

Enerji Sektörü Eylül Ayı Bülteni

2026



Ortalama PTF

2.742

TL/MWh

Lisanslı üretim

27,67

TWh

Toplam tüketim

30,64

TWh

Yenilenebilir pay

52,1

%

Eylül'de piyasa takas fiyatı 2.742 TL/MWh ile aylık %5,7 geriledi, ancak geçen yılın aynı ayını %0,5 aşarak ocaktan bu yana ilk kez yıllık bazda yukarı döndü. Dolar bazında 56,6 USD/MWh ile açık %14,6. Dokuz aylık ortalama 1.966 TL/MWh ile 2025'in %22,8 altında kaldı. Üretim tarafında hidrolojinin ağırlığı arttı. Barajlı hidrolik yıllık %176,1 artışla 6.982 GWh'e çıkıp sistemin en büyük kaynağı olurken doğalgaz %55,3 gerileyerek 2.921 GWh'e indi ve yenilenebilir kaynakların payı %52,1'e yükseldi. Toplam lisanslı üretim 27,67 TWh ile geçen yılın %4,2 üzerinde. Eylül'de 20 hissenin 9'u üretimini artırdı, 11'i gerilette ve net düşüşün yarısından fazlası ENKAİ ile AKENR'den geldi.

► Piyasa Görünümü

Ortalama PTF (TL/MWh)		Ortalama SMF (TL/MWh)		PTF (USD/MWh)		PTF - SMF makası (TL/MWh)	
2026-07	2.700	2026-07	2.515	2026-07	57,6	2026-07	184
2026-08	2.908	2026-08	2.906	2026-08	61,0	2026-08	2
2026-09	2.742	2026-09	2.507	2026-09	56,6	2026-09	235

Eylül'de toptan elektrik fiyatı, yani piyasa takas fiyatı (PTF) 2.742 TL/MWh ile aylık %5,7 geriledi, ancak geçen yılın aynı ayını %0,5 aşarak ocaktan bu yana ilk kez yıllık bazda yukarı döndü. Dolar bazında ise açık sürüyor: %14,6.

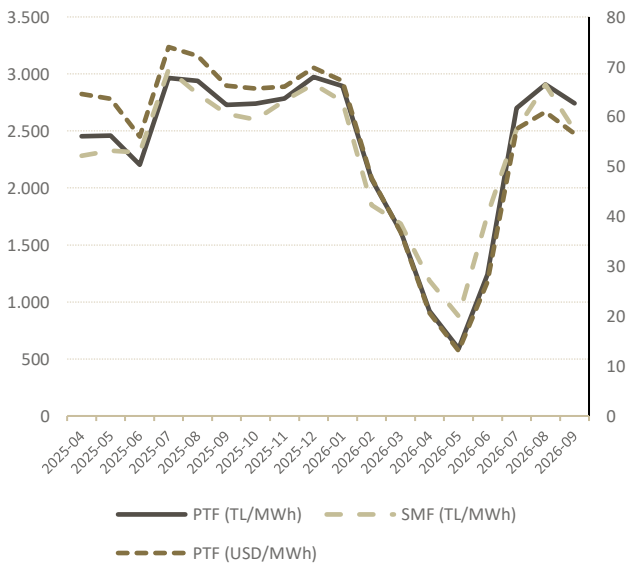
Sistem marjinal fiyatı (SMF), yani sistemi gün içinde anlık dengelemenin fiyatı, daha sert düştü ve aylık %13,7 gerileyerek 2.507 TL/MWh'e indi. PTF ile arasındaki fark 2 TL/MWh'ten 235 TL/MWh'e açıldı. SMF'nin PTF'nin altında kalması, sistemde ay boyunca elektrik fazlası olduğunu ve üretimin kısıldığını gösteriyor.

Dokuz ayın tamamında 2026 mevsimsel örüntüyü korudu ama seviyeyi koruyamadı. Ocak-eylül ortalaması 1.966 TL/MWh oldu, 2025'in aynı dönemine göre %22,8, 2024'e göre %9,5 aşağıda. 2025'in üzerine çıkabilen iki ay var, ocak ve eylül. Mayıs'ta fiyat 591 TL/MWh'e inerek geçen yılın aynı ayının dörtte birine düştü. Yüksek hidrolik üretim ile zayıf talebin üst üste gelmesi bahar aylarını tümüyle çöktürdü. Temmuzdan itibaren fiyat 2.700 TL/MWh'in üzerine döndü ve iki yıl arasındaki açık hızla kapandı, ağustosta fark %1,1'e indi, eylülde ise 2026 öne geçti. Yani yılın ilk yarısındaki ayrışma kalıcı bir seviye kaybı değil, hidroloji kaynaklı mevsimsel bir sapma. Bundan sonraki ölçüt, ekim-aralık döneminde 2025'in 2.700-3.000 TL/MWh bandının yakalanıp yakalanamayacağı.

Dolar bazlı seri TL tarafından farklı bir tablo çiziyor. Eylül'de 56,6 USD/MWh olan fiyat mayıstaki 13,1 dolarlık dipten dört kattan fazla toparlandı, ancak aylık %7,2 geriledi ve 2025 eylülünün 66,2 dolarlık seviyesinin 9,7 dolar altında kaldı. TL'de yıllık artış görünürken dolarda %14,6'lık kaybın sürmesi, fiyattaki toparlanmanın önemli bölümünün kur tarafından geri alındığını gösteriyor. Dolar bazlı maliyet taşıyan ya da ithal yakıtla çalışan üreticiler için etkin fiyat, TL grafiğinin ima ettiğinden belirgin biçimde zayıf.

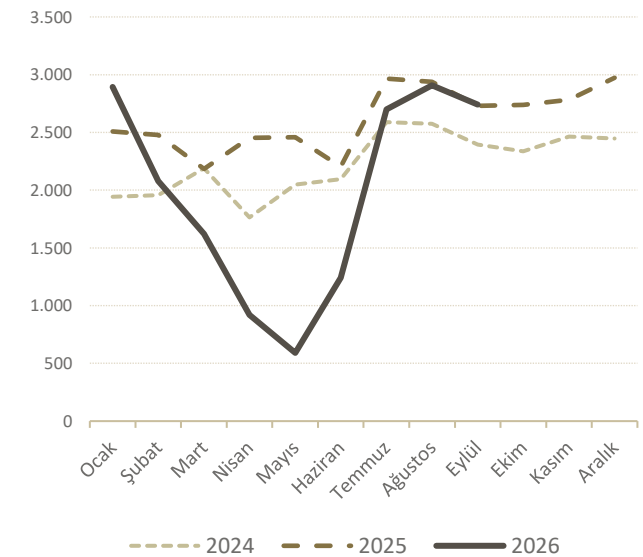
Aylık PTF ve SMF Seyri

(TL/MWh ve USD/MWh)



Mevsimsellik - Aylık Ortalama PTF

(TL/MWh)

