

ELEKTRİK PİYASASI SEKTÖR RAPORU 2011

Ankara, 2012

ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU
ELEKTRİK PİYASASI DAİRESİ BAŞKANLIĞI

ÖNSÖZ

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (Kanun); elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterecek piyasanın oluşturulması için gereken yasal çerçeveyi oluşturmuştur. Bu çerçevede piyasada rekabetin tesisi ve gelişimine katkıda bulunmak amacıyla hazırlanan “Elektrik Piyasası Raporu – 2011”, geçtiğimiz yıl itibarıyla meydana gelen gelişmelere ilişkin olarak piyasayı bilgilendirmeyi amaçlamaktadır.

Kanunda öngörülen piyasa modelinin gelişmesi, öncelikle elektrik dağıtım ve üretim sektörlerinde piyasa hedeflerine uygun bir özelleştirmenin yapılmasını ve rekabete açık ve şeffaf bir arz fazlasının oluşmasını gerekli kılmaktadır. Kararlı ve istikrarlı bir program çerçevesinde serbestleştirilmenin giderek arttığı bir piyasa, yerli ve yabancı özel sektör yatırımcıları için bir cazibe merkezi olma özelliğini kazanacaktır.

Türkiye’de reform niteliği taşıyan bu yasal düzenlemenin öngörülen hedeflere ulaşması, reformun üretim aşamasından nihai tüketiciye kadar tüm piyasa katılımcıları tarafından ortak bir hedef olarak benimsenmesini gerektirmektedir. Reformun başarısı, enerji sektörünün üretim, dağıtım, toptan satış gibi tüm süreçlerinden oluşan yapısının mali açıdan güçlü ve sürdürülebilir hale getirilmesine bağlıdır. Bu hedefleri gözeterek hazırlanan piyasa raporunda;

- ❖ Elektrik piyasası mevzuatında 2011 yılında gerçekleşen değişiklikler
- ❖ Türkiye’de elektrik üretim ve tüketiminin gelişimi,
- ❖ Organize piyasalarda oluşan fiyatlar ve hacimler,
- ❖ Rekabetin gelişimi ve serbest tüketici hareketleri,
- ❖ YEKDEM’e ilişkin veriler,
- ❖ İthalat ve ihracat faaliyetleri,
- ❖ Elektrik iletim tarifelendirme ve işletmeciliği faaliyetleri,
- ❖ Dağıtım ve Perakende Satış Faaliyetleri,

konularına ilişkin altında kapsamlı olarak değerlendirmeler yapılmış ve nihai amaçlara ulaşılabilmesi için, uygulama açısından önem taşıyan hususlara vurgu yapılmıştır. Bu raporda ayrıca, gelişmeler şeffaf olarak izah edilmiş ve grafiksel gösterimlerle sektörün izleyenlerine açıklayıcı bilgiler verilmeye çalışılmıştır.

2011 yılı içerisinde elektrik piyasasının serbestleştirilmesi yönünde çok önemli adımlar atılmıştır. Hedeflendiği üzere **1 Aralık 2011** tarihinde Gün Öncesi Planlama aşamasında Gün Öncesi Piyasası

aşamasına geçilmiştir. Söz konusu düzenlemeyle beraber teminat mekanizması ve ikili fiyatlandırma uygulamaları başlatılarak daha güvenli ve dengeli bir piyasa oluşması yönünde önemli adımlar atılmıştır. Nitekim bu tarihten itibaren söz konusu spot piyasanın işlem hacimlerinde önemli artışlar gözlenmiş olup, sağlıklı piyasalarda olduğu üzere dengesizlik miktarlarında düşüş gerçekleşmiştir. Yeni piyasa yapısı, yatırımcılara daha güvenilir bir ortam oluşturması nedeniyle özellikle özelleştirme sürecine önemli katkıda bulunacaktır.

Öte yandan Türkiye elektrik sisteminin Avrupa sistemi ile senkron paralel olması ile mevcut enterkonnekte kapasitenin daha etkin kullanıma imkan veren enterkonnekte kapasite ihaleleri başlamış, bu çerçevede özellikle Bulgaristan ve Yunanistan ile ticaret hacmimizde önemli artışlar meydana gelmiştir. Bu gelişmelerin aynı zamanda devam etmekte olan özelleştirme sürecine de önemli katkısı olacağı değerlendirilmektedir.

Piyasada hazırlanan, bu tür raporların tarafsız ve piyasanın geleceğine ait gerçek yönlendirmeler ve sinyaller vereceğine inanıyor, bundan sonra hazırlanacak yayımlara da bir kaynak oluşturacağını ümit ediyorum.

Hasan KÖKTAŞ

Başkan

İÇİNDEKİLER

ŞEKİLLER	VI
TABLolar.....	VII
KISALTMALAR	VIII
1. MEVZUAT	1
1.1 Kanun	1
1.1.1 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu.....	1
1.1.2 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun	2
1.2 Yönetmelik	2
1.2.1 Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik	2
1.2.2 Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği	3
1.2.3 Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği.....	3
1.2.4 Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği	4
1.2.5 Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliği	5
1.2.6 Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği	5
1.2.7 Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği.....	5
1.2.8 Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği.....	6
1.2.9 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik	7
1.2.10 Elektrik Piyasasında Faaliyet Gösteren Üretim ve Dağıtım Şirketlerinin Lisansları Kapsamındaki Faaliyetlerinin İncelenmesine ve Denetlenmesine İlişkin Yönetmeliği	7
1.3 Kurul Kararları	8
2. ÜRETİM, TÜKETİM VE LİSANSLAR	10
2.1 Üretim ve Tüketim	10
2.2 Lisanslar	17
3. TOPTAN SATIŞ PİYASASI	22
3.1 Gün Öncesi Piyasası (GÖP)	22
3.2 Dengeleme Güç Piyasası (DGP)	25
3.3 İkili anlaşma Piyasası	28
3.4 Rekabet.....	29
3.5 İthalat-İhracat	32
3.6 Kısıtlar.....	35

3.7	YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM).....	36
3.8	Lisanssız Elektrik Üretimi.....	39
4.	ARZ GÜVENLİĞİ.....	40
4.1	Talep.....	40
4.2	Arz.....	41
4.3	Arz-Talep dengesi	42
5.	İLETİM	49
5.1	Tarifeler.....	49
5.2	Kayıplar ve Yatırım Miktarı.....	49
6.	DAĞITIM.....	52
6.1	Özelleştirme Süreci	52
6.2	Onaylanan Dağıtım ve Perakende Yatırım Tutarları.....	53

ŞEKİLLER

Şekil 2-1: Aylık Tüketim, İthalat ve İhracat.....	11
Şekil 2-2: Tüketimin Gelişimi	11
Şekil 2-3: Puant ve Enerji Talep Artışı.....	12
Şekil 2-4: Üretimin Kuruluşlara Dağılımı	12
Şekil 2-5: Üretimin Kamu-Özel Olarak Gelişimi.....	13
Şekil 2-6: Üretimin Kaynaklara Dağılımı	13
Şekil 2-7: Üretimin Kaynaklara Göre Gelişimi	14
Şekil 2-8: Üretimin Yerli ve İthal Olarak Gelişimi	15
Şekil 2-9: Su Gelirlerinin Yıllar İtibariyle Gelişimi.....	15
Şekil 2-10: Su Gelirlerinin Aylık Değişimi.....	16
Şekil 2-11: Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımı	16
Şekil 2-12: Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı	17
Şekil 2-13: 2011 yılında Verilen Lisansların Dağılımı	19
Şekil 2-14: Verilen Tüm Lisansların Dağılımı	20
Şekil 2-15: Verilen Tüm Lisansların Kurulu Gücünün Kaynaklara Dağılımı.....	21
Şekil 3-1: GOP ve DGP Ortalama Fiyatları (7 Günlük Hareketli Ortalama).....	23
Şekil 3-2: Gün Öncesi Piyasası Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi	23
Şekil 3-3: GOP'te En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 20 Saat.....	24
Şekil 3-4: GOP Aylık Fiyatlar.....	24
Şekil 3-5: GOP 2010 ve 2011 yılları Aylık Hacimleri	25
Şekil 3-6: DGP Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi	26
Şekil 3-7: DGP'de En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 20 Saat	26
Şekil 3-8: DGP Aylık Fiyatlar	27
Şekil 3-9: Dengeleme Güç Piyasasında 2010 ve 2011 Yıllarında Oluşan Aylık Hacimler.....	27
Şekil 3-10: Dengeleme Güç Piyasasında Verilen Talimat Hacimleri Oranları	28
Şekil 3-11: İkili Anlaşma Hacimleri.....	29
Şekil 3-12: Serbest Tüketici Limiti ve Teorik Piyasa Açıklık Oranı	30
Şekil 3-13: Serbest Tüketici Sayısı	30
Şekil 3-14: Serbest Tüketicilerin Aylık Tüketimleri ve Oranı	31
Şekil 3-15: Tedarikçisini Değiştiren Tüketicilerin Tüketimleri	31
Şekil 3-16: 2011 Yılı Aylık İthalat.....	32
Şekil 3-17: 2011 Yılı Aylık İhracat.....	33
Şekil 3-18: İthalat Yönünde Ortalama Fiyat	35
Şekil 3-19: Sistem Kısıt Talimatları Ek Maliyet	35
Şekil 3-20: Kısıt Talimatlarının Yıllık Toplam Maliyeti.....	36
Şekil 3-21: YEK Destekleme Mekanizması Katılımcı Sayısı	37
Şekil 3-22: YEKDEM Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımı.....	37
Şekil 3-23: YEKDEM ve GOP Fiyatlarının 2011 Yılı Ortalaması	38
Şekil 3-24: YEKDEM ve GOP Fiyatlarının Aylık Gelişimi	38
Şekil 4-1: Kurulu Güç Bazında Yedek Kapasitenin gelişimi	43
Şekil 4-2: Proje Üretim Kapasitesi Bazında Yedek Kapasitenin Gelişimi.....	44
Şekil 4-3: Güvenilir Üretim Kapasitesi Bazında Yedek Kapasitenin Gelişimi.....	44
Şekil 4-4: Kurulu Güç ve Emre-Amade Kapasite (MW)	47
Şekil 5-1: Bölgesel İletim Sistem Kullanım Tarifeleri.....	49
Şekil 5-2: İletim Sistemi Kayıp Kaçak Oranları (ISKK).....	50

Şekil 5-3: Onaylanan İletim Yatırım Tutarı	51
Şekil 6-1: Onaylanan Dağıtım ve Perakende Yatırım Tutarları	55
Şekil 6-2: Şirket Bazında Onaylanan Dağıtım ve Perakende Satış Hizmeti Yatırım Tutarları	55

TABLolar

Tablo 2-1: Genel Üretim ve Tüketim	10
Tablo 2-2: Lisansların Yıllara ve Türlerine Göre Dağılımı.....	18
Tablo 2-3: Lisansların Kaynak Türlerine Dağılımı	19
Tablo 3-1: Enterkonnekte Kapasite İhaleleri Neticeleri	33
Tablo 3-2: İthalat yönünde Kapasite İhaleleri	34
Tablo 3-3: İhracat yönünde Kapasite İhaleleri	34
Tablo 4-1: TEİAŞ Üretim Kapasite Projeksiyonu Neticeleri.....	46
Tablo 5-1: Onaylanan İletim Yatırım Tutarı	50
Tablo 6-1: Özelleştirmesi Tamamlanmamış Dağıtım Şirketleri.....	52
Tablo 6-2: Özelleştirmesi Tamamlanmamış Olan Dağıtım Şirketleri.....	52
Tablo 6-3: Onaylanan Dağıtım ve Perakende Satış Hizmeti Yatırım Tutarları (TL).....	54

KISALTMALAR

BYTM	: Bölge Yük Tevzii Merkezi
DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
ENTSO-E	: Avrupa İletim Sistem İşletmecileri Birliği (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
HES	: Hidroelektrik Santrali
İHD	: İşletme Hakkı Devri
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
RES	: Rüzgarlı Elektrik Santrali
SBDT	: Sıfır Bakiye Düzeltme Tutarı
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
ST	: Serbest Tüketici
TDST	: Tedarikçisini Değiştiren Serbest Tüketici
Takasbank	: İstanbul Menkul Kıymetler Borsası Takas ve Saklama Bankası
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TÜRKAK	: Türk Akredidasyon Kurumu
TÖRETOSAF	: Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı
UEÇM	: Uzlaştırmaya Esas Çekiş Miktarı
UEVM	: Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarı
YAL	: Yük Alma

YAT	: Yük Atma
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret

Not: Raporun içeriğine ilişkin görüş, değerlendirme ve sorularınızı bilgielektrik@epdk.org.tr adresine iletebilirsiniz.

1. MEVZUAT

1.1 KANUN

1.1.1 4628 SAYILI ELEKTRİK PİYASASI KANUNU

Elektrik Piyasası Kanununda 13.02.2011 tarihinde aşağıdaki değişiklik yapılmış ve yerli kaynaklara dayalı elektrik yatırımlarda demiryolu güzergahının değiştirilmesinin zorunlu olduğu durumlarda demiryolunun yer değiştirmesi su altında kalacak mevcut demiryolunun kamulaştırma bedelinin alınarak bağlı olduğu idare tarafından yapılacağı kabul edilmiştir.

"d) (Değişik:13/2/2011-6111/204.md.) 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamında gerçekleştirilecek hidroelektrik santral projeleri ile 4283 sayılı Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanunun geçici 4 üncü maddesinin ikinci fıkrası kapsamında yerli kaynaklara dayalı elektrik üretimi amacıyla yapılacak yatırımlarda, bu bendin yürürlüğe girdiği tarihten önce yapılan ancak yapımı henüz tamamlanmamış su kullanım anlaşmalarının ilişkin olduğu projeler de dâhil olmak üzere, demiryolu ulaşım güzergahının değiştirilmesinin zorunlu olduğu hallerde, rölekasyon işi su altında kalacak mevcut demiryolunun kamulaştırma bedeli alınarak demiryolunun bağlı olduğu idare tarafından yapılır.

e) Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından 26/6/2003 tarihinden itibaren yapılmış olan ve ortak tesis yatırım bedeli geri ödemesi ihtiva etmeyen "Su Kullanım Hakkı ve İşletme Esaslarına İlişkin Anlaşmalar" ile ilgili olarak düzenlenen kâğıtlar damga vergisinden ve yapılan işlemler harçtan müstesnadır.

f) (Ek:13/2/2011-6111/204.md.) 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Su Kullanım Hakkı Anlaşması çerçevesinde elektrik enerjisi üretmek maksadıyla yapılacak olan üretim tesislerinin su yapısıyla ilgili kısımları ile gerçek ve tüzel kişiler tarafından inşa edilecek suyla ilgili yapıların inşasının inceleme ve denetimi, masrafları ilgililerine ait olmak üzere DSİ tarafından yapılır veya gerektiğinde yetkilendirilecek denetim şirketlerine yaptırılması sağlanır. Denetim şirketleri ile ilgili uygulamaya ilişkin usul ve esaslar, ilgili bakanlıkların görüşü alınmak kaydıyla DSİ tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir."

1.1.2 5346 SAYILI YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ AMAÇLI KULLANIMINA İLİŞKİN KANUN

Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda 13.02.2011 tarihinde aşağıdaki değişiklik yapılarak, 4628 sayılı Kanun kapsamında kurulmuş ve kurulacak olan hidroelektrik santraller için imzalanan su kullanım hakkı anlaşması hükümleri çerçevesinde DSİ'ye ödenecek olan enerji hissesi katılım payının hesabında esas alınacak tesis bedeline ilişkin düzenlemeler yapılmıştır.

“(2) (Değişik birinci cümle: 13/2/2011-6111/128 md.) 4628 sayılı Kanun kapsamında kurulmuş ve kurulacak olan hidroelektrik santraller için imzalanan su kullanım hakkı anlaşması hükümleri çerçevesinde DSİ'ye ödenecek olan enerji hissesi katılım payının hesabında esas alınacak tesis bedeli, tek veya çok maksatlı tesislerde tesisin ihaleye esas ilk keşfi;

a) Enerji tesisini ihtiva ediyorsa, tesisin DSİ tarafından yapılan kısmın ilk keşif bedeli,

b) Enerji tesisini ihtiva etmiyorsa, ortak tesise ait ilk keşif bedeli,

TEFE/ÜFE ile su kullanım anlaşmasının yapıldığı tarihe getirilmiş olan bedelin % 30'undan fazlasını geçemez ve (b) bendi kapsamına giren tesislerde, DSİ tarafından enerji tesisine harcanan miktar var ise TEFE/ÜFE ile hesaplanarak ayrıca enerji hissesi katılım payına ilave edilir. Proje ile ilgili kamulaştırmalar için yapılmış ve yapılacak olan ödemelerin TEFE ile su kullanım anlaşması tarihine getirilmiş bedelinin enerji hissesine düşen miktarının tamamı şirket tarafından ödenir.”

1.2 YÖNETMELİK

1.2.1 ELEKTRİK PİYASASINDA LİSANSIZ ELEKTRİK ÜRETİMİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK

Elektrik Piyasasında Lisansız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik, 03.12.2010 tarihli ve 27774 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Ancak, 29.12.2010 tarih ve 6094 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ile 10.5.2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanununda önemli değişikliklerin yapılması nedeniyle söz konusu yönetmelik mülga hale gelmiştir. Bu sebeple yönetmelik tekrar hazırlanmış ve 21.07.2011 tarihli ve 28001 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Bu çerçevede yönetmelik; elektrik piyasasında, yalnızca kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulacaklara ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü azami 500 kW'lık üretim tesisi ile mikro kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulanlara uygulanacak usul ve esaslar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü azami 500 kW'lık üretim tesisi ve mikro kojenerasyon tesisi kuran tüzel kişilerin

ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisinin sisteme verilmesi halinde uygulanacak teknik ve mali usul ve esasları kapsamaktadır.

1.2.2 ELEKTRİK PİYASASI TARİFELER YÖNETMELİĞİ

31.12.2011 tarih ve 28159 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik aşağıdaki hükmü içermektedir:

“11.8.2002 tarihli ve 24843 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinin geçici 11’inci maddesi yürürlükten kaldırılmıştır.”

Belirtilen yönetmeliğin ilgili maddesi:

“Tarifeleri düzenlemeye tabi tüzel kişilerin, bir uygulama dönemi için gelir ve/veya fiyat tavanlarının belirlenmesi amacıyla yapılacak hesaplamalarda kullanılacak parametreler, Kurum tarafından yapılan gelir düzenlemesi ile belirlenir.”

şeklinde düzenlenmiştir.

1.2.3 ELEKTRİK PİYASASI MÜŞTERİ HİZMETLERİ YÖNETMELİĞİ

13 Temmuz 2011 tarihli ve 27993 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile;

- 4’üncü maddesinin birinci fıkrasının sonuna aşağıdaki tanım eklenmiştir.

“36. Mühürleme: Sayaç ve ölçü devresi elemanlarına dışarıdan yapılacak müdahaleyi önlemek amacıyla lisans sahibi tüzel kişiler tarafından ilk enerji verme, sayaç ve ölçü devresi elemanlarını kontrol ve durumunu tespit etme, enerji kesme ve açma gibi işlemler yapıldıktan sonra kurşun veya seri numaralı plastik mühür ile ölçü düzeneğini muhafaza altına alma ya da aldırma yöntemini,”

- 13’üncü maddesinin dördüncü fıkrası aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

“Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi, kaçak tespit süreci sonucunda kaçak elektrik enerjisi tüketimi tespit edilen gerçek veya tüzel kişilerin elektrik enerjisini keserek mühür altına alır ve Cumhuriyet Savcılığına suç duyurusunda bulunur.”

1.2.4 ELEKTRİK PİYASASI SERBEST TÜKETİCİ YÖNETMELİĞİ

8 Şubat 2011 tarihli ve 27840 Sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile;

- Tüm tüketiciler serbest tüketici olana kadar, serbest tüketicilerin güncel listesinin ilgili Dağıtım Şirketinin internet sitesinde yayınlanması zorunluluğu getirilmiştir.
- Talep birleştirme hallerinde serbest tüketici niteliğine sahip olduğunu gösterir belge bir önceki takvim yılında tükettikleri toplam elektrik enerjisi miktarını içerecek şekilde, tüzel kişilerin vergi sicil kaydının bulunduğu ilin yer aldığı dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren dağıtım şirketleri tarafından verilir.
- Talep birleştirme halleri haricinde, tüketicilerin Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine kayıtları sırasında istenilmesi halinde, bir önceki takvim yılına ait faturalarının asılları veya onaylı suretleri de serbest tüketici niteliğine sahip olduklarını gösterir belge niteliğinde sayılır.
- Serbest tüketicilere ikili anlaşmalar yoluyla elektrik enerjisi ve/veya kapasite sağlayan tedarikçiler, son bir yıl içerisinde serbest tüketicilere toplam satış miktarını ve bu satışa ilişkin ağırlıklı ortalama satış fiyatını her yıl Kasım ayı içerisinde Kuruma bildirir.
- Serbest tüketicilere ikili anlaşmalar yoluyla elektrik enerjisi ve/veya kapasite sağlayan tedarikçiler, son bir yıl içerisinde serbest tüketicilere toplam satış miktarını ve bu satışa ilişkin ağırlıklı ortalama satış fiyatını her yıl Kasım ayı içerisinde Kuruma bildirir.
- İletim sistemine bağlı serbest tüketicilerin ikili anlaşmalar kapsamında öngörülen ödemeleri zamanında yapmaması halinde tedarikçinin yazılı başvurusu üzerine ve tüketicinin ödeme yaptığını belgeleyememesi durumunda iletim lisansı sahibi tüzel kişi tarafından ilgili mevzuat çerçevesinde tüketicinin elektriği kesilir. İletim lisansı sahibi tüzel kişi tarafından elektriği kesilmiş olan tüketicinin ödeme yükümlülüklerini yerine getirdiğini belgelemesi kaydıyla iki iş günü içerisinde elektrik enerjisi yeniden bağlanır.
- Dağıtım şirketleri, serbest tüketici limitini geçtikleri halde tedarikçisini seçme hakkını kullanmayan tüketiciler tarafından tüketilen toplam elektrik enerjisi miktarını, her yıl Ocak ayı içerisinde Kuruma bildirmek ve internet sayfasında yayımlamak suretiyle kamuoyuna duyurmak zorundadır.
- Geçiş dönemi süresince perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinden elektrik enerjisi tedarik etmekte olan tüketicilerin taleplerine ilişkin olarak yapılacak tedarikçi değişiklikleri, 1 Ocak, 1 Nisan, 1 Temmuz ve 1 Ekim tarihlerinde uygulamaya girer.

düzenlemeleri yapılmıştır.

1.2.5 ELEKTRİK PİYASASI İTHALAT VE İHRACAT YÖNETMELİĞİ

18 Eylül 2010 tarihinde Avrupa elektrik sistemi ile aramızda enterkoneksiyon şartı sağlanmıştır. İzleyen dönemde Bulgaristan ve Yunanistan, aramızdaki enterkoneksiyon kapasitesinin daha etkin bir şekilde kullanımını temin etmek amacıyla Haziran 2011 tarihinden itibaren TEİAŞ bünyesinde kapasite ihalelerine başlanılmıştır. Bu çerçevede, elektrik enerjisi ithalatı ve/veya ihracatı faaliyetine ilişkin usul ve esaslar ile uluslararası enterkoneksiyon hatlarının kapasite tahsisine ve sınır ötesi elektrik enerjisi ticaretine yönelik kullanımına ilişkin esasların belirlemek üzere Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliğinde kapsamlı değişiklikler yapılmış, 01.06.2011 tarihli ve 27951 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

1.2.6 ELEKTRİK PİYASASI DAĞITIM YÖNETMELİĞİ

18 Haziran 2011 tarihli ve 27968 Sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile Dağıtım Yönetmeliğinin 5’inci maddesinin ikinci fıkrası;

- Kullanıcılar tarafından yapılan bağlantı başvurularında; başvurunun niteliğine göre motor ve elektrojen gruplarının sayısı ve güçleri, elektrikli taşıtların şarj edilebilmesi için kurulacak hızlı, orta hızlı ve yavaş şarj ünitelerinin sayısı ve güçleri, aydınlatma ve ısıtma tesisatı ve güçleri, koruma sistemleri gibi diğer tesis ve/veya teçhizatla ilgili teknik özellikleri de içeren elektrik projesi dağıtım şirketine sunulur. Dağıtım şirketi sunulan proje çerçevesinde kullanıcıdan gerekli olan ilave bilgileri de talep edebilir.

