İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASALARI ve ÇİMENTO SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM TAHMİNİNİN ÖNEMİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ezgi Kayahan

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Sermin ONAYGİL

ARALIK 2019

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASALARI ve ÇİMENTO SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM TAHMİNİNİN ÖNEMİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ezgi KAYAHAN
(301131041)

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Sermin ONAYGİL

ARALIK 2019

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 301131041 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Ezgi KAYAHAN ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASALARI ve ÇİMENTO SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM TAHMİNİNİN ÖNEMİ" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı :	**Prof. Dr. Sermin ONAYGİL** İstanbul Teknik Üniversitesi	……
Jüri Üyeleri :	**Prof. Dr. Önder GÜLER** İstanbul Teknik Üniversitesi	...…….
	Dr. Öğr. Üyesi Bora ACARKAN Yıldız Teknik Üniversitesi	……

Teslim Tarihi : 15 Kasım 2019
Savunma Tarihi : 9 Aralık 2019

"Mükemmel iyinin düşmanıdır."
Voltaire

ÖNSÖZ

Tez çalışmalarım sırasında bana ışık tutan ve rol model olan değerli hocam Prof. Dr. Sermin ONAYGİL'e sabrı ve yardımları için en içten teşekkürlerimi sunuyorum.

Yüksek lisans derslerime devam ederken bana destek olan Endüstriyel Enerji San. ve Tic. Ltd. Şti. ekibine, tez yazım sürecimdeki anlayışından dolayı Onur YAKMACI'ya ve yardımları için Didem BENZER'e ayrıca teşekkür ediyorum.

Hayatım boyunca bana duydukları güven ve verdikleri sevgi ile arkamda olan, annem Raziye KAYAHAN, babam Mustafa KAYAHAN ve ağabeyim Ufuk KAYAHAN'a sonsuz teşekkürler.

Aralık 2019 Ezgi KAYAHAN

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ ..... **vii**
İÇİNDEKİLER ..... **ix**
KISALTMALAR ..... **xi**
SEMBOLLER ..... **xiii**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xv**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xvii**
1. GİRİŞ **1**
2. ELEKTRİK PİYASASININ TEMELLERİ **5**
2.1 Yeni Elektrik Piyasasının Bileşeni ve Modelleri 6
2.1.1 Piyasa bileşenleri 6
2.1.2 Piyasa modelleri 9
3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA LİBERALLEŞME **11**
3.1 Piyasa Reformu 12
3.2 Talep Tarafı Açısından TEP 17
4. ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASINDA TALEP TARAFI YÖNETİMİ **21**
4.1 Enerji Verimliliği 22
4.2 Yük Yönetimi Programları 23
4.3 Yük Gelişimi ve Koruması Programları 24
4.3.1 Kullanım zamanına bağlı tarifeler (Time of Use - ToU): 24
4.3.2 Kritik peak fiyatı tarifesi (Critical Peak Pricing - CPP): 25
4.3.3 Gerçek zamanlı tarife (Real-Time Pricing - RTP): 25
4.4 Türkiye'de Zamana Bağlı Tarife Yapısı 26
4.5 Sanayi Sektörü Açısından TTY 29
5. ELEKTRİK ENERJİSİNİN MALİYETİ **31**
5.1 Maliyet Bileşenleri 31
5.1.1 Üretim 32
5.1.2 Taşıma 33
5.1.3 Diğer maliyetler 33
5.2 Liberal Elektrik Piyasasında Satın Alma Konseptleri 34
5.2.1 Tam donanımlı hizmet sözleşmesi 34
5.2.2 Endekse bağlı sözleşmeler 35
5.2.3 Yapısal sözleşmeler 36
5.2.4 Portföy yönetimi 37
5.3 Dünya'da EE Maliyeti Bileşenleri: Bazı Örnekler 38
6. ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASINDA TÜKETİM TAHMİNİ **43**
6.1 Elektrik Piyasasında Tüketim Tahmininin Önemi 44
6.2 Elektrik Piyasasında Tüketim Tahmini Çeşitleri 46
6.3 Elektrik Piyasasında Kullanılan Tahmin Modelleri 48
6.3.1 Çoklu doğrusal regresyon 48
6.3.2 Stokastik zaman serileri 49
6.3.3 Üstel düzleştirme 50

6.3.4 Yapay sinir ağları 50
7. ÇİMENTO SEKTÖRÜ ÖZELİNDE ENDÜSTRİDE ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM TAHMİNİNİN ÖNEMİ 53
7.1 Sektörün Tanıtımı 53
7.2 EE Tüketim Tahminin Önemi 55
7.3 Üretim Süreci 56
7.3.1 Hammadde çıkarma 56
7.3.2 Hammadde kırma ve kurutma 57
7.3.3 Hammadde öğütme ve homojenizasyonu 57
7.3.4 Klinkerizasyon 57
7.3.5 Çimento öğütme ve saklama 57
7.3.6 Paketleme 58
7.4 Sektörün Elektrik Enerjisi Tüketim Karakteristiği 58
7.5 Örnek Bir Çimento Tesisi Çalışması 60
7.5.1 2015-2017 yılları arası tüketim analizi 60
7.5.2 EE tüketiminin aylık analizi 62
7.5.3 EE tüketiminin günlük analizi 62
7.5.4 EE tüketiminin saatlik analizi 64
7.5.5 Saatlik tüketimlerin görülme sıklığı analizi 65
7.5.6 EE tüketim profili ile fiyat analizi 65
7.5.7 Tesis özelindeki parametreler ile EE tüketim ilişkinin belirlenmesi 70
7.5.8 Makro göstergeler ile EE tüketim ilişkinin belirlenmesi 73
7.5.9 EE tüketiminin tahmin edilmesi 82
7.6 Son Kullanıcıların Piyasada Daha Aktif Olması İçin Gereklilikler 85
8. SONUÇLAR ve ÖNERİLER 87
8.1 Sonuçlar 88
8.2 Öneriler 88
KAYNAKLAR 89
ÖZGEÇMİŞ 97

KISALTMALAR

ABD : Amerika Birleşik Devletleri
AŞ : Akıllı Şebeke
BSİ : Bağımsız Sistem İşletmecisi
CAPEX : Capital Expenditures (Yatırım Maliyetleri)
CPP : Critical Peak Pricing (Kritik Peak Fiyatı Tarifesi)
DisCos : Disribution Companies (Dağıtım Şirketleri)
DisCos : Disribution Companies (Dağıtım Şirketleri)
DOE : Department of Energy (Amerikan Enerji Bakanlığı)
DÜ : Dağıtık Üretim
EE : Elektrik Enerjisi
EIA : U.S. Enrgy Information Administration (Amerikan Enerji Bilgi İdaresi)
EP : Elektrik Piyasası
EPDK : T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ : Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
EPK : Elektrik Piyasası Kanunu
EÜAŞ : Türkiye Elektrik Üretim A.Ş.
EV : Enerji Verimliliği
GenCos : Generation Companies (Üretim Şirketleri)
GİP : Gün İçi Piyasası
GÖP : Gün Öncesi Piyasası
IEA : International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
ISO : Independent System Operator (Bağımsız Sistem İşletmecisi)
İHD : İşletme Hakkı Devredilen Üretim Santralleri
MAPE : Mean Absolute Percantege Error (Ortalama Mutlak Yüzde Hata)
OECD : The Organisation for Economic Co-operation Development (Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü)
ÖİB : Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
OPEX : Operational Expenditures (İşletme Maliyetleri)
PMUM : Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PoolCo : Pooling Company (Havuz Şirketi)
PPA : Power Purchasing Agreements (Güç Satın Alma Sözleşmeleri)
PS : Perakende Satış
PSŞ : Perakende Satış Şirketi
PTF : Piyasa Takas Fiyatı
PX : Power Exchange (Güç Ticareti)
RetailCos : Retail Companies (Perakende Satış Şirketleri)
RTP : Real Time Pricing (Gerçek Zamanlı Fiyatlama)
ST : Serbest Tüketici
TEAŞ : Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş
TEDAŞ : Türkiye Elekrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ : Türkiye Elekrik İletim A.Ş.
TEK : Türkiye Elektrik Kurumu

TEP : Türkiye Elektrik Piyasası
TETAŞ : Türkiye Elekrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
ToU : Time of Use (Kullanım Zamanına Bağlı Tarifeler)
TransCos : Transmission Companies (İletim Şirketleri)
TTY : Talep Tarafı Yönetimi
YEGM : Yenilebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YEKDEM : Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması
Yİ : Yap-İşlet Modelindeki Üretim Santralleri
YİD : Yap-İşlet-Devret Modelindeki Üretim Santralleri
YPK : Yüksek Planlama Kurulu
YYP : Yük Yönetimi Programları

SEMBOLLER

$\boldsymbol{\phi(L)}$: Rastgele gürültü sinyali

$\boldsymbol{(l(t))_{t=t_0}^{t_1}}$: Elektrik tedariğinin sağlanacağı zaman aralığındaki yük
$\boldsymbol{[t_0, t_1]}$: Elektrik tedariğinin sağlanacağı zaman aralığı
$\boldsymbol{AE_i}$: Ulusal tarife ile belirnenen dönemin ağırlık etkisi
$\boldsymbol{PSS_i}$: Belirlenen periyottaki saat sayısı
$\boldsymbol{P_i}$: Elektriğin (aktif enerji) ulusal tarife ile belirlenen dönem için perakende satış fiyatı
$\boldsymbol{a_0, a_1, \ldots, a_n}$: Regresyon katsayıları
$\boldsymbol{x_0(t), x_1(t), \ldots}$: $y(t)$ ile ilişkili bağımsız değişkenler
$\boldsymbol{T}$: Transpoze operatörü
$\boldsymbol{B}$: Enerji bedeli
$\boldsymbol{E}$: Çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli
$\boldsymbol{F}$: Future (gelecek) piyasa fiyatı
$\boldsymbol{F(t)}$: Teslim edileceği t zamanı için elektrik enerjisinin birim fiyatı
$\boldsymbol{I}$: Dengesizlik maliyeti
$\boldsymbol{I(t)}$: t zamanındaki fiyata endekslenmiş değer
$\boldsymbol{M}$: Brokerın satış kârı
$\boldsymbol{M}$: Satış Kârı
$\boldsymbol{P}$: Elektrik enerjisi birim fiyatı (TL/kWh)
$\boldsymbol{R}$: Risk Primi
$\boldsymbol{S}$: Spot piyasa fiyatı
$\boldsymbol{f(t)}$: Doğrusal olarak bağımsız ve durağan fitting fonksiyonlarının vektörü
$\boldsymbol{n}$: Sabitlenmiş fiyat seviyelerinin sayısı
$\boldsymbol{y(t)}$: Yük talebi
$\boldsymbol{\beta(t)}$: Yerel olarak sabit vektörü katsayısı
$\boldsymbol{\varepsilon(t)}$: Hata, rastgele gürültü sinyali
$\boldsymbol{\varepsilon(t)}$: Beyaz gürültü
$\boldsymbol{\theta(L)}$: Geçmiş rastgele gürültü sinyali

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Farklı ülkelerdeki piyasa modelleri. 10
Çizelge 3.1 : Türkiye GİP ve GÖP esasları..... 16
Çizelge 4.1 : TTY için kullanılan bazı yazılımlar. 26
Çizelge 4.2 : Çok zamanlı tarife zaman dağılımı. 27
Çizelge 4.3 : 01.10.2019 tarihinden itibaren geçerli olacak tarife fiyatları. 28
Çizelge 5.1 : Serbest piyasa elektrik maliyeti kalemleri. 39
Çizelge 7.1 : Bazı sektörlerde enerjinin üretim maliyeti içindeki payı. 53
Çizelge 7.2 : Çimento sektörü maliyet kalemleri payları. 54
Çizelge 7.3 : Haftanın günlerine göre ortalama EE tüketimleri (kWh). 63
Çizelge 7.4 : EE tüketimi, çimento satışı, çimento üretimi, klinker üretimi ilişkisi regresyon analizi sonuçları. 71
Çizelge 7.5 : Makro göstergeler ve tesis EE tüketimi ile ilişkilendirilmeleri. 73
Çizelge 7.6 : Makro göstergeler ve regresyon sonuçları. 81
Çizelge 7.7 : Birinci model sonuçları. 82
Çizelge 7.8 : İkinci model sonuçları. 84
Çizelge 7.9 : EE tüketicilerinin piyasada daha aktif olması için alınabilecek aksiyonlar. 86

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 3.1 : TEP liberalleşme evreleri. 14
Şekil 3.2 : TEP gelişiminde önemli tarihler. 16
Şekil 3.3 : Yıllar içinde ST limiti ve sayısı değişimi. 18
Şekil 3.4 : Yıllar içinde ST limiti ve piyasa açıklık oranları. 18
Şekil 4.1 : TTY araçları. 21
Şekil 4.2 : Yük şekilleri ve YYP. 24
Şekil 4.3 : Yük gelişimi ve koruması programları. 26
Şekil 5.1 : Son tüketici için elektrik maliyeti bileşenleri. 32
Şekil 6.1 : Yapay sinir ağları tasarımı. 51
Şekil 7.1 : 1970-2017 Türkiye net elektrik tüketimi ve sanayi sektörü elektrik tüketimi. 54
Şekil 7.2 : 2010-2017 Türkiye net elektrik tüketimi, sanayi sektörü elektrik tüketimi ve çimento sektörü elektrik tüketimi. 55
Şekil 7.3 : Çimento üretim süreci akış diyagramı. 58
Şekil 7.4 : 2018 Türkiye Sektör ortalamasına göre bir çimento fabrikasında ortalama EE tüketimi kırılımı. 58
Şekil 7.5 : 2018 Türkiye Sektör ortalamasına göre bir çimento fabrikasında ortalama klinker üretimi EE tüketimi kırılımı. 59
Şekil 7.6 : 2015-2017 EE tüketim değerleri. 60
Şekil 7.7 : 2015 yılı saatlik EE tüketimi. 61
Şekil 7.8 : 2016 yılı saatlik EE tüketimi. 61
Şekil 7.9 : 2017 yılı saatlik EE tüketimi. 61
Şekil 7.10 : 2015, 2016 ve 2017 yıllarında aylık EE tüketimleri. 62
Şekil 7.11 : 2015, 2016 ve 2017 yılları günlük ortalama EE tüketimleri. 63
Şekil 7.12 : 2015-2017 saat tipi bazında EE tüketimi. 64
Şekil 7.13 : 2015-2017 döneminde saatlik tüketim görülme sıklığı. 65
Şekil 7.14 : Çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli değişimi. 66
Şekil 7.15 : Son kaynak tedarik tarifesi ve görevli tedarik şirketinden enerji alan iletim sistemi kullanıcısı tarife fiyatı karşılaştırması. 67
Şekil 7.16 : 2015, 2016 ve 2017 yıllarında tesisin EE tüketimlerinin üç zaman tarifesine göre dağılımı. 67
Şekil 7.17 : 2015-2017 dönemi tarife fiyatları ile mevcut tüketim profili ve baz yük tüketim profili karşılaştırması. 68
Şekil 7.18 : 2015-2017 dönemi spot fiyatlar ile mevcut tüketim profili ve baz yük tüketim profili karşılaştırması. 69
Şekil 7.19 : 2015-2017 döneminde PTF ve profil etkili PTF karşılaştırması (TL/MWh). 69
Şekil 7.20 : Aylık EE tüketimi ve satış ilişkisi. 70
Şekil 7.21 : Aylık EE tüketimi ve çimento üretimi ilişkisi. 71
Şekil 7.22 : Aylık EE tüketimi ve klinker üretimi ilişkisi. 71
Şekil 7.23 : Klinker stok (kton)/Klinker üretim (kton) oranı. 72

Şekil 7.24 : 2008-2018 arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve kişibaşı GSYH (USD/kişi) ilişkisi. 74
Şekil 7.25 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) GSYH (%) değişimi ilişkisi. 74
Şekil 7.26 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve Türkiye çimento üretimi (Mton). 75
Şekil 7.27 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve Türkiye çimento tüketimi (Mton). 75
Şekil 7.28 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve iç piyasa çimento satışı (Mton). 76
Şekil 7.29 : 2008-2018 arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve klinker+çimento ihracatı (Mton). 76
Şekil 7.30 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve kişibaşı çimento tüketimi (kg). 77
Şekil 7.31 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve inşaat sektörü büyüme oranı (%). 77
Şekil 7.32 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve ham petrol fiyatları. 78
Şekil 7.33 : 2010-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve API2 (USD/ton). . 79
Şekil 7.34 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve TÜFE (%). 79
Şekil 7.35 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve ÜFE (%). 80
Şekil 7.36 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve imalat sanayi kapasite kullanım oranı (%). 80
Şekil 7.37 : Birinci model sonuçları gösterimi. 83
Şekil 7.38 : İkinci model sonuçları gösterimi. 84

ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASALARI ve ÇİMENTO SEKTÖRÜNDE ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM TAHMİNİNİN ÖNEMİ

ÖZET

1850'li yıllarda başlayan "2. Sanayi Devrimi" dönemi ile birlikte kitlesel üretimde kullanılmaya başlayan elektrik enerjisi (EE) zamanla büyük önem kazanmıştır. Yine EE tabanlı bilgisayar, elektronik ve sensör teknolojilerinin dönemi olan "3. Sanayi Devrimi" ile birlikte EE modern insanlığın vazgeçilmez bir unsuru haline gelmiştir. Nesnelerin interneti ve üretimin dijitalleşmesi çağını yaşadığımız "4. Sanayi Devrimi" döneminin ise EE'den bağımsız olarak anılması söz konusu olamaz. Çağımızda birçok sistemin çalışması ve haberleşmesi için ihtiyaç duyulan EE piyasası ile ilgili çalışmalar tüm bu modern sistemin kurgulanması ve sürdürülebilirliği açısından yaşamsaldır.

Gelişen ve daha da gelişecek olan EE piyasası için; hammaddeden başlayarak üretim, depolama, iletim, dağıtım, sistem işletme, kullanım ve yasal regülasyonlar bağlamında yapılan çalışmalar 1950'li yıllarda başlamış 1980'li yıllarda yaşanan petrol krizi ile hızlanmış ve ivmelenmiştir. Günümüzde ise fosil yakıt kaynaklı EE üretiminin yerini yenilenebilir enerji kaynaklarından üretime bırakması, enerjinin depolanması, dağıtık üretimin (DÜ) yaygınlaşması, akıllı şebekeler (AŞ), otonom kontrol sistemleri üzerinde birçok özel sektör, kamu kuruluşu ve akademik araştırmalar yapılmaktadır.

Bu tez çalışmasında, EE'nin kullanım ayağını oluşturan talep tarafı (TT) açısından önemi irdelenmiştir. Öncelikle piyasanın tarihsel gelişimi araştırılmış ve yeni piyasasının bileşenleri belirlenmiştir. Bu bağlamda hem arz hem de talep tarafı açısından önem taşıyan talep tarafı yönetimi araçları değerlendirilmiştir. TT'nın tüm piyasa bileşenleri üzerindeki etkisine istinaden gelecekteki EE tüketimlerinin tahmin edilmesinin neden önemli olduğu araştırılmış, çimento sektörü örneğinde tüketimin tahmin edilmesi için önemli parametrelerin belirlenmesi ve tahmin edilmesi amaçlanmıştır.

Talep tarafı yönetimi (TTY), yük yönetimi programları açısından değerlendirildiğinde, son kullanıcıların EE tüketimlerinin tahmin edilmesi, kullanıcıların maliyetlerini optimize etmesi için önemlidir. Son kullanıcıların tüketim farklılıklarının ve değişkenliklerinin sistemin üretim, iletim, dağıtım vb. işlemlerini gerçekleştiren kuruluşların operasyonlarını, sistem güvenliğini ve sürdürülebilirliğini doğrudan etkiliyor olması nedeniyle, arz tarafı açısından da en az TT'nda olduğu kadar kritik bir unsurdur. Ayrıca piyasa ile ilgili yatırım kararları alınması ve beklentiler ile paralel sonuçlar vermesi bakımından da talebin öngörülebilir olması gerekmektedir.

Çalışmada, çimento sektörünün Türkiye elektrik tüketimindeki yeri tanımlanmış ve üretimin genel yapısı ile tüketim noktaları incelenerek enerji karakteristiği ortaya konulmuştur. Elektrik enerjisi tüketimine etkisi olabileceği düşünülen makro parametreler belirlenmiş; tüketimin bu parametreler ile ilişkisi lineer regresyon yöntemi ile analiz edilmiş ve tüketim tahmini için model denklem katsayıları belirlenmiştir.

ELECTRICITY MARKETS and THE IMPORTANCE of ELECTRICITY CONSUMPTION FORECASTING in CEMENT SECTOR

SUMMARY

Energy resources are becoming more than significant than in the past with the environment of increasing world population and production by every single day. It has become an agenda setting item in world politics especially following the Industrial Revolution. Today, energy cannot be separated any strategic decision both national and international.

Electrical energy (EE) which has started to serve mass production by "Second Industrial Revolution" has become crucial by 1850s. It has started to become essential part of everyday life with "Third Industrial Revolution" with the EE driven computers, electronics, sensors etc. Finally, at the age of "Fourth Industrial Revolution" that is formed by "Internet of the Things" cannot be considered without EE anymore. Every single study about EE market and participants is considered highly necessary in order to build and sustain up to date system design.

EE is a secondary energy resource which is produced by primary energy resources such as coal, natural gas, wind, solar etc. It is not just critical for its value chain but also for 21. Century life with electrical driven equipment, mobile phones, computers, automobiles etc. Studies on market structure has been started by 1950s and accelerated by 1980s with "Petroleum Crisis". Subject concept includes generation, storage, transmission, distribution, system operation, use, and regulations from the beginning of raw material. Today, public bodies, private companies and academies are focusing on major researches about new market structure with renewable power plants, distributed generation, smart grids and autonomous control systems. Subject technological developments are opening considerable opportunities for energy transitions.

EE industry has been changed and restructured in a liberalized manner from the vertically integrated structure throughout the world. The need for segregation of generation, transmission, and distribution which are three main elements of the market were the certain steps of the restructured market scheme. Market paradigm has shifted serving electricity is a utility to trading electricity is a commodity fundamentally.

Electricity is produced at the generation facilities following the transmission with high voltages and finally converted to the lower voltages and distributed to the consumers. It has two main dimensions as technical and financial with the perspective of generation-transmission-distribution that are covered by technical side where supply to the market is covered by financial side. The unique structure of electricity as being economically non-storable and the need for constant balance between production and consumption of power grid has made the market structure more particular.

Liberalization of the electricity markets has led to progress of power systems. New market structure advocates the maximum system efficiency can be achieved with the

lowest volatility on the demand instead of traditional approach as supplying all demand at any time. In order to increase system efficiency and unstressed consumption patterns of end users, demand side management strategies need to be build. Demand side management (DSM) approach covers planning, implementation and monitoring activities for reduction and reshaping of power consumption patterns with technological solutions, legal and or financial incentives.

DSM provides management for the demand side of electricity market with the prompt response to the any change of supply side at any time. Energy efficiency, time of use pricing, demand response, spinning reserves are the tools of DSM applications. Subject tools can be implemented as a hybrid model with the context of integrated energy management system. It is recognized as one of the cheapest resources available within the context of new market approach providing benefits where underestimation of DSM will cause a dramatic cost. It plays a key role for increasing power grid performance and consumer benefits.

Increasing share of renewables of world electricity generation is another aspect of necessity of DSM activities. Contrary to traditional model based on stabilized electricity generation through the fossil sources with the couple of producers, new system is based on resource diversity with the large number of producers in a decentralized structure. Controllability fossil fuel fired power plants and hydroelectric power plants is stabilizing the balance between supply and demand in the traditional electricity system. Demand needs to be match with the more electricity supply times of renewables such us wind and solar in order to avoid waste of green energy in the new market scheme.

More penetration of renewables to the power system requires operational flexibility of system within the environment of volatile and unpredictable structure of their generation. Electricity generation via renewable resources are unpredictable and imbalanced by its nature which has a great impact of management, operation, reliability, quality and operational costs. Energy storage technologies are considered as an essential solution to eliminate uncertainties on electricity generation from renewables and their integration to the power grid.

DSM is an integral part of new electricity market structure with renewables, energy storage and smart grid technologies. Power grid is considered more than generation and transmission system which is an ecosystem that brings together produces, service provides, governments and investors. Establishing reliable DSM scheme provides supply security which is paramount, brings peak loads under control, meets the needs for new power generation plants, yields monetary saving and combats climate as well as supports environmental goals. It cannot be taught separately from building of sustainable energy system.

Companies have to manage their technical and financial complexities in order to provide reliable supply and affordable prices to the end users in the light of dynamic architecture of new electricity market. Forecasting of the consumption is crucial for capacity planning, production planning, malfunction analysis, load flow analysis, maintenance scheduling and pricing. Long term consumption forecasting is essential for capacity, investment and budget planning where short term forecasting critical for efficient operational of day ahead market not just for technical aspects but also for right pricing. Predictable consumption lead to dynamic management of voltage control, load shifting, infrastructure investment, decision making and trade deals.

Unavailability of energy storage in industrial scale make consumption forecasting more critical for real-time balance requirement of current structure.

The goal of this study is introducing importance of DSM and providing comprehensive insight and contribution to awareness of Turkish industry sector for consumption forecasting. Object of study is understanding of DSM approach within the new electricity market scheme, underlining the effect of being predictable in terms of consumption patterns especially for industrial consumers, specifying the relationship between the macro indicators in order to predict future demand in an energy-intensive sector case.

Study has been parted into 6 main sections. First, the essentials of electricity market is understood with new components and models within the world. Market has been discussed for fundamental shift of electricity as public service through a stated-owned monopolistic utility to a commodity in the competitive market. Market participants and market models are classified.

Liberalization Turkish electricity market and its timeline is reviewed in the following section. Steps and the legal framework of the Turkish market is explained specifically. Market reform and market within the aspects of demand side is presented.

The concept of DSM and its tools are reviewed in detailed. In this section DSM items, time of use tariffs in Turkish market has explained and DSM is discussed with regard to industry sector. Formation of cost of electricity is explained and electricity purchasing options is described for end-users within the context of new liberalized and competitive market design. Taxes and funds on electricity for end users is presented as an example in order to understand difference between the countries.

Following section, the cost of electricity is understood with the all aspects: generation, transmission - distribution and the other items. Electricity procurement concepts are analyzed from the point of end user with different models. Cost items of electricity invoice among the different countries are introduced as an example.

The need for forecasting in EE market is explained with different aspects. The importance of consumption forecasting for both supply and demand side is discussed in detailed. Main items for different forecasting periods are understood and methods are presented.

Cement sector is chosen for case study since it is energy-intensive for both thermal end electrical energy. The sector is introduced for production process and characterization of electricity consumption patterns. EE consumption pattern of the sample plant is figured out in hourly basis, daily basis and monthly basis. The relationship between total electricity consumption of the sample plant and the macro indicators has analyzed with linear regression for specific period. GDP per capita (USD/capita), change in GDP, cement production, consumption, cement and clinker import of Turkish market, cement consumption per capita, construction sector growth, energy prices, consumer and producer price index of Turkey and capacity utilization of Turkish manufacturing industry has been analyzed. Furthermore, the global relation between the cement sales, cement production and clinker production are analyzed for sample plant. Results of the model are compared with the actual data. The model achieved in this study is utilized by Microsoft Excel 2010. Finally, requirements for having more active end users in the market is underlined and pointed out.

In conclusion, application and outcomes of the cement sector case analysis are discussed. Recommendations for further steps are introduced.

As final words, awareness and incentives of companies can make a major difference but the greatest capacity to shape energy destiny lies with the governments, International Energy Agency says.

1. GİRİŞ

Enerji kaynakları, artan dünya nüfusu ve artan üretime bağlı olarak günden güne daha fazla kritik öneme sahip olmaktadır. Özellikle "Sanayi Devrimi" sonrasında, politik gündem belirleyen bir unsura dönüşen enerji kavramı ulusal ve uluslararası stratejik kararlardan bağımsız düşünülmemektedir.

Kömür, doğal gaz, güneş gibi birincil enerji kaynakları kullanılarak üretilen ve ikincil enerji kaynağı olarak değerlendirilen elektrik ise teknolojik gelişmelere paralel olarak artan bir ivme ile önem kazanmaktadır. Elektriğin endüstriyel değer zincirindeki öneminin yanı sıra, elektrik ile çalışan cihazların, sistemlerin ve araçların her geçen gün gündelik hayatın içine nüfuz etmesi, elektriği modern yaşamın vazgeçilmez bir unsuru haline getirmiştir. Bundan sonraki dönemlerde ise elektrik, internet teknolojisinin hâkimiyeti üzerine kurgulanan "4. Sanayi Devrimi" Dönemi'nin ayrılmaz bir bileşeni olacaktır. Global etkisi ve önemi bağlamında, elektriğin tüm süreçleri yoğun araştırmalara konu olacak nitelik taşımaktadır.

Dünyanın her yerinde dikey bütünleşik yapı kontrolü altında olan elektrik endüstrisi liberalleşerek büyük bir değişim yaşamaya başlamıştır. Bu değişim, yeniden yapılanmış elektrik güç endüstrisinin üç temel bileşeni olan üretim, iletim ve dağıtım elementlerinin ayrıştırılması gerekliliğini beraberinde getirmiştir (Shahidehpour ve diğ, 2002). EE, güç şebekesinde santraller tarafından üretilir, yüksek gerilim iletim hatları ile elektriği düşük gerilime çeviren istasyonlara gönderilir ve tüketicilere dağıtılır (Zhang ve Grossman, 2016). Elektrik, hem üretim - iletim - dağıtıma dayalı teknik süreçler hem de piyasaya arzına bağlı ekonomik süreçler ekseninde teknik ve finansal iki temel bileşene sahiptir. Elektriğin üretim ve tedarik hizmetini sağlayan şirketler, enerji sektörlerinin de bulunduğu enerji piyasaları içerisinden ayrışarak, elektrik piyasası içinde faaliyet göstermektedir (Yıldız, 2015).

Elektrik piyasalarının liberalleşmesi, elektrik güç sistemlerinin gelişmesi yönünde dünya genelinde önemli bir konu haline gelmiştir (Farhangi, 2010). Elektriğe ihtiyaç olan herhangi bir anda tüm talebi karşılamaya yönelik arzı sunmaya dayanan

geleneksel yaklaşımın aksine yeni piyasa, talepteki dalgalanmaların mümkün olan en az seviyede tutulmasının sistemi en verimli hale getireceğini savunmaktadır (Albadi ve El-Saadany, 2008). Bu nedenle, tüketicilerin tüketim modellerini etkileyecek talep tarafı yönetim (TTY) stratejilerinin oluşturulması gerekmektedir (Srinivasan ve diğ, 2017). ABD Enerji Bilgi Dairesi (U.S. Energy Information Administration, EIA), TTY programlarını elektrik kurumlarının tüketicilerinin elektrik tüketim miktarlarını ve şekillerini değiştirmesi için tasarlamış oldukları planlama, uygulama ve izleme aktiviteleri olarak tanımlamaktadır [Url-1]. International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı - IEA) ise, TTY teknoloji işbirliği programı ile son tüketicilerin enerji talebi değişimleri için teknolojik çözümlere, yasal ya da finansal teşviklere ve davranışsal değişikleri özendirecek stratejilere odaklandığını belirtmiştir [Url-2].

TTY, elektrik piyasalarının talep tarafının arz tarafındaki dalgalanmalara göre kaydırılarak yönetilmesine olanak tanır ve anlık elektrik talebi seviyelerine ya da toplam elektrik talebine göre son tüketiciler tarafından elektrik tüketim modelleri zamanlamasının değiştirilmesini kapsar (Feuerriegel ve Neumann, 2016; IEA, 2003). TTY'nin uygulanması için dünya genelinde enerji verimliliği (EV), elektriğin kullanım zamanının fiyatlandırılması, talep katılımı, yedek enerji üretimi kapasitesi saklama (spinning reserve) gibi yöntemler kullanılmaktadır. Bu yöntemler entegre enerji yönetim sistemleri ile birlikte ele alınarak hibrit olarak uygulanabilir. Örneğin bir endüstri kuruluşunda enerji verimli elektrik motoru, kompresör gibi ekipmanların kullanılması ile birlikte toplam enerji talebi azaltılırken, uygulanan elektrik fiyatlaması modeline göre kullanım zamanı fiyatlaması göz önüne alınarak yapılacak tüketim planlaması ile elektrik maliyetleri de düşürülebilir.

Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi içindeki payının artışı da TTY'nin etkin bir şekilde uygulanması zorunluluğunu beraberinde getirmektedir. Elektrik üretiminin, az sayıda üretici ile stabil olarak gerçekleştiği fosil yakıt kaynaklı geleneksel üretim yapısı yerini, kaynak çeşitliliğinin fazla olduğu, daha fazla sayıda üreticinin merkezi olmayan bir şekilde üretim yaptığı modele bırakmaktadır. Geleneksel üretim yapısında, fosil yakıt kaynaklı ve hidroelektrik santrallerin kontrol edilebilirliği, üretim ve talep arasındaki dengelemeyi sağlamaktadır (Strbac, 2008). Yenilenebilir kaynakların hızla dahil olduğu yeni güç sistemlerinde ise, güneş ve rüzgâr santrallerinin fazla miktarda elektrik ürettiği

zamanlara tüketim talebini kaydırabilmek yeşil enerjinin boşa harcanmasının önüne geçecektir (Stötzer ve diğ, 2015).

Yenilenebilir enerji kaynaklarının artan bir şekilde güç şebekesine entegrasyonu, bu kaynakların değişken ve tahmin edilemeyen miktarda üretim yapması, güç şebekesinin operasyonel açıdan esnek olmasını daha da gerekli hale getirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının doğası gereği, üretilen enerji miktarının belirsiz, rastgele ve kesikli oluşu güç şebekesinin yönetimini, işletme koşullarını, güvenilirliğini, güç kalitesini ve işletme maliyetlerini önemli derecede etkilemektedir (Ji ve diğ, 2017). Enerji depolama teknolojileri, yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi ile ilgili belirsizlikleri ortadan kaldırmak ve bu kaynakların şebekeye entegrasyonu için temel bir çözüm olarak değerlendirilmektedir (Venkataramani ve diğ, 2016; Yu ve Foggo, 2017).

TTY, yenilenebilir enerji kaynaklarının ve enerji depolama teknolojilerinin entegre olduğu yeni güç sisteminde, Akıllı Şebekeler (AŞ) bu yaklaşımların bütünleyicisi olarak yer alacaktır. Amerikan Enerji Bakanlığı (The U.S. Department of Energy-DOE) elektrik şebekesini üretim ve iletim altyapısından daha fazlası olarak tanımlamakta; varlık sahiplerinin, üreticilerin, servis sağlayıcıların, hükümetlerin, karar vericilerin bir araya geldiği bir ekosistem olarak değerlendirmektedir. AŞ teknolojileri elektrik üreticileri ve tüketicileri arasında çift yönlü iletişimi, kontrol sistemlerini ve dijital işletmelerin gerçekleştirilmesini sağlayacaktır [Url-3].

Güç sistemlerinin yukarıda bahsedilen dinamik yapısı göz önüne alındığında, elektriğin son tüketiciye güvenli ve ekonomik bir şekilde tedarik edilebilmesi için şirketlerin birçok teknik ve ekonomik zorluğu aynı anda yönetebilmesi gerekmektedir. Tüketim tahmininin başka bir deyişle talep tahmininin yapılabilmesi; kapasite planlaması, üretim programlaması, arıza analizleri, yük akışı analizleri, bakım programlarının yapılması ve fiyatlandırılmasında da önemli bir role sahiptir (Baliyan ve diğ, 2015; Yükseltan ve diğ, 2017). Talep tahmini farklı açılardan güç sistemi üzerinde etkili olmaktadır: örneğin kapasite planlaması yapılabilmesi için uzun dönemli talep tahmininin ekonomik ya da demografik değişkenlerle birlikte ele alınması; gün öncesi elektrik piyasasının (GÖP) verimli bir şekilde işletilebilmesi için ise kısa dönemli saatlik tahminlerin yapılması gerekmektedir (Yükseltan ve diğ, 2017). Elektrik piyasasının aktörleri sağlıklı talep tahmini ile gerilim kontrolü, yük kaydırma, altyapı yatırımları ve alım-satım anlaşmaları gibi dinamikleri etkin bir şekilde

yönetebilirler (Khwaja ve diğ, 2017). Elektrik piyasasındaki deregülasyon ve rekabet ile birlikte meydana gelen köklü değişiklikler de doğru yük tahmini yapabilmenin önemini artıracaktır (Khotanzad ve diğ, 1998). Mevcut teknolojilerle endüstriyel ölçekte elektrik enerjisinin depolanamaması eş zamanlı dengeleme gerektiren güç şebekesinde doğru yük tahmini yapmanın önemini daha da artırmaktadır.

Bu tez çalışması ile ülkemiz sanayi sektöründe talep tarafı yönetimine ilişkin bilincin oluşturulmasına katkı sağlanması hedeflenmiştir. Çalışmanın amacı liberalleşmiş elektrik piyasası bağlamında talep tarafı yönetimi yaklaşımının öneminin irdelenmesi ve enerji-yoğun bir sektör örneğinde makro göstergeler ile talebin karakteristiğinin anlaşılarak tahmin edilebilmesidir.