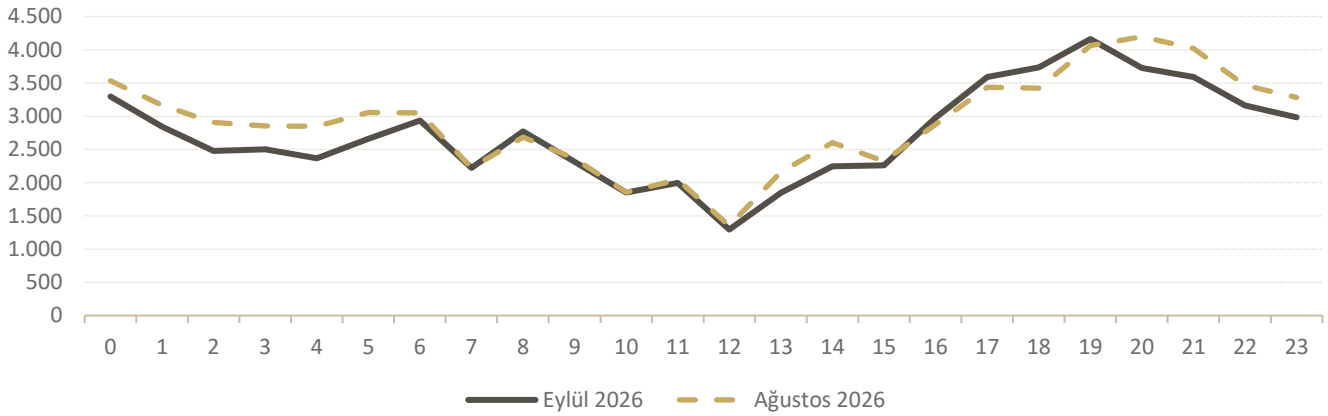


► Fiyat Hareketleri

Gün içi fiyat makası eylülde de geniş kaldı. Öğlen saat 12'de ortalama 1.294 TL/MWh'e inen fiyat akşam saat 19'da 4.162 TL/MWh'e çıktı, aradaki 2.868 TL/MWh'lik fark 3,2 katlık bir orana denk geliyor. Akşam zirvesi günlerin kısalmasıyla ağustostaki saat 20'den bir saat öne kaydı. Ağustosla kıyaslandığında en sert düşüş gece saatlerinde oldu, 00-06 arası ortalama %10,9 geriledi.

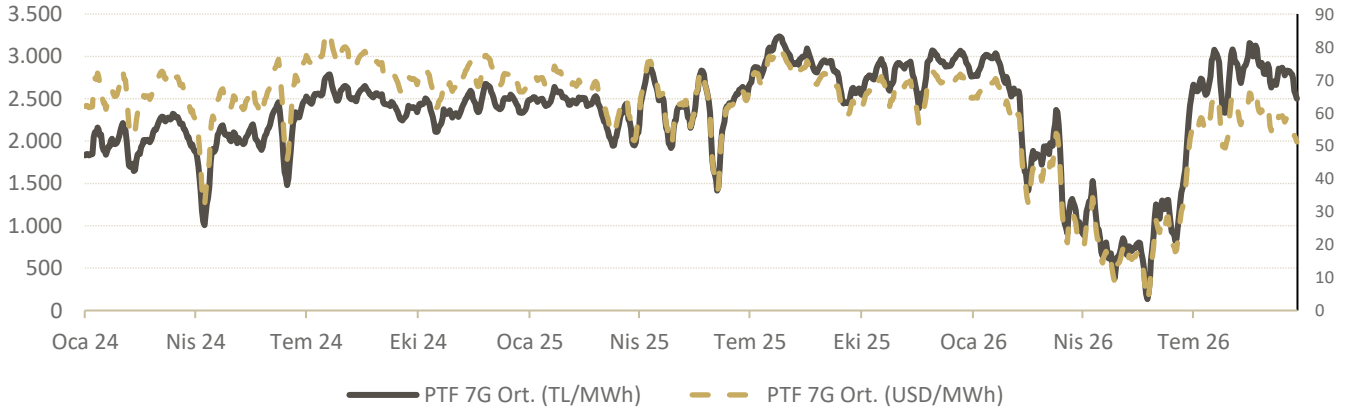
Saat Bazında Ortalama PTF

(TL/MWh)



PTF - 7 Günlük Hareketli Ortalama

(TL/MWh ve USD/MWh)



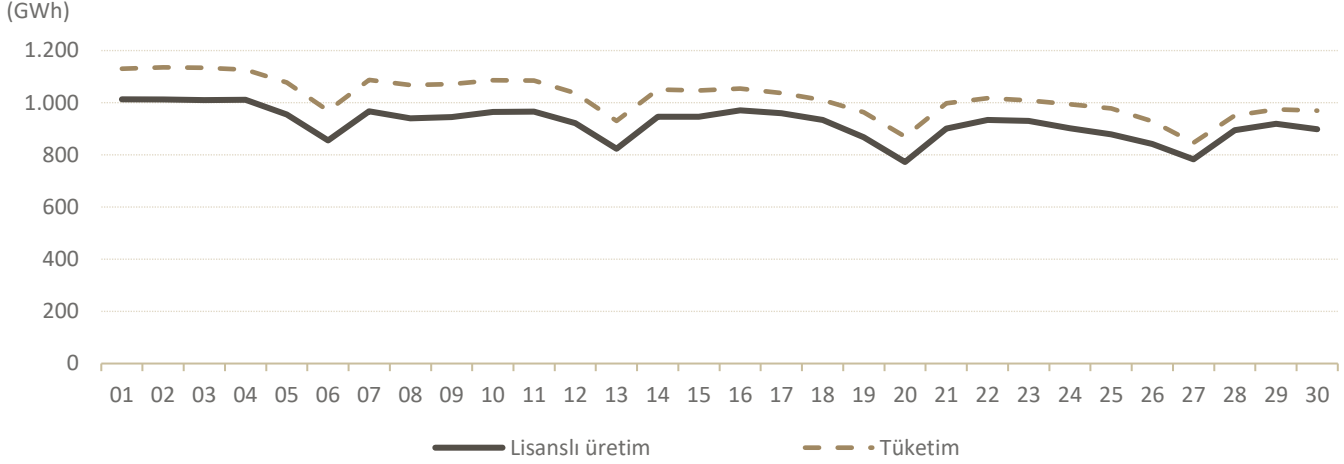
Yedi günlük ortalama mayıs sonundaki 134 TL/MWh'lik dipten sonra net bir toparlanma çizdi, ancak eylülün son haftasında yön aşağı döndü. 30 Eylül itibarıyla seri 2.498 TL/MWh ve 51,2 USD/MWh ile ayın en düşük seviyesinde. Zirve 22 Ağustos'ta 3.157 TL/MWh ile görüldü, ay sonundaki seviye bu zirvenin %21 altında. Dipten sonraki 123 günün 59'unda seri geriledi, yani toparlanma düz bir çizgi izlemedi. Toparlanmanın ilk aşaması hidrolik üretimin gerilemesiyle, ikinci aşaması yaz talebiyle geldi. Soğutma yükü azaldıkça bu destek de zayıflıyor.

İki seri arasındaki ayrışma yılın ana teması olmayı sürdürüyor. TL tarafı dipten yirmi kata yakın toparlanırken dolar tarafı 3,0 dolardan 51,2 dolara çıktı. Oransal hareket benzer olsa da son on iki ayın 72,5 dolarlık zirvesine yaklaşılmadı. Eylül boyunca TL serisi 2.498-2.923, dolar serisi 51,2-60,8 aralığında hareket etti. Ay sonuna doğru iki serinin birlikte gerilemesi, fiyatın mevsimsel olarak gevşemeye başladığına işaret ediyor. Eylül ortalaması yine de geçen yılın eylülüyle neredeyse aynı seviyede kaldı.