şekilde değiştirilmiştir.

1.2.7 ELEKTRİK PİYASASI Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği

1 Aralık 2011 tarihinde Gün Öncesi Planlama aşamasından Gün Öncesi Piyasası aşamasına geçilmiştir. Bu çerçevede yapılan 20.02.2011 tarihli ve 2785 sayılı ile 03.11.2011 tarihli ve 228104 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelikler ile;

- Katılımcıların teminat yatırması zorunluluğu getirilmiştir. Teminat mekanizması birlikte İMKB Takas ve Saklama Bankası A.Ş. (Takasbank) tarafından işletilmektedir.
- Bölgesel kısıtların sistematik olması durumunda kısıtlar esas alınarak bölgesel piyasa ve fiyat oluşturulması mümkün hale gelmiştir.
- Piyasa katılımcılarına portföy altında birleşerek dengesizlik fiyatlarına daha az maruz kalmaları sağlanacak şekilde düzenleme yapılmıştır.
- Dengeleme Güç Piyasasının fiyatlandırılma mekanizmasında değişiklikler yapılarak katılımcıların portföylerini Gün Öncesi Piyasasında dengelemeleri teşvik edilmiştir.

1.2.8 ELEKTRİK PİYASASI YAN HİZMETLER YÖNETMELİĞİ

17.12.2011 tarihli ve 28145 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelikler ile;

- Yan hizmet sertifikalarının TÜRKAK veya TÜRKAK ile karşılıklı tanıma anlaşması bulunan akreditasyon kurumları tarafından yan hizmetler performans testleri yapmak üzere ve TÜRKAK’tan uygunluk belgesi almış, TS EN ISO IEC 17020 standardına göre A Tipi muayene kuruluşu olarak akredite edilmiş firmalar tarafından verilir.
- Primer frekans kontrol rezerv miktarı sağlamak üzere Sistem İşletmecisine bildirimde bulunmuş olan bir üretim tesisinin, dengeleme güç piyasası kapsamında Sistem İşletmecisinden almış olduğu bir yük atma talimatı sebebiyle devre harici olması durumunda, ilgili üretim tesisinin bu süre boyunca gün öncesinden bildirimde bulunmuş olduğu primer frekans kontrol rezerv miktarını sağladığı kabul edilir.
- Devrede olan bir üretim tesisinin ünite/ünitelerinin, primer frekans kontrol hizmetine katılımını engelleyen bir arıza sebebiyle bildirimde bulunduğu primer frekans kontrol rezerv miktarını sağlayamaması veya beklenmedik işletme şartları sebebiyle devre harici olması veya minimum kararlı üretim düzeyinin altına düşmesi durumlarında, olayı müteakiben önce sözlü daha sonra da takip eden ilk iş gününde ilgili BYTM’ye yazılı bildirimde bulunulması koşulu ile, ilgili gün için cezai yaptırımlar uygulanmaz.
- Sekonder frekans kontrol tepkisi sağlanabilmesi için kapasite oluşturmak amacıyla verilen yük alma ve yük atma talimatları 2 (iki) kodu ile etiketlenir ve ilgili saat için sistem marjinal fiyatının belirlenmesinde dikkate alınmaz.

şeklinde düzenlemeler yapılmıştır. Ayrıca üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere sekonder frekans kontrol hizmet bedeline ek olarak, Dengesizlik Geri Ödemesi de yapılacağı getirilmiştir. Üreticiler tarafından sağlanan yan hizmetlere ilişkin ödemelerin hesaplanması, ödeme bildirimleri ve faturalandırmaya ilişkin maddelerde çeşitli değişiklikler yapılmıştır.

1.2.9 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ BELGELENDİRİLMESİ VE DESTEKLENMESİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK

21.07.2011 tarihli ve 28001 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik, 10.05.2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanununun 5, 6, 6/A, 6/B ve 11'inci maddeleri ile 20.2.2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 5'inci maddesi hükümlerine dayanılarak hazırlanmıştır.

Yönetmelik çerçevesinde üretim lisansı sahibi tüzel kişilere yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi verilmesi ile 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamında işletilecek YEK Destekleme Mekanizmasının kuruluşu ve işleyişini düzenlemek amacıyla kamu tüzel kişilerinin görev ve yetkileri ile ilgili gerçek ve tüzel kişilerin hak ve sorumluluklarına ilişkin usul ve esaslar düzenlemiştir.

1.2.10 ELEKTRİK PİYASASINDA FAALİYET GÖSTEREN ÜRETİM VE DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN LİSANSLARI KAPSAMINDAKİ FAALİYETLERİNİN İNCELENMESİNE VE DENETLENMESİNE İLİŞKİN YÖNETMELİĞİ

Elektrik Piyasasında Faaliyet Gösteren Üretim ve Dağıtım Şirketlerinin Lisansları Kapsamındaki Faaliyetlerinin İncelenmesine ve Denetlenmesine İlişkin Yönetmelik 12.10.2011 tarihli ve 28082 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanununun 6/C maddesine dayanılarak hazırlanmıştır.

Bu Yönetmelik, Kurumdan elektrik üretim ve dağıtım lisansı almış olan şirketlerin lisansları kapsamındaki faaliyetlerinin, 10.05.2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ile 20.02.2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve elektrik piyasası ile ilgili mevzuat kapsamında Kurum adına denetim şirketleri tarafından incelenmesine ve denetlenmesine ilişkin usul ve esasları kapsamaktadır.

1.3 KURUL KARARLARI

Kanunun 5'inci maddesinin altıncı fıkrasının (b) bendi ve Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliğinin 10'uncu maddesi hükümleri uyarınca, 2011 yılı için serbest tüketici limitinin 30.000 kWh olarak uygulanmasına, 26.01.2011 tarihli ve 3054 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir.

Elektrik Piyasası Kanununun 2'nci maddesinin dördüncü fıkrasının (a) bendinin üçüncü alt bendi uyarınca, bir otoprodüktörün bir takvim yılı içerisinde lisansına dercedilen yıllık ortalama elektrik enerjisi üretim miktarının piyasada satabileceği oranının 2012 yılı için % 40 olarak uygulanmasına 27.12.2011 tarihli ve 3584 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir.

Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar" çerçevesinde hazırlanan ekteki "OSOS kapsamına dahil edilecek sayaçların, haberleşme donanımının ve ilave teçhizat ve altyapının asgari teknik özellikleri" ve "Tahmini Tüketim Değeri Belirleme Metodolojisi" 20.10.2011 tarih ve 3465/100 sayılı Kurul Kararı ile onaylanmıştır.

TEİAŞ tarafından önerilen primer frekans kontrol birim hizmet bedelinin 2011 yılı 4. çeyreği için 1,73 TL/MWh olarak 18.08.2011 tarihli ve 3387 sayılı Kurul Kararı ile belirlenmiştir.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 10'uncu maddesinin üçüncü fıkrasının (c) bendi hükmü çerçevesinde, banka teminat mektubu tutarına ilişkin üst sınırın 157.200.000 (yüz elli yedi milyon iki yüz bin) TL olarak 11.08.2011 tarihli ve 3354/46 sayılı Kurul Kararı ile belirlenmiştir.

24.03.2011 tarihli ve 3135 sayılı Kurul Kararı ile 01.04.2011 tarihinden itibaren uygulanmak üzere onaylanan tarife tablolarının; 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun geçici 9'uncu maddesi, Yüksek Planlama Kurulunun 14.2.2008 tarihli ve 2008/T-5 sayılı kararı ile kabul edilen Enerji KİT'lerinin Uygulayacağı Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Mekanizması Usul ve Esasları, ilgili mevzuat ile elektrik dağıtım şirketlerinin talepleri çerçevesinde 30.06.2011 tarihli ve 3300 sayılı Kurul Kararı ile güncellenmiştir.

27.12.2006 tarihli ve 1040 sayılı Kurul Kararının a) maddesinde belirlenmiş olan Dağıtım Bölgeleri Dağıtım Kayıp Katsayıları tablosundaki "Dağıtım Kayıp Katsayıları (DKK)"nın 01.01.2011 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere 0 (sıfır) olarak uygulanmasına 19.01.2011 tarih ve 3035 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir.

Elektrik Piyasası Kanununun 2'nci maddesinin dördüncü fıkrasının (a) bendinin 3'üncü alt bendi uyarınca bir otoprodüktörün bir takvim yılı içerisinde lisanslarına dercedilen yıllık ortalama elektrik enerjisi üretim miktarının piyasada satabileceği oranının 2011 yılı için %20 olarak uygulanmaya devam edilmesine 06.01.2011 tarihli ve 3003/43 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir.

İthalat ve İhracata İlişkin Dengeleme ve Uzlaştırma Usul ve Esasları 17.07.2011 tarihli ve 3301/44 sayılı Kurul Kararı ile onaylanmıştır.

Elektrik Piyasası İthalat Ve İhracat Yönetmeliği Uyarınca Kapasite Tahsisine ve İkincil Ticari İletim Hakkı Piyasasına İlişkin Usul ve Esaslar 02.06.2011 tarihli ve 3258 sayılı Kurul Kararı ile onaylanmıştır.

Elektrik Piyasası Kanununun 2'nci maddesinin dördüncü fıkrasının (a) bendinin 3'üncü alt bendi uyarınca bir otoprodüktörün bir takvim yılı içerisinde lisanslarına dercedilen yıllık ortalama elektrik enerjisi üretim miktarının piyasada satabileceği oranının 2012 yılı için %40 olarak uygulanmasına 27.12.2011 tarihli ve 3584/35 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir.

2. ÜRETİM, TÜKETİM VE LİSANSLAR

Bu bölümde 2011 yılı üretim, tüketim, ithalat ve ihracat verileri ile kurumumuz tarafından verilen lisanslar değerlendirilmiştir. Söz konusu verilerine yıllar itibariyle gelişimi gösterilerek değişimine ilişki tespitlerde bulunulmuştur.

2.1 ÜRETİM VE TÜKETİM

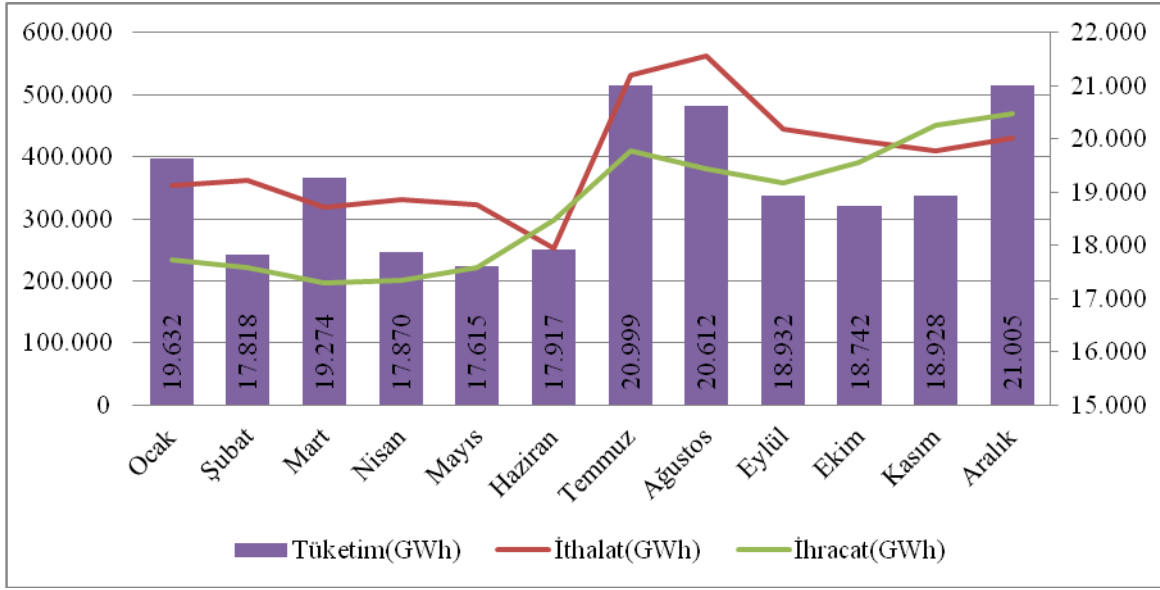
Aşağıdaki genel tabloda 2011 yılı itibariyle üretim ve tüketime ilişkin veriler geçtiğimiz yıllardaki değerler ile beraber gösterilmiştir.

Tablo 2-1: Genel Üretim ve Tüketim

	Birim	2009	2010	2009-2010 (Değişim)	2011	2010-2011 (Değişim)
Kurulu Güç	MW	44,761	48,591	8.6%	52,911	8.9%
Puant Talep	MW	29,870	33,392	11.8%	36,122	8.2%
Üretim	GWh	194,813	210,182	7.9%	229,395	9.1%
İthalat	GWh	812	1,883	131.9%	4,556	142.0%
İhracat	GWh	1,546	2,675	73.0%	3,645	36.3%
Tüketim	GWh	194,079	210,434	8.4%	229,319	9.0%

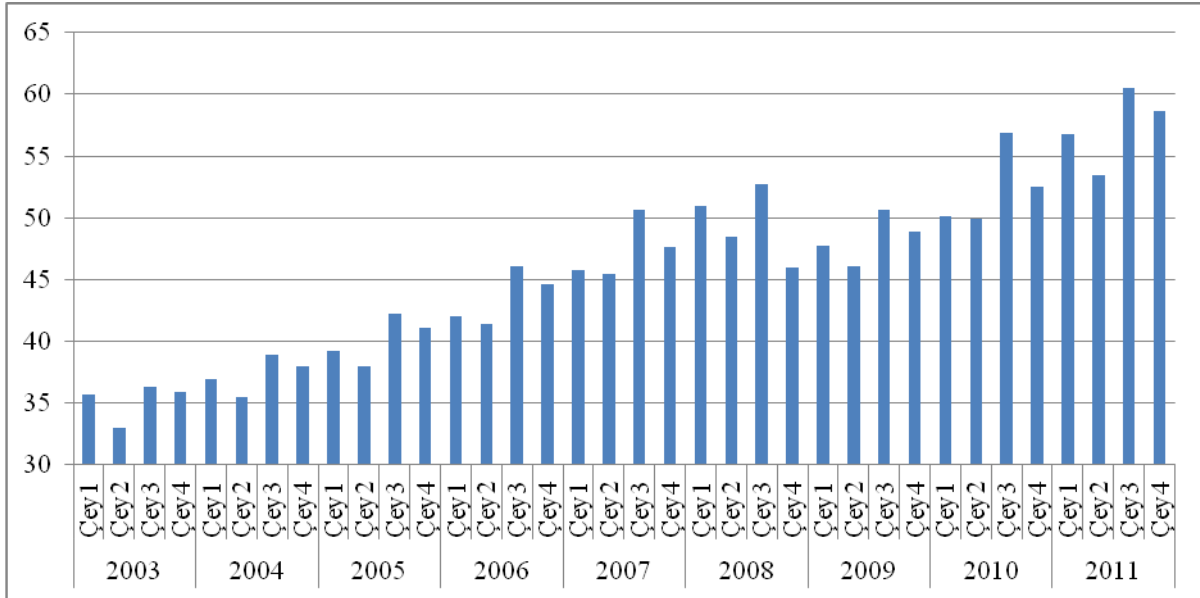
Tabloda görüldüğü üzere üretim ve tüketim de önceki yıllara göre önemli artış gerçekleşmiştir. Özellikle ithalat miktarında bir buçuk katından daha fazla artış görülmektedir. İhracattaki artış ise 2010 yılındaki artıştan az olmakla beraber yüksek gerçekleşmiştir. Tabloda görüldüğü üzere üretim ve tüketim değerleri birbirlerine çok yakın olup, ithalat ve ihracatın oransal olarak değeri küçüktür. Aşağıdaki şekilde tüketim, ithalat ve ihracat değerlerinin aylık kırılımları gösterilmiştir.

Şekil 2-1: Aylık Tüketim, İthalat ve İhracat



Özellikle temmuz ve ağustos ayları ile aralık ve ocak aylarında tüketim önemli oranda artış görülmektedir. Bu durumun daha çok sıcaklıklara ilgili olduğu değerlendirilmektedir. Öte yandan, haziran ayından itibaren ithalat ve ihracat değerleri yaklaşık iki katına yükselmiştir. Aşağıdaki şekilde tüketimin çeyrekler itibariyle gelişim gösterilmektedir.

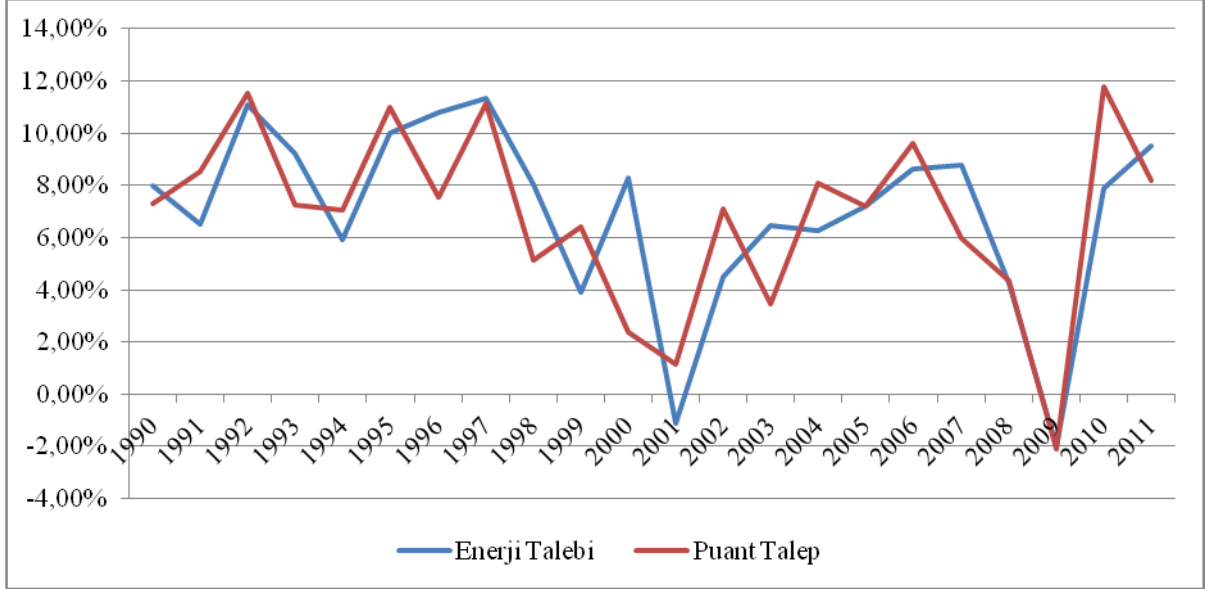
Şekil 2-2: Tüketimin Gelişimi



Çeyrekler bazında tüketim incelendiğinde tüketimin dalgalı bir seyir gösterdiği görülmektedir. Yılın özellikle ikinci çeyreği olan bahar aylarında tüketim düşerken, genel olarak üçüncü çeyreği olan yaz aylarında en yüksek değerine ulaşmaktadır. Genel olarak kış ve yaz aylarını içeren birinci ve üçüncü

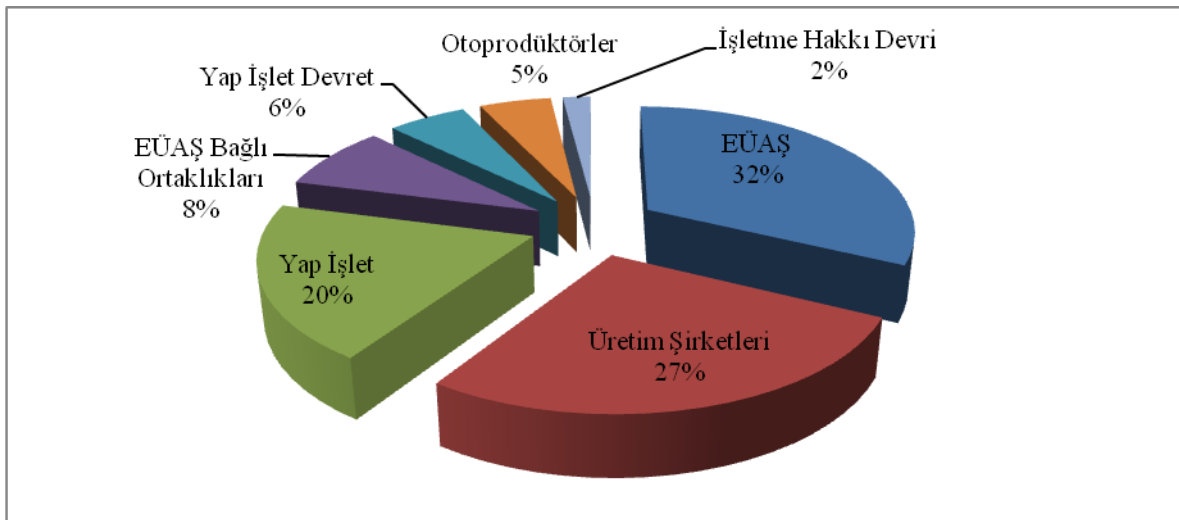
çeyreklerde tüketim yüksek gerçekleşirken, bahar aylarını içeren ikinci ve dördüncü çeyrekte düşük gerçekleşmektedir. Yıllar itibariyle puan ve enerji talebinin değişimi aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.

Şekil 2-3: Puan ve Enerji Talep Artışı



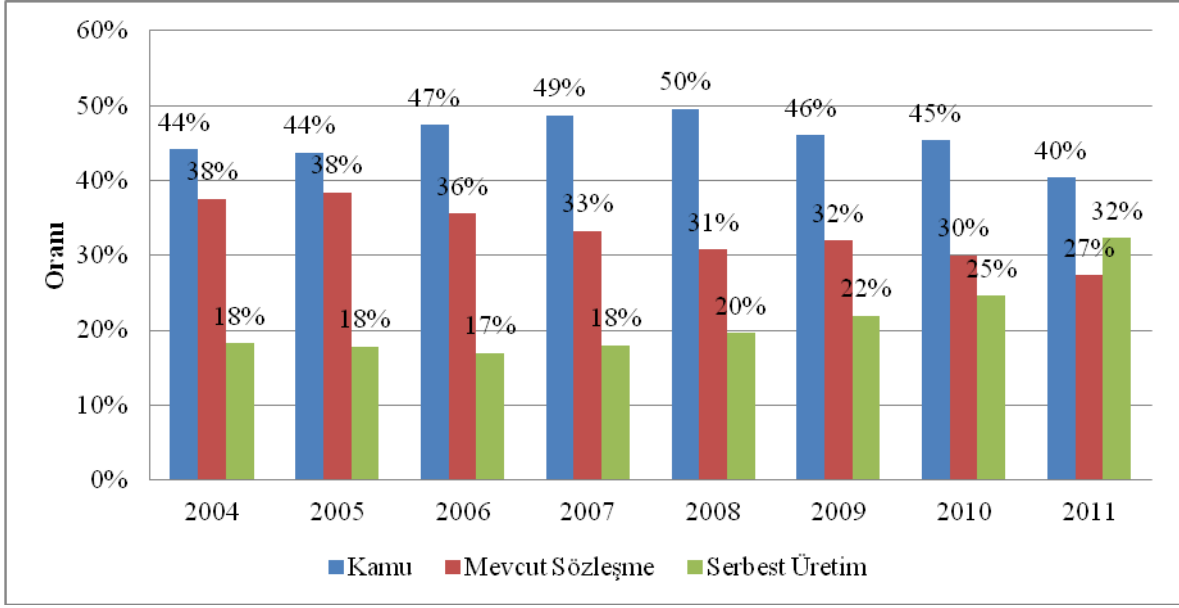
Puant ve enerji talebi incelendiğinde puan ve enerji talebinin genel olarak birbirlerine paralel değiştiği, aynı zamanda dalgalı bir seyir izlediği görülmektedir. Kriz yılları çıkartıldığında ortalama büyüme değerlerinin yüksek olduğu ve genel olarak %6'nın üzerinde gerçekleştiği görülmektedir.

