

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE LİBERAL ELEKTRİK PİYASASININ İŞLEYİŞİ VE
HİDROELEKTRİK ENERJİNİN MEVCUT DURUMU**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Taha TAŞ**

Anabilim Dalı : İnşaat Mühendisliği

Programı : Hidrolik ve Su Kaynakları

HAZİRAN 2011

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE LİBERAL ELEKTRİK PİYASASININ İŞLEYİŞİ VE
HİDROELEKTRİK ENERJİNİN MEVCUT DURUMU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Taha TAŞ
(501071517)**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 06 Mayıs 2011

Tezin Savunulduğu Tarih : 10 Haziran 2011

**Tez Danışmanı : Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Sermin ONAYGİL (İTÜ)
Doç. Dr. Şevket ÇOKGÖR (İTÜ)**

HAZİRAN 2011

Aileme,

ÖNSÖZ

Ülkemizde enerji arz güvenliğinin sağlanması ve Avrupa Birliği perspektifinde rekabetçi, şeffaf, liberal bir elektrik piyasasının oluşturulması için köklü yapısal reformlar başlatılmış olup, gerekli hukuki düzenlemeler ve bu düzenlemelere ışık tutacak stratejik planlamalar ve üretim kapasite projeksiyonlarının yapılmasıyla önümüzdeki on yılların elektrik piyasası şekillendirilmeye çalışılmaktadır. Bu çalışma kapsamında, liberal elektrik piyasasının ve elektrik üretim planlamalarının etkileri incelenmiş olup, elektrik piyasasının yeniden yapılandırılması ve rekabete açılmasına katkıda bulunmak, yeni piyasa yapısının sık sık yönetmelik değişikliklerine maruz kalan karmaşık durumunu sade bir dil ve basit bir anlatımla analiz ederek piyasa katılımcı adayları, piyasa işletmecisi kamu idareleri ve akademik çevreler arasında temel argümanları tartışabilmek için bilgi kaynağı referanslardan biri olmak ve bu sayede yeni piyasa yapılandırılırken hidroelektrik kaynakların sürdürülebilirlik ekseninde optimum değerlendirilmesine katkıda bulunmak amaçlanmaktadır.

Su kaynaklarının elektrik piyasasında sürdürülebilirlik ekseninde en etkin ve verimli şekilde kullanılması konusundaki çalışmalarımı çağdaş yöntem ve araçlarla bilimsel temelde gerçekleştirerek yeni elektrik piyasasına katkılarda bulunabilme arzumu pekiştiren, önerileri ve görüşleriyle beni destekleyen değerli hocam Sayın Prof. Dr. Bihrat Önöz'e teşekkür ederim.

Mensubu olmakla her zaman onur duyduğum Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'ne ve değerli çalışanları Milli Yük Tevzi yetkilisi Sayın Hakan Gür'e, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi yetkilisi Sayın Abdulkadir Ongun'a, Ölçü Sistemleri Grup Başmühendisi Sayın Burçin Kaplan Yıldıztepe'ye, hayata bakış açımı zenginleştiren ve sorgulayıcı bilimsel araştırma yeteneğimi geliştiren İstanbul Teknik Üniversitesi'ne ve öğrenimime katkılarından dolayı emeği geçen tüm hocalarıma desteklerinden dolayı teşekkür ederim.

Son olarak, tüm hayatım boyunca olduğu gibi eğitim hayatımda da benden desteklerini esirgemeyen Ailem'e sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2011

Taha TAŞ
İnşaat Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER	vii
KISALTMALAR	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xv
SUMMARY	xvii
1. GİRİŞ	1
2. TÜRKİYE’NİN HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ.....	5
2.1 Türkiye Su Politikası	5
2.1.1 Bütüncül Su Kaynakları Yönetimi.....	6
2.1.2 Avrupa Birliği Su Çerçeve Direktifi	6
2.1.3 Su Konusunda Entegre Yaklaşım	7
2.2 Türkiye’nin Hidroelektrik Potansiyeli	8
2.3 Türkiye Hidroelektrik Sisteminde Görevli Kuruluşlar.....	11
2.3.1 Elektrik İşleri Etüt İdaresi	11
2.3.2 Devlet Su İşleri.....	11
2.4 Türkiye Hidroelektrik Sisteminde Özel Sektörün Konumu	15
2.5 Türkiye Elektrik Sisteminde Hidroelektrik Üretimin Payı	16
3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI.....	19
3.1 Türkiye’de Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi	19
3.1.1 TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.)	22
3.1.2 EÜAŞ (Elektrik Üretim A.Ş.)	24
3.1.3 TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.)	24
3.1.4 TETAŞ (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.).....	24
3.1.5 EPDK Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu.....	25
3.2 Liberal Elektrik Piyasası Perspektifi	26
3.2.1 Piyasa Genel Yol Haritası	26
3.2.2 Piyasa Yapısının Aktörleri	29
3.2.3 Piyasa Yapısının Temel Prensipleri	29
3.3 Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği	30
3.4 Elektrik Piyasası Dengeleme İşlemleri	34
3.4.1 Gün öncesi dengeleme	34
3.4.2 Gerçek zamanlı dengeleme	35
3.4.3 Gün öncesi planlama.....	35
3.4.4 Gün öncesi piyasası.....	37
3.4.5 Dengeleme güç piyasası.....	39
3.4.6 Gün Öncesi Dengeleme ve Fiyat Oluşumu Süreci.....	40
3.5 Elektrik Piyasasında Uzlaştırma ve Faturalama İşlemleri.....	47

3.5.1 Uzlaştırmaya Esas Veriş-Çekiş Miktarlarının ve İletim Sistemi Kayıp Katsayısının Hesaplanması	49
3.5.2 Gün Öncesi Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılması	52
3.5.3 Dengeleme Güç Piyasası Faaliyetlerinin Uzlaştırılması	59
3.5.4 Enerji Dengesizliklerinin Uzlaştırılması:	65
3.5.5 Net Toplam Bakiyenin ve Piyasa İşletim Ücretinin Dağıtılması	69
3.6 Elektrik Piyasası İstatistikleri	78
4. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİM VE KAPASİTE PLANLAMALARI	81
4.1 DPT Dokuzuncu Kalkınma Planı Stratejisi (2007-2013)	81
4.2 Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı (2010-2014)	82
4.3 Elektrik Enerjisi On Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019)	83
4.4 Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020)	88
5. AVRUPA BİRLİĞİ PROJEKSİYONU	91
5.1 Avrupa Birliği Elektrik Sektöründeki Düzenlemeler	91
5.2 Avrupa Birliği Enerji Politikalarında Yenilenebilir Enerji	93
5.3 Türkiye'nin Avrupa Birliği'ne üyelik sürecinde Enerji Fıslı	93
5.4 Dünya Geneline Uygulanan Elektrik Ticareti Rejimlerinden Örnekler	94
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	99
KAYNAKLAR	105

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
BM	: Birleşmiş Milletler
BSKY	: Bütüncül Su Kaynakları Yönetimi
ÇED	: Çevresel Etki Değerlendirme
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	: Devlet Su İşleri
DSK	: Dünya Su Konseyi
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
ENTSO-E	: Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
G-DUY	: Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
GÜP	: Günlük Üretim Programı
GWH	: Gigavat Saat
GWP	: Global Water Partnership
HES	: Hidroelektrik Santral
IWRM	: Integrated Water Resources Management
KGÜP	: Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
KİT	: Kamu İktisadi Teşekkülü
KWH	: Kilovat Saat
MKÜD	: Minimum Kararlı Üretim Düzeyi
MTA	: Maden Tetkik ve Arama
MW	: Mega Watt
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
N-DUY	: Nihai Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development)
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PYS	: Piyasa Yönetim Sistemi
SÇD	: Su Çerçeve Direktifi
SGÖF	: Sistem Gün Öncesi Fiyatı
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahüt Anonim Şirketi
UEVÇB	: Uzlaştırmaya Esas Veriş Çekiş Birimi
YAL	: Yük Alma
YAT	: Yük Atma
YİD	: Yap İşlet Devret

YPK : Yüksek Planlama Kurulu
WWC : World Water Council

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Barajlı santrallerde aylar itibariyle gelen su miktarlarının bir önceki yıl, uzun yıllar ortalama ve program değerleriyle kıyaslaması (TEİAŞ) 9	
Çizelge 2.2 : Önemli barajlı santrallerdeki maksimum işletme ve minimum işletme seviyelerindeki su miktarları (TEİAŞ)..... 10	10
Çizelge 2.3 : Türkiye Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Payı 1913-1965 (TEİAŞ)..... 12	12
Çizelge 2.4 : Türkiye Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Payı 1966-2009 (TEİAŞ)..... 13	13
Çizelge 2.5 : Türkiye Kurulu Gücünde Kamu ve Özel Sektör Payları (TEİAŞ)..... 15	15
Çizelge 2.6 : Türkiye Kurulu Gücünün üretim kaynaklarına göre dağılımı (TEİAŞ)16	16
Çizelge 3.1 : Günlük tüketim tahmini örnek tablosu 41	41
Çizelge 3.2 : Günlük tüketime dair Saat 6 için örnek teklif sıralaması 42	42
Çizelge 3.3 : Günlük tüketime dair Saat 6 için örnek teklif sıralaması 43	43

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Barajlara gelen su miktarları (TEİAŞ)	9
Şekil 2.2 : Kuruluşlara göre Türkiye elektrik üretimi (TEİAŞ)	17
Şekil 2.3 : Birincil kaynaklarına göre Türkiye elektrik üretimi (TEİAŞ)	17
Şekil 3.1: Yıllara göre Türkiye elektrik sektörü yapılanması (TEİAŞ).....	21
Şekil 3.2 : Elektrik piyasası aşamaları (TEİAŞ).....	29
Şekil 3.3 : DUY sonrası oluşan piyasa yapısı (EPDK).....	29
Şekil 3.4 : Gün öncesi piyasası süreci (TEİAŞ)	38
Şekil 3.5 : Hedeflenen Piyasa Yapısı [19]	45
Şekil 3.6 : Elektrik piyasası uzlaştırma ve faturalama süreci [18]	49
Şekil 3.7 : Elektrik piyasası fiyat gelişimi (TEİAŞ).....	79
Şekil 3.8 : Elektrik piyasası serbes tüketici sayısının gelişimi (TEİAŞ)	79
Şekil 4.1 : 2000 –2019 Yılları Arasında Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi (TEİAŞ)	84
Şekil 4.2 : 2009 yılı elektrik tüketiminin maksimum olduğu günde (25.08. 2009) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları (TEİAŞ).....	85
Şekil 4.3 : 2009 yılı elektrik tüketiminin minimum olduğu günde (20.09.2009) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları (TEİAŞ).....	85
Şekil 4.4 : Talep tahmini - Düşük talep (TEİAŞ)	88
Şekil 4.5 : Talep tahmini - Yüksek talep (TEİAŞ)	88
Şekil 4.6 : Kurulu Gücün Yakıt Cinslerine Göre Gelişimi ve Puant Talep (TEİAŞ)	89
Şekil 4.7 : Kurulu Gücün % Olarak Yakıt Cinslerine Göre Dağılımı (TEİAŞ)	90
Şekil 5.1 : Rekabetçi Serbest Piyasa Yapısına Geçişle Birlikte Avrupa Birliği Elektrik Piyasası Elektrik Fiyatlarındaki Değişim.....	91

TÜRKİYE LİBERAL ELEKTRİK PİYASASININ İŞLEYİŞİ VE HİDROELEKTRİK ENERJİNİN MEVCUT DURUMU

ÖZET

Su, tüm canlılar için vazgeçilmez yaşam kaynağıdır. Son yıllarda, dünyadaki tüm insanların günlük yaşam tarzlarını etkileyecek kadar kendisini hissettiren küresel iklim değişiklikleri, insanlığı su kaynaklarının daha iyi korunması ve kullanılması konusunda düşünmeye sevk etmiş, yeni politikalar üretmeye zorlamıştır. Su, içme suyu ve sulama alanlarındaki öneminin yanı sıra hidroelektrik güç santrallerinde modern hayatın yaşam kaynağı olan elektriği ucuz şekilde ve çevreye minimum zararla üretmekte kullanılmasıyla da önemlidir. Ülkemizde, artan enerji ihtiyacının karşılanabilmesi için arz güvenliğinin sağlanması ve Avrupa Birliği'ne tam üyelik sürecinde elektrik piyasasının birlik mevzuatına uygun hale getirilmesi için köklü yapısal reformlar gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada, Türkiye'deki hidroelektrik sistemin mevcut durumu, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunuyla kurulan Elektrik Piyasası ve talep tahminleri esas alınarak piyasa katılımcılarına yol göstermek amacıyla hazırlanan Üretim Kapasite Projeksiyonları ile ilgili kamu kurumlarının Stratejik Planları bağlamında analiz edilmiş, yeniden yapılandırılan elektrik piyasasında bütün halinde irdelenmesi amaçlanmıştır. Bu çalışma kapsamında konuyla ilgili yasa ve yönetmelikler, resmi istatistikler ve resmi üretim projeksiyonları esas kaynak kabul edilerek tüm detaylarıyla incelenmiş, ayrıca piyasanın hidroelektrik kaynaklarımız üzerindeki etkileri de irdelenmiştir. Bu çalışmada, sade bir dil ve basit anlatımla sunulmaya çalışılan bilgilerle, elektrik piyasasında gelecekteki eğilimleri ortaya koyabilmek, karmaşık piyasa sürecini daha net hale getirmek, elektrik piyasasını çok yönlü değerlendirmek ve piyasadaki köklü değişimleri sunabilmek hedeflenmiştir.

TURKEY'S LIBERAL ELECTRICITY MARKET AND PRESENT SITUATION OF HYDROELECTRIC ENERGY

SUMMARY

Water, is a crucial source of life for all livings. Recently, global climate changes that make the people all around the world feel its affects, forced the humanity to think about keeping and well using of water resources, and also forced to consider new stratejies about water resources and renewable energy sources. The water is not only important for water supply or irrigation, also it is important to be used in hydroelectric power plants for cheap and harmless electricity production. In Turkey, there had been done crucial progress to fill the energy production security, great investment incentives for renewable energy sources and also there are strict obligations about energy according to the *acquis communautaire* of European Union, while Turkey is trying to finish full membership period. Also in this thesis, the present situation of hydroelectric energy in Turkey, Electricity Marketing Law numbered with 4628, the projections and official strategic plannings about electric energy production and capacity were analysed and examined. In this thesis, the relevant regulations, laws, offical statistics and official electricity production plannings were examined. This thesis, can find out clear and simple knowledge about new liberalized electricity market, future plans about electricity marketing, electricity production plans and radical changes in the electricity market.

1. GİRİŞ

Su, tüm canlılar için vazgeçilmez yaşam kaynağı olduğu için, yeryüzünde en dikkatli ve itinalı şekilde korunması ve kullanılması gereken bir kaynaktır. Ondokuzuncu yüzyılda gerçekleşen Endüstri Devrimi, insanlığın yaşam tarzında müthiş ve geri dönülmez bir değişim gerçekleştirmiş, tarımdan sanayiye geçişle birlikte ekonomik hayatta gerçekleşen makinalaşma ve gündelik hayatta kullanılmaya başlanan teknolojik ürünler hayatın idame ettirilebilmesi için çok büyük miktarda elektrik enerjisi ihtiyacını doğurmuştur.

Hayatın her alanında, her anında adeta su gibi, gıda gibi kullandığımız elektrik, kullanırken kendisini farketmediğimiz ama yokluğunda bir anda tüm hayat akışımızın aksadığı temel bir ihtiyacımız konumuna gelmiştir. Bu zorunluluk, “elektrik enerjisi arz güvenliği” kavramının otaya çıkmasına neden olmuştur. Elektrik enerjisinin depolanamayışı ve tüketilmek istendiği anda üretilme mecburiyeti, çok yönlü ve planlı bir çalışma düzeni gerektirmektedir. Bununla birlikte, elektrik üretim tesislerinin inşası yüksek maliyetli ve uzun süreli yatırım gerektirdiği için artan talebi karşılamakta zorluklar yaşanmaktadır. Elektrik tedarik zinciri üretim, iletim, dağıtım halkalarından oluşarak tüketicide sonlanmaktadır. Bu halkaların eşgüdüm ve organizasyonu devlet eliyle yürütülmekte olup, arz güvenliğinin sağlanması, kalitenin artırılması ve dünya ticaretinde serbest ve rekabetçi elektrik piyasaları tesis etmek için üretim ve dağıtım birimlerinin özelleştirilmesi genel bir politika halini almıştır.

Artan talep karşısında yetersiz kalan elektrik arzı, arz-talep dengesinin bozulmasına yol açmakta, yönetimler de bu sorunu kısa sürede çözebilmek için inşa süresi daha kısa ve hammadde daha düzenli temin edilebilen termik santraller yapma yolunu tercih etmektedirler. Isı enerjisi elde edilmesiyle elektrik üretilen gerek petrol, kömür, doğalgaz kullanan termik santraller gerekse radyoaktif madde kullanan nükleer santraller yoğun hammaddeye ihtiyaç duymakta ve çevreye çok ciddi şekilde zarar vermektedirler.

Oysaki, dünyamız, hayatın var olduğu dört buçuk milyar yaşımda mavi bir gezegen olarak hem bugün yaşıyan bizlerin, hem bizden önceki nesillerin, hem de bizden sonra gelecek nesillerin yani tüm insanlığın ortak hak ve sorumluluğundadır. Sürdürülebilir büyüme, günümüz toplumlarına yönelik temel ihtiyaçların ve gelişmelerin, gelecek kuşakların kendilerine özgü gereksinimlerini karşılama olanaklarını tehlikeye atmaksızın sağlanabilmesidir. Dolayısıyla, elektrik enerjisi üretilirken uzun vadeli stratejik planlar yapılarak yenilenebilir temiz enerjiler tercih edilmelidir. Hidroelektrik santraller termik ve nükleer santrallerle karşılaştırıldığında inşa maliyeti genellikle daha yüksek ve inşa süreleri daha uzun olduğu halde, işletme masrafları çok daha düşük olmaktadır. Bununla birlikte, hidroelektrik santraller fosil kaynaklı hammaddeye yani dış ülkelere bağımlı olmadıkları için işletmeleri döviz harcaması gerektirmez ve çevreye daha az zarar verirler. Hidroelektrik santrallerde yük çok kısa bir zaman içinde kolayca değiştirilebilir. Bu nedenle bu tesisler enerji sistemindeki dalgalanmalara kolayca uyabilir ve pik kapasiteyi karşılamakta kullanılabilirler[1].

Fosil yakıtlar gibi bir hammadde ihtiyacı olmadığı ve doğanın parçası olan su, rüzgar, güneş gibi kaynaklar değerlendirilerek üretilebildikleri için, yenilenebilir enerji kaynakları ülkelerin kendi öz kaynakları olarak kabul edilebilir. Ülkeler elektrik ihtiyaçlarını karşılayabilecek kadar bol miktarda ve sonsuz olarak elde edebildikleri bu enerji için gelişen teknolojiyle daha düşük maliyetlerde tesisler kurabilmektedirler. Yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik araştırma ve geliştirme çalışmaları, sadece bugün değil gelecek nesillerin de ihtiyaçlarını dışa bağımlılığı azaltarak ve ihtiyaç duyulan temiz enerjiyi doğaya zarar vermeden sağlama açısından son derece önemlidir[2].

Ülkemizde enerji arz güvenliğinin sağlanması ve Avrupa Birliği perspektifinde rekabetçi, şeffaf, liberal bir elektrik piyasasının oluşturulması için köklü yapısal reformlar başlatılmış olup, gerekli hukuki düzenlemeler ve bu düzenlemelere ışık tutacak stratejik planlamalar ve üretim kapasite projeksiyonlarının yapılmasıyla önümüzdeki on yılların elektrik piyasası şekillendirilmeye çalışılmaktadır.

Yüksek Planlama Kurulu'nun 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı Kararı ile düzenlenen Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde elektrik enerjisinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulması temel amaç olarak belirlenmiş ve elektrik enerjisi sektörünün, bu amaç

doğrultusunda ve Avrupa Birliği topluluk müktesebatına uyum hedefi çerçevesinde serbestleştirilmesine devam edileceği belirtilmiştir. Ayrıca, reformların yapılmasını teminen, kamu mülkiyetindeki elektrik işletmelerinin yeniden yapılandırılması suretiyle elektrik enerjisi üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinin gerçekleştirileceği vurgulanmıştır[3].

Erken teşhis, hastalıklarla mücadele konusunda ne kadar önemliyse, elektrik sektörünün gelecek on yıllarını düzenleyecek olan elektrik piyasasını da gelecekte pahalı bedeller ödenmemesi için ivedilikle itinalı, geniş katılımlı bir vizyonla değerlendirmek esas olmalıdır. Suyun hayatın vazgeçilmez yapıtaşı olduğu için korunması ve çok verimli değerlendirilmesi gerektiği, termik ve nükleer elektrik üretim santrallerinin çevreye ve doğal kaynaklara verdiği zarar düşünülürse, elektrik piyasasının hidroelektrik ve su kaynaklarımıza muhtemel etkilerini gözönünde tutarak piyasayı şekillendirmek liberal piyasa vizyonumuzun en önemli noktalarından biri olacaktır.

Bu çalışma kapsamında, Türkiye hidroelektrik sisteminin çok önemli bir rolü olduğu liberal elektrik piyasasının ve elektrik üretim planlamalarının, elektrik piyasasının yeniden yapılandırılması ve rekabete açılmasına katkıda bulunmak, yeni piyasa yapısının sık sık yönetmelik değişikliklerine maruz kalan karmaşık durumunu sade bir dil ve basit bir anlatımla analiz ederek piyasa katılımcı adayları, piyasa işletmecisi kamu idareleri ve akademik çevreler arasında temel argümanları tartışabilmek için bilgi kaynağı referanslardan biri olmak ve bu sayede yeni piyasa yapılandırılırken hidroelektrik santrallerin sürdürülebilirlik ekseninde optimum değerlendirilmesine katkıda bulunmak amaçlanmaktadır.

Liberal elektrik piyasası, Avrupa Birliği topluluk müktesebatına uyum hedefi çerçevesinde oluşturulmaya çalışıldığı için ülkemizde bu alanda yeterli bilgi ve tecrübe birikimi oluşmadığını söyleyebiliriz. Ülkemizin elektrifikasyonunu devletçilik ilkesiyle 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'na kadar DSİ, EİEİ ve sistemi tekel konumunda kontrol eden TEK ve TEAŞ gerçekleştirmiş olup, Elektrik Piyasası veya Elektrik Borsası kavramları konusunda ne kamu kurumlarında ne de özel sektörde bir bakış açısı henüz kök salmamıştır. Bu bulanıklığı gidermek ve gerekli bilgi birikimini sağlamak için öngörülen piyasada Sistem İşletmecisi ve Piyasa İşletmecisi olarak konumlanan TEİAŞ araştırmalar yaparak, eğitim doküman ve sunumları hazırlamış, eğitim programlarıyla gerek kendi personeli gerekse ilgili diğer katılımcıları bilgilendirmeye çalışmıştır.

Bu çalışma hazırlanırken konuyla ilgili yasalar, yönetmelikler, resmi istatistikler, ilgili kurum ve kuruluşların stratejik planları, faaliyet raporları, eğitim dökümanları incelenerek hidrolik ve su kaynakları bağlamında da irdelenmiştir.

“Giriş” ve “Sonuçlar” bölümleriyle birlikte toplam altı bölümden oluşan tez çalışmasının içeriği ve akışı aşağıda özetlenmiştir.

İkinci bölümde, Türkiye’de, Avrupa’da ve küresel ölçekte su politikaları incelenmiş olup, Türkiye’de hidroelektrik sistemlerin kamu ve özel sektör tarafından değerlendirilmesi, Türkiye hidroelektrik potansiyeline dair analizler ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi Başkanlığınca hazırlanan güncel elektrik üretim istatistikler ışığında mevcut sistemdeki hidroelektrik payı irdelenmiştir.

Üçüncü bölümde, elektrik enerjisi arz güvenliğini sağlamak ve Avrupa Birliği üyelik süreciyle mükellef olduğumuz elektrik piyasası yapısını tesis etmek amacıyla yeniden yapılanan elektrik sektörü tarihi süreciyle incelenerek, mevcut durum sade bir dil ve basit bir anlatımla, ilgili yasa ve yönetmelikler referans alınarak açıklanmıştır.

Dördüncü bölümde, Devlet Planlama Teşkilatı tarafından hazırlanan Dokuzuncu Kalkınma Planı (2007-2013), Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2010–2014 Stratejik Planı, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan Elektrik Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019) ve 2020 Elektrik Üretim Planı incelenmiştir.

Beşinci bölümde, tam üyelik başvurusunda bulunarak katılım müzakerelerine başladığımız ve elektrik piyasasının yapılandırılmasında referans aldığımız Avrupa Birliği’nin enerji politikaları ve elektrik piyasası yapılanması irdelenerek, dünyadaki elektrik ticaret rejimlerinden örnekler incelenmiştir.

Altıncı bölümde ise, araştırma kapsamında yapılan çalışmalardan elde edilen sonuçlar ve araştırma konusu hakkında öneriler sunulmuştur.

2. TÜRKİYE’NİN HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ

Türkiye’nin hidroelektrik potansiyelini daha iyi analiz edebilmek için küresel, bölgesel ve ulusal ölçekte su politikalarını incelemek ve sonrasında resmi istatistiklerle mevcut durumunu gözden geçirmek faydalı olacaktır.

2.1 Türkiye Su Politikası

Su, tüm canlılar için hayatın en temel ve vazgeçilemez kaynaklarından biri olduğu için, insanlık tarihinin başlangıcından beri hayatımıza yön veren bir değer olmuştur. Ülkemiz dünyanın yarı kurak bir bölgesinde yer almaktadır. Su zengini olmayan ülkemizde kişi başına düşen yenilenebilir su potansiyeli, 2000 yılı nüfusu temel alındığında yaklaşık 3500 m³'dür. Kişi başına düşen teknik ve ekonomik olarak kullanılabilir yıllık su miktarı ise 1500 - 1735 m³ civarındadır ve bu değerler dikkate alındığında ülkemiz su azlığı yaşayan bir ülke konumundadır. Dünya ortalaması olan 7600 m³'e göre, ülkemiz su fakiri olmamakla birlikte, su kısıtı bulunan ülkeler arasında sayılmaktadır[4].

Dünya yüzüne düşen yağış ortalaması 800 mm civarında iken bu değer Türkiye’de yılda ortalama 643 mm’dir. Ülkemizde bölgeler arasında da büyük farklılıklar görülmekte, yağışlar bazı yörelerde yılda 3000 mm’yi aşarken bazı bölgelerimizde ise 250 mm’nin altına düşmektedir. Yapılan etütler neticesinde günümüz teknik ve ekonomik şartları çerçevesinde çeşitli maksatlara yönelik olarak tüketilebilecek yerüstü ve yeraltı suyu potansiyelinin ise yılda ortalama 110 milyar m³ olduğu hesaplanmıştır. Bu miktarın 95 milyar m³’ünün yurt içinden doğan akarsulardan, 3 milyar m³’ünün yurt dışından giriş yapan akarsulardan, geriye kalan 12 milyar m³’ünün ise yeraltı suyundan sağlanabileceği kabul edilmektedir.

Nüfus artış hızını dikkate adığımızda, 2025 yılında nüfusumuzun 80 milyona ulaşacağı tahmininden hareketle kişi başına düşen kullanılabilir su miktarının 2025 yılında 1 375 m³/yıl olacağı söylenebilir ki bu değer su sıkıntısı konusunda kuraklığa yakın bir değerdir. Küresel iklim değişiklikleri ve nüfus artışı gibi sorunlar dikkate

alındığında, Türkiye'nin sürdürülebilir büyüyerek gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynaklarını çok iyi koruyup, akılcı kullanması gerekmekte olduğu aşıkardır.

2.1.1 Bütüncül Su Kaynakları Yönetimi

Suyun canlılar için hayati önem arzetmesi ve su kaynaklarının zaman içerisinde özellikle son on yıllarda büyük tahribata uğraması, suyun artık ekonomik bir meta olarak değerlendirilmesine ve su konusunda geniş kapsamlı vizyon sahibi politikalar üretilmesine neden olmuştur. Su kaynaklarının sürdürülebilirlik ekseninde topyekün değerlendirilmesi için küresel ölçekte çeşitli yaklaşımlar benimsenmiş ve küresel su organizasyonları nezdinde Bütüncül Su Kaynakları Yönetimi konsepti oluşturulmuştur. Bütüncül Su Kaynakları Yönetimi, Integrated Water Resources Management (BSKY/IWRM) anlayışı BM Kalkınma Programı, BM Çevre Programı, Dünya Bankası, Küresel Su Ortaklığı / Global Water Partnership (KSO/GWP), Dünya Su Konseyi / World Water Council (DSK/WWC) gibi uluslararası kurumların ve uluslararası toplantıların gündeminde yer almış farklı tanımlar verilerek tartışılmıştır. Sık kullanılan ve Küresel Su Ortaklığınca yapılan tanımlamaya göre BSKY, “hayati öneme haiz ekosistemlerin sürdürülebilirliğinden ödün vermeden, eşitlik esas alınarak, ekonomik ve sosyal refahın en üst düzeye çıkarılması için su, toprak ve ilgili kaynakların eşgüdüm içerisinde geliştirilmesi ve yönetiminin teşvik edilmesi”dir[5]. Bütüncül Su Kaynakları Yönetimi stratejilerine göre, su kaynaklarının değerlendirilmesinde sistem yaklaşımı benimsenmelidir ve su ekonomik bir meta olarak kabul edilmelidir.

2.1.2 Avrupa Birliği Su Çerçeve Direktifi

Avrupa Birliği'nde su kaynaklarının korunması ve yönetimine ilişkin mevzuat AB mevzuatı içerisinde çok önemli bir yer tutmakta olup bu alanda yirmiye aşkın direktif bulunmaktadır. Bu direktifler arasında en önemlisi ise 23 Ekim 2000 tarihli ve 2000/60/EC sayılı Su Çerçeve Direktifi'dir. Su kaynaklarının %100'e yakın bölümünü geliştirip kullanıma sunmuş gelişmiş ülkelerin çoğunlukta olduğu Avrupa Birliği için artık ana amaç bu kaynaklarının kirliliğinin önlenmesi olmuştur. Bu amaçla çıkarılan mevzuat içerisinde, su yönetimi ile ilgili Avrupa Birliği'nin politikasının çerçevesini oluşturması bakımından Su Çerçeve Direktifi özel önem taşımaktadır. SÇD'nin ana teması “bütünleşik yönetim ve sürdürülebilir kullanım”

olarak tanımlanmıştır. Daha önceki direktiflerin aksine tüm su kaynaklarını kapsayan Su Çerçeve Direktifi, su kaynaklarının korunmasında bütünleşik yaklaşım getirmekte, kaynak ıslahı ve sürdürülebilir kullanım olanağı sağlamaktadır. Su Çerçeve Direktifi (SÇD)'nin ana amacı iç yüzeysel suların, geçiş sularının, kıyı sularının ve yeraltı sularının korunması için bir çerçeve oluşturmaktır. Su Çerçeve Direktifi'nin ana prensipleri olarak, suyun adil ücretlendirilmesi, sürdürülebilir su kullanımı, uluslararası işbirliği ve yeni su birliği, suyun herkesin konusu olduğu, suyun hassas bir kaynak olduğu temaları belirtilmiştir[6].

2.1.3 Su Konusunda Entegre Yaklaşım

Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Sözleşmesi ve Kyoto Protokolü gibi zararlı emisyonların azaltılmasıyla ilgili uluslararası anlaşmaların ve enerji verimliliği ile enerjinin etkin kullanılması gerektiğinin vurgulandığı gündemler, küresel ölçekte çalışmalar olup BM üye ülkelerin katılımıyla hayata geçirilmeye çalışılmaktadır. Ekolojik dengenin sürdürülebilir kılınabilmesine yönelik eğilimlerin öne çıktığı gelişmiş ülkelerde, enerji kullanımı ile enerji kaynaklı emisyonların azaltılmasına yönelik ulusal hedefler belirlenmektedir[7]. Ülkemiz de hem AB muktesabatına uyum çerçevesinde hem de taraf olduğu BM su kaynakları ve çevre temalı protokoller yükümlülüğünde, su ve çevre konusunda ulusal strateji ve politikalar üretmek zorundadır.

Türkiye'de yaşanan hızlı nüfus artışına paralel olarak artan gıda ihtiyacının karşılanması doğrultusunda sulu tarımın yoğunlaşması yanında sosyo-ekonomik kalkınmanın beraberinde getirdiği hızlı şehirleşme ve yoğun sanayileşme neticesinde sanayi suyu, içme-kullanma suyu ve elektrik enerjisine yönelik talepler giderek yoğunlaşmakta, su kaynaklarının kullanımına yönelik sektörel bazda yoğunlaşan bu taleplerin karşılanması, esasen sonlu bir kaynak olan suyun entegre yönetimini daha önemli bir hale getirmektedir. Su-toprak-hava gibi tabii kaynakların birbirleriyle olan etkileşimleri göz önünde bulundurularak çevresel bir bütünlük içinde ele alınmaları ve "Entegre Yaklaşım" çerçevesinde yönetilmeleri gerektiği görüşü ülkemizde de önem kazanmaya başlamıştır. Bu manada ülkemizdeki yerüstü ve yeraltı su kaynaklarının sahip olduğu ekonomik potansiyelinin sürdürülebilir bir yaklaşımla, dengeli kalkınma prensipleri doğrultusunda, çevresel etkilerde dikkate alınarak geliştirilmesi, sosyo-ekonomik kalkınmada sürekliliğin sağlanması açısından büyük önem arz etmektedir[8].

2.2 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli sayısal olarak açıklanmadan önce, hidroelektrik potansiyeli ifade ederken kullanılacak brüt potansiyel, teknik potansiyel ve ekonomik potansiyel kavramları açıklanacaktır.

Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teorik üst sınırını gösteren brüt su kuvveti potansiyeli, mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyeli ifade etmektedir. Topoğrafya ve hidrolojinin bir fonksiyonu olan brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, ülkemiz için 433 milyar kWh mertebesindedir.

Teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını göstermektedir. Bölgede planlanan hidroelektrik projelerin teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün olan tümünün gerçekleştirilmesi ile elde edilecek hidroelektrik enerji üretiminin sınırlarını temsil etmektedir. Bu niteliğiyle teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonu olmakta ve çoğunlukla onun yüzdesi olarak ifade edilmektedir. Türkiye'de teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 milyar kWh civarındadır.

Ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik optimizasyonunun sınır değerini gösteren, gerek teknik açıdan geliştirilebilmesi mümkün, gerekse ekonomik yönden tutarlı olan tüm hidroelektrik projelerin toplam üretimi olarak tanımlanabilir. Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyeli yıldan yıla ufak farklılıklar göstermekle birlikte bugün için 129,9 milyar kWh civarında olduğu kabul edilebilir.