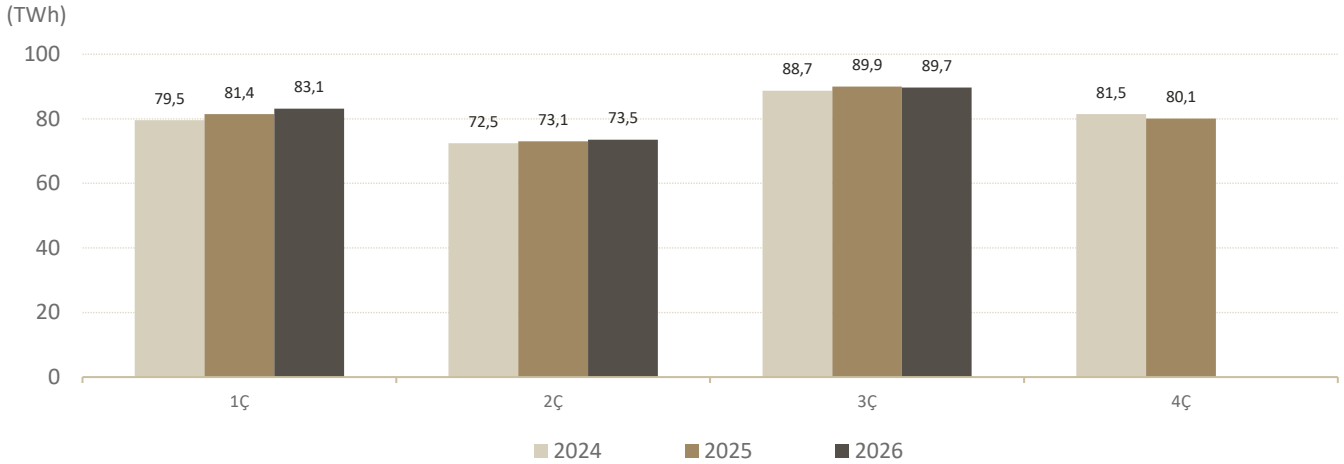
► Üretim ve Tüketim

Eylül'de lisanslı santrallerin üretimi 27,67 TWh, tüketim 30,64 TWh oldu. Aradaki 2,97 TWh'lik fark büyük ölçüde lisanssız üretimden, yani çoğu çatı ve küçük arazi güneş santralinden geliyor. Günlük üretim 1 Eylül'de 1.013 GWh ile zirveye çıktı, 20 Eylül pazar günü 773 GWh ile dibe indi. Tüketim 2 Eylül'de 1.136 GWh ile en yüksek, 27 Eylül'de 846 GWh ile en düşük seviyede.

Günlük Üretim ve Tüketim - Eylül



Çeyreklik Lisanslı Üretim



Çeyreklik üretimde üç yıldır aynı mevsimsel sıra tekrarlanıyor. En yüksek çeyrek soğutma yükünün taşıdığı üçüncü çeyrek, en düşük çeyrek ise ılıman geçen ikinci çeyrek oluyor. 2026'nın ilk çeyreği 83,13 TWh ile son üç yılın en yükseği, 2025'e göre %2,1, 2024'e göre %4,5 yukarıda. İkinci çeyrek 73,50 TWh ile 2025'in %0,6 üzerinde kalarak yatay seyretti. Dördüncü çeyrek ise iki yıldır 80-81 TWh bandında, 2024'te 81,46, 2025'te 80,10 TWh. Üç yılın on bir çeyreği içinde en yüksek değer 89,94 TWh ile 2025'in üçüncü çeyreğine ait.

Üçüncü çeyrek 89,69 TWh ile 2025'in 89,94 TWh'inin %0,3 altında, 2024'ün 88,70 TWh'inin %1,1 üzerinde kapandı, yani yaz talebi üç yıldır neredeyse aynı seviyede. Yılın ilk dokuz ayı bütün olarak alındığında 246,31 TWh ile geçen yılın 244,42 TWh'ini %0,8 aştı. Yıllar arasındaki asıl oynaklık hidroloji ve ısınma talebinin belirlediği ilk iki çeyrekte ortaya çıkıyor, dokuz aylık artışın da tamamına yakını ilk çeyrekte geldi. Son iki yılda dördüncü çeyrek üçüncünün %8-11 altında gerçekleşti, aynı örüntü sürerse yılın son çeyreğinde üretim 80-82 TWh bandına inecek.

► Kaynak Bazlı Üretim

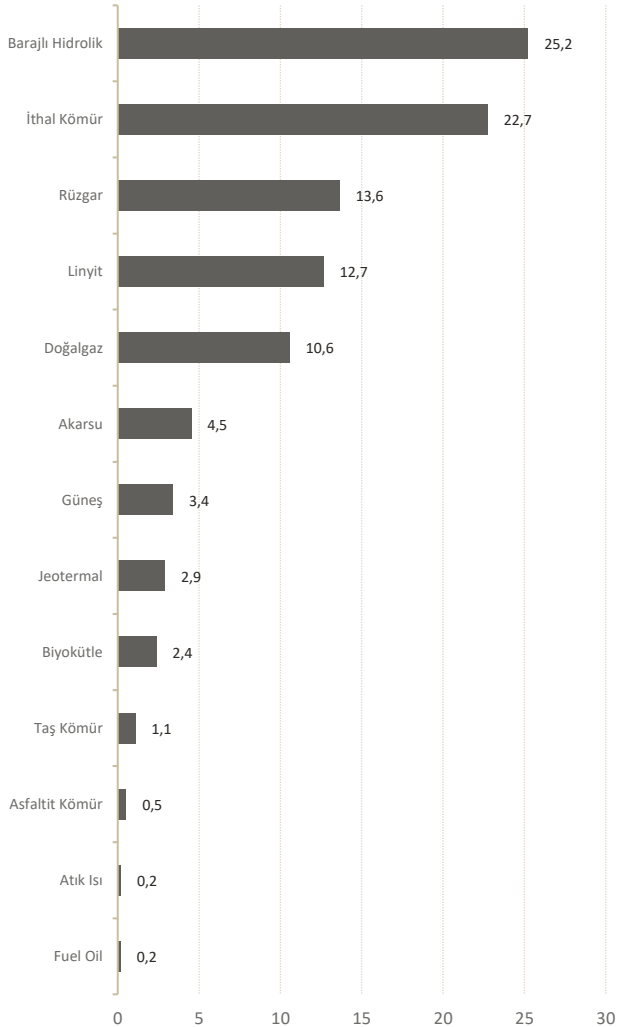
Eylül'de kaynak kompozisyonundaki değişim derinleşti. Barajlı hidrolik üretimini bir yılda %176,1 artırarak 6.982 GWh'e çıkardı ve %25,2 payla sistemin en büyük kaynağı oldu. Doğalgaz ise %55,3 gerileyip 2.921 GWh'e indi, payı %10,6'ya düştü. Bir yıl önce %24,6 payla sistemin en büyük ikinci kaynağıydı, şimdi beşinci sırada.