Şekil 2-4: Üretimin Kuruluşlara Dağılımı



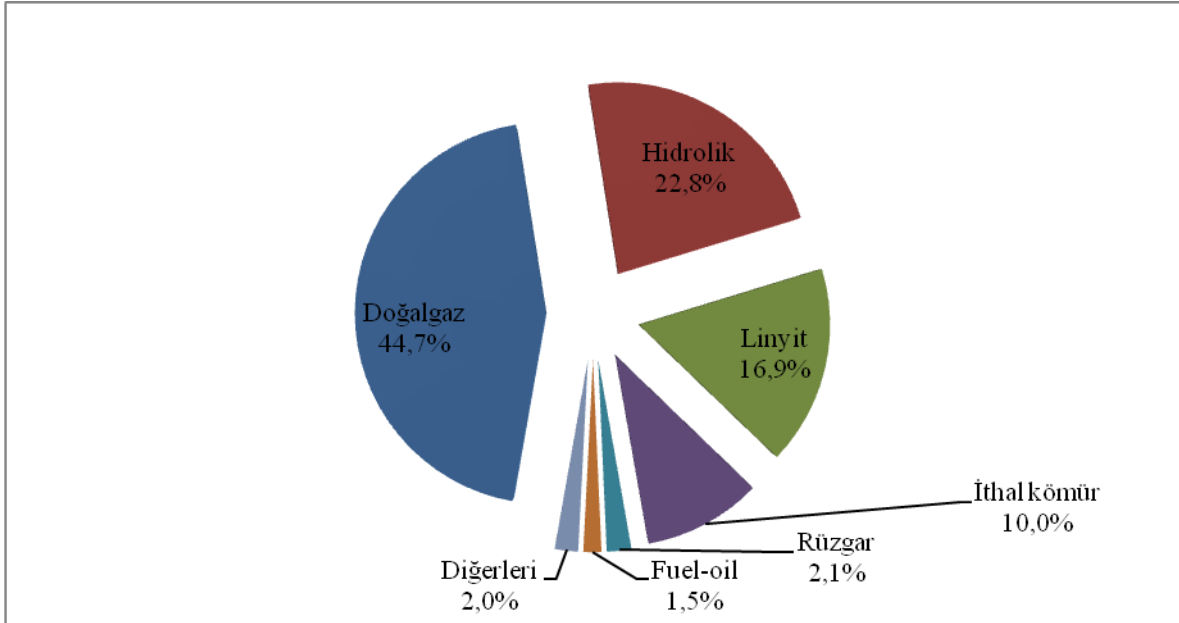
Yukarıdaki şekilde Türkiye üretiminin kuruluşlara dağılımı gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere EÜAŞ bağlı ortaklıkları ile beraber %40 paya sahiptir. Mevcut sözleşmeler ile alınan toplam enerjinin oranı %28 olarak gerçekleşmiştir. Bu durumda 2012 itibaiyle piyasada kamunun payı %68 olarak gerçekleşmiştir. Piyasada serbest üretim ise %32 olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 2-5: Üretimin Kamu-Özel Olarak Gelişimi



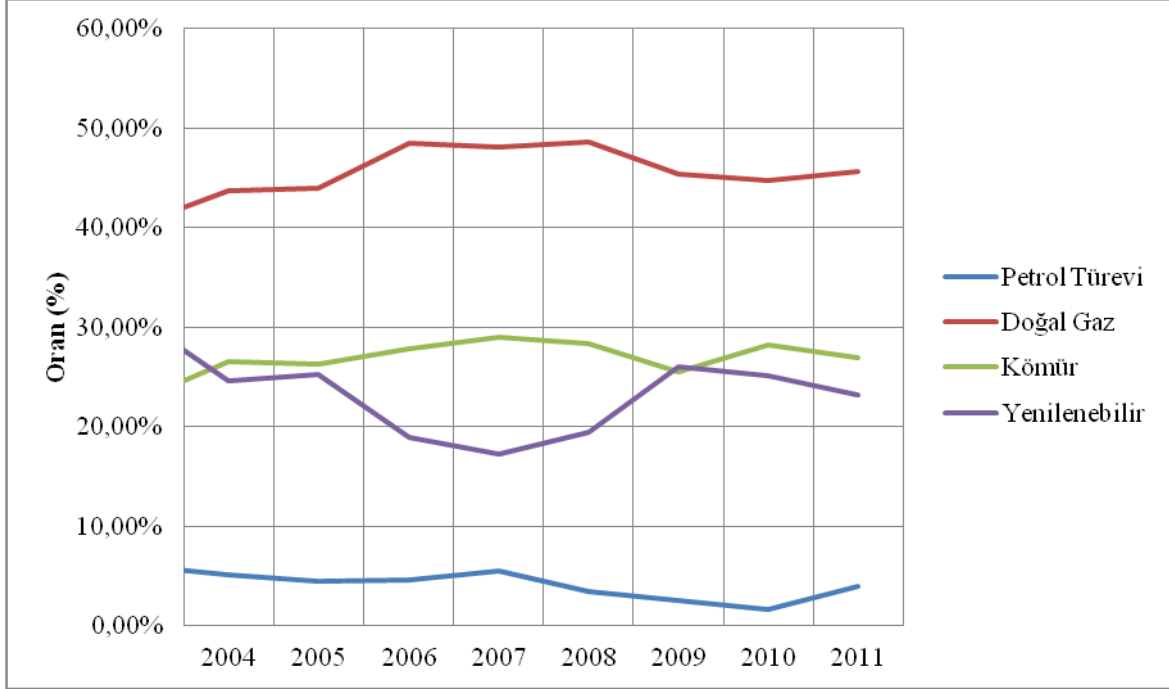
Benzer şekilde, yukarıdaki şekilde üretimin yıllar itibariyle gelişimi gösterilmektedir. Serbest üretimin payı 2006 yılından itibaren istikrarlı bir şekilde artarken, mevcut sözleşmelerin payı azalmaktadır. Bu artışta 2006 yılında yürürlüğe giren ve marjinal fiyatlandırmanın kullanıldığı Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği'nin etkili olduğu değerlendirilmektedir. Bu artışın sonucu olarak 2011 yılında serbest üretimin payı mevcut sözleşmelerin üretimdeki payını geçmiştir. Aşağıdaki şekilde Türkiye üretiminin kaynaklara dağılımı gösterilmiştir.

Şekil 2-6: Üretimin Kaynaklara Dağılımı



2011 yılı itibariyle üretimde doğalgazın payı yaklaşık %45 olarak gerçekleşken, linyit ve ithal kömürün toplam payı yaklaşık %27 olarak gerçekleşmiştir. Hidrolik ve rüzgarın üretimdeki payı toplamda %25'e yaklaşmıştır. Üretimin kaynaklara göre yıllar itibariyle gelişimi şu şekildedir.

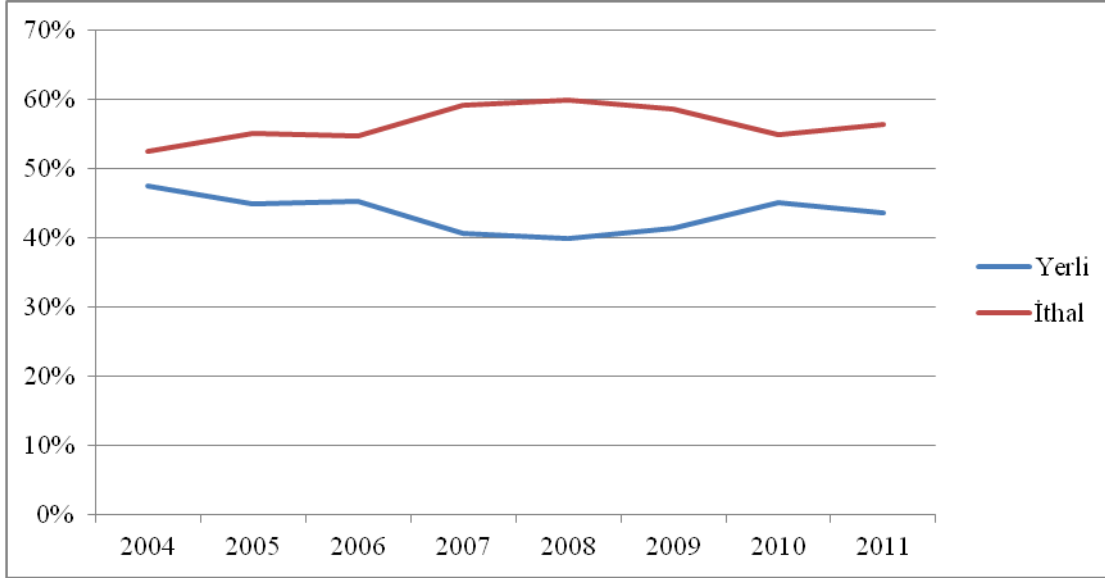
Şekil 2-7: Üretimin Kaynaklara Göre Gelişimi



Şekilde görüldüğü üzere doğalgazın payında son yıllarda azalma görülmekle beraber genel olarak %40 ile %50 aralığında değişmektedir. Benzer şekilde kömürün payı da %25 ile %30 arasında değişim göstermektedir. Yenilenebilir enerjinin payı 2007-2009 dönemide artmış olmakla beraber son yıllarda belirli oranda düşüş görülmüştür. Yenilenebilir kaynakların payı kömürden üretilen enerjinin payına yaklaşmıştır. Yenilenebilirliklere ilişkin teşvik mekanizmasının henüz devreye girmesi ve sadece 2011 yılı aralık ayında uygulanması nedeniyle, mekanizmanın etkisinin ölçülmesi için erken olduğu değerlendirilmektedir.

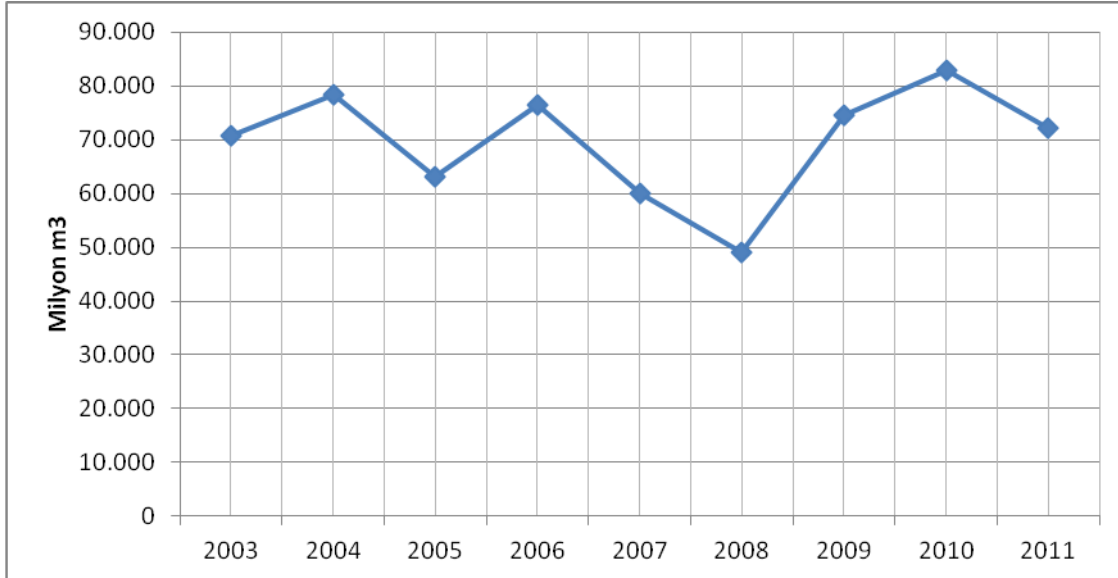
2011 yılı itibariyle üretimin %44'ü yerli kaynaklar kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Üretimin yerli ve ithal olarak gelişimi incelendiğinde ithal kaynaklardan üretimin geçmiş yıllarda daha yüksek olduğu görülmektedir. İthal kaynaklardan üretimimizi temel olarak doğalgaz ve ithal kömürden yapılan üretim oluşturmaktadır.

Şekil 2-8: Üretimin Yerli ve İthal Olarak Gelişimi



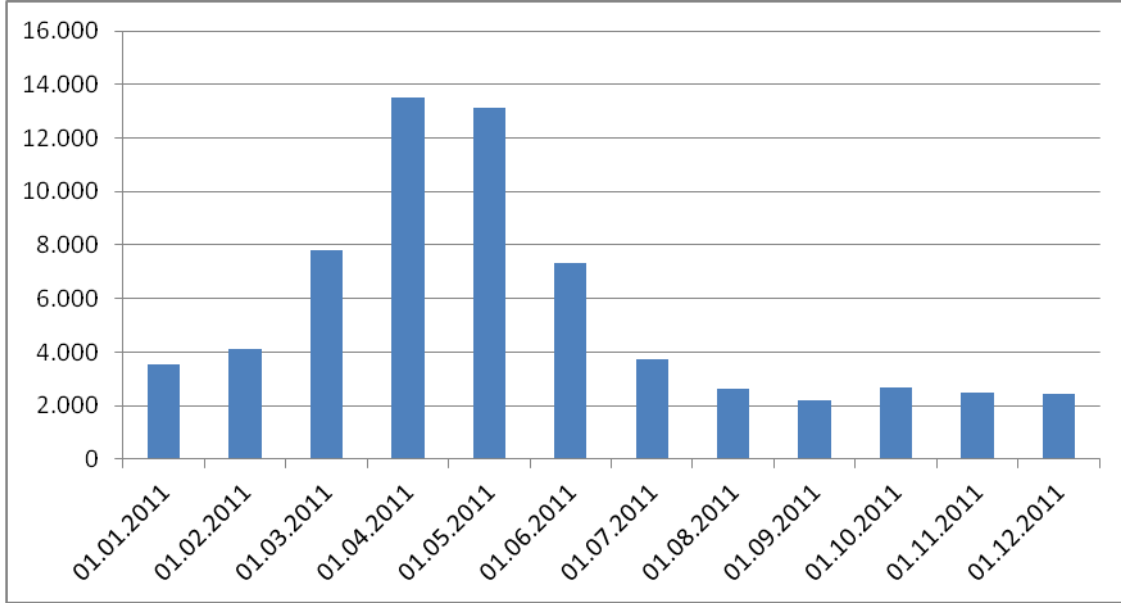
Öte yandan yerli üretimimiz büyük oranda hidrolik ve linyit kaynaklardan yapılan üretimden oluşmaktadır. Bu bağlamda ithalata bağımlılığımız su gelirlerimiz ile yakından ilişkilidir. Aşağıdaki şekilde barajlarımızdaki su gelirlerimizin yıllar itibariyle değişimi görülmektedir. Su gelirlerimiz ithalata bağımlılığımız ile beraber incelendiğinde su gelirlerimizin düştüğü 2007-2009 yılları arasında ithalata bağımlılığımızın yükseldiği görülmektedir.

Şekil 2-9: Su Gelirlerinin Yıllar İtibariyle Gelişimi



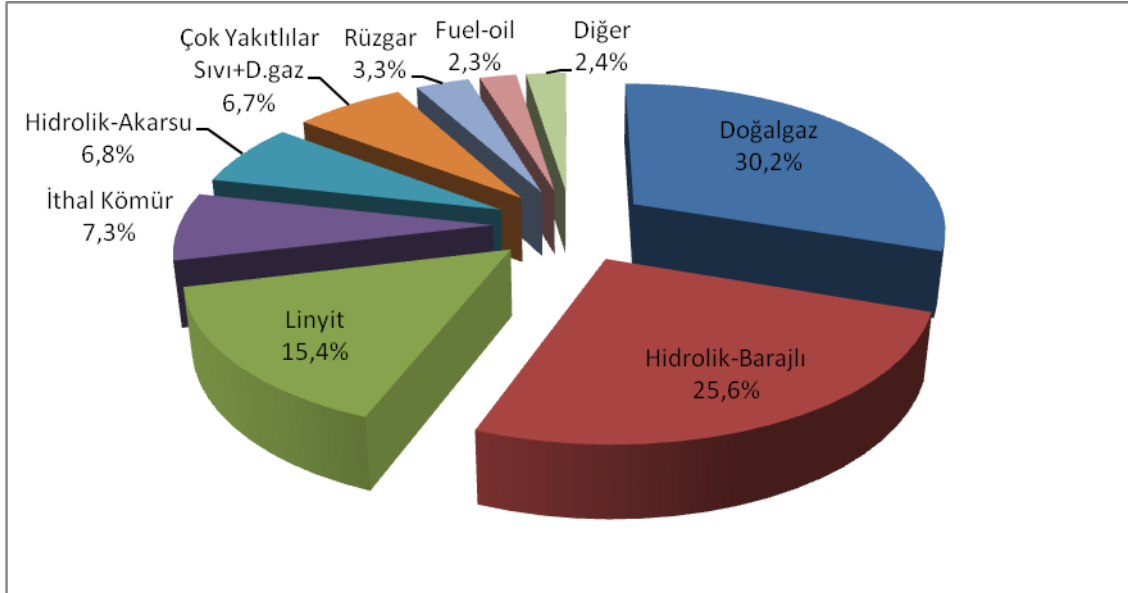
2011 yılı itibariyle su gelirleri incelendiğinde su gelirlerimizin büyük oranda mevsimsellik gösterdiği görülmektedir. Su gelirleri en yüksek değerine bahar aylarına ulaşmakta olup, yaz ve son bahar aylarında tedrici bir azalma göstererek altıda birine kadar düşmektedir.

Şekil 2-10: Su Gelirlerinin Aylık Değişimi



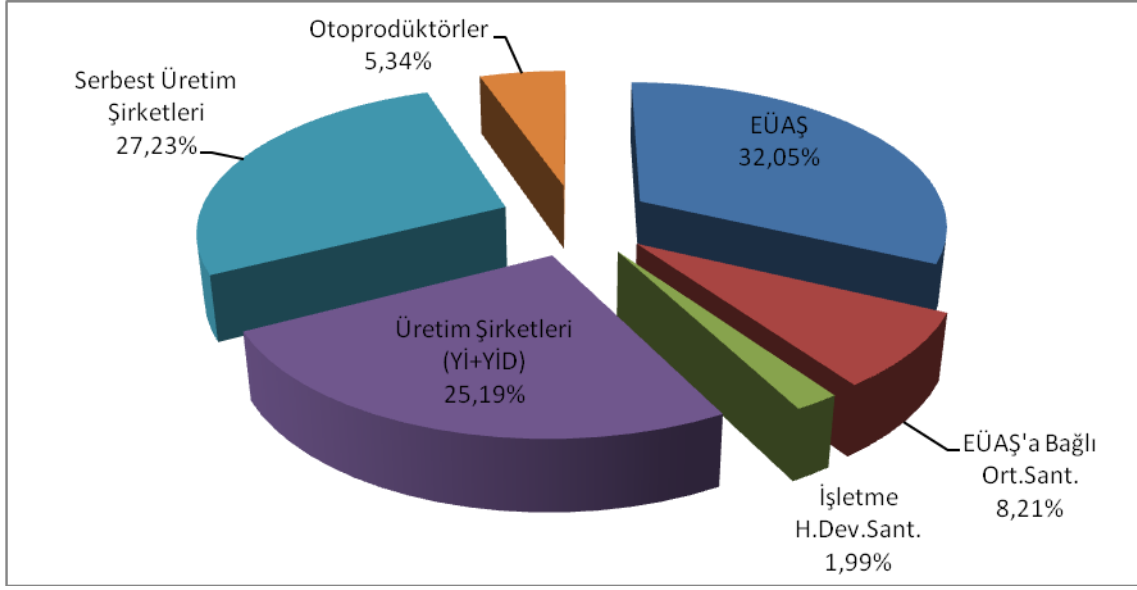
Aşağıdaki şekilde Türkiye kurulu gücünün kaynaklara dağılımı gösterilmektedir. Kurulu gücün yaklaşık %36'sı yenilenebilir enerji kaynaklarına ait olduğu görülmektedir. Yenilebilir kurulu gücünün çok büyük kısmını hidrolik kapasite oluşturmaktadır. Rüzgar ve jeotermalin payı çok kısıtlıdır. Doğalgazın payının ise %30,2 olduğu görülmektedir.

Şekil 2-11: Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımı



Ülke kurulu gücünün kuruluşlara dağılımı aşağıdaki şekilde gösterilmiştir. EÜAŞ ve EÜAŞ'a bağlı ortaklıklar %40 paya sahip, olup serbest üretim şirketlerinin ve otoprodüktörlerin toplam payı %33'tür.

Şekil 2-12: Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı



2.2 LİSANSLAR

EPDK tarafından üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, OSB dağıtım ve OSB üretim lisansları verilmektedir. İletim lisansı iletim sisteminin sahibi ve işletmecisi olarak sadece TEİAŞ'a verilmiş olup, şuana kadar OSB üretim lisansı verilmemiştir. Kurumca verilen ve halen yürürlükte olan lisansların türlerine ve lisans veriliş yıllarına göre dağılımı aşağıda gösterilmiştir:

Tablo 2-2: Lisansların Yıllara ve Türlerine Göre Dağılımı

Lisans Türü	Lisansın Verildiği Yıl (Lisans Sayısı – Adet)									2011 Yılı Sonu Lisans Sayısı ^{1,2} (Adet)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
İletim Lisansı	1									1
Dağıtım Lisansı				19		1	1	1		21
Perakende Satış Lisansı				19		1	1	1		21
Toptan Satış Lisansı	6	10	4	4	3	6	8	48	53	139
OSB Dağıtım Lisansı					57	49	13	8	11	137
Üretim Lisansı	137	52	55	86	185	222	168	120	311	1231
Otoprodüktör Lisansı	105	14	18	18	10	22	8	16	40	234
Toplam	249	76	77	146	255	301	199	194	415	1912

2011 yılı itibariyle özellikle verilen üretim, otoprodüktör ve toptan satış lisanslarında önemli artış gerçekleşmiştir. Bu durum, oluşturulan piyasa yapısına ve EPDK'ya olan güvenin tesis edildiğine ve piyasada rekabetin geliştiği yönünde değerlendirilmektedir. Elektrik üretimi için verilen lisansların kaynaklara dağılımı aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

¹ İptal edilen lisanslar tabloda yer almamaktadır.

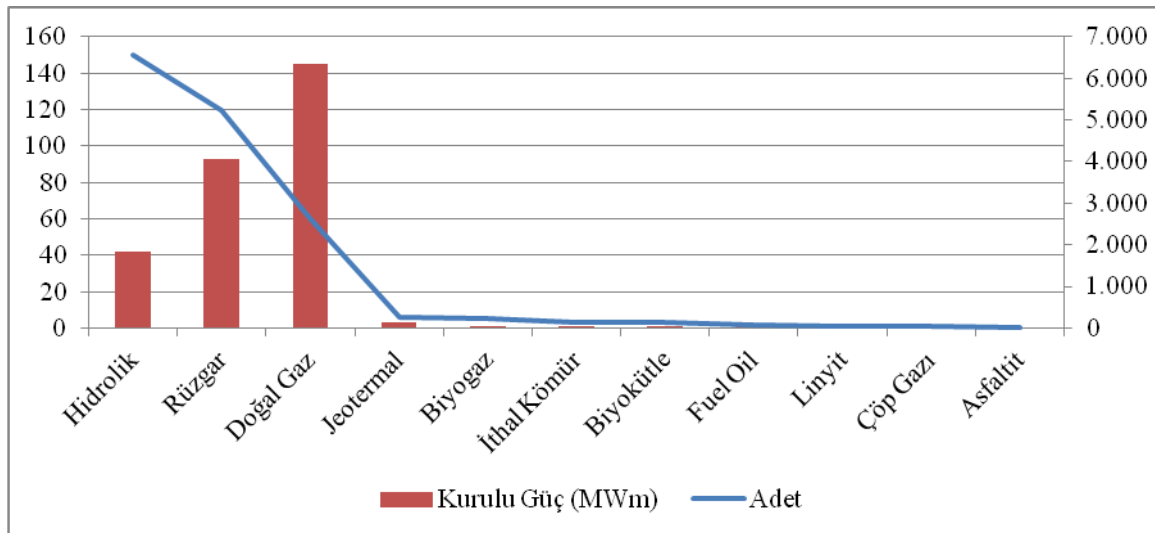
² Mevcut 1 adet otoprodüktör grubu lisansı tabloda yer almamaktadır.

