

Tuzla JES’e Dair Diğer Açıklamalar:**Tablo 23: Jeotermal Enerji Santralinin Bazı Teknik Özellikleri**

Teknik Özellikler	Tuzla JES
Ünite Tedarikçisi	Ormat Sistem Ltd.
Ortam Sıcaklık (°C)	25,0
Brine Debisi (t/h)	693,0
Buhar Debisi (t/h)	48,0
Brine Giriş Sıcaklığı (°C)	143,0

Santralin işletme sürekliliğinin sağlanması ve emre amadeliliğin en üst seviyede tutulması esastır. Bu hususta santral verimini artırıcı faaliyetler ile kontrollü azami enerji üretimi hedeflenmektedir.

Santralin tüm operasyonel faaliyetleri SCADA, kontrol ve kumanda ekipmanları üzerindeki indikatörlerden sürekli olarak izlenir. Üretim, proses değerleri ve üretim tahminleri üretim raporlama faaliyetleri kapsamında operatörler tarafından düzenli olarak kayıt altına alınır ve ilgili mercilere iletimi sağlanır.

Arıza ve alarm durumları SCADA, kontrol ve kumanda ekipmanları üzerindeki indikatörlerden sürekli olarak izlenir. Olumsuzluklar kayıt altına alınır. Yetki sınırları çerçevesinde amir bilgilendirmesi ya da görevlendirmesi ile müdahale edilip sorunun giderilmesi yoluna gidilir.

Yüksek gerilim arıza ve bakım faaliyetleri EKAT yönergelerine uyularak yapılır. Şebeke kaynaklı arızalarda ilgili trafo merkezi ile iletişime geçilerek bilgi alınır ve arızanın giderilmesi için gereken faaliyetler gerçekleştirilir.

Tuzla JES bakımları, Planlı Bakımlar (ZPM2), Önleyici/Kestirimci Bakımlar (ZPM3), Periyodik İşler (ZPM5), Kalibrasyon (ZPM7) ve Arıza Bakımlar (ZPM1) olarak SAP sisteminde takip edilmektedir. Yapılacak işe ait iş emri, SAP sisteminde otomatik olarak gelen sistem üzerinden doldurulur, aynı zamanda iş emri formu ve ilgili işe istinaden gerekli iş izin formu doldurularak, iş bitiminde işi yapan personel, İşletme Şefi ve İşletme Müdürü tarafından imza altına alınarak kaydedilir.

Söz konusu bakımların PKD’de (Patlaman Korunma Dokümanında) belirlenen zonlarda yapılması durumunda, yine aynı dokümanda belirtilen öncelikler dikkate alınmaktadır. 30.04.2013 tarih ve 28633 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren “Patlayıcı Ortamların Tehlikelerinden Çalışanların Korunması Hakkında Yönetmelik” in 5,6,9 ve 10’uncu maddeleri gereğince patlayıcı ortam oluşabilecek yerlerin tespiti, meydana gelebilecek tehlikelerin tanımlanması, riskin değerlendirilmesi ve bunun sonucunda alınması gerekli teknik ve idari tedbirlerin belirlenip, gerekli önlemlerin alınması için PKD sertifikaları ve personel eğitimleri 3 yılda bir yenilenir ve ayrıca her yıl ara gözetimler yapılarak raporlanır.

Santrale ait tüm ekipmanlar için periyodik bakım günlük, haftalık, aylık, yıllık planları oluşturulur. Bu planların içeriği, yüklenici firmalar ve üretici firmalar tarafından verilen bilgiler çerçevesinde türbin tarafı harici tüm ekipmanlar için hazırlanmış olan periyodik bakım

programı ve talimatlarına göre belirlenir. Ekipmanların bakımları gerek işletme bünyesinde resmî kurumlardan alınmış teknik yetkinlik belgelerine sahip personeller, gerekse konusunda uzman ve ilgili kurum tarafından yetkinlik belgesine almış firmalardan dış hizmet alımı ile gerçekleştirilir. Bakım işlemi sırasında oluşan malzeme ihtiyaçlarını karşılamak için stok kontrolleri yıl içerisinde düzenli olarak yapılarak kayıt altına alınır. Stokta olmayan malzemeler için satın alma süreci işletilir.

Duruş gerektiren planlı bakımların programları eşanjörlerde meydana gelen kabuklaşmaya bağlı kirlilik süreci gözeterek planlanır. Asıl amacı eşanjörlerin temizlenerek verimin artırılması olan söz konusu planlı duruşta, diğer duruş isteyen çalışmalar da programlanarak emre amadeliği üst düzeyde tutmak hedeflenir.

Ekipmanların arızalanması durumunda yapılan onarıcı faaliyetlerde ekipman garanti kapsamında ise ilgili firmalardan Satınalma ve Ticaret Yönetimi Departmanı aracılığı ile hizmet talep edilir. Bu kapsamda olmayan ekipman ve sistemler için resmî kurumlardan alınmış teknik yetkinlik belgelerine sahip işletme personeli tarafından işlem yapılır. Arıza ve bakım öncesi iş emri formu düzenlenir. Müdahale öncesi iş emrinde yer alan kontrol listelerine göre (iş güvenliği tedbirleri) hazırlıklar yapılır. İş bitiminde iş emri kapatılarak arşivlenir.

Tablo 24: Tuzla JES Yıllar Bazında Ortalama Sıcaklık ve Debi Bilgisi

Tuzla JES	2021	2022	2023
Ortam Sıcaklık (°C)	18,32	18,05	19,08
Brine Debisi (t/h)	802,00	754,00	728,00
Buhar Debisi (t/h)	31,50	29,00	27,60
Brine Giriş Sıcaklığı (°C)	141,00	140,00	140,60

2.2.1.1.3 RES Portföyü

31.12.2023 itibarıyla Şirket'in RES'leri Şirket'in toplam kurulu gücünün %38,07'sini oluşturmaktadır. Her biri yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip bu santrallerde, 31.12.2021, 31.12.2022 ve 31.12.2023 tarihlerinde sona eren dönemlerde sırasıyla 244.426 MWh, 239.271 MWh ve 198.837 MWh elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirilerek enterkonnekte şebekeye dolayısıyla da ülkemiz ekonomisine katkı sağlanmıştır.

RES santralleri genişletilmiş makine kırılması sigortası, kâr kaybı, üçüncü şahıs mali mesuliyet ve işveren sorumluluk sigortaları olmak üzere sigorta poliçeleri ile teminat altına alınmıştır.

Tablo 25: 2021, 2022 ve 2023 Yıllarında RES Santrallerinde Gerçekleşen Emre Amadelik Oranları

Emre Amadelik Oranı (%)	Urla RES	Alaçatı RES	Mordoğan RES	Germiyan RES	Yaylaköy RES
2021	98,5	99,1	99,0	98,9	98,0
2022	98,1	99,0	99,0	98,2	96,0
2023	98,5	99,1	98,3	98,6	98,5

1. Urla RES

Egenda bünyesinde bulunan Urla RES, İzmir ili Urla ilçesinde Çiftlik Dağı Barbaros mevkiinde yer almakta olup 27.05.2016 tarihinde tesis ticari işletmeye alınmıştır. Urla RES'te 2017 yılından itibaren 10 yıl süre ile YEKDEM'den satış yapılacaktır (İlk 5 yıl: 85,8 ABD Doları/MWh, İkinci 5 yıl 73,0 ABD Doları/MWh). Tesis ticari işletmeye geçiş tarihinden itibaren 8 yıl "Yıllık Lisans Bedeli" muafiyetinden yararlanacaktır.

Şirket'in toplam RES kurulu gücü içerisinde, Urla RES'in kurulu güç oranı %18,95'tir.

Yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip santralde yer alan 5 adet türbin, ileri teknolojiye sahip ve yüksek verimlidir. Türbinlerde doğrudan tahrikli (direct drive), dişli kutusuz, senkron jeneratörler kullanılmıştır. Bu sayede çok düşük ve çok yüksek rüzgâr hızlarında türbinlerin verimli bir şekilde enerji üretmelerinin yanında bu teknoloji sayesinde, kullanılan hareketli aksamın az olması nedeniyle arıza sayısı az olmakta ve buna bağlı olarak bakım giderleri de düşüktür. Türbinler, tedarikçi şirketin Türkiye'de yer alan kurulum şirketi ve Egenda arasında yapılan anlaşma kapsamında işletmeye girdikleri yıl itibarıyla 15 yıl kapsamlı bakım ve onarım garantisi altındadır.

Urla RES santralleri genişletilmiş makine kırılması sigortası, kâr kaybı, üçüncü şahıs mali mesuliyet ve işveren sorumluluk sigortaları olmak üzere sigorta poliçeleri ile teminat altına alınmıştır.

Urla RES santralinde ileri teknolojiye sahip SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama) ve CCTV (Kapalı Çevrim Kamera) sistemleri ile 24 saat izleme ve kontrol yapılmaktadır. Santral, konusunda yetkin ve yeterlilik belgelerine sahip mühendis ve operatörler ile işletilmekte olup personel sayısı 10'dur. Söz konusu 10 çalışanın 8'i Egenda Ege Enerji Üretim A.Ş ve 2'si Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş bünyesinde istihdam edilmekte olup tüm RES'ler bu 10 kişilik teknik ekip tarafından yönetilmektedir.

Tablo 26: Urla RES Proje Özellikleri

Urla RES	
Tesis Tipi	: Yenilenebilir (Rüzgâr)
Yatırım Tutarı	: 62.635.644 TL/19.437.703 ABD Doları
Ticari İşletmeye Girişi	: 27.05.2016
Ünite Sayısı	: 5 adet [(4 x 3 Mwe) + (1 x 1 Mwe)]
Lisans Alım Tarihi	: 29.05.2008
Faaliyet Modeli / Süresi	: Üretim / 49 Yıl
Yıllık Üretim Kapasitesi	: 43,2 GWh/Yıl
Kurulu Gücü	: 15,0 MWm / 13,0 Mwe

2. Alaçatı RES

Egenda bünyesinde bulunan Alaçatı RES, İzmir ili Çeşme ilçesinde Kızılkayakaradağ- Karadağ Ovacık mevkiinde yer almakta olup tesis, 03.06.2016 tarihinde ticari işletmeye alınmıştır. Alaçatı RES'de 2017 yılından itibaren 10 yıl süre ile YEKDEM'den satış yapılacaktır (İlk 5

yıl: 85,8 ABD Doları/ MWh, İkinci 5 yıl 73,0 ABD Doları/MWh) Tesis ticari işletmeye geçiş tarihinden itibaren 8 yıl “Yıllık Lisans Bedeli” muafiyetinden yararlanacaktır.

Şirket’in toplam RES kurulu gücü içerisinde, Alaçatı RES’in kurulu güç oranı %23,32’dir.

Yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip santralde yer alan 8 adet türbin, ileri teknolojiye sahip ve yüksek verimlidir. Türbinlerde doğrudan tahrikli (direct drive), dişli kutusuz, senkron jeneratörler kullanılmıştır. Bu sayede çok düşük ve çok yüksek rüzgâr hızlarında türbinlerin verimli bir şekilde enerji üretmelerinin yanında bu teknoloji sayesinde, kullanılan hareketli aksamın az olması nedeniyle arıza sayısı az olmakta ve buna bağlı olarak bakım giderleri de düşük olmaktadır. Türbinler, tedarikçi şirketin Türkiye’de yer alan kurulum şirketi ve Egenda arasında yapılan anlaşma kapsamında işletmeye girdikleri yıl itibarıyla 15 yıl kapsamlı bakım ve onarım garantisi altındadır.

Alaçatı RES santralleri genişletilmiş makine kırılması sigortası, kâr kaybı, üçüncü şahıs mali mesuliyet ve işveren sorumluluk sigortaları olmak üzere sigorta poliçeleri ile teminat altına alınmıştır.

Alaçatı RES santralinde ileri teknolojiye sahip SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama) ve CCTV (kapalı çevrim kamera) sistemleri ile 24 saat izleme ve kontrol yapılmaktadır. Santral, Urla RES santralinde konumlanmış, konusunda yetkin ve yeterlilik belgelerine sahip mühendis ve operatörler ile işletilmekte olup personel sayısı 10’dur. Söz konusu 10 çalışanın 8’i Egenda Ege Enerji Üretim A.Ş ve 2’si Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş bünyesinde istihdam edilmekte olup tüm RES’ler bu 10 kişilik teknik ekip tarafından yönetilmektedir.

Tablo 27: Alaçatı RES Proje Özellikleri

Alaçatı RES		
Tesis Tipi	:	Yenilenebilir (Rüzgâr)
Yatırım Tutarı	:	81.195.756 TL/25.905.193 ABD Doları
Ticari İşletmeye Girişi	:	03.06.2016
Ünite Sayısı	:	8 adet (8 x 2 Mwe)
Lisans Alım Tarihi	:	29.05.2008
Faaliyet Modeli / Süresi	:	Üretim / 49 Yıl
Yıllık Üretim Kapasitesi	:	47,3 GWh/Yıl
Kurulu Gücü	:	16,0 MWm / 16,0 Mwe

3. Mordoğan RES

Egenda bünyesinde bulunan Mordoğan RES, İzmir ili Karaburun ilçesinde Çatalkaya Mahallesi Yellicebelen Dağı mevkiinde yer almakta olup tesis 24.06.2016 tarihinde ticari işletmeye alınmıştır. Mordoğan RES’te 2017 yılından itibaren 10 yıl süre ile YEKDEM’den satış yapılacaktır (ilk 5 yıl: 85,8 ABD Doları/MWh, ikinci 5 yıl 73,0 ABD Doları /MWh). Tesis ticari işletmeye geçiş tarihinden itibaren 8 yıl “Yıllık Lisans Bedeli” muafiyetinden yararlanacaktır.

Şirket’in toplam RES kurulu gücü içerisinde, Mordoğan RES’in kurulu güç oranı %20,12’dir.

Yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip santralde yer alan 5 adet türbin, ileri teknolojiye sahip ve yüksek verimlidir. Türbinlerde doğrudan tahrikli (direct drive), dişli kutusuz, senkron

jeneratörler kullanılmıştır. Bu sayede çok düşük ve çok yüksek rüzgâr hızlarında türbinlerin verimli bir şekilde enerji üretmelerinin yanında bu teknoloji sayesinde, kullanılan hareketli aksamın az olması nedeniyle arıza sayısı az olmakta ve buna bağlı olarak bakım giderleri de düşük olmaktadır. Türbinler, tedarikçi şirketin Türkiye’de yer alan kurulum şirketi ve Egenda arasında yapılan anlaşma kapsamında işletmeye girdikleri yıl itibariyle 15 yıl kapsamlı bakım ve onarım garantisi altındadır.

Mordoğan RES santralleri genişletilmiş makine kırılması sigortası, kâr kaybı, üçüncü şahıs mali mesuliyet ve işveren sorumluluk sigortaları olmak üzere sigorta poliçeleri ile teminat altına alınmıştır.

Mordoğan RES santralinde ileri teknolojiye sahip SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama) ve CCTV (kapalı çevrim kamera) sistemleri ile 24 saat izleme ve kontrol yapılmaktadır. Santral, Urla RES santralinde konumlanmış, konusunda yetkin ve yeterlilik belgelerine sahip mühendis ve operatörler ile işletilmekte olup personel sayısı 10’dur. Söz konusu 10 çalışanın 8’i Egenda Ege Enerji Üretim A.Ş ve 2’si Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş bünyesinde istihdam edilmekte olup tüm RES’ler bu 10 kişilik teknik ekip tarafından yönetilmektedir.

Tablo 28: Mordoğan RES Proje Özellikleri

Mordoğan RES		
Tesis Tipi	:	Yenilenebilir (Rüzgâr)
Yatırım Tutarı	:	63.421.694 TL/20.285.590 ABD Doları
Ticari İşletmeye Girişi	:	24.06.2016
Ünite Sayısı	:	5 Adet [(4 x 3 Mwe) + (1 x 1,8 Mwe)]
Lisans Alım Tarihi	:	29.05.2008
Faaliyet Modeli / Süresi	:	Üretim / 49 Yıl
Yıllık Üretim Kapasitesi	:	42,95 GWh/Yıl
Kurulu Gücü	:	15,0 MWm / 13,8 Mwe

4. Germiyan RES

Egenda bünyesinde bulunan Germiyan RES, İzmir İli, Çeşme İlçesi, Güzelyertepe- Hırsıztepe-Germiyan Yalısı Reisdereköyü mevkiinde yer almakta olup 06.05.2016 tarihinde tesisin ticari işletmeye alınması sağlanmıştır. Germiyan RES’te 2017 yılından itibaren 10 yıl süre ile YEKDEM’den satış yapılacaktır (İlk 5 yıl: 85,8 ABD Doları/MWh, İkinci 5 yıl 73,0 ABD Doları/MWh). Tesis ticari işletmeye geçiş tarihinden itibaren 8 yıl “Yıllık Lisans Bedeli” muafiyetinden yararlanacaktır.

Şirket’in toplam RES kurulu gücü içerisinde, Germiyan RES’in kurulu güç oranı %15,74’tür.

Yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip santralde yer alan 6 adet türbin, ileri teknolojiye sahip ve yüksek verimlidir. Türbinlerde doğrudan tahrikli (direct drive), dişli kutusuz, senkron jeneratörler kullanılmıştır. Bu sayede çok düşük ve çok yüksek rüzgâr hızlarında türbinlerin verimli bir şekilde enerji üretmelerinin yanında bu teknoloji sayesinde, kullanılan hareketli aksamın az olması nedeniyle arıza sayısı az olmakta ve buna bağlı olarak bakım giderleri de düşük olmaktadır. Türbinler, tedarikçi şirketin Türkiye’de yer alan kurulum şirketi ve Egenda

arasında yapılan anlaşma kapsamında işletmeye girdikleri yıl itibariyle 15 yıl kapsamlı bakım ve onarım garantisi altındadır.

Germiyan RES santralleri genişletilmiş makine kırılması sigortası, kar kaybı, üçüncü şahıs mali mesuliyet ve işveren sorumluluk sigortaları olmak üzere sigorta poliçeleri ile teminat altına alınmıştır.

Germiyan RES santralinde ileri teknolojiye sahip SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama) ve CCTV (kapalı çevrim kamera) sistemleri ile 24 saat izleme ve kontrol yapılmaktadır. Santral, Urla RES santralinde konumlanmış, konusunda yetkin ve yeterlilik belgelerine sahip mühendis ve operatörler ile işletilmekte olup personel sayısı 10'dur. Söz konusu 10 çalışanın 8'i Egenda Ege Enerji Üretim A.Ş. ve 2'si Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş bünyesinde istihdam edilmekte olup tüm RES'ler bu 10 kişilik teknik ekip tarafından yönetilmektedir.