Mutlak katkıda tablo daha net görünüyor. Barajlı hidrolik sisteme 4.453 GWh eklerken doğalgaz 3.616 GWh çekti, yani suyun devreye girişi gazın çıkışını fazlasıyla karşıladı. Akarsu 527, güneş 153 ve linyit 103 GWh ile katkısı tamamladı, ithal kömür 343, taş kömür 83 GWh geriledi. Rüzgâr ve jeotermal geçen yılla neredeyse aynı kaldı. Yenilenebilir taraftaki artışın termik taraftaki daralmayı aşması bu ay toplam üretimi de yukarı taşıdı.

Toplam lisanslı üretim 27.669 GWh ile geçen yılın 26.566 GWh seviyesinin %4,2 üzerine çıktı. Barajlı hidrolik, ithal kömür ve rüzgâr birlikte sistemin %61,6'sını karşılıyor, bu üçlünün payı bir yıl önce %48,7 idi. Yenilenebilir kaynakların payı bir yılda %35,0'dan %52,1'e çıkarken termik kaynakların payı %65,0'dan %47,9'a indi. Hidroloji lehine dönen bileşime rağmen eylül PTF'si geçen yılın %0,5 üzerinde kaldı. Yani bu ay bileşimdeki değişim fiyata önceki aylardaki kadar yansımadı.

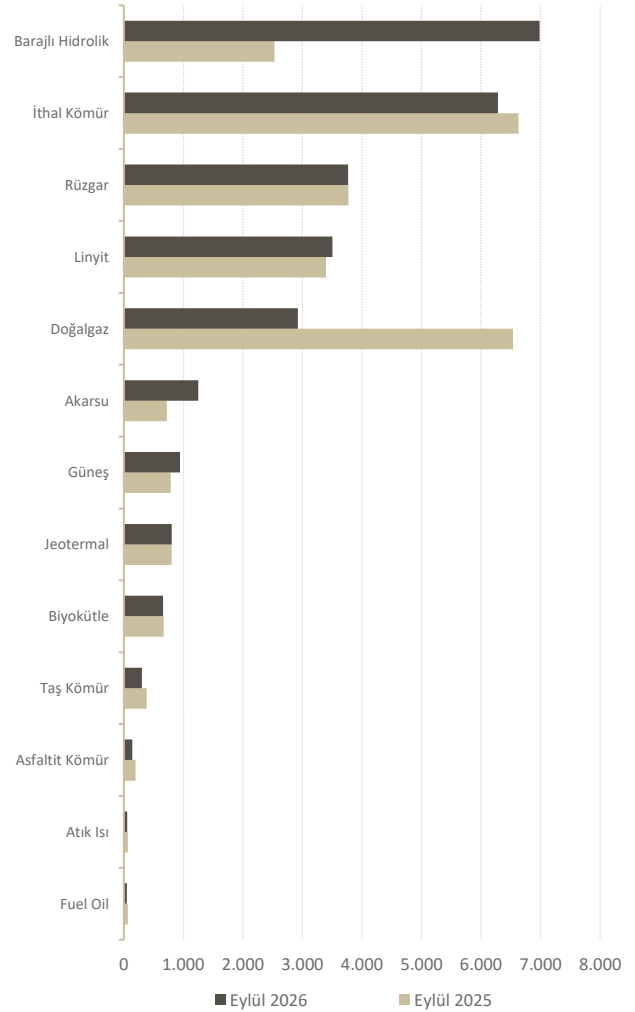
Üretim İçindeki Pay

(%)



Üretim - Bu Ay ve Geçen Yıl Aynı Ay

(GWh)

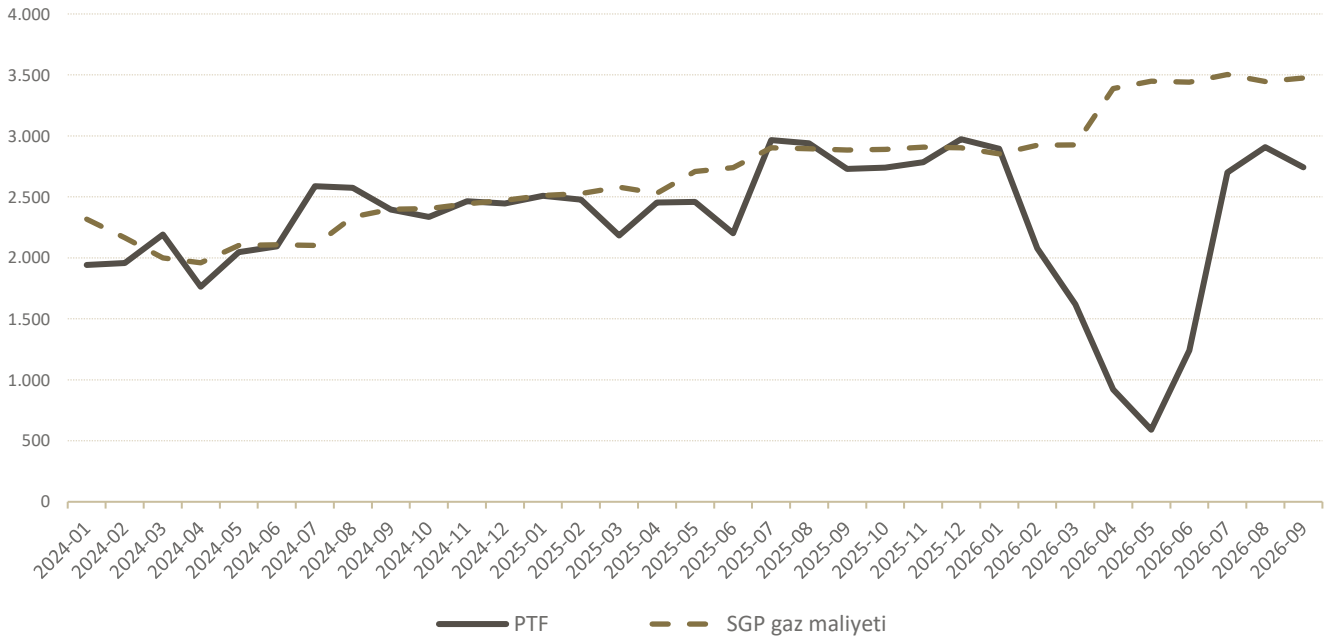


Doğalgaz Santrali Marjı

Doğalgaz santrallerinin marjı, yani elektriği sattıkları fiyat ile yakıt maliyeti arasındaki fark, eylülde yeniden kötüleşti. Spot Gaz Piyasası (SGP) fiyatlarıyla 1 MWh elektrik üretmenin gaz maliyeti 3.475 TL'ye çıkarken PTF 2.742 TL/MWh'te kaldı, yani santraller her megavatsaatte 732 TL zarar etti. Zarar ağustosa göre 195 TL büyüdü ve bunun neredeyse tamamı fiyattan geldi, PTF aylık %5,7 düşerken gaz maliyeti yalnızca %0,9 arttı. Gazı BOTAŞ'ın tarife fiyatından alan santrallerde zarar 862 TL/MWh.