İkinci bölümde elektrik piyasasının temelleri incelenmiş, bir kamu hizmetinden bir emtiaya geçiş sürecinde elektrik piyasasının yaşadığı değişimler, piyasanın katılımcıları ve temel unsurları ortaya konulmuştur.

Üçüncü bölümde Türkiye Elektrik Piyasası incelenmiştir. Piyasanın tarihi, değişimlerdeki kilometre taşları ve bunları temellendiren yasal çerçeve araştırılmıştır.

TTY kavramının ne olduğu ve bununla ile ilgili temel uygulamalar ise çalışmanın dördüncü bölümünde ele alınmıştır. Bu bölümde TTY araçları detaylı bir biçimde incelenmiştir.

Son tüketici açısından elektriğin maliyeti beşinci bölümde incelenmiş ve farklı ülkelerde aktif enerji maliyetinin yanı sıra nihai fiyatı etkileyen çeşitli vergi, fon uygulamaları aktarılmıştır.

Hem arz hem de talep tarafı açısından elektrik yükünün tahmin edilmesinin önemi altıncı bölümde anlatılmıştır. Farklı zaman periyotları için yapılan tahminlerin hangi unsurları yönetmekte ve anlamakta kullanıldığı açıklanmıştır.

Çalışmanın yedinci bölümünde hem elektrik enerjisi hem de termal (ısıl) enerji tüketimi bakımından yoğun olan Çimento Sektörü örneği incelenmiştir. Öncelikle sektörün ülkemiz EE tüketimi içindeki payı ortaya konulmuştur. Üretim süreci incelenmiş ve EE tüketimi noktaları belirtilmiştir. EE tüketimini etkileyeceği düşünülen makro parametreler araştırılmış ve lineer regresyon ile tüketim ile ilişkileri belirlenmiş, çalışmanın sonuçları değerlendirilmiş ve son kullanıcıların piyasada daha aktif olabilmesi için alınabilecek öneriler sıralanmıştır.

2. ELEKTRİK PİYASASININ TEMELLERİ

Devletin egemenliğinde ve tekelci yapıda işleyen elektrik sektörü liberalizasyon ve deregülasyonlar ile rekabetçi piyasaya dönüştürülmektedir. Eski piyasa yapısının aksine bu yeni piyasa, oyuncularına faydalarını maksimize edebilecekleri en iyi kararı alabilmelerine izin verecek şekildedir (Şirin ve Gönül, 2016). Elektrik piyasasının deregülasyonu, 1990'larda Amerika ve Birleşik Krallık'ta ivmelenmiş ve daha fazla rekabete olanak tanıması nedeniyle, şebeke verimliliğini önemli derecede arttırdığı görülmüştür (Zhang ve Grossman 2016). Piyasanın liberalleşmesine ait ilk adım ise Şili tarafından 1980'lerin başında atılmış ve Şili elektrik reformunun öncüsü olarak nitelendirilmiştir (Galetovic ve Muñoz, 2009).

Yeni piyasanın oluşumuna baz oluşturan iki kavram yeniden yapılandırma ve deregülasyondur. Yeniden yapılandırma ile mevcut şirketlerin değiştirilmesi; bazı fonksiyonlar ayrıştırılırken bazılarının birleştirilmesi ve bazen yeni şirketlerin kurulması söz konusudur. Regülasyon ile doğal tekel niteliğindeki tedarikçilerin fiyatları belirlenmekte ve piyasaya yeni oyuncuların girişi kısıtlanmaktadır. Deregülasyon ile ise fiyatlar ve rekabetçi tedarikçilerin piyasaya girişi üzerindeki kontrol kaldırılmaktadır (Hunt, 2002).

Regüle piyasada enerji, iletim ve dağıtım fiyatlarının hepsi düzenleyici ve devlet organları tarafından belirlenir, dikey bütünleşik yapı vardır ve tüketicilerin tedarikçisini seçme hakkı bulunmamaktadır. Buna karşılık deregüle piyasada fiyatlar piyasanın "görünmez eli"[1]tarafından belirlenir, yatay yapılanmıştır, şebekedeki farklı bölümler farklı katılımcılar tarafından işletilir ve piyasa katılımcıları arasında rekabet oluşturulacak bir platform sağlanır (Zhang ve Grossman 2016; Technical University of Denmark, 2018). Piyasada yeniden yapılanmayı tetikleyen unsurlar aşağıdaki gibi özetlenebilir (Rothwell ve Gómez, 2003):

[1] Adam Smith tarafından 1776 yılında ortaya konan bir kavramdır. İktisadi hayatın düzenlemesi sırasında fiyat mekanizması aracılığıyla kendini gösteren ve piyasadaki dengeyi sağlayan düzenleyici güçtür. Bireyler kendi çıkarlarını gözetirken, topluma katkıları, katkıda bulunmayı niyetlendiklerinden çok daha fazla olmaktadır.

- Doğal gaz kombine çevrim santralleri gibi yeni üretim teknolojileri elektrik üretim tesislerinin sahip olması gereken optimum ölçeğin küçülmesini sağlamıştır.
- Rekabetçi küresel ekonomi üretim maliyetlerinin azaltılmasını zorunlu kılmaktadır ve elektrik birçok endüstri için ana maliyet kalemlerinden bir tanesidir.
- Geleneksel altyapı endüstrilerinin sahibi ve yöneticisi olan devlet, ekonomik ve teknolojik değişikliklere özel sektör kadar hızlı yanıt verememektedir.
- Bilgi teknolojileri ve iletişim sistemleri elektrik piyasasını yönetmek için gerekli olan büyük hacimlerdeki bilginin el değiştirmesine olanak tanımaktadır.

2.1 Yeni Elektrik Piyasasının Bileşeni ve Modelleri

Elektrik piyasaları, EE'nin bir emtia (mal) gibi işlem gördüğü piyasalardır. Fakat depolanamayan yapısı ve herhangi bir piyasadan çok daha hızlı faaliyet gösteren fiziksel sistemi nedeniyle diğer emtialardan ayrışmaktadır. Doğası gereği depolanması zor[2] bir ürün olması nedeniyle, EE sistem içinde arz ve talebin sürekli dengeli olması zorunluluğunu beraberinde getirmektedir (Klitgaard ve Reddy, 2000). Bu zorunluluk göz önünde bulundurularak; geleneksel piyasanın yeniden yapılandırılması ve deregülasyonu ile birlikte, devlet kurumları tarafından işletilen yapılar ayrıştırılarak görev kapsamları, göre tanımları yeniden belirlenmiş ve ticaretin gerçekleştirilmesine uygun piyasa modelleri tesis edilmiştir.

2.1.1 Piyasa bileşenleri

Bu bölümde piyasanın temel bileşenlerini oluşturan unsurlar açıklanmıştır.

Üretim Şirketleri (Generation Companies - GenCos): Elektrik üretimini gerçekleştiren şirketlerdir. Bu şirketler mevcut üretim santrallerinin işletmesinden ve bakımından sorumludurlar.

[2] Küçük ölçekli depolama teknolojilerinin günümüz koşullarında var olması ile birlikte, endüstriyel ölçekte makul maliyetlerde bir depolama teknolojisi henüz geliştirilememiştir.

İletim Şirketleri (Transmission Compainies - TransCos): İletim sistemi elektriğin santrallerden son tüketicilere ulaştırılmasındaki en önemli unsurdur. İletim sisteminin verimli ve güvenli bir şekilde işletilmesi piyasalardaki verimlilik için temel unsurdur.

Dağıtım Şirketleri (Distribution Companies - DisCos): Belirli coğrafi bölgelerde elektriği müşterilere iletirler. Dağıtım şirketi, iletim şebekesinden son tüketicilere dağıtım kablolarını inşa eden bakımını üstlenen regüle bir elektrik işletmesidir. Dağıtım şirketleri güvenilirlik ve erişilebilirlik sağlayabilmek adına elektrik sisteminin inşaasından ve işletilmesinden sorumludur. Dağıtım şirketlerinin iletim hattı kesintilerine ve güç kalitesi konularına karşı sorumluluğu bulunmaktadır. Aynı zamananda anlık hizmetler servisi olarak bakım ve gerilim desteği sağlamakla yükümlüdürler.

Tedarikçi (Perakende/Toptan Satış Şirketleri) (Whole Sale/Retail Companies - RetailCos): Perakende satış şirketleri bu rekabetçi endüstride yeni oluşmuş kuruluşlardır. Perakende elektrik satışı yapmak için yasal izinleri vardır. Perakendeci, müşterisine gereken elektriği sağlayabilmek ve elektrik ile ilgili ürünleri ve hizmetleri çeşitli paketler halinde satabilmek için elektrik ve gerekli diğer hizmetleri satın alır. Perakendeci son tüketicilerle agregatörler[3] vasıtasıyla da dolaylı olarak anlaşma yapabilirler.

Toptan satış, EE'nin ve/veya kapasitesinin tekrar satışı için satışını ifade eder (EPK, 2013). Piyasalarda ticaret üretim şirketi ve aracı şirketler arasında gerçekleşir. Aracı şirket toptan satış şirketinden satın almış olduğu EE'ni bir perakende satış şirketine ya da başka bir aracı şirkete satar. Alım-satım işlemleri şirketler arasındaki ikili anlaşmalar ile belirlenebileceği gibi organize toptan satış[4] piyasaları üzerinden de

[3] Agregasyon bir tüketici ya da bir üretici grubunun faaliyetlerinin gruplanmasıdır. Agregatörler EE talebinin yüksek olduğu dönemlerde son kullanıcıların tüketimlerini düşürmeleri sonucu ortaya çıkan enerji fazlasını piyasa satabilirler ve piyasaya "esneklik" arz etmiş olurlar.. Aynı zamanda son tüketicilere perakende satış şirketleri vasıtasıyla elektrik satılması ya da son tüketicilerin ürettikleri EE'nin piyasa satışı vb. faaliyetleri de üstlenebilirler.

[4] 6446 Enerji Piyasası Kanunu'na göre "Elektrik enerjisi, kapasitesi veya perakende alış satışının gerçekleştirildiği ve piyasa işletim lisansına sahip merkezî bir aracı tüzel kişilik tarafından organize edilip işletilen gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ile sermaye piyasası aracı niteliğindeki standardize edilmiş elektrik sözleşmelerinin ve dayanağı elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi olan türev ürünlerin işlem gördüğü ve Borsa İstanbul Anonim Şirketi tarafından işletilen piyasaları ve Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi tarafından organize edilip işletilen dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasası gibi elektrik piyasaları" olarak ifade edilir.

gerçekleştirilebilir [Url-4]. Tedarik şirketleri serbest tüketicilere toptan veya perakande satış yapabilmektedir.

Bağımsız Sistem İşletmecisi (BSİ) (Independent System Operator – ISO): Rekabetçi elektrik piyasası, şebekenin bağımsız işletmesel kontrol edilmesi gerekliliğini de beraberinde getirir. BSİ olmadan şebekenin kontrolü garanti edilemez. BSİ iletim tarifelerinin yönetilmesinde, sistem güvenliğinin sağlanmasında, bakım programlarının ve uzun dönemli planlamaların koordine edilmesinde rol oynar. BSİ iletim sahipleri, üreticiler, dağıtım şirketleri ve kullanıcılar gibi herhangi bir piyasa katılımcısından bağımsız olarak görev yapmalı ve bütün iletim sistemi kullanıcılarına ayrımcı olmayan bir şekilde açık erişim sağlamalıdır. BSİ bazı ya da tüm kaynakların dağıtılmasında ve taahhüdünde, sistem güvenliğinin sağlanması için gereken yük azaltımları konusunda otoritedir (örneğin iletim ihlallerinin uzaklaştırılması, arzın ve talebin dengelenmesi, gereken şebeke frekansının sağlanması). Ayrıca BSİ bunların dışında bütün piyasa katılımcılarına sırasıyla verimli kullanımın desteklenmesi ve kısıtlamaların azaltılması ile ilgili kaynaklara yatırım yapılması konusunda motivasyon sağlayacak uygun ekonomik sinyalleri de gönderir.

Genel olarak iki temel BSİ yapısı vardır ve yapının seçimi BSİ'nin amaçlarına ve otoritesine göre yapılır. İlk yapı (MinISO) temel olarak güç piyasası operasyonlarındaki iletimin güvenliğinden sorumludur. Bu yapıdaki BSİ koordine çok katılımcılı ticari modele dayanır ve BSİ'nin piyasa rolü bulunmaz. Görevi güvenliği sağlamak ile kısıtlanmıştır. California BSİ bu yapıdaki BSİ'ne örnektir. BSİ'nin vadeli (forward) enerji piyasaları üzerinde herhangi bir yetkisi yoktur ve gerçek üretim ünitelerinin planlanması üzerinde ise oldukça kısıtlı kontrol yetkileri vardır.

BSİ'nin ikinci yapısal modelinde (MaxISO), güç ticareti (PX) BSİ operasyonlarının ayrılmaz bir parçasıdır. PX sistemi bağımsız, hükümet dışı ve kar amacı gütmeyen bir kuruluştur ve elektrik ticareti için açık arttırmalar yaparak rekabetçi piyasanın oluşmasını sağlar. PX, en yüksek fiyat teklifini baz alarak piyasa takas fiyatını (market clearing price) hesaplar. Bazı piyasa yapılarında PX, BSİ gibi görev yapmasına rağmen BSİ ve PX ayrı kuruluşlardır.

Türkiye'de 2015 yılından itibaren faaliyet göstermeye başlayan Elektrik Piyasaları İşletmeleri Anonim Şirketi (EPİAŞ) bu modele örnektir.

2.1.2 Piyasa modelleri

Bu bölümle liberal piyasada uygulanabilecek modeller açıklanmıştır.

PoolCo Modeli (Pooling Companies): Elektrik enerjisi havuzu, üreticiler ve alıcılar arasında elektrik satın almak için hesapladıkları fiyat arasında rekabet tesis etmektedir. PoolCo modelinde merkezileştirilmiş piyasa, alıcılar ve satıcılar için piyasayı dengelemektedir. Elektrik güç satıcıları/alıcıları piyasada ticaretini yapmak istedikleri miktardaki elektrik için fiyat tekliflerini havuza sunarlar. Güç piyasasındaki satıcılar özel müşterilere enerji arz etmek için değil, tüm şebekeye enerji arz etmek için rekabet ederler. Şayet piyasa katılımcısı çok yüksek fiyatta teklif sunarsa satış yapamayabilir. Diğer yandan alıcılar da güç almak için rekabet ederler. Eğer teklifleri çok düşük ise güç satın alamayabilirler. Bu piyasa modelinde düşük üretim maliyetine sahip olan üreticiler ödüllendirilirler.

PoolCo modelinde bağımsız sistem işletmecisi (BSİ-EPİAŞ), ekonomik dağıtım uygulayarak ve elektrik için bağımsız (spot) fiyat belirleyerek piyasa katılımcılarının tüketim ve yatırım kararları için net sinyaller verir. Elektrik piyasasının dinamikleri, spot piyasa fiyatlarının en verimli santrallerin marjinal maliyetlerine eşit seviyeye gelmesi için motivasyonu sağlar. Bu piyasada kazanan teklifçiler, kazanan en yüksek fiyatlı teklifçinin teklif ettiği spot piyasa fiyatından elektrik satarlar (Shahidehpour ve diğ, 2002).

İkili Anlaşmalar Modeli: Güç havuzu modeline alternatif piyasa modeli fiziksel ikili anlaşmalardır. Burada satıcılar ve alıcılar ticaretinde anlaştıkları miktardaki güç için bağımsız fiyat belirler. İkili anlaşmalar üreticiler ve alıcılar arasında daha fazla etkileşime olanak tanıyan piyasaya yönelik bir model olarak nitelendirilmektedir (Onaiwu, 2010). Satıcılar elektrik üretim şirketleri, alıcılar ise perakende satış şirketleri ve serbest tüketicilerdir. Aynı zamanda üreticiler, santrallerinde arıza ya da bakım dönemlerine bağlı olarak üretim yapmayacakları dönemde burada alıcı pozisyonuna da geçmektedirler. Benzer şekilde tüketiciler de satıcı pozisyonuna geçebilirler. Bu sözleşmelerin hüküm ve şartları sistem işletmecisinden (BSİ) bağımsız olarak belirlenir (Barroso ve diğ, 2005).

Hibrit Model: Hibrit model, PoolCo ile ikili anlaşmalar modellerinin çeşitli özelliklerinin biraraya getirilmesi ile oluşur. Bu modelde, PoolCo'dan güç alınması zorunlu değildir ve müşteriler tedarikçilerle güç tedarik sözleşmesi yapabilir ya da spot

piyasa fiyatlarından güç almayı tercih edebilirler. PoolCo, ikili anlaşma imzalamamayı tercih eden bütün katılımcılara (alıcı ve satıcı) servis sağlamaktadır. Diğer yandan sistemde, müşterilerin güç satın alma sözleşmelerini tedarikçilerle müzakere etmeleri doğru müşteri seçimi ve her bir tüketiciye özel çeşitli fiyatlandırma ve hizmet servislerinin oluşturulması da sağlanır (Shahidehpour ve diğ, 2002).

Yukarıda bahsedilen piyasa modellerine örnek teşkil edecek bazı ülke örnekleri Çizelge 2.1'de gösterilmiştir (Yang ve diğ, 2018).

Çizelge 2.1 : Farklı ülkelerdeki piyasa modelleri.

Piyasa Modeli	Piyasa Adı	Ülke
Poolco	PJM	ABD
	NYISO	ABD
	ISONE	ABD
	CAISO	ABD
	AESO	Kanada
	NEMS	Singapur
	NZEM	Yeni Zelanda
İkili Anlaşmalar	BETTA	Birleşik Krallık
Hibrit Model	Nord Pool	Nordik Ülkeler
	EPEX	Avrupa

3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA LİBERALLEŞME

Türkiye'de elektrik piyasasının (TEP) liberalleşmesine dair ilk adımlar 1980'li yıllarda atılmıştır. 19.12.1984 tarihli 18610 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 3096 sayılı "Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun" ile Türkiye Elektrik Kurumunun tekelci yapısı sona ermiş ve kamu tekeli dışında yapılanmaya olanak tanınmıştır (yeniden yapılanma süreci başlamıştır). Bu kanun ile birlikte Yap-İşlet-Devret (YİD) modelinde ve yatırımı özel sektör tarafından yapılan üretim santrallerinin temelleri atılmıştır. Aynı zamanda üretim ve dağıtım lisansları TEK'e ait olmak kaydıyla üretim ve dağıtım tesislerinin işletmelerinin özel sektöre verilmesi olanaklı kılınmıştır [Url-5]. Bu gereksinim kuruluşunun ilk yıllarında ucuz ve güvenilir elektrik üretimi sağlayan TEK'in ilerleyen dönemlerde verimli bir şekilde üretim yapamaması ve bu dönemde yatırımlarını tamamlamak için dış borçlara başvurmasından doğmuştur (Karamustafaoğlu, 2007). TEK, 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile elektriğin üretim ve iletiminden (GenCos - TransCos) ve dağıtımından (DisCos) ayrı ayrı sorumlu olacak iki ayrı yapı oluşturmak üzere Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmıştır (TETAŞ, 2009).

1990'lı yıllarda ise kamunun kaynak ayıramadığı elektrik enerjisi yatırımlarına özel sektörün kaynak ayırmasının sağlanması adına, piyasadaki özelleştirmeler ve yapısal ayrıştırmalar devam etmiştir. Bu dönemde Yap-İşlet (Yİ), Yap-İşlet-Devret (YİD) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) santral modelleri ile özel sektörün elektrik piyasasına yatırım yapması sağlanmıştır. 1985-1989 dönemi için oluşturulan Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Programı ve 1990-1994 dönemi için oluşturulan Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Programı ile ulusal strateji olarak TEK'in özelleştirilmesi benimsenmiştir. Söz konusu strateji, çeşitli kanun ve yönetmeliklerle desteklenerek yasal mevzuat oluşturulmaya başlanmıştır. 1994 yılında 3974 sayılı TEK'in mülkiyet devri özelleştirilmesini öngören kanunun hükümleri Anayasa Mahkemesi'nin 10.12.1994 tarihli kararıyla iptal edilmiş olmasına rağmen bu karar özelleştirmenin sonlandığı

anlamına gelmemektedir. Mülkiyet devri ile özelleştirmenin önünün kapanmasına karşın işletme devri ile yapılacak özelleştirmelerin önünde herhangi bir engel söz konusu değildir (Akcollu, 2003).

3.1 Piyasa Reformu

2000'li yıllarda ise Avrupa Birliği'ne uyum programları çerçevesinde piyasada yeniden yapılanma ve reform dönemi fiili olarak hız kazanmıştır. 2000/1312 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı TEAŞ, Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olmak üzere üç bağımsız kısıma bölünmüştür (Özercan, 2007). 20 Şubat 2001 yılında kabul edilen 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile sektör yeniden yapılandırılarak serbest elektrik piyasasının oluşturulması ile birlikte piyasanın rekabete açılmasının somut olarak temelleri atılmıştır (Akcollu, 2003). Bu kanun ile birlikte Türkiye Elektrik Piyasası (TEP) için "toptan satış (elektriğin satış için tekrar satışı)", "perakende satış (elektriğin tüketicilere satışı)", "tüketici" (elektriği kendi ihtiyacı için alan serbest ya da serbest olmayan tüketici)", "toptan satış şirketleri", "perakende satış şirketleri" kavramları tanımlanmıştır (Özercan, 2007). Söz konusu yasal düzenlemeler ile birlikte TEAŞ elektrik üretimi faaliyetlerinden, TEİAŞ elektriğin iletilmesi ve yük tevzi işletmesi/planlaması ile ilgili faaliyetlerden, TETAŞ ise enerji alım-satım anlaşmalarından sorumlu kılınmıştır. TETAŞ'ın temel faaliyet konusu; Kamu tarafından imzalanmış mevcut sözleşmelerden, Yİ ve YİD modeli ile kurulmuş olan santraller ile işletme hakkı devri yoluyla özel sektöre devredilmiş olan santrallere verilen 15-20 yıl gibi uzun süreli enerji alım taahhütlerini üstlenerek rekabet ortamına yumuşak bir geçiş yapılmasını sağlamaktır. Dağıtım faaliyetlerinden sorumlu TEDAŞ'ın ise özelleştirme çerçevesinde kamu tekelinden çıkarılması kararı alınmıştır.

Elektrik Piyasası Kanunu ile toptan elektrik satışı faaliyetinin TETAŞ ya da özel toptan satış şirketleri tarafından yapılacak olması, üretim ve dağıtım şirketlerinin sahipliklerinin, üretim şirketlerinin dağıtım şirketleri üzerinden kontrol oluşturmayacak şekilde mülkiyetine izin verilmesi kaydıyla farklı şirketlere verilmesini olanaklı yapmıştır. Bu yapılanma ile piyasadaki oyuncuların faaliyet alanlarının ayrıştırılması sağlanmış ve rekabetçi piyasanın gelişimi için yol katedilmiştir (Özercan, 2007). Kanunda, piyasanın hangi oranda serbestleşeceği hususunda belirleyici olan serbest tüketici limitlerinin, her yılın 31 Ocak tarihini

geçmeyecek sekilde Kurul tarafından belirlenen indirimler hesaplanarak yayımlanacağı öngörülmektedir (PWC, 2017).

17 Mart 2004 tarihli, 2004/3 sayılı Yüksek Planlama Kurulu (YPK) kararı ile yayımlanan Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi ile elektrik enerjisinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulmasını hedefleyen bir değişimin yol haritası çizilmiştir. Belgede, söz edilen amaç ve Avrupa Birliği topluluk müktesebatına uyum hedefi çerçevesinde serbestleşmeye devam edileceği vurgulanmıştır. 2006 yılı sonuna kadar bütün dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi hedeflenmiştir ve bu doğrultuda TEDAŞ yeniden yapılandırılarak coğrafi yapı, işletme koşulları, enerji bilançosu, teknik/mali özellikler ve mevcut sözleşmelerin varlığı ile mevcut hukuki süreç dikkate alınarak, 21 bölgesel bağlı ortaklığa ayrılmıştır (Ertilav ve Aktel, 2015). 2014 yılında ise toplamda 21 bölgeden oluşan dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi süreci tamamlanmıştır ve 30 yıllık lisans hakları ile birlikte özel sektör tarafından işletilmeye başlanmıştır.

Strateji Belgesi'nde elektrik enerjisi sektörü reformundan ve özelleştirmesinden beklenen temel faydalar ve özelleştirmenin temel ilkeleri aşağıdaki şekilde sıralanmıştır (YPK, 2004):

Beklenen Temel Faydalar

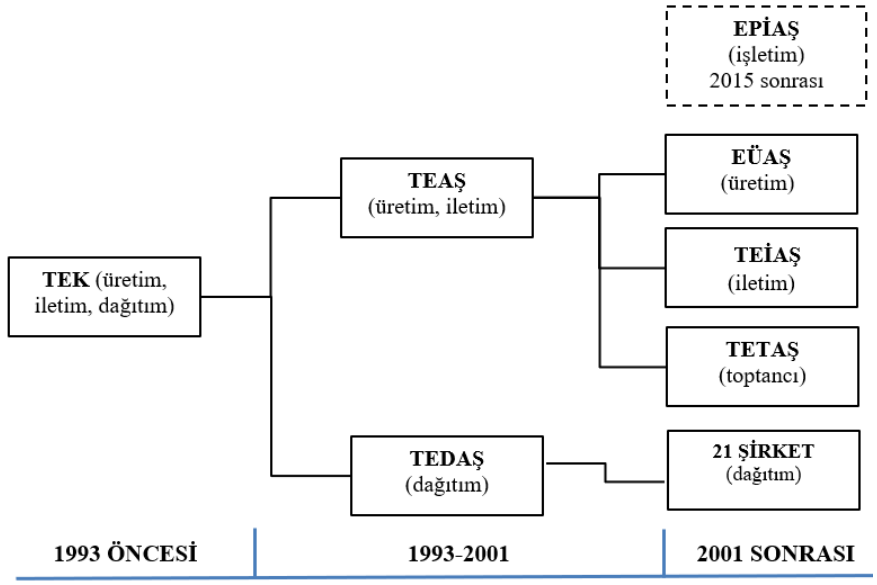
- Elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi suretiyle maliyetlerin düşürülmesi,
- Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması,
- Dağıtım sektöründeki teknik kayıpların OECD (The Organisation for Economic Co-operation Development - Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü) ülkeleri ortalamalarına indirilmesi ve kaçakların önlenmesi,
- Gerekli yenileme ve genişleme yatırımlarının kamu tüzel kişilerine herhangi bir yükümlülük getirilmeden özel sektörce yapılabilmesinin sağlanması,
- Elektrik enerjisi üretimi ve ticareti faaliyetlerinde oluşacak rekabet yoluyla ve hizmet kalitesinin düzenlenmesiyle sağlanan faydanın tüketicilere yansıtılmasıdır.

Özelleştirmenin Temel İlkeleri

- Özelleştirmeler, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından 4046 sayılı Kanun çerçevesinde yapılacaktır.

- Özelleştirme uygulamalarında sadece gelire odaklı bir yaklaşım sergilenmeyecektir.
- Özelleştirmeler sonrasında elektrik enerjisi fiyatlarında kalıcı artışlara yol açılmamasına dikkat edilecektir.
- Özelleştirmelere, serbest bir elektrik piyasası amaç ve hedeflerini gerçekleştirme kabiliyetine sahip ve mali açıdan güçlü¸ şirketlerin katılımları özendirilecektir.
- Zaruri işletme ve bakım faaliyetleri ile zaruri yatırımlar, özelleştirme sürecinden bağımsız olarak aksatılmaksızın sürdürülecektir.
- Üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinin hızlandırılması ve kolaylaştırılması açısından ÖİB tarafından ihtiyaç duyulması halinde, bu belge kapsamında gerekli görülen yasal düzenlemeler yapılacaktır.
- Serbestleşmiş bir piyasada perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin üretim faaliyeti gösteren veya gösterecek yatırımcılara güven verecek bir yapıda olması gerektiğinden, özelleştirmelere dağıtım sektöründen başlanacaktır.
- Elektrik enerjisi üretiminde rekabetçi bir yapı oluşturulmasını teminen, üretim varlıkları uygun bir şekilde gruplandırılarak özelleştirilecektir.
- Özelleştirme uygulamalarında, mevcut kamu yükümlülüklerinin dikkate alındığı ve Devlet garantilerinin gerekmediği bir sistem oluşturulacaktır.

Şekil 3.1'de TEP'in liberalleşme evreleri şekilsel gösterimle özetlenmiştir.

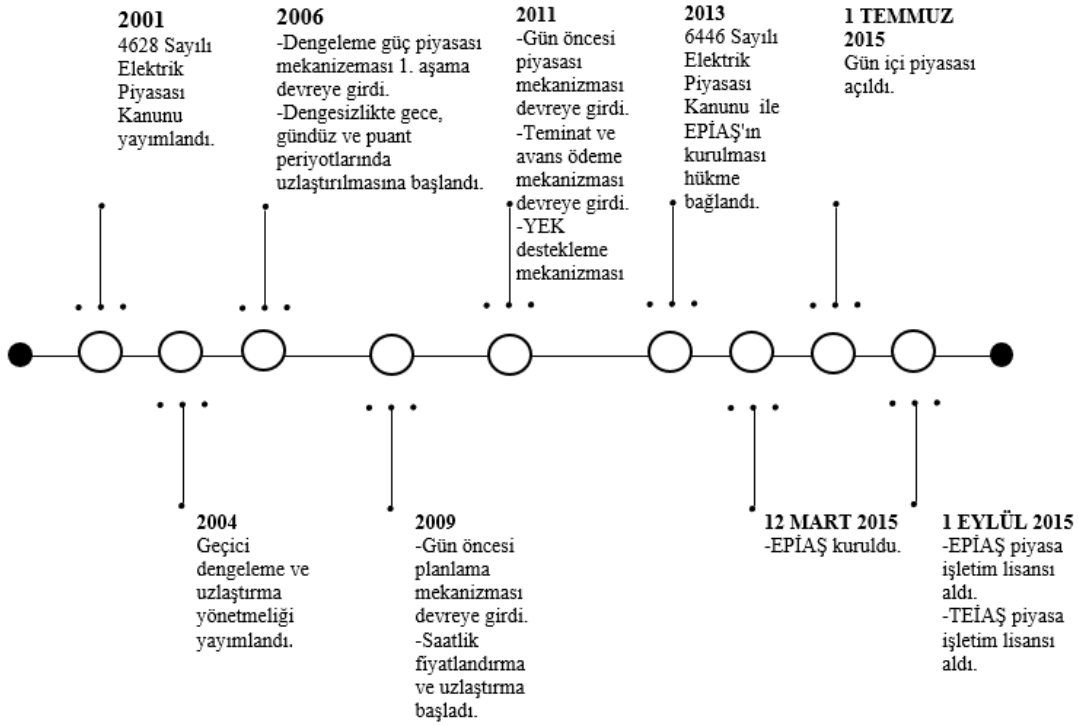


Şekil 3.1 : TEP liberalleşme evreleri.

Serbest piyasanın işletilmesi için finansal ve fiziksel uzlaştırma/dengeleme operasyonlarının yürütülebilmesi adına 30 Mart 2003'te yayınlanan ve 2006 yılında yürürlükten kaldırılan Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ ile ilk olarak sanal uygulaması yapılan PMUM (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi) Kasım 2003'te devreye alınmıştır. 14 Nisan 2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile de, serbestleşen elektrik piyasasından bir dengeleme sisteminin oluşturulması, dengelemeye ilişkin süreçlerin mali esaslarının ve sonuçlarının uzlaştırılması ile ilgili kuralların belirlenmesinin esasları tanımlanmıştır. Yönetmelikte amaç "aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin dengelenmesine ve uzlaştırmanın gerçekleştirilmesine ilişkin usul ve esasları belirlemektir" ifadesi ile belirtilmiş ve kapsam "Bu yönetmelik; dengeleme mekanizmasının ve uzlaştırmanın taraflarının görev, yetki ve sorumlulukları ile aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin dengelenmesine ve lisans sahibi tüzel kişilerin dengeleme mekanizması ve uzlaştırmaya katılımları sonucu oluşan alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin usul ve esasları kapsar" ifadesi ile tanımlanmıştır (Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, 2009).

14 Mart 2013 tarihinde kabul edilen ve 30 Mart 2013 tarih 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasasi Kanunu ile 4628 sayılı Kanunun cevap vermekte yetersiz kaldığı yeniden yapılandırılan piyasa için, piyasanın tüm dinamiklerini göz önünde bulunduran bir yasal düzenleme oluşturulmuştur. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ise yürürlükten kaldırılmadan ismi Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun" olarak değiştirilmiştir. Yeni kanun ile birlikte, piyasa işletim faaliyetlerinin, organize toptan elektrik piyasalarının mali uzlaştırma faaliyetlerinin yeni kurulacak Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPİAŞ) tarafından yürütülmesi ve PMUM'un tüm kadrosu ile birlikte bu şirkete devredilmesi kararlaştırılmıştır. [Url-6] PMUM vasıtasıyla gerçekleştirilmekte olan ikili anlaşmalar ile yapılan enerji anlaşmaları 1 Eylül 2015 tarihi itibariyla EPİAŞ bünyesinde gerçekleştirilmeye devam etmektedir. EPİAŞ faaliyetlerini "Piyasa işletim lisansında yer alan enerji piyasalarının etkin, şeffaf, güvenilir ve enerji piyasasının ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde planlanması, kurulması, geliştirilmesi ve işletilmesidir. Eşit taraflar arasında ayrım gözetmeden güvenilir referans fiyat oluşumunun temin edilmesi ve artan piyasa katılımcı sayısı,

ürün çeşitliliği ve işlem hacmiyle likiditenin[5] en üst düzeye ulaştığı, piyasa birleşmeleri yoluyla ticaret yapılmasına imkân tanıyan bir enerji piyasası işletmecisi olmaktır." şeklinde tanımlamaktadır. 2011 yılında devreye giren GÖP mekanizması 2015 yılında devreye giren Gün İçi Piyasası (GİP) ve piyasadaki uzlaştırma faaliyetleri EPİAŞ tarafından yönetilmektedir. Şekil 3.2'de TEP gelişimindeki önemli tarihler yer almaktadır [Url-7].



Şekil 3.2 : TEP gelişiminde önemli tarihler.

GÖP ve GİP'in temel unsurları Çizelge 3.1'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.1 : Türkiye GİP ve GÖP esasları.

Esas	GİP	GÖP
Eşleşmeler	İşlemler günlük olarak, saatlik bazda gerçekleştirilir. Her bir gün, 00:00'dan başlayıp, ertesi gün 00:00'da biten saatlik zaman dilimlerinden oluşur.	Bir sonraki gün için GİP tekliflerini her gün saat 18:00'dan başlayarak gün içi piyasası kapı kapanış zamanına kadar bildirilir.

[5] Varlıkların nakde (paraya) çevrilebilme derecesini ifade eder.

Çizelge 3.1 (devam) : Türkiye GİP ve GÖP esasları.

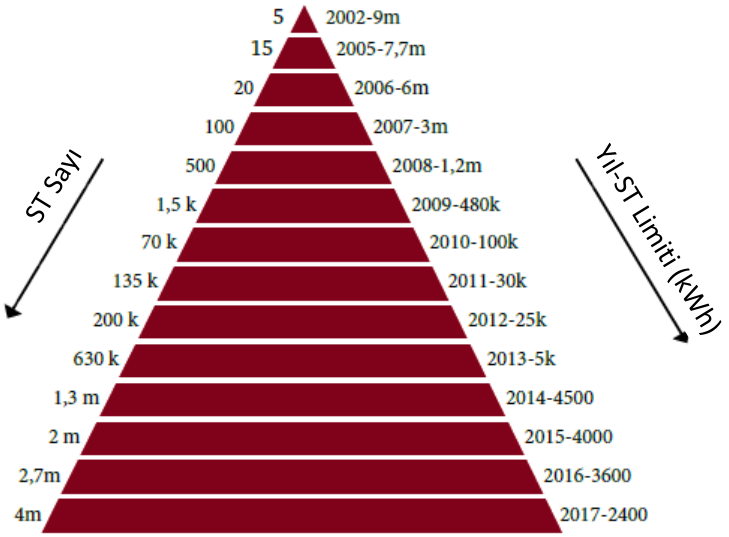
Esas	GİP	GÖP
İşlem Periyodu	Teklifler bir sonraki günden başlanarak 5 gün sonraya kadar verilebilir.	İşlemler saatlik bazda gerçekleştirilir. 00:00'da başlayıp ertesi gün 00:00'da biter.
İşlem Zamanı	Uzlaştırmada uygulanan fiyat ve miktarlar günlük bazda ve her bir saat için belirlenir.	Kapı kapanış zamanı fiziksel teslimatın bir saat öncesidir. Gün içi piyasasındaki işlemler gün içi piyasası kapı kapanış zamanına kadar herhangi bir anda gerçekleşebilir.