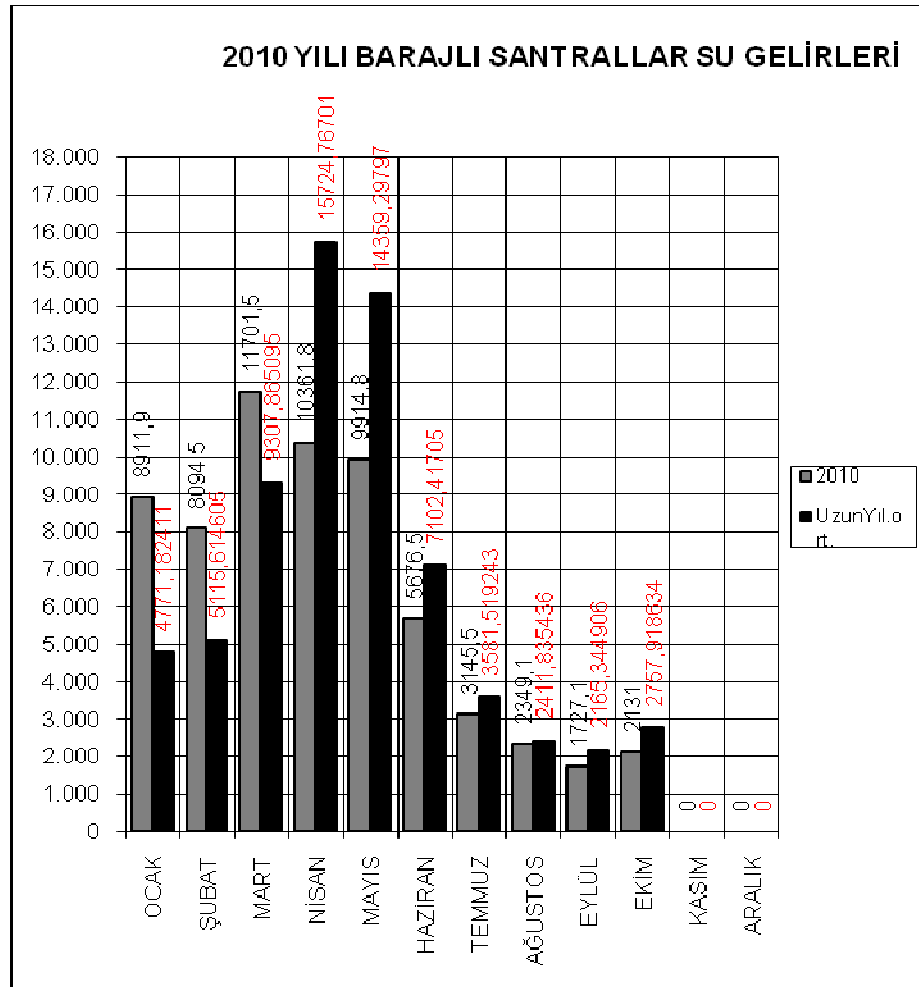
Türkiye 433 milyar kWh brüt teorik hidroelektrik potansiyeli ile dünya hidroelektrik potansiyeli içinde %1 oranında paya sahiptir. 129,9 milyar kWh ekonomik olarak yapılabilir potansiyeli ile Avrupa ekonomik potansiyeli içinde yaklaşık %15 hidroelektrik potansiyeline sahip bulunmaktadır.

Değerlendirilen hidroelektrik potansiyelimiz sonucu, hidroelektrik santrallerin üretimi yağış koşullarına bağımlı olduğundan her yıl toplam üretim içindeki payı değişim göstermekle birlikte, Türkiye'de elektrik enerjisinin yaklaşık %20-30'u sudan üretilmektedir. Ülkemizde kullanılan hidroelektrik potansiyeli sayılarla ifade edebilmek için, barajlara gelen su miktarları, işletmedeki barajlı hidroelektrik santrallerin işletme seviyelerindeki su miktarları çizelge 2.1, çizelge 2.2, şekil 2.1'de verilmiştir.

Çizelge 2.1 : Barajlı santrallerde aylar itibariyle gelen su miktarlarının bir önceki yıl, uzun yıllar ortalama ve program değerleriyle kıyaslaması (TEİAŞ)

Birim : Milyon m3

AYLAR	Uzun Yıllar Ortalama Su Geliri	2009 Fiili	2010 Program	2010 Fiili	Uz.Yıl.Ort. Göre Artış. %	Geçen Yıla Göre Artış. %	Programa Göre Gerç. %
OCAK	4.771,2	3.647,7	3.635,9	8.911,9	86,8	144,3	245,1
ŞUBAT	5.115,6	5.896,6	4.115,8	8.094,5	58,2	37,3	196,7
MART	9.307,9	9.465,6	7.348,5	11.701,5	25,7	23,6	159,2
NİSAN	15.724,8	11.953,2	11.386,8	10.361,8	-34,1	-13,3	91,0
MAYIS	14.359,3	12.114,7	10.188,8	9.914,8	-31,0	-18,2	97,3
HAZİRAN	7.102,4	5.766,7	4.890,8	5.676,5	-20,1	-1,6	116,1
TEMMUZ	3.581,5	3.770,7	2.761,1	3.145,5	-12,2	-16,6	113,9
AĞUSTOS	2.411,8	2.469,1	2.098,3	2.349,1	-2,6	-4,9	112,0
EYLÜL	2.165,3	2.305,3	1.849,9	1.642,9	-24,1	-28,7	88,8
EKİM	2.757,9	2.239,9	2.416,1	2.120,0	-23,1	-5,4	87,7
KASIM	3.583,5	4.398,3	3.154,1	2.289,6	-36,1	-47,9	72,6
ARALIK							
TOPLAM	70.881,2	64.027,7	53.846,1	66.208,1	-6,6	3,4	123,0



Şekil 2.1 : Barajlara gelen su miktarları (TEİAŞ)

Çizelge 2.2 : Önemli barajlı santrallerdeki maksimum işletme ve minumum işletme seviyelerindeki su miktarları (TEİAŞ)

BARAJLAR	MAKSİMUM İŞLETME SEVİYESİNDEKİ SU (1000m3)	MİNİMUM İŞLETME SEVİYESİNDEKİ SU (1000m3)	FAYDALI SU (1000m3)
ADIGÜZEL	1.103.060	254.400	848.660
ALMUS	1.006.733	151.473	855.260
ALTINKAYA	5.763.000	2.871.000	2.892.000
ASLANTAŞ	1.676.250	530.000	1.146.250
ATATÜRK	48.822.754	37.653.000	11.169.754
BATMAN	1.244.000	428.000	816.000
BERKE	427.000		
BORÇKA	418.453	267.672	150.781
ÇAMLIGÖZE	54.717	30.024	24.694
ÇATALAN	2.120.000	1.400.000	720.000
DEMİRKÖPRÜ	1.022.295	256.992	765.303
DERBENT	212.500	166.750	45.750
DİCLE	582.500	275.200	307.300
GEZENDE	91.898	26.430	65.468
GÖKÇEKAYA	953.102	731.677	221.425
HASAN UĞURLU	1.018.365	382.298	636.067
HİRFANLI	5.740.417	3.705.303	2.035.114
KAPULUKAYA	286.149	145.388	140.761
KARACAÖREN-1	1.234.000	409.366	824.634
KARACAÖREN-2	48.900	42.600	6.300
KARKAMIŞ	156.872	67.200	89.672
KARAKAYA	9.242.004	4.888.889	4.353.115
KEBAN	31.001.588	17.074.235	13.927.353
KEMER	419.200	66.839	352.361
KESİKKÖPRÜ	88.053	31.107	56.946
KILIÇKAYA	1.400.390	367.130	1.033.260
KOÇKÖPRÜ	86.500	22.550	63.950
KRALKIZI	1.891.080	236.000	1.655.080
KUZGUN	323.819	80.407	243.412
KÜRTÜN	109.500	46.800	62.700
MANAVGAT	88.000	15.600	72.400
MENZELET	1.974.500	533.900	1.440.600
OYMAPINAR	296.705	220.218	76.487
ÖZLÜCE	1.108.575	391.300	717.275
H.P.SARIYAR	1.698.850	1.065.000	633.850
SEYHAN	865.400	159.900	705.500
SİR	1.120.000	452.000	668.000
SUAT UĞURLU	182.461	154.371	28.090
TERCAN	176.858	44.676	132.182
YENİCE	57.925	53.250	4.675
ZERNEK	105.800	20.400	85.400

2.3 Türkiye Hidroelektrik Sisteminde Görevli Kuruluşlar

Ülkemizde ilk elektrik santrali 1902 yılında Mersin -Tarsus'ta özel bir şirket tarafından kurulmuştur. İlk termik santral da 1913 yılında İstanbul- Silahtarğa'da üretime başlamıştır. Devletçilik ilkesi gereği devlet idaresindeki elektrik işletmeciliği ise, 1935 yılında 2805 sayılı Kanun uyarınca Etibank'ın kurulmasıyla başlamıştır. Etibank'tan sonra kurulan ve ülkenin kaynaklarını değerlendirmekle yükümlü diğer kuruluşlar olan Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (Eİİ), İller Bankası ve Devlet Su İşleri (DSİ)'nin katkılarıyla çok sayıda tesis ulusal elektrik sistemine bağlanmıştır. Türkiye'nin kurulu gücünün oluşmasında önemli bir misyonu yerine getiren ve hidroelektrik sistemlerin değerlendirilmesinde en büyük katkıyı sağlayan kuşkusuz Eİİ ve DSİ'dir. Türkiye kurulu gücünün 1913-2009 aralığındaki gelişimi ve bu gelişimdeki hidroelektrik enerji miktarları çizelge 2.3 ve çizelge 2.4'de verilmiştir.

2.3.1 Elektrik İşleri Etüt İdaresi

Elektrik İşleri Etüt İdaresi (Eİİ), ülkemizde elektrik alanında ilk büyük sorumluluğu üstlenen kurum kabul edilebilir. Ülkemizde elektrik işleri ile ilgili ilk kurumsal çalışmalar, 1934 yılında İktisat Vekaleti bünyesinde kurulan Elektrifikasyon Bürosu ile başlar. Bu büronun fonksiyonlarının ülke çapında bir planlama yapmaya yeterli olmadığının anlaşılması üzerine 24.06.1935 tarih ve 3036 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren 2819 sayılı kanunla “Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Direktörlüğü” kurulmuş ve memleketin elektrifikasyon planlamasını hazırlamak üzere görevlendirilmiştir. Bu Genel Direktörlük faaliyetlerini farklı bakanlıklara bağlı olarak sürdürmüş, 1964 yılında Başbakanlık talimatıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlanmıştır. 19.02.1985 tarih ve 3154 sayılı Kanunun geçici 5. Maddesi ile Kurumun adı Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü olarak değiştirilmiştir. Görevlerinden bir bölümünü zaman içinde değişik kuruluşlara devreden Eİİ, ülkemiz su kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi konusundaki araştırma, etüt ve projelendirme çalışmaları görevlerini sürdürmektedir[9].

2.3.2 Devlet Su İşleri

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, ülkemizin su ve toprak kaynaklarının korunması, kullanılması ve geliştirilmesiyle yükümlü en büyük ve en etkin kuruluştur. DSİ,

Çizelge 2.3 : Türkiye Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Payı 1913-1965 (TEİAŞ)

YIL YEAR	TERMİK THERMAL	HİDROLİK HYDRO	Birim:MW	
			TOPLAM TOTAL	ARTIŞ INCREASE %
1913	17,2	0,1	17,3	-
1923	32,7	0,1	32,8	89,6
1924	32,8	0,1	32,9	0,3
1925	33,3	0,1	33,4	1,5
1926	48,4	0,2	48,6	45,5
1927	51,5	0,4	51,9	6,8
1928	64,4	1,5	65,9	27,0
1929	68,9	3,2	72,1	9,4
1930	74,8	3,2	78,0	8,2
1931	98,7	3,2	101,9	30,6
1932	99,8	3,5	103,3	1,4
1933	104,3	3,5	107,8	4,4
1934	112,9	4,5	117,4	8,9
1935	121,2	5,0	126,2	7,5
1936	133,3	5,2	138,5	9,7
1937	161,7	5,4	167,1	20,6
1938	173,1	5,4	178,5	6,8
1939	210,1	5,5	215,6	20,8
1940	209,2	7,8	217,0	0,6
1941	213,8	8,2	222,0	2,3
1942	218,5	8,2	226,7	2,1
1943	228,2	8,2	236,4	4,3
1944	233,7	8,2	241,9	2,3
1945	237,7	8,2	245,9	1,7
1946	238,5	9,0	247,5	0,7
1947	242,3	9,1	251,4	1,6
1948	296,2	9,3	305,5	21,5
1949	371,8	10,0	381,8	25,0
1950	389,9	17,9	407,8	6,8
1951	399,2	24,0	423,2	3,8
1952	412,0	25,8	437,8	3,4
1953	470,1	29,4	499,5	14,1
1954	480,2	36,7	516,9	3,5
1955	573,5	38,1	611,6	18,3
1956	731,9	154,2	886,1	44,9
1957	777,6	161,8	939,4	6,0
1958	809,1	220,9	1030,0	9,6
1959	843,4	317,6	1161,0	12,7
1960	860,5	411,9	1272,4	9,6
1961	878,6	445,3	1323,9	4,0
1962	901,2	469,6	1370,8	3,5
1963	902,6	478,5	1381,1	0,8
1964	921,1	497,2	1418,3	2,7
1965	985,4	505,1	1490,5	5,1

Çizelge 2.4 : Türkiye Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Payı 1966-2009 (TEİAŞ)

YIL YEAR	TERMİK THERMAL	HİDROLİK HYDRO	JEOTER.+RÜZ. GEOTHERM.WIND	Birim:MW	
				TOPLAM TOTAL	ARTIŞ INCREASE %
1966	1028,0	616,3		1644,3	10,3
1967	1257,4	701,7		1959,1	19,1
1968	1243,4	723,2		1966,6	0,4
1969	1243,4	723,8		1967,2	0,03
1970	1509,5	725,4		2234,9	13,6
1971	1706,3	871,6		2577,9	15,3
1972	1818,7	892,6		2711,3	5,2
1973	2207,1	985,4		3192,5	17,7
1974	2282,9	1449,2		3732,1	16,9
1975	2407,0	1779,6		4186,6	12,2
1976	2491,6	1872,6		4364,2	4,2
1977	2854,6	1872,6		4727,2	8,3
1978	2987,9	1880,8		4868,7	3,0
1979	2987,9	2130,8		5118,7	5,1
1980	2987,9	2130,8		5118,7	0,0
1981	3181,3	2356,3		5537,6	8,2
1982	3556,3	3082,3		6638,6	19,9
1983	3695,8	3239,3		6935,1	4,5
1984	4569,3	3874,8	17,5	8461,6	22,0
1985	5229,3	3874,8	17,5	9121,6	7,8
1986	6220,2	3877,5	17,5	10115,2	10,9
1987	7474,3	5003,3	17,5	12495,1	23,5
1988	8284,8	6218,3	17,5	14520,6	16,2
1989	9193,4	6597,3	17,5	15808,2	8,9
1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6	3,2
1991	10077,8	7113,8	17,5	17209,1	5,5
1992	10319,9	8378,7	17,5	18716,1	8,8
1993	10638,4	9681,7	17,5	20337,6	8,7
1994	10977,7	9864,6	17,5	20859,8	2,6
1995	11074,0	9862,8	17,5	20954,3	0,5
1996	11297,1	9934,8	17,5	21249,4	1,4
1997	11771,8	10102,6	17,5	21891,9	3,0
1998	13021,3	10306,5	26,2	23354,0	6,7
1999	15555,9	10537,2	26,2	26119,3	11,8
2000	16052,5	11175,2	36,4	27264,1	4,4
2001	16623,1	11672,9	36,4	28332,4	3,9
2002	19568,5	12240,9	36,4	31845,8	12,4
2003	22974,4	12578,7	33,9	35587,0	11,7
2004	24144,7	12645,4	33,9	36824,0	3,5
2005	25902,3	12906,1	35,1	38843,5	5,5
2006	27420,2	13062,7	81,9	40564,8	4,4
2007	27271,6	13394,9	169,2	40835,7	0,7
2008	27595,0	13828,7	393,5	41817,2	2,4
2009	29339,1	14553,3	868,8	44761,2	7,0

1954 yılından itibaren ülkemizin ekonomik ve sosyal kalkınmasında önemli roller üstlenerek, doğal kaynakların rasyonel şekilde kullanılmasını hedeflemektedir. Devlet Su İşleri, 1954 yılından itibaren 677 baraj ve göleti işletmeye almış, 11.020 MW kurulu güç ile yaklaşık 40.000 GWh hidroelektrik üretim kapasitesini gerçekleştirmiş, 3 milyon 13 bin hektar alanı sulamaya açmış, içme suyu faaliyetleri kapsamında 26 milyon vatandaşımıza içme, kullanma ve sanayi suyu sağlanmış, 1 milyon hektar tarım arazisini 4.565 adet taşkınkoruma tesisi inşa ederek taşkınlardan korumuştur[8].

DSİ Genel Müdürlüğü görevlerini; 6200, 167 ve 1053 Sayılı Kanunlara göre yürütür. Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğüne; 28/02/1954 tarih ve 6200 Sayılı “Teşkilat ve Vazifeler Hakkındaki Kanun” ile, baraj yapımı, taşkın koruma, sulama, bataklık alanların ıslahı, hidroelektrik enerji üretimi, akarsularda ıslahat yapmak ve icap edenleri seyrüsefere elverişli hale getirmek, bu işlerle ilgili her türlü etüt, proje ve inşaatları yapmak veya yaptırmak, bu tesislerin işletme, bakım ve onarımlarını yapmak / yaptırmak görevleri, 16/12/1960 tarih ve 167 Sayılı “Yeraltı Suları Hakkında Kanun” ile, yeraltı suyu etüt ve araştırmaları için kuyu açmak veya açtırmak, yeraltı suyu tahsisi yapmak, yeraltı sularının korunması ve tescili, arama, kullanma ve ıslah-tadil belgesi vermek görevleri, 03/07/1968 tarih ve 1053 Sayılı “Ankara, İstanbul ve Nüfusu 100 000’den Büyük şehirlere içme Suyu Temini Hakkında Kanun” ile, baraj ve isale hattı, su tasfiye tesisi inşaatları, su depoları yapmak, görevleri verilmiş olup, 18/04/2007 tarih ve 5625 sayılı Kanun ile 1053 sayılı kanunun 10. maddesinin değişmesi neticesinde nüfus kriteri kaldırılarak belediye teşkilatı olan tüm yerleşim yerlerinin içme kullanma ve endüstri suyu ve gerekmesi halinde atık su tesislerinin yapımında da DSİ yetkili kılınmıştır[8].

Kuruluşundan itibaren Türkiye’de en büyük kamu kuruluşlarından biri olan DSİ, ülkenin hidroelektrik kaynaklarının değerlendirilmesindeki başarısının yanısıra, gerek kamuda gerekse özel sektörde çalışan teknik personel için bilgi kaynağı bir okul olmuştur. DSİ misyonu ve vizyonu gereği, sadece yeni tesisler yapmakla kalmamış aynı zamanda yurtdışında benzer göreve sahip kurum veya kuruluşları takip ederek, yurtdışına öğrenci göndererek ve ülkenin söz konusu alandaki bilgi altyapısını oluşturarak lokomotif görevi görmüştür.

Türkiye kurulu gücünün 1913’den 2009 yılına kadar gelişimi ve bu gelişimdeki hidroelektrik üretimin payı Çizelge 2.3 ve 2.4’de gösterilmektedir.

2.4 Türkiye Hidroelektrik Sisteminde Özel Sektörün Konumu

Türkiye kurulu gücünde 2009 yılında 194.812,9 GWh üretimin 89.453,7 GWh'i kamu santrallerinden (% 45,9), 105.359,3 GWh'i ise özel santrallardan (otoprodüktör santraller dahil) (% 54,1) karşılanmıştır. Kurulu gücün kuruluşlara göre dağılımı çizelge 2.5'tedir.

Çizelge 2.5 : Türkiye Kurulu Gücünde Kamu ve Özel Sektör Payları (TEİAŞ)

KURULUŞLAR	ÜRETİM GWh	TÜRKİYE TÜK. SUN. KATKI(%)	TÜRKİYE ÜR. KATKI(%)
EÜAŞ SANTRALLARI	70.784,8	36,18	36,33
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	18.668,9	9,54	9,58
İŞLETME HAKKI DEVİR SANTRALLAR	4.373,1	2,24	2,24
MOBİL SANTRALLAR	0,0	0,00	0,00
Yİ SANTRALLARI	43.767,7	22,37	22,47
YİD SANTRALLARI	13.860,0	7,09	7,11
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	29.860,0	15,26	15,33
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLARI	13.498,4	6,90	6,93
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAMI	194.812,9	99,58	100,00
NAHÇIVAN	125,3	0,06	
YUNANİSTAN	0,0	0,00	
GÜRCİSTAN	182,1	0,09	
İRAN (TÜRKMENİSTAN)	504,5	0,26	
DIŞ ALIM TOPLAMI	812,0	0,42	
TOPLAM TÜKETİME SUNULAN	195.624,9	100,00	
AZERBAYCAN (NAHÇIVAN)	0,1		
YUNANİSTAN	0,0		
IRAK	1.215,0		
GÜRCİSTAN	0,0		
SURİYE	330,7		
DIŞ SATIM TOPLAMI	1.545,8		
TÜRKİYE TÜKETİM TOPLAMI	194.079,1		

Türkiye kurulu gücünde 2009 yılında üretilen 194.812,9 GWh elektrik enerjisinin % 80,6'sı termik, % 18,5'i hidrolik, % 0,8'i rüzgar ve % 0,2'si jeotermal kaynaklardan karşılanmıştır. Hidrolik kaynakların Türkiye kurulu gücündeki katkısı sadece üretimle sınırlı olmayıp sistemin kaliteli işletilmesini sağlamak için, sistem frekansını 50 Hz civarında, gerilimi nominal sınırlar içinde kontrol etme kapsamında, Gökçekaya, Altınkaya, Sarıyar, Kemer, Demirköprü, Oymapınar gibi santraller gerektiğinde kompansatör olarak çalıştırılmakta olup, 2009 yılında 12.208.067 kWh aktif enerji grupların kompansatör olarak çalıştırılmaları için harcanmıştır.

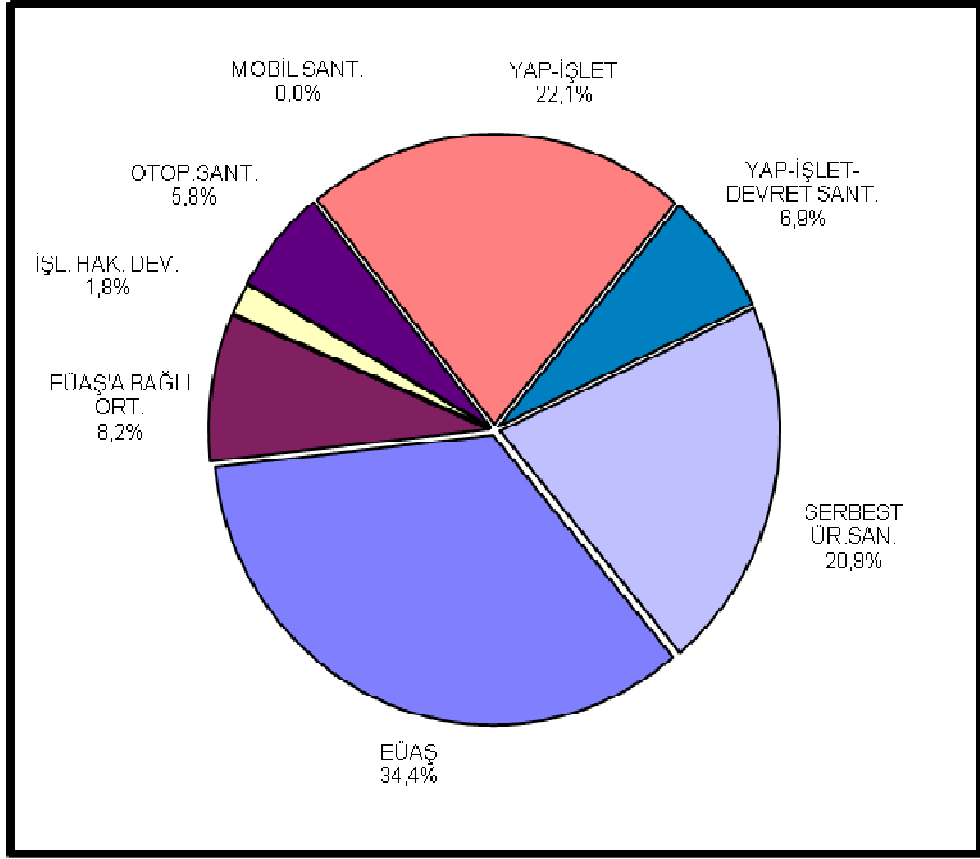
Çizelge 2.6 : Türkiye Kurulu Gücünün üretim kaynaklarına göre dağılımı (TEİAŞ)

		ÜRETİM GWh	TÜRKİYE TÜK. SUN. KATKI(%)	TÜRKİYE ÜR. KATKI(%)
BİRİNCİL KAYNAKLAR				
TERMİK	FUEL-OİL	4.439,8	2,3	2,3
	MOTORİN	345,8	0,2	0,2
	TAŞKÖMÜRÜ	3.334,8	1,7	1,7
	İTHAL KÖMÜR	12.813,2	6,5	6,6
	ASFALTİT	447,6	0,2	0,2
	LİNYİT	39.089,5	20,0	20,1
	DOĞAL GAZ	96.094,7	49,1	49,3
	NAFTA	17,6	0,0	0,0
	LPG	0,4	0,0	0,0
	YENİLENEBİLİR+ATIK+DİĞERLERİ	340,1	0,2	0,2
	TERMİK TOPLAM	156.923,5	80,2	80,6
RÜZGAR TOPLAM		1.495,4	0,8	0,8
JEOTERMAL TOPLAM		435,7	0,2	0,2
HİDROLİK	BARAJLI	30.603,3	15,6	15,7
	DOĞAL GÖL VE AKARSU	5.355,0	2,7	2,7
	HİDROLİK TOPLAM	35.958,4	18,4	18,5
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAMI		194.812,9	99,6	100,0
DIŞ ALIM		812,0	0,4	
TOPLAM TÜKETİME SUNULAN		195.624,9	100,0	
DIŞ SATIM		1.545,8	0,8	
TÜRKİYE TÜKETİM TOPLAMI		194.079,1	99,2	

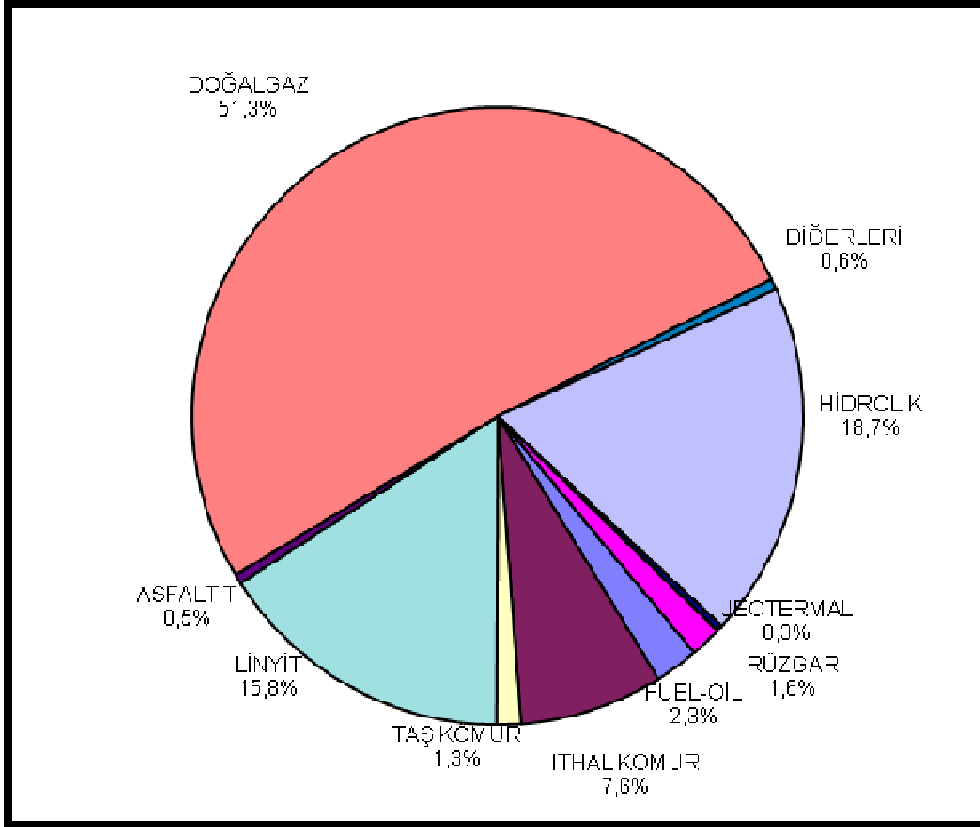
2.5 Türkiye Elektrik Sisteminde Hidroelektrik Üretimin Payı

Ekonomik HES potansiyeli içindeki tüm projeler; termik santrallara göre rantabiliteleri daha yüksek projelerdir. Bununla birlikte inşa sürelerinin uzun ve yapım maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle kısa vadeli çözüm amaçlandığında tercih edilmemektedir. Ülke yönetimindeki siyasi irade uzun vadeli stratejik tesisler üretmektense, acil enerji talebini karşılamak ve kamuoyunu tatmin etmek için yurtdışı kaynaklı termik santrallere yönelmek zorunda kalabilmektedir. Bununla birlikte cumhuriyetin yüzüncü yılında, 2023 yılında tüm değerlendirilebilir hidrolik kaynakların kullanıma sunulması hedeflenmektedir[6].

Türkiye’de son on yılda elektrik enerjisi piyasasında yaşanan köklü radikal değişiklikler hidroelektrik santral yapımı teşviklerini ve yatırımlarını önemli ölçüde arttırmakla birlikte, Türkiye elektrik sisteminde hidroelektrik üretimin payı iklim şartlarına bağlı olarak % 20-30 arasında değişmekte olup kuruluşlara ve kaynaklara göre elektrik üretimi Çizelge 2.6, Şekil 2.2 ve Şekil 2.3’de gösterilmektedir.



Şekil 2.2 : Kuruluşlara göre Türkiye elektrik üretimi (TEİAŞ)



Şekil 2.3 : Birincil kaynaklarına göre Türkiye elektrik üretimi (TEİAŞ)

3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

Enerjinin, yaşam kalitesinin artırılmasında ve ülkelerin gelişmesinde hayati öneme sahip olması nedeniyle ve günümüzde enerji arz güvenliği, gerek ülkemizde gerek tüm dünyada önemli gündem maddesi haline gelmiştir. Dünyada nüfus artışı, sanayileşme ve şehirleşme ile birlikte, gelişen ticaret ve üretim imkanlarına bağlı olarak, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talep giderek artmaktadır. Dünyada 2030 yılına kadar nüfusun iki milyar kişi artması beklenmektedir. Dünyada 2030 yılına kadar enerji talebinin, bugüne göre %50 daha fazla olacağı öngörülmektedir. Bu bağlamda, elektrik enerjisi arz ve güvenliğinin sağlanması için, yeterli, güvenilir ve çevreye duyarlı olarak enerjinin üretimi ve fiyat istikrarının sağlanabileceği bir piyasa ortamının oluşturulması gerekmektedir.

3.1 Türkiye’de Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi

Elektrik enerjisi, dünyada günlük hayatta ilk olarak 1878 yılında kullanılmaya başlanmıştır. Dünyada ilk elektrik santrali ise 1882’de Londra’da hizmete girmiştir. Ülkemizde ise ilk elektrik santrali 1902 yılında Mersin -Tarsus’ta özel bir şirket tarafından kurulmuş olup, ilk termik santral da 1913 yılında İstanbul- Silahtarğa’da hizmete girmiştir. Devletçilik ilkesi gereği devlet idaresindeki elektrik işletmeciliği ise, 1935 yılında 2805 sayılı Kanun uyarınca Etibank’ın kurulmasıyla başlamıştır. Etibank’tan sonra kurulan ve ülkenin kaynaklarını değerlendirmekle yükümlü diğer kuruluşlar olan Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ), İller Bankası ve Devlet Su İşleri (DSİ)’nin katkılarıyla çok sayıda tesis ulusal elektrik sistemine bağlanmıştır.

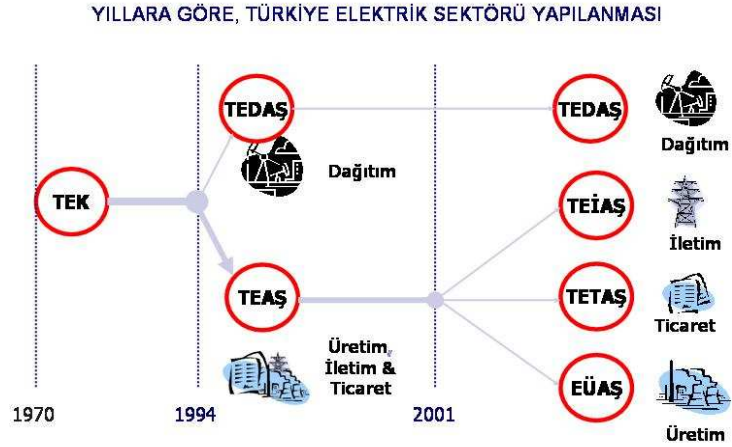
Birinci (1963-1967) ve İkinci (1968-1972) Beş Yıllık Kalkınma Planı dönemlerinde, Türkiye’deki elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretine ilişkin faaliyetlerin entegre bir sistem içerisinde tek bir kamu kurumu çatısı altında birleştirilmesi hedeflenerek; bu hedef ve strateji doğrultusunda, 15.07.1970 tarih ve 1312 sayılı Kanun’la Devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak, ülke ihtiyacı elektriğin üretim,

iletim, dağıtım ve ticaretini yapmak amacıyla, kamu iktisadi kuruluşu statüsünde, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Elektrik sektöründeki dağınıklığın giderilerek, daha verimli ve etkin bir yapıya kavuşturulması için ülkedeki tüm elektrik tesislerinin birleştirilmesi öngörülmüş ve 10 Eylül 1982 tarihinde yürürlüğe giren 2705 sayılı Kanunla Belediye ve Birlik Elektrik Tesislerinin Türkiye Elektrik Kurumu'na devri ile enerjide bütünleşme sağlanmıştır. 2705 sayılı Kanunun kapsamı dışında kalan, İller Bankası'nın elektrik enerjisi dalında çalışan personeli ve işleri, kuruluşlar arasında yapılan bir anlaşma ile Temmuz 1986 yılında tüm fonksiyonları ile TEK'e devredilerek kamu kesiminde istenilen bütünlük sağlanmıştır[10].

Beşinci (1985-1989) ve Altıncı (1990-1994) Beş Yıllık Kalkınma Planlarında, Ekonomik Önlemler Uygulama Planı ve 1995 yılı Geçiş Planı ile hükümet programlarında TEK'in özelleştirilmesi öngörülmüştür. Kalkınma planı ve Hükümet programlarında öngörülen hedef ve strateji bağlamında elektrik sektöründe başlatılması gündeme getirilen özelleştirme uygulamalarına ilişkin olarak; 04.12.1984 tarih ve 3096 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun, 28.05.1986 tarih ve 3291 sayılı KİT'lerin Özelleştirilmesi Hakkında Kanun, 22.02.1994 tarih ve 3974 sayılı TEK'in özelleştirilmesini öngören ve 3291 sayılı Kanuna ek maddeler eklenmesine dair Kanun, 08.06.1994 tarih 3996 sayılı Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Kanun, 24.11.1994 tarih ve 4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun, ile bunu tadil eden 27.04.1995 tarih ve 4105 sayılı Kanun, 10.07.1997 tarih ve 4283 sayılı Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, yürürlüğe konulmuştur[10].