Tablo 29: Germiyan RES Proje Özellikleri

Germiyan RES	
Tesis Tipi	: Yenilenebilir (Rüzgâr)
Yatırım Tutarı	: 58.967.779 TL/18.605.750 ABD Doları
Ticari İşletmeye Girişi	: 06.05.2016
Ünite Sayısı	: 6 Adet [(5 x 2 Mwe) + (1 x 0,8 Mwe)]
Lisans Alım Tarihi	: 29.05.2008
Faaliyet Modeli / Süresi	: Üretim / 49 Yıl
Yıllık Üretim Kapasitesi	: 34,1 GWh/Yıl
Kurulu Gücü	: 12,0 MWm / 10,8 Mwe

5. Yaylaköy RES

Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş. bünyesinde bulunan Yaylaköy RES, İzmir ili Karaburun İlçesi, Yaylaköy Değirmen-tepe mevkiinde yer almakta olup 25.03.2016 tarihinde ticari işletmeye alınmıştır. Yaylaköy RES'de 2017 yılından itibaren 10 yıl süre ile YEKDEM' den satış yapılacaktır (İlk 5 yıl: 85,8 ABD Doları/ MWh, İkinci 5 yıl 73,0 ABD Doları/MWh). Tesis ticari işletmeye geçiş tarihinden itibaren 8 yıl "Yıllık Lisans Bedeli" muafiyetinden yararlanacaktır.

Şirket'in toplam RES kurulu gücü içerisinde, Yaylaköy RES'in kurulu güç oranı %21,87'dir.

Yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip santralde yer alan 5 adet türbin, ileri teknolojiye sahip ve yüksek verimlidir. Türbinlerde doğrudan tahrikli (direct drive), dişli kutusuz, senkron jeneratörler kullanılmıştır. Bu sayede çok düşük ve çok yüksek rüzgâr hızlarında türbinlerin verimli bir şekilde enerji üretmelerinin yanında bu teknoloji sayesinde, kullanılan hareketli aksamın az olması nedeniyle arıza sayısı az olmakta ve buna bağlı olarak bakım giderleri de düşük olmaktadır. Türbinler, tedarikçi şirketin Türkiye'de yer alan kurulum şirketi ve Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş. arasında yapılan anlaşma kapsamında işletmeye girdikleri yıl itibariyle 15 yıl kapsamlı bakım ve onarım garantisi altındadır.

Yaylaköy RES santralleri genişletilmiş makine kırılması sigortası, kâr kaybı, üçüncü şahıs mali mesuliyet ve işveren sorumluluk sigortaları olmak üzere sigorta poliçeleri ile teminat altına alınmıştır.

Yaylaköy RES santralinde ileri teknolojiye sahip SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama) ve CCTV (kapalı çevrim kamera) sistemleri ile 24 saat izleme ve kontrol yapılmaktadır. Santral, Urla RES santralinde konumlanmış, konusunda yetkin ve yeterlilik belgelerine sahip mühendis ve operatörler ile işletilmekte olup personel sayısı 10'dur. Söz konusu 10 çalışanın 8'i Egenda Ege Enerji Üretim A.Ş ve 2'si Yaylaköy RES Elektrik Üretim A.Ş bünyesinde istihdam edilmekte olup tüm RES'ler bu 10 kişilik teknik ekip tarafından yönetilmektedir.

Tablo 30: Yaylaköy RES Proje Özellikleri

Yaylaköy RES	
Tesis Tipi	: Yenilenebilir (Rüzgâr)
Yatırım Tutarı	: 51.777.012 TL/19.047.845 ABD Doları
Ticari İşletmeye Girişi	: 25.03.2016
Ünite Sayısı	: 5 Adet (5 x 3 Mwe)
Lisans Alım Tarihi	: 29.05.2008
Faaliyet Modeli / Süresi	: Üretim / 49 Yıl
Yıllık Üretim Kapasitesi	: 38,6 GWh/Yıl
Kurulu Gücü	: 15,0 MWm / 15,0 Mwe

RES'lere Dair Diğer Açıklamalar:

Tablo 31: Rüzgâr Enerji Santrallerinin Türbinlerinin Bazı Teknik Özellikleri

Teknik Özellikler	Urla RES	Alaçatı RES	Mordoğan RES	Germiyan RES	Yaylaköy RES
Türbin Üreticisi	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon	Enercon
Türbin Modeli	E82-E4	E82-E2	E82-E4	E82-E2	E82-E4
Türbin Sınıfı	IEC Class IA	IEC Class IIA	IEC Class IA	IEC Class IIA	IEC Class IA
Türbin Sayısı ve Kurulu Güç (MWm)	5 adet [(4 x 3 Mwe) + (1 x 1 Mwe)]	8 adet (8 x 2 Mwe)	5 Adet [(4 x 3 Mwe) + (1 x 1,8 Mwe)]	6 Adet [(5 x 2 Mwe) + (1 x 0,8 Mwe)]	5 (5 x 3 Mwe)
Kule Yüksekliği (m)	78	78	78	78	78
Rotor Çapı (m)	82	82	82	82	82

Şirket, Urla RES, Alaçatı RES, Mordoğan RES, Germiyan RES ve Yaylaköy RES için Enercon Rüzgâr Enerji Santrali Kurulum Hizmetleri Ltd. Şti. ile kapsamlı bakım ve onarım sözleşmesi imzalamıştır. Her bir santrale ait sözleşme, 15.05.2013 tarihinde imzalanmış olup santrallerin ticari işletmeye geçiş tarihleri itibariyle 15 yıl boyunca (2030 yılına kadar) geçerlidir. Bakım ve onarım sözleşmelerinin hizmet kapsamı; bakım, onarım ve yedek parça tedarikini içeren modelden “tam kapsamlı” olmakla birlikte her bir türbin özelinde %95, santral genelinde ise %97 emre amadelik garantisini (emre amadelik, bir elektrik santralinin elektrik üretebileceği zaman miktarının, toplam zamana bölünmesi ile bulunan ve santrale ilişkin işletme performansını gösteren bir parametredir) içermektedir.

Ayrıca “Enerji Nakil Hattı” ve diğer yardımcı sistemlerin bakım ve onarım çalışmaları ile ilgili olarak; periyodik bakımlar yılda bir kez dışarıdan hizmet alınarak konusunda yetkin firmalar tarafından ilgili elektrik mevzuatının tüm gerekliliklerine uygun olarak yapılmaktadır. Arıza durumlarında ise onarım faaliyetleri, resmî kurumlardan alınmış teknik yetkinlik belgelerine sahip personeller ve yine konusunda uzman onarım firmalarınca yapılmaktadır.

Rüzgâr santrallerinin bulundukları bölge itibarıyla Urla RES santrali, diğer santrallerin de kontrol ve izlemesinin yapıldığı bir merkez konumundadır. Santraller arası haberleşme radiolink veri hatları üzerinde kablosuz olarak yapılmaktadır. Bu merkezde 3 vardiyalı sistem ile yürütülen faaliyetler, mühendisler ve yetkinlik belgeli operatörlerin gözetiminde sağlanmaktadır. İleri teknolojiye sahip SCADA (Merkezi Kontrol ve Veri Toplama) izleme ve görüntüleme sistemleri aracılığı ile tüm rüzgâr enerjisi santralleri üretim faaliyetlerini kontrollü ve güvenli bir şekilde gerçekleştirmektedir. Bu kapsamda Urla RES Merkez santralinde 1 İşletme Müdürü, 1 İşletme Şefi ve 8 kumanda operatörü olmak üzere toplam 10 çalışan istihdam edilmekte olup Urla RES, Alaçatı RES, Mordoğan RES, Germiyan RES ve Yaylaköy RES santrallerinin tümü bu ekip tarafından yönetilmektedir.

Tablo 32: Urla RES, Alaçatı RES, Mordoğan RES, Germiyan RES ve Yaylaköy RES Ortalama Rüzgâr Hızları

Santral İsmi	Santrallerin Bulunduğu İl	Ort. Rüzgâr Hızı (m/sn) 2021	Ort. Rüzgâr Hızı (m/sn) 2022	Ort. Rüzgâr Hızı (m/sn) 2023
Urla RES	İzmir	8,6	8,4	7,8
Alaçatı RES	İzmir	7,5	7,4	6,8
Mordoğan RES	İzmir	8,6	8,4	7,3
Germiyan RES	İzmir	7,7	7,4	6,8
Yaylaköy RES	İzmir	8,1	7,9	7,1

2.2.1.2 Ensaf Elektrik Enerjisi Tedarik Ticaret A.Ş. Ticari Faaliyetleri

Grup, Üretim Şirketleri bünyesinde bulunan enerji santrallerinde ürettiği elektriğin satışı dışında toptan olarak elektrik enerjisi satış-alış işlemleri ve serbest tüketiciye elektrik enerjisi satışı yapabilmek adına 2016 yılında Ensaf Elektrik Enerjisi Tedarik Ticaret A.Ş. şirketini kurmuştur. Ensaf Elektrik, 29.12.2016 tarihinde EPDK’dan Tedarik Lisansı’nı almış ve Nisan 2017 tarihinde aktif ticaret hayatına başlamıştır.

EPDK’nın her yıl belirlediği tüketim limitini geçen tüketiciler, serbest tüketici hakkı kazanmakta ve tedarikçisini kendisi seçebilmektedir. EPDK kararı ile 2024 yılı için serbest tüketici limiti yıllık tüketimi 950 kWh ve üzeri olarak belirlenmiştir.

Ensaf Elektrik, profesyonel satış ekibi ve çözüm ortaklığı yapan bayileri vasıtasıyla serbest tüketicilere ulaşmakta ve yıllık anlaşmalar yapmaktadır. Serbest tüketicilerin portföye kayıtları ve elektrik enerjisi ihtiyaçları ticaret ekibi vasıtasıyla EPIAŞ üzerinden spot piyasadan almakta ve serbest tüketicilerine elektrik enerjisi satışı yapmaktadır.

EPİAŞ, spot elektrik piyasasında piyasa işletmecisidir. EPİAŞ, gün öncesi, gün içi ve uzlaştırma piyasası işlemlerini yürütür. Gün öncesi piyasası, piyasa takas fiyatının (PTF) merit order mekanizması ile belirlendiği piyasadır. Gün öncesi piyasasında, bir sonraki güne ait saatlik alış teklifi verilmektedir. Bildirilen miktarlar piyasa takas fiyatı ile spot piyasaya alınmaktadır.

Aşağıdaki tabloda Ensat Elektrik'in 2021, 2022 ve 2023 yıllarına ait müşteri adedi, satış miktarları ve gelirleri gösterilmiştir. 2022 ve 2023 yıllarında müşteri sayısı 2021 yılına göre azalma gösterse bile satış miktarı ve gelirinde artış olmuştur. Aynı zamanda kâr marjı da istikrarlı bir şekilde artış göstermiştir.

Tablo 33: Ensat Elektrik Satış ve Müşteri Sayısı Bilgileri

	2021	2022	2023
Müşteri Sayısı	36	23	13
Satış Miktarı (MWh)	20.031,85	26.913,74	24.487,55
Enerji Bedeli (TL)	13.015.160,17	73.402.566,34	59.404.661,28
Kâr/Zarar (TL/Ay)	229.601,53	1.343.487,97	1.728.228,98
Kâr Marjı	%1,76	%1,83	%2,91

Ensat Elektrik, serbest tüketici konumundaki müşterilerine daha iyi hizmet verebilmek ve hataları minimize etmek için SAYAX yazılımı kullanmaktadır. Ayrıca dengesizlik maliyetlerini azaltarak karlılığı artırmak amacıyla VGEN yazılımı kullanmaktadır. VGEN yazılımı üzerinden Gün içi piyasasında işlem yapılmaktadır.

Gün içi piyasası, tedarik şirketleri ve üretim şirketleri gibi piyasa katılımcıları arasında gün içerisinde elektrik alım satımlarının gerçekleştirildiği piyasadır. Gün öncesi piyasasında ve gün içi piyasasında işlem miktarları birbirinden bağımsızdır.

2.2.2 Elektriğin Aktarımı ve Dağıtım

Şirket'in bazı santralleri ulusal şebekeye dağıtım seviyesinden, bazı santralleri ise iletim seviyesinden bağlıdır. İletim seviyesinden bağlı olan santraller için Üretim Şirketleri'nin öncelikle TEİAŞ veya santrallerin gerilim seviyelerine göre bağlı bulundukları dağıtım şirketi ile sistem bağlantı anlaşmaları ve sistem kullanım anlaşmaları yapması gerekmektedir. Dağıtım seviyesinden bağlı olan santraller için ise Üretim Şirketleri'nin bölgesel bazda sorumlu olan Dağıtım Şirketleri ile sistem kullanım anlaşmaları yapması gerekmektedir.

Tablo 34: Santrallerin Ulusal Şebekeye Bağlantı Seviyesi

Santral	Ulusal Şebekeye Bağlantı Seviyesi
Hidroelektrik	
Eğlence 1 HES	İletim
Eğlence 2 HES	İletim
Akçay HES	İletim (OG Barası)
Çaygören HES	Dağıtım
Rüzgâr	
Urla RES	İletim (OG Barası)
Alaçatı RES	İletim (OG Barası)
Mordoğan RES	İletim (OG Barası)

Santral	Ulusal Şebekeye Bağlantı Seviyesi
Germiyan RES	İletim (OG Barası)
Yaylaköy RES	İletim (OG Barası)
Jeotermal	
Tuzla JES	Dağıtım

Elektrik İletim: Ulusal şebekeye iletim seviyesinde (34,5 kV üzeri gerilim seviyesinde) bağlantı sağlayan santraller, TEİAŞ hatlarını kullanarak direkt olarak ulusal sisteme elektriği vermektedirler.

Elektrik İletim (OG Barası): TEİAŞ'a ait trafo merkezlerinde bulunan 33 kV/34,5 kV gerilim seviyesine sahip bağlantı noktası.

Elektrik Dağıtım: Ulusal şebekeye dağıtım seviyesinde bağlantı sağlayan santraller, dağıtım şirketlerinin altyapılarını kullanarak ve bu şirketler üzerinden ulusal sisteme elektriği vermektedirler.

2.2.3 Üretim Şirketleri Elektrik Satışı:

Tablo 35: Yıllar Bazında YEKDEM ve Spot Elektrik Satış Miktarları

	2021		2022		2023	
	Toplam Üretim (MWh)	Toplam Üretim İçindeki Payı	Toplam Üretim (MWh)	Toplam Üretim İçindeki Payı	Toplam Üretim (MWh)	Toplam Üretim İçindeki Payı
YEKDEM Satışları						
HES	83.295	%20,8	167.015	%33,2	84.641	%24,3
RES	244.426	%61,1	239.271	%47,6	198.837	%57,0
JES	0	%0,0	0	%0,0	0	%0
Toplam	327.721	%81,9	406.286	%80,8	283.478	%81,3
Spot Elektrik Piyasası Satışları						
HES	26.915	%6,7	54.409	%10,8	26.990	%7,7
RES	0	%0,0	0	%0,0		%0
JES	45.365	%11,3	41.973	%8,4	38.205	%11
Toplam	72.280	%18,1	96.382	%19,2	65.195	%18,7
GENEL TOPLAM	400.001	%100	502.668	%100	348.673	%100

Tablo 36: Yıllar Bazında YEKDEM ve Spot Elektrik Satış Tutarları

	2021		2022		2023	
	Toplam Satış (TL)	Toplam Satış İçindeki Payı	Toplam Satış (TL)	Toplam Satış İçindeki Payı	Toplam Satış (TL)	Toplam Satış İçindeki Payı
YEKDEM Satışları						
HES	64.474.925	%20	513.702.803	%32	236.647.078	%24
RES	218.434.631	%68	772.474.293	%49	599.684.124	%60

	2021		2022		2023	
	Toplam Satış (TL)	Toplam Satış İçindeki Payı	Toplam Satış (TL)	Toplam Satış İçindeki Payı	Toplam Satış (TL)	Toplam Satış İçindeki Payı
JES	0	%0	-	%0	0	%0
Toplam	282.909.556	%88	1.286.177.096	%81	836.331.202	%84
Spot Elektrik Piyasası Satışları						
HES	13.411.878	%4	167.528.789	%11	67.482.247	%7
RES	-	%0	-	%0	0	%0
JES	23.367.214	%7	127.146.155	%8	90.241.969	%9
Toplam	36.779.092	%12	294.674.944	%19	157.724.216	%16
GENEL TOPLAM	319.688.648	%100	1.580.852.040	%100	994.055.418	%100

Şirket'in Fiyat Tespit Raporu tarihi itibarıyla Çaygören HES, Akçay HES, Tuzla JES, Eğlence 1 HES ve Eğlence 2 HES hariç bütün santralleri YEKDEM kapsamındadır. YEKDEM'den yararlanma sürelerinin sona erdiği tarihten itibaren YEKDEM süresi sona eren ilgili santralin ürettiği elektrik, spot elektrik piyasasına satılmaya başlamıştır. Eğlence 1 HES ve Eğlence 2 HES santrallerinin YEKDEM süreleri de 31.12.2023 itibarıyla dolmuştur.

Covid-19 'un getirdiği tedarik zinciri bozulmalarına ek olarak Rusya – Ukrayna, Filistin – İsrail savaşı ile enerji ve hammadde fiyatlarına yaşanan artışların da etkisiyle, devlet hem arz güvenliğini sağlamak hem de tüketicileri yüksek maliyet artışlarından koruyabilmek yönünde bir politika benimsemiş ve elektrik piyasası mevzuatı kapsamında 2022 yılı içerisinde bu amaçla bazı değişiklikler yapılmıştır. Bu değişikliklerden bir tanesi, elektrik enerjisinin üretim maliyetleri dikkate alınarak her seferinde altı ay geçmemek üzere EPDK tarafından kaynak bazında tüketiciyi ve/veya maliyeti yüksek üretimi destekleme bedeli belirlenebileceğine yönelik 08.03.2022 tarihli EPDK 'nın 17/11 maddesine eklenen düzenlemedir. Düzenleme kapsamında belirtilen destekleme bedeli, EPDK tarafından kaynak bazında belirlenen azami uzlaştırma fiyatları kullanılarak uzlaştırma dönemi bazında EPIAŞ tarafından hesaplanmaktaydı. İzahname tarihi itibarıyla EPDK tarafından alınan karar ile AUF mekanizması yürürlükten kaldırılmış olup kaldırılmadan önceki son Azami Uzlaştırma Fiyatları (MWh başına) doğal gaz santralleri için 4.500 2.636,71 TL, ithal kömürü santralleri için 2.750 TL, yerli kömür santralleri için 2.050 TL ve yenilenebilir enerji kaynakları için 1.540 TL olarak belirlenmiştir. Buna göre yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin satış fiyatında 1.540 TL / MWh 'i aşan bölümü üzerinden yapılan hesaplama ile EPIAŞ tarafından belirlenen tutarlar, her bir ilgili üretici tarafından EPIAŞ 'a destekleme bedeli olarak ödenmekte ve bu şekilde toplanan destekleme bedelleri EPIAŞ tarafından arz güvenliğini teminen öncelikle maliyeti yüksek üretim tesisi sahibi piyasa katılımcılarına üretim destekleme tutarı olarak yansımakta, sonrasında kalan tutar ise (tüketiciye yansıtılmak üzere) görevli tedarik şirketlerine ödenmekteydi. YEKDEM kapsamındaki üretim tesisleri ise, düzenleyeme tabi değildi. Dolayısıyla yürürlüğe giren bu düzenlemeyle, enerji üretim maliyeti diğer kaynaklara nazaran daha düşük olan yenilenebilir enerji üretim tesislerinde YEKDEM kapsamında olmayanlar,

belirlenen azami fiyattan daha yüksek satış yaptıkları her bir MWh için destekleme bedeli olarak bir ödeme yapmakla yükümlü hale gelmişti. Bu düzenleme her ne kadar güncel mevzuat çerçevesinde belirli bir süre için uygulama alanı bulacak şekilde düzenlenmişse de 1 Ekim 2023 tarihinden itibaren uygulaması kaldırılmıştır.

Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM):

YEKDEM, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim faaliyeti gösteren üretim lisansı sahibi tüzel kişilerin Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yaparak faydalanabileceği bir destekleme mekanizmasıdır.

ABD Doları bazlı YEKDEM mekanizmasından yararlanabilmek için ilgili santralin 30.06.2021'den önce işletmeye alınması gereklidir. 30.01.2021 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanan 3453 Cumhurbaşkanı Kararı uyarınca 01.07.2021 ile 31.12.2025 tarihleri arasında işletmeye girecek santraller için alt ve üst limit YEKDEM fiyatları ABD Doları cinsinden belirlenirken YEKDEM teşviki Türk Lirası cinsinden düzenlenmiştir.

Tesislerin yerli aksam kullanımlarına göre YEKDEM yararlanma süresinin ilk 5 yılı boyunca, YEKDEM teşvik fiyatı üzerine yerli katkı fiyatları eklenmektedir.

Şirket'in santrallerinin 5 tanesi YEKDEM kapsamında yer almaktadır. Diğer santralleri ise 10 yıllık teşvik süresini tamamlamış ve spot piyasaya satış yapmaya başlamıştır.

2021, 2022 ve 2023 yıllarında Üretim Şirketleri'nin üretmiş olduğu elektriğin sırasıyla %81,9, %80,8 ve %81,3'ü YEKDEM kapsamında satılmıştır.

Tablo 37: YEKDEM Teşvik Fiyatı ve YEKDEM Yararlanma Süreleri

Santral	YEKDEM Fiyatı (ABD Doları / Mwe)	YEKDEM Bitiş Tarihi
Hidroelektrik		
Eğlence 1 HES	73,0	31.12.2023 (YEKDEM Sona Erdi.)
Eğlence 2 HES	73,0	31.12.2023 (YEKDEM Sona Erdi.)
Akçay HES	73,0	31.12.2019 (YEKDEM Sona Erdi.)
Çaygören HES	73,0	31.12.2016 (YEKDEM Sona Erdi.)
Rüzgâr		
Urla RES	(İlk 5 Yıl: 85,8 USD/ MWh, Sonra 73,0 USD/MWh)	27.05.2026 (YEKDEM Devam Ediyor.)
Alaçatı RES	(İlk 5 Yıl: 85,8 USD/ MWh, Sonra 73,0 USD/MWh)	03.06.2026 (YEKDEM Devam Ediyor.)
Mordoğan RES	(İlk 5 Yıl: 85,8 USD/ MWh, Sonra 73,0USD/MWh)	24.06.2026 (YEKDEM Devam Ediyor.)
Germiyan RES	(İlk 5 Yıl: 85,8 USD/ MWh, Sonra 73,0 USD/MWh)	06.05.2026 (YEKDEM Devam Ediyor.)
Yaylaköy RES	(İlk 5 Yıl: 85,8 USD/ MWh, Sonra 73,0 USD/MWh)	25.03.2026 (YEKDEM Devam Ediyor.)
Jeotermal		
Tuzla JES	105,0	31.12.2020 (YEKDEM Sona Erdi.)

Spot Elektrik Piyasası:

YEKDEM'e tabi yenilenebilir enerji santralinin YEKDEM'den yararlanma süresi, işletmeye alınma tarihinden itibaren on yılın sonunda sona ermektedir. Takvim yılı içerisinde işletmeye alınan lisanslı santrallerin YEKDEM başlangıç tarihleri bir sonraki takvim yılının ilk günü başlamaktadır. Takvim yılı içerisinde işletmeye alınan lisanslı santraller, YEKDEM başlangıç tarihine kadar ürettikleri elektriği spot piyasasında satabilmektedirler. YEKDEM'den yararlanma süresi biten santraller, bu sürenin sonunda, ürettiği elektriği spot elektrik piyasasında satmaktadır.

Fiyat Tespit Raporu tarihi itibarıyla Santraller'den Akçay HES, Çaygören HES, Tuzla JES, Eğlence 1 HES ve Eğlence 2 HES ürettiği elektriği spot piyasaya satmaktadır.

2021, 2022 ve 2023 yıllarında Şirket'in üretmiş olduğu elektriğin sırasıyla %18,1 %19,2 ve %18,7'si spot piyasaya satılmıştır.

EPIAŞ, spot elektrik piyasasında piyasa işletmecisidir. EPIAŞ, gün öncesi, gün içi ve uzlaştırma piyasası işlemlerini yürütür. Gün öncesi piyasası, piyasa takas fiyatının (PTF) "merit order" mekanizması ile belirlendiği piyasadır. Gün öncesi piyasasında, bir sonraki güne ait saatlik üretim tahminleri için satış teklifi verilmektedir. Bildirilen miktarlar piyasa takas fiyatı ile spot piyasaya satılmaktadır. Gün içi piyasası, tedarik şirketleri ve üretim şirketleri gibi piyasa katılımcıları arasında gün içerisinde elektrik alım satımlarının gerçekleştirildiği piyasadır. Gün öncesi piyasasında ve gün içi piyasasında işlem miktarları birbirinden bağımsızdır.

2.2.4 Yan Hizmetler

Şirket'in Fiyat Tespit Raporu tarihi itibarıyla EPIAŞ yönetmelikleri kapsamında tanımı yapılan yan hizmetler faaliyeti ve geliri bulunmamaktadır.

2.2.5 Karbon Varlıkları Piyasası

Gönüllü karbon piyasası, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim yöntemi veya enerji verimliliği uygulamaları gibi faaliyetler sonucunda iklim değişikliğine sebep olan sera gazlarında gerçekleştirilen azaltımların, VERRA ve GOLD Standart vb. kuruluşlar tarafından uluslararası standartlarda sertifikalandırılması ve bu karbon azaltım sertifikalarının firmalar tarafından karbon ayak izlerini azaltılması amacıyla satın alındığı bir piyasadır.

Gönüllü karbon piyasasındaki firmalar, herhangi bir yasal zorunluluğu olmamasına rağmen sosyal sorumluluk ve halkla ilişkiler çalışması kapsamındaki faaliyetleri sebebi ile açığa çıkan sera gazı emisyon miktarlarını hesaplayarak bu emisyonları azaltmak ve dengelemek amacıyla karbon azaltım sertifikalarını satın almaktadırlar.

Şirket, Türkiye'nin çeşitli illerinde faaliyet gösteren on adet yenilenebilir enerji santrali ile çevreye ve topluma karşı sorumluluklarını yerine getirerek yenilenebilir enerji yatırımlarına devam etmektedir. Emisyon azaltım sertifikalandırmalarının başarıyla yürütüldüğü yenilenebilir enerji santralleri, Onaylanmış Karbon Standart (VCS) ve Gold Standart 'a ait karbon emisyon azaltım sertifikalarına sahiptir.

Şirket'e ait 8 Santral (Eğlence 1 HES, Eğlence 2 HES, Akçay HES, Alaçatı RES, Mordoğan RES, Urla RES, Germiyan RES, Yaylaköy RES) Onaylanmış Karbon Standart (VCS), 1 Santral (Tuzla JES) Gold Standart (GS), 1 Santral ise IREC sistemine kayıtlıdır. Global piyasada büyük öneme sahip santrallere ait bu sertifikalar, uluslararası organizasyonlar tarafından bağımsız denetçilerin onayı ile verilmiştir.

Şirket bünyesinde bulunan RES, HES ve JES projelerinden 2021 yılında toplam 23.028.521 TL tutarında yenilenebilir enerji karbon emisyonu azaltım sertifikası satışı gerçekleştirilmiştir.

2.2.6 Sürdürülebilirlik

Şirket bünyesinde 2024 yılı GRI Standartlarında Sürdürülebilirlik Raporu hazırlama ve proje akışı genel hatları ile aşağıdaki şekilde planlanmaktadır.

Kurumsal Sürdürülebilirlik Yönetim hizmet kapsamı;

1. Aşama: Mevcut Durum Analizi

- Proje ekibine online “Kurumsal Sürdürülebilirlik” eğitiminin verilmesi
- Proje ekibi ile online toplantılarda firmanın sürdürülebilirlik olgunluğu hakkında mevcut durumu ile ilgili bilgilerin toplanması
- Sürdürülebilirlik alanında mevcut durumun anlaşılması adına firmanın sektördeki konumu ile ilgili araştırma yapılması, sektör trendlerinin araştırılması
- Firmadan sürdürülebilirlik kapsamında gelen dokümanların incelenmesi ve analize dahil edilmesi
- Araştırılan rakip şirketlerin sürdürülebilirlik olgunluğu ve trendler ile firmanın sürdürülebilirlik olgunluğunun karşılaştırılması ve gelişim alanlarının belirlenmesi
- **Mevcut Durum Analizi Çıktıları:** Sürdürülebilirlik Yönetimi, Performans ve Raporlaması, Sürdürülebilirlik İletişimi ve Paydaş Katılımı konularında firmanın mevcut durumunun belirlenmesi ve sunulması

2. Aşama: Önceliklendirme Analizi

- SASB, MSCI, GRI, WEF gibi global endeksler baz alınarak öncelikli konuların belirlenmesi
- Firma ile birlikte öne çıkarılacak/öncelikli konuların ve firmanın paydaşlarının belirlenmesi
- Öncelikli konuların sınırlarının ve kapsamalarının belirlenmesi
- Paydaş anketlerinin hazırlanması ve öncelikli konular özelinde üst yönetimle görüşmeler yapılması
- **Önceliklendirme Analizi Çıktıları:** Öncelikli konuların, konu sınırlarının ve sıralamalarının matrise dönüştürülerek firma ile paylaşılması ve yorumlanması

3. Aşama: KPI ve Sürdürülebilirlik Hedefi Belirleme

- **Risk ve Fırsat Analizi:** Çevresel, Sosyal ve Yönetişim (ÇSY) ve iklim değişikliği risk ve fırsatlarının çalışılması
- Mevcut Durum Analizi, Önceliklendirme Analizi, Risk ve Fırsat Analizi sonucu ortaya çıkan gelişim alanları hakkında aksiyon noktaları, KPI ve hedef belirlenmesi ve konsolide olarak çıktıların firma ile paylaşılması

4. Aşama: Paydaş Katılım Planı

- Paydaş haritalaması ve iletişim metotlarının belirlenmesi
- Paydaş beklentilerinin önceliklendirme analizi kapsamında toplanması ve yorumlanması
- Paydaş Katılım Planı'nın yapılması
- Taslak Rapor yazımı olarak planlanmaktadır.

Çevre ve Entegre Yönetim Sistem

Şirket, bünyesinde Çevresel ve Entegre Yönetim Sistemi prosedürlerini yönetme potansiyeline sahip tecrübeli kadrolarla tüm işletmelerde aynı standardı uygulama adına entegre kalite yönetim sistemlerini yönetmektedir.

Çevresel ve Entegre Yönetim Sistemi kapsamında oluşturulan ve Şirket Yönetim Kurulu'na bağlı olan entegre yönetim organizasyonu kapsamında Şirket bünyesinde İç Denetim ve Operasyonel Risk Yönetim Departmanı, İnsan Kaynakları ve Endüstriyel İlişkiler Departmanı, Mali İşler Departmanı, Satın Alma Departmanı, Enerji Ticaret Departmanı, Yatırımcı İlişkileri ve İştirakler Departmanı ve santraller yer almaktadır.

Şirket ve Bağlı Ortaklıkları, hizmet alımı yoluyla ise iş sağlığı, iş güvenliği, bilgi işlem teknolojileri, ekoloji izleme, tehlikeli-tehlikesiz atık yönetimi ve çevre ve entegre kalite yönetim sistemi konularında danışmanlık desteği alınmaktadır.

Tüm santraller baz alındığında direkt ve dolaylı olarak çevresel ve sosyal yönetim sistemi uygulaması kapsamında 2021, 2022, 2023 yıllarında ve Fiyat Tespit Raporu tarihine dek uzman ve yöneticiler ilgili çalışmalarında görev almıştır.

Enda Enerji Holding A.Ş., yenilenebilir çatısı altında uluslararası standartlar kapsamında çalışanların tamamına (yüklenici ve alt yüklenici firmalar dahil) çevresel ve sosyal hususlar kapsamında 2021 yılı içerisinde 28,5 saat, 2022 yılı içerisinde 31 saat, 2023 yılı içerisinde 27,14 saat ve 2024 yılı içerisinde işbu Fiyat Tespit Raporu tarihine dek toplam 12,65 adam saat eğitim verilmiştir. Verilen eğitimlerin ana konu başlıkları iş sağlığı ve güvenliği, anayasal haklar ve etik kodlar, çevresel etki yönetimi, atık yönetimi, çevresel acil durumlar, biyoçeşitlilik, kültürel mirasın korunması, enerji verimliliği-iklim değişikliği, reorganizasyon, Covid-19 ile mücadele, çalışan organizasyonu güvenlik yönetimidir.

2.2.7 Şirket'in Stratejisi

Şirket, 1993 yılından itibaren geliştirmiş olduğu elektrik üretim santralleri ile önemli bir büyüklüğe ulaşarak alanında deneyim kazanmıştır.

Şirket, bünyesindeki enerji santralleri vasıtasıyla ürettiği elektriğin satışını YEKDEM, Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve ikili anlaşma yolu ile tedarik şirketlerine satmaktadır. Ayrıca, 2004 yılından beri süregelen serbest tüketiciye satışlarını, 2016 yılında kurmuş olduğu Ensaf Elektrik Enerjisi Tedarik Ticaret A.Ş. bünyesinde yürütmeye devam etmektedir.

Şirket'in 31.12.2023 itibarıyla bağlı ortaklıkları ve iştiraklerindeki %100'ü yenilenebilir kaynaklara dayalı 10 elektrik üretim santralinin toplam kurulu gücü 180,18 Mwe'dir. Kurulu güç dağılımı olarak portföyünde 4 adet hidroelektrik (104 Mwe), 5 adet rüzgâr (68,6 Mwe) ve 1 adet jeotermal (7,5 Mwe) elektrik üretim santrali bulunmaktadır. Toplam elektrik üretiminin %100'ünün yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşması dışa bağımlılığı azaltmakta ve devlet alım garantilerinden faydalanılmasını sağlamaktadır. Şirket, kurumsal yönetim ilkeleri çerçevesinde, kalite yönetim sisteminde sahip olduğu ISO belgeleriyle yönetici ve çalışanları ile birlikte, 30 yılı aşkın süredir faaliyetlerine devam ettirmektedir.

Bu kapsamda kârlılığı yüksek ve öngörülebilir nakit akışı yaratabilen sürdürülebilir projelere odaklanmıştır.

Türkiye'de en büyük yenilenebilir enerji üreticilerinden biri olmak hedefiyle aşağıdaki başlıklarda çalışmalarına devam etmekte, fırsatları takip etmektedir.

1. Kapasite Artışı

Enda Enerji Holding A.Ş. bünyesindeki 3 adet lisanslı rüzgâr enerjisi santrali (Urla RES, Mordoğan RES ve Yaylaköy RES) için toplamda 5 adet ilave türbin için 21,0 MWm/21,0 Mwe (5 x 4,2 MWm/Mwe) kurulu gücünde mekanik ve elektrikli kapasite artışı başvurusu yapılmış olup Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından bu artışlara ilişkin başvurular uygun bulunup Üretim Şirketleri ile ilgili mevzuatın getirmiş olduğu yükümlülükler tanımlanmıştır.

Bu yükümlükler kapsamında; teminat mektupları verilmiş, Teknik Etkileşim Analizi (TEA) izinleri ve Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği gereğince alınması gereken görüş ve izinler alınmıştır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından tanımlanan bu yükümlülüklerin yerine getirilmesi sonrası kapasite artışına ait güç değerleri üretim lisanslarına derç edilerek tesis tamamlanma süreleri tanımlanmıştır. Bu süre içerisinde yerine getirilmesi gereken yükümlülüklerden; İmar Planı, Orman İzni ve Mülkiyet Edinimi ile ilgili başvurular da ilgili kurumlara yapılarak süreçlerin devamı sağlanmıştır. Başvuruların değerlendirme süreci devam etmektedir.

2. Birden Çok Kaynaklı Yenilenebilir Enerji Tesisi (Hibrit) Yatırımları

08.03.2020 tarihinde yayımlanan Resmî Gazete'de yer alan "Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik"'in ilgili maddeleri hükümlerince Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) 'nin ilan etmiş olduğu bölgesel bağlanılabilir kapasitelere istinaden Enda Enerji Holding A.Ş. olarak işletmede olan 2 adet RES (Alaçatı RES ve Yaylaköy RES), 4 adet HES (Eğlence 1 HES, Eğlence 2 HES, Akçay HES, Çaygören HES) ve 1 adet JES (Tuzla JES) için yardımcı kaynağı GES (Güneş Enerjisi Santrali) olacak şekilde mevcut tesisleri birden çok kaynaklı yenilenebilir enerji tesisine dönüştürme başvurusunda bulunulmuştur.

Başvurusu yapılan toplam yardımcı kaynak (GES) kurulu gücü 41,2 MWp olup TEİAŞ'ın değerlendirmesi sonucunda başvuru bölgelerine ait trafo merkezi kapasitelerindeki kısıt nedeniyle başvuru güçleri toplamda 13,1 MWp olarak güncellenmiştir. Bu başvurulara ait yatırımların gerçeğe dönüşmesi halinde mevcut santrallerin elektrik enerjisi üretimleri ve dolayısıyla kapasite kullanım oranları artarak tesisler daha etkin hale gelecektir. Başvurular ile ilgili olarak mevzuatın getirdiği yükümlülükler Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından projelerin ilgili şirketlerine tanımlanmıştır. Teminat mektupları verilmiş, projeler bazında farklı olmakla birlikte, Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği gereğince alınması gereken görüş ve izinlere ait süreçler kurum incelemeleri aşamasında devam etmektedir.

3. Yenilenebilir Alanda Yeni Şirket Satın Alımları

Şirket stratejisine uygun ve portföyünde yer alarak şirkete değer katacak yenilenebilir enerji projeleri ya da işletmeye geçmiş projelere sahip şirket alımlarını değerlendirmek ve bu kapsamdaki potansiyel iş fırsatlarını araştırmak adına Şirket bünyesinde bir proje geliştirme ekibi kurulmuş olup Şirket'in yatırım kriterlerine uyan yurt içindeki ve yurt dışındaki fırsatlar için piyasa araştırması yapılmaktadır. Güncel olarak Türkiye'de ve yabancı ülkelerde bu kapsama dahil olabilecek potansiyel projeler değerlendirilmektedir.

4. Yüksek Emre Amadelik Oranları Yakalamak ve Operasyonel Verimliliği Artırmak

Şirket, bünyesinde bulunan santrallerinde konunda deneyimli ve yetkin çalışanları ile yüksek emre amadelik oranlarına sahip yüksek üretimi hedefler ve planlarını bu hedefe göre kurgular. Bu hedef doğrultusunda Şirket, yüksek kaliteye ve verimliliğe sahip ana makine ve teçhizat temin ederek santrallerinde kullanmakta ve teknolojik gelişmeleri yakından takip ederek en etkin ve güncel sistemleri üretim süreçlerine dahil ederek santrallerin verimliliğini artırıcı izleme ve kontrol faaliyetlerini yürütmektedir.