Tablo 2-3: Lisansların Kaynak Türlerine Dağılımı

Kaynak / Yakıt	2011		Toplam	
	Adet	Kurulu Güç (MWm)	Adet	Kurulu Güç (MWm)
Hidrolik	150	1841,16	760	19483,33
Doğal Gaz	60	6332,90	278	20256,21
Rüzgar	120	4070,20	209	7479,25
Jeotermal	6	139,14	17	401,05
Fuel-oil	2	60,03	35	1246,08
Linyit	1	38,10	33	4379,68
İthal Kömür	3	20,12	21	9070,93
Biokütle	3	13,63	5	16,43
Biyogaz	5	8,89	14	22,34
Çöp Gazı	1	5,80	9	120,02
Asfaltit	0	0,00	2	688,75
Toplam	351	12.530	1.383	62.475

2011 yılında adet olarak en çok hidroelektrik santrallere lisans verilmekle beraber kapasite açısında değerlendirildiğinde doğalgaz lisanslarının ilk sırayı aldığı görülmektedir. Bu durumda, hidrolik lisans başvuru sayısının artmasına karşın başvuruların küçük kapasiteler için yapıldığı anlaşılmaktadır. Rüzgar lisanslarının ise toplam kapasite açısından 4,070 MW kurulu gücü ile ikinci sırayı aldığı görülmektedir.

Şekil 2-13: 2011 yılında Verilen Lisansların Dağılımı



2011 yılında verilen lisansların toplam kurulu gücü 12.530MW olarak gerçekleşmiştir. 2011 yılında özellikle verilen rüzgar lisanslarında hem sayı hem de kapasite olarak ciddi artış gözlenmiştir. Bu artışta geçtiğimiz yıl etkisini gösteren lisanssız elektrik üretim ile yenilenebilir enerji mevzuatının

etkisi olduğu değerlendirilmektedir. Aşağıdaki şekilde şuna dek verilen lisansların adedi ve toplam kapasitesi yer almaktadır. Yukarıdaki şekil ile beraber değerlendirildiğinde, 2011 yılında hidrolik lisansların ortalama kurulu gücünün düştüğü görülmektedir.

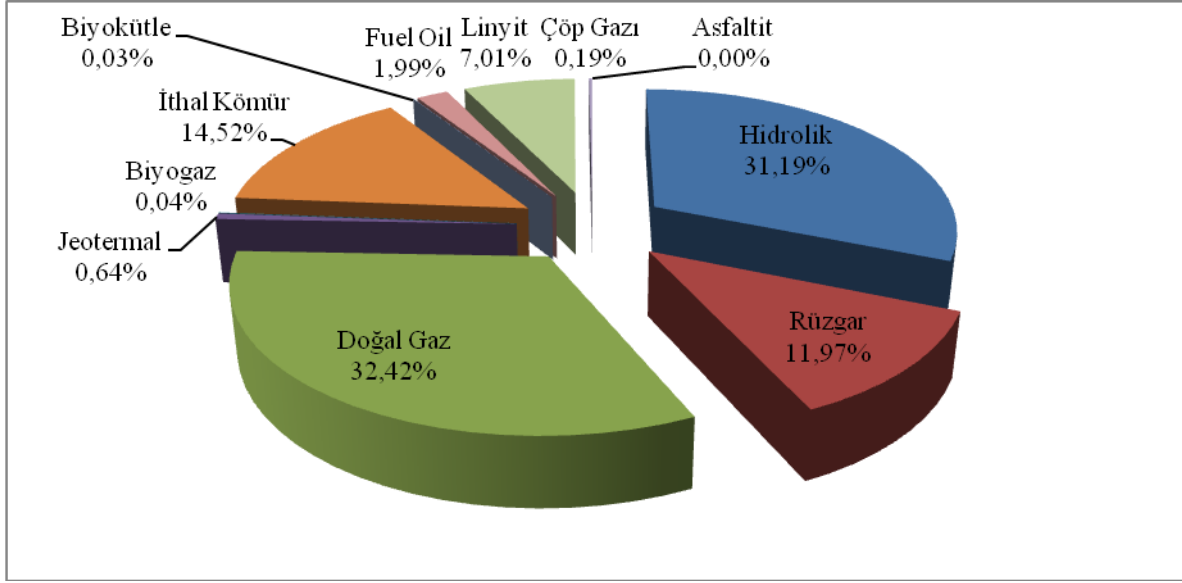
Şekil 2-14: Verilen Tüm Lisansların Dağılımı



Aşağıdaki şekilde verilen lisansların kurulu gücünün kaynaklara dağılımı gösterilmiştir. EPDK tarafından verilen lisansların kapasitesinin yaklaşık %45'nü yenilenebilir kaynaklar oluşturmaktadır. Söz konusu oran, halihazırdaki ülke kurulu gücü ile karşılaştırıldığında, doğalgazın ve hidroliğin paylarında önemli değişim olmayacağı ancak linyitin payı azalırken, rüzgar ve ithal kömürün payının ciddi oranda artacağı öngörülmektedir³.

³ Burada lisans kurulu güçleri dikkate alınmış olup, gerçekleştirmeler bu değerlerden farklı olabilmektedir.

Şekil 2-15: Verilen Tüm Lisansların Kurulu Gücünün Kaynaklara Dağılımı



3. TOPTAN SATIŞ PİYASASI

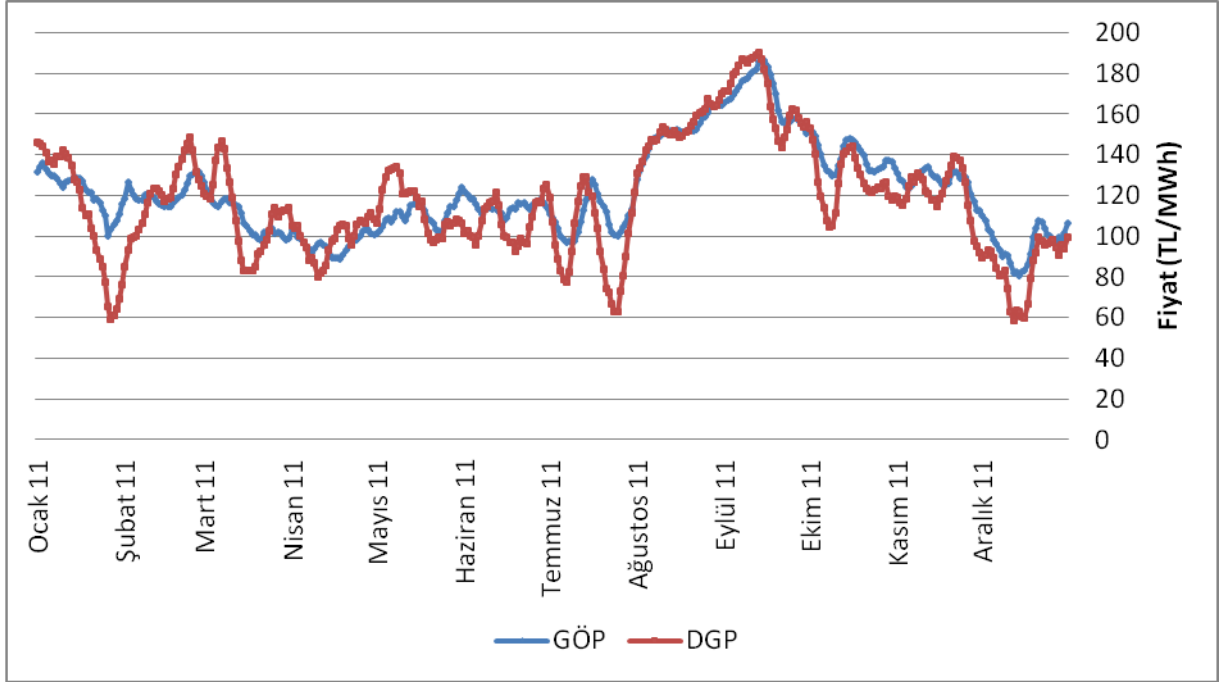
Bu bölümde 2011 yılı itibariyle toptan satış piyasasında meydana gelen gelişmeler incelenmiştir ve önceki yıllar ile beraber değerlendirilmiştir. Bu çerçevede GÖP ve DGP’de oluşan fiyatlar, hacimler ile verilen talimatlar sunulmuştur. Ayrıca piyasa yapısında meydana gelen değişiklikler açıklanmıştır.

3.1 GÜN ÖNCESİ PİYASASI (GÖP)

Bilindiği üzere 01.12.2011 tarihinden itibaren Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin uygulanmasında son aşama olan Gün Öncesi Piyasası aşamasına geçilmiştir. Yeni piyasa yapısı ile beraber teminat mekanizması uygulamaya sokulmuş olup, bu çerçevede, PMUM’a kayıtlı piyasa katılımcılarının, GÖP’te yapmış oldukları işlemlerden ötürü teminat yatırımları gerekmektedir. Söz konusu düzenlemeye ek olarak, katılımcıların portföy oluşturmalarına imkan tanınmıştır. Son olarak, sistem kısıtlarının sistematik olarak devam etmesi durumunda TEİAŞ, kısıtları dikkate alarak bölgesel fiyatlandırmaya geçebilecektir.

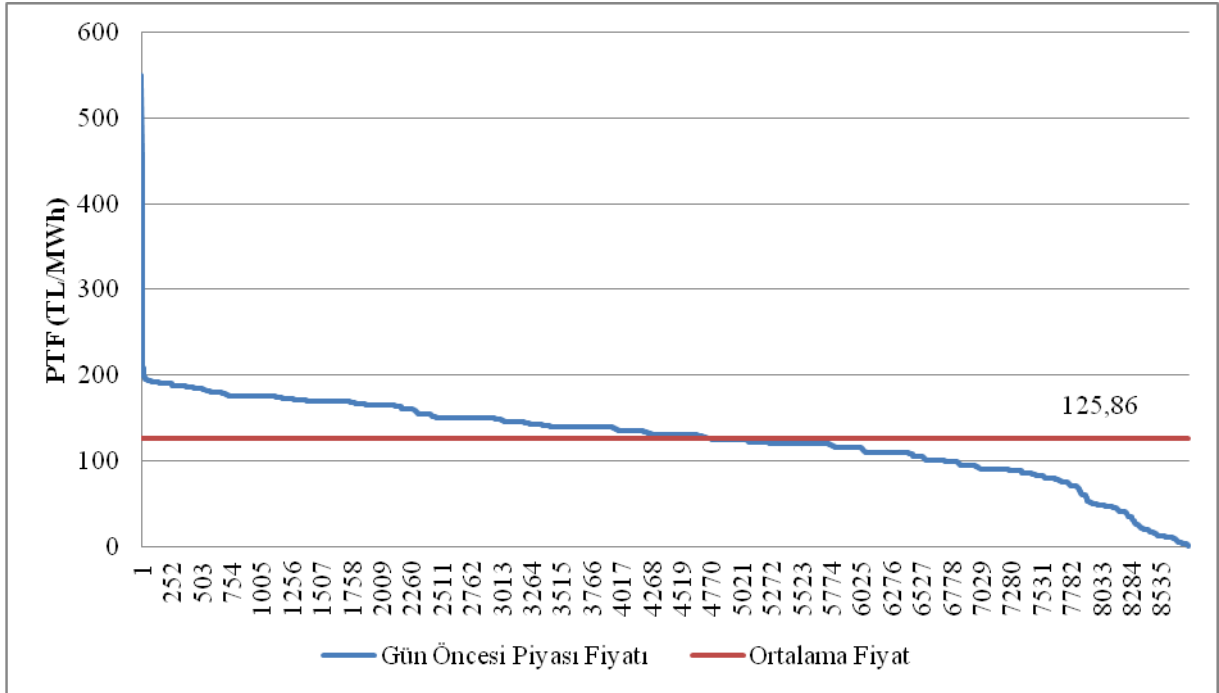
ŞEKİL 3-1’de GÖP ve DGP fiyatlarının 7 günlük Hareketli ortalamaları verilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere GÖP ve DGP fiyatları genel olarak birbirine yakın seyretmekte ve özellikle ağustos ve ekim aylarında en yüksek değerlerine ulaşmaktadırlar.

Şekil 3-1: GÖP ve DGP Ortalama Fiyatları (7 Günlük Hareketli Ortalama)



Aşağıdaki şekilde 2011 yılı itibariyle tertiplenmiş GÖP fiyatları, ortalama fiyat ile beraber gösterilmiştir.

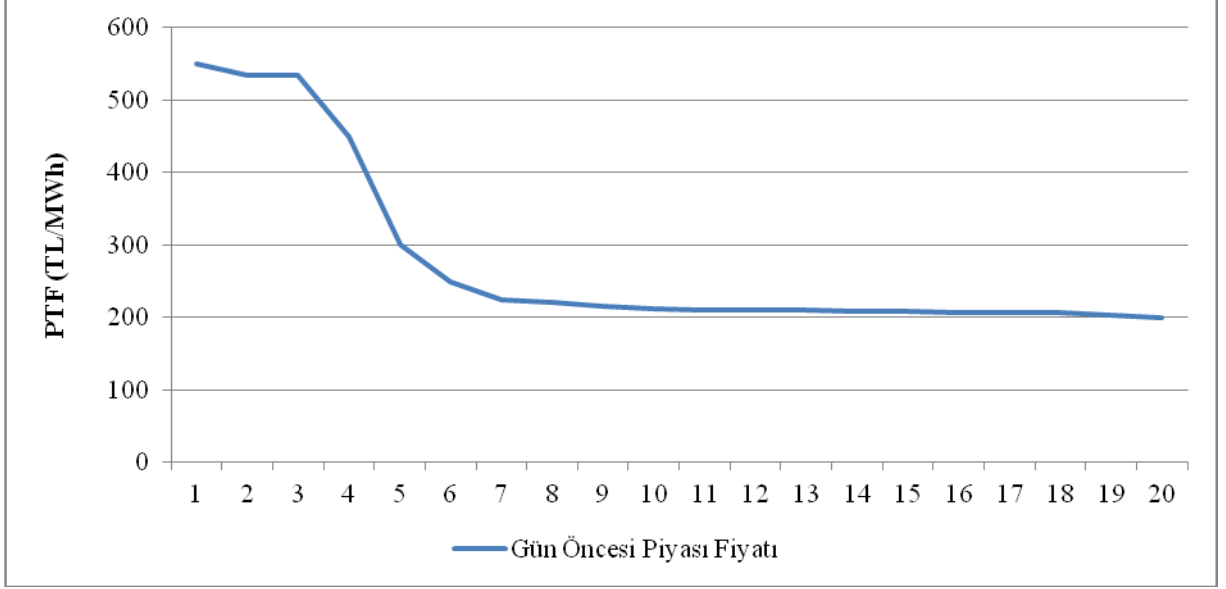
Şekil 3-2: Gün Öncesi Piyasası Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi



Şekilde görüldüğü üzere fiyatlar genel olarak 100-200 TL/MWh aralığında seyretmekle beraber yılın çok kısıtlı bir zaman diliminde çok yüksek değerlere çıkmıştır. Nitekim aşağıdaki şekilde görüldüğü

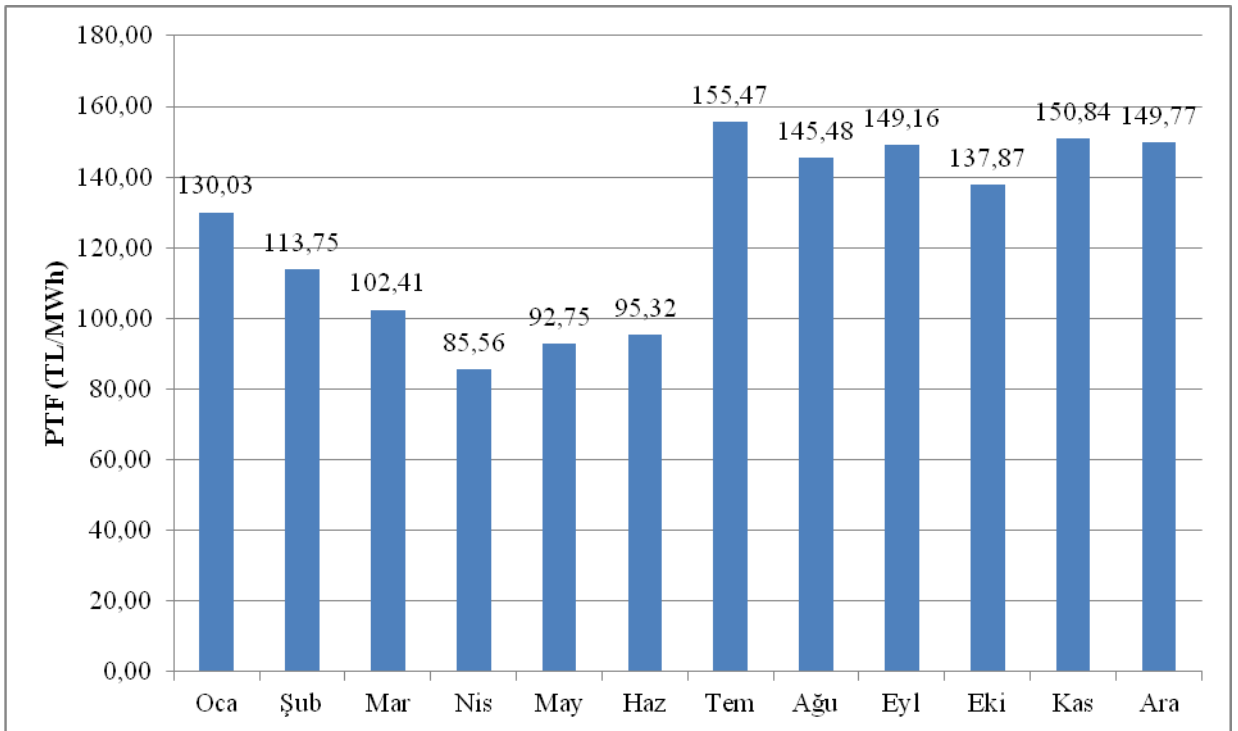
üzere fiyat sadece 5 saat kadar 250 TL/MWh'in üzerinde gerçekleşmiştir. GÖP'te oluşan fiyatın aritmetik ortalaması ise 125,86 olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 3-3:GÖP'te En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 20 Saat



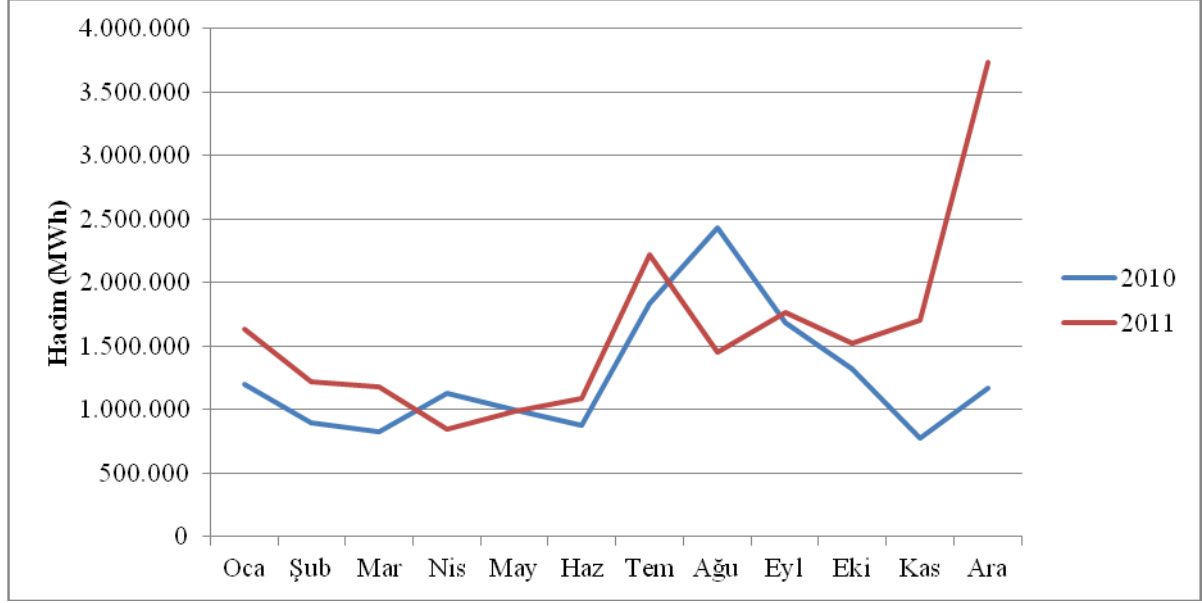
Fiyat en yüksek değeri olan 550 TL/MWh'e 30 Kasım 2011 tarihinde saat 17:00'da ulaşmıştır. PTF en düşük değeri olan 0 TL/MWh'e 28 Mart 2011 tarihinde saat 03:00'da düşmüştür.

Şekil 3-4: GÖP Aylık Fiyatlar



Yukarıdaki şekilde 2011 yılında GÖP'te oluşan aylık ortalama fiyatlar görülmektedir. Fiyat en düşük olarak Nisan ayında gerçekleşmekte olup, en yüksek değerine Temmuz ayında ulaşmıştır. 2010 ve 2011 yıllarında oluşan hacimler aşağıdaki şekilde beraber gösterilmiştir.

Şekil 3-5: GÖP 2010 ve 2011 yılları Aylık Hacimleri

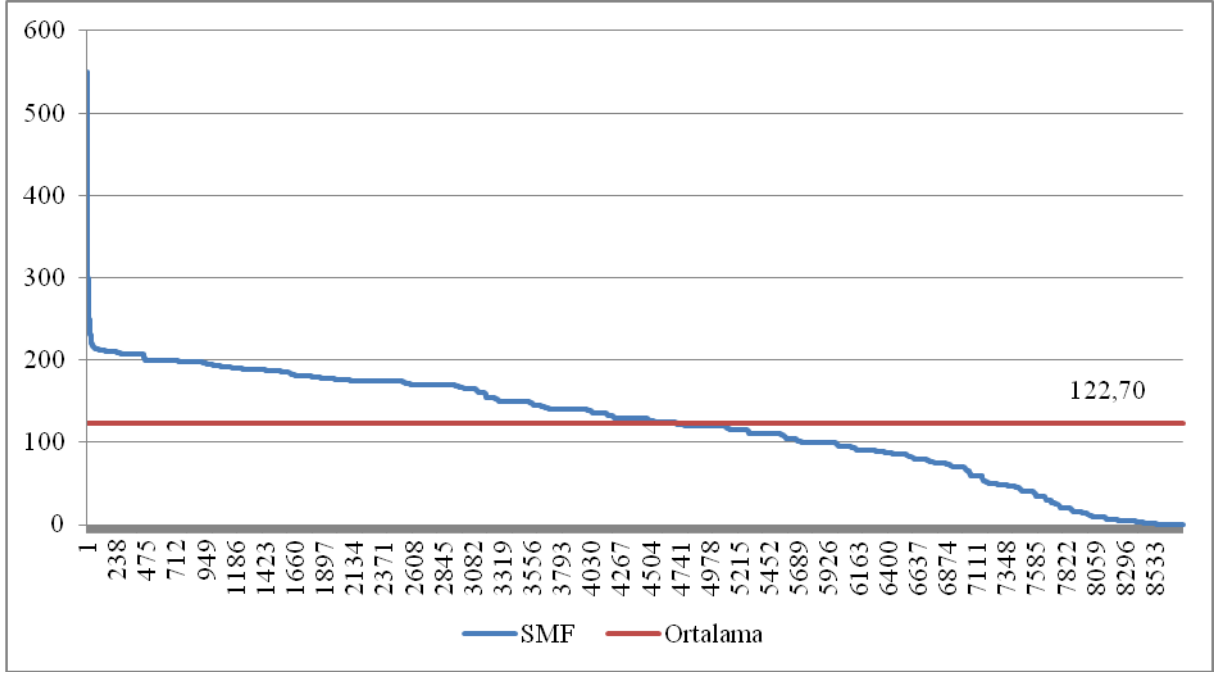


Görüldüğü üzere genel olarak hacimler arasında bir paralellik görülmekle beraber özellikle 2011 yılının son iki ayında 2010 yılının aynı dönemine nazaran hacimde önemli bir artış gerçekleşmiş

3.2 DENGELEME GÜÇ PİYASASI (DGP)

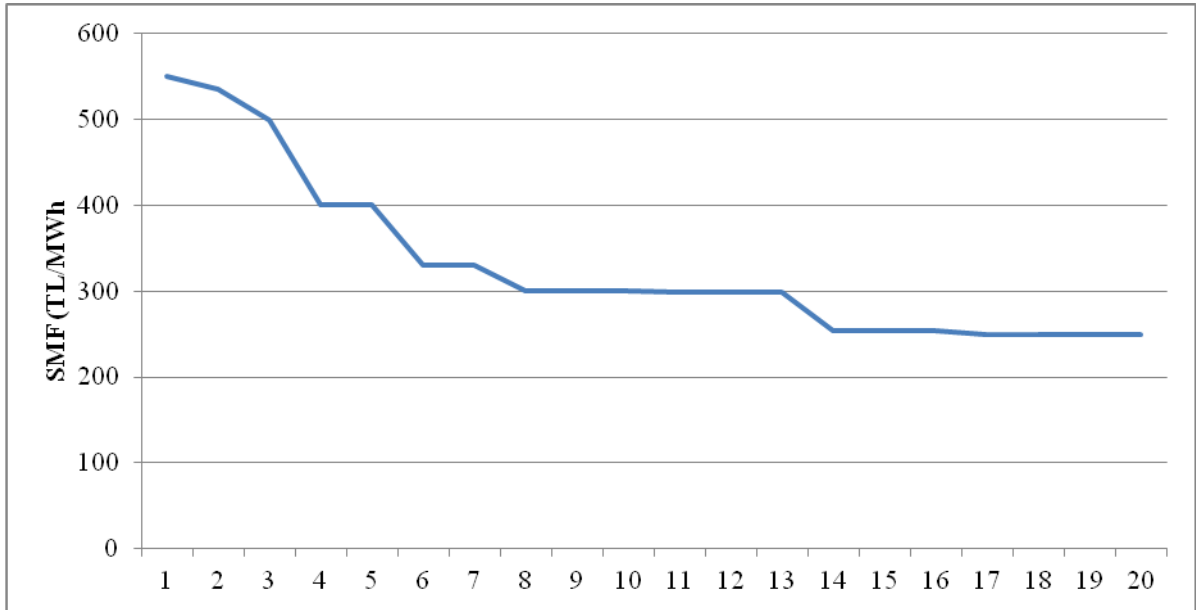
Bu bölümde DGP'de oluşan fiyatların ve hacimlerin aylık gelişimine ilişkin veriler sunulmaktadır. Aşağıdaki şekilde 2011 yılında DGP'de oluşan fiyatlar tertiplenmiş bir şekilde gösterilmiştir. Fiyat eğrisi tertiplenmiş yük eğrisi DÖP'te oluşan fiyat eğrisine benzerlik göstermektedir.

