. Uzun süreli ve yüksek miktarlı ikili anlaşmaların çokluğu piyasayı serbest girişimcilerin girmesine kapatacak çünkü alıcı bulma konusunda sorunlar ve korkular yaşanmasına neden olacaktır.

---

[169] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **27.12.2008 tarih ve 27093 sayılı Elektrik Piyasası Yan Hizmetle Yönetmeliği**, 2008

[170] ASLAN et al, **a.g.e.**, 2007, s.378.

[171] Prof.Dr.Osman SEVİAOĞLU, **EE 710 Elektrik Piyasası Ders notları**, Bahar 2004, s.54.

Vadeli işlemlere yönelik ise henüz herhangi bir düzenleme getirilmemiş olup önümüzdeki dönem içinde herhangi bir uygulama takvimi bulunmamaktadır. Piyasa yapısının finansal araçlarla desteklenmesi ve piyasaya derinlik kazandırması açısından önemli bir tamamlayıcı unsurdur. Vadeli işlemler piyasasının kurulması, yatırımcılara enerji portföylerinin risklerini çeşitlendirme ve daha iyi yönetme imkanı sağlayacaktır. Türev piyasaları olarak adlandırılan bu piyasa yapısında karşımıza finansal piyasaların çok bilinen önemli enstrümanları çıkmaktadır;

1- Opsiyon; Kontrat sahibine bir malı belirli bir zaman periyodu için önceden belirli bir fiyattan alma veya satma hakkı veren sözleşmelerdir.
2- Forward; Taraflardan birinin bir malı gelecekte belirli bir zamanda belirli bir fiyattan almayı kabul ettiği diğerinin de satmayı kabul ettiği, fiziksel olarak teslimatın gerçekleştirildiği sözleşmelerdir.
3- Future; Borsalarda takas yapılabilen standart sözleşmelerdir, kolay el değiştirebilir ve neredeyse hiçbir zaman fiziksel teslimat yapılmaz onun yerine sözleşme fiyatıyla gerçekleşen fiyat arasındaki farkı taraflardan biri diğerine ödeyerek hesap kapatırlar.
4- Swap; Taraflar karşılıklı olarak sahip oldukları zorunlu ödeme akışlarını değiş tokuş ederler.[172]

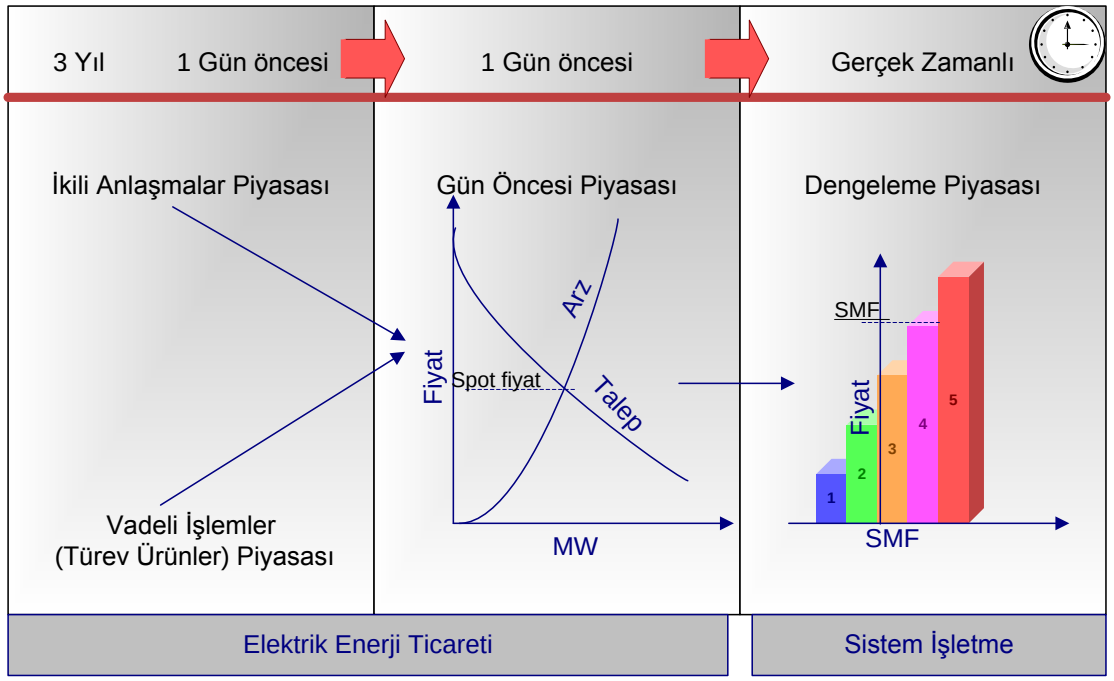
Kısa vadeli piyasa yapısı ise uzun vadeli piyasa yapısını tamamlayıcı niteliktedir. Kısa vadeli piyasa yapısı içinde gün öncesi ve dengeleme piyasaları yer almaktadır. İlk çıkan Elektrik Piyasası Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği[173] gün öncesi piyasa kavramı ve yapısını içermezken, 14.04.2009 tarih ve 27200 sayılı Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde[174] Gün Öncesi Piyasa (Spot Piyasa) uygulamasına geçileceğini ve usulleri belirtilmektedir. Gün öncesi piyasasının tam

[172] Eugene F. Brigham, Joel F. Houston, **Fundamentals of Financial Management**, France, Dryden Press, Eight edition, 1997, s. 738-748-749.
[173] T.C. Resmi Gazete, **03/11/2004 tarih ve 25632 sayılı.**
[174] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), http://www.epdk.org.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrikdengeleme.htm, (Erişim aralık 2009).

faaliyete geçmesiyle birlikte dengeleme piyasasının işlem hacmi azalacak, fiyat istikrarı bir kademe daha geliştirilecek ve dengeleme konusunda sistem işletmecisinin yükünün azalmasına olanak tanınmış olunacak. Gün öncesi piyasasında, bir gün sonraki 24 saatlik zaman dilimine yönelik işlemler yapılarak piyasa oyuncularının kendi elektrik portföy yüklerini dengelemeleri konusunda olanak tanınmış olunacak. Dengeleme piyasasında ise piyasa oyuncularının taahhütlerinden sapmaları sonucunda ortaya çıkan yük dengesizlikleri sistem işletmecisinin arz ve talebi dengede tutmak için vereceği YAL (Yük Alma), YAT (Yük Atma) emirlerle giderilip ve sistem ihtiyacını karşılayan noktada oluşan SMF (Sistem Marjinal Fiyatı) üzerinden dengesizlik yaratan taraflara fatura ediliyor. Bu kapsamda Dengeleme Piyasası, 15 dakika içinde tepki verebilen üretim ve tüketim tesislerinin katıldığı Dengeleme Güç Piyasasından ve saniyelerden başlayıp 15 dakikaya kadar tepki verebilen tesislerin katılımı ile dengeleme hizmeti sağlayan yan hizmetlerden oluşmaktadır.[175]

Hedeflenen piyasa modeli tüm piyasaları içermekle birlikte bu yapıya doğru kademeli bir gidişat söz konusudur. İlk etapta tek alıcı tek satıcı olan piyasa yapısı, Mali Uzlaştırma Tebliği ile tek alıcı satıcı ve dengesizliklerin uzlaştırılmasına, DUY ile birlikte İkili Anlaşma ve dengeleme piyasasına ve yeni yayınlanan DUY ile birlikte Çoklu piyasa modeline geçmiş bulunmaktadır. Türev piyasa uygulamalarının da kademeli olarak devreye girmesi ile birlikte dünyadaki benzer örnekleri gibi (özellikle Avrupa) tüm unsurların yer aldığı Gelişmiş Çoklu Piyasa Modeline doğru gidilecektir.

[175] Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerji Piyasası Beklentiler ve Gelişmeler 2007**, 2007, s.14.



Şekil 17: Avrupa Piyasa Modeli/Gelişmiş Çoklu Piyasa Modeli[176]

1.2.3. Türkiye Elektrik Piyasası İşleyişi (Dengeleme & Uzlaştırma)[177]

Türkiye'de Elektrik Piyasası, görevi gereği EPDK tarafından yayınlamış olan yönetmeliklerde belirtilen usul ve esaslar doğrultusunda işlemekte ve işletilmektedir. EPDK, Elektrik Piyasası kanunun (4628 1.madde) kendine verdiği yetkiye dayanarak yayınlamış olduğu yönetmeliklerle piyasa yapısının doğru bir biçimde çalışmasını garanti altına almaktadır. EPDK mevcut durumda Elektrik Piyasasına yönelik 19 ayrı yönetmelik yayınlamıştır.[178] Uzun, orta ve kısa vadeli stratejiler ışığında ve ortaya çıkan yeni gelişmeler ve ihtiyaçlar doğrultusunda yönetmelikler güncellenmektedir. Elektrik Piyasası yapısını ve bu yapı içinde Dengeleme & Uzlaştırma hükümlerinin işleyişine

[176] Deloitte, **Küresel Rekabetçi Elektrik Enerjisi Piyasaları**, 2006, s.115.
[177] Dengeleme ve Uzlaştırmaya yönelik uygulama usul ve esasları yasa gereği EPDK' nın "Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde detaylandırılıp tanımlandığından bu başlık altındaki kısımlar ağırlıklı olarak adı geçen yönetmeliğin 01.10.2009 tarihli sürümü ve 26.11.2009 tarihli sürümündeki ilgili maddelerinden alıntılanmış, derlenmiş ve yorumlanmıştır.
[178] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (**EPDK**), **Elektrik Piyasası Yönetmelikleri**, http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik.htm, (Erişim Nisan 2010).

yönelik temel kuralları içeren yönetmelik "Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği" dir. Yönetmeliğin 2. maddesine göre; "*Bu Yönetmelik; dengeleme mekanizmasının ve uzlaştırmanın taraflarının görev, yetki ve sorumlulukları ile aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin dengelenmesine ve lisans sahibi tüzel kişilerin dengeleme mekanizması ve uzlaştırmaya katılımları sonucu oluşan alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin usul ve esasları kapsar*."[179] Yönetmelik içerik olarak;

1- Genel Hükümler,
2- Dengeleme Mekanizması ve Uzlaştırma,
3- Piyasa Katılımcılarının Kayıt İşlemlerine İlişkin Hükümler,
4- Gün Öncesi Dengelemeye İlişkin Hükümler,
5- Dengeleme Güç Piyasasına İlişkin Hükümler,
6- Uzlaştırmaya İlişkin Hükümler,
7- Mali Hususlara İlişkin Hükümler,
8- Diğer, Geçici ve Son Hükümler,

kısımlarından oluşmaktadır.

1.2.3.1. Dengeleme

Elektrik tüketimi birçok değişken içeren bir fonksiyon gibi anlık, saatlik, günlük, haftalık, aylık ve mevsimlik bir değişim içinde olup, kimi zamanda belirli bir profil izlemektedir. Bu sebeplerden dolayı ne kadar önceden talep tahmini de yapılsa, ikili anlaşmalarla üretim ve tüketim güvenceye de alınsa, elde olmayan sebeplerden ve anlaşma taraflarının yükümlülüklerini yerine getirememe durumlarından kaynaklanan arz talep dengesi bozukluğu nihayetinde dengesizlikler ortaya çıkabilir. İlgili yönetmeliğin tanımlar kısmında dengeleme; "Elektrik enerjisi arz ve talebini dengede tutmak amacı ile yürütülen faaliyetler" olarak tanımlanmaktadır. Dengeleme

[179] EPDK, **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Ekim 2009, s.1.

mekanizması aslında ikili anlaşmaları tamamlayıcı nitelikte olup gün öncesi dengeleme ve gerçek zamanlı dengelemeden oluşan faaliyetleri kapsamaktadır. İlgili yönetmelik madde-5'te dengeleme mekanizmasına ilişkin genel esaslar aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır;

"MADDE 5 – *(1) Dengeleme mekanizması, ikili anlaşmaları tamamlayıcı nitelikte olup, gün öncesi dengeleme ile gerçek zamanlı dengelemeden oluşan faaliyetleri kapsar.*

(2) Gün öncesi dengeleme; sistemdeki arz ve talebin dengelenmesi ve piyasa katılımcılarının sözleşme taahhütleri ile üretim ve/veya tüketim planlarını gün öncesinde dengelemeleri amacıyla gerçekleştirilen faaliyetlerden oluşur ve gün öncesi planlama ya da gün öncesi piyasası aracılığıyla sağlanır.

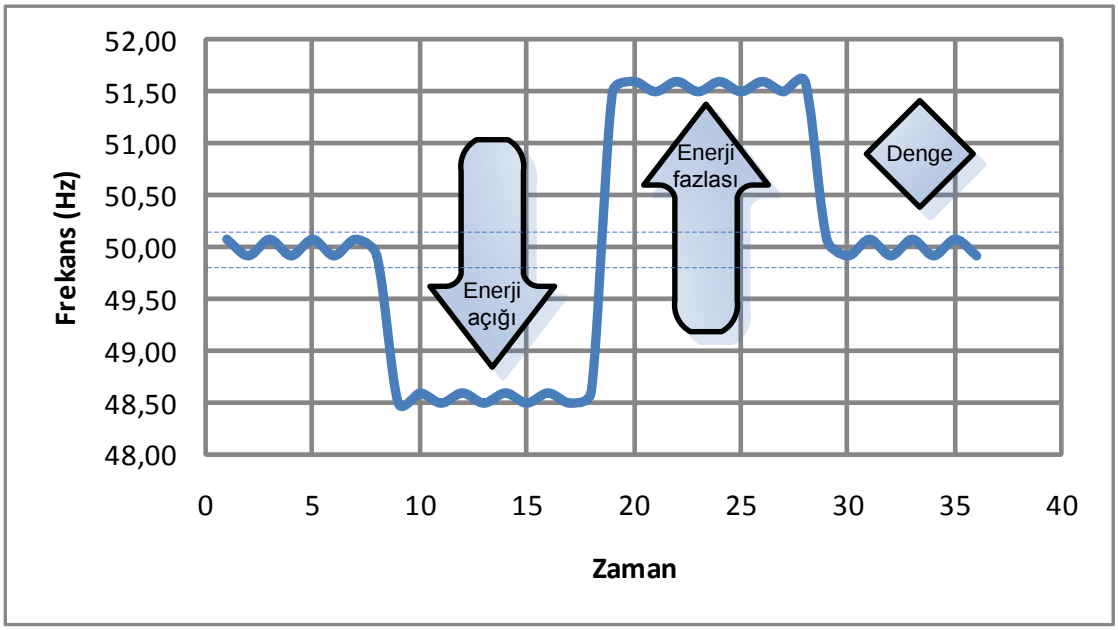
(3) Gerçek zamanlı dengeleme; yan hizmetler ve dengeleme güç piyasasından oluşur. Dengeleme güç piyasası, Sistem İşletmecisine gerçek zamanlı dengeleme için en fazla 15 dakika içinde devreye girebilecek yedek kapasiteyi sağlar. Frekans kontrolü ve talep kontrolü hizmetleri, yan hizmetler aracılığıyla sağlanır.

(4) Piyasa İşletmecisi ve Sistem İşletmecisi gerekli her türlü koordinasyon ve haberleşmeyi sağlayarak, elektrik enerjisi arz ve talebini dengelemek amacıyla dengeleme mekanizması faaliyetlerini ve bu faaliyetler için gereken ilgili usul ve esasları yürütür."

Dengeleme mekanizması ve frekans ilişkisine baktığımızda, Türkiye elektrik şebekesi teknik yapısı gereği 50 Hz[180] (Hertz) frekansta işletilmektedir, ABD'de (Kuzey Amerika) bu frekans değeri 60 Hz, Avrupa'da ise 50 Hz olup başka ülkelerde de farklı frekans ve şebeke voltaj değerleri karşımıza çıkabilmektedir. Şebeke frekansı ile gücü arasında doğrusal bir ilişki bulunmaktadır. Sistem elektriğin yapısı gereği anlık yük talebini karşılayacak şekilde üretim yapmak zorundadır. Elektrik enerjisi talebi arzının üstüne çıktığında sistemde enerji açığı ortaya çıkmakta ve sistem frekansı 50 Hz den aşağı düşmektedir, arz talebin üstüne çıktığında ise sistemde enerji fazlası ortaya çıkmakta ve sistem frekansı 50 Hz in üstüne çıkmaktadır. Bu açıdan sistem frekansındaki sapma aynı zamanda sistemin dengesizliğinin göstergesidir.[181] Sistemde üretim, tüketim, dağıtım ve iletim güvenliği açısından şebeke frekansı Şekil 18'deki gibi 50 Hz civarındaki belirli bir aralıkta olması gerekmektedir. UCTE 50Hz.±0,2Hz lik bir

[180] Frekans (Hz)(s^{-1}); Saniye başına titreşim sayısı
[181] SEVİAOĞLU, **a.g.e.**, Bahar 2004, s.115.

aralıkta sistemin sağlıklı çalışmasını öngörmektedir. Sistem frekansı için tanımlanan kritik aralık alt limit değeri 47,5 Hz üst limit değeri ise 52,5 Hz bu değerler Generatörler için set edilmiş trip değerleri olup bu frekans aralıkları aşıldığında güvenlik nedeniyle Generatörler sistem dışı olabilirler.[182] Bu durumlarda şebekede bölgesel kesintiler veya kısmi ve/veya tümüyle çökmeler meydana gelebilir ki bu durum telafisi çok zor olan ekonomik kayıplara neden olur (Örneğin California Krizi) bu da dengeleme mekanizmasının neden iyi çalışması gerektiğinin önemli bir göstergesidir.



Şekil 18: Frekans-Güç İlişkisi

Dengeleme mekanizmasının şebeke frekansının belirli bir aralıkta tutulması amacıyla düzgün çalışması için, bu yönetmelikte iki önemli birim göze çarpmaktadır ve ilgili yönetmeliğin tanımlar kısmında bu birimler şöyle tanımlanmaktadır;

[182]Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE), **Operation Handbook; Appendix-1 Load Frequency Control**, 2004, s.A1-27.

"Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM): TEİAŞ bünyesinde yer alan ve elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesinden ve sistem işletiminden sorumlu merkezi birimini ve ona bağlı çalışan Bölgesel Yük Tevzi Merkezlerini,
Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM): Görev ve sorumlulukları Kanunda ve bu Yönetmelikte belirlenen ve gün öncesi planlama/gün öncesi piyasası ve uzlaştırmayı çalıştırmakla görevli birimini,"

Bu birimlerin temel sorumlulukları aslen tanımlarında açıkça verilmektedir. Piyasa işletmecisi PMUM; Gün öncesi planlama/gün öncesi piyasası işletimi, uzlaştırma işlemleri, sistemin finansal güvenliği ve veri yayınlama faaliyetlerini yürütmekle sorumludur. Sistem işletmecisi MYTM; gün öncesi talep tahmini yapma, yan hizmetlerin yönetimi ve anlık dengeleme mekanizması ile sistem yedeği tutma, gerçek zamanlı dengeleme (dengeleme güç piyasası), teklif bölgelerinin ve sistem iletim kısıtlarının belirlenmesi gibi temel görevleri yürütmekle sorumludur.

"Piyasa İşletmecisinin sorumlulukları

MADDE 11 – *(1) Piyasa İşletmecisi PMUM'dur. Piyasa İşletmecisi; gün öncesi planlama/gün öncesi piyasasının işletimi, uzlaştırma yönetimi ve veri yayımlama faaliyetlerini eşit taraflar arasında ayrım gözetmeksizin, şeffaflık ve sorumluluk ilkeleri çerçevesinde yürütür.*

(2) Piyasa İşletmecisi, gün öncesi planlama/gün öncesi piyasasının işletimine ilişkin aşağıdaki faaliyetleri yürütür:

a) Gün öncesi planlama/gün öncesi piyasasının bu Yönetmelik ve ilgili mevzuat hükümlerine uygun olarak işletilmesi,

b) Kendi faaliyetleri kapsamındaki organize toptan elektrik piyasalarının kurulması ve işletimine ilişkin her türlü mevzuatın hazırlanması ve Kurul'a sunulması,

c) Gün öncesi planlama/gün öncesi piyasasının işletimine ilişkin her türlü iç mevzuatın hazırlanması ve yayımlanması,

ç) Gün öncesi planlama/gün öncesi piyasasının işletimine ilişkin hususlarda uygulamaya yönelik kararların alınması, yetkili mercilere öneri ve/veya tekliflerde bulunulması, mevzuatla kendisine bırakılmış diğer görevlerin yerine getirilmesi,

d) Gün öncesi planlama/gün öncesi piyasası işlemlerinde çıkabilecek uyuşmazlıkların incelenerek sonuçlandırılması,

e) Organize toptan elektrik piyasalarının etkin gelişimi ve kullanımını destekleyecek çözümlerin geliştirilmesi için önerilerde bulunulması,

f) İlgili mevzuatın, organize toptan elektrik piyasalarının etkin işleyişinin sağlanması çerçevesinde izlenmesi ve gerekli önerilerin geliştirilmesi.

(3) Piyasa İşletmecisi uzlaştırma yönetimine ilişkin olarak uzlaştırma işlemlerinin gerçekleştirilerek dengeleme mekanizması ve enerji dengesizlikleri için tahakkuk ettirilecek alacak ve borç miktarlarının hesaplanması ve ilgili alacak-borç bildirimlerinin hazırlanması faaliyetlerini yürütür.

(4) Piyasa İşletmecisi veri yayımlama ve raporlamaya ilişkin olarak aşağıdaki faaliyetleri yürütür:

a) İşlettiği organize toptan elektrik piyasalarına ilişkin olarak Kurum tarafından talep edilecek raporların hazırlanması ve yayımlanması,

b) İşlettiği organize toptan elektrik piyasalarına ilişkin olarak gereken bilgilerin Sistem İşletmecisine iletilmesi,

c) İşlettiği organize toptan elektrik piyasalarına ilişkin bilgilerin ve piyasa fiyatlarının düzenli olarak duyurulması,

ç) İşlettiği organize toptan elektrik piyasalarında gerçekleşen işlemlere ilişkin olarak istatistikler düzenlenerek yayımlanması.

(5) Piyasa İşletmecisinin, bu maddenin ikinci, üçüncü ve dördüncü fıkralarında belirtilen gün öncesi planlama/gün öncesi piyasasının işletimi, uzlaştırma yönetimi ve veri yayımlama faaliyetlerine ek olarak ilgili mevzuatın diğer hükümleri çerçevesindeki görevlerini yerine getirmesi esastır."

*"**Sistem İşletmecisinin sorumlulukları***

***MADDE 12 –** (1) Sistem İşletmecisi MYTM'dir. Sistem İşletmecisi aşağıda tanımlanan faaliyetleri eşit taraflar arasında ayrım gözetmeksizin, şeffaflık ve sorumluluk ilkeleri çerçevesinde yürütür:*

a) Gün öncesinde talep tahminlerinin yapılması,

b) Sistemde anlık dengenin, yeterli arz kalitesini sağlayacak şekilde sağlanması, yan hizmet alımı ve dengeleme mekanizması yoluyla gerekli yedeklerin tutulması,

c) Gerçek zamanlı dengelemenin, bu Yönetmelik ve Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği hükümleri çerçevesinde yürütülmesi,

ç) Dengeleme güç piyasası kapsamındaki yük alma ve yük atma teklif miktarları için asgari sınırın gerektiğinde güncellenmesi ve piyasa katılımcılarına duyurulması,

d) Sistemin etkin gelişimi ve kullanımını destekleyecek çözümlerin geliştirilmesi için önerilerde bulunulması,

e) İlgili mevzuatın, yeterli arz kalitesinin ve sistemin etkin kullanımının sağlanması çerçevesinde izlenmesi ve gerekli önerilerin geliştirilmesi,

f) Teklif bölgelerinin ve ticaret sınırlarının belirlenmesi,

g) Elektrik piyasası ve arz kalitesine ilişkin önem taşıyan bilgilerin hazırlanması ve ilgili taraflara iletilmesi,

ğ) Uzlaştırma için gerekli bilgilerin Piyasa İşletmecisine zamanında bildirilmesi,

h) Sistem işletimine ilişkin olarak Kurum tarafından talep edilecek raporların hazırlanması ve yayımlanması,

ı) İlgili mevzuatın diğer hükümleri çerçevesindeki görevlerin yerine getirilmesi."

Bir diğer önemli kavramda piyasa katılımcısıdır. İlgili yönetmelik kapsamında piyasa katılımcıları; Üretim lisansı sahibi, Otoprodüktör lisansı sahibi, Otoprodüktör grubu lisansı sahibi, Toptan satış lisansı sahibi, Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler olarak tanımlamaktadır. Yönetmeliğin 18.maddesi gereği piyasa işletmecisine başvurarak kayıt işlemlerini tamamlayarak piyasa katılımcısı olan tüm lisans sahibi tüzel kişiler gün öncesi piyasasına katılabilirler. Ayrıca piyasa katılımcısı dengeden sorumlu bir gruba katılmadığı sürece dengeden sorumlu taraf olarak kayıt edilmektedir. Dengeden sorumlu bir grubun varlığı dengesizliğe düşme risklerin önlenmesi açısından büyük önem arz etmektedir. Dengeleme birimleri ilgili yönetmelikte şu şekilde tanımlanmaktadır;

"Bağımsız olarak yük alabilen, yük atabilen ve ilgili mevzuat hükümleri doğrultusunda tesis edilmiş sayaçlar vasıtasıyla uzlaştırma dönemi bazında bağımsız olarak ölçülebilen üretim ya da tüketim tesislerinden ya da ünitelerden aşağıdakilerden her biri bir dengeleme birimidir:

a) Lisanslı üretim tesisleri veya bu üretim tesislerine ait üniteler,

b) Tüketimi Sistem İşletmecisi tarafından verilecek talimatlarla değiştirilebilecek ya da devreden çıkarılabilecek nitelikteki, adına kayıtlı bulunduğu piyasa katılımcısı tarafından talep edilen ve katılımı Sistem İşletmecisi tarafından uygun bulunan tüketim tesisleri."

Aşağıdaki belirtilen üretim tesisleri ise dengeleme birimi olma yükümlülüğünden muaf olup, ilgili piyasa katılımcısı tarafından talep edilmesi ve Sistem İşletmecisi tarafından uygun bulunması halinde dengeleme birimi olabilmektedirler;

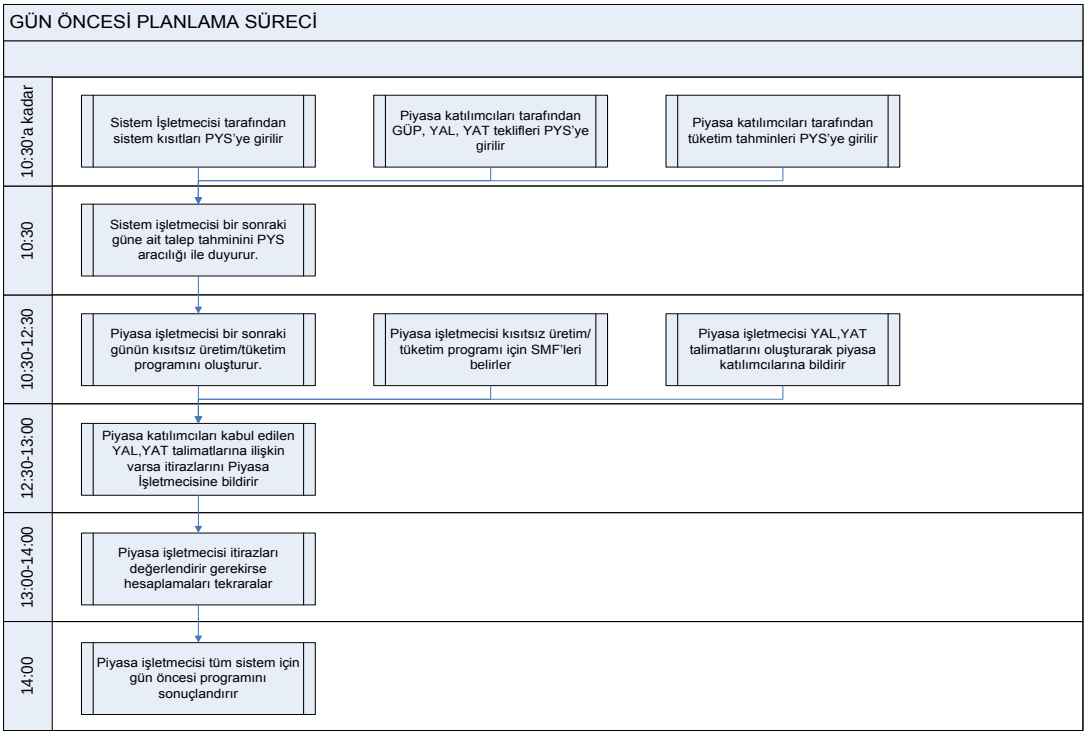
a) Kanal veya nehir tipi hidroelektrik üretim tesisleri,
b) Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri,
c) Güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri,
ç) Dalga enerjisine dayalı üretim tesisleri,
d) Gel-git enerjisine dayalı üretim tesisleri,
e) Kojenerasyon tesisleri,
f) Jeotermal üretim tesisleri.

1.2.3.1.1. Gün Öncesi Dengeleme

İkili anlaşmalardan kalan dengesizliklerin giderilmesi ve piyasa katılımcılarının kendi yüklerini dengeleyebilmeleri için ilk etapta bir gün sonrasındaki 24 saatlik zaman dilimine yönelik bir piyasa mekanizması devreye girmektedir. Bu ön dengeleme işlemi gerçek zamanlı dengelemeden önce bir basamak oluşturmakta ve gerçek zamanlı dengeleme piyasasına daha az miktarda elektrik enerjisi dengeleme işi bırakmaktadır. Fiyat istikrarı açısından bu tip bir kademelendirme büyük önem arz etmektedir ve gerçek zamanlı dengelemede ortaya çıkması muhtemel fiyat volatilitesinin önüne geçilmekte ve genliği azaltılmaktadır. Bu piyasa mekanizmasına Gün Öncesi Piyasası denilmektedir. Gün öncesi dengelemede iki mekanizma çalışmaktadır birinci mekanizma gün öncesi planlama, diğeri gün öncesi piyasasıdır.

Gün öncesi planlama, Temel olarak gün öncesi piyasasının devreye gireceği zamana kadar, bir gün sonrasına yönelik olarak ön görülen saatlik talebin gün öncesinden dengelenmesi amacı ile Piyasa işletmecisi tarafından yürütülen faaliyetleri içermekte olup, gün öncesi piyasasına yönelik ön hazırlık sürecidir. DUY (Dengeleme

Uzlaştırma Yönetmeliği), Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği hükümleri dikkate alınarak, bir gün sonrasına yönelik olarak öngörülen saatlik talebin; İşletme güvenliği ve sistem bütünlüğü sağlanacak şekilde, arz güvenilirliği ve arz kalitesine ilişkin kriterler doğrultusunda, dengeleme maliyetlerini en aza indirecek şekilde dengelenmesi esasına dayalı olarak yürütülmektedir. Yönetmelik gereği tüm piyasa katılımcıları gün öncesi planlamaya katılımları zorunlu tutulmaktadır. Kendi adına kayıtlı dengeleme birimi olan piyasa katılımcıları gün öncesi planlama kapsamında yük alma, yük atma teklifi sunarlar. Gün öncesi planlama teklifleri bir gün sonraki 24 saatlik dilim için saatlik bazda verilmektedir. Verilen teklifler belli bir dengeleme birimi, belli bir gün ve o gün içindeki belli bir zaman dilimi için geçerli olacak şekildedir. Dengeleme birimleri primer frekans kontrolü rezerv miktarına karşılık gelen kapasiteleri hariç tutulmak kaydıyla teknik olarak gerçekleştirebilecekleri tüm kapasiteyi teklif etmeleri gerekmektedir. Gün öncesi planlama kapsamında kabul edilen tüm yük alma ve yük atma teklifleri ise piyasa katılımcısı için fiziksel elektrik arzı yada talebi yükümlülüğü doğurmaktadır. Gün öncesi planlama süreci ise Şekil 19'da yer almaktadır.



Şekil 19: Gün Öncesi Planlama Süreci

Süreçte yer alan GÜP (Gün öncesi üretim/tüketim programı) lere ilişkin bildirimleri tüm uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimleri yapmakla yükümlüdür. Eğer herhangi bir bildirim yapılmamışsa bir önceki günkü bildirim geçerliliğini korumaktadır. Piyasa katılımcıları gün öncesi planlama kapsamında saatlik ve/veya blok ve/veya esnek yük alma teklifleri ile saatlik ve/veya blok yük atma teklifleri sunabilmektedirler. Yapılan teklifler farklı saat dilimleri için fiyat ve miktar bilgilerini içermektedir. Fiyat bilgisi TL cinsinden ve yüzde bir hassasiyetle, miktar bilgisi ise 1 MWh ve katları cinsinden verilmesi gerekmektedir.

Saatlik yük alma teklifleri verilirken piyasa katılımcısının ilgili dengeleme biriminin bir sonraki günün her bir saatine yönelik ilk seviye için GÜP'üne, diğer seviyeler için bir önceki seviyede belirtilmiş olan üretim ya da tüketime göre yapmayı teklif ettiği üretim artış ya da tüketim azalmasının MWh cinsinden miktarını ve bu üretim artışı ya da tüketim azalması için talep ettiği birim fiyatı (TL/MWh) içermesi

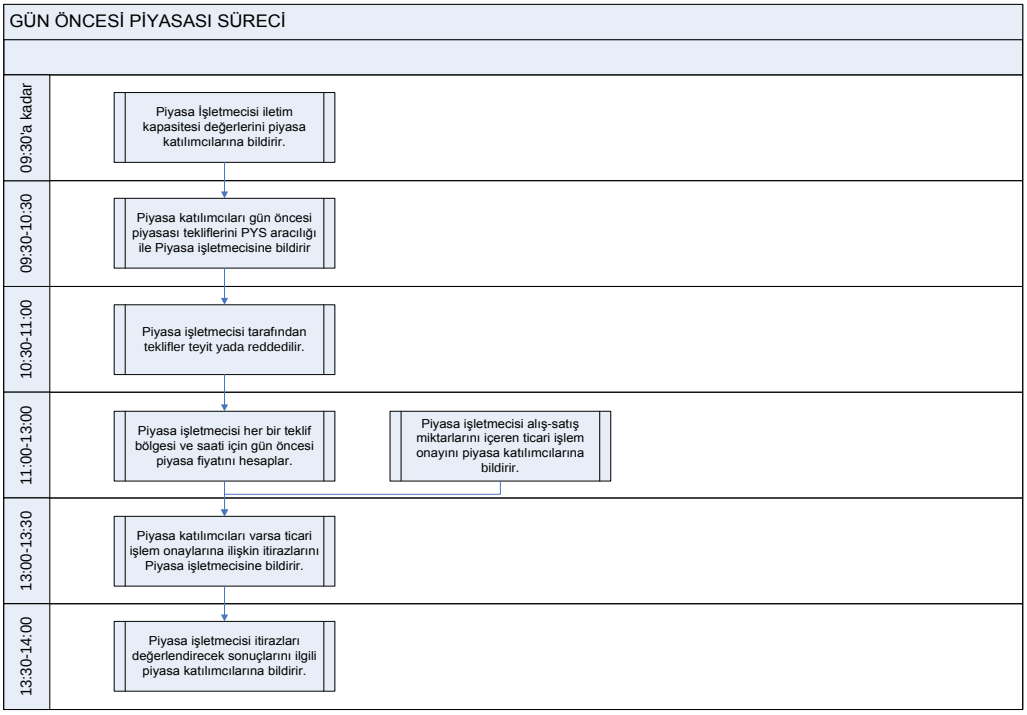
gerekmektedir. Aynı şekilde saatlik yük atma teklifleri verilirken de piyasa katılımcısının ilgili dengeleme biriminin bir sonraki günün her bir saatine yönelik ilk seviye için GÜP'üne, diğer seviyeler için bir önceki seviyede belirtilmiş olan üretim ya da tüketime göre yapmayı teklif ettiği üretim azalması ya da tüketim artışının MWh cinsinden miktarını ve bu üretim azalması ya da tüketim artışı için ödemeyi teklif ettiği birim fiyatı (TL/MWh) içermesi gerekmektedir. Bu şekilde yük alma ve yük atma yönünde ayrı olmak üzere 15 miktar seviyesinde tekliflerini sunabilmektedirler. Tüm saatlik yük alma tekliflerinin, bir sonraki teklif seviyesinin fiyatı bir önceki teklif seviyesinin fiyatından yüksek ya da eşit olacak şekilde bildirilmesi ve aynı şekilde, tüm saatlik yük atma tekliflerinin, bir sonraki teklif seviyesinin fiyatı bir önceki teklif seviyesinin fiyatından küçük ya da eşit olacak şekilde bildirilmesi gerekmektedir. Bir diğer önemli husus ise ardışık takvim günü şartı aranmadan birbirini izleyen hafta sonu, hafta içi ve resmi tatil günleri için aynı saat dilimine verilecek fiyatlar; Yük almada bir önceki benzer gün için verilmiş olan tekliflerin ağırlıklı ortalamasını en fazla %10 aşabilir ve yük atmada da bir önceki benzer gün için verilmiş olan tekliflerin ağırlıklı ortalamasından en fazla %10 aşağıda olabilir. Bu yaklaşım ile aslında saatlik elektrik ticaret bölgeleri benzerliklerinden yararlandırılarak paketlenip tek bir emtia gibi sunulmak istenmektedir. Her ne kadar saatlik üretim ve tüketim profilleri benzemekte ve birbirini takip eden günlerin aynı saatlik dilimleri için tek bir varlık olarak gözükse bile hafta sonu ve tatil günlerinin üretim/tüketim profilleri kendi içinde hafta içinden farklı olarak yüksek korelasyona sahip olmaktadır.

Gün öncesi planlama kapsamında piyasa katılımcıları blok olarak tanımlanan ardışık olarak en az 4 saati kapsayacak şekilde de teklif verebilmektedirler. Piyasa katılımcılarının teklif verebileceği bloklar sistem işletmecisi tarafından belirlenmekte ve piyasa işletmecisi tarafından uygulanmaktadır. Blok teklifler hem yük alma hem de yük atma için verilebilmektedir ve her bir dengeleme birimi için bir günde en fazla 25 adet blok teklif verilebilmektedir. Blok teklifler verildikleri saat dilimleri için ya tamamen kabul edilmekte ya da ret edilmektedir.

Bir diğer uygulama ise esnek teklif uygulaması olup sadece yük alma amaçlı verilebilmektedir. Esnek yük alma teklifleri belirli bir saat dilimi ile ilişkili olmayıp saatlik yük alma teklif miktarı ve fiyatından oluşan tekliflerdir. İlgili esnek yük alma teklif fiyatından büyük ya da eşit olmak şartı ile gün öncesi planlama kapsamında en yüksek marjinal fiyatın oluştuğu saatte kabul edilmesi gerekmektedir.

Nihayetinde Piyasa İşletmecisi, gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları tarafından sunulan GÜP'ler ile, piyasa katılımcıları tarafından bildirilen tüketim tahminlerini dengelemek üzere, gün öncesi planlama için sunulmuş olan yük alma, yük atma tekliflerini öncelikle sistem ve gün öncesi planlama kapsamındaki dengeleme birimlerine ilişkin kısıtları dikkate almaksızın gün öncesi planlama modülü aracılığıyla değerlendirerek gün öncesi kısıtsız üretim/tüketim programını oluşturur. Kısıtsız üretim/tüketim programının oluşturulması için kullanılan teklif fiyatları dikkate alınarak gün öncesi planlama modülü aracılığıyla Piyasa İşletmecisi tarafından gün öncesi planlama kapsamında sistem marjinal fiyatları belirlenir.

Gün öncesi piyasası, temel olarak bir gün sonrası teslim edilecek uzlaştırma dönemi bazında elektrik enerjisi alış-satış işlemleri için kurulan ve Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını ifade etmektedir. İşlemler günlük olarak saatlik bazda gerçekleştirilmekte ve her bir gün 24 adet saatlik dilime bölünmektedir. Gerçekleşen işlemler ilgili zaman dilimi boyunca sabit seviyeli arz yada talebe karşılık gelmekte ve kabul edilen teklifler (alış-satış) taraf olan piyasa katılımcısı için fiziksel olarak elektrik arzı-talebi yükümlülüğü doğurmaktadır. Yapılan tüm işlemlerde Piyasa İşletmecisi piyasa katılımcılarına taraf olmaktadır. Gün öncesi piyasa süreci Şekil 20'de yer almaktadır.



Şekil 20: Gün Öncesi Piyasa Süreci

Temel olarak öncelikle sistem işletmecisi kısıtları belirlemek için sürekli olarak iletim sistemine yönelik analizler yapar ve sistemi teklif bölgesi olarak adlandırılan alanlara ayırmaktadır. Gerekli zaman kısıtlamalarını da dikkate alarak bu bölgelere ilişkin tanımlamaları ve değişiklikleri piyasa işletmecisine bildirir. Ayrıca her gün Sistem İşletmecisi teklif bölgeleri arasındaki ticaret sınırlarını da belirleyip bu sınırlar dâhilindeki tüm iletim kapasitesini gün öncesi piyasasına sunar. Belirlenen bu değerler ise piyasa işletmecisi tarafından tüm piyasa katılımcılarına sunulmaktadır.

Gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları, bu piyasa kapsamında saatlik ve/veya blok ve/veya esnek teklifler sunabilmektedirler. İlgili tekliflere esas saat dilimleri için sunulan tüm tekliflerin ilgili piyasa katılımcısı tarafından yerine getirilebilir olması gerekmektedir. Gün öncesi piyasa katılımcıları farklı saat dilimleri için farklı fiyat ve miktar bilgileri içerebilen teklifler sunabilmektedirler. Tekliflerin içinde bildirilen miktarların 1 MWh ve katlarını karşılayacak şekilde olması ve TL cinsinden yüzde bir hassasiyet taşıyacak şekilde sunulması istenmektedir. Bunların

yanında ayrıca piyasa katılımcısının adı, kodu, teklifin geçerli olduğu gün, esnek teklifler hariç geçerli olduğu saati, teklif bölgesi ve teklif tipi bilgilerini de içermesi gerekmektedir.

Gün öncesi piyasasında üç temel teklif yapısı vardır; Saatlik alış-satış teklifleri piyasa katılımcıları tarafından bir sonraki günün her bir saatlik dilimi için aktif elektrik enerjisi alış-satışına ilişkin verilen miktar ve fiyat bilgilerini içeren tekliflerdir. Piyasa Yönetim Sistemi (PYS) vasıtasıyla bildirilen bu teklifler, hem alış ve hem satış yönünde 32 fiyat seviyesine kadar fiyat-miktar bilgilerini içeren bir set olarak verilmektedir. Ardışık alış tekliflerinde ikinci teklifin fiyatı ilk tekliften düşük olacak şekilde verilirken, ardışık satış tekliflerinde ikinci teklifin fiyatı ilk tekliften yüksek olacak şekilde verilmektedir. Piyasa katılımcıları her bir fiyat seviyesi için geçerli yalnızca bir alış ya da satış teklifinde bulunabilmektedirler. Gün öncesi piyasasında saatlik tekliflere yönelik azami ve asgari fiyat limitleri uygulanmakta olup piyasa işletmecisi tarafından belirlenen bu teklifler PYS aracılığı ile katılımcılara duyurulmaktadır. Blok alış-satış teklifleri piyasa katılımcıları tarafından bir sonraki günün ardışık saat dilimleri için verilebilmektedir. Blok alış tekliflerinde piyasa katılımcısı, yapmayı teklif ettiği sabit miktarlı alışın saatlik MWh cinsinden miktarını ve fiyatını (TL/MWh), Blok satış tekliflerinde ise, yapmayı teklif etiği sabit miktarlı satışın saatlik MWh cinsinden miktarını ve fiyatını (TL/MWh) gün öncesi piyasasına sunmaktadır. Gün öncesi piyasa katılımcılarının teklif vereceği bloklar sistem işletmecisi tarafından belirlenip Piyasa İşletmecisi tarafından uygulanmaktadır. Piyasa katılımcıları aynı yada farklı zaman dilimlerini kapsayan birden fazla blok teklif sunabilmektedirler ve gün içinde en fazla 50 teklif verme hakkına sahiptirler. Blok teklifler kabul esası ise ya kapsadığı tüm zaman dilimi için yada hiçtir. Ayrıca blok teklifler arasında üç adete kadar ilişkilendirme kurulabilmektedir. Üçlü bir blok teklif yapısında ikincisi ilkinin kabul edilmesi şartına bağlı olarak, üçüncüsü de ikincisinin kabul edilmesi şartına bağlı olarak verilebilmektedir. Son olarak esnek satış tekliflerinin yapısına baktığımızda, belirli bir saat ile ilişkisi olmayan saatlik satış teklifleridir.

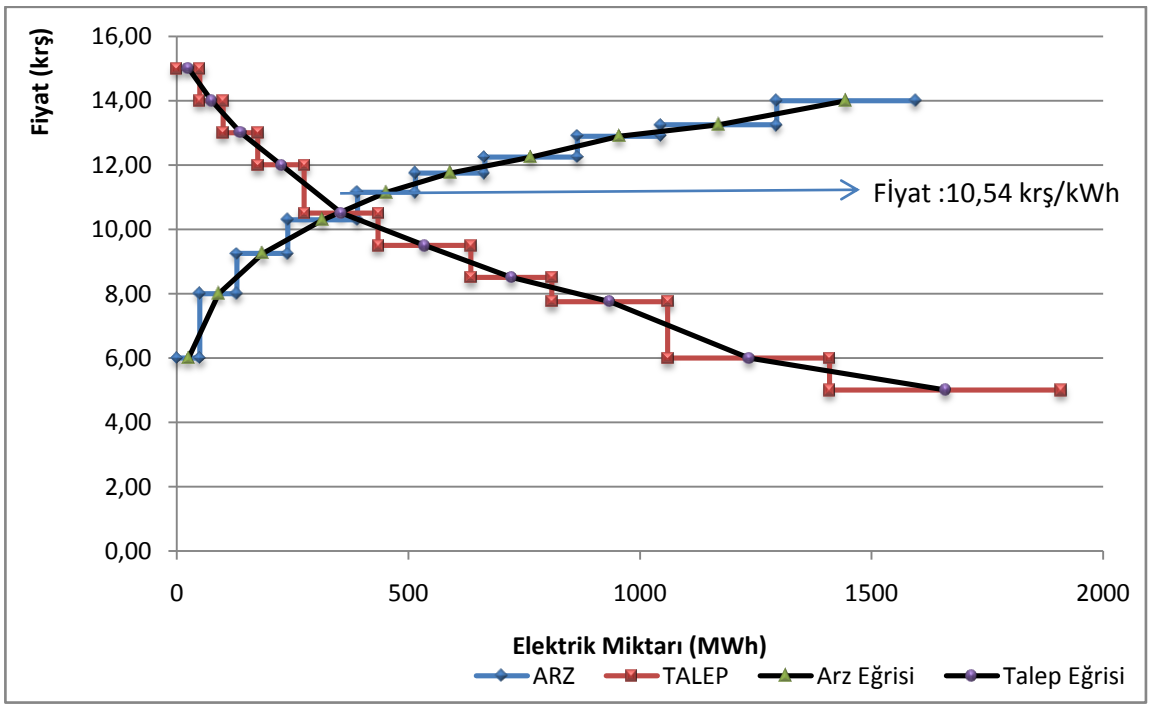
Piyasa katılımcıları Gün Öncesi Piyasasına yönelik tekliflerini ilgili günün 5 gün öncesinden başlayarak bir önceki gün saat 10:30'a kadar sisteme girmektedirler. Girilen her teklife kayıt numarası verilmekte ve Piyasa İşletmecisi tarafından teminat yükümlülükleri ve toplam alış/satış miktar sınırları açısından kontrol edildikten sonra geçerlilik kazanmaktadır.