Şirket'in rüzgâr enerjisi santrallerinde (RES) kullanılan türbinler Enercon marka olmakla birlikte; hidroelektrik santrallerinde (HES) Flovel (Hindistan menşeli), VATEch (Alman-Avusturya menşeli), HRC (Çin menşeli), jeotermal enerji santralinde (JES) Ormat (İsrail menşeli) marka türbin üniteleri ve sistemleri kullanılmaktadır.

Kuruluş aşamasından günümüze çevreye dost, sürdürülebilir yüksek üretime ve uzun kullanım ömrüne sahip enerji üretim tesislerini portföyüne katmak adına; konusunda uzman, iyi proje referanslarına sahip yüklenici firmalar ile çalışmayı prensip edinen Şirket, yeni yatırımlarında da bu prensip çerçevesinde devam etmektedir.

Tablo 38: HES'lerde Gerçekleşen Emre Amadelik Oranları

Emre Amadelik Oranı (%)	Eğlence 1 HES	Eğlence 2 HES	Akçay HES	Çaygören HES
2017	89,70	80,50	93,40	99,65
2018	68,00	84,70	96,20	99,07
2019	81,80	69,40	95,50	99,48

Emre Amadelik Oranı (%)	Eğlence 1 HES	Eğlence 2 HES	Akçay HES	Çaygören HES
2020	76,80	82,50	95,00	99,89
2021	84,30	97,40	96,10	96,22
2022	79,80	81,00	96,00	97,00
2023	79,60	91,60	95,10	99,40

Santrallerin farklı bölgelerde bulunması arıza ve olası duruşlara karşı yüksek emre amadelik sağlamaktadır. Santrallerin Türkiye genelinde dağılmış bir yapıda olması bölgesel kuraklık risklerine karşı portföyün üretimini dengelemektedir.

RES santrallerinin kurulumunda bugüne kadar, çalışmakta olan nitelikli personel ve Enercon ile yapılan bakım çalışmaları ile olası arızalar engellenmekte ve neredeyse kayıpsız şekilde yüksek emre amadelik sağlanmıştır.

Urla RES, Alaçatı RES, Mordoğan RES, Germiyan RES ve Yaylaköy RES için Enercon Rüzgâr Enerji Santrali Kurulum Hizmetleri Ltd. Şti. ile kapsamlı bakım ve onarım sözleşmesi imzalamıştır. Her bir santrale ait sözleşme, 15.05.2013 tarihinde imzalanmış olup santrallerin ticari işletmeye geçiş tarihleri itibarıyla 15 yıl boyunca (2030 yılına kadar) geçerlidir. Bakım ve onarım sözleşmelerinin hizmet kapsamı; bakım, onarım ve yedek parça tedarikini içeren modelden “tam kapsamlı” olmakla birlikte her bir türbin özelinde %95, santral genelinde ise %97 emre amadelik garantisini içermektedir.

Ayrıca “Enerji Nakil Hattı” ve diğer yardımcı sistemlerin bakım ve onarım çalışmaları ile ilgili olarak; periyodik bakımlar yılda bir kez dışarıdan hizmet alınarak konusunda yetkin firmalar tarafından ilgili elektrik mevzuatının tüm gerekliliklerine uygun olarak yapılmaktadır. Arıza durumlarında ise onarım faaliyetleri, resmî kurumlardan alınmış teknik yetkinlik belgelerine sahip personel ve yine konusunda uzman onarım firmalarınca yapılmaktadır.

Tablo 39: RES’lerde Gerçekleşen Emre Amadelik Oranları

Emre Amadelik Oranı (%)	Urla RES	Alaçatı RES	Mordoğan RES	Germiyan RES	Yaylaköy RES
2017	97,54	98,68	97,52	98,50	96,17
2018	98,74	98,90	98,26	98,19	98,50
2019	91,08	99,04	93,38	98,58	98,71
2020	98,89	99,35	97,31	99,25	96,58
2021	98,49	99,05	98,90	98,89	97,94
2022	98,13	98,98	98,68	98,17	95,70

Emre Amadelik Oranı (%)	Urla RES	Alaçatı RES	Mordoğan RES	Germiyan RES	Yaylaköy RES
2023	98,50	99,13	98,31	98,59	98,48

Santralin işletme sürekliliğinin sağlanması, emre amadeliliğin en üst seviyede tutulması esastır.

Santralin tüm operasyonel faaliyetleri SCADA, kontrol ve kumanda ekipmanları üzerindeki indikatörlerden sürekli olarak izlenir. Olumsuzluklar kayıt altına alınır. Yetki sınırları çerçevesinde amir bilgilendirmesi ya da görevlendirmesi ile müdahale edilip sorunun giderilmesi yoluna gidilir.

Yüksek gerilim arıza ve bakım faaliyetleri EKAT yönergelerine uyularak yapılır. Şebeke kaynaklı arızalarda ilgili trafo merkezi ile iletişime geçilerek bilgi alınır ve arızanın giderilmesi için gereken faaliyetler gerçekleştirilir.

Tuzla JES Bakımları, Planlı Bakımlar, Önleyici/Kestirimci Bakımlar, Periyodik İşler, Kalibrasyon ve Arıza Bakımlar olarak SAP Sisteminde takip edilmektedir.

Söz konusu bakımların PKD' de (Patlaman Korunma Dokümanında) belirlenen zonlarda yapılması durumunda, yine aynı dokümanda belirtilen öncelikler dikkate alınmaktadır. 30.04.2013 tarih ve 28633 sayılı resmî gazetede yayınlanarak yürürlüğe giren "Patlayıcı Ortamların Tehlikelerinden Çalışanların Korunması Hakkında Yönetmelik" in 5, 6, 9 ve 10 uncu maddesi gereğince patlayıcı ortam oluşabilecek yerlerin tespiti, meydana gelebilecek tehlikelerin tanımlanması, riskin değerlendirilmesi ve bunun sonucunda alınması gerekli teknik ve idari tedbirlerin belirlenip, gerekli önlemlerin alınması için PKD Sertifikaları ve personel eğitimleri 3 yılda bir yenilenir ve ayrıca her yıl ara gözetimler yapılarak raporlanır.

Santrale ait tüm ekipmanlar için periyodik bakım günlük, haftalık, aylık, yıllık planları oluşturulur. Bu planların içeriği, yüklenici firmalar ve üretici firmalar tarafından verilen bilgiler çerçevesinde türbin tarafı harici tüm ekipmanlar için hazırlanmış olan periyodik bakım program ve talimatlarına göre belirlenir. Ekipmanların bakımları gerek işletme bünyesinde resmî kurumlardan alınmış teknik yetkinlik belgelerine sahip personel, gerekse konusunda uzman ve ilgili kurum tarafından yetkinlik belgesini almış firmalardan dış hizmet alımı ile gerçekleştirilir. Bakım işlemi sırasında oluşan malzeme ihtiyaçlarını karşılamak için stok kontrolleri yıl içerisinde düzenli olarak yapılarak kayıt altına alınır. Stokta olmayan malzemeler için satın alma süreci işletilir.

Duruş gerektiren planlı bakımların programları eşanjörlerde meydana gelen kabuklaşmaya bağlı kirlilik süreci gözeterek planlanır. Asıl amacı eşanjörlerin temizlenerek verimin artırılması olan söz konusu planlı duruşta, diğer duruş isteyen çalışmalar da programlanarak emre amadeliliği üst düzeyde tutmak hedeflenir.

Ekipmanların arızalanması durumunda yapılan onarıcı faaliyetlerde ekipman garanti kapsamında ise ilgili firmalardan Satın Alma ve Ticaret Yönetimi Departmanı aracılığı ile hizmet talep edilir. Bu kapsamda olmayan ekipman ve sistemler için resmî kurumlardan alınmış teknik yetkinlik belgelerine sahip işletme personeli tarafından işlem yapılır. Arıza ve bakım

öncesi iş emri formu düzenlenir. Müdahale öncesi iş emrinde yer alan kontrol listelerine göre (iş güvenliği tedbirleri) hazırlıklar yapılır. İş bitiminde iş emri kapatılarak arşivlenir.

Tablo 40: Jeotermal Enerji Santralinde Gerçekleşen Emre Amadelik Oranları

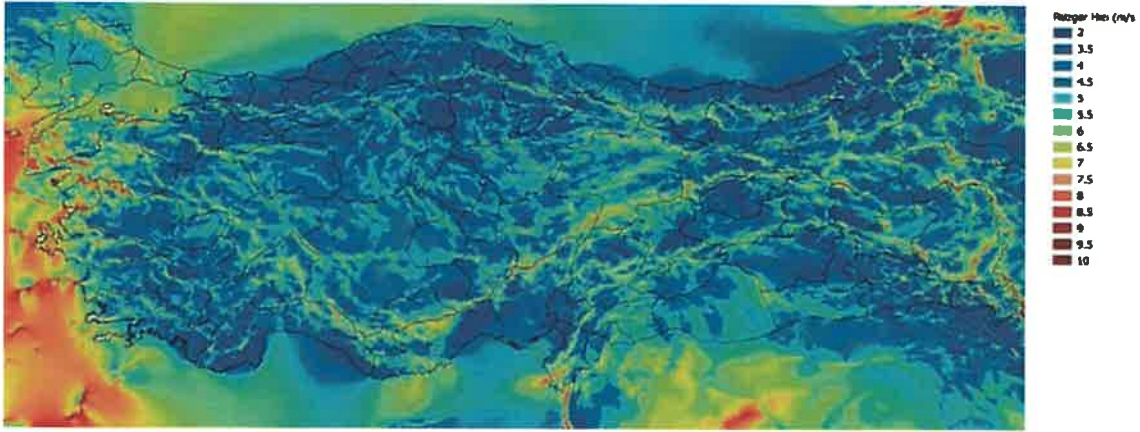
Emre Amadelik Oranı (%)	Tuzla JES
2017	92,83
2018	96,71
2019	96,78
2020	96,50
2021	97,24
2022	98,04
2023	96,59

Şirket, operasyonel başarısını devam ettirme ve yükseltme amacına sahiptir. Bu doğrultuda, Şirket devamlı iyileştirme çalışmaları yapmakta ve olası üretim performansı geliştirme seçeneklerini incelemekte ve araştırmaktadır. Bu çerçevede, Şirket'in bu zamana kadar yapmış olduğu birçok verimlilik çalışmaları bulunmaktadır.

İşletme ve yapım dönemlerinde teknolojik gelişmeler yakından takip edilerek çalışmalar devam ettirilmektedir.

Şirket'in RES'lerinde sadece Enercon marka türbinler kullanılmaktadır. Rüzgâr enerji santrallerinde iyileştirmeler yapılarak üretim performansının artırılması, arızaların azaltılarak yüksek emre amadelik oranlarının yakalanması için devamlı olarak çalışmalarda bulunmaktadır.

Rüzgârdan enerji üretiminde ana etkenin rüzgâr hızı olduğu düşünüldüğünde, Şirket'in RES'leri Türkiye'nin yıllık ortalama rüzgâr hızının yüksek olduğu bölgelerde konumlandırılmıştır.



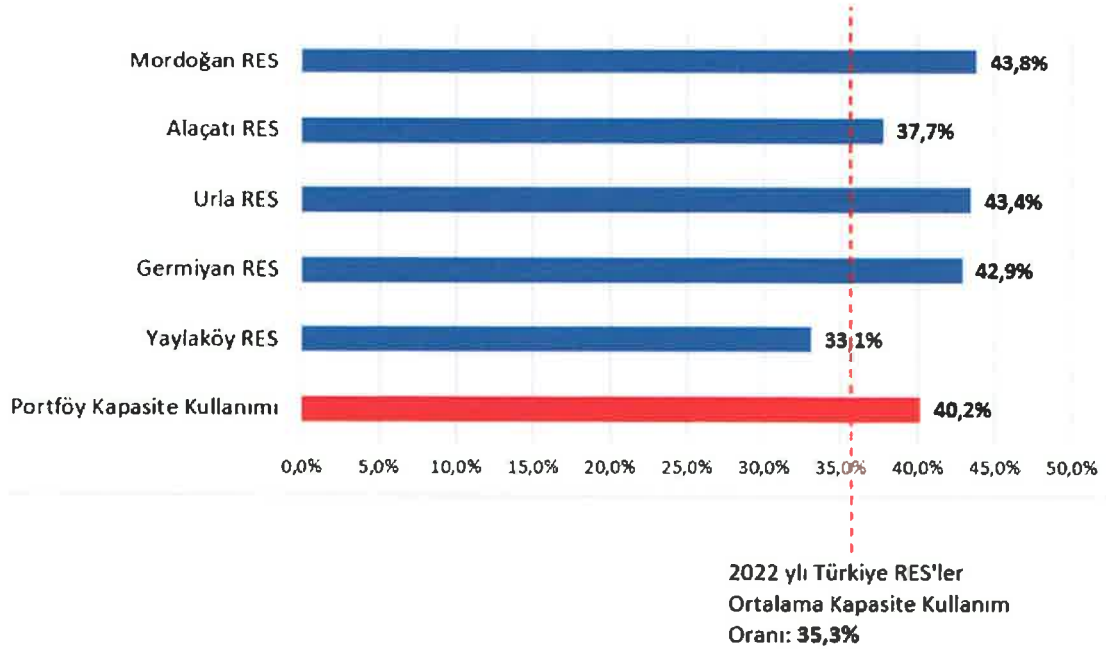
Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı | <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-ruzgar>

Tablo 41: RES'lerin Bulunduğu İl ve Ortalama Rüzgâr Hızları

Santral İsmi	Santrallerin Bulunduğu İl	Ort. Rüzgâr Hızı (m/sn) 2021	Ort. Rüzgâr Hızı (m/sn) 2022	Ort. Rüzgâr Hızı (m/sn) 2023
Urla RES	İzmir	8,6	8,4	7,8
Alaçatı RES	İzmir	7,5	7,4	6,8
Mordoğan RES	İzmir	8,6	8,4	7,3
Germiyan RES	İzmir	7,7	7,4	6,8
Yaylaköy RES	İzmir	8,1	7,9	7,1

Şirket'in RES'leri Türkiye'nin kaynak yönünden verimli lokasyonlarında bulunması nedeniyle yüksek kapasite kullanım oranları yakalamıştır. Aşağıda santrallerin 2022 yılına ait kapasite kullanım oranları ve ilgili kaynaktaki 2022 yılına ait Türkiye ortalamasının kıyaslaması gösterilmiştir.

Şirket'in RES'leri Türkiye'nin rüzgâr enerjisi üretim potansiyeli açısından verimli bölgelerde bulunmaları nedeniyle yüksek kapasite kullanım oranlarına sahiptir. Aşağıda 2022 yılına ait şirket portföyünde bulunan rüzgâr enerjisi santralleri ile Türkiye genelindeki rüzgâr enerjisi santrallerinin kapasite kullanım oranları karşılaştırma grafiği yer almaktadır.



Kaynak: [http://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrik-yillik-sektor-raporu\(2022\)](http://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrik-yillik-sektor-raporu(2022))

3 SEKTÖR HAKKINDA BİLGİ

3.1 Sektöre Genel Bakış

Türkiye elektrik sektörü, arz güvenliği ilkesini odak noktasına alan bir yaklaşımla, büyüme ve refaha katkı sağlama doğrultusunda gelişmiştir. Bunlarla birlikte elektrik sektörü, ulusal ve uluslararası sürükleyici dinamiklerin de etkisiyle, karbonsuzlaşma hedeflerini dikkate alarak gelişmeye devam etmektedir. Elektrik üretimi, iletimi ve dağıtım faaliyetleri uzun yıllar boyunca dikey bütünleşik bir yapı ile kamu tarafından sürdürülmüştür.

Türkiye elektrik sektörü erken aşama, yapılanma aşaması ve büyüme aşaması olarak üç döneme ayrılmıştır.

1920 ile 1960 yılları arasındaki başlangıç dönemi Türkiye genelinde elektrik kullanımını artırmak amacıyla özel şirketler ve belediyeler tarafından finanse edilen çeşitli aksiyonlar alınmıştır.

1960'lerden 2000'ler arasındaki yapılanma döneminde elektrik üretim ve dağıtım faaliyetleri ayrıştırılmış, özel firmaların yatırım ve işletme sürecine katılmaları için girişimler başlatılmış, özel sermayenin ve yatırımcıların sisteme dahil olması hedeflenmiştir. TEK ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ("ETKB") gibi düzenleyici kurumlar ortaya çıkmıştır. Bu dönemde Yap-İşlet- Sahip Ol ve Yap-İşlet-Devret gibi projeler hayata geçirilmiştir.

Türkiye elektrik piyasası reformu, piyasada rekabeti ve sürdürülebilir büyümeyi sağlamak amacıyla Mart 2001'de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun (EPKn) yasalaşmasıyla başlamıştır. 2005 yılında Yenilenebilir Enerji Kanunu ve yenilenebilir enerji yatırımlarını artırmak amacıyla YEKDEM ortaya çıkmıştır. 2006 yılında, dengeleme ve uzlaştırma mekanizmaları devreye girmesiyle organize elektrik piyasası kurulmuştur.

Piyasa İşleyişi:

- 1. Üreticiler:** 2023 yıl sonu itibarıyla, kamu ve özel sektör kuruluşların toplam kurulu gücü 107.050 MW'dır. Toplam kurulu gücün %66,84'ünü 71.557 MW ile serbest üretim şirketi santralleri oluştururken, %19,98'ini 21.391 MW ile EÜAŞ santralleri ve %10,03'ünü 10.742 MW ile lisanssız santraller oluşturmuştur. (Kaynak: Yük Tevzi Bilgi Sistemi)
- 2. İletim:** Bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ, elektrik iletim sektörünün yanı sıra dengeleme güç piyasası ve diğer yan hizmetleri sunmaktadır.
- 3. Toptan Satış:** Kamu ve özel sektör şirketleri toptan satış faaliyetlerinde bulunabilirler. Kamu tarafında devlet üretim şirketi EÜAŞ (2018 yılında Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) ile birleşme sonrası) toptan satış faaliyetlerinde bulunmaktadır.
- 4. Dağıtım:** 2013 yılından bugüne tamamı özel sektör tarafında işletilen 21 dağıtım bölgesi bulunmaktadır.
- 5. Perakende Satış:** Yıllık serbest tüketici sınırını aşan tüketiciler, tedarikçilerini seçme hakkına sahiptir. Perakende satış lisansına sahip satıcılar dağıtım bölgesi kısıtlamasına bakılmaksızın uygun müşterilere satış yapabilir. Uygun olmayan aboneler, elektriği ilgili dağıtım şirketinin münhasır perakende şirketlerinden satın almalıdır. 21 görevli perakende şirketine ek olarak diğer perakende şirketleri de bulunmaktadır.

3.1.1 Kurulu Güç:

2010 yılında yaklaşık 49.524,1 MW olan Türkiye'deki elektrik enerjisi kurulu gücü 2023 yıl sonunda 107.050 MW'a ulaşmış, yaklaşık 2,5 kat artmıştır.

