KPMG APLUS ENERJİ

Enerji Sektör Raporu 2024



Önsöz



Hakan Demirelli
KPMG Türkiye
Enerji Sektör Lideri,
Şirket Ortağı
hdemirelli@kpmg.com



Volkan Yiğit
APLUS Enerji
Yönetici Ortak
vyigit@aplusenerji.com.tr

APLUS Enerji ve KPMG iş birliği ile hazırlanan rapor, Türkiye enerji piyasasının güncel durumunu, küresel enerji sektörüyle olan etkileşimlerini ve bu dinamiklerin Türkiye üzerindeki etkilerini kapsamlı bir şekilde ele almaktadır. Güncel veri açısından 2024 yılının ilk altı ayı dahil olmak üzere gerçekleşen verilere dayanan bu çalışma, piyasa paydaşlarının karar alma süreçlerine ışık tutmayı amaçlamaktadır.

Enerji sektörü, küresel düzeyde hızla değişen ekonomik, politik ve teknolojik koşullardan etkilenmektedir. Türkiye de bu dönüşümlerin tam ortasında yer almakta, bir yandan enerji arz güvenliğini sağlarken diğer yandan iklim hedeflerine ulaşmayı amaçlamaktadır. Bu bağlamda, piyasanın tüm değer zincirinde yaşanan gelişmelerin doğru anlaşılması ve bu gelişmelerin Türkiye'deki yansımalarının analizi büyük önem taşımaktadır. Okuyacağınız bu rapor, APLUS Enerji'nin sektördeki bilgi birikimi ile KPMG'nin küresel perspektifi ve finansal piyasalardaki deneyimini bir araya getirerek, Türkiye enerji piyasasının mevcut durumunu ve gelecekteki eğilimlerini kapsamlı ve doğru bir şekilde analiz etmektedir. Rapor, üretimden tüketime kadar uzanan tüm değer zincirinde meydana gelen yenilikleri ve değişimleri sade ve anlaşılır bir dille aktarmaktadır. Ayrıca, piyasa dinamiklerini şekillendiren temel faktörler, geleceğe dönük öngörülerle birlikte sunulmuştur.

Bu raporu hazırlarken, piyasanın karmaşıklığını basitleştirerek tüm paydaşların kolayca erişebileceği bir bilgi kaynağı yaratmayı hedefledik. Çalışmamızın, piyasa aktörlerine yeni stratejiler geliştirme ve mevcut fırsatları değerlendirme konusunda yol göstereceğini umut ediyoruz.

Kısaltmalar

AA: Anadolu Ajansı
AB: Avrupa Birliği
AB ETS: Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Sistemi
ACTIS: Küresel Yatırımcı
ADM: Archer-Daniels-Midland Şirketi
AFIR: Alternatif Yakıt Altyapısı Yönetmenliği
AI: Yapay Zekâ
AKAKDO: Arazi Kullanımı Değişikliği ve Ormancılık sektörü
AKEDAŞ: Elektrik Perakende Satış Anonim Şirketi
AUF: Azami Uzlaştırma Fiyatı
AYEDAŞ: İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
Bcm: milyar m^3
BEV: Akülü Elektrikli Araçlar
BIST: Borsa İstanbul
BOTAŞ: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BTEP: Birincil Enerji Talebi
CAGR: Bileşik Yıllık Büyüme Hızı
CAPEX: Capital Expenditures, Yatırım Harcamaları
CCS: Karbon Yakalama ve Depolama
COP27: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 27. Taraflar Konferansı
COP28: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 28. Taraflar Konferansı
CPO: Şarj Noktası Operatörleri
DGKÇ: Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali
DGP: Dengeleme Güç Piyasası
DVT: Düzenleyici Varlık Tabanı Getirisi
EAK: Emre Amade Kapasite
EDAŞ: Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
EİE: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
ELDER: Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği
EMBA: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EMRA: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ENTSO-E: Avrupa Birliği Ülkeleri Entegrasyon Sistemi, Avrupa İletim Sistemi Operatörleri Ağı
EPBD: Binaların Enerji Performansı Yönergesi
EPDK: Türkiye Cumhuriyeti Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETS: Emisyon Ticaret Sistemi
EUR: Euro, Avrupa Birliği Para Birimi
EÜAŞ: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EV: Elektrikli Araç
FAVÖK: Faiz, Vergi ve Amortisman Öncesi Kazanç
FED: ABD Merkez Bankası
FIT: Feed in Tariff, Şebekeye Satış Tarifesi
FSRU: Floating Storage and Regasification Unit, Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi
G20: Dünyanın en büyük 19 ekonomisi arasında yer alan ve Avrupa Birliği Komisyonu'ndan oluşan ülkeler
GAZBİR: Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
GDZ: Gediz EDAŞ, Elektrik Dağıtım Şirketi
GEAPP: İnsanlar ve Gezegen için Küresel Enerji İttifakı
GES: Güneş Enerji Santrali
GÖP: Gün Öncesi Piyasası
GSYİH: Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
GTİP: Gümrük Tarife İstatistik Pozisyonu
GTŞ: Görevli Tedarik Şirketleri
GW: Gigawatt
GWh: Gigawatt-saat
HDV: Minibüs ve Ağır İş Araçları
HES: Hidroelektrik Santrali
HEV: Hibrit Elektrikli Araçlar
HZ: Hertz, frekans birimi
ICE: İçten Yanmalı Motorlar
IEA: Uluslararası Enerji Ajansı
IMF: Uluslararası Para Fonu
INDC: Kesin Katkılar için Ulusal Niyet Beyanları, Intended Nationally Determined Contributions
IRA: Enflasyon Azaltma Yasası
I-REC: Yenilenebilir Enerji Sertifikası
IRENA: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
İHD: İşletme Haklarının Devri
JATO: Jet Destekli Kalkış*
K1: Düzenlemeye tabi elektrik tarifesi *
K2: Düzenlemeye tabi elektrik tarifesi *
KBK: Kurulca Belirlenen Katsayı
KCETAŞ: Kayseri ve Civarı Elektrik Anonim Şirketi
KDV: Katma Değer Vergisi
KGÜP: Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı
Km: kilometre
kV: Kilovolt
kWh: Kilowatt
LDV: Light Duty Vehicle, Hafif Hizmet Taşıtı
LNG: Sıvılaştırılmış doğalgaz
Lot: Teklif verirken miktar için kullanılan birim
LPG: Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MEDAŞ: Meram Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
Mton: Milyon ton
MVA: Mega Volt Amper
MW: Megawatt, Kurulu Güç
MWe: Megawatt elektrik
MWh: Megawatt-saat
NDC: Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı Payları
NSEB: Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar
OECD: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OEDAŞ: Osmangazi Elektrik Dağıtım Anomim Şirketi
OPEX: Oranlar İşlem Maliyetleri, Operational Expenditure, operasyonel harcamalar
OTSP: Organize Toptan Doğal Gaz Ticaret Platformu
PFK: Primer Frekans Kontrolü
PHEV: Plug-in Hibrit Elektrikli Araçlar
PPA: Power Purchase Agreement, Yenilenebilir Enerji Tedarik Anlaşması
PTF: Piyasa Takas Fiyatı
PV: Kalyon Fotovoltaik
RES: Rüzgar Enerji Santrali
RMGO: Finansal Getiri
S&P: Standard and Poor's
SBB: Türkiye Cumhuriyeti Starteji ve Bütçe Başkanlığı
SEDAŞ: Sakarya Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
SEDGK: Sistem Enerji Dengesizlik Gelir Kalemi
SFK: Sekonder Frekans Kontrolü
SHURA: Enerji Dönüşümü Merkezi Yenilikçi Enerji Dönüşümü Platformu
SKDM: Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması
SKTT: Son Kaynak Tedarik Tarifesi
Sm^3: Standart metreküp
TANAP: Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı
TBMM: Türkiye Büyük Millet Meclisi
TCMB: Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
TEAŞ: Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEHAD: Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Derneği
TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TL: Türk Lirası
ToU: Time of Use, Zaman Kullanımı
TPAO: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TREDAŞ: Trakya Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TTF: Title Transfer Facility, Avrupa Gaz Borsası
TÜFE: Tüketici Fiyat Endeksi
TÜİK: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜPRAŞ: Türkiye Petrol Rafineleri Anonim Şirketi
TWh: Terawatt-saat
UEDAŞ: Uludağ Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
UNFCCC: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
USD: Amerikan Doları, Para Birimi
ÜFE: Üretici Fiyat Endeksi
V2G: Vehicle to Grid, araçta şebekeye enerji aktarımı
VEDAŞ: Vangölü Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
VW: Volkswagen
WACC: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
WEO: Dünya Enerji Görünümü
YAL: Yük Alma
YAT: Yük Atma
YBBO: Yıllık Bileşik Ortalama Büyüme Oranı
YEDAŞ: Yeşilırmak Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
YEK: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKA: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Alanları Modeli ve Uygulamaları
YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması
YEK-G: Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi ve Piyasası
YEKTOB: YEKDEM Lisanslı ve Lisanssız Üretim Bedeli, YEKDEM Birim Maliyetinin Aritmetik Ortalaması
Yİ: Yap- İşlet Modeli
YİD: Yap İşlet Devret Modeli
YTBS: Yük Tevzi Bilgi Sistemi

İçindekiler

Makroekonomik Görünüm 7
Küresel Makroekonomik Görünüm 10
Türkiye'nin Makroekonomik Görünümü 11
Türkiye'de Piyasa Yapısı 14
Elektrik Piyasası Temel Kurumlar 17
Elektrik Talebi 20
Küresel Elektrik Talebi 22
Türkiye'nin Elektrik Tüketimi 25
Elektrik Üretimi 26
Küresel Elektrik Üretimi 28
Türkiye'nin Elektrik Üretimi 37
Dağıtım ve Perakende Sektörleri 38
Tarihsel Gelişim 39
Elektrik Dağıtım Faaliyetleri 49
Elektrik Perakendecilik Faaliyetleri 51
Serbest Tüketici 52
Son Kaynak Tedarik Tarifesi 53
Tüketimlerine Göre Sınıflandırılan Tüketici Tipleri 56
Tarifeler 62
Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılım 64
Görevli Tedarik Şirketi FAVÖK Bileşenleri 72
İşletme Hakkı Sözleşmeleri 74
Yenilenebilir Enerji 75
Küresel Yenilenebilir Enerji 92
Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kapasite Tahsisleri 101
Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği 103
Türkiye'nin Enerji Politikaları ve Hedefleri 108
Enerji Hedefleri 109
Elektrik Piyasası Temel Bilgiler 123
Elektrik Piyasası 124
Elektrik Piyasasında Oluşan Fiyatlar Tarihsel Gelişim 136
Sübvansiyonlar ve Artan Fiyatlara Karşı Alınan Önlemler 147
Sübvansiyonlar 148
Önlemler 152
Destek Mekanizmaları 159
YEK-G 168
Doğal Gaz Piyasası 170
Doğal Gaz Sektörünün Gelişimi 171
Sürdürülebilirlik 177
AB Emisyon Ticaret Sistemi 187
Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) 188
2023 Sektör Gelişmeleri 192
2024 İlk Yarı İnceleme 208
Termik Santrallerin Kapasite Kullanım Oranına Yönelik Özel Bölüm 240
Yenilenebilir Enerji Santrallerinin Kapasite Faktörüne Yönelik Özel Bölüm 253
Bölgesel Kapasiteler ve TEİAŞ YAL-YAT Talimatlarına Yönelik Özel Analiz 267

Giriş

Enerji piyasası, dünya ekonomileri için kilit bir unsurdur. Elektrik, doğal gaz, petrol gibi enerji kaynaklarının alım satımının gerçekleştiği piyasa, endüstrinin, hanehalklarının ve ülkelerin ekonomik kalkınması için hayati bir rol oynamaktadır. APLUS Enerji ve KPMG ortaklığı ile hazırlanan bu rapor, enerji piyasasının genel yapısı, işleyişi, son dönemde yaşanan gelişmeler ve sürdürülebilirlik gibi enerji piyasası okurunu ilgilendiren birçok konu hakkında detaylı bilgiler sunarak, okuyucuların enerji piyasası yapısını anlamasına ve bu alandaki önemli gelişmeleri takip etmelerine yardımcı olmayı hedeflemektedir.

2023 yılı Türkiye Cumhuriyeti'nin 100. yılı olması vesilesi ile her anlamda önemli bir yere sahiptir. Hem ülke içi gündem hem de uluslararası alanda yaşanan olaylar bakımından da çok yoğun geçen bir sene olmuştur. Küresel ölçekte iklimsel olarak ilklerin yaşandığı, ekonomik açıdan ise enflasyonun ön plana çıktığı bu yılda, 7 Ekim 2023 tarihinde de nedeni köklü sorunlara dayanan İsrail-Filistin Savaşı vuku bulmuştur. Türkiye'nin gündeminde ise asrın felaketi olarak adlandırılan Kahramanmaraş depremi ve genel seçim ön planda yer almıştır. İklim değişikliği, doğal afetler ve uluslararası güvenlik sorunları tüm dünya ülkeleri için çeşitli gelişmeleri de beraberinde getirmiştir. Tüm dünyada en önemli konular arasında yer alan enerji alanında ise 2023 yılı boyunca da küresel ve ulusal olarak birçok durum söz konusu olmuştur.

2023 yılı, 1850'ye kadar uzanan küresel sıcaklık veri kayıtlarına göre en sıcak takvim yılı olarak kayıtlara geçmiştir. 2023 yılında küresel ortalama yeryüzü sıcaklığı 14,98 °C ile bir önceki en yüksek yıllık değerden (2016 yılı) 0,17 °C daha yüksek gerçekleşmiştir. 2023 yılı, 1850-1900 sanayi öncesi dönemin seviyesinden 1,48 °C daha sıcak geçmiştir. Paris İklim Anlaşması'nın belirlediği düzenlemeler küresel ısınmanın 2 °C derecenin altında tutulmasını, sınır hedefin de 1,5 °C derece olmasını öngörüyordu.

2022 yılında Rusya'nın Ukrayna'yı işgaliyle başlayan çatışmalar 2023 yılında da devam ederken, savaşın başlamasıyla oldukça artış gösteren emtia fiyatları yıl boyunca gerilemiştir. Bu gerilemede Avrupa'nın yakıt ithalatı için yeni kaynaklar bulması ve LNG'ye yönelmesi etkili olmuştur.

Uzun yıllardır süre gelen Filistin-İsrail çatışmaları, 7 Ekim 2023 tarihi itibarıyla savaş boyutuna ulaşmıştır. İki ülke arasındaki savaş halen devam etmektedir. Bölgedeki artan kaos enerji sektöründe özellikle Brent petrol fiyatlarının artacağı endişesini doğurmuş ancak beklenenin aksine çatışmalar Brent petrol fiyatlarında ufak dalgalanmalar dışında bir değişikliğe sebebiyet vermemiştir.



Dünya genelinde büyük merkez bankalarının birçoğu, enflasyonla mücadele etme amacıyla politika faizinde artış yaklaşımını devam ettirmişlerdir. ABD Merkez Bankası (FED), 2022'yi politika faizinde %4,25-4,50 aralığında kapatmasının ardından, Şubat 2023'teki para politikası toplantısında 25 baz puan artışla politika faizini 16 yılın en yüksek seviyesi olan %4,50-4,75 aralığına yükseltmiştir. Temmuz 2023 ise yılın son faiz artışını gerçekleştirmiş ve son 22 yılın en yüksek seviyesi olan %5,25-5,50 aralığına yükseltmiştir.

2023 yılının ikinci ayı henüz başlamışken 6 Şubat'ta Türkiye, Kahramanmaraş merkezli depremlerle sarsılmış ve 11 ili etkileyen depremler nedeniyle birçok şehirde hayat durmuştur. Birçok sektörde etkili olan bu depremler enerji sektörüne talep azalması olarak yansımıştır.

2023 yılının başlarında sıcak gündem olan fakat deprem sonrası ikinci planda kalan genel seçimler ise Türkiye için bu yıldaki en önemli konulardan bir tanesi olmuştur. Cumhurbaşkanlığı ve genel seçimlerin ilk turu 14 Mayıs tarihinde gerçekleşmiştir. Cumhurbaşkanlığı seçiminin ikinci tura kalması sonucunda ikinci tur 28 Mayıs'ta gerçekleşmiş ve hükümet değişikliği olmamıştır. Seçim sonrası kurulan kabinede yeni enerji bakanı, daha önce de bakan yardımcılığı görevi yapmış olan Alparslan Bayraktar olarak açıklanmıştır.

Tüm dünyada olduğu gibi Türkiye'de de ekonomik konular yıl boyunca konuşulmuştur. Türkiye İstatistik Kurumu'nun açıkladığı verilere göre 2023 yılı enflasyonu %64,77 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran, Türkiye'de son 22 senenin en yüksek yıllık enflasyon oranıdır. Yüksek enflasyon oranında Türkiye'nin para politikaları ve Merkez Bankası'nın faiz düşürme kararı etkili olmuştur.

Enerji sektörü açısından ise yıl boyunca oldukça önemli gelişmeler yaşanmıştır. Bu önemli gelişmelerin ilki öncelikle elektrik üreticilerini etkileyen Azami Uzlaştırma Fiyatı (AUF) uygulamasıdır. Tüketiciyi, artan emtia fiyatları sonucu oluşan enerji krizinin etkilerinden korumak için Nisan 2022'de yürürlüğe giren AUF uygulaması 2023 Eylül sonu itibarıyla kaldırılmıştır. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM) destek fiyatlarında ise Mayıs ayı itibarıyla değişikliğe gidilmiş ve bu değişiklik, yenilenebilir enerji yatırımları için olumlu bir değişiklik olarak yorumlanmıştır.



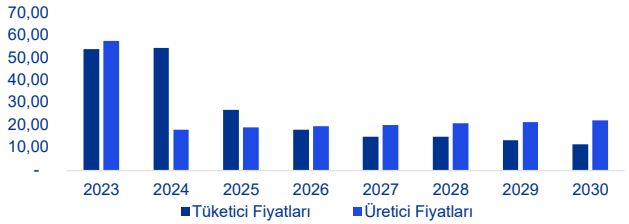
Makroekonomik Görünüm



Makroekonomik Görünüm

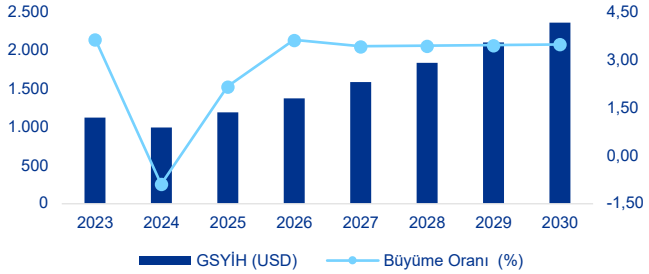
Makroekonomik Göstergeler

Enflasyon (%)



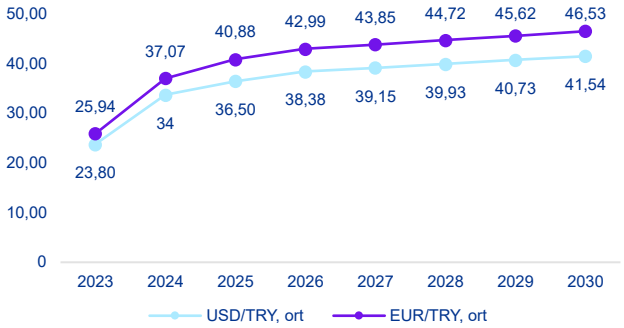
Yüksek enerji fiyatları, yüksek kur ve düşük faiz oranları sebebi ile enflasyon geçtiğimiz senelerde hızlı bir şekilde yükselmiştir. 2023 seçimlerinden sonra yapılan faiz artırımları ile enflasyon artışı oranı yavaşlatılmaya çalışılmıştır. Yapılan tahminler ise 2024 yılında da yüksek enflasyonun devam edeceği ve sonraki yıllarda enflasyonun yavaşlayacağı yönündedir.

Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH) (Milyar $, Yıllık Büyüme Oranı)



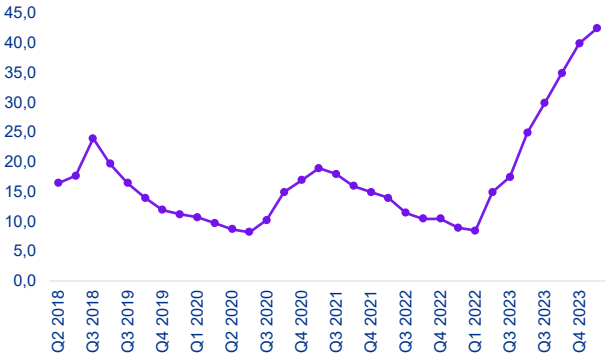
Türkiye'nin dış sermayeye olan bağlılığını azaltma, dış açıklarını daraltma, döviz kurunun volatilesini azaltma ve tüketimden çok tasarrufa geçme ihtiyacının daha yavaş bir büyüme dönemini getireceği tahmin edilmektedir. Önümüzdeki yıllarda GSYİH büyümesinin tarihsel ortalamadan daha düşük olacağı tahmin edilmektedir.

Dolar Kuru/Euro Kuru (Ortalama)



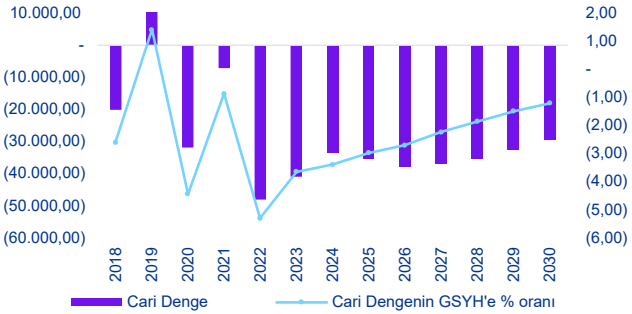
Güncel olarak artmış olan politika faizinin yakın geçmişte yaşadığı düşüş sebebiyle tasarruftan tüketime kayan tüketici tercihleri talebi öne çekmektedir. İç ithalat talebi, artan enflasyonist baskılar ve TL değerinde süregelen düşüş dikkate alındığında, şuan içinde bulunduğumuz eğilimin uzun vadede devam edeceği öngörülmektedir.

Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası (TCMB) Politika Faizi (%)



2018 yılında %16,5 oranında bulunan politika faizi oranı, 2023 Cumhurbaşkanlığı seçiminden sonra değişen ekonomi politikası ile, 6 Ay içerisinde %42,5 oranına çıkartılmıştır. Devam eden jeopolitik stres ve diğer durumlar sebebiyle faiz oranı yüksek tutulmaktadır ancak aynı zamanda hükümetin iç pazarı rahatlamak amacıyla faiz oranlarında indirime gitmesi tahmin edilmektedir.

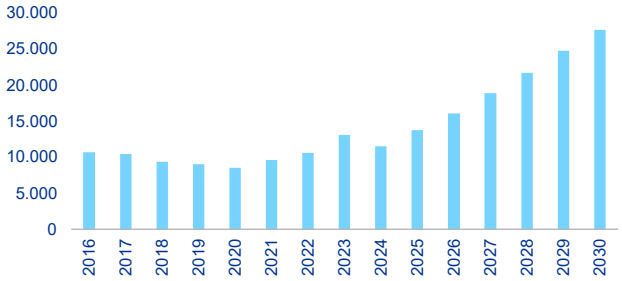
Cari Denge (Milyar $)



Türkiye'nin cari açığı pandemi sonrası Avrupa'dan artan ihracat talebi ve turizmde yaşanan hızlı toparlanma ile 2021 ve 2022 yıllarında daralmıştır. Ancak Türkiye'nin çevresinde artan jeopolitik gerginlikler sebebiyle artan enerji fiyatlarının da etkisiyle cari açık 2022 yılından sonra tekrar artmaya başlamıştır.Tahminlere göre 2023-2030 yılları arasında cari açıkta bir daralma gözükmesine
rağmen bu daralmanın ortalama GSYİH'nin %3'üne denk gelmesi beklenmektedir.

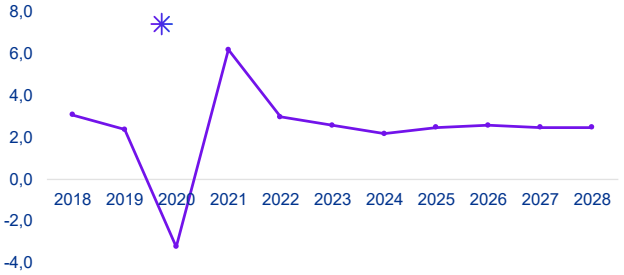
Kaynak: Fitch, TÜİK

Kişi Başına Düşen Milli Gelir ($)



Dış Sermaye ile devam eden ekonomik büyümenin geçtiğimiz yıllara göre yavaşlaması ve 2023 Cumhurbaşkanlığı seçimi sonrası faizlerin yükselmesi gibi alınan sıkı para politikası kararları kişi başına düşen milli gelirin artışını yavaşlatacak düzeydedir. Büyümenin büyük bir etkeni olan özel tüketim ve servis hizmetleri kullanım artışının yavaşlamasından dolayı, ekonomik büyüme de yavaşlama gösterecektir.

G20 GSYİH Büyüme Oranı (%)



G20 ülkeleri GSYİH büyüme oranları 2018 ve 2019 yıllarında pozitif ilerlerken Covid-19 pandemisiyle birlikte bu oranlar negatif bir görünüm sergilemiştir. Pandemi sonrası dönemde toparlanma sürecinden geçen ülkelerin büyüme oranlarında tekrardan pozitife dönüş durumu gözlemlenirken büyüme oranlarında artışın aynı seviyelerde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

*Arjantin, Avustralya, Brezilya, Kanada, Çin, Fransa, Almanya, Hindistan, Endonezya, İtalya, Japonya, Meksika, Rusya, Suudi Arabistan, Güney Afrika, Güney Kore, Türkiye, İngiltere ve ABD.

Derecelendirmeler

Derecelendirme Ajansı	Derece	Görünüm	Son Güncelleme
S&P	B	Durağan	Ekim 2023
Fitch Ratings	B	Durağan	Eylül 2023
Moody's	B3	Pozitif	Ocak 2024

S&P, politika yapıcıların ekonomiyi dengeleme yönünde attığı adımlar, TCMB'nin net döviz rezervini tekrardan yapılandırmaya başlaması ve **cari açığı azaltmak için atılan adımlar** sebebiyle kredi derecesini **B** olarak teyit etmiştir.

Fitch ise, kısa vadeli makro finansal istikrar risklerini azaltan ve ödemeler dengesi baskılarını hafifleten daha geleneksel ve tutarlı bir ekonomiye dönüş ve döviz rezervlerinin gözle görülür şekilde yükselmesinden dolayı kredi notunu **B** olarak belirleyip görünümü **durağan** yapmıştır.

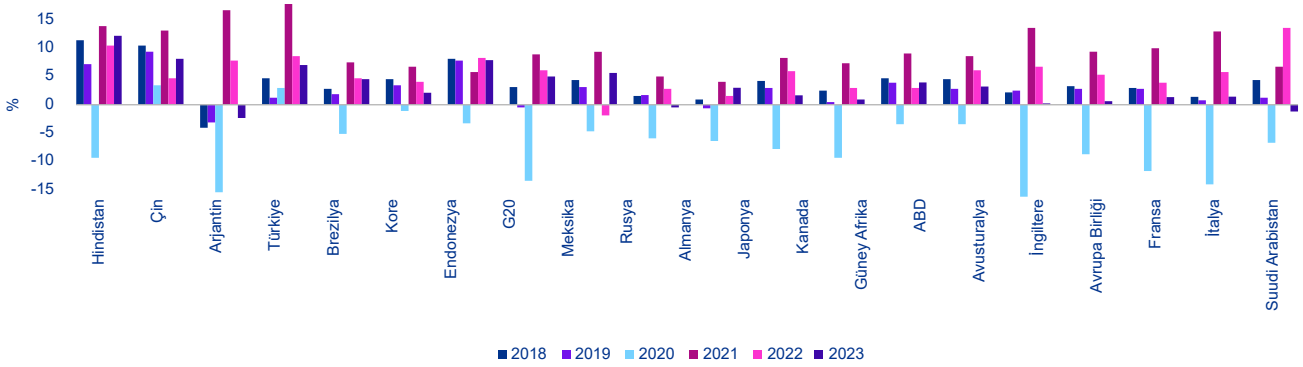
Moody's ise ekonomi politikasındaki belirleyici değişik ve Ortodoks para politikasına dönüşü ayrıca merkez bankasının döviz rezervleri tekrar yapılandırılırken, enflasyon dinamiklerinin değiştirilmesini sebep göstererek kredi derecesini sabit tutup görünümünü **pozitife** çevirmiştir.



Küresel Makroekonomik Görünüm



G20 Ülkelerinin GSYİH Büyümeleri



- G20 ülkeleri arasında 2022'nin en fazla GSYİH büyümesine sahip ülkesi %8,7 ile Suudi Arabistan'dır. 2021'de ise en fazla büyüme %11,4 ile Türkiye'ye aittir.

- 2020 yılında Covid-19 pandemisi etkisiyle neredeyse tüm G20 ülkelerinin büyümeleri negatif yönde olurken, yalnızca Çin ve Türkiye'nin büyümeleri pozitif yönlüdür. Çin %2,2 ile 2020 yılının en fazla GSYİH büyümesine sahip ülkedir.

Dünyanın En Büyük 10 Ekonomisi*

Ülke	ABD	Çin	Almanya	Japonya	Hindistan	Birleşik Krallık	Fransa	İtalya	Brezilya	Kanada
2023 GSYİH (Milyar USD)	26.950	17.700	4.430	4.230	3.730	3.330	3.050	2.190	2.130	2.120

*2023 verileri IMF'in 2023 Outlook tahminlerinden alınmıştır.

Kaynak: Fitch, TÜİK

Türkiye'nin Makroekonomik Görünümü

GSYİH Büyümesi

Türkiye, G20 ülkeleri arasında 2021'de %11,0 ile en yüksek büyüme gösteren ülke olmasının ardından 2022'de %5,6 ile en yüksek büyümeye sahip üçüncü ülke konumuna gelmiştir. Bu büyüme 2023 yılında %4,5 ile devam etmiştir.

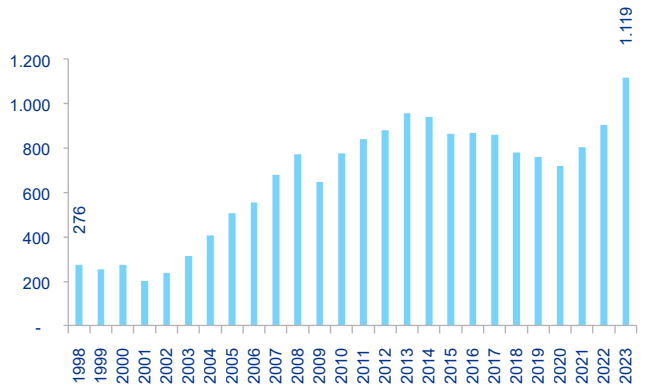
Türkiye ekonomisi, 1999 ve 2001 yıllarındaki ekonomik krizler, 2009 yılındaki küresel durgunluk ve Covid-19 pandemisinin etkilerine rağmen 1998-2020 yılları arasında %4,3 YBBO (bileşik ortalama büyüme oranı) ile istikrarlı bir şekilde büyümüştür.

Türkiye ekonomisi, 2009 yılında küresel durgunluğun olumsuz etkilerinden kurtulduktan sonra, 13 yıl üst üste pozitif yıllık GSYİH büyümesi ile güçlü bir büyüme yaşamaktadır. Bu güçlü büyüme dönemi 2019 ve 2020'de yavaşlamış ancak yıllık büyüme oranları negatife dönmemiştir. 2019'daki ekonomik büyüme 2008-2009'daki dünya mali krizinden bu yana en düşük seviyede gerçekleşmiştir.

Covid-19 pandemisinin etkileri nedeniyle ikinci çeyrekte yaşanan %10,3'lük düşüşe rağmen, yılın ikinci yarısındaki toparlanma sayesinde 2020 yılında GSYİH büyümesi pozitif olmuş ve %1,8 olarak açıklanmıştır.

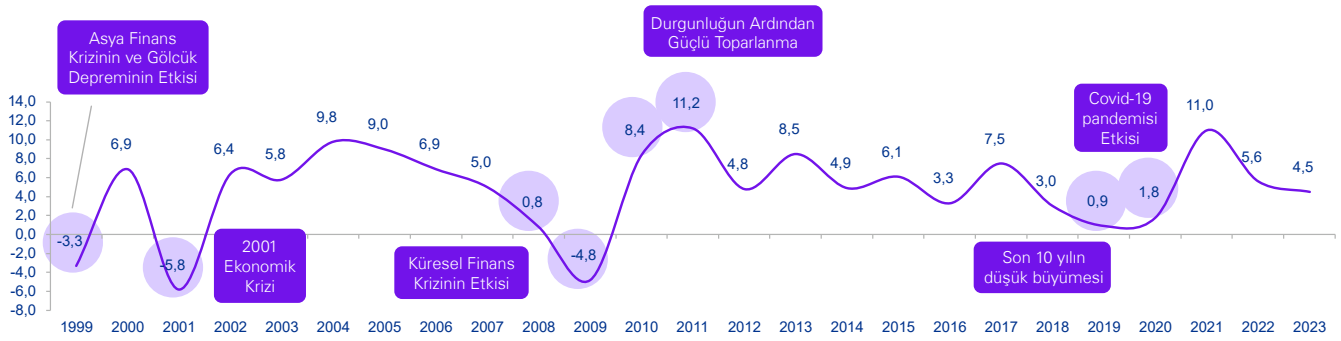
TÜİK verilerine göre GSYİH, Covid-19 pandemisi kısıtlamaları nedeniyle bir yıl önceki keskin yavaşlamanın ardından 2021'de %11,0 artmıştır. 2022 yılında, %64,27'lik enflasyon oranına rağmen GSYİH %5,6 oranında artmıştır. 2023 yılı için büyüme beklentisi Orta Vadeli Program'da %4,4 olarak açıklanırken gerçekleşen GSYİH artışı %4,5 olmuştur.

Türkiye'nin Yıllık Gayri Safi Yurtiçi Hasılası (milyar ABD Doları-nominal)





Türkiye GSYİH Büyümesi (%)



Kaynak: TÜİK, Dünya Bankası, TC Strateji ve Bütçe Başkanlığı Orta Vadeli Porogram 2024-2026

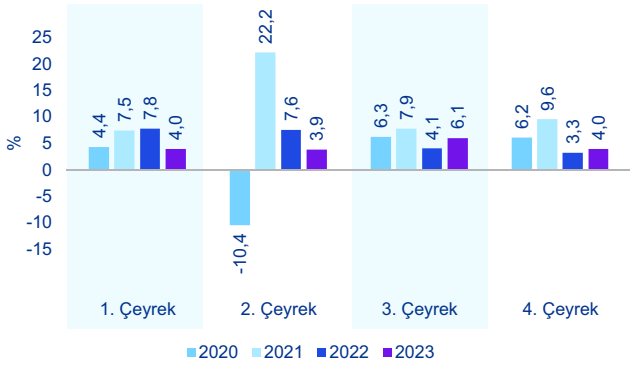
2022 ve 2021 yıllarındaki çeyreklik GSYİH değerleri birlikte değerlendirildiğinde ise özellikle 2021 yılının ikinci çeyreği dikkat çekmektedir. 2020 yılının ikinci çeyreğinde Covid-19 pandemisi etkisiyle büyüme değeri -%10,4 olarak gerçekleşmiştir. 2021 yılında ise pandeminin etkilerinin azalması ve sanayi sektörünün yeniden canlanması ile bu çeyrekte yüksek bir büyüme oranına ulaşılmıştır.

2023 yılında ise Şubat ayında yaşanan ve 11 ili etkileyen deprem ardından yılın birinci ve ikinci çeyreklerinde bir önceki yıla kıyasla düşüş yaşanmıştır. 2022'nin 1. ve 2. çeyreklerinde sırasıyla %7,8 ve %7,6 olan ekonomik büyüme değerleri, 2023 yılının aynı dönemlerinde %4,0 ve %3,9 olarak kaydedilmiştir.

Yılın 3. çeyreğinde ise bir önceki seneye göre daha büyük bir büyüme oranı görülmektedir. 2022'nin 3. çeyreğinde %4,1 olan GSYİH büyüme oranı, 2023'ün 3. çeyreğinde %6,1 olarak kaydedilmiştir.

2023 yılının 4.çeyreği GSYİH büyüme oranı bir önceki yılın aynı çeyreğine göre %4,0 artış göstermiştir.

Türkiye GSYİH Büyümesi



Döviz Kurları

2023'ün başında 18,76 USD/TL ve 20,00 EUR/TL olan kurlar seneyi 29,53 USD/TL ve 32,68 EUR/TL değerleri ile kapattı.

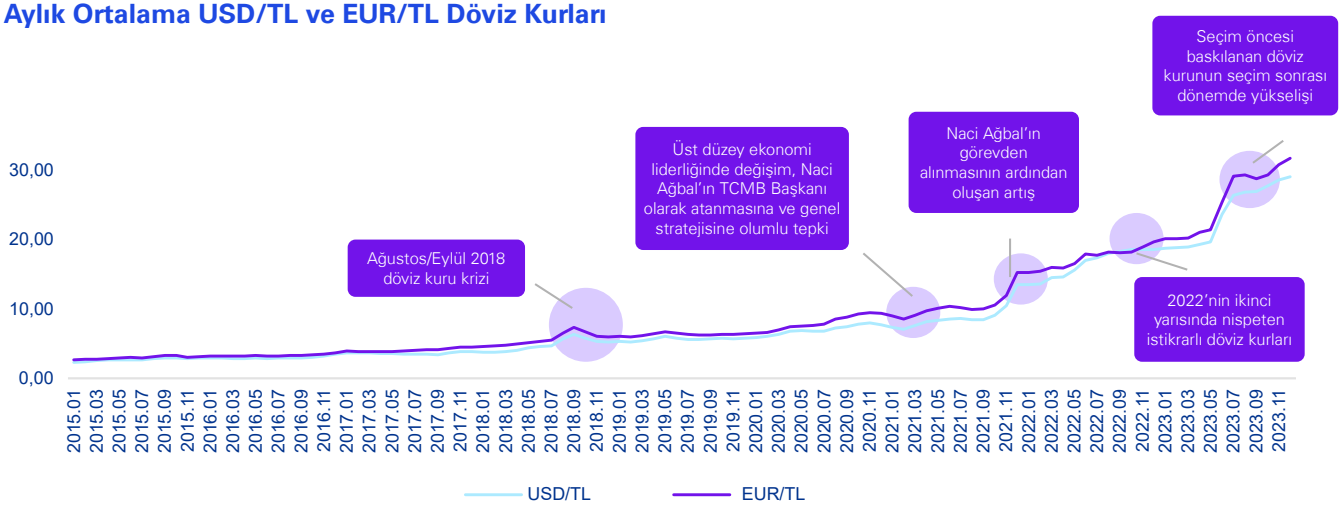
Covid-19 pandemisi sonrasında devam eden küresel ekonomik çalkantılar ve ulusal ekonomi stratejilerinin bir sonucu olarak döviz kurları 2020 ve 2021 yıllarının başında iki kez dalgalanma yaşamıştır. Eski Ekonomi Bakanı Berat Albayrak'ın görevden affını istemesi ve TCMB başkanındaki değişiklikler de 2020'nin ikinci yarısı ve 2021'in ilk yarısındaki döviz kuru dalgalanmalarında etkili olmuştur.

Merkez Bankası Para Politikası Kurulu'nun Kasım 2021'deki toplantısının ardından Türk Lirası, Dolar karşısında değer kaybetmeye başlamış ve takip eden aylarda rekor seviyede düşüşler görmeye devam etmiştir. 2021 sonunda Döviz Korumalı Vadeli Mevduat Hesabı'nın açıklanmasıyla kısa vadede değerlenen Türk lirasının değer kaybı uzun vadede engellenememiş takip eden dönemde kur oranları artışını sürdürmüştür.

Ancak özellikle 2023'ün ikinci yarısından itibaren uygulanmaya başlanan faiz yükseltme politikalarının da etkisiyle dövizdeki artış hızı yavaşlasa da yılın son gününde yılın ilk gününe kıyasla dolar kurunda %57 ve avro kurunda %63 değer kaybı yaşanmıştır.



Aylık Ortalama USD/TL ve EUR/TL Döviz Kurları



Kaynak: TÜİK, Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası

Elektrik Talebi ve GSYİH İlişkisi

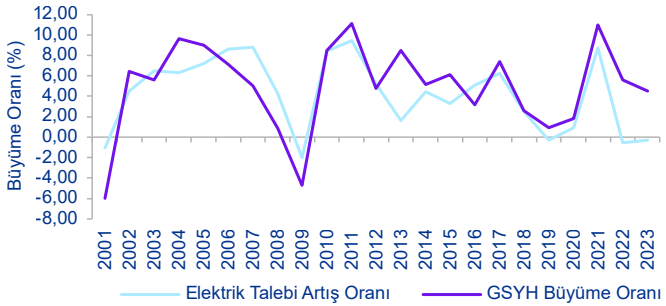
Türkiye'de elektrik talebi büyüme oranı ile GSYİH büyüme oranı arasında güçlü bir ilişki olduğu görülmektedir. Ekonomik büyüme, endüstriyel üretim, ticaret, konut inşaatı ve tüketici talebi gibi faktörlerle birlikte gelişim gösterdiğinden dolayı elektrik talebi ile ekonomik büyüme genellikle birlikte hareket etmektedir düşüncesi dünya genelinde kabul görmektedir. Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde ise, ekonomik büyüme genellikle endüstrileşme, kentselleşme ve altyapı geliştirmesi gibi süreçler sonucunda olmaktadır. Tüm bu süreçler elektrik talebini ve GSYİH büyüme oranları artıran unsurlardır. Özellikle sanayi ve ticaretin büyüdüğü dönemlerde elektrik talebinde belirgin bir artış görülmektedir.

Bununla birlikte, ekonomik büyüme ile elektrik talebi arasındaki ilişkinin kesin ve sabit olduğunu söylemek mümkün değildir. Geçmiş verilerde ekonomik büyüme ile elektrik talebi arasındaki ilişkinin ters yönlü olduğu dönemler net bir şekilde görülmektedir. Fakat yine de genel yaklaşımda, Türkiye'de elektrik talebi büyüme oranı ile gayrisafi yurtiçi hasıla büyüme oranı arasında pozitif bir ilişki bulunduğu görülmektedir, ancak bu ilişki tam olarak doğrusal veya sabit değildir.

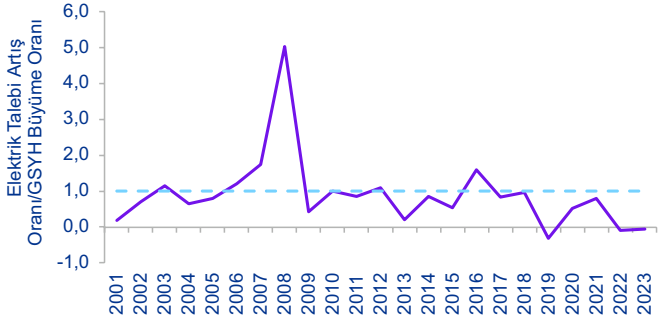
2000'lerden itibaren Türkiye, enerji sektöründe yenilenebilir enerji kaynaklarından üretimi artırmaya ve enerji verimliliğini önceliklendirmeye yönelik politikalara odaklanmıştır. Bu dönemde, GSYİH büyümesiyle birlikte elektrik talebinde artış devam etmiş, ancak enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımıyla birlikte bu artışı dengeleme çabalarının etkisi görülmüştür.

Son 5 yılda ise pandemi sürecindeki kapanmaların sanayi tüketimini etkilemesi, pandemi sonrası hızlı toparlanma süreci ve dünyada yaşanan savaşlar bu iki değer arasındaki korelasyonda etkili olmuştur.

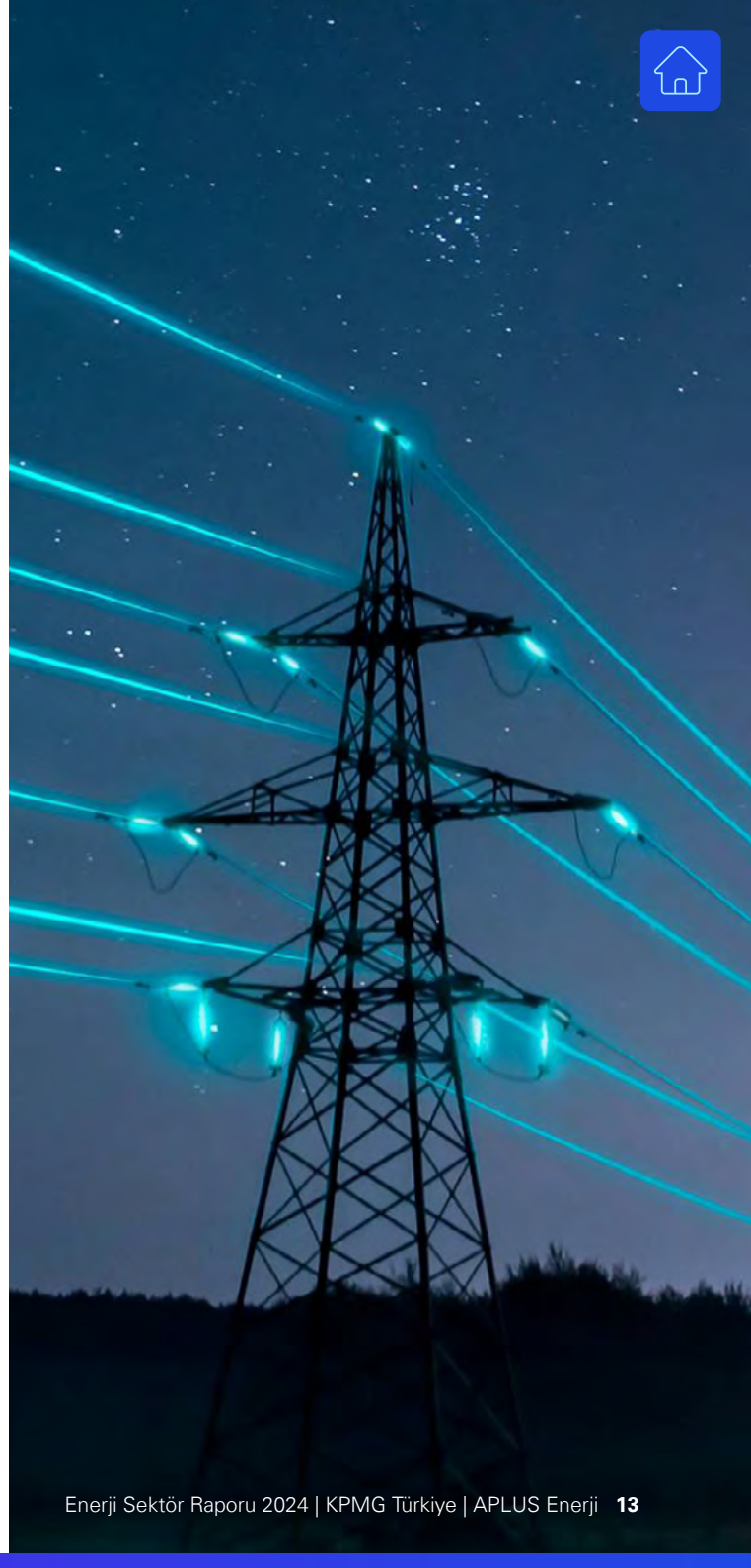
Elektrik Talebi ve GSYİH'nın İlişkisi



Elektrik Talebi ve GSYİH'nın İlişkisi



Kaynak: TEİAŞ, TÜİK

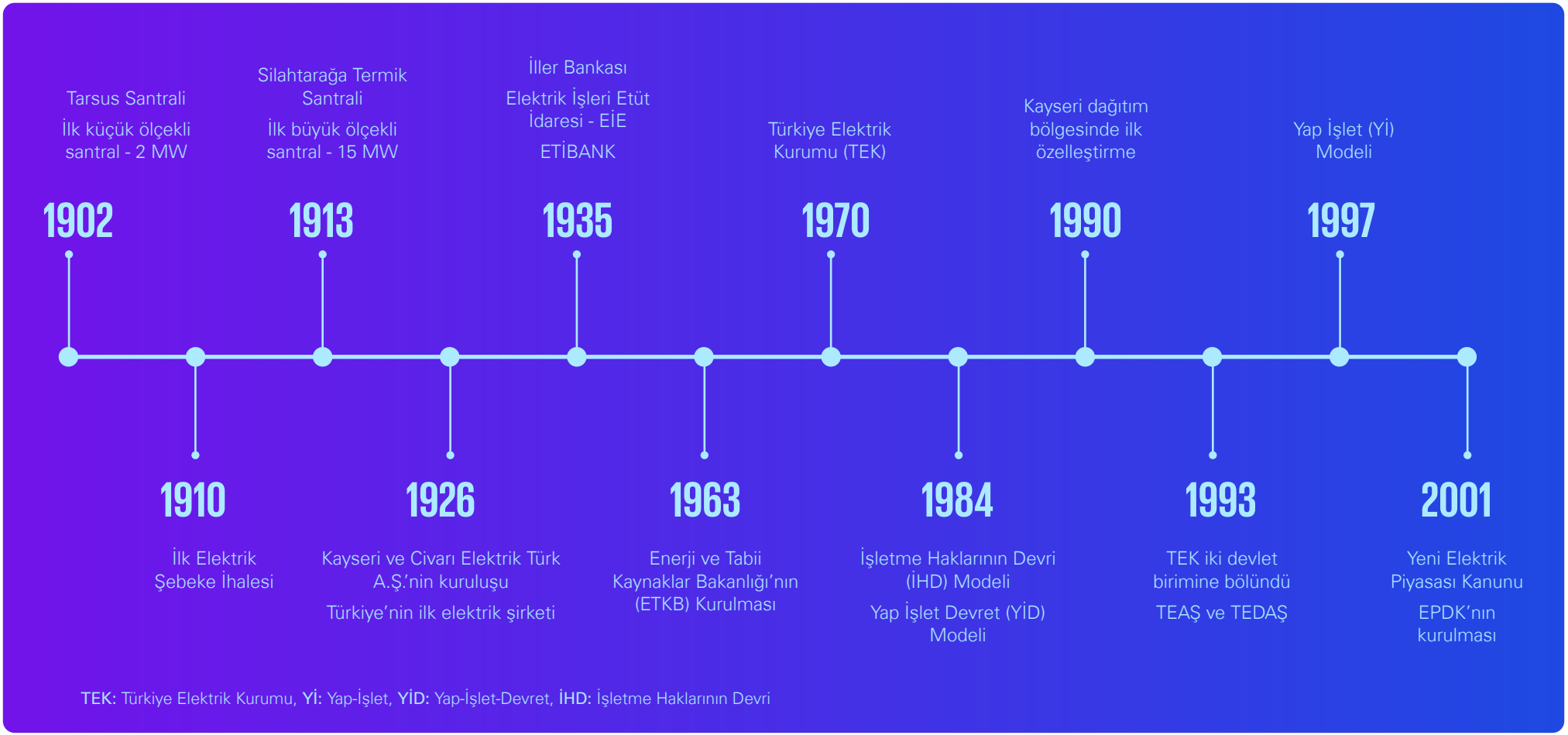


Türkiye Enerji Piyasasının Gelişimi

Türkiye'de Piyasa Yapısı

Piyasanın Tarihçesi ve Arka Planı

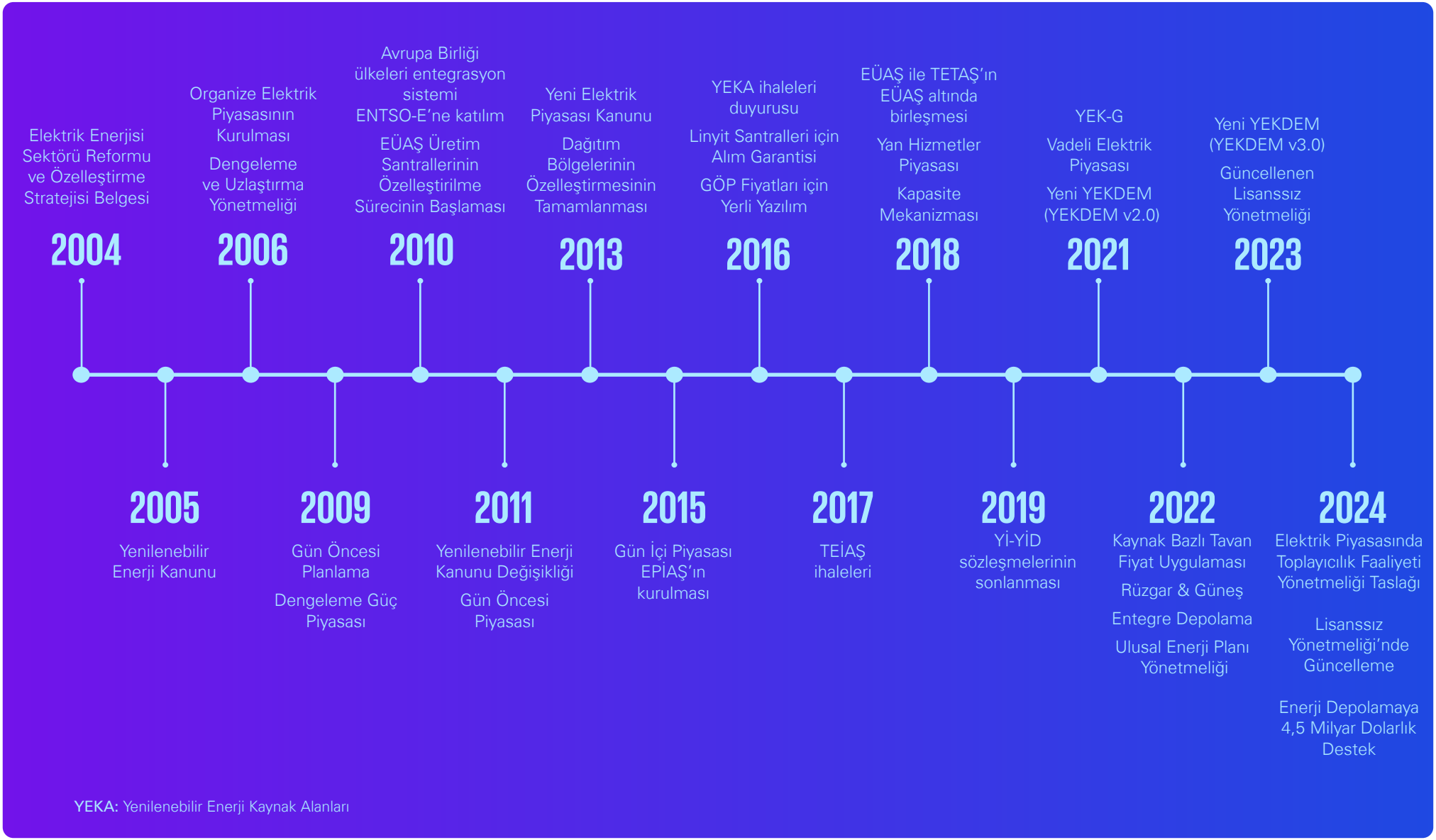
Türkiye'de elektrik enerjisi 1900'lü yılların başından itibaren kullanılmaya başlanmıştır. 2000'li yıllara kadar sektör büyük ölçüde kamu kontrolü altında kalmış daha sonra özelleştirme süreçleri başlamıştır.



TEK: Türkiye Elektrik Kurumu, **Yİ:** Yap-İşlet, **YİD:** Yap-İşlet-Devret, **İHD:** İşletme Haklarının Devri

Elektrik Piyasasında Reform Süreçleri

2001 yılında Yeni Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle enerji sektöründeki hareketlilik artmış ve süreç içinde piyasa işleyişinde ihtiyaç olarak görülen değişiklikler yapılmıştır.



YEKA: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

Piyasa Yapısı

Mevcut durumda Türkiye elektrik piyasası değer zinciri 5 ana başlık altında incelenebilir.

Üretim

Lisans sahibi tüzel kişiler elektrik üretimi yapma hakkına sahiptirler. Üretimde hem **kamuya ait** hem de **özel şirketler** yer almaktadır. EÜAŞ ise kamuya ait üretim santrallerinin sahibi ve işletmecisi konumundadır.

İletim

İletim faaliyetleri elektrik enerjisinin 36 kV'yi aşan hatlar üzerinden naklini kapsamaktadır. Ülkedeki **iletim faaliyetleri** TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. TEİAŞ aynı zamanda **yan hizmetler ve dengeleme güç piyasalarının işletiminden de** TEİAŞ sorumludur.

Toptan Satış

Toptan satış piyasasında hem özel hem de kamu kuruluşları rol almaktadır.

Temmuz 2018'den itibaren EÜAŞ, **dağıtım ve görevli tedarik şirketlerine** elektrik satmaktan sorumlu devlet kurumu rolünü üstlenmiştir

Dağıtım

Dağıtım sistemleri, elektriğin **36 kV ve altındaki hatlarla** taşınması anlamına gelmektedir. 2013 yılından bu yana, bu segment **21 özelleştirilmiş bölgesel dağıtım şirketi*** tarafından yürütülmektedir. TEDAŞ ile dağıtım şirketleri arasında işletme hakkı sözleşmeleri imzalanmıştır.

Perakende

Nihai tüketicilere elektrik satışını ifade etmektedir. Perakende lisansı olan şirketler, dağıtım bölgesi kısıtlaması olmaksızın kullanıcılara satış yapabilirler. Yıllık **serbest tüketici limitini aşan** elektrik tüketimine sahip tüketiciler tedarikçilerini seçme hakkına sahiptir. Serbest tüketici limiti **2023 yılında yıllık 1.000 kWh** olarak belirlenmiştir.

Elektrik Sektörü Katılımcıları**

Üretim	İletim	Toptan Satış	Dağıtım	Görevli Tedarik	OSB Üretim
4 Kamu Kuruluşu	1 Kamu Kuruluşu	17.700	4.430	4.230	3.730
1.238 Özel Şirket	-	224 Özel Şirket	21 Özel Şirket	63 Özel Şirket	1 Özel Şirket

*Dağıtım bölgelerinde serbest olmayan tüketicilere elektrik satan şirketler
**31 Aralık 2023 tarihi itibarıyla piyasada yer alan lisans türüne göre katılımcı sayısı belirtilmiştir.

Elektrik Piyasasında Temel Kurumlar

Elektrik piyasasının düzenlenmesi ve işletilmesinden çeşitli kamu kurumları sorumludur.

Elektrik Piyasası

ETKB
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Enerji politikalarının belirlenmesinden ve yürütülmesinden sorumlu temel kurumdur.

EPDK
Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

İdari ve mali bağımsızlığa sahiptir. Enerji piyasalarında yürütülen faaliyetlerin (Elektrik, Doğal gaz, Petrol ve LPG) düzenlenmesi ve denetlenmesinden sorumludur.

TEİAŞ
Türkiye Elektrik Üretim A.Ş.

TEİAŞ, Türkiye elektrik iletim şebekesinin işletiminden sorumlu devlet kurumudur. Kurum aynı zamanda dengeleme güç piyasası ve yan hizmetleri piyasalarının işletimini de yürütmektedir.

EÜAŞ
Elektrik Üretim A.Ş.

EÜAŞ, devlete ait elektrik santrallerinin sahibi ve işletmecisidir. 2018 Temmuz itibarıyla TETAŞ'ı çatısı altına alarak toptan satış faaliyetlerini de yürütmeye başlamıştır.

EPİAŞ
Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.

EPİAŞ, ülkedeki gün öncesi ve gün içi piyasalarının da içinde olduğu organize piyasaların işletilmesinden sorumlu piyasa işletmecisidir. Şirket ayrıca 1 Nisan 2018 tarihinden itibaren spot doğal gaz piyasasını da işletmektedir.



Elektrik Piyasası Kanunu

2001 yılında çıkartılan Yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile elektrik piyasasında serbestleşme dönemi başlamış ve sektörde özel girişimin önü açılmıştır.

1935'te toplam 43 şehrin elektriğe erişimi vardı. O yıl, farklı amaçlarla devlete ait 3 şirket kurulmuştur:

- İller Bankası; köy elektrifikasyon faaliyetlerini yürütmek,
- ETİBANK; termik santral kurmak ve işletmek,
- EİE (Elektrikli Güç Kaynakları Etüt İdaresi); hidroelektrik santralleri planlamak ve inşa etmek.

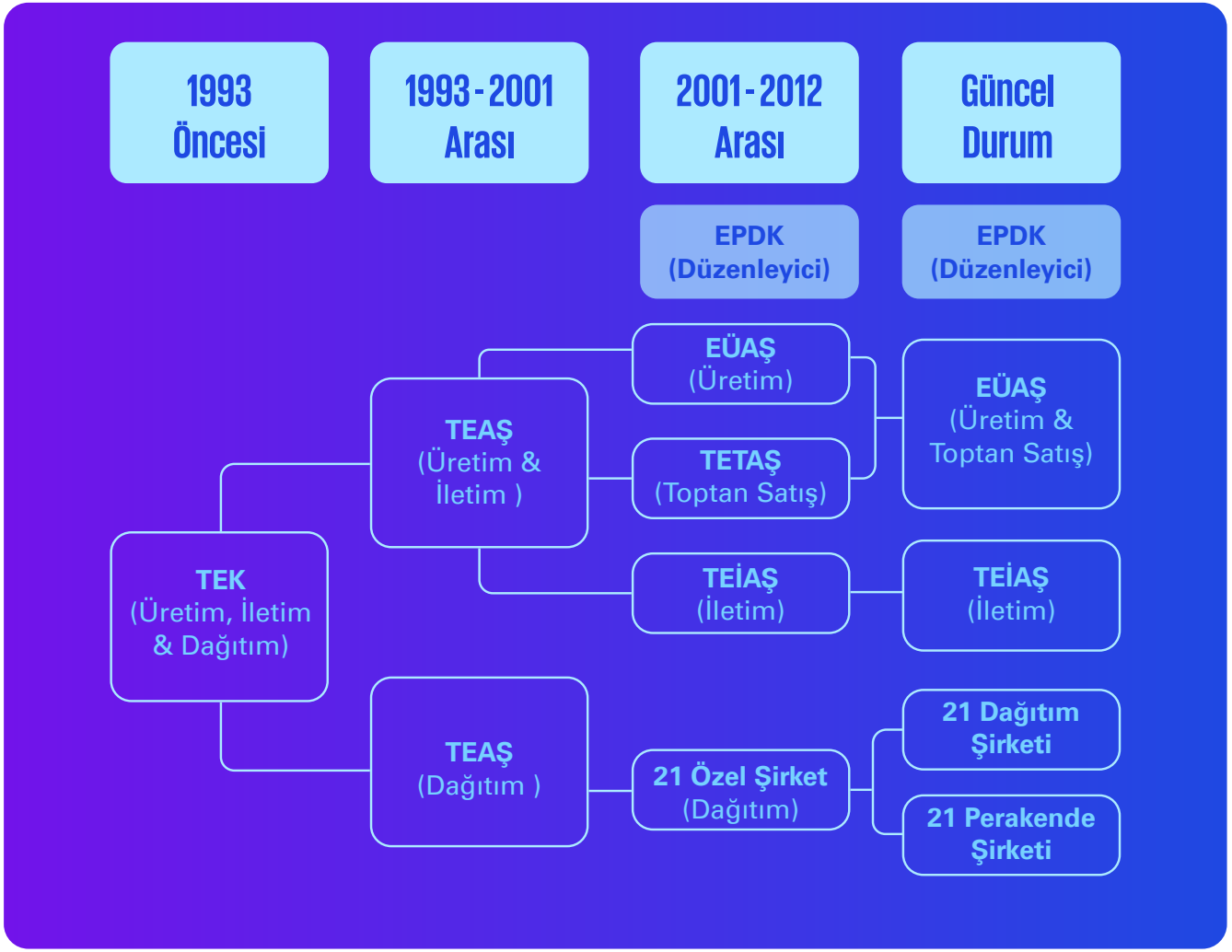
1930'ların sonlarında, enerji sektöründeki imtiyazlı şirketler belediyelere devredilmiştir. 1950'li yıllarda işletme haklarının belediyelerden imtiyazlı şirketlere devredilmesiyle özel şirketlerin piyasaya katılımı yeniden başlamıştır.

1970 yılında dikey bütünleşik bir devlet kuruluşu olarak Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. 1982 yılına kadar, belediuyelerin sorumluluğunda olan dağıtım dışındaki tüm faaliyetlerin TEK bünyesinde yürütüldüğü bu dönem TEK dönemi olarak adlandırılabilir. Bu dönemde önemli kapasite geliştirmeleri sağlanmıştır; ancak, mali kaynakların eksikliği ve devlet tekellerinin verimsiz yönetimi, devletin yeni projelere veya eski tesislerin bakımı ve yenilenmesine daha fazla yatırım yapmasına imkan vermemiştir. Ancak, 1980 yılında Türkiye, daha liberal ve yeniden yapılanma, rekabet ve özelleştirme yoluyla elektrik sektörüne devlet katılımını azaltmayı amaçlayan ihracata yönelik bir ekonomik kalkınma programını benimsemiştir. Kamu kurumlarının devrine anayasa tarafından izin verilmediği için bu çaba sonuca ulaşmamıştır. Anayasanın ilgili maddelerine göre elektrik hizmeti, devlet tarafından sağlanması gereken bir kamu hizmeti olarak görülmüştür.

Türkiye elektrik piyasası reform girişimleri 2001 yılının Mart ayında kabul edilen **4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu** ile hız kazanmıştır. Elektrik, doğal gaz, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) ve petrol piyasalarının düzenlenmesinden sorumlu özerk bir kurum olarak işlev gören **Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)** bu kanun ile kurulmuştur.

2001 yılında, **Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ); Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)** ve **Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ)** olmak üzere üç kısma ayrılmıştır. TETAŞ ve EÜAŞ 2018 yılında EÜAŞ çatısı altında birleştirilmiştir.

2004 yılında **belirlenen strateji doğrultusunda belirlenmiş 21 dağıtım bölgesinin özelleştirilmesi** ise 2006 hedefinin aksine ancak **2013 yılında tamamlanabilmiştir.**



Elektrik Talebi



Elektrik Talebi

Küresel Elektrik Talebi

Elektrik Erişimi

Dünya genelinde 2000 yılında nüfusun %72,7'si elektriğe ulaşabilirken, 2022 yılına gelindiğinde ise Dünya nüfusunun %90,5'inin elektriğe ulaşımı sağlanmıştır.

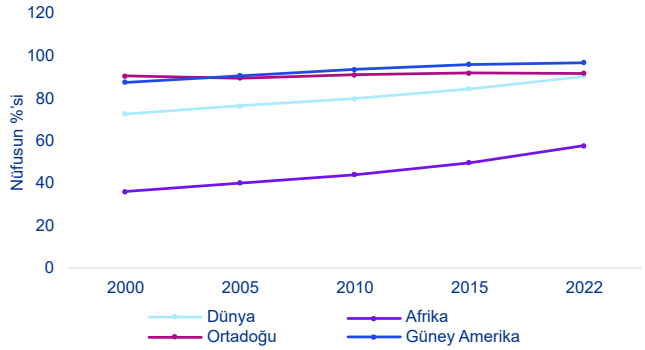
Covid-19 pandemisi ve Rusya'nın Ukrayna'yı işgalini takip eden küresel enerji krizi, elektriğe erişimin iyileştirilmesi konusundaki ilerlemeyi durduran önemli faktörler arasında yer almıştır. Dünya genelinde elektriğe erişimi olmayan insan sayısı 2022'de onlarca yılın ardından ilk kez artış göstermiş ve yaklaşık 6 milyon artarak 760 milyona ulaşmıştır. Bir yandan da Dünya nüfusunun artmaya devam etmesi elektriğe erişimi olan nüfus oranında azalış sağlanamamasına sebep olmaktadır.

Elektriğe erişimin en kısıtlı olduğu bölge Afrika olarak göze çarpmaktadır. 2000 yılında kıtada elektriğe erişim nüfusun %36,1'i için mümkünken 2022 yılında bu oran %57,7'ye yükselmiştir. Bu oranı aşağı çeken özellikle Sahra-altı bölgedir. Kuzey Afrika'da elektriğe erişim 99%'un üzerindeyken Sahra-altı bölgede nüfusun yalnızca yarısının elektriğe erişimi vardır.

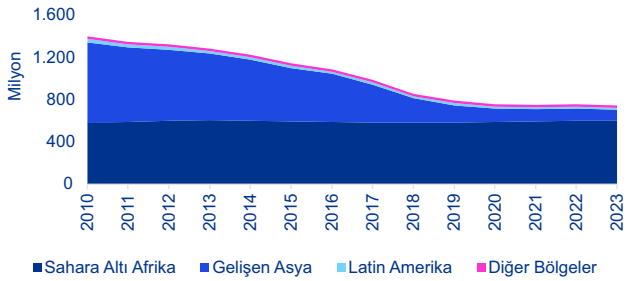
2023 yılının ilk yarısından gelen veriler dikkate alındığında, IEA (Uluslararası Enerji Ajansı), 2023 yılı sonu itibarıyla dünyada toplam 745 milyon insanın elektriğe erişimi olmayacağı öngörüsünde bulunmuştur.

Son 10 yılda elektriğe erişimde en fazla artış 'Gelişen Asya' bölgelerinde olmuştur. Bu bölgelerde 2010 yılında 761,6 milyon insan elektriğe erişemezken artan nüfusa rağmen bu rakamın 2023 yılı verileriyle 106,9 milyona düşeceği öngörülmektedir. Elektriğe erişimi en kısıtlı olan 'Sahra Altı Afrika' bölgesinde ise ulusal elektrik şirketlerinin artan borç yükleri, birçok şebeke genişletme projesini engellemiş ve 2010 yılında 580,3 milyon olan elektriğe erişimi olmayan insan sayısı 2023 yılında 598,8 milyona yükselmiştir. Dünya Bankası verilerine göre Türkiye'de elektriğe erişim 2000 yılında nüfusunun %99,9'u için mümkünken. 2010 yılından itibaren nüfusun tamamı elektriğe ulaşmıştır.

Dünya'da Elektriğe Erişim



Dünya'da Elektriğe Erişimi Olmayan Nüfus



Global Elektrik Talebi

Küresel elektrik talebi sanayi devriminden beri artış gösteren bir değerdir. Neredeyse tüm dünya ülkelerinde elektriğe olan erişimin artmasıyla elektrik talebi de artış göstermiştir. Elektrik enerjisi diğer tüm enerji türleri arasında sıklıkla tercih edilen bir enerji türüdür ve diğer enerji türlerine dair olan talebin de elektrik enerjisine geçişi, diğer bir deyişle elektrifikasyon süreci, son dönemlerde hız kazanmaya başlamıştır. Elektrifikasyon, elektrik talebini önemli ölçüde artıracak bir faktör olmasına rağmen bir yandan da elektrik talebini düşürecek gelişmeler de yaşanmaktadır. Gelişen teknoloji ile verimliliği yüksek elektronik cihazların geliştirilmesi elektrik talebini azaltan faktörlerdendir. Ayrıca, gelişmiş ülkeler, sanayilerini erken dönemlerde geliştirdiklerinden dolayı yıllar içinde artan bir elektrik talepleri olmamaktadır. Bununla beraber gelişmiş ekonomilerin ağır sanayiden uzaklaşarak hizmet sektörüne kaydığı dönemlerde de elektrik talebinde düşüş gözlemlenmiştir.

AB ülkelerinin çoğu gelişmiş ülkeler sınıfındadır. Avrupa Birliği'nin elektrik talebinde son yıllarda önemli bir artış görülmemiştir. 2000-2023 yılları arasında en yüksek elektrik talebi 2008 yılında 2.971,8 TWh ile gerçekleşmiştir. 2009 yılındaki ani elektrik talebi düşüşü küresel ekonomik kriz ile açıklanırken, 2020 yılındaki elektrik talebi düşüşü Covid-19 pandemisi sebebiyle gerçekleşmiştir. AB'nin elektrik talebi 2023 yılında 2022'ye kıyasla yaklaşık %3 oranında azalmıştır.

ABD'nin en yüksek elektrik tüketimini 2022 yılında 4.067 TWh ile gerçekleşmiştir ve 2023 yılında yaklaşık %2 azalmıştır. ABD'nin 2024 yılında tüketimini 4.112 TWh seviyesine çıkartıp yeni rekor seviyesine ulaşması beklenmektedir.

Çin'in elektrik talebi, ekonomisinin büyümeye devam etmesiyle artışını sürdürmektedir. Ülke genelindeki

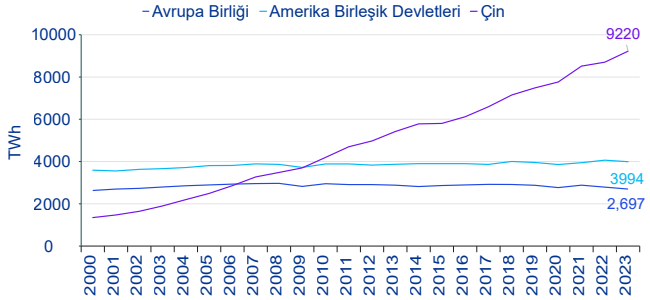
Kaynak: IEA "Access to electricity improves slightly in 2023, but still far from the pace needed to meet SDG7" , Dünya Bankası "Access to electricity (% of population) – Turkiye"

elektrik tüketimi geçen seneye kıyasla yaklaşık %6 artış göstermiştir. Bu artışta sanayi tüketiminin 2022 yılına kıyasla %11,6 daha fazla elektrik tüketmesi etkili olurken, mesken elektrik tüketimi yalnızca %0,9 artış göstermiştir. 2000-2022 yılları arasında GYSH'sı yaklaşık 15 katına çıkan Çin'de aynı tarihler arasında elektrik talebi de yaklaşık 7 kat artmıştır ve 2023 yılında 9.220 TWh'e ulaşmıştır.

Kişi Başı Elektrik Tüketimi

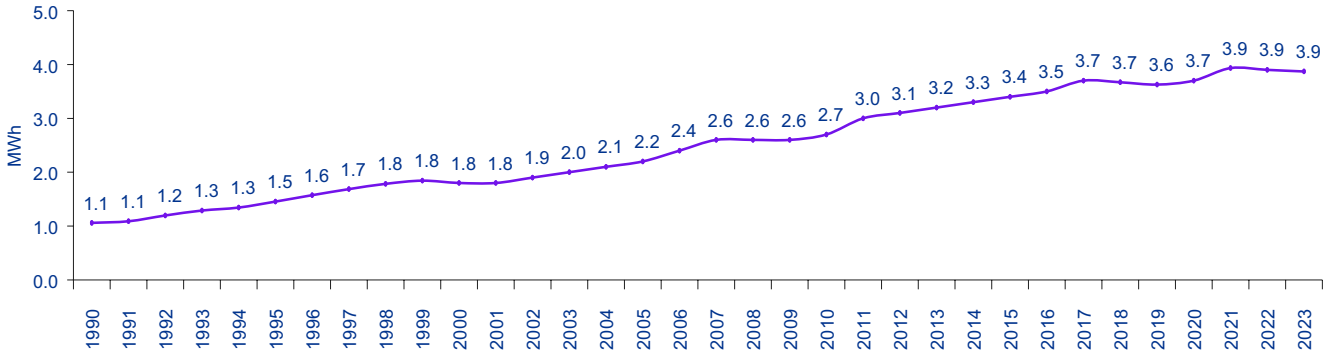
Türkiye'nin kişi başına elektrik tüketimi 1990-2022 yılları arasında %250'den fazla artmıştır fakat buna rağmen Türkiye'de kişi başına elektrik tüketiminin orta gelirli ülkelere kıyasla aşağıda olduğu görülmektedir.

Küresel Tarihsel Elektrik Talebi*

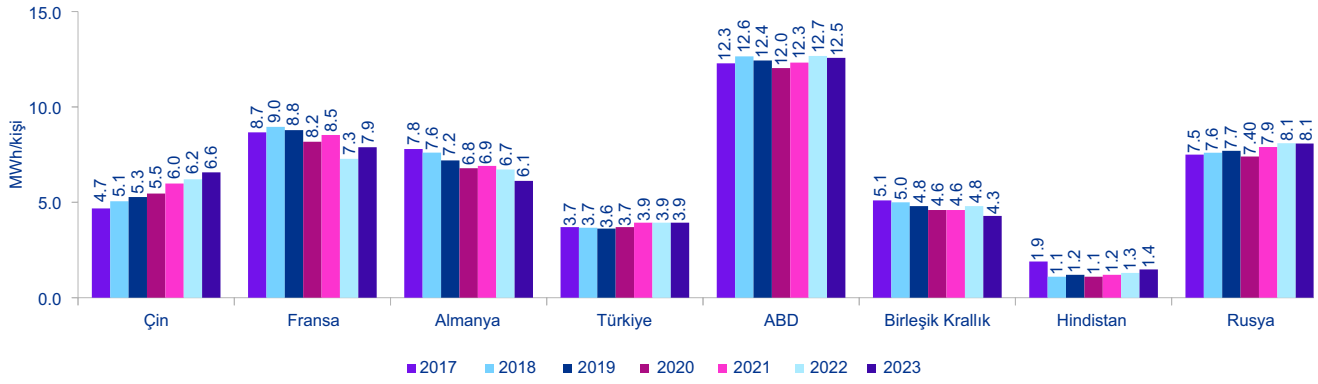




Türkiye'de Kişi Başına Elektrik Tüketiminin Gelişimi



Kişi Başına Elektrik Tüketimi



*Çin verisi EMBER+CEC, AB verisi EMBER, ABD verisi EIA'den alınmıştır.

Kaynak: EMBER, U.S. Energy Information Administration, China Electricity Council, Ember - Yearly Electricity Data (2023)

Türkiye'nin Elektrik Tüketimi

Tüketimin Tarihsel Gelişimi

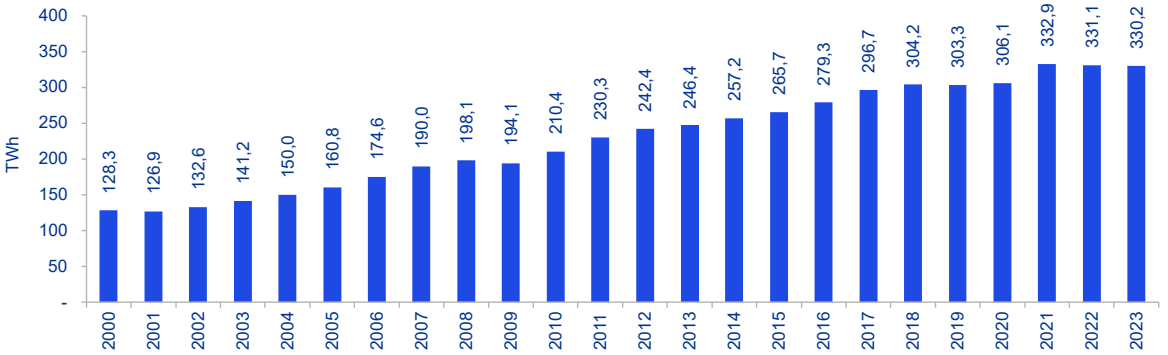
Türkiye'de 2000-2023 yılları arasında elektrik talebinin yıllık bileşik büyüme oranı (YBBO) %4,2 olarak kaydedilmiştir.

Türkiye Elektrik Piyasası son yıllarda gerçekleşen hızlı sanayileşme nedeniyle hızla büyümüştür. Elektrik piyasasının serbestleşmeye başladığı 2000 yılından bu yana elektrik talebi yıllık bileşik %4,2'lik bir büyüme oranına sahip olmuştur.

2000-2008 yılları arasında elektrik talebinin YBBO %5,6 olmuştur. Küresel ekonomik krizin etkisiyle 2009 yılında elektrik talebi %2,0 oranında düşmüştür. 2010 ve 2011 yıllarında Türkiye'nin elektrik talebi, sırasıyla %8,4 ve %9,4'lük yıllık büyüme oranlarıyla toparlanmıştır.

Covid-19 pandemisi nedeniyle 2020 brüt talebinde yaşanan düşüşün ardından 2021 yılında talep hızla artmıştır. Bu artışın bir sonucu olarak elektrik talebi artış hızı önceki yıllara kıyasla oldukça yüksek olmuştur. 2022 yılında sanayi üretimindeki düşüşün yanı sıra kış ve yaz aylarında nispeten ılıman geçen meteorolojik koşullar, ülkede elektrik tüketiminin bir önceki yıla kıyasla daha düşük olmasına neden olmuştur. 2023 yılında ise 6 Şubat depremleri, ılıman geçen kış, sanayi üretimindeki durağanlık gibi nedenlerle toplam talepte artış yaşanmamıştır.

Türkiye'nin Tarihsel Elektrik Tüketimi



2009 | **Küresel Ekonomik Kriz Etkisi**

2020 | **Covid-19 Pandemi Etkisi**

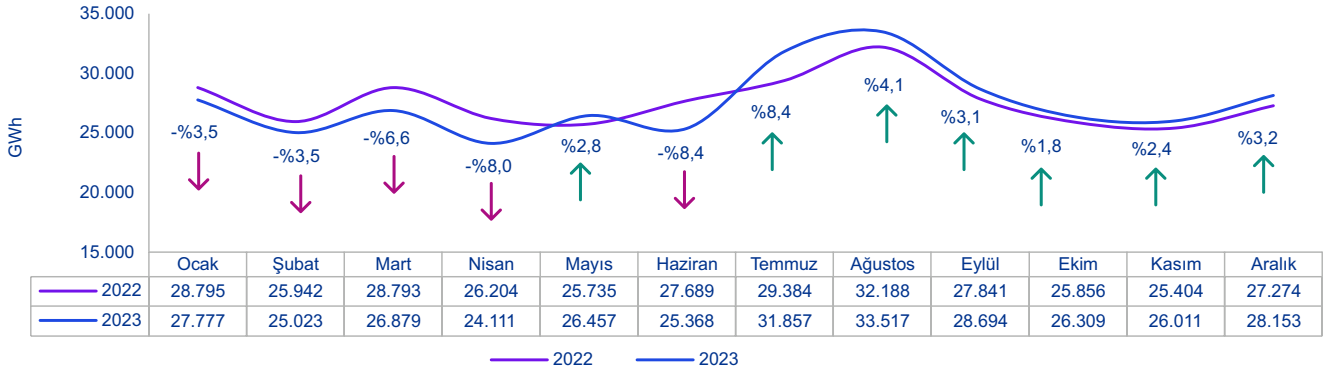
2021 | **Covid-19 Pandemisi Düzelme Etkisi**

2023 | **6 Şubat Depremleri'nin ve Ilıman iklim koşullarının etkisi**

Aylık Tüketim

2023'ün ilk yarısında bir önceki seneye kıyasla daha az elektrik tüketimi gerçekleşirken yılın ikinci yarısında önceki yıla kıyasla artış yaşanmıştır.

Türkiye Aylık Elektrik Tüketimi



	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2022	28.795	25.942	28.793	26.204	25.735	27.689	29.384	32.188	27.841	25.856	25.404	27.274
2023	27.777	25.023	26.879	24.111	26.457	25.368	31.857	33.517	28.694	26.309	26.011	28.153

Kaynak: TEİAŞ, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

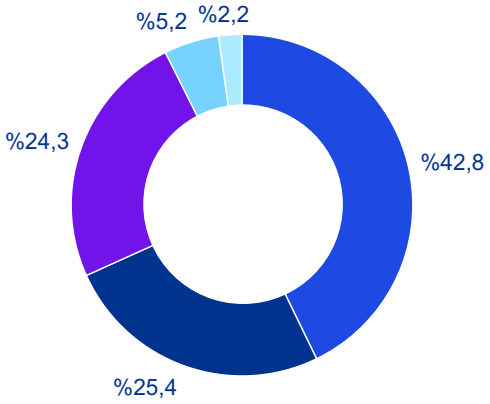
Elektrik talebi aylık bazda incelendiğinde 2023'ün ilk yarısında bir önceki yılın ilk yarısına kıyasla düşüş olduğu görülmektedir. Ocak ayındaki bu düşüş, 2022'nin kış mevsiminde görülen anormal düşük sıcaklıkların ardından 2023 yılında görece ılıman hava koşullarının yaşanmasından kaynaklanmaktadır. Şubat ve takip eden aylardaki düşüş ise 6 Şubat'ta meydana gelen depremler sonrasında deprem bölgelerindeki elektrik talebinin azalmasının bir sonucudur. Şubat ayı elektrik tüketimi, bir önceki senenin aynı dönemi ile kıyaslandığında* Dicle, Fırat ve Toroslar dağıtım bölgelerinde sırayla %53,0, %29,9 ve %29,1 oranında azalmıştır. 2023'ün ilk yarısında gerçekleşen ekonomik büyüme oranlarının 2022'nin ilk yarısına kıyasla aşağıda olması, talep düşüşünde rol oynayan bir başka etken olarak yer değerlendirilmektedir.

2022 ve 2023 elektrik taleplerinde en büyük farkın Haziran ve Temmuz aylarında oluştuğu görülmektedir. 2023'te Haziran ayı tüketimi bir önceki seneye kıyasla %8,4 azalmışken Temmuz ayında %8,4 artmıştır. Bu talep farkı, Kurban Bayramı tatilinin 2023 yılında Haziran ayında, 2022 yılında ise Temmuz ayında gerçekleşmesinden kaynaklanmaktadır. Özellikle bayram tatillerinin köprü tatil yapılması ile elektrik talebindeki düşüş daha fazla olmaktadır. 2022 yılındaki Kurban Bayramı tatili ile 15 Temmuz Demokrasi ve Milli Birlik Günü arasındaki günler de köprü tatil olarak açıklanmıştır. 2023 yılında ise Haziran ayındaki Kurban Bayramı için ise bayramdan önceki iki iş günü de dahil edilerek köprü tatil uygulanması kararı alınmıştır.

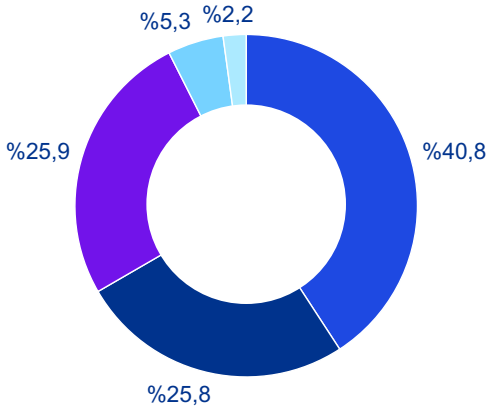
2023'ün ikinci yarısındaki her ayda elektrik talebi bir önceki yıla kıyasla artış göstermiştir. Bir önceki senenin aynı dönemine kıyasla ekonomik büyümenin daha yüksek olması ve mevsim normalleri dışında gerçekleşen hava sıcaklıkları bu talep artışında rol oynamıştır.

Sektörlere Göre Elektrik Tüketimi

Faturalanan Elektrik Tüketiminin Tüketici Bazında Kırılımı 2022



Faturalanan Elektrik Tüketiminin Tüketici Bazında Kırılımı 2023



Elektrik tüketiminin sektörel kırılımı aylık olarak incelendiğinde, elektrik tüketiminde en fazla pay sahibi olan tüketici grubunun sanayi olduğu görülmektedir. Sanayinin 2022 yılındaki toplam tüketim içindeki payı %42,8'ken, 2023 yılının verisine göre sanayinin toplam tüketimdeki payı yaklaşık 2 puanlık düşüşle %40,8 olmuştur. Bu düşüşte sanayicilerin lisanssız üretim ile elektrik taleplerini belli ölçüde karşılamaları etkili olmuştur. Kamu ve Özel Hizmetler Sektörü ve Diğer tüketicilerin tüketimdeki payları 1 puanlık artışla %25,4'ten %25,8 olmuştur. Mesken tüketimi 2022 yılında toplam tüketimde %24,3 pay sahibiyken 2023 yılında bu değer %25,9'a çıkmıştır. Tarımsal Faaliyetlerin elektrik tüketimindeki payı çok ufak bir artışla %5,2'den %5,3'e yükselirken, aydınlatmanın %2'lik payında bir değişim olmamıştır.

*Şubat ayı tüketim verileri depremden etkilenen illeri kapsayan dağıtım bölgelerinde EPDK aylık raporlarından alınmıştır.
Not: Bu değerler EPDK tarafından yayımlanan Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporu'ndan alınmış olup faturalanan tüketimleri göstermektedir.

Kaynak: : EPDK

Ülkenin toplam tüketiminde önemli bir pay sahibi olan sanayi tüketiminin aylara göre dağılımı farklılık göstermektedir. Özellikle yaz aylarında artan iklimlendirme ihtiyacıyla diğer abone gruplarının tüketimi de artmakta ve sanayinin toplam tüketim içindeki payı düşüş göstermektedir.

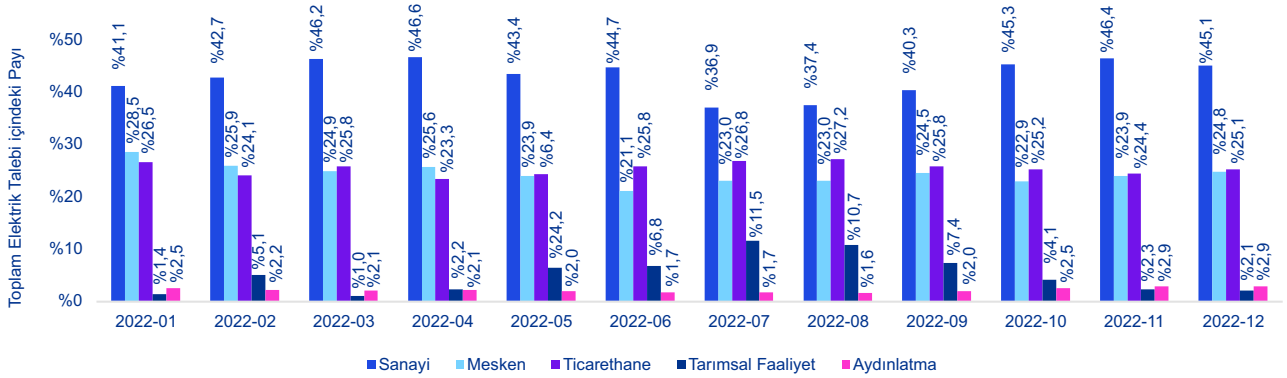
Yılın ilk yarısında ise sanayi tüketiminin toplam tüketim içindeki payı, yılın geri kalan dönemine göre daha yukarıda seyretmektedir. 2023 yılında ise Şubat ayında yaşanan deprem ve sanayi üretim endeksindeki düşüş sonucu sanayi tüketiminin toplam tüketim içindeki payı düşüş göstermiştir. Haziran ayında ise bir önceki yıla kıyasla 5 puanlık bir düşüş olmuştur.

Ülkenin en büyük ticaret ortağı olan Avrupa başta olmak üzere küresel imalat sektöründe yaşanan daralma eğilimi Türkiye'deki imalat sektörünü de olumsuz etkilemiştir. Sanayi tüketiminde önemli konuma sahip olan imalat sektöründeki bu daralma, bu abone grubuna bağlı tüketimin düşüşünde önemli bir rol oynamıştır.

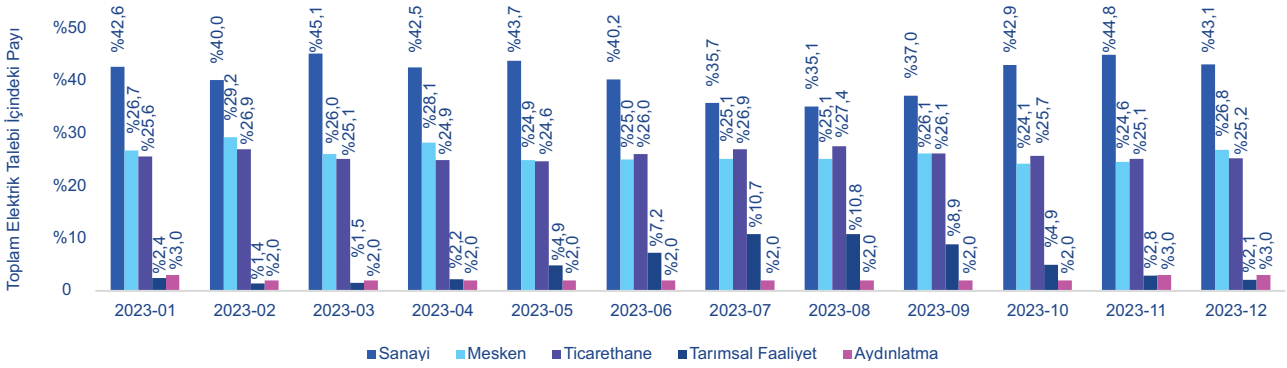
Ülke içinde faiz artırımlarının da etkisiyle tüketicilerin talebindeki düşüşler sanayi üretiminde etkili olan faktörlerden bir tanesidir. Sanayi ürünleri talebindeki düşüş, arzdaki düşüşü tetiklemiş ve bu da elektrik tüketimine yansımıştır.

Kaynak: : EPDK

Faturalanan Elektrik Tüketiminin Tüketici Bazında Kırılımı 2022



Faturalanan Elektrik Tüketiminin Tüketici Bazında Kırılımı 2023



Elektrik Üretimi



Elektrik Üretimi

Küresel Elektrik Üretimi

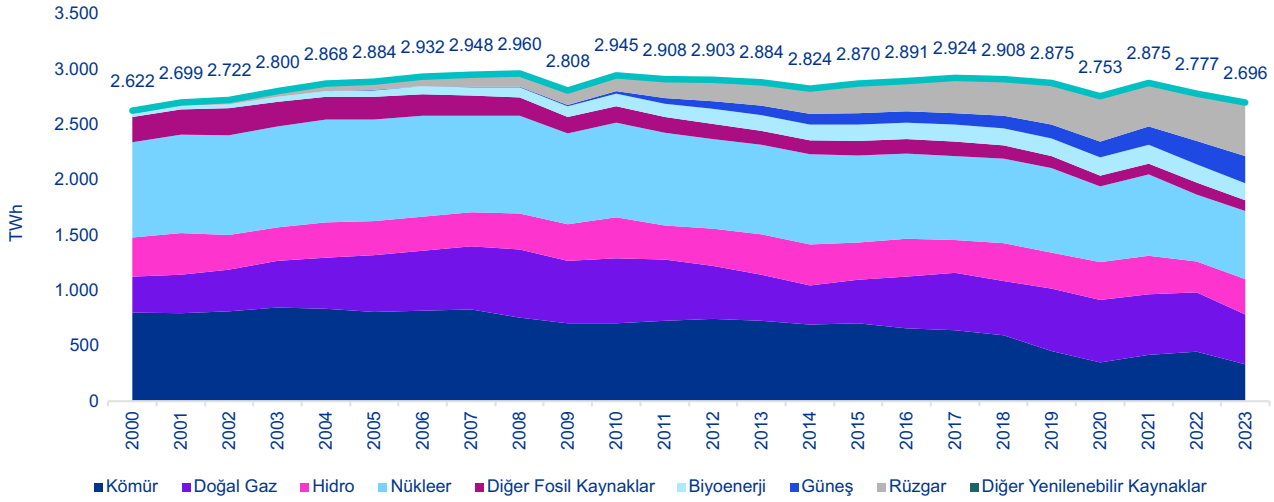
Elektrik Üretiminin Gelişimi

Avrupa Birliği'nin tarihsel elektrik üretimine bakıldığında yıllar içinde büyük bir artış olmadığı görülmektedir. 2000-2023 yılları arasında en yüksek elektrik üretimi 2008 yılında 2.960 TWh seviyesinde gerçekleşmiştir.

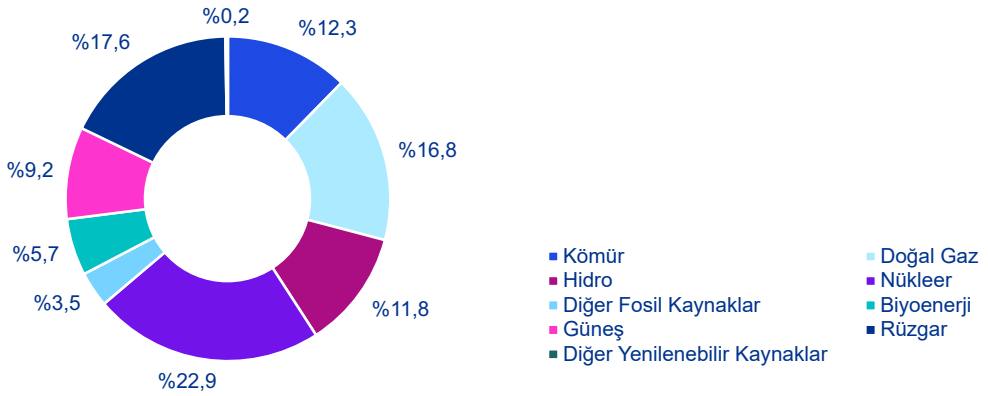
2009 yılındaki ani düşüş küresel ekonomik krizle ilişkili iken, 2020 yılındaki düşüşte ise Covid-19 pandemisile düşen tüketim miktarı etkili olmuştur.

Güneş ve rüzgar enerjisi santrallerinin üretimdeki payları düzenli şekilde artarken, nükleer ve kömür kaynaklı üretim azalmıştır. 2000 yılında 0,1 TWh ile üretimdeki payı %0,1 dahi olmayan güneş enerjisi 2023 yılına gelindiğinde 247,1 TWh ile üretimde %9,2 paya sahip olmuştur. Rüzgar kaynaklı elektrik üretimi 2000 yılında 21,3 TWh ile %0,8 paya sahipken 2023 yılında 474,4 TWh ile %17,6 paya sahip olmuştur. Geçtiğimiz sene, AB tarihinde ilk kez rüzgar enerjisinin üretimdeki payı doğal gaz kaynaklı elektrik üretim payından fazla olmuştur. Nükleer enerji kaynaklı elektrik üretimi 2000 yılında 859,9 TWh'tir ve 2004 yılında 928,5 TWh ile zirveyi görmüştür, 2023 yılına gelindiğinde ise 618,5 TWh'e gerilemiştir. Nükleerin elektrik üretimindeki payı 2000 yılında %32,8 iken 2023 yılında %22,9'a gerilemiştir. Bu gerilemede Almanya'nın 2002 yılından bu yana kademeli olarak nükleer enerjiden çıkma politikaları etkili olmuştur. Almanya 2023 yılında son 3 nükleer santralini de kapatarak nükleer enerjiden tamamen çıkmıştır. Kömür kaynaklı elektrik üretimi ise 2000 yılında 800,3 TWh'tir ve 2003 yılında 849,0 TWh ile zirve değerine ulaşmıştır, 2023 yılında ise 332,4 TWh'e gerilemiştir. 2000 yılında kömürün elektrik üretimindeki payı %30,5 olurken 2023 yılında %12,3 olmuştur.

AB Elektrik Üretiminin Tarihsel Gelişimi



AB Elektrik Üretimi (2023)



Kaynak: EMBER, Federal Office for the Safety of Nuclear Waste Management

Amerika Birleşik Devletleri'nin elektrik üretimi dönemsel düşüşlere rağmen düzenli bir artışa sahiptir. 2022 yılında tarihinin zirvesine 4.074 TWh ile ulaşırken 2023 yılında %1,4'lük bir düşüşle 4.018 TWh seviyesine gerilemiştir.

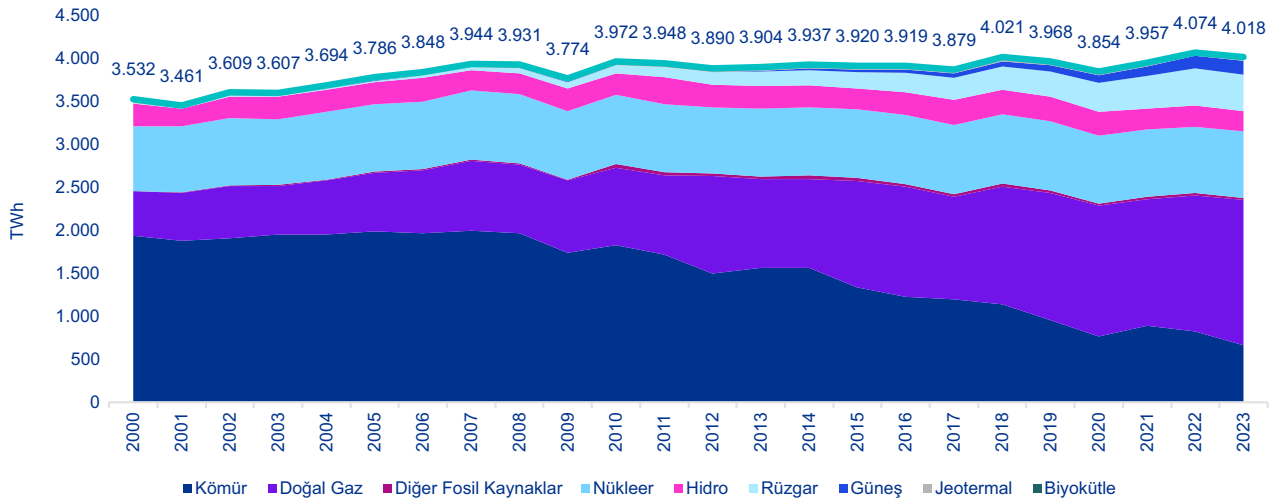
Yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payı düzenli bir şekilde artış göstermesine rağmen 2023 yılında üretilen elektriğin yalnızca %21,5'i yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır. Güneş kaynaklı elektrik üretimi toplam üretimin %4,0'ını karşılarken, rüzgar %10,7'sini karşılamaktadır.

2000-2023 yılları arasında elektrik üretimindeki payı en çok düşüş gösteren kaynak türü kömür olurken, payı en çok artan kaynak doğal gaz olmuştur. Doğal gazın 2000 yılında elektrik üretimindeki payı 517,9 TWh saat ile %14,7 iken 2023 yılında 1.691,4 TWh ile %42,1'e yükselmiştir. Kömürün elektrik üretimindeki payı 2000 yılında 1.943,1 TWh ile %55,0 olurken 2023 yılında 665,9 TWh ile %16,6'ya gerilemiştir.

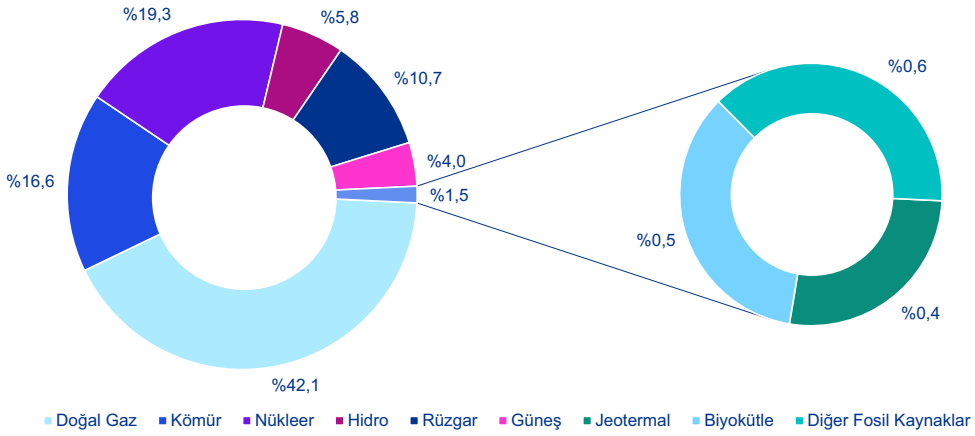
Nükleer enerjinin elektrik üretimindeki payında 2000-2023 yılları arasında önemli bir değişiklik olmazken bu kaynaktan üretilen elektriğin payı uzun dönemler boyunca yaklaşık %20,0 seviyesinde olmuştur.



ABD Elektrik Üretiminin Tarihsel Gelişimi



ABD Elektrik Üretimi (2023)



Kaynak: U.S. Energy Information Administration, China Electricity Council

Türkiye'nin Elektrik Üretimi

Enerji Piyasaları Genel Görünüm

Kaynak Türüne Göre Kurulu Güç

Ülkedeki toplam kurulu kapasite **2000-2023 yılları arasında önemli ölçüde artarak %6,23'lük bir YBBO ile 27,3 GW'tan 109,5 GW seviyesine** yükselmiştir. Rüzgar, güneş ve jeotermal enerji gibi yeni kaynakların devreye girmesi ve doğal gaz ve ithal kömür gibi mevcut kaynakların genişletilmesiyle ülkenin kurulu kapasite karması da önemli ölçüde çeşitlenmiştir.

Kurulu güçte son **10 yıllık YBBO ise %5,51'dir.**

2023 sonu itibarıyla, termik santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı %43,4 iken, hidroelektrik santrallerin ve diğer **yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik kapasitesi içindeki payı sırasıyla %29,2 ve %27,4'tür.** Böylelikle, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu gücteki payı %56,6 seviyesine ulaşmıştır.

Kurulu Gücün Gelişimi

Kuruluş Türüne Göre Kurulu Güç (MW)

Kuruluş	Kurulu Güç
EÜAŞ Santralleri	21.391
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	3.244
Serbest Üretim Şirketi Santraller	71.557
YİD Santralleri	116
Lisanssız Santraller	13.172
TOPLAM	**109.481**

2023 yılı sonu itibarıyla
toplam kurulu gücün

%65,4'ünü serbest üretim santralleri

%19,5'ini EÜAŞ santralleri

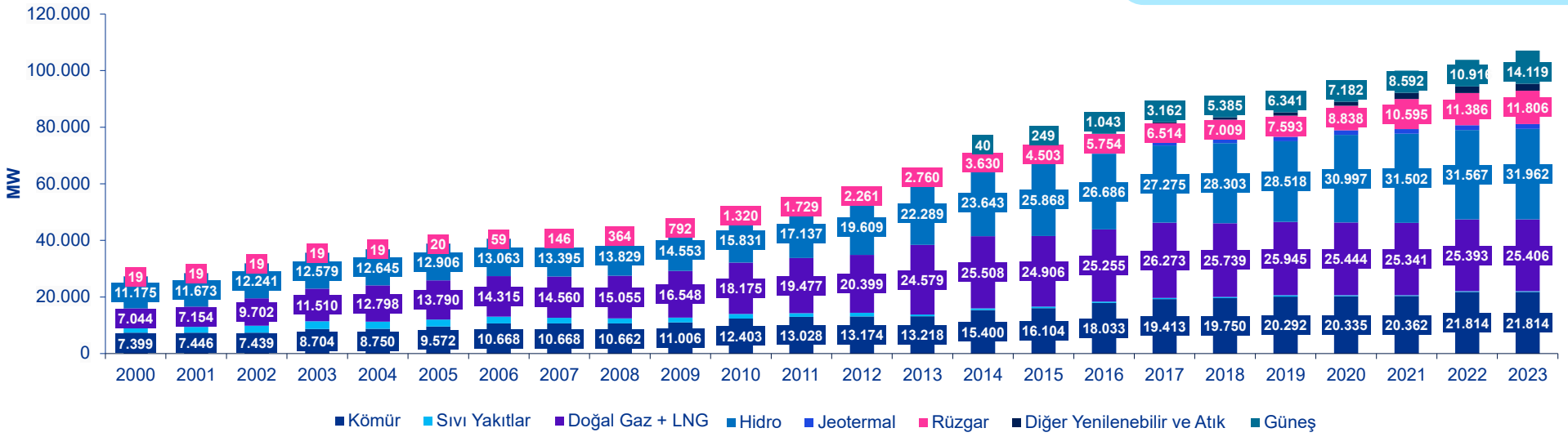
%3,0'ını İşletme Hakkı Devredilen santraller

%0,1'ini Yap-İşlet-Devret santralleri

%12,0'ını Lisanssız santraller

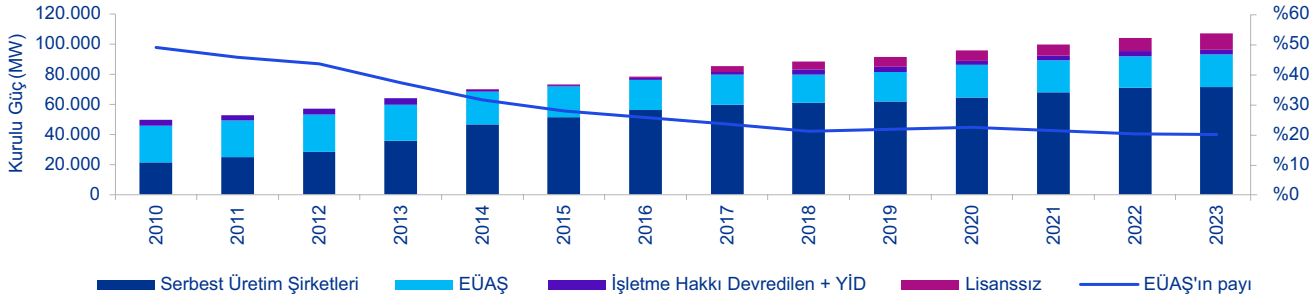
oluşturmaktadır.

Kaynağa Göre Kurulu Güç (MW)



Kaynak: TEİAŞ YTBS, Resmi Gazete
YBBO: Yıllık Bileşik Büyüme Oranı

Kuruluş Türüne Göre Kurulu Güç Gelişimi



EÜAŞ, devlete ait elektrik üretim santrallerinin sahibi ve işletmecisidir. Türkiye'de elektrik enerjisinin kullanılmaya başladığı ilk dönemlerde elektrik üretim faaliyetleri çoğunlukla devlete ait şirketler tarafından yapılmaktaydı. Üretim santrallerinde kamunun payı dönem içerisinde azalmıştır.

2023 yılında EÜAŞ santrallerinin kurulu gücü 365,4 MW artarken, serbest üretim şirketlerinin kurulu gücü 783,1 MW artmıştır. EÜAŞ santrallerindek bu artış Yusufeli Barajı'nın işletmeye alınan türbinlerinden kaynaklanmaktadır. En yüksek artış ise lisanssız santrallerde 3.048 MW ile gerçekleşmiştir. İşletme hakkı devredilen ve yap-işlet-devret santrallerinin kurulu güçlerinde ise bir önceki yıla kıyasla bir değişim gerçekleşmemiştir.

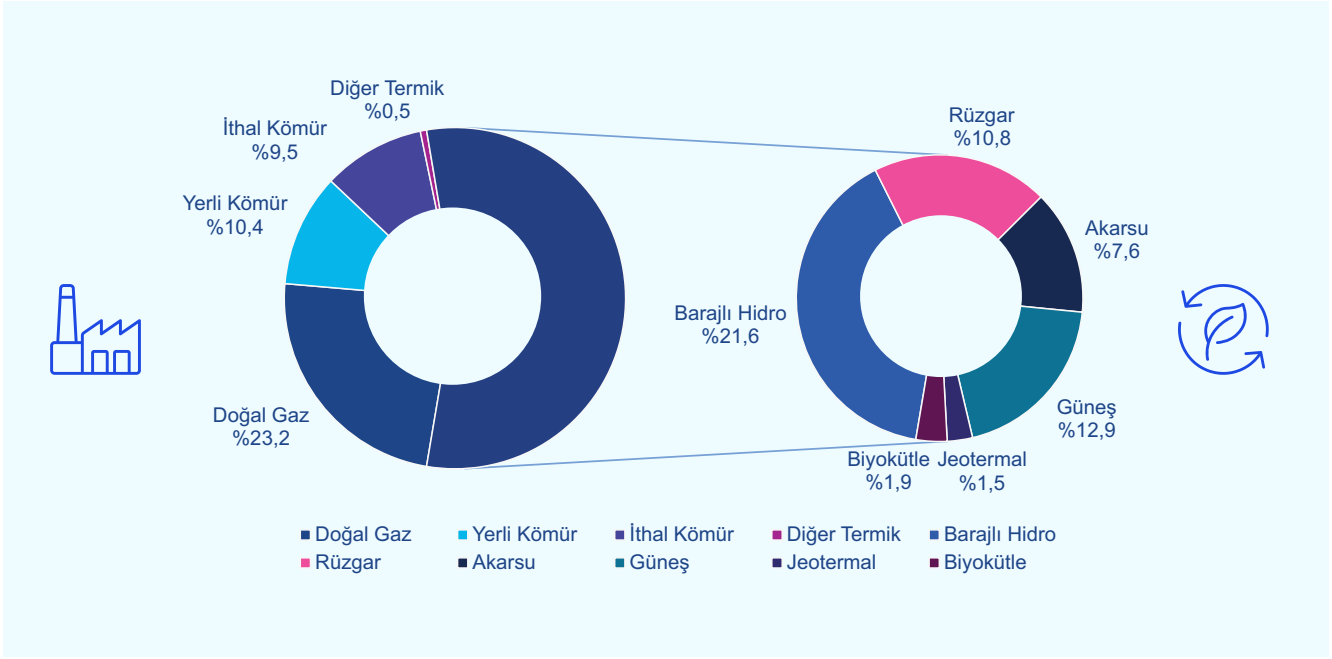
EÜAŞ santrallerinin kurulu gücteki payı 2010 senesinde %48,9 iken, 2023 senesinde %20,0 seviyesine gerilemiştir. Serbest üretim şirketleri 2010-2023 seneleri arasında kurulu gücteki paylarını %43,5'ten %65,4'e çıkarmışlardır. Lisanssız santrallerin kurulu gücteki payı ise %12,0'a yükselmiştir.

Tüketim tesisi ile aynı veya farklı dağıtım bölgesinde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı bir üretim tesisi kurulabilme hakkını veren düzenleme, büyük tüketicilerin, tesisin kurulduğu dağıtım bölgesinde bulunma zorunluluğu olmaksızın yeni lisanssız santraller kurabilmesine olanak sağlamıştır. Bu düzenleme öncesi sanayinin gelişmiş olduğu bölgelerde yeni santral yatırımı yapmak yüksek arsa maliyetlerinden dolayı yatırımcıları zorlamaktaydı. Ayrıca elektrik tüketiminin yoğun olduğu bölgelerde, özellikle güneşten elektrik üretimi açısından, yenilenebilir enerji santrallerinin kapasite faktörleri görece düşük kalmaktadır. Bu düzenleme ile yatırımcılar, yeni yatırımlarını düşük maliyetli ve yüksek kapasite faktörüne sahip bölgelerde yapabilme hakkını elde etmişlerdir. 2023 yılında da yüksek lisanssız üretim kapasite artışını yaratan bu düzenlemenin gelecek dönemlerde de benzer etki yaratması beklenmektedir

Kaynak: TEİAŞ YTBS, Resmi Gazete



Türkiye Kurulu Güç MW (2023)



Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)
Doğal Gaz*	25.406
Yerli Kömür**	11.440
İthal Kömür	10.374
Diğer Termik***	601
Barajlı Hidro	23.650
Rüzgar	11.806
Akarsu	8.312
Güneş	14.119
Jeotermal	1.691
Biyokütle	2.080
TOPLAM	**109.481**

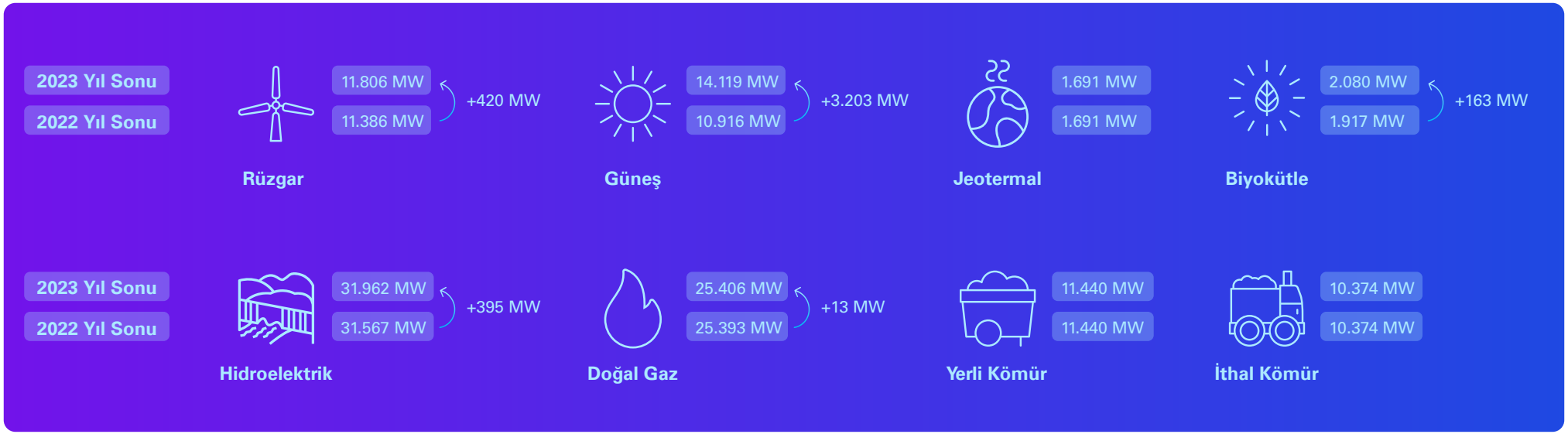
2023 sonu itibariyle Türkiye'nin kurulu gücü 109.481 MW olarak kaydedilmiştir.

Türkiye kurulu gücünün %56,3'ü yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Bu kaynakların toplam kurulu güç içindeki payının artmasında YEKDEM, YEKA yarışmaları ve lisanssız yatırımlarla öztüketim modeline olan ilginin artması oldukça etkili olmuştur.

En fazla kurulu güce sahip kaynak 31.962 MW ile hidroelektrik olurken, bu kapasite toplam kurulu gücün %29,2'sine denk gelmektedir. Bu kapasitenin 8.312 MW'ı akarsu, 23.650 MW'ı ise barajlı hidroelektrik santrallerinden oluşmaktadır. Hidroelektrik santraller ardından en yüksek kurulu güce sahip olan santraller ise 25.406 MW ile doğal gaz santralleridir. Kömür santralleri ise toplam kurulu gücün %19,9'unu oluşturmuş ve Emba Hunutlu Termik Santrali'nin tam kapasite ile devreye girmesiyle beraber ithal kömür ve yerli kömür santrallerinin toplam kurulu gücü birbirine yakınlaşmıştır.

*Doğal Gaz; Doğal Gaz ve LNG
**Yerli Kömür; Linyit, Taş Kömürü ve Asfaltit
***Diğer Termik; Fuel Oil, Atık Isı, Nafta ve Motorin

Kaynak: TEİAŞ YTBS



2022 yılında kapasite artışı 4.972 MW olarak kaydedilmiştir. 2023 yılındaki kapasite artışı ise 4.196 MW olmuştur.

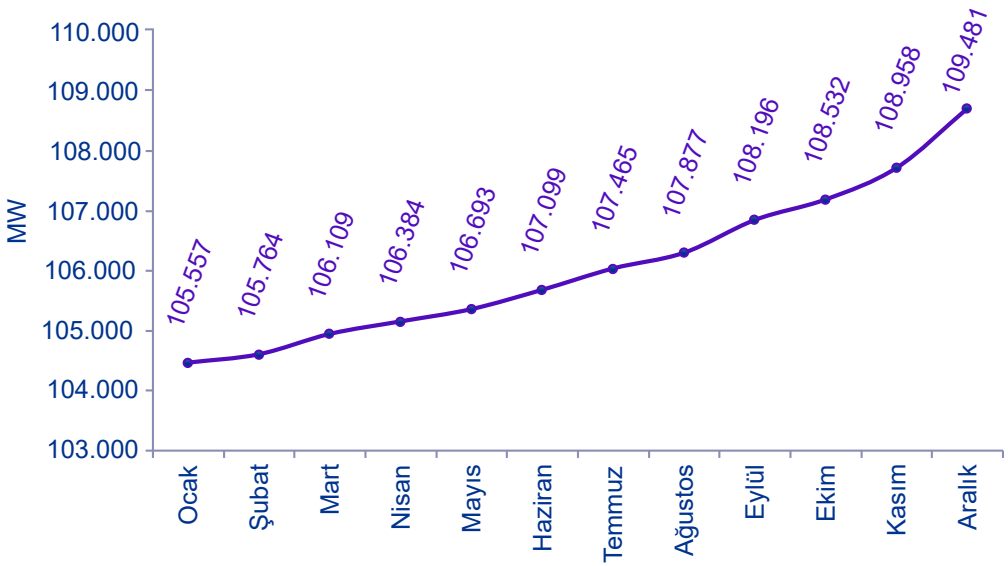
Rüzgar kurulu gücü 2023 yılında yalnızca 420 MW artmıştır, bu miktar 2011 yılından bu yana gözlemlenen en düşük artış miktarıdır. Öte yandan güneş kurulu gücünde 3.203 MW'lık yüksek bir artış yaşanmıştır. Özellikle lisanssız güneş santrallerine olan ilginin artması ve YEKA ihalelerinde kazanan kapasiteler devreye alınması bu artışta oldukça önemli bir yere sahiptir.

Hidroelektrik kurulu gücündeki 395 MW'lık artışın 25 MW'ı akarsu kaynaklı olurken 370 MW'ı barajlı kaynaklıdır. Artan barajlı hidroelektrik kapasitesinde Yusufeli Barajı'nın işletmeye alınan türbinleri etkili olmuştur.

2023 yılında jeotermal kapasitesinde bir artış gerçekleşmemiştir. Jeotermal kaynak arama ve yatırım maliyetlerinin yükselmesi bu kaynakta artış yaşanmamasına neden olmuştur.

2023 senesi içerisinde en düşük kapasite artışı Ocak ayında 207 MW ile gerçekleşirken en yüksek kapasite artışı 523 MW ile Aralık ayında gerçekleşmiştir.

Toplam Aylık Kurulu Güç Gelişimi



Kaynak: TEİAŞ YTBS

Kaynak Bazlı Elektrik Üretimi

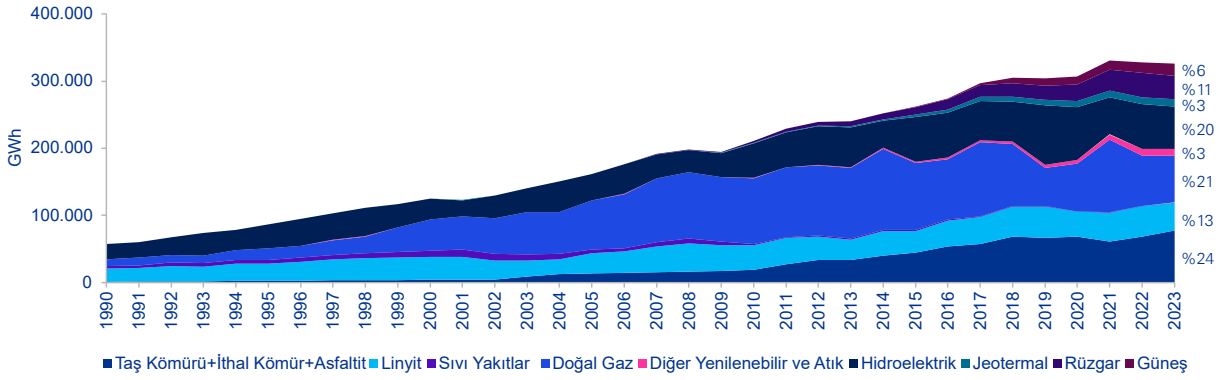
2023 yılında toplam elektrik üretiminde rüzgar ve güneş enerjisinin payı tarihteki en yüksek seviyeye ulaşırken, hidroelektrik kaynaklı üretimin önceki yıllara kıyasla düşüş göstermesiyle birlikte kömür kaynaklı üretimde artış yaşanmıştır.

Ülkedeki elektrik üretim kaynak çeşitleri, 1970'leri takip eden yıllar boyunca önemli ölçüde değişmiştir. **1970** yılında elektrik üretimi için kullanılan üç temel kaynak arasında sıvı yakıtlar, kömür ve hidroelektrik bulunmaktadır. Kömür ve hidroelektrikten elde edilen üretimin önemli ölçüde artmasıyla sıvı yakıtların önemi 1980'lerde azalmıştır. Doğal gaz da **1980**'lerde devreye girmeye başlamıştır ve sonraki on yıllar boyunca doğal gazın kullanımı büyük ölçüde artmıştır. 2000'li yıllardan sonra ithal kömür arzının artmasıyla birlikte kömürden üretim hızlanmaya başlamıştır.

Son olarak, **2010'lu yıllarda YEKDEM tarife garantisinin uygulanmasıyla** elektrik üretiminde hidroelektrik dışı yenilenebilirlerin payı artmaya başlamıştır. İlk başlarda **rüzgar ve jeotermal** enerji santralleri devreye girmiş, bir süre sonra **güneş enerjisi** kurulumları da hız kazanmıştır.

2023 yılına gelindiğinde yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payının %42,0 seviyesine geldiği görülmektedir.

Kaynaklara Göre Elektrik Üretimi (GWh)



*Yerli Kaynaklar = Yenilenebilir Kaynaklar+Yerli Kömür
**İthal Kaynaklar = Doğal Gaz+LNG+Fuel Oil+İthal Kömür

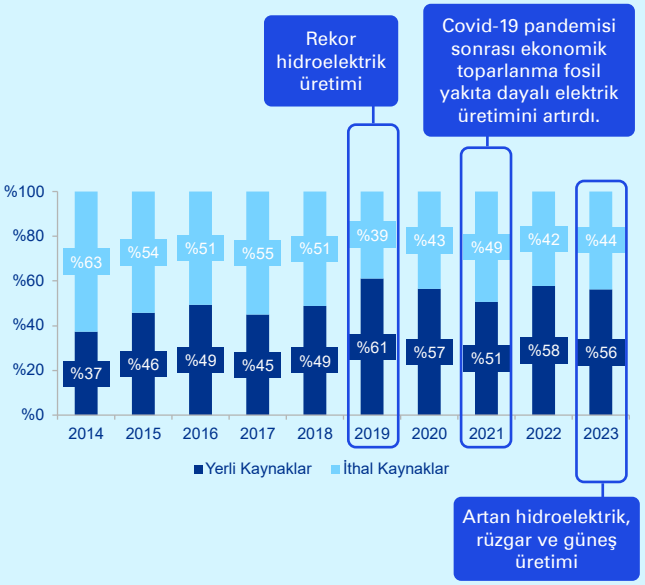
Kaynak: TEİAŞ

Yerli Kaynakların Artan Payı

Ülkede yerli enerji kaynaklarının payının artırılması, Türkiye'nin yenilenebilir enerji kapasitesinin genişletilmesi sayesinde önemli ilerlemeler kaydettiği enerji politikasının temel amaçlarından biridir.

Türkiye'nin enerji politikasının ana hedefleri arasında enerji güvenliğini ve piyasadaki serbestleşme düzeyini artırırken uygun fiyatlı enerji sağlanması yer almaktadır. Şu anda, termik elektrik üretimi için ithal yakıt kaynaklarına bağımlılık oldukça yüksektir. Bu nedenle, ülkenin enerji politikasının ana hedeflerinden biri, dış ticaret açığını azaltmak amacıyla elektrik üretimi için yerli kaynakların kullanımını artırmaktır.

Yerli ve İthal Kaynakların Payı



Elektrik Üretiminin Gelişimi

2022 yılında 327.948 GWh olan elektrik üretimi 2023 yılında %0,8 azalarak 325.426 GWh'e gerilemiştir.

2022 yılında yerli kaynaklardan* yapılan üretimin toplam üretimdeki payı %57,8 iken, 2023 yılında yerli kaynakların payı %56,3 olmuştur. Yerli kaynaklar arasında yerli kömür, rüzgar ve hidroelektrik payları sırasıyla 1,0, 0,5 ve 0,8 puan düşmüştür. 2022 yılında ithal kaynaklardan** yapılan üretimin toplam üretimdeki payı %42,2 iken 2023 yılında %43,7 olmuştur.

2022 yılının elektrik üretiminde en yüksek pay %22,9 ile doğal gaz ve LNG kaynaklarının olurken, 2023 yılında %22,0 ile ithal kömür kaynaklarının olmuştur. 2022 yılında ithal ve yerli kömürden yapılan elektrik üretimi sırasıyla 62.952 GWh ve 50.335 GWh olurken, 2023'de 71.626 GWh ve 46.666 GWh olmuştur. İthal kömür üretiminin artışında 2022'nin Haziran ayında üretimine başlayan ve 2023 yılı boyunca da üretim faaliyetine devam eden EMBA Hunutlu Termik Santrali etkili olmuştur.

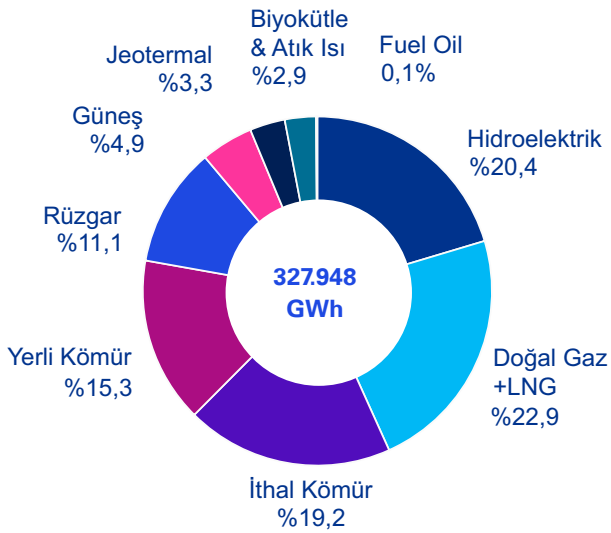
Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı 2022 yılında %42,4 olurken 2023 yılında %42,0'ye gerilemiştir. 2022 ile kıyasladığında 2023 yılında güneş dışındaki tüm yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payları azalmıştır. Rüzgar kaynaklı elektrik üretiminin payı %11,1'den %10,6'ya gerilerken, güneş kaynaklı üretim ise %4,9'dan %5,8'e yükselmiştir.

Türkiye, çeşitli enerji kaynaklarından elektrik üretmenin yanı sıra komşu ülkelerle de elektrik ithalat ve ihracat faaliyetleri gerçekleştirmektedir.

