

Mogan Enerji

08/07/2025

İzleme Listesine Ekleme

AL

Yükselme Potansiyeli 85%

Mogan'ı 15,96 TL 12 aylık hedef fiyat, %85 artış potansiyeli ve AL tavsiyesi ile takip listemize ekliyoruz. Mogan, Türkiye'nin, üretim bakımından en büyük, kurulu güç bakımından ikinci en büyük jeotermal kapasitesine sahip, önde gelen yenilenebilir enerji üreticilerinden biridir. Sadece jeotermal santraller, şirketin toplam yıllık enerji üretiminin yarısına yakınına sağlamaktadır ve bu üretim, istikrarlı ve öngörülebilir kapasite kullanım oranları ile desteklenmektedir. Mogan'ın güçlü jeotermal operasyonları, şirketin tutarlı nakit akışları üretmesini sağlayarak mevcut yüksek net borç seviyesini orta vadede önemli ölçüde azaltmasına olanak tanımaktadır.

Tamamen yenilenebilir ve yüksek öngörülebilirliğe sahip üretim portföyü.

Mogan, 1.058 MW kurulu kapasitesi ile Türkiye'nin en büyük özel sektör yenilenebilir enerji üreticilerinden biridir. Portföy, %65 rüzgar, %24 jeotermal, %8 hidroelektrik ve %3 güneş (Kocatepe Hibrit) olmak üzere çeşitlendirilmiştir. Jeotermal santraller, 2024 üretiminin %48'ini %76 kapasite faktörü ile sağlarken, rüzgar santralleri %47,5 üretim ve %28 kapasite faktörü ile katkı sağlamıştır. Jeotermal ve rüzgar üretiminin yüksek payı öngörülebilirliği artırmaktadır.

Güçlü nakit akışı borç azaltımını destekliyor. 2024 itibarıyla, Mogan'ın konsolide net borcu 827 milyon \$ seviyesindedir ve bu, 2024 net borç/FAVÖK 4,1x oranına denk gelmektedir. 2024 için konsolide 202 milyon \$ konsolide FAVÖK yaratan şirket, sınırlı sermaye harcamaları ile borcunu 4-5 yıl içinde ödeme kapasitesine sahip. Böylece azalan kaldıraç, bilançoda yeni yatırım fırsatları için alan yaratacaktır.

USD bazlı YEKDEM gelirleri döviz riskini azaltıyor. 2024 yılı üretiminin yaklaşık %72'sinin USD bazlı YEKDEM kapsamında satılması döviz kuru riskini azaltmaktadır.

Ortalama ağırlıklı kalan YEKDEM süresi 2.27 yıl olan Mogan, avantajlı fiyatlardan yararlanmaktadır: rüzgar ve hidro için 73 \$/MWs, jeotermal için ise 105 \$/MWs (yerli katkı payıyla sırasıyla 94\$/MWs ve 125\$/MWs). İstikrarlı gelir akışı, borcun vade süresi boyunca döviz oynaklığına karşı doğal bir koruma sağlamaktadır.

Karbon piyasası yukarı yönlü potansiyel sunuyor. Türkiye'de düzenli bir karbon piyasasının oluşması ile 2026 yılında fiyatlar önemli ölçüde artabilir.

Riskler: İşletme maliyetlerinin beklenenden fazla artması, yüksek döviz borcu ve döviz kayıpları, JES lisanslarının yenilenmemesi ve spot fiyatların projeksiyonların altında kalması.

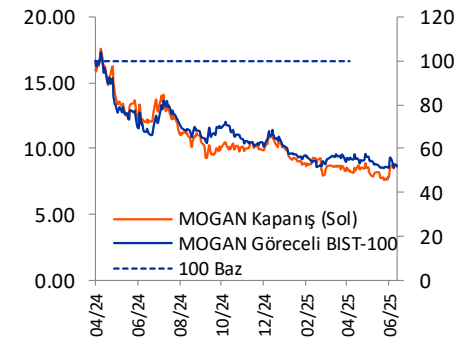
Fiyat Bilgileri	TL
Kapanış	8.62
12 Aylık Hedef Fiyat*	15.96
12 Aylık Önc.Hedef Fiyat	-
Piyasa Değeri (mn)	21,034
Halka Açık PD (mn)	2,249
Ort. İşlem Hacmi (3Ay)	
Hisse sayısı (Adet mn)	2,440
Takas Saklama Oranı (%)	11
Yabancı Oranı (%)	5

*Güncelleme tarihi: 07/07/2025

Fiyat Perf. (%)	1 Ay	Yıllık	12 Ay
TL	4.9	-17.1	-28.4
ABD \$	2.7	-26.7	-41.4
BIST-100 Relatif	-1.6	-19.4	-23.1

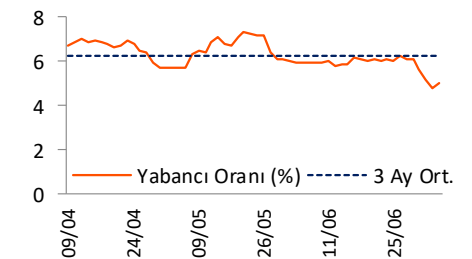
Çarpanlar	2024	2025	2026
F/K	a.d	a.d.	a.d.
PD/DD	0.3	0.3	0.3
FD/FAVÖK	6.5	6.6	6.7

Fiyat / BIST-100'e Göreceli Fiyat



52 Hafta Fiyat Aralığı (₺) 0.00 0.00

Yabancı Oranı (%) Cari (%) : 5.05



Alihan Gürleyen

agurleyen@isyatirim.com.tr

+90 212 350 25 00

Mogan Enerji

Faaliyet Konusu

MOGAN Enerji, jeotermal, hidroelektrik ve rüzgar enerjisi olmak üzere tümüyle yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi yapmaktadır.

Ortaklık Yapısı (%)

Müşfik Hamdi Yamantür	39.14
Tevfik Yamantürk	39.14
Diğer	10.69

Gelir Tablosu (mn ₺)	2023G	2024G	2025T	2026T	2027T
Net Satış Gelirleri	18.052	16.748	14.855	14.679	15.160
Brüt Kar (Zarar)	3.226	1.060	1.435	1.176	1.411
Operasyonel Giderler	808	1.522	419	413	410
Esas Faaliyet Karı	2.418	-462	1.016	763	1.001
Fa. Diğer Gelirler (Giderler)	-235	-52	-197	-160	-127
Özkaynak Yönt. Değ. Yat. K (	0	0	0	-	-
Net Yatırım Gelirleri (Giderleri)	757	1.247	1.105	1.092	1.128
Net Finansman Gelir (Gideri)	-1.664	-13.049	-1.006	-3.600	-2.739
Vergi Öncesi Kar (Zarar)	1.275	-12.316	918	-1.905	-737
Vergi Giderleri (Gelirleri)	-524	-6.624	254	191	250
Azınlık Payları	160	-772	89	-280	-132
Net Kar	1.639	-4.920	575	-1.815	-855
Düzeltilmiş Net Kar	1.639	-4.920	575	-1.815	-855
Vergi Sonrası Faaliyet Karı	9.877	15.869	8.830	8.810	9.122
FAVÖK	9.353	9.246	9.084	9.000	9.372

Büyümler & Opr. Perf.	2023G	2024G	2025T	2026T	2027T
Büyümler					
Net Satışlar	-	-7.2%	-11.3%	-1.2%	3.3%
Faaliyet Karı	-	n.a	n.a	-25%	31%
FAVÖK	-	-1%	-2%	-1%	4%
Net Kar	-	n.m	n.m	n.m	n.m

Operasyonel Performans	2023G	2024G	2025T	2026T	2027T
Brüt Marj	17.9%	6.3%	9.7%	8.0%	9.3%
Faaliyet Kar Marjı	13.4%	-2.8%	6.8%	5.2%	6.6%
FAVÖK Marjı	51.8%	55.2%	61.2%	61.3%	61.8%
Efektif Vergi Oranı	28.2%	-1863.2%	-25.0%	-20.9%	-17.9%
Net Kar Marjı	9.1%	-29.4%	3.9%	-12.4%	-5.6%
Özkaynak Karlılığı	-	a.d	0.8%	a.d	a.d
Aktif Karlılığı	-	a.d	0.4%	a.d	a.d
Yatırım Sermayesi Karlılığı	-	12.8%	6.3%	6.6%	7.3%
Operasyonel Nakit Akışı / Satı	22.9%	6.6%	41.1%	24.9%	31.1%
Serbest Nakit Akışı / Satışlar	26.5%	5.0%	26.3%	8.8%	14.8%

Rasyo Analizi	2023G	2024G	2025T	2026T	2027T
Düzeltilmiş F / K (x)	14.7	a.d	a.d	a.d	a.d
FD / FAVÖK (x)	6.4	6.5	6.6	6.7	6.4
FD / Satışlar (x)	3.3	3.6	4.0	4.1	4.0
PD / Defter Değeri (x)	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3
Hisse Başı Kazanç (₺)	3.04	n.m	1.07	n.m	n.m
Hisse Başı Temettü (₺)	n.m	n.m	n.m	n.m	n.m
Temettü Verimi	0.0%	0.000%	0.000%	0.000%	0.0%
Net Borç (Nakit) (mn ₺)	40,547	37,877	29,670	23,788	16,862
Net Borç / FAVÖK (x)	4.33	4.10	3.27	2.64	1.80
Net Borç / Özsermaye (x)	0.92	0.50	0.39	0.32	0.23

Kaynak: İş Yatırım

Bilanço (mn ₺)	2023G	2024G	2025T	2026T	2027T
Dönen Varlıklar	7,666	6,823	6,981	6,935	7,182
Nakit ve Nakit Benzerleri	2,610	3,912	3,877	3,841	4,000
Ticari Alacaklar	2,750	1,781	2,013	1,989	2,055
Stoklar	380	452	412	415	422
Diğer Dönen Varlıklar	1,927	677	678	690	705
Duran Varlıklar	106,925	149,871	140,425	132,080	124,088
Özkaynak Yönt. Değ. Yat.	0	0	0	0	0
Maddi Duran Varlıklar	100,621	140,388	132,120	124,303	116,703
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	2,228	4,242	4,242	4,242	4,242
Diğer Uzun Vadeli Varlıklar	4,076	5,240	4,062	3,535	3,143
Toplam Varlıklar	114,591	156,693	147,406	139,015	131,270
Kısa Vadeli Yükümlülükler	14,217	17,310	9,793	10,014	8,852
Finansal Borçlar	10,278	11,498	5,344	5,546	4,264
Ticari Borçlar	1,884	3,250	1,884	1,861	1,922
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	2,055	2,561	2,565	2,607	2,666
Uzun Vadeli Yükümlülükler	49,440	51,660	50,001	43,916	38,639
Finansal Borçlar	32,880	29,978	28,284	21,844	16,066
Diğer Uzun Vadeli Yükümlülükler	16,561	21,682	21,717	22,072	22,573
Özkaynaklar	50,934	87,724	87,612	85,085	83,778
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	43,904	75,712	75,615	73,434	72,307
Rezerv ve Diğer Kalemler	39,365	77,728	72,800	73,375	71,560
Dönem Net Karı (Zararı)	1,639	-4,928	575	-1,815	-855
Azınlık Payları	7,030	12,012	11,997	11,651	11,472
Toplam Kaynaklar	114,591	156,693	147,406	139,015	131,270

Nakit Akım (mn ₺)	2023G	2024G	2025T	2026T	2027T
İşletme Faal. Kay. Net Nakit	4.133	1.102	6.102	3.654	4.714
Düzeltilme Öncesi Kar	1.799	-5.779	664	-2.096	-987
Amortisman & İtfa Payları	6.936	9.708	8.068	8.238	8.371
İşletme Sermayesindeki Değ.	-1.435	113	-25	87	-10
Diğer Faaliyetlerden Nakit Akı	-3.167	-2.940	-2.606	-2.575	-2.659
Yatırım Faal. Kay. Nakit	645	-263	-2.198	-2.360	-2.474
Sabit Sermaye Yatırımları	-108	-962	-2.818	-2.972	-3.106
Diğer Yat. Faal. Nakit Akışı	753	699	619	612	632
Serbest Nakit Akım	4.778	839	3.904	1.294	2.240
Finansman Faal. Kay. Nakit	-7.565	-55	-3.794	-1.242	-2.018
Finansal Borçlardaki Değişim	-5.546	-9.916	-6.700	-5.154	-6.309
Temettü Ödemeleri	0	0	0	0	0
Diğer Fin. Faal. Nakit Akışı	-2019	9.861	2906	3.912	4.291
Net Nakit Değişimi	-2.787	785	109	52	222

*Rasyo Analizleri aksi belirtilmedikçe dolar (USD) değerine göre ifade edilmiştir

Not: Tutarlar 31 Aralık 2025 tarihi itibarıyla TL satın alma gücü esasına göre ifade edilmiştir

YATIRIM TEMASI

Tamamen yenilenebilir ve yüksek öngörülebilirliğe sahip üretim portföyü. 1.058 MW kurulu kapasiteye sahip Mogan, Türkiye'nin yenilenebilir enerji sektöründeki en büyük özel sektör girişimlerinden biridir. Şirketin toplam kapasitesinin %65'i 9 rüzgar enerji santralinden (RES), %24'ü 8 jeotermal enerji santralinden (JES), %8'i 4 hidroelektrik santralinden (HES) ve %3'ü güneş santralinden (Kocatepe Hibrit) oluşmaktadır. RES portföyü Afyon'da (300,25 MW), Bursa'da (120,4 MW), Hatay'da (84 MW), Muğla'da (80 MW), Edirne'de (64 MW), Kırklareli'nde (25,6 MW) ve Çanakkale'de (10 MW) bulunmaktadır. JES'lerin tamamı Aydın'da (259,9 MW), HES'ler Ankara'da (8,6 MW), Sivas'ta (25,8 MW), Giresun'da (14,1 MW) ve Artvin'de (32,9 MW), GES ise Afyon'da (32.5 MW) yer almaktadır.

2024 itibarıyla son 12 aylık dönemde şirketin toplam üretiminin %48'i JES'lerden sağlanmış olup, bu tesislerin son üç yıldaki (2020–2022) ortalama kapasite faktörü %102 olarak gerçekleşmiştir. Diğer taraftan, üretimin %47,5'i RES'lerden sağlanmış ve bu tesislerin ortalama kapasite faktörü %28 olmuştur. Kalan %4,4'lük üretim ise HES'lerden elde edilmiş ve bu tesislerin kapasite faktörü %27 seviyesinde gerçekleşmiştir. RES ve JES'lerin üretimdeki önemli payı, şirketin üretim öngörülebilirliğini artırmaktadır.

Mogan, üretim bazında Türkiye'nin en büyük jeotermal enerji üreticisi olup, kurulu kapasite açısından ise ikinci sırada yer almaktadır. Jeotermal santrallerin son yıllarda %100'ün üzerinde kapasite faktörüne ulaşması, yüksek kullanılabilirlik oranlarına, optimize bakım uygulamalarına ve ileri teknoloji ekipman kullanımına dayanmaktadır. Son dört yılda jeotermal santrallerin ortalama kullanılabilirlik oranı %99,3 seviyesinde olmuştur.

USD bazlı YEKDEM satışları döviz kuru riskini sınırlıyor. Şirket gelirlerinin önemli bir kısmı, EPİAŞ üzerinden YEKDEM mekanizması kapsamında USD bazlı satışlardan elde edilmektedir. 2024 yılında YEKDEM satışları, toplam gelirin %72'sini oluşturmuştur. 2024 itibarıyla şirketin ağırlıklı ortalama kalan YEKDEM süresi 2,27 yıl olarak hesaplanmıştır. Aynı zamanda şirketin borçlarının da %83'ü dolar cinsinden ve kalan %17'si ise euro cinsinden borçlardır. Bu sebeple şirket riskten korunma muhasebesi uygulamakta (kur farkı giderleri realize olana kadar özsermaye altında takip edilmekte). 31 Mart 2025 tarihi itibarıyla riskten korunma rasyosu %108, riskten korunma etkinliği ise %92 olarak hesaplanmış ve aynı bilanço içerisinde borçların ağırlıklı ortalama süresi 2.33 seviyesinde gözlemlenmiştir. YEKDEM fiyatları rüzgar ve hidroelektrik santraller için 73 \$/MWs, jeotermal santraller için ise 105 \$/MWh seviyesindedir (yerli katkı payıyla sırasıyla 94\$/MWs ve 125\$/MWs). Halihazırda toplam kapasitesi 270,4 MW olan 3 santral (2 RES ve 1 JES) yerli ekipman teşviklerinden faydalanmakta olup, bu teşviklerin ise 2024–2026 yılları arasında sona ermesi beklenmekte. Böylelikle bir süre daha şirketin döviz riskinin sınırlı kalmasını bekliyoruz.

Güçlü ve öngörülebilir nakit akışları, önümüzdeki yıllarda borçların azaltılmasını sağlayacak. 2024 itibarıyla şirketin net borcu 827 milyon \$ seviyesindedir. 2024 yılı için konsolide FAVÖK 202 milyon \$ olup, şirketin net borç/FAVÖK oranı 4,1x seviyesinde hesaplanmaktadır. Şirketin borçlarının ortalama vadesi yaklaşık beş yıl olarak gerçekleşmiştir. Sermaye harcamaları ve işletme sermayesi için sınırlı nakit çıkışları göz önüne alındığında, şirketin borçlarını 4–5 yıl içinde tamamen ödemesi beklenmektedir. Önümüzdeki 2–3 yıl boyunca azalan kaldıraç ile şirket, enerji sektöründe yatırım fırsatlarını değerlendirme açısından daha güçlü bir pozisyona sahip olacaktır.

Şirketin 1.058 MW kurulu kapasitesine ek olarak, yeni kapasite projeleri üzerinde çalışılmaktadır. Bu projeler arasında, şirketin %40 ortaklık payına sahip olduğu bir konsorsiyum tarafından üstlenilen Arnavutluk'taki 75 MW'lık bir RES projesi yer almaktadır. Arnavutluk projesinin 2027 yılında faaliyete geçmesi beklenmektedir. Şirketin 32,5 MW'lık Kocatepe Hibrit GES projesi, Ocak 2025'te elektrik üretmeye başlamıştır böylelikle toplam kurulu güç 1.058 MW'a ulaşmıştır.

Karbon piyasası uzun vadede önemli potansiyel sunuyor.

