



t m m o b
m a k i n a
m ü h e n d i s l e r i
o d a s ı

2018 YILI ELEKTRİK VE DOĞALGAZ FİYATLARI, TARİFE UYGULAMALARI, MALİYETLERİ ARTIRAN ETKENLER VE YAPILMASI GEREKENLER ÜZERİNE

ODA RAPORU

İÇİNDEKİLER

ŞEKİL, TABLOLAR, GRAFİKLER

ÖZET

1. GİRİŞ.....	1
2 2018 YILINDAKİ ELEKTRİK TARİFELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ	2
2.1 Tarife Tanımları	2
2.2 Elektrik Satış Fiyatının Bileşenleri.....	3
2.3 Tek Terimli TEK ZAMANLI (TTTZ) Tarifelerindeki Değişimler.....	5
2.4 Elektrik Fiyat Tarifelerindeki Tüketici Aleyhine Uygulamalar	16
3. ELEKTRİK MALİYETLERİNİ ARTIRAN TEKNİK VE TİCARİ NEDENLER VE ALINABİLECEK ÖNLEMLER	20
3.1 Teknik Nedenler.....	20
3.1.1 Üretim, İletim ve Dağıtım Kayıpları	20
3.1.1.1 Üretim (İç İhtiyaç) Kayıpları, Verim Düşüklüğü.....	22
3.1.1.2 İletim Kayıpları.....	23
3.1.1.3 Dağıtım (Teknik ve Teknik Olmayan) Kayıpları.....	24
3.1.2 Çalıştırılmayan Santraller ve Yerli Kömür Santrallerine Verilen Destek	27
3.2 Toplum Çıkarları Doğrultusunda Kamusal Planlama	30
3.3 Yenilenebilir Enerji Kaynakları	31
3.4 Dağıtık (Yerinde) Üretim	32
3.5 Ticari Önlemlere Dair Öneriler	32
4. 2018 YILI DOĞALGAZ TARİFELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ	33
5. DOĞALGAZ FİYATLARINDAKİ ARTIŞIN KONTROL ALTINA ALINMASI.....	36
6. YOKSULLARA ENERJİ DESTEĞİ.....	37
7. SONUÇ VE ÖNERİLER	39

ŞEKİL, TABLOLAR, GRAFİKLER

Şekil 1. Tek Terimli (Mesken-Ticarethane-Tarımsal Sulama-Aydınlatma) Abonesi Fatura İçeriği.....	4
Tablo 1. Mesken Tarifeleri Gelişimi	5
Tablo 2. Ticarethane (AG) Tarifeleri Gelişimi.....	8
Tablo 3. Sanayi (OG) Tarifeleri Gelişimi.....	9
Tablo 4. Sanayi (AG) Tarifeleri Gelişimi.....	11
Tablo 5. Tarımsal Sulama Tarifeleri Gelişimi.....	12
Tablo 6. Tek Zamanlı ve Üç Zamanlı Tarife (ENERJİ BEDELİ) Gelişimi	18
Tablo 7. Tek Zamanlı ve Üç Zamanlı Tarife Gelişimi	19
Tablo 8. Türkiye Toplam Elektrik Üretim, Tüketim ve Kayıpları, 2000-2017	21
Tablo 9. 2017 Yılı Elektrik Sistemi Özeti	21
Tablo 10. Kömürlü Termik Santrallerin Yaşlarına Göre Dağılımı	22
Tablo 11. Hidroelektrik Santrallerin Yaşlarına Göre Dağılımı	23
Tablo 12. Türkiye Elektrik Üretiminde Kurulu Güç ve İletim Şebekesi Gelişimi	24
Tablo 13. Kaynaklara Göre Kurulu Güç ve Kömür Üretim Miktarları, Kapasite Kullanım Oranları	28
Tablo 14. Yerli Kömür Üretimi ve Elektrik Üretiminde Kullanılan Miktarlar (2016 ve 2017)	29
Tablo 15. Yenilenebilir Kaynakları Değerlendirme Hedefleri	31
Tablo 16. 2008-2017 Yılları Doğalgaz İthalat Miktarları	33
Tablo 17. 2018 Yılındaki Doğalgaz Satış Fiyatları (TL/Sm ³) Değişiklikleri ve Artış Oranları	35
Grafik 1. Mesken Tarifeleri Gelişimi.....	5
Grafik 2. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Mesken Elektrik Tarife Artış Oranları	6
Grafik 3. Mesken Tarife Bileşenlerinin Dağılımı	7
Grafik 4. Ticarethane (AG) Tarifeleri Gelişimi	8
Grafik 5. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Ticarethane (AG) Elektrik Tarife Artış Oranları.....	9
Grafik 6. Sanayi (OG) Tarifeleri Gelişimi	10
Grafik 7. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Sanayi (OG) Elektrik Tarife Artış Oranları	10
Grafik 8. Sanayi (AG) Tarifeleri Gelişimi	11
Grafik 9. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Sanayi (AG) Elektrik Tarife Artış Oranları	12
Grafik 10. Tarımsal Sulama Tarifeleri Gelişimi	13
Grafik 11. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Tarımsal Sulama Elektrik Tarife Artış Oranları.....	13
Grafik 12. Dönemlere Göre Tüketici Grupları için Toplam Fatura Tarifeleri	14
Grafik 13. 2017 yılı Sonuna Göre Tüketici Grupları Toplam Fatura Tarifelerinin Artış Oranları.....	14
Grafik 14. Tüketici Gruplarına Göre Tarifeler ve EÜAŞ Toptan Satış Tarifelerinin Değişimleri	15
Grafik 15. Yıllar İtibarıyla Elektrik İletim ve Dağıtım Hat Kayıp Oranları.....	25
Grafik 16. 2017 Yılı Doğalgaz Sektörel Tüketim Dağılımı	33
Grafik 17. 2017 Yılı Doğalgaz İthalatının Ülkelere Göre Dağılımı.....	34

TMMOB MAKİNA MÜHENDİSLERİ ODASI

2018 YILI ELEKTRİK VE DOĞALGAZ FİYATLARI, TARİFE UYGULAMALARI, MALİYETLERİ ARTIRAN ETKENLER VE YAPILMASI GEREKENLER ÜZERİNE ODA RAPORU

ÖZET

Odamızın Enerji Çalışma Grubu tarafından hazırlanan bu çalışmada; 2018 yılı içinde elektrik ve doğalgaz fiyatlarındaki değişimler, tarifelerde yapılan kayda değer değişiklikler, fiyat artışlarının teknik ve ticari nedenleri irdelenmiş, elektrik ve doğalgaz maliyetlerini azaltmak için alınabilecek teknik ve ticari tedbirlere değinilmiş ve önerilerimize yer verilmiştir.

Enerji İthalatı

2018 yılında enerji girdileri ithalat tutarı 2017 yılına göre yüzde 15,56 oranında artarak 37,2 milyar dolardan 42,99 milyar dolara yükselmiş ve 223 milyar dolar olan 2018 yılı toplam ithalatının yüzde 19,28'ini oluşturmuştur. Elektrik üretiminde, sanayide, konutlarda temel bir enerji kaynağı olarak kullanılan doğalgazın yüzde 99'undan fazlası ithal edilmektedir.

2018 Yılında Elektrik Ve Doğalgaz Fiyatlarındaki Artış

2018 yılı içinde yapılan zamlarla elektrik fiyatları, 2017 yılı sonuna göre konutlarda yüzde 45, diğer tüketici grupları için yüzde 71-72 oranlarında artmıştır. 2019 yılı başında yalnızca konut abonelerine uygulanan yüzde 10 indirimle artış oranı yüzde 30,5'e çekilmiş olmasına rağmen yıllık elektrik fiyat artışı enflasyondan çok daha yüksek, örneğin konutlarda yüzde 50,2, diğer tüketici gruplarında yüzde 250'yi aşan oranlarda gerçekleşmiştir. Bütün tüketici grupları için 2017 sonu ile 2019 başı arasında elektrik fiyatlarındaki yüzde 30,5-72,1 oranlarındaki artışlar, kamuoyuna iftiharla açıklanan yüzde 20,3 oranındaki yıllık enflasyonun 1,5-3,5 katıdır.

2018 yılsonu doğalgaz fiyatları da 2017 sonuna göre konutlarda yüzde 25-37, küçük sanayi kuruluşlarında yüzde 29,5, büyük sanayi kuruluşlarında yüzde 100; elektrik üretimi için yakıt olarak doğalgaz kullanan santrallerde ise yüzde 146 oranında artmıştır. 2019 yılı başında doğalgaz satış fiyatlarında konutlar ve küçük sanayi kuruluşlarına yüzde 10, elektrik üretim tesislerine yüzde 8,8 oranında indirim yapılmıştır. Bu indirim sonrasında dahi fiyatlar, Ankara, İstanbul ve Bursa gibi konut abonelerinin en çok olduğu kentlerde 2017 sonuna göre yüzde 17-26 oranında artmıştır.

Elektrik Satış Fiyatının Bileşenleri

EPDK tarafından yapılan mevzuat düzenlemesi ile daha önce faturalarda ayrı ayrı görünen perakende enerji, faturalama hizmetleri, dağıtım sistemi kullanım, kayıp/kaçak, iletim sistemi kullanım ve sayaç okuma bedelleri 01.01.2016 tarihinden sonra gizlenerek Enerji ve Dağıtım bedelleri olarak faturalara iki ayrı kaleme yansıtılmaktadır. Bu bedellere ayrıca vergi ve fon tutarları ile KDV de eklenmektedir. Böylece elektrik abonelerinin hangi faaliyete ne kadar bedel ödediklerini öğrenemeyeceği bir fatura sistemi oluşturulmuştur.

Asıl İndirim Özel Dağıtım Şirketlerine

Maliyet bazlı fiyatlandırma dönemini de kapsayan tarifeler ile EÜAŞ dağıtım şirketleri lehine toptan satış fiyatında indirimler yapmaktadır. EÜAŞ dağıtım ve görevli tedarik şirketlerine yapmış olduğu toptan elektrik enerjisi satışlarında 1 Ocak 2019 itibariyle bir önceki dönem tarifesinde yüzde 27,2 oranında (4,7275 kr/kWh) indirim yaparak 17,36 kr/kWh olan tarifesini 12,6335 kr/kWh olarak belirlemiş ve şirketlere yıllık bazda 5-5,5 milyar TL destek sağlamıştır. Bu indirimler tüketicilerin tarifelerine yansıtılmamıştır.

Tek Terimli ÇOK (ÜÇ) ZAMANLI Tarifelerde Tüketici Aleyhine Uygulamalar

Tek Terimli Çok (Üç) Zamanlı Tarifeden yararlanan ya da tarife değişikliği yaparak bütçesine katkı sağlamayı düşünen kullanıcıların; çok (üç) zaman dilimine ait tüketimlerinin tek ve çok zamanlı

tarifeler içindeki enerji fiyatına göre oluşacak bedellerini karşılaştırarak karar vermeleri yararlı olacaktır.

Elektrik Maliyetlerini Artıran Teknik ve Ticari Nedenler

2017 yılında gerçekleşen 296,7 milyar kWh brüt tüketimin % 83,9'u yani 249,02 milyar kWh'i net olarak kullanılmıştır. Burada dikkat çekici en önemli bölüm ise dağıtım sistemine giren 200,96 milyar kWh içinde dağıtım sistemi içinde gerçekleşen % 14,51 oranındaki 29,16 milyar kWh'lık kayıptır.

Santrallerin iç ihtiyaç tüketimlerine kaynaklar bazında bakıldığında da en fazla iç ihtiyaç tüketiminin termik (önemli ölçüde kömürlü) santrallerde gerçekleştiği görülmektedir. 2017 yılı için 13.020,0 GWh olan iç ihtiyaç tüketiminin;

Geniş bir coğrafi alana sahip ülkemizde, büyük güçteki hidrolik ve kömürlü termik santrallerin tüketimin görece fazla olduğu illere olan uzaklığı göz önüne alındığında, enerji naklinden oluşan teknik iletim kayıplarının çözüm bekleyen ciddi bir sorun olduğu ve iletim sisteminin altyapısında da halen yetersizlikler olduğu bilinmektedir. İletim sistemi altyapısından kaynaklanan sorunların ve yetersizliklerin ilave yeni yatırımlarla ve iletim altyapısında periyodik olarak yapılan/yapılması gereken bakımlarla giderilmesi mümkündür.

Elektrik dağıtım sisteminde ortaya çıkan kayıplar dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesinin gerekçelerinden birisi olmuş ve güya kayıp/kaçakların azaltılması da hedeflenmiştir. Ancak gelinen noktada durum hiç de ulaşılabilecek iddia edilen seviyeye gelmemiştir.

2018 yılında Kapasite Mekanizması kapsamında, sisteme dâhil olan doğalgaz santrallerine 733,7 milyon TL, yerli kömür santrallerine 655,4 milyon TL ve ithal kömürü yerli kömür ile karıştırarak yakan santrallere 18 milyon TL olmak üzere, 28 adet santral için devlet bütçesinden toplamda yaklaşık 1,4 milyar TL ilave ödeme yapılmıştır. Yönetmelikte yapılan değişiklikle 2019 yılında hidroelektrik santrallerin de bu sisteme dâhil edilmesinin önü açılmış ve 10 adet hidroelektrik, 15 adet yerli kömür, 11 adet doğalgaz, 7 adet ithal/yerli kömür santrali olmak üzere 43 adet santral için 2 milyar TL bütçe ayrılmıştır.

Başta rüzgâr ve güneş olmak üzere ülkemizin yenilenebilir enerji kaynağı potansiyeli değerlendirilerek ithalat faturası ve maliyetler düşürülebilir. Ancak on yedi yıldır iktidarda olan siyasi kadroların yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi için belirledikleri hedef rakamlar ile bugünkü duruma ait veriler karşılaştırıldığında, yenilenebilir kaynakların yeterince değerlendirilemediği görülmektedir.

Şebeke bağlantılı olarak mikro ölçekte; öz tüketime yönelik kojenerasyon/trijenerasyon sistemlerinin kurulması, abonelerin fosil yakıtlardan yararlanabildiği gibi özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinden yararlanarak elektrik enerjisi üretmeleri ve ihtiyaçlarının bir bölümünü veya tamamını karşılamaları günümüz uygulamalarında olağan hale gelmiştir. Dağıtık üretim olarak da adlandırılan bu uygulamaya için ülkemizde yaygın olarak kullanılabilir en önemli kaynak güneş enerjisidir.

2018 Yılı Doğalgaz Tarifelerinin Değerlendirilmesi

2018 yılı içinde Nisan, Ağustos, Eylül ve Ekim aylarında yapılan zamlarla, 2017 yılı sonuna göre doğalgaz fiyatları konutlarda % 25-37, küçük sanayi kuruluşlarında % 29,5, büyük sanayi kuruluşlarında % 100; elektrik üretimi için yakıt olarak doğalgaz kullanan santrallerde de % 146 oranında artmıştır.

Uygulanan fiyat politikası ile doğalgaz satış fiyatlarında sürdürülmekte olan sübvansiyon, elektrik üretim tesislerinde büyük ölçüde, büyük sanayi kuruluşlarında kısmen kaldırılmıştır.

Siyasi iktidarın, maliyet bazlı fiyatlandırma yaptıkları iddiasına karşın uzun yıllar elektrik üreticileri, küçük/büyük sanayi kuruluşları ve konut tüketicileri, başka bir ifade ile tüm tüketiciler için doğalgaz fiyatları devlet bütçesinden sübvansiyon edilmiştir.

Doğalgaz Fiyatlarındaki Artışın Kontrol Altına Alınması

Türkiye'de tüketilen doğalgazın nerede ise tamamı ithal edilmektedir. Doğalgaz fiyatları petrol fiyatları ile bağlantılıdır. Petrol fiyatlarındaki yükseliş ve düşüşler anında olmasa da, belirli bir süre

sonra doğalgaz fiyatlarına yansımaktadır. Öte yandan doğalgaz fiyatları, kaynağına, arz miktarına ve pazara sunulma biçimine (boru hattı, LNG) göre de farklılık göstermektedir.

Doğalgaz fiyat artışlarını kontrol edebilmek için doğalgazı daha ucuza temin edilebileceği kaynakları çeşitlemek, mevcut sözleşmelerde fiyatı artırıcı ve ülkemiz aleyhine işleyen hükümleri iptal etmek ve yurtiçi gaz üretimini artırmak gerekmektedir.

Yoksullara Enerji Desteği: Haval Kırıklığı!

Odamızın uzun süredir savunduğu, enerji yoksulları ve yoksunlarına çağdaş yaşam koşullarını sağlayacak miktarda ücretsiz elektrik ve doğalgazın kamu tarafından temin edilmesi, ne yazık ki sorunlu bir şekilde gündeme gelmiştir. Cumhurbaşkanı'nın "*düzenli sosyal yardım alan ihtiyaç sahibi vatandaşların 150 kilovat saate kadar elektrik tüketimini ve bu kapsamda yaklaşık 2,5 milyon üzerindeki hanede her ay ortalama 80 liralık elektrik faturasını devletin karşılayacağını*" açıklamasının ardından Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı'nın yaptığı açıklamalardan söz konusu yardımın kapsamının daraltılacağı anlaşılmaktadır. Bakan, hane halkı sayısı iki veya daha az olanlarda aylık 75 kilovatsaat, üç kişi olanlarda 100 kilovatsaat, dört kişi yaşayan hanelerde 125 kilovatsaat, beş kişi ve yukarı yaşayan hanelerde 150 kilovatsaat olmak üzere elektrik desteği planlaması yapılmakta olduğunu belirtmiştir. Oysa hanelerdeki kişi sayısından bağımsız olarak, 150 kWh'lik sınır, asgari yaşam koşulları için eşik değer olarak kabul edilmelidir.

Önerilerimizden bazıları

Dağıtım şirketlerinin kayıp ve kaçak elektriği azaltma yükümlülüklerini sürekli erteleyen, görevlerini yerine getirmeyen şirketlerin yüklerini tüketicilere ödeten ve faturalarda bunu gizleyen uygulamalara imkân veren EPDK'nın tüketici karşıtı düzenleme ve uygulamaları derhal durdurulmalıdır.

İletim ve dağıtım kayıplarının düşürülmesine olumlu etkisi göz ardı edilemeyecek olan dağıtık (yerinde) üretime yönelik uygulamalar teşvik edilmelidir.

Çok zamanlı tarife yapısından tarifelere yapılan artış veya indirimlerde farklılık yaratılarak gizli zamların önünün açılmasına son verilmelidir.

Dağıtım şirketlerinin, özerk yapıda oluşturulacak bir kamu idaresine devredilerek kamusal hizmet anlayışında yapılandırılması değerlendirilmeli, bu yönde yasal altyapı oluşturulmalıdır.

Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımı, bütüncül bir planlama ile kamusal hizmeti gerekli kılmaktadır. Sektörden beklentileri farklı birçok şirketin kâr hırsına terk edilmiş düzensiz ve plansız yapının, öncelikle mevcut dağınıklıktan kurtarılması ve kamusal hizmeti esas alan, toplum çıkarlarını gözeten özerk bir yapıya kavuşturulması gerekmektedir.

Elektrik üretimi içinde, yenilenebilir kaynakların payının artmasına ve doğalgazın payının azaltılmasına yönelik politika ve uygulamalara ağırlık verilmeli, önümüzdeki yıllarda doğalgazın payı önce yüzde 30'un altına, nihai olarak yüzde 25 düzeyine düşürülmelidir.

Enerjide dışa bağımlılığı daha da artıracak olan yeni doğalgaz santral projelerine lisans verilmemeli; lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir.

Yurtiçi doğalgaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşması ve yerli doğalgaz üretiminin mutlaka artırılması gerekir. Karasal alanlar yanı sıra denizlerdeki aramalara hız verilmeli; bir "master plan" dâhilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girilmelidir.

Mevcut gaz alım anlaşmaları kapsamlı ve ayrıntılı bir şekilde incelenmeli, ülke aleyhine hükümlerin iptali için yeniden görüşme konusu yapılmalıdır.

Doğalgazda Rusya'ya ve İran'a bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yapılmalı, kaynaklar çeşitlendirilmelidir.

Elektrik maliyetleri ile hiçbir ilişkisi olmayan TRT'ye aktarılan pay iptal edilmelidir.

Doğalgaz fiyatlarındaki KDV yüzde 18'den 1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalıdır.

1. GİRİŞ

2018 yılı içinde yaşanan ekonomik kriz enerji sektörünü ciddi bir şekilde etkilemiştir.

Elektrikte öngörülen kurulu güç, üretim ve tüketim ile doğalgazda tüketim artışları gerçekleşmemiştir.

TEİAŞ'ın Mayıs 2018 tarihli "Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2018-2022)" isimli raporunda; 2017 yılı sonunda 85.200 MW olan kurulu gücün 2018 yılı sonunda % 6,84 artışla 91.028 MW'a ulaşacağı öngörülürken, 12.01.2019 tarihinde TEİAŞ web sitesinde yer alan verilere göre kurulu güç artışı % 3,93 ile sınırlı kalmış ve 88.550 MW olmuştur. Bu tablo, **2019 yılı için 95.000 MW'ı, 2020 için 100.000 MW'ı aşan, 2023 için 125.000 MW'a varan abartılı kurulu güç hedeflerinin gerçekleşmeyeceğine** işaret etmektedir.

2017 yılı sonunda 297,3 TWh olan elektrik tüketiminin; 2018 yılında düşük senaryoda 301,5 TWh'a, baz senaryoda 304,4 TWh'a, yüksek senaryoda 307,2 TWh'a ulaşması öngörülürken, tüketim TEİAŞ geçici verilerine göre, ETKB beyanlarından % 1 fazlasıyla, 300,7 TWh düzeyinde gerçekleşmiştir.

2019 yılı için tahmin edilen ekonomik veriler dikkate alındığında, **elektrik tüketiminin 2019 ve 2020 yıllarının her birinde yaklaşık % 5 artması ve TEİAŞ'ın düşük senaryoda tahmin ettiği 315,8 TWh'a ve 328,4 TWh' a bile ulaşması olanaklı görünmemektedir.**

2018 yılı geçici verilerine göre, doğalgaz tüketimi 50 milyar m³ düzeyinde olmuş ve EPDK'nın 2018 yılı doğalgaz tüketim tahmini olan 54,5 milyar m³ gerçekleşmemiştir.

Petrol ve doğalgaz fiyatlarında uluslararası piyasalardaki yukarı doğru hareketlilik Türkiye'yi de etkilemiştir. **Enerji girdileri ithalat tutarı 2017 yılına göre 2018 yılında % 15,56 oranında artmış, 37,2 milyar dolardan 42,99 milyar dolara yükselmiş ve 223 milyar dolar olan 2018 yılı toplam ithalatının % 19,28'ini oluşturmuştur.**

Elektrik fiyatları Ocak, Nisan, Ağustos, Eylül ve Ekim aylarında yapılan zamlarla 2017 yılı sonuna göre 2018 yılında; konutlarda % 45, diğer tüketici gruplarında % 71-72 oranlarında artmıştır. 2018 yılında elektrik fiyatındaki artış oranları, Ekim ayında % 25'i aşmış olmasına karşın, manipülasyonlarla Aralık ayında % 20,30'a geriletildiği "gururla" ifade edilen yıllık enflasyon oranından % 121,7-254,7 oranlarında daha yüksektir.

2019 yılı başında yalnızca konut abonelerine uygulanan % 10 indirimle artış oranı % 30,5'e çekilmiş olsa da, bu değişiklik **elektrik fiyatlarının yıllık enflasyondan konutlarda % 50,2 ve diğer tüketici gruplarında % 250'yi aşan oranda daha yüksek olduğu** gerçeğini değiştirmemektedir.

Doğalgaz fiyatları, 2018 yılı Nisan, Ağustos, Eylül ve Ekim aylarında yapılan zamlarla, 2017 sonuna göre konutlarda % 25-37, küçük sanayi kuruluşlarında % 29,5, büyük sanayi kuruluşlarında % 100, elektrik üretimi için yakıt olarak doğalgaz kullanan santrallerde % 146 oranında artmıştır. Doğalgaz satış fiyatlarında sürdürülmekte olan sübvansiyon, elektrik üretim tesislerinde büyük ölçüde, büyük sanayi kuruluşlarında kısmen kaldırılmıştır.

2019 yılı başında, doğalgaz satış fiyatlarında, konutlar ve küçük sanayi kuruluşları için % 10, elektrik üretim tesisleri için % 8,8 oranında indirim yapılmıştır. **Konut tüketicilerine uygulanan ciddi orandaki sübvansiyona rağmen, Ankara, İstanbul ve Bursa gibi konut abonelerinin en çok olduğu kentlerde, bu indirim sonrasında dahi, fiyatlar 2017 sonuna göre % 17-26 artmış** olmaktadır.

BOTAŞ'ın boru hattı ile ithal ettiği gazın Türkiye sınırındaki alış fiyatı 280-300 USD/1000 m³ olup, bu rakamın üzerine % 20-25 oranında işletme giderleri eklendiğinde, m³ maliyetinin 0,34-0,38 USD'ye ulaşabileceğini tahmin edebiliriz.

Sürekli değişen dolar kuru için 1 USD = 5,50 TL baz alındığında, yukarıdaki kabullerle, **BOTAŞ'ın maliyeti 1,87 ila 2,09 TL/m³ olan gazı;**

- elektrik üretim tesislerine 1,55 TL/m³ fiyatla **maliyetinin yaklaşık % 17-26 altına,**
- büyük sanayi kuruluşlarına 1,35 TL/m³ fiyatla **maliyetinin % 28-35 altına,**
- küçük sanayi kuruluşları ve konutlar için ise **maliyetinin yarısının da altına** satıyor olduğu ve doğalgaz fiyatlarında **sübvansiyonların halen sürdüğü** görülmektedir.

Öte yandan, her ne kadar **BOTAŞ kentsel doğalgaz dağıtım şirketlerine konut tüketicisi için gazı sübvansiyon edilen 0,89 TL/m³'lük fiyatla satıyor olsa da;** kentsel dağıtım şirketlerinin yüksek hizmet bedelleri ile ÖTV ve KTV de satış fiyatına eklendiğinde **konut tüketicileri için doğalgaz fiyatı İstanbul'da 1,36 TL/m³, Ankara'da 1,43 TL/m³'e yükselmiştir.**

Bu veriler, elektrik ve doğalgaz fiyatlarındaki artışların ticari ve teknik nedenlerinin ayrıntılı bir şekilde değerlendirilmesi gerektiğine işaret etmektedir.