PTF ve Gaz Maliyeti

(TL/MWh - elektrik başına, aylık ortalama)



Aylık Marj Tablosu

(TL/MWh, son üç ay)

Ay	PTF	Gaz Maliyeti	Marj (SGP gazı)	Marj (BOTAŞ gazı)
2026-07	2.700	3.504	-804	-905
2026-08	2.908	3.445	-538	-697
2026-09	2.742	3.475	-732	-862

Negatif marj bu aya özgü değil, yapısal. Son on iki ayın onunda gaz marjı eksideydi ve dönem ortalaması -992 TL/MWh oldu. Pozitifte geçilen tek aylar aralık ve ocak. En sert zarar mayısta -2.858 TL/MWh ile kaydedildi. Eylül'ün -732'si dönemin ortasında kalıyor ve ağustosun -538'inin gerisinde, gaz santralleri spot piyasada zararına çalışmayı sürdürüyor.

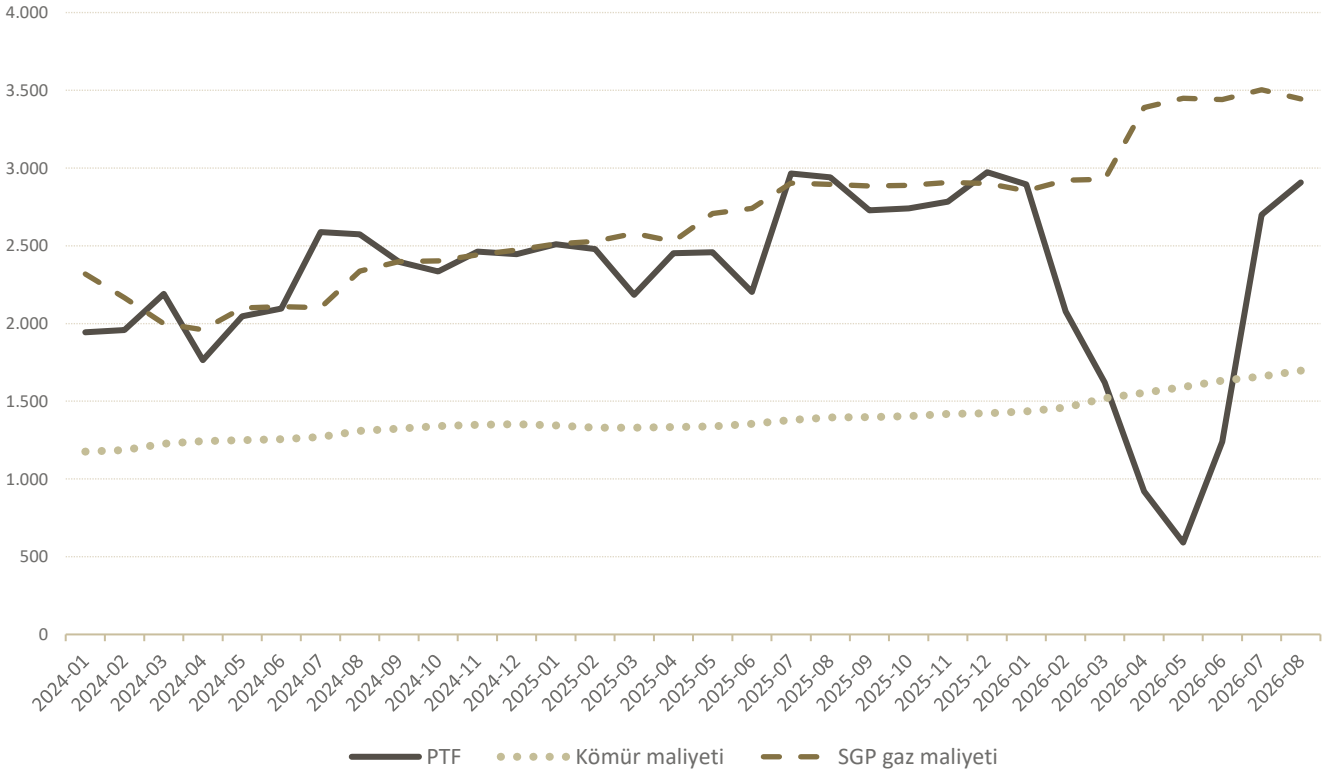
Marjın yönünü maliyet değil fiyat belirliyor. Gaz maliyeti son on iki ayda %20,5 artarak 3.475 TL/MWh'e çıktı ve nisandan bu yana 3.390-3.500 aralığında yatay seyrediyor. Mayıstan ağustosa kadarki toparlanmanın tamamı PTF'nin 591'den 2.908'e yükselmesinden, eylüldeki bozulma da PTF'nin 2.742'ye gerilemesinden kaynaklandı. Bu da gaz santrallerinin kârlılığının kendi maliyet yapılarından çok piyasa fiyatına, dolayısıyla hidrolojiye bağlı kaldığını gösteriyor.

► Kömür Santrali Marjı

Kömür santrallerinde tablo tam tersi yönde, santraller kârla çalışıyor. Dünya Bankası eylül kömür fiyatını henüz yayımlamadığı için son veri ağustosa ait. Ağustos'ta 1 MWh elektrik üretmek için gereken ithal kömürün maliyeti 1.697 TL'ye denk geldi, yani santraller PTF'den sattıkları her megavatsaatte 1.211 TL brüt marj elde etti. Marj temmuza göre 171 TL genişleyerek yılın ocaktan sonraki en yüksek seviyesine çıktı.

PTF, Kömür ve Gaz Maliyeti

(TL/MWh - elektrik başına, aylık ortalama)



Kömür Santrali Marjı

(TL/MWh, son üç ay)

Ay	Kömür Santrali Marjı (TL/MWh)
2026-06	-392
2026-07	1.040
2026-08	1.211

Son on iki ayın dokuzunda kömür marjı pozitif ve dönem ortalaması +666 TL/MWh. Negatife düşülen nisan, mayıs ve haziran PTF'nin çöktüğü aylardı, fiyat toparlandığı anda marj da geri geldi. Aynı dönemde gaz marjı ortalaması -944 TL/MWh oldu, iki yakıt arasındaki 1.610 TL/MWh'lik makas yıl boyunca kömür lehine korundu.

Ağustos'ta gaz maliyeti 3.445, kömür maliyeti 1.697 TL/MWh oldu. Aradaki 1.749 TL/MWh'lik fark kömür santrallerinin megavatsaat başına taşıdığı avantajı doğrudan gösteriyor. Maliyet artış hızları ise birbirine yakın, kömür yıllık %21,6, gaz %19,0 arttı. Yani avantaj yakıt fiyatlarındaki ayrışmadan değil, kömürün baştan gelen seviye farkından kaynaklanıyor.

► Şirket Bazlı Kurulu Güç, Üretim ve Kapasite Faktörü

Kapasite faktörü, bir santralin fiilen ürettiği elektriğin tam güçte kesintisiz çalışsaydı üreteceği orandır. Şirket bazında bu oran eylülde %5,7 ile %89,8 arasında dağıldı, ortalama %38,1, medyan %36,3. Üst uçta termik ağırlıklı IZENR (%89,8) ve CANTE (%71,5) ile jeotermal ağırlıklı ZOREN (%52,7) var, alt uçta doğalgaz portföyüyle AKENR (%5,7) ve ENKAİ (%7,5) duruyor.

