

Enerji Sektörü

3. Çeyrek Bülteni

2026



Ortalama PTF

2.784

TL/MWh

Lisanslı üretim

89,69

TWh

Toplam tüketim

100,44

TWh

Yenilenebilir pay

51,8

%

Üçüncü çeyrekte piyasa takas fiyatı (PTF) ortalama 2.784 TL/MWh oldu. Fiyat geçen yılın aynı çeyreğinin %3,3 altında, 2024'ün aynı çeyreğinin ise %10,4 üzerinde gerçekleşti. Dolar bazında fiyat 58,4 USD/MWh ile geçen yılın aynı çeyreğinin %17,6 altında kaldı. Lisanslı üretim 89,69 TWh ile geçen yılın %0,3 altında kalırken tüketim %1,1 artışla 100,44 TWh'e yükseldi. Barajlı hidrolik üretim %101,5 artışla 21.879 GWh'e çıkarak sistemin en büyük kaynağı oldu. Doğalgaz üretimi %56,1 azalarak 10.432 GWh'e geriledi, yenilenebilir kaynakların payı %51,8'e yükseldi. Takip ettiğimiz 20 şirketin 10'u üretimini artırırken 10'u gerilettili ve net düşüşün %47'si ENKAI'den geldi.

► Piyasa Görünümü

Ortalama PTF (TL/MWh)		Ortalama SMF (TL/MWh)		PTF (USD/MWh)		PTF - SMF makası (TL/MWh)	
3Ç24	2.521	3Ç24	2.447	3Ç24	75,4	3Ç24	74
3Ç25	2.879	3Ç25	2.840	3Ç25	70,9	3Ç25	40
3Ç26	2.784	3Ç26	2.644	3Ç26	58,4	3Ç26	139

Toptan elektrik fiyatı olan piyasa takas fiyatı (PTF) üçüncü çeyrekte ortalama 2.784 TL/MWh oldu. Fiyat geçen yılın aynı çeyreğindeki 2.879 TL/MWh'in %3,3 altında, 2024'teki 2.521 TL/MWh'in ise %10,4 üzerinde gerçekleşti. Dolar bazındaki düşüş daha sert oldu ve fiyat geçen yılın aynı çeyreğinin %17,6 altında kaldı.

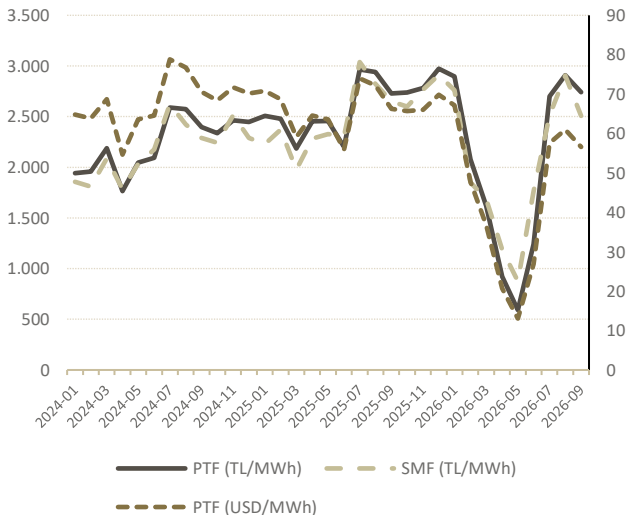
Sistemin gün içinde anlık dengelenmesinde oluşan sistem marjinal fiyatı (SMF) çeyrek ortalamasında 2.644 TL/MWh ile PTF'nin 139 TL/MWh altında kaldı. Bu fark geçen yılın aynı çeyreğinde 40 TL/MWh, 2024'te ise 74 TL/MWh seviyesindeydi. Farkın açılması, bu yaz sistemde elektrik fazlasının belirgin biçimde arttığını gösteriyor.