Türkiye’de karbon sertifikası satışları halen gönüllü piyasalarda yapılmakta olup, satış fiyatları 4–5 \$/ton seviyelerinde seyretmektedir. Ancak 2026 yılına kadar bir emisyon ticaret sistemi kurulması için gerekli adımların atılması beklenmektedir. Bu sistemin devreye girmesiyle daha yüksek fiyat seviyelerine ulaşılabilir. Karbon piyasasına yönelik ileriye dönük fiyat tahminimiz bulunmadığından, karbon satışlarından kaynaklanan gelirler değerlemelerimize önemli bir katkı sağlamıyor. Bununla birlikte, karbon sertifikası fiyatlarının Avrupa’da düzenli piyasalarda 70–80 \$/ton civarında olduğunu hatırlatmak isteriz. Eğer tüm santraller karbon sertifikası üretebilirse, 2026 yılı kapasitesi ve potansiyel yüksek fiyatlar değerlememiz açısından yukarı yönlü bir risk teşkil etmektedir.

RİSKLER

Mevcut durumda şirketin satışlarının yaklaşık %72’si Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması (YEKDEM) kapsamında garantili fiyat ve alımlarla gerçekleştirilmektedir. 2024 itibarıyla şirketin ağırlıklı ortalama kalan YEKDEM süresinin 2,27 yıl olduğu göz önüne alındığında, bu süre sona erdiğinde şirket elektriğini spot piyasada satmak zorunda kalacaktır. Bu nedenle, orta ve uzun vadede elektrik arz ve talebindeki gelişmeler ve bunun sonucunda spot piyasa fiyatlarının tahminlerimizin altında kalması, değerlememiz için önemli bir aşağı yönlü risk oluşturmaktadır. Baz senaryomuzda, santraller için lisans dönemi boyunca 73 \$/MWh sabit spot piyasa elektrik satış fiyatı varsayılmıştır.

Benzer şekilde, şirketin yıllık üretim hacimlerinin beklentilerimizin altında kalması da değerlendirme ve tahminlerimiz için risk oluşturmaktadır. Santrallerin tam yıl çalıştığı dönemlere ait tarihsel veriler, JES için 2.002 GWh, HES için 172 GWh ve RES için 1.770 GWh olmak üzere toplam 3.944 GWh yıllık ortalama üretim seviyelerine işaret etmektedir. Olumsuz iklim koşulları, beklenmedik kesintiler veya diğer üretim aksaklıkları, üretim ve satış tahminlerimiz üzerinde aşağı yönlü riskler oluşturabilir.

Başta şebeke bağlantı ücretleri olmak üzere işletme maliyetlerinde beklenenden daha yüksek artışlar tahminleri etkileyebilir. İşletme giderlerinin önemli bir bölümünü oluşturan şebeke bağlantı ücretleri 2025 varsayımlarımızda toplam maliyetlerin %13’ünü oluşturmaktadır. Önümüzdeki dönemlerde enflasyonun üzerinde artışların gerçekleşmesi tahminlerimiz üzerinde risk oluşturabilir.

Yüksek döviz borcu ve birikmiş kur zararları kısa ve orta vadede temettü dağıtımını sınırlıyor. Özellikle vergi bilançolarındaki yüksek döviz cinsinden borçlar nedeniyle kur farklarından kaynaklanan birikmiş zararlar, şirketin kısa ve orta vadede temettü dağıtımının önünde bir engel teşkil etmektedir. Ayrıca, geliştirilmekte olan toplam 75 MW kapasiteli yeni proje, şirketin 1.058 MW’lık mevcut toplam kapasitesine kıyasla nispeten küçüktür.

Jeotermal santrallerin ruhsatlarının yenilenmemesi üretim tahminlerini etkileyebilir. Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu ve Uygulama Yönetmeliği’ne göre, işletme ruhsatı süresi otuz yıldır. Süre sonunda ruhsat sahibinin talep etmesi durumunda onar yıllık dönemler halinde uzatılır. Bu kapsamda, tahmin dönemimiz boyunca, jeotermal santrallerin süresi dolan ruhsatlarının, yeraltı su rezervlerinin bolluğu göz önünde bulundurularak yenilenmeye uygun oldukları için 10 yıllık bir süre için daha yenileneceğini varsaydık. Bu lisansların yenilenmemesi, gelecekteki üretim tahminlerimiz üzerinde aşağı yönlü bir risk oluşturabilir ve hedef fiyatımızda %14’lük bir düşüşe yol açabilir.

DEĞERLEME

Tablo 1: Temel Varsayımlar

US\$ mn	2025T	2026T	2027T	2028T	2029T	...	2042T	2043T	2044T	2045T	...	2051T	2052T	2053T	2054T	...	2057T	2058T	2059T	2060T	...	2065E	2066E	2067E	2068E
Makro Göstergeler																									
GSYİH Büyümesi, %	3.0%	4.0%	4.5%	4.0%	4.0%		3.0%	3.0%	3.0%	2.5%		2.5%	2.5%	2.5%	2.5%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
TÜFE yıl sonu, %	30.0%	19.5%	17.0%	17.0%	15.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
TÜFE ortalama, %	34.3%	22.9%	18.3%	17.0%	16.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%		10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
USD/TRY yıl sonu	44.1	51.5	59.3	68.2	76.7		242.5	261.9	282.9	305.5		484.8	523.6	565.5	610.7		769.3	830.9	897.3	969.1		1424.0	1424.0	1424.0	1424.0
USD/TRY ortalama	39.7	47.7	55.4	63.7	72.4		233.5	252.2	272.4	294.2		466.9	504.2	544.5	588.1		740.8	800.1	864.1	933.2		1371.2	1371.2	1371.2	1371.2
Elektrik Fiyatı	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0		73.0	73.0	73.0	73.0		73.0	73.0	73.0	73.0		73.0	73.0	73.0	73.0		73.0	73.0	73.0	73.0
AOSM	10.7%	10.4%	9.6%	9.5%	9.5%		9.0%	9.0%	9.0%	9.0%		9.0%	9.0%	9.0%	9.0%		9.0%	9.0%	9.0%	9.0%		9.0%	9.0%	9.0%	9.0%
Risksiz Getiri Oranı	8%	8%	8%	8%	7%		7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%
Risk Primi	6%	6%	6%	6%	6%		6%	6%	6%	6%		6%	6%	6%	6%		6%	6%	6%	6%		6%	6%	6%	6%
Beta	1.2	1.2	0.9	0.9	0.9		0.9	0.9	0.9	0.9		0.9	0.9	0.9	0.9		0.9	0.9	0.9	0.9		0.9	0.9	0.9	0.9
Özsermaye Maliyeti	15%	15%	13%	13%	13%		12%	12%	12%	12%		12%	12%	12%	12%		12%	12%	12%	12%		12%	12%	12%	12%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	8%	7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%		7%	7%	7%	7%
Borç / (Borç+Özsermaye)	60%	60%	60%	60%	60%		60%	60%	60%	60%		60%	60%	60%	60%		60%	60%	60%	60%		60%	60%	60%	60%
Kurulu Güç (MW)	1,058	1,074	1,170	1,188	1,224		1,224	1,224	1,224	1,224		1,224	1,224	1,224	1,224		1,084	1,048	1,048	1,048		314	314	314	314
RES	684	700	796	796	796		796	796	796	796		796	796	796	796		738	702	702	702		0	0	0	0
JES	260	260	260	278	314		314	314	314	314		314	314	314	314		314	314	314	314		314	314	314	314
HES	81	81	81	81	81		81	81	81	81		81	81	81	81		0	0	0	0		0	0	0	0
GES*	33	33	33	33	33		33	33	33	33		33	33	33	33		33	33	33	33		33	33	33	33
Toplam Üretim (MWh)	3,708	3,757	4,044	4,193	4,492		4,492	4,492	4,492	4,492		4,492	4,492	4,492	4,492		4,165	4,073	4,073	4,073		2,297	2,297	2,297	2,297
RES	1,694	1,744	2,030	2,030	2,030		2,030	2,030	2,030	2,030		2,030	2,030	2,030	2,030		1,868	1,775	1,775	1,775		0	0	0	0
JES	1,850	1,850	1,850	1,999	2,297		2,297	2,297	2,297	2,297		2,297	2,297	2,297	2,297		2,297	2,297	2,297	2,297		2,297	2,297	2,297	2,297
HES	164	164	164	164	164		164	164	164	164		164	164	164	164		0	0	0	0		0	0	0	0

*Kocatepe RES projesine 32.5 MW Hibrit GES eklentisini içerir. Üretim rakamları, şebekeye kayıtlı Kocatepe RES'e dahil olduğu için RES sütununa dahil edilmiştir.

USD cinsinden indirgenmiş nakit akışı yaklaşımını kullanarak Mogan için 15,96TL hedef fiyata ulaşıyoruz. Bu değerlendirme, güçlü kapasite kullanımı ve uzun vadeli gelir görünürlüğü ile desteklenen %85'lik yukarı yönlü potansiyele işaret etmektedir.

Modelimizde uzun vadeli elektrik satış fiyatının 73\$/MWs olduğu varsayılmıştır. Şirket, Ocak 2025 itibarıyla 1.058 MW kurulu güç ile faaliyet göstermektedir. Ayrıca, Mogan'ın kapasite artışı, şirketin %40 hissesine sahip olduğu 75 MW'lık Arnavutluk RES'i içermektedir. Bu projenin, öngörülebilir nakit akışları sunan ve şirketin gelir tabanını güçlendiren 74 EUR/MWh tarifeli 15 yıllık bir Elektrik Satın Alma Anlaşması (PPA) kapsamında 2027 yılında faaliyete geçmesi beklenmektedir. Projenin 74 EUR tutarındaki tarifi her yıl olmak üzere, enflasyon oranında artışa tabi tutulacaktır.

Tablo 2: İNA Analizi*

US\$ mn	2025T	2026T	2027T	2028T	2029T	...	2042T	2043T	2044T	2045T	...	2051T	2052T	2053T	2054T	...	2057T	2058T	2059T	2060T	...	2065E	2066E	2067E
Net Satışlar	291	294	297	301	315		305	306	306	306		307	307	308	308		290	282	279	279		190	190	190
FAVÖK	176	179	178	176	178		167	167	167	168		168	169	169	169		155	150	148	148		85	85	85
Vergi	-5	-4	-5	-4	-2		-1	-1	-1	-1		-1	-1	-1	-1		-1	-1	-1	-1		-1	-1	0
Yatırım Harcamaları	-33	-37	-66	-131	-1		-1	-1	-1	-1		-1	-1	-1	-1		-1	-1	-1	-1		-1	-1	-1
Δ İşletme Sermayesi	2	0	1	0	-1		0	0	0	0		0	0	0	0		0	0	0	0		0	0	0
SNA	154	133	86	37	169		160	160	161	161		161	162	162	162		149	143	141	141		78	79	79
İskonto Oranı	1,1	1,2	1,3	1,5	1,6		5,0	5,5	6,0	6,5		10,9	11,9	13,0	14,2		18,4	20,0	21,9	23,8		36,7	40,0	43,7
İNA	139	109	64	25	105		32	29	27	25		15	14	12	11		8	7	6	6		2	2	2
Hedef Fiyat (2025 Yıl Sonu)																								
Şirket Değeri (US\$ mn)	1484																							
Azınlık Payına Göre Düzeltilmiş Net Borç** (US\$ mn)	717																							
Özsermaye Değeri (US\$ mn)	883																							
Ödenmiş Sermaye (# mn)	2440																							
Hedef Fiyat (US\$)	0,4																							
Hedef Fiyat (TRY)	16,0																							

*Rakamlar, şirketin ilgili iştiraklerdeki efektif payı dikkate alınarak sunulmuştur.

**Kaynak: Şirket

Kapasite kullanım varsayımları Mogan'ın geçmiş performansını ve sektör ortalamalarını yansıtmaktadır: JES'ler için %80, RES'ler için %26 ve HES'ler için %23. Bu varsayımlar, sınırlı sermaye harcaması gereksinimleriyle birleştiğinde, Mogan'ı sürdürülebilir büyüme sağlayacak ve tahmin dönemi boyunca finansal kaldıracını iyileştirecek şekilde konumlandırmaktadır.

Tahmin dönemi boyunca, FAVÖK marjının (solo holding hariç) yaklaşık %62 olacağını ve JES'ler için YEKDEM dönemi sona erdikçe marjların kademeli olarak %58'e düşeceğini tahmin ediyoruz. YEKDEM tarifesinde kapsamındaki santrallerin detayları ve ilgili süreleri Şekil 1'de özetlenmiştir. Değerleme modelimiz faaliyetlerin, santrallerin lisans sürelerine paralel şekilde devam edeceğini varsayarken lisans süreleri sonunda muhafazakar bir yaklaşımla tasfiye değeri hesaplamalara dahil edilmemiş olmasına rağmen uygulamada, santrallerin lisans süresi sonunda mevcut işleticilerin, santrallerini işletmelerinin devamına yönelik lisans sürelerinin uzatıldığı gözlenmektedir ve değerlememiz için yukarı yönlü bir risk oluşturmaktadır.

Temel İşletme Varsayımları

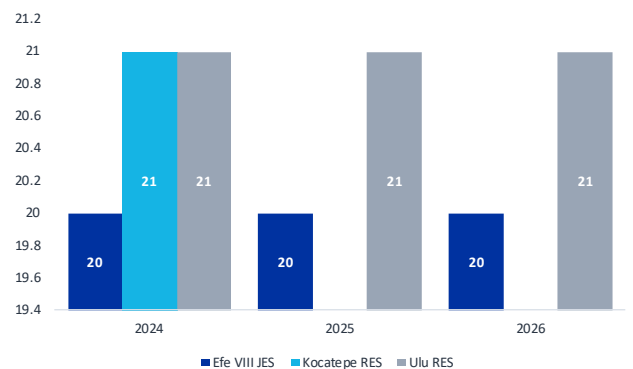
- **Bakım ve Onarım Maliyetleri:** Ortalamada JES'ler için **32,7 \$/MWh**, RES'ler için **7,9 \$/MWh** ve HES'ler için **1,5 \$/MWh** olarak varsayılmıştır.
- **İletim Tarifesi:** Mevcut tarifeleri dolara paralel büyümektedir.
- **İşletme Giderleri (Op-Ex):** Toplam satışların yaklaşık **%1-1,5'i** olarak tahmin edilmektedir.
- **Yatırımlar:** 75 MW'lık Arnavutluk RES'in **90 milyon \$** yatırım harcaması gerekeceğini öngörüyoruz. Yeni yapılacak JES yatırımları için ise MW başına **4 milyon \$** varsaydık.
- **Borç Maliyeti:** Risksiz getiri oranının **2,25 puan** üzerinde varsaydık.
- **Kurumlar vergisi** oranını yerel operasyonlar için %25, Arnavutluk operasyonları için %15 olması beklenmektedir.
- **Sermaye Yapısı:** Borç oranının **%60** olacağı ve borç maliyetinin risksiz faiz oranının 100 baz puan üzerinde olacağını varsaydık.
- **Beta:** Şirketin borçluluk oranını yansıtabilecek şekilde 2026 yılına kadar kaldıraçlı betayı 1.2 seviyesinde belirledik ve 2026 sonrasında düşen borçluluğu yansıtmak amacıyla betayı 0.9 olarak baz aldık.

Bu varsayımlara dayanarak, 2025 sonu için **1,484 milyon dolarlık bir firma değeri** elde ediyoruz. Azınlık payı düzeltilmiş net borç 717 milyon \$ düştükten sonra, **özsermaye değeri 883 milyon \$** olarak hesaplanmaktadır ve bu da **hisse başına 15,96 TL**'lik bir fiyata tekabül etmekte olup, **%85 oranında bir yukarı yönlü potansiyel** anlamına gelmektedir.

Şekil 1: YEKDEM Satış Fiyatı (\$/MWs) ve Süreleri

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RES								
Kaniye	73	73						
Zeliha	73	73	73					
Fatma	73	73	73					
Kocatepe	73	73	73	73	73	73		
Ulu	73	73	73	73	73	73	73	73
JES								
Efe I-II-III-IV	105							
Efe VI	105	105	105	105				
Efe VII	105	105	105	105	105			
Efe VIII	105	105	105	105	105	105	105	105
HES								
Çermikler	73							

Şekil 2: Yerel Bileşen Teşvikleri (\$/MWs)

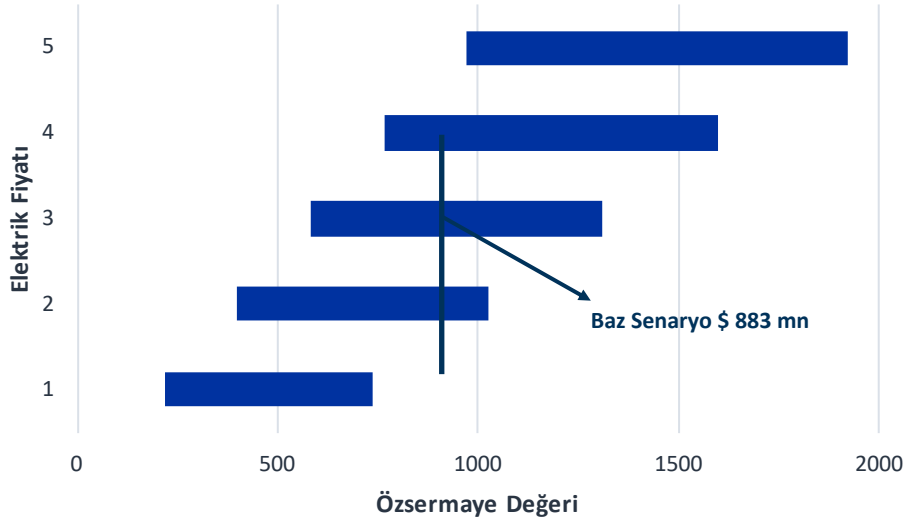


Hassasiyet Analizi

Hassasiyet analizi, AOSM'yi etkileyen elektrik fiyatlarının ve makroekonomik koşulların izlenmesinin önemini vurgulamaktadır. Mogan'ın değerlemesi özellikle YEKDEM dönemi sona erdikten sonraki fiyat hareketlerine maruz kalmaktadır.