Türkiye'deki kaynaklara göre elektrik enerjisi kurulu güçlerinde son dört yılda (2019-2023) güneş enerjisi kurulu gücü %95,48, rüzgâr enerjisi kurulu gücü %55,49, hidrolik enerji kurulu gücü %12,08, jeotermal enerji kurulu gücü %11,66 ve termik enerji kurulu gücü %4,71 artmıştır. Toplam elektrik enerjisi kurulu gücü ise son dört yılda %17,30 artmıştır.

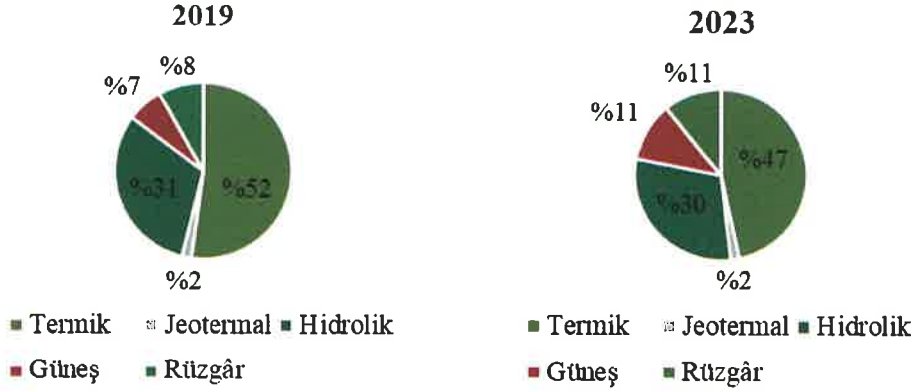
Tablo 42: Yıllar Bazında Elektrik Enerjisi Kurulu Güç Dağılımı

(MW)	2019	2020	2021	2022	2023
Doğal Gaz	25.902	25.404	25.290	25.338	25.369
LNG	2	2	2	2	2
Linyit	10.101	10.120	10.120	10.194	10.194
Taş Kömür	811	811	841	841	841
Asfaltit Kömür	405	405	405	405	405
İthal Kömür	8.967	8.987	8.994	10.374	10.374
Fuel Oil	306	306	252	260	260
Motorin	1	1	1	1	1
Nafta	5	5	5	5	5
Lpg	0	0	0	0	0
Atık Isı	358	365	387	387	372
Biyokütle	801	1.110	1.641	1.913	2.078
Termik Toplam	47.658	47.516	47.938	49.719	49.900
Jeotermal	1.515	1.616	1.676	1.691	1.691
Barajlı	20.619	22.903	23.259	23.280	23.650
Akarsu	7.900	8.101	8.247	8.291	8.314
Hidrolik Toplam	28.519	31.004	31.507	31.571	31.964
Güneş	5.981	6.661	7.794	9.631	11.691
Rüzgâr	7.591	8.840	10.601	11.393	11.803
TOPLAM	91.263	95.637	99.515	104.005	107.050

Kaynak: Yük Tevzi Bilgi Sistemi (TEİAŞ)

2019 yılında toplam kurulu güç içerisinde hidrolik, güneş ve rüzgâr enerjilerinin payı %46 seviyesindeyken 2023 yılında bu oran %52'ye çıkmıştır. 2019 yılı ve 2023 yıllarındaki kaynaklara göre kurulu güç dağılımı aşağıdaki gibidir.

Şekil 2: 2019 ve 2023 Yılları Kaynaklara Göre Kurulu Güç Dağılımı



Kaynak: Yük Tevzi Bilgi Sistemi (TEİAŞ)

3.1.2 Üretim

Türkiye'deki toplam elektrik enerji üretimi son 5 yılda %7,37 oranında artarak 303.897,6 GW'dan 326.301,6 GW'a yükselmiştir. Aynı dönemde hidrolik elektrik enerji üretimi %28,13 azalırken, jeotermal, rüzgâr ve güneş enerjisi elektrik üretim toplamı %59,64 artarak 63.747,8 GW seviyesine ulaşmıştır.

Tablo 43: Yıllar Bazında Enerji Üretimi

(GW)	2019	2020	2021	2022	2023
Taşkömürü + İthal Kömür+Asfaltit	66.021,9	67.873,6	60.398,7	68.579,2	77.362,0
Linyit	46.872,2	37.938,4	42.983,3	45.140,3	0.929,6
Sıvı Yakıtlar	336,0	322,7	281,5	394,4	704,8
Doğal Gaz +Lng	57.288,2	70.931,3	111.180,8	75.058,7	69.773,8
Yenilenebilir + Atık	4.624,2	5.736,6	7.779,1	9.452,6	9.943,9
TERMİK*	175.142,5	82.802,6	222.623,5	98.625,0	198.714,0
HİDROLİK	88.822,8	78.094,4	55.926,8	66.802,5	63.839,8
JEOTERMAL + RÜZGÂR+GÜNEŞ	39.932,3	45.806,1	56.172,8	62.951,8	63.747,8
BRÜT ÜRETİM	303.897,6	306.703,1	334.723,1	228.379,3	326.301,6

*Taşkömürü, ithal kömür, asfaltit, linyit, sıvı yakıtlar, doğal gaz, LNG, yenilenebilir ve atık toplamıdır.

Kaynak: <https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari>

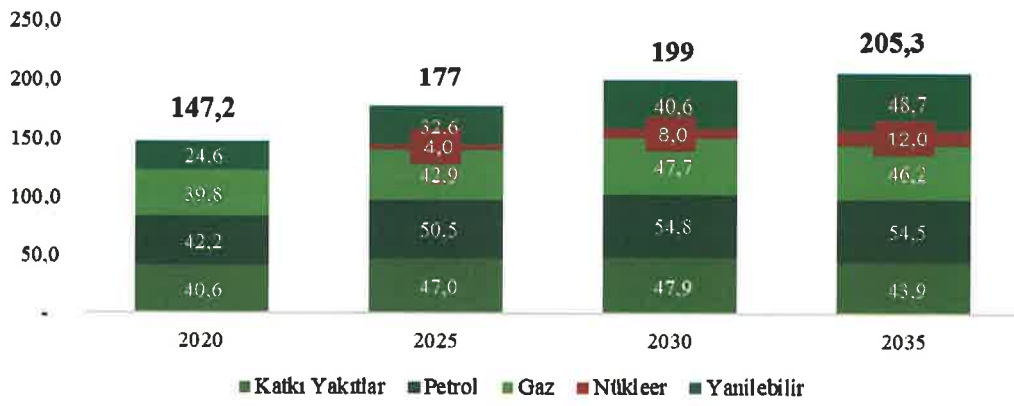
3.1.3 Türkiye Ulusal Enerji Planı

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 19 Ocak 2023 tarihinde yayımlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı ('Plan') yayımlanmıştır. Plan, 2053 net sıfır emisyon hedefini dikkate alarak 2023-2035 yılları arasındaki dönemi kapsamaktadır.

Birincil Enerji Tüketimi

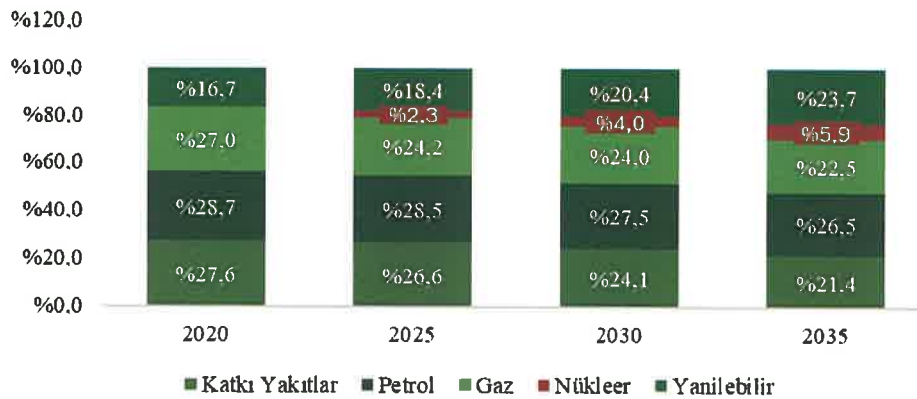
Plan'a göre Türkiye'nin 2020 yılı birincil enerji tüketimi 147,2 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Bu miktarın 2035 yılına kadar 205,3 Mtep'e çıkacağı tahmin edilmektedir. Birincil enerji tüketimi 2000-2020 döneminde yıllık ortalama %3,1 oranında artış göstermiştir. 2020-2035 döneminde ise %2,2 oranında artış olacağı düşünülmektedir. 2020 yılında %16,7 olan birincil enerji tüketimi içindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2035 yılında %23,7'ye yükseleceği öngörülmektedir. Nükleer enerjinin ise 2035 yılına kadar %5,9 olarak öngörülmektedir. 2020 yılında %83,3 olan fosil kaynaklarının payının 2035 yılında %70,4 oranına düşeceği düşünülmektedir. Kömürün payının %21,4'e ineceği, petrolün %26,5, doğal gazın ise %22,5'e gerileyeceği tahmin edilmektedir.

Şekil 3: Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketimi (Mtep)



Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

Şekil 4: Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketimi Dağılımı (%)



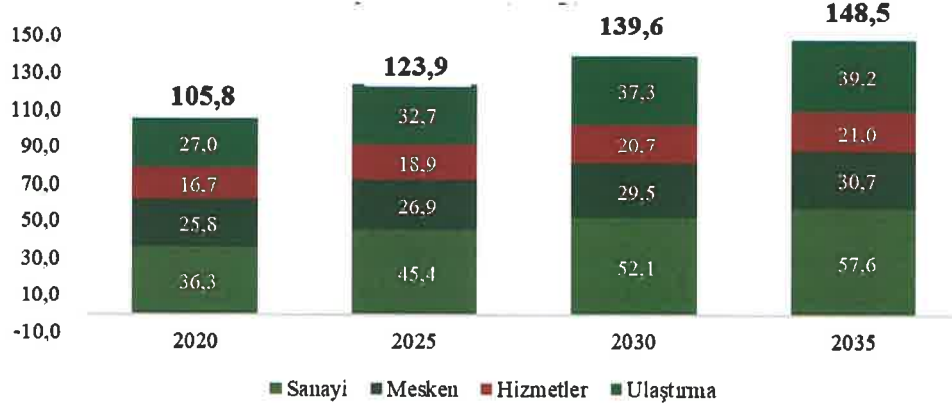
Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

Nihai Enerji Tüketimi

Plan'a göre 2020 yılında 105,5 Mtep olan nihai enerji tüketiminin 2035 yılına kadar 148,5 Mtep'e yükseleceği öngörülmektedir. 2020 yılında %34,4 ile nihai tüketim içinde en yüksek paya sahip olan sanayi sektörünün payının 2035 yılına kadar %38,3'e yükselmesi

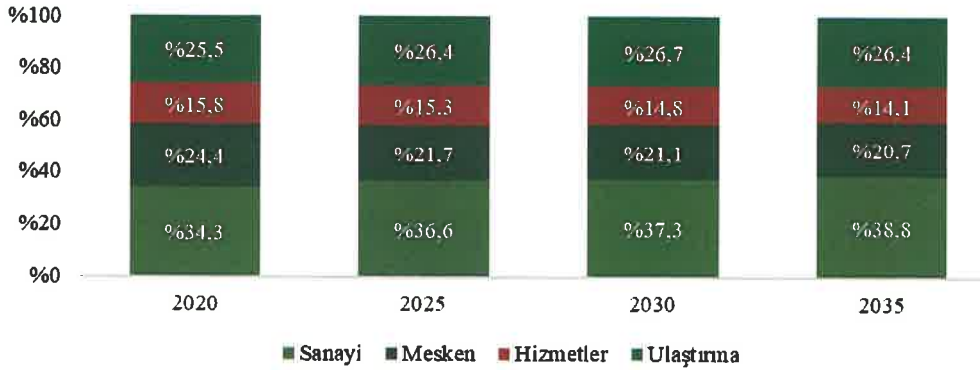
beklenmektedir. Mesken ve hizmet sektörünün toplam %40,1'lik payının ise %34,9'a gerileyeceği tahmin edilmektedir.

Şekil 5: Sektörlere Göre Nihai Enerji Tüketimi (Mtep)



Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

Şekil 6: Sektörlere Göre Nihai Enerji Tüketiminin Dağılımı (%)



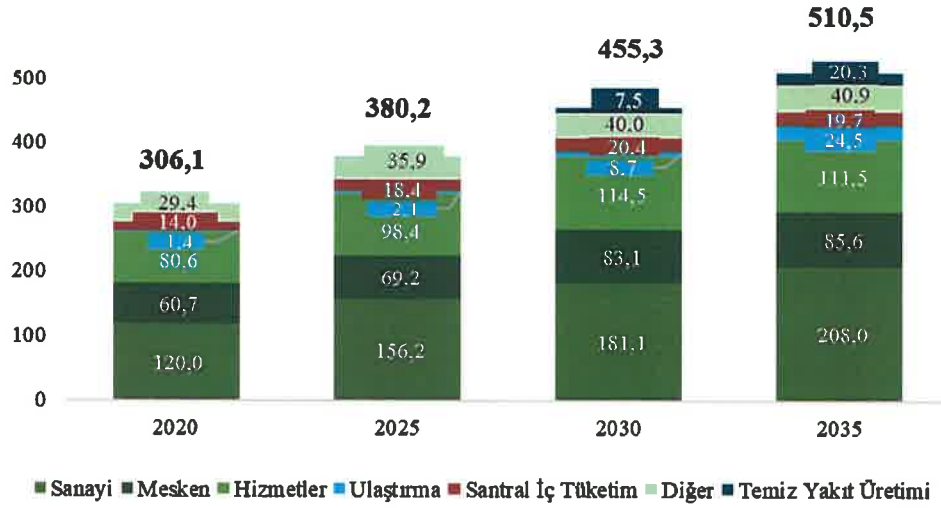
Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

Elektrik Tüketimi

Plan'a göre 2000-2020 döneminde yılda ortalama %4,4 artarak 128 TWh'ten 306,1 TWh'e yükselen elektrik tüketiminin, 2035 yılına kadar yıllık ortalama %3,5 düzeyinde artarak 510,5 TWh seviyesine ulaşacağı düşünülmektedir. Tahmin dönemi boyunca yıllık bazda sanayi sektöründe %3,7, meskenlerde %2,3, hizmet sektöründe %2,2 yıllık ortalama elektrik tüketim artışı olacağı öngörülmektedir.

2020 yılında nihai enerji tüketimi içinde %21,8'lik orana sahip elektrik enerjisinin payının 2035 yılında %24,9'a ulaşacağı tahmin edilmektedir.

Şekil 7: Sektörlere Göre Elektrik Tüketimi TWh

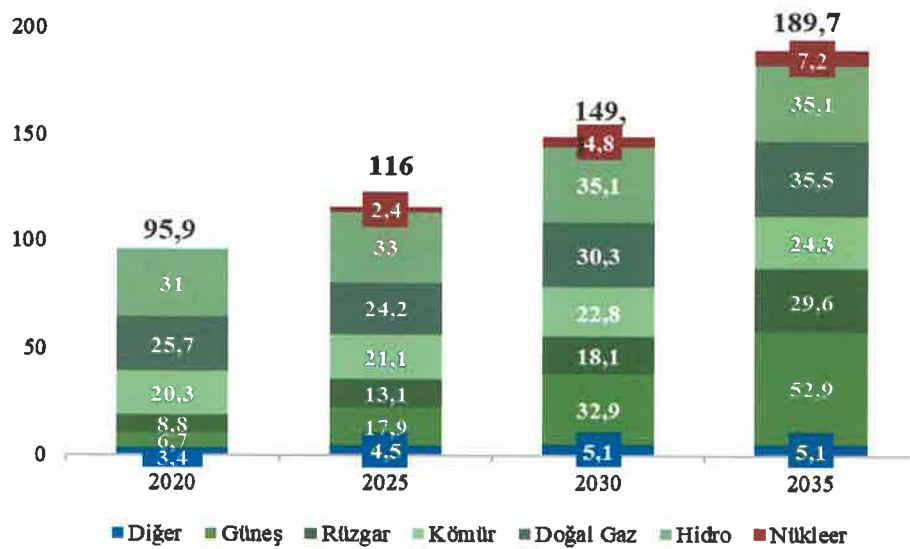


Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

Elektrik Kurulu Gücü

2020 yılında 95,9 GW olan elektrik kurulu gücünün 2035 yılında 189,7 GW'a yükseleceği öngörülmektedir. 2020 yılında kurulu gücü içinde %52,0 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2035 yılına kadar %64,7'ye ulaşacağı tahmin edilmektedir. Hidroelektrik santraller orta-uzun dönemde 35,1 GW kurulu güç değerine ulaşması düşünülmektedir. Rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 29,6 GW'a ulaşacağı güneş enerjisi kurulu gücünün ise 52,9 GW'a yükseleceği tahmin edilmektedir. Diğer başlığı altında gösterilmekte olan jeotermal ve biyokütle enerji santrallerinin kurulu gücünün toplam 5,1 GW'a ulaşması beklenmektedir.

Şekil 8: Kaynaklara Göre Kurulu Güç (GW)



Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

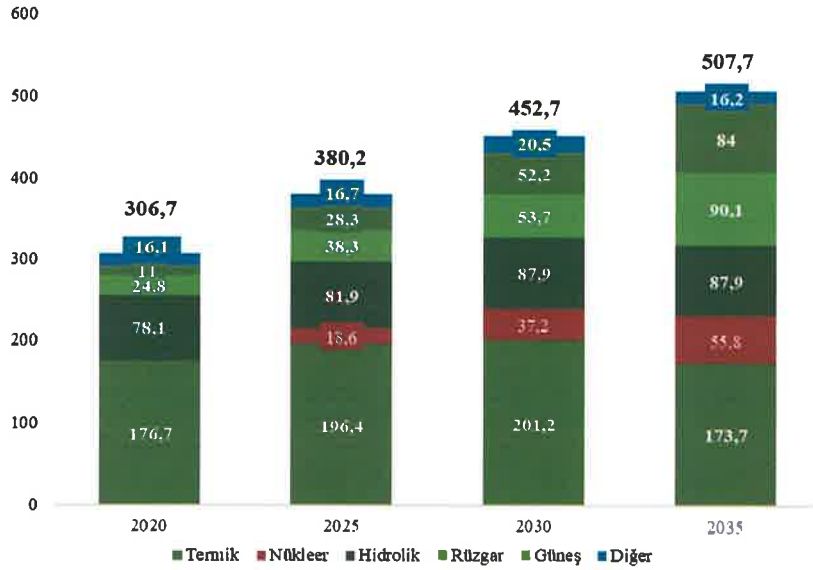
Devreye Alınacak Yeni Kapasite

2021-2035 döneminde devreye alınması gerek yeni kapasite miktarı 96,9 GW düzeyinde olması beklenmektedir. Beşer yıllık dönemler açısından 2021-2025 döneminde 21,6 GW, 2026-2030 döneminde 34,3 GW, 2031-2035 döneminde ise 41,0 GW gücünde yeni kapasitenin devreye alınması varsayılmaktadır. Söz konusu kurulu güç artışının, büyük çoğunluğunun güneş ve rüzgâr enerjisi olmak üzere, %74,3'ü yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşacağı düşünülmektedir.