Gün öncesi piyasasında fiyat belirlenirken var olan tüm bölgeler için fiyat teklifleri alınarak bölgeler arası iletim kısıtı olmaksızın ilgili günün her bir saati için kısıtsız piyasa takas fiyatı (KPTF) hesaplanır. Her bir bölge için belirlenmiş olan KPTF' lerden gerçekleşen alış-satış miktarları belirlendikten sonra sistem kısıtları dikkate alınarak bölgeler arası enerji akış miktarları tespit edilmektedir. Enerji akış miktarlarının iletim kapasitesinden daha az veya eşit olduğu durumlarda KPTF'ler nihai piyasa takas fiyatına (NPTF) olarak sabitlenir. İletim kısıtlarının aşıldığı durumlarda ise bölgeler arası iletim kısıtlarını giderecek şekilde her bir saat için ayrı NPTF'ler belirlenir. Nihayetinde belirlenen NPTF'ler üzerinden piyasa katılımcılarının alış ve satışları ticari olarak onaylanır.

KPTF'lerin belirlenmesi için ilgili yönetmeliği madde 59 a,b,c bentlerinde belirtildiği üzere; tüm saatlik satış teklifleri en düşük fiyata sahip fiyat miktar ikilisinden başlamak üzere en yüksek fiyata sahip fiyat miktar ikilisine doğru artan biçimde sıralanarak tek bir teklif olacak şekilde birleştirilmektedir. Her bir fiyat miktar ikilisi diğer ikili ile artan doğrultuda lineer interpolasyon yöntemi ile birleştirilerek arz eğrisi oluşturulmaktadır. Aynı işlem en yüksekten en düşüğe olacak şekilde alış teklifleri içinde yapılarak aynı yöntemlerle bir talep eğrisi elde edilmektedir. Her bir saat dilimi için elde edilen arz ve talep eğrileri kesiştirilerek elektrik fiyat ve miktarının aynı olduğu kesişme noktasına karşılık gelen fiyat belirlenerek ilgili saat için KPTF olarak kabul edilir. Aşağıda örnek bir uygulama yer almaktadır.

Tablo 7: KPTF'nin belirlenmesi için örnek veri seti

Teklif Seviyeleri	Satıcılar Miktar (MWh)	Satıcılar Fiyat (krş/kWh)	Alıcılar Miktar (MWh)	Alıcılar Fiyat (krş/kWh)
S-1	50	6,00	500	5,00
S-2	80	8,00	350	6,00
S-3	110	9,25	250	7,75
S-4	150	10,30	175	8,50
S-5	125	11,15	200	9,50
S-6	150	11,75	160	10,50
S-7	200	12,25	100	12,00
S-8	180	12,90	75	13,00
S-9	250	13,25	50	14,00
S-10	300	14,00	50	15,00



Şekil 21: KPTF'nin belirlenmesi için örnek uygulama

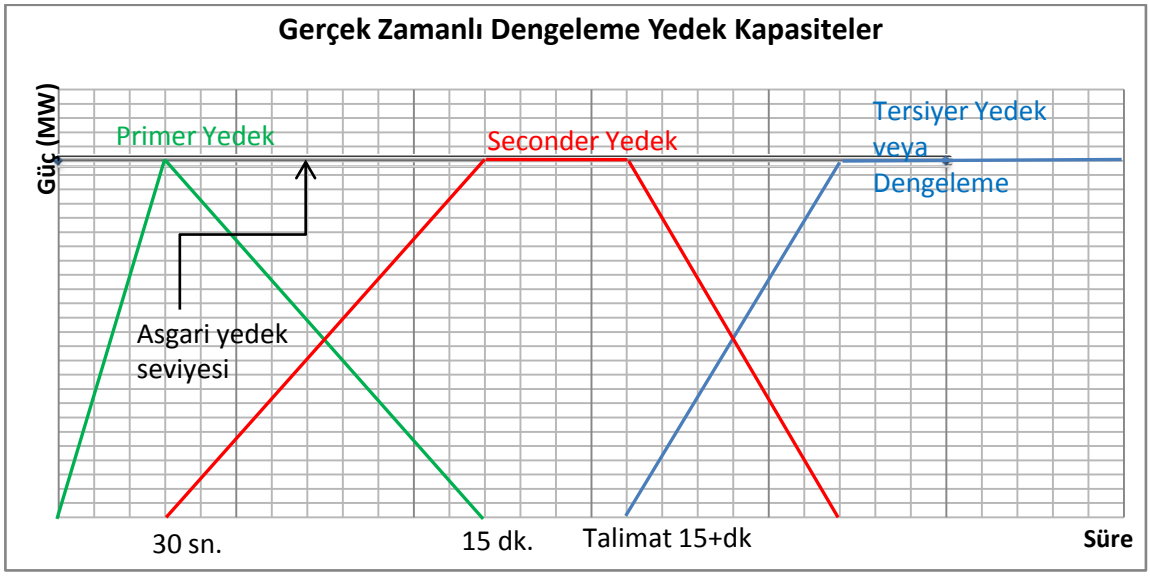
KPTF belirlendikten sonra ilgili bölge için alış ve satış miktarları arasındaki fark gün öncesi piyasası işlemleri için ayrılmış iletim kapasitesinden büyük olması durumunda kısıttın her iki tarafındaki bölgeler için enerji fazlası olan bölgenin fiyatı KPTF den başlayarak azaltılarak ve enerji eksiği bölge içinse KPTF den başlayarak arttırılarak bu açık iletim kısıtını aşmayacak seviyeye indirilir. Bu şekilde tüm bölgeler için hesaplanan yeni fiyat seviyeleri NPTF olarak belirlenir.

Blok teklifler değerlendirilirken; blok satış teklifleri, ardışık saat dilimleri için belirlenen fiyatların ilgili blok teklif fiyatına eşit veya üstünde olması durumunda, blok alış teklifleri, ardışık saat dilimleri için belirlenen fiyatların ilgili blok teklif fiyatına eşit veya altında olması durumunda kabul edilmesi esastır. Esnek satış teklifleri ise, en yüksek saatlik piyasa takas fiyatının geçerli olduğu saatte, piyasa takas fiyatının esnek satış fiyatından büyük veya eşit olması durumunda kabul edilmesi esastır. Bu kapsamda saatlik ve blok teklifler esnek tekliflerden önceliklidir.

1.2.3.1.2. Dengeleme Güç Piyasası (Gerçek Zamanlı Dengeleme)

Elektrik piyasası kademeli olarak yapılandırılarak ikili anlaşmalardan arta kalan yük dengesizlikleri gün öncesi piyasasında dengelendikten sonra geriye sadece gerçek zamanlı dengeleme (Dengeleme Güç Piyasası) mekanizması kalmaktadır. Bu etkenin haricinde üretim ve tüketim tesislerinin planlanan değerden sapmaları, hava koşullarındaki ani değişiklikleri, iletim ve dağıtım şebeke arızaları, zorunlu devre dışı kalmalar ve kaza gibi sebeplerden de gerçek zamanlı üretim tüketim değerlerinde sapmalar olabilmektedir. Bu kapsamda ilgili yönetmelikte Dengeleme Güç Piyasası; "*Arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi amacına hizmet etmek üzere, 15 dakika içerisinde gerçekleştirilebilen çıkış gücü değişimi ile elde edilen yedek kapasitenin alış-satışının gerçekleştiği ve Sistem İşletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını,"* ifade etmektedir. Tanımdan da anlaşılacağı üzere Dengeleme Güç Piyasası katılımcıları ilgili saat için kabul edilen ve taahhüt ettikleri yük alma ve

yük atma yükümlülüğünü 15 dakika içinde gerçekleştirebilecek bir yapıda olması gerekmektedir. Bu yapının daha iyi anlaşılabilmesi için Primer ve Seconder frekans kontrolü kavramının, her ne kadar dengeleme piyasa yapısı içinde yer almasa da, frekans kontrolü kavramının netleştirilmesi gerekmektedir.



Şekil 22: Dengeleme Güç Piyasası Yedek Kapasite ve Frekans Kontrolü[183]

Frekans tutmak; Elektrik şebekesi frekansının referans değer (50 Hz) etrafında belirli limitler içinde (UCTE kriterlerine göre bu değer ± 0,2 Hz olmalıdır) tutulması ve frekans tutma ile görevli tesislerin rezerv kapasiteleri dahilinde bu mekanizmaya güç arttırarak veya azaltarak dahil olmalarıdır. Bu kapsamda Şekil 22'de görüldüğü gibi çalışan bir mekanizma kurulmuştur. Sistemde toplam talepte meydana gelen artışlar sistem frekansını düşürmekte ve toplam talepte meydana gelen azalışlar ise sistem frekansını arttırmaktadır. Aynı işleyiş ters yönden üretim tesisleri (arz tarafı) içinde geçerli olmaktadır. 50 MW ve üzerinde kurulu güce sahip (Kanal ve Nehir tipi hidroelektrik üretim tesisleri, Rüzgar, Güneş, Dalga ve Gel-Git Enerjilerine dayalı üretim tesisleri hariç olmak üzere) tüm üretim tesislerinin Primer Frekans kontrolüne

[183] Deloitte, **Dengeleme Mekanizması (Sunum)**, 2006, s.54 .

katılmaları zorunludur (İlgili yönetmelik madde-10).[184] Üretim tesisleri tüzel kişilik bazında kapasitelerinin % 5'ni Primer Frekans kontrolüne ayırırlar. ±200 mHz aşan frekans sapması meydana geldiği durumlarda tüm primer frekans kapasitelerini sisteme sağlayabilmeleri gerekmektedir. Üretim tesisleri frekansta meydana gelen sapmayla orantılı olarak Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde belirtilen toleranslar dâhilinde (Sürekli olarak sağlanan primer frekans kontrol rezerv miktarı, gün öncesinde bildirilen primer frekans kontrol rezerv miktarının ±% 10 toleransı dahilinde olmalıdır.)[185] Primer frekans kontrolünü takip etmeleri gerekmektedir.

Şekil 22'de görüldüğü üzere frekans sapmasına ilk tepki üretim tesislerinin Primer frekans rezervleri kullanılarak verildikten sonra, sekonder yedek mekanizması devreye girerek 15 dakika içinde Primer frekans rezervini boşaltacak şekilde, Primer frekans rezerv seviyesindeki düşüşle orantılı olarak artarak, onun yerini almaktadır. 100 MW ve üzerinde kurulu güce sahip (Kanal ve Nehir tipi hidroelektrik üretim tesisleri, Rüzgar, Güneş, Dalga ve Gel-Git Enerjilerine dayalı üretim tesisleri, kojenerasyon tesisleri ve jeotermal üretim tesisleri hariç olmak üzere) tüm üretim tesislerinin otomatik üretim kontrol sistemi tarafından gönderilecek sinyalleri alan ve işleyen teçhizat vasıtasıyla Seconder Frekans kontrolüne katılmaları zorunludur (İlgili yönetmelik madde-17).[186] Sistem İşletmecisi, sistemin ihtiyaç duyduğu seconder frekans kontrol yedeğini tespit ederek PYS aracılığı ile üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere duyurmaktadır. Primer frekans kontrolü zorunlu yan hizmetler olarak, seconder frekans kontrolü ise ticari yan hizmetler olarak değerlendirilmekte olup iletim tarifesi bileşeni olarak kabul edilmekte ve bu kapsamda dengeleme piyasası ile bir ilişkisi bulunmamaktadır.

---

[184] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **27.12.2008 tarih ve 27093 sayılı Elektrik Piyasası Yan Hizmetle Yönetmeliği**, 2008, s.6.
[185] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **26.11.2009 tarih ve 27418 sayılı Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği**, 2009, s.57.
[186] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **27.12.2008 tarih ve 27093 sayılı Elektrik Piyasası Yan Hizmetle Yönetmeliği**, 2008, s.10.

Primer ve Seconder frekans kontrolü yedekleri dışında yine sistem işletmecisi tarafından bekleme yedekleri de yapılan anlaşmalarla tutulmaktadır. Başka bir açıdan değerlendirildiğinde sistemde dengesizlik ortaya çıkmasından sonra en az 15 dakika sonra tersiyer frekans hizmeti sunan üretim tesislerine ve/veya YAL/YAT teklifi sunan üretim tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Dengeleme Güç Piyasasının tetiklenme ve çalışma dinamiklerini, yönetmelik esasları içinde kavramsal olarak oluşturduktan sonra piyasa yapısının detayları artık daha net anlaşılacaktır. Dengeleme Güç Piyasasına teklifler saatlik olarak verilmektedir. Bu kapsamda gün bazında 24 saatlik bir teklif dilimi karşımıza çıkmaktadır. Temel amaç sistemde ortaya çıkan enerji ihtiyacının veya fazlalığının YAL ve YAT emirleri ile karşılanmasıdır. Tablo 8'de 01/11/2009 tarihli gerçek uygulama verileri yer almaktadır.

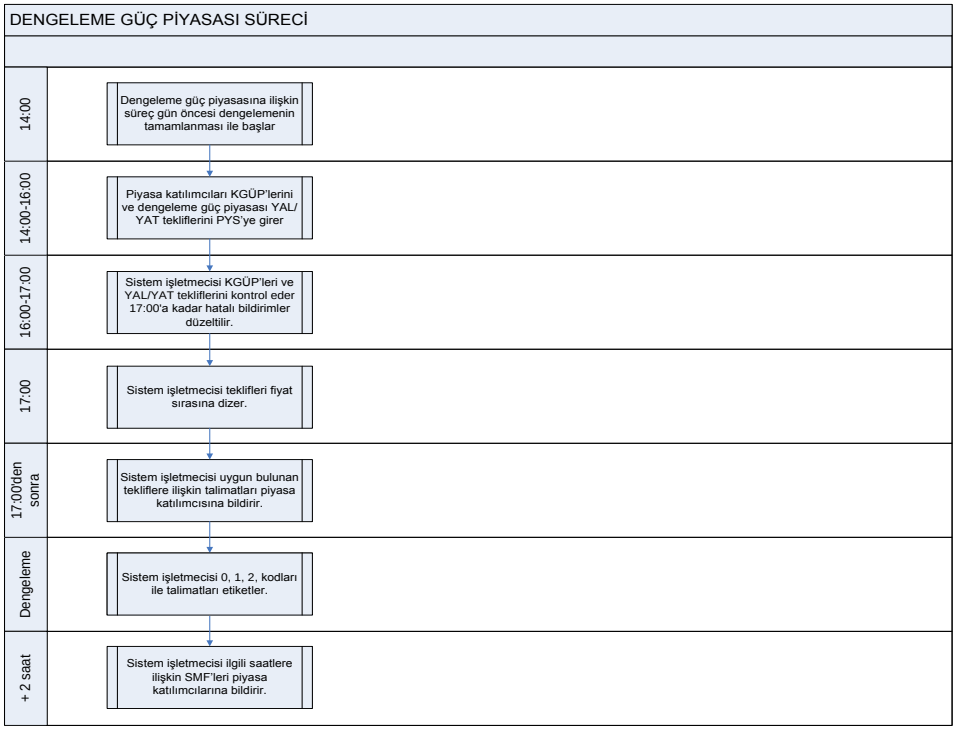
Tablo 8: (01/11/2009) tarihli TEİAŞ PMUM Günlük Üretim Raporu[187]

Saat	Kesinlesmis Günlük Üretim Programi (MWh)	Gerceklesen Yük (MWh)	Yük Alma Miktarlari (MWh)	Yük Atma Miktarlari (MWh)	Diger Amacli Yük Alma Miktarlari(MWh)	Diger Amacli Yük Atma Miktarlari(MWh)
00:00 - 01:00	15393	17544	1128	0	1436	413
01:00 - 02:00	16024	16685	306	0	637	282
02:00 - 03:00	17243	15721	0	1232	205	495
03:00 - 04:00	18413	14594	0	2827	88	1080
04:00 - 05:00	18409	14442	0	3275	88	780
05:00 - 06:00	18403	14472	0	3245	106	792
06:00 - 07:00	18404	14155	0	3553	106	802
07:00 - 08:00	18322	14880	0	3055	173	560
08:00 - 09:00	18363	15787	0	2045	290	821
09:00 - 10:00	18378	16825	0	1150	328	731
10:00 - 11:00	18622	17352	0	709	644	1205
11:00 - 12:00	18832	17628	0	832	494	866
12:00 - 13:00	18946	17622	0	1073	506	757
13:00 - 14:00	19178	17238	0	1652	506	794
14:00 - 15:00	19178	17591	0	1633	654	608
15:00 - 16:00	19184	17625	0	1635	686	610
16:00 - 17:00	19126	18522	0	1153	1060	511
17:00 - 18:00	19069	20410	205	0	1267	131
18:00 - 19:00	19088	20423	369	0	1038	72
19:00 - 20:00	19053	19774	30	0	1130	439
20:00 - 21:00	19257	18929	0	537	617	408
21:00 - 22:00	18880	18699	0	565	866	482
22:00 - 23:00	16223	19412	1142	0	2047	0
23:00 - 24:00	16224	17392	586	0	741	159

Tablo 8'deki gerçek veriler incelendiğinde sistem ihtiyacına istinaden bazı saat dilimlerinde YAL, bazı saat dilimlerinde ise YAT talimatlarının geçerlilik kazandığı bu kapsamda sistemin dengelendiği açık bir şekilde görülmektedir. Dengeleme Güç Piyasasında kabul edilen teklifler ilgili piyasa katılımcısı için fiziki olarak elektrik arz

[187] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (**TEİAŞ**), **PMUM Ana Sayfası**, http://pmum.teias.gov.tr/UzlasmaWeb/, (Erişim Nisan 2010).

yada talebi yükümlülüğü getirmektedir. Dengeleme Güç Piyasasında Süreç işleyişi Şekil 23'te görülmektedir.



Şekil 23: Dengeleme Güç Piyasa Süreci

Her bir piyasa katılımcısı denge sorumluluğu ve gün öncesi dengeleme kapsamındaki bir sonraki gün için kesinleşmiş olan saatlik üretim ve tüketim değerlerini belirli bir saate kadar (Mevcut yönetmelik gereği saat 16:00'ya kadar) sistem işletmecisine bildirir. Sistem işletmecisi tarafından aksi bir talimat verilmediği sürece piyasa katılımcıları bildirimde bulundukları değerleri üretme/tüketme zorunluluğundadır. Piyasa katılımcılarının KGÜP (Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı) değerlerine uyup uymadığı dengeleme birimleri için MYTM tarafından diğer birimler içinse BYTM'leri tarafından kontrol edilmektedir. Tespit edilen ihlaller kuruma bildirilmekte ve ilgili kanun çerçevesinde piyasa katılımcılarına yaptırım uygulanmaktadır.

Dengeleme Güç Piyasası kapsamında piyasa katılımcıları yük atma ve yük alma yönlerinde ayrı ayrı olmak üzere 15 miktar seviyesinde yük alma/yük atma teklifinde bulunabilirler. Hidrolik santraller her bir miktar seviyesi için ayrı ayrı fiyat bildirebilirken diğer üretim tesisleri için piyasa katılımcısı tüm miktar seviyeleri için tek bir fiyat bildirmektedir. Asgari teklif miktarı 10 MW olup yapılan teklif 1 MW katları şeklinde olmalıdır. Teklifler verilirken aşağıda tanımlı beş esasa dikkat edilmektedir;

a) Tüm teklif fiyatları en az sıfıra eşit ya da sıfırdan büyüktür, yüzde birlik hassasiyete sahiptir ve Türkiye'nin resmi para birimindedir.

b) Tüm yük alma teklif fiyatları ilgili teklif bölgesi için ilgili saatte belirlenmiş olan gün öncesi fiyatından büyük ya da eşit olacak şekilde belirlenir.

c) Tüm yük atma teklif fiyatları ilgili teklif bölgesi için ilgili saatte belirlenmiş olan gün öncesi fiyatından küçük ya da eşit olacak şekilde belirlenir.

ç) Tüm yük alma teklifleri, bir sonraki teklif seviyesinin fiyatı, bir önceki teklif seviyesinin fiyatından yüksek ya da eşit olacak şekilde bildirilir.

d) Tüm yük atma teklifleri, bir sonraki teklif seviyesinin fiyatı bir önceki teklif seviyesinin fiyatından düşük ya da eşit olacak şekilde bildirilir.

Dengeleme Güç Piyasasına sunulan teklifler, her bir teklif bölgesi bazında saatlik olarak fiyat sıralamasına sokulmaktadır. Fiyat sırasına sokulan yük alma ve yük atma teklifleri ise iletim kısıtları, dengeleme birimlerine ilişkin teknik kısıtlar ve arz güvenilirliği/kalitesine yönelik kısıtlar dikkate alınarak işletme güvenliği, sistem bütünlüğünü sağlayacak ve dengeleme maliyetlerini en aza indirecek şekilde değerlendirilmektedir.

1.2.3.2. Uzlaştırma[188]

Piyasa yapısı içinde ikili anlaşma bildirimlerinin, gün öncesi piyasasının, dengeleme güç piyasasının, yan hizmetler piyasasının ve dengesizliklerin, tespiti, hesaplanması ve bildirimi işi uzlaştırma olarak tanımlanmaktadır. Piyasa katılımcıları adına kayıtlı uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimleri içerisinde yer alan sayaçların verileri, OSOS (Otomatik Sayaç Okuma Sistemi) vasıtasıyla belirli aralıklarla TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından okunarak PYS'ye aktarılmaktadır. Sayaçlardan her bir uzlaştırma dönemine ait kWh cinsinden çekilen ve verilen aktif enerji miktarları okunmaktadır. Verilerin kanunda tanımlanan şekilde doğrulanması ve düzeltilmesi süreçleri mevcuttur. Fatura dönemi her ayın ilk günü 00:00'da başlayıp son günü 24:00'da sona ermektedir ve her bir saat dilimi bir uzlaştırma dönemini ifade etmektedir.

Geçiş dönemi içinde saatlik uzlaştırmaya geçmeden önce üç farklı uzlaştırma dönemi kullanılmaktaydı. Bu dönemler, Gündüz dönemi 06:00-17:00, Puant dönemi 17:00-22:00 ve Gece dönemi 22:00-06:00 saatleri arasında olan zaman dilimlerinden oluşmakta olup uzlaştırmalar aylık yapılmaktaydı.[189] Yeni uygulama ile bu durum ortadan kaldırılmış ve saatlik uzlaştırma dönemine geçilmiştir. Dünyada daha farklı uzlaştırma dönemi yaklaşımları da bulunmakta olup en yaygın olarak saatlik uzlaştırma tercih edilmektedir.

Uzlaştırmaya esas miktarların hesabında kayıplarda dikkate alınmakta ve net aktif enerji miktarları belirlenmektedir. Uzlaştırmaya esas sayaç ile itibari bağlantı

---

[188] Uzlaştırma ana başlığı altında yer alan bölümde ve Ek-1'de detaylandırılmış formüller EPDK'nın Kasım 2009 tarihli "Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği" gereği uygulanacak formüllerden derlenmiştir. Bu bölüme esas teşkil eden tüm formüllere ilişkin açıklamalar Ek-1'de yer almaktadır.

[189] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Kasım 2008, s.30.

noktası arasında dikkate alınmamış bir hat[190] veya indirici/yükseltici transformatör[191] bulunması durumlarında ölçülen veriş miktarını indirgeyen, çekilen alış miktarlarını yükseltgeyen kayıp katsayıları hesaba katılarak işlem yapılmaktadır. Sonuç olarak bu verilere dayanarak ise tüm uzlaştırma süreci ve hesaplamaları başlamaktadır.

Uzlaştırma kapsamında yer alan hesaplama, formülizasyon ve işlemler bu tezin konusu olmadığından burada genişçe açıklamasına ihtiyaç duyulmamıştır. Bununla birlikte, 26/11/2009 tarih ve 27418 sayılı Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin Uzlaştırmaya İlişkin Maddelerinin yer aldığı üçüncü bölüm incelenerek detaylı bir şekilde Ek-1'de açıklaması verilmektedir

[190] Elektrik hat üzerinden iletilirken hattın yapımında kullanılan iletim malzemesinin özelliğine, çapına ve uzunluğuna bağlı olarak kayıplar ortaya çıkmaktadır.
[191] Transformatör; İki veya daha fazla elektrik devresini karşılıklı olarak elektrik indüklenme yöntemi ile birbirine bağlayan araçtır veya başka bir tanımla Manyetik bir akı yolu üzerinde birincil ve ikincil sargılardan oluşup akım ve/veya gerilim düzeylerini değiştirme özelliği olan aygıttır. Bu şekilde akım ve gerilim değerlerini istenilen değerlere göre değiştirir. Verimleri %97-%99,9 aralığındadır.

İKİNCİ BÖLÜM

2. ELEKTRİK PİYASASINDA PORTFÖY OPTİMİZASYONU

Elektrik piyasası kavramı, dünya ile birlikte hızla gelişen bir kavramdır. Gelişen dünyada her ne kadar daha etkin ve verimli olan teknoloji alternatifleri artsa da her geçen gün daha fazla enerjiye ihtiyaç duyulmaktadır. İhtiyaç duyulan bu enerjinin ise birçok değişik ama sınırlı kaynaktan karşılanması gerekmektedir. İktisat biliminin temel varsayımı olan ihtiyaçların sonsuzluğu ve kaynakların kıtlığı varsayımı[192] burada da kendini göstermektedir. Bu kapsamdan bakıldığında sınırlı kaynakların, etkili kullanımı için optimizasyonu, etkin ve verimli kullanılması bir zorunluluk olarak ortaya çıkmaktadır.

Geçmişi uzun yıllara dayanmakla birlikte tüm enerji sektöründe olduğu gibi elektrik sektöründe de piyasa yaklaşımı özellikle son yıllarda hızla gelişmekte ve yayılmaktadır. Son 30 yıl içinde dünyada olduğu gibi ülkemizde de liberalleşme ve serbest piyasa yaklaşımı hızlı bir şekilde gelişme göstermiştir ve mevcut politikalar ışığında göstermeye devam edeceği de anlaşılmaktadır. Bu gelişmenin yansımalarından biri olan enerji sektörünün bir alt kolu olan elektrik sektöründe piyasaların kurulması ve elektriğin bir emtia gibi alınıp satılmasına olanak tanınmasıdır. Temel amaç rekabet ortamını yaratmak daha etkin ve düşük maliyetli kaynaklardan elektrik üretiminin sağlanmasıdır.

[192] MÜFTÜOĞLU, **a.g.e.**, 2005, s.2.

Elektrik piyasası kavramı beraberinde spot piyasa, ikili anlaşmalar piyasası ve türev piyasa kavramlarını da elektrik sektörüne sokmuştur. Artık elektrik alım satımında birçok taraf bulunmaktadır; Üretim, dağıtım, iletim, perakende, ticaret, aracı kurumlar ve serbest tüketici gibi. Böyle bir ortamda piyasa içinde yer alan oyuncular minimum riskle maksimum karı elde edecek strateji veya portföy yaklaşımlarını tespit edip uygulama ihtiyacı içine girmektedirler. Üreticiler açısından baktığımızda, üretim yaptığı elektriğin ne kadarını ikili anlaşma ile satmalı ne kadarını spot piyasaya sunmalı?, tüketiciler kendini spot piyasa riskine mi bırakmalı yoksa ikili anlaşma ile bağlamalı mı? vb. birçok soru akla gelebilmektedir. Bunların dışında elektrik sektöründe havza optimizasyonu, termodinamik verim optimizasyonu, yakıt optimizasyonu gibi bazı farklı kavramlarda göze çarpmaktadır. Bu çalışma kapsamındaki elektrik piyasasında elektrik satışına yönelik portföy optimizasyonu yaklaşımında ise temel hedef, üreticilerin farklı üretim kaynakları ile elde ettikleri elektriği, düşük riskle en yüksek getiriyi elde edebilecek portföy yapısına içinde piyasa ortamında nasıl değerlendireceğinin tespit edilmesidir.

2.1.Modern Portföy Teorisi ve Markowitz Bağlamında Optimizasyon

2.1.1. Getiri ve Risk

Bir finansal varlığın veya yatırım alternatifinin getirisi, riski ve bu iki değer arasındaki ilişki yatırımcılar açısından büyük önem arz etmektedir. Yatırımcılar en çok bu iki boyut üzerinde durmaktadırlar. Başlangıç noktamız yatırımcıların getiriyi sevmesi ve riski sevmemesidir. Yatırımcılar ancak yüksek getiri elde edeceklerini düşünürlerse riskli varlıklara yatırım yaparlar.[193] Bu bağlamda risk ve getirinin somut bir şekilde ölçülmesi bir ihtiyaç olarak ortaya çıkmaktadır. Yatırım sürecinin başarısı yapılan yatırımdan beklenen amaçların (özellikle beklenen getirinin) elde edilip edilemediğinin

[193] BRİGHAM et al, **a.g.e.**, 1997, s.156.

değerlendirmesi ile olmaktadır.[194] Karar destek mekanizması olarak çalışan bu geri besleme sürecinin en önemli göstergeleri de getiri ve risk değerleridir. Ayrıca her iki değişkenin birlikte etkileşim içinde olduğu birim risk başına getiri veya birim getiri başına risk gibi düzeltilmiş katsayı yaklaşımları da mevcuttur.

2.1.1.1. Getiri Kavramı ve Getiri Oranı

Getiri; Bir yatırımın dönem sonu değeri ile dönem başı değeri arasındaki farktır. Başka bir değişle, bir yatırımdan belirli bir dönem içinde yapılan yatırıma karşılık elde edilen gelir miktarını göstermektedir.[195] Getiri oranı ise yatırım dönemi içinde elde edilen getirinin yatırımın başlangıç değerine bölünmesi ile elde edilmektedir. Aşağıda yer alan denkleme göre hesaplanmaktadır;

$$r = \frac{(V_t - V_{t-1})}{V_{t-1}} \qquad (2.1)$$

r = Bir dönemlik getiri oranı
V_t = Yatırımın dönem sonu değeri
V_{t-1} = Yatırımın dönem başı değeri

Eğer bu denklem bir portföy getirisi için kullanılacaksa yatırım dönemi içinde herhangi bir nakit girişi veya çıkışının gerçekleşmemiş olması gerekir. Eğer yatırım dönemi içinde nakit akışı gerçekleşiyorsa (örneğin hisse senedi temettü ödemesi gibi) karşımıza toplam getiri oranı kavramı çıkmaktadır. Aşağıda yer alan denkleme göre hesaplanmaktadır;

[194] Ali Argun KARACABEY, Fazıl GÖKGÖZ, **Emeklilik Fonları ve Portföy Analizi**, Ankara, Siyasal Kitabevi, 2005, s.38.
[195] Prof.Dr.Mehmet Baha Karan, **Yatırım Analizi ve Portföy Yönetimi**, Gazi kitabevi, 2004, s.135.

$$r_t = \frac{C_f + (V_t - V_{t-1})}{V_{t-1}} \qquad (2.2)$$

r_t = Bir dönemlik toplam getiri oranı

V_t = Yatırımın dönem sonu değeri

V_{t-1} = Yatırımın dönem başı değeri

C_f = Dönem içindeki nakit akışı

Farklı dönemlerdeki getirileri hesaplamak için genellikle getiriler yıllık baza indirgenir. Getirileri yıllık bazda ifade etmenin değişik yolları vardır. Getiriler basit, bileşik veya sürekli getiri hesaplamaları ile yıllık baza indirgenebilir.[196] Yıllık baza indirgenme özellikle faiz hesaplamalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Birbirini takip eden dönemler veya ara ara nakit giriş çıkışlarının yaşandığı bir yatırım seçeneğinde ilgilenilen dönem için getiri performansının değerlendirirken, tüm yatırım periyodu alt dönemlere ayrılır ve kümülatif (bileşik) getiri oranı bulunur. Bu kapsamada kümülatif (bileşik) getiri oranı aşağıda yer alan denkleme göre hesaplanmaktadır;

$$r_k = (1 + r_1)(1 + r_2) \dots \dots (1 + r_n) - 1 \qquad (2.3)$$

r_k = Kümülatif (bileşik) getiri oranı

r_i = i. dönem getiri oranı (i=1,2,….,n)

Eğer yatırım farklı bir para birimi cinsinden yapılıyorsa uluslar arası getirinin yerel para cinsinden hesabında işin içine kur getirisi de faktör olarak girmektedir. Bu durumda getiri oranı aşağıda yer alan denkleme göre hesaplanmaktadır;

$$r_d = \left[(1 + r) \times \frac{P_s}{P_i}\right] - 1 \qquad (2.4)$$

[196] Aydın ULUCAN, **Portföy Optimizasyonu**, Siyasal Kitabevi, 2004, s.7.

r_d = Yerel getiri oranı

r = Bir dönemlik yabancı yatırım getiri oranı

P_s = Yabancı paranın dönem sonu değeri

P_i = Yabancı paranın dönem başı değeri

Eğer enflasyondan arındırılmış bir getiri oranı, reel getiri, hesaplanmak istenirse bu durumda ise aşağıda yer alan denkleme göre hesap yapılmaktadır;

$$r_r = \frac{(1+r)}{(1+i)} - 1 \qquad (2.5)^{197}$$

r_r = Reel getiri oranı

r = Bir dönemlik getiri oranı

i = Enflasyon oranı

Bir varlığın beklenen getirisi söz konusu olduğunda olasılık dağılımı da işin içine girmektedir. Bir yatırımın beklenen getirisi muhtemel getirilerinin olasılık dağılımının beklene değeridir. Diğer bir deyişle çeşitli durumlardaki beklenen getirilerin ağırlıklı ortalamasıdır. Aşağıda yer alan denkleme göre hesaplanmaktadır;

$$r_e = \sum_{j=1}^{n} r_j p_j \qquad (2.6)^{198}$$

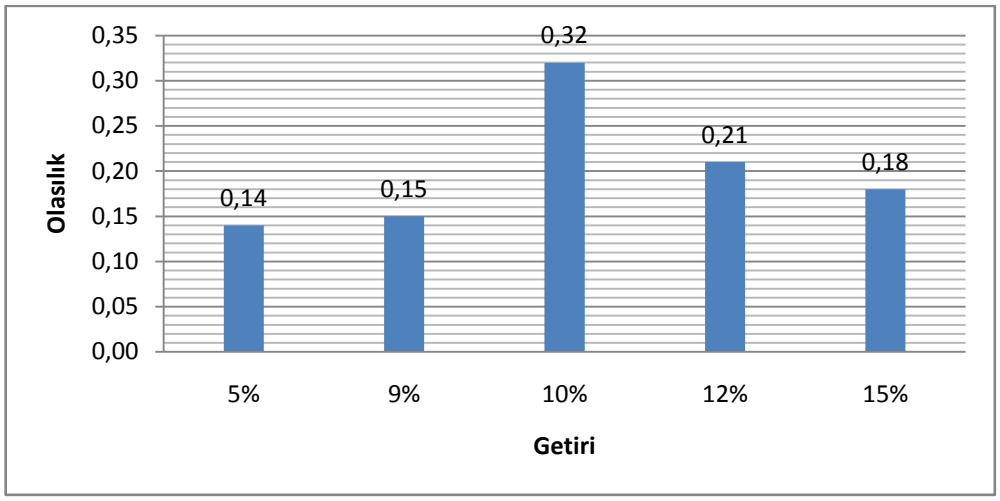
r_e = beklenen getiri oranı

r_j = her j durumunun beklenen getirisi

p_j = her j durumunun gerçekleşme olasılığı

[197] Charles P.Jones, **Investments Analysis and Managements**, Wiley, Seventh edition, 2000, s.137

[198] KARAN, **a.g.e.**, 2004, s.138.



Şekil 24: Bir X Yatırım Aracının Beklenen Getirisinin Olasılıksal Dağılımı

Örneğin; X yatırım aracının beklenen getirisinin olasılıksal dağılımı aşağıda Şekil 24'teki gibi olduğunda; Beklenen getirisi tüm getiri alternatiflerinin gerçekleşme olasılıkları ile getirilerinin çarpımının toplamıdır;

$$r_e = (0.05 \times 0.14) + (0.09 \times 0.15) + (0.10 \times 0.32) + (0.12 \times 0.21) + (0.15 \times 0.18) \Rightarrow \quad r_e = \%10.47$$

2.1.1.2. Risk Kavramı

Risk; bir olaya ilişkin gerçekleşen sonucun beklenen sonuçtan farklı çıkması, getiri bakış açısı ile gerçekleşen getirinin beklenen getiriden sapması olarak tanımlanabilir.

Başka bir ifadeyle risk; gelecekteki olayların tamamen tahmin edilememesinden doğan buna ilişkin yapılan belirli olasılık tahminidir.[199] Yine başka bir yaklaşımla, riskin

[199] TSPAKB, **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007, s.71.

en basit tanımı; tehlikeye düşme, zarar görme, kaybetme, yıpranma olasılığı olarak da tanımlanmaktadır.[200]

Risk, olasılık ve belirsizlik kavramları ile iç içe hareket etmektedir. Kavram olasılık dağılımı açısından irdelendiğinde gelecekte beklenen getirinin dar bir olasılık dağılımı içinde yer alması yatırımın riskinin daha düşük olduğu anlamına gelmektedir.[201] İstatistik açısından bakıldığında basıklık katsayısının büyük olması riskin düşmesine, küçük olması riskin yükselmesine sebep olmaktadır. Normal olasılık dağılımında bu katsayı "0" değerini almaktadır.

İstatiksel açıdan diğer bir şekilde yaklaşıldığında; bir yatırımın riski onun beklenen getiriden sapma olasılığı olarak tanımlanmakta ve genellikle "Varyans" ve "Standart Sapma" ile açıklanmaktadır. Varyans ve standart sapma matematiksel olarak şu şekilde ifade edilmektedir;[202]

$$Varyans = \sigma^2 = \sum_{j=1}^{n} (r_j - r_e)^2 p_j \qquad (2.7)$$

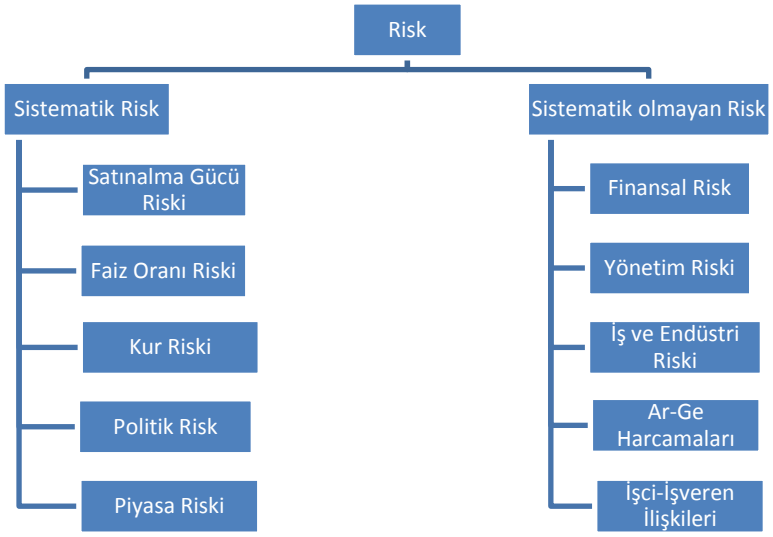
$$Standart\ sapma = \sigma = \sqrt{\sum_{j=1}^{n} (r_j - r_e)^2 p_j} \qquad (2.8)$$

Varyans (σ^2) kare ile ifade edildiğinden elde edilen sonucun ifade ettiği anlamı açıklamak biraz zor olabilmektedir. Bu nedenle varyansın karekökü olan standart sapma (σ) ile riski açıklamak daha anlamlıdır.

Finans literatüründe çok kullanılan bir sınıflandırmaya göre risk, sistematik ve sistematik olmayan diye iki kısımdan oluşmaktadır. Bir menkul kıymete (örneğin; hisse

[200] Min LIU, Felix F. WU, ve diğerleri,**A survey on Risk Management in electricity Markets**, IEEE, 2006, s.1.
[201] BRINGHAM et al, **a.g.e.**, 1997, s.161.
[202] KARAN, **a.g.e.**, 2004, s.138.

senedi) ilişkin, ilgili şirketin kendisinden kaynaklı etkenler nedeniyle ortaya çıkan riske sistematik olmayan risk adı verilmektedir. Daha çok firmaya ve firmanın ait olduğu endüstri koluna ait özelliklerin oluşturduğu risklerdir. Sistematik risk ise, bütün şirketleri etkileyen etkenlerin neden olduğu riske denmektedir. Portföy yönetimi açısından önemli olan bu ikili sınıflandırmadan farklı olarak "geleneksel sınıflandırma" denilen bir diğer sınıflandırma yöntemine göre riski kaynaklarına göre, faiz oranı riski, satın alma gücü riski, işletme riski, finansal risk, pazarlanabilme riski, ödenmeme riski, portföy riski biçiminde sınıflandırmak olanaklıdır.[203] Kaynaklarına göre Risk şematik olarak gösterilmek istenirse Şekil 25'te bir risk ağacı yapılanması görülmektedir;

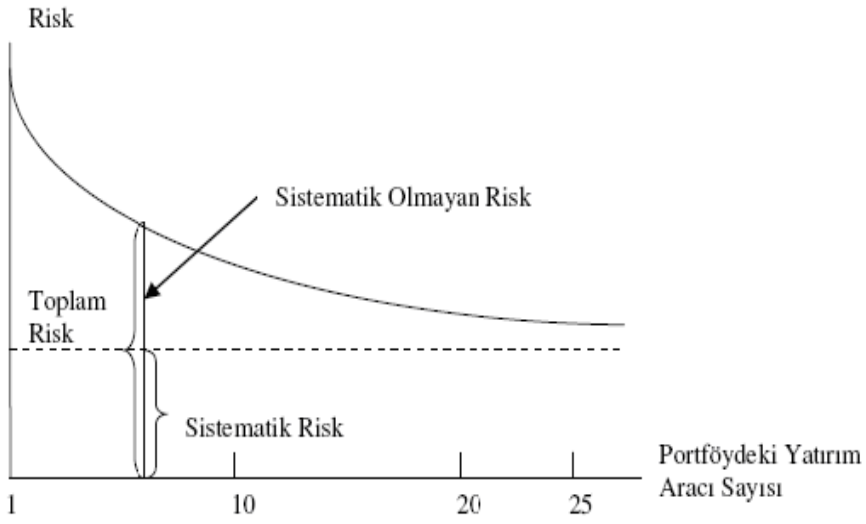


Şekil 25: Risk Ağacı

Şekil 25'tende anlaşılacağı üzere bir menkul kıymetin riski finansal açıdan sistematik ve sistematik olmayan risklerinin toplamına eşit olmaktadır. Sahip olunan toplam riskin sistematik olmayan kısmı portföy çeşitlendirilmesi ile azaltılabilmektedir fakat hiçbir zaman sistematik risk değerinin altına inmemektedir (Şekil 26). Kısaca özetlemek gerekirse, sistematik olmayan riskler kaçınılması mümkün olan riskler olarak

[203] KARACABEY et al, **a.g.e.**, 2005, s.43.

ifade edilmekte ve bu riskler çeşitlendirme yoluyla azaltılabilmekte veya tamamen ortadan kaldırılabilmektedir.



Şekil 26: Toplam Risk ve Portföy çeşitlendirmesi

2.1.2. Portföy Teorisi ve Portföy Yönetimi

Portföy; Yatırımcının elinde bulunan yatırım araçlarından oluşan sepete portföy denilmektedir. Bir başka ifade ile, belirli bir kişi veya grup tarafından elde tutulan ağırlık olarak hisse senedi veya tahvil gibi menkul kıymetlerden oluşan bileşkeye portföy adı verilmektedir.[204] Finans alanı dışında örneğin emlak sektöründe portföy emlakçının elinde bulunan satılık ve kiralık evler sepeti olarak tanımlanabilir. Finansal alanda yatırımcılar olası portföy alternatifleri arasında kendilerine maksimum fayda sağlayacak portföylere ulaşmak için çaba sarf etmektedirler. Bunu sağlayabilmek ise yatırımcıların risk-getiri oranı dengelerini oluşturabilmelerinden geçmektedir. Bu aşamada finans literatüründe yatırımcılara yol gösteren temelde iki yaklaşım bulunmaktadır. Bunlardan

[204] Peter MOLES, Nicholas TERRY, **The Handbook of International Financial Terms**, Oxford University Press, 1999, s.426.

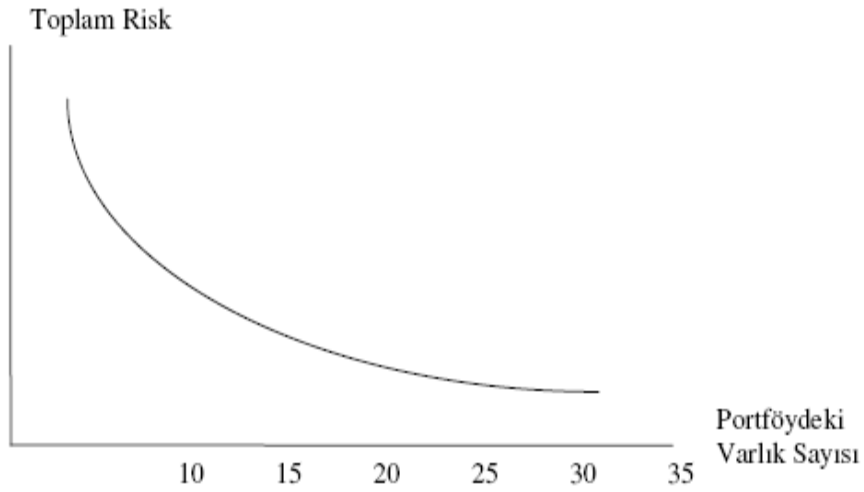
birincisi geleneksel portföy yaklaşımı diğeri ise daha fazla bilimsel dayanağı bulunan modern portföy teorisidir.[205]

Portföy Yönetimi; politika, ekonomi, piyasa, endüstri ve menkul kıymetlere ilişkin bilgiler ışığında yapılan yatırımcının amaçlarının, tercihlerinin ve kısıtlarının belirlendiği ve bu bilgiler ışığında yatırım politikası ve stratejisinin hazırlanıp ana çerçevenin çizildiği, varlık dağılımı denkleminin bu girdiler ile çözüldüğü, verilen kararların geri beslemesi ve başarı değerlendirmesinin yapıldığı, sürekli olarak portföyün takip edildiği ve buna göre portföy yapısı ve ağırlıklarının ayarlandığı alt faaliyetleri içeren bir süreç olarak tanımlanabilir. Portföy yönetimindeki temel amaç sahip olunan portföyün gözetlenmesi, takip edilmesi ve uygun zamanlama ile gerektiğinde ağırlıklarının değiştirilmesidir.

2.1.2.1. Klasik Portföy Teorisi

Klasik portföy yaklaşımında birbiri ile ilişkisi olmayan, farklı endüstrilerde yer alan hisse senetlerine veya farklı vade yapılarına sahip tahvil veya bonolara, dövize, altına yatırım yaparak yani portföy sepetini en az 15-20 menkul kıymetten oluşturarak sistematik olmayan riskten kurtulabilineceği, diğer bir değişle tüm yumurtaları aynı sepete koymamak gerektiği yaklaşımı esas alınmaktadır(Bkz. Şekil 27). Bu yaklaşımda varlıkların birbiri ile hareket etme yönü net bir şekilde dikkate alınmamaktadır.

[205] Serkan ŞAHİN, **İMKB'de Yükselen Piyasa ve Düşen Piyasa Dönemlerinde Durumsal İlişki Analizi**, Kahraman Maraş Sütçü İmam Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, 2006, s.20.