Bu kapsamda çalışmanın ilerideki bölümlerinde;

- 2018 yılı içinde elektrik ve doğalgaz fiyatlarındaki değişimler incelenmiş,
- tarifelerde yapılan kayda değer değişiklikler ele alınmış,
- fiyat artışlarının teknik ve ticari nedenleri irdelenmiş,
- elektrik ve doğalgaz maliyetlerini azaltmak için alınabilecek teknik ve ticari tedbirlere değinilmiştir.

2. 2018 YILINDAKİ ELEKTRİK TARİFELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

2.1 Tarife Tanımları

Dağıtım sistemine bağlı elektrik enerjisi kullanıcıları, tarife tercihlerini; EPDK Kurul Kararı ile 31.12.2015 günü yayımlanan “*Dağıtım Lisansı Sahibi Tüzel Kişiler ve Görevli Tedarik Şirketlerinin Tarife Uygulamalarına İlişkin Usul ve Esaslar*” kapsamında yapmak durumdadır. Bu çerçevede kullanıcılar dağıtım sistemine bağlantılarında “**DAĞITIM BEDELİ UYGULAMASI**” esasına dayanan tercihlerinde, Çift Terimli veya Tek Terimli tarife sınıfından birini seçmek durumundadırlar. Kullanıcıların bu konudaki tarife sınıfını değiştirme talepleri bir takvim yılı içerisinde 3 (üç) defa ile sınırlandırılmıştır. Tarife sınıfları şöyle tanımlanmaktadır:

Çift terimli tarife sınıfı: Dağıtım sisteminden çekilen elektrik enerjisi kWh miktarı üzerinden dağıtım bedeli ile buna ek olarak bağlantı anlaşması veya sözleşmesinde belirtilen güç karşılığı kW üzerinden güç bedeli alma ve bu gücün aşılması halinde aşılacak kısım için ilave güç aşım bedeli alma esasına dayalı tarife sınıfıdır. Yalnızca OG seviyesinden bağlı tüketiciler çift terimli tarifeden yararlanabilir.

Tek terimli tarife sınıfı: Sadece dağıtım sisteminden çekilen elektrik enerjisi miktarı (kWh) üzerinden dağıtım bedeli uygulanması esasına dayalı tarife sınıfıdır.

Dağıtım sisteminden elektrik enerjisi temin eden ve düzenlemeye tabi kullanıcıları kapsayan **PERAKENDE SATIŞ TARİFE** değişiklikleri de, kullanıcının yazılı talebi ile bir takvim yılında en fazla iki kez yapılır. Bu kapsamda;

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 (**GÜNDÜZ:** Saat 06-17, **PUANT:** Saat 17-22 ve **GECE:** Saat 22-06) zaman dilimlerinde tüketilen elektrik enerjisi için, ilgili bileşenlerden oluşan ve farklı zaman dilimleri için farklı fiyat uygulanan tarifedir. Üç Zamanlı Tarife olarak da adlandırılmaktadır.

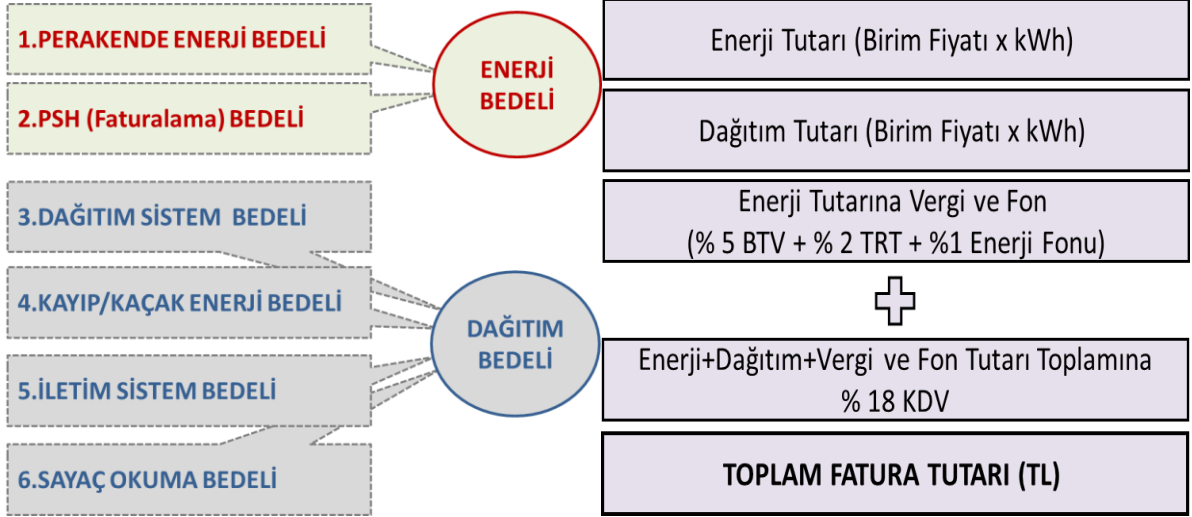
Tarifeler TEK veya ÇİFT Terimli olduğu gibi her iki tarife sınıfının da TEK ZAMANLI ve ÇOK ZAMANLI seçenekleri bulunmaktadır. Bu çalışmadaki açıklamalar TEK TERİMLİ tarife sınıfındaki TEK ZAMANLI ve ÇOK ZAMANLI tarifeler üzerine yapılmıştır.

2.2 Elektrik Satış Fiyatının Bileşenleri

Elektrik enerjisinin TL/kWh olarak birim bedelini oluşturan bileşenleri ile vergi ve fonlar aşağıda Şekil 1’de yer almaktadır. Perakende enerji bedeli ile faturalama hizmetlerine ilişkin bedelin toplamı ENERJİ Bedeli içinde yer almaktadır. DAĞITIM Bedelini ise; dağıtım sistemi kullanım, kayıp/kaçak, iletim sistemi kullanım ve sayaç okuma bedellerinin toplamı oluşturmaktadır.

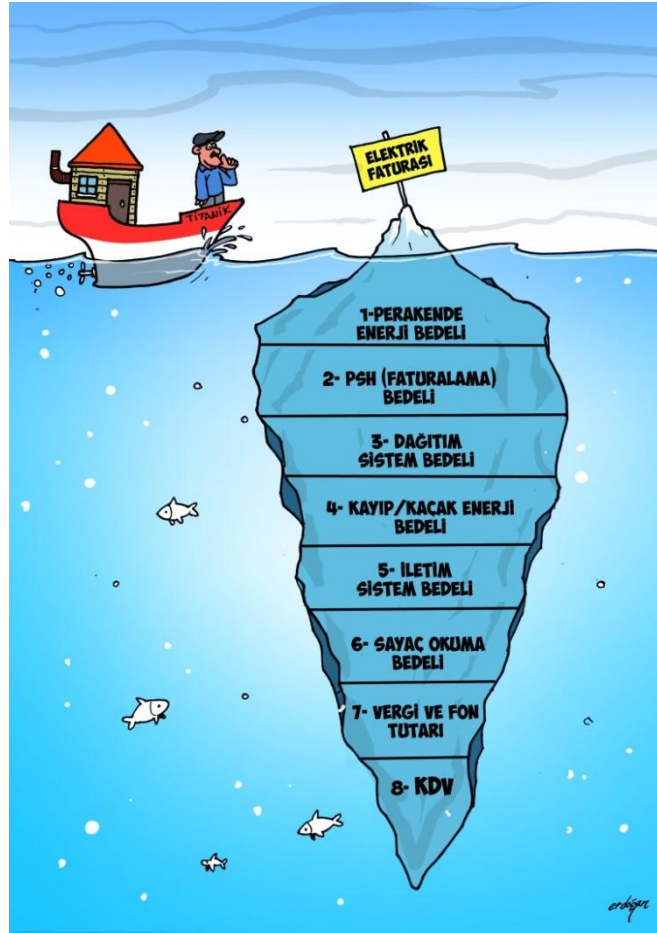
Ayrıca tüm abonelerin kullandıkları enerji miktarlarına karşılık gelen bedellerine % 1 oranında Enerji Fonu, sanayi aboneleri (7033 sayılı Kanun’da yapılan değişikliklerle) hariç diğer abonelere % 2 oranında TRT payı ve sanayi abone grubuna % 1 ve diğer abone gruplarına % 5 olmak üzere Belediye Tüketim Vergisi tahakkuk ettirilmektedir.





Şekil 1. Tek Terimli (Mesken-Ticarethane-Tarımsal Sulama-Aydınlatma) Abonesi Fatura İçeriği

EPDK tarafından yapılan mevzuat düzenlemesi ile **daha önce faturalarda ayrı ayrı olarak görünen bu bedeller 01 Ocak 2016 tarihinden sonra gizlenmiş** ve faturalara ENERJİ ve DAĞITIM bedelleri olarak iki kalemden yansıtılmaya başlanmıştır. Böylelikle EPDK, **elektrik abonelerinin hangi faaliyete ne kadar bedel ödediklerini öğrenemeyecekleri faturalama sistemi** ile 6502 sayılı Tüketicinin Korunması Hakkındaki Kanun'a da aykırı olarak vatandaşın bilgi alma hakkını engellemiştir.



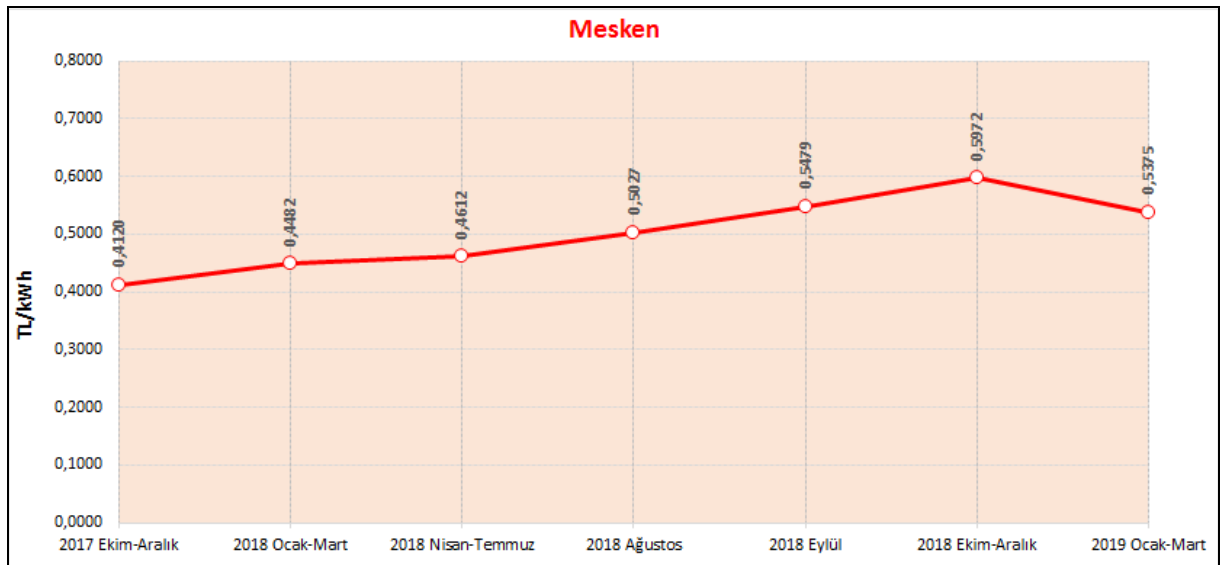
2.3 Tek Terimli TEK ZAMANLI (TTTZ) Tarifelerindeki Değişimler

Tanımında da yer aldığı üzere, günün tüm saatlerinde tek fiyat uygulanan tarife yapısına sahiptir.

01 Ekim 2017-01 Ocak 2019 tarihleri arasında EPDK tarafından onaylanan tarifeleri kapsayan Tek Terimli TEK ZAMANLI Mesken (AG) abonesinin tarifelerindeki değişimler Tablo 1 ve Grafik 1'de gösterilmektedir.

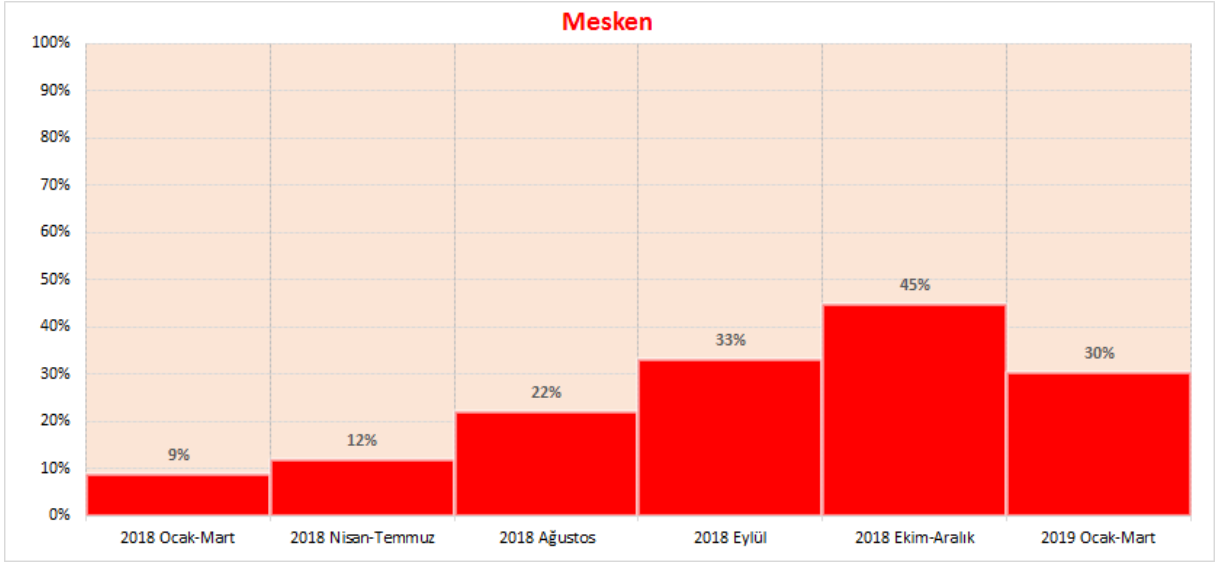
Tablo 1. Mesken Tarifeleri Gelişimi (TL/kWh)

DÖNEMİ (MESKEN-ALÇAK GERİLİM)	2017 YILI (EKİ_KAS- ARA)	2018 YILI (OCA_ŞUB- MAR)	2018 YILI (NİS_MAY- HAZ_TEM)	2018 YILI (AĞUSTOS)	2018 YILI (EYLÜL)	2018 YILI (EKİ-KAS- ARA)	2019 YILI (OCA-ŞUB- MAR)
Enerji Birim Bedeli (TL)	0,2161	0,2309	0,2447	0,2673	0,3027	0,3453	0,2791
Dağıtım Birim Bedeli (TL)	0,1157	0,1304	0,1266	0,1373	0,1374	0,1332	0,1541
Enerji ve Dağıtım Toplamı (TL)	0,3318	0,3614	0,3713	0,4046	0,4401	0,4785	0,4332
Vergi Fon Hariç Artış (%)		8,9	2,7	9,0	8,8	8,7	-9,5
% 1 Enerji Fonu (TL)	0,0022	0,0023	0,0024	0,0027	0,0030	0,0035	0,0028
% 2 TRT Payı (TL)	0,0043	0,0046	0,0049	0,0053	0,0061	0,0069	0,0056
% 5 BTV (TL)	0,0108	0,0115	0,0122	0,0134	0,0151	0,0173	0,0140
Vergi ve Fon Toplamı (TL)	0,0173	0,0185	0,0196	0,0214	0,0242	0,0276	0,0223
ARA TOPLAM	0,3491	0,3798	0,3908	0,4260	0,4643	0,5061	0,4555
KDV (% 18)	0,0628	0,0684	0,0703	0,0767	0,0836	0,0911	0,0820
FATURA TOPLAMI (TL)	0,4120	0,4482	0,4612	0,5027	0,5479	0,5972	0,5375
Önceki Döneme Göre Artış (%)		8,8	2,9	9,0	9,0	9,0	-10,0
31.12.2017 Tarihine Göre Artış (%)		8,8	11,9	22,0	33,0	45,0	30,5
FATURA TOPLAMI İÇİNDE							
Enerji Payı (%)	52,5	51,5	53,1	53,2	55,3	57,8	51,9
Dağıtım Payı (%)	28,1	29,1	27,4	27,3	25,1	22,3	28,7
Vergi ve Fon Payı (%)	19,5	19,4	19,5	19,5	19,7	19,9	19,4
TOPLAM (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0



Grafik 1. Mesken Tarifeleri Gelişimi

Mesken tarifelerinin 2017 yılı sonuna göre artış gösterdiği, önceki yıllarda tarife dönemleri 3'er aylık periyotlarla belirlenirken 2018 yılında Ağustos ve Eylül aylarında **artış yönünde tarife değişikliği** yapıldığı görülmektedir. Bu tarifelerin 2017 yılı sonuna göre her bir dönem için artış oranları Grafik 2'de gösterilmektedir. Grafikten de açıkça görüleceği üzere 2017 yılı sonuna göre 2018 yılı sonunda % 45 artış olmuş ancak yaklaşan yerel seçimler öncesinde, enerji bedelinde yapılan indirimle, 2019 yılı başından itibaren bir önceki döneme göre % 10 azalma olmuştur. Buna karşın **2019 yılı Ocak-Mart dönemi tarifesi 2017 yılı sonuna göre % 30** daha yüksektir.



Grafik 2. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Mesken Elektrik Tarife Artış Oranları

Tek Terimli Tek Zamanlı Mesken Tarifesine göre dört kişilik bir ailenin asgari yaşam standardında ortalama 230 kWh olarak öngörülen aylık elektrik tüketiminin tutarı, 1 Ocak 2019 tarihli tarifeye göre **123,6 TL** olmaktadır. Aynı şartlarda bir önceki dönem (31.12.2018) tüketim tutarı olan 137,4 TL'ye göre de % 10 indirimli gerçekleşmektedir. 2018'in son çeyreğinde asgari ücretin % 8,57'sine ulaşan elektrik bedeli, asgari ücretin artışı ve yerel seçim öncesi manevrası olan % 10'luk indirim sonrasında 123,6 TL düzeyi ile **asgari ücretin % 6,12'sini** oluşturmaktadır.

03 Ocak 2019 tarihinde Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) tarafından enflasyon verileri "2018 yılı Aralık ayında bir önceki aya göre % 0,40 düşüş, bir önceki yılın Aralık ayına göre % 20,30, bir önceki yılın aynı ayına göre % 20,30 ve on iki aylık ortalamalara göre % 16,33 artış gerçekleşti" şeklinde açıklanmıştır. Yukarıdaki Tablo 1 ile Grafik 1 ve Grafik 2'den de görüleceği üzere, Tek Terimli Tek Zamanlı Mesken Tarifesi aboneleri için 2018 yılı Aralık ayı tarifesinin bir önceki yılın aynı ayına göre artış oranı % 45,0 olarak gerçekleşmiştir. On iki aylık ortalama artış oranı ise % 21,8 olmuştur.

Tek Terimli Tek Zamanlı Mesken abone grubuna ait tablo incelendiğinde;

- 2019 yılı Ocak ayında yapılan zamların vergi ve fonlar hariç olmak üzere bir önceki döneme (31 Aralık 2018) göre % 9,5 oranında indirim yapıldığı,
- vergi ve fonlar dâhil edilmiş hali ile bir önceki döneme göre indirim oranının % 10,0 olduğu,
- vergi ve fonlar dâhil edilmiş hali ile 31.12.2017 tarihine göre zam oranının % 30,5 olduğu görülmektedir.

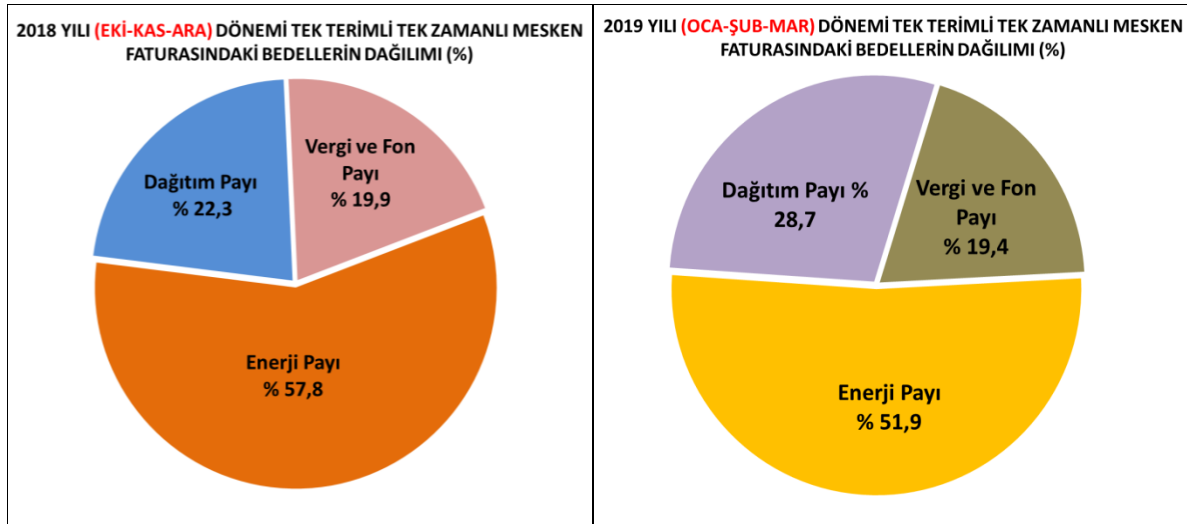
Söz konusu tabloda;

- 2018 yılı Ekim-Kasım-Aralık dönemine ait "Fatura Toplamı" içinde yer alan bedellerin dağılımına göz attığımızda da;

- Enerji bedeli payının % 57,8
- Dağıtım bedeli payının % 22,3
- Vergi ve FONLAR tutarı payının % 19,9 oranında yer aldığı görülmektedir.
- 2019 yılı Ocak-Şubat-Mart dönemindeki dağılımın ise;
 - Enerji bedeli payının % 51,9
 - Dağıtım bedeli payının % 28,7
 - Vergi ve FONLAR tutarı payının % 19,4 oranında olduğu görülmektedir.

2018 yılının son üç ayı ile 2019 yılının ilk üç ayı tarifelerine göre, mesken tarifesindeki bir abonenin faturasını oluşturan bileşenlerin dağılımları Grafik 3'te ayrı ayrı görülmektedir. Grafikteki dönemlere ait bileşenlerin dağılımı karşılaştırıldığında, **enerji bedelinin payı düştüğünde vergi ve fon paylarının da düştüğü, tersi durumda ise yükseldiği** görülmektedir.

2018 yılı sonunda toplam tarife içinde **Dağıtım Bedeli payı** % 22,3 iken 2019 yılı başında % 28,7'ye yükselmiştir. 2019 yılı başında bir önceki döneme göre tüketiciye **yansıyan tarife indirimi % 10 iken dağıtım şirketlerinin payı % 15,7** oranında artmıştır. Ayrıca **toplam tarife içindeki dağıtım bedeli** payında ara dönemlerde azalma olmasına karşın 2019 yılı başında göreceli olarak yüksek bir artış olmuş ve sonuçta **2017 yılı sonuna göre % 33,9** oranında artmıştır.



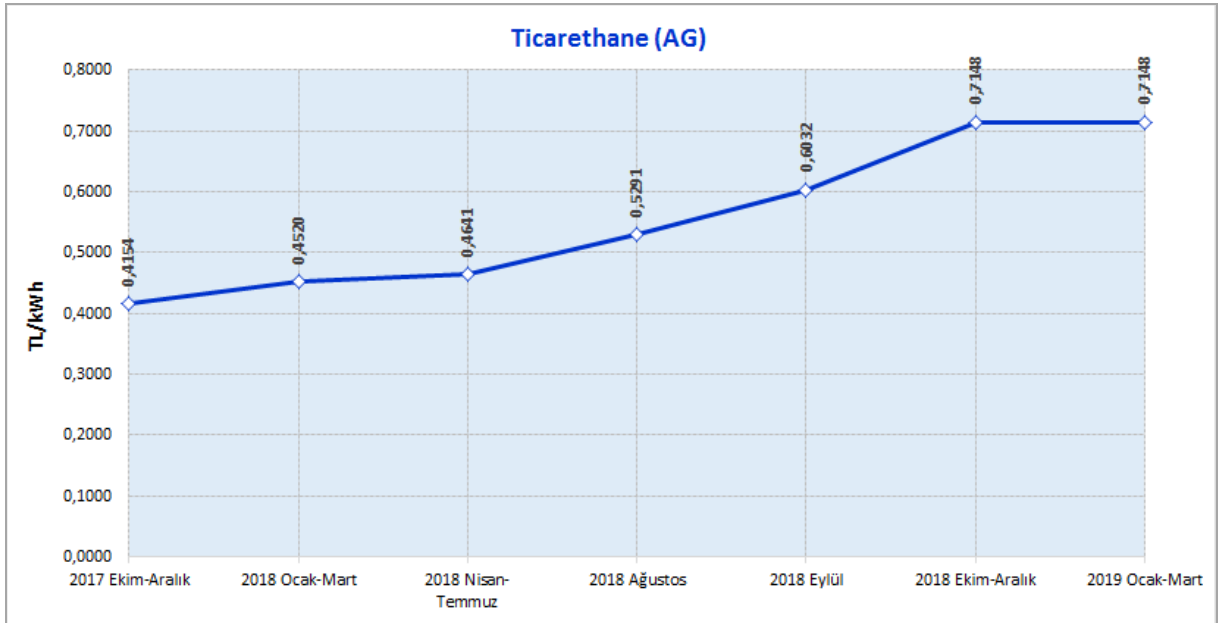
Grafik 3. Mesken Tarife Bileşenlerinin Dağılımı

Mesken grubu toplam tarife içinde yapılan son indirimle enerji bedeli payı düşürülmüş, buna karşılık dağıtım bedelinin payı artmıştır.

