



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

TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

ODA RAPORU
2024

YAYIN NO: MM0/758

ODA RAPORU

TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ
2024

tmmob
makina mühendisleri odası

Meşrutiyet Mah. Meşrutiyet Cad. No: 19 Kat: 6-7
Kızılay / ANKARA
Tel: (0312) 425 21 41 Faks: (0312) 417 86 21
e-posta: mmo@mmo.org.tr
<http://www.mmo.org.tr>

YAYIN NO: MMO/758
E-ISBN: 978-605-01-1645-8

Bu yapıtın yayın hakkı Makina Mühendisleri Odası'na aittir. Kitabın hiçbir bölümü değiştirilemez. MMO'nun izni olmadan kitabın hiçbir bölümü elektronik, mekanik vb. yollarla kopya edilip kullanılamaz. Kaynak gösterilmek kaydı ile alıntı yapılabilir.

SUNUŞ

Enerji sektöründe 1980'li yıllardan bu yana uygulanan serbestleştirme-özelleştirme politikaları, her bakımdan ülke-kamu-toplum çıkarları aleyhine, bir avuç özel şirketin lehine olmuş, kamudan ve tüketicilerden/halktan bu şirketlere malî kaynak aktarmanın aracı olmuştur.

Tüm kamusal üretim ve hizmet alanlarında olduğu gibi enerji sektörü de yerli ve yabancı sermaye için yeni bir sermaye birikim alanı olarak piyasacı içerikle yeniden yapılandırılmış; bütüncül enterkonekte ağ sistemi ve kamu iktisadi kuruluşları parçalanarak, küçültülerek, "yap-işlet, yap-işlet-devret, yap-işlet-sahip ol" gibi yöntemlerle özelleştirilmiş; çeşitli teşvik ve sübvansiyonlarla sermayeye kaynak aktarımının alanı haline getirilmiştir. Fosil kaynaklara dayalı, yüksek karbon emisyonlu ekonomik yapıda sera gazı salımları doğal ve toplumsal yaşamı tehdit eder boyutlara ulaşmıştır. Enerji, dışa bağımlılığın ve hayat pahalılığının kaynaklarından biri olmuş, ülkemizde enerji yoksulluğu ve yoksunluğu ciddi boyutlara ulaşmıştır. Bu yapı ve mevcut durum artık sürdürülemez bir noktadadır.

Enerji, meslek alanlarımız ve kamusal sorumluluklarımızdan hareketle; kamu yararı, kamusal üretim ve hizmetlerin tasfiyesine ve neoliberal serbestleştirme-özelleştirme politikalarına karşı mücadelemizin önemli bir alanıdır.

Hep vurgularız: Enerjiden gereğince yararlanmak, modern çağın gereği ve vazgeçilmez bir temel haktır. Bize göre, tümü toplumun ortak malı olan enerji kaynaklarının araştırılması, bulunması, değerlendirilmesinden başlayarak üretim, iletim, dağıtım ve tüketime kadar sürecin tüm aşamalarında çevreye, iklime, doğaya olumsuz etkiler asgari düzeye indirilmeli, ülke ve toplum yararı temel alınmalıdır. Enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması, temel enerji politikası olmak zorundadır.

Odamız, 1980'lerde başlayıp AKP iktidarıyla doruğuna ulaşan neoliberal dönüşüm sürecini yayımladığı enerji konulu raporlar, kongre ve sempozyumlar, paneller, söyleşiler ve çok sayıdaki güncel basın açıklamalarıyla teşhir etmiş ve daima ülke-kamu-halk yararını temel almıştır.

Odamız, Oğuz TÜRKYILMAZ ağabeyimizin ve başında bulunduğu Enerji Çalışma Grubu'nun özel katkılarıyla; söz konusu neoliberal dönüşümü sınırsız rant politikaları ile birleştiren iktidarın ekonomi politikasına karşı; azami ölçüde **yenilenebilir kaynaklara dayalı, kamucu/toplumcu, planlamacı, katılımcı başka bir dönüşümü ve demokratik enerji programını** savunmaktadır.

Bu bakış açısıyla hazırlanan *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2024 Oda Raporu*, 8 bölüm ve 21 makaleden oluşmaktadır. Raporla özel katkıları bulunan;

Hazırlık çalışmalarının eşgüdümü ve raporun editörlüğü yanı sıra birçok bölümde makaleleri bulunan Oda Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz TÜRKYILMAZ, Enerji Çalışma Grubu Üyeleri Orhan AYTAÇ ve Şayende YILMAZ'a,

Prof. Dr. Seyhan ERDOĞDU, Elektrik Mühendisi Olgun SAKARYA, Matematikçi Yusuf BAYRAK, Elektronik Mühendisi Erdiç ÖZEN, Jeofizik Yüksek Mühendisi-Avukat A. Uğur GÖNÜLLÜ, Maden Yüksek Mühendisi Dr. Nejat TAMZOK, Elektrik Mühendisi Nedim Bülent DAMAR, Kimya Mühendisi Serpil SERDAR, Meteoroloji Mühendisi Murat DURAK, Jeoloji Yüksek Mühendisi Dr. Ali Burak YENER, Makina Yüksek Mühendisi Bülent İLLEEZ, İktisatçı Bengisu ÖZENÇ, Kimya Mühendisi Nilgün ERCAN, İklim Politikaları Uzmanı, Eczacı Elif Cansu İLHAN, İklim Politikaları Uzmanı, Şehir ve Bölge Şehir Plancısı Özlem KATISÖZ'e ve raporu yayına hazırlayan çalışma arkadaşlarımıza teşekkür ediyoruz.

1970'lerden bugünlere dek Odamız ve TMMOB'de birçok yönetim görevinde bulunan ve 20 yılı aşan bir süreden beri de enerji konulu çalışmalarımızın öncülüğünü ve emektarlığını yapan, yönetim kurullarımıza ve şubelerimize her zaman destek veren, çalışkan ve mücadeleci Oğuz TÜRKYILMAZ ağabeyimize özel olarak teşekkür ediyor, "Oğuz Ağabey, iyi ki varsın" diyor, saygı ve sevgilerimizi sunuyoruz.

Oğuz ağabeyle birlikte, Oda Enerji Çalışma Grubu'nun tüm üyelerine ve özel olarak Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ, Yusuf BAYRAK ile geçmişten bugüne katkıda bulunan tüm meslektaş ve dostlarımıza da özel teşekkürlerimizi sunuyoruz.

Raporun enerji ve bağlantılı konulara ilgi duyan, temel ve taze bilgilere gereksinimi olan herkes için ciddi bir başvuru kaynağı olarak yararlı olacağına inanıyoruz. Temmuz 2024

TMMOB Makina Mühendisleri Odası

Yönetim Kurulu

İÇİNDEKİLER

▶ SUNUŞ	
▶ MMO Yönetim Kurulu	5
▶ ÖNSÖZ	
▶ Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ	9
KISALTMALAR	11
▶ BÖLÜM 1 DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI	17
▶ 1 Dünyada ve Türkiye'de Birincil Enerji Arzı / Şayende YILMAZ	19
BÖLÜM 2 ENERJİ FİYATLARI VE ENERJİ YOKSULLUĞU	37
▶ 2.1 Türkiye'de Enerji Yoksulluğu 2023 / Prof. Dr. Seyhan ERDOĞDU	39
▶ 2.2 Elektrik Enerjisi Tarifelerinin Değerlendirilmesi / Olgun SAKARYA	53
▶ 2.3 Türkiye Doğalgaz, Petrol Fiyat Artışları / Oğuz TÜRKYILMAZ	67
▶ BÖLÜM 3 ELEKTRİK	71
▶ 3 Elektrik Üretimi: Mevcut Durumu ve Analizi / Oğuz TÜRKYILMAZ, Yusuf BAYRAK	73
▶ BÖLÜM 4 FOSİL YAKITLAR	95
▶ 4.1 Doğalgaz Sektör Görünümü / Erdiñ ÖZEN	97
▶ 4.2 Petrol ve Doğalgaz Üretimi / A. Uğur GÖNÜLLALAN.....	117
▶ 4.3 Dünya'da ve Türkiye'de Kömürün Görünümü / Dr. Nejat TAMZOK	131
▶ BÖLÜM 5 NÜKLEER ENERJİ	143
▶ 5. Nükleer Güç Santrallerindeki Gelişmeler / Nedim Bülent DAMAR	145
▶ BÖLÜM 6 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI	155
▶ 6.1 Ülkemizde Yenilenebilir Enerji Kaynakları; Genel Bakış / Orhan AYTAÇ	157
▶ 6.2 Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu / Serpil SERDAR, Şayende YILMAZ, Orhan AYTAÇ.....	165
▶ 6.3 Türkiye'de Rüzgâr Enerjisi / Şayende YILMAZ, Orhan AYTAÇ, Oğuz TÜRKYILMAZ.....	179
▶ 6.4 Deniz Üstü Rüzgâr Enerjisi Türkiye Son Durumu ve Yol Haritası / Murat DURAK	191
▶ 6.5 Türkiye'de Güneş Enerjisi / Şayende YILMAZ, Orhan AYTAÇ, Oğuz TÜRKYILMAZ	201
▶ 6.6 Türkiye'de Jeotermal Kaynakların Kullanımı ve Jeotermal Enerji / Dr. Ali Burak YENER	211
▶ 6.7 Türkiye Biyoenerji İstatistikleri ve Genel Durum / Bülent İLLEEZ	221
▶ 6.8 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimini Destekleme Mekanizması (YEKDEM) / Yusuf BAYRAK...239	
▶ BÖLÜM 7 İKLİM SORUNLARI	249
▶ 7.1 İklim Sorunu ve Kömür Yakıtlı Santraller / Bengisu ÖZENÇ.....	251
▶ 7.2 Enerji Dönüşümünde Kritik Konular ve Sorular / M. Nilgün ERCAN.....	259
▶ 7.3 Net Sıfır Hedefi / Özlem KATISÖZ, Elif CANSU	269
▶ BÖLÜM 8 SONUÇ VE ÖNERİLER	275
▶ 8. Editörler: Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ.....	277

ÖNSÖZ

TMMOB Makina Mühendisleri Odası'nın enerji sektörü ve işleyişi ile ilgili ilk yayınlarının başlangıcı, 2000'li yılların başlarında iki kez yayımlanan doğalgaz sektörü ile ilgili ("Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi" adlı) raporlardı. Bu çalışmaları, 2006 ve 2008'de "Yenilenebilir Enerji Kaynakları"; 2008, 2010 ve 2012'de "Dünyada ve Türkiye'de Enerji Verimliliği", 2010 ve 2017'de "Türkiye'de Termik Santraller"; 2014'de "Enerji Ekipmanları Yerli Üretimi Durum Değerlendirmesi ve Öneriler"; 2018 sonunda (2019 yerel seçimlerine yönelik) "Yerel Seçimler ve Enerji Bildirgesi"; 2020'de "Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor", 2024'de "Demokratik ve Katılımcı Kalkınma İçin Kamucu Sanayi, Enerji, Ulaşım Politikaları ve Uygulamaları" adlı raporlar yayımlandı.

Ayrıca 2010'da "Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Özelleştirilmesiyle İlgili Deklarasyon"; 2015'de "Enerji ile İlgili Temel Referans Belgelerine Yönelik Bir Değerlendirme ve Çözümleme Çalışması"; 2018'de "Elektrik ve Doğal Gaz Fiyatlarına Yapılan Son Zamların Analizi" ile "Elektrik ve Doğal Gaz Fiyatları ve Zamları İnceleme"; 2019'da "2018 Yılı Elektrik ve Doğalgaz Fiyatları, Tarife Uygulamaları, Maliyetleri Artıran Etkenler ve Yapılması Gerekenler Üzerine" ve "2019 Temmuz Ayı İtibarı ile Elektrik ve Doğalgaz Fiyatları, Tarife Uygulamaları, Maliyetleri Artıran Etkenler ve Yapılması Gerekenler Üzerine" başlıklı güncel raporlar da yayımlandı.

Birincisi 2010 yılında yayımlanan ve iki yılda bir yenisi hazırlanan *Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporları*nın ilk çıkış noktası, Odamızın düzenlediği Enerji Verimliliği eğitimi için Oğuz Türkyılmaz tarafından hazırlanan ders notlarını genişletmek ve kalıcı hale getirmektir.

İlk raporun gördüğü ilgi ve çok sayıda çalışmada kaynak gösterilmesi, Oda Enerji Çalışma Grubu tarafından dikkate alındı ve *Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu*'nun kapsamı genişletilerek ve içerdiği bilgiler güncellenerek sürdürülmesine karar verildi. Oda yönetimleri tarafından uygun bulunan bu karar doğrultusunda rapor, her seferinde daha kapsamlı ve daha zengin bir içerikte olmak üzere hazırlandı. Raporlar, konularında uzman olan yirmi üç yazarla 2012, on altı yazarla 2014, yirmi iki yazarla 2016, yirmi sekiz yazarla 2018, yirmi bir yazarla 2020, on dokuz yazarla 2022'de yayımlanarak bugüne gelindi. 2024 Raporu da on yedi yazarın ve bazı yazarların birden fazla olan makalelerini kapsıyor.

Raporun hedef kitlesi, başlangıçta Oda örgüt yöneticileri, çalışanları ve üyeleri idi. Daha sonra, bu halkalara diğer branşlarda mühendisler, mühendislik eğitimi alan öğrenciler, konuyla ilgili araştırmacılar, gazeteciler ve enerji ile ilgilenen herkes eklendi.

MMO Enerji Çalışma Grubu olarak, *Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporları* ile eş zamanlı olarak hazırladığımız kapsamlı *Türkiye Enerji Görünümü Sunumu*'nu da sürekli güncelledik. Bu sunumlar değişik arkadaşlarımız tarafından, Odamızın birçok etkinliğinde, öğrenci üye kamplarında, diğer Odaların, TMMOB'nin ve çok sayıda demokratik kitle ve meslek örgütünün etkinliklerinde ve üniversitelerde binlerce kişi ile paylaşıldı.

TMMOB ve Odaların ülke ve kamu çıkarları doğrultusunda çalışma anlayışı kapsamında hazırlanan ve bugün binlerce sayfaya ulaşan, ciddi, kapsamlı, güvenilir içerikleriyle; enerji ile ilgili araştırma ve çalışmalarda temel bir referans kaynağı haline gelen MMO Enerji Raporları, ilk yıllarda sınırlı sayıda Oda üyesi ve Oda teknik görevlilerinin çalışmaları ile hazırlanırken, her yeni çalışmaya sayıları giderek artan çok sayıda Oda üyesi ve farklı meslek disiplinlerinden uzmanlar, gönüllülük esasıyla özverili çalışmalar yaparak katkı koydu, destek verdi. Raporların her bölümü, konunun uzmanı değerli yazarlar tarafından hazırlandı.

Elinizdeki 2024 Raporu, MMO Enerji Çalışma Grubu üyelerinin ve danışmanlarının yanı sıra Elektrik, Jeofizik, Jeoloji, Kimya, Maden Mühendisleri Odalarının üyeleri, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyon'un üyeleri, akademisyenler, iktisatçı, matematikçi, istatistikçi gibi çok çeşitli meslek gruplarından uzmanların katkılarıyla hazırlandı.

Yazarların enerji sektörüne yönelik bakış ve değerlendirmelerinde farklılıklar var ve biz bu farklılıkların olabileceğini baştan kabul ediyoruz. Çalışmalarımızda, araştırmalarımızda hiç bir önyargımız olmadı. Hata

yaptığımızı, kendi tezlerimizin doğru olmadığını fark ettiğimiz anda gözden geçirdik ve düzelttik. Ekonomik nedenlerle Raporu bastırmak maalesef mümkün olmadı ancak Odanın web sitesinden indirme imkânı var. Meraklı ve dikkatli okuyucuların gözünden kaçmayacak hataları, düzeltilmesi, eklenmesi gereken hususlara dair önerilerini bizlere bildirmeleri, çalışmamızı hatalardan arındıracak ve zenginleştirecektir.

İnceleme ve değerlendirmelerimizde sorunlara kamu-toplum çıkarları açısından bakmaya ve toplumcu çözümler aramaya daha fazla yöneldik. Mühendis Odalarına yöneltilen “Bunlar yalnız eleştirirler, sorunların çözümü için hiç öneride bulunmazlar!” suçlamasını, her çalışmamızda daha da zenginleşen kapsamlı ve ayrıntılı önerilerle boşa çıkardık.

Bu raporun, *Sonuç ve Öneriler* bölümünde belirttiğimiz üzere:

“Enerji politika ve uygulamaları; çağdaş toplumlarda tüm yurttaşların ve toplumun ortak gereksinimleri olan eğitim, sağlık, ulaşım, adalet, iletişim, kültürel ve sportif hizmetlerinin, güvenli çalışma ve yaşam koşullarının, beslenme, iklimlendirme, uygun barınma ihtiyaçlarının ve toplam ekonomik faaliyetlerin gereksineceği miktar ve nitelikte kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak teminini, iletimini ve dağıtımını amaçlamalıdır.”

“Mevcut fosil yakıt temelli işleyişin, iklimi etkileyen süreç ve etkenlerle etkileşimini irdelemeden, sadece bazı teknolojik yöntemlerle sorunun çözülebileceği öneren, yaklaşım ve uygulamaları deşifre etmekle yetinmeyip, **enerjide toplum yararını gözeten, kamucu, toplumcu, demokratik planlamacı başka bir dönüşüm programını** tasarlamak, topluma anlatmak, benimsetmek ve uygulamak gerekiyor. Doğayı ve iklimi olumsuz yönde etkileyen yıkım sürecinin, insan yaşamı ve tüm canlı varlıklar için tehlide dönüşmesini önlemek için, başta emekçi sınıflar olmak üzere, toplumun ezici çoğunluğunun; çağdaş yaşam koşullarında yaşamlarını sürdürebilmelerini, ihtiyaçlarının karşılanmasını, hak ve çıkarlarının korunup geliştirilmesini öngören; **kamucu, demokratik planlamacı, katılımcı, toplumcu bir program için, yeşil bir çevre, mavi bir gökyüzü, yaşanabilir bir doğa için, adaletli ve demokratik enerji politika ve uygulamaları için, enerjide başka bir dönüşüm için mücadele etmekle yükümlüyüz.**”

Katkı koymaya çalıştığımız **“demokratik bir enerji programı oluşturma arayışları ve tartışmaları”** kuşkusuz sona ermiş bir çaba veya süreç değildir. Bu alandaki çalışmalar yalnız uzmanların saptama ve değerlendirilmelerine dayanmamalı; madenlerin, enerji santrallerinin ve muhtelif enerji tesislerinin bulunduğu yörelerde yaşanan çevresel ve toplumsal sorunları derinliğine irdeleyen çalışmalar ile yöre halkının gözlem, deneyim ve taleplerini de içermeli, ilgili tüm kesimlerce değerlendirilerek ve tartışılarak son biçimini almalıdır.

Öte yandan raporun hazırlanmasında emeği geçen, büyük bir özveri, amatör bir ruh ve profesyonel bir anlayış ile çaba harcayan, nitelikli ve emek ürünü çalışmalarını paylaşan bölüm yazarlarına, üstlendiği bölüm yazarlığı görevine ek olarak metin inceleme, geliştirme, düzenleme ve Sunum hazırlığı çalışmalarımıza da destek olan Yusuf Bayrak’a, anlayış ve işbirlikleri için MMO Danışmanı İlhan Kamil Turan’a, Yayın Birimi yönetici ve çalışanlarına, her zamanki özel destekleri için MMO Yönetim Kurulları’na teşekkür ediyoruz.

İlk günden bugüne MMO’nun Türkiye’nin Enerji Görünümü Raporlarının hazırlığında, editör ve bölüm yazarı olarak görev üstlenmiş olan ekipten Oğuz Türkyılmaz ve Orhan Aytaç olarak taşıdığımız bayrağı, görevlerini yerine getirmiş insanların iç huzuru içinde, Odamızın 2024-2026 yeni çalışma döneminde Enerji Çalışma Grubu Başkanlığını üstlenecek olan çalışma arkadaşımız Şayende Yılmaz’a ve bu dönem çalışma grubu içinde görev alacak ve sorumluluk üstlenecek Ankara ve İzmir Şubelerimizin yönetici ve enerji sektöründe aktif üyelerinden oluşacak yeni Enerji Çalışma Grubu’na devrediyoruz. Şayende arkadaşımızın aktif sorumlulukla genç arkadaşlara geçmiş deneyim ve bilgi birikimini aktaracağı inancıyla, enerji ile ilgili politika ve uygulamaları, kamucu, toplumcu bir yaklaşımla ele alacakları çalışmalarda Enerji Çalışma Grubu’na başarılar diliyoruz. Saygılarımızla.

Editörler

Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ

KISALTMALAR

\$: ABD Doları
°C	: Derece Celcius (Sıcaklık Birimi)
AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
ADNKS	: Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi
AG	: Alçak Gerilim
AG	: Abone Grubu
AKP	: Adalet ve Kalkınma Partisi
ARES	: Alaçatı Rüzgar Enerji Santrali
Ar-Ge	: Araştırma Geliştirme
ASHB	: Aile ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı
ASELSAN	: Askerî Elektronik Sanayi
AŞ	: Anonim Şirket
AUF	: Azami Uzlaştırma Fiyatı
AYM	: Avrupa Yeşil Mutabakatı (The European Green Deal)
BAE	: Birleşik Arap Emirlikleri
bcm	: Billion Cubic Meters (Milyar Metreküp)
BEPA	: Türkiye Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlası
BES	: Biyokütle Enerji Santrali
BGAA	: Baca Gazı Azot Arıtma
BGKA	: Baca Gazı Kükürt Arıtma
BK	: Birleşik Krallık
BM	: Birleşmiş Milletler
BMİDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (United Nations Framework Convention on Climate Change-UNFCCC)
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	: British Petroleum
BSO	: Bina Stoku Gözlemevi
CAN Europe	: Climate Action Network (Avrupa İklim Eylem Ağı)
CB	: Cumhurbaşkanı/Cumhurbaşkanlığı
CCDR	: Country Climate and Development Report (Dünya Bankası Ülke İklim ve Kalkınma Raporu)
CESCR	: United Nations Committee on Economic, Social and Cultural Rights (BM Ekonomik, Sosyal ve Kültürel Haklar Komitesi)
CH ₄	: Metan
CNG	: Compressed Natural Gas (Sıkıştırılmış Doğalgaz)
CO ₂	: Karbondioksit
CO _{2e}	: Karbondioksit Eşdeğeri
COP	: Taraflar Konferansı
ÇED	: Çevresel Etki Değerlendirmesi
ÇŞB	: Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
DMP	: Deniz Mekanal Planları

DRES	: Deniz Üstü Rüzgâr Enerjisi Santrali
DRT	: Denizüstü RES Türbinleri
DSİ	: Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
DŞ	: Dağıtım Şirketleri
DYY	: Doğrudan Yabancı Yatırım
EBRD	: European Bank for Reconstruction and Development (Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası)
EDS	: Enerji Depolama Sistemleri
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EİGM	: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EJ	: Exajoule
EMBER	: (Temiz enerjiye geçişi hızlandırmak için veri ve politikalardan yararlanan bağımsız küresel enerji düşünce kuruluşu)
EMO	: Elektrik Mühendisleri Odası
ENTSO	: European Network of Transmission System Operators for Gas (AB İletim Şebekesi Operatörleri Ağı)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	: Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
EPOV	: Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Bakanı
ETM	: Enerji Tedarik Maliyeti
EUROSTAT	: Avrupa İstatistik Ofisi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FSRU	: Floating Storage and Regasification Unit (Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi)
GAZBİR	: Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
GDŞ	: Görevli Tedarik Şirketleri
GEPA	: Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GES	: Güneş Enerjisi Santrali
GFB	: Geçici Faaliyet Belgesi
GRF	: Günlük Referans Fiyat
GSYH	: Gayri Safi Yurtiçi/Milli Hasıla
Gton	: Gigaton
GW	: Gigawatt
GWh	: Gigawatt Saat
GWt	: Gigawatttermik
ha	: Hektar Alan
HEAL	: Health and Environment Alliance (Sağlık ve Çevre Birliği)
H ₂ S	: Hidrojen Sülfür
HES	: Hidroelektrik Santrali
HF	: Hidrojen Florür
HCL	: Hidroklorik Asit
IEA	: International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
ILO	: International Labour Organization (Uluslararası Çalışma Örgütü)
IMF	: Uluslararası Para Fonu
IPA	: Instrument For Pre-Accession Assistance (AB Katılım Öncesi Yardım Aracı)

IPCC	: Intergovernmental Panel on Climate Change (Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli)
IRENA	: International Renewable Energy Agency (Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı)
İHD	: İşletme Hakkı Devri
İO	: İlerleme Oranı
İPM	: İstanbul Politikalar Merkezi
JES	: Jeotermal Enerji Santrali
JFMO	: Jeofizik Mühendisleri Odası
KAP	: Kamuyu Aydınlatma Platformu
kcal	: Kilo Kalori
kcal/kg	: Kilo Kalori/Kilogram
KDV	: Katma Değer Vergisi
kg	: Kilogram
km ²	: Kilometre Kare
KSPS	: Kuru Soğutucu Püskürtme Sistemi
kt	: Kiloton
kr/kWh	: Kuruş/Kilovat Saat
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt Saat
kWh/m ²	: Kilowatt Saat Metrekare
KYKD	: Karbon Yakalama-Kullanma-Depolama
LCOE	: Levelized Cost of Electricity (Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti)
LNG	: Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğalgaz)
LPG	: Liquefied Petroleum Gas (Sıvılaştırılmış Petrol Gazı)
LSE	: The London School of Economics and Political Science (Londra Ekonomi ve Siyaset Bilimi Okulu)
m ³	: Metreküp
MAPEG	: Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
mcm	: Milyon m ³
MGM	: Meteoroloji Genel Müdürlüğü
Mha	: Milyon Hektar
MMO	: Makina Mühendisleri Odası
MSP	: Maritime Spatial Planning (Deniz Mekanik Planları-DMP)
Mt	: Megaton, Milyon Ton
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
MTEP	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
Mtce	: Mega Ton of Coal Equivalent (MTKE: Milyon Ton Kömür Eşdeğeri)
mton	: Milyon Ton
MW	: Megawatt
MWe	: Megawatt Elektrik
MWh	: Megawatt Saat
MWm	: Megawatt Mekanik
MWt	: Megawatt Termik (Megawatt Isıl)
m/s	: Metre/Saniye
NATO	: North Atlantic Treaty Organization (Kuzey Atlantik Antlaşması Örgütü)

NES	: Nükleer Enerji Santrali
NDC	: Nationally Determined Contribution (Ulusal Katkı Beyanı)
NDK	: Nükleer Düzenleme Kurumu
NEWA	: New Europe Wind Atlas (Yeni Avrupa Rüzgar Atlası)
NGS	: Nükleer Güç Santrali
N ₂ O	: Azot Oksit
NKMO	: Net Kâr Marjı Oranı
NTE	: Nadir Toprak Elementleri
NZE	: Net Zero Emission (Net Sıfır Emisyon)
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü)
OG	: Orta Gerilim
OGM	: Orman Genel Müdürlüğü
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi/Bölgeleri
OSS	: One-Stop-Shop (Tek Noktadan Satış/Alışveriş)
OTSP	: Organize Toptan Satış Piyasası
OWEIP	: Offshore Wind Environmental Improvement Package (Açık Deniz Rüzgarı Çevresel İyileştirme Paketi)
ÖSM	: Öngörülen Satış Miktarı
ÖTL	: Ömrünü Tamamlamış Lastik
ÖTV	: Özel İletişim Vergisi
PEK	: Projeden Etkilenen Kişiler
PETKİM	: Petrokimya Holding Anonim Şirketi
PFAS	: Per-Floro ve Poli-Floro Alkil Maddeler
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
PPA	: A Power Purchase Agreement (Enerji Satış Anlaşması)
PPCA	: Powering Past Coal Alliance (Kömür Sonrası Enerji İttifakı)
PSF	: Perakende Satış Fiyatı
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
PTT	: Posta Telgraf Telefon (Teşkilatı)
PV	: Fotovoltaik
REPA	: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
RF	: Rusya Federasyonu
Sc	: Skandiyum
SEFiA	: Sürdürülebilir Ekonomi ve Finans Araştırmaları Derneği
SGK	: Sosyal Güvenlik Kurumu
SHIP	: Solar Heat Industrial Plant (Güneş Isısı Endüstriyel Tesisi)
SILC	: Gelir ve Yaşam Koşulları İstatistikleri
SKDM	: Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (Carbon Border Adjustment Mechanism)
Sm ³	: Standart Metreküp
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
SMR	: Small Modular Reactors (Küçük Modüler Nükleer Reaktörler)
SO ₂	: Kükürt Dioksit
STK	: Sivil Toplum Kuruluşu

SWIFT	: Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication (Dünya Bankalar Arası Finansal Telekomünikasyon Kuruluşu)
SYDV	: Sosyal Yardım ve Dayanışma Vakıfları
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TANAP	: Trans Anatolia Pipeline Project (Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi)
TBMM	: Türkiye Büyük Millet Meclisi
TC	: Türkiye Cumhuriyeti
tCO _{2-e}	: Ton Cinsinden Karbondioksit Eşdeğeri
TEA	: Toplam Enerji Arzı
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TJ	: Tera Joule
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TİM	: Türkiye İhracatçılar Meclisi
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TL	: Türk Lirası
TMMOB	: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TPDK	: Türkiye Petrol ve Doğalgaz Kurumu
TPK	: Türkiye Planlama Kurumu
TRT	: Türkiye Radyo Televizyon Kurumu
TTF	: Title Transfer Facility (Avrupa Gaz Borsası)
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TTTZ	: Tek Terimli Tek Zamanlı
TÜBA	: Türkiye Bilimler Akademisi
TÜBİTAK	: Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
TÜFE	: Tüketici Fiyat Endeksi
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
TÜREB	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
TW	: Terawatt
TWh	: Terawatt Saat
TYÜKO	: Talebin Yerli Üretim ile Karşılama Oranı
UEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
UNCTAD	: United Nations Conference on Trade and Development (BM Ticaret ve Kalkınma Konferansı)
UNEP	: Birleşmiş Milletler Çevre Programı
UNFCCC	: United Nations Framework Convention on Climate Change (BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi)
UNIDO	: United Nations Industrial Development Organization (BM Sınai Kalkınma Teşkilatı)
USD	: ABD Doları
ÜFE	: Üretici Fiyat Endeksi

v/g	: Varil/gün
vpe	: Varil Petrol Eşdeğeri (bop: Barrel of Oil Equivalent)
WMO	: World Meteorological Organization (Dünya Meteoroloji Örgütü)
WTIW	: Offshore Wind Turbine Installation Vessel (Açık Deniz Rüzgar Türbini Kurulum Gemisi/ Denizüstü RES Türbinlerinin (DRT) montaj gemileri)
Y	: İtiryum
YEK	: Yenilenebilir Kaynak/Yenilenebilir Enerji Kaynağı/Kaynakları
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması
Yİ	: Yap-İşlet/Sahip Ol
YİD	: Yap-İşlet-Devret

BÖLÜM 1

DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI

1. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

1.1 DÜNYADA BİRİNCİL ENERJİ ARZI

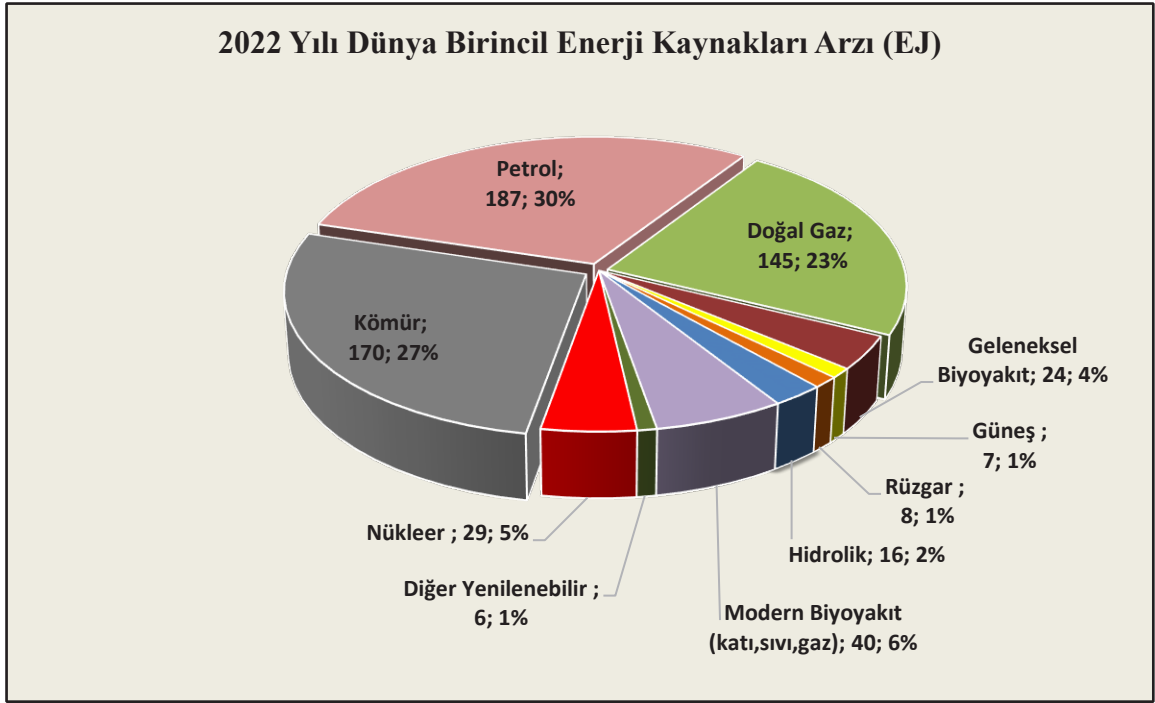
Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) Dünya Enerji Görünümü 2023 Raporuna göre Dünyanın 2010 yılında 541 EJ olan birincil enerji arzı, 2022'de 632 EJ olmuştur. 2022 Dünya birincil enerji arzının kaynaklara dağılımında (Tablo

1.1) ilk sırayı 187 EJ ve toplam arzın %29,6'sı ile petrol almıştır. Petrolü, 170 EJ ve %27 pay ile kömür, 145 EJ ve %23 pay ile doğalgaz takip etmiştir. Fosil yakıtlar birincil enerji arzının %83'ünü karşılarken, yenilenebilir kaynaklar 77 EJ ile %12'sini karşılayabilmiştir.

Tablo 1.1 Dünya Birincil Enerji Kaynakları Arzı [1] (EJ)

Yakıt Türü	2010	2021	2022	2030	2040	2050
Kömür	153	167	170	147	119	102
Petrol	173	182	187	195	187	186
Doğalgaz	115	147	145	149	145	145
Geleneksel Biyoyakıt	25	24	24	19	18	16
Fosil Yakıtlar Toplamı	466	520	526	510	469	449
Fosil Yakıt Payı (%)	86	83	83	76	68	62
Güneş	1	5	7	23	49	70
Rüzgâr	1	7	8	19	33	42
Hidrolik	12	15	16	18	20	23
Modern Biyoyakıt (Katı, Sıvı, Gaz)	26	38	40	52	64	74
Diğer Yenilenebilir	5	8	6	9	14	19
Yenilenebilir Toplamı	45	73	77	112	180	228
Yenilenebilir Payı (%)	8	12	12	17	26	31
Nükleer	30	31	29	37	43	48
Nükleer Payı (%)	6	5	5	6	6	7
Toplam	541	624	632	668	692	725

Not: 2010, 2021 ve 2022 değerleri gerçekleşmeleri göstermektedir. 2030, 2040 ve 2050 değerleri ise, UEA'nın, mevcut politikaların sürdürülmesi halinde söz konusu yıllarda varılacak düzeylere ait tahminleridir.



Şekil 1.1 Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynakları [2]

1.1.1 Fosil yakıt egemenliği sürüyor

Fosil yakıtların 2022'de %83 olan payı, mevcut politikaların sürdürülmesi halinde, ağırlığını korumaya devam edecektir. Tablo 1.1'de görüleceği üzere, UEA, mevcut politikaların sürdürülmesi halinde, 2050'de, fosil yakıtların birincil enerji arzı içinde payının %83'den %62'ye gerilemesine karşın, tüketilen miktarın mutlak olarak azalmayacağı ve %3 artacağını tahmin etmektedir. Yenilenebilir kaynakların arzının toplam enerji arzı içindeki payının %158, miktarının ise %196 artacağı öngörülmektedir.

Nükleer Güç Santralleri yatırımlarının payı ise %6 düzeyinde devam edecektir.

UEA'nın değişik gelecek senaryolarına göre Dünya Birincil Enerji Tüketimi Tahminleri Tablo 1.2'de yer almaktadır.

İklim kaynaklı sorunların yakıcı etkilerini azaltmak, başta CO₂ olmak üzere sera gazı salımlarını düşürmek için yeni fosil yakıt üretim tesisi yatırımlarının yapılmaması ve fosil yakıt üretim ve tüketiminin hızla azaltılması gereği, *Paris Hükümetlerarası İklim Paneli* raporlarında ve UEA'nın çeşitli çalışmalarında belirtilmiştir.

Tablo 1.2 UEA'nın Dünya Birincil Enerji Tüketim Tahminleri [3]

KRİTER	SENARYOLAR	GERÇEKLEŞME	MEVCUT POLİTİKALARIN SÜRMESİ HALİNDE		AÇIKLANAN TAAHÜTLERİN YERİNE GETİRİLMESİ HALİNDE		NET SIFIR SALIM HALİNDE	
			2022	2030	2050	2030	2050	2030
Birincil Enerji Talebi	Miktar (EJ)	632	668	725	628	623	573	541
	2022'den 2050'ye Değişim		% 15		- % 1,4		-%14,4	
Yenilenebilir Enerji Arzu	Miktar (EJ)	77	112	228	142	327	166	385
	2022'den 2050'ye Değişim		% 196		% 324,6		% 400	
Petrol Üretimi	Miktar (Milyon Varil/Gün)	97,1	101,5	97,4	92,5	54,8		Veri yok
	2022'den 2050'ye Değişim		% 0,3		-% 43,5			
Doğalgaz Üretimi	Miktar (Milyar M ³)	4.138	4.299	4.173	3.861	2422		Veri yok
	2022'den 2050'ye Değişim		% 0,84		-% 41,5			
Kömür Üretimi	Miktar (Mtce)	6.122	5.007	3.465	4.337	1.530		Veri yok
	2020'den 2050'ye Değişim		-% 43,4		-% 75			
Toplam CO ₂ Salımları	Miktar (CO ₂)	36.930	35.125	29.696	30.769	12.043	24.030	0
	2022'den 2050'ye Değişim		-% 20		-% 67,4		-%100	

Ancak, Tablo 1.2'de yer alan veriler;

-”Mevcut politikaların sürdürülmesi” durumunda sorunların daha da artacağına, küresel ısınmanın devam edeceğine,

-”Verilen taahhütlerin yerine getirilmesi halinde” bile fosil yakıtların tüketimindeki azalmaların sınırlı olacağına işaret etmektedir.

Çok iddialı Net Sıfır Salım senaryosunda, yenilenebilir enerji kaynakları arzının 2050'ye kadar %400 gibi çok yüksek bir oranda

artırılmasının öngörülmesine karşın, 2050'de yenilenebilir enerji kaynaklarının payının yaklaşık %70 olacağı, %30'unun ise ağırlığı fosil olmak üzere fosil yakıtlar ve nükleer olacağı tahmin edilmektedir.

Net sıfır teriminin de salımları sıfırlamayı değil, tutulan veya doğrudan havadan yakalanan karbondioksit salımlarını kullanma ve depolama yoluyla, salınan salım ile tutulan salımın (doğal yutak alanlarında tutulanlar dahil) eşitlenerek dengelenmesini öngördüğünü de belirtmek gerekir.

1.1.2 Enerji tüketiminin ağırlık merkezleri değişiyor

Tablo 1.3 UEA'nın Ükelere Göre Dünya Birincil Enerji Tüketim Tahminleri [4] (EJ)

				Mevcut Politikalar		Açıklanan Taahhütler	
	2010	2021	2022	2030	2050	2030	2050
KUZEY AMERİKA	112,4	111,6	114,5	108,3	101,2	103,4	87,5
ABD	94	91,7	93,8	87,3	79,2	83,4	70,4
ORTA VE GÜNEY AMERİKA	26,6	28,5	29,1	32,6	40,7	32,2	38,4
Brezilya	12,2	13,8	14,0	16,0	19,2	16,1	19,1
AVRUPA	89,2	82,1	78,2	74,5	66,6	71,2	57,6
Avrupa Birliği	64,5	58,9	56,2	51,7	43,1	49,5	38,0
AFRİKA	28,6	35,9	36,4	41,1	57,6	34,6	48,6
ORTA DOĞU	27,1	34,8	36,4	42,0	54,6	40,0	49,7
AVRASYA	35,2	42,0	41,6	40,4	42,5	38,6	36,9
Rusya	28,5	34,6	34,0	31,9	31,6	30,7	27,6
ASYA PASİFİK	206,9	276,1	281,0	309,5	334,8	289,0	286,7
Çin	107,3	157,6	159,7	167,7	156,9	157,5	132,9
Hindistan	27,9	39,7	42,0	53,7	73,0	47,6	60,3
Japonya	20,9	16,7	16,6	15,2	12,5	14,8	11,3
Güneydoğu Asya	22,8	29,6	30,3	37,6	52,0	36,1	46,0
DÜNYA BİRİNCİL ENERJİ	541,3	624,0	632,0	667,9	725	627,7	622,9

2010'dan 2022'ye Dünya enerji tüketimi ağırlık merkezlerinde de değişiklikler olmuştur. Kuzey Amerika %2,65, Orta ve Güney Amerika %0,31, Avrupa %4,11 gerilerken; Afrika %0,48, Orta Doğu %0,75, Rusya %0,11, Asya Pasifik ise Japonya'nın %-1,23 olmasına rağmen %6,4 oranında artmıştır.

Açıklanan taahhütler senaryosuna göre ise 2022'den 2050'ye Kuzey Amerika, Avrupa, Avrasya'da birincil enerji arzlarında gerileme, Orta ve Güney Amerika, Afrika ve Orta Doğu'da birincil enerji arzlarında artış beklenmektedir. Asya Pasifik'te ise Çin ve Japonya'da gerileme beklenirken, Hindistan'da %43,6, Güney Doğu Asya'da ise %51,82 oranında artış beklenmektedir (Tablo 1.4).

Tablo 1.4 Dünya Birincil Enerji Tüketiminde Ülkelerin Payları ve UEA Tarafından Öngörülen Değişim Miktarı ve Oranları (Tablo 1.3 esas alınarak)

	Birincil Enerji İçindeki Pay			2050 Açıklanan Taahhütler ile 2022 Farkı	
	2010 (%)	2022 (%)	Fark	EJ	%
KUZEY AMERİKA	20,76	18,12	-2,65	-27	76,419
ABD	17,37	14,84	-2,52	-23,4	75,053
ORTA VE GÜNEY AMERİKA	4,91	4,60	-0,31	9,3	131,959
Brezilya	2,25	2,22	-0,04	5,1	136,429
AVRUPA	16,48	12,37	-4,11	-20,6	73,657
Avrupa Birliği	11,92	8,89	-3,02	-18,2	67,616
AFRİKA	5,28	5,76	0,48	12,2	133,516
ORTA DOĞU	5,01	5,76	0,75	13,3	136,538
AVRASYA	6,50	6,58	0,08	-4,7	88,702
Rusya	5,27	5,38	0,11	-6,4	81,176
ASYA PASİFİK	38,22	44,46	6,24	5,7	102,028
Çin	19,82	25,27	5,45	-26,8	83,219
Hindistan	5,15	6,65	1,49	18,3	143,571
Japonya	3,86	2,63	-1,23	-5,3	68,072
Güneydoğu Asya	4,21	4,79	0,58	15,7	151,815
DÜNYA BİRİNCİL ENERJİ	100,00	100,00		-9,1	98,560

1.2 TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI

1.2.1 Birincil enerji arzının kaynaklara göre dağılımı

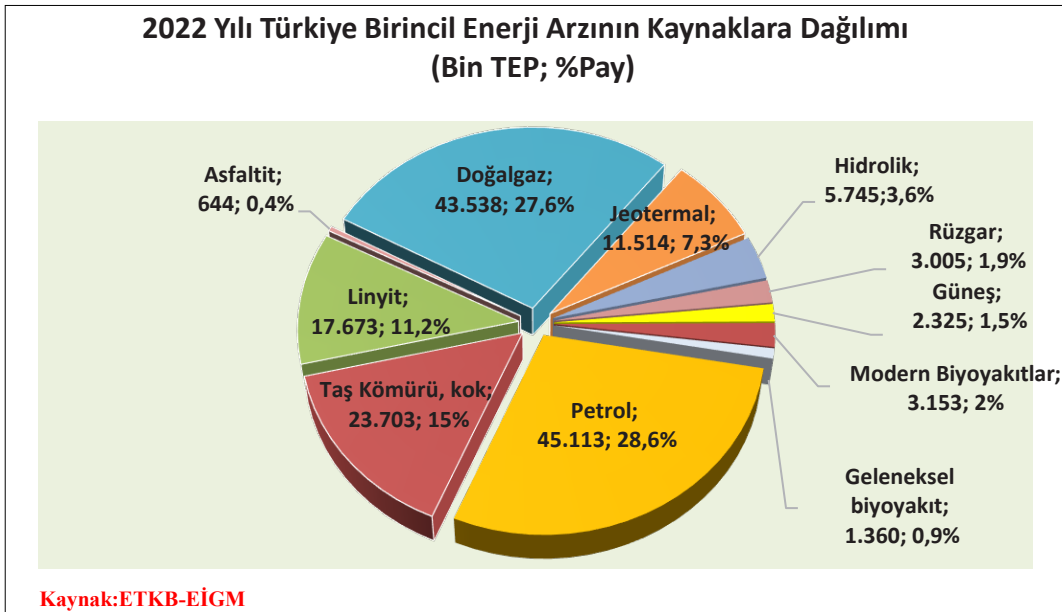
ETKB verilerine göre, Türkiye'nin 2022 yılındaki toplam enerji arzı 157,7 milyon TEP (ton eşdeğer petrol)'dir.[5] Bu arzın kaynaklara dağılımında, ilk sırayı 45,11 milyon TEP ve toplam arzın %28,6'sı ile petrol almıştır. Petrolü, 43,54 milyon TEP ve %27,6 pay ile doğalgaz; 42,02 milyon TEP ve %26,8 pay ile kömür takip etmiştir. Bunları 11,51 milyon TEP ve %7,3 pay ile jeotermal; 5,75 milyon TEP ve %3,6 pay ile hidrolik; 4,51 milyon TEP ve %2,9 pay ile biyoyakıtlar; 3,01 milyon TEP ve %1,9 pay ile rüzgâr; 2,32 milyon TEP ve %1,5 ile güneş izlemiştir (Şekil 1.2).

2021'de Türkiye birincil enerji arzı toplam 159,5 milyon ton eşdeğer petrol (MTEP) iken 2022'de 157,7 MTEP'e; kişi başı enerji arzı ise 1,92 TEP'den 1,85 TEP'e düşmüştür. (2020'de UEA üyeleri ortalaması ise kişi başı 4,5 TEP'dir.)

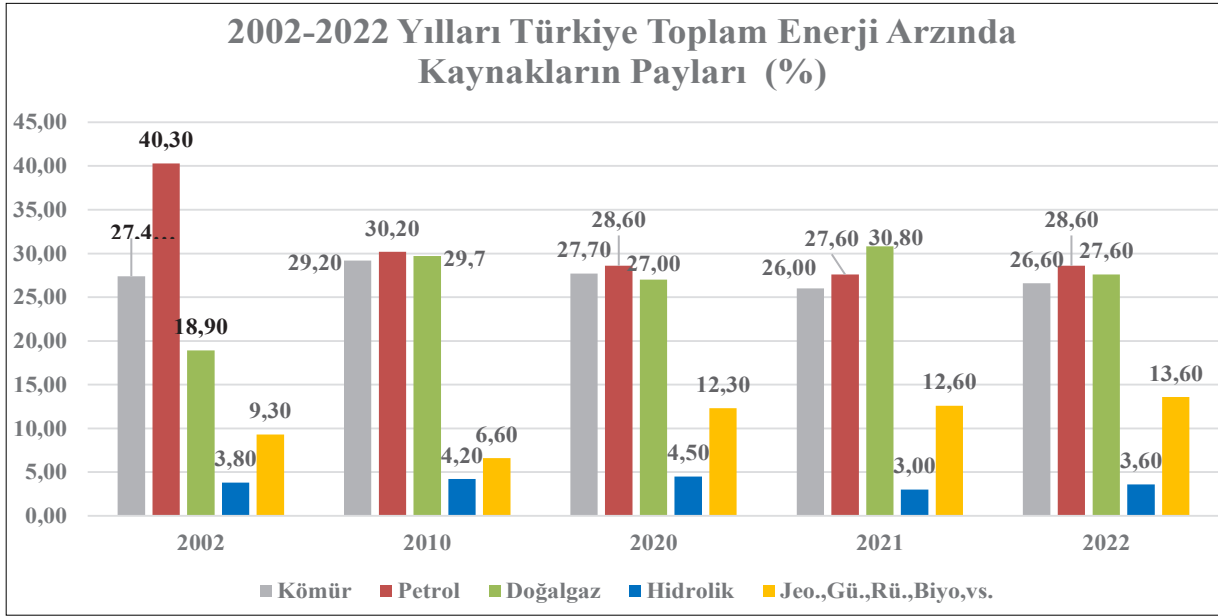
2021'de yerli kaynak payı %29,3, yenilenebilir kaynak payı 14,9 iken, 2022'de yerli kaynak payı %32,2, yenilenebilir kaynak payı %16,3 olmuştur.

2002-2022 yılları arasındaki son 20 yılda Türkiye toplam enerji arzı, 80.695 bin TEP ile %104,7 artarken, petrol 14.064 bin TEP ile %45,3; kömür 20.232 bin TEP ile %95,7; doğalgaz 28.940 bin TEP ile %198,2; hidrolik 2.848 bin TEP ile %98,3; jeotermal, güneş, rüzgâr 15.702 bin TEP ile %1375 artmış; biyoenerji, odun, çöp ve atıklar toplamı ise %24,5 azalmıştır (Şekil 1.3, Tablo 1.5).

2002-2022 yılları arasında Türkiye toplam enerji arzı içinde kaynakların paylarında ise, petrolün payı %11,7; biyoenerji, odun, çöp ve atıkların payı %4,9; kömürün payı %1,2; hidroliğin payı %0,2 azalırken; doğalgazın payı %8,7, jeotermal, güneş, rüzgârın payı %9,2 artmıştır (Tablo 1.5).



Şekil 1.2 2022 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktar ve Payları [5]



Şekil 1.3 2002-2022 Yılları Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payları [6]

Tablo 1.5 Türkiye Birincil Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktar ve Payları ile 2002-2022 Artışları [7]

Kaynaklar	2002		2010		2015		2020		2022		2002-2022 Artışı (%)	
	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Mikt. Değişimi (%)	TEA Payı (%)
Kömür	21.144	27,4	30.969	29,2	34.671	26,8	40.721	27,7	41.376	26,2	95,7	- 1,2
Petrol	31.049	40,3	31.937	30,2	39.238	30,4	42.190	28,6	45.113	28,6	45,3	-11,7
Doğalgaz	14.598	18,9	31.456	29,7	39.651	30,7	39.806	27,0	43.538	27,6	198,2	8,7
Hidrolik	2.897	3,8	4.454	4,2	5.775	4,5	6.716	4,5	5.745	3,6	98,3	-0,2
Biyo., Odun, Çöp, Atık.	5.974	7,8	4.489	4,2	2.964	2,3	3.369	2,3	4.513	2,9	-24,5	-4,9
Jeo., Güneş, Rüzgâr	1.142	1,5	2.581	2,4	6.635	5,1	14.495	10,0	16.844	10,7	1375,0	9,2
Stok Kullanım	271	0,4	2	0	264	0,2	160	0,1				
TOPLAM ENERJİ ARZI	77.075		105.888		129.198		147.168		157.770		104,7	

1.2.2 Türkiye birincil enerji üretimi

1990-2022 yılları arasındaki 32 yılda; ülkemizin toplam enerji üretimi **%103,2** oranında artarak, 25.138 bin TEP'ten 50.830 bin TEP düzeyine yükselirken; aynı dönemdeki toplam enerji arzı ise 52.465 bin TEP'ten 157.770 bin TEP düzeyine yükselerek **%200,6** artmıştır. Aynı dönemde toplam enerji ithalatı ise **%307,5** oranında artarak 30.663 bin TEP'ten 125.129 bin TEP düzeyine yükselmiş; enerji ihracatı ise **%419** artmıştır.

2002 yılında Türkiye toplam enerji üretimi 24,4 MTEP iken, 20 yılda sadece 26,4 MTEP artış ile **%108,2** artmıştır. 2002-2022 yılları arasındaki 20 yılda toplam enerji ithalatı %118,7 oranında artarak 57.156 bin TEP'ten 125.129 bin TEP düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam enerji ihracatı 3.162 bin TEP'ten 10.893 bin TEP düzeyine yükselerek %240,6 artmıştır (Tablo 1.6).

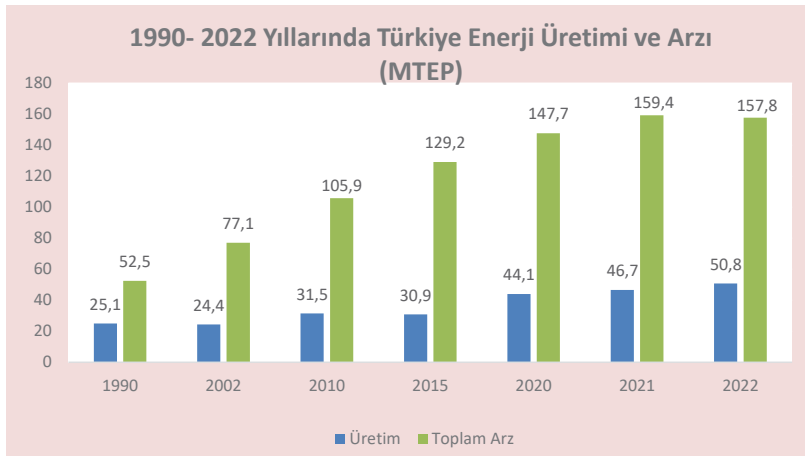
Tablo 1.6 Türkiye Toplam Enerji Arzı, Üretimi, İthalatı, İhracatı ve 1990-2022, 2002-2022, 2010-2022 Artışları (8)

1990-2022 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı, Üretimi, İthalatı, İhracatı (MTEP) ve Üretim/Tüketim Arz Değişimleri (%)									
	1990	2002	2010	2020	2021	2022	2010-2022 Artışı (%)	2002-2022 Artışı (%)	1990-2022 Artışı (%)
T.B. Enerji Arzı	52,5	77,1	105,9	147,2	159,4	157,8	49	104,7	200,6
T.B. E. Üretimi	25	24,4	31,5	44,1	46,7	50,8	61,3	108,2	103,2
T.B. E. İthalatı	30,7	57,2	84,6	114,3	124,3	125,1	47,9	118,7	307,5
T.B. E. İhracatı	2,1	3,2	7,9	8,8	9	10,9	38	240,6	419
E. Üretimi / T.E. (%)*	47,6	31,6	29,7	29,8	29,3	32,2	2,5	0,6	-15,4

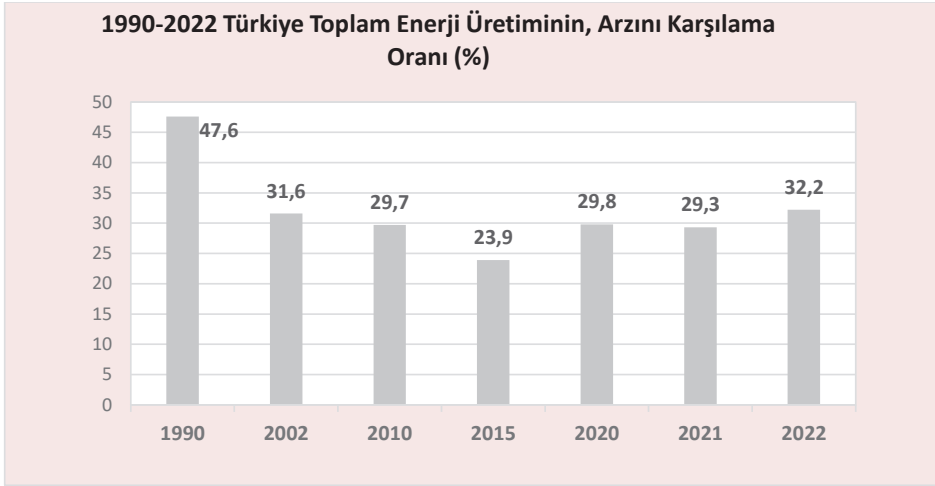
*Toplam birincil enerji üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı

Şekil 1.5'de görüldüğü gibi, Türkiye'nin toplam enerji arzında dışa bağımlılığı, 1990'da %52 iken, 2002 yılında %68, 2010'da %70 ve 2015 yılında %76'ya kadar yükselmiştir. Son yıllarda özellikle güneş, rüzgâr ve jeotermaldeki artış ile 2020'de %70'e, 2022'de %68'e gerilemiştir.

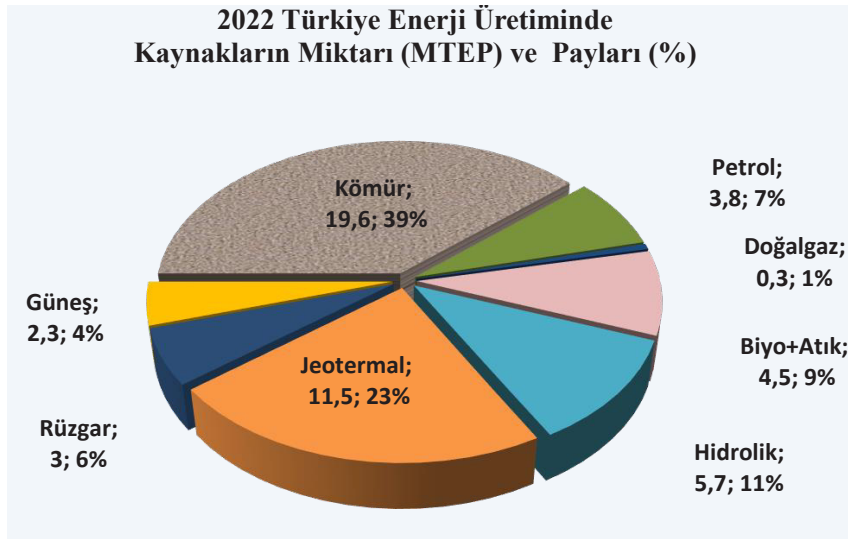
Sonuç olarak, enerji güvenliği ve güvenilirliği için, enerji üretimini artırmak, yerli enerji arzını karşılama oranını yükseltmek gerekir. Ancak plansızlık ve yanlış enerji politikaları nedeniyle yerli enerji kaynaklarının geliştirilmesine ve bu kaynaklara dayalı üretimin artırılmasına gereken önem verilmemiştir. Bu nedenle yerli kaynaklara dayalı birincil enerji arzı yeterli düzeyde olmamış, ithal kaynakların payı yükselmiş, Türkiye'nin dışa bağımlılığı ve cari açığı artmıştır.



Şekil 1.4 1990-2022 Yıllarında Türkiye Toplam Birincil Enerji Üretimi ve Arzı [9]



Şekil 1.5 1990-2022 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin, Arzını Karşılama Oranı (%) [10]

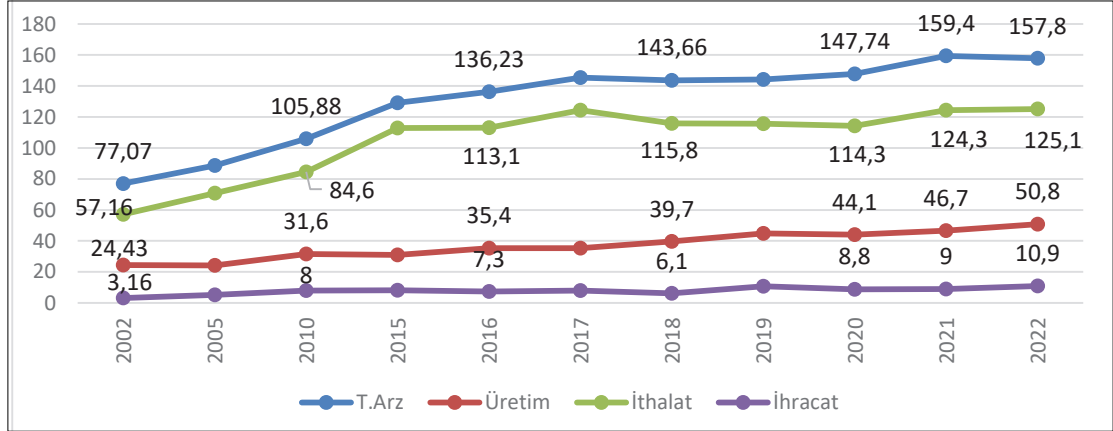


Şekil 1.6 2022 Yılı Türkiye Birincil Enerji Üretiminde Kaynaklarının Miktar ve Payları [11]

2022 yılındaki toplam üretimin 19,6 MTEP ve %39'unu, %90'ı linyit olan kömür üretimi oluşturmuştur. Kömürü 11,5 MTEP ve %23 oranı ile jeotermal, 5,7 MTEP ve %11 payı ile hidrolik; 4,5 MTEP ve %9 payı ile biyoenerji, odun, çöp, hayvan atıkları; 3,8 MTEP ve %7 payı ile petrol; 3 MTEP ve %6 ile rüzgâr; 2,3 MTEP ve %4 ile güneş; 0,3 MTEP ve %1 payı ile doğalgaz izlemiştir (Şekil 1.6).

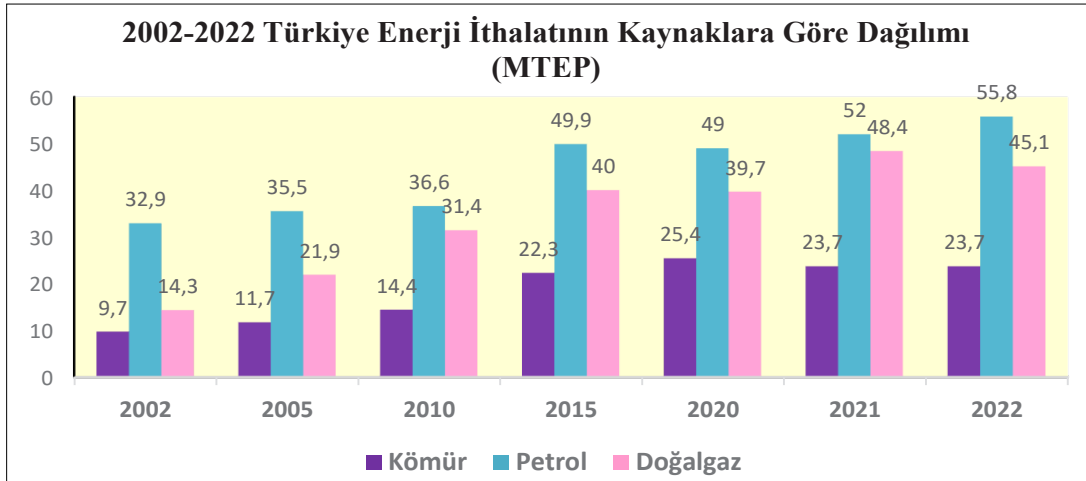
2022 yılında, 2020 yılına göre kömür üretimi %3,4, biyoenerji üretimi %2 artarken, hidrolik üretimi %4,3, rüzgâr enerjisi üretimi %1,2, jeotermal üretimi %1, petrol üretimi %0,6 azalmıştır.

1.2.3 Türkiye'nin enerji dış ticareti



Şekil 1.7 2002-2022 Yılları Arası Türkiye Toplam Enerji Arzı, Üretimi, İthalat ve İhracatı (MTEP) [12]

2002-2022 yılları arasındaki Türkiye toplam enerji arzı, üretimi, ithalat ve ihracat değerleri incelendiğinde; 2002 yılında %31,6 olan üretimin toplam enerji arzı içindeki payın 20 yılsonunda %32,2 olduğu, ithalatın toplam enerji arzı içindeki payının %74,2'den %79,3'e, ihracatın toplam enerji arzı içindeki payının ise %4,1'den %7'ye çıktığı Şekil 1.7'den görülmektedir. Bu dönemde Türkiye enerji ithalatının kaynaklara göre dağılımı Şekil 1.8'de verilmiştir.

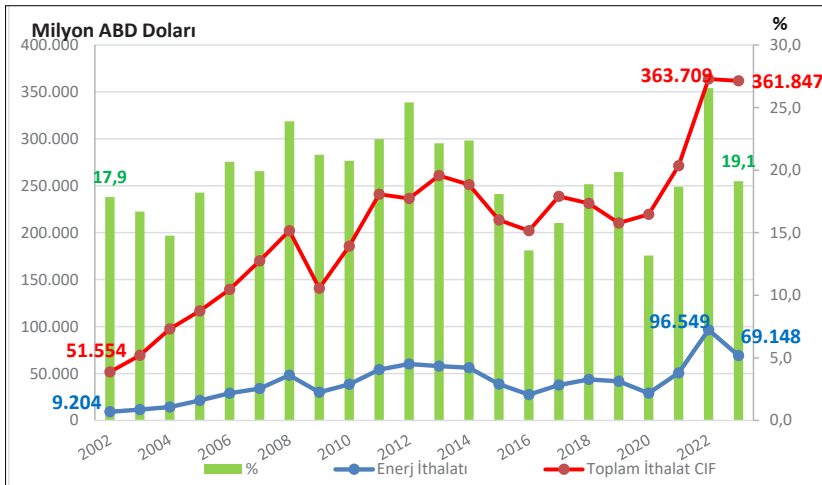


Şekil 1.8 2000-2022 Türkiye Enerji İthalatının Kaynaklara Göre Dağılımı (MTEP) [13]

Tablo 1.7 Yıllara Göre Türkiye İthalatı ve Enerji Ham Maddeleri İthalatı [14]

YIL	İTHALAT (CIF) Milyon ABD Doları	ENERJİ MADDELERİ	
		Milyon ABD Doları	%
2002	51.554	9.204	17,9
2003	69.340	11.575	16,7
2004	97.540	14.407	14,8
2005	116.774	21.256	18,2
2006	139.576	28.859	20,7
2007	170.063	33.883	19,9
2008	201.964	48.281	23,9
2009	140.929	29.905	21,2
2010	185.544	38.497	20,7
2011	240.839	54.117	22,5
2012	236.544	60.117	25,4
2013	260.823	57.753	22,1
2014	251.141	56.176	22,4
2015	213.619	38.652	18,1
2016	202.189	27.465	13,6
2017	238.715	37.655	15,8
2018	231.152	43.613	18,9
2019	210.344	41.731	19,8
2020	219.517	28.925	13,2
2021	271.425	50.692	18,7
2022	363.709	96.549	26,5
2023	361.847	69.148	19,1

Enerji ham maddeleri ithalatı; 2012'de 60 milyar dolara yükseldikten sonra; izleyen yıllarda biraz duraksamışsa da, 2017 yılında yeniden artmaya başlamış ve 2019 yılında 41,6 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Gerek Covid-19 salgını nedeni ile kayda değer talep artışının olmaması, gerekse petrol fiyatlarındaki düşüş nedeniyle, enerji ham maddeleri ithalat faturası 2020'de %30 azalmış ve 28,8 milyar dolar olmuştur. Ancak 2021'de petrol, doğalgaz ve kömür fiyatlarındaki hızlı artış sonucu ithalat 50,5 milyar doları geçmiştir. 2022'de ise, fiyat artışlarına rağmen artan enerji ithalatı faturası 96,549 milyar dolarla rekor kırmış ve toplam ithalat bedelinin %26,5'ini oluşturmuştur. Bu yıl, petrol fiyatlarındaki gevşemeye ek olarak, Rusya Federasyonu'ndan (RF) tercihli özel fiyatlarla yüklü miktarda petrol ithal edilmiştir. 2023'de enerji girdileri ithalatı faturası, 2022'ye göre %28,1 azalmış ve 69,15 milyar dolar olmuştur. İthalat içindeki payı da, %26,5'den %19,1'e gerilemiştir.

**Şekil 1.9** 2002-2023 Türkiye İthalatı İçinde Enerji İthalatının Payı (%) ve Miktarı (ABD Doları) [15]

Ukrayna savaşı gerekçesiyle uygulanan ambargolar sonrasında Türkiye, RF'nin en önemli ihrac pazarlarından biri olurken, RF de Türkiye'nin, doğalgaz, petrol ve taşkömürü ithal ettiği ülkeler arasında ilk sırada, yer almıştır. RF, toplam enerji arzında dörtte birden, enerji ham maddeleri ithalatında ise üçte birden fazla paya sahiptir.

1.2.4 Sektörlere göre enerji tüketimi dağılımı

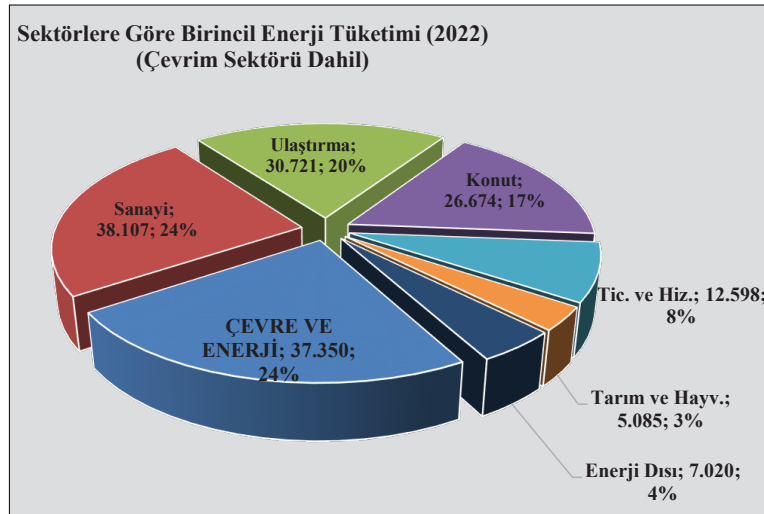
2022 yılında; birincil enerji arzının 38,1 MTEP ile %24,1'i sanayi, 37,4 MTEP ile %24'ü çevrim ve enerji, 30,7 MTEP ile 20%'si ulaştırma

sektörlerinde, 26,7 MTEP ile %17'si konutlarda, 17,7 MTEP ile %11'i ise tarım, hayvancılık ve ticaret sektöründe kullanılmıştır (Şekil 1.9).

2022 yılı toplam birincil enerji arzında; 2019 yılına göre %9,4'lük artış olurken, 2021 yılına göre çevrim sektörü dahil iken %1, çevrim sektörü hariç iken %2,8'lik azalma olmuştur. Sektörlerde; 2022'de çevrim ve enerji %5, ticaret ve hizmetler %5,2, konut %2, ulaştırma %0,5 artarken; sanayi sektörü %8,4, tarım ve hayvancılık %0,9, enerji dışı da %9'luk düşüş olmuştur (Tablo 1.8).

Tablo 1.8 2019- 2022 Yılları Arasında Birincil Enerji Arzının Sektörlere Göre Dağılımı [16]

Sektörlere Göre Birincil Enerji Arzı (Bin TEP)						
	2019	2020	2021	2022	2019-2022 Değişim %	2021-2022 Değişim %
Çevrim ve Enerji	33.556	33.597	35.573	37.350	11,3	5,0
Sanayi	34.300	36.425	41.614	38.107	11,1	-8,4
Ulaştırma	27.687	26.979	30.562	30.721	11,0	0,5
Konut	23.368	25.715	26.148	26.674	14,1	2,0
Tarım, Hayvancılık ve Ticaret	16.953	16.190	17.102	17.683	4,3	3,4
Diğer	7.076	7.578	7.717	7.020	-0,8	-9,0
TOPLAM	144.205	147.168	159.432	157.770	9,4	-1
TOPLAM (Çevrim ve Enerji hariç)	110.649	113.571	123.859	120.420	8,8	-2,8



Şekil 1.10 2022 Yılı Birincil Enerji Arzının Sektörlere Göre Dağılımı [17]

1.3 TÜRKİYE ULUSAL ENERJİ PLANI 2022

2022'nin son günü, ETKB web sitesine, 2035'e kadar olan dönemi kapsayan ve "Türkiye Ulusal Enerji Planı" olarak adlandırılan bir çalışma yüklenmiştir. Dayandığı varsayımlar ve hedefleri tartışmalı olan, öngördüğü hedeflere ulaşmak için izlenecek strateji, yol haritası ve yapılacak çalışmalara dair tek bir sözcüğün yer almadığı, yatırım ve işletme maliyetlerinin irdelenmediği, bizce yetersiz bir çalışmanın, Ulusal Enerji Planı olarak adlandırılması ve duyurulması, siyasi iktidarın ve enerji yönetiminin, bilgi ve yeteneklerinin ne denli sorunlu ve sınırlı olduğunu ortaya koymaktadır.

1.3.1 Birincil enerji tüketimi

Ülkemizin 2020 yılı birincil enerji tüketimi 147,2 MTEP olarak gerçekleşmiştir. Türkiye Ulusal Enerji Planı 2022'ye göre: "2035 yılına kadar birincil enerji tüketimi 205,3 Mte'e yükselmekte, 2000-2020 döneminde yıllık

ortalama %3,1 oranında artış göstermiş olan birincil enerji tüketimi, 2020-2035 döneminde %2,2 düzeyinde artmaktadır. 2020 yılında 1,7 tep/kişi olan kişi başı birincil enerji tüketimi 2,1 tep/kişi düzeyine çıkmaktadır. 2020 yılında %16,7 olan birincil enerji tüketimi içindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2035 yılına kadar %23,7 bandına yükselmektedir. Nükleer enerji ise 2035 yılına kadar %5,9'luk paya ulaşmaktadır. 2020 yılında %83,3 olan fosil kaynakların payı 2035 yılına kadar %70,4 olarak gerçekleşmektedir" [18].

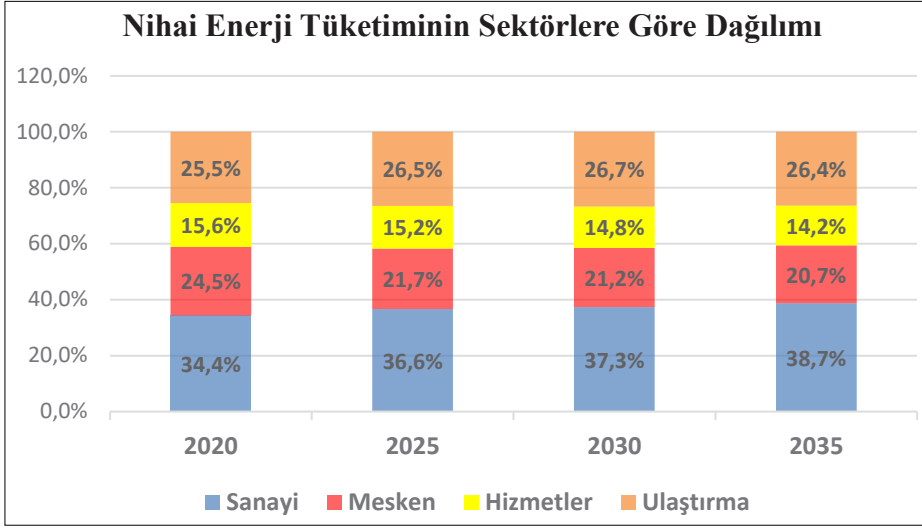
Ancak fosil yakıtlarda 2020-2035 yılları arasında kömürün toplam enerji arzı içindeki payı %6,5, petrolün %2,2, doğalgazın %4,5 kadar azalabilmiştir. Bu da iktidarın fosil yakıtlardan vazgeçmeye niyeti olmadığını göstermektedir. Tablo 1.9'da 2020-2035 yılları kaynaklara göre birincil enerji tüketimi arzları ve toplam enerji arzı içindeki payları beşer yıllık periyotlar halinde verilmiştir.

Tablo 1.9 Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketimi [18]

Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketimi	2020		2025		2030		2035		2020-2035 Artışı (%)	
	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Bin TEP	TEA Payı (%)	Arz Mik. Değişimi (%)	TEA Payı (%)
Kömür	40,6	27,6	47,0	26,6	47,9	24,1	43,9	21,4	8,1	- 6,5
Petrol	42,2	28,7	50,5	28,5	54,8	27,5	54,5	26,5	29,2	- 2,2
Doğalgaz	39,8	27,0	42,9	24,2	47,7	23,9	46,2	22,5	16,1	-4,5
Yenilenebilir	24,6	16,7	32,6	18,4	40,6	20,4	48,7	23,7	98,0	7
Nükleer	0		4,0	2,3	8,0	4,1	12,0	5,9	5,9	2,9
TOPLAM ENERJİ ARZI	147,2		177,0		199,0		205,3			

1.3.2 Sektörlere göre nihai enerji tüketimi dağılımı

2020 yılında 105,5 MTEP olan nihai enerji tüketimi 2035 yılına kadar 148,5 MTEP'e yükselmektedir. 2020 yılında %34,4 ile nihai enerji tüketimi içinde en yüksek paya sahip olan sanayi sektörünün payı 2035 yılına kadar %38,7'ye, ulaştırma sektörünün payı %25,5'den %26,4'e yükselmektedir. Meskenler %24,5'den %20,7'ye, hizmetler %15,6'dan %14,2'ye gerilemektedir.



Şekil 1.11 Sektörlere Göre Nihai Enerji Tüketiminin Dağılımı [18]

1.3.3 Elektrik kurulu gücü

2022 yılı içerisinde 1,3 GW kurulu gücünde yeni bir ithal kömür santrali devreye alındı. Plana göre 2030 yılına kadar 1,7 GW yerli kömür santralının sisteme dahil olması, 2030 ve 2035 yılları arasında ise 1,5 GW daha kömür kurulu gücünün devreye alınması (ve sadece 0,7 GW kömürlü santralin devreden çıkması) öngörülüyor. Böylece, 2023-2035 döneminde,

3,2 GW kömür yakıtlı santral daha kurularak kömüre dayalı kurulu gücü azaltmak bir yana %11,4 artırmak isteniyor.

Doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminde, 2030 yılına kadar halen lisans almış veya başvuru süreçleri devam etmekte olan 2,4 GW kurulu

gücün devreye gireceği ve “kesintili yenilenebilir enerji santrallerinin sistemde oluşturabileceği dengesizliğin yönetilebilmesi ve enerji arz güvenliğinin korunması” gerekçesi ile 2035 yılına kadar toplam 10 GW yeni doğalgaz kombine çevrim santrali yatırımı yapılacağı kurgulanıyor. Bu da, doğalgaz yakıtlı santral kurulu gücünde %40 artış anlamına geliyor.

Öte yandan 2035 yılında 24,3 GW kömürlü ve 35,5 GW doğalgazlı olmak üzere 59,8 GW termik santral ile 173,7 TWh üretim öngörülüyor. Halbuki 2021’de toplam 46 GW kurulu gücündeki termik santrallarda 214,8 TWh üretim gerçekleştirildi. Plan termik santralların düşük kapasitede çalıştırılacağını söylüyor.

Tablo 1.10 Elektrik Kurulu Gücü Planı (MW) [18]

KAYNAK	2022	2025	2030	2035
KÖMÜR	21.811	21.100	22.800	24.300
DOĞAL GAZ	25.348	24.200	30.300	35.500
NÜKLEER	0	2.400	4.800	7.200
HİDROELEKTRİK	31.571	33.000	35.100	35.100
RÜZGAR	11.396	13.100	18.100	29.600
GÜNEŞ	9.425	17.900	32.900	52.900
DİĞER (JEOTERMAL, BİYİYAKIT VD.)	4.258	4.500	5.100	5.100
TOPLAM	103.809	116.200	149.100	189.700
ÖNGÖRÜLEN ARTIŞ MİKTARI		12.391	45.291	85.891
ÖNGÖRÜLEN ARTIŞ ORANI		11,94%	38,98%	57,61%

Yaratacağı çevre sorunları ve oluşturduğu riskler iktidar tarafından göz ardı edilen, teknik, ekonomik ve siyasal olarak dışa bağımlılığı artıracak olan 4,8 GW kurulu güçte Akkuyu Nükleer Güç Santralına ek olarak, 2035'e kadar 2,4 GW nükleer gücü daha devreye almanın planlandığı görülüyor.

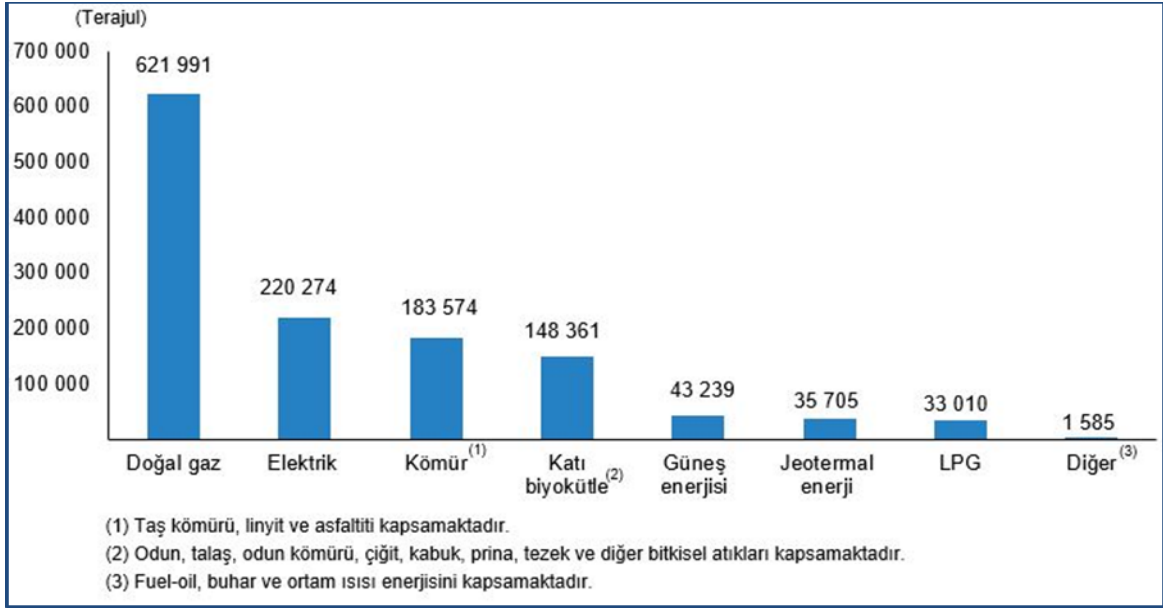
Net sıfır CO₂ salımın hedeflendiği ilan edilen 2053 yılı için ise bazı bilgiler aktarılmış ama sonuç değerler verilmemiş ve muhtemelen özellikle belirsiz bırakılmış. Planda 2053 yılında birincil enerji tüketiminin 240,6 MTEP'e ulaşacağı ve yenilenebilir kaynakların payının %50, nükleer enerjinin payının %29,3, fosil yakıtların payının %20,8 olacağı öngörülmüş. Bu ve benzeri bilgilerden yola çıkarak yapılan hesaplamalar, 2053 yılına kadar 42 GW kapasitede nükleer güç santralleri (NGS) kurulmasının hedeflendiğine işaret ediyor.

Oysa NGS toplam kurulu gücünün, 2053'e kadar AKKUYU NGS'nin 8,8 katına çıkarılması ve bu amaçla, ülkenin her bir yanına yeni nükleer santraller kurma tutkusu, ülkemizi büyük felaketlerle karşı karşıya bırakabilir.

1.4 TÜİK HANEHALKI NİHAİ ENERJİ TÜKETİM İSTATİSTİKLERİ, 2022

Türkiye İstatistik Kurumu tarafından, ilk kez yayımlanan *Hanehalkı Nihai Enerji Tüketim Araştırması* sonuçlarına göre; 2022 yılında hanelerin toplam nihai enerji tüketimi 1 milyon 287 bin 738 terajul olarak gerçekleşmiştir.

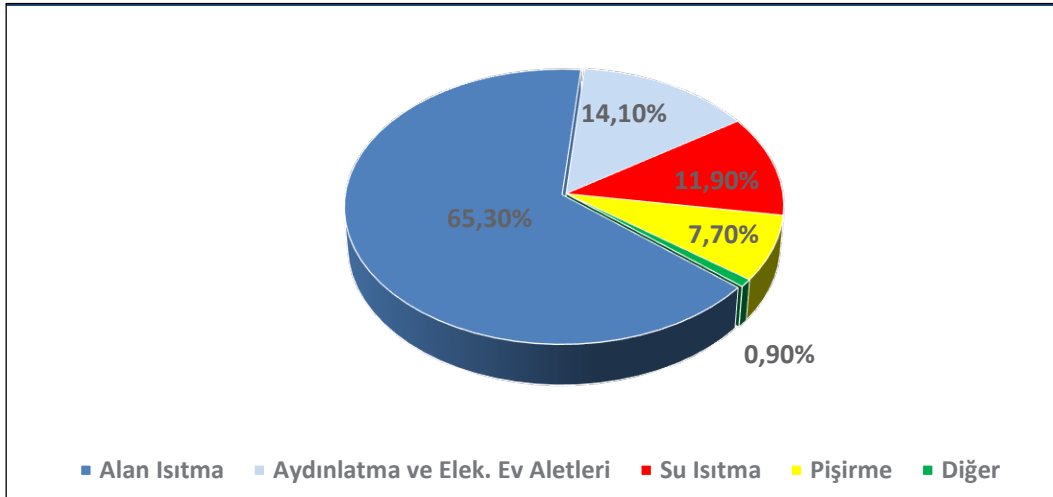
Hanelerde tüketilen enerji kaynaklarının paylarına göre, nihai enerji tüketiminde %48,3 ile doğalgaz, %17,1 ile elektrik ve %14,3 ile kömür en çok tüketilen enerji kaynakları olmuştur (Şekil 1.12).



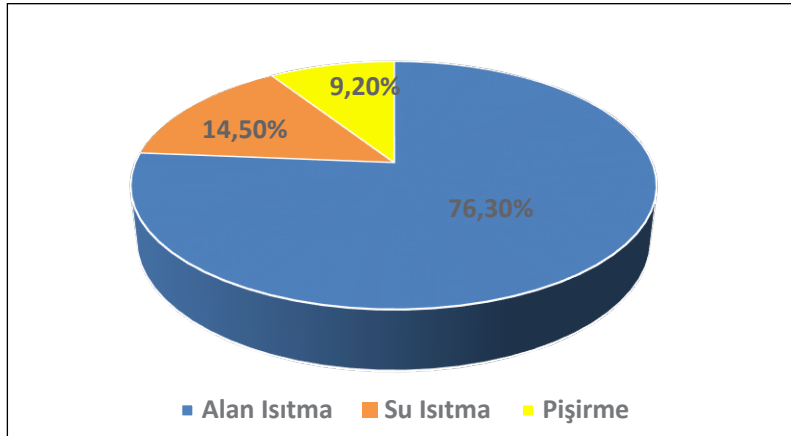
Şekil 1.12 Enerji Kaynaklarının Nihai Enerji Tüketim Miktarları, 2022 [19]

1.4.1 Kullanım amacına göre toplam nihai enerji tüketimi, 2022

Hanehalkı toplam nihai enerji tüketimi, kullanım amacına göre incelendiğinde; 2022 yılında alan ısıtma amaçlı tüketim, toplam tüketimin %65,3'ünü oluşturdu. Alan ısıtmadan sonra, sırasıyla aydınlatma ve elektrikli ev aletleri kullanımı 14,1% ile ikinci sırayı, su ısıtma ise 11,9% ile üçüncü sırayı aldı. Pişirme amaçlı tüketim, toplam tüketimin 7,7%'si olurken, alan soğutma ve diğer amaçlı tüketimlerin payı ise %0,9 olarak gerçekleşti [19].



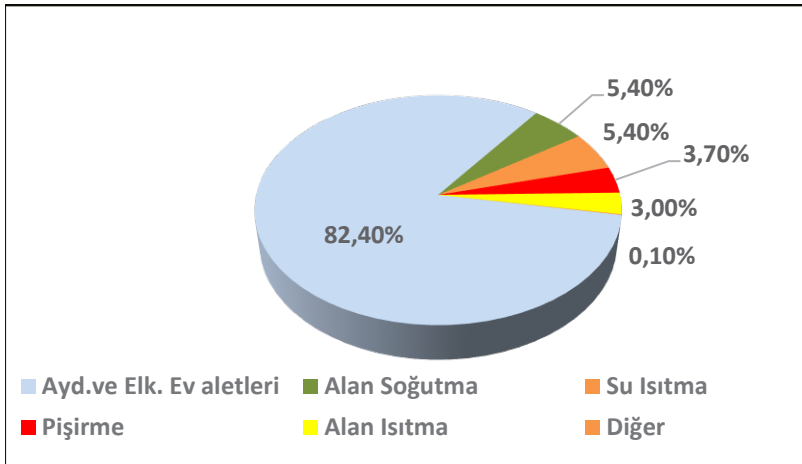
Şekil 1.13 Hanehalkı Toplam Enerji Tüketiminin Kullanım Amacına Göre Dağılımı (%)



Şekil 1.14 Kullanım Amacına Göre Doğalgaz Tüketimi Dağılımı, 2022

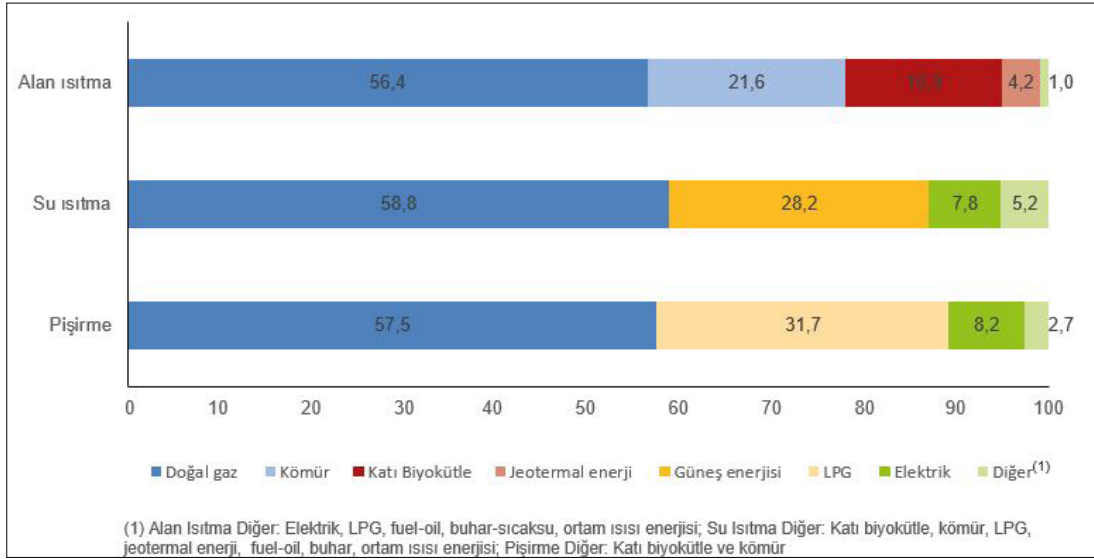
Hanelerde en çok tüketilen enerji türü olan doğalgazın %76,3'ü alan ısıtma, %14,5'i su ısıtma, %9,2'si ise pişirme amaçlı tüketilmiştir.

Elektrikte ise kullanım amacına göre aydınlatma ve elektrikli ev aletleri %82,4 ile ilk sırayı alırken, alan soğutma ve su ısıtmanın payları %5,4 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 1.15 Kullanım Amacına Göre Elektrik Tüketimi Dağılımı, 2022

Hanelerde alan ısıtma, su ısıtma ve yemek pişirme amacıyla en çok doğal gaz tüketildi. Doğal gazın alan ısıtmadaki payı %56,4 olurken, su ısıtma ve pişirmedeki payları sırasıyla %58,8 ve %57,5 olarak hesaplandı. Alan ısıtmada doğal gazı %21,6 ile kömür ve %16,9 ile katı biyokütle izlerken; su ısıtmada doğal gazdan sonra en çok %28,2 ile güneş enerjisi ve %7,8 ile elektrik kullanıldı. Pişirmede ise doğal gazın ardından LPG'nin payı %31,7 ve elektrik enerjisinin payı %8,2 oldu [19].



Şekil 1.16 Alan Isıtma, Su Isıtma ve Pişirmede Tüketilen Enerji Kaynaklarının Payı (%), [19]

AÇIKLAMALAR

(1) "Diğer alan nihai kullanım" kategorisi, yukarıda belirtilen beş temel nihai enerji kullanım kategorisine dahil olmayan, diğer tüm nihai kullanımları ifade eder. Bu kategori, dış mekan için enerji kullanımı ve hanehalkına ait diğer enerji tüketim faaliyetlerini kapsamaktadır.

(2) Aydınlatma ve elektrikli ev aletleri kategorisine; alan ısıtma, alan soğutma ve pişirme sistemlerine güç sağlamak için kullanılan elektrik dahil değildir.

(3) Hanelerde gelir elde etmek amacıyla yürütülen ve enerji tüketimine sebep teşkil eden ekonomik faaliyetler ile ulaştırma amacıyla tüketilen enerji kaynakları hanehalkı sektörünün kapsamında değildir.

KAYNAKÇA

- TMMOB Makina Mühendisleri Odası Türkiye'nin Enerji Görünümü 2022 Raporu.

1. IEA (International EnergyAgency). World Energy Outlook 2023, Annex A1a.

2. IEA (International EnergyAgency) World Energy Outlook 2023, Annex A1a.

3. IEA (International EnergyAgency) World Energy Outlook 2023.

4. IEA (International EnergyAgency) World Energy Outlook 2023, Tablo A6, s. 282.

5. 6....13. ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü).

2022 Yılı Genel Enerji Dengesi. Son erişim tarihi 15.01.2024. [https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/Ulusal Enerji Denge Tablolari/2022.xlsx](https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/Ulusal_Enerji_Denge_Tablolari/2022.xlsx)

14.-15. TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu)

16.-17. ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü). 2022 Yılı Genel Enerji Dengesi. Son erişim tarihi 15.01.2024.

18. ETKB Türkiye Ulusal Enerji Planı 2022. [https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye Ulusal Enerji Plan%C4%B1.pdf](https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_Ulusal_Enerji_Plan%C4%B1.pdf)

19. TÜİK Hanehalkı Nihai Enerji Tüketim İstatistikleri, 2022. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Hanehalkı-Nihai-Enerji-Tuketim-Istatistikleri-202253805#:~:text=Hanehalk%C4%B1%20Nihai%20Enerji%20T%C3%BCketim%20%C4%B0st>

BÖLÜM 2

TÜRKİYE'DE ENERJİ YOKSULLUĞU

2.1 TÜRKİYE'DE ENERJİ YOKSULLUĞU 2023

Prof. Dr. Seyhan ERDOĞDU

Bu yazıda enerji yoksulluğuna ilişkin kısa bir kavramsal girişten sonra, *Avrupa Birliği'nin (AB)* enerji yoksulluğuna ilişkin stratejisi, enerji hakkı ve enerji yoksulluğu, Türkiye'nin enerji yoksulluğuna yaklaşımı, Türkiye'de enerji yoksulluğu, enerji yoksulluğuna sosyal yardımlarla çözüm arayışı, Türkiye'de enerji yardımları ve sosyal yardımlarla yoksulluğun yönetilmesi konuları üzerinde durulacaktır.¹

2.1.1 ENERJİ YOKSULLUĞU: AVRUPALI BİR KAVRAM

Enerji yoksulluğu, sahip olunan gelir düzeyi ile enerji hizmetlerinin ve ürünlerinin, ısıtma, soğutma, aydınlatma, yemek pişirme, ev aletlerini ve bilgi teknolojilerini kullanma gibi temel sosyal ve maddi ihtiyaçlar için gerekli olan düzeyde ve kalitede satın alınamamasını ifade etmektedir. Bir genel kavram olarak enerji yoksulluğu, elektrik yoksulluğu, yakıt yoksulluğu, doğalgaz yoksulluğu şeklindeki özel kavramları da içerir.

Enerji yoksulluğu ilk kez 1990'lı yıllarda İngiltere ve İrlanda'da evlerini ısıtamayan yoksul aileler için "yakıt yoksulluğu" kavramı altında gündeme geldi. Daha sonra kavram, Avrupa'nın farklı ülkelerinde bilimsel ve politik tartışmalara konu oldu; aynı zamanda da Kuzey Amerika, Japonya, Güney Kore, Avustralya ve Yeni Zelanda'yı kapsayan geniş bir coğrafyaya yayıldı. Enerji yoksulluğunu yaşayan hanelerin durumu zorlaştıkça, enerji fiyatlarının yüksekliğine karşı tepkiler ve enerji piyasalarının serbestleşmesine karşı toplumsal direnç yükseldi. Enerji yoksulluğuna çare bulunması için hükümetler üzerindeki baskılar

artınca ülkeler enerji yoksulluğunu önlemek için çeşitli önlemler almaya başladılar. Ancak enerji yoksulluğuna çare bulma arayışları esas olarak AB'nin ve AB ülkelerinin siyasi gündemine yerleşti.

2.1.2 AB'NİN ENERJİ YOKSULLUĞUNA İLİŞKİN STRATEJİSİ: BİR ÖZET

Avrupa Birliği'nin enerji yoksulluğuna ilişkin stratejisine ilişkin kısa bir özet Türkiye'deki strateji yokluğu ile karşılaştırıldığında çarpıcı olacaktır.²

Enerji yoksulluğu, AB'de 2009 yılındaki Üçüncü Enerji Paketiyle³ Birlik düzeyinde ele alınmaya başladı; özellikle *2009/72/EC Elektrik Direktifi*⁴ ve *2009/73/EC Gaz Direktifi*⁵ nde enerji yoksulluğuna açıkça değinildi. Enerji yoksulluğunun AB elektrik piyasasının serbestleşmesinin önünde bir engel olduğu tespit edildiğinden, Üye Devletlere bu konuda önlemler alma görevi verildi. Bu direktifler üye devletleri, enerji yoksulluğuyla mücadele etmek için ulusal eylem planları veya uygun diğer çerçeveleri geliştirmeye, "korunmasız müşterileri" tanımlamaya ve sosyal güvenlik sistemleri aracılığıyla, kritik zamanlarda gaz ve elektrik kesintilerinin yasaklanması ve enerji verimliliği iyileştirmeleri gibi yollarla korumaya çağırdı.

2015 yılında benimsenen *Enerji Birliği* stratejisi ile de hanelerin güvenli, sürdürülebilir, rekabetçi ve uygun fiyatlı enerjiye erişimini sağlamak amaç olarak benimsendi (COM/2015/080)⁶.

1 Güncel gelişmeleri ve güncel verileri temel alan bu yazıda Erdoğan, 2020; Erdoğan, 2021 ve Erdoğan, 2022'den de yararlanılmıştır. Bkz. Erdoğan, S. 2020. Dünyada ve Türkiye'de Enerji Yoksulluğu Üzerine. Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020. Ankara: TMMOB MMO. 29-46; Erdoğan, S. (2021), Enerji Yoksulluğu, TMMOB 13. Enerji Sempozyumu, Enerji Yaşam ve Demokratikleşme, 9-10-11 Aralık 2021. Ankara: EMO E-Kitap Yayın No: SK/2023/757. 221-228; Erdoğan, S. (2022). Enerji Yoksulluğu. Türkiye'nin Enerji Görünümü 2022. Ankara: TMMOB MMO. 20-34.

2 https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumer-rights/energy-poverty_en

3 https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en

4 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=BG>

5 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0073>

6 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

2016 yılında paydaşların enerji yoksulluğunu ortadan kaldırmasına yardımcı olacak bir uzmanlık platformu olan *Avrupa Enerji Yoksulluğu Gözlemevi (EPOV)*⁷ kuruldu.

2017 yılında enerji, *Avrupa Sosyal Haklar Sü-tunu* ilkeleri kapsamına dahil edilerek temel bir hizmet olarak tanımlandı. Bu düzenleme, enerjiye erişimin herkes için bir hak olması gerektiği görüşünü yaygınlaştırdı.⁸

Tüm Avrupalılar için *Temiz Enerji* başlığını taşıyan ve 8 farklı düzenleme içeren *Dördüncü Enerji Paketi* 2019 yılında kabul edildi ve Ulusal Enerji ve İklim Planları aracılığıyla enerji yoksulluğunun belirlenmesi, izlenmesi ve ele alınmasına yönelik açık yükümlülükler getirildi⁹. O tarihten bu yana, birçok AB ülkesi hedeflenen önlemleri ulusal düzenlemelerine dahil ettiler ve enerji yoksulluğuna yönelik kendi tanımlarını, ölçüm ve izleme yöntemlerini ve çözümlerini geliştirdiler.

2020 yılında Avrupa Komisyonu, Üye Devletlerin enerji yoksulluğunu tanımlama ihtiyacını yeniden teyit ederek enerji yoksulluğuna ilişkin bir tavsiye kararı kabul etti (EC, 2020/1563)¹⁰. Nisan 2022'de ise enerji yoksulluğu ve korunmasız tüketiciler koordinasyon grubunu kurdu (EC, 2022/2082)¹¹.

Son olarak 2023'te Enerji Yoksulluğuna ilişkin *Avrupa Birliği Tavsiyesi*¹² ve Rehberi¹³ kabul edildi.¹⁴ Ancak AB'de enerji yoksulluğunu tanımlamaya, ölçmeye ve önlemeye yönelik bütün bu gelişmelere rağmen, Avrupa Birliği'ne üye devletlerin tümünde ortak bir enerji yoksulluğu

tanımı ve ölçümünün sağlanması henüz gerçekleştirilemedi.¹⁵

2.1.3 ENERJİ HAKKI VE ENERJİ YOKSULLUĞU

Son yıllarda sadece AB'de değil tüm dünyada enerjiye erişimin temel bir insan hakkı olduğu giderek daha fazla kabul görmeye başladı. Enerjinin, yemek pişirme, ısıtma, aydınlatma, iletişim, sağlık hizmetleri, eğitim ve ekonomik faaliyetler dahil olmak üzere yaşamın çeşitli yönleri için hayati öneme sahip olduğu, enerjiye erişimin olmamasının yoksulluğun devam etmesine neden olacağı, kalkınma fırsatlarını sınırlandıracağı ve diğer insan haklarına zarar verebileceği bu nedenle de enerji yoksulluğuna karşı önlemler alınması gerektiği uluslararası düzeyde de kabul gören bir yaklaşım haline geldi¹⁶.

Enerji yoksulluğu, 2015 yılında, yoksulluk, eşitsizlik ve çevresel sürdürülebilirlik dahil olmak üzere çeşitli boyutlarda sürdürülebilir kalkınmayı sağlamayı amaçlayan *2015–2030 Sürdürülebilir Kalkınma Hedefleri* doğrultusunda *Birleşmiş Milletler (BM)* gündemine dahil oldu. *7 Numaralı Hedefle*, hanelerin uygun fiyatlı, satın alınabilir, güvenilir ve sürdürülebilir modern enerji hizmetlerine ulaşımının sağlanması gerektiği vurgulandı¹⁷.

Öte yandan, *BM Kadınlara Karşı Her Türlü Ayrımcılığın Önlenmesi Sözleşmesi'* nin¹⁸ kırsal bölgelerde yaşayan kadınların elektriğe erişim hakkına değinmesi (Madde 14(2)(h)) dışında uluslararası hukukta enerji hakkına açık atıf bulunmasa da, enerjiye erişimin temel bir insan hakkı olduğu *Uluslararası Ekonomik, Sosyal ve Kültürel Haklar Sözleşmesi* kapsamında daha

7 https://energy-poverty.ec.europa.eu/observing-energy-poverty_en

8 <https://ec.europa.eu/social/main.jsp?catId=1567&langId=en>

9 https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

10 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32020H1563>

11 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32022D0589>

12 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202302407

13 https://energy.ec.europa.eu/publications/commission-staff-working-document-eu-guidance-energy-poverty_en

14 Agnieszka, W. 2023 EPRS European Parliamentary Research Service. PE 733.583 [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/733583/EPRS_BRI\(2022\)733583_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/733583/EPRS_BRI(2022)733583_EN.pdf)

15 European Energy Network, 2023. Energy Poverty Mitigation in Europe: Potential role for Renewable Energy Communities <https://enr-network.org/energy-poverty-mitigation-in-europe-potential-role-for-renewable-energy-communities>

16 Hesselman, M. 2022. Right to Energy. In C. Binder, M. Nowak, J. Hofbauer, & P. Janig (Eds.), *Elgar Encyclopedia of Human Rights* (pp. 62-69). Edward Elgar Publishing <https://doi.org/10.4337/9781789903621.energy.right.to>

17 <https://turkiye.un.org/tr/sdgs/7>

18 <https://www.ohchr.org/en/instruments-mechanisms/instruments/convention-elimination-all-forms-discrimination-against-women>

geniş bir hak olan yeterli yaşam standardı hakkına dayandırılmaya başlandı. Bu yaklaşımı benimseyen *BM Ekonomik, Sosyal ve Kültürel Haklar Komitesi (CESCR)*, çeşitli kararlarında tüm hanelerin temel elektrik ihtiyaçlarını karşılayacak minimum enerji kaynağına sahip olmalarının; asgari enerji ihtiyaçlarını karşılamayan hanelerin elektrik kesintilerinin önlenmesinin, sosyal tarifeler yoluyla enerjinin satın alınabilirliğinin sağlanmasının devletlerin Sözleşme kapsamındaki yükümlülüklerinin bir parçası olduğunu ifade etti¹⁹. Komite'nin *24 No'lu Genel Yorumunda da (2017)*²⁰, su veya elektrik gibi temel hizmetleri sağlayan özel şirketlerin de, kapsamın evrenselliği, hizmetin sürekliliği, fiyatlandırma politikaları, kalite gereklilikleri ve kullanıcı katılımı yükümlülükleri açısından kamu hizmetinin gerektirdiği katı düzenlemelere tabi olmaları gerektiği ifade edildi.

Pandemi döneminde düşük gelirli hanelerin enerjiye ulaşmada yaşadıkları zorluklar, bu zorluklara karşı gösterdikleri tepkiler ve enerji yoksulluğuna karşı pek çok ülkede alınan ek tedbirler, enerji hizmetlerinin, kâr amacı güden enerji şirketleriyle yapılan sözleşmelerle karşılanacak ticari bir faaliyet değil, sağlık, eğitim, güvenlik gibi toplumsal içerme ve kişisel gelişim açısından vazgeçilmez, hayati nitelik taşıyan temel bir kamu hizmeti olduğu anlayışını yaygınlaştırdı.

Bütün bu gelişmeler, son yıllarda enerji hizmetlerinin temel bir kamu hizmeti olmasının yanı sıra bir insan hakkı olduğu yolundaki perspektifi güçlendirdi ve enerji yoksulluğuna karşı mücadelenin kamusal bir görev olduğu fikrini pekiştirdi.

2.1.4 TÜRKİYE'NİN ENERJİ YOKSULLUĞUNA YAKLAŞIMI

Avrupa'nın enerji yoksulluğuna ilişkin stratejisinin unsurları aday ülke konumu zayıflayan Türkiye'ye yansımadağı gibi Türkiye, enerji yoksulluğuna yönelik bir strateji kapsamında kendi

19 CESCR, Sonuç Gözlemleri: Almanya [2018] paragraf 56-7; CESCR, Sonuç Gözlemleri: Belçika [2020] paragraf 42-3.
20 <https://documents.un.org/doc/undoc/gen/g17/237/17/pdf/g1723717.pdf?token=07boeFUd3SgNA9lgJ2&fe=true>

tanımını, ölçüm ve izleme yöntemlerini geliştirmiş değildir. 12. *Kalkınma Planındaki "Elektrik ve doğal gaz piyasalarında maliyet bazlı fiyatlandırma uygulamaları benimsenecek, belirli gelir seviyesinin altındaki tüketici gruplarının desteklenmesi uygulamasına geçilecektir"*²¹ ifadesi enerji yoksulluğuna ilişkin bir stratejinin değil enerji piyasalarında fiyat artışlarının hızlanacağına bir işarettir. 12. Kalkınma Planındaki vizyon çerçevesinde hazırlanan *Cumhurbaşkanlığı 2024-2028 Stratejik Planında*²² enerji yoksulu kesimlerin durumuna ya da desteklenmesine dair herhangi bir ifade bulunmamaktadır. Enerji yoksulluğu konusu, AB üye devletlerin çoğundaki uygulamaların aksine, enerji²³ ya da iklim ve çevre politikalarına ilişkin strateji belgelerinde²⁴ de yer almamaktadır.

Türkiye'de enerji yoksulluğu stratejik bir yaklaşımla değil, sosyal yardım programları kapsamında köktenci olmayan yöntemlerle ele alınmakta, enerji yardımlarına ilişkin ayrıntılı veriler açıklanmamakta, yardımların izlenmesi ve değerlendirilmesi de yapılmamaktadır. Enerji yardımlarının özellikle genel ve yerel seçimler öncesi geniş emekçi kesimlerin geçim krizine karşı artan tepkilerini önlemek için gündeme alındığı görülmektedir. Cumhurbaşkanlığı kararnameleleri ya da makam onayı ile uygulamaya sokulan enerji yardımları, kamuoyuna bir insan hakkı ya da sosyal hak olarak değil Cumhurbaşkanının şahsi kararı ile verilen yardımlar gibi sunulmaktadır.

2.1.5 ENERJİ YOKSULLUĞU GÖSTERGELERİ İLE TÜRKİYE'DE ENERJİ YOKSULLUĞU

Enerji yoksulluğu, zamana ve yere göre değişen çok boyutlu bir kavramdır ve bu nedenle

21 T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı. 2023. Onikinci Kalkınma Planı 2024-2028 s. 105 <https://onikinciplan.sbb.gov.tr/>
22 https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2024/04/STRATEJIK-PLAN-2024-2028_03042024.pdf

23 T. C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. 2024. Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (2024-2030) https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/BHIM/tr/Duyurular/T%C3%BCrkiyeninEnerjiVerimlili%C4%9Fi2030StratejisiVeIIUlusalEnerjiVerimlili%C4%9FiEylemPlan%C4%B1_202401161407.pdf

24 T.C. Şehircilik, Çevre ve İklim Değişikliği Bakanlığı, 2024 İklim Değişikliğine Uyum Stratejisi ve Eylem Planı 2024-2030. https://iklim.gov.tr/db/turkce/icerikler/files/%C4%B0klim%20De%C4%9Fi%C5%9Fikli%C4%9Fine%20Uyum%20Stratejisi%20ve%20Eylem%20Plan_%202024-2030.pdf

tek bir gösterge ile kolayca kavranamaz. İlgili literatürde enerji yoksulluğunu ölçmeye yönelik yöntemler üç grupta toplanmaktadır²⁵:

Harcama yaklaşımı – hanelerin karşı karşıya oldukları enerji maliyetlerinin mutlak veya göreceli eşiklere göre incelenmesi: Bu yöntem hane halkının harcama düzeyinin belirli bir oranının ölçüt kabul edilmesi ve enerji harcamaları bu oranın üstünde olan hanelerin enerji yoksulu olarak nitelendirilmesidir.

Doğrudan ölçüm yaklaşımı – evde elde edilen enerji hizmetlerinin (ısıtma, elektrik gibi) seviyesinin belirlenmiş bir standartla karşılaştırılması: Bu yöntem belirli bir enerji miktarının tüketimini eşik olarak belirleyip hane halkının bu eşik altında enerji tüketimi gerçekleştirmediği durumda enerji yoksulu sayıldığı yöntemdir. Ülkeler arasında hatta aynı ülke içindeki farklı hane halkları arasında enerji ihtiyaçları ve tüketim alışkanlıkları farklı olacağı için eşik olarak belirlenen miktarın standart bir ölçüt haline gelmesi tartışmalıdır.

Beyana dayalı yaklaşım – hane içinde koşulların kişilerce değerlendirilmesi: Bu yöntem, kişinin barınma koşullarına ilişkin olarak kendi beyan ettiği değerlendirmelere ve hanenin yaşadığı topluma göre belirli temel ihtiyaçları ne ölçüde karşılayabildiğine ilişkin tespitlere dayanır.

EPOV harcama temelli ve beyana dayalı yaklaşım yöntemlerini birlikte kullanarak dört adet birincil elektrik yoksulluğu göstergesi belirlemiştir²⁶:

Tablo 2.1.1 Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi (EPOV) Birincil Göstergeleri

Gösterge tipi	Gösterge	Tanım
Harcama temelli göstergeler	Gelirde enerji harcamasının yüksek payı	Gelirinde (eşdeğer) enerji harcaması payı ulusal medyan ortalamasının iki katından fazla olan nüfus (2M).
	Gelirde enerji harcamasının düşük payı	Mutlak (eşdeğer) enerji harcaması ulusal medyan ortalamasının yarısından az olan nüfus (M/2).
Beyana dayalı göstergeler	Evi yeterince sıcak tutamama	Kişilerin kendi bildirimlerine dayanarak.
	Hizmet faturalarındaki gecikmeler	Hanelerin son 12 ayda elektrik faturalarını zamanında ödeyemediklerini beyan etmelerine dayanarak.

EPOV ek olarak, başta EUROSTAT web sitesi, *Gelir ve Yaşam Koşulları İstatistikleri (SILC)* ve *Bina Stoku Gözlemevi (BSO)* olmak üzere farklı veri kaynaklarından 18 ikincil göstergeden oluşan bir set çıkarmıştır.²⁷

25 Thema, J., and Vondung, F. (2020) EPOV Indicator Dashboard: Methodology Guidebook. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

26 https://energy-poverty.ec.europa.eu/energy-poverty-observatory_en.

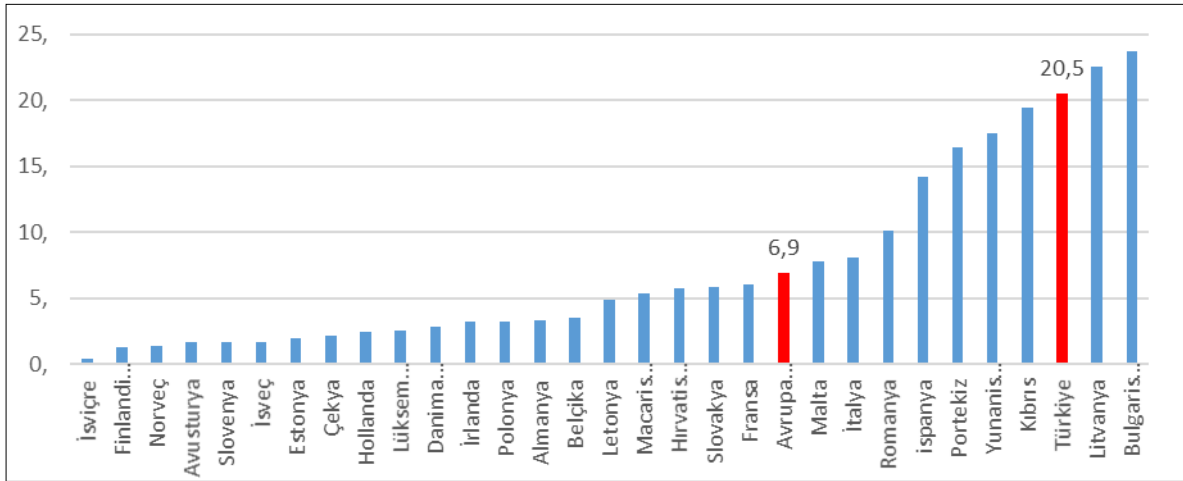
27 https://energy-poverty.ec.europa.eu/system/files/2021_09/epov_methodology_guidebook_1.pdf

Tablo 2.1.2 Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi (EPOV) İkincil Göstergeleri

Gösterge tipi	Gösterge
Enerji fiyatları	Akaryakıt, biyokütle, kömür, ev elektriği ve bölgesel ısıtma, ev gaz fiyatları
Beyana dayalı	Yaz aylarında konforlu serinliğe sahip konut Kış aylarında konforlu sıcaklığa sahip konut Sızıntı, nem, çürümenin varlığı
Harcamaya dayalı	Gelirin beşte birlik dilimlerinde enerji giderleri
Bina özellikleri	A sınıfı enerji etiketine sahip konutlar, orta nüfuslu bölgelerde konutlar, yoğun nüfuslu bölgelerde konutlar, ısıtma ile donatılmış, klima ile donatılmış; mülkiyet durumuna göre (kiracılar, ev sahipleri) ve tüm konutlar için kişi başı oda sayısı
Yoksulluk ve sağlık riskleri	Yoksulluk riski
	Aşırı kış ölümleri/ölümler

Türkiye’de enerji yoksullarının tespitinde AB’de geliştirilen türde göstergeler kullanılmamakta, muhtaç durumda olduğu *Aile ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı’nca (ASHB)* tespit edilen ve düzenli sosyal yardımlardan yararlanan haneler aynı zamanda enerji yoksulu sayılmaktadır.

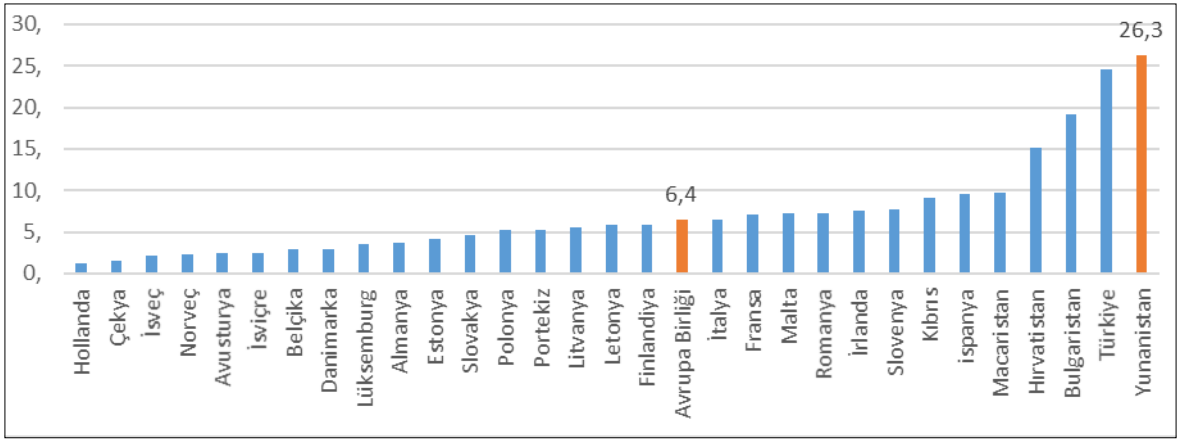
EUROSTAT veri setleri, enerji yoksulluğuna ilişkin göstergeler kapsamında diğer aday ülkelerin yanı sıra Türkiye’ye ilişkin bazı göstergeleri de sunmaktadır. Bu göstergelerden ilki *Beyana Dayalı Birincil Göstergeler* kapsamındaki enerji yoksulluğunu ifade eden evi yeterince sıcak tutamayan hanelerin oranıdır.

**Şekil 2.1.1** Evi Yeterince Sıcak Tutamayan Haneler–2021 %Kaynak: EUROSTAT²⁸

2021 yılında Türkiye’de evini yeterince sıcak tutamayan hanelerin oranı yüzde 20,5 ile AB ortalamasının üç katına yakındır. 2021 yılında geliri medyan eşdeğer gelirin yüzde 60’ının altında olan haneler içinde evini yeterince ısıtamayanların oranı 2021 yılında yüzde 44,5’dir. Yani görece yoksulların yarıya yakını kışın yeterince ısınmayan evlerde yaşamaktadır. Bu oran AB ortalamasında yüzde 16,4’tür.

Bir diğer gösterge gene Beyana Dayalı Birincil Göstergeler kapsamındaki enerji faturalarını ödemekte gecikmeler yaşayan hanelerin oranıdır.

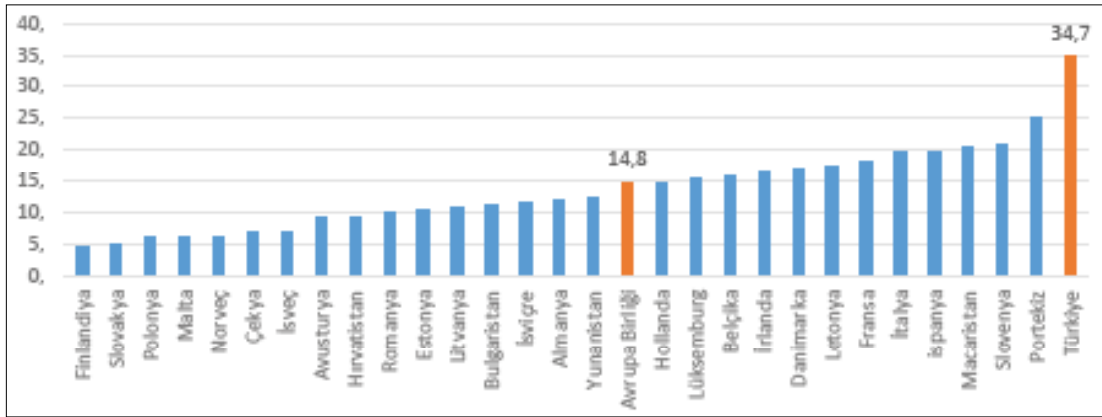
28 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_MDES01/default/table?lang=en



Şekil 2.1.2 Enerji Hizmetleri Fatura Ödemelerinde Gecikmeler Yaşayan Haneler–2021, %
Kaynak: EUROSTAT²⁹

2021 yılında Türkiye’de enerji hizmetleri fatura ödemelerinde gecikmeler yaşayan hanelerin oranı yüzde 24,5 ile AB ortalamasının 3,8 katıdır. 2021 yılında geliri medyan eşdeğer gelirin yüzde 60’ının altında olan haneler içinde enerji hizmetleri fatura ödemelerinde gecikmeler yaşayan hanelerin oranı ise yüzde 42,8’dir. Yani görece yoksulların yarıya yakını elektrik ve gaz faturalarını ödemekte zorluk çekmektedir. Bu oran AB ortalamasında yüzde 15,9’udur.

Beyana dayalı ikincil göstergeler kapsamında konut ile ilgili olarak “sızdıran çatı, nemli duvarlar/zeminler/temel ya da pencere çerçevelerinde veya zeminde çürüme” sorunlarından birine sahip olan nüfusun oranına bakıldığında bu oranın Türkiye’de yüzde 34,7 ile AB ortalamasının iki katından fazla olduğunu görürüz.

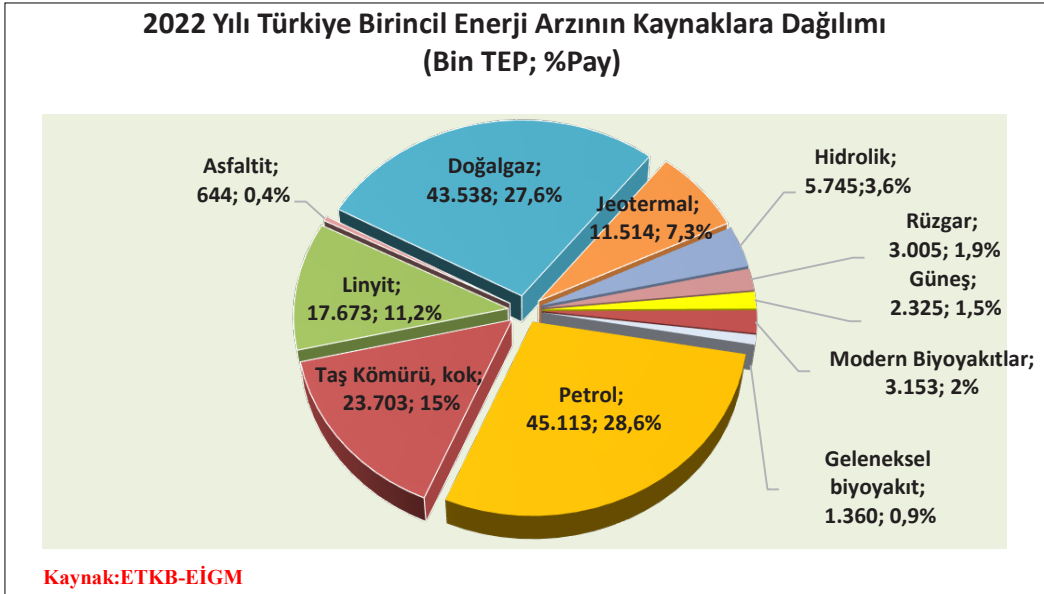


Şekil 2.1.3 Çatısı Sızdıran, Duvarları, Zemini veya Temeli Rutubetli Olan veya Pencere Çerçevesi veya Zemini Çürümüş Bir Konutta Yaşayan Toplam Nüfus–2020 %
Kaynak: EUROSTAT³⁰

29 [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_MDSES07\\$DEFAULTVIEW/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_MDSES07$DEFAULTVIEW/default/table?lang=en)

30 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ilc_mdho01__custom_10806288/default/table?lang=en

Enerji yoksulluğuna ilişkin ikincil göstergeler kapsamında EUROSAT verileriyle Türkiye'nin AB ile karşılaştırmalı durumuna bakabileceğimiz bir gösterge de yoksulluk ve sosyal dışlanma altında olan kişilerin oranıdır.



Şekil 2.1.4 Yoksulluk veya Sosyal Dışlanma Riski Altındaki Kişiler–2021 %
Kaynak: EUROSTAT³¹

2021 yılında Türkiye’de yoksulluk ve sosyal dışlanma altında olan kişilerin oranı yüzde 34 iken AB ortalamasında bu oran yüzde 21,7’dir.

Yukarıdaki enerji yoksulluğuna ilişkin karşılaştırmalı veriler AB ülkelerine kıyasla Türkiye’deki enerji yoksulluğunun ne kadar yaygın ve derin olduğunu göstermektedir.

2.1.6 ENERJİ YOKSULLUĞUNA SOSYAL YARDIMLARLA ÇÖZÜM ARAYIŞI

Bir sosyal hizmet olma niteliğinin yanı sıra bir insan hakkı olan enerjinin gereken düzeyde karşılanamaması, enerji yoksulluğuna düşen geniş yığınların toplumsal tepkilerine yol açmıştır. Özellikle sosyal refah mekanizmalarının kısıtlı olduğu ülkelerde soğuk evler, ödenemeyen faturalar ve kesintilerin yol açtığı toplumsal sorunlar daha ağır hissedilmiştir.

Enerji yoksulluğunu yaşayan hanelerin durumu zorlaştıkça, enerji fiyatlarının yüksekliğine karşı tepkiler ve hükümetler üzerindeki baskılar artmış, uyguladıkları neoliberal politikalarla enerji yoksulluğuna giden yolu açan hükümetler çözüm olarak sosyal yardımlara yönelmişlerdir.

Bu tepkilerin enerjideki özelleştirmelere karşı tepkilere dönüşmesinden çekinen neoliberalizmin kaleleri konumundaki *Uluslararası Para Fonu (IMF)/Dünya Bankası* gibi uluslararası mali kuruluşlar da enerji yoksulları için sosyal yardımlardan yana olmuşlardır. Düşük gelirli tüketicilere yönelik sosyal destek programları, genel elektrik ve gaz piyasası serbestleştirme sürecinin ayrılmaz bir parçası olarak düşünülmüştür. Sosyal destekler tüketicilerin tepkilerini önleyecek ve elektrik ve

³¹ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ILC_PEPS01N__custom_6444563/default/table?lang=en

gaz piyasalarındaki genel serbestleştirme sürecini destekleyecektir. Özelleştirilen dağıtım şirketlerinin düşük gelirli tüketicilerin ödeyebilirliklerini sağlamak için geçmiş borçların affedilmesi, sabit ödemeler, taksitli ödemeler gibi yollara veya tüketicileri zorlayan hizmeti kesme yöntemine başvurmaları etkili olmayabilmektedir. Bunun yerine kamu kaynaklarından finanse edilen bir sosyal yardım sistemi, IMF ve Dünya Bankası'nca elektrikte ve gazda piyasalaşmayı kolaylaştıran bir unsur olarak görülmektedir.