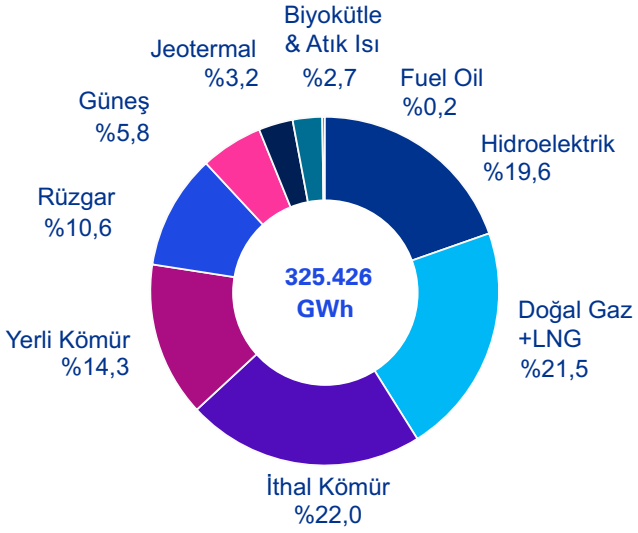
*Yerli Kaynaklar = Yenilenebilir Kaynaklar+Yerli Kömür
**İthal Kaynaklar = Doğal Gaz+LNG+Fuel Oil+İthal Kömür

Kaynak: TEİAŞ

2022 Yılı Kaynaklara Göre Üretimin Dağılımı



2023 Yılı Kaynaklara Göre Üretimin Dağılımı



İthalat-İhracat

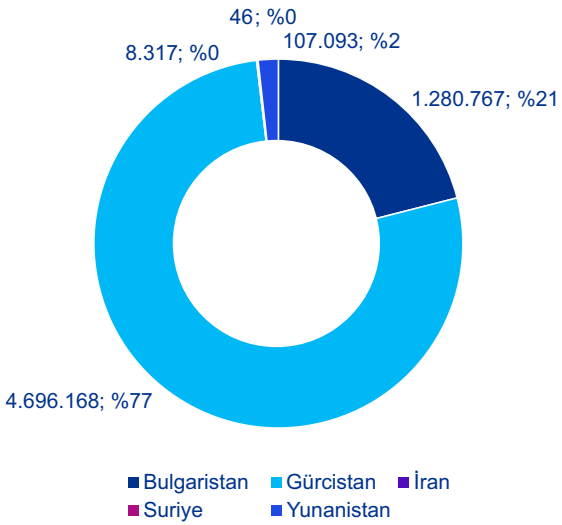
2023 yılı boyunca Türkiye'nin 5 komşu ülkesiyle elektrik ticareti olurken, İran ile elektrik ticareti yalnızca Ocak ayında gerçekleşmiştir. Kalan aylarda Bulgaristan, Yunanistan, Suriye ve Gürcistan ile elektrik ticareti devam etmiştir.

2023 yılında en fazla elektrik ithal edilen ülke 4.696,2 GWh ile Gürcistan olurken, bu miktar toplam elektrik ithalatının %77'sine tekabül etmektedir. Elektrik ithalatının en çok yapıldığı ikinci ülke 1.280,8 GWh (%21) ile Bulgaristan olmuştur. Bir önceki yıl da benzer şekilde elektrik ithalatının %62'si Gürcistan'dan yapılmıştır. Bulgaristan %36'lık pay ile en çok ithalatın yapıldığı ikinci ülke olmuştur.

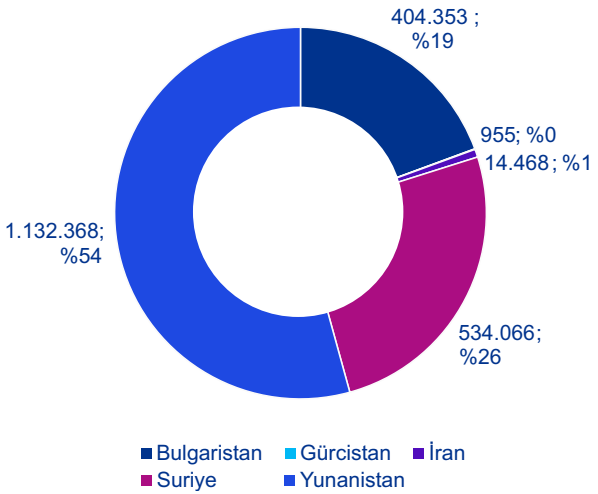
2023 yılında en fazla elektrik ihraç edilen ülke 1.132,4 GWh ile Yunanistan olurken, bu miktar toplam ihracatın %54'üne tekabül etmektedir. Elektrik ihracatının en çok yapıldığı ikinci ülke 534,1 GWh (%26) ile Suriye olmuştur. 2022 yılında ise en yüksek ihracat %80'lik pay ile Yunanistan'a yapılmıştır. 2023 yılına benzer şekilde 2022 yılında ihracatın en çok yapıldığı ikinci ülke %13'lük pay ile Suriye olmuştur.

2022'de toplam **6.414 GWh** ithalat ve **3.710 GWh** ihracat yapılırken, **2023**'de toplam **6.092 GWh** ithalat ve **2.086 GWh** ihracat yapılmıştır.

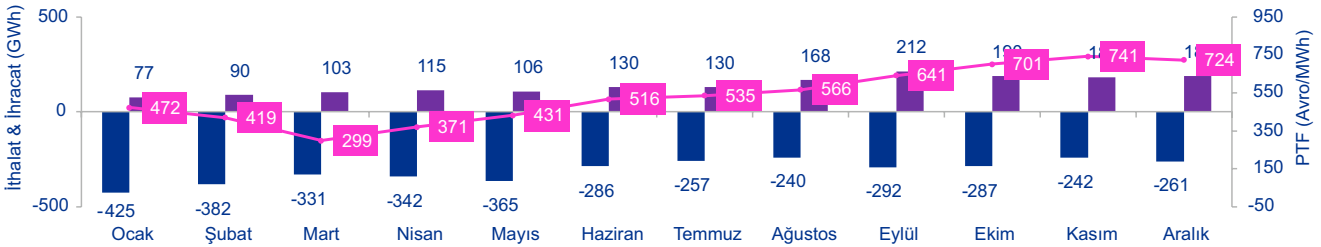
2023 Elektrik İthalatı (MWh - %)



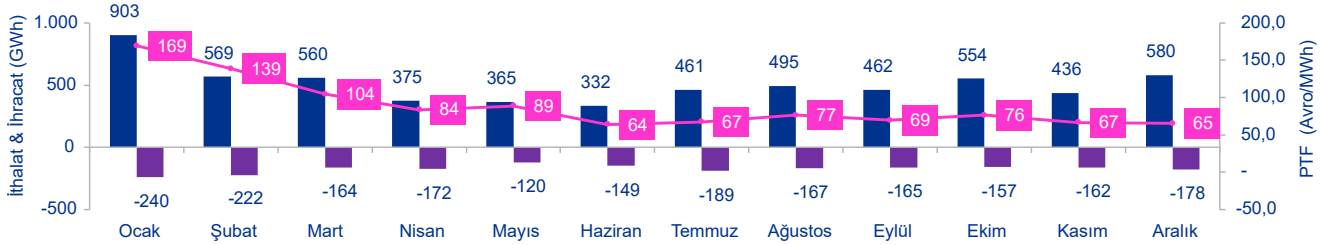
2023 Elektrik İhracatı (MWh - %)



2022



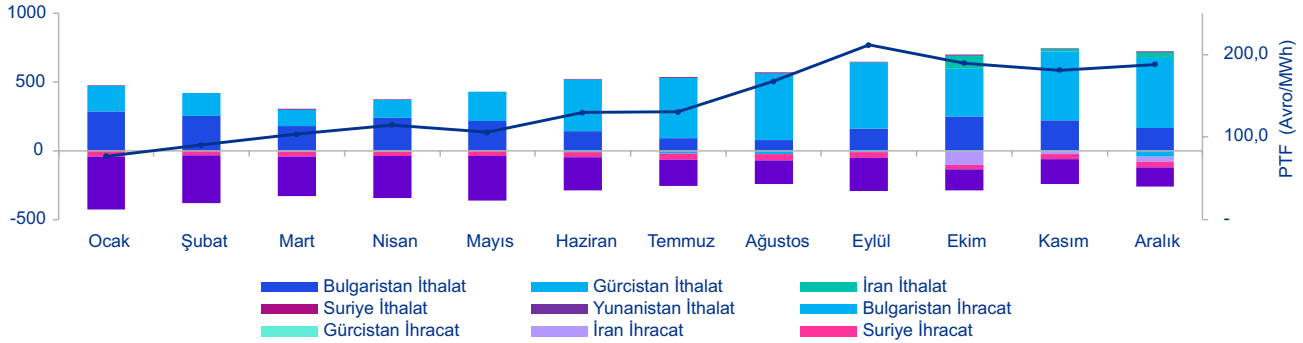
2023



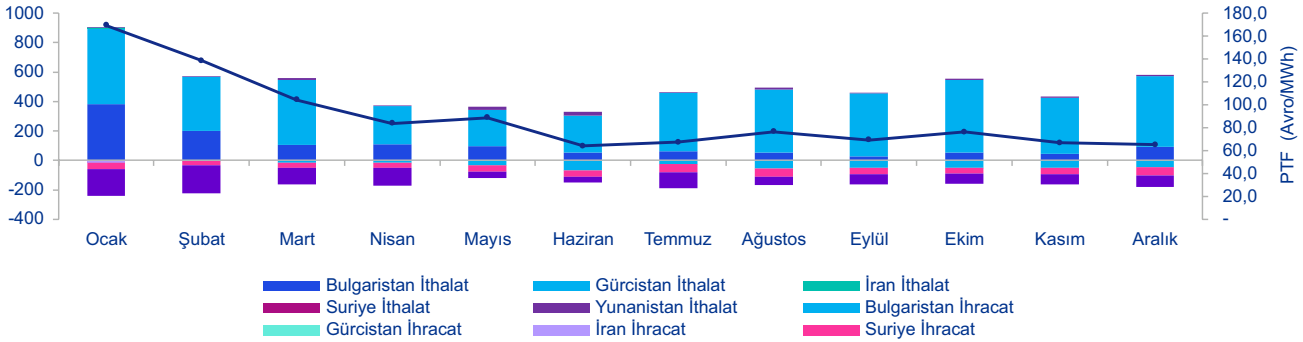
Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

İthalat & İhracat (GWh)

2022



2023



2023
yılında ilk 3 ülke

İthalat



İhracat



Türkiye elektrik ithalat ve ihracat verileri aylık olarak incelendiğinde elektrik ticaretinin mevsimsellikten ve fiyatlardan etkilendiği görülmektedir. Bu nedenle de ithalat-ihracat rakamlarına aylık kırılımda ve ülke bazında bakmak önem arz etmektedir.

2022 Ocak ayında en fazla ihracat Yunanistan'a yapılmıştır. Bu dönemde Yunanistan'daki aylık ortalama PTF değeri 227,3 Avro/MWh seviyesinde iken Türkiye'deki fiyat 76,8 Avro/MWh olarak gerçekleşmiştir. Tüm yıl boyunca en çok ihracatın yapıldığı ülke Yunanistan olmuştur. Bu yıl boyunca Türkiye'de ortalama PTF 140,7 Avro/MWh iken Yunanistan'da ortalama PTF 279,9 Avro/MWh olarak gerçekleşmiştir. 2023 yılında ise Yunanistan'a yapılan ihracat hacmi %80'den %54'e gerilemiştir. Bu yılda düşen emtia fiyatlarının etkisi görülmüş ve Yunanistan'daki ortalama PTF değeri 119,1 Avro/MWh seviyesinde gerçekleşmiştir. Bu yılda Türkiye'deki ortalama PTF ise 89,2 Avro/MWh olmuştur.

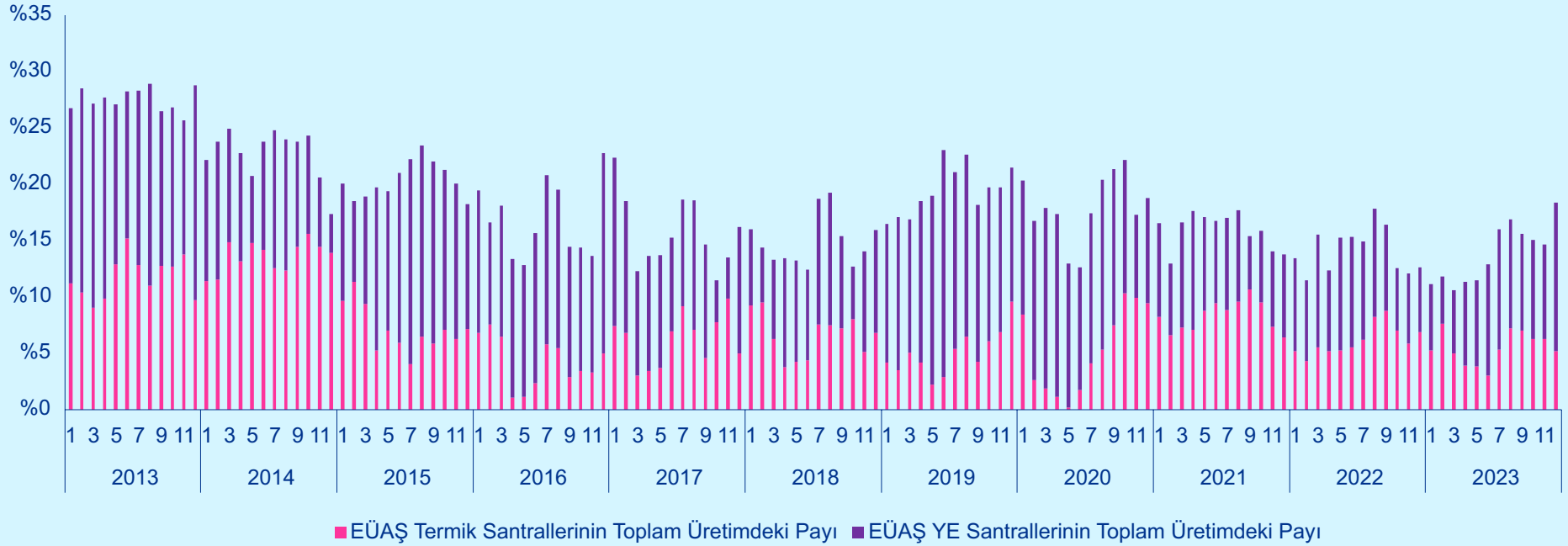
Kaynak: EPDK

Elektrik Üretimi

2022 yılında EÜAŞ santrallerinin toplam elektrik üretimindeki payı %14,2 iken 2023 yılında bu oran %13,9'a gerilemiştir.

2000'li yıllardan itibaren takip edilen serbestleşme politikaları ile birlikte kamunun elektrik üretim sektöründeki payı hızla azalmıştır. Buna karşın 105.661 MW toplam kurulu gücün %20'lik kısmına denk gelen 21.025 MW'lık kurulu güç, kamuya ait olan EÜAŞ'ın portföyü altındadır.

Kaynak yoğunluğuna bakıldığında barajlı hidroelektrik santrallerin yaklaşık %60'ının hala EÜAŞ kontrolünde olduğu görülmektedir. Toplam elektrik üretimine son derece büyük bir katkı sağlayan hidroelektrik santrallerin elektrik üretim rejimleri dönemsel olarak değişmektedir. 2023 yılında artan yağışların da etkisiyle EÜAŞ'a ait yenilenebilir enerji santrallerinin üretimdeki payının arttığı görülmektedir.



Kaynak: TEİAŞ

Dağıtım ve Perakende Sektörleri



Dağıtım ve Perakende Sektörleri

Tarihsel Gelişim

Türkiye elektrik piyasası değer zincirinde yer alan dağıtım ve perakende faaliyetleri geçmişten günümüze birçok farklı aşamadan geçmiş ve 2013 yılı itibarıyla mevcut halini almıştır.

Türkiye'de elektrik enerjisinin üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri uzun süre boyunca Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından yürütülmüştür. **1970** yılında kurulmuş olan TEK, ülkenin elektrik ihtiyacını karşılamak üzere faaliyetleri sürdürmüştür. Belli dönem boyunca da elektrik enerjisinin üretiminden son kullanıcıya ulaştırılmasına kadar tüm süreçler TEK tarafından yönetilmiştir.

1980'lerin sonlarına doğru artan elektrik talebi ve sektördeki verimlilik gereksinimleri, TEK'in mevcut yapısıyla bu ihtiyaçlara yeterince cevap verememesi sonucunu doğurmuş ve **1993** yılında Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) iki ayrı kuruma bölünmesine karar verilmiştir. Bu karar ile, elektrik enerjisinin daha verimli yönetilmesi ve sektörde rekabetin artırılması amaçlanmıştır.

TEK'in ikiye ayrılması sonucu Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olmak üzere iki farklı yapı oluşturulmuştur.

TEAŞ, elektrik enerjisinin üretimi ve iletiminden sorumlu tutulan kurum olmuştur. Bu yeni yapı, elektrik santrallerinin işletilmesi, yeni santrallerin kurulması ve mevcut santrallerin bakım ve onarımı gibi faaliyetlerinin yanı sıra elektrik enerjisinin iletim hatları üzerinden taşınmasından ve dağıtım bölgelerine iletilmesinden sorumlu tutulmuştur. Böylelikle üretim ve iletim faaliyetlerinin daha odaklanmış ve verimli bir şekilde yönetilmesi amaçlanmıştır.

TEDAŞ ise elektrik enerjisinin dağıtımından ve perakende satışından sorumlu olan yapı olarak tanımlanmıştır. Dağıtım şebekelerinin işletilmesi, bakımı ve modernizasyonu, son kullanıcıya elektrik satışı ve müşteri ilişkileri yönetimi gibi faaliyetler TEDAŞ sorumluluğuna verilmiştir. TEDAŞ'ın kurulması ile dağıtım şebekelerinin daha etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi amaçlanmıştır.

2001 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kanunu ile elektrik piyasasının serbestleşmesi ve rekabetin artırılması gayesiyle TEAŞ ve TEDAŞ'ın yeniden yapılandırılması ve özelleştirilmesi gündeme gelmiştir.

Dağıtım sektöründe, **2004** yılından itibaren TEDAŞ'ın bünyesindeki dağıtım bölgeleri özelleştirilmeye başlanmış ve bu süreç **2013** yılında tamamlanmıştır. Ayrıca 2013 yılında daha önce birlikte olan elektrik dağıtım ve görevli tedarik şirketi (satış) ikiye ayrılmıştır.

TEK: Türkiye Elektrik Kurumu, **Yİ:** Yap-İşlet, **YİD:** Yap-İşlet-Devret, **İHD:** İşletme Haklarının Devri

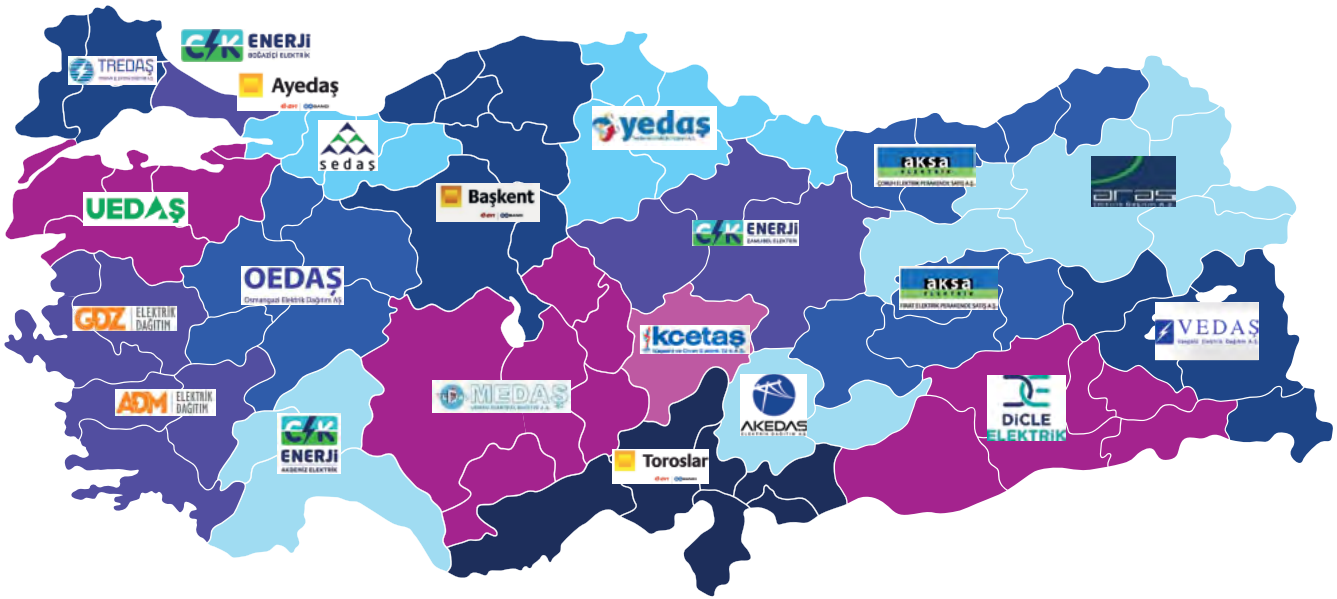
Kaynak: EPDK

Dağıtım Bölgeleri ve Şirketler

Altyapı faaliyetlerinde ve yatırımlarında verimliliği sağlamak ve hizmet kalitesini artırmak amacıyla yapılan dağıtım bölgelerinin özelleştirme ihaleleri 2013 yılında tamamlanmıştır.

Elektrik Piyasası Kanunu, dağıtım şirketlerinin dağıtım dışında herhangi bir faaliyette bulunmasını yasaklamaktadır.

Görevli tedarik şirketleri (şirketin perakende kolu) artık daha önce uygun olmayan tüketicilere ve belirlenen bölgelerdeki son kullanıcılara elektrik satabilmektedir. Tedarik şirketi belirlenen bölge dışındaki serbest tüketicilere de elektrik satabilir. Eksim Enerji, Aksa Elektrik, EnerjiSA, Akenerji, IC Holding, Aydem Enerji, Zorlu Enerji, Cengiz Enerji ve Çalık Enerji gibi birçok büyük enerji üretim şirketi de kendi bölgelerinde belirlenmiş perakende şirketi olarak faaliyet göstermektedir.



	Dağıtım Bölgesi	Yatırımcı
1	Dicle	Eksim Enerji
2	Vangölü	Türkerler İnşaat
3	Aras	Çalık - Kiler Holding
4	Çoruh	Aksa Elektrik
5	Fırat	Aksa Elektrik
6	Çamlıbel	Kolin-Cengiz
7	Toroslar	EnerjiSA-E.ON
8	Meram	Alarko-Cengiz
9	Başkent	EnerjiSA-E.ON
10	Akdeniz	Kolin-Cengiz
11	Gediz	Aydem Enerji
12	Uludağ	Actis Capital
13	Trakya	IC Holding
14	AYEDAŞ	EnerjiSA-E.ON
15	Sakarya	Akenerji Torunlar Enerji Başkent Doğal gaz
16	Osmangazi	Zorlu Enerji
17	Boğaziçi	Kolin-Cengiz
18	Kayseri ve Civarı	Kayseri Büyükşehir Belediyesi
19	ADM	Aydem Enerji
20	AKEDAŞ	Kipaş Holding Arsan Tekstil AŞ Nazar Tekstil AŞ İskur Tekstil AŞ
21	Yeşilırmak	Çalık Enerji

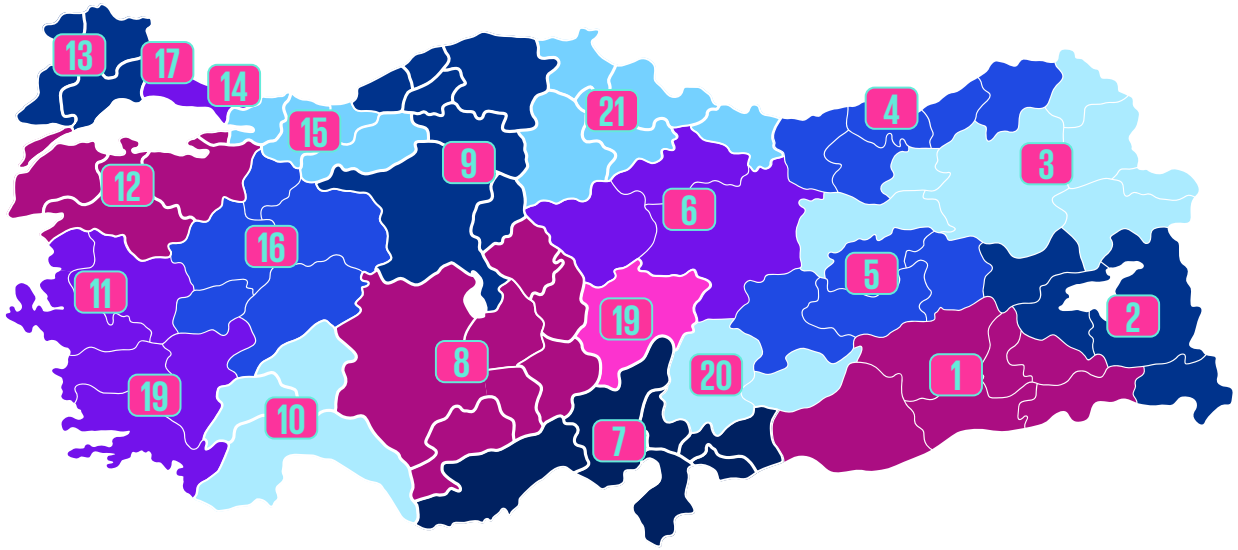
Kaynak: EPDK, Şirket internet sayfaları

Dağıtım Bölgelerinin Özelleştirilmesi

Elektrik dağıtım sektörü özelleştirilmelerinden toplamda 13 milyar USD gelir elde edilmiştir.

Dağıtım sektörü, teknik bilgi ihtiyacı yüksek ve yatırım yoğun bir sektör olduğu için kamu tarafından yönetilmesi zor olan bir sektördür. Dağıtım sektörünün özelleştirilmesinin ardından bu sektöre yapılan yatırımlar hızlanmış ve özelleştirme ihalelelerinden elde edilen gelir hazineye önemli bir katkı sağlamıştır.

Dağıtım sektörünün özelleştirilmesinin 2013 yılında tamamlanmasından bu yana, sektör kendi bölgelerinde faaliyet gösteren 21 dağıtım şirketi tarafından kontrol edilmektedir.



	Dağıtım Bölgesi	İhale Bedeli (milyon USD)	Yatırımcı
1	Dicle	387	Eksim Enerji
2	Vangölü	118	Türkerler İnşaat
3	Aras	128,5	Çalık - Kiler Holding
4	Çoruh	227,5	Aksa Elektrik
5	Fırat	230,25	Aksa Elektrik
6	Çamlıbel[1]	258,5	Kolin-Cengiz
7	Toroslar	1.725	EnerjiSA-E.ON
8	Meram	440	Alarko-Cengiz
9	Başkent	1.225	EnerjiSA-E.ON
10	Akdeniz[2]	546	Kolin-Cengiz
11	Gediz	1.231	Aydem Enerji
12	Uludağ[3]	940	Actis Capital

	Dağıtım Bölgesi	İhale Bedeli (milyon USD)	Yatırımcı
13	Trakya	575	IC Holding
14	AYEDAŞ	1.227	EnerjiSA-E.ON
15	Sakarya[4]	600	Akenerji Torunlar Enerji Başkent Doğal gaz
16	Osmangazi[5]	485	Zorlu Enerji
17	Boğaziçi[6]	1.960	Kolin-Cengiz
18	Kayseri ve Civarı[7]	-	Kayseri Büyükşehir Belediyesi
19	ADM	60	Aydem Enerji
20	AKEDAŞ	110	Kipaş Holding Arsan Tekstil AŞ Nazar Tekstil AŞ İskur Tekstil AŞ
21	Yeşilırmak	441,5	Çalık Enerji

TOPLAM: 12.915,25

[1] İhaleyi Cengiz-Limak-Kolin ortak girişimi kazandı. Limak, 2016 yılının sonlarında ortak girişimden ayrıldı.

[2] İhaleyi Cengiz-Limak-Kolin ortak girişimi kazandı. Limak, 2016 yılının sonlarında ortak girişimden ayrıldı.

[3] İhaleyi Cengiz-Limak-Kolin ortak girişimi kazandı; Limak, 2016 yılı sonunda şirketi devraldı. Limak Holding bünyesinde çalışan Uludağ Elektrik Dağıtım AŞ'nin tüm hakları 01.04.2022 tarihinden itibaren ACTIS firmasına devredilmiştir.

[4] Akenerji ve CEZ Grup bünyesinde çalışan Sakarya Elektrik Dağıtım AŞ'nin CEZ Grup bünyesindeki payları 01.12.2023 tarihinden itibaren Torunlar Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.'ye, ve Başkent Doğal gaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım Ortaklığı A.Ş'ye devredilmiştir.

[5] 2010 yılı ihalesinin kazananı Yıldızlar SSS Holding oldu. 2013 yılında Yıldızlar SSS Holding'in yükümlülüklerini yerine getirmemesi nedeniyle EPDK şirketin yönetimini devraldı. 2017 yılı başında şirket 360 m USD bedelle Zorlu Enerji'ye satılmıştır.

[6] İhaleyi Cengiz-Limak-Kolin ortak girişimi kazandı. Limak, 2016 yılının sonlarında ortak girişimden ayrıldı.

[7] Kayseri ve Civarı Elektrik bir İmtiyaz Sözleşmesi dahilinde 1926 yılından beri özel teşebbüs tarafından işletilmektedir, bu nedenle 2000'li yıllardaki özelleştirme politikalarının dışında kalmıştır.

Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

İş Kollarının Ayrıştırılması

İki sektör açısından en önemli gelişmelerden bir tanesi de 2013 yılı itibarıyla uygulamaya koyulan dağıtım ve perakende iş kollarının ayrıştırılmasıdır.

Türkiye elektrik piyasası yapısı dikey bütünleşmiş bir sistem olarak başlasa da zaman içinde serbestleşme çabalarıyla beraber ayrışmalar yaşamıştır. Enerji sektörü de dahil olmak üzere tüm diğer sektörlerde de yatay veya dikey olarak bütünleşmiş sistemlerin varlığı çeşitli avantaj ve dezavantajları beraberinde getirmektedir. Buna rağmen, serbest piyasada adil ve sürekli rekabetin sağlanması için ayrıştırmaların olması gerekmektedir.

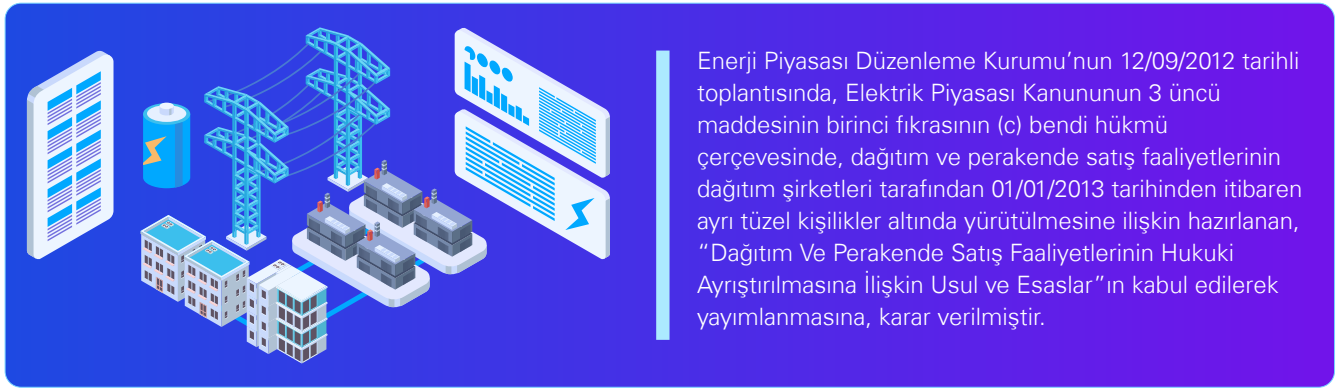
Türkiye Elektrik Piyasasında Dikey ve Yatay Birleştirme ve Ayrıştırılma

Yatay birleştirme, aynı seviyedeki faaliyetlerin veya şirketlerin bir araya gelmesi anlamına gelir. Türkiye elektrik piyasasında yatay birleştirme genellikle elektrik üretiminde veya elektrik dağıtımında faaliyet gösteren şirketlerin birleşmesi veya satın alınması şeklinde gerçekleşir. Dikey birleştirme, üretim, iletim ve dağıtım gibi değer zincirinin farklı aşamalarında faaliyet gösteren şirketlerin bir araya gelmesini ifade eder. Türkiye elektrik piyasasında dikey birleştirme, enerji sektörünün farklı aşamalarında yer alan şirketlerin entegrasyonunu içerir.

TEK'in İkiye Ayrılması: 1993 yılında Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerini üç ayrı kuruma ayırması, dikey bir yapıdan ayrılmayı temsil etmektedir.

Dikey bütünleşmiş bir yapının ayrıştırılması ile piyasanın bir alanında faaliyet gösteren bir kurumun/şirketin, diğer bir alanda faaliyet gösteren bir kurumdan/şirketten çeşitli şekillerde ayrıştırılması hedeflenmektedir. Böylelikle, bir kurumun/şirketin piyasanın farklı alanda faaliyet gösteren kurumlara/şirketlere müdahalesi ve manipülasyona yönelik davranışları engellenmiş olacaktır. Ayrıca, Avrupa Birliği Hukuku'nda da piyasalarda sağlıklı bir rekabet ortamının sağlanması için ayrıştırmaların yapılması yönünde bir eğilim vardır.

Enerji sektörü bakımından ayrıştırmada öncelikli olarak belirlenen bütünleşme dikey bütünleşmedir. Bu nedenle de uzun yıllardır devam eden yapısal reformlarla bu sorun çözülmeye çalışılmıştır.



Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun 12/09/2012 tarihli toplantısında, Elektrik Piyasası Kanununun 3 üncü maddesinin birinci fıkrasının (c) bendi hükmü çerçevesinde, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin dağıtım şirketleri tarafından 01/01/2013 tarihinden itibaren ayrı tüzel kişilikler altında yürütülmesine ilişkin hazırlanan, "Dağıtım Ve Perakende Satış Faaliyetlerinin Hukuki Ayrıştırılmasına İlişkin Usul ve Esaslar"ın kabul edilerek yayımlanmasına, karar verilmiştir.

	Dağıtım Şirketi	Perakende Şirketi
1	Dicle EDAŞ	Dicle EPSAŞ
2	Vangölü EDAŞ	Vangölü EPSAŞ
3	Aras EDAŞ	Aras EPSAŞ
4	Çoruh EDAŞ	Çoruh EPSAŞ
5	Fırat EDAŞ	Fırat EPSAŞ
6	Çamlıbel EDAŞ	Çamlıbel EPSAŞ
7	Toroslar EDAŞ	Toroslar EPSAŞ
8	Meram EDAŞ	Meram EPSAŞ
9	Başkent EDAŞ	Başkent EPSAŞ
10	Akdeniz EDAŞ	Akdeniz EPSAŞ
11	GDZ EDAŞ	Gediz EPSAŞ
12	Uludağ EDAŞ	Actis Capital
13	Trakya EDAŞ	IC Holding
14	Anadolu Yakası EDAŞ	Anadolu Yakası EPSAŞ
15	Sakarya EDAŞ	Sakarya EPSAŞ
16	Osmangazi EDAŞ	Osmangazi EDAŞ
17	Boğaziçi EDAŞ	Boğaziçi EDAŞ
18	Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş.	Kayseri EPSAŞ
19	ADM EDAŞ	Aydem EPSAŞ
20	Akedaş EDAŞ	Akedaş EPSAŞ
21	Yeşilırmak EDAŞ	Yeşilırmak EPSAŞ

Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

Dağıtım ve Perakende Sektörleri Arasındaki Farklar

2013 yılının ardından dağıtım ve perakende sektöründe hizmet veren şirketlerin üstlendikleri sorumluluklar birbirinden ayrılmıştır.

2013 yılında, daha önce birlikte olan elektrik dağıtım ve görevli tedarik şirketinin (satış) ikiye ayrılmasıyla elektrik dağıtım ve elektrik satış işlemleri yeniden düzenlenmiştir. Elektrik dağıtım ve perakendecilik sektörleri arasındaki en büyük fark lisanslarındadır.

Türkiye'de elektrik dağıtım ve perakende sektörlerinin ayrılmasını teşvik eden faktörler, rekabetin artırılması, faaliyetlerin maliyetlerinin ve gelirlerinin daha net bir şekilde takip edilebilmesi, Avrupa Birliği enerji piyasası düzenlemelerine uyum sağlanması, müşteri odaklı hizmetin geliştirilmesi ve her iki alanın da etkin ve verimli bir şekilde yönetilebilmesi olarak sıralanabilir.

Tüketici, Abonesi Olduğu Dağıtım veya Tedarik Şirketlerini Değiştirebilir mi?

Tüketiciler, abonesi oldukları tedarik şirketlerini değiştirme hakkına sahiptirler. Bu durum, tüketicilere daha rekabetçi fiyatlar ve daha iyi hizmet seçenekleri sunmaktadır. Elektrik piyasasında serbest tüketici statüsünde olan müşteriler, ihtiyaçlarına en uygun tedarikçiyi seçebilir ve daha avantajlı tarifelerden faydalanabilirler. Ancak, dağıtım şirketlerini değiştirme hakkı bulunmamaktadır, çünkü dağıtım şirketleri belirli coğrafi bölgelerde hizmet veren ve bölgesel olarak lisanslanmış kuruluşlardır.

Dağıtım şirketi görev ve sorumlulukları:

- Şebekenin düzenli işleyişi,
- Elektrik hatlarının bakımı ,
- Arıza giderilmesi,
- Sayaç sorunlarına yönelik çözümlerin sağlanması,
- Elektrik altyapısının yenilenmesi ve genişlemesine yönelik yatırımlar,
- Yeni hatların inşası,
- İlk abonelik işlemleri (yeni yapılan binalarda),
- Sayaç okuma işlemleri,
- Elektrik kesme ve bağlama işlemleri,
- Abonesiz ve kaçak kullanım işlemleri,
- Dağıtım lisansında belirlenen bölgelerde talep tahminlerinin hazırlanması ve TEİAŞ'a bildirilmesi

Tedarik/ perakende şirketleri görev ve sorumlulukları:

- Elektriğin satın alınması, satış ve faturalandırma süreçlerinin yürütülmesi gibi ticari faaliyetler,
- Abonelik işlemleri,
- Abonelik iptali,
- Müşteri memnuniyetinin sağlanması,
- Piyasa koşullarına uygun fiyatlandırma yapılması/tarife değişikiği,
- Serbest ve serbest olmayan tüketicilere yönelik abonelik işlemleri ile ilgili tüm süreçlerin yürütülmesi,
- Lisanssız elektrik üretim faaliyeti ile ilgili mevzuat kapsamında belirtilen görevleri yerine getirme,
- Her yıl Aralık ayı sonuna kadar gelecek beş yıl için, tahmin ettikleri elektrik enerjisi puant güç taleplerini, ihtiyaç duydukları elektrik enerjisi miktarını, bu miktarın temini için yaptıkları sözleşmeleri ve ilave enerji veya kapasite ihtiyaçlarını EPDK'ya bildirme

Kaynak: Mevzuat, Resmi Gazete



Elektrik dağıtım şirketleri ve perakende şirketleri görev ve sorumluluk alanları açısından ayrılmış olsalar da tüketicinin elektrik ihtiyacının kesintisiz ve güvenli bir şekilde karşılanması için her iki şirketin de birlikte çalışması gereklidir.

Elektrik Dağıtım Sistemi Yönetmeliği'nde dağıtım faaliyeti şu şekilde tanımlanmaktadır:

«Bir dağıtım şirketi tarafından, lisansında belirlenen bölgede sayaçların okunması, bakımı ve işletilmesi hizmetlerinin yerine getirilmesini, genel aydınlatma faaliyetinin yürütülmesi, dağıtım tesislerinin yatırım, bakım ve işletiminin yapılması, teknik ve teknik olmayan kaybın azaltılmasına yönelik gerekli tedbirlerin alınması, dağıtım sisteminin elektrik enerjisi üretimi ve satışında rekabet ortamına uygun şekilde işletilmesi, dağıtım tesislerinin yenilenmesi, kapasite ikame ve artırım yatırımlarının yapılması, dağıtım sistemine bağlı ve/veya bağlanacak olan tüm dağıtım sistemi kullanıcılarına ilgili mevzuat hükümleri doğrultusunda eşit taraflar arasında ayrım gözetmeksizin hizmet sunulması»

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde perakende satış hizmeti şu şekilde tanımlanmaktadır:

«Görevli tedarik şirketleri tarafından, elektrik enerjisi ve/veya kapasite satımı dışında, tüketicilere sağlanan faturalama ve tahsilat hizmetleri ile tüketici hizmetleri merkezi aracılığıyla verilen hizmetler»

Buradan da anlaşılacağı üzere, dağıtım şirketi ve görevli tedarik şirketi iki farklı tüzel kişiliktir. Dağıtım şirketi elektrik satışı yapmayan ve bir nevi taşımacılık ile görevli olan şirkettir. Görevli tedarik şirketleri ise serbest piyasadan (ikili anlaşmalar ve/veya elektrik borsası olan EPİAŞ üzerinden) veya EÜAŞ üzerinden satın aldıkları enerjiyi serbest olmayan tüketicilere veya ikili anlaşması bulunmayan tüketicilere düzenlenen tarife üzerinden satmakla mükellef olan şirketlerdir. Bu şirketler, EPDK'nın belirlediği fiyattan farklı bir fiyat uygulayamazlar.

Dağıtım şirketleri, perakende satış şirketlerine elektrik sağlar ve bu satış şirketleri, dağıtım şirketlerinin altyapısını kullanarak elektriği son tüketiciye ulaştırır. Tüketiciler, elektrik faturalarında genellikle hem elektrik enerjisi tüketim bedelini (perakende satış şirketine ödenen) hem de dağıtım bedelini (dağıtım şirketine ödenen) görürler. Perakende satış şirketleri, bu iki bileşeni birleştirip tüketiciye tek fatura olarak sunar.

Bu iki yapı, elektrik piyasasında etkinlik, güvenilirlik ve tüketici memnuniyetini artırmayı hedefler. Elektrik dağıtım şirketleri altyapı ve teknik hizmetleri sağlarken, perakende elektrik satış şirketleri tüketiciye yönelik hizmetler sunar ve piyasa rekabeti sağlar.

Elektrik Dağıtım Faaliyetleri

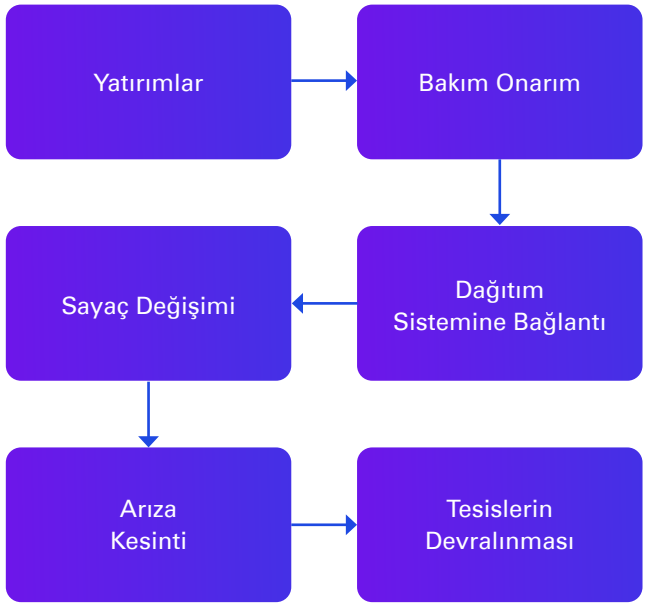
Elektrik dağıtım faaliyetleri mevzuatlarda detaylıca tanımlanmasa da bu sektörün temel amacı elektriğin üretildiği yerden son kullanıcıya ulaştırılması sürecindeki gerekli hizmetlerin sağlanmasıdır.

Elektriğin dağıtımı; trafo merkezlerini, orta ve alçak gerilim hatlarını ve bir dizi ölçü devresi ile transformatörü kapsayan şebeke aracılığıyla gerçekleştirilir. Dağıtım faaliyetlerine yönelik tüm hak ve yükümlülükler, Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında belirtilmiştir. Bu kanuna dair yürütme işlemlerinden ise EPDK sorumludur.

Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Yatırımlarının Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar kapsamında 5 ve 10 yıllık master planlar hazırlar ve dağıtım sisteminin genişlemesi ve yenilenmesi ihtiyaçları kapsamında gerekli yatırımları gerçekleştirir.

Dağıtım şirketleri, yıllık bakım planı hazırlamakla yükümlüdürler ve bir sonraki yıl için hazırlanan bu yıllık bakım planlarının her yıl 31 Aralık tarihine kadar EPDK'ya sunulması gerekmektedir.

Dağıtım şirketi; bağlantı başvurusu, arıza bildirimi, kaçak elektrik enerjisi kullanım ihbarları, şikâyetler ve dağıtım faaliyeti konularına ilişkin yapılan başvuruların alınması ve cevaplandırılması için yeterli donanım ve personele sahip kullanıcı hizmetleri merkezi kurmakla yükümlüdür. Bu çerçevede kurulacak kullanıcı hizmetleri merkezine ilişkin temel gereklilikler ilgili mevzuatlarda tanımlanmaktadır.



Kaynak: Mevzuat, Resmi Gazete

Elektrik Dağıtım Şirketlerinde Gelir

Elektrik dağıtım şirketlerinin gelirleri EPDK tarafından belirlenen gelir tavanı ve operasyonel verimliliklerine dayanmaktadır.

EDAŞ'ların izin verilen gelirleri için bir tavan belirlenmektedir. Bu sayede, EDAŞ'lar karlarını artırmanın bir yolu olarak operasyonel performanslarını iyileştirmeye teşvik edilmektedir. Özellikle, EDAŞ'ların gelirleri dağıttıkları enerji miktarına bağlı olduğu için,kesintiler ve hizmet kalitesine ilişkin diğer olaylar gelir kaybı anlamına gelmektedir.

Gelir Tavanının Artması

Gelir tavanı, elektrik dağıtım şirketlerinin belirli bir dönemde elde edebileceği maksimum geliri ifade eder. Gelir tavanının artması, dağıtım şirketlerinin finansal sağlığı ve hizmet kalitesi üzerinde önemli etkiler yaratır.

Düzenleyici Varlık Tabanı (DVT) Getirisi

DVT, dağıtım şirketlerinin gerçekleştirmiş oldukları yatırımlardan henüz tarife yoluyla geri almadığı yatırımları ifade eder. Söz konusu DVT üzerinden düzenleyici kurumun belirlediği WACC (Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti) üzerinden getiri elde eder.

Yatırım Harcamaları Verimliliği

Yatırım harcamalarının etkin ve verimli bir şekilde yönetilmesi, dağıtım şirketlerinin uzun vadeli başarısı için kritiktir.

Operasyonel Gider Verimliliği

Operasyonel giderlerin etkin yönetimi, şirketin karlılığını artırır.

Kayıp Kaçak Verimliliği

Elektrik dağıtımındaki teknik ve teknik olmayan kayıpların minimize edilmesi, maliyetlerin düşürülmesi açısından önemlidir.

Diğer Gelir Kalemleri

Ana faaliyetlerin dışında, dağıtım şirketlerinin ek gelir elde ettiği kalemlerdir. Bu gelir kalemlerine

Hizmet Ücretleri: Özel hizmetler (örneğin, sayaç değişimi, testler) için alınan ücretler,

Bağlantı Ücretleri: Yeni bağlantı ve kapasite artırımı taleplerinden alınan ücretler,

Yenilenebilir Enerji Projeleri: Yenilenebilir enerji projelerinden elde edilen gelirler ve teşvikler örnek olarak verilebilir.

Kalite Faktör Bonusları

Elektrik dağıtım hizmetinin kalitesini artırmak için uygulanan teşviklerdir.



Kaynak: Kaynak: İş Yatırım

Dağıtım Tarifeleri

Bölgeler arası dağıtım maliyetleri, her bölgenin koşullarına ve kayıp-kaçak oranlarına göre önemli farklılıklar gösterse de EPDK tarafından belirlenen dağıtım tarifesi yalnızca tüketici grubu bazında değişkenlik göstermektedir.

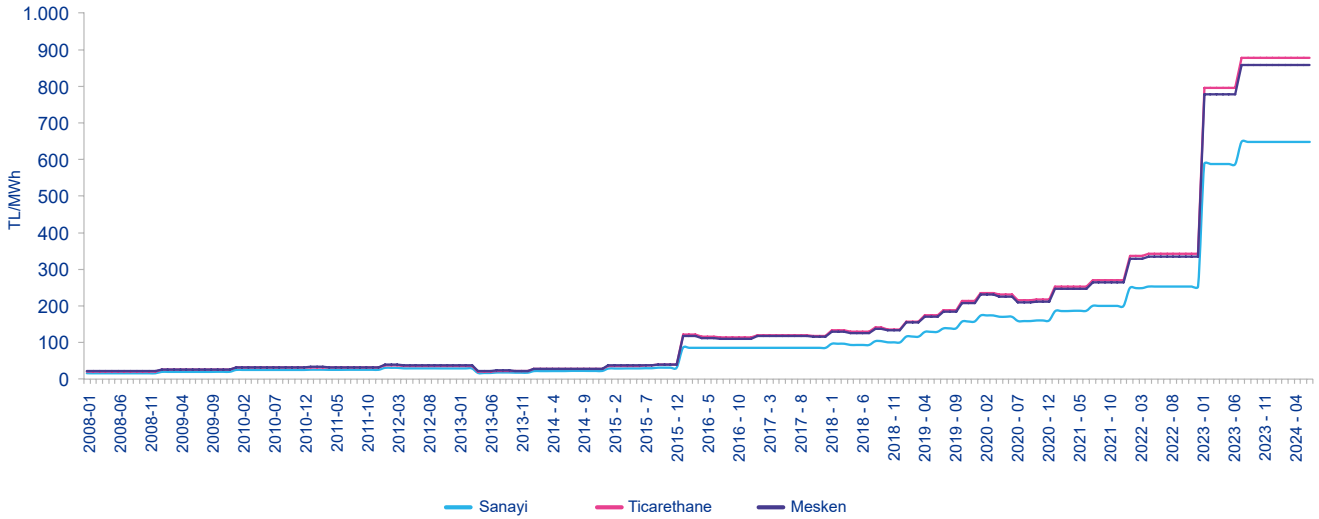
Elektrik dağıtım tarifesi, elektrik dağıtım şirketlerinin, elektrik enerjisinin üretim noktalarından nihai tüketicilere taşınması sırasında sağladıkları hizmetler karşılığında uyguladıkları ücretlendirme sistemidir. Bu tarife, tüketicilerin elektrik faturalarında dağıtım bedeli olarak görülen kısmı temsil eder. Elektrik dağıtım tarifesi, enerji piyasası düzenleyici kurumları tarafından belirlenir ve denetlenir.

Dağıtım maliyetlerindeki artış ve aktif enerji maliyetindeki sübvansiyon nedeniyle dağıtım maliyetlerinin evsel elektrik tarifelerindeki oranı neredeyse %60'a yükselmiştir.

Dağıtım maliyetlerinin hane halkı tarifelerindeki oranı, artan dağıtım maliyetleri ve hane halkları için aktif enerji maliyetlerinin esas olarak düzenlemeye tabi müşteriler tüketiciler için belirlenen EÜAŞ tarifeleri yoluyla sübvanse edilmesi nedeniyle artmaktadır.

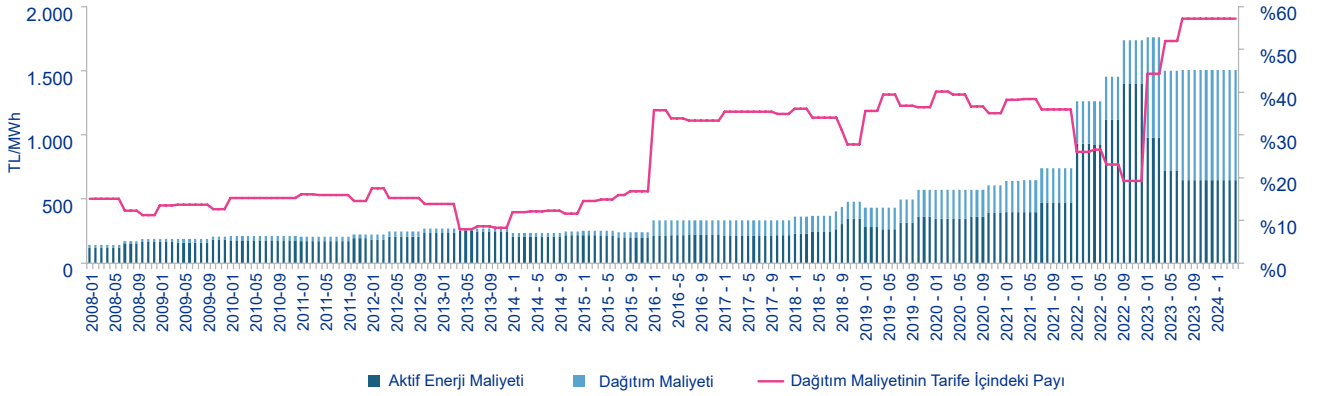
Kaynak: EPDK

Farklı Abone Grupları için Dağıtım Tarifesi



Mesken abone grubundaki tüketiciler için dağıtım tarifesinin toplam maliyet içindeki payı diğer abone gruplarına kıyasla oldukça yüksektir. Bu payın %60 seviyelerine gelmesinin temel nedeni, mesken abonelerinin aktif enerji bedellerine uygulanan sübvansiyondur. Piyasada uygulanan sübvansiyonlara ve etkilerine sayfa 147'de detaylı olarak değinilmektedir.

Aktif Enerji Maliyeti, Dağıtım Maliyeti ve Dağıtım Maliyetinin Hanehalkı Tarifesinin Toplam Maliyeti İçindeki Payı

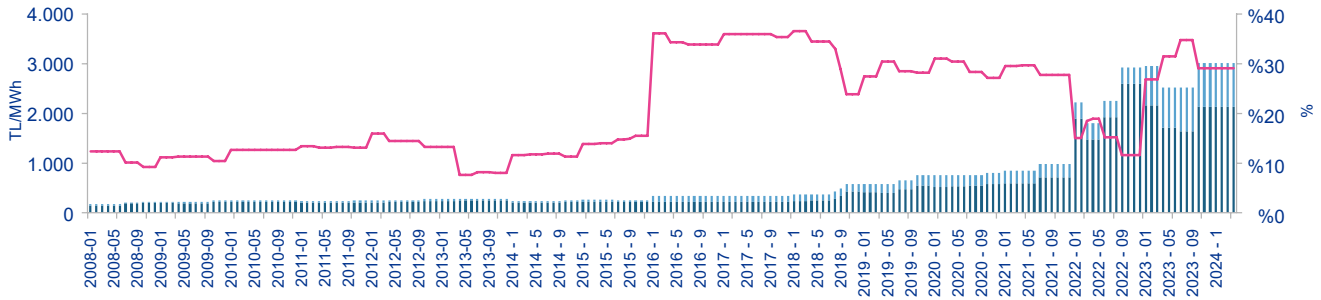


Not: Grafikte gösterilen değerler, konut ve ticarethane elektrik tarifelerindeki birinci kademenin ve ikinci kademenin ağırlıklı ortalamasını göstermektedir (sırasıyla %75 ve %25).

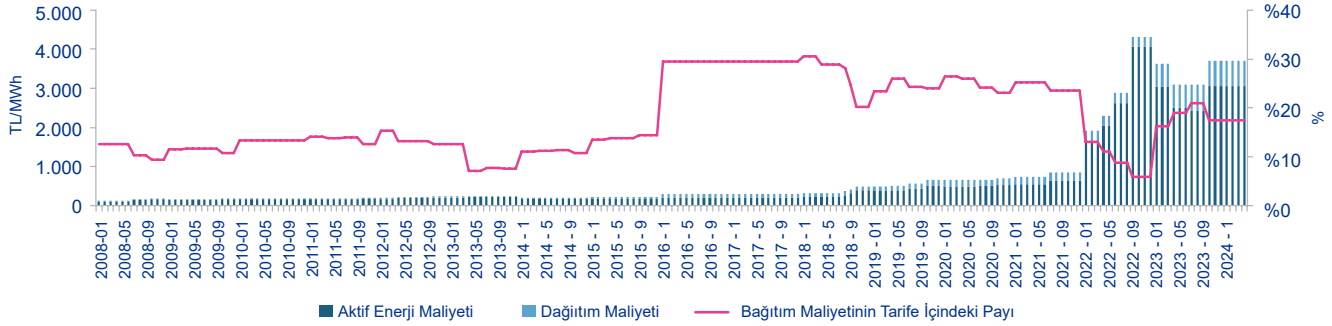
Dağıtım Tarifeleri

Ticarethane ve sanayi tüketicilerinin dağıtım maliyetlerinin tarifedeki payı, hanehalkına kıyasla oldukça düşük olmasına rağmen hala önemli düzeydedir.

Aktif Enerji Maliyeti, Dağıtım Maliyeti ve Dağıtım Maliyetinin Ticarethane Tarifesinin Toplam Maliyeti İçindeki Payı



Aktif Enerji Maliyeti, Dağıtım Maliyeti ve Dağıtım Maliyetinin Sanayi Tarifesinin Toplam Maliyeti İçindeki Payı



Not: Grafikte gösterilen değerler, konut ve ticarethane elektrik tarifelerindeki birinci kademenin ve ikinci kademenin ağırlıklı ortalamasını göstermektedir (sırasıyla %75 ve %25).

Kaynak: EPDK



Kayıp Kaçak Oranları

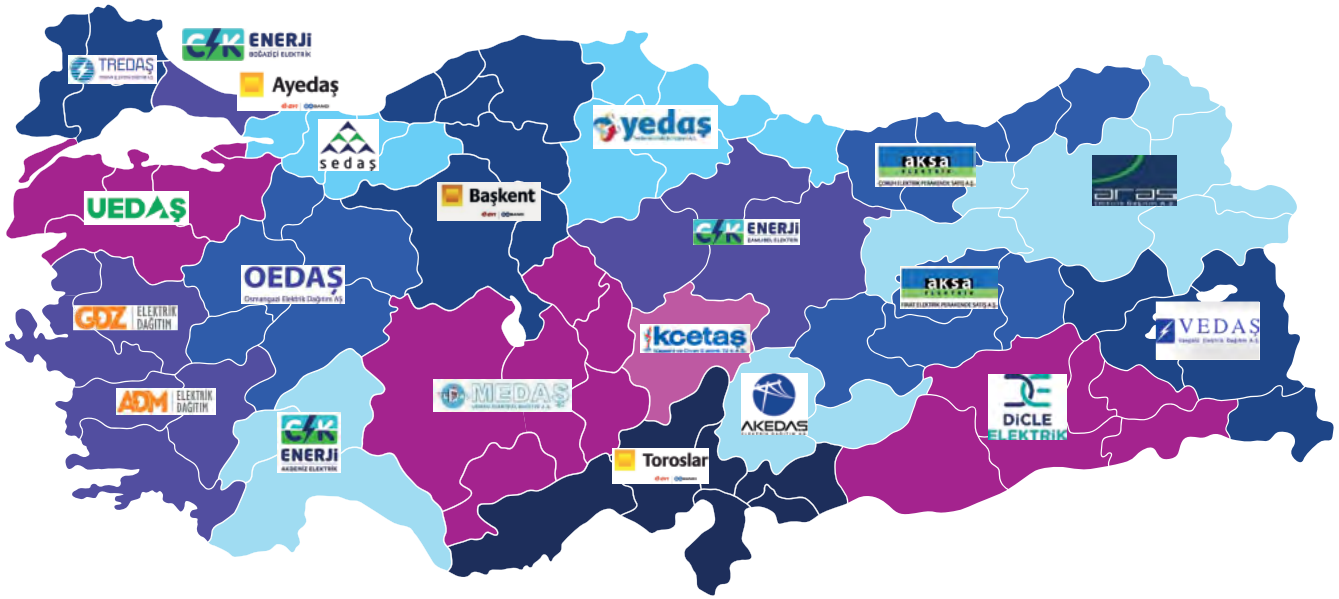
Kaçak elektrik kullanımı ve enerji kayıpları, elektrik dağıtım şirketlerinin finansal durumunu, operasyonel verimliliğini, müşteri memnuniyetini ve uzun vadeli yatırım planlarını olumsuz yönde etkileyen ciddi bir sorun olarak görülmektedir.

Kayıp-kaçak miktarı, dağıtım bölgesine giren toplam elektrik enerjisi ile tüketicilere fatura edilen toplam elektrik enerjisi arasındaki farktır. Resmi olarak kaydedilmeyen tüketilen elektrik miktarıdır.

Kayıp-kaçak oranları, kayıp-kaçak miktarının dağıtım sistemine giren toplam elektrik enerjisine bölünmesi ile hesaplanır. Bu kayıpların bir kısmı teknik kayıplardan, bir kısmı ise elektriğin kaçak kullanımından kaynaklanmaktadır.

Ülke genelinde kayıp-kaçak oranı aşırı yüksek olmamakla birlikte, özellikle kayıp oranlarının yüksek olduğu üç bölge bulunmaktadır. 2023 yılında, 2022 yılında olduğu gibi, en yüksek kayıp-kaçak oranları Dicle EDAŞ (%42,8), Vangölü EDAŞ (%32,4) ve Aras EDAŞ (%16,6) tarafından hizmet verilen bölgelerde gözlemlenmiştir.

Tüm bölgelerdeki dağıtım şirketleri, bölgelerindeki kayıp ve kaçak oranlarını azaltmak için hedef kayıp ve kaçak oranlarına sahiptir.



Bölgelere Göre Kayıp ve Kaçak Oranları

Bölge	2020	2021	2022	2023
ADM	%6,2	%6,2	%5,6	%5,5
Akdeniz	%7,1	%7,7	%7,0	%7,4
AKEDAŞ	%6,1	%5,6	%4,3	%14,1
Aras	%20,6	%20,1	%19,3	%16,6
AYEDAŞ	%5,4	%6,2	%5,1	%4,7
Başkent	%6,2	%6,7	%5,8	%5,6
Boğaziçi	%7,6	%7,2	%6,4	%6,3
Çamlıbel	%7,6	%5,4	%6,1	%6,6
Çoruh	%7,3	%6,8	%6,6	%6,4
Dicle	%46,3	%46,2	%43,6	%42,8
Fırat	%9,8	%9,3	%8,9	%10,9

Bölge	2020	2021	2022	2023
GDZ	%6,4	%6,4	%5,0	%5,2
Kayseri	%6,1	%6,6	%6,7	%8,1
Meram	%6,1	%5,8	%6,2	%5,8
Osmangazi	%6,5	%6,9	%6,3	%6,9
Sakarya	%5,9	%6,0	%5,8	%5,6
Toroslar	%11,4	%11,7	%10,6	%12,1
Tarkya	%5,6	%5,3	%5,5	%4,9
Uludağ	%5,9	%5,2	%4,8	%5,2
Vangölü	%44,6	%38,1	%35,6	%32,4
Yeşilırmak	%7,3	%6,9	%6,6	%6,5

Kaynak: : EPDK

Kayıp Kaçak Oranları

Elektrik dağıtım şirketlerinin kayıp kaçak oranı hedefi ile gerçekleşen değer arasındaki farkın düşük olması, şirketlerin finansal performansını, operasyonel verimliliğini, müşteri memnuniyetini ve rekabet gücünü artıran bir unsurdur.

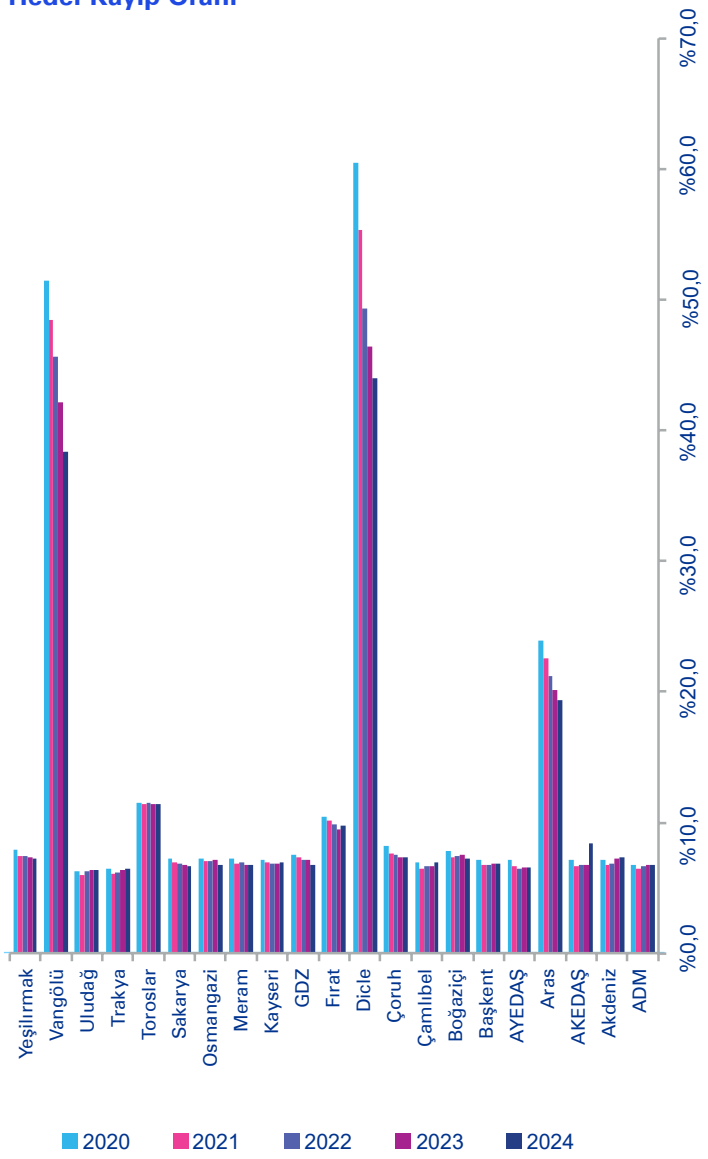
Hedeflenen kayıp ve çalıntı oranları 2020 ve 2023 yılları arasında düşüş göstermiş olsa da, özellikle üç dağıtım bölgesinde hala yüksek bir kayıp ve kaçak oranı gözlemlenmektedir.



Hedef ve Gerçek Kayıp Oranları Arasındaki Fark

Bölge	2020	2021	2022	2023
ADM	%6,2	%6,2	%5,6	%5,5
Akdeniz	%7,1	%7,7	%7,0	%7,4
AKEDAŞ	%6,1	%5,6	%4,3	%14,1
Aras	%20,6	%20,1	%19,3	%16,6
AYEDAŞ	%5,4	%6,2	%5,1	%4,7
Başkent	%6,2	%6,7	%5,8	%5,6
Boğaziçi	%7,6	%7,2	%6,4	%6,3
Çamlıbel	%7,6	%5,4	%6,1	%6,6
Çoruh	%7,3	%6,8	%6,6	%6,4
Dicle	%46,3	%46,2	%43,6	%42,8
Fırat	%9,8	%9,3	%8,9	%10,9
GDZ	%6,4	%6,4	%5,0	%5,2
Kayseri	%6,1	%6,6	%6,7	%8,1
Meram	%6,1	%5,8	%6,2	%5,8
Osmangazi	%6,5	%6,9	%6,3	%6,9
Sakarya	%5,9	%6,0	%5,8	%5,6
Toroslar	%11,4	%11,7	%10,6	%12,1
Trakya	%5,6	%5,3	%5,5	%4,9
Uludağ	%5,9	%5,2	%4,8	%5,2
Vangölü	%44,6	%38,1	%35,6	%32,4
Yeşilırmak	%7,3	%6,9	%6,6	%6,5

Hedef Kayıp Oranı

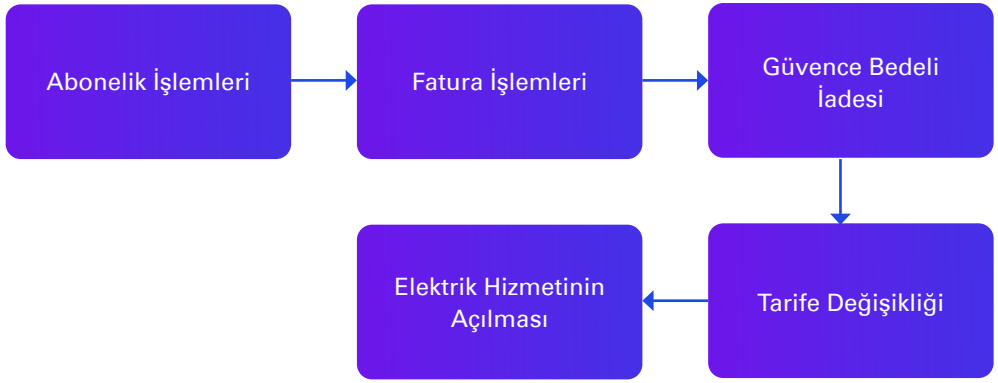


Akdeniz EDAŞ, Akedaş EDAŞ, Fırat EDAŞ, Kayseri EDAŞ ve Toroslar EDAŞ dışında kalan 21 dağıtım şirketinin 2023 yılı için hedefledikleri kayıp-kaçak oranlarını tutturdukları görülmüştür. Akedaş EDAŞ, Fırat EDAŞ ve Toroslar EDAŞ'ın hizmet verdiği bölgeler, Şubat 2023'te meydana gelen depremden önemli ölçüde etkilenmiş ve bu durum kayıp verilerini önemli ölçüde etkilemiştir.

Kaynak: EPDK

Elektrik Perakendecilik Faaliyetleri

Elektrik perakendecilik (tedarik) faaliyetleri, elektrik enerjisinin son kullanıcılara satılması sürecini kapsamaktadır.



Elektrik tedarik firmasının başlıca sorumluluklarını satış da dâhil olmak üzere tüm abonelik işlemlerinin gerçekleştirilmesi oluşturmaktadır. Türkiye'de 21 adet perakende şirketi bulunmaktadır.

Elektrik tedarik firmaları;

Sahip olunan EPDK perakende elektrik satış lisansı ile elektrik abonelerine satış yapar.

Elektrik satışına ilişkin tüketici faturası düzenler ve tahsilat işlemlerini yapar. Abonelik sürecini başlatma, abonelik sonlandırma, tarife değişimi, vb. işlemleri yapar.

EPDK'dan almış olduğu lisans ile belirlenmiş il veya illerde bulunan serbest olmayan veya tedarikçisini seçmemiş elektrik abonelerine satış yapar.
Elektrik faturasını gönderen şirketlere "Görevli Tedarik Şirketleri (GTŞ)" denmektedir.

GTŞ tüketicilere ulusal tarife üzerinden elektrik satabildikleri gibi indirim de sunabilir. İndirimli elektrik satışını Türkiye'nin dört bir yanına satabilirken ulusal tarifeden elektrik satışını sadece lisansı ile belirlenen bölgenin dışına satamaz.

Ayrıca yine kendi bölgesi içinde Son Kaynak Tedarikçisidir. Tüketici özel bir şirketten elektrik alırken tedarikçi ile ilişkisinin herhangi bir sebeple kesilmesi durumunda bu tüketiciye de elektrik vermek zorundadır. Bu satış için fiyat ayrıca belirlenmekte olup ulusal tarife seviyesinden yüksektir.

Önlisans ve lisans alma yükümlülüğünden muaf olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten gerçek veya tüzel kişilerin ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisinin sisteme verilmesi GTŞ üzerinden yapılmaktadır. GTŞ'lerin bu santrallere yapacakları ödeme YEKDEM mevzuatında düzenlenmektedir.

Kaynak: Resmi Gazete



Perakende Elektrik Piyasasına Genel Bakış

Perakende piyasasındaki ana oyuncular, düzenleyici kurum ve devlet elektrik üretim şirketi de dahil olmak üzere dört grupta toplanabilir.

EPDK

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

EPDK, Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği'nin 10. maddesi ve "Perakende Satış Hizmet Geliri ile Perakende Enerji Satış Fiyatlarının Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ" uyarınca elektrik piyasasında fiyatlandırma esaslarını belirlemek ve düzenlemeye tabi tarifeleri onaylamakla sorumludur.

Düzenlemeye tabi tarifeler, serbest tüketici olma sınırlarını aşmayan ve kendi tedarikçisini seçme hakkını kullanmayan tüketiciler için geçerlidir.

GTŞ

Görevli Tedarik Şirketleri

Görevli Tedarik Şirketleri (GTŞ), serbest olmayan tüketicilere ve kendi tedarikçilerini seçme hakkını kullanmayan tüketicilere elektrik sağlamaktan sorumludur. Bu tüketiciler, "son kaynak tedarik tarifesi" kapsamına giren büyük tüketiciler hariç olmak üzere, EPDK tarafından belirlenen düzenlenmiş tarifelerden yararlanmaktadır.

GTŞ'ler, özel tedarikçi sözleşmeleri yoluyla, bulundukları yere bakılmaksızın ülkedeki serbest olmayan tüketicilere de elektrik satabilmektedir.

GTŞ'lerin brüt marjı düzenleyici kurum tarafından belirlenir ve satılan elektriğin maliyetinin yüzdesi üzerinden hesaplanır.

EÜAŞ

Elektrik Üretim Anonim Şirketi

EÜAŞ, devlete ait elektrik üretim santrallerinin sahibi ve işletmecisidir. Şirket, Temmuz 2018'den sonra TETAŞ'ın (toptan elektrik satış şirketi) toptan ticaret sorumluluklarını da üstlenmiştir.

Şirket, teknik kayıp ve kaçak için dağıtım şirketlerine elektrik sağlamaktadır. EÜAŞ ayrıca, düzenlenmiş tarifeleri istikrarlı ve uygun fiyatlı tutmak için belirlenmiş perakende şirketlerine indirimli elektrik hacimleri sağlamıştır.

Tedarikçi

Özel Elektrik Tedarikçileri

Tedarikçi lisansına sahip şirketler serbest tüketicilere elektrik satabilirler ve herhangi bir düzenlenmiş tarifeye tabi değildirler.

Bu sözleşmelerin süresi, özellikle sabit fiyatlı anlaşmalar için, fiyat oynaklığı nedeniyle genellikle bir yıl ile sınırlıdır. Sabit fiyatlı anlaşmaların olmadığı durumlarda şirketler, hizmetler ve diğer ilgili maliyetler (örneğin dengesizlik ve profil maliyetleri) için marj primi içeren spot piyasa fiyatına endeksli sözleşmeleri tercih etmektedir.

Kaynak: EPDK

Serbest Tüketici Kavramı

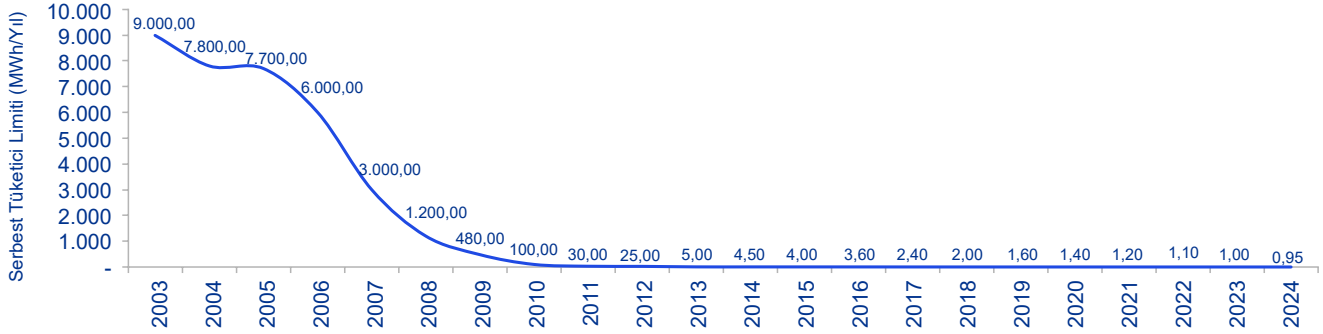
Serbest tüketici, belirli bir yıllık elektrik tüketim miktarını aşan ve elektrik tedarikçisini serbestçe seçme hakkına sahip olan tüketici olarak sınıflandırılmaktadır.

Elektrik tüketimleri için kendi tedarikçilerini seçme hakkına sahip olan tüketiciler serbest tüketici olarak tanımlanmaktadır. Üretim şirketleri ve elektrik tedarik (toptan/perakende) şirketleri de doğrudan serbest tüketicilere elektrik satma hakkına sahiptir.

Serbest tüketici statüsünde yer almak için tüketicilerin, limit üzerinde yıllık tüketim yapmaları gerekmektedir. Serbest tüketici olma limiti ise EPDK tarafından belirlenmektedir. Limit her yıl düşürülerek serbest piyasanın sağlanması amaçlanmaktadır. Fakat Elektrik piyasasında artan fiyatların yarattığı maliyet nedeniyle elektrik satış şirketleri taahhüt ettikleri fiyatı uygularken, maddi kayıplar yaşamaya ve serbest tüketiciler için uygun fiyat sunamamaya başlamışlardır. Bu durum ikili anlaşmaların sonlandırılmasına neden olmuştur. Serbest tüketici statüsündeki aboneler ise haklarını kullanamayan serbest tüketiciler haline gelmişlerdir.

Bu limit 2004 yılında 9.000.000 kWh/yıl olarak uygulanmış, EPDK tarafından 2017 yılı başında 2.400 kWh, 2018 yılında 2.000 kWh ve 2019 yılında 1.600 kWh olarak sürekli düşürülmüştür. EPDK tarafından 2024 limiti 950 kWh olarak belirlenmiştir.

Serbest Tüketici Limiti



*Verilen tüketim limitleri uygulamada olan değerlerdir. Bu değerler EPDK Kurul Kararı ile güncellenmektedir.

Kaynak: EPDK, EPİAŞ



Son Kaynak Tedarik Tarifesi

2018 yılı itibariyle uygulanmaya başlayan son kaynak tedarik tarifesi, görece yüksek tüketime sahip tüketicileri, ikili anlaşmalar yaparak elektrik tedarik etmeye teşvik etmektedir.

20 Ocak 2018 tarihinde Resmi Gazete' de yayımlanan Son Kaynak Tedarik Tarifesinin (SKTT) Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ ile uygulanmaya başlamıştır. Bu tarife elektrik tüketimi yüksek olan tesisleri kapsamaktadır. Tarife kapsamında 'yüksek' tüketim grubunda yer alan tesisler, her yıl EPDK tarafından belirlenen limit üzerinde kalan tüketicileri ifade etmektedir.

EPDK tarafından belirlenen limit üzerinde tüketimi olan tüketicilere ihtiyaçlarını ikili anlaşma ile temin etmeleri önerilmektedir. İkili anlaşma yoluyla elektrik ihtiyacının karşılanmaması durumunda Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması'ndan doğan maliyet (YEKDEM) toplamı esas alınır. Bunun üstüne EPDK tarafından belirlenen çarpım katsayısı da PTF ve YEKDEM toplamına çarpan olarak etki etmekte ve perakende şirketinin maksimum kar marjını belirlemektedir. Kurulca belirlenen katsayı (KBK), enerji tedarik maliyeti dışındaki diğer tüm maliyetler ile makul kâr dikkate alınarak belirlenen katsayıyı ifade etmektedir. Bu katsayı 2018 yılında 1,128 olarak uygulanmış ve sonraki yıllarda 1,0938 olarak belirlenmiştir. Bu kar marjının tamamı GTŞ kar marji olarak değerlendirilmemektedir. GTŞ'lerin kar marji %3,88 (%2,38+%1,5) seviyesindedir. Geri kalan oranlar işletme maliyetleri (OPEX), profil vb olmak üzere diğer maliyetler olarak tarifede dikkate alınmaktadır.

*Verilen tüketim limitleri uygulamada olan değerlerdir. Bu değerler EPDK Kurul Kararı ile güncellenmektedir.

$$SKTT = \left(\text{Aylık Ortalama PTF} + \text{YEKDEM Birim Maliyeti} \right) \times KBK$$

2018	50 milyon kWh
2019	10 milyon kWh
2020	7 milyon kWh
2021	3 milyon kWh
2022, 2023 & 2024	1 milyon kWh

Kaynak: EPDK, EPİAŞ



Tüketimlerine Göre Sınıflandırılan Tüketici Tipleri

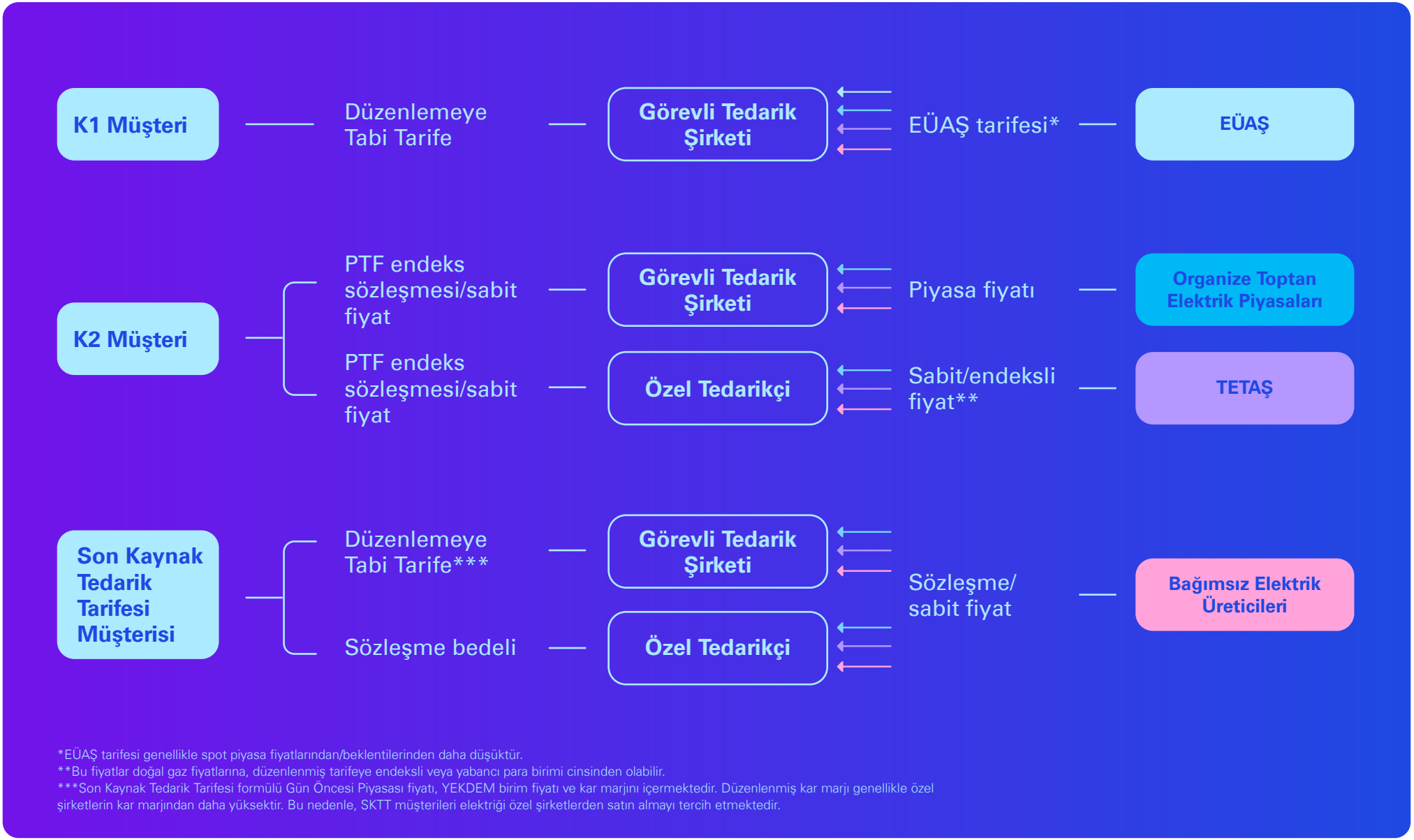
Perakende şirketleri, piyasada bulunan birçok farklı tipteki tüketici için yıllık elektrik tüketimlerine bağlı olarak farklı elektrik tarifeleri uygulamaktadır



Kaynak: EPDK

Elektrik Tedariği Akış Şeması

Tüketim miktarlarına göre sınıflandırılan tüketicilerin elektrik tedariki için çeşitli satın alma seçenekleri bulunmaktadır. Bu tüketicilere elektrik tedariki sağlayan şirketler de elektriği farklı kaynaklardan temin edebilmektedir.



*EÜAŞ tarifesi genellikle spot piyasa fiyatlarından/beklentilerinden daha düşüktür.
**Bu fiyatlar doğal gaz fiyatlarına, düzenlenmiş tarifeye endeksli veya yabancı para birimi cinsinden olabilir.
***Son Kaynak Tedarik Tarifesi formülü Gün Öncesi Piyasası fiyatı, YEKDEM birim fiyatı ve kar marjını içermektedir. Düzenlenmiş kar marjı genellikle özel şirketlerin kar marjından daha yüksektir. Bu nedenle, SKTT müşterileri elektriği özel şirketlerden satın almayı tercih etmektedir.

Görevli Tedarik Şirketlerinin Elektrik Tedariki

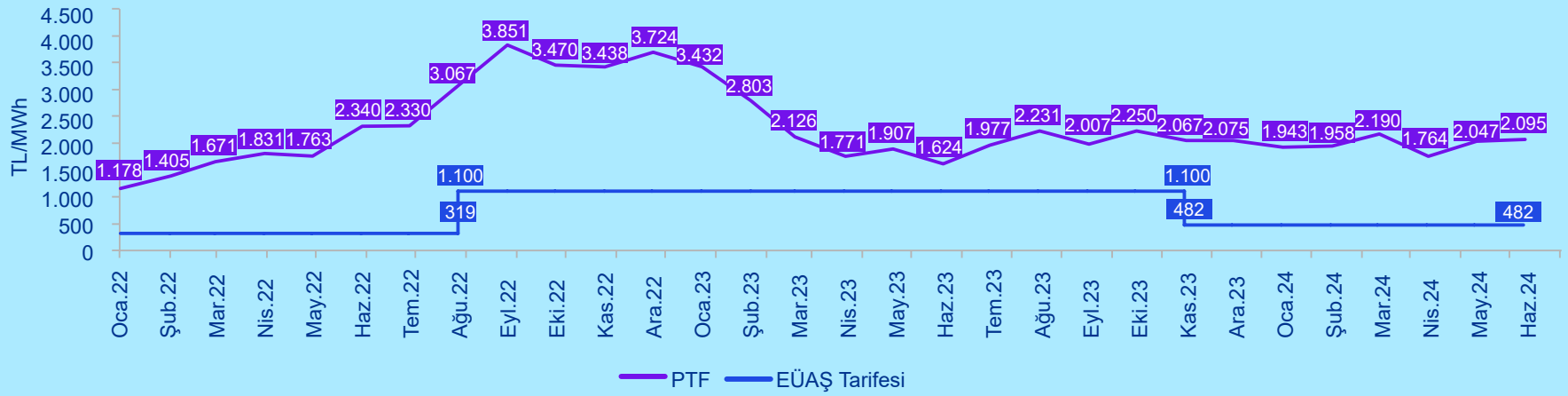
Perakende satış hizmeti veren GTŞ'lerin tedarik etmekle yükümlü oldukları elektrik için birim alış fiyatı, elektrik alınan piyasaya/kuruma göre farklılık göstermektedir.

GTŞ'ler K1 olarak adlandırılan ve düzenlemeye tabi elektrik tarifesi üzerinden ücretlendirdikleri tüketicilere sağladığı elektriğin görece düşük bir kısmını EÜAŞ tarifesi üzerinden almaktadırlar. GTŞ'lerin EÜAŞ'tan aldıkları elektrik için ödedikleri birim elektrik fiyatı, piyasada oluşan elektrik fiyatına kıyasla düşüktür. Düşük fiyatlı EÜAŞ tarifesi, GTŞ'lerin elektrik tedarik maliyetinin düşük olduğu algısını yaratsa da burada önemli olan nokta GTŞ'lerin ağırlıklı ortalama elektrik alış maliyetidir. Mevcut durumda, GTŞ'ler bu tüketicilere sağladıkları toplam elektriğin büyük bir kısmını piyasada oluşan fiyatlara endeksli satın alınmaktadır. Bu durum GTŞ'lerin elektrik tedarik maliyetlerini artıran bir unsur olarak karşımıza çıkmaktadır.

Öyle ki, Rusya-Ukrayna savaşının ardından artan emtia fiyatları, piyasada oluşan fiyatı da artırmış ve GTŞ'lerin ağırlıklı ortalama elektrik alış maliyeti yükselmiştir. Buna ilave olarak, yine bu dönemde GTŞ'ler EÜAŞ üzerinden düşük fiyatla elektrik alamamışlar ve bu durum GTŞ'lerin elektrik tedarik maliyetinde rekor seviylelerin görülmesine neden olmuştur.



PTF vs. EÜAŞ Tarifesi



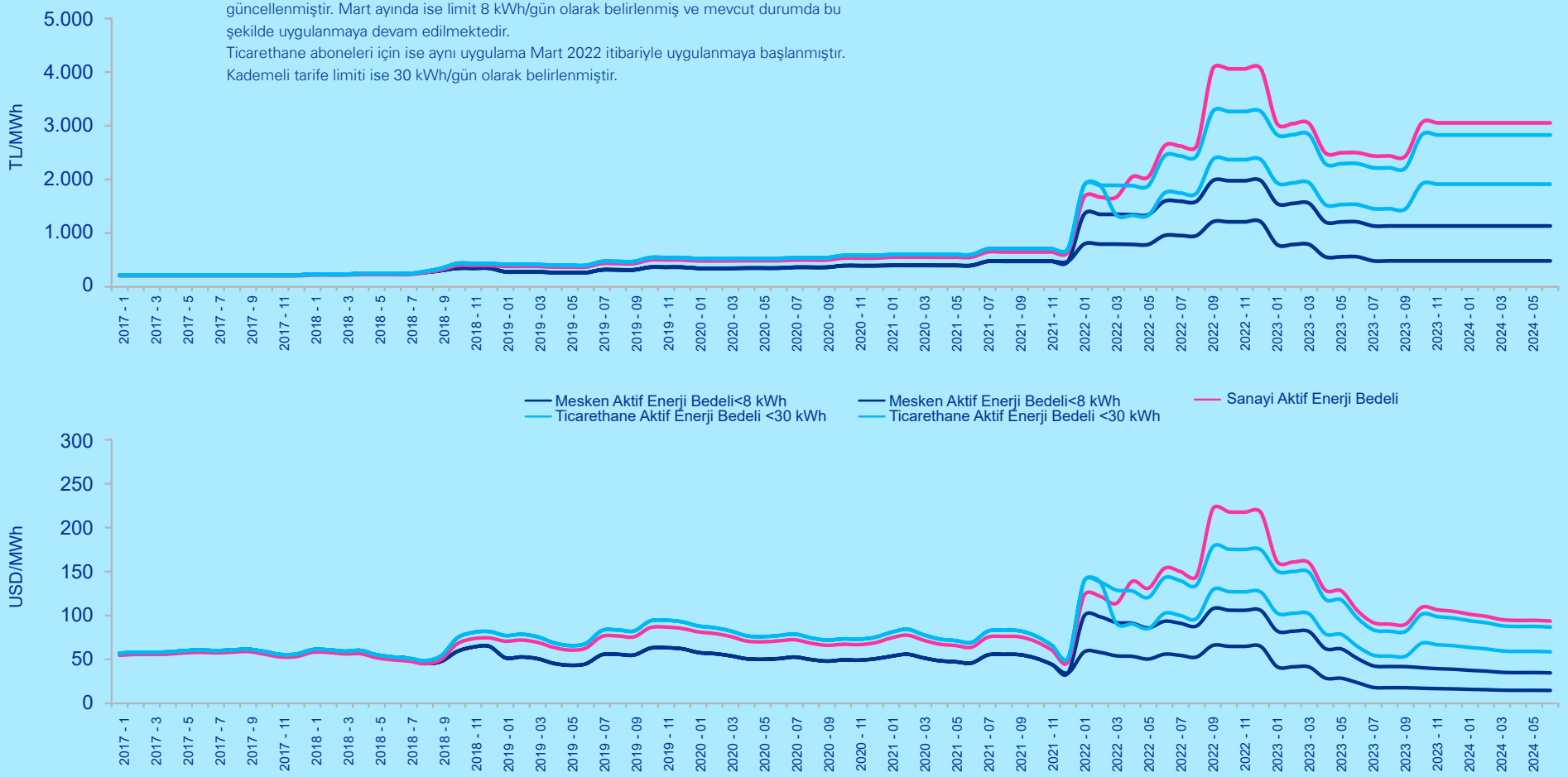
Kaynak: EPİAŞ, EÜAŞ

Perakende Elektrik Tarifeleri

GTŞ'ler kendi dağıtım bölgesinde yer alan ve SKTT kapsamında olmayıp serbest tüketici hakkını kullanmayı tercih etmeyen/serbest tüketici hakkı bulunmayan tüketicilere EPDK tarafından belirlenen birim fiyattan elektrik satışı yapmaktadır.

Kademeli tarife uygulaması mesken aboneleri için 2022 Ocak itibariyle uygulanmaya başlanmıştır. Bu uygulamada, fatura hesabında baz alınacak aktif enerji bedeli EPDK tarafından belirlenen limite bağlı olmaktadır. Mesken aboneleri için ilk kademedeki fiyatın dikkate alınacağı tüketim Ocak ayı için 5 kWh/gün olarak belirlenmiş ardından Şubat ayında 7 kWh/gün olarak güncellenmiştir. Mart ayında ise limit 8 kWh/gün olarak belirlenmiş ve mevcut durumda bu şekilde uygulanmaya devam edilmektedir.
Ticarethane aboneleri için ise aynı uygulama Mart 2022 itibariyle uygulanmaya başlanmıştır. Kademeli tarife limiti ise 30 kWh/gün olarak belirlenmiştir.

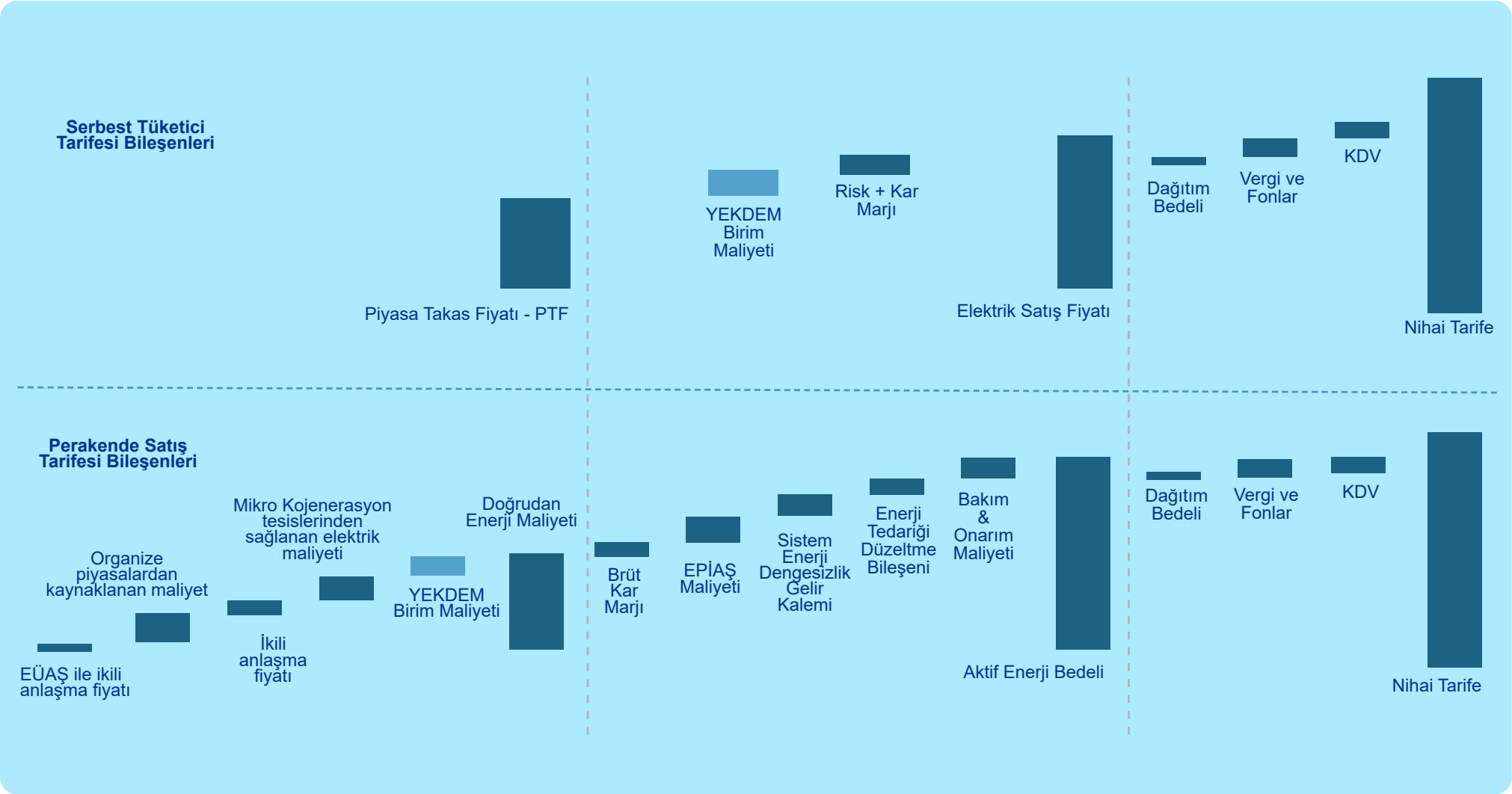
2023 yılında tüm abone gruplarında 2 defa indirime gidilmiştir. Bunlardan ilki piyasa takas fiyatındaki düşüşün bir etkisi iken ikinci indirim seçimler öncesi alınan politik bir karardır .



Kaynak: EPDK

Düzenlenmiş perakende tarifesi, elektriğin maliyetine, yenilenebilir destekleme mekanizması (YEKDEM) kapsamında ödenen fonlara ve ek vergilere dayanırken serbest tüketicilere uygulanan tarife için net bir fiyat belirlenmemiştir.

GTŞ'lerin elektrik tedarik ettiği tüketicilerin tamamı düzenlemeye tabi tarife grubunda yer almaz. Bu da GTŞ'lere farklı tüketiciler için farklı fiyatlandırma seçenekleri sunma açısından fırsat yaratmaktadır.
Serbest tüketiciler için belirlenen fiyatlandırma yapısında GTŞ'ler bu tüketicilere çeşitli fiyat teklifleri sunabilirler.



Kaynak: EPDK

Perakende Elektrik Tarifeleri

GTŞ'lerin ağırlıklı ortalama alış fiyatı piyasada oluşan fiyata endeksli iken EPDK tarafından belirlenen fiyatlar tüketici grubuna göre değişkenlik gösterse de piyasada oluşan fiyatlara kıyasla düşüktür.

GTŞ'ler kendi dağıtım bölgesinde olmayan serbest tüketicilere düzenlemeye tabi tarifeden daha düşük fiyatla elektrik satma hakkına sahip olsa da son dönemlerde artan ağırlıklı ortalama alış maliyetinden dolayı EPDK tarifesinden daha düşük bir tarife seçeneği sunamamaktadır.
Düzenlemeye tabi tarife grubunda yer alan tüketicilere elektrik tedariki kendi bölgesindeki GTŞ tarafından yapılmaktadır. Diğer tüketiciler için ise GTŞ farklı satış stratejileri geliştirebilmektedir.
Özellikle SKTT kapsamında yer alan tüketiciler, özel bir tedarik şirketinden elektrik almıyorlarsa, GTŞ'ler bu şirketlere yönetmelikte belirlenen ve aşağıda yer alan formül uyarınca fatura kesmektedirler:

Bu formülde yer alan makul kar marjı %9.38 olarak belirlenmiştir ve bu değeri aşamaz. Birçok özel tedarikçi, SKTT kapsamındaki tüketicilere bu formülden daha avantajlı fiyat sunmaya çalışmaktadır. GTŞ'ler, dönem içinde SKTT kapsamındaki tüketicilere rekabetçi fiyatla elektrik tedarik edebilir. Ancak, GTŞ'lerin portföyünün büyük kısmı düzenlemeye tabi tarife grubundaki tüketicilerden oluşmaktadır. Bu gruptaki tüketiciler için, elektrik alış ve satış fiyatları arasındaki büyük farklar, dönem dönem GTŞ'lerin zarar etmesine neden olmuştur. Bu raporun, "Sübvansiyonlar ve Artan Fiyatlara Karşı Alınan Önlemler" bölümünde iki fiyat arasındaki bu denli farkın sonucu olarak GTŞ'lerin yaşadığı sorunlara ve bu sorunun çözülmesi için uygulanan yöntemlere detaylı olarak yer verilmiştir.

SKTT = (Aylık Ortalama PTF + YEKDEM Birim Maliyeti) x Makul Kar Marjı

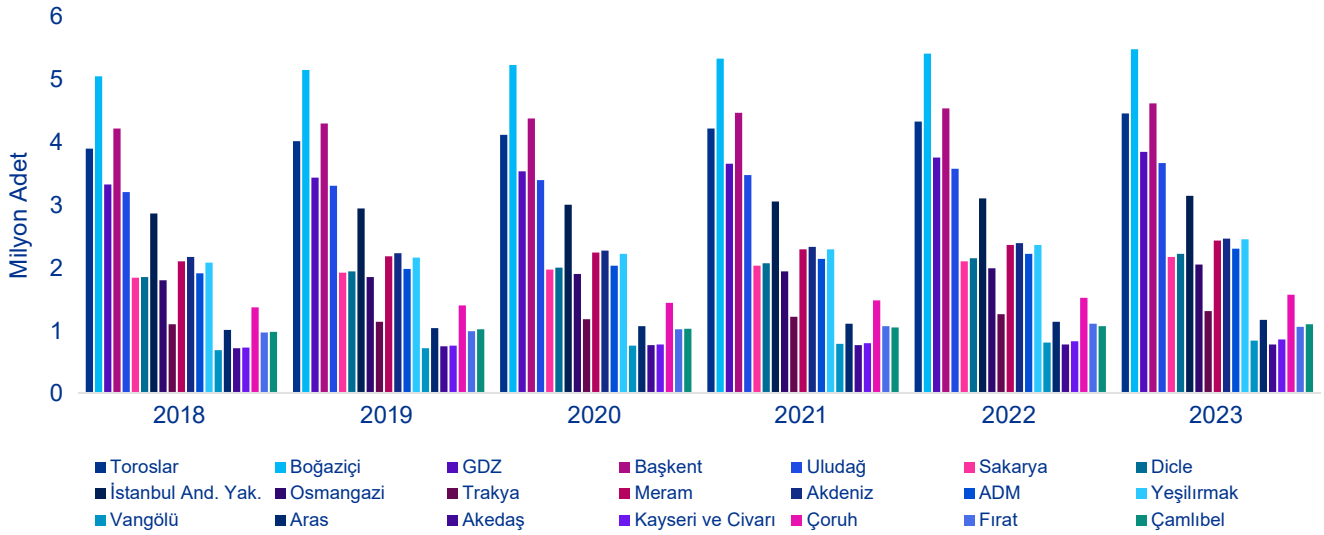


Kaynak: EPİAŞ, EÜAŞ

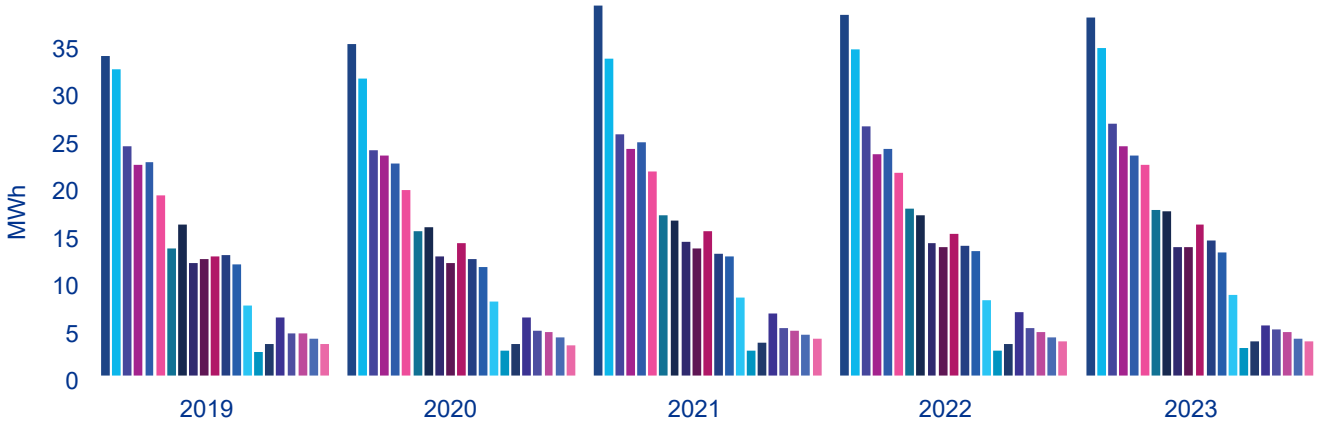
Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılım

GTŞ'lerin ağırlıklı ortalama alış fiyatı piyasada oluşan fiyata endeksli iken EPDK tarafından belirlenen fiyatlar tüketici grubuna göre değişkenlik gösterse de piyasada oluşan fiyatlara kıyasla düşüktür.

Yıllara Göre Dağıtım Bölgesi Bazında Abone Sayısı Gelişimi



Yıllara Göre Dağıtım Bölgesi Bazında Abone Başına Elektrik Tüketiminin Gelişimi



Toplam Tüketici Sayısı:

- **2018 yılında 43,7 milyon iken**
- **2019 yılında 45,0 milyon**
- **2020 yılında 46,1 milyon**
- **2021 yılında 47,3 milyon**
- **2022 yılında 48,6 milyon**
- **2023 yılında 49,7 milyona ulaşmıştır.**

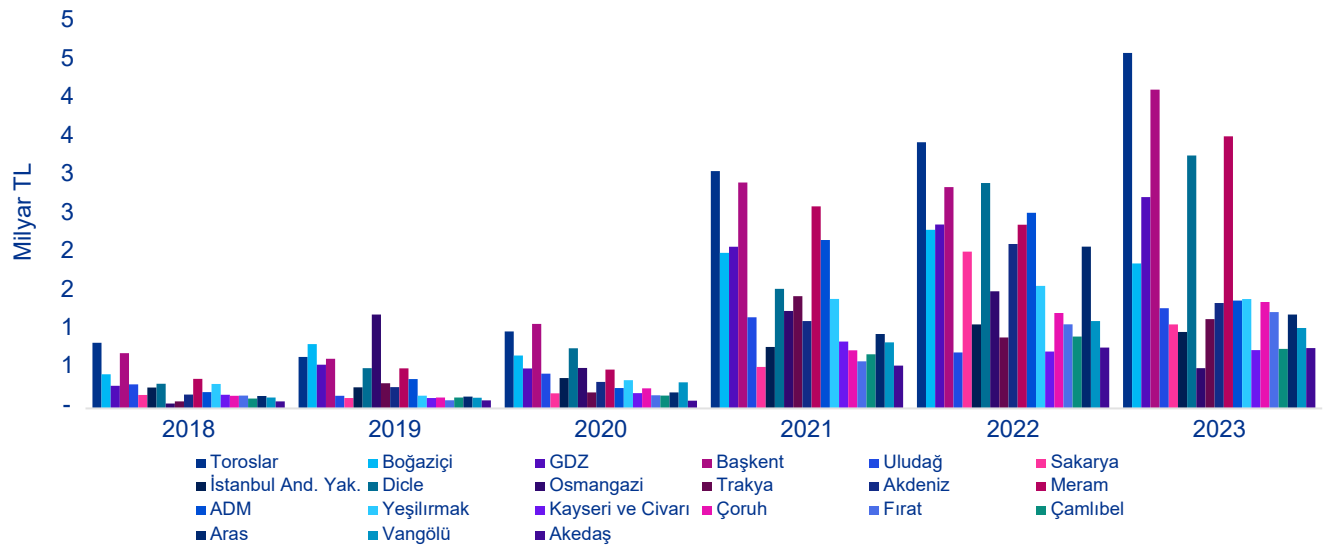
%13,7 artış

2023 yılı itibariyle dağıtım sistemini kullanan toplam tüketici sayısı önceki yıla oranla %2,39 artarak 49.725.757 olarak gerçekleşmiştir.
2023 yılında, bir önceki seneye kıyasla en yüksek abone artış oranı Trakya EDAŞ'a olmuş, onu takiben Yeşilırmak EDAŞ, Dicle EDAŞ, Kayseri ve Civarı EDAŞ, ADM EDAŞ ve Sakarya EDAŞ gelmektedir.
Bir önceki yıla oranla Fırat EDAŞ ve AKEDAŞ'ın ise tüketici sayısında düşüş yaşanmıştır.

Abone başına elektrik tüketimi giderek artmış ve 2023 yılında toplam 255 MW'a ulaşmıştır.
2023 yılı özelinde ve son 5 yıla bakıldığında abone başına elektrik tüketiminin en fazla olduğu bölge Toroslar EDAŞ olmuş, onu takiben Boğaziçi EDAŞ, GDZ EDAŞ ve Başkent EDAŞ bölgeleri gelmektedir.
2023 yılı özelinde ve son 5 yıla bakıldığında abone başına elektrik tüketiminin en düşük olduğu bölge ise Van Gölü EDAŞ, onu takiben Aras EDAŞ, Çamlıbel EDAŞ ve Fırat EDAŞ gelmektedir.

Kaynak: : ELDER

Yıllara Göre Dağıtım Bölgesi Bazında Gerçekleşen Yatırım Tutarları

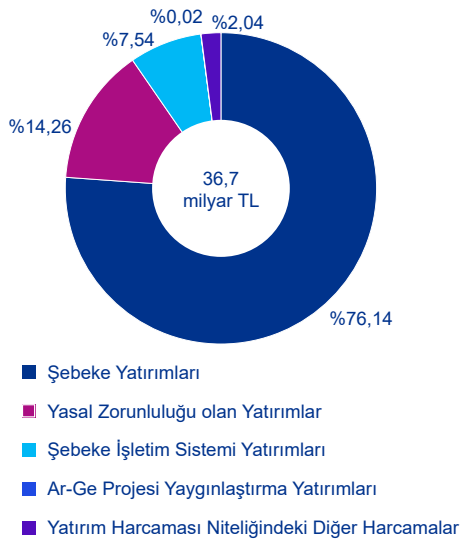


Türkiye'nin her noktasına kesintisiz, kaliteli ve uluslararası standartlarda elektrik dağıtım hizmeti sunmak hedefi ile faaliyet gösteren 21 dağıtım şirketinin 2023 yılındaki yatırımlarının toplamı 36 milyar 734 milyon TL seviyesinde gerçekleşmiştir.

Burada en yüksek payı 27 milyar 968 milyon TL ile şebeke yatırımları aldı. Yıl içinde Ar-Ge projelerine yapılan yatırımlar da 7 milyon TL'yi buldu.

2023 yılında, bir önceki seneye kıyasla en yüksek yatırım artış oranı Uludağ EDAŞ olurken onu takiben Meram EDAŞ, Başkent EDAŞ, Toroslar EDAŞ ve Trakya EDAŞ gelmektedir. 2023 yılında, bir önceki seneye kıyasla gerçekleşen yatırım tutarlarında %0,73 oranında düşüş yaşanmıştır.

21 EDAŞ'ın Yatırım Karakteristiğine Göre 2023 Yılında Gerçekleşen Yatırım Dağılımı

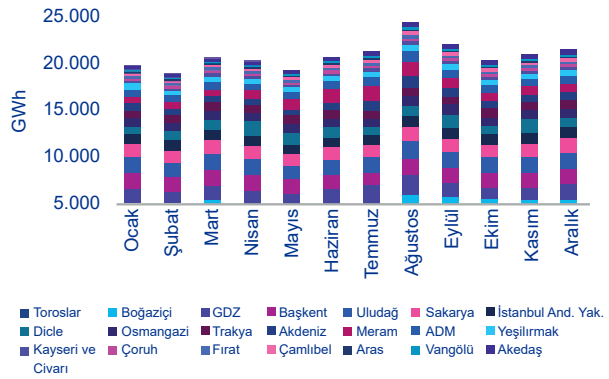


Kaynak: ELDER

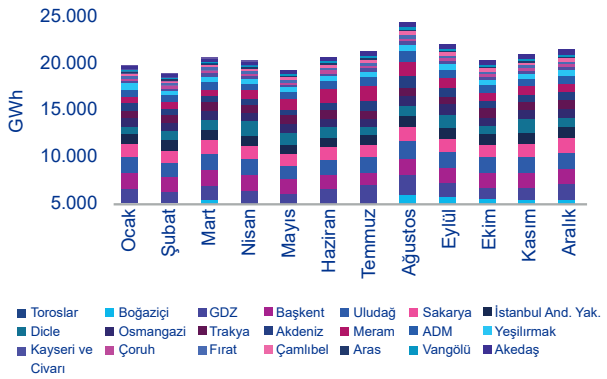


Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılım

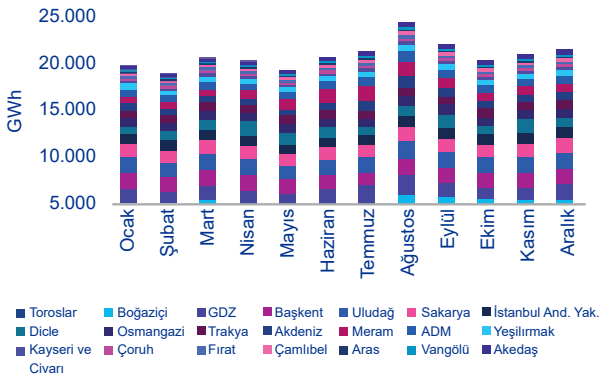
2021 Yılı Faturalanan Elektrik Tüketiminin Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılımı



2022 Yılı Faturalanan Elektrik Tüketiminin Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılımı



2023 Yılı Faturalanan Elektrik Tüketiminin Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılımı



2021 yılında faturalanan elektrik tüketimi toplam 253.033 GWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer, 2022 yılında %0,2 artış göstererek 253.619 GWh'e ulaşmıştır. 2021'de en çok tüketim Toroslar'da gerçekleşmiş olup toplam tüketimin %12,6'sını oluşturmuştur. Toroslar'ı %10,8 ile Boğaziçi ve %8,2 ile GDZ takip etmiştir. 2022'de de en çok tüketim Toroslar'da gerçekleşmiştir ve toplam tüketimin %12,3'nü oluşturmuştur. Toroslar'ı %11,1 ile Boğaziçi ve %8,5 ile GDZ izlemiştir.

2023 yılında faturalanan elektrik tüketimi bir önceki seneye göre %0,4 artarak 254.754 GWh'e ulaşmıştır. Toroslar %12,1'lik pay ile toplam tüketimde en yüksek paya sahip dağıtım bölgesi olmuştur. %11,1 ile Boğaziçi ve %8,5 ile GDZ ikinci ve üçüncü sıraya yerleşmiştir.

2021, 2022 ve 2023 senelerinde en çok tüketim Ağustos ayında gerçekleşmiştir. Ağustos ayının tüketimi, 2021 yılının toplam tüketiminin %9,7'sini, 2022 yılının toplam tüketiminin %9,6'sını ve 2023 yılının toplam tüketiminin %10,1'ini oluşturmuştur. Ağustos ayındaki değerler karşılaştırıldığında, 2022 senesinde 2021'e göre %0,7'lik bir düşüş, 2023 senesinde 2022'ye göre %5,1'lik bir artış meydana gelmiştir.

Yaz aylarında, yazlık bölgelerin çoğunlukta olduğu GDZ, Akdeniz ve ADM dağıtım bölgelerinin toplam tüketimde olan paylarındaki artış dikkat çekmiştir.

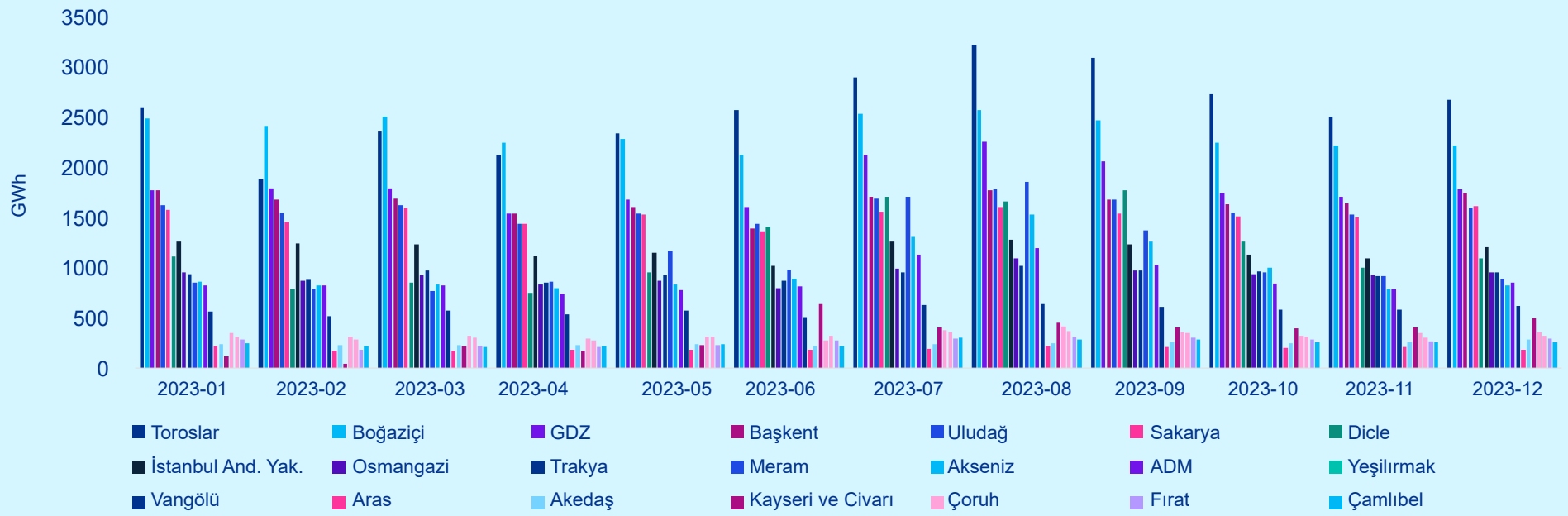


Not: 6 Şubat 2023 tarihinde meydana gelen depremden etkilenen illerde (Adıyaman ve Kahramanmaraş) faaliyet gösteren Akedaş Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi, depremden dolayı Ocak ve Şubat aylarında veri bildirimi yapamamıştır. Bu aylarda verilen değerler EPİAŞ tarafından bildirilen İletim Seviyesinden Sanayi Sistem Kullanıcısının tüketimine aittir.

Kaynak: EPDK Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporları

Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılım

Faturalanan Aylık Tüketimin Dağıtım Bölgelerine Dağılımı



Türkiye'de faturalanan elektrik tüketiminin dağıtım bölgesi bazında kırılımına bakıldığında, yıllık toplamda en yüksek payın Toroslar elektrik dağıtım bölgesinde olduğu görülmektedir. Toroslar elektrik dağıtım bölgesi yıl boyunca toplam tüketimdeki ortalama %12'lik payını korumuştur. Yalnızca 2023 yılının Şubat ayında yaşanan depremin de etkisiyle talepte düşüş görülmüştür ve toplam tüketimdeki payı %10 seviyesine gerilemiştir. Torosların ardından toplam tüketimdeki en yüksek paya sahip olan dağıtım bölgesi Boğaziçi dağıtım bölgesidir. Önemli bir finans, ticaret ve sanayi merkezi olan İstanbul'un Avrupa yakasında hizmet veren Boğaziçi dağıtım, yıl içinde toplam tüketimde %10-%11 bandında bir paya sahiptir.

Faturalanan elektrik tüketiminde en düşük paya sahip olan bölgeler ise Çoruh, Fırat ve Çamlıbel olarak görülmektedir. Bu bölgedeki faturalanan tüketim yıl boyunca %1'lik payını korumuştur.

Not: 6 Şubat 2023 tarihinde meydana gelen depremden etkilenen illerde (Adıyaman ve Kahramanmaraş) faaliyet gösteren Akedaş Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi, depremden dolayı Ocak ve Şubat aylarında veri bildirimi yapamamıştır. Bu aylarda verilen değerler EPİAŞ tarafından bildirilen İletim Seviyesinden Sanayi Sistem Kullanıcısının tüketimine aittir.

Kaynak: EPDK Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporları

2023 Yılı Hat Uzunlukları, Trafo Sayıları ve Kapasiteleri

Hat Uzunluğu:	55.589 km
Trafo Sayısı:	16.128 adet
Kapasite:	20.006 MVA

Hat Uzunluğu:	67.822 km
Trafo Sayısı:	19.292 adet
Kapasite:	9.552 MVA

Hat Uzunluğu:	138.591 km
Trafo Sayısı:	36.542 adet
Kapasite:	19.129 MVA

Hat Uzunluğu:	63.627 km
Trafo Sayısı:	13.283 adet
Kapasite:	4.991 MVA

Hat Uzunluğu:	35.125 km
Trafo Sayısı:	8.211 adet
Kapasite:	9.860 MVA

Hat Uzunluğu:	86.246 km
Trafo Sayısı:	21.404 adet
Kapasite:	5.613 MVA

Hat Uzunluğu:	49.467 km
Trafo Sayısı:	14.162 adet
Kapasite:	3.757 MVA

Hat Uzunluğu:	30.663 km
Trafo Sayısı:	12.815 adet
Kapasite:	6.248 MVA

Hat Uzunluğu:	50.600 km
Trafo Sayısı:	13.959 adet
Kapasite:	3.329 MVA

Toplam Hat Uzunluğu:
1.446.216 km

Toplam Trafo Sayısı:
540.669 adet

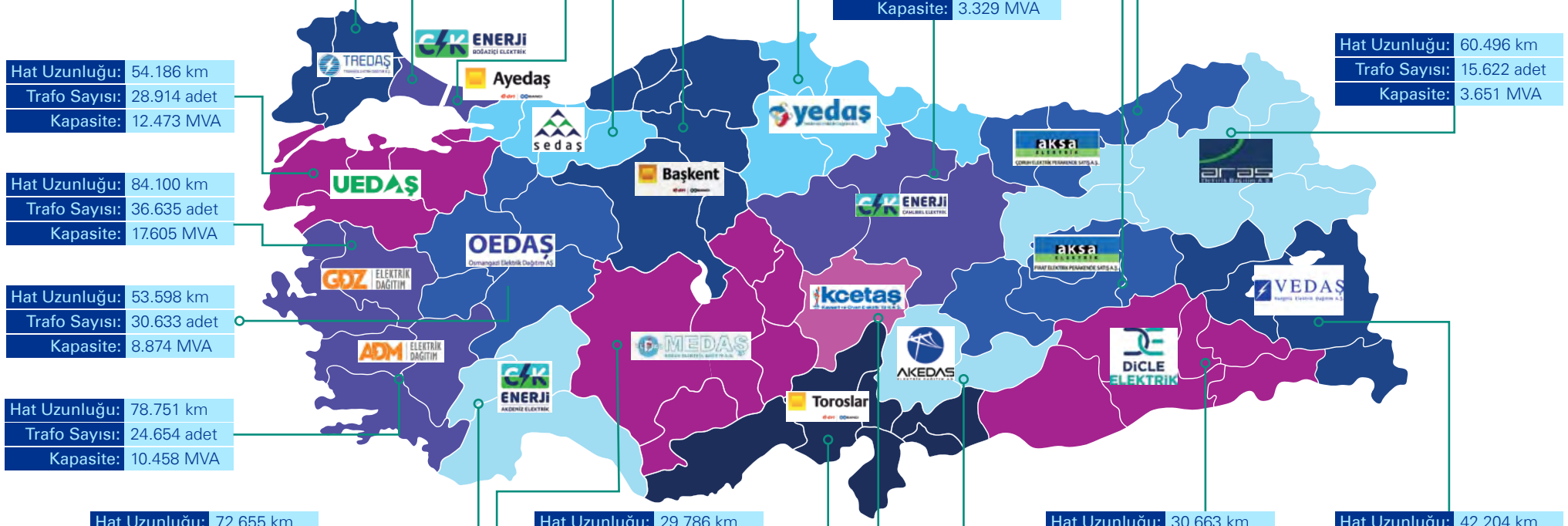
Toplam Trafo Kapasitesi:
207.448 MVA

Hat Uzunluğu:	54.186 km
Trafo Sayısı:	28.914 adet
Kapasite:	12.473 MVA

Hat Uzunluğu:	60.496 km
Trafo Sayısı:	15.622 adet
Kapasite:	3.651 MVA

Hat Uzunluğu:	84.100 km
Trafo Sayısı:	36.635 adet
Kapasite:	17.605 MVA

Hat Uzunluğu:	53.598 km
Trafo Sayısı:	30.633 adet
Kapasite:	8.874 MVA



Hat Uzunluğu:	78.751 km
Trafo Sayısı:	24.654 adet
Kapasite:	10.458 MVA

Hat Uzunluğu:	72.655 km
Trafo Sayısı:	21.163 adet
Kapasite:	9.571 MVA

Hat Uzunluğu:	29.786 km
Trafo Sayısı:	9.238 adet
Kapasite:	3.117 MVA

Hat Uzunluğu:	30.663 km
Trafo Sayısı:	72.998 adet
Kapasite:	16.096 MVA

Hat Uzunluğu:	42.204 km
Trafo Sayısı:	13.445 adet
Kapasite:	3.253 MVA

Hat Uzunluğu:	126.057 km
Trafo Sayısı:	67.296 adet
Kapasite:	14.832 MVA

Hat Uzunluğu:	152.238 km
Trafo Sayısı:	50.281 adet
Kapasite:	20.605 MVA

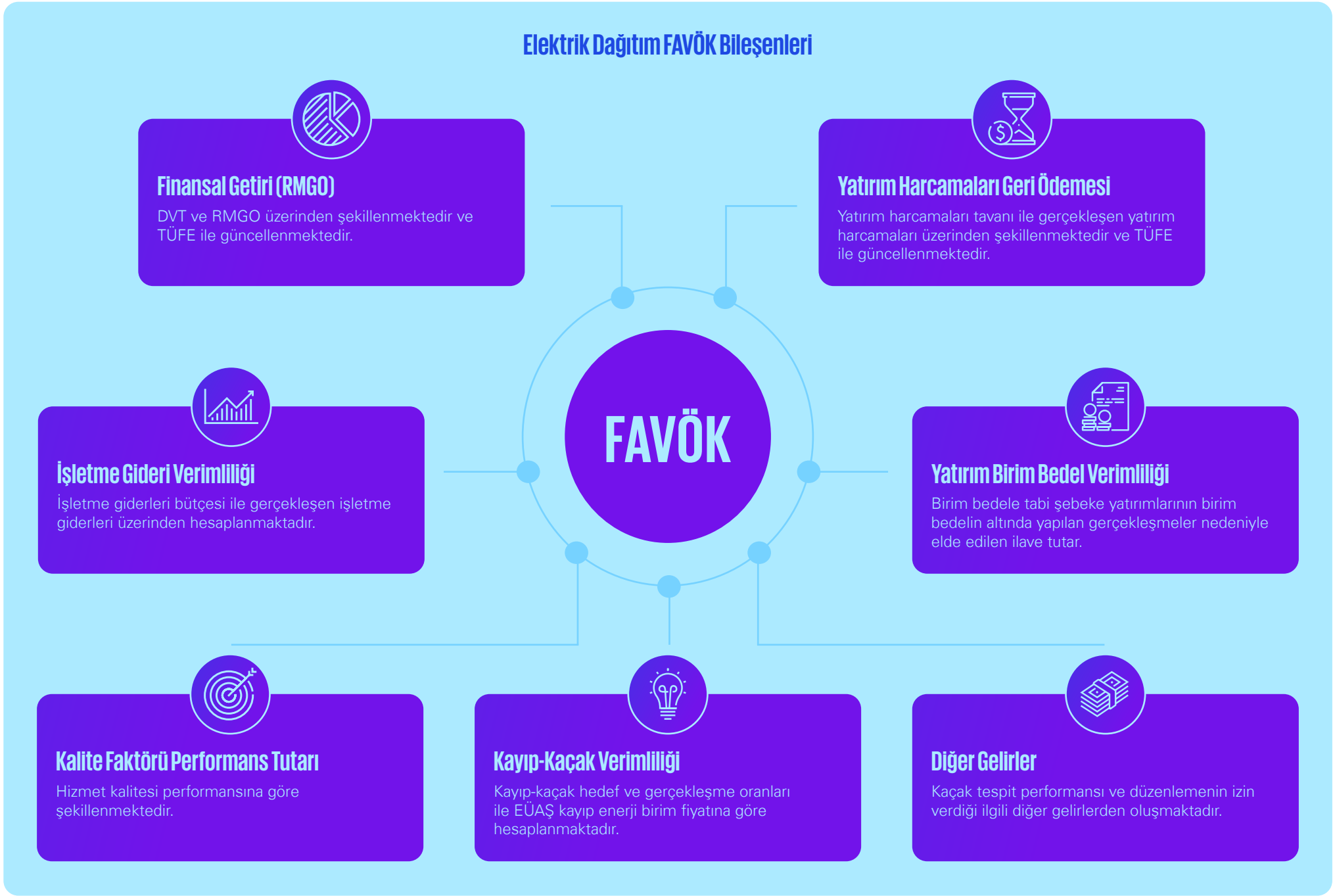
Hat Uzunluğu:	28.410 km
Trafo Sayısı:	13.994 adet
Kapasite:	4.426 MVA

Kaynak: ELDER

Elektrik Görevli Tedarik Şirketi FAVÖK Bileşenleri



Elektrik Dağıtım FAVÖK Bileşenleri

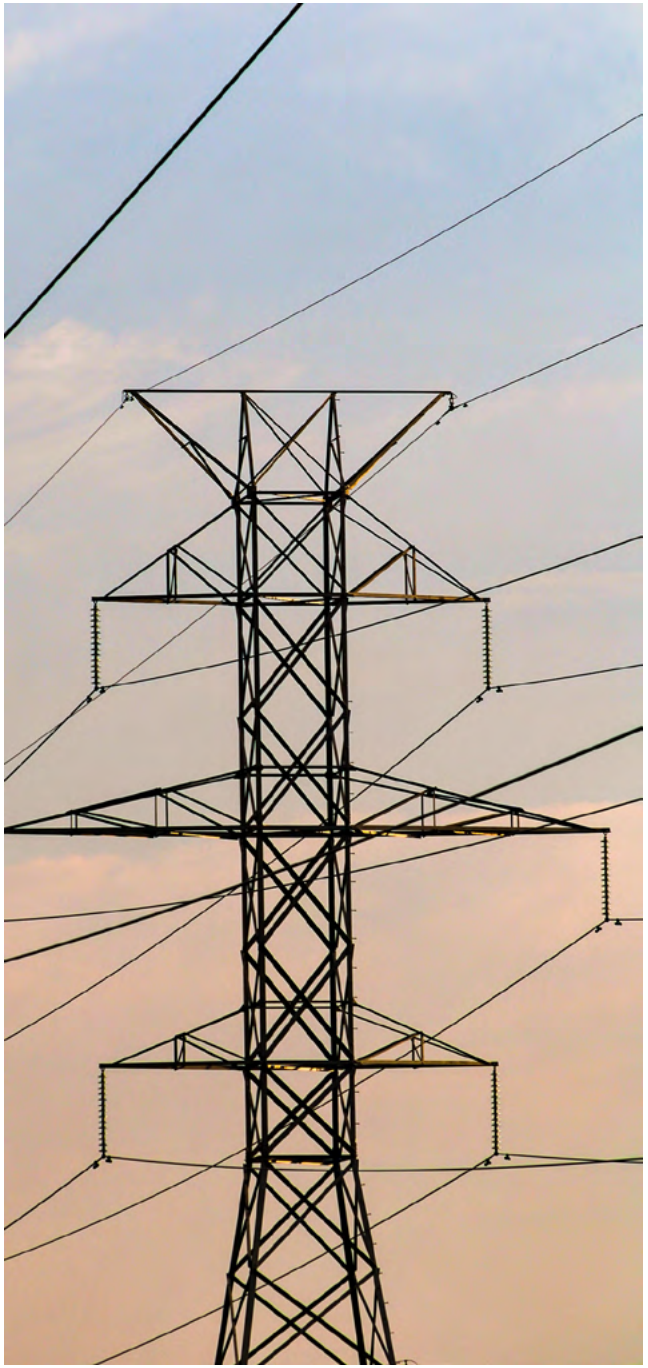


2023 Yılı Gerçekleşen Yatırım Tutarları

2023 yılında 21 dağıtım bölgesinde hizmet veren dağıtım şirketlerinin gerçekleşen toplam yatırım tutarı **37 milyar TL**'yi bulmuştur



Kaynak: ELDER, Elektrik Dağıtım Sektör Raporu 2023



2023 Yılı Gerçekleşen Yatırım Tutarları

Elektrik dağıtım faaliyetleri, hem mevcut altyapısının iyileştirmesi hem de yeni altyapıların kurulması açısından önemli yatırım harcamalarına konu olmaktadır.