Anayasa Mahkemesinin 10.12.1994 tarihli kararıyla Türkiye Elektrik Kurumu'nun mülkiyet satışı yöntemiyle özelleştirilmesini öngören 3974 sayılı Kanunun temel hükümleri iptal edilmiştir. Bu karar doğrultusunda kamu elektrik işletmelerinin mülkiyet devri ile özelleştirilmesi yolu kapatılmış, buna karşılık, 3096 ve 4046 sayılı kanunlara göre işletme hakkının devri yöntemiyle özelleştirme yolu açılmıştır. Bu kapsamda, Çayırhan Termik Santralının işletme hakkı 20 yıllığına (1-2 ünitesi 2000 yılında, 3-4 ünitesi 2001 yılında) özel sektöre devredilmiştir. 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararnameye dayanılarak çıkarılan 12.08.1993 tarih ve 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu Kararıyla, bir kamu iktisadi kuruluşu olan TEK, Türkiye Elektrik

Üretim İletim A.Ş (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş (TEDAŞ) unvanlı iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak şekil 3.1’de görüldüğü gibi yapılandırılmıştır. Avrupa Birliği 1999 Helsinki Zirvesi’nde Türkiye’ye aday ülke statüsü verilmesiyle 21.01.2000 tarih ve 4501 sayılı Kanun ile sektörde uluslararası tahkim müessesesi düzenlenmiş, mevcut elektrik mevzuatının Avrupa Birliği müktesebatına uyumlu hale getirilmesi ve buna göre sektörde yeniden yapılandırma çalışmaları başlatılmıştır. 2001 yılında Hükümet tarafından uygulamaya konulan Ekonomik İstikrar ve Enflasyonla Mücadele Programı çerçevesinde de TEAŞ’ın özelleştirilmek üzere yeniden yapılandırılması öngörülmüştür. Bu programın başlıca amacı, elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılandırılması, elektrikte serbest piyasa sistemine geçilmesi, serbest rekabet ortamının sağlanması, elektrikle ilgili üretim, iletim, toptan satış ve dağıtım için ayrı ayrı kamu şirketleri kurulması ve son aşamada üretim ve dağıtımla ilgili kamu elektrik şirketlerinin özelleştirilmesidir[10].



Şekil 3.1: Yıllara göre Türkiye elektrik sektörü yapılanması (TEİAŞ)

Türkiye’de elektrik enerjisi sektörü, cumhuriyetin ilk yıllarında özel teşebbüsün yetersizliği ve ülkenin sosyo-ekonomik imkansızlıkları nedeniyle devletçilik ilkesi esas alınarak devlet eliyle yapılandırılmış ve uzun süre devlet tekelinde kalmıştır. Bu süreçte devlet politikası, elektrik enerjisi sektörünün daha etkin ve verimli şekilde yönetilmesi, organize edilmesi ve geliştirilebilmesi için sektörün tek çatı altında toplanması şeklinde olmuş ve bu politika gereği köycülük, belediye ve İller Bankası uhdesindeki dağıtım sorumlulukları 1982 ve 1986 yıllarında Türkiye Elektrik Kurumu’na devredilmiştir. Bununla birlikte, elektrik enerjisi sektöründeki kurumların sorumluluklarının sancılı bir süreçle birleştirilmesinden sonra ekonomi alanındaki küresel liberalleşme etkisiyle 1994 yılında, yani sadece on yıl sonra,

elektrik enerjisi sektörü tekrar bölünmüştür. Elektrik enerjisi sektöründe sorumlu kuruluşlar olmalarıyla birlikte, görev ve sorumluluk alanları farklı birimlerin önce birleştirilmesi sonra tekrar ayrıştırılması, zaman ve kaynak kayıplarına neden olmuştur.

3.1.1 TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.)

TEİAŞ, 233 sayılı KHK Kanun Hükmünde Kararname sistemi içinde, iktisadi devlet teşekkülü olarak ve mevcut mevzuat ve ana statüsü hükümleri çerçevesinde, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan (EPDK) 13.03.2003 tarihinde aldığı iletim lisansı çerçevesinde, yeni piyasa yapısına uygun olarak faaliyetlerini yürütmektedir. Elektrik iletimi ve yük dağıtımı ile ilgili faaliyetleri verimlilik ve karlılık ilkelerine göre gerçekleştirmek üzere, kurulması öngörülen yeni iletim tesislerinin etüt ve planlamasını yapmak, buna bağlı olarak gerekli tesislerin yatırım programına alınarak, yapılmasını sağlamak, mevcut ve kurulacak tesisleri işletmek, bakım-onarım ve rehabilitasyonunu yapmak ve gerektiğinde bu fonksiyonlarını yerine getirmek üzere hizmet satın almak üzere kurulmuştur[11].

TEİAŞ'ın görevleri, tüm iletim tesislerini işletmek, sistem yük dağıtım ve frekans kontrolü yapmak, sistem kontrolü sağlamak, gerçek-zamanlı sistem güvenilirliğini izlemek, arz güvenliğini ve kalitesini sağlamak amacıyla üretim kapasite projeksiyonunu hazırlamak; enterkonnekte sistem için teknik ve işletme standartlarını belirleyecek olan Şebeke Yönetmeliğini ve Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğini hazırlamak ve uygulamak üzere gerekli altyapıyı ve örgütlenmeyi oluşturmak, gerek görüldüğünde Şebeke Yönetmeliğini inceleyerek gerekli revizyonları yapmak ve uygulamak, ETKB'nin uluslararası enterkonneksiyonlarla ilgili politikaları doğrultusunda, uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarını yapmak ve uygulamak; şebekenin teknik standartlarını geliştirmek, uygulamak ve bu standartlara uygunluğunu izlemek; sistem kontrolü ve işletme faaliyetleri ile ilgili olarak her türlü iletişim, bilişim ve kontrol altyapısının sağlanması ile, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği için gereken alt yapıyı kurmak ve bu yönetmelik uyarınca uygulamayı yapmak ve bu kapsamda mali uzlaştırma sisteminin çalıştırılmasını sağlamak; piyasanın gelişimine bağlı olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu kararı doğrultusunda yeni ticaret yöntemleri ve satış kanallarının uygulanabilmesine

yönelik alt yapıyı geliştirmek ve uygulamak; bu amaç ve faaliyetleri doğrudan doğruya, Merkez ve Taşra eliyle yapmaktır[11].

Öngörülen Elektrik Piyasasının iki temel ögesi olan Piyasa İşletmecisi konumundaki Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) ve Sistem İşletmecisi konumundaki Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) TEİAŞ bünyesinde çalışmaktadırlar[12].

Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi, 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanununa göre Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği hükümleri doğrultusunda, gerçekleşen alım-satımlar ile sözleşmeye bağlanmış miktarlar arasındaki farkları esas alarak, piyasada faaliyet gösteren tüzel kişilerin borçlu yada alacaklı oldukları tutarları hesaplamak suretiyle, mali uzlaştırma sistemini çalıştırmakla yükümlü olup, TEİAŞ-Elektrik Piyasa Hizmetleri ve Mali Uzlaştırma Dairesi Başkanlığı olarak çalışmalarını sürdürmektedir[12].

PMUM'un piyasa işletmecisi olarak görevleri, piyasa katılımcılarının kayıt ve ikili anlaşma bildirimlerinin işleme konulması, saatlik sistem marjinal fiyatları ile her bir uzlaştırma dönemi için aylık sistem dengesizlik fiyatının hesaplanması, ikili anlaşma bildirimlerinin, kabul edilen yük alma ve yük atma tekliflerinin ve katılımcıların sisteme verdikleri ve sistemden çektikleri uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi miktarlarının dikkate alınması suretiyle, alacak ve borç miktarlarının hesaplanması, bildirimlerinin hazırlanması ve alacak-borç ve teminat yönetimi işlemlerinin yürütülmesi, EPDK tarafından talep edilecek raporların hazırlanması ve yayımlanması olarak tanımlanmaktadır[12].

Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM), Türkiye güç sistemi, bir Ulusal Kontrol Merkezi (Gölbaşı) ile 9 adet Bölgesel Kontrol Merkezinden (Adapazarı, Çarşamba, Keban, İzmir, Erzurum, Çukurova, Kepez, İkitelli ve Gölbaşı) gözlenip yönetilmektedir. Güç sistemi işletmesi, sistemin 380 kV trafo merkezlerini ve 50 MW'ın üzerindeki tüm santralleri kapsayan sınırlı bir SCADA ve Enerji İşletim Sistemi Programı ile yapılmaktadır[13].

Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM), Dengeleme Güç Piyasasının işletilmesi ile sistemde anlık dengenin, yeterli arz kalitesini sağlayacak şekilde sağlanması, yan hizmet alımı ve dengeleme mekanizması yoluyla gerekli yedeklerin tutulması, gerçek zamanlı dengelemenin organizasyonunu, DUY ve Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği hükümleri çerçevesinde yürütmektedir[12].

TEİAŞ tarafınca işletilmekte olan Türkiye iletim sistemi ile ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi'nin (Avrupa Şebekeleri Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri) 18

Eylül 2010'da başarıyla başlatılan bir yıllık deneme paralel işletimi ilk fazdaki durumunda kesinti olmadan sürmektedir[14].

3.1.2 EÜAŞ (Elektrik Üretim A.Ş.)

EÜAŞ, 05.02.2001 tarihinde Bakanlar Kurulu kararı ile kurulmuştur. Kamunun elinde bulunan hidrolik ve termik santrallerin işletilmesi, inşa halindeki tesislerin tamamlanması ve üretim tesislerinde gerekli bakım, onarım ve rehabilitasyon işlemlerinden sorumlu olan kuruluştur[11].

3.1.3 TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.)

TEK(Türkiye Elektrik Kurumu), Bakanlar Kurulunun 12.08.1993 tarih ve 93/4789 sayılı kararı ile Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) adı altında iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak yeniden yapılandırılmış ve 1994 yılında TEAŞ ve TEDAŞ tüzel kişiliklerine kavuşmuşlardır.

Bugün elektrik dağıtım ve perakende satış sektöründe rekabete dayalı bir ortamın oluşturulması ve gerekli reformların yapılmasını teminen dağıtım bölgeleri baz alınarak Kamu mülkiyetindeki elektrik işletmelerinin yeniden yapılandırılması suretiyle elektrik enerjisi dağıtım hizmetlerinin özelleştirilmesine karar verilmiş ve TEDAŞ 02.04.2004 tarih ve 2004/22 sayılı Özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile özelleştirme kapsam ve programına alınmıştır. Dağıtım bölgeleri yeniden belirlenerek, Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır[11].

Bu çalışma hazırlanırken tüm dağıtım bölgelerinin ihaleye çıkılma süreci tamamlanmıştır.

3.1.4 TETAŞ (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.)

EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ ve diğer Şirketler arasında olan enerji alım ve satış anlaşmalarını yürütmek, enterkonneksiyon şartları oluşmuş ülkelere /ülkelere, Bakanlık politikalarına uygun olarak elektrik ithalat ve ihracatı yapmak ve teşekkülün taraf olacağı enerji alım ve satış anlaşmalarını değişen sektör şartlarına göre ve yasal düzenlemelere uygun olarak Hazine Müsteşarlığının uygun görüşünü almak kaydıyla tadil etmek ve bazı yeni santrallerin tesisini ihale ederek gerçekleştirecek olan sektör kuruluşudur.

Yeni piyasa sisteminde, 4628 sayılı Kanun ile oluşturulan yapıda, tam bağımsız ve serbest piyasanın oluşturulması için TETAŞ'ın üstlendiği görevler kapsamında ülke enerji ticaretindeki rolünü giderek azaltması öngörülmüştür. Öte yandan sektördeki orta-uzun dönemde arz güvenliğinin sağlanması ve yeni yatırımların teşviki amacıyla yürürlüğe konulan 5710 sayılı Kanun ile getirilen düzenleme kapsamında yeni kaynaklardan enerji alım sözleşmeleri yapma görevi TETAŞ'a verilmiş ve uzun dönemli yeni sözleşmeler yapma hazırlıklarına başlanmıştır. Bu amaçla başlatılan ihale süreçlerinin iptali sonrasında ETKB koordinasyonunda çalışmalar devam etmektedir[11].

3.1.5 EPDK Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile kurulan Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanununda yapılan düzenleme ile Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu adını almış olup, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın ilişkili kuruluşudur. Kuruluş amacı, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile; elektriğin 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 elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır. Elektrik Piyasasında; tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetleri ve bu faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan Kurul onaylı lisansların verilmesinden, işletme hakkı devri kapsamındaki mevcut sözleşmelerin 4628 sayılı Kanun hükümlerine göre düzenlenmesinden, piyasa performansının izlenmesinden, performans standartlarının ve dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulmasından, tadilinden ve uygulattırılmasından, denetlenmesinden, fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten, piyasa ihtiyaçlarını dikkate alarak serbest olmayan tüketicilere yapılan elektrik satışında uygulanacak fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten ve bu fiyatlarda enflasyon nedeniyle ihtiyaç duyulacak ayarlamalara ilişkin formülleri uygulamaktan ve bunların denetlenmesinden ve piyasada Kanuna uygun şekilde davranılmasını sağlamaktan sorumludur[15].

EPDK, enerji piyasasını geleceğe ve küresel rekabete daha iyi hazırlamak için, sektörel gelişmelerin izlenmesi ve piyasaya yön verecek yönelimlerin belirlenmesine ilişkin çalışmalar yapmakla, ülkemizin uluslararası kuruluşlarla enerji piyasası

alanındaki ilişkilerinden doğan ve Kuruma düşen sorumlulukların yerine getirilmesi ve koordinasyonu ile ilgili görevleri ifa etmekle, enerji piyasasını ilgilendiren konularda, uluslararası kurum ve kuruluşlarla ve bunların temsilcileri ile istişarelerde bulunmak, uluslararası alandaki gelişmeleri takip etmekle yükümlüdür.

3.2 Liberal Elektrik Piyasası Perspektifi

Ekonomik ve sosyal hayatımızdaki yeri tartışılmaz olan elektrik enerjisinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulması temel amaçtır. Elektrik enerjisi sektörünün, bu amaç doğrultusunda ve Avrupa Birliği topluluk müktesebatına uyum hedefi çerçevesinde serbestleştirilmesine devam edilecektir. Sektörde gerekli reformların yapılmasını teminen, kamu mülkiyetindeki elektrik işletmelerinin yeniden yapılandırılması suretiyle elektrik enerjisi üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi gerçekleştirilecektir. Elektrik enerjisi üretim ve dağıtım varlıklarının zamanında ve başarılı bir şekilde özelleştirilmesi, serbestleştirilmenin sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır[16].

Elektrik enerjisi sektörü reformu ve özelleştirmelerden beklenen temel faydalar;

- i. Elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi suretiyle maliyetlerin düşürülmesi,
- ii. Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması,
- iii. Dağıtım sektöründeki teknik kayıpların OECD ülkeleri ortalamalarına indirilmesi ve kaçakların önlenmesi,
- iv. Gerekli yenileme ve genişleme yatırımlarının kamu tüzel kişilerine herhangi bir yükümlülük getirilmeden özel sektörcü yapılabilmesinin sağlanması,
- v. Elektrik enerjisi üretimi ve ticareti faaliyetlerinde oluşacak rekabet yoluyla ve hizmet kalitesinin düzenlenmesiyle sağlanan faydanın tüketicilere yansıtılması olarak tanımlanmaktadır[16].

3.2.1 Piyasa Genel Yol Haritası

Serbest piyasa şartlarının uygulanacağı ve elektrik borsası halini alması hedeflenen elektrik piyasa yapısını inceleyebilmek için, piyasanın genel yol haritası çıkarılarak bu yolculuktaki önemli köşetaşları irdelenmelidir.

Kanunda, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi ile tamamlanan ikili anlaşmalar piyasası öngörülmektedir. Piyasada faaliyet gösterilmesi için seçilen yöntem

lisanslandırmadır ve sisteme erişim düzenlemeye tabidir. Piyasa modelinin ana unsurlarından biri olan ikili anlaşmalar, tüm koşulları ve süresi taraflar arasında serbest olarak belirlenen özel hukuk hükümlerine tabi anlaşmalardır. Rekabete dayanan bir piyasa modelinin öngörülen hedeflere ulaşmasında tedarik tarafında olduğu kadar tüketim tarafında da gereken serbestleştirilmenin sağlanması önem taşımaktadır. Bu itibarla, Kanunda yer alan serbest tüketici tanımına giren tüketiciler, perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri, perakende satış şirketleri, toptan satış şirketleri ve üretim şirketlerinden oluşan tedarikçi grubuyla ikili anlaşmalar yapılabilecektir. Kanunda belirtilen sınırın dışında kalanlar yani serbest olmayan tüketiciler ise, düzenlemeye tabi olan perakende satış tarifeleri üzerinden elektrik enerjisi ve/veya kapasite temin edeceklerdir.

İkili anlaşmalarda öngörülen hedef, müşterisinin tüm elektrik enerjisi ihtiyacının tedarikçi tarafından sağlanmasıdır. Müşterilerin zaman içerisinde elektrik enerjisi ihtiyacında oluşabilecek değişimler de bu kapsama girmektedir. Bu nedenle, ikili anlaşmaların, müşterinin yük eğrisini mümkün olduğu kadar karşılayacak şekilde yapılmış olması gerekmektedir. Başlangıçta ne kadar hassas bir tahmin yapılırsa yapılsın uygulamada, ikili anlaşmanın her iki tarafında da değişen koşullar ve beklenmeyen durumlar nedeniyle ikili anlaşmalar kapsamında öngörülen sunum ve tüketim dengesi bozulabilir. Bu durumda iletim sistem işletmecisi (Ulusal Yük Dağıtım Merkezi), Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından alınmış tekliflere göre, yük alma teklifi veren üretim şirketlerinin üretimlerini artırarak ya da yük atma teklifi veren üretim şirketlerinin üretimlerini azaltarak nihai fiziki dengeyi sağlar. Bu durumda Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi sistem katılımcılarını neden oldukları dengeleme ve uzlaştırma maliyetleri oranında ücretlendirir. Dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının tüm unsurları itibarıyla işler hale gelmesine kadar geçecek sürede, piyasa katılımcılarının ikili anlaşmalar konusunda deneyim kazanmaları ve sistem dengesizliğinden kaynaklanan ek maliyetlere aşırı şekilde maruz kalmamaları için, bir tarafı kamu olan ikili anlaşmalar düzenlemeye tabi olacaktır.

Piyasa modeli, yeni düzenlemelerin yapılmasının yanı sıra Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin piyasa işletmecisi fonksiyonunu yerine getirecek şekilde kurulmasını ve bu Merkeze işlerlik kazandıracak ölçme-iletişim-kontrol alt yapısının belirli bir program çerçevesinde tesis edilmesini de zorunlu kılmaktadır. Reform niteliği taşıyan düzenlemelerde, düzenleme risklerinin asgari seviyede tutulabilmesi, bir

geçiş sürecinin planlanmasını gerekli kılmaktadır. Bu itibarla Kanunda öngörülen piyasa modeline geçiş süreci aşamalı olarak planlanmıştır:

Birinci aşama; düzenleyici mevzuat bütünüünün yayımlanması ile birlikte Hazırlık Döneminin sona ereceği tarih olup; bu tarih Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun piyasa katılımcılarına, piyasada faaliyet gösterebilmeleri için lisans vermeye hazır olacağı “Lisans Günü”dür.

İkinci aşama; doğrudan iletim sistemine bağlı olanlar dışında, tüketim eşiği itibarıyla elektrik enerjisi tedarik edecekleri kaynağı seçme serbestisine sahip olabilecek serbest tüketicilere izin verilecek 3 Mart 2003 tarihi olup, bu tarih “Serbest Tüketiciler Günü”dür.

Üçüncü aşama; kısa vadeli arz-talep dengesizliklerinin serbest bir piyasa ortamı dahilinde giderilebilmesi için, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasını çalıştırmaya başlayacağı tarih olan “Dengeleme ve Uzlaştırma Günü”dür. Bu çalışma hazırlanırken Elektrik Piyasası, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği doğrultusunda Gün Öncesi Planlama aracılığıyla işletilmektedir.

Dördüncü aşama; özel sektör payının artması paralelinde düzenlemeye tabi ikili anlaşmaların yerini düzenlemeye tabi olmayan ikili anlaşmalara bıraktığı bir piyasada, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin daha etkin olarak faaliyete geçeceği tarih olan “Piyasa Günü”dür. Piyasa Günü, bir başka ifadeyle yeni piyasa modelinin tam anlamıyla işlerlik kazanacağı aşama olacaktır.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin 5. Geçici Maddesi uyarınca, Gün öncesi piyasasının alt yapısının kurulması ve işlerlik kazanmasına kadar gün öncesi dengeleme, gün öncesi planlama aracılığıyla gerçekleştirilecek olup, gün öncesi piyasasının işlerlik kazanacağı tarih en az 1 ay öncesinden Kurul Kararı ile ilan edilecektir. Mevcut durum ve gün öncesi piyasasının kıyaslanması Şekil3.2’de gösterilmektedir.

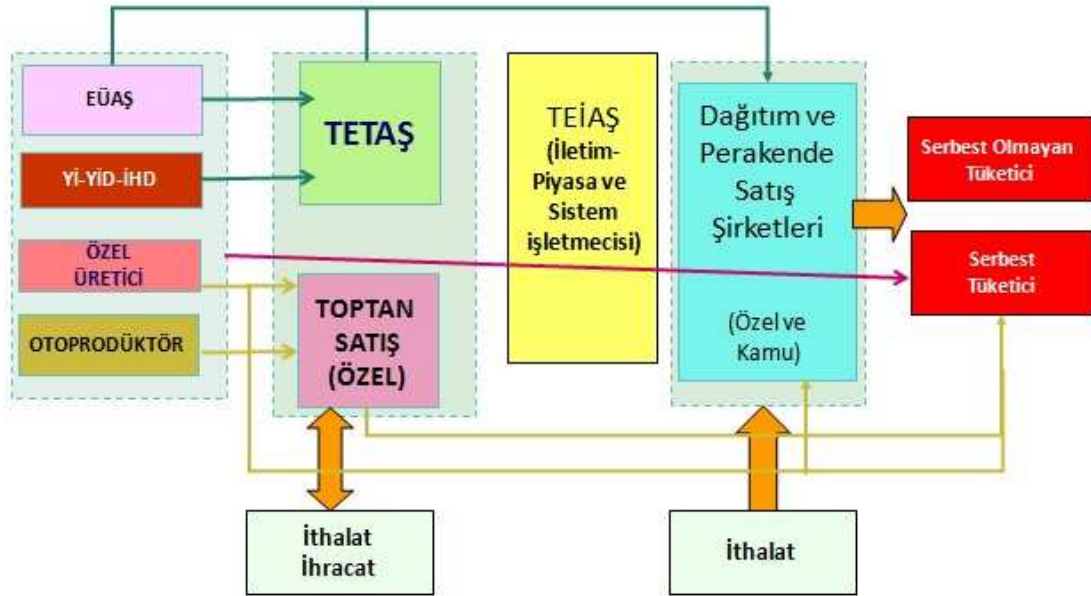
Avrupa Birliği gündeminde önemli başlıklar arasında bulunan “Elektrik Piyasasının Liberalleşmesi”, gerek tam üyelik hedefiyle müzakerelere devam eden ülkemiz için gerekse üye ülkeler için önemli bir reform süreci olup, reformun nihai hedefi tüm tüketicilerin “Serbest Tüketici” olduğu, rekabete açık şeffaf bir piyasadır.



Şekil 3.2 : Elektrik piyasası aşamaları (TEİAŞ)

3.2.2 Piyasa Yapısının Aktörleri

Elektrik piyasasında özelleştirme çalışmaları başlatılmadan önce kamu iradesi Türkiye Elektrik Kurumu adı altında tekel konumuna haizdi. Ama 4628 sayılı Kanun ile oluşturulan yapıda çok sayıda yeni katılımcının birlikte çalışacağı bir sistem düzenlenmektedir. Türkiye elektrik piyasasındaki aktörler, üretim lisansı sahibi, otoprodüktör lisansı sahibi, otoprodüktör grubu lisansı sahibi, toptan satış lisansı sahibi, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerinden oluşur ve şekil 3.3’de tablo olarak gösterilmiştir[12].



Şekil 3.3 : DUY sonrası oluşan piyasa yapısı (EPDK)

3.2.3 Piyasa Yapısının Temel Prensipleri

Türkiye elektrik piyasasının karakteristiği, 2001 Tarih ve 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile ana hatlarıyla düzenlenmiştir. 2001 yılı Şubat ayında kabul

edilen, 4628 sayılı “Türkiye Elektrik Piyasası Kanunu”nun temel amacı, Kanunun 1. maddesinde belirtildiği gibi finansal olarak uygulanabilir, istikrarlı ve rekabetçi bir elektrik piyasası yaratmaktır.

Bu piyasa yapısının şekillenmesi için vurgulanan temalar üretim, iletim ve dağıtım kademelerinin ayrıştırılması, lisans modelinin oluşturulması, bağımsız bir düzenleyici otoritenin oluşturulması, serbest tüketicinin tanımlanması, toptan satış şirketlerinin tanımlanması, perakende satış şirketlerinin tanımlanması, elektrik enerji fonunun kurulması, özelleştirmelerin tamamlanması, üretim ve toptan satışta rekabet ortamının kurulması, iletim ve anlaşıma mekanizması dengesinin kurulması, dağıtımda rekabet ortamının kurulması ile fiyatlar ve tarifelerin düzenlenmesidir.

3.3 Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, DUY, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa dayanılarak hazırlanan ve aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı dengelenmesi ve uzlaştırmanın gerçekleştirilmesine ilişkin usul ve esasların belirlenlediği 14.04.2009 tarihli nihai düzenlemedir.

Bu Yönetmelik; dengeleme ve uzlaştırma sisteminin taraflarının görev, yetki ve sorumlulukları ile aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesine ve lisans sahibi tüzel kişilerin dengeleme ve uzlaştırma sistemine katılımları sonucu oluşan alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin usul ve esasları kapsamaktadır[12].

Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizması, adından da anlaşılacağı gibi, Dengeleme ve Uzlaştırma olmak üzere 2 temel süreçten oluşmaktadır. Söz konusu işlemlerin açıklanmasına geçilmeden önce süreç hakkındaki literatürü gözden geçirmek, Elektrik Piyasası’nı açıklayabilmek için piyasada kullanılan isimlerin neyi ifade ettiğinin açıklanması faydalı olacaktır. Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği referans alınarak bilinmesi gerekli ifadeler alfabetik sırayla sunulmaktadır:

Dağıtım Şirketi, belirlenen bir bölgede elektrik dağıtımını ile iştigal eden tüzel kişiyi, ifade eder.

Dengeleme, aktif elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak eşitlemek için MYTM tarafından yürütülen işlemleri, ifade eder.

Dengeleme Birimi, dengelemeye katılabilecek bir üretim tesisini ya da üretim tesisinin bir bölümünü, ifade eder.

Dengeleme Sistemi, dengeleme amacıyla MYTM ve dengeleme sistemi katılımcıları tarafından yürütülen işlemler, bu işlemlerin tarafları ve bu taraflar arasındaki ilişkiler bütününden oluşan sistemi, ifade eder.

Dengeleme Sistemi Katılımcısı, adına kayıtlı en az bir dengeleme birimi bulunan piyasa katılımcısını, ifade eder.

Dengeleme ve Uzlaştırma Sistemi, arz ve talebin, dengeleme sistemi katılımcılarının yük alma ve yük atma tekliflerinin kabul edilmesi suretiyle gerçek zamanlı olarak dengelenmesine ve kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri ile enerji açık ve/veya enerji fazlalarına ilişkin alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin işlemler, bu işlemlerin tarafları ve bu taraflar arasındaki ilişkiler bütününden oluşan sistemi, ifade eder.

ENTSO-E, Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağını, ifade eder.

Fatura Dönemi, bir takvim ayının ilk günü saat 00,00'da başlayıp, aynı ayın son günü saat 24,00'de biten süreyi, ifade eder.

Günlük Üretim Programı (GÜP), bir dengeleme biriminin, bir günlük zaman dilimi içerisinde, zaman bazında gerçekleştirmesi planlanan aktif güç üretim değerlerini, ifade eder.

İkili Anlaşmalar, gerçek veya tüzel kişiler ile lisans sahibi tüzel kişiler arasında veya lisans sahibi tüzel kişilerin kendi aralarında özel hukuk hükümlerine tabi olarak, aktif elektrik enerjisinin alınıp satılmasına dair yapılan ticari anlaşmaları, ifade eder.

Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP), bir dengeleme biriminin, bir gün için, zaman bazında sisteme vereceği bildirilen ve bildirim zamanının sona ermesinden sonra değiştirilemeyen aktif güç miktarını, ifade eder.

Minimum Kararlı Üretim Düzeyi (MKÜD), bir dengeleme biriminin sürekli olarak çalışabileceği asgari aktif güç seviyesini, ifade eder.

Otoprodüktör, esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi, ifade eder.

Otoprodüktör Grubu, esas olarak ortaklarının elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi, ifade eder.

Piyasa, üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracat dahil olmak üzere elektrik enerjisi ve kapasite alım satımı veya ticareti faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin işlemlerden oluşan elektrik enerjisi piyasasını ifade eder.

Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM), kanun uyarınca TEİAŞ bünyesinde yer alarak ilgili mevzuat çerçevesinde, MYTM tarafından elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi sonucu oluşan enerji açık ve/veya fazlalarına ilişkin olarak tüzel kişilerin borçlu ya da alacaklı oldukları tutarları hesaplamak suretiyle dengeleme ve uzlaştırma sisteminin uzlaştırma tarafını çalıştırmakla görevli olduğu Kanunda belirtilen birimi, ifade eder.

Piyasa Yönetim Sistemi (PYS), dengeleme mekanizması ve uzlaştırmaya ilişkin işlemlerin yürütülmesi amacıyla, PMUM, MYTM, piyasa katılımcıları ve sayaçların okunmasından sorumlu iletim ve dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilerin kullanımına sunulan ve TEİAŞ'ın resmi internet sitesi aracılığıyla erişilebilen internet tabanlı uygulama yazılımını ifade eder.

Riske Maruz Değer, bir piyasa katılımcısının mali yükümlülüklerini yerine getirmemesi halinde azami borçlanacağı tutarı, ifade eder.

Saatlik Sistem Marjinal Fiyatı, dengeleme amacıyla; sistemin enerji açığını gidermek için yük aldırılan dengeleme birimlerine uygulanan, kabul edilen en yüksek saatlik yük alma teklif fiyatını veya sistemin enerji fazlasını gidermek için yük atırılan dengeleme birimlerine uygulanan, kabul edilen en düşük saatlik yük atma teklif fiyatını, ifade eder.

Serbest Tüketici, belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimde bulunması veya iletim sistemine doğrudan bağlı olması nedeniyle tedarikçisini seçme serbestisine sahip gerçek veya tüzel kişiyi, ifade eder.

Sistem Dengesizlik Fiyatı, bir fatura dönemi içerisindeki her bir uzlaştırma dönemi için saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalamasını, ifade eder.

Sistem Enerji Açığı, bir saat içerisinde dengeleme amaçlı kabul edilen toplam yük alma teklif miktarının saatlik kabul edilen toplam yük atma teklif miktarından fazla olmasını, ifade eder.

Sistemin Enerji Dengesi, bir saat içerisinde dengeleme amaçlı kabul edilen toplam yük alma teklif miktarının saatlik kabul edilen toplam yük atma teklif miktarına eşit olmasını, ifade eder.

Sistem Enerji Fazlası, bir saat içerisinde dengeleme amaçlı kabul edilen toplam yük atma teklif miktarının saatlik kabul edilen toplam yük alma teklif miktarından fazla olmasını, ifade eder.

Talep Tahmini, MYTM tarafından günlük olarak yayımlanan, bir sonraki güne ait üretim planlama faaliyetlerine yol gösterici nitelikteki saatlik tüketim öngörülerini, ifade eder.

nite, bağımsız olarak yk alabilen ve yk atabilen her bir üretim grubunu, ifade eder.

Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, elektrik retim Anonim şirketi ve bağı ortaklıkları, Elektrik retim Anonim şirketinin yeniden yapılandırılmasıyla oluşan diğerk kamu üretim şirketleri ile otoprodüktör, otoprodüktör grubu ve özel sektör üretim şirketlerini, ifade eder.

Üretim Planlama, bir gün sonrası için, öngörülen talep tahmini ve dengeleme sistemi katılımcıları tarafından verilen KGÜP'leri de göz önüne alarak, MYTM tarafından hazırlanan ulusal ölçekli planı,

Üretim Tesisi, Elektrik enerjisinin üretildiğı, iletim ya da dağıtım sistemine elektriksel olarak aynı bağılantı noktasından bağı olan ünitelerden meydana gelen tesisleri, ifade eder.

Yük Alma, bir dengeleme biriminin MYTM tarafından verilen talimatlar doğırtusunda, KGÜP'de belirtilen seviyeden daha yüksek bir seviyede enerji üretmesi durumunu, ifade eder.

Yük Alma Talimatı, dengeleme birimlerinin üretimlerini artırmak amacıyla ilgili dengeleme sistemi katılımcılarına MYTM tarafından yapılan bildirimleri, ifade eder.

Yük Alma Teklifi, dengeleme biriminin KGÜP ile emreamade kapasitesi arasındaki kapasiteyi, ifade eder.

Yük Alma Teklif Fiyatı, dengeleme sistemi katılımcılarının yk almak için talep ettikleri birim fiyatları, ifade eder.

Yük Atma, bir dengeleme biriminin MYTM tarafından verilen talimatlar doğırtusunda, KGÜP'de belirtilen seviyeden daha düşük bir seviyede enerji üretmesi durumunu, ifade eder.

Yük Atma Teklifi, dengeleme biriminin KGÜP ile 0 (sıfır) MW arasındaki kapasiteyi, ifade eder.

Yük Atma Talimatı, dengeleme birimlerinin üretimlerini azaltmak amacıyla ilgili dengeleme sistemi katılımcılarına MYTM tarafından yapılan bildirimleri, ifade eder.

Yük Atma Teklif Fiyatı, dengeleme sistemi katılımcılarının yk atmak için teklif ettikleri birim fiyatları, ifade eder[12].

3.4 Elektrik Piyasası Dengeleme İşlemleri

Dengeleme mekanizması, ikili anlaşmaları tamamlayıcı nitelikte olup, gün öncesi dengeleme ile gerçek zamanlı dengelemeden oluşan faaliyetleri kapsamaktadır.

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 oluşmakta ve gün öncesi planlama ya da gün öncesi piyasası aracılığıyla sağlanmaktadır.

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 sağlamakta olup, frekans kontrolü ve talep kontrolü hizmetleri yan hizmetler aracılığıyla sağlanmaktadır. Piyasa İşletmecisi PMUM ve Sistem İşletmecisi MYTM 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 yürütmektedir[12].

3.4.1 Gün öncesi dengeleme

Gün öncesi dengeleme, gerçek zamandan bir gün öncesinden öngörülen uzlaştırma dönemi bazında üretim ve tüketim dengesini sağlamak üzere yürütülür. Gün öncesi dengeleme kapsamında sunulan teklifler gün öncesi dengelemeye katılan piyasa katılımcıları arasında ayırım gözetilmeksizin değerlendirilir. Gün öncesi dengelemenin uzlaştırmasında uygulanan fiyatlar, gün öncesi dengeleme kapsamında sunulan teklifler dikkate alınarak, uzlaştırma dönemi bazında, marjinal fiyatlandırma ya da nihai piyasa takas fiyatı belirleme prensibine dayalı olarak belirlenir. Gün öncesi dengelemeye ilişkin faaliyetler şeffaflık ilkesine uygun şekilde yürütülür. Gün öncesi dengeleme, gün öncesi planlama ya da gün öncesi piyasası aracılığıyla yürütülür. Gün öncesi piyasası, piyasa katılımcılarına üretim ve/veya tüketim ihtiyaçları ile sözleşmeye bağlanmış yükümlülüklerini gün öncesinde dengeleme olanağını sağlama, elektrik enerjisi referans fiyatını belirleme, Sistem İşletmecisine gün öncesinden dengelenmiş bir sistem sağlama, Sistem İşletmecisine gün öncesinden kısıt yönetimi yapabilme imkanı sağlama, piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak bir sonraki gün için enerji alış-satışı yapma fırsatı yaratma amaçlarına uygun olarak düzenlenerek Piyasa İşletmecisi tarafından Piyasa Yönetim

Sistemi aracılığıyla işletilir. Gün öncesi planlama bu Yönetmelikte belirtilen gün öncesi planlamaya ilişkin hükümler doğrultusunda Piyasa İşletmecisi tarafından işletilir[12].