Sektörde piyasalaşmaya yönelik girişimler sonucu artması kaçınılmaz olan fiyatlar karşısında yoksul kesimlerin fiyat sübvansiyonları ile değil kamu kaynakları ile finanse edilecek sosyal yardımlarla desteklenmesini savunan özel sektör temsilcilerinin de enerji yardımlarından yana olduğu görülmüştür. Elektrik dağıtım şirketlerinin yoksul hanelere kamu eliyle elektrik yardımını desteklemelerindeki özel amaç, ödenemeyen faturaların tahsili ve kaçak kullanımın azaltılmasıdır. Bu tür bir sosyal yardım, şirketler açısından ödenemeyen faturalar sorununun çözümüne olduğu kadar, kronik kaçak kullanım sorununun çözümüne de yardımcı olacaktır. Yani bir bakıma enerjide özelleştirme ye gidilirken, kaçak elektriğin önlenmesi ve ödenemeyen faturaların tahsili, düşük gelirli hane halklarına kamu kaynakları kullanılarak verilen tüketim desteği ile kamulaştırılmaktadır. Benzer bir durum doğalgaz için de geçerlidir.

2.1.7 TÜRKİYE'DE ENERJİ YARDIMLARI

Türkiye'de enerji yoksulluğu 2000'li yıllarda yeterli düzeyde kömür alamayan hanelerin yakıt yoksulluğu olarak kendini gösterdi ve 2004 yerel seçimlerinden önce 2003 yılında Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumunun koordinatörlüğünde *Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışma Vakıfları (SYDV)* aracılığıyla yoksul hanelere kömür yardımları başlatıldı.

**Tablo 2.1.3 Kömür Yardımları
2019–2023 Sayısı**

Yıl	Hane Sayısı (Planlanan)*	Kömür (Ton) (Planlanan)*
2019	1.878.413	1.567.155
2020	1.805.521	1.686.063
2021	1.830.415	1.639.489
2022	2.029.576 (Gerçekleşen 2.066.649)	1.791.236 (Gerçekleşen 1.842.588)
2023	1.895.622	1.614.077

*Bakanlık faaliyet raporlarında gerçekleşme verileri düzenli olarak verilmemektedir.

Kaynak: 2019-2020 AÇSHB Faaliyet Raporları; 2021–2023 ASHB Faaliyet Raporları³²

Kömür yardımından 3294 sayılı *Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışmayı Teşvik Kanunu* kapsamındaki sosyal güvencesi olmayan ihtiyaç sahibi haneler veya sosyal güvencesi olan ancak hane içinde kişi başına düşen aylık geliri net asgari ücretin 1/3'ünden (2024 yılı için 5.667,37 TL) az olan haneler faydalanabilmektedir. Hanelere dağıtılacak kömür miktarı bölgenin iklim koşulları, geçmiş yıllara ait dağıtım miktarları ve kömürün ısı değerleri dikkate alınarak 2023 kömür döneminden itibaren ASHB tarafından belirlenmektedir.

Elektrik yoksulluğu ise önce kırsal bölgelerde pahalı enerji fiyatları karşısında tarımsal gelir düşüklüğüne bağlı olarak çiftçilerde görüldü. 2008 krizinden sonra elektrik faturalarını ödeyebilmek için başta gıda olmak üzere diğer temel harcama kalemlerinde kısıntılar yapan hanelerin yaşadığı elektrik yoksulluğu, sorunu kentlere yaydı. Elektrik üretim ve dağıtımının özelleştirilmesine paralel olarak elektrik yoksulluğu daha da yakıcı bir sorun halini alınca sermaye çevreleri bu sorunun özelleştirme politikalarını engelleyecek boyutlara ulaşmasından ciddi kaygı duymaya başladılar. Özelleştirilen dağıtım şirketleri de düşük gelirli tüketicilerin ödeyebilirliklerini sağlamak için geçmiş borçların affedilmesi, sabit ödemeler, taksitli ödemeler veya hizmeti kesme gibi yollara

³² ASHB Faaliyet Raporları için bkz. <https://www.aile.gov.tr/raporlar/yillik-faaliyet-raporlari/>

başvurmak yerine kamu kaynaklarından finanse edilen bir sosyal yardım sistemini, piyasalaşmayı kolaylaştıran bir unsur olarak gördüler.

31 Mart 2019 yerel seçimlerinden hemen önce *29 Şubat 2019 tarihli Cumhurbaşkanı Kararı* ile düşen ücret gelirleri ve artan elektrik fiyatları karşısında çaresiz kalan yoksul hanelere elektrik tüketim desteği adı altında elektrik yardımı başlatıldı. 1 Mart 2019 tarihinde uygulamaya konan *Elektrik Tüketim Desteği³³, Elektrik Piyasası Kanunu'nun 17/7 maddesine dayandırılmıştır.³⁴* Bu destek *3294 sayılı Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışmayı Teşvik Kanunu* ile *2022 sayılı 65 Yaşını Doldurmuş Muhtaç, Güçsüz ve Kimsesiz Türk Vatandaşlarına Aylık Bağlanması Hakkında Kanun* kapsamında düzenli sosyal yardım alan hak sahiplerini kapsamaktadır.

Desteğin kaynağı öncelikle *Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışmayı Teşvik Fonu*dur. Fon kaynaklarının yeterli olmaması durumunda ödeme için ihtiyaç duyulan tutar ASHB bütçesine konacak ilave ödenekle karşılanmaktadır.

Hanelerin yardımı alması basit bir işleyişe bağlanmıştır. Hak sahiplerini gösterir liste her ay *Sosyal Yardımlar Genel Müdürlüğünce Bütünlük Sosyal Yardımlar Bilgi Sistemi* üzerinden

hazırlanmaktadır. Hak sahibinin TC Kimlik Kartı ve mesken tipi elektrik faturası ile PTT şubesine gitmesi yeterlidir. PTT aracılığıyla hak sahibi 1-2 kişilik hanelere aylık 75 kWh, 3 kişilik hanelere aylık 100 kWh, 4 kişilik hanelere aylık 125 kWh, 5 ve daha fazla kişilik hanelere aylık 150 kWh, kronik hastalığı nedeniyle cihaza bağımlı hastaların bulunduğu hanelerde hasta başına aylık 150 kWh karşılığı TL ödeme yapılmaktadır. Elektrik tüketim desteğinin miktarı 2024 fiyatlarıyla, 1-2 kişilik hanelere 112,63 TL; 3 kişilik hanelere aylık 150,17 TL; 4 kişilik hanelere aylık 187,71 TL; 5 ve daha fazla kişilik hanelere aylık 225,25 TL ve kronik hastaların bulunduğu hanelerde hasta başına aylık 225,25 TL'dir.

Elektrik tüketim desteği kapsamında yapılan ödemeler, diğer sosyal yardımlar ve aylıklar için yapılacak muhtaçlık hesaplaması ile genel sağlık sigortası gelir tespitinde gelir olarak dikkate alınmamaktadır.

Elektrik yardımı yapılan yoksul hane sayısı yıldan yıla artmakla birlikte bu artışın seçim yılı olan 2023'te yüzde 61 oranında artışla en yüksek seviyesine çıktığını ve 4.378.839 haneye elektrik yardımı yapıldığını görüyoruz. Bu da eşdeğer hane halkı kullanılabilir fert medyan gelirinin yüzde 60'ı dikkate alarak belirlenen yoksulluk sınırına göre, yoksulların yüzde 75'ine elektrik yardımının ulaştığını göstermektedir.

Tablo 2.1.4 Elektrik Yardımları 2019–2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Elektrik yardımı alan hane sayısı	1.343.109	1.659.448	1.801.835	2.719.745	4.378.839
Elektrik yardımı alan hanelerdeki kişi sayısı *	4.499.415	5.476.178	5.819.927	8.621.591	13.749.554
TÜİK verileriyle yoksul hanelerdeki kişi sayısı**	17.207.000	17.921.000	17.636.000	18.030.000	18.219.000
TÜİK verileriyle elektrik yardımı ulaşan yoksul kişi oranı	26,1	30,5	33,0	47,0	75,4
Elektrik yardımı miktarı (Milyar TL)	0,686	1,25	1,57	4,72(Ayrılan)	8,67

* ADNKS (Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi) sonuçlarına göre ortalama hane halkı büyüklüğü verileri kullanılmıştır.

Kaynak: ASHB Faaliyet Raporları, TÜİK. Kendi hesaplamalarımız

33 <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2019/02/20190228-11.pdf>

34 <https://www.resmigazete.gov.tr/Mevzuat/Metin/1.5.6446.pdf>

Son yıllarda hanelerin doğalgaz kullanımı yaygınlaştıkça doğalgaz yoksulluğu da yakıcı bir sorun haline gelmiş ve 18 Ocak 2022 tarihinde Cumhurbaşkanlığı makam onayı ile yoksul hanelere doğalgaz yardımı yapılması kararlaştırılmıştır. 18 Şubat 2022 tarihi itibarıyla başlatılan *Doğalgaz Tüketim Desteği Programı*ndan yararlanmak için, Türk vatandaşı olmak, resmi ikamet adresine kayıtlı mesken türü doğalgaz aboneliğine sahip bulunmak ve 3294 sayılı Kanun kapsamında olduğu SYDV'lerce belirlenmiş olmak gerekmektedir. Buna göre 3294 sayılı Kanun kapsamında ihtiyaç sahibi olup hane içinde kişi başına düşen aylık geliri net asgari ücretin 1/3'ünden (2024 yılı için 5.667,37 TL) az olan haneler (hanesinde memur, noter ve muhtar bulunanlar hariç) doğalgaz yardımından faydalanabilmektedir. Destek tutarları, Ekim-Mayıs aylarını içeren 8 aylık dönemde hak sahipliği şartları sağlandığı müddetçe 2024 yılı için yıllık 1.500 TL ila 3.500 TL (aylık 188–438 TL) arasında olup bölgesel farklılıklar göz önüne alınarak ilden ile değişkenlik göstermektedir. Ödemeler her ay için hesaplanıp iki ayda bir yapılmaktadır. ASHB Sosyal Yardımlar Genel Müdürlüğü sayfalarında listelenen 2024 yılındaki sosyal yardım programlarına ilişkin tabloda³⁵, elektrik, kömür ve barınma yardımlarının Türk vatandaşlarına verileceğine dair bir şerh bulunmamakla birlikte doğalgaz yardımlarının Türk vatandaşlarına verileceği açıkça belirtilmiştir.

Doğalgaz desteğinden yararlanacak kişiler öncelikle e-devlet üzerinden yaptıkları Sosyal Yardım Başvurularında bir ön elemeye tabi tutulmakta daha sonra ilgili Sosyal Yardım ve Dayanışma Vakıfları tarafından muhtaçlık kriterlerine uyup uymadıkları tespit edilmektedir. Bu tespit yapılırken, *3294 sayılı Sosyal Yardımlaşmayı Teşvik Kanunu* kapsamında olanlar dışında dönemsel ihtiyaç sahibi olduğu SYD Vakıflarınca belirlenenlere de doğalgaz yardımı yapılmaktadır.

Yardıma hak kazananlar kimlik belgesi ve doğalgaz faturası/ön ödemeli sayaç kartı ile PTT şubelerine giderek desteklerini almaktadır. Ön ödemeli sayaç kullananların destek miktarı kartlarına yatırılacak, faturalılarda ise fatura bedeli yardım miktarını aşılıyorsa faturanın tamamı ödenmeden yardım verilmemektedir. Sağlık raporu bulunan kronik hastalara veya hayatlarını cihaza bağlı sürdüren muhtaç vatandaşlara ödeme yüzde 5 artırılmaktadır.

ASHB yıllık faaliyet raporlarındaki verilerle toplamda kaç hanenin doğalgaz tüketim desteği aldığı ve bu amaçla ne kadar kaynak ayrıldığını doğru bir biçimde saptamak mümkün görünmemektedir.

Tablo 2.1.5 Doğalgaz Tüketim Desteği 2022–2023

	2022	2023
Doğalgaz tüketim desteği alan hane sayısı	690.030	162.666
Doğalgaz tüketim desteğine ayrılan kaynak	516.700.000 TL	117.500.000 TL

Kaynak: ASHB Yıllık Faaliyet Raporları

Ayrıca doğalgaz ödemelerini karşılamakta zorlanan hane sayısının yoksul olarak tanımlanan hanelerden çok daha fazla olması nedeniyle, 14 Mayıs seçimlerinden hemen önce 1 Mayıs 2023 tarihinde Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi ile 1 Mayıs 2024 tarihine kadar ayda 25 metreküp karşılığı doğalgazın tüm konutlara ücretsiz verilmesi yoluna gidildi.

Avrupa'da bazı ülkelerde önemli bir yer tutan konutların enerji verimliliğini artırarak enerji yoksulluğunu önleme çabaları Türkiye'de kayda değer bir düzeye gelmiş değildir. Türkiye'de barınma yardımları oturulamayacak derecede eski, bakımsız ve sağlıksız evlerde yaşayan ihtiyaç sahibi vatandaşlara evlerinin bakım onarımı, yapımı ev eşyası alımı için aynı veya nakdi olarak yapılan yardımlardır.

³⁵ <https://www.aile.gov.tr/sygm/programlarimiz/sosyal-yardim-programlarimiz/>

Tablo 2.1.6 Barınma Yardımları 2019–2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Barınma yardımı alan hane sayısı	22.413	23.498	30.363	26.688	20.846
Barınma yardımı miktarı TL	80.120.000	88.390.000	119.600.000 TL	144.940.000	271.800.000

Kaynak: ASHB Yıllık Faaliyet Raporları

2.1.8 SOSYAL YARDIMLAR VE YOKSULLUĞUN YÖNETİLMESİ

2024 yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı'ndaki verilere göre 2018-2022 yılları arasında sosyal harcamaların Gayri Safi Yurtiçi Hasılaya (GSYH) oranı aşağıdaki Tablo 7'de verilmiştir. 2023 oranları gerçekleşme tahmini, 2024 oranları program verileridir. Karşılaştırma amacıyla 2004 verileri de eklenmiştir.

Tablo 2.1.7 Kamu Kesimi Sosyal Harcamalarının GSYH'ye Oranı, %

	2004	2018	2019	2020	2021	2022	2023*	2024**
EĞİTİM	3,1	3,8	3,7	3,4	2,9	2,6	3,2	3,6
SAĞLIK	3,8	3,6	3,8	4,1	4,0	3,2	3,8	4,0
SOSYAL KORUMA ***	6,7	9,0	9,5	10,1	8,2	6,1	7,8	8,1
Emekli Aylıkları ve Diğer Harcamalar	6,1	8,0	8,5	8,9	7,0	5,2	6,7	7,0
Sosyal Yardım ve Primsiz Ödemeler	0,3	0,9	0,9	1,2	1,1	0,9	1,0	1,0
Doğrudan Gelir Desteği Ödemeleri	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TOPLAM	13,6	16,3	17,1	17,6	15,1	11,0	14,8	15,7

*Gerçekleşme tahmini** Program *** Kömür, doğalgaz ve elektrik yardımları bu kapsama dahildir.

Kaynak: 2024 yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı³⁶

Türkiye'deki sosyal harcamaların tüm kalemleri GSYH'ye oranları açısından AB ortalamasının çok gerisindedir. Örneğin EUROSTAT verilerine göre 2021 yılında sağlık ve sosyal koruma harcamalarının GSYH'ye oranı AB'nde ortalama yüzde 29,9 iken bu oran aynı yıl Türkiye'de yüzde 12,8 ile AB ortalamasının neredeyse dörtte biridir³⁷. 2021 yılında sağlık ve sosyal koruma harcamaları AB'nde kişi başına ortalama 8.556 Euro iken, bu rakam aynı yıl Türkiye'de 1.543 Euro ile AB ortalamasının çok gerisindedir³⁸. Türkiye'de 2021 yılında emekli aylıklarının 'GSYH'ye oranı yüzde 7 iken aynı oran AB'de ortalama yüzde 12,9'dur. ³⁹

Tablo 7'nin ortaya koyduğu önemli bir gerçek, zaten zayıf olan sosyal devletin son yirmi yılda daha da zayıflamış olduğudur. 2004-2022 döneminde eğitim, sağlık, emekli aylıkları ve doğrudan gelir destekleri için yapılan kamusal harcamaların GSYH'ye oranı düşerken, çok sınırlı da olsa tek artan harcama oranı sosyal yardımlar ve primsiz ödemeler olmuştur. Bu süreçte genel olarak sosyal devlet ve özel olarak da sosyal güvenlik sistemi neoliberal politikalarla zayıflatılmış, kamusal hizmet üretimi ve sunumu ticarileşmiş ve özelleştirilmiş; sosyal hakların hak olmaktan çıkartılıp devletin yoksulluk temelinde temin ettiği hizmet alanlarına dönüştürülmesi süreci derinleşmiştir. Artan yoksulluğun yönetilmesi de sosyal yardımlara kalmıştır.

36 <https://www.sbb.gov.tr/yillik-programlar/>

37 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tps00098/default/table?lang=en&category=t_spr

38 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tps00099/default/table?lang=en&category=t_spr

39 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tps00103/default/table?lang=en&category=t_spr

Türkiye’de sosyal yardımlar ve primsiz ödemeler esas olarak ASHB tarafından yapılmakla birlikte, *belediyeler, Vakıflar Genel Müdürlüğü, Milli Eğitim Bakanlığı, TKİ, Yurt-Kur* tarafından yapılan aynı ve nakdi sosyal yardımlar da mevcuttur. 2006 yılında çıkarılması planlanan Sosyal Yardımlar ve Primsiz Ödemeler Kanunu, bir tasarı taslağı olarak kalmış, sosyal yardım ve primsiz ödemelerin bütüncül bir yasal çerçevesi oluşturulmamıştır. 2024 yılı itibarıyla *Sosyal Yardımlar Genel Müdürlüğü*’nün yoksullara yönelik aile, barınma-gıda, engelli-yaşlı, sağlık ve eğitim başlıkları altında toplanan 47 yardım türü mevcuttur. AKP döneminde elektrik yoksulluğu, doğalgaz yoksulluğu gibi yeni yoksulluk biçimlerinin doğuşu ile yoksullara yapılan yardımlar çeşitlendirilmiş, sosyal yardım alanların sayısı da artmıştır. Ancak sosyal yardım miktarı, artan yoksulluğa çare olacak düzeyde artırılmamıştır. Kamu kurumları tarafından yapılan sosyal yardım ve primsiz ödemelerin tümünün GSYH’ye oranı 2022 yılında yalnızca yüzde 0,9 olmuştur. Sosyal yardım harcamalarının GSYH’ye oranı 2023 yılında, seçime rağmen, tahmini rakamla yalnızca yüzde 1’dir. 2024 yılı için öngörülen oran ise gene yüzde 1’dir.⁴⁰

Geniş emekçi yığınları yoksulluktan kurtaracak düzeyin yanına bile yaklaşmayan sosyal yardımlar, yoksulluğu ortadan kaldırmaya yönelik olarak değil yoksulluğu yönetmek üzere planlanmıştır. Bu yönetimin bir özelliği sosyal yardımların bir sosyal hak olarak değil siyasi iktidarın özellikle de Cumhurbaşkanlığı rejimi döneminde bizzat Cumhurbaşkanının bir lütfu imiş gibi sunulması ve yığınların algısının bu yönde oluşturulmaya çalışılmasıdır. Pek çok sosyal yardım türü hatta emeklilere yapılan ek ödemeler gibi primli sistemdeki bazı uygulamalar, Cumhurbaşkanının kişisel kararlarıyla benimlenen uygulamalar olarak sunulmuş, özellikle 2023 Cumhurbaşkanlığı seçimleri öncesinde doğalgaz yardımlarında olduğu gibi klientalizmin uç örnekleri görülmüştür.

Türkiye işsizler, emekliler ve kayıt dışı çalışanları da dahil ederek ele aldığımız işçi sınıfı ailelerinin geniş bir bölümünün yoksulluk içinde yaşadığı bir “muhtaçlar” ülkesi durumundadır.

Tablo 2.1.8 Maddi ve Sosyal Yoksunluk Oranı %, 16+Yaş – 2021

	Ücretliler	Diğer istihdam edilenler	İşsizler	İşgücüne dahil olmayanlar	Emekliler
Türkiye	23,4	21,6	50,4	32,8	17,7
Avrupa Birliği	7,2	8,3	36,8	17,8	10,4

Kaynak: EUROSTAT⁴¹

2021 verileriyle 16 yaş üzeri nüfusta ücretli çalışanların dörtte biri, işsizlerin yarısı, emeklilerin yüzde 17,7’si maddi ve sosyal yoksunluk içindedir. 17 yaş altı çocukların ise yüzde 43,7’si yoksulluk ve sosyal dışlanma riski altındadır⁴². Medyan gelirin yüzde 60’ı dikkate alınarak belirlenen yoksulluk sınırına göre hesaplanan yoksulluk oranı 2023’te yüzde 21,7 olarak gerçekleşmiştir.⁴³

40 <https://www.alomaliye.com/2023/11/16/kamu-kesiminde-sosyal-harcama-istatistikleri-2022/>

41 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ilc_mdsc01__custom_8816554/default/table?lang=en

42 <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Yoksulluk-ve-Yasam-Kosullari-Istatistikleri-2023-53713>

43 <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Yoksulluk-ve-Yasam-Kosullari-Istatistikleri-2023-53713>

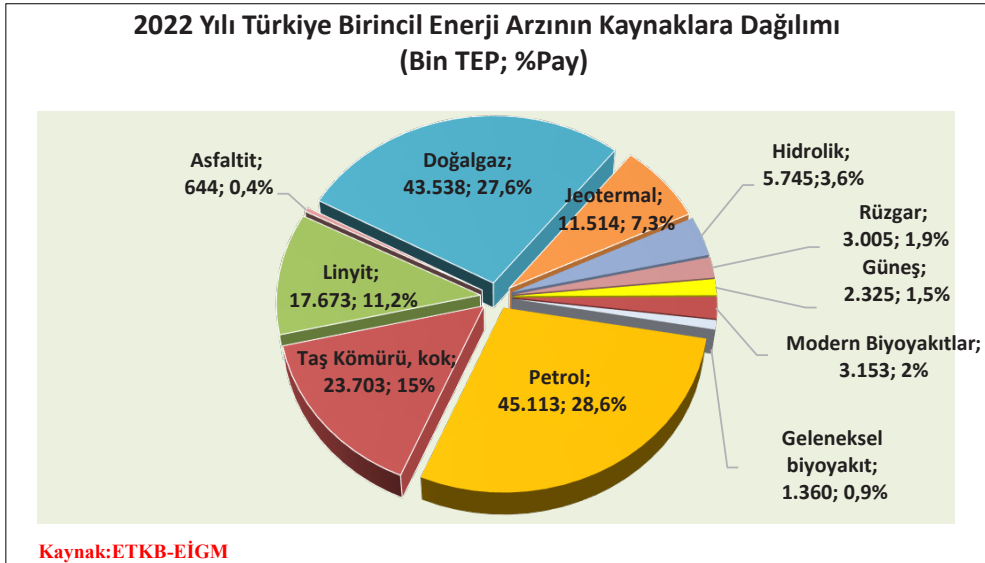
Tablo 2.1.9 Eşdeğer Hanehalkı Kullanılabilir Fert Gelirine Göre Gelir Dağılımı Göstergeleri

Anket yılı	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gelir referans yılı	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
P80/P20 oranı	7,4	7,6	7,7	7,5	7,8	7,4	8,0	7,6	7,9	8,4
P90/P10 oranı	12,6	13,3	13,6	13,4	13,7	13,0	14,6	13,7	14,2	15,0
Gini katsayısı	0,391	0,397	0,404	0,405	0,408	0,395	0,410	0,401	0,415	0,433
Gini katsayısı (Sosyal transferler hariç)	0,446	0,454	0,465	0,468	0,473	0,463	0,470	0,482	0,487	0,520
Gini katsayısı (Emekli ve dul-yetim maaşı dahil diğer tüm sosyal transfer gelirleri hariç)	0,399	0,406	0,412	0,414	0,417	0,405	0,420	0,419	0,423	0,445

Kaynak: TÜİK⁴⁴

Kişisel gelir dağılımının göstergesi olan Gini katsayısındaki artışın gösterdiği üzere, gelir dağılımı daha da bozulmuş, toplumun en yüksek gelir elde eden yüzde 20'sinin elde ettiği payın en düşük gelir elde eden yüzde 20'sinin elde ettiği paya oranı şeklinde hesaplanan P80/P20 oranı 7,9'dan 8,4'e; gelirden en fazla pay alan yüzde 10'unun elde ettiği gelirin en az pay alan yüzde 10'unun elde ettiği gelire oranı şeklinde hesaplanan P90/P10 oranı ise 14,2'den 15,0'a yükselmiştir.

Fonksiyonel gelir dağılımı bağlamında gayri safi katma değer içinde işgücü ödemeleri 2022 yılında yüzde 26,3 ile dibe vurmuş, ekonomik yazında ücret payının düşüp sermaye payının artması nedeniyle timsah ağzı diye adlandırılan bölüşüm şokunun tipik bir örneği Türkiye'de de yaşanmıştır. Cumhurbaşkanlığı seçimi ve genel seçim yılı olan 2023'te asgari ücretlerdeki, ortalama ücretleri asgari ücret düzeyine iten reel artış nedeniyle işgücü ödemelerinin gayri safi katma değer içindeki payı yükselmiştir. Ancak uygulanan neoliberal ekonomik politikalar doğrultusunda 2024 yerel seçimlerinin ardından daha da sıkılaştırılacak olan maliye ve para politikalarıyla timsahın ağzının yeniden açılması beklenmelidir.

**Şekil 2.1.4 Gayrisafi Katma Değer İçinde İşgücü Ödemelerinin ve Net İşletme Artığının Payı %**Kaynak: TÜİK⁴⁵44 <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Gelir-Dagilimi-Istatistikleri-2023-53711>45 <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Yillik-Gayrisafi-Yurt-Ici-Hasila-2022-49742> ve <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Donemsel-Gayrisafi->

Emeğin artı değerden aldığı görelî payın gerilemesi, sosyal harcamalardaki topyekun azalma, sosyal hizmetlerin ticarileştirilmesi ve emeklilik gibi primli sosyal koruma mekanizmalarının etkisizleştirilmesi ile birlikte yaygınlaşan ve derinleşen yoksulluğun, ne kadar çeşitlendirilirse çeşitlendirilsin oransal miktarı son derece düşük olan sosyal yardımlarla yönetilmesi giderek imkansız hale gelmektedir.

Bu durum enerji hizmetleri için de geçerlidir. Enerji piyasalarındaki sübvansiyon fiyatlarla bile yoksul hanelerin enerji harcamalarını karşılamadığı düşünülürken, Cumhurbaşkanlığı ve bakanlıkların politika belgelerinde belirtildiği üzere elektrik ve gaz sektörlerinde hanelere sağlanan sübvansiyonların kaldırılması ve elektrik ve gaz fiyatlarının piyasa tarafından belirlenmesi durumunda enerji yardımları ile enerji yoksulluğunun yönetilir kılınması tümüyle imkansızlaşacaktır.

2.1.9 SONUÇ OLARAK:

Enerji yoksulluğunun çözümü muhtaçlık temelinde hanelere verilen elektrik, doğalgaz ve kömür tüketim yardımları değil, bir insan hakkı olan ve kamu hizmeti niteliği taşıyan enerji hizmetinin geniş emekçi yığınlarına karşılanabilir, kesintisiz ve kaliteli bir şekilde kamu tarafından sunulmasıdır.

Bunu sağlamanın yolu da tüm ülkede kamu yararını gözeterek, ekonomik ve sosyal politikaların bir parçası olarak enerji alanının da şirketlerin kâr hırsı ile değil, kamu yararını hedef alan politikalarla yönetilmesi; özelleştirme uygulamalarına son verilerek, acilen yeniden kamulaştırmalar yoluna gidilmesidir.

2.2 ELEKTRİK ENERJİSİ TARİFELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Olgun SAKARYA

Elektrik Mühendisi

2.2.1 GİRİŞ

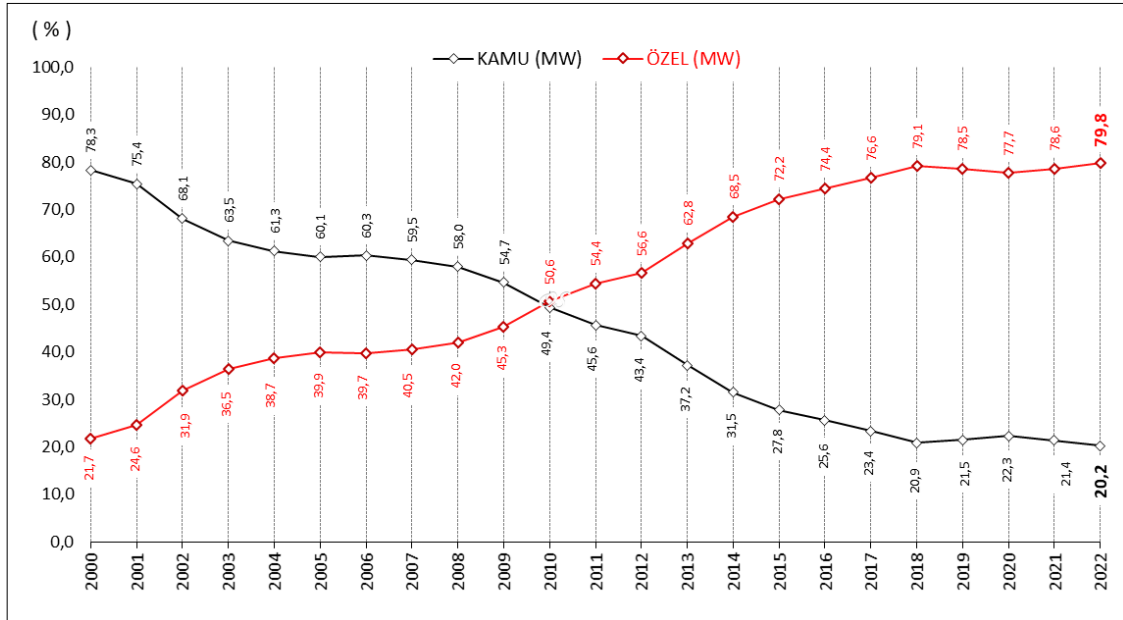
Elektrik Piyasası Kanunu elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, **düşük maliyetli** ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve **şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının** oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin yapılmasının sağlanması amaçlandığı söylemi ile 2002 yılında yürürlüğe girmiştir.

Kanun ile oluşan elektrik piyasasında serbestleştirme ve faaliyet ayrıştırması ile kamu işletmelerinin özelleştirilmesi uygulamaları hız kazanmış, elektrik dağıtım bölgelerinin tamamı ile elektrik üretim tesislerinin bir bölümü yapı-

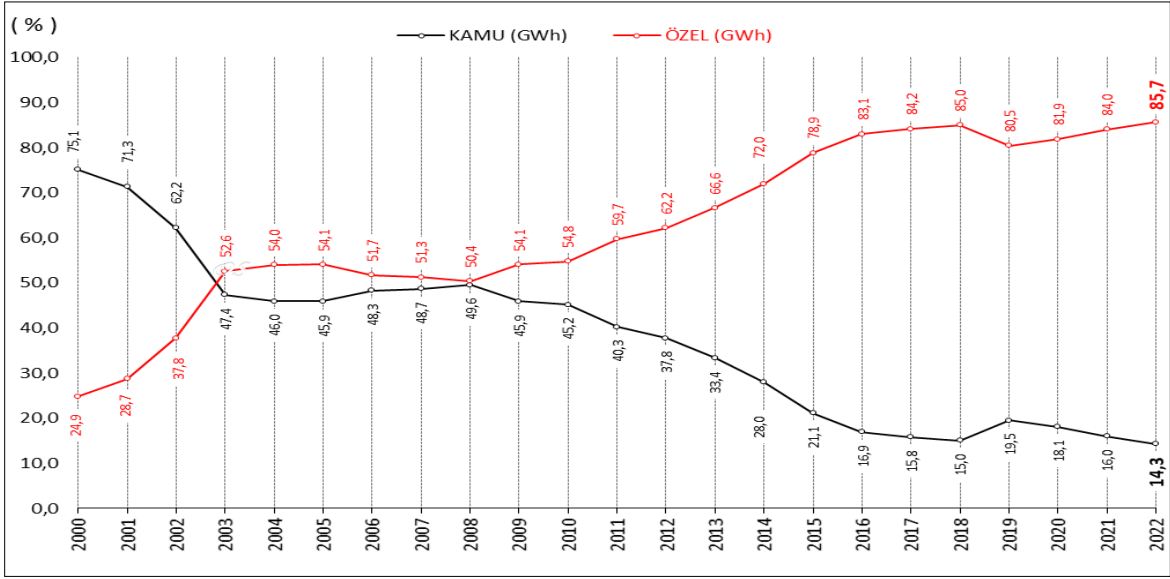
lan özelleştirmeler sonunda özel sektör kontrolüne geçmiştir.

Özelleştirmeler sonunda, elektrik dağıtım ve ticareti ile görevlendirilen dağıtım şirketlerinde 2013 yılından itibaren faaliyet ayrıştırması yapılmış ve ayrı tüzel kişilikler oluşturulmuştur. Aynı firma çatısı altında olmak üzere dağıtım faaliyetleri dağıtım şirketlerinde (DŞ), elektrik enerjisi ticareti ise görevli tedarik şirketlerinin (GTŞ) sorumluluğuna bırakılmıştır.

Aşağıda yer alan Şekil 2.2.1 ve 2.2.2'den de görüleceği üzere; 2022 yılı sonu itibarıyla elektrik enerjisi üretim kurulu gücünün yüzde 79,8'i özel sektör kontrolüne girmiş, üretimin de yüzde 85,7'si özel sektör tarafından gerçekleştirilmiştir.



Grafik 2.2.1 Elektrik Enerjisi Kurulu Gücünün Kamu-Özel Dağılımı



Grafik 2.2.2 Elektrik Enerjisi Üretiminde Kamu-Özel Dağılımı

Elektrik enerjisinin dağıtım faaliyetleri ile ticaretinin de yüzde 100'ü özel sektör kontrolünde yürütülmektedir.

Kamu kurumu eliyle yürütülen iletim faaliyeti dışındaki üretim, dağıtım ve ticaretine ilişkin faaliyetlerin özel sektör kontrolüne geçmesinin yansımaları, vatandaşlarımızı yakından ilgilendiren elektrik tarifeleri üzerinden can yakıcı haleyle hissedilir olmuştur.

Bu yazıda düzenlemeye tabi elektrik tarifeleri üzerinden elektrik enerjisi kullanan abonelerin satın aldıkları hizmetlere yönelik Kanun'un amacında belirtilen düşük maliyetli ve şeffaflık uygulamalarına kısaca değinilecektir.

2.2.2 ELEKTRİK TARİFELERİ

DŞ'ler ile aynı firma çatısı altında hizmet veren GTŞ'ler, serbest tüketici¹ niteliğine haiz olmayan tüketiciler ile serbest tüketici niteliğine haiz olduğu halde ikili anlaşma ile tedarikçisini seçmemiş olan düşük tüketimli² kullanıcılara, düzenlemeye tabi elektrik enerjisi tarifeleri üze-

rinden satış yapabilmektedirler. Bu çalışmada, bu tür kullanıcıların **tek terimli tek zamanlı** abone gruplarını kapsayan elektrik tarifeleri üzerinde durulacaktır.

Bilindiği üzere geçmişte elektrik tarifelerinde; perakende enerji bedeli, dağıtım sistem kullanım bedeli, iletim sistem kullanım bedeli, kayıp/kaçak bedeli, perakende satış hizmet (faturalama) bedeli ve sayaç okuma bedeli ayrı ayrı açıklanıyordu. Yapılan mevzuat düzenlemeleri ile *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)* 1 Ocak 2016 tarihinden itibaren söz konusu faaliyetlere ilişkin maliyetleri, "**enerji**" ve "**dağıtım**" birim fiyatlarından oluşan iki bileşen içine dâhil ederek yayımlamaya başladı. Uygulama halen bu haliyle devam etmektedir. Böylelikle Kanun'un amaç maddesinde yer alan şeffaflığa aykırı bir anlayış ile hangi faaliyete ne kadar bedel ödendiği gizlenerek, vatandaşın bilgi edinme ve sorgulama hakkı ortadan kaldırılmıştır.

Ancak EPDK bununla da yetinmemiş, 2019 Ağustos ayından itibaren abonelere gönderilen aylık fatura bildirimlerinde söz konusu iki bileşeni de "enerji tüketim bedeli" adı altında birleştirmiştir.

1 Serbest Tüketici Limiti: 2024 yılı için (asgari) 950 kWh/yıl.

2 Yüksek/Düşük Tüketim Limiti (asgari) 2024 yılı için mesken ve tarımsal faaliyetler abone grupları için 100 (Yüz) milyon kWh/yıl, diğer abone grupları için 1 (Bir) milyon kWh/yıl.

2.2.2.1 Dağıtım bedeli

Elektrik tarifeleri içinde yer alan iki bileşenden biri dağıtım bedelidir. Dağıtım bedeli içinde; dağıtım sistemi kullanım, iletim sistemi kullanım, kayıp/kaçak ve sayaç okuma faaliyetlerine ait birim bedellerini barındırmaktadır. Dağıtım bedeli altında, elektrik tarifeleri üzerinden abonelerden tahsil edilen gelirler de dağıtım şirketine aittir. Elektrik tarifelerinde yer alan dağıtım bedeli dönemsel olarak değişimler göstermektedir.

2016 yılından itibaren içinde diğer faaliyet alanlarına ait birim fiyatlarını da barındıran dağıtım bedeli, 1 Ocak 2022 tarifelerinde bir önceki tarife dönemine göre tüm abone gruplarında yüzde 24,3 oranında artmış ve 2016-2022 yılları arasında yapılmış en yüksek zam oranını görmüştür. 2022 yılı 1 Nisan tarifelerinde de bir önceki döneme göre yüzde 1,7 oranında artan dağıtım bedellerinde 2022 yılı içinde başka değişiklik olmamıştır.

Ancak 1 Ocak 2023 tarifelerinde, tüm abone gruplarının dağıtım bedellerine yapılan yüzde 132,4 oranındaki zam, elektrik tarifeleri içinde yapılmış, anlaşılması mümkün olmayan bir artışla karşımıza çıkmıştır. 1 Temmuz 2023 tarifelerinde yapılan yüzde 10,3 oranındaki zam ile birlikte değerlendirildiğinde, 2023 yılında dağıtım bedellerine yapılan zam oranı 2022 yılına göre yüzde 156,2'yi bulmuştur.

Oysa elektrik piyasası dağıtım faaliyetleri kapsamında yer alan; kesme-bağlama, teknik kalite ölçüm hizmeti, sayaç kontrol, proje onay ve kabul işlemleri, dağıtım sistemine bağlantı, ödeme bildirimini bırakma gibi bir dizi hizmet bedeli de 2023 yılında geçerli olmak üzere 2022 yılına göre yaklaşık yüzde 84,4 oranında artırılarak EPDK tarafından onaylanmıştır.

2022 yılı Kasım ayı itibarıyla yıllık TÜFE oranının yüzde 84,39 olduğu ve yukarıda da açıklandığı üzere dağıtım faaliyetleri içinde yer alan bazı hizmet kalemlerine 2023 yılının tamamında geçerli olacak şekilde yüzde 84,4 oranında

zam yapıldığı göz önüne alındığında, dağıtım bedellerinin 2023 yılı tarifelerinde 2022 yılına göre yüzde 156,2 oranında artırılmış olmasını anlamak mümkün değildir.

1 Ocak 2024 tarifeleri ise, tarifeyi oluşturan dağıtım ve enerji belleri de aynı kalmak suretiyle bir önceki döneme göre değişmemiştir. Enflasyonun etkisi altında ezilen vatandaşlarımız açısından 1 Ocak 2024 tarifelerine zam yapılmamış olması elbette ki sevindiricidir.

Ancak dağıtım faaliyetleri arasında yer alan; kesme-bağlama, teknik kalite ölçüm, sayaç kontrol, proje onay ve kabul işlemleri, dağıtım sistemine bağlantı, ödeme bildirimini bırakma gibi bir dizi hizmet bedelinin 2024 yılı fiyatları yüzde 61,98 oranında zamlanmıştır. Her ne kadar EPDK'nin bağımsız bir Kurum olduğu düşünülse de, 2024 yılı Mart ayında yapılacak olan yerel seçimler göz önüne alınarak 1 Ocak 2024 tarifelerine zam yapılmamış olması olasılığı da akıllara takılan bir konu olmuştur.

Elektrik tarifeleri bileşeni olan dağıtım bedelinin içine gizlenmiş olan faaliyetlere kısaca değinmekte yarar vardır.

A) Dağıtım şebekesinde işletme ve yatırımlar

Elektrik dağıtım şebekelerinde yapılan genişleme, iyileştirme ve kapasite artış yatırımlarının, talebin karşılanması ve enerji kalitesi gibi amaca uygun nitelikte olması gerekmektedir. Ayrıca arz güvenliği ve muhtemel arıza kesintilerinin önlenmesi açısından, işletme altındaki malzeme ve teçhizatın deneyimli teknik personel tarafından belirli aralıklarla periyodik kontrolünün yapılması ve gerektiği hallerde de gecikmeden bakım onarımlarının yapılması zorunludur.

Dağıtım varlıklarının verimli işletilmesi, kayıp/kaçakta azaltma sağlanması, arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması gibi elektrik dağıtım özelleştirmelerine gerekçe olarak sunulan hedefler arzu edilen düzeyde gerçekleşmemiştir. Isparta ilinde 2022 yılının Şubat ayının ilk haf-

tasında, elektrik dağıtım şebekesinde günlerce süren elektrik kesintisi ile kullanıcıya sunulan elektrik enerjisinin arz güvenliğinde sorunlar yaşanmış, kent yaşamı felç olmuştur. 2020 sonunda yayımlanan “*Elektrik Piyasasında Dağıtım Ve Perakende Satış Faaliyetlerine İlişkin Kalite Yönetmeliği*”nde elektrik enerjisinde süreklilik ve kalite göstergesi olarak yer alan ve tazminat ödemelerine de esas olan abone başına *Yıllık Kesinti Süresi ve Sayısına* ait eşik değerlerde de aboneler lehine hiçbir değişiklik yapılmamıştır.

Eşik değerlerin yayımlandığı haliyle devam ediyor olması dağıtım sisteminde halen beklenen iyileştirmelerin de gerçekleşmediğinin bir göstergesidir. Yapılan yatırımların beklenen iyileştirmeleri sağlamadığı, periyodik kontrol ile bakım onarımların ehil personel eliyle tekniğine uygun sağlıklı olarak gerçekleşmediği, ancak tüm maliyetlerin “dağıtım bedeli” içinde yer alarak elektrik tarifeleri üzerinden de vatan-daşa yüklediği bilinmektedir.

B) Dağıtım şebekesinde kayıp/kaçak oranları

EPDK'nin 7.12.2011 tarihli “*Kayıp Kaçak Bedeline İlişkin duyuru*” başlıklı açıklamasında “(...) mevzuat kapsamında 16/12/2010 tarih ve 2932 sayılı Kurul Kararıyla 2011-2015 dönemini kapsayan ikinci uygulama dönemi için 21 dağıtım şirketi için kayıp kaçak hedefleri belirlenmiştir” ve devamında “(...) hedefler esas alındığında 2011-2015 dönem için ortalama hedef kayıp-kaçak oranları sırasıyla yıllar bazında %15, %13, %12, %11 ve %10 olarak belirlenmiştir” ifadelerine yer verilmiştir.

2015 yılı sonu itibarıyla dağıtım sisteminin bütününde kayıp/kaçak oranı yüzde 10 olarak hedeflenmiş olmasına karşın, süreç içinde bazı şirketler lehine yapılan mevzuat değişiklikleri ile hedef oranları değiştirilmiş ve özelleştirmelerin amaçları arasında yer alan “*kayıp/kaçakta azaltma sağlanması*” hedefine de ulaşamamıştır. Kesinleşmiş verilere göre 2015 yılı sonunda yüzde 16,7 (31,2 milyar kWh) olan

kayıp/kaçak oranı 2021 yılı sonunda da yüzde 11,9 (25,6 milyar kWh) olarak gerçekleşmiştir.

EPDK tarafından 31.12.2015 tarihli *Resmî Gazete*'de yayımlanan “*Dağıtım Sistemindeki Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği*” ile bazı dağıtım şirketlerine 31.12.2025 tarihine kadar ayrıcalıklar tanınmıştır. Yönetmelik kapsamında yapılan harcamalar da “dağıtım bedeli” içinde yer alarak, elektrik tarifeleri üzerinden abone faturalarına yansıtılmaktadır.

Özelleştirmelerden beklenen sonuçlara ulaşamamıştır, elektrik tarifeleri içinde gizlenerek abone faturalarına yansıyan kayıp/kaçak bedeli de tarifeler üzerindeki olumsuz etkisini devam ettirmektedir.

C) İletim sistemi maliyetleri

Dağıtım şirketlerinin *Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)* ile yapmış oldukları bağlantı anlaşmaları çerçevesinde aylık olarak TEİAŞ'a ödedikleri bedelleri, “iletim sistem kullanımı” olarak dağıtım bedeli içinde tarifelere yansıtılmaktadırlar. Tüm faaliyetlerde olduğu gibi iletim faaliyetine ait maliyetleri de tüketim faturaları üzerinden vatandaşlar karşılamaktadır. İletim sistem kullanımı bedeli; iletim sistemine yapılan yatırımlar ve iletim sisteminin işletme, bakım, yan hizmetler, sistem kayıpları, kapasite mekanizması vb. gibi mevzuat gereğince TEİAŞ tarafından yürütülen faaliyetlere ilişkin maliyetlerden oluşmaktadır.

2023 yılı sonu itibarıyla Türkiye elektrik enerjisinin kurulu gücü 107.050 MW olarak gerçekleşmiştir. Buna karşılık elektrik sistemi içinde günümüze kadar gerçekleşmiş maksimum anlık talep (ani puant) 2021 Ağustos ayında 56.304 MW olmuştur. Kısaca maksimum anlık talebin neredeyse iki katına yakın bir kurulu gücümüz söz konusudur.

Hal böyle olmasına rağmen, “*elektrik piyasasında arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu*

güç kapasitesinin oluşturulması ve/veya uzun dönemli sistem güvenliğinin temini için güvenilir kurulu güç kapasitesinin korunması amacıyla EPDK tarafından 20 Ocak 2018 tarihinde **“Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği”** uygulaması başlatılmıştır. Yıllık bazda kapasite mekanizmasına dâhil edilen üretim tesislerine 01.01.2018-31.12.2023 arasında geçen süre içinde TEİAŞ tarafından yaklaşık olarak toplam 15,5 milyar TL ödeme yapılmıştır. Sonuçta, yapılan tüm ödemelerin de asıl sahibi vatandaşlar olmuştur.

D) Dağıtım bedelindeki değişimler

Tek terimli tek zamanlı tarifelerdeki dağıtım bedeline, 1 Ocak 2016 ile 1 Ekim 2023 tarihleri arasında yapılan zam oranları;

- Sanayi (OG) abonelerinde artış oranı yüzde 662,1
- Sanayi (AG) abonelerinde artış oranı yüzde 658,1
- Kamu ve Özel Hizmet Sektörü ile Diğer (OG) abonelerinde artış oranı yüzde 614,5
- Kamu ve Özel Hizmet Sektörü ile Diğer (AG) abonelerinde artış oranı yüzde 623,8
- Mesken (OG) abonelerinde artış oranı yüzde 617,9
- Mesken (AG) abonelerinde artış oranı yüzde 625,4
- Tarımsal Faaliyetler (OG) abonelerinde artış oranı yüzde 616,2

- Tarımsal Faaliyetler (AG) abonelerinde artış oranı yüzde 625,1 olmuştur.

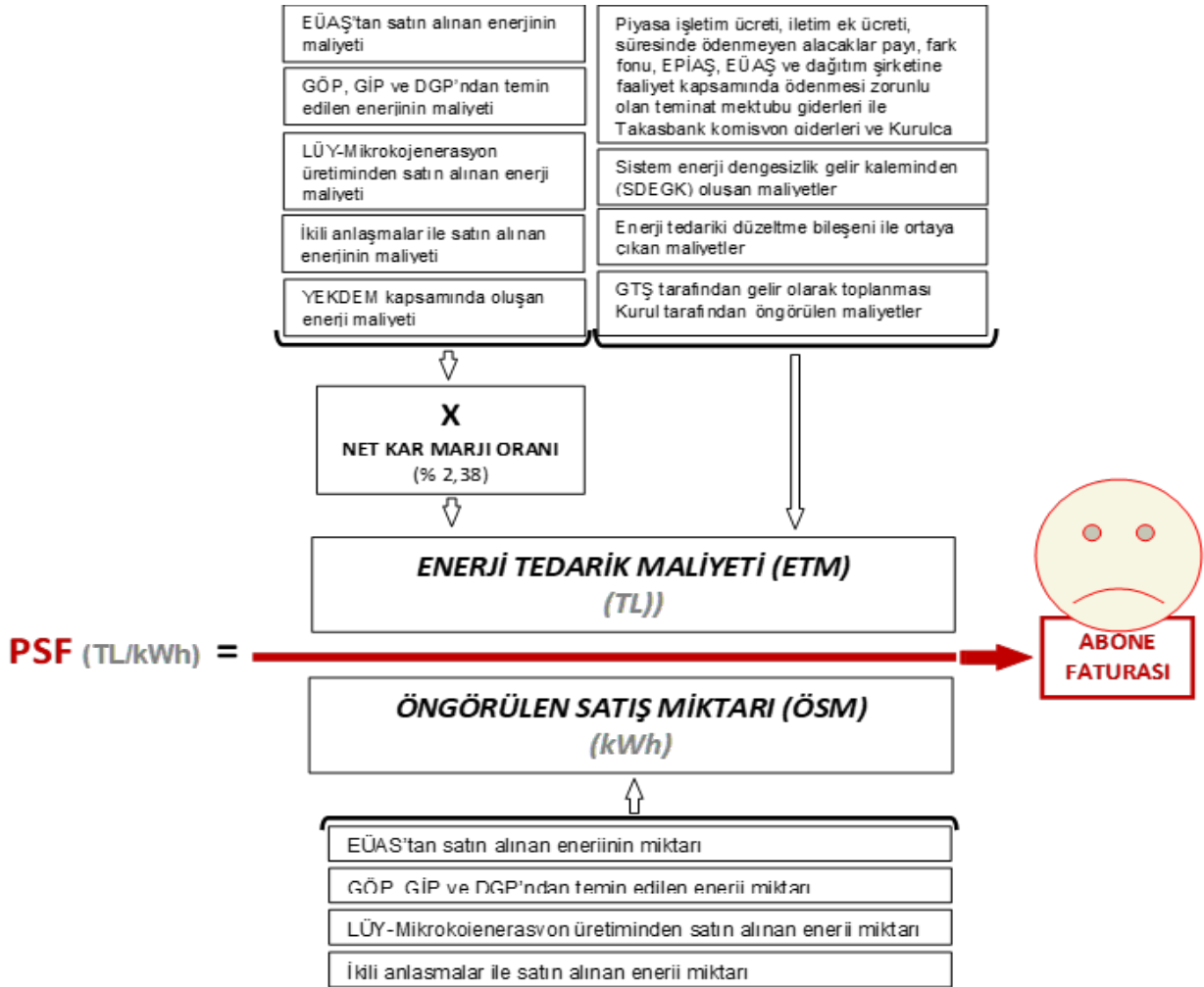
1 Ocak 2024 tarifelerine bir önceki döneme göre zam yapılmamış olması nedeniyle yukarıdaki değişim oranları da aynı kalmıştır.

Ancak, 1 Ocak 2016- 1 Ekim 2023 yıllarını kapsayan dönemde Tüketici Fiyat Endeksindeki (TÜFE) değişim oranının yüzde 537,3 olduğu dikkate alındığında, dağıtım bedeline yapılan zamların tarifeler üzerindeki etkisinin anlaşılması açısından önemlidir.

2.2.2.2 Enerji bedeli

Elektrik tarifelerini belirleyen diğer bileşen de enerji bedelidir. Düzenlemeye tabi tarifeler üzerinden elektrik enerjisi alan abonelerin faturalarından tahsil edilen enerji bedeli GTŞ'lerin gelirlerini oluşturmaktadır. Enerji bedeli esas olarak, düzenlemeye tabi tarifeler ile elektrik enerjisi kullanan abonelere yapılan perakende satış fiyatı ve faturalama hizmeti maliyetinden oluşmaktadır.

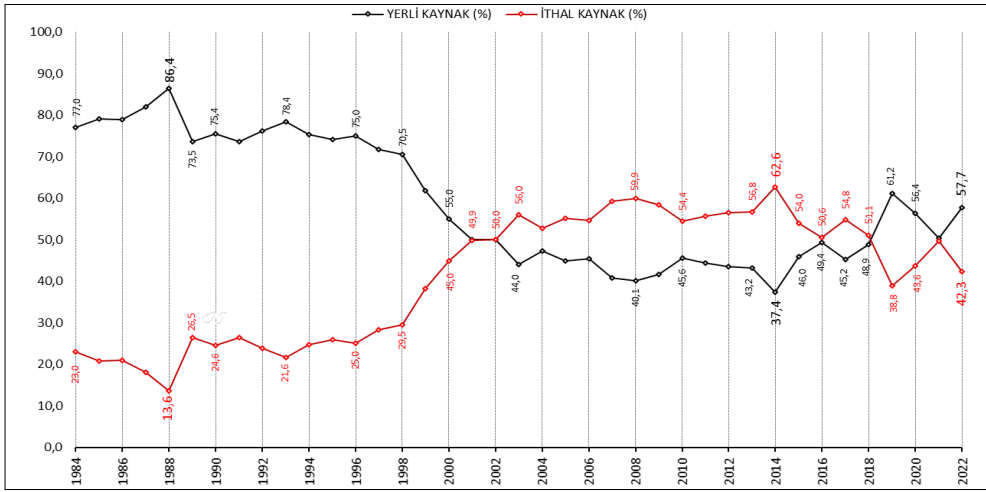
Abone grubu bazında perakende satış fiyatı da (PSF); 17.11.2020 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanmış olan *Perakende Satış Tarifesi'nin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ*'in 6'ncı ve 15'inci maddelerinde yer alan formüller kullanılarak [Enerji Tedarik Maliyetinin (ETM) Öngörülen Satış Miktarına (ÖSM) bölünmesiyle] elde edilmektedir. Söz konusu formül aşağıda yer alan şemada basit haliyle anlatılmaya çalışılmıştır.



A) Serbest piyasa fiyatları

Görevli tedarik şirketleri tarafından satışa sunulan aktif elektrik enerjisinin perakende satış fiyatının belirlenmesinde serbest piyasada oluşan ve aylık bazda değişim gösteren piyasa takas fiyatlarının (PTF) önemli oranda etkisi bulunmaktadır. *Enerji Piyasaları İşletme A.Ş (EPIAŞ)* verilerine göre elektrik piyasasında oluşan fiziksel hacmin (aylık olarak değişiklik göstermekle birlikte) ortalama yüzde 60'ı gün öncesi piyasada PTF ve anlık olarak gerçekleşen dengeleme güç piyasasında (DGP) sistem marjinal fiyatı (SMF) üzerinden gerçekleştiği görülmektedir.

Serbest piyasada oluşan PTF'yi etkileyen en önemli kriter ise elektrik üretiminde kullanılan fosil yakıtlı ithal kaynaklardır. Nitekim EPDK 31.12.2021 günü yapmış olduğu basın açıklamasında, 1 Ocak 2022 tarifelerinin önceki döneme göre aşırı oranda artmasına gerekçe olarak, Dünya spot piyasalarında elektrik üretiminde kullanılan kömür ve doğalgaz fiyatlarındaki artışları göstermiştir. Açıklamada "Türkiye enerji sektörü de bu süreçte, küresel düzeyde ortaya çıkan olağanüstü maliyet artışlarından etkilenmiştir" ifadesine yer verilmiştir. Grafik 3'te de görüleceği üzere 2022 yılı itibarıyla elektrik üretiminde kullanılan ithal kaynak oranı yüzde 42,3 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 2.2.3 Elektrik Enerjisi Üretiminde Yerli İthal Kaynak Dağılımı (%)

İthal kaynak maliyetlerinin artması üzerine EPDK, 10866 sayılı Kurul Kararı ile “Kaynak Bazında Destekleme Bedelinin Belirlenmesine ve Uygulanmasına İlişkin Usul ve Esaslar” kapsamında 1 Nisan 2022 ile 30 Eylül 2023 tarihleri arasında azami uzlaştırma fiyatı (AUF) uygulamasını yürürlüğe koymuş ve PTF'nin bir ölçüde makul seviyede tutulmasını sağlamıştır.

15.01.2023 tarihinde EPDK tarafından yapılan Basın Açıklamasında “(...) Türkiye'nin enerji güvenliği için büyük önem taşıyan ve tüketicilerimizin maliyet yükünü hafifleten AUF (...)” ifadesinde de ye aldığı üzere tüketici yararına olduğu belirtilen AUF uygulamasının 30 Eylül 2023 tarihi itibarıyla neden sonlandırıldığı ise anlaşılamamıştır.

B) YEKDEM maliyetleri

Tarifeler üzerinde baskı oluşturan bir başka maliyet kalemi de, toplam üretim içinde yıllık bazda yüzde 20-25 paya sahip Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) kapsamındaki üretimlere kaynak türüne göre Amerikan Doları üzerinden yapılan ödemelerdir. YEKDEM kapsamına dâhil elektrik üretimlerine, tesisin işletmeye girdiği tarihten itibaren 10 (on) yıl ve tesiste kullanılan yerli donanım için 5 (beş) yıl süresince Amerikan

Doları üzerinden ödeme yapılmaktadır.

30.06.2021 tarihine kadar işletmeye girmiş olan YEKDEM kapsamındaki tesislerdeki üretimlere ve yerli donanım kullanımına yönelik Amerikan Dolarına göre ödemeleri de devam etmektedir. YEKDEM kapsamına dahil elektrik üretimindeki maliyetler, 2022 yılı dışında PTF'nin üzerinde gerçekleşmiştir.

Uluslararası piyasalarda Türk Lirasının değer kaybetmesinin de etkisiyle 01.07.2021 tarihinden sonra işletmeye giren YEKDEM kapsamındaki üretimlere kaynak türüne göre TL cinsinden ödeme yapılması 29.01.2021 tarih 3453 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı ile yürürlüğe girmiştir. TL cinsinden yapılan ödemelerde; referans alınan fiyatın Yurtiçi ÜFE, TÜFE, Amerikan Doları ve Euro cinsinden değişimlerini dikkate alan bir formül ile güncellenerek yapılması söz konusu olmuştur. Ancak her nedense söz konusu formül ve referans alınan birim fiyatlar 30.04.2023 tarih ve 7189 sayılı CB Kararı ile değiştirilerek 3453 sayılı Karar yürürlükten kaldırılmıştır. Özellikle kaynak türüne göre referans alınan fiyatların artırılmış olması YEKDEM maliyetlerini de artıracak ve söz konusu artışların da abone faturlarına yansımaları kaçınılmaz olacaktır.³

³ YEKDEM, raporumuzun 6.8 nolu bölümünde detaylı olarak ele alınmıştır.

C) Görevli tedarik şirketlerinin (GTŞ'lerin) kâr marjı

Elektrik tarifeleri üzerinde etkisi olan bir diğer etken ise GTŞ'lerin yasal kâr oranlarıdır. Elektrik piyasasında serbestleştirme ve özelleştirmeler ile birlikte GTŞ'ler için belirlenen **Brüt Kâr Marjı Tavanı** 2012 yılı sonuna kadar **yüzde 2,33** olarak uygulanmıştır.

17 Aralık 2010 CUMA

Resmî Gazete

Sayı : 27788

KURUL KARARI

Karar No: 2914

Karar Tarihi: 9/12/2010

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 9/12/2010 tarihli toplantısında; elektrik dağıtım şirketleri için ikinci uygulama döneminin ilk iki yılı olan 2011-2012 yılları için geçerli olacak **Brüt Kâr Marjı Tavanının; %2,33** olarak onaylanmasına,

Karar verilmiştir.

EPDK; 19.10.2012 tarih 4089 sayılı Kurul Kararı ile 2013-2015 yılları için söz konusu Brüt Kâr Marjı Tavanını yüzde 49,8 artırarak **yüzde 3,49** olarak belirlenmiştir. Tüketim faturaları üzerinden GTŞ'lere kaynak aktarmak anlamına gelen bu değişiklik kamuoyunda tepkiyle karşılanmış ve *Elektrik Mühendisleri Odası (EMO)* tarafından da dava konusu edilmiştir.

24 Ekim 2012 ÇARŞAMBA

Resmî Gazete

Sayı : 28451

KURUL KARARI

Karar No: 4089

Karar Tarihi: 19/10/2012

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 19/10/2012 tarihli toplantısında, Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler için 2013-2015 yıllarında geçerli olacak **Brüt Kâr Marjı Tavanının; %3,49** olarak onaylanmasına, karar verilmiştir.

Kamuoyunda oluşan tepkilerin etkisiyle olsa gerek, EPDK geçmiş yıllara dönüş anlamında 16.12.2015 tarih 5917-1 sayılı Kurul Kararı ile 2016-2020 dönemi için söz konusu **Brüt Kâr Marjı Tavanını** bu kez on binde beş artış ile **yüzde 2,38** olarak belirlemiştir.

18 Aralık 2015 CUMA

Resmî Gazete

Sayı : 29566

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan:

KURUL KARARI

Karar No: 5917-1

Karar Tarihi: 16/12/2015

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 16/12/2015 tarihli toplantısında; Perakende Enerji Satış Fiyatlarının Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ uyarınca 2016-2020 yıllarında geçerli olacak **Brüt Kâr Marjı Tavanının % 2,38** olarak onaylanmasına,

karar verilmiştir.

2020 yılının sonunda EPDK bu kez 9732 sayılı Kurul Kararı ile 2021-2025 dönemi için GTŞ'lerin kâr marjı, **Net Kâr Marjı Oranı** olarak tanımlanmıştır. 2016-2020 uygulama döneminde yüzde 2,38 olarak uygulanmış olan **Brüt Kâr Marjı Tavanının**, oransal olarak değiştirmeksizin 2021-2025 uygulama dönemi için **Net Kâr Marjı Oranı** olarak tanımlanması tarifeler üzerinden GTŞ'lere ilave gelir olarak yansımaktadır.

28 Kasım 2020 CUMARTESİ

Resmî Gazete

Sayı : 31318

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan:**KURUL KARARI****Karar No : 9732****Karar Tarihi : 26/11/2020**

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 26/11/2020 tarihli toplantısında; Perakende Satış Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ uyarınca 2021-2025 yıllarında geçerli olacak **Net Kar Marjı Oranının (NKMO) %2,38** olarak onaylanmasına, karar verilmiştir

GTŞ'lerin lehine hangi gider kalemlerinin hangi oranda Brüt Kâr Marjı Tavanı içinden çıkarılarak Net Kâr Marjı Oranının belirlendiği bilinmemektedir. Elektrik enerjisinin ticareti aşamalarında oluşan finansman risklerine ait maliyetlerin kısmen veya tamamen Brüt Kâr Marjı Tavanı içinden çıkarılarak belirlendiği tahmin edilmektedir.

EPDK'nin Net Kâr Marjı Kararı; 2013-2015 yılları için GTŞ'lerin gelirlerini artırmak için almış olduğu ve oluşan tepkiler üzerine takip eden uygulama döneminde tekrar eski orana dönmek durumunda kaldığı yüzde 3,49 oranına ait Kararının bir anlamda rövanşı niteliğindedir.

D) EÜAŞ toptan satış tarifeleri

Yukarıda *Giriş* bölümünde de belirtildiği üzere 2022 yılı itibarıyla elektrik üretiminin yüzde 85,7'si özel, geri kalan 14,3'ü *Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)* tarafından üretilmiştir. Kamu kurumu olarak EÜAŞ'ın elektrik üretimindeki payının düşmesi nedeniyle, GTŞ'lerin abonelere yapmış oldukları satışları için satın aldıkları aktif elektrik enerjisinin yaklaşık yüzde 15 civarındaki miktarını EÜAŞ'tan temin etmektedirler. Dolayısıyla tarife bileşeni olan perakende satış tarifesi fiyatının belirlenmesinde etkili bir paya sahip değildir.

EÜAŞ tarafından GTŞ'lere ve kayıp/kaçak tüketimler için DŞ'lere dönemler itibarıyla yapmış olduğu satışların toptan fiyatları Tablo 2.2.1'de yer almaktadır.

Tablo 2.2.1 EÜAŞ'ın GTŞ ve DŞ'lere Yönelik Toptan Satış Fiyatları

TARİFE DÖNEMİ	EÜAŞ'ın GTŞ'ne AKTİF ENERJİ SATIŞ FİYATI (kr/kWh)	EÜAŞ'ın DŞ'ne K/K İÇİN AKTİF ENERJİ SATIŞ FİYATI (kr/kWh)
2021/01.01-31.03		20,5000
01.04-30.06		16,9149
01.07-30.09		23,7636
01.10-31.12		23,7636
2022/01.01-28.02		31,8592
01.03-31.03		31,8592
01.04-31.05		31,8592
01.06-30.06		31,8592
01.07-08.08		31,8592
09.08-30.09	110,0321	31,8592
01.09-30.09	110,0321	31,8592
01.10-31.12	110,0321	31,8592
2023/01.01-31.03	110,0321	50,0000
01.04-30.06	110,0321	50,0000
01.07-17.08	110,0321	100,0000
18.08-30.09	110,0000	100,0000
01.10-10.11	110,0000	100,0000
11.11-31.12	48,2187	100,0000
2024/01.01-31.03	48,2187	100,0000

Tablo incelendiğinde EÜAŞ toptan satış fiyatlarının dönemsel olarak değişimler gösterdiği ve inişli-çıkışlı bir seyir izlediği görülmektedir. Son olarak EPDK'nin 12186 sayılı Kurul Kararı ile 11 Kasım 2023 tarihinden geçerli olmak üzere 110,00 kr/kWh olan toptan satış fiyatında GTŞ'ler lehine yüzde 56,2 oranında (61,7813 kr/kWh) indirim yapılmıştır.

10 Kasım 2023 CUMA

Resmî Gazete

Sayı : 32365

KURUL KARARIEnerji Piyasası Düzenleme Kurumundan:**KURUL KARARI****Karar No:** 12186**Karar Tarihi:** 09/11/2023

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 09/11/2023 tarihli toplantısında; 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 17 nci maddesi kapsamında, **11/11/2023** tarihinden geçerli olmak üzere, **Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)** tarafından görevli tedarik şirketlerine yapılan satışlarda aktif elektrik enerji toptan satış tarifesinin **48,2187 kr/kWh** olarak uygulanmasına,

karar verilmiştir.

Tarife dönemi dışında (dönem ortasında) yapılan indirimin doğal olarak tarifelere de yansımaları söz konusu olmamıştır. Üstelik yapılmış olan indirim, 1 Ekim 2023 tarihli elektrik tarifelerinde mesken abone grubu hariç olmak üzere tek terimli tek zamanlı abonelerin enerji bedellerine yüz-

de 23,3 ile yüzde 31,5 oranlarında zam yapılmış iken GTŞ'ler lehine yapılmıştır. GTŞ'leri 1 Ekim 2023 tarifelerinde enerji bedellerine yapılmış olan zamları yeterli görmemiş olmaları ki EÜAŞ toptan satış fiyatında indirimle gidilmiştir.

EÜAŞ tarafından toptan satış fiyatlarında farklı bir fiyat açıklanmadığı ve GTŞ'lerin EÜAŞ'tan 2023 yılında satın alacağı aktif elektrik enerjisi miktarının 2022 yılında satın aldığı kadar olacağı varsayımı göz önüne alındığında 11.11.2023-31.12.2023 tarihleri arasında geçerli olacak indirim ile GTŞ'lere yaklaşık 1 (Bir) milyar TL ek gelir sağlanmıştır.⁴

1 Ocak 2024 tarihinden geçerli olacak şekilde açıklanan elektrik tarifelerinde EÜAŞ'ın DŞ'ler ve GTŞ'lere yaptığı toptan satış fiyatları her nedense açıklanmamıştır. EÜAŞ, fiyatlarının mevcut haliyle devam edeceği ve yapacağı satış miktarının da önceki yıllarda yaptığı satış miktarları kadar olacağı varsayımları ile 2024 yılı ilk çeyreği için GTŞ'lere yaklaşık 1,84 milyar TL'lik kaynak sağlamış olacaktır.

E) Vergiler dâhil tarifelerin değişimi ve faturalara yansımaları

2022 yılı tek terimli tek zamanlı tarifeler incelendiğinde, tarifeler içinde yer alan enerji fiyatlarına 2021 yılı tarifelerine göre yüzde 155,2 (mesken abone grubu düşük kademe ve KDV indirimi) ile yüzde 525,8 (AG Sanayi abone grubu) oranlarında zam yapıldığı görülmektedir. Aynı abone gruplarının aynı dönemlere ait Dağıtım fiyatlarındaki artış oranı ise sadece yüzde 26,4 olmuştur.

2023 yılı tek terimli tek zamanlı tarifeler incelendiğinde ise enerji fiyatlarında abone grubuna göre yüzde 11,5 ile yüzde 60,2 oranları arasında indirimler yapıldığı buna karşılık dağıtım fiyatlarının tüm abone grupları için yüzde 156,2 oranında zamladığı görülmektedir. 1 Ocak 2023 yılı tarifelerinin enerji bedellerinde yapılan

⁴ EÜAŞ 2022 Yılı Faaliyet Raporuna göre 2022 yılında görevli tedarik şirketlerine toplam 11,9 milyar kWh aktif elektrik enerjisi satışı yapılmıştır. 2023 yılı faaliyet raporu Nisan 2024 itibarıyla henüz yayımlanmamıştır.

indirimler tüketim faturalarına yansımamış ve indirimlerden kaynaklanan ekonomik kayıplar dağıtım bedellerine yapılan zamlar ile kapatılmış ve bir önceki döneme göre zam yapılmadığı algısı oluşturulmuştur.

2023 yılında dağıtım bedellerine yapılan aşırı zamların anlaşılabilir olmadığı yukarıda açıklanmıştır. Ancak DŞ'ler ile GTŞ'ler farklı tüzel kişiliklere haiz olsalar da kardeş kuruluşlardır ve aynı üst yapı çatısı altında faaliyetlerini sürdürmektedirler. Yani dönemsel şartlara göre bu iki şirketten birinde oluşan gelir kaybı, tarifeyi oluşturan birim fiyatlardaki değişimler ile diğer şirkete gelir olarak dönebilmektedir. Şirketler bu yönüyle bir anlamda korunurken ortaya çıkan maliyetler her zaman vatandaşın faturasına yansımaktadır.

Elektrik dağıtım özelleştirmelerinin tamamlandığı 2013 yılı sonundan 2023 yılı sonuna kadar geçen 10 yıllık süre içinde **tek terimli tek zamanlı (TTTZ) elektrik enerjisinin vergiler dâhil faturaya yansıyan tarife fiyatları;**

- Mesken (AG-düşük kademe) abonelerinde: yüzde 320,06
- Mesken (AG-yüksek kademe) abonelerinde: yüzde 530,08
- Ticarethane (AG-düşük kademe) abonelerinde: yüzde 862,83
- Ticarethane (AG-yüksek kademe) abonelerinde: yüzde 1183,77
- Sanayi (AG) abonelerinde: yüzde 1393,47
- Tarımsal Sulama (AG) abonelerinde: yüzde 757,28
- Ticarethane (OG) abonelerinde: yüzde 1119,19
- Sanayi (OG) abonelerinde: yüzde 1432,82
- Tarımsal Sulama (OG) abonelerinde: yüzde 717,18 artmıştır.

Yukarıda da ifade edildiği gibi, 10 yıllık dönemi kapsayan süre içinde TÜFE'deki değişim oranı yüzde 667,4 olarak gerçekleşmiştir. 2022 yılında mesken abone grubu için getirilen kademe uygulaması ile KDV indirimi ve 1 Ekim 2023

tarifelerindeki zam uygulamasından muaf tutulması, 2013-2023 yıllarına ait artış oranının TÜFE değişim oranının altında kalmasına neden olmuştur.

Diğer abone gruplarına yapılmış olan zamların ise TÜFE değişim oranının oldukça üzerinde gerçekleştiği görülmüştür. Özellikle sanayi ve ticarethane (kamu ve özel hizmetler sektörü ile diğer) abone gruplarına yapılmış olan yüksek

orandaki zamların, mal ve hizmet üretimlerine yansımaları dolayısıyla vatandaş bütçesi üzerinde olumsuz etki yaratması kaçınılmazdır. Benzer durum tarımsal faaliyetler (sulama) abone grubuna yapılan zamlar için de geçerlidir.

Tek terimli tek zamanlı dağıtım sistemi kullanıcılarının 2014-2023 yılları arasında vergiler dahil olmak üzere faturalara yansıyan fiyatlarını gösteren Tablo 2.2.2 aşağıda yer almaktadır.

Tablo 2.2.2 Dağıtım Sistemi Kullanıcılarına Uygulanan Tek Terimli Tek Zamanlı Elektrik Tarifelerinin (Vergiler Dâhil) Dönemsel Değişimi (kr/kWh)

TEK TERİMLİ TEK ZAMANLI ABONE GRUBU (AG) Fiyat (kWh/TL)		31.12.2018	01.01.2019		01.01.2020		01.01.2021	
		Fiyat (kWh/TL)	Dönemsel Değişim (%)	Fiyat (kWh/TL)	Yıllık Değişim (%)	Fiyat (kWh/TL)	Yıllık Değişim (%)	
KONUT	1.KADEME	0,59723	0,53751	-10,0	0,71023	32,1	0,79613	12,1
	2.KADEME	0,59723	0,53751	-10,0	0,71023	32,1	0,79613	12,1
KAMU VE ÖZEL HİZMETLER SEKTÖRÜ İLE DİĞER	1.KADEME	0,71480	0,714798	0,0	0,94449	32,1	1,05873	12,1
	2.KADEME	0,71480	0,714798	0,0	0,94449	32,1	1,05873	12,1
SANAYİ		0,59559	0,59559	0,0	0,78698	32,1	0,88216	12,1
TARIMSAL FAALİYETLER		0,62996	0,62996	0,0	0,83239	32,1	0,93307	12,1

TEK TERİMLİ TEK ZAMANLI ABONE GRUBU (AG) Fiyat (kWh/TL)		01.01.2022		01.01.2023		01.01.2024		
		Yıllık Değişim (%)	Fiyat (kWh/TL)	Yıllık Değişim (%)	Fiyat (kWh/TL)	Yıllık Değişim (%)	01.01.2019'a Göre Değişim (%)	
KONUT	1.KADEME	1,37333	72,5	1,73458	26,3	1,50170	-13,4	179,4
	2.KADEME	2,05999	158,7	2,60187	26,3	2,25254	-13,4	319,1
KAMU VE ÖZEL HİZMETLER SEKTÖRÜ İLE DİĞER	1.KADEME	2,73946	158,8	3,33871	21,9	3,46321	3,7	384,5
	2.KADEME	2,73946	158,8	4,45162	62,5	4,61761	3,7	546,0
SANAYİ		2,28260	158,7	4,31783	89,2	4,47884	3,7	652,0
TARIMSAL FAALİYETLER		2,06000	120,8	2,60188	26,3	2,70306	3,9	329,1

Özerk bir kurum olan EPDK'nin günümüze kadar geçen süre içinde onaylamış olduğu elektrik tarifelerine göz atıldığında, 2022 yılında mesken ve ticarethane (kamu ve özel hizmetler sektörü ile diğer) abone grupları için günlük tüketimde kademe uygulaması ile mesken ve tarımsal faaliyetler abone grupları için getirilen KDV indirimleri hariç olmak üzere:

- 2019 yılı Mart ayında yapılan yerel yönetim seçimleri öncesinde sadece mesken abone grubu için 1 Ocak 2019 tarifesinde yüzde 10 oranında,
- 2022 yılında sanayi abone grubuna diğer abone gruplarına göre aşırı oranlarda zam yapılması nedeniyle sanayi tarifesi ticarethane tarifesinden daha pahalı hale gelmiştir. Bu durum sanayi tarifesine tabi abonelerin sanayi sicil belgesi ibraz etmemeleri halinde sistem tarafından ticarethane aboneliğine geçirilmeleri sonucunu yaratmıştır. Bu durumun önlenmesi ve 2023 yılı Mayıs ayında yapılan Milletvekili ve Cumhurbaşkanlığı seçimleri nedeniyle, sadece sanayi abone grubuna yönelik 1 Ocak 2023 tarifesinde yüzde 16 oranında,
- 2023 yılı Mayıs ayında yapılan Milletvekili ve Cumhurbaşkanlığı seçimleri öncesinde de tüm abone grupları için 1 Nisan 2023 tarifelerinde yüzde 15 oranında indirim yapılmıştır.

2.2.3 SONUÇ

Elektrik özelleştirmeleri ile rekabet sonucu sağlanan faydaların tüketicilere yansıtılması “amaçlanmış” ancak yukarıda da yer aldığı üzere elektrik fiyatlarında sürekli artış yaşanmıştır. Toplumun ortak gereksinimi, çağdaş yaşamın vazgeçilmez kullanım ürünü olan elektrik enerjisi meta haline getirilerek özelleştirilmiş ve özel sermaye gruplarının kâr alanı haline getirilmiştir.

Serbestleştirme uygulamaları ve maliyet bazlı fiyatlandırma adı altında yapılan zamlar, ekonomik anlamda özellikle mesken abonelerini

ezici sonuçlar üretmiştir. Her ne kadar diğer abone gruplarına yapılan zamlar mesken abone grubuna yapılan zamlardan daha fazla olsa da gerek sanayi gerekse ticarethane abone grubu, yapılan zamları mal ve hizmet üretimlerine yansıtmak suretiyle zamların etkisini kısmen giderebilmektedirler.

Elektrik fiyatlarındaki artışlardan etkilenen abone sayısının artması nedeniyle enerji yoksulluğu her geçen gün artmış, 2019 yılında elektrik tüketim desteği alan konut sayısı 1,34 milyon iken üç yıl gibi kısa bir süre içinde yani 2022 yılında bu sayı 3,69 milyona çıkmıştır. Kamuyuna yansıyan bilgilere göre 2023 yılında elektrik tüketim desteğinden yararlanan konut sayısının 2019 yılına göre 3,1 kat artarak 4,14 milyona ulaştığı anlaşılmaktadır.

Elektrik enerjisi, anlık olarak üretim-tüketim dengesinin gün boyu titizlikle izlenmesini ve sağlanmasını zorunlu kılan bir özellik taşımaktadır. Dolayısıyla üretimden tüketim aşamasına kadar tüm işletme faaliyetlerin eş zamanlı olarak yürütülmesi gerekmektedir.

Planlamasında da benzer bir bütünlük söz konusudur. Kâr hırsından arındırılmış enerji politikaları ile doğru planlama; yatırımların enerji dar boğazı yaratmayacak kadar erken, israf yaratmayacak kadar geç yapılmasını gerekli kılar. Bu nedendir ki; toplumsal faydayı öncelleyen, üretimde birincil kaynak dâhil olmak üzere bütüncül ve merkezi bir kamusal planlama ve kamu hizmeti anlayışını içeren enerji politikalarının geciktirilmeksizin hayata geçirilmesi şarttır.

2.3 TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ VE PETROL FİYATLARI ÜZERİNE NOTLAR

Oğuz TÜRKYILMAZ

Endüstri Mühendisi

2.3.1 DOĞALGAZ FİYATLARI

Siyasi iktidarın, doğalgazı ülkenin tamamına ulaştırma ve ülke çapında yaygınlaştırma politikası sonucu 81 ile ve çok sayıda yerleşime gaz ulaşmıştır; konutların payı üçte bir düzeyinde, elektrik üretiminin payı ise %28-35 aralığındadır. Elektrik üretiminde, sanayide ve konutlarda da temel bir enerji kaynağı olarak kullanılan doğalgazın %98'i ithal edilmektedir. 81 ile yaygınlaşmış olan doğalgazın abone sayısı, GAZBİR çalışmalarına göre, 2024 Ocak ayı sonu itibarıyla, 20,1 milyonu konut, 0,8 milyonu serbest tüketici olmak üzere 20,9 milyona varmıştır.

İktidar, 2019 yılı Mart ayında yapılan yerel seçimler öncesinde; bir seçim yatırımı olarak BOTAŞ'ın doğalgaz satış tarifelerinde konutlar ve küçük işletmeler için %10, elektrik santralleri için %8,8 indirim uygulatmıştı. Ancak, seçimlerden sonra yapılan zamlarla, 2019 içinde doğalgaz satış fiyatları konut ve küçük işletmeler için %41,1, büyük sanayi için %14,1, elektrik santralleri için %3,8 artmıştı. Bütün dünyayı olduğu gibi, ülkemizi de yakından etkileyen korona salgını dönemi olan 2020'de ise, konut ve küçük işletmelere satış fiyatı aynı kalırken, büyük sanayiye %8,8, elektrik santrallerine %11,6 indirim yapılmıştı.

2021 içinde ise politika değişmiş ve doğalgaz fiyatlarına her ay zam yapılmıştır. Satış fiyatları konut aboneleri için %47,15; küçük sanayi işletmeleri için %76,92; büyük sanayi işletmeleri için %345,54; elektrik santralleri için %290,38 artmıştır. Zam furyası, 2022 içinde sürmüş, BOTAŞ bu dönemde doğalgaz satış fiyatlarını konutlar için %119,37; küçük ve orta işletmeler için %219,20; büyük sanayi için %41,31; elektrik santralleri için %226,09 artırmıştır.

Seçim yılı 2023'ün ilk dört ayında konut ve 1. kademe satış fiyatları aynı kalırken, Şubat, Mart ve Nisan aylarında yapılan üç indirimle, 2. kademe işyerlerine %40,1; elektrik santrallerine %44,4 indirim yapılmıştır. Nisan 2023'de bütün konut tüketicilerine doğalgaz bedava temin edilirken, 2024 Nisan sonuna kadar konut tüketicilerinin aylık 25 m³ gaz tüketimi faturalandırılmamış ve ücretsiz temin edilmiştir. Bu popülist politika ile yoksulluk sınırlarının altında yaşam savaşı veren milyonlarla plazalarda, saraylarda yaşayan varsıllar aynı tutulmuş, yoksul kesimler için ayrılması gereken kaynaklar mirasyedi gibi harcanmıştır. Ayrıca, bu uygulama gerekçe gösterilerek TÜİK enerji fiyat artışları sıfırlanmış ve yılın ilk altı ayındaki TÜFE oranları düşük gösterilerek, TÜFE endeksli ücret artışı taleplerinin önü kesilmeye çalışılmıştır.

BOTAŞ Satış Tarifesi-Doğal Gaz Fiyat Artışları					
Ocak 2019 – Mayıs 2024					
	ABONE GRUBU	KONUT	1.KADEME 300.000 m ³ /YILA KADAR	2.KADEME 300.000 m ³ /YIL ÜSTÜ	ELEKTRİK ÜRETİMİ
1.01.2019	FİYAT (TL/m ³)	0,890014	0,890014	1,351527	1,55
	DEĞİŞİM	-%10,00	-%10,00	%0,00	-%8,82
1.01.2020	FİYAT (TL/m ³)	1,2562	1,2562	1,55	1,6
	DEĞİŞİM	%41,14	%41,14	%14,69	%3,23
1.01.2021	FİYAT (TL/m ³)	1,264169	1,264169	1,414	1,414
	DEĞİŞİM	%0,63	%0,63	-%8,77	-%11,63
1.01.2022	FİYAT (TL/m ³)	1,86018	2,232141	6,3	5,52
	DEĞİŞİM	%47,15	%76,57	%345,54	%290,38
1.01.2023	FİYAT (TL/m ³)	4,080634	7,124991	15,833334	18
	DEĞİŞİM	%119,37	%219,20	%151,32	%226,09
1.02.2023	FİYAT (TL/m ³)	4,080634	7,124991	13,727515	15
	DEĞİŞİM	-	-	-%13,30	-%20,00
1.03.2023	FİYAT (TL/m ³)	4,080634	7,124995	11,85	12
	DEĞİŞİM	-	-	-%13,70	-%20,00
1.04.2023	FİYAT (TL/m ³)	4,080634	7,124995	9,478424	10
	DEĞİŞİM	-	-	-%20,00	-%17,70
1.10.2023	FİYAT (TL/m ³)	4,080634	8,549994	11,374109	12
	DEĞİŞİM	-	%20,00	%20,00	%20,00
1.01.2024	FİYAT (TL/m ³)	4080634	8549994	11374109	12000000
	DEĞİŞİM	-	-	-	-
1.05.2024	FİYAT (TL/m ³)	4080634	8549994	11374109	12000000
	DEĞİŞİM	-	-	-	-
1.1.2019-1.5.2024 DÖNEMİ TOPLAM ARTIŞ		%358,49	%861,21	%741,57	%674,19
1.1.2019-1.5.2024 DÖNEMİ TÜFE		%450,00			
1.1.2019-1.5.2024 USD KUR DEĞİŞİMİ		5,34	32,38	%506,37	

Ücretlerde yapılan sınırlı artışlar, yüksek fiyat artışları karşısında hızla erimektedir. Art arda gelen zamlar nedeniyle alım gücü hızla kaybolan ücretlerle insan onuruna yaraşır bir yaşam sürdürmek de imkânsızdır. Yurttaşların gelir düzeyleri çok düşük olduğu için özellikle konut aboneleri doğalgaz fiyatları ciddi düzeyde sübvansede edilmiştir. Diğer tüketici grupları, başta doğalgaz yakıtlı elektrik üretim santralleri olmak üzere, kamu tarafından sübvansede edilmiştir. Türkiye, Avrupa Birliği'nde en düşük asgari ücrete sahip ülkelerden biri olmasının yanı sıra asgari ücretle çalışan oranının da en yüksek olduğu ülkedir. Ülke çapında asgari ücretlileşme süreci hızlanıyor. Asgari ücret ile ortalama ücretler arasındaki makas kapanıyor. Milyonlarca işçi yasal hakları olmasına rağmen asgari ücretin altında, hatta yarısının bile altında çalışmaya zorlanıyor. Türkiye'de milyonlarca işçi asgari geçim için yetersiz olan, açlık sınırının altında kalan asgari ücretle geçinmeye çalışırken, milyonlarca işçi de asgari ücrete bile erişemiyor, asgari ücret dahi alamıyor. Milyonlarca emeklinin durumu çok

daha kötü. Aldıkları 10 bin lira maaş, kendisi açlık sınırının altında olan asgari ücretin de %41 altındadır. Tanım olarak en düşük emekli maaşının asgari ücrete eşit olduğunun kabulü ve emekli maaşlarının asgari ücret artışları ile birlikte aynı oranda artırılacağı yasal güvence altına alınması engellenmiş, göz boyama amaçlı artışlar emeklilerin kök maaşlarına yansıtılmadan, sosyal yardım olarak tanımlanmış ve emeklilerin enflasyon oranında artacak maaş tutarlarının bilinçli ve kasıtlı olarak düşük düzeyde kalması sağlanmıştır. Yüzbinlerce yurttaş SGK güvencesi dışında çalışırken, toplam nüfusun %15'i de SGK kapsamı dışındadır. Yoksulların enflasyondan varsıllara göre çok daha yüksek oranda etkilendiği, gelir dağılımının eşitsiz ve bozuk olduğu ülkemizde enerji yoksulluğu sorunu giderek ağırlaşmaktadır. Günümüz Türkiye'sinde art arda gelen zamlarla, aileler her ay tutarı daha fazla artan enerji, su ve diğer faturalarını ödemekte zorlanmakta ve ödeyemedikleri için elektriği, gazı ve suyu kesilen konut sayısı yüz binlerle belirtilmektedir. Gerek elektrik gerekse doğalgaz borç-

larını ödeyemeyen abonelerin toplam borç miktarları, belirli tercihli sermaye gruplarına aktarılan kamu kaynakları ile kıyaslandığında çok düşük kalmalarına karşın, iktidar göz ardı ettiği kesimlere bu desteği vermekten sakınmış ve yüz binlerce yurttaşın soğukta ve karanlıkta kalmasına ilgisiz ve duyarsız kalmıştır. Çok ciddi bir sorun olan ve giderek çoğalan enerji yoksulluğunun yakıcı etkilerini azaltmak için enerji yoksullarına kamusal destekler artırılmalı ve genişletilmelidir. Odamız ve Elektrik Mühendisleri Odası'nın yıllardır dile getirdiği, bir ailenin aylık asgari elektrik tüketiminin 230 kilovat saat olduğu gerçeğini görmezden gelen siyasi iktidar, fahiş elektrik ve doğalgaz zamlarını protesto eylemlerinin yaygınlaşması üzerine; konutlarda 1. kademe tüketim sınırını 240 kilovat saate yükseltmek zorunda kalmıştır. Bununla birlikte, düşük gelirli ailelere yapılan elektrik yardımının üst sınırı ise hala 150 kilovat saattir. 2023'de 4 379 milyon hanenin 150 kilovat saate kadar tüketimlerini devlet karşılamaktadır. Bu uygulama gözden geçirilmeli, hanede yaşayan kişi sayısından bağımsız olarak, tüm yoksul ailelerin aylık 240 kilovat saate kadar elektrik tüketimlerinin tamamı kamu tarafından karşılanmalıdır. Bireysel ısınma ile ısınan bir konutun yıllık doğalgaz tüketimi, örneğin Ankara'da 1.164 m³tür. Mayıs 2024'de Başkent Gaz'ın konut abonelerine doğalgaz satış fiyatı olan 7,22 TL/m³ üzerinden bu tüketim için ödenecek miktar 8.404.08 TL'dir. Düşük gelirli ailelere yapılacağı açıklanan 1.500–3.500 TL yardım, yıl içinde hiç yeni zam yapılmasa bile ödenecek gaz bedelinin yalnızca %17,8–%41,6'sını karşılamaktadır. Bugün yardıma ihtiyaç duyan bir hanenin doğalgaz için ödeyeceği paranın yalnız bir kısmını karşılayan destek düşük ve yetersizdir. Destek tutarı, yıllık gaz ihtiyacı olarak ödenecek gaz bedeline eşitlenmeli ve kapsamı tüm düşük gelirli aileleri kapsayacak şekilde genişletilmelidir. Ayrıca yerel yönetimler bedelsiz veya düşük bedelle su desteği vermelidir. Enerji girdileri ve ürünlerindeki yüksek vergiler düşürülmeli, elektrik fa-

turalarına eklenerek konut abonelerinden zorla tahsil edilen kayıp/kaçak bedeli ve dağıtım şirketlerine ilave kazançlar sağlayan tüm kalemler iptal edilmelidir. Konutlarda temel ihtiyaçlardan olan elektrik, doğalgaz, su ve iletişim çağdaş insan yaşamının temel unsurlarıdır. Yurttaşlara verilen bu hizmetler temel ihtiyaçlar niteliğindedir ve yurttaşlara KDV, Özel İletişim Vergisi vb. vergilerden muaf olarak temin edilmelidir.

2.3.2 PETROL ÜRÜNLERİ FİYATLARININ GELİŞİMİ

Bu çözümlenmede yalnız motorin ve benzinin bayilerde pompa satış fiyatları ele alınmıştır.

Tablo 1 İstanbul Avrupa Yakası Akaryakıt Bayi Pompa Satış Fiyatları (TL/Litre)

Tarih	Motorin	Benzin	Bir Önceki Döneme Göre Fiyat Artışı (%)	
			Motorin	Benzin
8.1.2019	5,63	5,83	–	–
2.1.2020	6,32	6,67	12,25	14,44
5.1.2021	6,52	7,18	3,17	7,65
1.1.2002	12,75	12,90	95,55	79,67
1.1.2023	22,04	19,46	72,86	50,85
1.1.2024	37,12	34,51	68,42	77,34
1.6.2024	39,21	40,17	5,63	16,10
8.1.2019–1.6.2024			596,45	589,07

Veri Kaynağı: www.aytemiz.com.tr/akaryakit-fiyat-lari/arsiv-fiyatlistesi

2.3.2.1 Fiyatlar nasıl saptanıyor?

Petrol ürünlerinin temininde %92 oranda dışa bağımlıyız. Fiyat saptamasında ise ürünün gerçek alış fiyatı değil, Akdeniz–İtalyan piyasasında yer alan CIF Akdeniz ürün fiyatları etkili oluyor. Ürünlerin CIF Akdeniz fiyatları ve döviz kurundaki dalgalanmalar referans alınarak gümrüksüz rafineri tavan satış fiyatı belirleniyor.

Petrolün hangi kaynaktan, hangi fiyatla ithal edildiğini dikkate almaksızın rafineri fiyatı olarak İtalya fiyatlarının temel alınması, rafineri sahiplerinin kollanması ve kazançlarının gü-

vence altına alınması demektir. Bu, kabul edilebilir hakkaniyetli bir uygulama değildir. Son dönemlerde Rusya Federasyonu'ndan dünya petrol fiyatlarına göre daha indirimli ve uygun fiyatlarla petrol ithalatı yapılmış olmasına karşın, bu indirim tüketicilere yansıtılmamış ve rafineri sahibi gruplara sunulmuştur.

Rafineri fiyatlamasında uygulanan EPDK payı, benzin ve motorin için 2.54 TL/m³'dür. ÖTV, benzin de, litrede 9.45 TL; motorinde 8.8621 TL'dir.

Gerçek ithal fiyatı değil, İtalya satış fiyatına, ÖTV ve EPDK payının da eklenmesiyle bulunan matrah üzerinden KDV hesaplanması, verginin vergisinin alınması demektir ve yanlış bir

uygulamadır. Bu şekilde hesaplanan rafineri çıkış fiyatına dağıtım bedeli, servis bedeli ve bayi kârının eklenmesiyle pompa satış fiyatı oluşur.

İthal edilen veya Türkiye'deki rafinerilerde üretilen petrol ürünlerinin %67'si ulaştırma sektöründe kullanılmakta ve bunun %70'i karayolu taşımacılığındaki motorin kullanımından oluşmaktadır. Diğer bir deyişle karayolu taşımacılığındaki motorin ihtiyacı Türkiye'nin nihai enerji tüketiminin %18'ini oluşturmaktadır. Taşımacılık hizmetlerinin %90'ına yakın bir bölümünün gerçekleştiği karayollarında seyre çıkacak yaş ortalaması 14 olan 29,5 milyon motorlu taşıt aracının tükettiği benzin ve motorinin satış fiyatı içindeki ÖTV ve KDV unsurları devletin önemli gelir kaynağıdır.

BÖLÜM 3

ELEKTRİK

3. ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVCUT DURUMU VE ANALİZİ

Oğuz TÜRKYILMAZ

Endüstri Mühendisi

Yusuf BAYRAK

Matematikçi

Günümüzde elektrik çağdaş yaşamın vazgeçilmez bir unsurudur. Türkiye'nin elektrik ile ilk tanışması 20. yüzyılın hemen başında Osmanlı İmparatorluğu döneminde olmuş ve Cumhuriyet dönemine kadar çok fazla yaygınlaşmamıştır. Cumhuriyet'in ilk yıllarından itibaren elektrik kullanımı hızla artmıştır. Türkiye'de elektrik enerjisinin tarihsel gelişimi hakkında değişik kaynaklar bulunmaktadır. Kasım 2023 tarihinde *Türkiye Elektrik Sanayi Birliği* tarafından yayımlanan "*CUMHURİYETİN 100. YILINDA TÜRKİYE ELEKTRİK TARİHİ*" önemli bir çalışmadır¹. Elektrik sektörünün gelişimi açısından aşağıdaki aşamalar önemlidir.

- Planlı Kalkınmanın uygulanmaya başladığı 1960'lı yıllar,
- Elektrik enerjisinin kamu hizmeti olarak devlet eliyle sunulması için tekel konumunda olan *Türkiye Elektrik Kurumu'nun* kurulduğu 1970 yılı,
- Devletin dışında, özel sektöre de elektrik üretiminin yolunun açıldığı 1984 yılı,
- Elektrik enerjisinin kamu hizmeti yükümlülüğü olmaktan çıkartılıp bir piyasa ürünü olarak tanımlandığı ve "*tam rekabete dayalı serbest piyasa sistemi*" adı altında yeni yapının kurulduğu 2001 yılı.

Elektrik kullanımının tüm ülkeye yaygınlaşması 1960'lı yıllarda uygulanmaya başlanan planlı kalkınma dönemleri ile hız kazanmıştır. Bu dönemler itibarı ile elektrik sistemi altyapısı genişletilmiş ve yeni elektrik üretim tesisleri yatırımları hızlanmıştır. Yaklaşık 30 yıl içerisinde Türkiye'nin oldukça büyük bölümünde altyapı genişletilmiş ve yaygınlaştırılmış ve kırsal kesimde az sayıda yerleşim yeri dışında nüfusun büyük kısmına elektrik ulaştırılmıştır.

Bu dönem içinde 1970 yılında *Türkiye Elektrik Kurumu'nun* (TEK) kurulması sonucu elektrik enerjisinin tüm aşamalarındaki yatırım ve işletme devlet tekeline alınmış, 1982 yılı itibarı ile de belediyeler elinde olan elektrik hizmeti de bu kurum bünyesine alınmıştır. TEK'in kurulmasını takiben 20-25 yıllık bir süre içinde Türkiye nüfusunun tamamına elektrik ulaştırılmıştır. Bu süre içindeki bütün gerçekleştirmelerin ardındaki başarının sırrı elektrik sektöründeki yatırımların planlama anlayış ve kurgusu ile kamu kuruluşları tarafından yapılmış olmasıdır.

Bütün kamusal hizmetleri piyasa faaliyetlerine dönüştürmeyi öngören neoliberal anlayışla, 1984 yılında yürürlüğe giren *3096 sayılı Bazı Yatırım Ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapılması Hakkında Kanun* ile TEK dışında özel şirketlerin de elektrik üretimine izin verilmiştir. Bu kanun ile gelen uygulamalar içinde en önemlileri *Yap-İşlet-Devret (YİD)*, *İşletme-Hakkı-Devri (İHD)* ve *Yap-İşlet-Sahip Ol (Yİ)* olarak adlandırılan finansman modelleridir.

YİD kapsamında yapılan tesisler, özel şirketler tarafından kurulacak, üretilen elektrik enerjisine bir sözleşme çerçevesinde belirli süre için belirlenen satın alma ve ödeme garantisi verilerek işletilecektir. Uygulandığı dönemde çok tartışılan bu uygulama ile devlet tarafından üretilen elektrik maliyetleri ile karşılaştırıldığında oldukça yüksek bir fiyattan 20 yıl boyunca, özel şirketler tarafından gerçekleştirilen üretimin tamamına garanti verilerek devlet tarafından satın alınmıştır. YİD modelinde özel şirketler tarafından yapılan toplam 1.400 MW kurulu gücündeki 4 doğalgaz santrali ile *Türkiye Elektrik Üretim İletim A. Ş. (TEAŞ)* tarafından yapılan 1.432 MW kurulu gücündeki Bursa Ovaakça Doğalgaz

¹ <https://www.tesab.org.tr/duyurular/149-kitap-turkiye-elektrik-tarihi>

Santrali aynı yıl işletmeye girmiştir. YİD kapsamındaki santrallerin üretimlerine satın alma garantisi verildiği için, kamunun Bursa santrali ne yazık ki yeterince çalıştırılmamıştır. YİD modeli uygulamaları değerlendirilirken, satın alma garantileri nedeniyle devlet tarafından yapılmış olan santrallerin tam kapasitede çalıştırılmama da göz önünde bulundurulmalıdır.

Kamu kurumu olan TEK bünyesinde olan bazı santrallerin yine özel şirketler tarafından işletilmesi ve üretilen elektrik enerjisinin tamamının satın alma garantisi ile sözleşme kapsamında belirlenen fiyattan işletme süresince satın alınması esasına dayalı olan *İşletme Hakkı Devri (İHD)* kapsamında da 20 yıl süresince yüksek fiyattan elektrik satın alınmıştır. İHD modeli ile YİD arasındaki temel fark, bu modelde tesis yatırımının devlet tarafından yapılmış olmasıdır.

YİD ve Yİ kapsamında devlet tarafından satın alınan elektrik fiyatının çok yüksek olduğunun görülmesi sonucu YİD modeli ile benzer olan ancak işletme dönemi sonunda tesisin şirket bünyesinde kalmasını sağlayacak şekilde Yİ modeli uygulanmıştır. Sonuçta üretim tesisinin yatırımcı şirkette kalacak olmasının büyük etkisi ile bu model kapsamında devlet tarafından satın alınan elektrik için hem tamamına değil %85'ine garanti verilmiş hem de satın alma fiyatı daha düşük olmuştur.

Değişik ülkelerde adeta bir moda salgını gibi yaygınlaşan elektrik enerjisinin tam rekabete dayalı serbest piyasa koşullarında sunulması adı altındaki uygulama Türkiye'de de 2001 yılında yürürlüğe giren *4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu* ile başlamıştır. Kanunun ikincil mevzuatının hazırlanması ile fiili uygulama Eylül 2002 tarihi itibarı ile başlatılmıştır. Yeni oluşturulan sistemde elektrik enerjisi kamu hizmeti olmaktan çıkartılmış, bir piyasa ürünü olarak tanımlanmıştır.

Oysa, elektrik enerjisi tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmelidir çünkü günümüzde daha sonra kullanmak üzere depolanması mümkün değildir. Ancak çok küçük miktarda depolama yapılabilmektedir ki bu da ekonomik değildir. Elektrik enerjisi, üretimi ve tüketiminin sürekli

olarak dengelenmesi gerektiği; elektriğin kolayca veya kayıpsız depolanamaması; elektrik iletimi ve dağıtımının yüksek sabit yatırım maliyetleri gerektirmesi ancak marjinal iletim maliyetlerinin ihmal edilebilir düzeyde olması; birden fazla kurumun eş zamanlı verimli çalışamayacağından ötürü rekabet oluşmaması vb. nedenlerle doğal tekeldir. Zaten temin edilen kamusal nitelikteki hizmetin (üretim aşamasından son tüketici tarafından kullanılmasına kadar) tüketicilere düşük maliyet, yüksek verimlilik ve hızlı bir şekilde temini yönünden de, tekel olması zaruridir. Ancak serbest piyasa adı altındaki uygulama ile elektrik enerjisindeki faaliyetler üretim, iletim, dağıtım ve satış olarak birbirinden ayrılmış olup her bir faaliyetin ayrı şirketler tarafından yerine getirilmesi öngörülmüştür. Faaliyet aşamalarının bu şekilde ayrıştırılması ve bu hizmeti veren şirketlerin yüksek kazanç elde etmeleri, tüketiciye ulaşan elektrik fiyatlarının çok fazla yükselmesine neden olmuştur.

Ancak aradan geçen 22 yıllık süre içinde ne serbest piyasa oluşmuş ne de bir rekabet ortamı gerçekleşmiştir. Plansız ve denetimsiz olarak yatırımlara izin verilmiş, uygulamada sadece elektrik üretimi dağıtım ve satış faaliyetlerini yapan özel şirketlerin para kazanmalarına imkan sağlanmakla yetinilmemiş, bu faaliyetlerde bulunan şirketlere değişik dönemlerde ilave değişik destekler de verilmiştir.

Cumhuriyet'in 100. yılında elektrik sektöründeki uygulamaların geldiği aşamada sektörde faaliyette bulunan şirketler korunurken tüketicilerin ihmal edildiğini söylemek yanıltıcı olmayacaktır.

Elektrik sektörünün tarihsel gelişimine dair kısa bir hatırlatma yaptıktan sonra 2023 yılı sonu itibarı ile sektörün genel durumunu açıklayacak, elektrik sektörüne dair değerlendirmelerimiz ve sektör hakkında önerilerimizi paylaşacağız.

3.1 KURULU GÜÇ

Kurulu güçte, 2010 ile 2023 arasında yıllık ortalama %6,5 artış olmuş; en yüksek artış ise %12,2 ile 2013 yılında gerçekleşmiştir. Bu dö-

nemde, termik santrallerin² kurulu gücü 1,55 kat, üretimleri 1,21 kat; fosil kaynaklara dayalı santrallerin kurulu gücü 1,47 kat, üretimleri 1,21 kat; yenilenebilir enerji santrallerinin (biyokütle, atık ve atık ısı dâhil) kurulu gücü 3,35 kat, üretimleri 2,46 kat; toplam kurulu güç 2,17 kat, toplam üretim ise 1,54 kat artmıştır.

Bu dönemde yenilenebilir enerji santral yatırımlarının hız kazanmasının yanı sıra; termik santral yatırımlarına da devam edilmesiyle, yıllık kurulu güç artış oranları, her zaman yıllık üretim artış oranından fazla olmuştur.

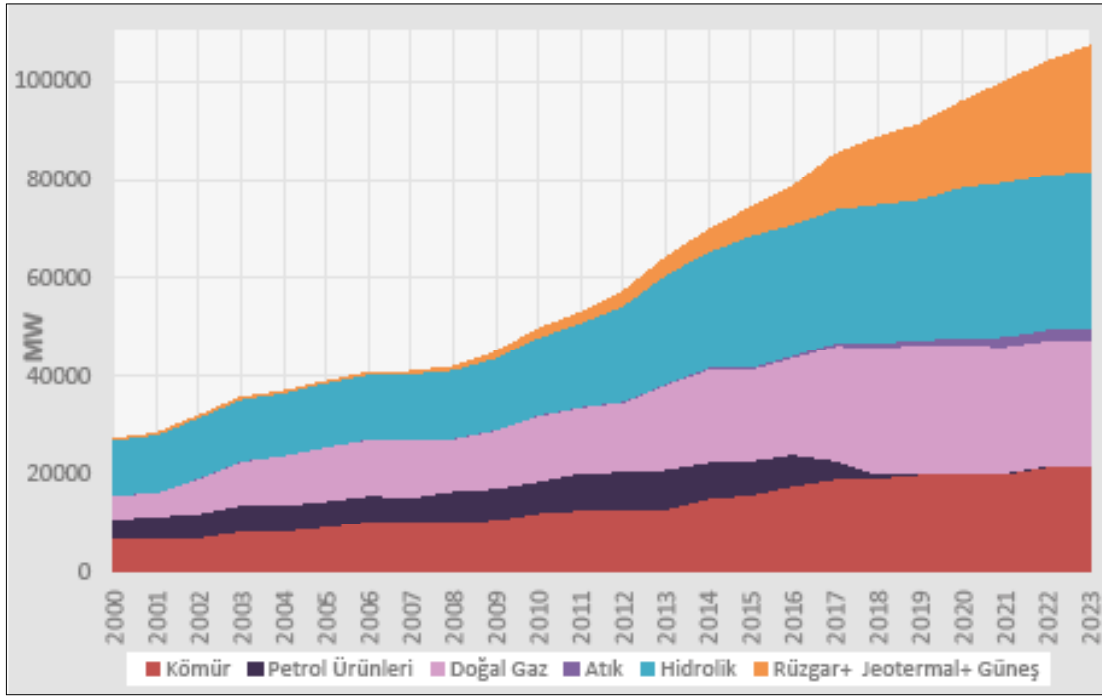
2023 yılı sonuna göre Türkiye’de elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 107.693 MW değerine ulaşmıştır. 2000 yılından bu yana kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi Tablo 3.1 ve Şekil 3.1’de, toplam kurulu gücün fosil ve yenilenebilir kaynak payları Şekil 3.2’de gösterilmiştir.

Kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi incelendiğinde; 2015’den sonra petrol ürünlerine bağlı kurulu güçte azalma, rüzgâr, güneş ve jeotermal kaynaklar daha fazla olmak üzere diğer kaynaklara bağlı santrallerin hepsinde artış olduğu görülmektedir.

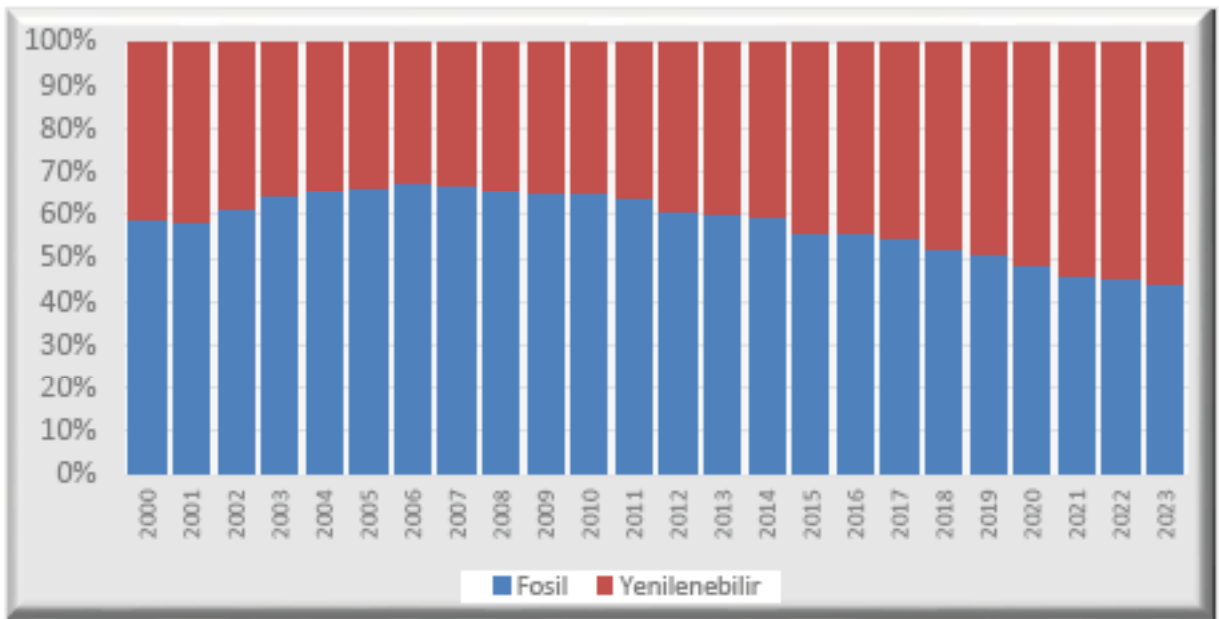
Tablo 3. 1 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (2000-2023) [1]

	Kömür		Petrol Ürünleri		Doğalgaz		Fosil		Biyokütle + Atık + Atık Isı		Hidrolik		Rüzgâr + Jeotermal + Güneş		Yenilenebilir		Toplam
	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW
2000	7399	27,1	3725	13,7	4905	18,0	16029	58,8	24	0,1	11175	41,0	36	0,1	11235	41,2	27264
2001	7446	26,3	4302	15,2	4851	17,1	16600	58,6	24	0,1	11673	41,2	36	0,1	11733	41,4	28332
2002	7439	23,4	4855	15,2	7247	22,8	19541	61,4	28	0,1	12241	38,4	36	0,1	12305	38,6	31846
2003	8704	24,5	5381	15,1	8862	24,9	22947	64,5	28	0,1	12579	35,3	34	0,1	12640	35,5	35587
2004	8750	23,8	5236	14,2	10131	27,5	24117	65,5	28	0,1	12645	34,3	34	0,1	12707	34,5	36824
2005	9588	24,7	5303	13,7	10976	28,3	25867	66,6	35	0,1	12906	33,2	35	0,1	12977	33,4	38844
2006	10668	26,3	5249	12,9	11462	28,3	27379	67,5	41	0,1	13063	32,2	82	0,2	13186	32,5	40565
2007	10668	26,1	4913	12,0	11647	28,5	27229	66,7	43	0,1	13395	32,8	169	0,4	13607	33,3	40836
2008	10662	25,5	6217	14,9	10657	25,5	27535	65,8	60	0,1	13829	33,1	394	0,9	14282	34,2	41817
2009	11006	24,6	6421	14,3	11826	26,4	29253	65,4	87	0,2	14553	32,5	869	1,9	15509	34,6	44761
2010	12403	25,0	6466	13,1	13302	26,9	32171	65,0	107	0,2	15831	32,0	1414	2,9	17353	35,0	49524
2011	13028	24,6	7634	14,4	13144	24,8	33805	63,9	126	0,2	17137	32,4	1843	3,5	19106	36,1	52911
2012	13174	23,1	7568	13,3	14116	24,7	34858	61,1	169	0,3	19609	34,4	2423	4,2	22201	38,9	57059
2013	13218	20,7	8024	12,5	17171	26,8	38413	60,0	235	0,4	22289	34,8	3071	4,8	25595	40,0	64008
2014	15400	22,2	7379	10,6	18724	26,9	41503	59,7	299	0,4	23643	34,0	4075	5,9	28017	40,3	69520
2015	16104	21,7	6901	9,3	18528	25,0	41533	56,0	370	0,5	26868	36,2	5376	7,3	32614	44,0	74147
2016	17938	22,9	6414	8,2	19564	24,9	43915	55,9	496	0,6	26681	34,0	7405	9,4	34582	44,1	78498
2017	19349	22,7	3737	4,4	23206	27,2	46292	54,3	634	0,7	27273	32,0	11001	12,9	38908	45,7	85200
2018	19557	22,1	715	0,8	25675	29,0	45947	51,9	955	1,1	28291	32,0	13333	15,1	42579	48,1	88526
2019	20284	22,2	312	0,3	25904	28,4	46500	50,9	1163	1,3	28503	31,2	15101	16,5	44767	49,1	91267
2020	20323	21,2	312	0,3	25675	26,8	46309	48,3	1485	1,5	30984	32,3	17113	17,8	49582	51,7	95891
2021	20360	20,4	258	0,3	25576	25,6	46193	46,3	2035	2,0	31493	31,5	20099	20,1	53627	53,7	99820
2022	21811	21,0	258	0,2	25347	24,4	47416	45,7	2309	2,2	31572	30,4	22513	21,7	56393	54,3	103809
2023	21814	20,3	261	0,2	25401	23,6	47475	44,1	2450	2,2	31964	29,7	25849	24,0	60218	55,9	107693

² Termik santrallara biyokütle, atık ve atık ısıya dayalı santraller de dahildir.



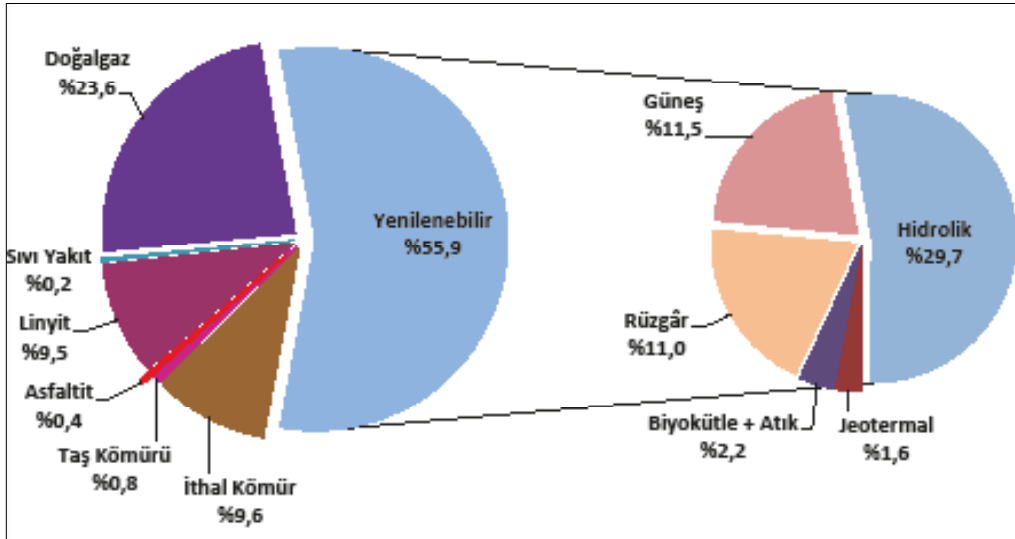
Şekil 3. 1 Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (1) (2023-2000)



Şekil 3. 2 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Fosil ve Yenilenebilir Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (2000-2023) [1]

Tablo 3. 2 Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2023) [1]

BİRİNCİL KAYNAK	KURULU GÜÇ	
	(MW)	Payı (%)
İthal Kömür	10.373,8	%44,1
Taş Kömürü	840,8	
Asfaltit	405,0	
Linyit	10.194,0	
Sıvı Yakıt	260,6	
Doğalgaz	25.401	
Fosil Kaynak	47.450,9	
Biyokütle + Atık	2.404,0	%55,9
Rüzgâr	11.803,8	
Güneş	12.354,3	
Hidrolik	31.964,2	
Jeotermal	1.691,3	
Yenilenebilir Kaynak	60.217,6	
TOPLAM	107.692,8	

**Şekil 3. 3** Kaynaklara Göre Kurulu Güç (2023) [1]

Tablo 3.2 ve Şekil 3.3'de kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde hidrolik kaynağın %29,9 payla birinci sırayı aldığını, ikinci sırada %23,7 payla doğalgazın geldiğini, %20,4 payla kömürün üçüncü sırada olduğu görülmektedir. Rüzgâra dayalı kapasitenin de %11,0 pay ile linyit kapasitesini aştığı görülmektedir. Son yıllarda hızla artan güneş kaynağından elektrik üretim kapasitesinin toplam kurulu güç içindeki payı %10,9 pay ile linyit kapasitesinden daha fazla miktara ulaşmıştır. 2023 yılı sonunda fosil kaynaklara bağlı kurulu güç 47.450,9 MW olarak toplam kurulu güç içinde %44,3 paya sahip iken yenilenebilir kaynaklara bağlı kapasite ise 59.599,5 MW ile toplam kurulu güç içinde %55,7 paya sahiptir.

2015 yılından bu yana yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim kurulu gücün gelişimi Tablo 5.1.3'de, aynı dönemde bir önceki yıla göre artış miktarları Tablo 3.4'de gösterilmiştir. Tablo 3.4 incelendiğinde bilinen yenilenebilir kaynakların hepsinde kapasite artışı olmuştur. 2015 yılından 2023 yılına kadar olan dönemde güneşe bağlı elektrik üretim kapasitesinde çok büyük artış olduğu görülmektedir.

Tablo 3.3 Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Kurulu Gücün Gelişimi [1]

	Hidrolik (MW)	Rüzgâr (MW)	Güneş (MW)	Jeotermal (MW)	Biyokütle (MW)	Toplam (MW)
2015	25.867,8	4.503,2	248,8	623,9	362,4	31.606,1
2016	26.681,1	5.751,3	832,5	820,9	496,4	34.582,2
2017	27.273,1	6.516,2	3.420,7	1.063,7	634,2	38.907,9
2018	28.291,4	7.005,4	5.062,9	1.282,5	738,8	42.381,0
2019	28.503,0	7.591,2	5.995,2	1.514,7	1.163,3	44.767,4
2020	30.983,9	8.832,4	6.667,4	1.613,2	1.484,6	49.581,5
2021	31.492,6	10.607,0	7.815,6	1.676,2	1.644,2	53.235,6
2022	31.571,5	11.396,2	9.425,4	1.691,3	2.308,8	56.393,2
2023	31.964,2	11.803,3	12.354,3	1.691,3	2.404,0	60.217,6

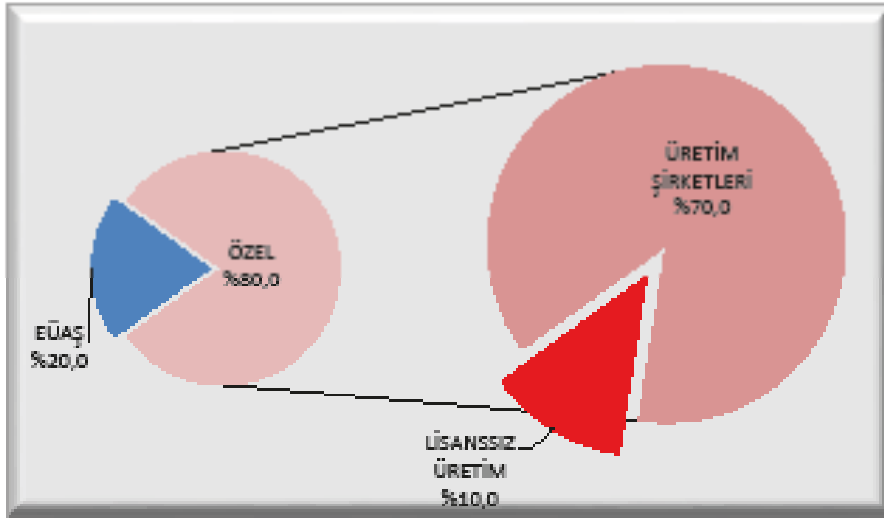
Tablo 3.4 Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Kurulu Gücün Yıllık Artışı (2015-2023) [1]

	Hidrolik (MW)	Rüzgâr (MW)	Güneş (MW)	Jeotermal (MW)	Biyokütle (MW)	Toplam (MW)
2016	%3,1	%27,7	%234,6	%31,6	%37,0	%9,4
2017	%2,2	%13,3	%310,9	%29,6	%27,8	%12,5
2018	%3,7	%7,5	%48,0	%20,6	%16,5	%8,9
2019	%0,7	%8,4	%18,4	%18,1	%57,5	%5,6
2020	%8,7	%16,4	%11,2	%6,5	%27,6	%10,8
2021	%1,6	%20,1	%17,2	%3,9	%10,8	%7,4
2022	%0,3	%7,4	%20,6	%0,9	%40,4	%5,9
2023	%1,2	%3,6	%24,0	%0,0	%6,1	%5,7
TOPLAM ARTIŞ	%23,6	%162,1	%4865,5	%171,1	%563,3	%90,5

2002 yılından itibaren serbest piyasa ortamında devlet tarafından hiçbir yeni elektrik üretim tesisi yatırımı yapılmazken, tüm yatırımlar sadece özel şirketler tarafından yapılmaktadır. Bu nedenle elektrik sistemindeki kurulu güç içinde kamu payı gittikçe azalırken özel şirketlerin payı hızla artmaktadır. 2023 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücünün kuruluşlara dağılımı Tablo 3.5 ve Şekil 3.4'te gösterilmiştir.

Tablo 3.5 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluş Niteliğine Dağılımı (2023) [1]

KURULUŞ		Kurulu Güç (MW)	Toplam İçindeki Pay (%)
KAMU	EÜAŞ	21.390,7	20,0
ÖZEL	ÜRETİM ŞİRKETLERİ	74.917,3	70,0
	LİSANSIZ ÜRETİM	11.384,7	10,0
GENEL TOPLAM		107.693	100,0



Şekil 3.4 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluş Niteliğine Dağılımı (2023) [1]

Kurulu gücün kuruluşların niteliğine göre dağılımı incelendiğinde *Elektrik Üretim AŞ (EÜAŞ)* payı %20'ye gerilerken özel şirketler payının ise %80 oranına yükseldiği görülmektedir. Lisanssız üretim tesislerinin (ağırlıklı güneş kaynağına bağlı olanlar) yapımında belirgin bir artış olmaya başladığı ve toplam kurulu güç içinde payının %10 oranına yükseldiği görülmektedir.