Kurulu güçte yoğunlaşma yüksek. ENKAİ 4.859 MWe, AKENR 1.221 MWe ve AKSEN 1.211 MWe ile ilk üç şirket, kapsanan 14 şirketin 12.273 MWe'lik toplam kapasitesinin %59,4'ünü taşıyor. Ancak üretim sıralaması bunu izlemiyor: AKSEN 280 GWh ile listenin başında, ENKAİ 262 GWh ile üçüncü sırada, kurulu gücü ise AKSEN'in dört katı. Eylül'de doğalgaz santrallerinin düşük çalışma oranı bu ters sıralamayı tek başına açıklıyor.

Kurulu Güç, Üretim ve Kapasite Faktörü

(ilk 14 şirket - Kaynak: EPİAŞ, EPDK, TEİAŞ)

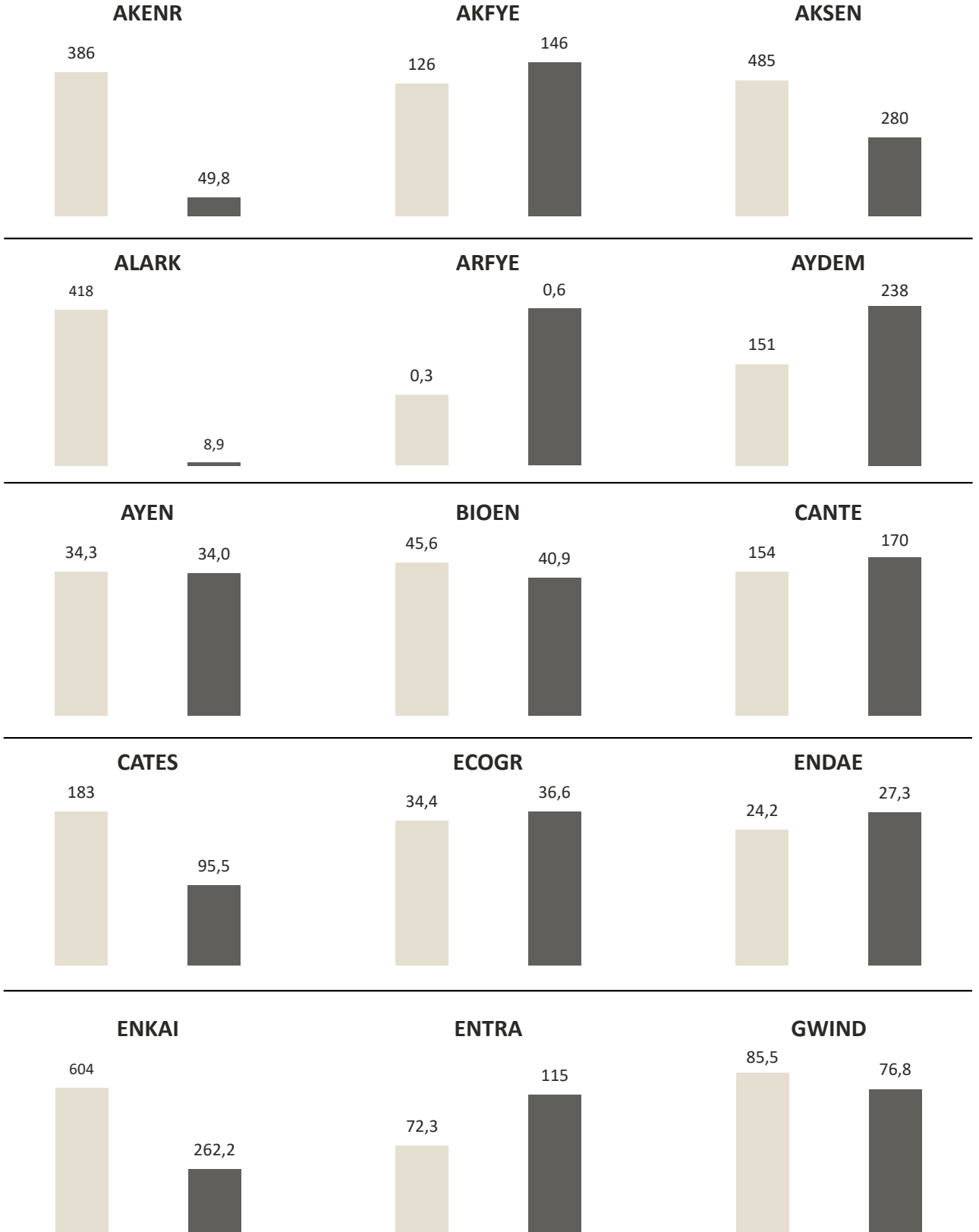
Hisse	Kurulu Güç(Mwe)	Üretim (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
ENKAİ	4.859,40	262.207	7,49
AKENR	1.220,82	49.834	5,67
AKSEN	1.210,50	279.742	32,10
AYDEM	1.177,43	237.572	28,02
MOGAN	940,27	269.558	39,82
ZOREN	473,46	179.641	52,70
ENTRA	460,56	114.777	34,61
IZENR	370,00	239.252	89,81
CANTE	330,00	169.851	71,49
CATES	314,68	95.503	42,15
GWIND	280,65	76.822	38,02
TATEN	224,29	80.913	50,10
AYEN	213,52	33.949	22,08
ENDAE	196,98	27.332	19,27

Kapsanan 14 şirketin eylüldeki toplam üretimi 2.117 GWh oldu. IZENR, CANTE ve ZOREN kurulu gücün yalnızca %10'uyla bu üretimin %28'ini karşıladı.

Kurulu güç EPDK lisans defterinden, üretim EPİAŞ lisanslı üretim verisinden alınmıştır. Kurulu güç dönem sonu fotoğrafıdır, satılan santralin üretimi seride kalır.