3.2 Talep Tarafı Açısından TEP

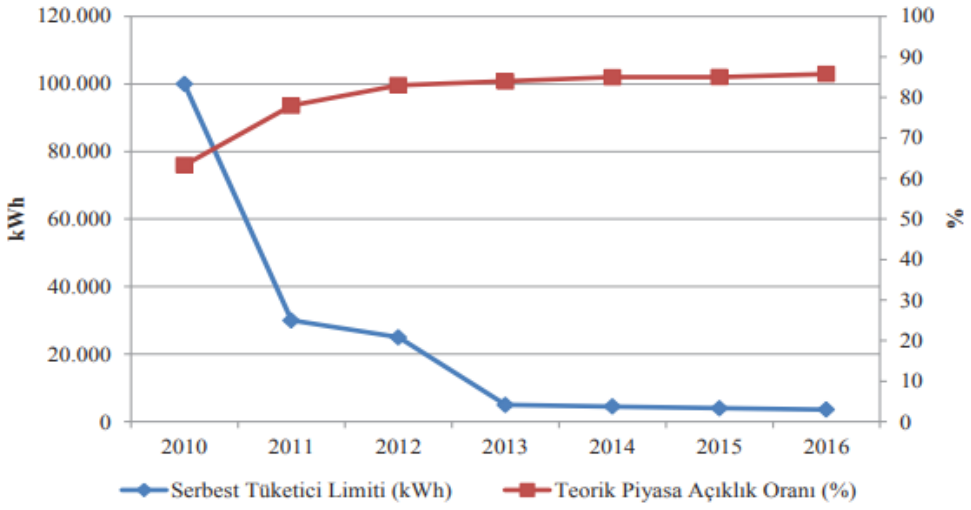
Talep tarafını oluşturan tüketicilerin liberal elektrik piyasasına dahil edilmesi "serbest tüketici" (ST) kavramına dayanmaktadır. EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) tarafından "Elektrik Piyasası Kanunu ile ülkemizde ilk defa "serbest tüketici" kavramı getirilmiş olup, "yıllık tüketimi her yıl Kurulca belirlenen tüketim değerinden fazla olan gerçek veya tüzel kişiler tedarikçilerini seçebilme hakkına sahip serbest tüketicilerdir" ifadesi ile tanımlanmıştır [Url-8].

Uygulamanın başladığı ilk yıl olan 2002 yılında yıllık 9000000 kWh olan ve 2003 yılında uygulanmaya başlanan serbest tüketici limiti yıllar içinde azalarak 2018 yılı için 2000 kWh olarak belirlenmiştir (PWC, 2017) [Url-9]. Tam liberal piyasanın oluşumu için hedeflenen "0 kWh" serbest tüketici limiti ve ulusal tarifenin tüm tüketiciler için olmasa bile zaman içinde bazı belirli aboneler için geçerli olması ile birlikte oluşacak son kullanıcı talepleri TEP'in daha rekabetçi, verimli olmasını ve olgunlaşmasını sağlayacaktır.

Şekil 3.3'te serbest tüketici limitlerinin ve sayılarının 2002-2017 yılları arasındaki değişimi gösterilmektedir (PWC, 2017). Şekil 3.4'te ise serbest tüketici limitleri ve bunlara karşılık gerçekleşmeler gösterilmiştir (EPDK, 2017).



Şekil 3.3 : Yıllar içinde ST limiti ve sayısı değişimi.



Şekil 3.4 : Yıllar içinde ST limiti ve piyasa açıklık oranları.

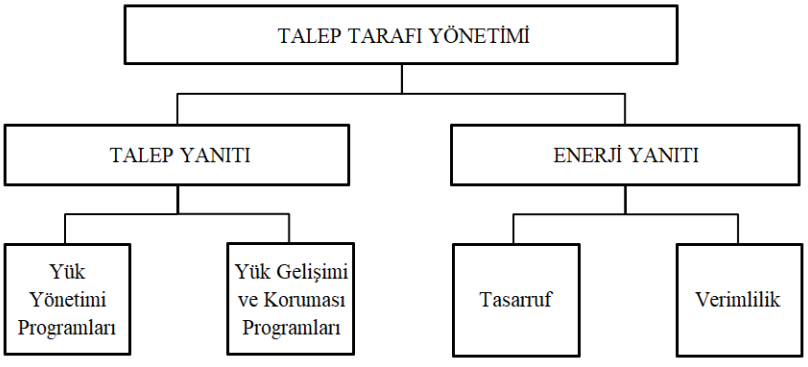
2016 yılında, yaklaşık olarak %86 seviyesinde açıklığa sahip olan piyasada serbest tüketici olma hakkını kullanan tüketicilerin toplam tüketim içindeki payı beklenen seviyede oluşmamıştır (EPDK, 2017). Bu durum henüz piyasadaki tüm servis sağlayıcıların (PSS'lerin) ST'lerin ihtiyaç duyduğu hizmet kalitesini ve fiyat performansını sağlayamadıkları şeklinde yorumlanabilir. Rekabetçi ve işler bir piyasada ST hakkı bulunan bütün son tüketicilerin elektriklerini perakende satış şirketleri ile yaptıkları anlaşmalar ile sağlaması beklenmektedir. ST olma hakkını kullanmayan tüketiciler EPDK tarafından ve abonelik gruplarına bağlı olarak belirlenen "Ulusal Tarife" fiyatları üzerinden elektrik tedariğini gerçekleştirmektedir.

20 Ocak 2018 tarih ve 30307 sayılı Resmi Gazetede yayınlanarak yürürlüğe giren "Son Kaynak Tedarik Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ" ile birlikte ST olma hakkını kullanmayan tüketiciler için yeni bir tarife yapısı oluşturulmuştur. Tebliğde amaç "serbest tüketici niteliğine haiz olduğu halde elektrik enerjisini ikili anlaşmalarla temin etmeyen tüketicilere elektrik enerjisi tedariki kapsamında son kaynak tedarik tarifesinin tespitine ilişkin usul ve esasları düzenlemek" şeklinde ifade edilmektedir. Tebliğin 6. maddesinin 2. bendinde "yüksek tüketimli tüketiciler için son kaynak tedarik tarifesi rekabetçi piyasaya geçişi teşvik edecek şekilde belirlenir" ifadesi de yer almaktadır (EPDK, 2018). Bu yolla, yüksek tüketimli son kullanıcılardan başlanarak ST olma hakkını kullanmayan tüketicilerin, ulusal tarifeden daha yüksek olarak belirlenecek fiyatlara maruz kalmaktan kaçınarak piyasada ikili anlaşmalar yapmaya zorunlu bırakılması amaçlanmaktadır. 2018 yılı için yıllık tüketimi 50 GWh'in üzerindeki kullanıcılar bu tarifeye tabii olmuştur. 2019 itibarıyla 10 GWh ve 2020 itibarıyla 7 GWh'a indirilen bu limit için hedef, yıllar içinde düşürülerek 0'a indirilmesi ve bütün tüketicilerin ST olmasının sağlanmasıdır. İkili anlaşmaların bir seçenekten bir zorunluğa döneceği bu piyasa yapısında, TEP'in talep tarafı için maliyetlerin en etkin bir biçimde yönetilmesi kaçınılmaz olacaktır.

4. ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASINDA TALEP TARAFI YÖNETİMİ

EP katılımcısı olan şirketlerin, kullanıcıların elektrik tüketimi alışkanlıklarını göz önüne alarak, yük şeklinde gerekli değişiklikleri sağlamak amacıyla yaptıkları planlama, uygulama ve izleme faaliyetlerini kapsayan TTY; elektrik enerjisi talebinin yüksek olduğu zamanlardaki ihtiyacın kaydırılması ve azaltılması temeline dayanır. Böylece kapasite artırımına gitmeksizin tasarruf teknolojileri, tarifeler, teşvik tedbirleri ve yasal düzenlemeler kullanılarak sistem içinde denge sağlanması amaçlanır. Bu yapı içinde sistem işletmecileri ve sistem kullanıcıları arasındaki ilişkinin hassas bir şekilde dengelenmesi gerekmektedir. Böylelikle sistemdeki toplam talebin azaltılarak ya da zamanı değiştirilerek dengelenmesi sağlanmaktadır (Luo ve diğ, 2010).

TTY sistem işletmecisi ve son tüketici perspektifinden olmak üzere iki yönlü olarak ele alınabilir. Sistem işletmecisinin odak noktası sistemdeki verimliği artırmak ve şebekede kararlılığı sağlamaktır. Bu bağlamda, TTY şebeke üzerindeki tüm talebin azaltılması, yük eğrisinin düzleştirilmesi ve yüklerin ayarlanarak arz-talep dengesizliklerine hızlı bir biçimde yanıt verecek esneklikte bir yapının geliştirilmesidir. Son tüketici açısından ise temel yaklaşım EE maliyetinin azaltılmasıdır. Piyasadaki fiyat gelişimine göre tüketim profilinin dengelenmesi ve toplam maliyetin azaltılması esastır. Dolayısıyla TTY hem sistem işletmecisi hem de son tüketici açısından "kazan-kazan" ilişkisi olarak değerlendirilebilir (Zhang ve Grossman, 2016).



Şekil 4.1 : TTY araçları.

Önemli TTY araçları Şekil 4.1'de gösterilmiş ve aşağıdaki başlıklar altında açıklanmıştır [Url-10].

4.1 Enerji Verimliliği

Aynı iş çıktısının hizmet kalitesi, yaşam standartları ve ürün kalitesini azaltmadan daha az enerji tüketimi ile gerçekleştirilmesini sağlayan Enerji Verimliliği (EV), enerji kaynaklarının verimli şekilde kullanılmasından başlayarak, üretim santrallerinde üretimi, iletim-dağıtım hatlarında taşımayı ve son tüketimin gerçekleştiği kullanım noktalarını kapsayan ve piyasanın tüm paydaşlarının katılımı ile değerlendirilen bir kavramdır. IEA, EV'ni "gelecekte güvenli, düşük maliyetli ve sürdürülebilir bir enerji sistemi oluşturmak için bir anahtar" olarak tanımlamaktadır [Url-11]

EV; ekipmanlar (motorlar, fanlar, aydınlatma aygıtları vb.), süreçler (üretim teknikleri vb.), binalar (yalıtım vb.), teknolojiler (otomasyon sistemleri vb.) sayesinde talebin azaltılmasının sağlanmasıdır. Yasal mevzuat ile EE tüketen ekipmanlara, enerji kullanan binalara vb. uygulanan zorunlu sertifikasyonlar, EV teknoloji ekipmanları dönüşümü için uygulanan teşvikler, strateji belgeleri vb. ile hem ulusal hem de uluslararası uygulama alanı bulunmaktadır.

Örnek olarak Avrupa Komisyonunca yayımlanan EV Direktifi'nde, enerji verimli ürünler, binalarda EV, EV finansmanı, ısı ve güç üreten birleşik sistemler, ısıtma ve soğutma başlıkları bu kavram çerçevesinde ele alınmaktadır.

Uygulanan programların, politikaların ve hedeflenen çalışmaların beklenen çıktıları ise aşağıdaki gibi belirtilmiştir [Url-12]:

- AB doğal gaz ithalatının azaltılması,
- Enerji verimli binalar ile bu binalarda yaşayan kişiler için düşük enerji maliyetleri oluşturulmasının yansıra, enerji verimli camlar sayesinde gürültü kirliliğinden etkilenilmemesi ve iç ortam hava kalitesinin artırılması,
- Enerji-yoğun sanayi kuruluşlarının enerji maliyetlerinin azaltılması,
- Yüksek EV seviyesi ile EE üretim ve şebeke kapasitesi artış ihtiyacının azaltılması,
- EV yatırımları (üretim, araştırma ve sektörün diğer paydaşları) ile bu sektörde çalışacak kişi sayısının artırılması ve istihdam yaratılması.

Türkiye'de EV konusunda 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu ile belirlenen mevzuat ve T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji Verimliliği ve Çevre Daire Başkanlığı tarafından yapılan çalışmalar doğrultusunda uygulamalar gerçekleştirilmektedir.

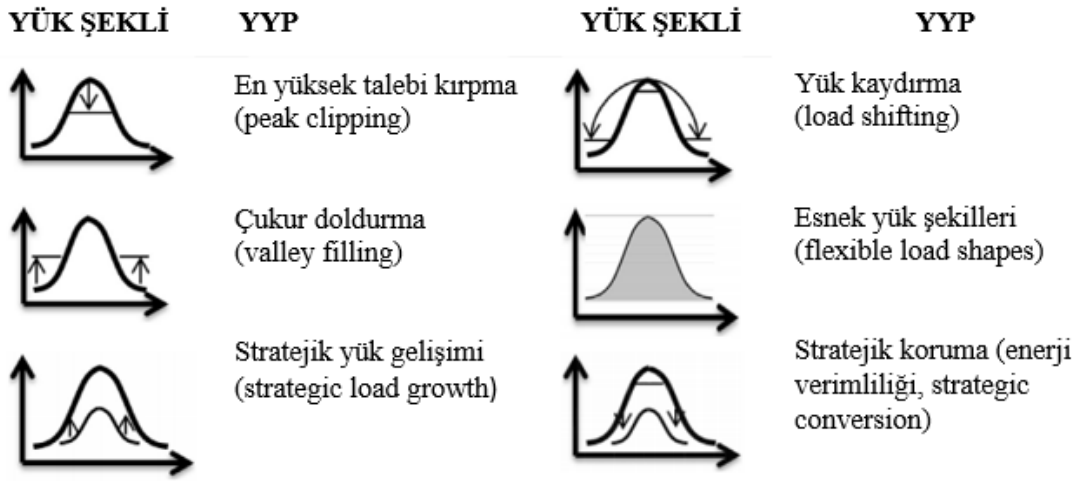
Enerji yönetimi uygulamalarının önemli ayağı olan EV'nin yansıra tasarruf programları da geçmiş dönemlerde bir TTY aracı olarak görülürken, günümüz koşullarında ihtiyaç dahilindeki elektriğin kullanımından tasarruf edilmesi modern bir yöntem olarak değerlendirilmemektedir.

4.2 Yük Yönetimi Programları

Yük Yönetimi Programları (YYP) Elektrik enerjisi yük dağılım şeklinin değiştirilerek talebin ve fiyatın yüksek olduğu saatlere denk gelen talebin azaltılması esasına dayanır. Aşağıda yük şekilleri açıklanmış ve Şekil 4.2'de yük eğrisindeki etkileri gösterilmiştir (Lampropoulos ve diğ, 2013).

- **Çukur doldurma (valley filling):** "Off-peak" saatlerde yükün artırılarak yük eğrisinin düzeltilmesini sağlamayı amaçlar.
- **En yüksek talebi kırpma (peak clipping):** "Peak" zamanlarda yükün direkt olarak kontrol ekipmanları ile ya da yüksek tarife kullanım fiyatları vasıtasıyla azaltılmasını amaçlar.
- **Yük kaydırma (load shifting):** Toplam talebin değeri değişmeden peak dönemlerden tüketimin az olduğu ("off-peak") dönemlere kaydırılması amaçlanır.
- **Stratejik yük gelişimi (strategic load growth):** Şebekedeki güç ihtiyacının artış durumunda olduğu piyasaları tarif eder. Örneğin ekonomik büyüme, elektrikli araçların kullanımı vb. etkenler nedeni ile toplam talep miktarı artış yönünde hareket edecektir.
- **Stratejik koruma (strategic conservation):** Aynı iş çıktısını elde etmek için daha az EE kullanımını dolayısıyla toplam talebin azaltılmasını hedefleyen bu model için kullanılan en önemli araç EV'dir.
- **Esnek yük şekilleri (Flexible load shapes):** Gerekli durumlarda talep tarafı katılımı sağlanarak şebekedeki yükün esnek halde değiştirilebilmesini amaçlayan

programlardır. Üretim santrallerinin yük alma-yük atma programlarını ve tüketicilere uygulanan talep tarafı katılımı programlarını kapsar.



Şekil 4.2 : Yük şekilleri ve YYP.

4.3 Yük Gelişimi ve Koruması Programları

Yükün seviyelendirilmesi, yük kontrolü, tarifeler ve cezalar ile yükün belirli bir seviyede kalması ve buna göre fiyatlandırılması esasına dayanan bir uygulamadır.

Üretim santrallerinin marjinal maliyetine (üretim kaynaklarına ve santral işletme maliyetlerine bağlı olarak değişkenlik gösterdiği için) göre zamansal farklılık gösteren elektrik fiyatları için sabit fiyat uygulama, sistemin değişken maliyetlerini göz ardı etmek anlamına gelir (Hogan, 2014). Bu nedenle farklı zaman dilimleri için uygulanan farklı fiyatlama seviyeleri ile son tüketicilerin EE tüketimlerinin fiyatlamasının yapıldığı modeller geliştirilmiştir. Bu yaklaşım ile aynı yükün kullanımı için farklı saatlerde farklı fiyatlar uygulanır. Kullanıcıların tüketimi üzerinde doğrudan kontrol yoktur; maliyet optimizasyonu stratejileri doğrultusunda tüketiciler programlarını kendileri oluşturur ve tüketicilerin kendilerini kontrol ettiği bir yapıdır (Bektaş, 2015). Son kullanıcının fiyat seviyesine bağlı olarak tüketimini programlaması nedeniyle "iç ekonomik karar" olarak nitelendirilmektedir (Eissa, 2011).

4.3.1 Kullanım zamanına bağlı tarifeler (Time of Use - ToU):

Bu tarife türünde belirlenen blok zaman dilimleri (2 veya daha fazla) için sabit fiyatlar uygulanır. Türkiye'de uygulanan üç zamanlı tarife fiyatlama yapısı bu modele örnek teşkil etmektedir.

"Peak" dönemlerde yüksek fiyatlar uygulanırken "off-peak" dönemlerde ise düşük fiyatlar uygulanır. Böylece tüketicilerin talebinin düşük olduğu dönemlerde, enerji kullanımının artırılması suretiyle yük eğrisinde bir düzeltme yapılması sağlanır.

Rekabetçi piyasalarda zamana bağlı tarifelerin tüketicilere hem kullanım zamanı hem de maliyet öngörülebilirliği açısından konfor sağlayan sabit fiyatlı tarifeler ile yarışacak seviyede olması gerekmektedir. Bu model tüketicilere tüketimlerinin saatlerini değiştirmeleri ile kaybedecekleri konforun karşılığında cazip bir kazanç sunacak şekilde yapılandırılmalı, fiyatlar belirlenirken bu durum göz önüne alınmalıdır (Urieli ve Stone, 2015).

4.3.2 Kritik peak fiyatı tarifesi (Critical Peak Pricing - CPP):

Yılın belirli dönemlerinde (gün ve saat) kritik zamanlar için yüksek fiyatların uygulanması esasına dayanır; diğer dönemlerde ise kullanıma bağlı tarife fiyatları uygulanmaktadır. Burada söz edilen kritik zamanlar, iklim koşulları vb. nedenler ile sistem güvenliği açısından sorun oluşan zamanlardır. [Url-13].

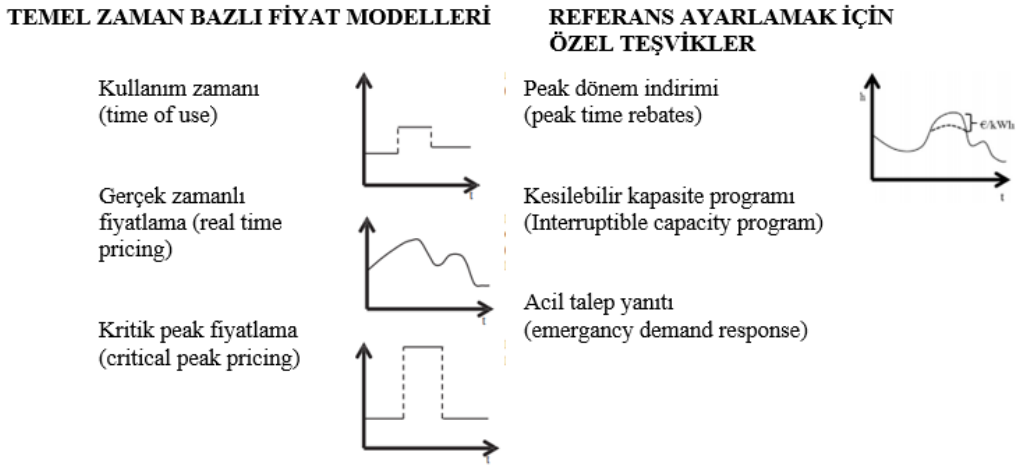
Kritik zamanlarda uygulanan yüksek fiyatlar sayesinde son tüketicilerin bu saatlere karşılık gelen taleplerinin azaltılması ile yük eğrisinde düzeltme yapılması amaçlanmaktadır. Başka bir deyiş ile kritik zamanlarda kullanılan elektrik tüketimine yüksek fiyat uygulanması suretiyle tüketicilere ceza uygulanmaktadır.

4.3.3 Gerçek zamanlı tarife (Real-Time Pricing - RTP):

Tüketicilere EE'nin zamana bağlı değişken fiyatları üzerinden satılması esasına dayanır ve bu tarife modelinde son kullanıcılar fiyat dalgalanmalarından direkt olarak etkilenmektedir.

Niagara Mohawk's Hourly Integrated Pricing Pilot (HIPP) modeli ile, bu uygulama için iki katmanlı bir yapı önerilmiştir. Model tüketicilerin geriye dönük tüketim profilleri incelenerek baz yük profilinin (Consumer Base Load - CBL) belirlenmesi ve bu baz yük tüketiminden sapma gösteren tüketimleri için gerçek zamanlı tarife fiyatlarının uygulanmasını önermektedir ve bu şekilde tüketiciler sadece baz yük tüketimleri dışındaki miktar için fiyat belirsizliği riski taşımaktadır (Barbose ve diğ, 2004).

Yük gelişimi ve koruması programları Şekil 4.3'te gösterilmiştir (Eid ve diğ, 2016).



Şekil 4.3 : Yük gelişimi ve koruması programları.

Dijital dönüşümün yaşandığı günümüz dünyasında, yukarıda bahsedilen TTY porgramlarının uygulaması etkin çalışan ölçüm, izleme, planlama ve yönetim uygulamalarını içeren entegre yapılar ile mümkündür. Bunun için günümüzde kullanılan bazı yazılımlar Çizelge 4.1'de gösterilmiştir.

Çizelge 4.1 : TTY için kullanılan bazı yazılımlar.

Yazılım	İçerik
ETAP	Yük yönetimi
Nexant iEnergy	Planlama, tahmin, takip
Dynamic DSM (Microsoft)	EV, izleme, tahmin, raporlama
Energy Profiler Online (Schneider)	Yük yönetimi, tahmin, rapolama
ANB Systems eTrack+	EV, çapraz doğrulama
EnergyOrbit	EV, izleme, analiz, raporlama

4.4 Türkiye'de Zamana Bağlı Tarife Yapısı

31/12/2015 tarihli ve 29579 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren "Dağıtım Lisansı Sahibi Tüzel Kişiler ve Görevli Tedarik Şirketlerinin Tarife Uygulamalarına İlişkin Usul Ve Esaslar"ın 18. maddesinde perakende satış tarifeleri aşağıdaki gibi tanımlanmıştır[6] (EPDK, 2015):

[6] Bu bölümde bahsedilen kalemler aktif enerji için geçerli olan kalemlerdir ve elektriğin dağıtımında meydana gelebilecek reaktif enerji ile ilgili ceza bedellerini kapsamamaktadır. Aktif enerji ve reaktif enerji 7. Dipnot ile açıklanmıştır.

- **Tek Zamanlı Tarife:** Günün tüm zamanlarında tüketilen elektrik enerjisi için, ilgili bileşenlerden oluşan ve tek fiyat olarak uygulanan tarifedir.
- **Çok Zamanlı Tarife:** Günün belirlenmiş olan farklı zaman dilimlerinde tüketilen elektrik enerjisi için, ilgili bileşenlerden oluşan ve farklı zaman dilimleri için farklı fiyat uygulanan tarifedir.

Çok zamanlı tarifelerin uygulanması bakımından dönemler Çizelge 4.2'de belirtilmiştir.

Çizelge 4.2 : Çok zamanlı tarife zaman dağılımı.

Periyot	Saat Aralığı	Periyottaki Saat Sayısı	Ağırlık Etkisi (%)
Gündüz dönemi	06:00-17:00	11	46
Puant dönemi	17:00-22:00	5	21
Gece dönemi	22:00-06:00	8	33

Her bir periyot için ağırlık etkisi aşağıdaki formülle hesaplanmıştır:

$$\%AE_i = \frac{PSS_i}{24} \times 100 \tag{4.1}$$

AE: Her bir periyodun toplam gün saat sayısı içindeki ağırlık etkisi

PSS_i: Belirlenen periyottaki saat sayısı

$$\%100 = \sum_{i=1}^{3} \%AE_i \tag{4.2}$$

$$24 = \sum_{t=t_0}^{t_i} PSS_i \tag{4.3}$$

İletim ve dağıtım şebekelerinin verimli kullanılabilmesi amacıyla sayaç altyapısının uygun olduğu tüketiciler, tüketici grupları, tüketim seviyeleri ya da bağlantı tipleri için farklı çok zamanlı tarifeler kurul onayı ile uygulanabilir. Farklı çok zamanlı tarifelerin uygulanması durumunda, tüketiciler içerisinde sayacı çok zamanlı ölçüme uygun olmayanlara tek zamanlı tarife uygulanır.

Tüketiciler, kendi abone grubu içinde kalmak, aşağıda belirtilen şartlar ve istisnalara uygun olmak kaydıyla tek veya çift terimli tarifelerden birini seçebilirler. Bu uygulama, 15/01/2004 tarih ve 25347 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. 284/2 sayılı Kurul Kararı'nda tek terimli ve çift terimli tarifeler aşağıdaki gibi açıklanmıştır.

- **Tek Terimli Tarife:** Tüketilen elektrik enerjisi için kilowattsaat (kWh) miktarı üzerinden bedel alma esasına dayalı tarife sınıfıdır.

a) Tek terimli tarifeden elektrik enerji alan müşteriye, yazılı müracaatı halinde gündüz, gece ve puant (elektrik enerjisi tüketiminin en yüksek olduğu dönem) dönemleri için ayrı ayrı belirlenen çok zamanlı tarife uygulanır.

- **Çift Terimli Tarife:** Tüketilen elektrik enerjisi için kilowattsaat (kWh) miktarı üzerinden alınan bedel ile buna ek olarak sözleşme gücü karşılığı kilowatt (kW) miktarı üzerinden alınan bedel alma esasına dayalı tarife sınıfıdır.

a) Çift terimli tarifeden elektrik enerjisi alacak müşteri, çekilen gücün en yüksek anlık değerinin belirlenmesi için demandmetreli sayaç monte etmek zorundadır. Bu sayaç müşterinin kendisi tarafından veya talebi halinde dağıtım şirketi tarafından bedeli karşılığında sağlanarak monte edilecek/ettirilecektir.

b) Çift terimli tarifeden enerji alan müşteriye yazılı müracaatı halinde gerekli ölçüm sistemini kurmaları koşuluyla gündüz, gece ve puant (elektrik enerjisi tüketiminin en yüksek olduğu dönem) dönemleri için ayrı ayrı belirlenen çok zamanlı tarife uygulanır.

c) Çift terimli ve çok zamanlı tarifeden enerji alacak müşterinin çok zamanlı ölçüm yapabilen ve demantmetreli sayacı kendisi tarafından veya talebi halinde dağıtım şirketi tarafından bedeli karşılığında sağlanacak ve monte edilecek/ettirilecektir. Uygulama sayacın takıldığı tarihten başlayarak geçerli olacaktır.

e) Çift terimli tarifeden enerji alan ve sözleşme gücü 0,7 MW (dahil) ve daha fazla olan aboneye çok zamanlı tarife uygulanır.

01.10.2019 tarihinden itibaren "Görevli Tedarik Şirketinden Enerji Alan İletim Sistemi Kullanıcısı Tüketiciler" için geçerli olacak tarife fiyatları Çizelge 4.3'de belirtilmiştir.

Çizelge 4.3 : 01.10.2019 tarihinden itibaren geçerli olacak tarife fiyatları**.**

Periyot	Birim Fiyat (TL/kWh)
Perakende tek zamanlı enerji bedeli	48,7941
Çok zamanlı tarife perakende baz yük enerji bedeli	47,5148
Perakende gündüz enerji bedeli	49,4665
Perakende puant enerji bedeli	81,6195
Perakende gece enerji bedeli	23,5159

Çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

$$E = \sum_{t=t_0}^{t_i} P_i \, AE_i \qquad (4.4)$$

E: Çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli

P_i: Elektriğin (aktif enerji) ulusal tarife ile belirlenen dönem için perakende satış fiyatı

AE_i: Ulusal tarife ile belirlenen dönemin ağırlık etkisi

Güncel tarife fiyatları göz önüne alındığında, günün her saatinde aynı yük profiline sahip bir sanayi tüketicisi için çok zamanlı tarifenin tek zamanlı tarifeden daha uygun bir alternatif olduğu görülmektedir.

4.5 Sanayi Sektörü Açısından TTY

Son tüketici açısından değerlendirilen TTY programları, hem konut hem ticarethane hem de sanayi sektörlerinde potansiyel barındırmakta ve kendine uygulama alanı bulmaktadır. Bu çalışmada konu, üretim maliyetleri içinde EE maliyetinin büyük paya sahip olduğu EE yoğun sanayi sektörü katılımcıları açısından irdelenmiştir.

Sanayi sektöründeki TTY ile ilgili temel zorluklar aşağıdaki gibi sıralanabilir (Zhang ve Grossman, 2016):

- **Operasyonel esnekliğin modellenmesi:** Standart GÖP koşullarında EE fiyatları zaman periyoduna bağlı olarak hassas bir şekilde değişkenlik göstermektedir. GİP'te ise dakikalık periyotlar halinde bile değişkenlik gösterebilmektedir. Zaman periyotlarına sıkı sıkıya bağlı fiyatların bulunduğu ortamda prosesin fiyat değişikliklerine hızlı bir biçimde yanıt verecek esneklikte olması için çok detaylı planlama modelleri gereklidir.
- **Üretimin ve enerji yönetiminin entegre edilmesi:** Geleneksel yöntemlerde üretim ve enerji yönetimi ayrı olarak ele alınmaktadır. Planlamalarda öncelikle üretim programı oluşturulurken, enerji yönetiminin amacı belirlenen üretim programı için tüketilecek EE'nin maliyetinin minimize edilmesidir. Söz konusu ardışık yaklaşım üretim ve enerji yönetimi arasındaki potansiyel sinerjinin oluşmasını engellemektedir. İki tarafın da eş zamanlı olarak katılım sağlayacağı modeller hem tüketimin hem de maliyetin optimize edilmesi açısından gereklidir.
- **Çok ölçekli karar verme:** TTY planlaması yaparken zamana bağlı detaylı modellerin oluşturulması oldukça önemlidir. Kısa dönemli çalışmalar için bir gün ya da bir haftalık modeller, orta veya uzun dönemli planlamalar için ise aylık ya da yıllık modeller gerekmektedir. Oluşturulacak modeller her zaman

periyodu için aynı etkinlikte sonuç vermeyecektir. Bu nedenle uygun periyotlar için optimum sonuçları verecek modellere ihtiyaç vardır.

- **Belirsizlik altında optimizasyon:** İklim koşulları, üretim santrallerinin arıza-çalışma programları ve politik gelişmelere bağlı olarak şekillenen EE fiyatları yüksek derecede belirsizlik ve değişkenlik içermektedir. Fiyatların bağlı olduğu söz konusu değişkenlerdeki belirsizliğin modellenememesi, belirsizlik ortamında optimum kararların verilmesini önemli kılmaktadır.

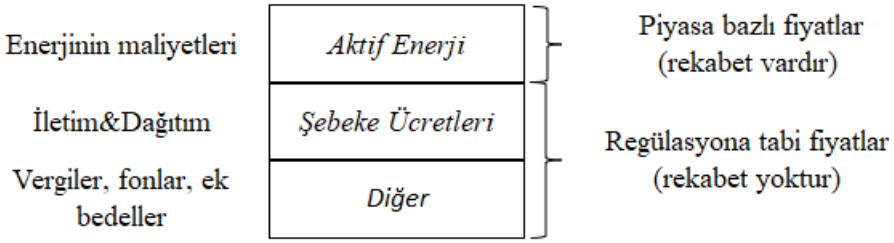
5. ELEKTRİK ENERJİSİNİN MALİYETİ

Dünyada EE piyasasının yaşamakta olduğu değişim nedeniyle, elektriğin son kullanıcı tarafından satın alınması ile ilgili modeller de dinamik bir biçimde değişmektedir. Yük değişimindeki belirsizlik, finansmanlara erişim güçlüğü, elektrik üretim santrallerin yapımı ile ilgili yaşanan gecikmeler, gerekli teşvikleri sağlamada yetersiz kalan yasal düzenlemeler satın almanın geçmiş dönemlerindeki güçlüklerini oluştururken; iklim değişikliği, enerji projelerinin sosyal ve çevresel etkileri vb. kaygılar bu güçlüklere yeni boyutlar kazandırmıştır. Uluslararası alanda 1950'li yıllardan başlayarak 1980'li yıllara kadar devam eden, devletlerin üretim yapan şirketlerden elektrik enerjisi almak için yaptıkları "güç satın alma sözleşmeleri (PPA)", sektördeki reform ile birlikte yerini üretim şirketleri ve perakende satış şirketleri ile yapılan anlaşmalara bırakmıştır (Maurer ve Barroso, 2011).

5.1 Maliyet Bileşenleri

Elektriğin son tüketiciye faturalandırılması sırasında, üretime ve diğer hizmetlere ilişkin bütün maliyetlerin karşılanıyor olması esastır. Burada bahsedilen maliyetler perakende satış şirketinin ya da şebekenin elektrik hizmetini sağlamak için gerekli olan maliyetleri de kapsamakta ve bu maliyetler son kullanıcının bağlı olduğu abonelik grubu, tüketim profili vb. etkenlere bağlı değişkenlik gösterebilmektedir. Söz konusu maliyetin paylaştırılması, elektrik tedariği için oluşan maliyetlerin son tüketiciye paylaştırılması anlamına gelir. (Ortega ve diğ, 2008; Sotkiewicz ve Vignolo, 2007). Liberalleşen elektrik piyasalarında, elektrik değer zincirinde yer alan monopolistik bileşenler (iletim, dağıtım vb.) rekabetçi piyasa fiyatlarından (aktif enerji[7]) ayrı olarak ele alınır. Genel olarak liberal elektrik piyasalarında son tüketicilere yansıtılan maliyet dağılımı Şekil 5.1'deki gibidir.

[7] Aktif enerji şebekeden çekilen enerjinin iş yapan bölümü (elektrik tahrikli motorun dönmesi, aydınlatma vb.) olarak tanımlanmaktadır. Reaktif enerji ise, bobin ve kondansatör özellikli yüklerin çalışmaları için gerek duyduğu manyetik alanı şebekeden enerji alış verişi ile oluşturması ve oluşan bu manyetik alan sayesinde iletim hatlarında belirli bir miktarda gereksiz yük oluşturması ile meydana gelir. Bu yükün yaptığı bir iş yoktur ve reaktif enerji olarak adlandırılır.



Şekil 5.1 : Son tüketici için elektrik maliyeti bileşenleri.

5.1.1 Üretim

Geleneksel yapıda kömür, doğal gaz, nükleer vb. kaynakları kullanan büyük ölçekli santraller tarafından üretilen EE, doğrudan yüksek gerilim şebekelerini beslemektedir. Güvenilir arzı sürdürmek için her bir şebeke devresinde üretimin ve talebin eş zamanlı dengelenmesi ihtiyacı, yapının senkronize bir şekilde üretimin talebi karşılaması yönünde işletilmesi gerekliliğini zorunlu kılmaktadır. AŞ teknolojilerinin gelişmekte olduğu günümüz koşullarında ise bu ihtiyacın merkezi yapıların yanı sıra anlık yenilenebilir ve dağıtık üretim (DÜ) kaynakları ile karşılanması gün geçtikçe yaygınlaşmaktadır. Bu durumda EE doğrudan yüksek gerilimli şebekeye beslenmesinin yanısıra düşük gerilimli şebekeler ile üretildiği yerde tüketilmekte ve bu yapı "prosumption (tüketimin üretimin yapıldığı noktada gerçekleşmesi)" olarak adlandırılmaktadır. Bu bağlantı şeklinde tüketiciler ve şebeke arasında gerçek zamanlı bilgi akışı ve dinamik fiyatlandırma esastır.

Spot piyasada ise elektrik fiyatları, arzı gerçekleştiren santrallerin marjinal maliyetlerine göre oluşmaktadır. Bu şekilde enerji ticareti için gerekli olan ekonomik sinyaller optimum şekilde piyasaya yansıtılmaktadır. Dolayısıyla fiyatlar enerji, üretim kaynaklarının (kömür, doğal gaz, hidrolik vb.) üretim içindeki paylarına göre oluşmakta ve değişkenlik göstermektedir. Perakende satış şirketleri (PSŞ) müşterilerine spot piyasada ticaretini gerçekleştirdikleri elektriği satabilecekleri gibi, uzun dönemli ikili anlaşmalar yoluyla satınalmış oldukları elektriği de satabilmektedirler. Bu satış modelinde PSŞ'lerinin satış hizmetleri karşılığında almış oldukları "tedarikçi kârı" fiyata yansıtılır. Fiyatların regüle olduğu tarifelerde ise tarife fiyatı olarak geçen elektrik satışı fiyatları, fiyat beklentilerine göre hesaplanmakta ve son tüketiciye uygulanmaktadır. Üretilen elektrik için ödenen bu bedel "aktif enerji bedeli" olarak adlandırılabilir.