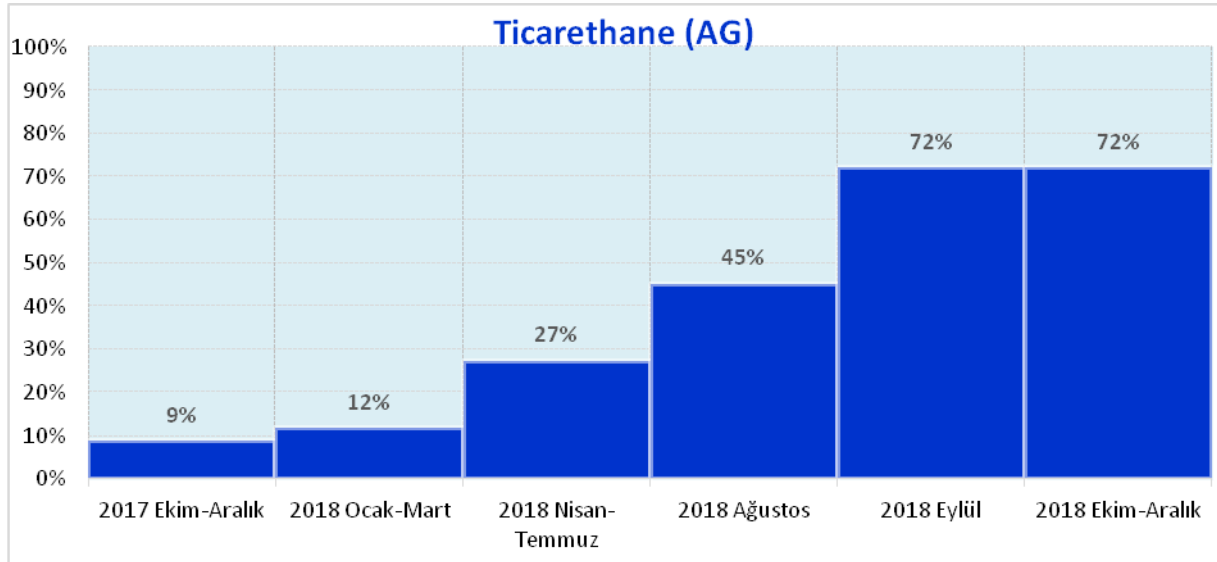
01 Ekim 2017-01 Ocak 2019 tarihleri arasında EPDK tarafından onaylanan tarifeleri kapsayan Tek Terimli TEK ZAMANLI Ticarethane (AG) Tarifelerindeki değişimler Tablo 2 ve Grafik 4'te gösterilmektedir.

Tablo 2. Ticarethane (AG) Tarifeleri Gelişimi (TL/kWh)

DÖNEMİ (TİCARETHANE-ALÇAK GERİLİM)	2017 YILI (EKİ_KAS- ARA)	2018 YILI (OCA_ŞUB- MAR)	2018 YILI (NİS_MAY- HAZ_TEM)	2018 YILI (AĞUSTOS)	2018 YILI (EYLÜL)	2018 YILI (EKİ-KAS- ARA)	2019 YILI (OCA-ŞUB- MAR)
Enerji Birim Bedeli (TL)	0,2162	0,2310	0,2447	0,2852	0,3433	0,4348	0,4150
Dağıtım Birim Bedeli (TL)	0,1186	0,1336	0,1290	0,1404	0,1405	0,1362	0,1576
Enerji ve Dağıtım Toplamı (TL)	0,3348	0,3646	0,3738	0,4256	0,4837	0,5710	0,5726
Vergi Fon Hariç Artış (%)		8,9	2,5	13,9	13,7	18,0	0,3
% 1 Enerji Fonu (TL)	0,0022	0,0023	0,0024	0,0029	0,0034	0,0043	0,0042
% 2 TRT Payı (TL)	0,0043	0,0046	0,0049	0,0057	0,0069	0,0087	0,0083
% 5 BTV (TL)	0,0108	0,0115	0,0122	0,0143	0,0172	0,0217	0,0208
Vergi ve Fon Toplamı (TL)	0,0173	0,0185	0,0196	0,0228	0,0275	0,0348	0,0332
ARA TOPLAM	0,3521	0,3831	0,3933	0,4484	0,5112	0,6058	0,6058
KDV (% 18)	0,0634	0,0689	0,0708	0,0807	0,0920	0,1090	0,1090
FATURA TOPLAMI (TL)	0,4154	0,4520	0,4641	0,5291	0,6032	0,7148	0,7148
Önceki Döneme Göre Artış (%)		8,8	2,7	14,0	14,0	18,5	0,0
31.12.2017 Tarihine Göre Artış (%)		8,8	11,7	27,4	45,2	72,1	72,1
FATURA TOPLAMI İÇİNDE							
Enerji Payı (%)	52,0	51,1	52,7	53,9	56,9	60,8	58,1
Dağıtım Payı (%)	28,5	29,6	27,8	26,5	23,3	19,1	22,0
Vergi ve Fon Payı (%)	19,4	19,3	19,5	19,6	19,8	20,1	19,9
TOPLAM (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

**Grafik 4.** Ticarethane (AG) Tarifeleri Gelişimi

Ticaretane toplam elektrik tarifelerinin 2017 yılı sonuna göre artış gösterdiği, aslında tarife dönemleri 3 aylık süreler olmasına karşın 2018 yılında Ağustos ve Eylül aylarında tarife artışı yapıldığı görülmektedir. Bu tarifenin 2017 yılı sonuna göre her bir dönem için artış oranları aşağıda Grafik 5'te gösterilmektedir. Grafikten de açıkça görüleceği üzere **2017 yılı sonuna göre 2018 yılı sonunda % 72 artış** olmuştur.

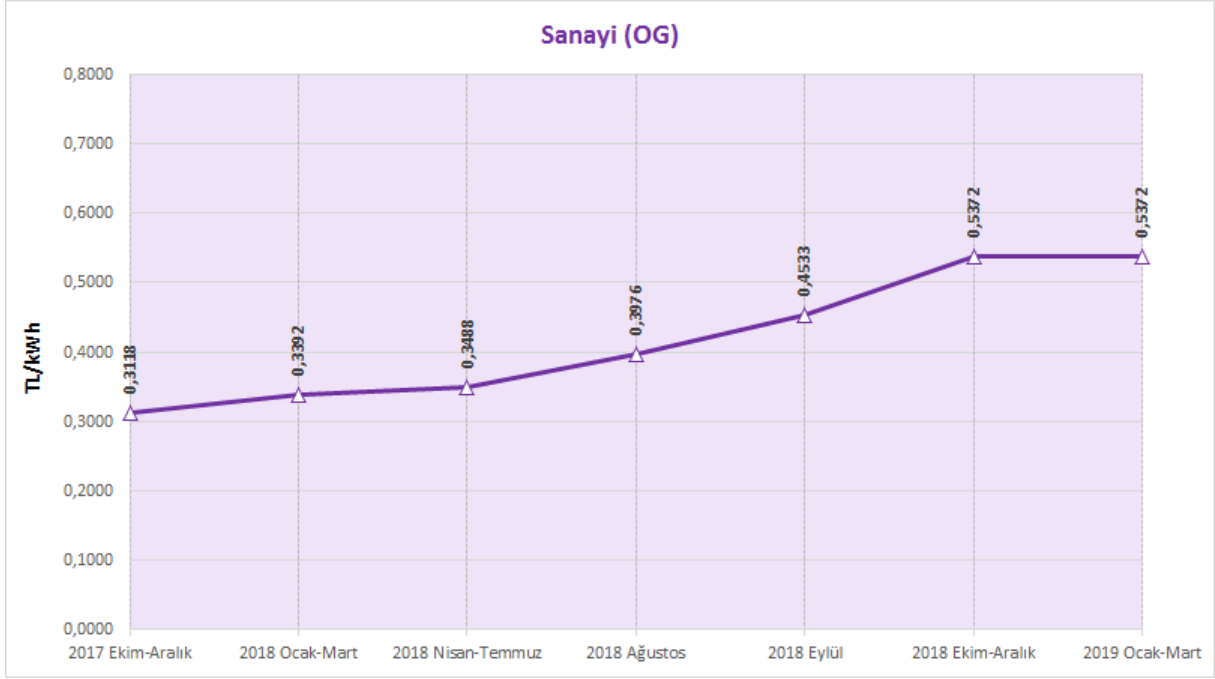


Grafik 5. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Ticarethane (AG) Elektrik Tarife Artış Oranları

01 Ekim 2017-01 Ocak 2019 tarihleri arasında EPDK tarafından onaylanan tarifeleri kapsayan Tek Terimli TEK ZAMANLI Sanayi (OG) Tarifelerindeki değişimler Tablo 3 ve Grafik 6'da gösterilmektedir.

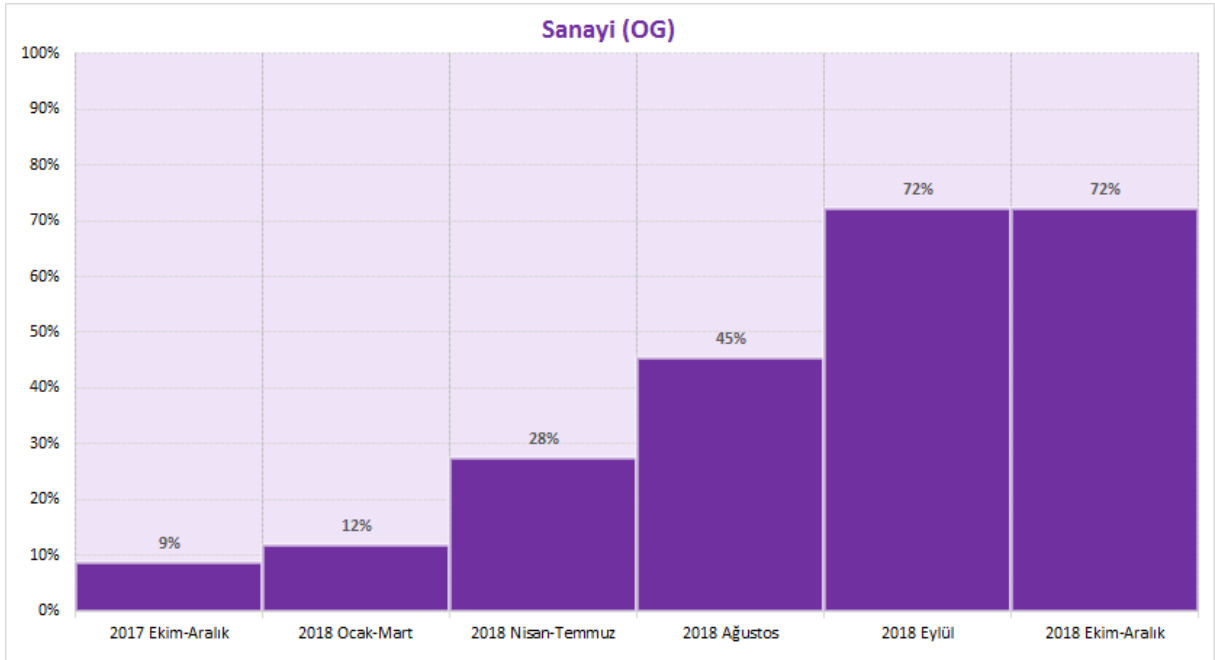
Tablo 3. Sanayi (OG) Tarifeleri Gelişimi (TL/kWh)

DÖNEMİ (SANAYİ-ORTA GERİLİM)	2017 YILI (EKİ_KAS- ARA)	2018 YILI (OCA_ŞUB- MAR)	2018 YILI (NİS_MAY- HAZ_TEM)	2018 YILI (AĞUSTOS)	2018 YILI (EYLÜL)	2018 YILI (EKİ-KAS- ARA)	2019 YILI (OCA-ŞUB- MAR)
Enerji Birim Bedeli (TL)	0,2052	0,2197	0,2298	0,2647	0,3110	0,3826	0,3726
Dağıtım Birim Bedeli (TL)	0,0550	0,0634	0,0612	0,0670	0,0670	0,0650	0,0751
Enerji ve Dağıtım Toplamı (TL)	0,2602	0,2831	0,2910	0,3317	0,3779	0,4476	0,4478
Vergi Fon Hariç Artış (%)		8,8	2,8	14,0	13,9	18,4	0,0
% 1 Enerji Fonu (TL)	0,0021	0,0022	0,0023	0,0026	0,0031	0,0038	0,0037
% 2 TRT Payı (TL)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
% 1 BTV (TL)	0,0021	0,0022	0,0023	0,0026	0,0031	0,0038	0,0037
Vergi ve Fon Toplamı (TL)	0,0041	0,0044	0,0046	0,0053	0,0062	0,0077	0,0075
ARA TOPLAM	0,2643	0,2875	0,2956	0,3370	0,3842	0,4552	0,4552
KDV (% 18)	0,0476	0,0517	0,0532	0,0607	0,0692	0,0819	0,0819
FATURA TOPLAMI (TL)	0,3118	0,3392	0,3488	0,3976	0,4533	0,5372	0,5372
Önceki Döneme Göre Artış (%)		8,8	2,8	14,0	14,0	18,5	0,0
31.12.2017 Tarihine Göre Artış (%)		8,8	11,9	27,5	45,4	72,3	72,3
FATURA TOPLAMI İÇİNDE							
Enerji Payı (%)	65,8	64,8	65,9	66,6	68,6	71,2	69,4
Dağıtım Payı (%)	17,6	18,7	17,5	16,8	14,8	12,1	14,0
Vergi ve Fon Payı (%)	16,6	16,5	16,6	16,6	16,6	16,7	16,6
TOPLAM (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0



Grafik 6. Sanayi (OG) Tarifeleri Gelişimi

Sanayi (OG) toplam elektrik tarifelerinin 2017 yılı sonuna göre artış gösterdiği, aslında tarife dönemleri 3 aylık süreler olmasına karşın 2018 yılında Ağustos ve Eylül aylarında tarife artışı yapıldığı görülmektedir. Bu tarifenin 2017 yılı sonuna göre her bir dönem için artış oranları aşağıda Grafik 7’de gösterilmektedir. Grafikten de açıkça görüleceği üzere **2017 yılı sonuna göre 2018 yılı sonunda % 72 artış** olmuştur.

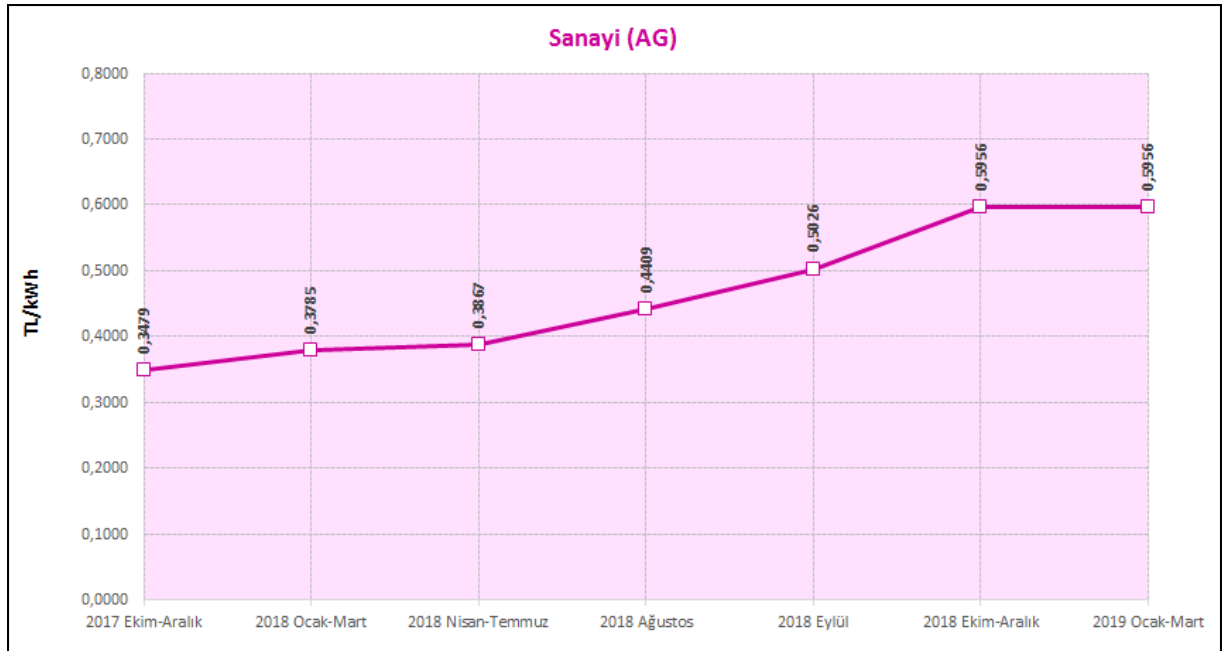


Grafik 7. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Sanayi (OG) Elektrik Tarife Artış Oranları

01 Ekim 2017-01 Ocak 2019 tarihleri arasında EPDK tarafından onaylanan tarifeleri kapsayan Tek Terimli TEK ZAMANLI Sanayi (AG) Tarifelerindeki değişimleri Tablo 4 ve Grafik 8’de gösterilmektedir.

Tablo 4. Sanayi (AG) Tarifeleri Gelişimi (TL/kWh)

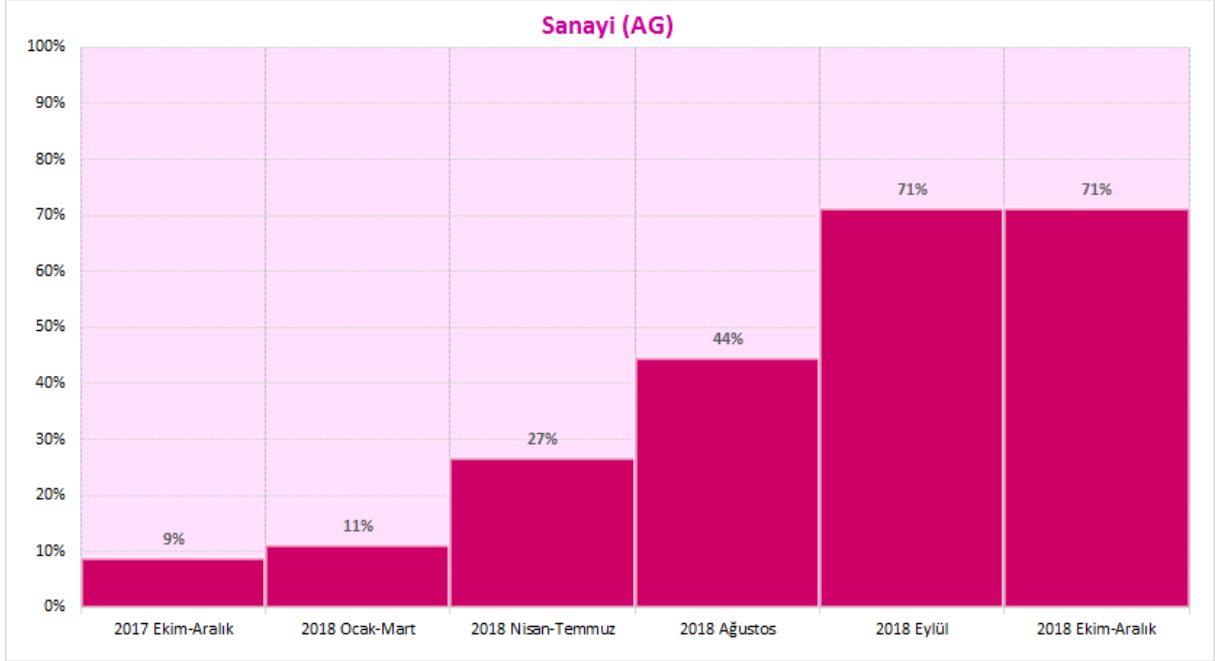
DÖNEMİ (SANAYİ-ALÇAK GERİLİM)	2017 YILI (EKİ_KAS- ARA)	2018 YILI (OCA_ŞUB- MAR)	2018 YILI (NİS_MAY- HAZ_TEM)	2018 YILI (AĞUSTOS)	2018 YILI (EYLÜL)	2018 YILI (EKİ-KAS- ARA)	2019 YILI (OCA-ŞUB- MAR)
Enerji Birim Bedeli (TL)	0,2052	0,2197	0,2298	0,2647	0,3160	0,3963	0,3809
Dağıtım Birim Bedeli (TL)	0,0855	0,0966	0,0933	0,1036	0,1037	0,1005	0,1163
Enerji ve Dağıtım Toplamı (TL)	0,2907	0,3164	0,3232	0,3683	0,4196	0,4968	0,4971
Vergi Fon Hariç Artış (%)		8,8	2,1	14,0	13,9	18,4	0,1
% 1 Enerji Fonu (TL)	0,0021	0,0022	0,0023	0,0026	0,0032	0,0040	0,0038
% 2 TRT Payı (TL)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
% 1 BTV (TL)	0,0021	0,0022	0,0023	0,0026	0,0032	0,0040	0,0038
Vergi ve Fon Toplamı (TL)	0,0041	0,0044	0,0046	0,0053	0,0063	0,0079	0,0076
ARA TOPLAM	0,2948	0,3208	0,3277	0,3736	0,4259	0,5047	0,5047
KDV (% 18)	0,0531	0,0577	0,0590	0,0673	0,0767	0,0909	0,0909
FATURA TOPLAMI (TL)	0,3479	0,3785	0,3867	0,4409	0,5026	0,5956	0,5956
Önceki Döneme Göre Artış (%)		8,8	2,2	14,0	14,0	18,5	0,0
31.12.2017 Tarihine Göre Artış (%)		8,8	11,2	26,7	44,5	71,2	71,2
FATURA TOPLAMI İÇİNDE							
Enerji Payı (%)	59,0	58,1	59,4	60,0	62,9	66,5	63,9
Dağıtım Payı (%)	24,6	25,5	24,1	23,5	20,6	16,9	19,5
Vergi ve Fon Payı (%)	16,4	16,4	16,4	16,5	16,5	16,6	16,5
TOPLAM (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0



Grafik 8. Sanayi (AG) Tarifeleri Gelişimi

Sanayi (AG) toplam elektrik tarifelerinin 2017 yılı sonuna göre artış gösterdiği, aslında tarife dönemleri 3 aylık süreler olmasına karşın 2018 yılında Ağustos ve Eylül aylarında tarife artışı yapıldığı görülmektedir. Bu tarifenin 2017 yılı sonuna göre her bir dönem için artış oranları aşağıda

Grafik 9'da gösterilmektedir. Grafikten de açıkça görüleceği üzere 2017 yılı sonuna göre 2018 yılı sonunda % 71 artış olmuştur.

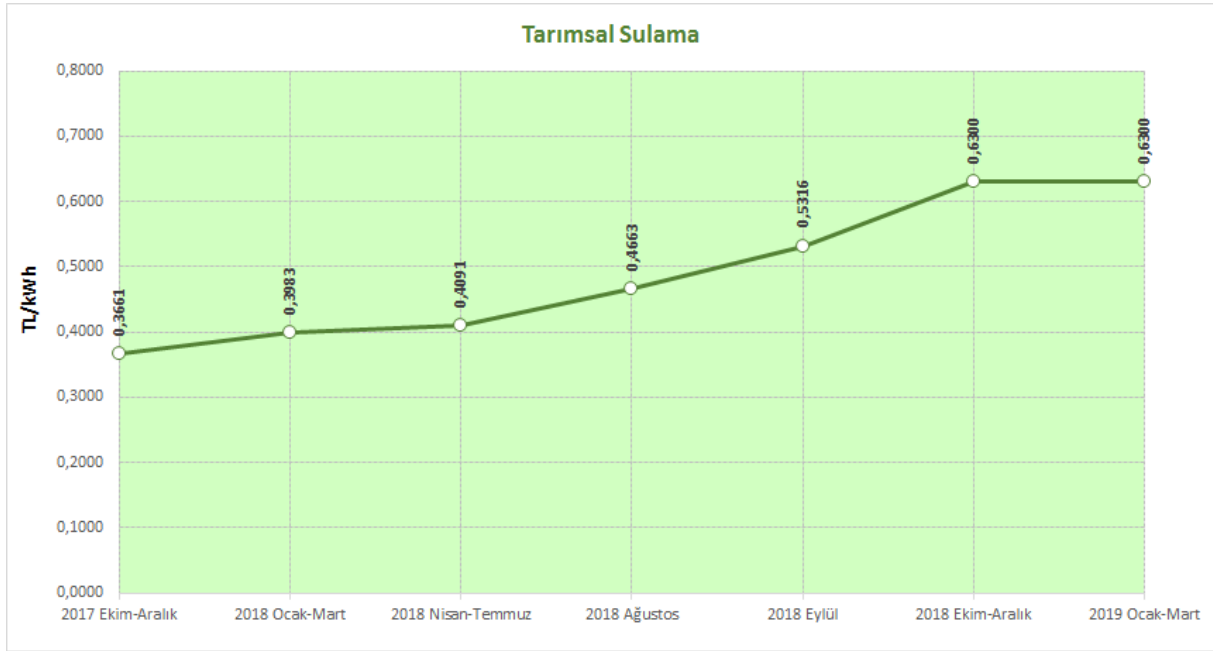


Grafik 9. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Sanayi (AG) Elektrik Tarife Artış Oranları

01 Ekim 2017-01 Ocak 2019 tarihleri arasında EPDK tarafından onaylanan tarifeleri kapsayan Tek Terimli TEK ZAMANLI Tarımsal Sulama abonesinin tarifelerindeki değişimler Tablo 5 ve Grafik 10'da gösterilmektedir.