3.4.2 Gerçek zamanlı dengeleme

Gerçek zamanlı dengeleme, aktif elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengede tutmak amacıyla, Sistem İşletmecisi tarafından yürütülen ve Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde tanımlanan faaliyetlerden meydana gelir. Gerçek zamanlı dengeleme aracı olarak primer frekans kontrol yedek kapasitesi, sekonder frekans kontrol yedek kapasitesi, tersiyer kontrol yedek kapasitesi ve talep kontrolü kullanılır. Gerçek zamanlı dengeleme kapsamında kullanılan tersiyer kontrol yedek kapasitesi dengeleme güç piyasası vasıtasıyla temin edilir. Dengeleme güç piyasası Sistem İşletmecisi tarafından, arz ve talebin gerçek zamanlı olarak işletme güvenliği ve sistem bütünlüğü sağlanacak şekilde dengelenmesi esasına dayalı olarak yürütülür. Gerçek zamanlı dengeleme için, dengeleme güç piyasasına sunulan teklifler, teklife ilişkin bilgiler ve tekliflerin dengeleme için uygunluğu dikkate alınarak dengeleme güç piyasasında yer alan piyasa katılımcıları arasında ayırım gözetilmeksizin değerlendirilerek, sistem güvenliğini dikkate alarak, Sistem İşletmecisi için dengeleme maliyetlerini en aza indirecek şekilde dengeleme faaliyetleri gerçekleştirilir[12].

3.4.3 Gün öncesi planlama

Gün öncesi planlama, bir gün sonrasına yönelik olarak öngörülen saatlik talebin; işletme güvenliği ve sistem bütünlüğü sağlanacak şekilde, arz güvenilirliği ve arz kalitesine ilişkin kriterler doğrultusunda, dengeleme maliyetlerini en aza indirecek şekilde dengelenmesi esasına dayalı olarak yürütülür. Tüm piyasa katılımcılarının gün öncesi planlamaya katılımları zorunlu olup kendi adına kayıtlı dengeleme birimi olan piyasa katılımcıları gün öncesi planlama kapsamında sistem satış, sistem alış teklifi sunarlar. Gün öncesi planlama teklifleri günlük olarak, saatlik bazda verilir ve her bir günlük periyot, 00:00'dan başlayıp ertesi gün 00:00'da sona eren saatlik zaman dilimlerinden oluşur. Saatlik uzlaştırma, piyasa faaliyetleri sonucunda oluşan alacak ve borç hesaplamalarını yapmak ve faturalama için gerekli bilgileri sağlamak, dengeleme maliyetlerini, maliyetlere neden olan piyasa katılımcılarına yansıtmak suretiyle sıfır bakiye düzeltme kaleminin miktarını azaltmak, günlük avans ödemeleri

ile beraber tahsilat süresini azaltarak piyasa katılımcılarından alınması gereken teminat tutarını azaltmak için yapılan işlemlerdir[18]. Gün öncesi planlamaya sunulan tüm teklifler belli bir dengeleme birimi, belli bir gün ve o gün içindeki belli bir zaman dilimi için geçerlidir. Gün öncesi planlamaya sunulan tekliflerde, sunulan teklifin yapısı ile uyumlu olacak şekilde, ilgili dengeleme birimine ait teknik olarak gerçekleştirilebilecek tüm kapasitenin teklif edilmesi esastır. Dengeleme biriminin sisteme bağlantısının kısıt kayıtlı bağlantı niteliği taşıması halinde teknik olarak gerçekleştirilebilecek tüm kapasite Sistem işletmecisi tarafından belirlenen teknik olarak gerçekleştirilebilecek azami kapasite ile sınırlandırılır. Hidrolik üretim tesisleri teklif edebilecekleri kapasiteyi belirlerken su kullanımı ve rezerv yönetimine ilişkin kısıtları dikkate alabilirler. Gün öncesi planlamada gerçekleşen işlemler ilgili zaman dilimi boyunca sabit seviyeli arz ya da talebe karşılık gelmekte olup kabul edilen sistem satış, sistem alış teklifleri ilgili piyasa katılımcısı için fiziksel elektrik arzı ya da talebi yükümlülüğü doğurur. Gün öncesi planlamada sonuçlandırılan her bir işlem, ilgili talimat süresince, aktif elektrik enerjisinin uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi teslim noktasında teslim edilmesi suretiyle gerçekleştirilir.

Gün öncesi planlama, günlük olarak yürütülür ve aşağıda belirtilen adımlardan meydana gelir:

Her gün saat 11:30 itibarı ile, Sistem İşletmecisi tarafından, bir sonraki güne ait talep tahmini, PYS aracılığıyla duyurulur.

Her gün saat 11:30'a kadar, Sistem İşletmecisi tarafından, bir sonraki güne ait kuvvetle muhtemel sistem kısıtları PYS'nin gün öncesi planlama modülüne girilir.

Her gün saat 11:30'a kadar, gün öncesi planlamaya katılan piyasa katılımcıları tarafından, ilgili her bir dengeleme birimi için denge sorumlulukları doğrultusunda belirlenen GÜP'ler ve gün öncesi sistem satış, sistem alış teklifleri, PYS aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirilir.

Her gün saat 11:30'a kadar, tüm piyasa katılımcıları tarafından, her bir piyasa katılımcısının adına kayıtlı tüketim birimleri için takip eden günün her bir saati için toplam tüketim tahminleri PYS aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirilir.

Her gün saat 11:30-13:00 arasında;

1) Piyasa İşletmecisi, bir sonraki güne ait her bir saat için, öngörülen saatlik talebi dengeleyecek kısıtsız üretim/tüketim programını PYS'nin gün öncesi planlama modülü aracılığıyla oluşturur,

2) Piyasa İşletmecisi, kısıtsız üretim/tüketim programının oluşturulması için kullanılan saatlik, blok ve esnek tekliflere ilişkin fiyatları dikkate alarak, bir sonraki günün her bir saati için, gün öncesi planlama kapsamındaki sistem marjinal fiyatlarını PYS'nin gün öncesi planlama modülü aracılığıyla belirler,

3) Piyasa İşletmecisi gün öncesi sistem satış ve alış tekliflerini Sistem İşletmecisi tarafından gün öncesi planlama modülüne girilmiş olan sistem kısıtlarını da dikkate alarak gün öncesi planlama modülü aracılığıyla değerlendirir. Piyasa İşletmecisi kabul edilmiş olan tüm tekliflere ilişkin gün öncesi planlama kapsamındaki sistem satış, sistem alış talimatlarını PYS aracılığıyla oluşturur ve talimatları ilgili piyasa katılımcılarına bildirir. Piyasa İşletmecisi, PYS aracılığıyla Sistem Gün Öncesi Fiyatı ile sistem alış ve satış talimatlarını belirler.

Her gün saat 13:00 – 13:30 arasında; gün öncesi planlamaya katılan piyasa katılımcıları Piyasa İşletmecisi tarafından kendilerine bildirilen gün öncesi planlama kapsamındaki sistem satış ve alış talimatlarının, ilgili sistem satış ve alış teklifleri ile tutarlı olup olmadıklarını kontrol ederek tutarlı olmayan talimatlar ile ilgili olarak Piyasa İşletmecisine itirazda bulunabilirler.

Her gün saat 13:30 – 14:00 arasında; Piyasa İşletmecisi itirazları değerlendirerek gerekirse gün öncesi planlama kapsamındaki sistem marjinal fiyatlarını yeniden belirler, ilgili piyasa katılımcılarına kabul edilmiş olan tüm tekliflere ilişkin gün öncesi planlama kapsamındaki sistem satış ve alış talimatlarını bildirir ve gün öncesi planlama kapsamındaki sistem marjinal fiyatlarını yayımlar. Herhangi bir itiraz olmaması durumunda, daha önce hesaplanmış olan sistem marjinal fiyatları Piyasa İşletmecisi tarafından hiçbir suretle değiştirilemez.

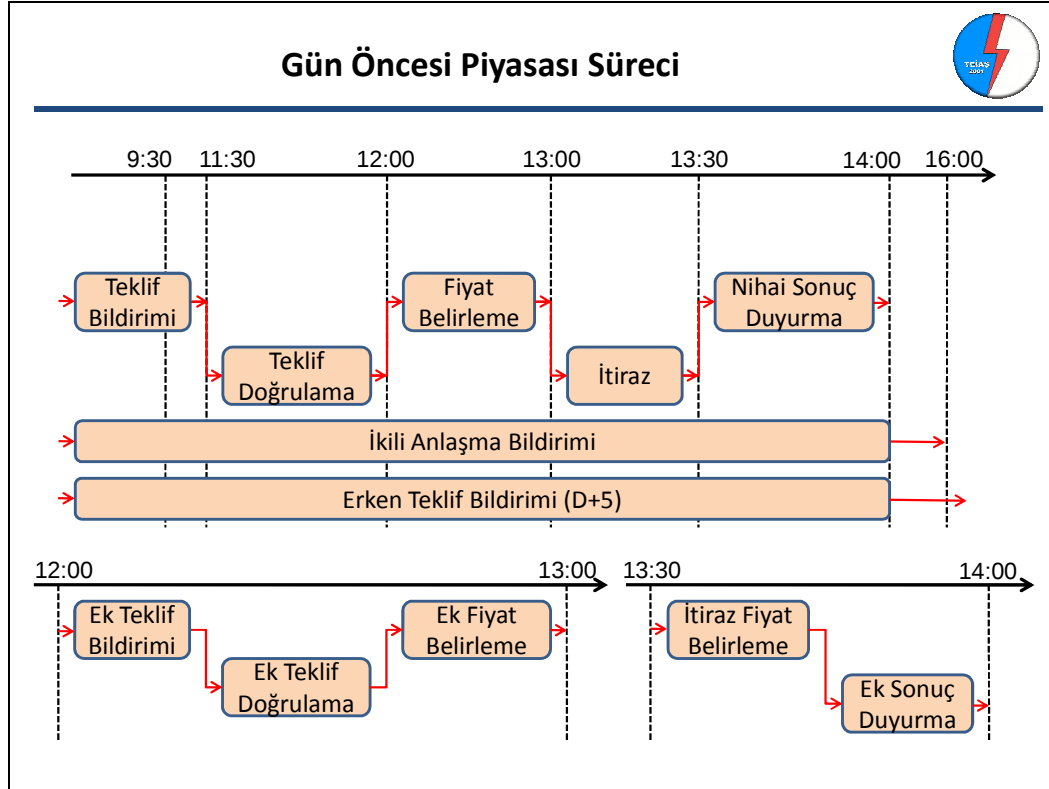
Her gün saat 14:00'a kadar Piyasa işletmecisi tüm sistem için gün öncesi programını sonuçlandırır[12].

3.4.4 Gün öncesi piyasası

Gün öncesi piyasası işlemleri günlük olarak, saatlik bazda gerçekleştirilmekte olup, her bir günlük periyot, 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da sona eren saatlik zaman dilimlerinden oluşur. Gün öncesi piyasasında gerçekleşen işlemler ilgili zaman dilimi boyunca sabit seviyeli arz ya da talebe karşılık gelmekte olup, kabul edilen alış-satış teklifleri ilgili piyasa katılımcısı için fiziksel elektrik arzı ya da talebi yükümlülüğü doğurur. Gün öncesi piyasasına sunulan tüm teklifler belli bir teklif bölgesi, belli bir gün ve o gün içindeki belli bir zaman dilimi için geçerlidir. Gün

öncesi piyasasında sonuçlandırılan her bir işlem, aktif elektrik enerjisinin uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi teslim noktasında veya ulusal iletim sisteminin komşu ülke iletim sistemi ile bağlantı noktasında teslim edilmesi suretiyle tamamlanır. Gün öncesi piyasası günlük olarak yürütülür ve şekil 3.4'te özet halinde gösterilen aşağıda belirtilen adımlardan meydana gelir:

Birden fazla teklif bölgesinin bulunması durumunda, Piyasa İşletmecisi, her gün saat 09:30'a kadar, Sistem İşletmecisi tarafından belirlenmiş olan bir gün sonrasında



Şekil 3.4 : Gün öncesi piyasası süreci (TEİAŞ)

saatlik olarak gün öncesi piyasası için kullanılacak iletim kapasitesi değerlerini piyasa katılımcılarına bildirir. Her gün saat 11:30'a kadar, gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları gün öncesi piyasası tekliflerini PYS aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirmekte olup, bildirilen her bir gün öncesi piyasası teklifi Piyasa İşletmecisi tarafından 12:00'a kadar değerlendirilerek teklif teyit ya da reddedilir.

Her gün saat 11:30-13:00 arasında; Piyasa İşletmecisi, bir sonraki güne ait her bir saat ve her bir teklif bölgesi için, gün öncesi piyasası fiyatını hesaplar, her bir piyasa katılımcısının gün öncesi piyasasında gerçekleştirdiği alış-satış miktarlarını içeren ticari işlem onayını gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcılarına bildirir.

Her gün saat 13:00 – 13:30 arasında; gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları Piyasa İşletmecisi tarafından kendilerine bildirilen ticari işlem onaylarını kontrol ederek, gerekli olduğu durumlarda ticari işlem onaylarına ilişkin itirazlarını Piyasa İşletmecisine bildirirler. Her gün saat 13:30 – 14:00 arasında; Piyasa İşletmecisi itirazları değerlendirerek, ilgili piyasa katılımcılarına itirazlarının sonucunu bildirir[12].

3.4.5 Dengeleme güç piyasası

Dengeleme güç piyasası teklifleri günlük olarak, saatlik bazda verilir. Her bir gün, 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da sona eren saatlik zaman dilimlerinden oluşur. Dengeleme güç piyasasına sunulan tüm teklifler belli bir dengeleme birimi, belli bir teklif bölgesi, belli bir gün ve o gün içindeki belli bir zaman dilimi için geçerlidir. Dengeleme güç piyasasına sunulan tekliflerde, sunulan teklifin yapısı ile uyumlu olacak şekilde, ilgili dengeleme birimine ait teknik olarak gerçekleştirilebilecek tüm kapasitenin teklif edilmesi esastır. Hidrolik üretim tesisleri teklif edebilecekleri kapasiteyi belirlerken su kullanımı ve rezerv yönetimine ilişkin kısıtları dikkate alabilirler. Dengeleme güç piyasası kapsamında Sistem İşletmecisi tarafından verilen talimatların başlangıç ve bitiş zamanları arasında sabit seviyeli arz ya da talebe karşılık geldiği varsayılır. Dengeleme güç piyasasında kabul edilen yük alma, yük atma teklifleri ilgili piyasa katılımcısı için fiziksel elektrik arzı ya da talebi yükümlülüğü doğurur. Dengeleme güç piyasası talimatları Dengeleme Güç Piyasasının kapsamında kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programının ve yük alma yük atma teklif bildiriminin sona ermesinden itibaren ilgili günün sonuna kadar herhangi bir anda verilebilir. Dengeleme güç piyasasında sonuçlandırılan her bir işlem, ilgili talimat süresince, aktif elektrik enerjisinin uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi teslim noktasında teslim edilmesi suretiyle gerçekleştirilir.

Dengeleme güç piyasasına ilişkin süreç, her gün saat 14:00 itibariyle gün öncesi dengelemenin tamamlanması ile başlar ve aşağıda belirtilen adımlar çerçevesinde günlük olarak yürütülür. Her gün saat 16:00'a kadar, dengeleme güç piyasasına katılan her bir piyasa katılımcısı, kendi adına kayıtlı üretim ve tüketim tesisi niteliğindeki tüm uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimleri için saatlik üretim ya da tüketim değerlerini içeren kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programlarını ve dengeleme güç piyasasına ilişkin yük alma, yük atma tekliflerini PYS aracılığıyla

Sistem İşletmecisine bildirir. Her gün saat 17:00'a kadar, Sistem İşletmecisi yapılan kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programı bildirimlerini ve yük alma, yük atma tekliflerini kontrol ederek bildirimlerde maddi hata olup olmadığını tespit eder. Sistem İşletmecisi hatalı bildirimlere ilişkin ilgili piyasa katılımcısı ile bağlantıya geçerek saat 17:00'a kadar gerekli düzeltmelerin yapılmasını sağlar[12].

Dengeleme güç piyasası kapsamında sunulan yük alma, yük atma teklifleri Sistem İşletmecisi tarafından her bir teklif bölgesi ve her bir saat için fiyat sırasına dizilir.

Her gün saat 17:00'den itibaren, ilgili güne ilişkin sistemde meydana gelen veya geleceği öngörülebilir enerji açığı ya da fazlasının giderilmesi, sistem kısıtlarının giderilmesi ve/veya yan hizmet sağlanmasına ilişkin kapasite oluşturulması amacıyla Sistem İşletmecisi tarafından dengeleme güç piyasası kapsamında sunulan yük alma, yük atma teklifleri değerlendirilerek uygun bulunan tekliflere ilişkin talimatlar ilgili piyasa katılımcılarına bildirilir. Talimatların sona ermesi ile ilgili bildirimler ilgili piyasa katılımcılarına yapılır[12].

Dengeleme güç piyasası kapsamında oluşturulan talimatlar, dengeleme amaçlı talimatlar için 0, sistem kısıtlarının giderilmesi amaçlı talimatlar için 1, yan hizmetler kapsamında verilen talimatlar için 2 kodu ile etiketlenir.

Her bir saate ilişkin dengeleme güç piyasasında belirlenen sistem marjinal fiyatları, Sistem İşletmecisi tarafından ilgili saati takip eden iki saat içinde belirlenerek piyasa katılımcılarına duyurulur[12].

3.4.6 Gün Öncesi Dengeleme ve Fiyat Oluşumu Süreci

Gün Öncesi Planlama kapsamında Sistem Gün Öncesi Fiyatının hesaplanması ve talimat alacak olan tekliflerin belirlenmesi elektronik ortamda bir optimizasyon aracı kullanılarak ve manuel müdahale olmaksızın gerçekleştirilir. Optimizasyon aracının temel çalışma prensibi, sistemi her bir gün için 24 saatin toplamını göz önünde bulundurarak en düşük maliyetle en etkili şekilde dengeye getirerek, belirlenen üretim ve sistem kısıtları dahilinde, günün her saati için kabul edilecek teklif setinin belirlenmesini sağlamaktır.

Talimat alacak olan blok, esnek ve kısmi kabul edilemeyen tekliflerin optimum şekilde belirlenmesi tamsayı değişkenlerle ilişkilendirildiğinden, optimizasyon aracı bu işlemi yapabilmek için Karışık Tamsayı Programlama yönteminden yararlanmaktadır. Bu metodolojide çözümleme algoritması, kullanılmaktadır.

Optimizasyon aracının çalışma süreci, iki temel aşamadan oluşmakta olup, ilk aşamada kısıtsız sistem marjinal fiyatları, ikinci aşamada, kısıtlar göz önünde bulundurularak talimatlar oluşturulur[12].

Sistem Gün Öncesi Fiyatının Oluşması

İlk aşamada sistem Sistem Gün Öncesi Fiyatını hesaplamak üzere “kısıtsız sistem marjinal fiyatı” belirleme prensibi ile çalışmaktadır. Bir diğer ifadeyle, bu aşamada, hiç bir iletim sistemi kısıtı hesaba katılmaksızın, sadece piyasa katılımcılarından gelen tekliflere, toplam günlük üretim programı ve tüketime bakılarak fiyat belirlenmektedir. Bu aşamada talimat almaktan kasıt, söz konusu teklifin fiyat hesaplanmasında etkili olmasıdır. [12] Bir teklifin nihai olarak talimat alıp almadığı ikinci aşamanın sonucunda belirlenir. İlk aşamanın adımları aşağıdaki gibidir:

Sistem yönünün belirlenmesi: Öncelikle her saat için Gün Öncesi Planlama kapsamında tüm UEVÇB’ler tarafından bildirilen GÜP’lerin toplamı alınarak belirlenen toplam günlük üretim programı ve tüm katılımcılar tarafından bildirilen Tüketim Tahminlerinin toplamı alınarak belirlenen toplam tüketim tahmini karşılaştırılarak sistem yönü belirlenir: Tüketim tahmin toplamı, toplam günlük üretim programından büyük ise sistemin yönü enerji açığı; üretim tüketimden fazla ise enerji fazlası olacaktır. Enerji açığı durumunda kabul edilen teklifler ağırlıklı olarak “sisteme satış” yönünde, enerji fazlası durumunda ise “sistemden alış” yönünde olacaktır. İlerleyen paragraflarda da değinileceği gibi, sistem dengeleme maliyeti göz önünde bulundurularak gerekli durumlarda sistem yönünün tersine de ticaret gerçekleşebilmektedir.

Çizelge 3.1 : Günlük tüketim tahmini örnek tablosu

Saat	Toplam Üretim Programı (MWh)	Toplam Tüketim Tahmini (MWh)	Üretim-Tüketim (MWh)	Sistem Yönü	Kabul Edilen Tekliflerin Ağırlıklı Yönü
6	16,000.00	17,000.00	-1.000	Enerji Açığı	Sisteme Satış
7	10,000.00	10,000.00	0	Denge	Denge
8	12,000.00	11,500.00	500	Enerji Fazlası	Sistemden alış

Tekliflerin fiyata göre sıralanması: Her saat için sisteme katılımcılar tarafından kaydedilmiş tüm saatlik teklifler fiyatlarına göre sıralanır. Sisteme satış teklifleri fiyatına göre küçükten büyüğe doğru, sistemden alış teklifleri fiyatına göre büyükten küçüğe doğru olacak şekilde sıralama yapılır.

Çizelge 3.2 : Günlük tüketime dair Saat 6 için örnek teklif sıralaması

Teklif Miktarı (MWh)	Teklif Fiyatı (TL/MWh)	Kısmi Kabul Edilebilir mi?
100	70	EVET
100	70	EVET
100	71	HAYIR
100	74	EVET
100	79	HAYIR
100	80	EVET
100	83	HAYIR
100	87	EVET
100	96	HAYIR
180	97	HAYIR
150	99	EVET
200	100	EVET
		

Saatlik Tekliflerin Değerlendirilmeye Alınması: Her saat için toplam tüketim tahmini ile toplam günlük üretim programı arasındaki farkı kapatabilecek miktara ulaşmak üzere fiyat sıralamasındaki teklifler değerlendirmeye alınır. Sistem yönü enerji açığı yani kabul edilen tekliflerin ağırlıklı yönü sisteme satış iken en düşük fiyatlı sisteme satış teklifinden itibaren, sistem yönü enerji fazlası yani kabul edilen teklifler ağırlıklı olarak sistemden alış yönünde iken en yüksek fiyatlı sistemden alış teklifinden itibaren teklifler kabul edilmeye başlanır. Bir dengeleme biriminin farklı seviyelerdeki teklifleri değerlendirmeye alınırken, değerlendirmeye ilk seviyeden başlanır. Buna göre, “n” talimat seviyesini ifade ederken, bir dengeleme biriminin “n+1” inci teklifinin talimat alabilmesi için öncelikle “n” inci teklifinin talimat almış olması gerekmektedir. Bu safhada tekliflerin “kısmi kabul edilebilir” olup olmamasına bakılmaz, tamamı kısmi kabul edilebilir olarak değerlendirmeye alınır. Kabul edilen tekliflerin en sonuncusunun fiyatı marjinal fiyat olur. Değerlendirmeye alınacak ya da talimat verilebilecek blok ya da esnek teklif olmaması durumunda bu marjinal fiyat Sistem Gün Öncesi Fiyatını (SGÖF) oluşturur[12].

Enerji açığının 1000 MWh olduğu Saat “6” için, bu açığı kapatacak kadar teklif fiyat sırasıyla kabul edilmek suretiyle sistem marjinal fiyatı belirlenir.

Çizelge 3.3 : Günlük tüketime dair Saat 6 için örnek teklif sıralaması

Teklif Miktarı (MWh)	Teklif Fiyatı (TL/MWh)	Kısmi Kabul Edilebilir mi?
100	70	EVET
100	70	EVET
100	71	HAYIR
100	74	EVET
100	79	HAYIR
100	80	EVET
100	83	HAYIR
100	87	EVET
100	96	HAYIR
180	97	HAYIR
150	99	EVET
200	100	EVET
		

Toplam kabul edilen teklif miktarı = 1.000 MWh

Tekliflerin kabul edilmesi 180 sınırında kesilir.

Son kabul edilen teklif: 180MWh’lik bu tekliften alınan 100 MWh ile toplam 1.000 MWh’lik enerji açığı kapatılabilmektedir.

Bu teklifin fiyatı=97 TL/MWh “Sistem Marjinal Fiyatı”dır.

Blok ve esnek tekliflerin bulunmaması ya da talimat almaması durumunda bu fiyat “Sistem Gün Öncesi Fiyatı”nı oluşturacaktır.

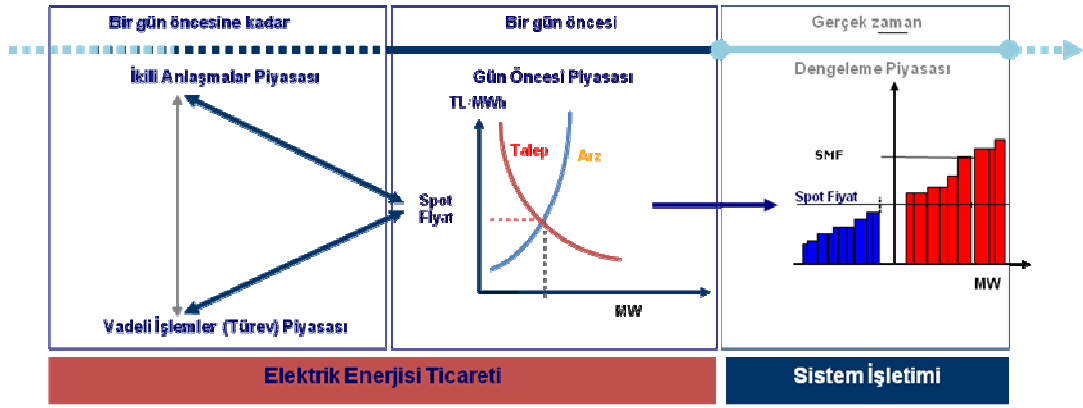
Blok Tekliflerin Değerlendirmeye Alınması: Saatlik tekliflerin yanı sıra, optimizasyon aracı Sistem Gün Öncesi Fiyatının belirlenmesi sürecinde blok teklifleri de değerlendirmeye alır. Blok tekliflerin fiyatı marjinal fiyat hesaplamasına saatlik teklifler gibi doğrudan değil, dolaylı olarak yansır. Bir blok teklif nihai olarak sistemin daha düşük bir dengeleme maliyetiyle dengeye gelmesini sağlıyorsa söz konusu blok teklif kabul edilmektedir. Örneğin sisteme satış yönünde bir blok teklif kabul edildiğinde, bu blok teklif kabul edilmediği durumda sistemi dengeye getirmek için kullanılacak saatlik tekliflerin azalmasından dolayı bazı saatlerde marjinal fiyatı ve dolayısıyla günün toplam dengeleme maliyetini düşürebilir, veya bu durumun tam aksine kullanılan saatlik tekliflerde ve toplam dengeleme maliyetinde artışa yol açar. Blok teklif kabul edilmesi durumunda kapsadığı saatlerin bir kısmında maliyet artışına, bir kısmında ise azalmasına yol açabilir, bu nedenle kabul edilip

edilmeyeceğine toplam 24 saat için günün tüm dengeleme maliyetine net etkisi değerlendirilerek karar verilir[12].

Esnek tekliflerin değerlendirmeye alınması: Esnek saatlik teklifler, SGÖF'ün düşmesini sağlıyor ise talimat alabilir. Bu amaçla SGÖF en yüksek olan saat belirlenir ve esnek teklifin söz konusu saat için kullanılması durumunda SGÖF'ün düşüp düşmediği kontrol edilir. Esnek teklifin talimat alması o saat için SGÖF'ü düşürüyor ise esnek teklif kabul edilir. Söz konusu gün için geçerli birden fazla esnek teklif olduğu durumda, esnek teklifler en düşük fiyatlardan yüksek fiyatlıya doğru sıralanır ve en düşük fiyatlı tekliften itibaren değerlendirmeye alınır. Değerlendirmede esnek teklifler, öncelikle bir önceki adımda hesaplanmış olan en yüksek fiyatlı saatin fiyatını düşürecek şekilde fiyat sırasına göre dikkate alınır. Esnek tekliflerin dikkate alınmasıyla nihai olarak hesaplanan marjinal fiyat, SGÖF'ü oluşturur[12].

Gün Öncesi Planlamada Sistem yönünün dengede olması durumu: Herhangi bir saat için toplam gün öncesi günlük üretim programı ile tüketim tahmini birbirine eşit ise söz konusu saat için sistem dengede olur. Bu durumda sistemin enerji açığı ya da fazlası bulunmadığı için kısıtsız fiyat oluşumu aşamasında teklifler değerlendirmeye alınmaz ve söz konusu saatin Sistem Gün Öncesi Fiyatı “Sıfır” olur. Bu tür durumlarda, kısıtlar nedeniyle yine de talimat oluşabilir[12].

Sistem Gün Öncesi Fiyatının sadece blok tekliflerden oluşması durumu: Herhangi bir saat için yukarıda belirtilen adımların sonrasında belirlenen sistem yönünde talimat almış saatlik teklif bulunmayıp sistemin enerji açığı ya da fazlası sadece blok halinde talimatlar ile giderilmiş ise, marjinal fiyat ve dolayısıyla sistem gün öncesi fiyatı blok tekliflerin fiyatları göz önüne alınarak belirlenir. Buna göre, söz konusu saatte sistem yönü enerji açığı ise sisteme satış blok teklifleri fiyatı düşükten yükseğe doğru, sistem yönü enerji fazlası ise sistemden alış blok teklifleri fiyatı yüksekten düşüğe doğru olmak suretiyle sıralanır. Toplam tüketim tahmini ile toplam günlük üretim programı arasındaki farkı kapatabilecek miktara ulaşmak üzere fiyat sıralamasındaki teklifler değerlendirmeye alınır. Sistemin yönü enerji açığı iken en düşük fiyatlı sisteme satış teklifinden, sistemin yönü enerji fazlası iken en yüksek fiyatlı sistemden alış teklifinden itibaren teklifler kabul edilmeye başlanır. Kabul edilen blok tekliflerin en sonuncusunun fiyatı SGÖF'ü oluşturur. SGÖF'ün oluştuğu arz talep dengesi grafiği şekil 3.5'tedir.



Şekil 3.5 : Hedeflenen Piyasa Yapısı [19]

Talimatların Oluşması

Sistemden alış ve Sisteme satış talimatlarının oluşması: Belirlenmiş olan Sistem Marjinal Fiyatları, “Sistem Gün Öncesi Fiyatı” (SGÖF) olarak duyurulur. Ancak tam olarak hangi tekliflerin talimat alacağı nihai olarak ikinci aşamada belirlenir. Bu aşamada sürekli bir biçimde sistemin dengeleme maliyetinin minimumda tutulması prensibi gözetilir ve iletim sistemi kısıtları ile tekliflerin kısmi kabul edilemezlik durumu göz önünde bulundurularak talimat üretilir.

Sistem maliyetini en düşük düzeye indirmek üzere sistem yönünün tersinde talimat oluşması: Sistemdeki kısıtları çözmek veya sistem dengeleme maliyetini en düşük düzeye indirebilmek üzere bazı hallerde sistem yönünün tersinde talimat oluşabilmektedir. Bu durum aşağıdaki nedenlerden kaynaklanabilir:

- Birinci aşamada SGÖF’ü belirleyen talimatın kısmi kabul edilemezlik özelliğine sahip olması ya da sistem kısıtları göz önünde bulundurulduğunda, sistem yönünde sistemi dengeye getirebilmek için gerekenden daha fazla miktarda talimat verilip ardından bunu gidermek üzere ters yönde verilen talimatlarla sistemin tekrar dengeye getirilmesi gerekebilir.
- Günün tüm dengeleme maliyeti göz önünde bulundurulduğunda sistem maliyetini düşüren bir blok teklifin kabul edilmesiyle söz konusu blok teklifin kapsadığı saatlerin bazılarında ihtiyaçtan fazla miktarda talimat oluşmuş olabilir. Bu tür durumlarda sistemin dengesini sağlamak üzere sistem yönünün tersine talimat verilebilir.
- Sistem sadece tek yönde verilen talimatlarla dengeye gelebiliyor olsa da, sistemin tersi yönde uygun fiyatlı bir talimat vererek toplam sistem dengeleme maliyetini

düşürme imkanı ortaya çıkabilir. Optimizasyon sürecinde, matematiksel olarak bu tür bir avantaj yakalandığında sistem yönünün tersinde talimat üretilebilir[12].

İletim sistemi kısıtları ve tekliflerin kısmi kabul edilemezliği dikkate alınarak talimatların oluşturulması: İletim sistemi kısıtları ve tekliflerin kısmi kabul edilemezlik durumları dikkate alınmadan SGÖF'ün hesaplandığı ilk aşamanın ardından, gerçek talimatların olduğu ikinci aşamada daha önce açıklandığı üzere kısıtlar ve kısmi kabul edilemezlik durumları göz önünde bulundurulmaktadır. Talimatların oluşmasında kısıtların ve kısmi kabul edilemezliğin dikkate alınması aşağıdaki detaylı şekilde açıklanacaktır.

İlk aşamada olduğu gibi bu aşamada da teklif seviyeleri göz önünde bulundurularak, değerlendirme yapılır, bir dengeleme biriminin birden fazla seviyede teklifi var ise optimizasyon aracı talimat verirken seviye sırasıyla hareket eder. Buna göre “n” teklif seviyesini ifade ederken, “n+1”inci seviyedeki teklifin talimat alabilmesi için “n” inci seviyedeki teklifinin talimat almış olması gerekmektedir[12].

Kısıt Denkleminin Değerlendirmeye Alınması durumunda, iletim sistemi kısıtları dengeleme birimlerinin üretim miktarlarından oluşan bir denklem halinde optimizasyon aracına girilir. Optimizasyon aracı, aynı anda hem tüm kısıtlara uyacak, hem de sistem dengeleme maliyetini en aza indirecek şekilde çalışır. Bu amaçla, kısmi kabul edilemezlik kısıtı ve iletim sistemi kısıtları nedeni ile oluşturulan kısıt denklemleri göz önünde bulundurularak fiyat sırasındaki teklif listesinden kısıtlar ile çelişkili bir durum oluşturmayan çözüm alternatifleri oluşturulur. Kabul edilmiş görünen herhangi bir teklif kısıt denklemini sağlamıyor ise söz konusu teklife nihai olarak talimat verilemez ve çözüm alternatiflerinin içinde yer alamaz ve optimizasyon aracı bu hesaplamayı tüm kısıtları birden dikkate alarak yapar. Ayrıca, kısıt nedeniyle, sistem yönünün tersinde de talimat verilebilir. Gerekğinde optimizasyon aracı sistem yönü enerji açığı iken kısıtlar nedeniyle denge için gerekli miktardan daha fazla miktarda sisteme satış talimatı verip daha sonra bunları dengeye getirmek için bir miktar da sistemden alış talimatı verebilir. Benzer şekilde, sistem yönü enerji fazlası iken de kısıtlar nedeniyle denge için gerekli miktardan fazla sistemden alış talimatı verip sisteme satış talimatlarıyla dengeyi sağlayabilir[12].