5.1.2 Taşıma

Geleneksel yapıda kömür, doğal gaz, nükleer vb. kaynakları kullanan büyük ölçekli santraller tarafından üretilen elektrik doğrudan yüksek gerilim şebekelerine beslenmektedir. Güvenilir arzı sürdürmek için her bir şebeke devresinde üretimin ve talebin eş zamanlı dengelenmesi, üretimin yapıldığı noktadan tüketim noktasına elektriğin taşınması, bir anlamda nakliyesi, şebeke sayesinde gerçekleştirilmektedir. İletim ve dağıtım olarak iki kategoriye ayrılan şebeke yapısında gerçekleşen en önemli maliyet bu yapıları inşa etmek için yapılan yatırım harcamalarıdır (capital expenditure - CAPEX). Bir şebekenin işletilmesi için harcanan operasyon ve bakım maliyetleri (operational expenditure - OPEX) ise, toplam maliyet içinde yatırım harcamalarından daha düşük bir paya sahiptir.

Taşıma maliyetleri, son kullanıcıların maliyet içindeki toplam etkilerine (kurulu güç, tüketim, iletim hatlarına uzaklık vb.) göre son kullanıcılara dağıtılır. Söz konusu dağıtım için Türkiye'de bölgesel bazlı tarife uygulanmakta; bedeller tüketicinin kurulu güç ve tüketim miktarına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Geleneksel sistemlerde kullanım noktalarına düşük gerilimli EE taşıyan dağıtım sistemleri son aşama olarak değerlendirilir.

Dağıtık üretim, talep yönetimi ve tüketicilerin kendi elektriğini üretmesinin yaygınlaşması ile birlikte elektriğin sadece büyük santrallerden yüksek gerilimden düşük gerilime doğru akışı değil, tersi yönde de hareketi mümkün olmaktadır. Dolayısıyla geleceğin şebekelerinde günümüzde uygulanan statik fiyatlama modellerinin yetersiz kalacağı düşünülmektedir.

5.1.3 Diğer maliyetler

Elektriğin üretiminin ve taşınmasının yanı sıra diğer hizmetlerinin üzerine uygulanan ve değişkenlik gösterebilen bedeller de bulunmaktadır. Bazı yapılarda sayaç okuma hizmetleri için alınan bedeller ayrı bir maliyet kalemi iken, bazı yapılarda ise (örneğin Türkiye'de) doğrudan aktif enerji birim fiyatına yedirilmektedir.
Elektrik piyasası ile ilgili uygulanan çeşitli teşvikler (yenilenebilir enerji vb.) ve bazı kamu kuruluşlarına fon oluşturmak amacıyla elektrik enerjisi üzerinden bazı vergiler ve ek ücretler de alınmaktadır.

5.2 Liberal Elektrik Piyasasında Satın Alma Konseptleri

Elektrik piyasasının liberalleşmesinden önce ulusal tarife üzerinde çeşitli kategoriler için (iletim sistemi kullanıcıları, sanayi tarifesi, ticarethane tarifesi vb.) belirlenen fiyatlar üzerinden elektrik enerjisi tedariği gerçekleştiren sanayi kuruluşları, tedarikçilerini seçebilme hakkı kazanmalarının akabinde ikili anlaşmalar yoluyla elektrik tedariği gerçekleştirmeye başlamışlardır. Tedarik anlaşmaları ise genellikle belirlenen bir dönem için sabit fiyat uygulaması ya da elektrik fiyatlarını etkileyen (doğal gaz fiyatları vb.) bir endekse bağlı değişkenliğin olduğu sözleşmelerle yapılabilmektedir. Genel sözleşme yapıları aşağıdaki başlıklar altında ele alınabilir (Berk, 2015).

5.2.1 Tam donanımlı hizmet sözleşmesi

Bu tip sözleşmeler liberal piyasaya sürülen ilk sözleşme tipidir. Müşteri bütün elektrik enerjisi tüketimini tek bir tedarikçiden belirlenen bir dönem için sabit fiyatla tedarik etmektedir ve müşterinin tüketimine bağlı olarak maliyetlerde değişebilecek olası riskler tedarikçi tarafından üstlenilmiştir. Dolayısıyla bu tip bir fiyatlama en yüksek risk primini içeren yapıya sahiptir, müşteri tedarikçiden fiyat garantisini satın almaktadır. Sözleşmenin fiyatlama yapısı aşağıdaki formülle ifade edilebilir:

$$P = B + M + R \tag{5.1}$$

P: Elektrik enerjisi birim fiyatı (TL/kWh)

M: Satış Kârı

R: Risk Primi

$$B = \frac{\sum_{t=t_0}^{t_1} l(t)F(t)}{\sum_{t=t_0}^{t_1} l(t)} \tag{5.2}$$

$[t_0, t_1]$: Elektrik tedariğinin sağlanacağı zaman aralığı

$(l(t))_{t=t_0}^{t_1}$: Elektrik tedariğinin sağlanacağı zaman aralığındaki yük

$F(t)$: Teslim edileceği t zamanı için elektrik enerjisinin birim fiyatı

Bu fiyatlama tipinde tedarikçi risk primi ile müşterinin yük profilinden kaynaklanabilecek maliyet dalgalanmalarını müşteriye yansıtmaktadır. Sözleşme dönemi boyunca dalgalı seyreden elektrik enerjisi fiyatları göz önüne alındığında ise, tedarikçiler piyasa fiyatlarının sözleşme fiyatlaması yaptıkları döneme ait beklenti seviyelerinin altında gerçekleştiği zamanlarda beklentilerinden daha fazla kar etmekte

aksi durumda ise daha fazla zarar etmekte, ancak ortalama bir kârlılık düzeyi yakalayabilmektedir. Piyasadaki değişken, tahmin edilemeyen fiyatlar ve risk primlerinin müşteriler açısından kârlı tedarik fiyatı sağlayamaması nedeniyle bu tip sözleşmeler son dönemlerde dünya genelinde cazibesini yitirmiştir.

Sabit fiyatlı bir sözleşme tüketici açısından yüksek risk primi içermesi nedeniyle maliyetleri yukarı çekerek bir dezavantaj oluştururken, diğer yandan maliyetin bir seviyede sabitlenmesi maliyet belirsizliği durumunu ortadan kaldırarak bir avantaj da sağlayabilmektedir.

TEP'de serbest tüketici kavramının oluşmasından sonra en çok tercih edilen sözleşme tiplerinden olan sabit fiyatlı sözleşmeler, tedarikçilerin teklif etmiş oldukları fiyat seviyelerini kârlı bir biçimde koruyamamaları nedeniyle tıpkı dünya genelinde olduğu gibi artık tercih edilmemektedir.

5.2.2 Endekse bağlı sözleşmeler

Endekslenmiş sözleşmeler müşteriye farklı dönemler için elektrik fiyatlarını sabitleme olanağı sağlar. Tedarik dönemi boyunca perakende satış fiyatları yüksek seyretmezse müşterinin maliyeti azalacak tam tersi bir durumda ise artacaktır.

n : Sabitlenmiş fiyat seviyelerinin sayısı

$I(t)$: t zamanındaki fiyata endekslenmiş değer

M: Satış Kârı

R: Risk Primi

$$B = \frac{\sum_{t=t_0}^{t_1} l(t)F(t)}{\sum_{t=t_0}^{t_1} l(t)} \tag{5.2}$$

$$P_t = (B + M + R)\frac{\frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n} I(t_k)}{I(t_0)} \tag{5.3}$$

$t_k \in [t_0, t_1]$: Elektrik tedariğinin sağlanacağı zaman aralığı

Bu tip sözleşmeler TEP'de elektrik fiyatlarının oluşumunu büyük ölçüde etkileyen doğal gaz fiyatlarına bağlı olarak formülize edilmiştir ve doğal gaz fiyatlarının belirli bir değerin üzerinde artması ya da azalması durumunda fiyat değişimi sağlanmaktadır. Doğal gaz fiyatlarının baz alınmasının nedeni, doğal gaz ile üretim yapan santrallerin marjinal santraller olmasıdır. Bu santrallerin marjinal maliyetler olarak adlandırılan değişken maliyetleri diğer santrallere göre daha yüksek seviyededir ve elektrik arzı ile talebinin kesiştiği bu noktada marjinal maliyetleri yüksek gaz santralleri devrede

olmaktadır. Dolayısıyla elektrik fiyatları üzerinde doğrudan etkiye sahiptirler [Url-14]. Türkiye'de liberalleşmenin ardından uygulanan bir başka endeks bazlı fiyatlama modeli ise tüketicinin tabi olduğu ulusal tarife grubu fiyatları üzerinden belirlenen bir oranda yüzdesel indirim uygulanmasıdır. Bu tip sözleşmeler günümüzde büyük tüketici müşteriler için kârlı bir satış anlaşmasını ifade etmezken, serbest tüketici grubundaki konutlar için halâ uygulanabilmektedir.

5.2.3 Yapısal sözleşmeler

Yapısal sözleşmeler, farklı zamanlarda talebin spot piyasadan karşılanması yaklaşımına göre standardize edilmiş toptan satış sözleşmeleridir. Bu tip sözleşmelerde perakende satış şirketi tedarikçiden çok bir broker gibi hareket etmektedir. Alıcı (tüketici) piyasa ile ilgili riskleri üstlenmektedir; uygun yük tahmini yapılması ve dengesizlik maliyetleri alıcının sorumluluğundadır. Dengesizlik maliyeti toplam elektrik enerjisi maliyeti içinde önemli bir paya sahip olduğu için yük tahmininin gerçeğe en yakın olacak biçimde yapılması gerekmektedir. Bu maliyet tüketicinin tüketmeyi taahhüt ettiği miktar ve fiili olarak tükettiği miktar arasındaki farktan kaynaklanmaktadır[8].

$$P_{sp} = F + S + I + M \tag{5.4}$$

F: Future (gelecek) piyasa fiyatı

S: Spot piyasa fiyatı

I: Dengesizlik maliyeti

M: Brokerın satış kârı

Bu modelde alıcı tüm riskleri üstlenmiş olduğu için, fiyata ayrıca bir "risk primi" dahil edilmemektedir.

Yapısal sözleşmelerin faydaları aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- Tüketim hacmi için herhangi bir sınırlama yoktur.
- Satın alma zamanlarının ve kaynakların çeşitlendirilmesi ile piyasa riski azaltılmaktadır.
- Risk primi azalmaktadır.

[8] Türkiye Elektrik piyasasında dengesizlik maliyeti "14.04.2009 tarihli ve 27200 Sayılı Resmi gazetede yayınlanan Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği"nce belirlenmiştir.

- Yükün yeniden dağıtılması ve elektrik fiyatının yüksek olduğu saatlerde tüketimin azaltılarak başka saatlere kaydırılması ile maliyet tasarrufu elde edilmektedir.
- Elektrik enerjisi üretiminin güneş panelleri, kojenerasyon vb. sistemler (DÜ kaynakları) ile gerçekleştirilerek yerinde üretimine olanak tanımaktadır.
- Maliyetler şeffaf biçimde oluşmaktadır.

Risklerin tüketici tarafından iyi yönetilememesi durumunda bu tip bir sözleşmenin maliyet avantajından çok zarara neden olabileceği göz önüne alınmalıdır. Dolayısıyla kapsamlı bir enerji yönetimi stratejisi ile birlikte değerlendirilmelidir.

5.2.4 Portföy yönetimi

Portföy yönetimi yapısal satın almanın bir uzantısıdır; standart toptan satış ürünlerinin yanı sıra fiziksel ve finansal ürünlerin de ticareti gerçekleştirilmektedir. Bu yapıya sahip tüketiciler kendi elektrik üretimlerini gerçekleştirerek elektrik enerjisi fiyatının yüksek olduğu saatlerde maliyetlerini azaltabilmekte, ya da bu elektriğin piyasaya satışını gerçekleştirebilmektedir. Piyasadaki işlem hacimleri belirli miktardaki büyüklükler için yapılabildiğinden bu tip bir yönetim şekli enerji-yoğun endüstri tüketicileri için cazip olup, küçük ve orta ölçekli işletmeler için mevcut koşullarda uygun değildir. Bu tip bir elektrik tedarik yapısında tüketici bir son kullanıcıdan ziyade elektrik ticaret şirketi hassasiyetinde işlem yapmalıdır.

Demir-çelik, cam, çimento vb. enerji-yoğun endüstrilerin üretim maliyetleri içinde elektrik enerjisi anlamlı bir paya sahiptir. Perakende satış şirketlerinin söz konusu endüstrilere elektrik enerjisi tedariği amacıyla yaptıkları elektrik ticareti işlemleri hem GİP'te, hem tezgâh üstü piyasalarda, hem de vadeli işlem piyasalarında anlamlı bir derinliğin yani ticaret hacminin oluşmasını sağlayacaktır.

Bu sözleşme yapılarında örnek olarak Alman perakende satış piyasasındaki sözleşmeler değerlendirilmiştir. Genellikle küçük ve orta ölçekli işletmeler sabit fiyatlı tam donanımlı hizmet sözleşmeleri ile elektrik enerjisi tedariği gerçekleştirmekte, böylece bu konu ile ilgili çalışacak kişi sayısı azaltılarak işçilik maliyetleri düşürülmektedirler.

Bu tip sözleşmelere alternatif olarak değerlendirilen yapısal sözleşmeler ise, vadeli piyasalardan peşin ödeme ile satın alma ve spot piyasadan alım yaparak ihtiyacı

karşılama ve GİP'ten satış yaparak ihtiyaç fazlası satınalınmış elektrik enerjisi üzerinden kazanç sağlama modelini sunmaktadır. Böylelikle işletmeler fiyat ve miktar risklerini yönetme konusunda olgunlaşmaktadırlar. Enerji-yoğun sanayi kuruluşlarının tercih ettiği bir diğer yöntem ise kendi portföy yönetimlerini gerçekleştirdikleri satın alma modelidir. Bu model kaynak ve miktar (vadeli piyasa, spot piyasa vb.) ile ilgili özgürlük sağlamakla birlikte sürekli olarak piyasa takibini ve karmaşık karar verme problemlerinin çözülmesini gerektirmektedir.

Elektriğin regüle piyasalarda ulusal tarife üzerinden tedarik edilmesi karmaşık değildir. İletim ya da dağıtım aracılığıyla son tüketim noktasına ulaşan elektriğin maliyeti aylık olarak regülatörler tarafından belirlenen fiyatlar ile faturalandırılmaktadır. Tarifelerde bulunan (üç zamanlı gibi) fiyatlandırmalar dışında herhangi bir fiyat farklılığı söz konusu olmamaktadır. Fakat deregüle piyasada rekabetçi ortamda EE'nin tedarikçiler üzerinden satın alınması oldukça karmaşık olarak değerlendirilmektedir. Bu noktada müşterilerin düşük maliyetle temin sağlayabilmek için doğal gaz piyasası, elektrik piyasası, piyasada fiyatları etkileyebilecek diğer unsurlar ve kendi tüketim şekilleri hakkında bilgi sahibi olmaları gerekmektedir (Talluri, 2004).

Deregüle piyasadan EE tedarik edebilmek için aşağıdaki unsurlara ait detaylara hakimiyet gerekmektedir.

- Saatlik elektrik tüketim bilgisi
- "Peak" talep, yük faktörü
- Talebi etkileyebilecek değişkenlerin tesbiti için üretim süreci
- Sektörün diğer oyuncuları
- Elektrik ve doğal gaz piyasası

5.3 Dünya'da EE Maliyeti Bileşenleri: Bazı Örnekler

Bu bölümde bazı ülkelerdeki elektrik enerjisi üzerindeki vergi ve fonlar irdelenmiştir (PWC, 2018).

Çizelge 5.1'de serbest piyasada elektrik maliyetini ortak olarak etkileyen kalemler açıklanmıştır.

Çizelge 5.1 : Serbest piyasa elektrik maliyeti kalemleri.

Maliyet Kalemi	Açıklama
Elektrik Fiyatı	Aktif elektrik enerjisinin birim fiyatıdır ve oluşan bu fiyatın üzerine tedarikçiye ödenecek kar eklenir.
Tedarikçi Payı	Operasyon maliyetleri ve kar oranı göz önüne alınarak hesaplanır.
Şebeke Bedeli	Tüketici, şebekeye bağlı olduğu noktaya göre dağıtım ya da iletim sisteminden yapılan elektrik alımına karşılık bedel öder.

Almanya

- Birleşik ısı ve güç üretimi bedeli (KWK-Aufschlag): Birleşik ısı ve güç üretimi yapan santrallere verilen teşvikler için farklı tüketici gruplarına göre uygulanır.
- Bölüm 19 bedeli (Umlage nach-19 StromNEV): İletim sistemi tarifesi indirimlerini dengelemek için uygulanır.
- Offshore bedeli (Offshore-Umlage): Deniz tipi rüzgâr türbinlerinden elektrik üretimini desteklemek amacıyla verilen teşvikler için tüketim büyüklüklerine göre uygulanır.
- "AblaV" bedeli (Umlage Abschaltbare Lasten): Kesintili yük anlaşmalarını finanse etmek için uygulanır.
- EEG bedeli (EEG Umlage): Deniz tipi rüzgâr türbinleri dışındaki yenilenebilir kaynaklardan elektrik enerjisi üretimini desteklemek amacıyla uygulanan teşvikler için tüketim büyüklüklerine göre uygulanır.
- Elektrik vergisi (Stromsteuer): Elektrik enerjisi üzerinden alınan vergidir.
- Bağış ücreti (Konzessionsabgabe): Yerel yönetimleri desteklemek için uygulanır.

Fransa

- Yönlendirme tarifesine elektrik katkısı (Elektrik Contribution tarifaire d'acheminement-CTD): Sektör çalışanlarının maaş ödemelerinin karşılanması için uygulanır.

- Elektrik hizmetine katkı (Contribution au service public d'électricité- CSPE): Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimini desteklemek amacıyla verilen teşvikler, tarife eşitlemesi ve sosyal tarifeler için uygulanır.
- Nihai elektrik tüketimi vergisi (Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité): Elektrik enerjisi tüketimi için farklı tüketim büyüklüklerine göre uygulanan vergidir.

Birleşik Krallık

- İklim değişikliği vergisi (Climate Change Levy-CCL): Elektrik üretiminde doğal gaz, fosil yakıt gibi enerji kaynaklarının kullanımı için uygulanır.
- Yüksek elektrik dağıtım maliyetli alanlar için destek (Assistance for Areas with High electricity distribution Costs-AAHEDC): Kuzey İskoçya'daki yüksek dağıtım maliyetini dengelemek için uygulanır.
- Yenilenebilir enerji yükümlülüğü (Renewables Obligation-RO): Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin perakende satış şirketlerinin portföylerine dahil edilmesini desteklemek amacıyla verilen teşvikler için uygulanır.
- Şebekeye satış tarifesi (Feed-in tariffs): Küçük ölçekteki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimini desteklemek amacıyla verilen teşvikler için uygulanır.

Hollanda

- Enerji vergisi (Energy Tax): Bütün enerji kaynaklarının kullanımından tüketimin büyüklüğüne göre alınan vergidir.
- ODE levy: Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimini desteklemek amacıyla verilen teşvikler için elektrik ve doğal gaz kullanımına tüketimin büyüklüğüne göre uygulanır.

Belçika

- Kamu hizmeti yükümlülükleri tarifesi: Altı farklı kalem ile farklı müşteri profillerine farklı oranlarda yansıtılan bedeller; off-shore rüzgâr türbinlerinin şebeke bağlantısının finansmanı, off-shore rüzgâr türbinlerinin yeşil

sertifikalarının finansmanı, Flaman bölgesindeki yenilenebilir enerji ve kojenerasyon sistemlerinin finansmanı, Flaman bölgesindeki enerji kullanımı ile ilgili çalışmalar için ödenen bedel, Valon bölgesindeki yenilenebilir enerji kullanımının desteklenmesi, Brüksel'deki bölgesel enerji politikaları desteklerinin finansmanıdır.

- Vergiler: Hükümet katkısı, Valon bölgesi bağlantı bedeli, Brüksel'de yol şebekelerinin kullanımı, Valon bölgesinde kamusal alan kullanımı bedelleri.
- Serfikalar ve diğer dolaylı bedeller: Bu bedeller bölgesel olarak yeşil sertifika kullanımı ile ilgili uygulanan kotalar ve Flaman bölgesindeki kojenerasyon sertifikaları için uygulanır. Flaman bölgesinde, Valon bölgesinde ve Brüksel'de yeşil sertifikalar ile ilgili zorunluluk bulunurken, kojenerasyon sertifikaları ile ilgili zorunluluk sadece Flaman bölgesinde vardır.

Türkiye

- Yenilenebilir enerji destekleme mekanizması (YEKDEM): Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimini desteklemek amacıyla verilen teşvikler için uygulanır.
- Enerji fonu: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na aktarılan bir kaynak yaratma fonudur.
- Elektrik ve hava gazı tüketim vergisi: Tüketicilerin bağlı bulundukları belediyelere kaynak yaratmak için uygulanan bir vergidir.
- TRT payı: % 2 olarak uygulanan bu vergi, Türkiye Radyo ve Televizyon Kurumu'na kaynak yaratan bir ödemedir. 01.07.2017 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe giren Sanayinin Geliştirilmesi ve Üretimin Desteklenmesi Amacıyla Bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararnamelerde Değişiklik Yapılmasına İlişkin Kanun ile sanayi sicil belgesine sahip işletmelere yapılan elektrik enerjisi satışına bu payın uygulanmasına son verilmiştir.
- Katma değer vergisi: Elektrik faturasının toplam bedelinin %18'i olarak uygulanmaktadır.

6. ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASINDA TÜKETİM TAHMİNİ

Finans piyasalarında menkul kıymetler borsasına ait indekslerin tahmini, iş operasyonlarında çalışan sayısının ve envanterlerin planlanması, tıp dünyasında hastalıkların yayılımının gözlemlenmesi, meteoroloji alanında hava durumunun belirlenmesi ve benzeri birçok konuda tahmin modelleri kullanılmaktadır (Kuster ve diğ, 2017). Tıpkı bu örneklerde olduğu gibi enerji piyasasının, elektrik üretim santrallerinin ve elektrik enerji borsasında verilen kararların yönetiminde de tahmin modelleri kritik rol oynamaktadır (Mohandes, 2002). Elektrik enerjisi güç piyasası söz konusu doğası gereği, kurulumu ve yapılandırılması için tahmin modellerine ihtiyaç duymaktadır. Petrol, kömür, doğal gaz, doğal uranyum gibi yenilenemez birincil kaynaklardan; güneş, rüzgâr, hidrolik, biyokütle gibi yenilenebilir birincil kaynaklardan üretilen ve ikincil enerji kaynağı olan elektriğin piyasası ise, bu kaynaklar ile ilgili her türlü değişkenden etkilenmektedir. Dolayısıyla üretim kaynakları ile ilgili her türlü değişkenin tahmin edilmesine ihtiyaç duyulmaktadır (Hahn ve diğ, 2009). Piyasaya rekabetin ve deragülasyonun gelişi ile birlikte yeni teknolojilerin entegrasyonu, farklı önem derecelerine sahip daha fazla büyüklüğün tahmin edilmesi gerekliliğini de beraberinde getirmiştir. Bu gerekliliklerden bazıları aşağıda sıralanmıştır (Berk, 2015).

- Piyasada fiyatlama teklifi stratejisi geliştirilmesi için fiyat tahmini yapılması,
- Piyasa ile ilgili kısa dönemli işlemlerin ve uzun dönemli yatırımlar ile politikaların belirlenebilmesi amacıyla yük tahmininin yapılması,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim içindeki payının tespit edilebilmesi amacıyla rüzgâr, güneş gün tahmini, gelgit, dalga ve nehir türbinleri için deniz akımlarının tahmininin yapılması,
- Rüzgâr, güneş, hidrolik gibi kaynakların üretim miktarlarının tespit edilebilmesi amacıyla sıcaklık, rüzgâr, yağış ve benzeri iklim olaylarının tahmininin yapılması,

- Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan kömür, doğal gaz vb. gibi doğal kaynakların kalan ömrünün tahmin edilebilmesi amacıyla elektrik enerjisi tüketim tahmininin yapılması.

Elektrik enerjisi tedarikçileri, bağımsız sistem işletmecileri, finansal kuruluşlar, elektrik üretim-dağıtım-iletim şirketleri ve piyasanın diğer katılımcıları için çok önemli olan elektrik enerjisi talep tahmininde bir başka önemli boyut da gelecekteki tüketimlerinin belirli bir zaman aralığı için endüstri ya da hizmet sağlayıcılar tarafından tahmin edilmesidir (Islam, 2011). Elektrik piyasasının tüm bileşenleri için entegre yük tahmininin yapılması piyasanın verimli, etkin ve sürdürülebilir bir model ile işletilebilmesi açısından stratejiktir ve elektrik enerjisi güç endüstrisinin kuruluşundan beri en önemli konulardan biri olmuştur. 20. yüzyılın başından beri, hem akademik araştırmalar hem de endüstriyel uygulamalar bu konuya odaklanmıştır (Tao, 2010). Örneğin rekabet öncesi dönemde sistemin sadece toplam tüketimin tahmin edilmesine odaklanan modeller, deregülasyon sonrası rekabetin piyasaya hakim olması ile birlikte üreticiler, bağımsız sistem işletmecisi, perakende satış şirketleri ve diğer katılımcılar tarafından ayrı ayrı değerlendirilmesi için yapılmaya başlanmıştır.

6.1 Elektrik Piyasasında Tüketim Tahmininin Önemi

Planlama ve tahminleme birçok organizasyonda birbirinin bütünleyicisi olarak görülmektedir. Fakat planlamada, tahminlemenin bir fonksiyonu olarak geliştirilecek stratejilerin de önemli olduğu unutulmamalıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının güç şebekesine artan şekilde entegre edildiği, DÜ ve AŞ teknolojilerinin hızla gelişmekte olduğu elektrik piyasasındaki, tüm paydaş kamu kuruluşlarının ve özel sektör yatırımcılarının, planlamalarını yaparken tüketim tahmini modellerini göz önünde bulundurmaları, söz konusu teknolojilerin gelecekteki arz-talep miktarlarını ve fiyatlarını belirsiz kılmasından dolayı, bir zorunluluk halini almıştır (Nowotarski ve Weron, 2018) .

Tezin ikinci bölümünde açıklanan yeni yapılanan elektrik piyasasının temel iki dinamiği olan tüketim ve fiyatlar yine bu konuya ait temel istatistiksel problemleri de oluşturmaktadır: Bunlardan birisi yük tahmini iken, diğeri de piyasadaki spot fiyatların tahminidir. Herhangi bir emtiadan farklı olarak depolanamıyor oluşu nedeniyle spot piyasada elektriğin fiyatlanması sırasında teklif verilebilmesi için, tüketim tahmini yapılması zorunludur (Munoz ve diğ, 2010). Fiziksel olarak etkin bir şekilde iletilmesi

ve dağıtılması için de nerede, ne zaman, hangi miktarda elektriğe ihtiyaç olduğunun bilinmesi gerekmektedir (Willis, 1996).

Elektrik enerjisi üretim şirketleri, satış şirketleri ve son tüketici için risk unsuru olan fiyatın belirlenmesi sırasında etkin bir parametre olan yük tahmini, ne çok konservatif ne de çok optimistik olmalıdır. Fazlaca konservatif tahminler gerçek enerji ihtiyacının tamamının karşılanmasını engelleyerek fiyatların yükselmesine neden olabilir. Optimistik tahminler ise üretim şirketlerinin gerçek ihtiyaçtan fazla elektrik üretmesine ve fiyatların düşmesine, buna bağlı olarak da üretim maliyetlerinin karşılanamamasına neden olabilmektedir. Yani üretimin ihtiyaçtan fazla ya da az olmasının piyasa oyuncularına ilave maliyet olarak yansıması kaçınılmazdır. Elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanamaması ya da üretim operasyonlarının maliyetlerinin artması risklerinin yönetilebilmesi açısından, doğruluğu yüksek yük tahmini yapılması piyasa tarafından ihtiyaç duyulan bir işlemdir.

Yük tahmininin gerekliliği aşağıdaki başlıklar altında özetlenebilir (Hong ve Fan, 2016):

1. **Enerji satın alma:** Bir işletmenin kendi enerjisini satın alması ya da bu operasyonu kendisi için başka bir partiye yaptırması durumunda tüketim tahmini yapılması satın alma için temel bir faktördür. Elektrik enerjisi tüketen işletmeler, ikili anlaşmalar yoluyla yük tahmini ile belirleyecekleri miktardaki enerjiyi fiziksel olarak satın alabilir ya da finansal enstrümanlar aracılığıyla maliyetlerini ayarlayabilirler.
2. **İletim ve dağıtım planlaması:** İşletmeler, servis bölgelerindeki talep artışını karşılamak ve güvenilirliği artırma amacıyla düzenli olarak bakım ve iyileştirme faaliyetlerine ihtiyaç duymaktadır. Bazı zamanlarda ise gelecekte kuracakları trafo merkezleri için gerekli arazileri önceden garanti altına almak zorundadırlar. Bu tip konulardaki yatırım ve planlama ile ilgili kararların alınmasında, mekânsal tahmin denilen ve hangi bölgede, ne zaman, hangi büyüklükteki müşteri grubu tarafından hangi şekilde bir yük dağılımı olacağını, tahmin eden modellere ihtiyaç duyulmaktadır.
3. **Operasyon ve bakım:** Günlük operasyonlarda sistem işletmecisinin, aktarma ve yük ile ilgili kararları ve bakım dönemlerinde yapılacak kesintileri planlaması, tüketim kullanımlarının tahmin edilmesi işlemine dayanmaktadır.

4. **Talep Tarafı Yönetimi (TTY):** Birçok talep tarafı yönetimi aktivitesi günlük operasyonlara bağlı olmasına rağmen, AŞ'lerin gelişmekte olduğu enerji güç piyasalarında bu aktiviteleri günlük operasyonlardan ayırmak daha doğru olacaktır. Tüketim tahmini, yük kontrolü ve gerilim azaltma ile ilgili kararların verilmesinde destekleyici bir unsurdur. Ayrıca, işletmeler son tüketicilerin tüketim karakteristiklerini göz önüne alarak uzun dönemli planlama yapabilirler.
5. **Finansal planlama:** Orta ve uzun vadeli dönemlerde proje ya da yatırım maliyetlerinin belirlenmesi ve risklerinin tanımlanması açısından tüketim tahminleri, karar verme mekanizmasının önemli bir bileşenidir.

6.2 Elektrik Piyasasında Tüketim Tahmini Çeşitleri

Literatürde sınırları kesin olarak tanımlanmamakla ve değişkenlik göstermekle birlikte, tüketim tahmini konsepti üç dönem halinde ele alınmaktadır:

- Kısa dönemli tahmin: Birkaç dakika ile bir hafta arasında bir zaman periyodu için yapılan tahminleri,
- Orta dönemli tahmin: Bir hafta ile bir yıllık zaman periyodu için yapılan tahminleri,
- Uzun dönemli tahmin: Bir yıl ila 20 yıllık zaman periyodu için yapılan tahminleri.

Bazı kaynaklarda kısa dönemli tahmin: "çok kısa dönemli tahmin" ve "kısa dönemli tahmin" olarak kendi içinde ikiye ayrılmaktadır:

- Çok kısa dönemli tahmin: Birkaç dakikalık veya saatliklik zaman periyodu için yapılan tahminler,
- Kısa dönemli tahmin: Birkaç saatlik veya günlük zaman periyodu için yapılan tahminlerdir.

Kısa dönemli tahminler, piyasa katılımcılarının gerçek zamanlı olarak işlemlerini planlamalarına yardımcı olur (Taylor, 2010). Piyasadaki deregülasyon sonrasında katılımcılar, kapasitelerini ve taleplerini kısa dönemli yük alışverişleri ile ayarlama becerisi kazanmışlardır. Deregülasyon ile birlikte, teknolojik gelişmeler de kapasite esnekliğinin ayarlanması ve talebin karşılanması konusundaki beceriyi artıran bir etken olmuştur. Rekabetin gün geçtikçe artış gösterdiği güç piyasasında elektriğin kesintisiz, sağlam, güvenilir ve ekonomik bir şekilde arz edilmesi kritiktir. Üreticiler

açısından bakıldığında, yüksek maliyetler ile karşı karşıya kalmamak için, müşterilerine her zaman yeterli miktarda elektrik enerjisini arz edebilecekleri yeterli miktarda rezerv kapasiteyi bulundurmakla yükümlü oldukları görülmektedir. Yük tahminin fazla yapılması durumunda fazla rezerv tutmaları gerekeceğinden üretimden tam anlamıyla faydalanamama riski doğmaktadır. Bu durum da piyasa açısından verimsiz bir işleyişe ve bu işleyişe ait tüm maliyetlerden bütün piyasa katılımcılarının etkilenmesine neden olacaktır. Perakende satış şirketleri ve son tüketiciler açısından bakıldığında ise, tüketimlerin kısa dönemli olarak bilinebiliyor oluşu satınalmış oldukları elektriğin yeterli olup olmadığı hakkında fikir verecek ve kısa dönemli piyasalarda alış ve/veya satış işlemi yapmalarına, ekonomik açıdan etkin bir ticari strateji izlemelerine olanak tanıyacaktır.

Orta dönemli tahminler, piyasa katılımcılarının belirli bir periyot içindeki çalışma, üretim ve sermaye yönetimi ile ilgili programlamalarını yapabilmelerine olanak tanımaktadır. Örneğin çalışma ve bakım programları bilinen büyük endüstri kuruluşlarının tüketimlerini azaltacağı dönemler göz önünde bulundurulduğunda, üretim tesisleri üretim ve bakım programlarını buna göre organize edeceklerdir. Aynı şekilde hava koşullarına bağlı olarak değişkenlik gösteren elektrik enerjisi tüketimi ile ilgili mevsimsel tahminin yapılması hem üretim hem tüketim hem de satış açısından piyasa katılımcılarına yol gösterici olacaktır.

Politik ve ekonomik açıdan kritik önemli tahmin periyodu ise uzun dönemli tahmin kapsamındadır. Politika-yapıcılar ve yatırımcılar uzun dönemli nüfus değişikliği, endüstriyel üretim kapasitesi gibi sosyal ve ekonomik göstergeler ışığında yapılan uzun dönemli yük tahminlerine göre, yeni üretim tesislerinin devreye alınması ya da eskilerinin devreden çıkarılması, devreye alınacak ya da devreden çıkarılacak bu üretim kapasitelerinin hangi teknolojileri kullanacağı, iletim kapasitesinin veya iletim hatlarının yaygınlaştırılması vb. konular ile ilgili kararlar almaktadırlar. Tahminin gerçekten pozitif ya da negatif yönde sapması endüstrinin kârlılığını ve operasyonları önemli ölçüde etkileme potansiyeline sahiptir. Başka bir deyişle uzun dönemli tahmin elektrik enerjisi güç piyasasında stratejik kararların alınması konusunda kritiktir. Gelecekteki yüklerin fazla tahmin edilmesi yeni enerji üretim santrallerine gereksizce fazla yatırım yapılmasına; tersi bir durumda ise elektrik arz güvenliğinin tehlikeye girmesine ve kesintilere neden olabilmektedir. Bu bağlamda hem ulusal hem de

uluslararası alanda uzun dönemli yük tahminlerinin sağlıklı bir biçimde yapılması ihtiyacı bulunmaktadır.

6.3 Elektrik Piyasasında Kullanılan Tahmin Modelleri

Bu bölümde tüketim tahmini için kullanılmakta olan yöntemlerden bahsedilmiştir. Tez çalışmasında değişkenler arasındaki temel ilişkiyi çözümleyebilmek adına basit doğrusal regresyon yöntemi kullanılmıştır.

6.3.1 Çoklu doğrusal regresyon

Regresyon analizi bağımlı ve bağımsız değişken arasındaki ilişkiyi matematiksel olarak açıklayan bir yöntemdir. Tüketim ve dış faktörler (hava durumu, takvim günleri, müşteri tipi vb.) arasındaki ilişkiyi ifade etmek için en çok kullanılan yöntemlerden birisi regresyon bazlı modellerdir (Kyriakides ve Polycarpou, 2007; Feinberg ve Genethliou, 2005). Uygulaması ve girdi/çıktı değerleri arasındaki ilişkinin anlaşılması açısından kolay bir yöntem olarak nitelendirilmektedir. Fakat tüketim ve tüketimi etkileyen parametreler arasındaki doğrusal olmayan ilişkilerden dolayı doğru modelin tespit edilmesi açısından güçlükler barındırmaktadır (Hahn ve diğ, 2009).