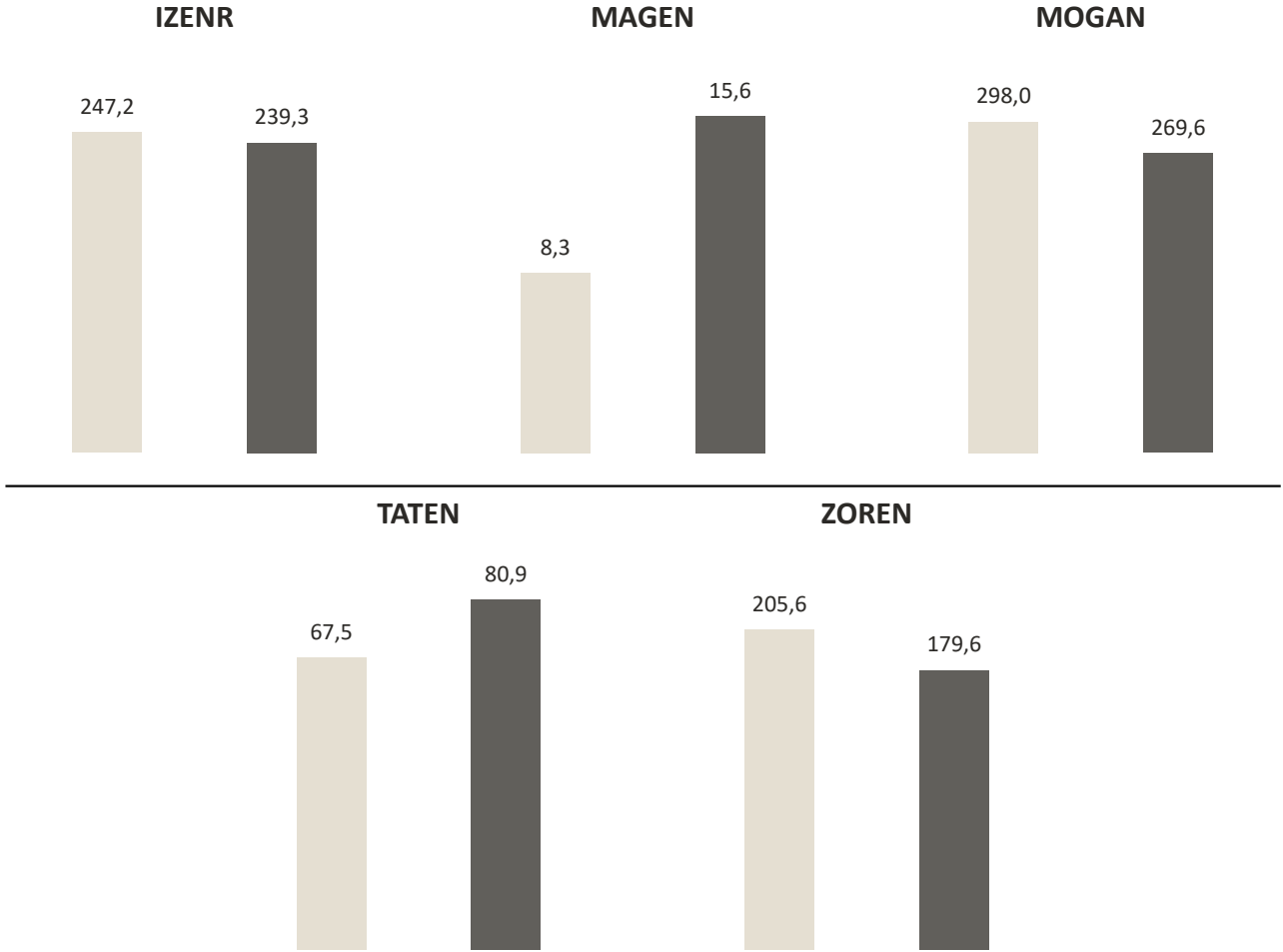
Ortak girişimlerde ekonomik pay uygulanmış, santralin tamamı değil şirketin payına düşen kısım hesaba katılmıştır. Satılan santralin üretimi satış tarihine kadar şirkette kalır, kurulu güçten ise çıkar. ALARK'ın Cenal santrali bu nedenle temmuzdan itibaren kapsam dışında.

► Şirket Bazlı Üretim 1/2



ALARK: Cenal Termik Santrali 1 Temmuz 2026'dan itibaren kapsam dışıdır, geçen yılın rakamı Cenal'i içerir.
Sol çubuk Eylül 2025, sağ çubuk Eylül 2026. Açık ton geçen yılı, koyu ton bu dönemi gösterir.

► Şirket Bazlı Üretim 2/2



Sol çubuk Eylül 2025, sağ çubuk Eylül 2026. Açık ton geçen yılı, koyu ton bu dönemi gösterir.

Eylül'de şirket bazında üretim yıllık bazda belirgin biçimde ayrıştı. Kapsanan 20 şirketin 9'u üretimini artırdı, 11'i geriletti. Toplamda üretim 3.632 GWh'ten 2.366 GWh'e, yani %34,9 düştü. Artış tarafının başını hidrolik ağırlıklı AYDEM ve ENTRA çekerken en sert gerilemeler ALARK ile doğalgaz ağırlıklı AKENR, ENKAİ ve AKSEN'de görüldü. ALARK'taki düşüş, Cenal santralinin temmuzdan itibaren portföyde yer almamasından kaynaklanıyor.

Mutlak değerde ALARK 410, ENKAİ 342 ve AKENR 336 GWh kaybetti, üçü net düşüşün %86'sını oluşturdu. AKSEN 206, CATES 87 GWh geriledi. Artış tarafında AYDEM 86, ENTRA 42 ve AKFYE 20 GWh ekledi. Kazanan tarafın toplam katkısı 191 GWh, kaybeden tarafın 1.457 GWh'lik daralmasının yaklaşık %13'ü kadar.

Yüzdesel ve mutlak sıralama örtüşmüyor. En yüksek artışı kaydeden ARFYE (%129,3) sisteme yalnızca 0,3 GWh ekledi, buna karşılık %12,6 gerileyen ZOREN'in kaybı 26 GWh oldu. Küçük tabanlı şirketlerde yüzdesel hareket büyük görünse de sistem toplamına katkısı sınırlı kalıyor.

Kapsanan 20 şirketin tamamı Borsa İstanbul'da işlem gören enerji üreticileridir. Grup şirketi olup borsada işlem görmeyen tüzel kişilerin üretimi karşılaştırmaya dahil edilmemiştir. Karşılaştırma dönemi her iki yıl için aynı takvim aralığını kapsar ve dönem içinde el değiştiren santrallerin üretimi, üretim gününde kimin sahibi olduğuna bakılarak ilgili şirkete yazılmıştır.