Kısmi kabul edilemezliğin göz önüne alınması durumunda, ilk aşamada tekliflerin tamamı kısmi kabul edilebilir olarak değerlendirilip Sistem Gün Öncesi Fiyatı buna göre hesaplanır. Ancak optimizasyonun ikinci aşamasını oluşturan talimat verilmesi

aşamasında kısmi kabul edilemezlik göz önüne alınır. Kısmi kabul edilemezlik özelliğine sahip bir teklif için teklifin bütünlüğünü bozacak şekilde talimat verilmez ve optimizasyon aracı bir sonraki en uygun fiyatlı teklifi değerlendirmeye alır. En düşük dengeleme maliyetini temin etmek suretiyle kısmi kabul edilebilirliği dikkate almak üzere, kısmi kabul edilemezlik niteliğini haiz bir teklifin tamamını kabul edemiyor ise söz konusu teklifi atlayarak bir sonraki teklifi değerlendirmeye alır. Kısmi kabul edilemezlik kısıtını sağlayabilmek üzere optimizasyon aracı kısmi kabul edilemez bir teklifini miktarı gerekenden fazla bile olsa kabul edip, miktarı dengeye getirebilmek üzere ters yönde talimat da verebilir[12].

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin Dengeleme kısmı başarıyla tamamlandıktan sonra UZLAŞTIRMA işlemleri yapılarak süreç tamamlanır.

3.5 Elektrik Piyasasında Uzlaştırma ve Faturalama İşlemleri

Uzlaştırma, gün öncesi planlama, gün öncesi piyasası ve dengeleme güç piyasasından ve/veya enerji dengesizliğinden doğan alacak ve borç miktarlarının hesaplanması ve ilgili alacak-borç bildirimlerinin hazırlanması işlemlerinin hızlı, güvenilir ve şeffaf bir şekilde gerçekleşmesini sağlamak amacıyla yapılan işlemlerdir. Piyasa İşletmecisi, kar veya zarar etmeden, piyasa katılımcılarının dengeleme mekanizmasına katılımlarına ve dengeden sorumlu tarafların enerji dengesizliklerine bağlı olarak sattıkları ve satın aldıkları elektrik enerjisinin toptan elektrik piyasası adına uzlaştırma ve faturalama işlemlerini yürütür[12].

Dengeleme mekanizması kapsamında gerçekleştirilen elektrik enerjisi alış-satışlarının uzlaştırılmasında uzlaştırma dönemi bazındaki fiyatlar esas alınır. Bu fiyatlar dengeleme mekanizması kapsamında dengeleme amaçlı gerçekleştirilen elektrik enerjisi alış-satışlarına ilişkin teklif fiyatları ve marjinal fiyatlandırma prensibi dikkate alınarak belirlenir. Dengeleme mekanizması kapsamında gerçekleştirilen elektrik enerjisi alış-satışları taraflar arasında bağlayıcı nitelik taşır. Dengeden sorumlu tarafların denge sorumluluklarından kaynaklanan enerji dengesizlikleri, uzlaştırma dönemi bazında belirlenecek sistem dengesizlik fiyatı üzerinden uzlaştırılır. Bir uzlaştırma dönemi için geçerli sistem dengesizlik fiyatı, söz konusu uzlaştırma dönemi için dengeleme güç piyasasında belirlenmiş olan saatlik sistem marjinal fiyatına eşit olarak belirlenen tek bir fiyattır. Bir uzlaştırma dönemine ilişkin uzlaştırma hesaplamalarında sadece söz konusu uzlaştırma

dönemine ait değerler dikkate alınır ve bir uzlaştırma dönemine ait değerler, başka bir uzlaştırma dönemine aktarılamaz. Uzlaştırma hesaplamalarının dengeleme mekanizmasında yer alan her bir faaliyet ve enerji dengesizliği için ayrı ayrı gerçekleştirilmesi esastır[12].

Uzlaştırma işlemlerinin yapılabilmesi için sisteme giriş-çıkış yapan enerji miktarları ölçülür. TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından; piyasa katılımcıları adına kayıtlı olan uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonları içerisinde yer alan sayaçlar, fatura döneminin bitişini takip eden ilk 4 gün içerisinde ilgili piyasa katılımcısının yetkilisinin de iştirakiyle okunur, okuma tutanağı tarafların temsilcileri tarafından müştereken hazırlanarak imza altına alınır ve okunan değerler Piyasa İşletmecisine PYS veya kurumsal elektronik posta vasıtasıyla bildirilir. Fatura döneminin bitişini takip eden ilk 10 gün içerisinde, PYS aracılığıyla ilan edilen değerlere taraflardan hiçbirinin yazılı olarak itiraz etmemesi halinde, PYS'deki değerler; TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiden yazılı ve elektronik ortamda bir düzeltme gelmesi halinde ise, TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiden gelen düzeltme tutanağında yer alan düzeltilmiş veriş-çekiş değerleri, ilgili fatura dönemi için geçerli olur. Herhangi bir günde yer alan bir uzlaştırma dönemine ilişkin uzlaştırmaya esas ikili anlaşma bildirimi, en geç, ilgili günün bir gün öncesinde saat 16:00'a kadar, piyasa katılımcısı tarafından, PYS aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirilir. Fatura dönemi ise, bir takvim ayının ilk günü saat 00:00'da başlayıp, aynı ayın son günü saat 24:00'da biten süreyi ifade eder ve bir fatura dönemi içerisindeki her bir saat bir uzlaştırma dönemini oluşturur.

Piyasa katılımcılarının uzlaştırma bildirimlerinde tespit ettikleri maddi hatalara ilişkin itirazlarının, ilgili fatura dönemine ait işlemler kapsamında değerlendirmeye alınabilmesi için, ön ve nihai uzlaştırma bildirimlerine yapılacak itirazın bildirimlerin yapıldığı ayın onikinci günü saat 16:00'a kadar yapılması gerekir. İtirazların Piyasa İşletmecisi tarafından ayın ondördüncü günü 16:00'a kadar uygun bulunması halinde, faturalar düzeltilmiş bildirim miktarları esas alınarak düzenlenmekte olup itirazın uygun bulunmaması durumunda da, bu süre içerisinde piyasa katılımcısına bilgi verilir[12].

Piyasa İşletmecisi, bildirimlerin yapıldığı ayın onbeşinci gününden itibaren yedi gün içinde, geçerli nihai uzlaştırma bildiriminde yer alan tutarlar veya nihai uzlaştırma

bildirimine yapılan itirazın kabul edildiği hallerde düzeltilmiş tutarlara göre faturaları düzenler. PYS’de faturanın yayımlanma tarihi, fatura tebliğ tarihi olarak kabul edilir.

Gün öncesi dengeleme faaliyetlerine ilişkin Piyasa İşletmecisi tarafından piyasa katılımcılarına iletilen günlük avans ödeme bildirimlerinde yer alan bedeller, piyasa katılımcıları tarafından Piyasa İşletmecisinin merkezi uzlaştırma bankasındaki hesabına aracı bankalar kullanılarak bir sonraki iş günü en geç saat 15:00’a kadar ödenir. Aylık bazdaki uzlaştırma ve faturalama işlemleri Şekil 3.6’da tablo olarak özetlenmektedir.

Piyasa İşletmecisi, Uzlaştırma ve faturalama işlemlerinde, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği uyarınca, aşağıdaki formülleri kullanır:



Şekil 3.6 : Elektrik piyasası uzlaştırma ve faturalama süreci [18]

3.5.1 Uzlaştırmaya Esas Veriş-Çekiş Miktarlarının ve İletim Sistemi Kayıp Katsayısının Hesaplanması

Uzlaştırmaya esas veriş-çekiş miktarlarının hesaplanması:

Uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimine ait veriş-çekiş miktarları aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$UEVM_{b,u} = \dot{I}SVM_{b,u} \times (1 - \dot{I}SKK_u)^g \quad (3.1)$$

$$UE\dot{C}M_{b,u} = \dot{I}S\dot{C}M_{b,u} \quad (3.2)$$

Bu formülde geçen;

$UEVM_{b,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarını (MWh),

$\dot{I}SVM_{b,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemine Veriş Miktarını (MWh),

$\dot{I}SKK_u$: “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemi Kayıp Katsayısı,

$UE\dot{C}M_{b,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait Uzlaştırmaya Esas Çekiş Miktarını (MWh),

$\dot{I}S\dot{C}M_{b,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sisteminden Çekiş Miktarını (MWh),

g : “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin iletim sistemine bağlı bir üretim tesisi olması durumunda 1, diğer tüm durumlarda 0 olan değeri ifade eder.

Uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimlerinin iletim sistemine veriş-çekiş miktarlarının hesaplanması:

Bir uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin saatlik olarak iletim sistemine veriş ve iletim sisteminden çekiş miktarları aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$\dot{I}SVM_{b,u} = \sum_{s=1}^x \left[SVD_{b,s,u} \times (1 - TKK_{b,s}) \times (1 - HKK_{b,s}) \times (-1)^k \right] \quad (3.3)$$

$$\dot{I}S\dot{C}M_{b,u} = \sum_{s=1}^x \left[\frac{S\dot{C}D_{b,s,u}}{(1 - TKK_{b,s}) \times (1 - HKK_{b,s})} \times (-1)^k \right] \quad (3.4)$$

Bu formüllerde geçen;

$\dot{I}SVM_{b,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemine Veriş Miktarını (MWh),

$SVD_{b,s,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacının, ölçülen veriş değerini gösteren “u” uzlaştırma dönemine ait Sisteme Veriş Değerini (MWh),

$TKK_{b,s}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacına uygulanan Transformatör Kayıp Katsayısını,

$HKK_{b,s}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacına uygulanan Hat Kayıp Katsayısını,

x : “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonunda yer alan sayaç sayısını,

k : “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacına uygulanan 0 ya da 1 değerleri olan katsayısı,

$İŞÇM_{b,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sisteminden Çekiş Miktarını (MWh),

$SÇD_{b,s,u}$: “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacının, ilgili sayacın iletim sisteminde yer alması durumunda ölçülen çekiş değerini, ilgili sayacın dağıtım sisteminde yer alması durumunda dağıtım sisteminden net çekiş değerini gösteren “u” uzlaştırma dönemine ait Sistemden Çekiş Değerini (MWh)

ifade eder.

İletim sistemi kayıp katsayısının hesaplanması:

Her bir uzlaştırma dönemi için uygulanacak İletim Sistemi Kayıp Katsayısı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$İSKK_u = \frac{\sum_{s=1}^n İSVM_{s,u} - \sum_{s=1}^n İŞÇM_{s,u}}{\sum_{s=1}^n İSVM_{s,u}} \quad (3.5)$$

Bu formülde geçen;

$İSKK_u$: “u” uzlaştırma dönemine ait hesaplanan İletim Sistemi Kayıp Katsayısı,

$İSVM_{s,u}$: iletim sistemi konfigürasyonunda yer alan “s” sayacının “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemine Veriş Miktarını (MWh),

$İŞÇM_{s,u}$: iletim sistemi konfigürasyonunda yer alan “s” sayacının “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sisteminden Çekiş Miktarını (MWh),

n : “u” uzlaştırma döneminde, iletim sistemi konfigürasyonunda yer alan sayaç sayısını

ifade eder.

3.5.2 Gün Öncesi Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılması

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sisteme satışlarına ilişkin tutarın hesaplanması:

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sisteme satışlarına ilişkin olarak, teklif bölgesi bazında, bir avans dönemi için ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SST_{t,p,s} = \sum_{u=1}^a \left(\sum_{r=1}^n (SSF_{t,p,s,u,r} \times SSM_{t,p,s,u,r}) \right) \quad (3.6)$$

Bu formülde geçen;

$SST_{t,p,s}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem satışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını (TL),

$SSF_{t,p,s,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemindeki “u” : uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifi için uygulanacak sistem satış fiyatını (TL/MWh),

$SSM_{t,p,s,u,r}$: Gün öncesi dengeleme sonucunda belirlenen, “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemindeki “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifinden dolayı gerçekleştirmiş olduğu sistem satış miktarını (MWh),

n : “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemindeki “u” uzlaştırma dönemine ait sisteme enerji satışı gerçekleştirmiş olduğu teklif sayısını, ilgili avans dönemine ilişkin uzlaştırma dönemlerinin sayısını,

ifade eder.

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sisteme satışlarına ilişkin olarak, teklif bölgesi bazında, bir fatura dönemi için ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SST_{t,p} = \sum_{s=1}^b SST_{t,p,s} \quad (3.7)$$

Bu formülde geçen;

$SST_{t,p,s}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem satışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek

alacak tutarını (TL),

$SST_{t,p}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, ilgili fatura döneminde gerçekleşen sistem satışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını (TL),

b : ilgili fatura dönemine ilişkin avans dönemi sayısını, ifade eder.

Sistem satış fiyatlarının belirlenmesi:

Bir fatura dönemi için, uzlaştırma dönemi bazında, gün öncesi dengelemeye katılan her bir piyasa katılımcısının, bir teklif bölgesi için gün öncesi dengeleme kapsamında sunmuş olduğu saatlik ve esnek tekliflere ilişkin gerçekleşen sistem satışlarında uygulanacak sistem satış fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$SSTF_{t,p,u,r} \leq SGÖF_{t,u} \text{ ise } SSF_{t,p,u,r} = SGÖF_{t,u} \quad (3.8)$$

$$SSTF_{t,p,u,r} > SGÖF_{t,u} \text{ ise } SSF_{t,p,u,r} = SSTF_{t,p,u,r} \quad (3.9)$$

Bu formüllerde geçen;

$SSTF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem Satış Teklif Fiyatını (TL/MWh),
 $SGÖF_{t,u}$: “t” teklif bölgesi ve “u” uzlaştırma dönemine ait Gün Öncesi Fiyatını (TL/MWh),

$SSF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifi için uygulanacak Sistem Satış Fiyatını (TL/MWh) ifade eder.

Bir fatura dönemi için, uzlaştırma dönemi bazında, gün öncesi dengelemeye katılan her bir piyasa katılımcısının, bir teklif bölgesi için gün öncesi dengeleme kapsamında sunmuş olduğu blok tekliflere ilişkin gerçekleşen sistem satışlarında uygulanacak sistem satış fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$SSTF_{t,p,r} \leq OSGÖF_{t,r} \text{ ise } SSF_{t,p,r} = OSGÖF_{t,r} \quad (3.10)$$

$$SSTF_{t,p,r} > OSGÖF_{t,r} \text{ ise } SSF_{t,p,r} = SSTF_{t,p,r} \quad (3.11)$$

$$SSF_{t,p,u,r} = SSF_{t,p,r} \text{ ve “u”} \subset \text{“r” teklifinin geçerli olduğu zaman dilimi} \quad (3.12)$$

$$OSGÖF_{t,r} = \frac{\sum_{u=a}^b SGÖF_{t,u}}{(b-a)} \text{ ve } u=[a,b] \quad (3.13)$$

Bu formüllerde geçen;

$SSTF_{t,p,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “r” blok teklifine ilişkin Sistem Satış Teklif Fiyatını (TL/MWh),

$OSGÖF_{t,r}$: “t” teklif bölgesi ve “r” blok teklifinin kapsadığı saatlerin Ortalama Sistem Gün Öncesi Fiyatı (TL/MWh),

$SSF_{t,p,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “r” blok teklifi için uygulanacak Saatlik Sistem Satış Fiyatını (TL/MWh)

$SSF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “r” blok teklifinin kapsadığı “u” uzlaştırma dönemi için uygulanacak Saatlik Sistem Satış Fiyatını (TL/MWh)

$SGÖF_{t,u}$: “t” teklif bölgesi için, “u” uzlaştırma döneminde uygulanan Gün Öncesi Fiyatını (TL/MWh)

a : blok teklif başlangıç saatini,

b : blok teklif bitiş saatini,

u : “r” blok teklifinin geçerli olduğu uzlaştırma dönemlerinden birini ifade eder.

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sistemden alışlarına ilişkin tutarın hesaplanması:

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sistemden alışlarına ilişkin olarak, teklif bölgesi bazında, bir avans dönemi için ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SAT_{t,p,s} = \sum_{u=1}^a \left(\sum_{r=1}^n (SAF_{t,p,s,u,r} \times SAM_{t,p,s,u,r}) \right) \quad (3.14)$$

Bu formülde geçen;

$SAT_{t,p,s}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem alışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını (TL),

$SAF_{t,p,s,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemindeki “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifi için uygulanacak sistem alış fiyatını (TL/MWh),

$SAM_{t,p,s,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemindeki, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifinden dolayı gerçekleştirmiş olduğu sistem alış miktarını (MWh),

n : “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemindeki, “u” uzlaştırma dönemine ait sistemden enerji alış gerçekleştirmiş olduğu teklif sayısını,

a : ilgili avans dönemine ilişkin uzlaştırma dönemlerinin sayısını,

ifade eder.

Gün öncesi dengeleme kapsamında piyasa katılımcılarının sistemden alışlarına ilişkin olarak, teklif bölgesi bazında, bir fatura dönemi için ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SAT_{t,p} = \sum_{s=1}^b SAT_{t,p,s} \quad (3.15)$$

Bu formülde geçen;

$SAT_{t,p}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem alışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını (TL),

$SAT_{t,p,s}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem alışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını (TL),

bilgili fatura dönemindeki avans dönemi sayısını,

ifade eder.

Sistem alış fiyatlarının belirlenmesi:

Bir fatura dönemi için, uzlaştırma dönemi bazında, gün öncesi dengelemeye katılan her bir piyasa katılımcısının, bir teklif bölgesi için gün öncesi dengeleme kapsamında sunmuş olduğu saatlik tekliflere ilişkin gerçekleşen sistem alışlarında uygulanacak sistem alış fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$SATF_{t,p,u,r} \geq SGÖF_{t,u} \text{ ise } SATF_{t,p,u,r} = SGÖF_{t,u} \quad (3.16)$$

$$SATF_{t,p,u,r} < SGÖF_{t,u} \text{ ise } SAF_{t,p,u,r} = SATF_{t,p,u,r} \quad (3.17)$$

Bu formüllerde geçen;

$SATF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem Alış Teklif Fiyatını (TL/MWh),

$SGÖF_{t,u}$: “t” teklif bölgesi ve “u” uzlaştırma dönemine ait Gün Öncesi Fiyatını (TL/MWh),

$SAF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” teklifi için uygulanacak Sistem Alış Fiyatını (TL/MWh) ifade eder.

Bir fatura dönemi için, uzlaştırma dönemi bazında, gün öncesi dengelemeye katılan her bir piyasa katılımcısının, bir teklif bölgesi için gün öncesi dengeleme kapsamında sunmuş olduğu blok tekliflere ilişkin gerçekleşen sistem satışlarında uygulanacak sistem alış fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$SATF_{t,p,u,r} \leq OSGÖF_{t,r} \text{ ise } SAF_{t,p,u,r} = SATF_{t,p,r} \quad (3.18)$$

$$SATF_{t,p,u,r} > OSGÖF_{t,r} \text{ ise } SAF_{t,p,u,r} = OSGÖF_{t,r} \quad (3.19)$$

$$SAF_{t,p,u,r} = SAF_{t,p,r} \text{ ve “u”} \subset \text{“r” teklifinin geçerli olduğu zaman dilimi} \quad (3.20)$$

$$OSGÖF_{t,r} = \frac{\sum_{u=a}^b SGÖF_{t,u}}{(b-a)} \text{ ve } u=[a,b] \quad (3.21)$$

Bu formüllerde geçen;

$SATF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” blok teklifine ilişkin Sistem Alış Teklif Fiyatını (TL/MWh),

$OSGÖF_{t,r}$: “t” teklif bölgesi ve “r” blok teklifinin kapsadığı saatlerin Ortalama Sistem Gün Öncesi Fiyatı (TL/MWh),

$SAF_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemine ait geçerli “r” blok teklifi için uygulanacak Saatlik Sistem Alış Fiyatını (TL/MWh)

$SGÖF_{t,u}$: “t” teklif bölgesi için, “u” uzlaştırma döneminde uygulanan Gün Öncesi Fiyatını (TL/MWh)

a : blok teklif başlangıç saatini,

b : blok teklif bitiş saatini,

u : “r” blok teklifinin geçerli olduğu uzlaştırma dönemlerinden birini ifade eder.

Gün öncesi planlama aşamasında gün öncesinden öngörülen dengesizliklerin miktarının hesaplanması:

Uzlaştırma dönemi bazında, gün öncesi planlamaya katılan her bir piyasa katılımcısının, öngörülen enerji açık ya da fazlası aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$\text{ÖEDM}_{p,u} = \sum_{b=1}^k \text{GÜP}_{b,u} + \text{UEIAM}_{p,u} - \text{TT}_{p,u} \quad (3.22)$$

Bu formülde geçen;

$\text{ÖEDM}_{p,u}$: “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için gün öncesinden öngörülen enerji dengesizlik miktarını (MWh),

$\text{GÜP}_{b,u}$: “p” piyasa katılımcısına ait “b” uzlaştırmaya esas veriş çekiş biriminin “u” uzlaştırma dönemi için Piyasa İşletmecisine bildirilmiş olan ve sisteme veriş için pozitif, sistemden çekiş için negatif değere sahip gün öncesi üretim/tüketim programını (MWh),

$\text{UEIAM}_{p,u}$: “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için uzlaştırmaya esas ikili anlaşma miktarını (MWh),

$\text{TT}_{p,u}$: Gün öncesi planlama kapsamında Piyasa İşletmecisine bildirilen, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için, ilgili piyasa katılımcısının kendi adına kayıtlı ve dengeleme birimi olmayan tüketim tesisleri vasıtasıyla tüketilmesi öngörülen enerjiye ilişkin tüketim tahminini (MWh),

k : “p” piyasa katılımcısı adına kayıtlı uzlaştırmaya esas veriş çekiş birimi sayısını, ifade eder.

Gün öncesi planlama aşamasında gün öncesinden öngörülen dengesizliklerin giderilmesine ilişkin alacak/borç tutarının hesaplanması:

Bir avans dönemi için, uzlaştırma dönemi bazında, gün öncesi planlamaya katılan her bir piyasa katılımcısının, öngörülen enerji açık ya da fazlasının giderilmesi amacıyla gerçekleştirilen enerji alış ya da satışına ilişkin alacak/borç tutarı aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$\ddot{O}EDT_{p,s} = \sum_{u=1}^a (\ddot{O}EDM_{p,u} \times SG\ddot{O}F_u) \quad (3.23)$$

Bu formülde geçen;

$\ddot{O}EDT_{p,s}$: “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemi için, gün öncesinden enerji dengesizliğinin giderilmesine yönelik sistemden aldığı ya da sisteme sattığı enerjiye ilişkin, piyasa katılımcısına, değerin pozitif olması durumunda alacak, negatif olması durumunda borç olarak tahakkuk ettirilecek olan öngörülen enerji dengesizlik tutarını (TL),

$\ddot{O}EDM_{p,u}$: “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için gün öncesinden öngörülen enerji dengesizlik miktarını (MWh),

$SG\ddot{O}F_u$: “u” uzlaştırma dönemine ait gün öncesi fiyatını (TL/MWh),

ailgili avans dönemine ilişkin uzlaştırma dönemlerinin sayısını, ifade eder.

Bir fatura dönemi için, avans dönemi bazında, gün öncesi planlamaya katılan her bir piyasa katılımcısının, öngörülen enerji açık ya da fazlasının giderilmesi amacıyla gerçekleştirilen enerji alış ya da satışına ilişkin alacak/borç tutarı aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$\ddot{O}EDT_p = \sum_{s=1}^b \ddot{O}EDT_{p,s} \quad (3.24)$$

(4) Bu formülde geçen;

$\ddot{O}EDT_p$: “p” piyasa katılımcısının, ilgili fatura dönemi için, gün öncesinden enerji dengesizliğinin giderilmesine yönelik sistemden aldığı ya da sisteme sattığı enerjiye ilişkin, piyasa katılımcısına, değerin pozitif olması durumunda alacak, negatif olması durumunda borç olarak tahakkuk ettirilecek olan öngörülen enerji dengesizlik tutarını(TL),

$\ddot{O}EDT_{p,s}$: “p” piyasa katılımcısının, “s” avans dönemi için, gün öncesinden enerji dengesizliğinin giderilmesine yönelik sistemden aldığı ya da sisteme sattığı enerjiye ilişkin, piyasa katılımcısına, değerin pozitif olması durumunda alacak, negatif olması durumunda borç olarak tahakkuk ettirilecek olan öngörülen enerji dengesizlik tutarını (TL),

b : ilgili fatura dönemindeki avans dönemi sayısını,

ifade eder.

Gün öncesi piyasası faaliyetlerine ilişkin oluşan gelirin hesaplanması:

Gün öncesi piyasası faaliyetlerine ilişkin teklif bölgeleri arasındaki fiyat farklılıklarından kaynaklanan ve TEİAŞ tarafından öncelikli olarak fiyat farkına sebep olan iletim kısıtını gidermek için iletim yatırımı yapılmak üzere değerlendirilecek gelir kalemi aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$GÖPG_s = \sum_{t=1}^n \left(\sum_{p=1}^m SAT_{t,p,s} - \sum_{p=1}^m SST_{t,p,s} \right) \quad (3.25)$$

Bu formülde geçen;

GÖPGs : “s” avans dönemi için gün öncesi piyasası faaliyetlerine ilişkin bölgesel fiyat farklılıklarından kaynaklanan ve TEİAŞ tarafından sadece iletim yatırımı yapılmak üzere değerlendirilecek gün öncesi piyasası geliri (TL),

$SAT_{t,p,s}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem alışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını (TL),

$SST_{t,p,s}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans döneminde gerçekleşen sistem satışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını (TL),

n : “s” avans dönemine ilişkin teklif bölgelerinin sayısını,

m : “s” avans dönemine ilişkin piyasa katılımcılarının sayısını,

ifade eder

3.5.3 Dengeleme Güç Piyasası Faaliyetlerinin Uzlaştırılması

Dengeleme güç piyasası faaliyetlerinin uzlaştırılmasında; Dengeleme güç piyasasına katılan her bir piyasa katılımcısının, dengeleme güç piyasası faaliyetleri kapsamında, her bir teklif bölgesi için, bir fatura dönemi içerisindeki her bir uzlaştırma dönemine ait, ilgili piyasa katılımcılarının sisteme enerji satışı ya da sistemden enerji alışlarına ilişkin yük alma, yük atma teklifleri, Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş olan talimatlar çerçevesinde kabul edilmiş olan yük alma, yük atma miktarları, kabul

edilen yük alma, yük atma teklifleri doğrultusunda Sistem İşletmecisi tarafından her bir teklif bölgesi için hesaplanan sistem marjinal fiyatları dikkate alınır.

Uzlaştırma dönemi bazında sistemin yönünün belirlenmesi:

Uzlaştırma dönemi bazında bir fiyat bölgesine ilişkin sistem yönü aşağıdaki formüllere göre belirlenir[12]:

$$\text{İlgili uzlaştırma dönemi için } \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m KEYALM_{d,u,r}^0 > \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n KEYATM_{d,u,r}^0 \quad (3.26)$$

ise, ilgili uzlaştırma dönemi için ilgili fiyat bölgesinde enerji açığı oluşmuştur.

$$\text{İlgili uzlaştırma dönemi için } \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m KEYALM_{d,u,r}^0 < \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n KEYATM_{d,u,r}^0 \quad (3.27)$$

ise, ilgili uzlaştırma dönemi için ilgili fiyat bölgesinde enerji fazlası oluşmuştur.

$$\text{İlgili uzlaştırma dönemi için } \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m KEYALM_{d,u,r}^0 = \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n KEYATM_{d,u,r}^0 \quad (3.28)$$

ise, ilgili uzlaştırma dönemi için ilgili fiyat bölgesinde sistem dengededir.

Bu formüllerde geçen;

$KEYALM_{d,u,r}^0$: ilgili fiyat bölgesinin dengelenmesi amacıyla, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin, 0 etiket değerine sahip, Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Alma Teklifi Miktarını (MWh),

$KEYATM_{d,u,r}^0$: ilgili fiyat bölgesinin dengelenmesi amacıyla, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin 0 etiket değerine sahip, Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Atma Teklifi Miktarını (MWh),

k : “u” uzlaştırma dönemi için, ilgili fiyat bölgesinin dengelenmesi amacıyla, 0 etiket değerine sahip teklifi kabul edilmiş olan dengeleme birimi sayısını,

m : “u” uzlaştırma dönemi için, “d” dengeleme biriminin, ilgili fiyat bölgesinin dengelenmesi amacıyla, 0 etiket değerine sahip kabul edilmiş yük alma teklif sayısını,

n : “u” uzlaştırma dönemi için, “d” dengeleme biriminin, ilgili fiyat bölgesinin dengelenmesi amacıyla, 0 etiket değerine sahip kabul edilmiş yük atma teklif sayısını ifade eder.

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük alma tekliflerine ilişkin tutarın hesaplanması:

Dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir dengeleme birimine verilen yük alma talimatlarına ilişkin olarak bir fatura dönemi için ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$KEYALT_d = \sum_{u=1}^m \left(\sum_{r=1}^n (KEYALM_{d,u,r} \times YALF_{d,u,r}) \right) \quad (3.29)$$

Bu formülde geçen;

$KEYALT_d$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, ilgili fatura döneminin tüm uzlaştırma dönemlerinde kabul edilen yük alma tekliflerine ilişkin olarak ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını (TL),

$KEYALM_{d,u,r}$: dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Alma Teklifi Miktarını (MWh),

$YALF_{d,u,r}$: dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak Yük Alma Fiyatını (TL/MWh),

n : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme birimine ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük alma tekliflerinin sayısını,

m : ilgili fatura dönemine ilişkin uzlaştırma dönemlerinin sayısını

ifade eder.

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük alma tekliflerine ilişkin yük alma fiyatlarının belirlenmesi:

Bir fatura dönemi için, dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir dengeleme birimine, her bir uzlaştırma dönemi için verilen yük alma talimatlarına ilişkin olarak uygulanacak yük alma fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

İlgili dengeleme biriminin yer aldığı fiyat bölgesinde enerji açığı olduğu durumda,

$$YALTF_{d,u,r} \leq SMF_{d,u,t} \text{ ise } YALF_{d,u,r} = SMF_{d,u,t} \quad (3.30)$$

$$YALTF_{d,u,r} > SMF_{d,u,t} \text{ ise } YALF_{d,u,r} = YALTF_{d,u,r} \quad (3.31)$$

İlgili dengeleme biriminin yer aldığı fiyat bölgesi dengede olduğu ve/veya fiyat bölgesinde enerji fazlası olduğu durumlarda,

$$YALF_{d,u,r} = YALTF_{d,u,r} \quad (3.32)$$

Bu formüllerde geçen;

$YALTF_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için Yük Alma Teklif Fiyatını (TL/MWh),

$SMF_{d,u,t}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma döneminde yer aldığı “t” teklif bölgesi için 109 uncu madde uyarınca, hesaplanan Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

$YALF_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak Yük Alma Fiyatını (TL/MWh)

ifade eder.

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük alma tekliflerine ilişkin kabul edilen yük alma teklif miktarlarının belirlenmesi:

Bir fatura dönemi için, dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir dengeleme birimine, her bir uzlaştırma dönemi için verilen yük alma talimatlarına ilişkin kabul edilen yük alma teklif miktarları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$KEYALM_{d,u,r} = YALTM_{d,u,r} \times (1 - İSKK_u)^g \times (t_2 - t_1) / 60 \quad (3.33)$$

Bu formülde geçen;

$KEYALM_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Alma Teklifi Miktarını (MWh),

$YALTM_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş ve yerine getirilmiş olan Yük Alma Talimat Miktarını (MW),

$İSKK_u$: “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemi Kayıp Katsayısı,

t_1 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş olan yük alma talimatının saat ve dakika olarak başlangıç zamanını,

t_2 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş olan yük alma talimatının saat ve dakika olarak bitiş zamanını,

g : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin iletim sistemine bağlı bir üretim tesisi olması durumunda 1, diğer tüm durumlarda 0 olan değeri ifade eder.

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük atma tekliflerine ilişkin tutarın hesaplanması:

Dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir dengeleme birimine verilen yük atma talimatlarına ilişkin olarak bir fatura dönemi için ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$KEYATT_d = \sum_{u=1}^m \left(\sum_{r=1}^n (KEYATM_{d,u,r} \times YATF_{d,u,r}) \right) \quad (3.34)$$

Bu formülde geçen;

$KEYATT_d$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, ilgili fatura döneminin tüm uzlaştırma dönemlerinde kabul edilen yük atma tekliflerine ilişkin olarak ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını (TL),

$KEYATM_{d,u,r}$: dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Atma Teklifi Miktarını (MWh),

$YATF_{d,u,r}$: dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak Yük Atma Fiyatını (TL/MWh),

n : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme birimine ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük atma tekliflerinin sayısını,

m : ilgili fatura dönemine ilişkin uzlaştırma dönemlerinin sayısını ifade eder.

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük atma tekliflerine ilişkin yük atma fiyatlarının belirlenmesi:

Bir fatura dönemi için, dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir dengeleme birimine, her bir uzlaştırma dönemi için verilen yük atma talimatlarına ilişkin olarak uygulanacak yük atma fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

İlgili dengeleme biriminin yer aldığı fiyat bölgesinde enerji fazlası olduğu durumda,

$$YATTF_{d,u,r} \geq SMF_{d,u,t} \text{ ise } YATF_{d,u,r} = SMF_{d,u,t} \quad (3.35)$$

$$YATTF_{d,u,r} < SMF_{d,u,t} \text{ ise } YATF_{d,u,r} = YATTF_{d,u,r} \quad (3.36)$$

İlgili dengeleme biriminin yer aldığı fiyat bölgesi dengede olduğu ve/veya fiyat bölgesinde enerji açığı olduğu durumlarda,

$$YATF_{d,u,r} = YATTF_{d,u,r} \quad (3.37)$$

Bu formüllerde geçen;

$YATTF_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için Yük Atma Teklif Fiyatını (TL/MWh),

$SMF_{d,u,t}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma döneminde yer aldığı “t” teklif bölgesi için “u” uzlaştırma dönemi için hesaplanan, Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

$YATF_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak Yük Atma Fiyatını (TL/MWh)

ifade eder.

Dengeleme güç piyasası kapsamında kabul edilmiş olan yük atma tekliflerine ilişkin kabul edilen yük atma teklif miktarlarının belirlenmesi:

Bir fatura dönemi için, dengeleme güç piyasası kapsamındaki her bir dengeleme birimine, her bir uzlaştırma dönemi için verilen yük atma talimatlarına ilişkin kabul edilen yük atma teklif miktarları aşağıdaki formüle göre belirlenir[12]:

$$KEYATM_{d,u,r} = YATM_{d,u,r} \times (1 - ISKK_u)^g \times (t_2 - t_1) / 60 \quad (3.38)$$

Bu formülde geçen;

$KEYATM_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Atma Teklifi Miktarını (MWh),

$YATM_{d,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş ve yerine getirilmiş olan Yük Atma Talimat Miktarını (MW),

$ISKK_u$: “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemi Kayıp Katsayısı,

t_1 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş olan yük atma talimatının saat ve dakika olarak başlangıç zamanını,

t_2 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifine ilişkin Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş olan yük alma talimatının saat ve dakika olarak bitiş zamanını

g : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin iletim sistemine bağlı bir üretim tesisi olması durumunda 1, diğer tüm durumlarda 0 olan değeri ifade eder.