Gerçekleşen Yatırım Tutarları (Cari Fiyatlarla- Milyon TL)

Bölge	2021	2022	2023	2021-2022 Değişim (%)	2022-2023 Değişim (%)
ADM	2,191	2,544	1,403	16.1%	-44.9%
AKDENİZ	1,137	2,139	1,372	88.1%	-35.8%
AKEDAŞ	558	793	785	42.1%	-1.0%
ARAS	968	2,105	1,221	117.3%	-42.0%
AYEDAŞ	799	1,092	995	36.7%	-8.9%
BAŞKENT	2,939	2,880	4,147	-2.0%	44.0%
BOĞAZİÇİ	2,024	2,323	1,886	14.8%	-18.8%
ÇAMLIBEL	705	935	775	32.6%	-17.1%
ÇORUH	756	1,241	1,385	64.1%	11.6%
DİCLE	1,556	2,932	3,290	88.4%	12.2%
FIRAT	614	1,095	1,253	78.4%	14.5%
GDZ	2,103	2,392	2,749	13.7%	14.9%
KAYSERİ	870	740	759	-15.0%	2.6%
MERAM	2,629	2,390	3,539	-9.1%	48.1%
OSMANGAZİ	1,268	1,524	525	20.1%	-65.6%
SAKARYA	540	2,040	1,093	278.0%	-46.4%
TOROSLAR	3,087	3,463	4,623	12.2%	33.5%
TRAKYA	1,460	924	1,161	-36.8%	25.7%
ULUDAĞ	1,186	728	1,304	-38.6%	79.3%
VANGÖLÜ	859	1,137	1,046	32.3%	-8.0%
YEŞİLIRMAK	1,424	1,594	1,423	11.9%	-10.7%
TOPLAM	29,674	37,007	36,734	24.7%	-0.7%

Kaynak: ELDER, Elektrik Dağıtım Sektör Raporu 2023

Beklentiler

Sürdürülebilir ve sağlıklı bir piyasanın oluşması için ülke genelinde hem elektrikli araç şarj ağı altyapısının geliştirilmesi noktasında hem de lisanssız santrallere yönelik altyapı süreçleri titizlikle incelenmeli ve bu bağlamda gerekli yatırımlar yapılmalıdır.

EPDK tarafından Nisan 2024'te yayımlanan Elektrikli Araç ve Şarj Altyapısı Projeksiyon Çalışmasına göre elektrikli araç şarj ağı altyapısı, enerji verimliliği ve karbon ayak izi azaltım hedeflerinde kilit bir görev üstlenmektedir. Elektrikli araç şarj ağı altyapısının geliştirilmesi yeni yatırımlarla mümkün olacaktır.

Yıl	Düşük Senaryo	Orta Senaryo	Yüksek Senaryo
2025	24.983	33.476	44.988
2030	58.717	100.187	127.224
2035	100.150	186.152	237.181

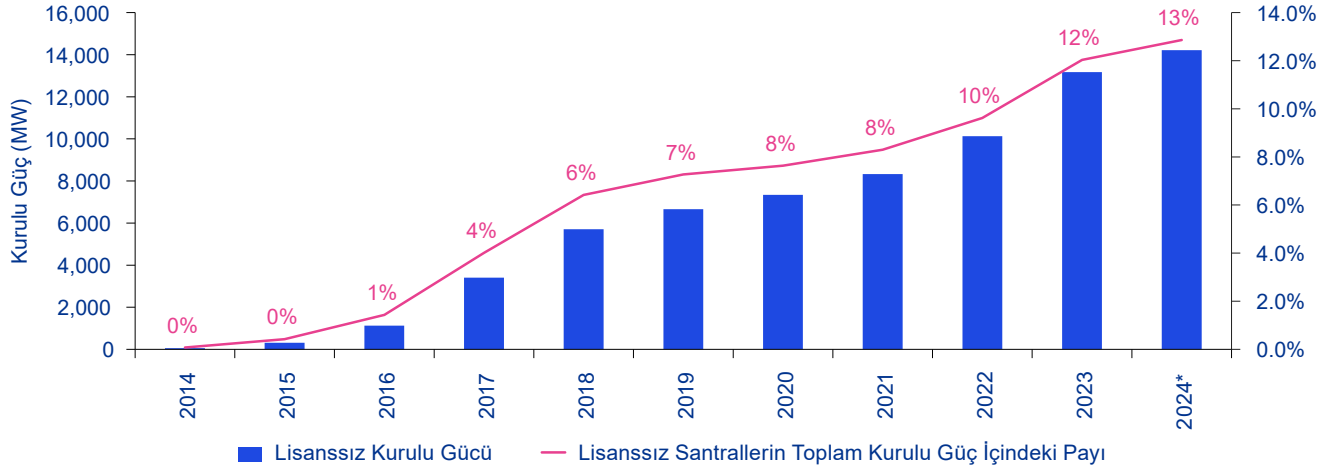
Elektrikli araç şarj ağı altyapısının geliştirilmesinin yanındaki bir diğer gözetilmesi gereken önemli husus ise lisanssız elektrik üretim santralleridir.

Lisanssız elektrik santrallerinin kurulu gücünün giderek artması, enerji üretiminde önemli bir dönüşüm sürecini beraberinde getirmektedir. Bu artış, özellikle bireysel ve ticari kullanıcıların kendi enerji ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla öztüketim sistemlerine yönelmesiyle şekillenmektedir. Bu dönüşüm süreci, mevcut enerji altyapısının güçlendirilmesi ve yeni yatırımların yapılmasını da gerektirmektedir.

Yatırımlar, hem enerji verimliliğini artırmak hem de sürdürülebilir bir enerji sistemi sağlamak için ciddi önem arz etmektedir.

Yıl	Şarj YılAC)			Şarj Noktası Sayısı (DC)			Şarj Noktası Sayısı (Toplam)		
	Düşük Senaryo	Orta Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Orta Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Orta Senaryo	Yüksek Senaryo
2025	24.983	33.476	44.988	9.295	12.594	16.909	34.728	46.070	61.897
2030	58.717	100.187	127.224	24.826	42.637	54.050	83.543	142.824	181.274
2035	100.150	186.152	237.181	46.766	86.924	110.573	146.916	273.076	347.934

Lisanssız Kurulu Güç Gelişimi



Kaynak: EPDK, TEİAŞ



Beklentiler

Elektrik talebinin giderek arttığı Türkiye'de altyapı gelişimine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu noktada, Türkiye'nin altyapısına güç kazandıracak olan Milli Akıllı Sayaç Sistemi (MASS) büyük önem taşımaktadır.

Yazılım, donanım ve iletişim altyapısıyla elektrik dağıtım sistemindeki verilerin entegre şekilde yönetilmesini sağlayacak MASS projesi, akıllı şebeke dönüşümü için ölçüm sistemlerinin uçtan uca, akıllı bir yapıda tanımlanmasını amaçlamaktadır. Ülkedeki 21 elektrik dağıtım şirketinin katılımıyla gerçekleştirilen projede, tüm sistem bileşenleri, haberleşme yapıları ve yazılımlar "yerlilik ve millilik" kriterleri esas alınarak tanımlanmaktadır.

MASS, yazılım, donanım ve iletişim altyapısıyla elektrik dağıtım sistemindeki verilerin doğrulanması, saklanması, işlenmesi ve son kullanıcı dahil ilgili taraflara sunulmasına imkan sağlayacaktır.

Elektrik piyasasında lisanslı ve lisanssız üretim faaliyetleri ile tüketim amaçlı kullanılan ölçüm sistemleri kapsamında yer alan sayaçlar dahil olmak üzere tüm ölçüm sistemlerinin belirlenmesi, kurulumu ve işletilmesine ilişkin hususlar belirlenmiştir.

2025'te devreye girmesi beklenen proje kapsamında yaklaşık **4,5 milyon** sayacın değişmesi hedeflenmekte, bu durum da belirli kalemlerde yatırım ihtiyacını oluşturmaktadır.

Yerli ve milli akıllı şebeke altyapısının kurulması için gerekli olan teknik altyapı, modemler, sayaçlar ve diğer bileşenlerin geliştirilmesi ve entegrasyonu için önemli bir yatırım gereklidir.

Akıllı sayaç sistemlerinin güvenliğini sağlamak için siber güvenlik altyapısının oluşturulması ve geliştirilmesi de önemli bir maliyet kalemidir.

Ülke genelinde pilot saha uygulamaları gerçekleştirilmesi, ölçüm, analiz ve raporlama süreçlerinin yürütülmesi için belli bir finansman gerekmektedir.

Ek olarak tüketici portalı ve mobil uygulamanın geliştirilmesi, kullanıcı dostu arayüzlerin tasarlanması ve uygulamanın tüm mobil platformlarda çalışabilir hale getirilmesi için yatırıma ihtiyaç duyulmaktadır.

Türkiye'de hem toplam elektrik tüketimi hem de kişi başına düşen elektrik tüketimi artış göstermektedir. 2023 yıl sonu itibarıyla toplam elektrik tüketimi 330 TWh'e ulaşmış, 2024'ün ilk yarısında gerçekleşen toplam tüketim bir önceki yılın aynı dönemine göre %6 oranında artmıştır.

Bu durum, elektrik altyapısının geliştirilmesi ve sağlıklı bir altyapı sisteminin oluşturulması için önemli bir gerekçe oluşturmaktadır.

Elektrik dağıtım altyapısının yaklaşık ömrü 20-25 yıl olup, mevcut durumda altyapıların yenilenmesi ve ilave çalışmaların yapılması gerekmektedir.

Enerji verimliliği ve sürdürülebilirlik hedefleri doğrultusunda daha efektif ve etkili bir enerji altyapısının kurulması büyük önem taşımaktadır.

Dolayısıyla, MASS gibi yenilikçi çözümlere yönelik yatırımlar, hem mevcut altyapının iyileştirilmesi hem de gelecekteki enerji ihtiyaçlarının karşılanması açısından kritik öneme sahiptir.

Kişi Başına Elektrik Tüketiminin Gelişimi (MWh)*

Yıl	2000	2005	2010	2015	2020	2023
Kişi Başına Elektrik Tüketimi (MWh)	1,8	2,2	2,7	3,4	3,7	3,9

*Verilerin 1990 yılından itibaren yıllık versiyonu elektrik talebi bölümünde yer almaktadır.
Kaynak: ELDER, MASS, AA

Beklentiler

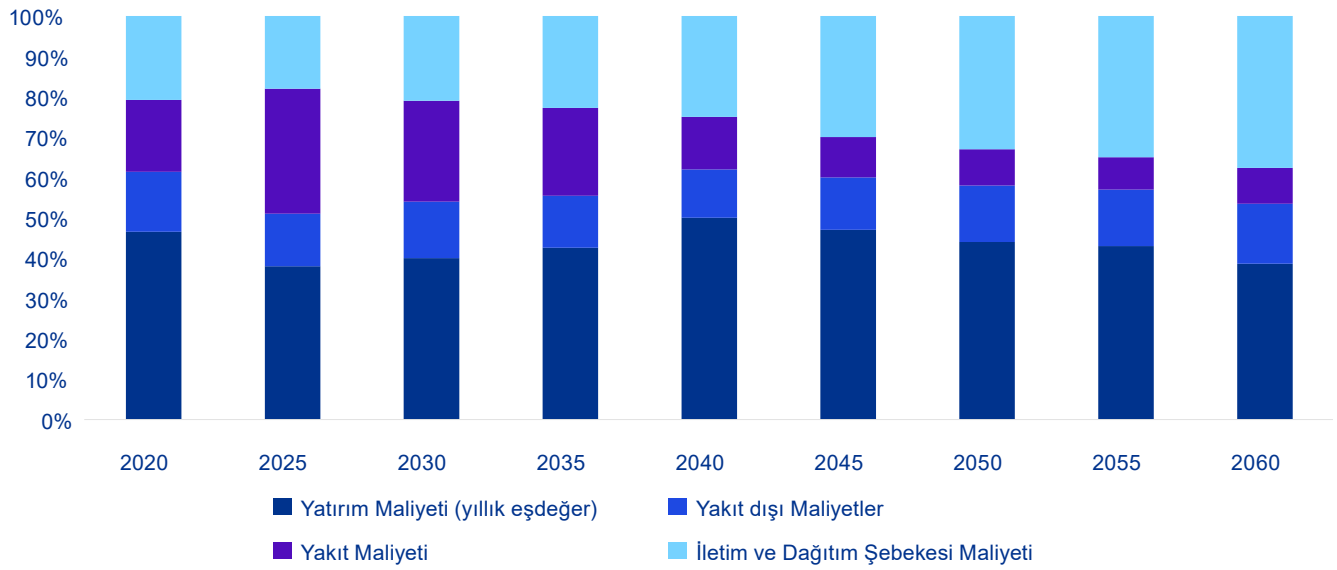
Elektrikli araçlar, devam eden ekonomik büyüme trendi ve elektrifikasyon gibi gibi konularda yaşanan tüm gelişmeler, elektrik üretiminde olduğu kadar elektriğin iletimi ve dağıtımı için de yeni yatırımların yapılmasını işaret etmektedir.

Elektrik şebekesindeki yatırım ihtiyacının oluşmasında aşağıdaki gelişmelerin etkin olması beklenmektedir:

- Elektrik Araç ve Şarj Altyapısına ilişkin hedefler
- Öztüketime yoğunlaşan dağıtık elektrik üretiminin artmasına yönelik beklentiler
- MASS- Milli Akıllı Sayaç Sistemi'nin devreye alınması ile sayaç değişimi için gerekli yatırımların yapılması
- Elektrik tüketimindeki artışın doğal sonucu olarak elektrik şebekesinde yapılması gereken iyileştirmeler ve yeni hatlara dair yatırımlar

Shura Enerji Dönüşüm Merkezi tarafından hazırlanan "Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası" raporunda 2053 yılına kadar net sıfır karbon emisyonlu bir ekonomiye ulaşılması ve tüm enerji sisteminin karbonsuzlaştırılması için gerekli enerji sistemi yatırım maliyetlerine yer verilmektedir. Bu rapora göre, 2021-2055 yılları arasında elektrik sektöründeki dönüşümü finanse etmek için yaklaşık 526 milyar ABD doları gerekmektedir. Bu da yıllık 15 milyar ABD doları seviyesinde bir yatırıma denk gelmektedir. Bu yatırım miktarının %62'si enerji santralleri ve enerji depolama kapasiteleri için gerekirken, geri kalan miktar şebeke iyileştirmeleri için gerekmektedir.

Elektrik Sistemi Yatırımlarındaki Kırılım



Kaynak: Shura Enerji Dönüşüm Merkezi, 2023; Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası

Yatırım Tavanlarına İlişkin Değerlendirme

Dağıtım sisteminde ihtiyaç duyulan yatırımlarının yapılabilmesi için EPDK tarafından belirlenen yıllık yatırım tavanlarının TÜFE bazında reel olarak artması gerekmektedir.

- Elektrik dağıtım şirketlerinin 2023 yılında yaptığı yatırımlarda en büyük pay şebeke yatırımlarına aittir. Elektrik dağıtım şirketlerinin şebeke altyapısını iyileştirmek, genişletmek ve modernize etmek amacıyla yaptıkları bu yatırımlar için ilgili tarife dönemi içindeki yatırım harcamaları tavanı EPDK tarafından belirlenmektedir. EPDK, yatırım tavan limitini belirlerken dağıtım şirketlerinin yaptığı ana yatırım planlarını incelemekte ve bazı yatırım harcamaları kalemleri için birim fiyatlar belirlemektedir. Genel yaklaşımda EPDK tarafından belirlenen yatırım tavanı TÜFE artışı ile endesklenmiştir.
- Diğer yandan, elektrik dağıtım altyapısında gerekli iyileştirmelerin ve ilave altyapı yatırımlarının yapılabilmesi için gerekli olan işgücü ve sarfiyat malzemelerindeki artış ise TÜFE artış hızından farklı olarak gerçekleşmektedir. Elektrik dağıtım yatırımlarında en çok kullanılan malzemelere ilişkin TEDAŞ'ın her yıl yayımlamış olduğu malzeme fiyatları ve TÜFE artış oranı arasındaki farklılık yandaki tabloda görülmektedir.
- Elektrik dağıtım şirketlerinin yatırım bütçeleri TÜFE ile endeksli iken piyasada oluşan malzeme fiyatlarının daha yüksek artış göstermesi aynı yatırım bütçesi ile daha az fiziki yatırım gerçekleştirilmesine neden olmaktadır.

	2023/2022 MALZEME DEĞİŞİM ORANI	2024/2023 MALZEME DEĞİŞİM ORANI	2024/2022 MALZEME DEĞİŞİM ORANI	OCAK 2024/OCAK 2022 TÜFE DEĞİŞİM ORANI
DEMİR DİREK	99%	67%	231%	160%
AYD DİREĞİ	99%	67%	231%	160%
AĞAÇ DİREK	198%	39%	314%	160%
ALPEK	99%	45%	187%	160%
ARMATÜR	64%	61%	164%	160%
BETON KÖŞK	150%	104%	411%	160%
SDK	138%	61%	284%	160%
PANO	108%	67%	248%	160%
TRAFO	198%	76%	423%	160%
AG KABLO	63%	58%	159%	160%
OG KABLO	54%	60%	146%	160%

- Buna ilave olarak, TÜİK tarafından yayımlanan iş gücü girdi endeksine bakıldığında da "Elektrik, gaz, buhar ve iklimlendirme üretimi ve dağıtımı" sektöründe brüt ücret artış endeksindeki artış hızının 2022 yılının Üçüncü çeyreğinden itibaren TÜFE artış hızının üzerinde olduğu görülmektedir. Benzer şekilde, bu sektördeki brüt ücret artış hızı asgari ücret artış hızının da üstünde seyretmektedir.
- Dağıtım şirketlerinin yatırım harcamalarının, önemli miktarda ekipman, malzeme ve işgücü gerektirdiği düşünüldüğünde, EPDK tarafından belirlenen yatırım tavanlarının piyasadaki artışları gözeterek belirlenmesi gerektiği açıkça görülmektedir.

Yıl	Çeyrek	Brüt ücret-maaş endeksi* Mevsim ve takvim etkilerinden arındırılmış	Brüt asgari ücret	TÜFE	Brüt ücret-maaş endeksi	Brüt asgari ücret	TÜFE
2022(r)	I	147	5,004	802	100	100	100
	II	166	5,004	938	113	100	117
	III	211	6,471	1,021	144	129	127
	IV	237	6,471	1,109	161	129	138
2023(r)	I	317	10,008	1,238	216	200	154
	II	354	10,008	1,317	240	200	164
	III	450	13,414	1,595	305	268	199
	IV	491	13,414	1,805	333	268	225
2024(r)	I	673	20,002	2,066	457	400	257
	II	748	20,002	2,270	508	400	283

* Elektrik, gaz, buhar ve iklimlendirme üretimi ve dağıtımı sektörü için

Kaynak: TEDAŞ, TÜİK

İşletme Hakkı Sözleşmesi Hakkında Genel Bilgiler

İşletme hakkı sözleşmeleri ("Sözleşmeler"), aşağıdaki ana maddelerde Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. ("TEDAŞ") ile Sözleşmeler'in diğer muhatabı elektrik dağıtım şirketinin ("Şirket") her türlü hak ve yükümlülüklerini belirlemektedir;

- Dağıtım Faaliyeti için İşletme Hakkının Devri
- Mevcut Hat ve Tesislerin İyileştirilmesi ve Yenilerinin Yapımı
- Sözleşmeler'in Bitişinde Tesislerin Devredilmesi

Sözleşmeler'in süreleri, imzalandıkları tarihten Şirket'in sahip olduğu dağıtım lisansının süresinin sonuna kadardır. İlgili lisansın süresinin uzatılmış ve/veya yenilenmiş olması durumunda Şirket, TEDAŞ'a başvurarak sözleşmesini yenileyebilir.
Şirket bu Sözleşmeler'den doğan işletme haklarını kısmen veya tamamen bir başka kişiye devir, temlik ve rehin edemez.
Sözleşmeler'in ana maddeler ve diğer hususlarda çerçevesini çizdiği tarafların hak ve yükümlülükleri, ilgili maddeler altında detaylandırıldığı şekildedir;

İşletme Hakkının Şirket'e Devri

Devir, dağıtım bölgesinde yer alan, mülkiyeti ve/veya kullanma hakkı TEDAŞ'a ait olan dağıtım tesisleri ve dağıtım sistemi ile bunların üzerlerinde yer aldığı mülkiyetindeki ve/veya kullanımındaki taşınmazlar, bu taşınmazlar üzerindeki kullanım hakları, dağıtım tesislerinin gereği gibi işletilebilmesi için varlığı zorunluluk arz eden taşınmaz, tesis, araç-gereç, iş makinaları, telsiz cihazları ve bunların mütemmim cüzlerinin mülkiyet hakları saklı kalmak kaydıyla, işletme haklarının hâlihazır fiili ve hukuki durumu ile Şirket'e devredilmesidir.

Devir, ilgili Sözleşme'nin imza tarihi itibarıyla gerçekleşmiş sayılır.
Şirket, işletme hakkının kendisine geçmesi için TEDAŞ ile mutabık kaldığı bir bedel üzerinden anlaşır. İşletme hakkı devir bedeli, Sözleşmeler'in öngörülen süreden önce sona ermesi durumunda Şirket'e tamamen veya kısmen iade edilmez.

Mevcut Hat ve Tesislerin İyileştirilmesi ve Yenilerinin Yapımı

Dağıtım tesislerine ilişkin olarak sözleşmesi yapılmış yatırım projeleri Şirket tarafından tamamlanır. Bu projelerin Sözleşmeler'in imzalandığı tarih itibarıyla tamamlanmış kısmının mali sorumluluğu TEDAŞ'a, gelecekte gerçekleşecek kısımlarının her türlü mali sorumluluğu ise Şirket'e aittir.

Sözleşmeler'in imzalanmasından sonra devam etmekte olan yatırımların gerçekleştirilmesi için TEDAŞ'ın üçüncü kişilerle yapmış olduğu sözleşmelerdeki taraf sıfatı Şirket'e devredilir. Üçüncü kişilerin bu devre rıza göstermemeleri halinde, TEDAŞ sözleşmenin tarafı olmaya devam eder, fakat söz konusu yatırım sözleşmelerinden iş sahibi sıfatıyla doğan haklarının, Şirket tarafından da kullanılabilmesini sağlayacak temsil yetkilerini Şirket'e vermeyi kabul ve taahhüt eder.

Sözleşme Bitişinde Tesislerin Devredilmesi

Sözleşme'nin herhangi bir nedenle sona ermesi halinde; Şirket dağıtım tesisleri üzerinde sahip olduğu bütün hakları kaybeder.
Şirket, Sözleşmeler ile devraldığı ve Sözleşmeler süresince gerçekleştirilen yatırımlar çerçevesinde oluşturulan dağıtım tesislerini, bunların üzerlerinde yer aldığı taşınmazları, kullanım haklarını, ve tüm teçhizatı ilgili kayıt, bilgi ve belgeler ile birlikte TEDAŞ'a veya TEDAŞ'ın belirleyeceği kuruluşa bedelsiz olarak devreder.

Şirket, Sözleşmeler'in süresi boyunca dağıtım tesisleri üzerinde meydana gelen tüm zararları tazminle yükümlüdür.
Şirket gayrinakdi olarak alınmış olan güvence bedellerini ilgili tüketicilere iade edilmek üzere TEDAŞ'a teslim eder. Şirket'in teminatları geri devrin kesinleşmesi ve şirketin TEDAŞ'a hiçbir borcunun kalmadığının tespitine kadar iade edilmez.

Diğer Hususlar

Dağıtım Tesislerinin Hasarının Karşılanması

Gerekli yatırımların düzgün ve yürürlükteki mevzuata uygun olarak yerine getirilmemesi nedeniyle dağıtım tesisleri üzerinde meydana gelebilecek her türlü hasardan Şirket sorumludur.

Üçüncü Kişilerin Hak İddiaları

TEDAŞ 'ın Sorumluluk Alanları

Dağıtım tesislerinin mülkiyetine ilişkin olan idari ve hukuki ihtilaflar,

Dağıtım faaliyetinin TEDAŞ tarafından yürütüldüğü dönemde bu faaliyetin yürütülmesi amacıyla gerçekleştirilen her türlü işlemin sorumluluğu,

Sözleşmeler'in imza tarihinden önce dağıtım tesisleri ve işletilmelerinden kaynaklanan her türlü hukuki ve cezaî sorumluluk.

Sözleşmeler'in Bitişinde Tesislerin Devredilmesi

Şirket yatırımları çerçevesinde oluşan dağıtım tesislerinin mülkiyetine ilişkin doğacak her türlü mali yükümlülük,

Dağıtım faaliyetinin Şirket tarafından yürütüldüğü dönemde bu faaliyet kapsamında gerçekleştirilen her türlü işlemlerin bütün sorumluluğu,

Sözleşmeler'in imza tarihinden sonra dağıtım tesisleri ve işletilmelerinden kaynaklanan her türlü hukuki ve cezaî sorumluluk.

Güvence Bedelleri

Perakende satış sözleşmeleri çerçevesinde, kullanım yerinin değişmesi ve/veya perakende satış sözleşmesinin sona ermesi/feshi hâllerinde, müşterinin elektrik enerjisi tüketim bedelinin ödenmemesi ihtimaline karşılık olarak borca mahsup etmek üzere talep edilen güvence bedeli TEDAŞ'a aittir, fakat ilgili işlemleri işletme hakkı süresi boyunca Şirket yürütür.

Alacakların Tahsili

TEDAŞ'a devredilmiş olan alacakların borçluları tarafından Şirket'e ödenmesi halinde, tahsil edilen tutar Şirket tarafından TEDAŞ'a aktarılır.

Kesin Teminat

Şirket, bu Sözleşmeler'den kaynaklanan yükümlülüklerinin tamamının güvencesi olarak, dağıtım tesisleri ile ilgili tüm unsurların toplam varlık defter değerinin % 6'sı tutarındaki kesin ve süresiz teminat mektubunu ve belirli periyotlarda ilgili unsurların varlık defter değerlerindeki ilave değer artışı tutarındaki ek teminat mektubunu TEDAŞ'a vermekle yükümlüdür.

Sigorta Yaptırma Sorumluluğu ve Yükümlülüğü

Sigorta Yaptırma Sorumluluğu ve Yükümlülüğü
Şirket devralınan ve yeni inşa edilen dağıtım tesislerini, söz konusu olabilecek bütün rizikolara karşı, TEDAŞ adına, all-risk sigortası yaptırır.

Yenilenebilir Enerji



Yenilenebilir Enerji

Küresel Yenilenebilir Enerji

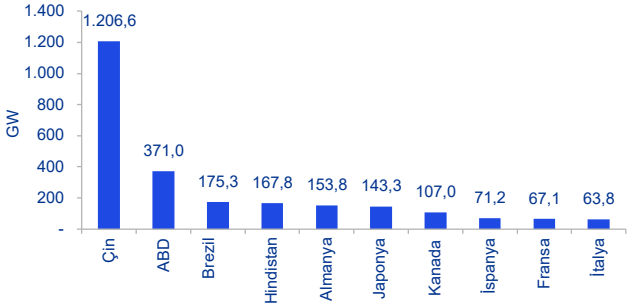
Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü

Küresel ölçekte yenilenebilir enerji kurulu gücü giderek artarken Çin, yenilenebilir enerji kurulu gücü en yüksek ülke olarak ilk sırada yer almaktadır.

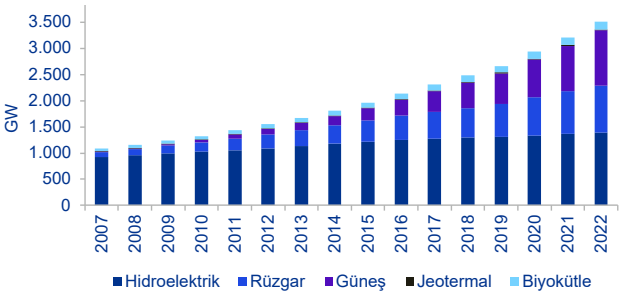
Kurulu gücü en yüksek ülke olan Çin'de 2022 yıl sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 392 GW ile güneş enerjisindedir. Güneş enerjisini 367 GW ile hidroelektrik, sonrasında ise 366 GW ile rüzgar enerjisi takip etmektedir.

Çin'den sonra yenilenebilir enerji kurulu gücü en yüksek ülke olan ABD'de 2022 yıl sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 141 GW ile rüzgar enerjisindedir. Rüzgar enerjisini takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 112 GW ile güneş, sonrasında ise 84 GW ile hidroelektriktir.

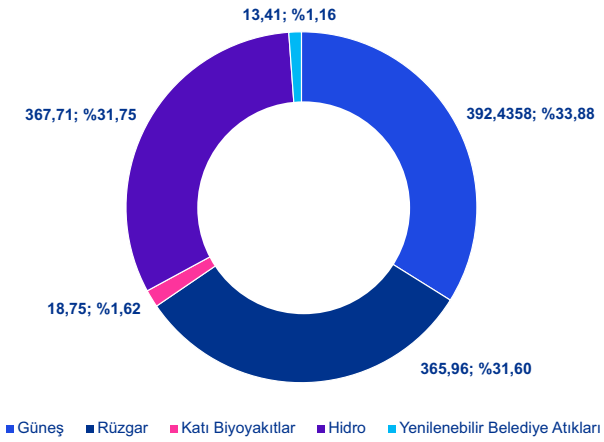
Küresel Ölçekte Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü



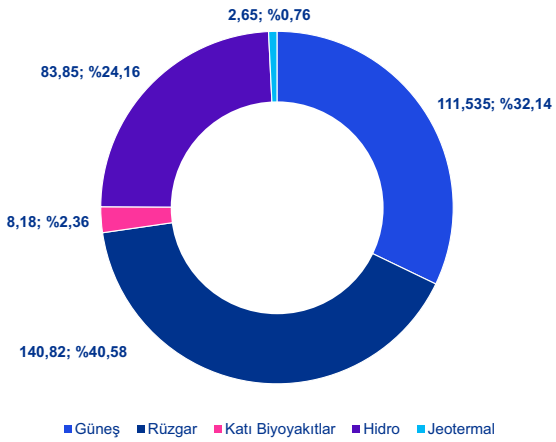
2022 Yılı Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü



2022 Yılı Çin Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



2022 Yılı ABD Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



Not: Kurulu güç içerisindeki payı çok düşük olan kaynakların verisi diyagramlara dahil edilmemiştir.

Kaynak: IRENA

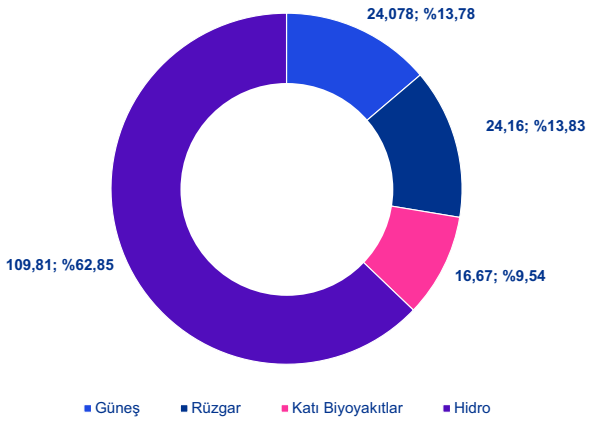
ABD’den sonra kurulu gücü en yüksek olan Brezilya’da yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 109,8 GW ile hidroelektrik enerjisindedir. Hidroelektriği takiben 24,2 GW ile rüzgar, sonrasında ise 24,1 GW ile güneş enerjisi gelmektedir.

Brezilya’dan sonra yenilenebilir enerji kurulu gücü en yüksek ülke olan Hindistan’da 2022 yıl sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 63 GW ile güneş enerjisinde bulunmaktadır. Güneş enerjisini takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 47 GW ile hidroelektrik, sonrasında ise 42 GW ile rüzgar enerjisi gelmektedir.

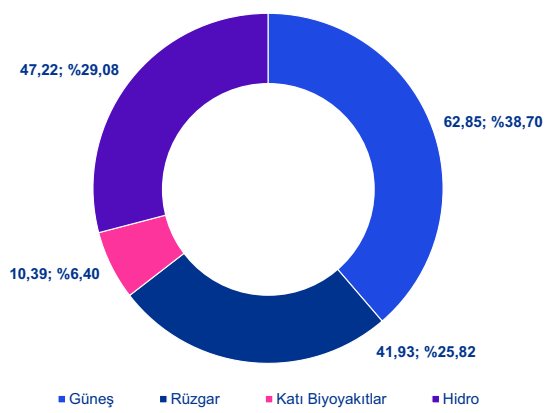
Not: Kurulu güç içerisindeki payı çok düşük olan kaynakların verisi diyagramlara dahil edilmemiştir.

Kaynak: IRENA

2022 Yılı Brezilya Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



2022 Yılı Hindistan Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



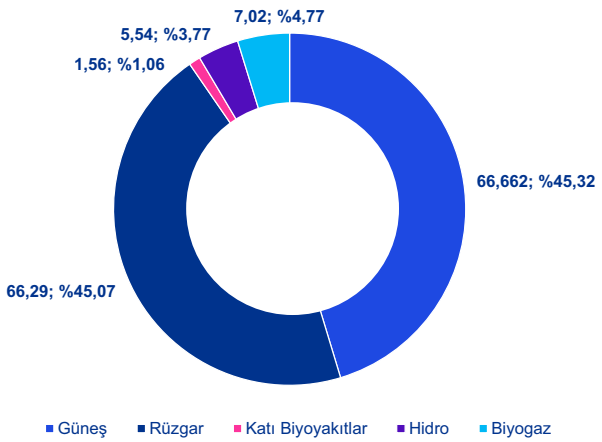
Hindistan'dan sonra kurulu gücü en yüksek olan Almanya'da en yüksek pay 66,6 GW ile güneş enerjisinde bulunmaktadır. Güneş enerjisini takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 66,3 GW ile rüzgar, sonrasında ise 8,1 GW ile biyogaz enerjisi gelmektedir.

Almanya'dan sonra yenilenebilir enerji kurulu gücü en yüksek ülke olan Japonya'da 2022 yıl sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 83 GW ile güneş enerjisinde bulunmaktadır. Güneş enerjisini takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 29 GW ile hidroelektrik, sonrasında ise 4 GW ile rüzgar enerjisi gelmektedir.

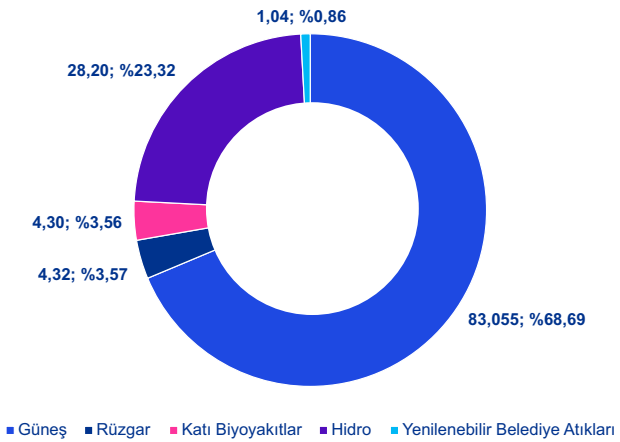
Not: Kurulu güç içerisindeki payı çok düşük olan kaynakların verisi diyagramlara dahil edilmemiştir.

Kaynak: IRENA

2022 Yılı Almanya Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



2022 Yılı Japonya Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



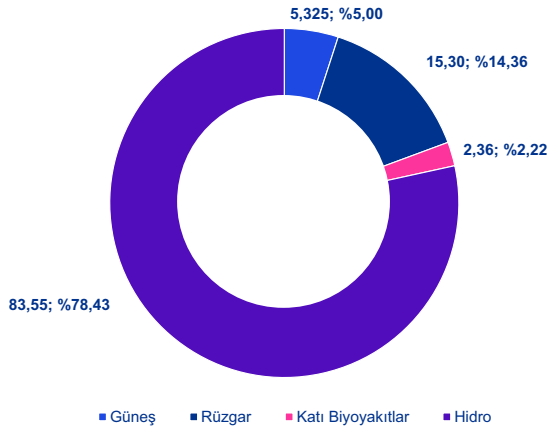
Japonya'dan sonra kurulu gücü en yüksek olan Kanada'da en yüksek pay 84 GW ile hidroelektrikte bulunmaktadır. Hidroelektriği takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 15 GW ile rüzgar, sonrasında ise 5 GW ile güneş enerjisi gelmektedir.

Kanada'dan sonra yenilenebilir enerji kurulu gücü en yüksek ülke olan İspanya'da 2022 yıl sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 29 GW ile rüzgar enerjisinde bulunmaktadır. Rüzgar enerjisini takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 21 GW ile güneş, sonrasında ise 17 GW ile hidroelektrik yer almaktadır.

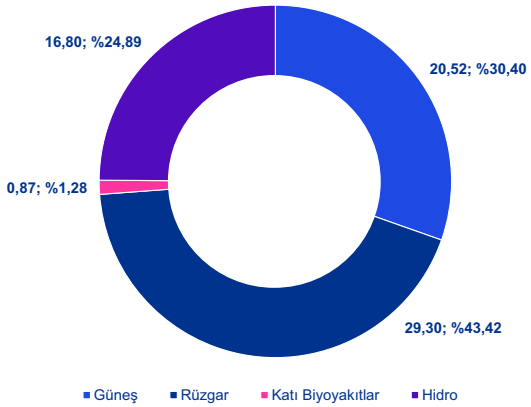
Not: Kurulu güç içerisindeki payı çok düşük olan kaynakların verisi diyagramlara dahil edilmemiştir.

Kaynak: IRENA

2022 Yılı Kanada Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



2022 Yılı İspanya Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



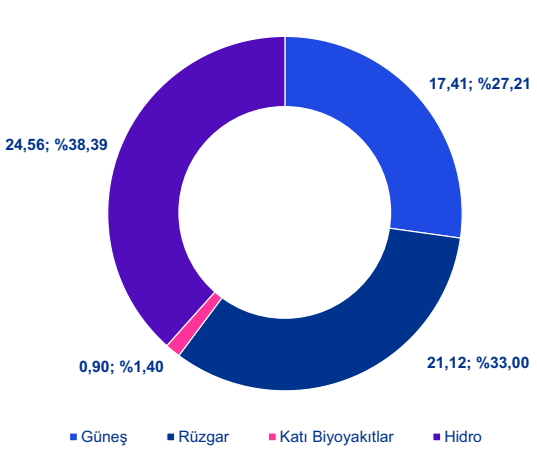
İspanya’dan sonra kurulu gücü en yüksek olan Fransa’da en yüksek pay 25 GW ile hidroelektrikte bulunmaktadır. Hidroelektriği takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 21 GW ile rüzgar, sonrasında ise 17 GW ile güneş enerjisi yer almaktadır.

Fransa’dan sonra yenilenebilir enerji kurulu gücü en yüksek ülke olan İtalya’da 2022 yıl sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kurulu gücündeki en yüksek pay 25 GW ile güneş enerjisinde bulunmaktadır. Güneş enerjisini takiben kurulu gücü en yüksek kaynak 19 GW ile hidroelektrik, sonrasında ise 12 GW ile rüzgar enerjisi gelmektedir.

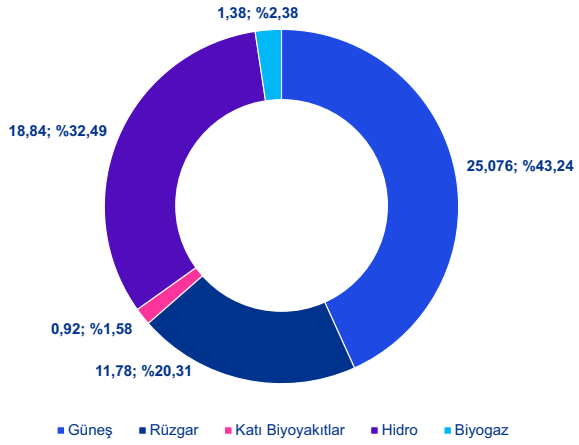
Not: Kurulu güç içerisindeki payı çok düşük olan kaynakların verisi diyagramlara dahil edilmemiştir.

Kaynak: IRENA

2022 Yılı Fransa Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



2022 Yılı İtalya Kaynaklara Göre Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü (GW) ve Toplam İçindeki Payı (%)



Hidrojen

Hidrojen ve hidrojen bazlı yakıtlar, emisyonların azaltılmasının zor olduğu ve alternatif çözümlerin mevcut olmadığı veya uygulanmasının zor olduğu ağır sanayi ve uzun mesafe taşımacılığı gibi sektörlerin karbonsuzlaştırılmasında önemli bir rol oynamaktadır.

Düşük emisyonlu hidrojen üretimi için duyurulan projelerin sayısı hızla artmaktadır. Düşük emisyonlu hidrojenin yıllık üretimi, duyurulan tüm projelerin gerçekleştirilmesi halinde **2030** yılında 38 Mton'a ulaşabilir, ancak bunun 17 Mton'u geliştirmenin erken aşamalarındaki projelerden gelmektedir.

Küresel hidrojen kullanımı, doğal gaz fiyatlarındaki keskin artışla birlikte Avrupa hariç tüm büyük tüketici bölgelerde büyük bir sıçrama yaratarak **2022'de yaklaşık %3 artışla 95 Mton'a** ulaşmıştır. Bu küresel büyümenin, Rusya-Ukrayna savaşı nedeniyle küresel enerji talebinde kaynak çeşitliliği yaratma çabasının bir sonucu olduğu düşünülmektedir.

Çin'de bu yıl faaliyete geçen ve yeni bir dünya rekoru sayılabilecek büyüklükteki elektroliz projesi (260 MW) ile 2023 yılı sonunda **Çin'in kurulu elektrolizör kapasitesinin** 1,2 GW'a yani küresel kapasitenin %50'sine ulaşması beklenmektedir.

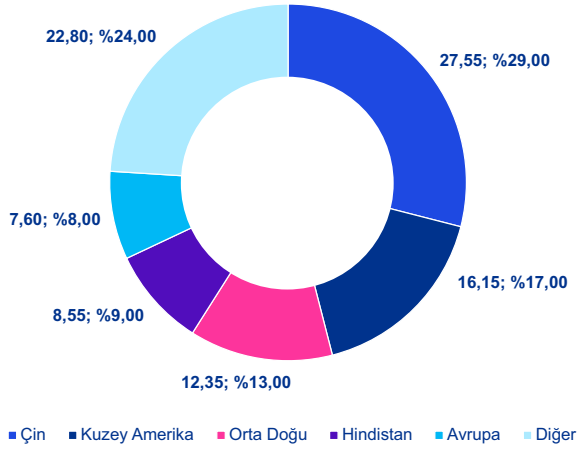
Avrupa Birliği, Şubat 2023'te yenilenebilir hidrojeni tanımlamak için kurallar içeren iki kanunu kabul etmiş olup, 2022'de hidrojenle ilgili Avrupa Ortak Çıkarının Önemli Projelerinin ilk iki dalgası için finansmanı onaylamıştır. 2023 sonu için Avrupa Hidrojen Bankası'nın ilk ihaleleri duyurulmuştur.

Hindistan, Ocak 2023'te, 2030 yılına kadar 5 Mton yenilenebilir hidrojen üretmeyi ve önde gelen bir elektrolizör üreticisi olmayı hedefleyen Ulusal Yeşil Hidrojen Misyonunu onaylamıştır.

Birleşik Krallık, Temmuz 2022'de Düşük Karbonlu Hidrojen Standardını yayınlamış ve Şubat 2023'te bir sertifikasyon programı için istişare başlatmıştır. Elektroliz kullanarak hidrojen üretme projelerini desteklemek için ilk Elektrolitik Tahsis Turu başlatılmış ve 2023 yılı sonuna kadar sözleşmelerin imzalanması hedeflenmiştir.

Amerika Birleşik Devletleri, Ağustos 2022'de Enflasyon Azaltma Yasası (IRA) kapsamında temiz hidrojen üretimi için önemli teşvikler açıklamıştır.

Bölgelere Göre Hidrojen Kullanımı
milyon ton-%, 2022



Mton: Milyon ton
Kaynak: IEA "Global Hydrogen Review 2023"



Güneş ve Rüzgar Enerjisi Teknolojileri

Güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi ürünlerinin ihracatı 2022 yılında toplam 100,9 milyar dolara ulaşmıştır.

Güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi ihracatından elde edilen gelir bir önceki yıla göre %24,2 oranında artarak 2021 yılında 81,2 milyar dolara ulaşmıştır.

Dünya genelinde yenilenebilir temiz enerji ihracatı için harcanan 100,9 milyar dolar, 2022 yılında fosil yakıt ihracatı için ödenen 3,678 trilyon dolara kıyasla %2,7'ye denk gelmektedir. Bu oran, bir yıl önceki %3,8'lik orandan daha düşüktür.

Küresel olarak ihraç edilen fosil yakıtların gelirleri 2021'den 2022'ye %68,4 artarken, güneş enerjisi artı rüzgâr enerjisi ihracatının yıllık kazancı %24,2 olmuştur.

Güneş Enerjisi İhracatı: Başlıca Ülkelere Göre Küresel Satışlar

Güneş ışığını elektrik enerjisine dönüştürmek için kullanılan fotovoltaik hücreleri de içeren ışığa duyarlı yarı iletken cihaz bileşenlerinin dünya çapında ihraç edilen değeri 2022 yılı için 95,8 milyar dolar olmuştur.

Güneş enerjisi ürünlerinin en kârlı 5 ihracatçısı Çin, Vietnam, Malezya, Almanya ve Japonya'dır. Önde gelen ihracatçılardan oluşan bu beşli, 2022 yılında ihraç edilen güneş enerjisi ürünlerinden elde edilen kazancın neredeyse dörtte üçünü (%72,6) kazanmıştır.

- **Çin:** 50,8 milyar dolar
- **Vietnam:** 6 milyar dolar
- **Malezya:** 5,9 milyar dolar
- **Almanya:** 3,4 milyar dolar
- **Japonya:** 3,39 milyar dolar

Rüzgar Enerjisi İhracatı: Başlıca Ülkelere Göre Küresel Satışlar

Rüzgar santrali bileşenlerinin ihracatı 2022 yılında toplam 5,1 milyar dolardır.

Rüzgar enerjisiyle ilgili malların başlıca 5 ihracatçısı Almanya, Danimarka, Çin, Hindistan ve İspanya'dır.

Bu önde gelen tedarikçiler toplu olarak, rüzgâr gücünden yararlanmaya yönelik ürünlerin toplam uluslararası satışlarının %89,0'ından sorumludur.

- **Almanya:** 1,5 milyar dolar
- **Danimarka:** 1,4 milyar dolar
- **Çin:** 1 milyar dolar
- **Hindistan:** 367 milyon dolar
- **İspanya:** 296,3 milyon dolar

Kaynak: World's Top Exporters

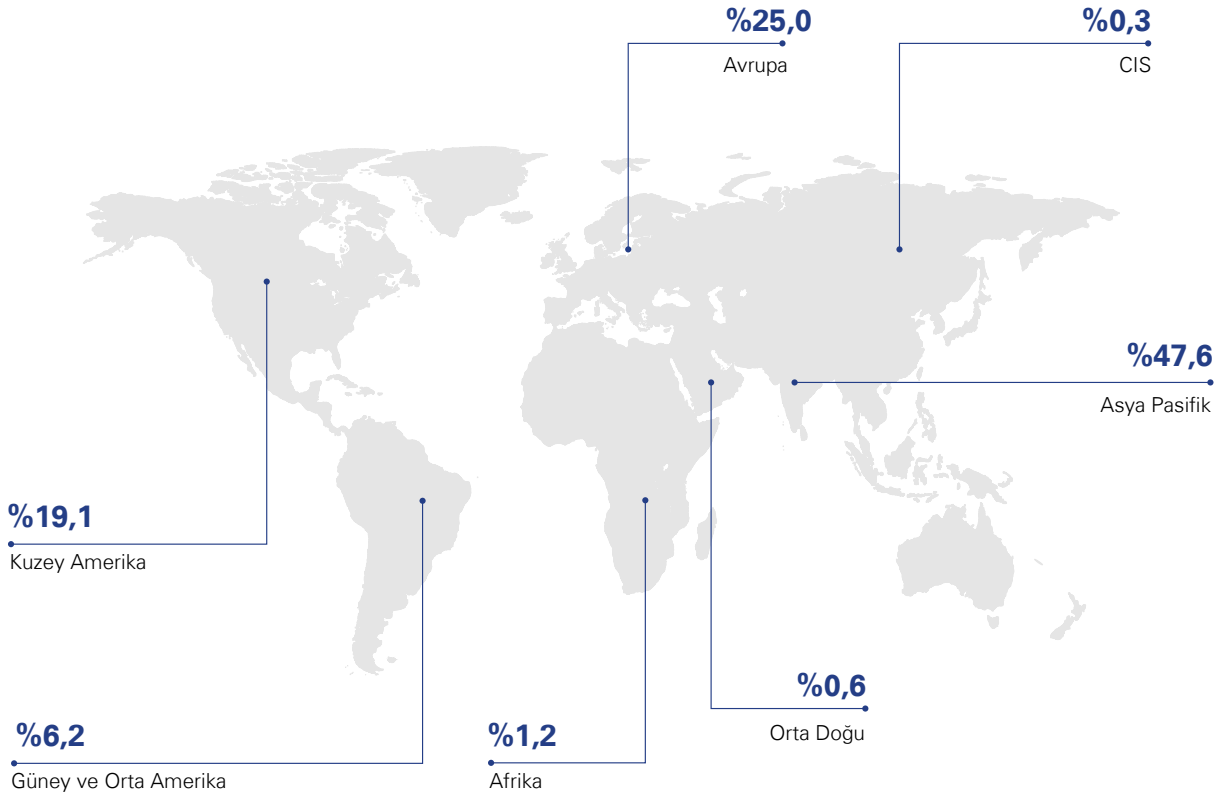


Küresel Enerji Geçişini Hızlandırmak İçin Bariyerler ve Fırsatlar

Paris Anlaşması'nın hedeflerine ulaşılması, yenilenebilir enerji kullanımının önemli ölçüde ve hızla ölçeklendirilmesine bağlıdır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), 2023 yılında bu hedefe ulaşmanın güvenilir yolları hakkında yayınladığı bir raporda, yenilenebilir enerji kapasitesinin 2030 yılına kadar 2022 seviyesinin üç katına çıkarılması gerektiği sonucuna varmıştır.[1] Kısacası bu, on yılın sonuna kadar yılda 1.200 gigawatt'ın üzerinde kapasite kurulması anlamına geliyor. Bu rakamı bir bağlama oturtmak için, 2022 yılı sonunda Amerika Birleşik Devletleri'nde (ABD) tüm yakıt türlerinden elde edilen toplam elektrik üretim kapasitesinin 1.200 gigawatt olduğunu düşünün.[2] Yenilenebilir kapasitenin artırılmasına odaklanmak, sadece iklim hedeflerinin tutturulması için değil, aynı zamanda geleneksel enerji kaynaklarının enerji arzında istikrar ve güvenilirliğin sağlanmasında önemli bir rol oynamaya devam ettiği mevcut enerji karışımını tamamlamak için de çok önemlidir.

[1]Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), "1,5 C'ye giden güvenilir yollar: 2020'lerde eylem için dört temel unsur," 2023
[2]ABD Enerji Bilgilendirme İdaresi (EIA), "Electricity explained Raporu: Amerika Birleşik Devletleri'nde elektrik üretimi, kapasitesi ve satışları," 2023

Yenilenebilir Enerjiler: Yenilenebilir Enerji Üretimi*



● Exajoule cinsinden (girdi eşdeğeri)* (2022)

Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), 2050 yılına kadar net sıfır emisyona ulaşmak için, enerjiyle ilgili yıllık karbondioksit emisyonlarının 2022 seviyelerine kıyasla yılda 37 gigaton düşmesi gerektiğini tahmin etmektedir.[3] Bağlam açısından, 2022 yılında havacılık ve tüm yolcu ve kargo arabaları, kamyonlar ve tekneler dahil olmak üzere ulaşımdan kaynaklanan küresel emisyonlar toplam 8 gigatondur.[4]

İddialı iklim hedeflerine ulaşmanın başlıca aracı, küresel enerji karışımında yenilenebilir enerji kaynaklarının payını şu anki %14 seviyesinden bu yüzyılın ortasına kadar %77'ye çıkarmaktır.[5]

Küresel yenilenebilir enerji endüstrisi, 2050 yılına kadar dünyanın %77'sine enerji sağlamak için gereken büyüme hızını ve ölçeğini sağlamak için ne kadar iyi konumlanmış durumda? Açık gerçek şu ki, yenilenebilir enerji endüstrisi ve pek çok destekçisi bu hedefe ulaşmak için gerekli ölçeğe ulaşmaktan çok uzaklar.

Rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının ve enerji depolama gibi destekleyici teknolojilerin son on yılda kaydettiği kayda değer ilerlemenin haklı olarak kutlanması nedeniyle bu ciddi gerçek genellikle göz ardı edilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları performanslarını ve üretimlerini artırmış, en önemlisi ise maliyetlerini birçok kişinin mümkün olduğuna inandığının ötesinde düşürmüştür.

[3]Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), "Dünya'daki Enerji Geçişlerine Bakış 2023: 1.5 C'ye Giden Yol," 2023
[4]Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), "Temiz Enerjide Kat edilen İlerlemeyi Takip Etmek 2023", 2023
[5]Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IEA), "Dünya'daki Enerji Geçişlerine Bakış 2023: 1.5 C'ye Giden Yol," 2023

Açık gerçek şu ki, yenilenebilir enerji endüstrisi ve pek çok destekçisi bu hedefe ulaşmak için gerekli ölçeğe ulaşmaktan çok uzaklar.

Yenilenebilir enerjinin ölçeklendirilmesi neden bu kadar zor?



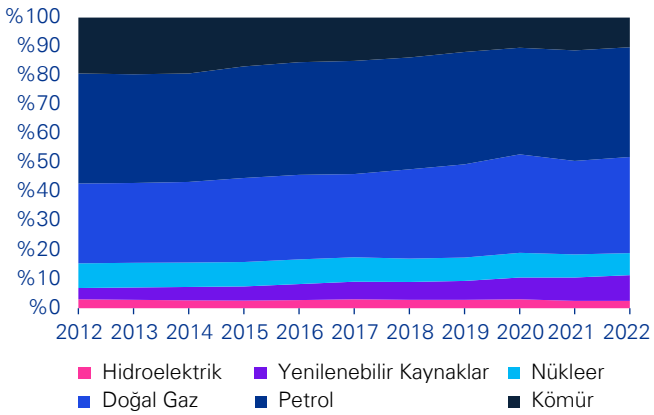
Başarı ve Başarısızlık

Destekleyici politikaların da yardımıyla yenilenebilir enerjiler rutin olarak yıllık rekor büyüme kaydetmektedir.[6] Ancak şu da bir gerçek ki, yenilenebilir enerjiler aynı anda hem kimsenin hayal edemeyeceği kadar başarılı olabilmekte hem de sürdürülebilir bir gelecek vaadini yerine getirmekte önemli ölçüde başarısız olabilmektedir. Gerçekten de, hızla büyürken, yenilenebilir enerji kaynakları hala genel küresel enerji karışımının küçük bir parçasını oluşturmakta ve pazarlar arasında önemli farklılıklar bulunmaktadır.

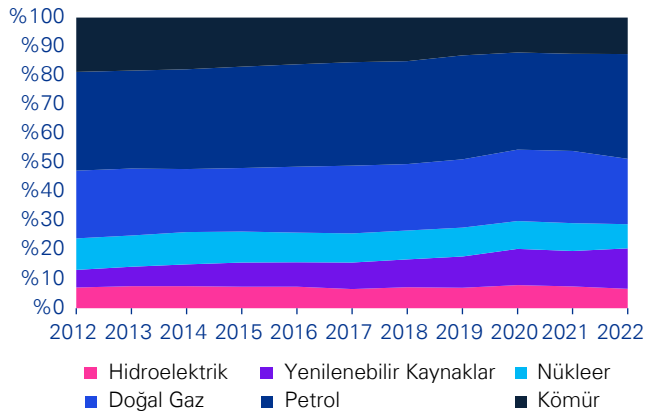
Yenilenebilir enerjinin mevcut yayılma hızı incelendiğinde, büyüme için önemli fırsatlar ortaya çıkmaktadır. IRENA'ya göre dünya 2022'de 295 GW'lık rekor bir yenilenebilir kapasite eklemiş ve 2021'e göre yaklaşık %10'luk bir artış göstermiştir.[7] IEA, 2023 yazında küresel yenilenebilir kapasite ilavelerinin yıl için 440 GW'a ulaşacağını ve 2024'te 550 GW'a çıkabileceğini tahmin etmektedir.[8]

Bu etkileyici bir büyüme, ancak açık daha yönetilebilir olabilir. IEA'nın 2024 yılı için yaptığı yükseliş tahminleri, Paris Anlaşması'nda belirtildiği gibi ısınmayı sınırlandırmak için 2030 yılına kadar her yıl eklenmesi gereken miktarın hala 650 GW altındadır. Daha ne kadar rüzgar, güneş ve enerji depolamanın hızlı bir şekilde inşa edilmesi gerektiğini kabul etmek, tüm yenilenebilir enerji paydaşları arasında bir aciliyet duygusu uyandırmak için yeterli olmalıdır. Aciliyetin stratejik önlemlerle uyumlu hale getirilmesi, yenilenebilir enerji kullanımındaki büyümenin sürdürülmesine yardımcı olabilir.

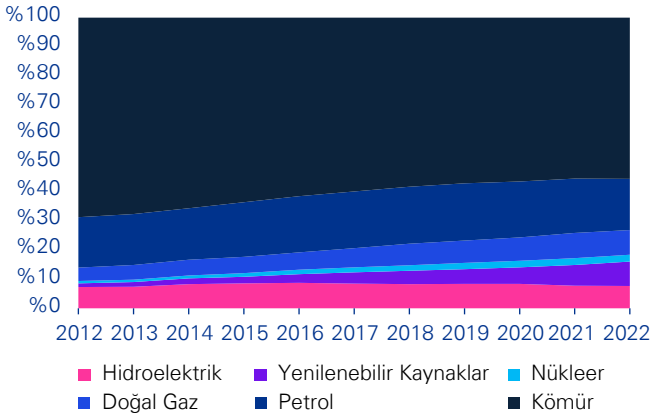
ABD'nin yakıt bazında birincil enerji payları



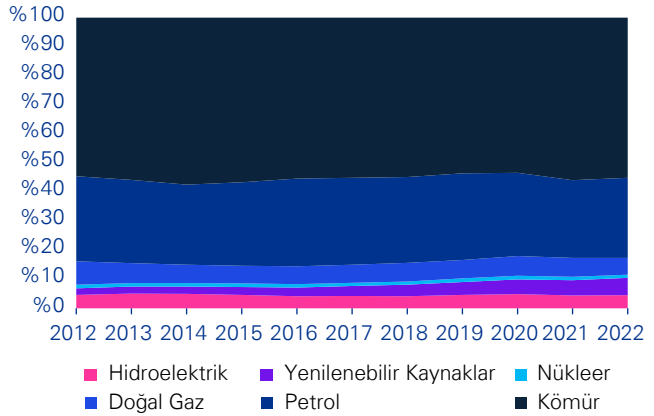
AB'nin yakıt bazında birincil enerji payları



Çin'in yakıt bazında birincil enerji payları



Hindistan'ın yakıt bazında birincil enerji payları



[6]Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), "Enerji Krizine Rağmen Yenilenebilir Enerji Kaynaklarında kaydedilen Rekor Büyüme," 2023
[7]Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), "Enerji Krizine Rağmen Yenilenebilir Enerji Kaynaklarında kaydedilen Rekor Büyüme,," 2023
[8]Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), "Yenilenebilir Enerji Pazar Güncellemesi: 2023 ve 2024'e Bakış," 2023

Yenilenebilir Enerji Çağını Şekillendirecek Olası Bariyerler

Etkili eylem için başlangıç noktası, yenilenebilir enerjinin ölçeğinin büyümesini engelleyen birincil güçlüklerin doğru bir şekilde teşhis edilmesidir. Yetersiz şebeke altyapısı, yetersiz enerji depolama, şebeke esnekliği ve verimsiz planlama süreçlerinin neden olduğu gecikmeler bu bariyerlerden bazılarıdır.

Bu güçlüklerin daha iyi anlaşılması ve bunların üstesinden gelinebilmesi için etkili stratejilerin ve kaynakların geliştirilmesi gerekmektedir. Bunlar arasında doğa ve biyolojik çeşitlilik kaygılarının yarattığı engeller, yeni yenilenebilir enerji tesisleri inşa etmek için sosyal ehliyete yapılan vurgunun artması ve yenilenebilir enerji projelerini finanse etmek için gerekli finansmana erişimde yaşanan güçlükler yer almaktadır.

Harekete geçmeden önce yenilenebilir enerjinin hızlı ve geniş ölçekte yayılmasını engelleyen başlıca güçlüklerin doğru bir şekilde teşhis edilmesi gerekmektedir. Bu amaçla KPMG olarak dünyanın dört bir yanından yenilenebilir enerji geliştiricileri, yatırımcılar, kamu hizmeti sağlayıcıları ve diğer paydaşlar dahil olmak üzere 100'den fazla katılımcının dahil olduğu bir anket düzenledik.

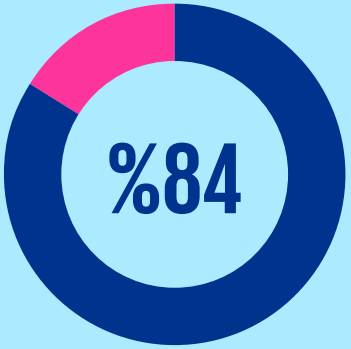
Katılımcıların %80'inden fazlası, Paris Anlaşması'nın hedeflerine ulaşmak için dikkat edilmesi gereken en acil konunun yenilenebilir enerjinin yaygınlaştırılmasının önemli ölçüde hızlandırılması olduğu konusunda hemfikir ya da tamamen aynı görüşte. Aynı zamanda, %84'ü mevcut piyasa güçlüklerinin önemli gecikmelere ve hatta bazı durumlarda yenilenebilir enerji projelerinin terk edilmesine neden olduğunu bildirmiştir.

Raporumuzun bu bölümü, KPMG firmalarının projelerin geliştirilmesi, finansmanı, inşası ve ara bağlantılarının yapılmasıyla doğrudan ilgilenen müşterileri, hizmetleri ve gelirlerinden gerçek dünyadaki güçlükler ve çözümler hakkında içgörüler sunmaktadır. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynakları için oyunu değiştiren, enerji verimliliğini artıran ve son kullanıcı elektrik kullanımının kapsamını genişleten küresel politikaların bir analizini de sunuyoruz.

ABD'deki Enflasyonu Düşürme Yasası (IRA) ve Avrupa Birliği'nin (AB) Çevreci Yeni Anlaşması (Green New Deal) kendi bölgelerinde dikkate değer politikalardır. Bu politikalar, etkileri ile birlikte, ülkeler Paris Anlaşması kapsamında Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı paylarını (NDC'ler) ilerlettikçe ve iyileştirdikçe analiz edilmektedir.



Paris Anlaşması'nın hedeflerine ulaşmak için dikkat edilmesi gereken en acil konunun yenilenebilir enerjinin yaygınlaştırılmasının önemli ölçüde hızlandırılması olduğu konusunda hemfikir veya tamamen aynı görüştedir.



Aynı zamanda gecikmelere ve hatta bazı durumlarda yenilenebilir enerji projelerinin terk edilmesine neden olduğunu bildirmiştir.

Yenilenebilir Enerji Çağını Şekillendirecek Olası Bariyerler

Bariyer 1 - Pazar Yapıları

Yenilenebilir enerji üretiminin önemli ölçüde artırılmasını desteklemek için gereken esneklik, yalnızca bazı mevcut pazar yapıları ve kuralları tarafından desteklenmektedir. Birçok elektrik piyasası, rüzgar ve güneş enerjisi kaynaklı üretim azaldığında boşlukları doldurabilecek enerji depolama gibi esnek düşük karbonlu kaynaklar yerine kömür ve doğal gaz gibi geleneksel elektrik üretimini teşvik etmek üzere tasarlanmıştır. Birleşik Krallık gibi bazı bölgelerdeki pazarlar emisyon sınırlarını göz önünde bulundurarak, yenilenebilir enerji evriminin bir parçası olmayı değerlendirmektedir. Talep yanlı müdahale önlemlerinin daha belirgin kullanımı, daha güçlü karbon fiyatı sinyalleri ve uzun süreli depolama için teşvikler gibi diğer önlemler, yenilenebilir enerjilere geçişi hızlandırmaya yardımcı olabilir.

Bariyer 2 - Sermayeye Erişim

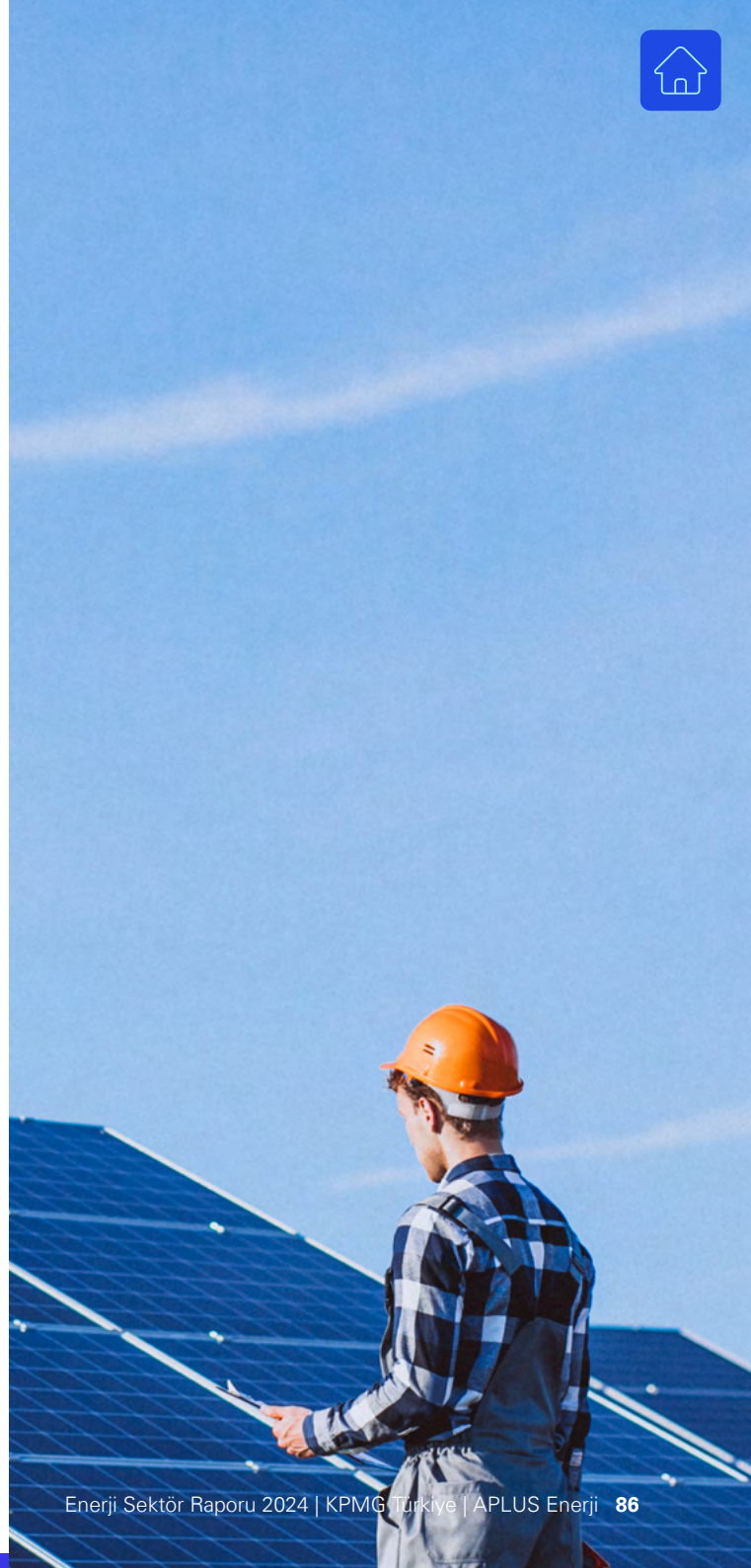
Enerji geçişinin finanse edilmesi muazzam miktarda sermaye gerektirmektedir. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), Paris Anlaşması'nın iklim hedeflerine ulaşmak için gereken kümülatif küresel yatırımların 30 yıl boyunca yıllık 5 trilyon ABD doları olacağını tahmin etmektedir. Son zamanlarda yüksek faiz oranları ve tedarik zinciri enflasyonu, bazı yenilenebilir projelere ve şirketlere yatırım çekmeyi zorlaştırmıştır. Buna karşılık, diğer yenilenebilir enerji şirketleri ve projelerinin sermayeye erişimi oldukça geniştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının ölçeklendirilmesini desteklemek için yeterli sermaye kaynağının mevcut olmasını sağlamak üzere atılması gereken adımlar arasında yenilenebilir enerji kaynaklarının sabit güçle giderek daha fazla entegre edilmesi ve sermayenin kademeli maliyetini düşürmek için açık deniz rüzgâr enerjisinin ölçeklendirilmesine yönelik ticari teklifler yer almaktadır.

Bariyer 3 - Şebeke Altyapısına Yatırım

Büyük miktarlarda yenilenebilir enerji üretimini entegre ederken güvenilir elektrik sağlayabilen bir şebeke, toplumların yüzyılı aşkın bir süredir bağımlı olduğu şebekeden farklı olacaktır. Yenilenebilir enerjinin hakim olduğu bir şebeke, arz ve talebi sürekli olarak dengelemek ve güç sistemi verimliliğini ve kullanımını en üst düzeye çıkarmak için esneklik ve zeka gerektirir. Yenilenebilir kaynakların hızlı entegrasyonunu sağlayan şebeke yatırımları, elektrik müşterilerinin sağlayabileceği talep yanlı esnekliği kolaylaştırmalıdır. Ayrıca, yapay zeka (AI) ve makine öğrenimi gibi yenilikçi teknolojileri geliştirmeli ve enerji depolamanın büyük miktarda yenilenebilir enerjiye sahip dağıtılmış bir şebekeye sağlayabileceği sayısız beklenen faydayı en üst düzeye çıkarmaya çalışmalıdırlar.

Bariyer 4 - Planlama ve İzinler

Enerji geçişi tartışmasız dünyanın en iddialı ve karmaşık kalkınma projesidir. Sorun şu ki, yenilenebilir enerji projelerinin ve bunların bağlı olduğu destekleyici altyapının inşa edilmesi çok uzun zaman almaktadır. Örneğin, ABD'deki Ulusal Bilim, Mühendislik ve Tıp Akademileri tarafından hazırlanan bir rapor, iletim altyapısı ihtiyacının belirlenmesinden temiz elektronları taşıyan hatlara geçmenin yaklaşık on yıl süreceğini hesaplamıştır. Gerekli izin ve planlama onaylarının hızlandırılması, karar vermekten sorumlu yetkililerin yenilenebilir enerji kaynakları ve etkileri hakkında yeterli bilgiye sahip olmasını ve geliştiricilerin somut ve net toplumsal faydalar sağlamasını gerektirir. Yenilenebilir enerji planlaması ve izinlerinin kolaylaştırıldığı coğrafi alanların belirlenmesi etkili bir hızlandırıcı olabilir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının güçlü bir şekilde konuşlandırılmasını sağlayan planlama ve izin uygulamaları, daha hızlı hareket etmek isteyen yenilenebilir enerji geliştiricileri ve düzenleyicileri için model oluşturabilir.



Bariyer 5 - Depolama Çözümlerine Hız Kazandırmak

Yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla yaygınlaştırılmasında enerji depolamanın rolü büyüktür. Güneşin her zaman görünür olmadığı ve rüzgarın yeterli miktarda esmediği durumlarda, enerji depolama sistemleri enerji üretimindeki kesintileri telafi eder ve kesintisiz bir elektrik akışı sağlar. Bu önemli rolü oynamak için enerji depolamanın ölçeğe ulaşması ve depolama teknolojilerinin daha uzun süreler boyunca elektrik ve diğer şebeke hizmetlerini sağlaması gerekir. Enerji depolamanın finansal olarak uygulanabilir olması da aynı derecede önemlidir. Bu, finansmanı çeken öngörülebilir gelir akışları sağlayan uzun vadeli sözleşmeler, devlet destekli kapasite ödemeleri, gelir garantileri, depolamayı teşvik eden şebeke kuralları ve yan hizmet kuralları ile gerçekleştirilebilir.

Bariyer 6 - Tedarik Zinciri Sorunları

Covid-19 pandemisi, tedarik zincirleri kesintiye uğradığında yenilenebilir enerji kaynaklarının ölçeklendirilmesinde ortaya çıkan zorlukları gözler önüne serdi. Yüksek fiyatlar, ekipmana ve gerekli becerilere erişim eksikliği, planlanan birçok projeyi geciktirdi veya iptal etti. Bu nedenle, esnek ve güvenilir tedarik zincirlerinin sağlanması, yenilenebilir enerji kaynaklarının hızlı bir şekilde ölçeklendirilmesinin temellerinden biridir. Yenilenebilir enerji projelerinin geliştirilmeleri için gerekenlere sahip olmalarını sağlayacak çözümler arasında tedarikçilerin coğrafi çeşitliliği - kritik mineraller ve ekipman üretimi şu anda çok az ülkede yoğunlaşmış durumda - ve aynı zamanda ek üretim kapasitesini teşvik etmek için düşük maliyetli finansman, vasıflı işgücü ve tedarik zinciri izlenebilirliği ve şeffaflığı yer almaktadır.

Bariyer 7 - Kritik Ham Maddelere Erişim

Yenilenebilir enerjilerin ölçeklendirilmesi, kobalt, nikel, grafit, bakır ve lityum gibi muazzam miktarda ham maddeye maliyet açısından rekabetçi erişim gerektirmektedir. IEA, Paris Anlaşması'nın hedeflerine ulaşmak için temiz enerji teknolojilerine yönelik mineral ihtiyacının 2040 yılına kadar dört katına çıkması gerektiğini tahmin etmektedir. Bunu mümkün kılmak için madencilik kapasitesinin artırılması ve kritik ham maddelerin temin edildiği yerlerin çeşitlendirilmesi de dahil olmak üzere pek çok şeyin gerçekleştirilmesi gerekecektir. Döngüsel ekonomiyi teşvik eden tedarik zincirleri ve iş modelleri geliştirmek, ürünleri daha uzun süre dayanacak, geri dönüştürülecek ve yeniden kullanılacak şekilde tasarlamak ve daha kolay bulunabilen malzemeler kullanarak yenilenebilir ürünler üretmek için inovasyon yapmak gibi başka adımlar da atılmalıdır.

Bariyer 8 - Doğa ve Biyolojik Çeşitlilik

Dünya'nın artan nüfusu sağlıklı ekosistemlere ve biyolojik çeşitliliğe bağlıdır. İklim değişikliği halihazırda habitat kaybını ve türlerin yok olma oranını hızlandırıyor. Ancak doğa ve biyolojik çeşitlilik istikrarlı bir iklime ve dolayısıyla sıcaklık artışlarını sınırlamak için yenilenebilir enerji gibi teknolojilerin hızla yaygınlaşmasına bağlı olsa da, yenilenebilir kalkınmanın doğa ve biyolojik çeşitlilik üzerindeki potansiyel olumsuz etkilerini de kabul etmeli ve bunları hafifletmek veya önlemek için adımlar atmalıyız. Bu, projelerin yerleştirilmesinde proaktif bir şekilde çevre uzmanlarının rehberliğine başvurarak, habitat ve türler üzerindeki etkileri azaltan teknolojilerden yararlanarak ve tüm yenilenebilir enerji geliştirmelerinde mümkün olan en erken aşamalarda doğa ve biyoçeşitlilik hususlarını entegre ederek gerçekleştirilebilir.

Bariyer 9 - Sosyal İşletme Ehliyeti

Yenilenebilir enerji geliştiricileri faaliyet göstermek için sosyal bir ehliyet oluştururlarsa yenilenebilir enerji daha hızlı ölçeklendirilecektir. Geliştiricilerin faaliyet göstermek için izinler ve hükümet onayları şeklinde ruhsatlar almaları gerekir, ancak aynı zamanda bir projenin topluluklar, paydaşlar ve halk arasında kabul edilme düzeyini de ruhsatlandırmaları gerekecektir. Yenilenebilir enerji geliştiricileri sosyal bir ehliyet oluşturmak için gerekli olan topluluk katılımını genellikle bir bariyer olarak görse de, topluluklar projenin ortak yaratıcıları olarak erkenden dahil edildiğinde yenilenebilir enerjiler daha hızlı ve adil bir şekilde ölçeklenecektir.



Bariyer 10 - Gelişmekte Olan Pazarlar

Dünyanın hem Paris Anlaşması'nın iklim hedeflerini hem de bireysel net sıfır taahhütlerini karşılayabilmesi, büyük ölçüde gelişmekte olan pazarlarda yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla yaygınlaşmasına bağlıdır. Bu tür bir hızlandırılmış dağıtım olmadan, küresel toplum, enerji güvenliği ve satın alınabilirlik zorunlulukları göz önüne alındığında, kendisini beklenenden daha uzun süre fosil yakıtlara bağımlı bulabilir.

İnsanlar ve Gezegen için Küresel Enerji İttifakı'na (GEAPP) göre, gelişmekte olan ekonomiler fosil yakıtlara bağımlı kalmaya devam eder ve gelişmiş ekonomiler 2050 yılına kadar net sıfır hedeflerine ulaşırsa, dünya 2,5 C° derece ısınacak. Gelişmekte olan pazarlardaki yatırımları katalize etmek, yenilenebilir kalkınmayı hızlandırmak ve milyonlarca insana hayatlarını değiştirecek enerjiye erişim sağlamak açısından kritik önem taşımaktadır. Bu, yenilikçi finansman araçları yoluyla özel yatırımı kolaylaştırarak, çok taraflı kalkınma bankalarının rolünü genişleterek ve proje risklerini azaltabilecek yerel ortaklarla çalışarak gerçekleştirilebilir. Gelişmekte olan piyasalar da Paris Anlaşması Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkılarında (NDC'ler) net yenilenebilir hedefler belirleyerek ve hedeflerini destekleyen politikalar ve düzenlemeler geliştirerek yardımcı olabilirler.

Yenilenebilir enerji geliştiricilerinin bu bariyerleri aşmak için kararlı bir şekilde hareket etmeleri gerekecektir. Sanayi, akademi ve hükümet dahil olmak üzere sektörler arasında iş birliğinin önemi giderek daha belirgin hale gelmektedir. Bu tür iş birlikleri politikaların anlaşılmasını, araştırmaların teşvik edilmesini ve ortak standartlar için çalışılmasını içerebilir. Enerji geçişi, farklı paydaşlar için farklı görünen, birbirine bağlı güçlükler ve fırsatlar bütünüdür. Yenilenebilir enerjiler ancak iş birliği ve ortaklık yoluyla dünyanın ihtiyaç duyduğu ölçeğe ulaşabilir. Bu ortaklıkların kurulmasına bugünden başlanmalıdır. Son birkaç yılda yaşananlar, yenilenebilir enerji sektörünün hızla olgunlaşması gerektiğine dair tüm şüpheleri sildi. Enerji sektörünün hızla dönüştüğü doğru olsa da, üç zorunluluk aynı kalacaktır. Enerji sektöründeki tüm paydaşlar, hizmet ettikleri toplumlarda enerji güvenliğini, satın alınabilirliğini ve sürdürülebilirliğini sağlamak için birlikte çalışmalıdır. Sürdürülebilirlik ve karbonsuzlaşma daha önemli hale gelse bile, vatandaşlar satın alınabilirlik ve güvenlikten ödün vermek istemiyor. Yenilenebilir kaynaklar daha fazla enerji talebini karşılayana kadar, mevcut fosil yakıt enerji kaynakları enerji karışımında daha kritik bir rol oynamaya devam edecektir.

Yenilenebilir enerji geliştiricilerinin bu bariyerleri aşmak için kararlı bir şekilde hareket etmeleri gerekecektir. Sanayi, akademi ve hükümet dahil olmak üzere sektörler arasında iş birliğinin önemi giderek daha belirgin hale gelmektedir. Bu tür iş birlikleri politikaların anlaşılmasını, araştırmaların teşvik edilmesini ve ortak standartlar için çalışılmasını içerebilir. Enerji geçişi, farklı paydaşlar için farklı görünen, birbirine bağlı güçlükler ve fırsatlar bütünüdür. Yenilenebilir enerjiler ancak iş birliği ve ortaklık yoluyla dünyanın ihtiyaç duyduğu ölçeğe ulaşabilir. Bu ortaklıkların kurulmasına bugünden başlanmalıdır.

Son birkaç yılda yaşananlar, yenilenebilir enerji sektörünün hızla olgunlaşması gerektiğine dair tüm şüpheleri sildi. Enerji sektörünün hızla dönüştüğü doğru olsa da, üç zorunluluk aynı kalacaktır. Enerji sektöründeki tüm paydaşlar, hizmet ettikleri toplumlarda enerji güvenliğini, satın alınabilirliğini ve sürdürülebilirliğini sağlamak için birlikte çalışmalıdır. Sürdürülebilirlik ve karbonsuzlaşma daha önemli hale gelse bile, vatandaşlar satın alınabilirlik ve güvenlikten ödün vermek istemiyor. Yenilenebilir kaynaklar daha fazla enerji talebini karşılayana kadar, mevcut fosil yakıt enerji kaynakları enerji karışımında daha kritik bir rol oynamaya devam edecektir.

Bu durum, Rusya'nın Ukrayna'yı işgali sonrasında açıkça görülmüş ve bazı ülkelerin ışıkları açık tutmak için kömür ve diğer fosil yakıt tüketimini arttırmasına yol açmıştır. Bununla birlikte, Paris İklim Anlaşması hedeflerine ulaşmak için ölçek büyütme, çeşitli ülkeler tarafından uygun politikaların belirlenmesi ve uygulamanın etkinleştirilmesi, proje geliştirmeye yönelik Bariyerlerin hafifletilmesi, iletim altyapısının oluşturulması, tedarik zincirlerinin hizalanması, finansman kullanılabilirliğinin artırılması (daha yüksek riskli yerler ve teknolojiler dahil) ve ayrıca sürekli genişleyen temiz enerji değer zincirinde insan kaynakları yeteneklerinin artırılması dahil olmak üzere çeşitli eylem alanlarında çok daha ciddi ve uyumlu eylemler gerektirecektir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının uygun fiyatlı, güvenli ve karbondan arındırılmış enerji sunması için fırsatlar var, ancakölçekleri ve olgunlukları günümüzde yetersiz kalıyor. Yenilenebilir enerjinin en iyimser büyüme beklentilerine bile ne kadar tutarlı bir şekilde meydan okuyabileceğini zaten gördük. IEA kısa süre önce Paris Anlaşması'ndaki hedeflere ulaşmak için dar da olsa bir yolun uygulanabilir olduğunu yineledi9. Bu yol, temiz enerjinin devam eden rekor büyümesi nedeniyle uygulanabilir görünüyor. IEA'ya göre, hedeflere ulaşmak için 2030 yılına kadar küresel yenilenebilir enerji kapasitesinin üç katına çıkarılması gerekiyor. KPMG anketine katılanların çoğu bu görüştedir. Küresel iklim hedeflerine ulaşmak için yenilenebilir enerji kaynaklarını ölçeklendirmek için gereken adımların farkında olsalar da, yalnızca %36'sı yenilenebilir enerji üretiminin 2050 yılına kadar fosil yakıtları geçeceği konusunda iyimser.

Coğrafi Olarak Yoğunlaşmış Bir Tedarik Zincirinin Riskleri

Güvenilir tedarik zincirleri oluşturmanın güçlüğünün küresel bir pandeminin yol açtığı benzersiz aksaklıklarla sınırlı olduğunu düşünmek hata olur. Yenilenebilir enerjilere olan talep küresel olarak artarken, güneş panelleri, rüzgar türbinleri, enerji depolama ve diğer temiz enerji bileşenlerini üretmek için gereken ham madde ve üretim kapasitesi az sayıda ülkede yoğunlaşmaktadır.

Küresel yenilenebilir tedarik zincirlerinin coğrafi olarak yoğunlaşması önemli riskler taşımaktadır.

Güneş Enerjisi	• Güneş panellerinin yapımında kullanılan silikonun çoğunu Çin üretmektedir. Polisilikon üretimine yedisi Çin'de olmak üzere sadece on şirket öncülük ediyor. • 2020 yılında yaşanan sel felaketi, dünyanın en büyük polisilikon üreticisi olan Tongwei'nin Çin'deki fabrikasının kapanmasına yol açarak küresel polisilikon ve güneş modülü fiyatlarında keskin bir artışa neden oldu.
Rüzgar Enerjisi	• Çin, dünyadaki rüzgar türbini kanatlarının yaklaşık %60'ını üretiyor. • Rüzgar enerjisi endüstrisi, Covid-19 pandemisi ve Rusya'nın Ukrayna'yı işgali nedeniyle yüksek fiyat dalgalanmaları yaşayan çelik, bakır ve alüminyum gibi emtialara dayanıyor.
Bataryalar	• Batarya depolama üretimi nikel, lityum, kobalt, manganez ve grafit gibi minerallere güvenilir erişime bağlıdır ve bu minerallerin kaynakları Avustralya, Çin, Şili ve Demokratik Kongo Cumhuriyeti gibi birkaç ülkede bulunmaktadır.

2030'a kadar dünya genelinde üretim kapasitesinde önemli artışlar olsa bile, Çin'in güneş, rüzgar ve batarya üretimine hakim olmaya devam edeceği tahmin edilmektedir. ABD, Hindistan ve AB'nin yenilenebilir tedarik zincirlerini büyütmek için iddialı planları bulunmaktadır.

Yenilenebilir teknolojiler için malzeme ve üretim kapasitesi birkaç ülkede olduğunda, malları dünya çapında taşımak için düşük fiyatlı nakliyenin mevcudiyeti çok önemli hale geliyor. Yakın zamandaki deneyimler, Covid-19 pandemisi sırasında ve sonrasında nakliye maliyetlerindeki önemli artış göz önüne alındığında, bunun hafife alınamayacağını göstermektedir. Son yıllarda uluslararası nakliye fiyatlarındaki dramatik artışlar, tüm yenilenebilir enerji bileşenlerinin maliyetinde büyük bir yükselişe katkıda bulunmuştur.



Ham Madde Ediniminin Karmaşık Manzarası

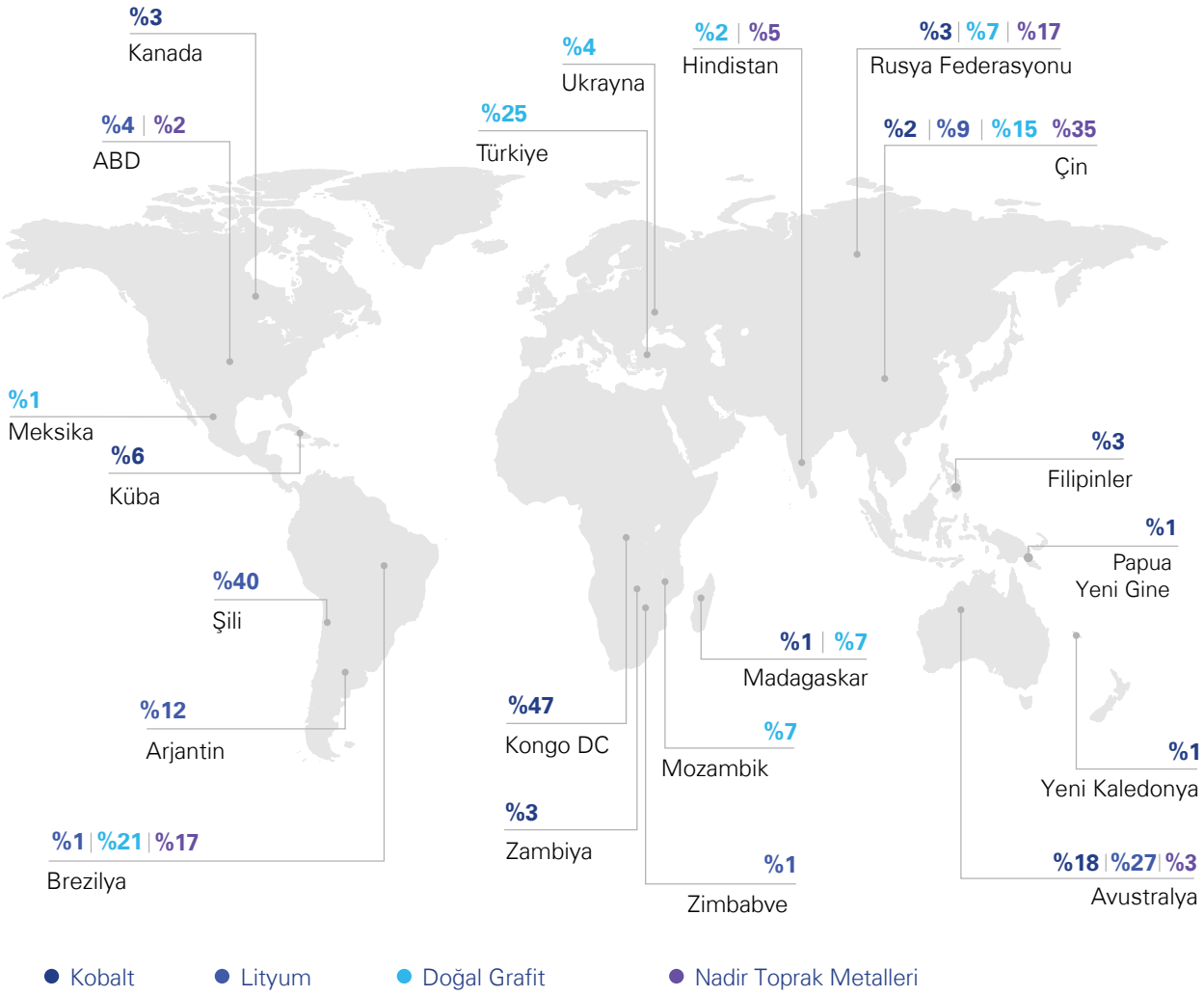
Mevcut ham madde miktarları ve madencilik şirketlerinin bunları çıkarma kapasitesi tek güçlük değildir. Jeopolitik ve tedarik zinciri riskleri de mevcuttur.

Avustralya, Şili, Çin, Demokratik Kongo Cumhuriyeti ve Güney Afrika; lityum, bakır, grafit, nikel, platin, iridyum ve nadir toprak mineralleri gibi madencilik malzemelerinde hakim konumdadır. Çin, elektrikli araç akü tedarik zincirine ve daha az ölçüde de güneş paneli üretimine hakimdir. Önemli malzemelerin büyük bir kısmı ve bunları temiz enerji ürünlerine dönüştürecek işleme kapasitesi az sayıda ülkede mevcuttur.

Ham madde ve işleme kapasitesini ağırlıklı olarak birkaç ülke kontrol ettiğinde tedarik zincirinde güçlükler ortaya çıkabilir. Güneş panellerine uygulanan gümrük vergileri gibi ticari anlaşmazlıklar, Rusya'nın Ukrayna'yı işgali gibi çatışmalar ve olağanüstü hava olaylarının artan sıklığı, yenilenebilir enerji kaynaklarını yeterince ölçeklendirmek için gereken malzeme ve ürünlerin tedarikini düşürebilir veya kesebilir.

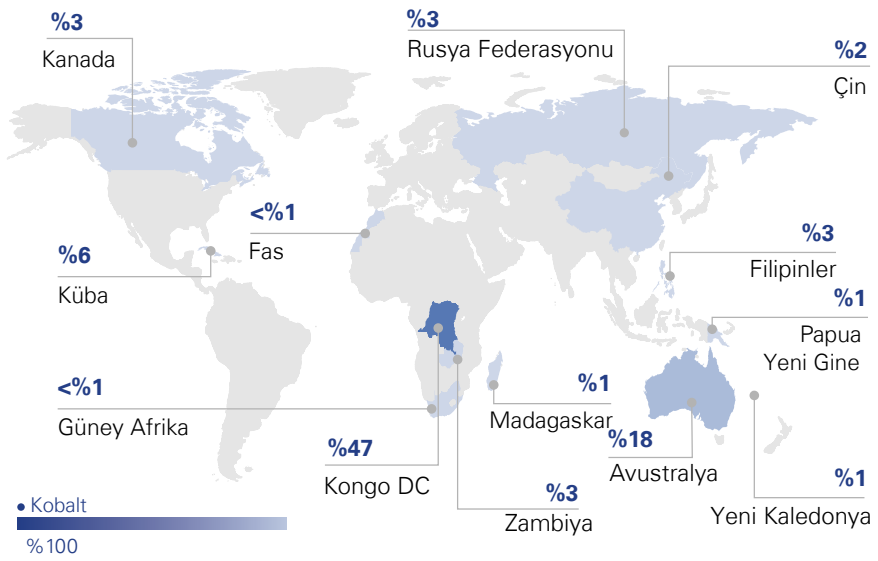
Kritik malzemelerin yeterli tedarikini sağlamak için madencilik dışındaki diğer yaklaşımlar da araştırılmalıdır. Örneğin, mevcut malzemelerin yeniden kullanılmak üzere geri dönüştürülmesi, yenilenebilir enerjilerin yeterli ölçeklendirilmesi için gereken hacmin genişletilmesinde ve işlenmemiş madenlerin çıkarılmasıyla ortaya çıkan sera gazı emisyonlarının azaltılmasında uzun vadede umut vaat etmektedir. Ne yazık ki, metalleri geri dönüştürme kabiliyeti alüminyum ve bakır için %40'ın üzerindeyken lityum için %0,5 gibi düşük bir oranla sınırlıdır.

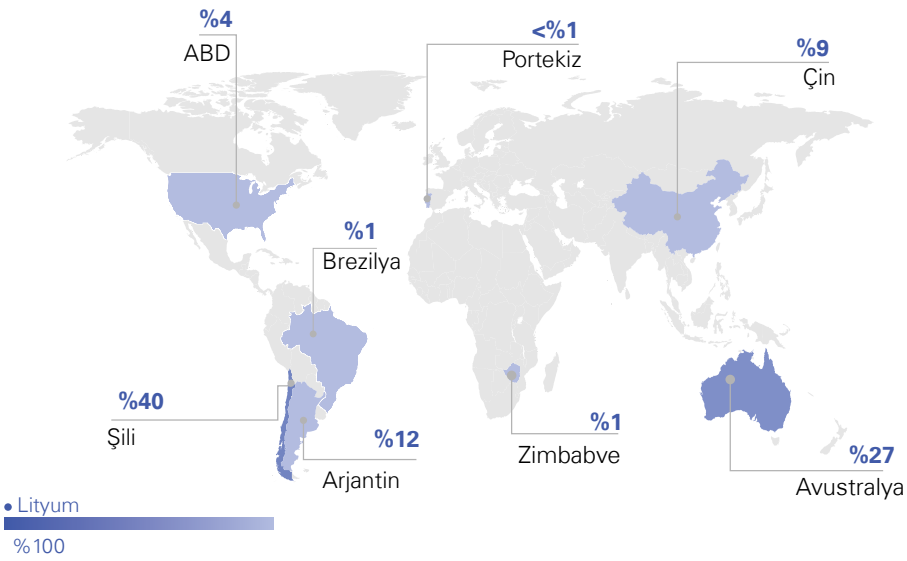
2022'nin Sonunda Maden Üretimi ve Rezervlerinin Küresel Payı

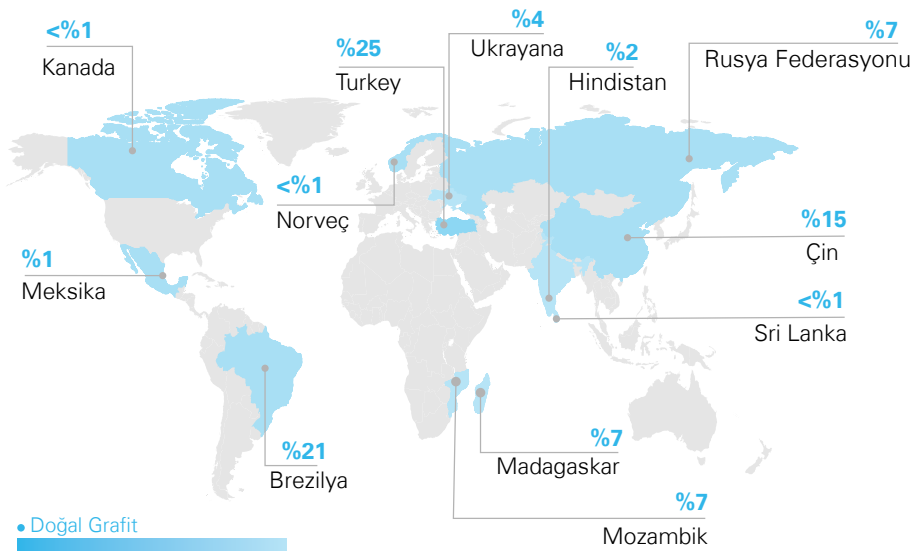


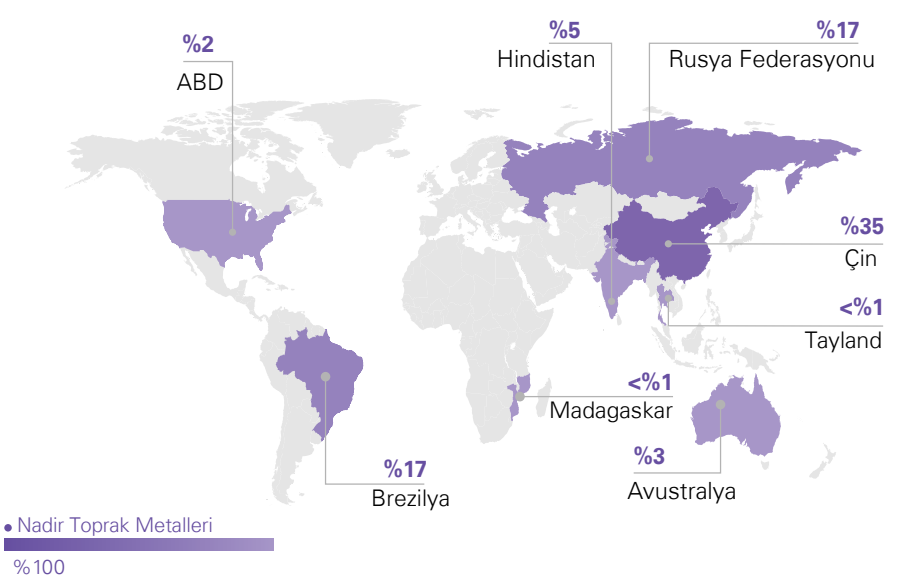
Kaynak: Enerji Enstitüsü, KPMG International ve Kearney iş birliğiyle. "2023 Dünya Enerjisinin İstatistiksel İncelemesi." 2023.

2022'nin Sonunda Maden Üretimi ve Rezervlerinin Küresel Payı









Kaynak: Enerji Enstitüsü, KPMG International ve Kearney iş birliğiyle. "2023 Dünya Enerjisinin İstatistiksel İncelemesi." 2023.

Türkiye'de Yenilenebilir Enerji

Yenilenebilir Enerji Yatırım Seçenekleri

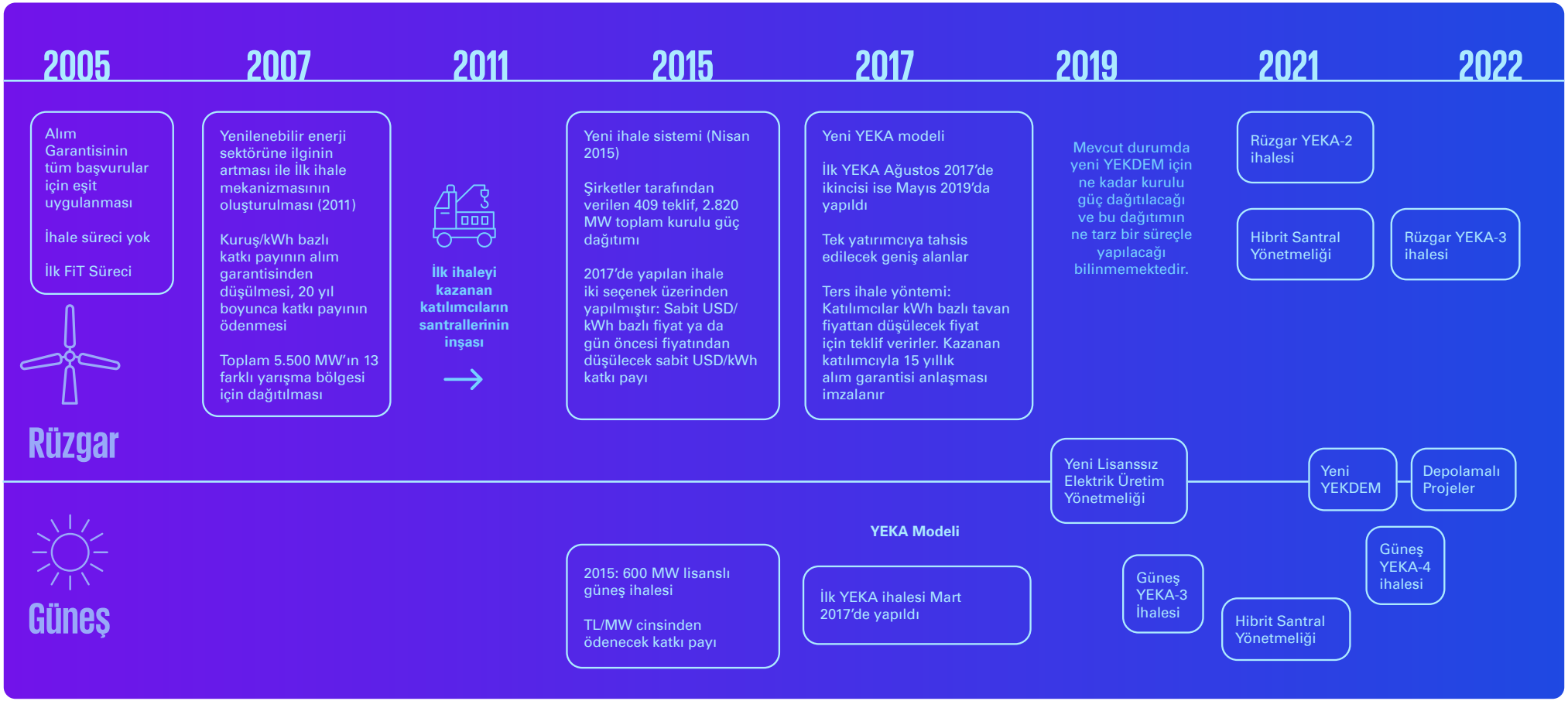
Türkiye'nin rüzgar ve güneş enerjisi kapasitesi uygulanan farklı mekanizmalar sonucunda belli bir seviyenin üstüne çıkmıştır.

İhalesiz bir başlangıç aşamasından sonra, 3 farklı ihale metodolojisi kullanılmış ve bunu büyük ölçekli YEKA modeli takip etmiştir.

Türkiye, 2005 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi için önemli bir düzenleyici destek olan YEK (Yenilenebilir Enerji Kaynakları) Destek Mekanizması'nı (YEKDEM) uygulamaya koymuştur.

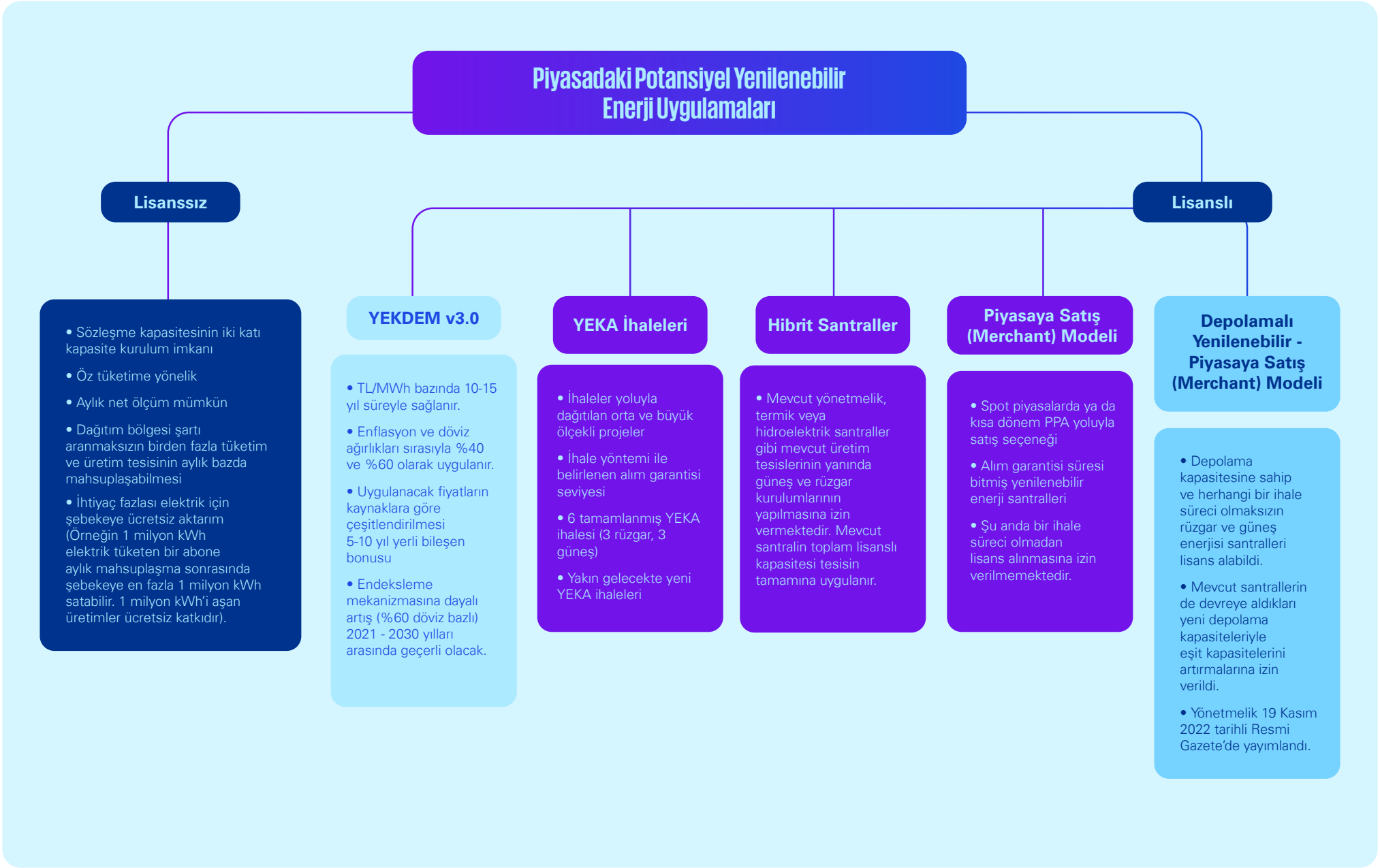
Ülkelerin ithal enerji kaynaklarına bağımlılığını azaltmak ve cari açığını en aza indirmek amacıyla, yenilenebilir enerji sektörüne teşvik sağlamayı amaçlayan 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amacıyla Kullanılmasına Dair Kanun (YEK Kanunu) 10 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

Bu mekanizma, ithal enerji kaynaklarına bağımlılığı azaltmak ve cari açığı en aza indirmek amacıyla, yenilenebilir enerji sektörüne teşvik sağlamayı amaçlamaktadır.



YEKA: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

Piyasada yenilenebilir enerji projelerinin geliştirilebileceği farklı yatırım modelleri bulunmaktadır.



Yenilenebilir Kapasite

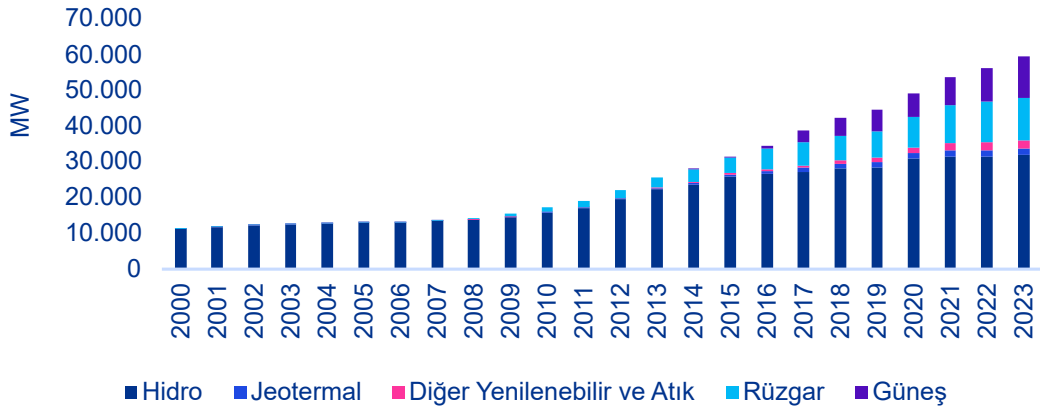
Türkiye'nin 2000-2023 yılları arasında yenilenebilir kurulu gücü %7,7'lik YBBO ile 11,2 GW'dan 62,0 GW'a yükselmiştir. Özellikle 2010 sonrası kaynak çeşitliliğin de artmasıyla yenilenebilir enerji kapasitesi 2010-2023 yılları arasında %10,3'lük YBBO sahip olmuştur.
2023 yılı sonu itibariyle Türkiye'deki 109,5 GW olan kurulu güç kapasitesinin %56,6'sı yenilenebilir kaynaklardan oluşmaktadır. Ülkenin, kaynak türüne göre en büyük kurulu kapasitesini 32,0 GW ile hidroelektrik santraller oluştururken, bunun içinde toplam kurulu gücün %22'si 23,6 GW ile barajlı, %8'i 8,3 GW ile akarsu hidroelektrikdan oluşmaktadır. Rüzgar enerji santralleri, 11,8 GW ile Türkiye kurulu gücünün %10,8'ini oluşturmaktadır ve bunun yalnızca 0,1 GW'ı lisanssızdır. Biyokütle tesislerinin toplam kurulu güçteki payı 2,1 GW ile %1,9 olup, jeotermal enerji tesislerinin payı 1,7 GW ile %1,5'dır. 2023 yılında jeotermal kapasitede bir artış olmazken biyokütle kapasitesi 165 MW artış göstermiştir. Son yıllarda hızla artış gösteren ve Türkiye kurulu gücünün 12,9%'unu oluşturan 14,1 GW'lık güneş kapasitesinin ise yaklaşık %88,2'si lisanssız santrallerden oluşmaktadır.

Lisanssız kurulu gücün güneş enerjisinde yoğunlaşmasının temel sebepleri arasında diğer kaynaklara kıyasla güneş santrallerinin küçük ölçekli kurulumlarının yapılabilmesi ve düşük yatırım maliyetleriyle öz tüketime yönelik yatırımların da yapılabilmesi gösterilmektedir.

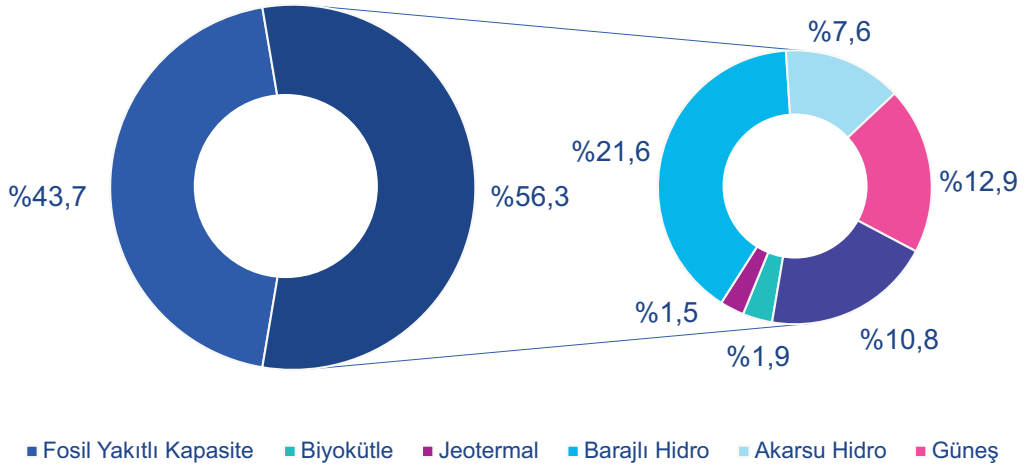
EPDK tarafından aylık olarak açıklanan lisanssız santrallerin kurulu güç dağılımında güneş ışınımının yüksek olduğu iller dikkat çekmektedir.

Kaynak: EPDK

Kaynak Türüne Göre Yenilenebilir Kurulu Güç Gelişimi



2023 Türkiye Yenilenebilir Kurulu Gücü



Lisanssız Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü



91 MW	9.651 MW	97 MW	17 MW	2023 Yıl Sonu İtibarıyla Toplam Yenilenebilir Kaynaklı Lisanssız Kapasite= 9.855 MW

Lisanssız kurulu güç kapasitesi güneş ışımasının ve güneş enerjisi üretim potansiyelinin yüksek olduğu illerde yoğunlaşmıştır.

Kaynak: EPDK

Depolamalı GES + RES Projeleri

Kasım 2022'de yürürlüğe giren ve depolamalı RES ve GES'lere yarışmasız önlisans alma hakkının verilmesine olanak sağlayan düzenleme sonrası 2023 sonuna kadar toplamda 27,5 GW seviyesinde önlisans verilmiştir.

Depolamalı elektrik santrallerine sağlanan ön lisans yarışması olmaksızın lisans alma hakkı tanınaması sonrası birçok yatırımcı önlisans almak için başvuru yapmıştır. EPDK tarafından açıklanan ön lisans listesine göre 2023 sonu itibarıyla toplam 27.518 MW kapasiteli depolamalı santral için önlisans verilmiştir. Yapılan bu başvuruların ne kadarlık bir kısmının devreye alınacağı henüz belli olmasa da alınan önlisansların gerçek yatırıma dönüşmesi için yasa koyucular tarafından gerekli adımların atılacağı vurgulanmıştır. TEİAŞ tarafından açıklanan hat kapasiteleri bu yatırımların hayata geçirilmesi açısından önemli bir kriter olarak görülmektedir.

RES ve depolamalı GES'lere yarışmasız önlisans alma hakkının verilmesine ilişkin yönetmelik yürürlüğe girmiştir.

Depolama tesisi işletmecisi aynı kapasite ile önlisans yarışması olmaksızın güneş/rüzgar santrali kurabilecektir. Mevcut santrallerin rüzgar ve güneş kapasitelerini taahhüt edilen depolama sisteminin kapasitesini aşmayacak şekilde artırmaları mümkün olacaktır.

Rüzgar için minimum kapasite 20 MW, güneş enerjisi santralleri için sınır 10 MW'tır. Üst sınır da 250 MW'dır. Enerji depolama sisteminin kapasitesi en az bir saat olmalıdır.

Yatırımcıların her depolama birimi için yenilenebilir enerji santralleri eklemesine izin verilecektir.

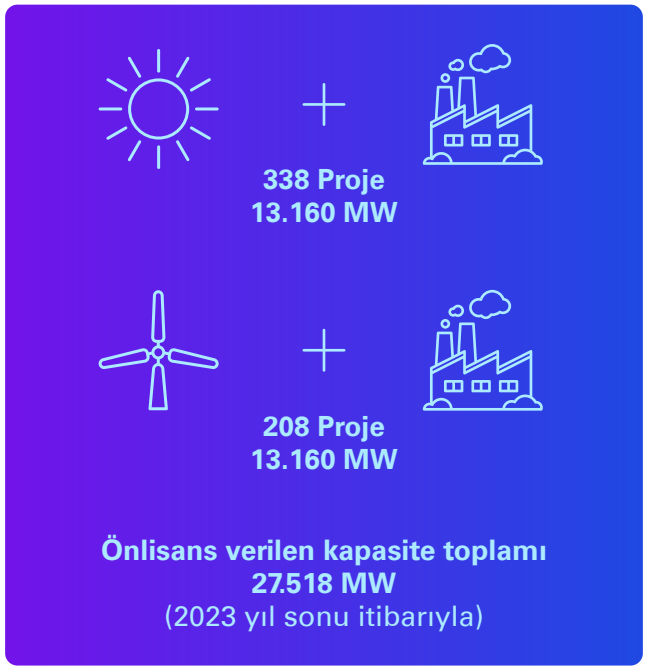
Ölçüm verilerine ihtiyaç duyulmayacak ve başvuru sürecinde yarışma olmayacaktır.

İşletme anında sisteme aktarılan güç miktarı, lisansta belirtilen kurulu gücü aşamaz.

Müstakil elektrik depolama lisansı sahibi tüzel kişilerin bu maddenin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren 3 ay içinde önlisans başvurusunda bulunmaları halinde olumlu görüşler bu önlisans başvurusu için de geçerlidir.

Lisanslı kurulu güç:

- 250 MW ve altındaki müstakil elektrik depolama tesisleri için olumlu görüş verilen kurulu güç miktarını,
- 250 MW'tan fazla müstakil elektrik depolama tesisleri için 250 MW ve 250 MW'ın üzerinde kalan kurulu gücün yarısının toplamını,
- Lisanslı kapasite de hiçbir koşulda 500 MW'ı aşamaz.



Depolamalı projelerde lisans durumu değerlendirmede ve yürürlükte olan yatırımlar incelendiğinde kapasitenin büyük şirketler arasında dağıldığı görülmektedir.

Aşağıdaki tabloda en yüksek depolama kapasitesine sahip 20 yatırımcı incelenmektedir:

Yatırımcı	Toplam Depolama Kurulu Gücü (MW)
Kazancı Holding	831
Pekerler İnşaat	824
Ecowind	822
Bayburt Grup	800
Kalyon Holding	740
Sinekci Elektrik Üretim Ve Ticaret Anonim Şirketi	721
Sabanci Holding	705
Koç Holding	653
Yıldızlar Grup	610
Ataseven Grup	500
Daven Enerji Yatırımları Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	500
Energy House	500
Kalen Grup	500
Rnc Avrasya Enerji	500
Sarı Enerji	500
Sy Grup	500
Traktek Enerji Tedarik Depolama Ticaret Anonim Şirketi	500
Cengiz Enerji	500
Ic Holding	485
Kiler Holding	480

Kaynak: EPDK, Tablodaki veriler 7 Mart 2024 tarihli EPDK listesinden alınmıştır.

10 Ekim 2016 tarihinde Resmî Gazete'de yayımlanan YEKA yönetmeliği, rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımları için alternatif bir kanal açmıştır.

Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, bir süredir büyük ölçekli yenilenebilir enerji projeleriyle ilgili yeni bir yatırım modelinin geliştirilmesi üzerinde çalışmaktaydı. Bu çalışmanın sonucunda Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) olarak adlandırılan yeni yatırım modeline ilişkin yönetmelik 9 Ekim 2016 tarihinde Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Model kapsamında, önceden belirlenmiş teknik özelliklere sahip kurulu gücü belirlenen bölgeler, santral inşa etme ve işletme şartı ile ihale yöntemi kullanılarak potansiyel yatırımcılara tahsis edilmektedir.

Yatırım modelinin ana hedefi, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması ve potansiyel yatırımcılar için daha verimli bir model sağlanmasıdır.

"Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları" modeli kapsamında yatırımcılara tahsis edilen alanlar, elektrik üretim tesislerinde kullanılacak ekipmanların yerli üretimine de olanak sağlayacaktır. Bu alanlar için belirlenen "yerli üretim ekipman" zorunluluğunun, teknolojik bilgi-birikim transferine ve araştırma-geliştirme alanlarında daha fazla yatırıma katkı sağlaması hedeflenmektedir.

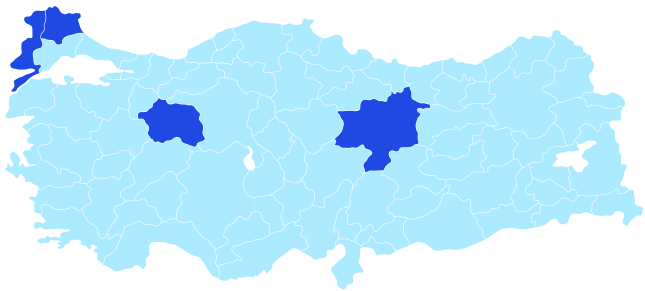
YEKA yönetmeliği aşağıdakilere ilişkin usul ve esasları belirlemektedir:

- Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları'nın belirlenmesi
- Bu alanlar için bağlantı ve kapasite tahsisinin yapılması
- Yerli imalat veya yerli malı kullanma şartına bağlı olarak tahsis edilen kapasite kullanımının tespiti
- İhaleye katılan, yarışmanın düzenlenmesine katılan tüzel kişilerin yerine getirmesi gereken şartlar
- YEKA'larda üretim tesislerinin kurulması için ihale kazananların lisans başvuru süreci
- Üretilen elektriğin satışı

YEKA modeli kapsamında geliştirilen santrallerde üretilen elektrik, YEKDEM uygulaması altında değerlendirilmektedir. Ancak bu santraller, üretilen birim elektrik başına daha önce belirlenen YEKDEM fiyatlardan yararlanamayacak; bunun yerine fiyat her proje için ayrı ayrı ihalelerle belirlenecektir.

31 Mayıs 2022 itibarıyla 2.850 MW rüzgar enerjisi YEKA ihalesi sonuçlanmıştır. 2022 yılı içerisinde 41 ilde toplamda 850 MW kapasite için YEKA RES-3 ihalesi düzenlenmiştir.

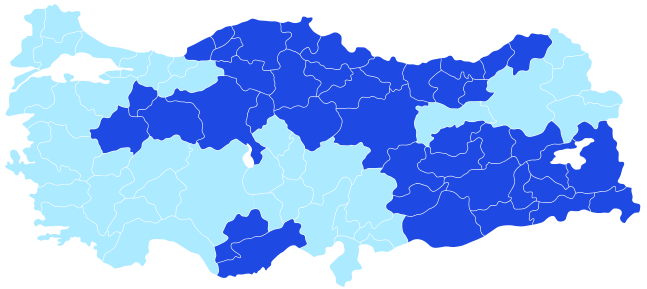
Sonuçlanan:



YEKA RES - 1 (2017, 1.000 MW)
YEKA RES 1 (3 Ağustos 2017)
Yer: Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir **Kapasite:** 1.000 MW **Tavan Fiyatı:** 7 USD Cent/kWh **Alım Garanti Süresi:** 15 Yıl **Min. Yerli İçerik Payı:** %60



YEKA RES- 2 (2019, 1.000 MW)
YEKA RES 2 (30 Mayıs 2019)
Yer: Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla **Kapasite:** 1.000 MW **Tavan Fiyatı:** 55 USD/MWh **Alım Garanti Süresi:** 15 Yıl **Min. Yerli İçerik Payı:** %55



YEKA RES - 3 (2022, 850 MW)
YEKA RES 3 (31 Mayıs 2022)
31 Şirket tarafından 124 başvuru yapılmıştır)
Yer: 41 **İl Kapasite:** 850 MW
Tavan Fiyatı: 95 kuruş/kWh **Alım Garantisi Miktarı:** 35 GWh/MW **Min. Yerli İçerik Payı:** %55

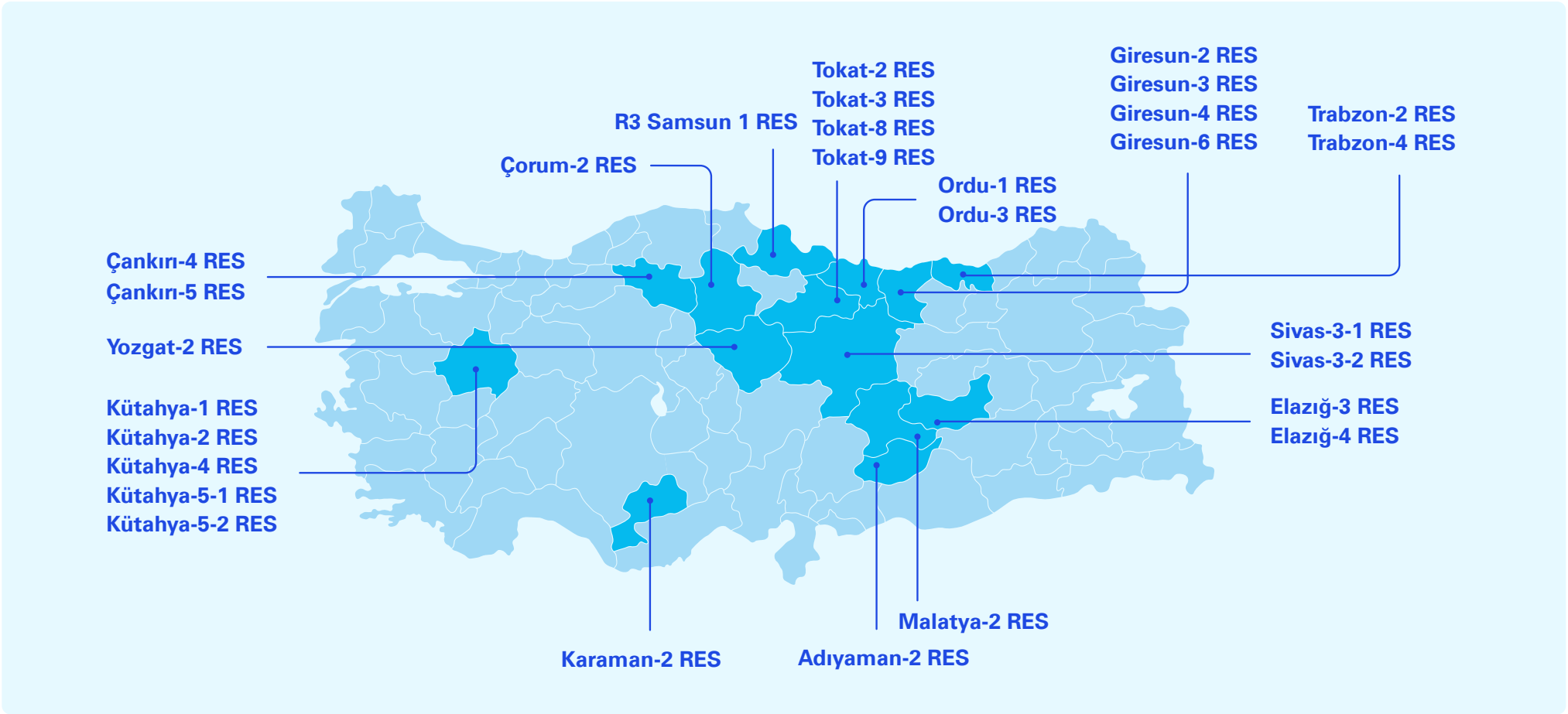
YEKA RES-3'ü kazanan firmaların ürettiği elektriği sözleşme imzalanma tarihinden itibaren 66 ay boyunca PTF'den satma hakkı bulunmaktadır. YEKA RES-3 kapsamında işletmeye alınacak santraller için alım fiyatı eskalasyon formülüne bağlı olarak güncellenecektir. Bu formülde TÜFE, ÜFE ve döviz kuru farklı ağırlıklarla yer almaktadır.

2023 yılında ilk defa deniz üstü RES için aday Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) tahsis edilirken diğer yeni YEKA adayları da belirlenmiştir.

Duyurulara göre karasal rüzgâr enerjisi için 9, deniz üstü rüzgâr enerjisi için 4 ve güneş enerjisi için 2 ayrı YEKA alanı belirlenmiştir. Yeni alanlar karasal rüzgâr enerjisi için Kayseri ve Sivas, deniz üstü rüzgâr enerjisi için Bandırma, Bozcaada, Gelibolu ve Karabiga, güneş enerjisi için ise Çorum ve Şanlıurfa bölgelerinde belirlenmiştir.

Deniz üstü RES için Bandırma açıklarında 1.111 km^2, Bozcaada kıyılarında 299 km^2, Gelibolu açıklarında 75,6 km^2 ve Karabiga kıyılarında 410 km^2 alan aday YEKA olarak tahsis edilmiştir.

Karasal rüzgâr enerjisi yatırımları hususunda Türkiye'nin 33 ayrı şehrinin sınırları içerisinde yer alacak 29 YEKA için toplamda 1.303,58 km^2 alan belirlenmiştir.

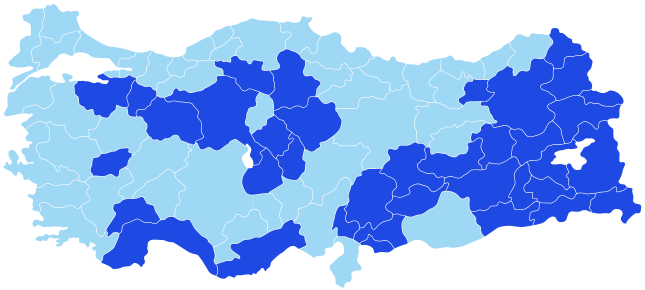


28 Haziran 2022 Mart itibarıyla 3.000 MW güneş enerjisi YEKA ihalesi sonuçlanmıştır.

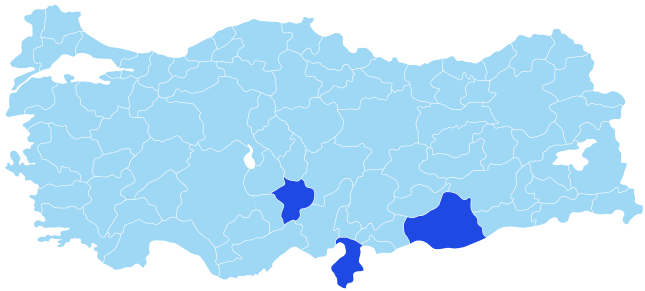
Sonuçlanan:



YEKA GES - 1 (2017, 1.000 MW)
YEKA GES-1 (20 Mart 2017) **Yer:** Konya – Karapınar **Kapasite:** 1.000 MW **Tavan Fiyatı:** 8 USD Cent/kWh **Alım Garantisi Süresi:** 15 Yıl **Min. yerel içerik payı:** ilk 500 MW için %60, ikinci 500 MW için %70



YEKA GES - 3 (2021, 1.000 MW)
YEKA GES-3 (27 Mayıs 2021) **Yer:** 36 farklı lokasyon **Kapasite:** 1.000 MW **Tavan Fiyatı:** 35 kuruş/KWh **Alım Garantisi Süresi:** 15 Yıl **Min. modül verimliliği:** %18 Min. yerel içerik payı: %70



YEKA GES - 4 (2022, 1.000 MW)
YEKA GES-4 (Niğde (Bor) - 8 Nisan 2022/ Urfa (Viranşehir) - Hatay (Erzin) - 28 Haziran 2022) **Yer:** 15 farklı lokasyon **Kapasite:** 1.000 MW **Tavan Fiyatı:** 95 kuruş/KWh **Alım Garanti Miktarı:** 23 GWh/MW **Min. modül verimliliği:** %20 **Min. yerel içerik payı:** %75

YEKA GES-4'ü kazanan firmaların ürettiği elektriği sözleşme imzalanma tarihinden itibaren 42 (Niğde Bor)-48 (Erzin-Viranşehir) ay boyunca PTF'den satma hakkı bulunmaktadır.