Duyarlılık analizimiz, elektrik fiyatlarındaki %10'luk bir değişimin, diğer tüm faktörler sabit tutulduğunda, özkaynak değerinde %15-25'lik bir değişime yol açacağını göstermektedir. Ayrıca, AOSM'deki ± 2 'lik bir değişimin değerlendirme üzerindeki etkisi analiz edilmiştir. Detaylı sonuçlar Şekil 3'te verilmiştir.

Şekil 3: Elektrik Fiyatları ve AOSM'de -%2 ile %2 Arasında Değişimlere Hassasiyet

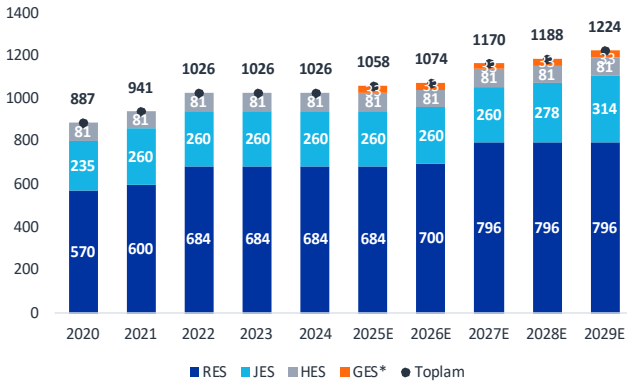


	59	66	73	80	88
-2%	736	1025	1312	1598	1924
-1%	569	824	1078	1330	1618
0%	431	658	883	1108	1364
1%	315	518	720	922	1151
2%	216	400	583	765	972

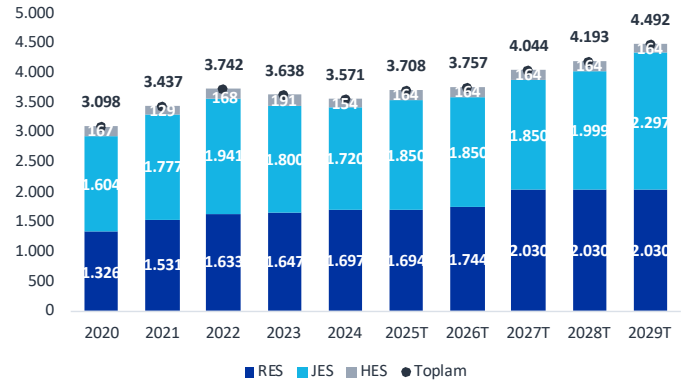
Emsal Karşılaştırması

	Ağırlıklı Ortalama YEKDEM	Kapasite Artışı MW (5 Yıl)	Net Borç/FAVÖK Son 12 Ay	F/K Son 12 Ay	FD/FAVÖK Son 12 Ay	FD/Satışlar Son 12 Ay	PD/DD Son 12 Ay	Üretim Kompozisyonu							
								GES	RES	HES	JES	BIO	DGAZ	FUEL	LİNYİT
GWIND	3.0	728.0	0.7	17.4	8.5	5.8	1.1	24%	76%						
ZOREN	0.5	181.2	7.0	1.5	9.8	2.1	0.2	0.2%	19%	12%	31%		38%		
AYDEM	2.2	713.0	4.2	a.d.	a.d.	4.1	0.4	7%	20%	72%	1%				
AKFYE	3.5	503.0	3.0	4.0	9.9	5.3	0.5	17%	50%	33%					
AKSEN	a.d.	1275.0	3.5	8.6	8.1	2.0	0.9						63%	25%	12%
AKENR	a.d.	198.0	9.3	a.d.	13.6	1.0	0.6		2%	24%			74%		
ENTRA	1.2	681.0	3.9	a.d.	a.d.	10.6	0.9			100%					
MOGAN	2.3	199.0	4.1	a.d.	7.4	4.0	0.3	3%	65%	8%	24%				
Ortalama	2.1	611.3	4.5	7.9	9.6	4.4	0.7								
Medyan	2.2	681.0	3.9	6.3	9.8	4.1	0.6								

Şekil 4: Kurulu Güç (MW)



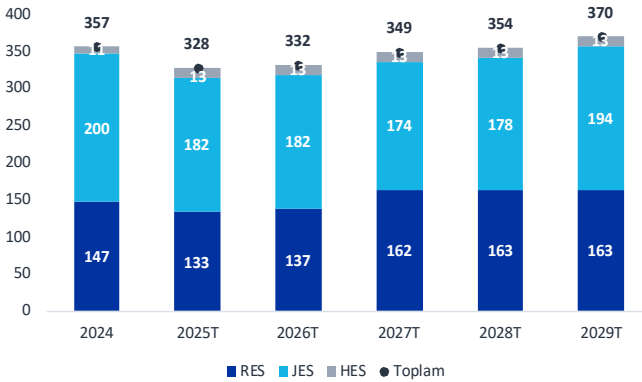
Şekil 5: Toplam Üretim (MWs)



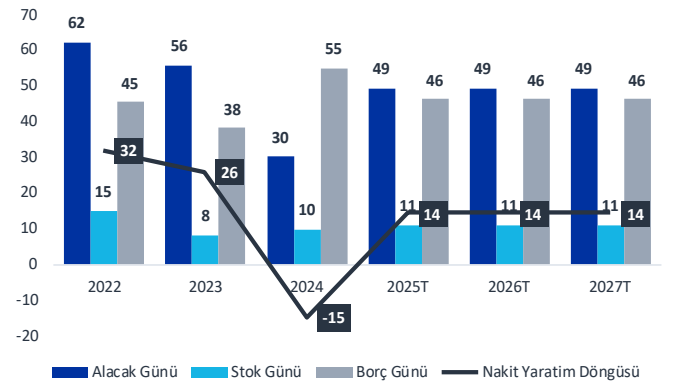
*Kocatepe RES projesine 32.5 MW Hibrit GES eklentisini içerir. Üretim rakamları, şebekeye kayıtlı Kocatepe RES'e dahil olduğu için RES sütununa dahil edilmiştir.

Öngörülen kapasite artışları, Mogan'ın %40 hisseye sahip olduğu 75 MW'lık Arnavutluk yatırımı, 32,5 MW'lık Kocatepe hibrit GES yatırımı, 36,6 MW'lık RES kapasite artışı ve 54 MW'lık JES yatırımından gelecek. Hibrit GES projesi 2025 yılı Ocak ayında elektrik üretmeye başlamıştır. 2026 yılında Kanije RES'te 16 MW'lık kapasite artışı planlanmaktadır. Fatma RES (10 MW) ve Zeliha RES'in (10,6 MW) kapasite artışları ise 2027 yılı için planlanmaktadır. Arnavutluk RES projesinin 2027 yılında faaliyete geçmesi beklenmektedir. 2028 yılında 18 MW'lık, 2029 yılında ise 36 MW'lık JES yatırımının devreye alınması planlanmaktadır. Böylelikle 2029 itibarıyla Şirket'in toplam kurulu gücünün 1.224 MW'a yükselmesi bekleniyor.

Şekil 6: Santral Hasılatı (Solo Holding Hariç)



Şekil 7: Nakit Yaratım Döngüsü



Mogan'ın üretim portföyü ağırlıklı olarak jeotermal (JES'ler) ve rüzgar santrallerinden (RES'ler) oluşmaktadır ve bunlar birlikte şirketin kurulu gücünün %89'unu oluşturmaktadır.

Kapasite ve üretimin bir miktar artması beklense de, ilgili santraller için YEKDEM tarifelerinin sona ermesi gelirlerde aşağı yönlü baskı yaratacak iken ek kapasitelerle bu durumun toparlanmasını bekliyoruz. 2025 yılından sonra, şu anda 105\$/MWh'lık YEKDEM tarifesiyle yararlanan Efe I-II-III-IV JES'ler gibi önemli varlıklar tahminimiz olan 73\$/MWh'lık piyasa fiyatına geçecektir. Mogan'ın mevcut portföyüne bakıldığında, 2031 yılından sonra Mogan'ın hiçbir santrali mevcut YEKDEM tarifesi kapsamında elektrik satmayacaktır (bkz. Şekil 1).

2024 yılında gelirin büyük kısmının JES'lerden (yaklaşık %56) ve ardından RES'lerden (yaklaşık %41) kaynaklanması beklenmektedir. RES'lerin daha yüksek kurulu kapasitesine rağmen, JES'ler daha yüksek kapasite faktörleri ve emre amadelik oranlarından yararlanarak daha yüksek toplam üretim sağlamaktadır. HES'ler, kurulu kapasitenin yalnızca %8'ini temsil ederek Mogan'ın portföyünde daha küçük bir paya sahiptir. HES'ler kuru iklim koşullarıyla ilişkili risklere maruz kalsa da, sınırlı katkıları

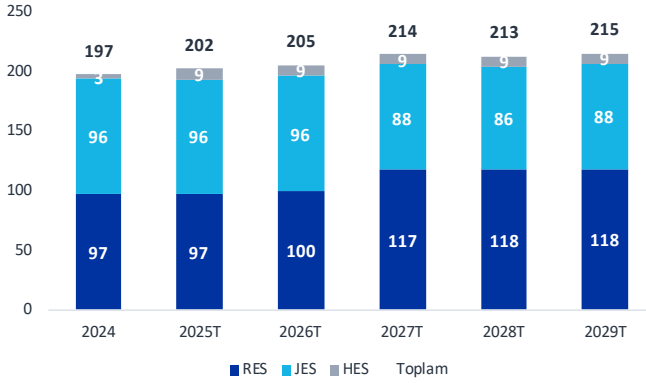
Mogan Enerji

bu tür risklerden minimum finansal etki anlamına gelmektedir.

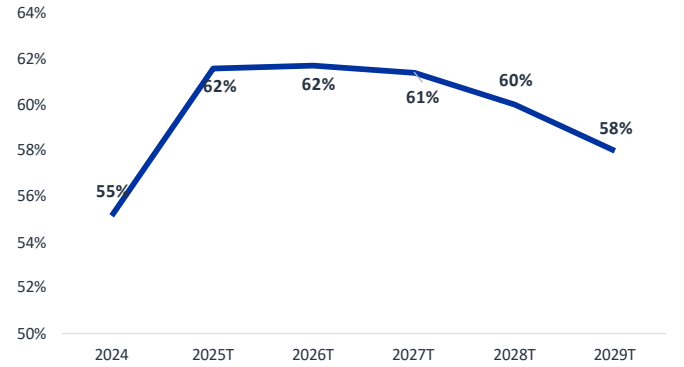
Hem JES'ler hem de RES'ler, tutarlı üretim özellikleri nedeniyle doğası gereği istikrarlı ve öngörülebilir gelir akışları sunar.

Mogan'ın nakit dönüşüm döngüsü, elektrik satış işinin verimli doğasını yansıtacak şekilde tarihsel olarak ortalama 29 gün olmuştur. Bu kısa döngü, şirketin operasyonel ve finansal istikrarını daha da destekleyen istikrarlı bir nakit üretim profiline işaret etmektedir.

Şekil 8: Santral FAVÖK (Solo Holding Hariç)

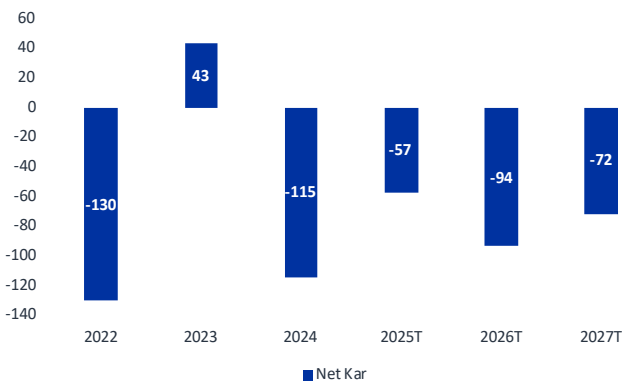


Şekil 9: FAVÖK Marjı (Solo Holding Hariç)

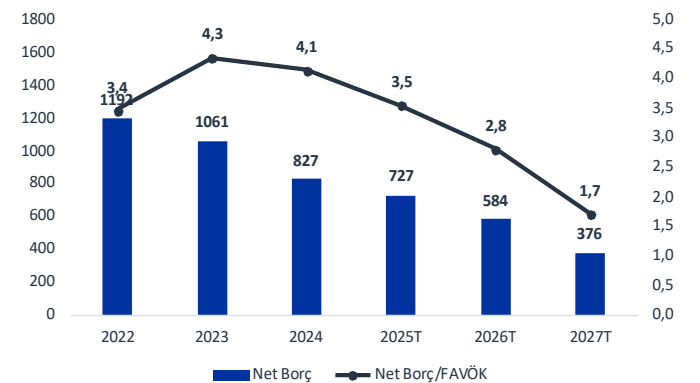


2025'te HES ve JES'te iklimsel koşulların iyileşmesiyle marjların toparlayacağını fakat 2027 yılında YEKDEM tarifelerinin sona ermeye başlamasıyla FAVÖK ve FAVÖK marjlarının (solo holding hariç) düşmesi bekliyoruz. YEKDEM tarifesini (105\$/MWh) ile bizim tahminimiz piyasa fiyatı (73\$/MWh) arasındaki önemli fark göz önüne alındığında, bu etki özellikle JES'ler için belirgin olacaktır. Bakım ve onarım maliyetleri JES'ler için 32,7 \$/MWh, RES'ler için 7,9 \$/MWh ve HES'ler için 1,5 \$/MWh olarak varsayılmıştır. Sonuç olarak, genel FAVÖK marjının %62 seviyesinde seyredeceğini tahmin ediyoruz. 2027'den itibaren YEKDEM sürelerinin bitmeye başlamasından sonra, ek kapasitelerin marjın desteklenmesinde önemli rol oynayacağını öngörüyoruz.

Şekil 10: Konsolide Net Kar



Şekil 11: Net Borç/FAVÖK

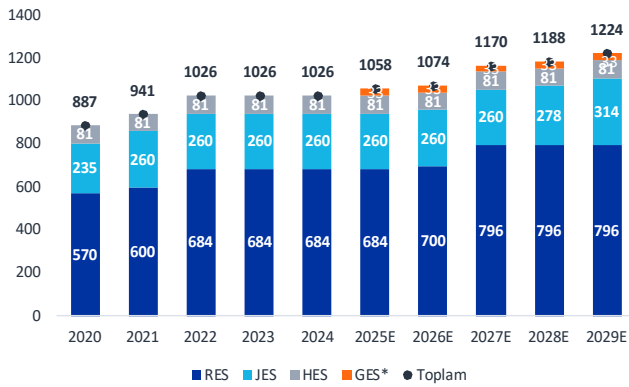


Görece azalan JES marjına rağmen, güçlü nakit üretimi yüksek kârlılık ve kısa nakit dönüşüm döngüsü ile desteklenmektedir. Ancak, şirketin yüksek net borcu nedeniyle, yaratılan nakdin büyük kısmı borç geri ödemelerine tahsis edilecek ve kaldıraç yakın vadede net kar üzerinde kalıcı bir baskı oluşturacaktır. Mogan'ın net borç/FAVÖK oranının, sınırlı sermaye harcamaları ve tahmin dönemi boyunca temettü ödemelerinin olmamasıyla desteklenerek 2027 yılına kadar 1,6x gibi daha sağlıklı bir seviyeye geleceğini tahmin ediyoruz.

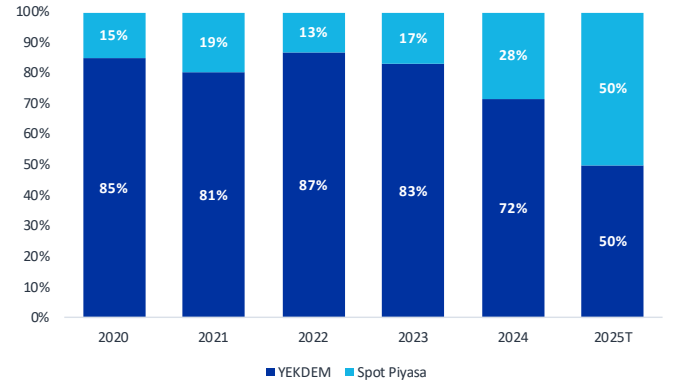
ŞİRKET ÖZETİ

İdris Yamantürk tarafından 1980 yılında kurulan Mogan Enerji Yatırım Holding A.Ş., yenilenebilir enerjiye odaklanan lider bir Türk enerji yatırım şirketi konumundadır. Şirket, Türkiye genelinde toplam 1.058 MW kurulu güce sahip 22 yenilenebilir enerji santralinden oluşan geniş bir portföyü yönetmektedir. Bu portföy rüzgar (684,25 MW), jeotermal (259,9 MW), hidroelektrik (81,37 MW) ve güneş (32,5 MW) enerji alanlarında önemli varlıklar içermektedir. Mogan'ın jeotermal kapasitesi özellikle önemlidir; Türkiye'nin üretim bakımından en büyük jeotermal tesisine sahiptir ve tek başına şirketin toplam yıllık enerji üretiminin yarısına yakınına sağlamaktadır.

Şekil 12: Kapasite Dağılımı



Şekil 13: YEKDEM Oranı

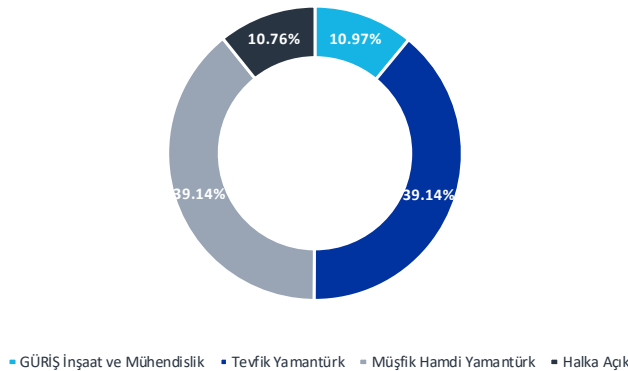


Kaynak: Şirket. *Şekil 4

Kaynak: Şirket

Yenilenebilir enerjiye olan bağlılığının bir parçası olarak Mogan, fiyat dalgalanmalarına maruz kalmayı azaltmaya yardımcı olan ve istikrarlı, üretime dayalı gelirler sağlayan YEKDEM (tarife garantisi) mekanizması aracılığıyla EPIAŞ piyasasından yararlanmaktadır. Her biri belirli yenilenebilir enerji projelerine göre uyarlanmış 13 özel SPV aracılığıyla faaliyet gösteren Mogan, Türkiye'nin hızla gelişen enerji sektöründeki verimliliğini ve büyüme potansiyelini en üst düzeye çıkarmaktadır. Mogan'ın sürdürülebilir büyüme yaklaşımı, 2025 Ocak ayında devreye alınan 32,5 MW'lık Hibrit GES projesi, BRD Sh.p.k. ve Gürış İnşaat ile işbirliği içinde 74,88 MW'lık bir tesisin geliştirilmekte olduğu Arnavutluk'ta devam eden uluslararası rüzgar projesi, 50 MW'lık JES projesi ve RES'lerde yapılması planlanan 36,6 MW'lık kapasite artışlarıyla desteklenmektedir.