3.5.4 Enerji Dengesizliklerinin Uzlaştırılması:

Enerji dengesizliklerinin uzlaştırılmasında; Dengeleme güç piyasasına katılan her bir piyasa katılımcısının, dengeleme güç piyasası faaliyetleri kapsamında, her bir teklif bölgesi için, bir fatura dönemi içerisindeki her bir uzlaştırma dönemine ait Sistem İşletmecisi tarafından verilmiş olan talimatlar çerçevesinde kabul edilmiş olan yük alma, yük atma miktarları ve kabul edilmiş olan bu teklifler için geçerli fiyatlar, uzlaştırmaya esas veriş ve/veya çekiş miktarları, ikili anlaşma bildirimi miktarları, Yan hizmet sağlayan her bir uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi için bir fatura dönemindeki her bir uzlaştırma dönemine ait, enerji bedeli yan hizmetler kapsamında ödenen yan hizmetler gereği gerçekleştirilmiş olan üretim miktarı, Gün öncesi dengeleme sonucunda her bir piyasa katılımcısının sisteme satış ya da sistemden alış miktarları, Gün öncesi fiyatları dikkate alınır.

Sistem marjinal fiyatının hesaplanması:

Her bir teklif bölgesi için uzlaştırma dönemi bazında belirlenen Sistem Marjinal Fiyatı ($SMF_{t,u}$), teklif bölgesinin uzlaştırma dönemi bazında enerji denge durumuna bağlı olarak aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

Söz konusu saatte “t” teklif bölgesinde enerji açığı oluştuğunda,

$$SMF_{t,u} = \max(YALTF_{d1,u,r}^0) \quad \forall YALTF_{d1,u,r}^0 \text{ için } d1=1,2,..n \text{ ve } r=1,2,..k \quad (3.39)$$

Söz konusu saatte “t” teklif bölgesinde enerji fazlası oluştuğunda,

$$SMF_{t,u} = \min(YATTF_{d2,u,r}^0) \quad \forall YATTF_{d2,u,r}^0 \text{ için } d2=1,2,..m \text{ ve } r=1,2,..l \quad (3.40)$$

Söz konusu saatte sistem dengede olduğunda ya da söz konusu saat içerisinde kabul edilen tüm yük alma ve yük atma tekliflerinin etiket değeri 1 olduğu durumda,

$$SMF_{t,u} = SGÖF_{t,u} \quad (3.41)$$

Bu formüllerde geçen;

$SMF_{t,u}$: “t” teklif bölgesinin “u” uzlaştırma dönemi için hesaplanan, Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

$YALTF0_{d1,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d1” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için 0 etiket değerine sahip “r” teklifi için Yük Alma Teklif Fiyatını (TL/MWh),

n : “u” uzlaştırma dönemi içerisinde yük alma teklifleri etiket değeri 0 olarak kabul edilen dengeleme güç piyasası kapsamındaki dengeleme birimi sayısını,

k : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki bir dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi içerisinde etiket değeri 0 olarak ve “t” teklif bölgesinin enerji açığını gidermek üzere kabul edilen yük alma tekliflerinin sayısını,

$YATTF0_{d2,u,r}$: Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d2” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli 0 etiket değerine sahip “r” teklifi için Yük Atma Teklif Fiyatını (TL/MWh),

m : “u” uzlaştırma dönemi içerisinde yük atma teklifleri etiket değeri 0 olarak kabul edilen dengeleme güç piyasası kapsamındaki dengeleme birimi sayısını,

l : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki bir dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi içerisinde etiket değeri 0 olarak ve “t” teklif bölgesinin enerji fazlasını gidermek üzere kabul edilen yük atma tekliflerinin sayısını,

$SGÖF_{t,u}$: “t” teklif bölgesi ve “u” uzlaştırma dönemi için Gün Öncesi Fiyatını (TL/MWh)

ifade eder.

Enerji dengesizlik tutarının hesaplanması:

Bir dengeden sorumlu tarafın her bir uzlaştırma dönemindeki enerji dengesizliğine ilişkin olarak bir fatura dönemi için tahakkuk ettirilecek borç veya alacak tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$EDT_f = \sum_{t=1}^m \left(\sum_{u=1}^n (EDM_{f,t,u} \times SMF_{t,u}) \right) \quad (3.42)$$

Bu formülde geçen;

EDT_f : Bir fatura dönemi için “f” dengeden sorumlu tarafın enerji dengesizliği tutarını (TL),

$EDM_{f,t,u}$: “f” dengeden sorumlu tarafın, “t” teklif bölgesindeki, “u” uzlaştırma dönemine ilişkin enerji dengesizliği miktarını (MWh),

$SMF_{t,u}$: “t” teklif bölgesi için 109 uncu madde uyarınca, “u” uzlaştırma dönemi için hesaplanan, Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

m : İlgili fatura dönemi için belirlenmiş olan teklif bölgesi sayısını,

n : Bir fatura döneminde yer alan uzlaştırma dönemi sayısını

ifade eder.

Bir dengeden sorumlu tarafın bir uzlaştırma dönemindeki enerji dengesizlik miktarının hesaplanması:

Bir fatura dönemi için, her bir dengeden sorumlu tarafın, her bir uzlaştırma dönemindeki enerji dengesizlik miktarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$EDM_{f,t,u} = \sum_{b=1}^k (UEVM_{f,t,b,u} - UEÇM_{f,t,b,u}) + UEIAM_{f,t,u} - \left(\sum_{p=1}^l \ddot{O}EDM_{p,u} \right) + \left(\sum_{p=1}^l \sum_{r=1}^m SAM_{t,p,u,r} - \sum_{p=1}^l \sum_{r=1}^n SSM_{t,p,u,r} \right) + \left(\sum_{d=1}^h \sum_{r=1}^{t2} KEYATM_{f,d,u,r} - \sum_{d=1}^h \sum_{r=1}^{t1} KEYALM_{f,d,u,r} \right) \quad (3.43)$$

Bu formülde geçen;

$EDM_{f,t,u}$: “f” dengeden sorumlu tarafın, “t” teklif bölgesinde, “u” uzlaştırma dönemi için enerji dengesizlik miktarını (MWh),

$UEVM_{f,t,b,u}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğu kapsamında yer alan ve “t” teklif bölgesinde yer alan “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarını (MWh),

$UEÇM_{f,t,b,u}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğu kapsamında yer alan ve “t” teklif bölgesinde yer alan “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için Uzlaştırmaya Esas Çekiş Miktarını (MWh),

$UEIAM_{f,t,u}$: “f” dengeden sorumlu tarafın, “t” teklif bölgesine ilişkin, “u” uzlaştırma dönemi için Uzlaştırmaya Esas İkili Anlaşma Miktarını (MWh),

$\ddot{O}EDM_{p,u}$: gün öncesi planlama kapsamında hesaplanan, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için gün öncesinden Öngörülen Enerji Dengesizlik Miktarını (MWh),

$SSM_{t,p,u,r}$: Gün öncesi dengeleme sonucunda belirlenen, “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, gün öncesi dengeleme kapsamında, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinden dolayı gerçekleştirmiş olduğu Sistem Satış Miktarını (MWh),

$SAM_{t,p,u,r}$: “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, gün öncesi dengeleme kapsamında, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinden dolayı gerçekleştirmiş olduğu Sistem Alış Miktarını (MWh),

k : “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “t” teklif bölgesi için “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğu kapsamında yer alan uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi sayısını,

l : “f” dengeden sorumlu taraf adına kayıtlı piyasa katılımcısı sayısını,

n : “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için sisteme satış gerçekleştirmiş olduğu teklif sayısını,

m : “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için sistemden alış gerçekleştirmiş olduğu teklif sayısını,

$KEYALM_{f,d,u,r}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğu kapsamında yer alan, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Alma Teklifi Miktarını (MWh),

h : “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “t” teklif bölgesi için “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğu kapsamında yer alan dengeleme birimi sayısını,

t_1 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme birimine ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük alma tekliflerinin sayısını,

$KEYATM_{f,d,u,r}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğu kapsamında yer alan, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Atma Teklifi Miktarını (MWh),

t_2 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme birimine ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük atma tekliflerinin sayısını ifade eder.

Uzlaştırmaya esas ikili anlaşma miktarlarının hesaplanması:

Bir dengeden sorumlu tarafın, “u” uzlaştırma dönemi için uzlaştırmaya esas ikili anlaşmalarının miktarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$UEIAM_{f,u,t} = \sum_{p=1}^k UEIAM_{p,u,t} \quad (3.44)$$

$$UEIAM_{p,u,t} = \sum_{z2=1}^m UEIAB_{p,u,t,z2} - \sum_{z1=1}^n UEIAB_{p,u,t,z1} \quad (3.45)$$

Bu formülde geçen;

$UEIAM_{f,u,t}$: “f” dengeden sorumlu tarafın, “u” uzlaştırma dönemi için “t” teklif bölgesine ilişkin Uzlaştırmaya Esas İkili Anlaşma Miktarını (MWh),

$UEIAM_{p,u,t}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğunu üstlenmiş olduğu “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için “t” teklif bölgesine ilişkin Uzlaştırmaya Esas İkili Anlaşma Miktarını (MWh),

$UEIAB_{p,u,t,z1}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğunu üstlenmiş olduğu “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için “t” teklif bölgesine ilişkin “z1” piyasa katılımcısına enerji satışı için ve/veya enerji bedeli yan hizmetler kapsamında ödenen yan hizmetler gereği gerçekleştirilen üretime ilişkin yapılan Uzlaştırmaya Esas İkili Anlaşma Bildirimini (MWh),

$UEIAB_{p,u,t,z2}$: “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğunu üstlenmiş olduğu “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için “t” teklif bölgesine ilişkin “z2” piyasa katılımcısından enerji alımı için yapılan Uzlaştırmaya Esas İkili Anlaşma Bildirimini (MWh),

k : “f” dengeden sorumlu tarafın denge sorumluluğunu üstlenmiş olduğu piyasa katılımcısı sayısını,

n : “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için “t” teklif bölgesine ilişkin elektrik enerjisi satışı yaptığı dengeden sorumlu taraf sayısını,

m : “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için “t” teklif bölgesine ilişkin elektrik enerjisi alışı yaptığı dengeden sorumlu taraf sayısını ifade eder.

3.5.5 Net Toplam Bakiyenin ve Piyasa İşletim Ücretinin Dağıtılması

Piyasa İşletmecisinin, toptan elektrik piyasası adına yaptığı işlemlerden kar veya zarar etmemesi esasına dayalı olarak, bir fatura dönemi içerisinde, gün öncesi piyasası kapsamında piyasa katılımcılarının gerçekleştirmiş oldukları enerji alış ve satışları, piyasa işletim ücreti, iletim ek ücreti ve süresinde ödenmeyen alacaklar hariç olmak üzere, dengeleme mekanizmasının uzlaştırılması ve dengeden sorumlu tarafların dengesizliklerinin uzlaştırılmasına ilişkin olarak, piyasa katılımcılarına tahakkuk ettirilecek alacaklar toplamının, borçlar toplamına eşit olması esastır.

Bu doğrultuda, 2 amaç dikkate alınarak;

Dengeleme güç piyasası ve gün öncesi planlama kapsamındaki yük alma talimatlarına, gün öncesi planlama kapsamındaki satışlarına ve enerji fazlasına ilişkin olarak piyasa katılımcılarına ve dengeden sorumlu taraflara tahakkuk ettirilen toplam alacak tutarının, dengeleme güç piyasası ve gün öncesi planlama kapsamındaki yük atma talimatlarına , gün öncesi planlama kapsamındaki alışlarına ve enerji açığına ilişkin olarak tahakkuk ettirilen toplam borç tutarından fazla olması halinde, dengeden sorumlu tarafların alacağı olarak tahakkuk ettirilecek,

Dengeleme güç piyasası ve gün öncesi planlama kapsamındaki yük atma talimatlarına, gün öncesi planlama kapsamındaki alışlarına ve enerji açığına ilişkin olarak piyasa katılımcılarına ve dengeden sorumlu taraflara tahakkuk ettirilen toplam borç tutarının, dengeleme güç piyasası ve gün öncesi planlama kapsamındaki yük alma talimatlarına, gün öncesi planlama kapsamındaki satışlarına ve enerji fazlasına ilişkin olarak tahakkuk ettirilen toplam alacak tutarından fazla olması halinde, dengeden sorumlu tarafların borcu olarak tahakkuk ettirilecek sıfır bakiye düzeltme tutarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SBDT_f = SBDT \times SBDK_f \quad (3.46)$$

Bu formülde geçen;

$SBDT_f$: Bir fatura döneminde “f” dengeden sorumlu tarafa sıfır bakiye düzeltme tutarı olarak tahakkuk ettirilecek alacak ya da borç tutarını (TL)

$SBDT$: bir fatura dönemine ait sıfır bakiye düzeltme tutarını (TL)

$SBDK_f$: bir fatura döneminde “f” dengeden sorumlu tarafın sıfır bakiye düzeltme katsayısını

ifade eder.

Bir fatura dönemindeki sıfır bakiye düzeltme tutarının hesaplanması:

Bir fatura dönemine ait Sıfır Bakiye Düzeltme Tutarı ($SBDT$) aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SBDT = \sum_{d=1}^m (KEYATT_d - KEYALT_d) - \sum_{f=1}^n EDT_f + \left(\sum_{p=1}^l (SAT_p - SST_p - ÖEDT_p) \right) \times k - YHEB \quad (3.47)$$

Bu formülde geçen;

$SBDT$: Bir fatura dönemine ait Sıfır Bakiye Düzeltme Tutarını (TL),

$KEYALT_d$: sadece 0 ve 1 kodlu yük alma teklifleri dikkate alınarak hesaplanan, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, ilgili fatura

döneminin tüm uzlaştırma dönemlerinde kabul edilen 0 ya da 1 kodlu yük alma tekliflerine ilişkin olarak ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını (TL),

KEYATT_d : sadece 0 ve 1 kodlu yük atma teklifleri dikkate alınarak hesaplanan, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, ilgili fatura döneminin tüm uzlaştırma dönemlerinde kabul edilen 0 ya da 1 kodlu yük atma tekliflerine ilişkin olarak ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını(TL),

EDT_f : bir fatura dönemi için “f” dengeden sorumlu tarafın enerji dengesizliği tutarını(TL),

SAT_p : “p” piyasa katılımcısının, gün öncesi planlama kapsamında, ilgili fatura döneminde gerçekleşen sistem alışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek borç tutarını (TL),

SST_p : “p” piyasa katılımcısının, gün öncesi planlama kapsamında, ilgili fatura döneminde gerçekleşen sistem satışlarından dolayı ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarını (TL),

ÖEDT_p : “p” piyasa katılımcısının, ilgili fatura dönemi için, gün öncesinden enerji dengesizliğinin giderilmesine yönelik sistemden aldığı ya da sisteme sattığı enerjiye ilişkin, piyasa katılımcısına, değerin pozitif olması durumunda alacak, negatif olması durumunda borç olarak tahakkuk ettirilecek olan Öngörülen Enerji Dengesizlik Tutarını (TL),

YHEB : Bir fatura dönemine ilişkin, enerji bedeli yan hizmetler kapsamında ödenen yan hizmetler gereği, yan hizmet sağlayan piyasa katılımcılarına yapılacak ödemelere ilişkin toplam Yan Hizmetler Enerji Bedelini (TL),

m : Bir fatura dönemine ilişkin dengeleme güç piyasası kapsamındaki toplam dengeleme birimi sayısını,

n : Bir fatura dönemine ilişkin toplam dengeden sorumlu taraf sayısını,

k : gün öncesi planlamanın geçerli olduğu dönem için 1, gün öncesi piyasasının geçerli olduğu dönem için 0 değerini alan değişkeni,

l : ilgili fatura döneminde bulunan piyasa katılımcısı sayısını ifade eder.

Bir fatura dönemindeki sıfır bakiye düzeltme katsayısının hesaplanması:

Bir fatura döneminde, “f” dengeden sorumlu taraf için sıfır bakiye düzeltme katsayısı aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$SBDK_f = \frac{\sum_{b=1}^n \sum_{u=1}^k UEÇM_{f,b,u}}{\sum_{b=1}^m \sum_{u=1}^k UEÇM_{f,b,u}} \quad (3.48)$$

Bu formülde geçen;

$SBDK_f$: Bir fatura döneminde “f” dengeden sorumlu tarafın sıfır bakiye düzeltme katsayısını (%),

$UEÇM_{f,b,u}$: “f” dengeden sorumlu taraf adına kayıtlı “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için uzlaştırmaya esas çekiş miktarını(MWh),

n : Bir fatura dönemine ilişkin “f” dengeden sorumlu taraf adına kayıtlı piyasa katılımcısına ait uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi sayısını,

m : Bir fatura dönemine ilişkin toplam uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi sayısını,

k : Bir fatura dönemine ilişkin uzlaştırma dönemi sayısını,

ifade eder.

Piyasa işletim ücreti:

Piyasa İşletmecisinin yürüttüğü hizmetlere ilişkin işletme giderlerinin ve yatırım harcamalarının amortismanının karşılanması amacıyla piyasa işletim ücreti, elektrik enerjisi alım ve satımına ilişkin tutarlardan ayrı olarak tahakkuk ettirilir.

Her bir organize toptan elektrik piyasası faaliyetine ilişkin, her bir fatura dönemi için tahakkuk ettirilecek piyasa işletim ücreti bileşenleri aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$PIÜ_{GÖ} = \frac{1}{3} \times PIÜ \quad (3.49)$$

$$PIÜ_{DGP} = \frac{1}{3} \times PIÜ \quad (3.50)$$

$$PIÜ_D = \frac{1}{3} \times PIÜ \quad (3.51)$$

Bu formülde geçen;

$PIÜ_{GÖ}$: Bir fatura döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa

İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam Gün Öncesi Dengeleme Piyasa İşletim Ücreti payını (TL),

PIÜ : Kurul tarafından belirlenen Piyasa İşletim Geliri Tavanından hesaplanan bir fatura dönemi için geçerli Piyasa İşletim Ücretini,

PIÜ_DGP : Bir fatura döneminde, dengeleme güç piyasası faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam Dengeleme Güç Piyasası Piyasa İşletim Ücreti payını (TL),

PIÜ_D : Bir fatura döneminde, dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam Dengesizliklerin Uzlaştırılması Piyasa İşletim Ücreti payını (TL)

ifade eder.

Gün öncesi dengeleme faaliyetlerine ilişkin piyasa katılımcılarına tahakkuk ettirilecek piyasa işletim ücretinin hesaplanması:

Gün öncesi dengelemeye katılan her bir piyasa katılımcısına, gün öncesi dengeleme faaliyetlerine ilişkin olarak tahakkuk ettirilecek olan piyasa işletim ücreti aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$PIÜS_GÖ = 0.25 \times PIÜ_GÖ \quad (3.52)$$

$$PIÜD_GÖ = 0.75 \times PIÜ_GÖ \quad (3.53)$$

$$PIÜS_GÖ_s = \frac{PIÜS_GÖ}{b} \quad (3.54)$$

$$PIÜD_GÖ_s = \frac{PIÜD_GÖ}{b} \quad (3.55)$$

$$PIÜ_GÖ_{p,s} = \frac{PIÜS_GÖ_s}{k} + \frac{\left(\sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^a \sum_{r=1}^{t1} SSM_{t,p,s,u,r} + \sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^a \sum_{r=1}^{t2} SAM_{t,p,s,u,r} \right)}{\left(\sum_{p=1}^k \sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^a \sum_{r=1}^{t1} SSM_{t,p,s,u,r} + \sum_{p=1}^k \sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^a \sum_{r=1}^{t2} SAM_{t,p,s,u,r} \right)} \times PIÜD_GÖ_s \quad (3.56)$$

$$PIÜ_GÖ_p = \sum_{s=1}^b PIÜ_GÖ_{p,s} \quad (3.57)$$

Bu formüllerde geçen;

PIÜS_GÖ : Bir fatura döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti sabit payını (TL),

PIÜ_GÖ : Bir fatura döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

PIÜD_GÖ : Bir fatura döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti değişken payını (TL),

PIÜS_GÖ_s : Bir avans ödeme döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti sabit payını (TL),

PIÜD_GÖ_s : Bir avans ödeme döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti değişken payını (TL),

a : İlgili avans döneminde yer alan uzlaştırma dönemi sayısını,

b : İlgili fatura döneminde yer alan avans dönemi sayısını,

PIÜ_GÖ_{p,s} : “p” piyasa katılımcısına, “s” avans ödeme döneminde, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

k : Gün öncesi dengelemeye katılan piyasa katılımcısı sayısını,

SSMt_{p,s,u,r} : Gün öncesi dengeleme sonucunda belirlenen, “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans ödeme dönemindeki “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinden dolayı gerçekleştirmiş olduğu sistem satış miktarını (MWh),

t₁ : Gün öncesi dengeleme kapsamında, “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans ödeme dönemindeki “u” uzlaştırma dönemi için sisteme satış gerçekleştirmiş olduğu teklif sayısını,

milgili fatura dönemi için belirlenmiş olan teklif bölgesi sayısını,

SAM_{t,p,s,u,r} : “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “s” avans ödeme dönemindeki “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinden dolayı gerçekleştirmiş olduğu sistem alış miktarını (MWh),

t₂ : Gün öncesi dengeleme kapsamında, “t” teklif bölgesi için, “p” piyasa katılımcısının, “u” uzlaştırma dönemi için sistemden alış gerçekleştirmiş olduğu teklif sayısını,

$PIÜ_GÖ_p$: Bir faturda döneminde “p” piyasa katılımcısına, gün öncesi dengeleme faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek gün öncesi dengeleme piyasa işletim ücreti tutarını (TL), ifade eder.

Dengeleme güç piyasası faaliyetlerine ilişkin piyasa katılımcılarına tahakkuk ettirilecek piyasa işletim ücretinin hesaplanması:

Dengeleme güç piyasasına katılan her bir piyasa katılımcısına, dengeleme güç piyasası faaliyetlerine ilişkin olarak tahakkuk ettirilecek olan piyasa işletim ücreti aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$PIÜS_DGP = 0.25 \times PIÜ_DGP \quad (3.58)$$

$$PIÜD_DGP = 0.75 \times PIÜ_DGP \quad (3.59)$$

$$PIÜS_DGP_s = \frac{PIÜS_DGP}{b} \quad (3.60)$$

$$PIÜD_DGP_s = \frac{PIÜD_DGP}{b} \quad (3.61)$$

$$PIÜ_DGP_{p,s} = \frac{PIÜS_DGP_s}{l} \times \frac{\left(\sum_{d=1}^{d1} \sum_{u=1}^a \sum_{s=1}^{t1} KEYALM_{p,d,s,u,r} + \sum_{s=1}^{d2} \sum_{u=1}^a \sum_{r=1}^{t2} KEYALT_{p,d,s,u,r} \right)}{\left(\sum_{p=1}^l \sum_{d=1}^{d1} \sum_{u=1}^a \sum_{s=1}^{t1} KEYALM_{p,d,s,u,r} + \sum_{p=1}^l \sum_{d=1}^{d2} \sum_{u=1}^a \sum_{s=1}^{t2} KEYALM_{p,d,s,u,r} \right)} \times PIÜD_DGP_s \quad (3.62)$$

$$PIU_DGP_p = \sum_{s=1}^b PIU_DGP_{p,s} \quad (3.63)$$

Bu formüllerde geçen;

$PIÜS_DGP$: Bir fatura döneminde, dengeleme güç piyasası faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam dengeleme güç piyasası piyasa işletim ücreti sabit payını (TL),

$PIÜ_DGP$: Bir fatura döneminde, dengeleme güç piyasası faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam dengeleme güç piyasası piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

$PIÜD_DGP$: Bir fatura döneminde, dengeleme güç piyasası faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam dengeleme güç piyasası piyasa işletim ücreti değişken payını (TL),

$PI\ddot{U}_{DGP_{p,s}}$: “p” piyasa katılımcısına, “s” avans ödeme döneminde, dengeleme güç piyasası faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek dengeleme güç piyasası piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

l : Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcısı sayısını,

a : İlgili avans döneminde yer alan uzlaştırma dönemi sayısını,

b : İlgili fatura döneminde yer alan avans dönemi sayısını,

$KEYALMp_{d,s,u,r}$: “p” piyasa katılımcısına ilişkin, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “s” avans dönemindeki “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin kabul edilen ve yerine getirilmiş yük alma teklifi miktarını (MWh),

t_1 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme birimine ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük alma tekliflerinin sayısını,

d_1 : Dengeleme güç piyasası kapsamında, “p” piyasa katılımcısına ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük alma teklifi olan dengeleme birimi sayısını,

$KEYATMp_{d,s,u,r}$: “p” piyasa katılımcısına ilişkin, dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “s” avans ödeme dönemindeki “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin kabul edilen ve yerine getirilmiş yük atma teklifi miktarını (MWh),

t_2 : Dengeleme güç piyasası kapsamındaki “d” dengeleme birimine ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük atma tekliflerinin sayısını,

d_2 : Dengeleme güç piyasası kapsamında, “p” piyasa katılımcısına ilişkin “u” uzlaştırma dönemi için kabul edilmiş olan yük atma teklifi olan dengeleme birimi sayısını,

$PI\ddot{U}_{DGP_p}$: bir fatura döneminde “p” piyasa katılımcısına, dengeleme güç piyasası faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek dengeleme güç piyasası piyasa işletim ücreti tutarını (TL),
ifade eder.

Dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetlerine ilişkin dengeden sorumlu taraflara tahakkuk ettirilecek piyasa işletim ücretinin hesaplanması:

Her bir dengeden sorumlu tarafa, dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetlerine ilişkin olarak tahakkuk ettirilecek olan piyasa işletim ücreti aşağıdaki formüle göre hesaplanır[12]:

$$PIÜS_D = 0.25 \times PIÜ_D \quad (3.64)$$

$$PIÜD_D = 0.75 \times PIÜ_D \quad (3.65)$$

$$PIÜS_D_s = \frac{PIÜS_D}{b} \quad (3.66)$$

$$PIÜD_D_s = \frac{PIÜD_D}{b} \quad (3.67)$$

$$PIÜ_D_{f,s} = \frac{PIÜS_D_s}{k} + \frac{\sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^a |EDM_{f,t,s,u}|}{\sum_{f=1}^k \sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^a |EDM_{f,t,s,u}|} \times PIÜD_D_s \quad (3.68)$$

$$PIU_D_f = \sum_{s=1}^b PIU_D_{f,s} \quad (3.69)$$

Bu formüllerde geçen;

$PIÜS_D$: Bir fatura döneminde, dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam dengesizliklerin uzlaştırılması piyasa işletim ücreti sabit payını (TL),

$PIÜ_D$: Bir fatura döneminde, dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam dengesizliklerin uzlaştırılması piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

$PIÜD_D$: Bir fatura döneminde, dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek toplam dengesizliklerin uzlaştırılması piyasa işletim ücreti değişken payını (TL),

$EDM_{f,t,s,u}$: “f” dengeden sorumlu tarafın, bir fatura dönemi içindeki bir gün için belirlenmiş olan “t” teklif bölgesinde, “u” uzlaştırma dönemi için enerji dengesizlik miktarını (MWh),

m : ilgili fatura dönemi için belirlenmiş olan teklif bölgesi sayısını,

b : İlgili fatura döneminde yer alan avans dönemi sayısını,

PIÜ_{D_{f,s}} : “f” dengeden sorumlu tarafa, bir avans ödeme dönemine ilişkin dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek dengesizliklerin uzlaştırılması piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

PIÜ_{D_f} : bir fatura döneminde “f” dengeden sorumlu tarafa, dengesizliklerin uzlaştırılması faaliyetleri için Piyasa İşletmecisi tarafından tahakkuk ettirilecek dengesizliklerin uzlaştırılması piyasa işletim ücreti tutarını (TL),

a : Bir fatura döneminde yer alan uzlaştırma dönemi sayısını,

k : Dengeden sorumlu taraf sayısını,

ifade eder.

3.6 Elektrik Piyasası İstatistikleri

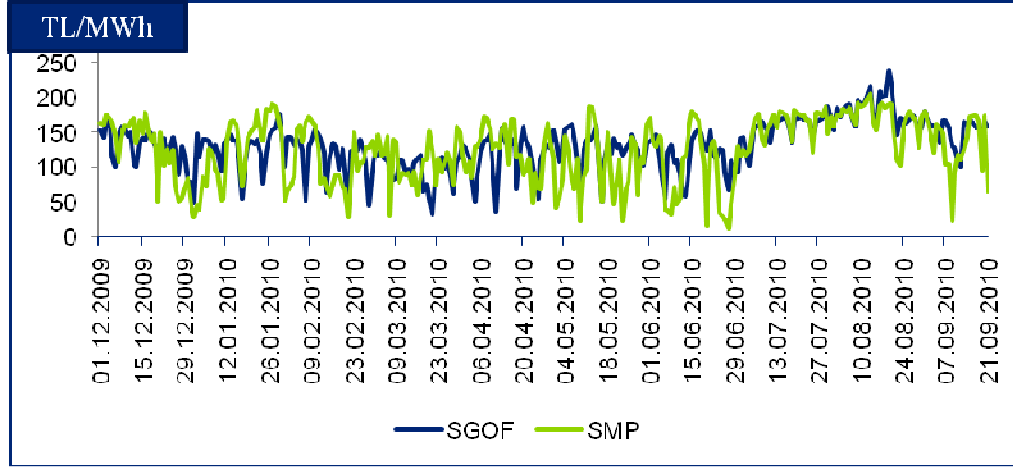
Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği esas alınarak 1 Aralık 2009 tarihinde Gün Öncesi Planlama aşamasına geçilmiş olup, Aralık 2009 itibarıyla PMUM tarafından Sistem Fiyatları belirlenmekte olup söz konusu fiyatların değişimi şekil 3.7’de gösterilmektedir.

Aralık 2009 - Ağustos 2010 arası dönemde, PMUM’daki toplam nakit akışı (alacak ve borçlar) : 10.657.981.121 TL olmuştur. Aylık ortalama nakit akışı : 592.110.062 TL, aylık ortalama uzlaştırmaya esas veri/çekiş miktarı yaklaşık 15.600.000 MWh olup, bunun yaklaşık 4.056.000 MWh’ı piyasada işlem görmektedir[19].

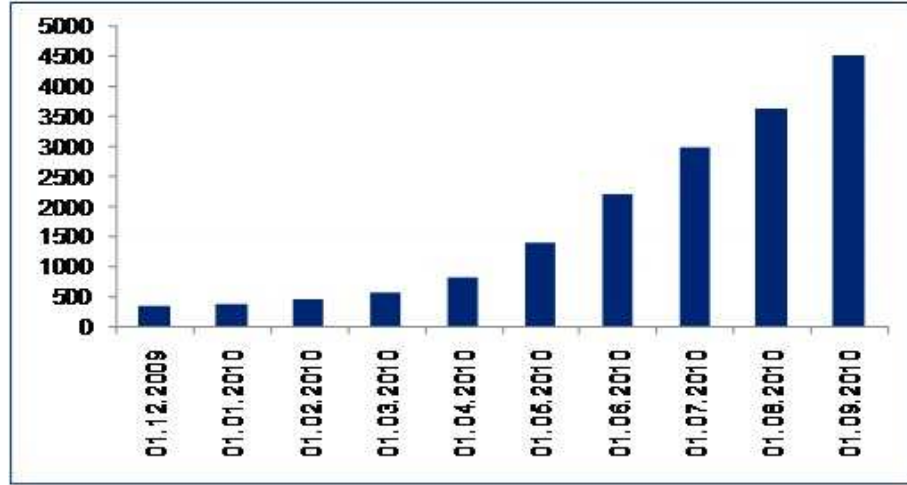
Serbest tüketiciler tarafından sistemden enerji çekiş miktarı 1.360.604 MWh. olmuştur. Şu anda toplam piyasa hacminin yaklaşık %26’sı dengeleme piyasası, %74’ü ise ikili anlaşmalardan oluşmaktadır[19].

Saatlik uzlaştırma ile birlikte nakit akışının büyük bir kısmı (~%62) gün öncesi işlemlerinden kaynaklanmaya başlamıştır. Nakit akışının kalan 38%’i ise dengeleme güç piyasası ve dengesizliklerden oluşmaktadır[19].

Ekonomik krizi takip eden Aralık 2009 sonrasında, sistem gün öncesi fiyatları ortalama 2009 fiyatlarının altına düşmüştür. Fakat, Temmuz ve Ağustos aylarında mevsimsellik sebebiyle artan elektrik tüketimi fiyatların da artmasına sebep olmuştur[19].



Şekil 3.7 : Elektrik piyasası fiyat gelişimi (TEİAŞ)



Şekil 3.8 : Elektrik piyasası serbes tüketici sayısının gelişimi (TEİAŞ)

Eylül 2010 itibariyle serbest tüketici sayısı şekil 3.8’de görüldüğü gibi 4.529’a yükselmiştir. Bu artışın temel sebeplerinden biri, Otomatik Fiyatlandırma Mekanizması sebebiyle artan perakende satış fiyatları olarak gösterilmektedir. Temel sebeplerden bir diğeri ise 2009 senesi sonunda yaşanan tüketim azalışı sebebiyle düşen piyasa fiyatları olarak kabul edilmektedir[19].

4. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİM VE KAPASİTE PLANLAMALARI

Elektrik sektöründe değişimin çok boyutlu ve hızlı bir şekilde yaşandığı, yeni piyasa yapısının kurulduğu, rekabetin yoğunlaştığı ve belirsizliklerin arttığı günümüzde, planlama, geçmişte olduğundan çok daha önemli ve gerekli hale gelmiştir. Bu konuda DPT, ETKB ve TEİAŞ gibi kamu kurum ve kuruluşları sektöre ışık tutma adına plan ve projeksiyon hazırlamaktadırlar[20].

4.1 DPT Dokuzuncu Kalkınma Planı Stratejisi (2007-2013)

Değişimin çok boyutlu ve hızlı bir şekilde yaşandığı bir ortamda, planlar her alanı detaylı düzenleme yerine strateji ve perspektif belirlemeye odaklanma durumundadır. Dokuzuncu Kalkınma Planının yapısı ve uygulama yaklaşımı bu koşullar ve ihtiyaçlar dikkate alınarak belirlenmiştir. 2007-2013 dönemini kapsayan Dokuzuncu Kalkınma Planı, "istikrar içinde büyüyen, gelirini daha adil paylaşan, küresel ölçekte rekabet gücüne sahip, bilgi toplumuna dönüşen ve AB'ye üyelik için uyum sürecini tamamlamış bir Türkiye" vizyonu ile hazırlanmıştır. Dokuzuncu Kalkınma Planı yedi yıllık bir dönem (2007-2013) için hazırlanmıştır[20].

Elektrik sektörü açısından plan irdelendiğinde piyasada görevlendirilen kurumları bağlayıcı hedefleri gözlemlenmektedir. Plan öngörülebilirliği artıracak, belirsizlikleri azaltacak ve iç tutarlılığı olan bir politikalar seti oluşturacak şekilde tasarlanmaya çalışılmıştır. Değişik politika alanları arasında bütünlüğü ve stratejik amaçları sağlamaya yönelik olacak şekilde, gelişme eksenleri bazında, sektörel politikalara gelişme eksenleri içinde yer ve programlama, bütçeleme, projelendirme ve uygulama aşamalarında temel referans belgesi olacaktır. Kamu kuruluşları planın vizyonu, ilkeleri, gelişme eksenleri ve politikaları çerçevesinde kendi görev alanlarına ilişkin alt politikaların ve tedbirlerin geliştirilmesinden sorumlu tutulmaktadırlar.

Planın Enerji Altyapısının Geliştirilmesi başlığı altında, enerji piyasası ve enerji arz güvenliği konularında hedefler konulmuştur.