Genel olarak aşağıdaki denklem ile ifade edilebilir:

$$y(t) = a_0 + a_1 x_1(t) + \cdots + a_n x_n(t) + \varepsilon(t) \qquad (6.1)$$

$y(t)$: Yük talebi

$a_0, a_1, \dots, a_n$: Regresyon katsayıları

$x_0(t), x_1(t), \dots, x_n(t)$: $y(t)$ ile ilişkili bağımsız değişkenler

$\varepsilon(t)$: Hata

Sadece bir tane bağımsız değişken olması durumunda model "basit doğrusal regresyon" olarak adlandırılır; birden fazla bağımsız değişken olması durumunda ise "çoklu doğrusal regresyon" adını alır. Bu yöntem hem kısa hem de uzun dönemli tahminler için kullanılmaktadır.

Regresyon katsayıları $(\mathrm{a}_0, \mathrm{a}_1, \dots., \mathrm{a}_\mathrm{n})$ genellikle en küçük kareler yöntemi ile belirlenir.

Tüketim genellikle bağımlı değişken olurken; hava durumu ve zaman (takvim etkisi ya da çalışma günü etkisi) bağımsız değişkenler olarak değerlendirilir.

6.3.2 Stokastik zaman serileri

Zaman serileri yönteminde yük talebi, rastgele bir girdiye uygulanan doğrusal filtrenin çıktısı olarak modellenir. Geçmiş tüketimler, gelecekteki tüketimleri tahmin etmek için kullanılır.

Özbağlanımlı model (AR)

Özbağlanımlı (Autoregressive-AR) süreç ile gelecekteki yük geçmiş yüklerin ve rastgele bir gürültü sinyalinin fonksiyonu olarak tanımlanır.

$$y(t) = \phi_1 y(t-1) + \phi_2 y(t-2) + \cdots + \phi_p y(t-p) + \varepsilon(t) \quad (6.2)$$

$$\phi(L) y(t) = \varepsilon(t) \quad (6.3)$$

$y(t)$: Yük talebi

$a_0, a_1, \ldots, a_n$: Regresyon katsayıları

$x_0(t), x_1(t), \ldots, x_n(t)$: $y(t)$ ile ilişkili bağımsız değişkenler

$\phi(L)$: Rastgele gürültü sinyali

$$\phi_1(L) = 1 - \phi_1 L + \phi_2 L^2 + \cdots - \phi_p L^p \quad (6.4)$$

$$L_y(t) = y(t-1) \quad (6.5)$$

Hareketli ortalamalar modeli (MA)

Hareketli ortalamalar modeli ile yük, mevcut ve geçmiş rastgele gürültü sinyalleri kullanılarak tahmin edilir. Gürültü serileri geçmiş tahminlerin hatalarından elde edilir.

$$y(t) = a(t) - \theta_1 a(t-1) + \theta_2 a(t-2) + \cdots + \theta_q a(t-q) \quad (6.6)$$

$$y\,(t) = \theta(L)\varepsilon(t) \quad (6.7)$$

$$\theta(L) = 1 - \theta_1 L + \theta_2 L^2 + \cdots - \theta_p L^q \quad (6.8)$$

$\theta\,(L)$: Geçmiş rastegele gürültü sinyali

ARMA modeli

Özbağlanımlı hareketli ortalamalar modeli AR ve MA yöntemlerinin kombinasyonu ile oluşturulmuştur.

$$y(t) = \phi_1 y(t-1) + \phi_2 y(t-2) + \cdots + \phi_p y(t-p) + a(t) - \theta_1 a(t-1) + \theta_2 a(t-2) + \cdots + \theta_q a(t-q) \quad (6.9)$$

$$\phi(L)y(t) == \theta(L)\varepsilon(t) \quad (6.10)$$

ARIMA modeli

ARMA modelinin genelleştirilimiş hali ARIMA modeli ile ifade edilir **(**autoregressive integrated moving average). Bu model verinin durağan olmadığı durumlarda kullanılır.

$$y(t) = \phi_1 y(t-1) + \phi_2 y(t-2) + \cdots + \phi_p y(t-p) + \varepsilon(t) \quad (6.11)$$

6.3.3 Üstel düzleştirme

Üstel düzleştirme yönteminde tahmin geçmiş gözlem verilerinin eksponensiyal ağırlıklı ortalaması kullanılarak tahmin edilir. Yükün tahmin edileceği dönemden bir önceki döneme ait yük ile ilişki kurulmaz, dolayısıyla modelin çalışırken daha az veriye ihtiyacı vardır. Yük talebi hava durumuna dolayısıyla da havaya bağlı oluşacak yük şekline doğrudan bağlıdır. Hava koşullarının oynak olduğu zamanlarda yükün sürekli değişiyor oluşu bu modeli, değişken hava koşulları için elverişsiz kılmaktadır.

Model genel olarak aşağıdaki şekilde ifade edilmektedir:

$$y(t) = \beta(t)^T f(t) + \varepsilon(t) \quad (6.12)$$

$f(t)$: Doğrusal olarak bağımsız ve durağan fitting fonksiyonlarının vektörü

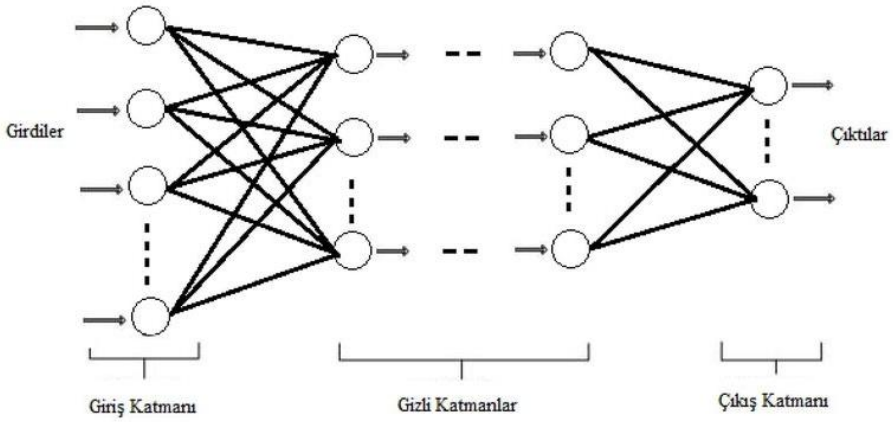
$\beta(t)$: Yerel olarak sabit vektörü katsayısı

$\varepsilon(t)$: Beyaz gürültü

T = Transpoze operatörü

6.3.4 Yapay sinir ağları

Yapay sinir ağlarında, sayısal modellemeler için insan beynindeki sinir hücrelerinin çalışma prensipleri temel alınmaktadır. Başka bir bilgi olmaksızın girdi ve çıktı değerleri arasında doğrusal olan ve doğrusal olmayan ilişki belirlenmektedir. Giriş ve çıkış katmanı arasındaki bir ya da daha fazla ara katmanın (gizli katman) diziliminden meydana gelmektedir (Var ve Türkay, 2014). Yapay sinir ağlarının genel tasarımı Şekil 6.1'de gösterilmiştir.



Şekil 6.1 : Yapay sinir ağları tasarımı.

7. ÇİMENTO SEKTÖRÜ ÖZELİNDE ENDÜSTRİDE ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM TAHMİNİNİN ÖNEMİ

Bu bölümde talep tarafı açısından enerji-yoğun bir sektör olan çimento endüstrisi incelenmiştir. Üretim süreci, EE tüketim karakteristiğinin anlaşılması, tüketimi etkileyen makro parametrelerin tespiti ve bu parametreler ile tüketimin tahmin edilebilmesi amaçlanmıştır.

7.1 Sektörün Tanıtımı

Çimento üretim süreci, termal (ısıl) enerji ve elektrik enerjisi tüketimi bağlamında enerji yoğun sektörlerin başında gelmektedir. Dünya enerji tüketimindeki payı %7 (IEA, 2018) olan çimento sektörünün ülkemiz elektrik enerjisi tüketimindeki payı ise %3 seviyesindedir.

Toplam ürün maliyetinin yaklaşık olarak %38'lik bölümünü termal enerji; %21'lik bölümünü ise EE tüketimi oluşturmaktadır (Çevik, 2016). Termal enerji kaynağı olarak kullanılan yakıtlar ise birincil yakıtlar ve alternatif yakıtlar olarak ikiye ayrılmaktadır. Birincil yakıt olarak kullanılan kömür ve petrokokun fosil kaynaklı olması nedeniyle, ikincil yakıt olarak değerlendirilen atıklar (belediye atıkları, endüstriyel atıklar, biyokütle atıkları vb.) alternatif olarak kullanılmaya başlanmıştır.

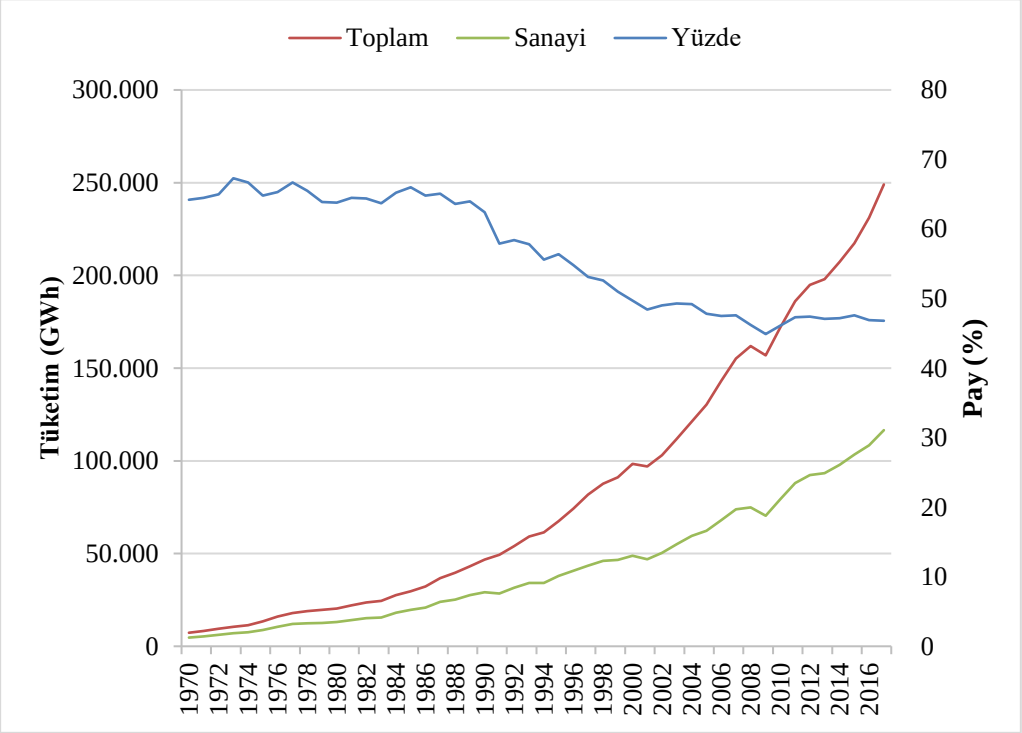
Çizelge 7.1 : Bazı sektörlerde enerjinin üretim maliyeti içindeki payı.

Sektör	Enerjinin Üretim Maliyeti İçindeki Payı (%)
Demir-Çelik	12-48
Demir Dışı Metaller	6-47
Seramik	33
Çimento	55
Cam	22-42
Kağıt ve Selüloz	9-30
Tekstil ve Dokuma	8-10
Petrokimya	29

Çizelge 7.2 : Çimento sektörü maliyet kalemleri payları.

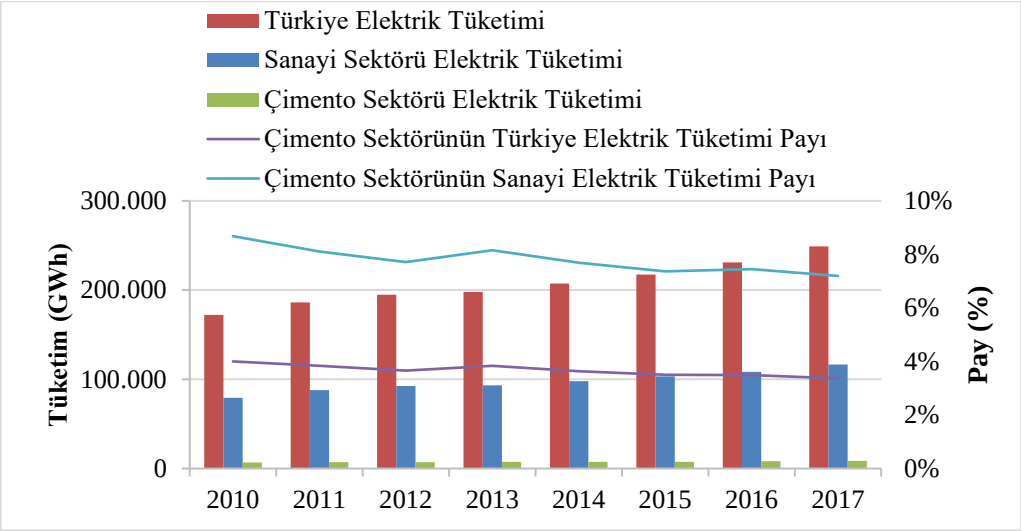
Maliyet Kalemleri	Ortalama Maliyet (%)
Hammadde ve Yardımcı Maddeler	9,6
Elektrik	21,1
Yakıt	38,0
İşçilik	9,4
Amortisman	7,0
Diğer Giderler	14,9

Çizelge 7.1'de enerji-yoğun sektörlerde enerjinin üretim maliyeti içindeki payı (Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu, 1998); Çizelge 7.2'de ise çimento sektörü maliyet kalemleri belirtilmiştir (T.C. Bilim Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2015).



Şekil 7.1 : 1970-2017 Türkiye net elektrik tüketimi ve sanayi sektörü elektrik tüketimi.

Şekil 7.1 ve 7.2'de 2017 yılında Türkiye net EE tüketiminin yaklaşık %47'sinin sanayi tarafından gerçekleştirildiği; çimento sektörünün, sanayi içindeki EE tüketimi payının ise %7 olduğu görülmektedir.



Şekil 7.2 : 2010-2017 Türkiye net elektrik tüketimi, sanayi sektörü elektrik tüketimi ve çimento sektörü elektrik tüketimi.

7.2 EE Tüketim Tahminin Önemi

EE tüketimi sadece üretim maliyetleri açısından değil elektrik şebekesinin çekiş yönündeki dengesi, uzun dönemli şebeke yatırımlarının planlanması açısından da önem arz etmektedir.

Zamana bağlı değişkenlik gösteren EE fiyatlarına ve değişen ürün talebine göre üretim yapılması ihtiyacı bir başka deyişle belirsizlik altında planlama yapılması en önemli zorluklardan birisi olarak değerlendirilebilir. EE fiyatlarının saatlik, kömür, petrokok fiyatlarının ise günlük değişimleri, nihai ürüne anlık olarak yansıtılamamaktadır. EE maliyetinin optimize edilmesi günümüzdeki oynak fiyat koşulları ortamında gün geçtikçe önem kazanmaktadır.

EE tedarik sözleşmelerinde orta ve uzun dönemli anlaşmalarla, tedarikçiler tüketicilere; tüketicilerden bazı taahhütlere uygun tüketimlerinin ve tüketim profillerinin olması karşılığında avantajlı fiyatlar sunulabilmektedir. Ancak taahhüt, henüz piyasada nihai ürün talebinin ya da arıza durumlarının bilinmediği koşullarda verilebilmektedir. Belirli bir dönem için sabit fiyatın uygulandığı ikili anlaşmalarda, anlaşmaya baz oluşturan tüketim tahminlerinden farklı (daha fazla ya da daha az) tüketimlerin ya da tüketim profillerinin gerçekleşmesi durumunda tüketiciye ceza bedelleri yansıtılmaktadır.

Kısa, orta ve uzun dönemli yük tahmini hem sektör hem de sektörün etkilediği diğer unsurlar (ülkenin toplam elektrik talebi vb.) için kritik olarak değerlendirilmektedir.

7.3 Üretim Süreci

Doğal kalker taşları ve kil karışımının yüksek sıcaklıkta ısıtıldıktan sonra öğütülmesi ile elde edilen hidrolik bir bağlayıcı[9] malzeme olan çimento, endüstriyel anlamda ilk defa 1848 yılında İngiltere'de bir fabrika kurularak üretilmeye başlamıştır. Türkiye'de ise ilk çimento fabrikası 1912 yılında kurulmuştur [Url-15].

Su ile reaksiyona girdiğinde sertleşen bir bağlayıcı olan çimento; kum, çakıl, tuğla vb. mineral içerikli malzemeleri bağlamak için kullanılan uzun ömürlü, dayanıklı bir yapı malzemesidir ve CaO, MgO gibi alkalin ve SiO_2, Al_2O_3 ve Fe_2O_3 gibi hidrolik bileşiklerden oluşmaktadır [Url-16] (Schneider ve diğ, 2011).

Hammaddelerin yerkabuğundan çıkarılarak, mineral işleme ve hazırlama süreçleri ile yüksek sıcaklıktaki reaksiyonlarda kullanılabilecek hale getirilmesiyle üretim süreci başlar. Homojen bir hammadde karışımı elde edebilmek, ısı ve kütle aktarımını daha verimli gerçekleştirebilmek için hammaddeler boyutlandırılarak daha küçük parçalar haline getirilir. Patlatma, kırma ve öğütme işlemlerinin akabinde yaklaşık 1450 ºC sıcaklıkta hammaddelerde ısı yardımıyla çeşitli reaksiyonlar sonucunda "klinker" adı verilen yarı mamül üretilir.

Klinkerin, alçı taşı ve çeşitli katkı mineralleri ile karıştırılarak değirmenlerde öğütülmesi sonucunda nihai ürün olan "çimento" elde edilir; paketli ya da dökme olarak müşteriye ulaştırılır.

7.3.1 Hammadde çıkarma

Kireçtaşı ve kil genellikle fabrika içindeki ya da yakınındaki maden ocaklarından delme-patlatma, sıyırma vb. yöntemler ile yerkabuğundan çıkarılır.

Yapısında en az %90 oranında $CaCO_3$ (kalsiyum karbonat) içeren kayaçlar kireçtaşı ve kayaçların hava, su, erozyon etkisi ile parçalanması sonucu oluşan çökeltiler ise kil olarak adlandırılır. Kireçtaşı çimento üretimi için ihtiyaç duyulan kalsiyumun, kil ise ihtiyaç duyulan silisyum, alüminyum ve demir oksitlerin kaynağıdır. Ocaklardan alınan hammadde karayolu, demiryolu, teleferik, konveyör, gemi vb. vasıtasıyla üretim alanına ulaştırılır [Url-17, Url-18].

[9] İnce toz halinde olan ve su eklenmesi ile hamur haline geldikten sonra zamanla plastikliği kaybedip sertleşen maddeler bağlayıcı olarak adlandırılır.

7.3.2 Hammadde kırma ve kurutma

Hammaddelerin küçültülerek tepkimeye girecek yüzey alanlarının büyütülmesi için yapılan kırma işleminde yüksek miktarda EE tüketilmektedir. Bu işlemde fiziksel olarak boyut küçültme gerçekleştirilir.

7.3.3 Hammadde öğütme ve homojenizasyonu

Kireçtaşı, kum ve demir cevheri kurutma ve ince öğütme için farin değirmenlerine beslenir. Burada öğütme ve kurutma işlemleri birarada yapılmaktadır.

Farin değirmenindeki termal enerji genellikle prosesin atık ısı kaynaklarından sağlanmaktadır. Malzemeler kurutma çemberinden geçtikten sonra öğütme çemberine giderler. Bu operasyon hammadde hazırlamanın son aşamasıdır ve homojonizasyon ile elde edilen karışım "farin" olarak adlandırılır.

Bir sonraki aşama olan pişirme ünitesindeki klinkerizasyon için ihtiyaç duyulan termal enerji kömür, petrol kokundan ve alternatif enerji kaynaklarından elde edilir. Bu enerji kaynakları da verimli yanma sağlamak amacıyla kömür değirmenlerinde boyutlandırılır.

7.3.4 Klinkerizasyon

Siklonlardan oluşan ön ısıtıcı kuleye beslenen farin 300 ºC'den 1000 ºC'ye ısıtılır. Prekalsinasyon adı verilen bu süreçten sonra fırına 1000 ºC sıcaklıkta giren farin yaklaşık olarak 2000 ºC'ye ısıtılır ve klinker oluşum tepkimesi gerçekleşir. Bu aşamada gerekli olan termal enerji ihtiyacı birincil yakıt ve alternatif yakıt kaynaklarından elde edilir.

Klinker pişirme fırınlarından yaklaşık 1300 ºC sıcaklıkta çıkan malzeme 1000 ºC'ye kadar soğutularak klinker silolarında stoklanır.

7.3.5 Çimento öğütme ve saklama

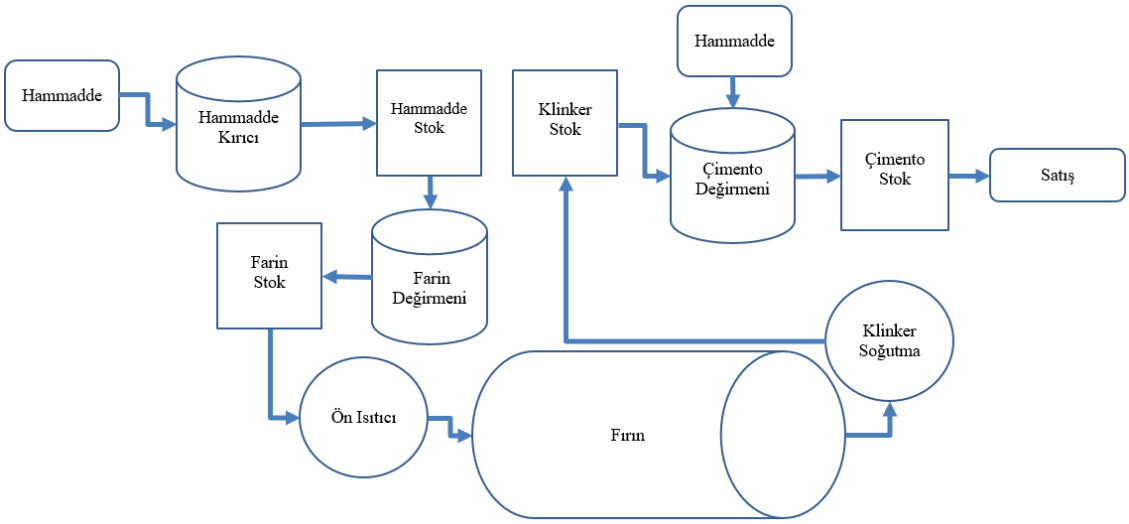
Yarı mamül olarak elde edilen soğutulmuş klinker, çimento değirmenlerinde alçı taşı ve diğer katkı maddeleri ile öğütülerek nihai ürün olan çimento elde edilir; çimento silolarında stoklanır.

Öğütme işlemi yüksek kurulu güce sahip elektrik motorları tarafından tahrik edilen EE yoğun bir süreçtir.

7.3.6 Paketleme

Çimento silolarındaki ürün müşterinin isteğine göre paketli veya dökme ürün şeklinde satışa sunulmaktadır. Dökme çimento silobas adı verilen özel araçlar ile, paketli çimento ise genellikle 25 kg ya da 50 kg'lık torbalar halinde satılmaktadır.

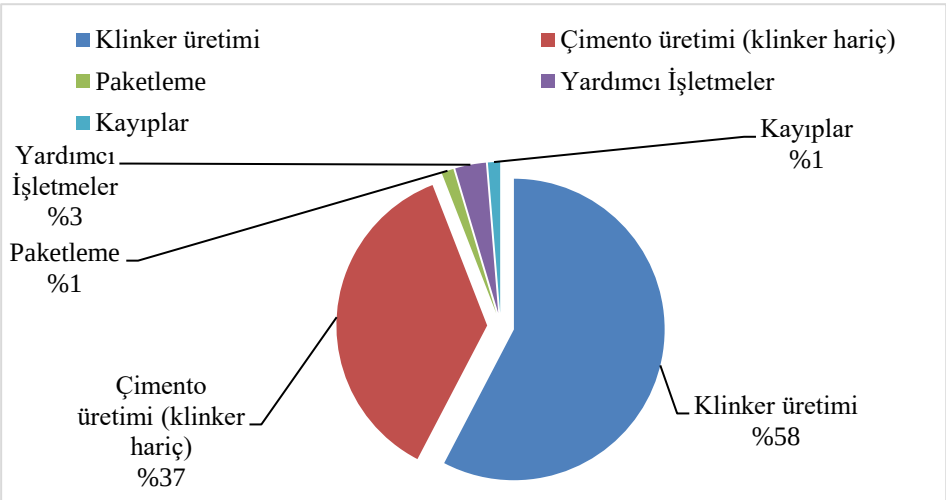
Şekil 7.3'te çimento üretim sürecine ait blok diyagram yer almaktadır.



Şekil 7.3 : Çimento üretim süreci akış diyagramı.

7.4 Sektörün Elektrik Enerjisi Tüketim Karakteristiği

Şekil 7.4'te Türkiye çimento sektörünün EE tüketimi kırılımı yer almaktadır.

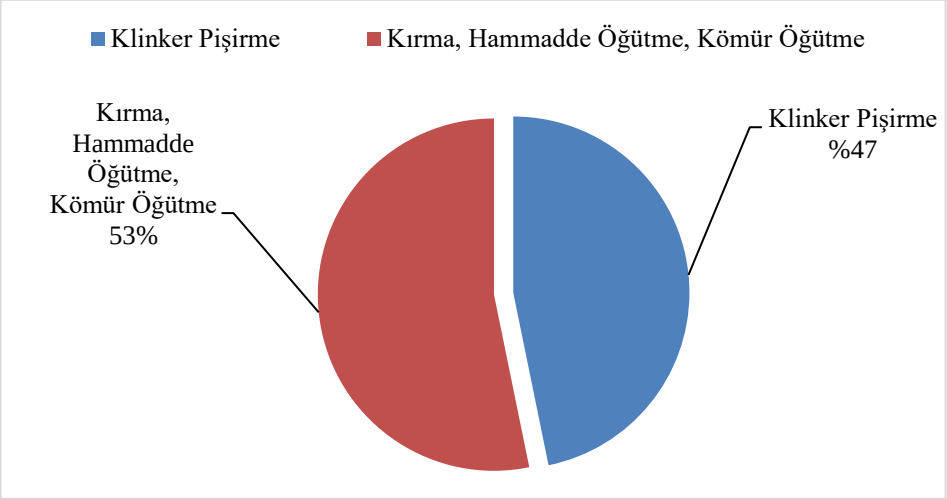


Şekil 7.4 : 2018 Türkiye Sektör ortalamasına göre bir çimento fabrikasında ortalama EE tüketimi kırılımı.

Bir fabrika, üretim ölçeğine ve proses teknolojisine bağlı olarak; konveyörler, pompalar, fanlar vb. dahil 350-1000 adet arasında değişen EE tahrikli motora sahip olabilir. Tesisin ölçeğine bağlı olarak motor sayısı daha fazla da olabilmektedir.

Klinker üretim süreci %58'lik pay ile tüm süreçte tüketim içinde en yüksek paya sahip olmakla birlikte; ekipman bazlı olarak da %37'lik tüketim ile çimento değirmenlerinin elektrik tüketimi içinde en yüksek paya sahip olduğu Şekil 7.4'te görülmektedir (TÇMB, 2019).

1 ton klinker üretmek için EE tüketimi kırılımı Şekil 7.5'te gösterilmektedir. Gerekli EE'nin yarısından fazlası klinker pişirme prosesi öncesinde sarf edilmektedir. %53'lük bu bölümün %82'lik tüketimi ise farin öğütme değirmenleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Başka bir ifade ile klinker üretim sürecinin %44'lük EE tüketimi farin öğütme prosesi için kullanılmaktadır.



Şekil 7.5 : 2018 Türkiye Sektör ortalamasına göre bir çimento fabrikasında ortalama klinker üretimi EE tüketimi kırılımı.

Başka bir EE yoğun süreç ise çimentonun öğütülmesidir; fakat bu süreçteki EE tüketimi üretilecek ürünün standardına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Farklı ürünlerin tane boyutları standart ile belirlendiği için, öğütme sürecindeki boyutlandırma standartlara göre yapılmaktadır. Çimento dayınımı[10] ne kadar fazla olursa genellikle o kadar fazla öğütülmesi gerekmektedir.

[10] Çimento için 3 adet dayanım sınıfı belirlenmiştir. Bu sınıflar TS EN 196-1'e göre tayin edilen ve 32.5, 42.5 ve 52.5 olmak üzere MPa cinsinden 28 günlük basınç dayanımlarını ifade etmektedir.

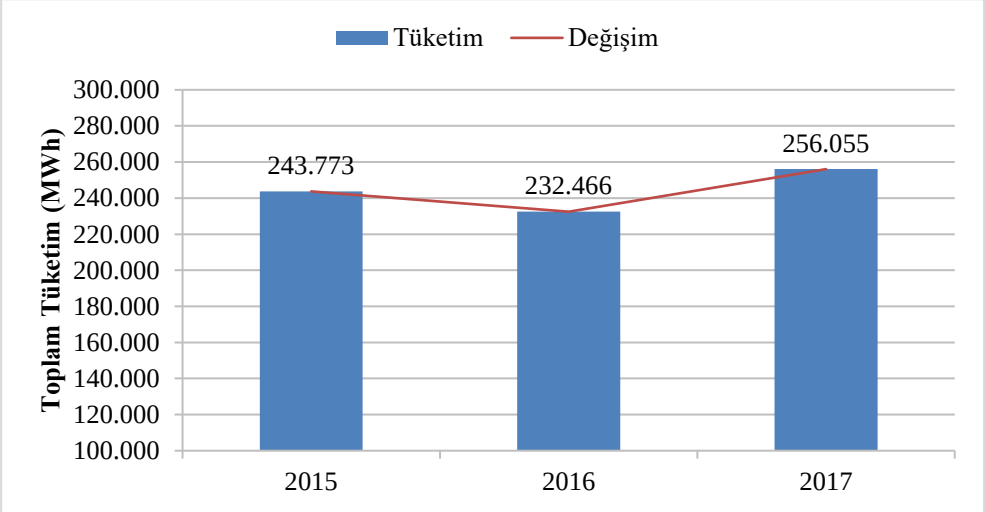
7.5 Örnek Bir Çimento Tesisi Çalışması

Bu bölümde bir çimento üretim tesisinin elektrik enerjisi tüketimi değerleri incelenerek, tüketimi etkileyebilecek parametrelerin belirlenmesi ve aralarındaki ilişkilerin saptanması amaçlanmaktadır.

7.5.1 2015-2017 yılları arası tüketim analizi

Bu bölümde üretim tesisinin 2015-2017 yılları arasındaki üç yıllık saatlik EE tüketim verileri incelenmiştir. Elektrik tüketiminin farklı saat, gün, ve ay dönemleri için gösterdiği davranış irdelenerek eğilim belirlenmeye çalışılmıştır. Üretim programının bir fonksiyonu olan EE tüketiminin üretimi yapılan ürünün talep miktarına, stoklanabilme özelliğine, bölgeselliğine ve mevsimselliğine bağlı olarak değişkenlik gösterdiği bilinmekle birlikte; tesisin genel karakteristiğini anlamak için saatlik tüketim verilerini incelemek gerekmektedir.

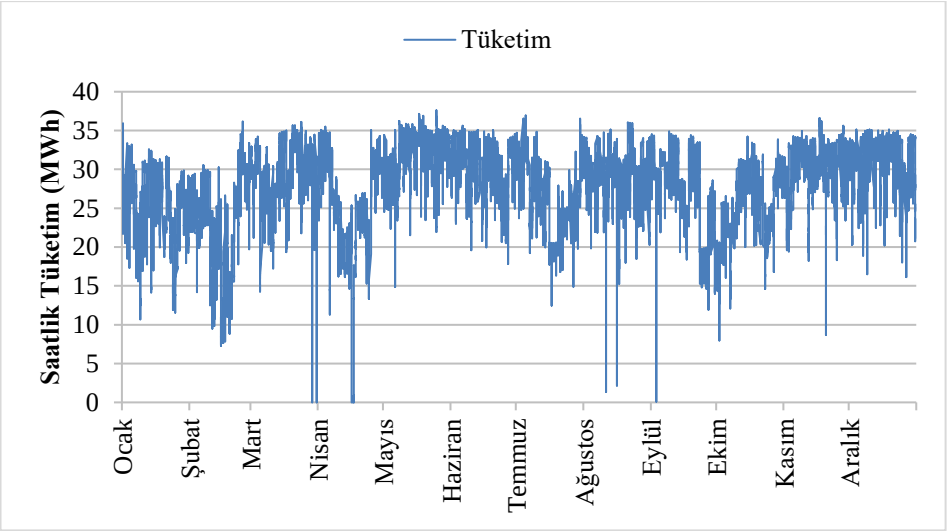
Tesisin 2015, 2016 ve 2017 yıllarındaki toplam elektrik enerjisi tüketim değerleri ve değişimi Şekil 7.6'da görülmektedir.



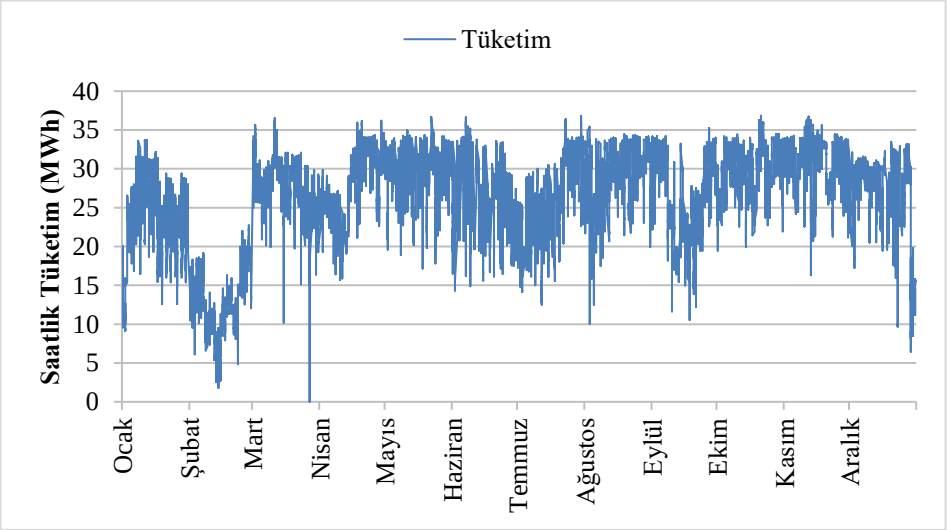
Şekil 7.6 : 2015-2017 EE tüketim değerleri.

2015 ve 2016 yılları arasında %5'lik düşüş gösteren tüketim; 2016-2017 yıllarında ise %10'luk bir artış sergilemiştir.

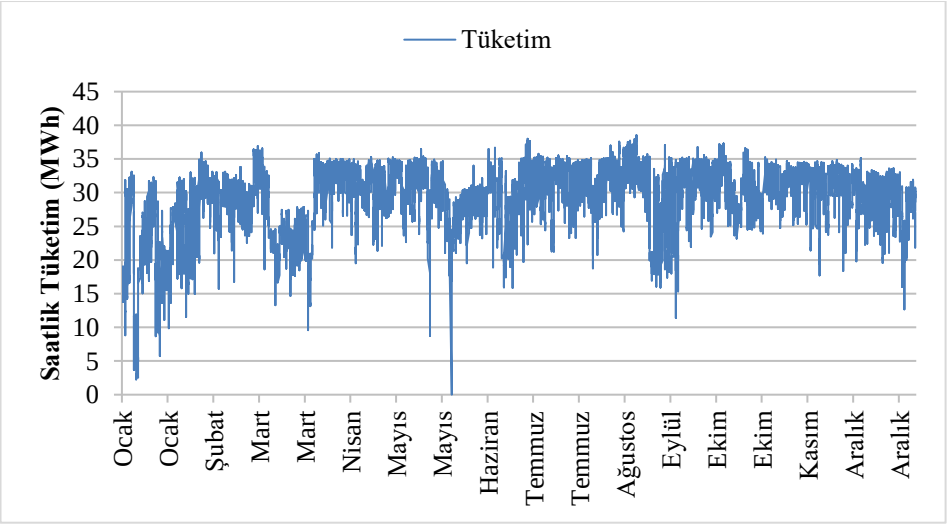
Şekil 7.7, 7.8 ve 7.9'da gösterilen yıllara göre saatlik EE tüketim değerlerinin seyri incelendiğinde ise duruş, arıza ve bakım dönemlerine bağlı olarak değişimler meydana geldiği, fakat aylık olarak ortalama değerler etrafında seyreden bir eğilim olduğu net olarak görülmektedir.



Şekil 7.7 : 2015 yılı saatlik EE tüketimi.



Şekil 7.8 : 2016 yılı saatlik EE tüketimi.