3.2 ÜRETİM

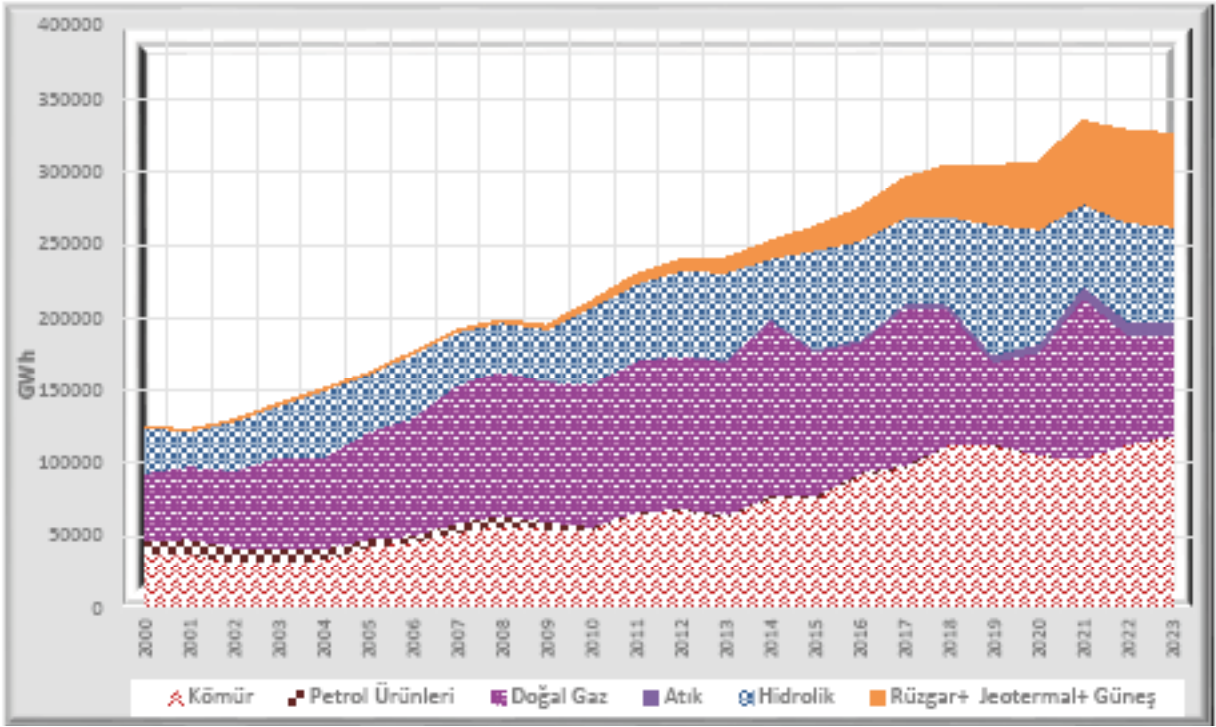
Elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımını gösteren Tablo 3.6 ve Şekil 3.5'de görüldüğü gibi, 2000 yılında %75,0 olan fosil kaynakların payı 2007-2009 yılları arasında %80 seviyesinin üzerine çıkmış ancak daha sonra değişik oranlarda seyretmiş ve 2019 yılında asgariye inerek %56,1 düzeyine gerilemiştir. Doğalgaz payı 2014 yılına kadar %40 seviyesinin üzerinde iken 2015 yılından sonra azalmaya başlamış ve 2019 yılında %20 seviyesinin altına düşmüştür ancak hemen sonra yeniden %20 üzerine çıkmıştır. Toplam elektrik üretimi içinde doğalgaz payı ile ters orantılı olarak önce rüzgâr kaynağından, daha sonra ise hem rüzgâr hem de güneş kaynağından elektrik

üretimi ise hızla artmaya başlamıştır. Kömürden elektrik üretiminin payı ise toplam elektrik üretimi içinde 2013 yılından itibaren yavaş olsa da artarak devam etmiştir. Kömür kaynağından elektrik üretiminin artması ağırlıklı olarak ithal kömürden gelmektedir. 2019 ve 2023'de ithal kömürden elektrik üretimi doğalgazdan elektrik üretiminin üzerinde gerçekleşmiştir. 2014 yılı itibarıyla güneş enerjisi santralleri de (GES) kurulmaya başlamıştır. Bu santrallerin birçoğu çok küçük ölçeklidir ve kurulu güçleri 1 MW'ın altında olduğu için lisans almadan kurulmuşlardır. 2016 yılında bu yatırımlar oldukça fazla miktarda artmaya başlamıştır. Son yıllarda güneşten elektrik üreten tesislerin kapasitesinin hızlı bir şekilde artması ile toplam elektrik üretimi içinde bu kaynağın payı belirgin bir şekilde artmaya başlamıştır. *Türkiye Elektrik İletim AŞ (TEİAŞ)* tarafından, yıllık olarak bölgelere göre sisteme bağlantısı yapılabilecek kapasitenin hesaplanıp yatırımcılara duyurulması, *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)* tarafından da bu yöndeki politikaların hayata geçirilmesi gerekmektedir. (Tablo 3.6, Şekil 3.5, Şekil 3.6, Şekil 3.7)

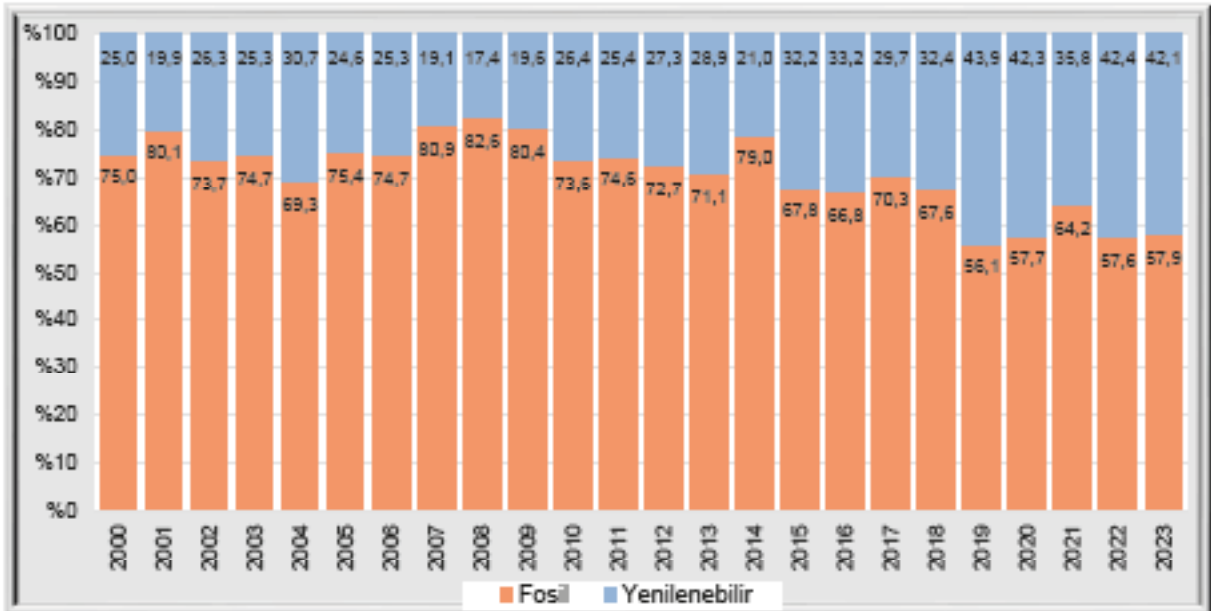
Tablo 3.6 Elektrik Enerjisi Üretiminin Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (2000-2023) [2]

	Kömür		Petrol Ürünleri		Doğalgaz		Fosil		Atık		Hidrolik		Rüzgar + Jeotermal+ Güneş		Yenilenebilir		Toplam
	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	
2000	38186	30,6	9311	7,5	46217	37,0	93714	75,0	220	0,2	30879	24,7	109	0,1	31208	25,0	124922
2001	38418	31,3	10366	8,4	49549	40,4	98333	80,1	230	0,2	24010	19,6	152	0,1	24392	19,9	122725
2002	32149	24,8	10744	8,3	52497	40,6	95389	73,7	174	0,1	33884	26,0	153	0,1	34010	26,3	129400
2003	32253	22,9	9196	6,5	63536	45,2	104985	74,7	116	0,1	35330	25,1	150	0,1	35595	25,3	140581
2004	34448	22,9	7670	5,1	62242	41,3	104360	69,3	104	0,1	46084	30,6	151	0,1	46339	30,7	150698
2005	43193	26,7	5483	3,4	73445	45,3	122120	75,4	122	0,1	39561	24,4	153	0,1	39836	24,6	161956
2006	46650	26,5	4340	2,5	80691	45,8	131681	74,7	154	0,1	44244	25,1	221	0,1	44619	25,3	176300
2007	53431	27,9	6527	3,4	95025	49,6	154983	80,9	214	0,1	35851	18,7	511	0,3	36576	19,1	191558
2008	57716	29,1	7519	3,8	98685	49,7	163919	82,6	220	0,1	33270	16,8	1009	0,5	34499	17,4	198418
2009	55685	28,6	4804	2,5	96095	49,3	156583	80,4	340	0,2	35958	18,5	1931	1,0	38230	19,6	194813
2010	55046	26,1	2180	1,0	98144	46,5	155370	73,6	458	0,2	51796	24,5	3585	1,7	55838	26,4	211208
2011	66218	28,9	904	0,4	104048	45,4	171169	74,6	469	0,2	52339	22,8	5418	2,4	58226	25,4	229395
2012	68013	28,4	1639	0,7	104499	43,6	174151	72,7	721	0,3	57865	24,2	6760	2,8	65346	27,3	239497
2013	63786	26,6	1739	0,7	105116	43,8	170641	71,1	1171	0,5	59420	24,7	8921	3,7	69513	28,9	240154
2014	76263	30,3	2145	0,9	120576	47,9	198984	79,0	1433	0,6	40645	16,1	10902	4,3	52979	21,0	251963
2015	76166	29,1	2224	0,8	99219	37,9	177608	67,8	1758	0,7	67146	25,6	15271	5,8	84175	32,2	261783
2016	92273	33,6	1926	0,7	89227	32,5	183427	66,8	2372	0,9	67231	24,5	21379	7,8	90981	33,2	274408
2017	97561	33,0	1971	0,7	108169	36,6	207701	70,3	2797	0,9	58450	19,8	26563	9,0	87809	29,7	295511
2018	113249	37,2	329	0,1	92483	30,3	206061	67,6	3623	1,2	59938	19,7	35180	11,5	98741	32,4	304802
2019	113118	37,2	734	0,2	56703	18,6	170554	56,1	4524	1,5	88886	29,2	40287	13,2	133697	43,9	304252
2020	105812	34,5	323	0,1	70931	23,1	177066	57,7	5737	1,9	78094	25,5	45806	14,9	129637	42,3	306703
2021	104202	31,4	337	0,1	108439	32,7	212977	64,2	7617	2,3	55695	16,8	55203	16,7	118514	35,8	331492
2022	113720	34,6	394	0,1	75059	22,9	189173	57,6	9453	2,9	66803	20,3	62952	19,2	139207	42,4	328380
2023	118292	36,3	705	0,2	69774	21,4	188770	57,9	9944	3,0	63840	19,6	63748	19,5	137532	42,1	326302

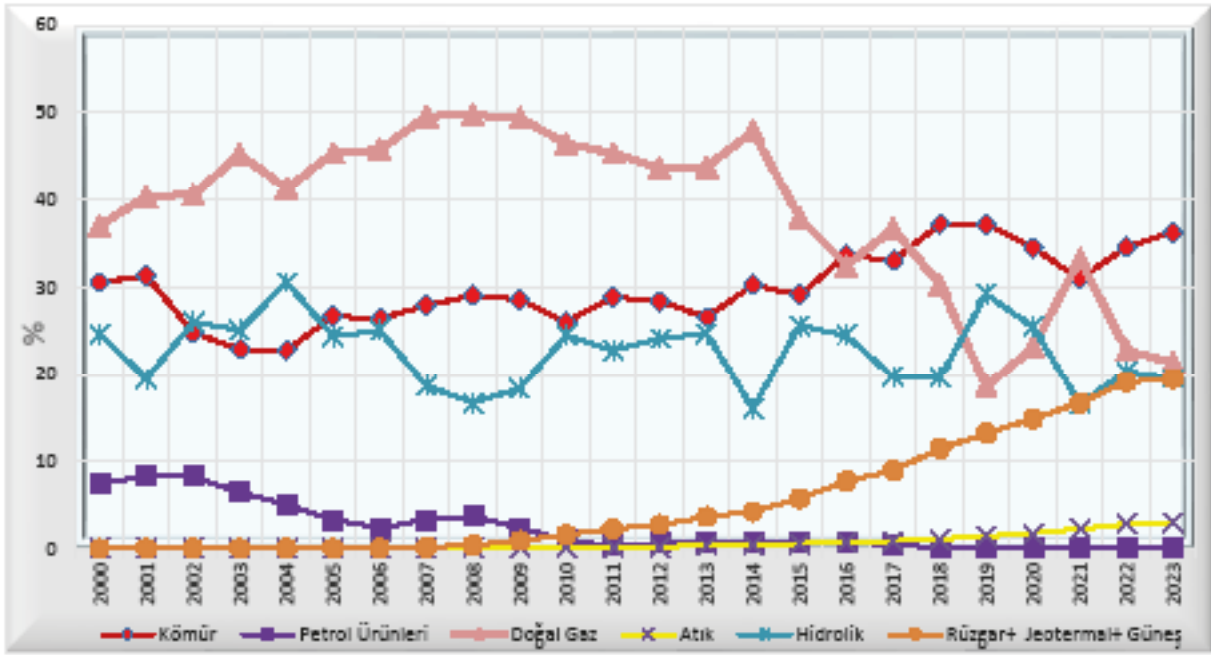
2023 yılı değerleri geçicidir.



Şekil 3.5 Toplam Elektrik Üretimini Kullarılan Kaynaklara Göre Gelişimi (2000-2023) [2]
2023 yılı değerleri geçicidir.



Şekil 3.6 Toplam Elektrik Üretiminde Fosil ve Yenilenebilir Kaynak Payları (2000-2023) [2]
2023 yılı değerleri geçicidir.



Şekil 3.7 Toplam Elektrik Üretimi İçinde Birincil Kaynakların Payları (2000-2023) [2]

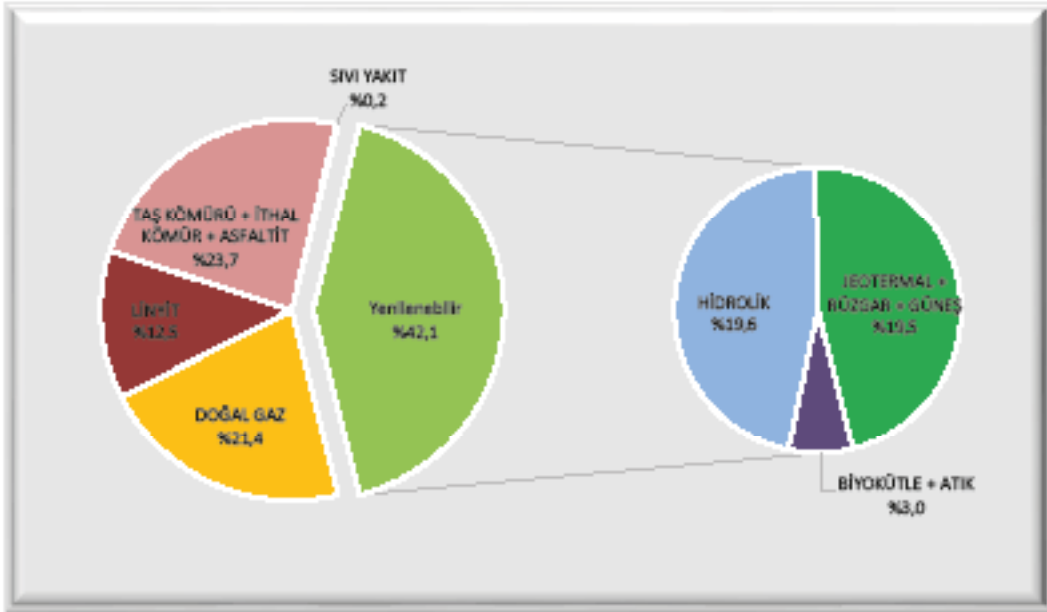
2023 yılı değerleri geçicidir.

2023 yılı elektrik üretiminin kullanılan kaynaklara göre dağılımı da Tablo 3.7 ve Şekil 3.8'de verilmektedir. Yıllık toplam 326.302 GWh olan toplam elektrik üretiminde fosil kaynakların payı %57,9, yenilenebilir (biyokütle, atıklar ve atık ısı dâhil) kaynakların payı ise %42,1 olmuştur. Hidrolik kaynaklardan 63.840 GWh üretimin toplam üretim içindeki payı %19,6 olarak gerçekleşmiştir. Son yıllarda rüzgâr ve güneş kaynaklarından elektrik üretimi hızla artmaya başlamış ve toplam üretim içindeki payı jeotermal ile birlikte %19,5 seviyesine ulaşmıştır.

Tablo 3.7 Türkiye Elektrik Üretiminin Kullanılan Kaynaklara Göre Dağılımı (2023) [2]

KAYNAK	ÜRETİM	PAY
	(GWh)	(%)
DOĞALGAZ	69.774	21,4
LİNYİT	40.930	12,5
TAŞ KÖMÜRÜ + İTHAL KÖMÜR + ASFALTİT	77.362	23,7
SIVI YAKIT	704,8	0,2
FOSİL KAYNAK	188.770	57,9
BİYOKÜTLE + ATIK	9.944	3,0
HİDROLİK	63.840	19,6
JEOTERMAL + RÜZGÂR + GÜNEŞ	63.748	19,5
YENİLENEBİLİR KAYNAK	137.531	42,1
TOPLAM ÜRETİM	326.302	

2023 yılı değerleri geçicidir.



Şekil 3.8 Türkiye Elektrik Üretimine Kullanılan Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı (2023) [2]
2023 yılı değerleri geçicidir.

2022 ve 2023 yıllarında toplam elektrik üretiminde, doğalgazın payı belirgin bir şekilde azalmıştır. 2021 yılında %33,2 olan doğalgaz payı 2022 yılında %22,9 ve 2023 yılında %21,4 seviyesine gerilemiştir. Bunun nedeni hem son iki yılda toplam elektrik tüketimi dolayısıyla üretimde azalma olurken diğer taraftan da özellikle güneş payının artmaya devam etmesidir.

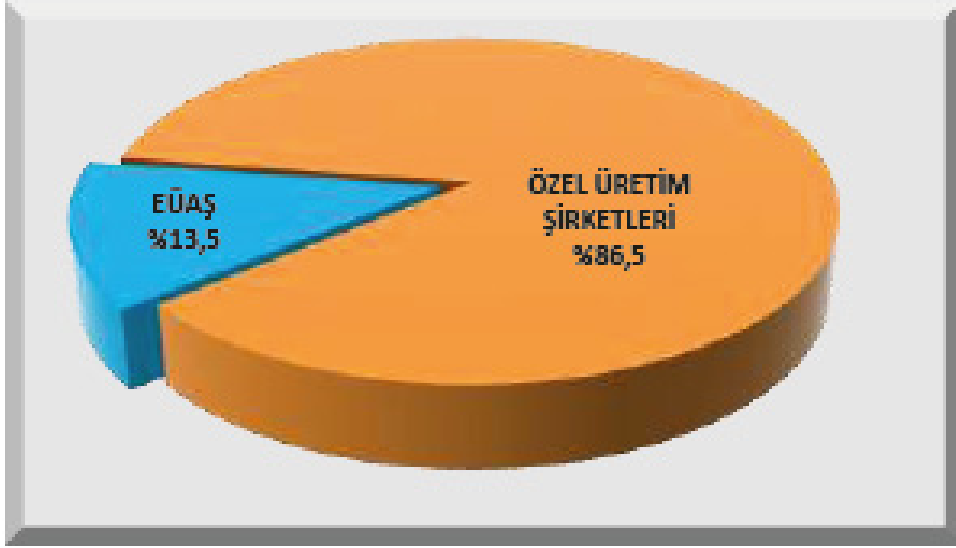
Elektrik üretiminde kömürün payı bir önceki yıla göre az bir artış ile %36,3 olmuştur.

Uzun yıllardır Türkiye toplam elektrik üretiminin içinde hidrolik kaynak payı genellikle %20–%25 aralığında iken 2021 yılında su gelirlerinin önceki yıllara göre çok az olması sonucu 2021 yılında %16,8 paya düşmüş, göreceli olarak daha yağışlı olan 2022 ve 2023 yıllarında sırasıyla %20,3 ve %19,6 olarak gerçekleşmiştir.

Son yıllarda rüzgâr, jeotermal ve güneşten üretilen elektrik önemli miktarda artmaya baş-

lamış ve 2023 yılında toplam üretimin %19,5'i seviyesine ulaşmıştır.

Türkiye toplam elektrik üretimi içinde kamu payı 1984 yılında %87,2 iken bir taraftan yeni tesislerin özel şirketler tarafından satın alma garantili olarak yapılmaya başlanması, diğer taraftan mevcut bazı tesislerin işletme hakkının devredilmesi ile 2000 yılında %59,2 seviyesine gerilemiştir. 2001 yılında elektrik enerjisinin kamu hizmeti yükümlülüğü olmaktan çıkartılıp piyasa ürünü haline getirilmesi ile devlet elektrik üretim tesisi yatırımları yapmaz olmuş ve yeni tesislerin tamamı özel şirketler tarafından yapılırken halen kamu elinde bulunan mevcut tesislerin önemli bir bölümü de özelleştirilmiştir. Sonuç olarak geline aşamada, Türkiye'de 2023 yılı toplam 326.302 GWh elektrik üretiminin %13,5'i olan 43.985 GWh kamu kuruluşu olan EÜAŞ tarafından, geri kalan %86,5'i olan 282.317 GWh ise özel şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir. (Şekil 3.9)



Şekil 3.9 Türkiye Elektrik Üretiminde Kuruluşların Payları (2023) (Geçici) [2]

3.3 ELEKTRİK ARZININ VE TÜKETİMİNİN GELİŞİMİ

Türkiye elektrik iletim sisteminin yönetimi bilindiği üzere bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Sektörde faaliyet gösteren kişi ve kuruluşların yanı sıra, yurttaşlar doğal olarak elektrik sisteminin gelişmesine ve görünür zamandaki geleceğine ilişkin verilere ulaşmak isteyeceklerdir. Ancak son zamanlarda istatistikî bilgilerin derlenip yayımlanmasında ve elektrik sistemine ilişkin güncel gelişmelerin açıklanmasında büyük eksiklikler olması dikkat çekmektedir. Daha önceden yayımlanan bilgilerin bir kısmı da şimdi yayımlanmamaktadır. Oysa, yürürlükte olan mevzuat gereği, elektrik sistemiyle ilgili bilgilerin ayrıntılı olarak kamuoyuna ve sektör bileşenlerine açıklanması zorunludur. Bu hususta en çarpıcı örnek, *Elektrik Şebeke Yönetmeliği*'nde kesin hüküm olarak

yer almasına karşın, *Elektrik İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Planı*'nın hiçbir zaman ve *Elektrik Dağıtım Bölgelerinde On Yıllık Talep Tahmininin* 2016 yılına kadar hiç yayımlanmamış olmasıdır. Oysa her iki çalışmaya hem sektör kuruluşları, hem de kamuoyu tarafından ihtiyaç duyulmaktadır.

Yayımlanmakta olan istatistiklere göre 1984 yılından 2023 yılına kadar Türkiye toplam elektrik üretimi ile ithalat ve ihracat değerleri ve brüt elektrik tüketimi Tablo 3.8'de listelenmiştir.

Tablo 3.8 incelendiğinde, Türkiye toplam elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasında birebir paralellik olmasa bile yakın bir ilişki olduğu görülecektir. Özellikle ekonomik krizlerin olduğu yıllarda elektrik tüketiminde de bir önceki yıla göre azalma veya durgunlaşma olduğu açıkça görülmektedir.

Tablo 3.8 Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketimi (1984-2023) [2]

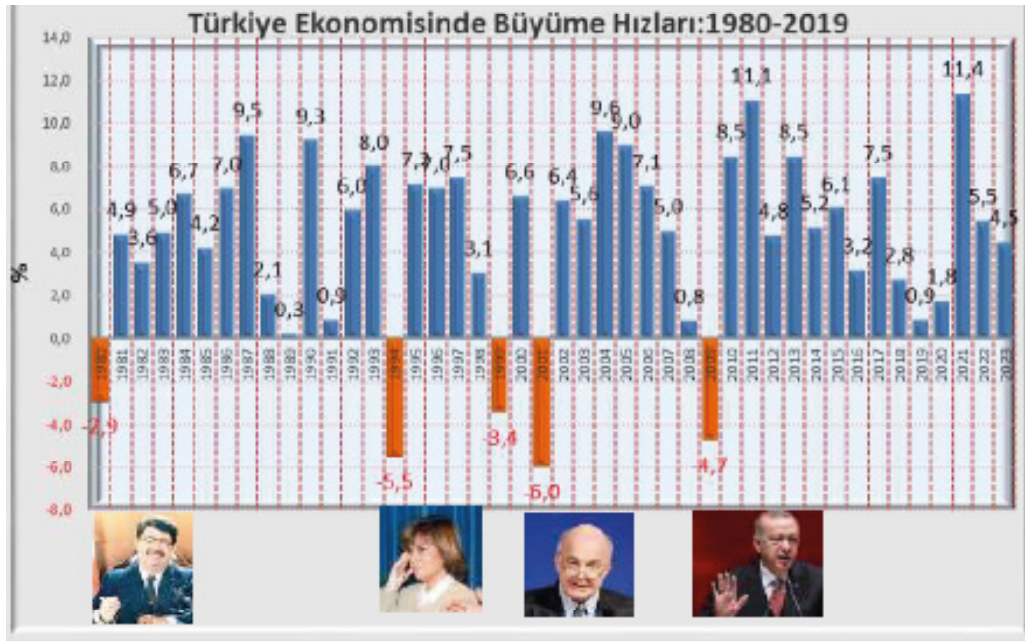
Yıllar	Brüt Üretim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)	Dış Alım (Milyon kWh)	Dış Satış (Milyon kWh)	Brüt Tüketim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)
1984	30.613,5	-	2.653,0		33266,5	-
1985	34.218,9	11,8	2.142,4		36361,3	9,3
1986	39.694,8	16,0	776,6		40471,4	11,3
1987	44.352,9	11,7	572,1		44925,0	11,0
1988	48.048,8	8,3	381,2		48430,0	7,8
1989	52.043,2	8,3	558,5		52601,7	8,6
1990	57.543,0	10,6	175,5	906,8	56811,7	8,0
1991	60.246,3	4,7	759,4	506,4	60499,3	6,5
1992	67.342,2	11,8	188,8	314,2	67216,8	11,1
1993	73.807,5	9,6	212,9	588,7	73431,7	9,2
1994	78.321,7	6,1	31,4	570,1	77783,0	5,9
1995	86.247,4	10,1	0,0	695,9	85551,5	10,0
1996	94.861,7	10,0	270,1	343,1	94788,7	10,8
1997	103.295,8	8,9	2.492,3	271,0	105517,1	11,3
1998	111.022,4	7,5	3.298,5	298,2	114022,7	8,1
1999	116.439,9	4,9	2.330,3	285,3	118484,9	3,9
2000	124.922	7,3	3.791	437	128.276	8,3
2001	122.725	-1,8	4.579	433	126.871	-1,1
2002	129.400	5,4	3.588	435	132.553	4,5
2003	140.581	8,6	1.158	588	141.151	6,5
2004	150.698	7,2	464	1.144	150.018	6,3
2005	161.956	7,5	636	1.798	160.794	7,2
2006	176.300	8,9	573	2.236	174.637	8,6
2007	191.558	8,7	864	2.422	190.000	8,8
2008	198.418	3,6	789	1.122	198.085	4,3
2009	194.813	-1,8	812	1.546	194.079	-2,0
2010	211.208	8,4	1.144	1.918	210.434	8,4
2011	229.395	8,6	4.556	3.645	230.306	9,4
2012	239.497	4,4	5.827	2.954	242.370	5,2
2013	240.154	0,3	7.429	1.227	246.357	1,6
2014	251.963	4,9	7.953	2.696	257.220	4,4
2015	261.783	3,9	7.136	3.195	265.724	3,3
2016	274.408	4,8	6.330	1.452	279.286	5,1
2017	295.511	7,7	2.729	3.300	294.940	5,6
2018	304.802	3,1	2.477	3.112	304.167	3,1
2019	303.898	-0,3	2.212	2.789	303.320	-0,3
2020	305.431	0,5	1.888	2.484	304.836	0,5
2021	331.492	8,5	2.329	4.187	329.634	8,1
2022	328.379	-0,9	6.439	3.713	331.105	0,4
2023	326.302	-0,6	6.092	2.086	330.308	-0,2

2023 yılı üretim değerleri geçicidir.

2001 ve 2008 yıllarındaki büyük ekonomik krizlerin ve halen Türkiye'nin içinde bulunduğu ekonomik durumun elektrik tüketimine çok etkili bir şekilde yansıdığı Tablo 3.8, Şekil 3.11 ve Şekil 3.12 incelendiğinde açıkça görülmektedir. 2019 yılında elektrik tüketim talebinin bir önceki yıla göre az da olsa düşüş ve 2020 yılında neredeyse sabit kalmasına, 2018 yılı ortalarından itibaren görülen ekonomik durgunluk ve 2020 yılındaki salgın neden olmuştur. Salgın nedeniyle büyük oranda kısıtlanan günlük yaşam düzeniyle ilgili sınırlamaların, 2021 yılında kademeli olarak kaldırılması ile elektrik talebinde artış görülmüş ve 2021 yılı talebi bir önceki yıla göre %8,1 oranında artmıştır. Sonuç olarak, her üç kriz yılında da bir önceki yıla göre elektrik tüketiminde azalma olmuştur. Genellikle ekonomik krizden hemen sonra kısa süreli de olsa hızlı büyüme görülmeye başlanmıştır. Nitekim, 2001 yılından sonra elektrik tüketiminde yavaş bir gelişme görülmüş ve bu gelişme bir sonraki ekonomik kriz yılına kadar artış göstermiştir. Ancak 2009 yılından sonraki durum daha farklıdır. 2009 yılındaki ekonomik krizin etkisiyle gerileyen elektrik tüketimi, krizi izleyen iki yılda oldukça hızlı artmış an-

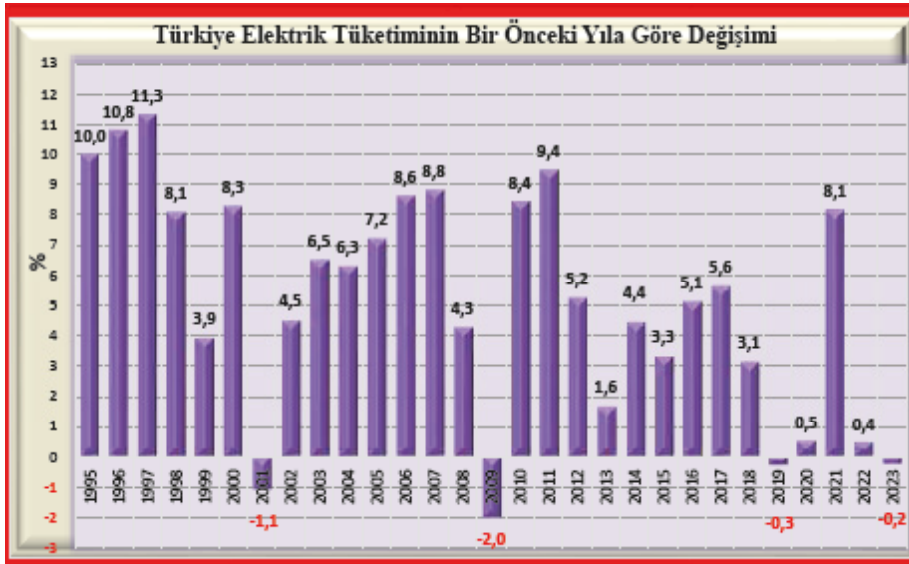
cak sonra artış hızı çok yavaşlamıştır. Özellikle 2012 yılından sonra elektrik tüketimindeki artış oranları, hedeflenen değerlerin çok altında seyretmiştir. Benzer durum 2021 yılı elektrik talebinde de görülmüştür. Ekonomik kriz sonrasındaki yıllarda ekonomik büyüme ve bununla ilişkili olan elektrik tüketimindeki değişim ayrıca incelemeye değer bulunmaktadır. Ancak 2022 yılında tüketim bir önceki yıla göre sadece %0,4 artarken 2023 yılında %0,2 azalmıştır. COVID salgını sonrası hayatın olağan hale gelmesi ile elektrik tüketiminde belirgin bir artış beklenirdi. 2021 yılı Kasım ayı itibarı ile ortaya çıkan büyük ekonomik krizin halen devam ettiği, elektrik tüketiminin yıllık seyrinden açıkça görülmektedir.

Tablo 3.8'de yer alan bir diğer önemli ayrıntı da, 2011 yılından 2016 yılına kadar elektrik ithalat miktarındaki artıştır. Bu dönemde daha önceki yıllara göre kayda değer miktarda fazla elektrik ithalatı gerçekleşmiştir. Bu durum, Türkiye'deki elektrik üretim maliyetleri ve tüketici fiyatları ile komşu ülkelerdeki elektrik fiyatları arasındaki ilişkinin incelemeye değer olduğuna işaret etmektedir.



Şekil 3.11 Yıllara Göre Büyüme ve Krizler, 1980-2017 (%)

Kriz yıllarında yüzde 3 ila 6 arası küçülmeler.



Şekil 3.12 Türkiye Elektrik Tüketiminin Bir Önceki Yıla Göre Değişimi, 1995–2021 (%) [2]

Yıllık ekonomik büyüme ile elektrik tüketimindeki yıllık değişimin genel olarak paralellik gösterdiği Şekil 3.11 ve Şekil 3.12'de açıkça görülmektedir.

3.4 ELEKTRİK TALEP TAHMİNİ

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 9 (4) ve (5) fıkraları talep tahminlerinin dağıtım şirketleri tarafından hazırlanıp TEİAŞ'a bildirilmesini ve TEİAŞ tarafından birleştirilen talep tahmini serilerinin Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından onaylanması hükmünü getirmektedir. 07.05.2016 tarihli Talep Tahminleri Yönetmeliği ile talep serilerinin nasıl oluşturulacağı tarif edilmekte, yönetmeliğe göre elektrik dağıtım şirketlerinin sorumlu oldukları bölge için, tedarik şirketlerinin 5 yıllık süre ile talep edecekleri miktarı ve Organize Sanayi Bölgelerinin kendi sorumluluk alanları için talep tahmini yapmaları gerekmektedir. Tedarik şirketlerinin 5 yıl içinde satışa sunacakları elektrik miktarı tahmininde, dağıtım şirketlerinin ise 10 yıllık dönem içinde yapmaları gereken yatırımlar için bu serilerin dikkate alınacağı hükme bağlanmıştır. Burada tarif edilen talep tahminlerinin geleceğe yönelik Türkiye toplam elektrik üretim yatırımları için bir sınırlama veya politika oluşturma durumu söz konusu değildir.

Diğer taraftan, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 20 (2) fıkra ile ETKB tarafından 20 yıllık uzun dönem talep tahminlerinin hazırlanıp yayımlanmasını ve bu talep serilerinin TEİAŞ tarafından yapılması gereken Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Gelişim Planı çalışmasında temel olarak kullanılmasını hükme bağlamıştır.

Kanunda iki ayrı madde içinde tarif edilen talep tahmini serilerinin birbiri ile ilişkisi bulunmamaktadır. Bu durumda birbiri ile uyumlu olmayan iki farklı talep tahminleri serisi olması durumu ortaya çıkabilmektedir.

Elektrik dağıtım şirketlerinin kendi bölgeleri için hazırladıkları talep tahminleri, sadece gereken dağıtım tesisi elemanlarının yatırımı ve elektrik satış miktarının tahmin edilmesi amacındadır. Oysa, elektrik talebinde beklenen gelişmeleri etkileyen temel unsurlar vardır. Esas olarak nüfus artışı, kentleşme, ekonomik büyüme ve endüstriyel gelişme temel alınmalıdır. Ayrıca, elektrik talebi ile diğer enerji kaynaklarının tüketim talebi arasında da yakın ilişkiler bulunmaktadır. Bu nedenle, özellikle Türkiye gibi gelişmekte olan

ülkelerde yukarıda sayılan nüfus artış beklentisi ve ekonomik büyüme hedef ve tahminlerine ilişkin parametreler için veriler kullanılmalı, ayrıca diğer enerji türlerinden elektrik ile ilişkili olan ve ikame edilebilecek olanların tahmini ile birlikte ele alınmalıdır.

2022 yılında yayımlanan *Türkiye Ulusal Enerji Planı*³ çalışması için *Avrupa Birliği (AB)* tarafından geliştirilmiş ve resmi olarak kullanılan *PRIMES Modeli* Türkiye için uyarlanmış ve kapsamlı bir plan çalışması yapılmıştır. Bu çalışma kapsamında hesaplanan talep tahmini değerlerinin elektrik sistemi için esas kabul edilmesi, dağıtım bölgeleri talep tahminleri için bu çalışmadan elde edilen çıktıların kullanılması yerinde olacaktır.

Hem ETKB tarafından hem de TEİAŞ tarafından birbirinden bağımsız yapılan talep tahmini çalışması sonuçları geçmiş yıllarda genellikle aynı olurdu, ancak son yapılan çalışmaların oldukça farklı olduğu görülmektedir.

Elektrik dağıtım bölgeleri için görevli şirketler tarafından yapılan ve TEİAŞ tarafından birleştirilerek Mart 2023 tarihinde yayımlanan *10 YILLIK TALEP TAHMİNLERİ RAPORU (2023-2032)*⁴ sonuçları aşağıda Tablo 3.9'da verilmektedir. Tablodan görüldüğü gibi 2030 yılı talep değerleri düşük senaryo için 378.307 GWh, baz senaryo için 420.914 GWh ve yüksek senaryo için 457.446 GWh olmaktadır.

Tablo 3.9 Türkiye Elektrik Tüketim Talebi

Yıl	DÜŞÜK		BAZ		YÜKSEK	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
2023	316.188	-	335.262	-	352.031	-
2024	326.097	3,1	346.589	3,4	365.853	3,9
2025	334.933	2,7	358.616	3,5	380.379	4,0
2026	341.875	2,1	370.721	3,4	395.303	3,9
2027	351.023	2,7	383.250	3,4	410.760	3,9
2028	358.991	2,3	394.538	2,9	424.957	3,5
2029	368.225	2,6	407.245	3,2	440.516	3,7
2030	378.307	2,7	420.914	3,4	457.446	3,8
2031	388.812	2,8	435.227	3,4	474.873	3,8
2032	400.349	3,0	450.754	3,6	493.720	4,0

ETKB tarafından yapılan *Ulusal Enerji Planı 2022* içinde elektrik tüketimi 2030 yılı için 455.300 GWh tahmin edilmiştir. İki farklı talep tahmini çalışması sonuçları arasında önemli fark olduğu görülmektedir. Genellikle farklı senaryoların elde edildiği çalışmalarda baz senaryo esas olarak değerlendirilmektedir. Bu durumda TEİAŞ baz talep serisinde 2030 yılı için 420.914 GWh ile ETKB'nin *Ulusal Enerji Planı*'nda 2030 yılı için öngördüğü 455.300 GWh arasında oldukça büyük bir fark bulunmaktadır.

Türkiye'nin Enerji Görünümü'nin önceki yıllarda yayımlanan sürümlerinde elektrik dağıtım şirketleri tarafından talep tahmini çalışmasının sağlıklı olmayabileceği vurgulanmış ve elektrik talep tahmini çalışmaları için nüfus artış beklentisi, ekonomik büyüme tahmini ile endüstriyel büyüme hedefleri ve beklentilerinin dikkate alınmasının bilimsel yaklaşım olacağı tezi ileri sürülmüştür.

³ https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_Ulusal_Enerji_Plan%C4%B1.pdf

⁴ <https://www.teias.gov.tr/ilgili-raporlar>

Öte yandan ETKB talep tahmini çalışması da tartışmalıdır, 2030 yılına kadar ortalama %4 yıllık artış öngörülmektedir, ancak son on yılda ortalama yıllık artış oranı bunun yarısı kadar (%2,6) gerçekleşmiştir. Daha önceki yıllarda daha yüksek gerçekleşen elektrik tüketim artışı gittikçe yavaşlamaktadır. Bu durumda ETKB'nin önümüzdeki yıllar için öngördüğü tüketim miktarları gerçekçi görülmemektedir. Mevcut durumda halen ihtiyacın çok üzerinde olan elektrik üretim kapasitesinin önceki yıllarda yapılmış, abartılı seviyede yüksek olan talep tahminlerini dikkate aldığı göz önünde tutularak elektrik üretim yatırımlarının da belli bir disiplin dâhilinde yapılması için politikalar geliştirilmeli ve kesinlikle uygulanmalıdır.

3.5 ELEKTRİK ÜRETİM PROJELERİ, PROJE STOKU

Elektrik kurulu gücü gelişimi ve 2023 yılsonu itibarıyla mevcut duruma yukarıda bölüm 3.1'de değinilmişti. Önümüzdeki dönem projeleri aşağıda ele alınmıştır.

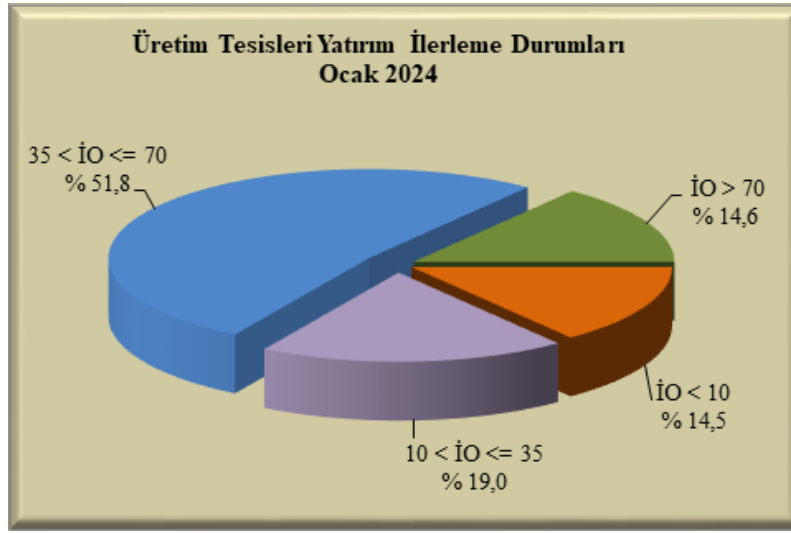
3.5.1 İnşa sürecindeki lisanslı projeler

İnşa sürecindeki elektrik üretim tesislerinin proje ilerleme durumları, EPDK tarafından, altı aylık dönemler için yayımlanmaktadır. EPDK internet sitesinde Nisan 2024'te yayımlanan ilerleme durumlarına göre, Ocak 2024 itibarıyla üretim lisansı alıp yatırımı başlayan toplam 22.782,9 MW kurulu güçteki projelerin 7.197,4 MW'lık kısmı işletmede olup geri kalan 15.552,7 MW kapasite inşa aşamasındadır. İnşası (yapımı) devam eden projelerin gerçekleşme oranı %10'un altında olanların toplam kurulu gücü 2.262,9 MW'tır. Gerçekleşme oranı %10-35 arasında olan, 2.962,0 MW kurulu güçteki projeler %19 paya sahiptir. Yatırım gerçekleşmesi yarıya yaklaşan veya geçen 8.056,9 MW kurulu güçte proje de, yatırım sürecindeki projelerin %51,8'ini oluşturmaktadır. Yatırım gerçekleşme oranı %70'i aşan ve tamamlanma aşamasına gelen 2.270,9 MW kurulu güçte projeler ise yatırım aşamasındaki projelerde %14,6'lık bir paya sahiptir.

Lisans almış olup devam eden projelerden belirli düzeylerde ilerleme durumları kaynaklara göre Tablo 3.10 ve Şekil 3.14'de gösterilmiştir.

Tablo 3.10 Üretim Lisansı Alan İnşa Sürecindeki Enerji Yatırımlarının İlerleme Durumu [3]

Yakıt/Kaynak Türü	İnşa Halindeki Üretim Lisanslı Kapasite (MWe) Ocak 2024					
	İÖ < 10	10 < İÖ ≤ 35	35 < İÖ ≤ 70	İÖ > 70	Toplam	Pay (%)
Biyokütle	0,1	152,5	302,6	256,8	712,0	4,6
Doğalgaz	25,8	0,0	1.970,4	1.036,6	3.032,7	19,5
Güneş	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	0,025
Hidrolik	599,5	622,2	94,4	164,3	1.480,5	9,5
İthal Kömür	1.320,0	1.260,0	55,0	607,0	3.242,0	20,8
Jeotermal	25,0	122,1	22,2	0,0	169,3	1,1
Rüzgâr	292,5	805,2	812,2	0,0	1.910,0	12,3
Uranyum	0,0	0,0	4.800,0	0,0	4.800,0	30,9
Yerli Kömür	0,0	0,0	0,0	190,4	190,4	1,2
Proses Atık Isısı	0,0	0,0	0,0	11,8	11,8	0,075
Genel Toplam	2.262,9	2.962,0	8.056,9	2.270,9	15.552,7	100,0
%	14,5	19,0	51,8	14,6	100,0	



Şekil 3.14 EPDK'den Üretim Lisansı Alan Projelerin Gerçekleşme Oranları [3]

3.5.2 Önlisans aşamasındaki projeler

Mart 2024 itibarıyla Önlisans için başvuruda bulunan 3.343,6 MW kurulu güçte 74 adet projenin başvuruları değerlendirme aşamasındadır. Toplam 38.560,1 MW kurulu güçte 844 projenin önlisansları yürürlüktedir. Önlisansların kaynaklara göre dağılımı Tablo 3.11'de verilmiştir.

Tablo 3.11 Önlisans Sürecindeki Elektrik Üretim Projelerinin Sayı ve Kapasiteleri (Mart 2024 itibarıyla) [4]

	Değerlendirme Aşamasında		Yürürlükte	
	Sayı	MW	Sayı	MW
Doğalgaz			2	20,5
İthal Kömür				
Yerli Kömür	1	2,7	1	32,0
Motorin				
Proses Atık Isısı				
Yerli Kömür				
LNG			1	1,0
TERMİK TOPLAMI	1	2,7	4	53,5
Uranyum				0
NÜKLEER TOPLAMI				
Hidroelektrik	1	120,0	60	2.794,4
Jeotermal	3	49,8	10	210,3
Güneş	32	736,9	449	15.540,7
Rüzgâr	34	2.414,3	284	19.653,4
Biyokütle	3	19,9	37	307,8
YENİLENEBİLİR TOPLAMI	73	3.340,9	840	38.506,6
GENEL TOPLAM	74	3.343,6	844	38.560,1

Önlisanslarda en dikkat çeken nokta, 19 Kasım 2022 itibarıyla (herhangi bir teknik, mali kısıt konulmadan ve ulusal/bölgesel planlamaya dayanmadan) alınmaya başlanan depolamalı Rüzgâr Enerjisi Santrali (RES) ve Güneş Enerjisi Santrali (GES) başvuruları kapsamında EPDK'ye 4 bin 369 adet ve toplamda 221.000 MW kurulu gücünde başvuru yapılmış ve 24.02.2024 tarihi itibarıyla bunlar arasından 13.691 MW kapasitede GES, 15.967 MW kapasitede RES olmak üzere 28.658 MW'ına önlisans verilmiş olmasıdır. Önlisans değerlendirme süreci devam eden projeler arasında da depolamalı RES ve GES başvuruları mevcuttur.

3.5.3 Proje stoku

2023 yılı sonundaki toplam kurulu güç üzerine, Temmuz 2023 itibarıyla yapımı devam eden projeler, lisans veya ön lisans almış ve değerlendirme aşamasında olan projeler ile henüz önlisans başvurusunda bulunulmamış Yenilenebilir Kaynak Alanları (YEKA) projelerinin kapasitelerinin eklenmesi ile ulaşılabilecek toplam kurulu güç değerleri Tablo 3.12'de verilmiştir. YEKA GES 4 kapsamında 188 MW kapasite için lisans alınmış olup, tablodaki yapım aşamasındaki projelere dâhildir. Tablodan görüldüğü gibi mevcut proje stoku 2024 Mart sonu itibarıyla 170.006 MW seviyesine ulaşmıştır. Bu proje stoku *Ulusal Enerji Planı 2022*'de 2030 yılı için hedeflenen 149.100 MW'ın üzerindedir.

Tablo 3.12 Mevcut, Yatırım ve Lisans Alma Sürecindeki Projelerin Kurulu Güçleri ve Toplam Proje Stoku

Tanım		Kurulu Güç (MW)	
2023 Aralık Sonu İtibarıyla Mevcut Tesisler		107.693	
Yapım Aşamasındaki Projeler (Akkuyu NGS Dahil)		15.553	
2023 Aralık Sonu İtibarıyla Mevcut Tesisler + Yatırım Sürecinde Olan Projeler (Akkuyu NGS Dahil)		123.246	
2024 Mart Sonu İtibarıyla Önlisans Almış Projeler		38.560	
2024 Mart Sonu İtibarıyla Önlisans Değerlendirme Aşamasında Olan Projeler		3.344	
YEKA İhalesinden Beklenen Projeler (YEKA GES 3,4 ve YEKA RES 2, 3 ihalelerini kazanan ancak henüz önlisans başvurusunda bulunmamış olanlar)		589	
2024 Mart Sonu İtibarıyla Toplam Proje Stoku		170.649	
ULUSAL ENERJİ PLANI 2022 HEDEFLERİ		2025	129.293
		2030	163.593
		2035	204.593
12. BEŞ YILLIK KALKINMA PLANI HEDEFİ	2028	136.000	
YILLIK PROGRAM	2024	110.493	

ETKB tarafından 2022 yılında yayımlanan *Ulusal Enerji Planında*, 2020 yılsonu kurulu gücü esas alınarak, “**2021-2035 döneminde devreye alınması gereken yeni kapasite miktarı 96,9 GW düzeyindedir. Beşer yıllık dönemler açısından 2021-2025 döneminde 21,6 GW, 2026-2030 döneminde 34,3 GW, 2031-2035 döneminde ise 41,0 GW gücünde yeni kapasitenin devreye alınması gerekmektedir. Söz konusu kurulu güç artışının, büyük çoğunluğu güneş ve rüzgar enerjisi olmak**

üzere, %74,3'ü yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Güneş ve rüzgar enerjisi için yıllık yeni kapasite gereksinimi sırasıyla ortalama 3,1 ve 1,4 GW'tır. Ömürlerinin dolması nedeniyle devreden çıkacak santral-lerin eksilmesi ile devreye alınacak yeni kapasitenin kurulu güce yansması daha düşük düzeyde olmaktadır” denilmektedir. Bu ifadelerden ve Planda belirtilen (Tablo 3.12'nin alt satırında verilen 116.200 MW, 149.100 MW ve 189.700 MW) kurulu güç hedeflerinden yola çı-

kılarak 2021-2025 döneminde yaklaşık 1,3 GW, 2026-2030 döneminde 2,7 GW ve 2031-2035 döneminde 3,1 GW “eski” santralin devreden çıkarılacağına öngörüldüğü anlaşılmaktadır.

Ulusal Enerji Planı 2022'de belirtildiği gibi 2021-2030 döneminde yaklaşık 4,0 GW gücünde santralin devreden (ve dolayısıyla proje stokundan da) çıkarılması halinde bile⁵ mevcut proje stoku plandaki 2030 hedeflerinin üzerindedir. Tablo 3.12'de özetlenen sonuç, proje stokunda şişkinliği ve elektrik üretim tesisi yatırımları için herhangi bir planlama olmadığını çok açık biçimde ortaya koymaktadır.

Öte yandan proje şişkinliğini yaratan ana unsurun ön lisans verilmiş veya değerlendirme aşamasındaki toplam 31 GW kapasitede enerji depolamalı RES ve GES'ler olduğu görülmektedir. *Ulusal Enerji Planı 2022*'de batarya kapasitesi 2030 yılında 2,1 GW, 2035'de 7,5 GW olarak öngörülmesine rağmen bu denli yüksek kapasite için ön lisans veriliyor olması çok önemli bir tutarsızlığı gözler önüne sermektedir.

Tersi bir durum da söz konusudur, önümüzdeki dönemde yukarıdaki Tablo 3.12'deki yapım aşamasındaki santraller haricinde daha hızlı devreye alınabilecek tesisler olmaz ise Plandaki 2030 hedefinin yakalanması için batarya depolamalı tesislerin yarısından daha fazlasının, depolamalı veya depolamasız olarak devreye girmesi gerekmektedir. Başvuru sahiplerinin bu öngörü ile bataryalı tesis kurmak değil, bağlantı kapasitesi “kapmak” amacıyla oldukları yönünde yorumlar vardır. Hem başvuranların hem de enerji yönetiminin bu yaklaşım tarzı, uygulamanın “yapan ne zaman olursa o zaman yapar, istediği gibi yapar, yapmayan canı sağ olsun” mantığına dayandığını gözler önüne sermektedir.

Yukarıda, elektrik talep tahmini konusundaki bölümde, belirttiğimiz gibi *Ulusal Enerji Planı 2022*'deki talep tahminleri gerçekçi olmayıp önümüzdeki yıllar için abartılı tüketim öngörüle-

rinde bulunmakta ve kurulu güç hedeflerini bu tahminlere dayandırmaktadır. EPDK ise Bakanlığın yapmış olduğu ve başlığında “ulusal” nitelik ve kapsam bulunan planı hiçbir şekilde dikkate almadan, plandaki yüksek hedefleri bile geçecek şekilde, ön lisans dağıtmaktadır. Bir taraftan planın yapılış sürecindeki ve içeriğindeki eksiklikler, diğer taraftan uygulayıcılar tarafından atılan adımlarda planın göz ardı edilmesi, bu çalışmaların sadece yapmış olmak için yapılan görev savma çalışmaları olduğunu göselermektedir. Yaşananlar enerji yönetimindeki kurumların plan anlayışından ne kadar uzak olduğunu bir kez daha gözler önüne sermektedir.

Oysa toplum çıkarlarını gözeterek, planlamayı benimsemiş, kamucu anlayışla, katılımcı ve demokratik bir işleyişe sahip olan bir enerji yönetimi ve ETKB yapılanması ile, kararların dönem elektrik üretim planı çerçevesinde verilerek üretim tesisi yatırımlarının yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak, doğru zamanda, doğru yerde, yerli makina ve ekipman kullanarak, çevreye en az zarar verecek şekilde gerçekleşmesi mümkün olabilecektir.

3.6 MEVCUT DURUMUN DEĞERLENDİRMESİ

Daha önceki yıllarda yayımlanan *Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporlarında* da belirtildiği üzere, elektrik enerjisinin tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gerekir. Elektrik üretim tesisi planlaması gelecekteki talep artışlarını göz önüne alarak yapılmalıdır. Yıllara göre ihtiyaç duyulan kapasitenin planlaması yapılmadan yatırımların gerçekleştirilmesi sonucu atıl kapasiteler oluşmuştur. Bu durum elektrik enerjisi sektörünün uzun yıllardır hiçbir planlama yapılmadan, salt özel sektöre en fazla kâr elde edeceği alan olarak sunulmasının kaçınılmaz bir sonucu olup, planlamanın gereğini ve statik değil ekonomideki öngörülmemiş gelişmeleri de içerecek dinamik bir kurguyla yapılmasının zorunluluğunu bir kez daha gözler önüne sermektedir.

⁵ 2030 yılı için hedeflenen kurulu güç 149,1 GW'tır. Devreden çıkarılacağı öngörülen 4 MW kapasite 170,0 GW'tan düşüldüğü takdirde proje stoku 166,0 GW olmaktadır.

Elektrik üretim tesis yatırımları için lisans verme sürecinde, bir plan dâhilinde hareket edilmediği için, üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitesinin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından uygun olup olmadığı gözetilmemektedir. Çevresel ve toplumsal etkileri çok büyük olan enerji yatırımları için toplumsal fayda ve maliyet analizi çalışması yapılmamaktadır. Toplum çıkarlarını gözetken kamusal bir planlama anlayışı ve uygulaması da olmadığı için; yatırımlar için tek ölçüt, yatırımcı özel şirketin/sermaye grubunun kâr beklentileri olmaktadır. EPDK, yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen kapasiteleri önemsemekte ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projelerini hayata geçirmesini beklemektedir.

Temelleri 1980'lerde atılan ve 2000'lerden bu yana yoğunlaşarak uygulanan, piyasacı, özel şirketleri kollayan ve toplumun çıkarlarını gözetmeyen politikalarla; dışa bağımlılık azalmak bir yana artmış, seçimler nedeniyle tarifelerinde indirim yapılan ve şimdilik sabit tutulan konutlar hariç elektrik fiyatları, resmi enflasyon oranlarından çok daha fazla oranlarda yükselmiştir. Görünürde, elektrik üretim tesislerinde yerli kaynakların kullanılması yönünde ETKB tarafından politikalar geliştirilmekte, stratejik planda hedefler belirlenmekte ve yenilenebilir kaynakların kullanılması yönünde eylem planları oluşturulmaktadır. Ancak, lisans verme uygulamalarında bu hedef ve eylem planları göz önünde bulundurulmamaktadır. Her ne kadar ETKB tarafından elektrik üretiminde kaynak çeşitlendirmesi yapılacağı, yerli ve yenilenebilir kaynakların mümkün olduğunca fazla ve öncelikle kullanılacağı yönünde hedefler açıklansa da; bu hedeflere ulaşmak için stratejiler, yol haritaları belirlenmemiş ve eylem planları hazırlanmamıştır. Bu hatalı uygulamalarla bir yandan enerji yoksulluğu yaygınlaşırken, fiyatı artan elektriğin girdisi olduğu hizmet ve sanayi sektörleri de, maliyetlerinin arttığı gerekçesi ile fiyatlarını yükseltmiştir.

Elektrik Piyasası Kanunu ilk çıktığı zaman rekabetçi serbest piyasanın oluşması ve üreticilerin birbiri ile rekabet etmesi sonucu elektrik fiyatlarının düşeceği ve elektrik arzında hizmet kalitesinin artacağı iddia edilmiştir. Oysa, 20 yıldan fazla süre içinde hiçbir zaman öngörülen rekabetçi serbest piyasa oluşmamıştır. Geçen süre içinde elektrik üretim ve dağıtım şirketlerinin yeterli kazanç sağlamaları için neredeyse özel çaba harcadığı görülmüştür. Elektrik satış fiyatlarının oluşmasında maliyet ve tüketicinin katlanabilme gücü dikkate alınmadığı için sonuçta olması gerekenden daha yüksek elektrik satış fiyatları oluşmuştur.

Elektrik üretim şirketleri için bazı ilave ayrıcalıklar getirilmiş ve elektrik satışına ek kazanç sağlama yolları da açılmıştır. Bunlardan en çarpıcı olanı *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimine Desteklenmesi Mekanizması (YEK-DEM)* ve bazı santraller için uygulanan *Kapasite Mekanizması* uygulamalarıdır ki bunların aslında devlet tarafından doğrudan sağlanan destek olduğunu söylemek yanlış olmayacaktır. Bu iki uygulamadan kamu kuruluşu olan EÜAŞ dışındaki neredeyse bütün özel elektrik üretim şirketleri yararlanmış ve yararlanmaya devam etmektedir.

3.7 ELEKTRİK ÜRETİMİNDE HEDEFLER

Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında, temininde kamu hizmeti yükümlülüğünün sürdürülmesi gerektiği, elektrik ile ilgili faaliyetlerde özel şirketlerin var olmasının bu kamu hizmeti yükümlülüğünün olmayacağı anlamına gelmeyeceği birçok kez dile getirilmiştir.

Ülkemizde artık elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmalı, aynı zamanda ihtiyacın çok üstünde atıl kapasite oluşmasına da meydan verilmemelidir. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında kamu hizmeti yükümlülüğü sürdürülmelidir. Düşük maliyetli ve karbon salımlı, çevre ile uyumlu ve barışık, toplumda her kesimin kolaylıkla ulaşabileceği elektrik enerjisi arzı, toplum çıkarlarını gözetken katılımcı demokra-

tik bir plan dâhilinde ve kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirilmelidir.

KAYNAKÇA

[1]<https://www.teias.gov.tr/kurulu-guc-raporlari>, son erişim tarihi: 05.03.2024.

[2]<https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>, son erişim tarihi: 05.03.2024.

[3]EPDK Ocak 2024 Proje İlerleme Raporları <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-86/elektriklisans-islemleri>, son erişim tarihi: 20.04.2024.

[4]<https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml>, son erişim tarihi: 05.03.2024.

BÖLÜM 4

FOSİL YAKITLAR

4.1 DOĞALGAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ

Erdinç ÖZEN

Elektronik Mühendisi

2022 yılında ülkemizde toplam tüketilen gaz miktarı 53,5 milyar Sm³ (Standart metreküp, 9.155 Kcal ve 150°C şartları referans alır) olarak gerçekleşmiş olup, 2021 yılına göre %10,58 oranında azalmıştır. 2022 yılı tüketim tahmini EPDK'nin 27.01.2022 tarih ve 10727 sayılı EPDK Kurul Kararı ile 60,045 milyar Sm³ olarak ortaya konulmuş iken, bu tahmine göre azalan yönde %11 sapma olmuştur.

2021 yılının Aralık ayındaki soğuk günlerde talebin 300 milyon m³ düzeyine çıkması, bunun yanında, aşağıda detaylı bir şekilde değinileceği üzere, bu talebi karşılayacak arz imkanının bulunmaması sonucunda, uzun yıllardır hiç gündeme gelmemiş olan fueloil yakıtlı elektrik santrallerinin dahi devreye alınma ihtiyacı doğmuştur. Keza, 2022 Ocak ayında Türkiye genelinde yaşanan kesintisiz 7 günlük soğuk hava dalgası ile artan doğalgaz talebi ve bunun karşısında arz imkanlarının yetersiz kalması, uzun yıllardır yaşanmamış bir biçimde tüm OSB'lerde dört gün süre ile doğalgaz ve elektrik arz kısıntısı ile sonuçlanmıştır.

2022 yılına ait ithalat 54,66 milyar m³, yerli üretim ise yaklaşık 379,81 milyar m³ düzeyindedir [1].

2023 yılında da tüketimde azalma eğilimi devam etmiş olup, bir önceki yıla göre yaklaşık %6,6 düzeyinde azalarak 50 milyar Sm³ olarak gerçekleşmiştir. Bu yıla dair tüketimi EPDK'nin 56,1 milyar Sm³ olarak tahmin ettiği hatırlanığında, sapmanın %11 olduğu görülebilir. Kurum, 2024 yılına dair tüketim tahminini ise 51,1 milyar Sm³ olarak belirlemiştir. 2024 yılında su gelirlerinin iyi durumda olduğu dikkate alınır ve ekonomik krizin sanayide yansımaları olacağı düşünülürse, benzer kış koşullarının yaşanması durumunda, tüketimin 50 milyar Sm³'ün altına düşeceği söylenebilir.

4.1.1 2022 VE 2023 YILLARINA İLİŞKİN İTHALAT VE TÜKETİM VERİLERİNİNİRDELENMESİ

Doğalgaz piyasasına dair ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayımlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak 2023 yılına dair yıllık *EPDK Doğalgaz Sektör Raporu* henüz yayımlanmadığı için, bu çalışmamızda bazı detaylı analizler sadece 2022 yılı için ortaya konmuştur.

Tablo 4.1.1 2021, 2022 ve 2023 Yıl Sonu İtibarıyla Doğalgaz Piyasası Genel Görünümü [1]

	Üretim (milyon m ³)	İthalat (milyon m ³)	Yurtiçi Satış (Tüketim) (milyon m ³)	İhracat (milyon m ³)	TOPLAM ARZ (Üretim + İthalat) (milyon m ³)	TOPLAM TALEP (Yurtiçi Satışlar + İhracat) (milyon m ³)
2021	394,4	58.703,93	59.600,75	382,89	59.086,89	59.983,64
2022	379,8	54.661,67	53.521,06	581,43	55.041,48	54.102,49
2023	807,28	50.483,77	50.001,21	896,28	51.291,05	50.897,49

Önceki yıllarda ithalattaki ağırlığı %80 düzeyine inmiş olan BOTAŞ'ın payı, 2018 yılından itibaren yükselişe geçmiş, 2021 yılında bu oran %93,59, 2022 yılında %95,67 düzeyinde gerçekleşirken, 2023 yılında %90 olarak gerçekleşmiştir. Siyasi otoritenin yüksek düzeyde sübvansiyon uygulaması özel sektör ithalatçılarının toptan satış ve perakende satış anlamında rekabet şansını neredeyse yok etmiş olup, gelinen noktada 2023 yılı Nisan ayında 4646 sayılı kanunda yapılan

değişikliklerle, piyasa tamamen BOTAŞ'ın (dolayısı ile siyasi iradenin) güdümünde bir yapıya dönüştürülmüştür.

Tablo 4.1.2 İthalatçı Şirketlerin 2022 ,2021 ve 2023 Yılındaki İthalatları ve Toplam İthalat İçindeki Payları (milyon m³) [1]

	2021	%	2022	%	2023	%
BOTAŞ (BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA AŞ)	54.940,47	93,59	52.294,92	95,67	45.664,77	90,45
AKFEL GAZ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	749,07	1,28	729,81	1,34	1.730,82	3,43
AVRASYA GAZ ANONİM ŞİRKETİ	56,55	0,1	0	0	0	0
BOSPHORUS GAZ CORPORATION ANONİM ŞİRKETİ	2.457,66	4,19	605,13	1,11	1.400,36	2,77
EGE GAZ ANONİM ŞİRKETİ	0	0	0	0	198,28	0,39
ENERCO	29,12	0,05	0	0	0	0
KİBAR ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	230,46	0,39	983,04	1,80	1.001,15	1,98
SHELL ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	240,60	0,41	0	0	0	0
SOCAR	-	0	48,77	0,09	488,39	0,97
TOPLAM	58.703,93	100	54.661,67	100	50.483,77	100

LNG ithalatının toplam ithalat içindeki payı; 2020 yılında %31,33 olarak en yüksek oranına çıkmış, 2022 %27,75 ve 2023 yılında %27,28 oranlar ile yine yüksek düzeyde gerçekleşmiştir.

Tablo 4.1.3 2015-2023 Yılları Arasında, Doğalgazın Türüne Göre İthalat Miktarları (milyon Sm³) ve Payları (%) [1]

Gazın Türü	BORU GAZI		LNG		TOPLAM
	Miktar	Pay(%)	Miktar	Pay(%)	Miktar
2015	40.778,11	84,21	7.648,96	15,79	48.427,08
2016	38.724,48	83,54	7.627,68	16,46	46.352,17
2017	44.484,67	80,52	10.765,28	19,48	55.249,95
2018	39.032,13	77,63	11.249,92	22,37	50.282,05
2019	32.517,40	71,92	12.694,07	28,08	45.211,47
2020	33.047,16	68,67	15.078,35	31,33	48.125,51
2021	44.596,54	75,97	14.107,39	24,03	58.703,93
2022	39.490,98	72,25	15.170,69	27,75	54.661,67
2023	36.213,12	71,23	14.270,65	28,27	50.483,77

Küresel pazarda Spot LNG fiyatlarının yıldan yıla değişimine bağlı olarak LNG'nin toplam gaz ithalatındaki payı da değişkenlik göstermekle birlikte, 2022 yılı Ocak ayında yaşanan olumsuz deneyimden sonra, 2022–2023 kış dönemine yeraltı depolarının dolu bir biçimde girilmesi için yüksek seyreden Spot LNG fiyatlarına rağmen, 2022 yılında LNG'nin gaz ithalatındaki payının yükseldiği görülmektedir.

Spot LNG'nin toplam ithalattaki oranı 2022 yılında 9,909 milyar Sm³ ile %18, 2023 yılında ise 8,17 milyar Sm³ ile %16 olarak gerçekleşmiştir. 2022 yılında ABD 5,642 milyar Sm³ ve Mısır 2,231 milyar Sm³ hacimlerle Spot LNG ithalatında öne çıkan ülkeler konumunda olup, bu konumları 2023 yılında da 4,011 ve 1,319 milyar Sm³ hacimlerle devam etmiştir. Küresel LNG pazarının en önemli 3 oyuncusundan biri olan Katar'dan sağlanan hacmin 2022 yılında sadece 85,55 milyon Sm³ ve 2023 yılında sıfır seviyesine düşmesi dikkat çeken bir husustur.

Tablo 4.1.4 2020–2024 Spot LNG İthalatı (milyon Sm³) [1]

Ülke Adı	2020	2021	2022	2023
ABD	2.976,87	4.739,54	5.641,83	4.011,41
Angola	94,65	0	96,05	96,05
Brezilya	0	0	0	186,18
Ekvator Ginesi	181,65	0	89,76	0
Endonezya	0	0	87,99	0
Fransa	131,45	0	195,22	696,26
İspanya	82,68	105,86	0	0
Kamerun	96,96	88,29	0	0
Katar	3.248,09	795,76	85,54	0
Mısır	92,29	765,85	2.231,04	1.319,21
Mozambik	0	0	0	104,68
Nijerya	523,22	92,32	818,39	273,13
Norveç	85,66	0	0	275,64
Rusya	0	0	193,41	99,38
Trinidad ve Tobago	633,88	194,64	363,71	237,04
Umman	0	0	106,80	91,53
Genel Toplam	8.147,41	6.871,13	9.909,73	8.170,39

Spot boru gazı ithalatı ile ilgili usul ve esaslar, EPDK tarafından 2019 yılı Eylül ayında yürürlüğe konulmuş olmakla birlikte, o tarihten bu yana bu kapsam altında gerçekleşen ithalatın çok büyük kısmı BOTAS tarafından yapılmıştır. Bu bağlamda düzenleme, BOTAS'ın 4646 sayılı kanun hükümlerine göre yeni uzun dönemli anlaşma yapmasının mümkün olmaması karşısında birkaç yıllık sözleşmeleri uzun dönem kapsamında saymayarak

BOTAS'ın önünü açma işlevini görmüştür. Nitekim BOTAS'ın sonlanan Rus Batı Hattı (yeni Türk Akımı) ve Azeri Faz I uzun dönem sözleşmeleri sonrasında, daha düşük hacimlerle aynı noktalardan (Kıyıköy ve Türkgözü) gaz tedariki için kısa dönem addedilebilecek, 5 yıllık dönemi kapsayan yeni sözleşmeler yapılmıştır. Bu çerçevede, spot boru gazı ithalat rakamı 2022 yılında 8,98 milyar Sm³, 2023 yılında ise 8,78 milyar Sm³ olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 4.1.5 2020-2023 Yılları Spot Boru Gazı İthalat Miktarları (milyon Sm³) [1]

Ülke	Rusya		Azerbaycan		Toplam
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	
2020	12,04	100	0	0	12,04
2021	0	0	834,46	100	834,46
2022	6321,57	70,39	2.659,02	29,61	8.980,60
2023*					8.776,64

* EPDK aylık raporlarında ilk 4 ayda kaynak ülke ayrımı bilgisi verilmemiş olduğundan, tabloda söz konusu veriler eksiktir.

Sektörel doğalgaz tüketiminde, giderek genişleyen dağıtım ağı ve yeni aboneliklere paralel olarak evsel tüketim ilk sırada yer almaktadır. 2022 ve 2023 yıllarında sanayi kesiminde tüketim, ağırlaşan gaz ithalat maliyetleri sonucu, BOTAŞ'ın bu gruba sübvansiyonlu satışlara son vermesiyle, sanayi tüketimi önemli miktarda düşmüştür. Elektrik santrallerinde doğalgaz tüketimi ise hidroelektrik potansiyeli ile birlikte termik kaynakların (kömür ve doğalgaz) elektrik üretiminde paylarının fiili belirleyicisi durumunda olan Enerji Bakanlığı kararları doğrultusunda şekillenmektedir.

Tablo 4.1.6 Son 5 Yılda Doğalgaz Sektörel Tüketimi (milyon Sm³) [2]

Sektör	2019	2020	2021	2022	2023*
Dönüşüm/Çevrim Sektörü	11.258,00	13.645,29	20.819,10	14.508,40	13.918,83
Enerji Sektörü	1.986,82	1.641,41	1.732,88	1.324,21	1.290,43
Ulaşım Sektörü	411,06	257,89	226,95	312,89	124
Sanayi Sektörü	12.424,04	12.697,67	15.355,50	13.383,45	12.286,09
Hizmet Sektörü	4.606,06	4.288,43	4.593,74	5.869,49	5.324,18
Konut	14.396,42	15.613,23	16.073,97	18.007,26	16.967,57
Diğer Sektörler	203,10	117,43	170,97	115,36	90,1
Genel Toplam	45.285,50	48.261,35	58.866,41	53.521,06	50.001,21

* EPDK aylık sektör raporlarından alınmış değerler sonucu elde edilmiş olup, iletim şebekesi kompresör istasyonları ve LNG tesislerinde gerçekleşen dahili tüketimi içermemektedir.

Yukarıdaki tablo verileri değerlendirildiğinde, 2021 yılında yaşanan talepteki artışın en büyük nedeni, elektrik üretimi için kullanılan doğalgazdaki artış miktarıdır. Elektrik üretimi içinde doğalgaz yakıtlı santrallerin payı son yıllar içinde en yüksek orana 2014 yılında %47,9 ile ulaşmıştı. Bu oran 2019 yılında %18,6 ile dip seviyeyi görmekle birlikte, böyle bir durumun yaşanmasında anılan yılda hidroelektrik kökenli üretimin rekor düzeyde yüksek olması gibi özel bir etken vardı. 2021 yılında %32 üzerinde bir orana çıkış, doğalgaz yakıtlı elektrik üretim seviyesinin en başta hidro kökenli elektrik üretim oranından etkileneceğini göstermektedir. Nitekim 2019 yılında elektrik üre-

timinde %30'u aşan hidroelektriğin payı, 2021 yılında %16,8 düzeyine gerilemiştir. 2022 yılına kadar geçmiş 5 yıllık süreçte, elektrik üretiminde doğalgaz santralleri ve hidrolik santrallerin toplam payı %50 civarında gerçekleşmekte iken, 2022 yılında bu oran %43 düzeyine gerilemiştir. Anılan yılda Rusya kökenli kömür tedarik maliyetlerinin görece düşmesi ve küresel gaz fiyatlarındaki yüksek seyir, değinildiği üzere tercihin kömür santrallerinden yana olmasını doğurmuş ve kömür kökenli elektrik üretimi %31,43 ile o yıla dek en yüksek düzeyini bulmuştur. 2023 yılında bu eğilim daha da ileri boyuta ulaşmış ve kömür kaynaklı elektrik üretiminin payı %36,3 düzeyine ulaşmıştır [3].

EPDK verilerine göre halen kurulu olan 25.352,50 MW doğalgaz yakıtlı elektrik santralına ek olarak toplam 2.111 MW kurulu güçte doğalgaz yakıtlı santralleri de yatırım sürecindedir.

Tablo 4.1.7 Elektrik Üretiminde Doğalgaz Yakıtlı ve Hidrolik Santrallerin Yıllar İtibarıyla Payı [4]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Doğalgaz	%37,2	%30,3	%18,6	%22,7	%32,7	%22,9	%21,4
Hidrolik	%14,1	%19,7	%31,2	%25,5	%16,8	%20,3	%19,6

Doğalgaz altyapısının ulaşmadığı yerlerde kullanılan dökme LNG'nin miktarı, 2011 yılında kaydedilen 1.093 milyon Sm³ rekor düzeyinden sonra, dağıtım ağının giderek genişlemesiyle yıllar içinde düşüş göstermiştir. Şebekenin henüz ulaşmadığı küçük kasabalarda lokal dağıtım ağını (geçici olarak) LNG veya CNG ile (konuya dair EPDK tarafından 2022 yılında yayımlanan düzenleme altında) besleme şeklinde yaygınlaşan uygulamalarla, dökme LNG kullanımını yine önemini koruyacak görünümde olup, bu kullanım 2022 yılında 587 milyon Sm³ seviyesinde gerçekleşmiştir.

Araç yakıtı olarak ağırlıklı bir biçimde toplu taşıma araçlarında kullanılan CNG'nin, boru hattının henüz ulaşmadığı noktalarda, konut ve sanayi kesimi tüketicileri tarafından da kullanılması da yaygınlık kazanmakla birlikte son yıllarda neredeyse yatay bir eğri çizmektedir. Nihai tüketicilere CNG satışı 2022 yılında 203 milyon Sm³ olarak gerçekleşmiştir.

2008 yılında en yüksek üretimin gerçekleştiği 969 milyon m³ seviyesinden sonra başlayan yerli üretimdeki azalma eğilimi Karadeniz gazının şebekeye sevk edilmeye başlanmasına dek sürmüştür olup, anılan yerli gazın şebekeye ilk sevkiyatları EPDK'nin aylık sektör raporlarından yapılabilen bir çıkarım ile (konuya dair olması gereken şeffaflık gösterilmemekte olup, şebekeye hangi kaynaktan ne kadar gaz girişi olduğu ancak EPDK'nin yıllık sektör raporunda yıllık bazda yer almaktadır) 2023 yılı Eylül ayından itibaren gerçekleşmiştir.

Tablo 4.1.8 2009–2021 Yılları Arasında Yerli Doğalgaz Üretim Miktarları (milyon Sm³) [2]

Yıllar	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Miktar	759	632	537	479	381	367	354	428	474	441	394	380	807

4.1.2 DOĞALGAZ SEKTÖRÜNDE 2022 VE 2023 YILLARINDAKİ FAALİYETLER İLE İLGİLİ DEĞERLENDİRMELER

Hidroelektrik üretimi yapılan barajlardaki su seviyelerinin aşırı düşmesi sonucu 2021 yılında elektrik üretiminde doğalgaza olan ihtiyacın aşırı yükselmesi ile anılan yılda tüm zamanların tüketim rekoru kırılmıştı.

2022 yılı ise Türkiye'nin Doğalgaz Sektörü bağlamında, tüketimin önemli ölçüde düşmüş olmasına rağmen, şimdiye dek karşılaşılan en ağır doğrudan ve dolaylı enerji maliyetlerinin ortaya

çıkacağı bir yıl olmuştur. Bu durumun yaşanmasında her ne kadar uluslararası ölçekte doğalgaz fiyatlarının, Mart ayında patlak veren Rusya–Ukrayna savaşı sonrasında aşırı yükselmesi önemli bir unsur olmakla birlikte, son yıllarda enerji yönetiminde gösterilen zaaf lar da, aşağıda detaylı olarak ortaya konulacağı üzere enerji ithalat rakamının rekor düzeyde yükselmesi ve sektörde tanık olunan en ağır ve uzun süreli kesintilerle karşı karşıya kalınması sonucunu doğurmuştur.

Yeni uzun dönemli anlaşma gereksinimleri bir kenara bırakıldığında, soğuk kış günlerinde pik tüketimlerin karşılanabilmesi için atılması

gereken adımların başında yeraltı doğalgaz depolarının kış sezonu öncesinde dolu halde tutulması gelmektedir. Küresel şartlar dikkate alındığında, Rusya, İran ve Azerbaycan taraflarıyla devam eden uzun dönemli, petrol türevlerine fiyat endeksli anlaşmalar çerçevesinde azami miktarda gazın 2021 yaz döneminde çekilerek Silivri ve Tuz Gölü yeraltı depolarının doldurulması gerekirdi. Nitekim anılan dönemde söz konusu fiyatların 200–250 ABD Doları bandında olduğu tahmin edilmektedir. Ancak bunun yerine getirilemediği EPDK'nin 2022 yılı Ocak ayına dair yayımlanmış olduğu sektör raporunda görülmektedir.

Tablo 4.1.9 2021 ve 2022 Yılları Ocak Ayı Sonu Depolama Tesislerindeki Gaz Hacimleri [5]

Depolama Miktarı	2021 Ocak		2022 Ocak		Değişim (%)
	Miktar	Pay(%)	Miktar	Pay(%)	
Yeraltı Depolama	2.015,07	86,87	1.208,56	79,79	-40,02
LNG Terminali	304,58	13,13	306,08	20,21	0,49
Genel Toplam	2.319,65	100	1.514,64	100	-34,70

Yukarıdaki verilere göre, ülke genelinde gaz krizinin yaşandığı Ocak ayında depolardaki gaz miktarı 1 milyar 208 milyon metreküptür. Oysa 2021 yılsonu itibarı ile teknik kapasitenin en az 4 milyar m³ düzeyinde olduğu beyanati BOTAŞ yetkililerince verilmişti. 2021 Aralık ayında depodan çekilen gaz miktarı dikkate alındığında, 2021 Aralık ayı itibarı ile en az 2 milyar Sm³ depolama hacminin atıl kaldığı sonucu çıkmaktadır. Bu durumun ortaya çıkmasında, aşırı yükselen fiyatlar nedeniyle, yeraltı doğalgaz depolarının doldurulması için yeterli düzeyde Spot LNG teminine gidilmemesi ve diğer yandan iyice azalan hidroelektrik üretim potansiyelini ikame etmek üzere doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminin artırılması ana etkenler olmuştur. Tablo 3.6'dan görüleceği üzere, su gelirin iyi olduğu 2019 yılında hidrolik kökenli elektrik üretimi rekor düzeyde yükseltilmiş, benzer tutum 2020 yılında da devam etmiştir. Oysaki doğalgaz fiyatlarının en düşük seyrettiği bu iki yılda barajlardaki su cömertçe harcanmayıp, doğalgazın elektrik üretimindeki payı yükseltilebilirdi.

Tablo 4.1.10 2020 ve 2021 Yılları Aylık Spot LNG Alımları (milyon Sm³) [1]

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Toplam
2020	1.066,2	1.710,3	1.345,1	895	1.163,9	448,4	120,8	223,5	208,7	98,8	132,9	733,70	8.147,4
2021	723,47	743,85	398,38	0,0	84,33	0,0	0,0	153,47	81,58	1.206,1	1.599,27	1.880,69	6.871,13

Yukarıdaki tabloda görüleceği üzere, Spot LNG fiyatlarındaki beklenmedik aşırı yükseliş, 2021 yılı Nisan–Ekim arası dönemde asgari düzeyde Spot LNG ithalatı sonucu, kış dönemi öncesi depoların yeteri ölçüde doldurulamamasına yol açmıştır.

Tablo 4.1.11 2019–2022 Dönemi Küresel Petrol ve Avrupa Gaz Fiyatları [6]

YIL	PETROL FİYATI (BRENT)	HOLLANDA GAZ BORSASINDA
		(TTF) Gün Öncesi EN DÜŞÜK – EN YÜKSEK FİYAT ARALIĞI
2019	54–75 USD/varil ortalama, 75 USD/varil	110–253 USD/1.000 m ³
2020	10–70 USD/varil ortalama 42 USD/varil	60– 210 USD/1.000 m ³
2021	45–86 USD/varil ortalama 71 USD/varil	180–1.200 USD/1.000 m ³
2022	71–104 USD/varil	818–3.950 USD/1.000 m ³

2022 yılının bu ilk günlerinde, çok soğuk geçen günlerin ardından, arzın 300 milyon m³ düzeyine çıkan talebi karşılamada yetersizliği ortaya çıkmış; elektrik üretiminde doğalgazın payı olabilecek asgari seviyeye çekilmesine rağmen kısıntı kaçınılmaz hale gelmiş ve BOTAS İran'dan gaz arzında yaşanan kesintiyi gerekçe göstererek, 21 Ocak itibarı ile Türkiye genelinde OSB'lerin gaz arzını 4 gün süre ile durdurmuştur. Aynı tedbir elektrik tarafında da uygulanmış ve şimdiye dek görülmemiş bir sahne yaşanmıştır. Gaz arzı sonraki süreçte ancak kademeli olarak normale dönebilmiştir.

Doğalgaz sektöründe 2022 ve 2023 yıllarında yaşanan gelişmeler aşağıda faaliyet bazında detaylı olarak incelenmektedir.

4.1.2.1 İthalat

Rapor kapsamındaki dönem içinde yeni gaz ithalat kontratlarına dair başlıca gelişmeler, BOTAS

tarafından Umman ile 2023 yılı ilk çeyreğinde imzalamış olduğu, 2025 yılından başlamak üzere 10 yıl dönemli ve yıllık 1,4 milyar m³ hacimli LNG alım anlaşması ile 2023 yılı son çeyreğinde Cezayir SONATRACH firması ile 2027 yılı Ekim ayına dek uzatılan yıllık 4.4 milyar m³ LNG alım anlaşması olmuştur.

Gaz ithalatına yönelik alt yapı anlamında önemli gelişme 2023 yılında yeni İthalat Giriş Noktası olarak Saros Körfezindeki Yüzer LNG (FSRU) Terminalinin devreye alınması olmuştur. Trakya Bölgesine Rusya Federasyonu çıkışlı gazı ulaştıran Türk Akımı ve Marmara Ereğlisi LNG Terminalinin gaz arz kapasiteleri göz önüne alındığında, Saros Yüzer LNG (FSRU) terminalinin Balkan ülkelerinin gaz ithalatı için mi kullanılacağı sorusunu akla getirmektedir.

Tablo 4.1.12 2015-2022 Yıllarında Ülkeler İtibarıyla Doğalgaz İthalat Miktar (milyon Sm³) ve Paylar (%) [7]

Ülke	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)
ABD	0	0	243	0,52	768	1,39	444	0,88	1.219	2,70	2.977	6,19	4.740	8,07	5.642	10,32
Azerbaycan	6.169	12,74	6.480	13,98	6.544	11,85	7.527	14,97	9.585	21,20	11.548	24,00	8.820	15,03	8.705	15,93
Cezayir	3.916	8,09	4.284	9,24	4.617	8,36	4.521	8,99	5.678	12,56	5.573	11,58	5.987	10,20	5.261	9,62
İran	7.826	16,16	7.705	16,62	9.251	16,74	7.863	15,64	7.736	17,11	5.321	11,06	9.434	16,07	9.405	17,21
Katar	1.707	3,52	919	1,98	1.562	2,83	2.981	5,93	2.459	5,44	3.248	6,75	299	0,51	86	0,16
Mısır	0	0	99	0,21	0	0	202	0,40	468	1,03	92	0,19	1.351	2,30	2.231	4,08
Nijerya	1.422	2,94	1.398	3,02	2.080	3,76	2.147	4,27	2.420	5,35	1.881	3,91	1.430	2,44	818	1,50
Rusya	26.783	55,31	24.540	52,94	28.690	51,93	23.642	47,02	15.196	33,61	16.178	33,62	26.343	44,87	21.575	39,47
Toplam İthalat	48.427	100	46.352	100	55.250	100	50.282	100	45.211	100	48.126	100	58.704	100	54.662	100

Tablo verileri irdelendiğinde, Rusya'nın ana tedarikçi konumunun sürdüğü, ABD'nin gaz ithalatımızdaki rolünün 2019 yılından itibaren giderek arttığı, Katar'ın ise 2021 yılından itibaren Türkiye açısından önemli kaynak ülke vasfından uzaklaştığı dikkat çekmektedir.

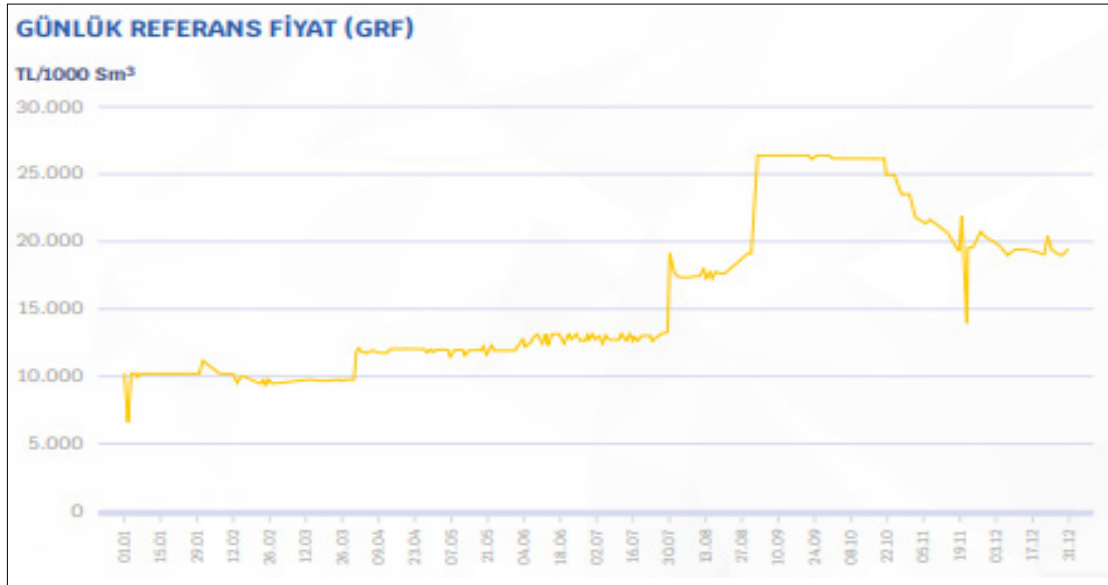
4.1.2.2 Toptan satış

BOTAS, artan gaz ithalat maliyetleri karşısında tüm tüketici gruplarında uygulaya geldiği sübvansiyon politikasını, konutlar dışında 2021 yıl ikinci yarısından itibaren terk etmeye başlamıştı.

Küresel Spot LNG fiyatlarının yükselişine bağlı olarak 2022 yılının bazı aylarında konut ve santral, konut ve sanayi satış fiyatları arasında 5 katı geçen bir fark oluşmuştur. Konutlara uygulanan yüksek sübvansiyon halen devam etmekte olup, 2023 yılı Aralık ayında uygulanan konutlara gaz satış fiyatının, ortalama alım maliyetinin üçte biri düzeyinde olduğu söylenmektedir.

BOTAŞ, sanayi için uyguladığı satış tarifelerinde, 2022 yılı Ekim ayında önemli bir değişikliğe gitmiş, belirlenmiş bazı metal sanayi kolları ile

petrokimya ve rafineri kollarında fiyat oluşumunu *Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası'nda* (OTSP) ay içinde oluşan *Günlük Referans Fiyatları* (GRF) ortalamasına endekslemiştir. Diğer sanayi kollarında ise söz konusu endeksleme Kademe II miktarı için %40 düzeyinde yapılmıştır. Genel bir değerlendirme yapıldığında, yüksek düzeyde sübvansiyon konut segmentinde devam etmekte iken, I. Kademe Sanayi için cüzi düzeyde bir sübvansiyon söz konusudur. II. Kademe sanayi ve santral tarifelerinde ise, sübvansiyonun artık sürdürülmediği görülmektedir.

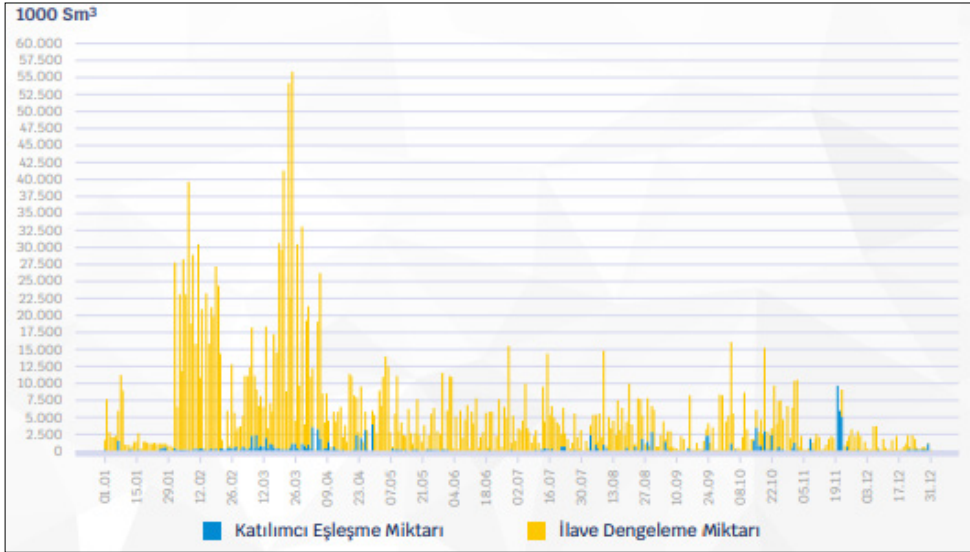


Şekil 4.1.1 2022 Yılında Günlük Gaz Referans Fiyatı Oluşumu [8]

Piyasada rekabetin temel göstergesi olan çok sayıda toptan satışı ve bunlar arasında OTSP üzerinden gerçekleşen işlem hacmi ele alındığında, son yıllarda yaşanan gerileme 2022 ve 2023 yıllarında artarak devam etmiş, OTSP dahilinde BOTAŞ dışındaki aktörlerin gerçekleştirdiği ticaret işlem hacmi, gaz tüketiminin %1 değerine dahi ulaşmamıştır. EPIAŞ tarafından işletilen platform, teknik alt yapı anlamında büyük gelişmeler kaydetmiş ve vadeli piyasa ürünleri de kullanıma açılmış olsa da, BOTAŞ'ın gaz ticareti sınıfına dahi sokulamayacak iletimci vasfı (ilave dengeleyici) ile gerçekleştirdiği alım, satımlar dışında gerçekleşen hacimler son derece düşük düzeyde kalmış, vadeli işlem hacmi ise sıfır düzeyinde olmuştur. Aşağıdaki ilgili bölümde de değinildiği üzere, 4646 sayılı kanunda yapılan değişiklikler ile, gaz ticareti açısından BOTAŞ'ın veya içinde yer aldığı ticari birliktelikler dışında herhangi bir aktörün kayda değer bir ticari faaliyeti sürdürmesi mümkün görülmemektedir.

Tablo 4.1.13 2022 ve 2023 Yılı Aylara Göre Organize Toptan Satış Piyasasında İşlem Gören Gaz Miktarları (Milyon Sm³) [9]

Ticaret Miktarı	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Genel Toplam
2022	66,36	458,09	515,31	216,42	144,42	136,24	114,06	137,21	126,59	136,33	80,68	29,45	2.161,17
2023	128,85	83,64	107,25	92,20	86,47	126,96	108,54	127,13	43,00	49,92	39,81		

**Şekil 4.1.2** 2022 Yılı OTSP Günlük Eşleşme Miktarları [9]

2022 yılı içindeki toplam piyasa eşleşme miktarının (2,096 Milyar Sm³) %93,1'i (1,951 Milyar Sm³) ilave dengeleme işlemlerinden kaynaklanmaktadır.

Sanayi segmentinde sübvansiyon uygulamasının terk edildiği süreçte, küresel spot fiyatların çok yükseldiği dönemlerde aşırı artan ithalat maliyetine paralel olarak Türkiye'de de sanayiye satış fiyatlarının çok yükselmesi sonrası birçok sanayi tesisinin birkaç aylık dönemler için dahi olsa, alternatif olarak LPG kullanımını tercih ettikleri gözlenmiştir.

4.1.2.3 Dağıtım

2023 yılsonu itibarıyla, 72 adet lisans sahibi tarafından 81 il merkezinin tümünde ve 845 ilçede gaz arzı sağlanmış durumdadır. 2023 yılında 102 yeni yerleşim birimi doğalgaz alt yapısına ulaştırılmıştır. 2023 sonu itibarı ile konut abone sayısı 20,7 milyona ulaşmış olup GAZBİR veri-

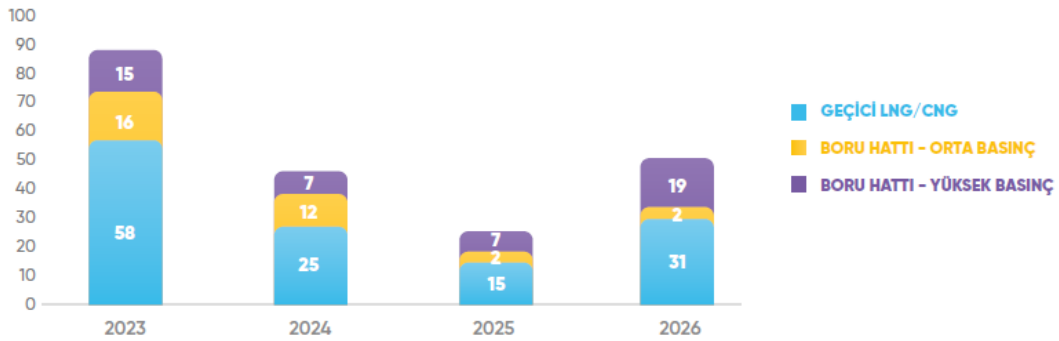
lerine göre 71,3 milyon kişilik nüfusun doğalgaza erişim imkânı bulunmaktadır. Erişim imkânı olmakla birlikte henüz doğalgaz kullanmayan potansiyel yeni konut abone sayısı ise 5 milyon olarak hesaplanmaktadır.

2023 yılsonu itibarı ile büyük yerleşim merkezlerinin neredeyse tümüne dağıtım şebekesinin ulaşması çok büyük ölçüde sağlanmış durumdadır. 2020 yılı Eylül ayında birkaç bin nüfuslu küçük ilçelere doğalgaz alt yapısının ulaştırılmasına yönelik 2953 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı yürürlüğe konulmuştu. Bu karara göre şehir besleme hatlarının BOTAŞ veya ilgili dağıtım şirketinin hangisi tarafından yapılacağına EPDK karar verecektir. EPDK takip eden süreçte ilgili Cumhurbaşkanlığı Kararının uygulanmasına dair usul ve esasları 2021 yılı Şubat ayında yayımlamıştır. Bu meyanda Dağıtım Şebekesinin önümüzdeki dönemde sınırlı düzeyde genişleyeceği, faaliyetin mev-

cut şebekeden yararlanan kullanıcı sayısının artırılması yönünde ağırlık kazanacağı ifade edilebilir. Diğer taraftan, boru hattının ulaşmadığı yerleşim birimlerinde lokal dağıtım ağı tesis ederek, bir dağıtım lisansı altına alınacak bölgenin LNG ve/veya CNG ile beslenebilmesine yönelik mevzuat 2020 yılındaki kanun

değişikliğinde de yerini bulmuştur. Özellikle BOTAŞ iletim şebekesinden uzak noktalarda, bir nevi izole durumdaki yerleşim birimlerinde doğalgaz arzının lokal şebekeler inşa edilerek LNG veya CNG formunda gerçekleştirilmesi muhtemelen ön plana çıkacaktır.

2023-2026 Yılları Arası Gaz Arzı Yöntemi (Adet)

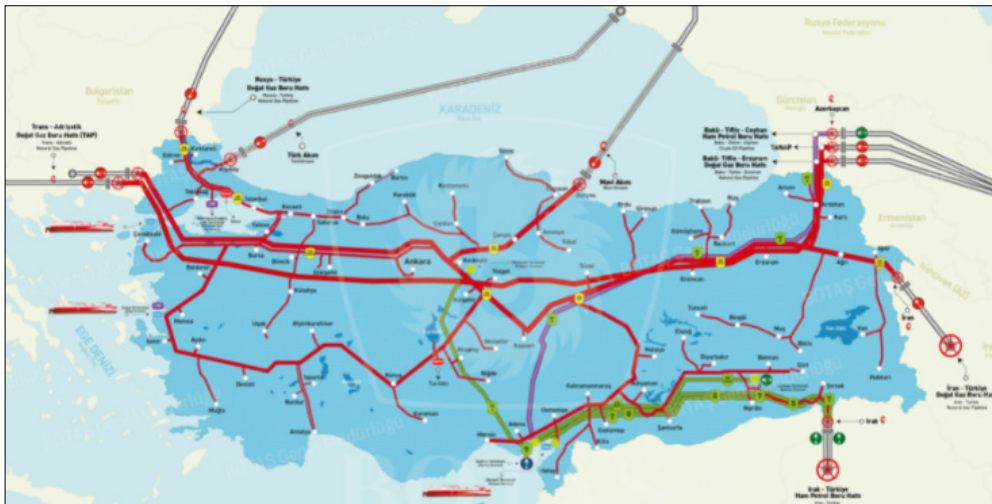


Şekil 4.1.3 2023-2026 Yılları Arası Gaz Arzı Yönetimi Öngörüsü [10]

4.1.2.4 İletim

2023 yılsonu itibarı ile yüksek basınçlı iletim hat şebekesinin toplam uzunluğu 20.000 km'yi aşmıştır. Gelinen noktada, en azından birkaç yıllık dönem için, talepte ciddi bir artış yaşanmayacağı esas alınarak, iç tüketime yönelik arz güvenliği açısından iletim şebekesinde önemli bir yatırım ihtiyacının görünmediği söylenebilir.

Yeni iletim hatları ile ilgili çalışmalar, şebekenin bazı kısımlarında basınç düşmesi riskini azaltır manada arz emniyetini güçlendirmeye yönelik paralel (loop) hatlarının inşası şeklinde çalışmalar olarak yürümekte olup, gündemde büyük ölçekli yeni bir iletim hattı projesi yoktur.



Şekil 4.1.4 Doğalgaz İletim Şebekesi [11]

Tablo 4.1.14 Doğalgaz İletim Sistemi Giriş Noktaları ve Teknik Arz Kapasiteleri (milyon Sm³/gün) [12]

Boru Hattı ile İthalat	LNG Terminali	Yerli Üretim	Yeraltı Deposu
Kıyıköy-Türk Akımı/46,33	Marmara Ereğlisi/35,14	TPAO Akçakoca/0,36	K.Marmara/75,00
Durusu-Mavi Akım /47,36	EGEGAZ–Aliağa/39,51	Marsa-Gelibolu/0,96	Tuz Gölü/40,00
Türkgözü-Azeri Faz I/19,08	Etki Liman FSRU/28,00	Filyos/40,00	
Gürbulak-İran/ 28,59	Saros FSRU/20,00		
TANAP Seyitgazi/23,11	Dört Yol FSRU/28,00		
TANAP Trakya/14,11			
Malkoçlar/2,93			

Yukarıdaki tablo verilerine göre doğalgaz şebekesinin 2023 yılı itibarı ile teknik anlamda günlük arz kapasitesi yaklaşık 450 milyon m³ tür. Bu miktar, hat stok gazının seviyesine ve yeraltı depoları ile LNG terminalindeki stok seviyelerine bağlı olarak azalabilir. Bununla birlikte ticari kontratların fiili durumu ve Karadeniz gazı üretim seviyesi ele alındığında 2024 yılı Ocak ayı için reel durumda günlük arz imkanının (hat stoku kullanımı hariç) azami 300 milyon m³ civarında olduğu söylenebilir.

Bununla birlikte, son dönemlerde gaz ihracatı (Reexport) ile ilgili yaşanan gelişmeler, BOTAŞ tarafından Bulgaristan, Macaristan, Romanya tarafları ile anlaşmaya bağlanan ihracat miktarları ile birlikte, ilerideki bölümde detaylı olarak ele alınacağı üzere, AB ile Rusya arasında yaşanan Ukrayna Krizi sonrasında AB'ye gaz temini konusunda Türkiye'nin potansiyel rolü dikkate alındığında, iletim şebekesinde bundan sonra ortaya çıkacak olan yatırım ihtiyaçlarının büyük ölçüde gaz ihracat anlaşmaları çerçevesinde şekilleneceğini göstermektedir. Bu noktada; TANAP ve Türk Akımı transit hatlarının, hükümetler arası anlaşmalar gereğince tek yönlü gaz akışı sağlaması nedeniyle, BOTAŞ'ın iletim şebekesinin Yunanistan ve Bulgaristan iletim şebekeleriyle bağlantısı büyük önem taşımaktadır. Gerek AB mevzuatının konuya dair hükümlerinin karşılanması açısından gerekse ihracatın önemli düzeylerde gerçekleştirilmesi adına, çift taraflı gaz akışına dair teknik ve hukuki alt yapı ve buralarda elde edilebilecek kapasiteler büyük önem taşımaktadır. Yunanistan'a yapılan

Azeri Faz I gazına endeksli ihracat (Reexport) anlaşmasının 2021 yılsonu itibarı ile sona ermesi, 2020 yılı başından itibaren Rus Batı Hattı rotasının yerini Türk Akım hattının almasıyla ortaya çıkan yeni durum karşısında anılan ülkelerle bağlantı anlaşmalarının (Interconnection Agreement) yenilenmesi çalışmaları halen devam etmektedir. İşbu raporun hazırlanması sürecinde Bulgartransgaz tarafından 24 Ocak 2024 tarihinde medyaya verilen demeçte BOTAŞ ile Bağlantı Anlaşmasının sonuca ulaştırıldığı ifade edilmiştir. Söz konusu anlaşma anılan şirketin web sitesinde yayımlanmış olup, incelendiğinde ENTSOĞ'un (AB İletim Şebekesi Operatörleri Ağı) ilgili şebeke kodlarında tanımlanan kapsama nazaran son derece dar kapsamlı bir metin üzerinde uzlaşıldığı görülmektedir. Yine yayımlanan bilgiler doğrultusunda Türkiye'den Bulgaristan'a doğru akışla ilgili teknik kapasite günlük kabaca 10 milyon m³. Bulgaristan'dan Türkiye tarafına akış için teknik kapasite günlük 45 milyon m³ düzeyindedir. Mevcut durumda BOTAŞ'ın ulusal şebekesinin hem Bulgaristan hem de Yunanistan ulusal şebekeleriyle bağlantılarında, BOTAŞ'ın sağlayabildiği teknik kapasitenin, karşı taraf operatörlerin sağlayabildiği teknik kapasitenin çok üzerinde olduğu görülmektedir. Bu meyanda gaz ihracatına yönelik teknik kapasitenin artırılması ve buna paralel olarak yeni iletim şebekesi yatırımları gündeme gelecek olsa dahi, bunun öncesinde sözü edilen bağlantılarda karşı taraftaki şebekelerde kapasite artırımının gerçekleştirilmesi gerekecektir.

Kuzey Irak'tan gaz girişine yönelik halihazırda tamamlanmış olan yurtiçindeki iletim hattı yeni potansiyel arz noktası olarak nitelenebilecek olmakla beraber, yaşanan gelişmeler sonrası yakın dönemde bu noktadan bir gaz girişi beklenmemektedir.

4.1.2.5 Depolama

Silivri Doğalgaz Yeraltı Depolama Tesisi'nde sürdürülmekte olan kapasite artırımı çalışmaları 2023 yılı başında tamamlanmış ve tesis 4,6 bcm (milyar m³) depolama kapasitesi ve günlük azami 75 mcm (milyon m³) geri üretim kapasitesine sahip olmuştur.

2023 yılı Kasım ayında açıklanan *2024–2028 On İkinci Kalkınma Planı*'nda Tuz Gölünde hedeflenen kapasite artışının 8,8 bcm depolama, 80 mcm günlük geri üretim olduğu ifade edilmiştir. Söz konusu yatırımın tamamlanması ile birlikte, yeraltı depolama kapasitesinin tatminkar düzeye çıkacağı ve yeni yatırımların ancak özel şartlarda söz konusu olabileceği düşünülmektedir. Ancak çok büyük gecikmeler yaşanan bu projenin bitip-bitmeyeceği, ne zaman devreye gireceği soruları yanıtsız kalmaktadır. Nitekim 2023 yılında depolama kapasitesi 1.2 bcm olan bu tesisin, öngörülen kapasiteye ulaşmasında soru işaretleri olduğu, ulaşıya dahi oldukça gecikeceği anlaşılmaktadır.

Diğer tarafta, geçmiş dönemlerdeki raporlarda sözü edilen ve Tarsus bölgesinde özel sektöre planlanan depolama tesislerine dair bir ge-

lişme yaşanmamıştır. Avrupa'ya gaz ihracatı ile ilgili kontratların yüksek hacimlere ulaştığı bir durumda bu yatırımların tekrar gündemde yer alacağı düşünülebilir.

BOTAŞ'ın Marmara Ereğlisi LNG Terminalinde mevcut 3 depolama tankına dördüncü tankın ilave edilmesi yıllardır gündemde kalmıştır. Anılan yatırımın önümüzdeki dönemde gündeme gelebilecek belli başlı yatırımlar içinde yer alacağı ifade edilebilir.

4.1.2.6 Yerli üretim

2023 Mayıs Seçimleri öncesinde Karadeniz açıklarında Sakarya gaz sahasında üretimin başladığı ve Filyos giriş noktasından şebekeye gaz arzının gerçekleştiği açıklanarak, buna dair büyük törenler düzenlenmişti. Hatta, bu müjdenin yansıması olarak, bir yıl süreyle evlere bedava doğalgaz sloganı altında, evsel tüketimlerin ayda 25 m³ kısmının devlet tarafından ödenmesine dair bir kararname çıkarılmıştır. Nitekim milyonlarca evsel abone yaz döneminde sıfır bedelli faturalar almış ve söz konusu faturalara konuya dair siyasi slogan dahil edilmiştir. Ancak, anılan sahadan şebekeye gaz sevkiyatının ancak Eylül ayından itibaren gerçekleştiği EPDK tarafından yayımlanan aylık sektör raporlarından dolayı olarak anlaşılabilmektedir. Nitekim, günlük gaz girişlerinin hangi noktada ne miktar gerçekleştiği bilgisinin BOTAŞ tarafından yayımlanması mevzuat gereği olmakla beraber, bu şeffaflık son üç yıldır terk edilmiştir.

Tablo 4.1.15 2023 Yılı Aylık Bazda Yerli Üretim Miktarları [13]

Üretim Miktarı (mcm)	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2023	38,5	34,3	37,4	37	39,3	39,6	36,9	42,1	110,6	139,6	138,3	113,8

Yukarıdaki tablodan da anlaşılacağı üzere, mevcut durumda, projenin ilk safhasında 2023 yılı itibarı ile hedeflenen günlük 10 milyon m³ üretim düzeyinden oldukça uzak, 100 bin m³ civarında bir üretim söz konusudur.

4.1.3 MEVZUAT İLE İLGİLİ YAŞANAN GELİŞMELER

2001 yılında yayımlanan 4646 sayılı *Doğalgaz Piyasası Kanunu*'nda belirli geçici hükümler, en geç 2009 yılında yerine getirilmek üzere BOTAŞ'ın pazar payının %20 düzeyine düşürülmesi, bu meyanda BOTAŞ tarafından kontrat ve/veya miktar devirlerinin gerçekleştirilmesi, BOTAŞ'ın faaliyet konularına göre ayrıştırılması, gaz ticareti ile ilgili bölümünün özelleştirilmesi gibi, sektörün piyasalaştırılması yönünde oldukça radikal olarak ifade edilebilecek vasıftaydı. Geçen süreç içinde bazı kontrat devirleriyle, bazı yıllarda BOTAŞ'ın pazar payı en fazla %80 düzeyine kadar gerilemiş de olsa; bununla birlikte son 5 yıldır izlenen politikalar doğrultusunda söz konusu pazar payı %90 ve üzeri düzeylerde gerçekleşmektedir. Piyasada hiçbir oyuncunun %20 üzerinde pazar payının olamayacağı dair 4646 Sayılı Kanunda yer alan hükmün gerçekleşebileceği bir süreç de yaşanmamıştır.

Doğalgaz piyasası ile ilgili son yıllarda yürütülen politikalar, 10 Nisan 2023 tarihinde 7451 sayılı torba kanunda yer alan 4646 Sayılı Kanun hükümlerinde değişiklik ve ilaveler ile vücut bulmuş, 4646 Sayılı Kanun ile hedeflenen piyasa yapısından çok farklı bir piyasa görünümüne girilmiştir. Yeni ithalat ve ihracat bağlantıları konusunda Enerji Bakanlığı müdahil duruma gelmiş, EPDK'nin birçok konuda alacağı kararlarda zaten pratikte yaşanmakta olan siyasi otoritenin yönlendiriciliği artık kanun maddesi ile yerini bulmuştur.

Anılan Kanun değişikliğinin getirdiği önemli hükümler aşağıdaki gibi özetlenebilir.

- Kurum (EPDK), transit iletim tarifelerini ve ihracata ilişkin iletim tarifelerini, Bakanlık görüşü olarak yurtiçi iletim tarifelerinden farklı usul ve esaslara göre tespit etme yetkisine sahiptir.

- EPDK Kurulu; Bakanlık onayı olarak, ithalata ilişkin müracaatlarda, ithalat yapılacak ülke ile BOTAŞ'ın doğalgaz ithalat sözleşmesi bulunup bulunmadığını, piyasada rekabet ortamının oluşturulmasını, sözleşmelerden doğan yükümlülükleri ve ihracat bağlantılarını dikkate alarak belirleyeceği usul ve esaslar dahilinde talepleri değerlendirerek ithalata müsaade edebilir.

- İthalat veya ihracat faaliyeti yapan tüzel kişilerden arz güvenliği kapsamında alınacak maddi teminatlar ile rekabetin teminine ilişkin hususlar Bakanlık görüşü alınarak Kurum tarafından yönetmelik ile düzenlenir.

- Bakanlık izni ile BOTAŞ'ın doğalgaz alım sözleşmelerine konu miktarların devri veya kontrat devri yapılabilir. Kontrat devri süreçleri tamamlanıncaya kadar BOTAŞ bu Kanundaki (4646) piyasa payı sınırlamalarına tabi olmaz.

- BOTAŞ'ın faaliyetlerinin ayrıştırılması ve yeniden yapılandırılması amacıyla kurulacak şirketlerin işletme konusu, ticaret unvanı, sermayesi ve ortaklık yapısı ile bu kapsamda gerçekleştirilecek devir ve benzeri işlemlere dair hususlar Cumhurbaşkanı kararı ile düzenlenir.

Kanun değişikliğinin yürürlüğe girmesinin hemen ardından, boru hattı yolu ile ihracatın usul ve esaslarını ele alan düzenlemeler EPDK tarafından yayımlanmıştır. Bu düzenlemeler ile BOTAŞ konuya dair tarife de dahil olmak üzere konunun fiili olarak tek muhatabı haline getirilmiş ve BOTAŞ'ın da buna dair uygulamalarında Bakanlık görüşünü alacağı hükmedilmiştir. Böylelikle aslında Enerji Bakanlığının gaz ihracatına dair kuruluşları ve anlaşmaları belirlemede tek yetkili olacağı bir uygulama benimsenmiştir.

4.1.4 UKRAYNA SAVAŞI SONRASINDA AB İLE RUSYA ARASINDA YAŞANAN DOĞALGAZ KRİZİ VE TÜRKİYE ÜZERİNDE YANSIMALARI

Uzun yıllardır Rusya Federasyonu (RF) ile Ukrayna ve Batı arasında yaşanan gerginlikler, son aşamada Batı'nın Ukrayna'nın NATO'ya dahil edilmesi yönünde hedefleri olduğunun konuşulmaya başlanması, sınır bölgelerinde provokatif saldırılarla tırmandırılan gerginlik, 2022 yılı Şubat ayında Rus birliklerinin Ukrayna'ya saldırması ile sonuçlanmış; halen sürmekte olan ve yıllarca da sürebilecek bir yıpratma savaşı başlamıştır. AB, Ukrayna'nın doğrudan yanında yer almış, gerek Ukrayna'ya askeri ve maddi desteklerle, gerekse Rusya'ya ekonomik yaptırımlarla ABD ve NATO'nun yanında konumlanmıştır. Nitekim, Rus işgali sonrasında ABD, AB ve bazı ülkelerin Rusya'ya yaptırım kararları yürürlüğe konulmuş, belirlenen Rus bankaları SWIFT sisteminden çıkarılmış ve Rusya yüzlerce milyar dolar birikimli hesaplarını kullanamaz hale getirilmiştir.

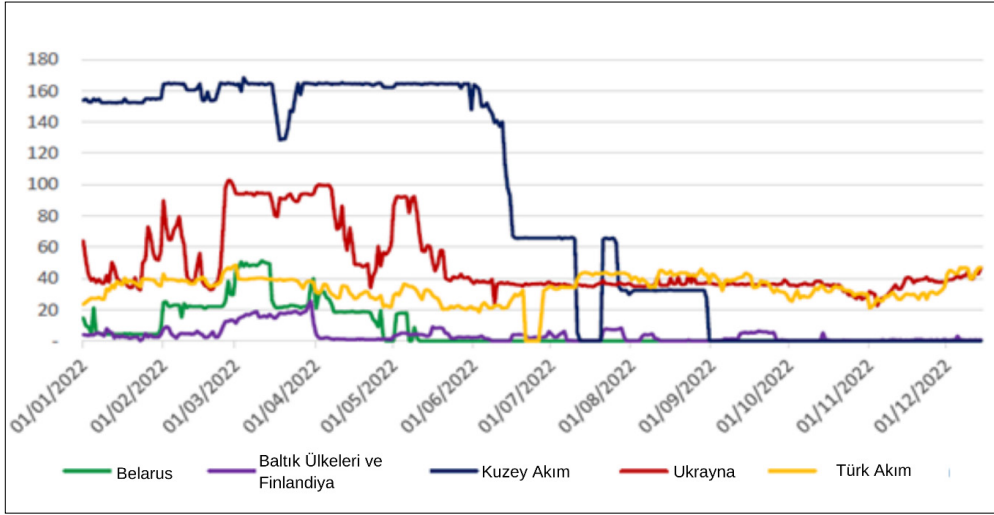
4.1.4.1 AB ile Rusya arasında doğalgaz krizi

Yaptırım kararları sonrasında, 23 Mart 2022 tarihinde Rusya Devlet Başkanı Putin "dost olmayan ülkelerle" gaz ödemelerinin Ruble üzerinden yapılacağını duyurmuş; 5 gün sonra Almanya ekonomisi bakanı 7 ülke ile birlikte bunu kabul etmediklerini bildirmiş ve 29 Mart'ta Yamal-Avrupa hattından Almanya'ya gaz akışı Rusya tarafından durdurulmuştur. 31 Mart 2022 tarihinde Putin, "Dost Olmayan Ülkelerin" Gazprombank'ın Rusya'daki şubelerinde dolar veya avro hesabı açarak ödemelerini yapabileceklerini bildirmiş ancak yaptırımlar nedeniyle kabul görmemiştir. 27 Nisan günü itibarı ile Bulgaristan ve Polonya'ya, 1 ay sonra da Finlandiya'ya Rus gazı satışı durmuştur.

14 Haziran 2022 tarihinde Gazprom, Kanada'nın kompresör ekipmanlarını göndermemesi nedeniyle Kuzey Akım I hattından hacimlerin azalabileceğini duyurmuş ve sonrasında AB ticaret merkezlerindeki gaz fiyatları

birden %30 yükselmiştir. 11 Temmuz'da Rusya gaz akışını yıllık düzenli bakım gerekçesiyle, 10 gün süreyle durdurmuş, 21 Temmuz'da gaz akışı kısmi olarak başlamıştır. 25 Temmuz'da, Gazprom Almanya'ya gaz akışının %20 kapasite ile devam edeceğini bildirmiştir. Gerekçe olarak ise, Kanada'da bakımda olan türbinlerin geri gönderilmemesini göstermiştir. Almanya bu gerekçeyi kabul etmemiş, gaz akış miktarının azalmasına neden olacak bir durum olmadığını ifade etmiştir. Ancak, Rusya 31 Ağustos'ta, yine bakım gerekçesiyle gaz akışını üç gün süre ile durdurmuştur. Gaz fiyatları ise bu süreçte 3.950 USD/1000 m³ olarak en yüksek düzeyi görmüştür.

AB ile Rusya arasında, Ukrayna işgali öncesinde Kuzey Akım II hattı ile ilgili bir kriz yaşanmıştı. Hattın inşası, 2019 yılı Aralık ayında ABD Trump yönetiminin Kuzey Akım II ve Türk Akımı boru hattı projelerine dair aldığı yaptırım kararı sonrasında yapımcı firmanın çalışmaları durdurması sonucunda, tamamlanmak üzere iken sekteye uğramakla birlikte, Rusya kendi imkanları ile kalan kısmın inşasını 2021 yılının Eylül ayında tamamlamıştı. Hatta gaz dolumu dahi yapılmış olmakla birlikte, Almanya'daki düzenleyici otorite, operasyonun başlaması için gerekli lisansı bir türlü vermemişti. Yaşananlar sonrasında ise, 1 Mart 2022 tarihinde Nord Stream II AG'nin iflasını ilan etmiştir. 26 Eylül 2022 tarihinde, Kuzey Akım I ve II hatlarında basıncın düştüğü tespit edilmiş, İsveç yetkilileri 7 Ekim günü muhtemel sabotaj sonucu hasar olduğu bilgisini vermişlerdir. Sabotajın kaynağı ile ilgili tartışmalar geniş yankı bulmuş, ABD'li bakan Blinken'in bu olayı, Putin'in emperyal emelleri için gazı bir silah olarak kullanma tehdidinden kurtulmak için bir şans olarak nitelemesi, dikkatleri çeken bir beyan olarak not edilmişti. Yaşanan bu gelişme sonrasında Kuzey Akım hattından Almanya'ya gaz akışı tamamen kesilmiş ve Avrupa'ya Rusya kaynaklı gaz akışı sadece Türk Akımı ve kısıtlanmış kapasite ile Ukrayna üzerinden gerçekleşmeye başlamıştır.



Şekil 4.1.5 Rusya'dan Avrupa'ya 2022 Yılında Farklı Rotalardan Günlük Gaz Akışı (milyon m³) [14]

Rus Gazı sevkiyatlarındaki gelişmeler sonucu 2022 yılı Ağustos ayında Avrupa'nın en önemli gaz borsası Hollanda TTF'de rekor düzeyde artan fiyatlar, takip eden kısımlarda detaylı olarak irdeleneceği üzere yılın son çeyreğinde büyük düşüş göstermiştir.



Şekil 4.1.6 Hollanda Gaz Borsası TTF'de Vadeli Gaz Fiyatlarının Seyri (MWh/ABD Doları) [15]

Rusya'nın Ukrayna işgali sonrası AB Enerji Bakanları kısa süre içinde 28 Şubat günü bir araya gelmiş ve enerji piyasalarının durumunu ele almışlardır. Mart ayında liderler düzeyinde yapılan toplantılarda takip edilecek strateji üzerinde prensip olarak anlaşılmış, yükselen enerji maliyetlerine karşılık önlemler üzerinde çalışılmıştır. Gazprom tarafından gaz kısıntılarının yapılması karşısında, Mayıs ayında enerji bakanları olağanüstü bir toplantıyla bir araya gelerek gaz depolamaya dair yeni regülasyon üze-

rinde anlaşmaya varmışlardır. Kriz, liderler düzeyinde yapılan toplantılar ile ele alınmaya devam edilmiş, Haziran ayında gaz depolamaya ilişkin regülasyon Konsey'de kabul edilmiş, "RePower EU Plan" olarak adlandırılan, AB'nin bundan sonraki süreçte genel manada enerji arzı ve Rusya ile enerji özelinde ilişkilere dair bir strateji belgesi yine Haziran ayında enerji bakanlarınca prensipte anlaşılmıştır. Plan başlıca üç aksiyonu içermiş olup, birincisi enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi, ikincisi enerji dönüşümünün hızlandırılması ve

üçüncüsü enerji tasarrufu olarak ortaya konmuştur. Planda yer alan bazı kritik hedefler ise;

- Boru hattı ile doğalgaz ve LNG alımı konusunda gönüllü, ortak bir satın alma platformu oluşturulması,
- Her yıl Kasım ayı itibarı ile doğalgaz yeraltı depolarının en az %80 doluluk oranına sahip olması,
- 2025 yılına kadar 320 GW, 2030 yılına kadar 600 GW yeni güneş santralı devreye alınması,
- 2030 yılına gelindiğinde Rus gazına bağımlılığın kalkması,
- 2030 yılında birlik dahilinde 10 milyon ton (yeşil) hidrojen üretimi ve aynı miktarda (yeşil) hidrojen ithalatı,
- 2030 yılında, yıllık bazda 35 bcm biyometan üretimi olarak özetlenebilir.

Temmuz ayında, gelecek kış döneminde yaşanması muhtemel enerji krizinin etkilerini azaltmak üzere bir strateji belgesi üzerinde anlaşmaya varılmıştır. “EU COM 2022/360 SAVE GAS FOR A SAFE WINTER” olarak adlandırılan, 20.07.2022 tarihli *Strateji Belgesi*, doğalgaz tüketimini azaltmayı hedeflemiş olup belgede yer alan bazı kritik hedefler;

- Bir talep azaltma planı (*European Gas Demand Reduction Plan*) oluşturulması,
- 8 Aylık süreçte doğalgaz tüketiminin %15 azaltılması,
- 2030 yılında 35 bcm biyometan üretimi,
- Elektrik üretiminde doğalgazın ikamesi için mümkün mertebe yenilenebilir kaynakların kullanımı, mecbur kalındığında kömürden elektrik üretiminin önünün tekrar açılması,
- 155 bcm Rusya (2021) ithalatının kısa vadede sıfır seviyesine düşürülmesi olarak özetlenebilir.

Yukarıda özetlenen planın ülkeler nezdinde koordinasyonu ve bağlayıcı şekilde uygulanması

için 5 Ağustos 2022 tarihinde bir yönetmelik yayımlanmıştır [*COUNCIL REGULATION (EU) 2022/1369 of 5 August 2022 on Coordinated Demand-Reduction Measures for Gas*].

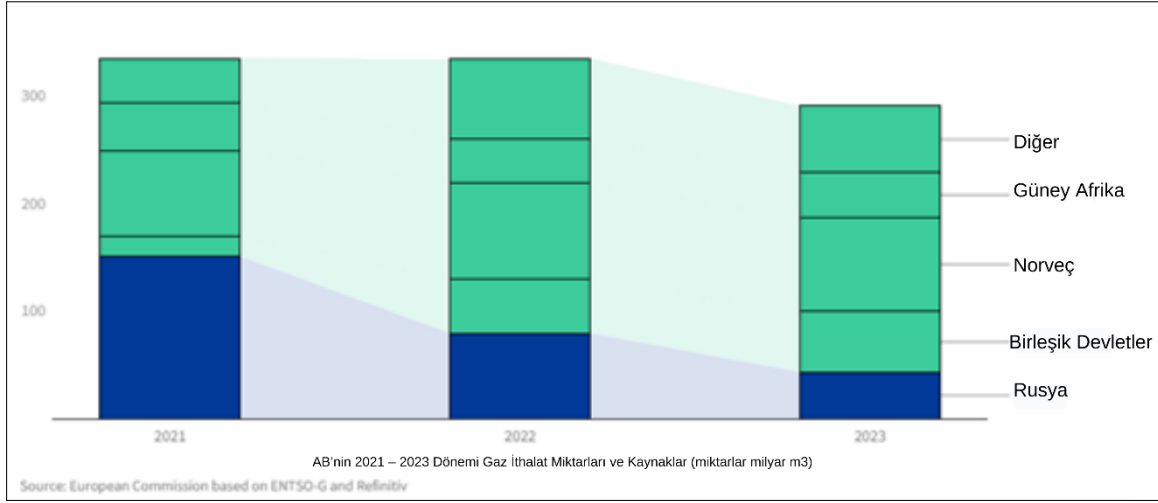
Kesintiye uğrayan Rusya kaynaklı gaz hacminin ikamesi için yegane alternatif durumunda ki LNG temini açısından ihtiyaç duyulan LNG gazlaştırma kapasitesinin artırılması adına, özellikle krizden en çok etkilenen konumundaki Almanya’da kısa sürede önemli adımlar atılmış, birçok FSRU projesi realize olmuştur. 2022 yılında dünya genelinde pazarlanır durumdaki 20 FSRU’nun 12 tanesi AB için rezerve edilmiştir. Almanya özelinde ise, krizin başladığı 2022 yılı Şubat ayında devrede olan LNG gazlaştırma tesisi bulunmamasına rağmen kısa süre içinde 4 FSRU devreye sokulmuş ve toplamda 10 adet LNG gazlaştırma tesisinin hizmete sokulması için planlama yapılmıştır. Bu sayede Almanya’nın ihtiyaç duyduğu gaz tedarikinin en az 2/3’nün LNG ithali yoluyla sağlanabileceği öngörülmektedir.

Birlik genelinde, AB’nin toplam 100 bcm civarındaki gaz depolama kapasitesinin mümkün mertebe kullanılması yönünde, ilgili yönetmeliğin de zorlayıcı hükümleri doğrultusunda başarılı bir performans gösterilmiş; teşvik edici düzenlemeler ile talebin %10 civarında azaltılması, ılıman giden kış koşulları, diğer taraftan Güneydoğu Asya’da beklenmedik talep azalması sonucu 2022–2023 kış döneminde korkulan yaşanmamış, arz talep dengesi sağlanmış ve küresel gaz fiyatlarında da olduğu gibi TTF fiyatlarında da beklenmedik bir düşme görülmüştür. Nitekim, Rusya’dan gaz kesintilerinin başlamasının hemen ardından 3.950 USD/1000 m³ olarak tarihi pik fiyatı gören TTF’de aynı hacimdeki gaz pik fiyatı 2022 Aralık ayında 750 USD düzeyine gerilemiştir.

AB’nin ve beraberinde Ukrayna’nın yeraltı doğalgaz depolama kapasitesinin tamamen kullanılması için Birlik genelinde kararlı tutum 2023 yılında daha da kendini göstermiş ve 2023 yılı

Kasım ayına itibarı ile neredeyse %100 doluluk oranı ile girilmiştir.

Kriz öncesinde 2021 yılında AB'nin doğalgaz ithalatında Rus gazının (boru hattı ile) payı %40'ın üzerine çıkmış iken bu oran 2023 yılında %8'lere düşmüştür. Rusya'nın AB'ye LNG ihracı bu dönemde yükselmekle birlikte 2023 yılında toplam AB'nin gaz ithalatında Rusya'nın payı %15'in altına gerilemiştir. Halihazırda, Rus boru gazı AB'ye sadece Türk Akım ve Ukrayna rotalarından giriş yapmaktadır.



Şekil 4.1.7 AB'nin 2021–2023 Dönemi Gaz İthalat Miktarları ve Kaynaklar (miktarlar milyar m³) [16]

AB genelinde krizin yönetilmesinde gösterilen başarı, diğer taraftan özellikle Çin'den gelen talebin beklenen miktarların altında seyretmesi ve iklim şartlarında görece ılıman seyrin de katkısı ile gaz borsalarında etkisini göstermiş, fiyatlar önemli oranda gerilemiştir. 2023 yılsonunda TTF'de fiyatlar 300 USD/1000 m³ düzeyine kadar gerilemiştir.

Ukrayna krizi sonrasındaki 2 yıllık dönemde yaşananlar AB'nin bundan sonraki süreçte Rusya doğalgazına hiç bağımlı kalmadan doğalgaz arz güvenliğini sağlayabileceğini ortaya koymuştur. Nitekim, söz konusu arz güvenliğinin ana unsuru olan küresel LNG arzında 2030 yılına gelindiğinde önemli bir kapasite artışı öngörülmektedir. *Uluslararası Enerji Ajansı* (IEA) son "*Dünya Enerji Görünümü-World Energy Outlook*" raporunda, 2022 yılı itibarı ile 635 bcm olan küresel toplam gaz sıvılaştırma potansiyelinin, halen süren ve kısa dönemde başlayacak yeni yatırımların tamamlanması ile

2030 yılında 885 bcm düzeyine çıkacağı ifade edilmiştir. Öte yandan, AB'nin *Yeşil Mutabakat Stratejisi* doğrultusunda zaten fosil kökenli doğalgaz kullanımında yıllar içinde önemli bir talep azalışı yaşanacağı da tüm senaryolarda varsayılmakta olan bir husustur.

Ukrayna ile Rusya arasında barışın tesis edilmesi durumunda AB'nin Rus gazı temini konusunda politikasının ne yöne evrileceği konusunda kesin bir kanı ortaya koymak güç olmakla birlikte, mevcut durum devam ettiği sürece, AB'nin Rusya'dan gaz ithalatını tamamen söndürme yönündeki politikasını devam ettireceği kanaati kolaylıkla ortaya konabilir. Nitekim, uzunca bir süredir gündemde olan yeni gaz direktifinin son taslağında Rusya'dan gaz ithalatını kısıtlamaya dair özel hükümler de yer almaktadır. AB ile Rusya arasında yaşanan gaz krizinin Türkiye üzerinde ne gibi yansımalarla yol açabileceği de aşağıdaki bölümde ele alınmaktadır.