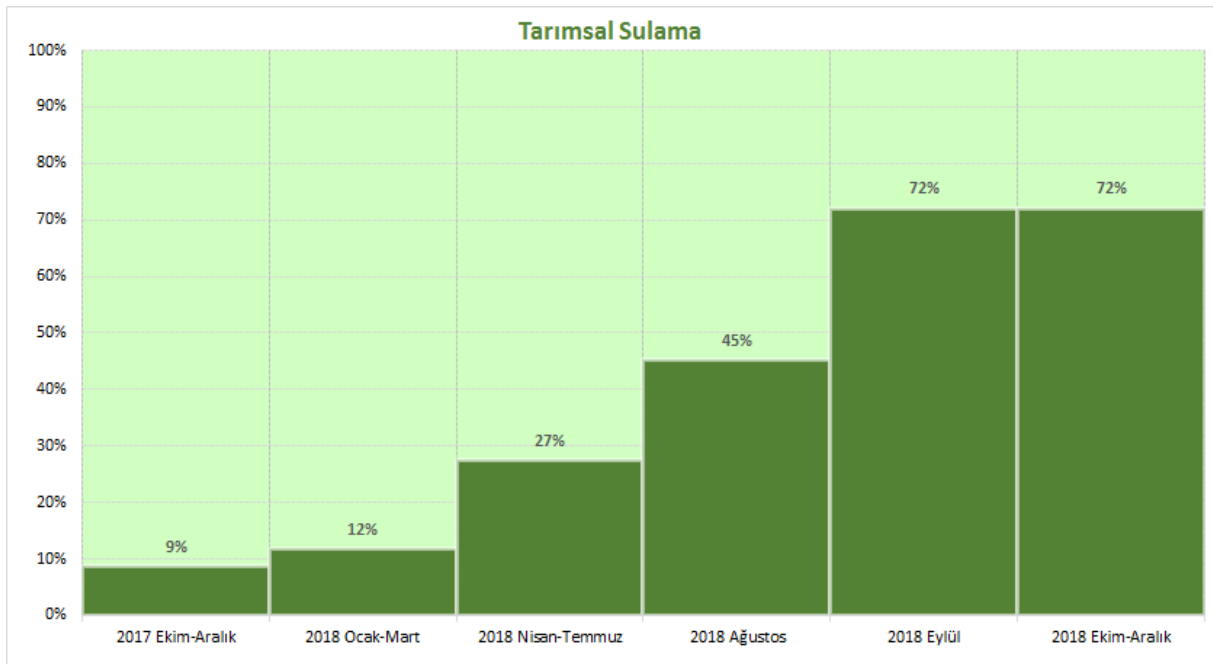
Tablo 5. Tarımsal Sulama Tarifeleri Gelişimi (TL/kWh)

DÖNEMİ (TARIMSAL SULAMA-ALÇAK GERİLİM)	2017 YILI (EKİ_KAS- ARA)	2018 YILI (OCA_ŞUB- MAR)	2018 YILI (NİS_MAY- HAZ_TEM)	2018 YILI (AĞUSTOS)	2018 YILI (EYLÜL)	2018 YILI (EKİ-KAS- ARA)	2019 YILI (OCA-ŞUB- MAR)
Enerji Birim Bedeli (TL)	0,1972	0,2111	0,2230	0,2591	0,3103	0,3907	0,3745
Dağıtım Birim Bedeli (TL)	0,0973	0,1096	0,1058	0,1154	0,1154	0,1119	0,1295
Enerji ve Dağıtım Toplamı (TL)	0,2945	0,3207	0,3288	0,3745	0,4257	0,5026	0,5039
Vergi Fon Hariç Artış (%)		8,9	2,5	13,9	13,7	18,1	0,3
% 1 Enerji Fonu (TL)	0,0020	0,0021	0,0022	0,0026	0,0031	0,0039	0,0037
% 2 TRT Payı (TL)	0,0039	0,0042	0,0045	0,0052	0,0062	0,0078	0,0075
% 5 BTV (TL)	0,0099	0,0106	0,0111	0,0130	0,0155	0,0195	0,0187
Vergi ve Fon Toplamı (TL)	0,0158	0,0169	0,0178	0,0207	0,0248	0,0313	0,0300
ARA TOPLAM	0,3103	0,3376	0,3467	0,3952	0,4505	0,5339	0,5339
KDV (% 18)	0,0558	0,0608	0,0624	0,0711	0,0811	0,0961	0,0961
FATURA TOPLAMI (TL)	0,3661	0,3983	0,4091	0,4663	0,5316	0,6300	0,6300
Önceki Döneme Göre Artış (%)		8,8	2,7	14,0	14,0	18,5	0,0
31.12.2017 Tarihine Göre Artış (%)		8,8	11,7	27,4	45,2	72,1	72,1
FATURA TOPLAMI İÇİNDE							
Enerji Payı (%)	53,9	53,0	54,5	55,6	58,4	62,0	59,4
Dağıtım Payı (%)	26,6	27,5	25,9	24,7	21,7	17,8	0,0
Vergi ve Fon Payı (%)	19,6	19,5	19,6	19,7	19,9	20,2	20,0
TOPLAM (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	79,5



Grafik 10. Tarımsal Sulama Tarifeleri Gelişimi

Tarımsal Sulama toplam elektrik tarifelerinin 2017 yılı sonuna göre artış gösterdiği, aslında tarife dönemleri 3 aylık süreler olmasına karşın 2018 yılında Ağustos ve Eylül aylarında tarife artışı yapıldığı görülmektedir. Bu tarifenin 2017 yılı sonuna göre her bir dönem için artış oranları aşağıda Grafik 11’de gösterilmektedir. Grafikten de açıkça görüleceği üzere **2017 yılı sonuna göre 2018 yılı sonunda % 71 artış** olmuştur.

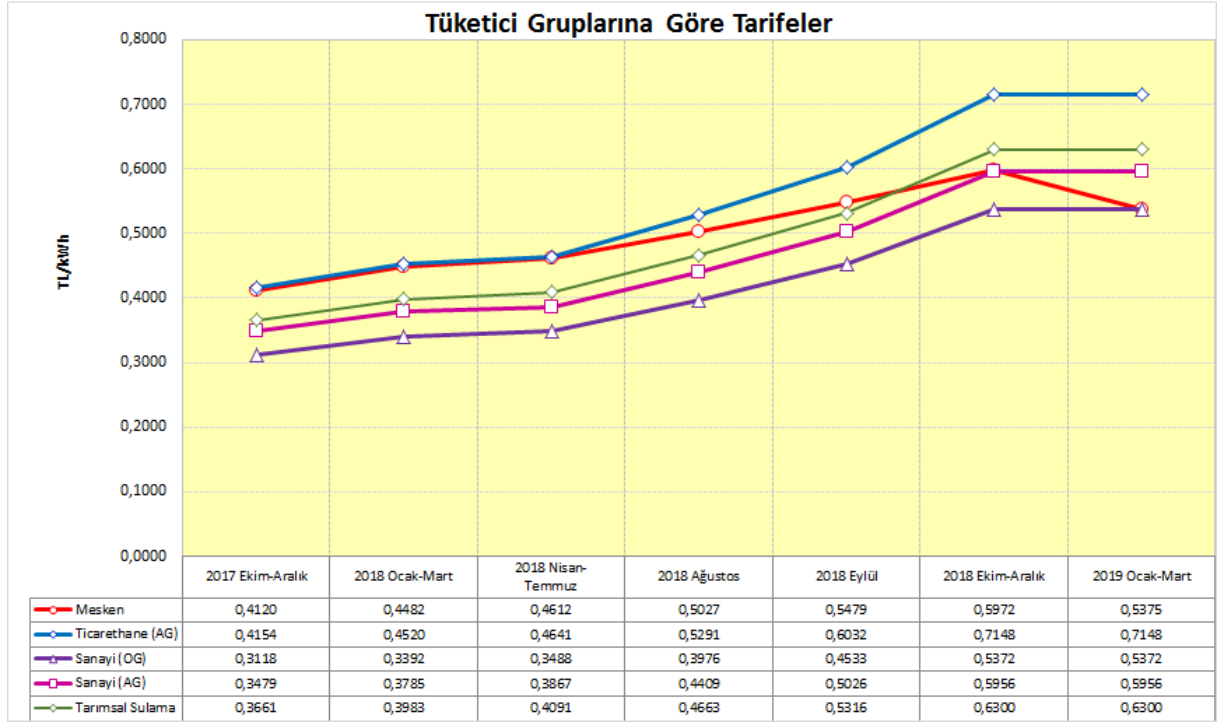


Grafik 11. 2017 Yılı Sonuna Göre Dönemsel Olarak Tarımsal Sulama Elektrik Tarife Artış Oranları

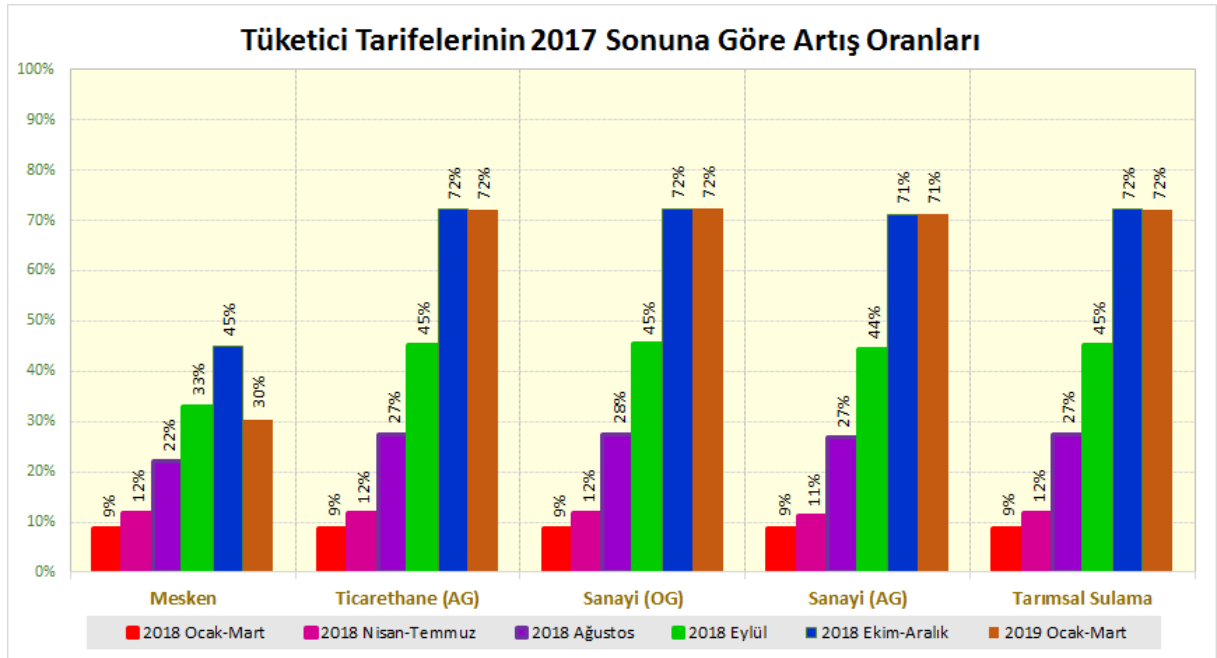
Bütün tüketici grupları için 2017 sonu-2019 başı arasında elektrik fiyatları % 30,5-72,1 oranlarında artmış olup, artışlar kamuoyuna iftiharla açıklanan **% 20,3 oranındaki yıllık enflasyonun 1,5-3,5 katıdır.**

Tüketici gruplarına göre dönemler için tarife değerleri aşağıda Grafik 12’de gösterilmiştir. 2017 yılı sonundan 2018 yılı sonuna kadar tüm grupların tarifelerinde artış olurken 2019 yılı ilk dönemi için

mesken tarifesinde indirim yapılmış, diğer grupların tarifeleri bir önceki dönem ile aynı tutulmuştur. Grafik 13 tüketici gruplarına göre tarife değerlerinin 2017 yılı sonuna göre değişim oranlarını göstermektedir.



Grafik 12. Dönemlere Göre Tüketici Grupları için Toplam Fatura Tarifeleri (TL/kWh)



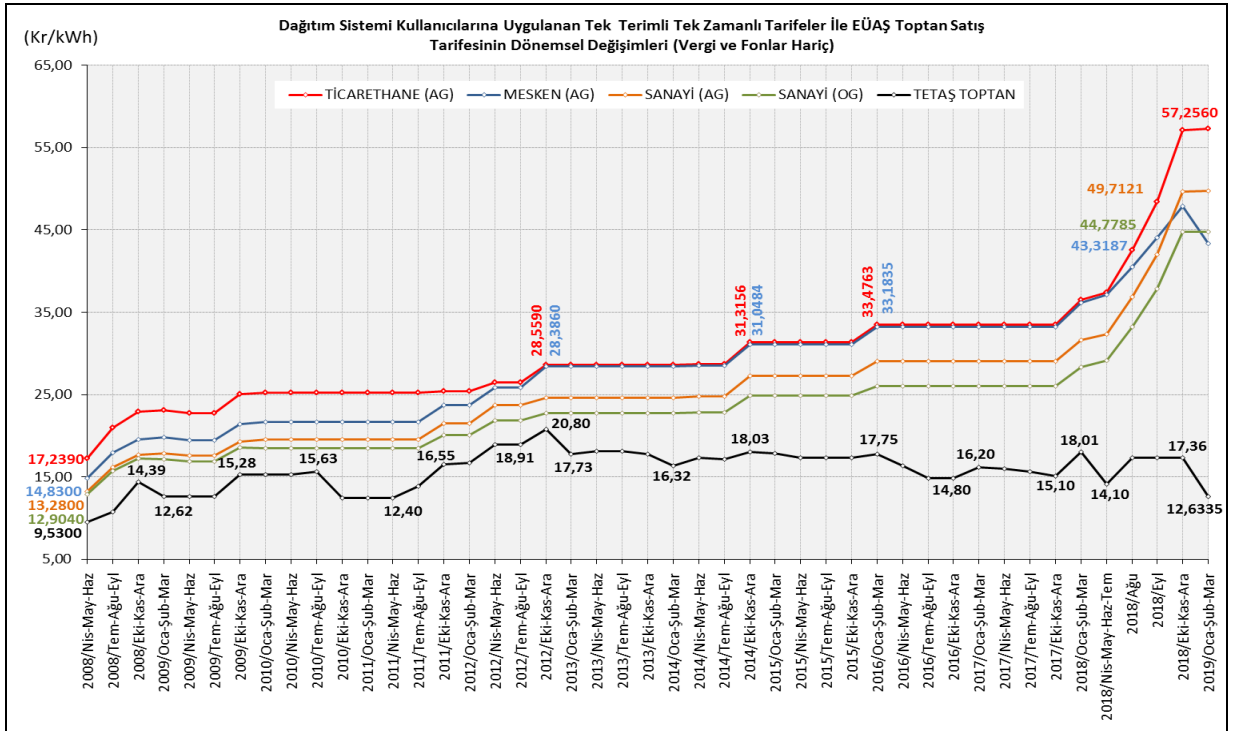
Grafik 13. 2017 yılı Sonuna Göre Tüketici Grupları Toplam Fatura Tarifelerinin Artış Oranları

Diğer taraftan, yukarıda yer alan tablo ve grafiklerde de görüleceği üzere, EPDK tarafından dönemsel bazda belirlenen tarife bileşenlerinden ENERJİ ve DAĞITIM bedeli tutarlarına göre, fatura içindeki vergi ve fon tutarları ile faturayı oluşturan bedellerin payları da değişmektedir. Enerji bedelinin artması vergi ve fon artışını da beraberinde getirmekte ve fatura toplamını etkilemektedir.

Enerji ve Dağıtım bedellerinin toplamı ile belirlenen birim tarife bedeli, cari dönem itibarıyla bir önceki döneme göre değişmemiş olsa bile, Enerji ve Dağıtım bedellerine yapılan (birim tarife bedelinde değişiklik yaratmayacak şekilde enerji bedeli artarken dağıtım bedelinin düşürülmesi veya tam tersi durum gibi) indirim veya zamlar doğal olarak faturanın toplam bedeline de yansımaktadır. Bu durumun belirleyici bileşeni de enerji bedelidir.

Çünkü enerji bedelinin tarife içindeki payının artması ile TRT Payı'nın tutarı, Enerji Fonu tutarı ve Belediye Tüketim Vergisi tutarı artmakta, dolayısıyla KDV matrahını oluşturan tutarın da yükselmesine neden olmaktadır. Bu durum, doğal olarak faturanın, vergi ve fonlardan kaynaklı artışı anlamına gelmektedir.

Maliyet bazlı fiyatlandırma dönemini de kapsayan; Tek Terimli Tek Zamanlı Mesken (AG), Ticarethane (AG), Sanayi (OG) ve Sanayi (AG) tarifeleri ile Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)'nin (EÜAŞ'ye devredilmeden önce TETAŞ'ın) kayıp/kaçak ve aydınlatma tüketimleri için dağıtım şirketleri ve perakende satışları için görevli tedarik şirketlerine uyguladığı toptan satış tarifelerinin (vergi ve fonlar hariç olmak üzere) dönemsel değişimine ait Grafik 14 aşağıda yer almaktadır.



Grafik 14. Tüketici Gruplarına Göre Tarifeler ve EÜAŞ Toptan Satış Tarifelerinin Değişimleri

Bu grafikte dikkat çekici en önemli husus, bir kamu üretim şirketi olan EÜAŞ'ın toptan satış fiyatında dağıtım şirketlerine yapmış olduğu indirimdir. EÜAŞ, dağıtım ve görevli tedarik şirketlerine yapmış olduğu toptan elektrik enerjisi satışlarında, 17,36 kr/kWh olan bir önceki dönem tarifesinde % 27,2 oranında (4,7275 kr/kWh) indirim yaparak 1 Ocak 2019 tarifesini 12,6335 kr/kWh (Grafik 14) olarak belirlemiş ve şirketlere (yıllık bazda 5-5,5 milyar TL gibi) önemli bir destek sağlamıştır. Bu indirimler hiçbir dönemde elektrik enerjisi kullanıcılarının tarifelerine yansıtılmamış, dağıtım ve görevli tedarik şirketlerine kaynak aktarmanın bir yolu olarak kullanılmıştır.

2.4 Elektrik Fiyat Tarifelerindeki Tüketici Aleyhine Uygulamalar

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından Çok Zamanlı Tarife yapısı üzerine yapılan çalışmalar 1990'lı yılların sonlarında başlamış, Elektrik İç Tesisleri Yönetmeliği'nde yapılan değişikliğin 08.12.2000 tarihinde yayımlanması ile birlikte de uygulanmasına başlanmıştır.

Elektrik İç Tesisleri Yönetmeliği'nin 18. maddesine eklenen fıkra “Yönetmelik değişikliğinin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren bir yıllık geçiş süresini müteakip, çok basit tarım binaları, barakalar, basit köy evleri hariç yeni yapılardaki tesislere ait enerji ölçme sistemleri Elektrik Tarifeleri Yönetmeliği'ne uygun puant tarife özelliklerine sahip olmalıdır” hükmünü içermektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Çok Zamanlı Tarife'nin yaygınlaştırılarak, kısaca; kullanıcılar teşvik edilmek suretiyle, elektrik enerjisi ile ilgili aktivitelerini puant zaman aralığından günün diğer zamanlarına kaydırarak yapmalarını ve böylelikle sistem verimliliğinin artırılmasını ve ilave üretim ünitelerinin işletmeye girmesinin önlenmesini amaçlamıştır.

Böylelikle;

- enerji nakli için şebekede akıma bağlı olarak fazladan oluşan teknik kayıplar engellenmiş ve
- puant saatlerdeki pahalı enerjinin perakende satış tarifeleri üzerindeki fiyat etkisinin kısmen azaltılması sağlanmış olacaktır.

Bu nedenledir ki çok zamanlı tarifenin, kullanıcılar tarafından ekonomik anlamda tercih edilebilir bir teşvik özelliğini içermesi ve bu anlayış ile belirlenmesi gerekmektedir.

EPDK tarafından açıklanan tarifelerde, “TEK TERİMLİ ÇOK (ÜÇ) ZAMANLI” tarife gruplarına yapılan artış (zam) oranları “TEK TERİMLİ TEK ZAMANLI” tarife gruplarına yapılan zam oranlarına göre önemli farklılıklar içermektedir. Bu nedenle, Tek Terimli Çok Zamanlı Tarifeyi tercih edip bilinçli olarak tüketimini tarifenin en düşük olduğu GECE (22.00-06.00) saatlerine kaydıran tüketicilerin, üç zaman dilimindeki tüketim miktarlarını dikkate alarak tarifelerini tekrar değerlendirmeleri gerekmektedir. Aksi halde **bu tarife grubunu seçerek bir ölçüde bütçesine de katkı sağlamayı düşünen aboneler (aylık toplam tüketim miktarının üç zaman dilimindeki dağılımına göre) kendi bütçelerine değil, farkında olmadan görevli tedarik şirketinin gelirlerine katkı sağlamış olacaklardır.**

Tek Terimli Çok Zamanlı Tarifeyi tercih eden aboneler tüketimlerinin bir bölümünü gece saatlerine kaydırmak durumunda olduklarının bilincindedir. Ancak yapılan aşırı ve orantısız zamlar, özellikle mesken tüketicilerini GÜNDÜZ ve PUANT (06.00-17.00 ve 17.00-22.00 saatleri arası) zaman dilimindeki günlük aktivitelerinin büyük bölümünü gece saatlerine kaydırmaya mahkûm edecek bir özellik taşımaktadır.

TEK TERİMLİ ÇOK ZAMANLI



01.01.2016 tarihinden itibaren uygulamaya konulan tarifelerde, bir önceki döneme göre “TEK TERİMLİ ÇOK ZAMANLI” tarife grubunda enerji bedeline aşırı zamlar yapılmış ve günümüze kadar geçen dönemlerde de, diğer tarife grupları ile oluşan bu fark artırılarak devam ettirilmiştir.

Aynı yapı içinde komşu olan iki konuttan birinin “Tek Terimli **Tek** zamanlı” tarifeyi, diğerinin de “Tek Terimli **Çok** Zamanlı” MESKEN tarifesini seçmeleri elbette kullanıcıların bireysel tercihleridir. Ancak her iki konutun da MESKEN ve Elektrik Piyasası Kanunu’nda da yer aldığı üzere eşit taraflar olması göz ardı edilmemeli ve tarifelerindeki dönemsel değişimlerde de eşitlik sağlanmalıdır.

Gerek elektrik sisteminin verimliliği açısından gerekse aboneye olası ekonomik katkısı bakımından “Tek Terimli Çok Zamanlı” Tarife yapısının tüketici tarafından tercih edilmesi için teşvik edici özellik taşıması gerektiği yukarıda vurgulanmıştır. Bu anlayışı içeren tarife yapısı ile puant saatlerde artan tüketimin günün diğer saatlerine kaydırılarak gereksiz hat kayıplarının ve işletmeye ilave üretim santrali sokulma gereğinin önüne geçilerek elektrik enerjisi tüketiminde “VERİMLİLİĞİN” artırılması amaçlanmalıdır. Bu tarife yapısının; üretim, iletim ve dağıtım yatırımlarının planlamasını etkileyen önemli bir işlevi de bulunmaktadır. Bilinçli tüketicinin bu tarife grubunu tercih edişindeki en önemli etken ise aylık elektrik faturası üzerinden bütçesine bir ölçüde de olsa katkı sağlamak olmalıdır.

Günümüzde, Tek Zamanlı Tarifeye göre farklı ve orantısız zam oranları sonucu “Tek Terimli Çok (Üç) Zamanlı” Mesken Tarifesini tercih eden tüketiciler adeta cezalandırılmış ve Kanun’da belirtilenin aksine eşit taraflar arasında ciddi bir dengesizlik yaratılmıştır.

Mesken abonesi tarifelerinin dönemsel değişimlerini gösteren, **Enerji+Dağıtım** bedeli ile **Enerji** bedelini içeren Tablo 6 ve Tablo 7 aşağıda yer almaktadır.

Vergi ve fon hariç olmak üzere Mesken (AG) Tarifesi (Enerji Bedeli) Tablosunda 01.01.2016 tarihinden geçerli olan 2016/Ocak-Şubat-Mart dönemi zam oranları incelendiğinde;

- **Tek Zamanlı Tarifede ENERJİ Bedelinde bir önceki döneme göre yapılan % 7,5 artışa karşılık**
- **Çok (Üç) Zamanlı Tarifede yapılan artışlarda GÜNDÜZ tarifesinin % 17,06 oranında, PUANT tarifesinin % 10,16 oranında ve GECE tarifesinin % 43,69 oranında artırıldığı (zam yapıldığı)**

görülmektedir.

01.01.2016 tarihinde yapılan bu artışlar günümüze (Şubat 2019) kadar devam ettirilmiş ve 2018 yılı Ağustos ayı tarifeleri ile birlikte (Tablo 6’da görüleceği üzere) Çok Zamanlı tarifenin Gündüz saatlerine ait ENERJİ bedeli de ilk kez Tek Zamanlı Tarifedeki enerji bedelinin üzerine çıkmıştır. Bu haliyle de özellikle mesken kullanıcıları tarafından tercih edilebilir hiçbir yönü kalmamıştır.