Şekil 3-6: DGP Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi



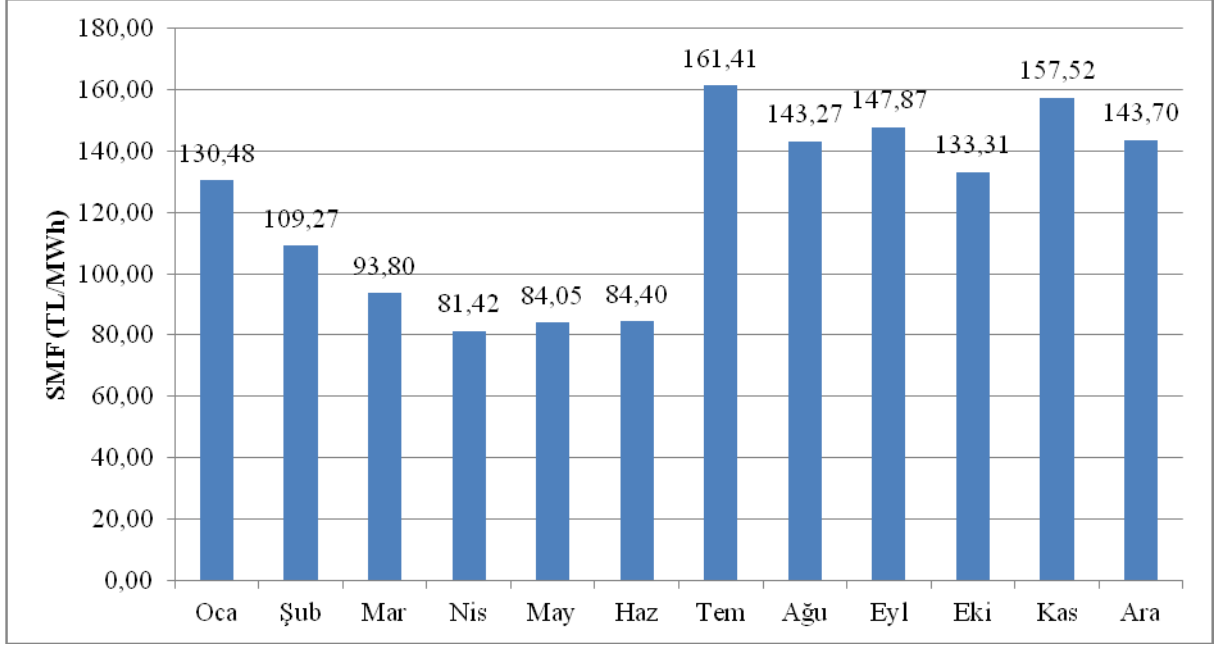
GÖP'te oluşan fiyatlara benzer şekilde DGP'de fiyatlar genel olarak 100 ile 200 TL/WMh arasında gerçekleşmiştir. Aşağıdaki şekilde fiyatların en yüksek olduğu 20 saat gösterilmiştir. Fiyat en yüksek 550 TL/MWh'a ulaşmış olup, 300 TL/MWh'in üzerine sadece 7 saat çıkmıştır. DGP'de fiyatın yıllık aritmetik ortalaması 122,7 TL olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 3-7: DGP'de En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 20 Saat



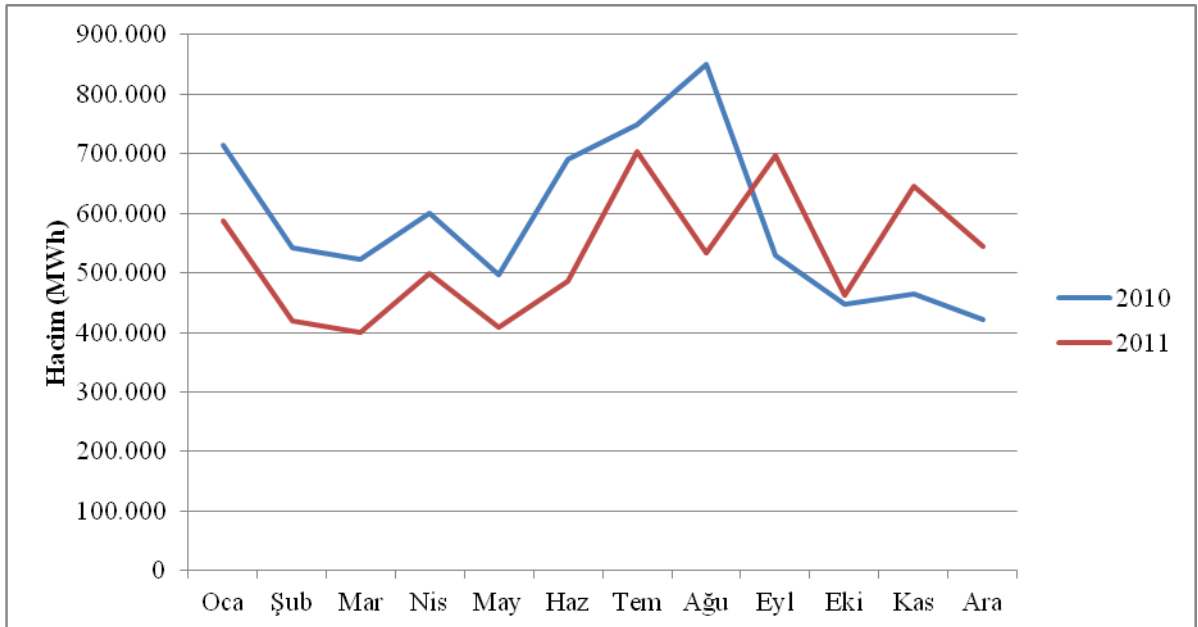
En yüksek fiyat 550 TL/MWh ile 30.11.2011 günü saat 17:00'de gerçekleşmiştir. Fiyat 2011 yılı boyunca 38 saat kadar 0 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 3-8: DGP Aylık Fiyatlar



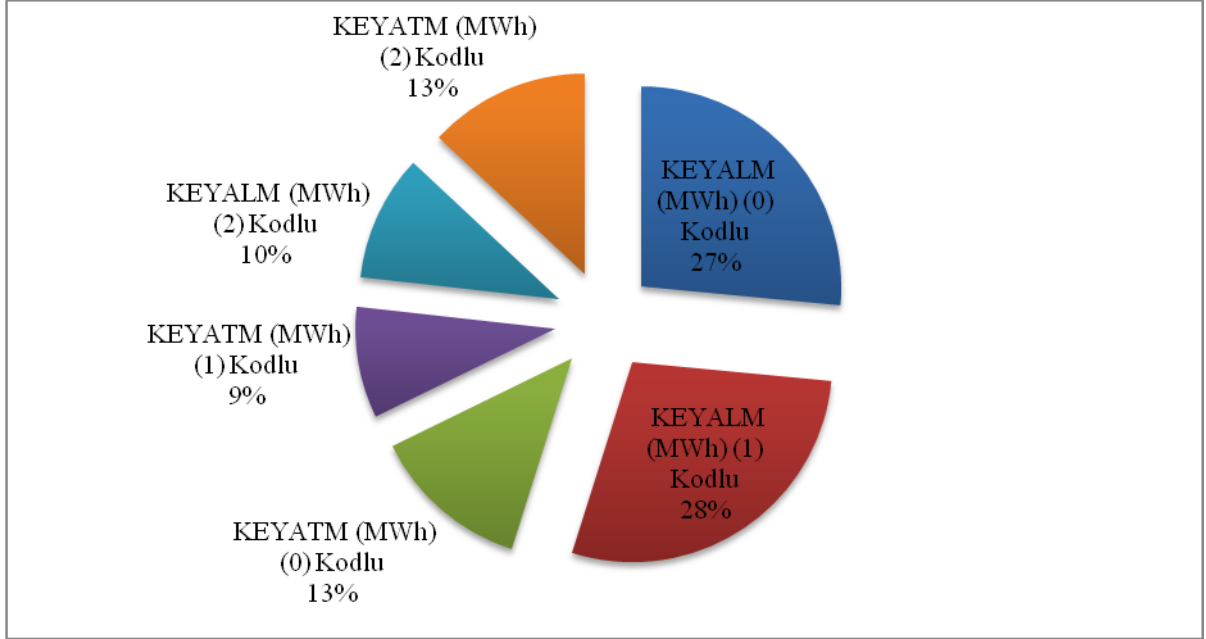
2011 yılında Dengeleme Güç Piyasasında oluşan aylık ortalama fiyatlar yukarıdaki şekilde gösterilmektedir. Fiyat en düşük olarak Nisan ayında gerçekleşmekte olup, en yüksek değerine Temmuz ayında ulaşmıştır.

Şekil 3-9: Dengeleme Güç Piyasasında 2010 ve 2011 Yıllarında Oluşan Aylık Hacimler



Yukarıdaki şekilde DGP’de 2010 ve 2011 yılında oluşan aylık hacimler gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere genel olarak hacimlerin değişimi benzerlik göstermektedir. Bununla beraber 2010 yılının ilk sekiz ayında 2010 yılı hacimleri daha yüksek olmakla beraber 2011 yılının son çeyreğinde önceki yıla nazaran hacimler daha düşük gerçekleşmiştir. 2011 yılı itibariyle DGP’de verilen talimat hacimlerinin oranları aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.

Şekil 3-10: Dengeleme Güç Piyasasında Verilen Talimat Hacimleri Oranları

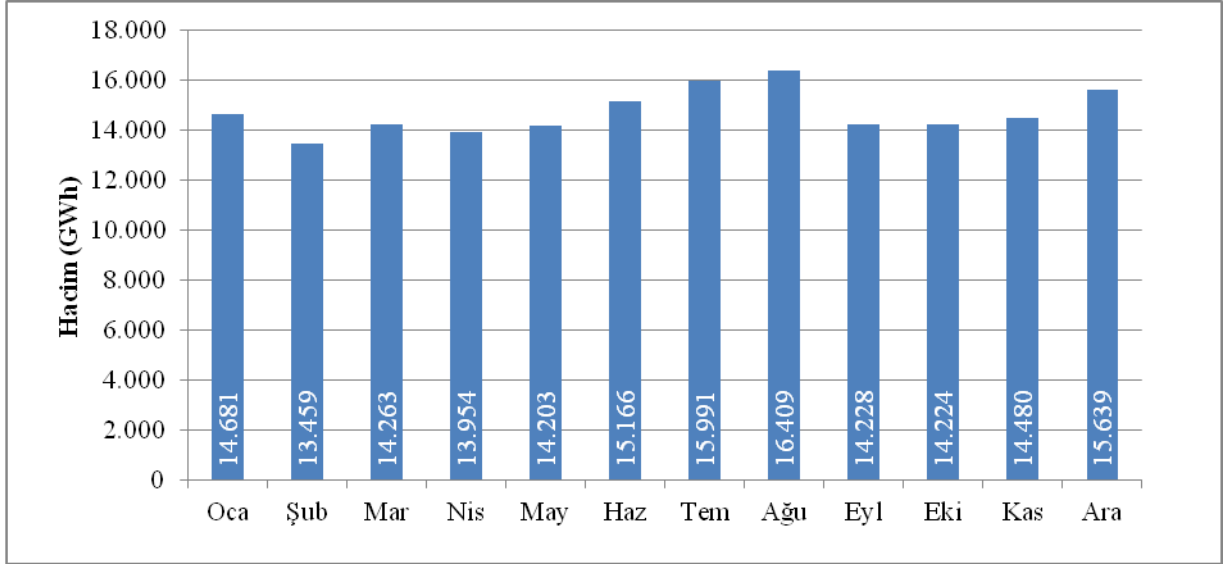


Şekilde görüldüğü üzere (0) kodlu talimatlar toplam hacmin yaklaşık %40’ını oluşturmaktadır. Geriye kalan hacmi sistem gereksinimleri nedeniyle üretilen talimatlar oluşturmaktadır.

3.3 İKİLİ ANLAŞMA PİYASASI

Bilindiği üzere Türkiye elektrik piyasası yapısında ikili anlaşmalar esas alınmıştır. Bu doğrultuda piyasada ticareti yapılan enerjinin büyük kısmı ikili anlaşmalar üzerinden işlem görmektedir. Ancak ikili anlaşmalar piyasa katılımcıları arasında serbest bir şekilde yapılmakta olup, EPDK’nın düzenlemeleri haricindedir.

Şekil 3-11: İkili Anlaşma Hacimleri

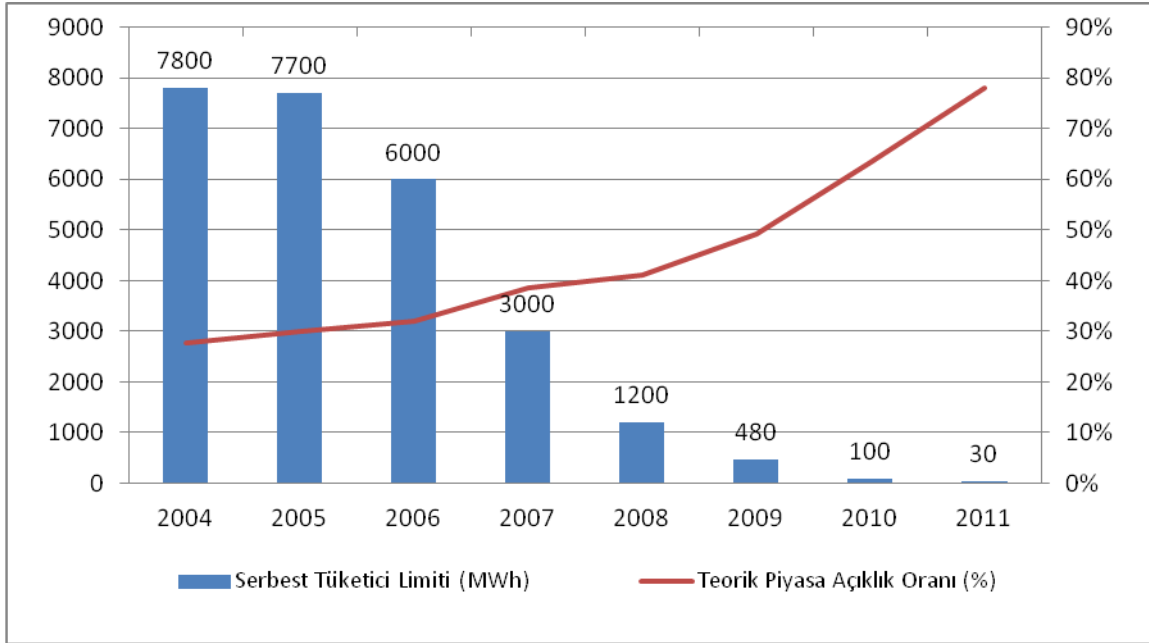


Yukarıdaki şekilde 2010 ve 2011 yılında aylar bazından ikili anlaşma hacimleri gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere önceki yıl ile karşılaştırıldığında çok düşük bir oranda artış olmuştur. Talebin yüksek olduğu kış ve yaz aylarında ikili anlaşma miktarında artış görülmüştür.

3.4 REKABET

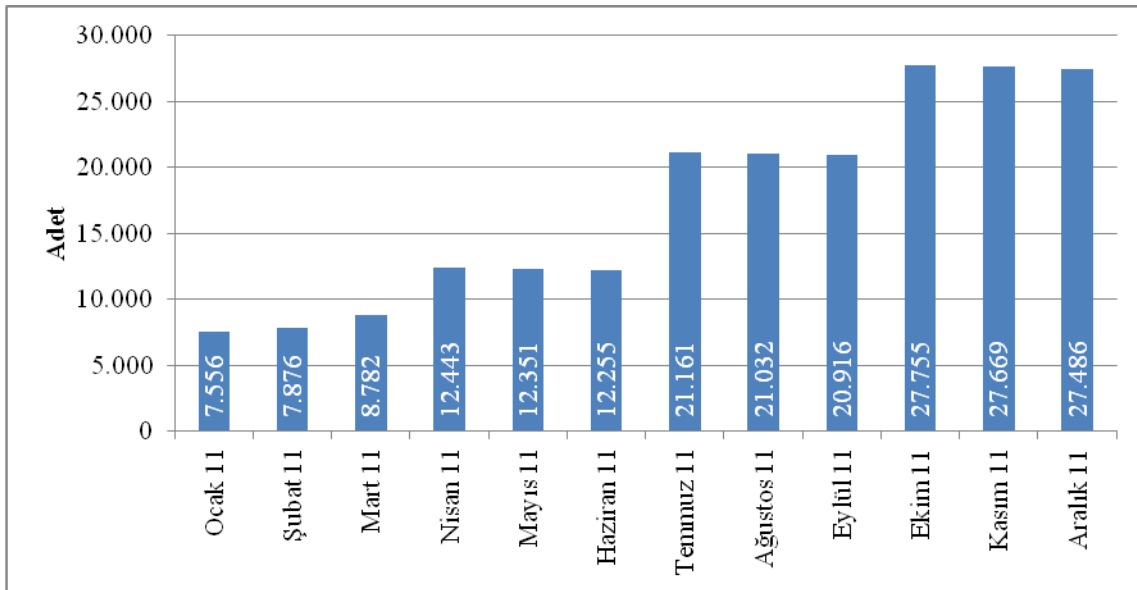
Elektrik Piyasası Kanununun temel amacı serbest bir piyasa yapısının oluşturularak rekabetin geliştirilmesidir. EPDK, ayrıca her yılın başında serbest tüketici limitini düşürerek, talep tarafında tedarikçisini seçebilecek tüketici sayısının artmasını temin etmektedir. EPDK'nın temel görevleri arasında rekabete açık alanlarda rekabeti bozucu davranışları ve piyasa gücünü tespit ederek bunları engelleyici önlemlerin alınması bulunmaktadır. Bu çerçevede, toptan satış piyasasında müzakereye açık arz ve talebin gelişimi rekabetin tesis edilmesinde kritik öneme sahiptir.

Şekil 3-12: Serbest Tüketici Limiti ve Teorik Piyasa Açıklık Oranı



Aşağıdaki şekilde 2011 yılında serbest tüketici sayısının gelişimi gösterilmektedir.

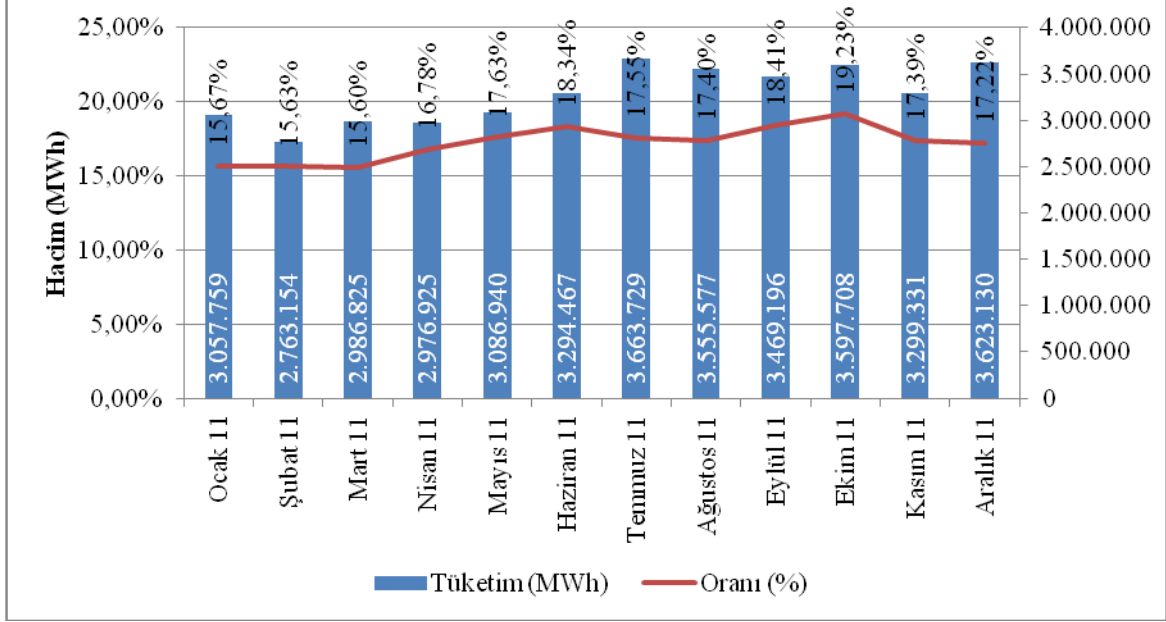
Şekil 3-13: Serbest Tüketici Sayısı



Geçtiğimiz yıl itibariyle serbest tüketici sayısında önemli artış olmuştur. Ocak ayı itibariyle 7556 olan tüketici sayısı, yılsonunda %264 artarak 27.486'ye ulaşmıştır. Serbest tüketici sayısındaki yüksek artışa karşın, serbest tüketicilerin toplam tüketimlerdeki artış sınırlı olmuştur. Aşağıdaki şekilde serbest tüketicilerin aylık toplam tüketimleri ile bunun ilgili aydaki Türkiye toplam tüketime oranı gösterilmiştir. Serbest tüketicilerin toplam tüketimi Ocak ayında 3.057.759 MWh iken, Aralık ayında

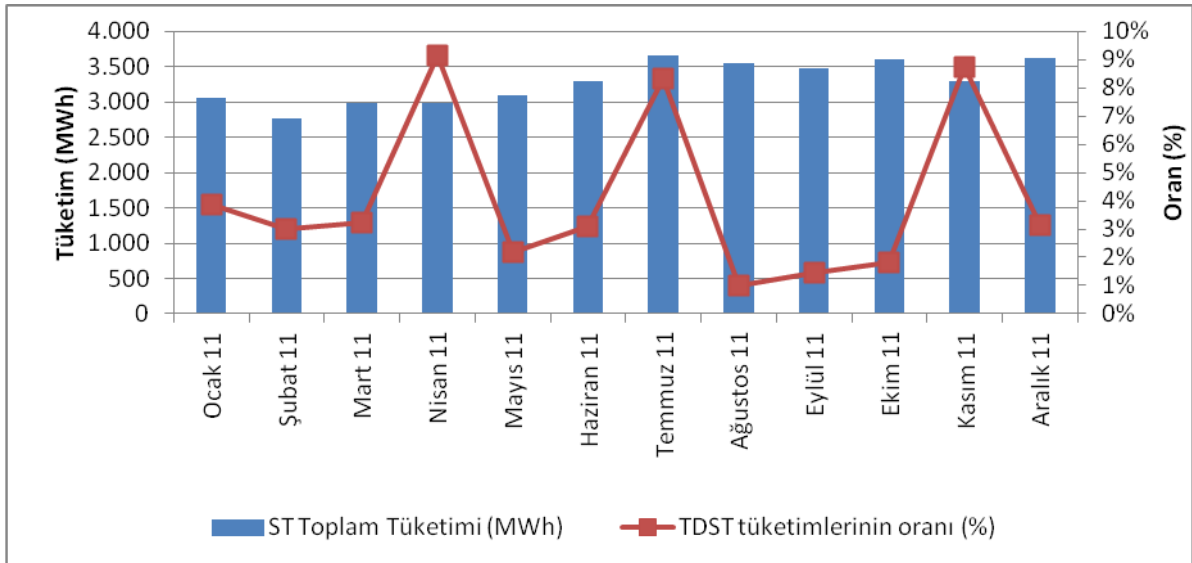
%18 artarak 3.623.130'e ulaşmıştır. Bu iki şekil beraber değerlendirildiğinde, serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin büyük kısmını küçük tüketicilerin oluşturduğu değerlendirilmektedir.