Şekil 27: Portföy Varlıklarının Çeşitlendirilmesi

Geleneksel portföy yaklaşımı, çok sayıda menkul kıymetin yönetiminin zor olması, menkul kıymetlerle ilgili araştırma maliyetlerinin yüksek olması ve portföye dahil olan ve çıkarılan menkul kıymet sayısının yüksekliği nedeniyle alım-satım giderlerinin toplam maliyet içindeki payının artması gibi nedenlerden ötürü genel olarak eleştirilmektedir.[206]

2.1.2.2. Modern (Markowitz Yaklaşımı) Portföy Teorisi

Yatırım için mevcut olan birçok menkul kıymet, getiri ve risk açısından bilinmezliklere sahiptir. Örneğin bir borsa hissesinin ertesi gün tam olarak ne kadar getiri getireceğini tam olarak bilmek imkansızdır ama risk ve getiri tahmininde değişik yaklaşımlar kullanılabilir. Yatırımcıların burada karşı karşıya kaldığı en temel problem hangi riskli varlığa ne ölçüde yatırım yapacaklarının belirlenmesidir. Portföy menkul kıymet araçlarından oluşan bir sepet olduğuna göre asıl önemli olan yatırımcının mevcut seçenekler içinden hangisini seçeceğidir. Sonuçta bu probleme "portföy seçim

[206] ŞAHİN, **a.g.e.**, 2006, s.20.

problemi"ne çözüm bulmak için 1952 yılında Harry M. Markowitz dönüm noktası niteliğinde bir makale yayınlayarak Modern Portföy Teorisinin temelini atmıştır.[207]

Markowitz makalesinde portföy seçimini iki aşamaya bölünebileceğini, birinci aşamanın gözlem ve deneyimle başlayıp, mevcut menkul kıymet seçeneklerinin gelecek performansları hakkındaki görüşlerle sona erdiğini, ikinci aşamanın gelecek performanslar hakkındaki görüşlerle başlayıp portföy seçimi ile sona erdiğini belirtmektedir. Markowitz'in makalesi ikinci aşama ile ilgilidir.[208] Portföy teorisi üzerine Markowitz'in bu çalışması kendisine Nobel ödülünü getirmiştir. Markowitz çalışmasında yatırım varlıklarını yalnız başına değil, birbiri ile olan etkileşimlerini de dikkate alarak risk ve getiri faktörleri üzerinden değerlendirerek klasik portföy yaklaşımının ötesine geçmiştir.[209]

Portföy oluşturmadaki temel amaç, riskli yatırımlar içinden çeşitlendirme yoluyla riski azaltmak ve azami getiriyi elde etmektir. Bunun için yatırımcılar tek bir finansal varlık yerine birden fazla finansal varlığı yatırım sepetlerine koyarak portföyler oluştururlar. Portföye alınan finansal varlıkların sayısı kadar birbiri ile olan ilişkileri de önemlidir. Örneğin fiyatları aynı yönde hareket eden (aralarında yüksek korelasyon katsayısı bulunan) iki finansal varlığı aynı portföye konulmasının marjinal faydası yüksek değildir. Bunun yanında aralarında negatif korelasyon olan iki finansal varlığın portföye konulması, portföyün riskini ciddi biçimde azaltır. Bu yaklaşım ile bakıldığında getirileri arasında tam pozitif korelasyon (+1 korelasyon) bulunmayan finansal varlıkların bir portföye toplanması ile beklenen getiride bir düşme olmaksızın, sistematik olmayan risk azaltılabilmektedir.

Modern portföy teorisinin temel varsayımları şöyledir;

---

[207] William F., SHARPE, Gordon J. ALEXSANDER ve diğerleri, **Investments", Prentice-Hall International Inc**., altıncı baskı, 1999, s.139.
[208] Harry M., MARKOWİTZ, **Portfolio Selection**, The Journal of Finance, Vol.VII, No:1, 1952, s.77.
[209] Richard L.B. LeCOMPTE, **Portfolio Theory**, Encyclopedia of Public Administration and Public Policy DOI, Taylor & Francis, 2008, s.1519.

- Sermaye piyasaları etkindir,
- Yatırımcıların temel hedefi her dönemde beklenen getiriyi maksimize etmektir,
- Yatırımcılar, portföy risklerinin tahmininde beklenen getirilerin değişkenliğini baz alırlar,
- Yatırımcılar, yatırım kararlarını verirken, yalnızca yatırımın beklenen getiri ve riskini göz önünde bulundururlar,
- Varlıkların getirileri istatistiksel olarak normal dağılım göstermektedir,
- Yatırımcılar riskten kaçınırlar. Yatırımcılar aynı risk düzeyindeki iki farklı yatırım alternatifinden yüksek beklenen getiriye sahip olana seçerler,
- İşlemlerde hiçbir vergi ve komisyon ödenmemektedir. v.b.[210]

Modern portföy teorisine en büyük eleştiriler; bu yaklaşımların hiçbiri tam anlamıyla doğru kabul edilemeyeceği gibi gerçek yatırım ortamını da gerçek anlamda yansıtmamasıdır. En önemli örnek göstergeler, gerçekte piyasaların etkin olmadığı piyasada oluşan bilgilerin herkese eşit şekilde dağılmadı ve eşit şekilde algılanmadığıdır. Diğer çarpıcı bir örnek ise piyasa oyuncularının bazı yatırım kararlarını alırken altıncı hislerini ön plana çıkarmaya çalışmalarıdır.

2.1.3. Markowitz Ortalama Varyans Teorisi

Markowitz'in portföy teorisi etkin portföyler için arama yapan "Mean-Variance Optimization" teorisini baz almaktadır.[211] Markowitz tarafından geliştirilen Ortalama-Varyans Optimizasyonu (Mean-Variance Optimization) modeli, oluşturulacak portföyün hedef getiriye göre riskini minimize etmeyi hedeflemektedir. Kurulan modelde eldeki fonun tümünün yatırım enstrümanlarına dağıtılması ve hedeflenen getiri seviyesine

[210] TSPAKB, **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007, s.74.
[211] LeCOMPTE, **a.g.e.**, 2008, s.1519.

ulaşılması kısıtlardır.[212] Bir dönemlik yatırım ön görülmektedir. Yatırım yapılacak varlıkların getirilerinin normal olasılık dağılımına uyduğu ve böylece tüm portföyün getiri dağılımının, ortalama ve varyans ile ifade edilebileceği farz edilmektedir.[213] Bu kapsamda hedeflenen beklenen getiri düzeyini karşılayacak minimum riskli (varyanslı) portföy bulunmaya çalışılmaktadır. Modelde amaç fonksiyonu minimize edilecek portföyün varyansıdır ve şu şekilde gösterilmektedir;

$$Min.(\sigma_p^2) = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (2.9)$$

N = mevcut varlık sayısı,

X_i = i varlığının portföy içindeki ağırlık oranı,

σ_{ij} = i ve j varlıkları arasındaki korvaryans değeri

σ_p^2 = portföyün varyansı

Varyans ve kovaryans yaklaşımı altında yukarıda belirtilmiş olan amaç fonksiyonu tekrar yorumlanacak olursa;

$$Min.\left(\sigma_p^2\right) = \sum_{i=1}^{N} X_i^2\, \sigma_i^2 + \sum_{i=1_{i\neq j}}^{N}\sum_{j=1}^{N} X_i X_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \qquad (2.10)$$

ρ_{ij} = i varlığı ile j varlığı arasındaki korelasyon katsayısı

$\rho_{ij}\sigma_i\sigma_j = \sigma_{ij}$, i ve j varlığı arasındaki kovaryans

Bu ifadenin ilk kısmında varlıkların varyansları ikinci kısmında ise varlıkların aralarındaki ilişkinin ölçütü olan kovaryansları verilmiştir. Bu şekilde amaç

[212] ULUCAN, **a.g.e.**, 2004, s.17.
[213] Haim LEVY, Thierry POST, **Investments**, Prentice Hall, 2005, s.236.

fonksiyonunda, portföyün riski minimize edilirken, varlıkların içsel risklerinin yanı sıra, birlikte hareket edip etmedikleri de göz önünde bulundurulmaktadır.[214]

Markowitz ortalama varyans modelinde üç temel kısıt yer almaktadır. Bunlardan birincisi hedeflenen beklenen getiri düzeyinin karşılanması, diğeri portföyde yer alan varlıkların ağırlıklarının toplamının 1 olması ve sonuncusu da varlık ağırlıklarının negatif olmama şartıdır;

$$\sum_{i=1}^{N} X_i r_i = r_e \qquad (2.11)$$

$$\sum_{i=1}^{N} X_i = 1 \qquad (2.12)$$

$$X_i \geq 0, \forall X_i \in [i = 1,2, \ldots . N]$$

r_i = her i varlığının beklenen getirisi

r_e = portföyün hedef beklenen getirisi

(2.9), (2.11) ve (2.12) denklemleri bir araya getirildiğinde N tane riskli varlık için Markowitz modeli aşağıdaki şekilde ortaya çıkmaktadır;

Amaç fonksiyonu;

$$Min.\left(\sigma_p^2\right) = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (2,9)$$

kısıtlar;

$$\sum_{i=1}^{N} X_i r_i = r_e \qquad (2.11)$$

[214] ULUCAN, **a.g.e.**, 2004, s.18.

$$\sum_{i=1}^{N} X_i = 1 \qquad (2.12)$$

$$X_i \geq 0, \forall X_i \in [i = 1,2, \ldots . N]$$

Yukarıda gösterilen matematiksel model kuadratik programlama modundadır. Amaç fonksiyonunun kuadratik, kısıtlarının ise doğrusal olduğu bu tipteki modellerin çözümü için pek çok etkin algoritma geliştirilmiştir. Wolfe tarafından geliştirilen algoritma halen pek çok çözücü yazılımda kullanılmaktadır. Bu algoritma kuadratik modelin eşdeğeri doğrusal bir model oluşturup çözülmesini temel almaktadır.[215] "Portföy seçim" probleminde beklenen getiri değerine ve minimum varyansa sahip olan rastgele değişkenlerin kombinasyonunu vermektedir. Kuadratik lineer olmayan fonksiyonlar ve lineer kısıtlar altında çözüm için Simplex Metodunu uygulamaktadır.[216]

2.1.3.1. Kovaryans, Korelasyon Katsayısı ve Varyans-Kovaryans Matrisi

Kovaryans; iki değişken arasındaki istatistiki bir ölçüdür. İki değişkenin birlikte hareketinin yada değişiminin yönünü gösterir. (+) ise varlıkların getirileri aynı yönde hareket eder. (-) ise varlıkların getirileri zıt yönde hareket eder. (0) ise varlıkların hareketleri arasında herhangi bir doğrusal ilişki bulunmamaktadır.

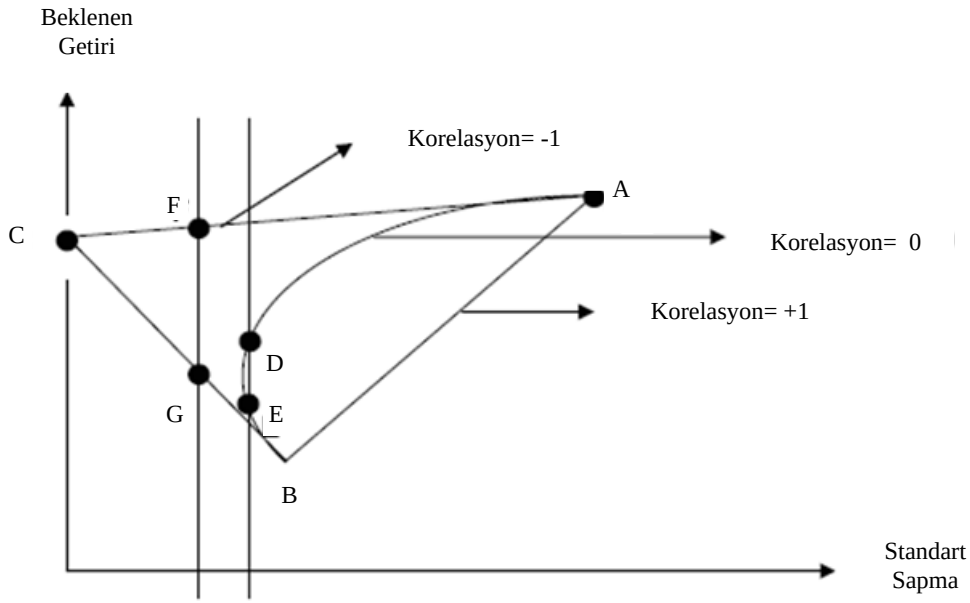
$$Kovaryans = Cov\,(i,j) = \sigma_{ij} = \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \qquad (2.13)$$

Korelasyon katsayısı ve ikili portföyde etkisinin gösterimi; İki değişkenin birlikte hareket etme derecesini gösterir. Korelasyon katsayısı [-1,+1] aralığında değerler alır. Kovaryansa göre birlikte hareket etme derecesini daha anlamlı bir şekilde verdiğinden daha ayırt edici özelliğe sahiptir. (+1) olması durumunda varlıklar aynı

[215] ULUCAN, **a.g.e.**, 2004, s.19.
[216] Philip WOLFE, **The Simplex Method for Quadratic Programming**, Econometria, Vol 27, 1959, s.382.

yönde tam korelasyona sahip, (-1) olduğunda ters yönde tam korelasyona sahip ve (0) olması durumunda herhangi bir korelasyona sahip olmadıklarını göstermektedir.

$$Korelasyon\ katsayısı, \rho_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \qquad (2.14)$$



Şekil 28: Korelasyon katsayısının iki varlıklı portföyde etkisi[217]

Şekil 28'den de görüleceği üzere korelasyon katsayısı portföy oluştururken dikkat edilen en önemli unsurlardan biridir. Portföyleri oluştururken mümkün olduğunda birbiri ile zıt korelasyona sahip varlıklardan yararlanılması durumunda beklenen getiride değişme olmadan portföyün riskinin azaltılması sağlanmaktadır.

Şekil 28' de A ve B noktaları portföyün tamamının A veya B finanssal varlıklarından oluştuğu durumu göstermektedir. A ve B finanssal varlıkları arasında tam pozitif korelasyon olduğu durumda (korelasyon katsayısı = +1 iken), AB doğrusu, A ve

[217] TSPAKB, **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007, s.76.

B finanssal varlıklarının portföy içindeki değişik ağırlıkları için, portföyün beklenen getirisini ve standart sapmasını göstermektedir. A ve B finanssal varlıklarının getirileri arasındaki korelasyon katsayısı 0 olduğu durumda, A ve B finanssal varlıklarının portföy içindeki değişik ağırlıkları için, beklenen getiri ve standart sapma arasındaki ilişki bir hiperbolle ifade edilmektedir. A ve B finanssal varlıkları arasında tam negatif korelasyon olduğu durumda (korelasyon katsayısı = -1), AC ve BC doğruları, A ve B finanssal varlıklarının portföy içindeki değişik ağırlıkları için, portföyün beklenen getirisini ve standart sapmasını göstermektedir. Şekilde, korelasyon katsayısının 0 ve –1 olduğu durumlarda, aynı risk düzeyi (standart sapma) için iki farklı beklenen getiri olabilmektedir. Örneğin, D ve E portföyleri aynı standart sapmaya sahip olmalarına rağmen, D portföyünün beklenen getirisi E portföyünün beklenen getirisinden yüksektir. Aynı durum F ve G portföyleri için de geçerlidir.[218] İki durumda da aynı risk düzeyinde beklenen getirisi fazla olan portföyler yatırımcılar tarafından tercih edilecektir bu durumda; E portföyü yerine D portföyü ve G portföyü yerine F portföyü tercih edilecektir.

Varyans/Kovaryans Matrisi; Portföy optimizasyonu problemlerinde çoğunlukla varyans-kovaryans matrisi kullanılmaktadır. Diyagonal üzerinde bulunan elemanlar varlıkların varyanslarını diğer elemanlar ise varlıklar arasındaki kovaryansları göstermektedir ve matris simetriktir.

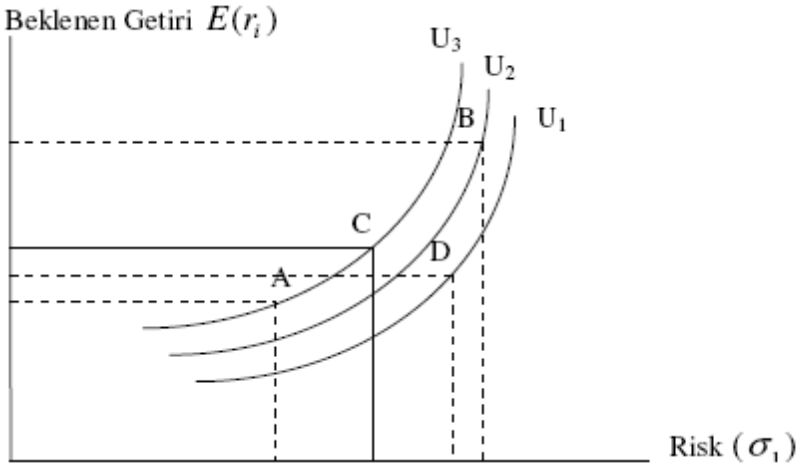
$$\begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{1,2} & \cdots & \sigma_{1,N} \\ \sigma_{2,1} & \sigma_2^2 & & \\ \vdots & & \ddots & \\ \sigma_{N,1} & & & \sigma_N^2 \end{bmatrix} \qquad (2.15)$$

[218] TSPAKB, **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007, s.76.

2.1.3.2. Yatırımcı Risk-Getiri Kayıtsızlık (Farksızlık) Eğrileri

Yatırımcıların risk ve getiri tercihleri arasındaki ilişkiyi gösteren eğrilere kayıtsızlık eğrileri adı verilmektedir. Bu eğriler vasıtası ile yatırımcıların katlandıkları riskler karşılığında, talep ettikleri getirileri görülebilmekte diğer bir ifade ile yatırımcıların hangi risk düzeyinde ne kadar getiri bekledikleri görülebilmektedir. İki boyutlu bir grafik seklinde olan kayıtsızlık eğrilerinin yatay ekseninde yatırımcıların alacağı risk, dikey ekseninde ise aldığı bu riske karşılık elde edebileceği getiri beklentileri yer almaktadır. Bu eğrilerin temel özellikleri şöyledir;

- Aynı kayıtsızlık eğrisi üzerinde yer alan tüm portföyler yatırımcılara eşit şekilde (farksızlık) fayda sağlamaktadır. Kayıtsızlık eğrileri birbirlerini kesmezler,
- Yatırımcılar daha kuzey batıdaki kayıtsızlık eğrisinde yer alan portföyü yeterince kuzey batıda yer almayan portföye göre daha fazla tercih etmektedirler.

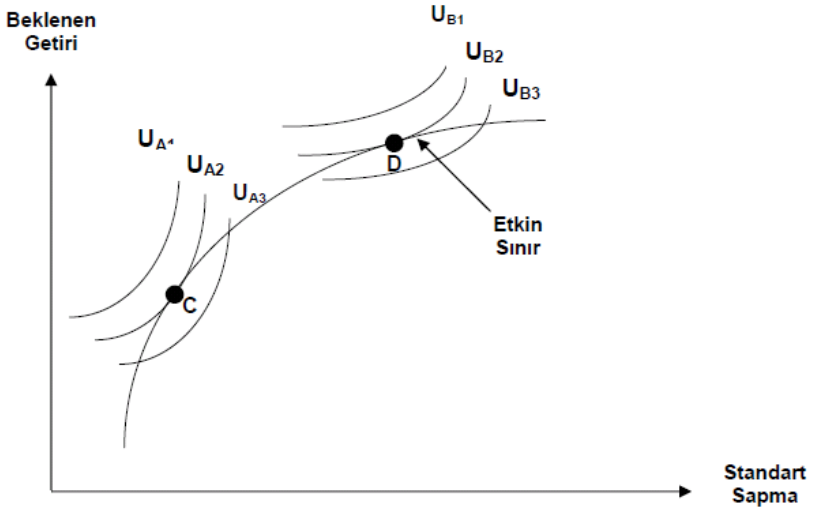


Şekil 29: Kayıtsızlık (Farksızlık) Eğrileri[219]

[219] ŞAHİN, **a.g.e.**, 2006, s.39.

Kayıtsızlık eğrileri hiçbir zaman birbirini kesmezler. Bu durumu şu şekilde açıklayabiliriz; Varsayalım U_1 ve U_2 kayıtsızlık eğrileri birbirini "t" noktasında kessin. U_1 kayıtsızlık eğrisindeki tüm noktalar yatırımcısına aynı faydayı verdiğine göre U_1 kayıtsızlık eğrisi üzerindeki tüm noktalar "t" noktası ile aynı faydayı sağlayacaktır. Aynı durum U_2 eğrisi içinde düşünüldüğünde U_2 kayıtsızlık eğrisi üzerindeki tüm noktalar "t" ile aynı faydayı sağlayacaktır. Bu durumda anlamsız bir sonuç ortaya çıkmaktadır, bu nedenle kayıtsızlık eğrileri birbirine paraleldir ve kesişmezler.[220]

Yatırımcıların risk algısına göre kayıtsızlık eğrilerinin de şeklinde değişimler olmaktadır. Şekil 30'da iki yatırımcının risk algısı arasındaki farklılık kayıtsızlık eğrilerini yansımış ve açık şekilde gözükmektedir. A yatırımcısı B'ye göre daha az risk tercih etmekte, B yatırımcısı ise A'ya göre daha fazla risk alarak daha yüksek getiri elde etmeyi beklemektedir. A yatırımcısı riskten kaçınan, B yatırımcısı ise riski seven (daha az riskten kaçınan) olarak yorumlanabilir.



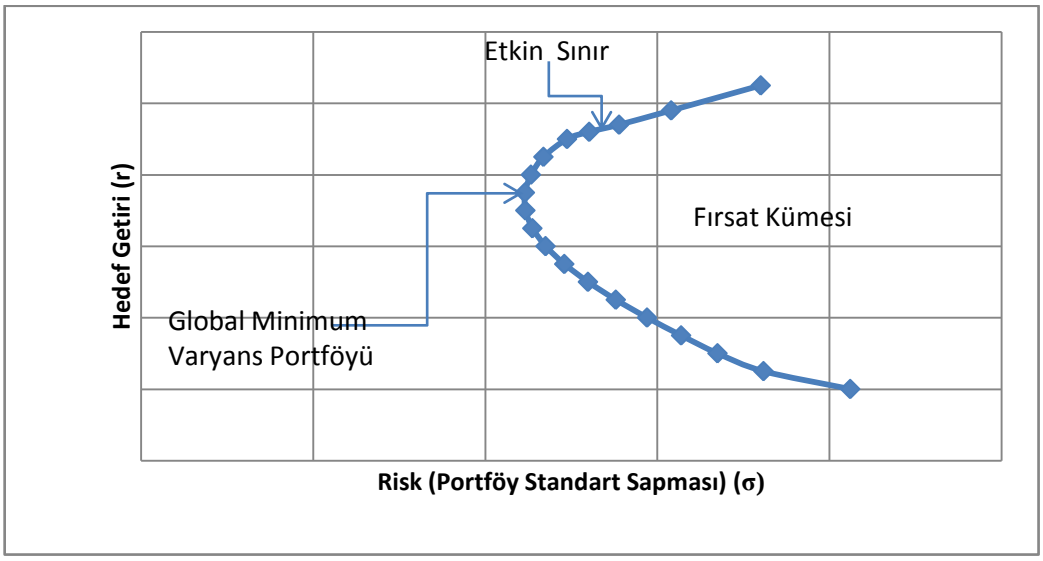
Şekil 30: Yatırımcı Fayda Fonksiyonları[221]

[220] KARAN, **a.g.e.**, 2004, s.168.
[221] TSPAKB, **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007, s.80.

Kayıtsızlık eğrilerinin etkin portföyü kestiği noktalarda eğimi yüksek olan eğrilerin daha az risk sevdiği de ayrıca yorumlanabilir.[222]

2.1.3.3. Etkin Portföyler ve Etkin Sınır

Yatırımcılar, "n" tane riskli finansal varlık içeren bir piyasa yapısı içinde, finansal varlıklardan farklı oranlarda ağırlıklandırmalar yaparak, sonsuz sayıda farklı beklenen getiri ve standart sapmaya sahip portföy oluşturma imkanına sahiptirler. Tüm bu olasılıkların içinde yer aldığı kümeye de fırsatlar kümesi denilmektedir. Önemli olan yatırımcının hangi portföy yapısını tercih edeceğidir.



Şekil 31: Etkin Sınır

Yatırımcı kendine sunulan fırsatlar kümesi içinde yer alan portföy seçeneklerinden;

- Değişen risk seviyeleri için maksimum beklenen getiriyi sunan,

[222] SHARPE et al, **a.g.e.**, 1999, s.174.

- Değişen beklenen getiri seviyeleri için minimum riski sunan.

Portföyü seçmeye çalışacaktır. Bu iki şartı da karşılayan portföylere, etkin portföyler, oluşturduğu sete de etkin set bir diğer deyişle etkin sınır denilmektedir.[223] Şekil 31'de görüleceği üzere Global minimum varyans portföyü üzerinde kalan fırsat kümesinin en dış sınırında yer alan olası portföy seçenekleri etkin seti oluşturmaktadır. Fırsat kümesi ve onu en dıştan çevreleyen etkin sınırın şekli portföyde yer alan finansal varlıkların sayı ve çeşitliliğine göre farklılık arz etmektedir. Bu tespite istifaden kimi zaman dar veya yayvan, sağda veya solda, yukarıda veya aşağıda olabilmektedir. Ortaya çıkan şekil fırsatlar kümesi içinde yer alan finansal varlıkların çeşitliliğinin artmasıyla birlikte genelde sola doğru kaymaktadır.

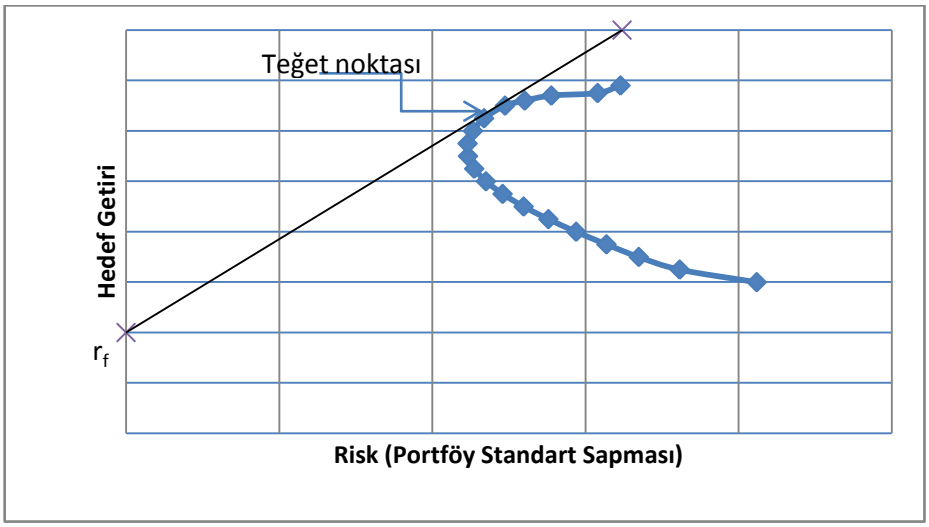
Global minimum varyans portföyü, kendisinden daha düşük risk düzeyine sahip olunmayan portföydür ve etkin sınırın başlangıç noktasıdır. Etkin sınır konkav olmak zorundadır. Örneğin iki finansal varlıktan oluşan bir portföyler kümesinin etkin sınırı düşünüldüğünde, Şekil 28'de görüleceği üzere iki varlık arasındaki korelasyon katsayısı [-1,1] arasında nasıl değişirse değişsin, ağırlıklandırmaya göre portföy etkin sınırı kesinlikle iki finansal varlığın arasında uzanan doğrunun sağına geçmemektedir. Tüm portföy alternatiflerinin, iki finansal varlık arasındaki ilişkiyi gösteren korelasyon katsayısı $\rho=1$ olduğu durumda ortaya çıkan risk getiri doğrusunun ya üzerinde yada solunda yer almaktadır.

2.1.3.4. Risksiz Getiri ve Etkin Sınır

Markowitz yaklaşımı, yalnız riskli araçlara yatırım yapıldığında etkin sınırı hesaplamaktadır. Gerçek hayatta yatırım alternatifleri arasında risksiz varlıklarda bulunabilir/bulunmaktadır ve yatırımcı tercihini bu araçlardan yana da kullanabilir.[224] Risksiz varlıklar belirli bir dönem için beklenen getirisini herhangi bir sapma olmaksızın

[223] SHARPE et al, **a.g.e.**, 1999, s.176.
[224] KARAN, **a.g.e.**, 2004, s.179.

sağlayan varlıklardır. Bu yatırım araçlarında yatırımcı dönem başında beklediği getiriyi dönem sonunda tam olarak alabilmektedir. Bu durumda risksiz yatırım alternatifinin standart sapması (σ_{rf}) "0" olmakta ve risksiz varlıklar ile riskli varlıklar arasındaki kovaryans değeri de "0" olmaktadır. Risksiz varlıkla yatırım alternatifleri kümesi genişletildiğinde, yatırımcının hem risksiz varlığa hem de Pazar portföyüne yatırım yapabileceği göz önüne alındığında Şekil 32'de görüldüğü gibi bir etkin sınır değişikliği yapısı ortaya çıkmaktadır.



Şekil 32: Risksiz Varlık İçeren Portföy Risk-Getiri Grafiği

Yeni etkin sınırımız artık ($0,r_f$) noktasından başlayarak teğet noktasına oradan da sağa doğru önceki etkin sınırın üzerinden devam etmektedir. Yatırımcının risksiz varlığa ve riskli portföye yaptığı yatırım oranlarına göre oluşan yeni portföyün beklenen getiri ve riski değişecektir. Genellikle risksiz varlığın getirisi riskli portföyün getiri oranının altında kaldığı için ortaya çıkan yeni portföyün hem getirisi hem de riski, riskli portföyün getiri ve riskinin altında olacaktır. Yatırımcının risk tercihine göre şekillenmiş olan kayıtsızlık eğrileri, riskli ve risksiz varlıklar üzerinden belirli bir ağırlık oranı ile yatırım tercihini belirleyecektir. Yatırımcının tercihini yansıtan bu ağırlık oranına göre yukarıda ifade edildiği gibi tercih portföyünün beklenen getirisi ve riski ortaya

çıkacaktır. Genel varsayımın aksine risksiz getiri oranının riskli portföy alternatifleri getirilerinden yüksek olduğu bir durumla karşılaşılacak olunursa, yatırımcı zaten herhangi bir riske girmeden en yüksek getiri alternatifini elde ettiği için tüm yatırımını risksiz getiri sağlayan yatırım varlığının üzerine yapmayı tercih edecektir.

2.1.3.5. Optimal Portföy Seçimi

Tüm yatırımcıların beklentileri ve onu temsilen kayıtsızlık eğrilerinin oluşturulması, etkin portföylerin belirlenmesi ve onları temsilen etkin sınırın oluşturulması işlemleri, temelde optimal portföyün belirlenmesi ve tespiti ile sona ermedikçe portföy yönetimi açısından somut bir şey ifade etmemektedir. Yatırımcı bu işlemler sonrasında etkin sınır üzerinde olan ve kendisi için en yüksek faydayı sağlayacak portföyü seçmek ister ki bu portföye optimal portföy denir. Bir başka ifade ile optimal portföy etkin sınır ile fayda eğrisi arasındaki teğet noktasında bulunmaktadır.[225] Ayrıca yatırımcının risk algısına göre bu portföyün yeri değişim göstermektedir.

Tanımdan da anlaşılacağı üzere, optimal portföyün seçiminde yatırımcıların kayıtsızlık eğrileri ile etkin sınırda yer alan portföyleri bir araya getirmek gerekmektedir. Yatırımcı kendine en fazla faydayı sağlayacak kayıtsızlık eğrisi üzerindeki portföyü seçecektir. Yatırımcı kayıtsızlık eğrileri etkin küme ve sınırın yer aldığı alan üzerine yerleştirildiğinde, seçilecek portföy etkin sınırı teğet geçen ve en Kuzey-Batı'da yer alan kayıtsızlık eğrisi üzerinde yer alacaktır.[226]

Şekil 30'a bakıldığında iki farklı risk-getiri beklentisi içinde olan yatırımcıların kayıtsızlık eğrileri ve etkin sınır net bir şekilde görülmektedir. A riskten kaçan, B riski seven yatırımcı tipinin kayıtsızlık eğri gruplarını temsil etmektedir. Bu bağlamda

[225] TSPAKB, **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007, s.80.
[226] KARAN, **a.g.e.**, 2004, s.172.

optimal portföy seçiminin yatırımcının risk tercihine göre şekillendiği görülmektedir. A yatırımcısı için "C", B yatırımcısı için "D" noktaları optimal portföyün bulunduğu noktalardır. Şekil 30'da A yatırımcısına ait üç adet kayıtsızlık eğrisi bulunmaktadır; bir numaralı eğride beklentiyi karşılayan herhangi bir portföy seçeneği yer almazken, üç numaralı eğri üzerinde ise yatırımcının tercih edebileceği birçok portföy seçeneği yer almaktadır. Bununla birlikte tercih edilebilecek tüm portföy alternatifleri içinde en Kuzey-Batı'da yer alan portföy seçeneğinden daha iyisi bulunmamaktadır.

Optimal portföy seçimi ve yöntemleri literatürde halen tartışılan ve geliştirilmeye devam edilen bir yaklaşımdır. Özellikle riske yönelik algılama burada belirleyici olmaktadır. Modern Portföy Teorisi riskin değişik tanımlamaları ile geliştirilmeye çalışılmıştır. Bunlardan bazıları; yarı-varyans (semi-varyans), riske maruz değer (VaR), ortalama alt taraf riski (average downside risk), şartlı riske maruz değer (CVaR) ve diğerleridir.[227]

Varyansın risk ölçütü olarak amaç fonksiyonunda yer alması ile senaryoların beklenen getiriden negatif veya pozitif yöndeki sapmalar minimize edilir. Bununla birlikte senaryo getirisinin beklenen getirinin üstünde kalması yatırımcı açısından bir risk unsuru değil hatta tercih sebebidir. Yatırımcı sadece senaryo getirisinin beklenen getirinin altında kalmasını gösteren sapmayı minimize etmek isteyecektir. Bu sebeple amaç fonksiyonunu oluşturmak üzere iki farklı ölçüt yaygınlıkla kullanılabilmektedir; Bunlar, yukarıda adları geçen yarı varyans diğeri ise alt taraf riski yöntemleridir.[228]

Ortalama varyans teoreminde, beklenen getiriyi verecek portföyün varyansı minimize edilerek etkin portföyler hesaplanmakta ve hesaplar sonucu ortaya çıkan portföylerin oluşturduğu kümeye etkin portföyler ve etkin portföylerin üzerinde yer aldığı hatta da etkin sınır denilmektedir. Bunun yanında yatırımcının fayda fonksiyonun da aynı grafik üzerinde değerlendirilmesi gerekmektedir.

---

[227] Morrel H. COHEN, Vincent D. NATOLİ, **Risk and Utility in Portfolio Optimization**, Physica A, 324 (2003), s.82.
[228] ULUCAN, **a.g.e.**, 2004, s.101.

Ortalama varyans ile optimizasyon probleminde, yatırıma yönelik beklenen getiri ve portföyün riskini gösteren standart sapmanın yer aldığı fayda fonksiyonu (2.16a) daki denklemdeki gibi karşımıza çıkmaktadır[229]-[230]-[231]-[232];

$$U = E(r) - \frac{1}{2} A\sigma^2 \qquad (2.16a)$$

U = Fayda fonksiyonu

$E(r)$ = Beklenen getiri

σ^2 = Getirinin varyansı

A = Karar vericinin risk tercihini gösteren ağırlık faktörü

Fayda fonksiyonunda yer alan A katsayısı yatırım için karar vericinin tercihini gösteren bir ağırlık faktörü olarak çalışmaktadır. A'nın düşük olması yatırımcının riski sevdiğini, yüksek olması ise riskten kaçtığını göstermektedir. Bu konuda yapılmış birçok çalışma olmasına rağmen A'nın ne olacağının tam tanımının yapılması oldukça zor gözükmektedir.

Ortalama bir riskten korunma düzeyini temsilen genellikle A=3 alınmaktadır. A'nın 3'ten büyük olduğu durum yatırımcının riskten fazla kaçındığını diğer bir deyişle riski sevmediğini, A'nın 3'ten küçük olduğu durum ise yatırımcının riskten daha az kaçındığını diğer bir deyişle riski sevdiğini göstermektedir.[233]

[229] Min LIU, Felix F. WU, **Portfolio Optimization in Electricity Markets**, Electric Power System Research, 77(2007), s.1003.
[230] LIU et al, **a.g.e.**, 2006, s.4.
[231] David KİNG, **Portfolio Optimization and Diversification**, Journal of Asset Management, 2007-8, s.297.
[232] MIT University lecture notes, **15.433-Investments/Class 5 Portfolio Theory, Part 3 Optimal Risky Portfolio**, 2003, s.6.
[233] LIU et al, **a.g.e.**, 2007, s.1003.

Bu bilgiler ışığında (2.16a) nolu denklemde tanımlanan fayda fonksiyonu maksimize edilerek direk farklı A değerleri için optimum portföy elde edilebilir;

Amaç fonksiyonu;

$$Max_{X_i}\, U = E(r_p) - \frac{1}{2} A\sigma_p^2 \qquad (2.16b)$$

Kısıtlar;

$$\sum_{i=1}^{N} X_i = 1$$

$$X_i \geq 0, \forall X_i \in [i = 1,2, \ldots . N]$$

Burada;

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^{N} X_i r_i \qquad (2.17)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (2.18)$$

olarak tanımlanmaktadır.

Diğer önemli bir durum ise eğer portföy N riskli varlıktan ve 1 risksiz varlıktan ağırlıklandırılarak oluşturulacaksa optimum portföy nasıl elde edilecektir? Bu durumda amaç fonksiyonumuzda bir değişiklik karşımıza çıkmaktadır. (2.16b) denkleminde sadece riskli varlıkların ağırlıklarına göre optimizasyon yapılırken şimdi hem riskli varlıkların ağırlıkları hem de risksiz varlığın portföy içindeki ağırlığı dikkate alınacaktır. Risksiz varlığın etkisinin aynı şekilde beklenen getiriye ve portföy standart sapmasına yansıtılması da gerekecektir. Tüm bunlar dikkate alındığında yeni amaç fonksiyonu ve kısıtlar aşağıdaki gibi olmaktadır[234];

Amaç fonksiyonu;

[234] Min LIU, Felix F. Wu, **Portfolio Optimization in Electricity Markets**, Electric Power System Research, 77(2007), s.1007.

$$Max_{X_i,y} U = E(r_c) - \frac{1}{2} A\sigma_c^2 \qquad (2.16c)$$

Kısıtlar;

$$\sum_{i=1}^{N+1} X_i = 1$$

$$X_i \geq 0, \forall X_i \in [i = 1,2, \ldots . N]$$

Burada;

$$E(r_c) = (1 - y)r_f + yE(r_p) \qquad (2.19)$$

$$\sigma_c^2 = y^2 \sigma_p^2 \qquad (2.20)$$

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^{N} X_i r_i \qquad (2.17)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (2.18)$$

$E(r_c)$ = Karma portföyün beklenen getirisi

r_f = Risksiz getiri oranı

σ_c^2 = Karma portföyün standart sapması

y = riskli portföyün karma portföy içindeki ağırlığı

Ortalama varyansa dayanan standart yaklaşımın yanı sıra çeşitlendirmeyi ölçüp optimizasyon işlemi için Amaç fonksiyonuna bir parametre olarak alan yaklaşımlarda bulmak mümkündür. Bunlardan biride Herfindahl-Hirshman Index (HHI) olup belirli bir katsayı yardımıyla amaç fonksiyonuna optimizasyon için dahil edilebilmektedir. Böylece çeşitlendirmede bir faktör olarak δ katsayısı ile optimizasyon işlemine dahil edilmiş olunacaktır. Bu durumda yeni amaç fonksiyonu aşağıda verilen (2.21) nolu denkleme dönüşecektir;[235]

[235] KİNG, **a.g.e.**, 2007-8, s.298.

$$U^* = E(r) - \frac{1}{2}A\sigma^2 - \delta HHI \qquad (2.21)$$

U^* = Geliştirilmiş fayda fonksiyonu

δ = Çeşitlendirme parametresi

HHI = Herfindahl-Hirshman Index

δ'nin yüksek değere sahip olması yatırımcının yüksek düzeyde çeşitlendirilmiş portföy tercihini yansıtırken, δ'nin düşük değere sahip olması yatırımcının düşük düzeyde çeşitlendirilmiş portföy tercihini yansıtmaktadır.

Başka bir yaklaşımı da şu şekilde örnekleyebiliriz. Örneğin bir portföy yöneticisinin küresel piyasalarda yatırım yapabilme kapasitesi olduğunu farz edelim. Portföy yöneticisi genel çeşitlendirmenin yanı sıra sektörel ve bölgesel çeşitlendirme faktörlerini dikkate alması durumunda amaç fonksiyonu aşağıdaki şekilde yeniden düzenlenecektir;[236]

$$U^* = E(r) - \frac{1}{2}A\sigma^2 - \sum_{Cat(i)=1}^{N_{Cat}} \delta_{Cat(i)} HHI_{Cat(i)} - \delta_{Sector} HHI_{Sector} - \delta_{Region} HHI_{Region} \qquad (2.22)$$

N_{Cat} = Kategoriler sayısı

$\delta_{Cat(i)}$ = i kategorisi içinde yer alan varlıklar arasındaki çeşitlendirme seviyesi

$HHI_{Cat(i)}$ = i kategorisi içindeki portföyün çeşitlendirmesi

δ_{Sector} = sektörler arası çeşitlendirme seviyesini kontrol eden parametre

HHI_{Sector} = sektörler arası portföyün çeşitlendirmesi

δ_{Region} = bölgeler arası çeşitlendirme seviyesini kontrol eden parametre

[236] KİNG, **a.g.e.**, 2007-8, s.302.

HHI_{Region} = bölgeler arası portföyün çeşitlendirmesi

2.1.3.6. Markowitz Ortalama Varyans Teorisine Eleştiriler

Markowitz Ortalama Varyans teoremi finansal çevrelerde birçok uygulama olanağı bulmuş ve modern portföy yönetimi yaklaşımının başlangıcı olmuştur. Halen dahi yöntem birçok model yaklaşımları ile geliştirilmekte ve kullanılmaktadır. Tüm bunlara rağmen teoreme birçok açıdan haklı eleştirilerde yapılmaktadır. Bu bölümde bunlardan bazılarını inceleyeceğiz.

Teoreme ve onu baz alarak yapılmış olan tüm yaklaşımlara veya modellere karşı en başta gelen eleştiri, riskin ortalama varyans yardımıyla tanımlanmasıdır. Gerçekte, risk bir kazanç kaybını veya olasılığını ifade etmektedir ve birçok ekonomist riski tanımlamak için getirilerin varyansının kullanılmasının getireceği dezavantajlara dikkat çekmektedir.[237] Bu durumda gerçek risk algısı, istatistiksel olarak tanımlanmış bir beklenen ortalama getiriden sapma yaklaşımını gösteren parametreye indirgenmiş olmaktadır. Modelde ortalama getiriden hem pozitif hem de negatif yöndeki sapmaların hepsi risk olarak algılanırken, gerçekte pozitif sapmalar herhangi bir risk taşımamakta hatta ek getiri sağlamaktadır.

Diğer önemli eleştirilerden biride yatırım yapılacak varlıkların getirilerin normal olasılık dağılımına uyduğunun kabulüdür. Bu durumun doğru olabilmesi için varlıkların getirilerinin ortalamanın etrafında simetrik bir dağılım göstermesi ve normal dağılım fonksiyonuna uygun dağılması gerekmektedir. Gerçekte bu dağılım hiçbir zaman tam olarak elde edilememektedir.

[237] R. WANG, J.C. SHANG ve diğerleri, **Risk Assessment and Management of Portfolio Optimization for Power Plants**, Transmission and Distribution Conference & Exhibition, 2005, s.1.

Markowitz yatırımcıların portföylerine alacakları menkul kıymetleri, tamamen riskli varlıklarla dolu bir evrenden seçeceklerini varsaymaktadır. Sözü edilen bu evreni, nakit, risksiz ve düşük risk oranlı diğer varlıkları da kapsayacak şekilde genişleten ve riski kontrol altına alabilen yatırımcılardan hiç söz edilmemiştir. Risk kontrolü için getirilen tek öneri, riskli varlıklarla dolu bir evrende varyansı minimize edecek bir çeşitlemeye gidilmesidir. Gerçek hayatta ise durum bundan farklıdır. Yatırımcıların seçenekleri çok fazladır ve çoğu yatırımcı yatırımlarının risk oranlarını azaltmak için, anaparalarının bir bölümünü nakit olarak veya nakit eşdeğeri varlıklarda tutmaktadırlar.[238]

Markowitz optimizasyon modelinin çözümü için bazı algoritmalar (simplex metot) geliştirilmiştir. Karesel programlama ile çözüm imkanı sağlayan bu algoritmalar bir çok defa yineleme (iterasyon) yaparak doğru çözüme ulaşmaya çalışmaktadırlar. Bu işlem beraberinde önemli bir limitte getirmektedir. Aslında bulunan çözüm gerçek çözümün yakınında olmakta ama üstünde olmamaktadır. Bu durumda istatistiksel olarak eşdeğer olup etkin sınır yakınında optimum çözüm olabilecek bir çok alternatif karşımıza çıkmaktadır. Bu durum çözümün emsalsiz tek olmamasına neden olmaktadır.[239]

Teorem gerçek yatırım koşullarındaki bazı unsurları da dikkate almamaktadır. Yatırımcılar gerçek yatırım ortamlarında işlem giderlerine, vergilendirmelere, bütçe kısıtlarına ve nakit akışı kısıtlarına tabidirler. Bu unsurlarla birlikte likidite ve kısa satış gibi faktörler dikkate alınmadan etkin sınır oluşturulmakta ve optimum portföy tanımlanmaktadır. Örneğin likidite kavramı dikkate alındığında etkin sınırda önemli değişiklikler ortaya çıkmaktadır. En belirgin değişiklik Markowitz ile hesaplanan etkin sınır yapısının likidite derecesine göre içeri doğru çökmüş bir şekil sergilemesidir. Ayrıca, gerçek yatırım ortamında yatırımcıların bakış eğilimlerini belirleyen, özellikle kurumsal yatırımcılar için, politika gibi üst kısıtlarda ortaya çıkmakta olup buda

[238] KARAN, **a.g.e.**, 2004, s.197.
[239] Richard O. MİCHAUD, **The Markowitz Optimization Enigma: Is Optimized Optimal?**, Financial Analysts Journal, 1989, s.35.

Markowitz yaklaşımında tanımlanamamaktadır. Riskli yatırım varlıklarının alımı veya satışında ortaya çıkacak olan, alım ve satım işleminden kaynaklı, fiyat azalışı veya artışı etkileri de modelde tanımlanmamaktadır.

Hata yayılımı da diğer eleştiri noktalarından biridir. Markowitz modeli optimum çözümlerde sıklıkla beklenen getirisi yüksek, negatif korelasyona ve düşük varyansa sahip varlıkları tercih etmektedir. Bu tür varlıklar ağırlıklı olarak daha çok hata beklentisine sahip olmaktadır.[240]

2.2. Elektrik Piyasasında Riskli/Risksiz Varlık Yaklaşımı ve Elektrik Üretici Türlerine Göre Portföy Optimizasyonu

Elektrik piyasası kavramı her ne kadar Türkiye için yeni bir kavram gibi gözükse de, dünyada birçok elektrik piyasası faal ve çalışmaktadır. Dünya elektrik piyasalarında, piyasa oyuncuları için İkili anlaşmalar, gün öncesi-spot piyasa, dengeleme piyasası, yan hizmetler, türev piyasa (Forward, Future, Opsiyon, Swap) vb. ürünleri görmek mümkündür. Analiz ve değerlendirmeler için bu ürünlere yönelik birçok fiyat bilgisine de şeffaf bir şekilde ulaşılabilmektedir.