4.1.4.2 AB ile Rusya arasında yaşanan doğalgaz krizinin Türkiye'ye etkileri

Rusya ile Ukrayna arasındaki savaşın yol açtığı gelişmelerden bağımsız olarak, 2024 yılı zaten Rusya ile doğalgaz tedarikine dair ilişkiler açısından çok önemli bir yıl olma vasfındaydı. Nitekim, 2025 yılsonu itibarı ile BOTAŞ'ın Gazprom ile Mavi Akım ve Türk Akımı üzerinden toplamda 21,2 bcm hacminde kontratları sona erecektir. Gazprom ile yeni kontratların süre, hacim ve fiyat formülü gibi kritik unsurlarının karşılıklı olarak müzakere edilmesi, bu ilişkinin yine muhtemelen yeni bir hükümetler arası anlaşma altında şekillenmesi zaten uzun bir müzakere dönemini gerektirmekteydi. Ukrayna krizi sonrasında yaşanan gelişmeler sonucu ise konu çok daha önemli ama bir o kadar da karmaşık bir vasa bürünmüştür.

AB ile Rusya arasında gaz krizinin derinleşmesine paralel olarak, Rusya tarafında en üst merciler tarafından Türkiye'de bir gaz ticaret merkezi oluşturmak üzere Türkiye ile işbirliği istekleri dile getirilmiştir. Rusya'nın

konuya dair deneyimini paylaşma ve bir işbirliğine gidilmesinin arka planında elbette ki AB tarafından Rusya'dan gaz ithalatının sıfır düzeyine indirilmesi gibi bir politikanın hayata geçirilmesi yatmaktadır. Burada ilk akla gelen hedef, halen gaz akışı devam etmekte olan Türk Akımı Avrupa ayağı dışında Türkiye'nin gaz havuzuna ilave gaz sokulması ve bunun ihracat (reexport) yoluyla Avrupa'daki alıcılara ulaştırılmasıdır. BOTAŞ ve Gazprom arasında konuya dair görüşmeler 2 yıldır devam etmekle ve zaman zaman liderler düzeyde yapılan görüşmelerde önemli gündem konusu olmakla birlikte henüz kamuoyu ile paylaşılan bir ilerleme yoktur. Bir ilerleme olmuşsa dahi, AB tarafında Rusya kökenli gazın birlik dahilinde kullanılmaması yönünde ortaya koyduğu politika nedeniyle kamuoyu ile paylaşılacak şeffaf bir vasa bürünmesi de zor görünmektedir. Bununla birlikte 2022 yılı Kasım ayında Antalya'da gerçekleştirilen Türkiye Enerji Zirvesi adlı etkinlikte, EPIAŞ başkanı tarafından 60 milyar m³ bir ihracat hedefi dillendirilmiştir.



13 Ekim 2022, Astana–Kazakistan

AB ile Rusya arasında yaşanan doğalgaz krizinin Türkiye'ye ne gibi fırsatlar sunduğu tartışmaya açık bir görünümde. Nitekim, Türkiye'de bir gaz ticaret merkezi oluşturulması konusunda Rusya ile işbirliği Ukrayna savaşı öncesinde de gündemde yer almıştı. Ancak gelinen noktada ihracat veya transit yöntemiyle ilave Rus gazının AB coğrafyasına ulaştırılması önünde ciddi politik engel bulunmaktadır. Mevcut durumda da Rusya kökenli gaz dışında yakın vadede boru hattı yoluyla

Türkiye gaz havuzuna girişi yapılabilecek veya transit edilebilecek kaynak gaz alt yapısı oluşturulması pek mümkün görülmemektedir. Bununla birlikte, uluslararası ilişkilerde yaşanan son gelişmeler, İran tarafı ile doğalgaz alım anlaşmasının yakın vadede sona eriyor olması ve konuya dair AB ve ABD taraflarının yakın desteği Türkmen gazının Türkiye'ye ulaşması için İran'ın bir transit rota olarak kullanılması seçeneğini beraberinde getirebilir. Rusya ve İran'ın benimsemeyecekleri gibi görünen böyle bir açılım, AB'nin doğalgaz açığını LNG ile ikame edebilir hale gelmesi karşısında çok da yabana atılacak bir durumdan uzaklaşmıştır. Yine Türkmen gazının Hazar denizi altından Azerbaycan bağlantısı ile Türkiye'ye ulaştırılması gibi uzun yıllardır gündemde olan konu tekrar canlanmış ise de Hazar Denizinin kullanımına dair henüz mutabakata varılmamış hukuki çerçeve, böyle bir açılımı her zaman risk altında tutmaktadır. Diğer yandan, Azerbaycan'ın da kendi çıkarları açısından konuya aslında sıcak yaklaşmadığı sıkça dillendirilen bir husustur. Bugüne değin üç ülke arasında gerçekleştirilen zirvelerde konuya dair kaydedilen ilerlemeler henüz beyanatların ötesine geçememiştir.



14 Aralık 2022, Avaza, Türkmenistan

Çeşitli medyada yer aldığı üzere Rusya'nın, küresel gaz fiyatlarındaki aşırı yükselişler sonucu BOTAŞ'ın gaz alım maliyetlerinin Türkiye'nin döviz dengelerini bozacak düzeylere ulaşması karşısında, BOTAŞ'tan alacaklarını erteleme si bu süreçte yaşanan en önemli gelişmeler arasında yer almıştır. Hatta muhalefet lider-

leri Rusya'nın bu yaklaşımını, 14 Mayıs 2023 cumhurbaşkanlığı ve milletvekili seçimleri için Erdoğan'a bir destek olarak nitelemişlerdi. Amacın ne olduğu tartışma konusu olabilmekle birlikte, böyle büyük bir desteğin hangi şartlara matuf olarak verildiği merak konusudur.

Tüm bu yaşanmışlıklar, AB'nin Rusya'ya karşı olan politik tavrı, Rusya'nın atıl durumda kalmış büyük hacimli gaz kaynağını pazarlama ihtiyacı, diğer yandan Rusya tarafı ile gelecek yıl sona erecek 21 bcm hacminde kontrat ve ilaveten, özel sektör ithalatçılarının Rusya tarafı ile temerrüde girdiği al ya da öde yükümlülükleri beraberce ele alındığında, Rusya ile doğalgaz konusunda yeni işbirliğinin nasıl şekilleneceği oldukça karmaşık bir görünümde. Rusya'nın kısa vadede atıl hacimlerini kısmen de olsa değerlendirebileceği en büyük pazar Türkiye olarak görünmektedir. Nitekim, bu konuda Çin akla ilk gelen ülke olmakla birlikte, mevcut kontratlara ilave yeni kontratlar yapılması durumunda dahi gerekli teknik alt yapının hazırlanması uzun yıllar gerektirmektedir. Yapılan çalışmalar, dünya genelinde doğalgaza olan talebin 2030 yılından itibaren azalmaya geçeceğini, net sıfır hedefi doğrultusunda ülkelerin taahhütlerini yerine getirecek bir yaklaşım göstermeleri durumunda ise talepteki azalmanın radikal düzeyde görüleceğini ortaya koymaktadır. Böyle bir ortamda uzun vadeli kontratlara dayalı, ülkeler arası büyük ölçekli yeni boru hattı projelerinin geliştirilmesinin de zorluklarla karşılaşacağı bellidir. Rusya ile geliştirilecek yeni doğalgaz tedarik ve ortak pazarlama ilişkilerinde de ilk beklentinin alıcı (Türkiye) lehine bir fiyat formülü olacağı da açıktır. Bununla birlikte, Rusya Federasyonu ile doğalgaz özelinde yeniden şekillenecek ilişkilere dair Türkiye'nin nasıl bir tutum alacağı konusunda kamuoyuna yansımış bir politika ortada görülmemektedir. Konunun hassasiyeti nedeniyle belli düzeyde bir gizliliğin korunması anlaşılabilir olmakla birlikte, Türkiye'nin geleceği açısından önemli bir konuda tüm kararların çok dar bir çerçeve-

de, son aşamada belki de sadece ülke liderlerinin inisiyatifi ile alınacağı görüntüsü ise kaygı vericidir. Öte yandan, basına verilen demeçler dikkate alındığında ise, Rusya tarafının göreceli olarak buyurgan ve yönlendirici bir tavırda olduğu algısı ortaya çıkmaktadır.

Son dönemlerde gaz ihracatı (reexport) ile ilgili gelişmeler, devletlerarası görüşmeler çatısı altında, BOTAŞ tarafından Bulgaristan, Macaristan, Romanya tarafları ile henüz cüzi düzeyde hacimli anlaşmalar ile sonuçlandırılmıştır. AB ile Rusya arasında yaşanan Ukrayna Krizi sonrasında AB'ye gaz temini konusunda Türkiye'nin potansiyel rolü dikkate alındığında, Türkiye'nin ihracata dair fiziki alt yapı kapasite sorunu ortaya çıkmaktadır. Bu noktada, BOTAŞ'ın iletim şebekesinin Yunanistan ve Bulgaristan iletim şebekeleriyle bağlantısı, çift taraflı gaz akışına dair teknik ve hukuki alt yapı ve buralarda elde edilebilecek kapasiteler büyük önem taşımaktadır. Yunanistan'a yapılan Azeri Faz I gazına endeksli İhracat (Reexport) anlaşmasının 2021 yılsonu itibarı ile sona ermesi, 2020 yılı başından itibaren Rus Batı Hattı rotasının yerini Türk Akım hattının almasıyla ortaya çıkan yeni durum karşısında anılan ülkelerle bağlantı anlaşmalarının (Interconnection Agreement) yenilenmesi kritik önemdedir. AB müktesebatı, üye ülkelerin bu anlaşmaların, uygulamada olan şebeke kodlarına (ENTSO Network Codes) uyumlu olmasını gerektirmekte olup, eski anlaşmalardan farklı olarak ortaya çıkan başlıca kritik hususlar, iki yönlü gaz akışının esas alınması ve gün öncesi/gün içi nominasyon süreçlerinin AB uygulaması ile harmonize edilmesidir. Söz konusu anlaşmaların AB müktesebatı doğrultusunda sonuçlandırılması, Bulgaristan ve Yunanistan şebeke operatörlerini, BOTAŞ'ın sağlayabildiği kapasiteye oranla çok kısıtlı durumda olan kendi şebeke kapasitelerini artırmaları yönünde zorlayıcı bir etmen olabilecektir.

Diğer taraftan, TANAP ve Türk Akımı transit gaz boru hatları, hükümetler arası anlaşmalar gereğince tek yönlü gaz akışı sağlaması ve gaz kaynağına dair kısıtlamalar nedeniyle,

Türkiye'den gaz ihracatı için bir alt yapı sunmamaktadırlar. AB'nin boru hattı ile gaz ithalatı için Rusya dışında yeni kaynak arayışı dikkate alındığında, TANAP transit hattında kapasite artırımı ilk ön plana çıkan çalışmalardan birisi olup, Türkiye'nin bu noktada yeni bir tutum benimsemesi, bu hattın Türkiye'den gaz ihracı için kullanılabilmesi ve Türkmen gazının da bu değer zincirine dahil edilmesi yönünde adımlar atması için elverişli bir ortam bulunmaktadır. Keza, İran ile 2026 yılında sona erecek gaz alım anlaşmasının yenilenmesi veya İran tarafı ile doğalgaz tedariki konusunda her türlü yeni düzenlemenin, Türkmen gazının bu ülkeden Türkiye'ye transit geçişine izin vermesi şartına bağlanması da Türkiye'nin uzun yıllardır dile getirilen bir gaz merkezi haline gelmesi açısından önemli kilometre taşlarından biri olabilir.

KAYNAKÇA

1. EPDK 2021, 2022 Doğalgaz Yıllık Sektör Raporları ve 2021 Aylık Sektör Raporları
2. EPDK Doğalgaz Sektör Raporları
3. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
4. TEİAŞ ve EİGM Raporları
5. EPDK 2022 Yılı Ocak Ayı Doğalgaz Sektör Raporu
6. European Gas Hub, Medya
7. BOTAŞ ve EPDK Doğalgaz Sektör Raporları
8. EPIAŞ 2022 Yılı Faaliyet Raporu
9. EPDK 2022 Yılı Sektör Raporu ve 2023 Yılı Aylık Sektör Raporları
10. GAZBİR 2022 Yılı Sektör Raporu
11. BOTAŞ Web Sitesi
12. BOTAŞ İletim Elektronik Bülten Tablosu (2024 Yılı Maksimum Ayrılabilir Kapasiteler)
13. EPDK 2023 Yılı Aylık Sektör Raporları
14. OIES Gas Quarterly Review Issue 19
15. Investing.com
16. EU Infographics

4.2 TÜRKİYE'DEKİ PETROL VE DOĞALGAZ ARAMA VE ÜRETİM FAALİYETLERİ

A. Uğur GÖNÜLALAN

Jeofizik Yüksek Mühendisi-Avukat

Enerji, bir ülkenin ekonomik ve sosyal gelişiminin en temel ve sürükleyici gereksinimlerinden biridir. Bu bakımdan “Enerji Güvenliği”, ekonomik güvenliğin ve ulusal güvenliğin yaşamsal unsurlarındandır.

Kapitalizm sınırsız büyüme, genişleme eğilimine ve dinamiğine sahiptir. Ancak dünyanın doğal kaynakları sınırlıdır. Sınırsız yeniden üretim döngüsü doğal kaynakların sınırlarını zorlamaktadır. Kapitalist sanayinin gelişimi fosil enerjilere (kömür, petrol, doğalgaz) dayanmaktadır. Diğer yandan toplumsal yaşam açısından enerji maliyetinin ucuz olması hatta çok ucuz olması gerekmektedir. Enerjinin pahalı olması üretimi ve tüketicileri zora sokan bir faktördür. Enerji olmadan hiçbir şey olamaz. Enerji her şeydir. Bir enerji türü başka bir enerjinin yerini bütünüyle alamaz, örneğin kömür petrolün yerine geçemez. Bugün dünya ölçeğinde, fosil yakıtlara yüksek bağımlılık nedeniyle, fosil yakıtlı enerji kaynakları arzında sorunlar yaşandığında, sanayi başta olmak üzere ekonomik aktivitelerde aksamalar ve durmalar olur. Ulaşımın %95'i, maden çıkarma, tarım ve orman işletmeciliği, balıkçılık vb. petrole dayanmaktadır.

Dünya ölçeğinde, petrol rezervleri azalmakta, üretim zorlaşmakta ve maliyetleri artmaktadır.

Enerji, toplumsal yaşamlarımızı sürdürebilmemiz için gerekli olan hemen hemen tüm süreçler için vazgeçilmez bir girdi olup; sanayi, ulaştırma, konut ve ticaret gibi tüm alt sektörlerde kullanılmaktadır. Bugün dünyada tüketilen enerji, çok sayıda enerji kaynağından elde edilirken; petrol, doğalgaz ve kömür gibi fosil kaynaklar, bu kaynakların %83'lük kısmını oluşturmaktadır.

4.2.1 TÜRKİYE PETROL SEKTÖRÜNÜN DURUMU

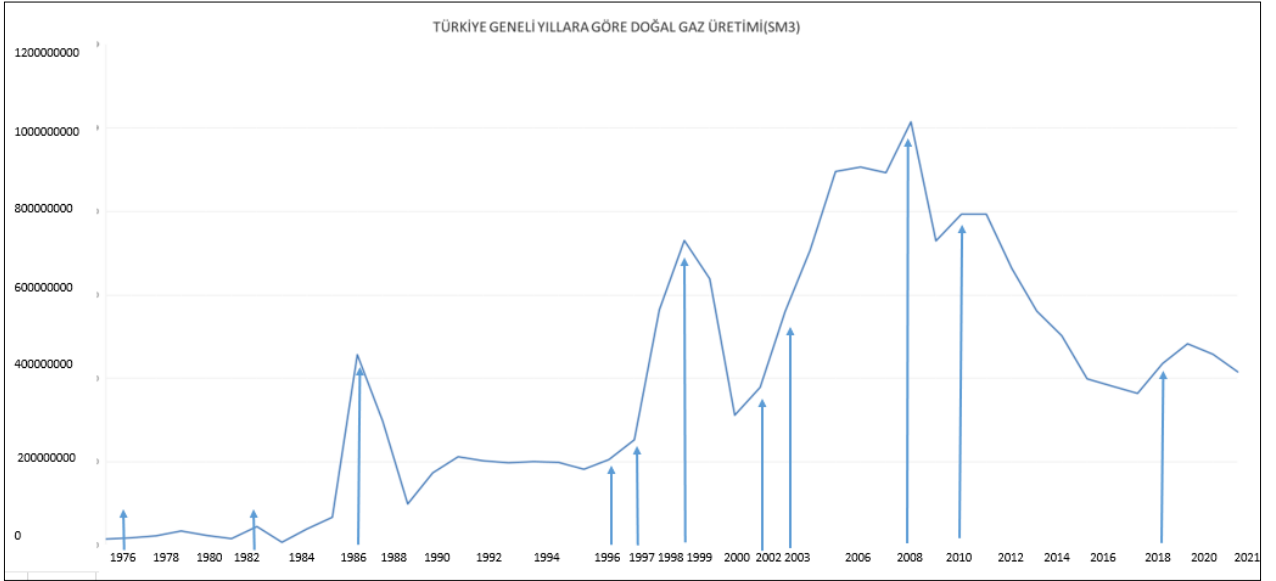
Türkiye, dünyanın önemli enerji tüketicileri arasında yer almaktadır. *Ulusal Enerji Denge Tablosu*'na göre 2022 yılında, Türkiye'nin 157,7 milyon ton eşdeğer petrol (MTEP) olan birincil enerji arzı içerisinde petrol, 45,1 MTEP ve %28,6 pay ile ilk sırada, doğalgaz da 43,54 MTEP ve %27,6 pay ile ikinci sıradadır. Böylece, bu iki fosil yakıtın arz içindeki payı %56,2'ye ulaşmıştır.

Birincil enerji talebinin yerli üretim ile karşılanma oranı (TYÜKO), 2021'de %29,3, 2022'de ise %32,2 olmuştur.

4.2.2 ÜRETİM

EPDK verilerine göre ülkemizde 2021'de 396,4, 2022'de 379,8, 2023'de ise 807,3 milyon m³ doğalgaz üretilmiştir. *Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG)* verilerine göre ise, Türkiye'de 1976'dan 2021 sonuna kadar kümülatif olarak üretilen doğalgaz miktarı 17,895 milyar m³'tür. Bu rakama, 2022 ve 2023 üretimleri de eklendiğinde, toplam doğalgaz üretimi 19 milyar m³'ü geçmektedir. Uzun yılların toplamı olan bu üretim tutarı, ülkemizin bugünkü bir yıllık doğalgaz tüketiminin yalnız %40'ı düzeyindedir.

1976'dan 2022'ye kadarki süreçte yıllık bazda doğalgaz üretimlerimiz Şekil 6'da gösterilmektedir. 46 yıllık süreçte 29 farklı şirket tarafından, 2021 yılı sonu itibarıyla kümülatif olarak toplam 17,895 milyar Sm³'lük bir üretim gerçekleştirilmiştir. Kalan üretilebilir gaz rezerv miktarı ise Ağustos 2022 itibarıyla 543 milyar m³'tür.

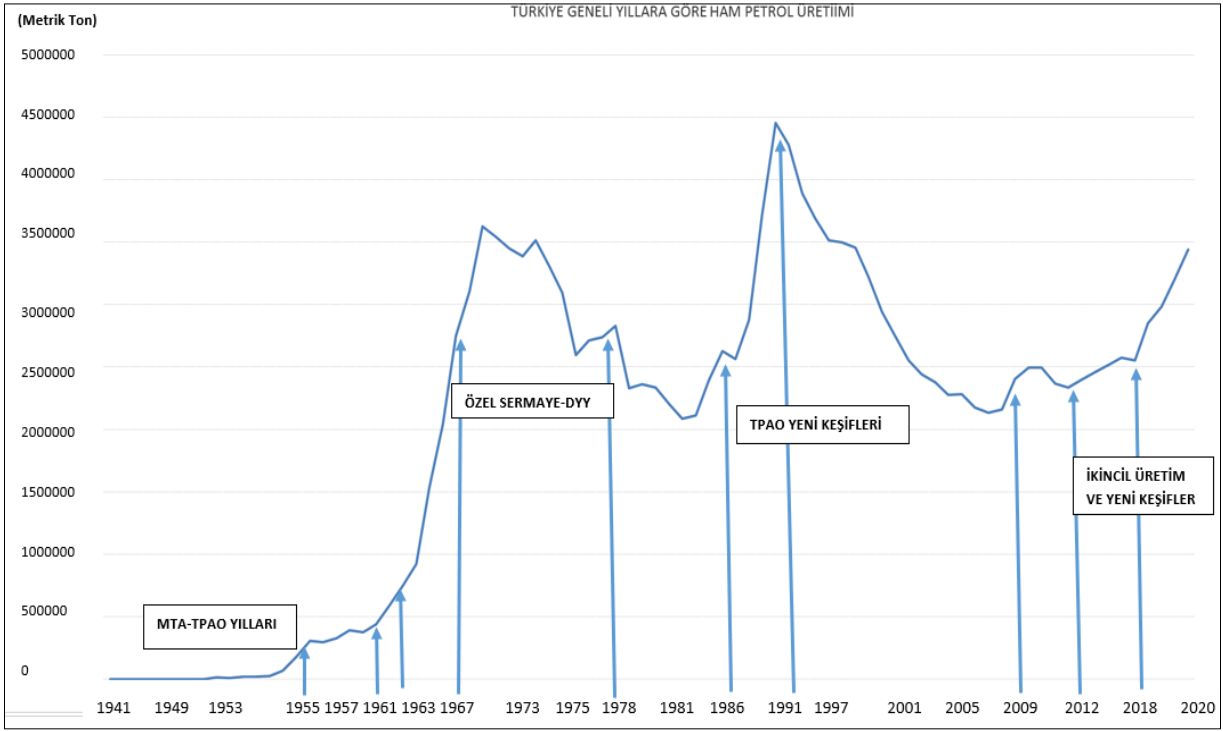


Şekil 4.2.1 Yıllık Doğalgaz Üretimi [11]

Yükseliş trendine göre artış olan doğalgaz sahaları:

1976: Kumrular–Hamitabat (K-H) Sahası, 1982: K-H-Çamurlu, 1986: K-H-Ç-Umurca, 1993: Karacaoğlan-Hayrabolu, 1995: Değirmenköy-Karacaoğlan, 1996: Silivri, 1997: Silivri-K.Marmara, 1999: Tekirdağ, 2002: Göçerler, 2003: Çayırdere, 2007-2008: Akkaya-Ayazlı Sahaları, 2011:Akçakoca, 2017: B.Değirmenköy-Çeltik, 2018: Vakıflar, 2020: Sakarya, 2021: Amasra, 2022: Çaycuma [11].

Uygulanmakta olan ikincil üretim yöntemleri ve keşfedilen yeni sahalardan gelen üretimle birlikte, 2007 yılından itibaren petrol üretiminde az da olsa bir artış eğilimi vardır. 2022 yılı petrol üretimi 3.583.040 ton olup günlük ortalaması 71.955 varildir.



Şekil 4.2.2 Yıllık Ham Petrol Üretimi

Türkiye'nin Petrol Arz Güvenliği, yükseliş trendine göre artış olan petrol sahaları ise:

1942: TPAO-Raman, 1959: AME-Ersan, 1961: Mobil, 1962: SHELL, 1967: PETROM.

1984-2003 Yeni Keşifler:

1985-1986: Çemberlitaş, 1990: Karakuş Sahaları.

2003-2021 İkincil Üretim ve Yeni Keşifler:

2007-2008: G.Kırtepe-Şambayat-D.Çemberlitaş, 2009:B.Çeşme-Karacan-Elbeyi.

2016-2017:Çakıllı-Hançerli, 2021:Gabar-Şehit Esmâ Çevik, 2023:Cudi-Gabar-Şehit Aybüke Yalçın [3].

Osmanlı Devleti'nin son döneminde, petrol arama faaliyetlerine ilişkin çeşitli girişimleri olsa da, zamanın şartlarından dolayı ciddi bir arama faaliyeti gerçekleştirilememiştir. Cumhuriyetin kuruluşunu takiben hükümet, Türkiye sınırları içindeki petrol kaynaklarını bizzat kendi bünyesinde araştırmasını ilke olarak kabul etmiş ve ilk jeolojik etütlere başlanmış ancak konu ile ilgili yeterli bir deneyim olmadığı için başarılı sonuçlar alınamamıştır. Daha sonra, Güneydoğu Anadolu'da Batman'ın güne-

yinde 1940 yılında açılan Raman1- kuyusunda petrole rastlanmış fakat ticari anlamda petrol keşfi 1945 yılında açılan Raman8- kuyusu ile gerçekleştirilmiştir.

1954 yılında 6326 sayılı *Petrol Kanunu*'nun yürürlüğe konulmasıyla petrol arama ve üretim faaliyetleri yerli ve yabancı özel sermayeye de açılarak, yabancı petrol şirketlerinin Türkiye'ye gelmesinin yolu açılmıştır.

Petrol Kanunu'nun yürürlüğe girmesinden son-

raki on yıllık dönemde, petrol aramacılığı tarihinde yaşanan iki sıçrama döneminden ilki yaşanmıştır. Yapılan jeolojik ve jeofizik çalışmalardaki artış sonunda sondaj faaliyetlerinde de artış olmuş ve birçok yeni petrol sahası keşfedilmiştir. Jeolojik ve jeofizik etütler 1958 yılında 164 ekip-ay jeoloji ve 157 ekip-ay jeofizik çalışma ile ilk sıçramasını yaparken (PIGM, 1982) sondaj faaliyeti de 1965 yılına kadar devamlı olarak artmıştır.

Bu sahalardan gelen üretimle beraber yerli petrol üretimi, 1969 yılında 3,6 milyon tona ulaşarak tüketimimizin %55'ini karşılamıştır.

Arama faaliyetlerindeki ikinci sıçrama dönemi 1980'li yıllarda yaşanmıştır. Bu dönemdeki yoğun arama faaliyetleri yeni keşiflere yol açmış, özellikle Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından 1988 yılında Adıyaman'da yer alan Karakuş sahasının keşfiyle büyük üretim artışı yaşanmıştır. Üretim, 1991 yılında 4,45 milyon ton ile rekor seviyeye ulaşmıştır.

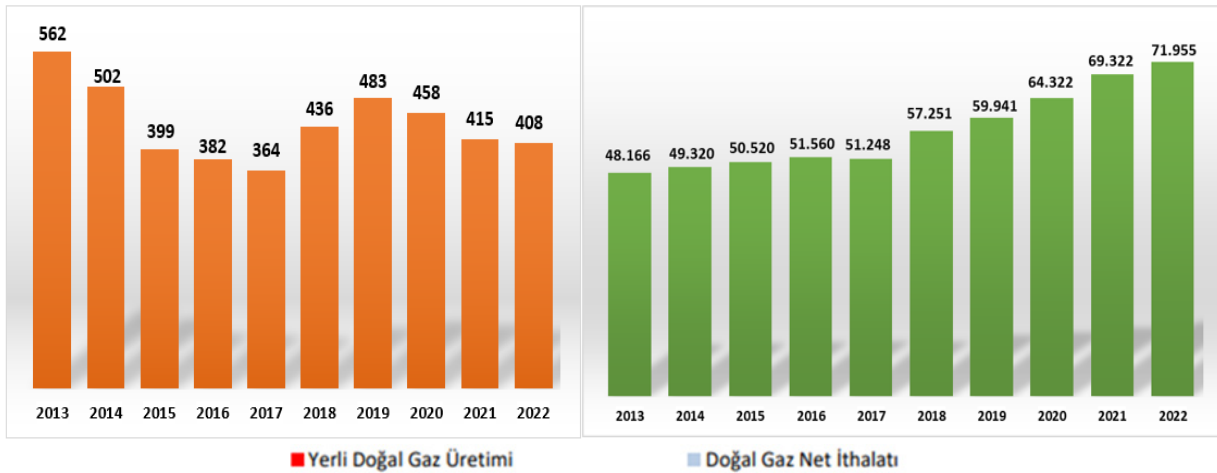
1991 yılında yurtiçi ham petrol üretimi olan 85 bin varil/gün ile ülke tüketiminin ancak %21'i karşılanabilmiştir.

Petrol üretimi, 1991'de zirve yapmasının ardından düşüşe geçmiş ve 2018 yılında 54.386 varil/gün mertebesinde gerçekleşmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın verilerine göre, yurtiçinde üretilen ham petrolün toplam tüketimi karşılama oranı 1970'de %47 seviyelerinde gerçekleştikten sonra, sürekli düşüş eğilimine girerek 1991 yılında %20'ye, 2018 yılında ise %8'e kadar gerilemiştir.

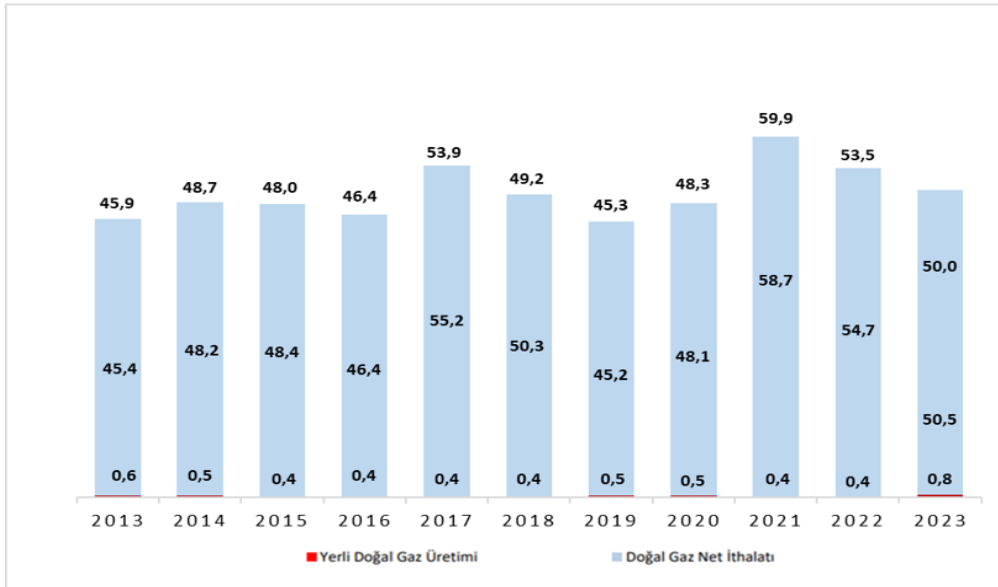
Günümüze kadar elde edilen veriler ışığında, Türkiye'nin hidrokarbon potansiyelinin karalarda sınırlı olduğu, denizlerde ise yeterli kadar veri olmamasına rağmen yüksek olduğu değerlendirilmektedir. Sakarya sahasındaki (2020) keşiflerle ilgili olarak yeterli saha çalışması yapılmadan dillendirilen rezerv rakamları teyit edilmediği gibi iddialı günlük doğalgaz üretim hedeflerinin yanına bile yaklaşamamıştır.

Akdeniz'de son yıllarda yapılan çalışmalar ve Doğu Akdeniz'de yapılan doğalgaz keşifleri Doğu Akdeniz'in cazibesini artırmıştır.

Tablo 4.2.1 2013-2022 Yılları Arasında Yıllık Ham Petrol ve Doğalgaz Üretimi



2022 yılında, Türkiye'de ortalama 72 bin v/g ham petrol üretimi yapılmış; 672 bin v/g ham petrol ithalatı, 280 bin v/g ise işlenmiş ürün ithalatı gerçekleştirilmiştir. 2021 yılında, yerli ham petrol üretiminin toplam petrol arzına oranı %7,2 iken 2022'de bu oran %7 olmuştur. Diğer bir ifadeyle, 2022 yılında ülkemizin petrolde ithalata bağımlılığı %93 oranında gerçekleşmiştir.



Şekil 4.2.3 2013-2022 Yılları Arasında Türkiye'nin Doğalgaz Arzı ve Yurtiçi Üretim Oranları [3],[4]

2008 yılında 1 milyar m³'e kadar çıkan doğalgaz üretimi, 2021'de toplam 384,4 milyon m³, 2022'de yılında toplam 379,8 milyon m³, 2023'de ise 807,3 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir. Yurtiçi doğalgaz tüketimi 2021'de 58,6 milyar m³, 2022'de 53,5 milyar m³, 2023'de 50 milyar m³ olmuştur. Tüketimdeki gerilemeye paralel olarak; 2021'de 58,7 milyar m³ olan ithalat, 2022'de 54,7 milyar m³, 2023'de ise 50,5 milyar m³ seviyesinde gerçekleşmiştir.

Tablo 4.2.2 2022 Yılı Sonu İtibarıyla Doğalgaz Rezervleri [3]

2022 YILI SONU İTİBARIYLA TÜRKİYE DOĞALGAZ REZERVLERİ				
NATURAL GAS RESERVES OF TÜRKİYE BY THE END OF 2022				
	Rezervardaki Gaz (*)	Üretilebilir Gaz	Kümülatif Üretim	Kalan Üretilebilir Gaz
	Original Gas In Place	Recoverable Gas	Cumulative Production	Remaining Recoverable Gas
	M ³	M ³	M ³	M ³
Toplam	567 342 150 963	561 293 427 976	17 895 695 449	543 397 732 527

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

TPAO'nun 2020'de Sakarya gaz sahası keşfi, 2021'de Amasra keşfi ve 2022'de ise Çaycuma keşfiyle üst üste üç yıl keşif gerçekleştirmesi önemlidir. Ancak, Sakarya Gaz Sahası Geliştirme Projesi'nde çalışmalar, 2.200 metre su derinliğindeki sondaj çalışmalarının tamamlanması, 170 km mesafeye taşınabilecek vasıfta gazın çıkarılmasına uygun üretim yerlerinin (nokta-

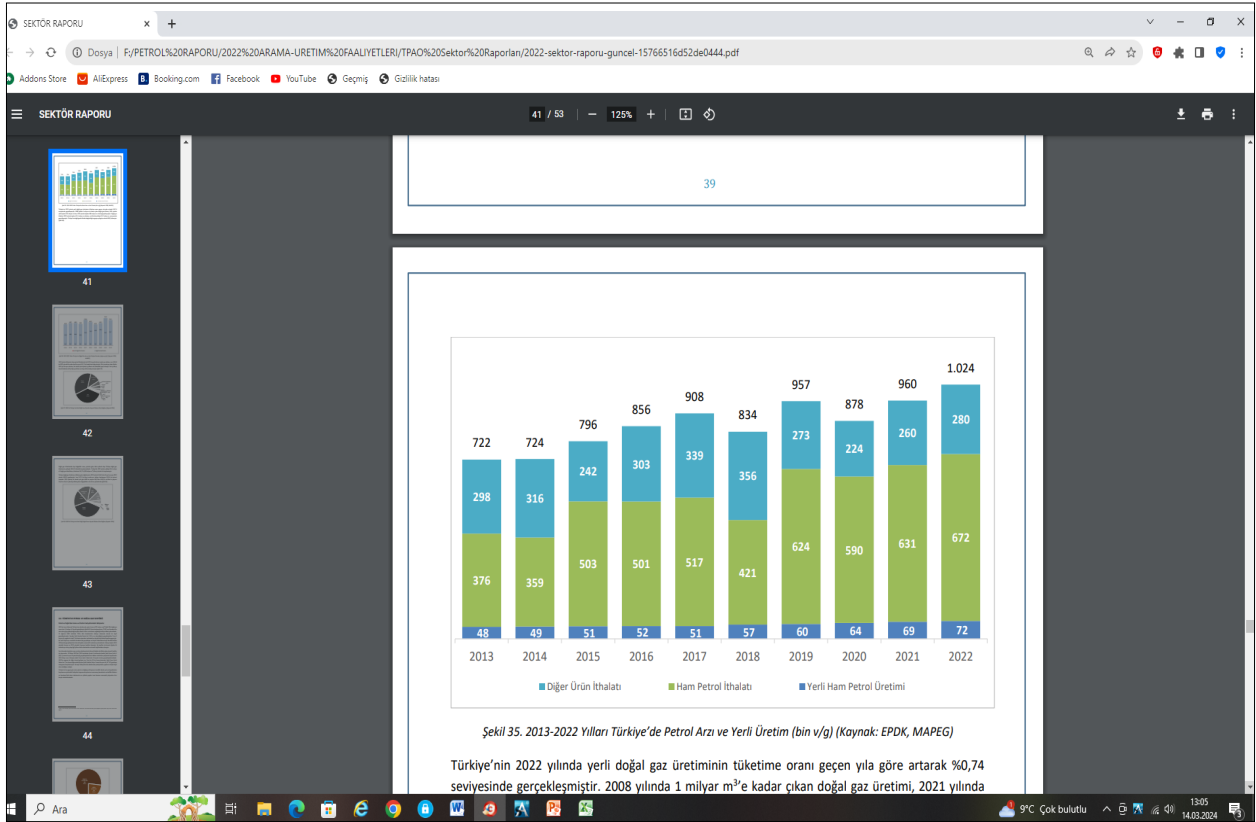
larının) kesinleştirilmesi, üretim ekipmanlarının deniz tabanına yerleştirilmesi ve montajı, boru hattı güzergah seçimi, uygun vasıfta boru temin ve montajı, karada gaz proses tesislerinin ve şebeke bağlantı hattının yapımı vb. bir dizi kapsamlı ve zaman gerektiren detay mühendislik çalışmalarına ihtiyaç duyulan saha üretim hazırlık çalışmaları bilimsel ve teknik ölçütlerle değil;

ilk gazı 2023 ilkbaharında Cumhurbaşkanlığı ve milletvekili seçimleri öncesinde karaya ulaştırma tutkusu egemen olmuştur. Basit bir seçim propaganda çalışması olarak üretime başlandığı sloganları ile 2023 yılı Nisan ayında gazın kara tesisine ulaştırılması törenleri düzenlenmiştir.

Her sondaj bulgusunu keşif diye kamuoyuna duyuran, henüz rezervleri hesap edilmemiş sahalar-daki kaynak tutarlarını adeta açık artırmaya sokup, 1 trilyon m³'den daha fazla gaz rezervi hayalleri pompalayan iktidar odaklarının, MAPEG'in verileri karşısında ne diyebilecekleri merak konusudur.

İlk aşamada günde 10 milyon m³ olacağı, daha sonra kademeli olarak 20, 30, 40 mil-

yon m³ günlük üretime ulaşacağı iddia edilen Karadeniz'de TPAO'nun yeni keşifler yaptığı söylenen sahalarda; günlük üretimin en fazla 3 milyon m³ olması, bu hedeflerin yanına bile yaklaşamadığını göstermektedir. EPDK'nin Ocak 2024 aylık *Doğal Gaz Sektör Raporuna* göre Zonguldak sahasındaki üretim 74,8 milyon m³'dür. Bu rakam da günlük üretimin ancak 2,5 milyon m³ düzeyinde olduğunu, ilk yıl için öngörülen üretim hedefinin yalnız dörtte birine ulaşıldığına işaret etmektedir. Çıkarılan gazın yüksek oranda su ve kum içerdiği, bu nedenle hedeflenen üretim düzeylerine ulaşamayacağı yolunda değerlendirmeler de vardır.



Şekil 4.2.4 2013-2022 Yılları Arasında Türkiye'nin Petrol Tüketimi ve Yurtiçi Üretim [3], [4]

Ülkemizin hidrokarbon varlığını incelediğimizde, petrol sahalarımızın %7'sinin 25 milyon varil rezervden daha büyük, %93'ünün ise 25 milyon varil rezervden daha küçük olduğu görülmektedir. Bu çerçevede ülkemizdeki üretimin üst seviyeye çekilmesi ve yeni sahaların memleketimize kazandırılması için arama-üretim sektörünün stratejik bir bakış açısı ile ele alınması çok önemlidir.

Tablo 4.2.3 2022 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Ham Petrol Rezervleri [3]

2022 YIL SONU İTİBARIYLA TÜRKİYE HAM PETROL REZERVLERİ
CRUDE OİL RESERVES OF TÜRKİYE BY THE END OF 2022

	Rezervardaki Petrol (*) Original Oil In Place		Üretilebilir Petrol Recoverable Oil		Kümülatif Üretim		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons
Toplam	8 304 261 249	1 205 926 331	1 694 348 110	239 659 001	1 187 088 623	168 829 912	507 259 487	70 829 089

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

2022 yılı sonu itibarıyla kümülatif toplam üretim 1,187 milyar varil (168,82 milyon ton), Türkiye üretilebilir petrol rezervi, 507 milyon varil (70,82 ton) olarak belirlenmiştir. Yeni keşifler yapılmadığı takdirde, mevcut üretim miktarı dikkate alındığında, ham petrol rezervinin yaklaşık 20 yıllık ömrü bulunmaktadır. 2022 yılında günlük ortalama 71.955 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir.

Son dönemde denizlerin yanı sıra kara alanlarında da önemli keşifler söz konusudur. 10 Mayıs 2021'de TPAO tarafından Şırnak il sınırlarında sondajı yapılan Şehit Esmâ Çevik-1 (ŞEÇ-1) arama kuyusu ile petrol keşfi gerçekleştirilmesini takiben sürdürülen çalışmalar kapsamında, 2023 Mayıs sonu itibarıyla Şehit Esmâ Çevik Sahası'nda 9 kuyu ile üretime devam edilmektedir. 2023'te yaşanan en güncel gelişme ise Cizre'nin 20 km kuzey batısında,

Şehit Esmâ Çevik Sahası'nın 7 km kuzey doğusunda bulunan Şehit Aybüke Yalçın-1 arama kuyusunda 41^o API petrol keşfi olmuştur [7].

4.2.3 ARAMA

Türkiye'nin her geçen gün artan petrol ve doğalgaz ihtiyacı ve söz konusu ihtiyacın yurtiçi ve yurtdışı kaynaklardan karşılanması yönündeki çalışmalar artmış, yurtiçi arama faaliyetleri yeterince aranmamış basenlere, özellikle de Akdeniz ve Karadeniz deniz alanlarına yönlendirmiştir.

2021 yılında, ülkemizde 6,5 (TPAO 6,54) ekip/ay saha jeolojisi çalışması gerçekleştirilmiştir. Karalarda 2.283,13 (TPAO tarafından 1.515,47) km² 2B ve 2.267,26 (TPAO tarafından 2.165,50) km² 3B sismik veri toplama çalışması yapılırken, denizlerde 24.392,69 km² 3B sismik veri toplanmıştır.

4.2.3.1 Sondaj öncesi arama faaliyetleri

Tablo 4.2.4 Sondaj Öncesi Arama Faaliyetleri [3]

Yıl	Ekip/Ay	Saha	Kümülatif Üretim (Varil)	Kümülatif Üretim (M.Ton)	Kümülatif Üretim (Varil)	Kümülatif Üretim (M.Ton)	Kümülatif Üretim (Varil)	Kümülatif Üretim (M.Ton)	Kümülatif Üretim (Varil)	Kümülatif Üretim (M.Ton)	Kümülatif Üretim (Varil)	Kümülatif Üretim (M.Ton)		
													2021	2022
2021	10,4	11,5	21,9	340,16	682,23	1 022,39								
				2 422,82	99,59	2 522,41								
				,00	,00	,00	3 858 564		6 958	3 865 522	30,6	237,7		
				21 430,06	,00	21 430,06								
2022	6,5	,0	6,5	1 515,67	767,46	2 283,13								
				2 166,50	101,76	2 267,26								
				,00	,00	,00	3 142 301		3 142 301		240,9	9,1		
				24 392,69	,00	24 392,69						250		
				97,44	4D	97,44								
				108 983,54		80 699,60								
				19 883,59 *		6 806,30 *								
				160 670,24 **		41 756,49 **								
				117 812,66 ***		4 259,41 ***								
TOPLAM	2 982,6	1 242,7	4 174,6				18 098 804		145 386	18 244 190	27 237	4 889,4	1 468	6 357,6

(*) 3 kuzeydoğu yönlü sondaj

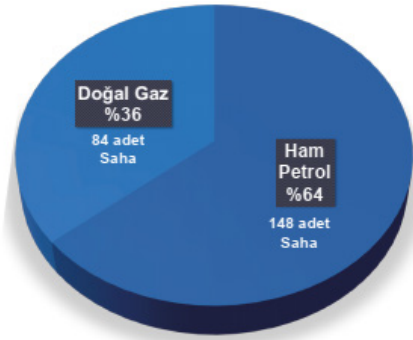
Her geçen gün artan petrol ve doğalgaz ihtiyacının yurtiçi kaynaklardan karşılanması yönündeki faaliyetler kapsamında, yeterince aranmamış basenlerde ve özellikle Akdeniz ve Karadeniz'deki deniz alanlarında son yıllarda yapılan çalışmalar büyük bir ivme kazanmıştır.

Ülkemizde bugüne kadar karaların %20'si, denizlerin ise %1'i aranabilmektedir.

1945 yılından 2021 yılına kadar yapılan arama çalışmaları sonucunda 232 adet üretim sahası tespit edilmiş ve MAPEG tarafından tescil edilmiştir.

Tescil edilen üretim alanlarının %64'ü ham petrol (toplam 148 adet üretim sahası), %'sı ise doğalgazdır (toplam 84 adet üretim sahası).

Toplamda 1.984 arama kuyusundan 232 adet üretim sahası keşfedilmesi ile hidrokarbon keşif başarı oranı %11,3 olarak belirlenmiştir.



Şekil 4.2.5 Keşfedilen Ham Petrol ve Doğalgaz Sahalarının Dağılımı [11]

4.2.3.2 Sondaj faaliyetleri

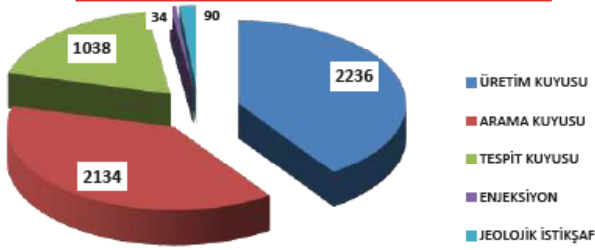
Tablo 4.2.5 2022 Sonu İtibarıyla Türkiye'de Kazılan Kuyuların Şirketlere Göre Dağılımı [3]

2022 YILI ARALIK AYI SONU İTİBARIYLA PETROL KUYULARININ CİNSLERİNE GÖRE TOPLAM ADET VE METRAJLARI
TOTAL NUMBERS AND METERS OF WELLS DRILLED ACCORDING TO THEIR TYPES BY THE END OF DECEMBER 2022

ŞİRKETLER COMPANIES	KUYU CİNSLERİ - WELL TYPES										TOPLAM TOTAL	
	ARAMA EXPLORATION		TESPİT EXTENSION		ÜRETİM PRODUCTION		ENJEKSİYON INJECT		JEO. İSTİŞAF GEO. INVESTIG.		ADET NO.	METRAJ METRES
	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES		
Türkiye Petrolleri A.O.	1.129	2.710.365	593	1.271.101	1.619	2.816.726	25	35.967	41	84.705	3.407	6.918.864
M.T.A.	61	92.599	8	11.763	15	22.081			20	6.943	104	133.386
Diğer yerli şirketler Other domestic co.s	187	239.786	36	68.990	100	156.693			23	11.210	346	476.679
Yabancı şirketler Foreign co.s	548	1.010.053	305	460.253	444	759.234	2	7.508	5	4.035	1.304	2.241.083
Yerli & Yabancı şirket ortaklığı Domestic & Foreign co.s joint ventures	209	439.967	96	179.274	58	132.033	7	11.956	1	1.656	371	764.886
Toplam - Total	2.134	4.492.769	1.038	1.991.382	2.236	3.886.767	34	55.431	90	108.549	5.532	10.534.898

Türkiye'de 1934–2022 yılları arasındaki 87 yıllık dönemde, toplam 5.532 adet kuyu açılmış olup yaklaşık 10.534 milyon metre sondaj yapılmıştır. Bu kuyuların %75'i Güneydoğu Anadolu'da, %17'si Trakya'da, %8'i ise diğer bölgelerde açılmıştır. Bugüne kadar açılan kuyu sayısı karalarda %98, denizlerde ise %2 civarındadır.

2022 YILINDA KAZILAN KUYULARIN DAĞILIMI
(SAYI: 5532-METRAJ: 10.534.898 METRE)



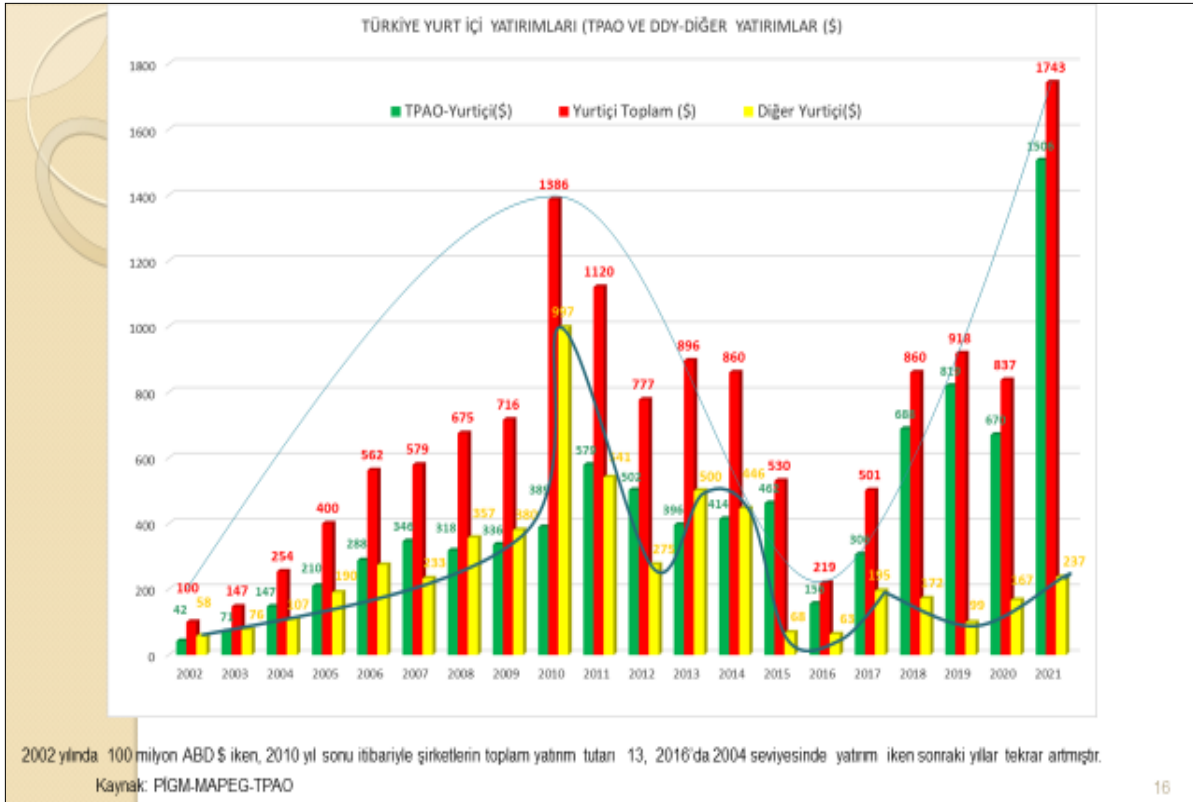
Şekil 4.2.6 1934-2022 Arası Türkiye’de Açılan Petrol ve Doğalgaz Kuyularının Sayısı ve Metrajı [3]

2022 yılı boyunca TPAO tarafından 150’si kara alanlarında, 10’u deniz alanlarında olmak üzere 160 kuyuda sondaj yapılmıştır.

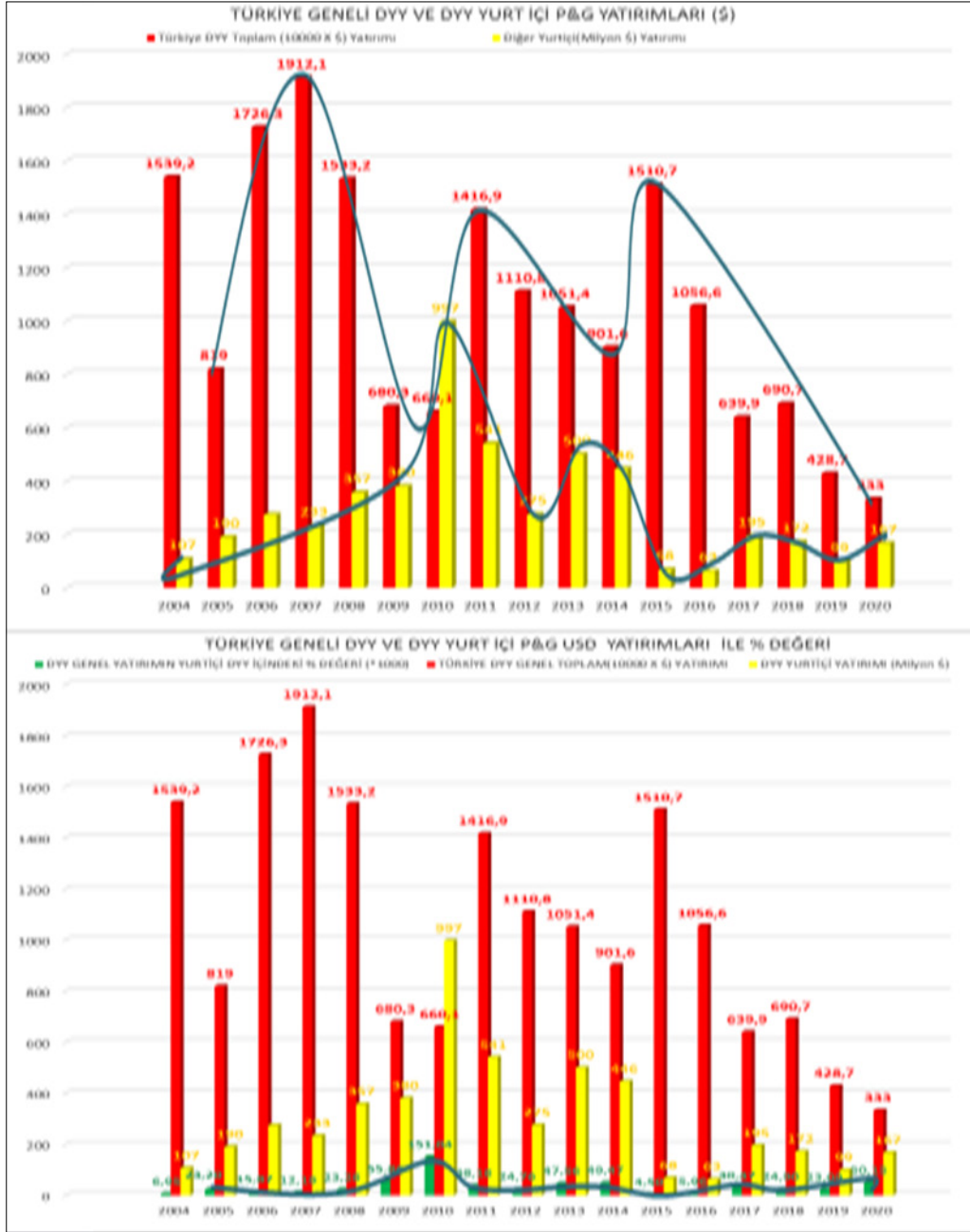
2023 yılı Ekim ayı sonu itibarıyla Türkiye’de 33 adet yerli ve 10 adet yabancı olmak üzere toplam 43 adet şirket arama ve/veya üretim faaliyetinde bulunmuştur (MAPEG Genel Müdürü Beyanatı 5.12.2023) [12].

4.2.4 YATIRIMLAR

Petrol sektörüne baktığımızda; şirketlerin ülkemizdeki arama-üretim yatırımları 2002 yılında 100 milyon ABD \$ olan toplam yatırım tutarı, 2010 yılı sonu itibarıyla 13 kat artmıştır. 2016’da 2004 yılı seviyesinde yatırım yapılmış iken sonraki yıllarda tekrar artmıştır. 2021 sonu itibarıyla 2021 USD fiyatlarına göre 14,640 milyar dolar, cari fiyatlara göre 17,805 milyar USD arama üretim faaliyetleri için yatırım yapılmıştır.

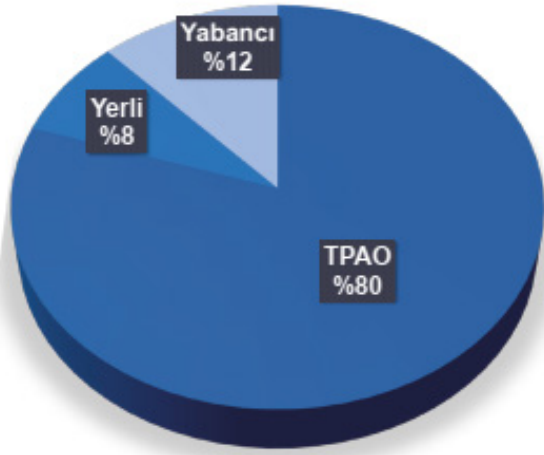


Şekil 4.2.7 2002-2021 Yılları Arasında TPAO ve Yabancı-Yerli Özel Şirket Yatırımları [14]



Şekil 4.2.8 2002-2021 Yılları Arasında DYY, TPAO ve Yabancı-Yerli Özel Şirket Yatırımları [14], [15], [16]

TPAO, 2021 yılında 1,5 milyar \$'ı yurtiçi, 895 milyon \$'ı yurtdışı olmak üzere toplamda 2,41 milyar \$ yatırım harcaması gerçekleştirmiştir. 2020 yılında görece yatay seyir izleyen yatırımlar, 2021 yılında Sakarya Doğal Gaz Sahası keşfi geliştirme faaliyetlerinin etkisiyle bir önceki yıla göre %63 artış göstererek 2,4 milyar \$'ı aşmıştır.



Şekil 4.2.9 Şirketlere Göre Yatırım Oranları [11]

Aktif olan şirketlerin yatırımlarına bakılacak olursa yatırımın %80'i TPAO tarafından, %12'si yabancı sermayeli şirketler tarafından, kalan %8'i ise yerli sermayeli şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde faaliyet gösteren şirketler bugüne kadar cari fiyatlarla 17,8 milyar \$' a yakın yatırım gerçekleştirmiştir.

5.12.2023 tarihinde yapılan *Hidrokarbon Arama-Üretim Sektöründe Son Gelişmeler* konulu toplantıda konuşan MAPEG Genel Müdürü Arslan NARİN, konuşmasında şu bilgileri paylaşmıştır: "(...) Saha faaliyetleri kapsamında, 2023 yılı Ekim ayı sonu itibarıyla kara ve deniz alanlarında toplam 1.388 kilometrekare ve 11 bin 230 kilometrekare üç boyutlu sismik etüt çalışması yapıldı. Petrol sektöründe bu yıl 33'ü yerli 10'u yabancı sermaye olmak üzere 43 şirketle arama ve üretim faaliyetine devam edilmekte. 2020 yılında ham petrol fiyatlarındaki değişkenlik ve pandeminin etkisiyle toplamda 106 kuyu açılmışken, 2021 yılında 175,2022'de 191 adet kuyu açılmıştır. 2023 yılında ise 195 adet kuyu açılarak toplamda 418 bin metrekare sondaj gerçekleştirmiştir. Ham petrol üretiminde yüzde 14, doğal gaz üretiminde yüzde 80 artış vardır. 2023 yılı Ekim ayı itibarıyla ülkemiz tarihinde rekor kırılarak ham petrolde günlük 86 bin varil, doğal gazda günlük 4 milyon 700 bin met-

reküp üretime ulaşılmıştır. Son 22 yılda petrol arama ve üretim faaliyetleri için 19 milyar dolara yakın yatırım gerçekleştiğini bu yatırımın yüzde 68'i kamu, yüzde 32'si ise yerli ve yabancı sermayeli özel şirketler tarafından yapılmıştır" [12].

4.2.5 TESPİT VE ÖNERİLER

1954-2021 arasında ülkemizdeki yatırım miktarı cari fiyatlara göre; 17,805 milyar \$, 2021 ABD dolar kuru fiyatlarına göre 14,670 milyar \$ olmuştur.

Bu yatırım ile belirlenen üretilebilir petrol ve doğalgaz rezerv toplamı 1,694 milyar varil petrol eşdeğeridir. Bu üretilebilir petrol ve doğalgaz rezervinin 1,264 milyar varil petrol eşdeğeri (VPE) üretilmiştir. Ülkemizin bu varlıklarının ortaya çıkarılma tutarı olan yatırımın dört ayrı dönemini incelediğimizde Cari Fiyatlarla; detaylı ekonomik analizi ise şöyledir:

Türkiye Arama-Üretim Faaliyetleri İçin Toplam Yatırım

- A- 1954-2002, 4,468 milyar \$
- B- 1954-2021, 17,805 milyar \$
- C- 2003-2021, 13,337 milyar \$
- D- 1984-2002, 2,813 milyar \$

TPAO Arama Üretim Faaliyetleri Toplam Yatırım

- A- 1954-2002, 3,177 milyar \$
- B- 1954-2021, 11,777 milyar \$
- C- 2003-2021, 8,600 milyar \$
- D- 1984-2002, 1,984 milyar \$

TPAO, 2013-2022 yılları arasında yurtiçi ve yurtdışında toplam 20,6 milyar \$ yatırım yapmış olup, son yıllarda artan faaliyetlerin de etkisiyle yatırımlarda artış gözlemlenmiş ve 2022 yılında yapılan 3,1 milyar \$, TPAO tarihinin en yüksek yurtiçi yatırım rakamı olmuştur.

I- Son 20 yıl periyotlarının, önemli bir parametre olan 1 varil petrol ve gaz (P&G) karşılığı harcanan yatırımını, Türkiye yatırım

toplamı için sırasıyla yatırım/üretilebilir rezerv oranı karşılaştırılırsa;

1984-2002 Dönemi için 4,5 \$/V

2003-2021 Dönemi için 26,5 \$/V

II- Son 20 yıl periyotlarının, önemli bir parametre olan 1 varil P&G karşılığı harcanan yatırımını, TPAO'nun yatırım toplamı için sırasıyla yatırım/üretilebilir rezerv oranı karşılaştırılırsa;

1984-2002 Dönemi için 4,4 \$/V

2003-2021 Dönemi için 21,4 \$/V

III- Son 20 yıl periyotlarının, önemli bir parametre olan 1 varil P&G karşılığı harcanan yatırımını, DYY yatırım toplamı için sırasıyla yatırım/üretilebilir rezerv oranını karşılaştırılırsa;

1984-2002 Dönemi için 5,0 \$/V

2003-2021 Dönemi için 46,4 \$/V

olmuştur.

Özetle; Türkiye Geneli için 1954-2002 döneminde Cari Fiyatlarla toplam yatırımı 4,468 milyar \$ iken 2003-2021 döneminde 13,336 milyar \$ yatırım yapılmıştır. 2003-2021 dönemi, 1954-2002 dönemine göre son 20 yılda;

1) Üç kat fazla yatırım harcaması yapılmıştır.

2) Rezerv oranlarına bakıldığında aynı dönemde üç kat fazla yatırıma karşı rezerv %60 azalmıştır.

3) Aynı dönemlerde üretim %50 azalmıştır.

TPAO açısından 1954-2002 döneminde Cari Fiyatlarla toplam yatırımı 3,177 milyar \$ iken, 2003-2021 döneminde 8,600 milyar \$ yatırım yapılmıştır. 2003-2021 dönemi, 1954-2002 dönemine göre son 20 yılda;

1) 2,7 kat fazla yatırım harcaması yapılmıştır.

2) Rezerv oranlarına bakıldığında aynı dönemde 2,7 kat fazla yatırıma karşı rezerv %40 azalmıştır.

3) Aynı dönemlerde üretim %20 azalmıştır.

Yatırımın büyüklüğü faaliyetlerin artışına bağlı olsa da birim maliyetlerdeki artış önemli yer tutmaktadır. Ayrıca arama-üretim projelerinde planlama ve stratejik karar süreçlerindeki tercih ve öncelikler de maliyetleri etkilemektedir. Arama program/projeleri kapsamındaki stratejiler doğrultusunda, belirlenen prospekt ve kuyu sayıları, bütçe imkanları da dikkate alınarak, kule sayısındaki artış gereksinimler doğrultusunda planlanmalıdır.

Bu bağlamda arama/araştırma, proje çalışmalarının 3-B ve 4-B sismik çalışmaları tamamlanmadan, yeni derin deniz sondaj (kule) gemileri alımı, arama/araştırmaya zorlama getirmektir. Özellikle kule sayısını artırmanın geçmiş sürecini iyi incelemek gerekir. Çok yüksek maliyetler nedeniyle, deniz çalışmalarında daha da titiz ve seçici davranılması zorunludur.

Arama-üretim faaliyetlerindeki sorunlar, sektördeki ilgili kuruluşların, akademinin ve kamunun desteğiyle; sermaye yoğun, ileri teknoloji gerektiren bu çok riskli yatırımlar, ortak akılla çözülebilir.

Üretim kapasitesinin, tüketimin petrolde yalnız %8'ini, doğalgazda %2'sini karşıladığı, kuyu başı günlük petrol üretiminin ortalama 45-50 varil olduğu gerçeğinden hareketle, tüm süreç kamuca bir anlayışla planlanmalı ve uygulanmalıdır.

Diğer taraftan *Petrol Kanunu* uygulamasında Türkiye kara alanları ruhsatlandırması, hidrokarbon varlığına göre derecelendirilmelidir. 6326 ve 2808 sayılı eski kanunlardaki bölge sisteminden *6491 sayılı yeni Petrol Kanunu*'na göre harita ölçek modeline geçilmiş olup potansiyel alanların belirlenmesi amaçlı hangi paf-tanın (1:25000'lik ve/veya 1:50.000'lik), hangi önem derecesinde olduğu da belirlenmelidir.

Önem derecesine göre

1. Petrol varlığı bilinen alanlar
2. Gaz varlığı bilinen alanlar
3. Petrol/gaz potansiyeli olabilecek alanlar
4. Henüz arama/araştırma safhasındaki alanlar

olarak ayrılmalıdır.

Deniz alanlarının rejimi ayrıca belirlenmelidir.

KAYNAKÇA

- [1] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, <http://www.etkb.gov.tr>.
- [2] Enerji Bakanlığı, 2021 Yılı Bütçe Sunuş Metni, Kasım 2020.
- [3] Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Faaliyet Raporları, <http://www.pigm.gov.tr>. Mapeg.gov.tr
MAPEG Dergi Yıl 1 Sayı 1 Ekim 2020,
Saim GÜL, Türkiye'nin Petrol Arz Güvenliği,
Murat KALAY, Türkiye Arama-Üretim Sektörünün Stratejik Önemi,
Halil İBİŞ, Petrol Arama Ruhsatı Başvuru Prosedürü ve Türkiye'deki Petrol Arama Ruhsat Durumunun Değerlendirmesi.
- [4] EPDK, <http://www.epdk.gov.tr>.
- [5] Türkiye Enerji Görünümü / TMMOB Makina Mühendisleri Odası Sunumu Nisan 2021.
- [6] Necdet Pamir, Çeşitli Sunumlar, 17 Şubat 2022 Online Söyleşi-Media4Democracy.
- [7] TPAO Yıllık Raporları ve Sektör Raporları, <http://www.tpao.gov.tr>
- [8] BP Statistical World Review Of Energy, Haziran 2022.
- [9] Türkiye Enerji Görünümü, TMMOB MMO Yayını, 2022-Petrol-Gaz Bölümü, A. Uğur GÖNÜLALAN-Ü. AYDIN-H. PEKER.
- [10] A. Uğur GÖNÜLALAN, Enerji ve Jeofizik Mühendisliği, TMMOB JFMO Yayını Petrol Kanunu Bölümü.
- [11] S. Sarıyıldız, "Kara ve Denizlerde Doğal Gaz Aramacılığında Ruhsatlandırma", TÜBA-Doğal Gaz Çalıştay ve Paneli, 8-9 Ekim 2020.
- [12] 15. Hidrokarbon Arama-Üretim Sektörü İstişare Toplantısı 5 Aralık 2023 tarihinde MAPEG Genel Müdürü Arslan NARİN'in Beyanatı.
- [13] A. Uğur GÖNÜLALAN, Türkiye İçin Yeraltı Kaynakları Tutum-Yönelimi, Türkiye Nereye Koşuyor Kitabı, Derleyen Prof. Dr. Övgün Ahmet ERCAN, Doğu Kitabevi, Haziran 2022.
- [14] A. Uğur GÖNÜLALAN; IPETGAZ 27-29, Eylül 2023, TÜRKİYE'NİN PETROL-DOĞALGAZ ARAMA VE ÜRETİM FAALİYETLERİNİN TEKNİK VE EKONOMİK ANALİZİ.
- [15] Eğilmez, M., 2020, Türkiye ekonomisinin son 17 yılı, T24: 03 Ocak 2020.
- [16] Eğilmez, M., 2022, Türkiye'nin Yapısal Sorunları ve Çözüm Önerileri, Remzi Kitabevi.

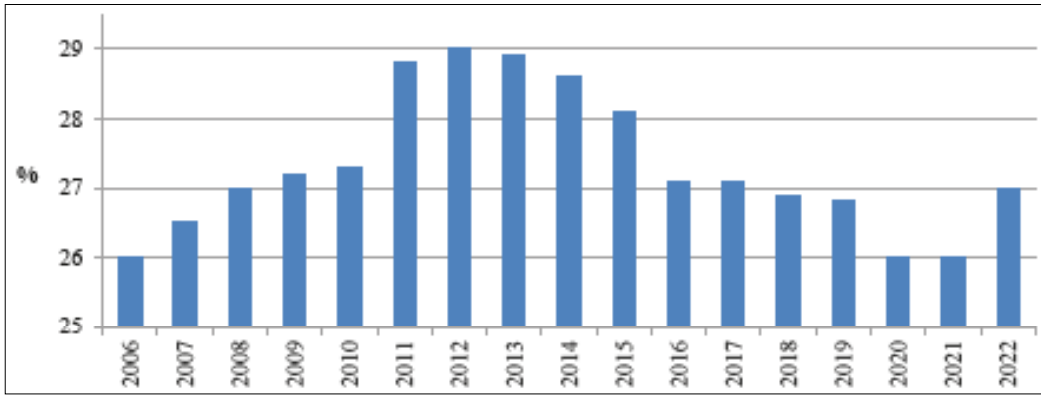
4.3 DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE KÖMÜRÜN GÖRÜNÜMÜ

Dr. Nejat TAMZOK

Maden Yüksek Mühendisi

4.3.1 GİRİŞ

İçinde bulunduğumuz yüzyılın ilk 23 yılında, kömürün küresel enerji tüketimindeki payı %23'ten %27'ye yükselmiş, elektrik üretimindeki payı ise %39'dan %36'ya gerilemiştir (IEA 2023b). 23 yıllık dönem boyunca, dünya ticari enerji talebinin yaklaşık %30'u kömür tarafından karşılanmıştır (Energy Institute 2023). Aynı süreçte, dünya kömür üretiminde %90'a varan oranlarda bir artış söz konusudur. Bununla birlikte, üretimdeki artış hızı söz konusu zaman diliminin ikinci yarısında önemli ölçüde düşmüştür. Son 10 yıldaki üretim artışı sadece %7,5 ile sınırlıdır.



Şekil 4.3.1 Dünya Birincil Enerji Arzı İçerisinde Kömürün Payı

Küresel kömür tüketiminde son yıllarda yaşanan duraklama üzerine etkili olan en önemli unsurlar arasında, başta güneş ve rüzgâr olmak üzere yenilenebilir enerji teknolojileri ile enerji depolama teknolojilerindeki gelişmeler bulunmaktadır. Bu süreçte, enerji yatırımcıları, karbon salımları az, yatırım ve işletme maliyetleri daha düşük olan yenilenebilir enerjilere yönelmekte ve kömürden uzaklaşmaktadır.

Kömürü zorlayan diğer bir faktör ise küresel iklim politikalarıdır. Bu çerçevede, 2015 tarihli Paris İklim Anlaşması bir dönüm noktası olmuştur. O tarihten itibaren, kömürün önündeki engeller yükselmiş, kömüre dayalı yatırımların finansmanı daha da güçleşmiştir. Kömür sektörü bakımından bir diğer engelleyici unsur, karbon fiyatlama mekanizmalarıdır. Karbon salımlarını azaltabilmek amacıyla birçok ülke karbon salımlarını fiyatlandırma yoluna gitmektedir. Dün-

yada uygulanmakta olan karbon fiyatlandırma mekanizmalarının sayısı son on yılda iki kattan fazla artış göstermiş olup, bu mekanizmaların küresel düzeyde yaygınlaşması halinde kömür yatırımlarının yapılabirlikleri daha da zorlaşacaktır (Tamzok 2021).

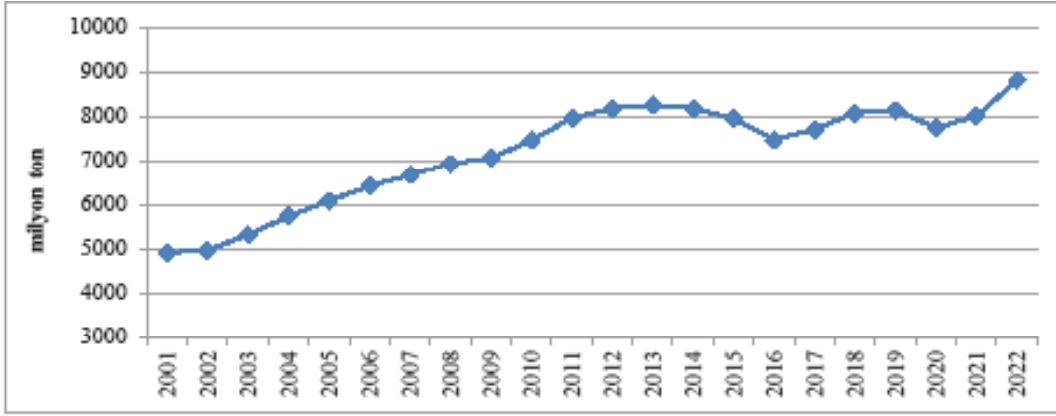
Türkiye'ye gelince; ülkemiz sahip olduğu kömür kaynaklarından yararlanma noktasında son yıllarda sorunlar yaşamaktadır. Mevcut kömür sahaları yatırıma dönüştürülemede, bu sahalar üzerinde yaratıcı ve toplum yararını gözeten mühendislik ve üretim projeleri geliştirilememektedir.

4.3.2 DÜNYA'DA KÖMÜRÜN GÖRÜNÜMÜ

Üretim

1999 yılından itibaren 15 yıl boyunca kesintisiz artan küresel kömür üretimi ilk defa 2014

yılında bir önceki yıla göre yaklaşık %1 oranında azalarak 8,2 milyar ton olarak gerçekleşmiş, 2016 yılında ise 7,5 milyar ton düzeyine kadar gerilemiştir. Sonrasında tekrar artışa geçen kömür üretimi 2022 yılında bir önceki yıla göre %8 oranında artarak 8,8 milyar tonla rekor kırmış olup, 2023 yılında 9 milyar tonun da üzerini gördüğü tahmin edilmektedir (*Energy Institute 2023*). Son iki yıldaki rekor üretimlere karşın, dünyada kömür yakıtlı enerjiye yapılan yatırımlar son 7 yılda yaklaşık %15 düşmüştür (*IEA 2023a*).



Şekil 4.3.2 Dünya Kömür Üretimleri

2022 yılı dünya kömür üretiminin %51,8'ini (4,6 milyar ton) tek başına Çin gerçekleştirmiştir. Hindistan'ın payı %10,3 (910 milyon ton), Endonezya'nın payı %7,8 (687 milyon ton) ve ABD'nin payı %6,1 (540 milyon ton) oranındadır. İlk 10 ülkenin küresel kömür üretimi içindeki toplam payları %92 düzeyindedir. Genel olarak, kömür üretimleri gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre çok daha yüksek oranda artış göstermektedir.

2013-2018 yılları arası dönemde yaklaşık 800 milyon ton civarında seyreden dünya linyit üretimi 2019 yılından itibaren gerileme eğilimine girmiş ve 2021 yılında 621 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (*IEA 2023a*). Dünya linyit üretiminde en büyük pay 2022 yılında 131 milyon ton ile Almanya'nındır. Bu ülkeyi 92,3 milyon ton ile Türkiye izlemektedir.

Tüketim

2022 yılı dünya kömür tüketimi yaklaşık 8,4 milyar ton düzeyindedir ve %53,7'si Çin tarafından gerçekleştirilmiştir. İlk 7 ülkenin küresel kömür tüketimindeki toplam payı %86 oranındadır (*Energy Institute 2023; IEA 2023a*). 2021

yılında linyit tüketimi ise toplam 680 milyon ton olmuştur. İlk sıra, uzun yıllardır olduğu gibi yine Almanya'nındır. Bu ülkeyi Türkiye ve Rusya Federasyonu izlemiştir.

2000 yılı sonrasındaki küresel tüketim artışı çok büyük ölçüde başta Çin olmak üzere Asya-Pasifik Bölgesi'nin talebinden kaynaklanmıştır. Çin'in 2000-2022 dönemindeki kömür tüketim artışı -ısıtıcı değer bazında- %200 oranındadır. Aynı dönemde Endonezya'nın tüketimi %700, Hindistan'ın tüketimi %190 artış göstermiştir. Asya-Pasifik'in tamamında ise artış oranı %170 olmuştur. Ancak tüketim artışları son 10 yılda hız kaybederken Çin'deki artış sadece %9,5 ve Asya Pasifik'in tamamındaki artış ise %17 olarak gerçekleşmiştir (*Energy Institute 2023*). Enerji tüketimi içinde kömürün payındaki en büyük gerileme ise Kuzey Amerika'dadır. Bu bölgede kömürün payı 12 puan birden düşerek %8,8'e gerilemiştir. Aynı dönemde Avrupa'nın tamamında 6 puan düşmüş ve 2022 yılında %12,6 olmuştur.

Son dönemde çok sayıda Avrupa ülkesi tarafından kömürden çıkış planlamaları ortaya konulmaktadır. Ancak burada, bu ülkelerin

pek çoğunun zaten önemli bir kömür rezervi bulunmadığı dikkate alınmalıdır. Önemli miktarda işletilebilir kömür rezervleri olan Almanya, Polonya ve Çekya gibi ülkeler ise ya çıkış tarihi belirlememekte ya da çok ileri tarihleri açıklamaktadırlar.

Önümüzdeki yıllarda küresel kömür tüketiminin giderek gerileyeceğine ilişkin tahminler yapılmaktadır. Bunların içinde *Uluslararası Enerji Ajansı* tarafından yapılan tahminler çarpıcıdır. Ajansın, ülkelerin bugün yürütmekte oldukları enerji politikalarını dikkate alan bir senaryoyu temel alarak yaptığı çalışmasına göre; küresel kömür tüketimi önümüzdeki birkaç yıl içinde hızla düşmeye başlayacak ve 2040 yılında bugüne oranla yaklaşık %35 oranında daha az kömür tüketilecek. Böylelikle, kömürün enerji tüketiminde bugün %27 olan payının sadece 17 yıl sonra 2040 yılında %17'ye, elektrik üretimindeki payının ise aynı dönemde %45'den %22'ye düşeceği tahmin edilmektedir (*IEA 2023b*).

Küresel elektrik üretiminde kömürün payı

2022 yılı itibarıyla dünya kömür üretiminin yaklaşık %65'i elektrik üretimi amacıyla kullanılmış, %28'i sanayi sektörlerinde ve geriye kalan %7'lik kısım ise ısınma ve diğer amaçlı olarak tüketilmiştir (*IEA 2023a*). 2002 yılında dünya toplam elektrik üretiminin %39'unu karşılayan kömürlü santrallerin payı 20 yıl sonra 2022 yılı itibarıyla %36 düzeyindedir (*IEA 2023a*).

2022 yılında dünyada mevcut toplam 8.643 GW elektrik santral kapasitesinin %26'sı kömüre dayalı santrallerdir. Bununla birlikte kömürlü santral yatırımlarının özellikle rüzgâr ve güneş santralleri karşısında son yıllarda gerilediği gözlenmektedir. Ancak yine de kömürlü santraller doğalgaz, hidrolik ya da nükleer seçeneklerine göre daha fazla tercih edilmektedir. Son 12 yılda dünyada işletmeye giren

toplam 3.729 GW santral kapasitesinin %18'i (622 GW) kömürlü santraller, %14'ü (486 GW) doğalgaz santralleri, %11'i (365 GW) hidrolik santraller, %21'i (721 GW) rüzgâr santralleri ve %32'si güneş santralleridir (*IEA 2023a*).

Dünya kömür ticareti

Dünya kömür ticareti, 2022 yılında yaklaşık 1.367 milyon ton seviyesinde olmuştur. Söz konusu ticaretin 1.050 milyon tonluk kısmı (%76,8) buhar kömürü, 317 milyon tonluk kısmı (%23,2) metalürjik kömürdür (*IEA 2023a*).

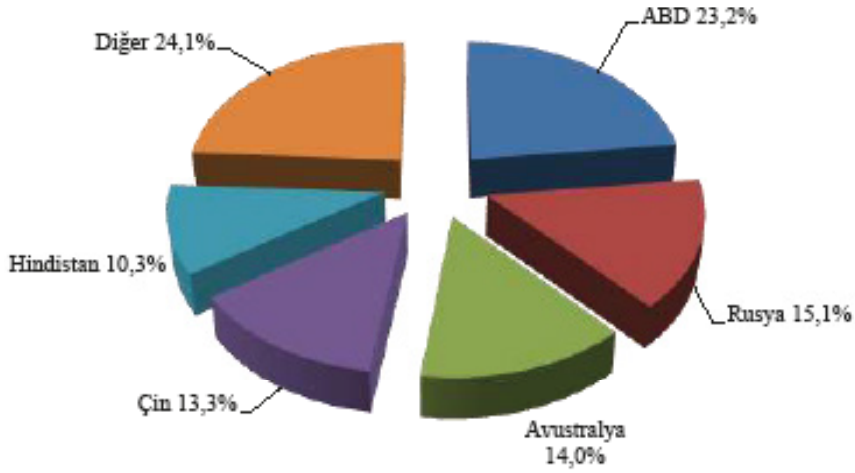
Asya-Pasifik Bölgesi ithalatın dörtte üçünü oluşturmaktadır. En büyük ithalatçı, -önceki yıllarda da olduğu gibi- Çin'dir. Çin'in ardından gelen Hindistan 228 milyon ton, Japonya 184 milyon ton ve Güney Kore 125 milyon ton ithalat yapmıştır (*IEA 2023a*). Bu 4 ülkenin toplam ithalattaki payı %61 düzeyindedir.

2022 yılının en büyük 3 ihracatçısı Endonezya, Avustralya ve Rusya'dır. Küresel ihracat içindeki payları; Endonezya'nın %34,2, Avustralya'nın %25, Rusya'nın %16,3 seviyesindedir. Bu 3 ülkenin toplam ihracat içindeki payı %75,5'dir.

Dünya kömür rezervleri

Dünya kanıtlanmış kömür rezervi 2020 yılı sonu itibarıyla toplam 1.076 milyar ton büyüklüğündedir (*BGR 2022*). Söz konusu rezervin; 756 milyar tonu antrasit ve bitümlü kömür, 320 milyar tonu alt bitümlü kömür ve linyit kategorisindedir.

BGR tarafından 80'e yakın ülkede bulunduğu raporlanan dünya kömür rezervlerinin en büyük kısmı 249 milyar ton ile ABD'dedir. ABD'yi 162 milyar ton ile Rusya Federasyonu ve 150 milyar ton ile Avustralya izlemektedir. Dünya kömür rezervlerinin %90'dan fazlası 10 ülkenin elindedir (*BGR 2022*).



Şekil 4.3.3 Dünya Kömür Rezervleri

Antrasit ve bitümlü kömür rezervleri 219 milyar ton ile en fazla ABD'de bulunmaktadır. ABD'yi 135 milyar ton ile Çin ve 106 milyar ton ile Hindistan izlemektedir. Toplam 320 milyar ton büyüklüğündeki alt bitümlü kömür ve linyit rezervlerinin en büyük bölümü ise 90,5 milyar ton ile Rusya'da bulunmaktadır. Bu ülkeyi 74 milyar ton ile Avustralya, 35,7 milyar ton ile Almanya, 30 milyar ton ile ABD ve 14,7 milyar ton ile Endonezya izlemektedir. Mevcut kömür üretimi dikkate alındığında, küresel kömür rezervlerinin yaklaşık 139 yıl ömrü bulunduğu hesaplanmaktadır (BGR 2022).

4.3.3 TÜRKİYE'DE KÖMÜRÜN GÖRÜNÜMÜ

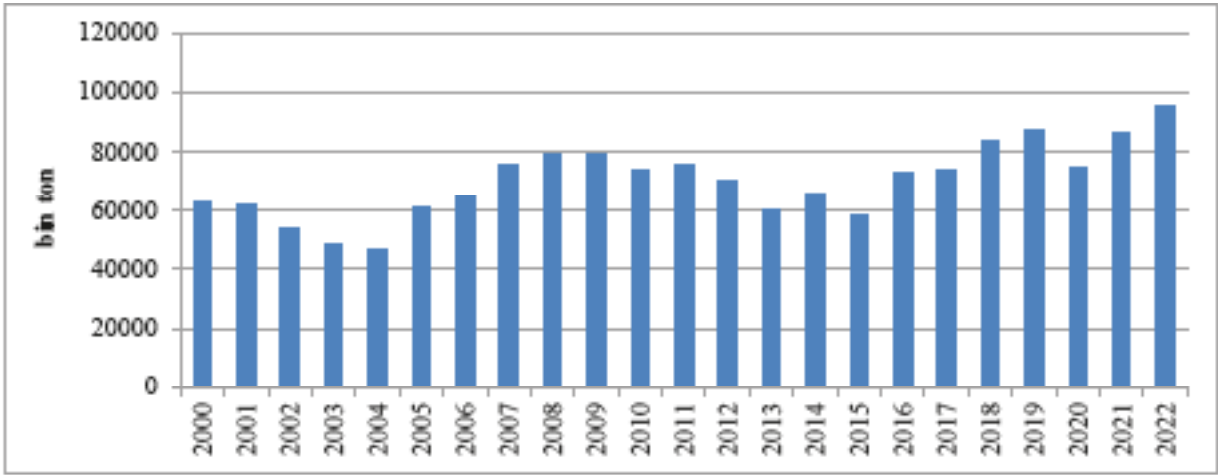
Ülkemiz 2022 yılı birincil enerji arzı içinde kömürün payı %26,7 (42,1 milyon ton eşdeğer petrol/MTEP) düzeyindedir (ETKB/EİGM 1970-2022). Kömür tüketiminde yerli kömür 18,4 MTEP (%11,7) ve ithal kömür ise 23,7 (%15) MTEP seviyesinde gerçekleşmiştir. 2022 yılında yerli kömür arzı; 89,8 milyon ton linyit, 1,4 milyon ton taşkömürü ve 1,6 milyon ton asfaltit

olmak üzere toplam 92,8 milyon ton ve ithal kömür arzı ise 37,6 milyon ton şeklindedir.

Birincil enerji üretiminde kömürün payı ise %38,6 (19,6 MTEP) düzeyindedir. Yerli kömür üretimi; 18,1 MTEP (92,3 milyon ton) linyit, 0,8 MTEP (1,4 milyon ton) taşkömürü ve 0,7 MTEP (1,6 milyon ton) asfaltit olarak gerçekleşmiştir (ETKB/EİGM 1970-2022).

Üretim

Türkiye kömür üretimi 2022 yılında 95,3 milyon tonla rekor kırmıştır. 2022 yılı satılabilir kömür üretiminin 1,4 milyon tonu taşkömürü, 92,3 milyon tonu linyit ve 1,6 milyon tonu asfaltit şeklindedir. Türkiye, 2022 yılında dünyada en fazla kömür üreten on birinci ülke konumundadır (Energy Institute 2023). Bir önceki yıla göre üretimi %10,2 oranında artmıştır. Son 10 yılda üretimi en fazla artan sekizinci ülkedir. Türkiye, Almanya ve Çin'in ardından dünyada en fazla linyit üreten üçüncü ülkedir. Küresel üretimdeki payı %10 düzeyine yaklaşmaktadır.



Şekil 4.3.4 Türkiye Kömür Üretimi

İthalat

Türkiye'nin kömür ithalatı, 2022 yılında 37,6 milyon ton, 2023 yılında ise yaklaşık 36 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Türkiye'de kömür ithalatının yaklaşık %80'i Kolombiya ve Rusya Federasyonu'ndan yapılmaktadır. 2021 yılına kadar bu iki ülkeden yaklaşık eşit oranlarda ithalat yapılmaktayken 2022 Şubat ayında ortaya çıkan Rusya-Ukrayna savaşı nedeniyle uygulamaya konulan Avrupa Birliği ambargolarıyla birlikte Rusya'nın ithalatımızdaki payı da hızla artmış ve 2022 yılında %51'e, 2023 yılında %70'e kadar yükselmiştir. Kolombiya'dan yapılan ithalat ise aynı oranda gerilemiştir (*TÜİK 2024*). 2023 yılında dört ülkeden (Rusya, Kolombiya, Avustralya ve ABD) yapılan kömür ithalatı toplam ithalatın %95'i düzeyindedir.

Tüketim

Türkiye'de kömür tüketimi 2022 yılında bir önceki yıla göre %5,8 oranında artarak yaklaşık 130 milyon ton şeklinde gerçekleşmiştir. Türkiye, 2022 yılında dünyada -miktar bazında- en fazla kömür tüketen dokuzuncu ülke konumundadır (*Energy Institute 2023*). Isıl değer dikkate alındığında ise Türkiye'nin dünyadaki sıralaması on ikincilik olmaktadır ve son 10 yılda tüketimi en fazla artan ülkeler arasında onuncu sıradadır.

Toplam kömür tüketimi içinde yerli kömürlerin -miktar bazında- payı 2022 yılı itibarıyla %71

ve ithal kömürlerin payı ise %29 düzeyindedir. Bununla beraber -yerli kömürlerin ısıl değerlerinin ithal kömürlere göre çok daha düşük olması nedeniyle- eşdeğer petrol cinsinden bakıldığında durum tersine dönmektedir. Bu durumda, yerli kömürlerin payı %46 ve ithal kömürlerin payı ise %54 olmaktadır.

Elektrik üretiminde kömür kullanımı

Türkiye elektrik üretiminde yerli kömürlerin kullanımını her zaman öncelikli olmuş, ithal kömürlerin kullanımını ise 2000'li yıllardan itibaren gündeme gelmiştir. 2024 yılı Şubat ayı itibarıyla kömüre dayalı santral kurulu gücü 21.814 MW düzeyindedir. Bu santrallerin 10.194 MW'ı (%46,7) linyit, 10.374 MW'ı (%47,6) ithal kömür, 841 MW'ı (%3,9) yerli taşkömürü ve 405 MW'ı (%1,8) asfaltit santralidir (*TEİAŞ 2024a; TEİAŞ 2024b*).

2024 yılbaşı itibarıyla 107.050 MW büyüklüğündeki Türkiye elektrik kurulu gücü içinde yerli kömürün payı %10,7 (11.440 MW), ithal kömürün payı ise %9,7 (10.374 MW) düzeyindedir. 2023 yılında toplam 326,3 TWh brüt elektrik üretimi içinde ise yerli kömürün payı %14,3 (46,3 TWh), ithal kömürün payı %22 (71,8 TWh) olmuştur.

Bugün Türkiye'de yerli kömür kullanan 52 adet elektrik santrali işletmededir. Bunlardan 19 adedinin kurulu kapasitesi 50 MW'ın üzerinde olup,

diğerleri küçük kapasiteli otoprodüktör santralleridir. 4 adet taşkömürü ve 1 adet asfaltit santral dışındakilerin tamamı linyite dayalı santrallerdir.

Son yıllarda, çok sayıda tedbir ve teşvike karşın yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları konusunda önemli bir gelişme sağlanamamıştır. Son 10 yılda işletmeye giren yerli kömüre dayalı santral kapasitesi yaklaşık 2.700 MW düzeyindedir. Yerli kömüre dayalı santral yatırımları konusunda beklenen gelişme sağlanamamakla beraber, ithal kömüre dayalı santral kapasitesi giderek artmıştır. 2000 yılına kadar Türkiye elektrik sisteminde ithal kömür santral bulunmazken 2024 yılında söz konusu santrallerin kurulu güç kapasitesi 10.374 MW düzeyine ulaşmıştır. 2024 yılı başında işletmede olan toplam 10 adet ithal kömür santral bulunmaktadır.

2024 yılı Şubat ayı itibarıyla EPDK kayıtlarında toplam 2.765 MW büyüklüğünde 5 adet lisanslı kömüre dayalı santral yatırımı görülmektedir (EPDK 2023). Bunların ikisi ithal kömüre (toplam 2.580 MW) üçü yerli kömüre (toplam 185 MW) dayalıdır. İthal kömür yakıtlı santrallerde henüz ciddi bir ilerleme kaydetmemişlerdir.

Türkiye kömür rezervleri

Türkiye'nin 730 milyon tonu görünür olmak üzere yaklaşık 1,5 milyar ton taşkömürü (TTK 2023) ve önemli bir kısmı görünür rezerv niteliğinde toplam 20,4 milyar ton linyit kaynağı (MTA 2024) bulunmaktadır.

Linyit rezervlerinin %40 ile en büyük kısmı EÜAŞ'nin ruhsatındadır. TKİ'nin payı %12,6 düzeyindedir. Kalan kısım ise özel sektörün uhdesinde ya da MTA'nın elindedir. Ancak, Türkiye'de 100 milyon ton ve üzeri linyit rezervine sahip sadece 20 havza/saha bulunmaktadır.

Türkiye'de kömür varlıklarının tanımlanmasında uluslararası standartlardan farklı kavramlar kullanılmakta ve "kaynak" kategorisinde olması gereken kömürler sıklıkla "üretilebilir rezerv" kategorisinde gösterilmektedir. Gerçekten, toplam 22 milyar ton büyüklüğündeki kömür

kaynağı, Türkiye'nin brüt kömür varlığıdır. Bu miktar, önemli ölçüde kanıtlanmış ve üretilebilir rezervi de içermekle beraber, tamamının bu nitelikte olmadığı dikkate alınmalıdır.

4.3.4 DEĞERLENDİRME

Kömür, neredeyse iki yüzyıl boyunca en temel enerji kaynaklarından biri olma özelliğini korumuştur. Bu süreçte pek çok yeni enerji kaynağının ortaya çıkmasına ve özellikle çevresel etkileri nedeniyle son yıllarda yoğun bir şekilde tartışılmasına rağmen, dünyanın birçok ülkesinde kömür kullanımından vazgeçilememektedir. Dolayısıyla, günümüzde kömür, küresel enerji tüketiminin en önemli bileşenlerinden biridir.

Kömürün geleceğine ilişkin yapılan analizlerde, sadece küresel ısınma ve iklim değişikliği olguları merkeze alınarak, neredeyse diğer parametrelerin yok sayılması ve düz mantıkla öngörülerde bulunulması, eksik ve sorunlu bir yaklaşımdır. Aralarında Türkiye'nin de olduğu pek çok ülke için kömürden bir çırpıda veya kısa vadede vazgeçmenin, aynı zamanda enerji güvenliğini ve giderek ülke güvenliğini olumsuz yönde etkileyebileceği ve sarsabileceği göz ardı edilmemelidir. Diğer taraftan, dünyada çok sayıda ülkede milyonlarca insan geçimlerini kömür üretimi, iletimi ya da dağıtımından sağlamaktadır. Bu nedenle, bu ülkeler için kömürden çıkış süreçleri, aynı zamanda ciddi ekonomik ve toplumsal sorunlarla karşılaşmak demektir. Dolayısıyla, kömürün kaderini ulusüstü enerji tekelleri ve sermaye kuruluşlarının yapacağı uluslararası anlaşmalar değil, ulus devletlerin kendi ülkelerinin ve halklarının çıkarlarını gözeterek tanımlayacakları enerji politikalarındaki tercih ve stratejiler belirlemelidir.

Yerli enerji üretiminin artırılması, Türkiye için her zamankinden daha önemlidir. Bu çerçevede, yerli kömür kaynaklarının harekete geçirilmesi, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığına bir ölçüde çare olabilir. Son dönemlerde büyük oranda özel

kuruluşlar tarafından yapılan linyit üretimini ve linyite dayalı elektrik üretimini desteklemek için yapılan düzenlemeler, esas olarak özel şirketlerin kazançlarını artırmaya yönelik olmuştur.

Oysa toplum yararını hedefleyen, bilim ve teknolojinin imkanlarından azami ölçekte yararlanan, çalışanların güvenliğini ve sağlığını azami ölçüde gözeten, çevreye verilen olumsuz etkileri asgari düzeye indirilmiş, şeffaf, çalışanların yönetim ve denetiminde söz sahibi olduğu kamucu kömür madenciliği yatırımları ve karbon salımlarını ve diğer toksik atıkları teknolojik olarak olabilir en düşük sınırlara düşürülmüş, atık ısısını bölgesel ısıtma için kullanabilen yüksek verimli kazanların olduğu termik santralleri kuracak ve işletecek kamucu bir enerji programı da mümkündür.

Yerli kömürlerin ülkemiz birincil enerji talebini karşılama oranı 20 yıl önce %15 ve 10 yıl önce %13 seviyesindeyken bugün %12,1 düzeyine kadar gerilemiştir. Zaman zaman kömür üretimleri yukarı yönlü hareketlense de bu eğilim sürekli olamamakta ve uzun vadede genel yön aşağı doğru gelişmektedir. Gelecek 20 yılda Türkiye enerji talebinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda (ETKB 2022) öngörüldüğü gibi yıllık ortalama %2,2 artacağı varsayıldığında; üretimlerin bugün olduğu noktada kalması halinde, yerli kömürlerin Türkiye enerji talebini karşılama oranı 10 yıl sonra %9,5'e ve 20 yıl sonra ise %7,8'e kadar gerileyecektir.

Yerli kömürün elektrik üretimindeki payı da son yıllarda azalmaktadır. Son 10 yılda Türkiye'nin elektrik kurulu gücü yaklaşık 43.000 megavat artarken, bunun yalnızca %7,5'i yerli kömüre dayalı santral yatırımlarından gelmiştir. Neticede, yerli kömüre dayalı termik santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı 20 yıl önce %20 ve 10 yıl önce %13,6 seviyesindeyken bugün %10,7 düzeyine kadar gerilemiştir.

Ülkemizin fosil enerji kaynakları bakımından çok da zengin olmadığı dikkate alındığında, yerli kömürden vazgeçmenin gerek enerji arz güvenliği gerek ülke güvenliği bakımından sorunlar yaratabileceği gözden uzak tutulmamalıdır. Enerji bağımlılığı sorununa çözüm olması en muhtemel olan yerli kömürlerin 20-15 yıl sonra Türkiye'nin enerji talebinin %10'unu dahi karşılayamayacak bir noktaya gelmesi riski ciddi şekilde değerlendirilmelidir.

RESMİN ÖTEKİ YÜZÜ

<https://enerjipolitik.com/2023/08/06/akbelen-uzerine-notlar/>

AKBELEN'DEKİ AĞAÇLAR VE KÖMÜRLÜ SANTRALLAR ÜZERİNE NOTLAR

6 Ağustos 2023

Dr. Nejat Tamzok

Akbelen Ormanı'ndaki ağaçların kesilmesiyle ilgili tartışmalar nedeniyle uzun süredir kömürle yatıp kömürle kalkıyoruz. Kesimin gerekçesi ise Muğla'daki Yeniköy ve Kemerköy santralleri için gereken kömürün üretileceği rezerv alanlarının açılması. Doğrusu, eğer kömür üretimi yapacaksanız, bu memlekette ağaçsız bir alan bulma olasılığınız çok da fazla değildir. O nedenle, "açık ocak kömür işletmeciliği yapacağım ama ağaçlara dokunmayacağım" diyen birileri varsa, siz siz olun inanmayın. Üstelik Yeniköy ve Kemerköy gibi büyük kapasiteli santralleri besleyecek kömürün üretimi için kesilecek ağaç sayısı, tahmin edebileceğinizden çok daha fazladır. Ve zaten o ağaçların asıl büyük bölümü 40 yıldır çalışmakta olan bu santraller için çoktan kesilip gitmiştir. İyi ama biz bu santralleri neden yaptık, 40 yıldır o kadar ağacı niye kestik? Aslına bakarsanız, hikâye, 70'li yıllarda başlar.



Yeniköy ve Kemerköy Santrallerinin hikayesi

O tarihlerde Türkiye’de, ne doğalgaz ne ithal kömür ne de yenilenebilir kaynakların adı geçmektedir. Elektrik üretimindeki kaynak seçenekleri sadece yerel kömür, hidrolik ve ithal petrol ürünleriyle sınırlıdır. Fuel-oil ve motorin kullanımı giderek artmaktadır; Arap-İsrail Savaşı’nın patladığı 1973 yılında toplam içindeki payları %51’e kadar yükselmiştir. Savaşla birlikte petrol fiyatlarında dramatik yükselişler yaşanır. Ardından 1979 İran İslam Devrimi ikinci büyük petrol krizini tetikler. Petrolün fiyatı, 1973 öncesine göre neredeyse 20 katına çıkmıştır. Elektrik üretiminde petrole olan aşırı bağımlılık yüksek fiyat artışlarıyla birleşince, Türkiye’de ağır bir enerji bunalımı ortaya çıkar. Söz konusu bunalım, o yıllarda ülkenin yaşadığı siyasal ve toplumsal çalkantıların nedenlerinden biri olacaktır.

Önünde çok fazla seçeneği bulunmayan Türkiye, o dönem enerji krizini memleketin kömürüyle aşmıştır: Yerel kömür rezervleri

seferber edilmiş, 1987-1977 yılları arasındaki 11 yılda kömüre dayalı yaklaşık 3.700 megavat büyüklüğünde bir elektrik üretim kapasitesi yaratılabildiği.

Neticede, 1970’li yıllarda %40’lara varan elektrik üretimindeki ithal kaynak bağımlılığı, yerli kömürler yönündeki kamusal tercih sayesinde 1987 yılı geldiğinde %20’ler seviyesine kadar düşürülebildiği. İthal kaynak bağımlılığında bu rahatlama ise 1990’lı yılların sonuna kadar Türkiye ekonomisi üzerinde olumlu yönde etkili olacaktır.

Büyük kapasiteli kömürlü santrallerin devreye girişi

Tunçbilek, Soma, Afşin-Elbistan, Yatağan, Çayırhan gibi büyük kapasiteli kömürlü santralleri işte o dönemin ürünüdür. Bunlar ve daha sonra kurulan diğer kömürlü santralleri için kesilen ağaçların sayısını, emin olun havsalamız almaz.



Bugün kamuoyunda tartışılmakta olan Yeniköy Santrali de o dönemde işletmeye alınan santralleri arasındadır. 1980'li yıllarda genç bir mühendis olarak kömür üretimi projesinde benim de görev aldığım Yeniköy Santrali'nin ilk ünitesi 1986 yılında, ikinci ünitesi 1987 yılında işletmeye alınmıştır. Çevre hareketlerinin henüz gelişkin olmadığı bir dönemde yapımı tamamlanan bu santral, kamuoyunda neredeyse hiç tartışılmamış, ciddi bir itiraz görmemiştir.

Kemerköy Santrali ise daha sonra Ören sahilinde kurulur; ilk iki ünite 1994 yılında, üçüncü ünite 1995 yılında işletmeye açılır.

Yeniköy Santrali 28 yıl, Kemerköy Santrali 20 yıl devlet tarafından çalıştırıldıktan sonra 2014 yılında yaklaşık 250 milyon ton kömür rezervi ve Kemerköy liman sahasıyla birlikte IC İçtaş Enerji-Limak Enerji ortaklığına yaklaşık 2,7 milyar ABD Doları bedelle devredilir.

Santrallerin değeri ve bedeli

Bu iki santralin Türkiye elektrik üretimindeki payları 90'lı yılların sonunda %8'e yakınken bugün %2'ye kadar gerilemiştir. Güncel elektrik fiyatları dikkate alındığında yıllık ciroları yarım milyar doların üzerindedir ve uygun maliyetli

kömür üretimi nedeniyle kâr oranları da oldukça yüksektir. Dolayısıyla, bu santrallerin ekonomik ömürlerini tamamladıklarını söylemek doğru olmaz. Ciro ve kâr rakamları dikkate alındığında, -yakacak kömür bulunduğu sürece- hiçbir girişimci bu tesisleri emekli etmek istemeyecektir.

Netice olarak, bu santrallerin Türkiye enerji sektörüne ciddi bir katkı yaptığı, sahiplerine de büyük paralar kazandırmakta olduğu doğrudur. Bununla birlikte; insan sağlığına, çevreye, ekosisteme, tarım alanlarına zarar verdikleri, asit yağmurlarına, iklim değişikliğine neden oldukları da aynı ölçüde doğrudur.

Açıkçası bu durum, -kamu tarafından da çalıştırılrsa, özel firma da işletse- dünyadaki bütün kömürlü santralleri için geçerlidir. Akbelen'deki alanda yeraltı işletmeciliğinin yapılması ve bu sayede çok daha az ağaç kesilmesi muhtemeldir. Ancak, bu seçeneğin, santrallerin vereceği diğer zararları ortadan kaldırmayacağı açıktır. Bu santralleri, temiz enerji kaynaklarının henüz gündemde olmadığı bir dönemde tercih edilmişler, Türkiye ekonomisine ve dolayısıyla toplum refahının artmasına katkıda bulunmuşlardır. Ancak, bu tercihin sonucunda ciddi çevre sorunlarına da yol açılmıştır.

Türkiye ne yapmalı?

Bununla birlikte, 40 yıl öncesinden farklı olarak enerjiyle ilgili bugün artık çok daha fazla seçenek bulunmaktadır. Türkiye, bir taraftan verimlilik, tasarruf, geri dönüşüm alanlarına yatırım yaparken diğer taraftan daha temiz enerji formlarına yönelmeli ve fosil yakıtlardan yenilenebilir kaynaklara doğru evrilmekte olan enerji dönüşüm süreçlerine ayak uydurmalıdır.

Elbette, kömürden hemen tamamen vazgeçmek mümkün olmayacaktır ve zaten böyle bir tercihin hem ekonomik hem de toplumsal ciddi olumsuzluklara neden olacağı açıktır. Ancak, Türkiye, bir yandan çevresel sorunları en aza indirmeye yönelik olarak kömürden elektrik üretim alanını yeniden düzenlemeli, diğer yandan zaman kaybetmeden ve özellikle de bu alanda çalışan emekçileri mağdur etmeden detaylı kömürden çıkış planlarını hazırlamalı, kamuoyunu da bilgilendirerek bunları yürürlüğe koymalıdır. Türkiye'nin iklim taahhütleri ve 2053 yılı net sıfır hedefi de zaten bunu gerektirmektedir.

Akbelen'e gelince...

Yurttaşın itirazı demokratik bir hak, Anayasal bir ödevdir

Doğrusunu isterseniz, medyada sipariş yazılar yazdırtıp kömüre güzellmeler döktürmenin firmadan başka kimseye yararı dokunmadığı gibi, nereden geldiği belli olmayan fonlarla toplumdaki güvenilirliğini hızla kaybeden bazı uluslararası çevre organizasyonlarının da Akbelen'de bir işe yarayıp yaramadığı şüphelidir.

Bunları bir tarafa koyuyorum; yöre insanının ya da samimi yurttaşların oradaki mücadelesini hiçbirimiz görmezden gelemeyiz.

Elbette, ihtiyacımız olan enerji üretiliyor diye hiç kimse gözünün önündeki çevre katliamlarına seyirci kalamaz, yaşam alanlarının bir anda çevre felaketine dönüşmesine göz yumamaz.

Aslına bakarsanız, insanların yaşadıkları bölgelerde ekonomik, sosyal ya da çevresel etkisi olabilecek faaliyetlere ilişkin kararlara katılma hakkı, demokratik bir haktan öte artık bir insan hakkı olarak değerlendirilmektedir. Ve bu sadece bir hak değil aynı zamanda anayasal bir görevdir de.

Dolayısıyla, insanların yöresine sahip çıkması, yurttaşların toplumsal bir soruna ilişkin itirazlarını demokratik haklarını kullanarak yapması son derece doğaldır.

Öyleyse bu tahammülsüzlüğü, orantısız güç kullanımını, ablukaları nasıl izah edeceğiz?

Burada devlete düşen, yerel halkın mevcut yaşam standartlarının olumsuz yönde etkilenmesine izin vermemek, sağlıklı ve temiz bir çevrede yaşamlarını sürdürebilme haklarının korunmasını sağlamaktır. Yoksa bu amaçla örgütlenen insanları ülke kalkınmasının önündeki düşman unsurlar şeklinde değerlendirebilen bir anlayışın demokrasi kültürü ile bağdaşmadığı çok açıktır.

Amasra/Ağustos 2023

AKBELEN'İN AĞAÇLARI VE ÖTESİ

<https://enerjipolitik.com/2023/08/10/akbelenin-agaclari-ve-otesi/>

10 Ağustos 2023

Dr. Nejat Tamzok

Haftalardır gündemde Akbelen Ormanı var.

Biraz çevre duyarlılığına sahip herkesin aklı oradaki ağaçlarda. Bir mucize olsa da kesme durdurulsa rahatlayacağız; vicdanlarımız huzur bulacak, doğayı kurtardık diye bayram edeceğiz. Ama bütün gözler Akbelen'e çevrilmişken, ülkenin diğer taraflarında madencilik için kesilen ağaç sayısını tahmin bile edemeyiz. Bu yüzden, sadece oradaki ağaçları kurtarmak vicdanları temizlemeye yeter mi bilmem. Üstelik eğer madencilik söz konusuysa, emin olun tek problem ağaç kesimi de değildir.

Madencilik endüstrisinin sicili

Biliyorsunuz, bu endüstrinin sicili epey karanlıktır: Tarih boyunca insanın sömürülmesinin, çevre ve ekosistemlerin katledilmesinin, sıcak savaşlara varan anlaşmazlıkların en büyük nedenlerinden biri olmuştur.

Hele kömür madenciliğinin geçmişi acılarla doludur; ölüm hiç eksik olmamıştır. Olumsuz-

lukların tümüyle geçmişte kaldığını söyleyebilmek ise mümkün değildir. Buna rağmen, dünya, madencilik endüstrisinden vazgeçemez. Çünkü bugünün gelişmiş pek çok ülkesindeki zenginliğin arka planını oluşturan madencilik, günümüzde de en kârlı sektörlerden biridir.

Küresel üretimin parasal karşılığı -enerji hammaddeleri de dâhil edildiğinde- yılda 5 trilyon doların üzerindedir. O nedenle, bugün neredeyse her ülke maden arar; Hollanda'dan İsviçre'ye, Güney Kore'den Papua Yeni Gine'ye kadar 170'e yakın ülkede madencilik yapılır. Daha açık söylemek gerekirse, sınırları içinde mineral kaynağı olup da madencilik yapmayan ülke yoktur. Türkiye de bu ülkelerden biridir.



Türkiye'de madencilik ne durumda?

Mineral çeşitliliği bakımından dünyada zengin ülkeler arasında yer alan Türkiye'de 100'ün üzerinde maden türünden yılda 800 milyon tona yakın üretim yapılır. Sektörde 6 binin üzerinde işyeri bulunur, yaklaşık 130 bin kişi istihdam edilir. Ancak, Türkiye'de yürütülen madencilik faaliyetlerinin insan sağlığına, çevreye, ekosisteme, tarım alanlarına verdiği zararlar gündemimizden hiç düşmez. Bununla birlikte, içinde bulunduğumuz çağda madencilik faaliyetleri olmaksızın insan yaşamının -en azından bugün olduğu biçimiyle- sürdürülebilmesi olası değildir. Bizim yöremizde ya da bizim ülkemizde olmasın da nerede yapılıyorsa yapılsın dememiz de ahlaki olmaz. Bu nedenle, madencilik faaliyetlerinden kaçabilmemiz çok da kolay değildir.

Çevresel etkileri en aza indirmek mümkün

Ancak, iyi haber şu ki bu endüstrinin çevresel etkilerinin tamamen sıfırlanamasa da en aza indirilebilmesi mümkündür. Çünkü bugün artık elimizde, geçmişin tüm olumsuz madencilik örneklerinden süzülerek oluşturulmuş kapsamlı kurumsal ve akademik bir birikim bulunmaktadır. Bu birikim, endüstrideki teknoloji ve inovasyonun ulaştığı düzeyle birlikte değerlendirildiğinde, madencilik faaliyetlerinde artık "sıfır kaza" ya da "çevreye en az zarar" hedeflerine ulaşabilmek hiç de zor olmamaktadır. Yeter ki öncelik firmaların aşırı kârları değil, insanın refahı ve kamu yararı olsun.

Bunu sağlayacak olan da öncelikle devlettir; devlet kuralları koymalı ve etkili denetimler yapabilmelidir. Sermayenin değil toplumun

haklarını önceleyebilmelidir. Madencilik nedeniyle insanların mevcut yaşam standartlarının olumsuz etkilenmesine engel olmalı, sağlıklı ve temiz bir çevrede yaşamlarını sürdürebilme haklarını koruyabilmelidir. Ve en önemlisi de, madencilik faaliyetlerinden etkilenecek kesimlerin, kararlara katılımını sağlayabilmelidir.

Netice olarak, çevreyle barışık bir madencilik endüstrisinin anahtarı; demokrasi, insan hakları, hukuk ve kurumsal yapıların gelişmişlik düzeylerinde saklıdır. Akbelen'in ötesine geçip daha temiz bir çevre için talep edilmesi gerekenler de öncelikle bunlar olmalıdır.

Amasra/Ağustos 2023

KAYNAKLAR

BGR (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources of Germany), (2020), BGR Energy Study 2019 – Data and Developments Concerning German and Global Energy Supplies, Hannover.

BGR (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources of Germany), (2022), BGR Energy Study 2021 – Data and Developments Concerning German and Global Energy Supplies, Hannover.

Enerdata (2024). World Energy & Climate Statistics–Yearbook 2023–Coal and lignite domestic consumption. <https://yearbook.enerdata.net/coal-lignite/coal-world-consumption-data.html>, Erişim: Şubat 2024.

Energy Institute (2023), Statistical Review of World Energy - 2023.

EPDK (2023). Temmuz 2023–İlerleme Raporu. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/lcerik/3-0-86/elektriklisans-islemleri>, Erişim tarihi: Şubat 2024.

ETKB (2022), Türkiye Ulusal Enerji Planı, 2022.

ETKB/EIGM (1970-2022), Ulusal Enerji Denge Tabloları – 1970-2022.

Euracoal (2024), Euracoal Statistics–Coal and lignite production and imports in Europe, <https://euracoal.eu/info/euracoal-eu-statistics/>, Erişim: Şubat 2024.

EÜAŞ (2023), EÜAŞ 2022 Yılı Faaliyet Raporu.

IEA (2019), Coal Information 2019, Paris.

IEA (2022), Coal Market Update - 2022, Paris.

IEA (2023a), Coal 2023, Paris.

IEA (2023b), World Energy Outlook 2023, Paris.

IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

MTA (2024), Kömür Arama Araştırmaları, <https://www.mta.gov.tr/v3.0/arastirmalar/komur-arama-arastirmalari>, Erişim tarihi: Şubat 2024.

Tamzok, N. (2011), “Kömürün Geleceği”, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı, 2. Cilt, İstanbul, 17-19 Kasım 2011.

Tamzok, N. (2012) “Jeopolitik ve Teknolojik Gelişmeler Perspektifinden Kömürün Geleceği”, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı, 17-19 Kasım 2012, İstanbul.

Tamzok, N. (2021) “Dünya’da ve Türkiye’de Kömür Politikaları”, Kömür ve Enerji Çalıştayı, TMMOB Maden Mühendisleri Odası, 20 Şubat 2021.

Tamzok, N. (2021) Kömürün geleceği (III): Temiz kömür rüyası, Enerji Günlüğü, <https://www.enerjigunlugu.net/komurun-gelecegi-iii-temiz-komur-ruyasi-31959yy.htm>, Temmuz 2021.

TEİAŞ (2024a), Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri, <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>, Erişim: Şubat 2024.

TEİAŞ (2024b), Yük tevzi bilgi sistemi günlük işletme neticeleri – kuruluş ve kaynaklara göre kurulu güç, Erişim: Şubat 2024.

TKİ (2023). TKİ 2022 Yılı Faaliyet Raporu.

TTK (2023). 2022 Yılı Taşkömürü Sektör Raporu.

TÜİK (2022), Katı yakıtların üretim, ithalat, ihracat, teslimat ve stok değişim miktarları, 2021-2022, <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Kati-Yakitlar-Aralik-2022-49693>, Erişim: Şubat 2024.

TÜİK (2024). Dış ticaret verileri – Veri tabanları. <iz.tuik.gov.tr>, Erişim: Şubat 2024.

BÖLÜM 5

NÜKLEER ENERJİ

5. NÜKLEER GÜÇ SANTRALLARINDAKİ GELİŞMELER

Nedim Bülent DAMAR

*Elektronik Mühendisi/TMMOB Nükleer Santrallar İzleme Komisyonu Üyesi/
TMMOB EMO Enerji Daimi Komisyonu Yürütme Kurulu Başkanı*

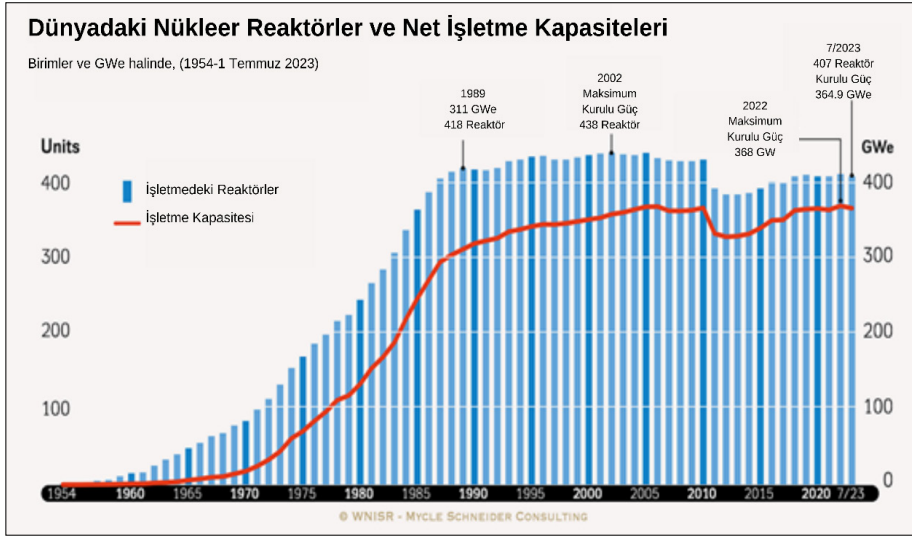
Bu yazıda 2021 ila 2023 yılları arasında nükleer santral konusunda dünyadaki gelişmeler ve Türkiye'deki gelişmeler ele alınmaktadır. Ülkemizde kurulmakta olan Akkuyu Nükleer Güç Santrali (Akkuyu NGS) hakkında gelinen son durum ele alınarak Türkiye açısından bu santralin gereksizliği açıklanmaya çalışılmıştır. Ayrıca elektrik temin işinin bir kamu hizmeti olarak planlı bir şekilde verilmesi gerektiği vurgulanmaktadır.

5.1 DÜNYADA NÜKLEER SANTRALLAR KONUSUNDAKİ GELİŞMELER

Nükleer enerji konusu 1950'li yıllardan beri dünya gündeminden hiç düşmeyen yerini bu dönem de devam ettirdi. 1986 yılına kadar elektrik enerjisi konusunda dünyayı kurtaracak bir teknoloji olarak görülerek göklere çıkarılan fizyon teknolojisi kullanılarak elektrik enerjisi üretimi, günümüzde yerine ne konulsa da bu dertten kurtulsak denilerek gündemdeki yerini korumaktadır. Çin ve Hindistan gibi bazı hızla büyüyen ülkelerin büyük miktarda artan elektrik ihtiyaçlarının karşılanması, bazı ülkelerin kaynak kıtlığı nedeni ile kaynak çeşitlendirmesi, Türkiye gibi bazı ülkelerin nükleer lige yükselmek gibi anlaşılabilir amaçları ve bazı ülkelerin de finansman bulamadıkları için halkına yüksek fiyattan elektrik satılmasını kabul ederek Rus Rosatom gibi firmaların tekliflerini kabul etmeleri sonucunda nükleer santrallar

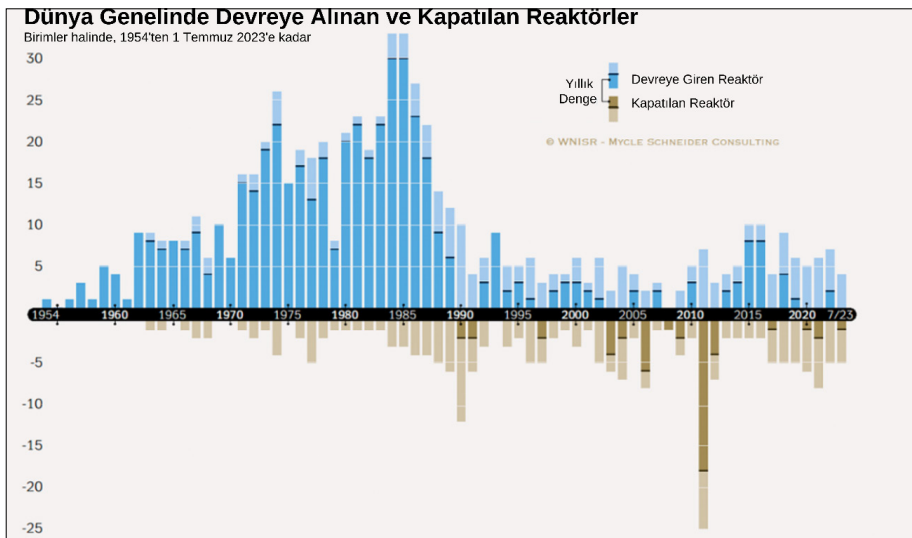
kurulmaya devam etmektedir. Bu nedenlerin ortaya çıkmasının en önemli etkenleri; dünyanın en kuvvetli lobilerinden birisi olan nükleer enerji lobisinin bol bütçeli nükleer enerjiyi sevimli gösterme çabaları ve nükleer pazarın Çin ve Rusya'nın hegemonyası altında olmasından endişe duyan Batı ülkelerinin nükleer pazarı tekrar domine etme çabaları olmaktadır. Bu çerçevede net sıfır olarak adlandırılan fosil yakıtlardan (özellikle kömür) elektrik elde edilmesinin sonlandırılması politikası çerçevesinde, nükleer santralların kurtarıcı olarak gösterilmesi, nükleer santral seviyelerinin bu santralları yeniden gündem yapma olanaklarını artırmaktadır. Net sıfıra ulaşmak için yenilenebilir kaynakların yeterli ve yeterince güvenli olamayacağı tezleri ileri sürülerek alternatif olarak nükleer enerjinin kullanılması savları, özellikle karar verici devlet kuruluşlarında giderek daha çok taraftar bulmaktadır.

Dünya gündemini bu şekilde meşgul eden nükleer santralların işletmedeki toplam gücü 2021 yılı sonunda 389,5 GW iken 2022 yılı sonunda 370 GW'a düşmüş, Ocak 2024 ayı itibarı ile 392 GW seviyesine yükselmiştir. İşletmedeki toplam reaktör sayısı 412 adettir. Nükleer güç santrallarındaki 2023 yılı ortasına kadar olan işletmedeki güç ve reaktör sayısı Şekil 5.1'de gösterilmiştir.



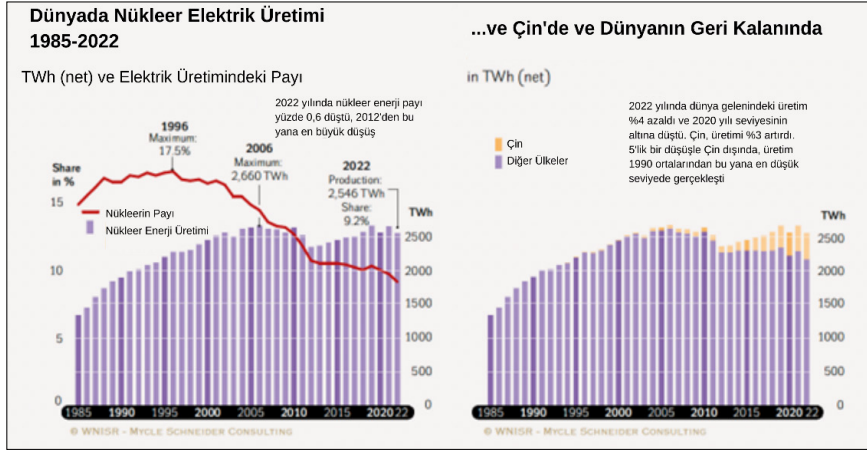
Şekil 5.1 Yıllara Göre Dünyada Devreye Alınan Nükleer Reaktörler
Kaynak: WNSIR 2023

2023 yılı temmuz ayına kadar kapatılmış reaktör sayısı 213 adettir. Halen uzun dönemli durdurulmuş olan ve çoğu Japonya'da 26 adet reaktör mevcuttur. Bunların yanında gözden kaçmaması gereken önemli bir durum da, şimdiye dek 92 adet reaktörün inşaatına başlandıktan sonra vazgeçilmiş olunmasıdır. Bu sayı elektrik santrali yatırımcılarının dahi nükleer santral yatırımlarına ne kadar tereddüt ile yaklaştıklarını açıkça ortaya koymaktadır. Dünyada bir yandan nükleer güç santrallerinin yenilerinin yapılmasına devam edilirken, diğer yandan teknik ömrünü tamamlayan, ekonomik olarak işletilmesinde yarar görülmeyen santraller kapatılmaktadır. Ayrıca enerji politikası olarak ülkelerinde nükleer güç santrali (NGS) bulunmasının istenmemesi nedeniyle de kapatılan santraller mevcuttur. İlk nükleer reaktörün devreye girmesinden 2022 yılı sonuna kadar devreye alınan ve kapatılan nükleer reaktörler Şekil 5.2'de görüldüğü gibidir.



Şekil 5.2 Dünyada Yıllara Göre Devreye Giren ve Kapatılan Reaktörler
Kaynak: WNSIR 2023

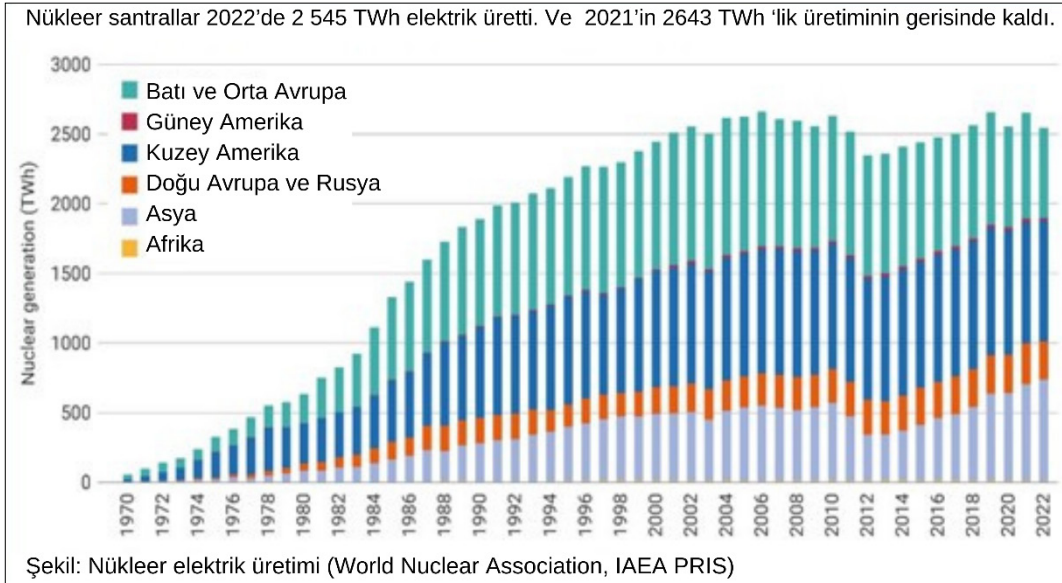
Nükleer Güç Santrallerinde yıllara göre elektrik üretimi ve dünya elektrik üretimi içerisindeki payı Şekil 5.3'te gösterilmiştir.