Tablo 6. Tek Zamanlı ve Üç Zamanlı Tarife (ENERJİ BEDELİ) Gelişimi

MESKEN (AG) TARİFESİ (Enerji Bedeli) DEĞİŞİMLERİ (Kr/kWh) ve DEĞİŞİM ORANLARI (%) (Vergi ve Fonlar Hariç)								
DÖNEMİ	TEK ZAMANLI	GÜNDÜZ 06.00-17.00	PUANT 17.00-22.00	GECE 22.00-06.00	TZ	GNZ	PNT	GC
	Kr/kWh	Kr/kWh	Kr/kWh	Kr/kWh	%	%	%	%
2010/Oca-Şub-Mar	15,6060	14,3316	26,0800	5,8828				
2010/Nis-May-Haz	15,6060	14,3316	26,0800	5,8828	0,00	0,00	0,00	0,00
2010/Tem-Ağu-Eyl	15,6060	14,3316	26,0800	5,8828	0,00	0,00	0,00	0,00
2010/Eki-Kas-Ara	15,6060	14,3316	26,0800	5,8828	0,00	0,00	0,00	0,00
2011/Oca-Şub-Mar	14,7693	13,4949	25,2433	5,0461	-5,36	-5,84	-3,21	-14,22
2011/Nis-May-Haz	14,8862	13,6118	25,3602	5,1630	0,79	0,87	0,46	2,32
2011/Tem-Ağu-Eyl	14,8620	13,5876	25,3360	5,1388	-0,16	-0,18	-0,10	-0,47
2011/Eki-Kas-Ara	16,3432	15,0389	27,1130	6,3322	9,97	10,68	7,01	23,22
2012/Oca-Şub-Mar	16,1086	14,8043	26,8784	6,0976	-1,44	-1,56	-0,87	-3,70
2012/Nis-May-Haz	18,1648	16,6940	30,3092	6,8759	12,76	12,76	12,76	12,76
2012/Tem-Ağu-Eyl	18,1648	16,6940	30,3092	6,8759	0,00	0,00	0,00	0,00
2012/Eki-Kas-Ara	20,4630	18,8061	34,1440	7,7458	12,65	12,65	12,65	12,65
2013/Oca-Şub-Mar	20,4630	18,8061	34,1440	7,7458	0,00	0,00	0,00	0,00
2013/Nis-May-Haz	21,3874	19,7306	35,0684	8,6703	4,52	4,92	2,71	11,93
2013/Tem-Ağu-Eyl	20,3752	18,7183	34,0562	7,6580	-4,73	-5,13	-2,89	-11,68
2013/Eki-Kas-Ara	20,6226	18,9657	34,3036	7,9054	1,21	1,32	0,73	3,23
2014/Oca-Şub-Mar	20,7900	19,1331	34,4710	8,0728	0,81	0,88	0,49	2,12
2014/Nis-May-Haz	20,5580	18,9011	34,2890	7,7908	-1,12	-1,21	-0,53	-3,49
2014/Tem-Ağu-Eyl	20,7728	19,1159	34,5038	8,0056	1,04	1,14	0,63	2,76
2014/Eki-Kas-Ara	21,8111	20,0713	36,2283	8,4057	5,00	5,00	5,00	5,00
2015/Oca-Şub-Mar	21,6738	19,9340	36,0910	8,2684	-0,63	-0,68	-0,38	-1,63
2015/Nis-May-Haz	21,4581	19,7183	35,8753	8,0527	-1,00	-1,08	-0,60	-2,61
2015/Tem-Ağu-Eyl	20,1285	18,3887	34,5457	6,7231	-6,20	-6,74	-3,71	-16,51
2015/Eki-Kas-Ara	19,8545	18,1147	34,2717	6,4491	-1,36	-1,49	-0,79	-4,08
2016/Oca-Şub-Mar	21,3428	21,2042	37,7543	9,2669	7,50	17,06	10,16	43,69
2016/Nis-May-Haz	21,9475	21,8089	38,7426	9,5754	2,83	2,85	2,62	3,33
2016/Tem-Ağu-Eyl	22,1020	21,9634	38,8971	9,7299	0,70	0,71	0,40	1,61
2016/Eki-Kas-Ara	22,1020	21,9634	38,8971	9,7299	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Oca-Şub_Mar	21,4058	21,2672	38,2009	9,0337	-3,15	-3,17	-1,79	-7,16
2017/Nis-May-Haz	21,4058	21,2672	38,2009	9,0337	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Tem-Ağu-Eyl	21,4058	21,2672	38,2009	9,0337	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Eki-Kas-Ara	21,6100	21,4715	38,4052	9,2380	0,95	0,96	0,53	2,26
2018/Oca-Şub-Mar	23,0927	22,9446	41,0400	9,8718	6,86	6,86	6,86	6,86
2018/Nis-May-Haz-Tem	24,4666	24,3097	43,4817	10,6691	5,95	5,95	5,95	8,08
2018/Ağu	26,7294	27,2436	45,9710	12,2674	9,25	12,07	5,72	14,98
2018/Eyl	30,2732	30,8337	51,2465	14,5096	13,26	13,18	11,48	18,28
2018/Eki-Kas-Ara	34,5298	35,1408	57,3907	17,3475	14,06	13,97	11,99	19,56
2019/Oca-Şub_Mar	27,9098	28,4597	48,4846	12,4458	-19,17	-19,01	-15,52	-28,26

Tablo 7. Tek Zamanlı ve Üç Zamanlı Tarife Gelişimi

MESKEN (AG) TARİFESİ (Enerji+Dağıtım Bedeli) DEĞİŞİMLERİ (Kr/kWh) ve DEĞİŞİM ORANLARI (%) (Vergi ve Fonlar Hariç)								
DÖNEMİ	TEK ZAMANLI	GÜNDÜZ 06.00-17.00	PUANT 17.00-22.00	GECE 22.00-06.00	TZ	GNZ	PNT	GC
	Kr/kWh	Kr/kWh	Kr/kWh	Kr/kWh	%	%	%	%
2010/Oca-Şub-Mar	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357				
2010/Nis-May-Haz	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357	0,00	0,00	0,00	0,00
2010/Tem-Ağu-Eyl	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357	0,00	0,00	0,00	0,00
2010/Eki-Kas-Ara	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357	0,00	0,00	0,00	0,00
2011/Oca-Şub-Mar	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357	0,00	0,00	0,00	0,00
2011/Nis-May-Haz	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357	0,00	0,00	0,00	0,00
2011/Tem-Ağu-Eyl	21,6590	20,3846	32,1329	11,9357	0,00	0,00	0,00	0,00
2011/Eki-Kas-Ara	23,7341	22,4298	34,5039	13,7231	9,58	10,03	7,38	14,97
2012/Oca-Şub-Mar	23,7341	22,4298	34,5039	13,7231	0,00	0,00	0,00	0,00
2012/Nis-May-Haz	25,8865	24,4157	38,0309	14,5976	9,07	8,85	10,22	6,37
2012/Tem-Ağu-Eyl	25,8865	24,4157	38,0309	14,5976	0,00	0,00	0,00	0,00
2012/Eki-Kas-Ara	28,3860	26,7291	42,0670	15,6688	9,66	9,48	10,61	7,34
2013/Oca-Şub-Mar	28,3860	26,7291	42,0670	15,6688	0,00	0,00	0,00	0,00
2013/Nis-May-Haz	28,3860	26,7291	42,0670	15,6688	0,00	0,00	0,00	0,00
2013/Tem-Ağu-Eyl	28,3860	26,7291	42,0670	15,6688	0,00	0,00	0,00	0,00
2013/Eki-Kas-Ara	28,3860	26,7291	42,0670	15,6688	0,00	0,00	0,00	0,00
2014/Oca-Şub-Mar	28,3860	26,7291	42,0670	15,6688	0,00	0,00	0,00	0,00
2014/Nis-May-Haz	28,4860	26,8291	42,2170	15,7188	0,35	0,37	0,36	0,32
2014/Tem-Ağu-Eyl	28,4860	26,8291	42,2170	15,7188	0,00	0,00	0,00	0,00
2014/Eki-Kas-Ara	31,0484	29,3086	45,4656	17,6430	9,00	9,24	7,70	12,24
2015/Oca-Şub-Mar	31,0485	29,3087	45,4657	17,6431	0,00	0,00	0,00	0,00
2015/Nis-May-Haz	31,0485	29,3087	45,4657	17,6431	0,00	0,00	0,00	0,00
2015/Tem-Ağu-Eyl	31,0485	29,3087	45,4657	17,6431	0,00	0,00	0,00	0,00
2015/Eki-Kas-Ara	31,0485	29,3087	45,4657	17,6431	0,00	0,00	0,00	0,00
2016/Oca-Şub-Mar	33,1835	33,0449	49,5950	21,1076	6,88	12,75	9,08	19,64
2016/Nis-May-Haz	33,1833	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,77	-1,40
2016/Tem-Ağu-Eyl	33,1833	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,00	0,00
2016/Eki-Kas-Ara	33,1833	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Oca-Şub_Mar	33,1833	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Nis-May-Haz	33,1833	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Tem-Ağu-Eyl	33,1833	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,00	0,00
2017/Eki-Kas-Ara	33,1832	33,0447	49,9784	20,8112	0,00	0,00	0,00	0,00
2018/Oca-Şub-Mar	36,1371	35,9890	54,0844	22,9162	8,90	8,91	8,22	10,11
2018/Nis-May-Haz-Tem	37,1251	36,9682	56,1402	23,3276	2,73	2,72	3,80	1,80
2018/Ağu	40,4614	40,9756	59,7030	25,9994	8,99	10,84	6,35	11,45
2018/Eyl	44,0119	44,5724	64,9852	28,2483	8,78	8,78	8,85	8,65
2018/Eki-Kas-Ara	47,8504	48,4614	70,7113	30,6681	8,72	8,73	8,81	8,57
2019/Oca-Şub_Mar	43,3187	43,8686	63,8935	27,8547	-9,47	-9,48	-9,64	-9,17

Mesken dışındaki tarife grupları için de benzer uygulama söz konusu olmuş, Tek ve Çok (Üç) Zamanlı Tarifelerde farklı zam oranları ile özellikle GECE (22.00-06.00 saatleri) tariflerine önemli ölçüde orantısız zamlar yapılmıştır. Özellikle Ticarethane ve Tarımsal Sulama grubuna dâhil abonelerde de benzer farklılıklar söz konusudur. 01.01.2019 tarihinden itibaren uygulanmaya başlayan Mesken Tariflerinde vergi ve fonlar hariç olmak üzere Tek Terimli Çok Zamanlı Gece Tarifesinde enerji bedelinde % 28,26 ve toplam bedelde % 9,17 oranında indirim yapılmış olması da geçmiş dönemlerde yapılan zamların etkilerini karşılamakta yetersiz kalmaktadır. Enerji yönetiminin “avantajlı” diye tanıttığı bir uygulamayı dezavantaja dönüştürerek tüketicileri yanıltması kabul edilemez bir tutumdur.

Dönemsel olarak yapılan zamlarda, kamuoyuna açıklanan rakamlar ve değerlendirmeler her zaman TEK TERİMLİ TEK ZAMANLI Tarifeler üzerinden yapılmaktadır. Abonelerin sayısal fazlalığı bu tarife gruplarında olduğu için kamuoyunun dikkati bu yöne çekilmektedir. Böylelikle **çok terimli tarifelere yapılan zam oranları da bir anlamda gündem dışı** tutularak dikkatlerden kaçırılmakta, irdelenmesi ve tartışılması gündeme gelmemektedir. ÇOK (ÜÇ) ZAMANLI Tarife grubunda yer alan abone sayısı, her ne kadar kamuoyu tarafından bilinmiyorsa da, toplam abone sayısının içinde en az yüzde 10 oranında olduğu yetkililer tarafından zaman zaman dile getirilmektedir.

Tek Terimli Çok (Üç) Zamanlı Tarifeden yararlanan ya da tarife değişikliği yaparak bütçesine katkı sağlamayı düşünen **kullanıcıların; çok (üç) zaman dilimine ait tüketimlerinin tek ve çok zamanlı tarifeler içindeki enerji fiyatına göre oluşacak bedellerini karşılaştırarak** karar vermeleri yararlı olacaktır.

3. ELEKTRİK MALİYETLERİNİ ARTIRAN TEKNİK VE TİCARİ NEDENLER VE ALINABİLECEK ÖNLEMLER

3.1 Teknik Nedenler

Elektrik enerjisi ekosistem içinde doğal olarak elde edilen bir enerji kaynağı değildir. Doğal ortamda yer alan bir başka enerji kaynağı dönüştürülerek elde edilen ikincil bir kaynaktır. Bu nedenle yatırım maliyeti yüksek sınavi bir üründür. Özellikle üretimi öngörülen birincil kaynak tercihinden ve yer seçiminden kaynaklanan çevresel ve sosyal etkiler her zaman tartışma konusu olmuştur.

Elektrik enerjisinin en önemli özelliklerinden biri üretimi ile tüketiminin eş zamanlı gerçekleşmesidir. Son yıllardaki teknolojik gelişmelerle depolanabilmesinin mümkün kılınmasına karşın sistem yükünü karşılama oranının çok kısıtlı ve ekonomik olmaktan uzak olması nedeniyle ihtiyaç duyulan miktarda ve kalitede üretilmesi ve aynı anda tüketilmesi zorunluluğu bulunmaktadır. Bu nedenle elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımı arasında organik yapısal bir ilişki olmalıdır. Dolayısıyla bu üç faaliyet alanının merkezi bir yapıda ve üretiminden tüketimine kadar her aşamasında kamusal yararlar gözetilerek eş zamanlı planlanması gerekmektedir.

Enerjinin etkin ve verimli kullanımı için;

- enerjinin nakli ve sistemin işletilme aşamasında ortaya çıkan, teknik ve teknik olmayan kayıpların asgari düzeye indirilmesi,
- kullanıcıların gün içi aktivitelerinde elektrik enerjisi kullanmak yerine güneş ışığından daha fazla yararlanabileceği tedbirlerin alınması ve gereksiz tüketim ile israfın önlenmesi,
- elektrik enerjisi tarifeleri ile kullanıcıların bilinçli elektrik tüketimine yönlendirilerek sistemin rahatlatılması

önem kazanmaktadır.

3.1.1 Üretim, İletim ve Dağıtım Kayıpları

2000 yılından 2017 yılına kadar toplam elektrik üretim ve tüketim değerlerinin yanı sıra santral iç tüketimleri ve şebeke kayıpları Tablo 8’de gösterilmiştir.

Tablo 8. Türkiye Toplam Elektrik Üretim, Tüketim ve Kayıpları, 2000-2017

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM - TÜKETİM VE KAYIPLARININ YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ												
YILLAR	BRÜT ÜRETİM (GWh)	İÇ İHTİYAÇ		NET ÜRETİM (GWh)	DIŞ ALIM (GWh)	DIŞ SATIM (GWh)	ŞEBEKEYE VERİLEN (GWh)	ŞEBEKE KAYBI				NET TÜKETİM (GWh)
		GWh	%					İLETİM		DAĞITIM		
								GWh	%	GWh	%	
2000	124.920,7	6.224,0	4,98	118.696,7	3.791,3	437,3	122.050,7	3.181,8	2,98	19.141,5	21,60	99.727,4
2001	122.724,7	6.472,6	5,27	116.252,1	4.579,4	432,8	120.398,7	3.374,4	3,23	18.608,7	21,40	98.415,7
2002	129.399,5	5.672,7	4,38	123.726,8	3.588,2	435,1	126.879,9	3.440,7	3,26	19.630,2	20,90	103.809,0
2003	140.580,5	5.332,2	3,79	135.248,3	1.158,1	587,6	135.818,8	3.330,7	2,95	20.410,2	19,93	112.078,0
2004	150.698,3	5.632,6	3,74	145.065,7	463,5	1144,3	144.384,9	3.422,8	2,84	19.820,2	18,58	121.141,9
2005	161.956,2	6.487,1	4,01	155.469,1	635,9	1798,1	154.306,9	3.695,3	2,85	20.348,7	17,80	130.262,9
2006	176.299,8	6.756,7	3,83	169.543,1	573,2	2235,7	167.880,6	5.564,7	3,77	19.061,4	15,08	143.254,5
2007	191.558,1	8.218,4	4,29	183.339,7	864,3	2422,2	181.781,8	4.523,0	2,68	21.941,8	14,82	155.317,0
2008	198.418,0	8.656,1	4,36	189.761,9	789,4	1122,2	189.429,1	4.388,4	2,48	23.093,1	14,30	161.947,6
2009	194.812,9	8.193,6	4,21	186.619,3	812,0	1545,8	185.885,5	3.973,4	2,26	25.018,0	15,59	156.894,1
2010	211.207,7	8.161,6	3,86	203.046,1	1.143,8	1917,6	202.272,4	5.690,5	2,99	24.531,3	15,68	172.050,6
2011	229.395,1	11.837,4	5,16	217.557,7	4.555,8	3644,6	218.468,9	4.189,3	1,99	28.180,1	18,01	186.099,6
2012	239.496,8	11.789,5	4,92	227.707,3	5.826,7	2953,6	230.580,4	6.024,7	2,70	29.632,3	18,03	194.923,3
2013	240.153,9	11.177,0	4,65	228.976,9	7.429,4	1226,7	235.179,6	5.639,4	2,51	31.495,0	17,91	198.045,1
2014	251.962,8	12.513,9	4,97	239.448,8	7.953,3	2696,0	244.706,2	6.271,2	2,67	31.059,9	17,19	207.375,1
2015	261.783,3	11.883,8	4,54	249.899,5	7.135,5	3194,5	253.840,6	5.338,1	2,21	31.190,2	16,67	217.312,3
2016	274.407,7	12.471,0	4,54	261.936,8	6.330,3	1451,7	266.815,4	6.271,2	2,25	30.004,1	15,58	230.540,1
2017	297.277,5	13.020,0	4,38	284.257,5	2.728,3	3303,7	283.682,1	5.503,3	2,08	29.156,2	14,51	249.022,6

Kaynak: TEİAŞ Yıllık İşletme Faaliyetleri Raporu ve TEDAŞ Yıllık Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri

2017 yılı itibarıyla Türkiye elektrik sistemi toplam değerleri Tablo 9’da özetlenmiştir.

Tablo 9. 2017 Yılı Elektrik Sistemi Özeti

TÜRKİYE ÜRETİMİ (GWh)	297.277,50
Dış Alım (GWh)	2.728,30
Dış Satım (GWh)	3.303,70
TÜRKİYE BRÜT TÜKETİMİ (GWh)	296.702,10
Santral İç Tüketim (GWh)	13.020,00
İletim Kaybı (GWh)	5.503,30
Dağıtım Kaybı (GWh)	29.156,20
TÜRKİYE NET TÜKETİMİ (GWh)	249.022,60

2017 yılı istatistiklerinde yer aldığı üzere, elektrik brüt tüketiminin;

- % 4,38’i üretim aşamasındaki iç ihtiyaç kullanımında ve kayıplarda,
- % 1,85’i iletim aşamasında (iletim sistemi işletmesinde % 2,08’i),
- % 9,83’ü dağıtım aşamasında (dağıtım sistemi işletmesinde % 14,51’i)

kaybolmaktadır.

Kısacası, 2017 yılında gerçekleşen 296,7 milyar kWh brüt tüketimin % 83,9’u yani 249,02 milyar kWh’i net olarak kullanılmıştır. Burada dikkat çekici en önemli bölüm ise dağıtım sistemine giren 200,96 milyar kWh içinde **dağıtım sistemi içinde gerçekleşen % 14,51 oranındaki 29,16 milyar kWh’lik kayıptır.**

3.1.1.1 Üretim (İç İhtiyaç) Kayıpları, Verim Düşüklüğü

Elektrik üretimi bilindiği üzere endüstriyel bir işlemdir. Özellikle termik santrallerde soğutma suyu ile yakıtın (kömür santrallerindeki konveyör sistemleri ile) santrale taşınması, elektriğin üretilmesi ve baca gazının arıtılması ile santral atıklarının taşınması gibi işlemlerde yüksek güçte elektrik motorları kullanılmaktadır. Bu ekipmanların ihtiyacı olan elektrik enerjisi ile santral sahasının aydınlatılması ve idari binaların beslenmesi de santral üretiminden karşılanmakta ve iç ihtiyaç tüketimi olarak sınıflandırılmaktadır.

Santrallerin iç ihtiyaç tüketimlerine kaynaklar bazında bakıldığında da en fazla iç ihtiyaç tüketiminin termik (önemli ölçüde kömürlü) santrallerde gerçekleştiği görülmektedir. Yukarıdaki Tablo 9'da yer aldığı üzere 2017 yılı için 13.020,0 GWh olan iç ihtiyaç tüketiminin;

- 11.488,8 GWh'inin (% 84,24) termik santrallerde,
- 1.026,0 GWh'inin (% 7,88) jeotermal santrallerde,
- 394,6 GWh'inin (% 3,03) hidrolik santrallerde ve
- 110,6 GWh'inin de (% 0,85) rüzgâr santrallerinde gerçekleştiği görülmektedir.

Özellikle termik santrallerde iç ihtiyaç tüketimini artıran en önemli hususlardan biri elektrik motorlarının verimliliğidir. Santral teçhizatının periyodik bakımlarının düzenli olarak yapılıp yapılmaması gibi konular da iç ihtiyaç tüketiminin artmasını veya azalmasını etkilemektedir.

Daha önce **kamu tarafından işletilen kömürlü termik santrallerin büyük çoğunluğu özelleştirilmiştir**. Bunlar 30 yaşın üzerinde olup ısı verimleri % 30'lar civarına düşmüştür. **Bu santrallerin hem çevre koruyucu önlemler, hem de ısı verim ve net verimlilik (iç tüketim vb.) açısından iyileştirilmeleri, bazı ekipmanlarının yenilenmesi** gerekmektedir. Daha önceki yıllarda EÜAŞ tarafından bazı santrallerin iyileştirilmesi sonrasında bu santrallerde ısı verim, anlık üretim kapasitesi, çalışma süresi ve yıllık toplam üretim artmış; özgül ısı tüketimi (dolayısıyla toplam ana ve yardımcı yakıt tüketimi) ve iç tüketimin yüzdesi düşmüştür; sonuçta elektrik üretim maliyeti azalmıştır. Benzer iyileştirmeler çalıştırılmaya devam edilecek tüm eski santrallerde yapılmalıdır. Ancak **verim artırıcı çalışmalar bir yana, birkaç santral dışında, yasal zorunluluk olan çevre koruyucu önlemlerde bile adım atılmadığı ve kamu otoritelerinin buna göz yumduğu** gözlenmektedir.

Halen EÜAŞ bünyesinde olan ve özelleştirilmiş bulunan kömürlü termik santrallerin ünite sayıları ve kurulu güçleri Tablo 10'da yaş aralıklarına göre gruplandırılmıştır.

Tablo 10. Kömürlü Termik Santrallerin Yaşlarına Göre Dağılımı

Yaş Aralığı	Ünite Sayısı	Toplam Kurulu Güç (MWe)
40-62	7	859
35-39	4	750
30-34	9	2.615
25-29	9	1.500
20-24	4	740
10-19	5	1.995
<9	8	1.651

Eski veya yeni yapılan santrallerde, teçhizatın zamanında yenilenmemesi, periyodik bakımlarının geciktirilmesi, yapılmaması veya yetersiz yapılması gibi etkenler verimi düşürücü ve iç ihtiyaç tüketimlerini de artırıcı nedenler arasında yer almaktadır. Yapılacak iyileştirmelerin kWh başına yakıt ve yardımcı yakıt tüketiminin düşmesi elektrik üretim maliyetini de düşürecektir. Ayrıca verimdeki her % 1 artış, baca gazından çıkan CO₂ salımını % 3 düşürmekte, çevreye atılan kirletici miktarını da azaltmaktadır.

Kömür ve doğalgaz santralleri için en önemli konu eğitimli ve tecrübeli işletme ve bakım personelidir. Son dönemde yapılan santrallerde eğitime ve önleyici/koruyucu bakım çalışmalarına yeteri kadar önem verilmediği gözlenmektedir. Bu da santrallerde arızalara davetiye çıkarmak ve maliyetleri yükseltmek anlamına gelmektedir.

Hidroelektrik santrallerin normal ömür beklentisi 30 ila 35 yıl olup, bu süreden sonra iyileştirilmeleri veya yenilenmeleri gerekmektedir. Tablo 11’de görüldüğü gibi Türkiye’de 30 yaşın üzerinde toplam kurulu gücü 6.578 MWe olan 83 adet HES bulunmaktadır. Bu santrallerde yapılacak incelemeler sonucunda rezervuarları ve su rejimleri uygun olanların yenilenmeleri ile verimleri, toplam net elektrik üretimleri artırılabilir ve ömürleri 100 yıla kadar uzatılabilir.

Tablo 11. Hidroelektrik Santrallerin Yaşlarına Göre Dağılımı

Yaş Aralığı	Sayısı	Toplam Kurulu Güç (MWe)
>75	5	4
75-60	23	289
60-50	25	421
50-40	14	1.885
40-35	5	1.255
35-30	11	2.725
30-15	60	6.142
<15		15.570

Bu yenilemeler sonucunda, jeneratör veya hidrolik geçişler için kayıplarda, türbin veriminde, güvenilirlikte, emre amadelikte, çalışma performansında (yanıt verme zamanında), işletme ve bakım maliyetlerinde, elektrik maliyetinde, çevresel konularda, sağlık ve güvenlikte iyileşmeler olacaktır.

Literatürde 50 yıldan eski hidroelektrik santrallerde % 30’a, 35 yıldan eski santrallerde % 15’e varan mertebelerde iyileştirmenin sağlanabileceği belirtilmektedir. Bu santrallerle beraber, 15 yıldan eski santrallerde de fizibilite çalışmalarına bağlı olarak belirlenecek yenilemelerin yapılması ile Türkiye’deki tüm bu ömrünü doldurmuş ve teknolojik olarak eski kalmış hidroelektrik santrallerin kurulu güçleri artırabilecektir. Bu güç ve verim artışlarının hidroelektrik santrallerin yıllık toplam üretimlerini ve üretim maliyetlerini olumlu yönde etkileyeceği aşikârdır.

3.1.1.2 İletim Kayıpları

Geniş bir coğrafi alana sahip ülkemizde, büyük güçteki hidrolik ve kömürlü termik santrallerin tüketimin görece fazla olduğu illere olan uzaklığı göz önüne alındığında, enerji naklinden oluşan teknik iletim kayıplarının çözüm bekleyen ciddi bir sorun olduğu ve iletim sisteminin altyapısında da halen yetersizlikler olduğu bilinmektedir.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile başlayan serbestleştirme politikalarının sonucu; isteyen herkesin, isteği yerde, istediği kaynakla, istediği güçte elektrik üretim tesisi kurabilmesinin önü açılmıştır. Geleceği de öngören bir planlama anlayışından yoksun olan mevcut yapıda, arz fazlalığı oluşmuştur. Doğalgaz fiyatlarındaki artış nedeniyle elektrik üretim maliyetlerinin yükselmesiyle rekabet şansını yitiren ve henüz teknik ömrünü doldurmamış, genç sayılabilecek yaştaki bazı santrallerin kapatılıp sökülerek yurt dışına taşınmaları söz konusu olmuştur.

Tablo 7. Türkiye Elektrik Üretiminde Kurulu Güç ve İletim Şebekesi Gelişimi

TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ	2002	2017	Artış (%)
ÜRETİM (GWh)	129.399,5	297.277,5	129,7
TÜKETİM (GWh)	132.552,7	296.702,1	123,8
TÜRKİYE KURULU GÜCÜ (MW)	31.845,8	85.200,0	167,5
ANİ PUANT (MW)	21.005,6	47.659,7	126,9
MİNİMUM GÜNLÜK TÜKETİM (MWh)	264.160,0	554.358,0	109,9
MAKSİMUM GÜNLÜK TÜKETİM (MWh)	426.245,0	969.673,0	127,5
İLETİM SİSTEMİNE GİREN (GWh)	105.473,5	274.200,9	160,0
İLETİM SİSTEMİNDEN ÇIKAN ENERJİ (GWh)	102.032,8	274.396,8	168,9
380 kV TM KURULU GÜCÜ (MVA)	19.240,0	66.378,0	245,0
154 kV TM KURULU GÜCÜ (MVA)	41.834,0	95.972,0	129,4
380 kV ENERJİ İLETİM HATTI (Km)	14.367,5	22.595,3	57,3
154 kV ENERJİ İLETİM HATTI (Km)	26.070,9	43.495,0	66,8
TRAFO MERKEZİ SAYISI (Adet)	469	727	55,0

Kaynak: TEİAŞ İşletme Faaliyetleri Raporu

Plansız işleyen bir yapıda iletim altyapısının planlamasında da olumsuzluklar ortaya çıkmış ve iletim altyapısının üretim tesisleri ile birlikte işletmeye alınması süreçlerinde sıkıntılar doğmuştur. Tablo 12'den de görüleceği üzere 2017 yılı sonu itibarıyla 2002 yılına göre, üretim % 129,7, tüketim % 123,8, kurulu güç % 167,5, maksimum günlük tüketim % 127,5 oranında artış gösterirken iletim sisteminin omurgasını oluşturan 380 kV'luk iletim hatlarının uzunluğundaki (yeraltı ve denizaltı kablo tesisleri dâhil olmak üzere) artış % 57,3, 154 kV'luk iletim hatlarının uzunluğundaki artış % 66,8 seviyesinde gerçekleşmiştir.