Türkiye, henüz piyasanın tam rekabet koşullarında olması için gerekli şartları ve ürünleri oluşturmamış olsa bile reform süreci devam etmektedir. Gelinen noktada[241] piyasa katılımcıları kendi aralarında ikili anlaşma yapabiliyor, yan hizmetlere ve dengeleme piyasasına katılabiliyorlar. Ayrıca gün-öncesi piyasaya geçmeden önceki aşama olarak kabul edilen gün öncesi planlama fazı da faal hale gelmiş durumda olduğu görülmektedir. Henüz finansal ürünleri içeren türev piyasaları oluşturulmamıştır. Gün öncesi spot piyasa devreye girdikten sonra türev ürünlere yönelik piyasa yapısı da oluşturulacaktır. Ağustos 2006 tarihinden bu yana dengeleme piyasasında saatlik SMF

[240] MICHAUD, **a.g.e.**, 1989, s.34.
[241] Mayıs 2010 itibari ile

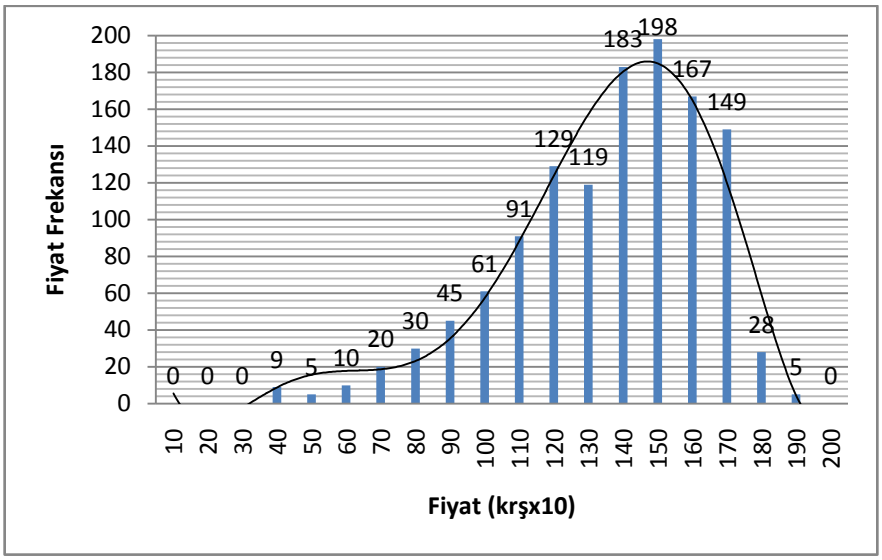
belirlenmekte ve şeffaf bir şekilde bu verilere TEİAŞ web sitesi, Piyasa Mali Uzlaştırma sayfasından ulaşılabilmektedir.[242] İkili anlaşma fiyatları ticari sır niteliğine haiz olması sebebi ile fiyat bilgileri net bir şekilde bilinmemektedir. Bununla birlikte ikili anlaşma tarafları ticarete konu olan elektrik miktarını piyasa işleticisine bildirmek zorundadır.

Elektrik üreticilerine yönelik portföy optimizasyonu modellemesi yapabilmek için, öncelikle portföy optimizasyonuna katkıda bulunacak riskli/risksiz piyasa ürünlerinin ve özelliklerinin belirlenmesi gerekmektedir. Üreticilerin kayıtsızlık eğrileri ve risk yaklaşımları ise optimal portföy noktasının belirlenmesi açısından önem taşımaktadır. Son olarak üretici türlerine göre maliyet yaklaşımları ve buna dayalı modellerin ortaya çıkarılması ile süreç tamamlanmış olacaktır.

2.2.1. Elektrik Piyasasında Riskli/Risksiz Varlıkların Oluşturulması

Elektrik Piyasasında Markowitz (Ortalama-Varyans Teorisi) temelli bir portföy optimizasyon yaklaşımı yapılabilmesi için öncelikle, etkin portföyleri ve buna dayalı etkin sınırı ortaya çıkaracak olan riskli varlıkların tanımının yapılması ve tespit edilmesi gerekmektedir. Ayrıca getirilerin normal dağılım gösterdiğinin kabul edilmektedir. Türkiye elektrik piyasası açısından baktığımızda elimizde olan veriler 2006 Ağustos'tan bu yana yayınlanmakta olan SMF'ları, üretici türlerine göre yaklaşık üretim maliyetleri ve ikili anlaşmalar kapsamında elektrik ticaretinin yapıldığının bilinmesidir. Bu veriler ışığında riskli/risksiz varlık tanımlamasına yardımcı olacak en önemli iki unsur spot piyasa fiyatları ve sabit fiyatlı ikili anlaşmalardır. Ayrıca Şekil 33'te işlem hacmine göre ağırlıklandırılmamış günlük ortalama SMF larının dağılım frekansı görülmektedir.

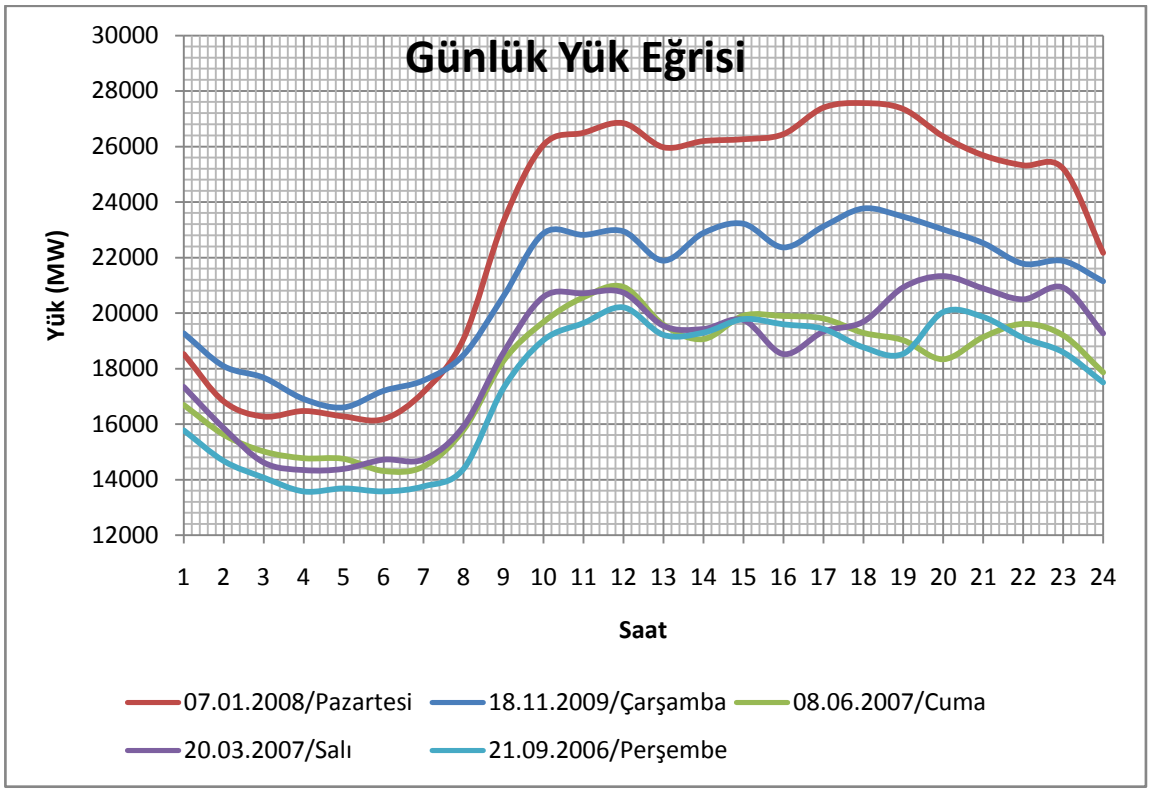
[242] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (**TEİAŞ**), http://pmum.teias.gov.tr/UzlasmaWeb/, (Erişim Nisan 2010).



Şekil 33: Ağustos-2006, Aralık 2009 Tarihleri Arasında Oluşan SMF'larının Dağılımı

Spot piyasada elektrik fiyatları ve tüketim değerleri çok fazla volatiliteye sahip olup beraber hareket etmektedirler. Gün içi, hafta içi, hafta sonu, aylık, mevsimlik ve yıllık, arz-talep dengesine ve sistem kısıtlarına göre önemli değişiklikler göstermekle birlikte genel olarak bazı profilleri izlemektedir. Bu profillerden en belirgin olanı tüketicinin özellikle gün içi uzlaştırmaya esas saatlere (uzlaştırma dönemleri)[243] göre oluşan tüketim profilidir. Buradan yola çıkılarak tüketicinin her bir uzlaştırma dönemi (gün içi 24 saatlik dilim) için ortaya koymuş olduğu tüketim eğilimin benzerliğinden yararlanılmış ve 24 farklı saat diliminde oluşan spot piyasa fiyatlarından (temsilen SMF) faydalanılarak 24 farklı riskli varlık tanımlanmıştır. Bu varlıkların tanımlanmasında dayanak alınan hususlar aşağıda detayları ile verilmektedir;

[243] EPDK, **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Kasım 2009, s.5.



Şekil 34: Ağustos 2006-Aralık 2009 Tarihleri Arası Beş Farklı Tarihe Ait Günlük Tüketim Eğrisi[244]

Şekil 34'te tüketicinin Ağustos 2006-Aralık 2009 tarihleri arasında farklı aylarda, farklı hafta içi günlerde ve farklı yıllarda rastgele seçilmiş olan günlük elektrik tüketim profilleri görülmektedir. Bu kadar farklılığa rağmen tüketiciler gün içi benzer tüketim eğilimi göstermektedirler. Şöyle ki; genellikle Akşam 22:00'da tüketimde düşme, sabah 7:00'de ise tüketimde yükselme eğilimi başlamaktadır. Günün ilk 8 saati düşük olan tüketim eğilimi, sabah 10:00 ile akşam 22:00 arasında yüksek olmaktadır. Grafiğin sol tarafında tüm günler için bir çukur ve sağ tarafında ise 2'li veya 3'lü omuz/baş formasyonları gözlemlenmektedir. Gününe göre yükselip alçalmakla birlikte tüketici gün içi elektrik tüketiminde aynı profili takip etmektedir. Bu profil özellikle bayram, resmi tatil veya olağan üstü durumların (Türkiye futbol maçı, çok soğuk veya sıcak günler,

[244] TEİAŞ web sitesi PUMUM sayfasından hafta içi günleri tamamlayacak, farklı yıl ve aylardan oluşan rastgele tarihlere göre elde edilen veriler ışığında hazırlanmıştır.

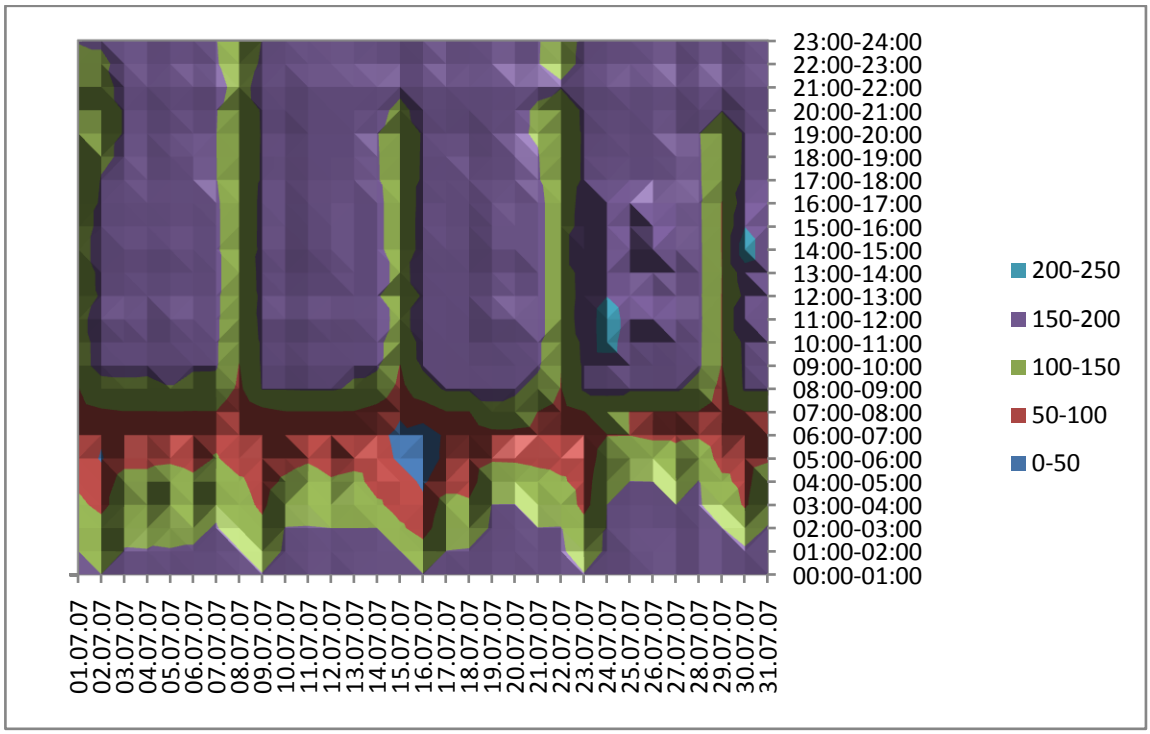
büyük üretim ünitelerinin ve iletim şebekesinin devre dışı kalması vb.) ortaya çıktığı dönemler hariç değişmemektedir. İstatistiksel açıdan beş farklı güne ait tüketim profillerinin birbiri ile olan korelasyon ilişkilerini gösteren Tablo 9'da yer alan korelasyon tablosu, benzer tüketim profili yaklaşımının gücünü ortaya koymaktadır.

Tablo 9: Beş Güne Ait Korelasyon Tablosu

Tarihler	21.09.2006	20.03.2007	08.06.2007	07.01.2008	18.11.2009
21.09.2006	1	0,9514011	0,9703129	0,9706092	0,9684779
20.03.2007		1	0,9251289	0,9361949	0,9470435
08.06.2007			1	0,9605889	0,9486646
07.01.2008				1	0,9853352
18.11.2009					1

Beş farklı güne ait günlük yük eğrisini oluşturan MW cinsinden veri setlerinin birbirleri ile olan korelasyonları ortalama 0,96 olup 0,92 ile 0,98 arasında değişmektedir ki buda pozitif yönde çok yüksek korelasyon varlığı anlamına gelmektedir.

Tüketicinin aynı zaman dilimleri (saatler) içinde pozitif yönde yüksek korelasyonla aynı tüketim eğilimi içinde olmaları yaklaşımı, Şekil 35'te örnek olarak yer alan Temmuz 2007 (Herhangi bir resmi bayram veya dini bayram olmayan bir ay) ayına ait 24 saatlik SMF tapografik fiyat haritasında da görülmektedir.



Şekil 35: Temmuz 2007 Ayına Ait 24 Saatlik SMF Tapografik Haritası

Şekil 34'te görülen tüketim karakteristiğinin etkisi Şekil 35'te yer alan fiyatlama haritasında da net bir şekilde görülmektedir. Günün ilk saatlerinde fiyatların düşük çıkması nedeniyle bir çukur oluşumu sabah 08:00'den sonra ise bir tepe oluşumu fark edilmektedir. Ayrıca hafta sonu Pazar günlerine denk gelen 01-08-15-22-29 Temmuz 2007 tarihlerindeki talep düşüklüğüne dayalı fiyat düşüşleri de Şekil 35'te net bir biçimde görülmektedir. Aynı yaklaşım geçiş dönemi içinde saatlik uzlaştırmaya geçmeden önce üç farklı uzlaştırma dönemi kullanılmasıyla Türkiye elektrik piyasasında da görülmüştür. Bu dönemde, Gündüz dönemi 06:00-17:00, Puant dönemi 17:00-22:00 ve Gece dönemi 22:00-06:00 saatleri arasında olan zaman dilimlerinden oluşmakta olup uzlaştırmaları aylık yapılmaktaydı.[245]

Spot piyasada oluşan tüm saat dilimlerine ait SMF'larının bir riskli varlık olarak gösterilmesi yerine, elektrik tüketimi ve fiyatların değişimini daha doğru yansıtması

[245] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Kasım 2008, s.30.

nedeniyle 24 saatlik dilimin her saati bir riskli varlık olarak gösterilmiştir. Markowitz'in ortalama varyans teoremini elektrik piyasasına uygulayabilmek için, her bir saatlik dilime ait, Ağustos 2006 tarihinden başlayıp Aralık 2009 tarihine kadar olan, SMF'ları, saatlik uzlaştırmaya esas tarihsel veri setleri olarak kabul edilmiştir. 24 saatlik zaman diliminde, her bir saat dilimini temsilen, 41 aylık 1249 adet tarihsel fiyat verisinden (24 saat için toplam 29976 adet veri) oluşan vektörler elde edilmiştir. Hesaplamalar için baz alınan bu veri setleri TEİAŞ'ın web sitesinde PMUM ana sayfasından ve EÜAŞ'tan alınmıştır. Bu veri setlerinde yer alan fiyatlar kWh başına 10xkrş formatındadır (Bunun temel sebebi 1 MWh için Lira cinsinden yüzde bir hassasiyete kadar fiyat verilebildiğinden bunun kWh'e çevrilmesi durumunda bu hassasiyet binde bire kadar çıkmaktadır bu şekilde göstermek yerine kuruşun on katı ile ifade etme yöntemi tercih edilmektedir).

Her bir saat dilimine ait 1249 adet fiyat verisinden oluşan 24 vektör aşağıda gösterildiği şekilde oluşturulmuştur;

$$\overrightarrow{f_1^*} = \begin{bmatrix} a_{1,1}^* \\ a_{1,2}^* \\ \vdots \\ \vdots \\ a_{1,1249}^* \end{bmatrix}, \overrightarrow{f_2^*} = \begin{bmatrix} a_{2,1}^* \\ a_{2,2}^* \\ \vdots \\ \vdots \\ a_{2,1249}^* \end{bmatrix}, \dots\dots\dots\dots, \overrightarrow{f_{24}^*} = \begin{bmatrix} a_{24,1}^* \\ a_{24,2}^* \\ \vdots \\ \vdots \\ a_{24,1249}^* \end{bmatrix} \qquad (2.23)$$

Yukarıda yer alan fiyat vektörleri $\overrightarrow{f_n^*}$ [n=1,2…..,24] kuruş cinsinden kWh fiyatlarının 10 katı şeklinde verildiğinden, vektör verileri (2.24) denkleminde aşağıda ifade edildiği şekilde 10'na bölünerek krş/kWh şekline dönüştürülmüştür;

$$a_{n,m} = a_{n,m}^*/10\,, (n = 1,2\,\dots.,24), (m = 1,2\,\dots.,1249) \qquad (2.24)$$

$$\overrightarrow{f_1} = \begin{bmatrix} a_{1,1} \\ a_{1,2} \\ \vdots \\ \vdots \\ a_{1,1249} \end{bmatrix}, \overrightarrow{f_2} = \begin{bmatrix} a_{2,1} \\ a_{2,2} \\ \vdots \\ \vdots \\ a_{2,1249} \end{bmatrix}, \ldots\ldots\ldots\ldots, \overrightarrow{f_{24}} = \begin{bmatrix} a_{24,1} \\ a_{24,2} \\ \vdots \\ \vdots \\ a_{24,1249} \end{bmatrix} \qquad (2.25)$$

Normal finansal piyasa işlemlerinde (hisse senedi ve emtia piyasaları gibi) riskli varlıkların getirisi, (2.1) denkleminde gösterildiği gibi varlığın dönem sonu değeri ile dönem başı değeri arasındaki farkın, dönem başı değerine bölünmesi ile elde edilmektedir. Üretici bazlı bakıldığında aynı yaklaşımın doğrudan elektrik piyasasına uygulanması doğru değildir. Elektrik piyasasında getiri kavramı tanımlanırken marjinal elektrik üretim maliyeti göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Eğer elektrik enerjisi spot piyasada satılıyorsa Min Liu ve Felix F. Wu'nun çalışmasına göre *"getiri oranı=(spot fiyat-üretim maliyeti)/üretim maliyeti"* şeklinde hesaplanmaktadır.[246] Bu bilgiler ışığında fiyatlara ilişkin veri vektörlerinin içinde yer alan veri setlerine, Markowitz optimizasyon modeline girdi teşkil edecek olan getiri oranlarının bulunması için aşağıdaki işlemler yapıldığında;

$$r_{n,m} = \frac{\left(a_{n,m} - C^*\right)}{C^*}, (n = 1,2 \ldots.,24), (m = 1,2 \ldots.,1249) \qquad (2.26)$$

$$\overrightarrow{r_1} = \begin{bmatrix} r_{1,1} \\ r_{1,2} \\ \vdots \\ \vdots \\ r_{1,1249} \end{bmatrix}, \overrightarrow{r_2} = \begin{bmatrix} r_{2,1} \\ r_{2,2} \\ \vdots \\ \vdots \\ r_{2,1249} \end{bmatrix}, \ldots\ldots\ldots\ldots, \overrightarrow{r_{24}} = \begin{bmatrix} r_{24,1} \\ r_{24,2} \\ \vdots \\ \vdots \\ r_{24,1249} \end{bmatrix} \qquad (2.27)$$

$a_{n,m}$ = $\overrightarrow{f_n}$ fiyat vektörü içinde yer alan "n" saat dilimine ait "m" tarihsel elektrik spot piyasa fiyat verisi (krş/kWh)

[246] LIU et al, **a.g.m.**, 2007, s.1005.

C^* = Marjinal elektrik üretim maliyeti (krş/kWh), (* indeksi H: Hidrolik, T: Termik, N: Doğal gazlı Termik santral maliyetini göstermektedir.)

$r_{n,m}$ = "n" saat dilimine ait "m" tarihsel verisi için getiri oranı

$\overrightarrow{r_n}$ = "n" saat dilimine ait getiri oranları vektörü

n = uzlaşmaya esas saat dilimi (1,2,…,24)

m = Ağustos 2006-Aralık 2009 tarihleri arasındaki oluşan saatlik SMF'ları veri sıra numarası

(2.26) nolu denklem yardımıyla $\overrightarrow{f_n}$ fiyat vektörünün tüm verileri, elektrik üretim maliyeti dikkate alınarak getiri oranına dönüştürülmüş ve (2.27) nolu denklem kullanılarak ise her bir saat dilimi için getiri oranlarını gösteren $\overrightarrow{r_n}$ vektörleri elde edilmiştir. $r_{n,m}$ değerlerinin hesaplanmasında kullanılan C^* (marjinal elektrik üretim maliyetleri) ne yönelik ise bazı yaklaşımlar bulunmaktadır;

- Bunlardan biri belirli bir ticaret zaman dilimi içinde kullanılan yakıt fiyatı ile santralin gücünün ikinci dereceden fonksiyonun çarpımından elde edilen fonksiyonla maliyetin ifade edilmesidir. $C^* = \sum_{k=1}^{M}(a + bp_k + cp_k^2)t\,\omega_k^F$, burada k ticari zaman aralığını, M toplam ticari zaman aralığı sayısını, p_k santralın gücünü, t her bir ticari dönemin süresinin uzunluğunu , ω_k^F ise k ticari zaman aralığı için yakıt fiyatını göstermektedir. Bu hali ile maliyet yaklaşımı ikinci dereceden "quadratic" kabul edilmektedir.[247]
- Diğer bir yaklaşım tarzı ise maliyetin sabit ve değişken maliyet cinsinden gücün birinci dereceden fonksiyonu olarak gösterilmesidir. $C^* = S_k + D_k p_k$ bu yaklaşımda santral üretim yapsa da yapmasa da S_k sabit maliyetine katlanmak zorunda ve üretim yapması durumunda güç birim güç başına katlanılması gereken maliyetle (yakıt, bakım, işletme vb.) çarpılmaktadır.
- Son yaklaşım ise maliyetlerin muhasebesel olarak elde edilmesi ve hesaplarda sabit unsur olarak kullanılmasıdır. Bu tez çalışmasının konusu yakıt maliyetine

[247] LIU et al, **a.g.m.**, 2007, s.1005.

yönelik bir optimizasyon çalışması olmadığından ve elektrik üretim maliyetlerin ortalama olarak ne olduğu bilinen bir kaynaktan kullanılarak maliyetler ortalama ve sabit unsur olarak alınmıştır.

24 saat dilimine yönelik ortalama beklenen getiri ve standart sapmalar ise aşağıda yer alan (2.28) ve (2.29) nolu denklemlere göre hesaplanmaktadır;

$$\overline{r_n} = \frac{1}{1249}\left(\sum_{m=1}^{1249} r_{n,m}\right) \tag{2.28}$$

$$\sigma_n = \sqrt{\frac{1}{1249}\sum_{m=1}^{1249}\left(r_{n,m} - \overline{r_n}\right)^2} \tag{2.29}$$

$(n = 1,2 \ldots.,24)$ için yukarıdaki işlemler tekrarlandıktan sonra 24 ayrı riskli varlığa yönelik ortalama beklenen getiri $\overline{r_n}$ ve standart sapmalar σ_n elde edilmiş olunacaktır. Bu şekilde optimizasyon modeline girdi oluşturacak tüm riskli varlıklar tanımlanmıştır.

2.2.2. Elektrik Üretici Türlerine Göre Markowitz Ortalama-Varyans Modellerinin Oluşturulması

Optimizasyon modelinin tamamlanabilmesi için Varyans-Kovaryans matrislerinin oluşturulması gerekmektedir. Denklem 2.15'ten yararlanılarak ve aşağıda tanımlı formüller kullanılarak Varyans-Kovaryans matrisi şu şekilde oluşturulur;

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{1249}\sum_{m=1}^{1249}\left(r_{x,m} - \overline{r_x}\right)\left(r_{y,m} - \overline{r_y}\right) \tag{2.30}$$

$$\begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{1,2} & \cdots & \sigma_{1,24} \\ \sigma_{2,1} & \sigma_2^2 & & \\ \vdots & & \ddots & \\ \sigma_{24,1} & & & \sigma_{24}^2 \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

24 riskli varlık için "x","y" ve "N" (1,2,…,24) arasında değerler alacak şekilde Varyans-Kovaryans matrisi hesaplanmaktadır.

2.2.2.1. Standart Ortalama-Varyans Portföy Seçim Modeli

Etkin portföylerin tespiti ve etkin sınırın çizilmesi için standart Markowitz Ortalama-Varyans modelinde elektrik üreticisi herhangi bir kısıt olmaksızın elektriğini istediği saatte (riskli-varlık) satabileceğini kabul etmektedir. Her üç santral tipinin de elektrik üretimi için katlanmak zorunda olduğu üç farklı C^* maliyet seviyesi için, (2.9), (2.11) ve (2.12) nolu denklemler göz önüne alındığında aşağıdaki gibi oluşmaktadır;

Amaç fonksiyonu;

$$Min.\left(\sigma_p^2\right) = \sum_{i=1}^{24}\sum_{j=1}^{24} X_i X_j \sigma_{ij} \quad (2.32)$$

kısıtlar;

$$r_p = \sum_{n=1}^{24} X_n \overline{r_n} = r_e \quad (2.33)$$

$$\sum_{n=1}^{24} X_n = 1 \quad (2.34)$$

$$0 \le X_n \le 1, [n = 1,2 \dots \dots ,24]$$

Yukarıda tanımlanmış denklem setinde elektrik üreticisi hiçbir kısıtlama olmaksızın satabileceği elektriğin tamamını veya bir kısmını istediği saatte

satabilmektedir. Tüm hedef getiri beklentileri için denklem seti çözüldüğünde etkin portföyler tespit edilip, etkin sınır çizilmiş olunacaktır. Bu işlemlerin sonucunda Şekil 31'deki gibi bir grafik ortaya çıkmaktadır.

Elektrik üreticisinin risk-getiri yaklaşımına diğer değişle riski sevme eğilimine bağlı olarak ise fayda fonksiyonu denklem (2.16a) daki gibi daha önceden gösterildiği şekilde tanımlanırsa;

$$U = E(r) - \frac{1}{2} A\sigma^2 \qquad (2.16a)$$

Amaç fonksiyonu;

$$Max_{X_n} U = E(r_p) - \frac{1}{2} A\sigma_p^2 \qquad (2.35)$$

Kısıtlar;

$$\sum_{n=1}^{24} X_n = 1$$

$$0 \leq X_n \leq 1, \forall X_n \in [n = 1,2, \ldots.24]$$

Burada;

$$E(r_p) = \sum_{n=1}^{24} X_n \overline{r_n} \qquad (2.36)$$

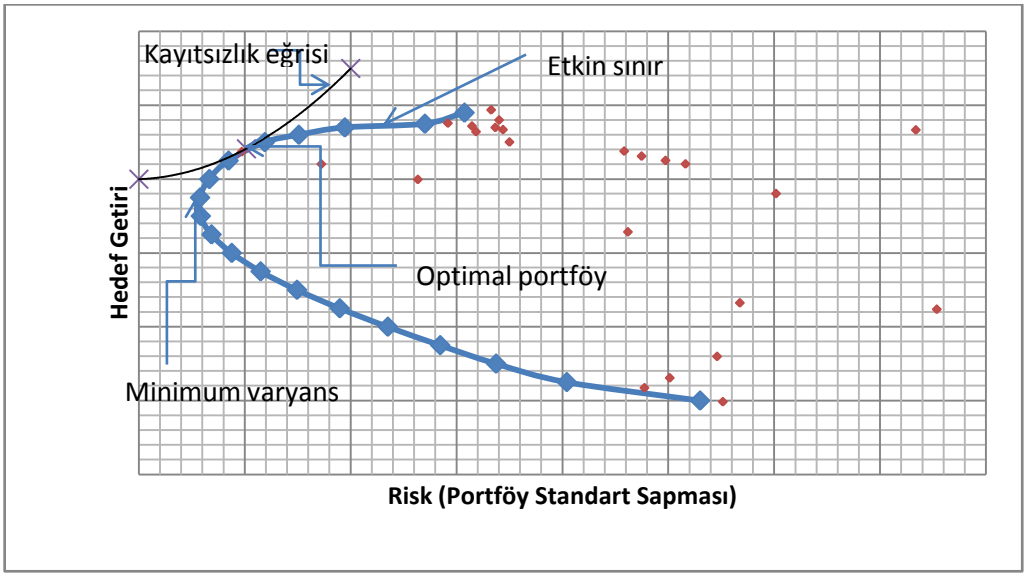
$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{24} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (2.37)$$

olarak tanımlanmaktadır. Ortalama bir riske katlanma seviyesi için A=3 alınmaktadır. Yukarıda tanımlanmış denklem seti çözüldüğünde üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkmış olacaktır. Böylece optimal portföy yapısı tespit edilecektir.

Son husus ise minimum Varyans portföyünün tespit edilmesidir. Denklem 2.35'te A değerinin yüksekliği yatırımcının riski sevmeme derecesini gösterdiğinden;

$$\lim_{A\to\infty}\left\{Max_{X_n}\, U = E(r_p) - \frac{1}{2}A\sigma_p^2\right\} \qquad (2.38)$$

Denklem (2.38) amaç fonksiyonu olarak tanımlandığında ve A'nın değeri sonsuza giderken yukarıda tanımlı aynı kısıtlar altında çözüldüğünde minimum-varyans portföyü bulunmaktadır. Bu benzeri denklem sistemi çözümleri iteratif metotlarla yapıldığından, A'nın çok büyük olması hata terimi yayılımını arttırması sebebi ile çözümde dengesizlikler meydana getirebilir, gerektiğince büyük alınması yaklaşık çözümün bulunması için yeterli olacaktır. Bu tez çalışması içinde bu değer A=10000 olarak tanımlanmıştır.



Şekil 36: Portföy Optimizasyonu Sonuç Grafiği

Tüm yukarıda tanımlı optimizasyon denklemleri çözüldükten sonra optimal portföy için riskli varlıkların ağırlıklandırma sonuçları ile, Şekil 36'da yer alan portföy

optimizasyonu sonuç grafiği ortaya çıkacaktır. Farklı maliyet değerlerine sahip olmaları nedeniyle aynı işlemler her üç santral türü içinde tekrar edilerek etkin portföylerin tespit edilip etkin sınırların çizilmesi gerekmektedir.

2.2.2.2. Yatırım Üst Sınırlı Ortalama Varyans Portföy Seçim Modeli

Standart modelden farklı olarak elektrik üreticileri istedikleri miktarda elektriği istediği saatte satamayacağını kabul edilmekte ve satış yapılabilecek saatler için bir üst-sınır tanımlanmaktadır. Bu üst sınırlar ilgili model denklemlere ek kısıtlar olarak yansımaktadır. Yine her üç santralin elektrik üretimi için katlanmak zorunda olduğu üç farklı C^* maliyet seviyesi için, (2.9), (2.11) ve (2.12) nolu denklemler göz önüne alındığında model aşağıdaki gibi oluşmaktadır;

Amaç fonksiyonu;

$$Min.\left(\sigma_p^2\right) = \sum_{i=1}^{24}\sum_{j=1}^{24} X_i X_j \sigma_{ij} \tag{2.32}$$

kısıtlar;

$$r_p = \sum_{n=1}^{24} X_n \overline{r_n} = r_e \tag{2.33}$$

$$\sum_{n=1}^{24} X_n = 1 \tag{2.34}$$

$$X_n \leq \theta_n, [n = 1,2 \dots \dots 24]$$

$$0 \leq X_n, [n = 1,2 \dots \dots ,24]$$

Yukarıda tanımlanmış denklem seti standart Markowitz ortalama varyans yaklaşımından tek farkı her bir üreticinin herhangi bir saatte satış yapabileceği toplam elektrik miktarlarına o saatlere ilişkin θ_n kısıtlaması getirilmesidir. Bu durum elektrik üreticilerinin kar yaklaşımı ve üretim stratejileri ile bağlantılı açıklanabilir. Bazı

üreticiler mevcut yakıt rezervi/rezervuar-rezervi ve üretim programlarına göre satış için kısıtlı saatleri tercih edebilirler. Tüm hedef getiri beklentileri için denklem seti çözüldüğünde etkin portföyler tespit edilip, etkin sınır çizilmiş olunacaktır. Bu işlemlerin sonucunda yine standart model yaklaşımında olduğu gibi Şekil 31'dekine benzer bir grafik ortaya çıkmaktadır.

Elektrik üreticisinin risk-getiri yaklaşımına diğer değişle riski sevme eğilimine bağlı olarak fayda fonksiyonu;

Amaç fonksiyonu;

$$Max_{X_n} U = E(r_p) - \frac{1}{2} A\sigma_p^2 \qquad (2.39)$$

Kısıtlar;

$$\sum_{n=1}^{24} X_n = 1$$

$$X_n \leq \theta_n, [n = 1,2 \dots \dots 24]$$

$$0 \leq X_n, \forall X_n \in [n = 1,2, \dots .24]$$

Burada;

$$E(r_p) = \sum_{n=1}^{24} X_n \overline{r_n} \qquad (2.40)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{24} X_i X_j \sigma_{ij} \qquad (2.41)$$

Yukarıdaki denklem setinin çözülmesi ile üst-sınır kısıtlı ortalama varyans portföyü modeli için optimal portföy ağırlıkları bulunmuş olacaktır. Ortalama bir riske katlanma seviyesi tanımı için burada da A=3 alınmıştır. Ayrıca denklem (2.38) kullanılarak minimum varyans portföyü hesaplanmaktadır. Sonuç olarak Şekil 36'dakine benzer bir grafik ve optimal portföy için ağırlıklar ortaya çıkmış olacaktır.

2.2.2.3. Risksiz Yatırım Enstrümanı İçeren Ortalama-Varyans Portföy Seçim Modeli

Standart modelde elektrik üreticisinin satış yapacağı tek alan riskli varlıklar (spot elektrik piyasası) olarak tanımlanmaktadır. Elektrik üreticilerinin sabit getirisi olan (ikili anlaşmalar) risksiz enstrümanları da tercih edebileceği göz önünde bulundurulduğunda denklem seti aşağıdaki şekilde oluşmaktadır;

Amaç fonksiyonu;

$$Min.\left(\sigma_p^2\right) = \sum_{i=1}^{24}\sum_{j=1}^{24} X_i X_j \sigma_{ij} \tag{2.32}$$

kısıtlar;

$$r_c = \sum_{n=1}^{24} X_n \overline{r_n} + X_{r_f} r_f = r_e \tag{2.42}$$

$$\sum_{n=1}^{24} X_n + X_{r_f} = 1 \tag{2.43}$$

$$0 \leq X_{r_f} \leq 1$$

$$0 \leq X_n \leq 1, \forall X_n \in [n = 1,2, \ldots.24]$$

Bu denklem setinin hedef beklenen getiriler için çözüm kümesinin elde edilmesiyle birlikte etkin portföyler ve etkin sınır ortaya çıkmış olacaktır. Elektrik üreticisinin risk algısına bağlı olarak en kuzey batıda yer alan etkin portföye teğet kayıtsızlık eğrisinin, teğet olduğu noktada ortaya çıkan optimal portföy ise aşağıda yer alan denklem seti ile hesaplanmaktadır;

Amaç fonksiyonu;

$$Max_{X_n, X_{r_f}} U = E(r_c) - \frac{1}{2} A \sigma_c^2 \tag{2.44}$$

Kısıtlar;

$$\sum_{n=1}^{24} X_n + X_{r_f} = 1$$

$$X_n \geq 0, \forall X_n \in [n = 1,2, \dots \dots ,24]$$

$$0 \leq X_{r_f} \leq 1$$

Burada;

$$E(r_c) = X_{r_f} r_f + \left(1 - X_{r_f}\right) E\left(r_p\right) \quad (2.45)$$

$$\sigma_c^2 = (1 - X_{r_f})^2 \sigma_p^2 \quad (2.46)$$

$$E\left(r_p\right) = \sum_{n=1}^{24} X_n \overline{r_n} \quad (2.40)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{24} X_i X_j \sigma_{ij} \quad (2.41)$$

X_{r_f} = Risksiz varlığı ağırlık oranı

$E(r_c)$ = Riskli ve risksiz varlıklardan oluşan karma portföyün beklenen getirisi

σ_c^2 = Riskli ve risksiz varlıklardan oluşan karma portföyün varyansı

Yukarıdaki denklem setlerinin çözülmesi ile elektrik üreticisinin hem ikili anlaşma (risksiz varlık) hem de spot piyasada uzlaştırmaya esas saatler arasında, risk sevme düzeyine göre elektrik satışı konusunda nasıl bir dağılım ve tercih stratejisi belirleyeceği ortaya çıkacaktır.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

3. ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE OPTİMİZASYON UYGULAMASI

Önemli bir tanımı tekrar hatırlayacak olursak *"İşletme; ihtiyaç duyulan ekonomik mal ve hizmetleri üretmek ve/veya pazarlamak, böylece var olan talebi tatmin ederek fayda yaratmak, dolayısıyla kar elde etmek için faaliyette bulunan ekonomik kuruluştur."*[248] İşletmeler varlıklarının sürekliliğini sağlamak için kar elde etmeli ve bunu sağlamak içinse doğru yatırım kararlarını vermelidirler. Elektrik üreticileri de mevzuat gibi kısıtlayıcı unsurların haricinde, öncelikle mevcut arz talep ve fiyat unsurlarını dikkate alarak hangi tür bir üretim tesisi kuracağını veya satın alacağını belirlemeli, doğru yakıt anlaşmaları yapmalı, işletme/bakım sürecini doğru tespit etmeli (Bakım faaliyetlerinin üretim ve hizmet sektörleri giderlerinin ciddi bir kısmını oluşturduğu belirlenmiştir. Otomasyon düzeyi arttıkça bakım giderleri de artmaya devam edecektir. Bu nedenle bakım olarak adlandırılan bu kaynağın optimum kullanımının sağlanması gerekmektedir.)[249] ve üreteceği elektriğin satışına yönelik en uygun satış stratejisini (teknik kısıtlarda dikkate alınarak) belirlemelidir. Sonuç olarak bu dört temel unsurun hepsi birden optimize edildiğinde işletmeler (elektrik üreticileri) için en karlı ortam ortaya çıkacaktır.

Türkiye'deki elektrik üretim sektöründe yer alan yatırımcıların, elektrik üretimi için en genel ve yaygın tercihleri doğalgaz, kömür (taşkömürü, linyit) ve hidrolik santral

[248] Prof.Dr.Halil CAN, **Genel İşletmecilik Bilgileri**, Siyasal kitabevi, Ankara, 2005, s.11.
[249] Mete E. ATMACA, Ahmet EGE ve diğerleri, **Bakım Yönetiminde Temel Yaklaşımlar Raporu**, EÜAŞ, Ankara, 2007, s.76.

elektrik üretim tesisleridir. Mevcut yapıda her ne kadar elektrik üretiminin yaklaşık yarısı kamu tarafından karşılanıyor olsa da, süregelen özelleştirme sürecinin tamamlanması ile birlikte kamu daha düşük bir pay sahibi olarak varlığını sürdürmeye devam edecektir ve özelleştirme kapsamında devletin elinde bulunan santrallerde iç veya dış sermayeli serbest enerji şirketlerine geçecektir. Bununla birlikte mevcut Türkiye elektrik piyasası ortamında elektrik piyasası yapılanma süreci halen devam ettiği için elektrik üreticilerinin yatırım kararlarını alırken yararlanabileceği çok fazla alternatif yatırım seçeneği (piyasa seçenekleri) bulunmamaktadır. Bu sürecin tamamlanması ise beraberinde daha rekabetçi ve karmaşık karar verme süreçleri içeren bir ortam ortaya çıkaracaktır.

3.1.Amaçlar

Bu çalışma içinde, elektriği diğer emtialardan ayıran anlık arz-talep dengesi kurulma zorunluluğu ve elektriğin depolanamaması unsurları üretilen elektriğin satışına yönelik en önemli kısıtları oluşturmaktadır. Elektrik üreticisi, Türkiye elektrik piyasası ortamında, ürettiği elektriğin ne kadarını ikili anlaşmalarla değerlendireceğini ne kadarını spot piyasaya veya spot piyasa fiyatına endeksli anlaşmayla satacağını dikkatli bir şekilde belirlemelidir. Bunu belirlerken kullanılabilecek bazı yaklaşımlar bulunmaktadır, bunlardan biride finans sektöründe yaygın olarak yararlanılan Markowitz Ortalama-Varyans Teorisinin kullanılması olup bu tez çalışmasının temelini de bu yöntemin elektrik piyasasına adapte edilmesi ve portföy optimizasyonu tespit işleminde kullanılması oluşturmaktadır.

Markowitz Ortalama-Varyans metodu ile optimizasyon yapılabilmesi için öncelikle elektrik piyasasında riskli varlıkların ne olduğunun tanımı yapılmalıdır. Çünkü yöntemin kullanılması ile yatırım alternatifi içinde yer alan riskli varlıklar kullanılarak etkin portföyler ve etkin sınır tespit edilecektir. Daha sonra her üç tür elektrik üreticisi

yatırımcısının risk algılama şekline ve maliyet girdisine bağlı olarak ise optimum portföy kombinasyonu hesaplanması hedeflenmektedir.

Bu çalışmanın temel amacı elektrik üreticileri bakış açısıyla, üretim kaynaklarına göre üretmeyi planladıkları elektriğin ne kadarını ikili anlaşmalarla değerlendirmeleri gerektiğinin, ne kadarını spot piyasaya/spot piyasa fiyatına endeksli anlaşmalara satmaları gerektiğinin veya spot piyasada hangi saat dilimlerinde en düşük riskle en yüksek getiriyi elde edebileceklerinin, Markowitz Ortalama-Varyans Teoremini kullanılarak, portföy optimizasyonu yaklaşımı ile belirlenmeye çalışılmaktır. Özellikle finans sektöründe kullanımı çok yaygın olan ve birçok diğer yöntemlerin geliştirilmesine kaynaklık eden bu metodolojinin elektrik piyasasına uyarlanarak optimizasyon işlemlerinin gerçekleştirilmesi amaçlanmaktadır. Ayrıca bu tez çalışması ile elektrik piyasasında optimizasyona yönelik Türk literatüründe yer alan kısıtlı bilgi ve yayın arşivinin bir kademe daha geliştirilmesi ve elektrik piyasasına farklı bir bakış açısı ve metodoloji ile yaklaşım yapılması da diğer önemli hedeftir.

3.2.Varsayımlar ve Sınırlar

Elektrik piyasasında Markowitz ortalama-varyans teorisi yaklaşımı uygulaması ile optimizasyon çalışması yapılacağından teorinin kabulleri ve ona yapılan eleştiriler burada da kendini göstermektedir. Bunlara ilave olarak bazı ek yaklaşımlarda söz konusudur, bu kapsamda tez çalışmasına yönelik varsayımlar aşağıdaki paragraflarda özetlenmiştir;

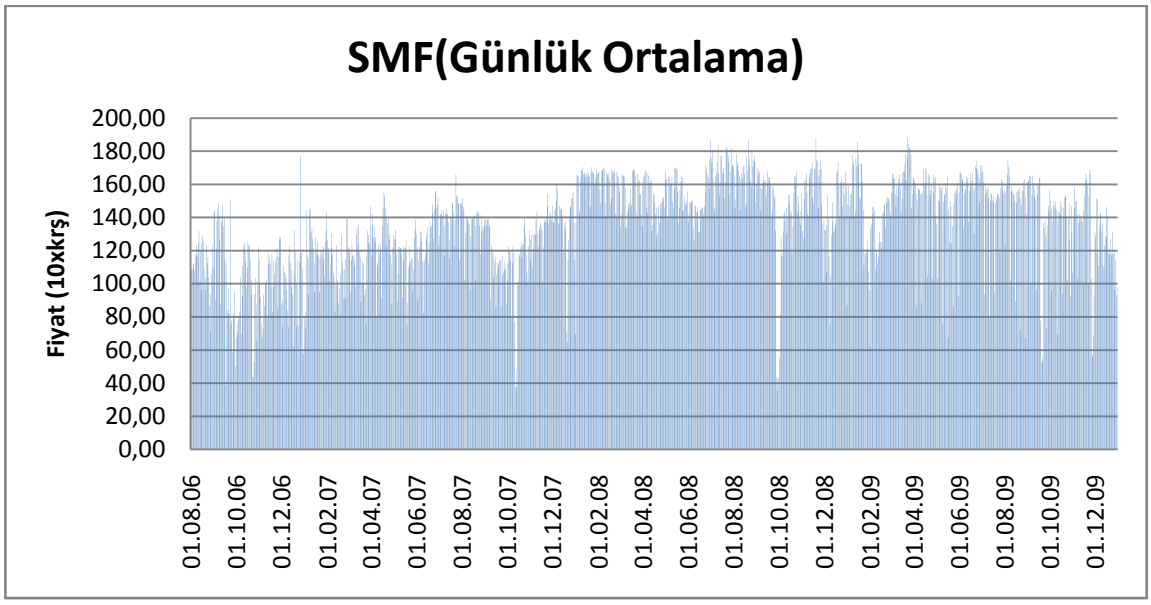
En önemli varsayım, yatırımcılar (elektrik üreticileri) portföy risklerinin tahmininde elektrik satışından elde edilebilecek beklenen getirilerin değişkenliğini baz alıp Risk unsuru olarak kabul ederler. Bu kapsamda risk portföyün beklenen getirisinin standart sapması olarak ifade edilmektedir.

Yatırımcılar (elektrik üreticileri), yatırım kararlarını verirken, yalnızca yatırımın beklenen getiri ve riskini göz önünde bulundururlar. Yatırımcıların temel hedefi her dönemde beklenen getiriyi maksimize etmektir. Beklenen getiri ve riski temsil eden varyansın karekökü (standart sapma), hesabında elektrik spot piyasası SMF'ları ham veri olarak kullanılmış ve analiz kapsamında Ağustos 2006-Aralık 2009 tarihleri arasında dengeleme piyasasında oluşmuş SMF'ları (Bkz. TEİAŞ PMUM web sayfası) esas alınmıştır. Bu veriler saatlik uzlaştırmaya esas spot piyasa fiyatları olarak kabul edilmiştir.

Yatırımcılar (elektrik üreticileri) riskten kaçınırlar. Yatırımcılar aynı risk düzeyindeki iki farklı yatırım alternatifinden yüksek beklenen getiriye sahip olanı seçerler ve işlemlerde hiçbir vergi, harç ve komisyon ödenmemektedir. Ayrıca elektrik piyasasının etkin bir piyasa yapısına sahip olduğu kabul edilmektedir.