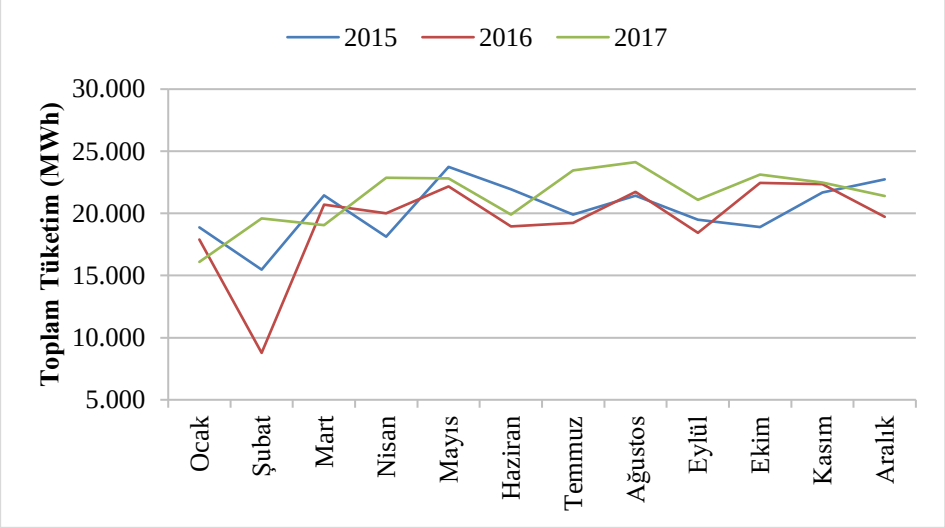


Şekil 7.9 : 2017 yılı saatlik EE tüketimi.

7.5.2 EE tüketiminin aylık analizi

Kış aylarında sert iklim koşullarına bağlı olarak inşaat sektöründe yaşanan durgunluk nedeniyle çimento talebinde azalma meydana gelmektedir. Talebin azalması, beklendiği gibi arzın da azalmasına neden olmaktadır. Bu nedenle özellikle Ocak ve Şubat aylarında yıl ortalamasının altında tüketim gerçekleştiği Şekil 7.10'da görülmektedir. Arzın azalması ile birlikte bu dönemlerde bakım ve yenileme çalışmalarına ilişkin operasyonlar yürütülmektedir.

Klinker ve çimento üretiminin artış gösterdiği aylarda ise fırınlardaki termal (ısıl) enerji ihtiyacı artmaktadır. Bu enerjinin kaynağı olan katı yakıtların (kömür ve petrol koku) boyutlandırıldığı kömür öğütme değirmenlerinde öğütülen katı yakıt miktarı buna bağlı olarak da elektrik enerjisi tüketimi artış göstermektedir.



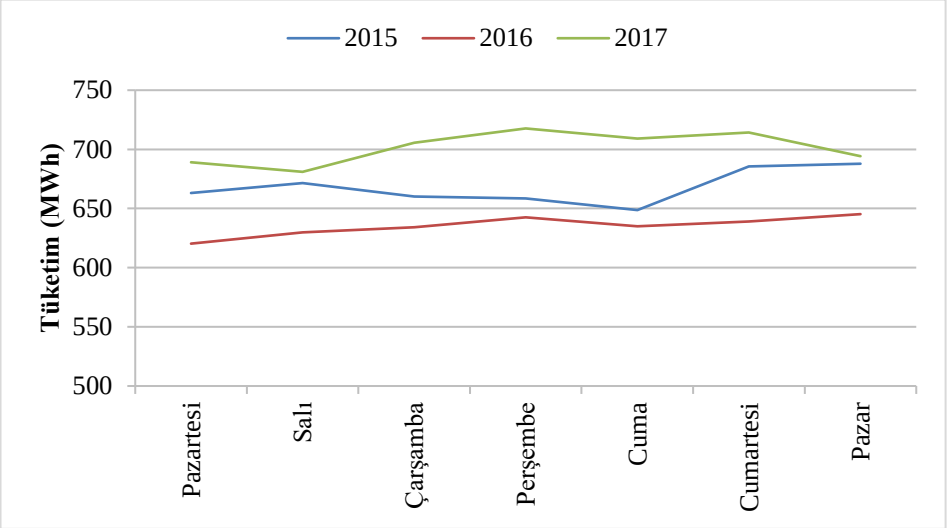
Şekil 7.10 : 2015, 2016 ve 2017 yıllarında aylık EE tüketimleri.

Türkiye pazarında inşaat sektörünü etkileyen en önemli etmenlerden biri de Ramazan ayıdır. Her yıl, dönemi değişkenlik göstermekle birlikte bu dönemde de tüketim ortalamanın altında gerçekleşmektedir. 2015 yılında Temmuz ayında, 2016 ve 2017 yılında ise Haziran ayında tüketimin ortalamanın altında gerçekleşmesi bu durumu desteklemektedir (2015 ramazan ayı 17 Haziran-16 Temmuz; 2016 ramazan ayı 6 Haziran-4 Temmuz, 2017 ramazan ayı Haziran 26 Mayıs-24 Haziran).

7.5.3 EE tüketiminin günlük analizi

Tesisin gün tipi bazındaki tüketimleri göz önüne alındığında, haftanın her gününün aynı olduğu ve haftanın ortalamasından çok sapmadığı Şekil 7.11'de görülmektedir.

Bu durumun nedeni ise yılın büyük bir bölümü, 7/24 benzer miktarda talebi karşılayacak şekilde üretim yapılması olarak değerlendirilmektedir.



Şekil 7.11 : 2015, 2016 ve 2017 yılları günlük ortalama EE tüketimleri.

Çizelge 7.3 : Haftanın günlerine göre ortalama EE tüketimleri (kWh).

Gün	2015	2016	2017	Ortalama	Ortalamadan Sapma
Pazartesi	663.033	**620.315**	689.003	657.450	2%
Salı	671.427	629.812	**680.993**	660.744	1%
Çarşamba	660.261	634.034	705.588	666.627	0%
Perşembe	658.494	642.506	**717.674**	672.891	-1%
Cuma	**648.680**	635.030	709.165	664.292	1%
Cumartesi	685.546	639.054	714.256	679.619	-2%
Pazar	**687.838**	**645.249**	694.104	675.731	-1%
Ortalama	667.897	635.143	701.540	668.193	

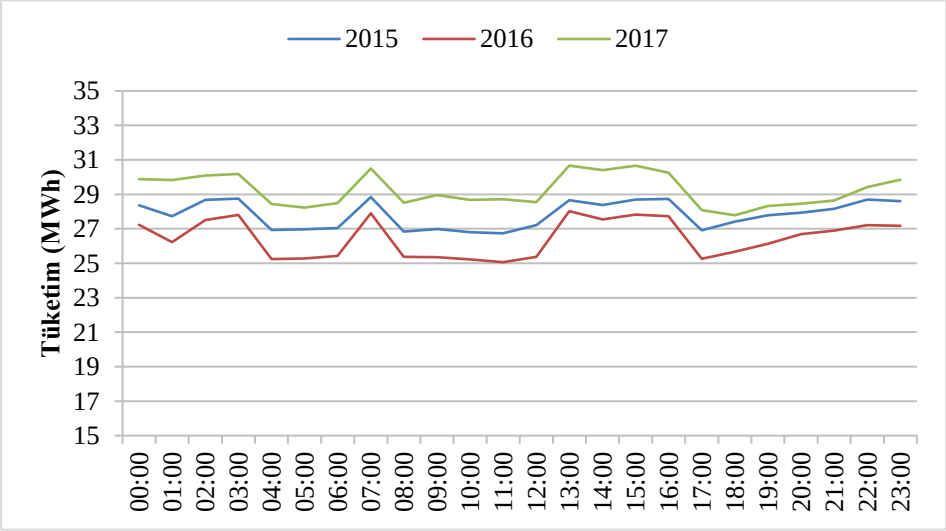
Çizelge 7.3'de herbir güne ait yıl ortalamalarının değerleri özetlenmiş; en düşük ve en yüksek tüketimlere ait 6 adet değer koyu renk ile işaretlenerek belirtilmiştir. Yine bu üç yılın ortalaması alınarak, ortalamadan sapma değerleri tespit edilmiştir. 2015 yılında ortalama bazda en yüksek tüketim değeri pazar günleri gerçekleşirken en düşük tüketim ortalaması ise cuma günlerine aittir. 2016 yılında yine en yüksek ortalama tüketimler pazar günü gerçekleşirken en düşük tüketim ortalaması pazartesi günlerinde gerçekleşmiştir. 2017 yılında yüksek tüketim ortalaması perşembe günlerinde düşük tüketim ortalaması ise salı günlerinde gerçekleşmiştir.

Üç yılın günlük ortalamaları göz önüne alındığında, günlük tüketimlerin ortalamadan ±%2 sapma ile değiştiği hesaplanmıştır. Bu durum, tesisin sürekli üretim yapısına bağlı olarak, günlük bazda stabil bir ortalama ile tüketim gerçekleştirdiğinin göstergesidir.

7.5.4 EE tüketiminin saatlik analizi

Şekil 7.12'de saat tipi bazında tüketimler incelendiğinde tesisin karakteristik yapısı net olarak görülmektedir.

Her üç yıl için eğilimler paralellik göstermektedir. 04:00-06:00 ve 08:00-12:00 ve 17:00'da en düşük tüketimler gerçekleşirken; en yüksek tüketimler 00:00-03:00, 07:00, 13:00-16:00 ve 23:00'da gerçekleşmektedir.



Şekil 7.12 : 2015-2017 saat tipi bazında EE tüketimi.

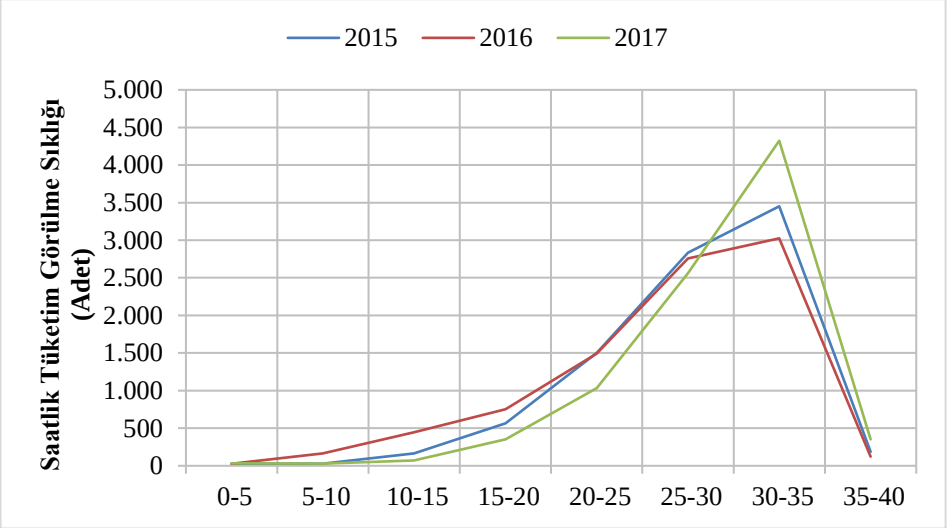
Yıllar içinde kazanılan üretim alışkanlıklarına bağlı olarak saatlik tüketim profilinin paralellik gösterdiği söylenebilir.

Saat tipi bazında tüketimlerin çok değişmiyor oluşu elektrik maliyetlerinin düşürülmesi açısından faydalıdır. Bu tipte elektrik tüketimi, tedarikçiler tarafından, kömür, doğal gaz gibi yakıtlar ile çalışan baz yük elektrik üretim santrallerinden uzun dönemli baz yük (belirli bir miktardaki yük için her saat için aynı fiyatın geçerli olduğu) alımları ile sağlanabilmektedir.

Baz yük santraller elektrik tüketiminin az olduğu gece saatlerinde ve tatil dönemlerinde de üretim yapmak durumunda oldukları için bu saatlerde elektriği piyasaya düşük fiyattan satmaktadır ve bu durum onların kârlılıkları üzerinde negatif

etki yaratmaktadır. Uzun dönemli baz yük elektrik satışları söz konusu üretim şirketlerinin satış fiyatları açısından da olumludur. Bu tipteki tüketimler tüketicilere avantajlı fiyattan elektrik alma üreticilere de avantajlı fiyattan satış yapma olanağı tanıdığı için, piyasanın kararlılığı ve kârlılığı üzerinde olumlu bir etkiye sahiptir.

7.5.5 Saatlik tüketimlerin görülme sıklığı analizi



Şekil 7.13 : 2015-2017 döneminde saatlik tüketim görülme sıklığı.

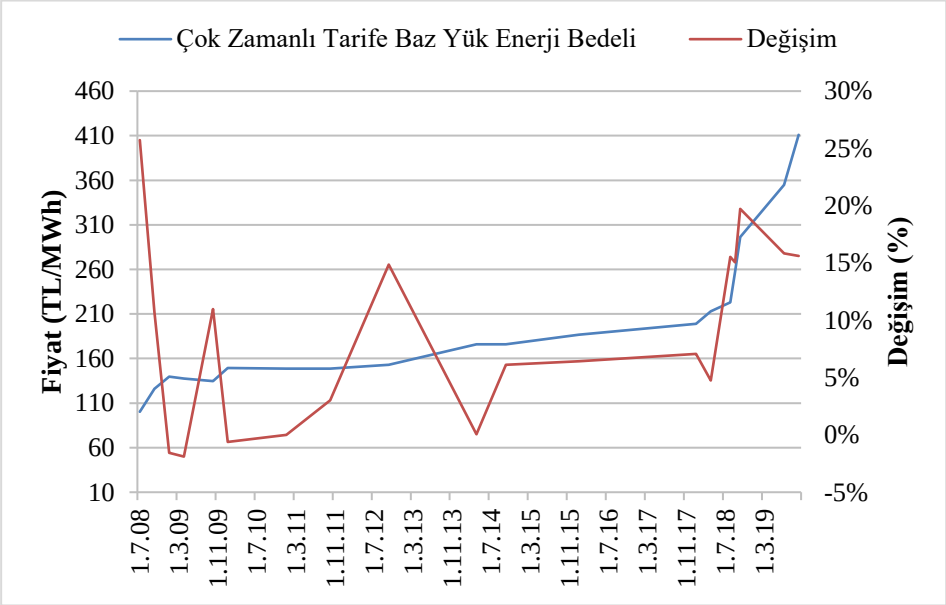
Şekil 7.13 incelendiğinde tesisin saatlik enerji tüketiminin genelde 15 MWh'ın altına inmediği görülmektedir. Saatlik tüketimler yoğun olarak 30-35 MWh aralığında gerçekleşmektedir. 2015 yılında tüketimlerin %39'u, 2016 yılında tüketimlerin %34'ü, 2017 yılında ise tüketimlerin %49'u bu aralıkta meydana gelmiştir. Tüketim değerlerinin ikinci olarak sık olduğu bant aralığı ise 25-30 MWh arasında konumlanmıştır. 2015, 2016 ve 2017 yılları için sırasıyla %32, %31 ve %29 oranları olarak meydana gelmiştir. 35- 40 MWh bandı ise en yüksek tüketimlerin meydana geldiği aralığı temsil etmekle birlikte, toplam tüketimin görüldüğü sıklık oranı bu değerlerde sadece %4 değerine ulaşmaktadır.

7.5.6 EE tüketim profili ile fiyat analizi

Bu bölümde tesisin tabi olduğu ulusal tarife grubunda belirlenen fiyatlar ile yine aynı dönemde gerçekleşen spot piyasa fiyatları göz önüne alınarak hesaplanan elektrik birim maliyetlerinin karşılaştırması yapılmıştır. Günün neredeyse her saati tüketimi olan kullanıcılar için tek terimli çok zamanlı tarife baz yük bedeli, tek terimli tek zamanlı tarife fiyatından daha avantajlı olduğundan bu seçenek tercih edilmiştir.

Şekil 7.14'te 2008 ve 2019 yılları arasında elektrik faturalarına esas tarife tablolarında yer alan "Görevli Tedarik Şirketinden Enerji Alan İletim Sistemi Kullanıcıları"nın tabi olduğu tarife fiyatları ve bu fiyatların değişimi gösterilmektedir. 2018-2019 yılları arasında her bir değişim döneminde yaklaşık olarak %13'lük bir fiyat artışı uygulandığı görülmektedir.

Tarife fiyatları, EPDK'nin kurul kararı ile her bir çeyrek dönem için değiştirilebileceği gibi belirli bir süre için sabit tutularak çeyreklik dönemlerde ya da aylık dönemlerde de değiştirilebilir. Bu değişiklik, fiyat artışı ya da fiyat azalması şeklinde gerçekleştirilebileceği gibi; aktif enerji, dağıtım sistemi kullanım bedeli ya da farklı tarife grupları (sanayi, ticarethane, mesken, tarımsal sulama, aydınlatma vb.) için farklı oranlar şeklinde de uygulanabilir.



Şekil 7.14 : Çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli değişimi.

Tek terimli çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli ise aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

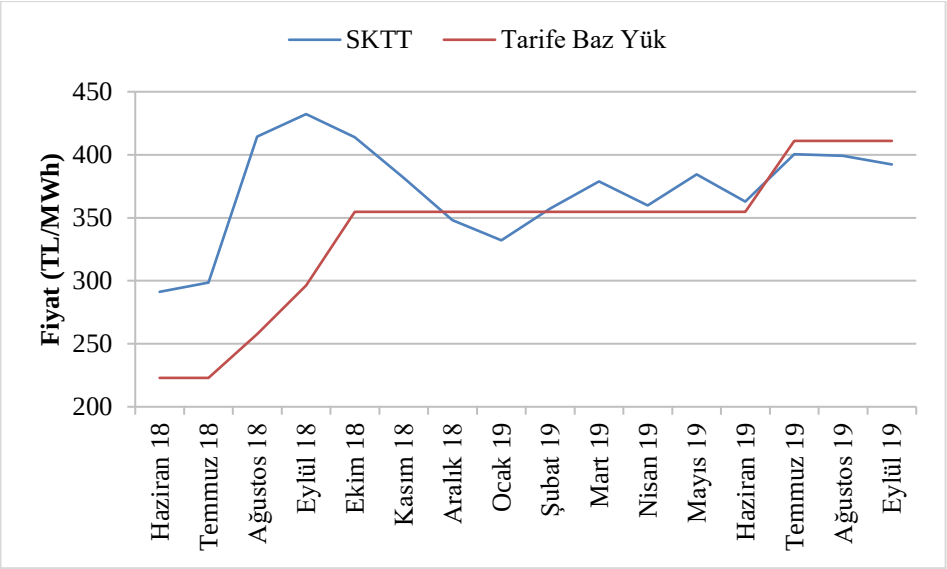
$$E = \sum_{t=t_0}^{t_i} P_i \, R_i + S \qquad (7.1)$$

E: Çok zamanlı tarife baz yük enerji bedeli

P_i: Elektriğin (aktif enerji) ulusal tarife ile belirlenen dönem için perakende satış fiyatı

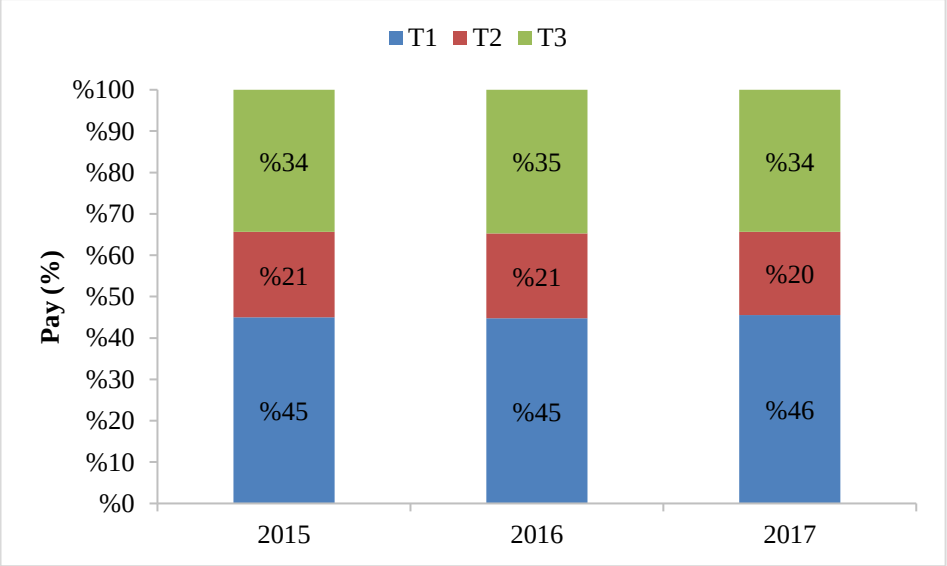
R_i: Ulusal tarife ile belirlenen dönemin oranı

S: Elektriğin perakende satış bedeline dahil diğer kalemler (perakende satış hizmet bedeli)



Şekil 7.15 : Son kaynak tedarik tarifesi ve görevli tedarik şirketinden enerji alan iletim sistemi kullanıcısı tarife fiyatı karşılaştırması.

Şekil 7.15'te "Son Kaynak Tedarik" tarifesi fiyatları ile "Görevli Tedarik Şirketinden Enerji Alan İletim Sistemi Kullanıcısı" baz yük tarife fiyatları karşılaştırılarak büyük EE tüketimleri olan sanayi kuruluşlarının tarife seçimlerine bağlı olası maliyet değişimleri ortaya konmuştur. 2018 yılında her iki tarifenin ortalamaları sırası ile 369 TL/MWh ve 295 TL/MWh iken, 2019 yılında (2019 Eylül) bu ortalama her iki tarife için yaklaşık 374 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. Tarifeler arasındaki farkın kapanması, tarife fiyatlarının üstünlüğünü kaybettiğini ve spot piyasa fiyatlarının daha avantajlı duruma geçtiğini göstermektedir.

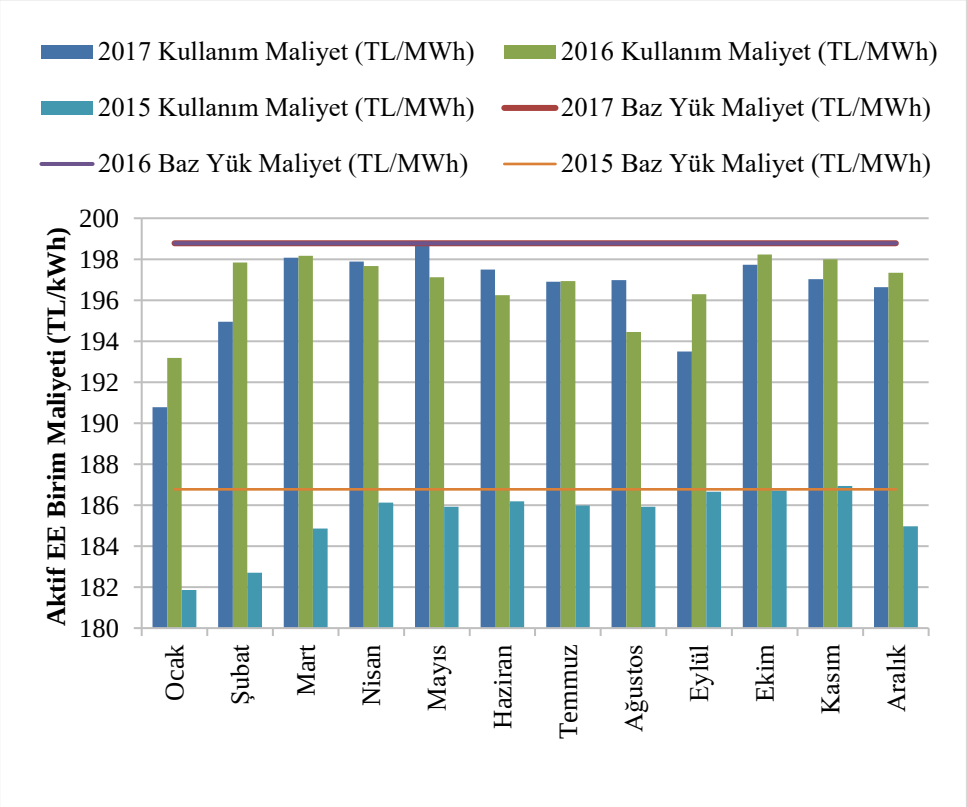


Şekil 7.16 : 2015, 2016 ve 2017 yıllarında tesisin EE tüketimlerinin üç zaman tarifesine göre dağılımı.

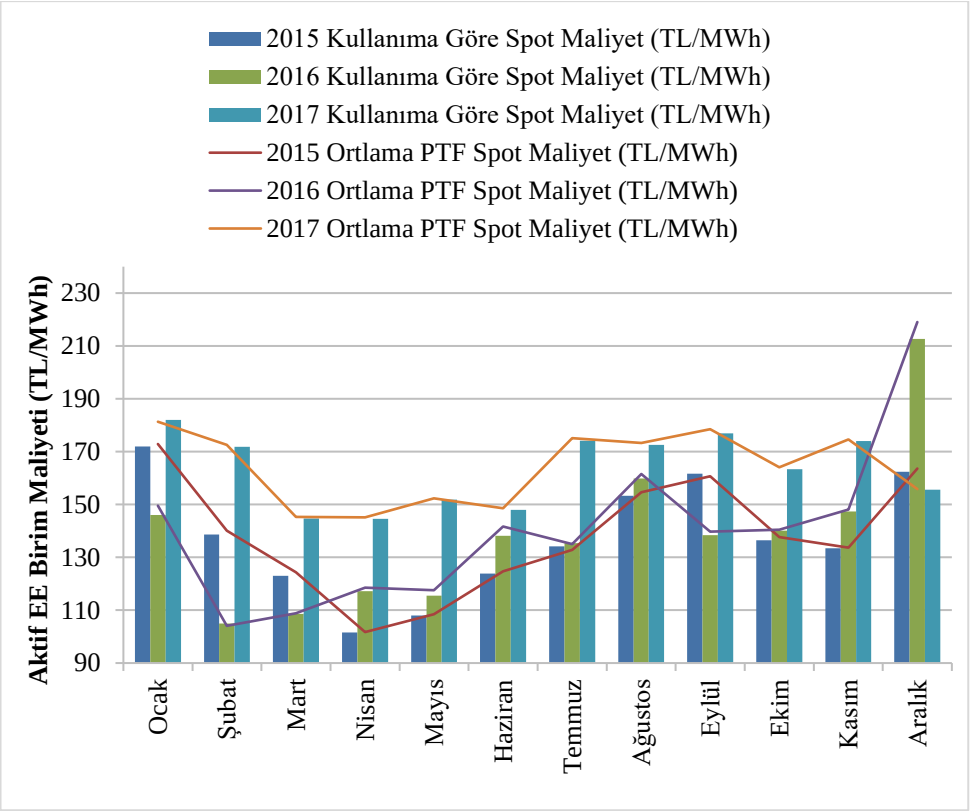
Üç zamanlı tarife döneminin saatlik zaman kırılımı göz önüne alındığında 24 saat üretim yapan tesisin, 4. Bölüm'de Çizelge 4.2'de belirtilmiş olan zaman çizelgesi ile uyumlu bir tüketim dağılımına sahip olduğu Şekil 7.16'da görülmektedir.

Şekil 7.17 ve 7.18'de tesise ait kullanım maliyetlerinin teorik olarak hesaplanan tarife baz yük ve spot piyasa maliyetlerinin altında olduğu görülmektedir. 2016 ve 2017 yıllarında tarife fiyatları aynı olduğu için Şekil 7.17'de bu değerlere ait çizgiler (2016 Baz Yük Maliyeti (TL/MWh) ve 2017 Baz Yük Maliyeti (TL/MWh) değerleri) üst üste gelmiştir.

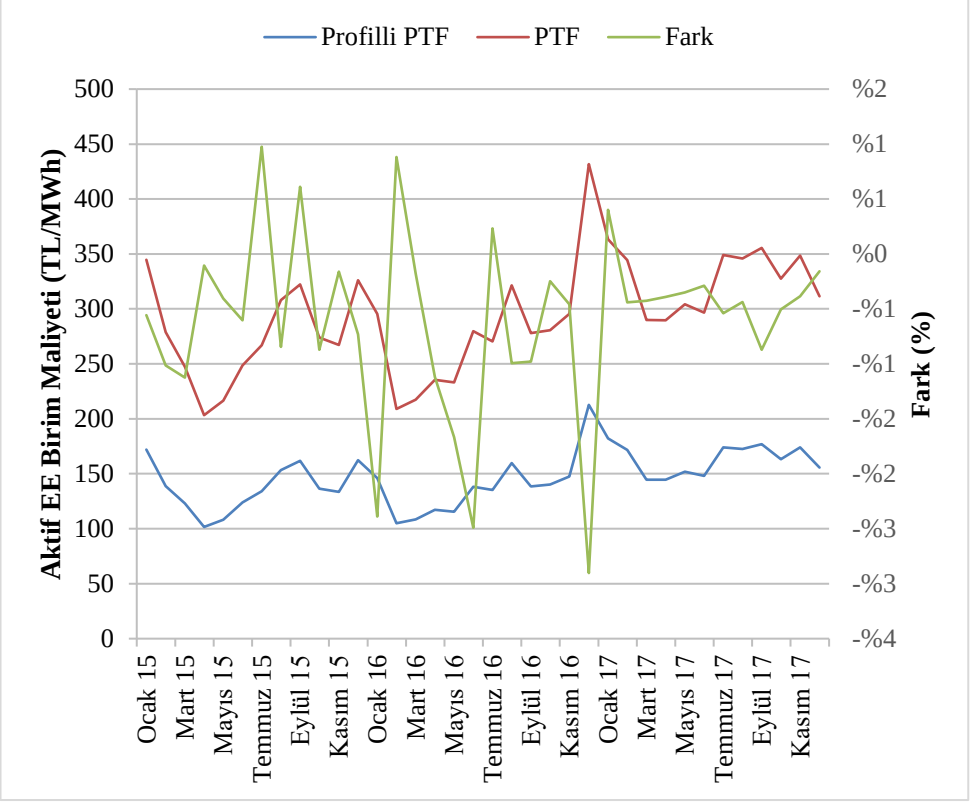
Şekil 7.17'de 2015-2017 dönemi ulusal tarife fiyatları mevcut tüketim profili ve baz yük tüketim profili; Şekil 7.18'de ise aynı dönem için spot fiyatlar ile mevcut tüketim profili ve baz yük tüketim profili karşılaştırması yapılmıştır. Bu da spot piyasadan EE alımında, ucuz olan saatlerde daha çok tüketim yapıldığını pahalı saatlerde ise daha az tüketim yapıldığını göstermektedir. Aynı şekilde tarife fiyatlarına da bakıldığında fiyatların daha ucuz olduğu gece ve gündüz dönemlerinde puant döneme göre daha fazla tüketim yapıldığı görülmektedir.



Şekil 7.17 : 2015-2017 dönemi tarife fiyatları ile mevcut tüketim profili ve baz yük tüketim profili karşılaştırması.



Şekil 7.18 : 2015-2017 dönemi spot fiyatlar ile mevcut tüketim profili ve baz yük tüketim profili karşılaştırması.



Şekil 7.19 : 2015-2017 döneminde PTF ve profil etkili PTF karşılaştırması (TL/MWh).

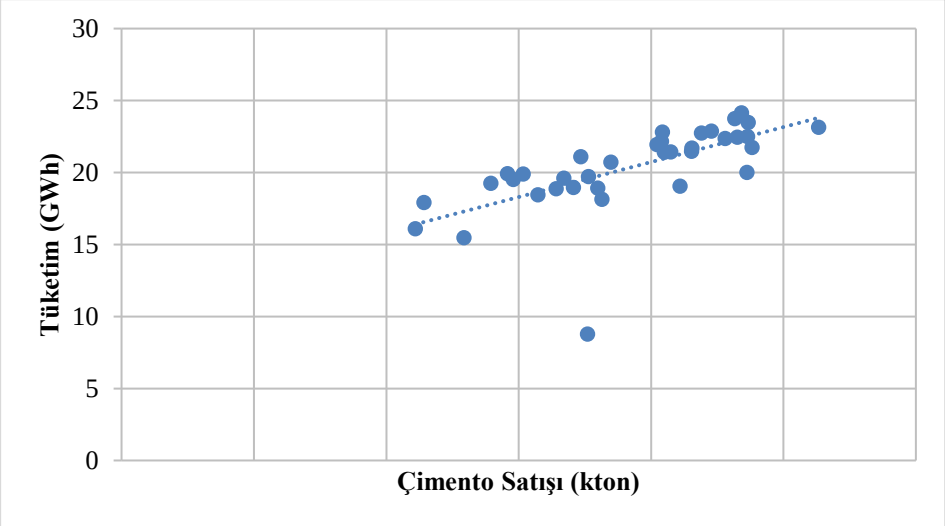
Şekil 7.19'da üç yıllık dönemde Piyasa Takas Fiyatı (PTF) aylık ortalaması ve tesisin saatlik tüketimi göz önüne alınarak hesaplanan profil etkili piyasa takas fiyatları karşılaştırıldığında, tesisde gerçekleştirilmiş olan EE tüketim fiyatlandırmasının yaklaşık %1 kadar avantajlı olduğu görülmektedir. Bu durum, tüketimin elektriğin fiyatının düşük olduğu saatlerde daha çok gerçekleştirildiği anlamını taşımaktadır.

Tesisin yıllık tüketimi göz önüne alındığında ise, PTF'nin her 1 TL altında gerçekleşen profil maliyeti yaklaşık 250 kTL'lik tasarruf anlamı taşımaktadır.

7.5.7 Tesis özelindeki parametreler ile EE tüketim ilişkinin belirlenmesi

Bu bölümde, tesisin toplam EE tüketiminin çimento satışı, çimento üretimi ve klinker üretimi ile ayrı ayrı ilişkisinin tespit edilmesi amaçlanmıştır. 2015 – 2017 yılları arasında, 36 aylık veri seti lineer regresyon yardımıyla incelenmiştir.

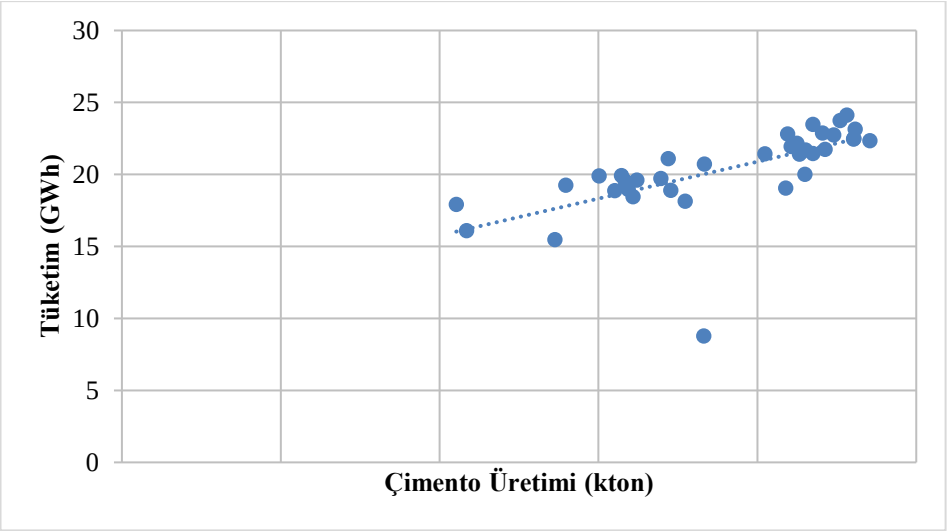
Şekil 7.20, Şekil 7.21 ve Şekil 7.22'nin yatay eksenlerindeki "Çimento Satışı (kton)", "Çimento Üretimi (kton)", "Klinker Üretimi (kton)" verileri ticari bilgi niteliğinde olup, bu nedenle grafik üzerindeki x eksenlerinde değerler gösterilmemiştir.



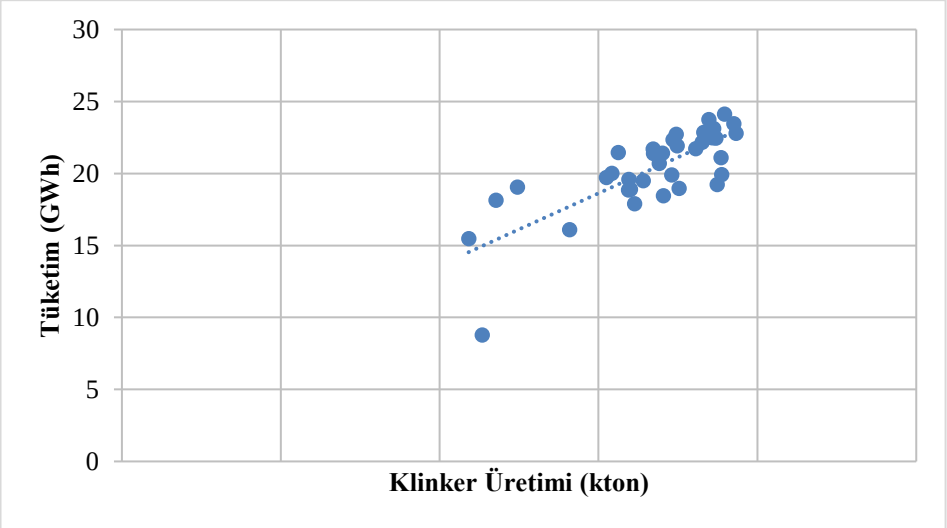
Şekil 7.20 : Aylık EE tüketimi ve satış ilişkisi.