Akım taşıma kapasiteleri itibarıyla mevcut iletim hatları, günümüzde ortaya çıkan talebi karşılayabilir. Ancak elektrik enerjisinin arz güvenliği açısından iletim sistemi planlamasının en önemli kriterleri içinde yer alan N-1 (*İletim sisteminin herhangi bir ekipmanının veya birbirlerine bağımlı ekipman grubunun arıza nedeniyle devre dışı olması hali*) ve N-2 (*İletim sisteminin birbirinden bağımsız iki ekipmanının arızalar nedeniyle aynı anda devre dışı olması hali*) şartlarının sağlanması açısından sorunlar yaşandığı, 31.03.2015 tarihinde ülke genelindeki sistem çökmesinden ve 26.04.2016 tarihinde kısa süreli de olsa bölgesel ölçekte yaşanan kesintilerden anlaşılmaktadır.¹

İletim sistemi altyapısından kaynaklanan sorunlar ve yetersizliklerin ilave yeni yatırımlarla ve iletim altyapısında periyodik olarak yapılan/yapılması gereken bakımlarla giderilmesi mümkündür.

3.1.1.3 Dağıtım (Teknik ve Teknik Olmayan) Kayıpları

Dağıtım sisteminin kayıplarına göz atıldığında ortaya çok farklı bir tablo çıkmaktadır. Elektrik dağıtım sisteminde ortaya çıkan kayıplar dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesinin gerekçelerinden birisi olmuş ve güya kayıp/kaçakların azaltılması da hedeflenmiştir. Ancak gelinen noktada durum hiç de ulaşılabilecek iddia edilen seviyeye gelmemiştir. 2000-2017 yılları arasında iletim ve dağıtım sisteminde oluşan kayıpların oransal değişimi Grafik15'te yer almaktadır.

¹ http://www.emo.org.tr/ekler/cae8e1866aa3315_ek.pdf?dergi=1039

Elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması ve serbest piyasaya açılması adına 2001 yılında yürürlüğe giren 4628 Sayılı Kanun kapsamında 17.03.2004 tarih 2004/3 sayılı Yüksek Planlama Kurulu'nca kararlaştırılan “*Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi*” ile 21 dağıtım bölgesine/şirketine ayrılan dağıtım sisteminin 31.12.2006 tarihine kadar özelleştirilmesi hedeflenmiştir.

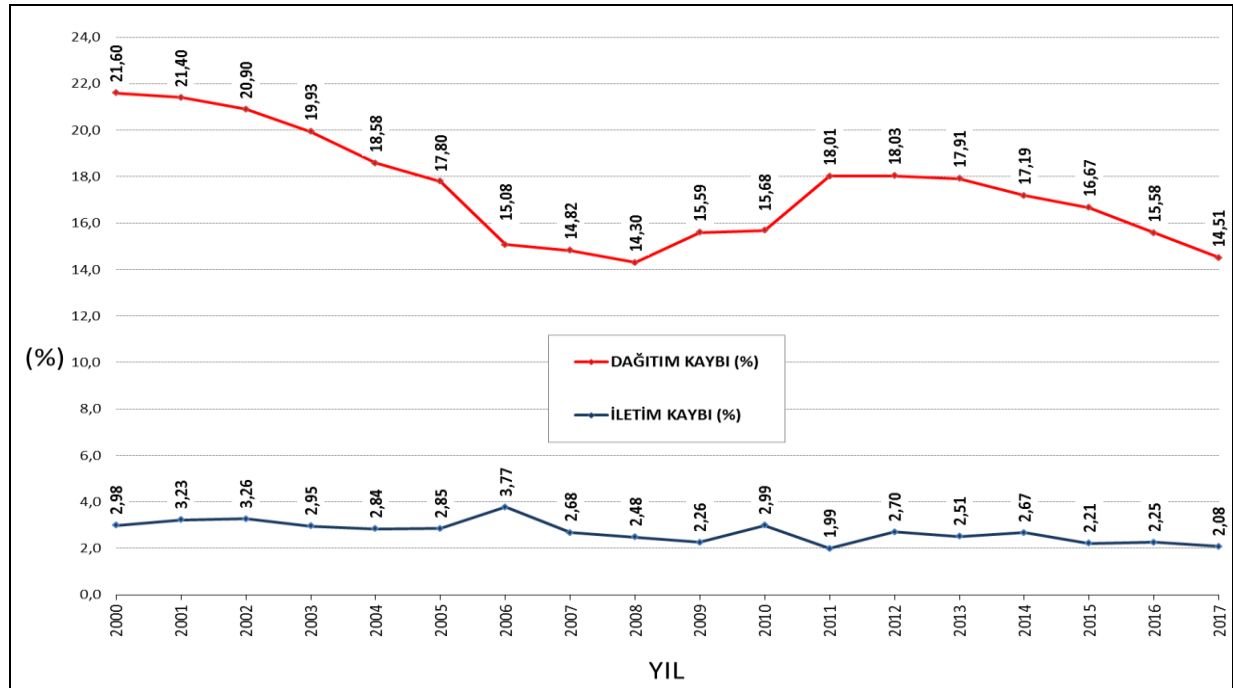
O tarihlerde T.C. Başbakanlık bağlı kuruluşu olan Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından;

- ✓ varlıkların verimli işletilmesi, maliyetlerin düşürülmesi,
- ✓ elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması,
- ✓ kayıp/kaçak oranında azaltma sağlanması,
- ✓ yenileme ve genişleme yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması,
- ✓ rekabet sonucu sağlanan faydaların tüketicilere yansıtılması

amaçlarının gerçekleşeceği iddiaları ile özelleştirme ihalesine çıkmıştır. 3096 sayılı Kanun kapsamındaki bir dağıtım bölgesinin/şirketinin (AYDEM EDAŞ) 15.08.2008 tarihinde özel sektöre devriyle başlayan ve 30 Eylül 2013 tarihinde son dağıtım bölgesinin de (TOROSLAR EDAŞ) devredilmesiyle, dağıtım hizmetlerinin özelleştirilmesi tamamlanmıştır.

Özelleştirme işlemleri aşamasında İdare tarafından yatırımcılara verilen ihale dosyası içinde yer alan *Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Özelleştirilmesi* başlıklı Tanıtım Dokümanınının 3. maddesinde “*Yatırımcı, kayıp/kaçığın EPDK tarafından onaylanmış olan hedeflerin altına indirilmesiyle ortaya çıkan ek geliri elde tutma hakkına sahiptir*” ifadesi ile yatırımcıları teşvik edici hususlara yer verilmiştir. Bu yönüyle de kayıpların (teknik ve teknik olmayan kayıpların) azaltılması dağıtım özelleştirmelerinin amaçları arasında yer almıştır.

Ancak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından 5’er yıllık uygulama dönemlerinde dağıtım şirketleri için yıllık bazda belirlenen Kayıp/Kaçak Hedef (KKH) Oranları bazı dağıtım şirketleri tarafından tutturulamamış, dolayısıyla dağıtım sisteminin bütününe içeren kayıp/kaçak oranı yıllık bazda bir türlü istenen seviyeye indirilememiş ve EPDK, ikinci ve üçüncü uygulama dönemlerinde dağıtım şirketleri özelinde belirlediği KKH oranlarını, yine bazı şirketler lehine revize etmiştir.



Grafik 15. Yıllar İtibarıyla Elektrik İletim ve Dağıtım Hat Kayıp Oranları

Grafik 15'te de yer aldığı üzere 2008 yılına kadar belirgin bir düşme eğilimi gösteren dağıtım kayıpları 2009 yılında özelleştirme uygulamalarının başlamasıyla birlikte artış eğilimine girmiştir. 2008-2013 yılları arasında tamamlanan özelleştirme sürecinin üzerinden 5-10 yılı aşan bir zaman geçmesine karşın, dağıtım özelleştirilmelerine gerekçe oluşturan ve dağıtım sisteminin bütününe ilişkin kayıp/kaçak oranında kabul edilebilir bir azalma/gelişme sağlan(a)madığı anlaşılmaktadır.

Enerji kaybı teknik bir sorundur. Elektrik enerjisinin, üretim noktasından tüketim noktasına nakli aşamasında bir miktar kayba uğraması kaçınılmazdır. Bu kaybın sıfır olması veya bir başka ifade ile enerjinin kayıpsız nakli mümkün değildir. Teknik kayıpların asgari seviyeye düşürülmesi dağıtım şebekelerinin işletilmesi sürecinde teçhizatın tekniğine uygun periyodik bakımlarının (ve varsa kısmi onarımlarının) ve yeni (yenileme, genişleme ve kapasite artırma gibi akım taşıma kapasitelerini artıran) yatırımların zamanında yapılması ile mümkündür. Teknik kaybın düşürülmesi için; dağıtım şirketlerinin gerek işletme faaliyetleri aşamasındaki harcamaları gerekse yeni yatırım harcamaları EPDK tarafından onaylanan tüketici tarifelerine yansıtılmaktadır. Dolayısıyla tarifeler aracılığı ile kullanıcılardan tahsil edilen bedellerin karşılığında ilgili dağıtım şirketinin sorumluluğunu yerine getirmesi ve teknik kaybı asgari düzeye indirecek tedbirleri alması zorunludur.

Diğer taraftan teknik olmayan kayıplar, kullanıma sunulan ancak faturalandırıl(a)mayan elektrik tüketimini içermektedir. Genel olarak;

- yasadışı elektrik tüketimi (kaçak elektrik kullanımı amaçlı sayaçlara müdahale etmek ve/veya yasadışı bağlantı kurarak enerji hırsızlığı yapmak),
- ölçümleme, faturalandırma ve veri işleme hataları,

teknik olmayan kayıplar içinde değerlendirilmektedir. Ayrıca sisteme dâhil tüm ölçü sayaçlarının eş zamanlı okun(a)maması nedeniyle teknik olmayan kayıpların ölçümlerinde de hatalar oluşmaktadır.

Teknik olmayan kayıpların da giderilmesi veya asgari düzeye indirilmesi tamamen yönetimle ilgilidir ve ilgili dağıtım şirketlerinin sorumluluğundadır. Teknik olmayan kayıplar içinde üzerinde durulması gereken en önemli konu ise elektrik hırsızlığı yani kaçak elektrik kullanımıdır. Bu konunun idari bir sorun olduğunu belirtmiştik. Bu nedenle EPDK her uygulama dönemi için dağıtım bölgeleri özelinde Kayıp/Kaçak Hedef (KKH) Oranı belirlemektedir. Dağıtım şirketleri de işletme ve yatırım planlaması ile faaliyetlerini, bu hedef oranı çerçevesinde sürdürmesi gerekmektedir.

Yukarıdaki Grafik 15'ten de anlaşılacağı üzere bazı bölgelerde ağır toplumsal sorunların da etkisi ile kayıp/kaçak oranının azaltılmasında özelleştirme ile ulaşılabilecek hedeflere ulaşamadığı görülmektedir.

Dağıtım sisteminde oluşan teknik olmayan kayıp içindeki kaçak kullanımda, dağıtım şirketlerinin olduğu gibi EPDK'nın da sorumluluğu bulunmaktadır. İkinci uygulama (2011-2015) dönemi içinde 2012 yılı Kasım ayında alınan Kurul Kararı ile 2013, 2014 ve 2015 yılları KKH oranları özelleştirme aşamasındaki Dicle, Vangölü, Aras, Toroslar ve Boğaziçi Elektrik Dağıtım Şirketleri (EDAŞ) lehine revize edilmiştir. Dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanmasından sonra ve yine ikinci uygulama dönemi içinde Dicle, Vangölü ve Toroslar EDAŞ'ların 2014 ve 2015 yılları, Aras EDAŞ için ise 2015 yılı KKH oranları şirketler lehine revize edilmiştir.

Yapılan revizeler sonucu, EPDK tarafından belirlenmiş olan;

- 2011 yılı için ortalama % 15 olan KKH oranı **% 20 artışla % 18,01 olarak,**
- 2012 yılı için ortalama % 13 olan KKH oranı **% 38,7 artışla % 18,03 olarak,**
- 2013 yılı için ortalama % 12 olan KKH oranı **% 49,3 artışla % 17,91 olarak,**
- 2014 yılı için ortalama % 11 olan KKH oranı **% 56,3 artışla % 17,19 olarak,**
- 2015 yılı için ortalama % 10 olan KKH oranı **% 66,7 artışla % 16,67 olarak**

gerçekleşmiştir.

İkinci uygulama döneminde bazı dağıtım şirketleri lehine KKH oranları revize edilmekle yetinilmemiş, üçüncü uygulama (2016-2020) dönemi için belirlenen KKH oranlarında da bazı şirketler

lehine hedef oranlarının anlaşılabilir bir şekilde yükseltildiği görülmüştür. Ayrıca 2015 yılının son günü Resmi Gazete’de yayımlanan “Dağıtım Sistemindeki Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği” ile üçüncü uygulama döneminden itibaren yüksek kayıplı dağıtım şirketlerine ayrıcalık tanınmış ve bir anlamda **dağıtım bölgelerinin ihaleleri aşamasındaki koşulları, kamu ve tüketiciler aleyhine, şirketler lehine** değiştirilmiştir.

EPDK, dağıtım bölgeleri/şirketleri için belirlediği Kayıp/Kaçak Hedef oranlarını şirketler lehine revize ederek sonuç alınamayacağını anlamalıdır. **EPDK** bütün faaliyetini dağıtım şirketlerinin kârlarını arttıracak çalışmalar üzerinde yoğunlaştırmak yerine, **dağıtım hizmetinin kalitesi ve arz güvenliği açısından işletme ve yatırım faaliyetlerini** yakından izlemelidir. Dahası, dağıtım şirketlerinin faaliyetlerini toplum çıkarları doğrultusunda **izleyecek ve denetleyecek etkin bir kamusal denetim mekanizmasının kurulması** da gerekmektedir.

Açıkça görülmektedir ki, elektrik dağıtım bölgelerinin/şirketlerinin özel sektöre devredilmesi, dağıtım sistemindeki Kayıp/Kaçak Oranının düşürülmesine çözüm getirmemiştir.

Özel Şirketlerin Tahsildarlığı Kamunun Görevi Olmamalıdır:

Özellikle bazı dağıtım bölgelerinde (illerde) kaçak tüketimin kaynağı olarak görülen tarımsal sulamaya yönelik uygulamalar dikkat çekicidir. 2014/6052 sayılı ve 2015/7700 sayılı Bakanlar Kurulu Kararları ve ilgili kamu idareleri tarafından yayımlanmış (GTHB-Tebliğ No: 2017/14 ve 2017/47 ile DSİ-Tebliği gibi) olan tebliğler ile “Çiftçi Kayıt Sistemine” dâhil üreticilere yapılan mali destekler, üreticilerin elektrik borçlarına karşılık kesilmekte ve borçlu oldukları dağıtım şirketlerine aktarılmaktadır. Kişi ve kuruluşların şirketlerle yaptıkları sözleşmelerde yükümlülüklerini yerine getirmemeleri halinde, izlenecek hukuki süreç bellidir. Şirketlerin, borçlarını ödemeyen veya ödeyemeyen yurttaşlardan alacaklarını kamu kuruluşlarının doğrudan tahsil etmesi adil bir uygulama değildir. Bu kurguyla, şirketler alacaklarına karşılık olarak, elektrik borçlarını ödeyemeyen konut aboneleri düşük gelirli yurttaşlara sağlanan kamusal sosyal yardımların da doğrudan kendilerine ödenmesini talep edebilir.

Özel dağıtım şirketleri, alacaklarını takip ve tahsil etmek için **borçlar hukuku kuralları** dâhilinde hareket etmekle yükümlüdür. **Kamu kurumlarının özel dağıtım şirketlerinin alacaklarının tahsildarlığı üstlenmesi yanlış bir uygulamadır ve buna bir an önce son verilmelidir.**

3.1.2 Çalıştırılmayan Santraller ve Yerli Kömür Santrallerine Verilen Destek

2018 yılında tüm santrallerin toplam üretimleri güvenilir üretim kapasitelerinin % 77,18’i, proje üretim kapasitelerinin % 65,05’i düzeyinde gerçekleşirken, kullanılan kapasite (kapasite faktörü) kurulu kapasitelerin % 39,65’i olmuştur. Son üç yıla ait kapasite kullanım oranları, TEİAŞ’ın kurulu güç ve üretim verileri esas alınarak hazırlanan Tablo 13’de verilmiştir. Tabloda **proje üretim kapasiteleri açısından ithal kömür santrallerinin % 100, doğalgaz santrallerinin % 50’nin altında, linyit santrallerinin yaklaşık % 75, jeotermal santrallerinin yaklaşık % 83 kapasite kullanım oranı ile çalıştırıldıkları** görülmektedir. Bu tablo, ülke yönetimini ellerinde bulunduranların, enerji yatırımlarındaki plansızlığını gözler önüne sermektedir. İktidar tarafından teşvik edilerek, döviz kredileriyle kurulan doğalgaz santrallerinin kayda değer bir bölümü ihtiyaç fazlasıdır. Nitekim 2018 yılı içinde ve 2019 yılı başında bazı doğalgaz santralleri üretimlerine ara verdiklerini ilan etmiş, bazı doğalgaz santralleri ise üretimlerini tamamen durdurup lisans iptaline başvurmuşlardır. Atıl yatırımlar, çalıştırılmayan santraller hem “Kapasite Mekanizması”² adı verilen uygulama nedeniyle elektrik fiyat tarifelerini direkt olarak etkilemekte hem de kredi borçlarından ötürü ekonomiye olan etkileriyle dolaylı olarak geniş halk kesimlerinin hayatını zorlaştırmaktadır. **2018 yılında Kapasite Mekanizması kapsamında sisteme dâhil olan doğalgaz santrallerine 733,7**

² Ocak 2018’de yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği, başvuruları kabul edilen özel sektör santralleri için, piyasada oluşan fiyatın, kaynak çeşidine göre hesaplanan teorik birim maliyetin altında kalması halinde, üretim yapmadıkları veya piyasa fiyatından daha yüksek maliyet ile üretim yaptıkları süre için bir bütçe sınırları içinde TEİAŞ tarafından ilave ödeme yapılması imkânı getirmektedir. Bütçe sınırları içindeki ödemede öncelik yerli linyit/taş kömürü/asfaltit santrallerine verilmektedir. Yönetmelik’teki kriterlere göre bu sisteme dâhil olabilecekler başlangıçta yerli kömür, doğalgaz ve yerli kömür yakması halinde ithal kömür santralleri olmasına rağmen, Kasım 2018’de yapılan değişiklikle hidroelektrik santrallerin de sisteme dâhil olmasının önü açılmıştır.

milyon TL, yerli kömür santrallerine 655,4 milyon TL ve ithal kömürü yerli kömür ile karıştırarak yakan santrallere 18 milyon TL olmak üzere, 28 adet santral için **devlet bütçesinden toplamda yaklaşık 1,4 milyar TL** ilave ödeme yapılmıştır. Yönetmelikte yapılan değişiklikle **2019 yılında hidroelektrik santrallerin de bu sisteme dâhil edilmesinin önü açılmış** ve 10 adet hidroelektrik, 15 adet yerli kömür, 11 adet doğalgaz, 7 adet ithal/yerli kömür santrali olmak üzere **43 adet santral için 2 milyar TL** bütçe ayrılmıştır.

Tablo 13. Kaynaklarına Göre Kurulu Güç ve Üretim Miktarları, Kapasite Kullanım Oranları

DÖNEMLER	ORTALAMA KURULU GÜÇ (*)	ÜRETİM	MW BAŞINA YILLIK ÜRETİM	GÜVENİLİR ÜRETİM KAPASİTESİ		PROJE ÜRETİM KAPASİTESİ		KURULU KAPASİTE (**)	
	MW			GWh	MWh/MW	GWh	KKO (%)	GWh	KKO (%)
TÜM SANTRALLER GENEL TOPLAMI									
2016	75.822,2	274.408	3.619,1	352.510	77,84	417.095	65,79	664.202	41,31
2017	81.339,2	297.278	3.654,8	373.321	79,63	440.774	67,44	712.531	41,72
2018	86.484,3	300.717	3.477,1	389.230	77,26	461.771	65,12	757.602	39,69
İTHAL KÖMÜR + TAŞKÖMÜRÜ + ASFALTİT									
2016	7.381,6	53.703	7.275,3	47.980	111,93	50.933	105,44	64.663	83,05
2017	8.393,0	56.782	6.765,4	54.554	104,08	57.912	98,05	73.523	77,23
2018	9.146,4	66.981	7.323,2	59.452	112,67	63.110	106,13	80.122	83,60
LİNYİT									
2016	9.042,4	38.570	4.265,4	49.733	77,55	56.244	68,58	79.211	48,69
2017	9.108,3	40.694	4.467,8	50.096	81,23	56.654	71,83	79.789	51,00
2018	9.642,9	44.838	4.649,9	53.036	84,54	59.979	74,76	84.471	53,08
DOĞAL GAZ + ÇOK YAKITLI									
2016	25.850,7	89.227	3.451,6	178.370	50,02	189.227	47,15	226.452	39,40
2017	26.718,4	110.490	4.135,4	184.357	59,93	195.579	56,49	234.053	47,21
2018	26.751,8	90.232	3.372,9	184.587	48,88	195.823	46,08	234.345	38,50
TOPLAM TERMİK (Biyoyakıt + Atık Isı dahil)									
2016	43.157,4	185.798	4.305,1	280.521	66,23	301.529	61,62	378.059	49,15
2017	45.159,4	212.139	4.697,5	293.515	72,28	314.757	67,40	395.597	53,62
2018	46.526,3	206.697	4.442,6	301.613	68,53	324.286	63,74	407.570	50,71
HİDROLİK									
2016	26.274,5	67.231	2.558,8	52.549	127,94	90.647	74,17	230.164	29,21
2017	26.977,1	58.219	2.158,1	53.954	107,90	93.071	62,55	236.319	24,64
2018	27.782,3	59.755	2.150,8	55.565	107,54	95.849	62,34	243.373	24,55
JEOTERMAL									
2016	722,4	4.819	6.670,1	4.840	99,55	5.143	93,68	6.328	76,14
2017	942,3	6.122	6.497,1	6.313	96,97	6.709	91,25	8.255	74,17
2018	1.173,1	6.896	5.878,2	7.860	87,73	8.352	82,56	10.276	67,10
RÜZGAR									
2016	5.127,3	15.517	3.026,4	13.844	112,09	17.843	86,97	44.915	34,55
2017	6.133,8	17.909	2.919,7	16.561	108,14	21.345	83,90	53.732	33,33
2018	6.760,8	19.738	2.919,5	18.254	108,13	23.528	83,89	59.225	33,33
GÜNEŞ									
2016	540,7	1.043	1.929,3	757	137,81	1.932	53,99	4.736	22,02
2017	2.126,6	2.889	1.358,6	2.977	97,05	4.891	59,07	18.629	15,51
2018	4.241,8	7.631	1.799,0	5.939	128,50	9.756	78,22	37.158	20,54

(*) **Ortalama Kurulu Güç:** Yıl içinde devreye alınan santrallerin kurulu gücünün yarısının yılbaşındaki kurulu güce eklenmesiyle bulunan değer olup kapasite hesabında bu kurulu gücün yıl boyunca işletmede olduğu varsayılmıştır.

(**) **Kurulu Kapasite Kullanım Oranı:** Kapasite faktörü.

NOT: Güvenilir ve proje kapasiteleri TEİAŞ-APK Daire Başkanlığının Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, 2012-2021 Raporu'ndan hesaplanmıştır.

Önceki 2 yıl dikkate alındığında, 2018 yılında, linyit yakan santrallerin MW başına üretimlerinin ve kapasite kullanım oranlarının artmış olduğu saptanmaktadır. **Linyit santrallerindeki üretim artışının, teknik iyileştirmeler ve verimlilik artışlarından değil, uygulanan teşvik politikaları uyarınca** Ağustos 2016'da yerli kömüre alım garantisi getirilmesinden ve yerli kömür ile üretilen elektrik enerjisinin **EÜAŞ tarafından piyasa fiyatının üzerinde fiyatla satın alınmasından kaynaklandığı³** düşünülmektedir. Bu yöntemle **2018 yılında yerli kömür yakan santrallere piyasa fiyatının üzerinde, tahminen, yaklaşık 1 milyar TL ilave ödeme** yapılmıştır. Söz konusu teşvik 7 yıl süreyle geçerli olup Kapasite Mekanizması kapsamındaki ödemelere ilavedir.

Hâlbuki hem maliyetler hem de çevre açısından esas olan, yukarıdaki bölümde belirtildiği gibi iyileştirme yatırımları yapılarak üretim veriminin artırılmasıdır. Bunun doğal sonucu olarak arızalar, zorunlu duruşlar azalacak, kapasite kullanım oranı daha yüksek seviyelere çıkacak, elektrik üretim maliyetleri düşecektir. Ancak günümüzde bunun tam tersi uygulanmaktadır.

Bütün bu teşviklere rağmen yerli kömür üretiminde 2018 yılı için ilan edilen hedeflere, iddia edilen aksine, ulaşamamıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez 2018 yılı Aralık ayında yaptığı bir konuşmada 2016 yılında 82 milyon ton, 2017 yılında 88 milyon ton kömür üretildiğini, 2018 sonunda ise 100 milyon tona ulaşmayı hedeflediklerini söylemiştir⁴. Daha sonra 16 Ocak 2019'da twitter hesabından yaptığı açıklamayla 2018 yılında 101,5 milyon ton yerli kömür üretimi ile Cumhuriyet tarihinin rekorunun kırıldığını duyurmuştur. Bunun üzerine Hazine ve Maliye Bakanı Berat Albayrak da yine twitter üzerinden 2018 yılının 100 milyon ton hedefinin tutturulduğunu açıklamıştır⁵. Ancak söylenenler Bakanlığın yıllardan beri yayımladığı verilerle uyuşmamaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından her yıl Kasım ayında bir önceki yılın Ulusal Enerji Denge Tablosu yayımlanmaktadır. 2016 ve 2017 yılları ulusal enerji denge tablolarından alınan verilerle hazırlanan Tablo 14'den görüldüğü gibi, 2016 ve 2017 yılları yerli kömür arzının sırasıyla yaklaşık 73 ve 74 milyon ton olduğu (söz konusu konuşmadan önce) resmen ilan edilmiştir. Bu nedenle anılan yıllarda 82 ve 88 milyon ton kömür üretildiği söyleminin doğruluğu hakkında tereddütler oluşmaktadır.