Elektrik piyasasında riskli varlıkları temsilen uzlaştırmaya esas 24 saatlik her bir saat dilimine ilişkin SMF veri setleri esas alınmıştır. Tüketicilerin aynı saatlerde benzer tüketim eğilimi içinde olmaları ve bu eğilimin pozitif yönde yüksek korelasyon katsayısı ile ifade edilebilmesi böyle bir kabulü destekleyen en önemli unsurlardır. (Bkz. Şekil 34,36,Tablo 9)

Riskli varlıkların getirilerinin istatistiksel olarak normal dağılım gösterdiği kabul edilmiştir. Bu dağılım Ağustos 2006-Aralık 2009 arasındaki ortalama günlük SMF'ları grafiğinde de (Bkz. Şekil 33) yaklaşık olarak normal dağılım gibi gözükmektedir. Veriler üzerinde ek olarak herhangi bir normalizasyon işlemi uygulanmamıştır. Günlük ortalama SMF'ları grafiksel olarak Şekil 37'de görülmektedir. Ayrıca sayılarının az olması nedeniyle veri setinin içinden resmi bayramlar ve tatil günleri ayıklanmamıştır.



Şekil 37: Ağustos 2006- Aralık 2009 Günlük Ortalama SMF'ları

Portföy optimizasyonu yapılacak elektrik üreticisi türleri, Türkiye'de en yaygın olarak kullanılan linyit yakıtlı termik santraller, doğalgazlı yakıtlı kombine çevrim santralleri ve hidrolik santraller olarak belirlenmiştir. Optimizasyon hesabında, Türkiye'nin en büyük elektrik üreticisi ve bir kamu kuruluşu olan EÜAŞ'ın sahip olduğu bu üç tür santrallere yönelik, 2009 yılına ait ortalama ticari elektrik üretim maliyetleri esas alınmış ve analiz dönemi boyunca sabit kabul edilmiştir. Sabit maliyet kabul edilmesi sebebi ile mevsimsel, dönemsel maliyet değişimleri hesaba katılmamış olup zaten bu çalışmanın kapsamında bunlara özgü bir modelleme yapılması hedeflenmemiştir. 2009 yılı sonu itibari ile EÜAŞ'ın kurulu gücü 24,199 MW olup bunun % 48'i hidrolik santrallerden, % 31'i linyit yakıtlı termik santrallerden, % 17'si ise doğalgaz yakıtlı termik santrallerden oluşmaktadır. EÜAŞ, 2009 yılında toplam 89 Milyar kWh elektrik enerjisi üretmiştir. 2010 yılı Mart sonu itibari ile Türkiye elektrik enerjisi üretimi yaklaşık 50 Milyar kWh olarak gerçekleşmiş olup bunun yaklaşık % 44'ünü EÜAŞ üretmiştir.[250]

[250] Elektrik Üretim A.Ş. (**EÜAŞ**), http://www.euas.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).

Hisse senedi veya diğer emtia piyasalarında getiri; yatırıma esas varlığın dönem sonu değerinden dönem başı değerinin çıkarılarak elde edilen sonucun dönem başı değerine bölünmesiyle elde edilmektedir. Elektriğin anlık üretim tüketim karakteristiği ve depolanamama gibi özelliklerinden dolayı aynı süreç elektrik piyasasında geçerli olmamaktadır. Bunun yerine üreticinin oluşan/oluşabilecek piyasa fiyatına göre kendi üretim maliyetlerini ve diğer stratejilerini göz önüne alarak karar vermesi gerekmektedir. Bu durumda elektrik üreticisi için getiri; (2.26) denkleminde tanımlandığı şeklide elektrik satış fiyatından üretim maliyetinin çıkarılması ve sonucun üretim maliyetine bölünmesi ile elde edilmektedir.[251] Bu tez çalışmasının baz aldığı temel kaynaklardan olan Min Liu ve Feliz F. Wu'nun "Portfolio Optimization In Electricity Markets" makalesinde de aynı yaklaşımın sergilendiği görülmektedir.

Her üç santral türü içinde ürettikleri elektrikten piyasaya teklif ettikleri kısmın tamamını sınırlama olmaksızın spot piyasaya satabilecekleri ve ürettikleri elektriği istedikleri oranda teknik kısıtlama olmaksızın ikili anlaşmayla veya spot piyasada satabilecekleri kabul edilmiştir.

3.3.Veri ve Yöntemler

Çalışmada yer alan optimizasyon hesabında kullanılmak üzere Türkiye elektrik piyasasında Ağustos 2006 (Piyasanın faaliyete geçtiği tarih) ile Aralık 2009 tarihleri arasında oluşan sistem marjinal fiyatları (SMF) esas alınmıştır. Çalışmada kullanılan bu veriler 41 aylık, 24 saatlik her dilime ait 1249 adet tarihsel veri seti şeklinde toplam 29976 adet olarak yer almaktadır. Fiyat verileri daha öncede detayları açıklanan nedenden (1 MWh için liranın yüzde biri hassasiyette teklif verme zorunluluğu) dolayı birim kWh için kuruş'un on katı olacak şekilde yer almaktadır. Bu fiyat verileri Excel tablolarına işlenerek öncelikli olarak krş'a çevrilmiş ve EÜAŞ santrallerine ait 2009 yılı

[251] LIU et al, **a.g.m.**, 2007, s.1005.

elektrik üretim ticari maliyet verileri de (Tablo 10) kullanılarak her saat dilimi için getiri oranları hesaplanmıştır.

Tablo 10: EÜAŞ Ocak-Aralık 2009 Dönemi Santral Türlerine Göre Ortalama Elektrik Üretim Maliyetleri[252]

OCAK-ARALIK 2009 DÖNEMİ SANTRAL TÜRLERİNE GÖRE MALİYET TABLOSU					
SANTRAL TÜRÜ	**SATIŞA ESAS (UEVM-UECM) (kwh)**	**SINAİ MALİYET**		**TİCARİ MALİYET**	
		KRŞ/ kWh	**Cent/ kWh**	**KRŞ/ kWh**	**Cent/ kwh**
DOĞALGAZ SANTRALLARI	22.941.415.829	13,72	8,83	14,07	9,05
LİNYİT SANTRALLARI	29.286.674.137	10,11	6,50	11,68	7,52
HİDROLİK SANTRALLARI	27.205.276.762	1,50	0,97	2,41	1,55
2009 ORTALAMA USD KUR:1,5545					

Üç farklı elektrik üreticisi tipi ve her saat dilimi için maliyetler kullanılarak elde edilen getiri oranlarının yardımıyla bir günün saatlerine ait 24 riskli varlık için ortalama beklenen getiri ve standart sapmaları tanımlanmıştır. Bu varlıkların kendi aralarında oluşturdukları 24x24 lük varyans-kovaryans matrisleri elde edilmiştir.

24 riskli varlık içeren global portföy havuzu kullanılarak Excel'de üç santral tipi için üç farklı durum modellemesi yapılmıştır. Excel'in Solver eklentisinin yardımıyla oluşturulmuş olan Markowitz ortalama Varyans modelleri çözülerek etkin portföyler ve etkin sınırlar belirlenmiştir. Yatırımcının risk algısını temsilen denklem (2.16a) da gösterildiği şekilde "A" değişkenine bağlı quadratik "U" fayda fonksiyonları tanımlanmıştır.[253] Excel'in Solver eklentisi kullanılarak ortalama yatırımcı risk algısını (A=3 için) temsilen optimizasyon çözümleri yapılmış ve optimum portföy ağırlıkları ortaya çıkarılmıştır. Aynı şekilde yatırımcının riskten korunma derecesinin yüksekliğini

[252] Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) 2009 yılı santral türlerine göre ortalama elektrik üretimi maliyet bilgileridir.
[253] LIU et al, **a.g.m.**, 2007, s.1003.

gösteren yüksek bir "A" değeri için (A=10000) optimizasyon çözümü tekrar yapılarak global minimum portföy ağırlıkları hesaplanmıştır.

Aynı model çözümü işlemleri üç faklı elektrik üreticisine yönelik, riskli varlıklar için üst yatırım kısıtlı ve bir risksiz 24 riskli varlık içeren portföy modelleri içinde, Excel'de Solver eklentisinin yardımıyla tekrarlanarak çalışma tamamlanmıştır.

3.4.Hidrolik (Barajlı) Üreticileri Bağlamında Optimizasyon Çalışmaları ve Analizi

TEİAŞ PMUM web sayfasından ve EÜAŞ'tan elde edilmiş olan 41 aylık 24 saatlik her dilime ait 1249 adet tarihsel veri setleri kullanılarak (2.23) nolu eşitlikte gösterilen $\overrightarrow{f_n^*}$ [n=1,2…..,24] fiyat vektörleri elde edilmiştir. Bu vektörlerde yer alan fiyatların 10xkrş/kWh biriminde gösterilmesi nedeniyle (2.24) denkleminde yer alan işlem seti kullanılarak (2.25) tanımlı krş/kWh birimine sahip $\overrightarrow{f_n}$ [n=1,2…..,24] fiyat vektörleri elde edilmiştir.

Daha sonra Tablo 10'da tanımlı Hidrolik santraller için toplam elektrik üretim maliyeti C^H =2,41 krş/kWh alınarak, $\overrightarrow{f_n}$ vektörlerinde yer alan fiyat bilgisi verileri, (2.26) da tanımlı denklem yardımıyla getiri oranlarını gösteren (2.27) de tanımlı $\overrightarrow{r_n}$ getiri oranları vektörlerine dönüştürülmüştür. Hidrolik santrallerin ortalama üretim maliyetlerinin elektrik satış fiyatlarına göre oldukça düşük olması sebebi ile (özellikle amortisman dönemini tamamlamış olanlar) getiri oranlarının çok yüksek olduğu görülmüş olup bu beklenen bir durumdur.

$(n = 1,2 \ldots.,24)$ değerleri için (2.28) ve (2.29) da tanımlanmış denklemler kullanılarak 24 ayrı riskli varlığa yönelik ortalama beklenen getiri $\overline{r_n}$ ve standart sapmalar σ_n değerleri elde edilmiştir. Bu şekilde optimizasyon modeline girdi

oluşturacak 24 riskli varlığa ilişkin ortalama beklenen getiri ve standart sapmaları Tablo 11'de ki gibi hesaplanmıştır;

Tablo 11: Hidrolik Santraller Riskli Varlıklar Tanım Tablosu

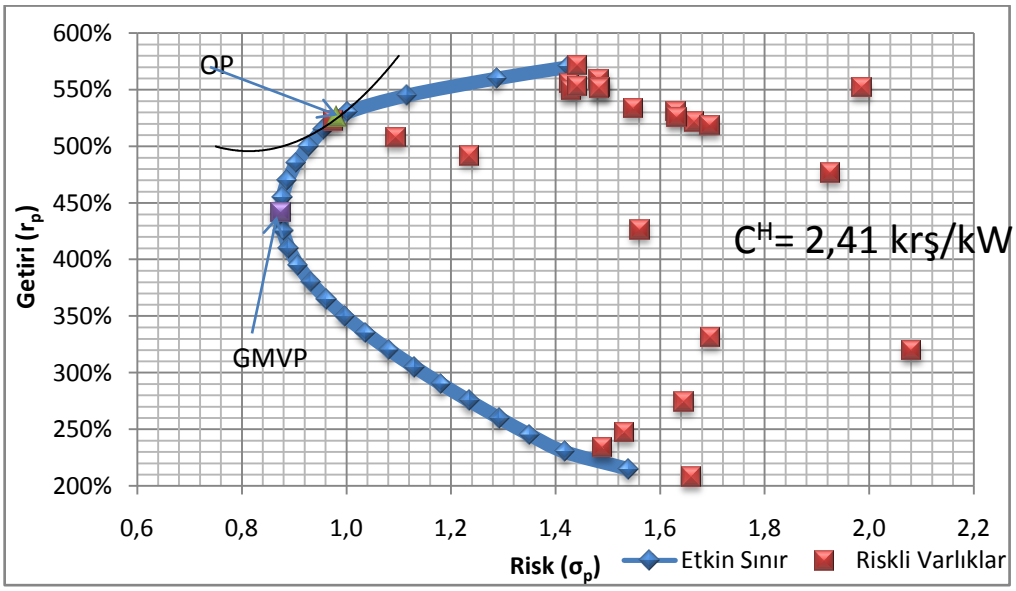
Saat	Beklenen Getiri $\overline{r_n}$	Standart Sapma σ_n	Varyans σ_n^2	Saat	Beklenen Getiri $\overline{r_n}$	Standart Sapma σ_n	Varyans σ_n^2
saat-1	491,86%	123,58%	1,527216	**saat-13**	548,78%	143,00%	2,044938
saat-2	426,64%	156,18%	2,439075	**saat-14**	553,43%	144,28%	2,081807
saat-3	331,01%	169,68%	2,87918	**saat-15**	559,38%	148,47%	2,204311
saat-4	273,96%	164,62%	2,709815	**saat-16**	551,39%	148,77%	2,21323
saat-5	247,31%	153,27%	2,349211	**saat-17**	550,58%	148,50%	2,20523
saat-6	233,47%	149,10%	2,223125	**saat-18**	551,33%	198,55%	3,942219
saat-7	207,82%	165,98%	2,754775	**saat-19**	530,55%	163,15%	2,661659
saat-8	319,50%	208,19%	4,334249	**saat-20**	521,60%	166,76%	2,780751
saat-9	476,50%	192,66%	3,711945	**saat-21**	525,49%	163,33%	2,667638
saat-10	533,56%	154,97%	2,401723	**saat-22**	518,42%	169,57%	2,875322
saat-11	555,59%	142,62%	2,03418	**saat-23**	522,47%	97,47%	0,950014
saat-12	571,23%	144,27%	2,081443	**saat-24**	507,72%	109,50%	1,199051

Her bir saat dilimine ilişkin $\overrightarrow{r_n}$ getiri vektörleri kullanılarak, tüm getiri vektörlerinin birbirleri ile ilişkisini ortaya koyan ve hesaplamalarda da kullanılacak olan Varyans-Kovaryans matrisi, (2.30) ve (2.31) denklemleri kullanılarak ek-2'te ki gibi hesaplanmıştır.

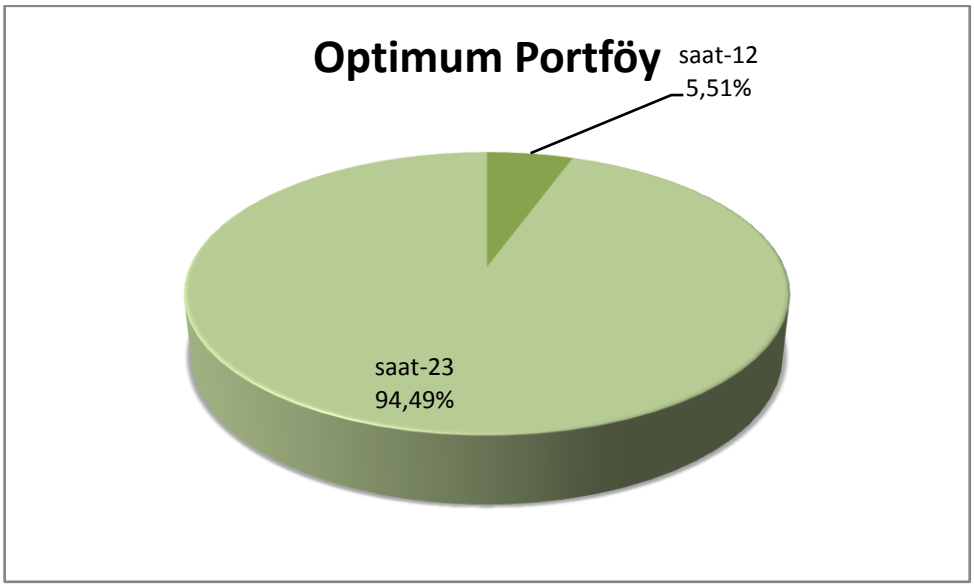
3.4.1. Hidrolik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu

Elde bulunan 24 riskli varlığa dayalı global portföy havuzu ve ek-2'de yer alan varyans-kovaryans matrisi kullanılarak bölüm 2.2.2.1. de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla çözüldüğünde, Şekil 38'de yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2, \ldots\ldots, 24]$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,1 olarak alınmıştır. Burada $X_n = 1$ olması üreticinin

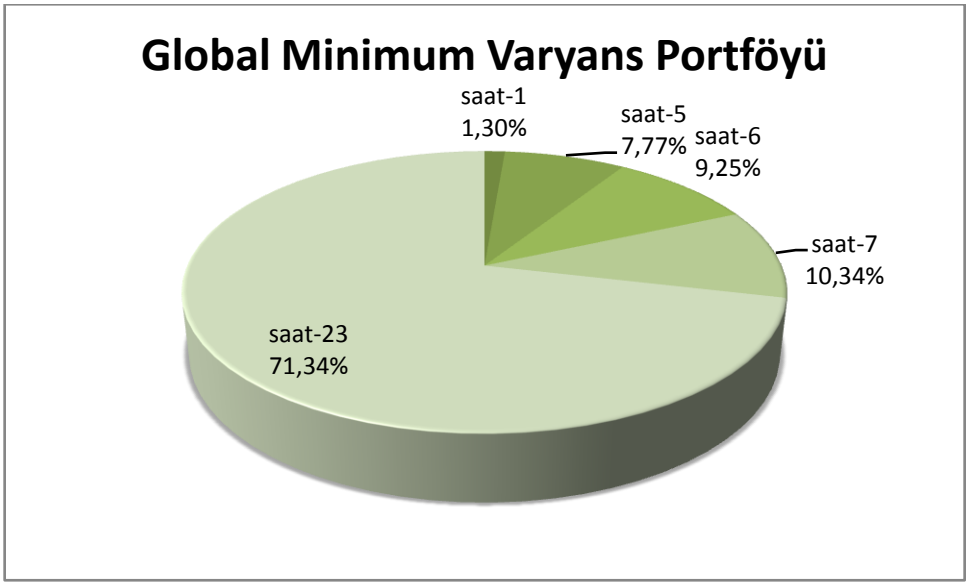
elinde satış için önerebileceği tüm elektrik miktarını göstermektedir. Aynı bölümde tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.35), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 38'de grafiksel olarak ifade edilmektedir;



Şekil 38: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık için Portföy Optimizasyonu



Şekil 39: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık için Portföy Optimizasyonu, OP Ağırlık Oranları



Şekil 40: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık için Portföy Optimizasyonu, GMVP Ağırlık Oranları

Şekil 39'a göre elektrik üreticisi optimum portföye ulaşabilmek için, ürettiği/üretebileceği elektriğin % 94,49'u 23.saatte, % 5,51'ni 12.saatte satması gerekmektedir. Şekil 40'a göre elektrik üreticisi global minimum varyans portföyüne

ulaşabilmek için, üretebileceği elektriğin % 71,34'nü 23.saatte, % 10,34'nü 7.saatte, %9,25'ni 6.saatte, % 7,77'ni 5.saatte, %1,30'nu 1.saatte satması gerekmektedir.

3.4.2. Hidrolik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Üst Sınır Kısıtlı Portföy Optimizasyonu

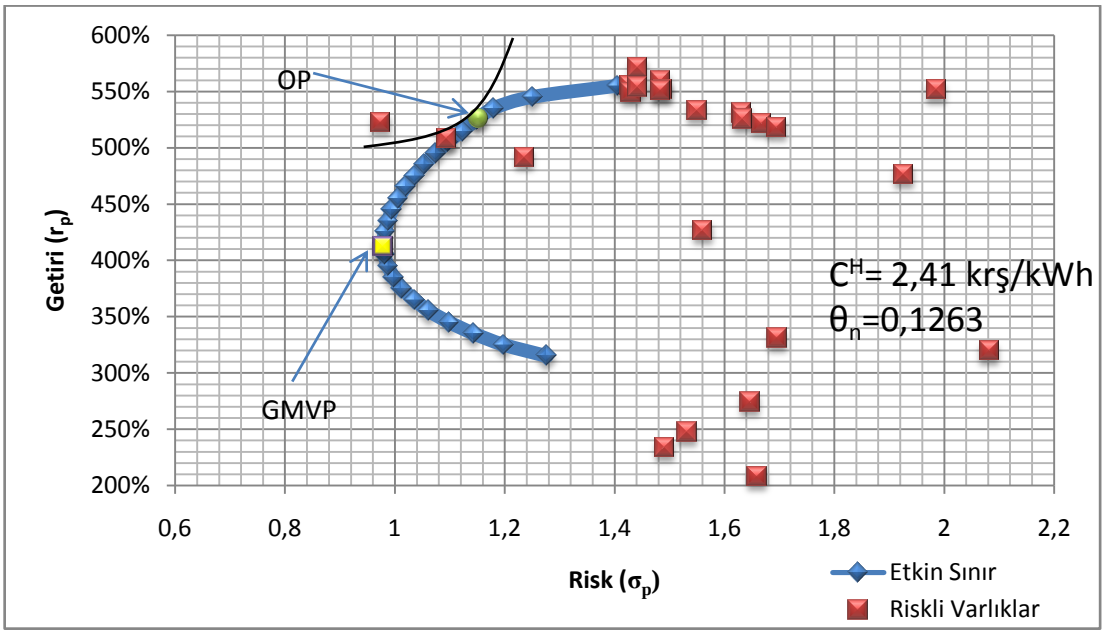
Bir önceki bölümden farklı ve daha gerçekçi bir yaklaşımla, bu bölümde hidroelektrik üreticisi ürettiği elektriğin tamamını kısıtlama olmaksızın istediği saatte satması yerine; yıllık üretim programı, verimli üretim için rezervuar kullanımı ve ortalama yıllık kapasite kullanım oranları göz önünde tutularak, % 12,63 ($X_n = 0{,}1263$) her bir saat için üst sınır olarak tanımlanmıştır. Bölüm 2.2.2.2.'de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla oluşturulan model çözüldüğünde, Şekil 41'de yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2, \dots\dots, 24]$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,05 olarak alınmıştır. Hidroelektrik santralının yıllık % 33 kapasite kullanım oranı ile (2891 saat) oranlı çalışacağı ve % 12,63'ten yaklaşık sekiz farklı saatte elindeki satabileceği elektriğin tamamını satacağı öngörülmüştür. Farklı kapasite kullanım oranları ve üretim planları yaklaşımları için hesaplamalarda Tablo 12'de yer alan üst sınır değerleri kullanılmalıdır;

Tablo 12: Hidrolik Santrallerde Yıllık Öngörülen Kapasite Kullanım Oranına Göre Saatlik Elektrik Satışı Üst Sınırları (%)[254]

Kapasite	Üst sınır (θ_n)
20%	20,83333
25%	16,66667
30%	13,88889
33%	12,62626
35%	11,90476
40%	10,41667

[254] Burada belirtilen üst sınırlar θ_n=100/(kapasite x 24) formülü ile hesaplanmıştır.

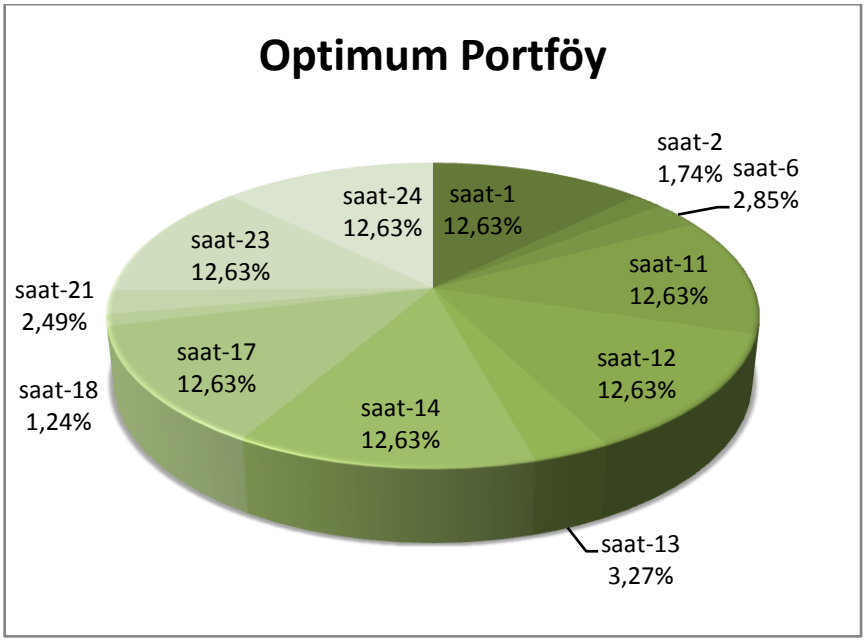
Bölüm 2.2.2.2.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.39), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 41'de grafiksel olarak ifade edilmektedir;



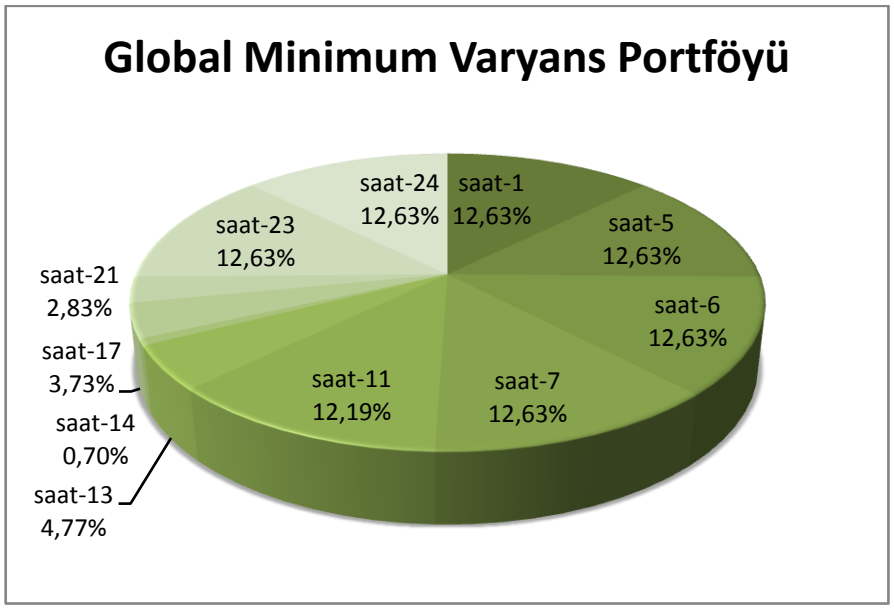
Şekil 41: Hidrolik Santrallerde Yatırım Üst Sınırlı Portföy Optimizasyonu

Şekil 42'e göre elektrik üreticisi % 12,63 yatırım üst sınırlı ortamda optimal portföye ulaşabilmek için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, 1-5-6-7-11-23-24. saatlerde % 12,63 oranında, 21.saatte % 2,49'unu, 18.saatte %1,24'ünü, 13.saatte %3,27'sini, 6.saatte % 2,85'ini, 2.saatte %1,24'ünü satması gerekmektedir. Şekil 43'de göre elektrik üreticisinin global minimum varyans portföyüne ulaşabilmesi için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, 1-5-6-7-23-24. saatlerde % 12,63 oranında, 11.saatte % 12,19'unu, 21.saatte

% 2,83'ünü, 17.saatte % 3,73'ünü, 14.saatte % 0,70'ini, 13.saatte % 4,77'sini satması gerekmektedir.



Şekil 42: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık % 12,63 Üst Sınırlamalı Portföy Optimizasyonunda OP Ağırlık Oranları

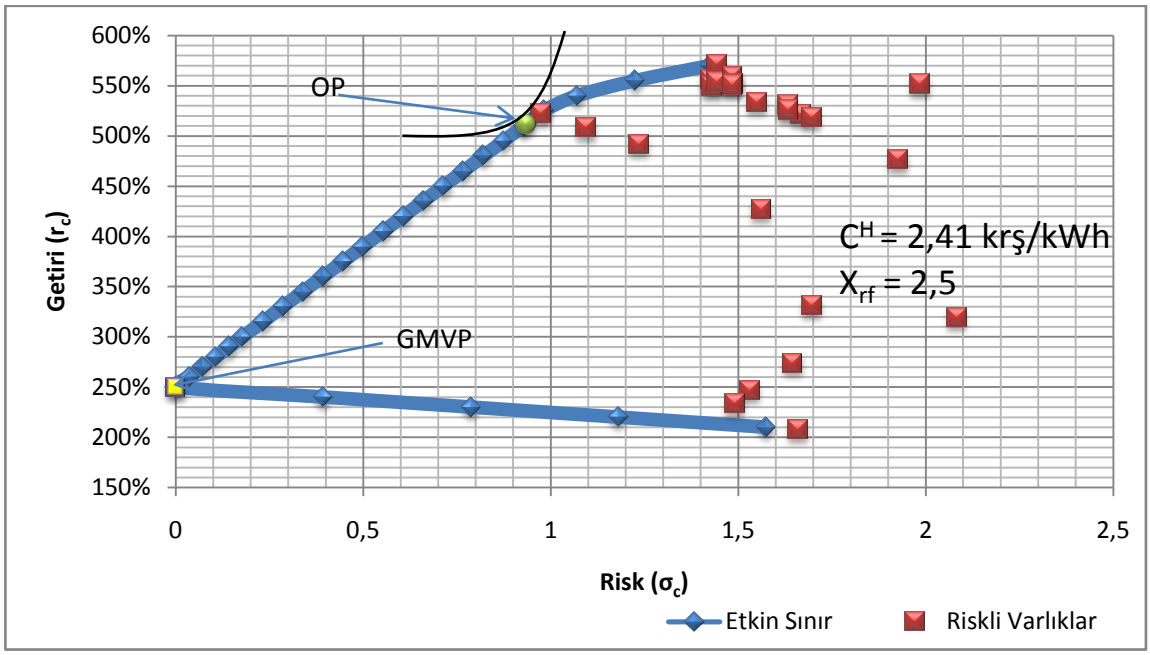


Şekil 43: Hidrolik Santrallerde 24 Riskli Varlık % 12,63 Üst Sınırlamalı Portföy Optimizasyonunda GMVP Ağırlık Oranları

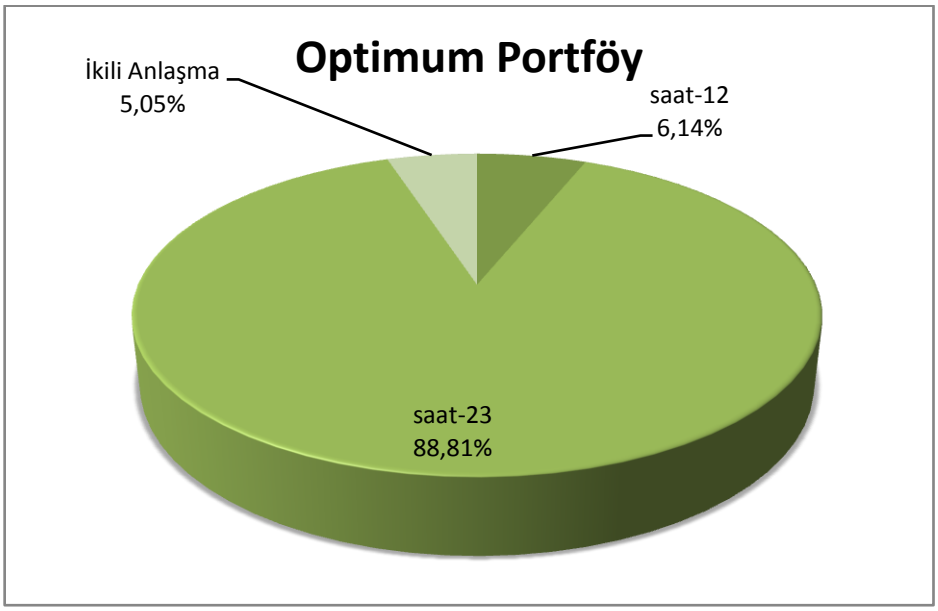
3.4.3. Hidrolik Santraller İçin Bir Risksiz, 24 Riskli Varlıktan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu

Bu bölümde hidroelektrik santrale sahip elektrik üreticisi için belirli bir dönemde ürettiği/üreteceği elektriği hem ikili anlaşmayla sabit fiyattan (Bu durumda satıştan elde edilecek gelirin teminatla güvence altında olduğu düşünülerek ve fiyat değişikliği olmaması nedeniyle riski 0 kabul edilmiştir), hem de 24 farklı saat diliminde spot piyasaya veya spot piyasa fiyatına endeksli bir anlaşmayla satabileceği öngörülmüştür. Bölüm 2.2.2.3.'de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla oluşturulan model çözüldüğünde, Şekil 44'te yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2, \dots\dots,24]$ ve X_{r_f} ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,05 olarak alınmıştır, r_f ikili anlaşma risksiz getiri oranı % 250 alınarak örnek hesaplama için üç riskli varlıktan yüksek bir getiri noktası seçilmiştir. Herhangi bir yatırım üst sınırlaması tanımlanmamıştır.

Bölüm 2.2.2.3.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.44), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli ve risksiz varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli ve risksiz varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının yeri tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 44'te grafiksel olarak ifade edilmektedir;



Şekil 44: Hidrolik Santrallerde Bir Risksiz 24 Riskli Varlık İçin Portföy Optimizasyonu



Şekil 45: Hidrolik Santrallerde Bir Risksiz Varlık 24 Riskli Varlık Portföy Optimizasyonunda OP Ağırlık Oranları

Şekil 45'e göre elektrik üreticisi % 250 getirili bir risksiz varlık ve 24 riskli varlığın bulunduğu ortamda optimal portföye ulaşabilmek için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, % 88,81'in 23.saatte, % 6,14'ünü 12.saatte, % 5,05'ini ise ikili anlaşma ile satması gerekmektedir. Şekil 44'ten de görüleceği üzere elektrik üreticisinin global minimum varyans portföyüne ulaştığı nokta, elektriğin tamamını risksiz varlık üzerinden sattığı noktadır.

3.5.Termik (Kömür) Üreticileri Bağlamında Optimizasyon Çalışmaları ve Analizi

Hidrolik santrallerde optimizasyon hesabına başlamadan önce yapılan, bölüm 3.4.'de yer alan işlemlerin aynısı $C^T = 11{,}68$ krş/kWh alınarak Linyit Yakıtlı Termik Santral türleri içinde tekrar edilmiştir. $(n = 1{,}2 \ldots\ldots{,}24)$ değerleri için (2.28) ve (2.29) da tanımlanmış formüller kullanılarak 24 ayrı riskli varlığa yönelik ortalama beklenen getiri $\overline{r_n}$ ve standart sapmalar σ_n elde edilmiştir. Bu şekilde optimizasyon modeline girdi oluşturacak 24 riskli varlığa ilişkin ortalama beklenen getiri ve standart sapmaları Tablo 13 ki gibi hesaplanmıştır;

Tablo 13: Kömür Yakıtlı Termik Santraller İçin Riskli Varlıklar Tanım Tablosu

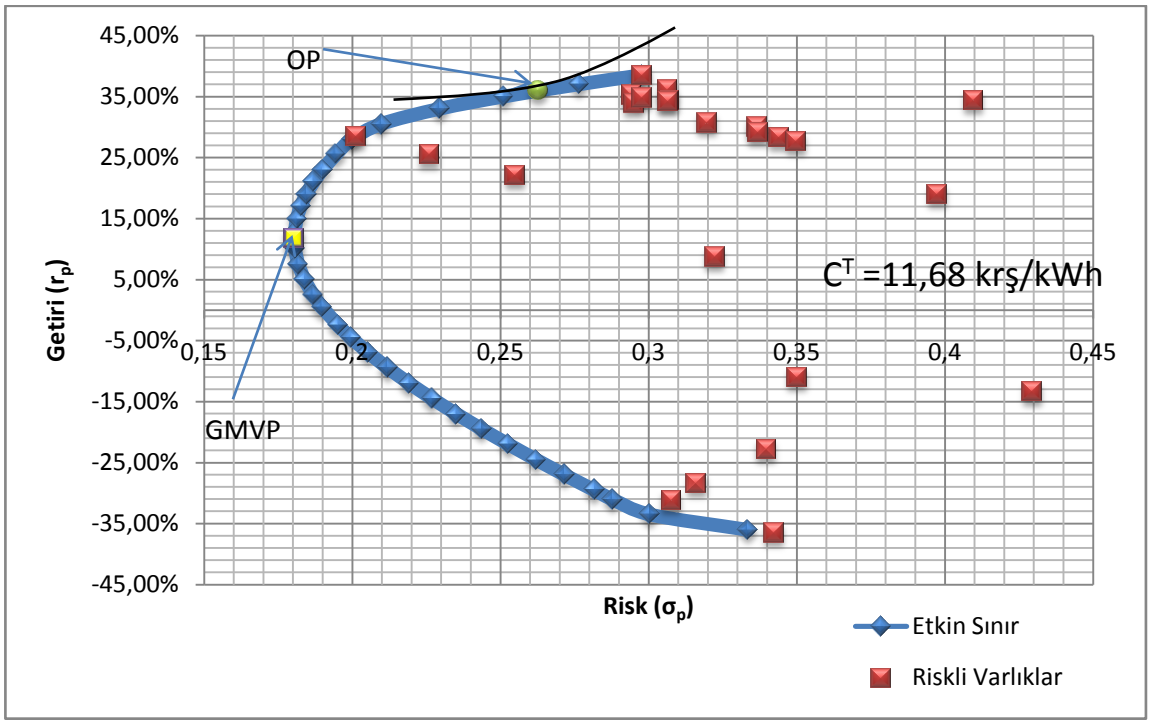
Saat	Beklenen Getiri $\overline{r_n}$	Standart Sapma σ_n	Varyans σ_n^2	Saat	Beklenen Getiri $\overline{r_n}$	Standart Sapma σ_n	Varyans σ_n^2
saat-1	22,12%	25,50%	0,06502	**saat-13**	33,87%	29,51%	0,087062
saat-2	8,66%	32,22%	0,103842	**saat-14**	34,83%	29,77%	0,088632
saat-3	-11,07%	35,01%	0,122579	**saat-15**	36,05%	30,63%	0,093847
saat-4	-22,84%	33,97%	0,115369	**saat-16**	34,40%	30,70%	0,094227
saat-5	-28,34%	31,63%	0,100016	**saat-17**	34,24%	30,64%	0,093886
saat-6	-31,19%	30,76%	0,094648	**saat-18**	34,39%	40,97%	0,167838
saat-7	-36,48%	34,25%	0,117283	**saat-19**	30,11%	33,66%	0,113319
saat-8	-13,44%	42,96%	0,184528	**saat-20**	28,26%	34,41%	0,118389
saat-9	18,95%	39,75%	0,158034	**saat-21**	29,06%	33,70%	0,113573
saat-10	30,73%	31,98%	0,102252	**saat-22**	27,60%	34,99%	0,122415
saat-11	35,27%	29,43%	0,086604	**saat-23**	28,44%	20,11%	0,040446
saat-12	38,50%	29,77%	0,088616	**saat-24**	25,39%	22,59%	0,051049

Ayrıca her bir saat dilimine ilişkin $\overrightarrow{r_n}$ getiri vektörleri kullanılarak, tüm getiri vektörlerinin birbirleri ile ilişkisini ortaya koyan ve hesaplamalarda da kullanılacak olan Varyans-Kovaryans matrisi, (2.30) ve (2.31) denklemleri kullanılarak ek-2'de ki gibi hesaplanmıştır.

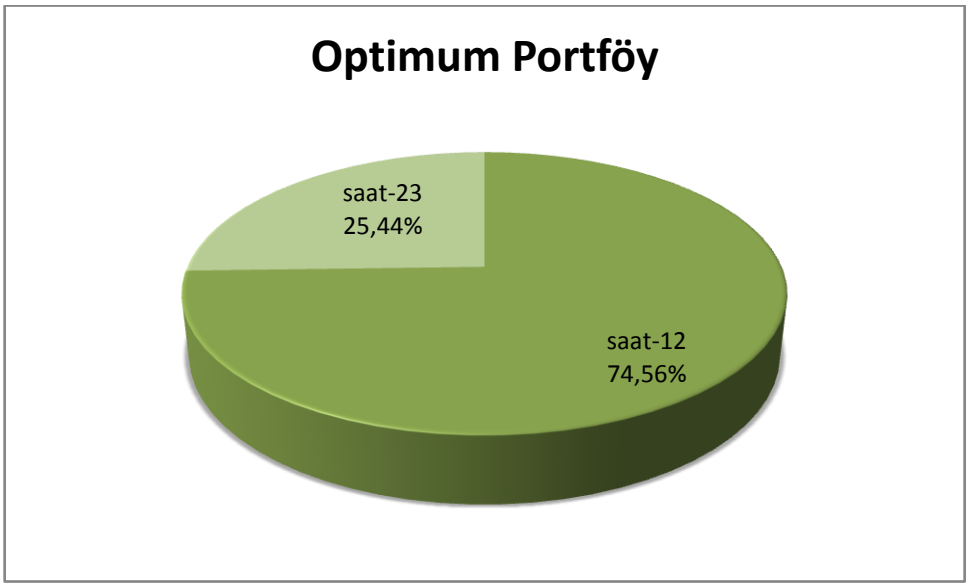
3.5.1. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamı İçin Portföy Optimizasyonu

Hidroelektrik santrallerde olduğu gibi; elde bulunan 24 riskli varlığa dayalı global portföy havuzu (Bkz. Tablo 13) ve ek-2'de yer alan varyans-kovaryans matrisi kullanılarak bölüm 2.2.2.1. de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla çözüldüğünde, Şekil 46'da yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2,\dots\dots,24]$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,1 olarak alınmıştır. Burada $X_n = 1$ olması üreticinin elinde satış için önerebileceği tüm elektrik miktarını göstermektedir.

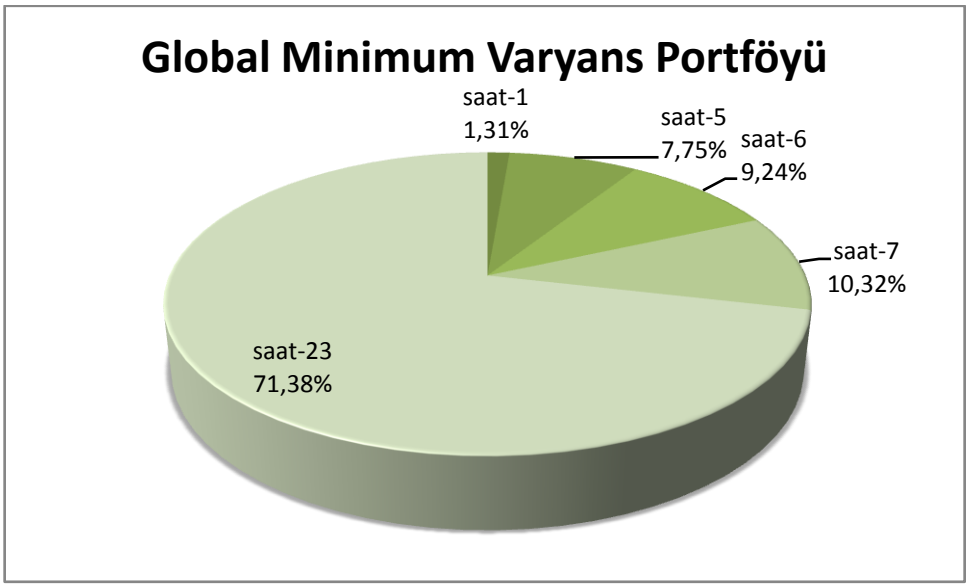
Yine bölüm 2.2.2.1.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.35), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 olarak alınması ile ise global minimum varyans portföyünü (GMVP) gösteren yatırım noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 46'da grafiksel olarak gösterilmektedir;



Şekil 46: Kömür Yakıtlı Termik Santraller İçin 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu



Şekil 47: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında OP Noktasının Ağırlık Oranları



Şekil 48: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında GMVP Noktasının Ağırlık Oranları

Şekil 48'de görüldüğü üzere kömür yakıtlı termik santrallerde ortalama, $C^T =$ 11,68 krş/kWh elektrik üretim maliyetinin bulunduğu ortamda A=3 risk algı derecesi için elde edilen optimum portföy noktasının ağırlık oranları; % 74,56 12.saat, % 25,44 23.saat olarak tespit edilmiştir. Aynı şartlarda global minimum varyans portföyü (GMVP) ise; % 71,38 23.saat, % 10,32 7.saat, % 9,24 6.saat, % 7,75 5.saat, % 1,31 1.saat olarak tespit edilmiştir.