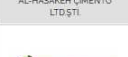
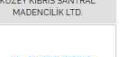
Şekil 14: MOGAN Ortaklık Yapısı



Kaynak: Şirket

Sahiplik yapısı aşağıdaki gibidir: Gürış İnşaat ve Mühendislik A.Ş. şirketin %10,967'sine, Müşfik Hamdi Yamantürk %39,135'ine ve Tevfik Yamantürk %39,135'ine sahiptir. Kalan %10,763'lük kısım ise halka açıktır.

Şekil 15: GÜRİŞ Grup Şirketler

GÜRİŞ HOLDİNG A.Ş.	ÇELİK HOLDİNG A.Ş.	GÜRİŞ MAKİNA ve MONTAJ SANAYİ A.Ş.	GÜRİŞ İNŞAAT ve MÜHENDİSLİK A.Ş.	GÜRİŞ İŞ MAKİNALARI ENDÜSTRİ A.Ş.	PARSAN MAKİNA PARÇALARI SAN. A.Ş.
					
DÖKTAŞ DÖKÜMÜLÜK TİCARET VE SAN. A.Ş.	OMTAŞ OTOMOTİV SANAYİ VE TİCARET A.Ş.	ASIL ÇELİK SANAYİ VE TİCARET A.Ş.	BORDO ELKİ ENERJİSİ TOPTAN SATIŞ A.Ş.	EOLOS RÜZGAR ENERJİSİ ÜRETİM A.Ş.	OLGU ENERJİ YATIRIM ÜRETİM ve TİC. A.Ş.
					
BELLEN ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	MOGAN TARIM A.Ş.	DERNE TEMİZ ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	POKUT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	GİMAK ENERJİ ÜRETİM LTD. ŞİRKETİ	KAÇKAR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.
					
MİRAGE PARK OTELCİLİK A.Ş.	MOGAN ENERJİ YATIRIM HOLDİNG A.Ş.	MOGAN HAVACILIK A.Ş.	ORTAN DOĞALGAZ A.Ş.	GÜRMAT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	SANTRAL MADENCİLİK A.Ş.
					
AL-HASAKEH ÇİMENTO LTD.ŞTİ.	GÜRİŞ RAKKA ÇİMENTO ŞİRKETİ	DUMLUPINAR SAĞLIK HİZMETLERİ A.Ş.	OVID WIND LLC	AIR ENERGY SH.P.K.	KUZAY KIBRIS SANTRAL MADENCİLİK LTD.
					
GÜRENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM LTD. ŞTİ.					
					

Kaynak: Şirket

GÜRİŞ Grup

Gürış Grubu, 1958 yılında kurulmuş olup inşaat, imalat, madencilik, sağlık, turizm ve enerji gibi çeşitli sektörlerde çeşitlendirilmiş varlığıyla Türkiye'nin en önde gelen holdinglerinden biridir. Grup, özellikle yenilenebilir enerji yatırımlarına odaklanan bir iştiraki olan Mogan Enerji Yatırım Holding A.Ş. aracılığıyla kilit rol oynadığı enerji sektöründe etkilidir. Gürış, toplam 1.167 MW kurulu güce sahip 28 rüzgar enerjisi santralinden oluşan etkileyici portföyü ile Türkiye'nin en büyük rüzgar enerjisi ve jeotermal enerji yatırımcılarından biri olarak tanınmakta ve ülkenin yenilenebilir enerji girişimlerine önemli ölçüde katkıda bulunmaktadır.

Grup, sanayi sektöründe Parsan Makina Parçaları Sanayi A.Ş., Omtaş Otomotiv Transmisyon Aksamı Sanayi ve Ticaret A.Ş., Döktaş Dökümcülük Ticaret ve Sanayi A.Ş., Gürış İş Makinaları Endüstri A.Ş. ve Asil Çelik Sanayi ve Ticaret A.Ş. gibi makine imalatı, çelik üretimi, demir ve alüminyum döküm, dövme ve işlenmiş parça alanlarında faaliyet gösteren çeşitli şirketlere sahiptir. Gürış İnşaat ve Mühendislik A.Ş.'nin liderlik ettiği grubun inşaat faaliyetleri, Türkiye'nin yanı sıra Orta Doğu, Orta Asya ve Kuzey Afrika'daki projeleri kapsamaktadır. Bu projeler altyapı, konut projeleri, otoyollar ve jeotermal, termal ve rüzgar enerjisi tesisleri de dahil olmak üzere enerji santrallerini kapsamaktadır.

Sağlık alanında da önemli bir oyuncu olan Gürış, Dumlupınar Sağlık Hizmetleri A.Ş. aracılığıyla Kütahya Şehir Hastanesi gibi büyük projelere yatırım yapmış ve kamu-özel sektör ortaklıklarına odaklanmıştır. Turizm alanında Mirage Park Otelcilik A.Ş. aracılığıyla Antalya'da Mirage Park Resort Hotel'i işleten grup, özel havacılık hizmetleri sunan Mogan Özel Havacılık A.Ş. ile birlikte faaliyet göstermektedir. Madencilik alanında ise Santral Madencilik A.Ş. ve Kuzey Kıbrıs Santral Madencilik Ltd. şirketlerini işleten grup, sektördeki ayak izini genişletiyor.

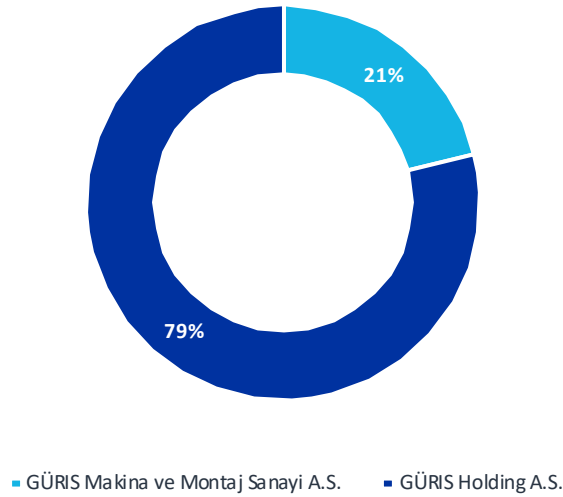
GÜRİŞ İNŞAAT ve MÜHENDİSLİK A.Ş.

Gürüş İnşaat ve Mühendislik A.Ş., 1958 yılında Ankara'da kurulmuş olup, Mogan Enerji'nin %10,97 gibi önemli bir hissesine sahiptir. İnşaat ve mühendislik sektörlerinde lider bir oyuncu olan Gürüş İnşaat, hem yurt içinde hem de yurt dışında anahtar teslimi hizmetler sunmaktadır. Gürüş İnşaat, otoyollar, köprüler, viyadükler, tüneller, metro sistemleri, limanlar ve havaalanları dahil olmak üzere çok çeşitli altyapı ve inşaat mühendisliği projelerinde uzmanlaşmıştır. Ayrıca, barajlar, modern sulama sistemleri, bölgesel ve kentsel su ve kanalizasyon sistemleri, atık su arıtma tesisleri ve taşkın koruma sistemleri gibi su yapılarının inşasını gerçekleştirmektedir. Şirket ayrıca petrol ve doğal gaz boru hatları, rafineriler ve termik, hidroelektrik, jeotermal ve rüzgar enerjisi santralleri gibi enerji tesisleri de dahil olmak üzere endüstriyel tesislerin inşasında da yer almaktadır. Gürüş İnşaat ayrıca oteller, hastaneler, okullar, ofis binaları, lüks konutlar, villalar ve toplu konut projeleri de dahil olmak üzere konut ve ticari mülklerin geliştirilmesi ile uğraşmaktadır.

Gürüş İnşaat, faaliyetlerini sanayi, enerji, turizm ve madencilik gibi sektörlerde çeşitlendirmiş, 30'dan fazla iştiraki ve 6.000'den fazla çalışanıyla inşaat, enerji ve üretim alanlarında Türkiye'nin önde gelen firmalarından biri haline gelmiştir. Şirket, Gürüş Grubu'nun enerji portföyünde merkezi bir rol oynamakta ve grubun tüm enerji santrallerinin inşaatı Gürüş İnşaat tarafından gerçekleştirilmektedir.

Şirketin ortaklık yapısı incelendiğinde, ana hissedarlardan Gürüş Makina ve Montaj Sanayi A.Ş.'nin %21, Gürüş Holding A.Ş.'nin ise %79 paya sahip olduğu görülmektedir.

■ Şekil 16: GÜRİŞ İnşaat Ortaklık Yapısı



Kaynak: Şirket

Şekil 917 ÖMŞler, Santraller ve Lisans Bitiş Tarihleri

ÖMŞ	Santraller	Lisans Bitiş Tarihi	Pay %
GÜRMAT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	GALIP HOCA JES	2049*	90%
	EFE 1-2-3-4 JES	2051*	
	EFE 6 JES, EFE 7 JES, EFE 8 JES	2044*	
BELEN ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	BELEN RES	2055	85%
EOLOS RÜZGAR ENERJİSİ ÜRETİM A.Ş.	ŞENKÖY RES	2057	85%
OLGU ENERJİ YATIRIM ÜRETİM VE TİC.A.Ş.	ALBAY ÇİĞİLTEPE RES	2060	85%
DERNE TEMİZ ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	KANİJE RES	2060	80%
	ZELİHA RES	2060	
	FATMA RES	2060	
AYVACIK ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	SEYİT ONBAŞI RES	2056	80%
İZDEM ENERJİ YATIRIM ÜRETİM VE TİC.A.Ş.	KOCATEPE RES	2060	75%
ULU YENİLENEBİLİR ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	ULU RES	2060	80%
GMB RENEWABLE ENERGY INVESTMENTS SHPK	RES		40%
GİMAK ENERJİ ÜRETİM LTD.ŞTİ	ÇEŞMEBAŞI HES	2056	85%
POKUT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	ARPA HES	2057	80%
ESPIYE ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	ESPIYE HES	2056	80%
ÇERMİKLER ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	ÇERMİKLER HES	2058	80%

*Lisanslar her 10 yıllık periyotta yenilenebilir niteliktedir.

Kaynak: Şirket

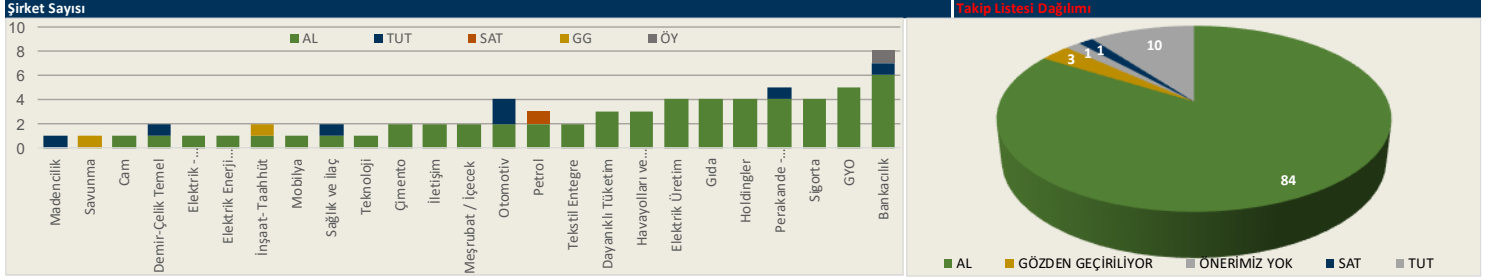
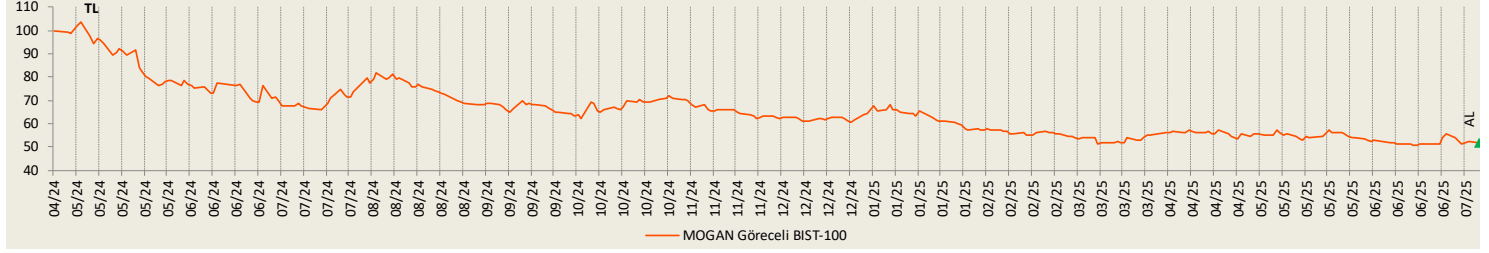
Şekil 18: Santral Lokasyonları



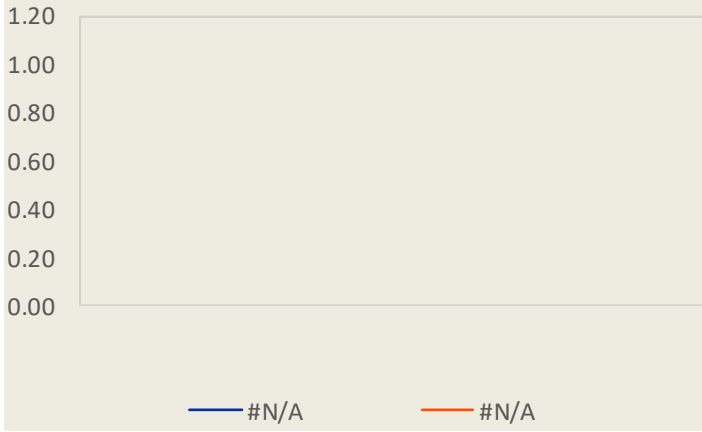
Kaynak: Şirket

Mogan Enerji

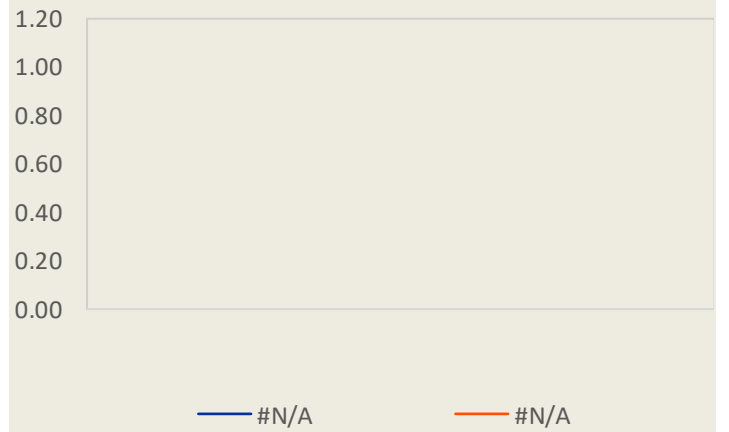
Göreceli Getiri / Öneriler



Tahmini F/K & Gerçekleşen F/K



#N/A

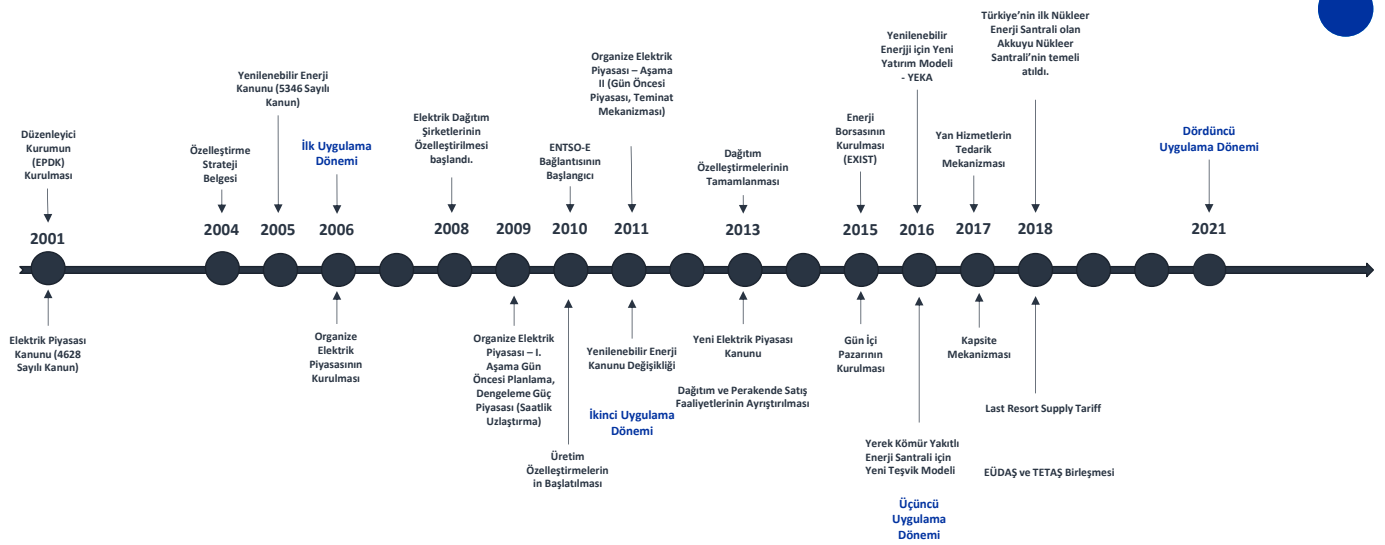


SEKTÖR ÖZETİ

Tarihçe

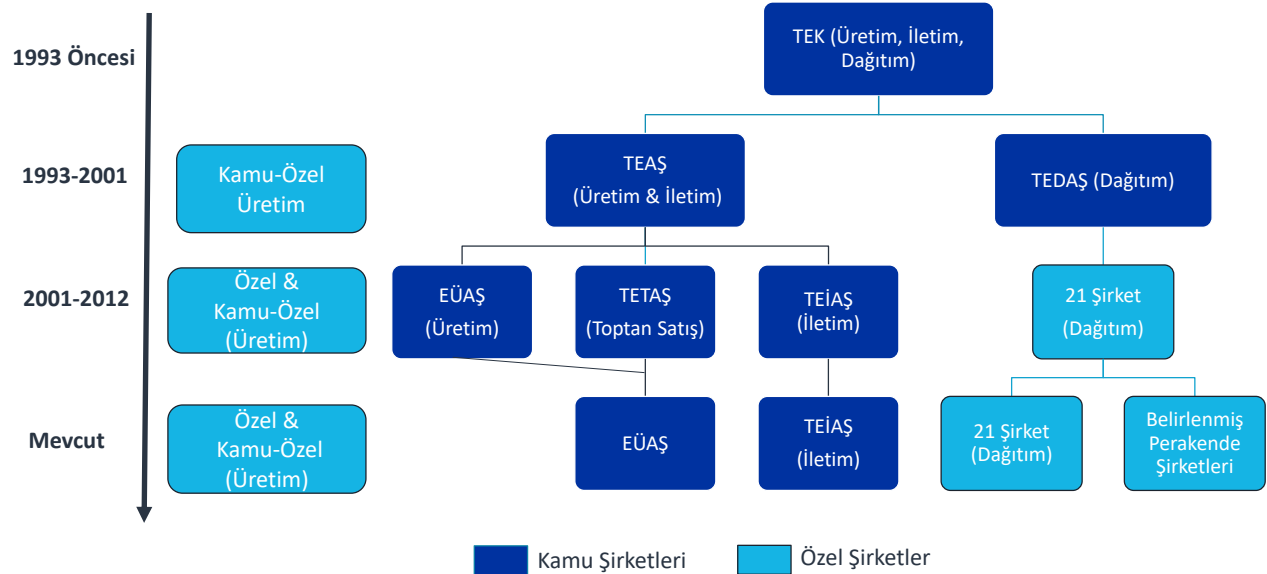
Türkiye’de elektrik piyasaları devlet tarafından temelleri atılmış ve yıllar geçtikçe serbestleştirilmiş bir piyasadır. Fakat doğası gereği sektörde kamu oldukça önemli bir rol oynamaktadır.