Şekil 3-14: Serbest Tüketicilerin Aylık Tüketimleri ve Oranı



ŞEKİL 3-15'de Tedaikçisini değiştiren serbest tüketicilerin (TDST) tüketimlerinin aylık geliş gösterilmektedir. TDST'nin 2001 yılı itibariyle toplam tüketimi 1.595.488 MWh olup, ST'lerin toplam tüketimine oranı %4'dür.

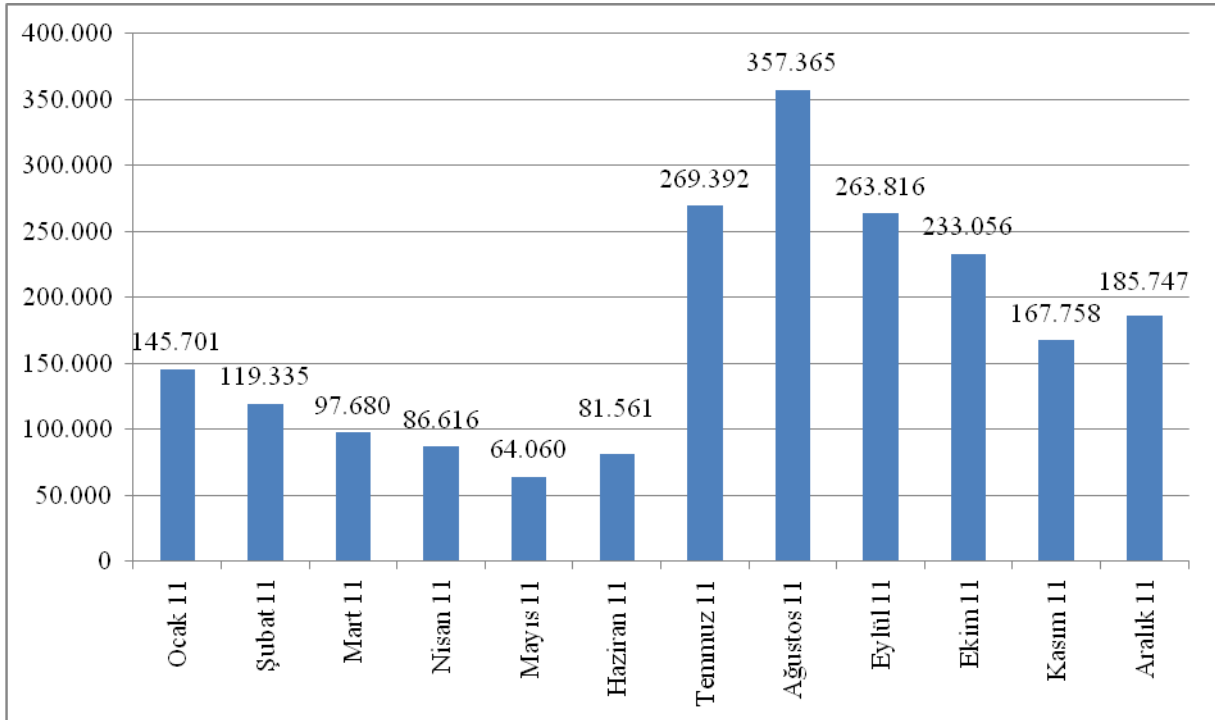
Şekil 3-15: Tedarikçisini Değiştiren Tüketicilerin Tüketimleri



3.5 İTHALAT-İHRACAT

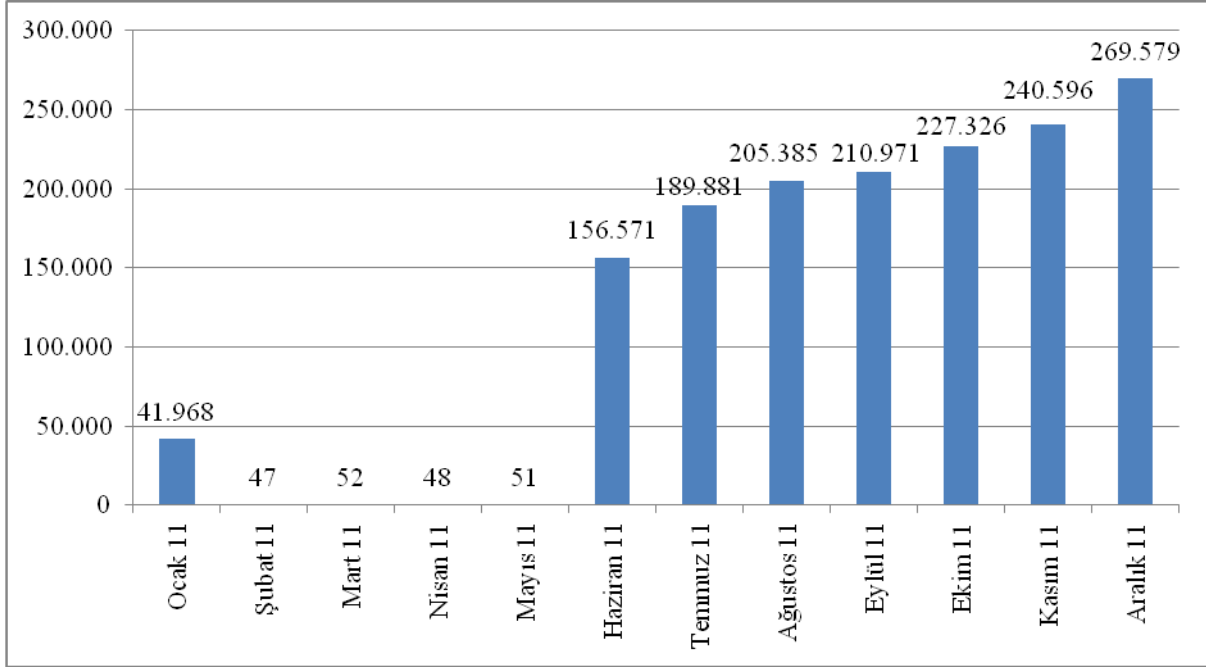
Bilindiği üzere ENTSO-E ile senkron paralel enterkonneksiyon şartının oluşmasının ardından, 2011 yılı Haziran ayından itibaren Bulgaristan ve Yunanistan entekonneksiyon kapasiteleri için ihaleler başlamıştır. Aşağıdaki şekilde 2011 yılı ithalat miktarı aylık olarak gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere, ihalelere başlanmasından itibaren ithalat miktarında çok belirgin bir artış gerçekleşmiştir.

Şekil 3-16: 2011 Yılı Aylık İthalat



Aşağıdaki şekilde 2011 yılı ihracatı aylar itibariyle gösterilmiştir. Enterkonneksiyon ihalelerinin başladığı haziran ayına kadar ilk altı aylık toplam ihracat miktarı çok düşük iken, bu tarihten itibaren ciddi bir artış gerçekleşmiştir.

Şekil 3-17: 2011 Yılı Aylık İhracat



Toplamda 40 adet kapasite ihalesi yapılmış olup, bunların dağılımı TABLO 3-1’de gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere, Bulgaristan’dan Türkiye yönünde, Türkiye’den Yunanistan yönüne ortalama fiyatlar yüksek gerçekleşmiştir.

Tablo 3-1: Enterkonnekte Kapasite İhaleleri Neticeleri

Yön	Ortalama Fiyat (Avro)	Sayı	Toplam Süre (Gün)	Ortalama Kapasite (MW)
Bulgaristan ⇒ Türkiye	2,48	12	253	70,25
Türkiye ⇒ Bulgaristan	0,05	10	227	43,6
Türkiye ⇒ Yunanistan	2,43	10	204	42,5
Yunanistan ⇒ Türkiye	0,33	8	163	47
Genel Toplam	1,43	40	847	52

Söz konusu ihalelerin aylar bazında kırınılımı Tablo 3-2’de gösterilmiştir. İhalelerin fiyatının, hacminin ve sayısının talebe ve toptan satış fiyatlarına paralellik arz ettiği anlaşılmaktadır. TABLO 3-2’de ithalat yönündeki kapasite ihaleleri gösterilmiştir. Ortalama fiyat 1,86 Avro/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 3-2: İthalat yönünde Kapasite İhaleleri

İhalenin Gerçekleştiği Ay	Ortalama Fiyat (Avro)	İhale Sayısı	Toplam Süre	İhale Edilen Toplam Kapasite (MW)
Haz	0,08	4	28	178
Tem	0,99	2	62	200
Ağu	6,83	2	62	200
Eyl	1,66	5	85	325
Eki	1,15	3	57	166
Kas	0,29	2	60	80
Ara	2,05	2	62	70
GENEL	1,86	20	416	1219

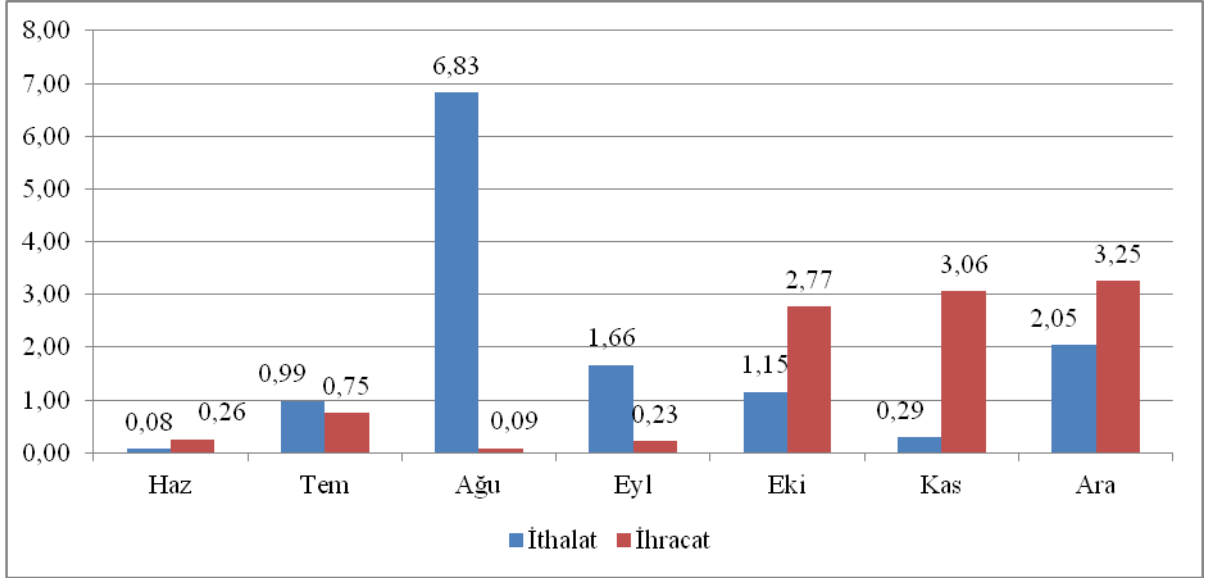
Benzer şekilde ihracat yönündeki ihalelere ilişkin bilgiler Tablo 3-3'de yer almaktadır. Söz konusu ihalelerin ortalama fiyatı 1,49 Avro/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 3-3: İhracat yönünde Kapasite İhaleleri

İhalenin Gerçekleştiği Ay	Ortalama Fiyat (Avro)	İhale Sayısı	Toplam Süre	İhale Edilen Toplam Kapasite (MW)
Haz	0,26	4	33	120
Tem	0,75	2	62	150
Ağu	0,09	2	62	71
Eyl	0,23	5	85	250
Eki	2,77	3	67	105
Kas	3,06	2	60	95
Ara	3,25	2	62	70
GENEL	1,49	20	431	861

ŞEKİL 3-18'de aylar itibariyle ortalama ihale fiyatları gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere talebin yüksek olduğu temmuz, ağustos ve eylül aylarında ithalata yönünde fiyatlar yüksek gerçekleşirken, talebin nispeten düşük olduğu ekim, kasım ve aralık aylarında ihracat yönünde fiyatlar daha yüksek gerçekleşmiştir.

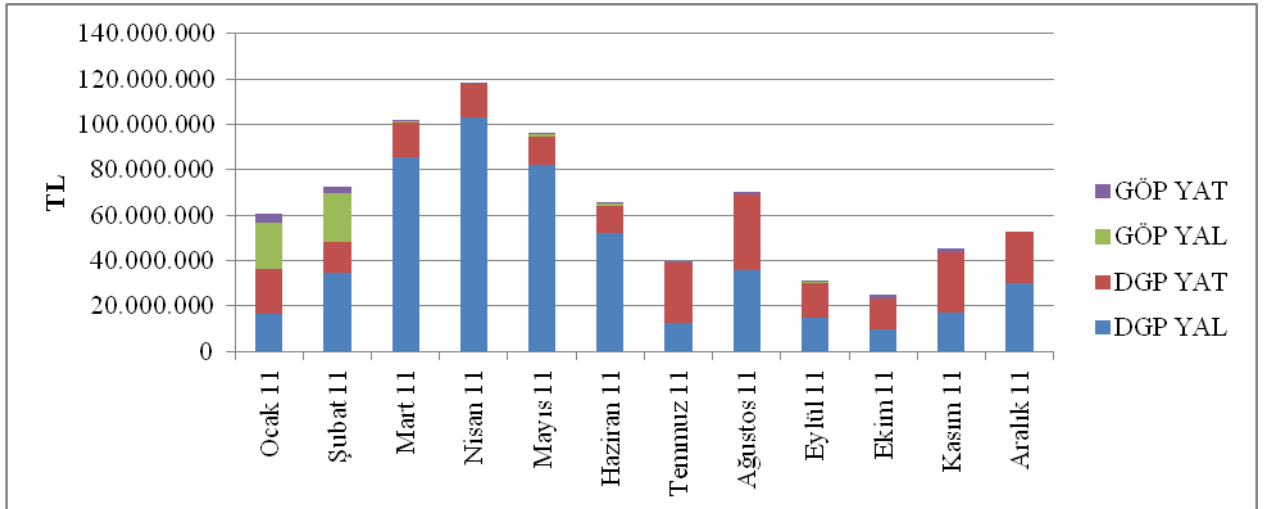
Şekil 3-18: İthalat Yönünde Ortalama Fiyat



3.6 KISITLAR

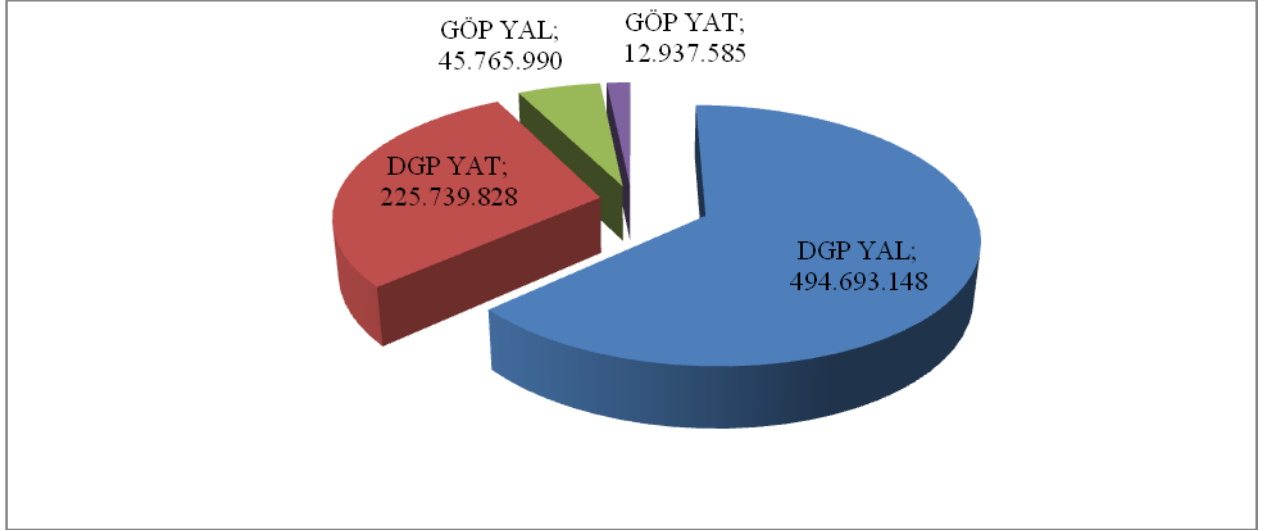
Elektrik sisteminin işletimi sırasında oluşan kısıtlar GÖP ve DGP'de verilen talimatlar ile giderilmektedir. Bu talimatların üretilmesi sistem ek maliyetlere sebep olmaktadır. Aşağıdaki şekilde 2011 yılı boyunca sistem kısıtları sebebiyle verilen talimatların neden oldukları maliyetler aylık olarak gösterilmiştir.

Şekil 3-19: Sistem Kısıt Talimatları Ek Maliyet



Şekilden anlaşılacağı üzere, kısıt talimatlarının maliyeti ilkbahar döneminde artış göstermiş ancak yaz ayından itibaren düşmeye başlamıştır. Bunun temel nedeninin hidrolik santrallere gelen su miktarının bahar döneminde artması, ardından ise ciddi bir düşüş gerçekleşmesidir. Bu maliyetleri yıllık dağılımı ise aşağıdaki şekilde gösterilmiştir. Kısıt talimatları maliyetlerinin %90'a yakın kısmı DGP'de verilmiştir.

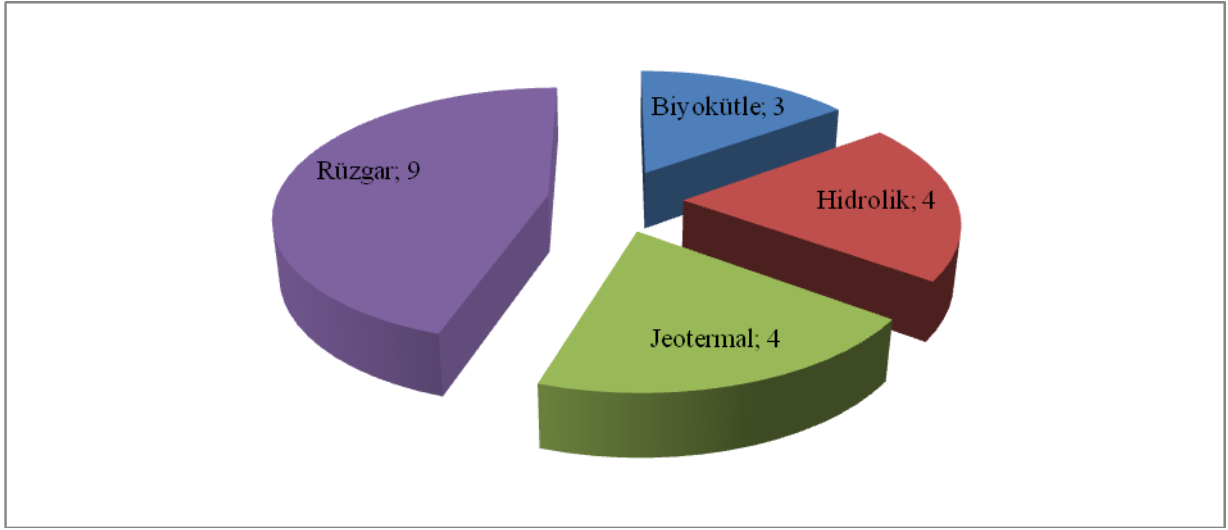
Şekil 3-20: Kısıt Talimatlarının Yıllık Toplam Maliyeti



3.7 YEK DESTEKLEME MEKANİZMASI (YEKDEM)

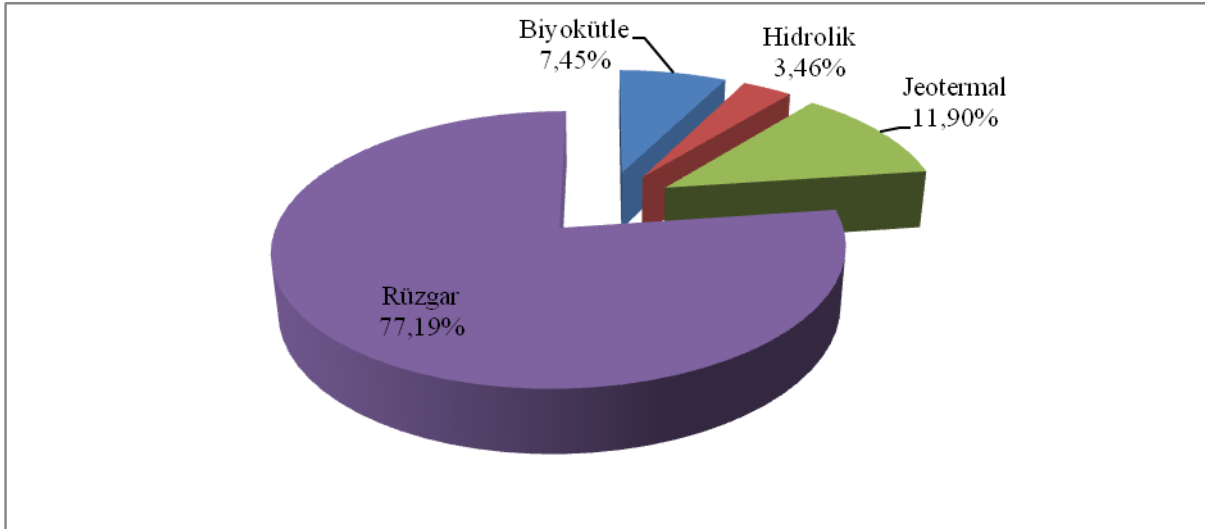
8 Ocak 2011 tarihinde yürürlüğe giren 6094 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ile yenilenebilir enerji kaynaklarına kaynak türüne ve yerlilik oranına göre teşvik verilmesi düzenlenmiştir. Bu çerçevede EPDK tarafından hazırlanan yönetmelik ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizmasının ayrıntıları belirlenmiştir. 2011 yılı Aralık ayı için YEK Mekanizması içerisinde yer almak üzere başvuran piyasa katılımcılarının listesi EPDK internet sitesinde yayınlanmakta olup, tesis türlerine göre dağılımı aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.