3.5.2. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Üst Sınır Kısıtlı Optimizasyon

Bu bölümde, bir önceki bölümden farklı olarak aynı 24 riskli varlık içeren yatırım ortamında kömür yakıtlı termik santral elektrik üreticisi için üst sınır kısıtı kullanılarak daha gerçekçi bir yaklaşımla optimizasyon işlemi tekrarlanacaktır. Kömür yakıtlı termik santral elektrik üreticisi ürettiği elektriğin tamamını kısıtlama olmaksızın istediği saatte satması yerine; yıllık üretim programı, minimum kararlı üretim düzeyi,

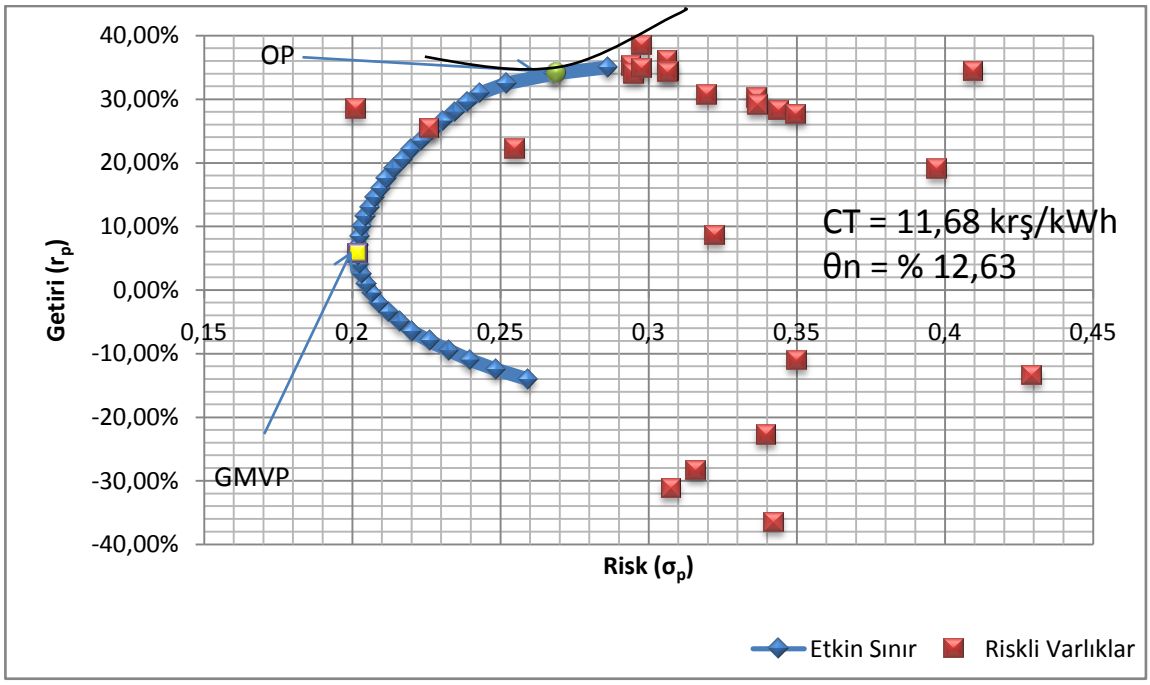
optimum üretim düzeyi ve ortalama yıllık kapasite kullanım oranları göz önünde tutularak, gün içinde yaklaşık 8 saat piyasaya katılım sağlama zorunluluğunda olduğu düşünülerek hidrolikteki gibi % 12,63 ($X_n = 0{,}1263$) her bir saatte elektrik satışı için üst sınır olarak tanımlanmıştır. Bölüm 2.2.2.2.'de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla oluşturulan model çözüldüğünde, Şekil 49'da yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2,\ldots\ldots,24]$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri ağırlık oranları 0,05 olarak alınmıştır. Kömür yakıtlı termik santralların piyasaya yaklaşık % 33 (Karşılaştıma yapabilmek için hidrolik ile aynı oran alınmıştır) katılım sağlayacağı ve % 12,63'ten yaklaşık sekiz farklı saatte elindeki fazladan satabileceği elektriğin tamamını satacağı öngörülmüştür. Farklı piyasa katılım oranları için hesaplamalarda Tablo 14'te yer alan tablodaki üst sınırlar kullanılmalıdır;

Tablo 14: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yıllık Öngörülen Piyasa Katılım Oranına Göre Saatlik Elektrik Satışı Üst Sınırları (%)[255]

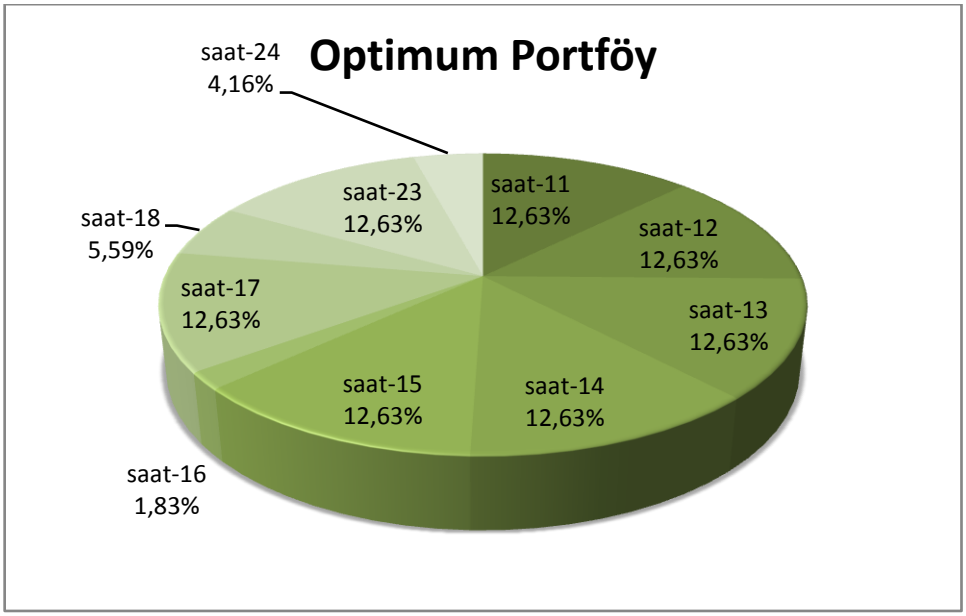
Katılım	Üst sınır (θ_n)
20%	20,83333
25%	16,66667
30%	13,88889
33%	12,62626
35%	11,90476
40%	10,41667

Bölüm 2.2.2.2.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.39), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek ve üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 olarak alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 49'da grafiksel olarak ifade edilmektedir;

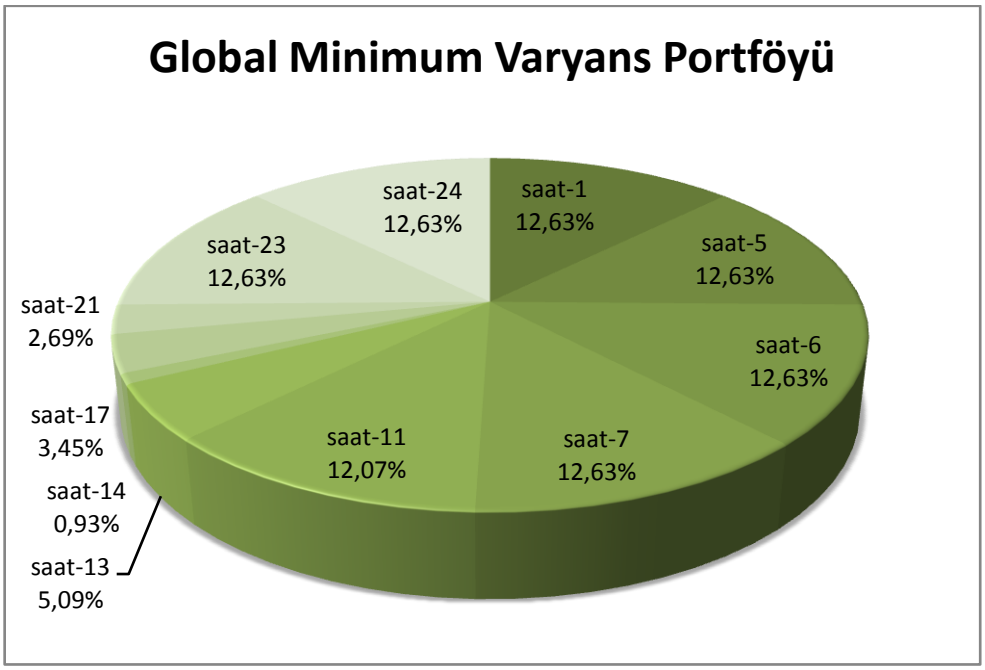
[255] Burada belirtilen üst sınırlar θ_n=100/(katılım oranı x 24) formülü ile hesaplanmıştır.



Şekil 49: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yatırım Üst Kısıtlı Portföy Optimizasyonu



Şekil 50: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda Optimum Portföy Ağırlık Oranları



Şekil 51: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda GMVP Ağırlık Oranları

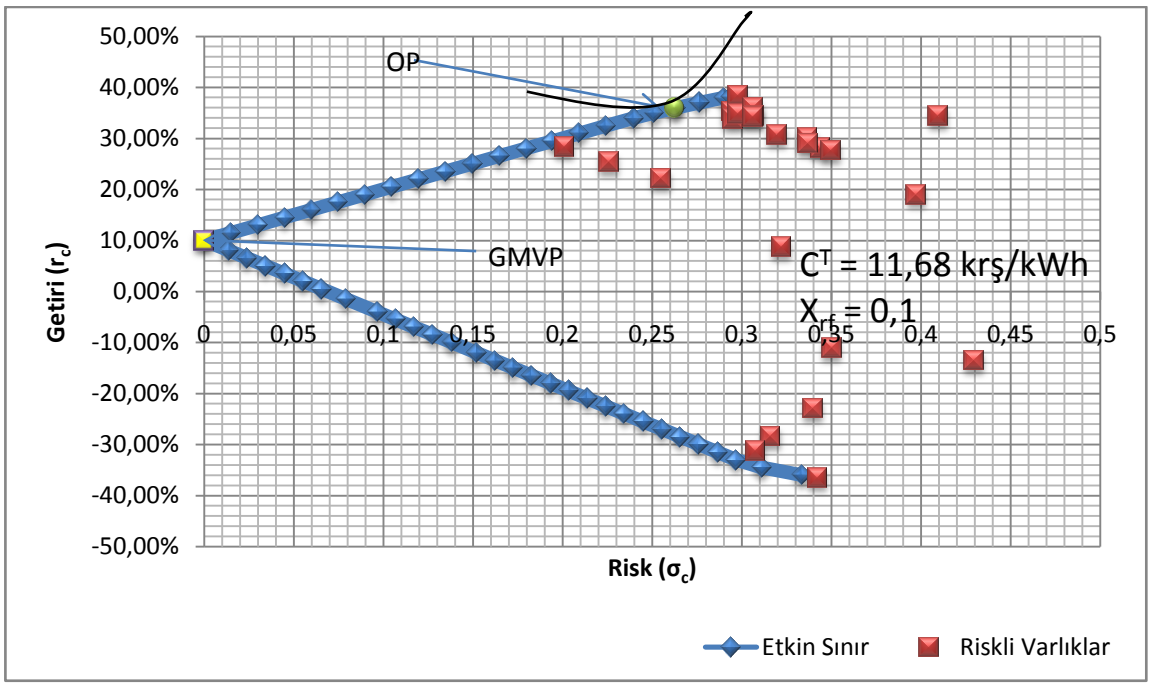
Şekil 50'ye göre elektrik üreticisi % 12,63 yatırım üst sınırlı ortamda optimal portföye ulaşabilmek için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, 11-12-13-14-15-17-23. saatlerde % 12,63 oranında, 16.saatte % 1,83'ünü, 18.saatte %5,59'unu, 24.saatte % 4,16'sını, satması gerekmektedir. Şekil 51'e göre elektrik üreticisinin global minimum varyans portföyüne (GMVP) ulaşabilmesi için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, 1-5-6-7-23-24. saatlerde % 12,63 oranında, 11.saatte % 12,07'sini, 21.saatte % 2,69'ını, 17.saatte % 3,45'ini, 14.saatte % 0,93'ünü, 13.saatte % 5,09'unu satması gerekmektedir.

3.5.3. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz 24 Riskli Varlıktan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu

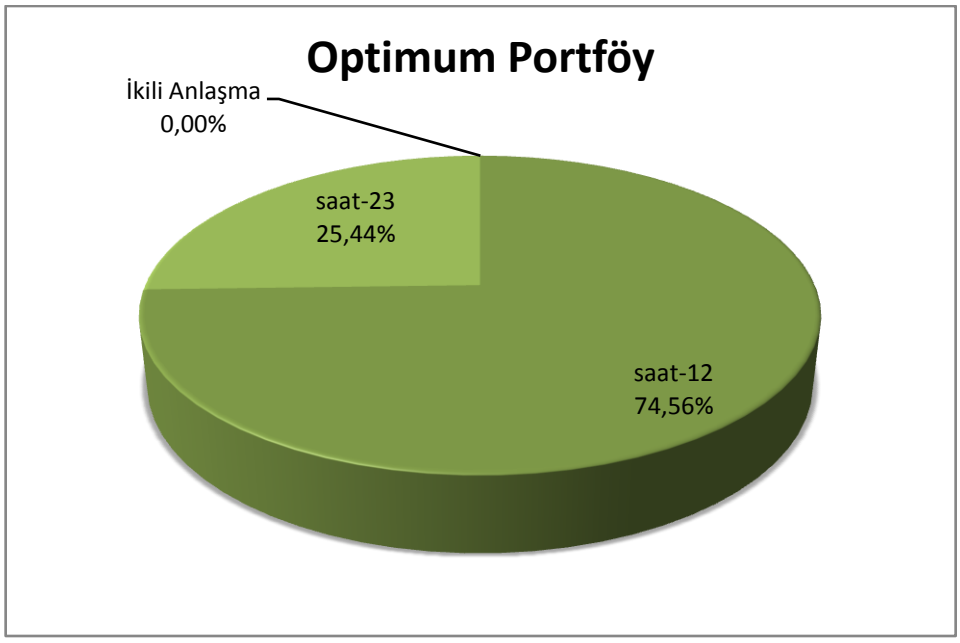
Bu bölümde kömür yakıtlı termik santrale sahip elektrik üreticisi için belirli bir dönemde ürettiği/üreteceği elektriği hem ikili anlaşmayla sabit fiyattan hem de 24 farklı saat diliminde spot piyasaya veya spot piyasa fiyatına endeksli bir anlaşmayla

satabileceği öngörülmüştür. Bölüm 2.2.2.3.'de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla oluşturulan model çözüldüğünde, Şekil 52'de yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2,\dots\dots,24]\ ve\ X_{r_f}$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,05 olarak alınmıştır, r_f ikili anlaşma risksiz getiri oranı ise % 10 olarak alınmıştır ve herhangi bir yatırım üst sınırlaması tanımlanmamıştır.

Bölüm 2.2.2.3.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.44), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli ve risksiz varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli ve risksiz varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının yeri tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 52'de grafiksel olarak ifade edilmektedir;



Şekil 52: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde % 10 Getiri Oranlı Bir Risksiz Varlık ve 24 Riskli Varlık Ortamında Portföy Optimizasyonu



Şekil 53: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz Varlık 24 Riskli Varlık Ortamında OP Ağırlık Oranları

Şekil 53'te görüleceği üzere risksiz getirinin % 10 olduğu ve yatırımcı risk algısını temsilen A değerinin "3" alındığı ortamda optimum portföy ağırlıklandırmasında ikili anlaşma önerilmemektedir. Bununla birlikte, risk algısı A=10 olan üretici için aynı koşullarda % 56,84 ikili anlaşma, % 22,43 23.saatte spot satış, % 20,73 12.saatte spot satış önerilmektedir. Diğer yandan eğer risksiz getiri oranı % 20 alınsaydı aynı koşullarda denklem seti tekrar çözüldüğünde % 30,36 ikili anlaşma, % 69,64 12.saatte spot piyasada satış sonucu elde edilmiştir. Elde edilebilecek optimum çözümlerin risksiz getiri oranı ve/veya yatırımcının risk algısıyla büyük değişiklik gösterdiği görülmektedir. GMVP noktası ise risksiz getiri sağlayan ikili anlaşma seçeneği söz konusu olduğu için, % 100 ikili anlaşmayla satış noktası olacaktır.

3.6.Termik (Doğalgaz) Üreticileri Bağlamında Optimizasyon Çalışmaları ve Analizi

Bölüm 3.4.'de yer alan işlemlerin aynısı $C^N = 14{,}07$ krş/kWh alınarak, Doğalgaz Yakıtlı Termik Santral (DGKÇ) türleri içinde tekrar edilmiştir. $(n = 1{,}2 \ldots.{,}24)$ değerleri için (2.28) ve (2.29) da tanımlanmış formüller kullanılarak 24 ayrı riskli varlığa yönelik ortalama beklenen getiri $\overline{r_n}$ ve standart sapmalar σ_n elde edilmiştir. Bu şekilde optimizasyon modeline girdi oluşturacak 24 riskli varlığa ilişkin ortalama beklenen getiri ve standart sapmaları Tablo 15'de ki gibi hesaplanmıştır;

Tablo 15: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santraller İçin Riskli Varlıklar Tanım Tablosu

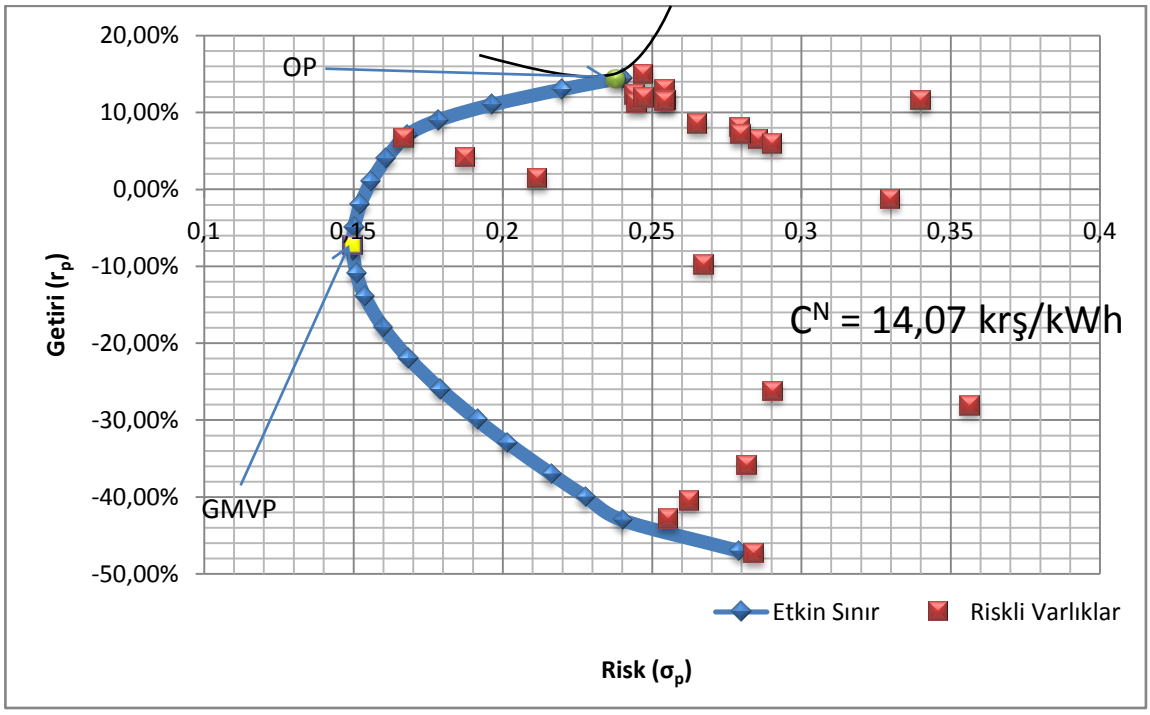
Saat	Beklenen Getiri $\overline{r_n}$	Standart Sapma σ_n	Varyans σ_n^2	Saat	Beklenen Getiri $\overline{r_n}$	Standart Sapma σ_n	Varyans σ_n^2
saat-1	1,38%	21,17%	0,044807	**saat-13**	11,13%	24,49%	0,059997
saat-2	-9,79%	26,75%	0,07156	**saat-14**	11,92%	24,71%	0,061078
saat-3	-26,17%	29,06%	0,084472	**saat-15**	12,94%	25,43%	0,064672
saat-4	-35,95%	28,20%	0,079503	**saat-16**	11,57%	25,48%	0,064934
saat-5	-40,51%	26,25%	0,068924	**saat-17**	11,44%	25,44%	0,064699
saat-6	-42,88%	25,54%	0,065224	**saat-18**	11,56%	34,01%	0,115661
saat-7	-47,27%	28,43%	0,080822	**saat-19**	8,00%	27,94%	0,078091
saat-8	-28,14%	35,66%	0,127163	**saat-20**	6,47%	28,56%	0,081585
saat-9	-1,25%	33,00%	0,108905	**saat-21**	7,14%	27,98%	0,078266
saat-10	8,52%	26,55%	0,070464	**saat-22**	5,93%	29,04%	0,084359
saat-11	12,29%	24,43%	0,059681	**saat-23**	6,62%	16,70%	0,027872
saat-12	14,97%	24,71%	0,061068	**saat-24**	4,09%	18,76%	0,035179

Ayrıca her bir saat dilimine ilişkin $\overrightarrow{r_n}$ getiri vektörleri kullanılarak, tüm getiri vektörlerinin birbirleri ile ilişkisini ortaya koyan ve hesaplamalarda da kullanılacak olan Varyans-Kovaryans matrisi, (2.30) ve (2.31) denklemleri kullanılarak ek-2'de ki gibi hesaplanmıştır.

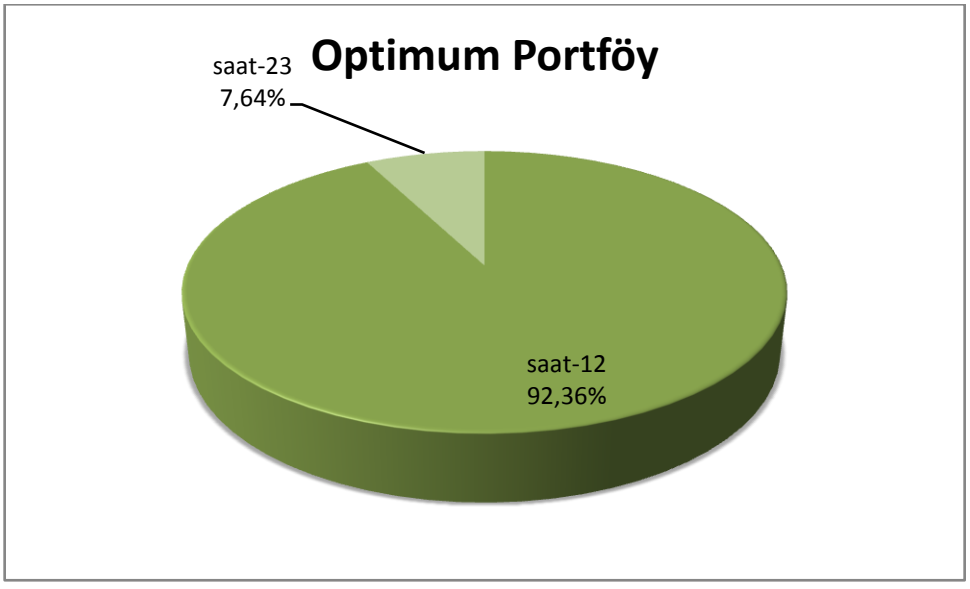
3.6.1. Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamı İçin Portföy Optimizasyonu

Hidroelektrik santrallerde ve kömür yakıtlı termik santrallerde olduğu gibi; elde bulunan 24 riskli varlığa dayalı global portföy havuzu (Tablo 25) ve ek-2'de yer alan varyans-kovaryans matrisi kullanılarak bölüm 2.2.2.1. de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla çözüldüğünde, Şekil 54'te yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2, \dots\dots,24]$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,1 olarak alınmıştır. Burada $X_n = 1$ olması üreticinin elinde satış için önerebileceği tüm elektrik miktarını göstermektedir.

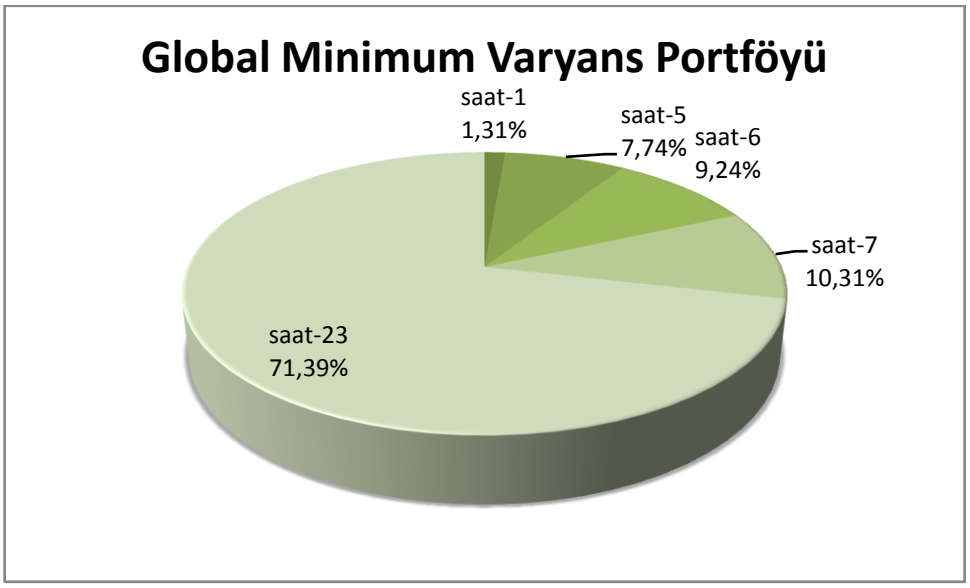
Yine bölüm 2.2.2.1.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.35), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkarılmış ve optimal portföy (OP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının riskli varlıklara göre yaklaşık yatırım ağırlıkları tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 54'te grafiksel olarak gösterilmektedir;



Şekil 54: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santraller için 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu



Şekil 55: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında OP Noktasının Ağırlık Oranları



Şekil 56: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde 24 Riskli Varlık İçeren Yatırım Ortamında GMVP Noktasının Ağırlık Oranları

Şekil 55'de görüldüğü üzere doğalgaz yakıtlı termik santrallerde ortalama, $C^N =$ 14,07 krş/kWh elektrik üretim maliyetinin bulunduğu ortamda A=3 risk algı derecesi için elde edilen optimum portföy noktasının ağırlık oranları; % 92,36 12.saatte, % 7,64 23.saatte satış olarak tespit edilmiştir. Aynı şartlarda global minimum varyans portföyü (GMVP) ise; % 71,39'u 23.saat, % 10,31'i 7.saat, % 9,24'ü 6.saat, % 7,74'ü 5.saat, % 1,31'i 1.saatte satış olarak tespit edilmiştir.

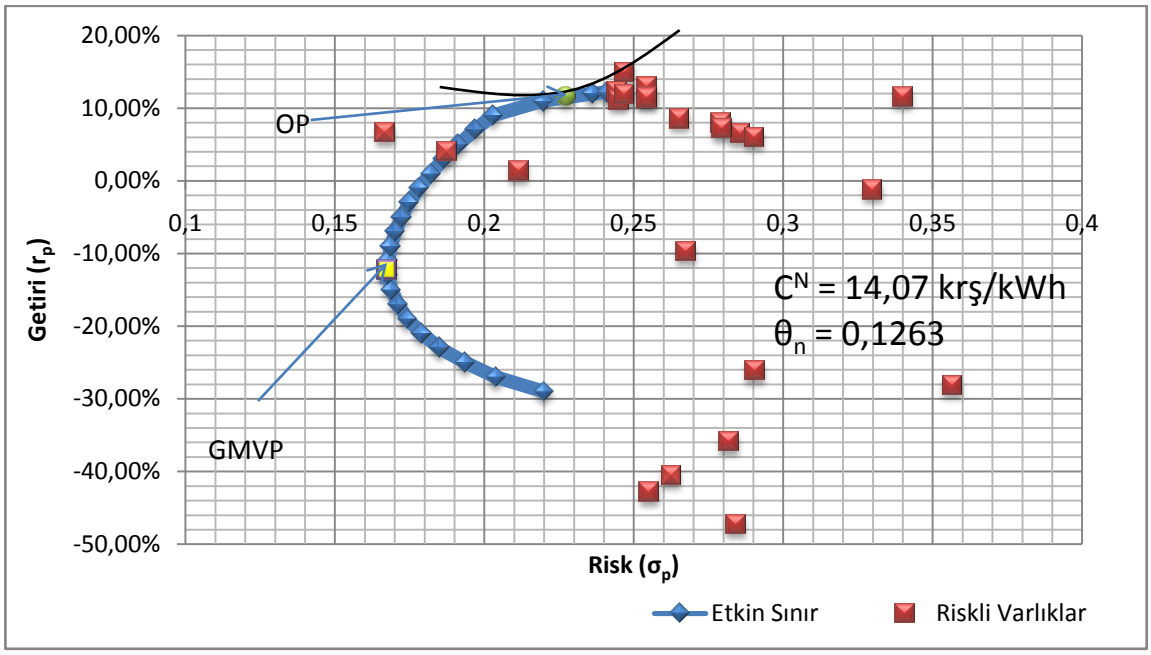
3.6.2. Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Sadece Riskli Varlıklardan Oluşan Yatırım Ortamında Üst Sınırlı Portföy Optimizasyonu

Bu bölümde, bir önceki bölümden farklı olarak aynı 24 riskli varlık içeren yatırım ortamında doğalgaz yakıtlı termik santral elektrik üreticisi için üst sınır kısıtı kullanılarak daha gerçekçi bir yaklaşımla optimizasyon işlemi tekrarlanacaktır.

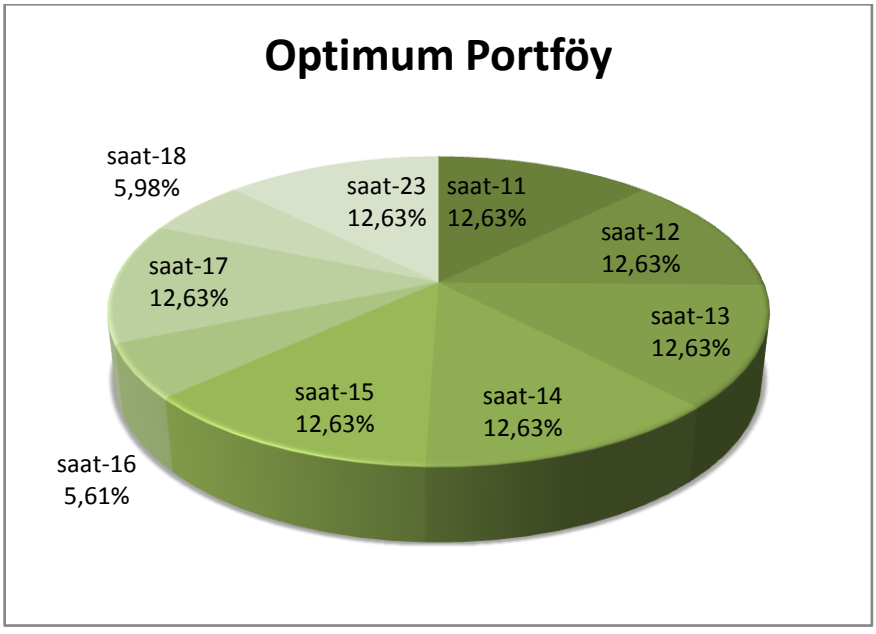
Doğalgaz yakıtlı termik santral elektrik üreticisi ürettiği elektriğin tamamını kısıtlama olmaksızın istediği saatte satması yerine; yıllık üretim programı, minimum kararlı üretim düzeyi, optimum üretim düzeyi, doğalgaz yakıt maliyetleri ve ortalama yıllık kapasite kullanım oranları göz önünde tutularak, gün içinde yaklaşık 8 saat piyasaya katılım sağlama yaklaşımı olduğu düşünülerek % 12,63 ($X_n = 0{,}1263$) her bir saat için üst sınır olarak tanımlanmıştır. Bölüm 2.2.2.2.'de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla oluşturulan model çözüldüğünde, Şekil 57'de yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1{,}2, \ldots\ldots, 24]$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,05 olarak alınmıştır.

Doğalgaz yakıtlı termik santrallerin piyasaya yaklaşık % 33 (Karşılaştırma yapabilmek için hidrolik ve kömür yakıtlı termik santraller ile aynı oran alınmıştır) katılım sağlayacağı ve % 12,63'ten yaklaşık sekiz farklı saatte elindeki fazladan satabileceği elektriğin tamamını satacağı öngörülmüştür. Farklı piyasa katılım oranları için hesaplamalarda Tablo 14'te yer alan tablodaki üst sınırlar kullanılmalıdır;

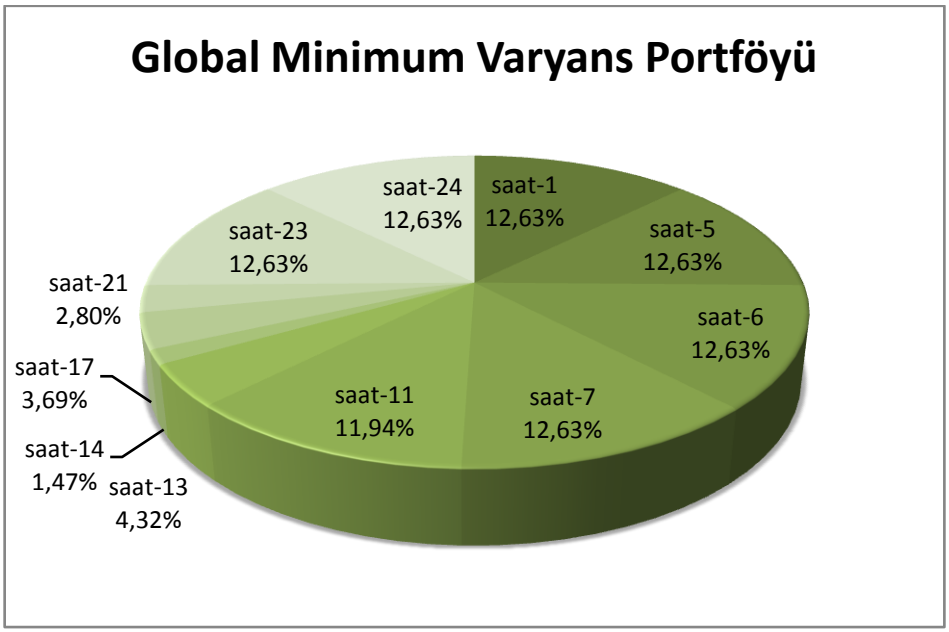
Bölüm 2.2.2.2.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.39), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının riskli varlıklara göre yatırım ağırlıkları yaklaşık olarak tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 57'de grafiksel olarak ifade edilmektedir;



Şekil 57: Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yatırım Üst Kısıtlı Portföy Optimizasyonu



Şekil 58: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda Optimum Portföy Ağırlık Oranları



Şekil 59: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Üst Yatırım Kısıtlı Ortamda GMVP Ağırlık Oranları

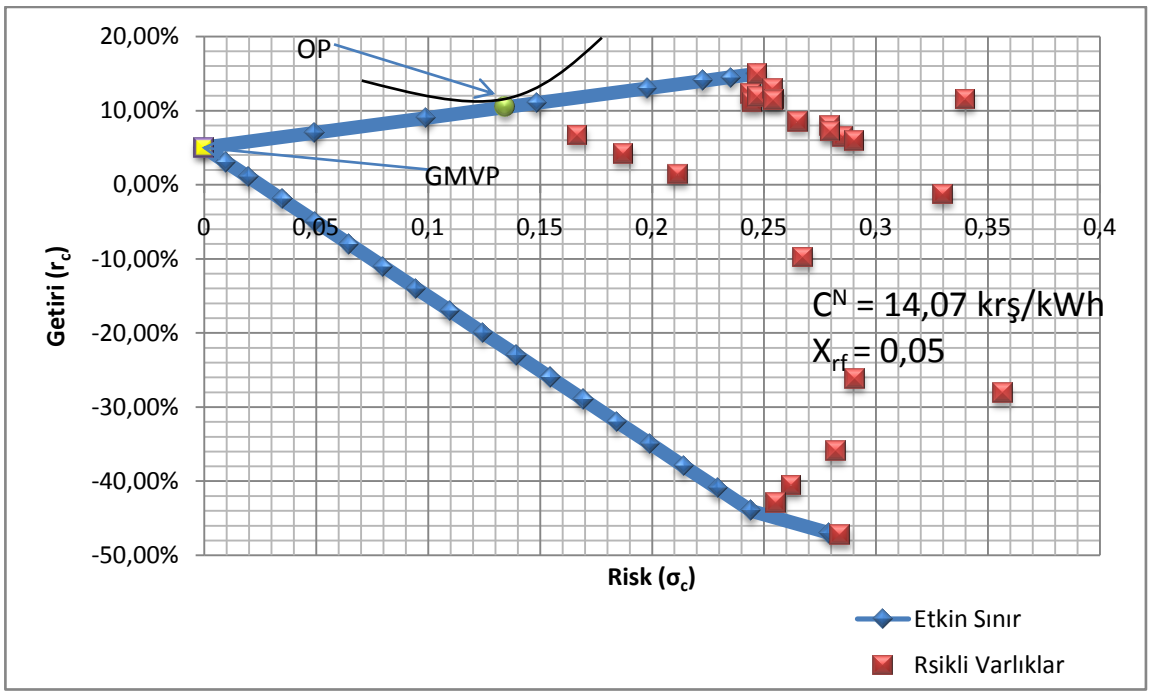
Şekil 58'e göre elektrik üreticisi % 12,63 yatırım üst sınırlı ortamda optimal portföye ulaşabilmek için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, 11-12-13-14-15-17-23. saatlerde % 12,63 oranında, 16.saatte % 5,61'ini, 18.saatte %5,98'ini, satması gerekmektedir. Şekil 59'a göre elektrik üreticisinin global minimum varyans portföyüne (GMVP) ulaşabilmesi için, ürettiği/üretebileceği elektriğin, 1-5-6-7-11-23-24. saatlerde % 12,63 oranında, 21.saatte % 2,80'ini, 17.saatte % 3,69'unu, 14.saatte % 1,47'sini, 13.saatte % 4,32'sini satması gerekmektedir.

3.6.3. Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz 24 Riskli Varlıktan Oluşan Yatırım Ortamında Portföy Optimizasyonu

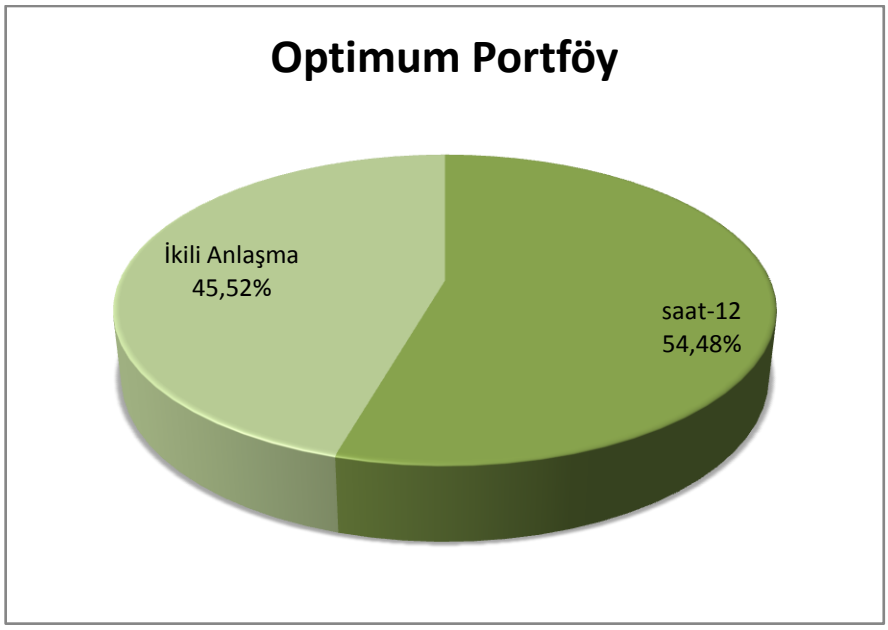
Bu bölümde doğalgaz yakıtlı termik santrale sahip elektrik üreticisi için belirli bir dönemde ürettiği/üreteceği elektriği hem ikili anlaşmayla sabit fiyattan hem de 24 farklı saat diliminde spot piyasaya veya spot piyasa fiyatına endeksli bir anlaşmayla

satabileceği öngörülmüştür. Bölüm 2.2.2.3.'de tanımlandığı şekilde Markowitz Ortalama Varyans modeli oluşturulmuş ve Excel'de Solver eklentisi yardımıyla oluşturulan model çözüldüğünde, Şekil 60'ta yer alan etkin portföyler elde edilmiş ve etkin sınır çizilmiştir. Tüm çözümlerde $X_n \in [n = 1,2, \ldots\ldots,24]\ ve\ X_{r_f}$ ağırlık faktörleri için iterasyon başlangıç değerleri 0,05 olarak alınmıştır, r_f ikili anlaşma risksiz getiri oranı ise % 5 olarak alınmıştır ve herhangi bir yatırım üst sınırlaması tanımlanmamıştır.

Bölüm 2.2.2.3.'de tanımlanmış fayda fonksiyon denklem seti (2.44), A=3 ortalama risk algı seviyesi için çözülerek, üreticinin riske katlanma seviyesine göre kayıtsızlık eğrilerinin, etkin sınıra teğet olduğu en kuzey batıdaki portföyün riskli ve risksiz varlık ağırlıkları ortaya çıkarılarak optimal portföy (OP) noktasının riskli ve risksiz varlıklara göre yatırım ağırlıkları bulunmuştur. A'nın yüksek bir değer olan 10000 alınması ile ise global minimum varyans portföyü (GMVP) noktasının yeri tespit edilmiştir. Tüm bu çözüm sonuçları Şekil 60'ta grafiksel olarak ifade edilmektedir;



Şekil 60: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde % 5 Getiri Oranlı Bir Risksiz Varlık ve 24 Riskli Varlık Ortamında Portföy Optimizasyonu



Şekil 61: Doğalgaz Yakıtlı Termik Santrallerde Bir Risksiz Varlık 24 Riskli Varlık Ortamında OP Ağırlık Oranları

Şekil 61'de görüleceği üzere risksiz getirinin % 5 olduğu ve yatırımcı risk algısını temsilen A değerinin "3" alındığı ortamda optimum portföy ağırlıklandırmasında ikili anlaşma % 45,52, 12.saatte satış % 54,48 olarak önerilmektedir. Eğer yatırımcı algısı A=10 olarak alınmış olsaydı ikili anlaşma payı % 84'e çıkarken, 12.saatte spot piyasaya satış oranı % 16 'ya düşmektedir. Elde edilebilecek optimum çözümlerin risksiz getiri oranı ve/veya yatırımcının risk algısıyla büyük değişiklik gösterdiği bir önceki bölümde kömür yakıtlı termik santraller içinde olduğu gibi burada da görülmektedir. GMVP noktası ise risksiz getiri sağlayan ikili anlaşma seçeneği söz konusu olduğu için, % 100 ikili anlaşmayla satış noktası olması beklenmekte ve olduğu görülmektedir.

3.7.Her Üç Santral Tipine de Sahip Elektrik Üreticileri Bağlamında Örnek Optimizasyon Çalışması ve Analizi

Daha önceki bölümlerde tek tip üretim tipine sahip elektrik üreticileri için elektrik satışında ağırlıkların belirlenmesine yönelik optimizasyon uygulamaları yapılmış olup, bu bölümde her üç tip santralle de sahip olan bir üretici için elektrik satışına yönelik örnek bir portföy optimizasyon uygulaması yapılmıştır. Uygulamada daha önceki bölümlerde kullanılan denklem setleri aynı literatür mantığına dayanarak fakat yeni duruma göre genişletilerek kullanılmıştır.

Uygulama Varsayım ve Kısıtları:

- Bir dönemlik (örneğin;1 yıl) yatırım öngörülmüştür.
- Elektrik üreticisinin hidroelektrik, kömür yakıtlı termik ve doğalgaz yakıtlı DGKÇ santrallerine sahip olduğu kabul edilmiştir.
- Elektrik üretim maliyetleri EÜAŞ santrallerindeki değerler olarak alınmştır. Hidrolik santraller için ortalama elektrik üretim maliyeti 2,41 krş/kWh, kömür yakıtlı termik santraller için ortalama elektrik üretim maliyeti 11,68 krş/kWh, DGKÇ santralleri için ortalama elektrik üretim maliyeti 14,07 krş/kWh ve ikili anlaşma elektrik satış fiyatı 14,50 krş/kWh olarak alınmıştır.
- Yıl içinde üretmeyi planladığı elektrik enerjisinin üretim programına göre, % 30'unu hidroelektrik santral/santrallerden, % 40'ını kömür yakıtlı santral/santrallerden ve % 30'unu doğalgaz yakıtlı DGKÇ santral/santrallerden üretmeyi planlamakta olduğu varsayılmıştır.[256]
- Hidroelektrik santrallerden üretmeyi planladığı enerjinin en fazla % 50'sini, kömür yakıtlı termik santrallerden üretmeyi planladığı enerjinin en az % 60'ını

[256] Bir Hidrolik santralın kurulu gücünün bir termik santralle eşit olması yıl içinde aynı miktarda elektrik üretecekleri anlamına gelmemektedir. Dünya literatüründe termik santrallerin ortalama% 80 -% 90 aralığında çalıştığı, hidrolik santrallerinde % 30- % 40 aralığında (EÜAŞ için s0n 10 senede bu değer %20ile %40 arasındadır) çalışabildiği kabul edilmektedir. Aynı durum yenilenebilir enerji üretim şekillerinden güneş ve rüzgar içinde geçerlidir. Bu kaynaklarda kurulu güce göre kapasite kullanım oranları % 15- % 20 aralığına kadar düşmektedir.

ve DGKÇ santrallerinden üretmeyi planladığı enerjinin en az % 40'ını sistem sürekliliği ve verimli havza kullanımı gibi sebeplerden dolayı ikili anlaşma ile satabilecektir.

- Ortalama fiyatların düşük olması ve dolayısıyla beklenen getirinin de düşük (hatta negatif) olacak olması sebebi ile kömür yakıtlı termik santrallerde üretilen enerji günün 5, 6 ve 7inci saatlerinde spot piyasaya satılmayacaktır. Aynı şekilde DGKÇ santrallerinde üretilen enerji günün 3,4,5,6 ve 7inci saatlerinde spot piyasada satılmayacaktır. Üreticinin hidrolik santralleri için belirli saatlerde satışa yönelik herhangi bir kısıt bulunmamaktadır.
- Tüm santrallerden üretilmesi planlanan enerjinin toplamda en fazla % 63'ü ikili anlaşmalarla satılacaktır. (Bu uygulama örneğinde üç santral toplamında termik santrallerin toplam üretim kapasite % 70 olup bu değerinde % 10 eksiği olan, % 63 sınır olarak alınmıştır.)
- Yatırım dönemi boyunca belirli bir saatte üreticinin satabileceği maksimum enerji miktarı, yatırım dönemi boyunca tüm santrallerden üretilecek olan enerji miktarının % 15'inden fazla olamaz.
- Elektrik üreticisinin beklentisinin gösteren fayda fonksiyonunda risk algısı değeri olan "A"nın 3 olduğu farz edilmektedir.

Yukarıda tanımlanmış kısıtlar altında Markowitz Ortalama-Varyans Modeli oluşturup denklem seti Excel'in Solver Eklentisi yardımı ile çözüldüğünde optimum portföyün satış ağırlıkları aşağıdaki gibi çıkmaktadır;

Tablo 16: Üç Santral Tipine de Sahip Elektrik Üreticisi İçin Enerji Satışı Portföy Optimizasyonu

Optimum Elektrik Satış Portföyü		Fiyata Göre Tercih Portföyü	
Saatler	**Ağırlıklar**	**Saatler**	**Ağırlıklar**
Saat-11	6,44%	**Saat-11**	15,00%
Saat-12	15,00%	**Saat-12**	15,00%
Saat-15	1,50%	**Saat-14**	15,00%
Saat-17	0,13%	**Saat-15**	15,00%
Saat-18	0,26%	**Saat-16**	4,00%
Saat-23	13,67%		
İkili Anlaşma	63,00%	**İkili Anlaşma**	36,00%
Toplam	100,00%	**Toplam**	100,00%
Portföy Getirisi	172,17%	**Portföy Getirisi**	183,52%
Portföy Standart Sp.	24,65%	**Portföy Standart Sp.**	52,00%
Fayda Fonksiyonu	1,63%	**Fayda Fonksiyonu**	
A	3,00%	**A**	

Tablo 16'da yer alan sonuç tablosundan da görüleceği üzere, elektrik üreticisi sadece fiyat ve getiri odaklı düşünüp en yüksek getiriyi elde etmek için bir strateji geliştirseydi tablonun sağında görüldüğü üzere yatırım dönemi için ortalama % 183,52 beklenen getiri elde ederken portföyünün standart sapması % 52 olacaktı. Bunun yerine Markowitz Ortalama Varyans yaklaşımı ile portföy optimizasyonu yaparak tercihlerini belirlemiş olduğunda tablonun solunda yer alan sonuçlar elde edilmiştir. Bu sonuçlara göre beklenen getiri % 172,17 olurken portföyün standart sapması % 24,65 olarak elde edilmiştir. Bu metotla yapılan optimizasyon sonucunda getiride elektrik üreticisi % 6,18 lik bir kayıp yaşamasına rağmen portföyünün riskini % 52,60 azaltmayı başarmıştır. Riskin standart sapma olarak algılandığı bu örnek çalışmada Markowitz Ortalama-Varyans Teorisi etkin bir şekilde çalışmıştır.

SONUÇ

İnsanlık tarihinde bilinen geçmişi M.Ö. 2750 yılına dayanan elektrik, 18 ve 19'uncu yüzyıllarda üzerine birçok bilim adamının yaptığı çalışmalar sayesinde insanoğlunun vazgeçilmez enerji kaynaklarından biri haline gelmeyi başarmıştır. İçinde bulunduğumuz zaman diliminde elektrik artık bir emtia olarak tanımlanmaktadır. Ticarete konu olan tüm mal ve ürünler gibi birçok ülkede elektriğinde alınıp satıldığı piyasa yapıları ortaya çıkmaya başlamıştır. Dünyanın yabancı olmadığı fakat sınırlı bir geçmişe sahip olan bu yaklaşımın, 2001 yılında EPDK'nın kurulması ile birlikte, artık Türkiye'de de kendine uygulama alanı bulan bir yapı kazandığı ve elektrik piyasası gelişim sürecinin hızla devam etmekte olduğu bu çalışmada net bir şekilde görülmüştür.

Türkiye bu konuda kendine İskandinav Elektrik Piyasa Modeli olan *"Çoklu Gelişmiş Piyasa Modelini"* örnek aldığı görülmektedir. Bu model Dengeleme, Gün öncesi Piyasası, İkili Anlaşmalar ve Türev Piyasaları yapılarını içermektedir. Mevcut ortamda Türkiye'de elektrik piyasası katılımcıları kendi aralarında ikili anlaşma yapabilmekte, yan hizmetlere ve dengeleme piyasasına katılabilmektedirler. Ayrıca gün-öncesi piyasaya geçmeden önceki aşama olarak kabul edilen gün öncesi planlama fazı da faal hale gelmiş durumda olduğu görülmektedir. Henüz finansal ürünleri içeren türev piyasaları oluşturulmamıştır. Mevcut süreçte 2015 yılına kadar Türkiye'nin tüm bu piyasa yapılarını oluşturması beklenmektedir. Özellikle Türev piyasalarında işleme başlaması ile birlikte, elektrik piyasasında yatırımcıların Forward, Future, Opsiyon ve Swap gibi birçok finansal araçtan yararlanma imkanının bulunması, piyasanın derinlik kazanması ve elektrik fiyatlarında stabilizasyon sağlanması hedeflenmektedir. Bu kapsamda, Türkiye'nin kendine örnek olarak belirlediği, 16 yılın üzerinde piyasa deneyimi olan Nord Pool'un finansal piyasası ve takas piyasasının, Elspot piyasasının yaklaşık dokuz katı hacimle oldukça derin bir piyasa yapısına kavuştuğu mevcut verilerden kolaylıkla görülebilen bir örnek olarak karşımızda durmaktadır.