Elektrik Üretimi

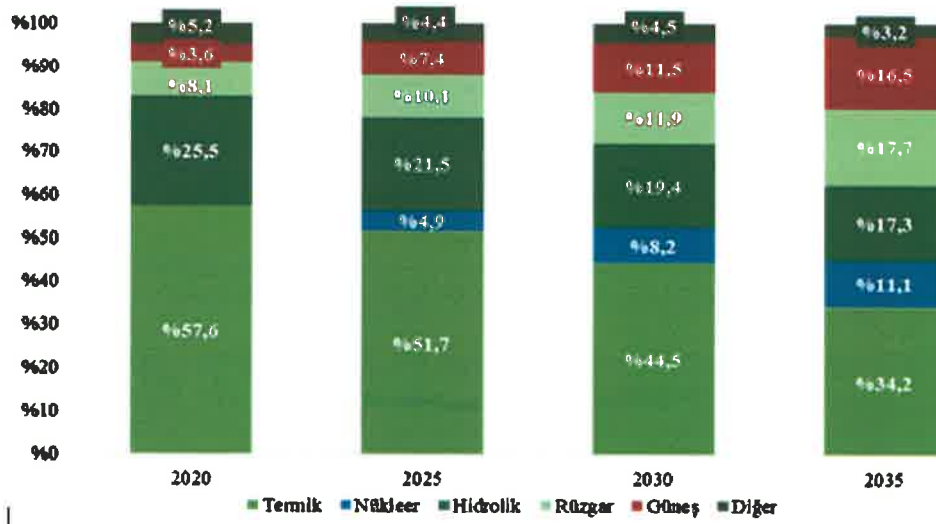
2020 yılında elektrik üretiminde %11,7 oranına sahip kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2035 yılına kadar kademeli olarak %34,3'e yükselmesi beklenmektedir. 2020 yılında elektrik üretiminde %42,4 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2035 yılına kadar %54,8'e çıkması öngörülmektedir. Hidroelektrik santrallerinin payının ise 2035 yılına kadar %17,3'e çıkması tahmin edilmektedir.

Şekil 9: Kaynaklar Bazında Elektrik Üretimi (TWh)



Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

Şekil 10: Kaynaklar Bazında Elektrik Üretiminin Dağılımı (%)



Kaynak: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf>

2035 – 2053 Dönemi Öngörülleri

2020 yılı birincil enerji tüketimi 147,2 Mtep olarak gerçekleşmiştir. 2000-2020 döneminde yıllık ortalama %3,1 oranında artış göstermiş olan birincil enerji tüketiminin, 2020-2053 döneminde yıllık ortalama %1,5 düzeyinde artması beklenmektedir.

2020 yılında %16,7 olan birincil enerji tüketimi içindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2053 yılına kadar %50'ye yükselmesi öngörülmektedir. Nükleer enerjinin ise %29,3'lük paya ulaşması tahmin edilmektedir.

2020 yılında %83,3 olan fosil kaynakların payının ise 2053 yılında %20,8 olarak gerçekleşmesi beklenmektedir. Kömürün payının %3,6'ya petrolün payının %5,6'ya, doğal gaz payının %11,7'ye gerilemesi beklenmektedir.

2000-2020 döneminde yılda ortalama %4,4 oranında artarak 128,3 TWh'ten 306,7 TWh'e yükselen elektrik tüketiminin, 2053 yılına kadar yıllık ortalama %4,5 düzeyinde artış göstermesi tahmin edilmektedir.

2020-2035 döneminde %3,5 artması öngörülen elektrik enerjisi tüketiminin, 2035-2053 döneminde yıllık ortalama artış oranının %5,2 düzeyine yükselmesi öngörülmektedir.

2020 yılında nihai enerji tüketimi içinde %21,8'lik orana sahip elektrik enerjisinin payının 2053 yılında %55,6'ya ulaşması beklenmektedir.

2020 yılında %42,4 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2053 yılına kadar %69,1 düzeyine çıkması tahmin edilmektedir.

Mevcut durumda kurulu güç içinde en fazla paya sahip olan hidroelektrik santrallerinin payının maksimum kurulu gücü potansiyeline yaklaşmış olmalarının ve toplam elektrik üretimindeki artışın etkisiyle uzun dönemde %10'un altına gerilemesi düşünülmektedir.

2020 yılında üretime %23,1 oranında katkı sağlayan doğal gaz santrallerinin payının uzun dönemde gerilemesi tahmin edilmektedir.

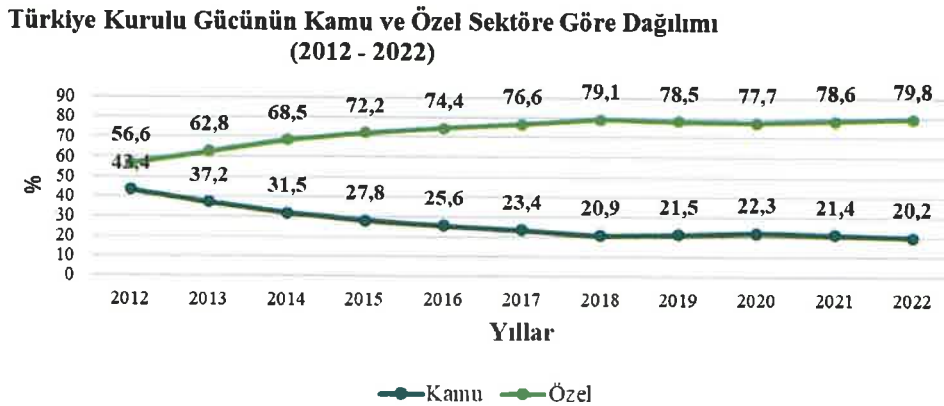
3.2 Şirket'in Sektördeki Konumu

Bugüne kadar yürürlüğe konulan politika ve strateji belgeleriyle Türkiye'de enerji sektörünün verimliliğinin artırılmasına yönelik birtakım hedefler belirlenmiş ve belirlenen hedeflere erişilmesine yönelik farklı çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Bu bağlamda, 2017-2023 Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'nda iletim ve dağıtım şebekesinin toplam kayıp oranları OECD ortalamasının üzerinde olan ülkemiz için 2023 yılına kadar ülke çapında elektrik dağıtım kayıplarının en aza indirilmesi, uluslararası çevre mutabakatları ile bütün sektörlerde enerji verimliliğinin ve elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin payının artırılmasına yönelik farklı hedefler tanımlanmıştır. Bu bağlamda temiz ve çevreci enerji üretim yöntemlerine yönelmek elektrik üretim, iletim ve dağıtımında verimliliği artırmak kaçınılmaz olmaktadır. Gelişen mevzuat ile ilgili ufaklı yenilenebilir enerji özel sektör yatırımlarının gerçeğe dönüşmesine imkân tanınmıştır. Her geçen gün özel sektöre ait RES, GES ve JES yatırımlarının üretimdeki payı kamu yatırımlarına göre artış sergilemektedir.

19.01.2023 tarihinde ETKB tarafından yayımlanan, 2053 Net Sıfır Emisyon Hedefi esas alınarak 2035 yılına kadar olan dönemi kapsayan Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'na göre konvansiyonel elektrik üretim teknolojilerinin sisteme sağlamış olduğu esnekliğin yanı sıra elektrolizör kapasitesi, batarya depolama teknolojileri ve talep tarafı katılımı da sisteme katkı sağlama yeteneğine sahiptir. Hızla artan kesintili yenilenebilir enerji santralleri kurulu gücü, sistemde ihtiyaç duyulan esnekliği de artırmaktadır. Bu doğrultuda, sistemdeki batarya depolama kapasitesinin (dolum süresi 2 saat varsayılmıştır) 2035 yılı itibarıyla 7,5 GW düzeyine çıkacağı öngörülmektedir.

Plan verilerine göre 2000-2020 döneminde ülkemizdeki enerji yoğunluğu %25 oranında azalmıştır ve Almanya ve Fransa'da söz konusu değişim %28-36 bandında gerçekleşmiştir. Plan'da AB Referans Senaryo 2050 çalışmasında Almanya ve Fransa için elde edilen sonuçlar dikkate alındığında, 2000-2035 döneminde enerji yoğunluğu %50-56 oranında düşüş göstermektedir. Türkiye için aynı dönemde enerji yoğunluğundaki iyileşmenin %51 olarak gerçekleşmesi öngörülmektedir.

Şekil 11: Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektöre Göre Dağılımı (2012-2022)



Kaynak: <https://webim.teias.gov.tr/file/fbfa3ec9-be51-40fc-a0f6-f392b18df4ed?download> (13.02.2024)

2012 yılından 2022 yılına kadar geçen sürede Türkiye geneli enerji üretiminde kamunun payı %43,4 seviyesinden %20,2'ye gerileyerek mevcut payının büyük bir kısmını özel sektöre devretmiştir. 2022 yılı itibarıyla özel sektörün enerji üretimindeki payı %79,8'e ulaşmıştır.

Ayrıca aşağıdaki tabloda da görüleceği üzere Üretim Şirketleri'nin dahil olduğu Türkiye elektrik üretiminde yerli kaynak kullanımının toplam üretime olan payı son yılda %54,1 seviyesinden %64,4 seviyesine yükselmiştir.

Tablo 44: Türkiye'de Elektrik Üretim Dağılımı (2012-2022)

Yıllar	Barajlı	D. Göl Ve Akarsu	Hidrolik Toplam	Jeotermal	Rüzgar	Güneş	Yenilenebilir + Atık + Atık Isı	Linyit	Taşkömürü + Asfalt	Yerli Kaynak Kurulu Gücü	Türkiye Toplam Kurulu Gücü	Yerli Kaynak Payı (%)
2012	14.744,6	4.864,8	19.609,4	162,2	2.260,6		168,8	8.193,3	470,0	30.864,3	57.059,4	54,1
2013	16.142,5	6.146,6	22.289,0	310,8	2.759,7		235,0	8.223,2	470,0	34.287,7	64.007,5	53,6
2014	16.606,9	7.036,3	23.643,2	404,9	3.629,7	40,2	299,1	8.281,3	470,0	36.768,4	69.519,8	52,9
2015	19.077,2	6.790,6	25.867,8	623,9	4.503,2	248,8	370,1	8.663,4	755,0	41.032,2	73.146,7	56,1
2016	19.558,6	7.122,5	26.681,1	820,9	5.751,3	832,5	496,4	9.126,5	755,0	44.463,7	78.497,4	56,6
2017	19.776,0	7.497,1	27.273,1	1.063,7	6.516,2	3.420,7	641,9	9.129,1	782,5	48.827,2	85.200,0	57,3
2018	20.536,1	7.755,3	28.291,4	1.282,5	7.005,4	5.062,8	818,9	9.456,1	782,5	52.699,6	88.550,8	59,5
2019	20.642,5	7.860,5	28.503,0	1.514,7	7.591,2	5.995,2	1.170,5	9.966,0	782,5	55.523,1	91.267,0	60,8
2020	22.925,0	8.058,9	30.983,9	1.613,2	8.832,4	6.667,4	1.502,8	9.988,7	782,5	60.370,9	95.890,6	63,0
2021	23.280,4	8.212,2	31.492,6	1.676,2	10.607,0	7.815,6	1.642,7	9.988,7	812,5	64.035,3	99.819,6	64,2
2022	23.275,2	8.296,3	31.571,5	1.691,3	11.396,2	9.425,4	1.921,3	10.066,3	812,5	66.884,5	103.809,3	64,4

Kaynak: <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>

Aşağıdaki grafik Kearney tarafından yayımlanan Türkiye'nin En Büyük 100 Elektrik Üreticisi Araştırma Raporu 2024 verilerine göre yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücü bazında Türkiye genelindeki şirketleri göstermektedir. Elektrik üretiminde ilk sırada yer alan şirket bir kamu kuruluşu olan EÜAŞ (Türkiye Elektrik Üretim A.Ş.) olsa da ardından yıllara göre artan kapasite ile özel sektör gelmektedir. Listeye lisanssız yenilenebilir enerji şirketleri dahil edilmemiştir. Şirket, 31.12.2023 itibarıyla bu tabloda görüleceği üzere toplam 180,2 MW kurulu gücü ile 69. sırada yer almaktadır.

Tablo 45: Elektrik Üretim Şirketleri Kurulu Üretim Kapasitesi Sıralaması

Kurulu Üretim Kapasitesi, 31.12.2023 itibarıyla, MWe														
Sıra 2023	Sıra 2022	Şirketler	Doğal Gaz	Yerli Kömür	İthal Kömür	Yerli İthal	Füat -oil	Diğer	Hidro- elektrik	Rüzgâr	Jeo- termal	Biyo- kütle	Ölçey	Toplam Kurulu Kapasite
59	50	Lodosa Enerji	x	x	x	x	x	x	x	288	x	x	x	288
60	60	Sencak Enerji	x	x	x	x	x	x	x	260	x	x	2	262
61	62	Yaşilyurt Enerji	234	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	234
62	63	Yıldırım Holding	x	x	x	x	x	x	157	76	x	x	x	233
63	62	Yıldızlar Enerji	x	x	x	x	x	x	88	186	x	x	x	221
64	64	Universal Wind	x	x	x	x	x	x	x	200	x	x	x	200
65	65	Dost Enerji	x	x	x	x	x	x	x	186	x	x	x	186
66	66	Ünal Şirketler Grubu	x	x	x	x	x	x	185	x	x	x	x	185
67	67	Yılan Yatırım Holding	x	x	x	x	x	x	171	43	12	x	19	184
68	68	Tektug Elektrik	x	x	x	x	x	x	155	25	x	x	x	180
69	69	Ende Enerji Holding	x	x	x	x	x	x	101	64	8	x	x	172
70	71	ITC Entegre Atık	x	x	x	x	x	x	x	x	x	170	x	170
71	70	Kıvanç Enerji	x	x	x	x	x	x	29	99	x	x	36	183
72	76	Erdem Holding	x	x	x	x	x	x	13	138	x	x	x	151
73	72	Anatolia Holding	x	x	x	x	x	x	x	120	x	x	19	148
74	-	Doruk Madencilik	x	145	x	x	x	x	x	x	x	x	x	145
75	74	Rönesans Holding	x	x	x	x	x	x	144	x	x	x	x	144
76	75	Akıs Enerji	x	x	x	x	x	x	x	141	x	x	x	141
77	80	Beycelik Gestamp Yenilenebilir Enerji	x	x	x	x	x	x	x	138	x	x	x	138
78	-	Genergy	136	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	136
79	78	Ekvator Enerji	x	x	x	x	x	x	118	x	x	x	14	132
80	79	Kardemir	x	x	x	108	x	x	21	x	x	x	x	129
81	81	Türkiye Şeker Fabrikaları	42	x	x	x	14	60	x	x	x	x	x	122
82	82	Statkraft	x	x	x	x	x	x	122	x	x	x	x	122
83	83	Özdoğan Enerji	x	x	x	x	x	x	122	x	x	x	x	122
84	73	Akso Akrilik	x	x	120	x	x	x	x	x	x	x	x	120
85	80	Yeşil Global Enerji	x	x	x	x	x	x	x	x	x	119	x	119
86	84	Göktas Enerji	x	x	x	x	x	x	102	x	x	x	x	102
87	85	Zafer Şirketler Grubu	x	x	x	x	x	x	20	86	x	x	x	106

Kaynak: <https://www.mw100.net/wp-content/uploads/2024/03/2024MW100tur.pdf>

*Şirket'in toplam kurulu güç verisi yukarıdaki tabloda ilgili analiz firması tarafından eksik verilmiş olup, bu durum sıralamayı değiştirmemektedir.

Şirket'in toplam kurulu gücünün tamamı yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmekte olup bu gücün %57,8'i hidroelektrik, %38,1'u rüzgâr, %4,2'si jeotermal kaynaklı enerji üretim tesislerinden sağlanmaktadır.

3.3 Elektrik Tüketimi

Gelişen ülke ekonomilerinde elektrik tüketimi ekonomik aktivitelerle doğrudan ilişkilidir. Türkiye ekonomisi bağlamında ispatlanmış olan bu uzun dönemli ilişkinin varlığı, enerji tüketiminin ekonomik büyümede oldukça kritik bir rol oynadığını göstermektedir. Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2023 yılında bir önceki yıla göre %0,2 oranında azalarak 330,3 TWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %0,6 azalarak 326,3 TWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye Ulusal Enerji Planı çalışmasının sonuçlarına göre elektrik tüketiminin 2025 yılında 380,2 TWh, 2030 yılında 455,3 TWh, 2035 yılında ise 510,5 TWh seviyesine ulaşması beklenmektedir.

Covid-19 pandemisi sonrası küresel anlamda durağan bir hal alan ekonomik göstergeler pandemi sonrası artı yönde değişim göstermeye başlamış, buna paralel olarak enerji tüketiminin beklenen seyrine dönmesi ile 2025 ve sonrası için yukarı yönde bir projeksiyon yapılmaktadır.

3.3.1 Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimi (Türkiye)

Kişi başına elektrik tüketimi rakamlarına bakılacak olursa; Türkiye'de, 1990 yılında kişi başı brüt elektrik enerjisi tüketimi yaklaşık 1.006 kWh seviyesindeyken, 2020 yılında söz konusu değer 3.661 kWh olmuştur.

Tablo 46: OECD Ülkelerinde Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimi

Ülkeler	kWh/kişi
Almanya	6.075
Amerika Birleşik Devletleri	11.977
Avustralya	9.310
Avusturya	7.485
Belçika	7.262
Çek Cumhuriyeti	5.814
Danimarka	5.758
Estonya	6.503
Finlandiya	15.053
Fransa	6.540
Hollanda	6.515
İngiltere	4.388
İrlanda	5.930
İspanya	4.960
İsrail	6.621
İsveç	12.624
İsviçre	6.703
İtalya	5.079
İzlanda	50.176
Japonya	7.486
Kanada	14.345

Ülkeler	kWh/kışı
Kore	10.751
Letonya	3.661
Litvanya	4.276
Lüksemburg	10.072
Macaristan	4.505
Meksika	2.571
Norveç	23.809
Polonya	4.157
Portekiz	4.679
Slovakya	4.846
Slovenya	6.425
Şili	4.161
Türkiye	3.429
Yeni Zelanda	7.898
Yunanistan	4.780

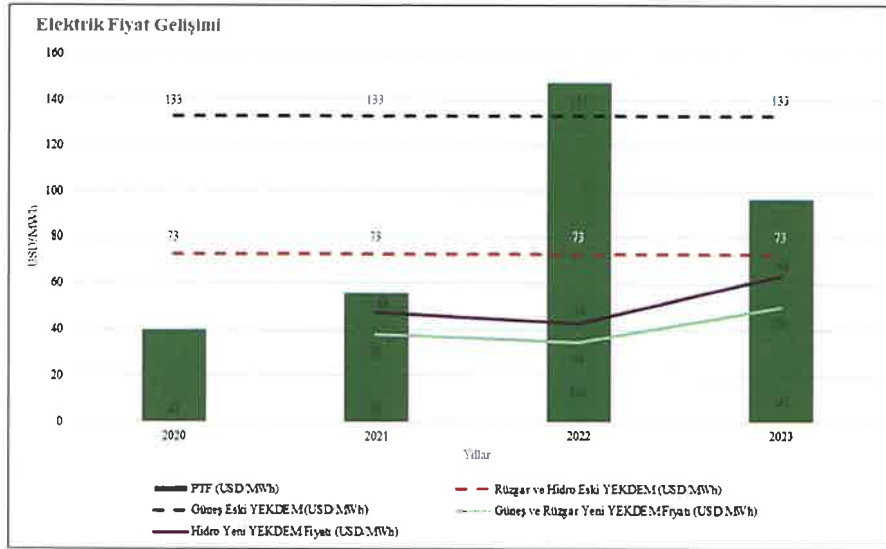
Kaynak: <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>

Türkiye’de kışı başına düşen elektrik tüketimi diğerk ülkelere göre alt sıralarda yer almasına rağmen bu durum ülke açısından bir büyüme fırsatı olarak yorumlanabilmektedir.