YEKA GES-3 ve YEKA GES-4 kapsamında işletmeye alınacak santraller için alım fiyatı eskalasyon formülüne bağlı olarak güncellenecektir. Bu formülde TÜFE, ÜFE ve döviz kuru farklı ağırlıklarla yer almaktadır.



YEKA GES-1 yarışması kapsamında kurulan Avrupa'nın en büyük güneş santrali Karapınar GES, YEKA GES-4 yarışması kapsamında kurulan Bor-2 GES ve Bor-3 GES 2023'te devreye alınmıştır.

YEKA GES-1 yarışması kapsamında oluşturulan dünyanın ilk ve tek tam entegre güneş paneli fabrikası Kalyon Fotovoltaik'de (PV) üretilen panellerle kurulumu tamamlanan Kalyon Karapınar GES toplam 3 milyon 256 bin 38 güneş panelinden oluşmaktadır.

Kurulum çalışmalarına 2020 yılının Ocak ayında başlanan Avrupa'nın en büyük, dünyanın ise sayılı büyüklükteki güneş santrallerinden biri olan Kalyon Karapınar GES, 20 milyon m^2 araziye kurulmuştur.

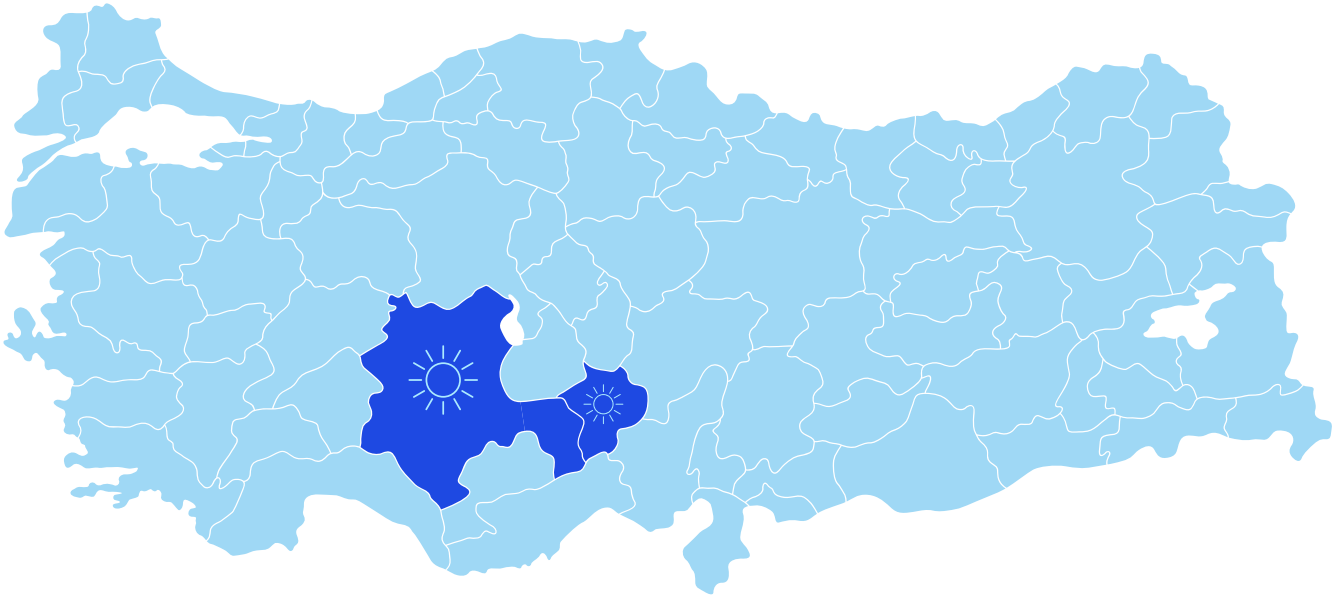
Karapınar GES'in resmi açılışı 2 Mayıs 2023 tarihinde yapılmış ve 1.000 MW devreye alınmıştır.

Yıllık 3 milyar kWh elektrik üretiminin gerçekleştirileceği santralin söz konusu elektrik üretimi, Türkiye'nin elektrik tüketiminin %1'ine karşılık gelmektedir. Üretilecek elektrik aynı zamanda yıllık 450 milyon dolarlık döviz ikamesine karşılık gelirken, 2 milyon kişinin evsel elektrik ihtiyacı da bu santralden karşılanacaktır.

Ayrıca santralle 2 milyon ton fosil yakıt ve karbon emisyonunun önüne geçilmesi hedeflenmektedir.

YEKA GES-4 yarışmasında kapsamında kurulan Bor-2 GES, 2023 yılının Ağustos ayının sonunda devreye alınmıştır ve şu anda 100 MW kapasiteye sahiptir.

YEKA GES-4 yarışmasında kapsamında kurulan bir diğer santral olan Bor-3 GES, 2023 yılının Ekim ayında devreye alınmıştır ve şu anda 100 MW kapasiteye sahiptir.



Kaynak: EPDK, AA



Kapasite Tahsisleri

TEİAŞ Bağlanabilir Kapasite Miktarları

Resmi Gazete'de 29 Temmuz 2023 tarihinde yayımlanan ilana göre TEİAŞ tarafından tahsis edilen kapasitelerin 15 günde bir açıklanacağı duyurulmuş fakat sonrasında devamı getirilmemiştir.

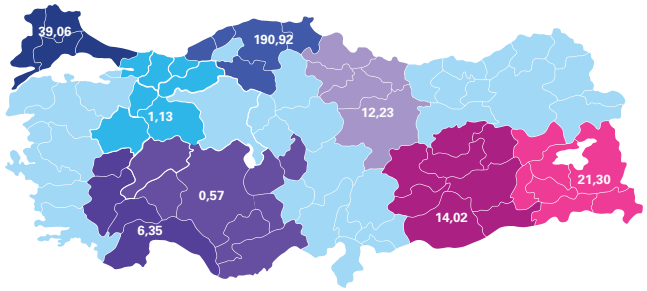
TEİAŞ, dönemsel olarak hibrit santraller, 5.1.h kapsamında yer alan lisanssız santraller ve elektriksel kurulu güç artışı yapmak isteyen santraller için kapasite duyurusu yayımlamaktadır.

Elektrik piyasası Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'nin Madde-5 (1-h) hükmü kapsamında iletim seviyesinden sisteme bağlanacak üretim tesisi talepleri için 16 Mart 2023 tarihinde toplam 2.377 MW kapasite tahsis edilmesine karar verilmiştir.

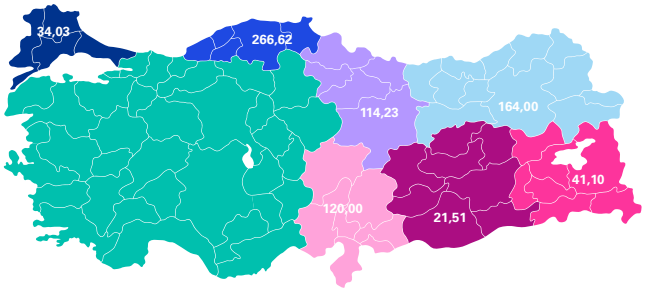
5.1.h madde kapsamında, tüketim tesisi ile aynı dağıtım lisansı bölgesi dışında da lisanssız elektrik üretimi tesisleri kurulabilir. Bu değişiklik, yatırımcılara coğrafi olarak daha fazla esneklik sunmakta ve projelerini daha geniş bölgelere yayma imkanı sağlamaktadır.

Kaynak: TEİAŞ

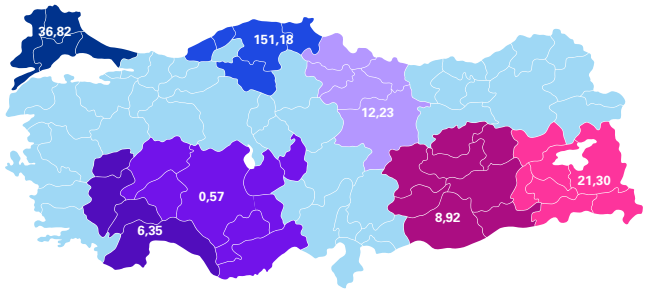
20/01/2023 ∑ 285,58 MW



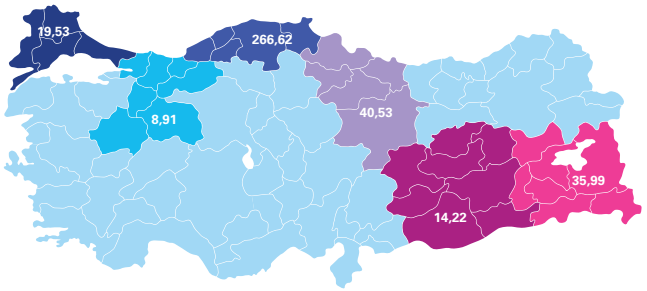
25/04/2023 ∑ 761,49 MW



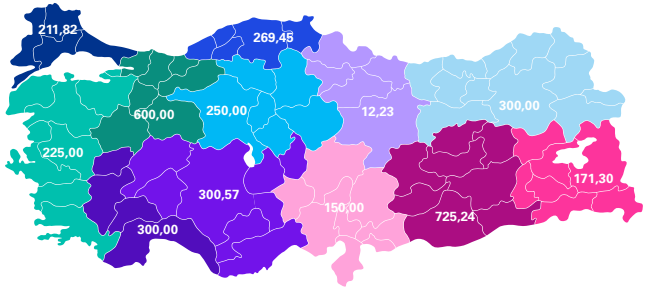
24/02/2023 ∑ 237,37 MW



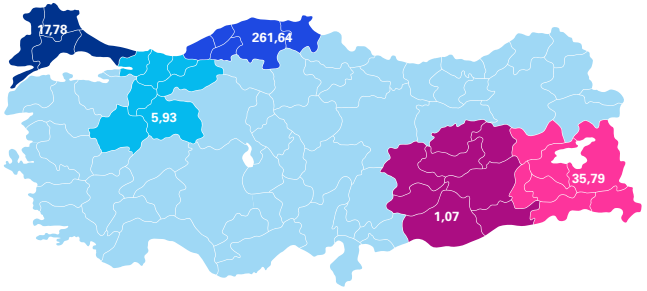
12/05/2023 ∑ 385,80 MW



17/03/2023 ∑ 3,690.61 MW



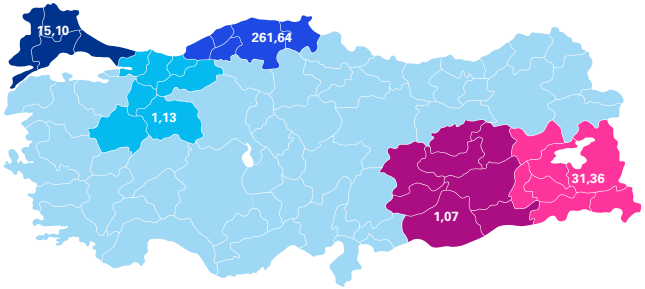
23/06/2023 ∑ 322,21 MW



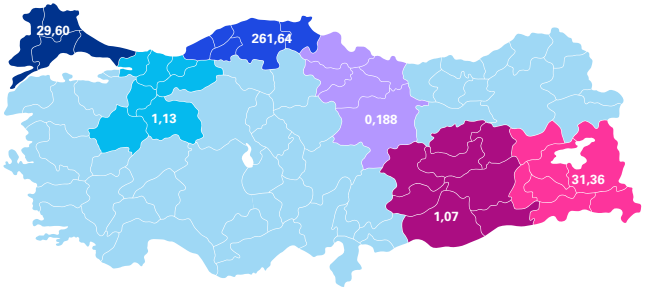
TEİAŞ Bağlanabilir Kapasite Miktarları

TEİAŞ, 2023 Ağustos'tan sonra kapasite tahsisi duyurusu yayımlamamıştır.

26/07/2023 ∑ 310,30 MW

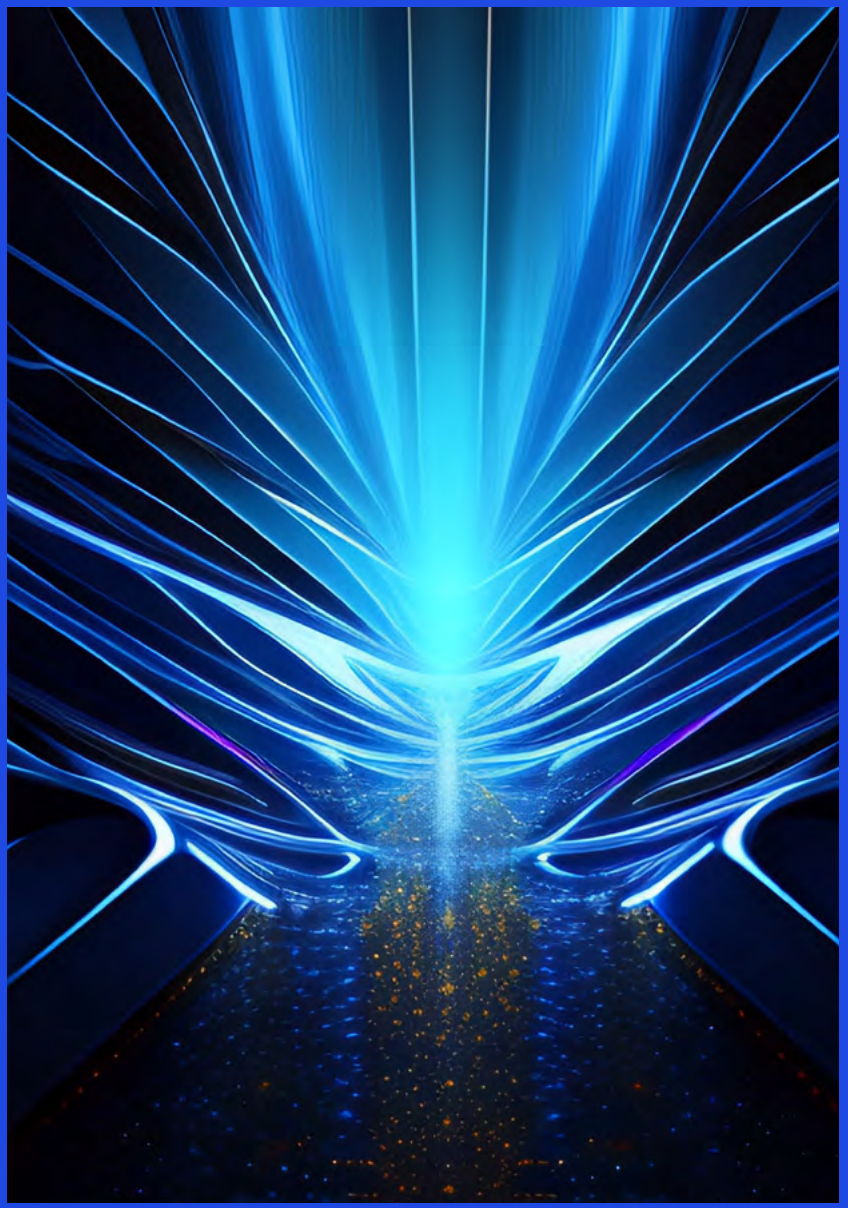


25/08/2023 ∑ 324,98 MW



Kaynak: TEİAŞ

Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği



Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği

Türkiye Enerji Piyasaları

Lisanssız Üretimin Tarihçesi

Lisanssız elektrik üretimi, tüketicilerin kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf olarak elektrik üretim faaliyeti yapmalarını temel alan bir kavramdır.

2010 Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik

3 Aralık 2010 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Yönetmelik, 500 kW üst sınırında ve ilişkili tüketim tesisinin tüketim veya gücünden bağımsız olarak lisanssız santrallerin kurulup işletilmesine olanak sağlamaktaydı.

2013 Lisanssız Yürütülebilecek Faaliyetler için Üst Sınırın 1 MW Olması

3 Nisan 2013 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kanunu ile 500 kW üst sınırı 1 MW değerine yükseltilmiştir.

2016 Dağıtım Bedelinin Değiştirilmesi

31 Aralık 2016 tarihli Resmi Gazete'de yapılan değişikliğe göre 2018 öncesi ve sonrasında geçici kabul alan tesisler için dağıtım bedeli ayrıştırılmıştır. 2018 sonrasında devreye giren santrallerin dağıtım bedeli, 2018 öncesinde devreye giren santrallerin dağıtım bedelinin yaklaşık 5 katı olarak belirlenmiştir.

2019 Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği

10 Mayıs 2019 tarihli Cumhurbaşkanı Kararnamesi lisanssız kurulu güç sınırı 5 MW'a çıkartıldı ve Kararname tarihinden itibaren bağlantı anlaşması çağrı mektubu almaya hak kazanmış üreticiler için alım fiyatının tek zamanlı aktif enerji bedeli olarak uygulanmasına karar verilmiştir.

Kurulabilecek santral gücü tüketim noktasındaki bağlantı gücü sözleşmesi ile sınırlandırılmıştır.



Lisanssız Üretimin Tarihçesi

2020 Lisanssız Santraller için 10 Yıllık Alım Süresi Sonrası Düzenleme

2 Aralık 2020 tarihli Resmi Gazete'de yapılan Elektrik Piyasası Kanunu İle Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ile lisanssız santraller için 10 yıllık alım süresi sonrası için iki farklı yol belirtilmiştir:

Lisans süresi boyunca PTF'nin %15'inin YEKDEM Katkı Bedeli olarak ödenmesi koşuluyla bu santrallere lisans verilmesi

İhtiyaç fazlası üretimin Cumhurbaşkanı tarafından belirlenen PTF'den daha düşük bir fiyata satılması

2022 Kurulu Güç Düzenlemeleri

8 Mart 2022 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren düzenleme ile lisanssız santralin kurulu gücü belediyeler ve bunların bağlı kuruluşları ile sanayi tesisleri ve tarımsal sulama amaçlı tesisler için tüketim tesisinin sözleşme gücünün iki katı ile sınırlandırılmıştır.

Lisanssız üretim santralleri için belirlenen dağıtım bedellerinde 2018 öncesi ve sonrasında devreye giren santraller için uygulanan ayrım kaldırıldı. Tüm bedeller 2018 yılı sonrası devreye giren santrallere uygulanan yüksek dağıtım bedeli olarak belirlenmiştir.

2024 10 Yıllık Alım Süresi Dolan Santraller için Kanun Kararı

14 Mayıs 2024 tarihli ve 32546 sayılı Resmi Gazete'de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik yayımlanmıştır. Yayımlanan karara göre, 10 yıllık alım süresini dolduran lisanssız üretim faaliyeti kapsamındaki santraller, talep etmesi ve lisans alma bedelini ödemesi durumunda, lisans süresi boyunca elektrik piyasasında oluşan saatlik PTF'nin, tesis tipi bazında uygulanan güncel YEKDEM fiyatından daha fazla olması halinde fiyat farkını YEKDEM'e katkı bedeli olarak ödeyerek lisanslı üretim faaliyetine geçebileceklerdir.

Söz konusu Kanun'un 6.maddesinde yapılan değişiklik öncesi madde kapsamında, lisanssız üretim faaliyeti kapsamındaki tesisler için lisanslı üretim faaliyetlerine geçilmesi halinde elektrik satış fiyatlarında PTF'nin %85'i değerinde sınırlama mevcut olup aradaki %15'lik farkın YEKDEM'e katkı olarak sunulacağı belirtilmekteydi. Yapılan değişiklik ile birlikte, YEKDEM'e ödenecek tutar tavan fiyat olarak açıklanmıştır. EPDK tarafından, yapılacak başvurulara uygulanacak lisans alma bedeli, lisans süresi ve lisanslı üretim faaliyetine ilişkin diğer hususlar ayrıca belirlenecektir. Lisanssız üretime devamlılık gösterecek santraller açısından ise, üretilecek ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi için, elektrik piyasasında oluşan PTF tavan olmak üzere uygulanacak fiyat ve uygulamaya ilişkin usul ve esaslar Cumhurbaşkanı tarafından belirlenecektir.



Lisanssız üretim santralleri için üst sınırın 2019 yılında 1 MW'tan 5 MW'a çıkarılması ardından bu sınır birçok defa güncellenmiş ve son düzenlemelerle birlikte bu değer tüketim tesisinin sözleşme gücünün iki katı olarak belirlenmiştir.

10 Mayıs 2019 tarihinde Resmî Gazete'de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi'ne göre, lisanssız elektrik üretim kapasite limiti önceki değeri olan 1 MW'dan 5 MW'a yükseltilmiştir. Düzenlemeye göre lisanssız üretim tesisleri "ilgili tüketim tesisi" ile aynı bağlantı noktasında olmalı ve kurulu güç, "ilgili tüketim tesisi" için belirlenen sözleşme gücünü aşmamalıdır. Arazi tipi üretim tesisleri, tüketim tesisinin sözleşme gücünü aşmamak kaydıyla tüketim tesislerinden farklı bir bağlantı noktasında kurulabilmektedir.

Yeni lisanssız üretim tesislerinin, tarifede belirtilen aktif enerji bedeline dayalı ve 10 yıl süreyle geçerli olacak yeni bir garantisi mekanizmasından yararlanmasına olanak sağlanmıştır. Bu düzenleme ayrıca aylık net mahsuplaşma yöntemini de içermektedir. Bu sistemle, üretim tesisinin şebekeye sattığı toplam üretim ile kendi tüketimi arasındaki fark aylık olarak hesaplanmaktadır. Bu sistemin, özellikle çok yüksek elektrik tüketimi olan sanayi ve ticarethaneler için oldukça faydalı olacağı düşünülmektedir.

Lisanssız elektrik üretim tesislerinin kapasite üst limitine ilişkin en güncel düzenleme ise 8 Mart 2022 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu düzenlemeye göre belediyeler ve bunların bağlı kuruluşları ile sanayi tesisleri ve tarımsal sulama amaçlı tesisler tarafından bağlantı anlaşmasındaki sözleşme gücünün iki katı ile sınırlı olmak kaydıyla lisanssız üretim tesisi kurulabilecektir. Ayrıca 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında Cumhurbaşkanı'nın, rekabetin gelişmesi, iletim ve dağıtım sistemlerinin teknik yeterliliği ve arz güvenliğinin temini ilkeleri çerçevesinde, lisanssız faaliyet yapabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin kurulu güç üst sınırını kaynak bazında beş katına kadar artırmaya yetkili olduğu belirtilmiştir.

Lisanssız Üretim (2019 Öncesi)

- 10 yıl boyunca sabit fiyatlı YEKDEM'den faydalanacaklardır. (Güneş için 133 ABD Doları / MWh)
- Çoğunlukla şebekeye satış amaçlıdır.
- Aylık mahsuplaşma seçeneği yoktur.
- Kurulu güç sınırı 1 MW olarak belirlenmiştir.

Lisanssız Üretim (Mevcut Durum)

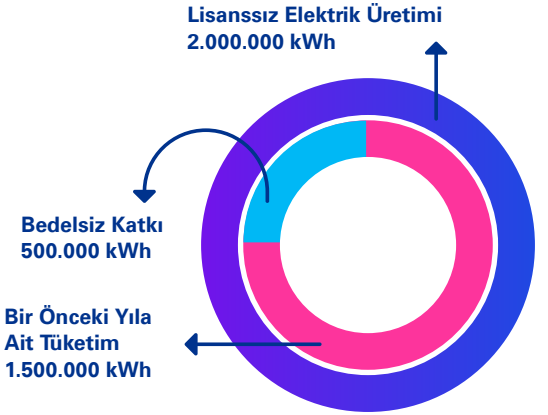
- Sanayide ve tarımda lisanssız güç sınırı iki katına çıkarılmıştır.
- Üretim fazlası elektriğin bir kısmı tüketimle ilişkili olarak şebekeye bedelsiz verilecektir.
- Öz tüketime yöneliktir.
- Mahsuplaşma sistemine dayanır.
- Kojenerasyon tesis sınırı kaldırılmıştır.

Lisanssız Üretimi

11 Ağustos 2022 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan değişiklik ile üretimi tüketiminin oldukça üstünde olan lisanssız santrallerin satabilecekleri elektrik enerjisi miktarına sayaç tüketimlerini esas alan bir limit getirilmiştir.

Katılımcıların gerçek tüketimi kadar elektrik üretecek veya üretim fazlasını sisteme bedelsiz olarak verecektir. Bu sayede, ihtiyaç fazlası elektrik "bedelsiz katkı" olarak satin alınacaktır.

Cari yıldaki tüketim miktarı satış miktarına esas alınacaktır. Üretimle tüketimin aynı ölçüm noktasında yer aldığı tesisler içinde üretimi ölçen tek yönlü sayaç verileri baz alınacaktır ve gerçek tüketim miktarı hesaplanacaktır. Bu sayede herhangi bir mağduriyet oluşmayacaktır.



Kaynak: EPDK

"(…) tüketim tesisinin bulunduğu dağıtım lisansı bölgesi **dışında** da üretim tesisi kurulabilir" ibaresi **eklenerek tüketim ve lisanssız üretim tesislerinin aynı dağıtım bölgesinde olma zorunluluğu ortadan kaldırılmıştır.**

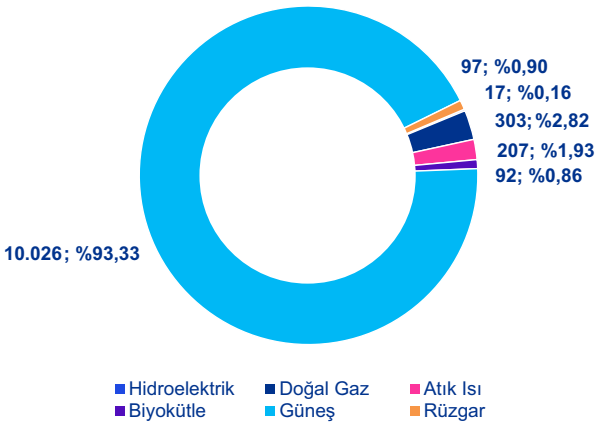
Kurulacak olan üretim tesislerinin **aynı mahsuplaşma sistemine** ek olarak aynı **destekleme sisteminde** de bulunması şartı getirilmiştir. Daha önce bu kapsama uygun olan **kojenerasyon tesis sayısı sınırı 1 iken, sınır kaldırılmıştır.**

Kojenerasyon tesislerine ek olarak GES tesisi de kurulduğu durumda, tüketim fazlası elektrik tüketicinin abone grubuna ait aktif enerji bedelinden satılabilecektir.

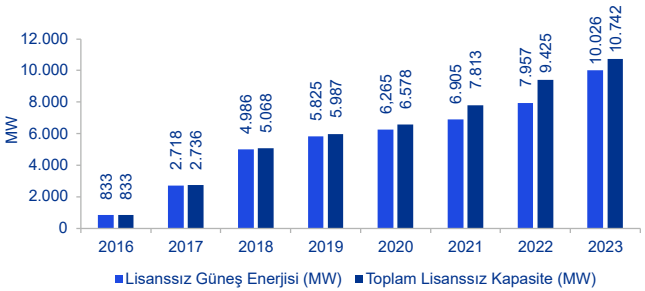
Kurulan üretim tesisi ile tüketimini mahsuplayan tesislere, **ek olarak üretim tesisi** kurabilme hakkı tanınmıştır. Tüm üretim tesislerindeki toplam kurulu gücün, tüketim tesisinin sözleşme gücünü geçemeyeceği hükmü getirilmiştir.

Lisanssız Kapasite

31 Aralık 2023 İtibariyla Lisanssız Santrallerin Kaynak Bazında Kurulu Güç (MW) Kırılımları



Kaynak: EPDK



Lisanssız santrallerin 2016 sonrası kurulu güç gelişimine bakıldığında dağıtım bedelindeki artıştan kaçınmak için yaklaşık 2 GW'lık kurulu güce sahip bir kapasitenin 2017 yılında devreye girdiği görülmektedir. 2018 yılında ise yatırım maliyetindeki ve proje geri dönüş süresindeki düşüşler bu yıldaki kurulu gücün 2017'deki kurulu gücün neredeyse 2 katına ulaşmasını sağlamıştır.

2023 sonu itibarıyla toplam lisanssız kurulu gücü 10,7 GW değerini aşarken bu kurulu gücün 10,0 GW'ını güneş santralleri oluşturmaktadır.

2019 yılı Mayıs ayında regülasyonlarda yapılan önemli değişiklikler ile lisanssız santrallere, bu santralle ilişkili tüketim tesisinin sözleşme gücü sınırı getirilmiş ve piyasaya satışa yönelik proje geliştirmenin önü kapatılmıştır. Temelinde dağıtık üretimi desteklemesi gereken lisanssız üretim için bu değişiklikler önem taşımaktadırlar. 2019 sonrası kurulan santraller dağıtık üretimi destekleyen öztüketime yönelik santrallerdir. Fakat ürettiği elektriği piyasaya satma amacıyla kurulan yaklaşık 6,5 GW kurulu sahip lisanssız santraller, lisanslı santrallere benzerlik göstermektedir. Diğer bir deyişle, **2019 yılındaki düzenlemeye tabi olmadan kurulan santrallerin üretim tesisi, bu düzenlemeye tabi olan santrallerin ise öztüketime yönelik dağıtık sistemler olduğunu bilinmektedir.**



Türkiye'nin Enerji Politikaları ve Hedefleri



Türkiye'nin Enerji Politikaları ve Hedefleri

Enerji Hedefleri

Enerji Dönüşümü ve Politikalar

Türkiye, Paris Anlaşması ve SKDM gibi faktörlerin de etkisiyle çeşitli iklim değişikliği politikaları geliştirmiş ve enerji sektörü bir dönüşüm sürecine girmiştir. Bu durum önümüzdeki dönemde yenilenebilir enerji yatırımlarının da artmasını sağlayacaktır.

INDC (2015): 2020 ve 2030 yılları arasında Türkiye'nin üstleneceği sera gazı azaltım taahhüdü (Kasım 2022'de, COP27'de güncellenmiştir)

Yeşil Mutabakat Eylem Planı (2021): Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması ve Emisyon Ticaret Sistemi gibi mekanizmalara uyum stratejisi

Paris İklim Anlaşması (2021): 2053 Net Sıfır Emisyon hedefi belirlenmesi, iklim değişikliği ve karbon azaltımı stratejileri

İklim Şurası (2022): 76'sı öncelikli olmak üzere toplam 217 tavsiye kararının görüşülmesi

- 2053 Net Sıfır Emisyon Hedefi doğrultusunda 'Ulusal Yeşil Finans Stratejisi' 2023 yılının sonuna kadar hazırlanması

- Emisyon Ticaret Sistemi'nin (ETS) ülkemizde kurulması için çalışmalar hızlandırılarak; Avrupa Birliği (AB) mevzuatı gözetilerek tasarlanması ve ETS'nin uygulamaya alınmasına yönelik çalışmaların 2024 yılında tamamlanması

INDC: Ulusal Katkı Niyet Beyanı
UNFCCC: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
SKDM: Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması

Kaynak: Türkiye Cumhuriyeti, INDC, Yeşil Mutabakat Eylem Planı (2021)

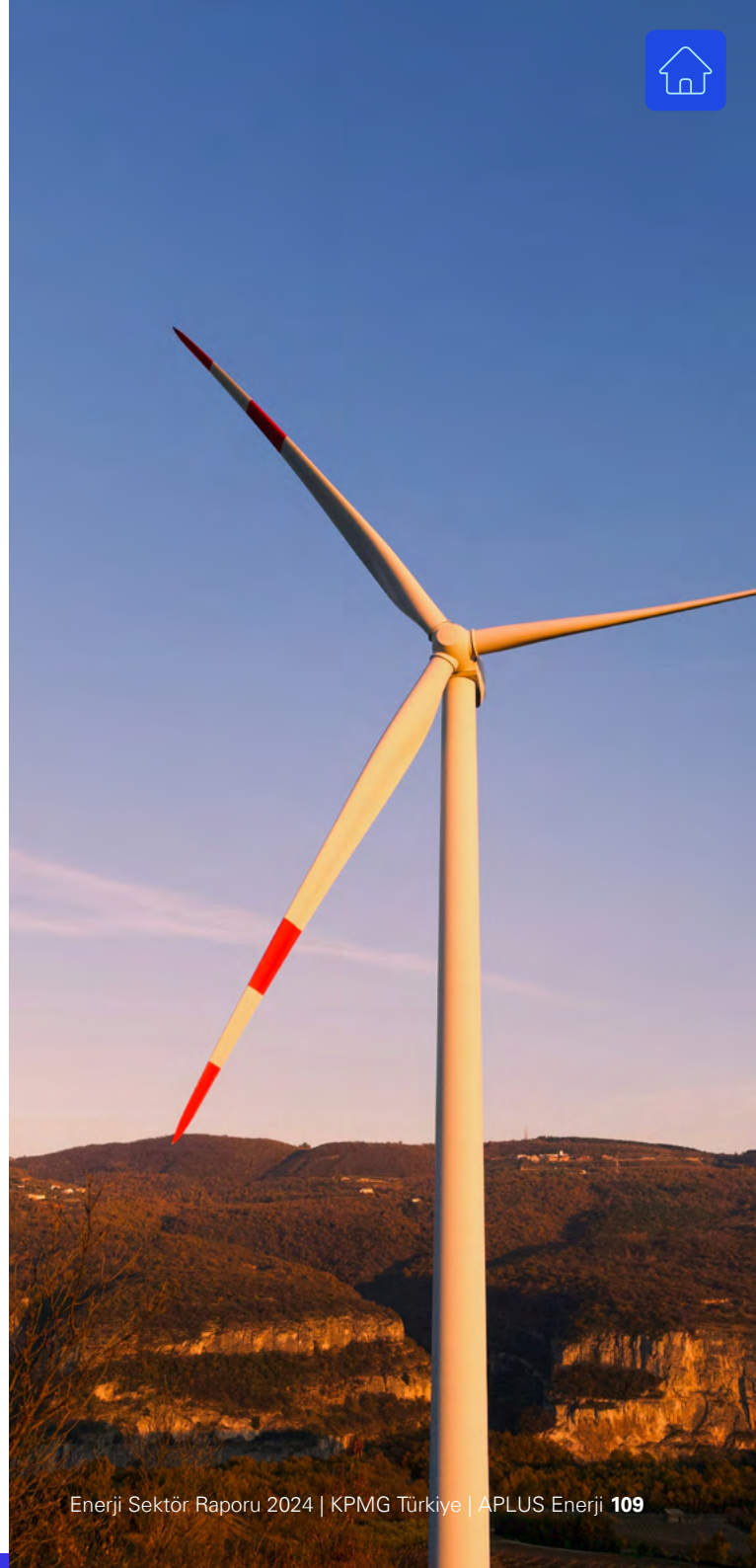
- 2053 Net Sıfır Emisyon Hedeflerine yönelik kömürden elektrik üretiminde karbon yakalama, kullanım ve depolama teknolojilerinin geliştirilmesi

- Türkiye Ulusal Enerji Verimliliği 2030 Vizyonu ve Stratejisi'nin 2022 yılı sonuna kadar, Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'nın (2024-2030) 2023 yılı ortasına kadar hazırlanması

- Enerji sektöründe dönüşüme uyum sağlamak için dijital dönüşüm, depolama ve talep tarafı uygulamalarının hayata geçirilmesi sağlanması

Yenilenebilir enerji kaynaklarının geleceğe yönelik büyümesini artıracak politikalar:

- Karbon Vergisi Mekanizmasının Kabulü
- Yeşil Sertifika Mekanizmasının Kabulü
- Yeşil Mutabakat Eylem Planı
- 2053 Net Sıfır Karbon Hedefi



İklim Değişikliği Kanunu Taslak Kararları

Sera Gazı Emisyonları

Mevzuata göre ilgili kurum ve kuruluşlar sera gazı emisyonlarını azaltmada net sıfır hedefi ve Ulusal Katkı Beyanı'nda yer alan hedefleri ve politikaları uygulayarak görevlerini yerine getirmekle yükümlüdürler. Bu kapsamda, Bakanlık, enerji verimliliği yüksek, düşük emisyonlu, çevre dostu malzemelerin kullanılması ve yenilebilir enerji kullanımının artırılması gibi çalışmalardan, kentsel dönüşüm çalışmaları çerçevesinde azaltım ve uyum hedefleri doğrultusunda düşük karbon emisyonlu ve sürdürülebilir projeler geliştirmekle yükümlüdür.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, enerji sektöründe karbon yakalama, kullanma ve depolama gibi yeni teknolojilerin de değerlendirilmesi ile yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını sağlamakla, tüm sektörlerde atık ısı potansiyelinin artırılmasını sağlayıp en verimli şekilde kullanılmasını sağlamakla ve sektördeki elektriktrifikasyon ihtiyacına bağlı enerji dönüşümüne uygun batarya şarj sistemleri ile ilgili altyapıyı oluşturmakla yükümlüdür.

Net Sıfır Emisyon Hedefi

2022 Ekim ayında yayımlanan İklim Kanunu'nun amacı net sıfır emisyon hedefi ve yeşil kalkınma hedefleri ile iklim değişikliğiyle mücadelede sera gazı emisyonların azaltılmasını ve bu konulara yönelik uygulamaları düzenlemektir.

Emisyon Ticaret Sistemi (ETS)

Emisyon Ticaret Sistemi uygulanmaya tam olarak başlanmacan önce pilot uygulama dönemi olacaktır. Pilot uygulama dönemi boyunca, uygulamanın kapsamı, süresi, ilgili usul ve esaslar Başkanlık tarafından belirlenecektir.

Kanun yürürlüğü girdikten sonra 3 yıl içerisinde, Emisyon Ticaret Sistemi'nin kurulması ile ETS kapsamına dahil olan işletmelerin sera gazı emisyonuna yol açan faaliyetlerine devam edeilmesi için Başkanlık'tan sera gazı emisyon izni alması zorunlu olacaktır.

Karbon Piyasası

Karbon Piyasası Kurulu, karbon fiyatlarını belirleme, ücretsiz yapılacak tahsilatların dağıtımına karar verme, açık arttırmaya arz edilecek tahsisat miktarı belirleme, ETS ilgili ilgili yapılacaklar, Uluslarası Karbon Piyasası'na konu olacak proje ve faaliyetleri belirlenmesi gibi görevleri yerine getirmektedir.

Karbon Piyasası Kurulu'nun vermis olduğu karara bağlı olarak ETS kapsamındaki tahsilatlar bir sonraki yıl için aktarılacak olan tahsisat miktarları her yıl Resmi Gazete'de 31 Ekim tarihine kadar yayımlanacaktır.

Kaynak: İklim Değişikliği Kanunu Taslak

Ulusal Katkı Beyanı'nın Güncellenmesi

Paris Anlaşması doğrultusunda Türkiye, yenilenebilir enerji kaynaklarının piyasadaki büyüme potansiyelini artıran Ulusal Katkı Beyanı'nı Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne sunmuş ve çeşitli güncellemeler yapmıştır.

Türkiye son dönemde iklim değişikliği ve karbon azaltımı konusunda Paris İklim Anlaşmasının onaylanması ve 2053 net sıfır karbon hedefi gibi olumlu adımlar atmıştır.

İklim Konseyi, iklim değişikliğini tüm yönleriyle ele almak, özel çalışma grupları oluşturmak, orta ve uzun vadeli stratejilerin oluşturulmasında paydaş görüşlerinden yararlanmak amacıyla 21-25 Şubat tarihleri arasında Konya'da toplanmıştır. Yapılan toplantılar sonucunda 76'sı öncelikli olmak üzere toplam 217 tavsiye kararı alınmıştır. Kasım 2022'de Türkiye, ilk olarak 2015 yılında açıkladığı INDC'sini COP27'de güncellemiştir. Yeni emisyon azaltım hedefi de aynı Business-as-Usual senaryosu temel alınarak belirlenmiştir.

Türkiye Cumhuriyeti Güncellenmiş Birinci Ulusal Katkı Beyanı'nda Türkiye'nin enerji, sanayi, ulaştırma, tarım, bina, atık, arazi kullanımı, arazi kullanım değişikliği ve ormancılık (AKAKDO) sektörlerine dair azaltım politikaları yayımlanmıştır.

Bunlara ek olarak tarım ve ormancılık, su, afet risk yönetimi, şehircilik, kırsal kalkınma ve halk sağlığı sektörlerine dair Türkiye'nin uyum politikaları yayımlanmıştır. Ayrıca temel şeffaflık göstergeleri ve açıklık, şeffaflık ve anlayışı kolaylaştırmaya yönelik bilgiler de yer almaktadır.

Gelecekte yenilenebilir enerji kaynaklarının büyümesini artırabilecek potansiyel azaltım seçenekleri:

- Karbon Vergisi Mekanizmasının Benimsenmesi
- Yeşil Sertifika Mekanizmasının Benimsenmesi
- Yeşil Anlaşma Eylem Planı
- 2053 Net Sıfır Karbon Hedefi

Enerji Dönüşümü ve Politikalar

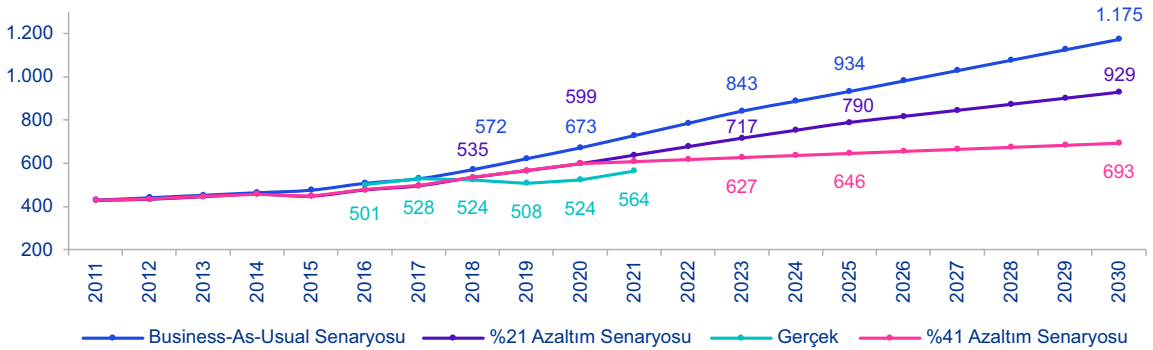
Küresel iklim değişikliği Türkiye'nin yerel kömür hedeflerini etkilemektedir. Ülkede son dönemde iklim değişikliği odaklı yapılan görüşmelerin aksine kömürün aşamalı olarak ortadan kaldırılması planı İklim Konseyi'nde belirtilmemiştir.

Türkiye, Paris Anlaşması'nı Nisan 2016'da imzaladı. Paris Anlaşması, 1 Ekim 2021'de kanun teklifi olarak Türkiye Büyük Millet Meclisi'ne sunuldu ve anlaşmanın mecliste kabul edilmesinin ardından 23.11.2016 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmıştır. 7 Ekim 2021 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

INDC'ye göre Türkiye, karbon emisyonlarını 2030 yılına kadar baz senaryoya göre %21 oranında azaltmayı hedeflemektedir. Temel senaryo, ülkedeki toplam yıllık emisyonun 2015'teki 475 mt CO_2'den 2030'a kadar mt CO_2'ye çıkacağını öngörmektedir. Azaltım vaadi ile 2030 hedefi ise 929 mt CO_2'dir. Daha sonra, COP27'de açıklanan yeni INDC'ye göre aynı Business-As-Usual Senaryosu'ndaki emisyon azaltım hedefi %41 olarak güncellenmiştir. Buna göre 482 mt CO_2 azaltım hedeflenmektedir. Ayrıca aynı konferansta sera gazı emisyonlarının 2038 yılında pik seviyeye ulaşacağı açıklanmıştır.

İklim Konseyi'ne göre, Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması takvimi dikkate alınarak ETS pilot uygulamasına 2024 yılında başlanmıştır. Ayrıca 2025 yılına kadar vergi miktarının belirlenmesi için ekonomik, sosyal ve finansal analizler yapılarak kurum/kuruluşlar arasında oluşturulacak ortak sistem ile ulusal koşullara uygun bir yol haritası oluşturulacaktır.

Yıllık Sera Gazı Emisyonları (milyon Ton CO_2e)



INDC: Niyet Edilen Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı **UNFCCC:** Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi

Kaynak: Türkiye Cumhuriyeti, INDC, TÜİK Ulusal Sera Gazı Envanteri, T.C. Güncellenmiş Birinci Ulusal Katkı Beyanı

COP28'te Yaşanan Gelişmeler

30 Kasım'da Dubai'de başlayan Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansı COP28 birçok ilginç gelişmeye ev sahipliği yapmıştır.

123 ülke küresel yenilenebilir enerji kapasitesini 2030 itibarıyla üç katına ve enerji verimliliğindeki ilerleme hızını iki katına çıkarmayı taahhüt ettikleri **Global Renewable Energy Pledge**'i imzalamıştır. Türkiye, Çin, Hindistan ve Güney Afrika ise taahhüdü imzalamamıştır. **Türkiye'nin imzalamama nedenleri arasında** bildirgede geçen kömürlü termik santral yatırımlarına son verilmesi hususu ve ülkede hidroelektrik kapasitesinin çok fazla olmasından kaynaklı olarak yenilenebilir enerji kapasitesini 3 katına çıkartmanın zor olabileceği gerçeği yer almaktadır Aynı zamanda Bakan Yardımcısı Fatma Varank'ın konferans sonrası açıklamalarından yola çıkarak; Türkiye'nin, sanayisini erken dönemde geliştirip küresel ısınmaya sebep olan gelişmiş ülkelerden bir finansman desteği beklentisi içinde olduğu sonucuna varılmaktadır.

COP28'de **159'un üzerinde ülke**, iklim planlarında gıda ve tarıma da yer verme taahhüdü içeren **Gıda Sistemleri Deklarasyonu**'nu imzalamıştır. Gıda ve Tarım Deklarasyonu'nun imzalanmasının hemen ardından **143** ülke, **İklim ve Sağlık Bildirgesi**'ne imza atmıştır.

COP28'in bitimini takiben **Birleşik Krallık, 2027 yılına kadar kendi SKDM'sini** uygulamaya koyacağını ve bu mekanizmanın Birleşik Krallık'a demir, çelik, alüminyum, seramik ve çimento ithalatına karbon vergisi getireceğini duyurmuştur. Bu uygulama, AB'nin kendi SKDM'sini kurmasından bir yıl sonra hayata geçirilecektir.

COP28'de Türkiye'nin katıldığı girişimler ise aşağıda yer almaktadır:

- İklim Kulübü
- Dayanıklı Gıda Sistemleri, Sürdürülebilir Tarım ve İklim Eylemine ilişkin Emirlik Deklarasyonu
- Buzul Dostları Grubu
- Çimentoda Atılım
- İklim İçin Mangrov İttifakı
- COP28'de Eğitim ve İklim Değişikliği Ortak Gündemi Bildirgesi
- İklim ve Sağlık Deklarasyonu
- İklim Eylemi İçin Yüksek Hedefli Çok Düzeyli Ortaklıklar Koalisyonu (CHAMP)

	Kabul	Ertelendi
Kayıp ve Zarar Fonu	✓	
Santiago Kayıp ve Zarar Ağı	✓	
Varşova Uluslararası Kayıp ve Zarar Mekanizması	✓	
Uyum Konusunda Küresel Hedef	✓	
Yeşil İklim Fonu	✓	
Adaptasyon Fonu	✓	
İklim Güçlendirme için Eylem		⊗
Etki Azaltma Çalışma Programı	✓	
Uyum Komitesi Raporu		⊗
Madde 6.2 İki Taraflı Ticaret		⊗
Madde 6.4 Karbon Piyasaları		⊗
Madde 6.8 Piyasa Dışı Yaklaşımlar	✓	
Toplumsal Cinsiyet ve İklim	✓	
Küresel Çevre Fonu	✓	

Kaynak: Carbon Brief, COP28 UAE, The Guardian, İklim Değişikliği Başkanlığı

Resmi Hedefler

Ulusal Enerji Eylem Planı tahminlerine göre kurulu güç artışının büyük bir kısmını yenilenebilir enerji kaynaklarından gelecektir.

Enerjide dışa bağımlılığı azaltmak amacıyla **petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri** hızlandırılarak sürdürülecektir.

Doğal gaz **depolama tesislerinin depolama ve geri üretim kapasiteleri** artırılacaktır.

Nükleer güç santrali elektrik enerjisi üretim portföyüne dâhil edilecektir.

Başta AB olmak üzere ihracat pazarlarında rekabetçiliğin artırılması ve tedarik zincirlerinde Türkiye'nin konumunun yükseltilmesi amacıyla **Yeşil Mutabakat Eylem Planı** güncellenecektir.

Kent içi ulaşımda düşük karbonlu sistemlere geçişi kolaylaştıracak, ulaşımın sürdürülebilirliğine yönelik projeler hayata geçirilecektir.

Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) modeliyle yerli ürün kullanım şartı içerecek şekilde projeler geliştirilmeye devam edilecektir.

Yeni Enerji Verimliliği Strateji Belgesi ve **II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı** hayata geçirilecek. Kamu bina ve hizmetlerinde enerji verimliliği çalışmaları sürdürülerek enerji performans sözleşmelerinin daha yaygın kullanımı için gerekli teknik ve idari altyapı geliştirilecektir.

Kamu, ticari ve konut amaçlı binalarda yüksek enerji performansını ve aynı zamanda belirli oranda yenilenebilir enerji kullanımını amaçlayan **Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar (NSEB)** yaklaşımını yaygınlaştırılacak düzenlemeler yapılacaktır.

Enerji yoğunluğu yüksek **batarya teknolojileri, bağlantılı araçlar, tam otonom (sürücüsüz) mobilite sistemleri ve ray ötesi sistemler** gibi yeni nesil enerji ve ulaşım sistemlerindeki teknolojik kabiliyetler ve yatırımlar artırılacaktır.

	2023 12. Kalkınma Planı	2028 12. Kalkınma Planı	2035 ETKB
Elektrik Talebi (TWh)	325,0	430,0	510,5
Toplam Kurulu Güç (GW)	106,6	136,0	189,7
Rüzgar Kurulu Güç (GW)	11,7	18,0	29,6
Güneş Kurulu Güç (GW)	11,4	30,0	52,9
Nükleer Kurulu Güç (GW)	-	4,8	7,2
Batarya Kapasitesi (GWh)	-	5,0	7,5
Yenilenebilir Enerjinin Elektrik Üretimindeki Payı (%)	40,0	50,0	54,8
Doğal Gazın Elektrik Üretimindeki Payı (%)	23,0	15,0	*

*Ulusal Enerji Planı'nda 2035 yılına dair elektrik üretimi içerisindeki toplam termik üretim payı belirtilmiş (173,7 TWh, %34,2) fakat bu değerin doğal gaz kırılımı gösterilmemiştir.

Kaynak: Orta Vadeli Program, 2023 ve 2028 değerleri 12.Kalkınma Planı'ndan, 2035 ETKB değerleri ise Ulusal Enerji Planı'ndan alınmıştır.
T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı

12. Ulusal Kalkınma Planı

12.Ulusal Kalkınma Planı'na göre 2028 yılında yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payı %50 seviyesine ulaşacaktır.

Cumhurbaşkanlığı Hükümet Sistemi'nin ikinci kalkınma planı olan ve 2024-2028 dönemini kapsayan 12. Kalkınma Planı, 16 Ekim 2023 tarihinde Türkiye Büyük Millet Meclisi (TBMM)'ye sunulmuş ve 31 Ekim 2023 tarihinde TBMM Genel Kurulu'nda kabul edilmiştir. Plan birçok sektör ve ülke ekonomisine dair uzun dönemli hedefler ve stratejilerin yanı sıra enerji alanında da önemli başlıkları içermektedir.

Plan dönemi boyunca büyüme oranının yıllık ortalama %5 oranında gerçekleşmesi ve plan dönemi sonunda kişi başına düşen gelirin ortalama olarak yıllık 17.554 USD olması hedeflenmektedir.

Yıl sonu enflasyon değerinin %65 olacağı tahmin edilmişken, 2028 yılında yıllık enflasyonun %4.7'ye düşeceği öngörülmüştür.

Sanayinin yıllık ortalama %5.9 oranında büyümesi ve 2028 yılı sonunda Gari Safi Yurtiçi Hasıla içerisindeki payının %26.9'a çıkarılması hedeflenmektedir.

2028 yılı itibarıyla, Türkiye kurulu gücünün 136 GW'a, güneş kurulu gücünün 30 GW'a, rüzgar kurulu gücünün 18 GW'a ve toplam batarya kapasitesinin ise 5 GW'a çıkması planlanmıştır. 2028 yılında yıllık elektrik talebinin 430 TWh'e, yerli kaynak bazlı elektrik üretiminin ise 270 TWh'e ulaşması öngörülmüştür.

Doğal Gaz

2022 yılında %22,9 olarak gerçekleşen, 2023 yılında ise %23,0 olarak gerçekleşmesi tahmin edilen yıllık elektrik üretimi içerisindeki doğal gaz payının, 2028 yılında %15,0 seviyesine düşmesi öngörülmektedir.

Elektrik ve doğal gaz piyasalarında maliyet bazlı fiyatlandırma uygulamaları benimsenecek, belirli gelir seviyesinin altındaki tüketici gruplarının desteklenmesi uygulamasına geçilecektir.

Doğal gaz arz güvenliğinin güçlendirilmesi, yerli doğal gazın ekonomiye kazandırılmasına yönelik çalışmalar sürdürülecektir.

Karadeniz'deki Sakarya Gaz Sahası'nda keşfedilen doğal gaz rezervinin ekonomiye kazandırılması amacıyla sahanın geliştirilmesi ve üretim kapasitesinin artırılmasına yönelik faaliyetler sürdürülecektir.

Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama projesinde depolama kapasitesi 8,8 milyar m^3'e, geri üretim kapasitesi ise günlük 80 milyon m^3'e çıkarılacaktır.

2022 ve 2023 yıllarında 5,8 milyar m^3 olan yer altı doğal gaz depolama kapasitesinin 2028 yılında 13,0 milyar m^3'e çıkarılması planlanmaktadır.

Mevcut doğal gaz iletim ve dağıtım altyapısı güçlendirilecektir. Yenilenebilir kaynakların ve atık ısıya dayalı bölgesel ısıtma/soğutma sistemlerinin yapılabilir olmadığı yerlerde doğal gaza erişim sağlanacaktır.

Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP) kapasitesi iki katına çıkarılarak yıllık 32 milyar m^3'e yükseltilecek, Hazar havzasından Avrupa'ya gaz iletilmesine yönelik altyapı güçlendirmeleri yapılacaktır.

Kömür

Enerji arz güvenliğinin sağlanması kapsamında çevresel etkiler azami ölçüde göz önünde bulundurularak yerli kömür kullanımına devam edilecektir.

Mevcut kömür santrallerinde gerekli olan rehabilitasyonlar gerçekleştirilecek ve çevresel etki ve verimlilik açısından iyileştirmeler yapılacaktır.

Kömürün hidrojen, metanol ve amonyak üretimi gibi daha çevreci şekilde kullanılabilmesine yönelik Ar-Ge faaliyetleri ve rezervlerin temiz kömür teknolojileriyle değerlendirilmesine yönelik çalışmalar yürütülecektir.

Kaynak: T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı



Yenilenebilir Enerji

2022 yılında toplam elektrik üretimi içerisindeki payı %42,4 seviyesinde gerçekleşen, 2023 yılında ise %40,0 seviyesinde gerçekeşmesi tahmin edilen yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin, 2028 yılı itibarıyla elektrik üretimindeki payının %50,0 seviyelerine yükselmesi hedeflenmiştir.

2053 yılı net sıfır emisyon hedefi kapsamında, artan elektrifikasyonun daha temiz kaynaklarla karşılanması amacıyla yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimi artırılacak ve şebekeye entegrasyonu sağlanacaktır.

Yerli aksam yükümlülüğüne sahip olan Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) ihalelerinin devamına ve deniz üstü YEKA projelerinin geliştirilmesine yönelik çalışmalar yürütülecektir.

Meskenlerde yenilenebilir enerji kaynağı kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik potansiyeller belirlenecek, fayda-maliyet açısından değerlendirilerek bir yol haritası çizilecek ve uygulamaya geçilecektir.

Elektrik şebekelerinin, yenilenebilir enerji kaynakları ve ulaşım alanı elektrifikasyonundaki potansiyel artış kapsamında geliştirilmesine yönelik planlama ve yatırım çalışmaları yürütülecektir.

Kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının, şebeke üzerindeki olumsuz etkilerinin azaltılmasına yönelik şebeke esnekliği artırılacaktır.

Kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilecek elektriğin maliyet etkin ve yüksek verimlilikte sağlanmasını teminen, üretimlerin en doğru şekilde tahmin edilebilmesine yönelik kurumsal kapasite geliştirilecektir.

Pompaj depolamalı hidroelektrik elektrik santralleri dahil olmak üzere enerji depolama sistemlerinin kurulumu artırılacaktır.

Yenilenebilir enerji, nükleer enerji, enerji depolama ve hidrojen teknolojilerinde mevcut durumdaki yerli üretim kabiliyetine ilişkin envanter çalışması yapılacak ve yol haritası belirlenecektir.

Nükleer Enerji

Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin tüm üniteleri devreye alınacak, nükleer kurulu gücü artırılacak, ve nükleer teknolojilerin kurulumu ve yerlileştirilmesine yönelik çalışmalar yürütülecektir.

Nükleer atıkların güvenli bir şekilde bertaraf edilmesi amacıyla atık tesislerinin kurulmasına yönelik çalışmalar yürütülecektir.

Kaynak: T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı



Enerji Verimliliği

Plan dönemi boyunca enerji verimliliği ile 4.500 BTEP miktarında enerji tasarrufu sağlanması hedeflenmektedir.

Enerji yoğun sektörler öncelikli olmak üzere rekabetçilik ve yerli üretim dikkate alınarak enerji verimliliği yatırımları desteklenecektir.

Talep tarafı katılımına dair mevzuat geliştirilecek ve talep tarafı katılımı teşvik edilecektir.

Binaların enerji dönüşümünün hızlandırılması amacıyla yenilenebilir enerjiyle desteklenen enerji verimli binaların yaygınlaştırılması sağlanacak ve buna yönelik düzenlemeler geliştirilecektir.

Başta binalarda olmak üzere enerji verimliliği alanında, enerji performans sözleşmeleri, enerji hizmet şirketleri modeli ve kredi garanti fonunun kullanılması gibi alternatif yöntemler yaygınlaştırılacaktır.

Isı piyasası mevzuatına ilişkin çalışmalar tamamlanarak, teknik ve ekonomik uygunluğa sahip yerlerde bölgesel ısıtma/soğutma sistemlerinin ve ısı pompası kullanımının yaygınlaştırılmasına ve jeotermal kaynaklı ısıtmanın artırılmasına yönelik çalışmalar yürütülecektir.

Hidrojen

Başta yeşil hidrojen olmak üzere hidrojen teknolojilerinin ve altyapısının geliştirilmesine yönelik çalışmalar yapılacak ve ihtiyaç duyulan alanlarda uluslararası iş birlikleri desteklenecektir.

Yeşil hidrojen üretiminin sağlanabilmesi için yerli elektrolizör geliştirilmesine yönelik çalışmalar yapılacak ve hidrojenin hem teknik hem de ekonomik açıdan kullanılabilirliğine yönelik sektörel analizleri yapılacaktır.

hidrojenin taşınması ve depolanmasına yönelik Ar-Ge çalışmaları sürdürülecektir.

Kaynak: T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı



Ulusal Enerji Planı

Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda nüfus artışı, ekonomik büyüme ve yakıt fiyatları temel girdiler olarak kullanılmıştır.

Temel Girdiler

Nüfus

2018 - 2080 yılları arasında Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) tarafından hazırlanan projeksiyon çalışmalarındaki referans senaryo değerleri nüfus verileri için kullanılmıştır.

Ekonomi

T.C Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığının (SBB) verileri ekonomik büyüme değeri için kullanılmıştır. Alt sektör büyüme tahminleri için ise Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü'nün (OECD) tahminleri kullanılmıştır. Bazı sektörlerde ise Kıyaslama (Benchmark) analizinden yararlanılmıştır.

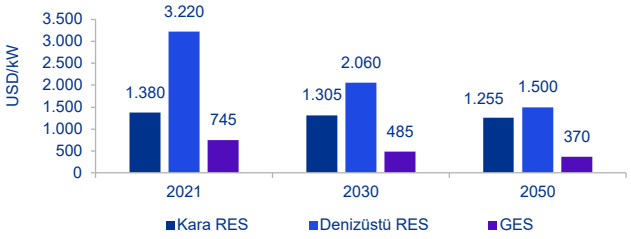
Yakıt Fiyatları

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından hazırlanan Dünya Enerji Görünümü (WEO) 2021 raporundaki Mevcut Politikalar senaryosunda kullanılan varsayımlar uzun dönemli yakıt fiyat tahminleri için kullanılmıştır. Orta dönem için ise 2022 Mayıs ICE kontratları baz alınmıştır.

Enerji Planında Kullanılan CAPEX Varsayımları

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) Dünya Enerji Görünümü (WEO) 2021 raporundaki Mevcut Politikalar senaryosunda verilen CAPEX değerleri farklı enerji kaynakları için sermaye maliyeti varsayımlarında kullanılmıştır. Türkiye için, Avrupa Birliği ile Çin için verilen CAPEX değerlerinin ortalaması baz alınmıştır. Rapora göre özellikle RES ve GES yatırım maliyetlerinin yıllar içinde düşmesi beklenmektedir.

Mevcut Politikalar Senaryosu (Stated Policies) Avrupa Birliği Çin Ortalaması CAPEX



2022'nin sonunda duyurulan Ulusal Enerji Planı, 2053'e kadar net sıfır emisyona ulaşmak için uzun vadeli stratejiyi ortaya koymaktadır.

Kurulu Güç Hedefleri

2035 yılına kadar sistemdeki toplam kurulu nükleer gücün 7,2 GW'a ulaşması planlanmaktadır.

2035 yılına kadar sistemdeki pil depolama kapasitesinin 7,5 GW'a çıkması beklenmektedir. Talep tarafında yük azaltma ve yük artırma yönünde kapasite 1,7 GW'a yükselmektedir. 2035 yılı için gaz karışımında hidrojenin payı %3,5 olarak belirlenmiştir.

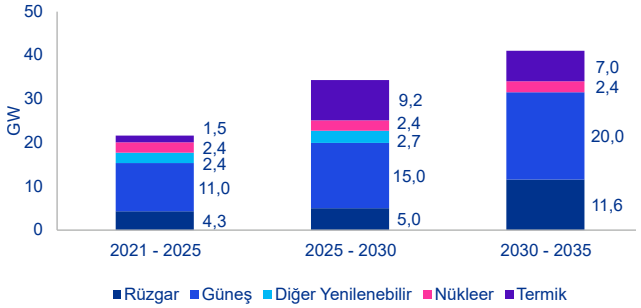
Bu politikalar doğrultusunda elektrolizör kurulu güç kapasitesinin 2030 yılında 2 GW'a, 2035 yılında 5 GW'a ve 2053 yılında 70 GW'a ulaşması hedeflenmektedir.

Kurulu Rüzgar Kapasitesi 2022 **11,4 GW**	Kurulu Rüzgar Kapasitesi 2035 **29,6 GW**
Kurulu Güneş Kapasitesi 2022 **9,4 GW**	Hedeflenen Güneş Kapasitesi 2035 **52,9 GW**
Kurulu Hidroelektrik Kapasitesi 2022 **31,5 GW**	Hedeflenen Hidroelektrik Kapasitesi 2035 **35,1 GW**
Kurulu Jeotermal ve Biyokütle Kapasitesi 2022 **3,6 GW**	Hedeflenen Jeotermal ve Biyokütle Kapasitesi 2035 **5,1 GW**

Kaynak: : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

2021-2025 döneminde 21,6 GW, 2026-2030 döneminde 34,3 GW, 2031-2035 döneminde ise 41,0 GW gücünde yeni kapasitenin devreye alınması beklenmektedir.

Beşer Yıllık Dönemlerde Devreye Alınan Yeni Kapasite



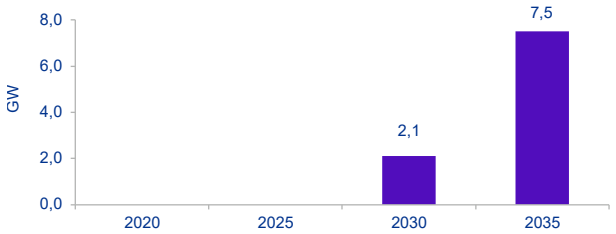
Yıl Sonu Itibarıyla Elektriksel Kurulu Güç

2022: 104,1 GW
2025: 116,2 GW
2030: 149,1 GW
2035: 189,7 GW

2021 - 2035 yılları arasında devreye alınması beklenen kapasite miktarı 96,9 GW seviyesindedir. Büyük çoğunluğu güneş ve rüzgar enerjisinden kaynaklı olmak üzere kurulu güç artışlarının, %74,3'ü yenilenebilir enerji kaynaklıdır. Güneş enerjisi için devreye girmesi beklenen kapasite miktarı yıllık ortalama 3,1 GW iken, rüzgar enerjisi için bu miktar 1,4 GW'tır.

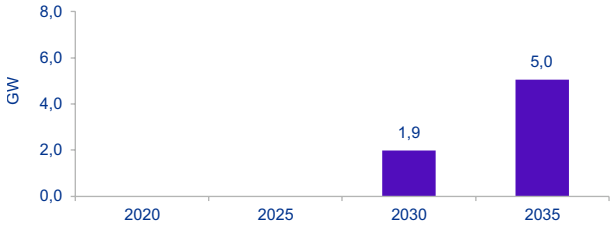
Esneklik

Batarya Kapasite Gelişimi



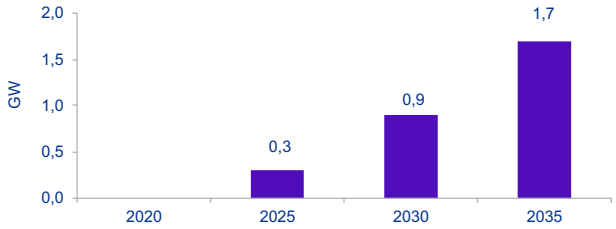
Kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu sağlanarak sistemdeki esnekliğin artırılması beklenmektedir. Uygulanan modelde batarya kapasitesi kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının devreye giriş hızına bağlı olarak artış göstermektedir. 2030 yılında 2,1 GW olması beklenen değerin %257,1 oranında ciddi bir artış göstererek 2035 yılında 7,5 GW seviyesine yükselmesi beklenmektedir.

Batarya Kapasite Gelişimi



Emisyon azaltım hedefleri doğrultusunda doğal gaz ile karıştırılması gereken hidrojen ve sentetik metan miktarına bağlı elektrolizör kapasitesi gelişmektedir. 2035 yılında bu kapasitenin 5,0 GW'a ulaşması beklenmektedir.

Talep Tarafı Katılımının Gelişimi



Talep tarafı katılımı incelendiğinde ise, yük düşüş ve artışlarının sisteme sağladığı katkının, pik talebin gelişimine bağlı olarak artış olduğu görülmektedir.



Kaynak: : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Termik ve Karbon

Kömür

2022 yılı içerisinde 1,3 GW kurulu gücünde yeni bir ithal kömür santrali (EMBA Hunutlu) devreye alınmıştır. 2030 yılına kadar ek 1,7 GW yerli kömür santrali sisteme dahil olacaktır. 2030 ve 2035 yılları arasında ise 1,5 GW ek yerli kömür kurulu gücü devreye alınmaktadır. 2023 yılından itibaren devreye giren toplam yerli kömür kapasitesi 3,2 GW'a ulaşmaktadır.

Doğal Gaz

2030 yılına kadar mevcutta süreçleri devam eden 2,4 GW kurulu gücün devreye gireceği ve kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının olası dengesizliklerine karşın sistemin arz güvenliğinin korunması amacıyla 2035 yılına kadar toplam 10 GW yeni doğal gaz kombine çevrim santrali yatırımının devreye alınabileceği varsayılmıştır.

Genellikle sanayinin ısı talebinin karşılanmasında kullanılan elektrik ve ısının birlikte üretildiği küçük ölçekli gaz santrallerinin kapasitesinin, 2021-2025 döneminde 0,2 GW, 2026-2030 döneminde ise 0,4 GW artış göstermesi beklenmektedir.

Karbon Yakalama ve Depolama (CCS)

2035 yılına kadar maliyetlerin yüksekliği nedeniyle karbon yakalama teknolojisi kullanan yeni bir kömür ya da doğal gaz santrali devreye alınmamıştır. Teknolojik gelişmelere bağlı olarak CCS teknolojilerinin kullanılabileceği ve hedeflenenin üzerinde bir kömür kaynaklı üretim yapılabileceği belirtilmiştir.

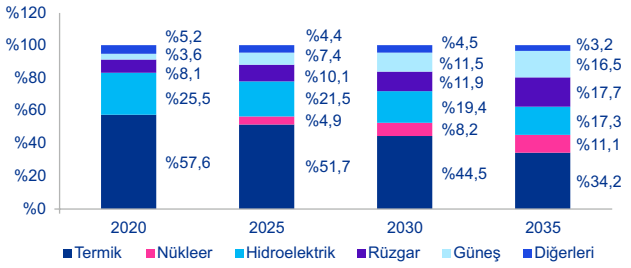
Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Ulusal Enerji Planı Elektrik Tüketim Tahmini

Elektrik Tüketim Tahmini



Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi Dağılımı



2020 Yılında Elektrik Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payı

%42,4

→

2035 Yılında Elektrik Üretiminde Hedeflenen Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payı

%58,4

Var olan verilerden yapılan çıkarıma göre sanayi, binalar ve ulaşım gibi sektörlerde 2035 yılına kadar yüksek oranda ek bir elektrifikasyon varsayımı yapılmadığı anlaşılmaktadır. 2035 yılından sonra yükselen talep artışında artan elektrifikasyonun önemli bir rol oynadığı ve bu sektörlerde dönüşümün ağırlıklı olarak 2035 yılı sonrasına bırakıldığı görülmektedir.

Türkiye Ulusal Enerji Planı 2053 Öngörüleri

Yeni Enerji Planı, 2035'e kadar olan birkaç hedefi detaylandırırken, 2053'e kadar olan döneme kadar çeşitli gösterimler yapılmıştır.

• Nihai enerji tüketimi içerisindeki elektrik enerjisinin payının, **%33,8'lik artışla 2053 yılında %55,6'ya** ulaşacağı öngörülmektedir.

• Elektrik enerjisi tüketiminin, **2020-2035 döneminde** ortalama olarak yıllık **%3,5** oranında artması öngörülürken, **2035-2053** döneminde ortalama olarak yıllık **%5,2** oranında artacağı tahmin edilmektedir. 2035 yılı sonrası öngörülerinde Türkiye'nin, 2053 yılı için sıfır emisyon hedeflerine ulaşabilmesi adına, nihai enerji tüketimi içerisindeki elektrik enerjisi tüketiminin artacağı göz önünde bulundurulmaktadır.

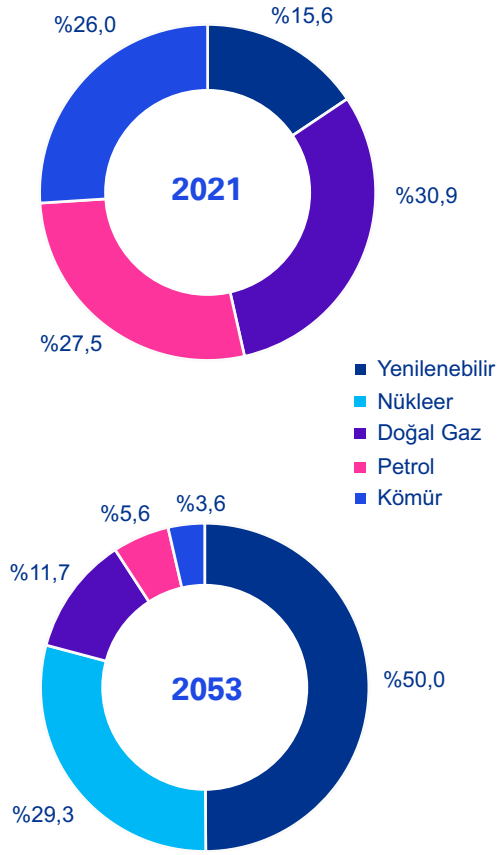
• **2053 yılı itibarıyla, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi içindeki payının, %42,4'ten %69,1'e**, kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının payının, kademeli olarak **%11,7'den %61,4'e** yükselmesi öngörülmektedir.

• 2035'i takip eden yıllarda sistemin esneklik ihtiyacına bağlı olarak, batarya, elektrolizör ve talep tarafı katılımı gibi araçların kullanımının artacağı ve sisteme katkı vereceği öngörülmektedir.

• **Karbon yakalama teknolojisine** sahip kömür ve doğal gaz santrallerinin ilk yatırım maliyet öngörüleri sırasıyla **4.113 USD/kW ve 2.450 USD/kW** olarak kabul edilmiştir. **2053 yılına kadar** bu değerlerin ortalamada **yıllık %0,85 oranında azalacağı** öngörülmektedir.

• **Doğal gaz santrallerinin üretimdeki katkı payının uzun dönemde gerileyeceği** fakat diğer kaynaklardan gerçekleşebilecek olası değişkenlikleri dengeleyebileceği için dönemsel olarak daha yüksek veya düşük olarak katkı sağlayabileceği öngörülmektedir.
Kömür santrallerinden sağlanan elektrik üretiminin, 2053 yılına kadar azalarak devam etmesi beklenmektedir. Kömür santrallerinin, elektrik üretimindeki payının azalmasına rağmen sisteme rezerv kapasite ile esneklik katkısı sunduğu için teknik ömürleri dolmadan devreden çıkmayacağı öngörülmektedir. **Kömür santrallerinin elektrik üretiminde, elektrik ve ısı üretim sektörü için geçerli olacak karbon fiyatlarının belirleyici rol oynaması beklenmektedir.**

2021 - 2053 Yılları Arası Yenilenebilir ve Termik Enerji Kaynakları (%) Karşılaştırması



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Türkiye Ulusal Enerji Planı Temel Noktaları

• Raporda sistem esnekliği sağlayacak batarya depolamanın **2035 yılında 7,5 GW** seviyesine ulaşacağı, **hidrojenin 5 GW, talep tarafı katılımının ise 1,7 GW** olacağı öngörülmüştür. 2035 itibarıyla planlanan güneş ve rüzgar kurulu gücündeki 64,1 GW'lık artışa (2021 yılına göre) karşın sistem esnekliğini sağlayacak planlanan kapasite artışı toplam 14,2 GW seviyesindedir ve bu artış beklentileri karşılamamıştır.

Enerji Planı 2035 Batarya Kapasite Hedefi

7,5 GW

→

Yeni batarya yatırım modeli altında önümüzdeki yıllarda kurulması beklenen batarya kapasitesi

20-25 GW

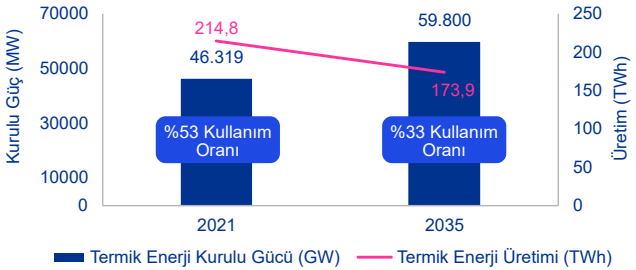
• Enerji Planı'nında **rüzgar ve batarya öngörülerinin düşük kalması** aynı zamanda raporun **2022 Mayıs ayında** yazılmış olması ve güncel gelişmeleri kapsamaması ile ilişkilidir. **Batarya yönetmeliğinde 2022 Ekim ayında** yapılan değişiklikle birlikte batarya depolama tesisi kurmaya hak kazanan yatırımcılara herhangi bir yarışma olmaksızın **depolama tesisi kurulu gücünde rüzgar ve güneş yatırımı yapma olanağı getirilmiş** ve bu yeni model sektörde büyük bir ilgiyle karşılanmıştır.

• 2035 yılına kadar maliyetlerin yüksekliği nedeniyle karbon yakalama teknolojisi kullanan yeni bir kömür ya da doğal gaz santrali devreye alınmamıştır. Teknolojik gelişmelere bağlı olarak **CCS teknolojilerinin** kullanılabileceği ve hedeflenenin üzerinde bir kömür kaynaklı üretim yapılabileceği belirtilmiştir.

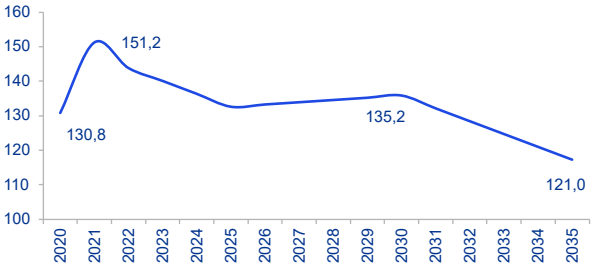
• Ulusal Enerji Planı içerisinde **kömür santrallerinin devreden çıkışı için bir tarih belirlenmemiş** olması ve yeni kömür santrallerinin devreye gireceği beklentisi dikkat çekmektedir. Mevcut koşullar ve kömüre finansman bulmanın zorluğu nedeniyle yeni kömür santrali yapılması oldukça zor görünmektedir. Planda kömürden çıkış için bir tarih belirlenmemiş olması ise 2053 net sıfır karbon hedefini oldukça zorlaştırmaktadır.

• Planda bir karbon fiyatlandırma mekanizmasından yararlanılacağı açıklanmış olsa da **karbon fiyatının olası miktarı muğlak** bırakılmıştır.

Kurulu Güç ve Yatırımlar



Tahmini Karbon Emisyonları ($MtCO_2$)



Planda kömürden çıkış için bir tarih verilmemesine ve hatta kömür kurulu gücünde bir artış olmasına karşın kömür kaynaklı üretimin artmak yerine azaldığı görülmektedir. Toplam termik kurulu gücünde yaşanan artışa karşın kullanım oranları önemli derecede düşmüştür. Bu durumda bu kadar yüksek kurulu güce sahip santralin nasıl yeterli gelir elde edeceği sorusu akla gelmektedir. **2035 yılı sonrası için artan elektrik talebi ve karbonsuzlaşma ihtiyacına cevap olarak baz yük amaçlı olarak nükleerin kullanıldığı anlaşılmaktadır.**

Artan termik kurulu gücüne karşın azalan termik üretimi elektrik kaynaklı emisyonlarda kayda değer bir düşüşe neden olmaktadır. Bu düşüşe rağmen **2035 yılındaki karbon emisyonu önemli bir seviyededir ve sınırda karbon mekanizması** açısından ciddi bir riske işaret etmektedir.

İhtiyaç Duyulan Yatırım Miktarı

Enerji sektöründe üretim yatırımı ihtiyacı 2035 yılına kadar toplam 91,2 milyar USD (2021 reel) olarak hesaplanmıştır. Bu miktar 2023-2035 arası için yıllık 7,0 milyar USD'ye denk gelmektedir.

Hesaplamada **Uluslararası Enerji Ajansı Dünya Enerji Görünümü 2022 raporunda yer alan Avrupa Birliği ve Çin** için hesaplanan Mevcut Politikalar Senaryosu'nun sermaye maliyetinin ortalaması kullanılmıştır.

Mevcut hedefler dahilinde ithal yakıt maliyetlerinde **önemli bir artış olmayacağı** görülmektedir. Bunun nedeni artan doğal gaz ve kömür kapasitesine rağmen termik üretimin artmıyor olmasıdır. Hedeflerde bahsi geçen kömür üretim artışının yerli kömür olduğu göz önüne alındığında **ithal kömür kullanımının** muhtemelen **2035 yılına kadar sıfırlanacağı** çıkarımı yapılabilir.

Öte yandan 2035 yılı sonrası için net olarak yazılmayan ama ipuçları verilen nükleer kurulu güç artışı önemli bir yeni dış bağımlılığa işaret etmektedir. Bu santrallerin hangi modelle ve nasıl bir anlaşmayla kurulacağı, hangi ülkelerle iş birliği yapılacağı, nükleer yakıtın nasıl temin edileceği ve atık konusunda nasıl bir politika izleneceği gibi sorular henüz cevaplanmamıştır.

Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Yeşil Hidrojen

Hidrojen Stratejisi Yol Haritası Ocak 2023'te açıklanmıştır.

Yeşil Hidrojen Hedefleri, Politika ve Yol Haritası

Yeşil Hidrojen Hedefleri:
Yeşil hidrojen üretim maliyetini 2035 yılına kadar 2,4 ABD doları/kgH2'nin altına ve 2053 yılına kadar 1,2 ABD doları/ kgH2'nin altına düşürmek

Elektrolizör kurulu güç kapasitesinin 2030'da 2 GW'a, 2035'te 5 GW'a ve 2053'te 70 GW'a ulaşmasını sağlamak

Yeşil Hidrojen Politikaları:
Yeşil hidrojenin üretimi ve depolanmasında yerli bileşenlerin kullanımına yönelik bir teşvik mekanizması oluşturulması

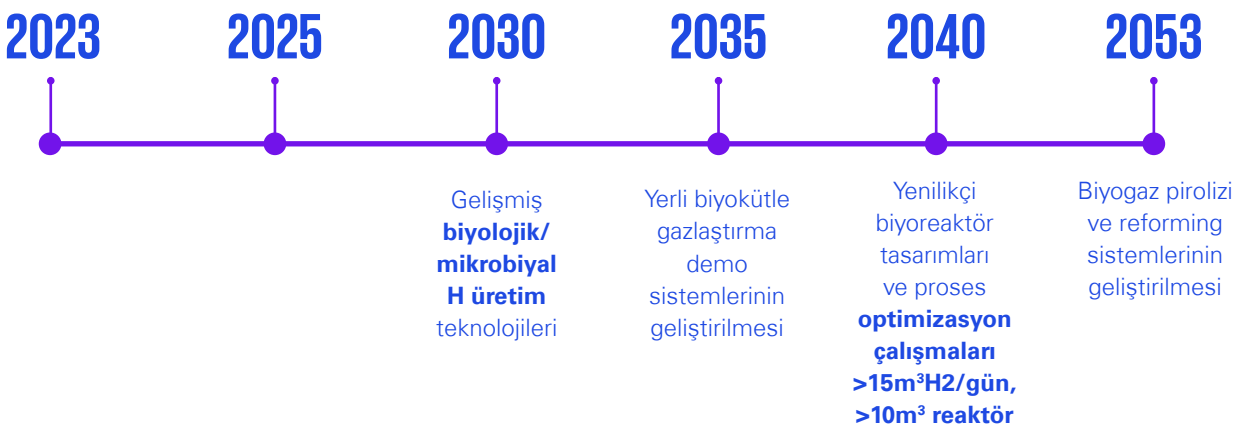
Yerli ve milli teknolojilerin (elektrolizör, yakıt pili vb.) geliştirilmesi ve üretilmesi için Ar-Ge'nin teşvik edilmesi

Linyit ve organik atıklardan hidrojen ve sentetik gaz üretimine yönelik Ar-Ge çalışmalarının yapılması

Karbon emisyonlarını azaltmanın zor olduğu endüstriler başta olmak üzere ilgili tüm sektörlerde yeşil hidrojenin yaygın olarak kullanımının teşvik edilmesi

Yeşil hidrojen üretimini artırmak için yenilenebilir enerji üretiminin ve kullanım payının artırılması

Hidrojen Üretim Teknolojileri için Yol Haritası



Resmi Hedefler

Ulusal Enerji Eylem Planı'nı takiben yayımlanan hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası ile birlikte hidrojen bazlı yatırımların artması hedeflenmektedir.

Yeşil Hidrojen Hedefleri, Politika ve Yol Haritası

Yeşil hidrojen üretim maliyetini 2035 yılına kadar 2,4 ABD doları/kgH2 'nin altına ve 2053 yılına kadar 1,2 ABD doları/ kgH2'nin altına düşürmek ve elektrolizör kurulu güç kapasitesinin 2030'da 2 GW'a, 2035'te 5 GW'a ve 2053'te 70 GW'a ulaşmasını sağlamak hedeflenmektedir.

Hidrojen Teknolojisi Ar-Ge Projesi

Belirlenen resmi hedeflerin yanı sıra şirketler ve akademik çalışmalar da hidrojen odaklı ilerlemeye başlamıştır

SOCAR Türkiye Ar-Ge ve İnovasyon Merkezi, Sabancı Üniversitesi iş birliği ile hidrojen (H2) bazlı teknolojilere odaklandığını duyurmuştur.

TÜPRAŞ Yeşil Hidrojen Projesi

TÜPRAŞ, 2025 yılında Kırıkkale ve Batman'da bulunan güneş enerjisi santrallerinde yeşil hidrojen üretmeyi planlamaktadır.

HYSouthMarmara Projesi

Enerjisa'nın Bandırma Fabrikası, 15 Şubat 2022 tarihinde imzalanan protocol uyarınca Ar-Ge faaliyetlerine başlamıştır.

Yeşil hidrojenle çalışan bu tesis, Türk sanayisinde yeşil hidrojen üretimi ve kullanımını gerçekleştiren ilk tesis olarak önemli bir dönüm noktası olacaktır.

GAZBİR Hyvillage Projesi

Hidrojeni doğal gaza belirli oranlarda karıştırmak ve karışım gazını konutlara, proses test laboratuvarlarına ve merkezi ısıtma sistemi test laboratuvarlarına tedarik etmektir.

Kaynak: ETKB ''Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası''

Elektrik Piyasası Temel Bilgiler

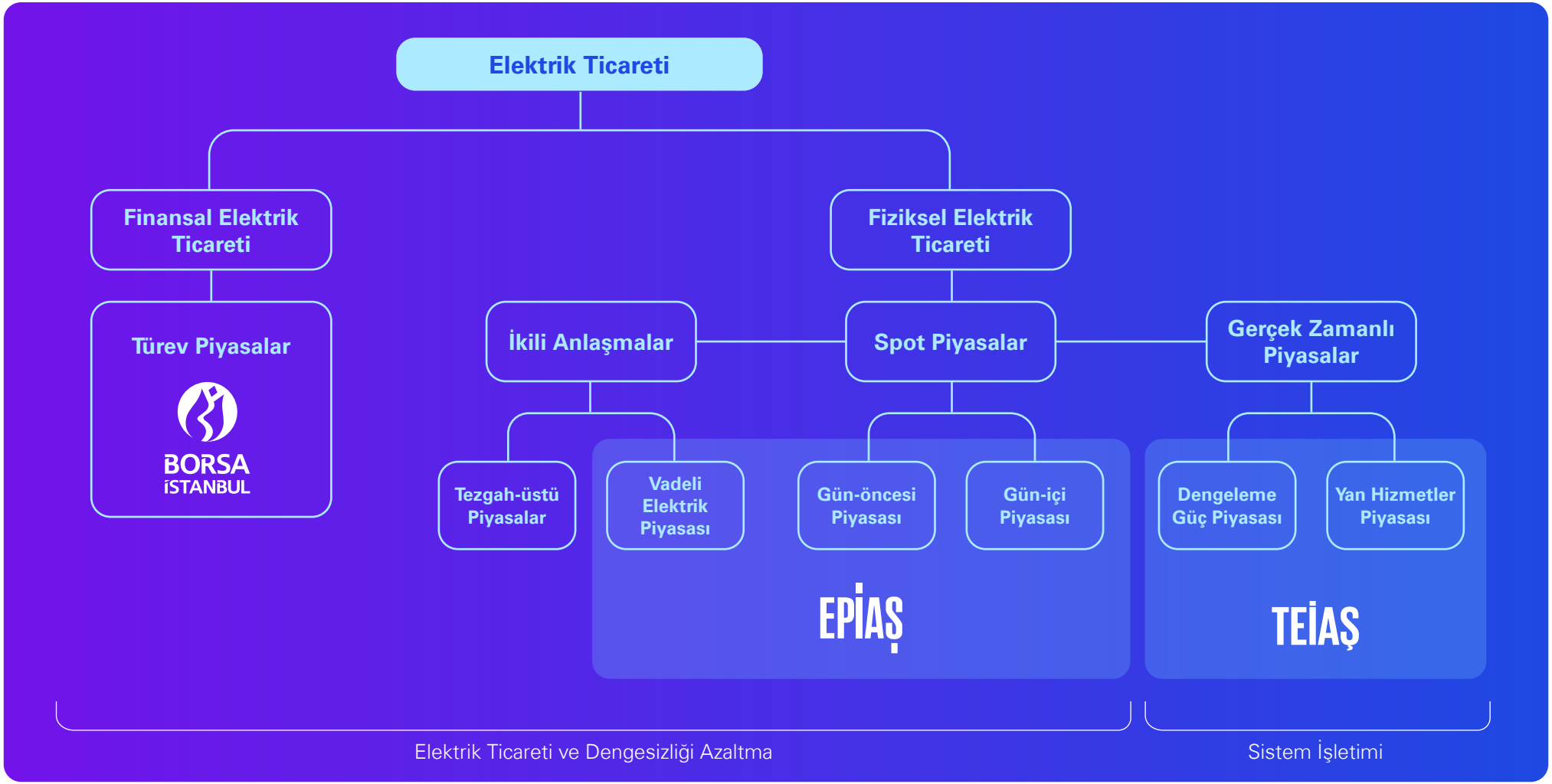


Elektrik Piyasası Temel Bilgiler

Elektrik Piyasası

Piyasada Elektrik Ticareti

Yapılan reformların neticesinde elektrik ticaretinin yapılabildiği farklı piyasalar ortaya çıkmıştır



Farklı Zaman Aralıklarında Elektrik Ticareti

Anlık bazda arz ve talep dengesinin sağlanabilmesi için sofistike bir piyasa tasarımı oluşturulmuştur.

Yan Hizmetler İhaleleri iki gün önceden (D+2 için) yapılmaktadır.

Uzun Dönemli Sözleşmeler

İkili Anlaşmalar

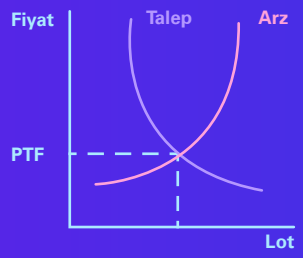
Tezgah-üstü Piyasalar

Vadeli Elektrik Piyasası

Ticaret riskinden korunma ve elektrik fiyatlarında öngörülebilirlik yaratma

Spot Piyasalar

Gün-öncesi Piyasası



Gün-içi Piyasası

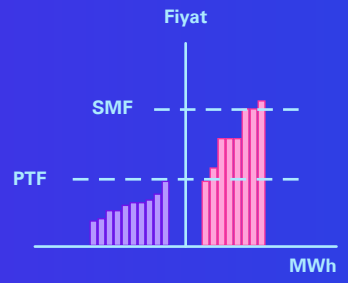
Dengesizlik Yönetimi

Arbitraj

Gerçek Zamanlı Dengeleme

Dengeleme Güç Piyasası

15 Dakikalık Aralıklarda Dengesizlik Yönetimi



Yan Hizmetler Piyasası

Anlık Frekans ve Talep Kontrolü

Yıl — Ay — Gün — Saat — Dakika

Organize Olmayan Piyasalar

Organize Piyasalar

İkili Anlaşmalar

Fiziksel teslimatın zorunlu olduğu ikili anlaşmalar, orta-uzun vadeli elektrik ticareti ile olası risklerden korunmanın bir yolu olarak değerlendirilmektedir.

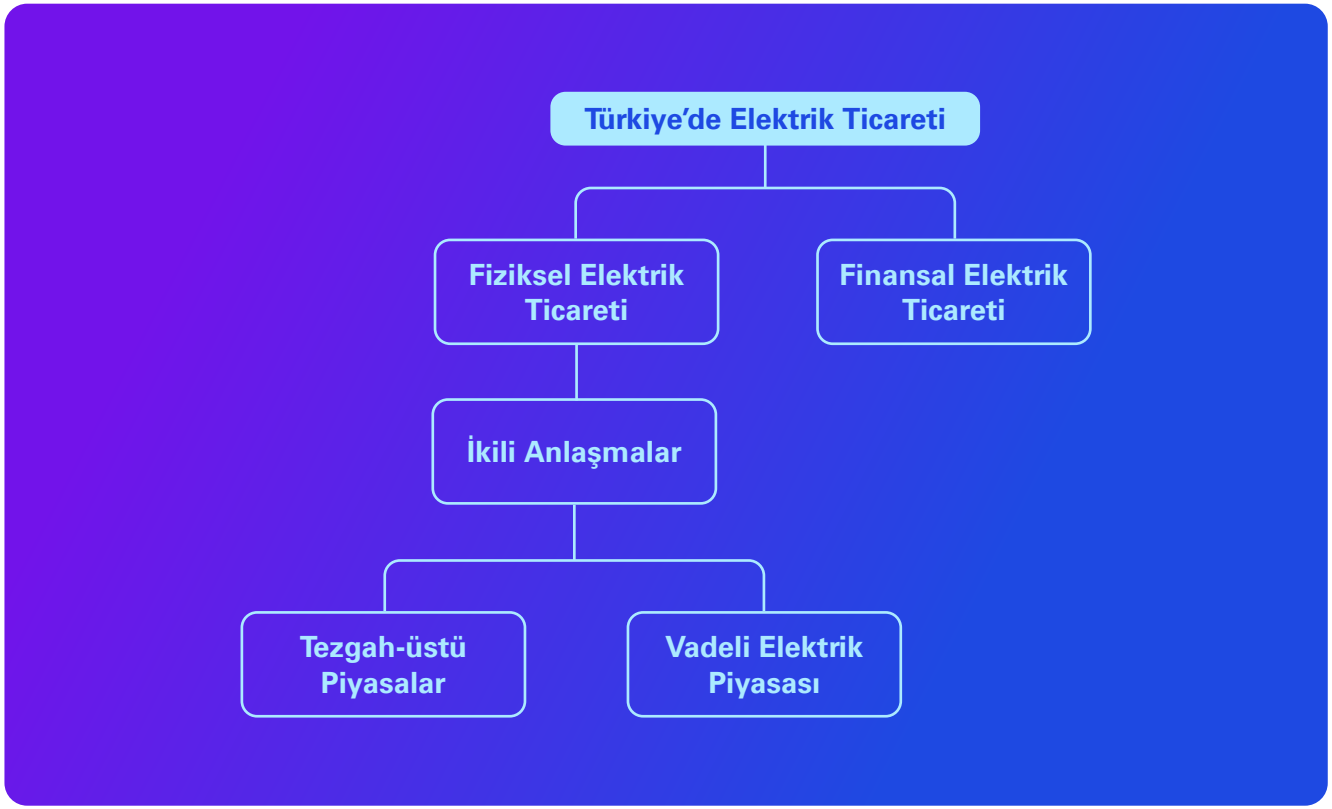
Elektrik şebeke kalitesinin korunabilmesi için **şebekedeki anlık üretim ve tüketimin eşit seviyede tutulması** gerekmektedir. Bu dengenin kurulabilmesi için **önden dengelenmiş bir piyasa oldukça avantaj sağlamaktadır.**

Şebeke kalitesinin yanı sıra ikili anlaşmalar, piyasa katılımcıları için de oldukça önem arz etmektedir. Tüketiciler açısından bakıldığında toplam giderler içinde elektrik harcamalarının payı son dönemlerde oldukça artış göstermiştir. Elektrik harcamalarının büyük harcama kalemlerinden biri olduğu bu dönemlerde **elektrik fiyatlarındaki dalgalanmalar piyasa katılımcıları açısından büyük riskler taşımaktadır.** Hem üretici hem de tüketici açısından bakıldığında her iki **piyasa katılımcısının da risklerini yönetmesi gerekmektedir.** Olası **risklerden kaçınmanın bir yolu ikili anlaşmalarla elektrik ticaretinin orta-uzun vadede garantiye alınmasıdır.** Bu doğrultuda ise fiyatlardaki öngörülebilirlik ve teminat konuları oldukça önem kazanmaktadır.

İkili anlaşmalarda temel yaklaşım gelecek dönemlerde yapılacak tüketimin önceden yapılan anlaşmalarla sağlanmış olmasıdır. Bu noktada geleceğe yönelik elektrik fiyatlarının tahmin edilebilirliği büyük önem arz etmektedir. **İkili anlaşma hacminin yüksek olduğu piyasalarda öngörülebilir bir piyasadan bahsedilebilir.**

Öngörülebilirliğe ilave olarak yapılan ticaretin teminatı da katılımcılar açısından önem arz etmektedir. **Tezgah üstü piyasa olarak adlandırılan ve regüle olmayan piyasada** geçmiş dönemlerde teminatın sağlanması konusunda sorunlar yaşanmıştır. Özelilikle 2018 yılında **piyasa takas fiyatlarının aniden artması sonucu tezgah üstü piyasalar üzerinden yapılan birçok anlaşma tek taraflı olarak feshedilmiştir**. Halihazırda yapılmış olan anlaşmaların feshedilmesi piyasa katılımcısına ilave maddi yükler doğurmuştur. Bunun sonucu olarak piyasa katılımcıları için teminat önemli bir rol almaya başlamıştır.

EPİAŞ tarafından **2021 Haziran ayında uygulamaya koyulan Vadeli Elektrik Piyasası, piyasa katılımcılarının EPİAŞ garantisi altında orta-uzun vadede elektrik ticareti yapabilmesine olanak sağlamıştır**. Bu piyasada, katılımcılar fiyat riskinden korunma (hedging) ve geleceğe yönelik fiyat beklentilerini görme imkanı bulmaktadır. **Bu piyasayı tezgah üstü piyasasından ayıran en önemli husus ise yapının organize olup karşı taraf riskini ortadan kaldırmasıdır.**



Kaynak: EPİAŞ

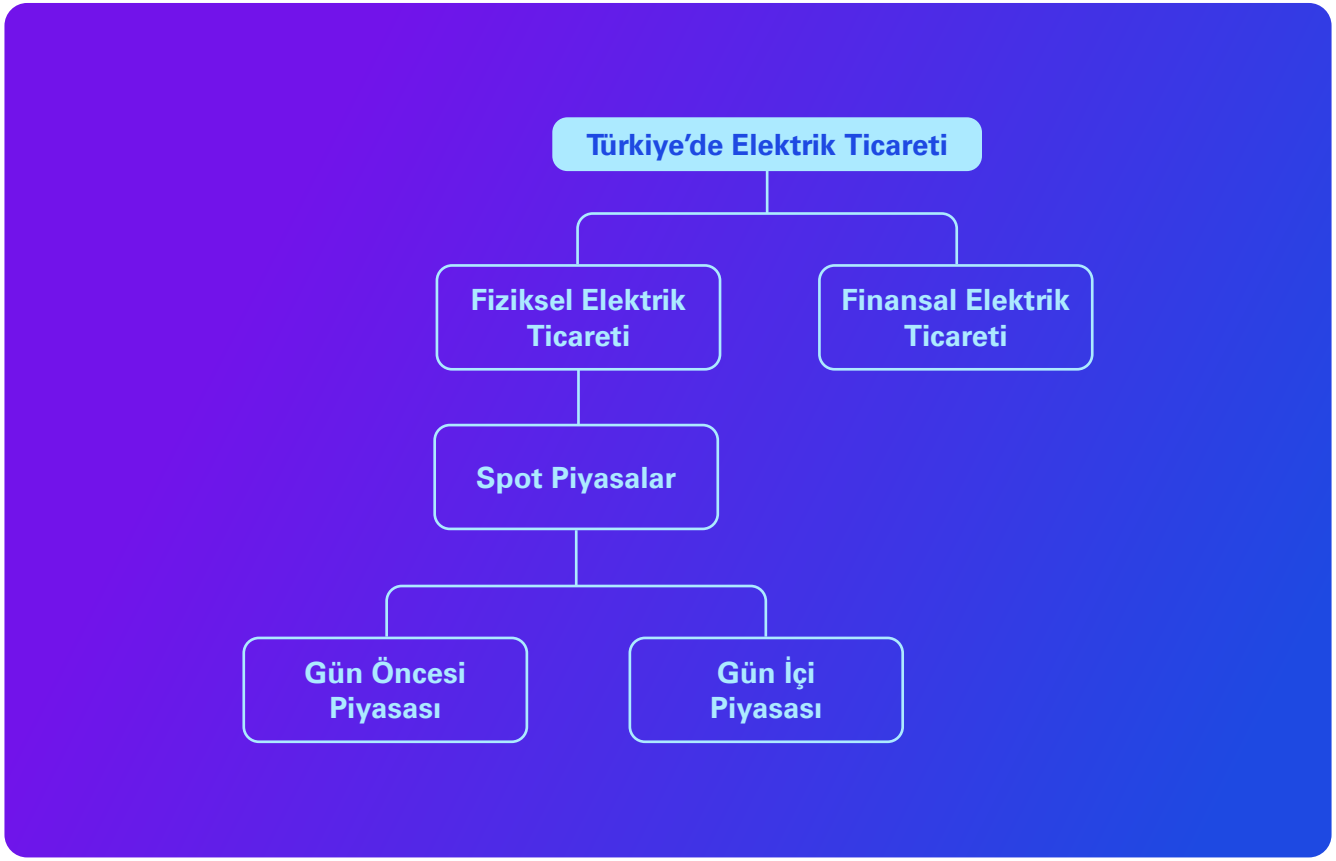
Spot Piyasalar

Spot piyasalar fiziksel elektrik ticaretinin oldukça yüksek bir hacmini oluşturan piyasalardır ve özellikle gün öncesi piyasasında oluşan piyasa takas fiyatı referans fiyat olarak dikkate alınmaktadır.

Gün öncesi piyasası ve Gün içi piyasası EPİAŞ tarafından işletilen spot piyasalardır. Bu piyasalara katılım zorunlu değildir fakat bu piyasalarda işlem yapmak isteyen katılımcılar gerekli anlaşmaları imzalamak ve gerekli ödemeleri yapmakla yükümlüdür. **Piyasa katılımcıları her saat için alış/satış yönünde fiyat ve hacim teklifi sunmaktadırlar.**

Gün öncesi piyasasında bir sonraki günün her saati için alış ve satış teklifleri girilmekte ve arz ile talebin kesiştiği noktada piyasa takas fiyatı oluşmaktadır. **Gün öncesi piyasasının kapanması ardından katılımcıların gün içinde ticaret yapabilmelerine imkan sağlayan bir gün içi piyasası vardır.** Bu piyasada fiziksel teslimatın 60 dakika öncesine kadar işlem yapılabilmesi mümkündür.

Türkiye'deki yıllık elektrik ticaretinin ikili anlaşmalardan sonraki en büyük hacmini spot piyasalar oluşturmaktadır. Tezgah üstü piyasalar aracılığıyla yapılan ikili anlaşmalarda tek taraflı feshedilme sürecinin yaşandığı 2018 itibarıyla ikili anlaşmaların toplam ticaret hacmindeki payı düşmüştür. Gün içi piyasası ise sürekli piyasa hacmindeki oranını artırmıştır.



Kaynak: EPİAŞ

Gün Öncesi Piyasası

Gün Öncesi Piyasası, elektrik ticareti ve dengeleme için ana platform sağlamaktadır. Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan Piyasa Takas Fiyatı diğer tüm piyasalar için referans fiyat olarak kabul görmektedir.

2009 - 2011 yılları arasında yapılan planlama çalışmalarının ardından 1 Aralık 2011 tarihinde açılmıştır.

Piyasanın **üç temel** amacı vardır;

- Elektrik enerjisinin fiyatı için bir **referans oluşturmak,**
- Piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalara ek olarak **elektrik ticareti ve dengeleme** olanağı sağlamak,
- Gün öncesinden itibaren dengeli bir piyasa sağlayarak **sistem işletimini kolaylaştırmak,**

Arz tarafı, piyasa fiyatına göre **üretim miktarını,** talep tarafı ise **tüketim miktarını** ayarlayabilir.

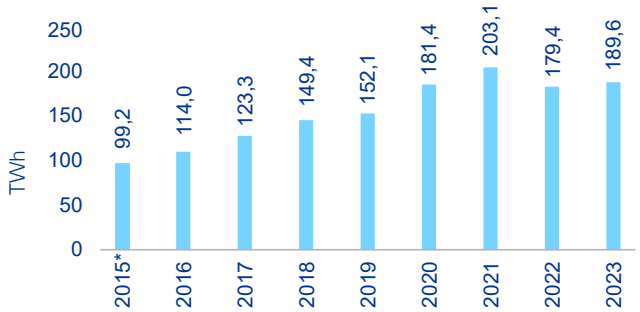
Gün öncesi piyasasının genel esasları;

- Piyasaya katılım portföy bazlıdır, her katılımcı portföyünü dengelemekle yükümlüdür,
- Ertesi günün her saati için bir fiyat belirlenir,
- Teklif verirken miktar için kullanılan birim 'Lot' iken fiyat için TL kullanılır.

Üç çeşit teklif verilebilir:

Saatlik Teklif	Blok Teklifi	Esnek Teklif

Yıllara Göre Gün Öncesi Piyasasında Eşleşen Hacim



1 Lot=0,1 MWh=100 kWh

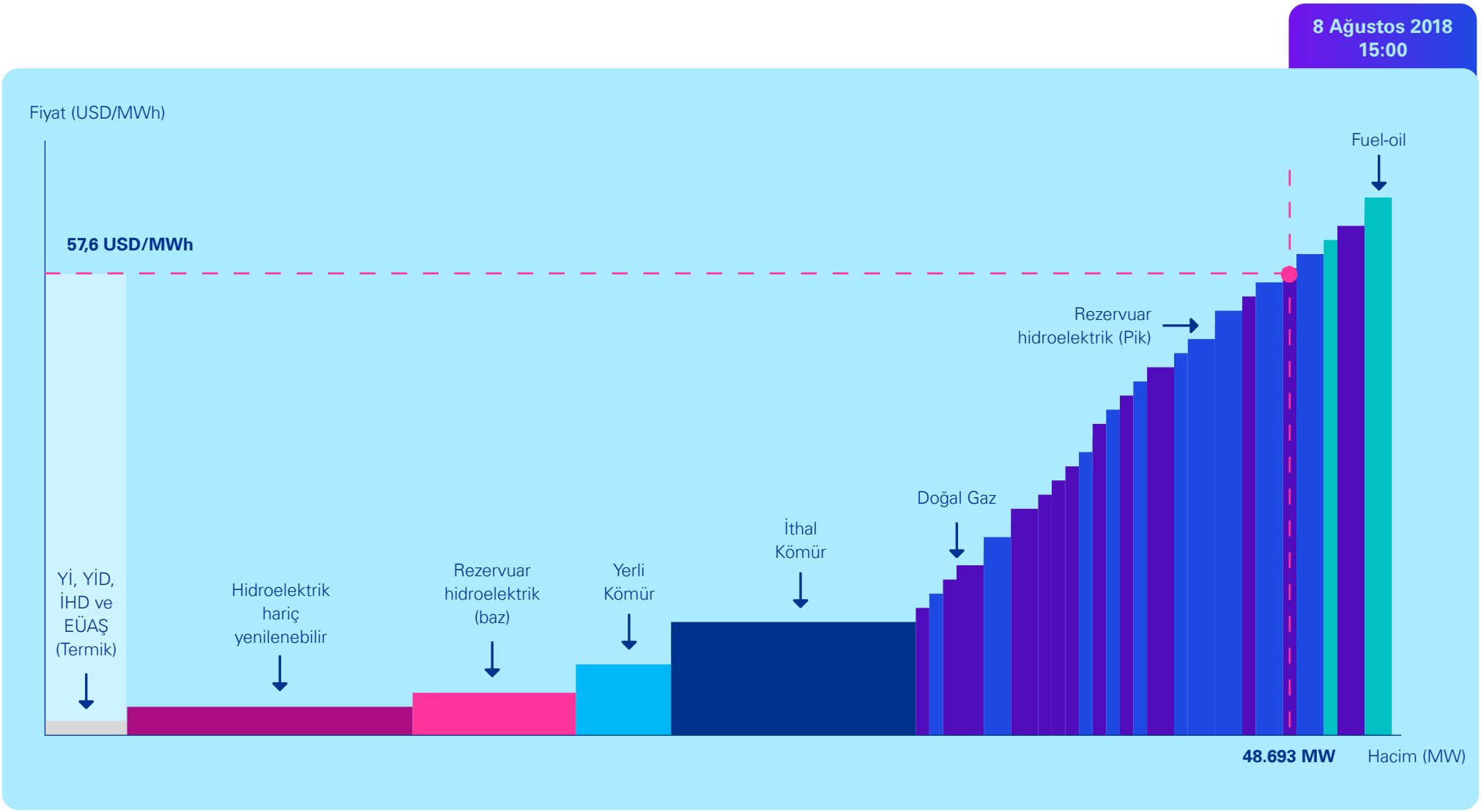
*2015 yılı 1 Temmuz ile 31 Aralık arasındaki günleri içermektedir.
**Aynı hacimlerin piyasada birden çok kez işlem görmesi nedeniyle toplam işlem gören elektrik hacmi toplam elektrik talebini aşmaktadır.

Kaynak: EPİAŞ



Fiyat Oluşumunu Etkileyen Faktörler

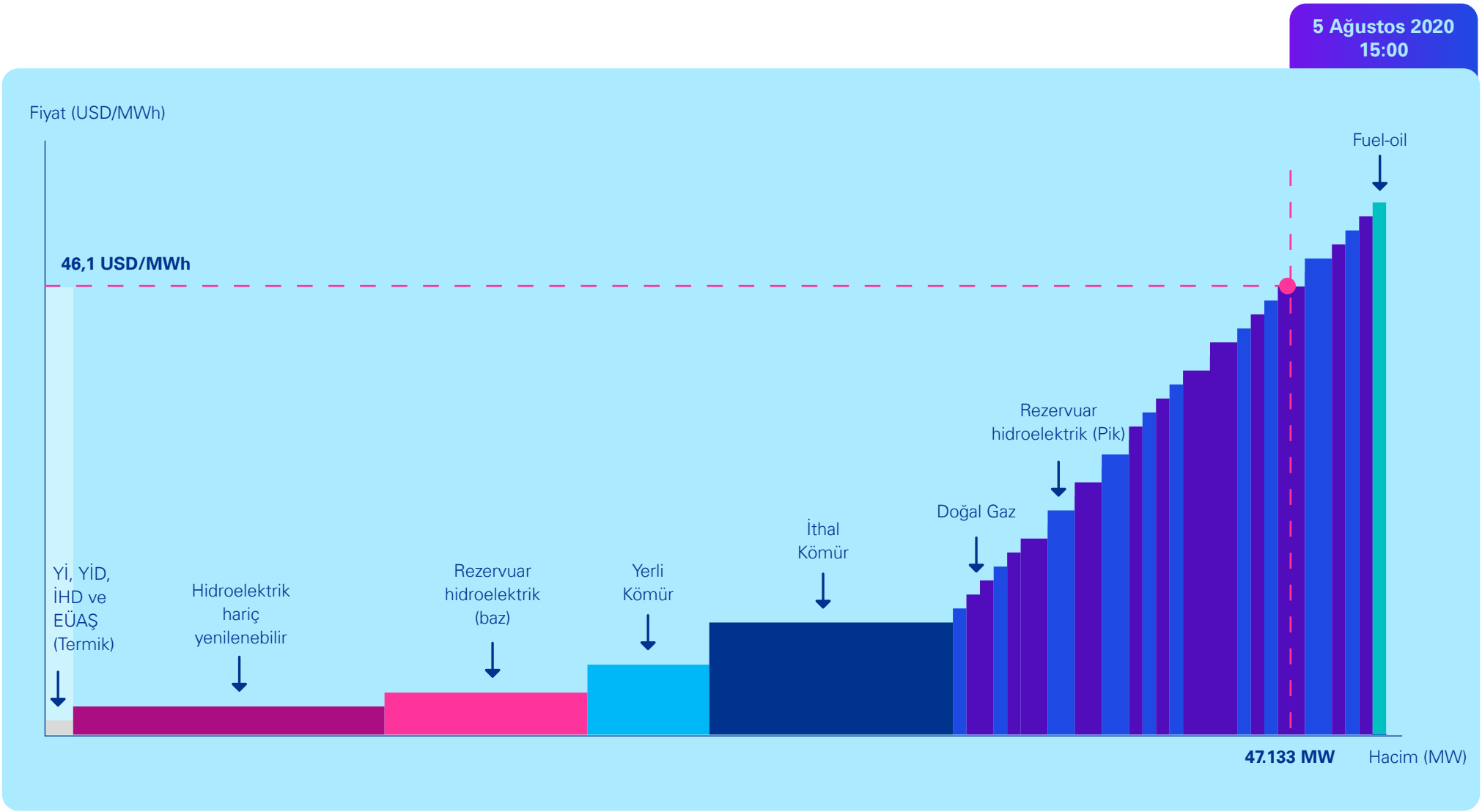
Merit-order olarak isimlendirilen yapıda santral sıralamaları zaman içinde değişmiştir.



Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

Fiyat Oluşumunu Etkileyen Faktörler

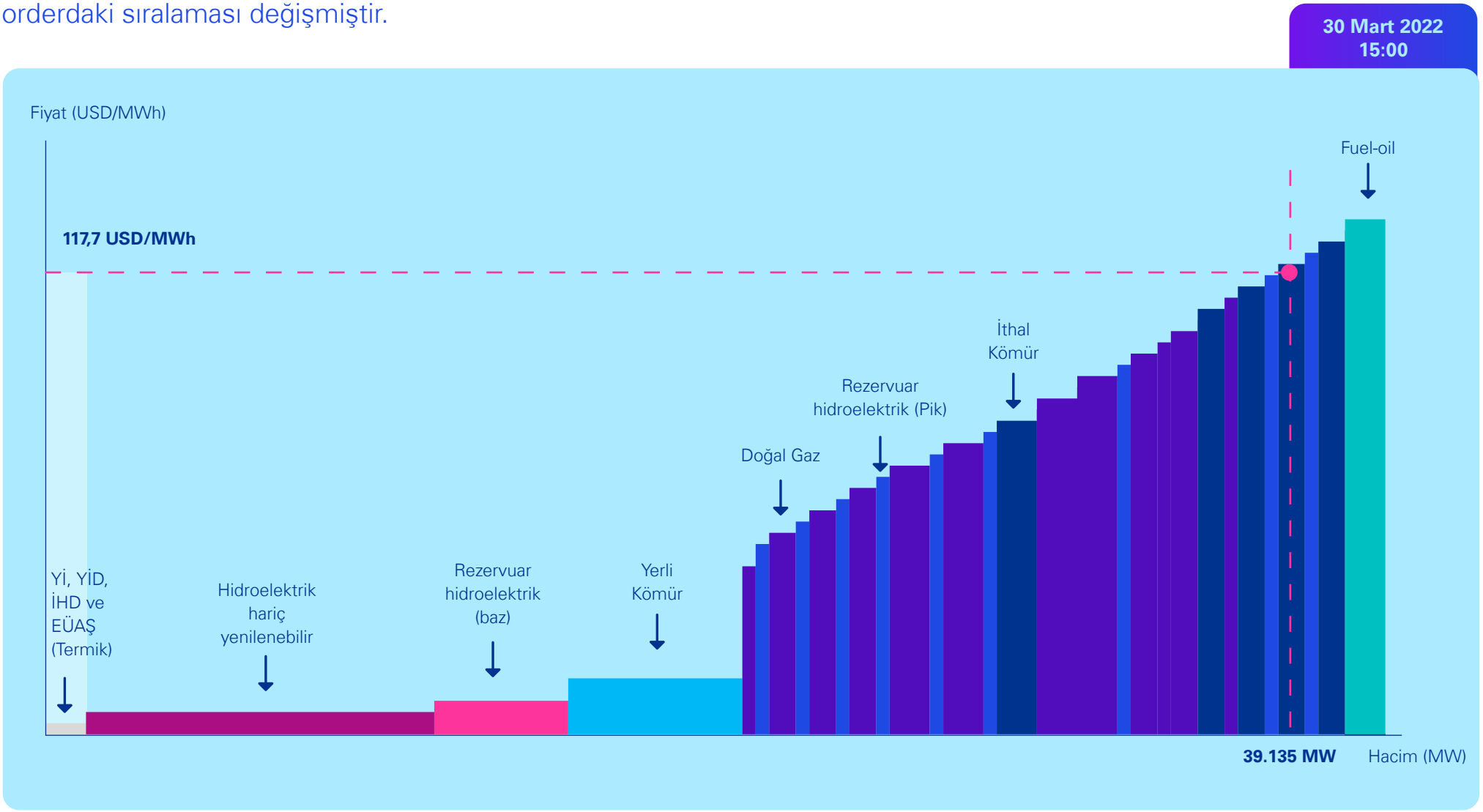
Yap-İşlet santrallerinin kontrat sürelerinin dolması ardından bu santrallerin merit order'daki hacmi düşüş göstermiştir.



Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

Fiyat Oluşumunu Etkileyen Faktörler

Rusya - Ukrayna Savaşı ardından artan emtia fiyatları santrallerin marjinal maliyetini artırmış ve ithal kömürlerin merit orderdaki sıralaması değişmiştir.



Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

Gün İçi Piyasası

Gün İçi Piyasası, Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ile Dengeleme Güç Piyasası (DGP) arasında bir dengeleme mekanizması görevi görmektedir.

Gün İçi Piyasası, piyasa planlama döneminden sonra 1 Temmuz 2015'te uygulamaya konuldu.

Gün İçi Piyasası **organize** bir piyasadır ve portföy bazlıdır. Ayrıca **fiziki teslimat şartı** olan bir pazardır.

İşlemler **'sürekli alım satım'** yöntemiyle ve **anlık eşleşmelerle** yapılır.

Teklifler, fiziksel teslimattan **60 dakika öncesine kadar** verilebilir, güncellenebilir, iptal edilebilir veya devre dışı bırakılabilir.

Amaçlar;

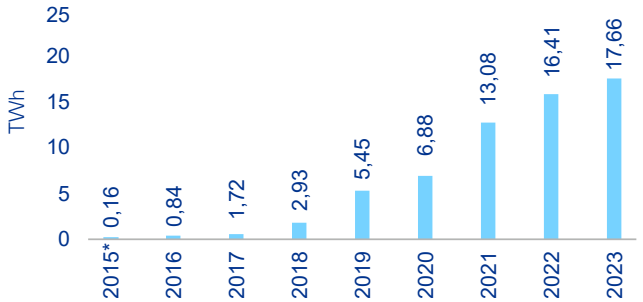
- Dengesizlik olasılığını **azaltmak,**
- Elektrik ticareti için **ek bir platform sağlamak,**
- Piyasalardaki **likiditeyi artırmak,**
- **Dengesizliği gerçek zamana daha yakın bir şekilde çözmek.**

İşlem **saatlik** olarak yapılır. Gün içi piyasası için teslimat saatleri her gün 00:00'da başlar ve ertesi gün 00:00'da sona erer. Ertesi gün için teklifler 18:00'de verilebilir.

Miktar için kullanılan birim **"Lot"** iken, fiyat için **TL** kullanılır; Gün içi piyasasında bazı yükümlülükler vardır.

- **Gün İçi Piyasası Katılım Sözleşmesi**'nin imzalanması
- Yeterli teminat sağlanması
- Kullanıcı yetki ve limitlerinin belirlenmesi

Yıllara Göre Gün İçi Piyasasında Eşleşen Hacim



Gerçek Zamanlı Piyasalar

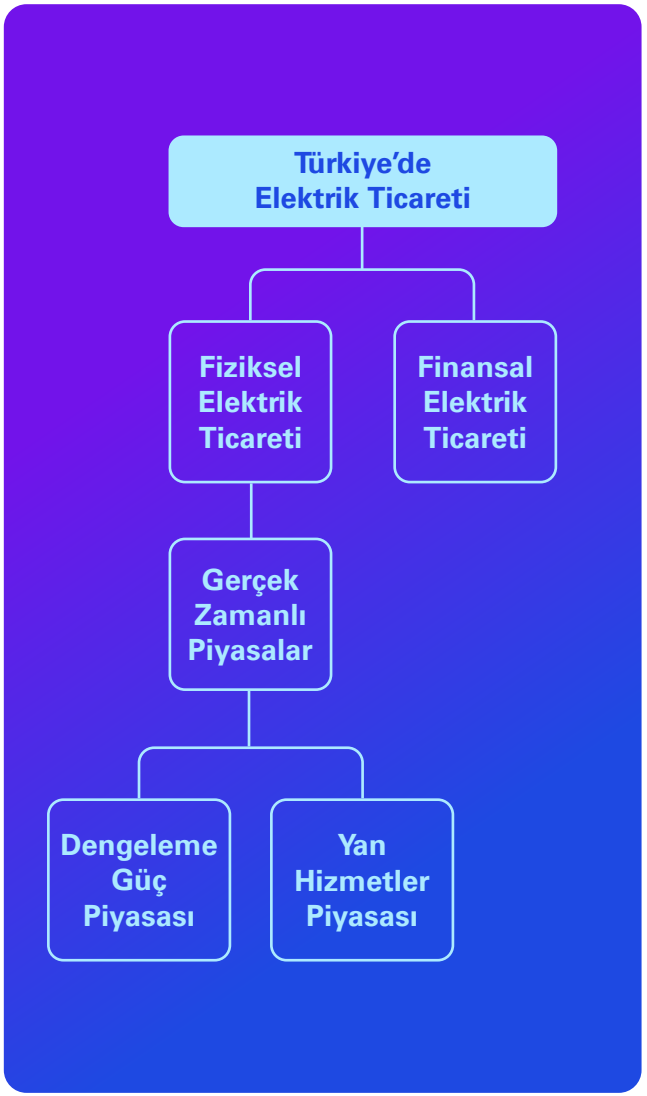
Gerçek zamanlı piyasalar altında yer alan Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası, temel olarak gün öncesi ve gün içi piyasalarında dengelenmeye çalışan piyasadaki dengesizlikleri yönetmek için bir araçtır.

Her iki piyasa da sistem işletmecisi TEİAŞ tarafından yürütülmektedir.

Dengeleme Güç Piyasası'nda sistem işletmecisi TEİAŞ tarafından YAL-YAT talimatları verilerek gerçek zamanlı dengeleme sağlanmaya çalışılır.

Yan Hizmetler Piyasası'nda ise primer frekans kontrolü ve sekonder frekans kontrolü hizmetleri başta olmak üzere birçok hizmet sunulmaktadır.

Yan Hizmetler Piyasası 2018 yılında işletmeye alınmıştır.



* 2015 yılı 1 Temmuz ile 31 Aralık arasındaki günleri içermektedir.
**Aynı hacimlerin piyasada birden çok kez işlem görmesi nedeniyle toplam işlem gören elektrik hacmi toplam elektrik talebini aşmaktadır.

Kaynak: EPİAŞ

Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme güç piyasası, toplam elektrik üretimini gerçek zamanlı olarak toplam elektrik tüketimi miktarına eşitlemeyi amaçlamaktadır.

Dengeleme güç piyasası, maksimum **15 dakika içinde** etkinleştirilebilen gerçek zamanlı dengeleme için bir **yedek kapasite sağlamaktan** sorumludur.

Piyasa, üçüncül frekans kontrol hizmetini yönetir. **Üçüncül frekans kontrolü**, sistemin güvenli ve ekonomik çalışması için sistem operatörleri tarafından manuel olarak ayarlanarak yapılır.

Dengeleme Güç Piyasasının Temel İlkeleri;

- Dengeleme Piyasası Yönetmeliği'ne göre '15 dakika içinde minimum 10 MW yukarı veya aşağı düzenlemesi alabilen dengeleme birimleri DGP'ye katılmakla yükümlüdür'.

- GÖP ve GİP'ten farklı olarak santral bazlı operasyonlar gerçekleştirilir.

- DGP işlemleri günlük olarak saatlik olarak yapılmaktadır.

Dengeleme Güç Piyasasında dört ana terim vardır:

Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı (KGÜP): Bir sonraki gün ve gerçek zamanlı dengeleme faaliyetleri için temel sağlar.

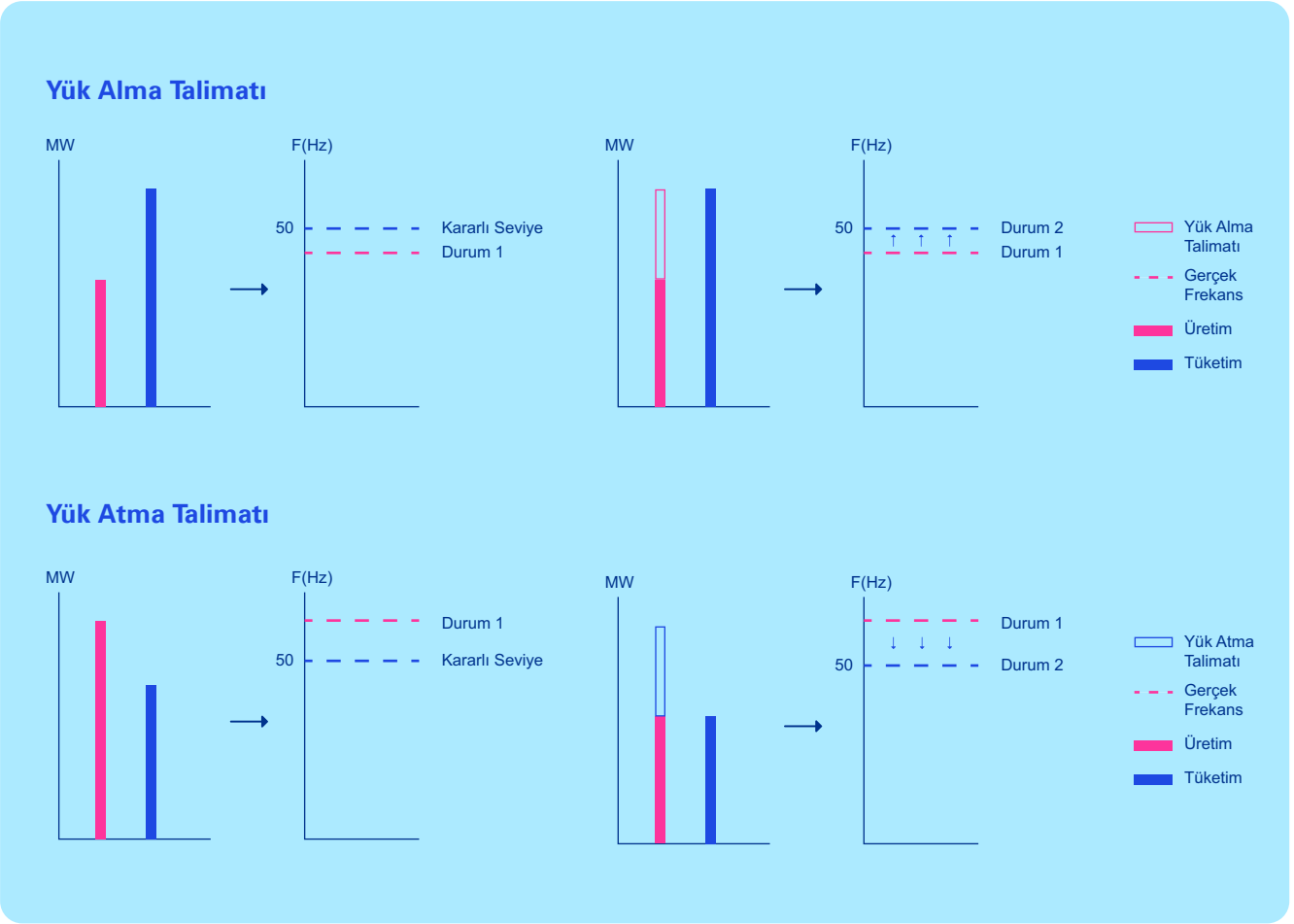
Emre Amade Kapasite (EAK): Tesisin o saatte üretebileceği maksimum brüt enerji miktarı

Yük Alma Talimatı (YAL:Yük Alma): Daha fazla elektrik üretme talimatı

Yük Atma Talimatı (YAT:Yük Atma): Daha az elektrik üretme talimatı

Frekans 50 HZ'nin altına düşerse tüketim, üretimden daha fazladır. Bu durumda üretim artırılmalı veya tüketim azaltılmalıdır.

Frekans 50 HZ'nin üzerine çıkarsa, üretim tüketimden daha fazladır. Bu durumda üretim azaltılmalı veya tüketim arttırılmalıdır.



Kaynak: EPİAŞ

Yan Hizmetler Piyasası

Yan hizmetler piyasası iletim sisteminin frekans kalitesini korumaktadır.

Yan Hizmetler, şebekenin gerçek zamanlı olarak güvenli bir şekilde işletilmesi için üretim birimleri ve bazı iletim ekipmanları tarafından sağlanması gereken destek hizmetleridir.

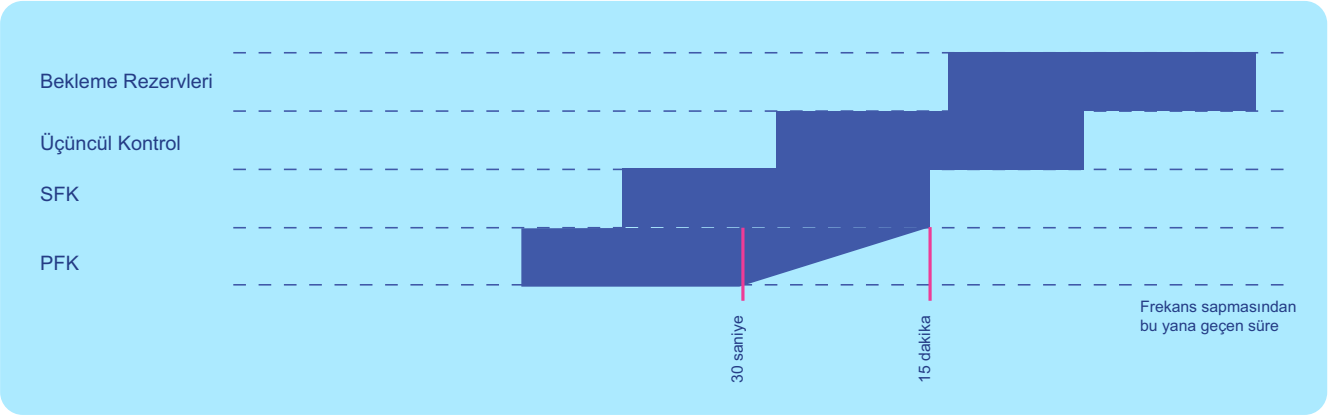
Türkiye'de yan hizmetler piyasası, Şubat 2018'de yeni 'Yan Hizmetler Yönetmeliği'nin yürürlüğe girmesiyle başlamıştır.