Şekil 7.20'de EE tüketiminin çimento satışı ile ilişkisi incelenmiş ve regresyon katsayısı 0,429 olarak bulunmuştur.

Çimento üretimi ve EE tüketimi arasındaki ilişki Şekil 7.21'de incelenmiş ve regresyon katsayısı 0,416 olarak bulunmuştur. Buna karşılık Şekil 7.22'de incelenen EE tüketimi ve klinker üretimi arasında daha yüksek bir ilişki tespit edilmiş ve regresyon katsayısı 0,604 olarak bulunmuştur.



Şekil 7.21 : Aylık EE tüketimi ve çimento üretimi ilişkisi.



Şekil 7.22 : Aylık EE tüketimi ve klinker üretimi ilişkisi.

EE tüketimi; çimento satışı, çimento üretimi ve klinker üretimi ilişkisi regresyon analizi sonuçları Çizelge 7.4'te özetlenmiştir.

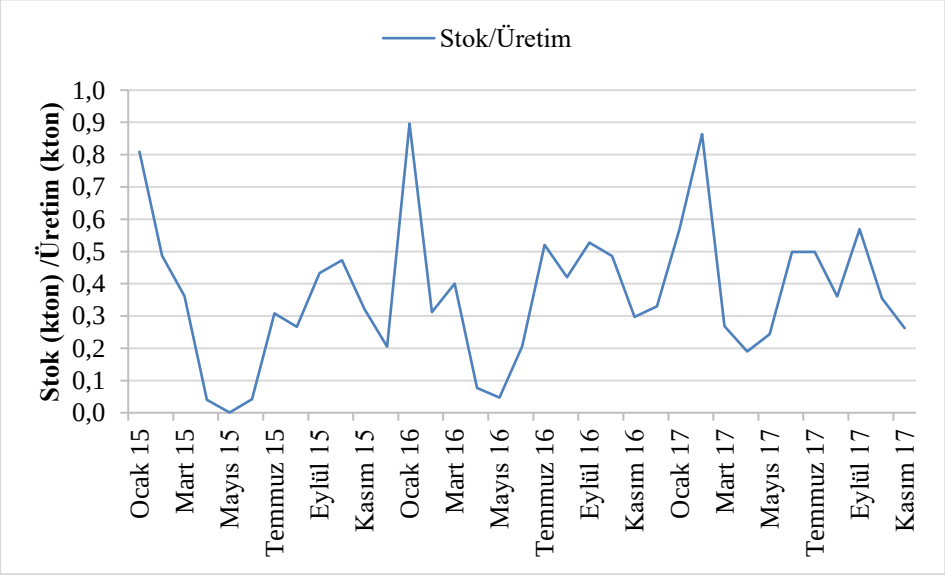
Çizelge 7.4 : EE tüketimi, çimento satışı, çimento üretimi, klinker üretimi ilişkisi regresyon analizi sonuçları.

Parametre	R	R^2	Düzeltilmiş R^2	Standart Hata	a_0	a_1
Çimento satışı	0,651	0,429	0,407	2,239	11,011	0,0486
Çimento üretimi	0,641	0,416	0,393	2,264	10,639	0,0512
Klinker üretimi	0,776	0,604	0,590	1,861	3,613	0,1001

0 ile 1 arasında değişen ve regresyon analizinde bağımlı ve bağımsız değişken arasında tespit edilen ilişkinin ölçütü olan regresyon katsayısı değerinin 1'e yakın olması durumunda daha iyi bir ilişkinin var olduğunu söylemek mümkündür. Başka bir deyişle, en yüksek regresyon katsayısının tespit edildiği klinker üretiminin, tesisin EE tüketiminde çimento üretimine nazaran daha etkili olduğu sonucunu göstermektedir. Bu durum Şekil 7.4'te gösterilen çimento üretim fabrikasının EE tüketiminde (Türkiye sektör ortalaması) en büyük payın klinker üretimine ait olduğu sonucunu desteklemektedir.

EE tüketimi ve çimento satışı ilişkisi için 36 aylık birinci veri setinde bağımlı değişkenin değişiminin %43'ü bağımsız değişken ile açıklanabiliyorken, bu oran çimento üretiminde %42 ve klinker üretiminde %60'tır.

Satış, sadece ilgili ayda üretilen çimentodan değil; stoktaki klinkerden üretilen çimento ve stoktaki çimentonun da bulunduğu bir portföyden yapılmaktadır. Stok seviyeleri ise ay sonları için sabit bir değerde olmayıp değişken olarak gerçekleşmektedir. Dolayısıyla, hem klinker hem de çimento stoklarının ve bu stoklardaki değişkenliğin çimento satışı ve EE tüketimi arasındaki ilişkinin tam olarak anlaşılmasını engellediği söylenebilir. Bu durumun anlaşılabilmesi için klinker stokları ve klinker üretimi arasındaki oran Şekil 7.23'te incelenmiştir. Stoktaki çimento yerine klinkerin incelenme nedeni EE tüketiminde klinker üretim sürecinin en yüksek paya sahip olması ve EE tüketimi ile arasındaki ilişkinin daha kuvvetli olmasıdır.



Şekil 7.23 : Klinker stok (kton)/Klinker üretim (kton) oranı.

Ortalama değeri 0,4 oran "klinker stok (kton)/klinker üretim (kton)" oranının bazı aylarda 0,5-0,9 arasında gerçekleşerek ortalamanın üzerinde seyrettiği bazı aylarda ise 0,1-0,2 arasında gerçekleşerek ortamalanın altında olduğu görülmektedir. Bu durum tesisin EE tüketimi ve çimento satışı arasındaki ilişkide klinker stoklarının oynaklığının etkisi olduğunu göstermektedir.

7.5.8 Makro göstergeler ile EE tüketim ilişkinin belirlenmesi

Makro ekonomik veriler, dünyadaki birçok olayı anlama; analiz etme konusunda yol gösterici olarak değerlendirilmektedir. Aynı şekilde sanayi sektörünün değişkenliği verileri de makro ekonomik göstergelerin oluşmasında etkilidir.

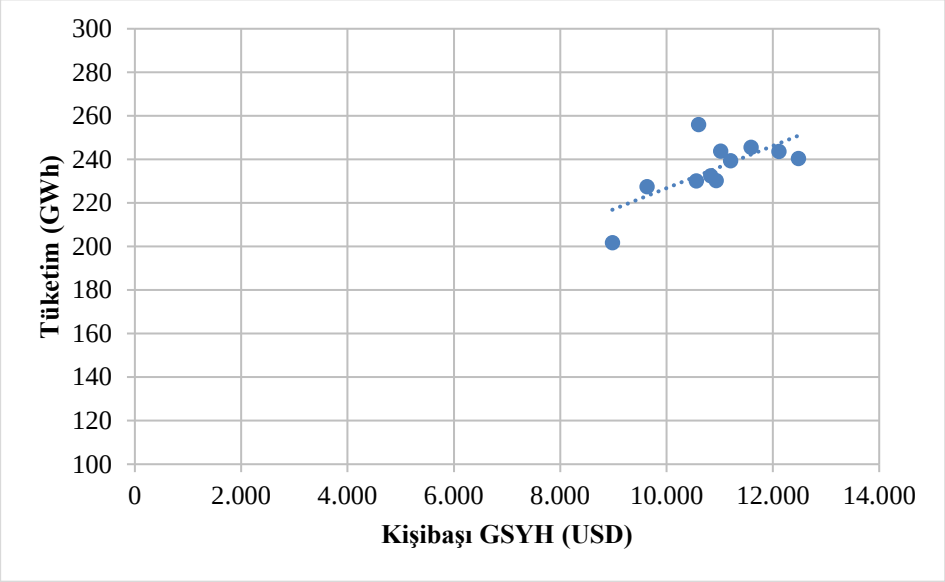
Bu bölümde bazı makro göstergeler ile tesisin yıllık toplam EE tüketimi arasındaki ilişki incelenmiştir. Burada amaçlanan, tesis bazında detaylar bilinmeksizin makro göstergeler ile tesisin EE tüketiminin global olarak anlaşılmasının ve öngörülmesinin sağlanmasıdır. İncelenen bağıntılar ve değerlendirme nedenleri Çizelge 7.5'te açıklanmaktadır.

Çizelge 7.5 : Makro göstergeler ve tesis EE tüketimi ile ilişkilendirilmeleri.

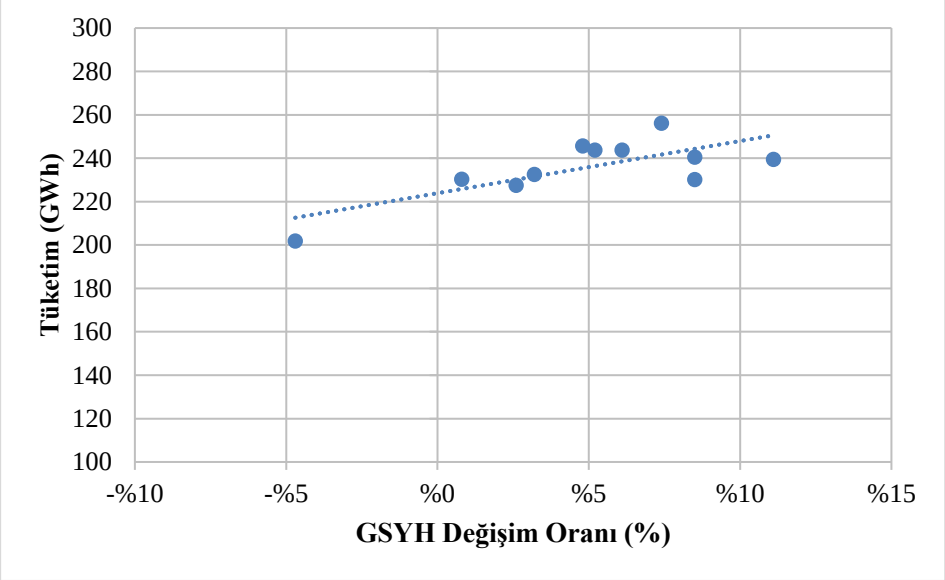
Parametre	Açıklama
Kişibaşı GSYH	Ülkelerin ekonomik performaslarını değerlendirmek ve takip etmek için en önemli araç olarak değerlendirilir. Ülkenin ekonomik büyümesinin ya da daralmasının üretim yapan bir tesisin operasyonları üzerinde etkisinin olması beklenir.
Türkiye Çimento Üretimi, Tüketimi, İç Piyasa Çimento Satışı, İhracat, Kişibaşı Çimento Tüketimi	Üretimin satış dinamikleri ile bağlantılı olması kaçınılmaz bir durumdur. Tesisin üretim ilişkisinin hangi piyasanın satışı ile daha fazla ilişkili olduğunun anlaşılmasının gerekli olduğu düşünülmektedir.
İnşaat Sektörü Büyümesi	Çimento ve klinker her ne kadar hem iç piyasanın ihtiyacını karşılamaya hem de ihracata yönelik üretilse de Türkiye inşaat sektörünün üretim tesislerinin çalışma koşulları üzerinde etkili olması beklenebilir.
Ham Petrol Fiyatı	Dünya üzerindeki bütün emtia ve hizmetlerin fiyatlanmasında doğrudan etkili olan ham petrol fiyatlarının üretim faaliyetleri üzerinde de etkisinin olması beklenebilir.
Kömür Fiyatları	Üretim maliyetlerinin önemli bölümünü oluşturan katı yakıt fiyatları uluslararası piyasalardaki kömür fiyatlarını takip etmektedir. Kuzeybatı Avrupa'dan ithal edilen kömürün Amsterdam-Rotterdam-Antwerp limanlarındaki fiyatını temsil eden API2 endeksi katı yakıt fiyatlarının temel belirleyisi olarak nitelendirilmektedir. Üretim faaliyeti üzerinde etkisinin olması beklenebilir.

Çizelge 7.5 (devam) : Makro göstergeler ve tesis EE tüketimi ile ilişkilendirilmeleri.

Parametre	Açıklama
ÜFE, TÜFE	Bütün ekonomik değişikliklerin ülke piyasasındaki etkilerini anlamak için üretici ve tüketici fiyat endeksi değişimlerinin fikir vermesi beklenebilir.
İmalat Sanayi Kapasite Kullanım Oranı	Ekonomik gelişmelere ülkedeki üretim sektörünün nasıl bir reaksiyon gösterdiğinin tespiti açısından yol gösterici bir değişken olması beklenebilir.

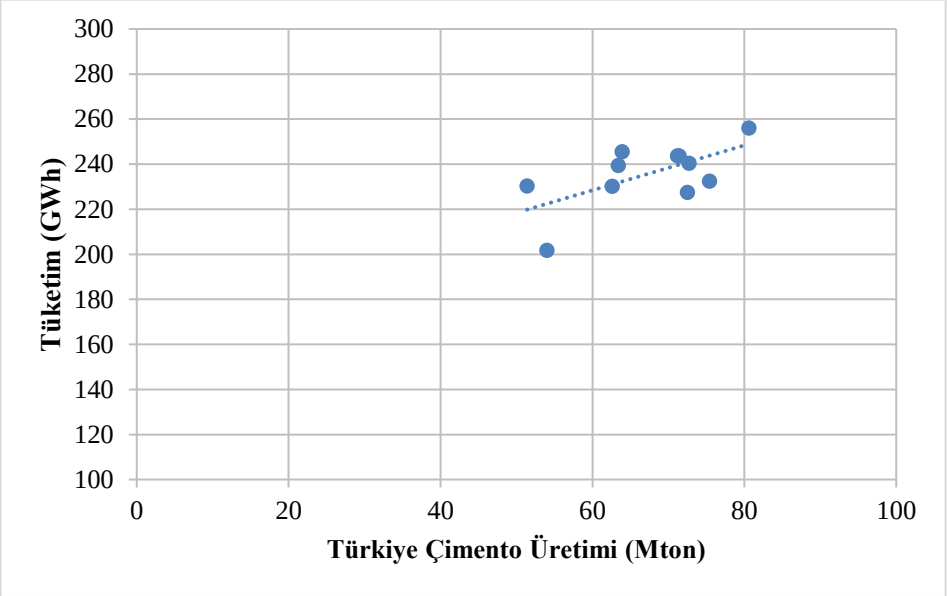


Şekil 7.24 : 2008-2018 arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve kişibaşı GSYH (USD/kişi) ilişkisi.

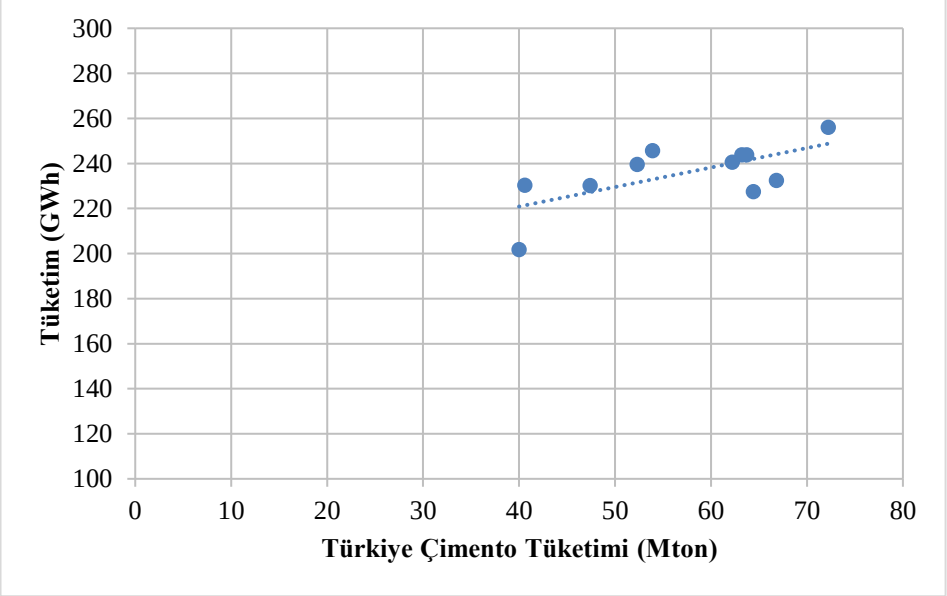


Şekil 7.25 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) GSYH (%) değişimi ilişkisi.

Tesisin tüketiminin üretimin bir fonksiyonu olduğu düşünülürse Şekil 7.24 ve 7.25'e göre ekonomik büyüme ve ekonomik büyümenin değişimi ile ilişkili olduğu söylenebilir. 2008-2018 yılları arasındaki 11 yıllık veri seti ile yapılan analizde kişibaşı GSYH (USD/kişi) ve tüketim arasındaki ilişki için R^2 değeri 0,483 olarak bulunmuşken bu değer GSYH değişim oranı ve tüketim arasındaki ilişki için 0,556 olarak hesaplanmıştır. Dolayısıyla, tüketimin GSYH (USD/kişi) değişkeninden daha fazla GSYH (%) değişim oranı değişkenine bağlı olduğunu söylemek mümkündür.

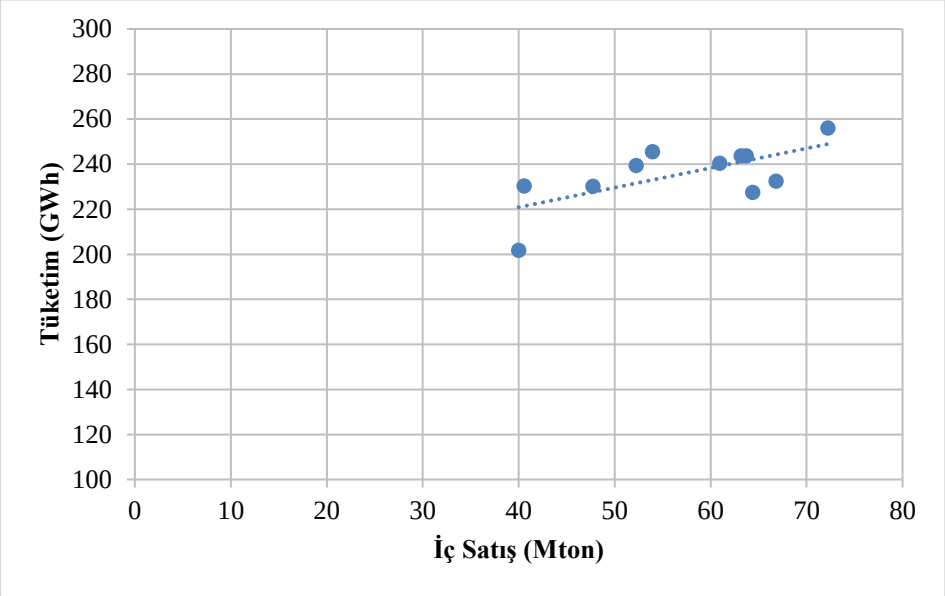


Şekil 7.26 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve Türkiye çimento üretimi (Mton).

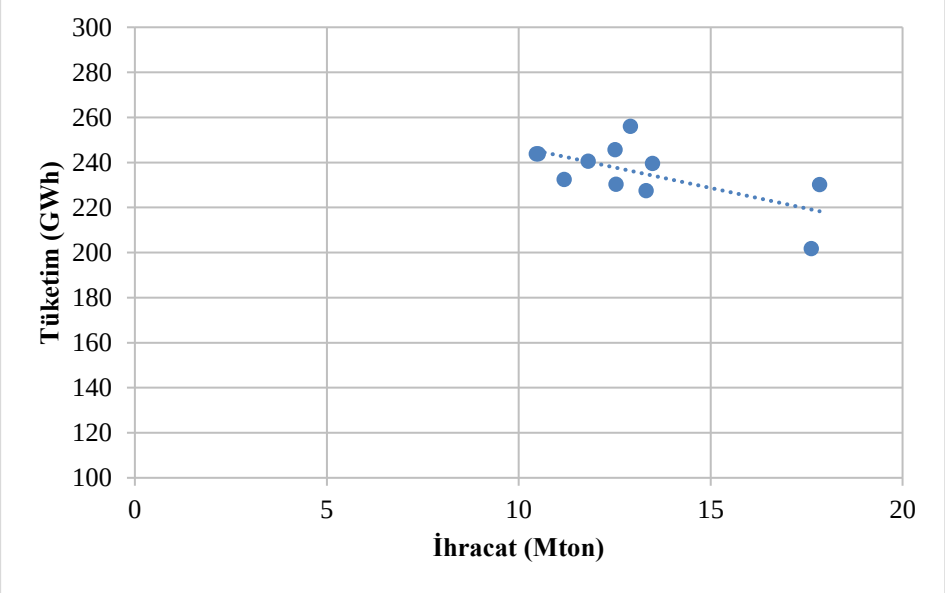


Şekil 7.27 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve Türkiye çimento tüketimi (Mton).

Şekil 7.26'da incelenen, 11 yıllık dönem verileri ile Türkiye çimento üretimi ve tesisin EE tüketimi arasındaki ilişki için R^2 değeri 0,409 olarak bulunmuşken; Şekil 7.27'de incelenen Türkiye çimento tüketimi ile ilişkinin R^2 değeri 0,447 olarak bulunmuştur. Bu durumun nedeni fabrikanın bulunduğu bölgedeki çimento talebinin ülke ortalamasından daha fazla olması, buna bağlı olarak da ülkenin toplam üretimi ile değil tüketimi ile daha yakın ilişkili bir değişimin gerçekleşmiş olması şeklinde yorumlanmaktadır.

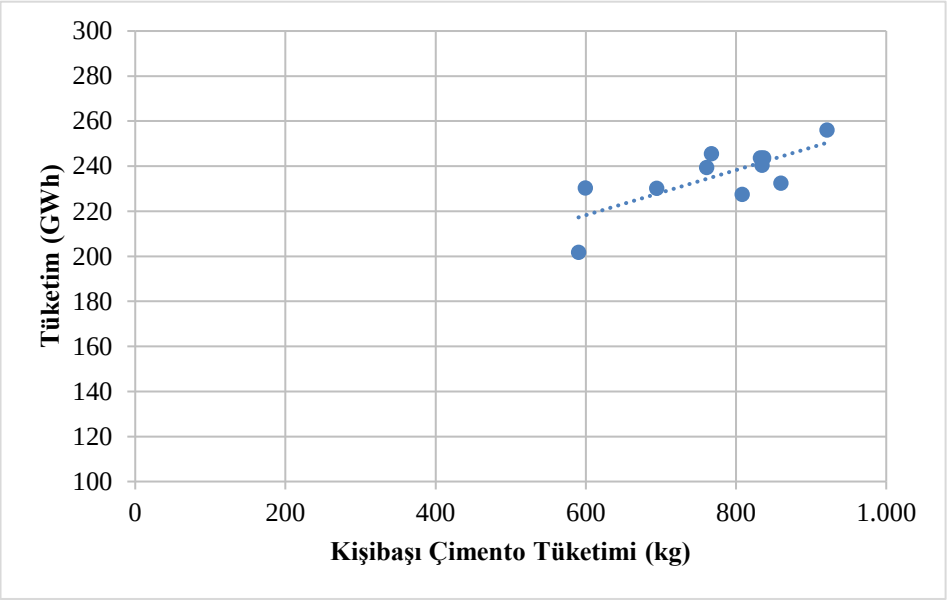


Şekil 7.28 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve iç piyasa çimento satışı (Mton).

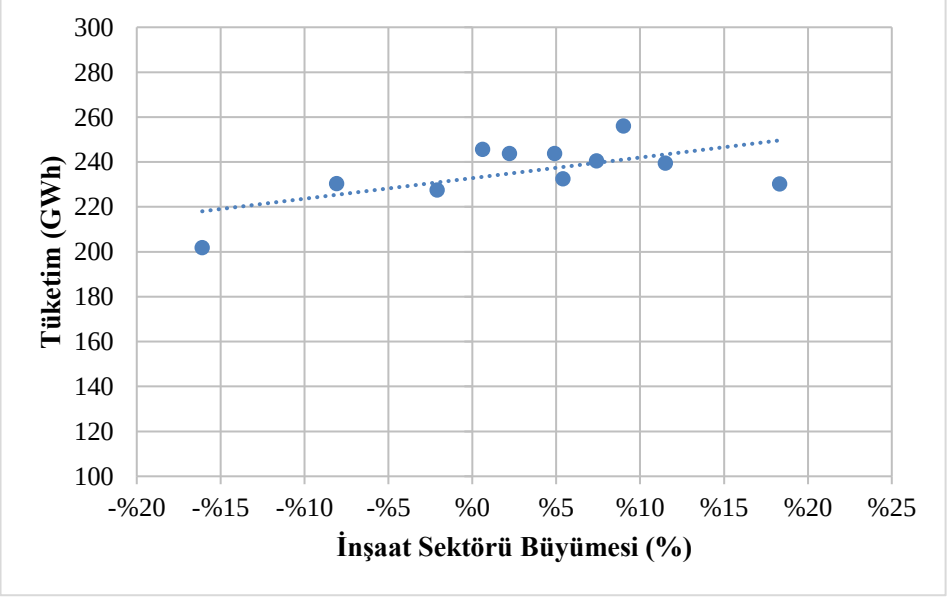


Şekil 7.29 : 2008-2018 arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve klinker+çimento ihracatı (Mton).

2008-2018 yılları arasındaki dönem için iç piyasa çimento satışı ve tesisin EE tüketimi arasındaki ilişki Şekil 7.28 ile gösterilmiş ve R^2 değeri 0,447; ihracat ile arasındaki ilişki Şekil 7.29 ile gösterilmiş ve R^2 değeri ise 0,423 olarak hesaplanmıştır. İhracat ile daha düşük bir ilişkinin tespit edilmesi ilgili dönem için iç piyasa ihtiyacını karşılamaya yönelik üretim yapıldığını göstermektedir. Değişen ekonomik koşullarla birlikte ihracat hacminin ve iç piyasa satışındaki değişikliklerin tespit edilmesi gerekmektedir.



Şekil 7.30 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve kişibaşı çimento tüketimi (kg).

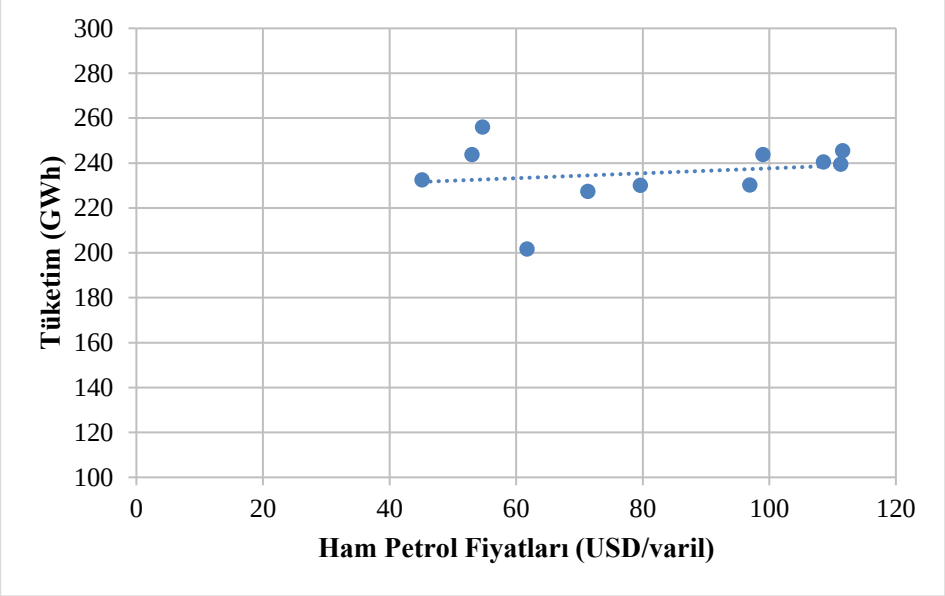


Şekil 7.31 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve inşaat sektörü büyüme oranı (%).

Şekil 7.30'da gösterilen kişibaşı çimento tüketimi ve tesisin EE tüketimi arasındaki ilişkiye ait R^2 değeri 0,569 olarak bulunmuştur. Bu değerin yüksek olması, ilgili dönem için iç piyasa satışlarına yönelik üretimin ihracat üretiminden daha fazla olduğu yorumunu desteklemektedir.

İnşaat sektörü büyüme oranı (%) ilişkisi Şekil 7.31 ile gösterilmiş ve R^2 değeri 0,382 olarak bulunmuştur. Kişibaşı çimento tüketimi ile olan ilişkiden (R^2=0,569) daha düşük bir ilişki olduğu görülmektedir.

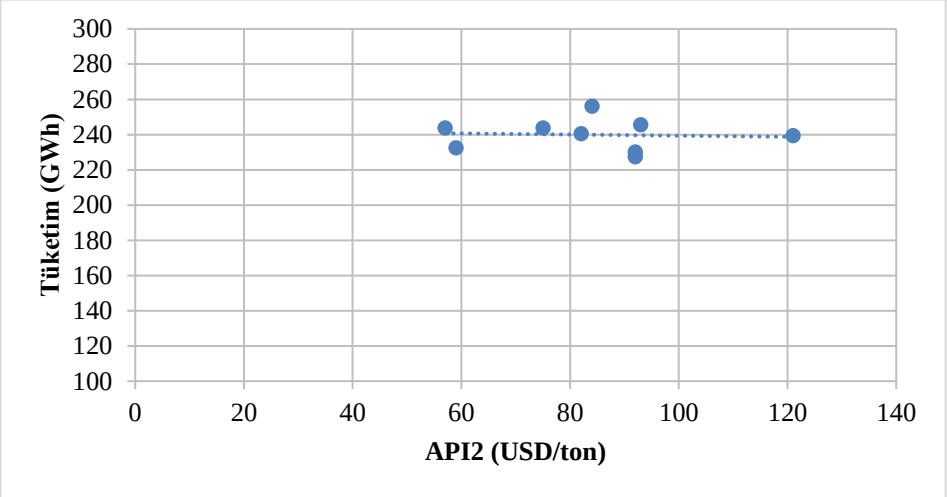
Şekil 7.24'ten 7.31'e kadar olan grafiklerden tesisin ülkenin sektörel dinamikleri ile paralel hareket ettiği söylenebilmektedir. Diğer yandan çalışma kapsamında temin edilen mevcut verilerle daha net bir ilişki ortaya konulması zordur. Daha net bir fotoğrafın ortaya konabilmesi için bölgesel bazda tüm çimento fabrikalarının ve bulundukları bölgedeki satış, ithalat, ihracat dinamiklerinin incelenmesi gerekmektedir.



Şekil 7.32 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve ham petrol fiyatları.

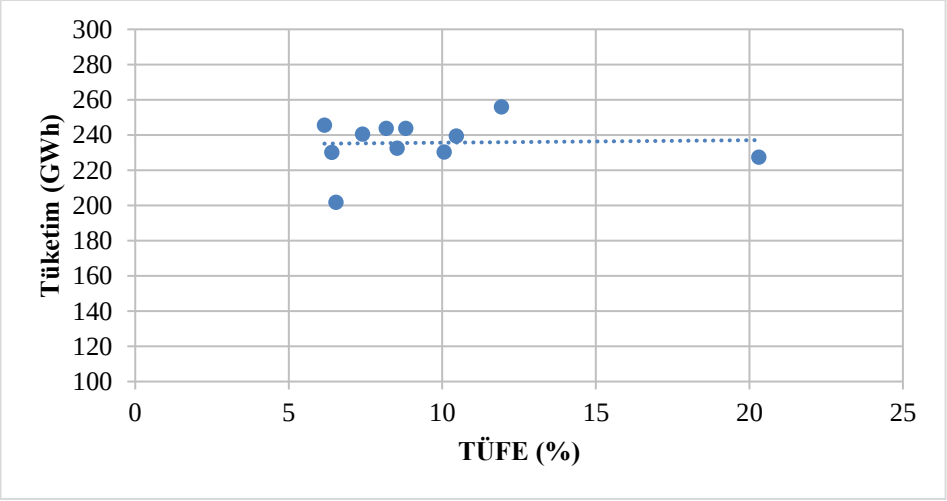
Dünya genelinde bütün emtia ve hizmet fiyatları üzerinde etkisi olan ham petrol fiyatları çimento üretiminde kullanılan katı yakıt ve EE fiyatlarını da doğrudan etkilemektedir. Şekil 7.32'de oluşturulan grafik ile bu ilişkinin anlaşılması amaçlanmıştır. 2008-2018 arasındaki 11 yıllık dönem için veriler incelenmiş fakat ham petrol fiyatları ile tesisin tüketimi arasında doğrudan bir bağıntı tespit edilememiş, bir ilişki gözlemlenememiştir. Ham petrol fiyatları ile ilişkiye ait R^2 değeri 0,039'dur. Bu

durum, ilgili dönem için, üretimin doğrudan maliyetin bir fonksiyonu olmadığı sonucunu işaret etmektedir.

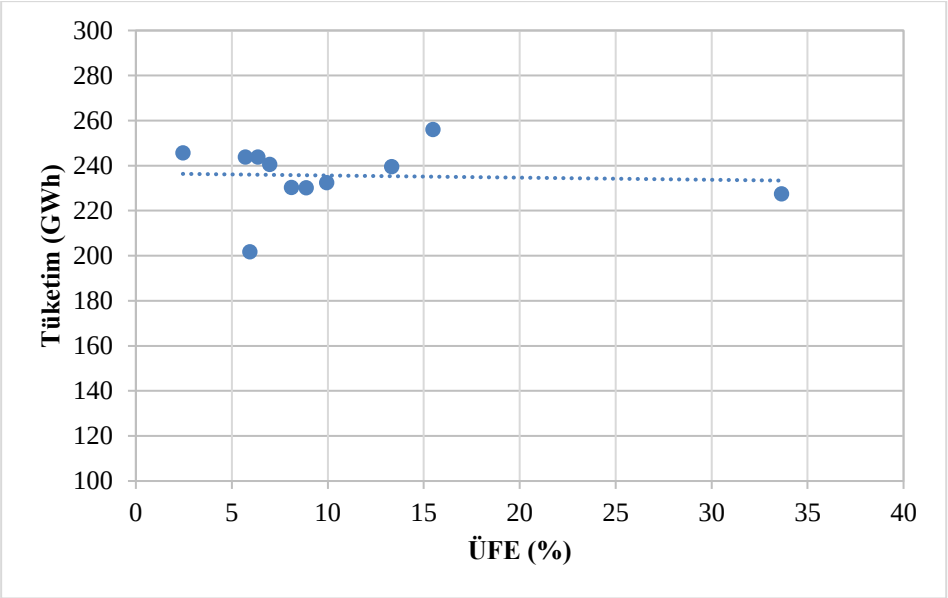


Şekil 7.33 : 2010-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve API2 (USD/ton).

Üretim maliyetlerinin önemli bölümünü oluşturan katı yakıt fiyatları uluslararası piyasalardaki kömür fiyatlarını takip etmektedir. Kuzeybatı Avrupa'dan ithal edilen kömürün Amsterdam-Rotterdam-Antwerp limanlarındaki fiyatını temsil eden API2 endeksi katı yakıt fiyatlarının temel belirleyisi olarak nitelendirilmektedir. Şekil 7.33'de oluşturulan kömür temin fiyatlarındaki değişim ve tesisin elektrik tüketimi değerleri arasında 0,005 R^2 değeri ile herhangi bir ilişki gözlemlenememiştir. Hem petrol hem de kömür fiyatları ile yapılan analizlerin sonucu üretim maliyetlerinin artması veya azalması durumunda, ekonomik olarak verimli olduğu sürece üretimin ve satışın devam ettiğini göstermektedir.



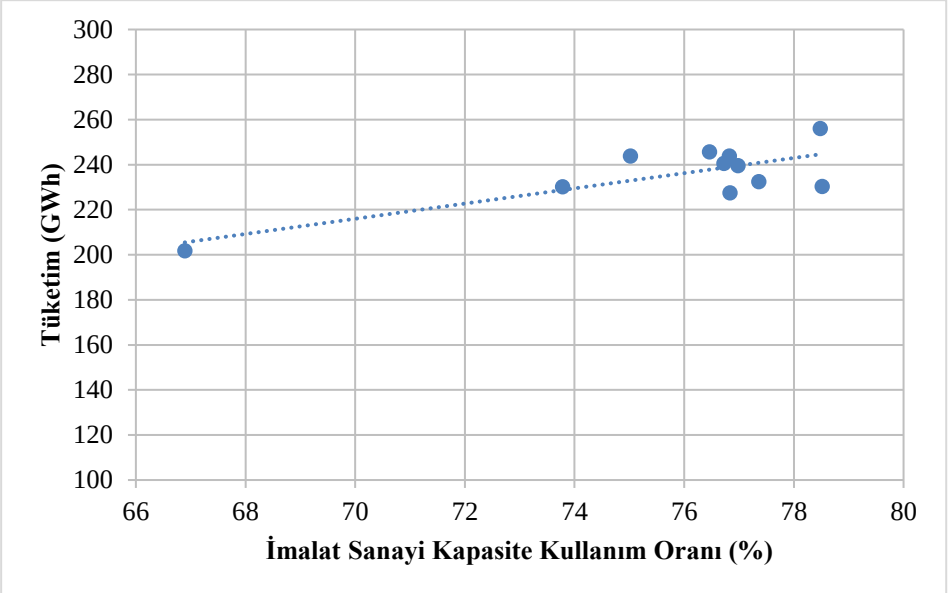
Şekil 7.34 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve TÜFE (%).