3.4 Elektrik Fiyatları

Piyasa Takas Fiyatının (PTF) son 3 yıldaki değışimi aşağıdaki grafikte gösterilmektedir. YEKDEM fiyatı ile Piyasa Takas Fiyatı (PTF) arasında fark ayrıca gösterilmiştir. Grafikten de görüldüğü üzere, 2018 — 2021 yıllarında ortalama 47,3 ABD doları olan piyasa takas fiyatı, 2022 yılında ortalama 148,0 ABD dolar, 2023 yılında ise 97 ABD doları olmuştur.

Şekil 12: Elektrik Fiyat Gelişimi

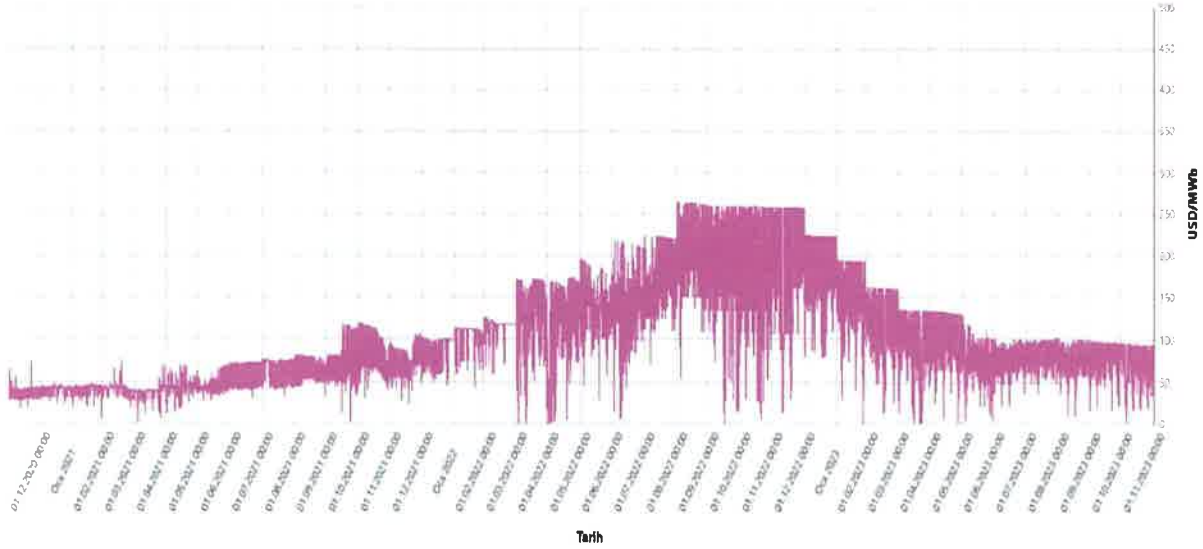


Kaynak: <https://seffufluk.epias.com.tr/electricity/electricity-markets/day-ahead-market-dam/market-clearing-price-mcp>

2018 ile 2020 yılları arasında Amerikan Doları bazında aynı seviyelerde devam eden Piyasa Takas Fiyatı (PTF), 2021 yılında 2020 yılında göre %40 artarak 56 ABD Doları olmuştur. 2022 yılında ise Piyasa Takas Fiyatında (PTF) çok yüksek artışlar görülmüş ve kapanışı itibarıyla bir

önceki yıla göre %163,3 artarak ortalama 147,5 ABD Doları seviyesine ulaşmıştır. Takip eden 2023 yılında ise piyasa koşullarındaki değişimler nedeniyle fiyatta düşüş yaşanarak 97 ABD Doları olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 13: Elektrik Piyasa Takas Fiyatları (PTF) Gelişimi (2020-2023):



Kaynak: <https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/electricity-markets/day-ahead-market-dam/market-clearing-price-mcp> (13.02.2024)

Bu dönemde Piyasa Takas Fiyatında (PTF) meydana gelen önemli gelişmeler ile ilgili olarak;

1) 2020 ilk yarı dönem: Covid-19 sebebiyle düşük tüketim gerçekleşmesiyle piyasa takas fiyatı (PTF) düşüş göstermiştir.

2) 2020 ikinci yarı dönem: Covid-19 önlemlerinin azaltılmasıyla elektrik tüketimi ve piyasa takas fiyatı (PTF) artış göstermiştir.

3) 2021: Elektrik piyasa fiyatlarında çok ciddi artışlar yaşanmıştır. Artışın nedenleri arasında pandemi kaynaklı kısıtlamaların sona ermesi ile artan talep, kuraklık nedeniyle hidroelektrik santrallerin düşük doluluk kapasiteleri, mevsim normalleri üstündeki hava sıcaklıkları, yüksek ithal kömür ve doğal gaz fiyatları sayılabilir (Kaynak: KPMG, [lifips://assets.mg/content/dam/ilkpingitripdf/2022/04/enerji-seklorel-bakis.pdf](https://assets.mg/content/dam/ilkpingitripdf/2022/04/enerji-seklorel-bakis.pdf))

4) 2022 yılı: Rusya- Ukrayna savaşı sonrasında Rusya'nın Avrupa'ya yönelik kısıtlayıcı doğalgaz politikası ve Avrupa'nın Rusya'dan petrol ve kömür ithalatına yönelik yaptırımlar getirmesi küresel bir enerji krizine yol açmış ve bunun sonucunda enerji fiyatlarında artış gözlemlenmiştir.

5) 2023 yılı: Uluslararası enerji piyasalarının normale dönmesi ile birlikte hem PTF hem de perakende satış tarifeleri düşüş eğilimine girmiştir. Ayrıca EPDK tarafından geçici bir araç olarak duyurulan kaynak bazlı tavan fiyat mekanizması (AUF) uygulamaya konulmuştur.

3.5 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM)

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim faaliyeti gösterenlerin faydalanabileceği satış fiyatları, miktar ve süreler ile bu

kapsamda yapılacak ödemelere ilişkin usul ve esasları içeren devlet teşvik mekanizmasını ifade etmektedir. İlgili mevzuata göre 31/12/2020 tarihine kadar kısmen veya tamamen işletmeye girmiş veya girecek olan üretim tesislerine ilişkin üretim lisansı sahibi tüzel kişiler, lisansına yazılan ilk kurulu gücün tamamının işletmeye giriş tarihinden, tamamı işletmeye girmeden YEKDEM'e katılması halinde, YEKDEM'e ilk katıldığı tarihten itibaren 10 yıl süreyle faydalanabilir. Ancak, 28/2/2019 tarihi itibarıyla kurulu güç artış talepleri EPDK tarafından onaylanan ve bu kapsamda lisans değişiklikleri gerçekleştirilen tüzel kişiler, bu güç artışı için bu desteklemeden yararlanamamaktadır. 1 Ocak 2021 ile 30 Haziran 2021 tarihleri arasında işletmeye girecek Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) Destekleme Mekanizmasına tabi YEK belgeli üretim lisansı sahipleri, 31 Aralık 2030 tarihine kadar desteklerden yararlanabileceklerdir. Kilovatsaat başına YEKDEM fiyatları hidroelektrik ve rüzgar santrallerinde 7,3 ABD doları cent, jeotermal santralleri için 10,5 ABD doları cent, biyokütle ve güneş santralleri için 13,3 ABD doları cent olarak uygulanmaktaydı ancak yeni düzenlemeye göre; Resmî Gazete'nin 01/05/2023 tarihli sayısında yayımlanan Cumhurbaşkanı Kararı 1 Temmuz 2021'den 2030 yılının sonuna kadar devreye girecek yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri ile bütünleşik elektrik depolama tesisleri aracılığıyla yapılacak elektrik satışlarının genel çerçevesi belirlenmiştir.

01 Mayıs 2023 tarihli 32177 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanan 7189 Karar Sayılı Cumhurbaşkanı Kararına istinaden 01.07.2021 tarihinden 31.12.2030 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için Kasım 2023'ten itibaren uygulanacak fiyatlar aşağıdaki gibidir.

Tablo 47: 2021-2030 Yılları Arasında İşletmeye Alınacak YEK Belgeli Enerji Kaynakları YEKDEM Fiyatlandırması

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh)	YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh)	YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh)	YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh)	YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh)	YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh)
	01.11.2023	01.11.2023	01.12.2023	01.12.2023	01.01.2024	01.01.2024
Rezervuarlı Hidroelektrik üretim tesisi	197,89	39,58	204,57	40,92	209,56	41,92
Nehir Tipi Hidroelektrik üretim tesisi	185,52	39,58	191,78	40,92	196,46	41,92
Karasal Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	145,66	39,58	150,58	40,92	154,26	41,92
Deniz Üstü Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	197,89	52,84	204,57	54,62	209,56	55,95
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	277,6	39,58	286,97	40,92	293,98	41,92
Çöp Gazı / Atık lastiklerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynaklar	145,66	39,58	150,58	40,92	154,26	41,92
Biyometanizasyon	237,74	39,58	245,76	40,92	251,76	41,92

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh) 01.11.2023	YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh) 01.11.2023	YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh) 01.12.2023	YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh) 01.12.2023	YEKDEM Fiyat (TL kr/kWh) 01.01.2024	YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL kr/kWh) 01.01.2024
Termal Bertaraf (Belediye atıkları, bitkisel yağ atıkları, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıklar, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri, sanayi atık çamurları ile arıtma çamurları)	185,39	29,65	191,65	30,65	196,33	31,4
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	145,66	39,58	150,58	40,92	154,26	41,92
Rüzgâr veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisi ile bütünleşik elektrik depolama tesisi	171,77	52,84	177,57	54,62	181,91	55,95
Pompaj depolamalı hidroelektrik üretim tesisi	277,6	52,84	286,97	54,62	293,98	55,95
Dalga veya akıntı enerjisine dayalı üretim tesisi	185,52	52,84	191,78	54,62	196,46	55,95

Kaynak: <https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/piyasa-duyurulari/elektrik/kayit-ve-uzlastirma/01-07-2021-tarihinden-31-12-2030-tarihine-kadar-isletmeye-girecek-yek-belgeli-yenilenebilir-enerji-kaynaklarina-dayali-elektrik-uretim-tesisleri-icin-uygulanacak-fiyatlar-hk-7/>

Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) kapsamında uygulanacak elektrik alım fiyatlarında, sınırlarında ve sürelerinde de güncelleme yapılmıştır. 30.01.2021 tarihinde Resmi Gazete’de yayımlanan Cumhurbaşkanı kararına göre uygulama fiyatlarında tavan ve taban fiyat uygulamasına geçilmiştir. Taban ve tavan fiyatlar ABD Dolarına endeksli olacaktır. Bunun yanında, yeni düzenlemeye göre çeyrek bazlı eskalasyon yerine aylık bazda eskalasyon geçerli olarak bir önceki eskalasyon sisteminde %52 ve %48 olan ÜFE/TÜFE ve yabancı para ağırlıkları sırasıyla %40 ve %60 olarak (%25 ÜFE - %15 TÜFE - %30 ABD Dolar kuru - %30 Euro kuru) güncellenmiştir. Eskalasyon hesaplamalarında bir önceki ay TCMB ABD Doları ve Euro alış kurlarının ortalaması kullanılmaktadır.

3.6 Azami Uzlaştırma Fiyatı (AUF)

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 17/03/2022 tarihli toplantısında; “Kaynak Bazında Destekleme Bedelinin Belirlenmesine ve Uygulanmasına İlişkin Usul Ve Esaslar” kabul edilerek 18.03.2022 tarihinde Resmî Gazete’de yayımlanmıştır. Bu Usul ve Esaslar lisanslı üretim tesislerini kapsamaktadır. Ancak, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamında YEK Destekleme Mekanizmasına dahil olan üretim tesisleri ile Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)’nin portföyünde yer alan üretim tesisleri ve EÜAŞ ile doğrudan veya tedarikçi üzerinden dolaylı olarak enerji satış anlaşması yapmış olan üretim tesislerinin anlaşmaya konu satış miktarları bu Usul ve Esasların kapsamı dışındadır. Tüketicilere yönelik elektrik fiyatlarındaki yükselişi

kontrol altına almayı hedefleyen bu sistem ile her bir kaynak türü için ayrı fiyatlandırmaya gidilerek üst limitler belirlenmiştir. Bu kapsamda uygulamaya geçen ve Mart 2023 tarihinde 6 ay süre ile uzatılan AUF uygulaması Ekim 2023 itibarıyla yürürlükten kaldırılmıştır.

3.7 Birden Çok Kaynaklı (Hibrit) Enerji Üretimi

Hibrit santraller, birden fazla yenilenebilir enerji kaynağına dayalı olarak üretim yapabilen enerji santralleridir. 08/03/2020 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile birden çok kaynaklı enerji üretim tesisi kurulması mümkün kılınmıştır. Bu kapsamda kurulacak tesisler ana kaynağa ait lisans gücünü geçemeyecek şekilde şebekeye enerji verecektir. Ayrıca bağlantı şekli, bağlantı noktası ve gerilim seviyesi değişmeyecektir. Bu tesislerde üretilerek sisteme verilen net enerji miktarı, üretim tesisinde kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları için belirlenen fiyatlardan en düşük olanı üzerinden ve tesisin kalan süresi için YEKDEM kapsamında değerlendirilecektir

3.8 Depolamalı Enerji Üretimi

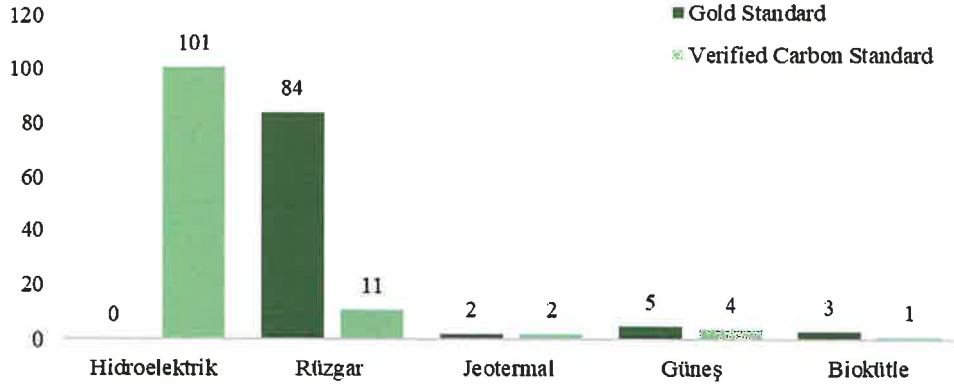
9/5/2021 tarihli ve 31479 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliğinin dayanak olduğu ve 05/07/2022 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan “7417 Devlet Memurları Kanunu ile Bazı Kanunlarda ve 375 Sayılı Kanun Hükmünde Kararnamede Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun”un ilgili maddelerinde elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden tüzel kişilere, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar EPDK tarafından rüzgâr ve/veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi kurulmasına ilişkin önlisans verilebileceği bu olanağın aynı şartlarda mevcut tesislerin kapasite artışları için de geçerli olacağı hükme bağlanmıştır. Bu yöntem şebeke yükünün dengelenmesi, dengesizlik maliyetlerinin önlenmesi ve kullanıcılarının arbitraj olanaklarından yararlanmasına imkân sağlamaktadır.

3.9 Karbon Kredisi Mekanizması

Karbon Kredisi kavramı tüm dünyada Kyoto Protokolü’nün imzaya açılması ile gündeme gelmiştir. Protokol, taraf olan 40 gelişmiş ülkenin sera gazı salınımları için ulusal kotalar belirlemiştir. Böylelikle kotalarını aşmak istemeyen gelişmiş ülkeler ve çevresel duyarlılıklarını göstermek isteyen kuruluşlar ile Türkiye gibi protokolü imzalamamış olan gönüllü ülkeler arasında karbon kredisi alışverişi başlamıştır. Gönüllü piyasalarda yer alan en geçerli standartlar Gold ve VCS’dir.

Şekil 14: Türkiye’de Gönüllü Karbon Sertifikası Projesi Bulunan Yenilenebilir Enerji Santral Sayısı (2020)

Türkiye’de Gönüllü Karbon Sertifikası Projesi Bulunan Yenilenebilir Enerji Santral Sayısı (2020)



(tCO₂ eşdeğeri, Gold Standard)

Tablo 48: Karbon Sertifikaları Yoluyla Toplam Emisyon Azaltım Miktarları:

	2016	2017	2018	2019
Güneş	500	8.191	28.156	38.907
Rüzgâr	5.813.767	6.482.100	6.925.934	7.405.294
Jeotermal	32.732	47.291	75.467	85.952
Biokütle	54.826	54.826	189.981	189.981
Toplam	5.901.825	6.592.408	7.219.538	7.720.134

Şekil 15: Karbon Offset Fiyatı Senaryosu



Kaynak: Bloomberg NEF, <https://www.bloomberg.com/professional/blog/long-term-carbon-offsets-outlook-2023/>

Karbon fiyatlarına yönelik senaryoda 2030'da 12 ABD Doları/ton, olan fiyatın 2050 yılında 35 ABD Doları/ton'a çıkacağı tahmin edilmektedir. Toplam piyasa değeri ise 2022 yılında 2 milyar dolar iken 2030'da %650'lik bir artış ile 15 milyar ABD Dolarına ulaşması öngörülmektedir.

Türkiye gibi zorunlu karbon fiyatlandırma uygulaması yürütmeyen ülkelerde, piyasa temelli karbon azaltımı pratiklerine dâhil olmak çoğunlukla karbon salınımlarını denkleştirme ile mümkün olmaktadır. Karbon emisyonlarını dengelemek veya yeşil enerji kullanmak isteyen şirketler karbon azaltım veya yenilenebilir enerji sertifikalarından birini seçebilirler. İkisi de karbon emisyonlarını azaltma ve sürdürülebilirliği artırma yolunda kullanılabilecek önemli araçlardır. Paris Anlaşması'nın uzun dönemli hedefi olan küresel sıcaklık artışının 2°C'nin altında tutulması hedefine ulaşmak için karbon fiyatlarının gönüllü piyasalarda gözlenenden önemli ölçüde yükselmesi gerekmektedir. Avrupa Birliği, sera gazı emisyon azaltma hedefini %40'tan %55'e yükseltmiştir. Bu nedenle yenilenebilir enerji üretiminden sağlanan karbon kredi satışı gelirlerinin artacağı öngörülmektedir.