Yan hizmetler kapsamında tanımlanan hizmetler: Primer Frekans Kontrolü, Sekonder Frekans Kontrolü, Bekleme Rezervleri, Anlık Talep Kontrolü, Reaktif Güç Kontrolü, Black Start, Bölgesel Kapasite Kiralama Hizmeti.

Bu hizmetleri sağlayacak tesislerin **Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Anlaşmasını** imzalaması gerekmektedir. Bu tüzel kişiler yardımcı hizmet desteği için gerekli kurulumları yapmakla yükümlüdürler.

Primer ve sekonder frekans kontrolleri otomatik frekans kontrolü olarak adlandırılmaktadır.

İşletme rezervleri olarak tanımlanan yedekler, sistemde oluşabilecek frekans sapmalarını kontrol etmek amacıyla primer frekans kontrol yedeği, sekonder frekans kontrol yedeği, tersiyer kontrol yedeği ve talep kontrolünü içermektedir. Sistemde dalgalanma olması durumunda işletme yedeklerinin sıralaması aşağıdaki gibidir.



Primer Frekans Kontrolü (PFK)

Primer frekans kontrol hizmeti, aktif gücü dengede tutmayı ve sistem frekansını mümkün olan en kısa sürede stabilize etmeyi amaçlar. Primer frekans kontrol rezervi her an hazır olmalıdır. Primer Frekans kontrol jeneratörleri, hız regülatörleri aracılığıyla arz ve talep arasındaki dengeyi otomatik ve hızlı bir şekilde sağlamaktadır.

Primer frekans kontrol hizmetine katılacak üretim tesislerinin Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nde yer alan primer frekans kontrolünün teknik esasları ile tasarım esasları ve testine ilişkin şartları sağlaması gerekmektedir.

Primer frekans kontrol hizmeti, gerekli şartları sağlayan ve testten geçen üretim tesislerinden ihale yoluyla temin edilir. Bu hizmeti sağlayan üniteler en fazla 30 saniye içerisinde devreye girmeli ve bu gücü en az 15 dakika boyunca koruyabilmelidir.

Primer frekans hizmeti veren ünitelerin çalışma prensibine göre sistem frekansının düşmesi durumunda, frekanstaki düşüşe karşılık olarak çıkış güçleri otomatik olarak artırılır, üniteler, sistem frekansının artması durumunda çıkış güçlerini otomatik olarak azaltır.

Sekonder Frekans Kontrolü (SFK)

Sekonder frekans kontrolü, TEİAŞ'ın kapasite fazlası veya talep fazlası durumlarında sistem frekansını korumak için kullandığı bir sistemdir. Eski sistemde, Dengeleme Güç Piyasası'ndaki (DGP) santrallere verilen zorunlu talimatlar aracılığıyla yapılmaktaydı.

Sekonder frekans kontrol hizmeti, sistem frekansını nominal değerine ayarlamayı amaçlamaktadır.

Merkezi bir bilgisayar algoritması aracılığıyla otomatik olarak etkinleştirilir; ancak primer frekans kontrolüne göre daha yavaştır.

Sekonder frekans kontrol hizmeti verecek tesisler, bu yeterliliğe sahip tesisler arasından ihale yoluyla seçilmektedir.

İkinci frekans kontrolü, primer yedek santrallerin arıza öncesi çalışma noktalarına dönmelerini sağlar. Böylece primer frekans hizmetleri bir sonraki olası arızaya hazır hale gelir.

TEİAŞ'ın Gölbaşı Milli Yük Tevzi Merkezi'nde bulunan otomatik sistem tarafından yönetilir.

Sekonder Frekans Kontrolü - İhale Yükümlülükleri

TEİAŞ (TSO) teklifleri alır ve yan hizmetler piyasası (primer ve sekonder frekans kontrolü) için piyasa yönetim sistemi aracılığıyla gerekli bilgileri sağlar. SFK ihalesi de enerji santrallerinin aşağıdaki teklifleri verdiği bir liyakat sırası yapısında çalışmaktadır:

- Her bir blokta sağlanabilecek SFK kapasitesi (MW) (blokların başlangıç-bitiş saatleri farklı olabilir)

- Belirli bir blokta SFK kapasitesi sağlamak için teklif edilen fiyat (TL/MWh)

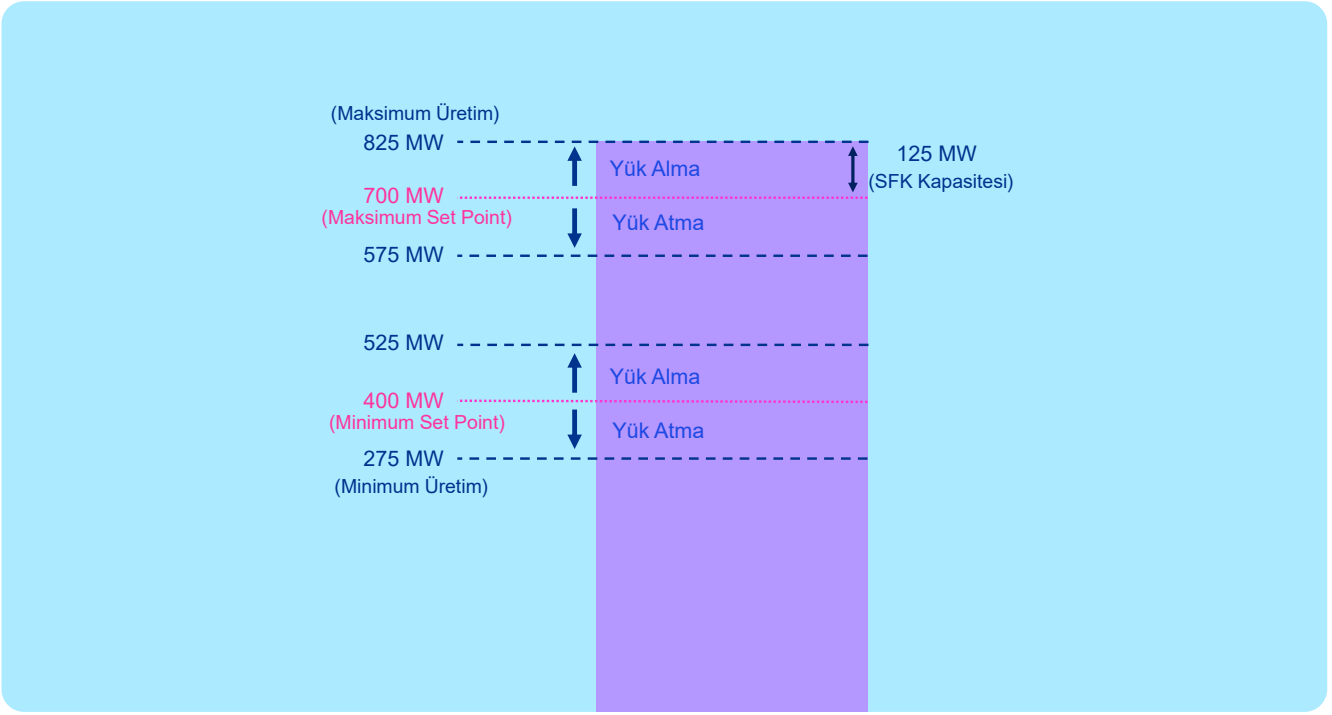
İhale kapsamında santraller TSO'ya üretim seviyelerini esneklik kısıtlarına göre yönetme hakkı vermektedir. SFK kapasitesi 125 MW ve minimum kararlı çıkış seviyesi 275 MW olan bir enerji santrali varsayaldığında bu konfigürasyon santralin 400 MW kapasitede (Minimum Set Point) mevcut ve çalışır durumda olduğunda çıkışını 125 MW artırıp azaltabileceğini söylemektedir.

Sistem gereksinimlerine bağlı olarak, TSO santrali 525 ile 275 MW arasında yönetme hakkını elde eder.

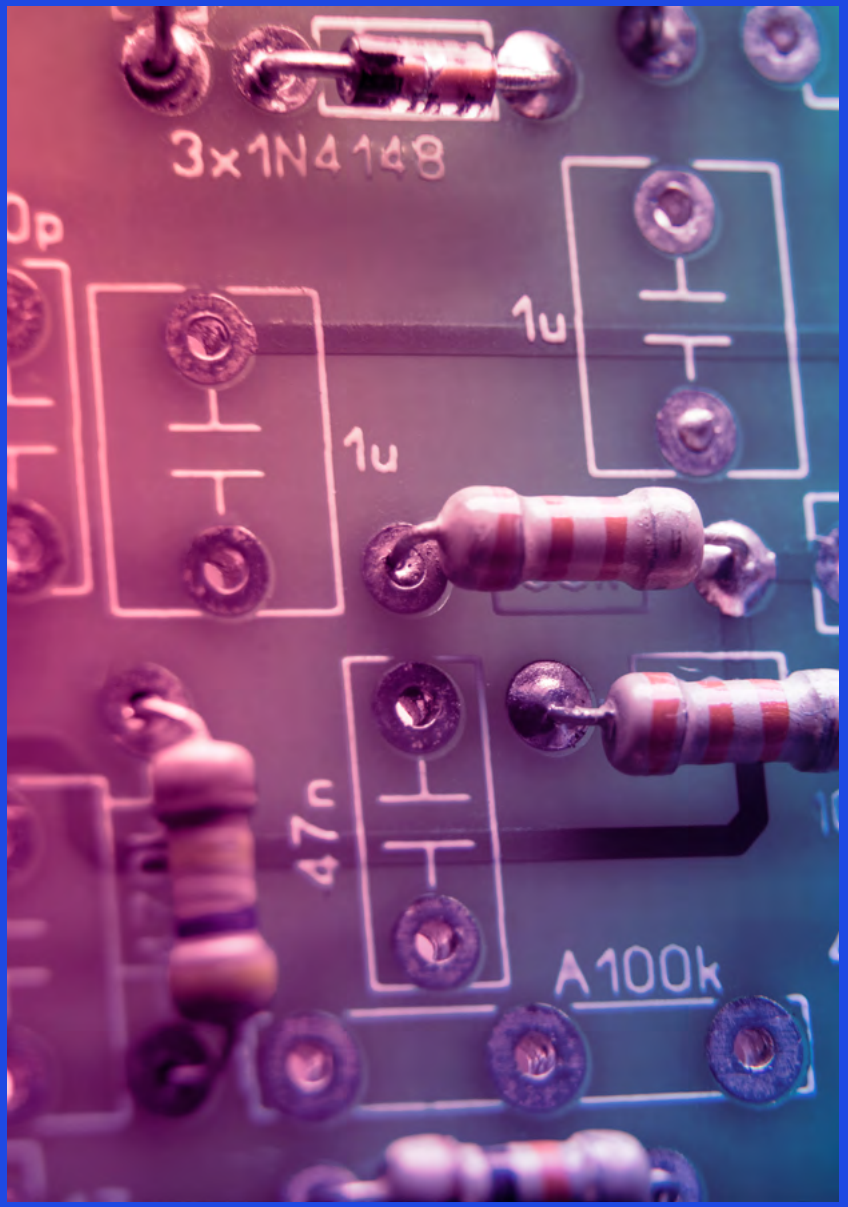
Alternatif olarak, santral Maksimum Set Point'te çalışmayı seçebilir, bu da maksimum 825 MW'lık bir çıktı varsayıldığında 700 MW olacaktır. Bu durumda, TSO, santralin üretimini 825 ile 575 MW arasında yönetme hakkına sahip olacaktır.

Buradaki tek ön koşul, santralin her zaman minimum ve maksimum set pointler (bu örnekte 400 MW ve 700 MW) arasında bir Set Point'te mevcut olmasıdır.

SFK ihalesinin yükümlülüklerine uyulmaması durumunda, santralin yükümlülüklerini iki taraflı olarak belirlenecek bir maliyetle üçüncü bir tarafa devretme şansı vardır. Bu devir sağlanamaz ve santral SFK kapasitesini teslim edemezse, TSO tarafından santrale bir ceza bedeli uygulanmaktadır.



Elektrik Piyasasında Oluşan Fiyatlar Tarihsel Gelişim



Ülkelerdeki Fiyatların Karşılaştırılması

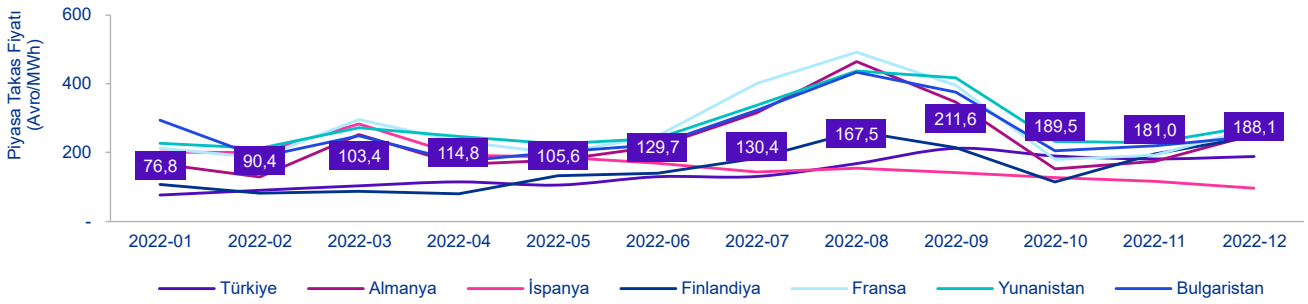
Rusya - Ukrayna savaşı ile başlayan emtia krizi ülkelerin ortalama piyasa takas fiyatı üzerinde kısa vadede büyük etki yaratsa da çeşitli politika uygulamaları ile bu krizin elektrik fiyatları üzerindeki etkisi azaltılmaya çalışılmıştır.

Avrupa ülkelerinde elektrik üretimi için önemli bir kaynak olan doğal gaz fiyatları 2022 yılında özellikle Rusya-Ukrayna Savaşı nedeniyle artış göstermiştir. Savaşın başladığı dönemde özellikle doğal gaz fiyatlarındaki ani artış doğrudan gün öncesi piyasasında oluşan fiyatlara yansımıştır. 2022 Mart ayı ortalama PTF değeri bir önceki ayın ortalama değeri ile kıyaslandığında en yüksek artış oranı %96 ile Almanya'da yaşanmıştır. Almanya'nın ardından en yüksek fiyat artışı %59 ile Fransa'da gerçekleşmiştir.

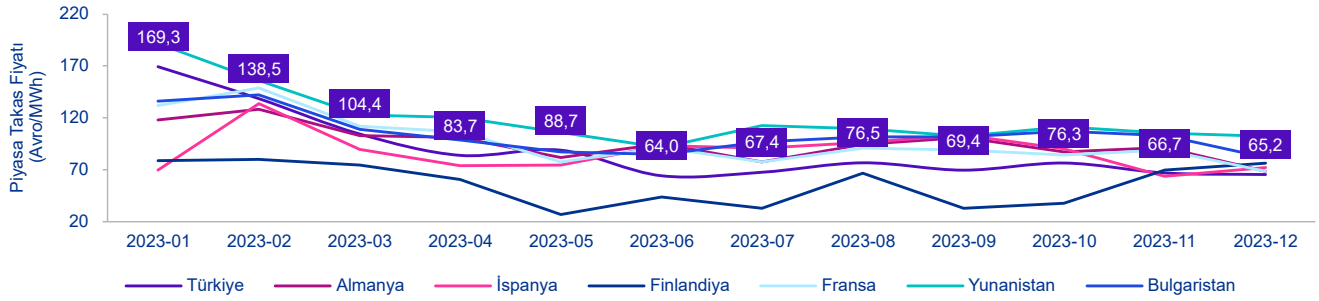
Bu yansıma doğrultusunda ülkeler çeşitli politikalar geliştirmiş ve elektrik üretimi maliyetlerini düşürmek amacıyla alternatif çözümler yaratmaya çalışmışlardır. Enerji kaynak çeşitliliğini sağlamaya yönelik atılan adımlar artan elektrik fiyatlarının düşürülmesi için zaman içinde olumlu sonuçlar vermeye başlamıştır. Diğer yandan Avrupa ülkelerinin karbonsuzlaşma adımlarını da destekler nitelikte yenilenebilir enerji yatırımlarını artırması fiyatlar üzerinde düşürücü etki yaratmıştır. Yılın ikinci yarısında hava sıcaklıklarının ve elektrik tüketiminin paralel bir şekilde artmasıyla özellikle doğal gaz tarafında arz/talep endişeleri başlamış ve TTF fiyatlarında artış yaşanmıştır. Ağustos 2022'de TTF değerleri 2010 yılından bu yana en yüksek değer olan 70,4 USD/mmbtu seviyesine ulaşmıştır. Eylül ayı itibarıyla doğal gaz fiyatlarındaki düşüş, piyasa takas fiyatlarını da düşürmüştür.

Türkiye'deki ortalama PTF değerleri diğer ülkeler ile kıyasladığında, Türkiye'deki azami fiyat limiti ve Kaynak Bazlı Tavan Fiyatı Uygulaması gibi müdahalelerle bu artışın önüne geçilmeye çalışıldığı görülmektedir.

2022 Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (Avro/MWh)



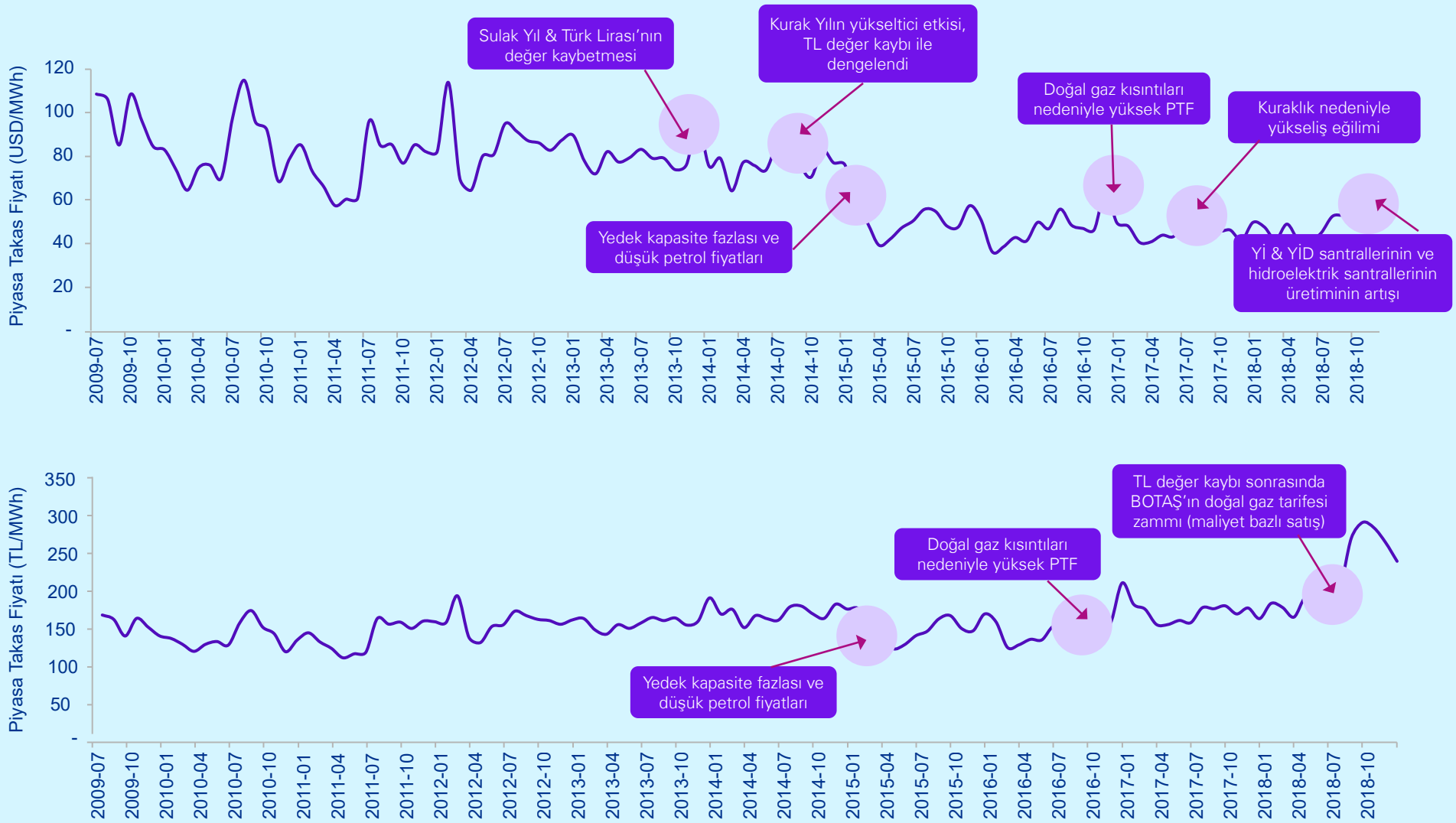
2023 Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (Avro/MWh)



Kaynak: EPİAŞ, ENTSO

PTF'nin Tarihsel Gelişimi

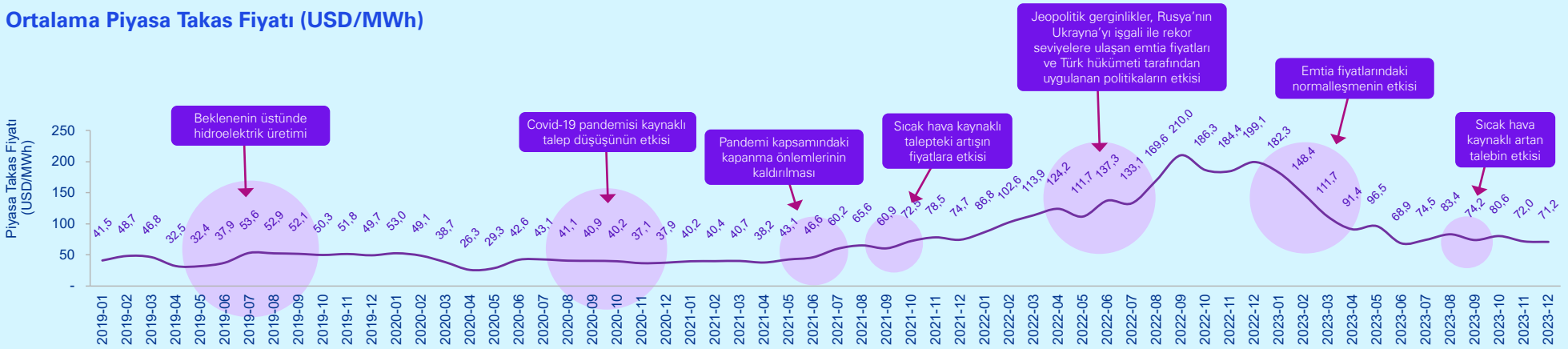
Piyasa Takas Fiyatı; yaşanılan yılın sulak veya kurak olması, doğal gaz kısıntıları, yedek kapasitesi fazlası gibi faktörlerden etkilenmektedir.



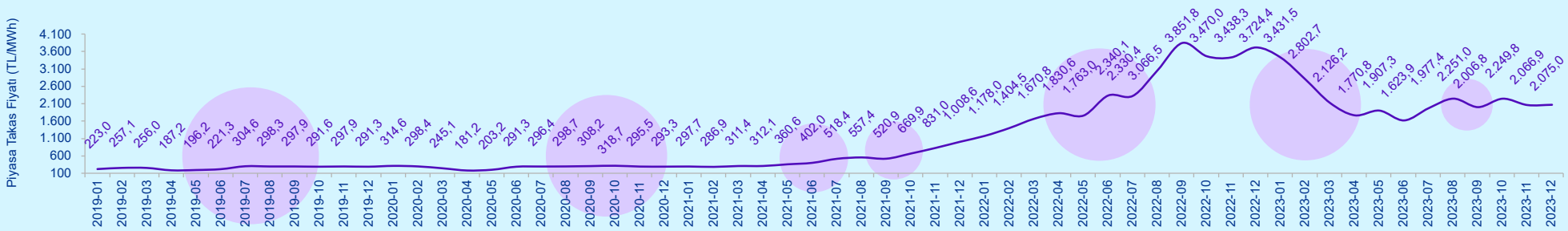
Kaynak: EPİAŞ, TCMB Döviz Kurları

2022'nin sonlarına doğru, emtia fiyatlarındaki artışlar nedeniyle spot piyasadaki elektrik fiyatları tüm zamanların en yüksek seviyesine ulaşmış, 2022 yılının sonlarından itibaren emtia fiyatlarındaki düşüşün etkileri fiyatlara yansımıştır.

Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (USD/MWh)



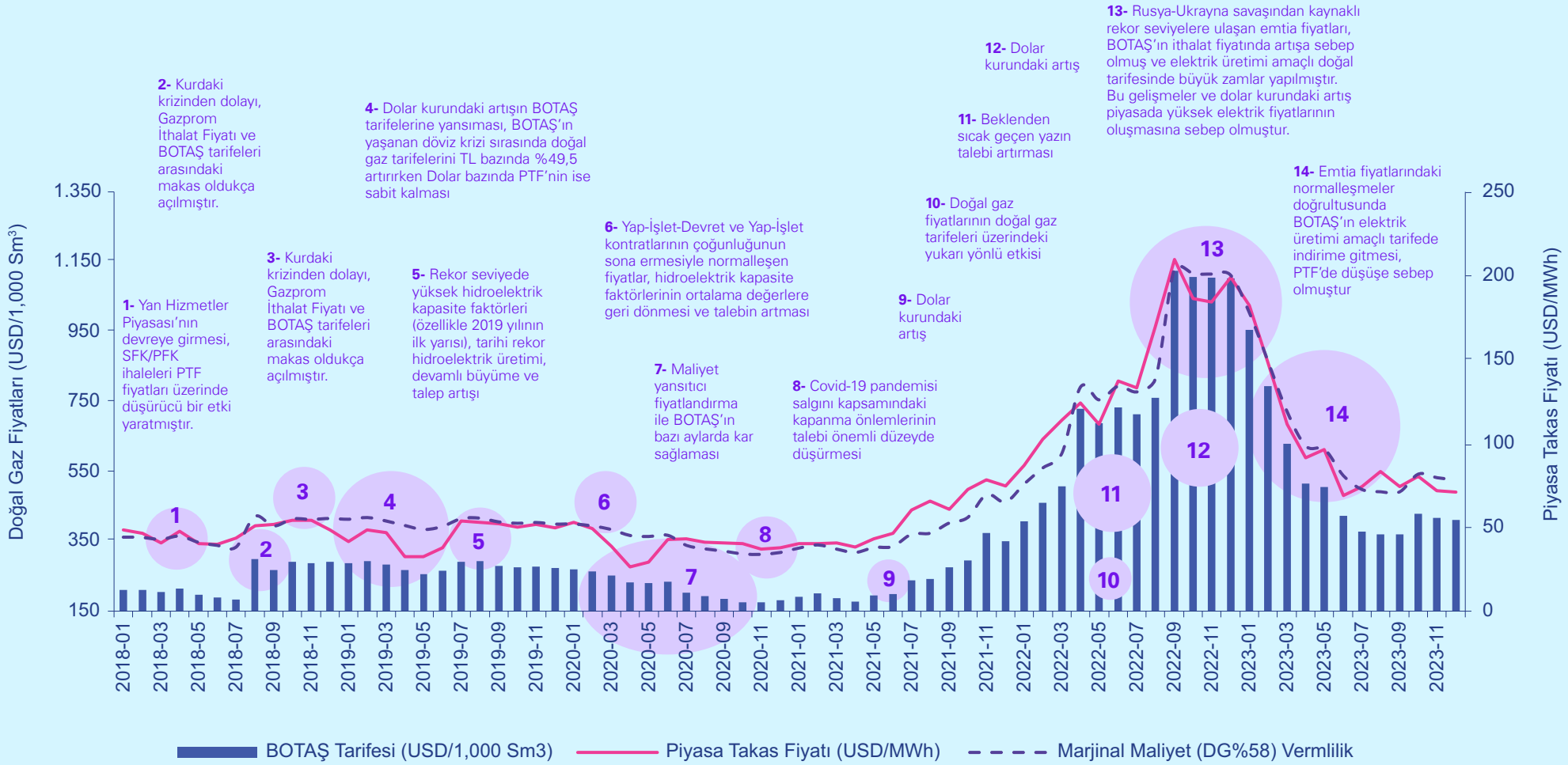
Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh)



Kaynak: EPİAŞ

PTF ile Doğal Gaz Marjinal Maliyet İlişkisi

Piyasa takas fiyatı geçtiğimiz yıllarda arz ve talep tarafındaki çeşitli değişkenlerden son derece etkilenmiş ve bu değişkenler elektrik fiyatlarına ve spread seviyelerine önemli ölçüde etki etmiştir.



Kaynak: EPİAŞ, BOTAŞ

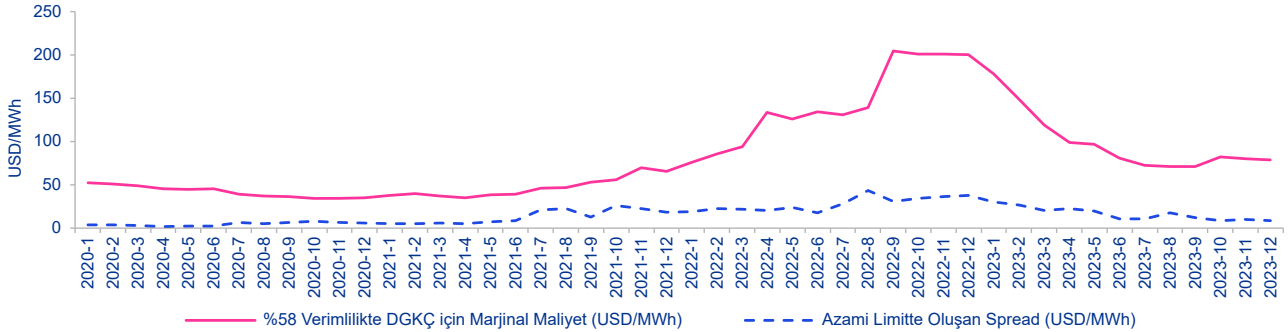
Azami Fiyat Limiti

2023 Ekim ayında doğal gaz tarifesine yapılan zam sonrasında azami fiyat değerinin değişmemesi doğal gaz santralleri için maksimum kar marjını 10 USD/MWh seviyesinin altına düşürmüştür.

Gün Öncesi Piyasası kurulumundan bu yana piyasa takas fiyatları için bir azami limit uygulanmaktadır. Uygulanan azami limit dönem dönem değiştirilmiş ve Ekim 2020- Mart 2022 döneminde 18 ay boyunca formüle bağlı olarak belirlenmesi kararlaştırılmıştır. Azami limitin formüle bağlı olarak belirlendiği dönemde ise bu formülde bir kez değişikliğe gidilmiştir. Nisan 2022'de Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulamasının da yürürlüğü girmesiyle azami limitin belirlenmesindeki formülasyon yürürlükten kaldırılmıştır.

Diğer yandan, genellikle fiyatı belirleyen santral olarak görülen doğal gaz santrallerinin marjinal maliyeti artarken bu santrallerin azami limitte yakaladığı spark spread düşüş göstermeye başlamıştır. Ekim 2023'te elektrik üretimi amaçlı doğal gaz tarifesinde yapılan artışa rağmen azami limitte herhangi bir değişiklik yapılmamıştır. Bu durum doğal gaz santrallerinin azami limitte elde edebileceği kar marjını 10 USD/MWh seviyesinin altına düşürmüştür.

Kaynak: EPİAŞ

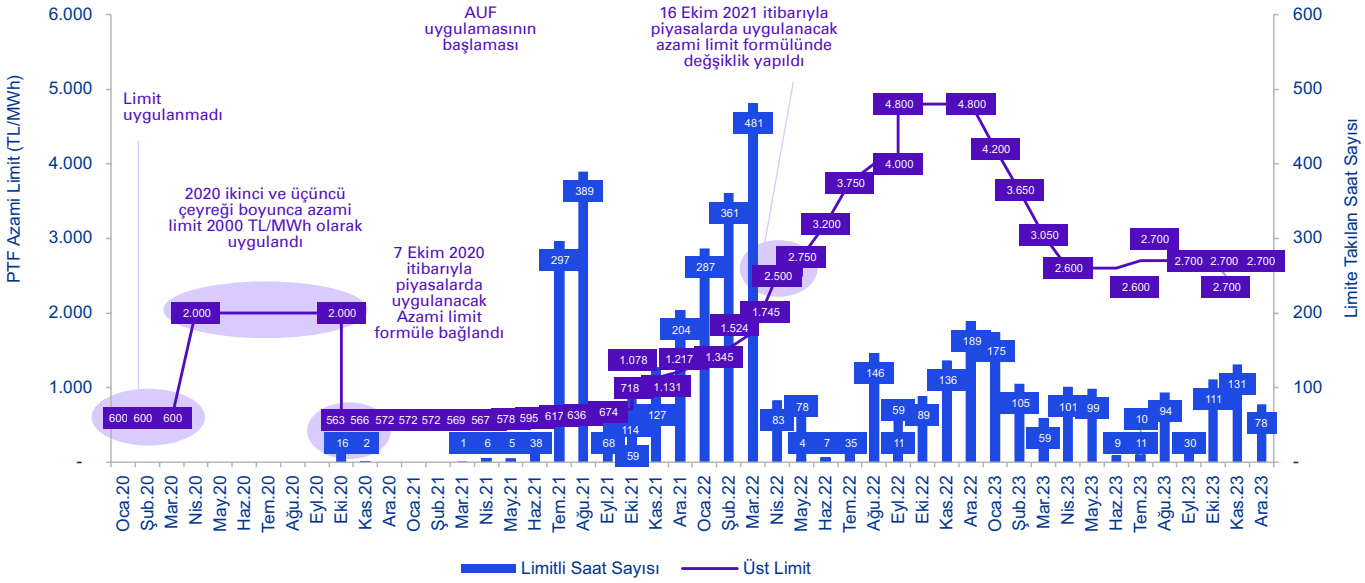


Not: Spark spread değeri, PTF ile doğal gaz santrallerinin marjinal maliyeti arasındaki farkı ifade etmektedir.

Son dört yılda piyasada farklı üst limitler uygulanmıştır. Farklı uygulamalar piyasada belirsizliğin artmasına neden olmuştur.

Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası'nda uygulanacak olan azami fiyat limitleri konusunda geçtiğimiz dört yılda değişik uygulamalar getirilmiş ve bu durum piyasa öngörülebilirliği açısından bir sorun yaratmıştır.

Dengeleme Güç Piyasası'nda Uygulanan Azami Fiyat Limitleri ve Limite Takılan Saatler



Not: 15 Ekim 2021'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır. 20 – 31 Mayıs 2022 arasında yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır. 1 Eylül 2022'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki azami limit değeri vardır.

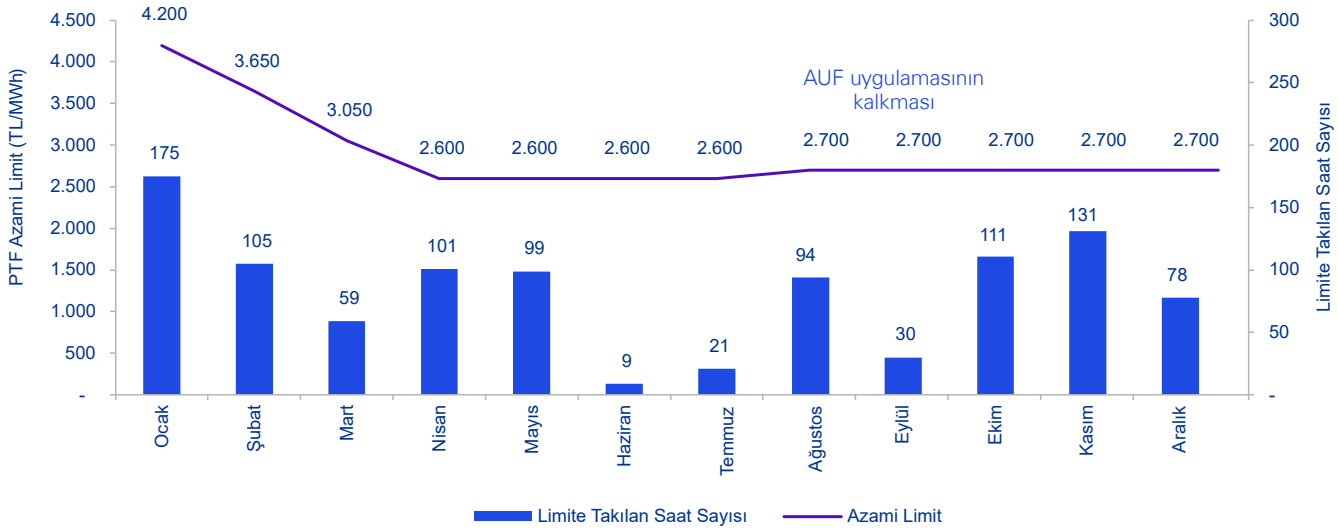
2023 yılı için toplam 8.760 saatin 1.013'ünde (%12) piyasa fiyatı azami limite takılmıştır, bu durum piyasa işleyişini olumsuz yönde etkilemektedir.

Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası'nda uygulanacak olan azami fiyat limitleri konusunda geçtiğimiz iki yılda değişik uygulamalar getirilmiş ve bu durum piyasa öngörülebilirliği açısından bir sorun yaratmıştır.

2020 yılı itibarıyla Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanan azami limit ve bu limite takılan saat sayısı:

- 2021 yılında 8.760 saatin 1.308 saatinde,
- 2022 yılında 8.760 saatin 1.966 saatinde ve
- 2023 yılında 8.760 saatin 1.013 saatinde azami limit değeri oluşmuştur.

2023 Yılında Gün Öncesi Piyasası'nda Uygulanan Azami Fiyat Limitleri ve Limite Takılan Saatler



2022 ve 2023 Rakamlarının Karşılaştırılması

2023'ün ikinci çeyreğinden itibaren emtia piyasalarındaki normalleşmenin etkisiyle dolar bazında gerileyen elektrik fiyatlarında, yılın son çeyreğinde azami fiyat limitinin kısıtlayıcı etkisiyle birlikte 2022'ye göre %61 oranında düşük gerçekleşmiştir.

2023'ün başında emtia fiyatlarındaki normalleşmenin etkisi ile piyasa takas fiyatı (PTF) da düşüşe geçmiştir. Ocak ayı ortalaması 3.431,5 TL/MWh iken Nisan ayı ortalaması 1.770,8 TL/MWh'e kadar gerilemiştir.

PTF ortalamasının en düşük olduğu ay Haziran ayıdır. Bu düşüşte, bayram tatilinin hafta içi günlerine denk gelmesi ve elektrik talebini düşürmesi etkili olmuştur.

Temmuz ve Ağustos'ta artan sıcakların etkisiyle yaşanan iklimlendirme ihtiyacı elektrik talebini de artırmıştır ve bu durum PTF'ye de yansımıştır.

Özellikle Kasım ve Aralık aylarındaki yoğun yağışlar, birim elektrik üretim maliyeti görece düşük olan hidroelektrik santrallerin elektrik arzındaki payının artmasına ve akabinde PTF'nin de düşmesine sebep olmuştur.

Diğer yandan, Ekim ayında doğal gaz tarifesine yapılan %20'lik zama karşın piyasadaki azami limit değerinde bir değişiklik yapılmaması da piyasa fiyatlarının görece düşük seyretmesine neden olmuştur. Yılın son çeyreğinde sırasıyla 111, 131 ve 78 saat boyunca PTF azami limit değerinde gerçekleşmiştir. Aralık ayında azami limite takılan saat sayısının düşüşünde barajlı hidroelektrik santrallerin aylık ortalama kapasite faktörü değerinin %30'lar seviyesine ulaşması etkili olmuştur.

Piyasada yapılan işlemlerde GÖP işlem hacminde tutar olarak 2020-2022 dönemindeki PTF artışının da etkisiyle artış görülmüştür. 2023 yılında ise, 2022 yılına kıyasla düşen PTF ve görece düşük eşleşme hacmi artışı, bu yıldaki işlem hacmine %6,5'luk düşüş olarak yansımıştır.

Dönem	2022 PTF Ortalaması (TL/MWh)	2023 PTF Ortalaması (TL/MWh)	Değişim (%)	2022 PTF Ortalaması (USD/MWh)	2023 PTF Ortalaması (USD/MWh)	Değişim (%)
1. Çeyrek	1.417,8	2.786,8	+ %97	101,1	147,5	+%46
2. Çeyrek	1.977,9	1.767,3	- %11	124,4	85,6	-%31
3. Çeyrek	3.082,9	2.078,4	- %33	170,9	77,4	-%55
4. Çeyrek	3.544,2	2.025,6	- %43	189,9	74,6	-%61

	2020	2021	2022	2022
Göp Eşleşme Miktarı	181,4 TWh → 203,1 TWh **%12,0 Artış**		179,4 TWh → 189,6 TWh **%5,7 Artış**	
GÖP İşlem Hacmi	51,9 milyar TL → 103,2 milyar TL **%98,9 Artış**		454,0 milyar TL → 424,6 milyar TL **%6,5 Azalış**	

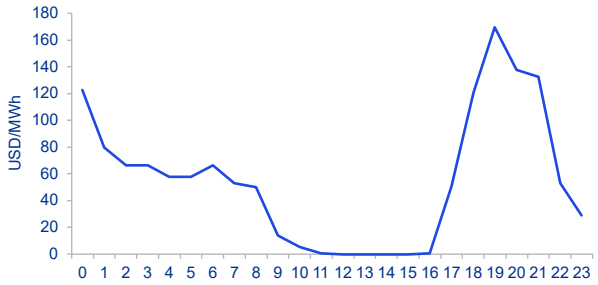
Kaynak: EPİAŞ

0 TL/MWh Çıkan Günlere Dair Değerlendirme

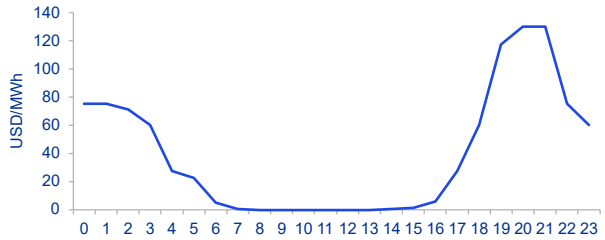
26 Şubat ve 28 Mayıs 2023 tarihlerinde fiyatın 0 çıkmasıyla birlikte yenilenebilir enerji üretiminin kesintiye uğraması söz konusu olmuştur.

Yenilenebilir enerji santrallerinin toplam üretimdeki payının da artmasıyla gün içinde oluşan piyasa takas fiyatlarının profili değişmiştir. Buna karşın özellikle yüksek açma-kapama sürelerine ve maliyetlerine sahip olan esneklikleri düşük termik santraller ardışık saatlerde çalışmayı tercih etmektedir. Bu durumun sonucunda ise yenilenebilir enerji santrallerinden üretim kesintisi yapılması gerekli olmaktadır.

26 Şubat 2023



28 Mayıs 2023

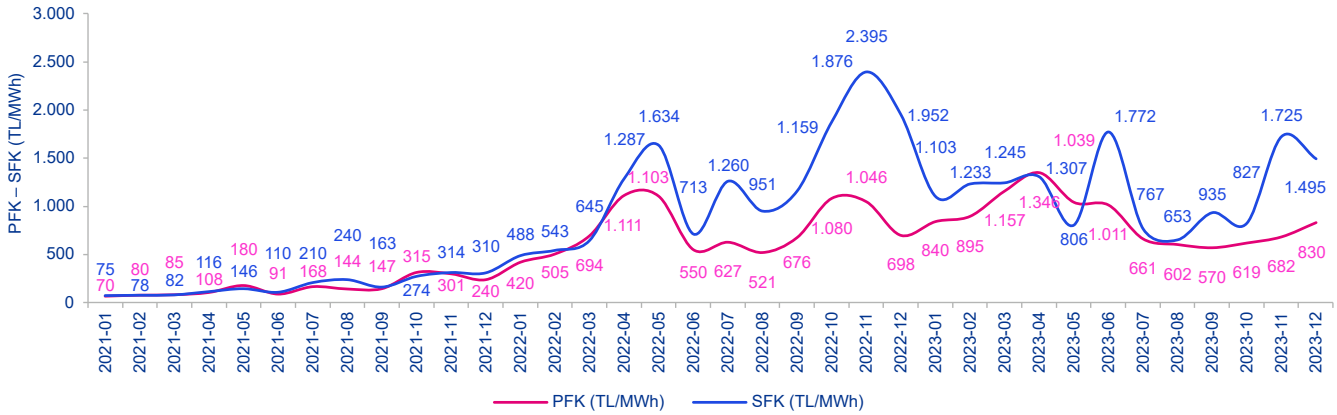


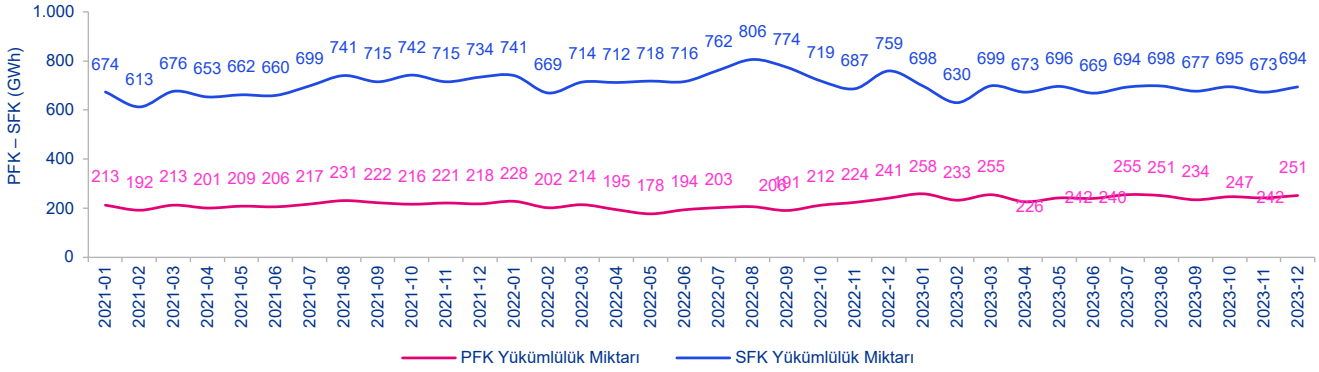
55,6	Ortalama Fiyat (USD/MWh)	39,5
2.907,0	Toplam Üretim Kesintisi (MWh)	5.357,0
4.100,0	İthal Kömürün 0 PTF saatindeki Ortalama KGÜP'ü (MWh)	4.400,0
137,9	Rotterdam Kömür Fiyat Endeksi (USD/ton)	118,1
49,4	İthal Kömürün Marjinal Yakıt Maliyeti (USD/MWh)	42,3
143.647	İthal Kömürün Maliyeti (USD)	226.704

Kaynak: EPİAŞ

2022 yılından itibaren başta SFK olmak üzere yan hizmetler fiyatlarında önceki senelere kıyasla artış yaşanmıştır.

Beklenenin dışında gerçekleşen talep artışları ve bölgesel kısıtlar beraberinde dengesizliği getirmekte ve yan hizmetlerde oluşan PFK ve SFK fiyatlarında artışla sonuçlanmaktadır. Aynı zamanda kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji santrallerinin üretimdeki payının artması da SFK-PFK ihtiyacını yükseltmiştir.



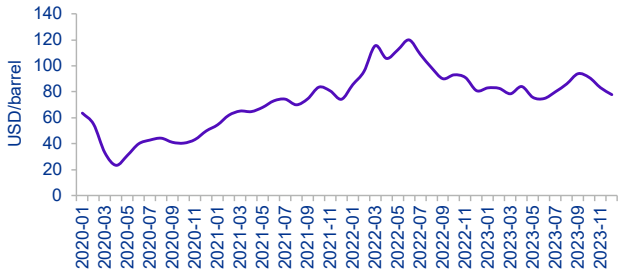


Kaynak: EPİAŞ

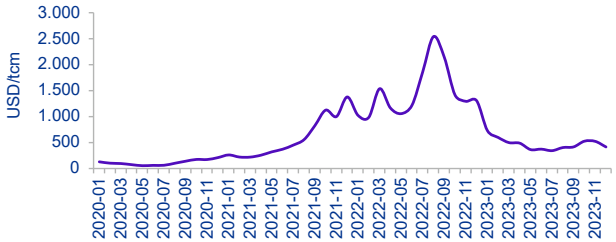
Emtia Fiyatları

2023 yılında Rotterdam Kömür fiyatlarında yüksek stoklar ve durgun talep nedeniyle düşüş yaşanmıştır. Doğal gaz fiyatlarında görülen düşüşte ise Avrupa'da sıcak bir kış geçirilmesi ve doğal gaz depolarındaki yüksek doluluk oranı etkili olmuştur.

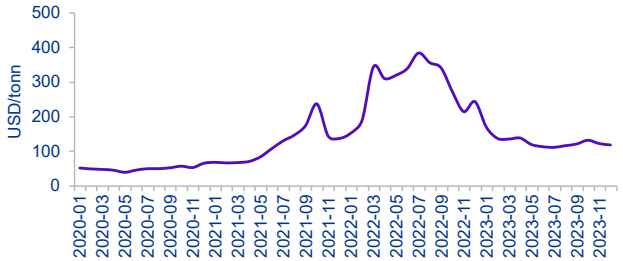
Brent Petrol Fiyatı



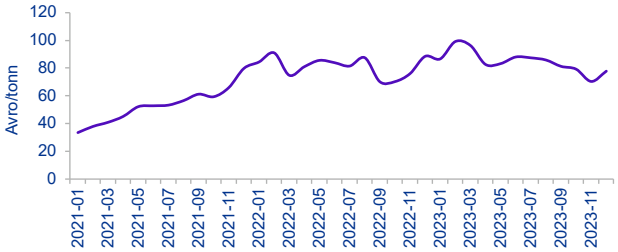
Rotterdam Kömür Fiyatı



Avrupa Doğal Gaz Fiyatı



AB ETS Fiyatı



Kaynak: World Bank, Investing



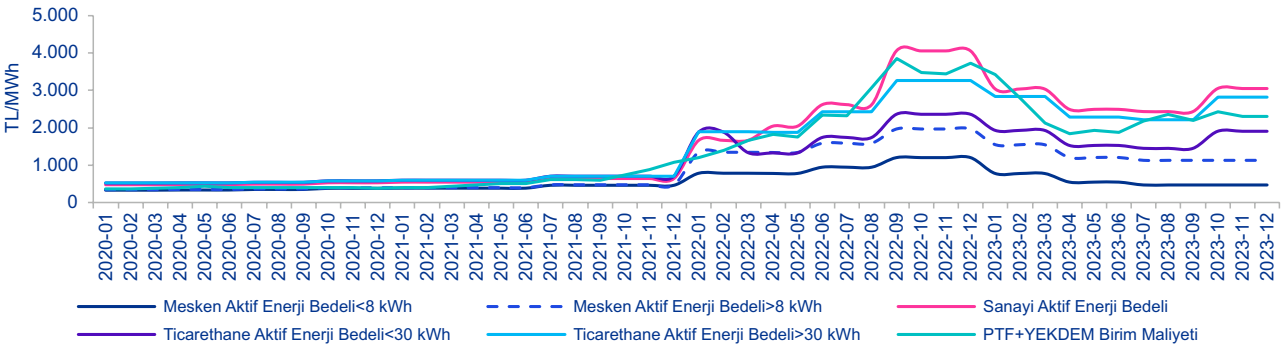
Sübvansiyonlar ve Artan Fiyatlara Karşı Alınan Önlemler



Sübvansiyonlar ve Artan Fiyatlara Karşı Alınan Önlemler

Sübvansiyonlar

Elektrik Tarifeleri



2023 Aralık

PTF+YEKDEM Birim Maliyeti: 2.300,49 TL/MWh

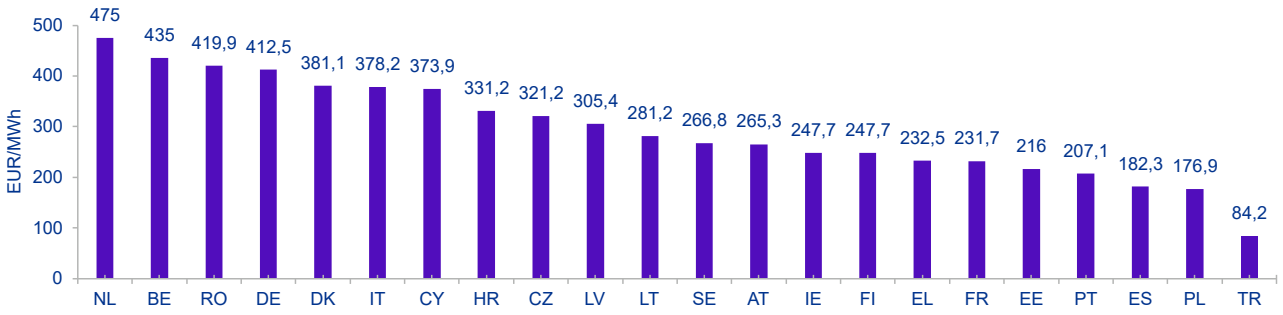
Mesken Aktif Enerji Bedeli (Ağırlıklı Ortalama)*: 644,71 TL/MWh
Sübvansiyon: %72

Sanayi Aktif Enerji Bedeli: 3.053,8 TL/MWh

Ticarethane Aktif Enerji Bedeli (Ağırlıklı Ortalama)*: 2.141,29 TL/MWh
Sübvansiyon: %7

*Mesken ve Ticarethane abone grupları için ağırlıklı ortalama aktif enerji bedelinin %75'inin 1. kademeden ve %25'inin 2. kademeden yapıldığı varsayılmıştır.

2023 ilk Yarısı Avrupa Ülkelerinde Mesken Elektrik Fiyatı



2022'nin sonlarına doğru rekor düzeyde artışlara devam eden emtia fiyatlarının etkisiyle serbest piyasadaki elektrik fiyatları çok yüksek seviyelere ulaşmıştır. Artan elektrik fiyatlarına karşın son tüketicilere uygulanan regüle tarifelerdeki zamlar yetersiz olmuş ve özellikle mesken grubuna ait regüle tarife elektrik tedarik maliyetinin oldukça altında kalmıştır.

2023'ün ilk yarısının ortalamasına bakıldığında, Avrupa ülkelerine göre Türkiye'nin mesken elektrik fiyatı çok düşük kalmaktadır. En yüksek fiyatların Hollanda (475 €/MWh), Belçika (435 €/MWh), Romanya (419,9 €/MWh), Almanya (412,5 €) ve Danimarka'da (381,1 €/MWh) olduğu görülmektedir. Türkiye'de ise 84,2 €/MWh olmuştur.
Bu fiyatlara hane halkı tüketicilere yönelik vergiler, harçlar ve KDV dahil edilmiştir.

Kaynak: EPDK, Eurostat

Piyasaya Müdahale Girişimleri

Atılan Adımlar

Sübvansiyonlar, temel olarak elektrik maliyetlerini tüketiciler için daha düşük tutmak amacıyla uygulanmaktadır.
Ancak, Türkiye'de sübvansiyonlar ihtiyaç sahibi olan ve olmayan tüketici ayrımı yapmadan mesken tüketicilerinin tamamını kapsamaktadır. Bu durum sosyal etkiyi zayıflatmakta ve EÜAŞ'ın mali yükünün giderek artmasına sebep olmaktadır.

Görev Zararı

EÜAŞ, sübvansiyonlar nedeniyle yıllık 150 milyar TL'lik görev zararı ile karşı karşıya kalmaktadır. Bu görev zararı, elektrik üretim maliyetlerinin tam olarak karşılanamaması ve maliyetlerin büyük bir kısmının devlet tarafından üstlenilmesi sonucu oluşmaktadır.

Sürdürülebilirlik

Mevcut sübvansiyon politikası, EÜAŞ üzerindeki mali yükün artmasına ve bu durumun uzun vadede sürdürülemez bir hal almasına yol açmaktadır. Elektrik sektörü için bu tür büyük maliyetlerin sürdürülebilirliği noktasında ciddi sıkıntılar yer almaktadır.

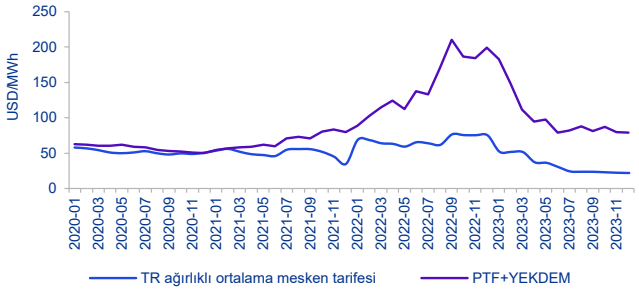
Geniş Tüketici Kitlesi

Daha düşük bir maliyetle ihtiyaç sahipleri özelinde yapılabilecek sosyal destek mekanizması uygulaması yerine yaklaşık 40 milyon mesken tüketicisinin tamamının sübvansiyon kapsamına alınması ve özellikle ihtiyaç sahibi olmayan tüketicilere de bu yardımların sağlanması piyasada olumsuz etki yaratmaktadır.

Sosyal Destek Mekanizması

İhtiyaç sahibi olmayan tüketicilere sağlanan sübvansiyonlar, sosyal destekleme politikasını zayıflatmaktadır. Sosyal yardımların hedefe yönelik yapılması, örneğin yalnızca belirli gelir düzeyindeki hanelere uygulanması, maliyeti önemli ölçüde azaltacak ve sübvansiyonların etki kalitesini artıracaktır.





Türkiye'deki artan elektrik maliyetlerine karşın (PTF+YEKDEM baz alındığında) mesken tarifesindeki artış kısıtlı kalmaktadır.

Bu artışa 2020 yılından itibaren dolar bazında bakıldığında artan elektrik üretim maliyetlerine karşın mesken tarifesinde yeteri kadar zam yapılmadığı görülmektedir.

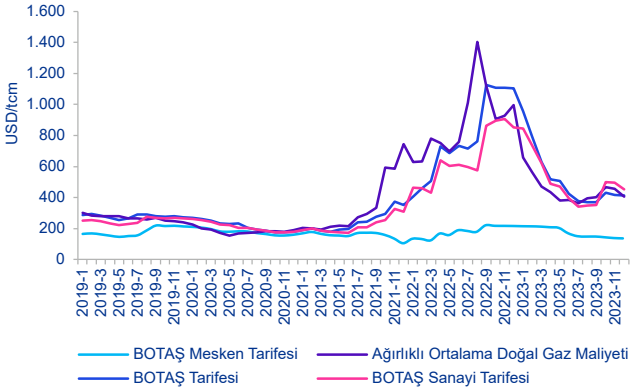
Mesken tarifesinin belirlenmesi ülke açısından politik bir hamle olarak değerlendirildiğinde tüketicilere yönelik bu koruma çabasının uzun dönemdir devam ettiği görülmektedir.

Bu tarife grubuna ait fiyatlar belirlenirken temel yaklaşım artışın doğrudan tüketiciye yansıtılmaması yönündedir.

Doğal Gaz Tarifesi

BOTAŞ, elektrik üretimi ve endüstriyel kullanım için olan doğal gaz tarifesinde maliyeti yansıtan bir modele geçmiş olsa da, mesken tarifesinde yüksek oranlı sübvansiyon uygulamaya devam etmektedir.

Hanelere yönelik sübvansiyonların devamlılığı esas olarak siyasi motivasyonlardan kaynaklanmaktadır. Hanehalkı doğal gaz tarifelerinde herhangi bir potansiyel artış, siyasi hoşnutsuzluğa neden olma riskini taşımaktadır. Hanehalkı doğal gaz tarifelerinin elektrik fiyatları üzerinde herhangi bir etkisi yoktur, ancak tarifelerdeki değişiklikler, doğal gaz sektöründeki sübvansiyon oranına işaret etmektedir.



*Mesken abone grubu için ağırlıklı ortalama aktif enerji bedelinin %75'inin 1. kademeden ve %25'inin 2. kademeden yapıldığı varsayılmıştır.

Kaynak: EPDK, TC Merkez Bankası, Dünya Bankası, BOTAŞ



Kurumlar Arası Finansal Denge

Sübvansiyonlar sonucu regüle perakende tarife, elektrik tedarik maliyetinin oldukça altında kalmaktadır. Bunun sonucu oluşan yük diğer piyasa katılımcıları üzerinde yük yaratmıştır.

2022'nin sonlarına doğru rekor düzeyde artışlara devam eden emtia fiyatlarının etkisiyle serbest piyasadaki elektrik fiyatları çok yüksek seviyelere ulaşmıştır.

Görevli Tedarik Şirketleri'nin (GTŞ) perakende tarifeler üzerinden elde ettikleri gelirin tedarik maliyetinin oldukça altında kalmasıyla başlayan nakit akış sıkıntısı, kurumlar arası dengenin bozulmasına neden olmuştur.

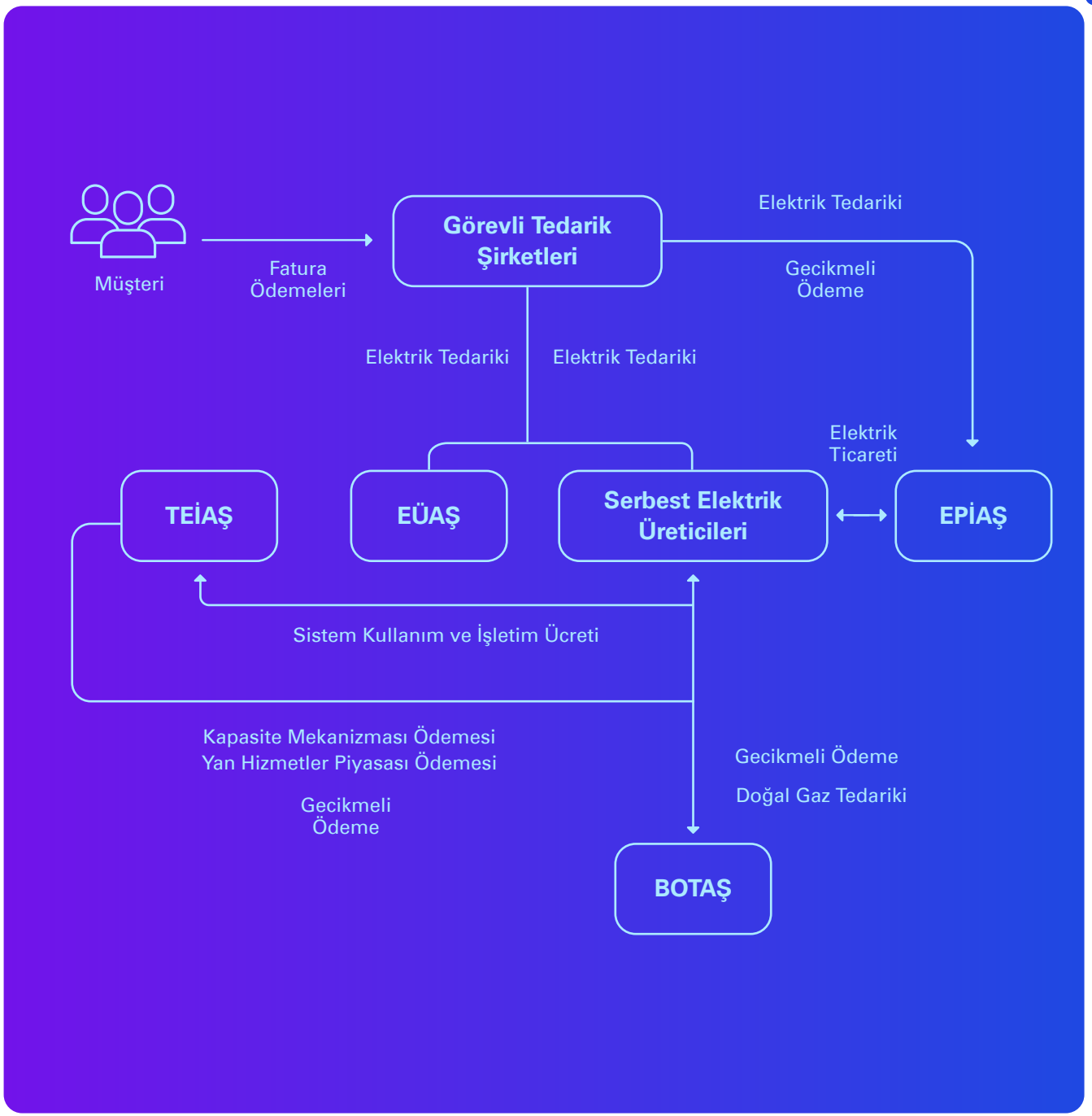
EPİAŞ'ın GTŞ'lerden eksik tahsil ettiği tutarlar nedeniyle üreticilere tam ödeme yapamadığı bir dönem yaşanmış ve nakit akışının tesisi için bu ödemeler gecikmeli olarak yapılmıştır.

Benzer şekilde, TEİAŞ da bir dönem üreticilere yapması gereken yan hizmetler ve kapasite mekanizması ödemelerini gecikmeli olarak yapmak zorunda kalmıştır.

Artan fiyatlar sanayi abonelerinin tarifesine yansıtılsa da GTŞ'lerin müşteri portföyünün büyük bir kısmını oluşturan mesken abone grubunda %60ları aşan sübvansiyona devam etmesi, bu şirketlerin de nakit akışlarında zorluklar yaşamalarına neden olmaktadır.

Burada önemli olan husus sektör içindeki ya da farklı sektörlerdeki grupların birbirini finanse ve sübvanse etmesinin önüne geçilmesi gerekliliğidir.

2023 yılının son çeyreğinden itibaren ise emtia fiyatlarındaki düşüşle beraber elektrik üretim maliyetlerinde de düşüş yaşanmış ve piyasa katılımcıları üzerindeki yük azalmaya başlamıştır. Bu dönemde uygulanan çeşitli politikalar ile görevli tedarik şirketlerinin biriken omega miktarlarında toparlanma yaşanmıştır.



Kaynak: Dünya Bankası, BOTAŞ

Önlemler

Atılan Adımlar

Artan tedarik maliyetlerine karşın hem tüketiciyi hem de tedarikçiyi korumak adına bazı adımlar atılmaya çalışılmıştır. Bu adımların iki tanesi uygulamaya koyulamamıştır.

SKTT Kapsamındaki Müşterilere Elektrik Tedariki

26.02.2022 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan karara göre, GTŞ'lerin 4'üncü tarife döneminin kalanında SKTT kapsamındaki müşterileri için tedarik edeceği elektriğin en az %50'sini en fazla %90'ını EÜAŞ'tan satın alacağı açıklanmıştır.

Kaynak Bazında Destekleme Bedeli

İhalelerin iptali ile, eksi YEKDEM birim maliyeti ile desteklenen GTŞ'lerin zararının azaltılması için öne çıkan çözüm ise piyasaya getirilecek yeni bir Kaynak Bazlı Azami Limit uygulaması olmuştur.

EÜAŞ Elektrik Alım İhalesi

GTŞ'lere satılacak elektrik için EÜAŞ 8 Mart'ta ihale açmıştır. İhaleye göre 1 Nisan 2022 - 31 Aralık 2025 tarihleri arasını kapsayan elektrik alım ihaleleri toplanan tekliflerin istenilen seviyede olmaması sebebiyle iptal edilmiştir.

Negatif YEKDEM Birim Maliyeti

1 Mart 2022 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan yönetmelik ile YEKDEM Yönetmeliği'nde değişiklik yapılmıştır. Değişikliğe göre YEKDEM birim maliyetinin eksi çıktığı durumlarda toplanan tutar GTŞ'lere aktarılacaktır.

GTŞ'lerin Ödeme Vadelerinin Uzatılması

1 Temmuz 2022 tarihinde EPDK tarafından yapılan açıklamada GTŞ'lerin günlük avans ödemelerinin 40 gün ötelenebilmesine karar verildi.

EÜAŞ'ın GTŞ'lere Elektrik Satışının Yeniden Başlaması

9 Ağustos tarihinde Resmi Gazete'de açıklanan karar ardından EÜAŞ ile sözleşme imzalayan GTŞ'lere elektrik tedarikine tekrar başlandı.

Kaynak: Resmi Gazete, EPDK, EÜAŞ

Negatif YEKDEM Birim Maliyeti

YEKDEM Yönetmeliği'nde yapılan değişiklik ile toplamda 75 milyar TL, karşıladıkları K1 talebi baz alınarak görevli tedarik şirketilerine dağıtılmıştır.

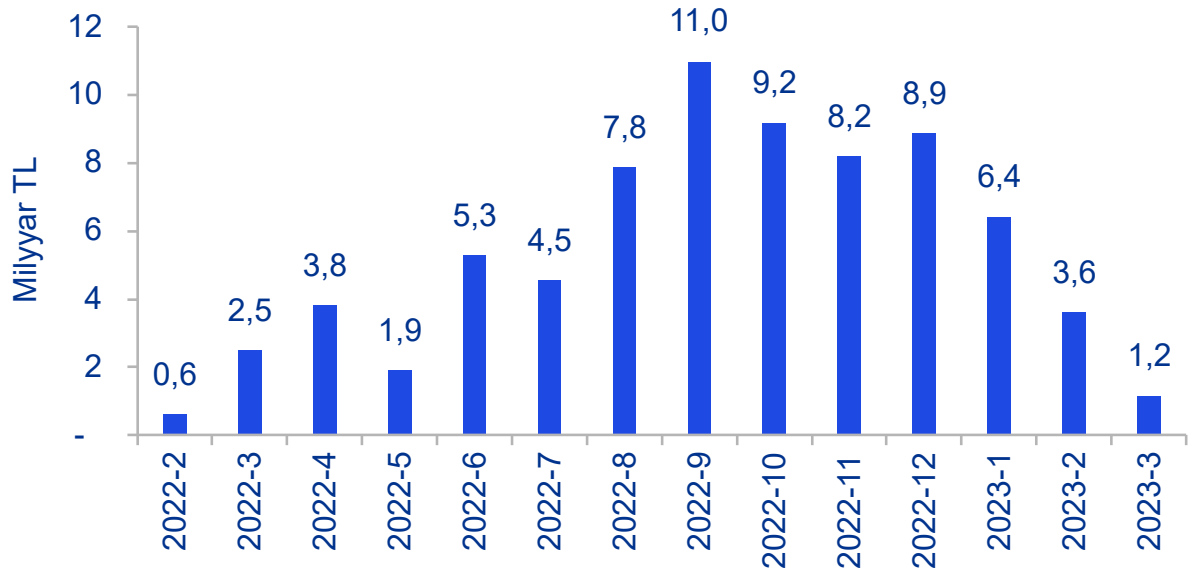
YEK destekleme mekanizması kapsamında yer alan santraller ödemelerini günlük olarak piyasa takas fiyatı üzerinden almakta (YEKDEM geliri) ve ay sonunda almaları gereken (her kaynak türü için belirlenen sabit fiyat üzerinden) tutarlar (YEKDEM bedeli) için mahsuplaşmaktadırlar. Bu santrallere ödenecek tutar ile halihazırda gün öncesi piyasasından aldıkları tutar arasındaki fark ise uzlaştırmaya esas çekiş miktarına* bölünerek son tüketicilere bedel olarak yansıtılmaktadır. Bu değerin hesaplanması aşağıdaki formülde gösterilmektedir.

Uzun dönemler boyunca alım garantilerinin USD bazlı olması ve kurdaki artışlar nedeniyle ay sonunda bu santrallere ödeme yapılması gerekmiştir. Son dönemlerde ise artan piyasa takas fiyatı nedeniyle toplam YEKDEM geliri YEKDEM bedelinin üstünde gerçekleşmiştir. Bu durumda beklenen sonuç son tüketicilere ödeme yapılmasıydı fakat 2022 yılında yapılan değişiklik ile bu tutarın GTŞ'lere dağıtılmasına karar verilmiştir.

Bu değişikliğin sonucu olarak Şubat 2022 ile Mart 2023 dönemi boyunca toplanan destek tutarın 75 milyar TL seviyesinde olduğu hesaplanmaktadır.

Kaynak: EPDK

Toplanan Toplam Tutar



YEKDEM Fark Tutarı = Toplam Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarı * {(FİT * Dolar Kuru) - (PTF * Tolerans Katsayısı)}**

$$\text{YEKDEM Birim Maliyeti} = \frac{\text{YEKDEM Fark Tutarı (TL)}}{\text{Uzlaştırmaya Esas Toplam Çekiş Miktarı * (MWh)}}$$

*Uzlaştırmaya esas çekiş miktarı, YEKDEM'e tabi olan tüketim miktarını ifade etmektedir ve bu tüketimde toplam tüketimden farklı olarak aydınlatma talebi ve kayıp&kaçak talebi dikkate alınmamaktadır.

**Tolerans katsayısı EPDK tarafında kaynak türüne göre belirlenmektedir. Mevcut durumda bu katsayı rüzgar için 0.97, güneş ve akarsu için 0,98, jeotermal için 0,995 ve biyokütle için 0,99 olarak uygulanmaktadır.

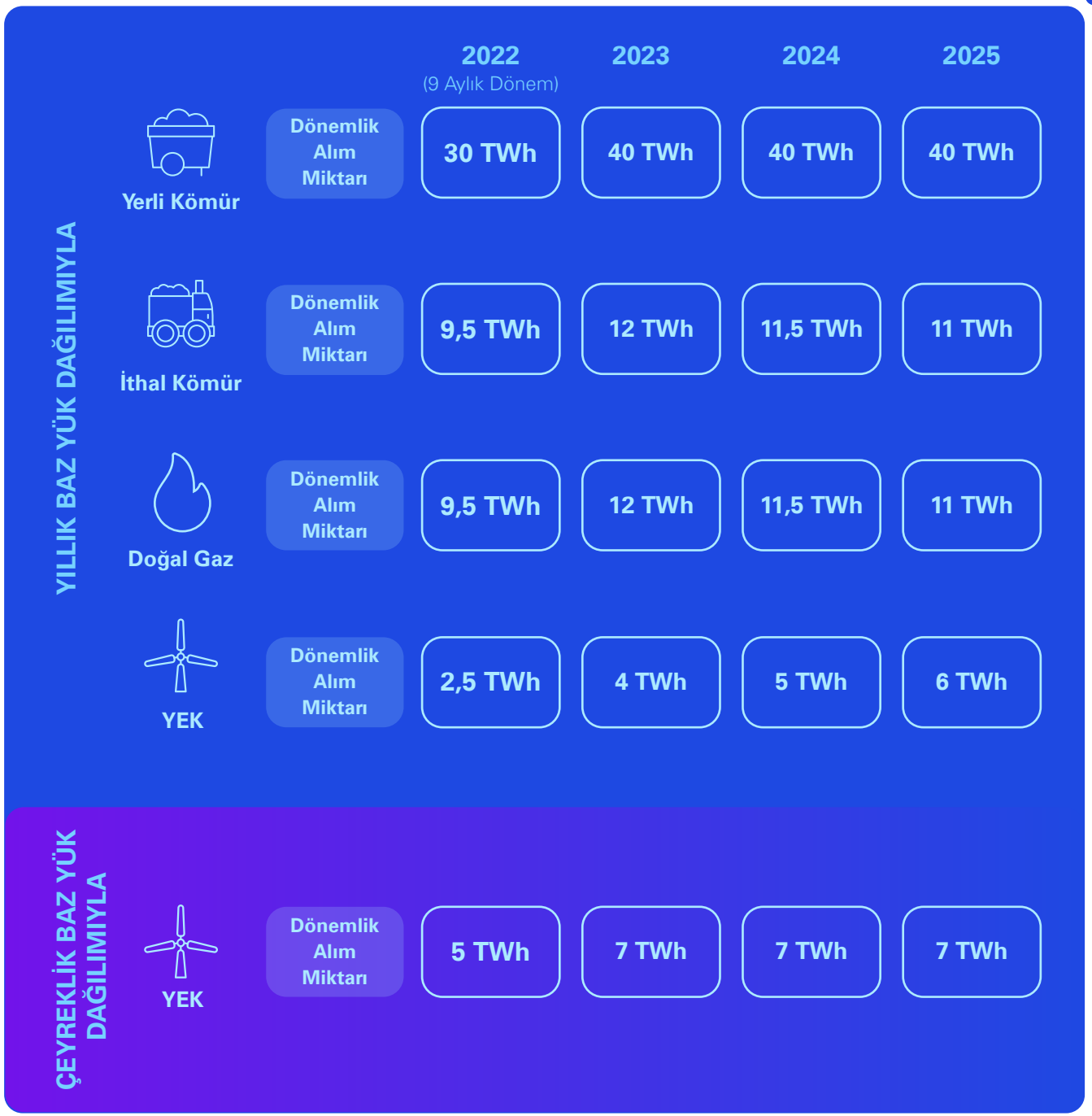
EÜAŞ Alım İhalesi

EÜAŞ, GTŞlere düşük fiyatlı elektrik tedariki için elektrik satım ihalesi ilanı açmış fakat tekliflerin beklentilerin üzerinde olması nedeniyle ihale iptal edilmiştir.

8 Mart 2022 tarihinde EÜAŞ elektrik alım ihalesi yapacağını dair duyuru yayımlamıştır. Bu ihale ile EÜAŞ'ın düşük fiyatlı orta vadeli anlaşmalar yaparak tedarik ettiği elektriği yine düşük fiyatla GTŞlere satılması amaçlanmıştır. Böylelikle GTŞlerin EÜAŞ'tan aldıkları düşük fiyatlı elektrik ile ağırlıklı ortalama tedarik maliyetlerini düşürme fırsatı bulması bekleniyordu.

Açıklanan ihale şartlarında alım fiyatlarının değişen oranlarda TÜFE, ÜFE, yakıt fiyatları ve USD kuruna bağlı olarak güncelleneceği belirlenmiştir.

İhale kapsamında teklif edilen fiyatlar beklentilerin üzerinde gerçekleştiğinden dolayı 28 Mart 2022 tarihinde yapılan duyuruyla ihalenin iptal edildiği açıklanmıştır.



Kaynak: EÜAŞ

Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması

Temel amacın GTŞ'lere kaynak yaratmak olduğu Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması'nda belirlenen uygulama süresi ilk olarak 6 ay olarak belirlenmiş ve daha sonra uzatılmıştır.

Nispeten daha düşük maliyete sahip santrallerden toplanan destekleme bedeli ihtiyaç olması durumunda öncelikle olası arz sıkıntılarının önüne geçebilmek amacıyla maliyeti yüksek üretim tesisi sahiplerine üretim destekleme tutarı olarak yansıtılmaktadır. Kalan destekleme bedeli tutarı ise GTŞ'lere dağıtılmaktadır.

Aylık azami uzlaştırma fiyatı ÜFE oranı, dolar kuru, yakıt maliyetleri ve iletim tarifelerine göre güncellenmektedir.

Uygulama kapsamına dahil edilmeyecek santraller için ise 4 kriter belirlenmiştir:

- YEKDEM altında alım garantileri devam eden santraller
- EÜAŞ Portföyü altındaki santraller
- EÜAŞ ile alım anlaşması yapmış olan santraller
- 8 Mart 2022 tarihinden önce Vadeli Elektrik Piyasası'nda yapılmış olan satış yönlü net pozisyonlara sahip üretim tesisi bazındaki miktarlar

Toplanan destekleme bedelinin dağıtılmasında iki farklı senaryo ortaya çıkmaktadır.

AUF'un Gün Öncesi Azami Fiyat Limiti'nden düşük veya bu limite eşit olması

Bu durumda herhangi bir kaynak için destekleme ödemesi yapılmayacak ve toplanacak tüm miktar görevli tedarik şirketlerine aktarılacaktır.

Doğal Gaz AUF: 2.500 TL/MWh
İthal Kömür AUF: 2.500 TL/MWh
Diğer AUF: 1.200 TL/MWh
GÖP Azami Limit: 2.500 TL/MWh

↓

Toplanan tüm miktar GTŞ'lere aktarılacaktır.

AUF'un Gün Öncesi Azami Fiyat Limiti'nden yüksek olması

Toplanacak destekleme bedeli öncelikli olarak üretim maliyeti yüksek olan santrallere verilecek ve geri kalan tutar GTŞ'lere aktarılacaktır.

Doğal Gaz AUF: 2.800 TL/MWh
İthal Kömür AUF: 2.900 TL/MWh
Diğer AUF: 1.200 TL/MWh
GÖP Azami Limit: 2.500 TL/MWh

↓

Toplanan miktar öncelikli olarak doğal gaz ve ithal kömür santrallerine ödenecek ve kalan tutar GTŞ'lere aktarılacaktır.

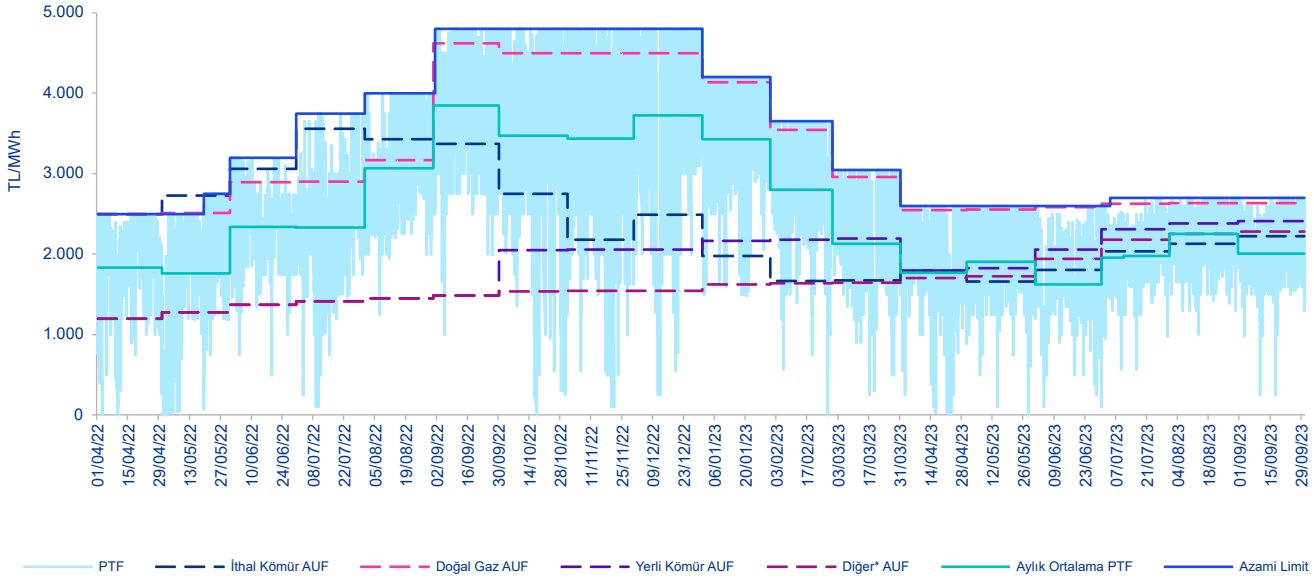


Nisan 2022 - Ağustos 2023 dönemi içinde AUF düzenlemesiyle tedarik şirketlerine aktarılan bedel 100 milyar TL'yi aşmış ve geçiş dönenimde çok büyük bir katkı sağlamıştır.

Nisan 2022'de duyurulan kaynak bazlı AUF değerlerinin ardından Eylül 2022 sonuna kadar aylık AUF değerleri formüle bağlı hesaplanmış Ekim 2022 için duyurulan değerlerle birlikte uygulamanın Mart 2023'e kadar devam edeceği açıklanmıştır.

Daha önce Mart 2023'e kadar devam edeceği açıklanan AUF uygulamasının Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun yaptığı toplantı sonrası AUF mekanizmasının Ekim ayına kadar 6 ay uzatılarak uygulanmaya devam edeceği açıklansa da Eylül 2023 sonuna kadar yürürlükte kalmıştır.

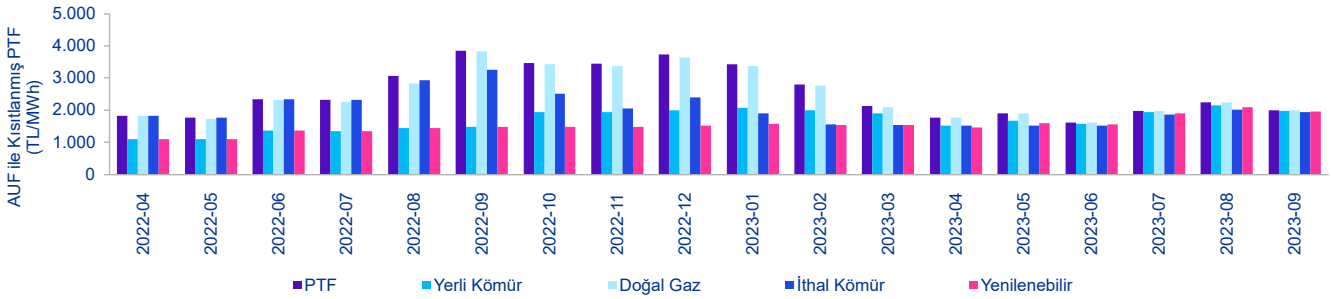
AUF ve PTF Karşılaştırma

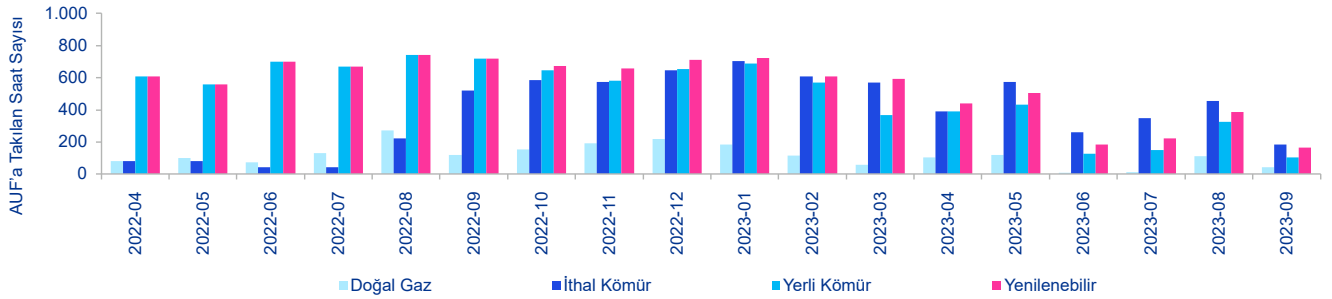


*Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Kaynak: EÜAŞ

Nisan 2022 - Eylül 2023 arasında 18 ay boyunca uygulanan AUF, elektrik üreticilerinin gelirlerini önemli ölçüde kısıtlamıştır.





Toplam 13.152 saatte:

%52
İthal kömür santralleri

%16
Doğal gaz santralleri

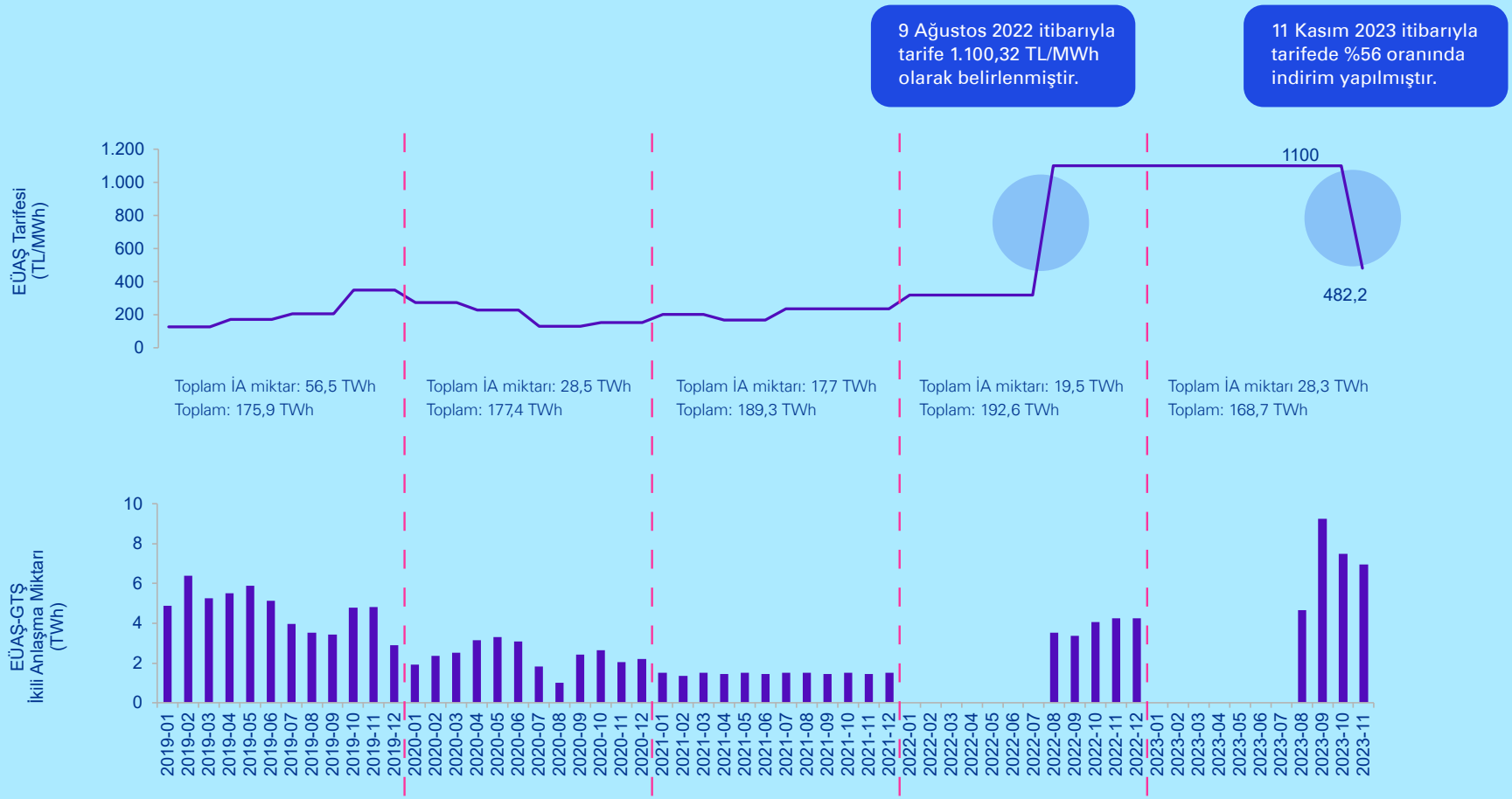
%69
Yerli kömür santralleri

%75
Yenilenebilir enerji santralleri

oranında AUF ile kısıtlanmıştır.

EÜAŞ'tan GTŞ'lere Elektrik Satışı

EÜAŞ tarifesi PTF'nin altında olmasına rağmen, son yıllarda EÜAŞ'tan temin edilen elektrik miktarının düşüş göstermesi GTŞ'lerin yaşadığı maddi sıkışıklığın temel nedenlerinden biri olsa da bu sıkışıklığın asıl kaynağı elektrik tarifelerine uygulanan sübvansiyondur.



Not: Toplam tüketim miktarı dağıtım şirketlerinin bölgelerindeki toplam faturalanan tüketim miktarını ifade etmektedir.

Destek Mekanizmaları

YEKDEM Uygulaması

YEK Destek Mekanizması, ülkede yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımında birincil araç olmuştur.

Türkiye, 2005 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi için önemli bir düzenleyici destek olan YEK (Yenilenebilir Enerji Kaynakları) Destek Mekanizmasını (YEKDEM) uygulamaya koymuştur.

Ülkelerin ithal enerji kaynaklarına bağımlılığını azaltmak ve cari açığını en aza indirmek amacıyla, yenilenebilir enerji sektörüne teşvik sağlamayı amaçlayan 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amacıyla Kullanılmasına Dair Kanun (YEK Kanunu) 10 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

2019 yılında Dolar bazlı YEKDEM uygulamaya konmuştur. 2021 yılı başında açıklanan yeni YEKDEM tarifelerinin TL bazlı olarak verilmesine karar verilmiştir.

30 Ocak 2021 tarihli Resmi Gazete'de 1 Temmuz 2021'den sonra uygulanacak YEKDEM'in kapsamına ilişkin detaylar açıklandı. YEK sertifikasına sahip santrallerde üretilen elektriğe, 1 Temmuz 2021-31 Aralık 2025 tarihleri arasında devreye alınması kaydıyla garantili alım fiyatları uygulanacaktır.

Her bir kaynak türü için ilan edilen satın alma garantileri, önceki ABD doları bazlı desteğin aksine aşağıdaki formülde verildiği şekilde TL olarak belirlenmiştir. Ancak belirlenen bu değerler ÜFE, TÜFE ve dolar ve euro döviz kurlarına bağlı olarak üç ayda bir revize edileceği belirtilmiştir.

$$\text{Üç Aylık Artış} = \left(\text{Tüketici Enflasyonu} \times 0{,}26\right) + \left(\text{Üretici Enflasyonu} \times 0{,}26\right) + \left(\text{USD/TL Artışı} \times 0{,}24\right) + \left(\text{Euro/TL Artışı} \times 0{,}24\right)$$

Bu satın alma garantilerine ek olarak, bu tesislerde yerli ekipman kullanılması halinde 5 yıl boyunca 8 kuruş / kWh düzeyinde ek destek sağlanacağı belirtilmiştir.

2023 yılının Mayıs ayından itibaren uygulamaya konan TL bazlı YEKDEM ile birlikte YEKDEM tarifeleri aylık olarak hesaplanmaya başlamıştır.

Kaynak: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu



YEKDEM fiyatları 3 versiyon şeklinde 2019'dan bu yana güncellenmiştir.

2019 yılının Ocak ayından itibaren uygulamaya koyulan ilk YEKDEM (v.1) dolar kuruna bağlı kaynak bazında sabit bir alım garantisi vermekteydi.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Üretim Tesisi Türü	Uygulanabilir Fiyatlar (USD/MWh)
hidroelektrik üretim tesisi*	73
Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	73
Jeotermal enerjiye dayalı üretim tesisi	105
Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi (çöp gazı dahil)	133
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	133

2021 yılının Ocak ayının sonundan itibaren uygulanan yeni YEKDEM (v2.0), yenilenebilir üreticiler için Türk Lirası cinsinden satın alma garantisi sağlamaktadır.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Üretim Tesisi Türü	Açıklanan Fiyat (TL/MWh)	Açıklanan Fiyat (USD/MWh)
hidroelektrik üretim tesisi	400	54,8
Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	320	43,8
Jeotermal enerjiye dayalı üretim tesisi	540	74,0
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	320	43,8
Çöp gazı/Atık Lastik enerjisine dayalı üretim tesisi	320	43,8
Biyometanizasyon	540	74,0
Termal Bertaraf	500	68,5

2023 yılının Mayıs ayında yapılan güncellemeyle birlikte YEKDEM (v3.0) çerçevesindebelirlenen fiyatlar; ÜFE, TÜFE ve dolar ve euro döviz kurlarına bağlı olarak ayda bir revize edilmektedir.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Üretim Tesisi Türü	Açıklanan Fiyat (TL/MWh)	Açıklanan Fiyat (USD/MWh)
Rezervuarlı HES	1.440	73,8
Nehir tipi HES	1.350	69,2
Karasal RES	1.060	54,3
Deniz üstü RES	1.440	73,8
Jeotermal Enerji Santrali	2.020	103,6
Çöp gazı/atık lastik enerjisine dayalı üretim tesisi	1.060	54,3
Biyometanizasyon	1.730	88,7
Termal Bertaraf	1.349	69,2
Güneş Enerji Santrali	1.060	54,3
RES- GES Depolamalı	1.250	64,1
Pompaj depolamalı HES	2.020	103,6
Dalga veya akıntı HES	1.350	69,2

Kaynak: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

Yenilenebilir Enerji Politikaları

YEKDEM v3.0 kapsamında, YEKDEM Uygulama Fiyatları ve Yerli Katkı Fiyatları güncellenmiştir. Bir önceki YEKDEM düzenlemesine (YEKDEM v2.0) kıyasla YEKDEM Yerli Katkı Fiyatlarında artış gerçeklemiştir.

YEKDEM Katkı Fiyatları

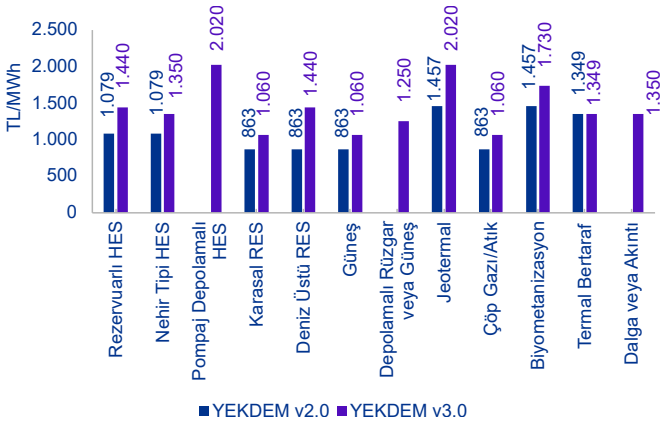
Yenilenebilir Enerji Kaynaklı Tesis Türü		Mayıs 2023'e Kadar Geçerli Yerli Katkı Fiyatı (TL /MWh)	Mayıs 2023'ten İtibaren Uygulanan Yerli Katkı Fiyatı (TL /MWh)	Yerli Katkı Fiyatı Değişimi (%)
Hidroelektrik	Rezervuarlı	215,8	288,0	33,5
	Nehir Tipi	215,8	288,0	33,5
Rüzgar	Karasal	215,8	288,0	33,5
	Deniz Üstü	215,8	384,5	78,2
Biyokütle	Çöp Gazı/Atık	215,8	288,0	33,5
	Biyometanizasyon	215,8	288,0	33,5
	Termal Bertaraf	215,8	215,8	0
Jeotermal		215,8	288,0	33,5
Güneş		215,8	288,0	33,5
Depolamaya Entegre Rüzgar veya Güneş Enerjisi		-	384,5	-
Pompaj Depolamalı Hidroelektrik		-	384,5	-
Dalga veya Akıntı		-	384,5	-

*YEKDEM v2.0 fiyatları 2023 yılı 2.Çeyreğine ait YEKDEM Uygulama Fiyatları'dır.

YEKDEM v3.0 ile birlikte termal bertaraf enerjisine dayalı üretim tesisleri dışındaki kaynaklarda YEKDEM uygulama fiyatlarında ve yerli katkı fiyatlarında (2023 2. çeyrek fiyatları - 1 Mayıs 2023 tarihine kadar geçerli olan fiyatlara kıyasla) artış yaşanmıştır.

Yerli katkı payı deniz üstü rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi için %78,2, diğer kaynaklarda ise %33,5 daha fazla olacak şekilde güncellenmiştir.

YEKDEM v2.0* ve YEKDEM v3.0 Uygulama Fiyatları Karşılaştırması



Kaynak: Resmi Gazete, EPDK

YEKDEM

2021 yılının ikinci yarısı itibarıyla devreye alınacak yenilenebilir enerji santralleri için uygulanacak alım garantisinin TL cinsinden olması kararlaştırılmıştır.

30 Ocak 2021 tarihli Resmi Gazete'de **1 Temmuz 2021**'den sonra uygulanacak **YEKDEM**'in kapsamına ilişkin detaylar açıklanmıştır. YEK sertifikasına sahip santrallerde üretilen elektriğe, **1 Temmuz 2021 - 31 Aralık 2025** tarihleri arasında devreye alınması kaydıyla garantili alım fiyatları uygulanacağı berlirtilmiştir.

2021 Ocak ayında her bir kaynak türü için ilan edilen satın alma garantileri, önceki ABD doları bazlı desteğin aksine TL olarak belirlenmiş ve üç ayda bir revize edilmesine karar verilmiştir. **TL bazında belirlenen YEKDEM fiyatları kapsamında 2022 yılında YEKDEM'e katılan yalnızca 1 biyokütle santrali bulunmaktadır. Bu santral 2023 yılında YEKDEM'den yararlanma hakkını kullanmamıştır. 2023 yılında 5 adet hidroelektrik santrali 5346 sayılı kanunun 6/b hükmü kapsamında yalnızca TL bazlı yerli katkı ilave fiyatından faydalanmıştır.**

2021 yılında belirlenen TL bazlı fiyatlar ve revize formülleri Mayıs 2023'e kadar uygulanmış sonrasında baz fiyatlar ve metodoloji değiştirilerek aylık olarak güncellenmeye başlanmıştır. Mayıs 2023'te güncellenen TL bazlı YEKDEM fiyatları için Amerikan doları cinsinden taban ve tavan fiyatlar belirlenmiştir.

Yapılan düzenlemede, bir önceki düzenlemeye kıyasla YEKDEM Uygulama Fiyatlarında önemli artışlar olmuştur; YEKDEM Uygulama Fiyatı hesaplamalarında kullanılan eskalasyon denklemindeki dövize bağlılık oranı %48'den %60'a çıkarken, ÜFE ve TÜFE bağımlılığı %52'den %40'a düşmüştür.

Bir önceki YEKDEM düzenlemesinden farklı olarak, tesis tipi bazlı olarak YEKDEM taban fiyatları da USD-Cent/kWh cinsinden belirlenmiştir.

Deniz üstü rüzgâr tesisleri, rüzgâr veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri ile bütünleşik elektrik depolama tesisleri, pompaj depolamalı hidroelektrik tesisleri ve dalga veya akıntı enerjisine dayalı üretim tesisleri YEKDEM ve Yerli Katkı Fiyatı kapsamında ilk defa ayrı olarak fiyatlandırılmıştır.

Yerli Katkı Fiyatı uygulama süresi hidroelektrik, rüzgâr, jeotermal, biyokütle ve güneş üretim tesisleri için 5 yıl, depolamalı rüzgâr veya güneş, pompaj depolamalı hidroelektrik ve dalga veya akıntı enerjisine dayalı üretim tesisleri için 10 yıl olarak belirlenmiştir.

YEKDEM fiyatı uygulama süresi pompaj depolamalı hidroelektrik ve jeotermal kaynaklı tesisler için 15 yıl, geri kalan tüm tesisler için 10 yıl olarak belirlenmiştir.

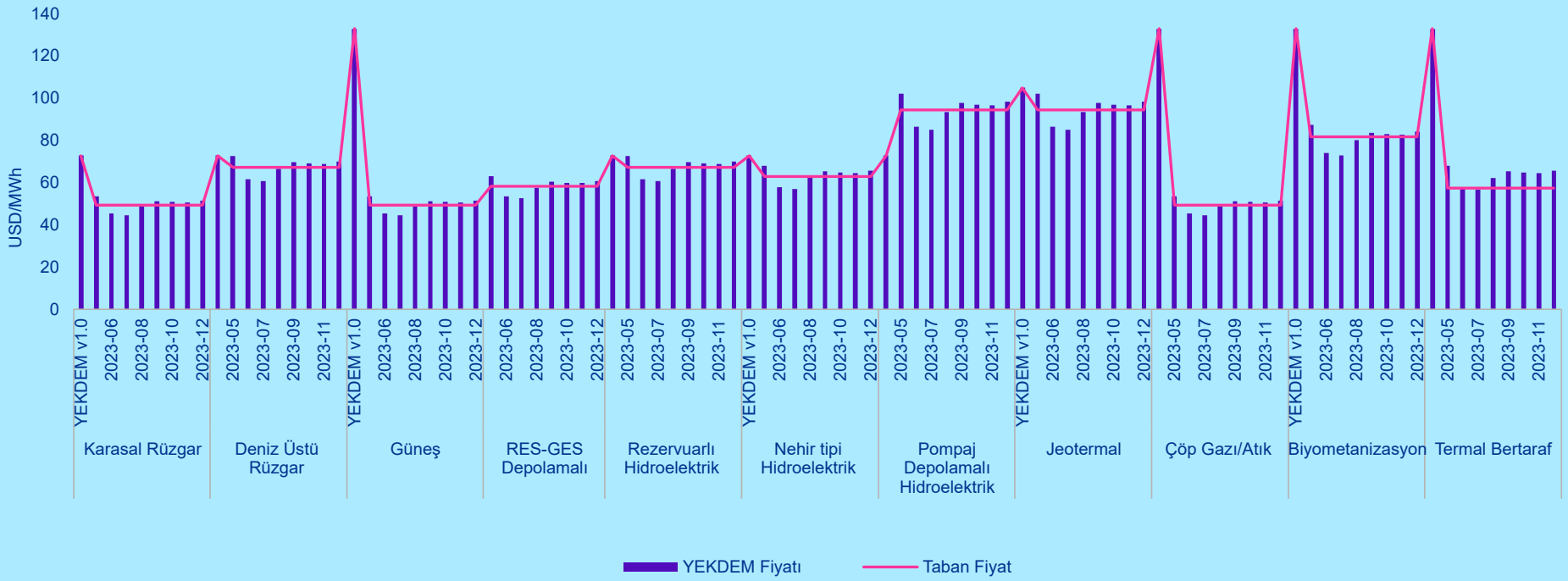
YEKDEM v3.0 ve Yerli Bileşen Katkı Fiyatı

Yenilenebilir Enerji Kaynaklı Tesis Türü		YEKDEM Fiyat (TL /MWh)	YEKDEM Taban – Tavan Fiyat (USD /MWh)	Yerli Bileşen Katkı Fiyatı (TL /MWh)
Hidroelektrik	Rezervuar	1,440.0	67.5 – 82.5	288.0
	Akarsu	1,350.0	63.0 – 77.0	288.0
Rüzgar	Kara	1,060.0	49.5 – 60.5	288.0
	Deniz Üstü	1,440.0	67.5 – 82.5	384.5
Biyokütle	Çöp Gazı/Atık	1,060.0	49.5 – 60.5	288.0
	Biyometanizasyon	1,730.0	81.8 – 99.0	288.0
	Atık Isı	1,349.0	57.5 – 80.0	215.8
Jeotermal		2,020.0	94.5 – 115.5	288.0
Güneş		1,060.0	49.5 – 60.5	288.0
Depolamaya Entegre Rüzgar veya Güneş Enerjisi		1,250.0	58.5 – 71.5	384.5
Pompaj Depolamalı Hidroelektrik		2,020.0	94.5 – 115.5	384.5
Dalga veya Akıntı		1,350.0	63.0 – 77.0	384.5

Kaynak: Resmi Gazete, EPDK

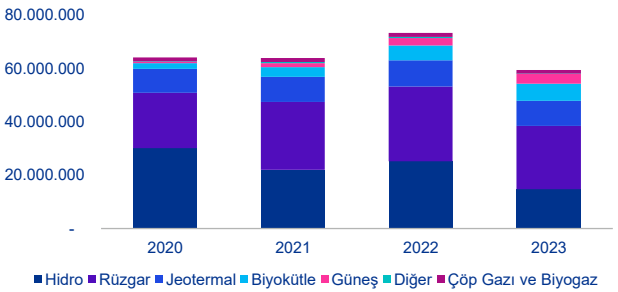
YEKDEM v3.0 altındaki fiyatlar, YEKDEM v1.0 ile belirlenen fiyatların altında seyretmektedir fakat özellikle rüzgar ve güneş santralleri için düşen yatırım maliyetleri ve artan verimlilik sayesinde alım garantisi fiyatlarının düşürülmesi beklenen bir sonuçtur.

YEKDEM v1.0 vs YEKDEM v3.0



Kaynak: Resmi Gazete, EPDK

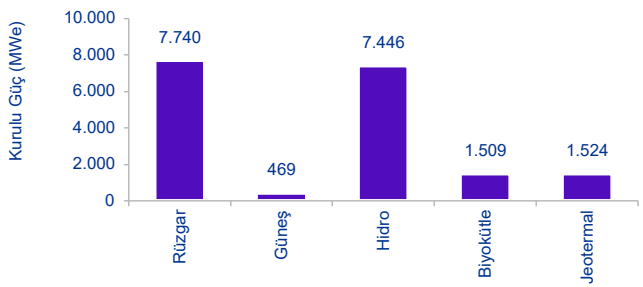
Lisanslı YEKDEM Üretimi



2023 yılında YEKDEM'den faydalanan santraller tarafından toplam 74.477 GWh elektrik üretimi yapılmıştır. Rüzgâr santralleri lisanslı ve lisanssız toplamda 24.045 GWh ile destek kapsamında en çok üretim gerçekleştiren kaynak türü olmuştur. Mekanizma kapsamında lisanslı güneş enerjisi santrallerinden 3.725 GWh, lisanssız güneş enerjisi santrallerinden ise 14.565 GWh seviyesinde elektrik üretimi yapılmıştır.

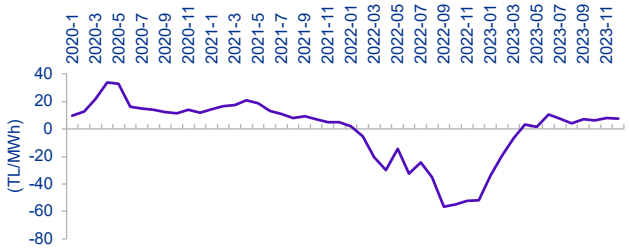
Toplam YEKDEM üretiminde payı %20 olan lisanssız santralleri içinde üretim payının %97,6'sı, güneş santrallerinden gelmektedir. 2022 ve 2023 yılları genel olarak değerlendirildiğinde rüzgâr santralleri toplam üretim payındaki liderliğini korumuştur.

YEKDEM Kurulu Güç



2023 yılı Nihai YEK Listesine göre toplamda 18.684 MW kurulu güce sahip 887 santral YEKDEM'den yararlanmaya hak kazanmıştır. Rüzgar santralleri toplamda 7.740 MW ile bu mekanizmadan en çok yararlanan kaynak türü olmuştur. Mekanizma kapsamında dolar bazlı YEKDEM katkısında 34 farklı fiyat oluşmuştur. Lisanssız santraller ise 10 yıllık süre boyunca YEKDEM'den yararlanmakta fakat Nihai YEK Listesi'nde bu santrallere yer verilmemektedir.

YEKDEM Birim Maliyet



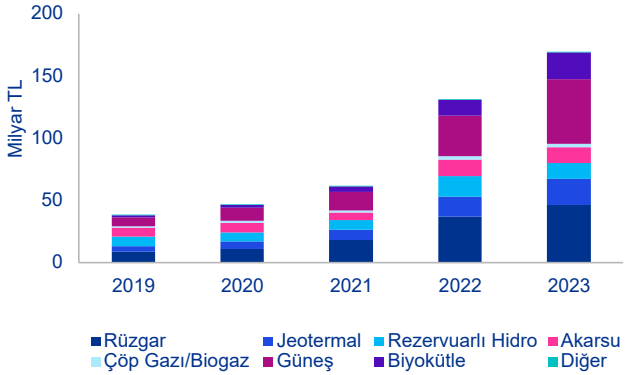
2022'de artan elektrik talebi ve yakıt maliyetleri ile yükselen PTF, YEKDEM birim maliyetlerinin negatife hesaplanmasına sebep olmuştu. Düşen yakıt maliyetleri ve PTF sonrasında Nisan 2023 itibarıyla değerler tekrar pozitife dönmüştür.

YEKDEM kapsamında santrallere ödenecek olan üretim bedelinde 2023 yılında en çok ödemeyi 51,9 milyar TL ile güneş santralleri onu takiben 46,4 milyar TL ile rüzgar santralleri almıştır.

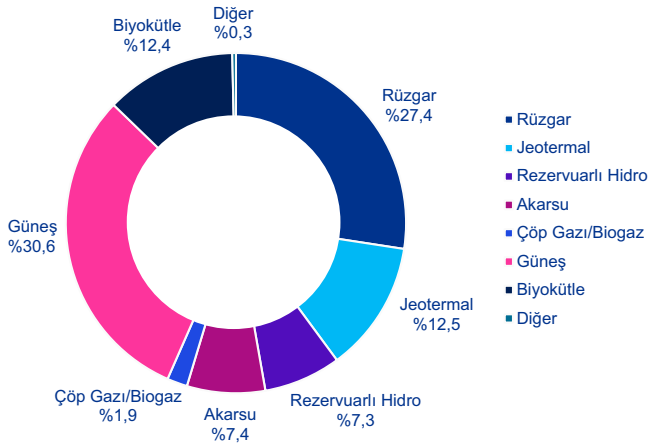
2023 yılında rüzgar kurulu gücünde yavaşlama görülürken, santrallerin kapasite faktörlerinin görece düşük seyretmesi YEKDEM ödemelerine de yansımıştır.

YEKDEM ödemelerinde güneş santrallerinin payı 2023 yılında ortalama %31 seviyelerinde seyrederken rüzgar ve güneş arasındaki fark, 2023 yılında bariz bir şekilde güneş santrallerinin arayı açmasıyla kesinleşmiştir.

YEKDEM Lisanslı ve Lisanssız Üretim Bedeli (YEKTOB)



2023 Yılı Kaynaklara Göre Yekdem Lisanslı ve Lisanssız Üretim Bedeli Payı



Kaynak: EPİAŞ

Kapasite Mekanizması

Kapasite mekanizması, elektrik piyasasında, gelecekte öngörülen bir üretim kapasitesi gereksinimini karşılamak ve arz güvenliğini sağlamak amacıyla, üretim tesislerine emre amade olma durumları karşılığında ödeme yapan teşvik mekanizmalarına verilen isimdir.

Kapasite mekanizması, gerekli yedek kapasite de dahil olmak üzere elektrik piyasasında yeterli kurulu kapasitenin sağlanmasını amaçlamaktadır.

Türkiye'de kapasite mekanizmalarının oluşturulması konusu 20 Ağustos 2016 tarihli Resmî Gazete'de Elektrik Piyasası Kanunu'nda 'Arz Güvenliği' kapsamında yapılan düzenleme ile Türkiye Elektrik Piyasası gündemine alınmıştır.

Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizmasına ilişkin taslak yönetmelik EPDK tarafından 20 Eylül 2017 tarihinde yayımlanmıştır. Nihai yönetmelik ise 20 Ocak 2018 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.

Kapasite Mekanizması Yönetmeliği altında bu mekanizmadan yararlanacak santraller için bazı teknik kısıtlar tanımlanmaktadır.

- Kamu payının %50'den fazla olduğu santraller
- Yap İşlet Devret sözleşmesi bulunan ve anlaşma süresi dolmuş olsa da bu anlaşmalar kapsamında faaliyette bulunan/bulunmuş olan santraller*
- Kanunun 18 inci maddesinin beşinci fıkrası kapsamında yapılan özelleştirme ihalesini kazanmak suretiyle kurulan santraller
- Nükleer güç santralleri
- Yenilenebilir Enerji Destek Mekanizmasına katılan veya katılma hakkı bulunan santraller
- 20 Ocak 2018 tarihinden sonra özelleştirme ihalesi yapılan santraller
- Yerli kaynaklar için (linyit, taşkömürü vb.), 50 MWe'nin altında kapasiteye sahip olanlar
- İthal kaynaklar (ithal, doğal gaz), kapasitesi 100 MWe'nin altında olanlar*
- Kabul kapsamında, verimlilik performans testine ilişkin tevsik edici belgede veya Bakanlığa başvurularak tekrarlanan verimlilik performans testi sonuçlarında verimlilik oranı %50'nin altında olduğu belirlenen, yerli kaynaklara dayalı olmayan santraller (doğal gaz santrallerinin verimlilik şartı hesaplamasında doğal gazın 9.155 kCal/Sm^3 üst ısıl değeri baz alınır)
- Rüzgâr, hidroelektrik ve güneş enerjisi santralleri***

TEİAŞ tarafından yayınlanan listeye göre 2023 yılında toplam 50 kömür, doğal gaz ve hidroelektrik santrali Kapasite Mekanizması'ndan yararlanmıştır.

Mekanizma yerli kaynakları (linyit, taş kömürü, hidroelektrik) desteklemektedir. Toplam bütçenin gerekli bütçeden yüksek olması durumunda bu kaynaklara kapasite ödemesi yapılacak, kalan bütçe ise diğer kaynaklar (ithal kömür ve doğal gaz) arasında dağıtılacaktır.

Kapasite mekanizması, gerekli yedek kapasite de dahil olmak üzere elektrik piyasasında yeterli kurulu güç sağlamayı amaçlamaktadır.

Kapasite mekanizması kapsamında santrallere ödenecek toplam tutar her yılın başında belirlenmekte ve sistem işletmecisi TEİAŞ tarafından aylık olarak santrallere ödenmektedir. Uygulamanın temel odağı yerli kaynaklar olduğundan dolayı ödemelerde öncelik yerli kaynaklara verilmektedir. Diğer bir deyişle, santrallere ödenmesi gereken toplam tutarın belirlenen bütçeden fazla olması durumunda, önce yerli kaynakları kullanan santrallere ödeme yapılmakta, ardından kalan bütçe diğer kaynaklara paylaştırılmaktadır.

Kapasite mekanizması TEİAŞ tarafından işletilen bir mekanizma olup süreçler tüzel kişi ile TEİAŞ arasında yürütülmektedir. Bir sonraki takvim yılında kapasite mekanizmasından yararlanmak isteyen tüzel kişilerin, aday başvuru formu ile en geç Ekim ayının on beşinci gününe kadar TEİAŞ'a başvuruda bulunmaları gerekmektedir. Başvuruda, santralin kapasite mekanizmasından yararlanabilmesi için gereken şartları sağladığını gösteren belgeler, başvuru formu ile TEİAŞ'a sunulmalıdır. TEİAŞ, yapılan başvuruların Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği çerçevesinde uygunluklarını değerlendirerek bir sonraki takvim yılında kapasite mekanizmasından yararlanacak santralleri, en geç Ekim ayının son günü internet sitesinden duyurup Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) bildirmektedir.

*Yap-İşlet santralleri 21 Mayıs 2021 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenlemeye göre bu listeden çıkarılarak mekanizmadan yararlanmaya hak kazanmıştır.
**9 Ocak 2019 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenlemeye göre santral yaşı önce 10'dan 13'e revize edilmiş, ardından 21 Mayıs 2021 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenlemeye göre limit tamamen kaldırılmıştır.
***hidroelektrik santraller 10 Kasım 2018 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenleme ile kapasite mekanizmasından yararlanmaya başlamıştır. Fakat 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete'nin 5. mükerrer sayısında yayımlanan düzenleme ile 2024 yılından itibaren yeniden kapasite mekanizmasından yararlanamayacak santraller listesine eklenmiştir.

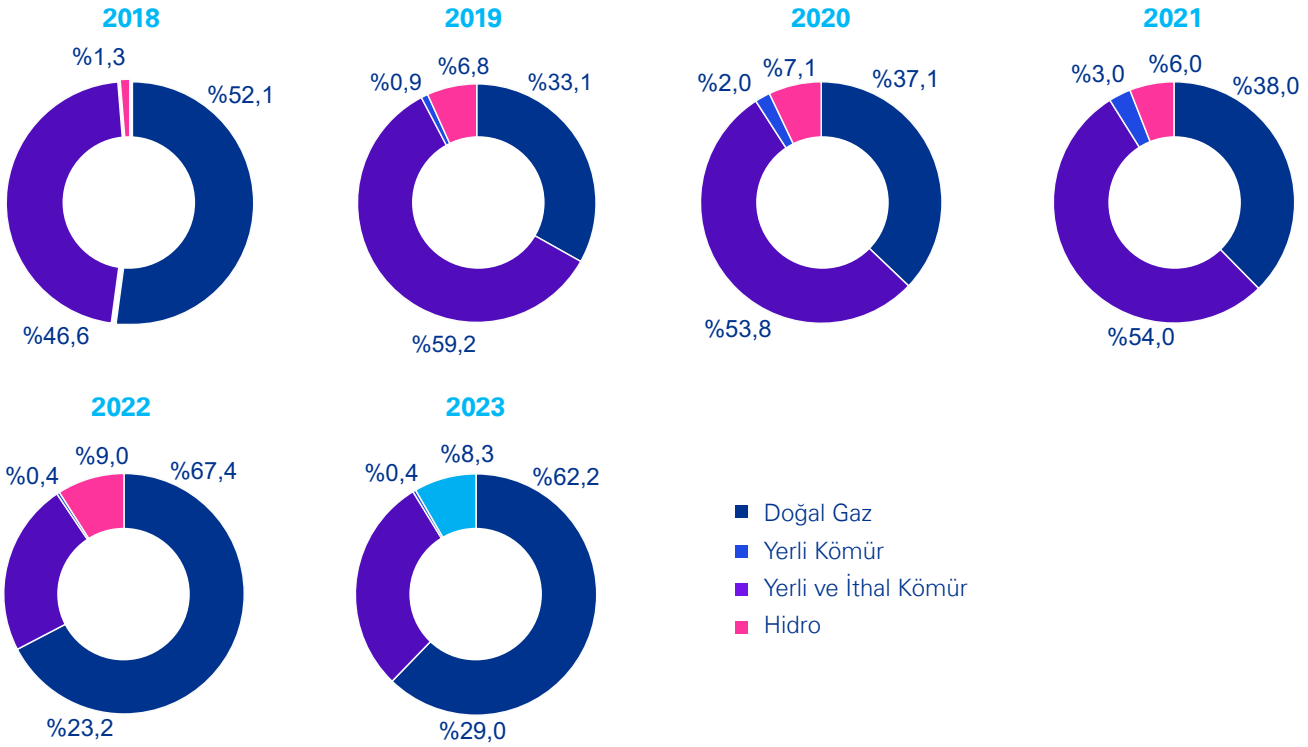
Kaynak: EPDK, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

Mekanizmadan yararlanacak santrallerin listesinin yayımlanmasının ardından, bu yıl santrallere ödenecek bütçe ve bu bütçenin aylara göre dağılımına dair öneri, Aralık ayının sonuna kadar TEİAŞ tarafından EPDK onayına sunulmaktadır. EPDK nihai kararı bir sonraki yılın Ocak ayı içinde vererek Kurul Kararı ile duyurmaktadır. Bütçenin ve bütçenin ay bazında dağılımının belirlenmesinde aşağıdaki hususlar dikkate alınmaktadır:

- Kapasite mekanizmasından yararlanacak kapasite miktarı,
- Santrallerin yatırım ve finansman maliyetleri,
- Bütçenin iletim tarifeleri üzerindeki etkisi,
- Gün öncesi piyasasında oluşan piyasa takas fiyatları,
- Aylık bazda oluşacak destekleme tutarı ihtiyacı,
- Elektrik üretim sektörünün mali sürdürülebilirliği.

Yönetmelikte ilgili yıl içinde yapılacak ödemelerin o yıl için belirlenen bütçeyi geçemeyeceği belirtilmektedir. Yapılacak ödemelerin belirlenen bütçeden düşük olması durumunda ise kalan tutarın bir sonraki yıla aktarılmayacağı vurgulanmaktadır. Bütçe ile ilgili diğer maddede ise aylık bütçenin o ay içinde dağıtılmasının esas olduğu belirtilmektedir. Fakat burada, yıllık bütçenin aksine, aylık bütçenin o ay yapılacak ödemeden yüksek olması durumunda, kalan bütçe sonraki aya aktarılabilmektedir.

EPDK'nın 2023 yılı için belirlediği kapasite mekanizması bütçesi 4,0 milyar TL iken yerli kömür santrallerine ödenen toplam tutar bir önceki seneye göre %67'lik bir artış göstermiştir.



Yıl	Toplam (TL)	Toplam (USD)	Doğal Gaz (TL)	Yerli Kömür (TL)	Yerli ve İthal Kömür (TL)	Hidroelektrik (TL)
2018	1,407,116,258	298,653,518	733,720,855	655,397,519	17,997,884	-
2019	2,000,000,000	349,848,810	662,725,308	1,183,554,538	18,683,610	135,036,544
2020	2,200,000,000	314,353,949	816,577,178	1,183,060,300	45,066,177	155,296,345
2021	2,858,415,291	323,844,786	1,075,093,066	1,540,405,338	77,564,093	165,352,795
2022	3,000,000,000	181,598,936	2,020,583,712	697,067,091	11,628,627	270,720,569
2023	4,000,000,000	172,810,313	2,489,700,256	1,159,998,884	16,374,397	333,926,463

Kaynak: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

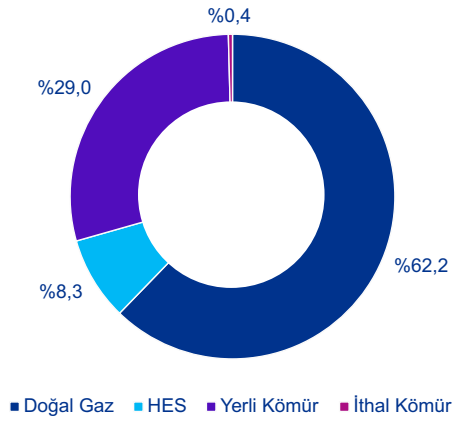
2022

Ay	Bütçe (TL)	Ödeme (TL)	Bütçe (USD)	Ödeme (USD)
1	136.683.392	136.683.392	10.075.256	10.075.256
2	167.421.716	167.421.716	12.224.741	12.224.741
3	300.808.078	300.808.078	20.511.846	20.511.846
4	323.723.870	352.331.444	21.964.342	23.905.337
5	284.726.971	284.726.971	18.210.033	18.210.033
6	344.914.784	344.914.784	20.228.447	20.228.447
7	191.803.087	191.803.087	10.969.352	10.969.352
8	197.237.543	197.237.543	10.910.953	10.910.953
9	162.998.151	162.998.151	8.883.890	8.883.890
10	308.388.008	308.388.008	16.556.145	16.556.145
11	242.849.767	242.849.767	13.021.805	13.021.805
12	338.444.634	338.444.634	18.097.573	18.097.573
Toplam	3.000.000.000	3.000.000.000	181.654.385	183.595.380

2023

Ay	Bütçe (TL)	Ödeme (TL)	Bütçe (USD)	Ödeme (USD)
1	182.244.523	182.244.523	9.681.911	9.681.911
2	223.228.954	223.228.954	11.818.064	11.818.064
3	401.077.437	401.077.437	21.068.222	21.068.222
4	431.631.826	431.631.826	22.273.085	22.273.085
5	379.635.961	379.635.961	19.188.802	19.188.802
6	459.886.379	459.886.379	19.444.899	19.444.899
7	255.737.450	255.737.450	9.640.212	9.640.212
8	262.983.391	262.983.391	9.741.552	9.741.552
9	217.330.867	217.330.867	8.033.803	8.033.803
10	411.184.010	411.184.010	14.729.306	14.729.306
11	323.799.690	323.799.690	11.283.454	11.283.454
12	451.259.512	451.259.512	15.479.955	15.479.955
Toplam	4.000.000.000	4.000.000.000	172.383.265	172.383.265

Kaynak Türlerine Kapasite Mekanizmasından Faydalanan Santrallerin Payı



2022 yılında 3 milyar TL olarak belirlenen kapasite mekanizması ödemeleri bütçesi, 2023 yılında 4 milyar TL olarak açıklanmıştır.

2023 yılında 10'u hidroelektrik, 17'si doğal gaz, 23'ü kömür ile çalışan olmak üzere toplam 50 santral kapasite mekanizmasından yararlanmıştır.

2023 yılında kapasite mekanizmasından en fazla ödeme alan santraller 2,5 milyar TL ile doğal gaz santralleri olmuştur. Doğal gaz santrallerine kapasite mekanizması kapsamında yapılan ödemeler toplam ödeneğin %62,2'sini oluşturmaktadır. Yerli kömür kaynaklı santrallere yapılan ödemeler toplam ödeneğin %29,0'ıdır ve bu santraller 1,2 milyar TL tutarında kapasite ödemesi almışlardır. Kapasite mekanizmasında yer alan hidroelektrik santralleri toplamda 333,9 milyon TL tutarında kapasite ödemesi almışlardır, bu meblağ ile 2023 yılında yapılan toplam ödemedeki payları %8,3 olmuştur. Yalnızca yerli kömür kullanarak ürettikleri elektrik için mekanizma kapsamında ödeme alabilen ithal kömür santralleri 16,4 milyon TL tutarla mekanizmadan en düşük desteği alan santral türü olmuştur. Toplam ödeneğin yalnızca %0,4'ü bu santrallere verilmiştir.

2023 yılında doğal gaz, HES, yerli kömür ve yerli kömür kullanan ithal kömür santrallerine MW başına sırasıyla, 171.356 TL, 200.436 TL, 181.024 TL ve 114.817 TL ödeme yapılmıştır.

Kaynak: TEİAŞ, EPDK

YEK-G

YEK-G Yönetmeliği Kasım 2020 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmış ve Mayıs 2021 tarihinde yapılan değişikliklerle son halini almıştır.
Piyasaya ilişkin düzenlemeler 1 Haziran 2021 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

YEK-G PİYASASI

Yeşil tarifeden yararlanacak abonelere sağlanacak elektrik için görevli tedarik şirketlerinin organize piyasadan YEK-G belgesi alması gerekmektedir.

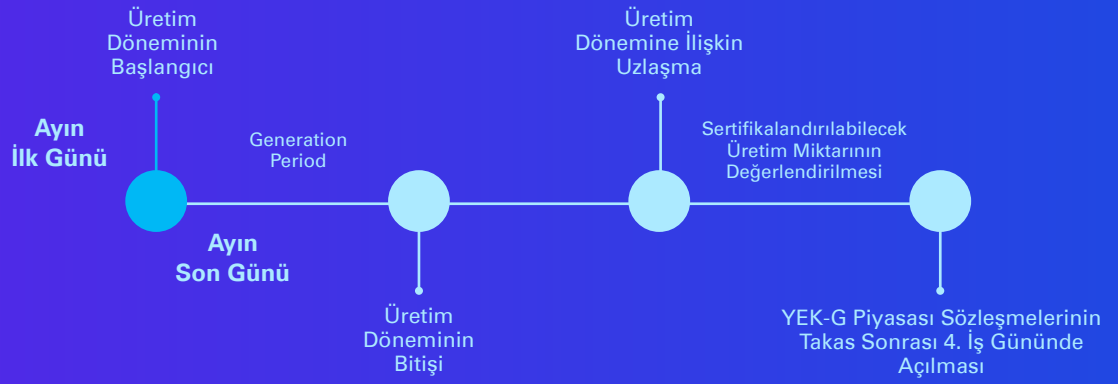
Sisteme dahil olan lisans sahibi üretim tesislerinin şebekeye verdiği her 1 MWh'lik yenilenebilir enerjiye ait özellikler kaydedilerek belgelenmektedir.

1 MWh ⟷ 12 ay

YEKDEM'den yararlanan santraller YEK-G piyasasına da katılarak ek gelir elde edebilmektedirler.

Organize YEK-G piyasası her ay sadece 1 gün açılacak olup, bu gün uzlaştırmadan sonraki 4. gün olarak belirlenmiştir.

Birim elektrik başına üretilecek elektronik YEK-G sertifikaları ticaret için kullanılmaktadır. Bu işlemler **EPİAŞ** tarafından kurulan piyasada gerçekleştirilmektedir.
Yenilenebilir enerjinin "kimlik kartı" statüsündeki YEK-G Belgesi aracılığıyla; son tüketicilerin kullanmış oldukları enerjinin yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği takip, ispat ve ifşa edilecek. Böylece, tüketicilere yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin tedarik edilmesi garantilenmektedir.