2026'da fiyatlar çeyrek bazında mevsimsel seyrini korudu, ancak seviye geçen yılın gerisinde kaldı. İlk çeyrek 2.202 TL/MWh ile 2025'in %7,8 altında gerçekleşti. İkinci çeyrekte fiyat 914 TL/MWh ile geçen yılın aynı döneminin %61,5 altına indi. Yüksek hidrolik üretim ile zayıf talebin aynı döneme denk geldiği baharda Mayıs ortalaması 591 TL/MWh'e kadar geriledi. Üçüncü çeyrekte soğutma ihtiyacının artmasıyla fiyat yeniden 2.700 TL/MWh'in üzerine çıktı ve geçen yıllara fark %3,3'e daraldı. Çeyrek içinde ortalama fiyat temmuzda 2.700, ağustosta 2.908, eylülde 2.742 TL/MWh oldu ve eylül fiyatı geçen yılın aynı ayını %0,5 aştı. Bu görünüm, ilk yarıdaki düşüşün kalıcı bir seviye kaybindan çok hidrolik üretime bağlı mevsimsel bir sapma olduğunu gösteriyor. Dördüncü çeyrekte fiyatın 2025'teki 2.833 TL/MWh'lik çeyrek ortalamasına ulaşip ulaşamayacağı izlenecek.

Dolar bazında tablo farklı. Üçüncü çeyrekte 58,4 USD/MWh olan fiyat, 2025'in aynı çeyreğindeki 70,9 dolarlık seviyenin 12,5 dolar, 2024'teki 75,4 dolarlık seviyenin ise 17,1 dolar altında kaldı. Fiyattan türetilen ortalama dolar kuru bir yılda %17,3 yükseldi ve TL bazında %3,3 olan düşüş dolar bazında %17,6'ya ulaştı. Dolar bazlı fiyat temmuzda aylık %114 sıçradı, ağustosta %6 daha arttı, eylülde ise %7,2 geriledi.

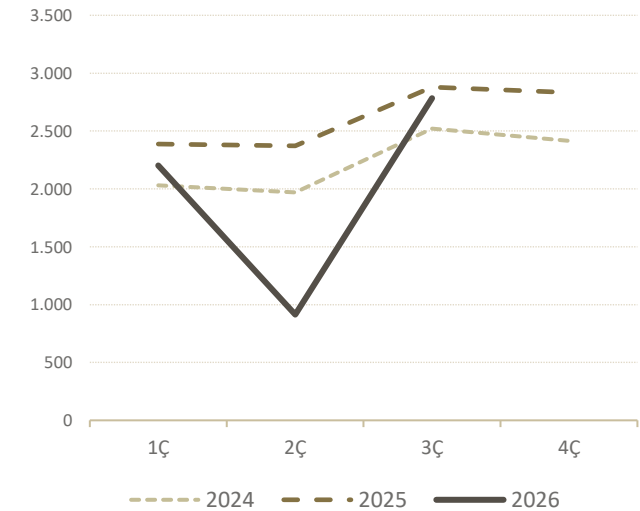
Aylık PTF ve SMF Seyri

(TL/MWh ve USD/MWh)



Çeyreklik Ortalama PTF

(TL/MWh, yıllara göre)