3.10 Grup'un Faaliyetleri Kapsamında Güçlü Yönleri ve Fırsatları

1. Tamamı yenilenebilir kaynaklara (HES, RES ve JES) dağıtılmış üretim portföyüne sahip olması,
2. Tüm portföyün yatırım kredi borç yükünün bulunmaması,
3. Üretilen enerjinin satış ve pazarlama probleminin olmaması (Uzun vadede %3,5 yıllık talep büyümesi, karbonsuzlaşma vb.),
4. En yenisi 8. en eskisi de 18. işletme yılına girmiş tesislere sahip olması,
5. Tüm tesislerin ulaşım, haberleşme ve güvenlik açısından kolay ulaşılabilir bölgelerde bulunması,
6. Deneyimli personel ve tecrübeli yönetimden oluşan bir ekip ile faaliyetlerini sürdürmesi,
7. İşletmenin, bakım ve onarım, haberleşme ve raporlama sistemleri (Teknik-Mali-İdari) ile yönetilmesi,
8. RES'erin yüksek verimli rüzgâr bölgelerinden biri olan Çeşme Yarımadasında bulunması,
9. Şirket'in kendi geliştirdiği projeler olduğu için RES'lerde herhangi bir katkı payı ödemesi bulunmaması,
10. Tüm RES'lerin konum itibarıyla tek bir merkezden ve az sayıda yetkin personel ile yönetilebilmesi,
11. RES'lerin 2026 sonuna kadar YEKDEM tarifesi bulunması (7,3 ABD doları cent/kWh)
12. JES tesisinin rezervuarının sığ olması (172 C - 750 mt) nedeniyle pompasız ve düşük iç tüketim kaybı (%14) ile çalışması.
13. Düşük maliyetli, ek personel ihtiyacı olmadan mevcut RES'lerde kapasite artış imkanına sahip olması,
14. Çalışan RES'lerin kapasite artışı ve hibrit yatırımlarına kolay finansman desteği bulma kabiliyetinin olması,
15. JES tesisinde kapasite artış imkanının olması ve YEKDEM kapsamına dahil olabilecek olması,
16. Tüm tesislerde kapasite faktörünü artırıcı hibrit yatırım potansiyelinin bulunması,
17. Tüm portföyde karbon vergilendirme sistemi artırarak ek gelir yaratma potansiyelinin bulunması

şeklinde sıralanabilir.

3.11 Grup'un Faaliyetleri Kapsamında Zayıf Yönleri ve Karşılaşabileceği Riskler

1. RES'lerin 2027 yılı itibarıyla YEKDEM sürelerinin sona erecek olması ve mevcut durumda toplam portföyün %55'i serbest piyasada faaliyet gösterirken, 2027'den itibaren %100'ünün serbest piyasada faaliyetlerini sürdüreceği olması,
2. Regülasyonlar ile piyasa fiyatlarında yaşanan düşüşler (azami uzlaştırma fiyatı uygulamaları gibi) nedeniyle ve regülasyonlarla birlikte yıllık ücret tarifelerinde meydana gelen giderlerdeki artışlarla, azalan kârlılık,
3. Ekonomik gelişmeler sonucunda artan yeni yatırım maliyetlerin yeni yatırım yapılması tarafındaki adımları zorlaştırması ve maliyeti artan finansman imkanları,
4. Artan gider ve yeni yatırım maliyetleri ile yatırımların geri dönüş sürelerinin 10 yılın üzerine çıkması,
5. Portföyün tamamının doğal kaynak nedeniyle üretimde değişkenlik göstermesi,
6. HES portföyünün kuraklıktan etkilenme olasılığının bulunması,
7. Toplam portföyün %33'ünün rezervuarsız nehir tipi HES olması ve feyezan, su kaybı, kirlilik ve maliyet riskinin bulunması,
8. RES projelerinde yabancı paraya bağlı bakım ve onarım hizmetlerinin alınması,
9. JES tesisinin 15. işletme yılına girmesi, bakım-onarım giderleri ile yenileme ihtiyaçlarının artması,
10. Akçay HES'te baraj ile tesis arasında 42 km'lik sulama kanalı bulunması,
11. Kapasite artış imkânı ve hibrit yatırım potansiyeli olan tesislerde resmi kurum başvuru süreçleri nedeniyle aksama veya yatırımların tamamlanamama olasılığının bulunması,
12. Hidroelektrik portföy içindeki %13'lük paya sahip HES'lerin 49. yıl sonunda tesisi DSİ'ye devretme durumu

şeklinde sıralanabilir.

4 MALİ TABLOLAR VE FİNANSAL ANALİZ

4.1 Finansal Durum Tablosu

SPK'nın 28.12.2023 tarihli ve 81/1820 sayılı kararı uyarınca, Türkiye Muhasebe/Finansal Raporlama Standartları'nı (TMS) uygulayan finansal raporlama düzenlemelerine tabi ihraççılar ile sermaye piyasası kurumlarının, 31 Aralık 2023 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemlerine ait yıllık finansal raporlarından başlamak üzere TMS 29 hükümlerini uygulamak suretiyle enflasyon muhasebesi uygulamasına karar verilmiştir.

Ayrıca, SPK'nın 08.02.2024 tarihli 9/221 sayılı Kararı uyarınca yapılan Duyuru'nun 1.(c) bendinde, *"Halka açık olan ortaklıkların, ortaklık hakkı veren sermaye piyasası araçlarının halka arzında düzenlenecek izahnamede, II-5.1 sayılı İzahname ve İhraç Belgesi Tebliği'nin 11'inci maddesinde belirtilen esaslara ve sürelerle uygun olarak 31.12.2023 tarihinde sona eren hesap dönemine ait yıllık finansal tablolardan başlamak üzere enflasyon muhasebesi uygulanmış karşılaştırmalı finansal tabloların yer almasına, (Örneğin; enflasyon muhasebesi uygulanmış 31.12.2022 ve 31.12.2023 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemlerine ait yıllık finansal tablolar ile enflasyon muhasebesi uygulanmamış 31.12.2021 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemine ait yıllık finansal tablolar)"* karar verildiği açıklanmıştır.

Buna ilave olarak, "İhraççılar Tarafından Düzenlenecek İzahnamelerde Yer Alan Finansal Tabloların Paranın Hangi Dönemdeki Satın Alma Gücüyle Sunulacağına İlişkin" SPK'nın 28/08/2024 tarih ve 48/1367 sayılı Kararı uyarınca: 31.12.2021 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemine ait yıllık finansal tablolar enflasyon muhasebesi uygulanmamış haliyle; 31.12.2022 ve 31.12.2023 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemlerine ait yıllık finansal tabloların ise enflasyon muhasebesi uygulanmış haliyle 31.12.2023 tarihli satın alma gücü cinsinden ve 30.06.2024 tarihli altı aylık ara dönem finansal tablolar ise enflasyon muhasebesi uygulanmış haliyle 30.06.2024 tarihli satın alma gücü cinsinden karşılaştırmalı olarak sunulması gerektiği açıklanmıştır.

Bu çerçevede, 31 Aralık 2023 tarihinde sona eren döneme ait konsolide finansal tablolar TMS 29'da belirtilen muhasebe ilkeleri kapsamında enflasyon etkisine göre düzeltilerek sunulmuş olup 31.12.2022 tarihinde sona eren döneme ait konsolide finansal tablolar ise TMS 29 uyarınca raporlama dönemi sonunda geçerli olan ölçüm birimi cinsinden sunulması gerekeceği için aşağıda belirtilen genel fiyat endeksi ve düzeltme katsayısı kullanılarak yeniden düzenlenmiştir.

	TÜFE Endeksi*
(A) 31 Aralık 2023	1.859,38
(B) 31 Aralık 2022	1.128,45
Düzeltilme Katsayısı (A/B)	1,64773

* Türkiye İstatistik Kurumu ("TÜİK") tarafından yayınlanan Tüketici Fiyat Endeksleri

Benzer şekilde, 30 Haziran 2023 tarihinde sona eren altı aylık ara döneme ait konsolide kar/zarar tabloları se TMS 29'da belirtilen muhasebe ilkeleri kapsamında enflasyon etkisine göre aşağıda belirtilen katsayılar kullanılmak suretiyle düzeltilerek sunulmuştur.

	TÜFE Endeksi*
(A) 30 Haziran 2024	2.319,29
(B) 30 Haziran 2023	1.351,59
Düzeltilme Katsayısı (A/B)	1,71597

* Türkiye İstatistik Kurumu ("TÜİK") tarafından yayınlanan Tüketici Fiyat Endeksleri

31.12.2023 tarihli konsolide finansal durum tablosunun 30.06.2024 finansal durum tablosuyla karşılaştırmalarında ise yukarıda açıklanan ilkeler gereğince 31.12.2023 finansal tablosu için ilave olarak aşağıda belirtilen katsayılar da kullanılmıştır.

	TÜFE Endeksi*
(A) 30 Haziran 2024	2.319,29
(B) 31 Aralık 2023	1.859,38
Düzeltilme Katsayısı (A/B)	1,24734

* Türkiye İstatistik Kurumu ("TÜİK") tarafından yayınlanan Tüketici Fiyat Endeksleri

Şirket, 31.12.2022 tarihinde sona eren döneme ilişkin özel bağımsız denetimden geçmiş (enflasyon muhasebesi uygulanmamış) konsolide finansal tablolar ile faaliyet raporunu 03.04.2023 tarihinde SPK'ya sunmuş, söz konusu konsolide tablolar ve ilgili bağımsız denetim raporu SPK'nın internet sitesinde "Özel Durum Açıklaması" olarak yayımlanmıştır. (<https://spk.gov.tr/raporlar/api/finansalrapor/1016>). Söz konusu yayımlanan tabloda yer alan bakiyeler yukarıda açıklanan düzeltme katsayısı ile endekslenerek yeniden düzenlenmiş ve enflasyon düzeltmesine tabi tutulmuş haliyle 31.12.2022 tarihinde sona eren yıla ilişkin mali tablolara yer verilmiştir. Bu nedenle, 2022 yılına ilişkin olarak 03.04.2023 tarihinde yayımlanan tutarlar ile İzahnamede yer verilen söz konusu döneme ait farklar enflasyon düzeltme farklarından kaynaklanmaktadır.

31 Aralık 2021 tarihinde sona eren döneme ait konsolide finansal tablolar ise yukarıda açıklanan SPK'nın 08.02.2024 tarihli 9/221 sayılı Kararı'nın 1.(c) bendi doğrultusunda enflasyon muhasebesi uygulanmamış haliyle sunulmaktadır.

Şirket'in 31.12.2021, 31.12.2022 ve 31.12.2023 tarihinde sona eren dönemler ile 30.06.2024 tarihinde sona eren altı aylık ara döneme ait özel bağımsız denetimden geçmiş konsolide finansal durum tabloları aşağıda yer almaktadır:

Tablo 49: Finansal Durum Tablosu

Özel Bağımsız Denetimden Geçmiş			
(TL)	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmamış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış
	31.12.2021	31.12.2022*	31.12.2023*
Dönen Varlıklar	287.314.261	1.060.968.157	766.854.295
Nakit ve Nakit Benzerleri	260.228.993	844.286.267	370.043.428
Finansal Yatırımlar	-	169.658.394	345.823.018
Ticari Alacaklar	11.970.273	1.471.120	1.296.030
- İlişkili Olmayan Taraflardan Ticari Alacaklar	11.970.273	1.471.120	1.296.030
Diğer Alacaklar	101.997	33.864	6.619
- İlişkili Olmayan Taraflardan Diğer Alacaklar	101.997	33.864	6.619
Stoklar	3.392.128	8.762.445	8.288.551
Peşin Ödenmiş Giderler	9.879.528	27.913.533	34.456.259
Cari Dönem Vergisiyle İlgili Varlıklar	820.590	8.176.344	5.983.271
Diğer Dönen Varlıklar	920.752	666.190	957.119
Duran Varlıklar	3.056.002.254	8.204.791.205	8.141.100.300
Diğer Alacaklar	2.372.364	3.156.997	2.424.756
- İlişkili Olmayan Taraflardan Diğer Alacaklar (Uzun Vadeli)	2.372.364	3.156.997	2.424.756
Finansal Yatırımlar	427.508	3.260.920	3.260.920
Kullanım Hakkı Varlıkları	8.852.050	51.442.410	66.403.886
Yatırım Amaçlı Gayrimenkuller	57.080.000	98.303.523	136.600.000
Maddi Duran Varlıklar	2.979.004.583	7.992.483.822	7.837.683.282
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	7.631.422	31.855.179	32.197.550
Peşin Ödenmiş Giderler	356.482	-	47.164.320
Ertelenmiş Vergi Varlığı	-	24.288.354	15.365.586
Diğer Duran Varlıklar	277.845	-	-
TOPLAM VARLIKLAR	3.343.316.515	9.265.759.362	8.907.954.595

*: 31.12.2023 tarihli satın alma gücü cinsinden

Özel Bağımsız Denetimden Geçmiş			
(TL)	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmamış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış
	31.12.2021	31.12.2022*	31.12.2023*
Kısa Vadeli Yükümlülükler	330.517.288	899.217.817	319.224.268
Uzun Vadeli Borçlanmaların Kısa Vadeli Kısımları	173.345.158	397.892.421	200.934.165
Kiralama İşlemlerinden Borçlar	790.961	1.404.679	916.476
Ticari Borçlar	148.892.882	452.833.393	104.111.857

Özel Bağımsız Denetimden Geçmiş			
(TL)	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmamış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış
	31.12.2021	31.12.2022*	31.12.2023*
-İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	148.892.882	452.833.393	104.111.857
Çalışanlara Sağlanan Faydalar Kapsamında Borçlar	358.764	1.160.021	1.515.117
Diğer Borçlar	78.345	1.650.063	215.627
- İlişkili Taraflara Diğer Borçlar	-	-	25.079
-İlişkili Olmayan Tar.Diğ.Borç.	78.345	1.650.063	190.548
Dönem Karı Vergi Yükümlülüğü	1.988.388	30.869.099	1.396.113
Kısa Vadeli Karşılıklar	1.013.645	3.981.450	3.902.702
- Çalışanlara Sağlanan Faydalara İlişkin Karşılıklar	453.348	2.281.658	2.805.929
- Diğer Kısa Vadeli Karşılıklar	560.297	1.699.792	1.096.773
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	4.049.145	9.426.691	6.232.211
Uzun Vadeli Yükümlülükler	1.002.283.878	1.183.060.058	1.366.589.454
Uzun Vadeli Borçlanmalar	463.682.107	524.014.394	299.871.874
Kiralama İşlemlerinden Borçlar	7.186.492	24.732.102	30.782.076
Ticari Borçlar	65.849.112	124.035.246	185.519.987
-İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	65.849.112	124.035.246	185.519.987
Uzun Vadeli Karşılıklar	3.847.706	12.116.422	13.760.941
- Çalışanlara Sağlanan Faydalara İlişkin Uzun Vadeli Karşılıklar	3.665.026	11.815.414	13.760.941
- Diğer Uzun Vadeli Karşılıklar	182.680	301.008	-
Ertelenmiş Vergi Yükümlülüğü	461.718.461	498.161.894	836.654.576
Özkaynaklar	2.010.515.349	7.183.481.487	7.222.140.873
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	1.496.470.138	5.277.480.116	5.328.054.238
Ödenmiş Sermaye	345.477.486	345.477.486	345.477.486
Sermaye Düzeltmesi Farkları	-	2.276.579.105	2.276.579.105
Geri Alınmış Paylar (-)	-416.759	-1.848.376	-1.848.376
Paylara İlişkin Primler	4.318.749	29.792.222	29.792.222
Kar veya Zararda Yeniden Sınıflandırılmayacak Birikmiş Diğer Kapsamlı Gelirler ve Giderler	1.475.557.263	188.422.335	193.055.722
-Tanımlanmış Fayda Planları Yeniden Ölçüm Kayıpları	-2.355.944	-2.761.994	-4.097.296
-Maddi Duran Varlık Yeniden Değerleme Artışları	1.477.913.207	191.184.329	197.153.018

Özel Bağımsız Denetimden Geçmiş			
(TL)	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmamış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış	Enflasyon Düzeltilmesi Yapılmış
	31.12.2021	31.12.2022*	31.12.2023*
Kar veya Zararda Yeniden Sınıflandırılacak Birikmiş Diğer Kapsamlı Gelirler ve Giderler	-162.129.933	-475.623.140	-477.248.978
-Nakit Akış Riskinden Korunma Kayıpları	-162.129.933	-475.623.140	-477.248.978
Kardan Ayrılan Kısıtlanmış Yedekler	2.900.725	37.125.346	37.793.105
Geçmiş Yıllar Karları/ Zararları	-273.553.183	1.744.730.397	2.860.576.053
Net Dönem Karı	104.315.790	1.132.824.741	63.877.899
Kontrol gücü olmayan paylar	514.045.211	1.906.001.371	1.894.086.635
TOPLAM KAYNAKLAR	3.343.316.515	9.265.759.362	8.907.954.595

*: 31.12.2023 tarihli satın alma gücü cinsinden

Dönen Varlıklar

Şirket'in dönen varlıkları nakit ve nakit benzerleri, (kısa vadeli) finansal yatırımlar, ticari alacaklar, diğer alacaklar, stoklar, peşin ödenmiş giderler, cari dönem vergisiyle ilgili varlıklar ile diğer dönen varlıklardan oluşmaktadır.

Nakit ve nakit benzerleri, 31.12.2021, 31.12.2022 ve 31.12.2023 tarihli konsolide finansal durum tablolarında sırasıyla 260.228.993 TL, 844.286.267 TL ve 370.043.428 TL tutarındadır. Nakit ve nakit benzerleri, vadesiz banka mevduatları ile vadesi üç aydan kısa vadeli banka mevduatlarından oluşmaktadır. Dönen varlıklar altındaki finansal yatırımlar ise, 31.12.2021, 31.12.2022 ve 31.12.2023 tarihli konsolide finansal tablolarda sırasıyla 0 TL, 169.658.394 TL ve 345.823.018 TL tutarında olup Şirket'in bankalardaki kredi ödemeleriyle ilgili bloke mevduatları ile vadesi 2024 yılında dolacak (3 ay vadeli) kur korumalı mevduat ve yatırım fonu tutarlarından oluşmaktadır. Şirket'in sahip olduğu nakdi ve gayri nakdi krediler sebebiyle bankalar nezdindeki nakit tutarların, yıllar itibariyle sırasıyla 18.171.474 TL, 169.658.394 TL ve 188.735.105 TL'si blokeli hesaplardan oluşmaktadır. 2022 yılında blokeli hesaplardaki artışın nedeni, Şirket'in bağlı ortaklıklarından Akçay HES'in DSİ ortak katılım bedeli davasına ilişkin olarak mahkemeye verilen teminat mektubu karşılığı bankanın hesap blokesinden kaynaklanmaktadır. İzahname'nin "22. Önemli Sözleşmeler" bölümünde açıklandığı üzere, 28.07.2023 tarihinde DSİ Genel Müdürlüğü ile imzalanan, T.C. Cumhurbaşkanlığı tarafından da 02.10.2023 tarih 7657 sayılı karar ile onaylanan sulh protokolü çerçevesinde tüm davalar karşılıklı sonlandırılmıştır. Müteakip dönemde söz konusu teminat mektubu bankaya iade edilerek buna ilişkin hesap blokesi de 12.03.2024 tarihinde banka tarafından kaldırılmıştır.