Şekil 5.3 Yıllara Göre Dünyada Nükleer Santrallerden Elektrik Üretimi
Kaynak: WNSIR 2023

Şekil 5.3'te görüleceği üzere, 2022 yılında nükleer enerjiden elektrik üretimi 2.546 Twh olmuştur. Bir önceki yıla göre üretim düşüşü %4 civarındadır. Çin'deki üretim artışı dikkate alınmadığında üretimdeki düşüş %5'in üzerindedir. Bu önemli bir üretim kaybıdır. Çin dışındaki ülkelerin nükleer enerjiden elektrik üretimi 1990'lar seviyesine gerilemiştir.

Aynı zamanda nükleer enerjiden elde edilen elektrik enerjisinin dünya elektrik üretimindeki payı da sürekli bir düşme göstermektedir. 1996 yılındaki %17,5 pay oranı, 2022'de %9,2 seviyesine düşmüştür.



Şekil 5.4 Kıtalarla Göre Nükleer Enerjiden Üretilen Elektrik Üretiminin Gelişimi
Kaynak: WNA web sitesi

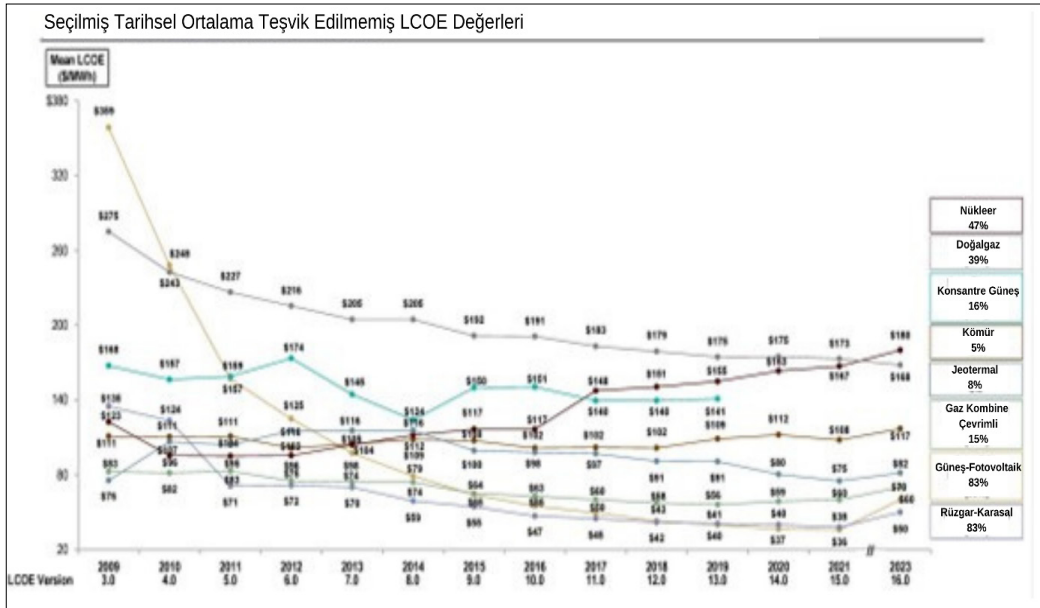
Şekil 5.4'teki grafikte görüleceği üzere Avrupa ve Kuzey Amerika'da nükleer enerjiden elektrik üretimi düşerken Asya'da artmaktadır.

Dünyada yeni nükleer santral inşaatları da sürmektedir. Temmuz 2023 tarihi itibarı ile dünyada yaklaşık 65 GW gücünde 62 adet reaktör inşa halindedir. İnşa halindeki reaktörlerin 23 adedi Çin'de, 8 adedi Hindistan'da, 5 adedi Rusya'da, 4 adedi Türkiye'de, geri kalan 22 adedi de 15 ayrı ülkededir. ABD'de 1 adet, Fransa'da 1 adet, İngiltere'de ise 2 adet nükleer reaktör inşa edilmektedir. İnşa halindeki reaktörlerin 5 adedi Rusya'da, geri kalan 19 adedi başka ülkelere olmak üzere toplam 24 adedi Rus Rosatom şirketi tarafından inşa edilmektedir.

İnşa halindeki NGS'lerin hemen hemen tamamında önemli gecikmeler meydana gelmektedir.

Dünyadaki tüm NGS'lerin %45'i kamu sahipliğindedir. İnşa halindeki NGS'lerin yaklaşık tamamı ise doğrudan kamu veya kamu kontrolündeki kuruluşlar tarafından finanse edilmektedir.

Günümüzde de, daha önce olduğu gibi nükleer santraller birim MW kuruluş maliyeti ve MWh üretim maliyeti olarak öteki kaynaklardan kat be kat pahalı olmaya devam ediyor. MWh başına 111 ila 180 ABD Doları üretim maliyeti, günümüzdeki en pahalı üretim maliyetidir. Dünyadaki kaynaklardan 2023 yılı itibarı ile karşılaştırılmalı seviyelendirilmiş üretim maliyetleri aşağıda gösterilmektedir.



Şekil 5.5 Yıllara Göre Seviyelendirilmiş Ortalama Birim Maliyetler (LCOE, ABD Doları/MWh) Kaynak: Lazard 2023 Raporu

Şekil 5.5'de görüldüğü üzere nükleer enerjiden elde edilen elektriğin maliyeti geçmişte bazı kaynaklarla rekabet halinde iken yıllar içerisinde hızla artarak öteki tüm kaynaklardan daha pahalı hale gelmiştir.

5.1.1 Rusya-Ukrayna savaşı ve nükleer santraller

2022 yılı şubat ayında başlayan savaş sırasında Çernobil ve Zaporijya nükleer santralleri savaş alanı içerisinde kalmıştır. Bilindiği gibi 1986 yılındaki kaza sonucunda büyük nükleer felakete neden olan Çernobil NGS'de hasar gören ve görmeyen tüm reaktörler kapatılmıştır. Ancak reaktörlerde bulunan yakıt ve havuzlarda bulunan atık yakıt reaksiyonları devam etmekte olduğundan Çernobil bir nükleer tesis olarak değerlendirilmekte ve nükleer radyasyonun yayılmaması için halen işlemler devam etmektedir. Zaporijya NGS ise işletmede olan Avrupa'nın en büyük nükleer güç

santralıdır. Savaş nedeni ile bu iki tesise kasıtlı olarak veya yanlışlıkla füzelerin isabet etmesi dünya için büyük bir nükleer felaketin daha yaşanmasına neden olabilecektir. Savaş halen devam etmektedir. Şimdiye dek bu iki tesiste önemli bir olay meydana gelmemiştir. Ancak bu durum tehlikenin geçtiğini göstermemektedir. Örneğin geçtiğimiz yıl Zaporijya santralının iç ihtiyacını sağlayan elektrik hatlarında savaş nedeni ile meydana gelen bir arıza büyük paniğe neden olmuştur.

Bu savaş, nükleer santrallerin da aynı nükleer silahlar gibi dünya için büyük tehlikeler taşıyan tesisler olduğunu bir kez daha göstermiştir.

5.1.2 Fukushima-Diacchi Nükleer Güç Santralı ile ilgili gelişmeler

2011 yılında meydana gelen nükleer felaket sonucunda oluşan hasar ve radyasyonun neden olabileceği etkilerin ortadan kaldırılabilmesi için çalışmalar devam etmektedir. Yetkililerin bu konuda yaptığı açıklamalara göre daha onlarca yıl bu çalışmalar sürecektir.

Hasarlı 1 ve 2 nolu reaktörlerin kullanılmış yakıtının havuzlardan temizlenmesi işi 2027 yılına ertelenmiştir ve 2031 yılında tamamlanacağı planlanmaktadır. Kaza nedeni ile radyasyona maruz kalmış 1,3 milyon ton radyasyon bulaşıklı suyun okyanusa salınmasına 2023 yılı ağustos ayında başlanmıştır ve 30 yıl süreceği öngörülmektedir. Bu işlem deniz ortamındaki deniz yaşamının etkileneneği tartışması sürmektedir. Çin ve Güney Kore, Japonya'yı bu konuda eleştirmiş ve bu ülkeler bu bölgeden balık ithalatını yasaklamışlardır.

Fukushima-Diacchi NGS'de meydana gelen hasarın temizlenmesinin kaç yıl süreceği ve maliyeti henüz tam olarak bilinmemektedir. Açıklanan ön raporlar veya tahminler aynı yıl içerisinde bile değiştirilmekte ve sürekli yükselmektedir. Aynı Çernobil NGS'de olduğu gibi hasarın giderilmesinin çok uzun yıllar alacağı, çok yüksek ve bugünden öngörülemeyecek miktarlara mal olacağı görülmektedir.

Bu durum, nükleer santral yapma tercihinin, insani ve doğa zararları dışında finansal açıdan da ne kadar büyük riskler taşıdığını açıkça göstermektedir.

5.1.3 Küçük Modüler Nükleer Reaktörler (KMR)

Dünyada nükleer endüstrinin yıllardan beri üzerinde durduğu Küçük Modüler Reaktörler (SMR-Small Modular Reactors) halen gündemdedir. Birçok ülkede seksenden fazla tasarım çalışması sürdürülmektedir. Tanım olarak 300 MW büyüklüğüne kadar, tesisin büyük çoğunluğu fabrikada imal edilerek yerinde monte edilen, kurulumu kolay ancak teknoloji olarak halen büyük reaktörlerde kullanılmakta olan fizyon teknolojisini kullanacak olan modüler yapıda reaktörler tarif edilmektedir. Çeşitli değişik tasarımlar mevcut olmakla birlikte Rusya'da 2020'de devreye giren ve çok düşük yükte işletilen iki adet KMR tanımına uyan reaktör dışında henüz devreye alınmış olan KMR yoktur. Arjantin'de 1980'lerden beri gündemde olan 25 MW gücünde CAREM tipi reaktörün devreye alınması 2027 yılına ötelenmiştir. Bunun yanında Çin'de iki adet KMR inşa halindedir. Her ikisi de Çin tasarımıdır.

Özellikle ABD ve İngiltere'de birçok KMR tasarımları yapılmaktadır. Tasarımlar çeşitli onay aşamalarından geçmeye devam etmektedir. Ancak henüz yapımına başlanmış bir KMR yoktur. ABD'de KMR konusunda pek çok çalışma yürüten NuScale isimli şirketin en ileri seviyedeki projesi, yapım maliyetinin çok yükselmesi gerekçesi ile 2023'de yatırımcıları tarafından iptal edilmiştir.

Başta ABD ve İngiltere olmak üzere bazı devletler KMR tasarımlarını ve yatırımlarını teşvik etmekte, tasarımlar için hibe krediler vermektedirler. Ayrıca bu ülkeler KMR yatırımlarının ülkelerinde yapılabilmesi için bazı ülkelerle diplomatik görüşmeler ve ön anlaşmalar yapmaktadırlar. Bu çerçevede ABD'nin Romanya ve Bulgaristan ile anlaşmalar yaptığı, Ukrayna,

Türkiye ve Polonya ile de görüşmelerin devam ettiği basında yer almıştır.

Son yıllarda SMR konusundaki çalışmalar daha çok pazarlama çalışmaları ve var olmayan bir tesisi kurmak için yatırımcı aramaları görünümündedir.

KMR teknolojisinin mevcut reaktör teknolojilerinden farklı bir yanı yoktur. Bugüne kadar düşük güçlü olması dışında bir avantajı pek ortaya konamamıştır. Modüler olması ve kısa zamanda yapımının tamamlanarak devreye alınabilmesi özelliği henüz pratikte görülmüş değildir. Devreye alınan iki ve yapımı devam eden iki KMR yapım süreleri mevcut reaktörlerden daha kısa değildir. Güvenlik açısından ise henüz yeterince denenmediği için bir gözlem yapma olasılığı olmamıştır.

KMR'lerin atık yakıt sorunu mevcut reaktörle bir farklılık göstermemektedir. Atık miktarı gücüne göre aynı orandadır ve atık yönetimi mevcut reaktörlerle aynıdır. Yani KMR'lerde atık sorunu aynen devam edecektir. Birim yatırım bedeli ve elektrik üretim bedelinin mevcut reaktörlerden pek de düşük olmadığı, hatta düşük güçleri nedeni ile üretim maliyetinin daha yüksek olacağı dile getirilmektedir. Sonuçta KMR'lerin de mevcut reaktörler ile aynı olumsuzluklara sahip tesisler olduğu görülmektedir.

Henüz daha tasarım aşamasında olan KMR tipleri yatırımcı bulabilirler ise önümüzdeki on, on beş yıl içerisinde ilk örnekleri devreye alınabilecektir.

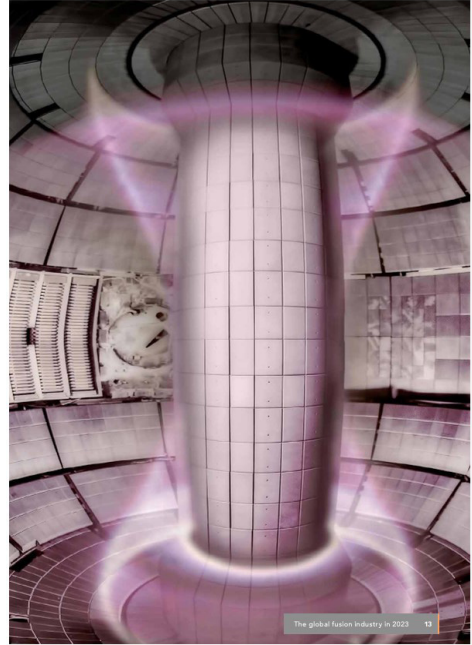
5.1.4. Füzyon teknolojisindeki gelişmeler

Dünyada atomların parçalanması (Fizyon) ile elde edilen nükleer enerji yanında, atomların birleşmesi (Füzyon) sonucu elde edilen enerji teknolojisi ile ilgili deneysel çalışmalarda belli bir ilerleme sağlanmıştır. Reaktör erimesi ve radyasyon yayılması gibi sorunları olmayan bu tür yöntemle nükleer güç santralleri çalışmalarında önemli sonuçlar elde edilmiş ve 2040'lı yıllar içerisinde ilk ticari işletmelerin devreye girebileceği yönünde öngörüler ifade edilmiştir.

2006 yılında ABD, Avrupa Birliği, Rusya Federasyonu, Çin, Hindistan ve Güney Kore'nin imzaladığı anlaşma ile başlayan ITER (*The International Thermonuclear Experimental Reactor*) projesinde 30'dan fazla ülkenin iş birliği ile 23 000 ton ağırlığında ve 150 milyon derece Santigrada dayanıklı bir yapının tasarımı tamamlanmış ve yapım çalışmaları başlamıştır.

ITER projesi yanında ABD'de de aynı konuda farklı yöntem ile çalışmalar yapılmaktadır. Ayrıca İngiltere, Çin, Güney Kore ve Avrupa Birliği'nin konu ile ilgili başka projeleri de mevcuttur. İngiltere'de bulunan Tokamak Energy isimli bir şirket, geliştirdiği küre şekilli tesisi 2030 yıllarında devreye almayı planlamaktadır.

ABD, İngiltere, Avrupa Birliği çeşitli finansal destekler ile füzyon enerjisi ile elektrik üretiminin gerçekleştirilmesi çalışmalarına katkıda bulunmaktadır.



Şekil 5.6 Füzyon Teknolojisi ile Tasarlanan Bir Reaktörün Temsili Resmi

Kaynak: *The Global Fusion Industry* web sitesi

5.2 TÜRKİYE'DE NÜKLEER SANTRALLAR KONUSUNDAKİ GELİŞMELER

5.2.1 Akkuyu Nükleer Güç Santrali

Bilindiği gibi nükleer enerjinin güvenilirliği konusunda tartışmaların yaşandığı Fukushima felaketinden bir yıl önce, dünyada nükleer endüstrinin başlamasından 60 yıl sonra, gelişmiş ülkelerin nükleer santrallerini hızla kapatmaya ve yeni santral yapılmasından vazgeçmeye başladıkları dönem olan 2010 yılında; yaygın itirazlara ve Türkiye'nin bir nükleer santrale ihtiyacı olmadığı savlarına karşın tüm bu gerçekleri kulak arkası eden AKP iktidarı tarafından, Mersin Akkuyu'da %100 oranında Rus devlet şirketi Rosatom'un sahip olduğu, her biri 1200 MW gücünde dört reaktörden oluşan toplam 4800 MW gücünde bir nükleer santral yapılmasına izin vermiş idi. O günlerde söylenen, Türkiye de ortak olacak, Akkuyu bir milli projedir ve benzeri söylemlere karşın bugün Akkuyu halen tamamı Rus Rosatom şirketine ait bir tesis olmaya devam etmektedir. Akkuyu Türk malıdır, millidir yalanlarına daha fazla direnemeyen Rosatom yetkilisi bir basın toplantısı düzenleyerek, "Akkuyu NGS bizim Rusya toprakları dışında sahip olduğumuz bir nükleer santraldır" demek ihtiyacını duymuştur. Dünyada meydana gelen politik değişiklikler, Rusya-Ukrayna savaşı, Rusya'ya uygulanan yaptırımlar ve benzeri durumlar, bu santralin yapımına etki etmemiştir. 2018 yılında temeli atılan santralin ilk reaktörünün yapımında son aşamaya gelinmiştir. Her ne kadar ilk reaktörün 2023'de Cumhuriyetin 100. yılında devreye alınacağı, bir seçim propaganda teması olarak AKP yetkililerince dillendirilmiş de olsa, ilk reaktör 2023 yılında devreye alınamamıştır. Şirket yetkililerinin belirttiğine göre 2025 veya 2026 yılında devreye alınması programlanmaktadır. İnşaatı devam eden Akkuyu NGS'ye Mayıs 2023 ayında nükleer yakıt getirilerek tesis, nükleer tesis tanımını almıştır. 2023 Aralık ayında da birinci reaktöre işletme izni verilmiştir.



Şekil 7 Akkuyu NGS İnşaat Sahası (Fotoğraf: Anonim)

Görünen odur ki birinci reaktörün bir an önce devreye alınabilmesi için Türk tarafı 2010 yılında imzalanan anlaşmada belirtildiği gibi Rus tarafına her türlü kolaylığı göstermektedir. "Reaktörün hangi kısımlarının kabulü yapılmıştır, bu kabullerde hangi teknik kriterler ve yönetmenlikler uygulanmıştır? Kabuller yapıldı ise kabul heyetinde kimler ve hangi nükleer yetkinlik ile bulunmuştur?" gibi sorular hakkında kamuoyuna herhangi bir bilgilendirme yapılmamıştır. Bilinen, bu reaktörün geliştirilmiş VVER 1200 tipi olduğudur ve halen bir aynısı işletmede değildir. Dolayısı ile yapılan, bir ilk reaktördür. Bu reaktörün sorumluluğu Rosatom şirketine ise de bulunduğu ülke Türkiye'dir ve herhangi bir aksaklıktan Türkiye'de yaşayanlar etkilenecektir. Dolayısı ile 100 KVA'lık bir trafo tesisini bile devreye almadan uzun bir kabul prosedürüne tabii tutan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 1.200 MW büyüklüğündeki bu tesis için de, kapsamlı bir kabul protokolü uygulamakla yükümlüdür. Belki böyle bir protokol mevcuttur ancak içeriği, nükleer tesise özgü ölçütleri ve kabul heyetinin yetkinliğini nasıl elde ettiği bilinmemektedir. Türkiye'de işletmeye alınmış bir nükleer santral olmadığından bu konuda deneyimli yerli teknik kadro olmadığı bilinmektedir. Üniversite akademisyenleri ve benzeri bilim insanları

ile bir kabul heyeti oluşturulacaksa bu heyetin eksik kalacağı şimdiden ortadadır. Dolayısı ile bu işletme izninin ne için ve nasıl verildiği açıklığa kavuşturulmalıdır. Bu hususlar netleşmeden, yetkinliği kanıtlanmış uzmanlardan oluşan bir heyetçe onaylanmadan, işletme aşamasına geçilmemelidir.

5.2.2 Türkiye’de yeni nükleer santral yapımı girişimleri

Bilindiği gibi Türkiye’de Akkuyu NGS yanında Sinop İnceburun ve Kırklareli İğneada’da NGS yapılması hususu 1970li yıllardan beri dillendirilmekte ve bazı devlet raporlarında yer almaktadır. Sinop İnceburun’da yapılması planlanan NGS için Japon-Fransız konsorsiyumu ile yapılan anlaşma, projenin çok pahalıya mal olacağı gerekçesi ile yatırımcıları tarafından iptal edilmişti.

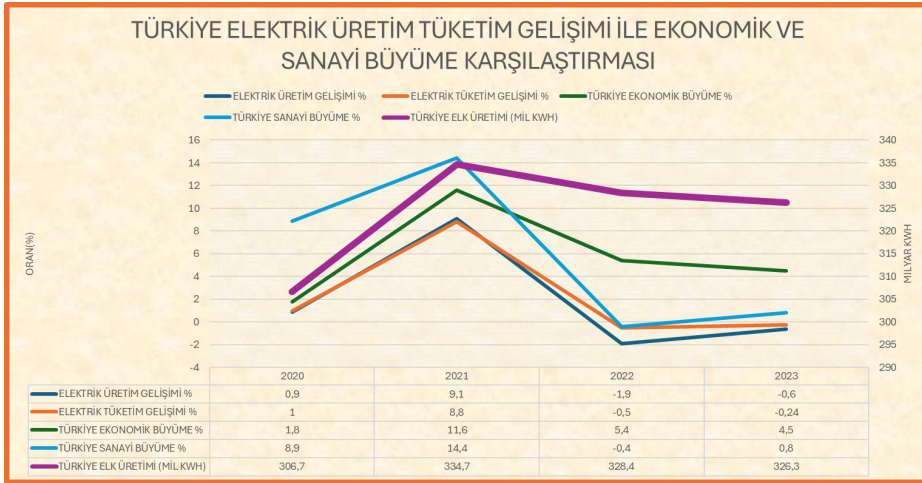
Ancak siyasal iktidar bu iki projenin de yapımından vazgeçmemiş ve her iki NGS’nin de yapılması için arayışlarını sürdürmektedir. Zaman zaman Rusya, Çin ve Kore gibi ülkelerin nükleer santral yapan şirketleri ile anlaşmaya yaklaşıldığı haberleri basında yer alsada henüz imza aşamasına gelmiş bir çalışma yoktur. 2024 Şubat ayında Akkuyu NGS’nin sahibi olan Rosatom şirketi Sinop NGS’nin kendileri tarafından inşa edilmesi ile ilgili olarak son aşamaya geldiğine dair bir açıklama yapmıştır. Bu konuda resmi bir açıklama yoktur. Ancak kapalı kapılar ardında gizli anlaşmalar yapıp, daha sonra bu anlaşmaları TBMM’de

gece yarılarında geçiren AKP-MHP ortaklığının Türkiye elektrik sistemini aynen doğalgaz gibi Rusya tekeline vermeye kalkışması olmayacak bir ihtimal değildir.

Türkiye’de iki Rus NGS’si bulunması, Rusya’nın Türkiye elektrik üretiminin en büyük ortağı olacağı anlamına gelmektedir. Bu, ülkenin bağımsızlığı için önemli bir tehlikedir. Bu santraller Rusya mülkiyetinde olacaktır. Elektrik üretimi için yakıt yönünden durumumuz “bağımlılık” değil “tam bağımlılıktır”. Yani Rusya eğer Sinop NGS’yi de yaparsa Türkiye elektrik üretiminin %10’una sahip olarak Türkiye elektrik enerjisi sektörünün en önemli aktörü olacaktır. Bu tehlikeli girişim mutlaka önlenmelidir.

5.3. DURUM DEĞERLENDİRMESİ

Türkiye’de 2020 yılından bu yana elektrik üretimi ve tüketimi önemli bir artış göstermemektedir. Aksine son üç yılda küçük oranlı düşüşler olmaktadır. Tüketim yıllık 330 milyar kWh seviyelerinde devam etmektedir. 2023 yılında %1 civarında düşüşle 326,3 milyar kWh olmuştur. Elektrik tüketiminin artış göstermemesi son yıllardaki ekonomik büyüme rakamları ile ters gelişim göstermektedir. Aşağıdaki Şekil 5.8’de görüleceği üzere, son yıllardaki ekonomik büyüme ve sanayi büyümesi rakamları ile elektrik tüketimi arasında önemli farklar vardır. Elektrik tüketiminin en büyük paydaşı sanayidir. TÜİK ,sanayi ve ekonomik büyüme verilerini gösterirken elektrik tüketiminin azalmasının iyi analiz edilmesi ve bu çelişkinin açıklanması gerekmektedir.

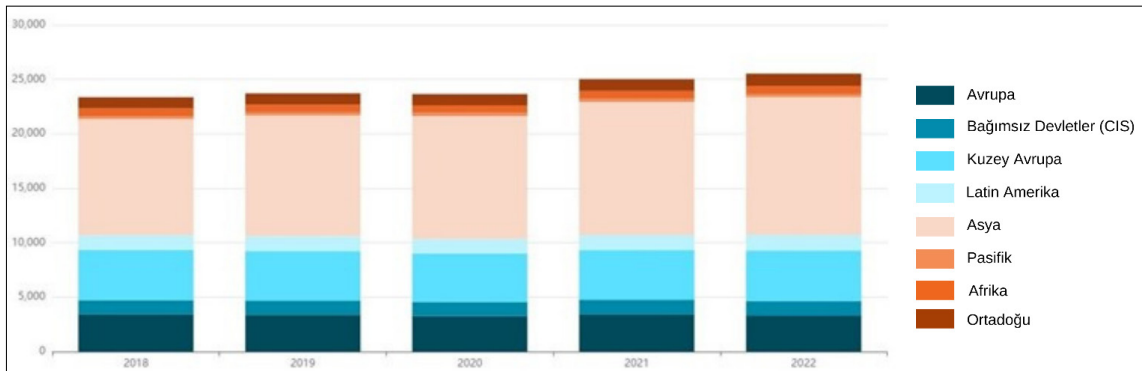


Şekil 5.8 Türkiye Elektrik Üretim–Tüketim Gelişimi ile Ekonomik ve Sanayi Büyüme Oranları Karşılaştırması

Veriler TEİAŞ ve CB web sitelerinden alınmıştır. 02.03.2024.

Artmayan tüketim talebine karşın 2020 sonrası yapılan yeni elektrik üretim tesisleri ile Türkiye'nin kurulu gücü sürekli artmaktadır. 2021 yılı başında 95.890,6 MW olan kurulu güç 2023 yılı sonunda 106.688 MW'a ulaşmıştır. Yani %11,2 oranında artmıştır. Aynı süre içerisinde tüketim ise %0,8 oranında azalmıştır. Üç yıl içerisindeki kurulu güç artışı olan 10.797,4 MW, Akkuyu NGS ve kurulması planlanan Sinop NGS'nin toplam gücünden fazladır. Son üç yılda kurulan santrallerin kömür yakıtlı biri hariç diğerleri yerli kaynaklara dayanmaktadır. Teorik üretim kapasitesi olarak da yaklaşık 48 milyar kWh/yıl olup Akkuyu NGS'nin bir yıllık üretim kapasitesinin 10 milyar kWh üzerindedir. Bu veriler dikkate alındığında, Türkiye'yi elektrik üretimi açısından dışa daha fazla bağlayacak olan ve bir kaza durumunda telafisi imkânsız zararlara neden olacak nükleer santrallara ihtiyaç olmadığı açıktır.

Dünyada gelişen teknoloji ve üretim yöntemleri ile elektrik tüketiminin 20. yüzyılda olduğu gibi yüksek oranlarda artmadığı bilinen bir gerçektir. Elektrikte talep artışı genellikle gelişmekte olan ve gelişen ülkelerin taleplerinden oluşmaktadır. Son yıllarda dünyada elektrik tüketim artışı yıllık %2 ila %3 arasındadır. Son 2010-2022 arası yıllık ortalama %2,8'dir. 2022'de dünyada elektrik artışı %2 olurken hemen hemen tüm gelişmiş ülkelerde elektrik tüketiminde artış değil azalma olmuştur.



Şekil 5.9 2018-2022 Yılları Arası Dünya Elektrik Tüketimi
Kaynak: Enerdata web sitesi

Ülkemizde birçok alanda olduğu gibi elektrik alanında da gerçek ihtiyaçlara ve öngörülere dayalı bir planlama yapılmamaktadır. Geçmişte yaşandığı gibi yıllık %8-10 oranında elektrik tüketimi artışları olacağını varsaymak ve bu rakamları ilgili ÇED raporlarında NGS yapılması için gerekçe olarak göstermek gerçeklerle örtüşmemektedir. Elektrik temininin çağdaş yaşam için bir insan hakkı olduğu gerçeğinden hareket eden ve bu çerçevede yurttaşlara elektriği ticari bir mal değil de bir kamu hizmeti

olarak sunacak bir anlayış içerisinde yapılacak planlama ile; dünyanın en pahalı elektriğini üreten NGS'lere Türkiye'nin ihtiyacı olmadığı açıkça görülecektir. Umarız ülkemiz; yakın gelecekte, elektrik teminine; yatırımcılara bir kazanç kapısı olarak değil, bir kamu hizmeti olarak bakan bir anlayışın hâkim olacağı bir yönetime yönelerek, nükleer santralleri yapmayı gerekli görmeyecek ve yapılanları durdurarak yurttaşlarımızı kaza riskinden ve bu pahalı elektrikten kurtaracaktır!

BÖLÜM 6

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

6.1 ÜLKEMİZDE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI; GENEL BAKIŞ

Orhan AYTAÇ

Makina Mühendisi

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım oranı, 24 Haziran 1935’de kurulan (günümüz yönetimince kapatılan) *Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE)* ile başlayan ülkemizin su potansiyelini enerji alanında değerlendirme çalışmalarının ve son yıllarda (dünyadaki gelişmelere paralel olarak) gerçekleştirilen yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik yatırımların sonucu olarak dünya ortalamasının biraz üzerindedir. Türkiye yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminde, 2021 sonu itibarıyla, dünya sıralamasında 13., Avrupa sıralamasında 6. sıradadır.

Ülkemizin coğrafi konumu, yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılması için çok daha büyük fırsatlar sunmaktadır. Ancak, güneş enerjisi potansiyelinin sadece %5’i, karasal rüzgârın ise sadece %24,6’sı değerlendirilebilmiştir. Deniz üstü rüzgâr enerjisi için henüz araştırma aşamasının ilerisine geçilememiştir. Özellikle güneş ve rüzgâr enerji santralleri için mevzuat ve bağlantı kapasite tahsis yöntemleri sıkça değiştirilmiş, duyurulan birçok başvuru alımları veya ihaleler iptal edilmiştir. Bu “deneme yanılma ile yol yürüme” anlayışı zaman kaybına yol açmıştır. Günümüzdeki kapasitelere *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM)* ile ulaşılmıştır ama bu uygulama ile bir taraftan elektrik maliyetleri artmış, diğer taraftan doğaya, çevreye geri döndürülemez tahribatlara sebep olan birçok proje gerçekleştirilmiştir. Buna rağmen gelinen nokta olması gerekenin çok gerisindedir. Potansiyelleri ülkemize göre çok daha az olmasına rağmen, kaynaklarını daha iyi değerlendiren bazı ülkelerin tersine yerel yönetimlere öncülük rolü verilmemiş, enerji kooperatifçiliğinin önü açılmamış, çatı uygulamalarını özendirecek hibe, kredi, teknik yardım

vb. destekler oluşturulmamıştır. Diğer yandan uygun jeotermal kaynaklara sahip bölgelerde sıcak su temini ve mekân ısıtması için jeotermal enerjiden yararlanılması yerine, doğalgaz şebekesi aşırı yaygınlaştırılarak, doğalgaz kullanımı tercih edilmiştir. Aynı şekilde Akdeniz ve Ege sahil şeritlerinde çok avantajlı olan çatı GES’ler ve ısı pompaları desteklenmemiş, o bölgelerin çoğuna doğalgaz götürülmüştür, götürülmeye devam edileceği anlaşılmaktadır.

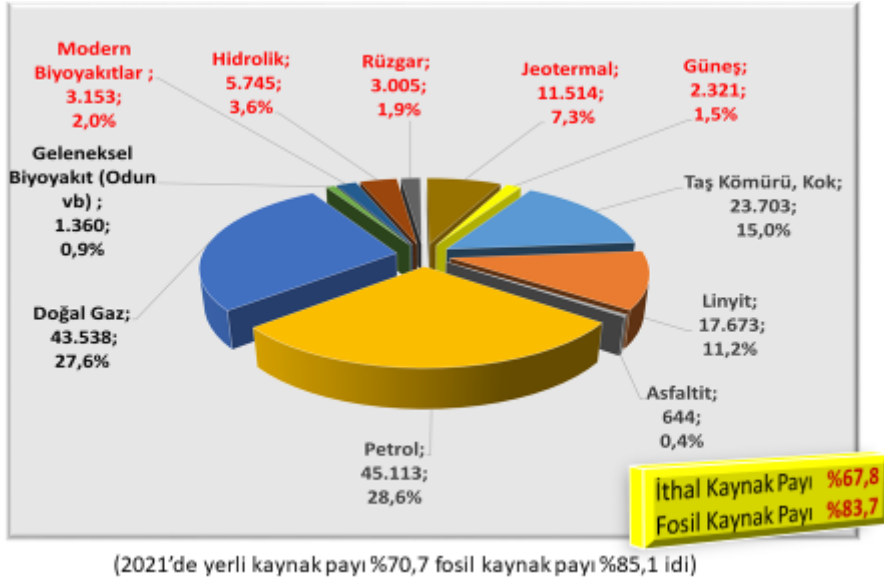
6.1.1 BİRİNCİL ENERJİ ARZI İÇİNDE YENİLENEBİLİR KAYNAKLARIN YERİ

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) verilerine göre, Türkiye’nin 2022 yılındaki toplam enerji arzı 157,7 milyon ton eşdeğer petroldür (MTEP). Bu arzın kaynaklara dağılımında, ilk sırayı 45,11 MTEP ve toplam arzın %28,6’sı ile petrol almıştır. Petrolü, 43,54 MTEP ve %27,6 pay ile doğalgaz; 42,02 MTEP ve %26,8 pay ile kömür takip etmiştir. Bunları 11,51 MTEP ve %7,3 pay ile jeotermal; 5,75 MTEP ve %3,6 pay ile hidrolik; 3,15 MTEP ve %2,0 pay ile modern biyoyakıtlar; 3,01 MTEP ve %1,9 pay ile rüzgâr; 2,32 MTEP ve %1,5 ile güneş izlemiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplamı 25,74 MTEP olup, %16,3 paya sahiptir. Odun, tezek vb. geleneksel biyoyakıtlar 1,36 MTEP ile %0,9 pay almıştır [1]. (Şekil 6.1.1)

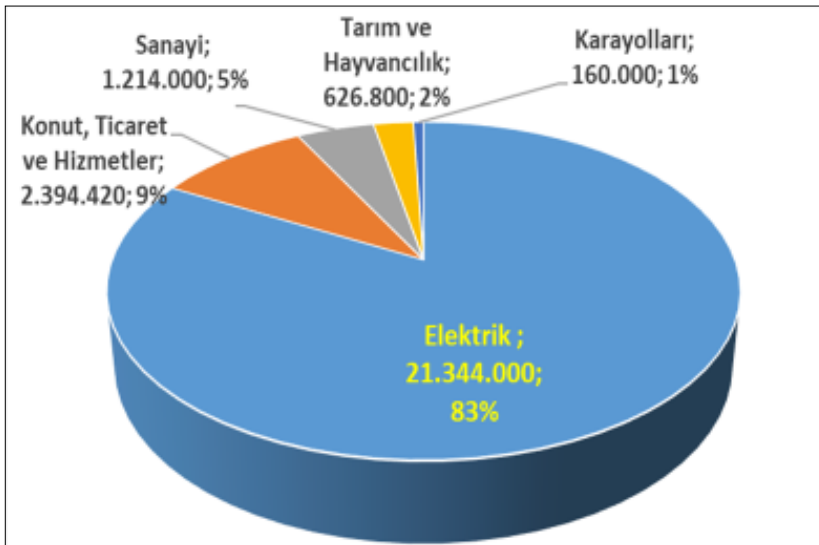
2021’de Türkiye birincil enerji arzı toplam 159,5 MTEP iken 2022’de 157,7 MTEP’e; kişi başı enerji arzı ise 1,92 ton eşdeğer petrol(TEP)’den 1,85 TEP’e düşmüştür. (2020’de UEA üyeleri ortalaması ise kişi başı 4,5 TEP’dir.)

2022’de dünya birincil enerji tüketimi 15,05 milyar TEP olup, Türkiye tüketimi dünyanın %1,05’idir. Bu oran Türkiye nüfusunun dünya nüfusuna oranı ile yaklaşık olarak aynıdır. An-

cak GSYH açısından Türkiye'nin payı sadece %0,85 olmuştur. Birincil enerji arzı içinde yenilenebilir kaynakların payı dünya genelinde %11,9 iken Türkiye'de %16,3 ile ortalamanın üzerindedir. Türkiye'de 2022 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım alanları Şekil 6.1.2'de verilmiştir [1].



Şekil 6.1.1 2022 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktar ve Payları [1]



Şekil 6.2.2 2022 Yılına Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanım Alanları, Miktar (TEP) ve Payları (%) [1]

6.1.2 TÜRKİYE'DE YENİLENEBİLİR KAYNAKLARIN ELEKTRİK ÜRETİMİ İÇİNDEKİ YERİ

Ülkemizde hidrolik ve rüzgâr enerjisinden, ticari olarak, sadece elektrik üretiminde yararlanılmaktadır. Güneş enerjisi elektrik üretimi, sıcak su eldesi, kurutma vb. amaçlarla; jeotermal enerji elektrik üretiminin yanı sıra konut, tarım ve hayvancılık, ticaret ve hizmetler sektörlerinde; modern biyoyakıtlar elektrik üretiminde, sanayide ve karayolu ulaşımında kullanılmaktadır.

2021'de Türkiye'de dünya elektrik tüketiminin (28.466,3 TWh) %1,2'si olan 334,7 TWh elektrik üretilmiştir. Aynı yıl Türkiye elektrik tüketimi sıralamasında dünyada 14. sırayı alırken, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı (atık ısı hariç) dünya genelinde %27,8; Avrupa'da %39,3 iken Türkiye'de %35,4 olmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminde ülkemizin dünya ve Avrupa sıralamasındaki yeri Tablo 6.1.1'de görülmektedir.

Tablo 6.1.1. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretiminde Türkiye'nin Dünya ve Avrupa Sıralamasındaki Yeri [2]

KURULU GÜÇ (2022)				
	Dünya Sıralamasında Türkiye'nin Yeri	Dünyada Birinci Ülke	Avrupa Sıralamasında Türkiye'nin Yeri	Avrupa'da Birinci Ülke
Toplamda	12	Çin	5	Almanya
Hidrolik	9	Çin	2	Norveç
Rüzgar	12	Çin	6	Almanya
Güneş	17	Çin	8	Almanya
Biyoenjerji	17	Çin	8	Almanya
Jeotermal	4	USA	1	Türkiye
ELEKTRİK ÜRETİMİ (2021)				
	Dünya Sıralamasında Türkiye'nin Yeri	Dünyada Birinci Ülke	Avrupa Sıralamasında Türkiye'nin Yeri	Avrupa'da Birinci Ülke
Toplamda	13	Çin	6	Almanya
Hidrolik	14	Çin	4	Norveç
Rüzgar	10	Çin	5	Almanya
Güneş	14	Çin	5	Almanya
Biyoenjerji	20	Çin	11	Almanya
Jeotermal	3	USA	1	Türkiye

Türkiye'de 2022'de 331,1 TWh olan elektrik tüketimi 2023'de (geçici verilere göre) 330,3 TWh'e; 328,4 TWh olan elektrik üretimi 326,3 TWh'e gerilerken, yenilenebilir enerjiden elektrik üretiminin payı her iki yılda da yaklaşık %42 düzeyinde gerçekleşmiştir. 2023 yılı kaynaklara göre elektrik kurulu güç ve geçici üretim verileri Tablo 6.1.2'de verilmiştir [3].

Tablo 6.1.2 Türkiye Elektrik Kurulu Gücü (31.12.2023) ve 2023 Yılı Elektrik Üretimi [3]

KAYNAK TÜRÜ	KURULU GÜÇ (MW)	KAYNAK PAYI (%)
DOĞAL GAZ	25.371,5	23,7
İTHAL KÖMÜR	10.373,8	9,7
LİNYİT	10.194,0	9,5
TAŞ KÖMÜRÜ + ASFALTİT	1.245,8	1,2
SIVI YAKITLAR	265,9	0,2
FOSİL KAYNAK	47.450,9	44,3
HİDROLİK	31.964,2	29,9
RÜZGAR	11.803,3	11,0
GÜNEŞ	11.691,1	10,9
BİYOKÜTLE + ATIK ISI	2.449,6	2,3
JEOTERMAL	1.691,3	1,6
YENİLENEBİLİR KAYNAK	59.599,5	55,7
TOPLAM	107.050,5	100,0

KAYNAK TÜRÜ	ÜRETİM (GWh)	KAYNAK PAYI (%)
İTHAL KÖMÜR + TAŞ KÖMÜRÜ + ASFALTİT	77.362,0	23,7
DOĞAL GAZ	69.773,8	21,4
LİNYİT	40.929,6	12,5
SIVI YAKITLAR	704,8	0,2
FOSİL KAYNAK	188.770,2	57,9
HİDROLİK	63.839,8	19,6
JEOTERMAL + RÜZGAR + GÜNEŞ	63.747,8	19,5
BİYOKÜTLE + ATIK ISI	9.943,9	3,0
YENİLENEBİLİR KAYNAK	137.531,5	42,1
TOPLAM	326.301,7	100,0

Dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik santrallerinin kurulu gücü 2004 yılından 2022 yılına kadar 3,8 kat artarak 3.629 GW olmuştur. Aynı dönemde üretimleri 2,7 kat artarak 8.599 TWh'e ulaşmış, dünya toplam elektrik üretimindeki payları %18,9'dan %29,6'ya çıkmıştır. [4, 5] Dünyadaki gelişmelere paralel olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde değerlendirilmesi, son on yılda, ülkemizde de artmıştır. 2005 yılında yayımlanan 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'la oluşturulan YEKDEM yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesini hızlandırmıştır. Ülkemizin, barajlı hidroelektrik santraller dahil, yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik kurulu gücü 2004 yılında 12.706,6 MW iken 2023 yılına kadar 4,69 kat artışla 59.599,5 MW'a, yıllık üretim ise 46.337,9 GWh'ten 2,96 kat artışla 137.531,5 GWh'e çıkmıştır. Yenilenebilir enerji santrallerinin toplam kurulu güç içindeki payı %32,71 den %55,7'ye, üretim içindeki payı %30 düzeylerinden %42 düzeylerine yükselmiştir. 2004 yılından 2023 yılına kadar devreye alınan santrallerin %68,7'si yenilenebilir kaynaklara dayalı tesislerdir [3].

Günümüzdeki kapasitelere YEKDEM ile ulaşılmıştır ama bu uygulama ile bir taraftan özel elektrik üreticilerine (özellikle 2015'den 2022'ye kadar) piyasa takas fiyatının üzerinde ödemeler yapılması nedeniyle elektrik maliyetleri artmış, diğer taraftan doğaya, çevreye geri dönüşülemez tahribatlara sebep olan birçok proje gerçekleştirilmiştir. YEKDEM raporumuzun 6.8 nolu bölümünde detaylı olarak ele alınmıştır.

Kaydedilen gelişmelere rağmen gelinen nokta olması gerekenin çok gerisindedir.

6.1.3 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAK POTANSİYELİ, ELEKTRİK ÜRETİMİ DIŞINDAKİ KULLANIM ALANLARI, GENEL DEĞERLENDİRME

Hidroelektrik

DSİ 2020 Faaliyet Raporuna göre ülkemizin su kaynaklarından elektrik üretim potansiyeli 50.000–45.000 MW santral kurulumunu olanaklı kılmaktadır. Şu anda bu alt değer yaklaşık %70'i değerlendirilmektedir. Ülkemizde hidroelektrik üretiminin düşük olduğu, kurak yıllarda arz-talep dengesi çoğunlukla doğalgaz kaynaklı santraller tarafından sağlanmaktadır.

YEKDEM ile sağlanan teşvikin yanı sıra elektrik üretiminin güvenilir, temiz, uzun süreli ve ucuz olması HES yatırımlarına ilgiyi artırmış, 2010 yılından sonra toplam kurulu güçte %120 artış olmuştur. YEKDEM akarsu santrallerinin kurulumunu özendirmiş, kurulu güç 2010 yılına göre %340 artmış ve denetimsizliğin de etkisiyle doğal yaşama aykırı, mühendislik kurallarına uyumsuz birçok santralin yapılmasına sebep olmuştur. Öte yandan bazı barajlı (rezervuarlı) büyük HES'lerin uluslararası ikili anlaşmalardan yararlanılarak YEKDEM kapsamında inşa edilmesi de kabul edilemez bir başka uygulamadır.

Rüzgâr enerjisi

ETKB web sayfasında yer alan *Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlasına (REPA)* göre karasal potansiyelin 48.000 MW olduğu belirtilmektedir. Bu veriye göre şu anda potansiyelin sadece yaklaşık %24,6'sı değerlendirilmektedir. Öte yandan 7 Kasım 2023'de ETK Bakanı tarafından REPA'nın güncellendiği ve yeni REPA'ya göre karasal potansiyelin **mevcut teknoloji ve şartlarda** 100.000 MW olduğu söylendi. Bu durumda değerlendirme oranı sadece %11,8'i olmaktadır. Ülkemizin deniz üstü potansiyel

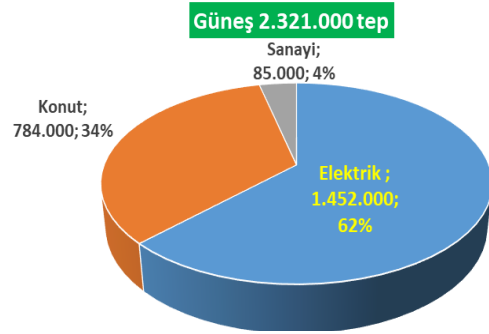
rüzgar enerjisi potansiyeli (Dünya Bankası Raporuna göre) en az 70.000 MW'tir. Bu potansiyelin değerlendirilmesi çalışmalarına başlanıldıysa, etkin bir adım henüz yoktur.

Rüzgar enerjisinin elektrik üretimindeki payı sıralamasında 2022 yılında Avrupa birincisi Danimarka iken Türkiye 16. olarak Almanya, İspanya ve Yunanistan'ın gerisinde kalmış, ancak Fransa ve İtalya'nın önünde yer almıştır [6].

Raporumuzun 6.3 nolu bölümünde dile getirildiği üzere, bağlantı kapasite tahsis ihalelerinin ertelenmesi, bazı ihalelerin iptal edilmesi, gerçekleştirilen ihalelerdeki ve YEKA projelerindeki başarısızlıklar RES'lerin gelişimini, yenilenebilir enerji kapasitesinin artmasını engelleyici rol oynamıştır. Bir bakıma "esme rüzgar" denilmiştir. Ertelemelerin ardından iptal edilen ön lisans ihalesi için yapılmış olan rüzgâr ölçümleri ve diğer hazırlık çalışmalarının boşa gitmesi, enerji yönetiminin bilgi, deneyim, başarı ve beceri düzeyini ve ne denli güvenilir olduğunu ortaya koymaktadır. Öte yandan devreye alınma süreleri (bağlantı kapasitesi tahsisi yapıldıktan itibaren) 10 yılı aşan birçok santral vardır. Gelişmeler, "Yatırım süresinin bu kadar uzamasındaki etkenler nelerdir? Yasal sürelerin aşılmasına ve (dolayısıyla) bağlantı kapasitelerinin bloke edilmesine nasıl ve neden izin verilmiştir?" sorularını doğurmaktadır. Bu yaşananlar genelde enerji özelde ise rüzgâr enerjisi sektöründeki kararsızlığı ve plansızlığı gözler önüne sermektedir.

Güneş enerjisi

2022 yılında ülkemizde güneş enerjisinin kullanım alanları Şekil 6.1.3'de verilmiştir. ETKB tarafından yayımlanan *Güneş Enerjisi Potansiyel Atlasında (GEPA)* güneş enerjisinden elektrik üretim potansiyeli 380.000 GWh/yıl olarak verilmektedir. 2023 yılı geçici elektrik üretim verileri (yaklaşık 18.800 GWh) bu potansiyelin sadece yaklaşık %5'inin değerlendirdiğini göstermektedir.



Şekil 6.1.3 2022 Yılına Türkiye Güneş Enerjisi Kullanım Alanları, Miktar (TEP) ve Payları (%) [1]

2014 yılından bu yana kurulu güçte ve üretimde büyük artış söz konusu olmasına rağmen ülkemize göre daha kuzey enlemdeki Polonya'da kurulu gücün Türkiye'den fazla; Ukrayna'da kurulu gücün Türkiye'dekinin çok az altında olması uygulanan politikaların gözden geçirilmesi gerekliliğini ortaya koymaktadır. Çatı üstü GES'lerin ve kişisel kullanımların desteklenmesi, yerel yönetimlere öncülük rolü verilmemesi, enerji kooperatifçiliğinin önünün açılmaması, hibe, kredi, teknik yardım vb. destekler oluşturulmaması güneş enerjisinden daha fazla yararlanılmamasına sebep olmuştur.

EMBER Türkiye Elektrik Görünümü 2023 Raporuna göre ülkemiz güneş enerjisinin elektrik üretimindeki payı sıralamasında, 2022 yılında, Avrupa'da 12. olmuştur. Birinci sırayı Hollanda alırken, Türkiye Fransa ve Birleşik Krallık'ın önünde; Yunanistan, İspanya, Almanya ve İtalya'nın ise gerisindedir [7].

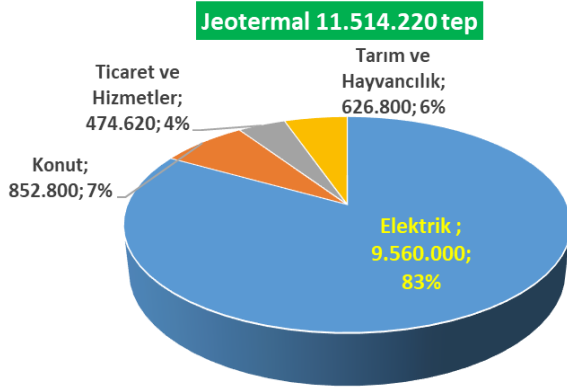
Güneş enerjisi ile sıcak su eldesinde 2022 yılı dünya toplam kurulu gücü 542 GWt olup, sıralamadaki ilk altı ülke Çin (396,6 GWt), Türkiye (19,1 GWt), ABD (18,2 GWt), Almanya (15,5 GWt), Brezilya (14,3 GWt) ve 13,9 GWt ile Hindistan'dır. Bölgesel sıcak su sistemleri sıralamasındaki ilk beş ülke ise Çin, Almanya, Danimarka, Avusturya ve İtalya olup, ülkemizde bölgesel uygulama mevcut değildir.

Jeotermal enerji

2022 yılında ülkemizde jeotermal enerjinin kullanım alanları Şekil 6.1.4'de verilmiştir.

En büyük pay elektrik üretiminde olup, mevcut JES'lerin %97'si Aydın, Denizli ve Manisa'nın verimli tarım alanları üzerine kurulmuştur. Bazı santraller uygunsuz sondajlar, deşarjlar ve H₂S salımı nedeniyle çevre kirliliğine sebep olmakta, yerel yaşamı ve tarımsal üretimi tehdit etmektedirler.

Elektrik dışı kullanım da 107.000 MWt'i aşmıştır. Ancak ETKB ve MTA web sayfalarına göre 2022 yılsonu itibarıyla jeotermal görünür ısı kapasitesi 40.000 MWt iken, kullanılabilir ısı kapasitesi 5.000 MWt'dir. Kullanılabilir ısı kapasitesinin görünür ısı kapasitesinin sekizde biri olması jeotermal kaynakların yeterince değerlendirilmediğini ortaya koymaktadır. Jeotermal kaynaklara yakın bölgelerde teknik kurallara uygun bölgesel ısınma sistemlerinin kurulması yerine doğalgaz şebekesinin yaygınlaştırılması vb. uygulamalar jeotermal kaynakların yeterince değerlendirilmediğinin açık örneklerindedir.

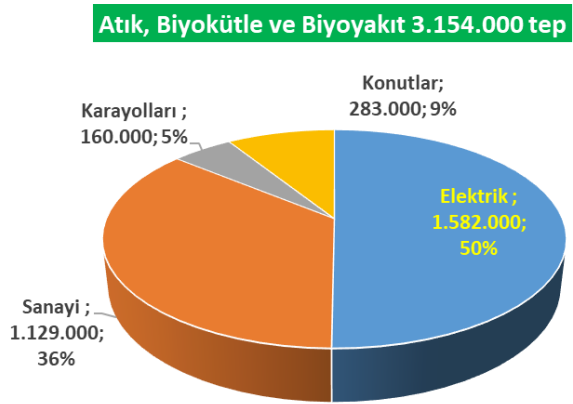


Şekil 6.1.4 2022 Yılında Türkiye Jeotermal Enerji Kullanım Alanları, Miktar (TEP) ve Payları (%) [1]

Biyoenerji

Biyoenerji Potansiyeli Atlası (BEPA) verilerine göre atıklarımızın toplam teorik enerji eşdeğeri 34 MTEP/yıl, toplanabileceği değerlendirilen atıklarımızın toplam ekonomik enerji eşdeğeri ise ancak yaklaşık 3,9 MTEP/yıl'dır. *2022 Yılı Ulusal Enerji Denge Tablosu'na* göre 2022 yılında Atıklar ve Biyoyakıt kaynaklı arz 3,15 MTEP'dir (Ekonomik potansiyelin %80'i, teorik potansiyelin %9'u). 2022 yılına Türkiye biyoenerji kullanım alanları Şekil 6.1.5'de verilmiştir.

Elektrik üretimi kurulu gücünün yaklaşık %40'ı kentsel atık ve çöp, %40'ı tarım, hayvancılık, bitkisel atık ve %20'si diğer atıklara dayalı santrallerden oluşmaktadır. Kimyasal barındıran endüstriyel atıklardan ve Bakanlığın biyoenerji tanımına yer almamasına rağmen atık lastiklerden elektrik eldesinin YEKDEM'den yararlandırılarak teşvik edilmesinin birçok sakıncaları vardır.



Şekil 6.1.5 2022 Yılında Türkiye Biyoenerji Kullanım Alanları, Miktar (TEP) ve Payları (%) [1]

KAYNAKÇA

- [1] ETKB-EİGM 2022 Yılı Ulusal Enerji Denge Tablosu
- [2] IRENA Renewable Energy Statistics 2023'den yararlanılarak hazırlanmıştır.
- [3] TEİAŞ
- [4] IEA World Energy Outlook 2016
- [5] IEA World Energy Outlook 2023
- [6] EMBER Türkiye Elektrik Görünümü 2023
- [7] REN21–Renewables 2023 General Status Report–Energy Supply

6.2 TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

Serpil SERDAR
Kimya Mühendisi

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

Nüfusumuzun hızla arttığı, su kaynaklarımızın hızla tahrip edildiği ve iklim değişikliğinin kuraklıklara neden olduğu göz önüne alındığında, Türkiye'nin gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynakların çok iyi korunup, akılcı kullanılması gerekmektedir.

Nüfus artışı, sanayileşme, refah seviyesinin yükselmesi ve teknolojik gelişmeler nedeniyle dünyada ve ülkemizde enerji kaynaklarına olan ihtiyaç her geçen gün artarak devam etmektedir. Fosil yakıt rezervlerinin yakın gelecekte tükenmesi, bu kaynakları kullanan tesislerin yarattığı çevre sorunları, menşe ülkelere bağımlılığın çeşitli siyasi ve ekonomik sorunlara yol açması ve fiyat istikrarsızlıkları gibi nedenlerden dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi artmıştır.

6.2.1 TÜRKİYE'NİN SU POTANSİYELİ

25 hidrolojik havzada tamamlanan master plan çalışmaları sonucunda;

- Ülkemizdeki toplam yıllık su akış miktarının 185 milyar m³ olduğu,
- Teknik ve ekonomik şartlar çerçevesinde, çeşitli maksatlara yönelik (sulama suyu temini, içme ve kullanma suyu temini vb.) olarak yıllık tüketilebilecek yerüstü suyu potansiyeli 94 milyar m³, yeraltı su potansiyeli 18 milyar m³, toplamda 112 milyar m³ olduğu,
- Ülkemizin toplam su potansiyelinin 57 milyar m³'ü çeşitli maksatlara yönelik olarak kullanılmakta olduğu ve bunun 44 milyar m³'ü (%77) sulama suyu olarak, 13 milyar m³'ü (%23) ise içme-kullanma ve sanayi suyu olarak kullanıldığı tespit edilmiştir.

Türkiye'nin nüfusu 2022 yılı itibarıyla TÜİK tarafından 84.680.273 kişi olarak açıklanmıştır. Ülkemizde kişi başına düşen yıllık su miktarı 2000 yılında 1 652 m³ iken, 2022 yılında ise 1 322 m³'e düşmüştür. Türkiye, kişi başına kullanılabilir su potansiyeline bakıldığında, su stresi yaşayan ülkeler arasında yer almaktadır. Bu nedenle suyun tasarruflu ve optimum bir şekilde kullanılması önem arz etmekte ve depolamalı tesisler yapılması suretiyle su kaynakları potansiyelinin değerlendirilerek çok maksatlı bir şekilde kullanılmasına yönelik çalışmalar yürütülmektedir. Ayrıca işletmede olan sulamalarda su kayıplarının önüne geçilerek suyun daha etkin ve verimli bir şekilde kullanılabilmesi, toprağın kalitesini etkileyen drenaj sorunlarının giderilebilmesi maksatlarıyla yenileme projelerinin ön plana çıkarılması ve klasik açık sistem sulama şebekeleri yerine modern kapalı sulama sistemlerinin kullanımının yaygınlaştırılması çalışmalarına devam edilmektedir.

Su varlığına göre ülkeler aşağıdaki şekilde sınıflandırılmaktadır:

Su Fakiri: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 1.000 m³'ten daha az.

Su Kısıtı: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 2.000 m³'ten daha az.

Su Zengini: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 8.000-10.000 m³'ten daha fazla.

Türkiye "su kısıtı" sınıfında olan bir ülkedir. Nüfusumuzun hızla arttığı, su kaynaklarımızın hızla tahrip edildiği ve iklim değişikliğinin kuraklıklara neden olduğu göz önüne alındığında, Türkiye'nin gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynakların çok iyi korunup, akılcı kullanılması gerekmektedir.

Bu çerçevede DSİ tarafından 2022 yılı sonu itibarıyla tamamlanan 992 baraj ve 709 gölette toplam 182,79 milyar m³ su depolanmıştır. Hidroelektrik potansiyelimizin enerjiye dönüştürülmesi sürecinde kamu ve özel sektör tarafından tamamlanan hidroelektrik santrallerle 111,66 milyar kWh teorik potansiyele ulaşılmış, aynı yıl 66,8 milyar kWh üretim gerçekleşmiştir.

Ülkemiz coğrafi konumu sebebiyle her mevsim yağış alan bir ülke olmadığından baraj ve hidroelektrik santralleri yapmaya diğer ülkelere göre daha fazla ihtiyaç duymaktadır. Hidroelektrik enerji santralleri, çevre dostu olmaları, kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırması, düşük potansiyel risk taşımaları ve ani talep değişimlerine cevap verebilmeleri sebebiyle önem arz etmektedir. Türkiye'de 25 adet drenaj havzası bulunmaktadır. Bu havzalar Şekil 6.2.1'de ve havzalardaki baraj doluluk oranları Tablo 6.2.1'de yer almaktadır.



Şekil 6.2.1 Türkiye'nin 25 Drenaj Havzasını Gösteren Harita

Kaynak: DSİ 2022 Yılı Faaliyet Raporu

Tablo 6.2.1 Havza Bazında Ortalama Baraj Doluluk Oranları (%), 2010-2022

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Meriç-Ergene Havzası	51,26	40,22	37,70	38,60	37,90	39,70	36,00	34,70	51,30	38,40	25,50	42,30	40,70
Marmara Havzası	49,66	46,77	43,40	40,40	24,80	51,10	34,30	40,50	42,60	41,70	30,50	47,80	37,80
Susurluk Havzası	36,83	23,20	24,00	29,60	19,00	35,20	32,10	35,40	26,20	28,70	25,90	36,70	29,00
Kuzey Ege Havzası	53,04	50,06	56,20	45,70	40,30	48,80	49,90	45,70	40,80	48,80	24,50	43,00	30,10
Gediz Havzası	47,30	39,65	36,70	39,50	7,40	36,70	17,90	6,90	10,00	10,30	2,50	1,60	1,80
Küçük Menderes Havzası	4,34	8,19	36,70	51,90	41,90	52,90	34,80	27,10	18,70	35,00	23,70	33,50	28,40
Büyük Menderes Havzası	35,29	56,92	43,80	44,80	27,40	50,10	31,10	17,00	19,60	35,60	5,90	3,60	6,80
Batı Akdeniz Havzası	37,77	38,22	34,30	31,60	14,50	37,90	19,50	12,60	11,80	30,60	11,60	9,90	12,10
Antalya Havzası	39,74	22,97	40,40	35,50	26,10	45,50	29,60	14,70	13,40	24,00	24,00	18,60	34,00
Burdur Göller Havzası	26,94	29,83	48,30	31,10	26,10	54,60	15,80	4,90	0,60	5,20	0,90	0,60	2,30
Akarçay Havzası	37,04	55,64	60,80	43,70	25,30	67,90	44,60	23,40	11,20	18,40	13,10	10,00	14,30
Sakarya Havzası	37,13	42,95	42,70	44,70	32,20	50,80	41,50	32,90	29,80	37,00	30,80	28,60	36,60
Batı Karadeniz Havzası	41,30	33,76	40,50	20,80	31,60	34,10	35,60	28,10	51,30	39,40	27,60	42,60	59,50
Yeşilirmak Havzası	38,79	47,17	47,80	51,30	27,30	45,60	56,70	52,20	41,50	52,30	33,30	16,10	36,80
Kızılırmak Havzası	47,61	48,20	50,60	58,70	42,30	63,80	58,70	40,00	30,70	37,00	33,00	24,30	28,50
Konya Kapalı Havzası	60,52	65,75	9,20	5,60	8,10	32,20	15,00	22,70	17,40	25,50	18,90	14,30	17,30
Doğu Akdeniz Havzası	0,00	3,97	93,30	42,60	37,20	55,70	60,00	56,30	64,00	59,20	49,40	31,20	44,60
Seyhan Havzası	21,46	51,92	40,90	42,00	35,10	55,00	34,10	35,00	43,90	46,60	47,00	28,50	35,90
Asi Havzası	8,84	1,95	19,00	14,10	6,00	9,00	6,10	5,00	2,50	10,10	5,00	3,40	5,70
Ceyhan Havzası	35,57	48,17	43,70	34,00	10,00	51,20	26,10	26,60	23,60	57,60	52,00	36,40	40,40
Fırat - Dicle Havzası	60,28	62,42	50,90	60,20	33,80	56,00	50,70	36,20	34,20	59,30	47,40	31,60	36,60
Doğu Karadeniz Havzası	21,40	26,59	39,00	44,10	54,70	71,20	58,80	32,70	25,30	34,90	34,60	35,50	33,30
Çoruh Havzası	24,43	46,22	0,00	53,00	40,80	45,10	44,00	41,50	40,50	45,60	27,30	19,00	60,30
Aras Havzası	19,69	9,66	0,00	4,80	20,10	8,30	14,80	59,60	60,20	59,10	43,20	11,70	18,50
Van Gölü Havzası	40,69	34,14	27,20	29,60	3,00	12,40	15,40	19,90	21,20	21,40	31,80	25,40	10,70

Kaynak: DSİ 2022 Yılı Faaliyet Raporu

6.2.1.1 İklim değişikliğinin Türkiye'nin su potansiyeline etkisi

Türkiye'de yarı kurak iklim özellikleri görülür. Kuzey ile güney arasındaki enlem farkı da (6°) sıcaklık değişiminde önemli bir rol oynamaktadır.

İklim değişikliğiyle küresel mücadele *Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS)* ile 21 Mart 1994 tarihinde resmi olarak başlamıştır. Bu sözleşmenin bilimsel yapısı olan *Birleşmiş Milletler Hükümetlerarası İklim Değişikliği Panelinin (IPCC)* 9 Ağustos 2021'de yayımlanan *6. Değerlendirme Raporu*'nda, Sanayi Devrimi'nden günümüze kadar dünyanın ortalama sıcaklığının 1,1 Derece ve son 10 yılın tüm zamanların en sıcak dönemi olduğu raporlanmıştır.

Dünyada iklim değişikliğinden en çok etkilenmesi beklenen bölgelerden Akdeniz Havzası'nda yer alan Türkiye'de kuraklığın geniş bölgelerde hissedileceği ve aşırı sıcak günlerin sayısının artacağı öngörülmektedir. Bu nedenle bu sorunun ulusal anlamda ciddi yetle ele alınması gerekmektedir. Bilindiği üzere atmosferde aşırı sıcaklık artışları küresel ısınmayı ortaya çıkarmaktadır. Küresel ısınma bazı yanlış uygulamalar sonucunda atmosfere salınan sera gazlarının oluşturduğu sera etkisi ile ortaya çıkmaktadır. Dünyada enerji tüketimi, insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının açık ara en büyük kaynağı olup dünya çapında sera gazı emisyonlarının %73'ünden sorumludur.

Enerji sektörü haricinde emisyon üreten başlıca diğer alanlar, tarımsal faaliyetler (%12), arazi kullanımı, arazi kullanım değişikliği, ormansızlaşma ve ormancılık (%6,5) gibi faaliyetleri; kimyasallar, çimento ve farklı endüstriyel süreçler (%5,6) ve

düzenli depolama alanları ile atık suların da yer aldığı atıklardan (%3,2) oluşmaktadır.

Ülkemizde, iklim değişikliğinin etkileriyle kuraklık afetinin etkilerini artırması beklenmektedir. Gerek IPCC raporu, gerekse yürütülen bir dizi ulusal ve uluslararası bilimsel model çalışmaları Türkiye'nin yakın gelecekte daha sıcak, daha kurak ve yağışlar açısından daha belirsiz bir iklim yapısına sahip olacağını ortaya koymuştur.

Ülkemizin,

- Doğu Akdeniz Havzasında yer alması
- Akdeniz iklim özelliklerinin geniş bir alanda görülmesi
- Kurak ve yarı kurak alanlarının yanında alçak uzanımlı kıyı alanlarının ve doğal afetlere eğilimli bölgelerinin bulunması
- Kuraklığa ve çölleşmeye duyarlı alanlara sahip olması
- Kendine özgü çeşitli sulak alan, bozkır, dağ, orman ve dağlık orman ekosistemlerine sahip olması

nedenleriyle, iklim değişikliğinin olumsuz etkileri yönünden Türkiye, yüksek risk grubu ülkeler arasında kabul edilmektedir.

Yağışlar kışın az bir artış gösterirken yazın %5-15; yaz aylarında toprak neminin de %15-25 arasında azalacağı tahmin edilmektedir.

6.2.2 TÜRKİYE'NİN HES POTANSİYELİ

Türkiye'de yıllar itibarıyla toplam kurulu güç değerleri içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı artmaktadır. Türkiye Kurulu Gücünün 2000-2023 yılları arasında, Hidrolik, Jeotermal, Rüzgâr, Güneş ve Biyokütle Enerji Santrallerinin gelişimi Tablo 6.6.2'de yer almaktadır.

Tablo 6.2.2 Yenilenebilir Kaynaklı Kurulu Gücün Türkiye Toplam Kurulu Gücü İçindeki Payının Yıllar İtibarıyla Gelişimi (2000-2023), MW

YILLAR	HES TOPLAM	JEOTERMAL	RÜZGÂR	GÜNEŞ	BİYOKÜTLE	YENİLENEBİLİR KURULU GÜCÜ	TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜCÜ	YENİLENEBİLİRİN PAYI %
2000	11.175,20	17,5	18,9		10		27.264,10	41,2
2001	11.672,90	17,5	18,9		10	11.719,30	28.332,40	41,4
2002	12.240,90	17,5	18,9		13,8	12.291,10	31.845,80	38,6
2003	12.578,70	15	18,9		13,8	12.626,40	35.587,00	35,5
2004	12.645,40	15	18,9		13,8	12.693,10	36.824,00	34,5
2005	12.906,10	15	20,1		13,8	12.955,00	38.843,50	33,4
2006	13.062,70	23	59		19,8	13.164,40	40.564,80	32,5
2007	13.394,90	23	147,5		21,2	13.586,60	40.835,70	33,3
2008	13.828,70	29,8	363,7		38,2	14.260,40	41.817,20	34,1
2009	14.553,30	77,2	791,6		65	15.487,10	44.761,20	34,6
2010	15.831,20	94,2	1.320,20		85,7	17.331,30	49.524,10	35
2011	17.137,10	114,2	1.728,70		104,2	19.084,20	52.911,10	36,1
2012	19.609,40	162,2	2.260,60		147,3	22.179,50	57.059,40	38,9
2013	22.289,00	310,8	2.759,70		178	25.537,50	64.007,50	39,9
2014	23.643,20	404,9	3.629,70	40,2	227	27.945,00	69.519,80	40,2
2015	25.867,80	623,9	4.503,20	248,8	277,1	31.520,80	73.146,70	43,1
2016	26.681,10	820,9	5.751,30	832,5	363,8	34.449,60	78.497,40	43,9
2017	27.273,10	1.063,70	6.516,20	3.420,70	477,4	38.751,10	85.200,00	45,5
2018	28.291,40	1.282,50	7.005,40	5.062,80	621,9	42.264,00	88.550,80	47,7
2019	28.503,00	1.514,70	7.591,20	5.995,20	791,3	44.395,30	91.267,00	48,6
2020	30.983,90	1.613,20	8.832,40	6.667,40	1.105,30	49.202,20	95.890,60	51,3
2021	31.492,6	1.676,2	10.607,0	7.815,6	1.642,7	53.234,1	99.819,6	53,3
2022	31.571,5	1.691,3	11.396,2	9.425,4	1.920,8	56.005,3	103.809,3	54,0
2023	31.964,2	1.691,3	11.803,3	11.691,1	2.076,6	59.227,6	107.050,5	55,3

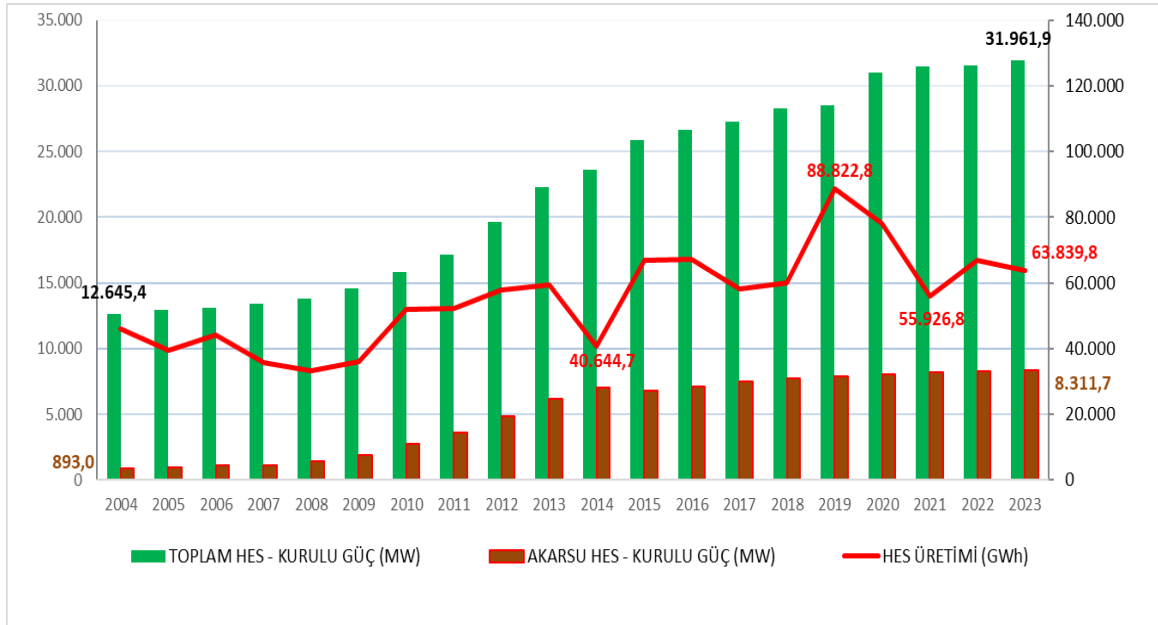
Kaynak: TEİAŞ, 2023 yılı üretimi için Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri kullanılmıştır.

TEİAŞ geçici verilerine göre 2023 yılsonu itibarıyla işletmede 144 adedi barajlı (23.650 MW), 612 adedi akarsu santrali (8.312 MW) olmak üzere toplam 31.962 MW kurulu gücünde 756 adet hidroelektrik santral mevcut olup bu santrallerin 2023 yılı toplam üretimi 63.839,8 GWh'tır. 2023 sonu itibarıyla kuruluşlara göre işletmedeki hidroelektrik santraller ve geçici verilerle 2023 yılı üretimleri Tablo 6.2.3'de, 2004-2023 döneminde hidroelektrik santrallerin yıllara göre kurulu güç ve üretimleri Şekil 6.2.2'de verilmiştir.

Tablo 6.2.3 2023 Sonu İtibarıyla Kuruluşlara Göre İşletmedeki Hidroelektrik Santraller ve Geçici Verilerle 2023 Yılı Üretimleri

	ADET			2023 YILI ÜRETİMİ (GWh)		
	BARAJLI	AKARSU	HİDROLİK TOPLAM	BARAJLI	AKARSU	HİDROLİK TOPLAM
EÜAŞ SANTRALLARI	38	9	47	14.127	86	14.213
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	24	67	91	975	642	1.616
LİSANSIZ SANTRALLAR	0	19	19	0	17	17
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETİ SANTRALLARI	81	516	597	8.449	7.551	16.000
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	1	1	2	100	16	116
TOPLAM	144	612	756	23.650	8.312	31.962

Kaynak: TEİAŞ



Şekil 6.2.2 HES'lerin Yıllara Göre Kurulu Güç ve Üretimleri (2004-2023)

Kaynak: TEİAŞ. 2023 yılı geçici verileri kullanılmıştır.

6.2.2.1 DSİ tarafından tesis edilen hidroelektrik santraller

DSİ Genel Müdürlüğü 2022 Yılı Faaliyet Raporu ve İstatistik değerlerine göre; Türkiye'de 2022 yılı sonu itibarıyla DSİ tarafından tesis edilen Hidroelektrik Santrallerinin (69 adet) toplam kurulu gücü 13.770,95 MW ve ortalama yıllık toplam üretimi 48.778,50 GWh'dir.

Tablo 6.2.4 İllere Göre DSİ Tarafından İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller, 1955-2022

İli	Hidroelektrik Santral Adı	Santralin Devreye Alınma Yılı	Tesisin Toplam Kurulu Gücü (MW)	Ortalama Yıl Üretimi (GWh/Yıl)
Adana	Çatalan	1997	168,9	596
	Seyhan I	1956	60	350
	Yüreğir	1972	6	20
Amasya	Durucasu	1955	1,07	3
Ankara	Kesikköprü	1967	76	250
Antalya	Oymapınar	1984	540	1.620,00
Artvin	Borçka	2007	300,6	1.039,00
	Deriner	2013	669,6	2.117,75
	Muratlı	2005	115	444,12
Aydın	Kemer	1958	48	92,83
	Çine Adnan Menderes	2014	44,65	118
Balıkesir	Manyas	2014	20,25	72,92
Batman	Batman	2003	198,475	483
Bingöl	Özlüce	1999	170	413
	Kığı	2017	138	450
Çorum	Obruk	2009	210,8	473
Denizli	Adıgüzel	1996	62	280
Diyarbakır	Dicle	2000	110	298
	Karakaya	1987	1.800,00	7.354,00
	Kralkızı	1998	94,5	146
Elazığ	Keban	1974	1.330,00	6.600,00
Erzincan	Girlevik I	1963	3,04	18
	Tercan	1990	15	51
Erzurum	Kuzgun	1999	20,9	36
Eskişehir	Beyköy	2000	16,8	87,2
	Gökçekaya	1973	278,4	562
	Yenice	2000	37,89	121,78
Giresun	Doğankent (I,II)	1971	74,5	314
Gümüşhane	Kürtün	2003	85	198
	Torul	2008	103,2	322,28
İğdır	Kiti	1966	2,76	12
Isparta	Kovada II	1971	51,2	222

Kahramanmaraş	Kılavuzlu	2012	54	248
	Menzelet	1993	124	515
Karaman	Ermenek	2012	302,4	1.187,00
	Erik HES	2012	6,48	33,77
Kars	Çıldır	1975	15,36	48
Kırşehir	Hirfanlı	1960	128	400
Malatya	Kernek	1964	0,832	2,2
Manisa	Demirköprü	1960	69	193
Mardin	Çağçağ III	1968	4,8	16,8
	Ilisu	2020	1.208,60	4.120,00
Mersin	Anamur	1967	0,84	3,5
	Gezende	1994	159,375	528
	Silifke I	1966	0,4	2,15
Muğla	Akköprü	2012	115	343
Muş	Alpaslan I	2012	160	488
Osmaniye	Aslantaş	1984	138	569
Samsun	Altinkaya	1988	702,55	1.632,00
	Derbent	1991	56,4	257
	Hasan Uğurlu	1982	500	1.217,00
	Suat Uğurlu	1982	69	350
Sivas	Çamlığöze	2000	32	102
	Kılıçkaya	1990	120	332
Şanlıurfa	Atatürk	1993	2.405,00	8.900,00
	Şanlıurfa-Tünel	2006	51	124
Şırnak	Uludere	1976	0,64	1,2
Tokat	Almus	1966	27	100
	Ataköy	1989	5,525	8
	Köklüce	1988	90	588
Tunceli	Mercan	2003	19,2	78
Van	Engil	1968	4,497	14
	Erciş	1968	0,392	2
	Koçköprü	1993	8,39	24
Ordu	Topçam	2016	61,35	200
Gaziantep	Karkamış	1999	189	652
Burdur	Karacaören I	1990	32	142
Kırıkkale	Kapulukaya	1989	54	190
Toplam			13.770,95	48.788,50

Kaynak: DSİ 2022 Yılı Resmi Su Kaynakları İstatistikleri

6.2.2.2. EÜAŞ tarafından işletilen hidroelektrik santraller

2022 yılı sonu itibarıyla EÜAŞ tarafından işletilen santrallerin kurulu gücü 21.183 MW olup üretim 46.971.258 MWh'dır. Türkiye kurulu gücünde 20,04%'lük paya sahiptir. Bu kurulu gücün 7.334 MW'ı termik, 13.832 MW'ı hidroelektrik kaynaklara ve 17 MW'ı rüzgâra dayalıdır. 13.832 MW Kurulu güce sahip 46 adet hidroelektrik santralın 36 adedi rezervuarlı, 10 adedi akarsu tipidir.

Tablo 6.2.5 EÜAŞ Hidroelektrik Santralleri¹

	Kurulu Güç (MW)	Üretim (MWh)
BARAJLI (36 Adet)	13.754	26.413.689
AKARSU (10 Adet)	78	134.868
TOPLAM (MW)	13.832	26.548.557

Kaynak: EÜAŞ 2022 Yılı Faaliyet Raporu

Ülkemizde 2022 yılında üretilen toplam 328.379,3 MWh elektrik enerjisinin %14,3'üne karşılık gelen 46.971.258 MWh'i EÜAŞ tarafından üretilmiştir. Bu enerjinin 26.548.557 MWh'i hidrolik santrallerden sağlanmıştır.

6.2.2.3 Özel sektör tarafından tesis edilen ve işletilen hidroelektrik santraller

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) alınan üretim lisansı kapsamında özel sektör tarafından tesis edilen HES'ler özel sektör tarafından işletilmektedir.

Tablo 6.2.6 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'na Göre Özel Sektörce Geliştirilen Projeler (2022 yılı sonu)²

HES Aşaması	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Özel Sektöre Ait HES'lerin Toplam Gücü (MW)	Özel Sektöre Ait Ortalama Toplam Yıllık Üretim Potansiyeli (GWh/yıl)	Özel Sektöre Ait HES Sayısı
İşletmede	32.333,61	17.924	60.130	681
İnşa Halinde	1005	305	1.034	21
Plan ve Proje Aşamasında	15.240	15.240	45.813	498
Toplam	48.578,61	33.470	106.977	1.200

Kaynak: DSİ 2022 Yılı Faaliyet Raporu

6.2.2.4 İşletmede olan hidroelektrik santraller (100 MW ve üzeri)

Tablo 6.2.7'de 100 MW ve üzerindeki santrallerin listesi yer almaktadır.

¹ TEİAŞ belgelerinde 2022 sonu itibarıyla EÜAŞ tarafından işletilmekte olan hidroelektrik santraller toplam 13.761,6 MW kurulu gücünde 37 adet Barajlı HES, toplam 56,3 MW kurulu gücünde 7 adet Akarsu HES olmak üzere 13.817,9 MW olarak belirtilmektedir.

² TEİAŞ belgelerinde 2022 sonu itibarıyla işletilmedeki hidroelektrik santrallerin toplam kurulu gücü 31.571,5 MW olarak belirtilmektedir.

Tablo 6.2.7 İşletmede Olan Hidroelektrik Santraller (100 MW ve üzeri)

Santral Adı	İl	Firma	Kurulu Güç
Atatürk Barajı ve HES	Şanlıurfa	EÜAŞ	2.405 MW
Karakaya Barajı ve HES	Diyarbakır	EÜAŞ	1.800 MW
Keban Barajı ve HES	Elazığ	EÜAŞ	1.330 MW
Ilisu Barajı ve HES	Mardin	EÜAŞ	1.209 MW
Altınkaya Barajı ve HES	Samsun	EÜAŞ	703 MW
Birecik Barajı ve HES	Şanlıurfa	EÜAŞ	672 MW
Deriner Barajı ve HES	Artvin	EÜAŞ	670 MW
Yukarı Kaleköy Barajı ve HES	Bingöl	Cengiz Enerji	627 MW
Beyhan Barajı ve HES	Elazığ	Cengiz Enerji	582 MW
Oymapınar Barajı ve HES	Antalya	Cengiz Enerji	540 MW
Boyabat Barajı ve HES	Sinop	Boyabat Elektrik	513 MW
Berke Barajı ve HES	Osmaniye	EÜAŞ	510 MW
Aşağı Kaleköy Barajı ve HES	Bingöl	Cengiz Enerji	500 MW
Hasan Uğurlu Barajı ve HES	Samsun	EÜAŞ	500 MW
Çetin Barajı ve HES	Siirt	Limak Enerji	420 MW
Artvin Barajı ve HES	Artvin	Doğu Enerji	332 MW
Yedigöze Sanibey Barajı	Adana	Sanko Enerji	311 MW
Ermenek Barajı ve HES	Karaman	EÜAŞ	302 MW
Borçka Barajı ve HES	Artvin	EÜAŞ	301 MW
Sır Barajı ve HES	Kahramanmaraş	EÜAŞ	284 MW
Alpaslan 2 Barajı ve HES	Muş	Enerjisa Elektrik	280 MW
Gökçekaya Barajı ve HES	Eskişehir	EÜAŞ	278 MW
Göktaş Barajı ve HES	Adana	Aydem Enerji	276 MW
Alkumru Barajı ve HES	Siirt	Limak Enerji	276 MW
Arkun Barajı ve HES	Erzurum	Enerjisa Elektrik	245 MW
Akköy 2 Barajı ve HES	Gümüşhane	Kolin Enerji	230 MW
Obruk Barajı ve HES	Çorum	EÜAŞ	211 MW
Kandil Barajı ve HES	Kahramanmaraş	Enerjisa Elektrik	208 MW
Batman Barajı ve HES	Diyarbakır	EÜAŞ	198 MW
Kavşak Bendi ve HES	Adana	Enerjisa Elektrik	191 MW
Karkamış Barajı ve HES	Gaziantep	EÜAŞ	189 MW
Özlüce Barajı ve HES	Bingöl	EÜAŞ	170 MW
Çatalan Barajı ve HES	Adana	EÜAŞ	169 MW
Alpaslan 1 Barajı	Muş	EÜAŞ	160 MW
Sarıyar Hasan Polatkan	Ankara	EÜAŞ	160 MW
Gezende Barajı ve HES	Mersin	EÜAŞ	159 MW
Köprü Barajı ve HES	Adana	Enerjisa Elektrik	156 MW
Hacınınoğlu HES	Kahramanmaraş	Enerjisa Elektrik	142 MW
Bağıştaş 1 Barajı ve HES	Erzincan	İC İctaş Enerji	141 MW
Aslantaş Barajı ve HES	Osmaniye	EÜAŞ	138 MW

Kığı Barajı ve HES	Bingöl	EÜAŞ	138 MW
Tatar Barajı ve HES	Elazığ	Limak Enerji	128 MW
Hirfanlı Barajı ve HES	Kırşehir	EÜAŞ	128 MW
Pembelik Barajı ve HES	Elazığ	Limak Enerji	127 MW
Köroğlu Barajı ve Kotanlı HES	Ardahan	Ünal Şirk. Grubu	125 MW
Menzelet Barajı ve HES	Kahramanmaraş	Koç Holding	124 MW
Ayvalı Barajı ve HES	Erzurum	Özdoğan Enerji	122 MW
Kılıçkaya Barajı ve HES	Sivas	EÜAŞ	120 MW
Dalaman Akköprü Barajı ve HES	Muğla	EÜAŞ	115 MW
Muratlı Barajı ve HES	Artvin	EÜAŞ	115 MW
Karıca Regülatörü ve Darıca HES	Ordu	Bilgin Enerji	110 MW
Dicle Barajı ve HES	Diyarbakır	EÜAŞ	110 MW
Torul Barajı ve HES	Gümüşhane	Kolin Enerji	103 MW
Sarıgüzel HES	Kahramanmaraş	Enerjisa Elektrik	103 MW
Eşen 1 ve 2 HES	Muğla	Göltaş Enerji	102 MW
Akköy 1 HES	Gümüşhane	Kolin Enerji	102 MW
Kargı Kızılırmak Barajı ve HES	Çorum	Statkraft	102 MW
Uluabat HES	Bursa	Akenerji	100 MW
Yamula Barajı ve HES	Kayseri	Ayen Enerji	100 MW

Kaynak: DSİ 2022 Yılı Faaliyet Raporu

6.2.2.5 Tesis aşamasında olan hidroelektrik santraller (150 MW ve üzeri)

Tesis aşamasında olan 150 MW ve üzeri hidroelektrik santraller aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 6.2.8 Tesis Aşamasında Olan Hidroelektrik Santraller (150 MW ve üzeri)

Santral Adı	İl	Firma	Kurulu Güç
Yusufeli Barajı ve HES	Artvin	DSİ	558 MW
Pervari Barajı ve HES	Siirt	Enerjisa	409 MW
Cizre Barajı ve HES	Şırnak	CB Elektrik	331 MW
Keskin Barajı ve HES	Siirt	Batman Enerji	318 MW
Doğanlı 3 Barajı ve HES	Hakkari	DC Hidro Enerji	314 MW
Çukurca Barajı ve HES	Hakkari	DC Hidro Enerji	288 MW
Eriç Barajı ve HES	Erzincan	Palmet Enerji	283 MW
Kayraktepe Barajı ve HES	Mersin	DSİ	282 MW
Hakkari Barajı ve HES	Hakkari	HCZ Enerji	242 MW
Beyhan 2 Barajı ve HES	Elazığ	Cengiz Enerji	227 MW
Palu Barajı ve HES	Elazığ	Cengiz Enerji	214 MW
Konaktepe Barajı ve HES	Tunceli	Konaktepe Elektrik Üretim	201 MW
Kemah Barajı ve HES	Erzincan	Akenerji	198 MW
İvme Bendi ve HES	Batman	Yerson Enerji	161 MW
Silvan Barajı ve HES	Diyarbakır	DSİ	160 MW

Kaynak: DSİ 2022 Yılı Faaliyet Raporu

6.2.3. YEKDEM uygulamaları

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun 18.05.2005'de yürürlüğe girmiştir.

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ve 29.12.2010 tarihinde bu kanunda değişiklik yapılmasını düzenleyen 6094 sayılı Kanun ile Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması'nın (YEKDEM) uygulaması başlatılarak yenilenebilir enerji kaynaklarına kaynak türüne ve yerlilik oranına göre teşvik verilmesi düzenlenmiştir. Buna göre, 5346 sayılı Kanun'un yürürlük tarihi olan 18/5/2005 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar işletmeye girmiş ya da girecek olan hidroelektrik üretim tesislerinde yapılan elektrik enerjisi üretimi için 10 yıl süre ile bu kanunla belirlenmiş olan 7,3 ABD doları-sent/kWh üzerinden satın alma garantisi verilmiştir. Ayrıca lisanslı üretim tesisinde yerli aksam kullanılması ve ilgili yerli aksamın "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik" hükümleri ve diğer ilgili mevzuat kapsamında belgelenmesi halinde, bu fiyatlara Tablo 6.2.9'da yer alan yerli katkı miktarlarının beş yıl süreyle ilave edileceği ilan edilmiştir. YEKDEM başvuruları ilk olarak 2011 yılı için alınmış ve fiili uygulama başlamıştır.

Tablo 6.2.9 Yurtiçinde Gerçekleşen İmalat İçin Yerli Katkı İlavesi (ABD doları sent/kWh)

Tesis Tipi	Yurtiçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD doları sent/kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	1- Türbin	1,3
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0

5346 sayılı Kanun gereği hazırlanan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik, 01/10/2013 tarihli ve 28782 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu yönetmelik ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretiminin teşvik edilmesine yönelik olarak üretim lisansı sahiplerine Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi verilmesi ve YEKDEM'in kurulmasına ve işletilmesine ilişkin esaslar düzenlenmiştir. 18.11.2013 tarihli Bakanlar Kurulu Kararı ile 01.01.2016 tarihinden 31.12.2020 tarihine kadar işletmeye girecek santraller için YEKDEM uygulamasının aynı şartlarla devam edeceği ilan edilmiştir. 25.11.2020 tarihli kanun ile (Covid 19 salgını gerekçesiyle) süre 30.06.2021 tarihine uzatılmış ve bu tarihten sonra Türk lirası olarak uygulanacak YEKDEM'e ve fiyatların güncellenmesine ilişkin usul ve esasların belirlenmesinde Cumhurbaşkanı yetkili kılınmıştır.

30 Ocak 2021 tarihli ve 31380 sayılı Resmî Gazete'de, 01.07.2021 Tarihinden 31.12.2025 Tarihine Kadar İşletmeye Girecek YEK Belgeli Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretim Tesisleri İçin Uygulanacak Fiyatlar ve Süreler ile Fiyatların Güncellenmesine ilişkin 3453 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı yayımlanmıştır. Bu karara göre "Türk Lirası fiyat" ve süreler aşağıda yer almaktadır. YEKDEM fiyatı uygulama süresinin 10 yıl olacağı, bu tesisler için yerli katkı payı uygulama süresinin ise 5 yıl olmasına karar verilmiştir.

Tablo 6.2.10 01.07.2021 Tarihinden 31.12.2025 Tarihine Kadar İşletmeye Girecek YEK Belgeli Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretim Tesisleri İçin Güncellemeye Esas YEK Destekleme Mekanizması İle Yerli Katkı Fiyatları ve Uygulama Süreleri

Tesis Tipi	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı (Kuruş/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyat Uygulama Süresi (Yıl)	Yerli Katkı Fiyatı (Kuruş/kWh)	Yerli Katkı Payı Uygulama Süresi (Yıl)
Hidroelektrik Üretim Tesisleri	40,00	10	8,00	5

Bu dönemde, işletmeye girecek YEK belgeli üretim tesislerine uygulanacak olan bu fiyatların, 1 Ocak 2021'den itibaren ve ilki 1 Nisan 2021'de olmak üzere üçer aylık dönemler halinde, her yıl Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında Yurtiçi Üretici Endeksi (ÜFE) ve Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE) kullanılarak Cumhurbaşkanlığı Kararında belirlenen yöntemle göre güncellenmesine karar verilmiştir.

YEK Destekleme Mekanizması Fiyatlarının güncellenmesinde üst sınır belirlenmiştir. Hidroelektrik Üretim Tesisleri için YEK Destekleme Mekanizması Fiyatlarının Güncellenmesinde

Dikkate Alınacak Üst Sınır **6,4 ABD Dolar-cent/kWh** olarak belirlenmiştir.

Ekonomide yaşanan olumsuzlukların ardından **30.04.2023'de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı Kararı** ile 01.07.2021-31.12.2030 döneminde devreye (alınan ve) alınacak olan santraller için 01.05.2023 tarihinden itibaren uygulanacak baz fiyatlar güncellenmiştir. "Yerli fiyat" uygulamasına devam edilmesine rağmen fiyat güncellemesinin birer aylık dönemlerle yapılması, fiyat güncellemesinin ÜFE, TÜFE, ABD doları kuru ve Avro kuru değişimlerini esas alan bir formülle yapılması ve Dolar-sent/kWh bazlı taban ve tavan fiyat uygulaması getirilmiştir.

Tablo 6.2.11 01.07.2021 Tarihinden 31.12.2030 Tarihine Kadar İşletmeye Girecek YEK Belgeli Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretim Tesisleri İçin Güncellemeye Esas YEK Destekleme Mekanizması İle Yerli Katkı Fiyatları ve Uygulama Süreleri

Tesis Tipi	YEK Destekleme Mekanizması Uygulama Fiyatı (Türk Lirası Kuruş/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı Uygulama Süresi (Yıl)	YEK Destekleme Mekanizması Taban Fiyatı (ABD Doları-sent/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Tavan Fiyatı (ABD Doları-sent/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı (Türk Lirası Kuruş/kWh)	Yerli Fiyatı Uygulama Süresi (Yıl)
Rezervuarlı Hidroelektrik Üretim Tesisleri (Rezervuar alanı 1-15 km ² olan tesisler)	144,00	10	6,75	6,75	28,8	5
Nehir Tipi Hidroelektrik Üretim Tesisleri	135,00	10	6,30	7,70	28,80	5

6.2.4 HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN NEDEN OLDUĞU SORUNLARA İLİŞKİN BAZI ÖNLEM ÖNERİLERİ

Devlet tarafından verilen teşviklerle desteklenmesinin yanı sıra; elektrik üretiminin güvenilir, temiz, uzun süreli ve ucuz olması HES yatırımlarına ilgiyi artırmıştır.

Faydalarının yanı sıra HES'ler, tesis ve işletme döneminde bazı sorunlara da neden olabilmektedir. Bu nedenle, aşağıda yer alan konulara dikkat edilmesi önem arz etmektedir

HES yapılacak alanlarda havza esaslı analize dayalı planlama yapılması ve bu planlamada havza da yer alan HES'ler ile planlanan HES'lerin tamamının dikkate alınması gerekir.

Planlanan tüm HES projeleri için bölgede yaşayan ve su kaynağından yararlanarak yaşamlarını sürdüren, tarımsal üretim yapan, hayvanlarını besleyen halkın ve bütün ekosistemin yaşamlarını oluşturan şekilde sürdürebilmeleri temel ölçüt olmalıdır.

Kullanılacak su miktarının ve doğal yaşamın ve diğer ekosistemlerin devamını sağlayacak ekolojik su

İhtiyacı (can suyu) miktarı, bu temel ölçüde göre doğru hesaplanmalı ve su kullanım anlaşmalarında bu miktarlara yer verilmelidir. Yapım çalışmalarında, orman ve mera alanlarında tahribat ve toprakların erozyonla taşınıp gitmesi önlenmelidir.

Yapılacak kanal, yol, tünel vb inşaatlar ormanın bütünlüğünü bozmamalı ve koruma altına alınan çeşitli yaban hayatı alanları korunmalıdır.

Projelerin fizibilite aşamasında, HES'lerde üretilen enerjinin taşınması için gereken enerji nakil hatlarının maliyeti ve doğada yaratacağı tahribat dikkate alınmalıdır. Proje alanlarının jeolojik, topoğrafik ve iklimsel özellikleri ile sel ve heyelan gibi afetler arasındaki son derece hassas ilişki dikkate alınmalıdır.

HES projelerinin çevresel etkileri değerlendirilirken aynı nehir üstünde mevcut ve yapılması planlanan projelerin toplam toplumsal ve çevresel etkileri göz önünde bulundurularak, ekolojik ağırlıklı bir değerlendirme yapılmalıdır.

Proje Tanıtım Dosyaları ve ÇED çalışmaları sahada yapılacak gerçekçi ve ayrıntılı ölçüme dayalı olmalı ve uygulanabilir tedbirler öngörmelidir.

HES projelerinden etkilenebilecek olan tarihi, kültürel ve doğal varlıklar belirlenerek Bölge Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kurullarına bildirilmelidir.

Projeler hazırlanırken yerel halk bilgilendirilmeli, görüşleri alınmalı, yöre halkı ve temsilcileri olan dernekler vb. kuruluşlar projelerin her aşamasında sürece dâhil edilmelidir.

Havza bazında suyu enerji üretimi amaçlı kullanan paydaşlar arasında sağlıklı iletişim kurulması ve suyun yüksek verimle kullanılabilmesi için koordinasyon ve işbirliği sağlanmalıdır.

Akarsu yatağına bırakılacak suyun belirlenmesinde ulusal bir yöntem geliştirilmeli, bu yöntem belirlenirken her akarsuyun kendi karakteristikleri ile çevresindeki halkın ve tüm ekosistemin özellikleri ve ihtiyaçları göz önünde bulundurulmalıdır.

Can suyunun bırakılmasını ve bunun zamanlamasını bünyesinde bölge halkının temsilcilerinin de yer alacağı hangi kurumun kontrol edeceği, kural ihlallerindeki yaptırım mekanizmalarının netleştirilmesi vb. yönetmeliklerde belirtilmelidir.

DSİ ve özel şirketler arasında imzalanan Su Kullanımı Hakkı Anlaşmalarında şirketlerin yükümlülükleri tanımlanmalı ve bu yükümlülüklerin yerine getirilip getirilmediği DSİ tarafından denetlenmelidir.

YARARLANILAN KAYNAKLAR

- 1- TMMOB MMO Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporları
- 2- www.epdk.org.tr / Faaliyet Raporları
- 3- www.dsi.gov.tr / Faaliyet Raporları-İstatistikler
- 4- www.euas.gov.tr / Faaliyet Raporları
- 5- www.teias.gov.tr / Faaliyet Raporları-İstatistikler
- 6- <http://iklim.ormansu.gov.tr>
- 7- <http://www.enerjiatlasi.com/>
- 8- <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-86/elektriklisans-islemleri>

6.3 TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ

Şayende YILMAZ

Makina Mühendisi

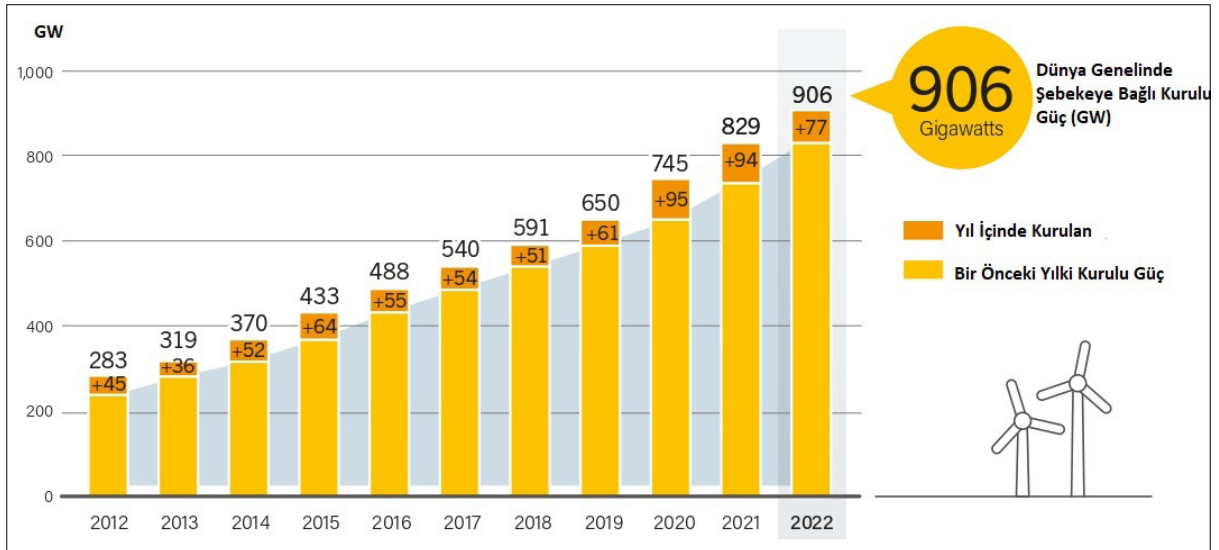
Orhan AYTAÇ

Makina Mühendisi

Oğuz TÜRKYILMAZ

Endüstri Mühendisi

2022 yılında dünya genelinde 68,4 GW'ı karasal, yaklaşık 8,8 GW'ı deniz üstü olmak üzere 77 GW'dan fazla rüzgâr enerjisi santrali (RES) kurulumu yapılmış, böylelikle 2022 yılsonunda şebekeye bağlı dünya kurulu gücü bir önceki yıla göre %9 artış ile 906 GW'ta ulaşmıştır [1].



Şekil 6.3.1 Dünya RES Kurulu Gücü ve Yıllık Kurulumlar (1) (2022-2012)

6.3.1 TÜRKİYE POTANSİYELİ, HEDEFLER VE POLİTİKALAR

6.3.1.1 Potansiyel

Türkiye'nin Enerji Görünümü 2022 Oda Raporunda belirtildiği gibi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) sitesinde yer aldığı ve uzun yıllar kullanıldığı üzere; Türkiye'de yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7,5 m/s üzeri rüzgâr hızlarına sahip alanlarda 5 MW/km² gücünde rüzgâr santrali kurulabileceği kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında, orta-ölçekli sayısal hava tahmin modeli ve mikro-ölçekli

rüzgâr akış modeli kullanılarak üretilen rüzgâr kaynak bilgilerinin verildiği Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) hazırlanmıştır. Buna göre Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli 48.000 MW olarak belirlenmiştir. Bu potansiyele karşılık gelen toplam alan Türkiye yüz ölçümünün %1,30'una denk gelmektedir [2].

Ancak REPA değerlerinin, ülkemizde son yıllarda rüzgâr projesi geliştirilmesi sırasında IEC standardına göre alınan sahada yapılan rüzgâr ölçümleri ile farklı olduğu, bu atlasın kullanıldığı projelerin (özellikle ölçüm zorunluluğu olmayan lisanssız projelerin) enerji üretim hesaplarında

yarattığı belirsizlik sebebiyle ilgili finansman kuruluşlarının kabul edilmediği bilinmektedir.

2022 yılı Raporumuzda, *Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) REPA 2* çalışmalarını sürdürdüğü ve yakın zamanda yeni bir atlas yayımlama aşamasında olduğu dile getirilmiştir. Bu atlasın kamuoyuna sunulmadan önce konunun uzmanlarının bilgi ve tartışmasına sunulması, yapılacak eleştiri ve değerlendirmeler dikkate alınarak yenilendikten sonra kamuoyunun bilgi ve erişimine açılması önerilmiştir. 2024 Raporumuz yayımlanıncaya kadar ilgililerin görüşleri alınmamış ve yeni bir atlas yayımlanmamıştır. Ancak 7 Kasım 2023'te ETK Bakanı tarafından, REPA'nın güncellendiği ve yeni REPA'ya göre karasal potansiyelin mevcut teknoloji ve şartlarda 100.000 MW olduğu, rüzgâr türbini teknolojilerindeki gelişmeler sayesinde ise 150 bin MW seviyelerine kadar çıkabileceğinin öngörüldüğü söylendi. Diğer yandan *Yeni Avrupa Rüzgâr Atlası (NEWA)* ve *Küresel Rüzgâr Atlasları* yayımlanmıştır, erişime açıktır. *Küresel Rüzgâr Atlası'na* göre ülkemizdeki rüzgâr hız atlası görünümü (yerden 100 m yükseklik için) 2022 Raporumuzda verilmiştir. Bu interaktif harita sayesinde is-

tenilen konumdaki olası rüzgâr potansiyeli yüksek bir doğrulukta hesaplanabilmektedir [3, 4].

Dünya Bankası'nın yayımladığı bir rapora göre Türkiye kıyılarında 50 metreden az derinliği olan bölgelerde 12.000 MW, 50-1.000 metre derinliği olan bölgelerde ise 57.000 MW olmak üzere toplamda yaklaşık 70.000 MW'lık bir deniz üstü rüzgâr enerji potansiyeli vardır [5]. Deniz üstü RES'ler konusuna Raporumuzun bir sonraki bölümünde (Bölüm No 6.4) detaylı olarak yer verilmiştir.

6.3.1.2 Hedefler ve politikalar

Ülkemizde farklı bakanlıklar ve kurumlar tarafından enerji sektörünün gelişimine ilişkin hedef, strateji ve politikaları içeren çeşitli belgeler (strateji belgeleri, eylem planları, kalkınma planı vb.) yayımlanmıştır. Farklı kurumların farklı tarihlerde yayımladıkları veya dile getirdikleri kurulu güç hedeflerinden bazıları Tablo 6.3.1'de yer almaktadır. TEİAŞ verilerine göre 2023 yılsonu rüzgâr santralleri toplam kurulu gücü 11.803,3 MW'tır. 25 Ekim 2023'de yayımlanan "*2024 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı*"nda 2024 yılsonu için 12.400 MW rüzgâr kurulu gücü öngörülmektedir.

Tablo 6.3.1 RES Kurulu Güç Hedefleri

Tarih	Kurum / Rapor	Kurulu Güç (MW)			
		2023	2025	2030	2035
2009	ETKB/Elektrik Piyasası ve Tedarik Stratejisi	20.000			
2010	ÇŞB/Türkiye İklim Değişikliği Stratejisi	20.000			
2014	Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı	20.000			
2015	BM'ye Niyet Edilen Ulusal Katkı Belgesi			16.000	
2017	Vizyon 2023 haberleri	20.000			
2018	Meclis Bütçe Sunuş			16.500 (2028 yılı)	
2019	ETKB/2019-2023 Stratejik Planı	11.883			
2019	TÜREB (hedef önerisi)			25.000	
Ocak 2023	ETKB/Türkiye Ulusal Enerji Planı 2022		13.100	18.100	29.600
Mayıs 2023	TÜREB (hedef önerisi)				49.000
Ekim 2023	CB SBB Onikinci Kalkınma Planı			18.000 (2028 yılı)	

6.3.2 MEVCUT KURULU GÜÇ, ELEKTRİK ÜRETİMİ VE ŞEBEKE TAHSİS KAPASİTELERİ

Türkiye’de şebekeye bağlı rüzgâr elektrik kurulu gücü 2021 Aralık ayı sonu itibarıyla toplam 10.606,97 MWe olmuş, 2023 yılsonunda 11.803,3 MWe’ye ulaşmıştır. Bu santrallardan üretilen elektrik ise 2021 yılında 31.436,7 GWh (ülke toplam elektrik üretiminin %10,6’sı) olarak gerçekleşmiş, 2023 yılında geçici verilere göre 33.893 GWh ile toplam elektrik üretiminin %10,4’ü sağlamıştır [6, 7].

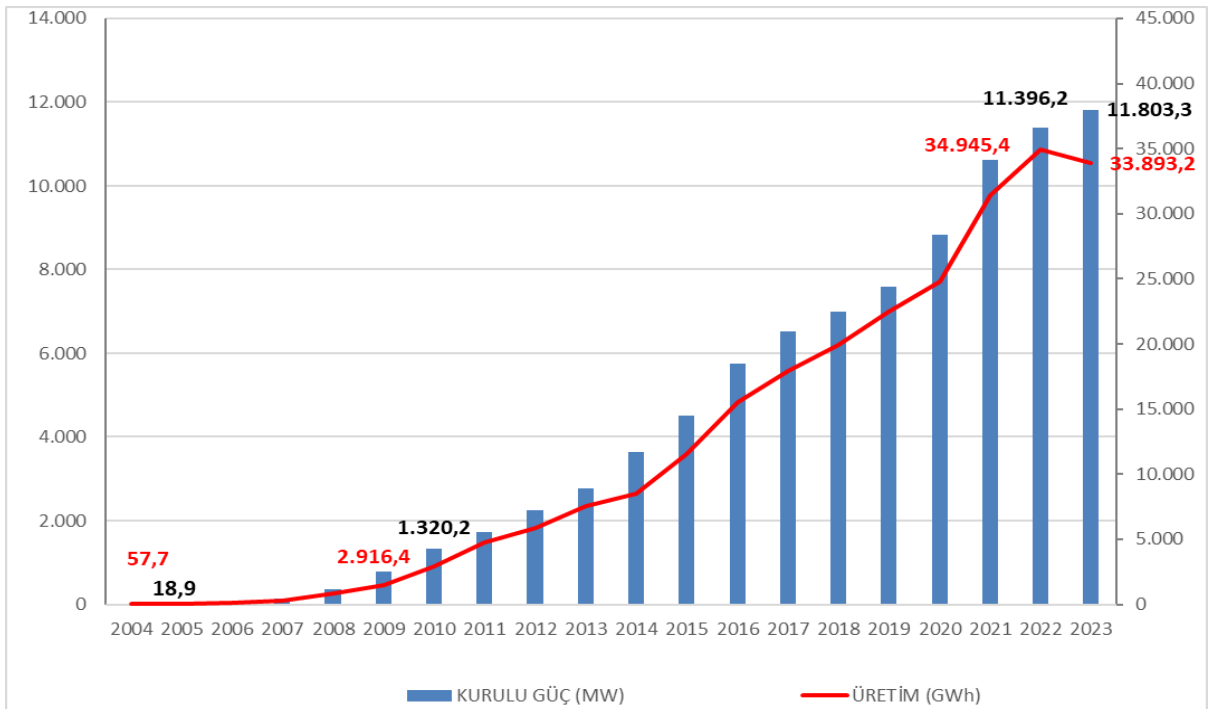
2004-2023 döneminde Türkiye’de rüzgâr enerjisi santrallarının (lisanslı ve lisanssız) toplam kurulu güç ve elektrik üretimi gelişimi Şekil 6.3.2’de, 2013-2023 döneminde üretimdeki pay oranları Şekil 6.3.3’te görülmektedir.

2021 yılında 355 adet olan rüzgâr santrali (toplam 17,4 MWe gücünde 2 Elektrik Üretim AŞ (EÜAŞ), 10.516,5 MWe gücünde 270 serbest üretim şirketi santrali, 73,1 MWe gücünde 83 lisanssız sant-

rallar) sayısı 2023 yılı sonu itibarıyla 365’e yükselmiştir. (Toplam 17,4 MWe gücünde 2 EÜAŞ, 11.689,3 MWe gücünde 275 serbest üretim şirketi santrali, 96,7 MWe gücünde 88 lisanssız.)

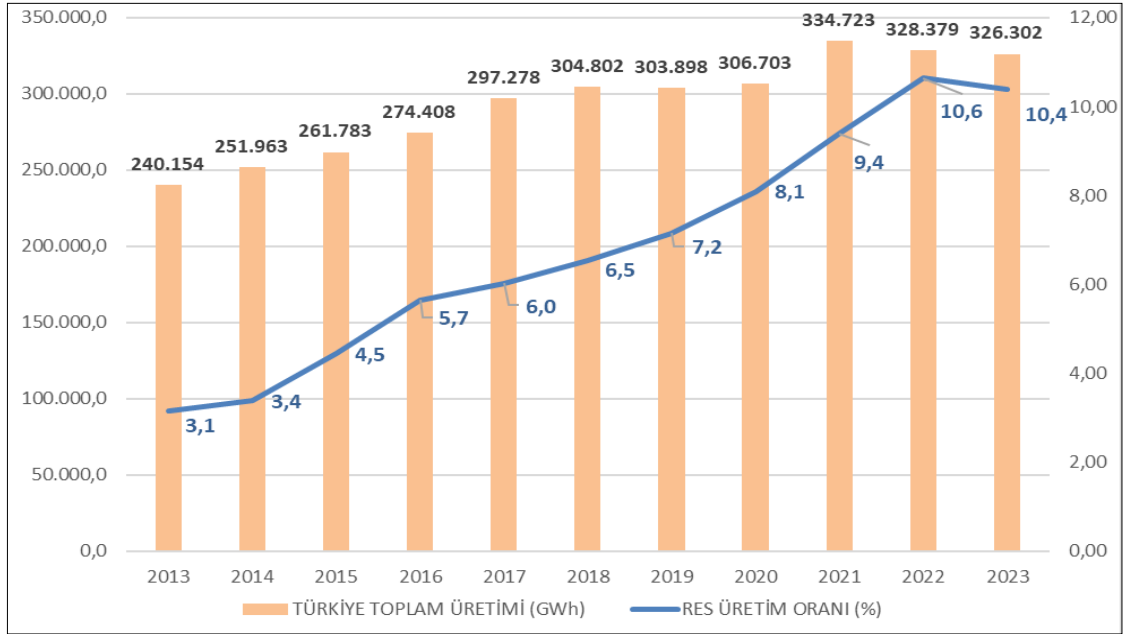
Yukarıda değinildiği gibi, ETKB web sayfasında Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlasına (REPA) göre karasal potansiyelin 48.000 MW olduğu belirtilmektedir. Bu veriye göre şu anda potansiyelin sadece yaklaşık %24,6’sı değerlendirilmektedir. Öte yandan ETK Bakanı tarafından söylenen mevcut teknoloji ve şartlarda 100.000 MW karasal potansiyel dikkate alındığında değerlendirme oranı sadece %11,8’i olmaktadır.

Türkiye, IRENA Yenilenebilir Enerji İstatistikleri 2023 Raporuna göre, toplam yenilenebilir enerji kurulu gücünde 2022 yılı itibarıyla dünyada 12. sıradadır, rüzgâr enerjisinde ise 12. sırada yer almaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretiminde ise Türkiye, 2021 yılı itibarıyla dünyada 13. sırada, rüzgâr enerjisinde 10. sıradadır [8].



Şekil 6.3.2 RES'lerin Yıllara Göre Kurulu Güç ve Üretimleri (2004-2023) [6, 7]

2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri esas alınmıştır.



Şekil 6.3.3 Toplam Elektrik Üretimi ve Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin Üretimdeki Payları (%)
2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri kullanılmıştır. [6, 7]

Rüzgâr enerjisi kurulu gücü esas olarak TEİAŞ'ın belirlediği kapasiteler üzerinden bağlantı tahsisi yapılan lisanslı santraller tarafından sağlanmaktadır. İşletmedeki ve yapımı devam etmekte olan lisanslı santraller, önlisans almış olan santraller ve lisanssız santralleri içeren kapasite tahsis bilgileri Tablo 6.3.2'de görüldüğü gibidir.

Tablo 6.3.2 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Tahsis Tablosu (Şubat 2024) [7, 12, 18]

Lisanslı (294)	14.488 MW
*İşletmede (274)	11.715 MW
*İşletmedeki santrallerde henüz devreye alınmayan kapasite	2.277 MW
*İnşa aşamasında veya beklemede (20)	496 MW
EÜAŞ (2)	17 MW
Lisanssız (88)	97 MW
Önlisanslı (60)	3.584 MW
*Önlisans ihalesi kapsamında	1.171 MW
*YEKA RES 1	1.000 MW
*YEKA RES 2	613 MW
*YEKA RES 3	800 MW
ARA TOPLAM	18.186 MW
Önlisans Verilen Depolamalı Santraller (222)	15.967 MW
TOPLAM	34.153 MW

6.3.3 ÜRETİM FAALİYETLERİ VE MODELLERİ

Türkiye’de rüzgâr enerjisinden elektrik üretim santrallerinin (RES) şebekeye bağlantı izni için dört farklı yöntem uygulanmaktadır. Bu dört yöntem sırasıyla *Lisanssız Elektrik Üretimi, Lisanslı Elektrik Üretimi ve Yarışmaları, Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) ihaleleri* ve 2022’de yayımlanan yönetmeliklere göre başvuruları alınan *Lisanslı Depolamalı Enerji Tesisi bağlantı tahsisleridir. Türkiye’nin Enerji*

Görünümü 2022 Oda Raporumuzda ilk üç yöntemin zaman içindeki gelişimi detaylı olarak yer almıştır.

Rüzgâr enerjisinden lisanssız elektrik üretimi, güneş enerjisinden elektrik üretiminin aksine gelişme göstermemiştir. Tablo 6.3.2’den görüldüğü gibi lisanssız RES’lerin payı işletmedeki toplam kurulu gücün %1’inden azdır. Bağlantı Tahsis ve YEKA ihalelerinin, 2023 yılsonu itibarıyla, sonuç değerleri Tablo 6.3.3’de görülmektedir.

Tablo 6.3.3 Bağlantı Tahsis ve YEKA İhalelerinin Sonuç Değerleri

YEKDEM ...-30.06.3021 öncesine devreye alınan santraller için	7,3 \$-cent/kWh (+0,6 -> 3,7\$-cent/kWh yerli katkı)
YEKDEM 01.07.2021–01.05.2023 döneminde devreye alınan santraller için	32 TL kuruş/kWh Üç ayda bir güncellenmek üzere (+8 krş/kWh yerli katkı)
YEKDEM 01.07.2021–31.12.2030 döneminde devreye alınan santraller için (Alım fiyatları 01.05.2023’den itibaren geçerli)	Karasal RES 106 TL kuruş/kWh Ayda bir güncellenmek üzere (+28,8 krş/kWh yerli katkı)
	Deniz Üstü RES 144 TL kuruş/kWh Ayda bir güncellenmek üzere (+38,45 krş/kWh yerli katkı)
Haziran 2017 – önlisans yarışmaları en yüksek	5,12 \$-cent/kWh
Haziran 2017 – önlisans yarışmaları en düşük	- 1,51\$-cent/kWh
Ağustos 2017 – YEKA RES-1	3,48 \$-cent/kWh
Aralık 2017 – önlisans yarışmaları en yüksek	7,29 \$-cent/kWh
Aralık 2017 – önlisans yarışmaları en düşük	- 2,87 \$-cent/kWh
Mayıs 2019 – YEKA RES-2 en yüksek	4,56 \$-cent/kWh
Mayıs 2019 – YEKA RES-2 en düşük	3,53 \$-cent/kWh
Haziran 2022 – YEKA 3 en yüksek	77,8 TL kuruş/kWh Üç ayda bir güncellenmek üzere
Haziran 2022 – YEKA 3 en düşük	40,8 TL kuruş/kWh Üç ayda bir güncellenmek üzere
2019 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(260,32 TL/MWh) ~4,38 \$-cent/kWh
2020 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(278,72 TL/MWh) 4,01 \$-cent/kWh
2021 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(508,10 TL/MWh) 5,56\$-cent/kWh
2022 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(2.528,12 TL/MWh) 14,88-cent/kWh
2023 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(2.237,38 TL/MWh) 9,80-cent/kWh

6.3.3.1 YEKDEM kapsamındaki lisanslı ve lisanssız santraller

YEKA projeleri haricinde 01.07.2021'den önce işletmeye alınan Yenilenebilir Kaynak (YEK) Belgeli santraller için; lisanslı ve lisanssız rüzgâr santralından üretilen elektriğin (devreye alındıktan itibaren 10 yıl için) tarifesi ve lisanslı rüzgâr santralında yerli üretim ekipman kullanımı halinde, kullanılan yerli ekipmana göre mevcut tarifeye ek olarak uygulanacak fiyatlar 5346 sayılı Kanun ile belirlenmiştir. 01.07.2021–31.12.2025 döneminde devreye alınacak santraller için YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM) baz fiyatları 30.01.2021'de ilan edilmiş ancak ekonomide yaşanan olumsuzlukların ardından 30.04.2023'de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı Kararı ile 01.07.2021–31.12.2030 döneminde devreye (alınan ve) alınacak olan santraller için 01.05.2023 tarihinden itibaren uygulanacak baz fiyatlar güncellenmiştir. (Tablo 6.3.3)

YEKDEM kapsamındaki lisanslı rüzgâr enerjisi santrallerinin 2012-2023 döneminde kurulu güç ve üretimlerinin yıllık gelişimi Tablo 6.3.4'de verilmiştir. 2023 yılında YEKDEM'den yararlanan lisanssız RES'lerin üretimi 125 GWh (YEKDEM kapsamındaki tüm RES'lerin üretiminin %0,52'si) olarak gerçekleşmiştir. [6, 7, 9]

Devreye alındıktan itibaren 10 yıllık YEKDEM'den yararlanma süresini dolduran RES'ler ve Piyasa Takas Fiyatının YEKDEM tarifelerinden daha yüksek olacağı öngörüsüyle bazı santral işletmecilerinin (sürelerini dolduramamış olmalarına rağmen) yıllık YEK başvurusunda bulunmaması nedeniyle 2023 yılında YEKDEM'den yararlanan lisanslı RES kurulu gücünde ve üretiminde bir önceki yıla göre yaklaşık %5,3 azalma yaşanmıştır. 2024 yılında da bu azalma devam etmiştir. 2024 Nihai-YEK listesinde 6.707 MWe RES yer almıştır.

YEKDEM ile ilgili detaylı değerlendirmeler raporumuzun 6.8 nolu bölümünde yer almaktadır.

Tablo 6.3.4 YEKDEM Kapsamındaki Lisanslı RES'lerin Gelişimi [6, 7, 9]

	TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLARININ TÜMÜ		YEKDEM KAPSAMINDAKİ LİSANSLI RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLARI		YEKDEM KAPSAMINDAKİ LİSANSLI RES'lerin TÜM RES'lere ORANI	
	İŞLETMEDEKİ KURULU GÜÇ (MW)	ÜRETİM (GWh)	İŞLETMEDEKİ KURULU GÜÇ (MW)	ÜRETİM (GWh)	İŞLETMEDEKİ KURULU GÜÇ (%)	ÜRETİM (%)
2012	2.261	5.861	685	2.082	30,3	35,5
2013	2.760	7.558	107	223	3,9	3,0
2014	3.630	8.520	825	2.379	22,7	27,9
2015	4.503	11.522	2.732	8.276	60,7	71,8
2016	5.751	15.517	4.320	14.163	75,1	91,3
2017	6.516	17.909	5.239	16.765	80,4	93,6
2018	7.005	19.949	6.200	19.003	88,5	95,3
2019	7.591	22.452	6.496	19.901	85,6	88,6
2020	8.832	24.828	6.440	20.659	72,9	83,2
2021	10.608	31.437	6.745	25.235	63,6	80,3
2022	11.396	34.945	8.173	27.502	71,7	78,7
2023	11.803	33.893	7.740	23.902	65,6	70,5

6.3.3.2 Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA)

09/10/2016 tarih ve 29852 sayılı *Resmî Gazete*'de *Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği* yayımlanmıştır. Bu Yönetmelik ile yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesinde yeni bir yatırım modeli hayata geçmiştir.

2017 ve 2019 yıllarında her biri 1.000 MW ka-

pasite için iki, 2022'de 850 MW için üçüncü YEKA RES ihalesi yapılmıştır. YEKA RES-4 yarışmaları için ETKB tarafından 2022 yılında saha çalışmalarına başlanılmış, bazı aday alanlar ilan edilmiş ve görüşlere açılmış olmasına rağmen ihale için henüz somut bir adım atılmamıştır. Gerçekleştirilen YEKA RES ihalelerine ilişkin özet bilgiler Tablo 6.3.5'de verilmiştir.

Tablo 6.3.5 YEKA RES İhaleleri

	YEKA RES-1	YEKA DRES-1 (İPTAL)	YEKA RES-2	YEKA RES-3
Yer	Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir	Gelibolu, Saros, Kırıkköy	Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla	20 bölge: 41 il
Tarih	3.08.2017	23.10.2018	30.05.2019	14.06.2022
Kapasite (MW)	1.000	1.200	1.000	850
Kazanan fiyat	34,8 USD/MWh	-	35,3 – 45,6 USD/MWh	408 -778 TL/MW
Tavan fiyat		80 USD/MWh		950 TL/MWh
Yatırımcı şirket	Kalyon, Siemens Gamesa, Türkerler Konsorsiyumu	-	Enerjisa, Enercon	Çeşitli
Satın Alım Garanti Süresi	15 yıl	-	15 yıl	-
Satın Alım Garanti Miktarı		50 TWh	-	35 GWh
Yerli Ekipman Oranı	%60	%60	55%	55%

YEKA RES-1:

Ağustos 2017'de, yerli üretim, Ar-Ge zorunluluğu ve 15 yıl alım garantisi ile üretilecek elektriğe kilovatsaat başına en düşük fiyatı teklif etme esasına göre yapılan YEKA RES-1 ihalesini açık eksiltmede 3,48 \$-sent/kWh ile en düşük teklifi veren Kalyon-Türkerler-Siemens konsorsiyumu kazanmıştır. Sözleşme 27.02.2018'de imzalanmıştır. İhalede 150 türbin/yıl kapasiteli fabrika kurulması, sözleşme imzasından 21 ay sonra (yaklaşık 2019 yılı Ekim ayında) fabrikanın üretime geçmesi ve 10 yıl boyunca çalışacak olan Ar-Ge Merkezinin çalışmaya başlaması, şartnamedeki tabloya göre toplam yerlilik (yurtçinde üretim)

puanları toplamının en az 60 olması, enerji tesislerinin tümünün sözleşme imzasından 6 yıl sonra (yaklaşık 2024 yılı başında) devreye girmesi şart koşulmuştur.

19.07.2019 tarih ve 30836 (*mükerrer*) sayılı *Resmî Gazete*'de yayımlanan *Gelir Vergisi Kanunu ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun* (No: 7186) kapsamında 6446 sayılı *Elektrik Piyasası Kanunu*'na eklenen "Sözleşme süre uzatımı ve devir" başlıklı Geçici 26. Madde ile; ihalesi yapılan yenilenebilir enerji kaynakları veya yerli kömüre dayalı elektrik üretim tesisleriyle ilgili devir sözleşmeleri ve elektrik satış anlaşmalarından kaynaklanan hak ve yükümlülüklerin süreleri, 17 Ocak

2019 tarihinden itibaren 36 ay süreyle uzatılmıştır. Böylelikle kurulacak fabrikanın üretime geçme ve Ar-Ge Merkezi kuruluşunun tamamlanarak çalışmaya başlama tarihleri 2022 yılı son aylarına, santrallerin en son üretime geçme tarihi de 2027 yılının ilk aylarına kadar, herhangi bir cezai işleme maruz kalmadan ertelenmiş olmaktadır.

Konsorsiyumun yatırımcı şirketi YEKA RES Elektrik Üretim A.Ş. (Kalyon–Türkerler–Met Gün–Efa) tarafından Edirne’de 295 MW, Sivas-Kangal’da 160 MW, Sivas-Gürün’de 90 MW, Eskişehir’de 50 MW, Kırklareli’nde 260 MW+145 MW enerji tesisleri için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)’ndan önlisans alındı, üretim lisansı için Kasım 2021’de ÇED Raporu süreci ile orman vd. izin çalışmalarına başlandı.

Siemens fabrika için Ağustos 2018’de Aliğa Organize Sanayi Bölgesinden yer satın aldı. Firma yetkilileri Kasım 2019’da fabrikanın devreye alma çalışmalarına yakında başlanılacağını belirttiler ancak bir takvim vermediler. O tarihten sonra fabrika konusunda yeni bir açıklama yapılmadı. Basında Mart 2021’de Siemens tarafından Ar-Ge Merkezinin açıldığı yönünde haberler yer aldı. Kalyon Holding Yönetim Kurulu Başkanı Cemal Kalyoncu 13 Nisan 2023’de AA muhabirine yaptığı açıklamada, türbinlerin ASELSAN işbirliği ile Kalyon tarafından imal edileceği dile getirildi [10]. Böylelikle Siemens’in projeden ayrıldığı anlaşıldı (03.03.2024 itibarıyla açık kaynaklarda ASELSAN tarafında bir gelişme olduğu yönünde hiçbir bilgiye rastlanmamıştır).