Şekil 7.35 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve ÜFE (%).

Şekil 7.34 ve 7.35'te önemli ekonomik göstergelerden olan Tüketici Fiyat Endeksleri (TÜFE) ve Üretici Fiyat Endeksleri (ÜFE) ile tesis EE tüketimi ilişkileri gösterilmektedir. Bu değişkenler için oluşturulan şekillerde de belirgin herhangi bir ilişki gözlemlenememiştir. Sırasıyla hesaplanan 0,002 ve 0,003 R^2 değerleri ile en zayıf ilişkinin bu iki değişken ile olduğunu söylemek mümkündür.

Şekil 7.36'da ise imalat sektörünün kapasite kullanım oranı ve tesisin EE tüketimi arasında 0,613 R^2 değeri ile belirgin bir parallellik olduğu görülmektedir.



Şekil 7.36 : 2008-2018 yılları arası yıllık EE tüketimi (GWh) ve imalat sanayi kapasite kullanım oranı (%).

Çizelge 7.6 : Makro göstergeler ve regresyon sonuçları.

Parametre	R	R^2	Düzeltilmiş R^2	Standart Hata	a_0	a_1
Kişibaşı GSYİH	0,695	0,483	0,425	10,639	129,5362	0,0097
GSYH Değişimi	0,749	0,556	0,507	10,308	223,8741	240,4379
Türkiye Çimento Üretimi	0,639	0,409	0,343	11,373	168,5588	0,9973
Türkiye Çimento Tüketimi	0,668	0,447	0,385	11,003	186,2623	0,8654
İç Piyasa Çimento Satışı	0,668	0,447	0,385	11,000	185,9859	0,8717
Klinker ve Çimento İhracatı	0,651	0,423	0,359	11,231	283,3276	-3,6437
Kişibaşı Çimento Tüketimi	0,755	0,569	0,522	9,705	158,1974	0,1001
İnşaat Sektörü Büyümesi	0,623	0,382	0,311	12,177	232,8139	91,7977
Ham Petrol Fiyatı	0,198	0,039	-0,068	14,499	226,6719	0,1096
Kömür Fiyatları	0,070	0,005	-0,137	9,451	242,6058	-0,0321
TÜFE	0,040	0,002	-0,109	14,779	234,2315	0,1404
ÜFE	0,058	0,003	-0,107	14,767	236,5822	-0,0955
İmalat Sanayi Kapasite Kullanım Oranı	0,783	0,613	0,569	9,207	-20,3117	3,3754

İncelenen 13 adet makro ekonomik göstergenin lineer regresyon analizi sonuçları Çizelge 7.6'da özetlenmiştir. Bunlardan imalat sanayi kapasite kullanım oranı, kişibaşı çimento tüketimi ve GSYH değişimi ile tesisin EE tüketimi arasında %56-61 arasında değişen ilişkiler tespit edilmiştir. Buna karşılık kömür - petrol fiyatları ve

TÜFE - ÜFE değerleri ile EE tüketimi arasında %5'in altında ilişki olduğu başka bir deyişle herhangi bir ilişki olmadığı görülmüştür.

7.5.9 EE tüketiminin tahmin edilmesi

Bu bölümde, 7.5.7 ve 7.5.8 Bölümlerinde elde edilen sonuçlar kullanılarak, tesisisin aylık ve yıllık EE tüketiminin tahmini için iki farklı model oluşturulmuştur. Birinci modelde, aylık bazda tüketimin öngörülebilmesi için klinker üretimi ve EE tüketimi arasındaki bağıntıdan faydalanılmıştır. İkinci modelde ise makro ekonomik bir gösterge olan imalat sanayi kapasite kullanımına bağlı olarak tesisin yıllık tüketim değerinin öngörülmesi amaçlanmıştır.

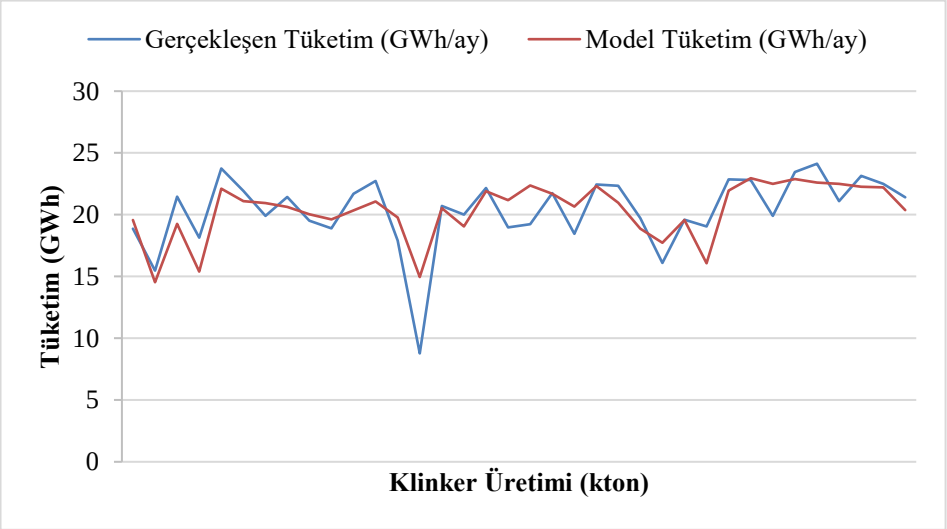
Birinci modelde, çalışmanın 7.5.7 bölümünde tüketim ve klinker üretimi arasında tespit edilen ilişki kullanılmıştır. "Gerçekleşen" olarak belirtilen değerler fiili verileri; "Model" olarak belirtilen değerler ise 7.5.7 bölümünde tespit edilen denklemle hesaplanan değerleri temsil etmektedir. 2015, 2016 ve 2017 yıllarına ait 36 aylık veri seti ile oluşturulan modelin ortalama hata değeri %3 ile %16 arasında değişmektedir. Sadece 2016 yılının Şubat ayında, tesisteki bakım nedeniyle, ortalamanın oldukça altında bir tüketim gerçekleşmiş ve bu nedenle ilgili zaman aralığında ortalama mutlak hata %70 olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 7.7 : Birinci model sonuçları.

Gerçekleşen Tüketim (GWh/ay)	Model Tüketim (GWh/ay)	MAPE
19	20	%4
15	15	%6
21	19	%10
18	15	%15
24	22	%7
22	21	%4
20	21	%5
21	21	%4
20	20	%3
19	20	%4
22	20	%6
23	21	%7
18	20	%10
9	15	%70
21	21	%1
20	19	%5
22	22	%1
19	21	%12
19	22	%16
22	22	%0

Çizelge 7.7 (devam): Birinci model sonuçları.

Gerçekleşen Tüketim (GWh/ay)	Model Tüketim (GWh/ay)	MAPE
18	21	%12
22	22	%1
22	21	%6
20	19	%4
16	18	%10
20	20	%0
19	16	%16
23	22	%4
23	23	%1
20	23	%13
23	23	%2
24	23	%6
21	22	%7
23	22	%4
22	22	%1
21	20	%5



Şekil 7.37 : Birinci model sonuçları gösterimi.

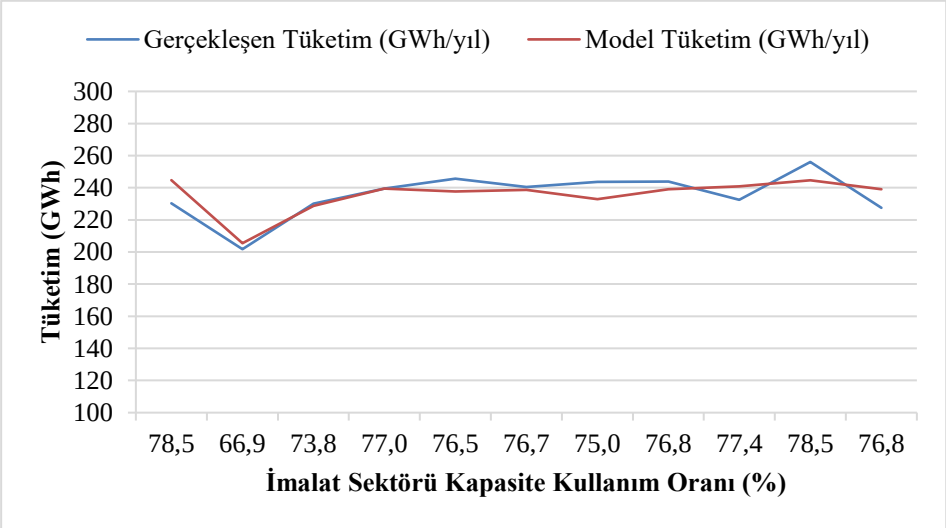
Çizelge 7.7'de modelin sonuçları özetlenmiş ve Şekil 7.37'de sonuçlar görselleştirilmiştir. Şekil 7.37'de "Klinker Üretimi (kton)" verisi ticari bilgi niteliğinde olup, bu nedenle grafik üzerindeki x ekseninde değerler gösterilmemiştir. EE tüketimi ve klinker üretimi arasındaki ilişkiden yola çıkılarak oluşturulan birinci model için, özel bir durumun olduğu Şubat 2016 hariç tutulduğunda, 35 aylık veri setine ait ortalama MAPE değeri %6 olarak hesaplanmıştır.

İkinci modelde ise, yıllık bazdaki EE tüketiminin farklı değerlerdeki imalat sanayi kapasite kullanım oranı gerçekleşme değerlerinden tahmin edilmesi amaçlanmıştır. Bu parametre, 7.5.8 bölümünde yapılan çalışma neticesindeki en yüksek R^2 katsayısına

sahip olduğu için seçilmiştir. "Gerçekleşen" olarak belirtilen değerler fiili verileri; "Model" olarak belirtilen değerler ise yine 7.5.8. Bölümünde tespit edilen denklemle hesaplanan değerleri temsil etmektedir. 2008-2018 yılları arasındaki 11 yıllık veri seti ile hazırlanan modelde ortalama hata değerinin %0 ile %6 arasında değiştiği görülmektedir. Sonuçlar Çizelge 7.8'de özetlenmiş ve Şekil 7.38'de görselleştirilmiştir.

Çizelge 7.8 : İkinci model sonuçları.

İmalat Sanayi Kapasite Kullanım Oranı (%)	Gerçekleşen Yıllık Tüketim (GWh/yıl)	Model Yıllık Tüketim (GWh/yıl)	MAPE
78,5	230	245	%6
66,9	202	205	%2
73,8	230	229	%1
77,0	239	240	%0
76,5	246	238	%3
76,7	241	239	%1
75,0	244	233	%4
76,8	244	239	%2
77,4	232	241	%4
78,5	256	245	%4
76,8	227	239	%5



Şekil 7.38 : İkinci model sonuçları gösterimi.

Aylık tüketimin ve yıllık tüketimin tahmin edilmesi için kullanılan modellerde ortalama mutlak hata değeri sırasıyla %6 ve %3 çıkmıştır. Bu sonuç modelin tesise ilişkin ekipman enerji kurulu güçleri, detaylı saatlik çalışma takvimi vb. parametreler olmaksızın global maliyetlerinin öngörülmesi için kullanılabilir olduğunu göstermektedir.

7.6 Son Kullanıcıların Piyasada Daha Aktif Olması İçin Gereklilikler

Son kullanıcıların piyasada sadece müşteri olarak değil piyasa katılımcısı olarak ele alınmaları liberal EE piyasasının tesisi açısından önemli bir unsurdur. Talep tarafı yönetiminin etkin bir biçimde uyguşanabilmesi için, son kullanıcıların piyasada aktif bir şekilde rol alması, enerji maliyetlerini daha iyi yönetirken şebekedeki yükün üzerinde en az olumsuz etkide bulunmaları adına alınabilecek önlemler de aşağıda belirtilmiştir.

Elektrik tedarik seçenekleri: Ülkemizde kendi üretim lisansı olmayan sanayi kuruluşları direkt olarak EPİAŞ üzerinden elektrik tedarik imkanına sahip değildir. Son tüketicilerin piyasada daha aktif olabilmeleri için EE tüketimi belirli bir büyüklüğün üzerinde olan sanayi kuruluşlarına aracı (tedarikçi) piyasadan alım-satım yapma imkanı sunulmalıdır.

Elektrik piyasasının daha aktif hale getirilmesi: Şu anda EPİAŞ üzerinden lisanslı firmalar elektrik alım-satım işlemi yapabilmektedir. Buna paralel olarak maliyet ve fiyatlar ile ilgili belirsizliklerin yönetilebilmesi için oluşturulan vadeli işlem opsiyon piyasası ve tezgâh üstü piyasalarda da çeşitli araçlar bulunmaktadır. Fakat buralarda piyasa derinliği oluşmamıştır ve yine son tüketicilerin bu piyasalara doğrudan erişim yetkisi bulunmamaktadır. Bu piyasalarda işlem etkinliğinin arttırılması için EE tüketimi belirli bir büyüklüğün üzerinde olan sanayi kuruluşlarına aracı (tedarikçi) olmaksızın alım-satım yapma imkanı sunulmalıdır.

Dağıtık üretim: Kaynakların verimli kullanılması için, sanayi tüketicileri proseslerinden ve bulundukları bölgelerin coğrafi avantajlarından faydalanarak atık ısı, güneş, rüzgâr vb. kaynaklardan elektrik üretimi gibi seçenekleri değerlendirerek şebekeye olan bağımlılıklarını azaltabilirler.

Enerji verimliği: EE tüketim davranışlarını değiştirecek önemli bir talep tarafı yönetim unsuru olan enerji verimliliği ve planlanan yatırımlar ile EE talebinin nasıl değişebileceğinin tespit edilmesi gerekmektedir. Yapılan araştırmalarda, literatürde olası enerji verimliliği yatırımlarının yük talebini nasıl etikleyebileceği konusunda kısıtlı sayıda çalışma olduğu tespit edilmiştir.

Talep tarafı katılımı: Ülkemizde talep tarafı yönetimi mekanizması oluşturulmamamış ve elektrik talebinin "peak" yaptığı zamanlarda tüketicilerin yüklerini minimize etmeleri ile ilgili bir mevzuat oluşturulmamıştır. Avrupa elektrik piyasalarında olduğu gibi talep tarafı katılımının aktifleştirilmesi son tüketicileri piyasada daha aktif hale getirerek şebeke dengesine ve kararlılığına katkıda bulunacaktır.

İzleme sistemi: Elektrik tüketimi karakteristiğinin belirlenmesi ve kontrol altında tutulabilmesi için sadece tesisin genel izlenmesi yeterli değildir. Tesiste EE ile çalışan bütün ekipmanlarda izleme sisteminin bulunması deregüle piyasada elektrik tedarik eden bir endüstri kuruluşu için seçenek değil ihtiyaçtır.

Dijitalleşme: Doğru ve güvenilir yük izleme sisteminin kurulmasının ikinci aşamasında, sistem ile entegre çalışabilen bir tahminleme ve optimizasyon sistemi gerekmektedir. Bu tez çalışmasında olduğu gibi yükü etkileyen veya etkilemesi muhtemel bütün parametreler ile ilişkinin belirlenmesi için sürekli analiz yapacak ve üretim süreci doğrultusunda yük kaydırma uygulayabilecek sistemlerin geliştirilmesi gerekmektedir.

CO_2 piyasası: Şu anda ülkemizde CO_2 emisyonları için herhangi bir piyasa mekanizması uygulanmamaktadır. Bununla ilgili Avrupa'da olduğu gibi bir piyasa mekanizmasının oluşturulması enerji tüketimlerinin dolayısıyla talebin üzerinde etkili olacaktır.

Yukarıda belirtilen önlemler ve bunlar ile ilgili aksiyon planlarını hazırlaması gereken taraflar Çizelge 7.9'da özetlenmiştir.

Çizelge 7.9 : EE tüketicilerinin piyasada daha aktif olması için alınabilecek aksiyonlar.

Önlem	Yetkili
Elektrik tedarik seçenekleri	Politika Yapıcılar, Sistem İşletmecisi
Elektrik piyasasının daha aktif hale getirilmesi	Politika Yapıcılar, Sistem İşletmecisi
Dağıtık üretim	Sektör
Enerji verimliği	Sektör
Talep tarafı katılımı	Politika Yapıcılar
İzleme Sistemi	Sektör
Dijitalleşme	Sektör
CO_2 piyasası	Politika Yapıcılar

8. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Değişen ve gelişen teknoloji ile entegrasyonu yüksek seviyede olan elektrik enerjisi piyasasının bütün katılımcıları için yenilenme ve değişime adaptasyonu büyük önem taşımaktadır. Değer zincirinde yer alan tüm paydaşları için maliyetleri etkin bir şekilde yönetebilmek ve yeni piyasanın dinamiklerine ayak uydurmak arz ve talep tarafı açısından önemli olduğu kadar, politika yapıcılar açısından da önemli bir karar alma destek parametresidir. Piyasanın bütün paydaşlarının hem teknik hem de ticari açıdan güvenilir bir sistem oluşturabilmesi için talebin iyi yönetilmesi, öngörülebilir olması ve değişen piyasa koşullarında hangi ölçüde ve ne hızda yanıt verebileceğinin bilinmesi gerekmektedir.

Ülkemizde elektrik piyasası liberalleşmesini henüz tamamlamamış ve bütün piyasa mekanizmalarını devreye alınmamıştır. Piyasanın olgunlaşması aşamasında talep tarafının yönetilebilmesi için gerekli bilincin oluşturulması, bununla ilgili çalışmaların hızlandırılması gerekmektedir.

Son kullanıcılar ise rekabetçi piyasalarda varlıklarını sürdürebilmek için hammadde ve kaynaklarını düşük maliyetli, hızlı ve etkin bir biçimde yönetmek kabiliyetine sahip olmalıdır. Bu durumun bir sonucu olarak üretmek ya da satın almak, faydalanılacak tedarikçilerin belirlenmesi vb. konular önemli bir karar verme parametresi konumuna gelmektedir. Hızla değişen dünyanın önemli bir bileşeni olan değişen ve değişmekte olan elektrik piyasasında talep tarafında yer alan enerji-yoğun sanayi kuruluşlarının; dinamik piyasa koşullarında elektrik enerjisi tüketimi, yönetimi ve satın alması ile ilgili stratejik değerlendirmelerini dikkatli bir biçimde yapmaları gerekmektedir.

Çalışmada TTY'nin mevcut elektrik piyasası bağlamında öneminin anlaşılması için öncelikle EE piyasasının hem dünyadaki hem de ülkemizdeki gelişimi ve mevcut durumu irdelenmiştir. TTY kavramı ve araçları araştırılmış, sağlıklı bir yönetimin yapılabilmesi için EE tüketiminin nasıl bir öneme sahip olduğu ve öngörülebilir olmasının faydaları anlaşılmıştır.

8.1 Sonuçlar

Hem dünya hem de ülkemiz EE tüketimi içinde önemli bir yeri olan ve enerji-yoğun sektörlerin başında gelen çimento sektörü örnek olarak incelenmiştir. Öncelikle üretimin yapısı ve buna bağlı olarak EE tüketimi modeli belirlenmiştir. Tesis özelinde ekipmanların çalışma saati, kurulu gücü vb. parametreleri olmaksızın toplam üretimi yapılacak klinker miktarı biliniyorken, EE aylık tüketim değerleri tahmin edilmiştir. 2015, 2016 ve 2017 için bu 3 yıla ait aylık bazda kırılımlı EE tüketimi ve klinker üretimi verisi kullanılarak oluşturulan modelde, %3 ile %16 arasında değişen MAPE değerlerine rastlanmış; ortalama MAPE değeri %6 olarak gerçekleşmiştir.

EE tüketimi ve makro ekonomik parametreler ile yapılan analizde ise EE tüketimi ile en yüksek bağıntının imalat sanayi kapasite kullanım oranı arasında olduğu tespit edilmiştir. İmalat sanayinin çeşitli kapasite kullanım oranlarına karşılık gelen EE tüketim değerleri belirlenmiştir ve model oluşturulmuştur. 2008 ve 2018 yılları arasına ait 11 yıllık EE tüketim verisi ve imalat sanayi kapasite kullanım oranı verisi ile oluşturulan modelde MAPE değeri en fazla %6; ortalama MAPE değeri ise %3 olarak hesaplanmıştır.

8.2 Öneriler

Çalışmada en fazla 11 yıllık veri ve 3 yıla ait aylık bazla kırılımlı veri ile analiz yapılabilmiştir. Farklı üretim ve piyasa koşullarındaki ilişkinin anlaşılabilmesi açısından bölgesel bazda kırılımlı ve daha fazla sayıda (20 yıl ve üstü) veri ile analiz yapılabilir. Veri sayısı arttıkça modelin tahmin etme kabiliyeti daha güçlü olacak ve hangi zaman aralıkları için daha sağlıklı sonuç verdiği tespit edilebilecektir.

Tesis özelinde ise saatlik EE çekiş yükünü etkileyen parametrelerin belirlenmesi için, tesisteki bütün ekipmanların çalışma ve siloların stok kapasitelerinin analiz edilmesi ile birlikte saatlik yük tahminleri yapılabilir. Yine tesise ait karakteristik veriler kullanılarak gelecekteki talep tarafı katılımı mekanizmalarına hazırlık olarak tesiste yük esnekliği ve yük kaydırma potansiyeli belirlenebilir. Bunun için farklı yöntemler kullanılıp kıyaslamaları yapılabilir. Ayrıca, belirlenen parametreler için regresyon dışındaki tahmin modelleri kullanılarak karşılaştırması yapılabilir, bu modellerin hangisinin daha uygun olduğu tespit edilebilir.

KAYNAKLAR

Akcollu, F.Y. (2003). *Elektrik Sektöründe Rekabet ve Regülasyon*. (Uzmanlık Tezi). Rekabet Kurumu, Ankara.

Albadi, M. H., El-Saadany, E.F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research, 78,* 1989-1996. 10.1016/j.epsr.2008.04.002

Baliyan, A. , Gauravv, K. , Mishrac, S.K. (2015). A Review of Short Term Load Forecasting using Artificial Neural Network Models. *Procedia Computer Science, International Conference on Intelligent Computing, Communication & Convergence, 48,* 121-125. https://do.org/10.1016/j.procs.2015.04.160

Barbose, G., Goldman, C. (2004). A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing. US: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory Environmental Energy Technologies Division.

Barroso, L.A., Cavalcanti, T.H., Giesbertz, P., Purchala, K. (2005). Classification of Electricity Market Models Worldwide. *IEEE, International Symposium CIGRE/IEEE PES.* USA: New Orleans, LA, USA 5-7 Oct. 2005. 10.1109/CIGRE.2005.1532720

Bektaş, Z. (2015). *Bayesyen oyun yaklaşımı ile elektrik enerjisinde talep tarafı yönetimi: Üç tüketicili bir tesis örneği.* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Berk, K. (2015). *Modeling and Forecasting Electricity Demand, BestMasters*. Wiesbaden, Springer Spektrum.

Box, G.E.P., Jenkins, G.M., (1970). Time Series Analysis. Forecasting and Control., San Francisco, CA.: Holden-Day.

Çevik, B. (2016). Çimento Sektörü. İş Bankası İktisadi Araştırmalar Bölümü

Dünya Bankası. (2015). Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm Önemli Aşamalar ve Zorluklar (Rapor No: ACS14951).

Eid, C., Koliou, E., Valles, M., Reneses, J., Hakvoort. (2016). R.Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps, *Utilities Policy, 40,* 15-25. https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.001

Eissa, M. M. (2011). Demand side management program evaluation based on industrial and commercial field data. *Energy Policy, 39,* 5961-5969 doi:10.1016/j.enpol.2011.06.057.

Electric Power and Energy. (2018). *Fundamentals of Electricity Markets An overview.* [PowerPoint Slides] Retrieved from http://pierrepinson.com/31761/Lectures/31761-Lecture0.pdf

Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği. (2009). T. C. Resmi Gazete, 27200, 14 Nisan 2009.

Elektrik Piyasası Kanunu. (2013). T. C. Resmi Gazete, 28603, 30 Mart 2013.

Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu. (1998). *Enerjinin Etkin Kullanımı ve Enerji Tasarrufu ile İlgili Teknolojiler Alt Grup Raporu*. Ankara: TÜBİTAK - TTGV Bilim - Teknoloji - Sanayi Tartışmaları Platformu.

EPDK, Son Kaynak Tedarik Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ. (2018). T.C. Resmi Gazete, 30307, 20 Ocak 2018.

EPDK. (2017). *Elektrik Piyasası 2016 Yılı Piyasa Gelişim Raporu*. Ankara: T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı.

EPDK, Dağıtım Lisansı Sahibi Tüzel Kişiler Ve Görevli Tedarik Şirketlerinin Tarife Uygulamalarına İlişkin Usul Ve Esaslar. (2015). T.C. Resmi Gazete, 29579, 31 Aralık 2015.

Ertilav, M., Aktel, M. (2015) TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi) Özelleştirmesi. *International Journal of Alanya Faculty of Business. 7,* 95-108.

Farhangi, H. (2010). The path of smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine. 4,* 18-28. http://dx.doi.org/10.1109/MPE.2009.934876

Feinberg, E.A., Genethliou, D., (2005). *Load Forecasting. In: Chow J.H., Wu F.F., Momoh J. (eds) Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems.* Power Electronics and Power Systems. Springer, Boston, MA.

Feuerriegel, S., Neumann, D. (2016). Integration scenarios of Demand Response into electrcitiy market: Load shifting, finacial savings and policy implicaitons. *Energy Policy, 96,* 231-240. http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3215778

Galetovic, A., Muñoz, C.M. (2009). Regulated Electricity Retailing in Chile (Working Paper No. 412), Stanford: Stanford Center for International Development.

Hahn, H., Meyer-Nieberg, S., Pickl, S. (2009). Electric load forecasting methods: Tools for decision making. *European Journal of Operational Research, 199*, 902-907. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2009.01.062

Hogan, W.W., (2014) Time-of-Use Rates and Real-Time Prices. *John F. Kennedy School of Government,* Harvard University.

Hong, T., Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting, 32,* 914-938. https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011

Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc. https://doi.org/10.1007/s00347-007-1607-9

Islam, U., B., (2011).Comparison of Conventional and Modern Load Forecasting Techniques Based on Artificial Intelligence and Expert Systems. *IJCSI International Journal of Computer Science Issues*, 8, 504-508.

International Energy Agency (2003). The Power to Choose Demand Response in Liberalized Electricity Markets. Paris.

International Energy Agency, (2017). Tracking Clean Energy Progress 2017. IEA Directorate of Sustainability, Technology and Outlooks.

International Energy Agency, (2018). Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry.

Ji, W., Zhou,Y., Sun, Y., Zhang, W., An, B., Wang, J. (2017) Thermodynamic analysis of a novel hybrid wind-solar-compressed air energy storage system. *Energy Conversion and Management 14*, 176–187. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.02.053

Karamustafaoğlu, M. (2007). *Elektrik Üretimi Pazarındaki Mevcut Sözleşmelerin Pazarın Rekabetçi Yapısı Üzerindeki Etkileri*. (Uzmanlık Tezi). Rekabet Kurumu, Ankara.

Khotanzad, A., Af'khami-Rohani, R., Maratukulam , D. (1988). ANNSTLF - Artificial Neural Network Short-Term Load Forecaster - Generation Three. *IEEE Transactions on Power Systems, 13*, 1413-1422. https://doi.org/10.1109/59.736285

Khwaja, A.S., Zhang, X., Anpalagan, A., Venkatesh, B. (2017). Boosted neural networks for improved short-term electric load forecasting. *Electric Power Systems Research, 143*, 431-437. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.067

Klitgaard, T., & Reddy, R. (2000). Lowering Electricity Prices through Deregulation. *Current Issues in Economics and Finance, 6*, 1-6.

Kuster, C., Rezgui, Y., Mourshed, M. (2017). Electrical load forecasting models: A critical systematic review. *Sustainable Cities and Society, 35*, 257-270. https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.08.009

Kyriakides, E., Polycarpou, M., (2007). *Short Term Electric Load Forecasting: A Tutorial. In: Chen K., Wang L. (eds) Trends in Neural Computation. Studies in Computational Intelligence*, vol 35. Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-540-36122-0_16

Lampropoulos, I., Kling, W.,L., Ribeiro, P., F., Berg, J. (2013). History of demand side management and classification of demand response control schemes. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. Vancouver, BC, Canada: July 21-25. 10.1109/PESMG.2013.6672715

Luo, T.Y. and Ault, G., Galloway, S. (2010). *Demand side Management in a highly decentralized energy future.* 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010. IEEE, (pp. 1-6). New York.

Maier, F., Belhassan, H., Klempp, N., Siehler, E., Stetter, D., Wohlfrom, A. (2017). Decision Support for Structured Energy Procurement. *SMARTGREENS 2017 Proceedings of the 6th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*, (pp.77-86). Portugal: Porto, Portugal - April 22- 24.

Maurer, L., T., A., Barroso, L., A. (2011). Electricity Auctions An Overview Of Efficient Practices. Washington DC: World Bank Study.

Mohandes, M. (2002). Support Vector Machines for Short-Term Electrical Load Forecasting. *International Journal of Energy Research, 26*, 335–345. https://doi.org/10.1002/er.787

Munoz, A., Sanchez-Ubeda, E.F., Cruz, A., Marin, J. (2010). *Short-term Forecasting in Power Systems: A Guided Tour.* Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.

Nowotarski, J., Weron, R. (2018). Recent advances in electricity price forecasting: A review of probabilistic forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81*, 1548-1568. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.234

Onaiwu, E. (2010). How Does Bilateral Trading Differ From Electricity Pooling? University of Dundee.

Özercan, M. (2007). *Elektrik Endüstrisinde Yeniden Yapılandırma ve Deregülasyon*. (Uzmanlık Tezi). Rekabet Kurumu, Ankara.

Ortega, M.P.R, Perez-Arriaga, J.I., Abbad, J.R., Gonzalez, J.P. (2008). Distribution network tariffs: A closed question? *Energy Policy 36*, 1712-1725. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.025

PWC. (2018). A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers.

PWC. (2017). Elektrik Perakende Sektöründe Benzer Sektör Yaklaşımları PWC

Rothwell, G., Gomez, T. (2003). Electcitiy Economics: Regulation and Deregulation, Wiley-IEEE Press, USA.

Schneider, M., Romer, Tschudin, M., Bolio, H. (2011). Sustainable cement production-present and future, *Cement and Concrete Research, 41*, 642-650. https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2011.03.019

Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z. (2002). *Market Operations in Electric Power Systems: forecasting, scheduling, and risk management.* John Wiley & Sons.

Srinivasan, D., Sanjana Rajgarhia, S., Radhakrishnan, B. M., Sharma, A., Khincha, H.P. (2017). Game-Theory based dynamic pricing strategis for demand side management in smart grids. *Energy, 126*, 132-143. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.142

Sotkiewicz, P.M., Vignolo, J.M. (2007). Towards a cost causation-based tariff for distribution networks with DG. *IEEE Transactions on Power Systems, 22,* https://doi.org/1051-1060. 10.1109/TPWRS.2007.901284

Strbac, G. (2008). Demand side management: benefits and challenges. *Energy Policy, 36,* 4419-4426. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030

Stötzer, M., Hauer, I.,Richter, M., Styczynski, Z.A. (2015). Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany. *Applied Energy, 146,* 344-352. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.015

Şirin, S.M., Gönül, M.S. (2016). Behavioral aspects of regulation: A discussion on switching and demand response in Turkish electricity market. *Energy Policy, 97,* 591-602. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.08.005

Tao, H. (2010). *Short Term Load Forecasting.* (Doktora Tezi). Retrieved from : https://repository.lib.ncsu.edu/bitstream/handle/1840.16/6457/etd.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Taylor, James W. (2010). Triple seasonal methods for short-term electricity demand forecasting. *European Journal of Operational Research, 204*, 139-152. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2009.10.003

T.C. Bilim Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı. (2015). Çimento Sektörü Raporu (2015/1). Sanayi Genel Müdürlüğü Sektörel Raporlar ve Analizler Serisi. Ankara.

Türkiye Çimento Müstahsilleri Birliği. (2019). 2018 Türkiye Çimento Sektörü Entegre Çimento Tesisleri Kıyaslama Çalışması Sonuçları. Ankara.

Urieli, D., Stone, P. (2016). Autonomous Electricity Trading Using Time-of-Use Tariffs in a Competitive Market. *AAAI'16 Proceedings of the Thirtieth AAAI Conference on Artificial Intelligence,* (pp.345-351). USA: Dept. of Computer Science The University of Texas.

Var, H., Türkay B., E. (2014). Yapay Sinir Ağları Kullanılarak Kısa Dönem Elektrik Yükü Tahmini. *Eleco 2014 Elektrik-Elektronik-Bilgisayar ve Biyomedikal Mühendisliği Sempozyumu*, Bursa, 27-29 Kasım.

Venkataramani G., Parankusam P., Ramalingam V., Wang J. (2016) review on compressed air energy storage-a pathway for smart grid and polygeneration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 62,* 895-907. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.002

Willis, H.L. (1996). *Spatial Electric Load Forecasting*. New York: Marcel Dekker.

Yang, Y., Bao, M., Ding, Y., Song, Y., Lin, Z., Shao, C. (2018). Review of Information Disclosure in Different Electricity Markets. *Energies 2018, 11,* 3424-3044. https://doi.org/10.3390/en11123424

Yıldız, S. (2015). *Türkiye Elektrik Piyasası Kısa Dönemli Referans Fiyat Tahmini.* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üviresitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.

Yu, N., Foggo, B. (2017). Stochastic valuation of energy storage in wholesale power markets. *Energy Economics, 64,* 177-815. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.010

Yüksek Planlama Kurulu. (2004). Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu Ve Özelleştirme Strateji Belgesi**,** 2004/3, 17 Mart 2004. Ankara.

Yükseltan, E., Yücekaya, A., Bilge, A.H. (2017). Forecasting electricity demand for Turkey: Modeling periodic variations and demand segregation. *Applied Energy, 193,* 287-296. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.054

Zhang, Q., Grossman, I.E. (2016), Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundementals, advances, and perspectives. *Chemical Engineering Reserch and Design, 116,* 114-131. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.10.006.

Url-1 <*http://www.eia.gov/electricity/data/eia861/dsm*>, erişim tarihi 12.04.2017.

Url-2 <*http://www.iea.org/tcp/end-use-electricity/dsm/*>, erişim tarihi 12.04.2017.

Url-3 <*https://energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid*>, erişim tarihi 02.05.2017.

Url-4 <*https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx*>, erişim tarihi 02.05.2017.

Url-5 <*https://www.tespam.org/turkiyede-elektrik-piyasasi-sureci/*>, erişim tarihi 19.03.2018.

Url-6 <*http://www.erdem-erdem.av.tr/yayinlar/hukuk-postasi/elektrik-piyasasinda-yeni-kanun/*>, erişim tarihi: 25.03.2018.

Url-7 <*https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari*>, erişim tarihi 25.03.2018.

Url-8 <*http://www.epdk.org.tr/Resources/serbest/mesken.html*>, erişim tarihi 20.03.2018.

Url-9 <*https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/piyasa-duyurulari/serbest-yapıdır.tuketici/2018-serbest-tuketici-limiti-hakkinda*>, erişim tarihi 20.03.2018.

Url-10 <*http://www.powersystem.org/demand-side-management-dsm-evaluations*>, erişim tarihi 23.04.2018

Url-11 <*https://www.iea.org/topics/energyefficiency/*>, erişim tarihi 15.04.2018.

Url-12 <*https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency*>, erişim tarihi 15.04.2018.

Url-13 <*http://what-when-how.com/energy-engineering/pricing-programs-time-of-use-and-real-time-energy-engineering/*>, erişim tarihi 15.04.2018.

Url-14 <*http://rwecom.onlinereport.eu/factbook/en/marketdata/electricity/generation/themarginalpowerplantprinciple.html*> erişim tarihi 07.03.2018.

Url-15 <http://www.tcma.org.tr/index.php?page=icerikgoster&menuID=53>, erişim tarihi 01.07.2018

Url-16 <http://www.thbb.org/teknik-bilgiler/cimento/>, erişim tarihi 01.07.2018

Url-17 <https://www.lafarge.com.eg/en/2_2_1-Manufacturing_process>, erişim tarifi 01.07.2018

Url-18 <https://cembureau.eu/cement-101/the-manufacturing-process/>, erişim tarihi 01.07.2018

ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad **:** Ezgi KAYAHAN

Doğum Tarihi ve Yeri **:** 15.08.1989 İstanbul

E-posta **:** kayahanezgi@hotmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** **:** 2013, İstanbul Teknik Üniversitesi, Kimya - Metalurji Fakültesi, Kimya Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- 2019-Devam: Akçansa Çimento Sanayi ve Ticaret A.Ş., Satın Alma Yöneticisi
- 2016-2019: Akçansa Çimento Sanayi ve Ticaret A.Ş., Enerji-Yakıt Tedariği - İş Geliştirme Uzmanı
- 2014-2016: Endüstriyel Enerji, Enerji Verimliliği Danışmanı