Şekil 3-21: YEK Destekleme Mekanizması Katılımcı Sayısı



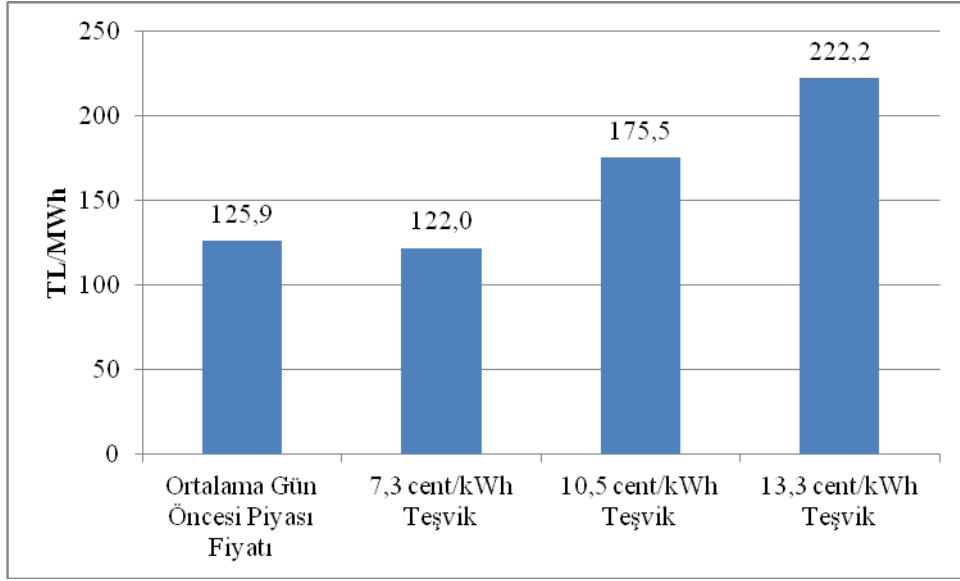
2011 yılı Aralık ayında YEKDEM kapsamında faaliyet gösteren 20 adet lisanslı şirket bulunmaktadır olup bunların toplam kurulu gücü 607,7 MW'tır. Türkiye yenilenebilir enerji kurulu gücü ile karşılaştırıldığında bu oranın %1,1 seviyesinde olduğu anlaşılmaktadır.

Şekil 3-22: YEKDEM Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımı



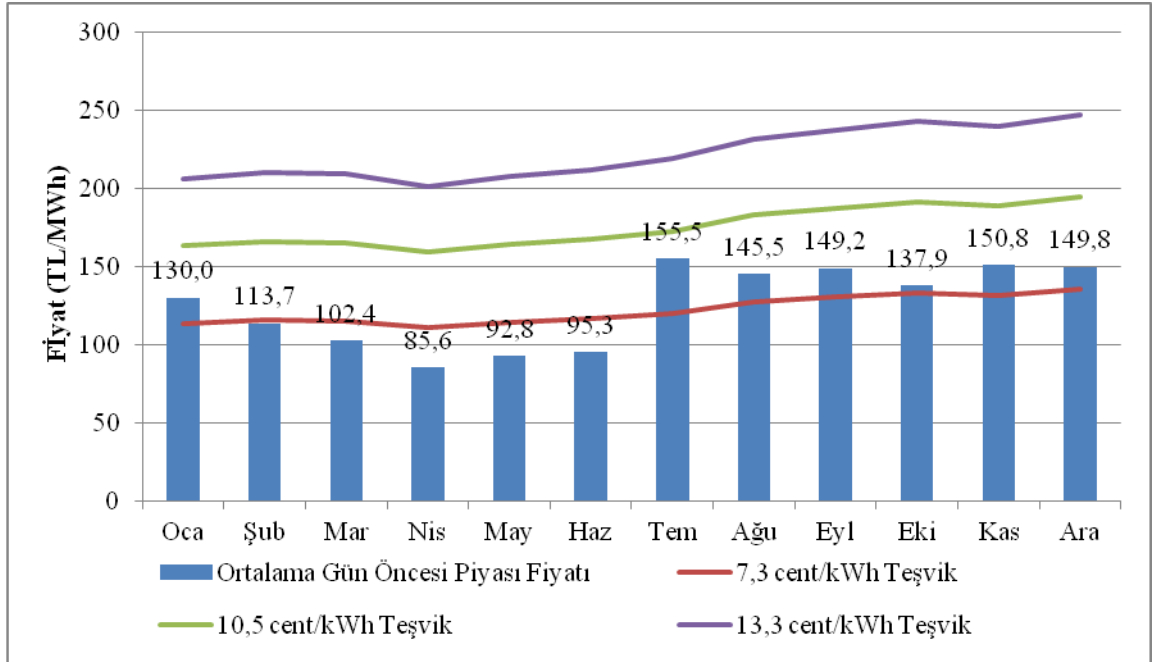
Aşağıdaki şekilde YEKDEM'de yer alan santrallerin tabi oldukları teşvik miktarları ile GÖP fiyatı beraber gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere hidrolik ve rüzgar santralleri için uygulanan teşvik miktarı ortalama GÖP fiyatının altında kalmıştır.

Şekil 3-23: YEKDEM ve GÖP Fiyatlarının 2011 Yılı Ortalaması



YEKDEM’de uygulanmakta olan teşvik fiyatları aylık GÖP fiyatları ile karşılaştırıldığında, GÖP fiyatlarının düşük seyrettiği bahar ayları dışında rüzgar ve hidrolik santraller için uygulanan teşvik miktarının aylık ortalama GÖP fiyatlarının altında kaldığı görülmektedir. Özellikle bahar aylarında yüksek üretim yapan hidrolik santraller için YEKDEM fiyatları cazip olabilmektedir.

Şekil 3-24: YEKDEM ve GÖP Fiyatlarının Aylık Gelişimi



3.8 LİSANSIZ ELEKTRİK ÜRETİMİ

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik, Yenilenebilir Enerji Kanunu'nun çıkmasının ardından tekrar hazırlanmış ve 21.07.2011 tarihli ve 28001 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmeliğin yürürlüğe girmesini müteakip, Kurumumuz tarafından Yönetmeliğin uygulanmasına ilişkin kurul kararları alınmıştır.

2011 yılı için 28/12/2010 tarih ve 2975 sayılı Kurul Kararı ile söz konusu yönetmeliğin 16 ncı maddesinin 6 ncı fıkrası kapsamında dağıtım sahibi tüzel kişilerce tahsil edilebilecek başvuru bedeli 250 TL olarak belirlenmiştir.

2012 yılı için ise 28/12/2011 tarih 3613 sayılı ve Kurul Kararı ile lisanssız elektrik üretimine ilişkin olarak aşağıdaki kararlar alınmıştır:

- Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin 30 uncu maddesinin 3 üncü fıkrası kapsamında 2012 yılı için dağıtım sahibi tüzel kişilerce tahsil edilebilecek başvuru bedelinin 250 TL olarak belirlenmiştir.
- Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin 30 uncu maddesinin 3 üncü fıkrası kapsamında 2012 yılı için perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin LÜY kapsamında fiilen üretim yapan kişiler için yürüttükleri iş ve işlemler karşılığında tahsil edebileceği yıllık işletim ücretinin 0 TL olarak belirlenmiştir.

4. ARZ GÜVENLİĞİ

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde elektrik enerjisi arz güvenliğinin izlenmesinden ve arz güvenliğine ilişkin tedbirlerin alınmasından Bakanlık sorumludur. Ayrıca TEİAŞ, üretim kapasite projeksiyonu kapsamında, her yıl gelecek 5 yılı kapsayacak şekilde, Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Gelişim Planına göre gerçekleştirmeler ile kısa ve orta dönem arz-talep dengesini belirleyerek Bakanlığa ve Kuruma sunar.

4.1 TALEP

Üretim Kapasite Projeksiyonunun amacı Kanunda “arz güvenliği için gereken üretim kapasitesinin tahmini”, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinin 37 nci maddesinde ise “elektrik enerjisi talebinin kaliteli, sürekli ve güvenilir bir şekilde karşılanması ve piyasa katılımcılarına yol gösterilmesi” olarak belirtilmektedir. Bu amaçlar çerçevesinde mevcut üretim santrallerine ve işletmeye girmesi beklenen üretim santrallerine ilişkin bilgiler Üretim Kapasite Projeksiyonunun arz ayağını oluşturmada, talep ayağı için ise mevzuatta Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik hükümleri çerçevesinde dağıtım şirketleri tarafından hazırlanarak TEİAŞ tarafından sonuçlandırılması gereken talep tahminlerinin kullanılması öngörülmektedir. Söz konusu talep tahminlerinin bugüne kadar yapılamamış olması sebebi ile Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinin Geçici 7 nci maddesi gereğince Üretim Kapasite Projeksiyonunda Bakanlık tarafından hazırlanan mevcut talep tahminleri kullanılmaktadır.

Söz konusu projeksiyonda 2011 yılının ilk beş ayındaki gerçekleştirmeler de kullanılarak 2011 yılından itibaren on yıllık tahminde bulunulmuştur. Projeksiyonda yüksek ve düşük senaryo olmak üzere iki tahmin serisi oluşturulmuştur. Yüksek talep senaryosunda 2011 yılına göre 2020 yılı itibarıyla enerji talebi ve puant talep sırasıyla %91 ve %86 artış göstermiştir. Düşük talep senaryosunda ise enerji talebi ve puant talep artışı sırasıyla %75 ve %70 artış göstermiştir. Projeksiyonda enerji talebi ve puant talebin yıllar itibarıyla artış oranları aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Kanun çerçevesinde yapılan değerlendirmeler sonrasında arz güvenliği yönünden hazırlanan üretim kapasite projeksiyonu açısından bakılacak olursa; elektrik enerjisi talebinde, 2009 yılındaki ekonomik krize bağlı olan düşüşten sonra 2010 yılının ilk 6 ayında görülen toparlanma dikkate

alınarak, 2010 – 2011 yılındaki talep serisinin oluşturulduğu, sonrasında ise yüksek talep senaryosu için ortalama % 7,5, düşük talep senaryosu için ise ortalama % 6,7 büyümenin öngörüldüğü talep tahminlerine göre, 2019 yılına kadarki dönem içerisinde puant talep ve enerji talebi Çizelge 3-5'teki gibi olduğu görülecektir.

Çizelge 4-1: Yüksek ve Düşük Senaryoya Göre Puant ve Enerji Talebi Tahmini

YIL	Yüksek Talep				Düşük Talep			
	Puant Talep		Enerji Talebi		Puant Talep		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2011	36.000	7,81	227.000	7,87	36.000	7,81	227.000	7,87
2012	38.400	6,67	243.430	7,24	38.000	5,56	241.130	6,22
2013	41.000	6,77	262.010	7,63	40.130	5,61	257.060	6,61
2014	43.800	6,83	281.850	7,57	42.360	5,56	273.900	6,55
2015	46.800	6,85	303.140	7,55	44.955	6,13	291.790	6,53
2016	50.210	7,29	325.920	7,51	47.870	6,48	310.730	6,49
2017	53.965	7,48	350.300	7,48	50.965	6,47	330.800	6,46
2018	57.980	7,44	376.350	7,44	54.230	6,41	352.010	6,41
2019	62.265	7,39	404.160	7,39	57.685	6,37	374.430	6,37
2020	66.845	7,36	433.900	7,36	61.340	6,34	398.160	6,34

Kaynak: Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011 – 2020)

4.2 ARZ

Söz konusu talep senaryolarının karşılanmasına yönelik olarak arz tarafında ise iki senaryo oluşturulmaktadır. Bu senaryolarda mevcut kapasitenin yanında EPDK'ya sunulan ilerleme raporları dikkate alınmaktadır. Bu iki senaryoya göre kurulu güç, güvenilir üretim ve proje üretiminin gelişimi aşağıdaki çizelgede gösterilmektedir.

Çizelge 4-2: Senaryolar Bazında Kurulu Güç(MW), Güvenilir Üretim (GWh) ve Proje Üretimi (GWh)

Yıllar	Kurulu Güç		Güvenilir Üretim		Proje Üretimi	
	Senaryo	Senaryo	Senaryo	Senaryo	Senaryo	Senaryo

	1	2	1	2	1	2
2011	53.035	52.596	253.817	253.289	295.806	294.915
2012	55.322	54.586	266.768	265.082	308.894	306.495
2013	62.380	59.592	290.605	283.261	333.648	325.046
2014	65.207	63.393	312.660	301.745	356.130	343.658
2015	66.407	64.593	324.866	315.408	368.975	358.220
2016	66.407	64.593	326.011	316.553	370.831	360.076
2017	66.407	64.593	325.362	315.904	369.660	358.905
2018	66.407	64.593	325.640	316.182	370.460	359.705
2019	66.407	64.593	325.696	316.238	370.235	359.479
2020	66.407	64.593	325.696	316.238	370.235	359.479

Kaynak: Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011 – 2020)

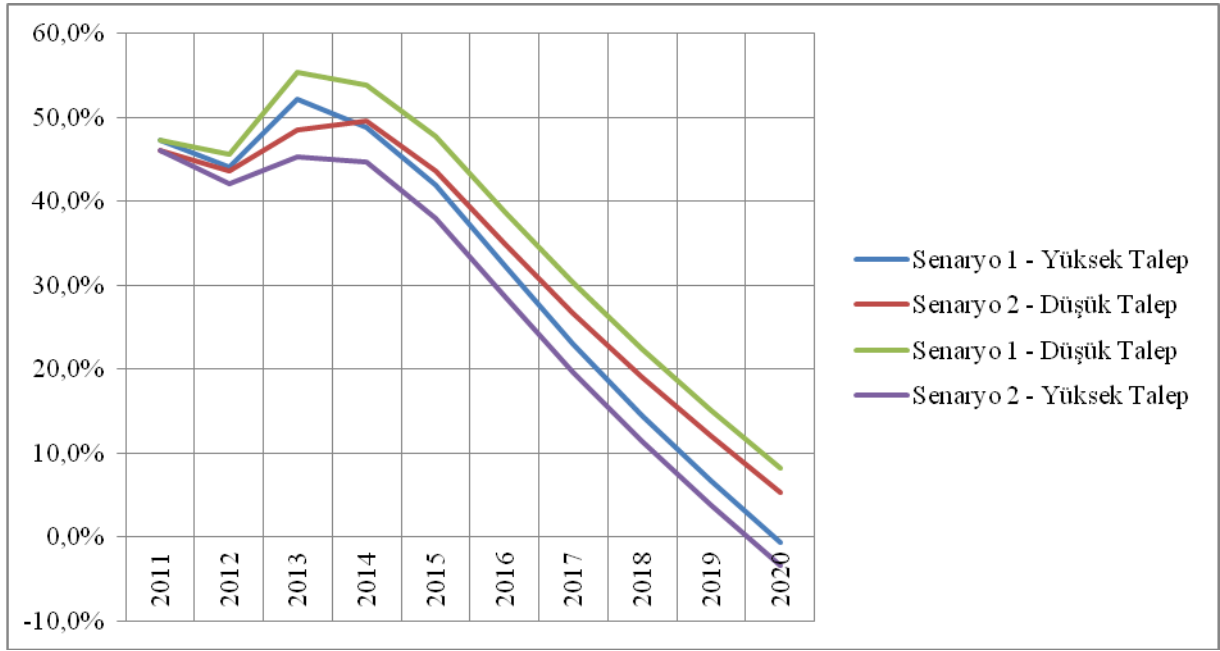
2011-2020 döneminde Türkiye kurulu gücünün Senaryo 1 ve Senaryo 2'ye göre sırasıyla %25 ve %23 artacağı öngörülmektedir. Puant talebin ise aynı dönemde %86 ve %70 oranında artacağı öngörülmektedir. Öte yandan, 2011-2020 döneminde toplam proje üretiminin senaryolar bazında sırasıyla %25 ve %22 artacağı öngörülürken, enerji talebinin %91 ve %75 oranlarında artacağı öngörülmektedir.

4.3 ARZ-TALEP DENGESİ

Bu bölümde Üretim Kapasite Projeksiyonunda yer alan arz ve talep senaryoları beraber değerlendirilmiştir.

Kurulu güç dikkate alınarak yedek kapasitenin değişimi farklı senaryolar bazında Şekil 4-1'de gösterilmiştir. Kurulu güç dikkate alındığında, 2011 yılı itibariyle yedek kapasite senaryolar ile değişmekle beraber % 45 civarındadır. Yedek kapasitenin yeni devreye girmesi beklenen kapasite ile beraber 2013 yılına kadar artması daha sonra ise düşmesi tahmin edilmektedir. Senaryo 2 – Yüksek Talep senaryosunun gerçekleşmesi durumunda 2020 yılı itibariyle yedek kapasite negatif değerlere düşmektedir.

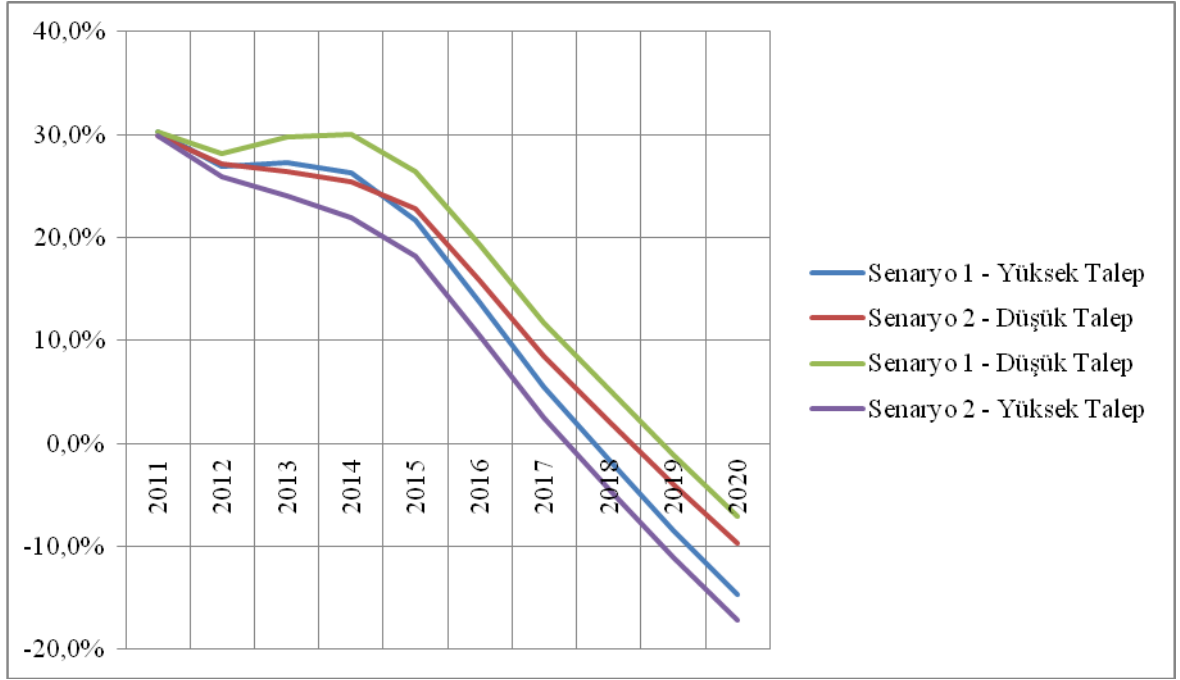
Şekil 4-1: Kurulu Güç Bazında Yedek Kapasitenin gelişimi



Santrallerin proje üretim kapasitesi dikkate alındığında, yedek kapasitenin gelişimi aşağıda gösterilmiştir⁴. Söz konusu durumda yedek kapasite 2011 yılı itibariyle yaklaşık %30 olup, devreye giren kapasite nedeniyle 2013 yılına kadar senaryo 1 durumunda artış göstermektedir. Proje üretimleri dikkate alındığında yedek kapasite 2018-2019 yıllarında değişen dönemlerde negatif değerlere düşmektedir.

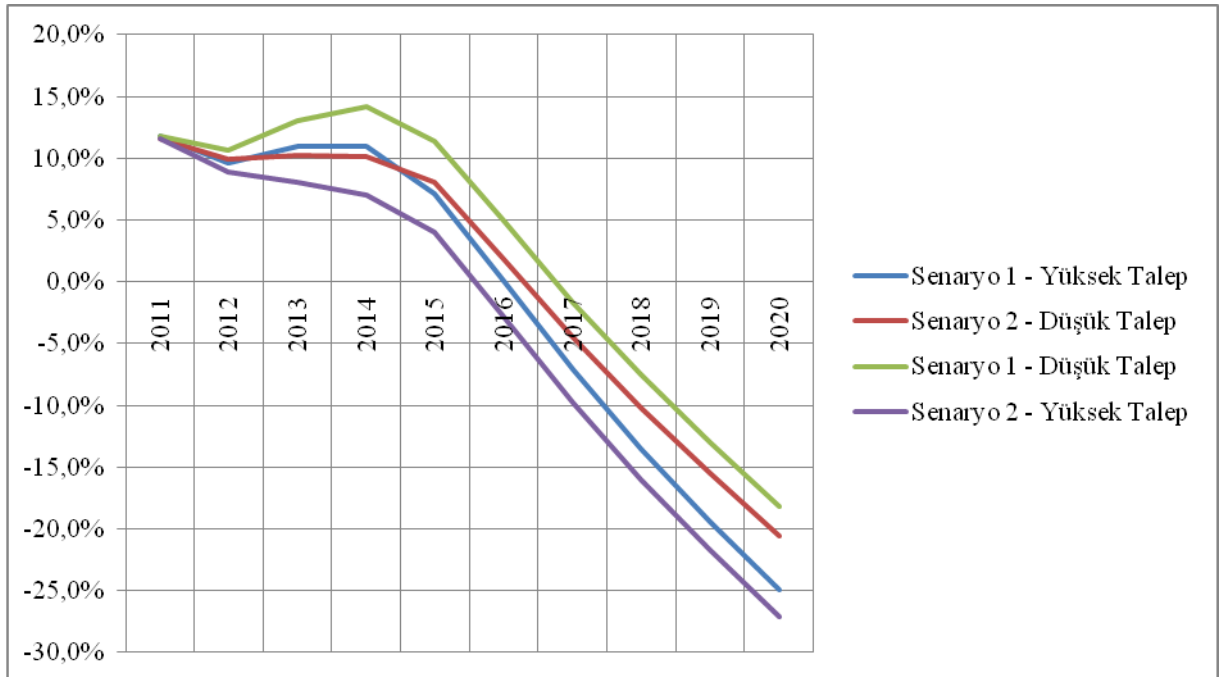
⁴ Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak üretim yapan santrallerin üretimleri değişkenlik göstermektedir. Bu santrallerin kaynağın rejimine göre ortalama ve güvenilir üretim miktarları tahmin edilerek üretim kapasite projeksiyonlarında dikkate alınmaktadır. Bunun yanında, yenilenebilir kaynağa dayalı santrallerin ortalama üretimleri proje üretimleri olarak kabul edilmektedir.

Şekil 4-2: Proje Üretim Kapasitesi Bazında Yedek Kapasitenin Gelişimi



Kurulu kapasitenin güvenilir üretimi dikkate alındığında, 2011 yılı itibariyle yedek kapasite yaklaşık %12 olup, 2016 yılından itibaren negatif değerlere düşmektedir. Tüm senaryolar bazında 2017 yılından itibaren için negatif yedek kapasite söz konusudur.

Şekil 4-3: Güvenilir Üretim Kapasitesi Bazında Yedek Kapasitenin Gelişimi



TEİAŞ tarafından hazırlanan üretim kapasite projeksiyonlarında yer alan senaryoların sonuçları aşağıda verilen tabloda özetlenmiştir. TEİAŞ projeksiyonları arz güvenliğini üç açıdan değerlendirmiş olup, en erken 2016 yılından itibaren bir arz açığının olabileceği öngörülmektedir. Güvenilir üretimler dikkate alındığında düşük arz ve yüksek talep durumunda, 2016 yılından itibaren yedek enerji kapasitesinin negatif değerlere indiği görülmektedir. Kurulu güç açısından değerlendirildiğinde, yüksek talep durumunda sadece 2020 yılında arz sıkıntısı ile karşı karşıya kalınmaktadır. Projeksiyona göre arz sıkıntısının yaşanacağı yıllar kırmızı ile gösterilmiştir.

Öte yandan bilindiği üzere, piyasada rekabet ortamının oluşabilmesi için, belirli bir rezerv kapasitesinin bulunması gerekmektedir. Bilindiği üzere elektriğin ekonomik olarak yüksek miktarlarda depolanması mümkün olmayıp, arz ve talep dengesinin anlık olarak sağlanması gerekmektedir. Bu sebeple, elektrik sisteminde enerji kısıdının yanında kapasite kısıdı da söz konusu olup ve mevcut kapasitenin puant talebin yanında belirli bir oranda rezerv kapasiteyi de içerecek seviyede olması gerekmektedir. Aşağıdaki tabloda rezerv kapasitenin %10'un altına düştüğü dönemler de işaretlenmiştir.