İhalenin yapıldığı 2017 yılından itibaren yaklaşık 6,5 sene geçmesine rağmen YEKA RES - 1 projesinin akıbeti belirsizdir. Taahhüt edilen sürelerin tutturulmamasına rağmen cezai bir işlem yapılacağı yönünde bir işaret de yoktur.

YEKA RES-2:

YEKA RES-2 kapsamında, Mayıs 2019’da, kullanılacak türbinlerin yerlilik puanları toplamının asgari 55 olması şartıyla ve üretilecek elektriğe kilovatsaat başına en düşük fiyatı teklif etme es-

sına göre, açık eksiltme yöntemiyle 250 MW’lık dört ayrı ihale yapılmıştır.

İhale sonucunda Enerjisa Aydın’da yapılacak RES için kWh başına 4,56 \$-sent, Çanakkale’de yapılacak RES için kWh başına 3,67 \$-sent ile en düşük teklifi, Enercon ise Muğla’da yapılacak RES için kWh başına 4,00 \$-sent, Balıkesir’de yapılacak RES için 3,53 \$-sent ile en düşük teklifi sunmuştur. ETKB ile firmalar arasındaki sözleşmeler Mart 2020’de imzalanmıştır.

Enerjisa Üretim ve Enercon 1.000 megavatlık RES’lerin yatırım ve işletmesinde işbirliği yapmak üzere sözleşme imzaladılar. Türbin generatörler Enercon tarafından üretilecek. EPDK’dan alınan verilere göre, çeşitli bölgelerde yaklaşık 613 MWe kurulu güç için ön lisans (25,2 MWe için lisans) alınmıştır, diğerleri için ön lisans süreci devam etmektedir.

TEBA Haber Dergisinin 15 Ocak 2024 tarihli 2153. Sayısına göre:

“Sabancı Holding, Enerjisa Üretim’in yatırımlarına ilişkin son gelişmeleri Kamuyu Aydınlatma Platformuna (KAP) gönderdiği bir açıklamayla bildirdi.

Açıklamada, toplam 1.000 MW’lık Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı 2 (YEKA-2) projelerinin 2026 yılının ilk çeyreğine kadar kademeli olarak tamamlanarak devreye alınması için çalışmaların tüm hızıyla devam ettiği kaydedildi. %75’lik kısım için önemli tedarik sözleşmelerinin tamamının imzalanmış olduğu, imalat ve sevklerin başlamış olduğu belirtildi. Kalan %25’lik kısım için de sipariş aşamasına geçilmiş olduğu kaydedildi.

50 MW’lık Aydın Bölgesi YEKA-2 projelerinden ilki olan 25,2 MW kapasiteye sahip Akköy Rüzgar Enerji Santrali’nin kurulumunun tamamlanarak devreye alınmış olduğu, ayrıca tamamlandığında toplam 185 MW kapasiteye sahip olacak santrallerin da saha inşaat faaliyetlerinin başlamış olduğu belirtildi” [11].

YEKA RES-3:

Söz konusu yarışmaların 12 Ekim 2021 olarak açıklanan son başvuru tarihi, önce 14

Aralık 2021 tarihine, sonra 27 Nisan 2022 ve ardından 31 Mayıs 2022'ye ertelendi. İhale 14 Haziran'da yapıldı.

Yarışmalar kapsamında, 75 ilde toplam 2.000 MW gücünde bağlantı kapasitesinin tahsisi amacıyla rüzgâr enerjisine dayalı 42 YEKA yarışması düzenlenecekti ancak (Şubat 2022'de) yarışma adedi 42'den 20'ye, toplam kapasite tahsisi miktarı ise 2.000 MW'dan 850 MW'a düşürüldü. Son düzenleme ile RES'lerin kurulu gücü 20 ila 70 MW arasında olacak. Elektrik enerjisi alım süresi de bağlantı kapasitesinin her bir MW değeri için RES'lerin ilk kabul tarihinden itibaren üretilen ilk 35 GWh miktarındaki elektrik enerjisinin iletim ve dağıtım sistemine verildiği süre olacak. İhale 408-778 TL/MWh arasındaki fiyatlarla sonuçlandı. Şartname gereği alım garanti süresince alım fiyatı üç aylık dönemlerle TÜFE, ÜFE, ABD Doları kuru ve Avro kuru değişimlerine bağlı formül ile güncellenecek ancak 60 USD/MWh seviyesini geçmeyecektir.

Şirketlerle sözleşmeler yapıldı. Şirketler tüm bölgeler için (toplam 850 MW) ön lisans aldı.

6.3.3.3 Depolamalı RES'ler

Yenilenebilir kaynakların kullanımında yaşanan gelişmelere paralel olarak ülkemizde de şebeke ölçeğinde elektrik depolama tesislerine ihtiyaç olduğu ve bunun için gerekli adımların atılmasının gerektiği açıktır. Bu kapsamda EPDK tarafından hazırlanan düzenleme 19 Kasım 2022'de *Resmî Gazete*'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yukarıda Tablo 6.3.2'de verilen *EPDK Elektrik Piyasası Önlisans Listesine* göre, 24.02.2024 tarihi itibarıyla Depolamalı RES başvurularından 15.967 MWe gücünde 222 santral için önlisans verilmiştir [12]. Yaşananlar, öncülleri gibi bu yöntemin de gerekli ön hazırlıklar yapılmadan, acele ile gündeme getirildiği ve bir "deneme" olmaktan ileri gidemeyeceği kanaati oluşturmaktadır [13].

6.3.4 TÜRKİYE'DE RÜZGÂR SANAYİİ VE REŞ EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİNİ SAĞLAMAYA YÖNELİK UYGULAMALAR

Ülkemizdeki demir-çelik sanayii, inşaat, otomotiv ve savunma sanayii gibi sektörlerdeki

olgunluk seviyesi rüzgâr sanayiinin de gelişimine katkı sağlamıştır. Özellikle mekanik aksamın imalatı konusunda hızlı bir ilerleme kat edilmiştir. Bununla beraber son dönemde elektronik aksam ve şebeke sistemleri ile ilgili de olumlu gelişmeler gözlemlenmektedir.

Wind Europe tarafından 2020 yılında hazırlanan "*Rüzgâr Enerjisi ve Avrupa Ekonomik İyileşme*" raporunda ülkemiz, rüzgâr türbini ekipman üretimi yapan 12 büyük ölçekli tesisleriyle listede (tesis adedi itibarıyla) Avrupa'da 5. sıradadır. Bu tesislerin 6'sı kule, 4'ü kanat ve 2'si döküm parçalar imal etmektedir. Almanya kule, kanat, nesel (üst gövde), döküm ve dövme parçalar, dişli kutusu, generatör, güç dönüştürücü (konvertör) imal eden 82 büyük ölçekli tesis ile Avrupa'da 1. sıradadır [14].

TÜREB Rüzgâr Sanayisi Kataloğu 2020'de, rüzgâr enerjisi sanayicilerinin 15 farklı şehirde; kule, kanat, jeneratör gibi büyük aksamalara ek olarak kule iç aksamaları, bağlantı ekipmanları, taşıma ekipmanları, taşıma aparatları, vb. çelik ve metal üretimi yaptığı, kule üretiminde %67, kanat üretiminde %64 yerlilik oranı sağlandığı belirtilmekte; sanayicilerin %75'inin 45 ülkeye ihracat yaptığı ve bu faaliyetler ile Avrupa'da 5. imalatçı konumunda olduğu dile getirilmektedir [15].

TÜREB Başkanının Haziran 2023'de dile getirdiğine göre, yaklaşık 1,5 milyar Euro'luk ciroya sahip olan sektörde 25 bin kişi istihdam edilmekte, ve yapılan üretimin %80'i ihracat edilerek takriben 1 Milyar Euro ihracat gerçekleştirilmektedir [16].

Ancak, bu gelişmelere rağmen, 2020'den sonra yeni bir atılım yapılamadığı ortadadır. Öte yandan komple sistem için veya alt bileşenlerde teknolojinin özümsemesi ve özgün tasarım konusunda ciddi adımlar atıldığını söylemek mümkün değildir. Ülkemizde bazı alt bileşenlerin imalatları, belirli yurtdışı şirketlerin tasarımlarıyla, alt yüklenici olarak yapılmaktadır.

YEKDEM kapsamında yerli aksam katkısı

YEKDEM kapsamında yerli teknoloji oluşumunu teşvik etmek amacıyla, YEKA projeleri di-

şındaki, lisanslı tesislerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamının en az ilgili Yönetmelikte tanımlı miktar kadarının yerli üretim olması halinde üretilecek elektrik enerjisi için 5 yıl süreyle ilave fiyat uygulanmaktadır. Lisanssız elektrik üreticileri yerli katkı oranından faydalanmamaktadır. RES'ler için yerli katkı payı 01.07.2021 öncesinde devreye alınan santraller için yerlileştirme durumuna 0,6 ila 3,7 \$-sent/kWh olarak uygulandı, 2021 başında 01.07.2021–31.12.2025 döneminde devreye alınacaklar için 8 krş/kWh olarak açıklandı ancak daha sonra 01.05.2023–31.12.2030 döneminde devreye alınacaklar için 01.05.2023'den itibaren geçerli olmak üzere karasal RES'ler 28,8 krş/kWh, deniz üstü RES'ler için 38,45 krş/kWh olarak değiştirildi.

YEKA ihalelerindeki yerli imalat şartları

İhale şartnamelerindeki tablolara göre temin edilecek olan rüzgâr türbinlerinin toplam yerlilik (yurtiçinde üretim) puanları toplamı YEKA - 1 'de en az 60, YEKA - 2'de en az 55 olması gerekmektedir. YEKA - 1 'de türbin imalatı ve parçaların montajı için özel bir fabrika ve ayrıca bir Ar-Ge merkezi kurulması şartı varken, YEKA - 2 ve 3'de böyle şartlar olmayıp sadece 55 puan asgari sınırını sağlayabilecek şekilde yurtiçinde üretilmiş parçaların kullanılması yeterli olmaktadır.

EÜAŞ-ASELSAN yerli türbin

Türkiye'nin ilk rüzgâr santralleri Alaçatı Rüzgâr Enerji Santrali (ARES) ve Bozcaada Rüzgâr Enerji Santrali 20 yıl süreyle *Yap-İşlet-Devret (YİD)* modeli ile çalıştıktan sonra EÜAŞ'a devredilmişti.

EÜAŞ, ARES'in iki türbininin yerli imkânlarla yenilenmesi için *Sanayi İşbirliği Programı (SİP)* kapsamında ASELSAN ile 4.0 MW gücündeki yerli rüzgâr türbini geliştirilmesi yolunda adım attı. 22 Eylül 2021 tarihli sözleşme ile ASELSAN'ın teknoloji transferi ve özgün çalışmalarla geliştireceği iki türbin denemesi yapılacak proje için 10 milyon dolar ön bütçeleme yapıldığı belirtildi [17].

Projede kanat yatırımı, dişli kutusu yatırımı, nasel ve nasel bileşenleri yatırımı, nasel montaj fabrikasının kurulumu, platform tasarım ekibinin kurulması işleri yer alıyor. Ancak şimdiye kadar yapılanlar ve kaydedilen ilerleme hakkında kamuoyunu bilgilendirecek açıklamalar yapılmamıştır.

6.3.5 DURUM DEĞERLENDİRMESİ

1 Kasım 2007 öncesinde 3.760 MW kapasite için lisans verilmişti. Bu tarihte toplanan başvurular içinden en fazla katkı payı vermeyi teklif eden firmalara 5 Ekim 2009'da lisans verildi. Böylelikle RES'ler için daha öncekilerle birlikte 11.917 MW için bağlantı kapasitesi tahsis edilmiş oldu. Günümüz itibarıyla işletmedeki RES'lerin çok büyük bir kısmı bu kapsamdaki santrallerdir.

2013 yılındaki EPDK duyurusu ile 3.000 MW kapasite için 2015'te alınan ve 2017'de yapılan açık ihale ile 2.880 MW bağlantı kapasitesi tahsis edildi. 82 adet projenin toplam 2.765 MW kapasitesi için önlisans başvurusu alındı. 2021'e gelindiğinde ön lisans almış olan projelerden yaklaşık 1.350 MW kapasite, önlisans sahiplerinin talepleri ile (tanınan haklar sonrasında) sonlandırıldı.

2015 yılında ikinci kez bağlantı kapasitesi tahsisi duyurusu yapıldı. Ancak başvuru alımları üç kez ertelendi ve *3 Mart 2021 tarihli Resmî Gazete'de* yayımlanan *EPDK Kurul Kararı* ile önlisans başvuruları alımı iptal edildi. Daha önce 2020 yılı sonuna kadar Türkiye elektrik sistemine bağlanması öngörülen 2.000 MW'lık rüzgâr santrali kapasitesi önlisans başvuruları altı yıl boyunca bekletildi. Yıllardır sonuçlandırılmayan başvurular (bağlantı kapasitelerinin YEKA projelerine tahsis edileceği gerekçesiyle) yok sayıldı.

Bağlantı kapasite tahsis ihalelerinin bu şekilde ertelenmesi, RES'lerin gelişimini ve yenilenebilir enerji kapasitesinin artmasını engelleyici rol oynamıştır. Bir bakıma "esme rüzgâr" denilmiştir. Ertelemelerin ardından iptal edilen ön lisans ihalesi için yapılmış olan rüzgâr ölçümleri ve diğer hazırlık çalışmalarının boşa gitmesi, enerji yönetiminin bilgi, deneyim, başarı, bece-

ri düzeyini ve ne denli güvenilir olduğunu ortaya koymaktadır. Öte yandan devreye alınma süreleri (bağlantı kapasitesi tahsisi yapıldıktan itibaren) 10 yılı aşan birçok santral vardır. Yatırım süresinin bu kadar uzamasındaki etkenler nelerdir? Yasal sürelerin aşılmasına ve (dolayısıyla) bağlantı kapasitelerinin bloke edilmesine nasıl ve neden izin verilmiştir? Bu yaşananlar genelde enerji özelde ise rüzgâr enerjisi sektöründeki kararsızlığı ve plansızlığı gözler önüne sermektedir.

YEKA RES-1'de ihalenin ardından uzun bir süre geçtikten sonra teknoloji firmasının değiştirilecek olması, bu konudaki belirsizlik ve YEKA RES-3 ihalelerindeki ertelemeler, enerji yönetiminin bu konuda da planlama anlayışından uzaklığını ve kamu çıkarlarını korumadaki zafiyetini açıkça ortaya koymaktadır.

Yukarıda belirtildiği gibi Şubat 2024 itibarıyla Depolamalı RES başvurularından 15.967 MWe gücünde 222 santral için önlisans verilmiştir. Ancak, ne yazık ki, bu düzenlemenin de ülkemize yeni bir plansızlık örneğini yaşatacağı şimdiden görülmektedir. Kurulu gücümüz 2022 sonunda yaklaşık 21.000 MW'ı RES ve GES olmak üzere toplamda 103.809 MW iken, Nisan 2023 itibarıyla depolamalı rüzgâr veya güneş enerjisi santralleri için ön lisans başvurularının 221.000 MW olduğu açıklanmıştır [10]. Kriterleri belirlenmeden ve isteyen kişinin-kurumun-kuruluşun istediği yere tesis kurabilecekmiş gibi yapılan çağrı üzerine gerçekleşen bu başvuruların büyük bir kısmının "lisans kapatmak" amacı taşıdığı, birçoğunun gerçekleşmeyeceği özel sektör temsilcilerince de söylenmektedir. Enerji yönetimi ise gerçek çözümlerin değil, bu kabarık başvuru düzeyinden bir başarı hikâyesi çıkarmanın peşinde.

KAYNAKÇA

1. REN21 Renewables 2023 Global Status Report. https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy-supply/02_market_developments/10_windpower/

2. ETKB <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ruzgar>.

3. <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

4. <https://globalwindatlas.info/>

5. World Bank Group, GoingGlobal - Expanding Offshore Wind To Emerging Markets, Ekim 2019.

6. TEİAŞ <https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>

7. TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf

8. IRENA Renewable Energy Statistics 2023 <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>

9. EPİAŞ Şeffaflık Platformu verileri.

10. <https://www.aa.com.tr/tr/yesilhat/yesil-ekonomi/yerli-ruzgar-turbinleri-iki-yil-sonra-elektrik-uretmeye-baslayacak/1820057>

11. TEBA Haber Dergisinin 15 Ocak 2024 tarihli 2153. Sayısı.

12. EPDK <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml> son erişim tarihi 24.02.2024.

13. <https://www.aa.com.tr/tr/ekonomi/depolamali-ruzgar-ve-gunes-enerjisinde-ilk-onlisanslar-verildi-1-5-milyar-dolarlik-yatirim-bekleniyor/2866970>

14. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-and-economic-recovery-in-europe/>

15. TÜREB <https://tureb.com.tr/sanayi-katalogu/mobile/index.html>

16. TÜREB Dergi <https://tureb.com.tr/lib/edergi/24/24.pdf>

17. EÜAŞ <https://www.euas.gov.tr/haberler/alacatiya-yerli-ruzgar-elektrik-santrali-kuruluyor>

18. EPDK <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml>

Not: 12 nolu kaynak hariç diğer tüm web sayfalarına son erişim tarihi 05.03.2024'dür.

6.4 DENİZ ÜSTÜ RÜZGÂR ENERJİSİ TÜRKİYE SON DURUMU VE YOL HARİTASI

Murat DURAK¹

Meteoroloji Mühendisi

Ülkemizin de kıyısı bulunduğu denizlerdeki deniz üstü rüzgâr potansiyeline ilişkin ilk bilgi ve tahminler *Amerikan Enerji Bakanlığı* raporlarında yer almıştı. Ülkemizde denizüstü rüzgâr enerjisi santrali (DRES) proje süreci ile ilgili atılan ilk adım ise, *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)* tarafından 2018 yılında duyurusu yapılan yenilenebilir kaynak alanları (YEKA) ihalesidir. “*Rüzgâr Enerjisine Dayalı Deniz Üstü (Offshore) Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları ve Bağlantı Kapasitelerinin Tahsisine İlişkin Yarışma İlanı*” ile ülkenin ilk DRES yarışma ilanı 21/06/2018 tarihli ve 3045 sayılı *Resmî Gazete*'de yayımlanmıştır. Toplam 1.200 MW kurulu gücündeki bağlantı kapasitesi Gelibolu, Saros ve Kıyıköy bölgeleri olmak üzere üç farklı bölge için ilan edilmiştir. Yarışma başlangıç tavan fiyatının 8 ABD Doları sent/kWh olarak ilan edildiği yarışmada, elektrik enerjisi alım süresi sözleşme kapsamında, üretim tesisinin ilk geçici kabulünün yapıldığı tarihten itibaren üretilen ilk 50 (elli) TWh miktarın sisteme verildiği süre olarak belirlenmiştir. Teknik şartnamenin bedeli ödenmek suretiyle temin edilebileceği ilana ilişkin başvuruların 2018/10/23 tarihine kadar yapılabileceği duyurulmuş ancak söz konusu tarihe kadar ihaleye katılmak üzere başvuru olmaması nedeniyle yarışma ertelenmiştir.

Bu ihale ile ilgili yapılan incelemelerde, ihale şartnamelerinde; yerli katkı oranının en az %60 olması, projede çalışacak kişilerin %80'inin Türkiye uyruklu olması, 2,5 milyon ABD Doları geçici teminat ve 12,5 milyon ABD Doları proje tamamlanma teminatı verilmesi vb. hükümlerin, yer aldığı görülmüştür.

İlan edilen YEKA sahalarındaki rüzgâr durumu ve maliyet hesaplarına doğrudan tesir eden bölgenin hidrografik, oşinografik ve jeolojik yapısına

ait gerekli teknik bilgiler ihale dosyasında muhtemel yatırımcılara sunulmamıştır. Dolayısı ile yatırımcıların ne kadar elektrik üreteceklerini tahmin edemedikleri ve ne düzeyde bir maliyetle karşılayacaklarını bilmedikleri bir projeye teklif vermemiş, doğal olarak da hiç bir yatırımcı teklif vermemiştir. Benzer ihalelerden önce YEKA sahalarında en az bir yıl süre ile Lidar şamandırası ile, eğer mümkün değilse normal şamandıra ile temel meteorolojik ve oşinografik şartların ölçülmesi ve sahanın detaylı batimetrik haritalarının üretimi ve jeolojisinin anlaşılması gerekmektedir.

2018 yılında duyurusu yapılan denizüstü RES yarışma ilanı sonrasında yeni bir yatırım modeli oluşturmak amacıyla bir dizi çalışma yapılmaktadır. Bu çalışmalar, denizüstü RES projelerine sahip ülkelerin yetkili kurumları ile yapılan iş birliği anlaşmaları, rüzgâr enerjisi potansiyel atlasının deniz üstü rüzgâr hızlarını daha detaylı içerecek şekilde yeniden hazırlanması, denizüstü RES kapsamında Avrupa Birliği fonları (Instrument for Pre-Accession Assistance–IPA) kullanımı ve Dünya Bankası ile yapılan anlaşmaları kapsamaktadır.

Denizüstü RES projeleri kapsamında daha etkin bir yol haritası oluşturmak amacıyla yapılan çalışmalar arasında en dikkat çekici olanı Bakanlık ile *Danimarka Enerji Ajansı* ve *Danimarka Kamu Hizmetleri ve İklim Bakanlığı* arasında 22/06/2018 tarihinde imzalanan mutabakat zaptıdır. Türkiye için denizüstü RES yol haritasının oluşturulması amaçlanan anlaşma 2 faz olarak planlanmış, birinci fazda teknik süreçler hakkında bir yol haritası oluşturulması planlanırken ikinci faz çalışmasında ise ihale prosedürleri, finansman yöntemleri gibi konuların netleştirilmesi amaçlanmaktadır. Türkiye'nin deniz üstü rüzgâr ve dalga enerjisi potansiyelini belirlemek amacıyla *Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası* (European Bank for Reconstruction and Develop-

¹ Denizüstü Rüzgâr Enerjisi Derneği, Yönetim Kurulu Başkanı

ment–EBRD) ile beraber “*Identifying and Mapping Offshore Wind and Wave Energy Potential of Turkey*” adlı proje yürütülmekte olup proje Mayıs 2020’de tamamlanmıştır. Proje kapsamında Türkiye için yeni bir rüzgâr atlası oluşturulmuştur. Ancak, bugüne değin, söz konusu rüzgâr atlası kamuoyu erişimine sunulmamıştır.

6.4.1 DENİZÜSTÜ RES MEVZUAT İNCELEME

Mevzuat incelemesi öncelikle elektrik piyasası mevzuatı kapsamındaki süreçlerin incelenmesi şeklinde olup daha sonra karasularına ilişkin ulusal ve uluslararası düzenlemeler, deniz saha planlamaları, kıyı ve sahillere ilişkin ilgili mevzuat ve deniz yapılarına ilişkin düzenlemelerin irdelemesi şeklinde yapılmıştır.

Ülkemizde rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin kurulumu güncel mevzuat hükümlerine göre üç farklı modele göre yapılabilmektedir. Bu yöntemler; lisanslı üretim, YEKA modeli ve lisanssız üretimdir. Denizüstü RES projelerinin görece büyük ölçekli projeler olması sebebiyle lisanslı üretim ve YEKA modeli çerçevesinde proje geliştirilmesinin uygun olacağı değerlendirilmektedir.

2018 yılında Bakanlık tarafından duyurusu yapılan denizüstü RES yarışma ilanı YEKA modeli kapsamında yapılmıştır. Bu sebeple öncelikle YEKA modeli kapsamında inceleme ve değerlendirme yapılacaktır. YEKA modeli, 18/5/2005 tarihli ve 25819 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren 5346 sayılı “*Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun*”un 4 üncü maddesinde açıklanmaktadır. Kanun’un 4’üncü maddesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının etkin ve verimli kullanılması, bu alanların ve bağlantı kapasitelerinin yatırımcılara tahsisıyla yatırımların hızlı bir şekilde gerçekleştirilmesi amacıyla kamu ve hazine taşınmazları ile özel mülkiyete konu taşınmazlarda ilgili kurum ve kuruluşların görüşü alınarak yer seçimi yapmak suretiyle yenilenebilir enerji kaynak alanları oluşturulacağı ifade edilmektedir. Söz konusu maddede YEKA olarak ilan edilen alanlarda Bakanlık tarafından kapasite tahsis

yarışmaları düzenlenerek bu alanlarda etkin ve hızlı bir şekilde yenilenebilir enerji kaynağına dayalı proje geliştirilmesi amaçlanmaktadır. YEKA Yönetmeliği ile ilgili vurgulanması gereken ve denizüstü RES yarışma süreçlerini de yakından ilgilendiren önemli bir nokta Kanunun dördüncü maddesinde yapılan değişikliktir.

YEKA modelinin uygulanması amacıyla *Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği* (YEKA Yönetmeliği) 09/10/2016 tarihli ve 29852 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik kapsamında YEKA olarak adlandırılan sahalarda kapasite tahsis yarışmaları yapılmaktadır. YEKA’lar ilgili yönetmelik kapsamında iki farklı yöntemle belirlenmektedir. Birinci yöntemde YEKA’lar Bakanlık tarafından gerçekleştirilen çalışmalar kapsamında belirlenerek Resmî Gazete’de ilan edilebilmektedir. İkinci yöntemde, gerçekleştirilen “*YEKA Amaçlı Bağlantı Kapasite Tahsisi Yarışması*”nı kazanan tarafından sözleşmenin imzalanması sonrasında bağlantı hakkı kazanılan bağlantı bölgesinde olacak şekilde aday YEKA’lar (proje sahaları) önerilmekte ve bu alanlar, Bakanlık tarafından uygun bulunması halinde YEKA olarak ilan edilmekte ve yatırımcıya üzerinde elektrik üretim tesisi kurulması amacıyla tahsis edilmektedir. Denizüstü RES kapsamında duyurusu yapılan ilk yarışma ilanında kapasite tahsis yöntemi Bakanlık tarafından ilan edilen üç bölgede (Saros, Kızılköy, Gelibolu) yapılmıştır.

YEKA kapsamında yapılan yarışma ilanında belirlenen tavan fiyatın TL üzerinden belirlenmesine ilaveten vurgulanması gereken bir diğer husus da 30/01/2021 tarihli ve 31380 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan *3453 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı*’dır. Söz konusu karar ile ABD Doları sent/kWh üzerinden uygulanan *YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM)* ve yerli katkı fiyatlarının TL/kWh üzerinden (ancak ilan edilen formül ile ve belirlenen aralıklarla fiyat güncellemesi yapılarak) uygulanmasına karar verilmiştir. Böylece hem YEKA hem de YEKDEM kapsamındaki üretim tesislerine uygulanan destekleme mekanizmasının TL

üzerinden devam etmesi, denizüstü RES projeleri için duyurusu yapılacak olası bir yarışma ilanında, yarışma tavan fiyatının TL üzerinden belirlenmesi gerekeceği anlamına gelmektedir. Güncel YEKDEM fiyatları aşağıda verilmiştir.

“Kıyının Korunması, Yapı Yasağı, Kıyı ve Denizde Yapılacak Yapılar” başlıklı 6’ncı maddesinde, kıyılarda imar planı kararları ile yapılabilecek yapılar tanımlanmış, 10/12/2018 tarihli ve 30621 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren 7153 sayılı Kanun ile Kıyı Kanunu’nun 6’ncı maddesine ilave hükümler eklenmiş, bu çerçevede imar planı kararları ile yapılabilecek yapılara denizüstü RES projeleri ve iletim hatlarının inşa edilebilmesine ilişkin hüküm eklenmiştir. Bakanlık tarafından ilan edilen ilk denizüstü RES ya-

rışma ilanının yapıldığı 2018 yılı içerisinde Kıyı Kanunu’na ilave hükümler eklenerek Kıyı Kanunu çerçevesinde kıyılara denizüstü RES üretim tesislerinin ve enerji nakil hatlarının inşa edilebilmesine olanak tanınmıştır.

6.4.1.1 Denizüstü RES elektrik tarifesi

1 Mayıs 2023 tarihli Resmî Gazete’de Cumhurbaşkanlığı Kararı ile yeni YEKDEM, yerli katkı fiyatları ve süreleri yayımlanmıştır. Bu karara göre, Denizüstü RES projeleri için YEKDEM taban fiyatı 6,75 ABD Doları-sent/kWh, YEKDEM tavan fiyatı 8,25 ABD Doları sent/kWh ve YEKDEM fiyat uygulama süresi 10 yıl olmuştur. Bu tesisler için yerli katkı fiyatı uygulama süresi de 5 yıl olarak belirlenmiştir.

Tablo 6.4.1 YEKDEM Tarife ve Süreleri

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Tesis Tipi		YEK Destekleme Mekanizması Uygulama Fiyatı (TL/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı Uygulama Süresi	YEK Destekleme Mekanizması Taban Fiyatı (USDc/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Tavan Fiyatı (USDc/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı (TL/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı Uygulama Süresi
Hidroelektrik üretim tesisi	Rezervuarlı	144,00	10	6,75	8,25	28,80	5
	Nehir tipi	135,00	10	6,30	7,70	28,80	5
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	Karasal	106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
	Denizüstü	144,00	10	6,75	8,25	38,45	5
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi		202,00	10	9,45	11,55	28,80	5
Biokütleyle dayalı üretim tesisi	Çöpgazı/atık lastiklerin işlenmesi sonucu çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynaklar	106,00	15	4,95	6,05	28,80	5
	Biyometanizasyon	173,00	10	8,10	9,90	28,80	5
	Termal bertaraf	134,90	10	5,75	8,00	21,58	5
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi		106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
Rüzgâr veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisi ile bütünleşik elektrik depolama tesisi		125,00	10	5,85	7,15	38,45	10
Pompaj depolamalı hidroelektrik üretim tesisi		202,00	15	9,45	11,55	38,45	10
Dalga veya akıntıya dayalı elektrik üretim tesisi		135,00	10	6,30	7,70	38,45	10

6.4.1.2. Denizüstü RES çevre analizi

ETKB, *Avrupa Birliği, AB Katılım Öncesi Aracı (IPA) Enerji Sektörü* maliyetine yönelik Program Faz IV Projesi kapsamında denizüstü RES ilgili çevresel, sosyal ve biyoçeşitlilik analizleri yaptırmak için; 28 Temmuz 2021 tarihinde danışmanlık hizmeti alım ihalesi için duyuru yapmıştır.

IPA FAZ IV–Deniz Üstü Rüzgar Enerjisini Destekleme Projesine İlişkin Hibe Anlaşması, 25 Ekim 2023 tarihinde *Resmî Gazete*'de yayımlanmıştır. Teknik, yasal, ekonomik ve kapasite geliştirme alanlarında kullanılabilecek fonun bütçesi 7.976.838 Euro'dur. Denizüstü RES'ler için yapılacak çevresel etki değerlendirme çalışmalarının içeriği ile ilgili bir düzenleme de yapılmamıştır.

6.4.1.3 Türkiye Ulusal Enerji Planı

ETKB, 2020-2035 dönemini kapsayan *Türkiye Ulusal Enerji Planı'nı* Aralık 2022 tarihinde yayımlamıştır. Bakanlık tarafından yayımlanan plandaki senaryoya göre, 2035 yılına kadar birincil enerji tüketiminin 205,3 milyon ton eşdeğer petrole, elektrik tüketiminin 510,4 TW'a ulaşacağı öngörülmüştür. Diğer bazı önemli hususlar aşağıda özetlenmiştir:

- Elektrik enerjisinin nihai enerji tüketimi içindeki payı %24,9 oranına erişmekte,
- Elektrik toplam kurulu gücü 189,7 GW'a ulaşmakta,
- Rüzgâr enerjisinde 29,6 GW'a ulaşmakta (5 GW deniz üstü),
- Güneş enerjisinde 52,9 GW'a ulaşmakta,
- Devreye alınması öngörülen kapasite 96,9 GW,
- Elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %54,7'ye ulaşmakta
- Elektrik kurulu gücünde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %64,7'ye ulaşacağı planlanmıştır.

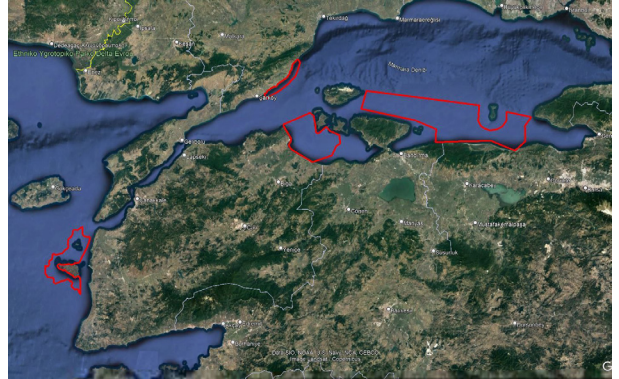
Denizüstü RES açısından bakıldığında rüzgâr enerjisine ayrılan 29,6 GW kurulu gücün 5 GW'ı denizüstü RES olarak hedeflenmiştir.

6.4.1.4 Denizüstü RES Aday YEKA sahaları

ETKB tarafından 4 Ağustos 2023 tarihinde 4 adet Denizüstü RES Aday YEKA ilanı yapılmıştır. Bandırma açıklarında 1.111 kilometrekare, Bozcaada açıklarında 299 kilometrekare, Gelibolu açıklarında 75,6 kilometrekare ve Karabiga kıyılarında 410 kilometrekare alan Aday YEKA olarak tahsis edilmiştir.

Sahalar Şekil 6.4.1'de gösterilmiştir.

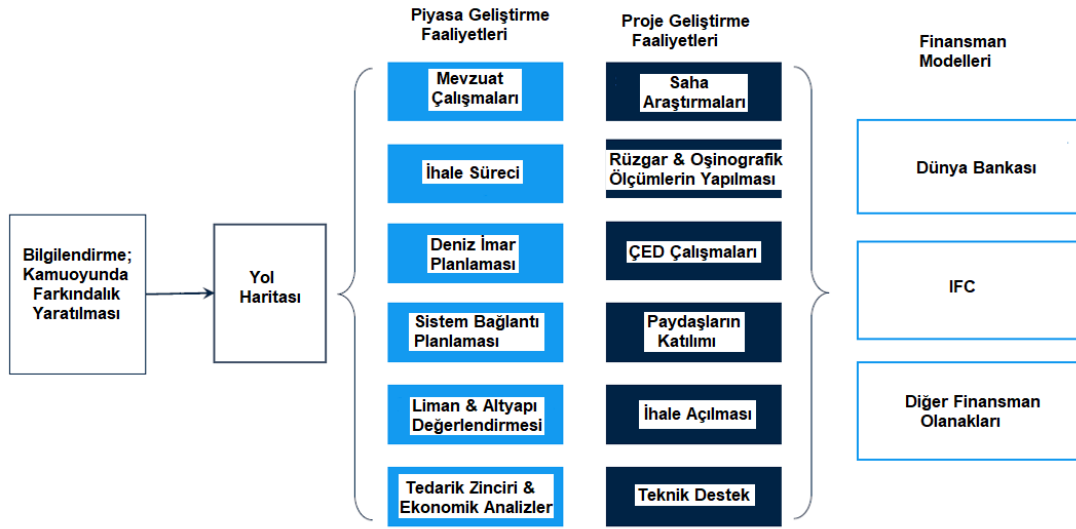
1. Aday Saha: Bursa–Bandırma Bölgesi
2. Aday Saha: Karabiga
3. Aday Saha: Gelibolu
4. Aday Saha: Bozcaada



Şekil 6.4.1 Denizüstü RES Aday YEKA alanları

6.4.2 YOL HARİTASI

Denizüstü RES (DRES) sektörü, ülkemizin de içinde olduğu Avrupa kıtasında önümüzdeki yıllarda büyüyen bir sektör olacaktır. Birçok ülke DRES ile ilgili net kapasite projeksiyonları açıklamıştır. DRES projeleri Avrupa ülkelerinde başlamış olsa da; 2025 yılından sonra hızla diğer ülkelere yayılacağı gözlemlenmektedir. DRES projelerinin gerçekleşmesi için yol haritası için aşağıdaki şekilde özetlenmiştir.



Şekil 6.4.2 Denizüstü RES Yol Haritası

6.4.2.1. DRES'lerde 2030, 2040, 2050 yıllarına kadar hedefler konulması

DRES piyasa mekanizmasının oluşturulmasındaki ve uluslararası yatırımcıları ve sanayicileri çekebilmenin en önemli parametrelerinden bir tanesi DRES ile ilgili açık ve net bir hedefin ortaya konulmasıdır. Avrupa Ülkeleri, Çin, ve ABD ile Vietnam 2030 ve 2050 yılına kadar hedefler koymuştur. Ülkemizde 2035 yılına kadar 5 GW hedef konulmuştur. Ülkemiz için önerilen hedefler; 2040 yılına kadar 10 GW, 2050 yılına kadar ise 30 GW olmalıdır. Dolayısı ile 2050 yılında ülkemizin toplam kurulu gücünün 200 GW olabileceği hesaba katıldığında bunun 30 GW'ı deniz üstü rüzgâr elektrik santrallerinden üretilebilir. Burada özellikle iletim sistem işleticisi TEİAŞ'ın deniz rüzgâr şiddeti yüksek olan bağlantı bölgelerinde sistem planlama, hazırlık ve entegrasyon çalışmaları yapmalıdır.

6.4.2.2 Deniz Mekânsal Planlarının hazırlanması

DRES projeleri konusunda ilerlemiş ülkelere bakıldığında tamamının *Deniz Mekanşal Planlarını (DMP)* hazırladıkları görülmektedir. Bu mekânsal planlar hazırlanırken aşağıdaki hassasiyetlere dikkat edilmelidir:

- Rüzgâr potansiyeli,
- Bölgenin oşinografik yapısı,
- Doğal koruma,
- Sualtı arkeolojik durum,
- Su derinliği,
- Kıyıya uzaklık,
- Elektrik iletimi ve karadaki enterkonnekte sisteme bağlantı koşulları,
- Deniz üstü ve altı doğal koruma alanları ve canlıların korunması,
- Balıkçılık faaliyetlerinin olumsuz etkilenmesi,
- Deniz trafiği,
- Boru hatları ve kablolar,
- Bölgede yaşayan halkın çıkarlarına zarar verilmemesi,
- Denizel alanlardan yararlanma ve egemenlik haklarının, kıta sahanlığı ve münhasır ekonomik bölgenin tescili,
- Savunma faaliyetlerinin olumsuz etkilenmesi.

DMP'ler, ivedi bir şekilde hazırlanmalıdır. DRES projelerinin önünde engel teşkil edebilecek çevresel ve sosyal kısıtlar dikkate alınmalıdır. Bu

planların doğru bir şekilde hazırlanması, DRES projelerinin önündeki en önemli itici güçtür.

DRES projeleri, uzun dönemli planlama gerektirmektedir. DRES projelerinin önündeki önemli teknik engellerden birisi, uygun deniz tabanı sahalarının belirlenmesi ve tahsisidir. Bunun için *Deniz Mekânsal Planlaması-DMP (Maritime Spatial Planning-MSP)* gereklidir. DMP sonrası, deniz tabanının tahsisi yapılabilir ve DRES yatırımlarının önü açılır. Deniz tabanı tahsisi bazı ülkelerde imtiyaz (concession) olarak görülmektedir. İyi düzenlenmiş bir deniz tabanı tahsis mekanizması yatırımcı çekmenin en önemli unsurlarındandır. Pazara girişte sadece yatırımcı değil; tedarikçi, proje geliştirici, mühendislik firmaları gibi birçok paydaşın bir araya gelerek bilgi transferi sağlaması gereklidir vb.

DRES projelerinde aktif olan ülkeler incelendiğinde 2 ana model görülmektedir; birincisi merkezi model ikincisi de yerel ve merkez hibrid model olan iki aşamalı izin yaklaşımıdır. Bazı ülkelerde (örn. ABD, Çin ve Tayvan) her iki modelin karışımı görülmektedir. Merkezi yaklaşımda süreç deniz tabanı tahsisi ve enerji satış anlaşması (PPA) birlikte yürütülmektedir. Kamu otoritesi DMP hazırlayarak, rüzgâr potansiyeli, deniz tabanı jeoteknik çalışmalar, çevre ve sosyal konular vb gibi birçok parametreye bakarak DRES projelerinin önünü açmaktadır. Kamu idaresi yer seçimini belirlemektedir. Bu yaklaşım Danimarka, Hollanda ve Almanya'da başarıyla uygulanmaktadır.

Merkezi olmayan yaklaşımda, kamu otoritesi geniş alanları kapsayan DMP hazırlayarak yer seçimini proje geliştiricisi/yatırımcıya bırakmaktadır. Saha ile ilgili detay teknik çalışmalar, proje geliştiricisi/yatırımcı tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu yaklaşım İngiltere'de uygulanmaktadır. Her iki modelin de avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır.

Ülkeler deniz tabanı tahsisini mevcut kamu kurumları ile yapabilir. Danimarka'da bu süreç

Danimarka Enerji Ajansı (Danish Energy Agency) ile yapılmakta iken; ABD'de *Bureau of Ocean Energy Management* tarafından yürütülmektedir. Deniz tabanı tahsisleri genellikle üç modelle yapılmaktadır. Bu modeller; rekabetçi olmayan, rekabetçi ve açık kapı (open door) olarak sınıflandırılabilir. Rekabetçi olmayan model genellikle yeni gelişmeye başlayan ülkeler veya pilot proje (çoğunlukla yüzer-floating) uygulamalarında kullanılmaktadır. Proje geliştirici ile müzakereler yapılarak deniz tabanı tahsisi yapılmaktadır. Rekabetçi tahsis yönteminde proje geliştiriciler tahsisi yapan kuruma teklif verecek en uygunu teklif ederek süreç sonlandırılmaktadır. Bu yöntem, DRES piyasasının olgunluğa geçiş sürecindeki ülkelerde tercih edilmektedir. ABD, Hollanda, İngiltere ve Almanya bu yöntem ile deniz taban tahsisini yapmaktadır. Son yöntem olan açık kapı (open door) modeli Danimarka'da uygulanmaktadır. Proje geliştirici/yatırımcı kendisi sahayı önermiştir ve bütün sorumluluğu üzerine almıştır.

6.4.2.3 DRES için elektrik bağlantı kapasitesi

Türkiye Elektrik İletim AŞ (TEİAŞ), iletim sistem planlaması yaparken DRES projeleri için de bağlantı kapasitelerini planlamalıdır ve deniz üstü rüzgâr enerjisi potansiyelinin yüksek olduğu bölgelerde iletim şebekesi güçlendirilmelidir.

6.4.2.4 Meteorolojik ve Oşinoğrafik ölçümlerin yapılması

Açık kaynaklardan yararlanılarak rüzgâr potansiyeli tahminleri yapılabilir de; sahada yapılacak ölçümlerle bölgedeki diğer ölçüm istasyonlarının (Meteoroloji Genel Müdürlüğü vb.), kıyıya yakın karaüstü rüzgâr ölçümleri yapan diğer kuruluşların (TPAO, MTA) uzun yıllar verilerinin korele edilmesi ile potansiyel DRES yatırımcılarına daha güvenilir veri sağlanabilecek ve bu alandaki yatırımlar teşvik edilebilecektir. Oşinoğrafik ölçümlerin yapılması yatırımcıların yatırım kararı almalarını etkileyen diğer önemli unsurdur. Meteorolojik ölçümlerin yanı sıra deniz suyunun fiziksel ve kimyasal özelliklerinin

tespit edilebilmesi için oşinografik ölçümlerin yapılması gerekmektedir.

6.4.2.5 Denizaltı jeoteknik ve jeolojik çalışmaların yapılması

Meteorolojik ve oşinoğrafik ölçümlerden sonra mevcut mevzuata uygun olarak İmar Planına Esas Jeolojik- Jeoteknik/Mikrobölgeleme Etüt Raporu hazırlanmalıdır.

6.4.2.6 Denizüstü RES Projelerinin ÇED sürecinin başlatılması

Bütün veriler toplandıktan sonra yapılacak olan yatırımdan doğrudan ve dolaylı olarak etkilenecek tüm kesimlerin müdahil olacağı ÇED süreci başlatılmalıdır. ÇED süreci kamu kurumlarının rutin yazışmaları ile sınırlanmadan yerel halk, yerel yönetimler, balıkçılar, liman işletmeleri, turizm sektörü gibi tüm yerel tarafların aktif olarak katıldıkları, toplumsal uzlaşmayı hedefleyen bir süreç olmalıdır.

6.4.2.7 İzin sürecinin kolaylaştırılması

Tipik bir DRES projesi, başlangıcından işletmeye geçene kadar 8-10 yıllık bir süreci kapsamaktadır. Bu sürecin büyük bir kısmı izin süreçleri ile geçmektedir. Uygulamalara bakıldığında Denizüstü RES projesinin izin süreçleri sonuçlandığında, inşaat 2-3 yılda bitirilebilmektedir. Bazen izin sürecindeki uzun gecikmeler nedeniyle projede planlanan türbin teknolojisi eskidiği için, projelerin yeniden revize edilmesi ve tekrar izin sürecine girilmesi söz konusu olmaktadır. Bu durum projelerde gecikmelere neden olmaktadır. Bu gecikmelerin asgari düzeye indirilerek DRES kapasitesinin devreye alınması istihdam ve ülkenin yerli enerji kaynak kullanımı açısından çok önemlidir. Bu süreçler bütüncül ve paydaşların karşılıklı mutabakatı ile hızlandırılabilir. AB'nin yayımladığı *RePowerEU* planına göre süreçlerin hızlandırılması gerektiği belirtilmiştir. Bu amaçla, AB'ye üye ülkelerde yenilenebilir ivmelenme alanları belirlenerek izin süreçlerinin basitleştirilerek yenilenebilir enerji kaynaklarının daha hızlı kullanımı hedeflenmektedir.

6.4.2.8 Finansman Modellerinin Belirlenmesi

Denizüstü RES projelerinin finansman yöntemi proje finansmanı ile yapılmalıdır. Ticari krediler her şirketin karşılayabileceği ve tercih edebileceği bir model değildir. Avrupa ülkelerine bakıldığında 2011-2020 döneminde 30,6 GW DRES kapasitesi için 117 milyar Euro finansman ayrılmıştır. Bu miktarın %72'si (84 milyar Euro) proje finansmanı yöntemiyle yapılmıştır. Kredi oranları ise, ülke ve projenin durumuna göre %70-80 arasında değişim göstermiştir. *Dünya Bankası* geliştirmekte olan ülkelerde yapılacak ilk DRES projesi için imtiyazi finansman (concessional financing) yöntemini önermiştir. Bu yöntemde kamu, özel sektör ve finans kuruluşları bir araya gelerek DRES projesi için özel bir finansman paketi oluşturmaktadır. İlk projenin finansmanı bu şekilde yapılabilir.

6.4.2.9 Elektromekanik ekipman üretim yol haritası

Deniz üstü rüzgâr enerjisi sanayi ile ilgili sadece ülkemiz değil; civar ülkelerin de potansiyeli dikkate alınarak çalışmalar yürütülmelidir. Tedarik zinciri olarak ülkemizdeki 2035 yılı 5 GW hedefine ek olarak potansiyeli 2 TW'a yaklaşan geçen Karadeniz, Akdeniz, Hazar Bölgesi de dikkate alınmalıdır. Ülkemiz sanayisinin karasal RES projelerine etkin katılım ve katkısı, Denizüstü RES projelerinde de uygulanmalıdır.

6.4.2.10 Limanların geliştirilmesi

Denizüstü RES üretim, nakliye ve montaj limanlarının (marshalling port) coğrafi bölgelere ayrılarak planlanması yapılmalıdır. Bu amaçla, Ege, Marmara, Karadeniz ve Akdeniz'de en az birer adet liman belirlenerek gerekli altyapı/üstyapı çalışmalarına başlanmalıdır, mevcut limanların geliştirilmesinin zor olduğu görülmektedir. Yeni limanların inşası düşünülmelidir. Denizüstü RES işletme ve bakım limanları için ise, Ege, Marmara, Karadeniz ve Akdeniz'de halihazırda bulunan limanlarda küçük altyapı/üstyapı değişiklikleri yapılarak kullanılabilmesi mümkündür.

6.4.2.11 Gemilerin Türkiye’de üretim yol haritası

Denizüstü RES projelerinde kullanılacak olan gemilerin, deniz araçlarının ve diğer yardımcı ekipmanın ülkemiz tersanelerinde yapılması sağlanmalıdır. DRES montajları Avrupa ve Çin’de yapıldığından Denizüstü RES türbinlerinin (DRT) montaj gemileri (*Offshore Wind Turbine Installation Vessel-WTIV veya Jack-up Vessel*) daha çok bu bölgelerde konuşlanmışlardır. Çin’deki 2021 yılı sonunda cazip tarife uygulaması sona erdiğinden 2022 yılında montajlar azalmıştır. 2026 yılına kadar DRT montaj gemi emreamadeliğinde sıkıntı beklenmemektedir. Avrupa’da ve Amerika’da yeni DRT montaj gemileri inşası devam etmekte olup Asya ülkelerinde ve diğer yeni gelişmekte olan pazarlarda kullanılmak üzere gerekli planlamalar yapılmaktadır. Ülkemizde Denizüstü RES proje montaj gemisi (jack-up vessel) henüz bulunmamaktadır. Tersanecilik sektörü, Denizüstü RES projelerinde kullanılan gemiler ile ilgili olarak üretim planlaması yaparak bu gemilerin ülkemizde üretilmesini sağlamalıdır.

6.4.2.12 DRES izin süreçlerinin kısaltılması

Denizüstü RES izin süreci mümkün mertebe kısaltılmalıdır. Avrupa ülkeleri bu konuyu gündeme tutarak çare aramaktadır. İngiltere bu süreci en etkin ve kısa sürede sonuçlandıran ülke konumundadır. Denizüstü RES projelerinin izin süreçlerinin azaltılması için, İngiltere Haziran 2023 tarihinde *Offshore Wind Environmental Improvement Package (OWEIP)* planı açıklamıştır. Bu plana göre, DRES projelerinin izin sürecinin 4 yıldan 1 yıla indirilmesi planlanmıştır. Bu planda *One-Stop-Shop (OSS)* yaklaşımı önerilerek tek kamu kurumu üzerinden izin süreçlerinin bitirilmesi teklif edilmiştir. OSS teklifi sadece süre kısaltımı değil, aynı zamanda projelerin önündeki belirsizliklerin ve gecikmelerin en aza indirilmesini amaçlamıştır.

6.4.2.13 DRES izin süreçleri yol haritası yayımlanması

DRES izin süreci ile ilgili açık ve şeffaf bir yol haritası yayımlanmalıdır. Bu süreçte, bütün izin işlemleri tek kamu kurumu (*One-Stop-Shop*) üzerinden yürütülmelidir. İzin süreçlerinin detaylı bir şekilde anlatıldığı el kitabı yayımlanmalıdır. Bu kitapta izin süreleri belirtilmeli ve uygulamada buna uyulmalıdır.

6.4.2.14 DRES için ayrı kanun çıkarılması

Mevzuat düzenlemesi DRES projelerinin gelişimi ve finansman teminindeki en önemli hususlardandır. Açık ve yatırımcıyı çekebilecek bir mevzuat yapısının oluşumu Denizüstü RES yatırımlarının en önemli itici gücüdür. Birçok ülke DRES yatırımları için özel bir “*Denizüstü Rüzgar Enerjisi Kanunu (Offshore Wind Energy Act)*” çıkarmıştır. Denizüstü RES projelerinin dinamikleri farklı olduğundan dolayı bazı özellikleri bulunmaktadır. Bunlar aşağıda sıralanmıştır.

Tahmin edilebilirlik

DRES mevzuatı tahmin edilebilir (öngörülebilir) olmalıdır, süreç içerisinde belirsizlikler barındırmamalıdır.

Riskler

Mevzuatta risk oluşturabilecek hususlara dikkat edilerek, ileride oluşabilecek risklerin minimize edilmesi gereklidir.

Yatırımın geri dönüşü

Mevzuat, yatırımcıya makul bir geri dönüşü sağlamalıdır. Eğer riskler yüksek olursa, yatırımcıların geri dönüş beklentisi de yüksek olur.

Zaman planlama

DRES mevzuatı, DRES projelerinin izin süreçlerinin zaman planlamasının açık bir şekilde dikkate alarak açık ve net bir zaman planı çizmelidir. Hangi iznin nereden alınacağı ve sürecin belirtilmesi önem arz etmektedir.

Altyapı ve işgücü

DRES projelerinin hayata geçirilebilmesi için elektrik şebeke planlama, liman, tersane ve işgücü önemlidir.

Finanse edilebilir elektrik satış anlaşması

Mevzuatta elektrik satış mekanizması ve diğer teşvik, garanti gibi hususların açık bir şekilde belirtilmesi gereklidir. Projelerin finanse edilebilmesi açısından bu kriterler önemlidir

Vergisel teşvikler

Sıfır karbon hedeflerine ulaşılabilmesi için, bütün diğer yenilenebilir enerji kaynakları (karasal RES, güneş enerjisi, hidro, biyokütle vb.) sektörün başlangıcında ciddi vergi teşvikleri ile desteklenmiştir. Aynı sürecin deniz üstü rüzgâr enerjisi için de işletilmesi gerekmektedir. Sektör gelişip diğer enerji kaynakları ile rekabet edebilece kadar bu durum kaçınılmazdır.

Sektörel işbirliği

Sektörün oluşumunda akademi, kamu, meslek örgütleri, STK'ler, özel şirketlerin bir araya gelerek çalışması sürecin doğru ve akıcı bir şekilde ilerlemesini sağlar.

6.4.2.15 Çevreye karşı duyarlılık, iş sağlığı ve iş güvenliği

DRES projelerinin geliştirilme aşamasından demontajına kadar olan tüm süreçlerde çevreye olumsuz etkiler asgari düzeyde tutulmalıdır.

ÇED sürecine tüm paydaşların katılımı

Denizüstü RES ÇED sürecine bütün paydaşların katılımı sağlanmalıdır. İleride ortaya çıkabilecek sorunlar, bütün paydaşların sürece etkin katılımı ile minimize edilebilir.

İnşaat ve işletme dönemi ÇED sürecinin uygulanması ve kontrolü

Denizüstü RES projesi gerek inşaat aşamasında ve gerekse de işletme sürecinde çevre ile azami ölçekte uyumlu bir şekilde çalışabil-

mesini mümkün kılan bir çevresel mevzuata tabi tutulmalıdır. Bu konu, Denizüstü RES projelerine diğer bütün paydaşların daha sıcak bakmasını temin eder. Bu sürece, yerel paydaşlar olan belediye, yerel halk, balıkçılar, liman işletmeleri, turizm sektörü gibi paydaşlar mutlaka dahil edilmelidir.

DRES projesinin balıkçılıkla etkileşimi

Bilindiği gibi balıkçılık sektörü, ülkemizdeki önemli istihdam alanlarından biridir. Denizüstü RES projesinin balıkçılık sektörü ile inşaat ve işletme döneminde uyumlu çalışabilmesi gereklidir. Bunu sağlayabilmek için gerekli koordinasyon ve bilgi akışı, tanıtımlar sağlanmalıdır. Balıkçı kooperatifleri ve balıkçı barınakları konu ile ilgili bilgilendirilmelidir. Bu konuda daha önce anlatılan İngiltere Scroby Banks projesi örnek verilebilir. Halkla ilişkilere önem verilerek DRES projesinin balıkçılıkla uyum içerisinde çalışabileceği açık bir şekilde paydaşlara anlatılmalıdır.

İş sağlığı ve iş güvenliği

DRES projelerinin geliştirilme aşamasından demontajına kadar olan tüm süreçlerde iş sağlığı ve iş güvenliği kurallarına uyulması sağlanmalıdır.

6.4.2.16 DRES projeleri eleman ihtiyacı

Denizüstü RES sektörü birçok farklı iş kolunu içermektedir. Sektörde farklı uzmanlık alanlarının yanı sıra denizde çalışabilmenin de eğitimlerinin alınması gerekmektedir. Deniz biyologundan, deniz lojistik uzmanına, denizaltı kaynak mühendisinden, meteorolojiste kadar geniş bir disiplin içermektedir. Bu amaçla aşağıdaki hususlar bu açığı kapatmak için önerilmektedir;

- DRES projelerinin devamlılığı sağlanarak mezunların buraya ilgisi yönlendirilmelidir,
- DRES projelerinde çalışacak kişilerin eğitim alabileceği merkezler, TMMOB ve bağlı Odalar ile denizcilik eğitimi veren üniversitelerin işbirliği ile oluşturulmalıdır.

Kadın çalışan kotası

DRES projelerinde kadın çalışan kotası konulmalıdır. Bu hususta kadın çalışanlara pozitif ayrımcılık uygulanmalı ve ihale şartnamesi buna göre düzenlenmelidir.

Mühendislik firmaları teşvik sistemi

Karasal RES ve GES projelerinde sektör başlangıcında verilen vergisel teşvikler Denizüstü RES projelerinde de işletilmelidir. Bunun yanında Denizüstü RES projeler için hizmet veren Startup mühendislik firmaları desteklenmelidir.

6.4.2.17 İleri adımlar

Yeşil Hidrojen üretimi

Denizüstü RES projelerinde ileriki aşamada yeşil hidrojen üretebilme ve iletebilme kapasitesi dikkate alınmalıdır.

“Power-to-X” planlaması

Denizüstü RES projelerinden hidrojen üretiminin bir sonraki adımı olan “Power-to-X” süreci de projelendirme aşamasında planlanmalıdır.²

Enerji adası planlaması

Marmara Denizinde ileriki süreçlerde enerji adası yapılabilmesi hususu dikkate almaya değer bir noktadır. Enerji adaları ile, İstanbul, Kocaeli, Bursa, Yalova, Balıkesir, Çanakkale ve Tekirdağ illeri deniz üzerinden birleşerek elektrik şebeke stabilitesi Marmara ve Trakya Bölgelerinde sağlanmış olur.

Denizüstü RES demontaj planlaması

Denizüstü RES projesinin ekonomik ömrü sona geldiğinde yapılacak olan demontaj faaliyeti en baştan planlanmalı ve bunun gerekli bütçe mutlaka ayrılmalıdır.

² “Power-to-X” elektrik dönüşümü, enerji depolama ve fazla yenilenebilir enerjiden yeniden dönüşüm yollarıdır. Power'dan X'e dönüştürme teknolojileri, muhtemelen üretime yapılan ek yatırımlarla sağlanan gücü kullanarak, gücün elektrik sektöründen ayrılmasına ve diğer sektörlerde kullanılmasına olanak tanır (Wikipedia).

6.5 TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ

Şayende YILMAZ

Makina Mühendisi

Orhan AYTAÇ

Makina Mühendisi

Oğuz TÜRKİYILMAZ

Endüstri Mühendisi

Güneş enerjisi, günümüz teknolojisinde çok çeşitli alanlarda kullanılmaktadır. Bunlar, bir önceki Oda Raporumuzda (*Türkiye'nin Enerji Görünümü 2022*) belirtildiği gibi; evlerin, kamusal ve ticari binaların elektrik enerjisinin sağlanmasında, kamusal alanların aydınlatmasında, bina, ev, seralar gibi çeşitli mekânların ısıtılması ve sıcak su ihtiyacının karşılanması, soğutma işlemlerinde, kurutma işlemlerinde, trafik lambalarında, sokak lambalarında, cep telefonlarında, kol saatlerinde, güneş ocaklarında (güneş enerjisini doğrudan alıp, bir kabın üzerinde yoğunlaştırarak ısıya çeviren, yiyecek ısıtma, pişirme ve pastörize etmekte) kullanılan sistemler olarak sayılabilir.

Türkiye'de güneş enerjisi yüksek ışınım miktarı, kurulum ve kullanım kolaylığı, hızla azalan maliyetleri, çevre dostu özellikleri ile diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre daha hızlı yaygınlaşma potansiyeli taşımaktadır. Türkiye, güneş enerjisinde oldukça şanslı bir coğrafi konumda olmasına rağmen, sahip olduğu potansiyeli bugüne kadar yeterince değerlendirememiştir. Ülkemizin neredeyse her bölgesinde güneş enerjisinin verimli bir şekilde kullanılabilmesi mümkündür. Türkiye'de ısı güneş enerjisi sistemleri genellikle binalarda kullanım suyunun ısıtılmasında kullanılmaktadır. Güneş enerjisinin ısıtma amaçlı kullanımında dünya 2.'si olan Türkiye, güneşten elektrik enerjisi elde etme alanında özellikle son 6 yılda hızlı gelişme göstermiştir. Türkiye'de güneş enerjisi 2014 yılına kadar sadece konutlarda ve sanayide sıcak su elde etme, kurutma vb. işlemler için kullanılmıştır. 2015'ten sonra ise elektrik enerjisi üretimi için de faydalanılmaya başlanmıştır. Türkiye'nin *Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası'na* (GEPA)

göre, yıllık toplam güneşlenme süresinin 2.741 saat (günlük 7,5 saat), yıllık toplam gelen güneş enerjisinin 1.527 kWh/m² (günlük 4,2 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir [1]. Mülga Elektrik İşleri Etüt İdaresi'ne göre Türkiye, teknik kapasitesi 405 milyar kWh/yıl, ekonomik potansiyeli 380 milyar kWh/yıl olarak tahmin edilen güneşe dayalı elektrik üretim kapasitesine sahiptir [2].

Yukarıda bahsedilen Raporumuzda ve öncekilerinde, dünya genelindeki güneş enerjisi sistemleri-teknolojileri, ülkeler bazında güneş enerjisinden elektrik üretimi santrali (GES) kurulu gücü ve elektrik üretimleri, elektrik üretim maliyet karşılaştırmaları, enerji santrallerinin yaşam döngüleri boyunca sera gazı salımları ve ülkemizde güneş enerjisi mevzuatı-uygulamaları konularında detaylı bilgiler aktarılmıştır. Bu yazıda özellikle 2021 yılından sonraki gelişmelere değinilecektir.

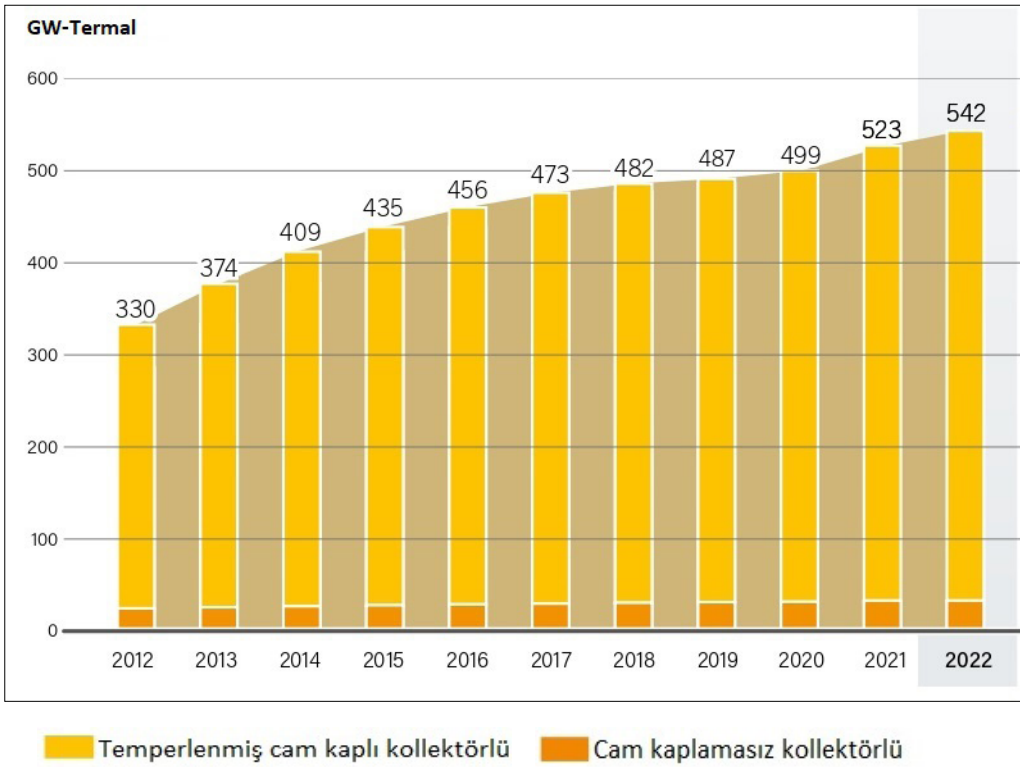
6.5.1 DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE ISIL GÜNEŞ ENERJİSİ SİSTEMLERİ

"REN21 Renewables 2023 Global Status Report–Solar Thermal" [3] raporuna göre:

"2022 itibarıyla küresel ölçekte ısı güneş enerjisi sistemleri kapasitesi 542 GW'a ulaşmıştır. 150 ülkedeki milyonlarca konut, ticari ve endüstriyel yapılarda güneş ısıtma sistemleri kullanılmaktadır. Şekil 6.5.1'de görüldüğü gibi, işletimdeki kümülatif küresel kapasite 2022'de 523 GW'tan %3,3 artışla tahmini 542 GW'e ulaşmıştır. Bu ısı kurulu güç 260 milyon varil petrol eşdeğerinde yaklaşık 442 TWh ısı enerjisi sağlama kapasitesine sahiptir."

Çin, dünya genelinde 399,6 GWt kurulu güç ve %73 pay ile güneş enerjisi termal sistemleri için en büyük kullanıcı olmaya devam etti. Çin'i Türkiye (19,1 GWt), ABD (18,2 GWt), Almanya (15,5 GWt), Brezilya (14,3 GWt) ve Hindistan (13,9 GWt) uzaktan takip ediyor.

Türkiye'de oteller, hastaneler ve diğer tesislerde sistemler kurulmasına rağmen güneş enerjisi ısı (termal) sistemlerinin çoğu konut tipidir. Türkiye faaliyette olan büyük sistemlerin sayısında Çin'den sonra gelmektedir. Akdeniz kıyılarında güneş termali için geri ödeme süreleri, yüksek ışınlama ve sıcak su talebi ile yüksek güneş enerjisi verimi mevsimi arasında iyi bir eşleşme nedeniyle, nispeten kısadır. Türkiye aynı zamanda 2022 yılında işletmeye alınan dünyanın en büyük güneş enerjili termal soğutma tesisine de ev sahipliği yapmaktadır.¹ Türkiye toplam kurulu gücü 19,1 GWth kurulu güce ulaşsa da yıllık kurulumlar 2020'deki kurulumlara göre %4'ten fazla düşüş göstermiştir. Kurulumlardaki düşüşün kaynakları yüksek enflasyon, yaklaşan seçimlere ilişkin belirsizlik ve doğal gaz şebekesinin kırsal kesimlerde giderek artan şekilde yaygınlaştırılmasıdır.



Şekil 6.5.1 2012-2022 Yılları Arasında Dünya Genelinde Isıl Güneş Enerji (Solar Thermal) Sistemleri Kapasitesinin Gelişimi [3]

2022 yılsonu itibarıyla dünya genelinde toplam 856 MWt kurulu gücünde 1.089 adet güneş enerjili **endüstriyel ısı** santrali (SHIP, solar heat industrial plant) işletilmektedir. 2022 yılında, anketlerin başladığı 2017 yılından bu yana diğer tüm yıllara kıyasla daha fazla SHIP faaliyete geçmiştir. Isıl güneş enerjisi teknolojileri düşük (150°C 'nin altında) veya orta ($150-400^{\circ}\text{C}$) sıcaklık gerektiren çok sayıda endüstriyel proses için emisyonuz ısı sağlamaktadır. Endüstriyel şirketler, dünya ge-

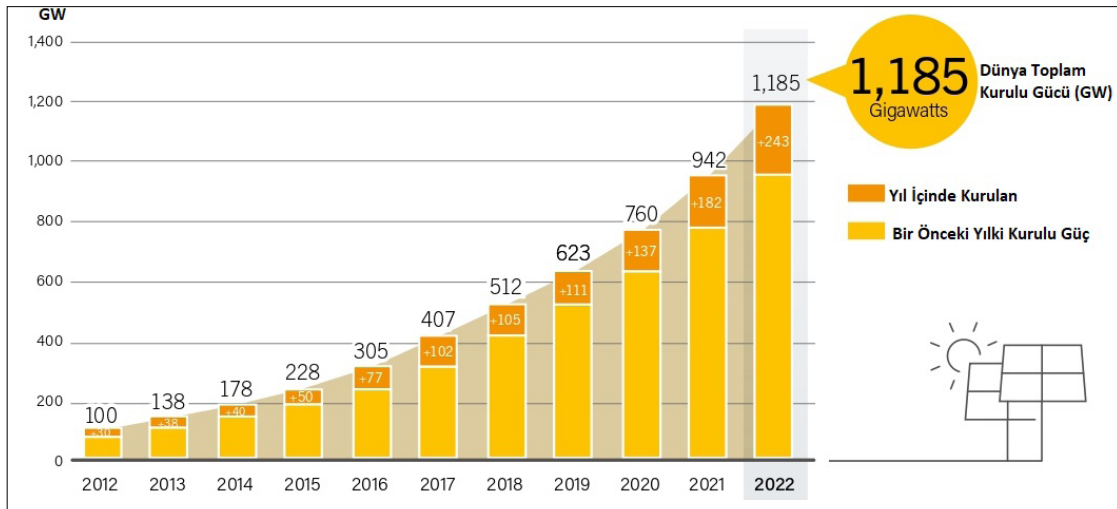
¹ <https://solarthermalworld.org/news/solar-steam-to-cool-production-halls-in-southern-turkey/>

nelinde, sosyal ve çevresel hedefleri karşılamanın yanı sıra enerji maliyetlerini düşük tutmak için ısı güneş teknolojileri dahil çeşitli yenilenebilir ısı çözümlerine yönelmektedirler. Toplam işletme kapasitesinde madencilik sektörü %59 ile başı çekmekte, gıda ve içecek sektörleri ise sayıca önde gitmektedir.

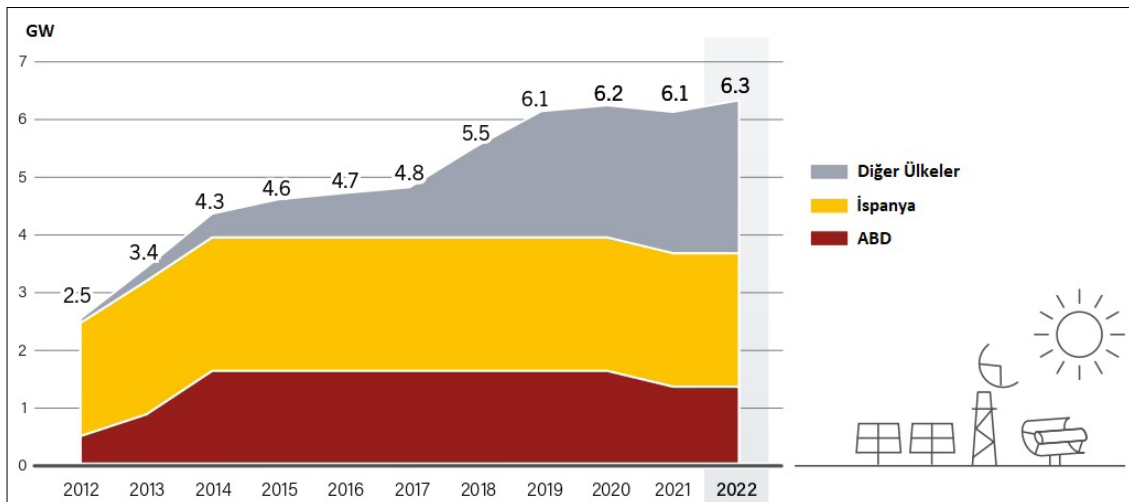
Her ne kadar ısı güneş sistemlerinde talep büyük oranda konutlarda su ısıtma amacıyla olsa da, **bölgesel ısıtmada** ısı güneş sistemlerinin kullanımı pek çok ülkede 2020 yılı boyunca artmıştır. Başta Çin, ardından Almanya ve Danimarka ısı güneş enerjisi ile bölgesel ısıtmada lider ülkeler durumundadır. Bu ülkelerin ardından Avusturya ve İtalya gelmektedir.”

6.5.2 DÜNYA GENELİNDE GÜNEŞ ENERJİSİ ELEKTRİK SİSTEMLERİ KURULU GÜCÜ

Son yıllarda sağlanan teknolojik gelişmeler ve ekipman fiyatlarındaki hızlı düşüş nedeniyle 2022 yılsonunda fotovoltaik (PV) güneş enerjisi santralleri kurulu gücü 1.185 GW'a, yoğunlaştırılmalı sistemlerin kurulu gücü 6,3 GW'a ulaşmıştır. Kurulu güçlerin 2012-2022 dönemindeki gelişimi Şekil 6.5.2 ve 6.5.3'de görülmektedir. [4, 5]



Şekil 6.5.2 Dünya PV-GES Kurulu Gücü ve Yıllık Kurulumlar (4) (2022-2012)

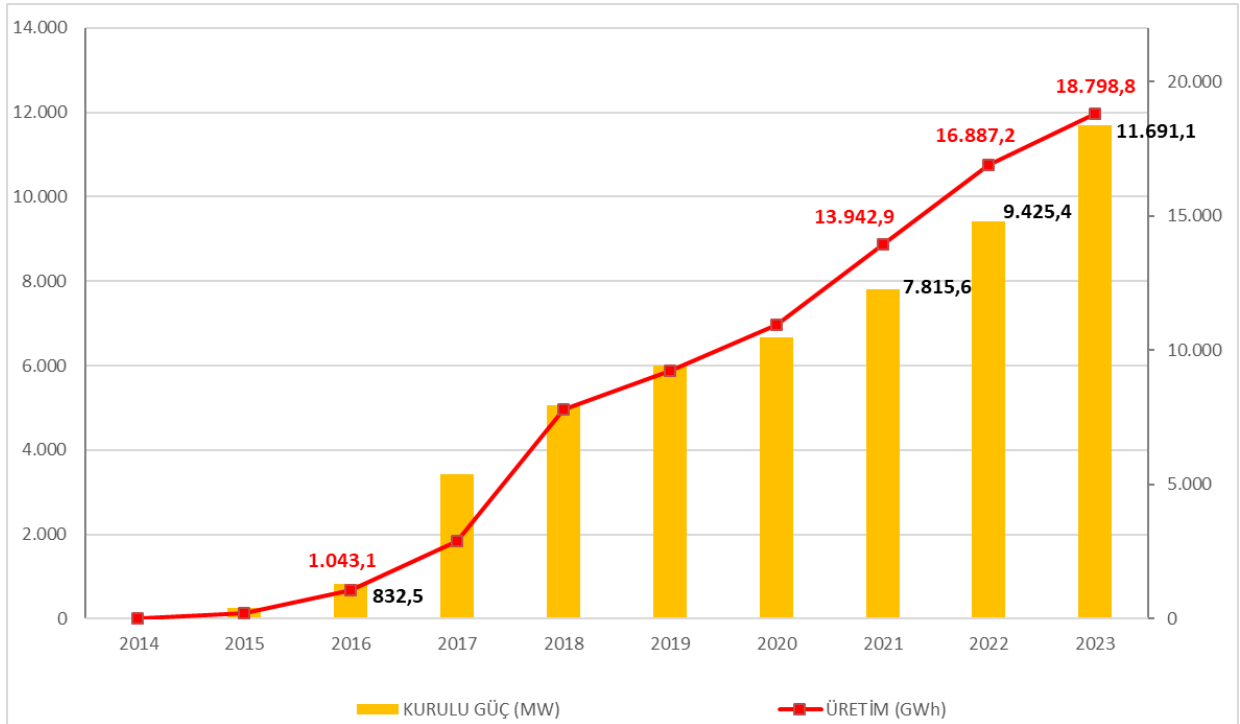


Şekil 6.5.3 Dünya Yoğunlaştırılmalı-GES Kurulu Gücü ve Yıllık Kurulumlar (5) (2022-2012)

6.5.3 TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ ELEKTRİK KURULU GÜCÜ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ

Türkiye'de şebekeye bağlı güneş elektrik kurulu gücü 2021 Aralık ayı sonu itibarıyla toplam 7.815,6 MWe olmuş, 2023 yılsonunda 11.691 MWe'ye ulaşmıştır. Fotovoltaik (PV) panellere sahip bu santrallardan üretilen elektrik ise 2021 yılında 13.942,9 GWh (ülke toplam elektrik üretiminin %4,2'si) olarak gerçekleşmiş, 2023 yılında geçici verilere göre 18.798,8 GWh ile toplam elektrik üretiminin %5,8'ini sağlamıştır. [6, 7]

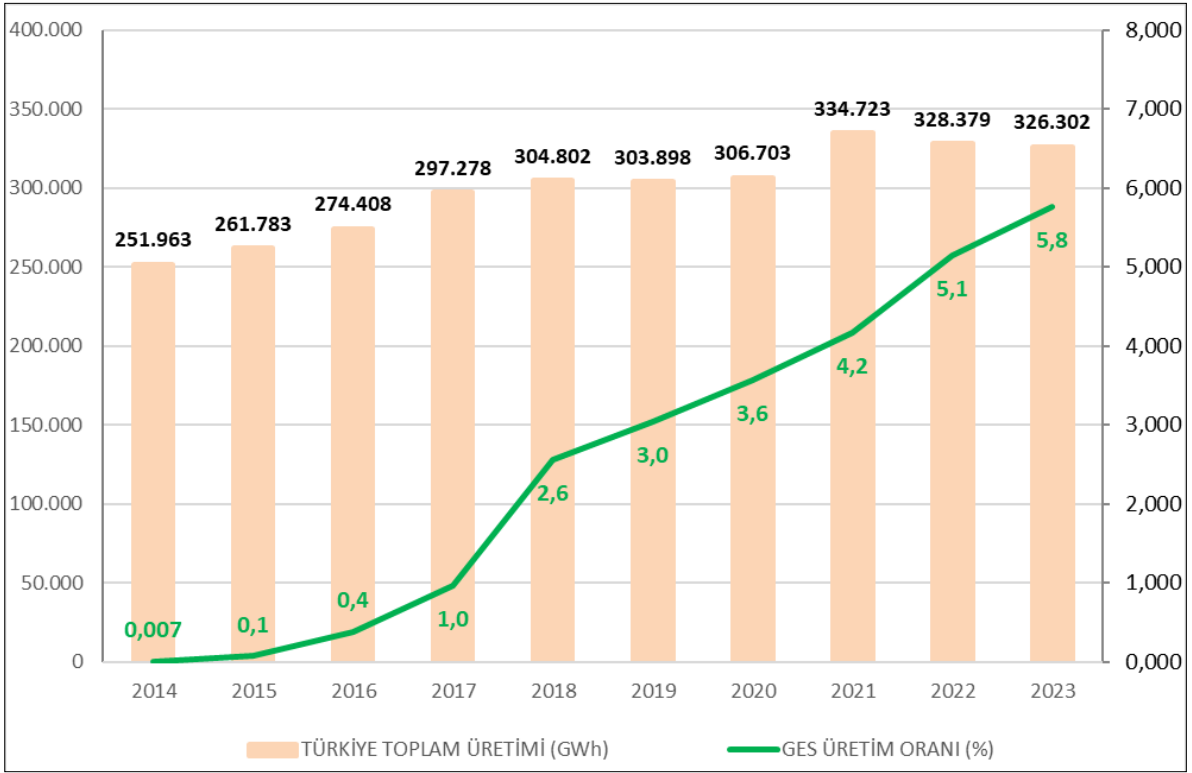
2014-2023 döneminde Türkiye'de güneş enerjisi santrallarının (lisanslı ve lisanssız) toplam kurulu güç ve elektrik üretimi gelişimi Şekil 6.4.4'de, 2013-2023 döneminde üretimdeki pay oranları Şekil 6.4.5'de görülmektedir. 2021 yılında 8.389 adet olan güneş enerjisi santrali (toplam 907,9 MWe gücünde 37 adet lisanslı, 6.907,8 MWe gücünde 8.352 adet lisanssız) sayısı 2023 yılı sonu itibarıyla 10.987'ye yükselmiştir (toplam 1.665 MWe gücünde 40 adet lisanslı, 10.026 MWe gücünde 13.187 adet lisanssız).



Şekil 6.5.4 Türkiye'de GES Kurulu Gücünün ve Elektrik Üretimini Yıllara Göre Gelişimi [6, 7]
2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri esas alınmıştır.

Yukarıda değinildiği gibi ülkemiz, ekonomik potansiyeli 380 milyar kWh/yıl olarak tahmin edilen güneşe dayalı elektrik üretim kapasitesine sahiptir. Bu veriye göre şu anda potansiyelin sadece yaklaşık %5'i değerlendirilmektedir.

Türkiye, IRENA Yenilenebilir Enerji İstatistikleri 2023 Raporuna göre, toplam yenilenebilir enerji kurulu gücünde 2022 yılı itibarıyla dünyada 12. sıradadır, güneş enerjisinde ise 17. sırada yer almaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretiminde ise 2021 yılı itibarıyla dünyada 13. sırada, güneş enerjisinde 14. sırada yer almaktadır [8].



Şekil 6.5.4 Toplam Elektrik Üretimi ve Güneş Enerjisi Santrallerinin Üretimdeki Payları (%)
2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri kullanılmıştır. [6, 7]

6.5.4 ÜRETİM FAALİYETLERİ VE MODELLERİ

Türkiye’de GES’lerin şebekeye bağlantı izni için dört farklı yöntem uygulanmaktadır. Bu dört yöntem sırasıyla Lisanssız Elektrik Üretimi, Lisanslı Elektrik Üretimi ve Yarışmaları, YEKA ihaleleri ve 2022’de yayımlanan yönetmeliklere göre başvuruları alınan Lisanslı Depolamalı Enerji Tesisi bağlantı tahsisleridir. *Türkiye’nin Enerji Görünümü 2022 Oda Raporumuzda* ilk üç yöntemin zaman içindeki gelişimi detaylı olarak yer almıştır.

Ülkemizde güneş enerjisi kurulu gücünün büyük çoğunluğunu lisanssız santraller oluşturmaktadır. Lisanssız elektrik üretimi yapan santraller; küçük ölçekli, şebekeye ihtiyaç duyulmadan, sahibinin kendi öz tüketimini karşılayan veya şebekeye bağlantılı olup üretiminin ihtiyaç fazlasını şebekeye veren sistem-

ler olarak düşünülmüştür. Lisanssız santrallara ilişkin mevzuata ait gelişmeler *Türkiye’nin Enerji Görünümü 2022 Oda Raporumuzda* detaylı olarak dile getirilmiştir. Ancak raporumuzun yayımlanma tarihinden sonra, *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)* tarafından, 24 Haziran 2023 Cumartesi tarihli ve 32231 sayılı *Resmî Gazete’de* yayımlanan kurul kararlarına göre, “*Farklı Dağıtım Ya Da Görevli Tedarik Şirketi Bölgesinde Yer Alan Üretim ve Tüketim Tesislerinin Mahsuplaşma İşlemlerine İlişkin Usul ve Esaslar*” ile ilgili düzenleme 1 Temmuz 2023 tarihinde yürürlüğe girmiş, böylece öz tüketime dayalı yenilenebilir enerji santralleri için üretim ve tüketimin aynı ölçüm noktasında bulunması şartı kaldırılmıştır.

Lisanslı santrallerin büyük çoğunluğu *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)* tarafından gerçekleştirilen “*Güneş Enerjisine Dayalı Ye-*

nilenebilir Enerji Kaynak Alanları ve Bağlantı Kapasitelerinin Tahsis” ihaleleri (YEKA yarışmaları) sonucunda sözleşmesi yapılan santrallardır. Depolamalı GES başvurularından önlisans verilenler olmuştur. Lisanssız santrallar, işletmedeki lisanslı santrallar ve önlisans almış olan santralları içeren kapasite tahsis bilgileri Tablo 6.4.1’de görüldüğü gibidir.

Tablo 6.5.1 Türkiye Güneş Enerjisi Tahsis Tablosu (Şubat 2024) [7, 9, 11]

Lisanssız (10.026)	13.187 MWe
Lisanslı (40)	1.665 MWe
*YEKA GES 1 (1)	1.000 MWe
*YEKA GES 4 (2)	188 MWe
*Diğer (37)	477 MWe
Önlisanslı (83)	1.730 MWe
*YEKA GES 3 (65)	860 MWe
*YEKA GES 4 (13)	800 MWe
*Diğer (5)	70 MWe
ARA TOPLAM	16.582 MWe
Önlisans Verilen Depolamalı Santrallar (360)	13.692 MWe
TOPLAM	30.274 MWe
Birleşik elektrik üretim tesisleri kapsamında yardımcı kaynak olarak GES lisansı verilenler	2.470 MWM (işletmede olan kısmı 567 MWM)

6.5.4.1 YEKDEM kapsamındaki lisanslı ve lisanssız santrallar

YEKA projeleri haricinde 01.07.2021’den önce işletmeye alınan Yenilenebilir Kaynak (YEK) Belgeli santrallar için; lisanslı ve lisanssız güneş santralından üretilen elektriğin (devreye alındıktan itibaren 10 yıl için) tarifesi ve lisanslı güneş santralında yerli üretim ekipman kullanımı halinde, kullanılan yerli ekipmana göre mevcut tarifeye ek olarak uygulanacak fiyatlar *5346 sayılı Kanun* ile belirlenmiştir. 01.07.2021–31.12.2025 döneminde devreye alınacak santrallar için *YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM)* baz fiyatları 30.01.2021’de ilan edilmiş ancak ekonomide yaşanan olumsuzlukların ardından *30.04.2023’de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı Kararı* ile 01.07.2021–31.12.2030 döneminde devreye (alınan ve) alınacak olan santrallar için

01.05.2023 tarihinden itibaren uygulanacak baz fiyatlar güncellenmiştir.

YEKDEM ile ilgili detaylı değerlendirmeler raporumuzun 6.8 nolu bölümünde yer almaktadır.

6.5.4.2 Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) Projeleri

YEKA GES-1

YEKA GES-1 kapsamında Karapınar Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı yarışma ilanı 20 Ekim 2016 tarihinde yayımlanmış ve 2017 Mart’ta sonuçlandırılmıştır. İhale gereği Ar-Ge merkezi ve yerli üretim fotovoltaik (FV) güneş modülü fabrikası kurulmuştur. Ardından Konya Karapınar’da toplam 1.000 MW’lık GES kurulumu 2023 yılının ilk aylarında tamamlanmış ve işletmeye açılmıştır. Santral 15 yıl boyunca elektrik alım garantisiyle çalışacak ve 6,99 USD cent/kWh satış fiyatı ile elektrik enerjisi üretecektir. Panellerin yerli üretim oranı ilk 500 MW için %60, ikinci 500 MW için %70, garanti süresi 2 yıl, belirlenen tesis ömrü ise 25 yıldır.

Şartname gereği elektrik enerjisi üretim tesisi için verilen lisans süresi 30 yıldır. Karapınar YEKA GES - 1 üzerindeki elektrik üretim tesisi lisans süresi bitiminde en geç 12 ay içerisinde alandan sökülerek temizlenecektir.

Bu proje kapsamındaki entegre güneş paneli üretim fabrikası Türkiye için bir ilk olup tesis için yaklaşık 400 milyon USD değerinde yatırım yapılmıştır. Fabrikada ingot, wafer, hücre ve modül imalatı yapılmakta ve tesiste %22 verimliliğe sahip mono perc hücre teknolojisi geliştirilmektedir.

YEKA GES-2

05 Ekim 2018’de ilan edilen bağlantı kapasitesi tahsisinde; Şanlıurfa-Viranşehir’de 500 MWe, Hatay-Erzin’de 200 MWe ve Niğde-Bor’da 300 MWe gücünde olacak şekilde üç ayrı yarışma düzenlenmesi planlanıyordu; ETKB tarafından 13 Ocak 2019’da yayımlanan duyuru ile YEKA GES-2’nin iptal edildiği açıklandı.

YEKA GES-2'nin taslak şartnamesindeki en büyük değişiklik enerji depolama sistemlerinin (EDS) YEKA'lara dâhil edilmesiydi.

YEKA GES-3

Toplam 1.000 MW kapasiteli ve 36 şehirde bulunan 74 GES için gerçekleştirilen YEKA GES-3 ihalesi, 10, 15 ve 20 MW kapasiteli GES'leri kapsamaktadır. Yerli malzeme oranı YEKA-2 ile aynıdır (invertör dahil %60). Açık eksiltme ve kapalı zarf usulü ile alınan fiyat teklifleri neticesinde 30 firmaya 15 yıllık alım garantili ihaleler dağıtılmış, sözleşmeler 1 Temmuz 2021 tarihinde imzalanmıştır. Şartname gereği alım garanti süresince alım fiyatı üç aylık dönemlerle TÜFE, ÜFE, ABD Doları kuru ve Avro kuru değişimlerine bağlı formül ile güncellenecek ancak 53 USD/MWh seviyesini geçmeyecektir. Önümüzdeki yıllarda YEKA GES - 3'te olduğu gibi, daha küçük güçteki santrallerin farklı bölgelere kurulması, elektrik dağıtımındaki kayıpları azaltacağından, YEKA GES-1'deki gibi büyük kapasitenin tek bir bölgede kurulmasından daha avantajlıdır.

YEKA GES-4

YEKA GES-4 ihalesi toplam kurulu gücü 1000 MW olan, 3 şehir ve 15 bölgede bulunan GES'leri kapsamaktadır. 15.03.2022 tarihinde *31779 sayılı Resmî Gazete*'de yayımlanan düzeltme ilanı ile bazı güncellemeler yapılmıştır; her bir yarışma için başlangıç tavan fiyatı 400 TL/MWh'ten 950 TL/MWh'e çıkarıldı, kazanan projelerde üretilen elektriğin serbest piyasaya satılması imkanı getirildi, ön lisans süresi 24 aydan 22 aya, inşaat süresi 36 aydan 18 aya indirildi. Şartname gereği alım garanti süresince, alım fiyatı üç aylık dönemlerle TÜFE, ÜFE, ABD Doları kuru ve Avro kuru değişimlerine bağlı formül ile güncellenecektir. Güncellenen fiyatın ABD Doları karşılığı, başlangıçtaki ABD Doları cinsinden referans fiyatın %15'den fazla veya eksik olması halinde fazla veya eksik olan kısımlar için kur değişimleri dikkate alınmayacaktır.

Niğde, Bor ilçesi sınırları içerisinde yer alacak her biri 100 MW kapasitede Bor-1, Bor-2 ve Bor-3 YEKA ihaleleri 8 Nisan 2022, Erzin (2 sahada 100'er MW) ve Viranşehir (10 sahada 50'er MW) YEKA ihaleleri 28 Haziran 2022'de yapıldı.

Tablo 6.5.2 2021 ve 2022'de Gerçekleştirilen YEKA GES İhaleleri

	YEKA GES-3	YEKA GES-4		YEKA GES-5
Yer	36 şehir	Bor, Erzin, Viranşehir		18 şehir
Tarih	26-29.04.2021, 24-27.05.2021	Bor-1,2,3: 08.04.2022	Erzin-1,2; Viranşehir-1-10 : 28.06.2022	Başvuruların 31 Mayıs 2022'de alınacağı ilan edilmişti. İleri bir tarihe ertelendi.
Kapasite (MW)	1.000	1.000		1.200
Fiyat	182 TL/MWh (minimum kazanan), 320 TL/MWh (maksimum kazanan)	375 TL/MWh (minimum kazanan), 427 TL/MWh (maksimum kazanan)	490 TL/MWh (minimum kazanan), 597 TL/MWh (maksimum kazanan)	Tavan Fiyat (şimdilik) 400 TL/MWh
Şirket	30 adet firma	Ecogreen Elektrik, Kalyon Enerji, Smart GES Enerji	Egesa, Eksim, İC İçtaş, Limak, Kalyon Enerji, Ral Enerji, Reşitoğlu Enerji	
Satın Alım Garanti Süresi	15 yıl	Bağlantı kapasitesinin her bir MW'lık değeri için santralin ilk kabul tarihinden itibaren üretilen 23 GWh için geçen süre		
Yerli Ekipman Oranı	%60	%75		%75

YEKA GES-5

YEKA GES-5 ihalesi için toplam kurulu güç, başlangıçta 1.500 MW'a karşılık gelen 10, 20 ve 30 MW kapasiteli, 23 şehir ve 76 bölgede bulunan GES'ler için öngörülmüş, ancak 12/02/2022 tarih ve 31748 sayılı Resmî Gazete'de Düzeltme İlanı yayımlanarak (hibrit santraller için ayrılacak kapasite göz önüne alınarak) YEKA GES-5 yarışmalarındaki bölge sayısı 23'ten 18'e, sağlanacak kapasite ise 1.500 MW'dan 1.200 MW'a düşürülmüştür. Her bir yarışma için yarışma başlangıç fiyatı 40 kuruş/kWh olup, elektrik enerjisi alım süresi ise "bağlantı kapasitesinin her bir MW değeri için GES'in ilk Kabul tarihinden itibaren üretilen ilk 23 GWh miktarındaki elektrik enerjisinin iletim veya dağıtım sistemine verildiği süre" olarak belirlenmiştir. GES inşaatları lisans verildikten sonra 22 ay içinde tamamlanacak, minimum yerli katkı oranı %75 olacak, yerli malı belgesine sahip güneş modülleri kullanılacaktır. Yarışmaya katılmak için yapılacak başvurular 31 Mayıs 2022 tarihine kadar alınacaktı ancak 17 Mayıs'ta daha sonra ilan edilecek ilerdeki bir tarihe ertelendi. İhalenin 2024 yılı içinde yapılması bekleniyor.

YEKA GES ihalelerindeki yerlilik şartı yerinde olmakla birlikte şimdilik tek modül üreticisi olan Kalyon Enerji için büyük bir avantaj sağlamaktadır. Kalyon Enerjinin %50 hissesi Birleşik Arap Emirlikleri merkezli iki şirkete aittir.

6.5.4.3 Depolamalı GES'ler

Yenilenebilir kaynakların kullanımında yaşanan gelişmelere paralel olarak ülkemizde de şebeke ölçeğinde elektrik depolama tesislerine ihtiyaç olduğu ve bunun için gerekli adımların atılmasının gerektiği açıktır. Bu kapsamda EPDK tarafından hazırlanan düzenleme 19 Kasım 2022'de Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yukarıda Tablo 6.4.1'de verildiği gibi EPDK Elektrik Piyasası Ön Lisans Listesine göre 24.02.2024 tarihi itibarıyla Depolamalı GES başvurularından 13.692 MWe gücünde 360 santral için önlisans verilmiştir

[9]. Söz konusu listede bu santrallerin toplam depolama gücü 73.663 MWe olarak görülmektedir. Yaşananlar öncülleri gibi bu yöntemin de gerekli ön hazırlıklar yapılmadan, acele ile gündeme getirilen ve bir "deneme" olmaktan ileri gidemeyeceği kanaati oluşturmaktadır [10].

6.5.4.4 Birleşik elektrik üretim tesisleri kapsamında GES'ler

Resmî Gazete'nin 8 Mart 2020 tarihli sayısında Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik yayımlanmıştır. Düzenlemeye göre şebekeye aynı bağlantı noktasında bağlanmak kaydıyla birden fazla enerji kaynağından elektrik üretilen tesisler kurulabilmesinin, dolayısıyla mevcut santrallerin sahaları içinde ana kaynağın yanı sıra bir başka kaynağa (yardımcı kaynak) dayalı santral kurulmasının önü açılmıştır. Yönetmelikte "şebekeye aynı bağlantı noktasından bağlanan birden fazla enerji kaynağından elektrik üretmek amacı ile kurulan tek bir elektrik üretim tesisi birleşik elektrik üretim tesisi" olarak adlandırılan bu tür tesisler, medyada ve enerji çevrelerinde "hibrit santral" olarak anılmaktadır.

Bu santrallarda ilave bağlantı kapasitesi tahsis edilmesi söz konusu değildir. Birleşik elektrik üretim tesislerinde sisteme verilebilecek aktif çıkış gücü, ana kaynağa dayalı geçici kabulü yapılmış olan ünitelerin toplam elektriksel kurulu gücünü aşamayacağı; üretim miktarının ana kaynağa dayalı geçici kabulü yapılmış ünitelerin kurulu gücüne karşılık gelen enerji miktarından fazla olması halinde, söz konusu miktardan fazla olan üretimler için herhangi bir tahakkuk ve ödeme yapılmayacağı belirtilmiştir.

Bu kapsamda EPDK tarafından (24.02.2024 itibarıyla) işletmedeki biyokütle, doğalgaz, kömür, rüzgâr vb. ana yakıtlı 247 santralde yardımcı kaynak olarak güneş enerjisine, 1 santralde ise biyokütleyle dayalı santral kurulması için lisans verilmiştir. Yardımcı kaynak olarak lisans verilen 2470 MWm toplam kurulu gücündeki 247 santralin 56 adedinde 567 MWm

güç işletmeye alınmıştır. Bu santrallerin ana kaynakları şu şekildedir: 19 santralde biyokütle, çöp gazı, vb; 18 santralde rüzgar enerjisi; 7 santralde doğalgaz; 6 santralde jeotermal enerji; 2 santralde ithal kömür; 1 santralde yerli kömür (linyit); 1 santralde fuel-oil; 1 santralde motorin; 1 santralde hidrolik enerji [11].

KAYNAKÇA

1. <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Gunes>, son erişim tarihi 03.03.2024.
 2. <https://www.mmo.org.tr/basin-aciklamasi/turkiyenin-gunes-enerjisi-potansiyeli-degerlendirilmeyi-bekliyor>, son erişim tarihi 03.03.2024.
 3. REN21 Renewables 2023 Global Status Report – Solar Thermal, son erişim tarihi 03.03.2024. https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/02_market_developments/09_solarthermal/
 4. REN21 Renewables 2023 Global Status Report-Solar PV, son erişim tarihi 03.03.2024. https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/02_market_developments/07_solarpv/
 5. REN21 Renewables 2023 Global Status Report – Concentrating Solar Thermal Power, son erişim tarihi 03.03.2024, https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/02_market_developments/08_csp/
 6. <https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>, son erişim tarihi 05.03.2024.
 7. https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf, son erişim tarihi 05.03.2024.
 8. IRENA Renewable Energy Statistics 2023 <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>, son erişim tarihi 03.03.2024.
 9. <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml>, son erişim tarihi 24.02.2024.
 10. <https://www.aa.com.tr/tr/ekonomi/depola-mali-ruzgar-ve-gunes-enerjisinde-ilk-onlisan-slar-verildi-1-5-milyar-dolarlik-yatirim-bekleniyor/2866970>, son erişim tarihi 24.02.2024.
- [11] <https://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml>, son erişim tarihi 24.02.2024.

6.6 TÜRKİYE'DE JEOTERMAL KAYNAKLARIN KULLANIMI VE JEOTERMAL ENERJİ

Dr. Ali Burak YENER

Jeoloji Y. Mühendisi

6.6.1 GİRİŞ

Dünya enerji kaynakları, yenilenemeyen ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Petrol, kömür, doğalgaz ve nükleer enerji, “Yenilenemeyen enerji kaynakları”dır. “Yenilenebilir enerji” ise, doğal çevreden sürekli veya tekrarlamalı olarak ulaşılan kaynaklardan elde edilen ve sürdürülebilirliği olan enerji olarak tanımlanmakta olup, güneş, rüzgâr, biyokütle, jeotermal, dalga enerjisi gibi doğada kendiliğinden var olan kaynaklardan elde edilmektedir. Tüm yenilenebilir enerjilerin ortak özellikleri; çevreye dost, sürdürülebilir ve yerli kaynaklardan elde edilebilir olmasıdır. Dünyada petrol, kömür ve doğalgaz gibi fosil yakıt rezervlerinin hızlı bir şekilde tükenmesi, nüfusun hızla artması, fosil yakıtların iklim ve çevre üzerindeki gittikçe artan olumsuz etkileri ve teknolojinin gelişmesiyle birlikte jeotermal enerji de dahil olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları daha da önem kazanmaktadır.

Enerji ihtiyacına yönelik olarak dünyaya koşut, ülkemizde de yaşanan bu süreçte, ne yazık ki, uygulanan yanlış teşvik politikaları sonucu kâr hırsı ile jeotermal kaynak alanlarında aşırı üretim yapılmakta, bunun sonucunda rezervuar bütünlüğü ve işletmelerin sürdürülebilirliği önemli ölçüde tehlikeye düşmekte, kaynaklar üzerinde aşırı baskı oluşmakta ve jeotermal kaynaklarımız hızla tüketilmektedir. Ayrıca, ülkemizdeki jeotermal kaynakların kullanımına yönelik yasal ve kurumsal tüzük ve yönetmeliklerin karmaşık, eksikli ve sorunlu olması nedeniyle, mevcut işletmelerin büyük bir bölümü geri dönüşü olmayan çevre zararlarına yol açmaktadır. Aydın, Manisa, Denizli, İzmir, Çanakkale, Afyon, Van, Elazığ, Bolu dâhil jeotermal sistem üzerinde kurulu birçok ilimiz, kontrolsüz ve denetimsiz jeotermal enerji yatırımları tehdidiyle karşı karşıyadır.

Yasal düzenlemelerin yetersizliği, kapsamlı ve etkin denetim mekanizma ve uygulamalarının bulunmaması, bazı özel sektör yatırımcılarının daha çok kazanç elde etme tutkusu ile bilim ve teknik dışı uygulamalara yönelmesi, kamu yönetiminin de etkin bir müdahalede bulunmayıp olanlara sessiz ve tepkisiz kalması nedeniyle, sektörde birçok uygulama, sosyal hayata ve çevreye zarar veren bir sürece evrilmiştir. Sorunların yadsınamaz boyutlara gelmesi sürecinde, başta TMMOB olmak üzere birçok demokratik meslek ve kitle örgütü konuyu ülke gündemine taşımıştır. Sorunları göz ardı etme olanağı kalmayınca, *Türkiye Bilimler Akademisi (TÜBA)* ve *Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı* araştırmalar yapmaya, raporlar hazırlayarak sorunları tanımlamaya ve çözüm yolları aramaya yönelmiştir. “*Büyük Menderes Havzasında Jeotermal Enerji Santralleri Gerçeği ve Aydın İlinde Kurulu JES’lerin Çevresel Etkileri*” konulu kapsamlı *TMMOB Raporu* [1], TÜBA tarafından hazırlanan “*Jeotermal Enerji Teknolojileri Raporu*”[2], Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD) ile Çevre ve Şehircilik Bakanlığı’nın hazırladığı “*Türkiye’de Jeotermal Kaynakların Kümülatif Etki Değerlendirme Raporu*”[3], sorunun boyutlarını ortaya koyan başlıca çalışmalardır.

6.6.2 JEOTERMAL KAYNAKLARIN TANIMI VE ÖZELLİKLERİ

Jeotermal, Yunanca *geo* (yer) ve *therme* (ısı) sözcüklerinden türemiş olup, **yer ısısı** anlamına gelmektedir. Jeotermal kaynak ise, yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren sıcak su, buhar ve gazlardır.

Jeotermal Sistem; biri değiştiğinde ötekilerde de değişikliğe neden olacak şekilde etkileşim-

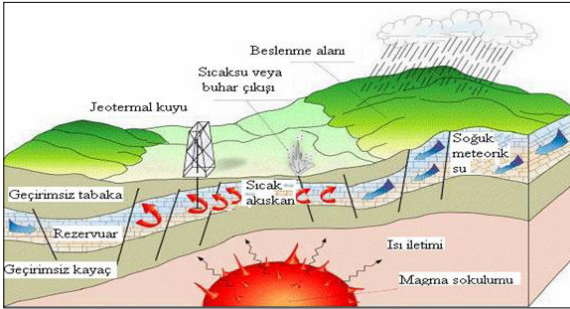
li bir bütünsellik içinde yer alan ısı kaynağı, ısı taşıyan akışkan, bunun dolaşım biriktiği kaya ortamı, basınç ve sıcaklık koşulları, kimyasal bileşenler, bunların beslenme ve boşalma cepheleri ile benzerlerinin tümünü tanımlayan ve doğal yollarla birbirleri ile bağ oluşturan sistemdir (Şekil 6.6.1), [4].

Jeotermal sistemler fiziksel yapı olarak üç grupta incelenmektedir.

- Sıvı etkin sistemler: Bu sistemde rezervuar-daki akışkan sıvı haldedir.
- İki fazlı akışkan etkin sistemler: Bu sistemde rezervuarda su ve su buharı beraber bulunur.
- Buhar etkin sistemler: Bu sistemde rezervuarda kızgın buhar bulunmaktadır.

Akışkan sıcaklıklarına göre jeotermal sistemler üç sınıfa ayrılmaktadır.

- Düşük entalpili sahalar (20-70°C sıcaklık)
- Orta entalpili sahalar (70-150°C sıcaklık)
- Yüksek entalpili sahalar (>150°C sıcaklık).



Şekil 6.6.1 İdeal Bir Jeotermal Sistemin Şematik Gösterimi [4]

Günümüz teknolojik ve ekonomik koşulları altında jeotermal akışkanın sıcaklık değerlerine göre jeotermal kaynakların kullanım alanları; yüksek entalpili sahalarda elektrik üretimi, orta entalpili sahalarda çeşitli kurutma işlemleri, kent ve sera ısıtmacılığı, tarım ve sanayideki çeşitli kullanımlar, düşük entalpili sahalarda ise yüzme havuzları, balneolojik banyolar (kap-

lıcalar) ve balık çiftlikleri gibi tesisler şeklinde sıralanabilir. Son yıllarda orta entalpili sahalardaki akışkanlardan da elektrik üretimi için teknolojiler geliştirilmiş ve kullanıma sunulmuştur.

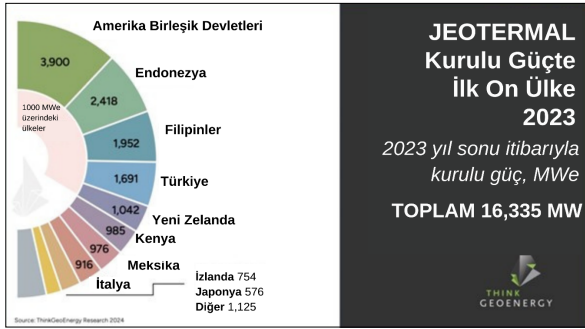
Jeotermal enerji yenilenebilir ve doğru kullanıldığında çevreye en az zarar veren enerji kaynaklarından biri olmasına karşın, yanlış kullanımında çevreye ciddi zarar vermektedir.

Elektrik enerjisi üretiminden dolayı oluşan zararlı çevresel etkiler ise; sondaj süresince ekosistemin bozulması, kuyu sondajları boyunca jeotermal sıvı ile su ve toprağın kirlenme riski, tesisin işletilmesi süresince CO₂ ve H₂S salımları, jeotermal sıvının topraktan çekilmesi nedeniyle arazinin çökme riski, doğrudan akarsulara deşarj yapılması yoluyla yoğun su kirliliği, asit yağmurları nedeniyle toprağın, ağaçların, tarımsal ürünlerin, göller ve akarsuların etkilenmesi, canlı yaşamına zarar verilmesi, yaşam döngüsü ve küresel ısınmaya olumsuz etkileri olarak sıralanabilir.

6.6.3. DÜNYA'DAKİ JEOTERMAL KAYNAKLAR VE GELİŞİMİ

Dünyada jeotermal enerjiden yararlanma konusunda, termal turizm ve ısıtma amaçlı kullanım başı çekmekle birlikte, son yıllarda teknolojik gelişmelere ve özellikle kızgın kuru kaya uygulamalarına yönelik çalışmalardan elde edilen olumlu sonuçlara bağlı olarak, jeotermal enerjiden elektrik üretiminin boyutu ve önemi her geçen gün artmaktadır.

Dünyada jeotermal enerjiden elektrik üretimi kurulu gücü 2023 yılsonu verilerine göre 16.335 MWe düzeyindedir. Bu alanda ilk beş ülke; ABD, Endonezya, Filipinler, Türkiye ve Yeni Zelanda'dır (Şekil 6.6.2); 3.900 MWe ile Amerika Birleşik Devletleri birinci sırayı alırken, 2.418 MWe ile Endonezya, 1.952 MWe ile Filipinler, 1.691 MWe ile Türkiye, 1.042 MWe ile Yeni Zelanda jeotermal enerjiden elektrik üretiminde en yüksek kurulu güce sahip, ilk 5 ülke olmuştur. Daha sonra, Kenya, Meksika, İtalya, İzlanda ve Japonya gelmektedir [5].



Şekil 6.6.2 Dünyada Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretiminde Kurulu Güç Bakımından İlk On Ülke, 2023 Yılı Sonu [5]

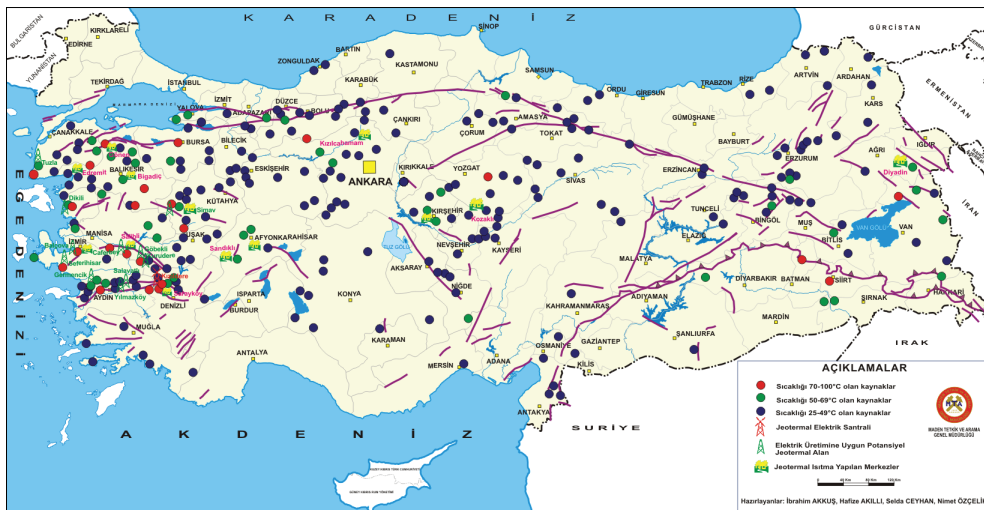
Dünya'da jeotermalin elektrik dışı kullanımını ise 2023 yılı itibarıyla 170.000 MW'tı aşmış olup (yaklaşık 173.303 MWt), dünyada jeotermal enerjinin termal turizm ve ısıtma amaçlı kullanımında Çin, ABD, İsveç, Türkiye ve Japonya ilk 5 sırayı almaktadır. 5.113 MWt doğrudan kullanma kapasitesi ile Türkiye dünyada dördüncü sırada yer almaktadır. 2023 yılında dünyada jeotermal kaynakların, elektrik dışı kullanımda oransal dağılımı; bina ısıtma ve soğutması %87, kaplıca, termal turizm ve sağlık amaçlı kullanım %9, sera ısıtması %3, jeotermal balıkçılık, endüstriyel kullanım ve diğer %1 olarak gerçekleşmiştir. İzlanda, Fransa ve İtalya'da da doğrudan kullanım giderek artmaktadır. Örneğin, İzlanda'da toplam konut ve işyeri ısıtma (şehir

ısıtma) gereksiniminin %86'sı jeotermal enerjiden karşılanmaktadır [6].

6.6.4. TÜRKİYE'DE JEOTERMAL KAYNAKLAR VE GELİŞİMİ

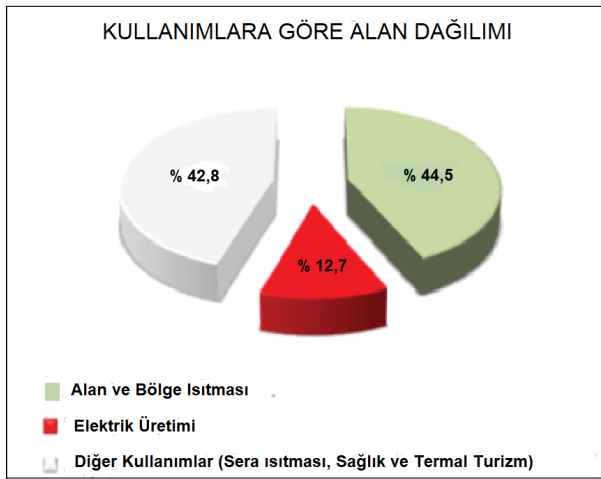
Ülkemiz jeolojik ve coğrafik konumu itibarı ile aktif Alp-Himalaya tektonik kuşağı üzerinde yer aldığı için, doğal çıkış şeklinde ve sıcaklığı 30°C üzerinde olan jeotermal kaynak zenginliği bakımından dünyada yedinci sıradadır. Sıcaklık alt sınır değeri 20°C olarak belirlendiğinde ise sahip olduğumuz toplamda 600 kaynak grubuyla Avrupa'da birinci sırada yer almaktadır. Jeodinamiği gereğince farklı sistemlerde oluşmuş, tektonik unsurlarla uyumlu biçimde ülkemiz geneline dağılmış 346 adet jeotermal alan bulunmaktadır. Batı Anadolu'da yüksek sıcaklıklı, potansiyeli ve enerji kapasitesi yüksek alanlar, diğer bölgelerde düşük/orta sıcaklık kategorisindeki alanlar yer almaktadır.

Jeotermal alanların araştırılmasına yönelik yapılan jeolojik araştırmalarla belirlenen ve jeolojik yapıdaki çeşitlilik, beslenme ve boşalım koşulları, jeolojik unsurlar ve jeodinamik süreçlere bağlı olarak gelişen jeotermal sistemlerdeki kaynaklar, genç tektonizma ve volkanizma ile çok yakın ilişkili olarak Türkiye'nin her yanına dağılmışlardır (Şekil 6.6.3), [7].



Şekil 6.6.3 Türkiye'nin Genç Tektonik Unsurları ve Jeotermal Kaynakların Dağılımı [7]

Türkiye'deki jeotermal kaynakların dağılımı, doğal kaynak ve kuyu sıcaklık değerleri esasına göre %88'i düşük ve orta, %12'si sıcaklığı 295 °C'a kadar ulaşan yüksek sıcaklıklı sahalardan oluşmaktadır [8]. Kullanım olanakları dikkate alındığında, enerji üretimi yapılabilecek alan sayısı 44, oranı ise %12,7'dir. Alan ve bölge ısıtmasında yararlanılabilecek saha sayısı enerji üretilebilecek sahalardaki entegre kullanımla birlikte 154 olup, tüm sahalardan %44,5'ini oluşturmaktadır. Geriye kalan düşük ve orta sıcaklıkta akışkan içeren %42,8'lik dilimdeki diğer sahalardan, sıcaklık ölçütleri esas alınarak sera, sağlık, termal turizm ve diğer uygulamalardaki kullanımlar için potansiyel alanlardır (Şekil 6.6.4).



Şekil 6.6.4 Jeotermal Alanların Kullanım Olanaklarına Göre Dağılımı ([8]'den revize edilmiştir.)

Ülkemizde jeotermal alanlarımıza ait rezervuar sıcaklıkları 103°C–295°C arasında değişen ve elektrik üretimi yapılabilecek 44 adet potansiyel alan vardır Nevşehir ve Niğde dışındaki kaynak alanlarının tamamı Batı Anadolu'da konumlanmıştır. Sıcaklıklarına göre Germencik–Ömerbeyli (Aydın), Kızıldere (Denizli), Tuzla (Çanakkale), Salavatlı (Aydın) ve Eynal-Simav (Kütahya) bölgeleri yüksek entalpili sahalardan olarak sınıflandırıldığı için elektrik enerjisi üretimi için uygun bölgelerdir. Bununla birlikte işletmede olan jeotermal elektrik santrallerinin (JES) üçte ikisine yakın bir bölümü Aydın'da kurulmuş olup; halen yatırım sürecinde olan,

ön lisans ve planlama aşamasındaki yeni JES proje stokunun da dördte biri Aydın il sınırları içindedir. Aydın, Büyük Menderes Grabeni'nin batısında yer almakta olup, 776,93 MW kurulu güç kapasitesinde toplam 35 adet jeotermal enerji santrali işletme aşamasındadır. 215,6 MW kapasite ile kurulmak üzere üretim lisansı verilen dokuz adet jeotermal enerji santrali vardır [2].

Sahaların jeolojik, coğrafik iklim koşulları; ulaşım ve pazar durumu, önemli bir potansiyel varlığına işaret eden sıcak su kaynakları ve kuyulardaki üretim değerleri, elektrik üretiminin yanı sıra “merkezi ısıtma”, “modern termal tesisler ile kaplıcalarda kullanım”, “jeotermal sera ısıtması” ve “kültür balıkçılığı” gibi geniş bir yelpazede çok çeşitli ve entegre kullanım seçeneği sunmaktadır. Ülkemizde, jeotermalin “enerji dışı” kullanım alanları ve potansiyeli aşağıda özetlenmektedir.

Yerleşimlerin merkezi ısıtılması için 50 °C alt sıcaklık değerine göre ısıtmada yararlanılabilecek 110 adet, enerji üretilebilecek sahalardaki entegre kullanımla birlikte ise toplam 154 adet potansiyel saha bulunmaktadır. Merkezi ısıtma, 1.422 MWt kapasiteyle özel bir yere sahiptir. Afyon şehir ısıtması, ekonomik örneklerinden biridir. Jeotermal akışkan kullanılarak 18 yerleşim biriminde jeotermal kaynaklı ısıtma yapılmaktadır [10].

Sera ısıtması 2002 yılında 500 dönüm iken 2019 yılında 4.283 dönüme, 2023 yılında 5.293 dönüme çıkmış, yaklaşık %1050 artış olmuştur. Konut ısıtması 2002 yılında 30.000 konuttan 2019 yılında 137.650, 2023 yılında 158.000 konut eşdeğerine çıkmış, %526 artış olmuştur. Ülke görünür ısı kapasitesi 2002 yılında 3.000 MWt iken, 2008 yılında *Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu*'nun yürürlüğe girmesi ve özel sektörün de jeotermal arama, geliştirme ve yatırım çalışmaları ile birlikte ülkemiz toplam jeotermal ısı kapasitesi (görünür ısı miktarı) 2019 yılında 35.500 MWt'e ulaşmış, %1083 artış sağlamıştır. [11, 6]

Jeotermal enerjinin tarımsal amaçlı kullanımı konusunda seracılık ve balık çiftlikleri en ön sırada yer almaktadır. Sera ısıtması; ağırlıklı olarak,

İzmir-Dikili, Balçova, Seferihisar, Manisa-Salihli, Afyon-Ömer, Sandıklı, Kütahya-Simav, Denizli-Kızıldere, Balıkesir-Edremit, Havran, Şanlıurfa-Karaali'de uygulanmakta olup, Türkiye genelinde 18 ilde yaklaşık 5.300 dönümlük alanda sera ısıtma konusunda dünya lideri olmuştur [9].

Fiziksel, kimyasal ve şifa özellikleri, ulaşımı kolay coğrafi konumları itibarıyla üstün nitelikler taşıyan ve öteden beri klasik kaplıca anlayışıyla yararlanılan termal sular, günümüzde gelişmiş ülkelerin standartlarına ulaşan, yerli ve yabancı turistlerce tercih edilen modern tesislerde de hizmete sunulmaktadır. İzmir-Balçova'daki tesisler, akredite olan ve gelişmiş ülkeler standardındaki ilk örnektir. Son yıllardaki gelişmeyle çok sayıda termal tesis, 5 yıldızlı otel kalitesinde hizmet vermeye başlamışlardır. Balneolojik amaçlı kullanımlarda 400 kaplıca ve termal tesisten yılda 16 milyon yerli ve 10.000 yabancı turist yararlanmaktadır.

Kimyasal madde üretimi (sıvı karbondioksit kuru buz, deri işleme, tarımsal kurutma, ısı pompası), jeotermal kaynağın diğer tüketim alanlarıdır. Denizli-Kızıldere sahasında sıvı CO₂ ve kuru buz üretimi gerçekleştirilmektedir. Aydın-Salavatlı sahası, yan ürün olarak CO₂ üretimi yapılan diğer jeotermal alandır. Ülkemizin yıllık CO₂ üretim kapasitesi 400.000 tondur. Tarımsal kurutma henüz yaygınlaşmamış olup, Afyon, Kızılcahamam ve Kırşehir'de toplam 9,5 MWt kapasitede uygulanmaktadır. Sıcaklığı 5 ile 30 °C arasında değişen yüzey ve yeraltı suyunu kullanan, ısıtma ve soğutmayı bir arada sağlayan ısı pompalarının ülkemizdeki kapasitesi 42,8 MWt ile %1 düzeyindedir [9, 6].

6.6.5. JEOTERMAL ENERJİ YASAL DÜZENLEMELERİ, EKSİKLİKLER VE SORUNLAR

6.6.5.1. Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu

Ülkemizde jeotermal kaynaklar ile ilgili uzun süre yasal düzenleme yapılmamış, sonunda 2007

yılında çıkarılan 5686 sayılı “*Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu*” [12] ile bu alan yasal olarak düzenlenmeye çalışılmıştır.

Ancak, jeotermal kaynakların madenler gibi statik değil dinamik bir yapıda olduğu gerçeği dikkate alınmadan hazırlanan yasa, rezervuar ve havza bütünlüğünü bozacak şekilde ruhsatlandırmaların yolunu açmış olup, 5686 sayılı yasa göre ruhsat alan birçok yatırımcı bugün aynı rezervuarı(ları) kullanmaktadır. Aynı rezervuarda yapılan hatalı ve çok sayıda ruhsatlandırma ile buna bağlı aşırı çekim, yanlış arazi kullanımı, hatalı işletme teknikleri nedeniyle jeotermal kaynak rezervuarlarında sıcaklık, basınç ve debilerinde önemli değişiklikler olmaya başlamıştır.

Jeotermal kaynağın özellikleri ve rezervuar bütünlüğü gözetilmeden, mevcut yasal mevzuata göre yer üstü arazi sınırları esas alınarak ruhsatlandırılan aynı rezervuardan ya da bitişik ruhsatlar ile yapılan üretimler birbirini etkilemekte ve jeotermal kaynak rezervuarının sürdürülebilirliğini büyük risk altına sokmaktadır.

Ayrıca, *Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sularla ilgili 5686 sayılı Kanun ve Uygulama Yönetmeliği* [13] kapsamında izin süreçlerini yürüten, faaliyetleri denetleyen ve görüş oluşturan çok sayıda otorite bulunmaktadır. Jeotermal ile ilgili çalışmaların planlanması, izlenmesi ve değerlendirilmesi çalışmalarının çok sayıda kurum tarafından yapılıyor olması; bu çalışmaların takibini ve işlevini yavaşlatmakta, denetlenmesini zorlaştırmaktadır.

6.6.5.2. Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği

Jeotermal kaynakların aranması ve işletmesi aşamalarında olan çevresel sorunlarla ilgili başvurulmuş temel mevzuat ise Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği [14] ile çevre koruma ve hava-su-toprak kirliliği kontrolüyle ilgili diğer yönetmeliklerdir. Bu yönetmelikler; “*Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği*”, “*Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği*”,

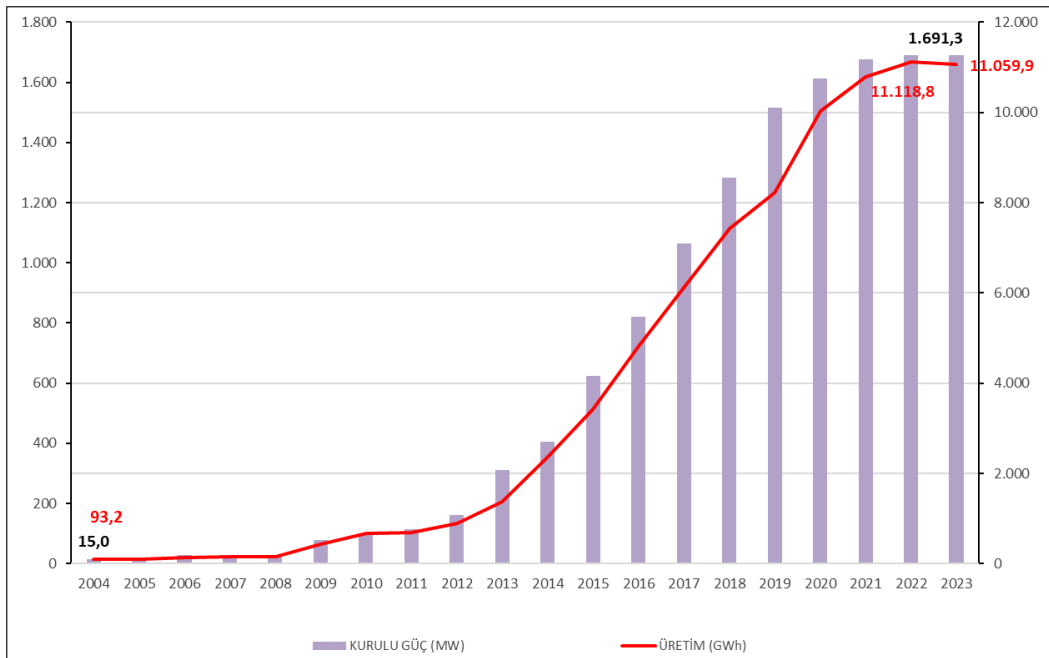
“Hava Kalitesi Değerlendirme ve Yönetimi Yönetmeliği”, “Koku Oluşturan Emisyonların Kontrolü Hakkında Yönetmelik”, “Çevresel Gürültünün Değerlendirilmesi ve Yönetimi Yönetmeliği” olarak sıralanabilir. Ancak, söz konusu yönetmelikler de jeotermal kaynak kullanımı açısından sorunludur. Çevre koruma ve kirlilik yönetmeliklerinde, jeotermalle ilgili hususlar ya hiç yer almamakta, ya da eğer yer almış ise yeterli kapsamda olmamaktadır [1]. Çünkü söz konusu yönetmeliklerdeki kirliliğe ilişkin limit değerler gelişmiş ülke standartlarının çok üstündedir. Bu durum, ülkemizdeki jeotermal üretimin negatif etkileri olarak karşımıza çıkmaktadır.

Ayrıca, uluslararası uygulamalara göre, jeotermal enerji santrali projeleri için, Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) kapsamında bir kapasite alt sınırı mevcut değildir. Türkiye’de ise mevcut uygulamaya göre ısı gücü 5 MWe’ın altında olan projeler ÇED Yönetmeliğinden muaf tutulmuştur ve kapsamlı bir değerlendirmeye tabi değildir. Oysaki 5 MWe altındaki projelerde de ısı gücü yüksek projelerdeki süreçlerin aynısı yaşandığından, muştur (Şekil 6.6.5, 6.6.6), [15, 16].