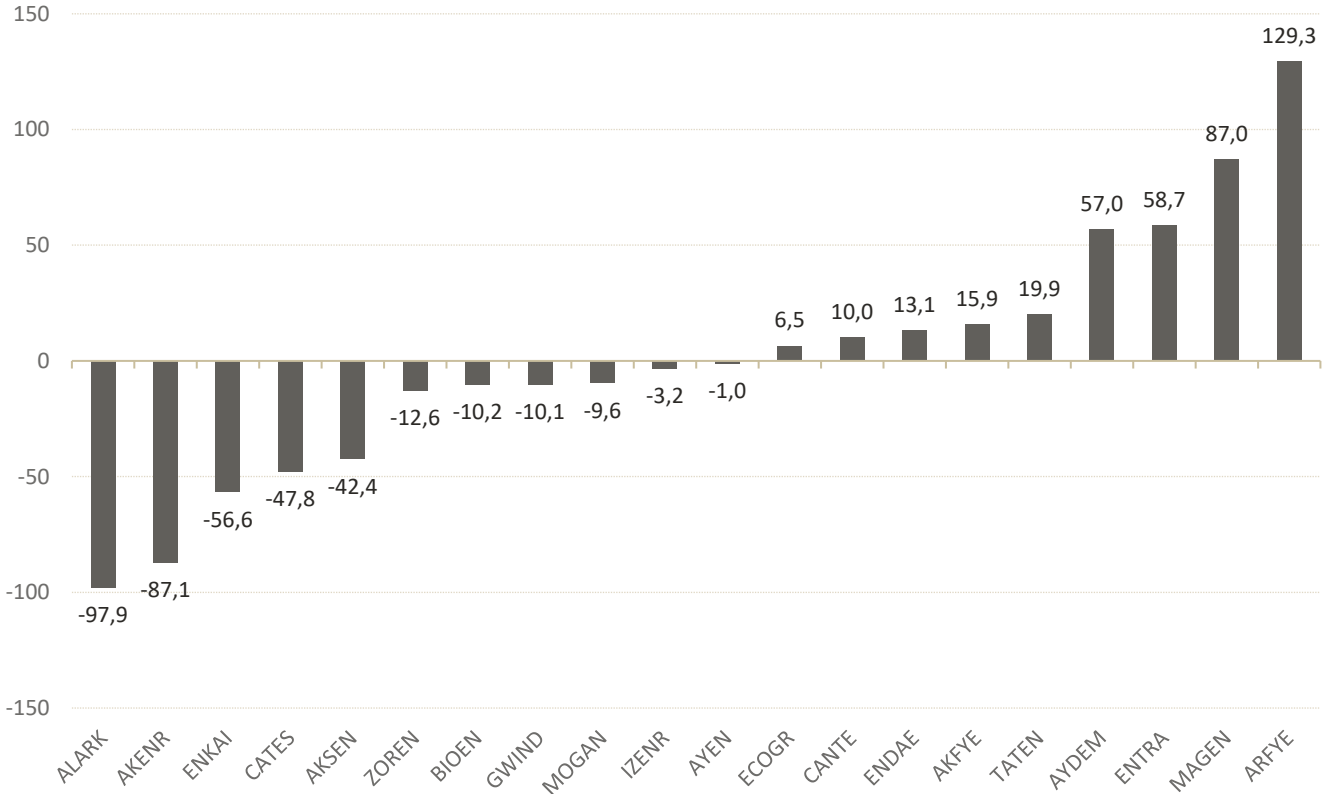
► Şirket Bazlı Üretim Değişimleri

En Yüksek Artış (%)		En Sert Gerileme (%)		Artan / Azalan (adet)	
ENTRA	58,7	ENKAI	-56,6	Artan	9
MAGEN	87,0	AKENR	-87,1	Azalan	11
ARFYE	129,3	ALARK	-97,9	Toplam	20

Eylül'de yıllık üretim değişiminde uçlar birbirinden çok uzak. En yüksek artışı ARFYE %129,3 ile kaydetti, onu MAGEN %87,0 ve ENTRA %58,7 izledi. En sert gerileme ALARK'ta %97,9 oldu, ardından AKENR %87,1 ve ENKAI %56,6 geldi. Listenin iki ucu arasındaki fark 227 puan. ALARK'taki düşüş Cenal santralının portföyden çıkmasından, AKENR ve ENKAI'deki ise doğalgaz santrallerinin düşük çalışmasından kaynaklanıyor. Artış tarafında ARFYE biyokütle, MAGEN jeotermal, ENTRA hidrolik ağırlıklı.

Şirket Bazlı Üretim Değişim Oranları

(%, Eylül 2026 / Eylül 2025, düşükten yükseğe sıralı)



Dağılım ortada yoğunlaşıyor. 20 şirketin 4'ü ± 10 bandında yatay kaldı. Uçlarda 4 şirket %50'nin üzerinde artış, 3 şirket %50'nin üzerinde gerileme kaydetti. Ortalama %1,0 ile medyan %-2,1 arasındaki 3,1 puanlık fark, birkaç küçük şirketin yüksek yüzdesel artışının ortalamayı yukarı çekmesinden kaynaklanıyor. Ortalamanın üzerindeki dokuz şirketin sekizi yenilenebilir ağırlıklı portföye sahip.

Yüzdesel sıralama mutlak katkıyı yansıtmaz. En yüksek artışı kaydeden ARFYE üretimini 0,25 GWh'ten 0,56 GWh'e çıkardı, MAGEN'in eklediği 7 GWh de sınırlı. Buna karşılık ALARK 410, ENKAI 342, AKENR 336 GWh kaybetti. Bu üç şirketin kaybı, üretimini artıran 9 şirketin toplam katkısının beş katından fazla.

► Kurulu Güç ve EPDK Kapsamı

Kapsanan 20 şirketin toplam ölçülen kurulu gücü 13.269 MWe. EPDK lisans defterinde aynı tüzel kişiler adına kayıtlı toplam kapasite 13.527 MW. Ortalama kapsam %99,0 ve şirketlerin 18'inde oran %99'un üzerinde. Kurulu gücün yarısı doğalgazda, 6.713 MWe ile %50,6. Onu 2.201 MWe'lik hidrolik (%16,6) ve 1.986 MWe'lik rüzgâr (%15,0) izliyor.

Kurulu Güç Kaynak Kırılımı ve EPDK Kapsamı

(MWe / MW, tüm şirketler - Kaynak: EPDK lisans defteri)

Hisse Kodu	DGKÇ	HES	RES	TES	JES	GES	Biyokütle	Ölçülen (MWe)	EPDK Toplam (MW)	Kapsam (%)
ENKAI	4.859,4	-	-	-	-	-	-	4.859,4	4.859,4	100,0
AKENR	904,0	288,6	28,2	-	-	-	-	1.220,8	1.220,8	100,0
AKSEN	900,0	-	-	270,0	-	40,5	-	1.210,5	1.442,7	83,9
AYDEM	-	852,1	325,3	-	-	-	-	1.177,4	1.184,3	99,4
MOGAN	-	79,0	601,4	-	259,9	-	-	940,3	940,3	100,0
AKFYE	-	221,5	316,7	-	-	67,7	-	605,9	605,9	100,0
ZOREN	49,5	118,9	-	-	305,0	-	-	473,5	492,1	96,2
ENTRA	-	360,6	-	-	-	100,0	-	460,6	460,6	100,0
IZENR	-	-	-	370,0	-	-	-	370,0	370,0	100,0
CANTE	-	-	-	330,0	-	-	-	330,0	330,0	100,0
CATES	-	-	-	314,7	-	-	-	314,7	314,7	100,0
GWIND	-	-	280,7	-	-	-	-	280,7	280,6	100,0
TATEN	-	20,3	204,0	-	-	-	-	224,3	224,3	100,0
AYEN	-	68,9	144,7	-	-	-	-	213,5	213,5	100,0
ENDAE	-	104,1	85,4	-	7,5	-	-	197,0	197,0	100,0
BIOEN	-	-	-	-	-	-	127,0	127,0	127,0	100,0
ECOGR	-	-	-	-	-	100,0	22,4	122,4	122,4	100,0
ALARK	-	86,6	-	-	-	-	-	86,6	86,6	100,0
MAGEN	-	-	-	-	36,0	14,0	-	50,0	50,0	100,0
ARFYE	-	-	-	-	-	-	4,9	4,9	4,9	100,0

Fark yalnızca iki şirkette belirgin: AKSEN %83,9 (1.211 / 1.443 MW) ve ZOREN %96,2 (473 / 492 MW). Kalan 18 şirkette ölçülen kapasite EPDK toplamının tamamını karşılıyor. En yoğunlaşmış portföy ENKAI'de: 4.859 MWe'nin tamamı doğalgaz.

Düşük kapsam her zaman eksik santral anlamına gelmiyor. Ortak girişimlerde ölçülen değere ekonomik pay uygulanırken EPDK toplamı lisansın %100'ünü gösterir. İkinci sebep, EPIAŞ organizasyon taramasının bulamadığı ve üçüncü taraf bir dengeleme şirketinde duran santrallerdir. ALARK'ın Cenal santrali temmuzda portföyden çıktığı için tabloda yer almıyor.