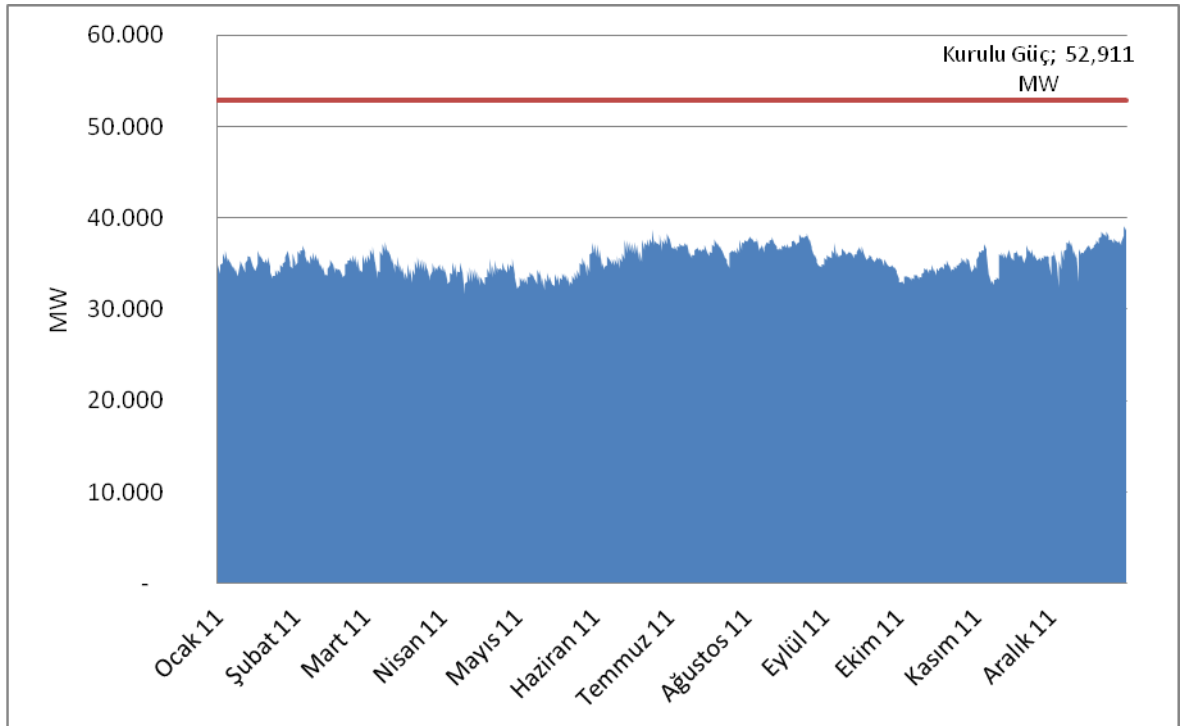
Tablo 4-1: TEİAŞ Üretim Kapasite Projeksiyonu Neticeleri

	Arz	Talep	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kurulu Güç	Senaryo 1	Yüksek	47.3%	44.1%	52.1%	48.9%	41.9%	32.3%	23.1%	14.5%	6.7%	-0.7%
		Düşük	47.3%	45.6%	55.4%	53.9%	47.7%	38.7%	30.3%	22.5%	15.1%	8.3%
	Senaryo 2	Yüksek	46.1%	42.2%	45.3%	44.7%	38.0%	28.6%	19.7%	11.4%	3.7%	-3.4%
		Düşük	46.1%	43.6%	48.5%	49.7%	43.7%	34.9%	26.7%	19.1%	12.0%	5.3%
Proje Üretimi	Senaryo 1	Yüksek	30.3%	26.9%	27.3%	26.4%	21.7%	13.8%	5.5%	-1.6%	-8.4%	-14.7%
		Düşük	30.3%	28.1%	29.8%	30.0%	26.5%	19.3%	11.7%	5.2%	-1.1%	-7.0%
	Senaryo 2	Yüksek	29.9%	25.9%	24.1%	21.9%	18.2%	10.5%	2.5%	-4.4%	-11.1%	-17.2%
		Düşük	29.9%	27.1%	26.4%	25.5%	22.8%	15.9%	8.5%	2.2%	-4.0%	-9.7%
Güvenilir Üretim	Senaryo 1	Yüksek	11.8%	9.6%	10.9%	10.9%	7.2%	0.0%	-7.1%	-13.5%	-19.4%	-24.9%
		Düşük	11.8%	10.6%	13.0%	14.2%	11.3%	4.9%	-1.6%	-7.5%	-13.0%	-18.2%
	Senaryo 2	Yüksek	11.6%	8.9%	8.1%	7.1%	4.0%	-2.9%	-9.8%	-16.0%	-21.8%	-27.1%
		Düşük	11.6%	9.9%	10.2%	10.2%	8.1%	1.9%	-4.5%	-10.2%	-15.5%	-20.6%

Kaynak: TEİAŞ, www.teias.gov.tr

Projeksiyon uzun dönemli arz güvenliğini dikkate alarak belirli sonuçlara ulaşmaktadır. Ancak şebekenin gerçek zamanda işleyişi ve piyasada sağlıklı rekabetçi bir ortamın temin edilmesi gibi hususlar projeksiyonun değerlendirmeleri arasında yer almamaktadır. Mevcut kurulu gücün tamamının bir arz sıkıntısı yaşanması durumunda, belirli bir süre içerisinde devreye alınacağı kabul edilmektedir. Öte yandan, mevcut kapasite emre-amade kapasite ile karşılaştırıldığında, arada önemli oranda fark olduğu görülmektedir. Bu farkın, emre amade kapasitesi düşük eski santraller ile yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim yapan santrallerden kaynaklandığı değerlendirilmektedir. Şekil 4-4’de Türkiye Kurulu gücünün 52.911 MW olmasına karşın emre-amade kapasitenin 40.000 MW’ı geçmediği görülmektedir.

Şekil 4-4: Kurulu Güç ve Emre-Amade Kapasite (MW)



Kaynak: TEİAŞ

2011 yılı boyunca emre amade kapasite ile kurulu kapasite arasında %33 ile %68 arasında değişen bir fark bulunmaktadır. 2011 yılı içerisinde emre amade kapasite en fazla 39.826 MW olarak gerçekleşmiştir. Bu durumda TEİAŞ projeksiyonlarına göre puant talep bu değeri 2013 yılından itibaren geçmektedir.

Bu çerçevede elektrik sisteminde arz talep dengesinde beklenmedik değişimler olması durumunda, emre-amade kapasitenin puant talebi karşılanmasında sıkıntılar yaşanabilir. Bu dönemlerde fiyatlarda önemli dalgalanmalar ile yük tahditleri görülebilecektir. Bu nedenle TEİAŞ tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonunda emre amade kapasitenin de dikkate alındığı senaryoların hazırlanması elektrik sistemindeki gerçek rezerv

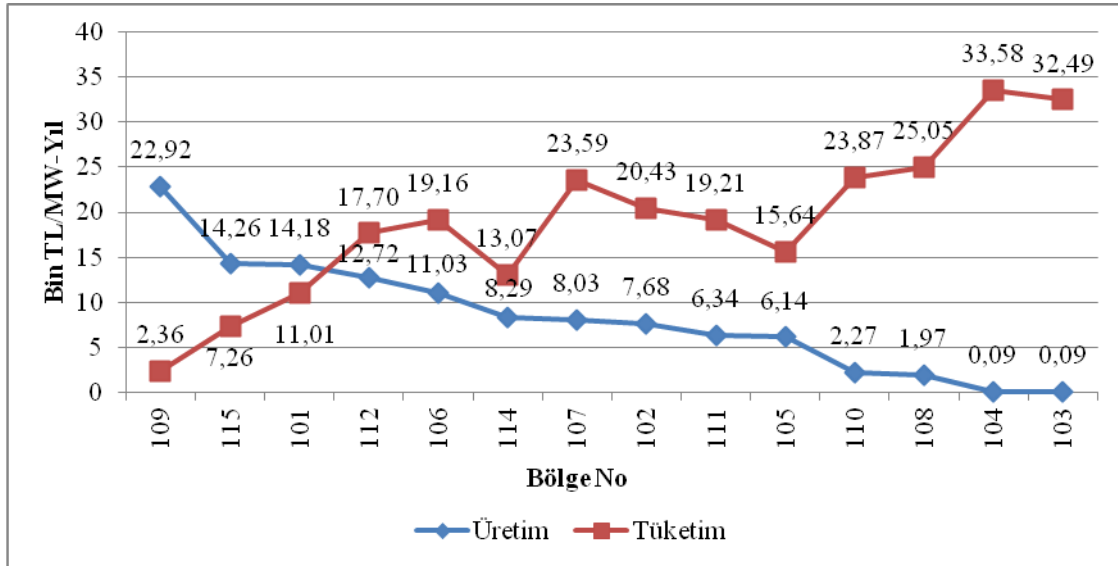
kapasite miktarına ilişkin daha doğru verecektir ve muhtemel elektrik kesintilerinin ve fiyat artışlarını daha doğru tahmin edilmesine imkân tanıyacaktır.

5. İLETİM

5.1 TARİFELER

Bölgesel iletim tarifeleri 09/12/2010 tarihli ve 2913 sayılı Kurul Kararı ile belirlenmiştir. Söz konusu Kurul Kararı ile piyasa işletim ücreti, iletim sistemi sistem işletim tarifesi ve iletim sistem kullanım tarifesi belirlenmiştir. Piyasa işletim ücreti ile iletim sistemi sistem işletim tarifesi sırasıyla 519.262,98 TL/Ay ve 414,48 TL/MW-Yıl olarak belirlenmiştir. İletim sistem kullanım tarifeleri ise 14 bölge bazında üretim ve tüketim için ayrı ayrı belirlenmiştir. İthalat ve ihracat faaliyetleri için 15 inci bölge tanımlanmıştır. Şekil 5-1’de iletim sistem kullanım tarifeleri gösterilmektedir.

Şekil 5-1: Bölgesel İletim Sistem Kullanım Tarifeleri

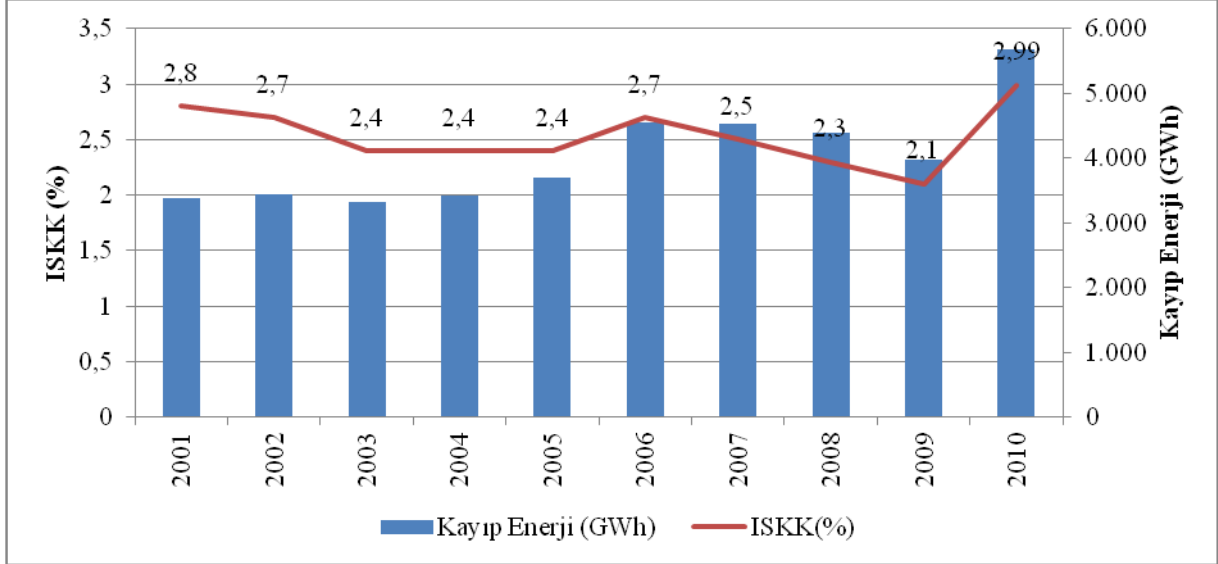


Ancak 5784 sayılı Kanun ile değişik 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun Geçici 14 üncü maddesindeki "...31/12/2012 tarihine kadar işletmeye girecek üretim ve otoproduktör lisansı sahibi tüzel kişilere aşağıdaki teşvikler sağlanır. Üretim tesislerinin, işletmeye giriş tarihlerinden itibaren beş yıl süreyle iletim sistemi sistem kullanım bedellerinden yüzde elli indirim yapılır." hükmü gereği ilgili üretim bağlantılarına %50 indirim uygulanmaktadır.

5.2 KAYIPLAR VE YATIRIM MİKTARI

Şekil 5-2’de iletim sisteminde meydana gelen kayıp-kaçak oranları, kayıp enerji miktarı ile beraber gösterilmiştir. İletim sistemin kayıp kaçak oranı (ISKK) aylara göre değişkenlik göstermekte olup, %2,1 ile 2,99 arasında değişmektedir.

Şekil 5-2: İletim Sistemi Kayıp Kaçak Oranları (ISKK)



Kaynak: Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011 – 2020)

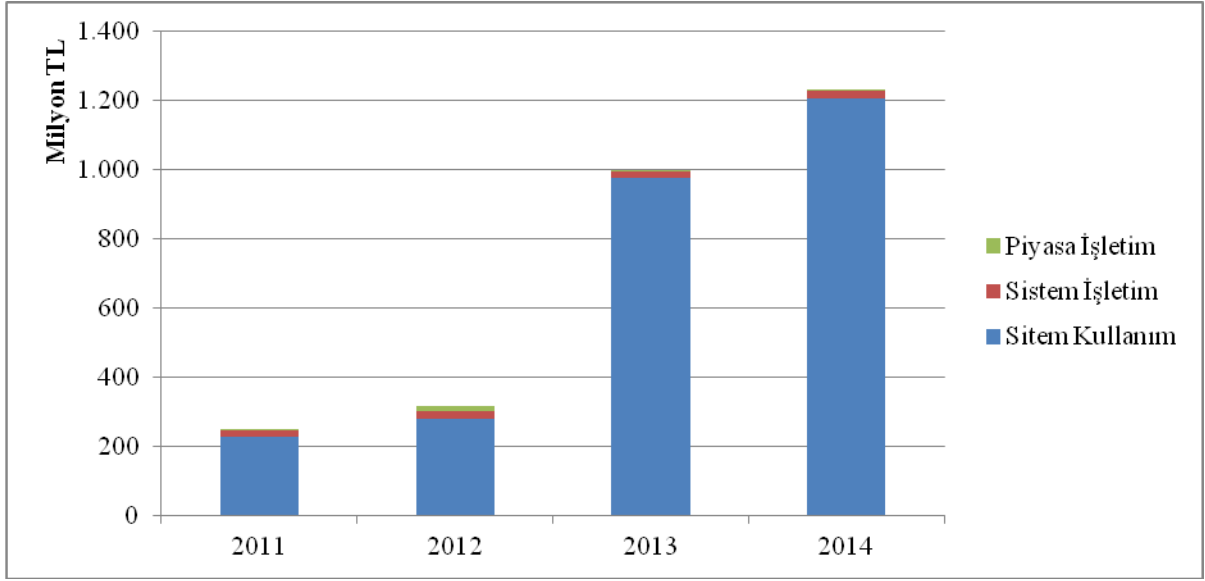
Üçüncü uygulama dönemi için toplamda yaklaşık olarak 2.788 milyon TL iletim yatırımı onaylanmıştır. Onaylanan yatırımların tarife gruplarına ve yıllara göre dağılımı Tablo-5’de gösterilmiştir.

Tablo 5-1: Onaylanan İletim Yatırım Tutarı

YILLAR	TARİFE GRUPLARI (Bin TL)			Toplam
	Sistem Kullanım	Sistem İşletim	Piyasa İşletim	
2011	226.217	17.385	1.750	245.352
2012	278.694	20.640	15.670	315.004
2013	975.147	19.220	3.050	997.417
2014	1.208.172	19.370	3.000	1.230.542
Toplam	2.688.230	76.615	23.470	2.788.315

Şekil 5-3’de gösterildiği üzere yapılan yatırımların 2.688 milyon TL ile büyük kısmı sistem kullanım tarifelerine yansıtılmaktadır.

Şekil 5-3: Onaylanan İletim Yatırım Tutarı



6. DAĞITIM

6.1 ÖZELLEŞTİRME SÜRECİ

Dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi süreci Yüksek Planlama Kurulu'nun 17.03.2004 tarihli ve 2004/3 sayılı kararı ile kabul edilen "Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi" çerçevesinde sürdürülmektedir. Özelleştirme süreci 4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun hükümleri çerçevesinde Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından yürütülmektedir.

2011 yılında Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş. ile Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin devir işlemleri tamamlanmıştır. Devri tamamlanan dağıtım şirketlerinin toplam ihale bedeli 5.422.250.000 TL'ye ulaşmıştır.

Tablo 6-1: Özelleştirmesi Tamamlanmamış Dağıtım Şirketleri

Özelleştirmesi Tamamlanmış Dağıtım Şirketleri			
Sayı	Dağıtım Şirketi	Devir tarihi	İhale Bedeli (ABD\$)
1	Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.	28.01.2009	1.225.000.000
2	Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.	11.02.2009	600.000.000
3	Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.	30.10.2009	440.000.000
4	Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.	02.06.2010	485.000.000
5	Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.	03.09.2010	441.500.000
6	Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.	03.09.2010	227.000.000
7	Çoruh Elektrik Dağıtım A.Ş.	01.10.2010	258.500.000
8	Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş.	30.12.2010	230.250.000
9	Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.	06.01.2011	940.000.000
10	Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.	30.12.2011	575.000.000

Özelleştirme süreci sekiz dağıtım şirketi için devam etmekte olup, bunların toplam ihale bedeli 7.583.600 TL'dir.

Tablo 6-2: Özelleştirmesi Tamamlanmamış Olan Dağıtım Şirketleri

Özelleştirmesi Tamamlanmamış Olan Dağıtım Şirketleri
--

Sayı	Dağıtım Şirketi	Devir tarihi	İhale Bedeli (ABD\$)
1	Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.	25.09.2008	128.500.000
2	Vangözü Elektrik Dağıtım A.Ş.	18.02.2010	100.100.000
3	Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	2.496.000.000
4	Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	-
5	Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	228.000.000
6	Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş.	07.12.2010	1.515.000.000
7	Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.	07.12.2010	2.016.000.000
8	Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.	07.12.2010	1.100.000.000

6.2 ONAYLANAN DAĞITIM VE PERAKENDE YATIRIM TUTARLARI

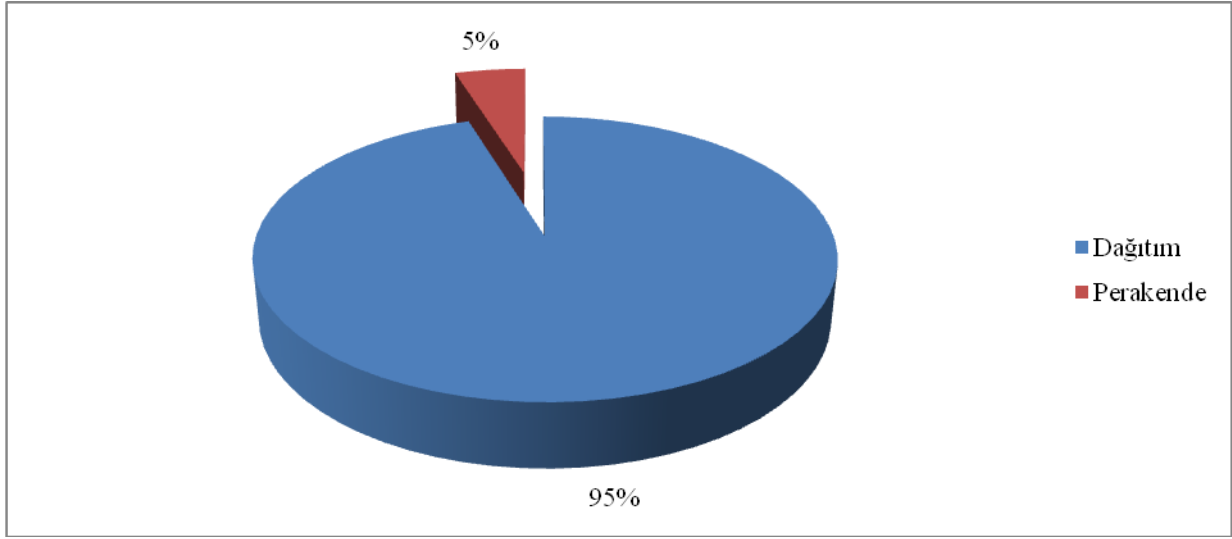
Kurulun 20/12/2011 tarihli toplantısı ile dağıtım şirketlerinin 2011-2015 uygulama dönemi yatırım planını teşkil eden "Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar" eki olan tablolar onaylanmıştır. Konuya ilişkin kurul kararları ile dağıtım şirketlerinin 2011-2015 uygulama döneminde yıllık olarak "Dağıtım Faaliyetine İlişkin Düzenlemeye Esas Net Yatırım Harcaması" ve "Perakende Satış Hizmeti Faaliyetine İlişkin Düzenlemeye Esas Net Yatırım Harcaması" miktarları onaylanmıştır.

Tablo 6-3: Onaylanan Dağıtım ve Perakende Satış Hizmeti Yatırım Tutarları (TL)

Şirket	Dağıtım	Perakende	5 yıllık toplam
Akdeniz EDAŞ	91.756.235	4.223.081	458.781.175
Aras EDAŞ	69.836.087	1.981.736	349.180.435
Aydem EDAŞ	102.927.125	4.154.598	514.635.625
Ayedaş	69.209.515	6.022.208	346.047.575
Başkent EDAŞ	227.382.465	8.514.285	1.136.912.325
Boğaziçi EDAŞ	121.951.195	10.541.905	609.755.975
Çamlıbel EDAŞ	50.617.205	1.970.617	253.086.025
Çoruh EDAŞ	59.454.440	2.695.105	297.272.200
Dicle EDAŞ	102.002.513	2.902.313	510.012.565
Fırat EDAŞ	53.765.275	1.828.393	268.826.375
Gediz EDAŞ	82.991.963	6.022.597	414.959.815
Göksu EDAŞ	28.844.023	1.347.173	144.220.115
KCETAŞ	38.359.553	1.477.509	191.797.765
Meram EDAŞ	110.415.132	4.188.966	552.075.660
Osmangazi EDAŞ	71.831.437	3.496.228	359.157.185
Sakarya EDAŞ	59.122.433	3.563.096	295.612.165
Toroslar EDAŞ	84.915.243	7.361.177	424.576.215
Trakya EDAŞ	40.878.666	2.107.600	204.393.330
Uludağ EDAŞ	105.769.053	6.391.864	528.845.265
Vangözü EDAŞ	26.242.484	1.142.021	131.212.420
Yeşilirmak EDAŞ	94.676.879	4.041.400	473.384.395
TOPLAM	1.692.948.921	85.973.872	8.464.744.605

Tablo-8’de onaylanan dağıtım ve perakende satış hizmeti tutarları şirket bazında gösterilmiştir. Söz konusu değerlerin tüm dağıtım şirketleri için yıllık toplam değeri sırasıyla 1.692.948.921 TL ve 85.973.872 TL olarak onaylanmıştır.

Şekil 6-1: Onaylanan Dağıtım ve Perakende Yatırım Tutarları



Şekil 6-2’de görüldüğü üzere onaylanan yatırım tutarının çok büyük kısmını %95 oran ile dağıtım yatırımları oluşturmaktadır. Onaylanan perakende satış hizmeti yatırım tutarı, toplam tutarın %5’ini oluşturmaktadır.

Onaylanan Dağıtım ve Perakende Satış Hizmeti Yatırım Tutarlarının şirket bazında dağılımı şekil 6-1’de gösterilmektedir. Başkent EDAŞ en yüksek yatırım tutarına, Vangözü EDAŞ ise en düşük yatırım tutarına sahiptirler.

Şekil 6-2: Şirket Bazında Onaylanan Dağıtım ve Perakende Satış Hizmeti Yatırım Tutarları