Finans dışı alanlardan biri olan ve dünyada yeni yeni kendini göstermeye başlayan, elektrik piyasası yaklaşımı altında, farklı teknolojilere sahip elektrik üreticilerinin, üretimlerinin ne kadarını, hangi spot piyasada, ne kadarını ikili anlaşmalarla satabileceği ve buna yönelik elektrik satış portföyün Türk elektrik piyasası ortamında Markowitz Ortalama Varyans Modeli yaklaşımı ile modellenmesi ve çözülmesi bu tezin konusunu oluşturmaktadır. Harry M. Markowitz'in 1952 yılında yayınladığı *"Portfolio Selection"* makalesi, portföy yönetimi yaklaşımına yeni bir boyut kazandırmış, birçok bilim adamına ve kurama ilham kaynağı olmuş ve kendisine de *Ekonomi Nobel Ödülünü* kazandırmıştır. Bu tez çalışmasında cevabı aranan soru, finansal alanda kendine birçok uygulama alanı bulmuş olan ve daha birçok çalışmaya temel oluşturmuş olan Markowitz'in Ortalama Varyans Modelinin elektrik üreticileri bağlamında elektrik piyasasına uygulanıp uygulanamayacağı sorusu olmuştur.

Markowitz, klasik portföy yaklaşımından farklı olarak, portföy yönetimine farklı bir açıdan bakarak risk ve getiri kavramlarını beraber ele almış ve riski ölçülebilir bir büyüklük olarak tanımlamayı başarmıştır. Bu sayede yatırımcının yatırımlarını yaparken sadece risk-getiri çerçevesi içinde bakacağı, beklenen getirilerin normal dağılım gösterdiği ve ortalama beklenen getiriye göre ortaya çıkan standart sapmanın risk olarak kabul edilmesi gibi temel varsayımlar ile portföy optimizasyonu alanında yeni bir çıkış yakalamış ve Modern Portföy Teorisinin temellerini atmıştır.

Markowitz'in Ortalama Varyans Teorisine birçok haklı eleştiride de bulunulmaktadır. Aynı eleştiriler bu çalışma kapsamında teorinin elektrik piyasasına uygulanması yaklaşımında da kabul görmektedir. Markowitz'in Ortalama Varyans Teorisinde ortalama getiriden hem pozitif hem de negatif yöndeki sapmaların hepsi risk olarak algılanırken, gerçekte pozitif (beklenen getirinin üzerinde) sapmalar herhangi bir risk taşımamakta hatta ek getiri sağlayan, istenen bir durum olmaktadır. Diğer önemli bir eleştiride, yatırım yapılacak varlıkların getirilerin normal olasılık dağılımına uygun olarak dağıldığının kabulüdür. Bu durumun doğru olabilmesi için varlıkların getirilerinin ortalamanın etrafında simetrik bir dağılım göstermesi ve normal dağılım fonksiyonuna

uygun dağılması gerekmektedir. Gerçekte ise bu dağılım hiçbir zaman tam olarak elde edilememektedir. Teorinin risksiz varlıklara ve risk kontrolü kavramına kayıtsız kalması, vergi, harç, işlem giderleri gibi unsurları göz ardı etmesi de diğer önemli eleştirilerin başında gelmektedir.

Farklı elektrik üretim teknolojilerine sahip elektrik üreticileri bağlamında Markowitz Ortalama Varyans Modelinin Türkiye elektrik piyasasına uygulanabilmesi için öncelikle elektrik piyasasında riskli varlıkların tanımlanması yapıldı. Bu kapsamda Ağustos 2006- Aralık 2009 tarihleri arasında Türkiye elektrik piyasasında oluşmuş olan saatlik sistem marjinal fiyatları (SMF) saatlik uzlaştırmaya esas spot piyasa fiyatları olarak kabul edilmiştir. Hisse senedi veya diğer emtia piyasalarında getiri oranları; yatırıma esas varlığın dönem sonu değerinden dönem başı değerinin çıkarılarak elde edilen sonucun dönem başı değerine bölünmesiyle elde edilmektedir. Elektriğin anlık üretim tüketim karakteristiği ve depolanamama gibi özelliklerinden dolayı aynı süreç elektrik piyasasında geçerli olmamaktadır. Bu sebeplerden dolayı elektrik üreticisinin oluşan/oluşabilecek piyasa fiyatına göre kendi üretim maliyetlerini ve diğer stratejilerini göz önüne alarak karar vermesi gerekmektedir. Bu durumda elektrik üreticisi için getiri oranı; elektrik piyasa satış fiyatından elektrik üretim maliyetinin çıkarılması ve sonucun elektrik üretim maliyetine bölünmesi ile elde edilmiştir.

Yapılan incelemelerde elektrik tüketicilerinin günlük, haftalık, aylık, mevsimlik, yıllık elektrik tüketiminde, farklı yıl, mevsim, ay, gün ve saatlerde benzer tüketim eğilimi gösterdiği tespit edilmiştir. Bu esasa dayalı olarak örnek veri süreci içinde haftanın farklı günlerine ait 5 tüketim profilli rastgele seçildiğinde her günün birbiri ile 0,92-0,98 korelasyonla aynı tüketim profilini izlediği tespit edilmiştir. Bu kapsamda günün 24 saatine ait SMF ve maliyetlere dayalı getiri oranları 24 farklı riskli yatırım (elektrik satış saati) olarak kabul edilmiştir. Hesaplamalarda elektrik üretim teknolojileri türlerine göre 2009 yılına ait gerçek ortalama elektrik üretim maliyetleri kullanılmıştır (Hidroelektrik Santraller için 2,41 krş/kWh, Kömür yakıtlı Termik Santraller için 11,68 krş/kWh, Doğalgaz yakıtlı Termik Santraller için 14,07 krş/kWh). Bu tez çalışmasının

baz aldığı temel kaynaklardan olan Min Liu ve Feliz F. Wu'nun "*Portfolio Optimization In Electricity Markets"* makalesinde de yukarıda anlatılan aynı maliyete göre getiri yaklaşımının sergilendiği görülmüştür.

Risksiz getiri sağlayan yatırım alternatifi olarak ise elektriğin yatırım dönemi içinde sabit bir birim fiyattan satılacağını öngören ikili anlaşmalar kabul edilmiş olup piyasa güvencesi altında herhangi bir ödenmeme riski içermediği kabul edildiğinden risk ölçütü "0" olarak alınmıştır.

Her üç santral tipinden yalnızca birine sahip elektrik üreticileri için ayrı ayrı;

a) Elektrik satışına yönelik sadece 24 riskli varlık içeren ortamda,
b) 24 riskli varlık ile beraber yatırım üst sınır kısıtı içeren ortamda,
c) Bir risksiz ve 24 riskli varlık içeren ortamda.

Risksiz varlık; ikili anlaşmayla elektrik satışı, riskli varlıklar; gün içi 24 saatlik dilimde elektrik satışından elde edilecek beklenen getiri oranları olarak tanımlanmış ve Markowitz Ortalama Varyans modeli kullanılarak elektrik üreticileri için toplam dokuz ayrı optimum satış portföyü ve minimum global varyans portföyü hesaplaması yapılmıştır. Tüm uygulamalarda elektrik üreticisinin fayda fonksiyonu kuadratik olarak kabul edilmiş olup, optimum portföy hesaplamalarında yatırımcının risk algısını gösteren fayda fonksiyonlarında A "3" olarak alınmış ve global minimum Varyans portföy hesaplarında A "10000" olarak alınmıştır. Ayrıca her üç santral tipine de sahip bir elektrik üreticisi için örnek bir optimizasyon uygulaması da yapılmıştır. Yapılan uygulamaların hepsinde etkin portföyler ve etkin sınır belirlenebilmiş ve Markowitz Ortalama Varyans modellemeleri anlamlı sonuçlar vermiştir.

Eğer elektrik üreticileri, üretecekleri elektriği hiçbir kısıtlama olmaksızın yalnızca 24 farklı saat diliminden oluşan spot piyasada satabileceklerse bu durumda; Her

üç üretici tipi içinde optimum portföyün 23.saat ve 12.saat'te satış ağırlıklarından oluştuğu görülmüştür.

Tablo 17: Standart Markowitz Ortalama Varyans Yaklaşımı Elektrik Piyasasında Portföy Optimizasyon Sonuçları

Optimum Portföy	**Hidroelektrik**	**Termik (Kömür)**	**Termik (Doğalgaz)**
Elektrik Ü.Mal.	2,41 krş/kWh	11,68 krş/kWh	14,07 krş/kWh
12.saat	% 5,51	% 74,56	% 92,37
23.saat	% 94,49	% 25,44	% 7,63
Beklenen Getiri	% 525,16	% 35,94	% 14,33
Standart Sapma	0,982	0,263	0,238

Yukarıdaki tablodan da görüleceği üzere elektrik üretim maliyeti arttıkça elektrik üreticileri optimum portföylerinde 23.saat'in ağırlık oranını azaltmakta, 12.saat'in ağırlık oranını arttırmaktadır. Normal şartlarda her üç elektrik üreticisi içinde en yüksek getiriyi elde edebilecekleri spot piyasa satış saati 12.saat olmasına rağmen özellikle Hidroelektrik üreticisinin optimum portföyünde 12.saat'e yalnızca % 5,51 ağırlık verdiği tespit edilmiştir. Önemli olan hedef getiriyi minimum risk şartı altında elde etmektir. Üç elektrik üreticisi türüne göre de Markowitz Ortalama Varyans yaklaşımı ile üç farlı optimum portföy yapısı sağlıklı bir biçimde çıkarılmıştır. Getirilerin normal dağılım gösterdiği kabulü ve yukarıdaki tabloda yer alan beklenen getiri ve standart sapma değerleri kullanılarak z testi yapıldığında, elektrik üreticilerinin optimum portföy tercihlerinin pozitif getiri sağlama olasılıkları Hidroelektrik üreticisi için yaklaşık % 100, Termik (kömür) için % 91, Termik (doğalgaz) için % 72 olduğu hesaplanmıştır. Üretim maliyetlerinin düşük olmasının getirdiği avantajlar net bir biçimde ortaya çıkmaktadır.

Uygulamayı daha gerçekçi bir platforma taşımak için elektrik üreticilerinin, üretecekleri elektriği yine 24 farklı saat diliminden oluşan spot piyasada satabilecekleri fakat satış yapabilecekleri her saat dilimine yönelik bir sınır şartı (üst sınır % 12,63)

altında ne olacağı Markowitz Ortalama Varyans modeli ile modellenerek çözülmüştür. Aşağıdaki tabloda yer alan sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 18: Üst Sınır Kısıtlı Markowitz Ortalama Varyans Yaklaşımı ile Elektrik Piyasasında Portföy Optimizasyon Sonuçları

Optimum Portföy	**Hidroelektrik**	**Termik (Kömür)**	**Termik (Doğalgaz)**
Elektrik Ü.Mal.	2,41 krş/kWh	11,68 krş/kWh	14,07 krş/kWh
1.Saat	% 12,63	-	-
2.Saat	% 1,74	-	-
6.Saat	% 2,85	-	-
11.Saat	% 12,63	% 12,63	% 12,63
12.Saat	% 12,63	% 12,63	% 12,63
13.Saat	% 3,27	% 12,63	% 12,63
14.Saat	% 12,63	% 12,63	% 12,63
15.Saat	-	% 12,63	% 12,63
16.Saat	-	% 1,83	% 5,62
17.Saat	% 12,63	% 12,63	% 12,63
18.Saat	% 1,24	% 5,59	% 5,98
21.Saat	% 2,49	-	-
23.Saat	% 12,63	% 12,63	% 12,63
24.Saat	% 12,63	% 4,16	-
Beklenen Getiri	% 525,93	% 34,07	% 11,61
Standart Sapma	1,153	0,269	0,227

Her üç elektrik üreticisi türü de 11, 12, 14, 17 ve 23.saatlerde spot piyasada elektrik satışına optimum portföylerinde üst sınıra eşit miktarda ağırlık vermişlerdir. Bir önceki üst sınır olmaksızın yapılan uygulamaya göre birim risk başına getiri oranları düşmüş olup bu beklenen bir durumdur. Üç elektrik üreticisi türüne göre de üst sınır şartlı Markowitz Ortalama Varyans yaklaşımı ile üç farlı optimum portföy yapısı sağlıklı bir biçimde çıkarılmıştır. "z" testi yapıldığında, üst sınır şartı altında elektrik

üreticilerinin optimum portföy tercihlerinin pozitif getiri sağlama olasılıkları Hidroelektrik üreticisi için yaklaşık % 100, Termik (kömür) için % 90, Termik (doğalgaz) için % 70 olduğu hesaplanmıştır. Üretim maliyetlerinin düşük olmasının getirdiği avantajlar yine net bir biçimde ortaya çıkmaktadır.

Uygulamayı bir kademe daha gerçekçi bir ortama taşıyabilmek için elektrik üreticilerinin üretecekleri elektriği 24 farklı saat diliminden oluşan spot piyasada ve/veya sabit fiyatlı ikili anlaşma ile satabilecekleri öngörülmüştür. Oluşturulan Markowitz Ortalama Varyans Modeline hiçbir üst sınır kısıt konmamıştır. Aşağıdaki tabloda yer alan sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 19: İkili Anlaşma (Risksiz) Alternatifi İçeren Yatırım Ortamında Elektrik Piyasasında Protföy Optimizasyon Sonuçları

Optimum Portföy	**Hidroelektrik**	**Termik (Kömür)**	**Termik (Doğalgaz)**
Elektrik Ü.Mal.	2,41 krş/kWh	11,68 krş/kWh	14,07 krş/kWh
İkili Anlaşma Fiyat	6,03 krş/kWh	12,85 krş/kWh	14,77 krş/kWh
12.Saat	% 6,14	% 74,56	% 54,48
23.Saat	% 88,81	% 25,44	-
İkili Anlaşma	% 5,05	-	% 45,52
Beklenen Getiri	% 511,71	% 35,94	% 10,43
Standart Sapma	0,934	0,263	0,135

Üç elektrik üreticisi de optimum portföy tercihlerini 12.saat, 23.saat ve ikili anlaşmadan oluşan alternatifler içinden oluşturdukları görülmüştür. Ayrıca ikili anlaşma fiyatı ve elektrik üreticisinin risk algısının değişimleri optimum portföy ağırlıklarında önemli değişikliklere sebep olmaktadır örneğin; Kömür yakıtlı termik santrallerde fayda fonksiyonunda yatırımcının risk algısı A = 10 alındığında diğer koşullar aynı kalmak şartıyla optimum portföyde ikili anlaşma oranı % 56,84, 23.saatte spot satış % 22,43, 12.saatte spot satış % 20,73 olarak gerçekleşmektedir. Yalnızca ikili anlaşma getiri oranı

değiştirilip % 20'ye çıkarıldığında ve diğer koşullar aynı kalmak şartıyla ise % 30,36 ikili anlaşma, % 69,64 12.saatte spot satış olarak optimum portföyün yeni oranları belirlenmiştir. "z" testi yapıldığında, ikili anlaşma yapabilme şartı altında elektrik üreticilerinin optimum portföy tercihlerinin pozitif getiri sağlama olasılıkları Hidroelektrik üreticisi için yaklaşık % 100, Termik (kömür) için % 91, Termik (doğalgaz) için % 78 olduğu hesaplanmıştır. Üretim maliyetlerinin düşük olmasının getirdiği avantajlar bu üçüncü uygulamada da net bir biçimde ortaya çıkmaktadır.

Markowitz Ortalama Varyans teorisinin elektrik piyasasında etkin kullanımını göstermek için son olarak elektrik üreticinin her üç santral teknolojisine sahip olduğu, spot elektrik piyasası/ikili anlaşma olanaklarının bulunduğu ve satışa yönelik üst sınır kısıtlarının bulunduğu durumda bir uygulama çalışması yapılmıştır. Çalışmada 75x75'lik varyans-kovaryans matrisi kullanılmıştır. Hesaplamaya katılacak farklı üretim maliyetlerine sahip elektrik üretim santralleri optimizasyon hesabına katlamalı olarak büyük yük getirmektedir. Elektrik üreticisi sadece fiyat odaklı düşündüğünde % 183,52 getiriyi 0,5200 standart sapma koşulunda elde ederken, Markowitz'in Ortalama Varyans modeli kullanılarak yapılan optimum portföy model çözümlemesinde % 172,17 lik getiri 0,2465 lik standart sapma ile elde edilmiş ve maruz kalınan birim risk başına getiri oldukça yükseltilmiştir.

Aydın Ulucan 2004 yılında yayınlamış olduğu *"Portföy Optimizasyonu"* kitabında uyguladığı gibi elektrik piyasası için Ortalama-Varyans seçim modeli, yukarıdaki uygulamaların haricinde; üst sınırlı ikili anlaşmalı, alım-satım maliyetli, kredili işlem ve açığa satışlı, portföyde maksimum varlık sayısını içeren tamsayı değişkenli, portföy eşleştirmeli, senaryo tabanlı modellemelerde ayrıca geliştirilebilir. Yarı-varyans (semi-varyans), riske maruz değer (VaR), ortalama alt taraf riski (average downside risk), şartlı riske maruz değer (CVaR) gibi yaklaşımları risk kavramının tekrar ele alınması ise elektrik piyasasına yönelik yapılabilecek diğer önemli çalışmalardır. Bunların dışında elektrik sektöründe havza optimizasyonu, termodinamik verim optimizasyonu, yakıt optimizasyonu gibi bazı farklı kavramlarda göze çarpmaktadır.

Modül modül bu modeller kurulup birbirleri ile eşleştirilip farklı unsurları içine alacak şekilde optimizasyon modelinin genişletilmesi diğer bir çalışma konusu olabilir. Bu çalışmada elektrik sektöründe getiri oranı tespiti için Min Liu ve Felix F. Wu'nun *"Portfolio Optimization in Electricity Market"* makalesinde yer alan yaklaşımlar esas alınmıştır. Min Liu ve Felix F.Wu'nun makalelerinde yapmış olduğu modelleme çalışması genişletilerek bir adım ileriye taşınmış ve gerçek elektrik üretim maliyet ve spot piyasa fiyat (SMF) verileri ile uygulaması yapılmıştır.

Diğer emtia ve menkul kıymet piyasalarında olduğu elektrik piyasasında da gelecekte oluşacak olan piyasa fiyatlarının kesin olarak bilinmesi mümkün olmayıp bir belirsizlik söz konusudur. Türk elektrik piyasasında, elektrik üreticilerinin böyle bir ortamda gelecekte üretmeyi planladıkları elektriğin ne kadarını ikili anlaşmalarla ne kadarını spot piyasada satacaklarını belirlemeleri ancak fiyat konusunda oluşan bu belirsizliğe getirilecek anlamlı bir yaklaşımla mümkün olacaktır. Böylece elektrik üreticisinin veya piyasa yatırımcısının getiri ile birlikte risk algısı ölçülebilir bir değer üzerine oturmayı başaracaktır. Markowitz Ortalama Varyans Modeli her ne kadar bu tez çalışmasında da tanımlandığı gibi birçok eleştiriye maruz kalsa da, bu tez çalışmasında elektrik piyasasına uygulanabilmiş ve elektrik üreticilerinin karar almaları bazında anlamlı sonuçlar üretmeyi başarmıştır.

KAYNAKÇA

AKÇOLLU, F.Yeşim, **Elektrik Sektöründe Rekabet ve Regülasyon**, Uzmanlık Tezi, Rekabet Kurumu, 2003.

APX Group, **APX Power UK Spot Results**, http://www.apxgroup.com/index.php?id=49, Nisan 2010.

ASLAN, İ.Yılmaz, KATIRCIOĞLU, Erol ve diğerleri, **Enerji Hukuku Cilt-1 Elektrik Piyasasında Rekabet ve Regülasyon**, Ekin Basın Yayın Dağıtım, Ankara, 2007.

ATİYAS, İzak, **Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform**, TESEV Yayınları, 2006.

ATMACA, Mete E., EGE, Ahmet ve diğerleri, **Bakım Yönetiminde Temel Yaklaşımlar Raporu**, EÜAŞ, Ankara, 2007.

BECERİK, Ahmet, **İzmir'e Hoş Geldin Elektrik: Elektrik Fabrikası ve Şebekenin Tevsii**, Elektrik Mühendisleri Odası, http://www.emo.org.tr/ekler/be7371e7797ca4a_ek.pdf?dergi=4, 2009.

BRINGHAM Eugene F., HOUSTON Joel F., **Fundamentals of Financial Management**, France, Dryden Press, Eight edition, 1997.

CAN, Halil, **Genel İşletmecilik Bilgileri**, Siyasal kitabevi, Ankara, 2005.

COHEN, Morrel H., NATOLİ, Vincent D.,**Risk and Utility in Portfolio Optimization**, Physica A, 324 (2003).

ÇENGEL, Yunus, **Thermodynamics An Engineering Approach**, McGraw-Hill, Second Edition, 1994.

ÇETİNTAŞ, Hakan, ÇETİN, Tamer, **Elektrik Piyasasında Rekabetçi Uygulamalar**, Süleyman Demirel Ün. İİBF Yayınları, C.9, S.1, 2004.

Deloitte, **Dengeleme Mekanizması (EÜAŞ Sunum)**, 2006.

Deloitte, **Küresel Rekabetçi Elektrik Enerjisi Piyasaları**, 2006.

Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasasında Reform Süreci**, 2006.

Deloitte, **Türkiye Elektrik Enerji Piyasası Beklentiler ve Gelişmeler 2007**, 2007.

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ), **Hidroelektrik Enerji**, http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm, Aralık 2009.

EGGERTSON, Haukur, **The Scandinavian Electricity Power Market and Market Power**, Thesis (Master), Technical Üniversity of Denmark, 2003.

Electricity Storage Association (ESA), **Technologies: Pumped Hydro**, http://www.electricitystorage.org/site/technologies/pumped_hydro/, Aralık 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı**, 2003.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler**, 2003.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Kasım 2008.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **27.12.2008 tarih ve 27093 sayılı Elektrik Piyasası Yan Hizmetle Yönetmeliği**, 2008.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **20/02/2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/kanun/elektrik/elektrik_piyasalari_kanunu.doc, Aralık 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **26.11.2009 tarih ve 27418 sayılı Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği**, 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Ekim 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**, Kasım 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Kurul kararları**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/kurul/elektrik.htm, Aralık 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği 2002**, http://www.epdk.gov.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik/lisans/lyson.doc, Aralık 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Yönetmelikleri**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrikdengeleme.htm, Aralık 2009.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), **Elektrik Piyasası Yönetmelikleri**, http://www.epdk.org.tr/mevzuat/yonetmelik/elektrik.htm , Nisan 2010.

ENTSO-E, **System Adequacy Forecast 2010-2015**, 2009.

European Commission (EC), **EC-Directive 2003/54/EC Common rules for internal market in electricity**, Brüksel, 2007.

European Commission (EC), **Turkey Progress Report 2008**, 2008.

European Commission (EC), **Turkey Progress Report 2009**, 2009.

European Commission (EC), **Regulation EC No: 714/2009 of the European Parliament and of the Council**, Official Journal of European Union, 2009.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), **We are the European TSOs. We are ENTSO-E**, http://www.entsoe.eu/index.php?id=25 , 2010

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), **Nordel**, http://www.entsoe.eu/index.php?id=101, Nisan 2010.

European Union (EC), **Europa Treaties and Law**, http://europa.eu/abc/treaties/index_en.htm, 2009.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), **Electric Power Markets: National Overview**, http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp, Nisan 2010.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), **History of FERC**, http://www.ferc.gov/students/whatisferc/history.htm, Nisan 2010.

GREDJE, Ole, **Market Structure and Institutions, The Nordic Market Experience (Presentation)**, Statnett, 2003.

International Atomic energy Agency (IAEA), **Power Reactors Information System**, http://www.iaea.org/programmes/a2/, Aralık 2009, Mayıs 2010.

JONES, Charles P., **Investments Analysis and Managements**, Wiley, Seventh Edition, 2000.

KARACABEY, Ali Argun, GÖKGÖZ, Fazıl, **Emeklilik Fonları ve Portföy Analizi**, Ankara, Siyasal Kitabevi, 2005.

KARAN, Mehmet Baha, **Yatırım Analizi ve Portföy Yönetimi**, Gazi kitabevi, 2004.

KESKİNEL, Fikret, **Türkiyede Elektrik Üretimi ve Doğalgaz Kombine Çevrim Santralleri**, TMMOB İstanbul Bülteni, sayı 87, 2006.

KING, David, **Portfolio Optimization and Diversification**, Journal of Asset Management, 2007-8, 2007.

KÖSTEKÇİ, Yaşar, BURHANOĞLU, Sinan, **Borçlar Hukuku, İcra Hukuku, Ceza Hukuku Boyutlarıyla Elektrik Enerjisi Tüketimi**, Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2005.

LeCOMPTE, Richard L.B., **Portfolio Theory**, Encyclopedia of Public Administration and Public Policy DOI, Taylor & Francis, 2008.

LEVY, Haim, POST, Thierry, **Investments**, Prentice Hall, 2005.

LIU, Min, WU, Felix F., ve diğerleri,**A survey on Risk Management in electricity Markets**, IEEE, 2006.

LIU, Min, WU, Felix F., **Portfolio Optimization in Electricity Markets**, Electric Power System Research, 77(2007), 2007.

MARKOWITZ, Harry M., **Portfolio Selection**, The Journal of Finance, Vol.VII, No:1, 1952.

MICHAUD, Richard O., **The Markowitz Optimization Enigma: Is Optimized Optimal?**, Financial Analysts Journal, 1989.

MIT University lecture notes, **15.433-Investments/Class 5 Portfolio Theory, Part 3 Optimal Risky Portfolio**, 2003

MOLES, Peter, TERRY, Nicholas, **The Handbook of International Financial Terms**, Oxford University Press, 1999.

MOLLER, Peter, **Review: Elektric Fish**, *BioScience*, Vol. 41, No. 11, 1991.

MÜFTÜOĞLU, M. Tamer, **İşletme İktisadı**, Ankara, Turhan Kitabevi, 5.Baskı, 2005.

Natural Gas.Org, **Natural Gas and The Enviroment**, http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp#greenhouse, Aralık 2009.

Nord Pool ASA, **Annual Report 2008**, 2009.

Nord Pool ASA, **Nordel Annual Statistics 2008**, 2009.

Nord Pool Spot AS, **The Nordic Electricity Exchange and the Nordic Model for a Liberalised Electricity Market,** 2009.

NORD POOL, **Elspot Regulations**, 2009.

NORD POOL, **Market Data**, http://www.nordpool.com/system/flags/elspot/area/all/, Nisan 2010.

NORD POOL, **Organization**, http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/Organisation/, Nisan 2010.

NORD POOL, **Ownership**, http://www.nordpoolspot.com/about/Ownership/, Nisan 2010.

NORD POOL, **The Elbas Market**, http://www.nordpoolspot.com/en/trading/The-Elbas-market/, Nisan 2010.

NORD POOL, **The Elspot Market**, http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market/, Nisan 2010.

OECD/IEA, **Lessons From Liberalised Electricity Markets**, 2005.

OECD/IEA, **World Energy Outlook**, 2008.

Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB), **Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Özelleştirmesi Tanıtım Dokümanı**, 2009.

PAŞAOĞLU, M. Ömür, **Doğal Tekellerde Regülasyon ve Rekabet- İngiliz Elektrik Sektörünün Yeninden Yapılandırılması**, Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara, 2003.

SEVİAOĞLU, Osman, **EE 710 Elektrik Piyasası Ders notları**, Bahar sömestr, 2004.

SHARPE, William F., ALEXSANDER, Gordon J. ve diğerleri, **Investments,** Prentice-Hall International Inc., altıncı baskı, 1999.

ŞAHİN, Serkan, **İMKB'de Yükselen Piyasa ve Düşen Piyasa Dönemlerinde Durumsal İlişki Analizi**, Kahraman Maraş Sütçü İmam Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, 2006.

ŞANDIR, Erengül, **Elektrik Piyasasında Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi: Türkiye Uygulaması**, Gazi Üniversitesi Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2007.

T.C. Anayasa Mahkemesi, http://www.anayasa.gov.tr/eskisite/kararlar/IPTALITIRAZ/K1995/K1995-23.htm, Aralık 2009.

T.C. Resmi Gazete, **3096 Sayılı "Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesine İlişkin Kanun"**, R.G. 18610, 19.12.1984.

T.C. Resmi Gazete, **03.03.2001 tarih ve 24335 sayılı**, 2001.

T.C. Resmi Gazete, **03 Kasım 2004 tarih ve 25632 sayılı**, 2004.

T.C. Resmi Gazete, **03 Şubat 2010 tarih ve 27482 sayılı**, 2010.

T.C. Resmi Gazete, **08.10.2000 tarih ve 24194 sayılı**, 2000.

T.C. Resmi Gazete, **27/06/2009 tarih ve 27271 sayı**, s. 5331/1-1, 2009.

T.C. Resmi Gazete, **3996 Sayılı "Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Kanun"**, R.G. 21959, 13.6.1994.

The Group of Twenty (G20), **What is The G20**, http://www.g20.org/about_what_is_g20.aspx, Aralık 2009.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), **History of IEEE**, http://www.ieee.org/web/aboutus/history_center/early_history_electricity.html, Aralık 2009.

The Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), **Operation Handbook; Appendix-1 Load Frequency Control**, 2004.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Elektriğin Tarihsel Gelişimi**, http://www.teias.gov.tr/eBulten/makaleler/ELKTTARHSELGE.htm, Kasım 2009.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Elektrik Piyasası Yönetmelikleri**, http://www.teias.gov.tr/yonetmelikler/elektriksebeke.htm, Aralık 2009.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **PMUM Ana Sayfası**, http://pmum.teias.gov.tr/UzlasmaWeb/, Aralık 2009, Nisan 2010.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), **Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu,** 2009.

Türkiye İstatistik Kurumu (TUİK), **Çevre ve Enerji: Enerji İstatistikleri**, http://www.tuik.gov.tr/VeriBilgi.do?tb_id=11&ust_id=3, Aralık 2009.

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Genel Müdürlüğü (TPAO), **2008 yılı Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu,** 2008.

Türkiye Sermaye Piyasası aracı Kuruluşları Birliği (TSPAKB), **Finansal Yönetim: Sermaye Piyasası Faaliyetleri İleri Düzey Lisansı Eğitimi**, 2007.

U.S. Energy Information Administration (EİA), E**lectric Power Industry 2008: Year in Review**, http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa_sum.html, Nisan 2010.

U.S. Energy Information Administration (EİA), **Electric Power Industry Overview 2007**, http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/prim2/toc2.html, Nisan 2010.

U.S. Energy Information Administration (EİA), **US Independent System Operators**, http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/channel/fig8.html, Nisan 2010.

ULUCAN, Aydın, **Portföy Optimizasyonu**, Siyasal Kitabevi, 2004.

Union of Concerned Scientists, **Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA)**, http://www.ucsusa.org/clean_energy/solutions/big_picture_solutions/public-utility-regulatory.html, Nisan 2010.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), **Kyoto Protokolü**, http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf, Mayıs 2010.

Vattenfall, **Group History**, http://www.vattenfall.com/en/group-history.htm, Nisan 2010.

WANG, R., SHANG, J.C.ve diğerleri, **Risk Assessment and Management of Portfolio Optimization for Power Plants**, Transmission and Distribution Conference & Exhibition, 2005.

WOLFE, Philip, **The Simplex Method for Quadratic Programming**, Econometria, Vol 27, 1959.

World Nuclear Association (WNA), **Nuclear Power Reactors**, http://www.world-nuclear.org/info/inf32.html, Aralık 2009.

Yüksek Planlama Kurulu (YPK), **Elektrik enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Belgesi**, 18.05.2009 Tarih ve 2009/11 sayılı kararı, 2009.

Elektronik Web Siteleri

Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), http://www.euas.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), http://www.epdk.org.tr/, (Erişim Aralık 2009).

National Grid, http://www.nationalgrid.com/, (Erişim 2010)

NETA, http://www.bmreports.com/bsp/bsp_home.htm, (Erişim 2010)

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB), http://www.enerji.gov.tr/, (Erişim Aralık 2009).

The World Bank, www.worldbank.org, (Erişim 2009).

Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK), http://www.taek.gov.tr/ustmenu/tarihce.html, (Erişim 2009).

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), http://www.teias.gov.tr/, (Erişim Kasım 2009).

Türkiye İstatistik Kurumu (TUİK), http://www.tuik.gov.tr/Start.do, (Erişim 2009).

Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), www.ucte.org, (Erişim 2009).

EKLER

Ek-1 26/11/2009 tarih ve 27418 sayılı Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin Uzlaştırmaya İlişkin Maddeleri ve Formül Tablosunun Gözden Geçirilmiş Açıklaması

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM
Uzlaştırmaya Esas Veriş-Çekiş Miktarlarının ve İletim Sistemi Kayıp Katsayısının Hesaplanması

Uzlaştırmaya Esas Veriş-Çekiş Miktarlarının ve İletim Sistemi Kayıp Katsayısının Hesaplanması

Uzlaştırmaya esas veriş ve çekiş miktarları (1a) ve (1b) numaralı formüllere göre hesaplanmaktadır.

$$UEVM_{b,u} = \dot{I}SVM_{b,u} \times (1 - \dot{I}SKK_{u})^{g} \quad (1a)$$

$$UEÇM_{b,u} = \dot{I}SÇM_{b,u} \quad (1b)$$

Bu kapsamda (1a) formülünde görüleceği üzere uzlaştırmaya esas veriş miktarı ($UEVM_{b,u}$) hesaplanırken; uzlaştırmaya esas "b" veriş-çekiş biriminin ilgili uzlaştırma dönemine "u" ait iletim sistemine veriş miktarına ($İSVM_{b,u}$), ilgili uzlaştırma dönemi için iletim sistemi kayıp katsayısı ($İSKK_u$) oranında indirgeme yapılır. (1b) formülünden görüleceği üzere uzlaştırmaya esas çekiş miktarı ($UEÇM_{b,u}$) ise "b" veriş-çekiş biriminin "u" uzlaştırma dönemine ait iletim sisteminden çekiş miktarına ($İSÇM_{b,u}$) eşittir.

Uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimlerinin iletim sistemine veriş ve çekiş miktarları hesaplanırken Ek-1'de verilen (2a) ve (2b) formülleri kullanılmaktadır.

$$\dot{I}SVM_{b,u} = \sum_{s=1}^{x} \left[VD_{b,s,u} \times (1 - TKK_{b,s}) \times (1 - HKK_{b,s}) \times (-1)^{k} \right] \quad (2a)$$

$$İSÇM_{b,u} = \sum_{s=1}^{x} \left[\frac{SÇD_{b,s,u}}{(1 - TKK_{b,s}) \times (1 - HKK_{b,s}) \times (1 - DKK_{b,s})} \times (-1)^k \right] \qquad (2b)$$

(2a) formülünde "b" uzlaştırma biriminin "u" uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemine Veriş Miktarı ($İSVM_{b,u}$) hesaplanırken; "s" sayacında okunan Sisteme Veriş Değeri ($SVD_{b,s,u}$), trasformatör kayıp katsayısı ($TKK_{b,s}$) ve hat kayıp katsayısı ($HKK_{b,s}$) oranlarına göre indirgenerek aktif enerji elde edilmiştir. (2b) formülünde ise "b" uzlaştırma biriminin "u" uzlaştırma dönemine ait iletim sisteminden çekiş miktarı ($İSÇM_{b,u}$) hesaplanmakta ve "s" sayacında okunan sistemden çekiş değeri ($SÇD_{b,s,u}$) transformatör kayıp katsayısı ($TKK_{b,s}$), hat kayıp katsayısı ($HKK_{b,s}$) ve dağıtım kayıp katsayısı ($DKK_{b,s}$) ile yükseltgenmekte ve aktif enerji hesaplanmaktadır.

(1a) formülünde yer alan iletim sistemi kayıp katsayısı hesaplanırken Ek-1'de yer alan (3) numaralı formül kullanılmaktadır.

$$İSKK_u = \frac{\sum_{s=1}^{n} İSVM_{s,u} - \sum_{s=1}^{n} İSÇM_{s,u}}{\sum_{s=1}^{n} İSVM_{s,u}} \qquad (3)$$

"u" uzlaştırma dönemi içinde tüm "s" sayaçlarından sisteme verilen miktarların toplamından tüm "s" sayaçları için sistemden çekilen miktarların toplamının farkı alındığında ortaya iletim kayıp miktarı ortaya çıkmaktadır. Bu miktar ise tüm "s" sayaçları için sisteme verilen miktar toplamına bölündüğünde ise "u" uzlaştırma dönemi için iletim sistemi kayıp katsayısı oransal olarak hesaplanmaktadır.

Gün Öncesi Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılması

Gün öncesi dengeleme faaliyetlerinin uzlaştırılmasında temel olarak üç veri kümesi dikkate alınır. Bunlar; gün öncesi dengelemeye katılan piyasa oyuncularının her teklif bölgesi ve fatura dilimine esas saatlik enerji alış yada satışına ilişkin teklifleri,

gerçekleştirmiş oldukları enerji alış-satışları ve maliyetleri en aza indirmek için PYS modülü aracılığı ile hesaplanan gün öncesi fiyatlarından oluşan veri kümeleridir.

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sisteme satışlarına ilişkin tutarın hesaplanması Ek-1'de yer alan (4) numaralı formüle göre yapılmaktadır.

$$SST_{t,p} = \sum_{u=1}^{m}\left(\sum_{r=1}^{n} SF_{t,p,u,r} \times SSM_{t,p,u,r}\right) \qquad (4)$$

"p" piyasa katılımcısına, "t" teklif bölgesi için tahakkuk ettirilecek alacak tutarı olan ($SST_{t,p}$) yi hesaplamak için; tüm "u" uzlaştırma dönemleri için geçerli tüm "r" tekliflerinin sistem satış fiyatları ($SSF_{t,p,u,r}$) aynı "r" teklifine istinaden gerçekleşmiş olan sistem satış miktarları ($SSM_{t,p,u,r}$) ile çarpılarak formülde belirtildiği şekilde toplanır. Bu toplam teklif bölgesi bazında bir fatura dönemi için piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını verir.

Sistem satış fiyatları Ek-1'de yer alan (5a) ve (5b) numaralı formüllere göre hesaplanmaktadır.

$$SSTF_{t,p,u,r} \leq SGÖF_{t,u} \quad ise \quad SSF_{t,p,u,r} = SGÖF_{t,u} \qquad (5a)$$

$$SSTF_{t,p,u,r} > SGÖF_{t,u} \quad ise \quad SSF_{t,p,u,r} = SSTF_{t,p,u,r} \qquad (5b)$$

Bu kapsamda "p" piyasa katılımcısının "t" teklif bölgesi için "u" uzlaştırma dönemine ait geçerli "r" teklifine ilişkin sistem satış teklif fiyatı ($SSTF_{t,p,u,r}$), aynı teklif bölgesi ve uzlaştırma dönemi için sistem gün öncesi fiyatından ($SGÖF_{t,u}$) küçük yada eşit olması durumunda sistem satış fiyatı ($SSF_{t,p,u,r}$) sistem gün öncesi fiyatına ($SGÖF_{t,u}$) eşit olmakta büyük olması durumunda ise sistem satış teklif fiyatına ($SSTF_{t,p,u,r}$) eşit olmaktadır.

Blok tekliflere ilişkin gerçekleşen sistem satışlarında oluşacak sistem satış fiyatları ise Ek-1'de yer alana (5c), (5ç), (5d) ve (5e) formüllerine göre yapılmaktadır.

$$SSTF_{t,p,r} \leq OSGÖF_{t,r} \quad ise \quad SSF_{t,p,r} = OSGÖF_{t,r} \qquad (5c)$$

$$SSTF_{t,p,r} > OSGÖF_{t,r} \quad ise \quad SSF_{t,p,r} = SSTF_{t,p,r} \qquad (5ç)$$

$$SSF_{t,p,u,r} = SSF_{t,p,r} \qquad ve \text{ "u"} \subset \text{"r" teklifinin geçerli olduğu zaman dilimi} \qquad (5d)$$

$$OSGÖF_{t,r} = \frac{\sum_{u=a}^{b} SGÖF_{t,u}}{(b-a)} \qquad ve \ u=[a,b) \qquad (5e)$$

Öncelikle ilgili "t" teklif bölgesi için "r" blok tekliflerinin kapsadığı alanda bulunan saat dilimlerinin ortalama sistem gün öncesi fiyatı ($OSGÖF_{t,r}$) (5e) numaralı formüle göre hesaplanmaktadır. Bu formüle göre "t" teklif bölgesinde, geçerli "r" teklifinin kapsadığı bölgedeki tüm sistem gün öncesi fiyatları ($SGÖF_{t,u}$) toplanarak bölge sayısına bölünmektedir. Sistem satış teklif fiyatlarının ($SSTF_{t,p,r}$) bu ortalama değerden düşük yada eşit olduğu durumlarda, sistem satış fiyatı ($SSF_{t,p,r}$) ortalama değere eşit kabul edilmekte, sistem satış teklif fiyatlarının ($SSTF_{t,p,r}$) bu ortalama değerden büyük olduğu durumlarda ise sistem satış fiyatı ($SSF_{t,p,r}$), sistem satış teklif fiyatlarına ($SSTF_{t,p,r}$) eşit olmaktadır. Bu durumda (4) numaralı formülde kullanılacak olan sistem satış fiyatları ($SSF_{t,p,u,r}$) da blok satış için belirlenmiş olan sistem satış fiyatına ($SSF_{t,p,r}$) eşit olacaktır.

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sistemden alışlarına ilişkin tutarın hesaplanması, Ek-1'de yer alan (6) numaralı formüle göre yapılmaktadır.

$$SAT_{t,p} = \sum_{u=1}^{m} \left(\sum_{r=1}^{n} SAF_{t,p,u,r} \times SAM_{t,p,u,r} \right) \qquad (6)$$

"p" piyasa katılımcısına "t" teklif bölgesi için tahakkuk ettirilecek borç tutarı olan ($SAT_{t,p}$) yi hesaplamak için; tüm "u" uzlaştırma dönemleri için geçerli olan "r"

tekliflerine ilişkin sistem alış fiyatları ($SAF_{t,p,u,r}$) aynı "r" teklifine istinaden gerçekleşmiş olan sistem alış miktarları ($SAM_{t.p.u.r}$) ile çarpılarak formülde belirtildiği şekilde toplanır. Bu toplam teklif bölgesi bazında bir fatura dönemi için piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını verir.

Sistem alış fiyatları Ek-1'de yer alan (7a) ve (7b) numaralı formüllere göre hesaplanmaktadır.

$$SATF_{t,p,u,r} \geq SGÖF_{t,u} \quad ise \quad SAF_{t,p,u,r} = SGÖF_{t,u} \qquad (7a)$$

$$SATF_{t,p,u,r} < SGÖF_{t,u} \quad ise \quad SAF_{t,p,u,r} = SATF_{t,p,u,r} \qquad (7b)$$

Bu kapsamda "p" piyasa katılımcısının "t" teklif bölgesi için "u" uzlaştırma dönemine ait geçerli "r" teklifine ilişkin sistem alış teklif fiyatı ($SATF_{t,p,u,r}$), aynı teklif bölgesi ve uzlaştırma dönemi için sistem gün öncesi fiyatından ($SGÖF_{t,u}$) büyük yada eşit olması durumunda sistem alış fiyatı ($SAF_{t,p,u,r}$) sistem gün öncesi fiyatına ($SGÖF_{t,u}$) eşit olmakta küçük olması durumunda ise sistem alış teklif fiyatına ($SATF_{t,p,u,r}$) eşit olmaktadır.

Satış işlemlerinde olduğu gibi piyasa katılımcısı alış işlemlerinde de blok teklif verebilmektedir. Blok tekliflere ilişkin gerçekleşen sistem satışlarında oluşacak sistem alış fiyatları ise Ek-1'de yer alana (7c), (7ç), (7d) ve (7e) formüllerine göre yapılmaktadır.

$$SATF_{t,p,u,r} \leq OSGÖF_{t,r} \quad ise \quad SAF_{t,p,r} = SATF_{t,p,r} \qquad (7c)$$

$$SATF_{t,p,u,r} > OSGÖF_{t,r} \quad ise \quad SAF_{t,p,r} = OSGÖF_{t,r} \qquad (7ç)$$

$$SAF_{t,p,u,r} = SAF_{t,p,r} \quad ve \quad \text{"u"} \subset \text{"r" teklifinin geçerli olduğu zaman dilimi} \qquad (7d)$$

$$OSGÖF_{t,r} = \frac{\sum_{u=a}^{b} SGÖF_{t,u}}{(b-a)} \quad ve \quad u=[a,b) \qquad (7e)$$

Öncelikle "t" teklif bölgesi için geçerli "r" tekliflerinin kapsadığı zaman dilimi aralığındaki tüm "u" uzlaştırma dönemlerinin sistem gün öncesi fiyatları ($SGÖF_{t,u}$) toplanarak "r" teklifinin kapsadığı uzlaştırma dönemi sayısına (7e) formülünde belirtildiği şekilde bölünerek ortalama sistem gün öncesi fiyatı ($OSGÖF_{t,r}$) hesaplanmaktadır. Sistem alış teklif fiyatlarının ($SATF_{t,p,u,r}$) bu ortalama değerden küçük veya eşit olduğu durumlarda "r" teklifi için uygulanacak sistem alış fiyatı ($SAF_{t,p,r}$) sistem alış teklif fiyatına ($SATF_{t,p,r}$) eşit olmakta büyük olduğunda ise ortalama sistem gün öncesi fiyatına ($OSGÖF_{t,r}$) eşit olmaktadır. Bu durumda (6) numaralı formülde kullanılacak sistem alış fiyatları blok teklif için belirlenmiş olan sistem alış fiyatına ($SAF_{t,p,r}$) eşit olacaktır.

Gün öncesi planlama aşamasında gün öncesinden öngörülen dengesizliklerin miktarı hesaplanırken (7f) numaralı formül kullanılmaktadır.

$$ÖEDM_{p,u} = \sum_{d=1}^{k} GÜP_{d,u} + UEIAM_{p,u} - TT_{p,u} \qquad (7f)$$

"p" piyasa katılımcısının "u" uzlaştırma dönemi için öngörülen enerji dengesizlik miktarı ($ÖEDM_{p,u}$); "p" piyasa katılımcısına ait "d" dengeleme birimlerinin günlük üretim programlarının ($GÜP_{d,u}$) toplanması (sisteme verişlerde +, sistemden çekişlerde – değer alır), bu değere uzlaştırmaya esas ikili anlaşma bildirimlerinin eklenmesi ($UEİAM_{p,u}$) ve ilgili piyasa katılımcısının dengeleme birimi olmayan kendi adına kayıtlı tüketim tesislerinin tüketim tahminlerinin ($TT_{p,u}$) çıkarılması ile hesaplanmaktadır.

Gün öncesi planlama aşamasında gün öncesinden öngörülen denesizliklerin giderilmesine ilişkin alacak/borç tutarının hesaplanmasında (7g) numaralı formül kullanılmaktadır.

$$\ddot{O}EDT_p = \sum_{u=1}^{m} \left(\ddot{O}EDM_{p,u} \times SG\ddot{O}F_u \right) \qquad (7g)$$

"p" piyasa katılımcısına, ilgili fatura dönemi için, değerinin pozitif olması durumunda alacak- değerin negatif olması durumunda borç olarak tahakkuk ettirilecek öngörülen enerji dengesizlik tutarı ($\ddot{O}EDT_p$) tüm uzlaştırma dönemleri için öngörülen enerji dengesizlik miktarlarının ($\ddot{O}EDM_{p,u}$) ilgili uzlaştırma dönemleri için oluşan sistem gün öncesi fiyatları ($SG\ddot{O}F_u$) ile çarpılıp toplanması ile bulunur. Bu şekilde fatura dönemi içinde yer alan tüm uzlaştırma dönemleri (m) için işlem yapılmış olunur.