Enerjinin sürekli, güvenli ve asgari maliyetle temini esas olup nükleer enerji dahil alternatif enerji kaynakları da dikkate alınarak arz güvenliğinin sağlanması, çevresel etkilerin en düşük düzeyde tutulması, enerji endüstrisinin rekabetçi bir yapı içinde sanayinin uluslararası rekabet edebilirliğine katkı sağlaması ile üretici ve tüketici ülkeler arasında transit konumun geliştirilmesi enerji politikasının ana unsurlarıdır. Plan hedeflerinde, enerji arz güvenliğinin sağlanması hususunda birincil enerji kaynaklarına erişimin garanti edilmesi, ithal kaynaklara olan bağımlılığın asgari düzeyde tutulması, elektrik üretim, iletim ve dağıtım yatırımlarının zamanında yapılması; rafineriler ile petrol ve doğalgaz depolama tesislerinin yeterli hale getirilmesi amaçlanmakta olup, enerji sektörünün rekabete açılması, gerekli yatırımların kamu finansmanı üzerinde ek yük yaratmaksızın özel sektör tarafından yapılması, kamunun gözetim ve denetim faaliyetlerini etkin bir şekilde yerine getirerek arz güvenliğini gözetmesi ve kamu mülkiyetindeki tesislerin özelleştirilmesi sağlanacaktır[20].

4.2 Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı (2010-2014)

Stratejik Planda; “Enerji arz güvenliği”, “Ülkemizin enerji alanında bölgesel ve küresel etkinliği”, “Çevre” ve “Tabii kaynaklar” konularında önümüzdeki beş yıla ilişkin stratejik amaç ve hedeflerimiz belirlenmiş, izlenilecek stratejiler açıklığa kavuşturulmuştur[21]. Strateji planında hidroelektrik enerji açısından strateji hedefleri belirlenmiştir. Ekonomik potansiyel oluşturan yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin olarak, lisans alınan projelerin öngörülen sürede tamamlanması için gerekli tedbirler alınacaktır. Üretim planlamaları, teknolojik gelişmelere ve mevzuat düzenlemelerine bağlı olarak yenilenebilir enerji kullanım potansiyelindeki gelişmeler dikkate alınarak hazırlanacaktır. Ülkemiz hidroelektrik potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilebilmesi ve özel sektör ile ülke ekonomisine kazandırılması için gerekli tedbirler uygulanmaya devam edilecektir. Hidroelektrik üretmeye elverişli su kaynaklarının geliştirilmesine yönelik çalışmaların, öncelikle havza temelinde bütüncül bir yaklaşımla ve değişen tüketim taleplerini karşılamakta esneklik sağlayan bir şekilde yürütülmesi için gerekli işbirliği sağlanacaktır. Hidroelektrik santrallerin ekonomik analiz kriterleri günümüz koşullarına göre değerlendirilecektir. Gelecek planlarında hidroelektrik kaynaklardan azami istifade öngörülmektedir[21].

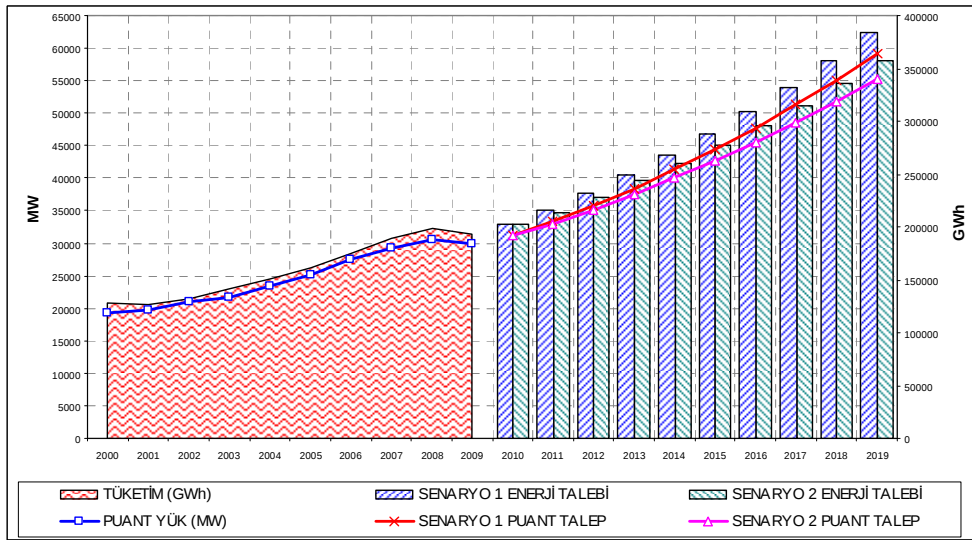
4.3 Elektrik Enerjisi On Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019)

Elektrik Piyasası Kanunu ve Şebeke Yönetmeliği çerçevesinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan talep tahminleri esas alınarak piyasa katılımcılarına yol göstermek amacıyla; 10 yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonunu hazırlamak ve Kurul onayına sunmak üzere Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'ne (TEİAŞ) verilmiş olan görev kapsamında hazırlanmıştır[22].

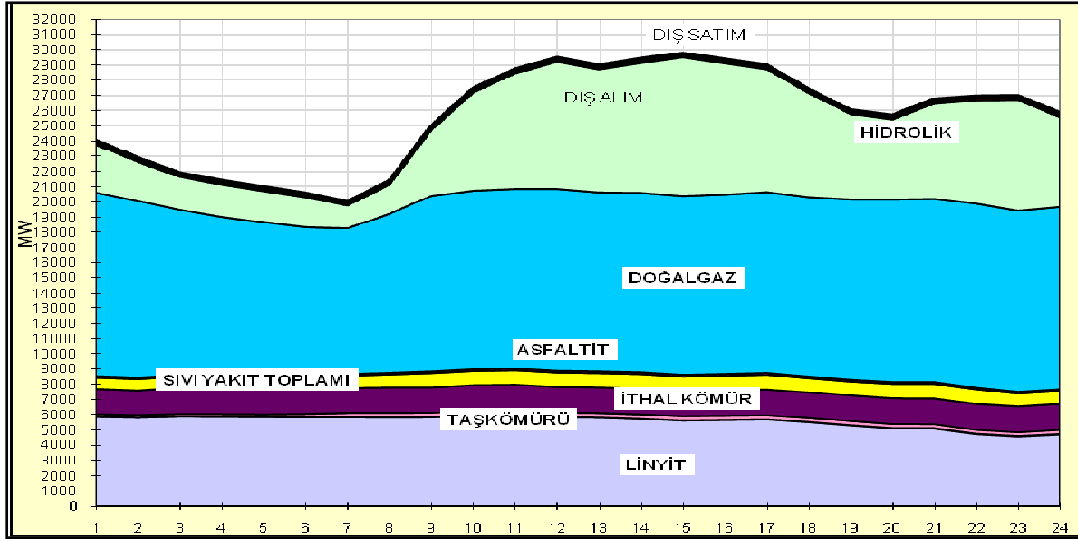
Üretim Kapasite Projeksiyonunun çalışma periyodu 10 yıllık olup 2010 – 2019 yıllarını kapsamaktadır. Mevcut, inşası devam eden ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) Ocak 2010 Dönemi İlerleme Raporlarına göre iki ayrı senaryo halinde (Senaryo 1 ve Senaryo 2) hazırlanan 2010 – 2016 yılları arasında işletmeye gireceği öngörülen projelerin bu periyoddaki üretim kapasiteleri ve güçleri dikkate alınarak iki talep serisine göre Arz-Talep Dengeleri, güç ve enerji olarak hesaplanmıştır. Mevcut termik ve hidrolik santrallerin 10 yıllık proje ve güvenilir üretim değerlerine ilişkin bilgiler Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) ve Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüklerinden alınmıştır. Lisans almış santraller için EPDK tarafından verilen, Aralık 2009 tarihi itibarıyla lisans almış tesislerin “Ocak 2010 Dönemi İlerleme Raporları” dikkate alınarak güncelleştirilmiş bilgileri kullanılmıştır. Üretim kapasiteleri hesaplanırken hidrolik santrallerin normal hidrolojik koşullardaki üretimleri olan ortalama veya proje üretimleri ve kurak hidrolojik koşullardaki üretimleri olan güvenilir üretimleri ayrı ayrı göz önüne alınarak her iki talep serisi için ve bu dönem içinde işletmeye girmesi öngörülen projelere ait EPDK tarafından hazırlanan her iki senaryo için arz talep dengeleri ve enerji yedekleri hesaplanmış ve sonuçları Çözüm I – A, Çözüm I – B ve Çözüm II – A, Çözüm II - B olarak kapasite projeksiyon raporunda yer almıştır[22].

Projeksiyonda 2009 yılı sonu itibarıyla Türkiye Elektrik Sisteminde; mevcut olan üretim tesisleri, mevcut – inşa halindeki kamu üretim tesisleri, mevcut – inşası devam eden kamu – Aralık 2009 tarihi itibarıyla lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen ve Ocak 2010 Dönemi İlerleme Raporlarına göre iki ayrı senaryo halinde hazırlanmış inşa halindeki özel sektör üretim tesisleri ile her iki talep serisinin nasıl karşılanacağı incelenmiştir. 2019 yılına kadar sistemde oluşacak kurulu güç ve enerji açıklarını karşılamak üzere sisteme ilave edilmesi gereken Hidrolik, Termik ve Yenilenebilir enerjiye dayalı üretim tesislerinin belirlenmesi için

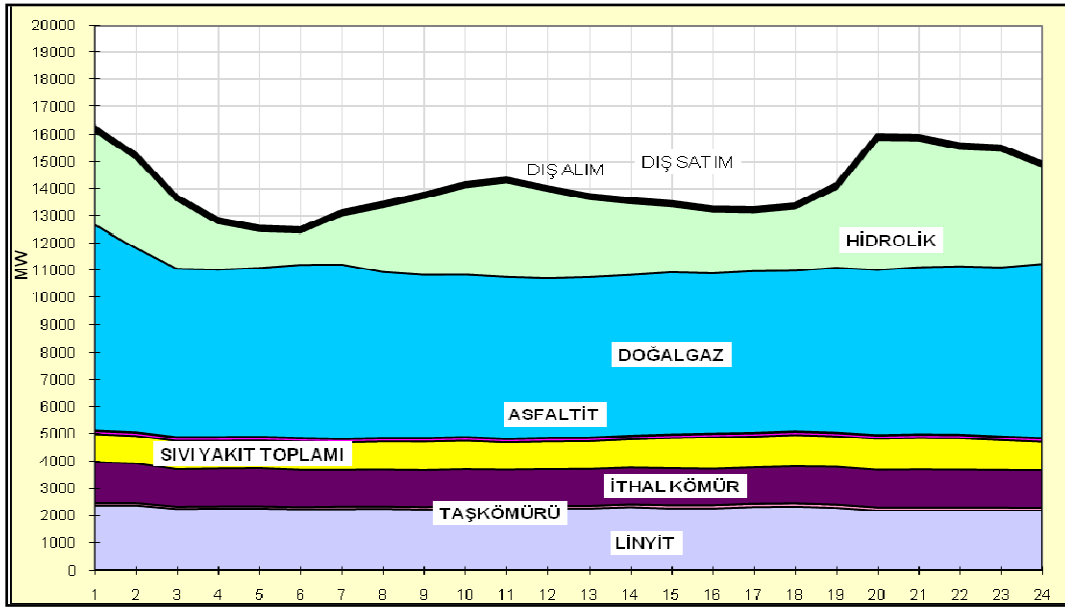
yapılan Üretim Planlama Çalışmasının yaşanan ekonomik krizin etkisi ile değişen (azalan) elektrik enerjisi talebi doğrultusunda yenilenememesi nedeniyle, bu çalışmada sisteme ilave edilmesi gerekli santrallara ilişkin bilgiler yer almamaktadır. 2010 – 2019 dönemini kapsayan kapasite projeksiyonu çalışması ile elektrik enerjisi talebinin mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen kapasite ile güvenilir bir şekilde yani belli bir yedek ile nasıl karşılanacağı analizi yapılmakta olup söz konusu bu üretim tesislerinin yapabilecekleri üretim miktarları proje ve güvenilir üretim kapasitesi olarak dikkate alınmaktadır. Bu çalışma ile sistemde enerji açığının oluşabileceği yıl belirlenmekte olup, bunun neticesinde yatırımcılara sistemde yeni yatırımlara ihtiyaç duyulacağı zamanın gösterilmesi amaçlanmaktadır. Açığın oluşacağı yıl dikkate alınarak yapılacak yatırım doğrultusunda uygun bir süre öncesinde yatırımlara başlanılmasının gerektiği göz ardı edilmemelidir. Bu çalışma ile her yıl üretim kompozisyonunu oluşturan üretim tesislerinin periyodik bakım, arıza, hidrolojik koşullar ve rehabilitasyon durumları göz önüne alınarak proje ve güvenilir üretim kapasite miktarları ile talebin güvenli bir yedek ile nasıl karşılanacağı hesaplanmakta olup üretim kapasite miktarları yakıtın kesintisiz sağlanacağı işletme koşulları dikkate alınarak değerlendirilmektedir. Projeksiyonda hidroelektrik sistemlerin özellikle puant ihtiyacı karşılamakta kullanıldığı görülmektedir. (Şekil4.1-Şekil4.2-Şekil4.3) Projeksiyon kapsamında gelecek on yıla dönük talep tahminleri yapılarak, gerekli tedbirlerin alınabilmesi için senaryolar üretilmektedir[22].



Şekil 4.1 : 2000 –2019 Yılları Arasında Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi (TEİAŞ)



Şekil 4.2 : 2009 yılı elektrik tüketiminin maksimum olduğu günde (25.08. 2009) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları (TEİAŞ)



Şekil 4.3 : 2009 yılı elektrik tüketiminin minimum olduğu günde (20.09.2009) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları (TEİAŞ)

ETKB tarafından hesaplanan elektrik enerjisi yüksek talebinin gerçekleşmesi halinde; 2009 yılı sonunda işletmede olan üretim tesislerinden oluşan mevcut elektrik enerjisi üretim sistemimize, 13762.8 MW lisans almış ve inşa halindeki özel sektör projeleri, 3475.7 MW inşa halindeki kamu projeleri olmak üzere toplam 17238.5 MW'lık yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi ile, proje üretim kapasitelerine göre 2018 yılından, güvenilir üretim kapasitelerine göre ise 2016 yılından itibaren öngörülen elektrik enerjisi talebinin karşılanamayacağı hesaplanmıştır. Bununla birlikte, Türkiye elektrik üretim sisteminde satın alma garantisi verilmiş bulunan

YİD, İHD ve Yİ modeli kapsamındaki üretim tesislerinin kapasiteleri tüketim karakteristiği dikkate alınmadan neredeyse tam verimli olarak kullanıldığı, ancak buna karşılık talep miktarı ve tüketim karakteristiği dikkate alınarak işletilen kamu santrallarına ait kapasitenin bir kısmının kullanılmadığı gözlenmektedir[22].

Elektrik sistem işletmeciliğinde; talebin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi, hidrolik santrallara gelen su miktarının tahmin edildiği gibi gelmemesi, yakıt arzında ve kalitesinde kısıtlarla karşılaşılabilceği, santrallarda uzun süreli arızaların olabileceği, inşa halindeki kamu ve özel sektör santrallarının öngörülen tarihlerde işletmeye giremeyeceği dikkate alındığında, güvenilir elektrik enerjisi üretim sistemlerinin işletilmesinde birincil kaynak türlerine göre belirli oranlarda güç ve enerji yedeği bulundurulması bir zorunluluk olduğu için, arz ve talep başa baş olmadan önce üretim sisteminin yedekli olarak işletilmesi için yatırım tesislerinin inşaat süreleri de göz önüne alınarak gerekli önlemler alınmalıdır.

Birincil kaynak dağılımında, ilave yeni kapasite miktarının termik santrallarla yoğunlaşması ile sisteme ilave edilecek kapasite miktarı azalmakta, hidrolik ve rüzgar santrallarının yoğunlaşması ile ise sisteme ilave edilecek kapasite miktarı artmakta olup, sisteme ilave edilecek yeni kapasite miktarı hakkında bir karar ve politika belirlenirken bu korelasyon göz önünde tutulmalıdır. Talep artışının yüksek olduğu ve güvenilir olması istenen ama talebi karşılamak için önemli miktarda finansmana ihtiyaç duyulan üretim sistemlerinde yatırımlar ve arz güvenliği açısından da bu ilişki daha da önem kazanmaktadır. Araştırmalar ve tecrübeler göstermektedir ki, talebi karşılamak üzere kurulması gereken yeni kapasitenin tamamının termik santrallardan karşılanması durumunda ilave kapasite miktarı, tamamının hidrolik ve rüzgar santrallarından karşılanması durumundaki kapasite miktarının yaklaşık yarısı kadardır[22].

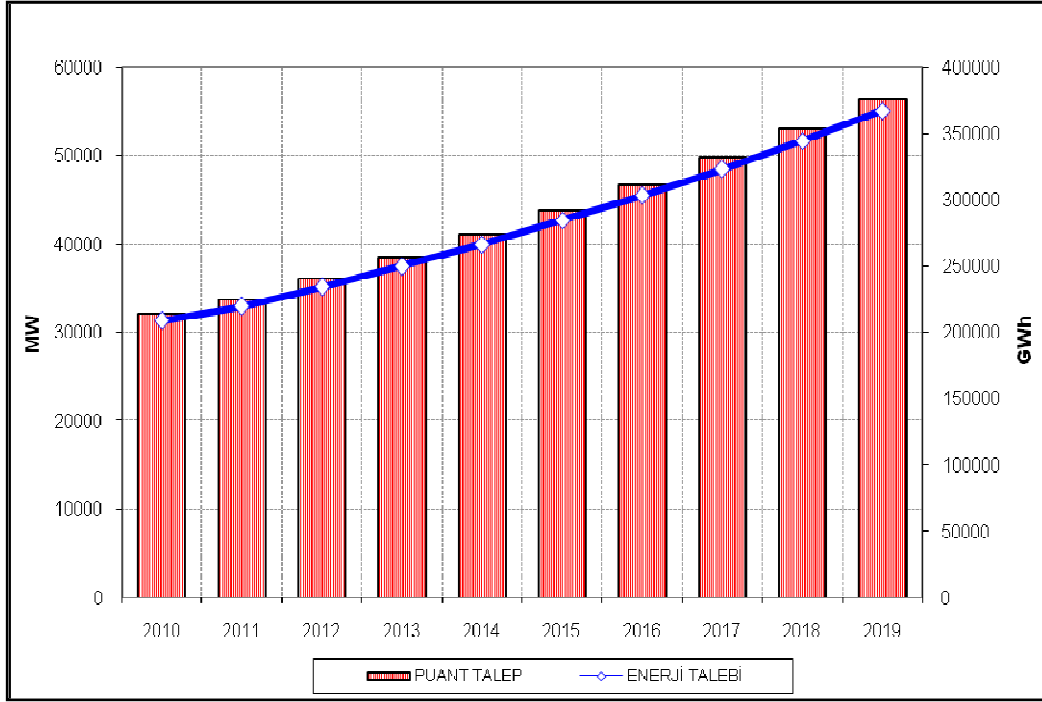
Üretim tesislerinin yakıt cinsi ve işletmeye giriş yılı itibarıyla yatırım kararlarının yatırımcı tarafından verildiği bir piyasa yapısında özellikle elektrik enerjisi talebinin ekonomik krizin etkisinin geçmesi sonrasında önemli bir artış oranı ile artmasının beklendiği bir elektrik sisteminde ülke talebinin güvenilir bir yedekle karşılanması için gerekli üretimin birincil kaynak dağılım politikaları açısından uygunluğunun takip edilmesi arz güvenliği açısından önemli bir konudur.

Bununla birlikte, talebin önemli bir artış oranı ile gelişmesinin beklendiği bir piyasada lisans alan, lisans almak için başvuruda bulunan üretim tesislerinin taahhüt

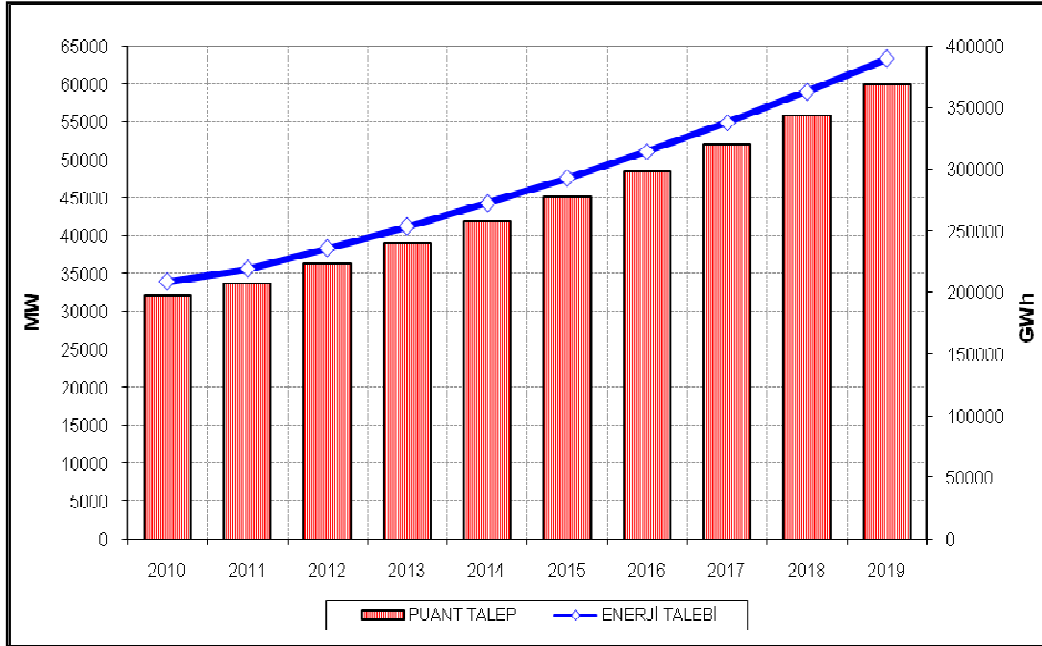
ettikleri tarihte gerçekleşmelerini sağlamak için gerekli önlemlerin alınması yine arz güvenliği açısından önemlidir.

Özellikle 1990'lı yılların sonlarından itibaren özel sektöre ait kurulu gücün artmış olması, bu kurulu gücün büyük kısmının termik olması ve üretimlerine satın alma garantisi verilmiş olması kamu santrallerinin talebe bağlı olarak ihtiyaç duyulmadığı zamanlarda kısıtlı çalıştırılmaları sonucunu ortaya çıkartmıştır. Elektrik enerjisinin ihtiyaç duyulduğu anda üretilme zorunluluğundan dolayı, üretim kapasitesi talepten yüksek olduğu zaman fazla olan kurulu kapasite kullanılamayacaktır. Söz konusu satın alma garantilerinin verilmediği ve bütün santrallerin eşit koşullarda olduğu durumda elektrik enerjisi üretimine maliyeti düşük olan santraldan başlanıp yüksek olana doğru sıra ile üretim yaptırılması en ekonomik işletme yöntemidir. Ancak belirli bir kapasite imtiyazlı haklara veya üretim önceliğine sahipse maliyete bakılmadan öncelikle üretim yaptırılmaktadır. Santrallara üretim önceliği ya da imtiyazlı haklar verilirken toplam elektrik enerjisi talebi miktarı ile yıl içinde elektrik tüketim seviyelerini gösteren yük profili göz önünde bulundurulmalı, öncelik verilmiş toplam kurulu kapasite miktarının baz yük seviyesinden daha yüksek olmamasına dikkat edilmelidir. Projeksiyonda, düşük veya yüksek talep tahminleri dikkate alınarak hazırlanan grafikler Şekil4.3 ve Şekil 4.4'tedir[22].

Devletin amaç ve hedefleri doğrultusunda görev, yetki ve sorumlulukları alanında geleceğe dair plan yapmakla yükümlü devlet kuruluşları, birbirinden bağımsız plan, projeksiyon ve raporlar hazırlamaktadırlar. Bununla birlikte devlet kuruluşlarının dahi, geleceğe dair plan ve projeksiyonlarında tutarsızlıklarla karşılaşabilmektedir. Geleceğe dair plan ve yatırımlara ışık tutabilmek amacıyla yapılan bu çalışmalar, birbirinden bağımsız şekilde, planı hazırlayan kurumun kendi kriter ve parametreleri doğrultusunda, hazırlandığı için yatırımcıları tamamen tatmin edememektedirler. Söz konusu çalışmaların, ilgili kamu kurum ve kuruluşlarının ortak hareket edebileceği organizasyonel bir yapıyla daha geniş kapsamlı hazırlanması hem zaman ve kaynak israfının önüne geçecek, hem de ilgili kurum, kuruluş, araştırmacı ve yatırımcıların geleceğe dair daha sağlıklı kararlar alabilmesine zemin hazırlayacaktır. Bununla birlikte, küresel rekabetin yaşanacağı liberal elektrik piyasası ve hayatın her anını toplumun her ferdini ilgilendiren enerji arz güvenliği açısından ülkemiz adına daha olumlu sonuçlar doğuracaktır.



Şekil 4.4 : Talep tahmini - Düşük talep (TEİAŞ)



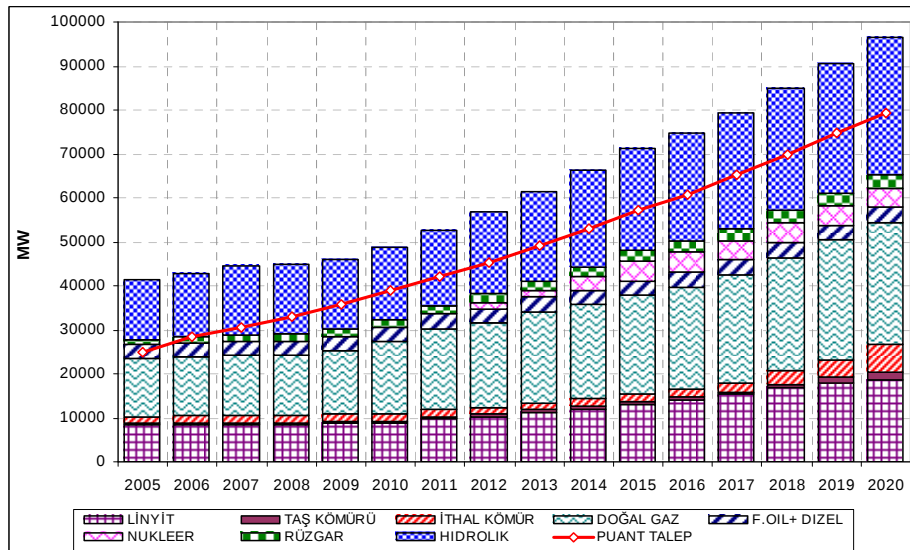
Şekil 4.5 : Talep tahmini - Yüksek talep (TEİAŞ)

4.4 Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020)

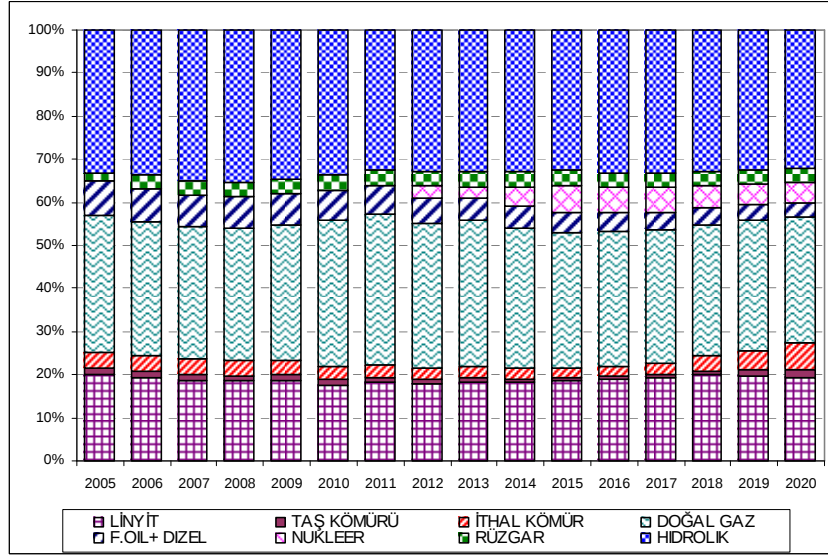
Türkiye Elektrik Enerjisi Uzun Dönem Üretim Planlama çalışması, elektrik enerjisi üretim sisteminin gelişim analizi olup, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından hazırlanmış olan iki talep tahmin serisi kullanılarak, WASP IV (Wien

Automatic System Planning Package) Üretim – Yatırım Optimizasyon Modeli ile gerçekleştirilmiştir. Minimize edilen maliyet, üretilen alternatif planları karşılaştırmak için gerekli ekonomik kriter olup, üretim sistemine ilave edilecek termik ve hidrolik santrallerin yatırım maliyetleri, sistemdeki bütün termik santrallerin yakıt ve yakıt dışı işletme maliyetleri, tüm hidrolik santrallerin işletme maliyetleri, termik santraller için yapılan emisyon kontrol tesislerinin yatırım ve işletme maliyetleri ile sağlanamayan enerji maliyetini kapsayan toplam maliyettir. Bu toplam maliyetten plan döneminde sisteme eklenen üretim tesislerinin ekonomik ömürlerine göre hesaplanan hurda maliyetlerinin düşürülmesiyle Toplam Sistem Maliyeti bulunmaktadır. Bu maliyetler referans yıla indirgenmektedir. Böylece bütün aday üretim tesisleri aynı baza getirilerek birbirleriyle yarışmaları sağlanmaktadır. Çalışmada kullanılan hidrolik santrallerle ilgili bilgiler Devlet Su İşleri (DSİ) ve Elektrik İşleri Etüd İdaresi (EİE) Genel Müdürlüklerinden, mevcut ve aday termik santrallerle ilgili bilgiler Elektrik Üretim A.Ş.'den (EÜAŞ), yerli linyit ve taşkömürü potansiyel bilgileri Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) ve Türkiye Taşkömürü Kurumu (TKK) Genel Müdürlüklerinden ve doğal gaz tüketimi ile ilgili bilgiler ise BOTAŞ Genel Müdürlüğünden alınmıştır[23].

Planlama periyodu 2005 – 2020 yıllarını kapsamakta olup, her yıl üçer aylık dört periyod olarak incelenmiştir. Ayrıca hidrolik şartların hidrolik enerji üretimine, dolayısıyla elektrik sisteminden elde edilecek üretime etkisini inceleyebilmek için normal, kurak ve yağışlı olmak üzere üç hidrolojik durum göz önüne alınmıştır.



Şekil 4.6 : Kurulu Gücün Yakıt Cinslerine Göre Gelişimi ve Puant Talep (TEİAŞ)



Şekil 4.7 : Kurulu Gücün % Olarak Yakıt Cinslerine Göre Dağılımı (TEİAŞ)

Arz çalışmalarının en önemli girdilerinden olan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep tahmin çalışması ETBK tarafından MAED (Model for Analysis of Energy Demand) Modeli kullanılarak yürütülmüştür. Bu kapsamda ülke toplam elektrik enerjisi talebi (Milyar kWh veya GWh) tahmininden ve ülke elektrik enerjisi tüketim eğrilerinden (yük eğrisi) hareketle puant yük talebi (MW) TEİAŞ tarafından hesaplanmıştır. Bu çalışmada belli politikalar yansıtılarak talebin nasıl karşılanacağı sorusuna cevap aranmış olup yapılan tahminler Şekil 4.4, 4.5, 4.6 ve 4.7’de gösterilmektedir.

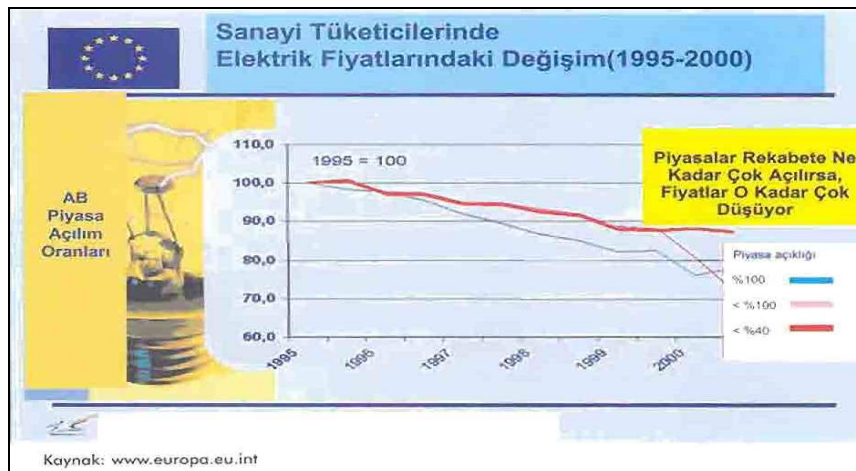
5. AVRUPA BİRLİĞİ PROJEKSİYONU

Temelleri 1951’de atılan ve 1991 Maastricht Antlaşması ile kurulan Avrupa Birliği, sürdürülebilirlik ekseninde serbest rekabetçi ve tüm Avrupa altında birleşik bir enerji piyasasını planlamaktadır. Avrupa Birliği ülkelerinde serbest rekabetçi piyasaya geçildikten sonra fiyatlarda yaşanan düşüş Şekil 5.1’de görülmektedir.

5.1 Avrupa Birliği Elektrik Sektöründeki Düzenlemeler

Avrupa Birliği elektrik piyasası Avrupa Komisyonu Direktifleri ile yönetilmektedir. Bu yönetmelikler, 2003/54/EC sayılı Direktif (Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC) ve 1228/2003 sayılı (With an aim to intensify trade in electricity, the European Union enacted the Regulation (EC) 1228/03 in July 2003) Yönetmeliktir[24].

2003/54/EC sayılı Direktif, AB elektrik iç pazarı ortak kurallarını tanımlayan 96/92/EC sayılı Direktif’in yerine geçmiştir. 1228/2003 sayılı Yönetmelik (The Regulation) elektrik sınır ticareti için şebekeye erişim şartlarını tanımlar. 1229/2003/EC sayılı karar trans-Avrupa enerji sektör şebekeleri için yol gösterici bilgileri içeren 1254/96/EC sayılı kararın yerine geçmiştir.