Kaynak: EMRA
YEK-G: Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi

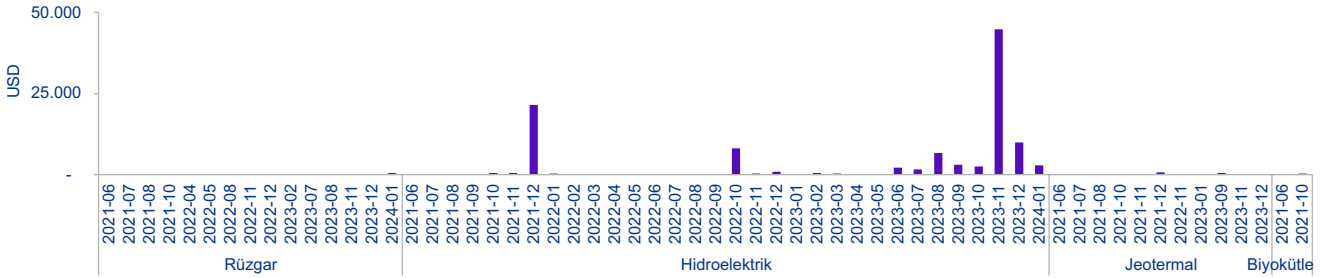
YEK-G, tüketicilere sağlanan elektrik enerjisinin belirli bir miktarının veya oranının yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiğinin belgelendirilmesini sağlayan bir sistemdir.

YEK-G, I-REC'in ulusal düzeyde geçerli bir versiyonudur. Birim elektrik üretimi/tüketiminin yenilenebilir enerji kaynaklarından yapıldığının ispatı için elektronik YEK-G sertifikaları üretiilecek ve bu sertifikalar ticaret için kullanılabilecektir. Bu işlemler EPİAŞ tarafından kurulan piyasada gerçekleştirilmektedir. Sisteme dahil olan lisans sahibi üretim tesislerinin şebekeye verdiği her 1 MWh'lik yenilenebilir enerjiye ait özellikler kaydedilerek belgelenmektedir.

2021 Haziran itibarıyla uygulamaya koyulan YEK-G sistemi, uygulamanın ilk dönemlerinde yüksek işlem hacmine sahip olamamıştır. 2023 yılında ise YEK-G sertifikasına olan ilgi artmış ve Kasım ayında işlem hacmi rekoru kırılmıştır. Kullanıcılar tarafından en çok tercih edilen kaynak türü ise hidroelektrik santralleri olmuştur.



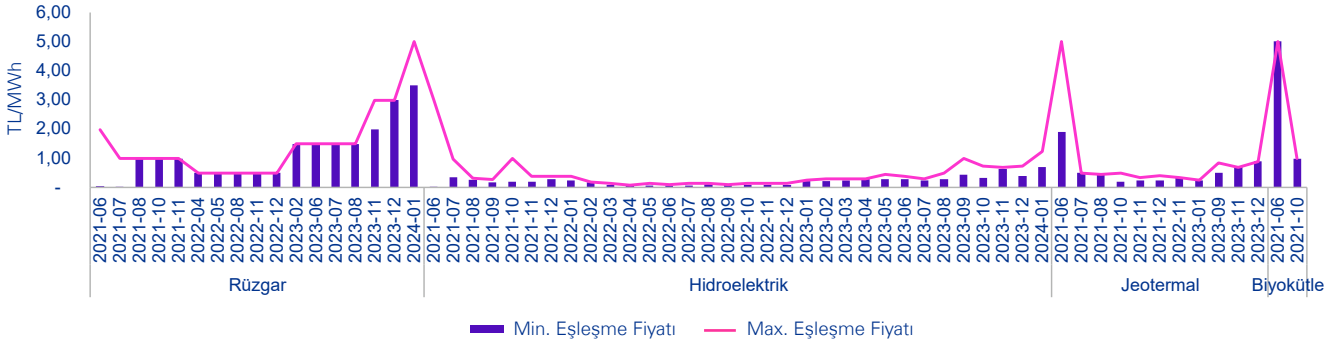
Piyasa İşlem Hacmi



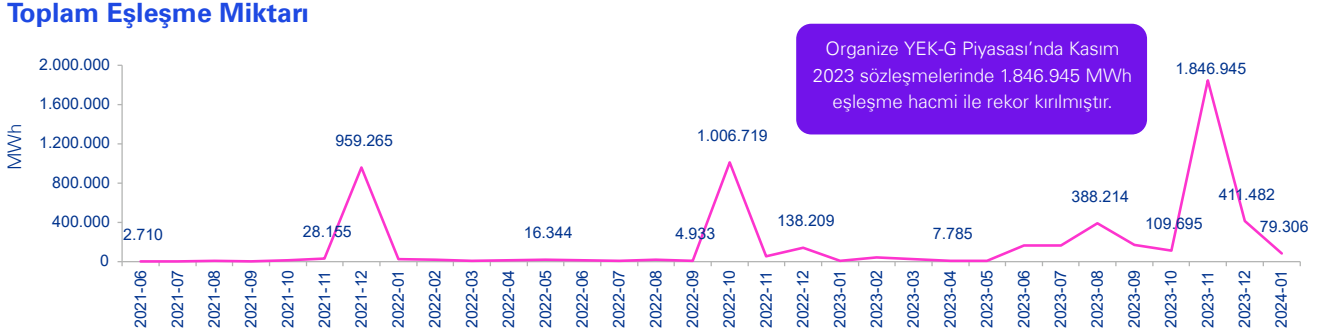
YEK-G sertifikasyon işlemlerinde fiyatlar kaynak bazında değişkenlik göstermektedir. İlgili dönem içinde oluşan minimum ve maksimum eşleşme fiyatları da yine kaynak bazında farklılık göstermektedir.

Diğer kaynaklara kıyasla hidroelektrik santrallerinin eşleşme fiyatları düşük kalmakta bu da bu kaynak türü için işlem hacminin daha yüksek seviyede olması ile sonucunu doğurmaktadır.

Min-Max Eşleşme Fiyatları



Toplam Eşleşme Miktarı



Kaynak: EPİAŞ

Doğal Gaz Piyasası



Doğal Gaz Piyasası

Doğal Gaz Sektörünün Gelişimi

Doğal Gaz Piyasasında Serbestleşmenin Tarihçesi

Türkiye'de doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesinde son yirmi yılda birkaç önemli dönüm noktası yaşanmıştır. Özel sektör için ilk Sözleşme Devir İhalesi 2005 yılında 4 bcm'lik bir hacimde gerçekleştirilmiştir.

2009 yılı, özel sektörün ilk LNG kargosunu aldığı yıl olması açısından önemlidir.

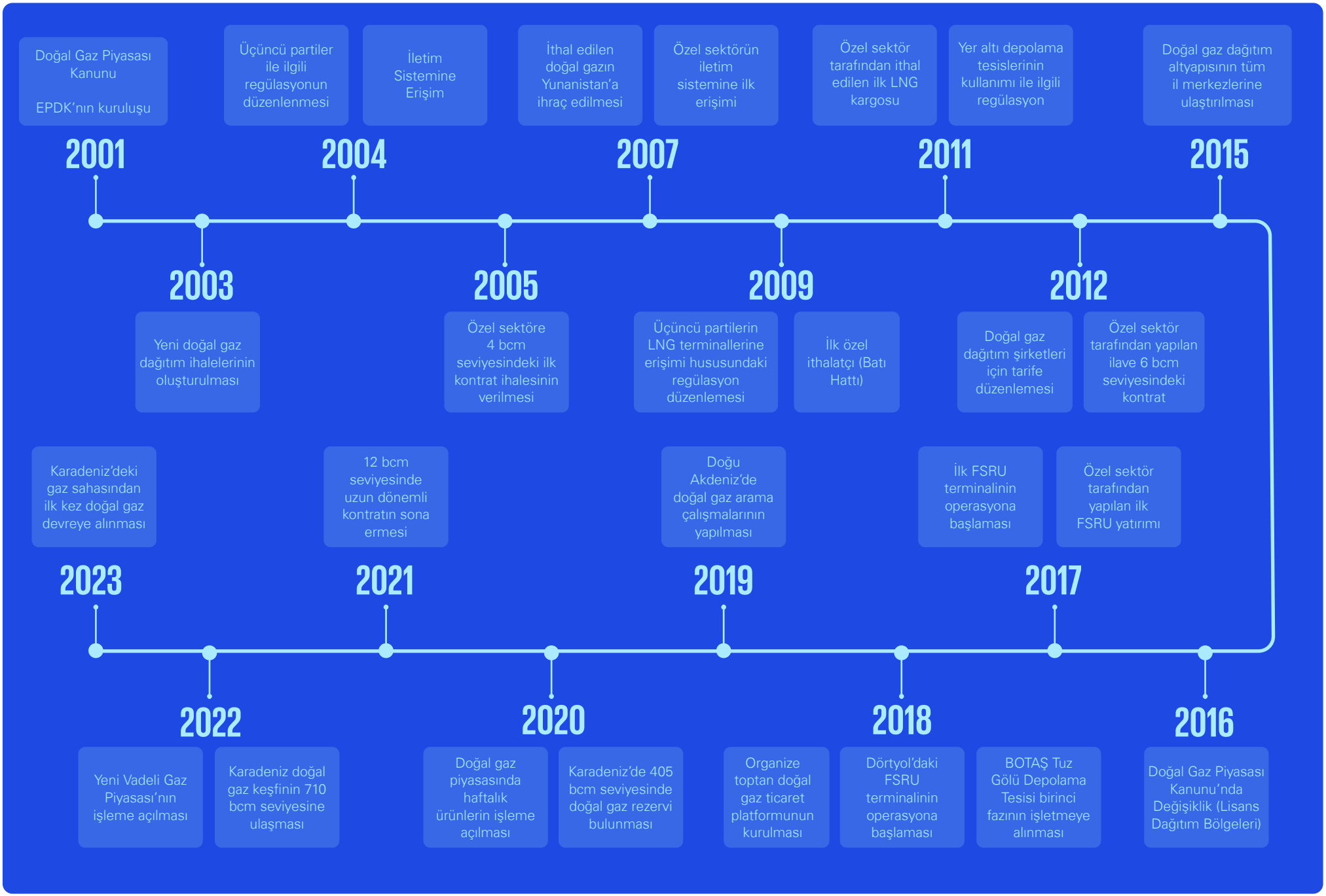
Özel sektör tarafından ilk FSRU Yatırımı 2017 yılında faaliyete geçmiştir.

Organize Toptan Doğal Gaz Ticaret Platformu (OTSP) Nisan 2018'de açıldı. Yeni platform, doğal gazın spot ticaretine izin vererek piyasa aktörlerinin portföylerini dengelemesini ve kalan dengesizlikleri uzlaştırmasını kolaylaştırmaktadır.

Bu değişikliklerin bir sonucu olarak, piyasadaki öngörülebilirlik seviyesinin artması ve Doğal Gaz Kombine Çevrim Santralleri'nin kar marjı düzeyi ile ilgili risklere karşı korunmalarını sağlaması beklenmektedir.

*FSRU: Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi
**bcm: Milyar m^3




2001
Doğal Gaz Piyasası Kanunu
EPDK'nın kuruluşu
2003
Yeni doğal gaz dağıtım ihalelerinin oluşturulması
2004
Üçüncü partiler ile ilgili regülasyonun düzenlenmesi
İletim Sistemine Erişim
2005
Özel sektöre 4 bcm seviyesindeki ilk kontrat ihalesinin verilmesi
2007
İthal edilen doğal gazın Yunanistan'a ihraç edilmesi
Özel sektörün iletim sistemine ilk erişimi
2009
Üçüncü partilerin LNG terminallerine erişimi hususundaki regülasyon düzenlemesi
İlk özel ithalatçı (Batı Hattı)
2011
Özel sektör tarafından ithal edilen ilk LNG kargosu
Yer altı depolama tesislerinin kullanımı ile ilgili regülasyon
2012
Doğal gaz dağıtım şirketleri için tarife düzenlemesi
Özel sektör tarafından yapılan ilave 6 bcm seviyesindeki kontrat
2015
Doğal gaz dağıtım altyapısının tüm il merkezlerine ulaştırılması
2016
Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda Değişiklik (Lisans Dağıtım Bölgeleri)
2017
İlk FSRU terminalinin operasyona başlaması
Özel sektör tarafından yapılan ilk FSRU yatırımı
2018
Dörtyol'daki FSRU terminalinin operasyona başlaması
BOTAŞ Tuz Gölü Depolama Tesisi birinci fazının işletmeye alınması
2019
Doğu Akdeniz'de doğal gaz arama çalışmalarının yapılması
Organize toptan doğal gaz ticaret platformunun kurulması
2020
Doğal gaz piyasasında haftalık ürünlerin işleme açılması
Karadeniz'de 405 bcm seviyesinde doğal gaz rezervi bulunması
2021
12 bcm seviyesinde uzun dönemli kontratın sona ermesi
2022
Yeni Vadeli Gaz Piyasası'nın işleme açılması
Karadeniz doğal gaz keşfinin 710 bcm seviyesine ulaşması
2023
Karadeniz'deki gaz sahasından ilk kez doğal gaz devreye alınması

Fiyatı Belirleyen Unsurlar

Doğal Gaz, elektrik piyasasında fiyat belirleyici olarak önemli bir rol oynamaktadır.

Doğal gaz maliyeti, doğal gaz santrallerinin kısa vadeli marjinal maliyetlerinin belirlenmesinde önemli bir rol oynarken bu durum da gün öncesi piyasasına verdikleri fiyat tekliflerinin belirlenmesinde kritik bir rol oynamaktadır. Ülkede doğal gaz maliyeti ile gün öncesi fiyatlar arasında yüksek derecede bir korelasyon vardır.

Doğal gaz fiyatları, ithal kömür gibi diğer yakıt türlerine kıyasla GÖP fiyatlarının belirlenmesinde çok daha merkezi bir rol oynamaktadır. Kömür santrallerine kıyasla marjinal maliyetleri oldukça yüksek olan ve daha yüksek devreye alma ve kapatma maliyetlerine sahip olan doğal gaz santralleri, piyasada genellikle fiyat belirleyici konumundadır.

Piyasada doğal gaz fiyatını etkileyen başlıca faktörler aşağıdaki gibidir:

Brent Petrol Fiyatları
BOTAŞ'ın Gazprom ile imzaladığı sözleşmeler kapsamında, Brent petrolün fiyatı doğal gaz ithalat fiyatını 9 aylık bir gecikmeyle etkilemektedir.

Avrupa Doğal Gaz Fiyatları
Spot doğal gaz fiyatları, uzun vadeli petrole endeksli kontratların yerini gaz hub-endeksli kontratların alması nedeniyle doğal gaz tarifeleri üzerinde doğrudan etkili olmaktadır.

USD Döviz Kuru
Ülkedeki doğal gaz arzının tamamına yakını ithal kaynaklardan sağlanmaktadır. Ticaret ABD doları cinsinden yapıldığından, ABD dolarının TL karşısında değer kazanması doğal gazın TL cinsinden maliyetini artırmaktadır.

Siyasi Meseleler
Seçimler gibi siyasi hassasiyetin yüksek olduğu dönemlerde, BOTAŞ doğal gaz tarifesini artırmak yerine tüketici fiyatlarındaki artışları önlemek amacıyla zararı üstlenmeyi tercih edebilmektedir.

Gaz Tedarik Sorunları
Doğal gaz arzını engelleyen herhangi bir siyasi veya teknik sorun, doğal gaz maliyetini önemli ölçüde artırabilmektedir.

Uzun Vadeli Kontratlar

Türkiye'de doğal gaz arzı, uzun vadeli Boru Gazı ve LNG sözleşmeleri yoluyla yapılan ithalatla sağlanmaktadır.

Türkiye'deki doğal gaz arzının yaklaşık %99'u çoğunlukla orta veya uzun vadeli sözleşmeler yoluyla ithal edilmiştir. Kontratların büyük çoğunluğu Boru Gazı aracılığıyla aktarılmaktadır. Türkiye'nin halihazırda yıllık 50 milyar m^3 kontrat hacmi bulunmaktadır. Bu miktarın yaklaşık 45 milyar m^3'ü Boru Gazı ithalatına dayanırken, kalan 4,4 milyar m^3'ü uzun vadeli LNG sözleşmelerinden oluşmaktadır. Bu sözleşmelere ek olarak, Türkiye düzenli olarak spot LNG ticareti de yapmaktadır.

Toplam 16 milyar m^3 uzun vadeli doğal gaz kontratının süresi 2021 yılı sonunda dolmuştur. Bu tarihten sonra, bu sözleşmelerin bir kısmı güncellenmiş şartlarla yenilenmiştir. Geçtiğimiz yıllarda Türkiye, Brent'e endeksli bu sözleşmelerin Avrupa'daki doğal gaz fiyatlarına kıyasla yüksek maliyetleri nedeniyle özellikle Rusya ile bu sözleşmelerin bazılarının şartlarını güncellemek için çeşitli çabalar sarf etmiştir. Ancak Türkiye'nin petrole endeksli uzun vadeli kontratları sayesinde 2021 ve 2022 yıllarında ithal gaz fiyatı, Avrupa'daki başlıca merkezlerde 1.000 $/tcm'ye kadar yükselen fiyatlara kıyasla düşük kalmıştır.

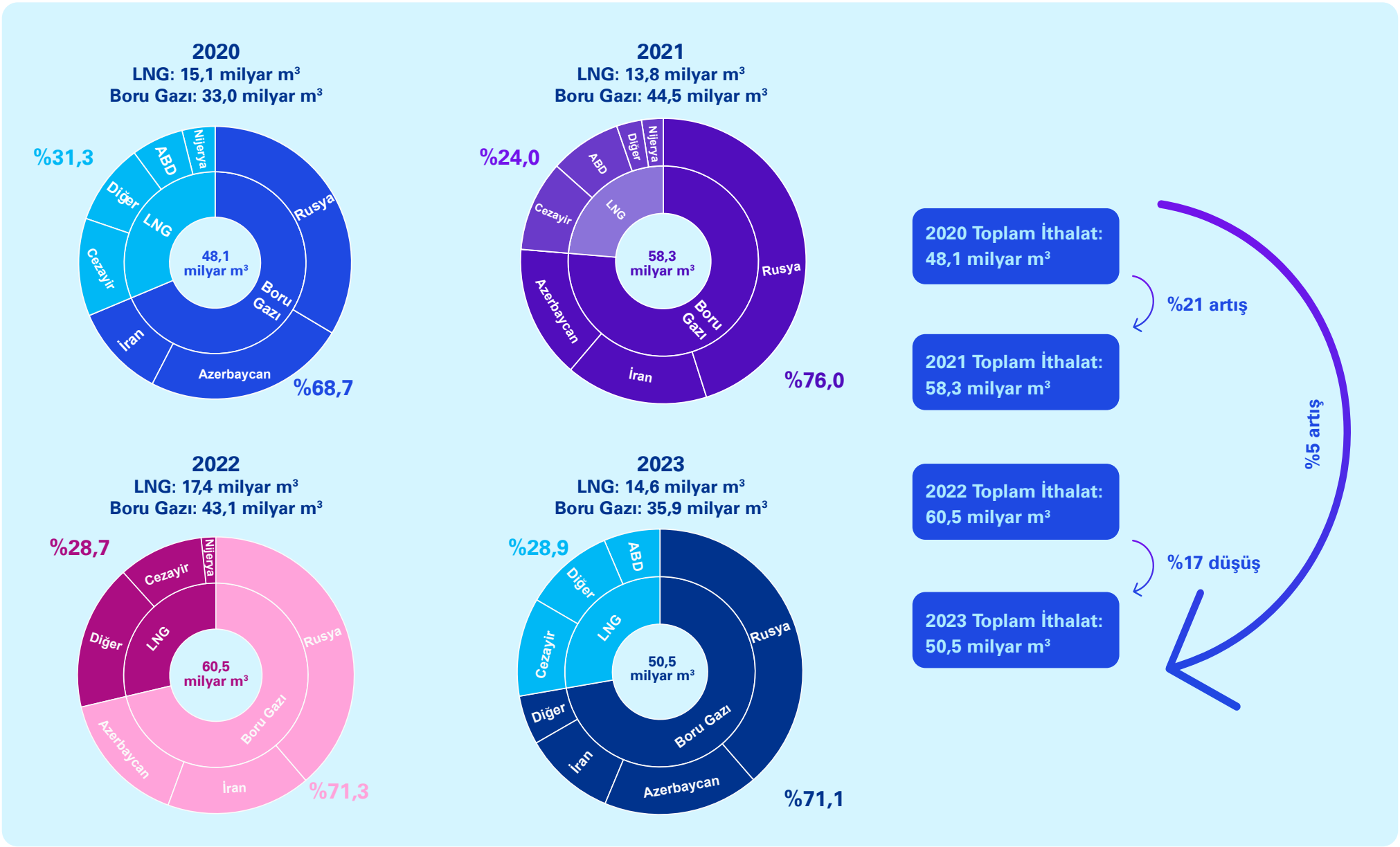
Gaz Kaynağı	Hacim (milyar m^3/yıl)	İthalatçı	Tür	Başlangıç Yılı	Bitiş Yılı
Rusya (Balkan)	5.75	BOTAŞ	Boru Gazı	2022	2025
Rusya (Balkan)	5.00	Özel (Akfel, Bosphorus, Kibar)	Boru Gazı	2013	2043
Rusya (Mavi Akım)	16.00	BOTAŞ	Boru Gazı	1997	2024
Azerbaycan (Kısa Dönem)	11.00 (Toplam)	BOTAŞ	Boru Gazı	2022	2024
Azerbaycan (TANAP)	6.00	BOTAŞ	Boru Gazı	2018	2033
Azerbaycan	0.15	BOTAŞ	Boru Gazı	2011	2046
İran	9.60	BOTAŞ	Boru Gazı	1996	2026
Cezayir	4.40*	BOTAŞ	LNG	1988	2027

*: İki ülke arasında 1988 yılından beri devam eden LNG alım-satım ithalat anlaşmasının süresi 2027 yılına kadar uzatılmış olup bu süre içerisinde Türkiye Cezayir'den yıllık 4,4 milyar m^3 LNG almaya devam edecektir.

Kaynak: BOTAŞ, Oxford Energy Institute, "Turkeys Supply Demand Balance and Renewal of its LTCs", Gulmira Rzayeva, Nisan 2022

Doğal Gaz İthalatı

Boru gazı ithalatın ana kaynağı olmaya devam etse de LNG'nin Türkiye'nin doğal gaz ithalatındaki payı artmaktadır.



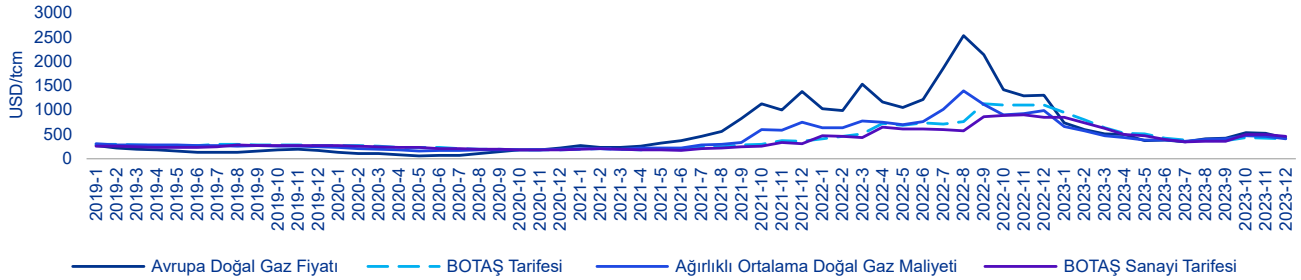
Kaynak: EPDK

Doğal Gaz Tarifesi

Avrupa ve Türkiye piyasalarındaki doğal gaz maliyetleri 2020 yılı sonunda birbirine yaklaşmıştır. Ancak 2021 yılının başından bu yana Avrupa doğal gaz piyasası fiyatları BOTAŞ tarifelerinin üzerinde seyretmektedir.

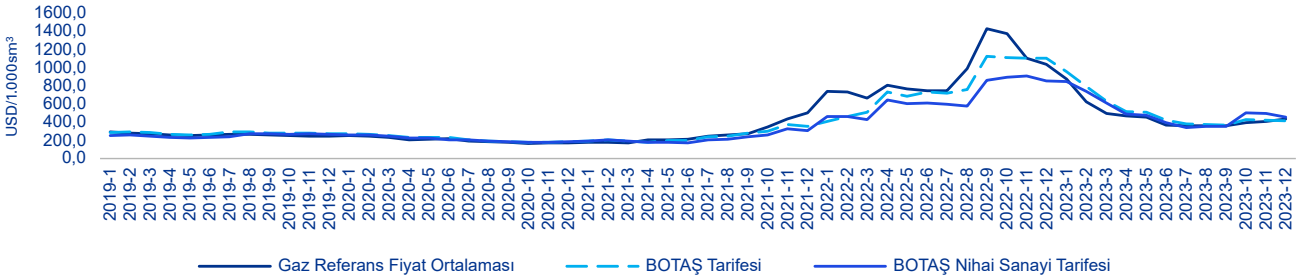
BOTAŞ'ın doğal gaz ithalat maliyetleri, Avrupa doğal gaz piyasalarında oluşan fiyatların oldukça altında kalmaktadır. Normalde, Avrupa ve Türkiye doğal gaz piyasalarındaki fiyatlar arasında her zaman bir korelasyon vardır. Ancak 2021 yılının ikinci yarısından itibaren bu ilişki zarar görmüştür.

Yüksek Avrupa doğal gaz fiyatları, ithalatçı ülkelerle yapılan nispeten ucuz uzun dönemli doğal gaz sözleşmeleri ve uygulanan bir miktar sübvansiyon nedeniyle BOTAŞ tarifelerinde tam olarak gözlemlenmemiştir.



Doğal Gaz Referans Fiyatı vs. BOTAŞ Tarifesi

Gaz referans fiyat ortalaması ve BOTAŞ tarifesi arasında korelasyon görülmektedir. Spot Doğal Gaz Piyasasında gün öncesi ve gün içi eşleşmelerinin Ağırlıklı Ortalama Fiyatı incelendiğinde 2023 yılında en yüksek fiyat ortalaması 870 Dolar ile Ocak ayında oluşmuştur.



Kaynak: EPDK



Doğal Gaz Keşfi

2022 yılının sonunda Karadeniz'deki toplam doğal gaz rezervinin 710 milyar m^3'e ulaştığı açıklanmıştır.

Cumhurbaşkanı Recep Tayyip Erdoğan'ın 21 Ağustos 2020'de yaptığı açıklamaya göre, Kuzey-Batı Anadolu'da Karadeniz kıyıları açıklarında önemli bir doğal gaz rezervi keşfedilmiştir. Rezerv, adı Sakarya Sahası olarak değiştirilen Tuna-1 Sahası'nda Fatih Sondaj Gemisi tarafından bulunmuştur.

Sahanın başlangıçta 320 milyar m^3 doğal gaz rezervine sahip olduğu tahmin ediliyordu. Rezerv miktarı, ilave ölçümlerin ardından Haziran 2021'de 540 milyar m^3'e yükseltilmiştir. Son olarak 20 Nisan 2023 tarihinde Filyos Gaz İşleme Tesisi'nin devreye alındığı açılışta konuşan Cumhurbaşkanı Erdoğan, Karadeniz'deki toplam doğal gaz rezervinin 710 milyar m^3'e ulaştığını açıklamıştır.

Ülkede yıllık doğal gaz tüketiminin yaklaşık 50 milyar m^3 olduğu göz önüne alındığında, rezervin potansiyel olarak ülkenin doğal gaz tüketiminin yaklaşık 14 yılını karşılayabileceği tahmin edilmektedir. Tesis tam kapasiteye ulaştığında yıllık üretim kapasitesinin 15 milyar m^3 olacağı tahmin edilmektedir.

Halihazırda ülkedeki doğal gaz arzının yaklaşık %99'u ithal edilmektedir. Bu yeni rezervden doğal gaz çıkarılmasının, ülkenin doğal gaz ithalatına olan bağımlılığını azaltması beklenmektedir.

Türkiye, Karadeniz'deki gaz sahasından ilk kez 20 Nisan 2023 tarihinde doğal gaz devreye aldı.

Bu tarihten itibaren 1 ay boyunca evlerdeki tüm doğal gaz tüketimi ve 1 yıl boyunca evlerde mutfak ve sıcak su tüketiminde kullanılan, aylık ortalama 25 m^3'e denk gelen doğal gazın ücretsiz olacağı duyuruldu.



Doğal Gaz Üretimi

Keşfedilen doğal gaz rezervinin kullanılmaya başlamasıyla beraber doğal gaz üretim verilerinde 2023 Eylül ayı itibarıyla dikkat çeken bir artış görüşmüştür.

Aylık doğal gaz üretim miktarları incelendiğinde 2023 yılının Eylül ayında gerçekleşen artış dikkat çekmiştir. Aylık doğal gaz sektör raporlarında Eylül ayından itibaren verilmeye başlanan Zonguldak'ın doğal gaz üretimi 2023 yılında gerçekleşen toplam üretimin %41,8'ini oluşturmuştur.

Zonguldak'tan sonra sırasıyla toplam üretimin %30,1'ini Tekirdağ ve %13,4'ünü Kırklareli üretmiştir.

Doğal Gaz Üretim Miktarı (Milyon Sm^3)

Tarih	2022	2023	Artış Miktarı
Ocak	31,8	38,6	%21,4
Şubat	29,3	34,3	%17,1
Mart	30,0	37,4	%24,7
Nisan	28,4	37,0	%30,3
Mayıs	31,7	39,3	%24,0
Haziran	30,1	39,6	%31,6
Temmuz	29,5	36,9	%25,1
Ağustos	28,8	42,1	%46,2
Eylül	30,1	110,6	%267,4
Ekim	33,9	139,6	%311,8
Kasım	37,8	138,3	%265,9
Aralık	38,4	113,8	%196,4

	Üretim Miktarı (Milyon Sm^3)
2022	379,8
2023	807,5

%113 artış

Kaynak: AA, Türkiye Energy Summit 2022, EPDK Doğal Gaz Piyasası Aylık Sektör Raporları

Sürdürülebilirlik



Sürdürülebilirlik

Elektrifikasyon

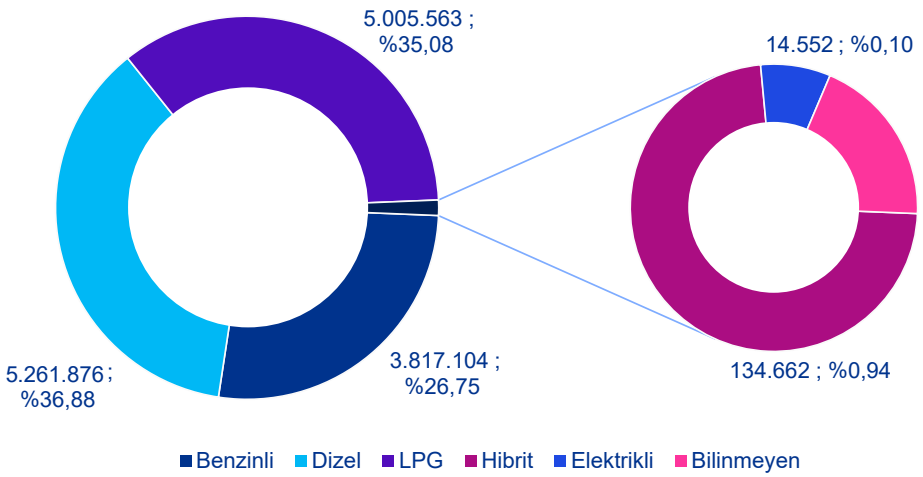
Türkiye'de elektrikli araç pazarı hızla büyürken sürdürülebilirliğe ve çevreci ulaşım sistemlerine önemli bir katkı sağlamaktadır.

Elektrikli araçların dünya çapında yaygınlaşmasıyla birlikte, çevresel etkileri azaltma ve enerji kaynaklarını daha verimli kullanma potansiyeli sunan bu araçlar, çevre dostu bir ulaşım alternatifi olarak ön plana çıkmaktadır.

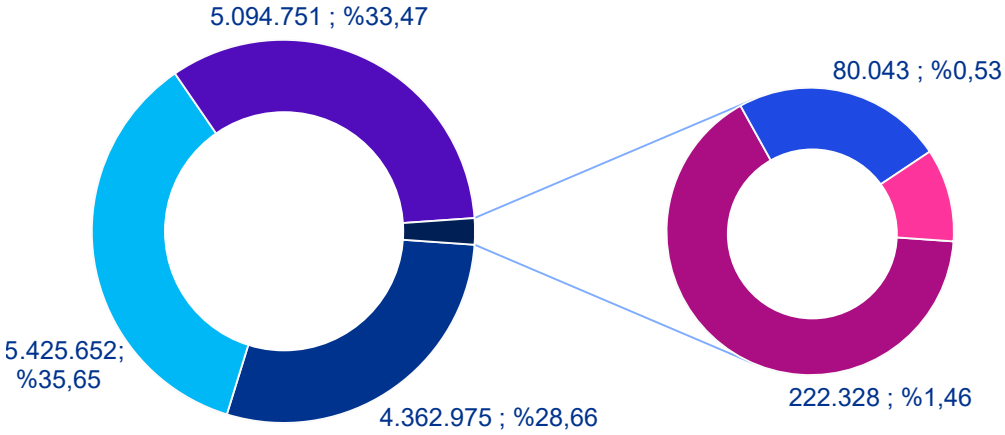
TEHAD (Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Derneği)'a göre, Türkiye'deki toplam otomobil sayısına kıyasla elektrikli araçların yüzdesi giderek artmaktadır. Toplam otomobil sayısına kıyasla elektrikli araçların sayısı hala düşük olsa da elektrikli araçların pazardaki payı artmaktadır.

Türkiye'deki elektrikli araç yüzdesi hala dünya genelindeki bazı ülkelerle kıyaslandığında daha düşük olsa da yapılan teşviklerle birlikte bu oran hızla yükselmektedir. Türkiye'de ve globalde elektrikli araç satışlarının önümüzdeki yıllarda daha da artması beklenmektedir.

2022 Yakıt Cinsine Göre Kayıtlı Otomobil Sayısı



2023 İtibarıyla Yakıt Cinsine Göre Kayıtlı Otomobil Sayısı



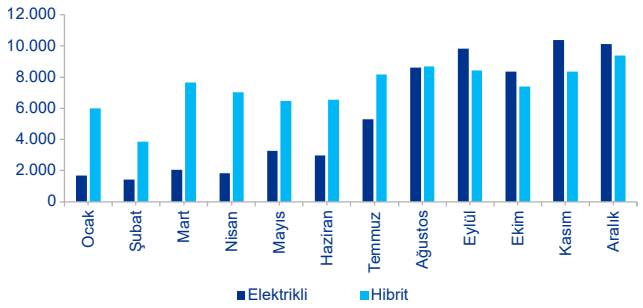
Kaynak: Emniyet Genel Müdürlüğü, TÜİK, TEHAD

2023 yılında trafiğe kaydı yapılan 945.768 otomobil bulunmaktadır. Bunların %66,1'i benzinli, %16,2'si dizel, %9,3'ü hibrit, %6,9'u elektrikli ve %1,4'ü LPG'lidir.

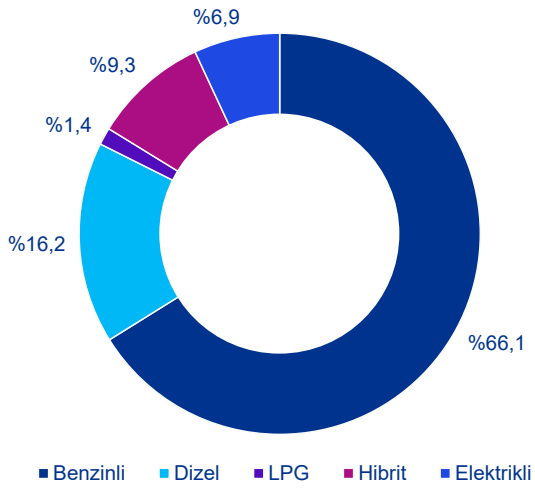
Yakıt türü bilinen araçlar arasında 2022 yılı itibarıyla trafiğe kayıtlı 14.552 elektrikli otomobil varken (%0,1), 2023 yılında bu rakam 80.043'e (%0,5) yükselmiştir. Hibrit araçların sayısı 2023 yılında 134.662'den (%0,9), 222.328'e (%1,5) yükselmiştir. Elektrikli ve hibrit otomobillerin yaygınlaşması sistemde elektrik talebini artıracak bir faktördür.

2023 ayları detaylı incelendiğinde de trafiğe kaydı yapılan elektrikli ve hibrit araç sayılarının artmakta olduğu görülmektedir. Eylül ve takip eden aylarda trafiğe kaydı yapılan elektrikli araç sayısı hibrit araç sayısından fazla olmuştur. 2023 sonu itibarıyla trafiğe kayıtlı 80.043 (0,5) elektrikli, 222.238 hibrit (%1,5) araç bulunmaktadır.

2023'de Trafiğe Kaydı Yapılan Elektrikli ve Hibrit Araç Sayısı



Yakıt Cinsine Göre 2023'de Trafiğe Kaydı Yapılan Otomobil Sayısı



Bataryalar

Elektrikli araçlar için batarya talebi giderek artmaktadır.

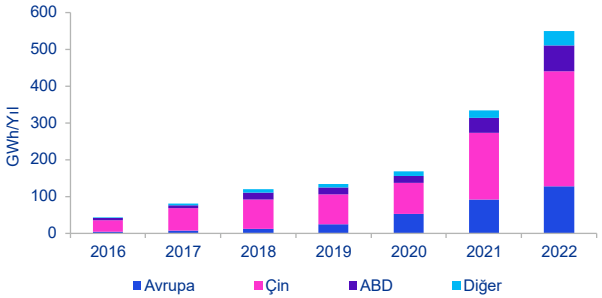
Otomotiv lityum-iyon (Li-ion) batarya talebi, 2021 yılında yaklaşık 330 GWh iken, 2022 yılında yaklaşık %65 artarak 550 GWh'ye ulaşmıştır. Bu artış, özellikle elektrikli binek araç satışlarındaki büyümenin bir sonucudur ve yeni kayıtlar 2022 yılında 2021 yılına göre %55 artmıştır.

Çin'de araçlara yönelik batarya talebi %70'in üzerinde artarken, elektrikli otomobil satışları 2022'de 2021'e göre %80 artmış, batarya talebindeki büyüme PHEV'lerin (Plug-in Hibrit Elektrikli Araçlar) artan payı nedeniyle biraz hafiflemiştir.

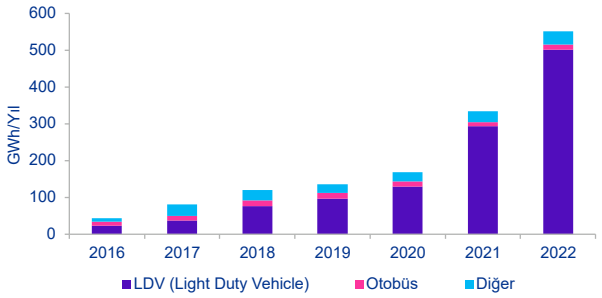
Amerika Birleşik Devletleri'nde araçlara yönelik batarya talebi yaklaşık %80 artarken, elektrikli otomobil satışları 2022'de yalnızca yaklaşık %55 artmıştır. ABD'deki elektrikli bataryalı otomobillerin ortalama batarya kapasitesi 2022 yılında sadece %7 oranında artmış olsa da, ABD'deki elektrikli otomobil satışlarında SUV'ların payının diğer büyük pazarlara göre daha yüksek olması ve üreticilerin daha uzun tamamen elektrikli sürüş menzilleri sunma stratejileri nedeniyle ortalama elektrikli batarya kapasitesi küresel ortalamadan yaklaşık %40 daha fazladır.

Küresel BEV (Akülü Elektrikli Araçlar) ve PHEV otomobil satışları, hibrit elektrikli araç (HEV) satışlarını geride bırakmaktadır. BEV ve PHEV batarya boyutları büyüdükçe batarya talebi de artmaktadır.

Elektrikli Araçlar için Bölgelere Göre Batarya Talebi



Ulaşım Modlarına Göre Batarya Talebi



Kaynak: Emniyet Genel Müdürlüğü, TÜİK, IEA "Global EV Outlook 2023"

Elektrikli Araç (EV) maliyet sorunu

Avrupa'da Elektrikli Araç (EV) satışları hız kesmeden devam etmektedir. Ancak, otomotiv yöneticilerinin EV satın alma ve kullanma maliyetlerindeki artışın etkisiyle büyümenin yavaşlamaya başlayacağına dair endişeleri oluşmaya başlamıştır.

Batarya ham madde fiyatları ile elektrik fiyatlarındaki artışlar EV ile İçten Yanmalı Motorlar (ICE) arasındaki denge noktasını kaydırabilir. Ayrıca Avrupa'da ICE araç modellerini kullanmanın maliyeti mevcut EV modellerinden daha düşük hale geldiği için pek çok tüketici EV almadan önce iki kez düşünmektedir.

Jeopolitik zorluklar tedarik ve kritik batarya ham maddelerine erişilebilirliği etkilemeye ve Avrupa elektrik tedarikini etkilemeye devam etmektedir. Bu durum yeni EV modellerinin Avrupa piyasasına giriş şeklini etkilemiştir ve tüketici beklentilerini karşılayan ya da aşan kapsamlı EV teklifleri hala biraz uzak görünmektedir.

EV için devlet destek programları azalırken EV satış fiyatlarında düşüş beklenen oranı yakalayamamıştır. Bu da potansiyel talebi düşürmektedir. Mevcut şartlarda otomotiv idarecileri 2030 yılında Avrupa'daki yeni araç satışlarında EV payının %24 olmasını beklemektedir.

Ancak iyi haber şu ki EV üretim ve EV şarj ekosistemlerindeki çeşitli oyuncular tekliflerini daha cazip ve tüketiciler için uygun hale getirmek için farklı stratejiler peşindedir. Araba üreticileri tedarik zincirindeki aksaklıkları kolaylaştırmak için kaynak zengini Güney Amerika ülkeleri ile stratejik ortaklıklar yapmaya çalışmaktadır. AB'de ayrıca EV ve EV batarya kiralama ve abonelik hizmetleri de hedeflenmektedir. Bölyece ICE araçlara kıyasla daha yüksek olan giriş yatırımının aşılması hedeflenmektedir.

Avrupa'da "Akıllı şarj", "Batarya takası", "hızlı şarj" ve olası "Elektrikli Yol Sistemi" çözümleri ile pek çok EV şarj seçeneği ilerleme kaydetmektedir . Ancak, EV'lerin ve EV şarj altyapısının yaygınlaşmasında en büyük etkiye, düzenlemeler ve finansman yoluyla ulusal hükümetlerin sahip olduğu bir gerçektir.

Ayrıca EV'nin gelecekte benimsenmesinin gerek ilk satın alma fiyatı gerekse EV ömrü boyunca üstlenilen maliyetlerle ilgili zorluklara bağlı olacağı da aşikardır. Avrupa'da EV'nin benimsenmesinin başarıya ulaşması için bu maliyet zorluklarını ele almada tüketiciler, Otomotiv parça üreticilari, batarya üreticileri, Şarj Noktası Operatörleri (CPO), servis sağlayıcılar ve hükümetleri içeren EV değer zinciri oyuncularının hepsine düşen roller bulunmaktadır.

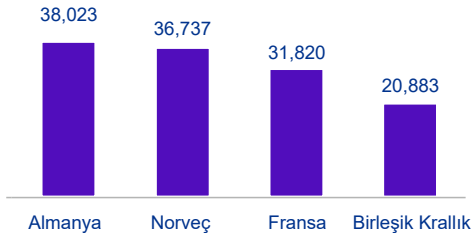
Mevcut Zorluklar

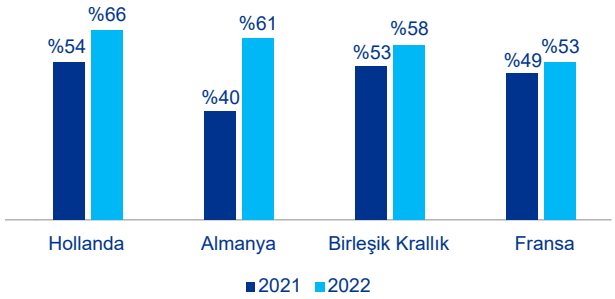
Yüksek fiyatlar tüketicinin EV'ye güvenini zedelemektedir.

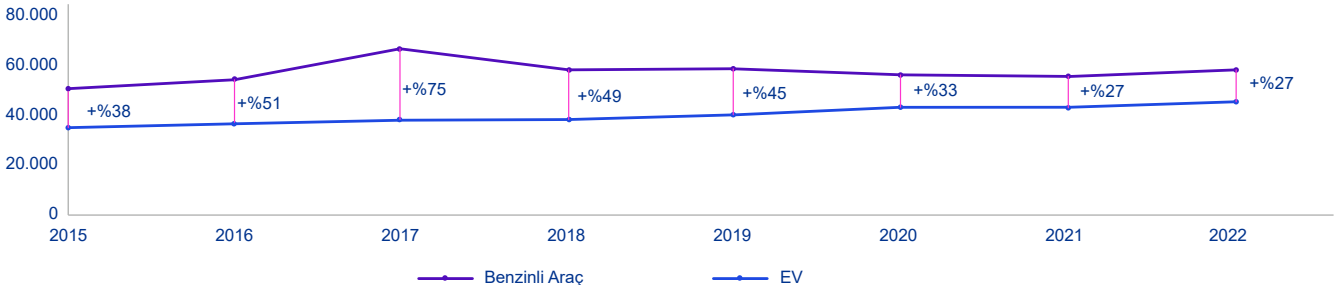
Elektrikli araçlar (EV), benzin ve dizele kıyasla daha ucuz hale gelerek genelde uzun vadede kendini çıkaran yüksek bir ilk maliyeti olan bir yatırım olarak görülmektedir. Ancak kendi maliyetini çıkarma süresi EV kullanım koşullarına bağlıdır. Evde ucuz şarj imkanı olan kısa mesafe yolculuklar, halka açık şarj gerektiren uzun mesafe seyahatlere kıyasla daha maliyet etkindir. Bu yüzden, ilk maliyet-geri ödeme süresi kıyaslaması tüketicilerin EV'ye dönüş kararını etkileyen önemli bir karardır.

Hollanda, Almanya, Fransa ve BK gibi Avrupa ülkelerinde tüketiciler fiyatları EV seçmenin önündeki ana engel olarak görmektedir.

Avrupa'da EV Benimseme İçin Satış Fiyatının Önemi







Yüksek batarya maliyeti EV satın alma fiyatlarını yükseltmektedir.

Elektrikli araçların (EV) başlangıç fiyatlarının yüksek olmasının ana nedeni EV fiyatının yaklaşık %30-40'ına karşılık gelen batarya maliyetleridir.

Bunun ardındaki kilit faktörler batarya üretiminin içerdiği pahalı süreçler ve yüksek batarya ham madde maliyeti gibi değer zinciri ile ilgili maliyetlerdir. EV batarya fiyatları son on yılda düzenli olarak düşüşe sahne olmuştur. Fiyatlar 2010 yılında kWh başına 1.200$'dan 2021 yılıda 141$'a kadar düşmüştür. Ancak pandemi kaynaklı tedarik zinciri aksamaları, Rusya-Ukrayna çatışması ve ham madde kapasite kıtlığı gibi belirli olayların yanı sıra enerji fiyatlarındaki yükseliş batarya paketi fiyatlarının 2021 yılından 2022 yılına %7 sıçramasına katkıda bulunmuştur.

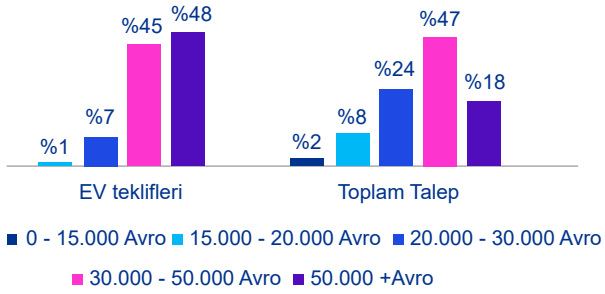
Nikel, Kobalt ve Lityum gibi kilit metallerin fiyatlarındaki artış batarya paketi maliyetlerindeki düşüşteki durmanın ana sorumlusudur. Örneğin Rusya küresel batarya kalitesindeki Nikel tedariğinin %15'ini karşılamaktadır. Çatışmayı takip eden aylarda Nikel fiyatları yaklaşık iki katına çıkmıştır. Lityum hidroksitin 2022 Ekim ayında ton başına fiyatı, 2021 başına kıyasla sekiz katına çıkarak 70.000 $ olmuştur. Benzer şekilde Kobalt da 2022 Mayıs ayında yaklaşık 80.000 $'a çıkmıştır.

Lityum, Nikel ve özellikle Kobalt fiyatları şimdiye kadar istikrara kavuşsa da hala geçmiş yıllara kıyasla daha yüksek seyretmektedir. Diğer EV bileşenleri ile birlikte bataryaların girdi maliyetlerinin yüksek olması doğrudan daha az karşılanabilir EV fiyatları anlamına gelebilir ve benimseme denge noktasına ulaşmayı geciktirebilir.

EV modelleri premium araçlarda yoğunlaşmaktadır.

Farklı fiyat kategorilerindeki EV araç seçenekleri toplam araç popülasyonuna kıyasla daha premium kategorilerde yoğunlaşmaktadır. Avrupalı OEM üreticileri karlı ve pahalı EV segmentlerine öncelik veriyor ve kitlesel benimsenme için önemli makul fiyatlı EV ürünlerini geliştirmekte görece daha başarısızdır. Ancak, otomobil üreticileri EV segmentlerinde satışları artırmak için fiyat savaşlarına başvurmaya başlamıştır.

Perakende Fiyat Aralığı Bazında EV Satış Dağılımı, 2022



Not: Yuvarlama nedeniyle sayıların toplamı yüzde 100'e ulaşmayabilir.

Yeni otomobil üreticilerinin yıkıcı EV fiyatlama stratejileri dibe götüren bir yarış başlatabilir.

EV portföyleri premium modellere odaklanarak daha az makul seçeneklere yol açsa da EV otomobil üreticileri segmentler arasında daha yüksek talep yaratmak için fiyat savaşlarına başvurmaya başlamıştır.

Tesla, Model 3 ve Model Y gibi popüler EV modellerinde agresif şekilde fiyat kırmaya başlayarak diğer oyuncuların rekabet gücünü etkilemektedir. Bunun etkisiyle de Tesla'nın Model Y'si 2023'ün ilk aylarında Avrupa'da en çok satan EV olmuştur.

Acente perakende modelinin devreye sokulması gibi yeni satış modelleriyle pek çok araba üreticisi fiyatlama esnekliğini artırmıştır. Başlangıçta EV üreticileri fiyatlarını değiştirmekte çekinse de bir kaç ay için bazıları (VW, BMW, Ford) Tesla'nın yolundan gitmeye başlamıştır. Aynı zamanda Avrupalı otomobil üreticileri daha makul seçenekler için yolu açacak şekilde 2025 ya da 2026 gibi 30.000 Amerikan doları'nın altında (en azından ABD'de) yeni EV hatchback ya da sedan modellerini piyasaya sürmeye hazırlanıyor.

EV tüketicileri için iyi bir haber olsa da, EV segmentlerindeki fiyat savaşları araba üreticileri için düşük kar marjlarına yol açabilir. Tesla, şimdilik, diğer EV üreticilerine sahip olduğu görece yüksek marjları tampon olarak kullandığından bu düşük marjlara katlanabilmektedir. Fiyat kırma pazar payını artırma ve envanter azaltmanın bir yoludur ve açıkça Tesla bu oyun kitabından bir sayfayı izlemektedir.

Diğer araba üreticileri ne yapacak? EV portföyleri ve bölgeler arasında agresif şekilde fiyat mı kıracaklar? Daha da önemlisi bu fiyat düşüşleri sürdürülebilir mi?



Kaynak: "Affordable EVs and Mass Adoption: The Industry Challenge", JATO, 2022, as accessed on 10th March 2023

Artan elektrik fiyatları EV sahip olma maliyetlerini artırmaktadır.

Amortisman, faiz, sigorta, vergiler, bakım ve enerji/yakıt gibi tüm işletme maliyetleri hesaba katıldığında çoğu Avrupa ülkesinde pek çok araç segmentinde EV sahip olma maliyetleri ICE araçlara denk gelmektedir.

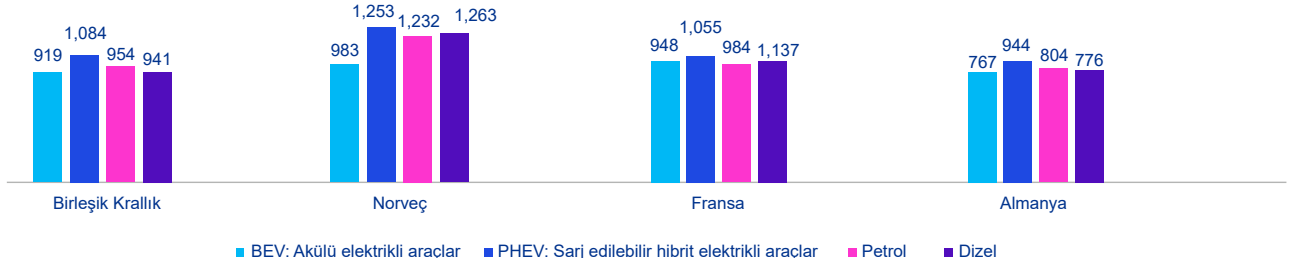
Norveç ve Hollanda gibi bazı ülkelerde EV sahiplik maliyeti ICE araçlara kıyasla görece çok düşüktür.

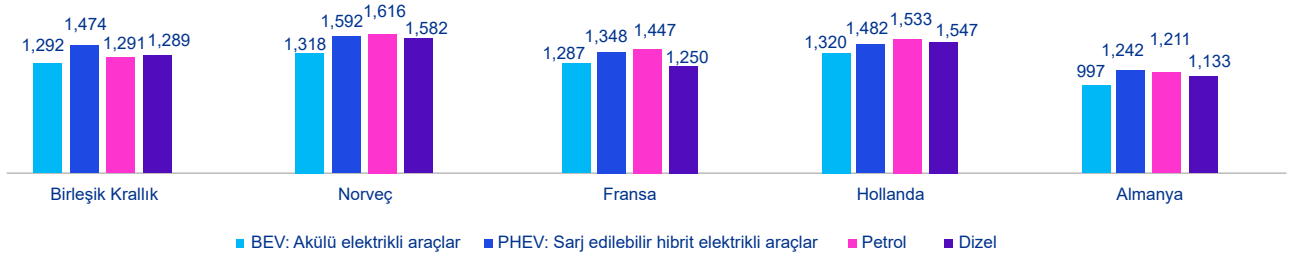
Toplam EV sahip olma maliyeti premium segmentlerde ICE araçlara denk ya da daha düşüktür. En büyük fark, uzun zaman önceden beri devam eden EV teşvik programları sayesinde Norveç'tedir.

Satın alma fiyat farkını karşılamak ve EV benimseme denge noktasına yaklaşmak için EV ve ICE araçlar arasındaki işletme maliyeti farkının azalması gerekmektedir.

Ülke bazında aylık ortalama sahiplik maliyeti (€ cinsinden) - Kompakt ve orta boyutta premium segmentler, 2022

Kompakt Segment





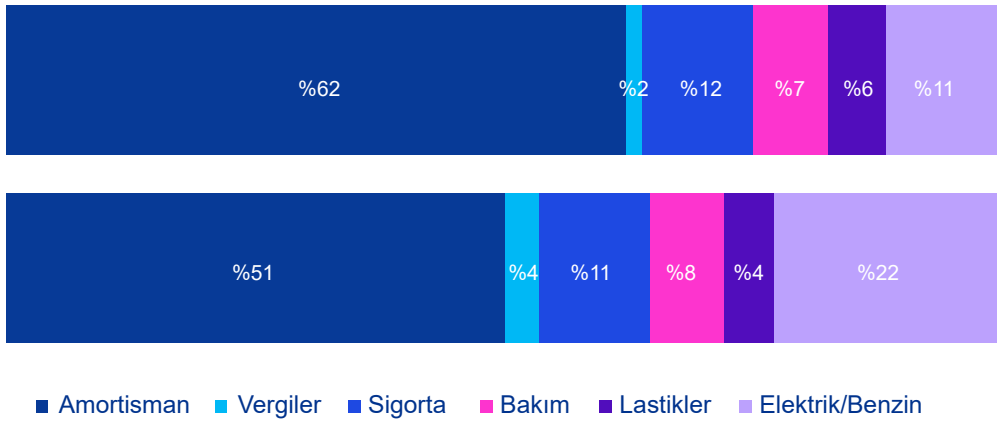
Elektrik maliyetleri EV sahip olma maliyetlerinin daha küçük bir kısmına karşılık geldiğinden geçtiğimiz dönemde enerji fiyatı enflasyonunun EV işletme maliyetlerine etkisi içten yanmalı motorlu (ICE) araçlardan daha az olmuştur.

Örneğin Volkswagen Golf sahipliğinin maliyetinin %22'si enerji maliyetlerinden oluşurken Volkswagen ID.3'ün sahiplik maliyetinin sadece %11'i enerjiden kaynaklanmaktadır. Bu şekilde eğer yakıt ve elektrik fiyatları birlikte %50 artarsa Volkswagen ID.3 sahiplik maliyeti sadece %6 artarken Volkswagen Golf için bu değer %11 artacaktır.

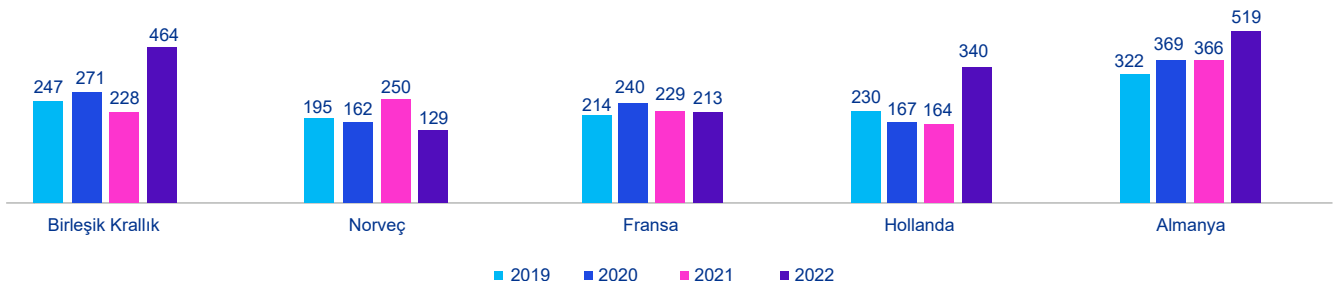
Yani, EV ve ICE araçlar arasında sahip olma maliyeti karşılaştırmasında kilit faktörler olan elektrik ve yakıt maliyetleri EV'yi, ICE araçlara kıyasla daha az etkilemektedir.

Ancak Avrupa'da Rusya-Ukrayna savaşı nedeniyle artan elektrik fiyatları yüzünden EV işletme ya da sürme maliyetleri ciddi ölçüde arttı ve bazı durumlarda EV sürmek konvansiyonel benzin ya da dizel araçlardan daha pahalı hale gelmiştir.

VW ID.3 (EV) ile VW Golf (ICE araç) arasında sahip olma maliyeti dökümü, (2021)



Büyük Avrupa ülkelerinde hane elektrik fiyatları, 2019-2022 (US$/Wh)



Bizi ne beklemekte?

Avrupa'da EV'lerin yaygınlaşma başarısı ve EV şarj altyapısının genişlemesi farklı vakalarda değişiklik göstermektedir. Zamanla, EV'lerin ICE araçlarla rekabetçi piyasada, teşviklere ya da devlet müdahalelerine başvurmadan rekabet edebileceği bir duruma ulaşması önem arz etmektedir.

Bunu başarmak için EV ekosistemi mevcut EV modellerinin yüksek satın alma fiyatlarını telafi edebilmek için işletme maliyetlerini optimize etmeyi hedeflemelidir. Çabalar ICE araçlara kıyasla açık işletme maliyet avantajları sağlayan kullanım durumlarına odaklanmalıdır. Aşağıdaki örnekler ve bunları destekleyecek düzenlemeler değerlendirilebilir:

1. Güneş panelleri ile elektriği kendi üretmenin yanı sıra akıllı ev enerjisi ve şarj çözümlerinin benimsenmesini teşvik etmek.

2. EV sürücülerinin şarj seanslarını, dinamik elektrik sözleşmelerini kullanarak ucuz zaman aralıklarına değiştirmelerini teşvik etmek.

Aynı zamanda devletler EV değer zincirinde standardizasyon getirmeye odaklanarak EV kullanımını basitleştirmelidir. Buna, sınır ötesi taşımayı basitleştirmek için mevzuat uyumlaştırmasının yanı sıra, şarj protokolleri, ödeme seçenekleri ve EV yaşam döngüsü boyunca ilgili servisler dahil olmalıdır.

Ulusal hükümetler EV teşviklerini geri çekerken ICE yükselişine karşı önlemler getirmektedir.

Eylül 2022 itibarıyla 21 AB ülkesinde ulusal satın alma teşvik paketleri yürürlükteydi. Ancak belirli hedeflerin yerine gelmesi ya da bütçe kesintileri gibi faktörlerle baz programlar sona erdirilmiş ya da sınırlandırılmıştır. Örneğin Fransa'da 2023 Ocak itibarıyla EV satın alma teşvikleri 6.000 €'dan 5.000 €'ya düşürülmüştür. Ayrıca şarj edilebilir hibrit araçlar artık devlet teşviklerine tabi olmayacaktır.

Hollanda'da teşviklerde 2025 yılına kadar kademeli düşüş yürürlüğe girmiştir. Üstelik, bu ülkede talep ciddi oranda yıllık bütçeyi aşmaktadır. Bu yüzden teşvikler genelde bir kaç ayda tükenmektedir. BK ve İsveç parasal yardımlarda en ciddi kesintileri uygulanmıştır. 2023 yılından itibaren hem bataryalı elektrikli araçlar (BEV) hem de şarj edilebilir hibrid araçlar (PHEV) hiçbir teşvikten yararlanamayacaktır (İsveç'te 2022 Kasım'dan bu yana uygulanmaktadır).

Avrupa genelinde standart otomobil, minibüs ve ağır iş araçları (HDV) için CO_2 emisyon performans standartları EV'ye kademeli geçiş amacıyla uygulanmaktadır. Binaların Enerji Performansı Yönergesi (EPBD) binalarda şarj noktası bulundurma yükümlülüğü içermekte ve Alternatif Yakıt Altyapısı Yönetmeliği (AFIR) şarj altyapısı kurmak için kapsamlı destekler sağlamaktadır.

Hükümetler ayrıca olası yatırımcılara güven verecek destekleyici bir ortam sağlamalı ve EV ve şarj istasyonlarının kurulumunu riske atmadan mali destek sağlamalıdır.

Örneğin Birleşik Krallık halka açık şarj ağlarının piyasaya çıkışını hızlandırmak için Şarj Altyapısı yatırım Fonu kurmuştur. Fon 200 milyon £ devletten kalanı özel sektör ortaklarından olmak üzere 422 milyon £ yatırım içermektedir. Fon elektrikli hareket alanında daha büyük sermaye yatırımlarına imkan vererek EV araçların benimsenmesinde artışa yol açması beklenmektedir.

Norveç, Hollanda ve Fransa gibi ülkelerin ICE araç alımından vaz geçirip EV kullanımını artırmak için yoğun olarak kullandığı vergilendirme de önemli bir araçtır. Örneğin Fransa kısmen araç fiyatının yüzde ellisine kadar çıkan 40,000 € gibi yüksek emisyon vergileri ile sıfır emisyonlu araçların kullanımını artırmıştır. Vergi km başına 128 gramdan fazla CO_2 emisyonu ile kirlilik yaratan araçlardan alınıyor ve eşik son yıllarda sürekli düşürülmektedir. Örneğin giriş paketi Ford F-150 satın almak 35.000 €'ya varan yüksek karbon emisyon vergisi yaratmaktadır. ICE araçları ayrıca 1.800 kg sınırını aşan araçlar için bir de ağırlık vergisine tabidir. Benzer şekilde Hollanda'da tüm ICE araçlar farklı CO_2 eşikleri için gittikçe artan bir tescil vergisine tabidir. 2022 Ocak ayı itibarıyla 1g/km üstünde CO_2 emisyonu olan yeni binek araçlar asgari 376 € sabit ücrete tabidir.

Mali ve politika düzenlemeleri EV kullanımını artırma ve müşteriler, araba üreticileri, tedarikçiler ve yatırımcılara güven vermekte önemli kaldıraçlardır. Kamu müdahalesini zaman içinde azaltarak EV araçların ICE araçlardan daha cazip hale nasıl getirileceği sorusu ise halen geçerliliğini korumaktadır.

EV leasing çözümleri Avrupa pazarına giriş yapmaktadır.

EV amortisman maliyetleri (satın alma maliyetlerinin yüksekliğinden dolayı) görece yüksek olması ve enerji maliyetlerinin (mevcutta yüksek elektrik fiyatları bir istisna olduğundan) ICE araçlardan düşük olması, BEV araçları doğrudan satın almak yerine kiralama fikrini desteklemektedir. Örneğin, Londra merkezli abonelik firması Onto, EV tüketicilerine sigorta, bakım, şarj ve servis hizmetleri ile birlikte aylık aboneliği, EV kullanımını basitleştirecek tek bir pakette birleştirerek sunmaktadır.

Bazı üreticiler batarya kiralama fikri üzerine denemeler yapmaktadır. Bu uygulamalar ilk satın alma maliyeti gibi gerektiğinde batarya yenileme maliyetini düşürmenin yanı sıra, uzun vadeli performans ve dayanıklılık endişelerini ortadan kaldırabilecek nitelikte olabilmektedir.

EV materyal ve bileşenlerinin maliyetlerini azaltmak için tedarik zincirleri optimize edilmelidir.

Konvansiyonel bir araç ile EV arasındaki sahip olma maliyet farkının açılmaması adına, üreticiler EV modellerinin ilk maliyetlerini azaltmak için farklı alternatifleri değerlendirmek zorundadır. Bazı üreticiler talebi canlandırmak için EV modellerinde fiyatları düşürse de bu araba üreticilerinin karlılığını etkilemeden uzun vadede sürdürülebilir olmayan kısa vadeli bir çözümdür. EV ve EV batarya kapasitesini ve üretimini, ölçek ekonomisini devreye sokacak şekilde artırmak mutlak çözüm olabilir.

Batarya ham maddeleri için tedarik zincirini yönetmek batarya üreticileri ve EV üreticileri arasındaki sorun olmaya devam etmektedir. Bu tedarikin çoğu için Çin'e yüksek oranda bağımlı olan Avrupalı üreticiler kritik batarya ham maddeleri yönünden zengin olan Şili gibi Güney Amerika ülkeleri ile stratejik ortaklıklar kurmaya çalışmaktadır. "Kritik Ham Madde Yasası" ve "Avrupa Batarya İttifakı" Avrupalı oyuncular açısından kendi tedarik zincirlerini emniyete alacakları ve böylece jeopolitik durumlardan ya da küresel bir salgından kaynaklanabilecek zararlı etkileri azaltacakları doğru yönde atılan adımlar olarak görülmektedir.

EV sarj çözümlerinde bolluk yaşanmaktadır.

Şarj Noktası Operatörlerinin, halka açık şarj ağlarında dinamik fiyatlama uygulama konusunda yardımcı olması beklenmektedir. Ubitricity, GeniePoint, Tesla ve Char.gy gibi CPO'lar şarj ağlarında dinamik fiyatlama kullanmıştır. Bu müşterilerin tepe dışı saatlerde düşük şarj fiyatlarından faydalanmasına imkan verirken CPO'lar da talebin zirvede olduğu saatlerden faydalanmaktadır.

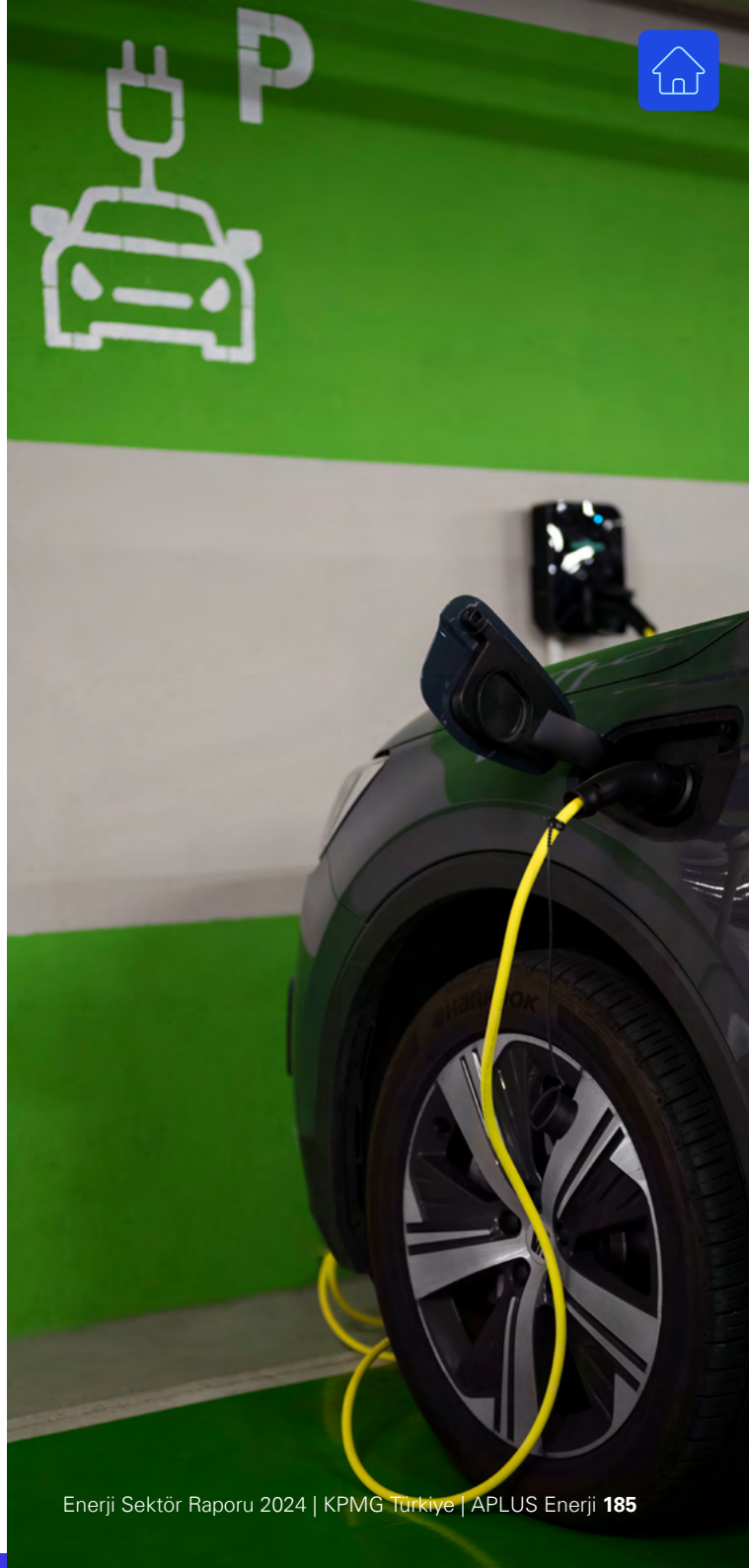
Avrupa'daki ulusal hükümetler de elektrik şebekesi istikrarı sağlayacak, şarjı optimize edecek ve tüketici maliyetlerini düşürecek "Akıllı Şarj" mevzuatını yürürlüğe sokmanın erken aşamalarındalar.

İsveç gibi ülkeler araçların yoldayken şarj edilmesini mümkün kılacak Elektrik Yolu Sistemleri devreye almaktadır. Bu daha uzun mesafelere seyahat etme imkanı verirken EV şarj istasyonlarındaki bekleme sürelerini ortadan kaldıracaktır. Ancak bu teknoloji daha erken aşamalarında ve 2030 yılına kadar sınırlı bir role sahip olacaktır.

Avrupa'daki kritik rotalarda (özellikle uluslar ötesi otobanlarda) "Çabuk ya da Hızlı Şarj" İstasyonlarının kurulması da muhtemelen tüketiciler arasındaki "menzil endişesini" hafifleterek EV benimsenmesini daha da artıracaktır.

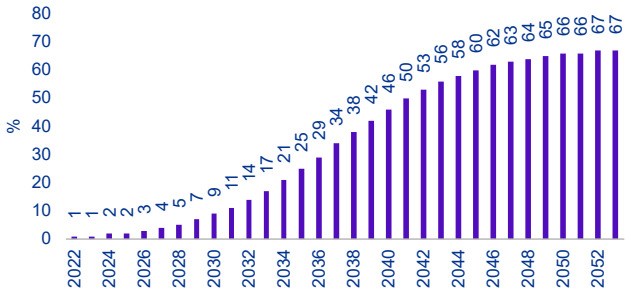
EV piyasasındaki çeşitli gelişmeler muhtemelen mevcut ya da potansiyel müşterilerin EV şarj seçeneklerini kullanma şekillerinde bir değişikliğe yol açacaktır. Gittikçe artan sayıda Avrupalı tüketici, özellikle elektrik fiyatlarının yüksek olduğu Almanya gibi ülkelerde, şarj seçenekleri daha popüler ya da maliyet etkin hale gelmezse daha az maliyetli olan özel evde yavaş şarj seçeneği, otobanlarda ya da özel binalardaki halka açık hızlı şarja tercih edilecektir.

Avrupa EV ekosistemindeki farklı oyuncuların EV şarj altyapısı hedeflerini 2030 yılı itibarıyla öngörülen seviyeye getirmek için başarılı bir plan ortaya koyup koyamayacağı henüz belli değildir. EV üretim maliyetlerinin de üretim ve tedarik zincirlerinde maliyet optimizasyonu ile aşağı çekilmesi ve EV şarj altyapısının eksik kullanılması olasılığının da azaltılması gerekmektedir.



Elektrifikasyon

Konutlardaki Isı Pompası Payı



Isı pompası, yüksek verimi sayesinde binalarda doğal gaz ile ısınmadan daha verimli bir teknoloji olarak kabul göstermektedir.

Doğal gaz kombi/kazanları %85-90 verime sahipken, ısı pompaları kullanılan elektriğin yaklaşık 3 ila 5 katı kadar ısı üretebilmektedirler.

Isı pompasının kullanacağı elektriğin temini çatı üstü GES tarafından sağlandığı takdirde sübvansiyonlu doğal gaz tarifelerine kıyasla dahi daha ekonomik olacağı öngörülmektedir. Ancak mevcut durumda ısı pompalarının ilk yatırım maliyetlerinin yüksek ve bilinirliklerinin az oluşu, dönüşümü yavaşlatmaktadır.

Yatırım maliyetinin yıllar içinde azalmasıyla ısınma ihtiyacının elektrifikasyonu olarak ısı pompası dönüşümünün hızlanacağı öngörülmüştür. 2023'de konutlardaki kullanım payı %1 olan ısı pompasının 2030'a kadar %9'a, 2053'te ise %67'ye çıkması beklenmektedir.

Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması

Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) ilk faz kapsamında en fazla karbon sızıntısının olacağı düşünülen sektörler arasında çimento, demir&çelik, alüminyum, gübre, hidrojen ve elektrik gelmektedir.

SKDM Yönetmeliği

Mayıs 2023'te üye devletlerce imzalanması ardından AB Resmi gazatesinde yayınlanarak yürürlüğe girmiştir.

İlk Faz Raporlama Dönemi Sonu

SKDM mali yükümlülüklerinin başlaması

1 Ocak 2026

1. Uygulama Döneminin Sona Ermesi

2034 yılı emisyon raporlarındaki miktar kadar tahsisatın İklim Değişikliği Başkanlığı'na teslim edilmesi

30 Haziran 2035

15 Ekim 2024

Pilot Dönemin Başlaması

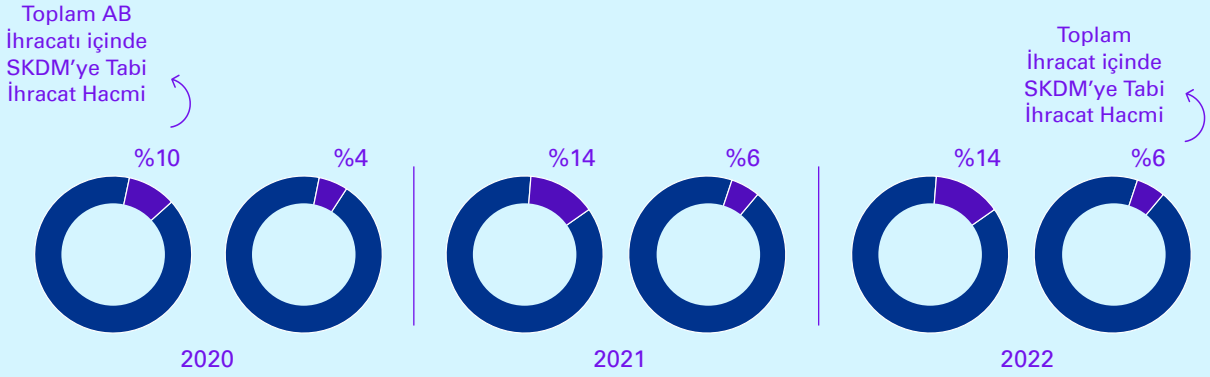
Karbon Piyasası Kurulu tarafından 2025 yılı Ulusal Tahsisat Planı'nın Resmi Gazete'de yayımlanması

15 Ekim 2026

1. Uygulama Döneminin Başlaması

Karbon Piyasası Kurulu tarafından 2027 yılı Ulusal Tahsisat Planı'nın Resmi Gazete'de yayımlanması

2027 yılında karbon vergisinin uygulanması beklenmektedir.



Kaynak: SHURA, Türkiye'de Konut ve Sanayi Sektörünün Elektrifikasyonu, 2023, TC Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, İklim Değişikliği Başkanlığı

AB Emisyon Ticaret Sistemi

Avrupa Birliği, dünya ikliminde tehlikeli değişikliklere neden olma tehdidi oluşturan insan faaliyetlerinden kaynaklanan sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik küresel çabalara öncülük etmektedir. Avrupa Birliği, kendi sera gazı emisyonlarını maliyet etkin bir şekilde azaltmaya yönelik stratejisinin bir parçası olarak, AB Emisyon Ticaret Sistemi'ni (AB ETS) geliştirmiştir[1]. AB Emisyon Ticaret Sistemi enerji, sanayi tesisleri ve havacılık aktivitelerini kapsayacak şekilde ETS Direktifi'nin 2003 yılında kabul edilmesinin ardından, 2005 yılında üç yıllık bir pilot dönemle başlatılmış olup halihazırda 2021-2030 dönemini kapsayan dördüncü aşamasındadır[2].

Salınan her bir ton karbon için bir fiyat belirleyen AB ETS, düşük karbon teknolojilerine yatırım yapılmasını teşvik etmektedir. Emisyonların maliyeti, şirket yönetim kurullarını bu konuyla ilgili düşünmeye zorlamıştır ve bu da iş dünyasını iklim değişikliğiyle mücadelede yenilikçi ve en maliyet etkili çözümler bulmaya yönlendirmiştir[1].

ETS bir "cap and trade" sistemidir. AB ETS, kapsamdaki sektörlerde sera gazı emisyonlarını belirlenen üst sınır (cap) ile sınırlayarak azaltmayı amaçlamaktadır. Bu üst sınır, "tahsisat" (ETS allowance-EUAs) olarak adlandırılan emisyon izinlerine bölünmüştür. Bir EUA, bir ton CO_2 eşdeğeri emisyonu temsil etmektedir. Her yıl, piyasada ticarete sunulmak üzere sınırlı miktarda "tahsisat" bulundurulur ve bu miktar yıllık olarak azaltılmaktadır. Şirketler, ücretsiz olarak aldıkları tahsisatlar dahil olmak üzere bu izinleri satın alabilir ve satabilir, birbirleriyle ticaretini yapabilmektedirler[2]. Bir şirket emisyonlarını azaltırsa, yedek tahsisatları gelecekte kullanmak üzere saklayabilmekte veya satabilmektedir. AB ETS, 2005 yılından bu yana enerji ve sanayi tesislerinden kaynaklanan emisyonların %37 oranında azaltılmasına yardımcı olmuştur[3].

Tahsis fiyatları, şirketlerin emisyonlarını en düşük maliyetli şekilde ve nerede azaltmaları konusunda bir teşvik görevi görmektedir. Aynı zamanda AB ETS'nin tahsisat satışından elde ettiği gelirleri de belirler. AB ETS, 2013'ten bu yana 152 milyar Euro'nun üzerinde gelir elde etmiştir. Tahsisatların satışı aynı zamanda düşük karbonlu inovasyon ve enerji dönüşümüne yönelik AB ETS fonlarına, Yenilik Fonu ve Modernizasyon Fonu'na da kaynak sağlamaktadır[3].

Fazlar halinde yönetilen bir sistem olan AB ETS'nin ilk fazı, 2005-2007 yıllarında uygulanan 3 yıllık bir pilot dönem olmuştur. Bu aşama, bir öğrenme süreci olarak kabul edilmiş, tahsisatların neredeyse tamamı ücretsiz olarak bu fazda dağıtılmıştır.

2008-2012 dönemindeki ikinci fazda ise ücretsiz tahsisatlar yaklaşık %90 oranına düşürülmüş, 2005'e kıyasla yaklaşık %6,5 daha düşük bir üst sınır uygulanmıştır. Ceza miktarı, ton başına 40 Euro'dan ton başına 100 Euro'ya çıkarılmıştır. Faz 3 (2013-2020) için AB ETS çerçevesinin reformu, 1. ve 2. fazlara kıyasla sistemde önemli değişiklikler getirmiştir. AB ETS'nin üçüncü aşamasının (2013-2020) başlangıcından itibaren emisyonlar için üst sınır, AB genelinde belirlenmeye başlanmıştır. Sektör ve sera gazı kapsamı üçüncü fazda genişletilmiştir. Ayrıca, 3. fazda enerji sektörüne verilen ücretsiz tahsisatlar sıfırlanmıştır. AB'li elektrik üreticileri, 2013'ten bu yana elektrik üretimi için ihtiyaç duydukları tüm tahsisatları satın almakla yükümlü kılınmışlardır. Ancak, belirli AB Üye Devletlerine, kendi enerji sektörlerini modernize etmek amacıyla elektrik üretimi tesislerine ücretsiz tahsis sağlanabilmektedir. AB ETS'nin, şu an içinde bulunulan 4. fazında (2021-2030) ise üst sınır, yıllık olarak %2,2 lineer azaltma faktörüne göre devam ederek her yıl Birlik genelinde azaltılmaktadır. Tahsisat dağıtımında ana yöntem olarak ücretsiz tahsisat değil açık artırma belirlenmiştir.

2003/87/EC sayılı ETS Direktifi'nin Ek-1'inde listelenen faaliyetler ve sera gazları ETS kapsamında yer almaktadır. Ek-1'de listelenen sanayi tesislerine ilişkin faaliyetlerin bir kısmı belirlenmiş eşik değerlerin üzerinde kalması halinde kapsama dahil edilmektedir[2].

İşletmelerin iklim politikalarına bağlı maliyetler nedeniyle üretimlerini daha gevşek emisyon kısıtlamalarına sahip diğer ülkelere taşıması olarak tanımlanan karbon kaçağı riskini (carbon leakage) bertaraf edebilmek için; ETS'ye tabi şirketlere, daha önce de değinildiği gibi tahsisatların bir kısmını ücretsiz olarak dağıtılmaktadır[2].

AB, Yeşil Mutabakat hedeflerine ulaşabilmek için ETS'yi Fit for 55 kapsamında daha etkin bir hale getirmek üzere bir yol haritası oluşturmuştur. Bu çerçevede AB, ETS'yi sıkılaştırabilmek amacıyla, sistem içerisinde karbon kaçağını engellemek için dağıttığı ücretsiz tahsisatları ve yeşil teşvik mekanizmalarını kademeli olarak azaltma kararı almış olup, bu sıkılaştırmanın yaratacağı karbon kaçağını (yatırımın başka ülkelere kaçması riskini) önlemek üzere, AB pazarına ithal edilecek demir/çelik, alüminyum, çimento, gübre, elektrik ve hidrojen sektörlerinde bazı ürünler için Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması'nı (SKDM) (Carbon Border Adjustment Mechanism-CBAM) oluşturmuştur[2].



[1]https://www.ab.gov.tr/files/ardb/evt/1_avrupa_birligi/1_6_raporlar/1_3_diger/environment/eu_emmissions_trading_scheme.pdf
[2]https://ticaret.gov.tr/data/64f5ba7713b8769d98615d86/AB%20ETS%20Bilgi%20Notu-23.08.2023.pdf
[3]https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/what-eu-ets_en

Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM)

Avrupa Yeşil Mutabakatı'nın önemli bir parçasını teşkil eden Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması'na (SKDM) ilişkin (AB) 2023/956 sayılı Tüzük AB Resmi Gazetesi'nde 16 Mayıs 2023 tarihinde yayımlanmıştır.

SKDM Tüzüğü ile AB'nin emisyon azaltma politikalarını olumsuz etkileyecek şekilde AB üretiminin iklim değişikliği politikaları daha az sıkı olan ülkelere kayması sonucunda oluşabilecek karbon kaçağı riskinin önlenmesi amaçlanmaktadır. AB, SKDM ile üretim esnasında salınan karbon emisyonları için AB Emisyon Ticareti Sistemi'ni (ETS) yansıtacak şekilde ithal ürünler için ilave ücret getirmekte, böylelikle diğer ülkelerde daha temiz üretim yapılmasını sağlamayı ve AB üreticilerinin rekabetçiliğini korumayı hedeflemektedir[4].

SKDM Tüzüğünün geçiş dönemi 1 Ekim 2023 tarihi itibarıyla başlayacaktır. 2025 yılının sonuna kadar sürecek olan geçiş döneminde AB ithalatçıları herhangi bir mali yükümlülük altına girmeyecek, SKDM mekanizmasına tabi ithal ürünlerde gömülü emisyonları raporlayacaktır. Emisyonların raporlanmasına ilişkin kurallar ve gereklilikler uygulama tasarrufları aracılığıyla AB Komisyonu tarafından detaylandırılacaktır.

SKDM, 2026 yılında tam olarak uygulamaya geçtiğinde, AB ithalatçıları, SKDM dâhilindeki ithal malları için SKDM sertifikası satın alacaktır. Sertifika fiyatları AB ETS sistemindeki fiyatları yansıtacak şekilde hesaplanacaktır. AB ithalatçıları bir yıl önce ithal ettikleri mal miktarını ve toplam gömülü emisyon miktarlarını her yıl 31 Mayıs tarihinde beyan edecek ve bu miktarlara tekabül eden SKDM sertifikalarını teslim edeceklerdir.

İthalatçılar, üçüncü ülke üreticilerinden alınan doğrulanmış bilgilere dayanarak, ithal edilen ürünlerin üretimi esnasında hâlihazırda bir karbon fiyatı ödendiğini ispat etmeleri durumunda bu bedeli nihai ödemelerinden düşürebileceklerdir[4].

Ürün ve Sera Gazı Kapsamı

SKDM, demir-çelik, alüminyum, çimento, gübre, elektrik ve hidrojen sektörlerini kapsamaktadır. SKDM'ye tabi ürünler ve ilgili ürünlerle ilişkili sera gazları mevzuat metninin "Ek I (Annex I)" başlıklı ekinde listelenmektedir. Ürünlerin tanımlanmasında gümrük tarife istatistik pozisyonu (GTİP/CN) kodları esas alınmaktadır.

Kapsamda, ticaret sapmasını önlemek gayesiyle birincil ürünlerin girdi olarak kullanıldığı ve üretim süreçleri karmaşık olmayan çeşitli kullanıcı ürünlere (downstream products) yer verilmiştir. Ayrıca SKDM kapsamındaki ürünlerin üretiminde kullanılan belirli girdiler (precursors) kapsama dahil edilmiştir. Bu çerçevede, SKDM kapsamındaki ürünler hem doğrudan AB'ye ithal edildikleri hem de diğer SKDM ürünlerinin üretimi aşamasında girdi olarak kullanıldıkları durumlar itibarıyla mevzuatla getirilen yükümlülüklere tabi olacaktır. Ayrıca ürün kapsamına ilişkin, ilk olarak geçiş dönemi sona ermeden (2025 sonuna kadar) ve sonrasında 2028 yılı itibarıyla iki yıllık dönemler içinde, Komisyon tarafından gerçekleştirilecek analizler çerçevesinde karbon kaçağı riskleri dikkate alınarak kapsamın genişletilmesi hususu değerlendirilecektir. Kapsamın yeni kullanıcı sektör ve ürünleri içerecek şekilde genişletilmesi ve en geç 2030 yılına kadar AB ETS'si içindeki tüm sektörleri içermesi konuları da söz konusu analizler dikkate alınarak karara bağlanacaktır[5].

Emisyon Hesaplamaları

SKDM'nin emisyon hesaplamalarına doğrudan emisyonların yanı sıra belirli ürünler itibarıyla üretim sürecinde kullanılan elektriğin üretiminden kaynaklanan dolaylı emisyonlar da dahil edilmiştir. SKDM Tüzüğü'nün "Ek IA (Annex IA)" başlıklı ekinde, SKDM kapsamındaki ürünlerden hangileri için sadece doğrudan emisyonların dikkate alınacağı listelenmektedir. Ek I'de olup Ek IA'da olmayan ürünler için ise dolaylı emisyonlar da dikkate alınacaktır[5].

Geçiş Dönemindeki Raporlama Yükümlülükleri (SKDM Tüzüğü, Madde 35)

SKDM Tüzüğü kapsamındaki ürünlerin ithalatı, mevcut durumda da olduğu gibi ya doğrudan ithalatçı firmalar ya da ithalatçı firmalar hesabına gümrük işlemlerini gerçekleştiren dolaylı gümrük temsilcileri tarafından yapılacaktır. SKDM ürünlerini ithal eden ithalatçılar veya dolaylı gümrük temsilcileri, her bir çeyrek dönem için, o çeyrekte ithal ettikleri ürünlere ilişkin, takip eden ilk 1 ay içinde raporlama yapacaktır[5].

SKDM Raporunda aşağıdaki maddelere yer verilecektir.

- Her bir ürün türü için ayrıştırılmış olarak ve elektrik için megavat saat, diğer ürünler için ton değerleri üzerinden ifade edilecek şekilde, ithal edilen toplam ürün miktarı ile ürünün ithal edildiği menşe ülke ve üretici tesis;

- Ek IV'de (Annex IV) belirlenen yöntem çerçevesinde hesaplanan toplam gömülü emisyon miktarı,

- Uygulama yönetmeliği çerçevesinde hesaplanacak toplam dolaylı emisyonlar,

- Ürüne gömülü emisyonlar için menşe ülkesinde ödenecek olan, olası ücret iadesi veya diğer telafi ödemeleri de dikkate alınarak hesaplanmış net karbon ücreti tutarı.

İthalatçıların raporlama yükümlülüklerini yerine getirmemesi veya tespit edilen eksiklikleri düzeltmemesi durumunda, ilgili üye ülke yetkili otoriteleri tarafından etkili, orantılı ve caydırıcı nitelikte para cezası uygulanmasına ilişkin detaylar, Taslak Tüzük'ün 35. maddesinin (5) ve (5a) bentlerinde düzenlenmiştir.

1 Ekim 2023-31 Aralık 2025 tarihleri arasındaki geçiş döneminde gerçekleşen emisyonların raporlanmasında, doğrulama gerekliliği bulunmamaktadır[5].

[4]https://www.ab.gov.tr/test_53490.html
[5]https://ticaret.gov.tr/dis-iliskiler/yesil-mutabakat/ab-sinirda-karbon-duzenleme-mekanizmasi/ab-skdm-bilgi-notu

1 Ocak 2026 Sonrasındaki Uygulama Dönemi
Mali yükümlülüklerin başlayacağı uygulama dönemi ile düzenleme kapsamındaki ürünlerin ithalatı sadece "yetkilendirilmiş SKDM yükümlüsü (authorized CBAM declarant)" tarafından yapılabilecektir. Bu dönemde de ithalatın/gümrük işlemlerinin doğrudan ithalatçı firma veya gümrük müşavirleri (dolaylı gümrük temsilcileri) aracılığıyla yapılması mümkün olacaktır.

Taslak Tüzük kapsamında, yetkilendirilmiş SKDM yükümlüsü başvurularının yapılması (Madde 5) ve yetkilendirme (Madde 17) hükümleri 31 Aralık 2024 tarihinden itibaren geçerlilik kazanacaktır. Bu nedenle, yetkilendirilmiş SKDM yükümlüsü başvuruları 2025 yılı itibarıyla alınmaya başlanacaktır. İhracatçı firmaların, AB'de yerleşik ithalatçılarının SKDM yükümlüsü yetkisini alıp almadığını 2025 yılı içinde kontrol etmeleri büyük önem taşımaktadır.

Uygulama döneminde, ürüne gömülü her 1 ton CO_2 eşdeğeri sera gazı emisyonu için bir SKDM sertifikası teslim edilecektir. SKDM sertifika ücretleri, Avrupa Komisyonu tarafından, AB Emisyon Ticaret Sistemi içinde oluşan bir önceki haftanın ortalama fiyatı üzerinden haftalık olarak yayımlanacaktır.

Ana uygulama döneminde bildirim yükümlülüğü, her yıl Mayıs sonuna kadar, yetkilendirilmiş SKDM yükümlüsü tarafından bir önceki yıl içinde gerçekleşen SKDM ürünleri ithalatına ilişkin bir SKDM bildirimi yapılacaktır. İlk bildirim, 1 Ocak - 31 Aralık 2026 dönemindeki ithalat için 31 Mayıs 2027'ye kadar AB Komisyonu tarafından kurulacak bir Merkezi Elektronik Kayıt Sistemi (CBAM Registry) üzerinden gerçekleştirilecektir.

SKDM bildiriminde aşağıdaki hususlara yer verilecektir:

• Bir önceki takvim yılı içinde ithal edilen toplam ürün miktarı, her bir ürün türü için ayrıştırılmış olarak ifade edilecek. Bu ayrıştırma, elektrik için megavat saat cinsinden, diğer ürünler için ise ton cinsinden değerlendirilecektir.

• İthal edilen söz konusu ürünler için SKDM Tüzüğü Madde 7 çerçevesinde hesaplanmış ve Madde 8 çerçevesinde doğrulanmış olan gerçekleşen toplam gömülü emisyon miktarı, elektrik için megavat saat başına ton karbondioksit eşdeğeri emisyon miktarı, diğer ürünler için ise 1 ton ürün başına ton karbondioksit eşdeğeri emisyon miktarı şeklinde ifade edilecektir. Bu hesaplamalar ve doğrulamalar, Komisyon tarafından ikincil mevzuat düzenlemeleri ile gömülü emisyon hesaplama ve doğrulamaya yönelik uygulama esaslarıyla detaylandırılacaktır.

• Teslim edilecek toplam SKDM sertifikası miktarı

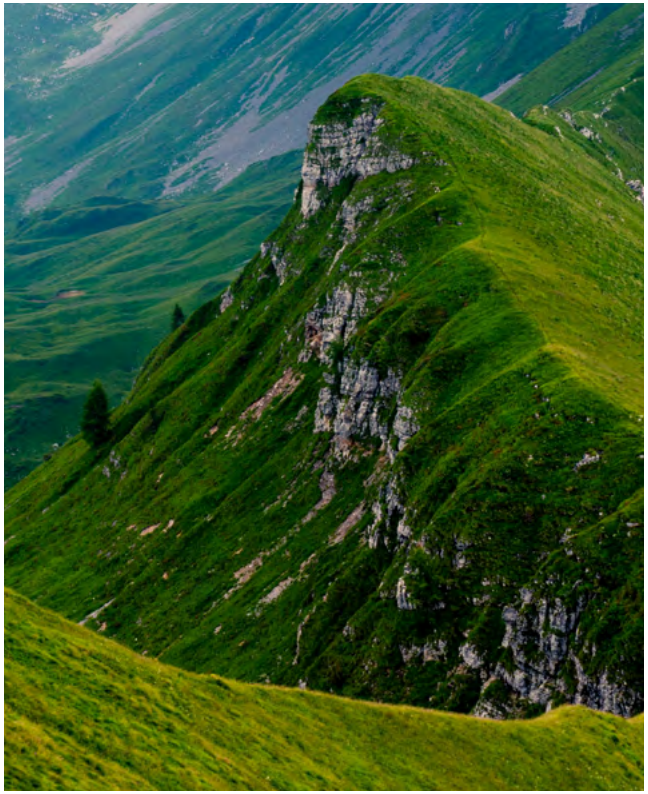
• SKDM Tüzüğü Madde 8 ve Ek V çerçevesinde, bir akredite doğrulayıcı tarafından hazırlanmış doğrulama raporunun örneği[5].

Hangi ülkelerden yapılan ithalat SKDM kapsamına girecektir?

AB üyesi olmayan tüm ülkelerden yapılan ithalat, SKDM kapsamına alınacaktır. Ancak, ETS'ye katılan veya AB'nin emisyon ticaret sistemine bağlı olan bazı üçüncü ülkeler, bu mekanizmanın dışında tutulacaktır. Bu bağlamda, düzenlemenin "Ek III (Annex III)" başlıklı ekine dahil edilen İzlanda, Lihtenştayn, Norveç, İsviçre ülkeleri ile Büsingen, Heligoland, Livigno, Ceuta ve Melilla bölgeleri kapsam dışında bırakılmaktadır[6].

Sınırda Karbon Düzenlemesinin Türkiye'ye Olası Etkileri

TÜSİAD'ın Eylül 2020'de yayımladığı "Ekonomik Göstergeler Merceğinden Yeni İklim Rejimi Raporu", Avrupa Yeşil Mutabakatı kapsamında öngörülen Sınırda Karbon Düzenlemesi'nin devreye girdiğinde, Türkiye'den AB'ye ihracat yapan sektörlerin artan maliyetlerden etkileneceğini ortaya koymaktadır. Araştırma, karbonun ton fiyatını 30 Euro ve 50 Euro olarak iki farklı senaryoda ele alarak, AB'nin yeşil ekonomik dönüşümüne uyumlu tedbirler alınması durumunda gayri safi yurtiçi hasılanın sırasıyla %5,7 ve %6,6 daha yüksek; sera gazı emisyonunun ise sırasıyla %16,5 ve %15 daha düşük olacağını hesaplamaktadır[7].



[5]https://ticaret.gov.tr/dis-iliskiler/yesil-mutabakat/ab-sinirda-karbon-duzenleme-mekanizmasi/ab-skdm-bilgi-notu
[6]https://immib.org.tr/tr/sinirda-karbon-duzenleme-mekanizmasi-skdm
[7]https://www.iklimhaber.org/tum-ayrintilariyla-sinirda-karbon-duzenleme-mekanizmasi-nedir-ne-degildir-ne-ise-yarar/#:~:text=S%C4%B1n%C4%B1rda%20Karbon%20D%C3%BCzenleme%20Mekanizmas%C4%B1%20(Carbon,g%C3%BCc%C3%BCn%C3%BC%20ayn%C4%B1%20seviyeye%20getirmeyi%20ama%C3%A7l%C4%B1yor

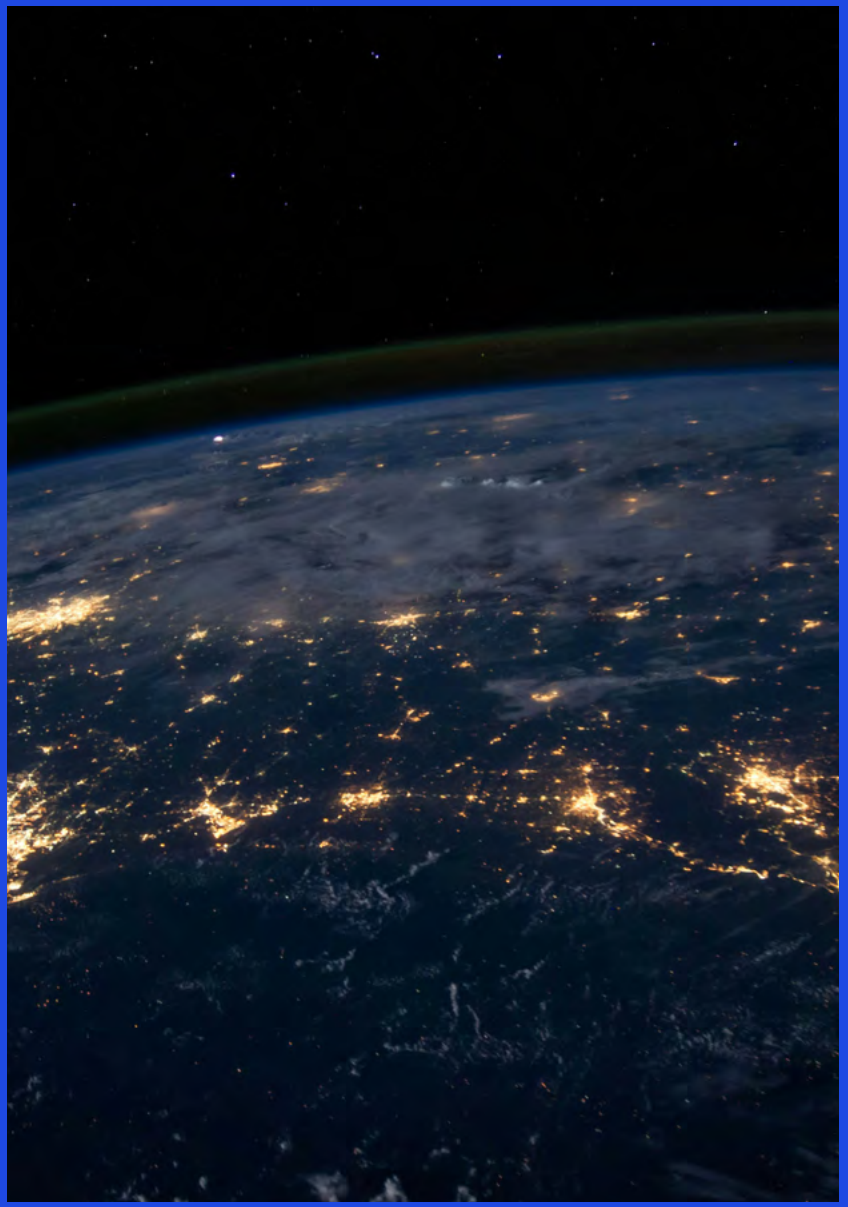
SKDM Kapsamındaki GTİP'lerin Listesi

Çimento	
2507.00.80	Diğer kaolinli killer
2523.10.00	Çimento; Klinker
2523.21.00	Çimento; Portland; Beyaz
2523.29.00	Çimento; Portland; Diğer
2523.30.00	Çimento; şaplı
2523.90.00	Su Altında Sertleşen Diğer Çimentolar
Elektrik Enerjisi	
2716.00.00	Elektrik Enerjisi
Hidrojen	
2804.10.00	Hidrojen
2523.29.00	Çimento; Portland; Diğer
2523.30.00	Çimento; şaplı
2523.90.00	Su Altında Sertleşen Diğer Çimentolar
Gübre	
2808.00.00	Nitrik Asit; Sülfonitrik Asitler
2814	Saf Amonyak veya Amonyağın Sulu Çözeltileri
2834.21.00	Potasyum Nitrat
3102	Azotlu Mineral veya Kimyasal Gübreler
3105	Azot, Fosfor ve Potasyumun İkisini veya Üçünü İçeren Mineral veya Kimyasal Gübreler (Aşağıdaki GTİP' hariç) 3105.60.00 - Fosforun ve potasyumun ikisini de içeren diğer mineral veya kimyasal gübreler
Demir - Çelik	
72	Demir ve Çelik
	(Aşağıdaki GTİP'ler hariç)
	7202.2 - Ferro-silisyum
	7202.30.00 - Ferro-siliko-mangan
	7202.50.00 - Ferro - siliko - krom
	7202.70.00 - Ferro - molibden
	7202.80.00 - Ferro - tungsten ve ferro - siliko - tungsten
	7202.91.00 - Ferro - titanyum ve ferro - siliko - titanyum
	7202.92.00 - Ferro - vanadyum
	7202.93.00 - Ferro - niobyum
	7202.99 - Diğer ferro - alyajlar
	7202.99.10 - Ferro - fosfor
	7202.99.30 - Ferro - siliko - magnezyum
	7202.99.80 - Diğer ferro - alyajlar
	7204 - Dökme demirin, demirin veya çeliğin döküntü ve hurdaları veya bunların yeniden ergitilmesi ile elde edilen külçeler
2601.12.00	Demir cevherleri ve zenginleştirilmiş demir cevherleri (kavrulmuş demir piritleri hariç) (ağlomere edilmiş)
7301	Demir veya Çelikten Palplanşlar; Demir veya Çelikten Kaynak Yapılmış Profiller
7302	Demir veya Çelikten Demiryolu ve Tramvay Hattı Malzemesi (Ray, Makas Dilleri, Makas Göbekleri, Gergi
7303.00	Dökme Demirden İnce ve Kalın Borular ve İçi Boş Profiller
7304	Demir (Dökme Demir Hariç) ve Çelikten İnce ve Kalın Borular ve İçi Boş Profiller (Dikişsiz)
7305	Demir veya Çelikten Diğer İnce ve Kalın Borular (Kaynaklı, Perçinli) (Kesitleri Daire Şeklinde)
7306	Demir veya Çelikten Diğer İnce ve Kalın Borular ve İçi Boş Profiller
7307	Demir veya Çelikten Boru Bağlantı Parçaları (Rakorlar, Dirsekler ve Manşonlar Gibi)
7308	Demir veya Çelikten İnşaat ve İnşaat Aksamı, İnşaatta Kullanılmak Üzere Hazırlanmış Demir veya Çelik
7309.00	Demir veya Çelikten Depo, Sarnıç, Küvler vb Kaplar (Hacmi > 300 Lt ve Mekanik veya Termik Tertibatı
7310	Demir veya Çelikten Depo, Sarnıç, Küvler vb Kaplar (Hacmi <= 300 Lt ve Mekanik veya Termik Tertibatı
7311.00	Demir veya Çelikten Sıkıştırılmış veya Sıvı Hale Getirilmiş Gazlar İçin Kaplar
7318	Demir veya çelikten vida, civata, somun, tirfon, çengelli vida, perçin çivi, pim, kama, rondela (yaylanmayı sağlayıcı rondelalar dahil) vb eşya
7326	Demir veya çelikten diğer eşya
Alüminyum	
7601	İşlenmemiş Alüminyum
7603	Alüminyum Tozları ve İnce Pulları
7604	Alüminyumdan Çubuklar ve Profiller
7605	Alüminyum Teller
7606	Alüminyum Saclar, Levhalar, Şeritler (Kalınlığı 0,2 mm. yi Geçenler)
7607	Alüminyumdan Yaprak ve Şeritler (Kalınlık <= 0, 2 mm)
7608	Alüminyumdan İnce ve Kalın Borular
7609.00.00	Alüminyum Boru Bağlantı Parçaları (Rakorlar, Dirsekler, Manşonlar vb.)
7610	Aluminyumdan inşaat (94.06'daki prefabrik yapılar hariç) , inşaat aksamı ve inşaat için aluminyum saclar, çubuklar,profiller, borular ve benzerleri
7611.00.00	Aluminyumdan depolar, sarnıçlar, küvler vb. kaplar (sıkıştırılmış/sıvı gaz için olmayan); hacmi > 300 Lt, mekanik/termik tertibatı bulunmayan
7612	Aluminyumdan depolar, fıçılar, variller, bidonlar vb. kaplar (sıkıştırılmış/sıvı gaz için olmayan); hacmi <= 300 Lt, mekanik/termik tertibatı olmayan
7613.00.00	Sıkıştırılmış veya sıvılaştırılmış gaz için aluminyumdan kaplar
7614	Aluminyumdan demetlenmiş teller, kablolar, örme halatlar ve benzerleri (elektrik için izole edilmemiş olanlar)
7616	Aluminyumdan diğer mamuller

SKDM Kapsamında Sadece Doğrudan Emisyonların Dikkate Alınacağı GTİP'lerin Listesi

Hidrojen	
2804.10.00	Hidrojen
Demir - Çelik	
72	Demir ve Çelik
	(Aşağıdaki GTİP'ler hariç)
	7202.2 - Ferro-silisyum
	7202.30.00 - Ferro-siliko-mangan
	7202.50.00 - Ferro - siliko - krom
	7202.70.00 - Ferro - molibden
	7202.80.00 - Ferro - tungsten ve ferro - siliko - tungsten
	7202.91.00 - Ferro - titanyum ve ferro - siliko - titanyum
	7202.92.00 - Ferro - vanadyum
	7202.93.00 - Ferro - niobyum
	7202.99 - Diğer ferro - alyajlar
	7202.99.10 - Ferro - fosfor
	7202.99.30 - Ferro - siliko - magnezyum
	7202.99.80 - Diğer ferro - alyajlar
	7204 - Dökme demirin, demirin veya çeliğin döküntü ve hurdaları veya bunların yeniden ergitilmesi ile elde edilen külçeler
7301	Demir veya Çelikten Palplanşlar; Demir veya Çelikten Kaynak Yapılmış Profiller
7302	Demir veya Çelikten Demiryolu ve Tramvay Hattı Malzemesi (Ray, Makas Dilleri, Makas Göbekleri, Gergi
7303.00	Dökme Demirden İnce ve Kalın Borular ve İçi Boş Profiller
7304	Demir (Dökme Demir Hariç) ve Çelikten İnce ve Kalın Borular ve İçi Boş Profiller (Dikişsiz)
7305	Demir veya Çelikten Diğer İnce ve Kalın Borular (Kaynaklı, Perçinli) (Kesitleri Daire Şeklinde)
7306	Demir veya Çelikten Diğer İnce ve Kalın Borular ve İçi Boş Profiller
7307	Demir veya Çelikten Boru Bağlantı Parçaları (Rakorlar, Dirsekler ve Manşonlar Gibi)
7308	Demir veya Çelikten İnşaat ve İnşaat Aksamı, İnşaatta Kullanılmak Üzere Hazırlanmış Demir veya Çelik
7309.00	Demir veya Çelikten Depo, Sarnıç, Küvler vb Kaplar (Hacmi > 300 Lt ve Mekanik veya Termik Tertibatı
7310	Demir veya Çelikten Depo, Sarnıç, Küvler vb Kaplar (Hacmi <= 300 Lt ve Mekanik veya Termik Tertibatı
7311.00	Demir veya Çelikten Sıkıştırılmış veya Sıvı Hale Getirilmiş Gazlar İçin Kaplar
7318	Demir veya çelikten vida, civata, somun, tirfon, çengelli vida, perçin çivi, pim, kama, rondela (yaylanmayı sağlayıcı rondelalar dahil) vb eşya
7326	Demir veya çelikten diğer eşya
Alüminyum	
7601	İşlenmemiş Alüminyum
7603	Alüminyum Tozları ve İnce Pulları
7604	Alüminyumdan Çubuklar ve Profiller
7605	Alüminyum Teller
7606	Alüminyum Saclar, Levhalar, Şeritler (Kalınlığı 0,2 mm. yi Geçenler)
7607	Alüminyumdan Yaprak ve Şeritler (Kalınlık <= 0, 2 mm)
7608	Alüminyumdan İnce ve Kalın Borular
7609.00.00	Alüminyum Boru Bağlantı Parçaları (Rakorlar, Dirsekler, Manşonlar vb.)
7610	Aluminyumdan inşaat (94.06'daki prefabrik yapılar hariç) , inşaat aksamı ve inşaat için aluminyum saclar, çubuklar,profiller, borular ve benzerleri
7611.00.00	Aluminyumdan depolar, sarnıçlar, küvler vb. kaplar (sıkıştırılmış/ sıvı gaz için olmayan); hacmi > 300 Lt, mekanik/termik tertibatı bulunmayan
7612	Aluminyumdan depolar, fıçılar, variller, bidonlar vb. kaplar (sıkıştırılmış/sıvı gaz için olmayan); hacmi <= 300 Lt, mekanik/termik tertibatı olmayan
7613.00.00	Sıkıştırılmış veya sıvılaştırılmış gaz için aluminyumdan kaplar
7614	Aluminyumdan demetlenmiş teller, kablolar, örme halatlar ve benzerleri (elektrik için izole edilmemiş olanlar)
7616	Aluminyumdan diğer mamuller

2023 Sektör Gelişmeleri



Gelişmeler

2023 yılı enerji sektörü açısından yoğun ve yeniliklerle dolu bir sene olmuştur. Yenilenebilir enerjinin payı giderek artarken Ulusal Enerji Planı'ndaki hedeflere ulaşabilmek için adımlar atılmaya başlanmıştır.

Enerji alanında birçok gelişmenin yaşandığı 2023 yılında Sakarya Gaz Sahası'nda keşfedilen doğal gaz, Karadeniz Gazı Devreye Alma Töreni ile karayla buluşmuştur.

Akkuyu NGS'ye nükleer yakıt gelmesiyle tesis ilk kez nükleer tesis statüsüne ulaşmıştır.

Türkiye'nin ilk bor karbür tesisi açılmıştır.

Türkiye'nin ilk elektrikli arabası TOGG teslimata başlamıştır.

Gabar'da günlük 100 bin varil üretim kapasitesine sahip petrol bulunmuş, Iğdır-Nahçıvan Doğal Gaz Boru Hattı'nın temeli atılmıştır.

Avrupa'nın en büyük güneş santrali Karapınar GES'in resmi açılışı yapılmıştır.

Türkiye'nin ilk deniz üstü RES için aday YEKA'ları belirlenmiştir.

Türkiye'de elektrikli otomobil sayısı 2023 yılında 51 binin üzerine çıkmıştır.

Aralık sonu itibarıyla şarj ağı işletmeci lisans sayısı 168'e yükselirken, Türkiye genelinde elektrikli araçlar için şarj soket sayısı 12 bini aşmıştır.

Elektrikli Araçlar

Son dönemde, elektrikli araçlara olan artan ilgi, Türkiye'yi elektrikli araçlar ve şarj altyapılarıyla ilgili mevzuatı hazırlamaya teşvik etmiştir.

Elektrikli araçlar ayrıca bir piyasa katılımcısı olarak tanımlandığı takdirde, şebekenin ihtiyacı olduğu zamanlar batarya görevi üstlenerek (V2G şeklinde) araç sahibine ek bir gelir de sağlayabilecek bir araçtır. Bu gibi özellikleriyle ulaştırma sektöründe elektrifikasyonun artması sistem verimliliğini ve esnekliğini artırırken, karbon salımı da azaltacak bir etki yaratacaktır.

Toplam elektrik talebini artırması beklenen elektrikli araçlar gibi teknolojilerin bir sonucu olarak dağıtım tarafı tüketicilerinin talep tarafı katılımı giderek artabilir.

Elektrikli araçlarda bulunan batarya kapasitesi sistemin elektrik ihtiyacı olduğunda sistemin dengelenmesi için çalışabileceğinden, frekans düzenlemesi için de oldukça değerli bir katkı sağlayabilecektir. Bu nedenle Time-of-Use (ToU) gibi yeni tarife uygulamalarının yaygınlaştırılması, artan elektrifikasyon ile sera gazı emisyonlarını azaltacak bir etki yaratabilir.

Dünyada olduğu gibi Türkiye'de de ulaşımda elektrikli araç kullanımının önümüzdeki dönemde artarak yaygınlaşması beklenmektedir. Ülkede elektrikli araç kullanımının yerli üretimle paralel bir şekilde gelişeceği öngörülmektedir.

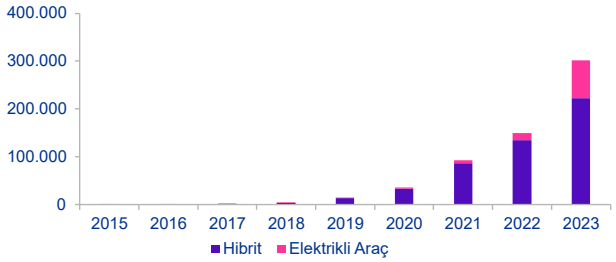
Otomotiv sektöründe küresel bir marka olarak, yerli, yeni nesil otomobil üretmek amacıyla 2018 yılında kurulan TOGG (Türkiye'nin Otomobili Girişim Grubu), doğuştan elektrikli bir marka olarak, yeni mobilite ekosistemi içerisinde tamamı elektrikli araçlar (EA), destekleyici teknolojiler ve iş modelleri geliştirmek üzere çalışmalarını sürdürmektedir. Ülkede elektrikli araçlarda kullanılacak batarya üretiminde de önemli girişimler bulunmaktadır.

Ülkede elektrikli araç kullanımının artırılabilmesi için önemli bir önkoşul şarj altyapısının geliştirilmesidir. Türkiye şarj istasyonları işletmeci lisans şartları, 2 Nisan 2022 tarihli Resmî Gazetede yayınlanarak "Şarj Hizmeti Yönetmeliği" olarak yürürlüğe girmiştir. Ülkemizin elektromobilite alanında en hızlı büyüyen sektörlerinden Şarj istasyonları, bu sayede kanuni bir altyapıya ve standartlara ulaşmıştır.

Türkiye'de EV satın alımlarına ilişkin olarak, Avrupa başta olmak üzere pek çok bölgede uygulanan teşvik mekanizmaları bulunmamaktadır. Halihazırda bir teşvik mekanizmasının kurulmamış olması ülkede elektrikli araç kullanımının gelişimi kısıtlayan önemli bir faktör olarak öne çıkmaktadır.

2022 yılında toplam elektrikli araç sayısı 2021 yılına göre %132 artmıştır. 2023 yılında ise elektrikli araç sayısında 2022 yılına göre %450 artış yaşanmıştır.

Araç Türüne Göre Satış Sayısı



Kaynak: Petrotürk, TÜİK

Sakarya Gaz Sahası

Sakarya Gaz Sahası'ndaki doğal gazı ulusal sisteme aktaracak ölçüm istasyonu ve boru hattının BOTAŞ ekipleri tarafından tamamlandığı 2023 yılında duyurulmuştur.

Batı Karadeniz Sakarya Gaz Sahası'nda keşfedilen milli doğal gazın BOTAŞ ulusal doğal gaz iletim şebekesine aktarılarak kullanıma sunulması için BOTAŞ tarafından yürütülen Projenin ilk aşaması Doğal Gaz Ölçüm İstasyonu ve Doğal Gaz Bağlantı Hattı (Faz-1) olmak üzere iki kısımda gerçekleştirilmiştir.

Batı Karadeniz Doğal Gaz Boru Hattı Faz-1, 2022 yılı sonu itibari ile test ve devreye alma işlemleri tamamlanmasının ardından geçici kabulü yapılmış olup boru hattına gaz alınmış ve BOTAŞ tarafından milli doğal gaz sevkiyatına hazır hale getirilmiştir.

Yerli gaz, denizin 170 kilometre açığından özel borularla Filyos Doğal Gaz İşleme Tesisi'ne geldikten sonra burada birtakım işlemlere tabi tutulmaktadır. Buradaki işlemler TPAO tarafından yürütülmektedir.

Ardından Karadeniz gazı ulusal sisteme bağlanmak için BOTAŞ'a iletilecek olup BOTAŞ'ta test edilecek gaz, sonrasında da evlere teslim edilmek üzere boru hattına iletilecektir.

Sahadan ilk etapta günlük 10 milyon m^3 gaz aktarımı yapılacak olsa da Filyos Doğal Gaz Ölçüm İstasyonu'nun günlük 50 milyon m^3 kapasiteli tasarlandığı belirtilen açıklamada, gazı ulusal sisteme aktaracak ölçüm istasyonu ve boru hattının BOTAŞ ekipleri tarafından tamamlandığı kaydedilmiştir.





Yusufeli Hidroelektrik Santrali

Türkiye'nin birinci, dünyanın beşinci en yüksek Barajı Yusufeli Hidroelektrik Santrali geçtiğimiz Kasım ayında elektrik üretmeye başlamıştır.

Yusufeli Barajı ve Hidroelektrik Santralı (HES), Tarım ve Orman Bakanlığına bağlı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından Doğu Karadeniz Bölgesi'nde Artvin'in 70 kilometre güneybatısında, Türkiye'nin en hızlı akan ırmağı Çoruh Nehri üzerinde inşa edilmiştir.

Her biri 186 megavatlık 3 üniteden oluşan Yusufeli Barajı ve HES, toplamda 558 megavat kurulu gücüyle yılda 1 milyar 888 milyon kilovatsaat enerji üretecektir.

Toplam 558 MW mekanik, 540 MW elektrik kurulu gücüne sahip olan ve Kasım ayında devreye giren Yusufeli HES'in yıllık 1.827 GWh üretim yapması planlanmaktadır.

Barajın, üreteceği enerji ile Türkiye ekonomisine yıllık 6 milyar lira katma değer sağlaması öngörülmektedir.

Rezervuarında 2 milyar 130 milyon m^3 su depolama hacmine sahip Yusufeli Barajı, Çoruh Nehri üzerinde kurulu Muratlı, Borçka, Deriner ve Artvin barajlarına hem su kaynağı olacak hem de nehrin getireceği rüsubatı önemli ölçüde tutarak taşkın riskini azaltacaktır.

Kaynak: BOTAŞ, AA, TRT Haber, En Son Haber

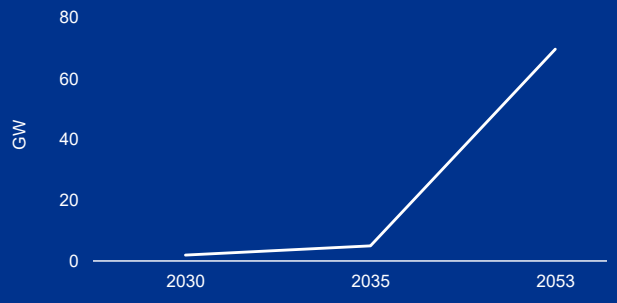
HY South Marmara

Ocak 2023'de yayımlanan Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası'nda iki temel hedef vardır:

Yeşil hidrojen üretim maliyetini 2035 yılında 2,4 ABD doları/kgH ve 2 2053'e kadar 1,2 ABD doları/kgH altına düşürmek.

Elektrolizör kurulu güç kapasitesinin 2030 yılında 2 GW, 2035 yılında 5 GW ve 2053 yılında 70 GW'a ulaşmasını sağlamak.

H_2 Kurulu Gücü



Proje, Türkiye'nin ilk Yeşil hidrojen Vadisi olarak öne çıkmaktadır ve koordinatörlüğünü Güney Marmara Kalkınma Ajansı'nın yaptığı 16 üyeli bir konsorsiyum tarafından hazırlanmıştır. Toplam bütçesi 36 Milyon Avro olan proje ile Türkiye Çerçeve Programları tarihinde bir ilk gerçekleşmiş ve tek seferde 7.455.625 Avro tutarındaki en yüksek AB hibesi Türkiye'ye kazandırılmıştır. 5 yıl sürmesi planlanan proje kapsamında, Balıkesir'de Enerjisa Üretim'in sahasında üretilecek minimum 500 ton yeşil hidrojenin, Linde Gaz tarafından taşınarak hidrojen Peroksit, Kale Seramik, Şişecam ve Eti Maden'in tesislerinde kullanılması hedeflenmektedir.



Kaynak: BOTAŞ, AA, TRT Haber, En Son Haber

Halka Arz

Yenilenebilir enerji şirketlerinin halka arza ilgisi giderek artmaktadır.

2023 yılında borsada yaşanan halka arz rekorunda yenilenebilir enerji şirketlerinin halka arzı büyük bir rol oynamıştır. 2023'te en büyük ikinci ve üçüncü halka arz, 3 milyar 461 milyar TL ile Enerya Enerji ve 3 milyar 335 TL ile Akfen Yenilenebilir Enerji'ye aittir.

2022 ve 2023 yılları arasında Borsa İstanbul'da halka arz eden enerji şirketleri aşağıdaki tabloda verilmiştir.



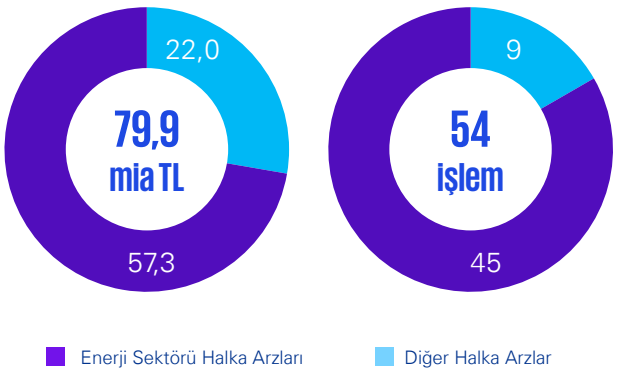
Şirket	Tarih	Halka Arz Sonrası Açıklık Oranı (%)	Halka Arz Fiyatı (TL)	Halka Arz Büyüklüğü
hun enerji	Şubat 2022	22,4	1,8	236,6 Milyon TL
Smart Güneş Teknolojileri	Mart 2022	24,9	14,0	534,7 Milyon TL
CONSUS	Nisan 2022	30,0	4,5	519,8 Milyon TL
ALFA Solar Enerji	Kasım 2022	20,0	58,5	538,2 Milyon TL
Ahlatcı doğalgaz	Aralık 2022	25,3	66,0	3,48 Milyar TL
ASTOR	Ocak 2023	21,0	12,5	2,63 Milyar TL
akfen Yenilenebilir Enerji	Mart 2023	33,5	9,8	3,33 Milyar TL
europower enerji	Nisan 2023	27,2	40,6	2,43 Milyar TL
CW Enerji	Nisan 2023	108,6	14,0	3,26 Milyar TL
İZDEMİR ENERJİ Elektrik Üretim A.Ş.	Ağustos 2023	27,2	4,5	2,62 Milyar TL
TATLIPINAR Enerji Üretim A.Ş.	Ağustos 2023	25,0	22,5	1.58 Milyar TL
Enerya	Ağustos 2023	26,9	88,7	3,46 Milyar TL
EKOS electric	Kasım 2023	21,4	12,7	766,2 Milyon TL
ÇATALAĞZI Termik Santrali	Kasım - Aralık 2023	20,0	57,1	1,88 Milyar TL

Kaynak: KPMG, Foreks, Midas, Halka Açık Kaynaklar, Şirket İnternet Siteleri

Türkiye Halka Arz Piyasası ve Enerji Sektörünün Payı

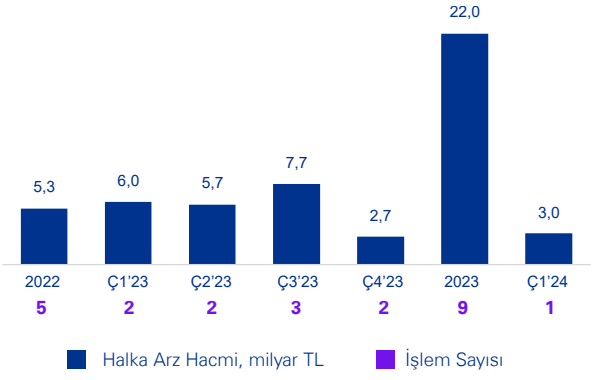
Türkiye'de 2023 yılında toplamda 54 şirketin halka arz işlemi gerçekleşmiştir. 79,3 milyar TL'lik halka arz hacmi ile yılı tamamlayan piyasa içerisinde; 22 milyar TL'lik hacim ve tamamlanan 9 işlem sayısı ile birlikte enerji sektörü, arz sayısı ve halka arz hacmi bakımından tüketim ve perakende sektörünün ardından ikinci sırada yer almıştır[1].

2024 yılında ise ilk çeyrekte toplam 9 halka arz gerçekleşmiş olup ikisi enerji sektöründe yer almaktadır.



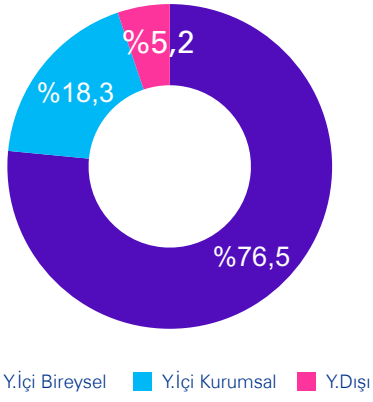
Türkiye Enerji Sektörü Halka Arz Hacmi ve İşlem Sayıları

Enerji firmaları tarafından gerçekleştirilen toplam halka arz hacmi, 2022 yılında 5 firma ile 5,3 milyar TL seviyesinde iken 2023 yılında 9 enerji firması halka arz olmuş ve bu firmaların toplam arz büyüklüğü de 22 milyar TL'ye ulaşmıştır. 2024 yılının ilk çeyreğinde ise bir enerji şirketi toplamda **3,0 milyar TL**'lik hacme ulaşan halka arz işlemi gerçekleştirmiştir. Hem firma sayısı hem de arzların büyüklüğü açısından değerlendirildiğinde enerji sektöründe halka arzlara ilginin arttığı net olarak görülebilmektedir.



Türkiye Enerji Sektörü Halka Arz Yatırımcı Dağılımı

2023 yılında enerji sektöründe gerçekleşen halka arzlarda, talebi karşılanan başvuru sayısı toplamı[2], yurt dışı ve kurumsal yatırımcılar da dahil olmak üzere 19,4 milyona ulaşmıştır. Arz başına ulaşılan ortalama yatırımcı sayısı ise 2,16 milyondur. Bu yatırımcıların %76,5'inin yerli bireysel yatırımcılar olduğu kaydedilmiştir.





[1]Tüketim & perakende sektörünü (23,7 milyar TL hacim / 15 işlem), enerji (22,0 milyar TL hacim / 9 işlem), gayrimenkul yatırım ortaklıkları (16,0 milyar TL hacim / 9 işlem), sanayi (7,0 milyar TL / 9 işlem), teknoloji (4,2 milyar TL hacim / 4 işlem), finansal hizmetler (3,2 milyar TL hacim / 4 işlem) ve diğer sektör halka arzları (2,4 milyar TL / 3 işlem) takip etmiştir.
[2]Talebi karşılanan başvuru sayısı, birden fazla halka arzda talebi karşılanan yatırımcıları karşılanan talepleri sayısı doğrultusunda içermektedir.

Kaynak: KPMG, Foreks, Midas, Halka Açık Kaynaklar, Şirket İnternet Siteleri

2023 İtibarıyla Türkiye Enerji Sektörü Halka Arzları

		Borsada İşlem Görme Tarihi	Halka Arz Büyüklüğü mia TL	Halka Arz Fiyatı TL	Halka Açılma Oranı	Halka Açılan Nominal Pay mio TL	BIST Elektrik
1	Astor Enerji A.Ş.	01/2023	2,6	12,50	%21,0	210,0	
2	Akfen Yenilenebilir Enerji A.Ş.	03/2023	3,3	9,80	%33,5	340,4	
3	Europower Enerji San. Tic. A.Ş.	04/2023	2,4	40,60	%27,3	60,0	
4	CW Enerji Mühendislik Tic. ve San. A.Ş.	04/2023	3,3	108,60	%24,2	30,0	
5	İzdemir Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	08/2023	2,6	19,00	%24,0	138,1	
6	Tatlıpınar Enerji Üretim A.Ş.	08/2023	1,6	22,50	%25,0	70,2	
7	Enerya Enerji A.Ş.	08/2023	3,5	88,76	%26,9	39,0	
8	Ekos Teknoloji ve Elektrik A.Ş.	11/2023	0,8	12,77	%21,4	60,0	
9	Çates Elektrik Üretim A.Ş.	12/2023	1,9	57,15	%20,0	33,1	
10	Mogan Enerji Yatırım Holding A.Ş.	03/2024	3,0	11,33	%10,8	262,6	
11	Ic Enterra Yeni. Enerji A.Ş.	04/2024	md	md	md	md	md

2023 yılında gerçekleşen enerji firmalarının halka arzlarının toplam 22,0 milyar TL'lik hacmi ve sağlanan finansman kapsamında en büyük halka arz işlemi, 3,5 milyar TL'lik hacim ile BIST Elektrik Endeksi'nde1 de işlem gören Enerya Enerji'ye aittir. Hacim bakımından Enerya Enerji'nin ardından gelen Akfen Yenilenebilir Enerji ve CW Enerji ile birlikte ise, bu üç büyük enerji firması arzı, 2023 yılı toplam enerji firmaları halka arz hacminin -%44'ünü oluşturmaktadır.