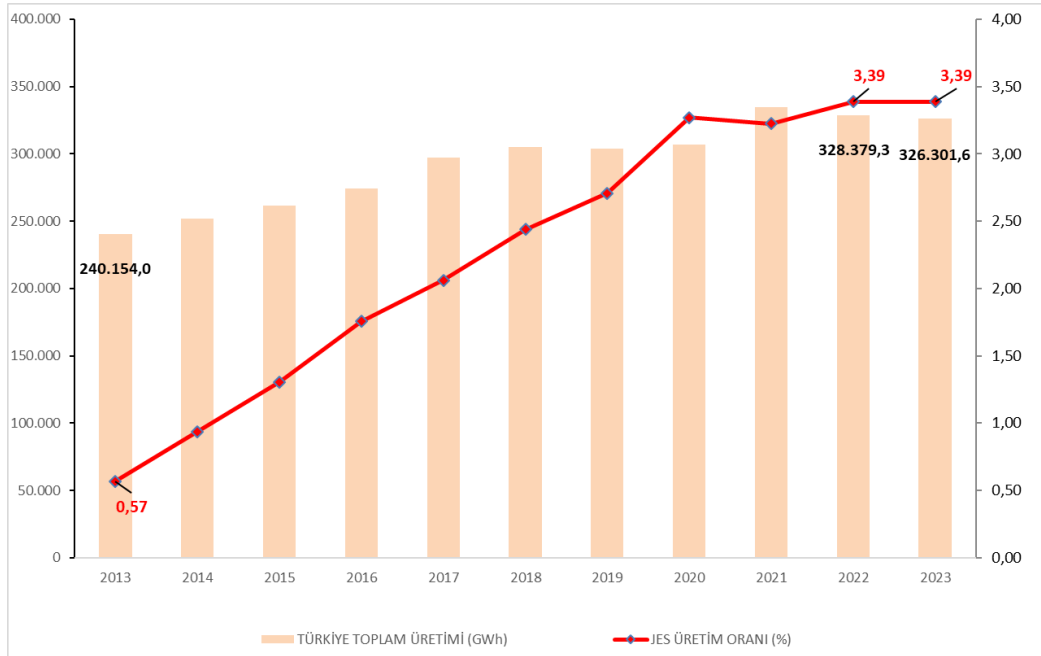
düşük kapasiteli santrallerde de potansiyel çevresel ve sosyal etkiler mevcuttur ve ne yazık ki projeye özel değerlendirme yapılmadan yatırıma izin verilmektedir. Çevresel ve sosyal mevzuatlardaki boşluklardan biri de, *Projeden Etkilenen Kişilerle (PEK)* ilgili olarak yeterli paydaş katılımının göz önünde bulundurulmaması ve bir şikâyet giderme, izleme ve değerlendirme mekanizmasının mevcut olmamasıdır. Her ne kadar proje alanında yasa gereği halkı bilgilendirme toplantıları yapılmakta ise de, çoğunlukla yöre halkının tepkisiyle karşılaşılan bu toplantılardaki şikâyet ve talepler idari otorite ve yönetsel kurumlarda karşılığını bulmamaktadır.

6.6.6 JEOTERMAL ELEKTRİK SANTRALLARI GERÇEĞİ

Ülkemizdeki tüm JES’ler EPDK’dan lisanslıdır. TEİAŞ verilerine göre JES’lerden 2022 yılında 1691,3 MW kurulu güç ile 11.118,8 GWh, 2023’de aynı kurulu güç ile (kesin olmayan geçici verilere göre) 11.056,0 GWh elektrik enerjisi üretilmiştir. Her iki yılda da JES’lerden üretim Türkiye toplam elektrik üretiminin %3,39’u ol-



Şekil 6.6.5 JES’lerin Yıllara Göre Kurulu Güç ve Üretimleri (2004-2023) [15, 16]
2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri esas alınmıştır.



Şekil 6.6.6 Toplam Elektrik Üretimi ve Jeotermal Enerji Santrallerinin Üretimdeki Payları (%)
2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri kullanılmıştır [15, 16].

EPDK raporlarına YEKDEM kapsamındaki JES'lerde 2022 yılında 1.557 MW kurulu güç ile 8.550 GWh, 2023 yılında 1.524 MW kurulu güç ile 9.303 GWh, elektrik üretilmiştir. 2024 Nihai-YEK listesinde 1.310 MWe kapasitede JES yer almıştır. YEKDEM kapsamındaki jeotermal enerji santrallerinin 2012-2023 döneminde kurulu güç ve üretimlerinin yıllık gelişimi Tablo 6.6.1'de verilmiştir.

Tablo 6.6.1 YEKDEM Kapsamındaki JES'lerin Gelişimi [15, 16, 17]

	TÜRKİYE JEOTERMAL ENERJİ SANTRALLERİNİN TÜMÜ		YEKDEM KAPSAMINDAKİ JEOTERMAL ENERJİ SANTRALLARI		YEKDEM KAPSAMINDAKİ JES'lerin TÜM JES'lere ORANI	
	İŞLETMEDEKİ KURULU GÜÇ (MW)	ÜRETİM (GWh)	İŞLETMEDEKİ KURULU GÜÇ (MW)	ÜRETİM (GWh)	İŞLETMEDEKİ KURULU GÜÇ (%)	ÜRETİM (%)
2012	162	899	72	487	44,6	54,2
2013	311	1.364	140	858	45,2	62,9
2014	405	2.364	228	1.437	56,3	60,8
2015	624	3.418	390	2.711	62,5	79,3
2016	821	4.819	599	3.707	73,0	76,9
2017	1.064	6.122	752	4.503	70,7	73,6
2018	1.283	7.431	997	5.968	77,7	80,3
2019	1.515	8.230	1.253	6.997	82,7	85,0
2020	1.613	10.028	1.404	7.817	87,0	78,0
2021	1.676	10.793	1.462	8.277	87,2	76,7
2022	1.691	11.119	1.557	8.550	92,1	76,9
2023	1.691	11.060	1.524	9.303	90,1	84,1

YEKDEM ile özel firmalarca üretilen elektrik enerjisine yüksek fiyatla alım garantisi verilmesi ve denetimsizlik, şirketlerin iştahını kabartmış ve bir yandan doğayı-çevreyi olumsuz yönde etkileyen ve ülkenin diğer zenginliklerini göz ardı eden bazı yatırımlara sebep olurken, diğer yandan yurttaşların elektrik faturalarını şişirmiştir. Özel sermaye çıkarlarını gözeterek uygulama, yatırımcı firmaların yanı sıra, yabancı ekipman üreticilerinin ve finans kurumlarının da eklemelerine yağ sürmüştür. Ekipman tedarikçileri, fiyatlarını maliyet esasına göre değil, teşvik fiyatından yola çıkarak belirlemiştir [1].

Resmî Gazete'de 30 Ocak 2021 tarihinde yayımlanan Cumhurbaşkanı Kararı [18] ile "ödemelerde Türk Lirası'na geçilmesi" için önemli bir karar alınmış olmakla birlikte, kararda JES'ler adına YEKDEM avantajlar devam etmektedir. 30 Haziran 2021 tarihine kadar işletmeye girecek olan YEK belgeli elektrik üretim tesislerine 10 yıl süresince, işletmeye girdiği tarihten itibaren (yerli aksam oranına göre) kilovatsaat başına 7,3 cent/kWh ile 13,3 cent/kWh Amerikan Doları üzerinden yapılan ödemeler devam etmekte olup; yeni Cumhurbaşkanı Kararına göre; 1 Temmuz 2021 ile 31 Aralık 2025 arasında işletmeye girecek jeotermal tesislere Türk Lirası ödemede kilovatsaat başına 54 kuruş baz değer olacak, bu bedel 3'er aylık dönemlerde ÜFE-TÜFE oranları ve döviz kurlarındaki değişimler dikkate alınarak güncellenecektir.¹

Söz konusu karar nedeniyle, dolara endeksli YEKDEM teşviklerinin son uygulama tarihi olan 30 Haziran 2021 tarihine kadar JES yatırımları hızlanmış, devam eden yatırımların bile kısmi kapasiteyle de olsa işletmeye alınması gündeme gelmiştir.

YEKDEM ödemelerinin hesaplamasında ÜFE-TÜFE oranları ve döviz kurlarındaki değişimler kullanıldığından, 2022 yılında TÜİK verilerine

¹ YEKDEM mevzuatının, kapsamdaki santrallerin sayı, kurulu güç, üretimlerinin ve yapılan ödemelerin yıllar içindeki gelişimi raporumuzun 6.8 nolu bölümünde yer almaktadır.

göre ÜFE %61,14, TÜFE %114,97 olarak gerçekleşmesi ve döviz kurlarındaki önlenemez artış nedeniyle uygulama için içinden çıkılmaz bir hal almıştır [19].

Resmî Gazete'de 1 Mayıs 2023 tarihinde yayımlanan Cumhurbaşkanı Kararı [20] ile YEKDEM uygulanacak fiyatlar ve süreler ile TL bazında fiyatları güncellenmiş olup, karara göre mekanizmadan yararlanmak için 01 Temmuz 2021 tarihinden 31 Aralık 2030 tarihinde kadar devreye girme şartı bulunmaktadır. Yeni güncellemeye göre, jeotermal enerjiye dayalı enerji üretimi için TL bazında garantili alım fiyatı aylık olarak güncellenecektir. Ayrıca ABD Doları bazında taban ve tavan fiyat uygulaması getirilmiştir. Alım fiyatı kWh başına 9,5 ABD Doları-sent'ten az 11,5 ABD Doları-sent'ten fazla olmayacaktır. Destek mekanizması uygulama süresi 15 yıl olacaktır.

6.6.7 SONUÇ

Ülkemizdeki santrallerin toplam teknik kapasiteleri, gerçekleşen genel üretimin çok üzerindedir. Yıllar içinde abartılı talep tahminleri ve plansız bir şekilde yapılan yatırımlarla, ihtiyacın çok üzerinde kurulu güç ve üretim kapasitesi tesis edilmiştir. YEKDEM uygulamasıyla fazla ödemelerin yapıldığı JES üretimleri ise Türkiye için kritik önemde olmayıp 2023 yılında ülkemizin elektrik üretiminde JES'lerin payı yukarıda belirtildiği gibi sadece %3,4'dür. Bu nedenle, jeotermal kaynaklarımızın enerji dışı alanlarda kullanılması, olumsuz çevresel etkilerinin azaltılması, sürdürülebilirliğinin sağlanması ve kaynak kullanımında kamu yararının gözetilmesi, daha akılcı olacaktır.

Jeotermal kaynakların aranması, kullanımı ve işletilmesine ilişkin mevzuattaki yetersizliklerin giderilmesi, mevzuatın bilimsel ve teknik gereklere uygun olarak dünya ölçeğine çekilmesi; arama ve işletme aşamasındaki mevzuata aykırı uygulamaların denetlenmesi ve engellenmesi ile aykırılıklara devam eden mevcut işletmelerin ruhsatlarının iptal edilmesi, santrallerin

çevresel etkilerinin bütüncül biçimde saptanarak değerlendirilmesi ve en aza indirilmesi için gerekli işlemlerin yapılması, tüm bu aşamalarda eksik olan kamu denetiminin tam anlamıyla sağlanması gerekir.

Ülkemizde jeotermal enerji santrallerinin yoğunlaştığı, rant uğruna plansız, programsız ve denetimsiz yatırımlarla, doğası, çevresi, tarımı, insan sağlığı ve sosyal hayatı katledilen bölge, Ege Bölgesidir. 2500 yıl önce, “*Bizim yeryüzünde bildiğimiz en yüksek gökyüzünün altı ve en güzel iklimin bulunduğu yer*” diye anlatır Ege’yi “tarihin babası” Herodot. Bu güzelliği yok etmek insanlık suçudur.

KAYNAKÇA

1. TMMOB JES Komisyonu. 2021. Büyük Menderes Havzasında Jeotermal Enerji Santralleri Gerçeği ve Aydın İlinde Kurulu JES’lerin Çevresel Etkileri. ISBN: 978-605-01-1397-6, TMMOB Yayını, Ankara.
2. TÜBA Jeotermal Enerji Teknolojileri Raporu. Kasım 2020. Türkiye Bilimler Akademisi Yayınları, TÜBA Raporları No: 41 Editörler: Prof. Dr. İbrahim DİNÇER Doç. Dr. Mehmet Akif EZAN.
3. Türkiye’de Jeotermal Kaynakların Kümülatif Etki Değerlendirmesi Raporu. (Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD) ile Çevre ve Şehircilik Bakanlığının ortak projesi). Aralık 2020.
4. Kılıç, F. Ç., Kılıç, M. K. 2013. “Jeotermal Enerji ve Türkiye,” Mühendis ve Makina, cilt 54, sayı 639, s. 45-56.
5. <https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergy-top-10-geothermal-countries-2023-power-generation-capacity/> son erişim tarihi: 15/01/2024.
6. TJD Türkiye Jeotermal Derneği, Ocak 2024. Yerli, Milli, Yenilenebilir, Temiz Enerji Kaynağımız Jeotermalin Türkiye Potansiyeli, Kullanım Alanları, Teşvik ve Diğer Önerilerimiz. TJD Yayını, 41 s.
7. Akkuş İ., Akıllı, H., CEYHAN, S., ÖZÇELİK, N., 2005. Türkiye Jeotermal Kaynaklar Envanteri. MTA Genel Müdürlüğü Envanter Serisi 201, Ankara.
8. Akkuş, İ. 2017. “Neden jeotermal enerji? Türkiye için önemi, hedefler ve beklentiler,” Mavi Gezegen Dergisi, 23, 25-39.
9. Akkuş, İ., 2020. “Jeotermal Sektöründe Durum” Yasal Düzenleme ve İdari Yapılanmanın Gerekliliği,” Jeoloji Mühendisleri Odası. Jeo Dergi, 14, 44-54.
10. Mertoğlu O. 2020. TÜBA–Jeotermal Enerji Teknolojileri Çalıştay ve Paneli, “Dünyada ve Türkiye’de Jeotermal uygulamalar ve Teknolojiler”, Sunum Dokümanları ve Notları, Afyon Kocatepe Üniversitesi, Afyonkarahisar, 19–21 Şubat 2020.
11. Maden Tetkik Arama (MTA) Genel Müdürlüğü. (<https://www.mta.gov.tr/v3.0/arastirmalar/jeotermal-enerji-arastirmalari>), Erişim tarihi: 20.07.2021.
12. 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu, 2007. Resmî Gazete Tarihi: 13.06.2007 Resmî Gazete Sayısı: 26551.
13. Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu Uygulama Yönetmeliği, 2007. Resmî Gazete Tarihi:11.12.2007 Resmî Gazete Sayısı: 26727.
14. Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği, 2014. Resmî Gazete Tarihi: 25.11.2014 Resmî Gazete Sayısı: 29186.
15. TEİAŞ <https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>
16. TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf
17. EPİAŞ Şeffaflık Platformu verileri.
18. 1/7/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyat ve sürelerin güncellenmesine ilişkin karar. Resmî Gazete Tarihi: 30.01.2021 Resmî Gazete Sayısı: 31380.
19. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Yurt-Ici-Uretici-Fiyat-Endeksi-Mart-2022-45852> Son erişim tarihi:15.03.2024.
20. 1/7/2021 tarihinden 31/12/2030 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyat ve sürelerin güncellenmesine ilişkin karar. Resmî Gazete Tarihi: 01.05.2023, Resmî Gazete Sayısı: 32177.

6.7 TÜRKİYE BİYOENERJİ İSTATİSTİKLERİ VE GENEL DURUM

Bülent İLLEEZ

Makina Yüksek Mühendisi

6.7.1 GİRİŞ

ETKB 2022 yılı Ulusal Enerji Denge Tablosu verilerine göre Türkiye biyokütle enerji ürünleri arzı (Biyoenjeri ve Atıklar) 15.687.891 ton olarak gerçekleşmiştir. Tamamen yerli üretim olan bu arzın 4.250.000 tonu yakacak odun, 11.252.510 tonu atıklar (Katı Biyokütle, Belediye Atıkları, Endüstriyel Atıklar, Ömrünü Tamamlamış Lastik, Piroolitik Yağ, Arıtma Çamuru), 185,381 tonu ise biyoyakıtlar olarak görülmektedir.

Yakacak odunlardan 1.360.000 ton eşdeğer petrol (TEP) enerji elde edilmiş olup tamamı konutlarda ısı olarak kullanılmıştır. Konut ısıtmasında ayrıca 1.229.060 ton atıklardan da 282.264 TEP'lik enerji kullanılmıştır.

Biyoyakıtlardan ise 159.613 TEP enerji elde edilmiş olup tamamı sıvı biyoyakıt olarak karayollarında taşıtlarda kullanılmıştır.

Türkiye de 2022 yılı Katı Biyokütle, Belediye Atıkları, Endüstriyel Atıklar, Ömrünü Tamamlamış Lastik, Piroolitik Yağ, Arıtma Çamuru olmak üzere 8.811.441 ton atıklardan elde edilen toplam enerji miktarı ise 2.993.168 TEP olmuştur.

Bu atıkların 6.876.450 tonu Çevrim ve Enerji Sektöründe kullanılmış ve 1.581.584 TEP Isı ve Elektrik üretilmiştir. Çevrim ve Enerji Sektöründeki ısı üretim miktarı ise sadece 669 TEP'dir.

Biyoenjeri ve Atıkların 8.811.441 tonu diğer sektörlerde kullanılmış olup 2022 yılı biyokütle nihai enerji tüketiminin 1.360.000 TEP'i yakacak odun; 1.411.584 TEP Atıklar ve 159.613 TEP'i biyoyakıtlar olmak üzere, toplamda 2.931.197 TEP olarak gerçekleşmiştir. Sanayi sektöründe 3.147.000 ton yakacak odun ve biyoyakıtlar çıktıktan sonra kalan atıklar olarak ifade edilen biyokütlenin tamamı kullanılarak 1.128.895 TEP'lik enerji tüketilmiştir. Geriye kalan 1.229.060 ton atıklardan elde edilen 282.684 TEP enerji ise konutlarda tüketilmiştir.

Tablo 6.7.1 2022 Yılı Türkiye Sanayi (İmalat) Sektörü Biyokütle Kullanımı

Sanayi ve İmalat Ürünleri	Atık Miktarı (ton)	Enerji (TEP)	Oran (%)
Çimento Ürünleri	1.898.870	688.426	60,98
Ağaç ve Ürünleri	1.051.270	380.560	33,71
Gıda Ürünleri	68.970	24.829	2,20
Tekstil Ürünleri	52.930	12.174	1,08
Kağıt Ürünlerinin İmalatı	27.030	8.947	0,79
Mobilya İmalatı	13.610	3.130	0,28
Makine, Elektrik, Elektronik Ürünlerin İmalatı	8.130	2.211	0,20
Fabrikasyon Metal Ürünleri İmalatı	6.870	2.271	0,20
Kimyasal Ürünlerin	5.850	1.824	0,16
Demir Çelik	4.930	1.819	0,16
Kauçuk, Plastik Ürünlerin İmalatı	4.600	1.592	0,14

2022 yılında sanayi sektöründe tüketilen enerji miktarları ise; %61 oranla Çimento Ürünleri imalatında 1.898.870 ton atık 688.426 TEP enerji; %34 oranla Ağaç ve Ürünleri İmalatında 1.051.270 ton atık 380.560 TEP enerji; %2 oranla Gıda Ürünleri imalatında 68.970 ton atık 24.829 TEP enerji; %1 oranla Tekstil Ürünleri İmalatında 52.930 ton atık 12.174 TEP enerji tüketilmiştir[1].

6.7.2 BİYOENERJİ ARZI

Küresel olarak 2020 yılında yerel biyokütle arzı 1.373,36 milyon ton eşdeğer petrol (MTEP) (57,5 EJ) olarak gerçekleşmiştir. Dünya genelinde bu yerel arzın %86'sı odun talaşı, odun pelletleri ve yakacak odun gibi geleneksel biyokütle kaynakları da dahil olmak üzere katı biyokütle kaynaklarından sağlanmıştır. 2022 yılı küresel biyoenjeri arzının sıvı biyoyakıtlar %7, belediye ve endüstriyel atık sektörleri %2-3, biyogaz ise %2'sini oluşturmaktadır.

Tablo 6.7.2 Kaynaklarına Göre Küresel Biyoenerji Arzı (MTEP) [2]

Yıllar	Toplam Biyoenerji	Belediye Atıkları	Endüstriyel Atıklar	Katı Biyoyakıtlar	Biyogaz	Sıvı Biyoyakıtlar
	(MTEP)	(MTEP)	(MTEP)	(MTEP)	(MTEP)	(MTEP)
2000	1.022,26	17,67	11,7	964,94	6,69	20,54
2005	1.096,30	22,45	10,75	1.015,10	11,94	35,11
2010	1.222,89	27,71	18,39	1.077,19	20,06	79,3
2015	1.316,04	32,96	21,26	1.120,19	31,05	112,74
2016	1.349,48	34,15	24,6	1.175,12	31,29	85,03
2017	1.327,98	34,63	25,56	1.151,24	31,77	87,18
2018	1.330,61	34,63	27,23	1.139,29	33,68	95,78
2019	1.357,12	34,63	27,23	1.158,40	34,15	102,70
2020	1.373,36	35,11	28,42	1177,51	34,87	96,97

Biyoenerji: Biyoenerji, endüstriyel atıklar, belediye atıkları, birincil katı biyoyakıtlar, biyogaz, biyoetanol, biyodizel, diğer sıvı biyoyakıtlar ve odun kömürü vb. toplamına eşittir.

Belediye Atıkları: Belediye atıkları, ısı ve/veya güç üretmek için doğrudan yakılan ürünlerden oluşur ve evlerde, sanayide, hastanelerde ve üçüncül sektörde üretilen ve yerel makamlar tarafından belirli tesislerde yakılmak üzere toplanan atıklardan oluşur. Belediye atıkları yenilenebilir ve yenilenemez olarak ikiye ayrılmaktadır.

Endüstriyel Atık: Yenilenemeyen kökenli endüstriyel atık, ısı ve/veya güç üretmek için genellikle özel tesislerde doğrudan yakılan katı ve sıvı ürünlerden (örneğin lastikler) oluşur. Yenilenebilir endüstriyel atıklar buraya dahil değildir ancak katı biyoyakıtlar, biyogazlar veya sıvı biyoyakıtlar dahildir.

Katı Biyoyakıtlar: Birincil katı biyoyakıtlar, doğrudan yakıt olarak kullanılan veya yanmadan önce başka formlara dönüştürülen herhangi bir bitki maddesi olarak tanımlanır. Bu, endüstriyel işlemlerle üretilen veya doğrudan ormancılık ve tarımla sağlanan çok sayıda odunsu malzemeyi kapsar (yakacak odun, ağaç talaşı, ağaç kabuğu, talaş, kara likör olarak da bilinen sülfid sodalı su, hayvansal malzemeler/atıklar ve diğer katı biyoyakıtlar).

Biyogazlar: Biyogazlar, biyokütlenin anaerobik fermantasyonundan ve katı biyokütlenin (atıklardaki biyokütle dahil) gazlaştırılmasından kaynaklanan gazlardır. Anaerobik fermantasyondan elde edilen biyogazlar esas olarak metan ve karbondioksitten oluşur ve çöp gazı, kanalizasyon çamuru gazı ve anaerobik fermantasyondan kaynaklanan diğer biyogazları içerir.

Sıvı Biyoyakıtlar: Sıvı biyoyakıtlar, Biyobenzin, biyodizel ve diğer sıvı biyoyakıtların toplamıdır.

Türkiye'nin 2022 yılında biyokütle enerji arzı yaklaşık 4,5 MTEP olarak gerçekleşmiş olup, Türkiye'deki toplam biyokütle enerji potansiyeli 14,6-34 MTEP arasında değişmektedir. Bu kapsamda Türkiye mevcut biyokütle potansiyelinin %78-%90'ını değerlendirememektedir. Türkiye 2022 yılı toplam nihai enerji tüketimi ise 120 milyon 419 bin 815 TEP olarak gerçekleşmiş ve bu tüketimin 4 milyon 512 bin 781 TEP'lik kısmını %3,5 oran ile biyokütle oluşturmaktadır[1].

Türkiye'de biyokütle enerji (biyoenerji) arzı *Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji Denge tablolarında*, 2010 yılına kadar Yakacak Odun, Hayvansal ve Bitkisel Atıklar olarak; 2010-2018 yılları arası Yakacak Odun, Hayvansal ve Bitkisel Atıklar, Biyoyakıt olarak; 2018 yılından itibaren ise biyoenerji ve atıklar olarak ifade edilmektedir. Biyoenerji ve atıklar "Yakacak Odun, Atıklar ve Biyoyakıt" verilerini, bunun

içerisindeki atıklar ise “Katı Biyokütle, Evsel Atıklar (Belediye Atıkları), Endüstriyel Atıklar ile ÖTL, Piroolitik Yağ ve Arıtma Çamuru” verilerini kapsamaktadır.

Tablo 6.7.3 Kaynaklarına Göre Türkiye Biyoenerji Arzı (TEP) [3]

Yıllar	Biyoenerji ve Atıklar (TEP)	Yakacak Odun (TEP)	Hay. Bit. Atık (TEP)	Biyoyakıt (TEP)
2000	6.457.000	5.081.000	1.376.000	
2005	5.325.000	4.146.000	1.179.000	
2010	4.489.000	3.392.000	1.091.000	6.000
2014	3.250.000	2.162.000	1.007.000	81.000
2015	2.944.680	1.811.400	1.005.840	127.440
Yıllar	Biyoenerji ve Atıklar	Yakacak Odun	Atıklar	Biyoyakıt
2018	3.013.622	971.367	1.883.306	158.949
2019	3.157.197	1.045.791	1.936.595	174.811
2020	3.396.326	1.151.933	2.122.794	121.598
2021	4.098.520	1.190.879	2.678,426	229.215
2022	4.512.781	1.360.000	2.993.168	159.613

6.7.2.1 Yakacak odun

2022 yılında dünya genelinde 1,9 milyar m³ odun yakıtı üretilmiş olup Afrika ve Asya, her biri %37'lik paylarla üretimin çoğunu oluşturmaktadır.

Tablo 6.7.4 Küresel Yakacak Odun Üretimi (milyon m³) [2]

Yıl	Dünya	Afrika	Amerika Kıtaları	Asya	Avrupa	Okyanusya
2000	1.795	551	314	808	109	13
2005	1.825	600	300	792	123	11
2010	1.864	644	290	764	155	11
2015	1.901	679	307	735	169	10
2020	1.928	713	328	708	169	10
2021	1.948	720	340	705	174	10
2022	1.966	720	350	704	183	10

Türkiye enerji olarak 2022 yılı sonunda yakacak odun ile sadece konutlar için 4 milyon 250 bin TEP enerji tüketilmiştir.

Tablo 6.7.5 Türkiye Odun Üretim Programı ve Gerçekleşmeler [4]

	Birim	2019	2020	2021	2022	2023	
						Program	Gerçekleşme
Dikili Damga	M ³	28.662.997	31.699.680	36.133.585	34.159.056	32.000.000	28.922.837
Endüstriyel Odun	M ³	22.113.249	24.751.066	27.735.268	25.480.940	25.600.000	22.606.763
Yakacak Odun	Ster	5.589.798	5.396.680	5.487.368	6.128.791	4.375.000	5.166.656
Üretim Gideri (Asli)	Bin TL	1.745.463	2.307.046	2.782.658	5.911.995		13.304.294

Türkiye'de 2023 yılında ise 4 milyon 375 bin ster yani 3 milyon 281 bin 250 metre küp yakacak odun üretilmesi planlanmış ancak 5 milyon 166 bin 656 ster yani 3 milyon 874 bin 992 metreküp yakacak odun üretimi gerçekleşmiştir.

Türkiye'de odun yakıtı üretimi çok önemli değişimler olmasa da 2012 yılında 4,82 milyon m³ iken 2017 yılında 3,767'ye düşmüş 2022 yılında 4,6 milyon m³ çıkmıştır. 2022 yılı olarak bu arz dünya üretim arzının %0,23, Asya üretiminin %0,65'ine, Avrupa üretiminin %2,51'ine karşılık Okyanusya ülkelerinin ise %46'sına karşılık gelmektedir.

Türkiye'de 2012 yıllarına kadar yakacak odun tüketiminin azalmasının kullanıcı nüfusunun azalması, doğalgazın kullanımının yaygınlaşması ve daha tasarruflu ısıtma ve pişirme ürünlerin yaygınlaşması ile ilişkilendirilmektedir. Dolayısıyla kendi içinde dönüşen bir tüketim gerçekleşmektedir [5]. Yakacak odun üretim ve tüketimindeki düşüş, toplam enerji tüketimindeki artışın etkisiyle 2022 yılı itibarıyla tekrar 2012 seviyelerini aşmıştır [6]. Bugün gelinen durum o zamandan başlayan klasik biyokütle kullanımından modern biyokütle kullanımına bir ölçüde geçişi de ifade etmektedir.

**Şekil 6.7.1** Türkiye Endüstriyel Odun ve Yakacak Odun Miktarları

6.7.2.2 Odun peletler

Biyokütle enerji kaynakları arasında yer alan pelet; talaş, ağaç yongaları, ağaç kabukları, tarımsal ürün atıkları gibi maddelerin öğütüldükten sonra yüksek basınç altında sıkıştırılması sonucu elde edilen genellikle 6-8 mm çapında ve uzunluğu 40 milimetreye kadar çıkabilen doğal bir yakıttır ve katı yakıt olarak ısınma ve sanayi amaçlı yakma sistemlerinde kullanılabilir.

Dünya genelinde 2022 yılında 46,4 milyon ton pelet üretileceği tahmin edilmektedir. Bu üretim içerisinde Avrupa %55'lik payla dünya odun peleti üretiminin çoğunluğunu gerçekleştirmekte olup %31 ile Amerika Kıtaları takip etmektedir.

Türkiye'nin sahip olduğu coğrafi konum, çok çeşitli niteliklere sahiptir. Bu anlamda Türkiye aynı zamanda orman varlığı ve çeşitliliği açısından da öne çıkan bir ülkedir. *Tarım ve Orman Bakanlığı* 2023 verilerine göre, Türkiye, 78 milyon hektar alana (ha) sahiptir ve bu alanın yaklaşık %30'u (23,4 milyon ha) da orman alanlarına karşılık gelmektedir.

Tablo 6.7.6 Küresel Odun Pelet Üretimi (milyon m³) [2]

Yıl	Dünya	Afrika	Amerika Kıtaları	Asya	Avrupa	Okyanusya
2012	18.1	0.09	5.10	0.30	12.5	0.03
2013	21.2	0.04	6.65	0.62	13.9	0.03
2014	25.1	0.04	7.96	1.72	15.2	0.14
2015	27.4	0.03	8.76	2.04	16.4	0.15
2016	29.3	0.04	9.49	2.59	17.0	0.16
2017	33.4	0.06	10.4	3.52	19.2	0.25
2018	37.6	0.07	11.3	5.58	20.5	0.21
2020	43.2	0.07	13.0	5.67	24.3	0.15
2021	44.5	0.07	13.2	6.31	24.8	0.17
2022	46.4	0.07	14.3	6.37	25.6	0.17

Tablo 6.7.7 Türkiye Orman Alanlarının Farklı Envanter Yıllarına Göre Durumu [4]

Envanter Yılı	Orman Formu	Normal Orman		Boşluklu Kapalı Orman		Toplam	
		Hektar	Yüzde	Hektar	Yüzde	Hektar	Yüzde
1973	Koru	6.176.899	30,58	4.757.708	23,55	10.934.607	54,13
	Baltalık	2.679.558	13,27	6.585.131	32,60	9.264.689	45,87
	Toplam	8.856.457	43,85	11.342.839	56,15	20.199.296	100,00
2012	Koru	10.281.728	47,43	6.978.864	32,19	17.260.592	79,62
	Baltalık	1.276.940	5,89	3.140.602	14,49	4.417.542	20,38
	Toplam	11.558.668	53,32	10.119.466	46,68	21.678.134	100,00
2015	Koru	11.919.061	53,35	7.700.657	34,47	19.619.718	87,81
	Baltalık	785.087	3,51	1.938.130	8,67	2.723.217	12,19
	Toplam	12.704.148	56,86	9.638.787	43,14	22.342.935	100,00
2023	Koru	13.357.492	57,17	9.010.253	38,57	22.367.745	95,74
	Baltalık	351.480	1,50	643.846	2,76	995.326	4,26
	Toplam	13.708.972	58,68	9.654.099	41,32	23.363.071	100,00

Türkiye'nin odun peleti potansiyeli ile ilgili yapılan bir çalışmada, *Orman Genel Müdürlüğü (OGM)* verilerine göre her yıl yaklaşık 3 milyon ton üretim atığı olduğu ve bu atıklardan 1,8 milyon ton odun peleti üretilebileceği değerlendirilmiş ve piyasa değerinin de 274 milyon dolar olarak hesaplanmıştır [7].

Türkiye İhracatçılar Meclisi (TİM) 2021 verilerine göre, mobilya, kağıt ve orman ürünleri ihracatının toplam ihracat içindeki payı %3 civarında (yaklaşık 7 milyar dolar) gerçekleşmiştir. Sektör içinde yalnızca pelet ihracatı geçen yıl 1,7 milyon dolar iken 2022'de (ocak-eylül döneminde) yaklaşık 15,5 milyon dolar olmuştur. Bu dönemde pelet ihracatının bu denli yükselmesinin sebebi olarak Rusya-Ukray-

na Savaşı sebebiyle Avrupa'da ortaya çıkan enerji güvenliği kaygıları olarak değerlendirilmektedir. Buna rağmen genel manada orman endüstrisi ve özelde ise pelet ihracatı anlamında Türkiye, potansiyelinin oldukça gerisindedir.

Tabii bu durum iç pazar itibarıyla da Türkiye'nin gerek üretim gerek tüketim bazında sahip olduğu potansiyele oranla yetersiz durumdadır. Bunun yanında hammaddeye erişim/yakınlık faktörüne bağlı olarak Türkiye pelet üretimi orman varlığına bağlı bir yayılım göstermektedir. Bu kapsamda Türkiye pelet üretimi konusunda orman varlıkları kapsamında kayda değer bir hammadde kaynağına sahip olmasına rağmen üretim ve kullanım yeterli düzeyde değildir ancak sahip olduğu potansiyel odun peleti üretimi ile kullanımı hatta ihracatı için önemli fırsatlar sunmaktadır. [8]

6.7.2.3 Odun kömürü

Odun kömürü, dünya çapında önemli miktarlarda üretilen bir diğer önemli biyoenerji sektörüdür. 2022 yılında küresel olarak yaklaşık 55 milyon ton odun kömürü üretilmiş olup küresel üretimin %70'i Afrika'da gerçekleşmiştir.

Tablo 6.7.8 Küresel Odun Kömürü Üretimi (milyon ton) [2]

Yıl	Dünya	Afrika	Amerika Kıtaları	Asya	Avrupa	Okyanusya
2000	36,7	20,2	9,7	6,54	0,3	0,04
2005	43,9	24,4	10,9	8,01	0,51	0,03
2010	46,5	28,5	8,9	8,54	0,57	0,04
2015	51,2	32,1	9,4	9,05	0,58	0,04
2020	52,9	35,1	10,1	8,02	0,62	0,04
2021	54,8	36,1	10,1	8,04	0,5	0,04
2022	54,9	36,1	6,5	8,04	0,58	0,04

Verilerden de görüleceği gibi odun kömürü, özellikle az gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde önemli bir biyoenerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. Odun kömürü özellikle baltalık ormanlardan elde edilen yakacak niteliğindeki odunsu artıkların havasız bir ortamda özel sistemlerde

ısıtım işlem görmesi sonucu elde edilen yarı yanmış ve kömürleşmiş organik bir üründür.

Ülkemiz ormanlarında yıllık olarak atık odunsu biyokütlenin (kök, dip kütüğü, yonga, talaş, kabuk, dal, yaprak, kozalak ve benzeri) 5–7 milyon ton miktarında olduğu belirtilmektedir. Bu odunsu atıkların odun yakıtları (pelet, briket ve benzeri) ve odun kömürü olarak değerlendirildiğinde hem çevresel hem de özellikle orman içerisinde ve orman çevresinde yaşayan kişilere ve ülke ekonomisine ekonomik açıdan katkı sağlanmış olacaktır.

Ülkemizin sahip olduğu coğrafik konum ve orman varlığı dikkate alındığında yapılan dış ticaret hacminin çok üzerinde bir potansiyele sahip olduğu görülmektedir. 2022 yılı sonu verilerine bakıldığında odun kömürü ihracatında Endonezya ve Çin ilk sıralarda yer almaktadır. Endonezya 193,4 milyon dolar ihracat gerçekleştirirken, Çin 105,9 milyon dolar ihracat gerçekleştirmiştir. En az odun kömürü ihracatı gerçekleştiren ülkeler 2.140 milyon dolar Türkiye ile 7.466 milyon dolar ile Laos olmuştur. Türkiye'nin ihracat rakamı oldukça düşük olmasına karşın özellikle 2017 yılında %232,96 oranında artış göstermiştir. Yapılan bir çalışma ile Endonezya ve Çin'in ihracatları 2011-2020 döneminde sürekli artmaktadır. Vietnam'ın ihracatı 2020 yılında 2011 yılına göre yaklaşık 1664 kat artmıştır. Yapılan başka bir çalışma ile açıklanmış karşılaştırmalı üstünlük yaklaşımı kullanılarak; yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde yer alan odun yakıtları ve odun kömürü ihracatını yapan ülkeler ve Türkiye'nin rekabet konumunun belirlenmesi amaçlanmış ve ülkemizin odun yakıtları ve odun kömürü alanında rekabette oldukça uzak bir görüntüye sahip olduğu; Türkiye yakacak odun ürün grubunda olduğu gibi bu ürün grubunda da 2020-2011 dönemi içinde rekabet gücü bakımından bir gelişme göstermiş olmasına karşın ülkemizin dünya ve Avrupa pazarlarında yer alabilmesi için önemli adımların atılması gerektiği belirtilmiştir [9].

6.7.2.4 Tarımsal ürünler

Tarım, gelecekte biyoenerji kullanımı potansiyelinin artması açısından kilit öneme sahip bir sektördür. Bu sektör, küresel biyokütle arzının yaklaşık %10'unu oluştursa da, sürdürülebilir kriterlerine uygun politikalar ile katkısını artırmak için çok önemli bir potansiyele sahiptir. Başlıca tarımsal ürünlerin dünya çapında rekolteleri açısından değerlendirilerek çeşitli bölgelerdeki düşük rekoltelerin dünya ortalamasına çıkarılması yönünde de ayrı önemli bir potansiyel bulunmaktadır.

Tablo 6.7.9 Temel Tarımsal Ürünlerin Küresel Üretim Miktarları (milyon ton) [2]

Ürün	Dünya	Afrika	Amerika	Asya	Avrupa	Okyanusya	Atık Miktarı ¹	Enerji Eşdeğeri (MTEP) ¹
Arpa	146	6,81	16,3	18,2	89,4	15	110,23	45,91
Ayçiçeği	58,2	2,45	4,69	7	44	0,03	133,86	53,38
Buğday	771	29,2	100	340	269	32,3	757,81	312,09
Çavdar	13,2	0,1	0,87	0,82	11,4	0,03	8,92	4,97
Mısır	1.210	96,6	592	379	142	0,54	1.452,00	600,04
Pirinç	787	37,2	37,7	708	3,78	0,44	1.180,50	422,45
Sorgum	61,4	26,3	23,6	8,69	1,15	1,64	0,00	12,97
Soya	372	4,68	324	31,2	11,6	0,04	558,00	249,15
Şekerpancarı	270	17,5	35,5	36,5	181	0	10,80	12,53
Yulaf	22,6	0,17	5,68	1,18	13,6	1,92	1,51	1,03

Tablo 6.7.10 Türkiye Temel Tarımsal Ürünlerin Üretim Miktarları [10]

Ürün	Üretim Miktarı (ton/yıl)	Atık Miktarı (ton/yıl)	Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl)
Arpa	7.416.963	5.600.000	2.332.270,1
Ayçiçeği	1.949.229	4.483.226	1.787.715
Buğday	20.348.160	20.000.000	8.236.718
Çavdar	379.029	256.000,0	142.713
Çeltik	940.000	1.410.000	504.577
Hayvan Pancarı	92.069	3.683	4.273
Mısır (Dane)	5.700.000	6.840.000,0	2.826.613
Sorgum (Dane)	66.811	4,5	14.116
Soya	140.000	210.000	93.767
Yulaf	3.103.686	208.000	141.939

Türkiye'de iklim koşulları ve tarımsal ürün üretimi nedeniyle tarımsal ürün türlerinin çeşitliliği oldukça fazladır. Gerek tarlada üretim artıkları gerekse büyük miktarlarda meyve üretim artıkları oluşmaktadır. 01 Nisan 2024 tarihinde *Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlasından (BEPA)* alınan verilere göre tarla bitkilerinde 46,3 milyon, bahçe bitkilerinde 22,4 milyon ton; sebzelerde 30 milyon ton ve toplamda ise 171,4 milyon ton üretim gerçekleştirilmiştir [10].

¹ BEPA'dan alınan verilerden elde edilen katsayılar ile hesaplanmıştır.

TÜİK istatistiklerine göre ise Türkiye'nin Tarımsal Üretim miktarları, 2023 yılında tahıllar ve diğer bitkisel ürünlerde 77,7 milyon ton; sebze ve baharat bitkilerinde 27,4 milyon toplamda ton üretim gerçekleşmiştir [11].

BEPA'ya göre toplam bitkisel atık miktarı 62,2 milyon ton olup Bitkisel Atıkların Teorik Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl) 25,4 milyon TEP, Ekonomik Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl) ise 1,5 MTEP olarak belirtilmektedir [10].

Bitkisel üretim miktarları açısından BEPA verilerinin TÜİK verileri ile uyumunun de TMMOB MMO'nun "*Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018*" raporunda bitkisel ürünler için hesaplanan teorik ve gerçek atıklar kullanılabilirlik ve birim ısı değerleri katsayıları ile yapılan enerji eşdeğerleri hesaplamaları ile tarla ürünleri atıkları için yaklaşık 8,5 milyon bahçe bitkileri atıkları için 1,8 milyon olarak hesaplanmaktadır. Bu sonuçlar ise BEPA verileri ile uyum sağlamamaktadır. [12]

Tarla ekimindeki kalıntı miktarı, tarla bitkilerinde 54.036 kiloton, bahçe bitkilerinde ise 4.986 kiloton kuru kütle olarak hesaplanmıştır. Bu biyokütle kalıntılarının teorik enerji potansiyelinin, ekilebilir tarla bitkilerinden sırasıyla 21,7 milyon TEP ve bahçe bitkilerinde ise 2,16 milyon TEP olduğu tahmin edilmiştir. Tarlada daha fazla kalıntı bırakan tarım ürünleri ise sırasıyla buğday samanı, mısır sapı ve arpa sapı ile fındık, zeytin ve üzüm budama artıkları ile ifade edilmektedir. Tarla bitkileri için tarımsal artıkların kullanılabilir enerji potansiyelinin 7,14 milyon TEP ve bahçe bitkileri tarımı için 1,564 milyon TEP düzeylerinde olduğu hesaplanarak tahmin edilmiştir. Bu veriler ise "*Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018*" raporundaki hesaplar ile büyük ölçüde uyum sağlamaktadır. [13]

6.7.2.5 Atıklardan (çöp) enerji

2020 yılında yerel olarak enerji arzı belediye ve endüstriyel atıklardan olmak üzere 63 mil-

yon 294 bin 163 TEP olup, %55'i belediye atıklarından ve geri kalanı ise endüstriyel atıklardan olmuştur.

Tablo 6.7.11 Küresel Atıklardan (Çöp) Yerel Enerji Arzı (TEP) [2]

Yıl	Toplam	Belediye Atıkları	Endüstriyel Atıklar
2000	29.616.891,18	17.674.596,35	11.942.294,83
2005	33.677.271,42	22.929.206,08	10.748.065,35
2010	46.813.795,74	27.944.969,91	18.868.825,83
2015	54.934.556,22	32.960.733,73	21.973.822,49
2020	63.294.162,61	35.110.346,80	28.422.661,70

BEPA'ya göre Türkiye'de Belediye atık miktarının 32 milyon 170 bin 975 ton/yıl olduğu, Teorik Enerji Eşdeğerinin 3 milyon 373 bin TEP/yıl, Ekonomik Enerji Eşdeğerinin 485.858 TEP/yıl olduğu belirtilmektedir [10].

Yapılan bir çalışma ile Türkiye'deki belediye katı atık bertaraf sahalarından temiz enerji üretim kapasitesinin belirlenmesi amaçlanmıştır. Burada ayrıca emisyon azaltım stratejileri ile gelecekteki çöp gazı üretim kapasitesi tahmin edilmeye çalışılmıştır. Azalan emisyon faktörleri IPCC Metodolojisi'ne göre tahmin edilmektedir. Atık bertaraf sahalarından kaynaklanan metan emisyonu, Türkiye'nin yıllar itibarıyla toplam sera gazı emisyonlarının yaklaşık %4'ünü oluşturmaktadır. Bu gazın biyogaz üretmek amacıyla toplanması halinde toplam sera gazı emisyonlarının %4'ü tasarruf edilecek ve atmosfere verilmeyecektir. Toplanan metanın enerji üretimi için yakıt olarak kullanılması, sera gazı emisyonlarını %1,6 oranında daha da azaltacaktır çünkü ülkeler, *Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne (United Nations Framework Convention on Climate Change/ UNFCCC)* göre biyogaz tüketiminden kaynaklanan CO₂ emisyonunu sera gazı envanterine dahil etmek zorunda değildir. Bu sonuçlara dayanarak sera gazı emisyonlarının atmosferik emisyonlarının azaltılması ve bu gazın yeşil enerji üretiminde kullanılması mümkündür. Türkiye'de çöp

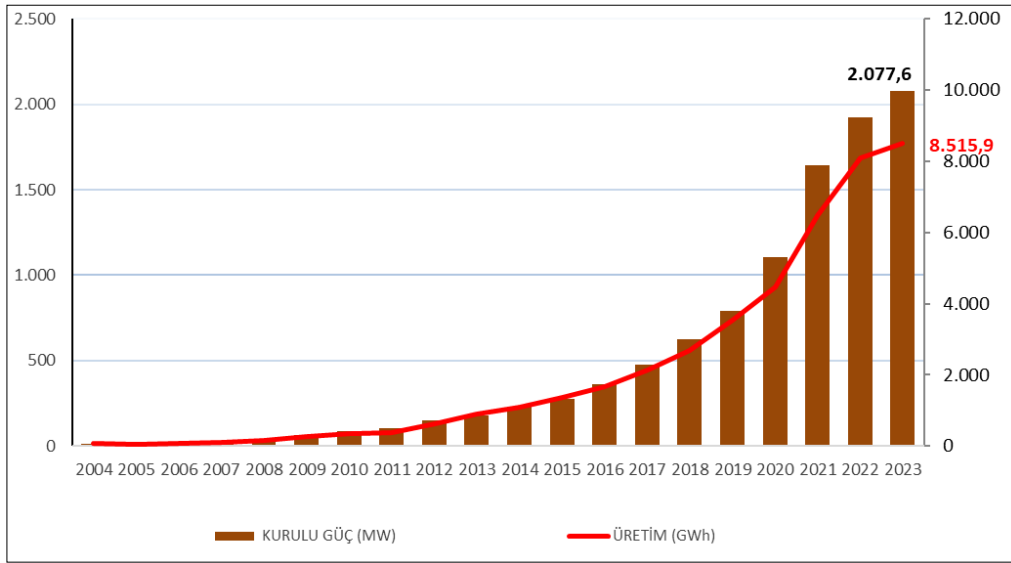
gazlarını kullanarak yenilenebilir enerji üretme potansiyeli çok yüksek olup, bu potansiyel atmosfere sera gazı emisyonlarının azaltılmasında kullanılabilir. Atık bertaraf sahalarının CH_4 üretim kapasitesinin 2030 yılına kadar 5,6 milyon ton/yıl'a çıkması bekleniyor. Bu da çöp gazından 25,4 milyon kWh/yıl elektrik üretilebileceği anlamına gelmektedir. Bu üretim gerçekleşirse Türkiye'de CO_2 emisyonunda 25 milyon tonluk bir azalmaya yol açacak [14].

6.7.3 BİYOKÜTLEDEN ELEKTRİK ÜRETİMİ

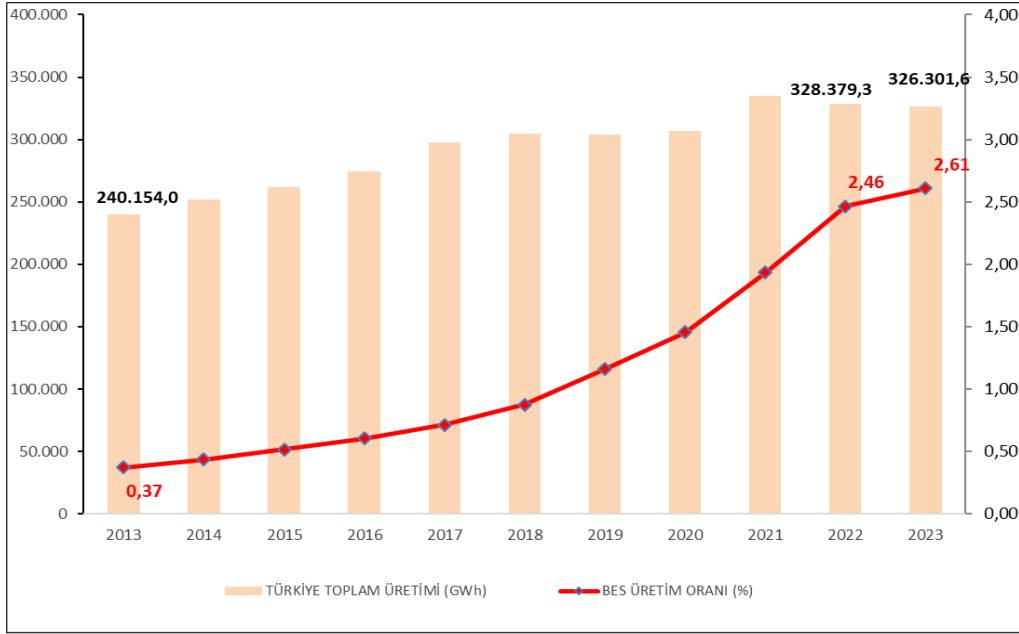
TEİAŞ verilerine göre, Türkiye'de biyokütle elektrik kurulu gücü (atık ısı santralleri hariç) 2021

Aralık ayı sonu itibarıyla toplam 1.647,2 MWe olmuş, 2023 yılsonunda 2.077,6 MWe'ye ulaşmıştır. Bu santrallerden üretilen elektrik ise 2021 yılında 6.467,8 GWh (ülke toplam elektrik üretiminin %1,93'ü) olarak gerçekleşmiş, 2023 yılında geçici verilere göre 8.515,9 GWh ile toplam elektrik üretiminin %2,61'ini sağlamıştır. [15, 16]

2004-2023 döneminde Türkiye'de biyokütle enerjisi santrallerinin (BES) toplam kurulu güç ve elektrik üretimi gelişimi Şekil 6.7.2'de, 2013-2023 döneminde üretimdeki pay oranları Şekil 6.7.3'te görülmektedir.



Şekil 6.7.2 Biyokütle Enerjisi Santrallerinin Yıllara Göre Kurulu Güç ve Üretimleri [15, 16]
2023 yılı için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri esas alınmıştır.



Şekil 6.7.3 Toplam Elektrik Üretimi ve Biyokütle Enerjisi Santrallerinin Üretimdeki Payları (%)
2023 yılı üretimi için TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi geçici verileri kullanılmıştır. [15,16]

2020 yılında dünya genelinde biyokütleden 685 TWh elektrik üretilmiştir. Üretilen tüm biyoenerjinin %69'u katı biyokütle kaynaklarından, %17'si ise belediye ve endüstriyel atıklardan elde edilmiş olup Biyogazın payı %13 olarak gerçekleşmiştir [2].

Tablo 6.7.12 Küresel Biyokütleden Elektrik Enerjisi Üretim Miktarları (TWh) [2]

Yıl	Toplam	Belediye Atıkları	Endüstriyel Atıklar	Katı Biyokütle	Biyogaz	Sıvı Biyoyakıtlar
2000	162	34.5	15.3	99	13.2	-
2005	228	46.5	11.7	146	21.1	1.98
2010	362	62.6	24.3	223	46.8	4.99
2015	509	73.2	26.1	318	83.8	8.25
2020	685	76.7	36.6	471	89.7	10.4

Tablo 6.7.13 Biyokütleden Elektrik Enerjisi Üretimi Kurulu Kapasite [17]

Kap. (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Dünya	84.868	91.095	97.537	106.498	112.091	119.247	125.879	135.539	142.606	150.671
Türkiye	172	221	271	359	472	587	784	1.097	1.583	1.858
Avrasya	1.406	1.628	1.679	1.767	1.887	2.005	2.201	2.515	3.000	3.275

Her ne kadar *Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA)* 2022 yılı verileri Türkiye'nin biyoenerji elektrik üretim kurulu gücü 1.858 MW görünse de *ETKB Enerji Denge Tablosuna* göre Türkiye kurulu gücünün 2.309 MW olduğu ve bu tesislerde 2022 yılı elektrik enerjisi üretim miktarının ise 9.452,57 GWh olarak gerçekleştiği görülmektedir [18].

Asya, 2020'de 276 TWh üretimle küresel olarak üretilen tüm biyoenerjinin %40'ını oluşturmuş ve onu 238 TWh üretimle %35 oran ile Avrupa takip etmektedir. Avrupa, üretimin %64'ünü oluşturan belediye atıklarından üretilen biyoenerjide dünya lideri olurken, Asya %79'luk küresel payla endüstriyel atıkların elektrik için kullanılmasında lider konumdadır. Biyogazdan elde edilen biyoenerji kapsamında ise Avrupa %75'lik oranla en büyük paya sahiptir [2].

Tablo 6.7.14 2020 Yılı Küresel Düzeyde Biyokütleden Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)[2]

	Belediye Atıkları	Endüstriyel Atıklar	Katı Biyokütle	Biyogaz	Sıvı Biyoyakıtlar	Toplam
Afrika	-	-	2.000	30	-	2.030
Amerika Kıtaları	16.000	4.000	127.000	16.000	1.000	164.000
Asya	12.000	29.000	227.000	5.000	4.000	277.000
Avrupa	49.000	4.000	113.000	68.000	5.000	239.000
Okyanusya	-	-	2.000	2.000	-	4.000
Türkiye ²	5,737				-	5.737

Türkiye'de 2020 yılında Yakacak Odun, Katı Biyokütle Eysel Atıklar (Belediye Atıkları), Endüstriyel Atıklar ile Ömrünü Tamamlamış Lastik olmak üzere Biyoenerji ve Atıklar başlığı altında 11 milyon 925 bin 595 ton biyokütleden 1.485 MW kurulu gücü ile 5 bin 737 GWh (5.736.628 MWh ve 493 bin 293 TEP) elektrik enerjisi, 4 bin 798 TJ (114 bin 598 TEP) TJ ısı enerjisi üretilmiştir. Türkiye'nin toplamda 113 milyon 700 bin 617 TEP olarak gerçekleşen Nihai Enerji Tüketiminin Biyoenerji ve Atıklar olarak tüketimi 2 milyon 617 bin 526 TEP olmuştur. Diğer taraftan EPIAŞ verilerine göre 2020 yılında biyokütleden 4.066 GWh elektrik enerjisi üretilmiştir[18]. *IRENA 2023 yılı Yenilenebilir Enerji Kaynakları İstatistiklerine* göre ise 2020 yılında Türkiye'de biyokütleden elektrik enerjisi üretimi 4.445 GWh olarak gerçekleşmiştir [17].

Tablo 6.7.15 Biyokütle Kaynaklı Elektrik Üretim (GWh) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Avrasya	1.050	1.289	1.455	1.842	2.351	2.884	3.811	5.038	7.039
Türkiye	879	1.083	1.241	1.635	2.096	2.650	3.506	4.445	6.453
Avrupa	159.640	169.270	181.060	183.603	188.234	193.233	200.206	205.900	213.305
Almanya	45.514	48.288	50.236	50.929	50.916	50.794	50.127	50.931	46.911

IRENA haricinde kaynaklar Türkiye için biyokütle enerji kaynaklarından elde edilen enerjiyi Belediye Atıkları, Katı Biyokütle, Diğer Katı Biyokütle, Sıvı Biyoyakıtlar ve Biyogaz olarak ayırıp belirtmemektedir. Ancak *2021 yılı Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji Denge Tablosu* verilerine bakıldığında Türkiye için Biyokütle kaynaklarından elde edilen enerji miktarı 7.779 GWh olarak görülmektedir. EPIAŞ'a göre ise 2021 biyokütle santrallerinden üretilen elektrik enerjisi miktarı ise 5.898 GWh olarak gerçekleşmiştir. 2023 yılı biyokütle kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisi

² Bu veriler ETKB 2020 Yılı Ulusal Enerji Denge Tablosundan elde edilmiştir.

ise 8.122 GWh olmuştur. 2023 yılı YEK listesine göre biyokütle ana kaynak kurulu gücü 1.582 MWm, YEKDEM'e esas Güç ise 2.220 MWe'dir [18].

Tablo 6.7.16 Katı Biyokütle Yenilenebilir Atık Kaynaklı Elektrik Üretim (GWh) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Avrasya	206	240	246	281	568	721	1.190	1.950	2.900
Türkiye	35	34	32	74	313	486	885	1.357	2.314
Avrupa	101.070	106.156	113.902	114.884	119.030	124.792	131.566	136.214	147.163
Almanya	2.553	2.533	2.554	2.579	2.605	2.648	2.682	2.595	2.634

Tablo 6.7.17 Belediye Atıklarından Elektrik Üretim Gücü (MW) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Avrasya	37	37	37	42	45	46	46	98	97	97
Türkiye						1	2	2	54	53 ³
Avrupa	4.197	4.147	4.514	4.778	4.889	5.015	5.099	5.134	5005	5005
Almanya	930	944	962	979	1.004	1.063	1.084	1.024	1.068	1.068

Tablo 6.7.18 Belediye Atıklarından Elektrik Üretim Miktarı (GWh) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Avrasya	134	174	182	175	170	174	213	215	478
Türkiye						11	17	15	284
Avrupa	20.092	21.087	21.934	22.516	23.530	24.182	24.212	24.627	25.451
Almanya	5.416	6.070	5.768	5.930	5.956	6.163	5.806	5.820	5.804

Tablo 6.7.19 Diğer Katı Biyokütle Atıkları Elektrik Üretim Gücü (MW) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Avrasya	1.207	1.380	1.382	1.425	1.456	1.501	1.587	1.704	1.863	2.016
Türkiye	10	10	12	55	83	129	214	332	491	643
Avrupa	15.202	16.362	16.893	17.200	18.058	20.043	20.528	20.476	20.776	20.780
Almanya	1.620	1.582	1.589	1.597	1.598	1.582	1.595	1.568	1.563	1.558

Tablo 6.7.20 Diğer Katı Biyokütle Atıkları Elektrik Üretim Miktarı (GWh) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Avrasya	72	66	64	106	397	547	977	1.735	2.423
Türkiye	35	34	32	74	313	474	868	1.342	2.030
Avrupa	79.525	83.415	90.357	90.760	93.949	99.066	105.624	109.606	120.202
Almanya	10.532	10.747	11.013	10.779	10.623	11.045	11.018	11.288	10.893

ETKB tarafından yayımlanan *Enerji Denge Tablosu* verilerine göre 2021 yılında 266.220 ton sıvı biyoyakıtlar elde edilmiş olup bunun tamamı karayollarında yakıt olarak kullanıldığı görülmektedir. Türkiye'de 2021 yılına kadar biyoyakıt kullanılarak elektrik enerjisi üretildiği görülmemektedir. [18]

³ IRENA'nın ulusal istatistik ofisleri, devlet daireleri, düzenleyiciler ve enerji şirketleri gibi resmi kaynaklardan elde ettiğini ifade ettiği rakamlardır.

Ancak buradan da görüldüğü IRENA verileri sıvı biyoyakıtlar ile ilgili en son 2022 yılı olarak 51 MW kurulu gücü olduğu ve 2022 yılında 56 GWh elektrik üretimi gerçekleştiği ifade edilmektedir.

Tablo 6.7.21 Sıvı Biyoyakıtlar Elektrik Üretim Gücü (MW) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Avrasya		7	7	7	12	19	19	23	51	51
Türkiye		7	7	7	12	19	19	23	51	51 ⁴
Avrupa	1.879	1.797	1.865	1.792	1.813	1.791	2.128	2.104	2081	2.079
Almanya	263	232	232	231	230	230	231	231 ³	230	228 ⁴

Türkiye'nin 2022 yılında da sıvı biyoyakıtlardan elektri enerjisi üretimi *ETKB Enerji Denge Tablosunda* görülmemektedir. Türkiyede 2022 yılında 185.381 ton sıvı yakıt üretilmiş olup önceki yıllarda olduğu gibi bu yakıtlar karayollarında araç yakıtı olarak kullanılmıştır.

Tablo 6.7.22 Sıvı Biyoyakıt Elektrik Üretim Miktarı (GWh) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Avrasya		2	1	1	2	5	22	40	56
Türkiye		2	1	1	2	5	22	40	56
Avrupa	4.383	4.907	5.622	5.318	5.023	4.861	5.167	5.079	4.475
Almanya	288	334	426	490	437	382	330	307	203

Tablo 6.7.23 Biyogaz Elektrik Üretim Gücü (MW) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Avrasya	162	204	253	298	378	440	549	742	988	1.112
Türkiye	162	204	252	297	377	439	548	741	987	1.111
Avrupa	10.120	10.845	11.299	11.776	12.198	12.918	13.336	13.969	13.568	13.667
Almanya	5.148	5.437	5.643	5.850	6.147	6.784	7.081	7.494	6.961	7.020

Türkiye'de 2022 yılı *Enerji Denge Tablosuna* göre biyoenerji kurulu gücü 2.309 MW olup üretilen elektrik enerjisi miktarı da 9.453 GWh olarak gerçekleşmiştir [3].

2021 yılı biyoenerji kurulu gücü ise 2.035 MW olup 7.779 GWh elektrik enerjisi üretilmiştir. Veriler biyogaz tesislerinin biyokütle tesislerinin nerdeyse yarısını oluşturduğunu göstermektedir. BEPA'ya göre biyometanizasyona uygun Belediye Atıkları miktarı yıllık 14.476.938,8 ton olup Biyometanizasyona Uygun Belediye Atıkları Enerji Eşdeğeri yıllık 93.395,7 TEP'tir. Hayvansal atıkların biyometanizasyon olarak ekonomik eşdeğeri 281.501 TEP olarak gösterilmekte olup bitkisel biyometanizasyon miktarı gösterilmemektedir. Ancak Türkiye'nin 2018 yılından beri hayvan sayıları önemli ölçüde değişmemiş olup sadece hayvan atıkları üzerinden yapılan hesaplamada elde edilebilecek katı madde üzerinden yapılan hesaplamalara göre 2–1,8 MTEP enerji eşdeğeri biyometanizasyon potansiyeli çıkmaktadır [12]. Bu enerjiden %40 verimle üretilen elektrik miktarı da 9.302 GWh olacaktır ki buna belediye atıkları ve bitkisel atıklar başta olmak üzere diğer atıklar dahil değildir. Sadece hayvansal atıklar ile elde edilebilecek elektrik enerjisi dahi üretilen elektrikliğin 2 katı kadardır. Bu arada biyogaz tesislerinin tamamında kojenerasyon tesisleri kurulu olup 1.000.000 TEP ka-

4 IRENA tarafından çeşitli farklı veri kaynaklarından tahmin edilen rakamlardır.

dar da ısı üretilmektedir. Bu kapsamda BEPA verileri, TÜİK ve Tarım ve Orman Bakanlığı atık verileri üzerinden gerçekçi yaklaşım ve hesaplamalarla yapılan literatürdeki çalışmalar ile uyuşmamaktadır.

Tablo 6.7.24 Biyogaz Elektrik Üretim Miktarı (GWh) [17]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Avrasya	844	1.047	1.208	1.560	1.781	2.159	2.598	3.047	4.082
Türkiye	844	1.047	1.208	1.560	1.781	2.159	2.598	3.047	4.082
Avrupa	54.187	58.207	61.536	63.401	64.180	63.581	63.473	64.607	61.667
Almanya	29.255	31.086	33.098	33.711	33.789	33.181	32.952	33.498	29.995

Diğer yandan Türkiye, Almanya ile hemen hemen aynı nüfusa, ancak iki katı yüzölçümüne sahip bir ülkedir. Ancak Almanya'nın 2021 yılında biyogazdan ürettiği elektrik miktarı Türkiye'ye göre yaklaşık 7,3 katı daha fazladır. Bu ise aslında Türkiye'nin biyogaz veya biyometan potansiyelini ne kadar az kullandığının bir ölçüsü olarak değerlendirilebilir.

EPIAŞ verilerine göre 2023 yılında biyokütle santrallerinden 8.122 GWh elektrik enerjisi üretilmiştir [18]. TEİAŞ verilerine göre biyokütle santrallerinin kurulu gücü 2023 yılı sonunda 2.078 MW'a ulaşmıştır. YEKDEM kapsamındaki santraller ele alındığında, 2023 YEK listesine göre 285 biyokütle santral mevcut olup ana kaynak kurulu gücü 1.509 MWe dir. Lisans derç edilen yıllık üretim miktarı yani bu tesislerin kaynağına göre mevcut kurulu gücü ile üretebileceği yıllık azami üretim miktarı 16.272 GWh'dir [19]. Bu ise biyokütle tesislerinin tümü tarafından gerçekleştirilen üretimin sadece YEKDEM kapsamına dahil olan santrallerin üretebileceği yıllık azami üretiminin ancak yarısı kadar üretim yapıldığını göstermektedir.

6.7.4 BİYOENERJİDE GENEL DURUM

Fosil yakıtlar, küresel olarak olduğu gibi Türkiye'de toplam birincil enerji arzının %80 kadarını oluşturarak enerji arzında halen baskın bir konuma sahiptir. Güneş, rüzgar, hidro, biyokütle ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji teknolojileri toplam yakıt tüketiminin yalnızca küresel olarak %15 kadarını oluşturmaktadır ve bu kaynaklar ile büyük ölçüde elektrik enerjisi

üretilmektedir. Emisyonu olmayan elektrik enerjisi kullanımı ise Türkiye için de, küresel olarak da toplam enerji tüketiminin sadece ortalama %17 kadarını oluşturmaktadır. Üstelik elektrik sektöründe hidroelektrik ve biyokütle önemli katkılarıyla güneş ve rüzgar enerjisinde elektrik üretimindeki artışın etkisiyle yenilenebilir kaynaklar küresel elektrik üretiminin yaklaşık %40 kadarını karşılamış olmasına rağmen kömür ve doğalgaz, dünya elektriğinin neredeyse %60'ını üretmektedir. Diğer yandan yenilenebilir enerji kaynakları ısıtma, ulaştırma ve sanayi alanlarında katı, sıvı, gaz olarak birincil enerji kaynağı olan kömür, ham petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıtlara neredeyse hiç alternatif olamadığı için küresel ısınma tehdidine rağmen azaltılması gerekirken aksine artış göstermektedir. Sadece 2021 yılında birincil enerji arzı, COVID19 salgınının etkileri nedeniyle bir önceki yıla göre %0,4'lük küçük bir düşüş göstermiştir. Sonuç olarak mevcut durumda küresel enerji talebindeki büyüme devam ederken artan enerji ihtiyacının karşılanması için "çoğunlukla 'gelecek nesillerin kendi ihtiyaçlarını karşılama yeteneğinden ödün vermeden bugünün ihtiyaçlarını karşılamak' olarak tanımlandığı şekliyle sürdürülebilir değildir.

Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından genellikle elektrik enerjisi üretmek için kullanılabilirken biyokütleden elde edilen enerji olarak tarif edilen biyoenerji elektrik, ısı, katı, gaz ve sıvı yakıtlar dahil olmak üzere birçok biçimde enerji sağlamak için kullanılabilir. Katı biyoenerji ve evlerde ve endüstriyel tesislerde enerji ve ısı için yakılan biyogazlardan arabalarda, ge-

milerde ve uçaklarda kullanılan sıvı biyoyakıtlara kadar kullanılabilmesi bağlamlarda ve sektörlerde esneklik vardır. Daha doğrusu biyokütle enerjisi yani biyoenerji ile büyük ölçüde mevcut altyapıdan faydalanılabilmektedir. Örneğin biyometan, mevcut doğalgaz boru hatlarında ve son kullanıcı ekipmanlarında kullanılabilirken, birçok sıvı biyoyakıt, mevcut petrol dağıtım ağlarında ve yalnızca küçük değişikliklerle araçlarda kullanılabilir. Üstelik biyoenerjinin ayrıca topluma, ekonomiye ve çevreye pek çok faydası vardır. Bunlar arasında karbon dengelerinin iyileştirilmesi, küresel iklim değişikliğinin hafifletilmesi, istihdam yaratılması, ekonomik kalkınmanın artırılması, enerji maliyetinin azaltılması, yerel enerji güvenliği, borçların azaltılması ve yerli teknolojinin kullanılması yer almaktadır. Bu nedenle de biyoenerji fosil yakıtların yerini alma potansiyeli en yüksek, en önemli yenilenebilir enerji seçeneklerinden biri olarak ortaya çıkmaktadır ve özellikle klasik biyoenerjinin terk edilmesi modern biyoenerjinin üretimi ve kullanımındaki büyüme ise küresel enerji geçişi için düşük karbonlu net sıfır emisyon senaryoları ile kritik öneme sahip olacaktır. [20]

Biyoenerji şu anda, geleneksel biyokütle kullanımını da dahil edildiğinde, dünya çapında yenilenebilir enerji kullanımında üçte iki gibi bir oranla en büyük paya sahiptir. Ayrıca modern biyoenerjinin enerji geçişinde önemli bir rolü vardır. IRENA'nın 1,5°C Senaryosu, 2050 yılına kadar toplam birincil enerji arzının dörtte birini veya nihai enerji talebinin %17'sini oluşturabileceğini öne sürülmektedir. Fakat pek çok teknolojinin mevcut olmasına ve biyokütle ile sıvı biyoyakıtların modern kullanımının bazı böl-

gelerde önemli ölçüde artmasına rağmen, biyoenerjinin mevcut kullanımı, enerji geçişini gerçekleştirmek için olması gerekenin çok altında kalmaktadır. Aynı zamanda, milyarlarca insan hâlâ yemek pişirme ve ısınma için biyokütle geleneksel ve verimsiz kullanımına mahkum durumda. Tabii ki bu durum insan sağlığı ve cinsiyet eşitsizliğini etkilemekte olup, birçok alanda ormansızlaşmaya yol açmakta ve dolayısı ile iklim değişikliğini olumsuz yönde katkıda bulunmaktadır. Bu nedenle modern biyoenerjinin tüm nihai kullanımlarda önemli ölçüde artması gerekecektir ancak kabul edilebilir olması için biyokütle hammaddesinin de sürdürülebilir bir şekilde üretilmesi gerekmektedir. [21]

Biyoenerji, bitkiler tarafından fotosentez yoluyla emilen karbonu içeren, biyokütle olarak bilinen organik materyalden üretilir. Bu biyokütle enerji üretmek için kullanıldığında özellikle yanma sırasında karbon açığa çıkar ve atmosfere geri döner. Daha fazla biyokütle üretildikçe eşdeğer miktarda karbon emilir ve bu da modern biyoenerjiyi neredeyse sıfır emisyonlu bir yakıt haline getirir. Biyokütle kullanımında öncelikle gıda ve insan sağlığı dikkate alınıp atıkların değerlendirildiği de dikkate alındığı bu kapsamda biyoenerji temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı kabul edilmektedir. Buna rağmen biyoenerji kullanımının birçok pozitif etki potansiyeline karşılık birçok da negatif etki potansiyeli vardır (Tablo 6.7.25). Bu nedenle biyoenerji kaynakları yönetiminin sadece enerji tabanlı değerlendirilmesi gibi sürdürülemez bir temelde yapılması gibi uygulamalar yarar sağlayacağı yerde birçok çevresel ve sosyo-ekonomik sorunlar yaratabilmektedir.

Tablo 6.7.25 Biyoenerji Sürdürülebilirliğine İlişkin Potansiyel Hususlar [21]

Potansiyel Negatif Etkiler		Potansiyel Pozitif Etkiler
<ul style="list-style-type: none"> Arazi kullanımını değişikliğinden kaynaklanan emisyonlar Tedarik zincirinden kaynaklanan emisyon 	Sera Gazı Emisyonları	<ul style="list-style-type: none"> Fosil yakıtların değiştirilmesi ile emisyon azaltımları Karbon Yakalama Giderme ve Depolamalı Biyoenerji Sistemleri aracılığıyla net sıfır emisyon Depolama alanlarından ve atık akışlarından yakalama yoluyla metan emisyonlarının azaltılması
<ul style="list-style-type: none"> Biyokütle yanmasından kaynaklanan hava kirliliği Biyoçeşitlilik kaybı veya istilacı türler Artan su tüketimi Azalan su kalitesi Azalan toprak kalitesi Ormansızlaşma 	Çevresel Hususlar	<ul style="list-style-type: none"> Arazi restorasyonu İyileştirilmiş ormancılık yönetimi İyileştirilmiş atık yönetimi Geliştirilmiş toprak kalitesi Geliştirilmiş su kalitesi
<ul style="list-style-type: none"> Toprak için gıda rekabeti Küçük çiftçilerin geçim kaynaklarına yönelik tehditler Yüksek maliyetli Karbon Yakalama Giderme ve Depolamalı Biyoenerji Sistemleri 	Sosyo-Ekonomik Hususlar	<ul style="list-style-type: none"> İyileştirilmiş halk sağlığı Modern enerji hizmetlerine erişim Geliştirilmiş enerji güvenliği İş yaratma Tarım ve ormancılık artıklarından elde edilen ek gelir Geliştirilmiş toplumsal cinsiyet eşitliği

Bununla birlikte biyoenerjinin enerji geçişindeki kullanımının ve etkinliğinin artırılması oldukça zordur ve mevcut durumda da istenilen düzeyde ve şekilde kullanıldığı söylenemez. Çünkü özellikle politika yapımcılar için biyoenerji, diğer yenilenebilir enerji türlerinin çoğundan çok daha geniş bir yelpazedeki paydaşları ve konuları kapsayan karmaşık bir alandır. Tarım, ormancılık, çevre koruma ve atık yönetimi gibi diğer birçok sektörle etkileşim içindedir ve tedarik zinciri düzgün yönetilmezse doğrudan veya potansiyel olarak olumsuz etkileri olabilir. Biyoenerji tedarik zincirinin ve dağıtımının potansiyel sürdürülebilirlik riskleri arazi kullanımı, hava kirliliği, su ve toprak kalitesi, biyolojik çeşitlilik, gıda tedarikiyle rekabet ve yerli topluluklar ve küçük çiftçiler üzerindeki etkilerle bağlantılıdır.

Bu nedenle sürdürülebilirlik dünya genelinde tüm alternatif enerji kaynakları için de geçerli olan kriterdir ve biyoenerji için özellikle önemlidir. Bu kapsamda da dünya genelinde biyo-

kütle hammaddeleri başta olmak üzere tedarik zinciri boyunca biyoenerjinin sürdürülebilirliğinin sağlanması, biyoenerji politikası oluşturmanın en temel unsuru olmalıdır.

Dünya ve Türkiye için biyoenerji üretim sistemlerinin sürdürülebilirliğini, dolayısı ile çevreye duyarlı, sosyal açıdan faydalı ve ekonomik açıdan uygulanabilir yönetimini sağlayacak sertifikasyon programlarının oluşturulması belki de en uygun ve olası bir strateji olacaktır. Bu sayede biyokütle üreticilerinin küresel olduğu kadar AB pazarında da pozisyon elde etmesi veya güvence altına alınması için bir ön koşul haline gelebilecektir.

Avrupa Birliği (AB) üye ülkeleri başta olmak üzere biyokütle üretimini etkileyecek daha çok içsel nitelikte kurallar ve sertifikasyon çalışmaları bulunmaktadır. Bu nedenle de, sürdürülebilir biyokütleyle yönelik sertifikasyon programlarının geliştirilmesinde önemli bir konu ise, hali hazırda

mevcut olan veya başlatılmakta olan birçok farklı girişimin uyumlaştırılması olarak görülmektedir. Genel olarak da biyoenerjiye yönelik üç temel ilke benimsenmektedir:

- Biyokütle çevreye duyarlı bir şekilde üretilecektir. Çevreye duyarlı kriterler ise kimyasalların kullanımı; orman/arazi yönetim planlaması; orman/arazi izleme; biyolojik çeşitliliğin korunması; yüksek ekolojik değere sahip alanların korunması; toprağın korunması ve erozyonun önlenmesi; su kalitesinin korunması veya artırılması ve hasat sonrasında yenilenmesi kriterleridir.
- Sosyal sermayenin sürdürülebilir yönetimi sağlanmalıdır. Bu kapsamda yerli/yerel halkın geleneklerinin ve geleneksel haklarının tanınması ve bunlara saygı gösterilmesi; çalışanların sağlık ve güvenliğinin korunması; orman yönetimi planlaması, orman operasyonları ve/veya orman sonuçları hakkında halkın farkındalığını artırmak için bilgilerin sağlanması; belirli tarihi, kültürel veya manevi değere sahip alanların ve çocuk haklarının korunması kriterlerinin karşılanması gerekmektedir.
- Biyokütle üretimi ekonomik açıdan da uygun olmalıdır. Bu kapsamda ise operasyonların ekonomik sürdürülebilirliğinin sürdürülmesi veya geliştirilmesi kriterleri bulunmaktadır [22].

Bu kapsamda dünya genelinde birçok gelişme kaydedilmekte olup özellikle AB, Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Hindistan biyoenerjiyi destekleyen önemli politikaları benimsemiş veya genişletmektedir.

Mart 2023'te AB, *Yenilenebilir Enerji Direktifi'nin (RED III)* güncellenmesi konusunda Konsey ile Parlamento arasında geçici bir anlaşmaya varmıştır. Anlaşma, ulusal öncelikleri de hesaba katarak "kademeli" ilkesini uygulayarak biyokütle enerji amaçlı kullanımına ilişkin sürdürülebilirlik kriterlerinin güçlendirilmesini içermektedir. Avrupa Birliği ayrıca 2022'de 2030 yılına kadar yıllık 35 milyar metreküp bi-

yometan üretimine ulaşma hedefini belirlemiş olup (bugünkü 3,5 milyar metreküp olan üretimi artırmak üzere) bu hedefi desteklemeye yardımcı olmak için Eylül 2022'de Biyometan Sanayi Ortaklığı başlatmıştır.

ABD, 2022 yılında, sürdürülebilir havacılık yakıtları ve kimyasallar üretmek için ABD'de sürdürülebilir biyokütle ve atık kaynaklarının kullanımının artırılması da dahil olmak üzere, biyoenerji değer zinciri boyunca çeşitli adımlara fon sağlayan *Enflasyon Azaltma Yasası* kapsamında gelişmiş gübreler de dahil olmak üzere biyomateryallerin geliştirilmesi ve dönüşüm teknolojileri de dahil olmak üzere bu sektörlerdeki yeniliklerin teşvik edilmesine yönelik önemli yeni finansmanları açıklamıştır.

Hindistan, yerli katı ve gazlı biyogaz üretimini ve kullanımını desteklemek için 2022'deki Biyokütle Programını 2026'ya kadar genişletmiştir.

Avustralya, 2022 yılında, elektrik üretimi için yerli orman odununun yakılmasını yenilenebilir enerji hedeflerinin dışında bırakmaya karar vererek 2015 yılında aldığı kararı tersine çevirmiştir ve böylece biyoenerji kaynaklarının sürdürülebilir bir şekilde tedarik edilmesini sağlamaya yardımcı olmaktadır [23].

İstatistiklerden ve gelişmelerden görüldüğü gibi Türkiye, biyoenerji potansiyelini büyük ölçüde değerlendirememektedir. Tarım, ormancılık, çevre, gibi birçok alanı kapsayan biyoenerji için sadece enerji amaçlı kullanım dışında kapsayıcı bir politikasının ve eylem planının olmadığı görülmektedir. Bu nedenle Türkiye'nin de biyoenerji kapsamında gelişmelere paralel olarak sürdürülebilirlik kapsamında biyoenerji politikalarını yeniden düzenlemesi, biyoenerji kapasitesini en üst düzeyde kullanacak şekilde düzenlediği birçok alanın kapsandığı yeni politikalar kapsamında hedeflerini belirleyip, eylem planlarını oluşturarak biran önce uygulamaya geçmesi gerektiği değerlendirilmektedir.

KAYNAKÇA

1. ETKB 2022 yılı Enerji Denge Tablosu Erişim Tarihi: 01.04.2024.
2. World Bioenergy Association, Global Bioenergy Statistics (2023 10th Edition) Syf. 22, 25.
3. ETKB 2010-2022 yılı Ulusal Enerji Denge Tablolarından derlenmiştir. <https://enerji.gov.tr/eigm-raporlari>, Son Erişim Tarihi: 01.04.2024.
4. T.C. Tarım ve Orman Bakanlığı Orman Genel Müdürlüğü "2023 Yılı İdare Faaliyet Raporu", Şubat 2024, Syf. 28.
5. Yıldırım H.T., Nisan 2010, "Türkiye'de Odun Üretim-Tüketim İlişkilerinin Ormancılık Politikası Açısından İrdelenmesi", Orman Mühendisliği Anabilim Dalı Ormancılık Politikası ve Yönetimi Programı Doktora Tezi.
6. Alagöz E., MANAP Reis G., Aydın S., Onur M., 2023, "Çevresel Göstergeler" Syf.12, Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, ISBN: 978-625-7076-62-3 Yayın No: 58.
7. Toksoy, D., Çolak, S., Bayramoğlu M.M. (2020). Türkiye'nin Biyokütle Enerji Potansiyeli Üzerine Bir Araştırma: Odun Peleti Örneği. Anadolu Çev. ve Hay. Dergisi, 5(5), 867-871.
8. Oral M, "Biyokütle Enerjisi Kullanımında Türkiye İçin Önemli Bir Fırsat: Odun Peleti", Aralık 2022, Sosyal Bilimlerde Seçme Konular Bölüm 7.
9. Akyüz K. C., Ersen N., Akyüz İ., "Odun Kömürü ve Odun Yakıtları Alanında Türkiye'nin Dünya Rekabetindeki Konumu", 2022, Artvin Çoruh Üniversitesi Orman Fakültesi Dergisi ISSN: 2146-1880, e-ISSN: 2146-698X Yıl: 2022, Cilt: 23, Sayı: 1, Sayfa: 180-189.
10. <https://bepa.enerji.gov.tr/> BEPA Erişim Tarihi 01.04.2024.
11. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Bitkisel-Uretim-Istatistikleri-2023-49535> TÜİK, Erişim Tarihi 01.04.2024.
12. TMMOB Makina Mühendisleri Odası "Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018" Nisan 2018, Yayın No: MMO/691 Syf. 402-403.
13. Avcıoğlu A.O., Dayıoğlu M.A., Türker U., "Assessment of the energy potential of agricultural biomass residues in Turkey", 2019, Renewable Energy, Volume 138, Syf. 610-619, ISSN 0960-1481.
14. Can A., Karabuk University, Mechanical Engineering Department, "The statistical modeling of potential biogas production capacity from solid waste disposal sites in Turkey", 2020, Journal of Cleaner Production 243 (2020) 118501.
15. TEİAŞ <https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>
16. TEİAŞ Yük Tevzi Bilgi Sistemi https://ytbs-bilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf
17. IRENA Renewable Energy Statistics 2023, www.irena.org/statistics, Erişim tarihi 23.03.2024.
18. EPIAŞ Şeffaflık Platformu, <https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/electricity-generation/ex-post-generation/real-time-generation>, Erişim Tarihi: 01.04.2024.
19. EPDK nihai YEK Listeleri <https://www.epdk.gov.tr/Detay/lcerik/5-12885/2023-yili-nihai-yek-listesi> Erişim Tarihi: 01.04.2024.
20. Ladanai S. Vinterbäck J., "Biomass for Energy versus Food and Feed, Land Use Analyses and Water Supply", 2010, SLU, Swedish University Energy and Technology, Rapport (Institutionen energi och teknik, SLU) ISSN 1654-9406 2010: 022.
21. IRENA (2022), Bioenergy for the energy transition: Ensuring sustainability and overcoming barriers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-451-6.
22. Ladanai S. Vinterbäck J., "Certification Criteria for Sustainable Biomass for Energy", SLU, Swedish University of Agricultural Science Department of Energy and Technology, Rapport (Institutionen energi och teknik, SLU), ISSN 1654-9406 2010: 026.
23. IEA Biyoenerji Programları <https://www.iea.org/energy-system/renewables/bioenergy#programmes> Erişim Tarihi: 10.04.2024.

6.8 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINDAN ELEKTRİK ÜRETİMİNİ DESTEKLEME MEKANİZMASI (YEKDEM)

Yusuf BAYRAK

Matematikçi

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ile, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerine ilişkin üretim lisansı sahibi tüzel kişiler ile lisanssız elektrik üretimi yapan elektrik üretim tesislerinin desteklenmesi amacıyla bir mekanizma (YEKDEM) oluşturulmuştur.

YEKDEM sisteminden faydalanabilecek üretim tesisleri, bu kanunda tanımlandığı üzere rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynaklarıdır. Kanun'a uygun destek mekanizmaları ancak beş buçuk yıl sonra belirlenmiştir.

Yürürlükte olan yasal düzenlemede sürekli olarak değişiklikler yapılmış olup her defasında oldukça yüksek miktarda teşvikler verilmeye devam edilmiştir. 5346 sayılı Kanun'un yürürlüğe

girdiği 18.05.2005 tarihinden sonra işletmeye girmiş ve son değişikliğe göre 2020 yılı (COVID 19 nedeniyle yapılan düzenlemeyle 2021 Haziran ayı) sonuna kadar işletmeye girecek olan hidrolik ve rüzgâr kaynakları için 7,3 sent/kWh, jeotermal kaynağı için 10,5 sent/kWh, güneş ve biyokütle kaynakları için 13,3 sent/kWh satın alma fiyatı belirlenmiştir. Kanun ile tanımlanan teşviklerden yararlanma süresi 10 yıl ile sınırlandırılmıştır. Ayrıca lisanslı tesislerde kullanılan ve aynı kanun ekinde tanımlanan yerli üretim aksamaların kullanıldığı tesisler için işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl süre ile ek teşvikler tanımlanmıştır.¹

30 Ocak 2021 tarih ve 31380 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan 3453 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı ile 01.07.2021 tarihinden 31.12.2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyatlar belirlenmiştir. Bu dönemde yeni işletmeye girecek tesisler için uygulanacak destekleme fiyatları Tablo 6.8.1'de gösterilmiştir.

Tablo 6.8.1 Türk Lirası Olarak Belirlenen YEKDEM Destekleri

Üretim Kaynağı	YEKDEM Fiyatı (kuruş/kWh)	YEKDEM Yararlanma Süresi (Yıl)	Ekipman Yerli Katkı Fiyatı (kuruş/kWh)	Ekipman Yerli Katkı Süresi (Yıl)
Hidrolik	40,00	10	8,00	5
Rüzgâr	32,00	10	8,00	5
Jeotermal	54,00	10	8,00	5
Güneş	32,00	10	8,00	5
Biyokütle	Çöp Gazı/Atık Lastik İşleme	32,00	8,00	5
	Biyometanizasyon	54,00	8,00	5
	Termal Bertaraf	50,00	8,00	5

¹ 2023 yılı öncesi gelişmeler, MMO Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018, 2020 ve 2022 Oda Raporlarında daha detaylı olarak ele alınmıştır.

3453 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararında ayrıca 01.07.2021 tarihinden itibaren işletmeye girecek YEK Belgesi üretim tesisleri için Tablo 6.8.1'de gösterilen YEKDEM Fiyatları 01.01.2021 tarihinden itibaren her yıl üç aylık dönemlerde Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında güncellenecektir. Güncellenen dönem fiyatı hesaplanırken bir önceki dönem fiyat ile dönemlere ilişkin Üretici Fiyat Endeksi (ÜFE) ile Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE) artışlarının her birinin %26'sı, Merkez Bankası tarafından yayımlanan günlük ABD Doları ve Avro artışlarının her birinin %24'ü toplanarak, bir önceki dönem YEKDEM fiyatına eklenecektir. Ancak güncellenen yeni dönem fiyatı aşağıda gösterilen tavan fiyatı geçmeyecektir.

Tablo 6.8.2 YEKDEM Güncelleme Tavan Fiyatı

Üretim Kaynağı		Güncelleme Tavan Fiyatı (ABD cent/kWh)
Hidrolik		6,40
Rüzgâr		5,10
Jeotermal		8,60
Güneş		5,10
Biyokütle	Çöp Gazı/Atık Lastik İşleme	5,10
	Biyometanizasyon	8,60
	Termal Bertaraf	8,00

Ekonomide yaşanan olumsuzlukların ardından 01.05.2023 günü Resmî Gazete'de yayımlanan 7189 Sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı ile bir önceki kararın süresi dolmadan 01.07.2021-31.12.2030 döneminde devreye (alınan ve) alınacak olan santraller için 01.05.2023 tarihinden itibaren uygulanacak baz fiyatlar güncellenmiştir. "Yerli fiyat" uygulamasına devam edilmesine rağmen, fiyat güncellemesinin ÜFE, TÜFE, ABD doları kuru ve Avro kuru değişimlerini esas alan bir formülle birer aylık dönemlerle yapılacağı ilan edilmiştir. Ayrıca Dolar-cent/kWh bazlı tavan fiyatın yanı sıra taban fiyat değeri belirlenmiştir.

Tablo 6.8.3 En Son YEKDEM Destekleri

		YEKDEM UYGULAMA FİYATI (Kuruş/kWh)	YEKDEM UYGULAMA SÜRESİ (Yıl)	YEKDEM TABAN FİYATI (Dolar-sent /kWh)	YEKDEM TAVAN FİYAT (Dolar-sent/kWh)	YERLİ KATKI UYGULAMA FİYATI (Kuruş/kWh)	YERLİ KATKI UYGULAMA SÜRESİ (Yıl)
HİDROELEKTRİK	REZERVUARLI	144,00	10	6,75	8,25	28,80	5
	NEHİR TİPİ	135,00	10	6,30	7,70	28,80	5
RÜZGÂR	KARASAL	106,00	10	4,95	6,95	28,80	5
	DENİZ ÜSTÜ	144,00	10	6,75	8,25	38,45	5
JEOTERMAL		202,00	15	9,45	11,55	28,80	5
BİYOKÜTLE	ÇÖP GAZI / ATIK	106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
	BİYOMETANİZASYON	173,00	10	8,10	9,90	28,80	5
	TARIMSAL ATIK	134,90	10	5,75	8,00	21,58	5
GÜNEŞ		106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
RÜZGÂR+GÜNEŞ		125,00	10	5,85	7,15	38,45	10
PHES		202,00	15	9,45	11,55	38,45	10
DALGA/AKINTI		135,00	10	6,30	7,70	38,45	10

6.8.1 YEKDEM GELİŞİMİ

2011 yılında ilk uygulamanın başlaması ile her yıl bu mekanizmaya katılan santral sayısı ve kapasitesi artmıştır. 2015 yılına kadar katılım görece daha az iken 2015 yılından sonra katılımı çok hızlı artış olmuştur.

6.8.1.1 Santral sayısı

Kaynaklara göre YEKDEM kapsamındaki santrallerin yıllık sayıları Tablo 4'te gösterilmiştir. Tüm yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten santral sayısında artış olmakla birlikte en çok

artışın hidrolik santrallarda olduğu açıkça görülmektedir. 2015 yılında sisteme katılan santral sayısında çok büyük artış olmuştur. 01.10.2013 tarihinde *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik*'in yürürlüğe girmesinin ve aynı yıl (yenilenebilir enerji ekipmanlarının fiyatlarında ciddi düşme eğilimi kendisini göstermesine rağmen) 2015-2020 döneminde önceki alım garantili fiyatların geçerli olacağını ilan edilmesinin bu başvuruların artmasında en önemli etken olduğu düşünülmektedir.

Tablo 6.8.4 Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Santrallerin Yıllık Sayıları [1]

Santral Sayısı														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hidroelektrik	4	44	19	40	126	388	418	447	463	461	449	426	315	254
Kanal	3	43	19	39	125	337	365	390	404	405	385	359	273	218
Rezervuar	1	1	0	1	1	51	53	57	59	56	64	67	42	36
Jeotermal	4	4	6	9	14	20	29	37	45	49	52	57	55	51
GeoTermal	4	4	6	9	14	20	29	37	45	49	52	57	55	51
Rüzgar	9	22	12	21	60	106	141	151	160	165	203	224	196	170
Rüzgar	9	22	12	21	60	106	141	151	160	165	203	224	196	170
Güneş	0	0	12	0	0	0	2	3	9	17	32	36	36	36
Fotovoltaik	0	0	12	0	0	0	2	3	9	17	32	36	36	36
Biyokütle	3	8	16	20	34	42	57	70	100	126	191	293	285	273
Atık	0	0	2	4	10	13	21	30	44	66	120	225	234	226
Biyogaz	1	0	1	3	7	7	4	5	7			63		
Çöp	2	8	13	13	17	22	32	35	49	60	71	4	50	47
Enerji Bitkisi	0	0	0	0	0	0	0	0	0			1	1	
Genel Toplam	20	78	65	90	234	556	647	708	777	818	927	1.036	887	784

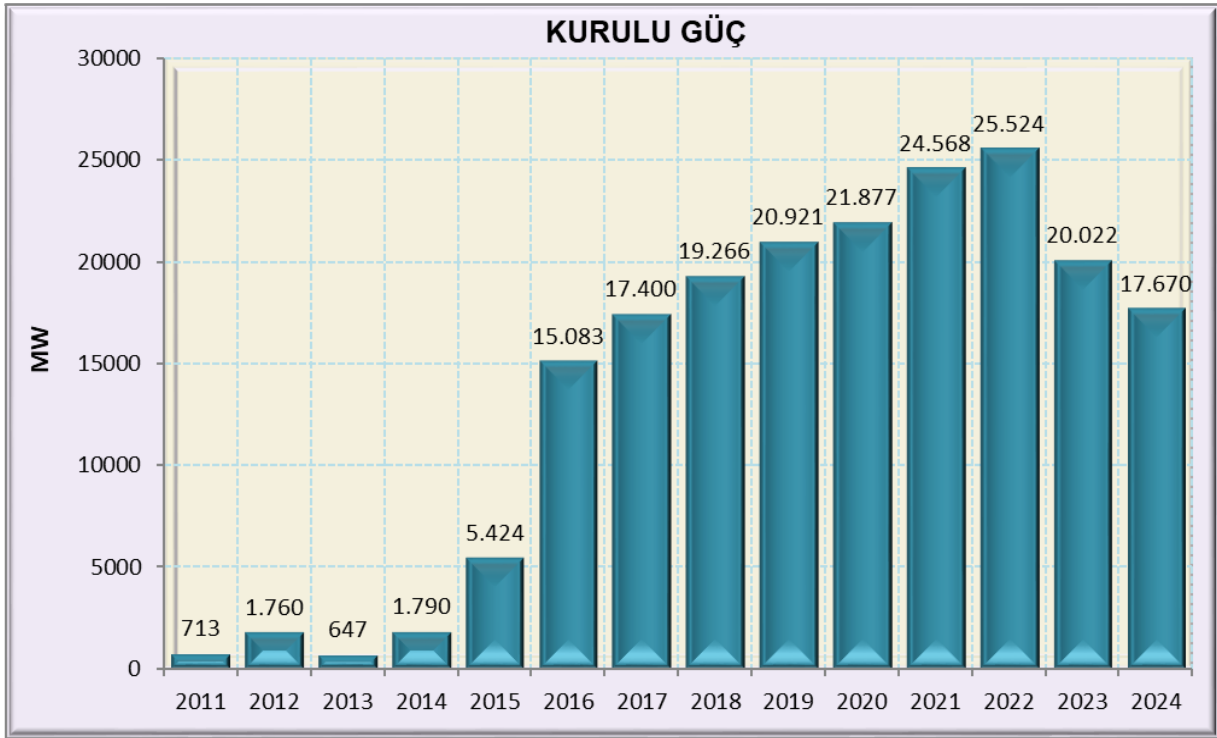
YEKDEM katılımcısı santral sayısı 2016 yılında 500'ün üzerine çıkmış ve 2022 yılında 1036'ya ulaşmıştır. Destekten yararlanma süresi biten santrallerin eksilmesi ve 2022 yılından itibaren destek para biriminin Türk Lirası olarak belirlenmesi nedeniyle başvuru sayısında azalma olması nedeniyle santral sayısı azalmaya başlamıştır. Destekten yararlanmak isteyen santral sayısı 2023 yılında 887 ve 2024 yılında 784 olarak kesinleşmiştir.

6.8.1.2 Kurulu güç

YEKDEM sistemine kayıtlı santrallerin sayısından çok kurulu güç büyüklükleri önemlidir. Çünkü bu santrallere mekanizma kapsamında ödenecek tutarlar, kurulu gücüne bağlı olarak yıl içinde gerçekleştirdikleri üretim miktarına göre yapılmaktadır. 2011 yılında yani ilk uygulama yılında, 713,1 MW olan toplam kapasite, 2022 yılında 25.524 MW büyüklüğüne ulaşmış, ardından yukarıda belirtilen nedenlerle 2024 yılında 17.669,8 MW'a gerilemiştir. (Tablo 6.8.5, Şekil 6.8.1)

Tablo 6.8.5 Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Yıllık Kurulu Güç Gelişimi [1]

Kurulu Güç (MW)														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Hidroelektrik	21,0	929,7	246,2	598,2	2.116,3	9.960,0	11.096,3	11.706,4	12.588,5	12.446,3	13.095,0	11.793,0	7.648,7	6.813,9
Akarsu	8,0	916,6	246,2	569,9	2.092,1	5.557,9	6.012,9	6.210,7	6.269,1	6.246,4	5.488,4	4.882,3	3.537,9	2.816,7
Rezervuar	13,0	13,0	0,0	28,2	24,3	4.402,1	5.083,4	5.495,7	6.319,4	6.199,9	7.606,6	6.910,7	4.110,8	3.997,2
Jeotermal	72,4	72,4	140,4	227,8	389,9	599,2	752,1	996,8	1.252,7	1.503,0	1.578,6	1.709,8	1.641,8	1.447,1
Rüzgar	563,1	685,0	106,5	824,8	2.732,1	4.319,8	5.238,7	6.200,0	6.495,6	6.974,3	8.275,1	9.286,3	8.042,8	6.751,0
Güneş	0,0	0,0	51,8	0,0	0,0	0,0	12,9	13,9	81,7	174,9	396,4	468,8	468,8	468,8
Fotovoltaik	0,0	0,0	51,8	0,0	0,0	0,0	12,9	13,9	81,7	174,9	396,4	468,8	468,8	468,8
Biyokütle	56,6	73,4	101,6	139,7	185,2	203,7	300,0	349,2	503,1	778,7	1.223,2	2.266,1	2.220,2	2.189,1
Atık	0,0	0,0	1,7	5,4	17,7	23,6	90,0	127,3	216,2	403,6	765,4	1.805,0	1.875,5	1.874,5
Biyogaz	22,6	0,0	0,5	43,8	59,2	60,0	22,9	24,1	30,8					
Çöp	34,0	73,4	99,4	90,5	108,3	120,0	187,1	197,8	256,0	375,1	457,8	418,2	341,6	314,6
Enerji Bitkisi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			42,9	3,1	
Genel Toplam	713,1	1.760,4	646,6	1.790,4	5.423,6	15.082,7	17.399,9	19.266,3	20.921,5	21.877,2	24.568,4	25.524,0	20.022,3	17.669,8

**Şekil 6.8.1 Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Yıllık Toplam Kurulu Güçler [1]**

Yıllara göre YEKDEM sistemine kayıtlı santraller içinde kurulu gücü en büyük ile en küçük olanlar Tablo 6.8.3'te gösterilmiştir. 2015 yılına kadar sistemdeki en büyük kurulu güçteki tesis bir rüzgâr santrali iken, daha sonra 626,9 MW kurulu güçte yani oldukça büyük bir rezervuarlı hidrolik santral sisteme kayıt olmuş ve birinciliği hidrolik kaynak almıştır. Aslında 2011 yılında kayıtlı olan 135 MW kurulu güçteki bir rüzgâr santrali da bu mekanizmanın asıl amacına uygun değildir.

2001 ekonomik krizinden sonra yatırımlar için kolay finansman sağlayabilmek amacıyla DSİ tarafından yapılması planlanan bazı hidroelektrik santraller için hükümetler arası ikili işbirliği yapılması kararlaştırılmıştır. Anahtar teslim esaslı ve %100 dış kredili uluslararası ikili işbirliği projeleri; hükümetler arası ikili işbirliği anlaşmaları çerçevesinde ve Bakanlar Kurulu'ndan yetki alınarak, yabancı ve yerli firmaların oluşturduğu konsorsiyumlarla doğrudan müzakerelere ve sözleşmelere dayalı bir modeldir. Bu modele yasal dayanak sağlamak için mevcut ihale yasasının dışına çıkılması ve Bakanlar Kurulu'nca yetkilendirilmesi gerekmektedir. Bu modelle temin edilecek krediler için işin tümünü kapsamaması ve Hazine Müsteşarlığı'nca kabul

edilebilecek krediler olması, hükümet tarafından ön şart olarak istenilmiştir.

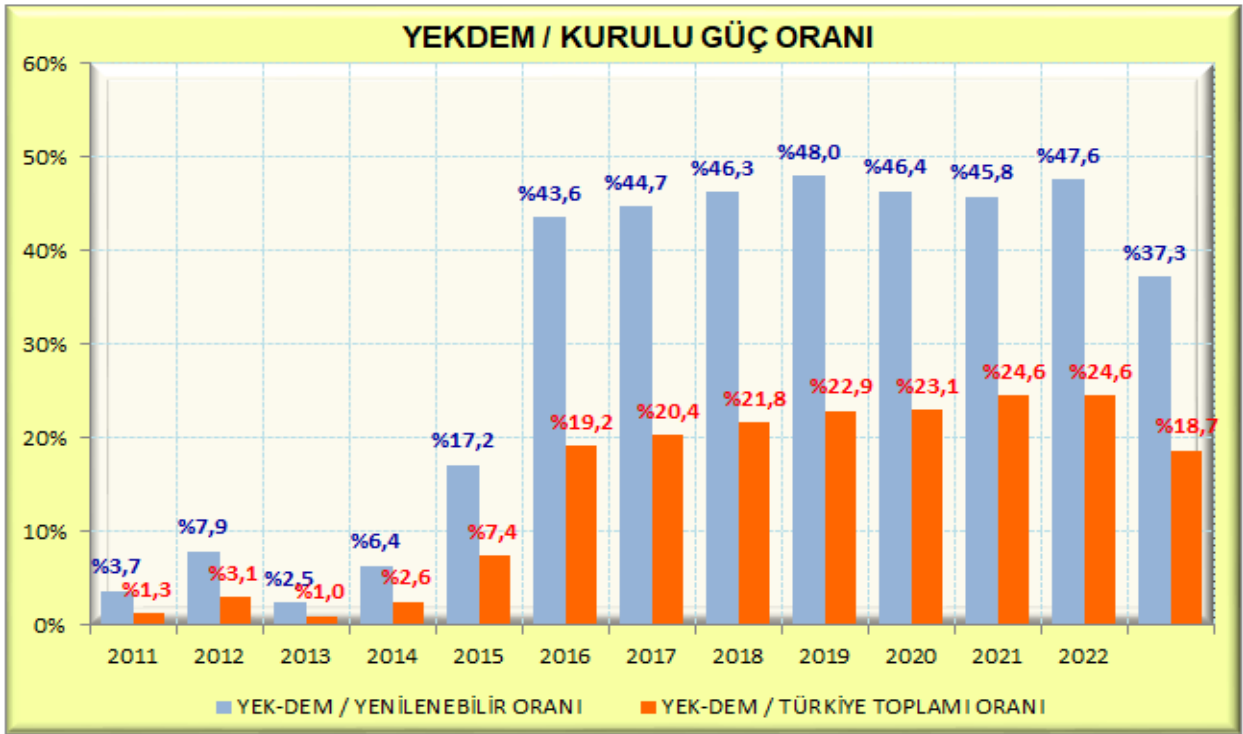
Bu projelerin gerçekleştirilmesini sağlayabilmek için kurulu güç sınırlaması olmaksızın baraj gölü alanı 15 km²'nin altında olan hidrolik santrallerin YEKDEM desteğinden yararlanabilmelerinin önü açılmıştır. İlerleyen zaman içinde bu projeler gerçekleştirmediği için hükümetler arası işbirliği kapsamında çıkartılmış ve DSİ ile su kullanım anlaşması imzalanması koşulu ile ihaleye çıkarılmıştır. Özel sektör tarafından yapılmı tamamlanan bu projelerin bazıları, kurulu güçleri çok büyük olsa da, YEKDEM sisteminden yararlanmaya başlamıştır. Bu uygulama da YEKDEM sisteminin ilk başladığı zamanda olan masum amaca tamamen aykırıdır.

Tablo 6.8.6 YEKDEM Sisteminde Yıllara Gör En Büyük ve En Küçük Kurulu Güçler [1]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
En Büyük Kapasite (MW)	135,0	91,4	47,4	140,1	150,0	582,1	582,1	582,1	626,9	626,9	626,9	626,9	626,9	626,9
	Rüzgar	Hidrolik	Jeotermal	Rüzgar	Rüzgar	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik
En Küçük Kapasite (MW)	1,42	1,13	0,03	0,33	0,31	0,31	0,31	0,31	0,30	0,10	0,20	0,01	0,10	0,20
	Biyokütle	Biyokütle	Güneş	Biyokütle	Hidrolik	Biyokütle	Biyokütle	Biyokütle	Biyokütle	Biyokütle	Güneş	Güneş	Güneş	Güneş

Türkiye toplam kurulu gücünün ve toplam yenilenebilir kaynaklara bağlı kapasitenin ne kadarının YEKDEM sistemine kayıtlı olduğu önemlidir. Bilindiği üzere bu mekanizma kapsamında elektrik üretimi için oldukça yüksek miktarda doğrudan tarife desteği verilmektedir. Bu destek elektrik tüketicileri tarafından ödeneceği için bu kapsamda yer alan kapasite ve bu kapasiteden elde edilen elektrik üretim miktarı oldukça önemlidir. Gerçek amacı dışında verilen her destek doğrudan elektrik tüketicisi tarafından karşılanacaktır. Bu nedenle YEKDEM sisteminin çok sağlıklı oluşturulması, bu kapsamdaki desteğin çok isabetli seçilmiş santrallara verilmesi gerekir. Aksi durumda, haksız yere destek alan santralin ürettiği elektrik olduğu gibi tüketicie yük olacaktır. 2021 yılı Kasım ayından sonra hızla artan döviz kurlarının etkisi Aralık ayı YEKDEM ödemelerinde çok çarpıcı olarak görülmektedir. Yıllık toplam ödemeler aşağıda 6.8.4 nolu alt bölümde YEKDEM Ödemeleri başlığı altında gösterilecektir.

YEKDEM kapsamındaki kapasitenin Türkiye toplam kurulu gücü içinde ve toplam yenilenebilir kaynaklara bağlı kurulu güç içindeki payları Şekil 6.8.2'deki grafikte gösterilmiştir.



Şekil 6.8 2 Türkiye Toplam Kurulu Gücü ve Yenilenebilir Kaynakların Toplam Kapasitesi İçinde YEKDEM Kapsamında Olanların Payı [1]

2015 yılı öncesinde Türkiye toplam kurulu gücü içinde YEKDEM kapsamındaki toplam kurulu güç oranı %3 seviyesinin altında iken, 2015 yılından itibaren bu oran hızla artarak 2021 ve 2022 yılları sonunda %24,6 seviyesine yükselmiş, 2023 yılı sonunda ise %18,7 olmuştur.

Yenilenebilir kaynaklara bağlı toplam kurulu güç içinde YEKDEM kapsamında olanların payı 2015 yılı öncesinde %10 seviyesinin altında iken, 2016 yılından itibaren birden yükselmeye başlamış ve 2022 yılında %47,6 seviyesine ulaşmış, 2023 yılında ise %37,3 oranında olmuştur. Şekil 2 dikkatle incelendiğinde, 2016 yılından 2022 yılına kadar yenilenebilir kaynaklara bağlı toplam kurulu gücün neredeyse yarısının YEKDEM kapsamında olduğu açıkça görülecektir. Diğer yarısının da zaten büyük bir kısmı EÜAŞ santralleri olup bir kısmı da bu destekten yararlanma süresini

tamamlamış olanlardır.

6.8.1.3 YEKDEM Kapsamında Gerçekleşen Üretim

Bilindiği gibi YEKDEM sistemine kayıtlı olan santraller için gerçekleşen üretim değerlerine göre ödeme yapılmaktadır. Elektrik üretim miktarı arttıkça sistemden ödenen destek de artacaktır. YEKDEM sistemindeki elektrik üretiminin toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki payı arttıkça, ortalama elektrik birim fiyatları artacağı için, sonuçta tüketiciye yansıyan elektrik faturalarının da artacağı kesindir. Bu sistemin oluşturulmasında ilk baştaki temel amaç güdülecekse, YEKDEM sisteminin toplam elektrik üretimi içindeki payının çok fazla olmaması gerekir. Özellikle de kurulu gücü büyük olan tesislerin bu destekten yararlandırılması asıl amaç ile çelişmektedir.

Tablo 6.8.7 Yıllar İtibarıyla Yıllık YEKDEM Kapsamındaki Üretim ve YEKDEM Kapsamındaki Üretimin Toplam Elektrik Üretimi içindeki ve Yenilenebilir Kaynaklardan Yapılan Toplam Üretimde YEKDEM Kapsamında Olanların Payları [2], [3]

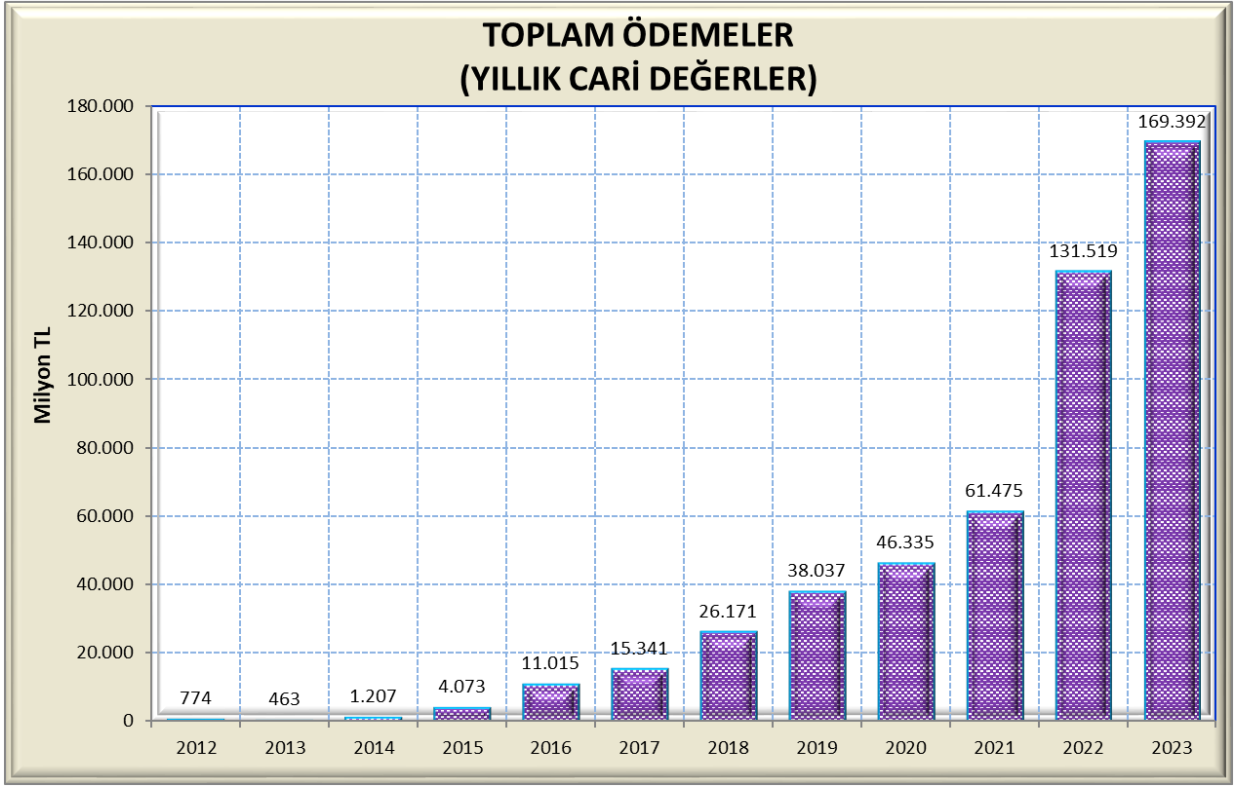
	Hidrolik (GWh)	Rüzgar (GWh)	Jeotermal (GWh)	Atık (GWh)	Güneş (GWh)	Lisanssız (GWh)	YEK-DEM Toplam Üretim (GWh)	Türkiye Toplam Üretim (GWh)	Toplam Elektrik Üretiminde YEK-DEM Payı	Türkiye Toplam Yenilenebilir Üretim (GWh)	Toplam Yenilenebilir Üretimde YEK-DEM Payı
2012	2.321	2.082	487	374	0		5.264	239.497	%2,2	64.625	%8,1
2013	528	223	858	751		1	2.361	240.154	%1,0	68.342	%3,5
2014	1.073	2.379	1.437	957		29	5.875	251.963	%2,3	51.546	%11,4
2015	5.651	8.276	2.711	1.083		224	17.945	261.783	%6,9	82.417	%21,8
2016	16.213	14.163	3.707	10.614		1.134	45.831	274.408	%16,7	88.610	%51,7
2017	17.213	16.765	4.503	8.993	24	2.998	50.497	295.511	%17,1	85.013	%59,4
2018	27.370	19.003	5.968	2.047	39	8.078	62.505	304.802	%20,5	95.118	%65,7
2019	36.962	19.901	6.997	2.817	160	9.831	76.668	304.252	%25,2	129.173	%59,4
2020	29.671	20.659	7.817	3.731	375	11.230	73.482	305.349	%24,1	124.102	%59,2
2021	21.973	25.235	8.277	5.203	1.493	12.073	74.254	331.492	%22,4	118.514	%62,7
2022	25.251	27.502	8.550	6.904	2.786	12.139	83.132	326.015	%25,5	128.476	%64,7
2023	14.815	23.902	9.303	7.790	3.727	15.070	74.607	326.302	%22,9	137.532	%54,2

Tablo 6.8.7’de kaynaklara göre YEKDEM kapsamındaki elektrik üretim miktarlarının yıllık gelişimi gösterilmiştir. Yıllara göre YEKDEM kapsamındaki elektrik üretimi hızlı bir artış göstermiştir. Buna bağlı olarak her geçen yıl toplam Türkiye elektrik üretimi ve toplam Türkiye yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi içinde YEKDEM payının da çok hızlı arttığı görülmektedir. Bu durumda, elbette zaman geçtikçe büyük kapasiteli santrallerin sistemde yer alması çok büyük etkindir. Oysa bu sistem ilk düşünüldüğü zaman olduğu gibi, zor sahalarda küçük ama verimli kaynakların değerlendirilmesi ilkesine bağlı kalınsaydı, YEKDEM elektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payının çok düşük oranlarda kalması gerekirdi. Geçekleşen duruma göre, 2012 yılından 2022 yılına YEKDEM kapsamında olanların, toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki payı %2,2’den %25,5 seviyesine, toplam Türkiye yenilenebilir elektrik üretimi içindeki payı ise %8,1’den

%64,7 seviyesine yükselmiştir. YEKDEM sistemine kayıtlı kurulu güç dağılımı incelenirken belirtildiği gibi, özel şirketlerin sahip olduğu yenilenebilir kaynaklara bağlı üretim yapan santrallerin neredeyse tamamına yakını bu destekten yararlanmaktadır. Bu destekleme sistemi 2005 yılından geçerli olarak uygulandığı için, şu anda sistemde kayıtlı olmayan santrallerin de önemli bir kısmının daha önceden bu sistemden yararlanmış olduğu bilinmektedir.

6.8.2 YEKDEM ÖDEMELERİ

YEKDEM sistemine kayıtlı santrallara, gerçekleşen üretim miktarları karşılığı, kaynak türlerine göre belirlenen birim fiyatlardan ve yerli aksam kullanma oranlarına göre, ek teşvik ödemesi yapılmaktadır. Yıllara göre bu sistemdeki elektrik üretim miktarı arttığı için doğal olarak bu üretimler karşılığı ödenen destek miktarları da artmıştır. Sistem için ödenen desteklerin yıllık toplamı Şekil 6.8.3’te gösterilmiştir.



Şekil 6.8.3 YEKDEM Sistemindeki Elektrik Üretimi İçin Ödenen Yıllık Destek Tutarları [3]

2023 yılında bu sisteme ödenen toplam destek tutarı 169,4 Milyar TL düzeyinde olmuştur. Türkiye’de bir yılı içinde üretilen toplam elektrik enerjisi satış bedelinin kamuya açık kaynaklardan üreticiler tarafından tespit edilmesi mümkün değildir. Bu nedenle YEKDEM sistemi için ödenen toplam destek tutarının, Türkiye toplam elektrik piyasası içindeki payı kesin olarak hesaplanamamaktadır. Ancak YEKDEM kapsamında üretilen elektrik enerjisi için yapılan yıllık ödeme tutarını, aynı miktardaki elektrik enerjisinin ortalama Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ile saptanan bedel ile karşılaştırmak mümkündür. 2018-2023 döneminde YEKDEM kapsamındaki üretim için yapılan PTF eşdeğerinden fazla ödeme Tablo 6.8.8’de görülmektedir. Uluslararası fosil yakıt fiyatlarındaki olağanüstü yükseklik nedeniyle PTF çok yüksek olduğundan, 2022 yılında YEKDEM ödemeleri piyasa bedelinin altında kalmıştır. Tablodan görüldüğü gibi 2018-2023 döneminde YEKDEM kapsamındaki üretim için PTF eşdeğeri bedele kıyasla 7 milyar ABD Doları daha fazla ödeme yapılmıştır.

Tablo 6.8.8 YEKDEM Ödemeleri ile PTF Eşdeğer Bedelinin Karşılaştırılması (2018-2023) [1, 3]

Yıl	YEKDEM Kapsamında Üretim (GWh)	Toplam Ödenen (Milyon TL)	Piyasa Takas Fiyatı (Ağırlıklı Yıllık Ortalama, EPDK)(*) (TL/MWh)	YEKDEM Üretim PTF Eşdeğeri Tutar (Milyon TL)	PTF Eşdeğeri Üzerinde Ödeme (Milyon TL)	Ortalama ABD Dolar Kuru Döviz Satış (TL)	PTF Eşdeğeri Üzerinde Ödeme (Milyon ABD Dolar)
2018	62.505	26.171	233,10	14.570	11.601	4,83	2.402
2019	76.668	38.037	268,44	20.580	16.917	5,68	2.978
2020	73.482	46.335	285,9	21.006	25.351	7,02	3.611
2021	74.254	61.442	507,85	37.710	23.782	8,87	2.681
2022	83.132	131.519	2.528,12	210.168	-78.649	16,58	-4.744
2023	74.607	169.392	2.237,38	166.925	2.467	23,79	104
TOPLAM	444.649	472.896	1.010,13	470.959	1.470	11,13	7.033

(*) 2023 PTF değeri EPİAŞ Şeffaflık Platformunun Ağırlıklı Ortalama Verisidir.

6.8.3 GÖRÜŞ VE ÖNERİLER

Daha önce de belirtildiği gibi, değerlendirilmesi daha zor olan küçük kapasitede ama verimli olan sahalardaki yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi için destek verilmesi uzun süre tartışılmıştır. 2011 yılı itibarıyla da bu destek uygulanmaya başlanmıştır. Ancak zaman içinde ilk başta belirlenen ilkenin dışına çıkmış ve neredeyse özel şirketler tarafından yapılan tüm yenilenebilir kaynaklara bağlı elektrik üretim tesisleri bu destek kapsamına alınmıştır. Öyle ki; çok büyük kurulu gücü olan bazı barajlı hidroelektrik santraller ile büyük kapasitede rüzgâr santralleri de dâhil edilmiştir. Bu kapsamda uygulanan destek miktarı normal olarak elektrik üretim maliyetinin çok üzerindedir. Doğal olarak bu yüksek maliyet tüketici elektrik fiyatlarına yansıtıldığı için Türkiye'de tüm tüketicilerin elektrik enerjisi faturaları yükselmiştir. Günlük yaşamda meskenler için kullanılan elektrik enerjisinin maliyeti tüm tüketiciler için katlanılabılır seviyenin üzerine çıkmıştır ve aile bütçelerini ciddi olarak zorlamaktadır. Diğer taraftan; ülke elektrik tüketiminin neredeyse yarısının gerçekleştiği sanayi sektöründe, yüksek elektrik fiyatları çok ağır ekonomik sonuçlara

neden olmakta, sanayicinin üretimde rekabet gücünün zayıflamasına neden olmaktadır. Elektrik faturası ödemede güçlük çeken çok sayıda tüketici, elektrik satış fiyatlarının artmasından doğrudan olumsuz etkilenmektedir. Elektrik üreticileri için verilen destek ilkeleri belirlenirken tüketicilerinin yüksek elektrik fiyatlarına karşı haklarının korunması öncelikle ele alınmalıdır.

Yenilenebilir kaynakların desteklenmesi için halen uygulanan elektrik tarifesine doğrudan uygulanan destek hem fiyat olarak hem de destekleme süresi olarak zaman geçtikçe çok yüksek kalmaktadır. Özellikle güneş ve rüzgâr kaynaklarına bağlı elektrik üretim tesisleri yatırım tutarları hızlı bir şekilde düşmektedir. Örneğin, daha önce kurulmuş olan bir tesisin destekten yararlanma süresi sekizinci yılında iken, işletmeye giren yeni bir tesis çok daha düşük yatırım gideri olduğu halde aynı destek tutarından yararlanmaya başlayacaktır. Diğer taraftan, verilen bu destek büyük oranda yatırım tutarını karşılamak için ödeneceğinden, aslında yararlanan santral yatırımcısı değil teknoloji satıcısı olacaktır. Oysa böyle bir uygulama yerine doğrudan yerli teknoloji ile santral aksamı üreticilerine destek olursa, hem miktar daha

düşük olacak hem de daha verimli ve yerinde kullanılmış olacaktır. Esas olarak, yeni yatırımları teşvik edici uygulamaları hayata geçirirken tüketicilerin de ödeme gücünün kesinlikle göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Ayrıca, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi için verilecek teşvik ve desteklerin öncelikle teknoloji, tasarım, malzeme geliştirilmesi, Ar-Ge çalışmalarına ayrılması, desteklerin doğrudan elektrik satın alma tarifesine verilmesi yerine yerli geliştirilen teknoloji ve tasarım ile malzeme ve ekipman üretici sanayi tesislerine verilerek yatırımcıya daha ucuz maliyet yansımaları sağlayacak yollar aranmalıdır. Geçtiğimiz 10 yıl boyunca uygulanan YEKDEM desteğine önemli paralar verilmiş ancak yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi konusunda yapılan araştırma ve ekipman üreticilerine hiç pay ayrılmamıştır. Bunun sonucu olarak bu alanda yapılan yatırımlarda her unsur önemli ölçüde yurtdışından satın alınmaya devam etmektedir.

Türkiye’de yenilenebilir kaynaklardan enerji, özellikle elektrik üretimi kesinlikle desteklenmelidir. Güneş kaynağının çok büyük enerji potansiyelinin olduğu kesindir. Elektrik üretiminde güneş kaynağının en zayıf tarafı, üretilen elektrik enerjisinin depolanmasındaki güçlüklerdir. Birçok ülkede elektrik depolaması konusunda önemli çalışmalar yapıldığı ve bazı ilerlemelerin uygulamaya başlandığı bilinmektedir. Türkiye’de öncelikle ele alınması çok önemli araştırma konularından birisi, küçük hacimlerde ve verimli olarak elektrik depolamanın gerçekleştirilmesi olmalıdır. Elektrik depolama teknolojisinin verimli bir şekilde uygulanabilir olması sadece güneşten değil diğer kaynaklardan da üretilen elektrik enerjisi için kullanışlı olacaktır.

KAYNAKÇA

1. EPDK
2. TEİAŞ
3. EPIAŞ

BÖLÜM 7

İKLİM SORUNLARI

7.1 İKLİM KRİZİNDE KÖMÜRÜN YERİ VE KÖMÜRDEN ÇIKIŞ STRATEJİLERİ¹

Bengisu ÖZENÇ²

İktisatçı

Temel olarak insan faaliyetlerinden kaynaklandığı bilimsel olarak kanıtlanan ve gerek aşırı hava olayları gerekse biyolojik çeşitlilik kaybı gibi farklı alanlardaki göstergelerle daha sık ve şiddetli şekilde kendisini gösteren iklim değişikliği birkaç temel faktörden kaynaklanmaktadır. Bunlardan ilki ve en önemlisi, enerji üretimi, ulaşım ve endüstriyel süreçler için kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıtların yakılmasıdır. Bu durum karbondioksit (CO₂), metan (CH₄) ve azot oksit (N₂O) gibi sera gazlarının atmosfere salınmasına ve bu gazların ısıyı atmosferde hapsederek sera etkisi olarak bilinen bir ısınma etkisine yol açmaktadır. Ormansızlaşma ve arazi kullanımındaki değişiklikler de Dünya'nın doğal karbon yutak alanlarının azalmasına sebep olarak CO₂ döngüsü içerisinde daha fazla emisyonun atmosferde kalmasına neden olmaktadır. Ayrıca endüstriyel süreçler, tarım ve atık yönetimi de güçlü sera gazları ve aerosollerin salımına neden olarak iklim değişikliğini daha da kötüleştirmektedir.

Enerji sektörü ve endüstriyel süreçler birlikte değerlendirildiğinde söz konusu sektörlerin iklim değişikliğine neden olan küresel sera gazı emisyonlarının yaklaşık %80'inden, hem mevcut hacmi hem de atmosferde kalma süresi (300-1000 yıl) bakımından en tehlikeli sera gazı olan CO₂ emisyonlarının ise neredeyse tamamından sorumlu olduğu görülmektedir [1]. Enerji sektörü içinde, elektrik ve ısı üretimi için fosil yakıtların yakılması ve ulaşım, emisyonların başlıca kaynaklarıdır. İmalat, inşaat ve kimyasal üretim dahil olmak üzere endüstriyel faaliyetlerde enerji kullanımı ve süreç kaynaklı emisyonlar toplamda küresel emisyonların yaklaşık %24'üne katkıda bulunmaktadır. Bu

emisyonlar temel olarak çimento üretimi, çelik üretimi ve kimyasal reaksiyonlar gibi süreçlerden kaynaklanmaktadır. Bu nedenle iklim değişikliği ile mücadelede emisyon azaltımına yönelik çabalar enerji üreten ve/veya kullanan sektörlerde yoğunlaşmaktadır.

İklim değişikliği politikalarında elektrik sektörünün karbonsuzlaşması merkezi bir noktada bulunmaktadır. Elektrik üretimi, başta karbondioksit (CO₂) olmak üzere sera gazı emisyonlarının önemli bir kaynağıdır ve küresel ısınmaya ciddi bir katkıda bulunur. Küresel emisyonların yaklaşık %70'inden sorumlu olan enerji sektörü kaynaklı karbon emisyonları %30-40 oranında elektrik üretimi için fosil yakıtların yakılmasından kaynaklanmaktadır. Mevcut göstergeler altında değerlendirildiğinde ve güneş-rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının rekabetçi bir şekilde piyasada yer aldığı göz önünde bulundurulduğunda, elektrik sektöründe fosil yakıtlar arasında karbon yoğunluğu en yüksek olan kömürden çıkışın iklim hedefleri açısından zorunlu, teknik olarak mümkün ve ekonomik olarak da ulaşılabilir olduğu görülmektedir. Küresel iklim hedefleri doğrultusunda araştırma yapan bilim kuruluşları, bu alanda faaliyet gösteren sivil toplum örgütleri ve iddialı iklim politikaları üzerinde uzlaşma sağlayan ülkeler en hızlı ilerleme sağlanabilecek bir alan olan yeni kömürlü termik santrallerin durdurulması ve kömürden aşamalı olarak çıkılması yönünde çaba sarf etmektedir.