EPDK’nin 2001 yılında kurulması ile Türkiye’de enerji sektörünün gelişimi ivme kazanmıştır. 2006 yılında ilk 5 yıllık uygulama dönemi devreye girmiş ve şu anda 2021-2025 4.uygulama döneminde bulunmaktadır.



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

2001 yılından itibaren özelleştirmeler hız kazanmış ve Türkiye’de enerji piyasaları olgunlaşmıştır.



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Piyasa Özeti

Enerji sektörü 5 başlıktan oluşmaktadır.

ÜRETİM

- Enerji üretiminin %75'i özel sektör, %25'i ise devlet tarafından gerçekleştirilir.
- Toplam kurulu kapasite Mart 2024 itibarıyla 107 GW'dir.
- Yenilenebilir enerji ve hidroelektrik enerjinin toplam elektrik üretimindeki payı %42'dir.

İLETİM

- TEİAŞ, iletim sisteminin sahibi ve işletmecisi olan devlet tekelidir.
- Yan hizmetler ve dengeleme güç piyasası, sistem güvenliği ve operasyonlarının bir parçası olarak TEİAŞ tarafından işletilir.

DAĞITIM

- Tamamen serbestleşmiş bir piyasa olarak, ana oyuncular şunlardır: Özel Tedarikçiler, Devlet İştiraki EÜAŞ, Özel Üreticiler, Dağıtım Şirketleri, Büyük Ölçekli Tüketiciler / Otomatik Üreticiler.

TOPTAN SATIŞ

- 21 dağıtım bölgesi bulunmaktadır ve özelleştirme süreci 2013 yılında tamamlanmıştır.
- Her dağıtım şirketi, kendilerine tahsis edilen coğrafi bölgede yerel bir tekel konumundadır.
- Dağıtım şirketleri, sayaç noktaları dahil olmak üzere orta-düşük voltaj dağıtım sistemlerinin sahibidir.

TÜKETİM

- Perakende piyasa oyuncuları şunlardır:
 - Ulusal tarife mekanizması kapsamında satış yapan Yetkili Perakende Şirketleri,
 - Uygun tüketicilere satış yapan Perakende Şirketleri ve Özel Tedarikçiler.
- Yıllık uygunluk sınırını (1.200 KWs/yıl) aşan tüm tüketiciler tedarikçilerini seçme özgürlüğüne sahiptir.

Elektrik Piyasaları Denetleyici ve Düzenleyici Kurumlar

ETKB

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, enerji politikalarının belirlenmesi ve faaliyete geçirilmesinden sorumlu ana kamu kurumudur.

EPDK

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, elektrik, doğalgaz ve sıvılaştırılmış petrol gazı piyasalarının düzenlenmesinden ve denetlenmesinden sorumludur.

TEİAŞ

Türkiye Elektrik İletim A.Ş., ülkedeki elektrik iletim sisteminin sahibi ve işletmecisidir. 2003 yılında Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) "İletim Lisansı" alarak ülke çapındaki bölge müdürlüklerinin ve yerel sevkیاتların yönetiminin sorumlusu olmuştur. Ayrıca, güç dengeleme piyasasının ve yan hizmetler piyasasının işletilmesinden de sorumludur.

EÜAŞ

Elektrik Üretim Şirketi, kamuya ait elektrik üretim santrallerinin faaliyetlerinden sorumludur, ayrıca Temmuz 2018'den sonra TETAŞ'ın (EÜAŞ ile birleşen elektrik toptan satış şirketi) toptan satış ticareti sorumluluklarına da üstlenmiştir.

EPIAŞ

İstanbul Enerji Borsası, yurt içinde gün öncesi, gün içi, vadeli elektrik işlemleri, doğal gaz spot, vadeli doğal gaz işlemleri ve dengeleme piyasalarının işletilmesinden sorumlu piyasa işletmecisi olup, 18 Mart 2015 tarihinden itibaren spot piyasalarda serbest tüketicileri yönetilir. Ayrıca EPIAŞ, YEK-G sistemi ve YEKDEM gibi yenilenebilir enerji ile ilgili operasyonları yönetir. Ayrıca EPIAŞ Şeffaflık Platformu ile elektrik ve doğal gaz piyasalarına yönelik kapsamlı, gerçek zamanlı veriler sağlamaktadır. Bu platform, bu piyasalarda şeffaflığın yanı sıra piyasa katılımcıları için verilere eşit erişim sağlamaktadır.

Dağıtım ve İletim

Elektrik dağıtım işi 2009 sonrası önemli ölçüde özelleştirilmiş ve 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır.

Yatırımcı	Dağıtım Şirketi	Pazar Payı	Özelleştirme Tarihi	İhale Bedeli (\$ mn)
Enerjisa	AYEDAŞ (1)	23.9%	29 Ocak 2009	1225
	BAŞKENT (2)		1 Ağustos 2013	1227
	TOROSLAR (3)		1 Ekim 2013	1725
	BOĞAZİÇİ (4)		28 Mayıs 2013	1960
Cengiz-Kolin	AKDENİZ (5)	19.5%	28 Mayıs 2013	546
	ÇAMLİBEL (6)		3 Eylül 2010	256
Aydem-Enerji	GDZ (7)	13.5%	2023	
	ADM (8)		2008	1231
Limak	ULUDAĞ (9)	6.7%	3 Eylül 2010	940
İşkaya-Doğu	DİCLE (10)	6.3%	11 Şubat 2009	600
AKCEZ/SEDAŞ	SAKARYA (11)	5.1%	30 Ağustos 2009	440
Alarko Cengiz	MERAM (12)	5.4%	30 Aralık 2011	575
İC İçtaş Enerji	TRAKYA (13)	3.8%	1 Temmuz 2010	485
Zorlu Enerji	OSMANGAZİ (14)	3.6%	28 Temmuz 2013	387
AKSA	ÇORUH (15)	3.5%	6 Ocak 2011	230
	FIRAT (16)		1 Ekim 2010	227
Çalık Enerji	YEŞİLIRMAK (17)	2.8%	30 Aralık 2009	442
Kipaş Holding	AKEDAŞ (18)	2.0%	23 Temmuz 2000	
Kiler-Çalık	ARAS (19)	1.4%	21 Eylül 2012	
Kayseri + Private Players	KAYSERİ (20)	1.3%	28 Temmuz 2013	129
Türkerler	VANGÖLÜ (21)	1.1%	1 Eylül 2013	118

Bölge	DSO İsimleri	Firmalar
1	Dicle Edaş	Eksim
2	Vedaş	Türkerler
3	Aras Edaş	Çalık-Kiler
4	Çoruh Edaş	Aksa
5	Fırat Edaş	Aksa
6	Çedaş	Kolin-Cengiz
7	Toroslar Edaş	EnerjiSA
8	Medaş	Alarko-Cengiz
9	Başkent Edaş	EnerjiSA
10	Akdeniz EDAŞ	Kolin-Cengiz
11	Gdz	Aydem
12	Uedaş	Limak
13	Tredaş	İc İçtaş
14	Ayedaş	EnerjiSA
15	Sedaş	Akenerji-CEZ
16	Oedaş	Zorlu
17	Bedaş	Kolin-Cengiz
18	Kcetaş	Kayseri Municipality
19	Adm	Aydem
20	Akedaş	Kipaş
21	Yedaş	Çalık

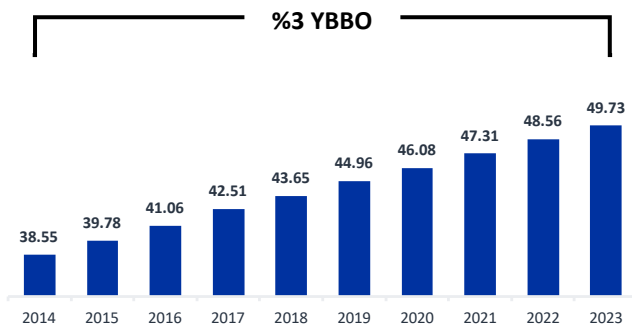
Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023



Kaynak: Türkiye Haber Ajansı

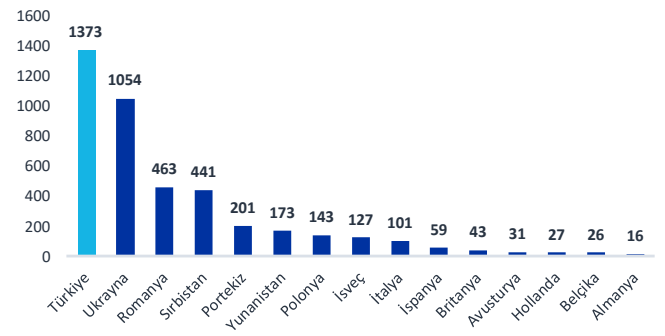
Türkiye’de kullanıcı sayısı büyürken kullanıcı başına kesinti süreleri Avrupa’nın çok üzerindedir.

Türkiye Toplam Tüketici Sayısı Büyümesi (mn)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Kullanıcı Başına Ortalama Kesinti Süresi



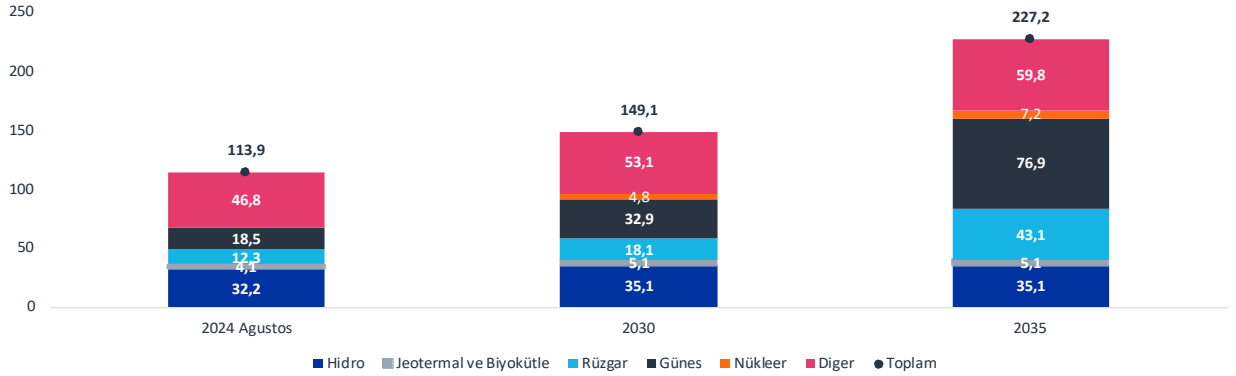
Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Üretim

Kurulu Güç

Türkiye’de kurulu kapasitede en büyük pay hidroelektrik santrallerine aittir. Bunu doğal gaz santralleri takip ederken kömür santralleri de %20.3 gibi büyük bir paya sahiptir. Bakanlık tarafından ulusal enerji planına göre 2035’e kadar rüzgar ve güneş santrallerinde büyük pay artışı beklenirken, 2025 yılında da ilk nükleer enerji santralinin elektrik üretiminde aktif rol oynayacağı görülüyor. 2035 yılında gelindiğinde Türkiye’de toplam kurulu gücün 227,2GWs’a ulaşması bekleniyor.

2025 GES kapasite hedefine 2024 Ağustos’ta ulaşıldı ve 2035 toplam kurulu güç hedefi 227GW olarak belirlendi



Kaynak: Türkiye Uzun Dönemli İklim Stratejisi, Ulusal Enerji Planı

Kurulu güçte en büyük payın hidroelektrik santrallere ait olması elektrik piyasasının yağış şiddet ve sıklığından ciddi anlamda etkilenmesine neden olmuştur. Doğası gereği hidroelektrik santralleri ve doğal gaz çevrim santralleri puant yük santralleri olarak sınıflandırılmaktadır.

Puant Yük Santralleri

Puant yük santralleri, enerji talebinin yüksek olduğu zaman dilimlerinde düşük sabit maliyetlere sahip olmasından dolayı puant talebi karşılayabiliyor.. Fakat aynı zamanda da yüksek marjinal maliyetlere sahip bu santraller elektrik arz talebindeki dalgalanmalara ayak uydurabildiği gibi elektrik fiyatlarına da büyük oranda etki eder. Bu santrallerin en yaygın örnekleri doğal gaz çevrim santralleri ve hidroelektrik santralleridir.

Baz Yük Santralleri

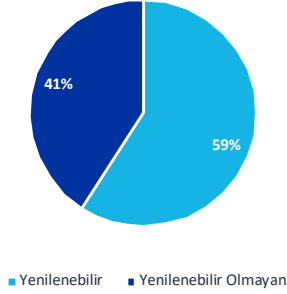
Baz yük santralleri, düşük sabit maliyetler ve yüksek marjinal maliyetlere sahip olan sistemdeki baz yükü karşılamakla yüklü santrallerdir. Bunların en yaygın örnekleri, termik ve nükleer santrallerdir.

Rüzgar ve güneş santralleri hem düşük kapasite kullanım oranları hem de dış sebeplerden kaynaklı dalgalı üretim oranları sebebiyle iki kategoride de tam anlamıyla sınıflandırılmazken bu santraller baz yüke yardımcı olmaktadır. Hem sabit maliyetleri düşük hem de marjinal maliyeti neredeyse olmayan bu santraller tek başına baz yükte güvenilir olmasa da baz yüke yardımcı olurken dalgalı üretim çıktıkları sebebiyle puant talebi karşılamakta yetersiz olabiliyorlar. Ayrıca dışsal sebeplerden kaynaklı rüzgarın az olduğu veya güneş günlerinin kısa olduğu gibi dönemlerde de puant yük santrallerinin devreye girmesine sebep olduğundan yine elektrik piyasalarında fiyatlarda dalgalanmaya da sebep olmaktadır.

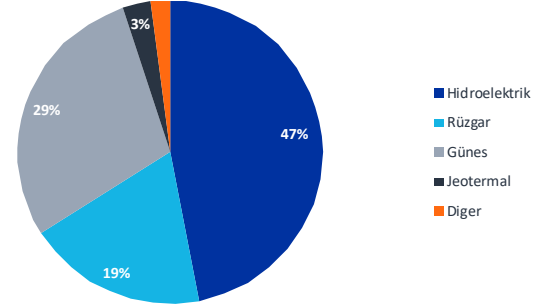
Yenilenebilir Enerji

2024 yılında toplam kapasitede yenilenebilir enerji payı %59'a ulaşmıştır ve en büyük pay hidroelektrik santrallerine aittir.

Kurulu Güç Dağılımı %



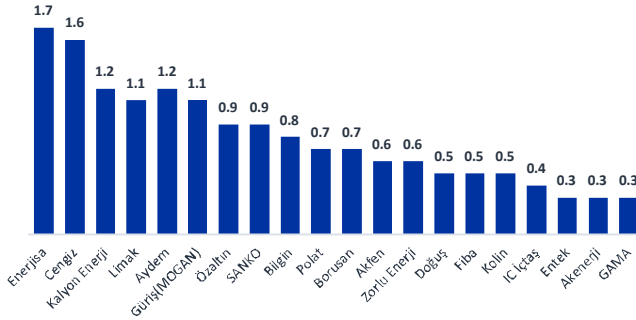
Kaynak: TEİAŞ YTBS



Kaynak: TEİAŞ YTBS

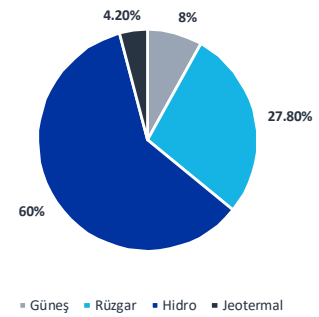
Özel sektörde en büyük pay Sabancı Holding'e aittir ve en yaygın yenilenebilir santrali hidroelektriktir.