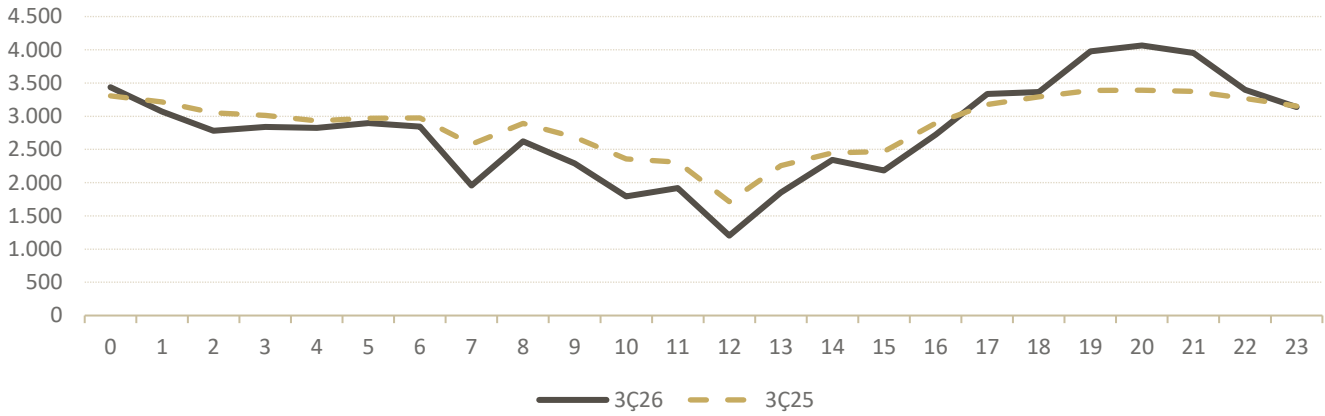


► Fiyat Hareketleri

Gün içi fiyat farkı üçüncü çeyrekte belirgin biçimde açıldı. Öğlen saat 12'de çeyrek ortalaması 1.202 TL/MWh'e inen fiyat, akşam saat 20'de 4.065 TL/MWh'e çıktı ve gün içinde 3,4 katına yükseldi. Bu oran geçen yılın aynı çeyreğinde 2,0 kat seviyesindeydi. Gündüz 09-15 arası ortalama fiyat bir yılda %16 gerilerken akşam 17-22 arası ortalama %11 yükseldi. Güneş üretimi öğle saatlerindeki fiyatı baskılamakta akşam saatlerindeki fiyat yükseldi.

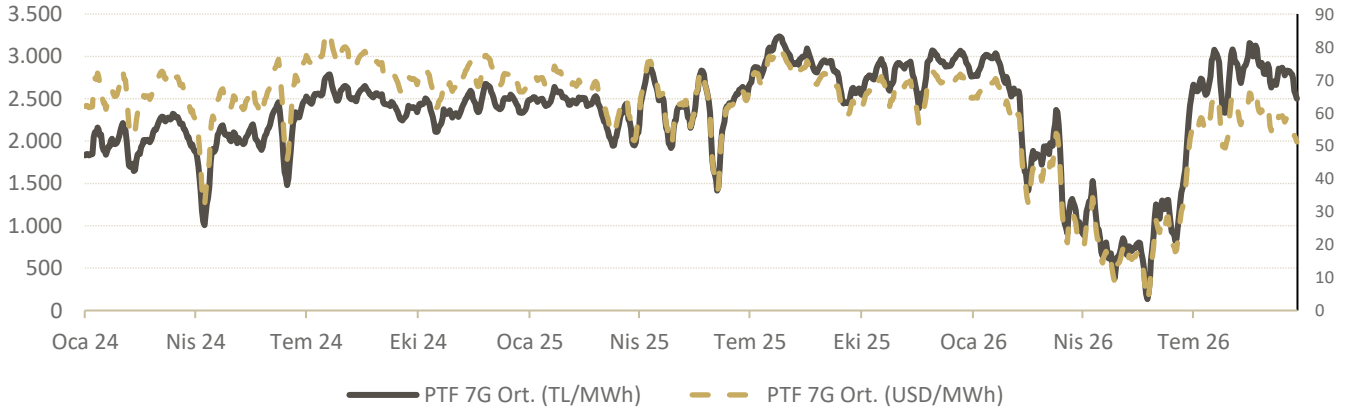
Saat Bazında Ortalama PTF

(TL/MWh)



PTF - 7 Günlük Hareketli Ortalama

(TL/MWh ve USD/MWh)