Teklif bölgeleri arasında iletim kısıtlarından kaynaklı fiyat farklılıkları ortaya çıktığında TEİAŞ Ek-1'de yer alan (8) numaralı formüle göre hesaplanan gün öncesi piyasa geliri elde etmektedir. Elde edilen bu gelirin TEİAŞ tarafından öncelikli olarak fiyat farkına sebep olan iletim kısıtının giderilmesi için gerekli yatırımların finansmanı için harcanması gerekmektedir.

Dengeleme Güç Piyasası Faaliyetlerinin Uzlaştırılması

Dengeleme güç piyasası uzlaştırma işlemlerinin tamamlanması için üç veri kümesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bunlar; Dengeleme güç piyasasına katılan her bir piyasa katılımcısının, her teklif bölgesi için, bir fatura dönemi içindeki her bir uzlaştırma dönemine ait sisteme alış-veriş teklifleri, aynı uzlaştırma dönemlerine ait sistem tarafından kabul edilmiş alış-veriş miktarları ve tüm katılımcıların tekliflerinin değerlendirilmesinden sonra ortaya çıkan sistem marjinal fiyatlarıdır.

Öncelikle uzlaştırma dönemleri bazında sistemin yönü belirlenmesi gerekir ve bu belirlenirken temel bir denge hesabı yapılmaktadır. Belli bir uzlaştırma döneminde tüm dengeleme birimlerinin kabul edilmiş ve yerine getirilmiş tüm yük alma teklif miktarlarının toplamı, aynı şartlarda kabul edilmiş ve yerine getirilmiş tüm yük atma teklif miktarlarının toplamından;

- Fazla ise enerji açığı oluşmuştur
- Az ise enerji fazlası oluşmuştur
- Eşit ise sistem dengededir, anlamlarına gelmektedir(Detaylar Ek-1).

$$\sum_{d=1}^{k}\sum_{r=1}^{m} KEYALM^{0}_{d,u,r} \rangle \sum_{d=1}^{k}\sum_{r=1}^{n} KEYATM^{0}_{d,u,r} \quad \text{Enerji Açığı} \quad (9a)$$

$$\sum_{d=1}^{k}\sum_{r=1}^{m} KEYALM^{0}_{d,u,r} \langle \sum_{d=1}^{k}\sum_{r=1}^{n} KEYATM^{0}_{d,u,r} \quad \text{Enerji Fazlası} \quad (9b)$$

$$\sum_{d=1}^{k}\sum_{r=1}^{m} KEYALM^{0}_{d,u,r} = \sum_{d=1}^{k}\sum_{r=1}^{n} KEYATM^{0}_{d,u,r} \quad \text{Sistem Dengede} \quad (9c)$$

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük alma teklifleri ile ilgili yük alma fiyatları hesaplanırken enerji açığı oluşan durumlarda ilgili "d" dengeleme biriminin "u" uzlaştırma dönemine ait "r" teklif fiyatı ($YALTF_{d,u,r}$), aynı uzlaştırma dönemi için oluşan sistem marjinal fiyatından ($SMF_{d,u,t}$) küçük yada eşitse, yük alma fiyatı ($YALF_{d,u,r}$) sistem marjinal fiyatına eşit kabul edilir bu şarta uyan tüm tekliflere bu durum uygulanır (11a). Büyük olması durumunda yük alma fiyatı teklif fiyatı ile aynı kalır (11b). Sistem yönünün dengede olduğu durumda ise yine yük alma fiyatı teklif fiyatına ($YALTF_{d,u,r}$) eşit kabul edilir (11c).

$$YALTF_{d,u,r} \leq SMF_{d,u,t} \quad ise \quad YALF_{d,u,r} = SMF_{d,u,t} \quad (11a)$$

$$YALTF_{d,u,r} > SMF_{d,u,t} \quad ise \quad YALF_{d,u,r} = YALTF_{d,u,r} \quad (11b)$$

$$YALF_{d,u,r} = YALTF_{d,u,r} \quad (11c)$$

Bir fatura dönemi için her "d" dengeleme birimine, her "u" uzlaştırma dönemine ait vermiş olduğu "r" tekliflerine ilişkin kabul edilen yük alma teklif miktarları Ek-1 (12) numaralı formüle göre belirlenmektedir. Burada kabul edilen yük alama teklif miktarları ($KEYALM_{d,u,r}$), yerine getirilmiş olan yük alma talimat miktarının ($YALTM_{d,u,r}$) sistem

kayıp katsayısı ile indirgenmesi $(1\text{-}İSKK_u)^g$ ve talimat başlangıç ve bitiş zamanına göre bir saat üzerinden normalize edilmesi ile elde edilmektedir.

$$KEYALM_{d,u,r} = YALTM_{d,u,r} \times (1 - İSKK_u)^g \times (t_2 - t_1) 60 \qquad (12)$$

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük atma teklifleri ile ilgili yük atma fiyatları hesaplanırken, enerji fazlalığı oluşan durumlarda, ilgili "d" dengeleme biriminin "u" uzlaştırma dönemine ait "r" teklif fiyatı ($YATTF_{d,u,r}$), aynı uzlaştırma dönemi için oluşan sistem marjinal fiyatından ($SMF_{d,u,t}$) büyük yada eşitse, yük atma fiyatı ($YATF_{d,u,r}$) sistem marjinal fiyatına eşit kabul edilir bu şarta uyan tüm tekliflere uygulanır (14a). Küçük olması durumunda yük alma fiyatı teklif fiyatı ile aynı kalır (14b). Sistem yönünün dengede olduğu durumda ise yine yük atma fiyatı teklif fiyatına ($YATTF_{d,u,r}$) eşit kabul edilir (14c).

$$YATTF_{d,u,r} \geq SMF_{d,u,t} \quad ise \quad YATF_{d,u,r} = SMF_{d,u,t} \qquad (14a)$$

$$YATTF_{d,u,r} < SMF_{d,u,t} \quad ise \quad YATF_{d,u,r} = YATTF_{d,u,r} \qquad (14b)$$

$$YATF_{d,u,r} = YATTF_{d,u,r} \qquad (14c)$$

Bir fatura dönemi için her "d" dengeleme birimine, her "u" uzlaştırma dönemine ait vermiş olduğu "r" tekliflerine ilişkin kabul edilen yük atma teklif miktarları Ek-1 (15) numaralı formüle göre belirlenmektedir. Burada kabul edilen yük atma teklif miktarları ($KEYATM_{d,u,r}$), yerine getirilmiş olan yük alma talimat miktarının ($YATTM_{d,u,r}$) sistem kayıp katsayısı ile indirgenmesi $(1\text{-}İSKK_u)^g$ ve talimat başlangıç ve bitiş zamanına göre bir saat üzerinden normalize edilmesi ile elde edilmektedir.

$$KEYATM_{d,u,r} = YATTM_{d,u,r} \times (1 - İSKK_u)^g \times (t_2 - t_1) 60 \qquad (15)$$

Dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir "d" dengeleme birimine verilen yük alma talimatlarına ilişkin olarak bir fatura dönemi için ilgili "p" piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarı Ek-1 (10) numaralı formüle göre, yük atma talimatlarına ilişkin olarak bir fatura dönemi için ilgili "p" piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarı ise Ek-1 (13) numaralı formüle göre hesaplanmaktadır. Özet olarak bir fatura dönemi içinde "d" dengeleme biriminin her bir "u" uzlaştırma dönemine ait her bir "r" kabul edilmiş teklifinin miktarları ile fiyat yük alma ve atma fiyatları çarpılarak büyük toplam alınmaktadır.

Enerji Dengesizliklerinin Uzlaştırılması

Enerji dengesizliklerinin uzlaştırılmasında ilgili yönetmeliğin[257] 108.maddesinde enerji dengesizliklerinin uzlaştırılması için altı veri kümesine ihtiyaç duyulduğu ifade edilmiştir (Detayları Ek-1'de verilmektedir);

- Kabul edilmiş olan yük alma ve yük atma talimat miktarları ve kabul edilmiş teklifler için geçerli fiyatlar,
- Her bir uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi için, bir fatura dönemindeki her bir uzlaştırma dönemine ait uzlaştırmaya esas veriş ve/veya çekiş miktarları,
- İkili anlaşma bildirim miktarları,
- Yan hizmetler gereği gerçekleştirilmiş olan üretim miktarları,
- Gün öncesi dengeleme sonucunda her bir piyasa katılımcısının sisteme satış ya da sistemden alış miktarları,
- Gün öncesi piyasasında oluşan fiyatlar.

Sistem Marjinal Fiyatının Hesaplanması: Marjinal Maliyete dayanan bir ticaret ve fiyatlama prensibi; teklif edilen fiyat setlerinden en son kabul edileninin fiyatının tüm piyasa için geçerli olduğu anlamına gelmektedir. Liberal piyasalar için en

[257] EPDK, "**Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**", Kasım 2009, s.67.

iyi uygulama olarak kabul edilmektedir.[258] Her bir "t" teklif bölgesinde her bir "u" uzlaştırma dönemi bazında sistem marjinal fiyatı ($SMF_{t,u}$) söz konusu uzlaştırma dönemi saatindeki sistemin durumuna göre ortaya aşağıdaki gibi çıkmaktadır;

Söz konusu "u" uzlaştırma dönemine esas saatte "t" teklif bölgesinde enerji açığı oluşmuşsa,

$$SMF_{t,u} = \max(YALTF^{0}_{d1,u,r}) \quad \forall YALTF^{0}_{d1,u,r} \text{ için } d1=1,2,..n \text{ ve } r=1,2,..k \qquad (16a)$$

(16a) numaralı formüle göre tüm dengeleme birimlerinin söz konusu "u" uzlaştırma dönemi içinde kabul edilmiş "r" tekliflerinden en yüksek fiyata sahip olan teklifin fiyatı sistem marjinal fiyatı olarak belirlenir. Başka bir deyişle uygulamada, geçerli tüm teklifler en düşük fiyat etiketinden başlayarak en yüksek fiyat etiketine sahip teklife kadar sıralandıktan sonra, sistem enerji açığı ihtiyacını karşılayan miktara kadar teklifler kabul edilir ve en son kabul edilen teklifin fiyatı sistem marjinal fiyatı ($SMF_{t,u}$) olarak belirlenir.

Söz konusu "u" uzlaştırma dönemine esas saatte "t" teklif bölgesinde enerji fazlalığı oluşmuşsa,

$$SMF_{t,u} = \min(YATTF^{0}_{d2,u,r}) \quad \forall YATTF^{0}_{d2,u,r} \text{ için } d2=1,2,..m \text{ ve } r=1,2,..l \qquad (16b)$$

(16b) numaralı formüle göre tüm dengeleme birimlerinin söz konusu "u" uzlaştırma dönemi içinde kabul edilmiş "r" tekliflerinden en düşük fiyata sahip olan teklifin fiyatı sistem marjinal fiyatı olarak belirlenir. Başka bir deyişle uygulamada, geçerli tüm teklifler en yüksek fiyat etiketinden başlayarak en düşük fiyat etiketine sahip teklife kadar sıralandıktan sonra, sistem enerji fazlasının atılmasını sağlayan miktara kadar

[258] OECD/IEA, "**Lessons From Liberalised Electricity Markets**", 2005, s.72.

teklifler kabul edilir ve en son kabul edilen teklifin fiyatı sistem marjinal fiyatı ($SMF_{t,u}$) olarak belirlenir.

Söz konusu "u" uzlaştırma dönemine esas saatte "t" teklif bölgesinde sitem dengede ise,

$$SMF_{t,u} = SGÖF_{t,u} \qquad (16c)$$

Sistem gün öncesi fiyatı yine sistem marjinal fiyatı olarak belirlenir.

Dengeden sorumlu tarafları "t" teklif bölgelerindeki "u" uzlaştırma dönemlerine ait dengesizlik miktarları da bilinirse, sistem marjinal fiyatı ile birlikte tarafların toplam dengesizlik tutarları (17) numaralı formüle göre hesaplanabilir.

$$EDT_f = \sum_{t=1}^{m}\left(\sum_{u=1}^{n} EDM_{f,t,u} \times SMF_{t,u}\right) \qquad (17)$$

Bu formüle göre "f" dengeden sorumlu tarafına bir fatura dönemi içinde tahakkuk ettirilecek borç/alacak tutarına; her "u" uzlaştırma döneminde ortaya çıkan enerji dengesizlik miktarlarının aynı uzlaştırma dönemi için hesaplanan sistem marjinal fiyatları ile çarpılıp toplanması ile ulaşılabilir.

"f" dengeden sorumlu tarafının "t" teklif bölgesine ait "u" uzlaştırma dönemindeki enerji dengesizlik miktarı ($EDM_{f,t,u}$) Ek-1 (18) ise numaralı formüle göre hesaplanmaktadır. Bu formüle göre enerji dengesizlik miktarını hesaplarken ilk olarak dengeden sorumlu tarafın sahip olduğu her dengeleme birimi için uzlaştırmaya esas veriş ve çekiş ($UEVM_{f,t,b,u}$ / $UEÇM_{f,t,b,u}$) miktarları arasındaki farklar alınarak toplanır. Bu değere Ek-1 (19a) ve (19b) numaralı formüllere göre hesaplanan uzlaştırmaya esas ikili anlaşma miktarları ($UEİAM_{f,u,t}$) eklenir. "u" uzlaştırma döneminde "f" dengeden sorumlu tarafa ait tüm "p" piyasa katılımcılarının gün öncesinden öngörülen enerji dengesizlik miktarları toplanarak formüle eksi olarak girer. "f" dengeden sorumlu taraf

adına kayıtlı tüm "p" piyasa katılımcılarının gerçekleşmiş olan tüm "r" tekliflerine ilişkin sistem alış miktarları ($SAM_{t,p,u,r}$) toplamı ile sistem satış miktarları ($SSM_{t,p,u,r}$) toplamı arasındaki fark alınarak formüle eklenir. Son olarak "t" teklif bölgesi "u" uzlaştırma döneminde "f" dengeden sorumlu tarafın sahip olduğu tüm "d" dengeleme birimleri için kabul edilmiş tüm yük atma teklif miktarları ($KEYATM_{f,d,u,r}$)toplamından, kabul edilmiş tüm yük alma teklif miktarları ($KEYALM_{f,d,u,r}$) toplamının farkı alınarak formüle eklenir. Bu şekilde sistem dengesizlik miktarları ile sistem marjinal fiyatları kullanılarak "f" dengeden sorumlu tarafının toplam enerji dengesizlik tutarı (17) numaralı formüle göre hesaplanır.

Net Toplam Bakiyenin ve Piyasa İşletim Ücretinin Dağıtılması

İlgili yönetmeliğin 113. maddesinde[259] de belirtildiği üzere piyasa işletmecisinin toptan elektrik piyasası adına yaptığı işlemlerden kar veya zarar etmemesi esası geçerlidir. Bu kapsamda gün öncesi piyasası işlemlerinde, bir fatura dönemi içinde, ilgili maddede belirtilen, gün öncesi piyasası kapsamında piyasa katılımcılarının gerçekleştirmiş oldukları enerji alış ve satışları, piyasa işletim ücreti, iletim ek ücreti ve süresinde ödenmeyen alacaklar hariç tutulmak kaydıyla, dengeleme mekanizmasının uzlaştırılması ve dengeden sorumlu tarafların dengesizliklerinin uzlaştırılmasına ilişkin olarak, piyasa katılımcılarına tahakkuk ettirilecek alacaklar toplamının, borçlar toplamına eşit olması esastır. Bu dengenin bozulması sonucunda ortaya çıkacak "f" dengeden sorumlu tarafına tahakkuk ettirilecek sıfır bakiye düzeltme tutarı ($SBDT_f$) Ek-1 (20), (21) numaralı formüllere göre hesaplanmaktadır. (20) numaralı formül hesabında kullanılan "f" dengeden sorumlu tarafının sıfır bakiye düzeltme katsayısı ($SBDK_f$)ise aşağıdaki (22) numaralı formüle göre hesaplanmaktadır;

[259] EPDK, "**Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği**", Kasım 2009, s.72.

$$SBDK_f = \frac{\sum_{b=1}^{n}\sum_{u=1}^{k} UEVM_{f,b,u} + \sum_{b=1}^{n}\sum_{u=1}^{k} UEÇM_{f,b,u}}{\sum_{b=1}^{m}\sum_{u=1}^{k} UEVM_{f,b,u} + \sum_{b=1}^{m}\sum_{u=1}^{k} UEÇM_{f,b,u}} \qquad (22)$$

Burada "f" dengeden sorumlu tarafının sıfır bakiye düzeltme katsayısı; söz konusu dengeden sorumlu taraf adına kayıtlı tüm "b" uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimlerinin tüm "u" uzlaştırma dönemlerine ait, uzlaştırmaya esas veriş miktarları ($UEVM_{f,b,u}$) ile uzlaştırmaya esas çekiş miktarları ($UEÇM_{f,b,u}$) toplamının, bir fatura dönemine ilişkin tüm uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimlerinin uzlaştırmaya esas veriş ve çekiş miktarlarının toplamına oranlaması ile bulunmaktadır. Aslında bu şekilde "f" dengeden sorumlu tarafının üzerinden gerçekleşmiş olan toplam veriş ve çekiş işlem miktarı hacmi tüm piyasa işlem miktarı hacmine oranlanmış olmaktadır.

Piyasada yürütülen elektrik alım ve satım işlemlerinden ayrı olmak üzere, piyasa işletmecisinin yürüttüğü işlemlere yönelik işletme giderlerinin ve yapılan yatırımların amortismanlarının karşılanması amacı ile, piyasa işletim ücreti tahakkuku söz konusudur. Piyasa işletmecisi tarafından gerçekleştirilen toptan elektrik piyasası faaliyetleri dikkate alınarak piyasa katılımcılarına paylaştırılmaktadır. Kurul tarafından her yıl piyasa işletim ücret tavanı belirlenmekte ve yıl içinde yer alan fatura dönemlerine eşit olarak paylaştırılmaktadır. Fatura dönemleri içinde ise bu ücret gün öncesi piyasası, dengeleme güç piyasası ve dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için üçe bölünmektedir (Ek-1 formül 23a, 23b, 23c). Daha sonra her üç faaliyet içinde bu paylar piyasa katılımcılarına yansıtılmaktadır.

Gün öncesi dengeleme piyasasına katılan her piyasa katılımcısına, gün öncesi dengeleme faaliyetlerine ilişkin olarak Ek-1 (24a), (24b), (24c) numaralı formüllerdeki hesaba göre bu ücret yansıtılmaktadır. Temel olarak gün öncesi dengeleme piyasası payına düşen piyasa işletim ücreti payının % 25 piyasa katılımcıları arasında sayılarına göre sabit

unsur olarak bölüştürülmekte, kalan % 75 ise piyasa katılımcısının tüm piyasa işlemleri içindeki payıyla orantılı bir şekilde paylaştırılmaktadır.

Dengeleme güç piyasasında da aynı yaklaşım sergilenmektedir. Dengeleme güç piyasası faaliyetlerine ilişkin olarak Ek-1 (25a), (25b), (25c) numaralı formüller kullanılmaktadır. Gün öncesi piyasasında olduğu gibi, dengeleme güç piyasası payına düşen piyasa işletim ücreti payının % 25'i piyasa katılımcıları arasında sayılarına göre sabit unsur olarak bölüştürülmekte, kalan % 75'i ise piyasa katılımcısının tüm ilgili piyasa işlemleri içindeki payıyla orantılı bir şekilde paylaştırılmaktadır.

Dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetlerine ilişkin dengeden sorumlu taraflara ise geri kalan piyasa işletim ücretinin üçte birlik payı bölüştürülmektedir. Bu kapsamda yine katılımcılar arasında paylaştırılan % 25'lik sabit unsur ve bütün dengesizliklerin uzlaştırılması işlemleri içinde piyasa katılımcısının payıyla orantılı bölüştürülen % 75'lik değişken unsur bulunmaktadır. Bu hesaplamalara yönelik işlemler Ek-1 (26a), (26b), (26c) formüllerine göre yapılmaktadır.

Ek-2 a)Hidroelektrik Santraller İçin Varyans-Kovaryans Matrisi (24x24)

Saatler	saat-1	saat-2	saat-3	saat-4	saat-5	saat-6	saat-7	saat-8	saat-9	saat-10	saat-11	saat-12
saat-1	1,525993	1,493645	1,086555	0,803239	0,636192	0,531160	0,428202	1,024885	1,219290	0,986508	0,990253	1,038129
saat-2	1,493645	2,437122	1,951960	1,503648	1,250362	1,044501	0,881918	1,598473	1,383337	1,138808	1,154836	1,186014
saat-3	1,086555	1,951960	2,876875	2,377579	2,012410	1,668261	1,372906	1,775315	1,195981	0,959075	0,931542	1,012249
saat-4	0,803239	1,503648	2,377579	2,707646	2,327331	1,887099	1,420113	1,551142	1,049464	0,780277	0,746727	0,801011
saat-5	0,636192	1,250362	2,012410	2,327331	2,347330	1,951557	1,518249	1,544948	0,941051	0,648866	0,601860	0,645124
saat-6	0,531160	1,044501	1,668261	1,887099	1,951557	2,221345	1,955549	1,689681	0,890776	0,591508	0,520677	0,528288
saat-7	0,428202	0,881918	1,372906	1,420113	1,518249	1,955549	2,752569	2,237637	1,033351	0,612035	0,509709	0,484951
saat-8	1,024885	1,598473	1,775315	1,551142	1,544948	1,689681	2,237637	4,330779	2,536115	1,623644	1,394452	1,401126
saat-9	1,219290	1,383337	1,195981	1,049464	0,941051	0,890776	1,033351	2,536115	3,708973	2,561499	2,142263	2,048264
saat-10	0,986508	1,138808	0,959075	0,780277	0,648866	0,591508	0,612035	1,623644	2,561499	2,399800	2,015486	1,886238
saat-11	0,990253	1,154836	0,931542	0,746727	0,601860	0,520677	0,509709	1,394452	2,142263	2,015486	2,032551	1,938229
saat-12	1,038129	1,186014	1,012249	0,801011	0,645124	0,528288	0,484951	1,401126	2,048264	1,886238	1,938229	2,079776
saat-13	1,078077	1,194186	0,930119	0,733335	0,572417	0,449367	0,397142	1,289045	2,050218	1,883007	1,896141	1,927939
saat-14	1,060589	1,185206	0,949635	0,750183	0,585149	0,458523	0,404798	1,323090	2,093119	1,907324	1,905181	1,945740
saat-15	1,053445	1,212620	1,019141	0,835359	0,658992	0,501841	0,416606	1,405965	2,170030	1,968657	1,956228	1,999108
saat-16	1,044203	1,216669	1,017441	0,822624	0,651993	0,508811	0,441394	1,416263	2,194883	1,972656	1,957344	1,957674
saat-17	0,960437	1,146616	0,971868	0,765354	0,623686	0,533976	0,513181	1,420244	2,099520	1,883691	1,838443	1,863216
saat-18	0,961018	1,165777	0,984163	0,771064	0,603499	0,590408	0,700215	1,573019	2,161847	1,850156	1,828507	1,845582
saat-19	1,031648	1,203512	0,959953	0,752895	0,562063	0,494374	0,532356	1,542971	2,078097	1,784536	1,768046	1,768737
saat-20	1,069479	1,244227	1,007798	0,801871	0,616744	0,516105	0,510290	1,548713	1,967356	1,685351	1,678849	1,678252
saat-21	1,071749	1,199402	0,988876	0,819720	0,632167	0,491284	0,430967	1,405348	1,894743	1,640076	1,652199	1,673355
saat-22	1,189065	1,323803	1,091290	0,886271	0,673248	0,502135	0,423984	1,491703	1,985751	1,673185	1,691616	1,735693
saat-23	0,844609	0,835031	0,609775	0,443488	0,332087	0,278732	0,246700	0,755880	1,168204	1,020987	1,035630	1,061872
saat-24	0,973108	0,963994	0,724930	0,540038	0,401306	0,331988	0,291316	0,871631	1,324390	1,144116	1,148589	1,179940
Saatler	**saat-13**	**saat-14**	**saat-15**	**saat-16**	**saat-17**	**saat-18**	**saat-19**	**saat-20**	**saat-21**	**saat-22**	**saat-23**	**saat-24**
saat-1	1,078077	1,060589	1,053445	1,044203	0,960437	0,961018	1,031648	1,069479	1,071749	1,189065	0,844609	0,973108
saat-2	1,194186	1,185206	1,212620	1,216669	1,146616	1,165777	1,203512	1,244227	1,199402	1,323803	0,835031	0,963994
saat-3	0,930119	0,949635	1,019141	1,017441	0,971868	0,984163	0,959953	1,007798	0,988876	1,091290	0,609775	0,724930
saat-4	0,733335	0,750183	0,835359	0,822624	0,765354	0,771064	0,752895	0,801871	0,819720	0,886271	0,443488	0,540038
saat-5	0,572417	0,585149	0,658992	0,651993	0,623686	0,603499	0,562063	0,616744	0,632167	0,673248	0,332087	0,401306
saat-6	0,449367	0,458523	0,501841	0,508811	0,533976	0,590408	0,494374	0,516105	0,491284	0,502135	0,278732	0,331988
saat-7	0,397142	0,404798	0,416606	0,441394	0,513181	0,700215	0,532356	0,510290	0,430967	0,423984	0,246700	0,291316
saat-8	1,289045	1,323090	1,405965	1,416263	1,420244	1,573019	1,542971	1,548713	1,405348	1,491703	0,755880	0,871631
saat-9	2,050218	2,093119	2,170030	2,194883	2,099520	2,161847	2,078097	1,967356	1,894743	1,985751	1,168204	1,324390
saat-10	1,883007	1,907324	1,968657	1,972656	1,883691	1,850156	1,784536	1,685351	1,640076	1,673185	1,020987	1,144116
saat-11	1,896141	1,905181	1,956228	1,957344	1,838443	1,828507	1,768046	1,678849	1,652199	1,691616	1,035630	1,148589
saat-12	1,927939	1,945740	1,999108	1,957674	1,863216	1,845582	1,768737	1,678252	1,673355	1,735693	1,061872	1,179940
saat-13	2,043301	1,989935	1,998761	1,990521	1,861118	1,826480	1,833791	1,773519	1,778173	1,831861	1,103901	1,242352
saat-14	1,989935	2,080140	2,070525	2,057458	1,899325	1,831106	1,816585	1,754769	1,756546	1,829208	1,102846	1,231416
saat-15	1,998761	2,070525	2,202546	2,154730	1,984689	1,887954	1,863854	1,795464	1,783037	1,846137	1,097273	1,229076
saat-16	1,990521	2,057458	2,154730	2,211458	2,047708	1,976125	1,935224	1,863651	1,838630	1,897590	1,120021	1,241377
saat-17	1,861118	1,899325	1,984689	2,047708	2,203464	2,139056	1,988169	1,876707	1,795136	1,838366	1,059032	1,178002
saat-18	1,826480	1,831106	1,887954	1,976125	2,139056	3,939063	2,544768	2,305162	2,125682	2,138455	1,093749	1,212334
saat-19	1,833791	1,816585	1,863854	1,935224	1,988169	2,544768	2,659528	2,512111	2,282377	2,289106	1,124332	1,247443
saat-20	1,773519	1,754769	1,795464	1,863651	1,876707	2,305162	2,512111	2,778525	2,520352	2,506977	1,121664	1,242949
saat-21	1,778173	1,756546	1,783037	1,838630	1,795136	2,125682	2,282377	2,520352	2,665502	2,591226	1,135987	1,250207
saat-22	1,831861	1,829208	1,846137	1,897590	1,838366	2,138455	2,289106	2,506977	2,591226	2,873020	1,198483	1,336706
saat-23	1,103901	1,102846	1,097273	1,120021	1,059032	1,093749	1,124332	1,121664	1,135987	1,198483	0,949253	0,983570
saat-24	1,242352	1,231416	1,229076	1,241377	1,178002	1,212334	1,247443	1,242949	1,250207	1,336706	0,983570	1,198091

Ek-2 b)Termik (Kömür) Santraller İçin Varyans-Kovaryans Matrisi (24x24)

Saatler	saat-1	saat-2	saat-3	saat-4	saat-5	saat-6	saat-7	saat-8	saat-9	saat-10	saat-11	saat-12
saat-1	0,064968	0,063591	0,046259	0,034197	0,027085	0,022614	0,018230	0,043634	0,051911	0,042000	0,042159	0,044198
saat-2	0,063591	0,103759	0,083103	0,064017	0,053233	0,044469	0,037547	0,068054	0,058895	0,048484	0,049166	0,050494
saat-3	0,046259	0,083103	0,122481	0,101224	0,085677	0,071025	0,058451	0,075583	0,050918	0,040832	0,039660	0,043096
saat-4	0,034197	0,064017	0,101224	0,115276	0,099085	0,080342	0,060460	0,066039	0,044680	0,033220	0,031791	0,034103
saat-5	0,027085	0,053233	0,085677	0,099085	0,099936	0,083086	0,064639	0,065775	0,040065	0,027625	0,025624	0,027466
saat-6	0,022614	0,044469	0,071025	0,080342	0,083086	0,094572	0,083256	0,071937	0,037924	0,025183	0,022168	0,022492
saat-7	0,018230	0,037547	0,058451	0,060460	0,064639	0,083256	0,117189	0,095266	0,043994	0,026057	0,021701	0,020646
saat-8	0,043634	0,068054	0,075583	0,066039	0,065775	0,071937	0,095266	0,184380	0,107974	0,069126	0,059368	0,059652
saat-9	0,051911	0,058895	0,050918	0,044680	0,040065	0,037924	0,043994	0,107974	0,157907	0,109054	0,091206	0,087204
saat-10	0,042000	0,048484	0,040832	0,033220	0,027625	0,025183	0,026057	0,069126	0,109054	0,102170	0,085808	0,080305
saat-11	0,042159	0,049166	0,039660	0,031791	0,025624	0,022168	0,021701	0,059368	0,091206	0,085808	0,086535	0,082519
saat-12	0,044198	0,050494	0,043096	0,034103	0,027466	0,022492	0,020646	0,059652	0,087204	0,080305	0,082519	0,088545
saat-13	0,045898	0,050842	0,039599	0,031221	0,024370	0,019132	0,016908	0,054880	0,087287	0,080168	0,080727	0,082081
saat-14	0,045154	0,050459	0,040430	0,031939	0,024912	0,019521	0,017234	0,056330	0,089113	0,081203	0,081112	0,082839
saat-15	0,044850	0,051627	0,043389	0,035565	0,028056	0,021366	0,017737	0,059858	0,092388	0,083814	0,083285	0,085111
saat-16	0,044456	0,051799	0,043317	0,035023	0,027758	0,021662	0,018792	0,060297	0,093446	0,083985	0,083333	0,083347
saat-17	0,040890	0,048816	0,041377	0,032584	0,026553	0,022734	0,021848	0,060466	0,089386	0,080197	0,078271	0,079325
saat-18	0,040915	0,049632	0,041900	0,032828	0,025694	0,025136	0,029811	0,066970	0,092039	0,078769	0,077848	0,078575
saat-19	0,043922	0,051239	0,040869	0,032054	0,023930	0,021048	0,022665	0,065691	0,088474	0,075976	0,075273	0,075303
saat-20	0,045532	0,052972	0,042906	0,034139	0,026257	0,021973	0,021725	0,065935	0,083759	0,071753	0,071476	0,071451
saat-21	0,045629	0,051064	0,042101	0,034899	0,026914	0,020916	0,018348	0,059832	0,080668	0,069825	0,070341	0,071242
saat-22	0,050624	0,056360	0,046461	0,037732	0,028663	0,021378	0,018051	0,063508	0,084542	0,071235	0,072020	0,073896
saat-23	0,035959	0,035551	0,025961	0,018881	0,014138	0,011867	0,010503	0,032181	0,049736	0,043468	0,044091	0,045209
saat-24	0,041429	0,041041	0,030863	0,022992	0,017085	0,014134	0,012403	0,037109	0,056385	0,048710	0,048900	0,050235
Saatler	**saat-13**	**saat-14**	**saat-15**	**saat-16**	**saat-17**	**saat-18**	**saat-19**	**saat-20**	**saat-21**	**saat-22**	**saat-23**	**saat-24**
saat-1	0,045898	0,045154	0,044850	0,044456	0,040890	0,040915	0,043922	0,045532	0,045629	0,050624	0,035959	0,041429
saat-2	0,050842	0,050459	0,051627	0,051799	0,048816	0,049632	0,051239	0,052972	0,051064	0,056360	0,035551	0,041041
saat-3	0,039599	0,040430	0,043389	0,043317	0,041377	0,041900	0,040869	0,042906	0,042101	0,046461	0,025961	0,030863
saat-4	0,031221	0,031939	0,035565	0,035023	0,032584	0,032828	0,032054	0,034139	0,034899	0,037732	0,018881	0,022992
saat-5	0,024370	0,024912	0,028056	0,027758	0,026553	0,025694	0,023930	0,026257	0,026914	0,028663	0,014138	0,017085
saat-6	0,019132	0,019521	0,021366	0,021662	0,022734	0,025136	0,021048	0,021973	0,020916	0,021378	0,011867	0,014134
saat-7	0,016908	0,017234	0,017737	0,018792	0,021848	0,029811	0,022665	0,021725	0,018348	0,018051	0,010503	0,012403
saat-8	0,054880	0,056330	0,059858	0,060297	0,060466	0,066970	0,065691	0,065935	0,059832	0,063508	0,032181	0,037109
saat-9	0,087287	0,089113	0,092388	0,093446	0,089386	0,092039	0,088474	0,083759	0,080668	0,084542	0,049736	0,056385
saat-10	0,080168	0,081203	0,083814	0,083985	0,080197	0,078769	0,075976	0,071753	0,069825	0,071235	0,043468	0,048710
saat-11	0,080727	0,081112	0,083285	0,083333	0,078271	0,077848	0,075273	0,071476	0,070341	0,072020	0,044091	0,048900
saat-12	0,082081	0,082839	0,085111	0,083347	0,079325	0,078575	0,075303	0,071451	0,071242	0,073896	0,045209	0,050235
saat-13	0,086992	0,084720	0,085096	0,084745	0,079236	0,077761	0,078073	0,075506	0,075705	0,077990	0,046998	0,052892
saat-14	0,084720	0,088561	0,088151	0,087595	0,080863	0,077958	0,077340	0,074708	0,074784	0,077877	0,046953	0,052427
saat-15	0,085096	0,088151	0,093772	0,091736	0,084497	0,080378	0,079352	0,076441	0,075912	0,078598	0,046716	0,052327
saat-16	0,084745	0,087595	0,091736	0,094151	0,087180	0,084132	0,082391	0,079344	0,078279	0,080789	0,047684	0,052851
saat-17	0,079236	0,080863	0,084497	0,087180	0,093811	0,091069	0,084645	0,079900	0,076427	0,078267	0,045088	0,050153
saat-18	0,077761	0,077958	0,080378	0,084132	0,091069	0,167703	0,108342	0,098141	0,090500	0,091043	0,046566	0,051614
saat-19	0,078073	0,077340	0,079352	0,082391	0,084645	0,108342	0,113228	0,106952	0,097171	0,097457	0,047868	0,053109
saat-20	0,075506	0,074708	0,076441	0,079344	0,079900	0,098141	0,106952	0,118294	0,107302	0,106733	0,047754	0,052918
saat-21	0,075705	0,074784	0,075912	0,078279	0,076427	0,090500	0,097171	0,107302	0,113482	0,110320	0,048364	0,053227
saat-22	0,077990	0,077877	0,078598	0,080789	0,078267	0,091043	0,097457	0,106733	0,110320	0,122317	0,051025	0,056909
saat-23	0,046998	0,046953	0,046716	0,047684	0,045088	0,046566	0,047868	0,047754	0,048364	0,051025	0,040414	0,041875
saat-24	0,052892	0,052427	0,052327	0,052851	0,050153	0,051614	0,053109	0,052918	0,053227	0,056909	0,041875	0,051008

Ek-2 c)Termik (Doğalgaz) Santraller İçin Varyans-Kovaryans Matrisi (24x24)

Saatler	saat-1	saat-2	saat-3	saat-4	saat-5	saat-6	saat-7	saat-8	saat-9	saat-10	saat-11	saat-12
saat-1	0,044771	0,043822	0,031878	0,023566	0,018665	0,015584	0,012563	0,030069	0,035773	0,028943	0,029053	0,030458
saat-2	0,043822	0,071503	0,057269	0,044116	0,036684	0,030645	0,025875	0,046898	0,040586	0,033412	0,033882	0,034797
saat-3	0,031878	0,057269	0,084405	0,069756	0,059042	0,048945	0,040280	0,052086	0,035089	0,028138	0,027331	0,029698
saat-4	0,023566	0,044116	0,069756	0,079440	0,068282	0,055366	0,041665	0,045509	0,030790	0,022893	0,021908	0,023501
saat-5	0,018665	0,036684	0,059042	0,068282	0,068868	0,057257	0,044544	0,045327	0,027610	0,019037	0,017658	0,018927
saat-6	0,015584	0,030645	0,048945	0,055366	0,057257	0,065172	0,057374	0,049574	0,026135	0,017354	0,015276	0,015499
saat-7	0,012563	0,025875	0,040280	0,041665	0,044544	0,057374	0,080758	0,065650	0,030318	0,017957	0,014954	0,014228
saat-8	0,030069	0,046898	0,052086	0,045509	0,045327	0,049574	0,065650	0,127061	0,074407	0,047636	0,040912	0,041108
saat-9	0,035773	0,040586	0,035089	0,030790	0,027610	0,026135	0,030318	0,074407	0,108818	0,075152	0,062852	0,060094
saat-10	0,028943	0,033412	0,028138	0,022893	0,019037	0,017354	0,017957	0,047636	0,075152	0,070408	0,059132	0,055340
saat-11	0,029053	0,033882	0,027331	0,021908	0,017658	0,015276	0,014954	0,040912	0,062852	0,059132	0,059633	0,056866
saat-12	0,030458	0,034797	0,029698	0,023501	0,018927	0,015499	0,014228	0,041108	0,060094	0,055340	0,056866	0,061019
saat-13	0,031630	0,035036	0,027289	0,021515	0,016794	0,013184	0,011652	0,037819	0,060151	0,055246	0,055631	0,056564
saat-14	0,031117	0,034773	0,027861	0,022010	0,017168	0,013453	0,011876	0,038818	0,061410	0,055959	0,055896	0,057086
saat-15	0,030907	0,035577	0,029901	0,024509	0,019334	0,014724	0,012223	0,041250	0,063667	0,057758	0,057394	0,058652
saat-16	0,030636	0,035696	0,029851	0,024135	0,019129	0,014928	0,012950	0,041552	0,064396	0,057876	0,057427	0,057436
saat-17	0,028178	0,033641	0,028514	0,022455	0,018298	0,015666	0,015056	0,041669	0,061598	0,055266	0,053938	0,054665
saat-18	0,028195	0,034203	0,028874	0,022622	0,017706	0,017322	0,020544	0,046151	0,063427	0,054282	0,053647	0,054148
saat-19	0,030268	0,035310	0,028164	0,022089	0,016490	0,014504	0,015619	0,045269	0,060969	0,052357	0,051873	0,051893
saat-20	0,031377	0,036504	0,029568	0,023526	0,018095	0,015142	0,014971	0,045438	0,057720	0,049447	0,049256	0,049238
saat-21	0,031444	0,035189	0,029013	0,024050	0,018547	0,014414	0,012644	0,041232	0,055590	0,048118	0,048474	0,049095
saat-22	0,034886	0,038839	0,032017	0,026002	0,019752	0,014732	0,012439	0,043765	0,058260	0,049090	0,049630	0,050924
saat-23	0,024780	0,024499	0,017890	0,013012	0,009743	0,008178	0,007238	0,022177	0,034274	0,029955	0,030384	0,031154
saat-24	0,028550	0,028283	0,021269	0,015844	0,011774	0,009740	0,008547	0,025573	0,038856	0,033567	0,033699	0,034618
Saatler	**saat-13**	**saat-14**	**saat-15**	**saat-16**	**saat-17**	**saat-18**	**saat-19**	**saat-20**	**saat-21**	**saat-22**	**saat-23**	**saat-24**
saat-1	0,031630	0,031117	0,030907	0,030636	0,028178	0,028195	0,030268	0,031377	0,031444	0,034886	0,024780	0,028550
saat-2	0,035036	0,034773	0,035577	0,035696	0,033641	0,034203	0,035310	0,036504	0,035189	0,038839	0,024499	0,028283
saat-3	0,027289	0,027861	0,029901	0,029851	0,028514	0,028874	0,028164	0,029568	0,029013	0,032017	0,017890	0,021269
saat-4	0,021515	0,022010	0,024509	0,024135	0,022455	0,022622	0,022089	0,023526	0,024050	0,026002	0,013012	0,015844
saat-5	0,016794	0,017168	0,019334	0,019129	0,018298	0,017706	0,016490	0,018095	0,018547	0,019752	0,009743	0,011774
saat-6	0,013184	0,013453	0,014724	0,014928	0,015666	0,017322	0,014504	0,015142	0,014414	0,014732	0,008178	0,009740
saat-7	0,011652	0,011876	0,012223	0,012950	0,015056	0,020544	0,015619	0,014971	0,012644	0,012439	0,007238	0,008547
saat-8	0,037819	0,038818	0,041250	0,041552	0,041669	0,046151	0,045269	0,045438	0,041232	0,043765	0,022177	0,025573
saat-9	0,060151	0,061410	0,063667	0,064396	0,061598	0,063427	0,060969	0,057720	0,055590	0,058260	0,034274	0,038856
saat-10	0,055246	0,055959	0,057758	0,057876	0,055266	0,054282	0,052357	0,049447	0,048118	0,049090	0,029955	0,033567
saat-11	0,055631	0,055896	0,057394	0,057427	0,053938	0,053647	0,051873	0,049256	0,048474	0,049630	0,030384	0,033699
saat-12	0,056564	0,057086	0,058652	0,057436	0,054665	0,054148	0,051893	0,049238	0,049095	0,050924	0,031154	0,034618
saat-13	0,059948	0,058383	0,058642	0,058400	0,054603	0,053587	0,053802	0,052033	0,052170	0,053745	0,032387	0,036449
saat-14	0,058383	0,061029	0,060747	0,060364	0,055724	0,053723	0,053297	0,051483	0,051535	0,053667	0,032356	0,036129
saat-15	0,058642	0,060747	0,064621	0,063218	0,058229	0,055391	0,054684	0,052677	0,052313	0,054164	0,032193	0,036060
saat-16	0,058400	0,060364	0,063218	0,064882	0,060078	0,057978	0,056778	0,054678	0,053944	0,055673	0,032860	0,036421
saat-17	0,054603	0,055724	0,058229	0,060078	0,064648	0,062758	0,058331	0,055061	0,052668	0,053936	0,031071	0,034561
saat-18	0,053587	0,053723	0,055391	0,057978	0,062758	0,115568	0,074661	0,067631	0,062365	0,062740	0,032090	0,035569
saat-19	0,053802	0,053297	0,054684	0,056778	0,058331	0,074661	0,078028	0,073703	0,066963	0,067160	0,032987	0,036599
saat-20	0,052033	0,051483	0,052677	0,054678	0,055061	0,067631	0,073703	0,081519	0,073945	0,073552	0,032909	0,036467
saat-21	0,052170	0,051535	0,052313	0,053944	0,052668	0,062365	0,066963	0,073945	0,078203	0,076024	0,033329	0,036680
saat-22	0,053745	0,053667	0,054164	0,055673	0,053936	0,062740	0,067160	0,073552	0,076024	0,084292	0,035162	0,039218
saat-23	0,032387	0,032356	0,032193	0,032860	0,031071	0,032090	0,032987	0,032909	0,033329	0,035162	0,027850	0,028857
saat-24	0,036449	0,036129	0,036060	0,036421	0,034561	0,035569	0,036599	0,036467	0,036680	0,039218	0,028857	0,035151

ÖZET

Enerji sektörünün önemli bir parçası olan elektrik, insanlar tarafından kullanılan ve sanayi tarafından üretilen birçok ürüne girdi oluşturmaktadır. Bu nedenle, insan hayatında ve ekonomide hayati bir öneme sahip olan bir ürün olarak nitelendirilmektedir. Anlık üretim ve tüketim zorunluluğu ve depolanamama gibi özellikleri sahip olması nedenlerinden dolayı, elektrik piyasası diğer piyasalara benzememektedir. Bununla birlikte son yıllarda hızla gelişen ve artık birçok ülkeye yayılmış olan liberalleşme politikalarının da etkisi ile elektrik piyasası kavramı artık Türkiye'de de kendine somut bir uygulama alanı bulmaktadır.

Bu çalışmada Dünya ve Türkiye'de ki elektrik piyasaları incelenerek, Türkiye'de ki mevcut elektrik piyasası yapısı analiz edilmiş ve finans sektöründe modern portföy teorisinin başlangıcı olarak kabul edilen Markowitz Ortalama Varyans yaklaşımı kullanılarak, farklı elektrik üretim teknolojilerine sahip elektrik üreticileri açısından portföy optimizasyonu uygulaması yapılmıştır. Markowitz, klasik portföy yaklaşımından farklı olarak, portföy yönetimine farklı bir açıdan bakmış, risk ve getiri kavramlarını beraber ele almış ve riski ölçülebilir bir büyüklük olarak tanımlamayı başarmıştır. Aynı yaklaşım elektrik piyasasına uygulanmış ve elektrik üreticisinin veya piyasa yatırımcısının getiri ile birlikte risk algısı ölçülebilir bir değer üzerine oturtulmuştur. Bu çalışma kapsamında oluşturulmuş modeller, Ağustos-2006, Aralık 2009 yılları ortaya çıkan elektrik piyasası sistem marjinal fiyatları ve gerçek elektrik üretim maliyet verileri kullanılarak test edilmiş, etkin portföyler, etkin sınırlar ve optimum portföyler başarı ile elde edilmiştir. Sonuç olarak Markowitz Ortalama Varyans Teoremi Türk elektrik piyasasına uygulanabilmiş ve elektrik üreticilerinin satışa yönelik karar almalarına yardımcı olacak anlamlı sonuçlar üretmeyi başarmıştır.

Anahtar Kelimeler:

Elektrik Piyasası, Portföy Optimizasyonu, Elektrik Piyasasında Portföy Optimizasyonu, Markowitz Ortalama Varyans Teoremi, Türkiye Elektrik Piyasası, Portföy Yönetimi, Markowitz

ABSTRACT

Electricity, being an important part of energy industry, constitutes the input into many products that used by people and produced by industry. Therefore, it is described as a product that has vital importance in human life and economy. Because having such properties that instantaneous production and consumption obligation and unfeasible storage, the electricity market is not like other markets. Besides, the concept of electricity industry has been used in concrete aplication area in Turkey becauseof the impact of liberalization policies which has developed rapidly lately and has spread to many countries.

In this study, the application of portfolio optimization has been examined in terms of electricity producers with technologies of different electricity production by examining electricity industries in the World and Turkey and using Markowitz Mean Variance which is claimed to be the beginning of modern portfolio theory in financial sector. Markowitz, unlike the classical approach to portfolio, has a different perspective about portfolio management, and put the concepts of risk and return together and has managed to identify risk as a measurable quantity. The perception of risk of electricity producers and market investors has been placed on a measurable value by the same approach in electiricty market. The models obtained in this study has been tested by the electricty system marginal prices between August 2006 and December 2009 and costs of real electricity production and efficient portfolios, efficient sets and optimum portfolios have been successfully observed. As a result, Markowitz Mean Variance Theorem has been applied to Turkish electricity market and meanningful results have been observed in terms of making decision of electricity producers.

Key Words:
Electricity Market, Portfolio Optimization, Portfolio Optimization in Electricity Market, Markowitz Mean Variance Theorem, Turkish Electricity Market, Portfolio Management, Markowitz