Yenilenebilir Enerji Alanında Kurulu Güce Göre Başlıca Özel Sektör Girişimleri (2023, GW)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

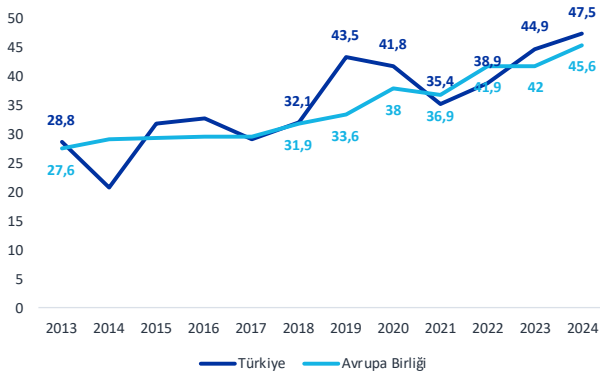
Başlıca 20 Yenilenebilir Odaklı Özel Sektör Girişimi'nin Kapasite Dağılımı (2023)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

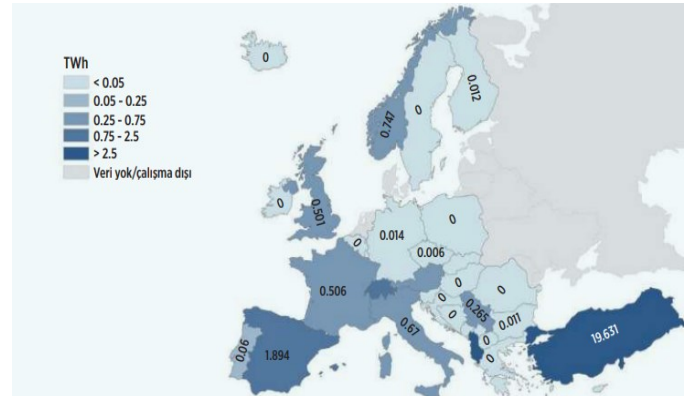
Hidroelektrik santrallerinin büyük bir paya sahip olması yenilenebilir enerji üretiminin toplam üretimdeki payında ciddi dalgalanmalara sebep olmuştur. Yenilenebilir enerjilerin üretimde daha stabil bir rol oynaması için üretim portföyünün çeşitlendirilmesi önem arz ederken Türkiye hidroelektrik santrallerinde de pompaj depolamalı hidroelektrik potansiyel kapasitesini kullanmak için gerekli planlamaları ve düzenlemeleri yapmaktadır. Bulunması zor özel arazi koşulları gerektiren pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin Türkiye'de potansiyel 19.631TWh yıllık üretim kapasitesine ulaşabileceği tahmin ediliyor (TEBAS). Özellikle şebeke seviyesinde depolama avantajına sahip bu santraller Türkiye'nin enerji dönüşümünün daha stabil hale gelmesinde önemli rol oynayabilir ve yeni YEKDEM tarifesine dahil edilmiştir.

Yenilenebilir Enerjinin Toplam Üretimdeki Payı, %



Kaynak: EMBER

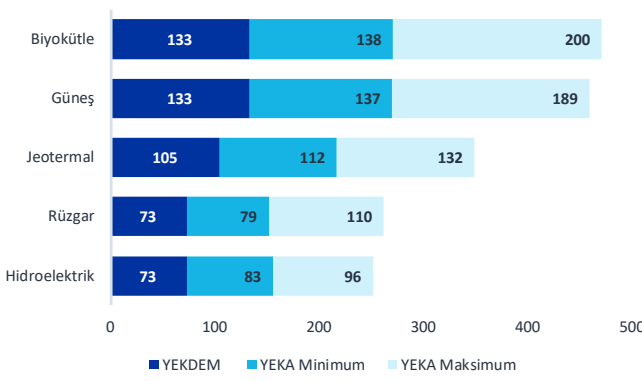
Avrupa Ülkelerinde PDHES Potansiyeli



Kaynak: TEBAS

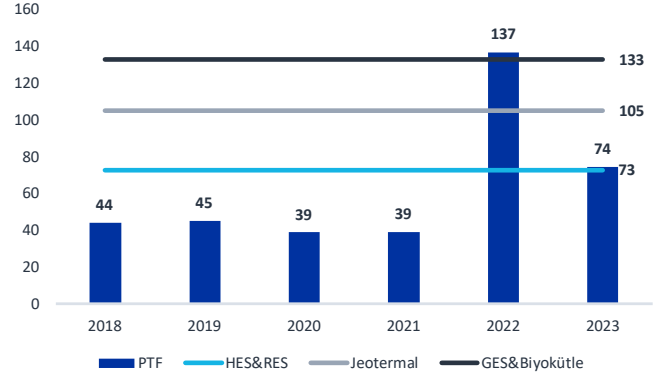
Mogan Enerji

İlk YEKDEM ve Yerli Aksam Tarifesi (\$/MWs)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

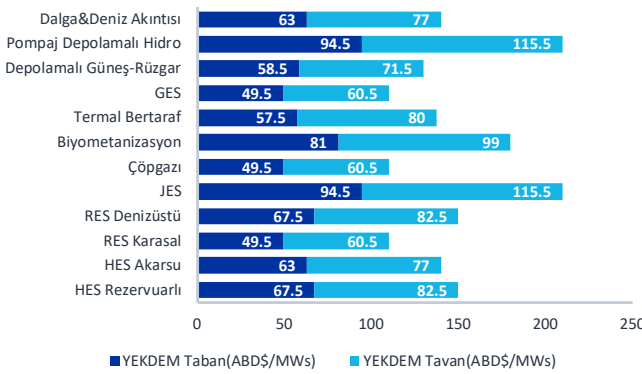
İlk YEKDEM Tarifesi ve Spot Elektrik Fiyatları (\$/MWs)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

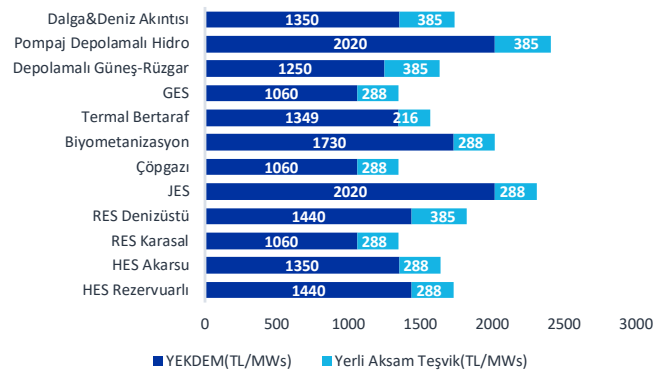
Türkiye'nin enerji dönüşümünü desteklemek adına devlet tarafından bir takım teşvikler uygulandı. Bunların en başında Yenilenebilir Enerji Kapasite Destekleme Mekanizması (YEKDEM) ve Yerli Aksam Teşvik (YEKA) geliyor. YEKDEM tarifesini elektirikte sabit fiyat garantisi sunarken YEKA, santrallerin yerli aksam oranına göre değişen yerli parçacıları da desteklemek adına ortaya atılmış bir mekanizmadır. İlk YEKDEM 2005 tarifesini 2005 yılında uygulamaya konulmuştur ve 30 Haziran 2021'e kadar açılmış olan santraller için geçerlidir. İlk tarife, dolar bazında 10 yıllık sabit fiyat garantisi verirken 5 yıllık da YEKA teşviği sunmaktadır. Tarife 2019 yılına kadar lisanssız santraller için de geçerliliğini korurken 2019 sonrasında lisanssız santraller YEKDEM kapsamından çıkarılmıştır. Türk lirasının son yıllarda ağır değer kaybı ile dolar bazındaki YEKDEM tarifesinin hazine üzerindeki baskısı artmıştır ve 1 Temmuz 2021 itibari ile YEKDEM tarifesini Türk Lirası cinsinden uygulanmaya başlanmıştır. Ardından PTF'nin YEKDEM üzerinde seyretmesi ve TL teşvik mekanizmasının yenilenebilir enerji yatırımcılarını cezbetmek konusunda yetersiz kalması nedeniyle Mayıs 2023'de dolar bazında taban ve tavan fiyat limitleri olan TL bazlı YEKDEM tarifesine geçilmiştir.

Mayıs 2023 YEKDEM Dolar Bazlı Taban ve Tavan Limitleri



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Mayıs 2023 YEKDEM TL Tarifesi



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Yeni YEKDEM tarifesinde Öne Çıkanlar

Döviz kuru riskine karşı fiyat tabanı uygulaması

Hem YEKDEM hem YEKA'da aylık eskalasyon

Eskalasyon formülünde dövizin ağırlığı arttı

Deniz üstü RES, depolamalı tesisler, PDHES, dalga ve deniz akıntısı dahil edildi

Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

2024 yılında 17.624 Mwe kurulu güce denk gelen 778 santral YEKDEM'e katılmıştır.

2024 YEKDEM'e Tabi Kurulu Güç (Mwe)	
Rüzgar	6,751
Güneş	469
Biyokütle	2,189
Hidroelektrik	6,768
Jeotermal	1,447
Toplam	17,624

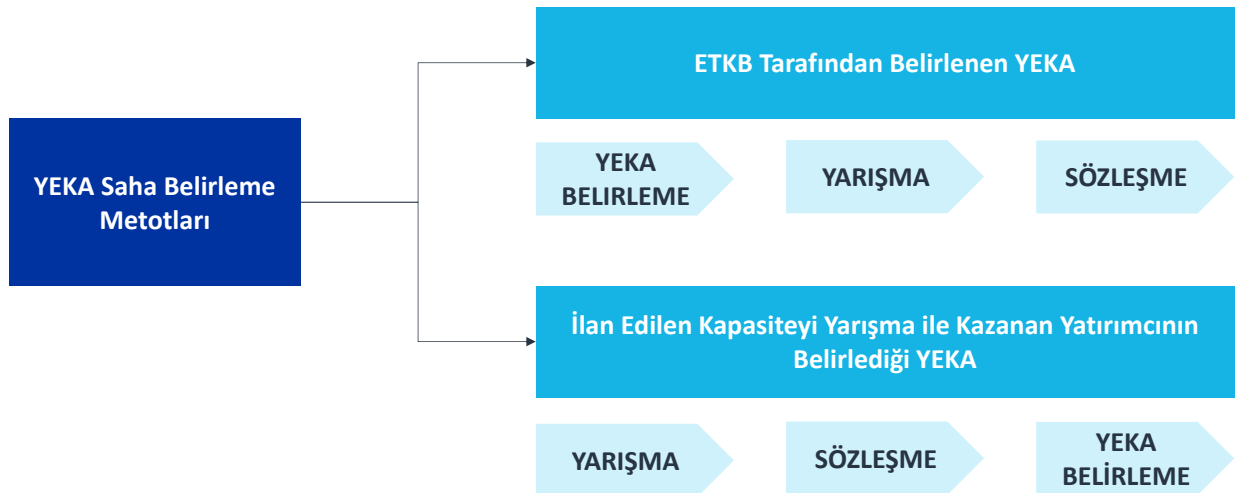
Kaynak: EPDK

YEKA (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı) modeli,

Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını ve çeşitliliğini artırmayı hedefleyen önemli bir girişimdir. Bu model, hem elektrik enerjisi üretiminde dengeli bir portföy oluşturmayı hem de maliyetleri düşürmeyi amaçlamaktadır. Ayrıca, yerli üretimin geliştirilmesi ve kalifiye insan kaynağının artırılması gibi yan faydalar sağlamaktadır. 2016 yılında yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği ile yürürlüğe giren YEKA modeli, kamu ve özel mülkiyet arazilerinde yenilenebilir enerji alanları oluşturularak kaynakların daha etkin kullanılması sağlanmaktadır. Modelin temel özellikleri ve sağladığı avantajlar şunlardır:

YEKA projeleri kapsamında gerçekleştirilen bazı önemli yarışmalar ve projeler şunlardır:

- **YEKA GES-1 (Karapınar):** Türkiye'nin en büyük güneş paneli üretim fabrikası kurulmuş ve %78 yerlilik oranı ile üretim yapılmaktadır.
- **YEKA RES-1:** Rüzgar enerjisi alanında 1000 MWe kapasiteli santraller kurulmuş ve yerli türbin üretimi gerçekleştirilmiştir.
- **YEKA RES-2:** Aydın, Muğla, Balıkesir ve Çanakkale'de toplam 1000 MWe kapasiteli rüzgar santralleri kurulması planlanmıştır.
- **YEKA GES-3 (Mini YEKA GES):** 36 ilde 1000 MWe kapasiteli küçük ölçekli güneş santralleri kurulmuştur.
- **YEKA GES-4 ve RES-3:** Niğde-Bor, Hatay Erzin ve Şanlıurfa-Viranşehir gibi bölgelerde yeni güneş ve rüzgar enerji projeleri geliştirilmiştir.



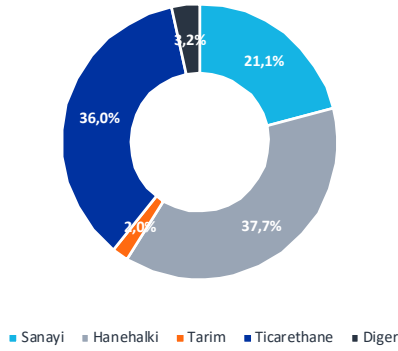
Kaynak: ETKB

Elektrik Talebi

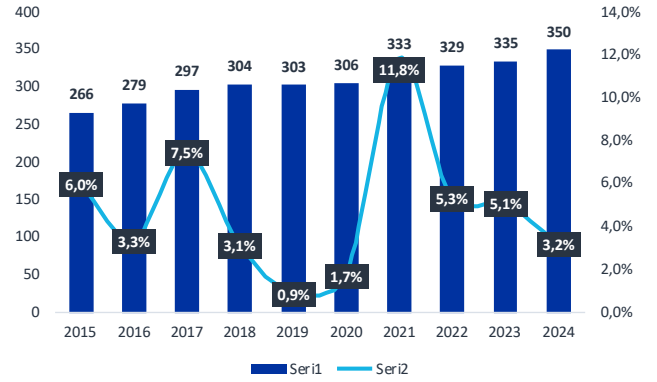
Elektrik Talebi

Türkiye, ülke ekonomisinin de büyümesiyle her geçen gün elektriğe olan talebini artırıyor. Ülkede elektrik talebinin en büyük kaynağı sanayi üretimi ve elektrik talebi reel GSYİH ile doğrudan ilişkili. Sanayi üretimini hane halkı tüketimi takip ederken tarım ve ulaşımın payı kıyasla çok düşük seviyede kalıyor. 2015 yılında 266TWS'a ulaşan toplam elektrik talebi 2023 yılı son yayınlanan Aralık verisine göre fiili tüketim 328TWS'e ulaşmıştır.

Elektrikte en büyük talep mesken tüketiminden gelmekte ve toplam elektrik talebi reel GSYİH ile büyür.



Kaynak: EPIAŞ, 2024 Yıl Sonu Yüzdesel Tüketim Verisi

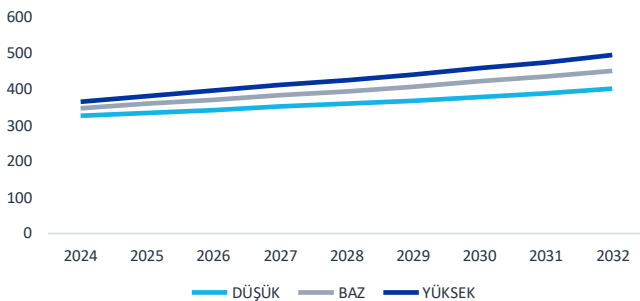


Kaynak: TEİAŞ

Tüketimdeki en büyük ikinci pay ise ticarethanelere ait. Türkiye'nin reel GSYİH büyümesinin yanı sıra hem yüksek nüfusu hem de Avrupa ortalamasının üstünde olan nüfus artış hızı Türkiye'nin elektrik talebindeki beklenen büyümedeki en büyük katalizörlerden biridir. Öngörülen nüfus ve ekonomik büyüme faktörleri göz önüne alındığında farklı senaryolara göre elektrik talebinin 2032'de 400TWS ile 490TWS arasında olması bekleniyor.

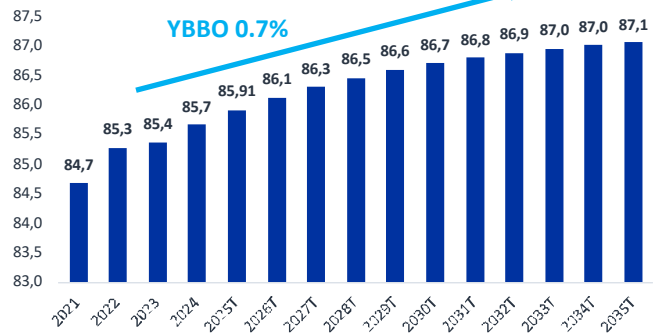
2032'de nüfusun 94.3 milyon kişiye ve toplam talebin 400 TWS ile 490TWS olması bekleniyor.

2024-2032 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahmini (GWh)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

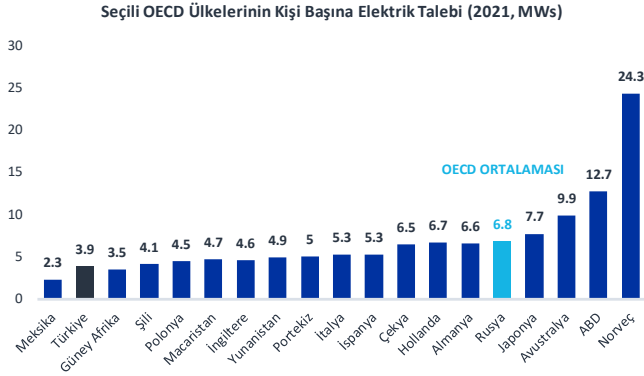
Nüfus



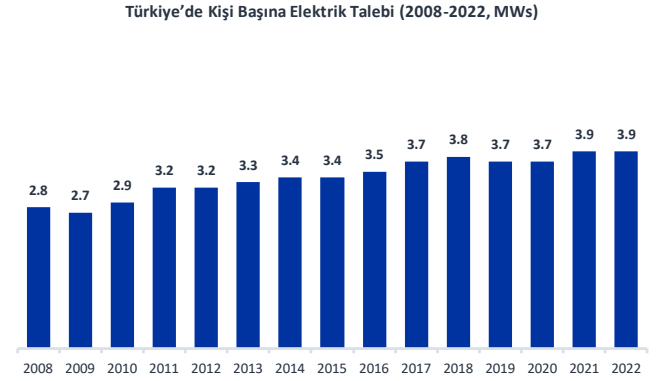
Kaynak: TÜİK, İş Yatırım

Türkiye nüfusu 2023 yıl sonu itibarıyla 86 milyonu aşmış ve önümüzdeki 10 yılda %0.7 YBBO seviyesinde büyümesini tahmin ediyoruz. 2022 yılında Türkiye kişi başı elektrik talebi 3.9 MWS'e ulaşırken bu rakam OECD ortalaması olan 6.8MWS'in oldukça altında seyrediyor.