1988 yılında *Dünya Meteoroloji Örgütü (WMO)* ve *Birleşmiş Milletler Çevre Programı (UNEP)* tarafından kurulan ve dünyanın dört bir yanından binlerce uzmandan oluşan bilimsel bir organ olarak faaliyet gösteren *Hükümetlerarası*

¹ SEFIA tarafından yayımlanan "Kömürden Çıkışın Finansmanı: Türkiye Örneği" Raporundan derlenmiştir.

² Sürdürülebilir Ekonomi ve Finans Araştırmaları Derneği (SEFIA) Direktörü

İklim Değişikliği Paneli (IPCC) küresel iklim politikasının şekillendirilmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Bilimsel bir otorite olarak politikalara yön vermekte ve iklim hedefleri doğrultusunda iddialı bir dönüşüm için küresel bir mutabakat oluşturulmasına yönelik bilimsel bir arka plan sağlamaktadır. IPCC'nin *Paris Anlaşması'nın* hedefleriyle uyumlu ve iklim değişikliğinden kaynaklanan ciddi etkilerden kaçınmaya yönelik çalıştığı her senaryo, kömürle ilgili emisyonlarda erken ve yüksek ölçekli azaltımın gerekli olduğunu vurgulamaktadır [2].

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) küresel enerji sistemini 2050'ye kadar net sıfır emisyona ulaşmasını sağlamak üzere sunduğu yol haritası (NZE) da küresel ölçekte yeni kömürlü termik santral planlarının derhal durdurulması gerekliliğinin altını çizmektedir [3]. IEA, herhangi bir önlem alınmadığı durumda, yalnızca mevcut kömür yatırımlarından kaynaklanan emisyonlar nedeniyle bile küresel ortalama sıcaklık seviyelerindeki artışın 1,5°C hedefini aşacağını hesaplamaktadır. Tipik ömürleri boyunca ve kapasite kullanım oranları ölçüsünde işletilmeleri halinde, dünya çapındaki mevcut kömürlü termik santraller kaynaklı emisyonların bugüne kadar işletilmiş olan tüm kömürlü termik santrallerin tarihsel salımlarından daha fazla olacağı ifade edilmektedir [4].

Ülkelerin artan sayıdaki net-sıfır hedefleri küresel kömür kapasitesi üzerinden değerlendirildiğinde yalnızca %5'lik kısmının net-sıfır taahhütlerin dışında kaldığı ve 1.400 GW gibi yüksek bir kapasitenin iklim hedefleri kapsamında emekli edilmesi gerektiği görülmektedir. Buna rağmen mevcutta işletmede bulunan küresel kömür kapasitesinin üçte birinin (580 GW) belirlenmiş bir aşamalı çıkış tarihi bulunmaktadır. *Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (OECD)* üye ülkelerinin sınırları içinde faaliyet gösteren kömür kapasitesine bakıldığında ise %70'inin, yani 330 GW'ın kapatılması beklenmektedir. *Paris Anlaşması'ndan* bu yana yeni kömür yatırımlarının geliştirilmesinde önemli bir azalma olmasına ve geliştirilmekte olan yatırımlar üçte iki oranın-

da azalmasına rağmen, 33 ülkede yaklaşık 350 GW'lık yeni kömür kapasitesi için plan yapılmakta ve 192 GW'lık ek kapasite de yapım aşamasında bulunmaktadır. Bu rakamların da gösterdiği üzere, iklim hedeflerinin ve bu yönde verilen net-sıfır taahhütlerinin yakalanabilmesi için kömürden çıkışın hızlandırılması gerekmektedir.

Küresel iklim değişikliği ile mücadele ve iklim değişikliğinin kaçınılmaz etkilerine uyum konusunda uluslararası işbirliği için bir çerçeve ve sunması açısından kritik bir önem taşıyan *Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin (UNFCCC)* 2021 yılında gerçekleştirilen *26. Taraflar Konferansı'nda (COP 26)* kabul edilen *Glasgow İklim Paketi*, iklim müzakerelerinde ilk kez emisyonları azaltılmamış kömür yatırımlarının ve verimsiz fosil yakıt sübvansiyonlarının aşamalı olarak azaltılmasının somut olarak hedeflenmesini sağlamış, tarafları bu hedef doğrultusunda bir araya getirmiştir [5]. Kömür kaynaklı enerji altyapısından aşamalı olarak çıkılmasını savunan bu çağrı, hâlihazırda devam etmekte olan bir ekonomik dönüşümü de yansıtmaktadır. COP 26 sona erdiğinde 65 ülke kömürden çıkış taahhüdünde bulunmuştur. 48 ülke bu süreçte bir kömürden çıkış koalisyonu olan *Kömür Sonrası Enerji İttifakı'na (Powering Past Coal Alliance-PPCA)* katılmıştır. Finans alanında da gelişmeler hızlanmış, Çin de dahil olmak üzere kömürü finanse eden tüm büyük ülkeler 2021 yılı sonuna kadar uluslararası kömür finansmanını sona erdirmeyi taahhüt etmiş ve 34 ülke ile beş kamu finans kurumu 2022 yılı sonuna kadar emisyonları azaltılmamış fosil yakıt sektörüne yönelik doğrudan uluslararası kamu desteğini sona erdirmeyi ve temiz enerjiye yönelik desteğe öncelik vermeyi taahhüt etmiştir [6].

2023 yılında Dubai'de gerçekleştirilen *28. Taraflar Konferansı'nda (COP 28)*, aradan geçen süreçte küresel enerji piyasasında kriz yaratan Rusya-Ukrayna savaşına rağmen, kömürden çıkış gündemi ilerlemeye devam etmiştir. COP 28'de Avrupa Birliği (AB) de dâhil olmak üzere

130'dan fazla ulusal hükümet, küresel kurulu yenilenebilir enerji kapasitesini 2030 yılına kadar en az 11.000 GW'a (mevcut kurulu gücün üç katına) çıkarmak ve enerji verimliliğini de iki katına çıkarmak yönünde işbirliği yapacaklarını taahhüt etmişlerdir. Taahhüt metninde söz konusu hedeflerin bu on yıl içinde kömürden elde edilen enerjiyi aşamalı olarak azaltmak ve yeni kömürlü termik santral yatırımlarına son vermek üzere ortaya konulduğu da açıkça ifade edilmiştir [7]. Bu taahhüdün bir tamamlayıcısı olarak değerlendirildiğinde PPCA ittifakının üye sayısının da 182'ye yükselmiş olması, elektrik sektörünün karbonsuzlaşmasında kömürden çıkışın önceliklendirilen ve küresel olarak da yaygınlaşan bir yaklaşım olduğuna işaret etmektedir. Gelişmiş ülkeleri de bünyesinde barındıran 43 adet OECD ve AB üyesi ülkenin 36'sı PPCA'ye taraf olmuş, kömürden acil çıkılması için gereken ivmeye katkıda bulunmuştur. 2023 yılında İttifak'a katılan ülkeler arasında kömüre önemli ölçüde bağımlı olan ülkeler de bulunmaktadır. Kömür enerjisinin üçüncü en büyük kullanıcısı ABD, dünyanın altıncı en büyük kömür ihracatçısı Kolombiya, kömürün elektrik üretiminde önemli bir paya sahip olduğu Kosova, Fas ve Çek Cumhuriyeti yeni PPCA üyeleri arasında sayılabilir. [8]

Yenilenebilir enerji kapasite kurulumlarında güncel gelişmelere bakıldığında 2023 yılında, bir önceki yıla kıyasla %50 daha fazla yenilenebilir enerji kapasitesi eklendiği görülmektedir ve IEA'ye göre önümüzdeki beş yıl şimdiye kadarki en hızlı büyümeye sahne olacaktır [9]. Hızlanarak devam eden bu dönüşüm, kömürün özellikle elektrik sektöründeki azalan rolünü küresel olarak da ortaya koymaktadır. Yenilenebilir enerji kurulu gücünün 2025 yılı başlarında kömürü geride bırakarak, küresel elektrik üretiminde en büyük enerji kaynağı haline gelmesi beklenmektedir [10]. Temiz enerji yatırımlarındaki artış, son yıllarda fosil yakıt yatırımlarındaki artışı neredeyse üç katı bir farkla geride bırakmıştır [11]. Enerji yatırımlarındaki bu eğilim, sürdürülebilir ve yenilenebilir bir enerji geleceğine yönelik

güçlü ve kolektif bir taahhüdü vurgulayarak, finansal akışların da stratejik olarak yeniden düzenlenmesi gerekliliğinin altını çizmektedir.

Rusya-Ukrayna savaşının küresel enerji dinamiklerinde ortaya çıkardığı değişim nedeniyle, birçok OECD ve AB ülkesinin kömürden çıkış hedeflerinden geçici olarak geri adım atması ve emekliye ayrılan kömürlü termik santrallerin yeniden devreye alınması son dönemde kömürden çıkış tartışmalarında önemli yer tutan gündemlerden biri olmuştur. Örneğin Almanya, önlem olarak 8 GW kömürlü termik santrali tekrar yedek kapasite olarak ele almıştır [12]. Ancak, bu kömür kaynaklı rezervin çok azı enerji üretmek için kullanılmıştır ve bugün söz konusu ek kömür kapasitesi yeniden emekliye ayrılmış durumdadır. Fransa ise, son iki kömürlü termik santralının kapanışını ertelerek, kömürlü termik santrallerden çıkış için hedef yılını 2027'ye ötelemiştir. Ancak, çıkış tarihindeki bu gerilemeye rağmen, Fransa hâlâ Paris Anlaşması ile uyumlu bir aşamalı kömürden çıkış patikasında ilerlemektedir.

Bu anlık gerileme, Türkiye'de olduğu gibi kömür yatırımlarında ısrar eden diğer bazı ülkelerde de kömüre olan bağımlılığının devamını haklı göstermek için sık sık gündeme getirilmektedir. Ancak bu önlemlerin, Rus gazındaki ani eksikliği telafi etmek için geçici çözüm oldukları ve kömürün devam eden yapısal gerilemesinin genel eğilimini değiştirmedeği vurgulanmalıdır. Gelişmiş ülkelerde kömürden 2030 yılına kadar aşamalı olarak çıkılması hâlâ ağırlığını koruyan bir hedeftir ve hâli hazırda *AB Emisyon Ticaret Sistemi* yoluyla uygulanan karbon fiyatı, santrallerin maliyetlerini artırmakta, pek çok santral sistemden çıkmaya zorlamaktadır.

Gelişmekte olan ülkelerin kömürden çıkış hızı gelişmiş ülkelerle aynı olmasa da yeni kömür altyapısının gelişiminde gözle görülür gerileme izlenmektedir. Söz konusu bölgelerde planlanan yeni kömür projelerinde yaşanan istikrarlı düşüş, ulusal politikaların kömür yatırımlarını görece kısıtlayıcı önlemlere doğru kaydığını

göstermektedir. Bu eylemler yalnızca yeni kömürlü termik santral kuruluş izinlerinin iptallerini değil, aynı zamanda daha önceden onaylanmış olan santrallerin inşaatının durdurulmasını da kapsamaktadır. Bu eğilim, kömürün enerji sepetinde ağırlıklı olduğu ekonomilerde bile daha sürdürülebilir ve temiz enerji kaynaklarına geçiş zorunluluğunun giderek daha fazla kabul gördüğünü yansıtmaktadır.

Türkiye'nin, bu küresel görünüm içerisinde kömürden çıkış ya da aşamalı azaltım için herhangi bir takvim ilan etmeyen ve *COP 28'de Küresel Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Taahhüdü*'ne katılmayan ve enerji dönüşümüne daha güçlü bir bağlılık sinyali vermeyen birkaç OECD ve AB ülkesinden biri olduğu görülmektedir. Zengin yenilenebilir kaynağa ve giderek artan bir yenilenebilir üretim eğilimine sahip olmasına rağmen [13] Türkiye'nin bu taahhütte yer almaması, özellikle dâhil olduğu *Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (OECD)* ülkeleri arasında Türkiye'yi istisnai bir konuma getirmektedir.

2015 yılından bu yana, OECD ve AB bölgesinde işletmedeki kömür filosunda %25'lik önemli bir azalma ve inşaat öncesi aşamada planlanan kömürlü termik santral kapasitesinde %90'lık bir düşüş yaşanmış durumdadır. 2019'dan bu yana Türkiye haricinde hiçbir OECD ülkesi yeni bir kömür santrali kurulumu gerçekleştirmediği. Türkiye 2021 yılında *Paris Anlaşması*'ni onaylamasının ardından devreye aldığı ve Çin finansmanı ile inşa edilmiş olan Hunutlu termik santrali ile tüm OECD ülkelerinden ayrışmaktadır. Japonya, Avustralya, ABD ve Türkiye olmak üzere sadece dört ülkede yeni kömür projeleri bulunmakta; Japonya, Avustralya ve ABD'nin her biri tek bir nihai kömürlü termik santrali planlarken, Türkiye 5 GW'lık aktif yatırım planı ile blokta planlanan yeni kömürlü termik santral kapasitesinin neredeyse %75'ini oluşturmaktadır. Türkiye'nin 2035'e kadar toplam 3,2 GW'lık yeni kömürlü termik santral yapma planı hem *Ulusal Enerji Planı*'nda yer

almıştır, hem de 14 Aralık 2023 tarihinde Türkiye Büyük Millet Meclisi'nde onaylanan Birleşik Arap Emirlikleri ile enerji yatırımları alanında yapılan anlaşmada da yer almaktadır.

Türkiye'de kömür yatırımları, baz yük sağlama, arz güvenliğini artırma ve ithalata bağımlılığı azaltma savları çerçevesinde hükümet tarafından desteklenmektedir. Ocak 2023 itibarıyla, işletmede 20.093 megavat (MW) kapasiteye sahip 79 ünite bulunmaktadır [14]. Buna karşılık, "kömür yılı" olarak ilan edilen 2012'yi de içine alan dönemde (2010–2022) 142 kömürlü termik santral projesi (87.853 MW) inşaat aşamasından önce iptal edilmiş ve söz konusu dönemde yerli değil, ithal kömüre dayalı termik santral kapasiteleri artmıştır. Bu açıdan bakıldığında, yaygın algının aksine, Türkiye'de kömürden kaynaklı elektrik üretiminde yerli değil ithal kömürün ağırlıkta olduğunu vurgulamak gerekmektedir. 2010–2022 yılları arasında ithal kömür kaynaklı elektrik üretimi toplam üretimin %20'sine yükselmiş, kömürden elektrik üretiminin içindeki ithal kömür payı ise yaklaşık %60 gibi bir seviyeye erişmiştir. Bu görünümde Türkiye'nin mevcut kömür kaynaklarında düşük kaliteli linyit kömürünün ağırlıklı olması ve yüksek kaliteli, verimli taş kömürünün çoğunlukla ithal ediliyor olmasının önemli bir payı vardır.

Artan ithal kömür payı, Türkiye'nin dış ticareti açısından da önemli sonuçlar doğurmaktadır. 2022 yılında gerek Türkiye'nin kömür ithalatındaki artış gerekse Rusya–Ukrayna savaşı nedeniyle ortaya çıkan enerji krizinin yükselttiği emtia fiyatları nedeniyle kömür ithalatı faturası, toplam enerji ithalatı tutarının %10'una denk gelen bir seviyeye, 8,8 milyar dolara yükselmiştir. Bu toplam içerisinde elektrik üretimi amaçlı kömür ithalatı 5,3 milyar dolarlık bir paya sahiptir. Söz konusu ithalat ise aynı dönemde iki kattan fazla artmıştır [15]. Bu durum fosil yakıta bağımlı bir enerji altyapısının doğurabileceği, jeopolitik risklere duyarlı bir ekonomik yapıya önemli bir örnek olarak gösterilebilir.

Söz konusu risklere ek olarak Türkiye'nin en önemli ticaret pazarı olan AB'nin *Avrupa Yeşil Mutabakatı (The European Green Deal-AYM) stratejisi çerçevesinde uygulamaya koyduğu Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması'nın (Carbon Border Adjustment Mechanism-SKDM)* getirdiği riskleri de değerlendirmek gerekmektedir. SKDM ilk aşamada AB sınırları içine ithal edilecek ürünlerin üretimi sürecinde tesis bazlı emisyonların (Kapsam 1) fiyatlandırmasını içerirken, ilerleyen aşamalarda Kapsam 2 emisyonları olarak adlandırılan üretim aşamasında kullanılan elektrik kaynaklı emisyonların da fiyatlandırılmasını içerecektir. Bu durum kömürden üretilen elektriği, yalnızca Türkiye'nin elektrik sektörü açısından değil, elektrik girdisi kullanarak üretim yapan tüm sanayi paydaşları açısından da risk ögesi hâline getirmektedir. Elektrik arzının karbonsuzlaşmaması durumunda ihracat aşamasında artacak maliyetler sanayicilerin rekabetçiliklerini kaybetmelerine neden olabilecektir. Yakın zamanda yapılan bir çalışma, SKDM'nin Türkiye ekonomisi üzerindeki potansiyel olumsuz etkisinin, mevcut durum senaryosuna göre 2030 yılına kadar gayrisafi yurtiçi hasılda (GSYH) %2,7 ila %3,6 arasında bir kayba yol açabileceğini göstermektedir. Elektrik sektöründe kömürden çıkışı önceliklendiren kapsamlı bir karbonsuzlaşma yol haritası yalnızca iklim hedeflerinin yakalanması için değil, yukarıda sayılan maliyetlerden kaçınabilmek için de kritik önemdedir.

Türkiye'nin kömürden çıkışının teknik fizibilitesini ortaya koyan çalışmaların sayısı artmaktadır. Kömürden çıkış tarihleri 2030 ile 2040 yılları arasında değişse de iklim biliminin temellerine dayanan bu raporlar aynı ana mesajı vurgulamaktadır: "*Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefi düşünüldüğünde kömürden aşamalı çıkış kaçınılmazdır ve teknik olarak mümkün görünen bu kararın geciktirilmesi, zaman içinde maliyetleri artıracaktır*". Bu raporlardan ilki, *İstanbul Politikalar Merkezi (İPM)* tarafından hazırlanan, Türkiye'nin Paris Anlaşması'nı onaylaması ve net sıfır hedefini açıklamasıyla neredeyse eş zamanlı olarak yayımlanan "*Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol*

Haritası: 2050'de Net Sıfır" başlıklı rapordur. Rapor Türkiye'nin 2018–2050 yılları arasındaki CO₂ emisyon patikasını elektrik, ulaşım, binalar ve sanayi olmak üzere farklı sektörler için iki senaryo altında analiz etmekte ve elektrik üretiminde 2035 yılına kadar kömürden çıkmanın mümkün olduğunu ortaya koymaktadır [16].

İkinci rapor ise, ilk raporla benzer zamanlarda yayımlanan ve Türkiye'de iklim ve çevre alanında çalışan sivil toplum örgütlerinin bir koalisyon olarak hazırladığı "*Karbon Nötr Türkiye Yolunda İlk Adım: Kömürden Çıkış 2030*" raporudur. Bu rapor, kömürden çıkışı sağlamada etkili bir yöntem olarak karbon fiyatlandırma mekanizmasının devreye alınması ve kömür kullanımına yönelik teşviklerin kaldırılması gibi belirli politika araçlarının uygulanması hâlinde, elektrik üretiminde en geç 2030 yılına kadar kömür kullanımından çıkılmasını Türkiye için gerçekçi ve ulaşılabilir bir hedef olduğunu ortaya koymaktadır. Ayrıca, karbon fiyatlandırma mekanizmasından elde edilecek gelirin, kömür sübvansiyonlarının iptal edilmesinden elde edilecek tasarruflarla birleştirilmesi durumunda, Türkiye'nin kömür endüstrisi için içinde bulunduğumuz on yılda adil bir geçişi kolaylaştıracak finansmanın sağlanabileceğini de göstermektedir. [17]

Takip eden süreçte *SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi*'nin yayımladığı "*Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası*" raporu kömürden tamamen çıkış yılı olarak 2035'i işaret ederken, kömür bazlı elektriğin %36'sının 2030'a kadar aşamalı olarak devreden çıkarılabileceğine işaret etmektedir [18].

Kömürden aşamalı olarak çıkmanın ve nihayetinde net sifıra ulaşmanın doğrudan ve dolaylı faydalarına bakıldığında, özellikle de çoğunlukla maliyetlendirilmeyen dışsallıklar hesaba katıldığında, faydaların geçiş maliyetlerinden daha yüksek olduğu göze çarpmaktadır. *Dünya Bankası'nın Ülke İklim ve Kalkınma Raporu (Country Climate and Development Report-CCDR)* bu maliyet ve faydaları farklı sektörler ve zaman dilimleri altında hesaplamaktadır. CCDD, maliyetlerin kısa vadede,

faydaların ise çoğunlukla orta ve uzun vadede ortaya çıktığını ve bu faydaların temel olarak enerji ithalatından edilen tasarruf ve hava kirliliğinin kaçınılan sağlık ve üretkenlik kaybı maliyetleri olduğunu söylemektedir. Dönüşümün toplam fayda ve maliyetlerine bakıldığında net-sıfır patikasının net fayda sağlayacağı ortaya çıkmaktadır. Bu veriler, politika yapımında uzun vadeli etkilerin ve dışsallıkların hesaba katılmasının önemine işaret etmektedir. [19]

Yukarıda bahsedilen çalışmaların gösterdiği kömürden çıkış takvimine göre bir planın işleme durumunda santrallerin finansal durumlarını inceleyen SEFiA çalışması Türkiye'nin yakın zamanda uygulamaya koymayı planladığı Emisyon Ticaret Sistemi dahilinde karbonun görece düşük seviyelerde fiyatlanmasının bile iki santral hariç tüm kömürlü termik santralleri finansal zarara uğratacağı sonucuna ulaşmıştır. Santrallerin bu koşullar altında lisans tarihlerinin sonuna kadar çalışmaları durumunda zararlarının net bugünkü değerinin 0,7 milyar dolara ulaşabileceği hesaplanmaktadır. Bu zararın elektrik fiyatlarına yansıtılması ya da hükümet tarafından farklı teşvik mekanizmalarıyla karşılanması ise zararın kamusallaştırılması ve tüm vatandaşlar tarafından ödenmesi anlamına gelecektir. [20]

Bu bölümde sunulmakta olan veriler ve güncel gelişmelerden de görülebileceği üzere kömürden çıkış, ekonomik ve teknik olarak başarılabilir bir hedef olmasının yanında, küresel iklim hedeflerine ulaşılabilmesi açısından da kaçınılmaz bir seçenektir. Bugün kömürden çıkış yönünde küresel bir koalisyon ortaya çıkmakta, uluslararası alanda kömürden çıkışı kolaylaştıracak finansal, teknik ve diplomatik destek mekanizmaları çoğalmaktadır. Tüm dünyada kömürden çıkışın 2040'a kadar başarılması gerekirken; Türkiye'nin de bu doğrultuda enerjide arz güvenliğini korumak, fosil yakıt krizlerine karşı dirençli hale gelmek, enerji jeopolitiği kaynaklı finansal ve ekonomik risklere maruz kalmamak, en önemlisi de net-sıfır hedefine erişebilmek için yeni kömürlü termik santral

planlaması yapmaktan vazgeçmesi, mevcut kömür varlıklarından aşamalı bir çıkışı planlaması gerekmektedir. Vakit geçirmeden resmi bir kömürden çıkış hedefinin açıklanması düşük karbonlu ekonomiye dönüşümü piyasa koşullarına, kömür bölgelerini ve çalışanları da kendi kaderlerine bırakma riskini ortadan kaldıracak; kimseyi geride bırakmayan bir adil dönüşümün, çok katmanlı, çok paydaşlı ve detaylı bir tasarımını mümkün kılacaktır.

KAYNAKÇA

1. <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-overview>
2. AR6 Scenarios Database hosted by IIASA, International Institute for Applied Systems Analysis, 2022. doi: 10.5281/zenodo.5886911 | url: data.ece.iiasa.ac.at/ar6/
3. IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
4. IEA (2022), Coal in Net Zero Transitions, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/coal-in-net-zero-transitions>, License: CC BY 4.0
5. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10_add1_adv.pdf
6. UK Cabinet Office, COP26 Presidency Outcomes, Policy Paper, published on 30 Nov 2022. URL: <https://www.gov.uk/government/publications/cop26-presidency-outcomes/cop26-presidency-outcomes>
7. <https://www.cop28.com/en/global-renewables-and-energy-efficiency-pledge>
8. <https://poweringpastcoal.org/news/2023-in-review-the-key-developments-shifting-the-dial-on-coal/>
9. IEA (2024), Renewables 2023, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
10. A.g.e.
11. IEA (2023), World Energy Investment 2023, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>
12. <https://www.e3g.org/news/germany-on-track-to-exit-coal/>

13. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/Eurasia/Turkiye_Eurasia_RE_SP.pdf
14. Global Energy Monitor (2023) Boom and Bust Coal 2023. <https://globalenergy-monitor.org/wp-content/uploads/2023/03/Boom-Bust-Coal-2023.pdf>
15. EMBER (2023) Türkiye Elektrik Görünümü 2023. <https://ember-climate.org/tr/analizler/ara%C5%9Ft%C4%B1rma/turkiye-elektrik-gorunumu-2023/>
16. IPM (2021) Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır. <https://ipc.sabanciuniv.edu/Content/Images/CKeditorImages/20220220-22020792.pdf>
17. SEFiA (2021) Karbon Nötr Türkiye Yolunda İlk Adım: Kömürden Çıkış 2030. <https://sefia.org/arastirmalar/karbon-notr-turkiye-yolunda-ilk-adim-komurden-cikis-2030/>
18. SHURA (2023). Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası. <https://shura.org.tr/net-sifir-2053-turkiye-elektrik-sektoru-icin-yol-haritasi/>
19. Dünya Bankası (2022), Türkiye Ülke İklim ve Kalkınma Raporu. <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/ffa637a2-d07c-40b1-9992-cc350a46fe6a/content>
20. SEFiA (2024) Kömürden Çıkışın Finansmanı: Türkiye.

7.2 ENERJİNİN KARBONDAN ARINDIRILMASI VE KRİTİK SORULAR

M. NİLGÜN ERCAN
Kimya Mühendisi

İklim değişikliği nedeniyle gündemde olan karbondan arındırma uygulamalarının merkezinde enerji sektörünün yer aldığı bilinen bir konudur. Net sıfır hedefine erişmek amacıyla oluşturulan senaryolarda, enerjide verimliliğin iyileştirilmesi, elektrik üretiminde özellikle güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir kaynakların payının artırılması, bu kaynaklar kesikli olduğu için elektrik şebekesinde güvenilirliği sağlamak üzere depolama teknolojilerinden yararlanılması, fosil yakıtlara dayalı proseslerde Karbon Yakalama-Kullanma-Depolama (KYKD) teknolojilerinin devreye sokulması, biyolojik kökenli kaynakların kullanımının artması, temiz hidrojen ve türevleri gibi kimyasalların enerji sektöründe kullanılmaya başlanması ve davranış değişikliği yönünde çözüm önerileri sıralanmaktadır. İlk bakışta fosil yakıtlardan uzaklaşma yönündeki bu politika ve uygulamalar ekosistemin sürdürülebilirliğini, iklimin, insan sağlığı ve çevrenin korunmasını sağlayacak olumlu gelişmeler olarak görünmektedir. Ancak, karbondan arındırma uygulamalarında kullanımı artacak olan hammaddelerin madencilik, saflaştırma ve işlenmesinin yaratacağı yeni çevre sorunları, atıklar, tedarik zincirlerinin sağlanması, teknoloji ve finansman açısından ülkeler arasında eşitsizliğin sürmesi veya artması, maliyetler, maliyetlerin ülke içinde kimler tarafından karşılanacağı gibi konularda soru işaretleri de ortaya çıkmaktadır. Bu yazıda, söz konusu hususlara dikkat çekilmesi ve uzun vadeli, tümleşik bakış açısının ve planlı hareket edilmesinin öneminin vurgulanması amaçlanmaktadır¹.

7.2.1 NET SIFIR YOL HARİTASI

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA)'nın Net Sıfır Yol Haritası 2023'e göre, başta güneş ve rüzgâr olmak üzere yenilenebilir kaynakların kapasitesinin 2030 yılına kadar üç katına çıkarılması, bunun yanı sıra nükleer ve diğer kaynakların kullanılması sonucunda düşük karbon emisyonlu elektrik üretimi ile kümülatif emisyon azaltımının %34'ünün sağlanması beklenmektedir. 2030 yılında elektrik talebinin %71'inin, 2050 yılında ise tamamının düşük emisyonlu kaynaklar ile karşılanacağı varsayılmaktadır. Bu senaryoda 2035 yılında nükleer kapasitenin 2022 yılına kıyasla %65'in üzerinde artması, karbon emisyonu engellenmemiş fosil yakıtlardan üretilen elektriğin 2030 yılında %40 kadar azaltılması ve 2050'ye kadar tamamen sona ermesi öngörülmektedir [1].

Elektrikli araçlar ve biyoyakıtların kullanılmasıyla karayolu ulaşımında kümülatif emisyonlardaki azalmanın %16'sının karşılanması, 2050'de karayolu ulaşımının dörtte üçünün elektrikli olması beklenmektedir. Deniz ve hava yolu ulaşımında biyoenerji, hidrojen ve hidrojen bazlı yakıtların kullanımının 2030'da %15, 2050'de %80'e yükselerek kümülatif emisyon azaltımına %5 oranında katkı sağlaması öngörülmektedir. Bu azalmaya verimlilik ve davranış değişikliğinin de olumlu katkıda bulunacağı düşünülmektedir. Net Sıfır Yol Haritasında, çelik, alüminyum, çimento, temel kimyasallar gibi karbon yoğun sanayi sektörleri, ısıtma-soğutma, KYKD ve modern biyoenerji de emisyonların azaltılmasında rol oynayacak uygulama alanları olarak görülmektedir.

1. Bu yazı ana hatlarıyla 7-9 Aralık 2023 tarihlerinde Ankara'da gerçekleştirilen TMMOB 14. Enerji Sempozyumu'nda yapılan sunuma dayanmakta olup, bazı değişikliklerle yeniden düzenlenmiştir.

Kuşkusuz ki, söz konusu öngörüler senaryolara ve modellemelere dayalı olup, uluslararası ilişkiler, siyasal gelişmeler, küresel ekonominin gidişatı ve teknolojik gelişmelerin olgunlaşma durumu bu öngörüler üzerinde etkili olacaktır.

7.2.2 KRİTİK MALZEMELER

Enerjide karbonsuzlaşma ile bazı malzemelere olan talebin hızla artacağı, hammaddeler ve işlenmiş malzemelerin tedarik zincirleri ve fiyatlarının önemli hale geleceği uluslararası raporlarda önemle üzerinde durulan bir konudur. Ek olarak, söz konusu hammaddelerin çıkarılması, madencilik, rafinasyon süreçlerinin yaratacağı çevre sorunları da dikkate alınmalıdır.

Yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretimi beraberinde enerji depolama teknolojilerinin de kullanılmasını gerektirmektedir. Gerek elektrikli araçlar gerekse enerji depolama için batarya sistemlerinin kullanımı hızla artmaktadır. Halen lityum bazlı bataryalar kullanımı en hızlı artan batarya türüdür. Lityum iyon bazlı pil hücrelerinin imalatı için kobalt, lityum, nikel, grafit, niyobiyum, mangan, silisyum, bakır, titanyum, demir cevheri, alüminyum, fosfor, flor (florspar) ve kalay gibi hammaddeler gerekmektedir. Pil kimyası ve malzeme konusunda araştırmalar sürmekle birlikte, Çin lityum bazlı bataryalarda gerek hammadde ve gerekse hammaddeleri işlenmiş hale getirme konusunda net rekabet üstünlüğüne sahiptir. Bataryaların yanı sıra, enerjinin karbonsuzlaşmasında, şimdilik bataryalar kadar olmasa da özellikle 2030'dan sonra kullanımının artması beklenen elektrolitik hidrojeni elde etmek üzere kullanılacak elektrolizörlerde ve hidrojenden elektrik üretecek yakıt pillerinde de çeşitli hammaddelere ihtiyaç duyulacaktır.

Avrupa Birliği(AB)'nin malzeme konusunda dışa, özellikle Çin'e olan bağımlılığını azaltmak için Komisyon tarafından Mart 2023'te teklif edilen *Kritik Hammaddeler Kanunu* Mart 2024'te Konsey tarafından onaylanmıştır. Kanun'da 34 madde kritik malzeme olarak belirtilmiştir;

bunlardan (lityum, kobalt, bizmut, bor, doğal grafit, bakır, titanyum, platin gibi) 17'si ise stratejik olarak belirlenmiştir. Kanun kapsamında, izin süreçleri, atıkların azaltılması, atık maddelerin toplanma ve işlenmesi, ekonomik ise kapanmış madenlerin atıklarından geri kazanım için yararlanılması, içeriğinde önemli miktarda kritik malzeme bulunan ekipmanların yeniden kullanımı, geri dönüşüm için ulusal Ar-Ge ve inovasyon programları oluşturulması gibi hususlar bulunmaktadır [2].

AB, enerjinin karbondan arındırılması uygulamalarında ihtiyaç duyulan Nadir Toprak Elementleri (NTE) tedarikinde halen tamamen Çin'e bağlıdır. NTE, periyodik cetvelin lantanitler olarak adlandırılan, atom numarası 57 olan lantan ile başlayan ve atom numarası 71 olan lütesyum ile biten 15 element ile skandiyum (Sc) ve itriyumdan (Y) oluşmaktadır. Bu elementler rüzgâr türbinlerinden (disprosyum, neodimyum), elektrikli araçlara, bataryalara kadar karbonsuzlaşma için gerekli olan veya yeni sayılabilecek teknolojilerde ihtiyaç duyulan malzemelerdir. Aynı zamanda elektronik, havacılık, savunma, sağlık sektörleri, çelik ve alüminyum üretimi için de kullanılan bu malzemelere olan talep artacağından gerek tedarik olanakları gerekse fiyatları açısından risk oluşabilecektir.

Nadir toprak elementlerinin saflaştırılarak istenen ürünün elde edilmesi için gereken işlemler yoğun su ve enerji harcayan, yoğun kimyasal atığa neden olan süreçlerdir. Genellikle radyoaktif elementlerle birlikte bulduklarından sıvı atıkları içinde toryum ve uranyum gibi radyonüklitler, ağır metaller, asit ve florürler; hava emisyonları arasında radyonüklitlerin yanı sıra gaz halinde HF, HCL ile SO₂ ve partiküller bulunabilmektedir [3]. Bunların yanı sıra, çalışanların toksik maddelere maruziyeti ve sağlık sorunları da dikkate alınmalıdır.

Yüksek oranlarda artan malzeme ihtiyacının karşılanması için yapılacak madencilik ve saf-

laştırma-işleme faaliyetlerinin biyoçeşitlilik, arazi ve su kullanımı, çevre üzerinde etkileri olduğu açıktır. Önümüzdeki yıllarda karbonsuzlaşma için konulan hedeflere ulaşmak için bu faaliyetlere hız verileceği ve bunun ekolojik sistem üzerinde ciddi baskılar yaratacağını tahmin etmek zor değildir. Nitekim Euromines Genel Müdürü de “Yeşil dönüşüm madenlerden başlamalıdır” demektedir [4].

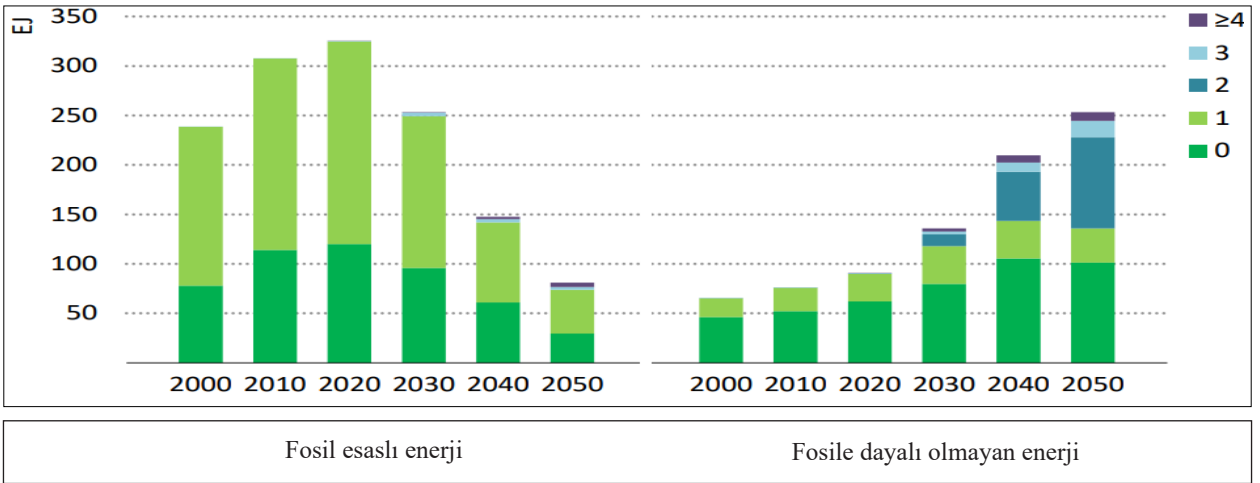
Türkiye’de özellikle Sivrihisar civarında toryum ve NTE rezervleri olduğu uzun yıllardır bilinmekte, giderek bu bölgedeki NTE rezervleri konusunda fazlasıyla abartılı rakamlar telaffuz edildiği de görülmektedir. Ülkemizde son olarak 13 Şubat 2023 tarihinde İliç’te yaşanan fetaketle de görüldüğü üzere maden işletmeciliği konusunda ve madenlerle sınırlı kalmamak üzere çevreye, halkın yaşam alanlarına, çalışanların haklarına gösterilen dikkat ve bu amaçlara hizmet etmesi gereken denetim konusunda yaşadığımız pratik ne yazık ki olumlu değildir. Dünyada ve ülkemizde yaşanan deneyimler ışığında bu sorunları göz önünde bulundurarak dikkatli olmamız gerektiği açıktır.

Bu arada karbonsuzlaşma sürecinde talebinin artması beklenen florlu polimerlere de değinmek gerekebilir. 1950’lerden beri tüketim, imalat gibi çeşitli sektörlerde kullanılan per-floro ve poli-floro alkil maddeler (PFAS) yasaklanması gündemde olan kimyasallardır. PFAS binlerce kimyasal ürünü temsil eden bir gruptandır. Kalıcı olma özellikleri nedeniyle “Forever chemicals” olarak da adlandırılan bu kimyasallar havacılık ve uzaydan otomotive, tüketim ürünlerinden tekstile kadar birçok alanda kullanılmaktadır. Kolay parçalanmayan ve biyolojik olarak birikim yapan bu kimyasalların çevreye ve insan sağlığına etkileri üzerinde çalışmalar sürmektedir.

Elektrolizör, yakıt pilleri gibi hidrojen değer zinciri kapsamında da kullanılan florlu polimerlerin yasaklanmasının gündemde olması nedeniyle kimya sanayi ve hidrojene yatırım yapan sektörler bu yasaklamaya enerjide karbonsuzlaşmayı yavaşlatacağı gerekçesiyle karşı çıkmakta, hidrojen sektörü bu konuda muafiyet istemektedir. Söz konusu florlu polimerlerin doğrudan günlük yaşantımızda kullanılması kuşkusuz ki daha da öncelikli bir risk teşkil etmektedir. Bununla birlikte çevre ve insan sağlığı açısından noktasal veya parçacı değil tümleşik bir bakış açısının önemini göstermesi amacıyla bu örnek önemlidir.

7.2.3 ÇEVİRİM KAYIPLARI

Karbonsuzlaşma sürecinde bizleri bekleyen meselelerden biri de çevrim kademeleri artmış bir enerji sektörü ile karşılaşacak olmamızdır. IEA’nın raporlarına göre günümüzde talebin dörtte birini karşılayan birincil enerji kaynakları, doğalgazın %40’ı, kömürün %20’si binalarda, fabrikalarda ısı enerjisi amaçlı ya da kimyasal hammadde olarak, elde edildikleri formda kullanılmaktadır. Buna karşılık, uluslararası senaryolara göre 2050 yılında tüketilen enerjinin %40’ının en az iki dönüşüm kademesinden geçeceği öngörülmektedir. Bu öngörüler modeller üzerinden geliştirilen senaryolara dayanmakla birlikte karbonsuzlaşmayı hedefleyen uygulamaların günümüzde olduğundan daha fazla çevrimi gerektireceği kabul edilmektedir. Bilindiği gibi, her çevrim kademesi beraberinde enerji kayıplarını da getirecektir. Şekil 7.2.1’de, IEA’nın 2021 yılı Dünya Enerji Görünümü yayınında, Net Sıfır Senaryosuna göre, yıllar bazında toplam nihai enerji tüketimi için öngörülen çevrim sayıları gösterilmektedir [5].



Şekil 7.2.1 Net Sıfır Senaryosuna Göre 2050'ye Kadar Toplam Nihai Enerji Tüketimi İçin Çevrim Kademeleri [5]

Depolama amaçlı ve araçlarda kullanılan bataryaların şarj-deşarj döngüsünde kayıplar %5-20 gibi daha kabul edilebilir bir düzeyde kalmaktadır. Buna karşılık, örneğin yenilenebilir kaynaklardan elektroliz yoluyla hidrojenin sentetik yakıtlara dönüştürülmesinde kayıplar %50'ye çıkabilmektedir. Elektrifikasyonun ve elektrik talebinin artmasıyla elektrik dağıtımındaki kayıpların yükselmesi gibi hususlar dikkate alınmalıdır. Bu nedenle verimlilik, aynı zamanda arz güvenliğinin de sağlanması açısından en önemli konulardan biri haline gelmektedir. Ayrıca, hava koşulları, tedarik zincirleri, bileşenleri artmış olan sistemin güvenilir şekilde işletilmesi, ekipman arızaları, siber saldırılar dahil ortaya çıkabilecek sorunlar daha kompleks bir sistem yönetimini ve entegre bir sistem planlamasını gerektirmektedir.

7.2.4 ARAZİ KULLANIMI VE BİYOÇEŞİTLİLİK

Enerji üretim yöntemlerinin arazi kullanımı üzerindeki etkisi de dikkate alınmalıdır. Gerek enerji kaynağı gerekse aynı enerji kaynağı için kullanılan teknoloji açısından kıyaslama yapmak güçlük taşımakta, yapılan araştırmalara da farklı sonuçlar çıkabilmektedir. Çalışmaların bazılarında birim elektrik üretimi başına arazi yo-

ğunluğu en fazla olan üretim yönteminin hidrolik santraller olduğu görülürken bazılarında da biyokütle ilk sırayı alabilmektedir. Biyokütlenin enerjide kullanılmasının olumsuz etkilerine dikkate çekilerek, enerji üretimi için özellikle artık ve atık niteliğindeki biyokütlenin kullanılması önerilmektedir.

Genellikle birim elektrik üretimi açısından en az arazinin ise nükleer için kullanıldığı kabul edilmektedir. Enerji üretim yönteminin çevresel etkilerinin değerlendirilmesindeki tek boyut kuşkusuz ki arazi kullanımı değildir; ayrıca, nükleer santrallerin bir kaza durumundaki etki alanının ne kadar geniş olabileceği, ayrıca atıkların kalıcı depolanma sorununun henüz aşamadığı da dikkate alınmalıdır.

IEA'nın *Net Sıfır Emisyon Senaryosu* tahminlerine göre, kara tipi rüzgâr ve tesis nitelikli güneş santralleri için 2030 yılına kadar 0,8 milyon km², 2050 yılında da günümüzde kullanılan arazinin 10 katı kadar (2 milyon km²) arazi gerekecektir. IEA tarafından yapılan analize göre otlak, fundalık, çorak araziler, ek olarak rüzgâr türbinlerinin altında tarım yapılabileceği dikkate alınarak tarım arazilerinin bir bölümü de dahil edildiğinde rüzgâr ve güneş enerjisi

uygulamaları için uygun arazi 80 milyon km² olmaktadır. Bu durumda 2050 yılı için rüzgâr ve güneş santralleri için gereken arazi toplam uygun arazi yüzölçümünün %2,5'ü olacaktır [1].

Üzerinde durulması gereken uygulamalardan biri de KYKD teknolojileri olup, net sıfır hedefi için bu teknolojilerin teşvik edilmesi önerilmektedir. Buna karşılık KYKD teknolojilerin fosil yakıt kullanımının sürmesi için olanak sağladığı yönünde eleştiriler de söz konusudur. Bu eleştirilere ek olarak Karbon Yakalama ve Depolama teknolojilerinin uygulamaya geçirilmesinde de dikkatli olunması, bu teknolojilerin de ekonomik, teknolojik ve toplumsal sorunlar yaratacağı, gıda güvenliği ve insan haklarını riske sokabileceği, doğal ekosisteme zarar verilebileceği yönünde uyarılar gelmeye başlamıştır [6].

Enerji üretimine yönelik olarak alınacak kararlarda biyoçeşitlilik kaybı, gıda güvenliği ve diğer toplumsal ve çevresel faktörler dikkate alınmalıdır. Arazinin büyüklüğünün yanı sıra arazinin niteliğinin de dikkate alınması, tarım, orman arazilerinin, su kaynaklarının korunması ve yerel halkın yaşamının zarar görmemesi önemlidir.

7.2.5 ULUSLARARASI EŞİTSİZLİKLER

Soru işaretli hususlardan biri de enerjinin karbondan arındırılması sürecinin nasıl bir dünyada gerçekleşeceğine dairdir. Dünya Bankası'nın bile, "Eğer 2022 yılı belirsizliğin yılı olduysa 2023 de eşitsizliğin yılı oldu" dediği bir yılı geride bıraktık. Dünya nüfusunun %16'sını oluşturan yüksek gelir ülkelerinin küresel emisyonların %31'inden sorumlu olduğu bir dünya gerçeği ile karşı karşıyayız [7].

Kişi başına düşen emisyon Kuveyt, Katar, BAE, S. Arabistan gibi petrol zengini ülkelerde, Avustralya, ABD, Kanada ve Rusya Federasyonu'nda dünya ortalamasının (6,5 tCO_(2-e) 3-4 katı civarında iken Hindistan'da bunun yarısından azdır. G₂0 ülkelerinin kişi başına düşen ortalama emisyonu 7,9 tCO_{2-e}

1 iken az gelişmiş ülkelerde bu miktar 2,2 tCO_{2-e} düzeyinde gerçekleşmiştir [8]. Tarihsel sorumluluğa bakıldığında ise, yapılan bir analize göre günümüzde dünya nüfusunun %4'ünü oluşturan ABD'nin 1850-2021 yılları arasında 509 Gton'un üzerinde karbondioksit saldırdığı ve bunun küresel toplamın %20,3'ünü oluşturduğu belirtilmektedir [9].

Temiz enerji dönüşümü için muhtelif maliyet tahminleri yapılmaktadır. IEA Net Sıfır Senaryosuna göre, temiz enerji yatırımları 2030 yılı başlarına kadar 4,5 trilyon ABD\$/yıl olurken, 2050'ye doğru 4,7 trilyon ABD\$/yıl düzeyine çıkacaktır. Bu öngörülere göre, 2036-2040 yılları arasında temiz enerji için yapılacak yıllık yatırımlar 4,8 trilyon ABD\$ ile pik seviyeye ulaşacaktır. 2022 yılında enerji dönüşümü için yapılan yatırımların 1,3 trilyon ABD\$ düzeyine ulaştığı belirtilmekte ancak bunun dört katına çıkması gerektiği vurgulanmaktadır [1].

Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA) da maliyet tahminleri yapmakta, 2023 tarihli yayınında 1,5 °C Senaryosu için yenilenebilir enerjinin küresel boyutta toplam enerjideki payının 2020'de %16 düzeyinden 2050'de %77'ye yükselmesi gerektiğini belirtmektedir. Bu rakamlar çeşitli öngörülere dayalı olmakla birlikte, 1,5° C senaryosunun maliyeti geçiş teknolojileri ve altyapıya yapılacak yıllık ortalama 5,3 trilyon ABD\$ tutarında yatırımlarla 2050'ye kadar 150 trilyon ABD\$ olarak tahmin edilmektedir [10]. Günümüzde yatırımların belirli birkaç ülke ve bölgede yoğunlaştığı belirtilerek finansman meselesine dikkat çekilmektedir.

Enerjide dönüşüm sürecinde finans kaynaklarına erişim ve maliyetler açısından gelişmekte olan ülkeler ile gelişmiş ülkeler arasında eşitsizlik olacağı açıktır. Yenilenebilir bazı projelerin sermaye maliyetinin gelişmekte olan ülkelerde ve piyasalarda, gelişmiş ülkelere göre en az iki katı olacağı kabul edilmektedir [1]. Enerjide dönü-

1 CO_{2-e}, CO₂ eşdeğeri

şümün kapitalist eşitsiz gelişme, finansal ve teknolojik bağımlılık ilişkileri içinde olacağı dik-kate alındığında bu süreçten ileri teknoloji ül-kelerinin kazançlı çıkacağını, yapısal olarak orta-geri teknolojik düzeyde olanların ise dikkatli olması gerektiğini tahmin etmek zor değildir. Diğer bir deyişle, enerjide karbonsuzlaşmanın önemli bir maliyeti vardır; her ne kadar fosil yakıtlardan uzaklaşmanın ekonomik açıdan kazanç sağlayacağı düşünülse de bu sürecin ülke içinde de iyi planlanmaması kaynakların etkin kullanılmamasına yol açacaktır. Maliyetlerin her zamanki gibi toplumun zaten olanakları kısıtlı olan kesiminin üzerine yüklenmesi olasılığı yüksektir. Sonuç olarak, bu maliyetlerin kimler tarafından ve nasıl karşılanacağı konusu ülke içinde de siyasal ve toplumsal müdahale alanlarını işaret etmektedir.

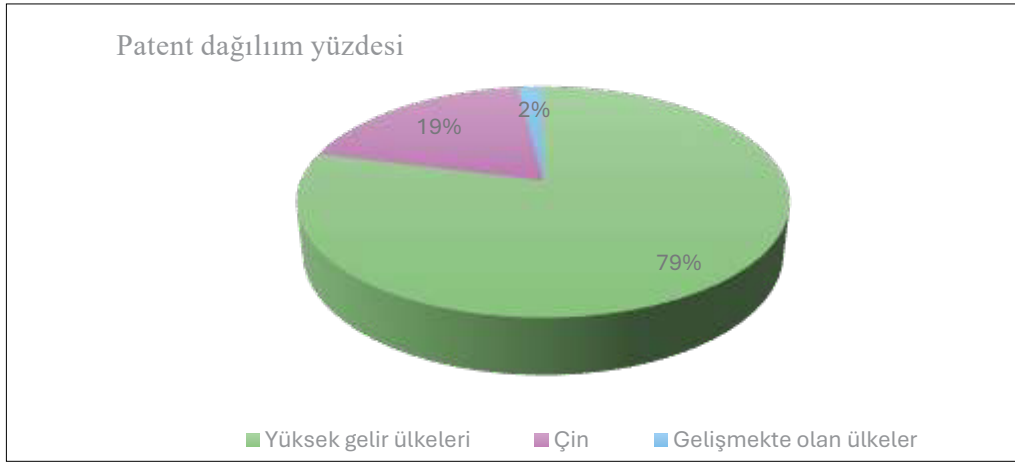
7.2.6 AR-GE VE İNOVASYON

Enerjide Ar-Ge harcamalarında Çin, Avrupa, Kuzey Amerika ile Japonya ve Kore başı çekmektedir. 2022 yılında küresel kamu enerji Ar-Ge fonlarının sadece %5'i, şirketlerin enerji Ar-Ge fonlarının %3'ü, risk sermayesi enerji fonlarının %5'i Çin haricindeki gelişmekte olan piyasalar ve ekonomilerde gerçekleşmiştir [11]. 2000-2020 yılları arasında gerçekleşen düşük emisyonlu teknolojilere ait patentlerin %90'ı gelişmiş ülkeler, %8'i de Çin kaynaklıdır. 2015-2022 yılları arasında elektrikli araç ve ısı pompası satışlarının %95'i, yeni güneş ve rüzgâr yatırımlarının %85'i ileri sanayi ekonomileri ve Çin'de gerçekleşmiştir. Gelişmekte olan ülkeler ile gelişmiş ülkelerle arasında uygulama açısından yaklaşık 10 yıllık, bazen daha fazla bir zaman aralığı olacağı tahmin edilmektedir [1].

UNCTAD 2023 Teknoloji ve İnovasyon Raporu'nda, yapay zekâ, şeylerin/nesnelerin internetinden yeşil hidrojen ve biyoyakıtlara kadar 17 ileri teknoloji ele alınmış olup bu teknolojiler 2020 yılında yaklaşık 1,5 trilyon ABD\$ tutarında bir pazarı oluşturmaktadır. Bu pazarın büyüklüğünün 2030 yılına kadar 9,5 trilyon ABD\$'nı bulacağı tahmin edilmektedir. Söz konusu miktar bugünkü Hindistan ekonomisinin üç katıdır. Şu ana kadar görünen tablo, gelişmiş ekonomilerin ortaya çıkan fırsatlara büyük oranda el koyduğu yönündedir. Söz konusu teknolojiler konusunda yapılan yayınların ve alınan patentlerin yaklaşık %30'u ABD ve Çin kaynaklıdır. Fransa, Almanya, Hindistan, Japonya, Güney Kore ve Birleşik Krallık ise belli kategorilerde birbirleriyle yarışmaktadır.

Gelişmiş ülkelerden ihraç edilen yeşil teknoloji 2018 yılında 60 milyar ABD\$ iken, 2021 yılında 156 milyar ABD\$ olmuştur. Aynı dönemde gelişmekte olan ülkelerin ihracatı 57 milyar ABD\$'ndan 75 milyar ABD\$'na çıkabilmiştir. Küresel ihracatta gelişmekte olan ülkelerin payı yaklaşık %48'den %33'e düşmüştür. UNCTAD, gelişmekte olan ülke hükümetlerine, çevre, bilim, teknoloji, yenilik ve sanayi politikalarını uyumlaştırmalarını önermektedir. [12, 13]

UNIDO Endüstriyel Analiz Platformu'nun çalışmasında yeşil teknolojiye patent sayısının imalat sanayi ağırlıklı olduğu belirtilmekte, ayrıca Şekil 7.2.2'de gösterildiği gibi 2022 yılına ait yeşil patentlerin ülke dağılımı açık bir eşitsizliği yansıtmaktadır [14].



Şekil 7.2.2 Ükelere Göre 2022 Yılında Yeşil Teknoloji Patentlerinin Dağılımı

7.2.7 PİYASA MEKANİZMALARI

Enerjinin karbondan arındırılması sürecinde hangi iddialı hedefler ortaya konursa konsun, sonuç olarak bu dönüşümün piyasa uygulamaları içinde gerçekleştirilmeye çalışıldığını dikkate almak gerekmektedir. Bilindiği üzere, karbon piyasalarının kurumsallaşması için ilk adım *Kyoto Protokolü* ile atılmıştır. Yaşanan deneyimler nedeniyle, piyasa uygulamalarının yolsuzluğa açık olduğuna, *Temiz Kalkınma Mekanizması* gibi uygulamaların sanayileşmiş ülkelerin ve şirketlerinin kendi emisyonlarını azaltmak yerine, sorumluluğu dışarıya/başka ülkelere aktarmalarına olanak sağladığına ve sonuçta yoksul ülkelere yerel toplulukların yaşam alanlarına müdahaleye yol açtığına, bu müdahalelerin temiz kalkınma bir yana ekonomik, sosyal, çevresel ve insan haklarına ilişkin sorunlar yarattığına, karbon dengeleme (ofset) uygulamalarının fosil yakıtı dayalı sektörler için teşvik niteliği taşıdığına dair birçok eleştiri yapılmıştır. Enerjide karbonsuzlaşma sürecindeki uygulamalar da karbon piyasalarının yeniden kurgulanmasına dayanacaktır. Örneğin, temiz hidrojen uygulamalarına ilişkin olarak “sanal gaz karışımları” gündeme getirilebilmektedir. Sanal gaz karışımları, gerçek bir karıştırma olmaksızın, sertifika satın alma yoluyla, eşdeğer temiz hidrojen kullanılmış gibi

muamele görme durumunu tanımlamaktadır.

Kyoto Protokolü ile başlayan, *Paris Anlaşması*yla yoluna devam eden bu tür mekanizmalar sertifika ticareti gibi bir yolu açmakta, gerçek bir azaltma olmadığından firmalara salımlarını sürdürme serbestliği tanımaktadır. Sertifikalar yoluyla sanal indirimlere değil, gerçek salım azaltımlarına odaklanılmalıdır. Karbon piyasası uygulamalarının amacının gerçekte emisyonları azaltmak değil, fosil yakıtların kullanım süresini uzatmak olduğuna vurgu yapılması yanlış değildir. Nitekim 20 yılı aşkın süredir bu tür esneklik mekanizmaları uygulamada olduğu halde emisyonların artışının sürdüğü bilinen bir durumdur.

7.2.8 ADİL DÖNÜŞÜM

Küresel düzlemde enerjinin dönüşümüne eşlik eden kavramlardan biri de adil dönüşümdür. Adil dönüşüm bu süreçte dönüşümün sosyo-ekonomik etkilerinin dikkate alınması, dönüşümün yararlarının toplumda adil bir şekilde dağıtılmasının sağlanması gibi hususları içermektedir.

Adil dönüşüm kavramı ilk kez 1980’lerde Kuzey Amerika’da çevre ile ilgili düzenlemelerden dolayı işçilerin işlerini kaybetmekle karşı karşıya kalması nedeniyle sendikalar tarafından gündeme getirilmiştir. *Uluslararası Çalışma Örgütü (ILO)* adil dönüşümü “insan onuruna yakışan iş

olanakları yaratmayı ve kimseyi arkada bırakmayı mümkün kılacak şekilde, ilgili her bir kişiyi kapsayacak ve adil bir şekilde ekonomiyi yeşile dönüştürmek” olarak tanımlamaktadır [15].

Enerjinin karbondan arındırılması sürecinde fosil yakıtlara dayalı sektörlerde istihdamın gerilemesi, yeni sektörlerde eğitimli işgücüne ihtiyaç duyulması söz konusu olacaktır. Ülkemizde bazı bölgelerin ekonomik varlığının ve halkın geçim olanaklarının kömüre dayalı olduğu bilinmektedir. Söz konusu süreçte iş kaybına uğrayacak kesimlerin durumu ile yeni istihdam alanlarının ihtiyaç duyduğu işgücünün planlanması da dikkate alınmalıdır.

ILO kaynaklarında adil dönüşümün tüm gelişmişlik düzeyindeki ülkeler için geçerli olduğu ve dönüşümün insan odaklı olması gerektiği belirtilse de bunun ülkeler tarafından nasıl yorumlanıp ele alınacağı kuşkusuz ki ülkenin siyasal durumu, demokratik gelişkinliği, toplumsal dinamizmi ve kamuoyu baskısı ile doğrudan ilgilidir. Ülkemizde kaynakların ne kadar verimli kullanılabildiği, hak arayışlarının ne kadar özgürce dillendirebildiği, kamuoyu baskısının ne kadar oluşturulabildiği ve siyasal iktidarlar üzerinde ne kadar etkili olduğu dikkate alınmalıdır. Bu unsurların dikkate alınmadığı ya da baskılandığı ülkelerde “adil dönüşüm” kavramının ne ölçüde yaşama geçirilebileceğinin sorgulanması gereklidir.

7.2.9 SONUÇ

Sonuç olarak, enerjide karbonsuzlaşma uygulamaları ile ilişkili olarak akla şu hususlar ve sorular gelmektedir:

- İhtiyaç duyulacak malzemeler için madencilik–saflaştırma işlemleri, arazi kullanımı, biyoçeşitlilik konusunda ekosistemin karşı karşıya kalacağı yeni riskler vardır; enerji dönüşümünde bu konular ne kadar dikkate alınacaktır? Enerjinin karbondan arındırılması

süreci yeni çevre sorunları, çevrim kayıpları, tedarik zincirlerine ilişkin sorunlar yaratacak, teknolojik gelişkinlik, maliyetler ve finansman açısından ülkeler arasında eşitsizliği sürdürecektir veya artıracak olması büyük olasılıktır. Adil dönüşüm kavramına vurgu yapılırsa da bu konu söz konusu ülkenin siyasal ve demokratik koşullarından bağımsız olmayacaktır. Bu süreç iyi planlanmadığı takdirde ekonomik ve toplumsal maliyetleri daha da artacaktır.

- Enerji dönüşümü için gereken finans kaynaklarına gerek erişim gerekse finansmanın maliyeti arasında ülkeler arasında eşitsizlik olacağı açıktır. Ülkemizin ekonomik durumu nedeniyle finansman sağlamakta güçlük çektiği bilinmektedir. Bu süreç nasıl finanse edilecektir?

• Enerjide karbondan arındırma sürecinin maliyetlerini ülke içinde kimler karşılayacaktır? Yeşil dönüşüm olarak adlandırılan süreç iyi planlanmadığı takdirde maliyetlerin artmasının yanı sıra arz güvenliği de riske girebilecektir. İklimin korunması ve enerjinin karbondan arındırılması uzun vadeli, tümleşik bakış açısı ve koordineli çalışma gerektirmektedir. Enerjide dönüşümün uzun vadeli bir bakış açısıyla, sadece enerji sektörü ile sınırlı kalmamak üzere, sosyal politikalar, kentsel planlama, ulaşım, sanayi, Ar-Ge politikaları ile birlikte entegre bir planlama çerçevesinde ele alınması kamu yönetiminin sorumluluğundadır. Kamu yönetiminin toplumsal çıkarlar doğrultusunda sorumluluğunu yerine getirmesi de siyasal ve toplumsal müdahaleler ile doğrudan ilişkilidir.

- Yeşil dönüşüm olarak tanımlanan süreçte teknolojik açıdan ileri ülkelerle diğerleri arasında eşitsizlik yaşanacağı açıktır. İleri ekonomiler teknolojiyi satarken teknolojik kapasitesi yeterli olmayan ülkeler bu süreci kendi lehlerine çevirebilecek midir? Ülke içinde bu süreci kurumsal ve teknolojik kapasitenin geliştirilmesi için değerlendirmek gerekmektedir.

- İklim değişikliğine ve genelde ekosistem tahribatına karşı sürdürülecek mücadelenin sadece teknolojik ve karbon odaklı uygulamalarla sonuca ulaşması mümkün değildir. Sermaye birikimine dayalı ve büyüme odaklı bir sistemde şu veya bu şekilde ekosistemin tahrip edilmesi devam edecektir. Nitekim sera gazı salımlarının da aynı zamanda kapitalist ekonominin geliştiği Birinci Sanayi Devrimi sonrasında hızla artması tesadüf değildir. İklim ve ekosistem üzerinde görülen etkileri “antropojenik” yani insan eliyle şeklinde tanımlamak, içinde bulunduğumuz ekonomik ve toplumsal düzenin yıkıcı etkisini dikkatlerden uzak tutmamalıdır. Sistemin “kriz(ler)i fırsata çevirme” anlayışı karbonsuzlaşma sürecinde de görülmektedir. Bu saptama iklim değişikliğini inkar anlamına gelmemektedir, sistemin bu süreçte “yeşil” ve dijital teknoloji üzerinden yeni bir büyüme-genişleme dalgası yakalamaya çalıştığını söylemek mümkündür.

- İklim değişikliği karşısındaki uygulamaların piyasa mekanizmaları çerçevesinde ele alınmasına devam edilecektir. Kyoto Protokolü ve Paris Anlaşmasında yer alan esneklik mekanizmalarının sera gazlarını azaltmaya değil, emisyonlarını sürdürmeleri için sera gazı salan sektörler ve sertifikacı ticareti yapanlara olanak sağladığı bilinmektedir. Bir yandan 1,5 °C'nin aşılması konusunda aciliyet çağrıları yapılırken diğer yandan sera gazı salımlarının azaltılmasını “**esneklik mekanizmaları**”na dayandırmak kendi içinde tutarlı politikalar değildir.

- Öte yandan ekosistemi tahrip eden uygulamalar sadece karbon emisyonları ile sınırlı değildir. Yukarıda da belirtildiği gibi, sermaye birikimine dayalı kapitalist sistemde atmosfere atılan diğer gazlar, okyanusları tehdit eden atıklar, nükleer silahlar ve denemeler, atmosferde oluşan kimyasal reaksiyonlar da gezegenin geleceğini riske

sokan potansiyel tehlikelerdir. Bunlardan hareketle, atmosfer kimyası, okyanuslar, yer bilimleri ile ilgili uluslararası temel bilimsel araştırmalar ve küresel ölçekte sistemik bir bakış açısı önemli hale gelmektedir.

KAYNAKÇA

1- IEA Net Zero Roadmap, 2023 update, Eylül 2023, *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update (windows.net) Erişim tarihi: 04.04.2024.

2- EU Critical Materials Act 2023, European Critical Raw Materials Act (europa.eu)

3- Haque ve diğerleri, Resources, Ekim 2014, (PDF) Rare Earth Elements: Overview of Mining, Mineralogy, Uses, Sustainability and Environmental Impact (researchgate.net) Erişim tarihi: 04.04.2024.

4- Simon, F. Euractive News, 8 Aralık 2023, EU's critical minerals act welcome but falling short, say green groups and industry – Euractiv Erişim tarihi: 04.04.2024.

5- IEA World Energy Outlook 2021, World Energy Outlook 2021 (windows.net) Erişim tarihi: 04.04.2024

6- Sustainable carbon removals limits identified, huge climate mitigation challenge revealed, EurekAlert news, 1 Şubat 2024, Sustainable carbon removals identified | EurekAlert! Erişim tarihi: 04.04.2024

7- World Bank, 2023 in Nine Charts , 2023 in Nine Charts: A Growing Inequality (worldbank.org) Erişim tarihi: 04.04.2024.

8- BM Çevre Programı (UNEP), Emission Gap Report 2023 Executive Summary, 20 Kasım 2023, EGR2023_ESEN.pdf (unep.org) Erişim tarihi: 04.04.2024.

9- Carbon Brief, 5 Ekim 2021, Analysis: Which countries are historically responsible for climate change? - Carbon Brief Erişim tarihi: 04.04.2024.

10- IRENA, World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway, Volume 1, International Renewable Energy Agency, World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway (azureedge.net) Erişim tarihi: 04.04.2024.

11- IEA World Energy Investment 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>

Erişim tarihi: 04.04.2024.

12- UNCTAD Teknoloji ve İnovasyon Raporu 2023, Technology and Innovation Report 2023 | UNCTAD Erişim tarihi: 04.04.2024.

13- UNCTAD Basın açıklaması, 16 Mart 2023, UNCTAD calls for coherent policy action to enable developing countries to benefit from green technologies | UNCTAD Erişim tarihi: 04.04.2024.

14- Lavopa, A., Menendez, M., Kasım 2023, UNIDO Industrial Analytics Platform, Who is at the forefront of the green technology frontier? | Industrial Analytics Platform (unido.org) Erişim tarihi: 04.04.2024.

15- Uluslararası Çalışma Örgütü internet sitesi, Frequently Asked Questions on just transition (ilo.org) Erişim tarihi: 04.04.2024.

7.3 TÜRKİYE NET SIFIR HEDEFİ

Elif Cansu İLHAN

İklim Politikaları Uzmanı, Eczacı

Özlem KATISÖZ

İklim Politikaları Uzmanı, Şehir ve Bölge Şehir Plancısı

Bu bölümde Türkiye'nin emisyon azaltım politikaları, net sıfır hedefi ve bu hedef ve politikaların önemine değinilmektedir.

Net sıfır hedefine değinmeden önce kısaca küresel ısınma, iklim değışikliği ve iklim krizi tanımlarını yapmayı faydalı görüyoruz.

Küresel ısınma, endüstri devrimi sonrası insan faaliyetleri sonucu salınan sera gazlarının artması ve bu gazların dünyayı sararak ortalama sıcaklıkları artırmasını ifade eder.

İklim değışikliği, küresel ısınma sonucunda iklim sisteminde meydana gelen değışiklikleri ve uzun yıllardır insanlığın alışık olduğu iklim normallerinin değışmesini ifade eder. Bu değışiklikler küresel veya bölgesel olabilir. [1]

İklim krizi ise, iklim değışikliğinin yarattığı toplumsal sonuçları insanlık olarak karşılama yöntemlerimizden kaynaklanan krizlere dair tanımlamadır.

Örneklendirmek gerekirse deniz suyu sıcaklıklarındaki ortalama artış küresel ısınmanın sonucudur, çeşitli bölgelerde bitkilerin çiçek açma zamanlarının değışmesi ise iklim değışikliğinin sonucudur. İklim sistemlerinde meydana gelen değışimler ve aşırı hava olaylarının var olan eşitsizlikleri derinleştirmesi veya yeni eşitsizlikler yaratması, örneğin kuraklığın arttığı bölgelerdeki halkların suya erişiminin daha da zorlaşması, bu erişim sıkıntısıyla birlikte hânenin bakım ve hijyen yükünü genellikle üstlenen kadınların bu yükleri daha da zor şartlarda taşınması da iklim kriziyle bağlantılıdır. Mevcut devlet veya küresel örgütlenme politikaları tarafından kırılanlaştırılan kesimler, iklim değışikliği sonucu maruz kaldıkları aşırı hava olay-

ları, kurallık, seller, tarım ürünlerine ulaşımın daha da zorlaşması gibi küresel ısınma kaynaklı etkileri, yine gerekli desteğe sahip olmadıklarından diğer kesimlere göre daha derin bir kriz olarak yaşarlar. İklim değışikliğinin toplumsal kriz ve yoksunluklara yol açması insanlık olarak örgütlenme biçimimizle ilgilidir.

7.3.1 PARİS İKLİM ANLAŞMASI VE 1,5 DERECE HEDEFİ

İklim krizi ile mücadele ve net sıfır hedefinden bahsederken bu konuda küresel çabalar açısından bir mihenk taşı olan *Paris Anlaşması*'na değinmek gerekir. Paris Anlaşması 2015 yılında küresel sıcaklık artışını 2°C ile sınırlandırmak, mümkünse 1,5°C altında tutmak için çaba göstermeyi taahhüt eden ülkelerce imzalandı. Türkiye, 2016 yılında imzaladığı Paris Anlaşması'nı uzun bir süre sonra, 7 Ekim 2021'de onayladı.

İklim değışikliği üzerine yapılan anlaşma ve çalışmaların 1,5°C hedefine odaklanması bilimsel araştırmalara dayanıyor. İnsan kaynaklı iklim değışikliğinin riskleri hakkında bilimsel çalışmalarda ve çözüm önerilerinde bulunan *Hükümetlerarası İklim Değışikliği Paneli (IPCC)* 1,5°C sınırı, dünyada yaşamı mümkün kılan ekosistemlerin ve ona bağlı canlı yaşamının güvenliği ve devamlılığı için kritik öneme sahip olduğu uyarısında bulunuyor.

IPCC'ye göre ortalama yüzey sıcaklığındaki artış 1,5°C'yi bulduğunda %100 artması beklenen sel riski 2°C'lik bir ısınmayla %170'e ulaşacak; şiddetli kuraklığa maruz kalan insan sayısı 1,5°C'lik bir artışta 350 milyon olarak hesaplanırken, 2°C'lik bir artışta 410 milyona çıkacak.

1 Elif Cansu İlhan, CAN Europe Türkiye İklim ve Enerji Politikaları Sorumlusu, cansu@caneurope.org

Özlem Katisöz, CAN Europe Türkiye İklim ve Enerji Politikaları Koordinatörü, ozlem.katisoz@caneurope.org

bilir; aşırı sıcak hava dalgalarının ise 1,5°C'lik artışta dünya nüfusunun %9'unu etkilemesi beklenirken 2°C'lik artışta %28'ini etkileyebilir [2]. Küresel ortalama sıcaklık artışının 2°C'yi aşmasının, bilimsel çalışmalarla gösterildiği üzere, iklim krizinin yıkıcı etkilerini katlayarak artırması sebebiyle Paris Anlaşması'nda yer alan 1,5°C hedefi oldukça önemli. Bugün küresel ortalama sıcaklıklar endüstri öncesi döneme göre hali hazırda 1,2°C artmış durumda ve IPCC'ye göre küresel ortalama sıcaklıkların önümüzdeki beş yılın en az birinde 1,5°C 'yi geçmesi bekleniyor. Ancak tek bir yıllık değişim 1,5°C limitinin geri dönüşsüz aşıldığı anlamına gelmiyor, ortalama küresel sıcaklık artışını yüzyıl sonuna kadar 1,5°C ile sınırlamak hâlâ mümkün. Bu yüzden de ülkelerin ulusal iklim hedefleri ve net sıfır çabaları oldukça önemli.

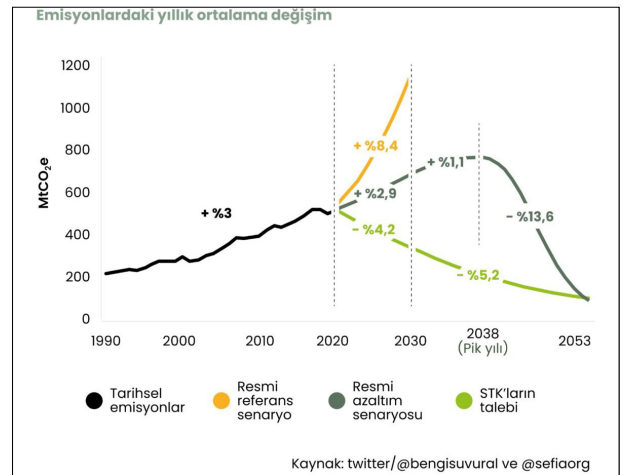
7.3.2 TÜRKİYE NET SIFIR HEDEFİ VE ULUSAL KATKI BEYANI

Türkiye 2053 yılında emisyonlarını net sıfıra ulaştırma hedefini açıkladı. Net sıfır emisyon, bir ülke, bölge veya kurumun, insan faaliyetleri sonucu atmosfere saldırdığı sera gazı miktarı ile, yine insan faaliyetleri ile tuttuğu veya yakaladığı sera gazı miktarının eşit olması durumudur. Net sıfır emisyon kavramı, iklim krizi ile mücadele kapsamında atılan adımların bir parçası olsa da aslında yeni düşük karbonlu dünya düzenine uyum için takip edilen bir yol haritası olarak da görülebilir. Net sıfır hedefine ulaşmak için ülkelerin çevresel, sosyal ve ekonomik politikalarını yeniden değerlendirmesi ve her alanda köklü değişiklikler yapması gerekir. Pek çok ülke hem iklim krizinin geldiği nokta hem de dünyada kurulmakta olan yeni düşük karbonlu düzenin gerisinde kalmamak için net sıfır hedeflerini açıkladılar. Dünyadaki ülkelerin çoğunluğu net sıfır hedef yıllarını 2050 ve öncesi olarak açıklarken Türkiye, Çin, Kazakistan, Ukrayna gibi az sayıda ülke net sıfır hedeflerini 2050 sonrası için belirledi. IPCC'nin altı binin üzerinde bilimsel çalışmayı inceleyerek hazırladığı "1,5° Küresel Isınma Özel Raporu"na göre sera gazı emis-

yonları mevcut şekilde devam ederse küresel ısınma 2030–2052 yılları arasında 1,5°C sınırını geçecek. Rapora göre 1,5°C sınırının aşılması için küresel emisyonların 2030 yılında 2010 yılına göre %45 azaltılması, 2050 yılında ise net sıfır emisyona ulaşılması gerekiyor [3]. Bu sebeple ülkelerin net sıfır taahhütleri ve bu taahhütlere ulaşmak için gösterdikleri çaba kritik.

7.3.2.1 Türkiye yeni emisyon azaltım hedefini açıkladı: Emisyonlar artacak

Türkiye net sıfır hedefini açıklamış olsa da 2021 yılında 27. *Taraflar Konferansı'nda (COP27)* Türkiye adına Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'nın açıkladığı ilk güncellenmiş *Ulusal Katkı Beyanının (NDC) 2053* net sıfır hedefi ile uyumlu olarak oluşturulmadığı görüldü. Türkiye verdiği NDC'de, referans senaryoya oranla (*Business as Usual-BAU*) emisyonlarını 2030 yılına kadar %41 azaltarak 695 Mt CO₂ eşdeğeri seviyesine ulaştıracağını beyan etti [4]. 2020 emisyonları ile karşılaştırıldığında bu plan Türkiye'nin emisyonlarını 2030 yılına kadar %30'dan fazla artırmayı planladığı anlamına geliyor. Türkiye NDC'sinde emisyonlarını 2038 yılına kadar tepe noktasına ulaştıracağını da açıkladı, bu da Türkiye'nin dünyadaki mevcut gidişat ve ihtiyaçların aksine 2038 yılına kadar emisyonlarını artırmayı planladığını gösteriyor.



Şekil 7.3.1 Türkiye Emisyon Azaltım Hedefi ve Sivil Toplumun Talebi [3]

7.3.3 2030 İKLİM HEDEFİ VE İKLİM EYLEMİNİN EKONOMİK FAYDALARI

Türkiye'nin *Ulusal Katkı Beyanı* hakkında yapılan açıklamalarda, planlanan emisyon artışı Türkiye'nin gelişmekte olan bir ülke olmasına ve büyüme ihtiyacına, bunun yanı sıra Türkiye'nin küresel emisyonlara katkısının düşük olduğu iddiasına dayanıyor. Sivil toplum kuruluşları tarafından yapılan çalışmalar Türkiye'nin iddia edilen aksine küresel emisyonlarda gittikçe büyümekte olan payını ve bunun yanı sıra küresel çabalarla uyumlu bir iklim hedefinin Türkiye için yaratacağı ekonomik faydaları ortaya koyuyor.

İstanbul Politikalar Merkezi (IPM) tarafından 2023 yılında yayımlanan "*Türkiye'nin Karbon-suzlaşma Yol Haritası: Dönüşümün Takvimi ve Coğrafyası (2020-2050)*" raporu Türkiye'nin küresel emisyonlara katkısına dair verileri paylaşıyor. Bu veriler Türkiye'nin sera gazı emisyonlarının 2021 yılında 1990 yılına göre %157 oranında arttığını, Türkiye'nin karbondioksit (CO₂) emisyonlarının ise 2023 yılında 1990 yılına göre neredeyse iki kat arttığını gösteriyor. Türkiye'nin 2021 yılında fosil yakıtlardan ve endüstriden kaynaklanan karbondioksit emisyonlarında dünyada 195 ülke arasında 13. sırada olduğu görülüyor. Türkiye 5,4 ton olan kişi başı CO₂ emisyonlarıyla da dünya ortalamasının üzerinde ve kişi başı CO₂ emisyonu sıralamasında 64. sırada. Raporda Türkiye'nin NDC'si ve *Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK)* senaryolarında görülen 2030 Türkiye nüfusu verilerine dayanılarak yapılan hesaplama, Türkiye'nin NDC'sinde planladığı gibi emisyonlarını artırması ve Avrupa Birliği'nin (AB) planladığı %55 emisyon azaltım hedefini başarması halinde, Türkiye'nin kişi başı CO₂ emisyonlarının AB ortalamasını geçeceği ortaya konuluyor. [5] Paylaşılan verilerin gösterdiği gibi Türkiye'nin küresel emisyonlara katkısı azımsanabilir değil ve küresel iklim eyleminde yerini alması 1,5°C hedefi açısından oldukça önemli.

Türkiye'de iklim değişikliği üzerine çalışan sivil toplum kuruluşları tarafından başlatılan

"2030 İklim Hedefi" kampanyası, Türkiye'nin emisyonlarını 2030 yılına kadar 2020 yılına oranla %35 azaltabileceğini gösteriyor ve bu azaltım planı için bir yol haritası da paylaşıyor. Kampanya ayrıca iddialı bir azaltım hedefinin Türkiye'ye ekonomik faydalarını da bilimsel çalışmalara dayanarak paylaşıyor.

7.3.3.1 Enerjide kendine yeterlilik başarılabilir

EMBER tarafından 2022 yılında yayımlanan çalışma 2021 yılı Ocak ayı ve 2022 yılı Nisan ayı arasındaki dönemde elektrik üretim maliyetlerine odaklanıyor. Türkiye'nin elektriğinin neredeyse üçte birini fosil gazdan ürettiği 2021 yılında, EMBER'in raporuna göre artan fosil gaz fiyatları, Türk Lirası'ndaki değer kaybıyla da birleşerek Türkiye'nin incelenen dönemde elektrik üretim maliyetinin altı kat artmasına neden oldu. Rapor, Türkiye'de incelenen dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin fosil gazdan üretilmiş olduğu senaryoda Türkiye'nin 7 milyar dolarlık fazladan fosil gaz ithalat maliyeti olacağını hesaplıyor. Yani incelenen süreçte yenilenebilir enerji kaynakları sayesinde Türkiye 7 milyar dolarlık ek maliyetten kurtulmuş durumda. [6] Raporun çıktılarının da gösterdiği gibi Türkiye yenilenebilir enerji yatırımlarını artırarak iklim eyleminde yer almasının ve elektrik üretim maliyetlerini düşürmesinin yanında fosil yakıt ithalatına bağımlılığın getirdiği ekonomik yükten kurtulabilir.

7.3.3.2 Enerji maliyetleri düşer

İklim değişikliği üzerine çalışan çeşitli sivil toplum kuruluşları tarafından 2021 yılına yayımlanan "*Karbon Nötr Türkiye Yolunda İlk Adım: Kömürden Çıkış 2030*" raporu Türkiye'nin kömürden çıkışı için bir yol haritası oluşturmak amacıyla 2021-2035 arası dönem için çeşitli senaryolara odaklanıyor ve modelleme çalışmalarıyla Türkiye'nin 2030 yılında kömürden çıkması ihtimali ve bunun olası sonuçlarını paylaşıyor. Raporun bulguları, doğru politikalarla Türkiye'nin 2030 yılında kömürden çıkmasının gerçekçi ve ulaşılabilir bir hedef olduğunu ve kömürden çıkıp güneş, rüzgar, bataryaya

dayalı bir sisteme geçiş ile 2035'e gelmeden Türkiye'nin elektrik üretim maliyetinin azalabileceğini gösteriyor. [7]

7.3.3.3 Yeni istihdam alanları yaratılır

Avrupa İklim Eylem Ağı (CAN Europe) ve SE-FiA tarafından yayımlanan "Kömüre Dayalı İstihdamdan Çıkış: Sorun Alanları ve Çözüm Önerileri" raporu güneş ve rüzgar enerjisi yatırımlarının kömüre oranla beş kat daha fazla istihdam potansiyeli yarattığını ortaya koyuyor. Çalışma ayrıca kömür sektörünün geldiği noktada istihdam kapasitesinin, Türkiye'deki toplam istihdamın çok küçük bir kısmını oluşturduğunu ve sektörün ortadan kalkması durumunda Türkiye için büyük bir istihdam şoku yaratamayacağını ortaya koyuyor. [8]

7.3.3.4 Sağlık sorunları ve sorunların kamuya maliyeti azalır

Sağlık ve Çevre Birliği (HEAL) tarafından 2021 yılında yayımlanan "Türkiye'de Kronik Kömür Kirliliği: Kömürün Sağlık Yükü ve Kömür Bağımlılığını Sonlandırmak" isimli rapor kömür santrallerinin yarattığı kirliliğin her yıl yaklaşık 53.60 milyar TL'ye varan sağlık maliyeti yarattığını ortaya koyuyor. Rapora göre 2019 yılında Türkiye'nin sağlık harcamalarının %27'si kömür sebebiyle sağlık sorunlarından kaynaklandı. Rapor ayrıca kömürlü termik santrallerin 2019 yılında beş bin erken ölüme de sebep olduğunu belirtiyor [9].

7.3.3.5 İşsizlik ve yoksullukla mücadele olanağı yaratılır

Boğaziçi Üniversitesi tarafından 2019 yılında yapılan *Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK)* projesi çıktıları Türkiye'nin planlı ve aktif bir iklim politikası ile milli gelirini artırmabileceğini ve kayıt dışı istihdamını azaltabileceğini gösteriyor. "*Dual Bir Ekonomide Sürdürülebilir Büyüme ve İklim Değişikliği ile Mücadele*" başlıklı çalışmaya göre kirleten öder prensibi ve karbon vergisi gibi kaynaklarla oluşturulacak gelirin bir fona aktarılması ve enerji verimliliği konusunda devam eden yatırımlarla birleştirilmesiyle özellikle kayıt dışı istihdam ve

işsizliğin yoğun olduğu yoksul bölgelerde 2040 yılında kayıtlı istihdamın %8,2 oranında artacağını öngörüyor [10].

Tüm bu veriler ve pek çok diğer bilimsel çalışma iddialı bir iklim eyleminin Türkiye'nin küresel iklim eyleminden geride kalmaması, kurulan yeni düşük karbonlu dünya düzeninde yerini alması ve iklime dirençli bir büyüme modeli geliştirmesi için gerekli olduğunu ortaya koyuyor. Bunun yanında ve elbette daha önemlisi ise iddialı bir iklim hedefi ve karbon yoğun üretim yöntemlerinden yenilenebilir enerjiye planlı ve adil bir geçiş, yurtaşların refahını yükseltip insana yakışır yeni işler oluşturabilir; toplumsal cinsiyet eşitliğini ve gelir adaletsizliği ile yoksullukla mücadeleyi önceleyen politikalarla adaletli bir sosyal sözleşmenin önünü açabilir.

Düşük karbonlu bir düzene geçişin adil olabilmesi için katılımcı bir kurguyla önceden planlı olması gerekiyor. *CAN Europe*, 2021 yılında yayımladığı "*Adil Geçiş Vizyon Belgesi*"nde toplumsal bir adil dönüşüm vizyonu için ilkelerden bahsediyor. Belge, adil olan bir dönüşümün uzun vadeli bir vizyonla, tüm paydaşlarla birlikte geliştirilmiş ayrıntılı yol haritalarının toplumsal cinsiyet eşitliğini önceleyerek ve fırsatlara erişimdeki adaletsizliklerle ve iklim değişikliğinin sebep olduğu haksızlıklarla mücadele eden, kamu ve özel sektörün kaynaklarını adil şekilde kullanan bir dönüşüm süreci olması gerektiğinin altını çiziyor [11].

Dünyada mevcut dönüşüm denemeleri de planlamanın, eşitlik talebinin ve paydaşların katılımının önemini gösteriyor. Örneğin, *The London School of Economics and Political Science (LSE)* tarafından Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Birleşik Krallık'ta (BK) yapılan bir çalışma çeşitli bölgelerde düşük karbonlu işlere dair ilanları kıyaslıyor. Çalışmaya göre BK'de düşük karbonlu iş ilanları mevcut istihdamın çok küçük bir kısmını barındıran Greater London bölgesinde yoğunlaşıyor. Bu da düşük karbonlu işlerin doğru destek mekanizmaları ile coğrafi gelir eşitsizlikleriyle mücadele edebileceğine dair güncel bir örnek sunuyor. Ancak

ABD'de durum tam tersi görünüyor, düşük gelirlili bölgelerde yoğunlaşan yüksek karbonlu işler yerine düşük karbonlu işlerin yüksek gelir grubuna ait bölgelerde yoğunlaştığı görülüyor. Bu da olası plansız bir geçiş sürecinde ABD'de işlerini kaybetme ihtimali olan karbon yoğun sektörde çalışanların yaşadığı bölgelerde gelir adaletsizliğinin derinleşebilme riskini ortaya çıkarıyor. [12]

Türkiye, fosil yakıtlarda dışa bağımlı bir ülke olarak farklı bölgelere özel adil geçiş planları, kirleten öder politikasını önceleyen bir iklim yasası ile yurttaşların refahını yükselten, sağlıklı yaşama hakkını güvence altına alan ve toplumsal cinsiyet eşitliğini önceleyen insana yakışır işler üreten, bunun yanında küresel iklim eylemi içinde yerini alan bir adil geçiş kurgusu yapabilir.

KAYNAKÇA

1. Pediaa.com, <https://pediaa.com/difference-between-global-warming-and-climate-change/>, son erişim 26.03.2024.
2. İklim Haber, <https://www.birbucukderece.com/kritik-esik-1-5-c>, son erişim 17.03.2024.
3. İklim Haber, <https://www.birbucukderece.com/>, son erişim 17.03.2024.4. İklim Değişikliği Başkanlığı, <https://www.iklim.gov.tr/guncellenmis-birinci-ulusal-katki-beyani-sunuldu-haber-1139>, son erişim 17.03.2024.
5. İstanbul Politikalar Merkezi, 2023, Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: Dönüşümün Takvimi ve Coğrafyası (2020-2050), İstanbul.
6. Alparslan, U., 2022, Turkey: Wind and solar saved \$7 bn in 12 months.
7. Europe Beyond Coal v.d., 2021, Karbon Nötr Türkiye Yolunda İlk Adım Kömürden Çıkış 2030.
8. <https://sefia.org/wp-content/uploads/2023/08/komure-dayali-istihdamdan-cikis-web.pdf>
9. Sağlık ve Çevre Birliği, 2021, Türkiye'de Kronik Kömür Kirliliği: Kömürün Sağlık Yükü ve Kömür Bağımlılığını Sonlandırmak.
10. Seher, G., Durgun, Ö. D., 2019, Türkiye aktif iklim politikası uygulayarak milli gelirini artırabilir!, Boğaziçi Üniversitesi Haberler.
11. CAN Europe, 2021, Adil Dönüşüm: Kapsayıcı, sürdürülebilir ve dirençli bir toplum için adil geçiş süreçlerine yol göstermek.
12. The London School of Economics and Political Science, 2023, Skills and wage gaps in the low-carbon transition: comparing job vacancy data from the US and UK.

BÖLÜM 8

SONUÇ VE ÖNERİLER

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

Oğuz TÜRKYILMAZ

Endüstri Mühendisi

Orhan AYTAÇ

Makina Mühendisi

Şayende YILMAZ

Makina Mühendisi

Bugüne değin bizlerin kapitalist sisteme ve çarpık uygulamalarına karşın yönelttiğimiz eleştirilere karşı söyleyecek sözü olmayan iktidar temsilcileri ve egemen sınıfların sözcülerinin sıkça başvurdukları “Siz yalnız eleştirirsiniz, çözüm önermezsiniz” çarpıtmasına karşın, ilkinin 2010’da yayımladığımız *Türkiye’nin Enerji Görünümü (TEG) Raporunu*, 2012, 2014, 2016, 2018, 2020, 2022’de, çok sayıda uzmanın katkılarıyla sürekli gelişen içerik ve vasıflarda bugüne getirdik. Gerek TEG Raporlarında, gerekse Odamızın enerji ile ilgili diğer birçok çalışmasında, sorunların çözümü için uygulanan politika ve programların neden olduğu sorunlar tanımlandı, yapılması gereken değişiklikler anlatıldı. Bugün de, görüş ve önerilerimiz bölümünde sorunlar tanımlandı, çözüm önerileri paylaşıldı.

8. 1 FOSİL YAKIT BAĞIMLISI TÜRKİYE

ETKB verilerine göre 2022 yılı birincil enerji tüketiminde fosil yakıtların payı %83,3’dür. Yerli kaynakların payı %32,2, ithal kaynakların payı ise %67,8’dir. Fosil kaynaklardan doğalgazın %98’i, taş kömürünün %97’si, petrolün %90’ından fazlası ithal edilmektedir. Yerli fosil kaynak ise, üretimi 80 Milyon Tona ulaşan linyittir. Tüketimde fosil yakıtlar çok yüksek paya sahiptir ve linyit dışındaki fosil yakıtlar dışa bağımlı ve ithal kaynaklardır.

Ülkemizin, açıklanan 2053 Net Sıfır Emisyon hedefine nasıl ulaşacağına dair hazırlanmış, konuşulmuş, tartışılmış, üzerinde anlaşılması, açıklanmış bir stratejisi, yol haritası ve eylem planı olmadığı gibi, fosil yakıt tüketimini azaltmaya yönelik kayda değer bir öngörü ve plan da mevcut değildir.

2022’nin son günü, ETKB web sitesine, 2035’e kadar olan dönemi kapsayan ve “*Türkiye Ulusal Enerji Planı*” gibi iddialı bir isim taşıyan bir çalışma yüklendi. Dayandığı varsayımlar ve hedefleri tartışmalı olan, öngördüğü hedeflere ulaşmak için izlenecek strateji, yol haritası ve yapılacak çalışmalara dair tek bir sözcüğün yer almadığı, yatırım ve işletme maliyetlerinin irdelenmediği, amatörce yapılmış bir çalışmanın, *Ulusal Enerji Planı* olarak adlandırılması ve duyurulması, siyasi iktidarın ve enerji yönetiminin, bilgi ve yeteneklerinin ne denli sorunlu ve sınırlı olduğunu ortaya koyuyor.

Ulusal Enerji Planı olarak adlandırılmasına karşın plan değil, basit bir taslak olan çalışmada, 2035 yılına kadar beşer yıllık olarak (2025, 2030, 2035) birincil enerji ve elektrik tüketimi tabloları, grafikleri mevcuttur.

İktidarın, fosil yakıtlardan vazgeçmeye niyeti olmadığını belgeleyen *Ulusal Enerji Planı*’na göre 2035’e kadar kurulu güç öngörülerini(MW) aşağıdaki tabloda yer alıyor.

KAYNAK	2022	2025	2030	2035
KÖMÜR	21.811	21.100	22.800	24.300
DOĞAL GAZ	25.348	24.200	30.300	35.500
NÜKLEER	0	2.400	4.800	7.200
HİDROELEKTRİK	31.571	33.000	35.100	35.100
RÜZGAR	11.396	13.100	18.100	29.600
GÜNEŞ	9.425	17.900	32.900	52.900
DİĞER (JEOTERMAL, BİYİYAKIT VD.)	4.258	4.500	5.100	5.100
TOPLAM	103.809	116.200	149.100	189.700
ÖNGÖRÜLEN ARTIŞ MİKTARI		12.391	45.291	85.891
ÖNGÖRÜLEN ARTIŞ ORANI		11,94%	38,98%	57,61%

2022 yılı içerisinde 1,3 GW kurulu gücünde yeni bir ithal kömür santrali devreye alındı. Plana göre: 2030 yılına kadar 1,7 GW, 2030 ve 2035 yılları arasında ise 1,5 GW daha yerli kömür santralının kurulu gücünün devreye alınması (ve sadece 0,7 GW kömürlü santralin devreden çıkması) öngörülüyor. Böylece, 2023-2035 döneminde, 3,2 GW kömür yakıtlı santral daha kurularak kömüre dayalı kurulu gücü azaltmak bir yana %11,4 artırılması hedefleniyor.

Doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminde, 2030 yılına kadar halen lisans almış veya başvuru süreçleri devam etmekte olan 2,4 GW kurulu güçte santrale ilave olarak 2035 yılına kadar toplam 10 GW yeni doğalgaz kombine çevrim santrali yatırımı daha yapılması ve doğalgaz yakıtlı santral kurulu gücünün %40 artırılması başka bir plan hedefidir.

2035'e kadar karasal rüzgâr enerjisi santrallerinin (RES) kurulu gücünün, 2022'ye göre yılda yaklaşık 1.000 MW yeni kapasite tesisi ile 24,6 GW'a ulaşması, güneş enerjisi santrallerinin (GES) kurulu gücünün ise, 2022'ye göre yılda yaklaşık 3.344 MW ilave ile 52,9 GW'a çıkarılması hedefleniyor.

Bu kurgu, 2035'te karasal RES potansiyelinin ancak yarısının değerlendirilmesinin öngörüldüğünü, deniz üstü RES'te ise, önümüzdeki 13 yılda 5.000 MW kurulu güç hedefi ile 75-80 GW tahmin edilen kapasitenin yalnız %6'sına ulaşabileceği, GES için 2035 hedefinin de potansiyelin yalnız beşte biri olduğu not edilmeli.

Baştan aşağı sorun yumağı olan 4,8 GW kurulu güçte AKKUYU Nükleer Güç Santralına (NGS) ek olarak, 2035'e kadar 2,4 GW nükleer gücü daha devreye almanın planlandığı görülüyor.

Net sıfır CO₂ salımın hedeflendiği ilan edilen 2053 yılı için ise bazı bilgiler aktarılmış ama sonuç değerler verilmemiş ve muhtemelen özellikle belirsiz bırakılmış. Planda 2053 yılında birincil enerji tüketiminin 240,6 MTEP (milyon ton eşdeğer petrol)'e ulaşacağı ve yenilenebilir kaynakların payının %50, nükleer enerjinin

payının %29,3, fosil yakıtların payının %20,8 olacağı öngörülmüş. Bu ve benzeri bilgilerden yola çıkarak yapılan hesaplamalar, 2053 yılına kadar 42 GW kapasitede NGS kurulmasının hedeflendiğine işaret ediyor. NGS toplam kurulu gücünün, 2053'e kadar AKKUYU NGS'nin 8,8 katına çıkarılması ve bu amaçla ülkenin her bir yanına yakıtından teknolojisine her yönü ile dışa bağımlı yeni nükleer santraller kurma tutkusu, bağımlılık boyunduruğunu güçlendireceği gibi, giderek daha yoğunlaşacak giderilmemiş atıklar ve daha da büyüyecek risk faktörü vb. ile ülkemizi büyük felaketlerle karşı karşıya bırakabilir.

8.2 DÜŞÜK KARBONLU VE İKLİMLE UYUMLU, TOPLUM ÇIKARLARI ODAKLI KAMUSAL VE DEMOKRATİK BİR KALKINMA MODELİ TÜRKİYE İÇİN ZORUNLULUKTUR

8.2.1 Enerjide dönüşüm, kimin için, ne için, nasıl?

"Enerji'de dönüşüm" söylemi, kimin için, ne için, nasıl bir dönüşüm sorularına da yanıt vermeli. Dünyayı saran Covid 19 salgınının yıkıcı etkileri ve Rusya-Ukrayna savaşıyla daha da derinleşen krizin, mevcut neoliberal politikaların yeni biçimleri ile aşılamayacağı açıktır. Sorunlar, sorunları yaratan ve yaratmaya devam edenlerle birlikte aşılamaz. Bugüne değin yapılan ve doğaya, çevreye, topluma zarar veren kuralsız, düzensiz sanayi, madencilik, enerji ve altyapı yatırımlarından sorumlu olan sermaye kesimleri, şimdi "Krizi benzersiz bir fırsata çevirmek" için AB üzerinden dünyaya "Avrupa Yeşil Mutabakatı" adı ile "yeni bir sermaye birikim yöntemi", büyüme stratejisi tabelasıyla önermektedir. Yeni kazanç alanları yaratmak için bir tarafta fosil yakıt ticareti, fosil yakıtlara dayalı elektrik üretimi gibi faaliyetleri sürdürürken, diğer tarafta kurdukları, kurdurdukları, finanse ettikleri düşünce kuruluşları üzerinden timsah gözyaşları dökerek, "yeşil yeniden yapılanma", "yenilenebilir enerji", "yeşil dönüşüm" söylemlerini yaygınlaştırmaya çalışan tekelleri sermaye gruplarının gerçek amaç ve niyetleri açığa çıkarılmalıdır.

Enerji politika ve uygulamaları; çağdaş toplumlarda tüm yurttaşların ve toplumun ortak gereksinimleri olan eğitim, sağlık, ulaşım, adalet, iletişim, kültürel ve sportif hizmetlerinin, güvenli çalışma ve yaşam koşullarının, beslenme, iklimlendirme, uygun barınma ihtiyaçlarının ve toplam ekonomik faaliyetlerin gereksineceği miktar ve nitelikte kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak teminini, iletimini ve dağıtımını amaçlamalıdır.

Bu kapsamda enerjinin tüm tüketim alanlarında daha verimli kullanılmasını sağlayacak politika ve uygulamalar yürürlüğe konulmalı, kamusal demokratik bir planlama anlayışı ve uygulaması temel politika olmalıdır. Kapitalizmin gereksiz tüketim, sürekli yeniden üretim sarmalının tektlediği, genel olarak tüm enerji kaynaklarının, özel olarak işlevsel olmayan elektrik tüketiminin körüklenmesi anlayışından uzak durulmalıdır.

Yeni elektrik enerjisi ihtiyaçlarının karşılanmasında, karbonsuzlaşma hedefi doğrultusunda; enerji üretim tesislerinin esas olarak rüzgâr, güneş vb. yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı biçimde kurulması temel olmalı, rüzgâr ve güneş enerjisinden daha çok yararlanılmalıdır.

Karasal kurulu güç potansiyelinin henüz yalnız dörtte biri devreye alınmıştır. Düşük hızlarda esen rüzgârla da elektrik üretebilen türbinlerin gelişimi de dikkate alınarak, yapılacak yeni bilimsel çalışmalarla Türkiye'nin güncel karasal ve deniz üstü rüzgâra dayalı elektrik üretim potansiyeli belirlenmelidir.

Denizlerde kurulabilecek RES'lerde ise daha yola bile çıkılmamıştır. Yerli imalat sanayinin yanı sıra gemi ve deniz araçları yapım ve bakım onarım sektörünü ve denizciliği de geliştirme potansiyeli olan deniz üstü RES'lerle ilgili bir yol haritası, strateji belgesi ve eylem planları, ilgili tüm kesimlerin katılımıyla hazırlanmalıdır.

Öte yandan emperyalist-kapitalist sistemin tüm kurumları ile ülkemizin Ege ve Akdeniz'de

münhasır ekonomik bölge ve kıta sahanlığını daraltma, küçültme ve böylece gerek denizlerdeki doğal kaynaklardan, gerekse deniz üstü RES potansiyelinden yararlanmasını sınırlama girişimleri engellenmeli, ülkemizin denizleri altında ve üstündeki tüm haklarının tescilli sağlanmalıdır. Bugün yalnız %3'ü değerlendirilen güneşe dayalı elektrik üretim potansiyelinin değerlendirilmesi için, güneş enerjisi karşıtı yaklaşım devre dışı bırakılmalı, konan engeller kaldırılmalı ve kadim bir güneş ülkesi olan ülkemizde bu sonsuz kaynaktan en yüksek düzeyde yararlanılmalıdır.

Yeni kurulacak santrallerin ve bakım-rehabilitasyon-yenileme çalışmaları yapılan tesislerin enerji ekipman ihtiyaçlarının yurtiçinden imal ve temini esas olmalıdır.

8.2.2 Enerji politika ve uygulamalarının temel öğeleri

Akkuyu ve Sinop NGS gibi riskli, dışa bağımlı, pahalı projeler iptal edilmelidir. Akkuyu NES, TANAP, Türk Akımı vb. projelerde yapıldığı gibi; bazı ticari sözleşmelerin, bir tür "yasal hile" ile gereği olmadığı halde, TBMM onayından geçirilerek uluslararası sözleşme niteliği kazandırılması ve ulusal iç hukukun denetimi dışına çıkarılması önlenmeli; bu tür mevcut sözleşmeler ivedilikle yeniden görüşme konusu yapılmalı ve ülke çıkarları doğrultusunda değiştirilmelidir.

İthal edilen petrol, doğalgaz, kömür gibi enerji hammaddeleri ile ilgili alım anlaşmaları yeniden görüşme konusu yapılmalı, ülkemiz aleyhine olan maddelerinin iptal edilmesi sağlanmalıdır. Ülkeden geçen tüm transit boru hatları millileştirilmeli ve kamulaştırılmalıdır.

Yasal düzenlemeler ve uygulamalarda, kamu yararı kavramı öznel ve piyasa güçleri lehine istismar edilen bir kavram olmaktan çıkarılmalıdır. Kamu yararı kavram ve uygulaması, ülke ve emekçi halkın yararını gözeten nesnel ve somut olarak ölçülebilir ölçütlere dayandırılmalıdır.

Enerji projelerine ilişkin yatırım kararlarında, ilgili projelerin topluma fayda ve maliyetlerini

(olumlu ve olumsuz etkilerini) çeşitli yönlerden analiz eden/değerlendiren Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED), Sosyal Etki Değerlendirme, Sağlık Etki Değerlendirme, Ekonomik Fayda Maliyet Analizi, Sosyal Analiz, Sosyokültürel Analiz, Bölgesel Analiz gibi nesnel, nicel ve ölçülebilir kriterler esas alınmalıdır.

Acele kamulaştırma denen, sermayenin enerji yatırımları için yurttaşların oturdukları evlerden, topraklarından, çevrelerinden koparılmasına, sürgün edilmesine dayanak olan yasal düzenleme değiştirilmeli, insan haklarına aykırı bu uygulama derhal sona erdirilmelidir.

Kullanılmayan bir hak, hak değildir. Toplumsal adalet için, tüm idari ve adli yargı süreçleri, halkın ve demokratik kuruluşların hatalı uygulamalara yasal itiraz hakkını sınırlayan, önleyen, hatalı yoruma açık; “doğrudan zarar görme şartı”, “yüksek dava açma harçları ve çok yüksek bilirkişi ücretleri” gibi tüm engeller kaldırılmalı, hak arama kolay ve uygulanabilir olmalıdır.

Üretim yöntemi ne denli çevre dostu olursa olsun elektrik üretme gereçesi, santral çevresinde yaşayan insanların istekleri dışında yaşamsal haklarının sınırlanmasını, ortadan kaldırılmasını haklı kılamaz. “Çevreci” santral yapma iddiası da, santralların tüm çevresel ve toplumsal etkilerini göz ardı etmenin, verimli tarımsal arazilerini sınırsız biçimde işgal etmenin, derinlere deşarj edilmesi gereken jeotermal kaynağın yüzeye yakın kuyulara veya yüzeye boşaltmasının, akarsu yataklarının güzergâhlarını değiştirmenin, doğal yaşam için gerekli olan suyu beton borular içerisine hapsedmenin ve çok sayıda ağacı kesmenin gereçesi olamaz.

Özel elektrik şirketlerine kamudan kaynak aktarım mekanizmaları olan ve bedelleri kamu ve tüketiciler tarafında ödenen;

- Yerli kömür yakan santrallara tanınan, piyasa fiyatlarından daha yüksek sabit fiyattan alım garantileri,

• Kömür ve doğalgaz yakıtlı santrallara ve hidroelektrik santrallara ilave ödeme yapılmasını sağlayan Kapasite Mekanizması,

• Yenilenebilir kaynaklı santrallar için uygulaması amaç dışına çıkmış olan YEKDEM sona ermelidir.

Kamu tarafından yapılanlar da dâhil; tüm yeni tesislerin çevresel ve toplumsal etki değerlendirme çalışmalarında, yatırımın tüm etkileri bilimsel gerçeklere dayandırılmalı ve kurulması öngörülen tesislerin bulunduğu yörede var olan ya da yatırım kararı alınmış diğer yatırım projelerinin etkileriyle birleşmesi sonucunda ortaya çıkacak kümülatif etki de değerlendirilmelidir. Enerji, sanayi, altyapı sektörlerindeki tüm projelerin yapım ve işletme aşamaları sürekli denetlenmeli, çevresel ve toplumsal etki değerlendirmesinde belirtilen ve böylece taahhüt edilen yükümlülüklerin yerine getirilip getirilmediği görülmelidir.

Tüm enerji projelerinde yer seçiminden-projenin fizibilite aşaması, tesis montajı ve işletme ömrü sonuna kadar sürecin tüm aşamalarında, toplum yararı ve çevre öncelikle göz önüne alınmalı, halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmeli, verimli tarımsal arazilere enerji tesisi kurulması ve halkın geçim kaynağı olan tarım alanlarına, meralara, akarsulara, göllere, denizlere ve ekosisteme zarar verilmesi mutlaka önlenmelidir.

Yanlış uygulamalardan canı yanan, zarar gören üreticilere ve yaşadıkları bölgede sağlıklı yaşam haklarını savunmak için barışçıl yöntemlerle direnenlere baskı ve şiddet uygulama, üzerlerine kolluk kuvvetleri gönderme uygulamaları derhal son bulmalı ve halkın taleplerine kulak verilmelidir.

Atanmış ve seçilmiş yöneticilerin görevi, santral yatırımcısı sermaye gruplarının çıkarlarını kollamak değil, her ne pahasına olursa olsun o bölgede yaşayan insanların, toplumun, çevrenin, doğanın ve ülkenin çıkarlarını korumak olmalıdır.

8.2.3 Kamucu, toplumcu dönüşüm

Sorunları aşmak ve krizden mümkün olan en çabuk şekilde ve en az hasarla çıkabilmek için; yurttaşların ve toplumun vazgeçilmez gereksinimlerinin karşılanmasında kamu mülkiyeti, kamusal hizmet ve toplumsal yarar esaslarını temel alan demokratik bir planlama ve toplumsal kalkınma perspektifi ile kamucu, toplumcu bir dönüşüm programının uygulanması gereklidir.

Enerjinin, toplum çıkarlarını gözeterek kamusal planlama kapsamında, kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak temini, iletimi ve dağıtımını amaçlanmalıdır.

Kamu işletmelerinde şeffaflık sağlanması, çalışanların yönetime katılması, karar alma süreçlerinde ve denetimde etkin olmaları, sendikal örgütlenmenin yaygınlaşması, yatırımların planlı bir şekilde gerçekleştirilmesi hizmetin niteliğini artıracaktır. Ayrıca üretilen hizmetlerden yararlananların, ürünleri kullananların, özellikle enerji, madencilik, altyapı ve sanayi yatırımlarıyla ilgili bölgede yaşayan halkın temsilcilerinin karar alma süreçlerinde ve denetimde etkin olmaları gereklidir.

Demokratik enerji programı, emeğin tarihsel kazanımlarını, örgütlülüğünü ve sosyal devleti sermayenin çıkarları lehine yok eden; sağlık, eğitim dâhil tüm alanları piyasa uygulamalarına açan neoliberal politikaların değiştirilmesini esas almaktadır. Emeği en yüce değer sayan, siyasal, ekonomik, sosyal yönleriyle bütünlüklü, toplumcu bir demokratikleşme siyasal programı, eşit, özgür, adil bir topluma, bağımsız ve demokratik bir ülkeye ulaşma mücadelesinin ayrılmaz bir parçasıdır.

Mevcut fosil yakıt temelli işleyişin, iklimi etkileyen süreç ve etkenlerle etkileşimini irdelemeden, sadece bazı teknolojik yöntemlerle sorunun çözülebileceğini öneren, yaklaşım ve uygulamaları deşifre etmekle yetinmeyip, enerjide toplum yararını gözeterek, kamucu, toplum-

cu başka bir dönüşüm programını tasarlamak, topluma anlatmak, benimsetmek ve uygulamak gerekiyor. Doğayı ve iklimi olumsuz yönde etkileyen yıkım sürecinin insan yaşamı ve tüm canlı varlıklar için tehdiye dönüşmesini önlemek için; başta emekçi sınıflar olmak üzere, toplumun ezici çoğunluğunun çağdaş yaşam koşullarında yaşamlarını sürdürebilmelerini, ihtiyaçlarının karşılanmasını, hak ve çıkarlarının korunup geliştirilmesini öngören kamucu, demokratik planlamacı, katılımcı, toplumcu bir program için, yeşil bir çevre, mavi bir gökyüzü, yaşanabilir bir doğa için, adaletli ve demokratik enerji politika ve uygulamaları için, enerjide başka bir dönüşüm için mücadele etmekle yükümlüüz.

8.2.4 Enerji, eğitim, sağlık vb. kamu hizmetleri neden kamu kuruluşları tarafından verilmeli?

8.2.4.1 Kamu

Öngördüğümüz yeni yapılanmada kamu; enerji ihtiyacını yeni enerji tesisleri kurulması ve yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan, plansız, özel sermaye çıkarlarını gözeterek ve dışa bağımlılığı artıran hatalı politikaları değil, dağıtımdaki kayıpları düşürmeyi ve nihai sektörlerde yer yer %50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkânlarını değerlendirmeyi temel alır.

Kamu, yerli ve yenilenebilir kaynaklara dayalı ve enerji ekipmanlarının yurtiçinde üretimini öngören projelere ağırlık vererek istihdamı artırmayı, dışa bağımlılığı azaltmayı, düşük maliyetle elektrik üretmeyi, yerli sanayinin gelişimine katkıda bulunmayı hedefler.

8.2.4.2 Kamuculuk yeniden

1980'den bu yana izlenen, 2000'li yıllarda hız kazanan bölme, küçültme, kapatma, özelleştirme uygulamalarıyla, genel olarak tüm kamu iktisadi kuruluşları yoğun özelleştirmelere konu olmuş, kamu sanayi tesislerinin çok büyük bölümü özelleştirilmiş veya kapatılmıştır. Enerji sektörünün petrol, doğalgaz ve elektrik alt sektörlerinde, kamu kesiminin etkinliği azaltılmıştır. Bu politikalar sonucu, Petrol Ofisi'nin ve TÜPRAŞ'ın tamamı ile TPAO ve BOTAŞ'a bağlı şirketler

özelleştirilmiş, TEK bölünmüş, elektrik üretiminde kamunun yeni yatırımlar yapması sınırlandırılmış, elektrik dağıtım şirketlerinin tamamı ve kamunun elektrik üretim santrallerinin büyük bir bölümü hızla özelleştirilmiştir. Kamu çalışanları üzerinde baskılar yoğunlaştırılmış, atama ve görevde yükselmede liyakat yerine, siyasi iktidara yakınlık temel ölçüt olmuştur. Genel yoksulluğun yanı sıra enerji yoksulluğu ve yoksunluğu ülke ölçeğinde yaygınlaşmıştır. Bu nedenlerin bütünü itibarıyla kamuculuk yeniden ve kamucu/toplumcu bir dönüşüm gereklidir diyoruz.

8.2.4.3 Kamucu/toplumcu bir dönüşüm ve kalkınma için

Önerdiğimiz toplum ve kamu yararını öncelleyen politikalar, programlar, kurumlar ve kurumsal işleyiş; yalnız enerji sektörü için değil, sanayi, tarım, ulaşım ve altyapı, konut, kentleşme, eğitim, kültür, turizm, spor, sağlık, sosyal güvenlik ve sosyal yardımlar vb. tüm alanlar için de geçerlidir.

Bağımsız, eşit, özgür, adil, dayanışmayı önemseyen demokratik bir toplum ve refah içinde yaşanacak bir ülkeye ulaşmak için

- Yurttaşlarına ve ülkesinde yaşayan insanlara insan onuruna yakışır bir refah ortamı (beslenme, barınma, eğitim, sağlık vb. hizmetler) sağlayarak;
- Büyüme konusunu toplumsal gereksinimleri karşılamaya ilişkilendirecek, işsizliği yok edecek istihdam politikası ve adil bölüşümü kurgulayan;
- Bölgeler arasındaki eşitsizliği ve emekçi kesimler aleyhine olan gelir dağılımını gidermeyi amaçlayan;
- Temel bilimler alanındaki araştırmaları, teknoloji geliştirmeyi ve nitelikli üretimi temel alan bir sanayiye geliştirmeyi hedefleyen;
- Gelir-hizmet adaletini sağlayarak gelir, servet ve harcama-hizmet unsurları temelinde hakça vergi toplayan ve hizmet sunan;

- Eğitim, sağlık, enerji, ulaşım, konut vb. hizmetlerin kamu hizmeti olarak kamu eli ile verilmesini öngören bir kalkınmayı gerçekleştirebilmek ve buna uygun kamu yönetimi sistemi oluşturabilmek için;
- Cumhuriyetin ilerici kazanımlarını benimseyen ve bir üst düzeyde yeniden tesis eden, laiklik ve hukukun üstünlüğünü temel alan, eşitlikçi, özgürlükçü, adil, demokratik bir rejimin inşası için

emekten yana halkçı bir devlet mekanizması tesis edilmelidir.

Bu amaçlarla:

- Ekonominin ve toplumsal yaşamın bütününde kamusal üretim, hizmet ve denetim perspektifi hızla benimsenmelidir.
- Kamucu, katılımcı, demokratik bir planlı kalkınma yaklaşımının benimsendiği, tam istihdam ve toplumsal refah odaklı üretken bir ekonomik model oluşturulmalıdır.
- Üretimin ithal bağımlılığını azaltacak, akıl ve bilim temelli bir üretim ve sanayi planlaması; yüksek ve orta-yüksek teknoloji üreten ve kamu girişimciliği temel alınmalıdır.
- Emek ve ekoloji mücadelelerinin birleşik şekilde yürütülmesiyle doğanın, kültürel varlıkların korunmasını içeren bir modelle karbon salımlarının en aza indirilmesi amaçlanmalıdır.
- Sanayinin kesintisiz olarak gelişmesi ve ithal değil yerli girdilerle yüksek katma değer üretmesiyle toplumsal gelişme ve refaha ulaşarak gelirin adil paylaşımı hedeflenmeli; tarım hasılası kamucu yöntemlerle artırılmalıdır.

Bu kapsamda, kamu kuruluşları yeniden yapılandırılmalı ve bu yeni kurumsallaşmanın önemli bir bileşeni olarak *Türkiye Planlama Kurumu (TPK)* kurulmalıdır.

- TPK çalışmalarında ülke bütünü ve toplum yararını esas alan, merkezi/ulusal/bölgesel planların hazırlanması sürecinde;

yerel toplulukların özgül koşullarını, ihtiyaçlarını ve taleplerini merkeze aktarmasına imkan veren; başta emek ve meslek örgütleri olmak üzere üniversiteler, bilimsel araştırma kurumları, yerel yönetimler, uzmanlık dernekleri, sendikalar, kadın, tüketici ve çevre örgütleri, toplumun örgütlü temsilcileri; genellikle sorunlarını ve taleplerini kamu yönetimine bildirmelerine imkan tanınmayan, kadınlar, engelliler, işsizler, yaşlılar, bakıma muhtaç olanlar, cinsel yönelimleri nedeniyle şeytanlaştırılan vb. sesini duyuramayan toplumsal kesimlerin de dertlerini dile getirebilecekleri, geniş katımlı toplantılara gönderileceği temsilcilerin; yurttaşların sorunlarını ve beklentilerini empati ile dinleyerek rapor edecekleri ve üst yönetimlere aktaracakları bir yapılanma ve işleyiş öngörülmelidir.

- Kamu bütçesinin gelir ve harcama kalemlerinin belirlenmesi süreçlerinde de yurttaşlar ile emek ve meslek örgütleri görüş ve önerilerini bildirmeli, söz sahibi olmalıdır.
- Kamu yönetimi yurttaşların bilgiye erişimini kolaylaştırıcı önlemler almalı, çalışmalar şeffaf olmalı; TPK'nin il, bölge ve ülke düzeyinde yapacağı tüm çalışmalara, yerelden merkeze doğru geniş katılım sağlanmalıdır. Strateji belgeleri ve planları, mevzuat, yol haritaları, eylem planları vb. belgeler mutlaka demokratik, katılımcı ve şeffaf bir anlayışla hazırlanmalı ve erişilebilir olması sağlanmalıdır.

Bu amaçlara yönelik olarak:

- Özelleştirme İdaresi Başkanlığı kapatılmalı, Kamulaştırma İdaresi Başkanlığı kurulmalıdır.
- İşlevleri, düzenleme ve uygulamalarında yurttaşların değil şirketlerin çıkarlarını korumak olan EPDK, EPIAŞ vb. kurumlar kapatılmalıdır.
- Temel sanayi dallarında özelleşen kamu kuruluşları (rafineriler, petrokimya, demir çelik vb.) tekrar kamuya döndürülmelidir.
- Bir adım daha atarak, yeni kamu iktisadi teşebbüsleri sektör temelli olarak kurulmalıdır.

- Elektrik, petrol ve doğalgaz üretimi, iletimi ve dağıtımı, petrol rafinerileri ve petrokimya kompleksleri, ileri teknoloji demir çelik tesisleri, toplum, kamu ve ülke yararlı büyük ölçekli madencilik projeleri, kamusal eğitim, kültür, sağlık ve spor kurum ve tesisleri, ulaşım ve iletişim sistemleri, kurumları ve şebekeleri, sağlıklı kentsel gelişim ve toplu konut uygulamaları, sosyal güvenlik sistemi ve kurumları kamu tarafından tesis edilmeli ve işletilmelidir.

- Temel gıda ve ihtiyaç maddelerinin üretimi, temini, satışı ve dağıtımı kamu eliyle sağlanmalıdır.

- Bütün ülkede güçlü lojistik altyapısı ile etkin, sabit ve gezici yaygın satış noktaları ile doğrudan, internet alışverişi ile uzaktan, gel-al yönteminin yanı sıra kapıda teslim şekliyle tüm yurttaşlara hizmet verecek; temel gıda ve ihtiyaç maddelerinin çeşit fazlalığı ile değil sağlamlığı ile öne çıkan, giyim eşyaları ve ayakkabıların da temin edilebileceği modern bir Sümerbank kurulmalıdır.

- Sümerbank'ın yanı sıra, Et ve Balık Kurumu, Süt Endüstrisi Kurumu, Çay-Kur, Türkiye Şeker Fabrikaları, SEKA gibi temel ihtiyaç maddelerini üreten, ürettiren, temin eden kuruluşları, Türkiye Gübre Fabrikaları, Türkiye Yem Sanayi gibi tarımsal sanayinin girdi kısmını örgütleyen, düzenleyen, geliştiren kurumları yeniden işlevsel hale getirilmelidir.

- Her türlü tarımsal ürünü, üreticilerin tefecilerin ve tüccarların eline düşmesini önleyecek şekilde üreticilerden satın alacak, işleyecek, depolayacak ve pazarlayacak Üretici Birlikleri ve kamu kuruluşları faal hale getirilmelidir.

- PETKİM, TÜPRAŞ, Demir Çelik Fabrikaları (ERDEMİR ve İSDEMİR), Seydişehir Alüminyum gibi sanayinin en fazla ihtiyaç duyduğu ara malı üreten işletmeler kamulaştırılmalıdır.

- PTT tüm posta ve kargo hizmetlerini etkin bir şekilde verecek işlerliğe kavuşturulmalıdır.

- TELEKOM, hayatın vazgeçilmez bir parçası haline gelen internet hizmetini kâr amacı gü-

meden, ücretsiz olarak herkese erişilebilir hale getirecek ve tüm telekomünikasyon hizmetlerinin kamu tarafından sunulmasını gerçekleştirecek şekilde yapılandırılmalıdır.

- TRT ve Anadolu Ajansı, toplum yararı odaklı çalışan sözlü, yazılı, internet yayın kuruluşlarına destek verecek, toplumun doğru ve güvenilir haber kaynağı olacak şekilde yapılandırılmalıdır.
- Kapatılan ya da işlevsizleştirilen özel ihtisas bankaları (Etibank, Sümerbank, Emlakbank, Turizm Bankası vb.), kamu kurumlarının yatırımlarının finansmanında yol gösterici, destekleyici olarak hizmet verecek kamu finansman kuruluşları olarak yeniden işlevsel hale getirilmelidir
- Diğer sosyal fayda yaratan alanlarda da oluşturulacak güçlü kamusal kuruluşlar ve yapılar yoluyla, kamunun tekrar hemen her alanda lokomotif olması sağlanmalıdır.

8.2.5 Bağımsız, demokratik bir Türkiye ve “biz”

Türkiye'nin emperyalizme bağımlılığı 70 yılı aşmıştır. Niyetleri, eylemleriyle belli olan ve ABD'nin küresel askeri gücü işlevini yerine getiren NATO'nun savaş kışkırtıcısı, yayılmacı emperyalist politika uygulamalarına tavizsiz karşı çıkmalı, ülkemizdeki ABD üslerinin Ortadoğu halklarına karşı bir saldırı üssü olmasına son vermeli, faaliyetlerini durdurmalarını sağlamalıyız.

Ufuk çizgimizi genişletmeliyiz. Dünya, yalnız ABD/NATO, İngiltere, kapısında bekletildiğimiz AB ve İsrail'den oluşmuyor. Hızla gelişen Asya, dünyanın ekonomik liderliğine soyunan ÇHC, ABD/NATO'nun tüm saldırılarına direnen RF, çok büyük bir ekonomik güç olma potansiyeli olan Hindistan, bu üç ülkenin başını çektiği güçlü bir ekonomik birliktelik olan BRICS; zengin kaynakları olan ve emperyalizme direnen, Fransa ve ABD üslerini kapatan, askeri birliklerini kovan ülkeleri ile Afrika ve saray darbeleri ile görevinden uzaklaştırılan Lula'nın tekrar yönetime geldiği Brezilya ile çok sayıda ilerici hükümeti bulunan

Latin Amerika, emperyalizmin tüm saldırısına direnen yiğit halkı ile Fidel Castro'nun Küba'sı var.

Ülkemiz dünyadan izole değildir. Diğer ülkelerle bağımsızlık ve egemenlik hakları temelinde kamucu-toplumcu politika ve programlarla uyumlu ilişkiler geliştirmek gerekir.

Türkiye ile o zamanki adı AET-Avrupa Ekonomik Topluluğu olan AB arasında, 1963 yılında imzalanan ve ülkemizin Birliğe katılmasını hedefleyen ilk anlaşmadan bugüne 61 yıl geçti. Kalabalık nüfusu, üye olması halinde AB'nin Orta Doğu ülkeleri ile sınırdaş ve komşu olma durumu, ülkemizin zengin, çok renkli ve farklı kültürü, dini inanç farklılıkları, Türkiye'de egemen sınıfların AB normlarını kabul etmekte isteksizlikleri ve daha birçok nedenle gerçekleşmeyen AB üyeliği, bugünden sonra olmayacak bir hayaldir. AB için Türkiye, ticari bir ortak, büyük bir pazar, eğitilmiş nitelikli iş gücü kaynağı ve sorun yumağı Ortadoğu ülkelerinin önünü kesen, sarışın ve beyaz tenli olmadıkları için gelmesi istenmeyen milyonlarca kara saçlı, esmer mültecilerin depolanacağı tampon bölgedir.

Bu genel durumu mutlaka aşmak gerekiyor. Emperyalizme bağımlılığı, ülkemizi ve halkımızı yoksullaştıran sömürü zincirlerini pekiştiren emek ve halk düşmanı işbirlikçi rejimi aşmak, bağımsızlığımızın ve egemenlik haklarımızın yeniden ve bir üst düzeyde kazanılması için mücadeleye yurtsever bir görevdir.

Mesleki ve toplumsal sorumluluklarımızı bu bilinçle yürütüyoruz, üstleniyoruz.

Biz kim miyiz? Biz bu ülkeyi ve halkını seven, kökü bu topraklarda olan devrimci, toplumcu mühendis, mimar ve plancılarıyız.

Geçmişimizde,

- Ulusal Kurtuluş Savaşı'nın “kalpaklıları”,
- “Bizi mahvetmek isteyen emperyalizme ve bizi yok etmek isteyen kapitalizme” karşı savaşıcağımız diyen Mustafa Kemal ve yol arkadaşları,

- 1929-30 Dünya ekonomik bunalımı döneminde başarıyla uygulanan 1. ve 2. Sanayi Planlarını hazırlayan, SSCB desteğiyle fabrikalar kuran ve işleten, çok zor şartlarda yüzlerce kilometre demiryollarını inşa eden meslektaşlarımız ve Cumhuriyet kadroları,
- “Bağımsız Türkiye” şiarıyla Samsun’dan Ankara’ya yürüyen tütün, fındık mitinglerinde üretici köylülerle, sendikal eylemlerde işçilerle, üniversitelerde öğrencilerle saf tutan, ABD’nin 6. Filosunun askerlerini gemilerine geri gönderen toplumcu, ilerici, devrimci, sol güçler,
- Meslek örgütümüz TMMOB’de Teoman Öztürk döneminde dalgalandırdığımız mücadele bayraklarını bugüne taşıyan bütün kadrolar var...

BAKIŞ AÇISINI DEĞİŞTİRMELİYİZ, DEĞİŞTİREBİLİRİZ.

1960’lı yıllarda ülkemize ölçü vermeye kalkan ABD Başkanı Johnson’a, Ulusal Kurtuluş Savaşının önder kadrolarından İsmet İnönü’nün verdiği yanıtı unutmuyor, kendimize örnek alıyoruz. ”YENİ BİR DÜNYA KURULUR VE TÜRKİYE’DE ORADA YERİNİ ALIR.” Artık, yeniden çok kutuplu olan günümüz dünyasında, bu pekala mümkündür. Yeter ki isteyelim yeter ki uğruna mücadele edelim...

**BARIŞ İÇİNDE, EŞİT, ÖZGÜR, ADİL,
AYDINLIK BİR DÜNYA VE BAĞIMSIZ,
DEMOKRATİK BİR TÜRKİYE DİLEĞİYLE.**