Türkiye'de 2024 yılında hisseleri borsada işlem görmeye başlayan 9 şirketin 2'si enerji sektöründe yer almaktadır. Yılın halka arz olan ilk enerji firması Mogan Enerji'nin yurt içi bireysel yatırımcılara tahsis edilen paylar için talep toplamı, ayrılan payların 1,47 katı olarak gerçekleşirken, firmanın halka arz büyüklüğü -3 milyar TL seviyesine ulaşmıştır.

[1]BIST Elektrik Endeksi (XELKT), Borsa İstanbul'da listelenen seçili 31 elektrik şirketinin performansını gösteren bir endekstir.

Kaynak: KPMG, Foreks, Midas, Halka Açık Kaynaklar, Şirket İnternet Siteleri



Türkiye 2023 Enerji Sektörü Halka Arzları Fon Kullanım Alanları

	Tesis ve Ürün Yatırımları	Satın Alma ve Birleşme Aktiviteleri	Yenilenebilir Enerji Yatırımları	Elektrik Araç Şarj İstasyonu Yatırımları	Ar-Ge Yatırımları	İşletme Sermayesinin Güçlendirilmesi	Borç Servisi
Astor Enerji A.Ş.	%40-45	-	%10-15	%5-10	-	%20-25	%20-25
Akfen Yenilenebilir Enerji A.Ş.1	md	md	md	md	md	md	md
Europower Enerji San. Tic. A.Ş.	%25-60	-	%5-25	-	%5-25	%20-40	%10-20
CW Enerji Müh. Tic. ve San. A.Ş.	%11-15	-	%21-25	-	%13-15	%43-45	%5-7
İzdemir Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	-	-	%75-80	-	-	%20-25	-
Tatlıpınar Enerji Üretim A.Ş.	-	-	%65-75	-	-	%1-5	%30-35
Enerya Enerji A.Ş.	%5-10	%75-85	-	-	-	%10-15	-
Ekos Teknoloji ve Elektrik A.Ş.	%5-10	-	%30-40	%4-6	%15-25	%25-30	-
Çates Elektrik Üretim A.Ş.2	md	md	md	md	md	md	md

2023 yılında halka arzı gerçekleşen 9 enerji şirketi tarafından bu yolla elde edilen sermayenin, ağırlıklı olarak işletme sermayesinin güçlendirilmesine ve yenilenebilir enerji yatırımlarına yönlendirileceği taahhüt edilmiştir. Bunların yanında mevcut borç servisinin itfa edilmesi ve tesis & ürün yatırımları da halka arzlardan gelecek sermayenin önemli kullanım alanları arasındadır.

BIST Elektrik ve BIST 100 Endeksleri



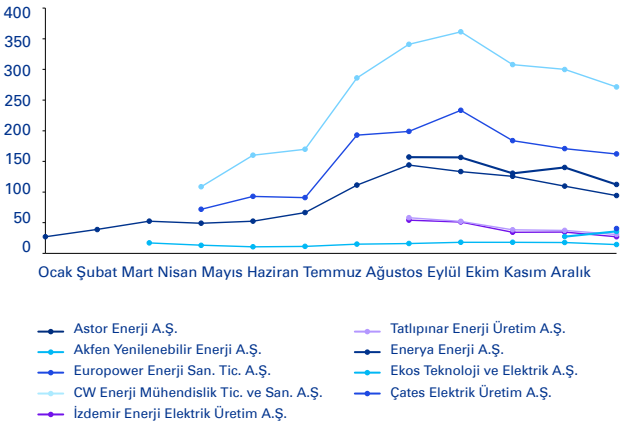


Ocak ayı başında 427 seviyeleri ile başlayan BIST Elektrik Endeksi, BIST 100 Endeksi'ndeki trende paralel olarak nisan ayından itibaren artış eğilimi göstererek Eylül sonunda 643 seviyesine erişmiştir. 2023 yılına genel olarak bakıldığında[3], BIST Elektrik Endeksi yaklaşık %6, BIST 100 Endeksi ise yaklaşık %40 seviyelerinde büyüme göstermiştir.

[1]Akfen Yenilenebilir Enerji'nin halka arzı ortakların pay satışından gerçekleşmiştir. Bu satıştan kaynaklı olarak şirket herhangi bir gelir elde etmeyeceğini belirtmiştir;
[2]Çates Elektrik, halka arzdan gelirin kullanım alanlarını mali borçların azaltılması ve şirketin mevcut operasyonlarının finansmanı kategorileri altında herhangi bir oran vermeden belirtmiştir.
[3]6.01.2023 ile 29.12.2023 arası dönem dikkate alınmıştır.

Kaynak: KPMG, Foreks, Midas, Halka Açık Kaynaklar, Şirket İnternet Siteleri

Türkiye Enerji Sektörü Halka Arzlarında Hisse Performansları



2023 yılının sonunda Türkiye'de halka arzı gerçekleşen 9 enerji firmasının hisse fiyatları, zaman etkisinden arındırılmamış[1] ancak halka arz büyüklüğüne göre ağırlıklandırılmış[2] olarak değerlendirildiğinde, ortalama %156'lık bir büyüme kaydetmiştir. Aynı dönemde[3], Borsa İstanbul Endeksi'nde görülen %39,8'lik büyümeye de, enerji sektöründeki halka arzların katkısı oldukça belirgindir ve piyasa performansı üzerinde önemli bir etki yaratmıştır.

Ç1'24 İtibarıyla Borsa İstanbul'da İşlem Gören Şirket Detayları

657 Borsa İstanbul'da işlem gören şirket sayısı

31 Borsa İstanbul'da işlem gören elektrik, gaz, su ve buhar kategorisindeki şirket sayısı[4]

7 Ana Pazar'da işlem gören şirket sayıs

24 Yıldız Pazar'da işlem gören şirket sayısı

Yakın Zamanda Enerji Sektöründe Gerçekleşmesi Beklenen Halka Arzlar

Yakın Zamanda Enerji Sektöründe Gerçekleşmesi Beklenen Halka Arzlar
Arf Bio Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş.
Birleşim Yeşil Enerji A.Ş.
Enda Enerji Holding A.Ş.
Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş.
Limak Enerji A.Ş.
Yeşil Global Enerji A.Ş.
Zorlu Yenilenebilir Enerji A.Ş.

Türkiye'nin; Ulusal Enerji Planı (2022), 12.Kalkınma Planı (2023) ve 2024 Yılı Eylem Planı (2024) vizyonuyla örtüşen şekilde artması beklenen yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek elektrik arzını sağlamak amacıyla, enerji sektörünün büyümesi ve bu sektördeki halka arzların devam etmesi beklenmektedir.

[1]İlgili şirketlerin halka arz tarihlerinden yıl sonuna kadar olan geçen süreler, hisse performansı hesaplamalarında dikkate alınmamıştır.
Hisse performansı sadece ilgili hisselerin halka arz fiyatlarıyla 29.12.2023 tarihindeki fiyatları arasındaki artış/azalışı yansıtmaktadır;
[2]İlgili hisselerin fiyat performansları, şirketlerin halka arz büyüklüklerine göre ağırlıklandırılmıştır;
[3]6.01.2023 ile 29.12.2023 arası dönem dikkate alınmıştır.
[4]KAP'ta verilen BIST şirketleri sektörleri baz alınmıştır. Astor Enerji, Europower Enerji ve Ekos Elektrik KAP'ta belirtilen sektörlere göre imalat kategorisi altına girmektedir.

Kaynak: KPMG, Foreks, Midas, Halka Açık Kaynaklar, Şirket İnternet Siteleri

Tüketicinin Nabzı - Artan Enerji Tasarrufu Eğilimi

Avrupa'da tüketiciler enerji tasarrufuna öncelik vererek uzun vadeli enerji tasarrufu önlemleri ile gittikçe daha fazla ilgilenmektedirler. Eylül 2023'de Birleşik Krallık'ta yapılan anketin sonuçları da bunu destekler niteliktedir.

Bir bakışta:

%72	%42	%56	%25
Geçmiş yıllara oranla evde aktif şekilde enerjiden tasarruf etmeye çalıştığını öne sürüyor	Fatura ödeyenlerin içinde geçen yaz beklediğinden daha yüksek enerji maliyetlerine katlandığını düşünenlerinin oranı	Fatura ödeyenlerin enerji gibi vazgeçilmez harcamalarındaki artıştan dolayı diğer vazgeçilmez olmayan harcamalarını azaltanlarının oranı	Yaz boyunca enerji maliyetlerini idare edebilmek için diğer harcamalarından kıstı.

Enerji bu zamanlarda işletmeleri nasıl destekleyebilir?

Bu zorlu ortamda enerji işletmeleri müşterileri desteklerken "ışıkları açık tutarak" faturaları nasıl azaltabilir:

Enerji etkinlik ve tasarruf konusunda eğitim	Müşteri merkezli olmak	İşinizi dijitale aktarmak	Güçlü değerler ve enerji dönüşüm taahhütleri ortaya koymak
En başarılı enerji tedarikçileri müşterilerinin parasının değerini en iyi şekilde almasına yardım etmeye ve ihtiyaç halinde yardım sunmaya odaklanmaktadır.	Bu belirsiz zamanlarda müşteri trendlerini ve duygularını anlamak başarılı bir müşteri deneyimi sunmak ve tatmini artırmakta kritik önem taşımaktadır.	Müşteriler sorunsuz bir dijital deneyim ve her işlemde ek değer aramaktadır. Bu da değişimi yüksek hızlara çıkarıyor ve bu yüzden dijital çağa uygun sorunsuz bir deneyim sağlamak için teknolojiyi kullanmak çok önemlidir.	Yenilenebilir ve diğer yeşil enerji çözümlerine yatırım yapmak sadece doğru olmakla kalmamaktadır. İnsanlar "iyi" şirketlerde çalışmak, bunlardan satın almak ve bunlara yatırım yapmak istemektedir. Sosyal etkinin en çok ihtiyaç duyanlar için bir fark yarattığından emin olmak için bunların ölçümüne odaklanılmalıdır.

Müşteriler evlerinde enerji verimliliğini artırmaya odaklanıyor.

Katılımcıların %41'i geçmiş yıllara kıyasla aktif enerji tasarrufu planlamaktadır.

Katılımcıların %85'i enerji tasarrufunun ana nedeninin mali olduğunu söylerken %12'si çevre amaçlı olduğunu belirtmektedir.

İnsanların evlerinde enerji tasarrufu için en çok yaptığı 3 değişiklik:

- **%59** Işıkları değiştirmek
- **%46** Kullanılmayan cihazları kapatmak ya da fişten çekmek
- **%44** Sadece sınırlı süreler için evi ısıtmak

Müşterilerin evlerinde enerji verimliliğini artırmak için planladığı önlemler nelerdir?

- **%41** Led ışıklara geçilmesi
- **%37** Çatı yalıtımı
- **%34** Çift cama geçilmesi
- **%28** Ev yalıtımını için taslak hazırlanması

Halka Açık Yurt İçi Dağıtım Şirketleri Bilgileri

Elektrik Dağıtım Şirketleri

Doğu Aras Enerji Yatırımları A.Ş.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi	Abone Sayısı
Doğu Aras Enerji Yatırımları A.Ş., bağlı ortaklıkları aracılığıyla Türkiye'de perakende elektrik satışı ve dağıtımı yapmaktadır. Şirket 2013 yılında kurulmuştur ve merkezi Erzurum, Türkiye'dedir.	Türkiye: Erzurum, Ağrı, Ardahan, Bayburt, Erzincan, Kars	1.172.370

DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (milyar m^3/yıl)	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
mevcut değil	mevcut değil		15.313	4.359	3,51x	3.391

Enerjisa Enerji A.Ş.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi	Abone Sayısı
Enerjisa Enerji A.Ş., bağlı ortaklıkları ile birlikte Türkiye'de elektrik dağıtımı, perakende satış ve müşteri çözümleri alanlarında faaliyet göstermektedir; elektrik dağıtım segmenti, elektriğin hatlar üzerinden dağıtım şebekeleri aracılığıyla son kullanıcılara iletilmesi faaliyetlerini yürütürken, perakende segmenti elektrik satışı yapmakta, müşteri çözümleri segmenti ise enerji verimliliği ve üretim çözümleri sunmaktadır. Ayrıca elektrikli araçlar ve şarj istasyonları ekipman hizmetleri de sunan Enerjisa Enerji A.Ş., 1996 yılında kurulmuştur ve merkezi İstanbul, Türkiye'dedir.	Türkiye: Ankara, Bartın, Çankırı, Karabük, Kastamonu, Kırıkkale, Zonguldak, Adana, Osmaniye, Gaziantep, Mersin, Kilis, Hatay ve İstanbul Anadolu Yakası	10.600.000

DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (milyar m^3/yıl)	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
19,9	39,2		105.240	21.390	4,92x	36.554

Kaynak: Fitch Ratings, S&P Capital IQ, Şirket Raporları

Halka Açık Yurt İçi Dağıtım Şirketleri Bilgileri

Doğal gaz Dağıtım Şirketleri

Enerya Enerji A.Ş.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi	Abone Sayısı
Enerya Enerji A.Ş., bağlı ortaklıkları ile birlikte Türkiye'de doğal gaz dağıtımı alanında faaliyet göstermektedir. Operasyonel ve danışmanlık hizmetleri sağlayıp, konut ve endüstriyel müşterilere hizmet veren şirket, 2006 yılında kurulmuştur ve merkezi İstanbul, Türkiye'dedir. Enerya Enerji Anonim Şirketi, Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.'nin %72,86 oranında bağlı ortaklığıdır.	Türkiye: Konya, Aksaray, Nevşehir, Niğde, Denizli, Erzincan, Karaman, Antalya, Aydın	2.000.000

DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (milyar m³/yıl)	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
		4,7	30.213	1.721	17,56x	1.284

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi	Abone Sayısı
Şirket, Türkiye'de doğal gazın perakende dağıtımı ve toptan satışı ile ilgilenmekte, operasyonel ve danışmanlık hizmetleri vermektedir. Şirket 2004 yılında kurulmuştur ve merkezi İstanbul, Türkiye'dedir.	Türkiye: Konya, Aksaray, Nevşehir, Niğde, Denizli, Erzincan, Karaman, Antalya, Aydın	2.000.000

DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (milyar m³/yıl)	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
		4,7	36.673	1.477	24,83x	1.496

Başkent Doğal gaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım Ortaklığı A.Ş.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi	Abone Sayısı
Şirket, Ankara'da Doğal gaz dağıtım hizmeti vermektedir. 2007 yılında kurulan ve merkezi Ankara, Türkiye'de olan şirket, Torunlar Enerji Sanayi ve Tic.A.Ş.'nin bir iştirakidir.	Türkiye: Ankara	2.000.000

DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (milyar m³/yıl)	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
		1,7 (2024 ilk çeyrek verisidir)	16.006	3.591	4,46x	1.682

Kaynak: Fitch Ratings, S&P Capital IQ, Şirket Raporları

Halka Açık Yurt Dışı Dağıtım Şirketleri Bilgileri

Elektrik Dağıtım Şirketleri

Eversource Energy

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Bir kamu hizmeti holding şirketi olan Eversource Energy, enerji dağıtım işiyle uğraşmakta ve elektrik dağıtımı, elektrik iletimi, doğal gaz dağıtımı ve su dağıtımı segmentleri aracılığıyla faaliyet göstermektedir. Şirket 1927 yılında kurulmuştur ve merkezi Springfield, Massachusetts'tedir.	ABD: Connecticut, Massachusetts, ve New Hampshire

Abone Sayısı	**DVT (milyar TL)** *31.03.2024 itibarıyla*	**Dağıtım (TWh)** *31.03.2024 itibarıyla*	**Şirket Değeri (milyon TL)** *31.03.2024 itibarıyla*	**FAVÖK (milyon TL)** *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	**Şirket Değeri / FAVÖK**	**Net Borç (milyon TL)** *31.03.2024 itibarıyla*
4.400.000	8,4	31	1.656.040	132.774	12,47x	949.763

Light S.A.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Light S.A., bağlı ortaklıklarıyla birlikte Brezilya'da elektrik enerjisi üretimi, iletimi, dağıtımı ve satışı faaliyetlerinde bulunmaktadır. Şirket ayrıca; üretim ve iletim sistemlerinin araştırılması, planlanması, inşası, işletilmesi ve keşfi; elektrik ve termal enerji ile gaz ve endüstriyel hizmetlerin alımı, satımı, ithalatı ve ihracatı, enerji sektöründe danışmanlık hizmetlerinin sağlanması, gayrimenkul ve kişisel mülklerin kiralanması; etüt ve projelerle ilgili malların alımı ve satımı, inşaat işleri ve tesislerinin uygulanması, işletilmesi ve bakımı, ve hidroelektrik üretim faaliyetlerinde bulunmaktadır. Light S.A. öncelikle konut, ticari ve endüstriyel müşterilere hizmet vermektedir. Şirket 1899 yılında kurulmuştur ve merkezi Brezilya'nın Rio De Janeiro kentindedir ve Mayıs 2023'de konkordato sürecine girmiştir.	Brezilya: Rio de Janeiro

Abone Sayısı	**DVT (milyar TL)** *31.03.2024 itibarıyla*	**Dağıtım (TWh)** *31.03.2024 itibarıyla*	**Şirket Değeri (milyon TL)** *31.03.2024 itibarıyla*	**FAVÖK (milyon TL)** *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	**Şirket Değeri / FAVÖK**	**Net Borç (milyon TL)** *31.03.2024 itibarıyla*
12.000.000	61,2	22	70.696	14.132	5,00x	73.818

Kaynak: Fitch Ratings, S&P Capital IQ, Şirket Raporları

Halka Açık Yurt Dışı Dağıtım Şirketleri Bilgileri

Doğal gaz Dağıtım Şirketleri

Vivant Corporation

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Vivant Corporation, bağlı ortaklıkları aracılığıyla Filipinler'de elektrik enerjisi üretmekte, dağıtmakta ve perakende satışını yapmaktadır. Şirket, özel dağıtım şirketleri, elektrik kooperatifleri, Filipinler Ulusal Şebeke Şirketi, perakende elektrik tedarikçileri ve endüstriyel kullanıcılarla ikili güç tedarik anlaşmaları yoluyla hizmet sunmakta, konut, ticari ve diğer müşterilere hizmet vermekte, gayrimenkul faaliyetlerinde bulunmakta ve su ve atık su mühendisliği konularında teknolojik çözümler sunmaktadır. Vivant Corporation 1879 yılında kurulmuştur ve merkezi Mandaue City, Filipinler'dedir.	Filipinler

Abone Sayısı	DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
mevcut değil	mevcut değil	mevcut değil	15.884	1.683	9,44x	4.041

Companhia Energética do Ceará - Coelce

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Companhia Energética do Ceará - COELCE elektrik dağıtım hizmetleri alanında faaliyetlerini sürdürmektedir. Brezilya'nın Ceará eyaletinde 184 belediyede faaliyet göstermekteren şirketin merkezi Fortaleza, Brezilya'da bulunmaktadır. Companhia Energética do Ceará - COELCE, Enel Brazil S.A.'nın bir iştirakidir.	Brezilya: Ceará

Abone Sayısı	DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
4.700.000	95,1	14,6	57.765	11.499	5,02x	37.136

CESC Limited

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Entegre bir elektrik şirketi olan CESC Limited, Hindistan'da elektrik üretimi ve dağıtımı yapmakta ve evsel, endüstriyel, ticari ve diğer kullanıcılara hizmet vermektedir. CESC Limited 1899 yılında kurulmuştur ve merkezi Kolkata, Hindistan'dadır.	Hindistan: Bengal

Abone Sayısı	DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
4.000.000	27,4	15,4	138.053	8.842	15,61x	58.176

Kaynak: Fitch Ratings, S&P Capital IQ, Şirket Raporları

Halka Açık Yurt Dışı Dağıtım Şirketleri Bilgileri

Doğal gaz Dağıtım Şirketleri

Companhia Paranaense de Energia - Copel

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Companhia Paranaense de Energia - COPEL, Brezilya'da endüstriyel, konut, ticari, kırsal ve diğer müşterilere elektrik üretimi, dönüşümü, dağıtımı ve satışı yapmakta ve borulu doğal gaz dağıtımında da yer almaktadır. Bunlara ilave olarak hidroelektrik, rüzgar ve termoelektrik santralleri işleten şirket, Paraná Eyaleti'ndeki belediyelerde ve Santa Catarina Eyaleti'ndeki Porto União belediyesinde elektrik dağıtımı için imtiyazlara sahiptir. Companhia Paranaense de Energia - COPEL 1954 yılında kurulmuştur ve merkezi Curitiba, Brezilya'dadır.	Brezilya: Parana

Abone Sayısı	DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
5.400.000	146,7	22,4	228.675	28.107	8,14x	104.502

Equatorial Energia S.A.

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Equatorial Energia S.A., bağlı ortaklıkları aracılığıyla Brezilya'da elektrik üretimi, dağıtımı ve iletimi faaliyetlerinde bulunmakta, rüzgar ve biyokütleden enerji üretmekte ve telekom alanında iş yapmaktadır. Equatorial Energia S.A. 1958 yılında kurulmuştur ve merkezi Brezilya'nın Brasília kentindedir.	Brezilya: Maranhão, Pará, Piauí, Goiás, Distrito Federal

Abone Sayısı	DVT (milyar TL) *31.03.2024 itibarıyla*	Dağıtım (TWh) *31.03.2024 itibarıyla*	Şirket Değeri (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*	FAVÖK (milyon TL) *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	Şirket Değeri / FAVÖK	Net Borç (milyon TL) *31.03.2024 itibarıyla*
10.500.000	186,6	19,8	471.078	62.103	7,59x	275.577

Kaynak: Fitch Ratings, S&P Capital IQ, Şirket Raporları

Halka Açık Yurt Dışı Dağıtım Şirketleri Bilgileri

Doğal gaz Dağıtım Şirketleri

Tata Power Company Limited

Şirket Tanımı	Dağıtım Bölgesi
Tata Power Company Limited, Hindistan'da ve uluslararası alanda elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti yapmakta, kömür, gaz ve petrol gibi hidroelektrik ve termal kaynaklardan elektrik üretip ilgili yan hizmetleri sağlamakta, proje yönetimi sözleşmeleri/altyapı yönetimi ve mülk geliştirme hizmetleri sunmakta, petrol tankları kiralamakta, güneş pilleri, modülleri ve pompaları üretip satmakta; elektrikli araç şarj istasyonları işletmekte ve mühendislik, inşaat ile lojistik hizmetleri sunmaktadır. 31 Mart 2024 itibarıyla 14.707 megavat kurulu güce sahip olan şirket, 1915 yılında kurulmuştur ve merkezi Hindistan'ın Mumbai kentindedir.	Hindistan: Mumbai, Delhi, Gujarat, Odisha, Jharkland

Abone Sayısı	**DVT (milyar TL)** *31.03.2024 itibarıyla*	**Dağıtım (TWh)** *31.03.2024 itibarıyla*	**Şirket Değeri (milyon TL)** *31.03.2024 itibarıyla*	**FAVÖK (milyon TL)** *31.03.2024 bitişli son 12 ay*	**Şirket Değeri / FAVÖK**	**Net Borç (milyon TL)** *31.03.2024 itibarıyla*
9.000.000	64,8	13,2	760.693	42.406	17,94x	218.495

Kaynak: Fitch Ratings, S&P Capital IQ, Şirket Raporları

2024 İlk Yarı İnceleme



Türkiye'nin Makroekonomik Görünümü

GSYİH Büyümesi

GSYH, 2024 yılının 1. çeyreğinde %5,7 oranında büyüme kaydetmiştir.1. Çeyrekte hizmetler sektörü (inşaat dâhil) %5,3 oranında, sanayi sektörü %4,9 oranında ve tarım sektörü %4,6 oranında büyüme kaydetmiştir.

2024 yılının 1.çeyreği GSYH büyüme oranı bir önceki yılın aynı çeyreğine göre %5,7 artış göstermiştir.

Mevsim ve takvim etkilerinden arındırılmış GSYH zincirlenmiş hacim endeksi, bir önceki çeyreğe göre %2,4 artmıştır. Takvim etkisinden arındırılmış GSYH zincirlenmiş hacim endeksi, 2024 yılının birinci çeyreğinde bir önceki yılın aynı çeyreğine göre %5,8 artmıştır.

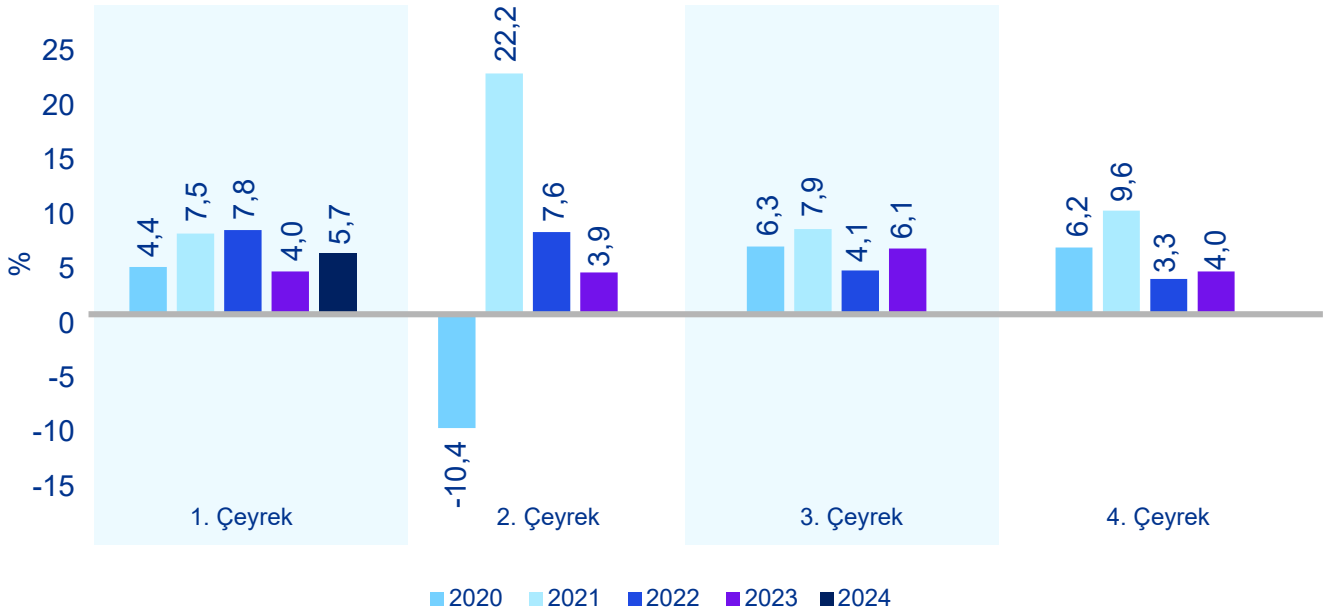
GSYH'nin 1. çeyrek değeri cari fiyatlarla ABD doları bazında 285 milyar 572 milyon olarak gerçekleşmiştir.

Temmuz ayına ilişkin TCMB Beklenti Anketi'nde, katılımcıların cari yıl sonu tüketici enflasyonu (TÜFE) beklentisi bir önceki anket döneminde %43,52 iken, bu anket döneminde %42,95 olmuştur.

Katılımcıların GSYH 2024 yılı büyüme beklentisi bir önceki anket döneminde %3,3 iken, bu anket döneminde %3,4 olarak gerçekleşmiştir.

GSYH 2025 yılı büyüme beklentisi ise bir önceki anket döneminde %3,7 iken, bu anket döneminde %3,6 olarak gerçekleşmiştir

Türkiye GSYİH Büyümesi

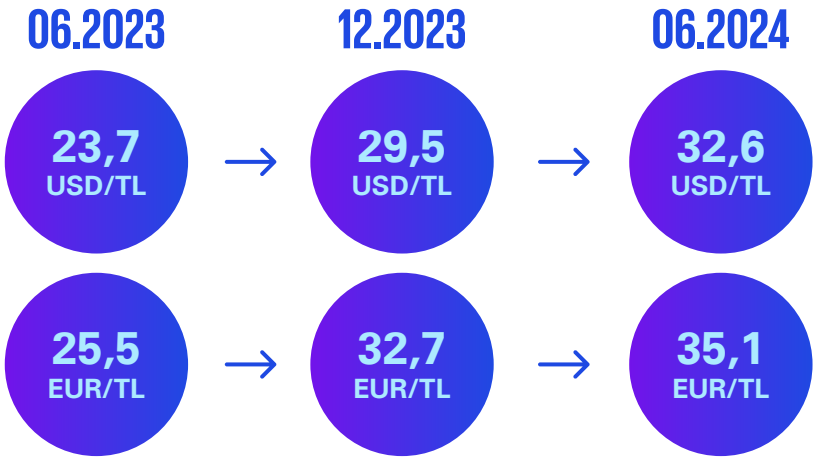


Kaynak: TÜİK, Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası

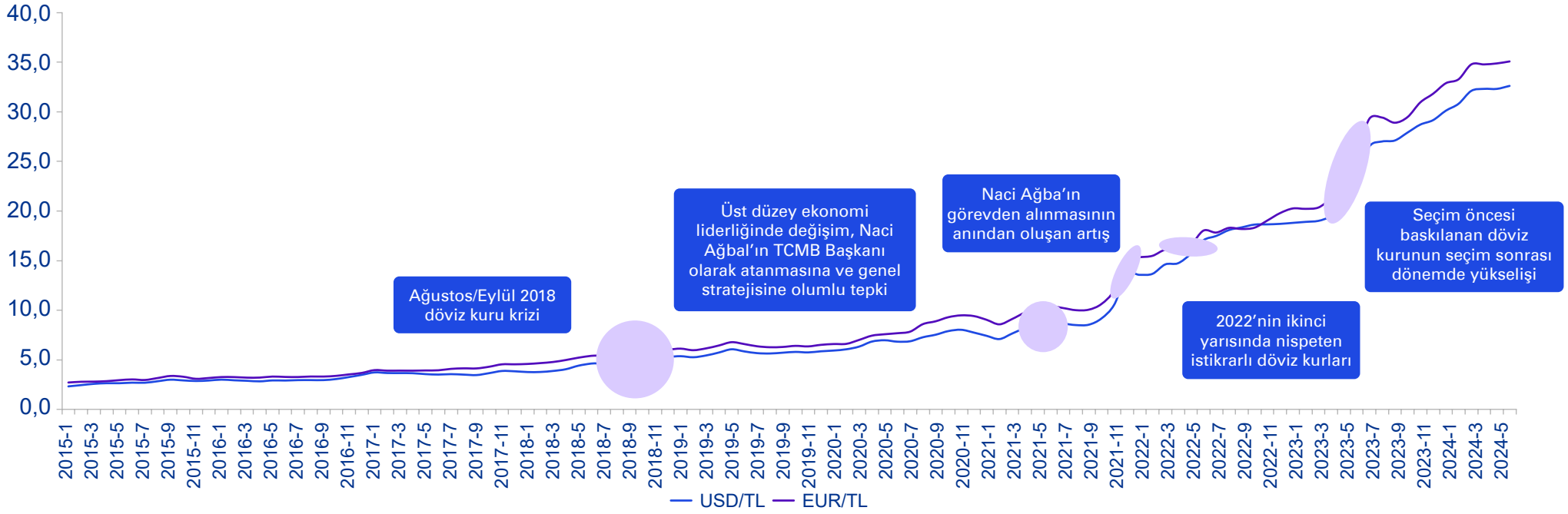
Döviz Kurları

2023'ün ilk 6 ayında ortalama 19,9 USD/TL ve 21,5 EUR/TL olan kurlar, 2024'ün ilk 6 ayında ortalama 31,7 USD/TL ve 34,3 EUR/TL değerlerine ulaşmıştır.

2024 yılının Temmuz ayında yayımlanan Piyasa Katılımcıları Anketi'ne göre katılımcıların cari yıl sonu döviz kuru (ABD Doları/TL) beklentisi bir önceki anket döneminde 37,75 TL iken, bu anket döneminde 37,37 TL olmuştur. 12 ay sonrası döviz kuru beklentisi ise bir önceki anket döneminde 41,41 TL iken, bu anket döneminde 41,52 TL olarak gerçekleşmiştir.



Aylık Ortalama USD/TL ve EUR/TL Döviz Kurları



Kaynak: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası

Türkiye'nin Elektrik Tüketimi

Aylık Tüketim

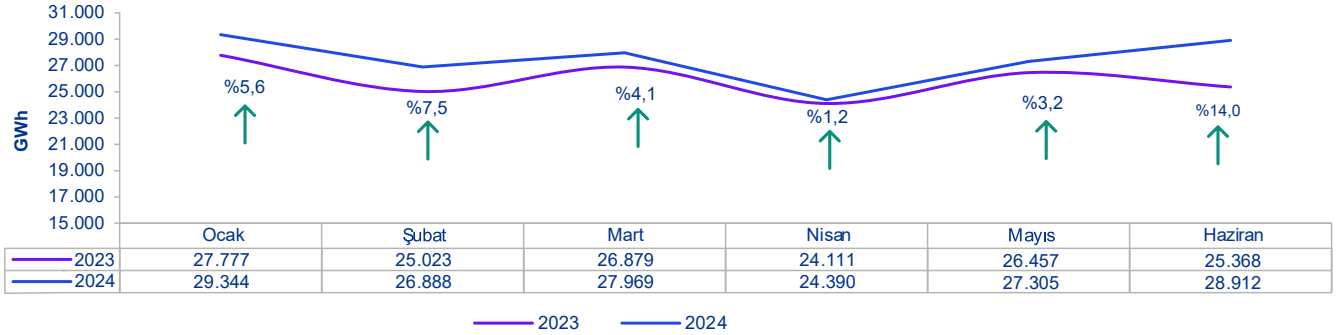
2024'ün ilk yarısında bir önceki senenin ilk yarısına kıyasla ortalama %5,9 daha fazla elektrik tüketimi gerçekleşmiştir.

Elektrik talebi aylık bazda incelendiğinde 2024'ün ilk yarısında bir önceki yılın ilk yarısına kıyasla talebin her ay artış gösterdiği görülmektedir.

2023 yılındaki Ramazan Bayramı Nisan ayının haftasonuna denk gelirken 2024 yılının Nisan ayındaki Ramazan Bayramı'nda köprü tatil uygulanmıştır. Bu sebeple elektrik talebindeki artış kısmi olarak gerçekleşmiş ve şimdilik 2024 yılında en düşük artışın yaşandığı ay olmuştur.

2024 yılının Haziran ayında bir önceki senenin aynı dönemine kıyasla %14'lük büyük bir artışın yaşanmasının en önemli sebepleri arasında mevsim normalleri dışında gerçekleşen yüksek hava sıcaklıkları ve beraberinde gelen soğutma ihtiyacı yer almaktadır.

Türkiye Aylık Elektrik Tüketimi

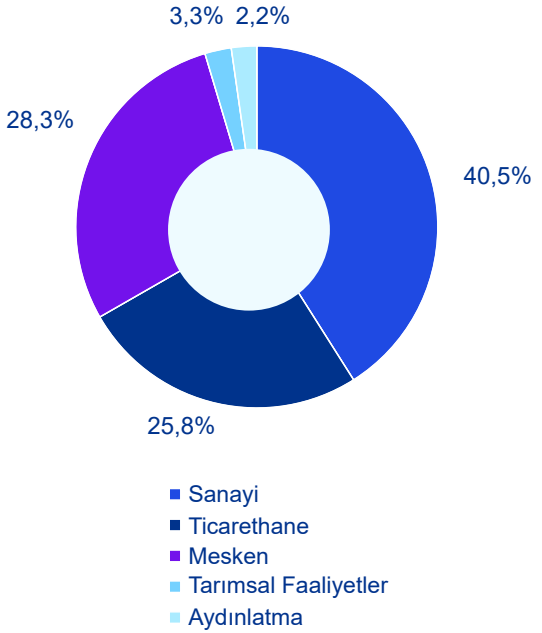


	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran
2023	27.777	25.023	26.879	24.111	26.457	25.368
2024	29.344	26.888	27.969	24.390	27.305	28.912

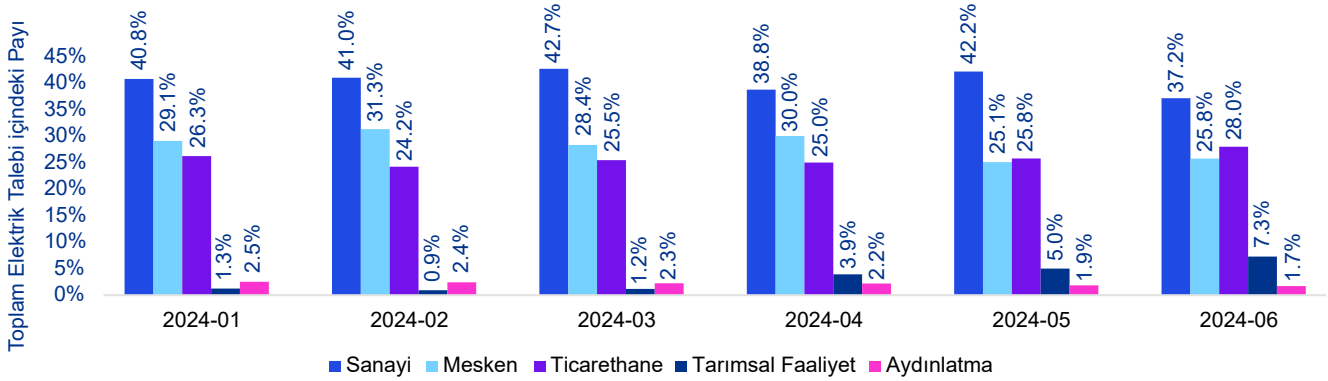
Sektörlere Göre Elektrik Tüketimi

Elektrik tüketiminin sektörel kırılımı aylık olarak incelendiğinde, elektrik tüketiminde en fazla pay sahibi olan tüketici grubunun sanayi olduğu görülmektedir. Sanayinin 2024 yılının ilk 6 ayındaki toplam tüketim içindeki payı %40,5'dir.
2024 yılının ilk yarısında mesken tüketiminin toplam tüketimdeki payı %28,3, tarımsal faaliyetlerin elektrik tüketimindeki payı %3,3, aydınlatmanın %2,2 , ticarethanenin ise %25,8'dir.

Faturalanan Elektrik Tüketiminin Tüketici Bazında Kırılımı 2024



Faturalanan Elektrik Tüketiminin Tüketici Bazında Kırılımı 2024



Not: Bu değerler EPDK tarafından yayımlanan Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporu'ndan alınmış olup Haziran ayı daha yayımlanmamıştır.

Kaynak: TEİAŞ, EPDK

Türkiye'nin Elektrik Üretimi

Kurulu Gücün Gelişimi

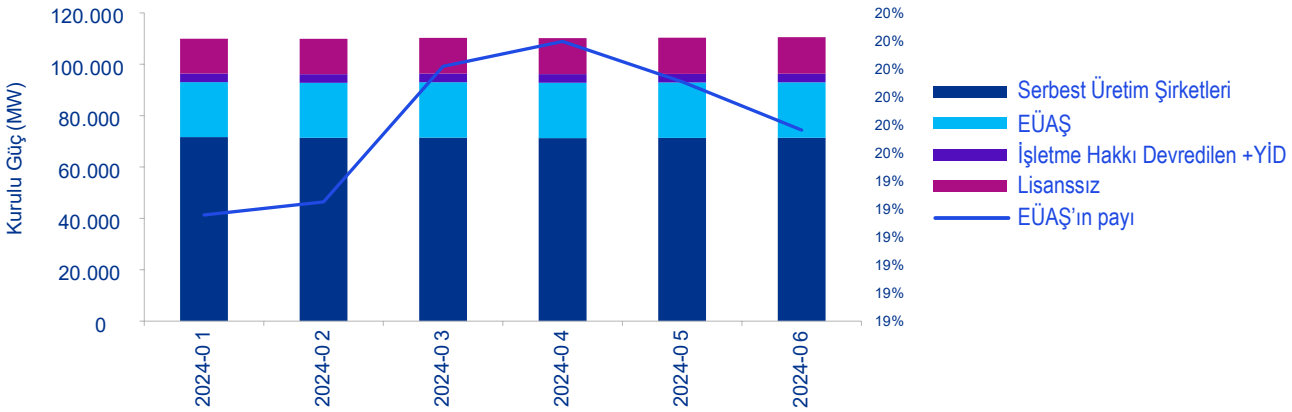
Kuruluş Türüne Göre Kurulu Güç (MW)

Kuruluş	Kurulu Güç
EÜAŞ Santralleri	21.573
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	3.244
Serbest Üretim Şirketi Santraller	71.389
YİD Santralleri	116
Lisanssız Santraller	14.216
TOPLAM	110.539

EÜAŞ, devlete ait elektrik üretim santrallerinin sahibi ve işletmecisidir. Türkiye'de elektrik enerjisinin kullanılmaya başladığı ilk dönemlerde elektrik üretim faaliyetleri çoğunlukla devlete ait şirketler tarafından yapılmaktaydı. Üretim santrallerinde kamunun payı dönem içerisinde azalmıştır.

EÜAŞ santrallerinin kurulu güçteki payı 2010 senesinde %48,9 iken, 2024 ilk yarı sonu itibarıyla %19,5 seviyesine gerilemiştir. Serbest üretim şirketleri 2010-2023 seneleri arasında kurulu güçteki paylarını %43,5'ten %64,6'ya çıkarmışlardır. Lisanssız santrallerin kurulu güçteki payı ise %12,9'a yükselmiştir.

Kuruluş Türüne Göre 2024 Yılı İlk Yarı Kurulu Güç Gelişimi



2024 yılı Haziran sonu itibarıyla
toplam kurulu gücün

%64,6'sını serbest üretim santralleri

%19,5'ini EÜAŞ santralleri

%12,9'unu lisanssız santraller

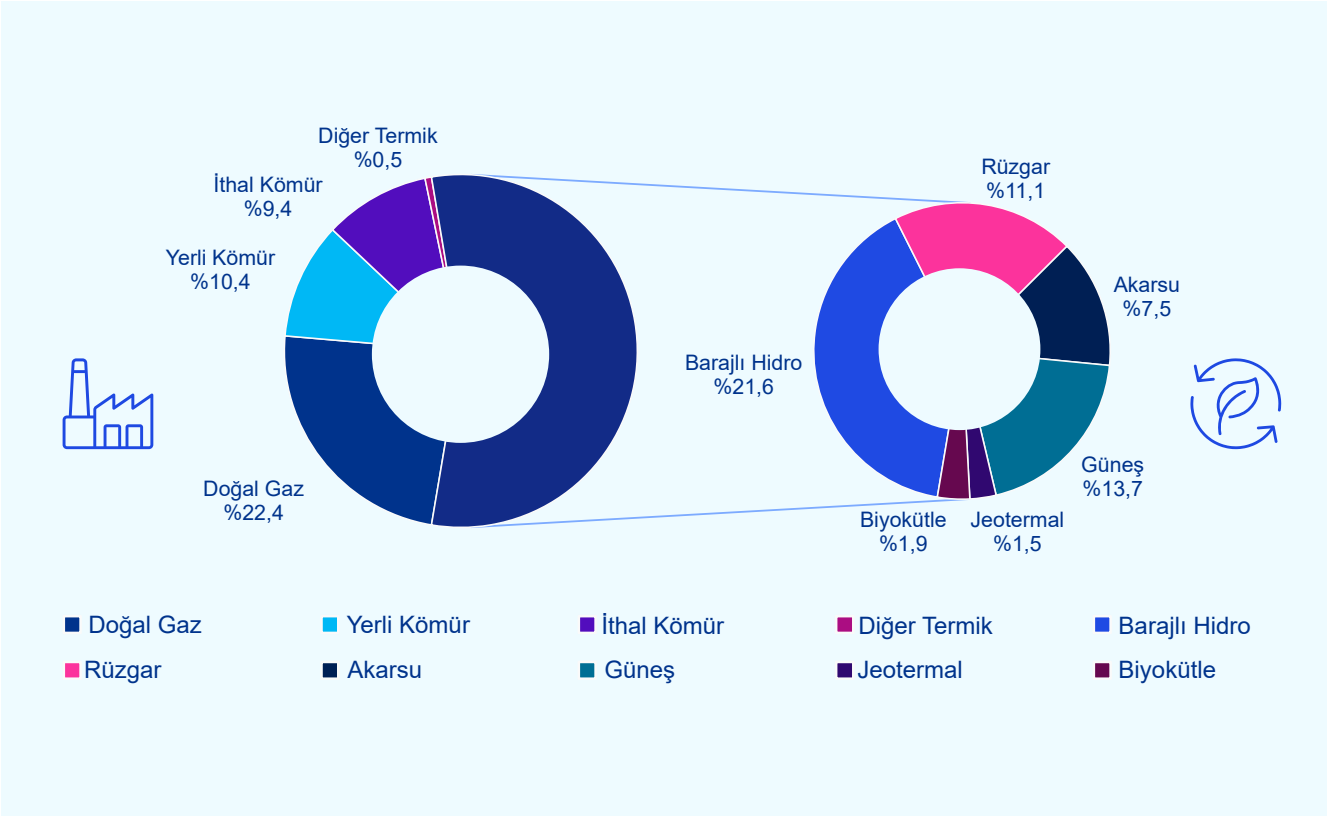
%2,9'unu İşletme Hakkı Devredilen santraller

%0,1'ini Yap-İşlet-Devret santralleri

oluşturmaktadır.

Kaynak: TEİAŞ YTBS, Resmi Gazete

Türkiye Kurulu Güç MW (2024 İlk Yarı)



Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW)
Doğal Gaz*	24.755
Yerli Kömür**	11.452
İthal Kömür	10.374
Diğer Termik***	601
Barajlı Hidroelektrik	23.855
Rüzgar	12.244
Akarsu	8.330
Güneş	15.135
Jeotermal	1.691
Biyokütle	2.102
TOPLAM	110.539

2024 Haziran sonu itibariyle Türkiye'nin kurulu gücü 110.539 MW olarak kaydedilmiştir.

Türkiye kurulu gücünün %57,3'ü yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Bu kaynakların toplam kurulu güç içindeki payının artmasında YEKDEM, YEKA yarışmaları ve lisanssız yatırımlarla öztüketim modeline olan ilginin artması oldukça etkili olmuştur.

*Doğal Gaz; Doğal Gaz ve LNG
**Yerli Kömür; Linyit, Taş Kömürü ve Asfaltit
***Diğer Termik; Fuel Oil, Atık Isı, Nafta ve Motorin

Kaynak: TEİAŞ YTBS

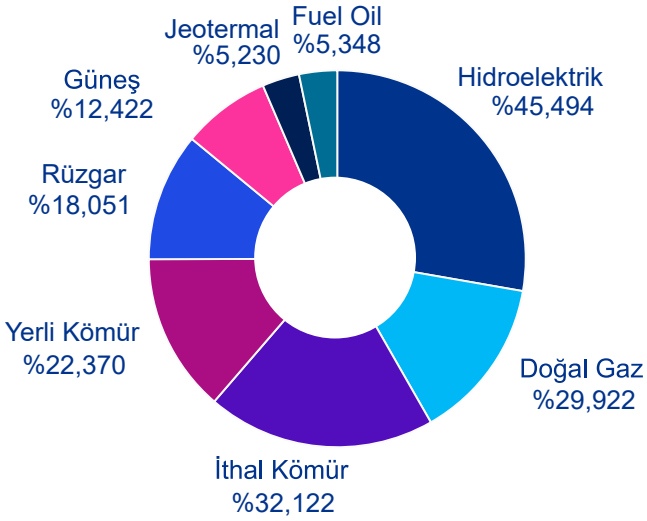
Yerli Kaynakların Artan Payı

2023 yılında yerli kaynakların elektrik üretimindeki payı %56 iken 2024 yılının ilk yarısında bu pay %66'ya ulaşmıştır.

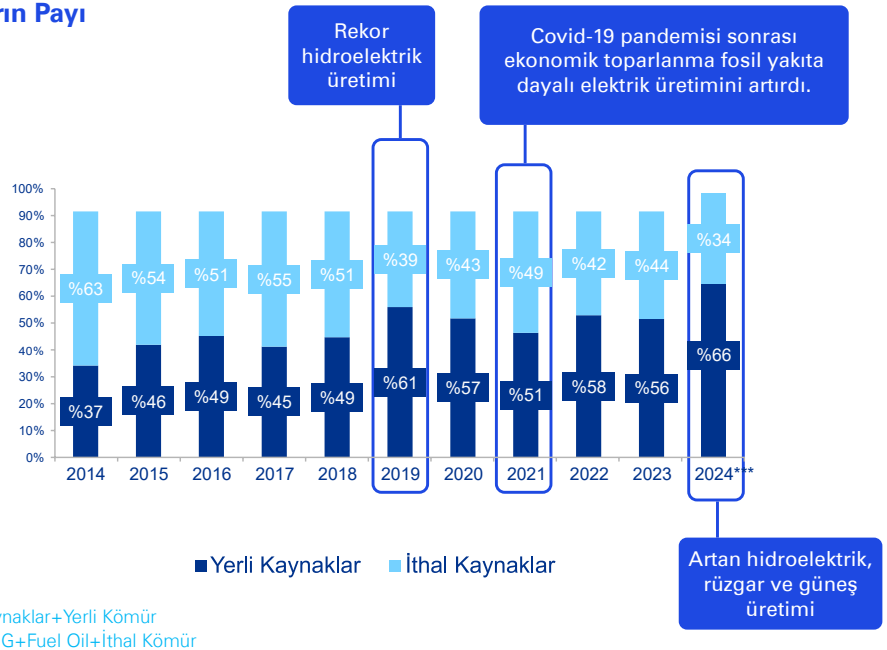
2023 yılının ilk 6 ayında gerçekleşen üretim 153.579 GWh iken 2024 yılının ilk 6 ayında %6,8 oranında bir artışla üretim 163.959 GWh'a ulaşmıştır. Diğer yandan, Türkiye'nin enerji politikasının ana hedeflerinden biri dış ticaret açığını azaltmak amacıyla elektrik üretimi için yerli kaynakların kullanımını artırmaktır.

2024 yılının ilk 6 ayında toplam üretim içerisinde yerli kaynakların payı %66'ya ulaşırken ithal kaynakların payı ise %34'e gerilemiştir.

2024 İlk Yarı Kaynaklara Göre Üretimin Dağılımı (GWh)



Yerli ve İthal Kaynakların Payı



*Yerli Kaynaklar = Yenilenebilir Kaynaklar+Yerli Kömür
**İthal Kaynaklar = Doğal Gaz+LNG+Fuel Oil+İthal Kömür
***2024'ün ilk 6 ayı dahil edilmiştir.

Kaynak: TEİAŞ



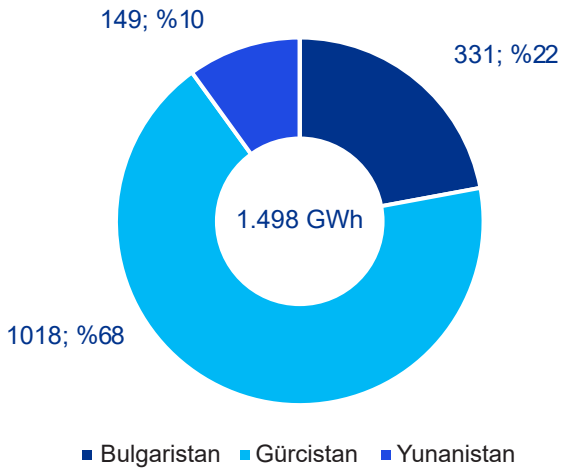
İthalat-İhracat

2024 yılının yarısı boyunca Türkiye'nin komşu ülkeleri olan Bulgaristan, Gürcistan, Suriye ve Yunanistan ile elektrik ticareti gerçekleştirilmiştir.

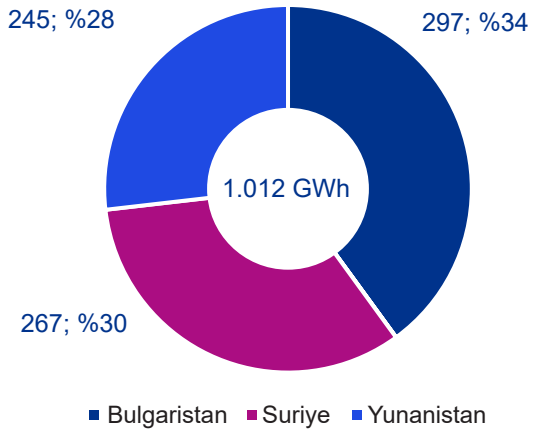
2024 yılının ilk yarısı boyunca en fazla elektrik ithal edilen ülke 1.018 GWh ile Gürcistan olurken, bu miktar toplam elektrik ithalatının %68'ine tekabül etmektedir. Elektrik ithalatının en çok yapıldığı ikinci ülke 331 GWh (%22) ile Bulgaristan olmuştur. Bir önceki yıl da benzer şekilde elektrik ithalatının %77'si Gürcistan'dan yapılmıştır. Bulgaristan %21'lik pay ile en çok ithalatın yapıldığı ikinci ülke olmuştur.

2024 yılının ilk yarısı ayı boyunca en fazla elektrik ihraç edilen ülke 405 GWh ile Bulgaristan olurken, bu miktar toplam ihracatın %38'ine tekabül etmektedir. Elektrik ihracatının en çok yapıldığı ikinci ülke 336 GWh (%31) ile Suriye olmuştur. 2023 yılında ise en yüksek ihracat %54'lük pay ile Yunanistan'a yapılmıştır. 2023 yılında ihracatın en çok yapıldığı ikinci ülke %26'lık pay ile Suriye olmuştur.

2024 İlk 5 Ay Elektrik İthalatı (GWh – %)



2024 İlk 5 Ay Elektrik İhracatı (GWh - %)



Kaynak: EPDK Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporları





2023'ün ilk 5 ayında toplam 2.772 GWh ithalat ve 919 GWh ihracat yapılırken 2024 yılının ilk 5 ayı boyunca toplam 1.071 GWh ithalat ve 807 GWh ihracat yapılmıştır.

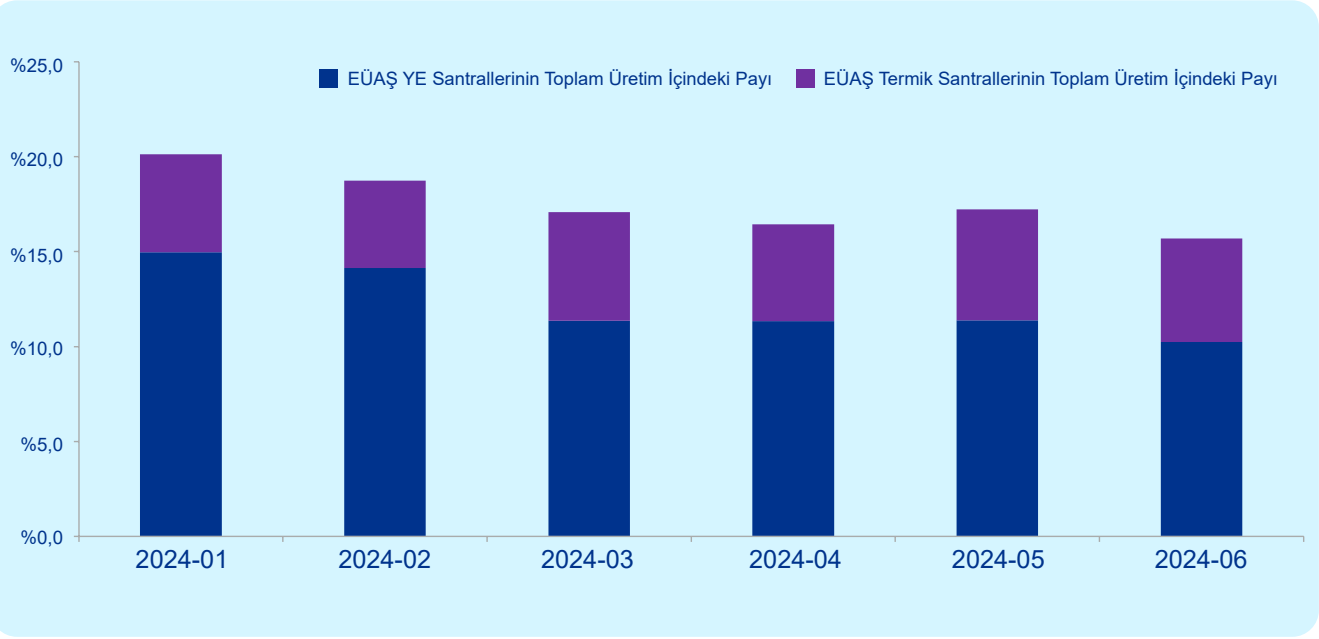
Not: Bu değerler EPDK tarafından yayımlanan Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporu'ndan alınmış olup Haziran ayı daha yayımlanmamıştır.

Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

Elektrik Üretimi

2023 yılında EÜAŞ santrallerinin toplam elektrik üretimindeki payı %14 iken 2024 yılının ilk yarısında bu oran %18'e ulaşmıştır.

Yüksek kapasiteli barajlı hidroelektrik santrallerinin kapasite faktörü 2023 yılının Kasım ayından itibaren artmaya başlamış, 2024 yılının başlarında ise EÜAŞ santralleri, özellikle barajlı hidroelektrik santralleri, geçen senenin aynı dönemine kıyasla daha çok çalışmışlardır. Bu sebeple, 2024 yılında EÜAŞ'a ait yenilenebilir enerji santrallerinin üretimdeki payının arttığı görülmektedir.



Kaynak: TEİAŞ



Türkiye'de Yenilenebilir Enerji

Depolamalı GES + RES Projeleri

Kasım 2022'de yürürlüğe giren ve depolamalı RES ve GES'lere yarışmasız önlisans alma hakkının verilmesine olanak sağlayan düzenleme sonrası 2024 Ağustos'a kadar toplamda 32,1 GW seviyesinde önlisans verilmiştir.

19 Kasım 2022'de yürürlüğe giren yönetmelik ile depolama tesisi işletmecisinin aynı kapasite ile önlisans yarışması olmaksızın güneş/rüzgar santrali kurabilmesinin önü açılmıştır ve Rüzgar için minimum kapasite 20 MW, güneş enerjisi santralleri için sınır 10 MW olarak belirlenmiştir. Üst sınır ise 250 MW olmuştur.
Yönetmeliğin devreye girmesiyle beraber depolamalı elektrik santrali lisansı almak için büyük bir talep oluşmuştur.

30 Haziran itibarıyla toplam önlisans verilen kapasite 31.885 MW olmuştur.



397 Proje
14.430 MW



246 Proje
17.455 MW

Önlisans verilen kapasite toplamı
31.885 MW
(30 Haziran 2024 itibarıyla)

2019 Ocak

- Batarya Depolama Taslak Yönetmeliği yayımlandı
- Elektrik Üretim ve Elektrik Depolama Tesisleri Kabul Yönetmeliği yayımlandı

2020 Şubat

- TEİAŞ - EDF Batarya Depolama Analizi projesinin sonuç raporu yayımlandı

2020 Ekim

- Kayseri'deki ilk Lityum - İyon pil üretim tesisinde inşaat başladı.

2021 Mayıs

- Batarya Depolama Yönetmeliği Resmi Gazete'de yayımlandı

2021 Eylül

- TEİAŞ farklı depolama tesisleri için teknik özellikleri yayımlandı

2022 Kasım

- RES ve depolamalı GES'lere yarışmasız önlisans alma hakkının verilmesine ilişkin yönetmelik yürürlüğe girdi

2024 Mayıs

- EPDK, Elektrik Piyasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği Değişiklik Taslağı'nı kamuoyu görüşüne açtı

Kaynak: EPDK, Tablodaki veriler 7 Mart 2024 tarihli EPDK listesinden alınmıştır.

Kapasite Tahsisleri

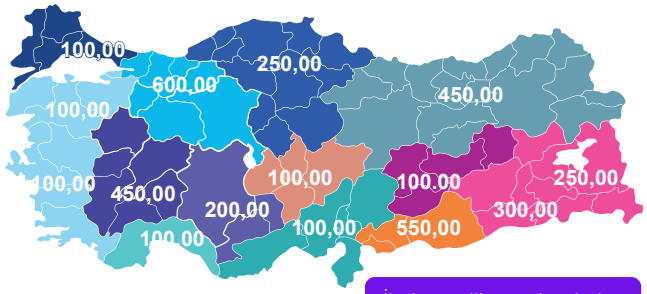
TEİAŞ Bağlanabilir Kapasite Miktarları

TEİAŞ, 2024 Şubat ayında duyurduğu 7.500 MW'lık kapasiteye ek olarak Mayıs, Haziran ve Temmuz aylarında da kapasite duyurusunda bulunmuştur.

2024 Ocak ayında ilan edilen 7.500 MW'lık kapasite duyurusuna müteakip Şubat ayında iletim seviyesinden 3.750 MW'lık ve dağıtım seviyesinden 3.750 MW'lık olmak üzere kapasite açıklanmıştır. TEİAŞ 31 Mayıs 2024 ve 28 Haziran 2024 tarihinde güncellenmiş bölgesel kapasite tahsisleri açıklanmıştır.

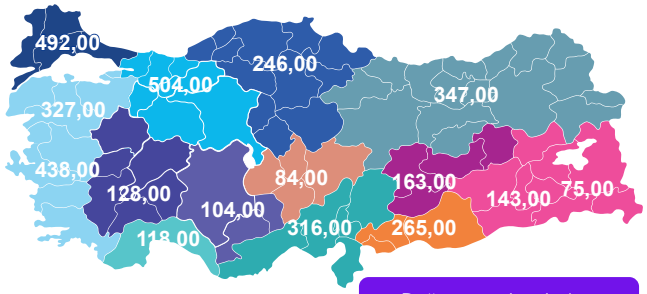
8 Şubat 2024 tarihinde açıklanan 7.500 MW'lık kapasiteye iletim seviyesinde toplam 9,5 MW, dağıtım seviyesinde ise toplam 1.743,50 MW ilave kapasite bırakılmıştır.

09/02/2024 ∑ 3.750 MW



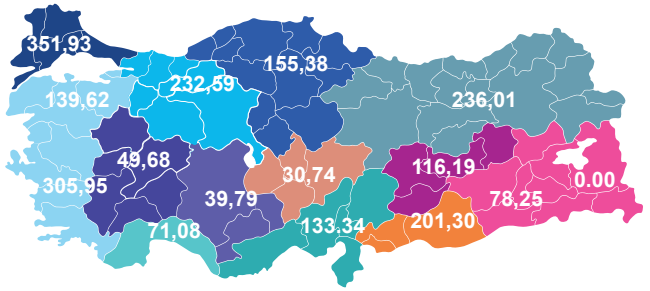
İletim gerilim seviyesinden açıklanan kapasiteler

09/02/2024 ∑ 3.750 MW

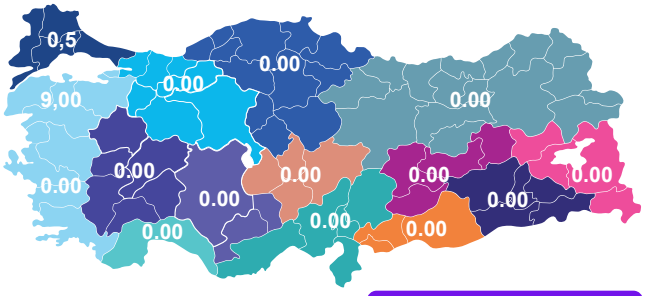


Dağıtım seviyesinden transformatör merkezi bazlı tahsis edilen kapasiteler

31/05/2024 ∑ 2.141,85 MW

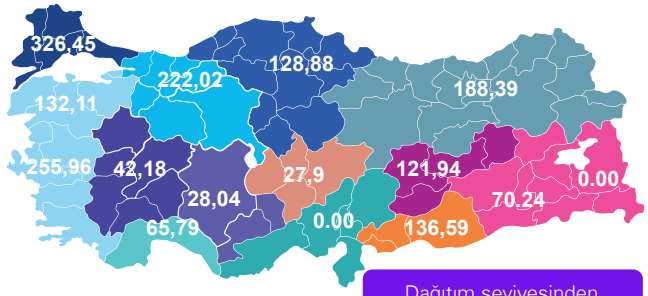


28/06/2024 ∑ 9,5 MW



İletim gerilim seviyesinden açıklanan kapasiteler

28/06/2024 ∑ 9,5 MW



Dağıtım seviyesinden transformatör merkezi bazlı tahsis edilen kapasiteler

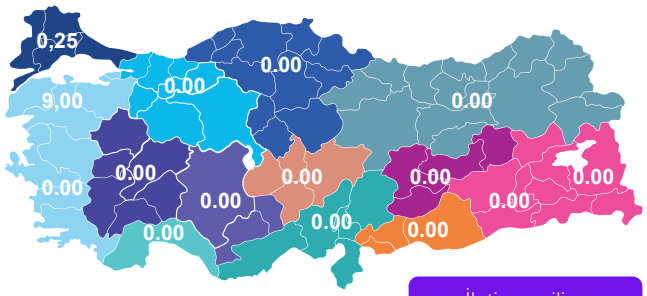
Kaynak: TEİAŞ
*Dağıtım seviyesinde açıklanan kapasiteler il bazında açıklanmış olup, bölgesel toplamlar gösterim amaçlı olarak gösterilmiştir.

TEİAŞ Bağlanabilir Kapasite Miktarları

TEİAŞ, 31 Temmuz 2024 tarihinde güncellenen bölgesel kapasite tahsislerini açıklamıştır.

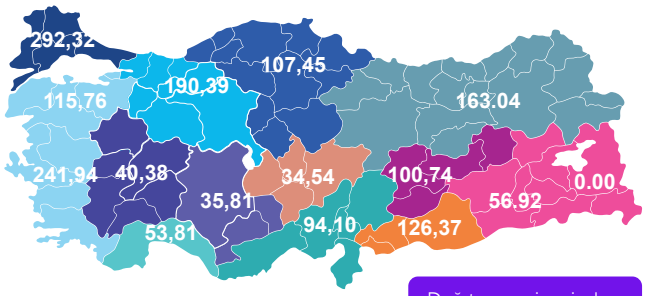
8 Şubat 2024 tarihinde açıklanan 7.500 MW'lık kapasiteye iletim seviyesinde toplam 9,25 MW, dağıtım seviyesinde ise toplam 1.653,57 MW ilave kapasite bırakılmıştır.

31/07/2024 ∑ 9,25 MW



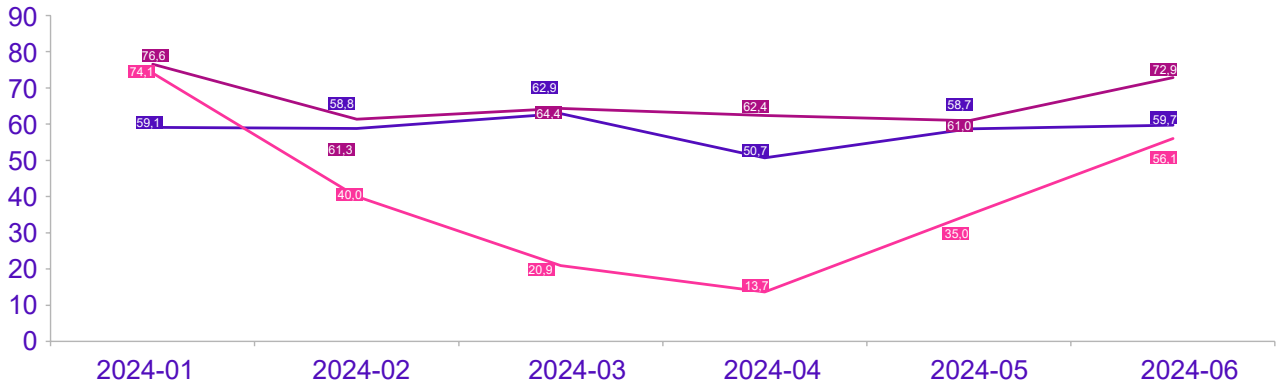
İletim gerilim seviyesinden açıklanan kapasiteler

31/07/2024 ∑ 1.653,57MW



Dağıtım seviyesinden transformatör merkezi bazlı tahsis edilen kapasiteler

2024 İlk Yarı Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (Avro/MWh)



Kaynak: TEİAŞ, PİAŞ, ENTSO
*Dağıtım seviyesinde açıklanan kapasiteler il bazında açıklanmış olup, bölgesel toplamlar gösterim amaçlı olarak gösterilmiştir.

Elektrik Piyasasında Oluşan Fiyatlar Tarihsel Gelişim

Ülkelerdeki Fiyatların Karşılaştırılması

2024 yılındaki ortalama piyasa takas fiyatı incelendiğinde Avrupa ülkelerinin yenilenebilir enerji yatırımlarındaki hızlı artışın fiyatlara olan düşürücü etkisi gözlemlenmektedir.

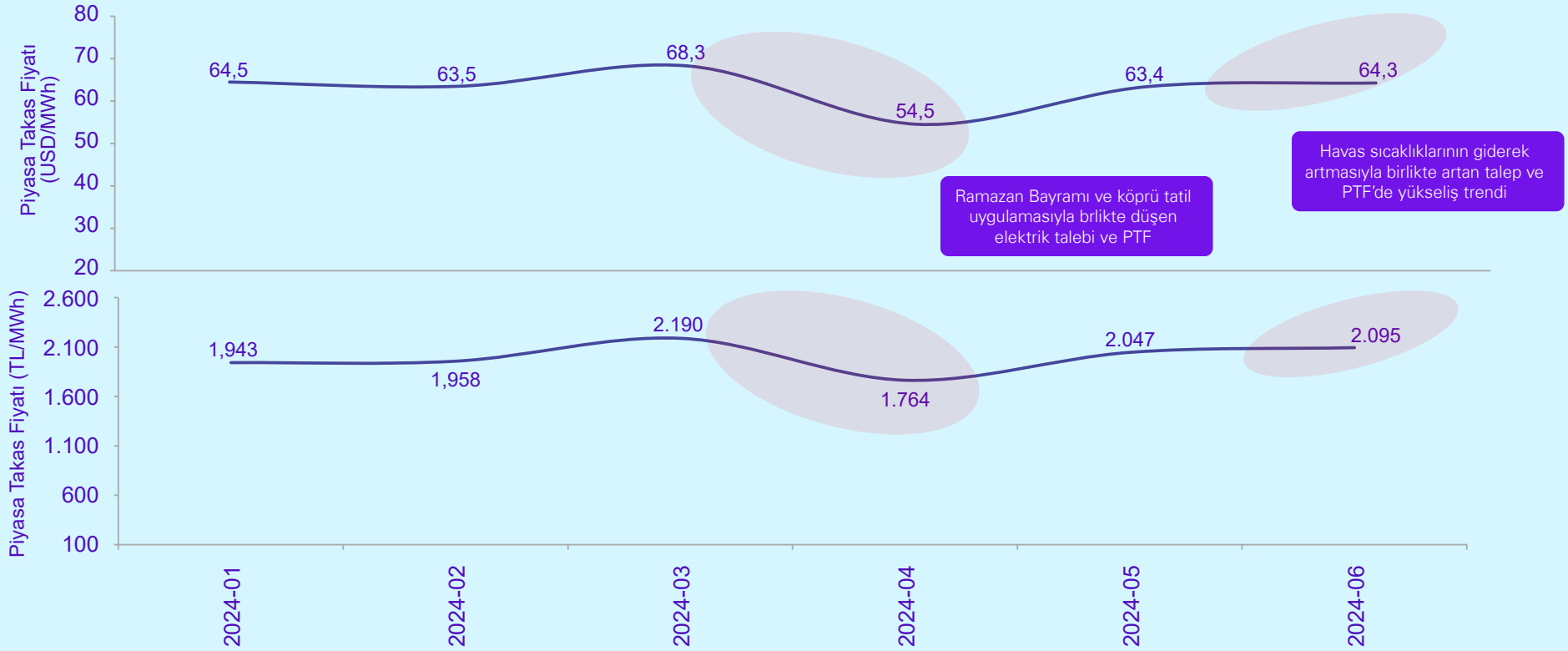
Almanya'da 2023'ün ilk yarısındaki ortalama PTF 104,3 Avro/MWh iken 2024'ün ilk yarısında %36 azalarak ortalama PTF 66,7 Avro/MWh olmuştur.

İspanya için 2023 yılının lik yarısında ortalama PTF 89,0 Avro/MWh iken 2024'ün Şubat ayı ile beraber ciddi bir düşüş trendi içine girmiştir. 2024'ün ilk yarısında %50 azalarak ortalama PTF 44,6 Avro/MWh olmuştur.

Türkiye'de oluşan PTF ise 2023'ün lik yarısında ortalama PTF 108,1 Avro/MWh iken 2024'ün ilk yarısında %45 azalarak ortalama PTF 59,3 Avro/MWh olmuştur.

PTF'nin Tarihsel Gelişimi

Piyasa Takas Fiyatı; 2024 yılının ilk yarısının sonlarına doğru artan hava sıcaklıkları ve soğutma ihtiyacıyla birlikte yeniden yükselişe geçmiştir



Kaynak: EPİAŞ, TCMB Döviz Kurları

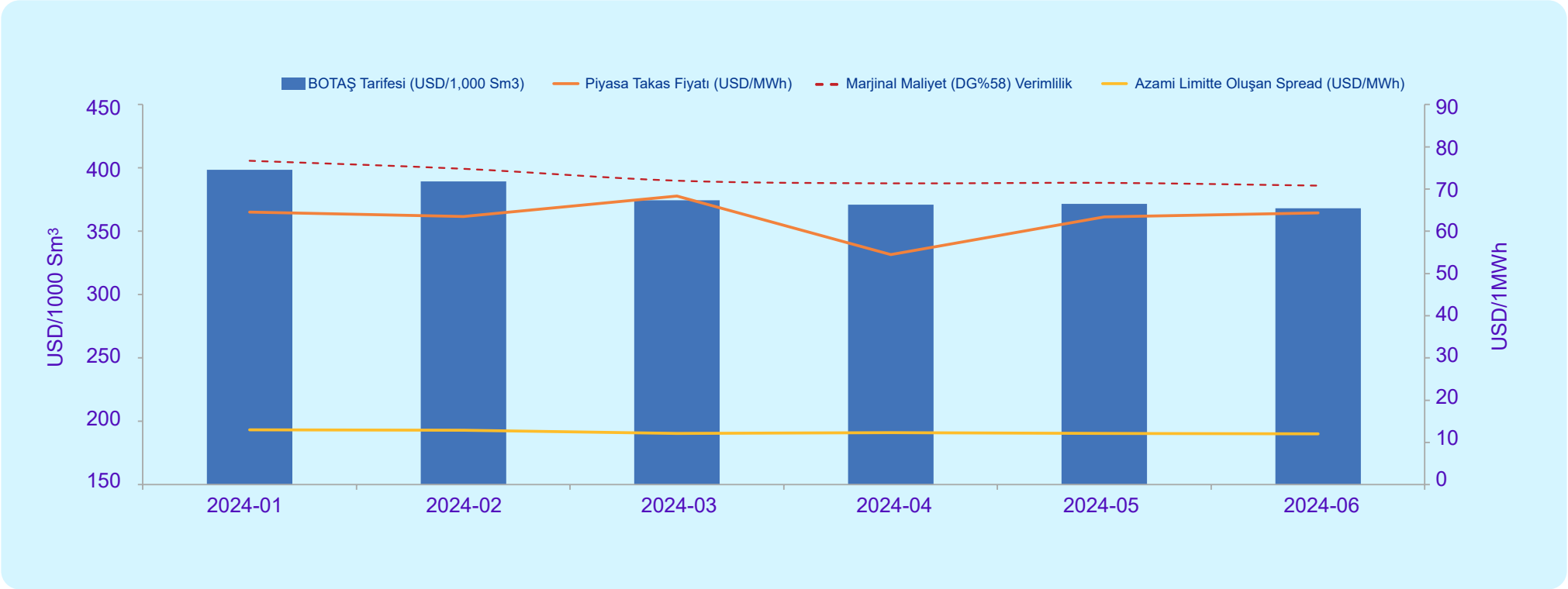
PTF ile Doğal Gaz Marjinal Maliyet İlişkisi

Ekim 2023'te elektrik üretimi amaçlı doğal gaz tarifesinde yapılan artışa rağmen 2024'ün ilk yarısında azami limitte herhangi bir değişiklik yapılmaması doğal gaz santrallerinin kar marjının giderek azalmasına yol açmıştır

Genellikle fiyatı belirleyen santral olarak görülen doğal gaz santrallerinin marjinal maliyeti artarken bu santrallerin azami limitte yakaladığı spread düşüş göstermeye başlamıştır. Bunda hem piyasa koşullarında yaşanan değişimler hem de politika tercihleri etkili olmuştur.

2024 yılında doğal gaz santrallerinin spreadinin düşmesinde PTF'nin giderek düşmesi etkili olmuştur. Bu düşüşte özellikle senenin başında hidroelektrik santrallerinin elektrik üretiminin giderek artmasının payı vardır. Ayrıca 2024'ün Nisan ayına denk gelen Ramazan Bayramı ve bayramla birleştirilen köprü tatil nedeniyle Nisan ayında elektrik talebi beklentinin altında gerçekleşmiş ve bu durum da spreadlerin düşmesinde etkili bir diğer faktör olmuştur.

2024'ün ilk yarısında BOTAŞ Tarifesi TL bazında 12,000 TL/1,000 Sm3 seviyesinde sabit tutulmuştur. 2024'ün Mart ayında her ne kadar BOTAŞ Tarifesi USD bazında azalmış olarak gözükse de bu durum USD'deki artıştan kaynaklanmaktadır, tarifede bir değişiklik yapılmamıştır.



Kaynak: EPİAŞ, BOTAŞ

Azami Fiyat Limiti

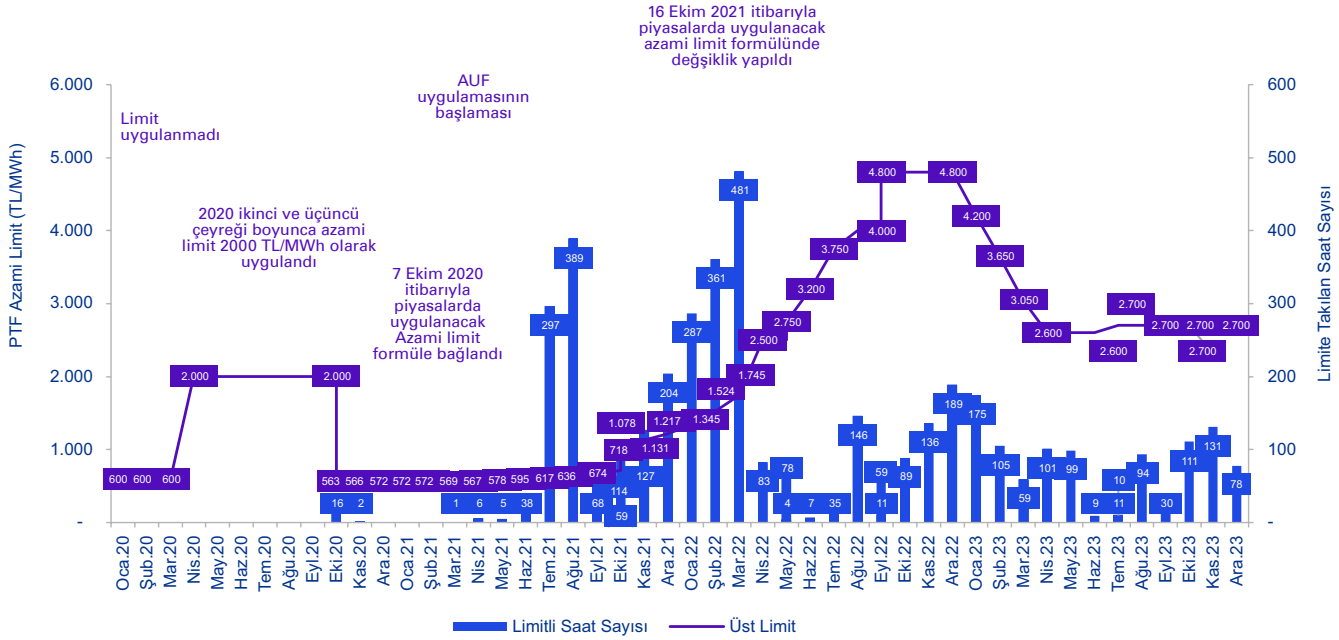
2024 yılının ilk altı ayında toplam 4.368 saatin 383'ünde (%9) piyasa fiyatı azami limite takılmıştır.

2020 yılı itibarıyla Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanan azami limit ve bu limite takılan saat sayısı:

- 2020 yılında 8.784 saatin 20 saatinde,
- 2021 yılında 8.760 saatin 1.308 saatinde,
- 2022 yılında 8.760 saatin 1.966 saatinde,
- 2023 yılında 8.760 saatin 1.013 saatinde ve.
- 2024 yılında Haziran ayı sonu itibarıyla 4.368 saatin 383 saatinde Azami limit değeri oluşmuştur.

2024'ün ilk 6 ayında azami limitte herhangi bir değişikliğe gidilmezken Temmuz ayında azami limit 3000 TL/MWh'e çıkartılmıştır.

Dengeleme Güç Piyasası'nda Uygulanan Azami Fiyat Limitleri ve Limite Takılan Saatler



Not: 15 Ekim 2021'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki maksimum limit değeri vardır.
20-31 Mayıs 2021'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki maksimum limit değeri vardır.
1 Eylül 2022'den sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki maksimum limit değeri vardır.
Ekim 2023'ten sonra yapılan değişiklikler nedeniyle iki maksimum sınır değeri vardır.

Kaynak: EPİAŞ

2022 ve 2023, 2024 Verilerinin Karşılaştırılması

2024 yılının 1. çeyrek PTF TL bazında 2023 senesine göre azalırken 2. çeyrekte artış göstermiştir.

Dönem	2022 PTF Ortalaması (TL/MWh)		2023 PTF Ortalaması (TL/MWh)		2024 PTF Ortalaması (TL/MWh)	2022 PTF Ortalaması (USD/MWh)		2023 PTF Ortalaması (USD/MWh)		2024 PTF Ortalaması (USD/MWh)
1.Çeyrek	1.417,8	%96,6 Artış	2.786,8	-%27,1 Azalış	2.030,2	101,1	%45,9 Artış	147,5	-%55,7 Azalış	65,4
2.Çeyrek	1.977,9	-%10,6 Azalış	1.767,3	%11,4 Artış	1.968,9	124,4	-%31,2 Azalış	85,6	-%29,1 Azalış	60,7
3.Çeyrek	3.082,9	-%32,6 Azalış	2.078,4			170,9	-%54,7 Azalış	77,4		
4.Çeyrek	3.544,2	-%42,8 Azalış	2.025,6			189,9	-%60,7 Azalış	74,6		

	2020		2021		2022		2023		2024*
Göp Eşleşme Miktarı	181,4 TWh	%12,0 Artış	203,1 TWh	-%11,7 Azalış	179,4 TWh	%5,7 Artış	189,6 TWh		113,3 TWh
Göp İşlem Hacmi	51,9 milyar TL	%98,8 Artış	103,2 milyar TL	%339,9 Artış	454,0 milyar TL	-%6,5 Azalış	424,6 milyar TL		233,0 milyar TL

2022 yılında Rusya'nın Ukrayna'ya işgali sonucu oluşan emtia ve enerji krizine ek olarak artan döviz kurları PTF'nin oldukça yüksek değerlere çıkmasına sebep olmuştur. 2023'ün başında emtia fiyatlarındaki normalleşmenin etkisi ile piyasa takas fiyatı (PTF) da düşüşe geçmiştir. 2024 yılında ise artan hidroelektrik üretimi ile bir önceki seneye göre 1.çeyrek fiyatları düşüş göstermiştir.

2022, 2023 ve 2024 senelerinin ikinci çeyrek PTF ortalamalarının diğer çeyreklere göre daha düşük olmasında Ramazan ve Kurban Bayramı tatilleri dolayısıyla elektrik talebinin düşmesi etkili olmuştur.

Piyasada yapılan işlemlerde eşleşme hacmi ise yıllara sari artış göstermeye devam etmektedir. GÖP işlem hacminde ise tutar olarak 2020-2022 dönemindeki PTF artışının da etkisiyle artış görülmüştür. 2023 yılında ise, 2022 yılına kıyasla düşen PTF ve görece düşük eşleşme hacmi artışı, bu yıldaki işlem hacmine %6,5'luk düşüş olarak yansımıştır.

2024 Haziran ayı sonu itibarıyla ise GÖP eşleşme miktarı 113,3 TWh'e ulaşırken GÖP işlem hacmi 233 milyar TL'ye ulaşmıştır.

*2024 verileri Haziran ayı sonuna kadar kapsamaktadır.

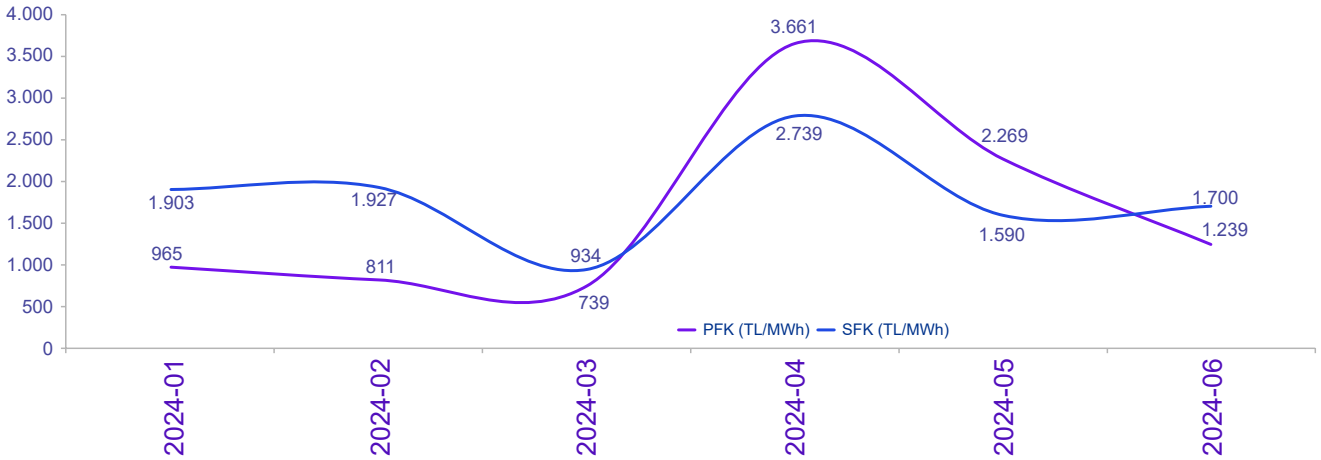
Kaynak: EPİAŞ

Elektrik Piyasası

2022 ve 2023 rakamlarının karşılaştırılması

2024 yılının ilk yarısında geçen senenin aynı dönemine kıyasla PFK fiyatları %54 oranında, SFK fiyatları ise %45 oranında artış göstermiştir.

Beklenenin dışında gerçekleşen talep artışları ve bölgesel kısıtlar beraberinde dengesizliği getirmekte ve yan hizmetlerde oluşan PFK ve SFK fiyatlarında artışla sonuçlanmaktadır. Aynı zamanda kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji santrallerinin üretimdeki payının artması da SFK-PFK ihtiyacını yükseltmiştir.

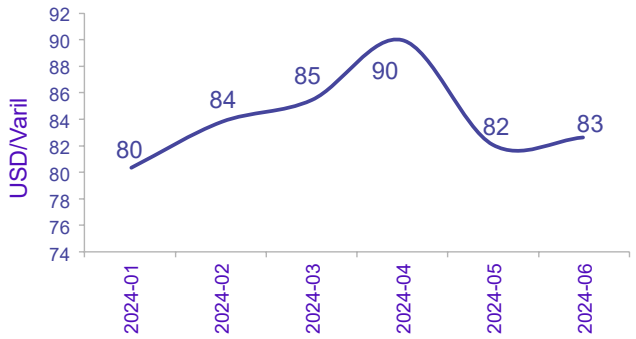


Kaynak: EPİAŞ

Emtia Fiyatları

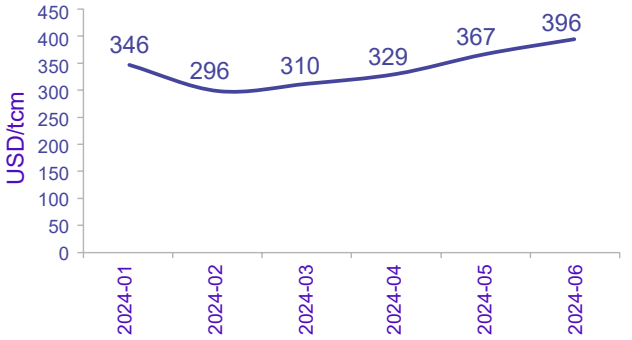
Orta Doğu'da yaşanan jeopolitik gerilimler 2024 yılında emtia fiyatlarında dalgalanmalara sebep olmuştur.

Brent Petrol Fiyatı



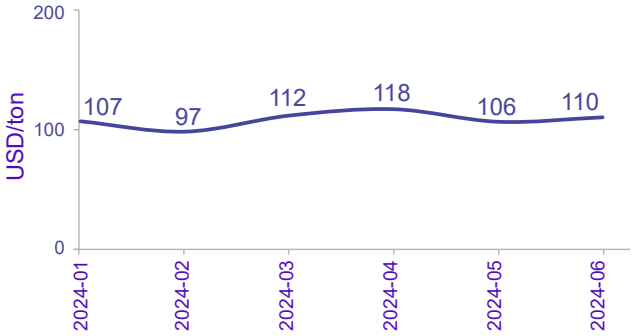
2024'ün Ocak ayından beri yükseliş trendinde olan Brent Petrolü Nisan ayında varil başına ortalama 90 Dolar fiyatına ulaşarak geçtiğimiz senenin Kasım ayından bu yana en yüksek değerine ulaşmıştır. Mayıs ayında ise 82 Dolar'a düşmüştür. Haziran ayı sonunda ise küçük bir artışla yaklaşık 83 Dolar seviyesine ulaşmıştır.

Avrupa Doğal Gaz Fiyatı



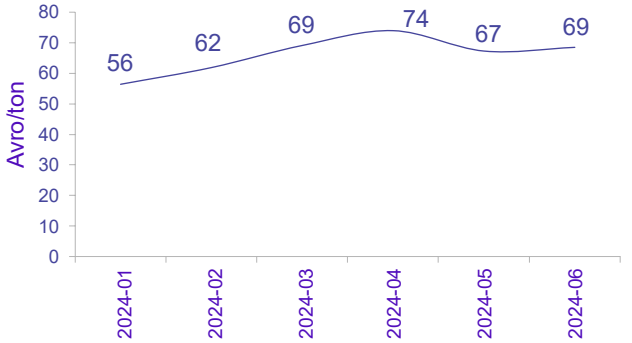
Birçok LNG tesisinde yaşanan arz kesintileri, Kuzey Avrupa'da beklenenden daha soğuk hava koşulları ve Orta Doğu'daki bölgesel gerginlikler nedeniyle Mart ayından sonra Avrupa doğal gaz fiyatları yükseliş trendi içine girmiştir. Haziran ayı ortalama fiyatı ise 396 USD/tcm olmuştur
.

Rotterdam Kömür Fiyatı



Çin ve Hindistan'ın, artan enerji taleplerini karşılamak için kömür ithalatlarını artırarak küresel kömür talebini yükseltmesiyle Nisan ayında ton başına 118 Dolar ile bu senenin en yüksek kömür fiyatına ulaşılmıştır. Mayıs ayı sonunda ise büyük bir düşüş göstererek ton başına 106 Dolar seviyesine gelmiştir. Haziran ayı sonunda ise Rotterdam Kömür fiyatı 110 USD/ton olmuştur..

AB ETS Fiyatı



Düşük gaz fiyatları ve sanayiden gelen enerji talebindeki daralmanın etkisiyle ETS fiyatları 2024'ün ilk aylarında bir düşüş trendine girse de Nisan ayında ton başına 74 Avro'ya çıkarak 2024 senesinde şu ana kadar görülen en yüksek değere ulaşılmıştır. Haziran ayı sonu itibarıyla ise AB ETS fiyatı ortalama 69 Avro/Ton olmuştur.

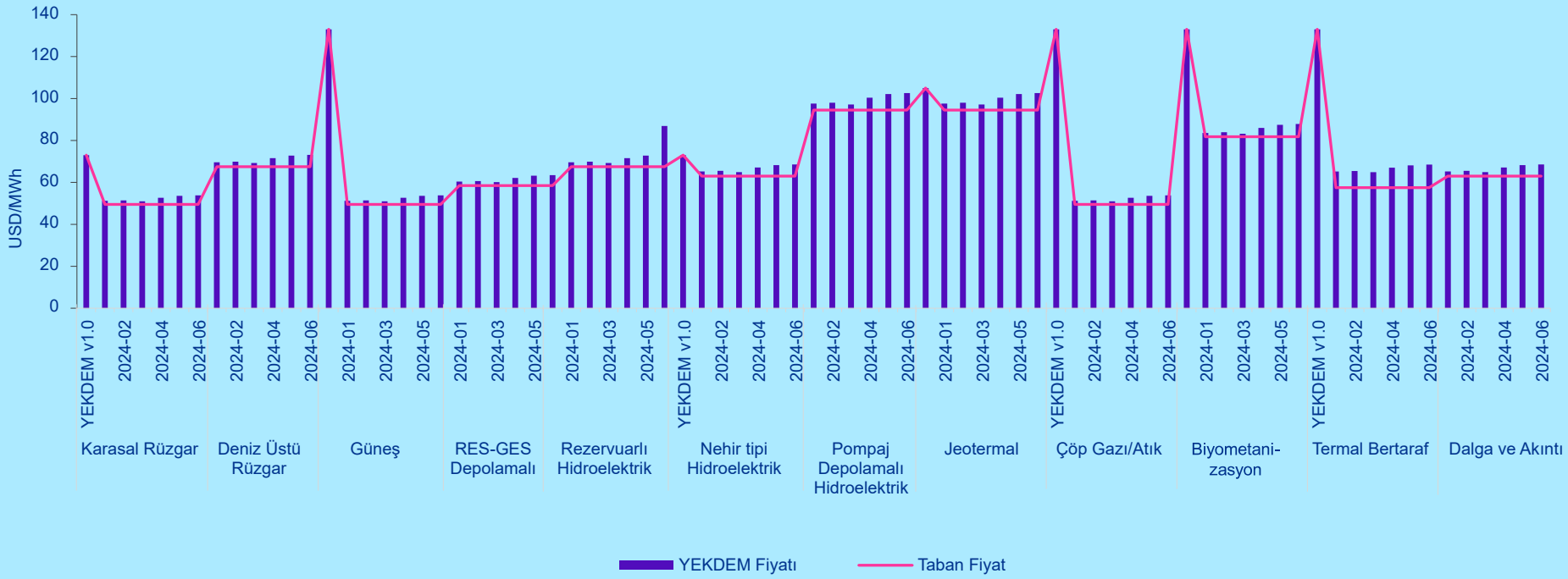
Kaynak: World Bank, Investing

Destek Mekanizmaları

YEKDEM

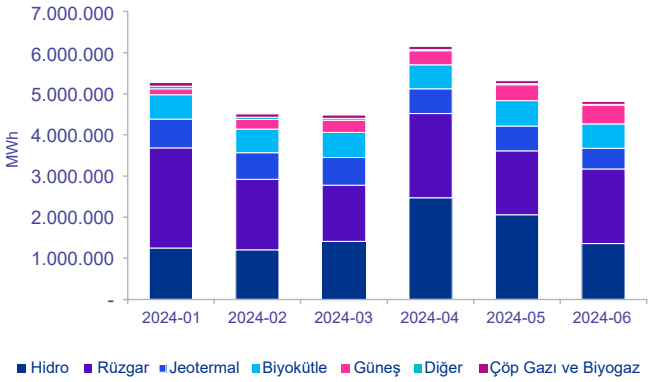
YEKDEM v3.0 altındaki fiyatlar, YEKDEM v1.0 ile belirlenen fiyatların altında seyretmektedir fakat özellikle rüzgar ve güneş santralleri için düşen yatırım maliyetleri ve artan verimlilik sayesinde alım garantisi fiyatlarının düşürülmesi beklenen bir sonuçtur.

YEKDEM v1.0 vs YEKDEM v3.0



Kaynak: Resmi Gazete, EPDK

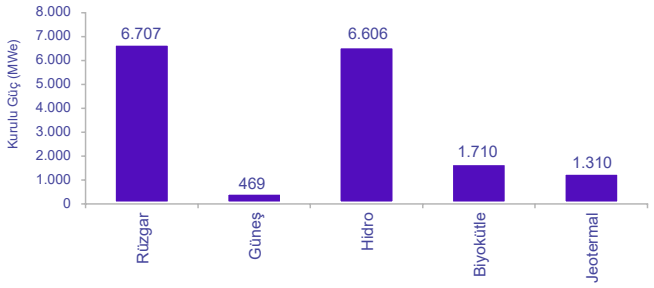
Lisanslı YEKDEM Üretimi



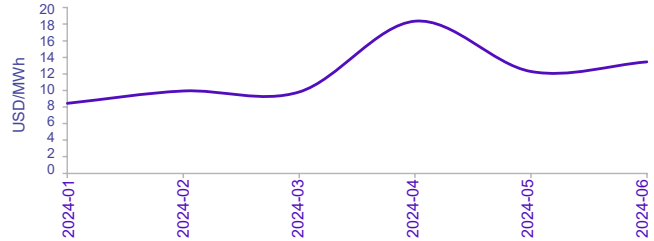
2024 yılının ilk yarısında lisanslı YEKDEM santrallerinden en çok üretim yapan kaynak rüzgar olmuş, onu hidroelektrik ve jeotermal takip etmiştir.

2024 yılının ilk yarısında lisanslı YEKDEM santralleri tarafından toplam 30.562 GWh elektrik üretilmiştir.

YEKDEM Kurulu Güç



YEKDEM Birim Maliyet



2024 yılı Nihai YEK Listesine göre toplamda 16.802 MW kurulu güce sahip 784 santral YEKDEM'den yararlanmaya hak kazanmıştır. Hidroelektrik santralleri toplamda 6.707 MW ile bu mekanizmadan en çok yararlanan kaynak türü olmuştur.

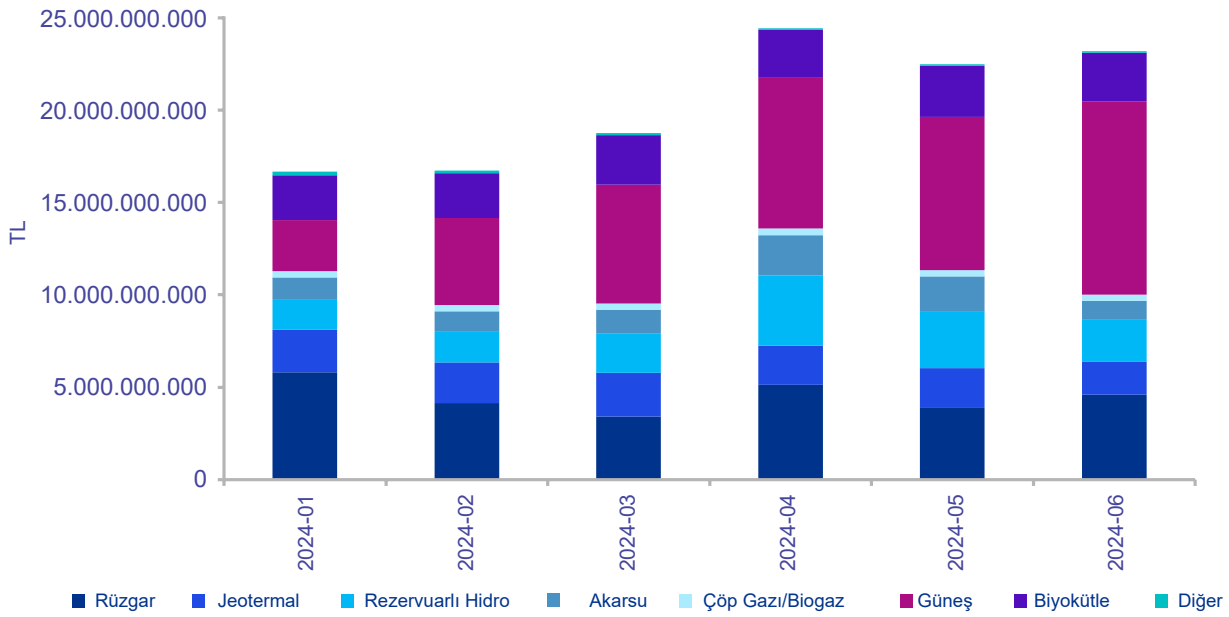
Mekanizma kapsamında dolar bazlı YEKDEM katkısında 27 farklı fiyat oluşmuştur. Lisanssız santraller ise 10 yıllık süre boyunca YEKDEM'den yararlanmakta fakat Nihai YEK Listesi'nde bu santrallere yer verilmemektedir.

Kaynak: EPİAŞ



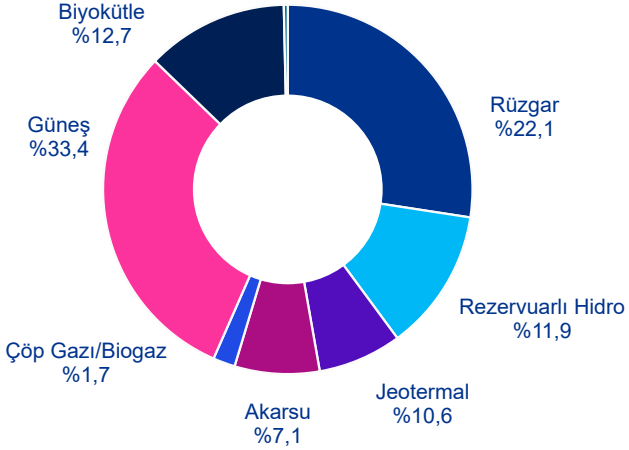
YEKDEM kapsamında santrallere ödenecek olan üretim bedelinde 2024 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla en çok ödemeyi 40,8 milyar TL ile güneş santralleri onu takiben 27,0 milyar TL ile rüzgar santralleri almıştır.

YEKDEM Lisanslı ve Lisanssız Üretim Bedeli (YEKTOB)



2023 Yılı Kaynaklara Göre YEKDEM Lisanslı ve Lisanssız Üretim Bedeli Payı

YEKDEM ödemelerinde güneş santrallerinin payı 2023 yılında ortalama %31 seviyelerinde seyrederken rüzgar ve güneş arasındaki fark, 2023 yılında bariz bir şekilde güneş santrallerinin arayı açmasıyla kesinleşmiştir. 2024 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla da güneşin payı %33'e ulaşarak rüzgarla arasındaki farkı açmıştır.

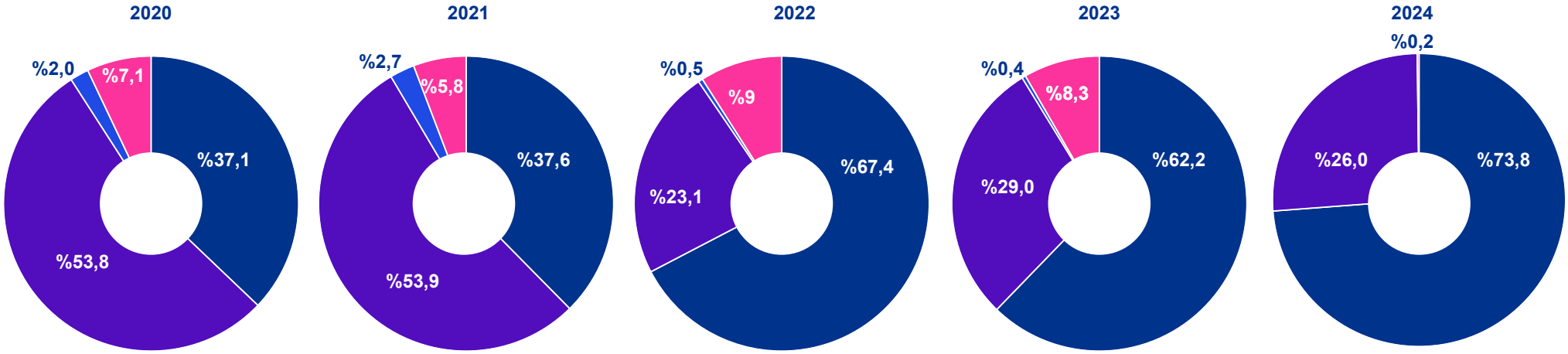


Kaynak: EPİAŞ



Kapasite Mekanizması

Kapasite mekanizması için toplam bütçe her yılın başında EPDK tarafından belirlenmektedir.



Hidroelektrik santraller 10 Kasım 2018 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenleme ile kapasite mekanizmasından yararlanmaya başlamıştır. Fakat 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete'nin 5. mükerrer sayısında yayımlanan düzenleme ile 2024 yılından itibaren yeniden kapasite mekanizmasından yararlanamayacak santraller listesine eklenmiştir.

Yıl	Toplam (TL)	Doğal Gaz	Yerli Kömür	Yerli ve İthal Kömür	Hidroelektrik
2018	1.407.116,258	733,720,855	655.397.519	17.997.884	-
2019	2.000.000.000	662.725,308	1.183.554.538	18.683.610	135.036.544
2020	2.200.000.000	816.577.178	1.183.060.300	45.066.177	155.296.345
2021	2.585.415.291	1.075.093.066	1.540.405.338	77.564.093	165.352.795
2022	3.000.000.000	2.020.583.712	697.067.091	11.628.627	270.720.569
2023	4.000.000.000	2.489.700.256	1.159.998.884	16.374.397	333.926.463
2024	2.597.131.350	1.917.534.710	674.531.724	5.064.916	-

*2024 yılı verileri Haziran ayı sonuna kadar kapsamaktadır.

Kaynak: TEİAŞ

Kapasite Mekanizması Bütçesi

2021'in ilk beş ayında elektrik santrallerine yapılan ödeme bütçe ile aynı olmuştur. 2021 yılının Mayıs ayında alınan kararla daha önceden kapasite mekanizmasından faydalanamayan yap işlet santralleri de mekanizmaya dahil edilmiş bu yüzden de bütçe ve ödeme arasında farklılık yaşanmıştır.
Hidroelektrik santraller 10 Kasım 2018 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenleme ile kapasite mekanizmasından yararlanmaya başlamıştır. Fakat 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete'nin 5. mükerrer sayısında yayımlanan düzenleme ile 2024 yılından itibaren yeniden kapasite mekanizmasından yararlanamayacak santraller listesine eklenmiştir.



2020

Ay	Bütçe & Ödeme (TL)
1	109.974.849
2	134.706.767
3	242.028.840
4	260.466.784
5	229.090.052
6	236.036.397
7	131.163.806
8	135.161.149
9	111.697.780
10	211.329.328
11	166.417.879
12	231.196.259
TOTAL	2.200.000.000

2021

Ay	Bütçe (TL)	Ödeme(TL)
1	129.970.276	129.970.276
2	159.198.906	159.198.906
3	286.034.083	286.034.083
4	307.824.381	307.824.381
5	270.742.789	270.742.789
6	278.952.106	327.525.394
7	155.011.771	182.003.614
8	159.735.904	187.550.349
9	132.006.597	154.992.601
10	249.752.842	294.070.041
11	196.675.675	230.922.358
12	274.094.670	327.580.500
TOTAL	2.600.000.000	2.858.415.291

2022

Ay	Bütçe (TL)	Ödeme(TL)
1	136.683.392	136.683.392
2	167.421.716	167.421.716
3	300.808.078	300.808.078
4	323.723.870	352.331.444
5	284.726.971	284.726.771
6	344.914.784	344.914.784
7	191.803.087	191.803.087
8	197.237.543	197.237.543
9	162.998.151	162.998.151
10	308.388.008	308.388.008
11	242.849.767	242.849.767
12	338.444.634	338.444.634
TOTAL	3.000.000.000	3.000.000.000

2023

Ay	Bütçe (TL)	Ödeme(TL)
1	182.244.523	182.244.523
2	223.228.954	223.228.954
3	401.077.437	401.077.437
4	431.631.826	431.631.826
5	379.635.961	379.635.961
6	459.886.379	459.886.379
7	255.737.450	255.737.450
8	262.983.391	262.983.391
9	217.330.867	217.330.867
10	411.184.010	411.184.010
11	323.799.690	323.799.690
12	451.259.512	451.269.512
TOTAL	3.000.000.000	3.000.000.000

2024

Ay	Bütçe (TL)	Ödeme(TL)
1	227.805.654	227.805.564
2	279.036.193	279.036.193
3	501.346.797	501.346.797
4	539.539.782	539.539.782
5	474.544.951	474.544.951
6	574.857.973	574.857.973
7		
8		
9		
10		
11		
12		
	5.000.000.000	2.597.131.350

Kaynak: TEİAŞ, EPDK

2024 yılı içerisinde formülasyonda ve Kapasite Mekanizması Yönetmeliği'nde değişiklik yapılmıştır.

25.07.2024 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği'ndeki değişiklik ile birlikte eklenen geçici madde kapsamında, Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması için 2024'te ek bütçe tahsis edilmesi halinde, ek bütçe kalan ayarda santrallere eşit olarak dağıtılacaktır.

Yönetmeliğe geçici bir madde ekleyen değişiklik kapsamında Kapasite Mekanizması için 2024 yılında tahsis edilecek ek bütçenin tamamı, 31 Aralık 2023'teki düzenlemeyle birlikte güncellenen formüllere göre kalan aylarda ilgili santrallere eşit olarak dağıtılacaktır.

Kapasite ödemelerine esas bir fatura dönemindeki bütçenin %25'i aşağıdaki formüllere göre ödenecektir:

$$\text{Kapasite Ödeme Oranı} = \frac{\text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}{\sum \text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}$$

$$\text{Kapasite Ödemesi} = \text{Kapasite Ödeme Oranı} * \text{Bütçe} * \frac{\text{Santral Kurulu Gücü}}{\text{Aynı Kaynak Türündeki Tüm Santrallerin Kurulu Gücü}}$$

Kapasite ödemelerine esas bir fatura dönemindeki bütçenin %25'i aşağıdaki formüllere göre ödenecektir:

$$\text{Kapasite Ödemesi} = \text{Kapasite Kullanım Oranı} * \left[\sum \text{Kurulu Güç} * \text{Sabit Maliyet Bileşeni} + \sum \text{Kurulu Güç} * (\text{Toplam Maliyet Bileşeni} - \text{Piyasa Takas Fiyatı})\right]$$

Yönetmelikte güncelleme yapılmadan önce sabit maliyet bileşeni doğal gaz santralleri için 116 TL/MWh iken güncelleme ile birlikte 300 TL/MWh, yerli kömür santralleri için 240 TL/MWh iken 450 TL/MWh olmuştur.

Kapasite kullanım oranı ise doğal gaz santralleri için %70 iken yönetmelikteki değişiklik ile birlikte %40, yerli kömür ise %50 iken güncelde %55 olarak uygulanacaktır.

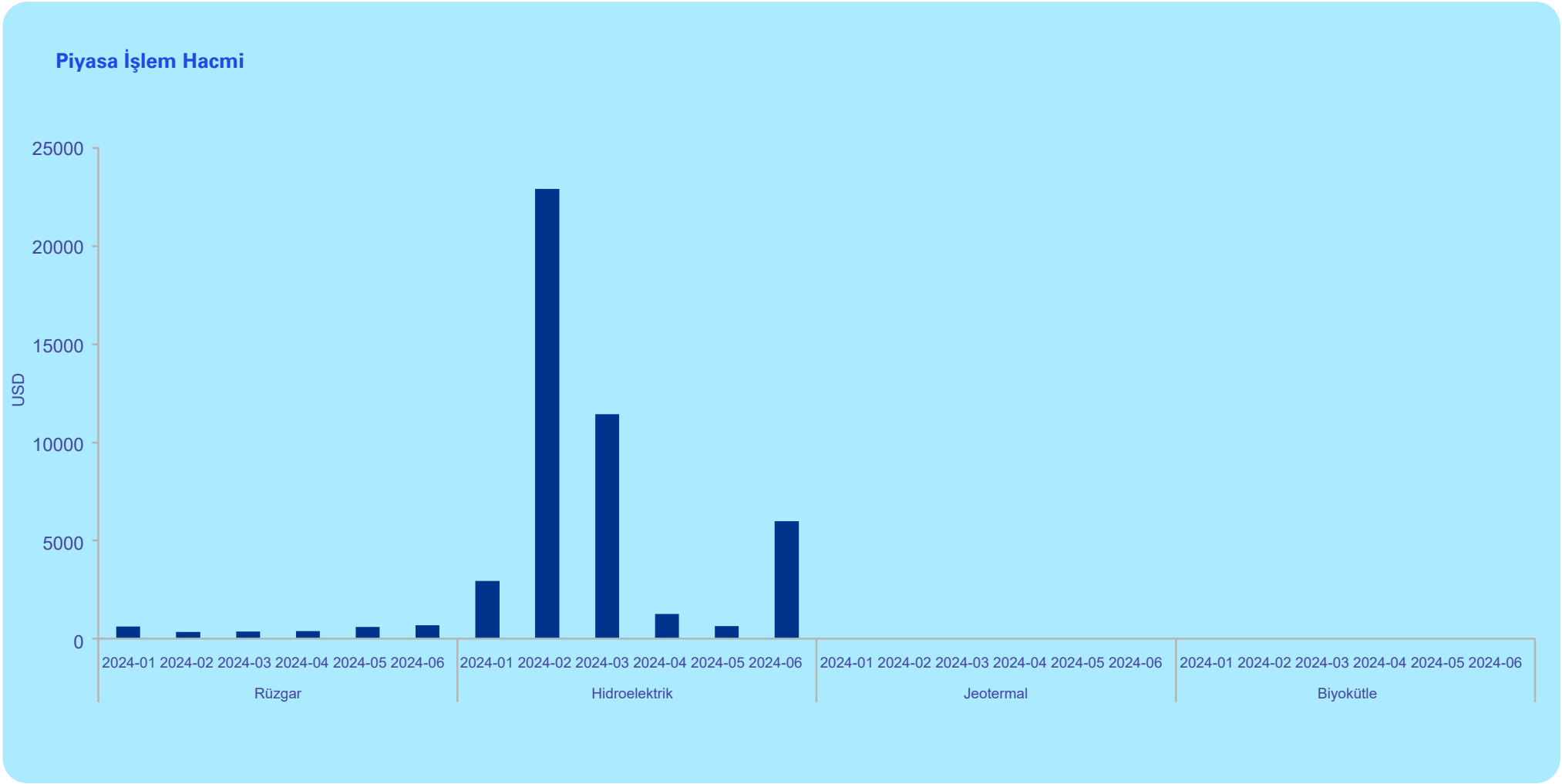
Kaynak: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.



YEK-G

YEK-G Yönetmeliği

2024 yılının ilk yarısında kullanıcılar tarafından en çok tercih edilen kaynak türü hidroelektrik santralleri olurken jeotermal ve biyokütle hiç tercih edilmemiştir.

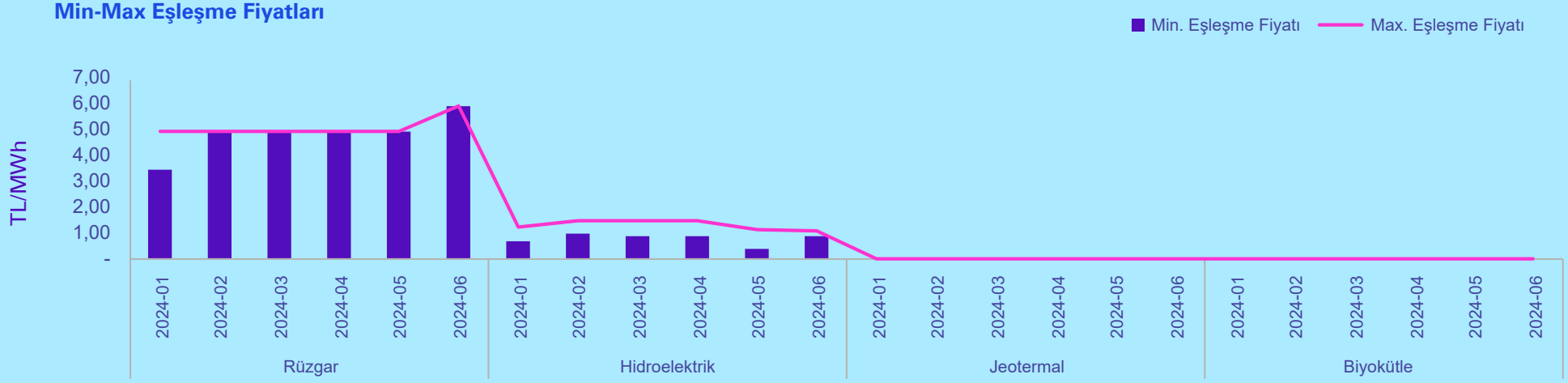


Kaynak: EPİAŞ

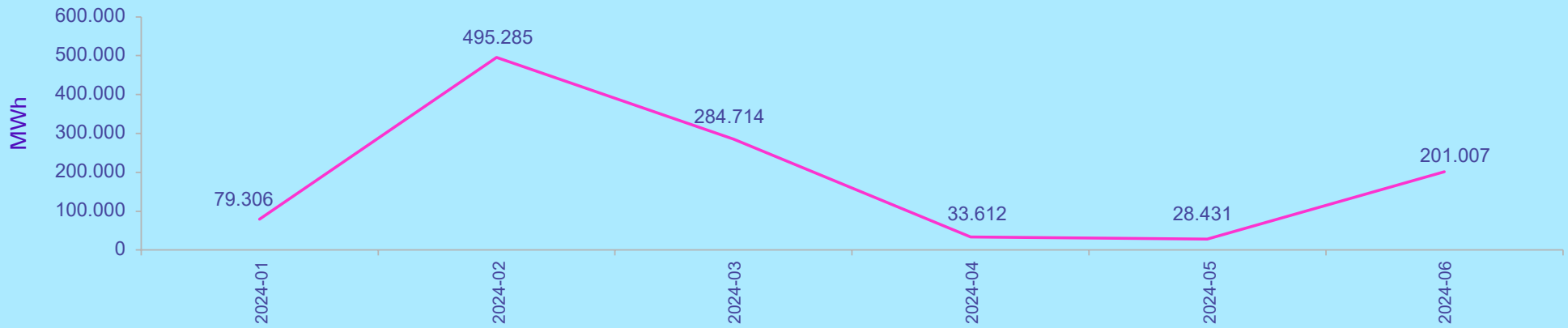
YEK-G Yönetmeliği

YEK-G sertifikasyon işlemlerinde fiyatlar kaynak bazında değişkenlik göstermektedir. İlgili dönem içinde oluşan minimum ve maksimum eşleşme fiyatları da yine kaynak bazında farklılık göstermektedir. Diğer kaynaklara kıyasla hidroelektrik santrallerinin eşleşme fiyatları düşük kalmakta bu da bu kaynak türü için işlem hacminin daha yüksek seviyede olması ile sonucunu doğurmaktadır.

Min-Max Eşleşme Fiyatları



Toplam Eşleşme Miktarı



Kaynak: EPİAŞ

Doğal Gaz Piyasası

Uzun Vadeli Kontratlar

Türkiye'de doğal gaz arzı, uzun vadeli Boru Gazı ve LNG sözleşmeleri yoluyla yapılan ithalatla sağlanmaktadır.

Gaz Kaynağı	Hacim (milyar m³/yıl)	İthalatçı	Tür	Başlangıç Yılı	Bitiş Yılı
Rusya (Balkan)	5,75	BOTAŞ	Boru Gazı	2022	2025
Rusya (Balkan)	5.00	Özel (Akfel,Bosphorus, Kibar)	Boru Gazı	2013	2043
Rusya (Mavi Akım)	16.00	BOTAŞ	Boru Gazı	1997	2024
Azerbaycan (Kısa Dönem)	11.00(Toplam)	BOTAŞ	Boru Gazı	2022	2024
Azerbaycan (TANAP)	6.00	BOTAŞ	Boru Gazı	2018	2033
Azerbaycan	0.15	BOTAŞ	Boru Gazı	2011	2046
İran	9.60	BOTAŞ	Boru Gazı	1996	2026
Cezayir	4.40*	BOTAŞ	LNG	1988	2027

*: İki ülke arasında 1988 yılından beri devam eden LNG alım-satım ithalat anlaşmasının süresi 2023 yılında 2027 yılına kadar uzatılmış olup bu süre içerisinde Türkiye Cezayir'den yıllık 4,4 milyar m3 LNG almaya devam edecektir.

Doğal Gaz İthalatı

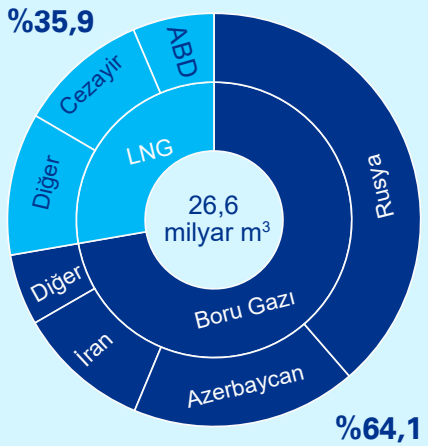
Boru gazı ithalatın ana kaynağı olmaya devam etse de LNG'nin Türkiye'nin doğal gaz ithalatındaki payı artmaktadır.

2023 İlk Yarı Toplam İthalat : 26,6 milyar m³

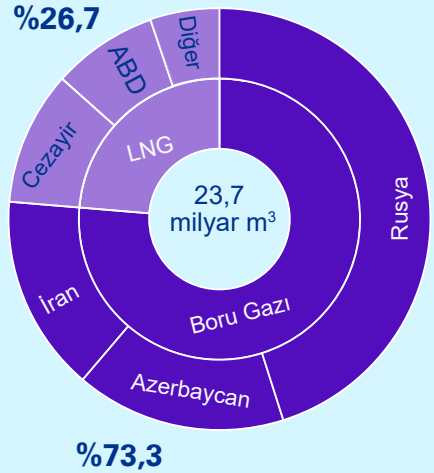
2024 İlk Yarı Toplam İthalat : 23,7 milyar m³

%11 azalış

2023 İlk Yarı
LNG: 9,5 milyar m³
Boru Gazı: 17,1 milyar m³



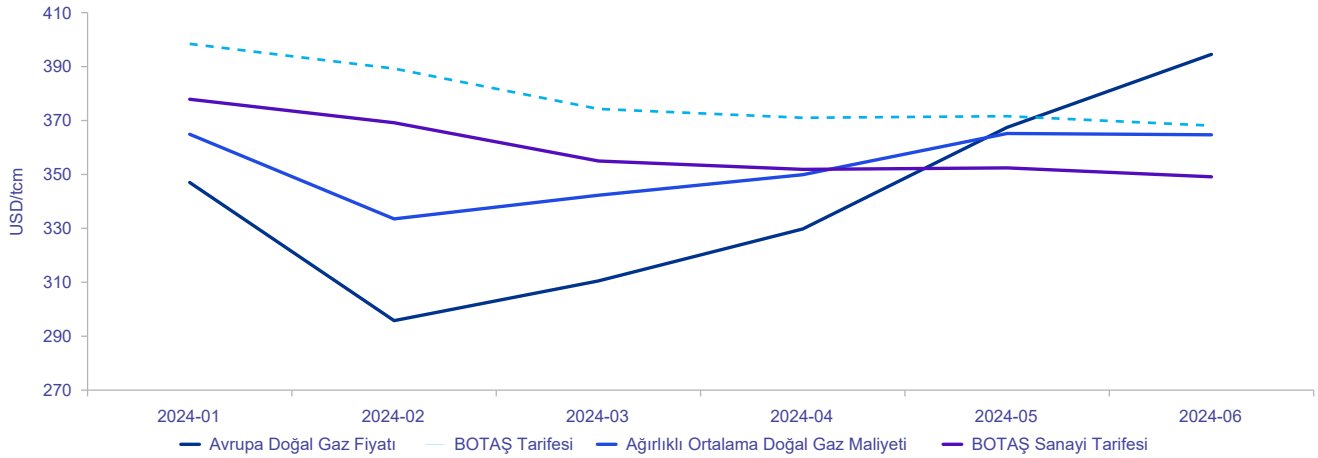
2024 İlk Yarı
LNG: 6,3 milyar m³
Boru Gazı: 17,4 milyar m³



Kaynak: EPDK, BOTAŞ, Oxford Energy Institute, "Turkeys Supply Demand Balance and Renewal of its LTCs", Gulmira Rzayeva, Nisan 2022

Doğal Gaz Tarifesi

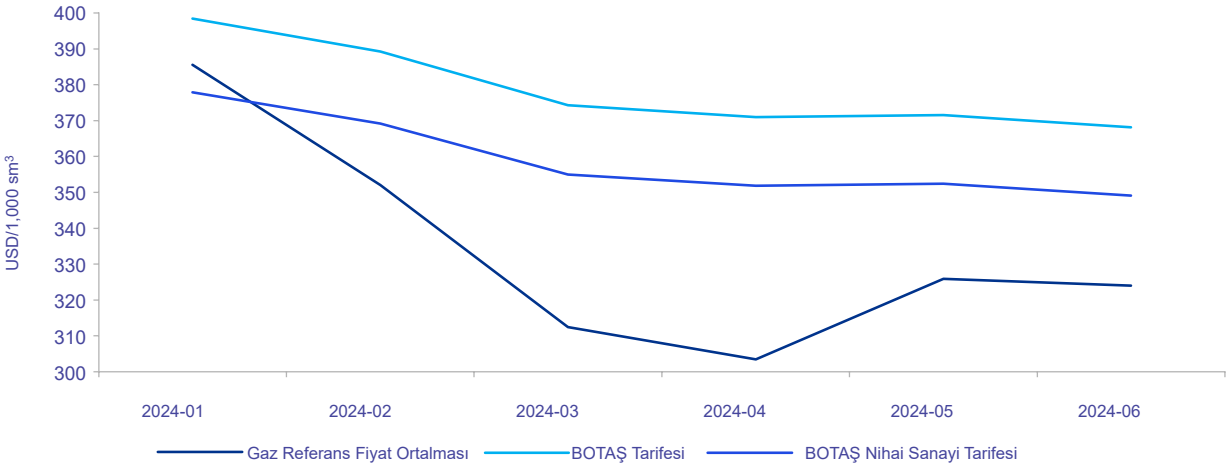
Avrupa doğal gaz piyasası fiyatları 2024'ün Şubat ayından itibaren Orta Doğu'daki gerilimin de etkisiyle giderek artmaktadır.



Not: EPDK raporlarından en son Mayıs ayı yayımlandığı için Ağırlıklı Ortalama Doğal Gaz Maliyeti verileri Haziran ayını kapsamamaktadır.

Doğal Gaz Referans Fiyatı vs. BOTAŞ Tarifesi

Gaz referans fiyat ortalaması ve BOTAŞ tarifesi arasında korelasyon görülmektedir. 2024 yılının Ocak ayından itibaren BOTAŞ Tarifesi ve BOTAŞ nihai sanayi tarifesinde düşüş görülmektedir.



Kaynak: EPDK, BOTAŞ, EPİAŞ

Doğal Gaz Üretimi

Keşfedilen doğal gaz rezervinin kullanılmaya başlamasıyla beraber doğal gaz üretim verilerinde 2023 Eylül ayı itibariyle dikkat çeken bir artış görülmüş, 2024 yılının Haziran ayında doğal gaz üretimi zirveye çıkmıştır.

Doğal Gaz Üretim Miktarı (Milyon Sm³)

Tarih	2023	2024	Artış Miktarı
Ocak	38,6	115,7	%199,7
Şubat	34,3	121,7	%254,8
Mart	37,4	157,7	%321,7
Nisan	37,0	151,4	%309,2
Mayıs	39,3	189,9	%383,2
Haziran	39,6	191,9	%383,5
Temmuz	36,9		
Ağustos	42,1		
Eylül	110,6		
Ekim	139,6		
Kasım	138,3		
Aralık	113,8		

	Üretim Miktarı (Milyon Sm³)
2023 İlk Yarı	226,2
2024 İlk Yarı	928,3

%310 artış

Sürdürülebilirlik

Elektrifikasyon

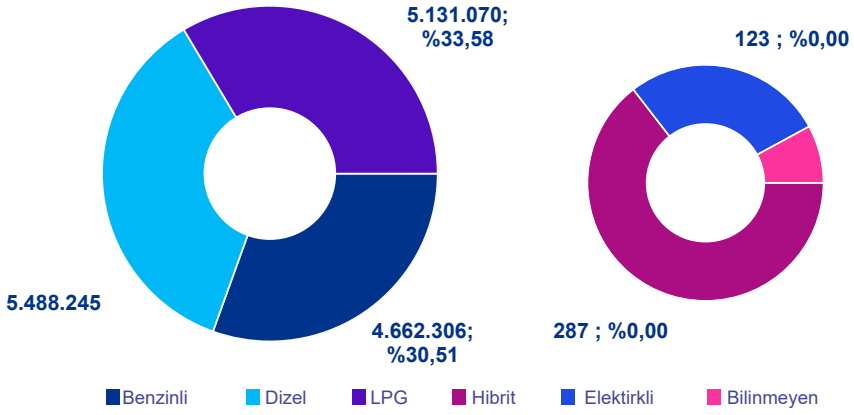
Ocak-Haziran döneminde trafiğe kaydı yapılan 508.801 adet otomobilin %65,2'si benzin, %12,9'u hibrit, %12,4'ü dizel, %8,4'ü elektrikli ve %1,1'i LPG yakıtlıdır.

Haziran ayı sonu itibarıyla trafiğe kayıtlı 15 milyon 727 bin 46 adet otomobilin ise %34,9'u dizel, %32,6'sı LPG, %29,6'sı benzin, %1,8'i hibrit ve %0,8'i elektriklidir. Yakıt türü bilinmeyen otomobillerin oranı ise %0,2'dir.