Tablo 14. Yerli Kömür Üretimi ve Elektrik Üretiminde Kullanılan Miktarlar (2016 ve 2017)

ENERJİ ÜRÜNLERİ ARZI	Taş Kömürü (Bin Ton)	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Toplam (Bin Ton)
Yerli Üretim 2016	1.313	70.239	1.452	73.004
Yerli Üretim 2017	1.234	71.459	1.405	74.098
ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KULLANILAN	(*)			
2016 Yılında	668	58.974	1.324	60.966
2017 Yılında	632	62.837	1.267	64.104
(*) TTK istatistiklerindeki oranlardan yararlanılarak varsayılmıştır (www.taskomuru.gov.tr)				

Kaynak: 2016 ve 2017 Ulusal Enerji Denge Tabloları (<http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tabloları/Denge-Tabloları>)

³ 2018 yılı için, yılbaşında TETAŞ, teşvikli fiyat ile yerli kömür yakıtlı santrallerden 19.939 GWh, yerli-ithal kömür karışımı yakıtlı santrallerden 876 GWh saat elektrik almayı planlanmıştır. TETAŞ'ın ve TETAŞ'ın görevlerini devralan EÜAŞ bugüne kadar yaptığı ihalelerde hangi santrallerden ne kadar alım yaptığına ilişkin herhangi bir açıklama yapılmamıştır. 2019 Şubat-Aralık dönemi için ise, açık kaynaklarda, EÜAŞ'ın yerli kömür yakıtlı santrallerden 23.138 GWh, yerli-ithal kömür karışımı yakıtlı santrallerden 865 GWh teşvikli elektrik alımı yapacağı belirtilmektedir.

⁴ <http://www.eud.org.tr/2018/12/06/santrallere-yerli-komur/>

⁵ <http://ekonomigundemi.com/100-milyon-ton-komur-hedefi-tuttu/3564/>

2018 yılı için ise “rekor kırma” söyleminin gerçeklere uzak olduğu düşünülmektedir. Yıllık kömür tüketiminin yaklaşık olarak saptanmasında elektrik üretimi verilerinden yararlanılabilir. 2016 ve 2017 yılları Ulusal Enerji Denge tablolarına göre yerli kömür tüketiminin ortalama % 85’i elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Geçici TEİAŞ verilerine göre 2018 yılında linyit yakan santrallerde 44.838 GWh elektrik üretilmiştir. Ulusal enerji denge tabloları ve TEİAŞ elektrik üretim verilerinden 2016 ve 2017 yıllarının ülke ortalaması olarak 1 GWh elektrik üretimi için 1.540 ton linyit tüketildiği görülmektedir. Buradan hareketle 2018 yılında linyitten elektrik üretimi bir miktar artmış olmasına rağmen, elektrik üretiminde en fazla 70 milyon ton linyit kullanılmış olduğu söylenebilir ve diğer sektörlerdeki kullanımlarla birlikte, geçmiş iki yıldaki oran uyarınca, toplam linyit tüketimi 80-83 milyon ton olarak tahmin edilebilir. 2018 yılında Türkiye Taşkömürü Kurumu’nun (TTK) üretimi azalmış olmasına rağmen, taş kömürü ve asfaltit toplam üretimi 3 milyon ton olarak hesaba katıldığında, toplam kömür üretiminin 83-86 milyon ton civarında olabileceği sonucuna varılmaktadır. Bir miktar kömür stok olarak 2019 yılına devredilmiş olabilir ancak iddia edilen 101,5 milyon ton üretim ile 86 milyon ton tüketim arasındaki fark “stok” olarak açıklanamayacak ölçüde büyüktür. Dolayısıyla “*biraktık geçen 2 yılı, bu yıl gerçekten bu kadar kömür üretildi mi, üretildiyse nereye gitti?*” diye sormak hakkımızdır.

3.2 Toplum Çıkarları Doğrultusunda Kamusal Planlama

Ülkemizde artık elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmalıdır. Her zaman **kendi kârını kamu yararının üstünde tutma hakkı elde etmiş olan özel sektör, piyasada anlık enerji fiyatı düştüğünde kâr edemeyeceği için enerji üretmeme ve tüm ülkenin enerji sistemini çökertme ve buna da bir bedel ödememe lüksüne** sahip olmamalıdır. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında; **kamu hizmeti yükümlülüğü** sürdürülmelidir. **Elektrik üretiminde özel şirketlerin var olması; bu kamu hizmeti yükümlülüğünün olmayacağı anlamına gelmemelidir.** Gerek mevcut elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinin yenilenmesi ve geliştirilmesi ve gerekse artan talebi karşılamak üzere yeni yapılması gereken üretim tesislerinin kaynaklarının, teknolojilerinin, zamanlamasının ve bölgesel konumlarının belirlenmesinde; **siyasi otoritenin hem yetkili hem de sorumlu olması** gerekir. BU KONUDAKİ SORUMLULUĞU TAŞIYACAK SİYASİ OTORİTENİN, TOPLUM ÇIKARLARINI GÖZETEREK, MALİYET OLARAK DÜŞÜK, ÇEVRE İLE UYUMLU VE TOPLUMDA HER KESİMİN KOLAYLIKLA ULAŞABİLECEĞİ, SÜRDÜRÜLEBİLİR ELEKTRİK ENERJİSİ ARZINI, "GÖRÜNMEZ ELİYLE", SERBEST PİYASADAN BEKLEMELERİNE, **PLANLI OLARAK VE KAMU KURULUŞLARI ELİYLE YAPMASI GEREKMEKTEDİR.**

Yeni bir kamu mülkiyeti ve yönetimi anlayışıyla, kamu kurumlarının toplumsal çıkarlar doğrultusunda, çalışanları tarafından yönetilmesi ve denetlenmesi; bu kuruluşların faaliyetlerinin daha verimli ve etkin kılınmasına ve böylece kamusal hizmetin niteliğinin ve niceliğinin artırılmasına imkan verecektir. Toplum çıkarının korunması için, toplumdaki bireylerin; bilgiye serbestçe ulaşması, sorunların tartışılmasına ve karar alma süreçlerine katılması sağlanmalıdır. Bu yolla hesap verilebilirlik de demokratik bir şekilde gerçekleşecektir.

Lisans verme sürecinde, bir üretim yatırımının yeri, zamanlaması ve kapasitesinin enerji planlarına uygunluğu, ülkenin ve toplumun ihtiyacına yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı, seçilen teknolojinin niteliği ve ülke koşullarına uygunluğu ve topluma maliyeti ile faydası gibi hususlar irdelenmemektedir. Bu tür uygulamalar, yıllardır yaşamakta olduğumuz kargaşaya ve kaynak israfına yol açmaktadır.

Kargaşayı ve kaynak israfını önlemenin yolu planlamadan geçer. Bu nedenle planlamayı yeniden düşünmeli ve uygulamalıyız. Planlama, ülke, bölge ve il ölçeğinde birbirleri ile ilişkili biçimde ele alınmalıdır.

Tüm enerji sektörleri, petrol, doğalgaz, kömür, hidrolik, jeotermal, rüzgâr, güneş, biyoyakıt vb. için Strateji Belgeleri hazırlanmalıdır. Daha sonra bütün bu alt sektör strateji belgelerini dikkate alan **Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Eylem Planı ve Türkiye Genel Enerji Strateji Belgesi ve Eylem**

Planı oluşturulmalı ve uygulanmalıdır. **Ülke ölçeğinin yanı sıra il ve bölge ölçeğinde de enerji kaynak, üretim, dağıtım planlaması** yapılmalıdır.

Strateji belgeleri ve eylem planları tozlu raflarda unutulmak için değil, uygulanmak için hazırlanmalı, ilgili tüm kesimler için bağlayıcı ve yol gösterici olmalıdır.

3.3 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Ülkemizde 2017 yılında birincil enerji arzında fosil kaynakların payı % 88,1, ithal fosil kaynakların payı ise % 75,7'dir. 2018 yılı elektrik arzında ise fosil kaynakların payı % 67,7, ithal kaynakların payı % 52,8'dir. Gerek petrol, doğalgaz ve ithal kömür fiyatlarındaki yükselmeler, gerekse TL'nin yabancı paralar karşısında hızlı değer kaybı, enerji ham maddeleri ithalat faturasını artırdığı gibi, elektrik üretim maliyetlerini ve fiyatlarını yükseltici etki de yapmaktadır.

Oysa başta rüzgâr ve güneş olmak üzere ülkemizin yenilenebilir enerji kaynağı potansiyelinin çok büyük bölümü henüz değerlendirilmemiştir ve atıl durumdadır. On yedi yıldır iktidarda olan siyasi kadroların yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi için değişik tarihlerde belirledikleri ve kamuoyu ile paylaştıkları hedef rakamlar ve bugünkü duruma ait aşağıda (Tablo 15) yer alan veriler ilave bir yoruma ihtiyaç bırakmamaktadır.

Tablo 15. Yenilenebilir Kaynakları Değerlendirme Hedefleri (MW)

	HİDROLİK	RÜZGAR	JEOTERMAL	GÜNEŞ	TOPLAM
31.12.2018	28.291,40	7.005,40	1.285	5.062,90	42.055
CB 2019 Planı	29.796	8.361	1.498	6.433	46.930
2019 Strateji Belgesi	32.000	10.000	700	3.000	46.400
2023 Eylem Planı	34.000	20.000	1.000	5.000	61.000
DEĞERLENDİRİLEBİLİR KAPASİTE	40-42.000	48.000	2000	250.000	

Bu veriler rüzgâra dayalı elektrik üretim potansiyelinin henüz % 15'inin, güneşe dayalı elektrik potansiyelinin ise yalnızca % 2'sinin değerlendirilebildiğini ortaya koymaktadır. Enerji yönetiminin ETKB 2019 Strateji Belgesi'nde rüzgâr enerjisinde 2019 için belirlediği 10.000 MW güç hedefinin yakalanamayacağı ve 2023 Ulusal Yenilenebilir Eylem Planı hedefi olan 20.000 MW'a ulaşmak için beş yılda kurulu gücün % 186 artmasının da imkânsız olduğu değerlendirilmektedir.

Kadim bir güneş ülkesi olan ülkemizin güneşe dayalı devasa elektrik üretim potansiyelinin yalnızca % 1-2'sinin değerlendirilmesini öngören inanılmaz düşük hedefler, iktidarın güneşe yüzünü değil sırtını döndüğünü ortaya koymaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının yerinden üretim kaynakları olması nedeniyle, planlaması, iletim ve dağıtım şebeke kayıplarını minimize edecek ve üretilen enerjinin azami olarak ilgili bölgede tüketimi sağlanacak şekilde yapılmalıdır. Üretilen enerjinin iletimi/dağıtımı zorunlu ise; şebeke altyapısı geliştirilmeli ve şebeke bağlantısı açısından yenilenebilir kaynaklara dayalı santraller için izin verilebilir kapasitelerin mutlak ve oransal olarak azami düzeyde olmasına yönelik altyapı yatırımları gecikmeksizin yapılmalıdır. Dağıtım ve iletim şebekeleri, ülkenin yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesine imkân verecek şekilde planlanmalı ve geliştirilmelidir.

Santral kurulabilecek yerlerin envanteri, ETKB, EPDK, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı vb. kurumların her türlü bilgiyi paylaşımları ve destekleri ile il sınırları için; **yerel yönetimler tarafından çıkarılmalıdır.** Bu çalışmada **temel ölçüt, toplum yararı** olmalıdır. **Belirlenecek alanların, tarım, konut, madencilik, sanayi, altyapı, savunma vb. amaçlarla kullanımı ile çakışmamasına ve bölge halkının yaşam hakkını ve çevreyi olumsuz yönde etkilememesine azami dikkat** gösterilmelidir.

3.4 Dağıtık (Yerinde) Üretim

Ülkemizin coğrafi yapısı gereği büyük güçteki hidrolik ve kömür kaynaklı santrallerin ürettiği elektriğin tüketimin görece fazla olduğu bölgelere (illere) taşınması, enerji kayıpları ve nakil hatlarının inşası yönüyle teknik açıdan, bu yatırımların finansmanı yönüyle de ekonomik açıdan birçok sorunu içinde barındırmaktadır. Teknolojinin gelişmesi ile birlikte tüketim noktalarında, yerinde üretim uygulamaları her geçen gün olumlu yönde aşama kaydetmektedir.

Şebeke bağlantılı olarak mikro ölçekte; **öz tüketime yönelik kojenerasyon/trijenerasyon sistemlerinin kurulması, abonelerin fosil yakıtlardan yararlanabildiği gibi özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinden yararlanarak elektrik enerjisi üretmeleri ve ihtiyaçlarının bir bölümünü veya tamamını karşılamaları** günümüz uygulamalarında olağan hale gelmiştir. *Dağıtık üretim* olarak da adlandırılan bu uygulama için ülkemizde yaygın olarak kullanılabilir en önemli kaynak güneş enerjisidir. **Yerinde üretimde özellikle güneş enerjisi kullanımının yaygınlaştırılması**, gerek elektrik şebekesi üzerinde yaratacağı olumlu etkileri gerekse üretimdeki dış kaynak bağımlılığımızın neden olduğu ekonomik olumsuzlukların kısmen giderilmesi açısından önemlidir.

Ülkemizde de bu yönde mevzuat düzenlemeleri yapılmış ancak zaman zaman ortaya çıkan kısıtlar nedeniyle küçük kapasiteli dağıtık üretim birimleri geliştirilememiştir. Çatı ve cephe uygulamalı güneş santrallerinde üretilen ihtiyaç fazlası enerjiye yapılan ödemeler için 30 Nisan 2018 tarihli 2018/11837 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı'nın 21 Haziran 2018 tarihinde yayımlanması ile getirilen kısıt bunun somut örneğidir. Çatı ve/veya cephe uygulamalı olarak, sözleşme gücü ile sınırlı olmak üzere kendi ihtiyacını karşılamak üzere güneş enerjisi santrali kurarak elektrik üreten kullanıcılara ihtiyaç fazlası üretimleri için ait oldukları tarife grubundan ödeme yapılması kararlaştırılmıştır. 5346 Sayılı Kanun ekinde yer alan I Sayılı Cetvel fiyatlarının altına düşen ödeme ve 01.01.2018 tarihinden sonra yürürlüğe giren Dağıtım Tarifesi nedeniyle bu tür yatırımların hiçbir cazibesi kalmamış ve bu yöndeki girişimler de adeta bıçak gibi kesilmiştir.

Dağıtık üretimin artmasının şebeke kayıpları üzerindeki olumlu etkisinin yanında üretim, iletim ve dağıtım yatırımlarına olası olumlu etkileri göz ardı edilmemelidir. İletim ve dağıtım şebekelerinde oluşan teknik kayıpların düşürülmesi için yapılması gereken yeni yatırımlara ayrılan ve tarifelere de yansıyan **finansmanın bir bölümünün dağıtık üretimde teşvik aracı olarak kullanılması**, toplumsal yarar sağlanmasına da etken olacaktır.

3.5 Ticari Önlemlere Dair Öneriler

Çalışmanın önceki bölümlerinde belirtilen, **dağıtım şirketlerini koruyan, tüm yükleri tüketiciye yıkan uygulamalar** son bulmalıdır.

Dağıtım şirketlerinin kayıp ve kaçak elektriği azaltma yükümlülüklerini sürekli erteleme ve görevlerini yerine getirmeyen, şirketlerin yüklerini tüketicilere ödeten ve faturalarda bunu gizleyen uygulamalara imkân ve izin veren EPDK'nın tüketici karşıtı düzenleme ve uygulamaları derhal durdurulmalıdır. Dağıtım bedeli içindeki bu tarz kalemler kaldırılmalı ve **faturalara yansıyan bedellerin içeriği şeffaf, basitçe anlaşılır** bir yapıda abonelerin bilgisine sunulmalıdır.

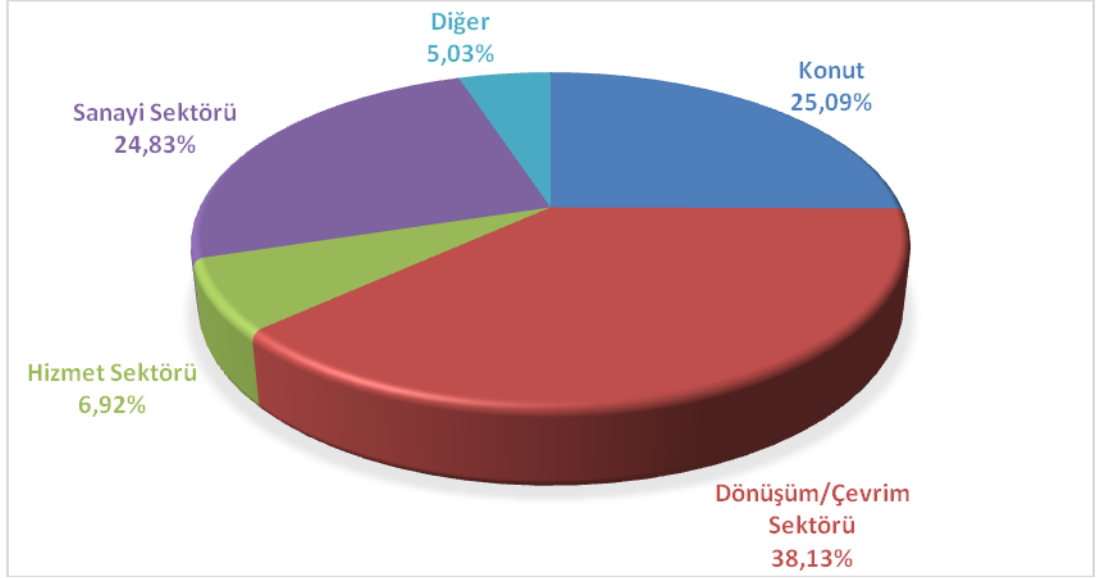
Elektrik maliyetleri ile hiç bir ilişkisi olmayan, siyasi iktidarın borazanı olan ve sürekli olarak muhalefete saldırmayı, gerici uygulamaları övmeyi temel yayın politikası haline getiren TRT'ye ödenen TRT payı iptal edilmelidir.

Ülkemizde dolaylı vergilerin toplam vergi gelirleri içindeki payı % 70'i geçmektedir. Ticari işletmeler için bir maliyet unsuru olmayan ancak **konut tüketicilerinin ödediği faturayı arttıran KDV oranı, % 18'den % 1'e düşürülmelidir.**

4. 2018 YILI DOĞALGAZ TARİFELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Doğalgaz, Türkiye birincil enerji tüketiminde 2017 yılında % 30,5 ile en büyük paya sahip olmuştur. Elektrik üretiminde, sanayide, konutlarda temel bir enerji kaynağı olarak kullanılan doğalgazın % 99'undan fazlası ithal edilmektedir. 2018 yılı içinde doğalgaz 81 ile ulaştırılmıştır. GAZBİR çalışmalarına göre, 2018 sonu itibarıyla doğalgaza erişebilir nüfusun 64,5 milyona, abone sayısının 15 milyona ulaşması hedeflenmiştir.

EPDK verilerine göre 2017 yılında doğalgaz tüketiminin sektörel dağılımı Grafik 16'da gösterilmiştir.



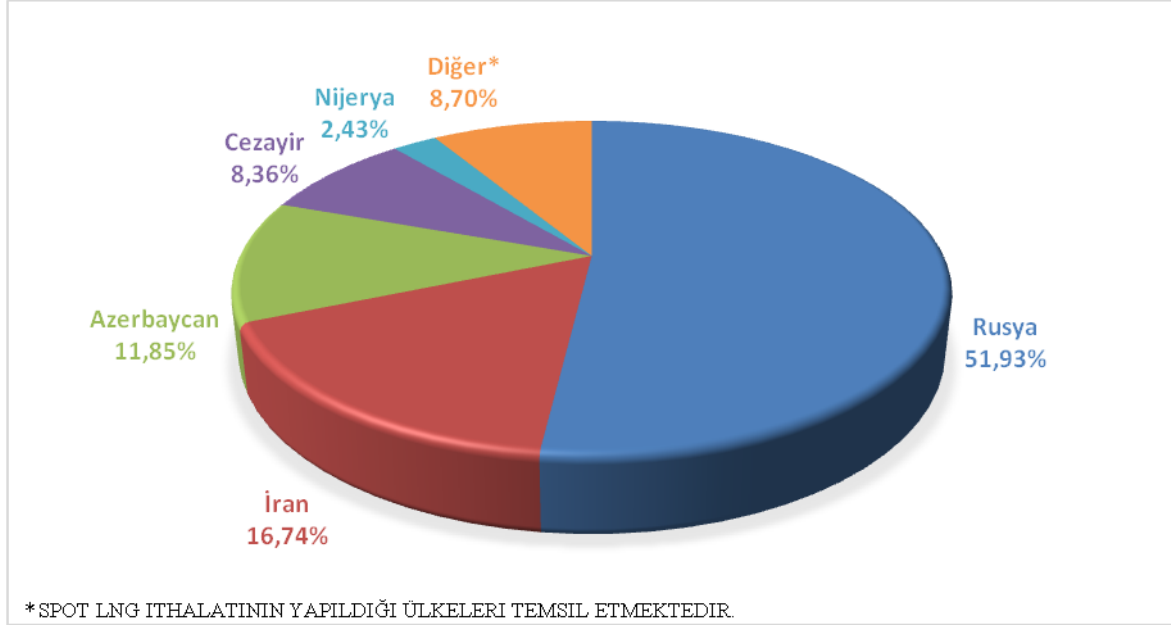
Grafik 16. 2017 Yılı Doğalgaz Sektörel Tüketim Dağılımı (%)

Doğalgaz ithalatı 2008-2017 yılları arasında % 47,9 oranında artmıştır. Ancak, 2018 yılında ekonomik kriz ve yapılan bir dizi zamlarla doğalgaz fiyatlarının çok artması sonucu, doğalgaz tüketimi artmak bir yana gerilemiştir. 2017'de elektrik üretiminin % 36,6'sı doğalgaz yakıtlı santrallerden karşılanırken, 2018 yılında bu pay % 30,09'a düşmüştür. Geçici verilere göre doğalgaz tüketimi 50 milyar m³ olmuş ve EPDK'nın 2018 doğalgaz tüketim tahmini olan 54,5 milyar m³ gerçekleşmemiştir. Bu durum karşısında EPDK, 2019 doğalgaz tüketim tahminini 52,133 milyar m³ olarak açıklamıştır.

Tablo 16. 2008-2017 Yılları Doğalgaz İthalat Miktarları (Milyon Sm³)

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer*		Toplam	Bir Önceki Yıla Göre Yüzde Değişim
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)		
2008	23.159	62,01	4.113	11,01	4.580	12,26	4.148	11,11	1.017	2,72	333	0,89	37.350	4,21
2009	19.473	54,31	5.252	14,65	4.960	13,83	4.487	12,51	903	2,52	781	2,18	35.856	-4
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036	6,08
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874	15,35
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922	4,67
2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269	-1,42
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262	8,82
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427	-1,7
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352	-4,28
2017	28.690	51,93	9.251	16,74	6.544	11,85	4.617	8,36	1.344	2,43	4.804	8,7	55.250	19,2

İthalat içindeki en büyük paya sahip olan ve ihtiyacın yarısından fazlasını karşılayan Rusya Federasyonu'nun bu başat payının önümüzdeki yıllarda da sürmesi söz konusudur.



Grafik 17. 2017 Yılı Doğalgaz İthalatının Ülkelere Göre Dağılımı (%)

Doğalgaz fiyatları 2015 yılında sabit tutulmuş, 2016 Ekim ayında % 10 indirilmiş, 2017 yılında artırılmamış ancak, 24 Haziran 2018 seçimleri sonrasında artırılmıştır.

Hatırlanabileceği gibi elektrik ve doğalgaza zam yapılmayan bu dönemde, Anayasa Değişikliği Referandumu ile Cumhurbaşkanlığı ve Milletvekili Genel Seçimleri yapılmıştır. Siyasi iktidarın seçimlerde başarılı olabilmesi amacıyla ertelenen zamlar 24 Haziran sonrası art arda uygulamaya konulmuştur.

2018 yılı içinde Nisan, Ağustos, Eylül ve Ekim aylarında yapılan zamlarla, **2017 yılı sonuna göre doğalgaz fiyatları konutlarda % 25-37, küçük sanayi kuruluşlarında % 29,5, büyük sanayi kuruluşlarında % 100, elektrik üretimi için yakıt olarak doğalgaz kullanan santrallerde % 146** oranında artmıştır. (Tablo 17)

Uygulanan fiyat politikası ile doğalgaz satış fiyatlarında sürdürülmekte olan sübvansiyon, elektrik üretim tesislerinde büyük ölçüde, büyük sanayi kuruluşlarında kısmen kaldırılmıştır.

Siyasi iktidarın, maliyet bazlı fiyatlandırma yaptıkları iddiasına karşın uzun yıllar elektrik üreticileri, küçük/büyük sanayi kuruluşları ve konut tüketicileri, başka bir ifade ile tüm tüketiciler için doğalgaz fiyatları devlet bütçesinden sübvansiyon edilmiştir.

BOTAŞ'ın boru hattı ile gaz ithal ettiği ülkelerden Türkiye sınırında gaz alış fiyatı 280-300 USD/1000m³ olup, bu rakamın üzerine % 20-25 oranında işletme giderleri eklendiğinde, **doğalgaz m³ maliyetinin 0,34-0,38 USD'ye** ulaşabileceğini tahmin edebiliriz.

Sürekli değişen dolar kuru için 1 USD = 5,50 TL baz alındığında, yukarıdaki kabullerle **BOTAŞ'ın maliyeti 1,87 ila 2,09 TL/m³ olan gazı;**

- elektrik üretim tesislerine 1,55 TL/m³ fiyatla maliyetinin yaklaşık % 17-26 altına,
- büyük sanayi kuruluşlarına 1,35 TL/m³ fiyatla maliyetin % 28-35 altına,
- küçük sanayi kuruluşları ve konutlar için ise maliyetin yarısının da altına

satıyor olduğu ve doğalgaz fiyatlarında sübvansiyonların halen sürdüğü görülmektedir.