Türkiye kişi başına elektrik talebi 3.9MWs ile OECD ortalamasının oldukça altındadır.

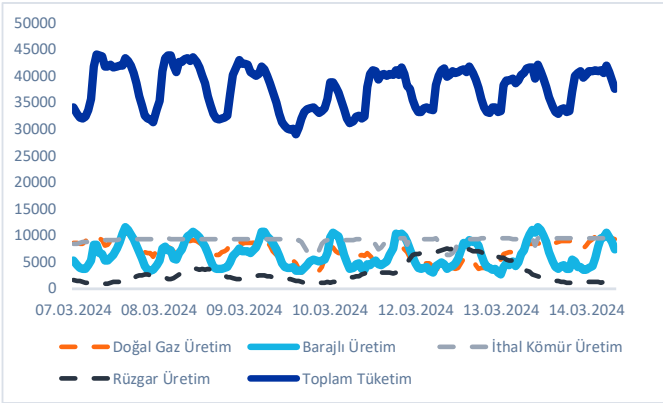


Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

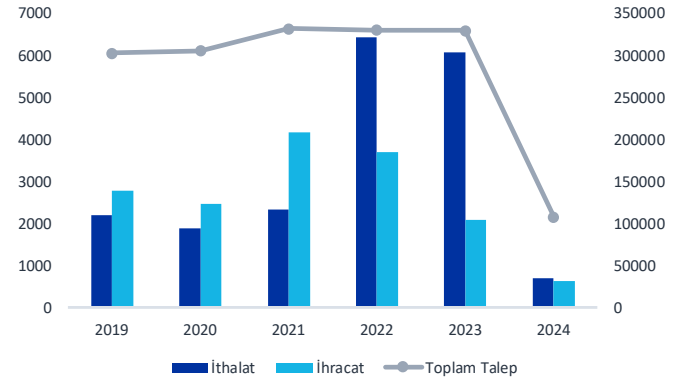


Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Puant talebi karşılamakta hidroların katkısı büyük



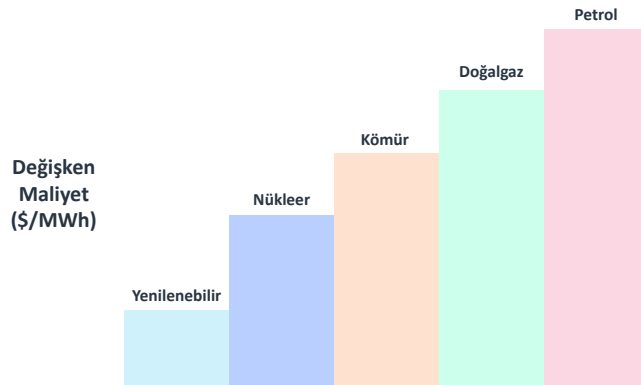
Kaynak: EPIAŞ, Talep ve Üretim



Kaynak: TEİAŞ, Brüt Elektrik Talebi

Türkiye’de 2023 yılında toplam elektrik talebi 330 GWs olarak kaydedildi. Toplam talebin ise sadece %1.8’i ithal edildi.

Hidroelektrik santralleri, yüksek emre amade ve kapasite kullanım oranları ve düşük maliyetlerinden dolayı sistemdeki puant talebi karşılamakta önemli bir rol oynuyor. Özellikle rezervuarlı hidro santrallerin yan hizmetler piyasalarına katılması sistemi dengede tutarak talep hareketlerine paralel bir tepki verilmesine olanak sağlıyor. Hidrolar puant talebi karşılamakta başarılı olsalar da yağış sıklığına bağlı üretim verimliliği doğalgaz santrallerini hidrolardan daha güvenilir bir kaynak yapıyor. Bu yüzden “merit-order” diye adlandırdığımız elektrik fiyatlarını belirleyen sistemde doğalgazların düşük sabit maliyetli ama yüksek değişken maliyetli yapısı elektrik fiyatlarına ciddi anlamda etki ediyor.



Kaynak: Good Energy

Elektrik talebi “merit-order” sistemine uygun karşılanarak enerji arzının en verimli şekilde kullanılması amaçlanır.

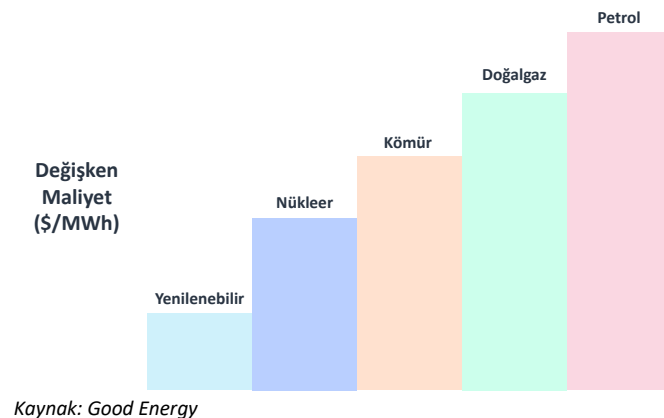
Elektrik piyasalarında arz edilen enerjinin sıralanması ve fiyatlandırılması sürecinde önemli bir yer tutan merit-order kavramı, enerji üreticilerinin marjinal maliyetlerine göre sıralandığı bir sistemdir. Bu sistem, hangi üretim tesislerinin hangi sırayla devreye gireceğini belirler ve piyasa fiyatlarının nasıl oluştuğunu etkiler. Merit-order mekanizması, enerji piyasalarının işleyişinde kritik bir rol oynar. Merit-order sisteminin temelini marjinal maliyet oluşturur. Marjinal maliyet, bir ek birim elektrik üretmenin maliyetidir. Elektrik üretim tesisleri, üretim maliyetlerine göre sıralanarak merit-order eğrisini oluştururlar. Genellikle yenilenebilir enerji kaynakları (rüzgar, güneş) en düşük marjinal maliyete sahipken, fosil yakıtlı santrallerin (kömür, doğalgaz) marjinal maliyetleri daha yüksektir. Bu sıralama, enerji arzının en verimli şekilde kullanılması amacıyla yapılır.

Elektrik piyasalarında fiyatlandırma, talebin karşılandığı son üretim tesisinin marjinal maliyetine göre belirlenir. Buna "marginal pricing" denir. Örneğin, düşük talep dönemlerinde (gece saatleri gibi), sadece en düşük maliyetli yenilenebilir enerji kaynakları ve baz yük santralleri (örneğin, nükleer enerji) devrede olabilir. Talebin arttığı sabah ve akşam saatlerinde, doğalgaz ve kömür santralleri gibi daha yüksek maliyetli tesisler de devreye girer ve bu durum elektrik fiyatlarını yükseltir. Bu nedenle, piyasa fiyatı arz ve talep dengesine göre dalgalanır.

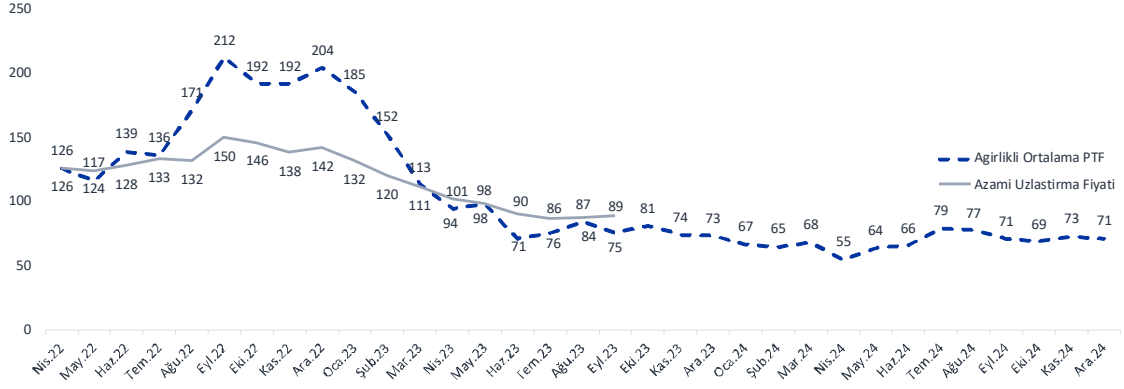
Yenilenebilir enerji kaynakları, düşük marjinal maliyetleri nedeniyle merit-order sıralamasında öncelikli olarak devreye girerler. Bu durum, fosil yakıtlı santrallerin daha az kullanılmasına ve genel elektrik fiyatlarının düşmesine neden olabilir. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi ve entegrasyonu, enerji piyasasında daha sürdürülebilir bir yapı oluşturur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının artan payı, fosil yakıtlı santrallerin ekonomik zorluklar yaşamasına neden olabilir, zira bu santraller yüksek işletme maliyetleri nedeniyle piyasa koşullarında rekabet etmekte zorlanabilirler. Merit-order mekanizması, elektrik piyasasında çeşitli etkiler doğurur. Talep arttıkça, daha pahalı üretim tesislerinin devreye girmesiyle fiyatlar yükselir. Bu fiyat dalgalanmaları, piyasa katılımcıları için öngörülemezlik yaratabilir, ancak aynı zamanda arz güvenliğini sağlamaya yardımcı olur.

Fosil yakıtlı enerji üretimi ise yüksek marjinal maliyetlere sahiptir çünkü üretim sırasında yakıt (doğalgaz, kömür) yakılması gerekir. Bu nedenle, doğalgazın fiyatı elektrik fiyatları üzerinde doğrudan etkili olur. Merit-order mekanizması gereği, elektrik fiyatı her yarım saatlik dönemde talebi karşılamak için devreye giren son üretim ünitesinin marjinal maliyetine göre belirlenir. Bu ünite genellikle yüksek marjinal maliyetlere sahip bir doğalgaz santrali olur.

Elektrik fiyatları ile doğalgaz fiyatları arasındaki bağlantı, elektrik üretiminde doğalgazın marjinal maliyet belirleyici rolü oynamasından kaynaklanır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının payı artsa bile, talebin yüksek olduğu zamanlarda doğalgaz santralleri devreye girer ve bu durum elektrik fiyatlarını yukarı çeker. Dolayısıyla, doğalgaz fiyatları yüksek olduğunda, elektrik fiyatları da yükselir.



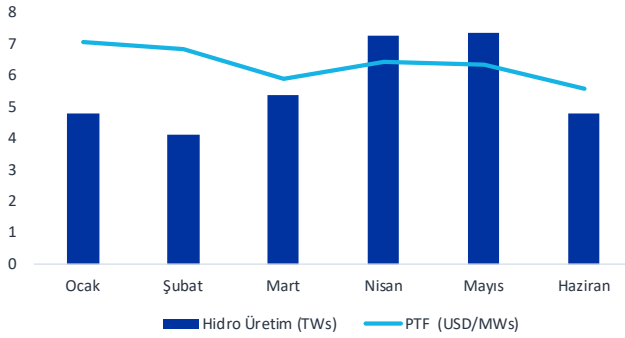
Elektrik Fiyatları



Elektrik fiyatlarında 2022’de yukarı yönlü şokun etkisini sınırlandırmak amacıyla Azami Uzlaştırma Fiyatı (AUF) uygulaması getirilmiş ve 2023 Eylül ayında kaldırılmıştır. Ukrayna-Rusya savaşı sonrası artan doğalgaz fiyatları Türkiye’de %30’a yakın doğalgaz kapasitesi göz önüne alındığında elektrik fiyatlarına yukarı yönlü bir baskı uyguladığı gözlenmiştir. Normalleşen koşullar ile elektrik fiyatları Şubat 2024 itibarı ile 65 dolara kadar gerilediğini görebiliyoruz. Koşulların normalleşmesinin yanı sıra fiyattaki düşüşte yeni yağmur yılında artan yağışların etkisi de göz ardı edilmemelidir. Kurulu güçte en büyük payın hidroelektrik santrallere ait olmasını hatırlatacak olursak da Türkiye’de elektrik fiyatlarındaki dalgalanmanın yağış sıklığı ile ilişkisini daha iyi anlaşılabilir.

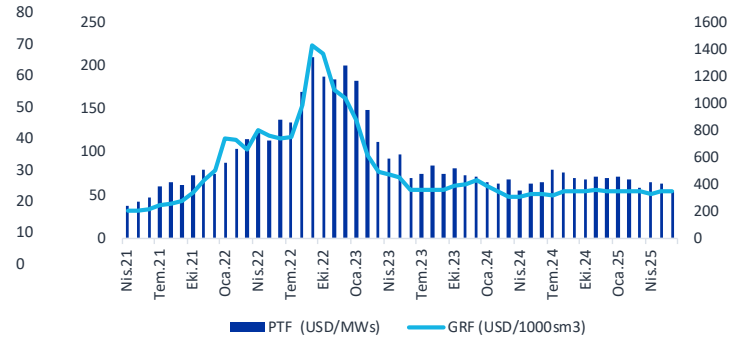
Hem hidroların hem de doğalgaz fiyatının PTF üzerindeki etkisi net bir şekilde görülebilir.

2025 PTF ve Hidro Üretim İlişkisi



Kaynak: EPIAŞ

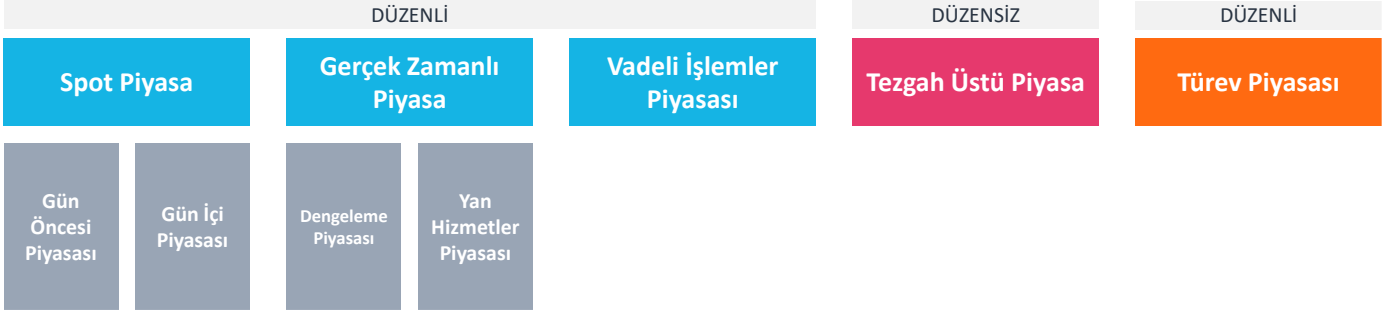
GRF ve PTF Fiyat İlişkisi



Kaynak: EPIAŞ

Toptan Elektrik Piyasası

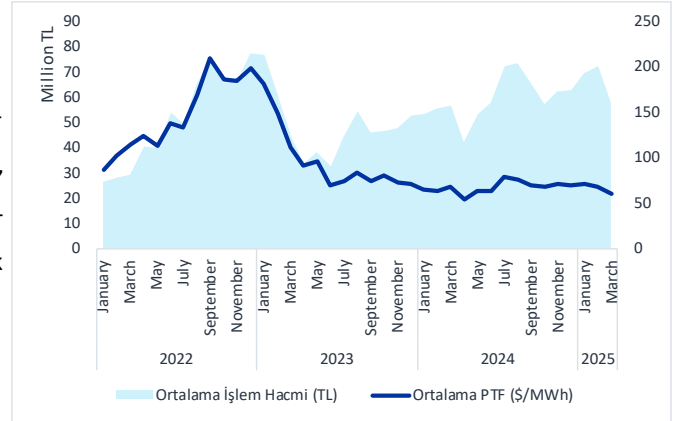
Türkiye Toptan Elektrik Piyasaları



SPOT PİYASA

Gün Öncesi Piyasası

Gün öncesi piyasası, saat 9.30-14.00 arası çalışan ve gün içi piyasası için referans teklif sunmayı amaçlayan piyasadır. Saatlik, esnek ve blok tekliflerin verildiği bu piyasa Gün öncesi piyasasında belirlenen referans fiyatı **Piyasa Takas Fiyatı (PTF)** olarak adlandırılmaktadır.

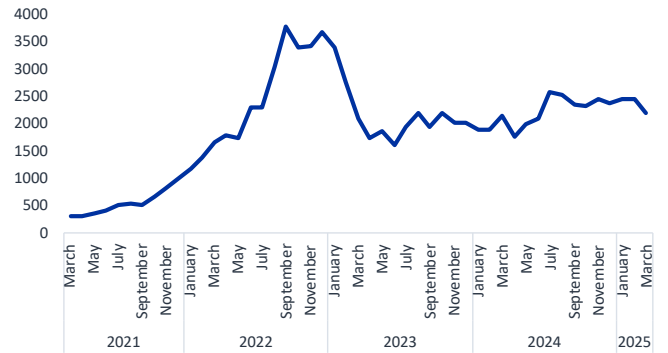


Kaynak: EPIAŞ

Gün İçi Piyasası

Gün içi piyasası, PTF'yi referans alan katılımcıların portföyünü dengeledikleri ve dengeleme piyasası ile gün öncesi piyasası arasındaki dengeyi sağlayan piyasadır. Gün içi piyasası ile gün öncesi piyasası arasında arbitraj fırsatı mevcuttur fakat mevzuat piyasa katılımcılarının toplam negatif hacimli pozisyonlarına sınır getirir. Eğer bir katılımcı çok fazla satış yaparsa gün içinde elde edilen satış geliri bir ay müddetçe bloklanır.