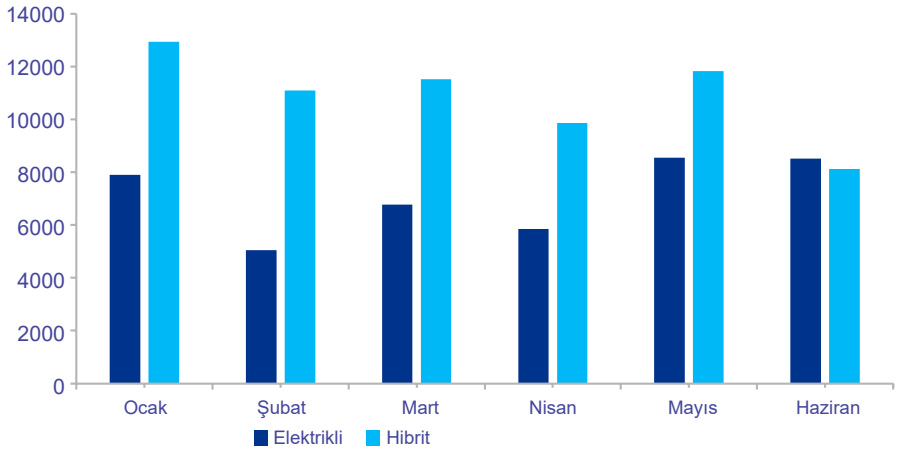
Ocak-Haziran döneminde bir önceki yılın aynı dönemine göre trafiğe kaydı yapılan taşıt sayısı %19,2 artarak 1 milyon 261 bin 1 adet olurken, trafikten kaydı silinen taşıt sayısı %8,4 azalarak 13 bin 509 adet olmuştur. Böylece Ocak-Haziran döneminde trafikteki toplam taşıt sayısında 1 milyon 247 bin 492 adet artış gerçekleşmiştir.

Kaynak: Emniyet Genel Müdürlüğü, TÜİK, TEHAD

2024 İlk Yarı İtibarıyla Yakıt Cinsine Göre Kayıtlı Otomobil Sayısı



2024 İlk Yarısında Trafiğe Kaydı Yapılan Elektrikli ve Hibrit Araç Sayısı



Yenilenebilir Enerji Santrallerinin Kapasite Faktörüne Yönelik Özel Bölüm

Aylık Elektrik Üretimi

2024 yılının ilk yarısında kapasite faktörü en yüksek yenilenebilir kaynak jeotermaldir ve en yüksek seviyesine Şubat ayında %76,8 ile ulaşmıştır. Jeotermal kapasite faktörü 2024 yılı ilk yarı ortalaması 70,8%'dır. Jeotermal kaynaklar doğası gereği baz yük olarak çalışabildiği için yıl içindeki kapasite faktörü değişimi diğer kaynaklara göre daha azdır.

Güneş santrallerinin 2024 yılının ilk yarısında ortalama kapasite faktörü %19,1 olurken, güneş santralleri için en yüksek kapasite faktörü Haziran ayında %29,9 ile gerçekleşmiştir. Güneş, 2024 yılının ilk yarısında ortalama kapasite faktörü en düşük yenilenebilir enerji kaynağı olmuştur.

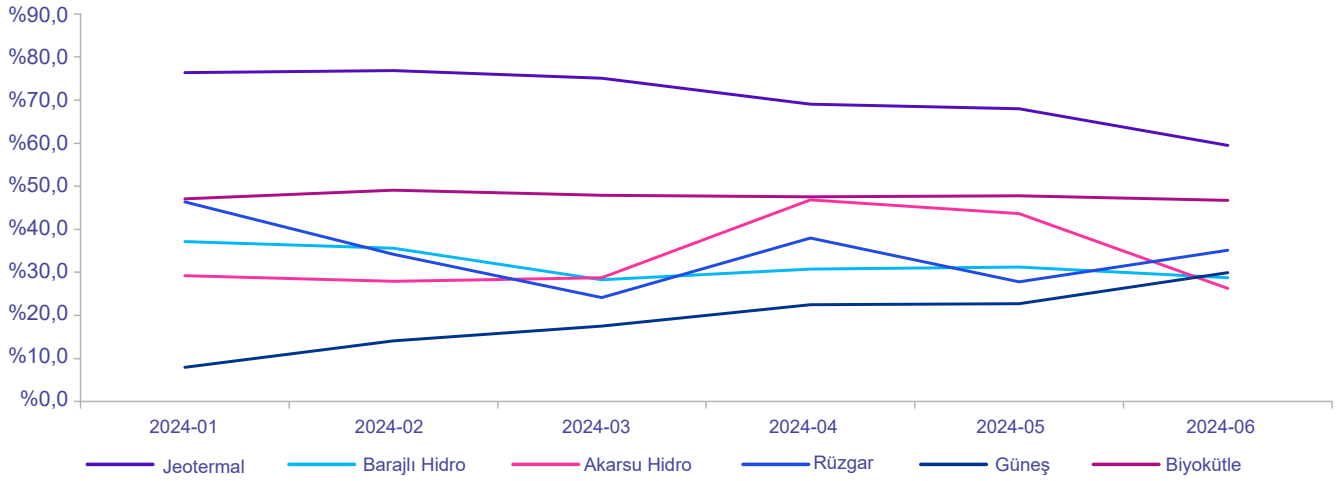
2024 yılının ilk yarısında ortalama kapasite faktörü %32,0 olan rezervuarlı hidroelektrik santrallerinde, Ocak ayında %37,1 ile zirve görülmüştür.

Akarsu hidroelektrik santrallerinin 2024 yılının ilk yarısında ortalama kapasite faktörü %33,8 olurken, uzun dönem ortalamalara bakıldığında en yüksek değerlerin yaşandığı Nisan ayında ortalama kapasite faktörü %46,9 olarak gerçekleşmiştir.

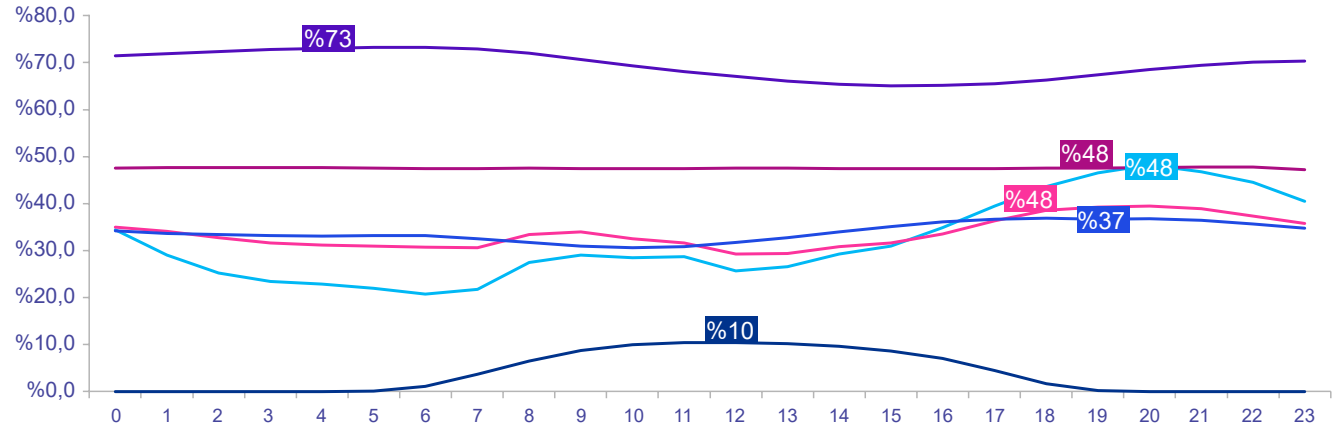
Rüzgar santrallerinin 2024 yılının ilk yarısında ortalama kapasite faktörü %34,3 iken en yüksek aylık ortalama değer %46,4 ile Ocak ayına aittir.

Kaynak bazında saatlik kapasite faktörü incelendiğinde maksimum değerler yandaki grafikte görülmektedir.

Kapasite Faktörü



2024 İlk Yarı Saatlik Kapasite Faktörü Profili



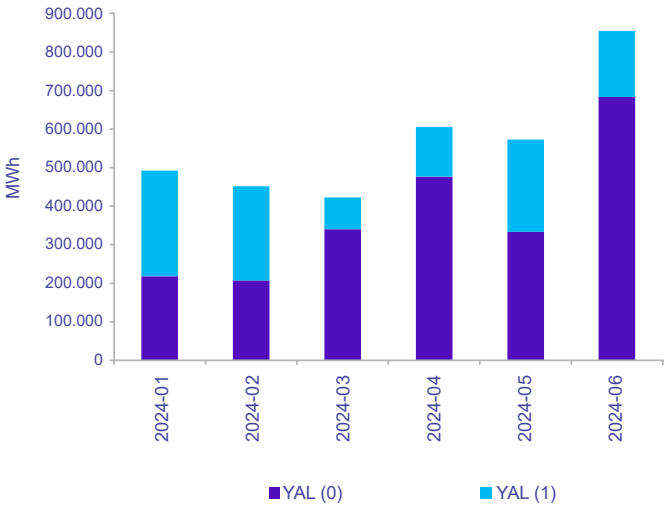
Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

Bölgesel Kapasiteler ve TEİAŞ YAL-YAT Talimatlarına Yönelik Özel Analiz

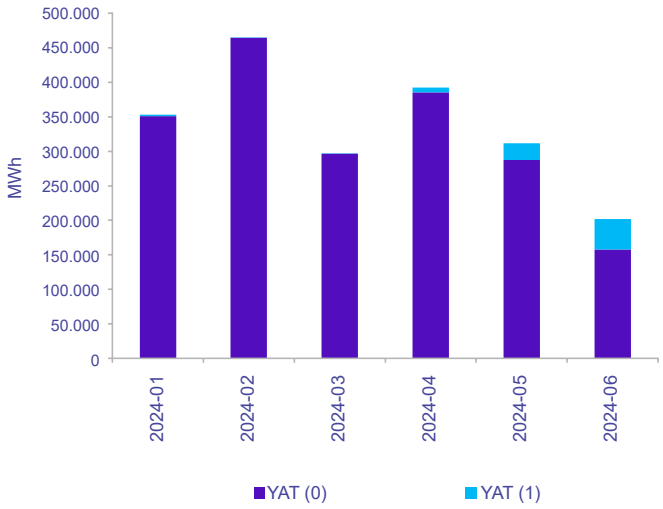
YAL - YAT Talimatları

2024 yılının ilk yarısında YAL (0) talimatı en çok verilmiştir.

2024 İlk Yarı YAL Talimat Hacmi



2024 İlk Yarı YAT Talimat Hacmi



	Toplam YAL (0) Talimat Hacmi (TWh)	Toplam YAL (1) Talimat Hacmi (TWh)	Toplam YAT (0) Talimat Hacmi (TWh)	Toplam YAT (1) Talimat Hacmi (TWh)
2024 İlk Yarı	2,3	1,1	1,9	0,1

Kaynak: TEİAŞ

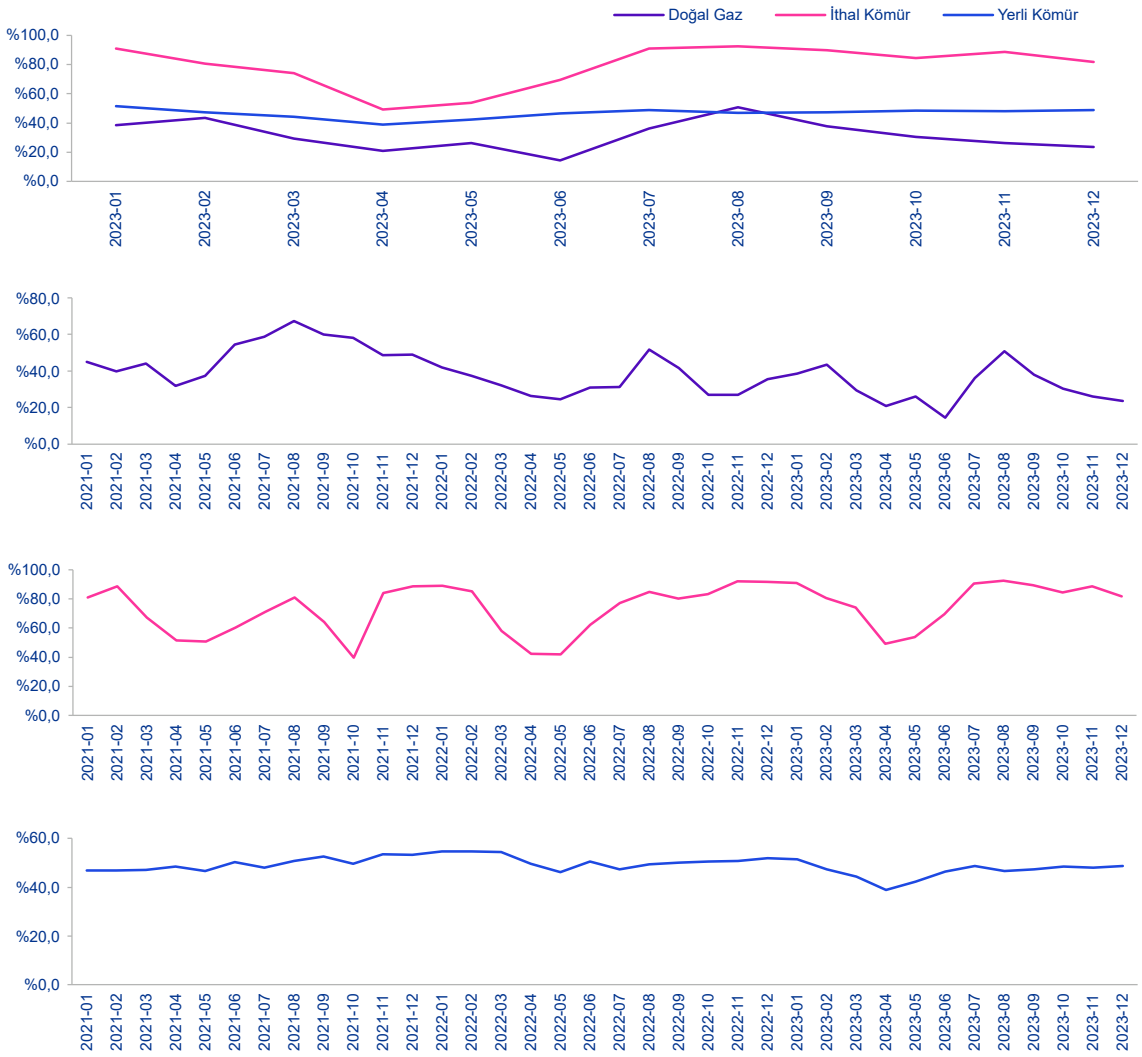


Termik Santrallerin Kapasite Kullanım Oranına Yönelik Özel Bölüm



Türkiye'nin Elektrik Üretimi

Kapasite Kullanım Oranı



Kapasite kullanım oranı, bir enerji üretim tesisinin kapasitesinin belli bir dönem içinde ne kadarının kullanıldığını gösteren bir indikatördür. Bu değerin yüksek olması, o santralin ilgili dönem boyunca üretiminin yüksek olduğu anlamına gelmektedir.

2023 yılında kapasite kullanım oranı en düşük termik kaynak doğal gazdır. Genellikle elektrik fiyatını belirleyici rol oynayan doğal gaz santrallerinin yıllık kapasite kullanım oranı ortalaması %31,4'tür. Doğal gazın kapasite kullanım oranının en yüksek olduğu ay, elektrik talebinin de en fazla olduğu Ağustos ayıdır. Ağustos ayında doğal gaz santralleri için kapasite kullanım oranı %50,8 seviyesinde olmuştur. Doğal gaz santrallerinin diğer kaynaklara kıyasla genelde yüksek marjinal maliyete sahip olmaları nedeniyle bu kaynakların kapasite kullanım oranları düşük gerçekleşmiştir.

2023 yılında kapasite kullanım oranı en yüksek termik kaynak ise ithal kömürdür ve en yüksek kullanım oranına Ağustos ayında %92,4 ile ulaşılmıştır. İthal kömür kapasite kullanım oranı yıllık ortalaması ise %78,8'dir. İthal kömür santrallerinin kapasite kullanım oranı en düşük seviyeleri %49,3 ve %53,9 ile Nisan ve Mayıs aylarında gerçekleşmiştir. Bu düşüşte, bu dönemlerde ithal kömür santrallerinin yaklaşık toplam 4.500-5.000 MW kapasiteye ulaşan bakım dönemine girmesi etkili olmuştur.

Yerli kömür santrallerinin 2023 yılı kapasite kullanım oranı ortalaması bir önceki yıla kıyasla yaklaşık 4 puanlık bir düşüşle %46,6 seviyesine gerilemiştir. Bu gerilemede kömür santralleri rezervlerinde yaşanan düşüş ve kömür lojistik maliyetlerindeki artış etkili olmuştur.

Doğal gaz santralleri için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %49,4
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %33,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %31,4

İthal Kömür santralleri için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %69,0
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %78,8

Yerli Kömür santralleri için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %49,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %50,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %46,6

Doğal Gaz Kapasite Kullanım Oranı

Türkiye'de kurulu gücü en yüksek olan 10 adet doğal gaz santralinin 2023 senesindeki kapasite kullanım oranları incelendiğinde Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Termik Santrali'nin %53,6 kapasite kullanım oranıyla en yüksek kapasite kullanım oranına sahip doğal gaz santrali olduğu görülmektedir.

Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Termik Santrali'ni %47,7 ile Bilgin Samsun Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali ve %46,2 ile Antalya Enerji Santrali izlemiştir.

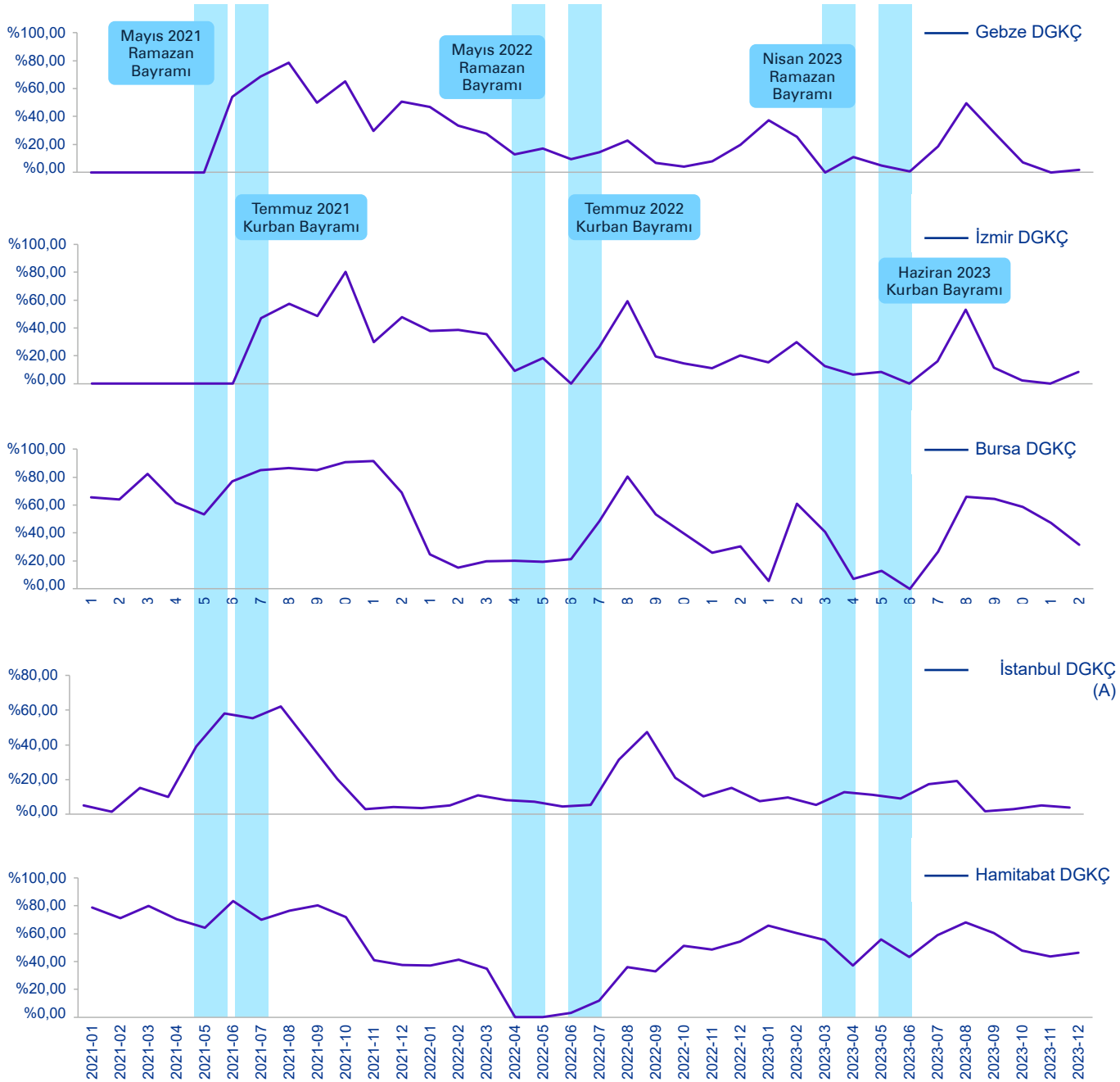
En düşük kapasite kullanım oranına sahip olan doğal gaz santrali %8,8 ile İstanbul Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali (A) olmuştur.

Bandırma Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali, Erzin Doğal Gaz Santrali ve Antalya Enerji Santrali haricindeki doğal gaz çevrim santrallerinde en yüksek kapasite kullanım oranları Ağustos ayında görülmüştür. Ağustos ayında ulaşılan en yüksek kapasite kullanım oranı %78,2 ile Acwa Power Kırıkkale Doğal gaz Kombine Çevrim Santrali'nde gerçekleşmiştir.

Bu yıldaki en düşük kapasite kullanım oranlarına Haziran ayında rastlanmıştır. Bursa Doğaz Gaz ve İzmir Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Haziran ayında hiç üretim yapmazken Gebze ve Bandırma 1 Doğal Gaz Kombine Çevrim Santralleri de oldukça az üretim yapmıştır. Bursa Doğaz Gaz Santrali Haziran ayında bakıma girmişken İzmir Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Haziran ayı boyunca arıza kaydı oluşturmuştur.



Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite kullanım oranlarına bakıldığında en yüksek kapasite kullanım oranı artışı 24,3 puanlık artışla Hamitabat DGKÇ'de gerçekleşirken en fazla düşüş 21,8 puanlık azalışla Bandırma 1 DGKÇ'de gerçekleşmiştir.

Enka Gebze DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %33,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %15,2

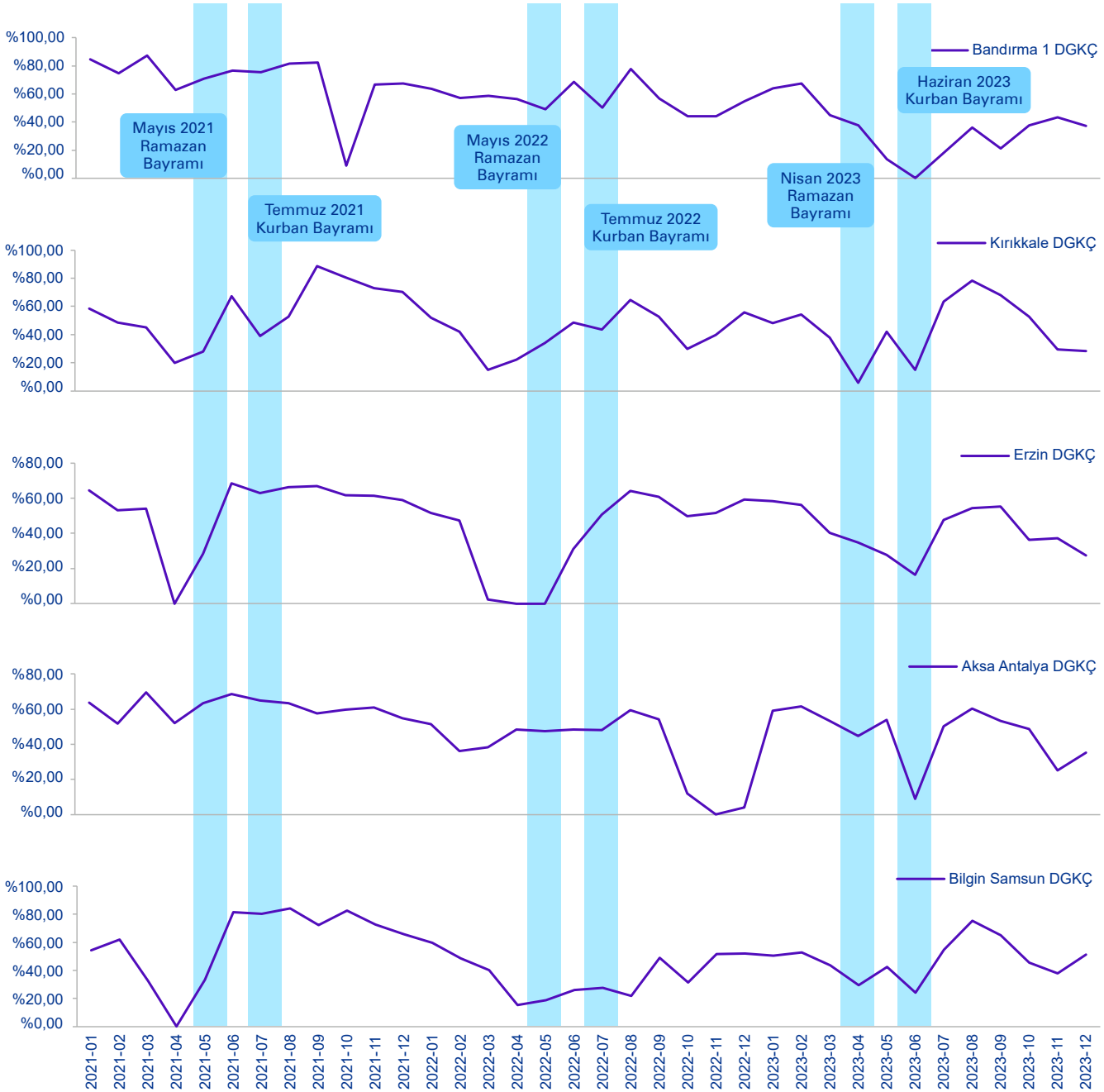
Enka İzmir DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %26,2
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %24,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %13,6

EÜAŞ Bursa DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %76,0
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %33,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %34,9

EÜAŞ İstanbul DGKÇ (A) için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %26,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %14,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %8,8

Limak Hamitabat DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %68,7
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %29,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %53,6

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



EnerjiSA Bandırma 1 DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %69,8
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %56,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %34,8

ACWA Kırıkkale DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %55,9
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %41,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %43,6

Akenerji Erzin DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %53,8
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %39,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %40,8

Aksa Antalya DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %60,9
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %37,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %46,2

Bilgin Samsun DGKÇ için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %60,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %36,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %47,7

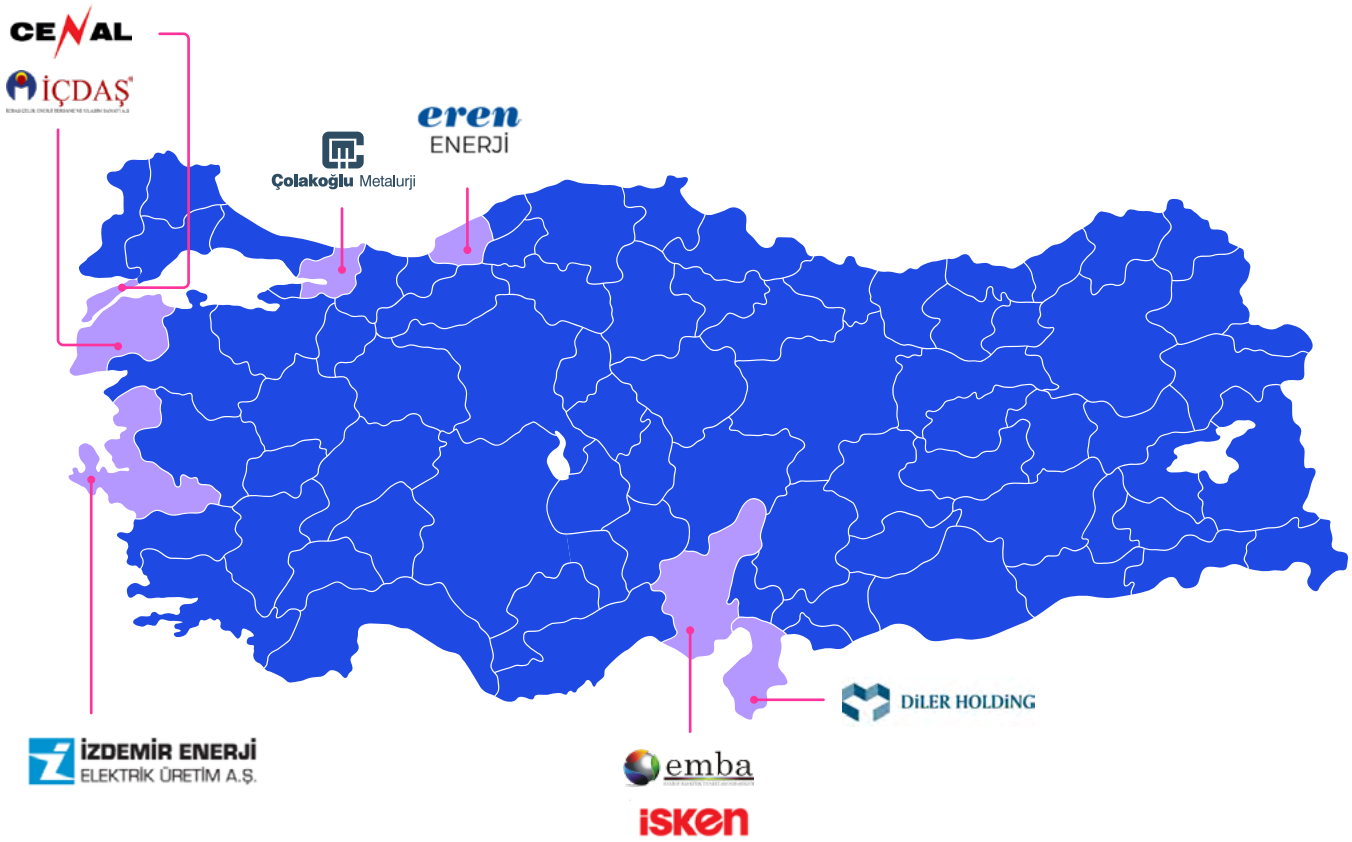
Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

İthal Kömür Kapasite Kullanım Oranı

İthal kömür yakıtlı santrallerde en yüksek kurulu güce sahip olan santrallerin 2023 senesindeki kapasite kullanım oranları incelendiğinde 2022 yılında kullanıma açılan Emba Hunutlu Termik Santrali'nin %90,7 kapasite kullanım oranıyla en yüksek kapasite kullanım oranına sahip ithal kömür santrali olduğu görülmektedir.

Emba Hunutlu Termik Santrali'ni %80,4 ile İzdemir Termik Santrali ve %79,4 ile Sugözü İsken Termik Santrali izlemiştir.

2005 yılında faaliyete geçen İçdaş Biga Termik Santrali, 2023 senesinde bir önceki seneye göre 7,8 puanlık artış gerçekleştirmesine rağmen %58,2 kapasite kullanım oranıyla en düşük kapasite kullanım oranına sahip olan termik santral olmuştur.

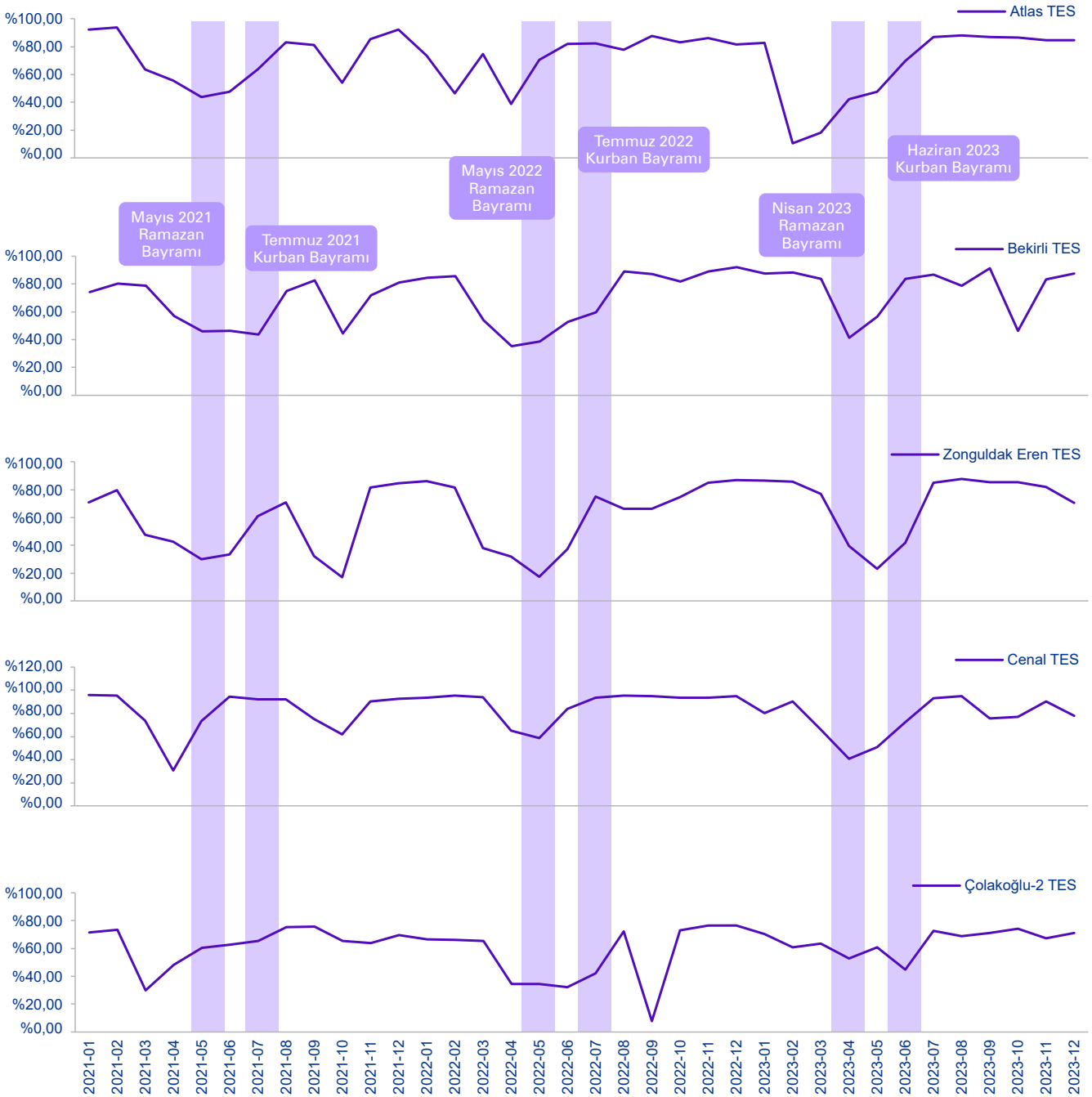


Not: Atlas TES, Diler Holding bünyesinde bulunan Atlas Enerji Üretim A.Ş. Tarafından kurulmuştur.

Cenal TES, Cengiz Holding ve Alarko Holding ortaklığı ile kurulan Cenal Elektrik Üretim A.Ş.'ye aittir.

Emba Hunutlu TES, EMBA Elektrik Üretim A.Ş., Çinli Shanghai Electric Power Co., Ltd. (SEP), Avic-Intl Project Engineering Company ve yerel yatırımcılar tarafından ortak bir girişim olarak kurulmuştur.

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite kullanım oranlarına bakıldığında en yüksek kapasite kullanım oranı artışı 12,7 puanlık artışla Sugözü İsken TES'de gerçekleşirken en fazla düşüş 12,2 puanlık azalışla Cenal TES'de gerçekleşmiştir.

Atlas TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %71,2
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %66,1

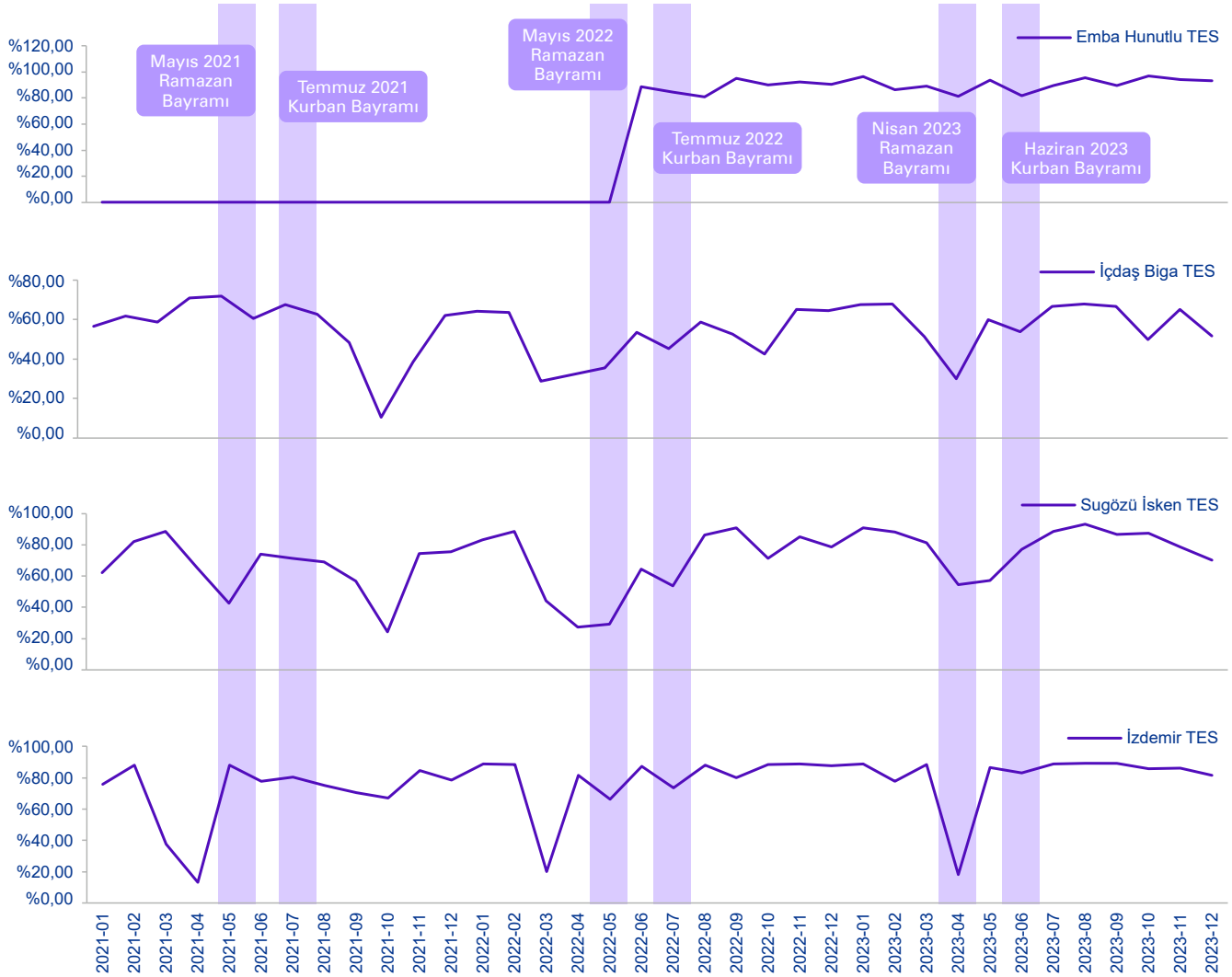
Bekirli TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %64,9
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %70,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %76,2

Zonguldak Eren TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %54,2
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %62,1
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %70,7

Cenal TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %80,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %88,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %75,7

Çolakoğlu-2 TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %63,4
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %54,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %65,0

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Emba Hunutlu TES için
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %88,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %90,7

İçdaş Biga TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %55,8
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %50,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %58,2

Sugözü İsken TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %65,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %66,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %79,4

İzdemir TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %69,6
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %78,1
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %80,4

Not: Emba Hunutlu Termik Santrali, UEVM verilerine göre 18 Haziran 2022 tarihinde üretim yapmaya başlamıştır.

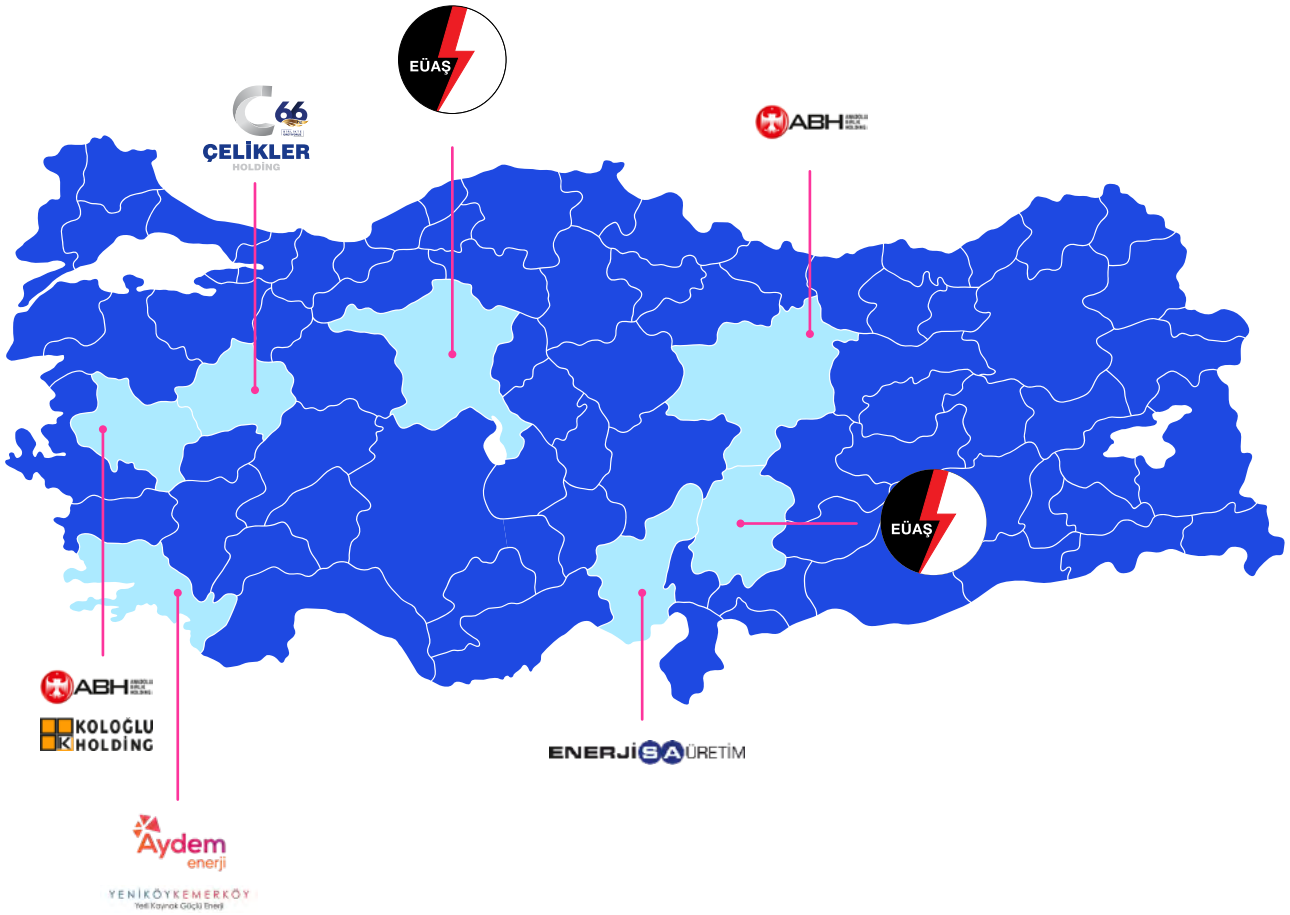
Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

Yerli Kömür Kapasite Kullanım Oranı

Türkiye'de kurulu gücü 100 MW ve üstü olan yerli kömür santrallerinin 2023 senesindeki kapasite kullanım oranları incelendiğinde Seyitömer Termik Santrali'nin %80,0 kapasite kullanım oranıyla en yüksek kapasite kullanım oranına sahip yerli kömür santrali olduğu görülmektedir.

Seyitömer Termik Santrali'ni %79,9 ile Soma Kolin Termik Santrali ve %77,0 ile Kardemir Termik Santrali izlemiştir.

En düşük kapasite kullanım oranına sahip olan termik santral %1,6 ile Afşin Elbistan A Termik Santrali olmuştur. Afşin Elbistan A Termik Santrali 6 Şubat 2023 tarihinde meydana gelen depremden hasar aldığı için uzun bir süre faaliyet gösterememiştir. Aşağıdaki haritada kurulu gücü en yüksek olan 10 yerli kömür santralinin konumları gösterilmiştir.



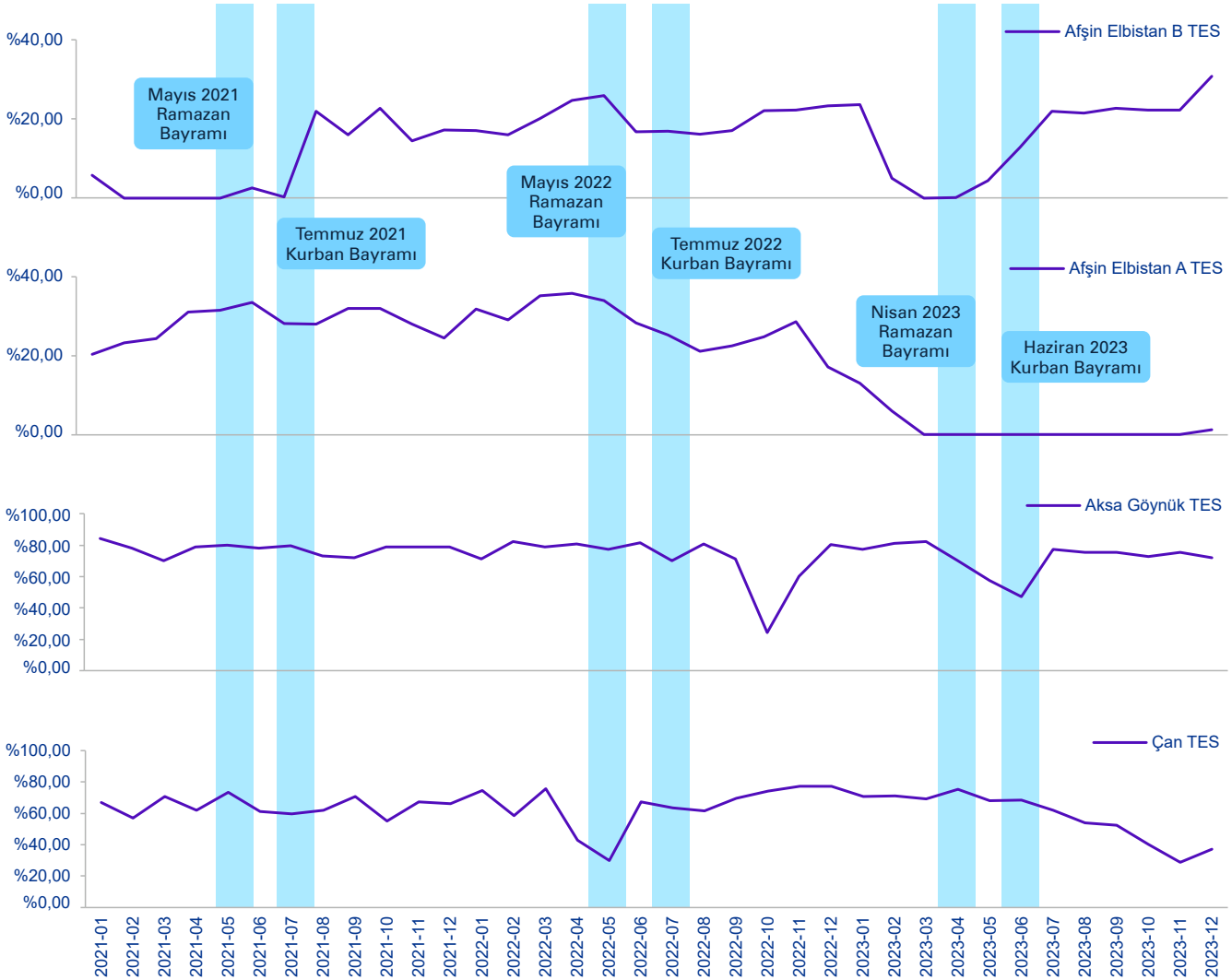
Not: Kangal TES ve Soma B TES Anadolu Birlik Holding bünyesinde bulunan Konya Şeker San. ve Tic. A.Ş.'ye aittir.

Soma Kolin TES, Koloğlu Holding iştiraki olan hidroelektrik-Gen Enerji İthalat İhracat Dağıtım ve Ticaret A.Ş. Tarafından kurulmuştur.

Yatağan TES, 1 Aralık 2014 tarihinde Aydem Enerji tarafından devralınmıştır.

Yeniköy TES, IC İçtaş Enerji- Limak Enerji ortaklığı tarafından 23 Aralık 2014 tarihinde devralınmıştır.

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite kullanım oranlarına bakıldığında en yüksek kapasite kullanım oranı artışı 50,5 puanlık artışla Orhaneli TES'de gerçekleşirken en fazla düşüş 26,1 puanlık azalışla Afşin Elbistan A TES'de gerçekleşmiştir.

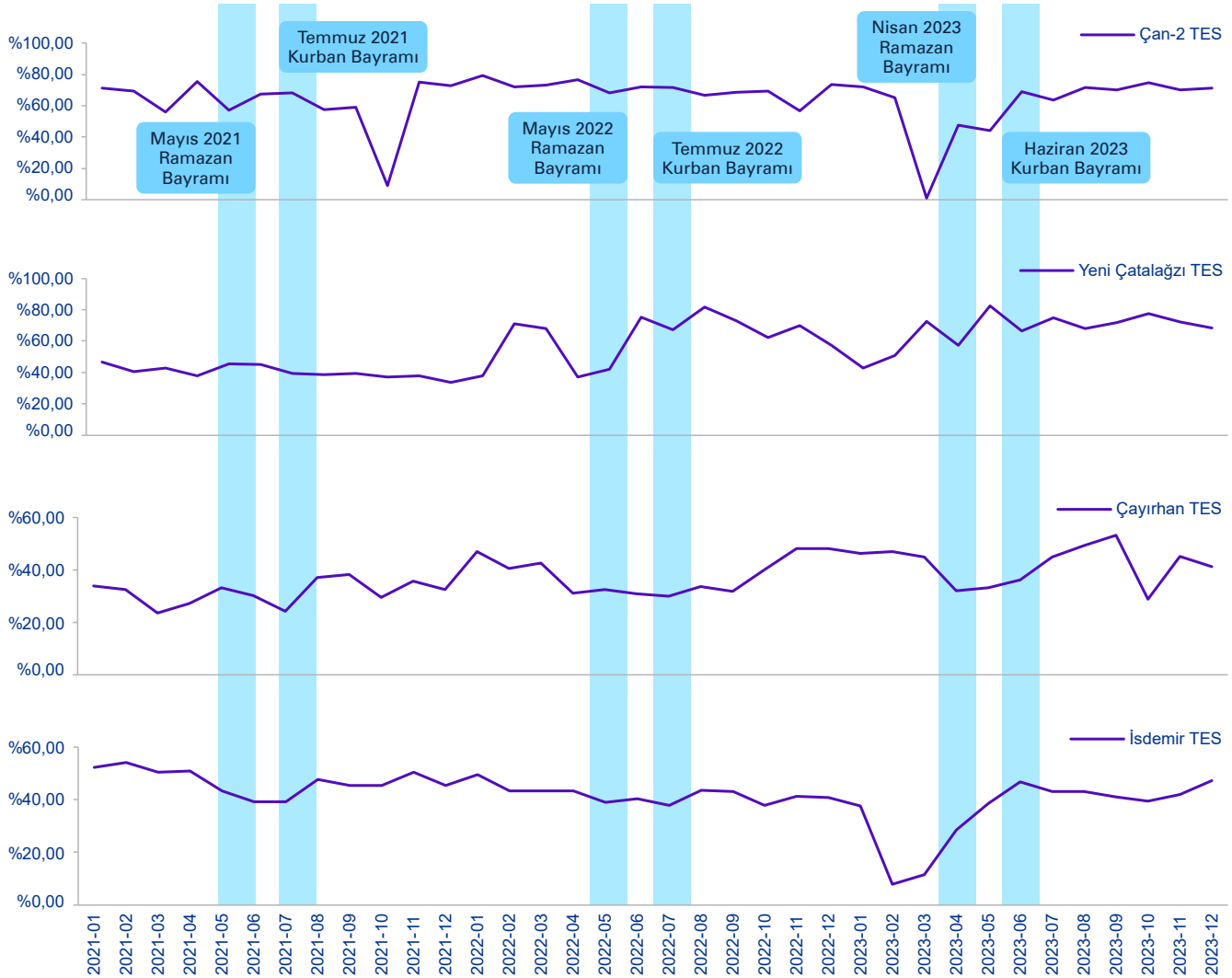
Afşin Elbistan B TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %7,8
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %19,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %15,7

Afşin Elbistan A TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %28,0
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %27,7
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %1,6

Aksa Göynük TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %77,6
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %71,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %72,0

Çan TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %64,4
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %64,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %58,1

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Çan-2 TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %61,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %70,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %59,9

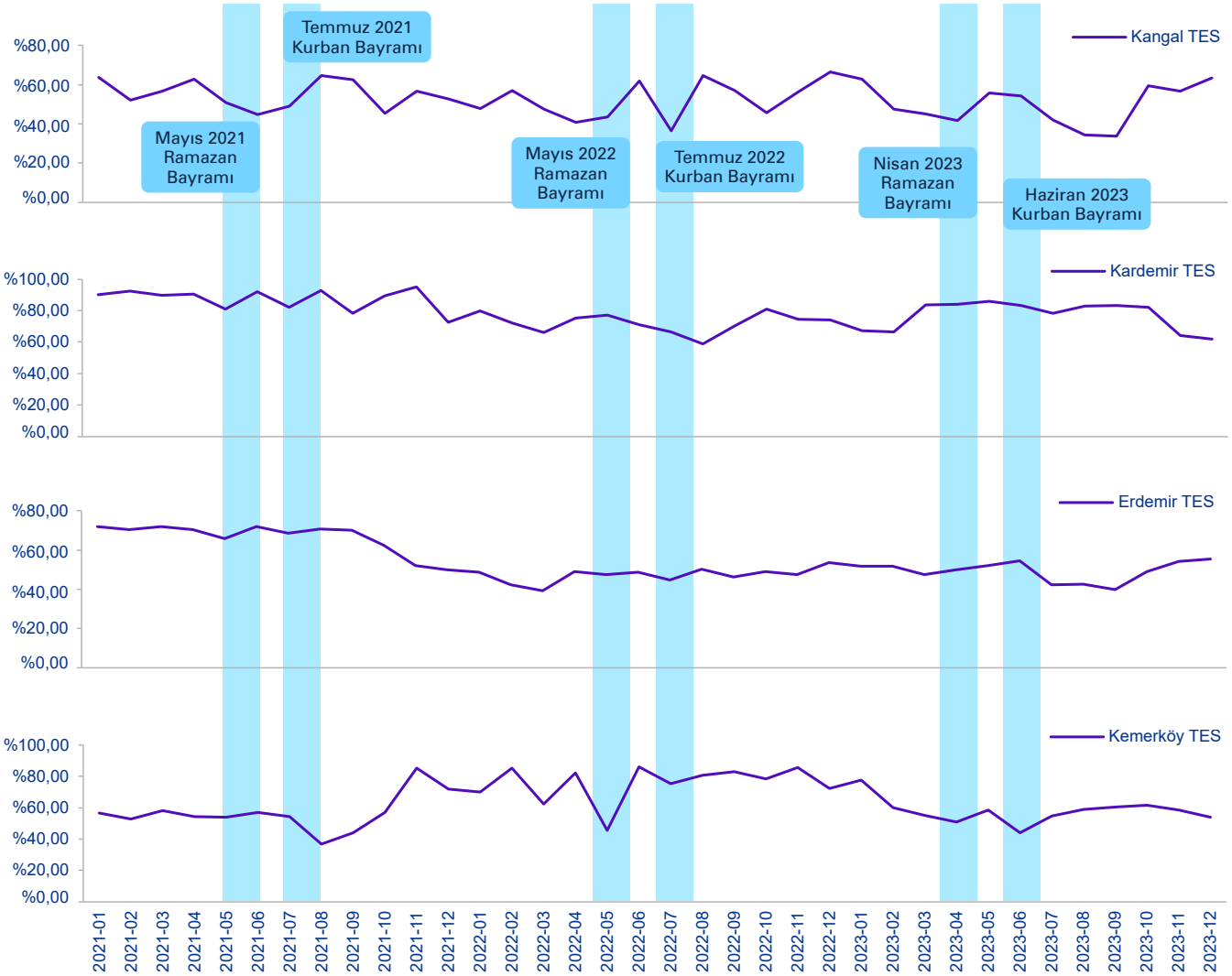
Yeni Çatalağzı TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %40,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %61,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %67,3

Çayırhan TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %31,4
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %38,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %41,8

İsdemir TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %46,9
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %41,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %35,7

Not: İsdemir Termik Santrali'nin UEVM verisinde eksiklikler bulunmasından ötürü kapasite kullanım oranı gerçek zamanlı üretim verisiyle hesaplanmıştır.

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Kangal TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %55,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %52,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %49,7

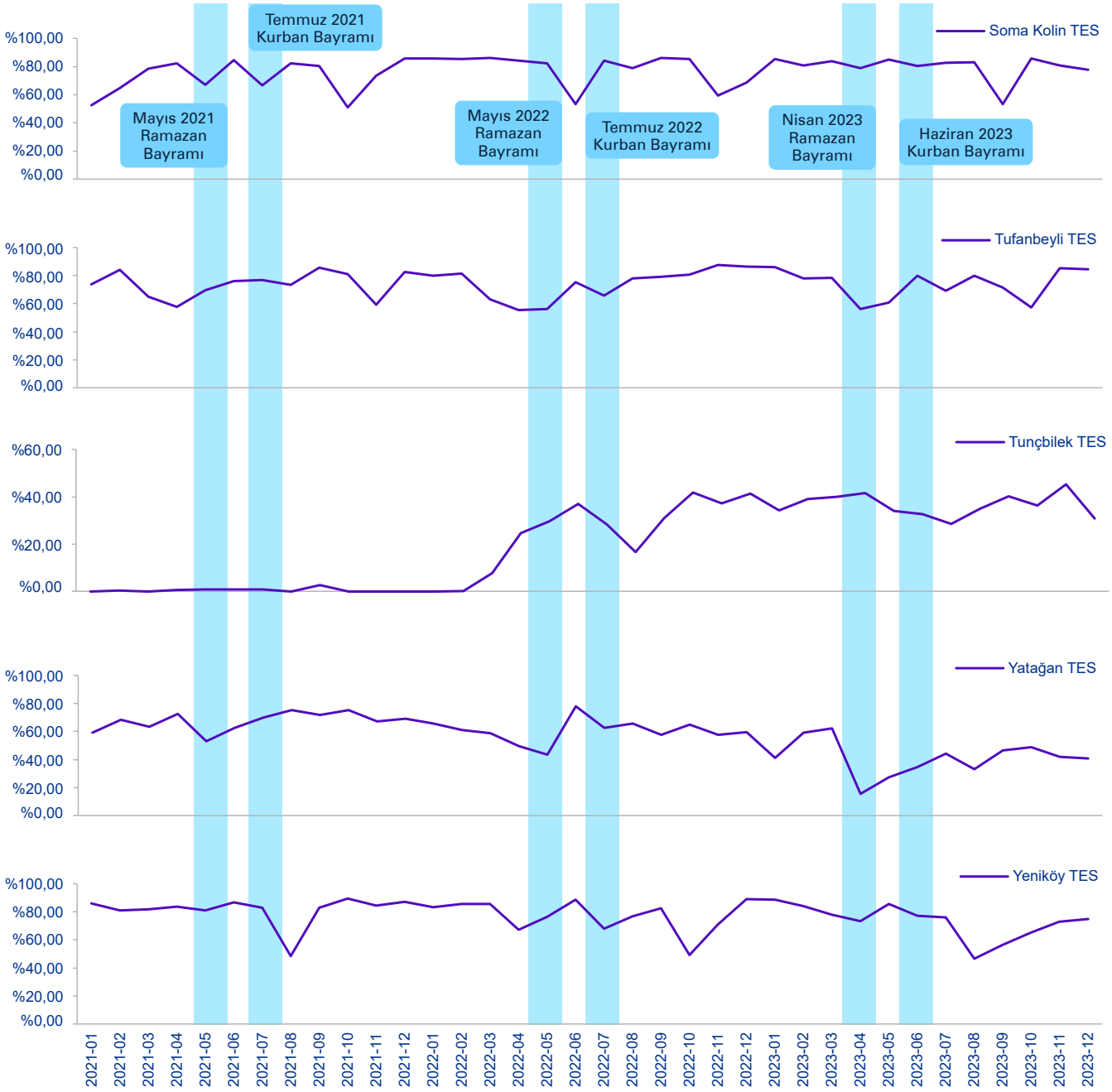
Kardemir TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %87,2
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %72,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %77,0

Erdemir TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %66,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %47,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %49,2

Kemerköy TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %56,9
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %75,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %57,9

Not: Kardemir ve Erdemir Termik Santralleri'nin UEVM verisinde eksiklikler bulunmasından ötürü kapasite kullanım oranları gerçek zamanlı üretim verisiyle hesaplanmıştır

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Soma Kolin TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %72,4
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %78,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %79,9

Tufanbeyli TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,7

Tunçbilek TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %0,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %24,7
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %36,4

Yatağan TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %67,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %60,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %41,3

Yeniköy TES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %81,2
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %76,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,1

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

Yenilenebilir Enerji Santrallerinin Kapasite Faktörüne Yönelik Özel Bölüm



Yenilenebilir Enerji Santrallerinin Kapasite Faktörü

Kapasite Faktörü

2023 yılında kapasite faktörü en yüksek yenilenebilir kaynak jeotermaldir ve en yüksek seviyesine Ocak ayında %76,9 ile ulaşmıştır. Jeotermal kapasite faktörü 2023 yılı ortalaması 69,6%'dır. Jeotermal kaynaklar doğası gereği baz yük olarak çalışabildiği için yıl içindeki kapasite faktörü değişimi diğer kaynaklara göre daha azdır.

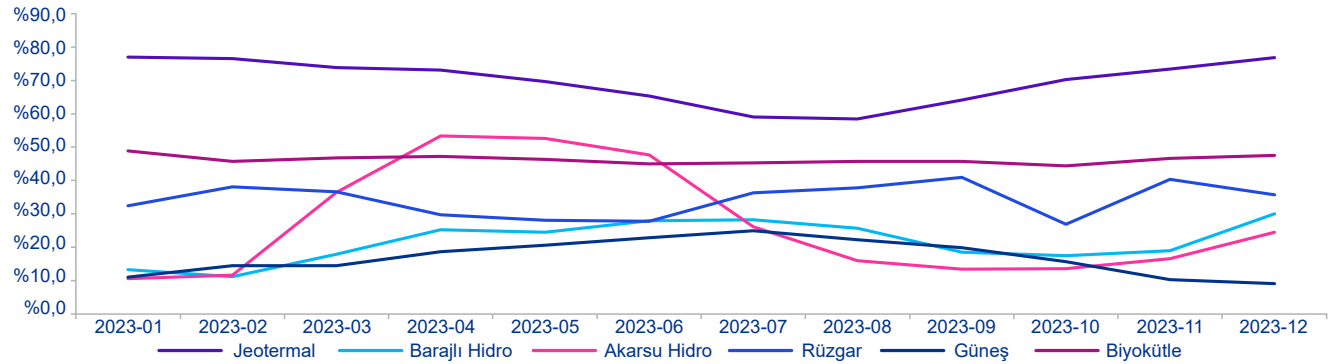
Güneş santrallerinin 2023 yılında ortalama kapasite faktörü %20,6 olurken, yaz ve kış aylarının ortalamaları sırasıyla %28,6 ve %13,6'dır. Güneş santralleri için en yüksek kapasite faktörü Temmuz ayında %30,5 ile gerçekleşmiştir. Güneş, 2023 yılında ortalama kapasite faktörü en düşük yenilenebilir enerji kaynağı olmuştur.

2023 yılı ortalama kapasite faktörü %21,6 olan rezervuarlı hidroelektrik santrallerinde, 2024 su yılının Ekim ayı itibarıyla yoğun yağışlarla birlikte başlamasıyla kapasite faktörü artmış, Aralık ayında ise %30,1 ile zirve görülmüştür.

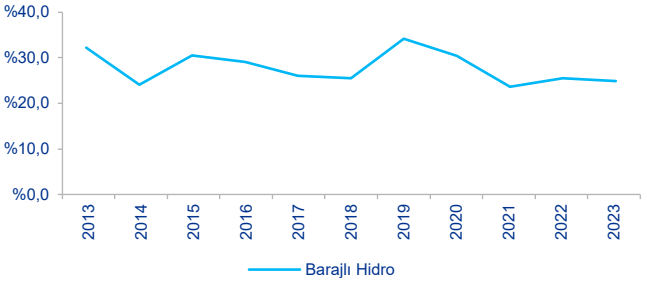
Akarsu hidroelektrik santrallerinin senelik kapasite faktörü ortalaması %26,9 olurken, uzun dönem ortalamalara bakıldığında en yüksek değerlerin yaşandığı ilkbahar mevsiminde ortalama kapasite faktörü %47,5 olarak gerçekleşmiştir.

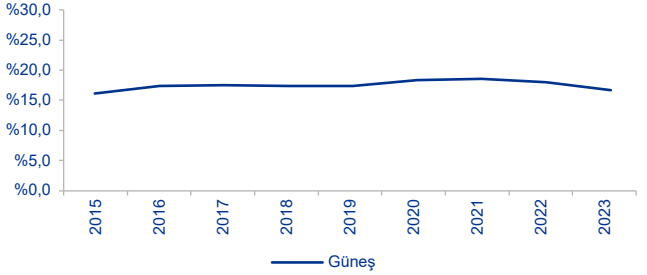
Rüzgar santrallerinin 2023 yılı kapasite faktörü ortalaması %34,2 iken en yüksek aylık ortalama değer %40,9 ile Eylül ayına aittir.

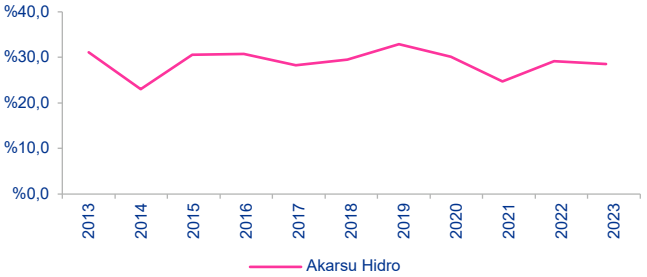
Kapasite Faktörü

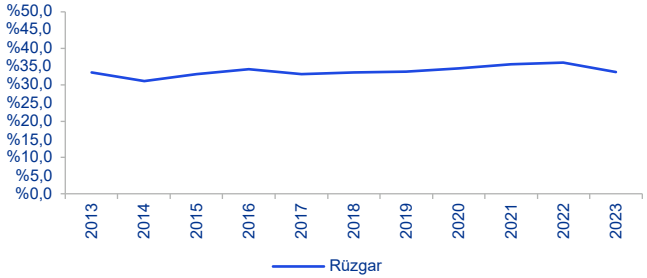


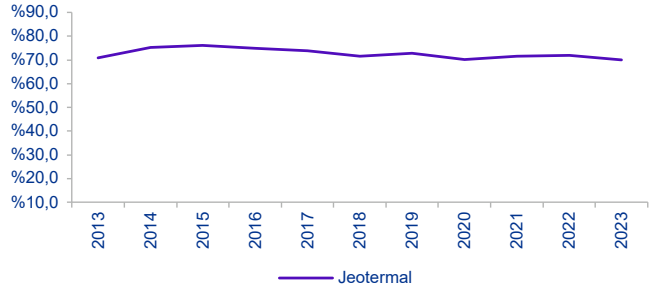
Yıllık Kapasite Faktörü

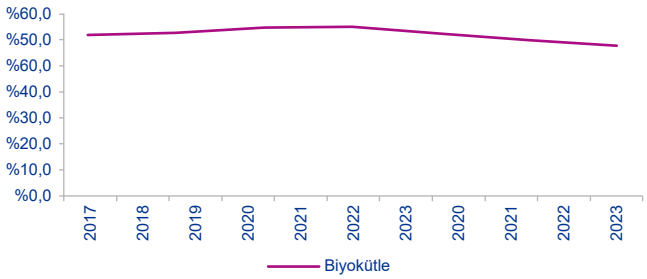












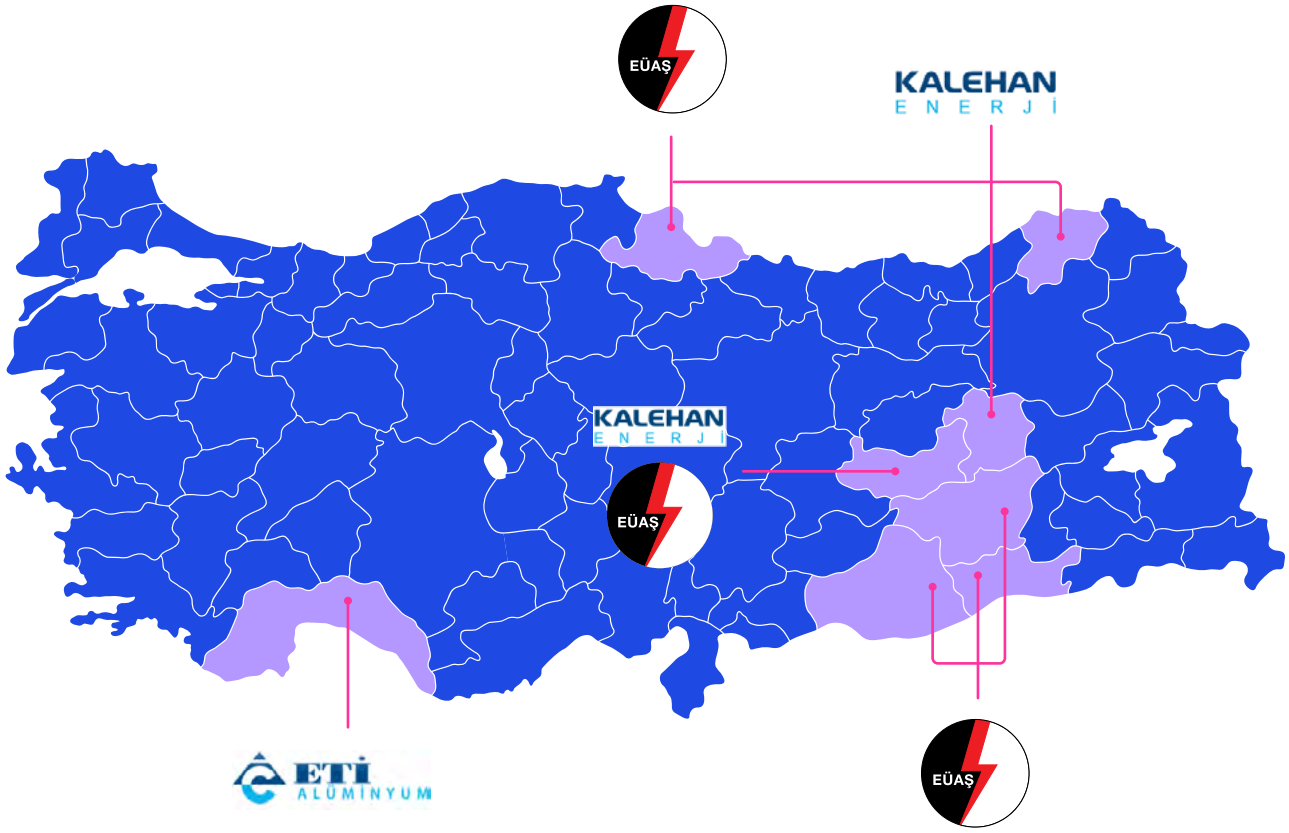
Kaynak: TEİAŞ, EPİAŞ

Hidroelektrik Kapasite Faktörü

Türkiye'de kurulu gücü en yüksek olan 10 adet hidroelektrik santralin 2023 senesindeki kapasite faktörleri incelendiğinde Elazığ'da bulunan Keban Hidroelektrik Santrali %35,2 kapasite kullanım oranıyla en yüksek kapasite faktörüne sahip olmuştur.

Keban Hidroelektrik Santrali'ni %29,8 ile Diyarbakır'da bulunan Karakaya Hidroelektrik Santrali ve %24,5 ile Artvin'de bulunan Deriner Hidroelektrik Santrali izlemiştir.

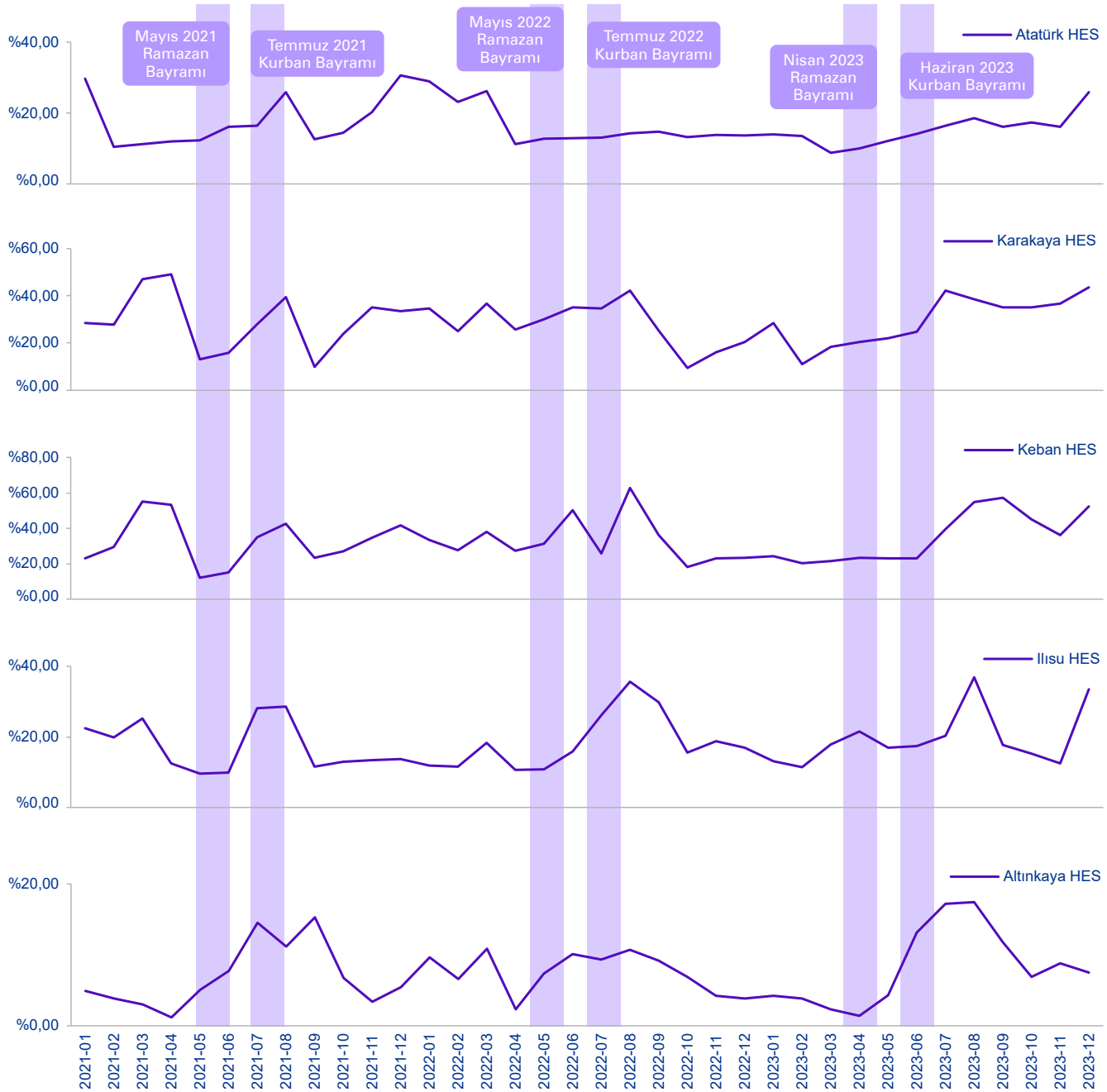
En düşük kapasite faktörüne sahip olan santral %8,2 ile Samsun'da bulunan Altınkaya Hidroelektrik Santrali olmuştur.



Not: Yukarı Kaleköy HES ve Beyhan-1 HES, Cengiz İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş. ve Özaltın İnşaat Ticaret ve Sanayi A.Ş. tarafından %50-%50 ortaklık yapısı ile kurulan Kalehan Enerji tarafından kurulmuştur.

Oymapınar HES, 2005 yılında Cengiz Holding bünyesine alınan Eti Alüminyum A.Ş.'ye aittir.

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite faktörlerine bakıldığında en yüksek kapasite faktörü artışı 2,0 puanlık Keban HES'de gerçekleşirken en fazla düşüş 6,8 puanlık azalışla Oymapınar HES'de gerçekleşmiştir.

Atatürk HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %17,7
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %16,5
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %15,3

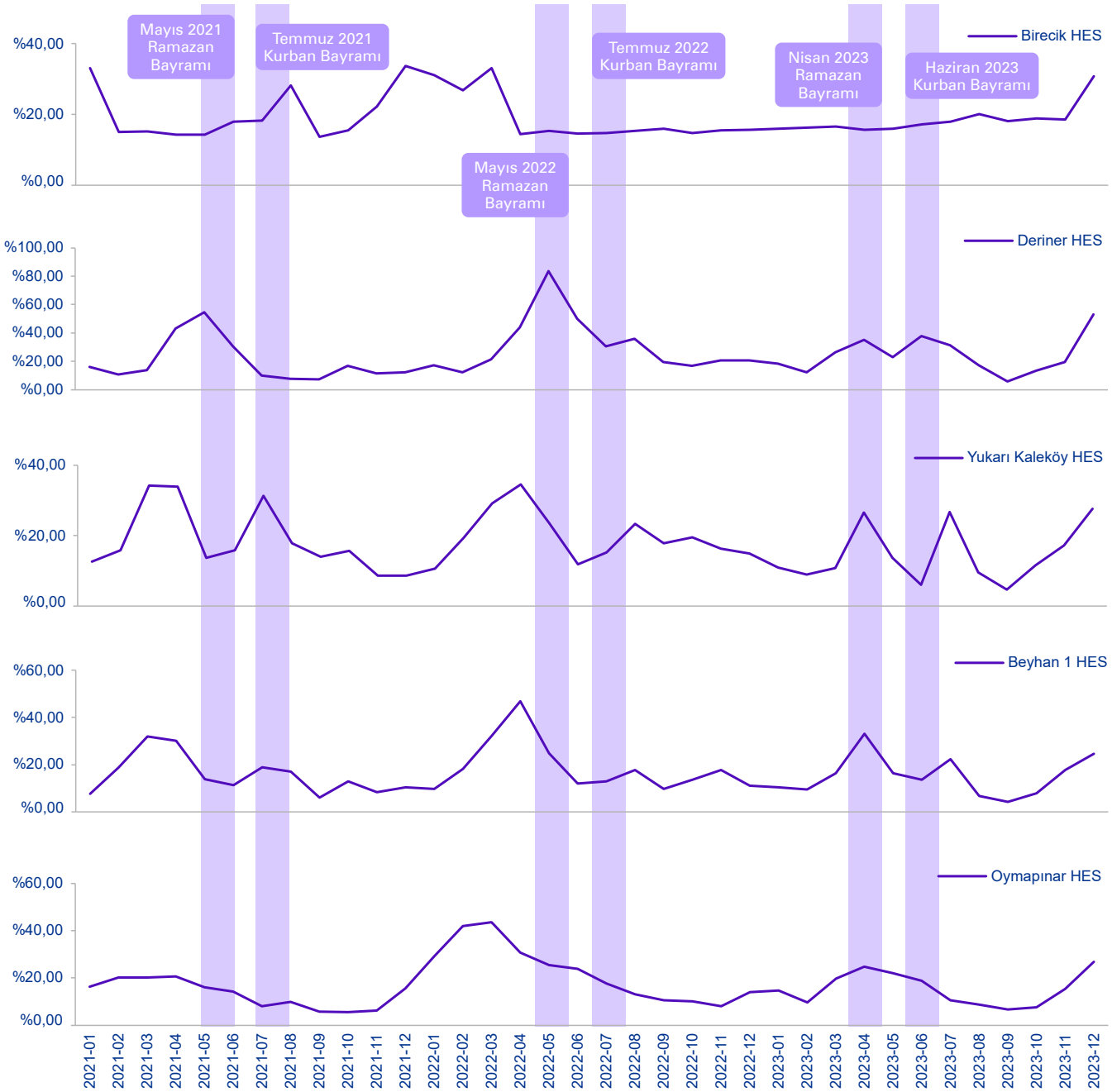
Karakaya HES Diyarbakır için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %29,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %27,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %29,8

Keban HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %32,8
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %33,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %35,2

Ilısu HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %17,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,5
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %19,6

Altınkaya HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %6,9
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %7,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %8,2

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Birecik HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %20,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,5

Deriner HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %19,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %31,1
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %24,5

Yukarı Kaleköy HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %19,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %14,6

Beyhan 1 HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %15,6
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %15,3

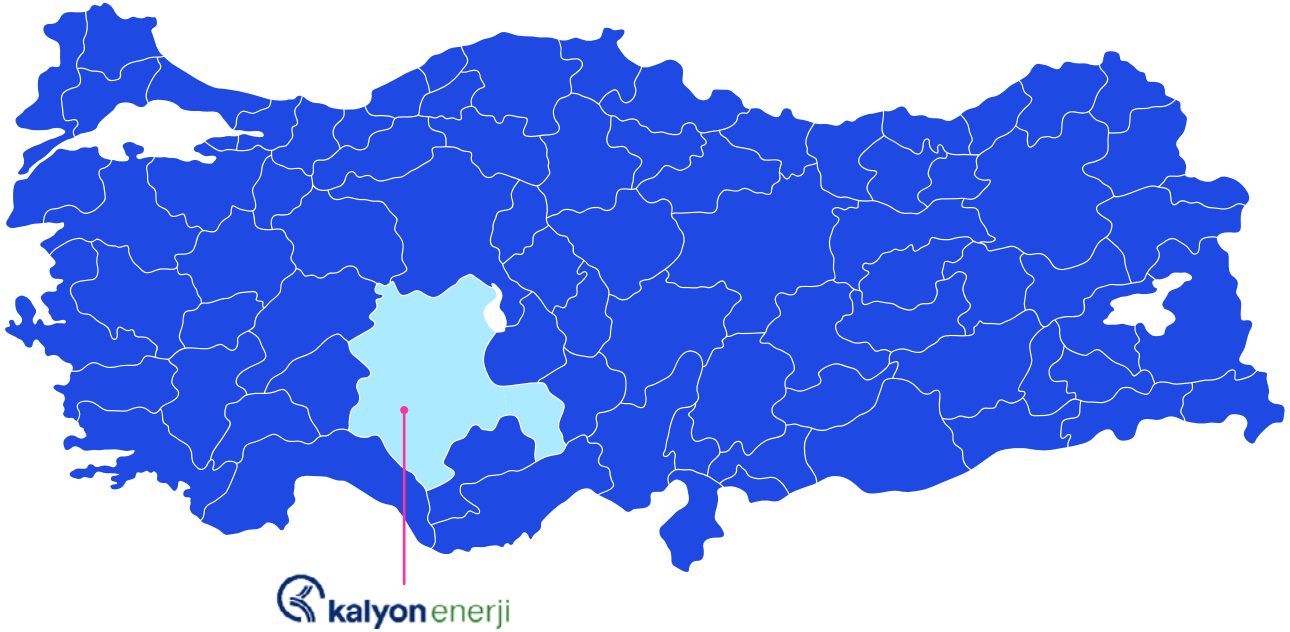
Oymapınar HES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %13,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %22,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %15,4

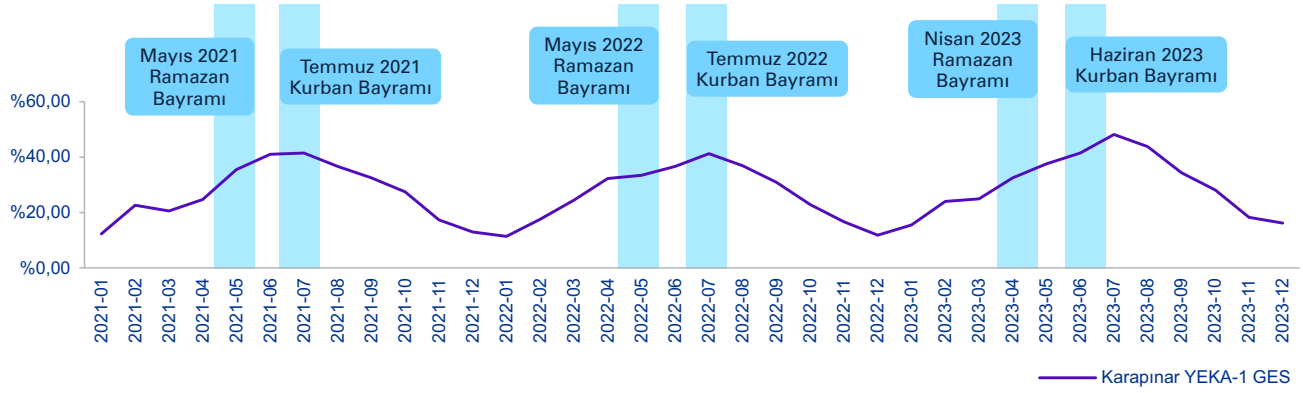
Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

Güneş Kapasite Faktörü

Türkiye'de kurulu gücü en yüksek olan güneş enerjisi santrali Kalyon Enerji'ye ait Konya'da bulunan Karapınar YEKA-1 Güneş Enerji Santrali olmuştur.

Santral, tam kapasitesine 2022 yılının Aralık ayında ulaşmıştır. 2023 senesindeki kapasite faktörü %30,3 olmuştur. 2022 senesinde kapasite faktörü %26,3 ve 2021 senesinde kapasite faktörü %27,1'dir.



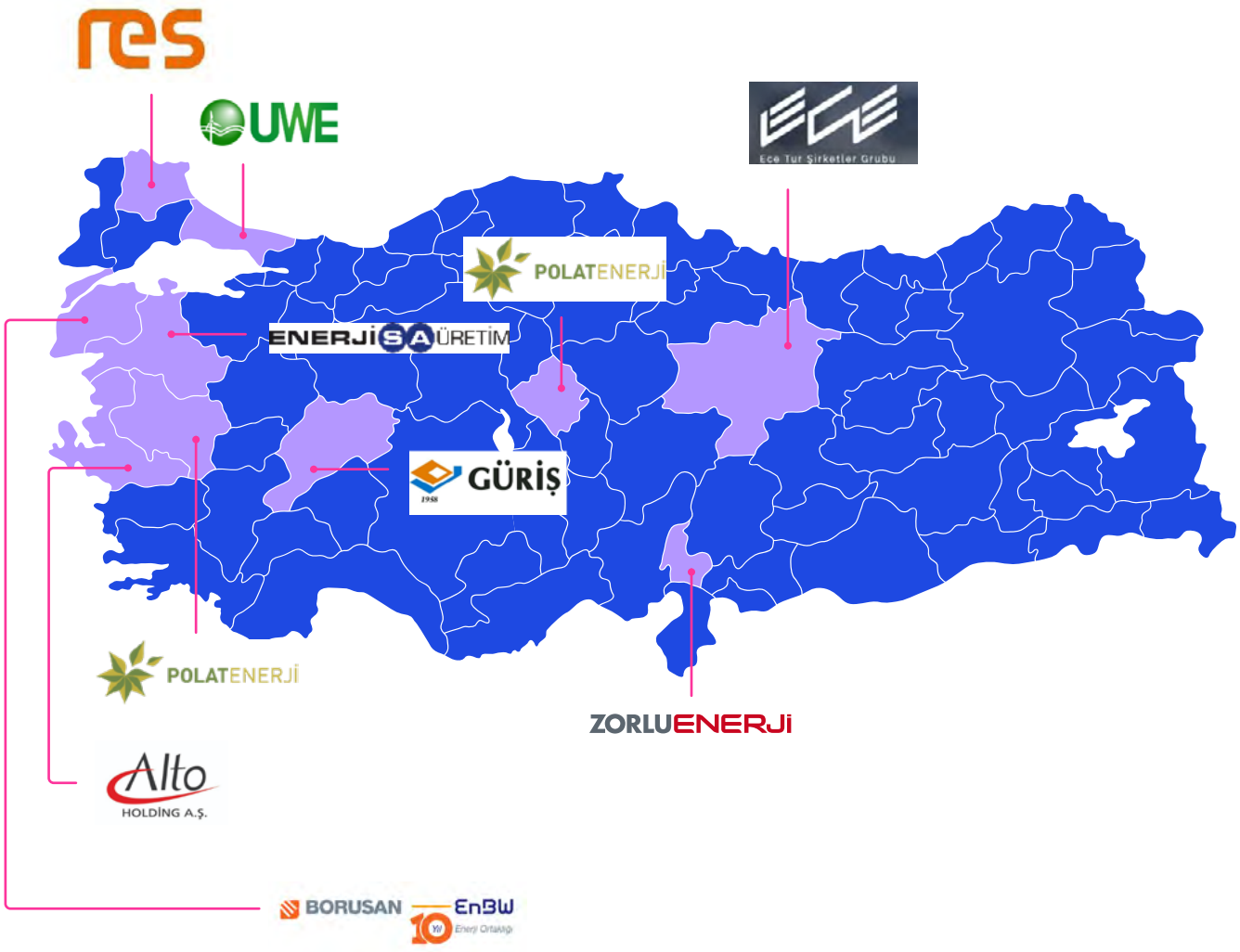


Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

Rüzgar Kapasite Faktörü

Türkiye'de kurulu gücü 100 MW'tan yüksek olan rüzgar enerjisi santrallerinin 2023 senesindeki kapasite faktörleri incelendiğinde %42,4 ile Kırklareli'de bulunan Evrencik Rüzgar Enerji Santrali en yüksek kapasite faktörü sahip rüzgar enerji santrali olmuştur. Evrencik'i %39,3 ile Çanakkale'de bulunan Saros Rüzgar Enerji Santrali ve %38,8 ile İstanbul Rüzgar Enerji Santrali izlemiştir.

2023 senesinde en düşük kapasite faktörü sahip olan rüzgar santrali %23,8 ile Kırşehir'de bulunan Geycek Rüzgar Enerji Santrali olmuştur.



Not: Geycek RES, Polat Enerji İştirak şirketlerinden olan Al-Yel Elektrik Üretim A.Ş. tarafından kurulmuştur.

Soma RES, Polat Enerji İştirak şirketlerinden olan Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş. tarafından kurulmuştur.

Lodos RES, Alto Holding İştirak şirketlerinden olan Lodos Karaburun Elektrik Üretim A.Ş. tarafından kurulmuştur. Dinar RES, Güriş Holding'e ait Mogan Enerji Yatırım Holding A.Ş.'ne bağlı Olgu Enerji Yatırım Üretim Ve Ticaret A.Ş. tarafından kurulmuştur.

Saros RES, Borusan EnBW Enerji'ye ait Boylam Enerji Yatırım ve Ticaret. A.Ş. tarafından kurulmuştur.

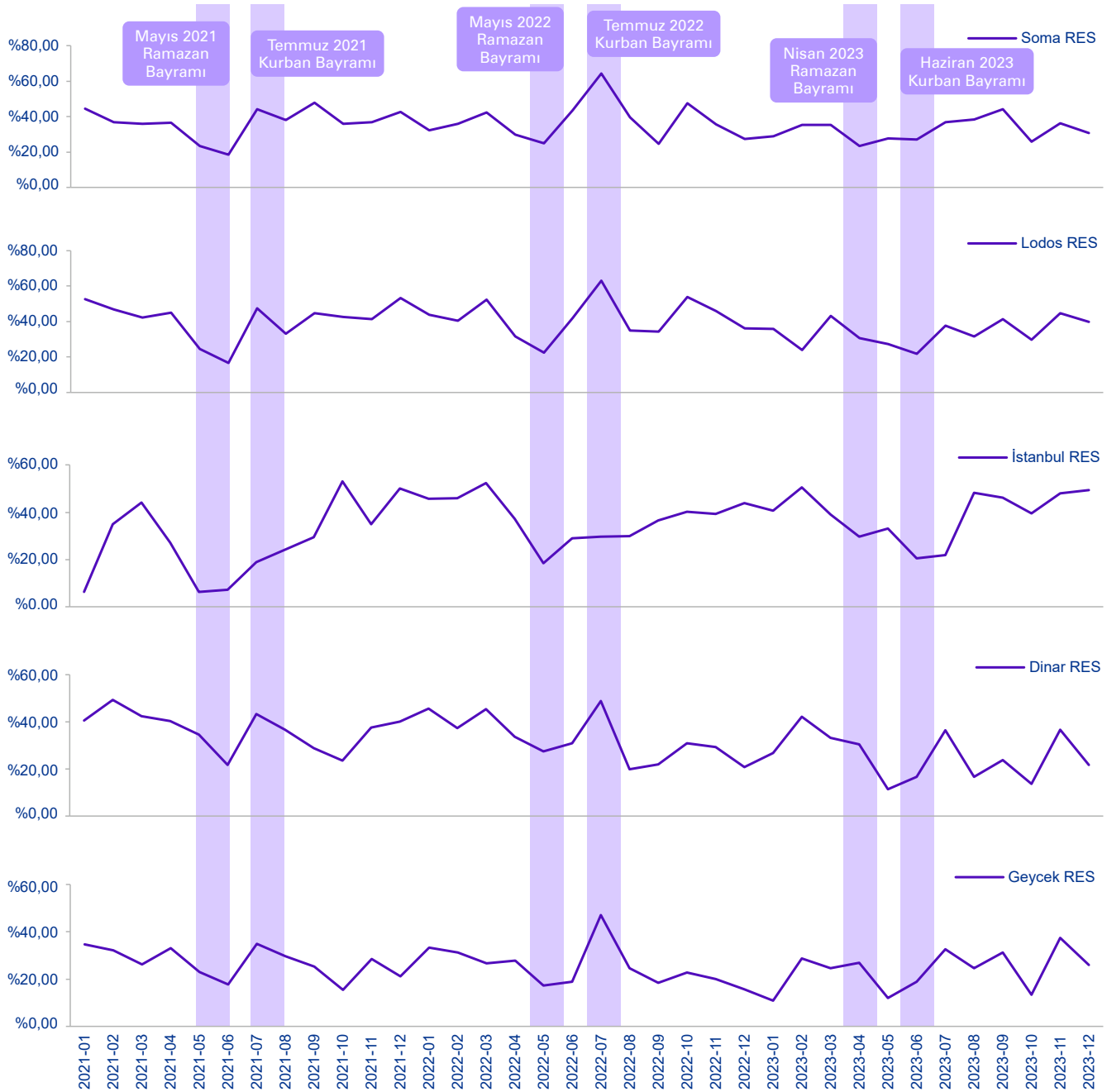
Gökçedağ RES, Zorlu Enerji İştirak şirketlerinden Rotor ElektriK Üretim A.Ş. Tarafından kurulmuştur.

Evrencik RES, RES Anatolia Holding bağlı ortağı olan Evrencik Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Limited Şirketi tarafından işletilmektedir.

Kangal RES, Ece Tur Şirketler Grubu'nun bağlı ortağı olan Kangal Elektrik Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. tarafından işletilmektedir.

İstanbul RES, Dirkshof Şirketi'nin sahibi olduğu Universal Wind Enerji Elektrik Üretim A.Ş. Tarafından kurulmuştur.

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite faktörlerine bakıldığında en yüksek kapasite faktörü artışı 6,1 puanlık artışla Kangal RES'de gerçekleşirken en fazla düşüş 9 puanlık azalışla Lodos RES'de gerçekleşmiştir.

Soma RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %36,8
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %37,3
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %32,4

Lodos RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü %43,0
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %41,8
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %32,8

İstanbul RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %28,1
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %37,3
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %38,9

Dinar RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %36,5
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %32,6
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %25,7

Geycek RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %26,7
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %25,2
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %23,8

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Balıkesir RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %40,7
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %41,5
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %37,7

Saros RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %34,1
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %42,4
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %39,3

Gökçedağ RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %28,5
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %27,7
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %27,1

Evrencik RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %31,7
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %39,9
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %42,4

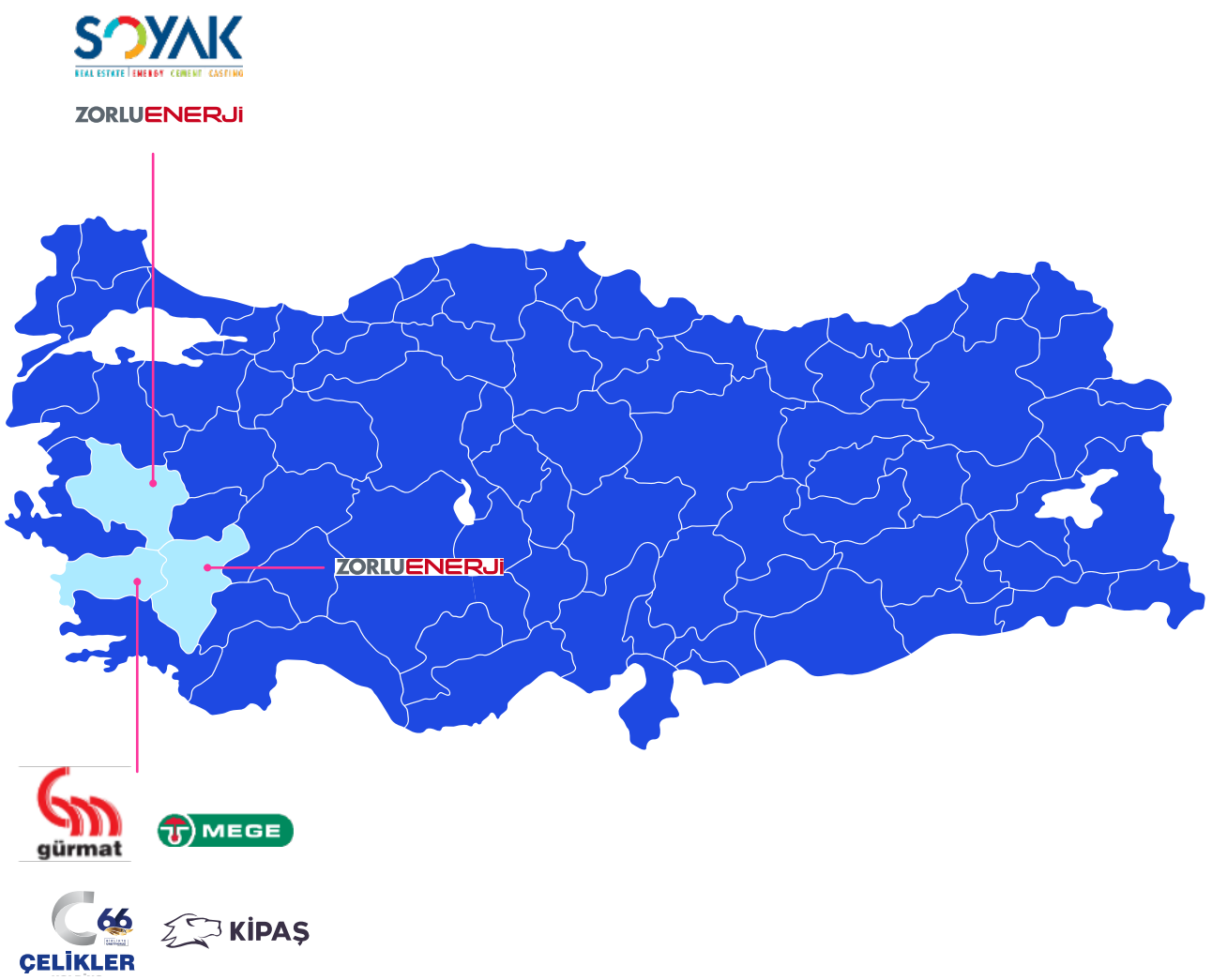
Kangal RES için
2021 yılı ortalama kapasite faktörü: %33,6
2022 yılı ortalama kapasite faktörü: %31,5
2023 yılı ortalama kapasite faktörü: %37,6

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

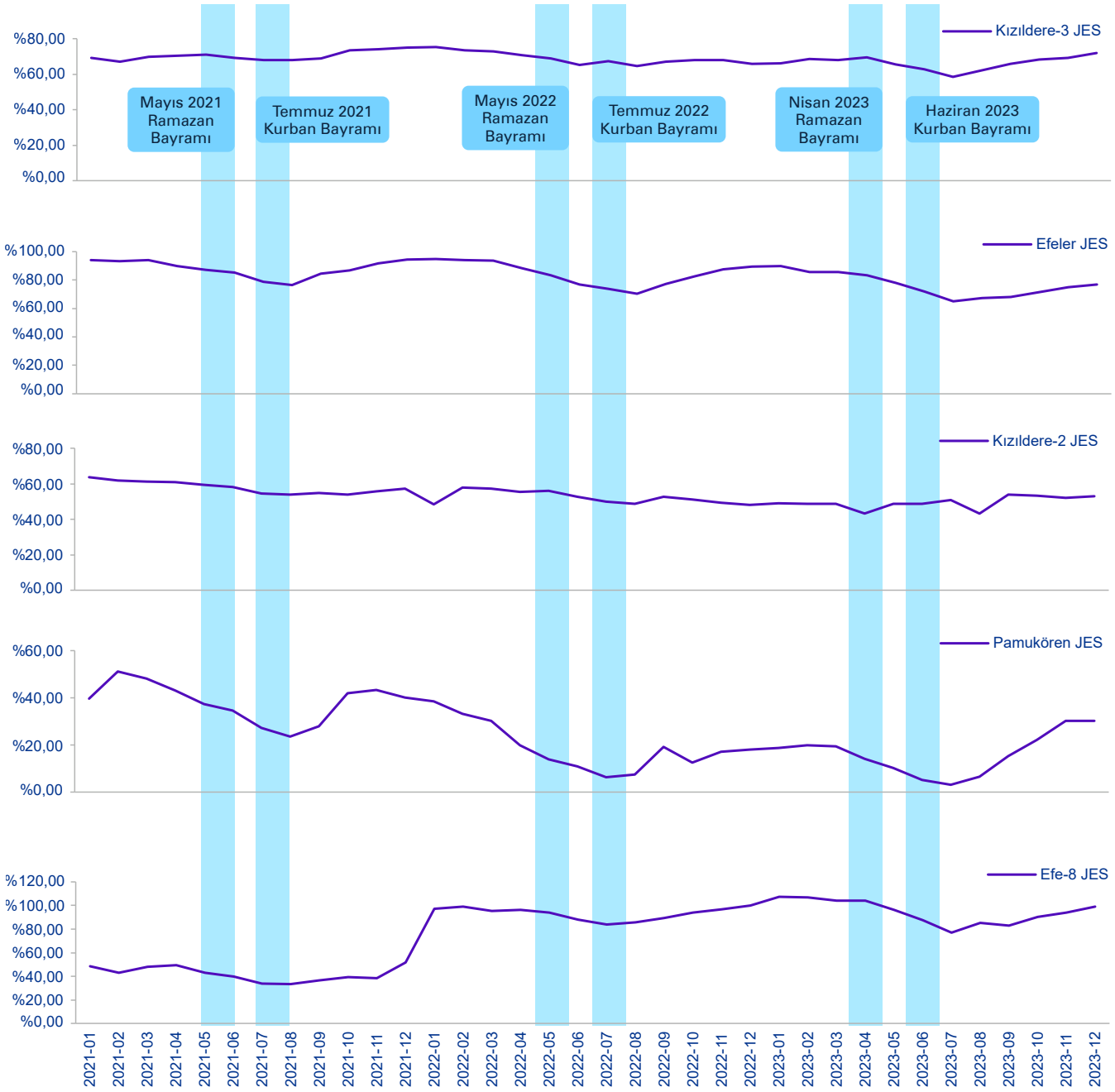
Jeotermal Kapasite Faktörü

Türkiye'de kurulu gücü en yüksek olan 10 adet jeotermal enerji santralinin 2023 senesindeki kapasite faktörleri incelendiğinde en yüksek kapasite faktörünün %81,7 ile Dora-3 Jeotermal Elektrik Santrali olduğu görülmüştür. Dora-3 Jeotermal Elektrik Santrali'ni %76,5 ile Efeler Jeotermal Elektrik Santrali ve %73,5 ile Mis-3 Jeotermal Elektrik Santrali izlemiştir.

En düşük kapasite kullanım oranına sahip olan jeotermal santral %16,2 ile Pamukören Jeotermal Enerji Santrali olmuştur.



Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite kullanım oranlarına bakıldığında en yüksek kapasite faktörü artışı 2,6 puanlık artışla Maren JES'de gerçekleşirken en fazla düşüş 14,5 puanlık azalışla Galip Hoca JES'de gerçekleşmiştir.

Kızıldere-3 JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %70,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %69,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %66,4

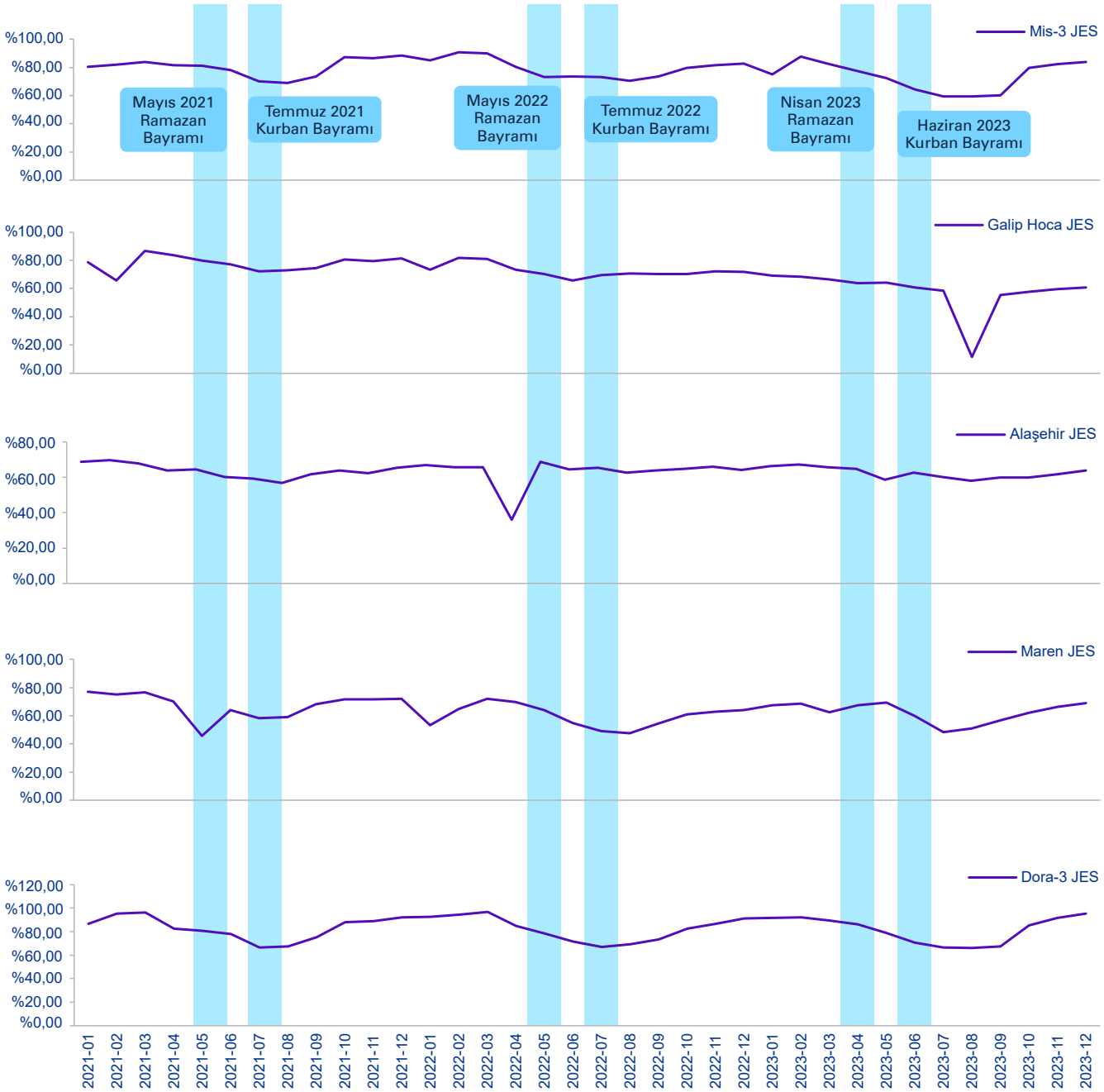
Efeler JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %88,0
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %84,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %76,5

Kızıldere-2 JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %58,0
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %52,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %49,5

Pamukören JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %38,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %18,9
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %16,3

Efe-8 JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %42,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %93,2
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %94,5

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



Mis-3 JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %80,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %79,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,5

Galip Hoca JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %77,8
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %72,4
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %57,9

Alaşehir JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %63,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %62,8
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %62,3

Maren JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %67,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %59,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %62,2

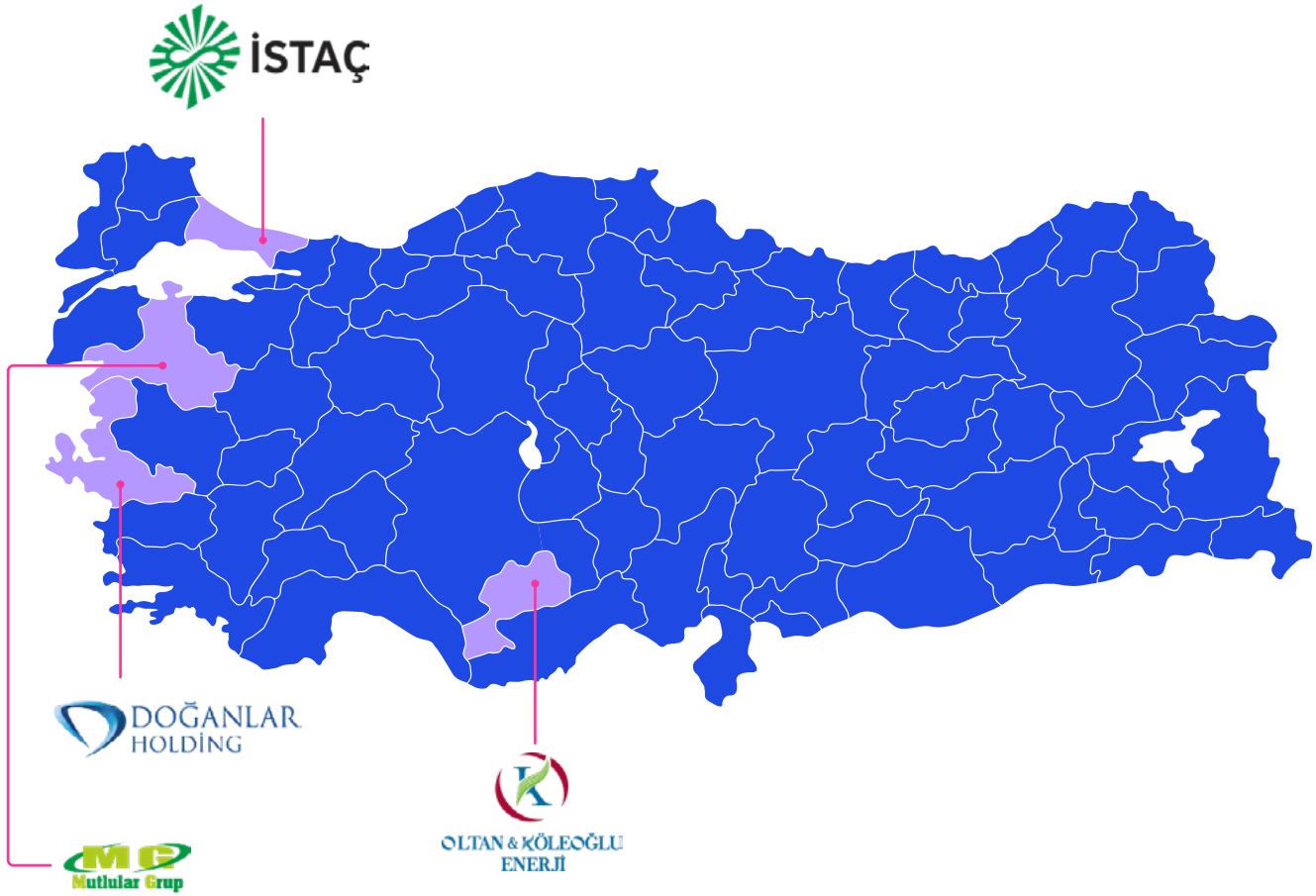
Dora-3 JES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %83,1
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %82,3
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %81,7

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

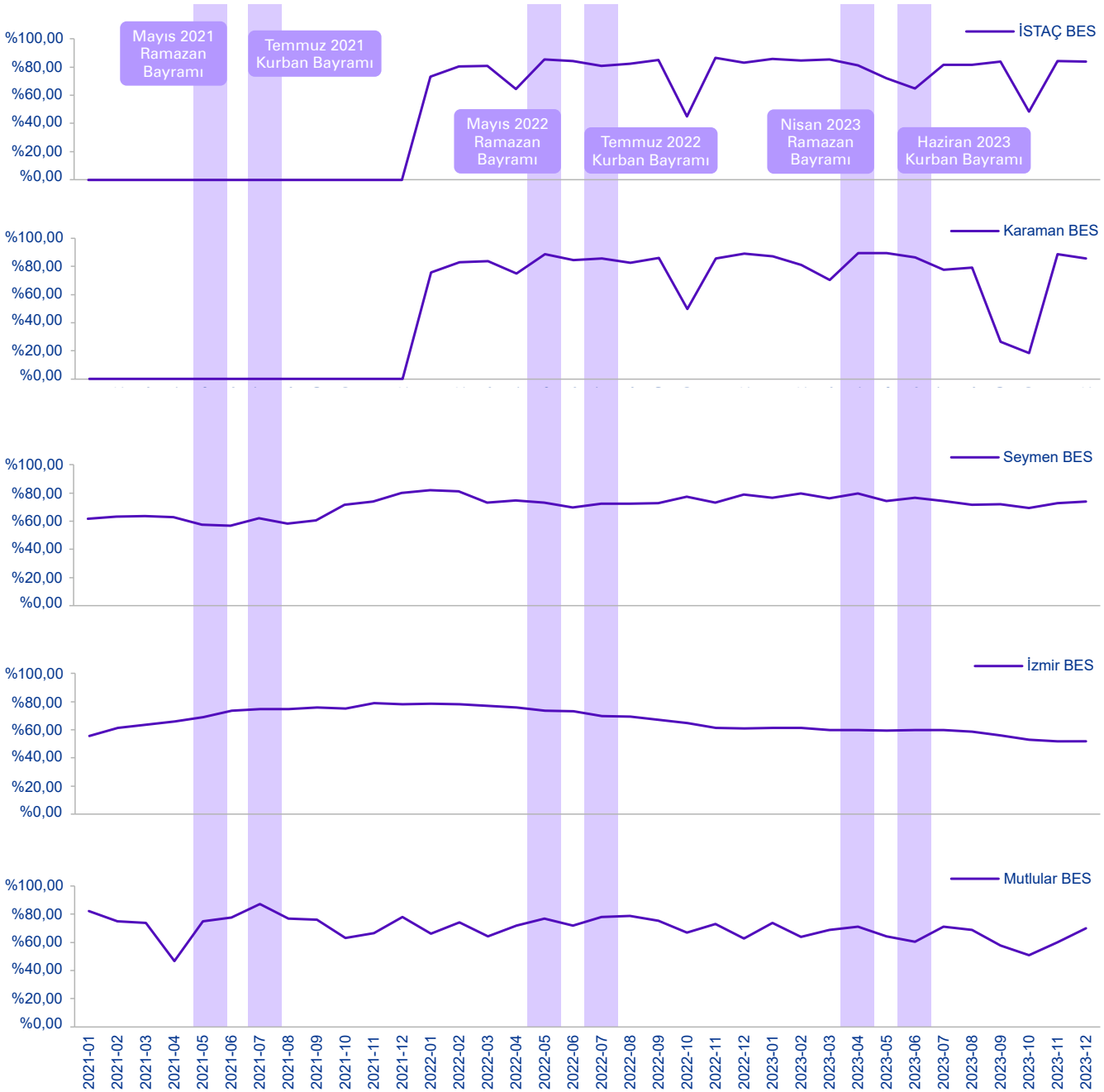
Biyokütle Kapasite Faktörü

Türkiye'de kurulu gücü en yüksek olan biyokütle enerji santrallerinin 2023 kapasite faktörlerine bakıldığında en yüksek kapasite faktörünün %78,0 ile İ.B.B. Atık Yakma ve Enerji Üretim Tesisi olduğu belirlenmiştir. İ.B.B. Atık Yakma ve Enerji Üretim Tesisi'ni %74,6 ile Seymen Enerji Üretim Tesisi ve %73,2 ile Karaman Biyokütle Enerji Tesisi takip etmiştir.

En düşük kapasite faktörüne sahip olan biyokütle santrali %57,6 ile İzmir Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi olmuştur.



Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık



2022 ve 2023 kapasite faktörlerine bakıldığında en yüksek kapasite faktörü artışı 0,5 puanlık artışla İstaç BES'de gerçekleşirken en fazla düşüş 13,1 puanlık azalışla İzmir BES'de gerçekleşmiştir.

İSTAÇ BES için
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %77,5
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %78,0

Karaman BES için
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %80,7
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,2

Seymen BES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %64,3
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %75,0
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %74,6

İzmir BES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %70,5
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %70,7
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %57,6

Mutlular BES için
2021 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %73,2
2022 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %71,6
2023 yılı ortalama kapasite kullanım oranı: %65,1

Not: İSTAÇ ve Karaman Biyokütle Enerji Santralleri'nin 2021 yılı UEVM verilerinde eksiklikler bulunmasından ötürü 2021 senesi için kapasite faktörleri hesaplanmamıştır.

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık

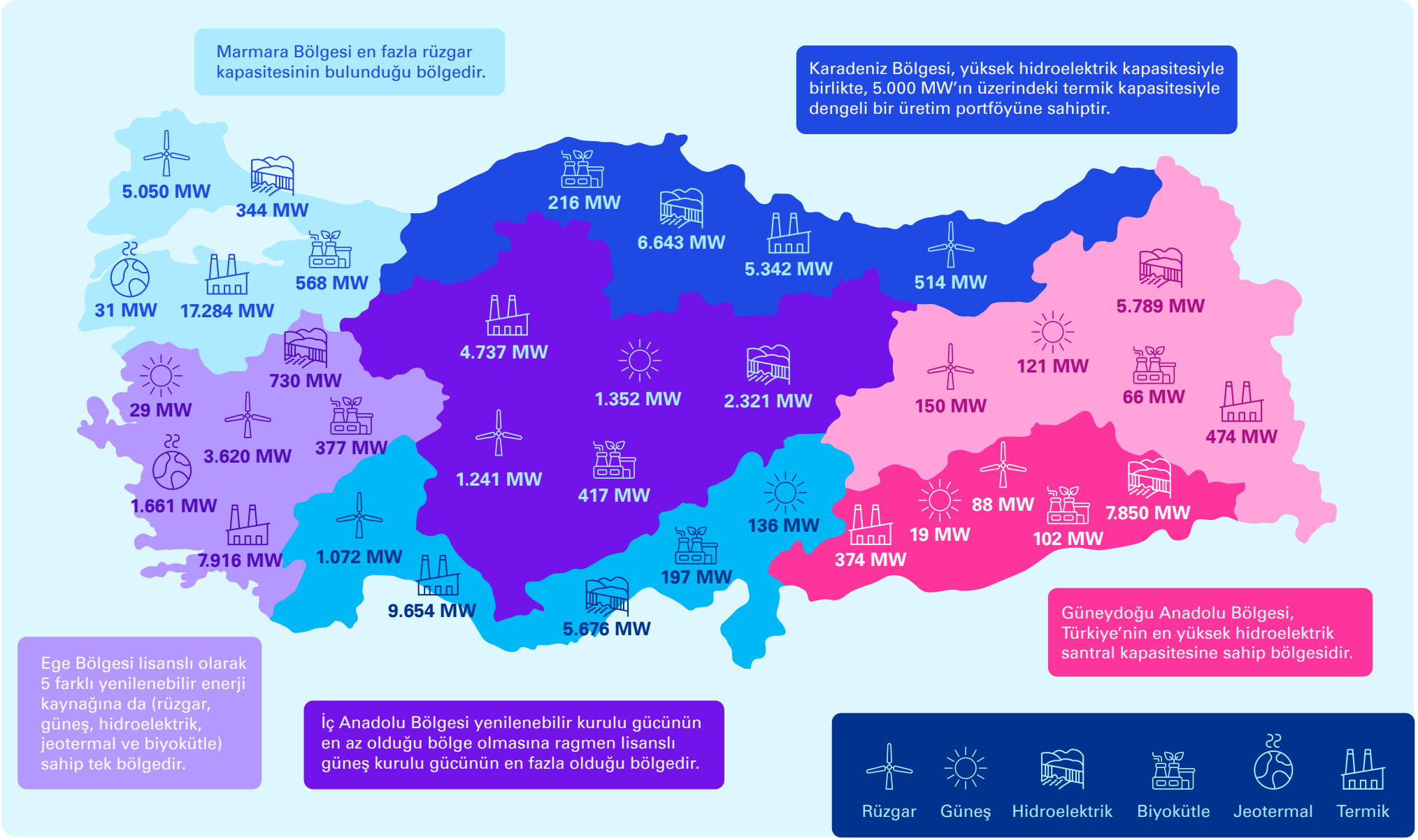
Bölgesel Kapasiteler ve TEİAŞ YAL-YAT Talimatlarına Yönelik Özel Analiz



Türkiye'nin Elektrik Üretimi

Lisanslı Işletmede Olan Kapasite

2023 yılı Türkiye lisanslı işletmede olan kapasitenin bölgelere göre dağılımı aşağıda mevcuttur.



Kaynak: EPDK (27 Şubat 2024 tarihli veriler kullanılmıştır)

2023 yılında Türkiye'de lisanslı yenilenebilir işletmede olan kapasitenin en yüksek olduğu bölge Güneydoğu Anadolu bölgesidir.

Nüfusun yoğunlaştığı Marmara bölgesi işletmede olan lisanslı biyokütle, rüzgar ve termik kapasitesinde birincidir. İç Anadolu bölgesi lisanslı işletmede olan güneş kapasitesinde birincidir.

Türkiye'de lisanslı işletmede olan jeotermal kapasitesinde birincilik Ege bölgesindedir.

Hidroelektrik kapasitesinde birinci Güneydoğu Anadolu bölgesi olup onu Karadeniz ve Doğu Anadolu bölgesi takip etmektedir.

	Rüzgar	Güneş	Hidroelektrik	Biyokütle	Jeotermal	Termik
Marmara	5.050 MW	-	344 MW	568 MW	31 MW	17.284 MW
İç Anadolu	1.241 MW	1.352 MW	2.321 MW	417 MW	-	4.737 MW
Ege	3.620 MW	29 MW	730 MW	377 MW	1.661 MW	7.916 MW
Akdeniz	1.072 MW	136 MW	5.676 MW	197 MW	-	9.654 MW
Karadeniz	514 MW	-	6.643 MW	216 MW	-	5.432 MW
Güneydoğu Anadolu	88 MW	19 MW	7.850 MW	102 MW	-	374 MW
Doğu Anadolu	150 MW	121 MW	5.789 MW	66 MW	-	474 MW

Kaynak: EPDK (27 Şubat tarihli veriler kullanılmıştır)



YAL - YAT Talimatları

TEİAŞ'ın elektrik üreticilerine verdiği YAL talimat hacmi 2023'te bir önceki yıla kıyasla düşerken, YAT talimatı hacmi artmıştır.

İletim sistemi üzerinde dengeleme açısından dönemsel olarak bazı sıkışıklıklar yaşanmaktadır. Bu sıkışıklıklar TEİAŞ tarafından verilen YAL-YAT talimatlarıyla çözülmeye çalışılmaktadır.

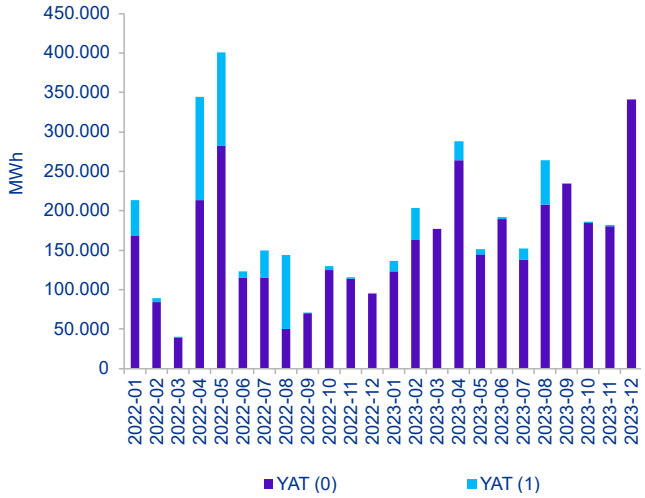
TEİAŞ tarafından verilen talimatlarda 0 kodlu talimatlar Türkiye genelinde arz talep dengesinin kurulması için verilen talimatları ifade ederken 1 kodlu talimatlar bölgesel sistem kısıtı durumunda verilen talimatları göstermektedir.

İletim sistemi üzerinde yaşanan sıkışıklıklar, değişken elektrik üretimine sahip yenilenebilir enerji kaynaklarının mevsimsellikten etkilenmesi, mevsimsel olarak talebin bazı bölgelerde artış göstermesi (tarımsal faaliyetler ve turizm faaliyetleri), elektrik tüketimi yoğun şehirlerin Marmara bölgesinde toplanması buna karşın bu bölgedeki üretim santrallerinin dönemsel olarak buradaki talebe yetememesi gibi nedenlerden kaynaklanmaktadır.

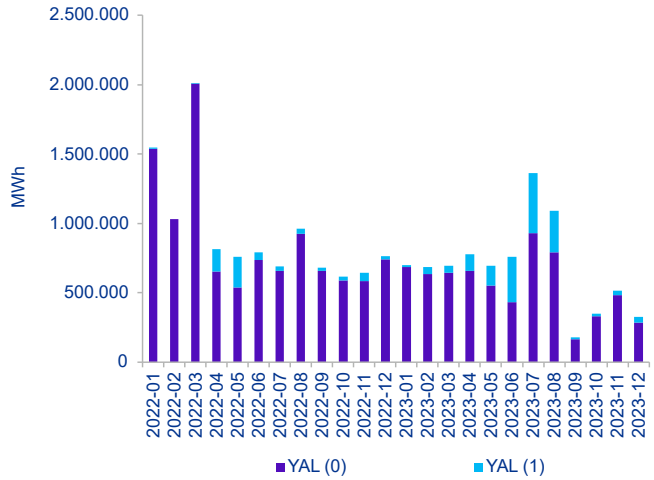
Örneğin ülkenin elektrik üretiminde dönemsel olarak yüksek bir paya sahip olan hidroelektrik santraller, ülkenin kuzeyinde ve doğusunda yer alırken buradaki tüketimler düşük kalmaktadır. Bu bölgenin aksine batı bölgelerinde tüketim daha yüksek olmakta ve TEİAŞ bu sıkışıklığı yönetmek amacıyla talimatlar vermektedir.

Kaynak: TEİAŞ

2022-2023 Yılları YAL Talimat Hacmi



2022-2023 Yılları YAT Talimat Hacmi



	Toplam YAL (0) Talimat Hacmi (TWh)	Toplam YAL (1) Talimat Hacmi (TWh)	Toplam YAT (0) Talimat Hacmi (TWh)	Toplam YAT (1) Talimat Hacmi (TWh)
2022	10,7	0,6	1,5	0,4
2023	6,6	1,5	2,3	0,2

Detaylı bilgi için:
KPMG Türkiye
Kurumsal İletişim ve Pazarlama Bölümü
tr-fmmarkets@kpmg.com

İstanbul
Rüzgarlıbahçe Mh. Kavak Sk. No:29
Kavacık 34805 Beykoz / İstanbul / Türkiye
T: +90 216 681 9000

Ankara
The Paragon İş Merkezi Kızılırmak Mah.
Ufuk Üniversitesi Cad. 1445 Sok. No:2
Kat:13 Çukurambar 06550 Ankara / Türkiye
T: +90 312 491 7231

İzmir
Heris Tower, Akdeniz Mah. Şehit Fethi Bey
Cad. No:55 Kat:21 Alsancak 35210 İzmir / Türkiye
T: +90 232 464 2045

kpmg.com.tr

Rapor Tasarımı
Mint Creative House
mintcreativehouse.com

APLUS Enerji
Sahrayıcedit Mah. Atatürk Cad. Mesa
Koz No:69 Kat:17 D:235 Kadıköy 34734
İstanbul/Türkiye

İkitelli OSB Mah. YTÜ İkitelli Teknopark
Sk. YTÜ Teknopark No:1 İç Kapı No:
1B24 Başakşehir 34306 İstanbul/Türkiye
T: +90 (216) 606 62 28

© 2024 KPMG Yönetim Danışmanlığı A.Ş., şirket üyelerinin sorumluluğu sundukları garantiyle sınırlı özel bir İngiliz şirketi olan KPMG International Limited ile ilişkili bağımsız şirketlerden oluşan KPMG küresel organizasyonuna üye bir Türk şirketidir. Tüm hakları saklıdır.
Bu dokümanda yer alan bilgiler genel içeriklidir ve herhangi bir gerçek veya tüzel kişinin özel durumuna hitap etmemektedir. Doğru ve zamanında bilgi sağlamak için çalışmamıza rağmen, bilginin alındığı tarihte doğru olduğu veya gelecekte olmaya devam edeceği garantisi yoktur. Hiç kimse özel durumuna uygun bir uzman görüşü almaksızın, bu dokümanda yer alan bilgilere dayanarak hareket etmemelidir. KPMG adı ve KPMG logosu, bağımsız üye şirketlerden oluşan KPMG küresel organizasyonun lisansı altında tescilli ticari markalardır. KPMG International Limited ve ilişkili kuruluşları müşterilere herhangi bir hizmet sunmamaktadır. © 2024 KPMG Bağımsız Denetim ve Serbest Muhasebeci Mali Müşavirlik A.Ş., şirket üyelerinin sorumluluğu sundukları garantiyle sınırlı özel bir İngiliz şirketi olan KPMG International Limited ile ilişkili bağımsız şirketlerden oluşan KPMG küresel organizasyonuna üye bir Türk şirketidir. Tüm hakları saklıdır.