Öte yandan her ne kadar BOTAS kentsel doğalgaz dağıtım şirketlerine konut tüketicisi için gazı sübvansede edilen fiyatla 0.89 TL/m³ fiyatla satıyor olsa da, kentsel dağıtım şirketlerinin yüksek hizmet bedellerinin ve katma değer vergisinin de alış fiyatına eklendiği ve maliyet unsuru olduğu konut tüketicileri için doğalgaz fiyatı, İstanbul'da 1,36 TL/m³, Ankara'da 1,43 TL/m³'e yükselmiştir.



2019 başında, doğalgaz satış fiyatlarında, konutlara ve küçük sanayi kuruluşlarına % 10, elektrik üretim tesislerine % 8,8 indirim yapılmıştır. Konut tüketici fiyatlarına uygulanan sübvansiyonu göz ardı etmeksizin, Ankara, İstanbul ve Bursa gibi konut abonelerinin en çok olduğu kentlerde, bu indirim sonrasında dahi, fiyatların 2017 sonuna göre % 17-26 artmış olduğunu belirtmek gerekir.

Tablo 17. 2018 Yılındaki Doğalgaz Satış Fiyatları (TL/Sm³) Değişiklikleri ve Artış Oranları

SIRA NO	TANIMI	31.12.2017 TL/m ³	1.1.2018 TL/m ³	31.12.2018 TL/m ³	31.12.2017'YE GÖRE ARTIŞ %	1.1.2019 TL/m ³	31.12.2017'YE GÖRE ARTIŞ %
1	3112.2018BOTAS'ın kentsel doğal gaz dağıtım şirketlerine satış fiyatları						
1.1	Serbest olmayan tüketiciler için	0,763615	0,763615	0,988904	29,50	0,890014	16,55
1.2	Yıllık tüketimi 300.000 Sm ³ ve altında elektrik üretimi dışında kullanıcılar	0,763615	0,763615	0,988904	29,50	0,890014	16,55
1.3	Yıllık tüketimi 300.000 Sm ³ ün üzerinde elektrik üretimi dışında kullanıcılar	0,704145	0,800000	1,351527	91,94	1,351527	91,94
1.4	Elektrik üretimi için kullananlar	0,763615	0,800000	1,700000	146,36	1,550000	102,99
2	BOTAS'la sözleşmesi olan tüketiciler						
2.1	Yıllık tüketimi 300.000 Sm ³ ve altında elektrik üretimi dışında kullanıcılar	0,763615	0,763615	0,988904	29,5	0,890014	16,65
2.2	Yıllık tüketimi 300.000 Sm ³ ün üzerinde elektrik üretimi dışında kullanıcılar	0,704145	0,988904	1,351527	91,94	1,351527	91,94
2.3	Elektrik üretimi için kullananlar	0,763615	1,351527	1,700000	146,36	1,550000	102,99
3	Kentsel doğalgaz şirketlerinin konut tüketicilerine satış fiyatları						
3.1	İGDAŞ	1,097500	1,130700	1,482800	35,10	1,3580	23,74
3.2	BAŞKENTGAZ	1,135100	1,183310	1,555500	37,03	1,4245	25,50
3.3	BURSAGAZ	1,086700	1,064100	1,389351	24,70	1,2699	16,86

5. DOĞALGAZ FİYATLARINDAKİ ARTIŞIN KONTROL ALTINA ALINMASI

Türkiye’de tüketilen doğalgazın nerede ise tamamı ithal edilmektedir. Doğalgaz fiyatları petrol fiyatları ile bağlantıdır. Petrol fiyatlarındaki yükseliş ve düşüşler anında olmasa da, belirli bir süre sonra doğalgaz fiyatlarına yansımaktadır. Öte yandan doğalgaz fiyatları, kaynağına, arz miktarına ve pazara sunulma biçimine (boru hattı, LNG) göre de farklılık göstermektedir.

Odamız, uzun yıllardır, ülkemizin çeşitli ülkelerle yapmış olduğu gaz alım anlaşmalarının gözden geçirilmesi, yeniden görüşme konusu yapılması ve ülkemiz aleyhine hükümlerden arındırılması gerektiğini savunmuştur. Ne var ki, bu uyarımız siyasi iktidarlar tarafından dikkate alınmadığı gibi, Azerbaycan ile yapılan TANAP Anlaşması da, Rusya Federasyonu (RF) ile yapılan Türk Akımı Anlaşması da, ihracatçı ülkeler lehine, ülkemiz aleyhine hükümlerle doludur.

TANAP kapsamında Azerbaycan’dan ithal edilecek gazın alış fiyatının, Türkiye’nin RF’den ithal ettiği benzer vasıftaki gazın alış fiyatından yüzde 12 daha ucuz olması öngörülmüştür.

Fiyatta sağlanan bu küçük indirim karşın, BOTAŞ, yüzde otuz ortağı olduğu bu şirketten satın alacağı her bin metre küp gaz için, Eskişehir tesliminde 78 USD, Trakya’da teslim alması halinde ise 103 USD, taşıma parası ödeyecektir.

Oysa Türkiye’nin Azerbaycan ile yaptığı diğer cari sözleşme ile ithal edilen Azeri gazının, Türkiye girişinden tüketim noktasına kadar taşıma bedeli, EPDK tarafından bin metre küp için 32 TL, yaklaşık 6,1 USD olarak belirlenmiştir. Başka bir ifade ile TANAP’ın BOTAŞ’tan tahsil edeceği taşıma bedeli, BOTAŞ’ın kendi müşterilerden tahsil ettiği rakamın 13-17 katıdır. Bu, kayda değer bir dost kıyağı (!) olsa gerek.

Bu fahiş taşıma bedellerinin, RF’den ithal edilen doğal gazdan yüzde 12’lik indirimle dengelenebilmesi için RF’nin Türkiye’ye doğalgaz satış fiyatının bugüne göre yaklaşık % 43-56 oranında artması ve 430-450 USD/1000 m³ bandına çıkması gerekecektir. LNG arzındaki artış ve fiyatlardaki genel seyir dikkate alındığında da, bu gerçekçi bir beklenti değildir.

Rusya Federasyonu, Ukrayna, Moldavya, Romanya, Bulgaristan üzerinden Türkiye’ye yılda 14 milyar m³ gaz ihraç ettiği Batı Hattının yerine, esas olarak siyasi sorunlar yaşadığı Ukrayna’yı devre dışı bırakmak ve başta Balkanlar olmak üzere Avrupa’da yeni pazarlara ulaşmak için Karadeniz’in altından Trakya’daki Kıyıköy’e ulaşacak, oradan da Yunanistan ve/veya Bulgaristan üzerinden pazar ülkelere uzanacak her biri 15,75 milyar m³/yıl kapasiteli çift boru hattı inşa projesinin adına Türk Akımı denilmiştir. Moda deyimle “Sözde Türk Akımı“ olarak adlandırılan bu proje ile Türkiye, Rusya Federasyonu’ndan yılda 15,75 milyar m³ gaz alabilecek, bakiye 15,75 milyar m³ gazı Kıyıköy’den sınıra taşımak için Rus şirketleri ile ortak olacağı bir şirket kuracaktır. Türkiye, adı Türk olan bu hattın yılda 15,75 milyar m³’ün dışında gaz alamayacağı gibi, bu miktarın pazar ülkelere satışında da hiç bir söz hakkı olmayacaktır. Oysa bu boru hattı Karadeniz’i verevlemesine geçmek yerine mevcut Mavi Akım hattının yanına daha kısa bir boru hattı ile inşa edilebilir ve karaya çıkış noktası olan Samsun’dan Türkiye’nin batı sınırına mevcut boru hatlarına yapılacak ilavelerle BOTAŞ tarafından taşınabilirdi. Böylece, ülkemizin ihtiyaç halinde bu gazın daha büyük bölümünü satın alabilme imkânı olabilir ve taşınan gazın Avrupa pazarına satışında söz sahibi olunabilirdi.

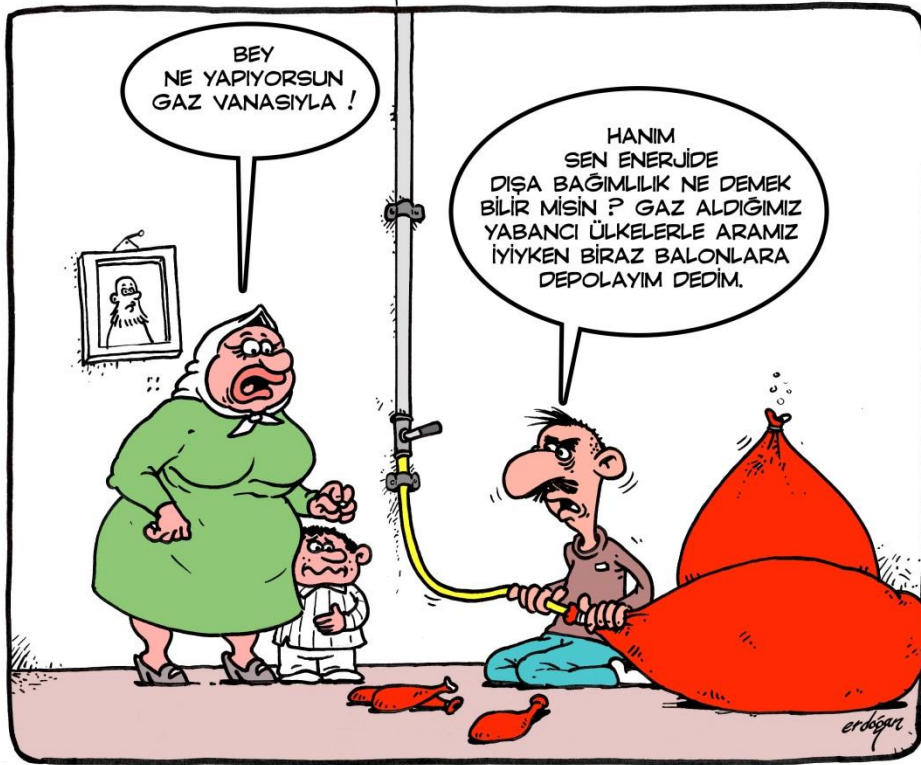
Odamızın ve birçok uzmanın dile getirdiği bu alternatifler enerji yönetimi ve siyasi iktidar tarafından dikkate alınmamış, oyunun tüm kurallarını RF belirlemiştir. İktidar, ilaveten RF’ye boru hattını Türkiye’nin Karadeniz’deki Münhasır Ekonomik Bölgesi’nden geçirme izni vererek güzergâhı kısaltma ve maliyetleri düşürme fırsatı vermiş ve bu projeye bir dizi teşvik ve vergi bağışıklığı tanımıştır. Ülkemiz, gerek TANAP gerek Türk Akımı Projelerinden daha ucuz gaz temin etme imkânlarını değerlendirememiştir.

Odamız daha önce, ülkemizin gazı daha ucuza temin edebileceği alternatif kaynakları araştırması ve boru hatlarıyla gaz temininin yanı sıra sıvı gaz (LNG) arzını da artırması gereğine de işaret etmişti. Son yıllarda yüzer LNG (sıvılaştırılmış doğalgaz) depolama ve yeniden gazlaştırma terminali FSRU (floating storage and regasification unit), tesislerinin yapılması ve devreye girmesi olumludur.

Dünyada sıvı gaz arzındaki artışların yaratabileceği, daha ucuz fiyatlarla doğalgaz ithal etme imkânı mutlaka değerlendirilmelidir.

Yurt içinde doğalgaz üretimi çok yetersizdir. Yerel kaynaklardan doğalgaz arzını artırmak için ülkenin karasal alanlarında ve “Mavi Vatan“ olarak adlandırılan denizlerinde, arama ve sondaj çalışmalarına ağırlık verilmelidir. Akdeniz’e sınırı olan ülkeler tüm deniz alanlarını kendi çıkarları doğrultusunda parseller ve arama sondaj faaliyetlerini yoğunlaştırır, hatta üretime başlarken Türkiye’nin kendi kıta sahanlığını ilan etmekte gecikmesi aymazlıktır. Türkiye kıta sahanlığını derhal duyurmalı, bu bölgede sismik çalışmaları yoğunlaştırmalı, sondajları artırmalıdır.

Sonuç olarak doğalgaz fiyat artışlarını kontrol edebilmek için doğalgazın daha ucuza temin edilebileceği kaynakları çeşitlemek, mevcut sözleşmelerde fiyatı artırıcı ve ülkemiz aleyhine işleyen hükümleri iptal etmek ve yurtiçi gaz üretimini artırmak gerekmektedir.



6. YOKSULLARA ENERJİ DESTEĞİ

Odamız uzun süredir enerji yoksulları ve yoksunlarına, çağdaş yaşam koşullarını sağlayacak miktarda ücretsiz elektrik ve doğalgazın kamu tarafından temin edilmesini savunagelmıştır. Bugüne değin toplum yararını gözeten bu önermemize, siyasi iktidar yakın zamana kadar yanıt vermemiş, adeta kulaklarını tıkamıştır.

Sn. Cumhurbaşkanı, 08.01.2019 tarihinde AKP Meclis Grubunda yaptığı konuşmada “çok önemli bir sosyal devlet adımı attıkları, düzenli sosyal yardım alan ihtiyaç sahibi vatandaşların 150 kilovat saate kadar elektrik tüketimini ve bu kapsamda yaklaşık 2,5 milyonun üzerindeki hanede her ay ortalama 80 liralık elektrik faturasını devletin karşılayacağını” bildirmiştir. Bu açıklama, toplumun düşük gelirli gruplarında büyük bir sevinçle karşılanmıştır. Odamız da, enerji yoksul ve yoksunlarına bedelsiz elektrik sağlanmasına yönelik talebinin kamu yönetimi tarafından geç de olsa benimsenmesini olumlu olarak değerlendirmiştir.

Ancak bu destekten yararlanacakların sayısında bir hata olabileceği düşünülmektedir. Çünkü 27.10.2018 tarihli mükerrer Resmi Gazete’de yayımlanan “2019 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı”nın 2.2.1.9 sayılı Sosyal Koruma bölümünde yer alan Bölüm Tablo II-11’de, Sosyal Yardım ve Dayanışma Vakıflarından (SYDV) yardım desteği alan aile sayısı 3.201.253’tür. Aynı tabloya göre

genel düşük gelir gruplarına, bu bağlamda enerji yoksullarına verilen kömür yardımından yararlanan aile sayısı 2.088.881'dir. Kömür yardımı alanların önemli bir bölümü SYDV desteği de aldığı kabul edildiğinde, mükerrer olanlar düşüldüğünde dahi destek alınan aile sayısının her durumda Sn. Cumhurbaşkanının bildirdiği 2,5 milyonun oldukça üzerinde açık olduğu açıktır.

Öte yandan, yerel ve ulusal basına çokça yansıyan haberlere göre, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez, enerji yoksunları ve yoksullarına ücretsiz sağlanacak elektrik yardımı kapsamının daraltılacağını açıklamıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez, Cumhurbaşkanı Recep Tayyip Erdoğan'ın açıkladığı düzenli sosyal yardım alan ihtiyaç sahibi vatandaşların aylık 150 kilovatsaate kadar elektrik tüketimini devletin karşılamasına yönelik düzenlemeden yararlanması öngörülen aileyi daha düşük sayıda ifade etmiş ve 2,5 milyon hane, 10 milyon kişinin yararlanacağını bildirmiştir.

Dönmez, ayrıca "*Sayın Cumhurbaşkanımız da grup toplantısında destekten 150 kilovatsaate kadar vatandaşlarımızın yararlanacağını söyledi. Üç bakanlığımızın ekipleri bir araya geldi ve şu an gruplama çalışması yapılıyor. Hane halkı sayısı 2 veya daha az olanlarda aylık 75 kilovatsaat, 3 kişi yaşayanlarda 100 kilovatsaat, 4 kişi yaşayan hanelerde 125 kilovatsaat, 5 kişi ve yukarı yaşayan hanelerde ise 150 kilovatsaat olmak üzere elektrik desteği planlaması yapılıyor. Yardımların ne zaman başlayacağı konusu ise Aile, Çalışma ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı ile ilgili. Çünkü ilgili bakanlığın bir program ve düzenleme yapması gerekiyor. Bildiğim kadarıyla orada da süreç hızlı ilerliyor. İnşallah en kısa sürede bu desteklerin nasıl bir sistemle dağıtılacağını Aile, Çalışma ve Sosyal Hizmetler Bakanlığımız açıklayacak. Hayırlı olsun*" açıklamasını yapmıştır.⁶

Hane içinde yaşayan kişi sayısından bağımsız olarak, **asgari yaşam koşullarında**; günde 4-5 saat çalışan bir adet televizyonun, gün boyu elektrikle çalışan bir adet buzdolabının, haftada bir kez çalıştırılan bir adet çamaşır makinesinin, haftada bir saat çalıştırılan ütünün bulunduğu **bir konutun aydınlatma ihtiyacının giderilmesi amacıyla kullanılan elektrik tüketimi de dâhil edildiğinde aylık zorunlu tüketim miktarı yaklaşık 100-120 kWh düzeyindedir.**

Kaldı ki bu miktara süpürge, fırın ve saç kurutma makinesi gibi elektrikli ev aletlerine ait tüketimler dâhil edilmemiş, tüketim düzeyleri de asgari düzeyde tutulmaya çalışılmıştır. Bu nedenledir ki **150 kWh'lik sınır, zaten asgari yaşam koşulları için eşik değer olarak kabul** edilmelidir. Sayın Bakan'ın açıklamasında konu edilen ve hane halkı sayısına indirgenen destek, bu yönüyle düzenli sosyal yardım alan vatandaşlarımızda hayal kırıklığı yaratmıştır.



⁶ <https://enerjigunlugu.net/icerik/30748/donmez-elektrik-desteginden-10-milyon-kisi-yararlanacak.html>

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

İşletmede olan gerek termik, gerekse hidroelektrik santrallerde planlı ve modern bakım, onarım, iyileştirme (rehabilitasyon) çalışmalarına öncelik verilmesi, böylelikle santrallerin çevreye olumsuz etkilerinin azaltılması, verimlerinin artırılması ve güvenilir üretim sınırlarını aşarak proje üretim hedeflerine ulaşmaları yönünde kayda değer bir çalışma yapılmamıştır. Tersine, kamu elindeki veya özelleştirilmiş santrallerde 31.12.2019 tarihine kadar çevre koruyucu önlemler alınmadan, hatta bazı santrallerde var olan filtre, baca gazı kükürt arıtma sistemleri vb. çevre koruyucu tesisler bile çalıştırmadan üretim yapılmasının önünü açan uygulamanın 2 yıl daha uzatılmasının ön adımları atılmıştır. Santralleri devralan firmalara uzunca bir süre için tanınan “çevreyi kirletme” özgürlüğünün uzatılması için yasa tasarısı hazırlanmıştır. Bu anlayıştan hızla vazgeçilmeli, **tüm santrallerde verim artırıcı ve çevre koruyucu yatırımların bir an önce yapılması sağlanmalı ve santrallerin teknik olarak daha iyi işletilmeleri için önlemler alınmalıdır.**

Yıllık üretiminin yarısından fazlasının ithal kaynağa dayandığı elektrik enerjisinde, dağıtım özelleştirmelerine de gerekçe oluşturulan kaçak kullanımın önüne geçilememiş, bazı dağıtım bölgelerine ayrıcalık tanınarak, kaçak kullanımın faturasının dürüst kullanıcıların üzerine yüklenmesi devam ettirilmiştir. **Dağıtım şirketlerinin; kaçak tüketimde kontrol, gözetim ve denetim ile teknik kayıpların düşürülmesinde bakım onarım ve yatırım sorumlulukları göz önüne alınarak gerekli yaptırımlar uygulanmalı, mevzuat düzenlemeleriyle şirketlere sağlanan ayrıcalıklar kaldırılarak özelleştirmenin ilgili gerekçeleri arasında bile yer alan sorumluluklara sadık kalınmalıdır. Aksine sonuçlar yaratacak uygulamalarda ise ilgili dağıtım şirketinin, özerk yapıda oluşturulacak bir kamu idaresine devredilerek kamusal hizmet anlayışında yeniden yapılandırılması değerlendirilmeli ve bu yönde yasal altyapı oluşturulmalıdır. İletim ve dağıtım kayıplarının düşürülmesine olumlu etkisi göz ardı edilemeyecek olan dağıtık (yerinde) üretime yönelik uygulamalar teşvik edilmelidir.**

Çok zamanlı tarife yapısı yaygınlaştırılarak, sistemin etkin ve verimli kullanımının sağlanması ile üretim, iletim ve dağıtım yatırımlarının planlamasına etkisi de göz ardı edilmiştir. Tarifelerin içeriği hakkında bilgisi olmadan çok (üç) zamanlı tarifeyi tercih eden ve bir anlamda sisteme destek olan kullanıcılar cezalı konuma getirilmiş ve şirketlere ek gelir kapısı aralanmıştır. Abone grupları arasında tarifelerde yapılan değişimlerde (artış veya indirim açısından) farklılıklar söz konusu olabilir. Ancak **aynı tarife grubu içinde yer alan farklı seçeneklerde yapılan (artış veya indirimlerde) eşitlik sağlanmalı, kamuoyunun dikkatinden kaçan tarifelere yapılan artış veya indirimlerde farklılık yaratılarak gizli zamların önü açılmamalıdır.**

Elektrik dağıtım ve tedarik şirketlerine kamu (önce TETAŞ, kapatıldıktan sonra da EÜAŞ) eliyle yapılan toptan satışlarda uygulanan dönemsel fiyat indirimleri Maliyet Bazlı Fiyatlandırma esaslarına aykırı olarak kullanıcılara yansıtılmamış, şirketlere kaynak aktarmanın yolu olarak kullanılmıştır. **Görevli tedarik şirketlerinin perakende satış fiyatlarının tespitinde etkisi göz ardı edilemeyecek derecede yüksek olan kamu kaynaklı toptan elektrik alış fiyatlarındaki indirimler, şirketlere kaynak olarak değil vatandaşa indirim olarak yansıtılmalıdır.**

Üretim ve dağıtım özelleştirmeleri ile serbestleştirme adına piyasalaştırılan elektrik enerjisi alanı, Elektrik Piyasası Kanunu'nun amaç maddesinde yer alan ifadelerle karşın, özel sektörün kâr hırsına terk edilmiştir. Dolayısıyla, o ifadeler bir temenninin ötesine geçememiş ve fiili durum tüketicilerin mağduriyetine neden olmuştur. Elektrik enerjisi gerek kişisel gerekse toplumsal yapının vazgeçilmez bir unsurudur. İnsan yaşamının zorunlu ihtiyacı, üretimin temel girdisidir. Bu nedenle **elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımını, bütüncül bir planlama ile kamusal hizmeti gerekli kılmaktadır. Sektörden beklentileri farklı birçok şirketin kâr hırsına terk edilmiş bu düzensiz ve**

plansız yapının, öncelikle mevcut dağılımdan kurtarılması, kamusal hizmeti esas alan, toplum çıkarlarını gözetken özerk bir yapıya kavuşturulması gerekmektedir.

Elektrik üretimi içinde, yenilenebilir kaynakların payının artmasına ve doğalgazın payının azaltılmasına yönelik politika ve uygulamalara ağırlık verilmeli, önümüzdeki yıllarda doğalgazın payı önce % 30'un altına ve nihai olarak % 25'ler düzeyine düşürülmelidir.

Enerjide dışa bağımlılığı daha da artıracak olan yeni doğalgaz santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları ise iptal edilmelidir.

Yurtiçi doğalgaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşmasının gereği açıktır. Yerli doğalgaz üretiminin de mutlaka artırılması gerekmektedir. Bu noktada, karasal alanların yanı sıra denizlerdeki aramalara mutlaka hız verilmelidir. Bir "master plan" dâhilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girilmelidir.

Akdeniz'i kendi çıkarları doğrultusunda parsellemeye yönelen ülkelerin bu girişimlerine kararlı bir şekilde karşı çıkılmalı, Türkiye; Lübnan, Suriye, Libya vb. ülkelerle işbirliği içinde, Akdeniz kıta sahanlığını ilan etmeli, egemenlik haklarını titizlikle savunmalıdır. Kıta sahanlığı içinde petrol ve gaz bulunma olasılığının olduğu bölgelerde sismik çalışmalar yoğunlaştırılmalı, sismik çalışmaların sonuçlarına göre deniz sondajlarına yönelinmelidir. Mevcut gaz alım anlaşmaları kapsamlı ve ayrıntılı bir şekilde incelenmeli, ülke aleyhine hükümlerin iptali için yeniden görüşme konusu yapılmalıdır.

Ulus ötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAS tekeli zaafa uğratacak olan tüm girişim ve projelere karşı durulmalıdır. BOTAS ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulus ötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin, gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması, ETKB ile BOTAS'ın uygun görmesi halinde ve BOTAS'la yapılacak bir işbirliği kapsamında, mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün tamamını veya kayda değer bir bölümünü tercihi ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra ihraç etme imkânına da sahip olmalıdır.

Türkiye 2017 yılında 54 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Az sayıda ülkeye aşırı bağımlılık, ekonomik açıdan olduğu kadar, ulusal güvenlik açısından da sağlıklı bir durum değildir. Doğalgazda Rusya'ya ve İran'a bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yapılmalıdır. Türkiye, mutlaka çeşitli kaynak ülkeler arasında daha dengeli ithalat oranları sağlamak durumundadır. Güvenilir yeni kaynaklardan kaynak çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır.

ETKB, arz güvenliği için gerekli önlemleri almalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planları hazırlamalıdır.

Temel bir ihtiyaç olan doğalgazın fiyatları üzerindeki KDV % 18'den % 1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalıdır.

HAZIRLAYANLAR:

Bu Rapor,

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Endüstri Mühendisi Oğuz Türkyılmaz

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Makina Mühendisi Orhan Aytac

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Elektrik Mühendisi Olgun Sakarya,

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Matematikçi Yusuf Bayrak

tarafından ve

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Üyeleri Makina Y. Mühendisleri Fuat Tiniş ve Muzaffer Başaran'ın

katkılarıyla hazırlanmıştır.

Redaksiyon çalışması TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Maden Mühendisi Mehmet Kayadelen tarafından yapılmıştır.

Son okuma ve yayın hazırlık çalışmaları TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi Makina Mühendisi Orhan Aytac ve TMMOB Makina Mühendisleri Odası Danışmanı İlhan Kamil Turan tarafından üstlenilmiştir.

MMO Samsun Şube Çorum İl Temsilciliği görevlisi Erdoğan Oruç çalışmayı çizimleriyle zenginleştirmiştir.