GİP Ağırlıklı Ortalama Fiyat (TL/MWs)



Kaynak: EPIAŞ

GERÇEK ZAMANLI PİYASA

Yan Hizmetler
Piyasası

Normal işletme koşullarında işletme yedeklerinin devreye girme sıralamaları



Kaynak: EPDK

Tüketim fazlası frekans 50Hz üstünde; üretim artırılmalı veya tüketim azaltılmalı



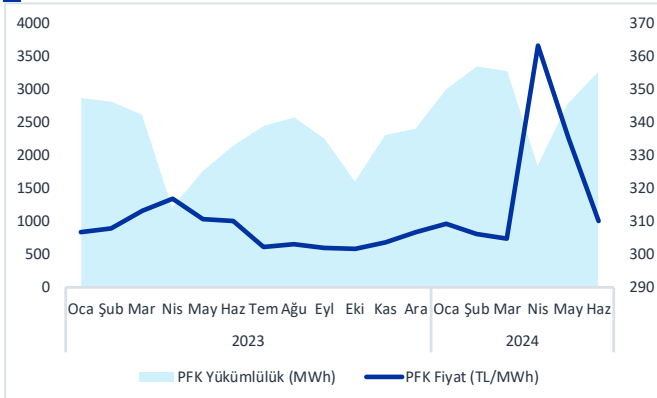
Üretim fazlası frekans 50Hz altında; üretim azaltılmalı veya tüketim artırılmalı



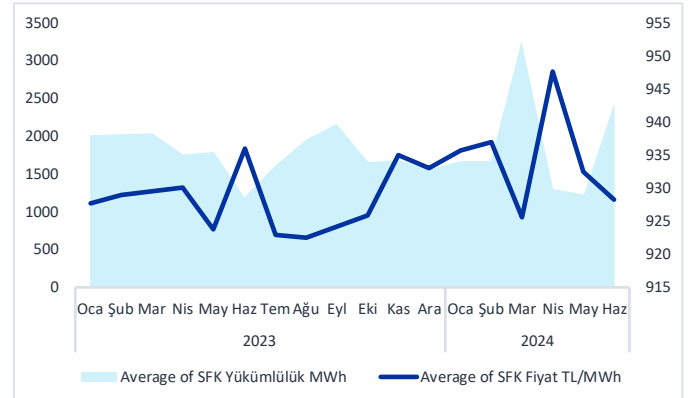
Kaynak: PwC Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Primer ve sekonder frekans kontrolü için ihaleyi kazanan üreticiler belirli miktardaki kapasiteyi bu hizmetler için tahsis eder ve TEİAŞ'ın yük al-yük at talimatlarına uymak zorundadır. Frekans kontrolü için ayrılan belirli miktardaki kapasite gerekli anlarda sistemin frekansının 50Hz'de sabit tutulması için kullanılır. Yan hizmetler için kapasite tahsis eden üreticiler santrali istenilen durumlarda çalıştırmakla yükümlüdür. Tahsis ettiği kapasite kadar santrali çalıştırmadığı durumlarda bile üreticiler ödeme almaya devam eder.

PFK/SFK fiyat ve kapasite yükümlülüğü



Kaynak: EPİAŞ



Kaynak: EPİAŞ

GERÇEK ZAMANLI PİYASA

Dengeleme Piyasası

Dengeleme piyasası, saat 14.00'da PTF'nin açıklanması ile GÖP'ün kapanmasının ardından açılır. Saat 14.00-16.00 için yük alma ve yük atma teklifleri belirlenir. 15 dakika içerisinde azami 10 MW yük alabilen veya atabilen santral-lerin katılması zorunludur. Belirlenen teklifler **Sistem Marginal Fiyatı (SMF)** olarak ifade edilir. Bu mekanizma ile üretim ve tüketimin birincil ve ikincil rezervlere yardımcı olarak dengelenmesi amaçlanmaktadır. **Tersiyer kontrol yedeği** olarak da adlandırılır. Birincil ve ikincil rezervlerdeki yükü azaltmaya yardımcı olur. Bu sisteme katılabilen tek yenilenebilir enerji hidrolardır.

YÜK AL

Teklifler minimum 10MWs olmak zorundadır.

Teklifler PTF'ye eşit ve büyük olmalıdır.

SMF>PTF

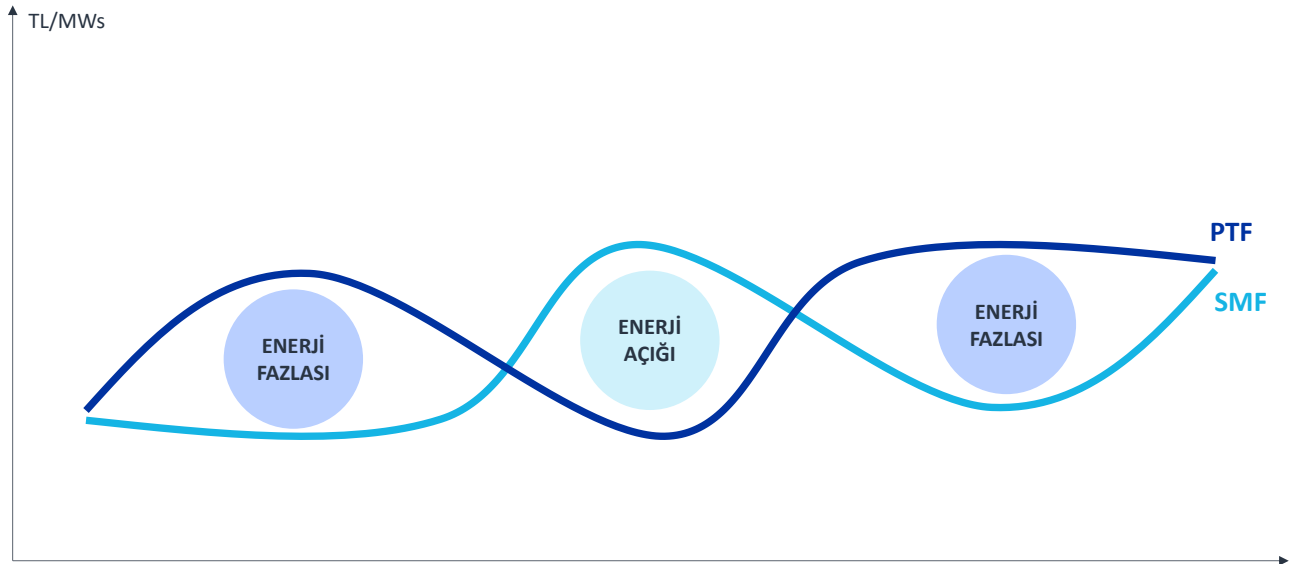
YÜK AT

Teklifler minimum 10MWs olmak zorundadır.

Teklifler PTF'ye eşit veya küçük olmalıdır.

PTF>SMF

Sistem yönü net talimata göre belirlenir (Net Talimat= YAL-YAT)



Kaynak: EPDK

Türkiye Karbon Piyasası

Karbon piyasası, sera gazı emisyonlarını azaltmak ve bu azaltım maliyetini düşürmek amacıyla oluşturulmuştur. Bu piyasa, hükümet, yatırımcılar veya işletmeler tarafından sağlanan emisyon azaltımlarına karşılık gelen karbon kredilerinin ticaretinin yapıldığı zorunlu ve gönüllü mekanizmalardan oluşur. 2005 yılında yürürlüğe giren Kyoto Protokolü, karbon ticaret piyasasının doğuşu ve küreselleşmesinde önemli bir rol oynamıştır. Protokol, emisyon azaltım taahhüdünde bulunan ve aralarında Almanya, ABD, Fransa, Kanada gibi sanayileşmiş ülkeleri EK-B listesinde toplamıştır. Ancak Türkiye'nin, 2009 yılında protokole taraf olmasına rağmen, EK-B listesi oluşturulurken henüz BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ni onaylamamış olduğu için herhangi bir sayısal emisyon azaltım yükümlülüğü bulunmamaktaydı. Kyoto Protokolü 2020 yılında işlevini tamamlamış ve yerini 2020 sonrası dönem için Paris Anlaşması almıştır.

Paris Anlaşması, küresel sıcaklık artışını sanayileşme öncesi seviyelere göre 2°C'nin altında tutmayı ve 1,5°C ile sınırlandırmayı hedefliyor. BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne (BMİDÇS) taraf 198 ülkeden 195'i Paris Anlaşması'na taraftır.

Grafik: Karbon Piyasaları

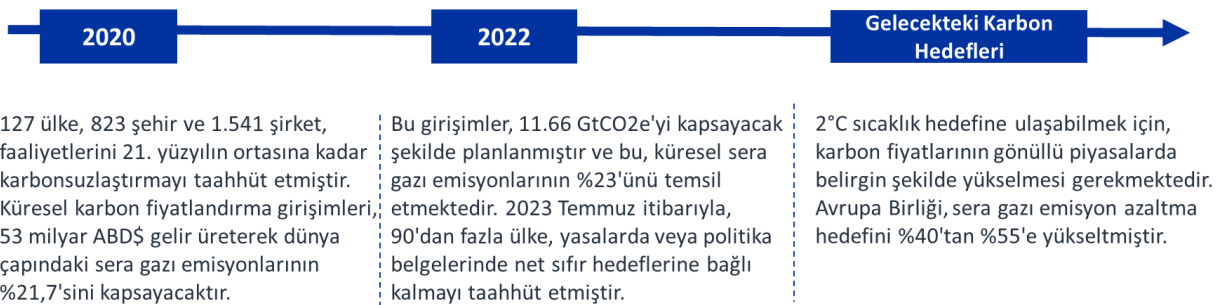


Kaynak: PwC

Karbon Fiyatlandırması

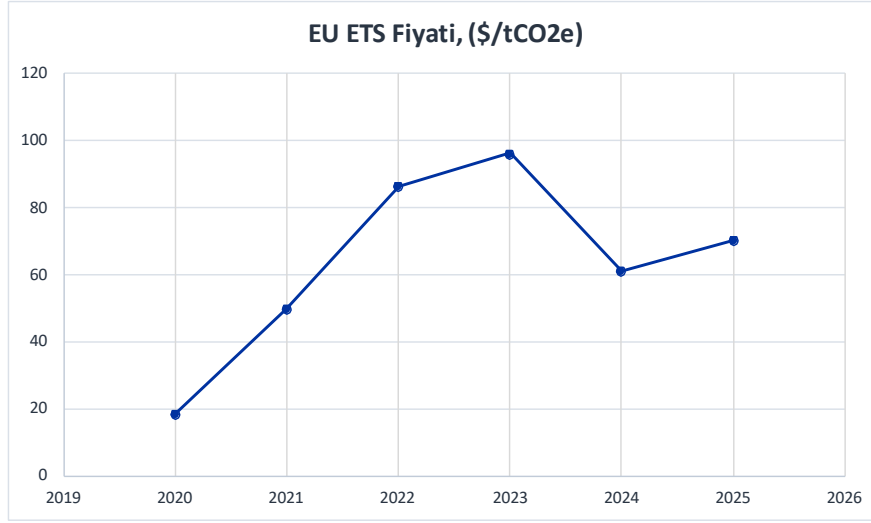
İklim değişikliği ve emisyonların maliyetini yönetmek için karbon fiyatlandırma mekanizmaları öne çıkmaktadır. Bu mekanizmaların ilk örneklerinden biri, 2005 yılında başlatılan Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Sistemi'dir (EU ETS). Dünyanın en eski uluslararası emisyon ticaret sistemi olan EU ETS, AB'nin enerji, imalat ve havacılık sektörlerinden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının yaklaşık %40'ını kapsar ve 27 AB üye devleti ile İzlanda, Lihtenştayn ve Norveç'te geçerlidir. Sistem, salınabilecek toplam emisyonlar için bir üst sınır belirler ve katılımcıların tahsisatlarını takas etmelerine izin verir. EU ETS, emisyonları azaltmak ve düşük karbon teknolojilerine yatırım yapmak için mali teşvikler sağlar. AB'nin 2030 emisyon azaltma hedefini %40'tan %55'e yükseltmesiyle karbon fiyatlandırması daha da önem kazanmıştır.

Grafik: Karbon Fiyatlandırma Girişimlerinin Zaman Çizelgesi



Kaynak: PwC

Grafik: Avrupa ETS Karbon Fiyatları (\$/ton)



Kaynak: Dünya Bankası

Paris Anlaşması uyarınca, Türkiye dahil tüm taraf ülkeler, azaltım, uyum, finans, teknoloji transferi ve kapasite geliştirme konularında yürüttükleri faaliyetleri içeren Ulusal Katkı Beyanlarını (UKB) her 5 yılda bir sunmakla yükümlüdür. Türkiye, 10 Kasım 2021'de Paris Anlaşması'na taraf olmuş ve COP 27'de güncellenmiş UKB'sini açıklayarak 2030 yılına kadar emisyonlarını %41 azaltmayı ve 2053 yılında net sıfır emisyonu ulaşmayı taahhüt etmiştir. Türkiye'nin emisyonlarının 2038 yılında zirve yapması öngörülmüyor.

Türkiye, henüz karbon fiyatlandırmasını uygulamamakla birlikte, potansiyel maliyetleri hafifletmek amacıyla Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) üzerinde çalışmaktadır. 2019'da açıklanan AYM ile uyumlu olarak Temmuz 2021'de yayımlanan Yeşil Mutabakat Eylem Planı, 32 hedef içermektedir. Bu planla Türkiye iklim değişikliği ile mücadele ve düşük karbon ekonomisine geçişi hedeflemektedir. Bu girişimler, Türkiye'nin küresel pazarda rekabetçiliğini artırmayı amaçlamaktadır.

Türkiye, karbon piyasasının çerçevesini belirleyen İklim Değişikliği Kanunu ve ETS Yönetmeliği'nin hazırlığı içindedir. Orta Vadeli Program (2023-2025), SKDM'ye uyumlu bir ulusal ETS geliştirilmesini ve mevcut vergilerin karbon vergisine dönüştürülmesini öngörülmektedir.

Grafik: Temel Karbon Fiyatlandırma Araçları

Emisyon Ticaret Sistemi (ETS)	Karbon Vergisi	Offset Mekanizması
Bu sistem, karbondioksit emisyonlarının toplam seviyesini sınırlar ve düşük emisyonlu endüstrilerin kullanmadığı emisyon izinlerini daha yüksek emisyon yapanlara satma olanağı tanır.	Karbondioksit emisyonlarına doğrudan bir fiyat belirlenir ve genellikle sera gazı emisyonlar için net bir vergi oranı ya da fosil yakıtların karbon içeriğine dayalı olarak uygulanır.	Proje veya program tabanlı faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyon azaltımlarını tanımlar ve bu azaltımlar hem yerel hem diğer ülkelerde satılabilir.

Kaynak: PwC

Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması

AB, AB üyesi olmayan ülkelerde daha temiz endüstriyel üretimi desteklemek ve AB'ye giren karbon yoğun ürünlerin üretiminden kaynaklanan karbon emisyonlarına adil bir fiyat belirlemek amacıyla Karbon Sınır Düzenleme Mekanizması (SKDM) uygulamaktadır. SKDM, ithalatın karbon fiyatının yerli üretimin karbon fiyatına denk gelmesini sağlayacaktır. SKDM, DTÖ düzenlemelerine uygun olarak tasarlanmıştır. SKDM'in geçiş dönemi 2023-2025 yılları arasında olacak ve 2026 yılında tam olarak uygulanacaktır. AB Emisyon Ticaret Sistemi (ETS), SKDM'in kademeli uygulanmasıyla uyumlu olarak, AB sanayisinin karbonsuzlaştırılmasını desteklemek amacıyla serbest tahsisleri kademeli olarak ortadan kaldırmaktadır.

SKDM Geçiş Dönemi (2023-2025)

Ekim 2023'te SKDM'in raporlama gerekliliği ile uygulanması başlamıştır. Mali yükümlülükler olmadan, etkilenen şirketler SKDM'in geçiş dönemi boyunca (1 Ekim 2023 - 31 Aralık 2025) raporlar sunmak zorundadır. İthalatçılar, bu süre zarfında ithal edilen malların üretimi sırasında oluşan doğrudan ve dolaylı emisyonları doğrulamak ve kaydetmek zorundadır. Ayrıca, etkilenen AB ithalatçıları, ithal edilen SKDM mallarının miktarını, gömülü doğrudan ve dolaylı emisyonları (başlangıçta sadece çimento, elektrik enerjisi ve gübre için) ve üretimin yapıldığı ülkede ödenen karbon vergilerini detaylandıran üç aylık bir SKDM raporu hazırlamak zorundadır.

SKDM'in ilk aşamasında dahil edilen sektörler: Çimento, demir&çelik, alüminyum, gübreler, elektrik, ve hidrojen.

SKDM Yerleşik Düzen (2026'dan İtibaren)

SKDM kapsamındaki malların AB ithalatçıları, SKDM sertifikalarını satın alabilecekleri ulusal otoritelerde kayıt yaptıracaklardır. Sertifika fiyatı, AB ETS tahsislerinin €/ton CO2 emisyonu başına haftalık ortalama açık artırma fiyatı ile belirlenecektir. Her yıl, AB ithalatçıları ithalatlarında gömülü emisyonlara eşdeğer sayıda sertifikayı teslim etmek zorundadır. Ayrıca, ithalatçılar, ithal edilen malların üretimi sırasında halihazırda bir karbon fiyatı ödendiğini gösterebilirlerse, eşdeğer miktarda ödeme düşürülebilir.

Burada yer alan bilgiler İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş. tarafından bilgilendirme amacı ile hazırlanmıştır. Yatırım bilgi, yorum ve tavsiyeleri yatırım danışmanlığı kapsamında değildir. Yatırım danışmanlığı hizmeti; aracı kurumlar, portföy yönetim şirketleri, mevduat kabul etmeyen bankalar ile müşteri arasında imzalanacak yatırım danışmanlığı sözleşmesi çerçevesinde sunulmaktadır. Burada yer alan yorum ve tavsiyeler, yorum ve tavsiyede bulunanların kişisel görüşlerine dayanmaktadır. Herhangi bir yatırım aracının alım-satım önerisi ya da getiri vaadi olarak yorumlanmamalıdır. Bu görüşler mali durumunuz ile risk ve getiri tercihlerinize uygun olmayabilir. Bu nedenle, sadece burada yer alan bilgilere dayanarak yatırım kararı verilmesi beklentilerinize uygun sonuçlar doğurmayabilir.

Burada yer alan fiyatlar, veriler ve bilgilerin tam ve doğru olduğu garanti edilemez; içerik, haber verilmeksizin değiştirilebilir. Tüm veriler, İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş. tarafından güvenilir olduğuna inanılan kaynaklardan alınmıştır. Bu kaynakların kullanılması nedeni ile ortaya çıkabilecek hatalardan İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş. sorumlu değildir.

Bu içeriğe ilişkin tüm telif hakları İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'ye aittir. Bu içerik, açık iznimiz olmaksızın başkaları tarafından herhangi bir amaçla, kısmen veya tamamen çoğaltılamaz, dağıtılamaz, yayımlanamaz veya değiştirilemez.