Şekil 5.1 : Rekabetçi Serbest Piyasa Yapısına Geçişle Birlikte Avrupa Birliği Elektrik Piyasası Elektrik Fiyatlarındaki Değişim

2003/54/EC sayılı Direktif, temmuz 2004 tarihine kadar tüm mesken dışı tüketicilere piyasanın açılması, temmuz 2007 tarihinde piyasanın tam açılması, temmuz 2004 tarihine kadar iletimin, temmuz 2007 tarihine kadar dağıtımın hukuki ayrıştırmalarının yapılması, üçüncü taraf erişimini düzenlemesi, yaygın hizmet zorunluluğu, arz güvenliğini izleme gibi konuları kapsamaktadır. 2003/1228/EC sayılı Yönetmelik, iletim ücretleri, eşit taraflar arasında ayırım yapmaksızın ve piyasaya dayalı kısıt yönetimi, sistem işletmeciler arası ortak maliyet karşılama mekanizması, gerçekleşen akış, standart fiyatlama metodu gibi konuları kapsamaktadır. Güney Doğu Avrupa ülkeleri tarafından imzalanan Atina Memorandumu, Güney Doğu Avrupa Piyasası kurulması için önemli bir esas teşkil etmekte olup, bu memorandumu imzalayarak Avrupa Birliğine üye olmayan ülkeler, Avrupa Birliği Enerji İç Piyasasına uyumlu bir Enerji Piyasası kurmak üzere Avrupa Birliği üye ülkeleri ile birlikte hareket edeceklerdir[24]. AB Komisyonu 19 Eylül 2007 tarihinde ise Üçüncü Enerji Paketi'ni yayınlamıştır. Avrupa'nın ortak enerji politikasına yeni bir hız vermek amacıyla oluşturulan yasal düzenlemeleri içeren pakette 2003/542 sayılı Elektrik Yönergesi'ni ve 2003/553 sayılı Gaz Yönergesi'ni değiştiren birer yönerge ile 1228/20034 sayılı Elektrik Yönetmeliği'ni ve 1775/20055 sayılı Gaz Yönetmeliği'ni değiştiren birer yönetmelik ve Ulusal Enerji Düzenleyici Makamları arasında işbirliğini sağlamak üzere bir AB ajansı kurulmasına ilişkin bir yönetmelik yer almaktadır. Pakette yer alan yönetmelik ve yönergeler temel olarak elektrik ve gaz piyasasında tüketicilerin seçimlerini daha özgürce yapabilmelerini güvence altına almayı, daha temiz ve daha ucuz enerji için gerekli koşulları hazırlamayı amaçlamaktadır. Ayrıca küçük şirketlerin de elektrik ve gaz piyasalarına girişini kolaylaştırmak için rekabet engellerinin kalkmasını ve yenilenebilir enerji yatırımlarının kolaylaştırılmasını hedeflemektedir. Komisyon Üçüncü Enerji Paketi ile daha önce yürürlüğe girmiş olan yönetmelik ve yönergeleri tamamlamak üzere üretim, tedarik ve iletim ağlarının sahipliğinin ayrılması (unbundling) vurgusunu yapmaktadır. AB dışındaki ülkelere mensup şirketlerin AB içindeki enerji ağlarında önemli bir pay satın alması durumunda o şirketin enerji zincirinde sahiplik ayrıştırması (unbundling) kurallarına AB şirketleriyle eşit koşullarda uyum sağladığını ispat etmesi gerekir. Bu şirketin enerji üretim ve tedarik faaliyetleriyle herhangi bir bağlantısı olmadığını ispat edememesi halinde AB Komisyonu konuya doğrudan müdahale edebilmektedir. Sınır ötesi enerji ticaretinin kolaylaştırılarak, kurulacak olan Avrupa Enerji Ajansı'nın AB üyelerindeki ulusal

enerji düzenleme ve denetleme makamlarını birbirleriyle uyumlu çalışır bir hale getirmesi ve sınır ötesi enerji ticaretiyle ilgili düzenlemeler getirmesi, ulusal makamların tümüyle bağımsız, verimli ve etkin çalışması, sınır ötesi yatırımların ve işbirliğinin güçlendirilmesi amaçlanmaktadır. AB Komisyonu, yeni bir "Avrupa Enerji İletim Sistemi İşletmesi" kurulmasını önererek, AB'deki şebeke işletmecilerinin ortak bir teknik ve ticari kod standardı oluşturması halinde sınır ötesi yatırım ve ticaretin kolaylaşacağı öngörüsünde bulunmaktadır. Piyasadaki tüm oyuncuların piyasayla ilgili bilgilere eşit koşullarda erişebilmesi ve böylece fiyatlamada saydamlığın artırılarak, piyasanın öngörülebilirliğinin sağlanması ve mevcut kurallar çerçevesinde iletim sistemi işletmecisinin kendisiyle aynı grup içinde faaliyet gösteren diğer şirketlerle stratejik bilgi paylaşımını engelleyen bir madde bulunmaması pazarda faaliyet gösteren öteki şirketlerin aleyhine bir durum oluşturmaktadır. Değerler Topluluğu olarak tanımlanan AB kuruluş felsefesi gereği, ortaya çıkabilecek enerji tedariki sorunlarına ortak cevap verebilmek için üye ülkeler arasındaki dayanışmanın güçlendirilmesi vurgulanmaktadır[24].

5.2 Avrupa Birliği Enerji Politikalarında Yenilenebilir Enerji

Avrupa Birliği enerji müktesebatı, elektrik ve gaz pazarlarının açılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi, enerjinin verimli kullanımı konularını içermekte olup, enerji kaynaklarında çeşitlilik sağlanmasını hedeflemekte ve bu kapsamda hidroelektrik enerji, güneş ve rüzgar enerjileri gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını desteklemektedir. Türkiye gibi aday ülkelerin de müzakere sürecinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım oranlarını artırmaları beklenmektedir.

Avrupa Birliği Komisyonu, Ocak 2007'de hazırladığı yeni "enerji-iklim değişikliği paketi"nde AB çapında zorunlu bir hedef ortaya koyarak, 2020 itibarıyla toplam enerji tüketiminin %20'sini yenilenebilir enerjilerin oluşturması gerektiğini açıklamıştır. Avrupa Birliği'ne girme konusunda ciddi devlet politikası bulunan Türkiye de aday ülke olarak bu politikaları değerlendirmek zorundadır.

5.3 Türkiye'nin Avrupa Birliği'ne üyelik sürecinde Enerji Fash

Avrupa Birliğinin kuruluşu Kömür Teşkilatı olarak başladığı için, "enerji politikası" Birliğin en eski ortak politikası olarak kabul edilebilir. Birlik enerji politikasının amaçları bu alandaki rekabet gücünün iyileştirilmesi, enerji arzının güvenliğinin

sağlanması ve çevrenin korunmasıdır. Enerji müktesebatı, özellikle rekabet ve devlet yardımları (kömür sektörü dahil olmak üzere), iç enerji pazarı (elektrik ve gaz pazarlarının açılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi), enerjinin verimli kullanımı, nükleer enerji, nükleer güvenlik ve radyasyondan korunma alanlarındaki düzenleme ve politikalardan oluşmaktadır. Bu alandaki müktesebata uyum yalnızca uygun mevzuatın çıkarılmasını değil, elektrik ve doğalgaz piyasalarını düzenlemek ve denetlemek üzere, uygulama kapasitesine sahip kurumsal bir yapı oluşturulmasını da gerektirmektedir. Ayrıca enerji politikası, enerji kaynaklarında çeşitlilik sağlanmasını hedeflemekte ve bu kapsamda hidroelektrik enerji, güneş ve rüzgar enerjileri gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını desteklemektedir. Aday ülkelerin de müzakere sürecinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım oranlarını artırmaları beklenmektedir[25].

Enerji faslı, mevzuat uyumu amacıyla 11 Nisan 2000 tarihinde Türkiye-Avrupa Toplulukları Ortaklık Konseyi'nin 39. toplantısında kurulan 'Ulaştırma, Çevre, Enerji ve Trans-Avrupa Şebekeleri Alt Komitesi' kapsamında ele alınmıştır. 2000 yılından bu yana 5 tur toplantı düzenlenmiştir. Ayrıca Enerji Güvenliği Çalışma Grubu da 14 Mayıs 2004'te toplanmıştır[25].

Tanıtıcı Tarama (15-17 Mayıs 2006) toplantısında AB yetkilileri tarafından elektrik, gaz, hidrokarbonlar, kömür ve kömür sanayine yapılan devlet yardımları, akıllı enerji, yenilenebilir enerji kaynakları, başta enerji etkinliği olmak üzere uluslararası anlaşmalar, talebin yönetilmesi (enerji hizmetleri direktifleri, binaların enerji performansı v.b.), nükleer enerji alanlarındaki düzenlemeler aktarılmıştır[25].

Ayrıntılı Tarama (14-16 Haziran 2006) toplantısında, Türk heyeti tarafından ayrıntılı tarama toplantısında ele alınan konulara ilişkin olarak ülkemizdeki düzenlemeler ve uygulamalarla ilgili AB yetkililerine bilgi verilmiştir[25].

Türkiye, Avrupa Birliği tam üyelik sürecinde enerji faslının açılması konusunda gerekli düzenlemeleri yaptığını ve faslın ivedilikle açılmasını talep etmekteyse de AB'de kararlar oy birliği ile alındığı için söz konusu başlangıç Güney Kıbrıs Rum Kesimi tarafından veto edilerek engellenmektedir.

5.4 Dünya Geneline Uygulanan Elektrik Ticareti Rejimlerinden Örnekler

Türkiye'deki piyasa yapısını incelerken, dünyada başarılı olan ve elektrik sektörümüzdeki yapısal dönüşümlerimizde örnek alınabilecek benzerlikler içeren

piyasaları araştırmakta fayda vardır. Bu alışma kapsamında Avrupa Birliği içerisinde piyasa sürecini tamamlamış ve başarılı şekilde işleyen İngiltere ve Galler'in Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri (NETA) ve İşkandinav Piyasası (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka) ana hatlarıyla incelenmiştir.

Günümüzde serbest piyasa ekonomisinin etkisi, artan enerji talebinin sonucu olarak ortaya çıkan enerji arz güvenliği kavramı ve yoğun kamuoyu baskısı sonucu ve devlet politikaları gereği temiz ve yenilenebilir enerjiye yönelim, Elektrik Enerjisi Piyasalarında radikal ve köklü değişimler mecburiyeti doğurmuştur. Elektrik piyasasının liberalleşmesi bugün Avrupa Birliği'nin çokça tartışılan başlıklarından birisidir[26].

Avrupa Birliği'nin ye sayısı ve bu üyeler arasındaki sosyo-ekonomik farklılıklar dikkate alındığında Birlik çatısı altında Tek ve Birleşik Elektrik Piyasası hedefinin çok kısa sürede yerleşemeyeceği söylenebilir. Dolayısıyla, yoğun bilgi ve sermaye odaklı bu büyük dönüşüm içerisinde geçiş süreleri kaçınılmazdır. ye devletlerin nihai Tek ve Birleşik Avrupa Elektrik Piyasası hedefine varabilmeleri için geçiş sürecinde bölgesel elektrik piyasaları oluşturmaları gereklilik göstermektedir[26].

Avrupa Birliği çatısı altında bulunan ye ülkelerden bu reform sürecine en erken giren ülkelerden birisi İngiltere'dir. Bilgi altyapısıyla ve organizasyonel başarısıyla süreci devam ettiren İngiltere Elektrik Piyasası, enerji sektöründe rekabet mekanizmaları için global bir model olmuştur[27].

İngiltere'de uygulanan Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri (NETA), üreticiler, tedarikçiler, ticaretçiler ve müşteriler arasında ikili alışverişleri ve bir dengeleme mekanizmasını esas alır. Taraflar ikili anlaşmalar yaparlar ve uzun vadeli olarak üzerinde anlaşılmış miktarlarda bir eksiklik ya da fazlalık olması durumunda, bu farklılıklar daha kısa vadeli olan bir piyasada düzeltilebilir. Gerçekleşen dengesizlik miktarları için, Dengeleme Mekanizması'nda belirlenen dengesizlik fiyatı üzerinden ödeme yapılır. Katılımcılara, ticaret zamanı öncesinde katılımcıların alım satım yapması ve sözleşmeye bağlanmış miktarlarında ayarlamalar yapabilmelerine fırsat vermek için, birkaç tane elektrik borsası (fiziki spot piyasa) kurulmuştur. Ayrıca, katılımcıların gereksinimlerini karşılayabilmek için vadeli piyasalar da gelişmektedir. "Forward and futures markets" olarak ifade edilen bu piyasalar, gelecekteki belirli bir tarihte, daha önceden belirlenmiş sabit bir fiyat üzerinden mal ve hizmetlerin alım-satım işlemlerinin yapıldığı piyasalardır[28,29].

Katılımcılar, sistem işletmecisine sunmuş oldukları fiziksel durum bildirimlerine göre kendiliklerinden devreye girerler. Ulusal İletim Şirketi (NGC), kısa vadeli bir piyasa olan dengeleme mekanizmasını işletir. Talep uzlaştırmasının büyük bir kısmı ikili anlaşma tarafları arasında yapılır. İkili anlaşmalarda belirlenen miktarlar ile ölçülen elektrik miktarı birbirini tutmayan katılımcılar, dengesiz olarak kabul edilir ve sistemdeki alış veya satış fiyatlarından açıkları varsa satın almak, fazlaları varsa satış yapmak zorundadırlar. Bu fiyatları, dengeleme mekanizması belirler. Uzlaştırma, (NGC)'nin kabul ettiği teklifler için yapılan ödemeleri de kapsar[28,29]. Kuruluş ve gelişme basamaklarını başarıyla geçiren İngiltere, gelecek hedeflerinde Yenilenebilir Enerjiye odaklanmakta olup, İngiltere Elektrik Piyasasında lisanslı tedarikçiler, bir önceki yıl tüketimlerinin belli bir oranını yenilenebilir kaynaklardan almak zorundadır. Nisan 2002 itibarıyla % 3 ile başlayan bu oranın 2012'de %10,4 seviyesine çıkması planlanmıştır[30].

İskandinav Piyasası (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka), İskandinav Havuzu [Nord Pool], fiziki ikili anlaşmalara imkan tanıyan bir tür gönüllü katılımlı veya net havuzdur. Elektrik, piyasa katılımcıları arasındaki ikili anlaşmalar çerçevesinde havuz üzerinden ya da havuz dışından alınıp satılabilir. Üreticiler, dağıtımıcılar, tedarikçiler, sanayi tüketicileri, ticaretçiler ve araçlar havuza katılabilirler. Beş iletim sistemi işletmecisi (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'da iki tane olmak üzere) ticareti kolaylaştırmak ve rekabeti teşvik etmek için işbirliği yapar. Danimarka dışında, İskandinav elektrik piyasası %100 açıktır. Genellikle, perakende piyasasındaki büyük nihai kullanıcılar tedarikçilerle sözleşmeler yaparlar.

Piyasa katılımcıları, günün her saati için fiyat/miktar tekliflerini havuza sunarlar. Bu teklifler belirli bir üretim tesisi ile bağlı olmak zorunda değildir, fakat iletim kısıtları olması durumunda tesislerin yeri önem kazanır. Üreticiler sistem işletmecisine bildirmiş oldukları şekilde, ikili anlaşmalardaki taahhütleri ve Nord Pool'daki alım satımlarını dikkate alarak, kendiliğinden devreye girerler. Bildirilmiş olan miktarlar ile ölçülen miktarlar arasındaki farklılıklar için uzlaştırma, her ülkenin kendi dengeleme piyasasında oluşan fiyatlar üzerinden yapılır. Her ülkedeki gerçek zamanlı piyasa, sistem işletmecilerinin, gerçek zamanlı işletme sırasında üretimi yük ile her an dengeleyebilmesini ve katılımcıların dengesizlikleri için bir fiyat oluşmasını sağlar. Şimdiki durumda, toplam yıllık İskandinav tüketiminin yaklaşık %30'u İskandinav Elektrik Borsası'nın spot piyasası üzerinden alınıp satılmaktadır[28,29].

İngiltere örneğinde olduğu gibi, sancılı olması beklenen reformun başlatılması ve piyasanın gerekli bilgi, sermaye ve donanım yeterliliğine ulaşması sonucu, İsveç elektrik piyasasında, geleceğe dair daha cesur ve vizyon sahibi adımlar atabilmektedir. İsveç piyasasında, çevreye duyarlı tüketicilerin talebiyle yeni anlaşmalar yapılması elektrik üretim endüstrisini ve elektrik piyasasını gelişmiş çevre duyarlılığına ve performansına yönlendirecektir[31]. İsveçli tedarikçiler, teslim anlaşmalarına koyulabilecek özel maddelerle yenilenebilir kaynakların tercih edilmesini sağlayabilirler[32].

Elektrik piyasasının liberalleşmesi bugün Avrupa Birliği'nin çokça tartışılan başlıklarından birisi olmakla birlikte, "Değerler Topluluğu" bilinciyle Birlik Muktesebatında Enerji Piyasaları ile ilgili direktif ve hedeflerde çevreyle barışık temiz ve yenilenebilir enerji teşvik edilmektedir[26].

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji, modern yaşam tarzının en önemli yapıtaşlarından biridir. Su, hava ve gıdalar canlılar için ne kadar önemli yaşam kaynaklarıysa, enerji de modern yaşam tarzının sunduğu teknolojik ve endüstriyel imkanlar için vazgeçilemezdir. Bilimsel olarak “iş yapabilme yeteneği” şeklinde tanımlanan enerji, modern dünyamızda “yaşamı devam ettirebilme yeteneği olarak” tanımlanabilir. Çünkü hayatın her safhasında, kullandığımız teknolojik imkanların tamamında enerjiye özellikle elektrik enerjisine ihtiyaç duymaktayız. Ekonomik ve sosyal hayatımızdaki yeri tartışılmaz olan elektrik enerjisinin sürdürülebilir kalkınma ekseninde, tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulması temel amaçtır.

Bu çalışma kapsamında, Türkiye Liberal Elektrik Piyasasının işleyişi incelenmiş ve bu süreçte hidroelektrik potansiyelimizin ne kadar ve nasıl değerlendirildiği araştırılmıştır. Altı bölümden oluşan çalışmamızda araştırma konusu altı ana başlık altında irdelenmiştir.

Birinci bölümde çalışma hakkında ön bilgi verilmiş olup, çalışmanın iskeleti açıklanmıştır.

İkinci bölümde, su kavramı ve su kaynaklarının önemi ve durumu incelenmiş olup, su kaynaklarının sürdürülebilirlik ekseninde en etkin ve verimli şekilde değerlendirilmesi için küresel ölçekte Birleşmiş Milletler çalışmaları, bölgesel ölçekte Avrupa Birliği çalışmaları, ulusal ölçekte ise ülkemizdeki kamu çalışmaları araştırılmıştır. Tümdengelim metoduyla küresel boyuttan ulusal boyuta kadar analiz edilen tüm süreçlerde suyun önemli bir hayat kaynağı olduğu ve özenle korunması ve kullanılması gerektiği bilincinin oturduğu gözlemlenmiştir.

Türkiye’nin su kaynakları ve hidroelektrik potansiyeli açıklanarak, bu kaynakların değerlendirilmesinde görevli kamu kuruluşlarının görev ve sorumlulukları anlatılmış ve hidroelektrik potansiyelimizin değerlendirilmesindeki kamu ve özel sektör katkıları güncel resmi istatistiklerle incelenerek ülkemizdeki elektrik üretimindeki konumu analiz edilmiştir.

Üçüncü bölümde, Türkiye Elektrik Piyasasının işleyişini daha iyi anlatabilmek için, ülkemizdeki elektrik sektörünün önce geçmişten günümüze tarihsel gelişimi

açıklanmış daha sonra ise günümüzden geleceğe Serbest Elektrik Piyasası Perspektifi doğrultusunda piyasa aktörleri ve piyasanın planlanan aşamaları açıklanarak Elektrik Piyasası sektörü analiz edilmiştir. Elektrik sektörünün konsepti açıklandıktan sonra Liberal Elektrik Piyasasının yasal çerçevesini oluşturan ve Elektrik Piyasasının başucu kaynağı olan Elektrik Piyasası Kanunu ve Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği analiz edilerek, piyasanın işleyişi açıklanmıştır. Planlanan Elektrik Piyasasının iki temel ayağı olan Dengeleme ve Uzlaştırma Süreçleri, ilgili yasa ve yönetmelikler izah edilerek, sade ve basit bir anlatımla pratik şekilde Elektrik Piyasasının işleyişi analiz edilmiştir.

Dördüncü bölümde, ülkemizde elektrik sektörü ile ilgili kamu kurum ve kuruluşlarının Elektrik Sektörü ile ilgili yaptıkları planlamalar önce Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı Beş Yıllık Kalkınma Planı ölçeğinde, sonra Enerji Bakanlığı Stratejik Planı ölçeğinde, daha sonra ise Piyasa ve Sistem Operatörü olan Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Üretim Kapasite Projeksiyonları ölçeğinde incelenmiştir. Tümdengelim metoduyla hükümet, ilgili bakanlık ve sorumlu kamu kuruluşunun analiz edilen tüm gelecek planlamalarında Elektrik Piyasasının Elektrik enerjisi üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi, elektrik piyasasında tam serbestleştirmenin sağlanması, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının özendirilmesi gerektiği bilincinin ve iradesinin oturduğu gözlemlenmiştir.

Beşinci bölümde, ülkemizin devlet politikası olarak bir gelecek projesi şeklinde tanımladığı Avrupa Birliği Projeksiyonu incelenmiş, tam üyelik hedefiyle başvurduğumuz ve yapılan anlaşmalar, akabindeki yasal düzenlemeler ve uygulamalarla uyum sürecini başlattığımız bu değişim ve dönüşüm sürecinin ülkemizin Su Kaynakları, Elektrik Sektörü ve Elektrik Piyasasına etkileri analiz edilmiştir. Avrupa Birliği liberal elektrik piyasası uygulamaları olarak İngiltere ve İskandinav piyasaları analiz edilerek, Avrupa elektrik iletim sistemi ENTSO-E ile senkronizasyon sağlayarak eşgüdüm halinde çalışan ve gelecekte Avrupa Birliği Elektrik Piyasasında katılımcı aktör olacak elektrik enerjisi sektörümüz ve yenilenebilir enerji kaynakları politikalarımızda Birlik Muktesebatına uyum süreci irdelenmiştir.

Sonuç olarak, su kaynaklarımız, yenilenebilir enerji kaynaklarımız ve hidroelektrik potansiyelimiz, bu kaynaklarımızın iştirak edeceği Elektrik Piyasamız, piyasamızın geleceğini planlayan ilgili yasa yönetmelik ve üretim kapasite planlamalarımız, ve nihayetinde piyasamızın tam entegrasyon süreci sonunda katılacağı Avrupa enerji

piyasası incelenmiş olup; ülkemizde Elektrik Enerjisi Sektöründe köklü radikal değişimler yaşandığı, bu değişim sürecinin devlet tekelinde temelleri atılan ve ülke sathındaki gelişimini devlet tekelinde tamamlayan Elektrik Enerjisi Sektörünün yapısını tamamen değiştireceği, piyasadaki devlet elinin sadece Piyasa ve Sistem İşletmecisi olarak devam edeceği, büyük bazı barajlar haricinde tüm üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirileceği ve elektrik enerjisi arz talep sürecinin tamamen serbest piyasa koşullarında “elektrik borsası” şeklinde gerçekleştirileceği analiz edilmiştir. Elektrik piyasasında liberalleşmenin, daha etkin bir piyasa oluşması ve daha az çevre kirlüten üretim amaçları yanı sıra, en temel amacı tüketicilere olan faydasıdır[33].

Bu entegre değişim ve dönüşüm projesi çok yoğun bilgi, uzman insan kaynağı ve maddi kaynak gerektirmektedir. Sosyal ve ekonomik açıdan hayati önem arz eden Elektrik Enerjisi Sektörü çok büyük bir ticaret alanı olduğu için, gerek dağıtım ve üretim şirketlerinin özelleştirilmesi gerekse yeni üretim santrallerinin tesisi için ciddi maddi imkanlar kullanılmakta olup bu konudaki yatırımlar devlet tarafından teşvik edilmekte ve özel sektör tarafından önemle takip edilmektedir.

Elektrik Piyasasında rekabet, tüketicilere daha düşük fiyatlarla, çevreye ise daha düşük emisyon seviyeleriyle fayda sağlayacaktır[33]. Çünkü, elektrik piyasasında rekabet ortamı dikkate alındığında, yatırım maliyeti büyük olmasına rağmen işletme maliyetinin düşüklüğü ve gelecekte “Serbest Tüketiciler”in talep edebileceği “Yenilenebilir Enerji Kaynağı” zorunluluğu insan ve çevre odaklı yatırımları teşvik edecektir. Uzun vadeli yatırımlarda en cazip üretim kaynakları nükleer ve hidroelektrik santrallerdir[33]. Uzun süren inşaat süreleri ve ilk yatırım maliyetlerinin büyüklüğü acil enerji ihtiyaçlarını çözme amaçlı üreticiler tarafından tercih edilmese de uzun vadedeki işletme maliyetleri düşüklüğü yanısıra, küresel ölçekli organizasyonlarda şekillenen karbon kısıtlamaları nükleer ve hidroelektrik yatırımları gelecekte daha cazip hale getirmektedir. Fakat bu yatırımlar uygulamada politik ve coğrafik şartlarla da yakından ilgilidir[33].

Türkiye’de özellikle son 20 yılda, elektrik enerjisi arzının talebi karşılayamaması nedeniyle acil enerji talebini karşılamak için doğalgaz esaslı kombine çevrim santralleri inşa edilmiş olsa bile, gerek dışa bağımlılık gerekse gaz hammaddesinin maliyeti nedeniyle bu santraller fiyat rekabeti açısından cazip değildir. Ancak, nükleer ve hidroelektrik kaynakların limitine ulaşıldığı takdirde gaz alternatif enerji kaynağı olabilecektir[33].

Bu çalışma kapsamında yapılan araştırmalarda, serbest piyasa yapısının AB entegrasyon süreci doğrultusunda oturacağı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının öncelikli teşvik edileceği gözlemlenmiştir. Ucuz, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektrik santraller sistem kompanzasyonunu sağlamak açısından ideal birimler olup, bu alandaki alternatifsizliği de devam edecektir.

Hidroelektrik potansiyelimizin %70 kadarı henüz değerlendirilememektedir. Bu potansiyel sadece kamu eliyle en az 50-100 yıl gibi bir sürede değerlendirilebilecektir, bu nedenle özel sektör eliyle hidroelektrik santrallere uygun bir model ile hidroelektrik potansiyelin daha kısa sürede daha çok miktarda ülke ekonomisine kazandırılması için gerekli tedbir ve teşvikler arttırılarak uygulanmalıdır.

Hidroelektrik santrallerin ekonomik ömürlerinin, minimum 50 yıl, ortalama 100-200 yıl, bazı projelerde 500 yıl olması nedeniyle öncelikle HES potansiyeli değerlendirilmesine yönelik politikalar oluşturulmalıdır. Pilot projeler seçilerek, planlanacak hidroelektrik santrallerin etüd ve projelendirme çalışmalarının kamu eliyle (EİEİ, DSİ) yapılması ve bu santrallerin ekonomik olması halinde yapımı için YİD modelinin uygulanması çalışmaları araştırılmalı, DSİ ve EİEİ bu konuda görevlendirilmelidir.

20 yıl ve daha yaşlı HES’lerde eski teknoloji kullanımı nedeniyle toplam verimleri de düşük (% 60-70 civarında) olduğundan bu santrallarda rehabilitasyon çalışmaları ile yüksek teknolojik ve verimli (% 85-90) teçhizat kullanılmalıdır.

Ülkemizde Elektrik Piyasasında başlatılan reformla birlikte hidroelektrik santraller ve rüzgar santralleri teşvik edilmekte olup, bu çerçeve de enerji sektöründe lisansı alınan ve inşaatı devam eden toplam 31.000 MW kurulu gücün yarısı hidroelektrik santraller olmuştur.

Küresel gündemi meşgul eden ve geleceğe dair ciddi endişeler uyandıran Küresel İklim Değişiklikleri’nin Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına ve Liberal Elektrik Piyasasına etkileri, enerji üretim metotlarının çevreye etkileri dikkatle araştırılmalı ve takip edilmelidir. Sera gazı etkisi yapan gaz emisyonlarının %70’i enerji ile ilgilidir[34]. Bununla birlikte, iklim değişikliklerinin uzun vadede elektrik piyasasını nasıl etkileyeceğini daha iyi anlayabilmek için daha fazla araştırmaya ihtiyaç vardır[34].

Kamu, hidrolik enerji sektöründeki finansman ihtiyacının karşılanması sürecine katkıda bulunmalı ve HES projelerinin programlanan sürede işletmeye açılabilmesi için hidroelektrik enerjiye ayrılan bütçe arttırılmalıdır.

Enerji alanında yetişmiş insan gücü sıkıntısı yaşanmaktadır. Büyük sosyo ekonomik sorumluluk gerektiren piyasa sürecinin sağlıklı ve başarılı devam ettirilebilmesi için gerekli istihdam önlemlerinin alınması gerekmekte olup sürdürülebilir kalkınma ilkeleri doğrultusunda, yeni sosyo-ekonomik politikalar uygulanmalıdır.

Tüm Türkiye’yi ilgilendiren Elektrik Enerjisi Piyasası ve arz talep dengesini sağlıklı, sürekli ve başarılı şekilde işletebilmek için kamu-özel sektör-üniversiteler arasında eşgüdüm sağlanarak piyasa için daha donanımlı insan kaynağı yetiştirilmesi ve daha etkin ve verimli çalışma metotlarının araştırılması sağlanmalıdır. Sadece üretici veya dağıtıcıların değil piyasa da taraf olacak ve talep de bulunacak tüketicilerin de en etkin şekilde bilinçlendirilmesi gerekmektedir. Çünkü, elektrik piyasası reformunu uygulamaya başlayan diğer ülkeler gibi Türkiye’de nihai basamakta her tüketiciyi “Serbest Tüketici” yapmayı hedeflemektedir. Bununla birlikte, yeni yapılanmanın daha rekabetçi ortam sağlayacağı beklenmesine rağmen, ampirik bulgular henüz bu beklentiyi karşılamamaktadır. Piyasa reformunu uygulamaya sokan ülkelerin birçoğunda, reform sürecinin başlamasından 20 yıl sonra bile, dağıtım segmentleri yerel dağıtım otoriteleri tarafından şekillendirilmektedir. Sonuç olarak, teoride her tüketiciyi “Serbest Tüketici” yapmak en iyi seçenek olarak görünse de, bu politikanın uygulamada kendine has başarısızlıkları oluşmaktadır[35].

Bu çalışmada, Türkiye’deki hidroelektrik sistemin mevcut durumu, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunuyla kurulan Elektrik Piyasası ve talep tahminleri esas alınarak piyasa katılımcılarına yol göstermek amacıyla hazırlanan Üretim Kapasite Projeksiyonları ile ilgili kamu kurumlarının Stratejik Planları bağlamında analiz edilmiş, yeniden yapılandırılan elektrik piyasasında bütün halinde irdelenmesi amaçlanmıştır. Bu çalışma kapsamında konuyla ilgili yasa ve yönetmelikler, resmi istatistikler ve resmi üretim projeksiyonları esas kaynak kabul edilerek tüm detaylarıyla incelenmiş, ayrıca piyasanın hidroelektrik kaynaklarımız üzerindeki etkileri de irdelenmiştir. Bu çalışmada, sade bir dil ve basit anlatımla sunulmaya çalışılan bilgiler, elektrik piyasasında gelecekteki eğilimleri ortaya koyabilmek, karmaşık piyasa sürecini daha net hale getirmek, elektrik piyasasını çok yönlü değerlendirmek ve piyasadaki köklü değişimleri sunabilmek hedeflenmiştir.

KAYNAKLAR

- [1] **Bayazıt. M.**, 1994. Su Kaynakları Sistemleri, İstanbul Teknik Üniversitesi Rektörlüğü, Ankara.
- [2] **Asif, M., Muneer, T.**, 2007 "Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies", Renewable and Sustainable Energy Reviews 11, p. 1388-1413.
- [3] **YPK**, 2009 Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi , 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı Yüksek Planlama Kurulu Kararı, Ankara
- [4] **Tarım ve Köyisleri Bakanlığı**, 2006 Toprak Ve Su Kaynaklarının Kullanımı Ve Yönetimi, (Özel ihtisas Komisyonu), Dokuzuncu Kalkınma Planı (2007_2013) Ankara
- [5] **Bilen, Ö.** 2009. Türkiye'nin Su Gündemi, Su Yönetimi ve AB Su Politikaları, s, 20-21, DSİ İdari ve Mali İşler Dairesi Başkanlığı Basım ve Foto-Film Şube Müdürlüğü, Ankara.
- [6] **2000/60/EC**, 2000, Su Politikası Alanında Topluluk Faaliyeti için bir çalışma Çerçevesi Oluşturan 23 Ekim 2000 tarihli Avrupa Parlamentosu ve Konseyinin 2000/60/EC Sayılı Direktifi , Brüksel.
- [7] **T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı**, 2004. "Dünya sürdürülebilir kalkınma zirvesi Johannesburg uygulama planı," Kardelen Ofset, Ankara.
- [8] **DSİ**, 2009, Devlet Su İşleri 2009 Yılı Faaliyet Raporu, Ankara
- [9] **EİE**, 2009, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, 2009-2013 Stratejik Planı, Ankara.
- [10] **TEİAŞ**, 2010, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Sektör Raporu, Ankara.
- [11] **TETAŞ**, 2010, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi, Sektör Raporu, Mart 2010. Ankara
- [12] **DUY**, 2009, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, 14.04.2009 tarih ve 27200 Sayılı Resmi Gazete, Ankara.
- [13] **MYTM**, 2010. Türkiye Elektrik Üretim – Tüketim İstatistikleri, Ankara.
- [14] **TEİAŞ**, 2010. Türkiye Elektrik Üretim İletim AŞ Basın Duyurusu, Ankara.
- [15] **EPDK**, 2003, Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı Nisan 2003, Ankara
- [16] **YPK**, 2004 Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi, 17.3.2004 Tarih ve 2004/3 Sayılı YPK Kararı, Ankara
- [17] **Ongun, A.**, 2010, TEİAŞ Gün Öncesi Piyasası Eğitimi, Ankara.
- [18] **Çöloğlu, S.**, 2010, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Eğitim Sunumu, Ankara.

- [19] **Ay, N.**, 2010, TEİAŞ Piyasa Uygulamalarında Gün Öncesi Piyasası, Ankara.
- [20] **DPT**, 2006, Dokuzuncu Kalkınma Planı Stratejisi (2007 - 2013) 13 Mayıs 2006 Tarih ve 26167 Sayılı Resmi Gazete, Ankara
- [21] **ETKB**, 2010, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı (2010-2014), Ankara
- [22] **TEİAŞ**, 2010, Türkiye Elektrik Enerjisi OnYıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2010-2019, Ankara.
- [23] **TEİAŞ**, 2005, Türkiye Elektrik Üretim Planlaması 2005-2020, Ankara.
- [24] **Url-1** <<http://ec.europa.eu/energy/electricity/>>, alındığı tarih 03.12.2010.
- [25] **Url-2** <<http://www.basbakanlik.gov.tr>>, alındığı tarih 10.12.2010.
- [26] **Karova, R.**, 2011 “Regional electricity markets in Europe: Focus on the Energy Community”, Utilities Policy, 19, 2, June, Pages 80-86.
- [27] **Glachant, J., M.**, 2007 “England's wholesale electricity market: could this hybrid institutional arrangement be transposed to the European Union?”, Utilities Policy, 7, 2, June, Pages 63-74
- [28] **EPDK**, 2003, Dünyada ve Türkiye’de Enerji Piyasası Reformları, Ankara.
- [29] **EPDK**, 2003, Dünya Geneline Uygulanan Elektrik Ticareti Rejimlerinden Örnekler Elektrik Piyasası Düzenleme, İzleme ve Değerlendirme Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- [30] **Quillet, L.**, 2002 “Green energy in Europe : The surprising green electricity market in UK”, Refocus, 3, 1, January-February, Pages 52-53
- [31] **Eikeland, P., O.**, 1998 “Electricity market liberalisation and environmental performance: Norway and the UK”, Energy Policy, 26, 12, October, Pages 917-927.
- [32] **Midttun, A.**, 2003“Introduction: Green electricity in Europe—environment, politics and markets”, Energy Policy, 31, 7, June, Pages 579-581.
- [33] **Kruseman, G., Lise, W.**, 2008 “Long-term price and environmental effects in a liberalised electricity market”, Energy Economics, 30, 2, March, Pages 230-248.
- [34] **Mideksa, T., K., Kallbekken, S.**, 2010 “The impact of climate change on the electricity market: A review”, Energy Policy, 38, 7, July, Pages 3579-3585
- [35] **Bahçe, S., Taymaz, E.**, 2008 “The impact of electricity market liberalization in Turkey: “Free consumer” and distributional monopoly cases ”, Energy Economics, 30, 4, July, Pages 1603-1624

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad, Taha TAŞ

Doğum Yeri ve Tarihi, Elazığ - 1980

Adres, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. İstanbul Anadolu Yakası Grup Müdürlüğü

Lisans Üniversite, İstanbul Teknik Üniversitesi, İnşaat Mühendisliği (2008/Şubat)