Yedi günlük ortalama fiyat çeyreğe 1.824 TL/MWh ile başladı ve 22 Ağustos'ta 3.157 TL/MWh ile zirveye ulaştı. Çeyrek sonunda 2.498 TL/MWh'e inen fiyat zirvenin %21 altında, başlangıç seviyesinin ise %37 üzerinde kaldı. Mayıs sonundaki 134 TL/MWh'lik yıl dibinden bu yana toparlanma sürüyor, ancak çeyreğin 92 gününün 48'inde fiyat geriledi ve seyir dalgalı oldu. Fiyatı önce hidrolik üretimdeki gerileme, ardından yaz talebi destekledi. Eylül sonuna doğru soğutma ihtiyacı azaldıkça bu destek zayıfladı.

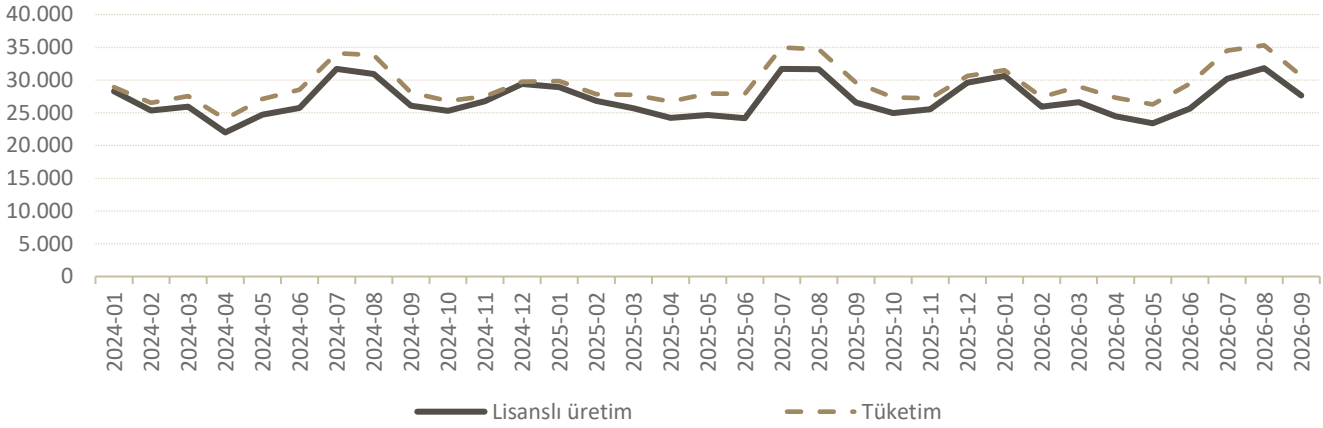
TL ve dolar bazlı seriler arasındaki fark yıl boyunca sürdü. Çeyrek boyunca TL serisi 1.824-3.157, dolar serisi 39,3-66,1 aralığında hareket etti. Dolar bazlı fiyat çeyreği 51,2 dolarda kapattı ve son on iki ayın 72,5 dolarlık zirvesine yaklaşmadı. TL bazında zirveden %21 olan geri çekilme dolar bazında %22,5'e ulaştı. Kurdaki artış, TL bazındaki toparlanmanın bir bölümünü dolar bazında geri aldı. Eylülün son haftasında iki seri birlikte geriledi ve çeyreği zirvelerinin belirgin biçimde altında kapattı.

► Üretim ve Tüketim

Üçüncü çeyrekte lisanslı santrallerin üretimi 89,69 TWh, tüketim ise 100,44 TWh oldu. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %0,3 azalırken tüketim %1,1 arttı. Aradaki 10,76 TWh'lik farkın büyük bölümü, çoğu çatı ve küçük arazi güneş santrallerinden oluşan lisanssız üretimle karşılandı. Çeyrek içinde en yüksek üretim 31,81 TWh ile ağustosta, en düşük üretim 27,67 TWh ile eylülde gerçekleşti.

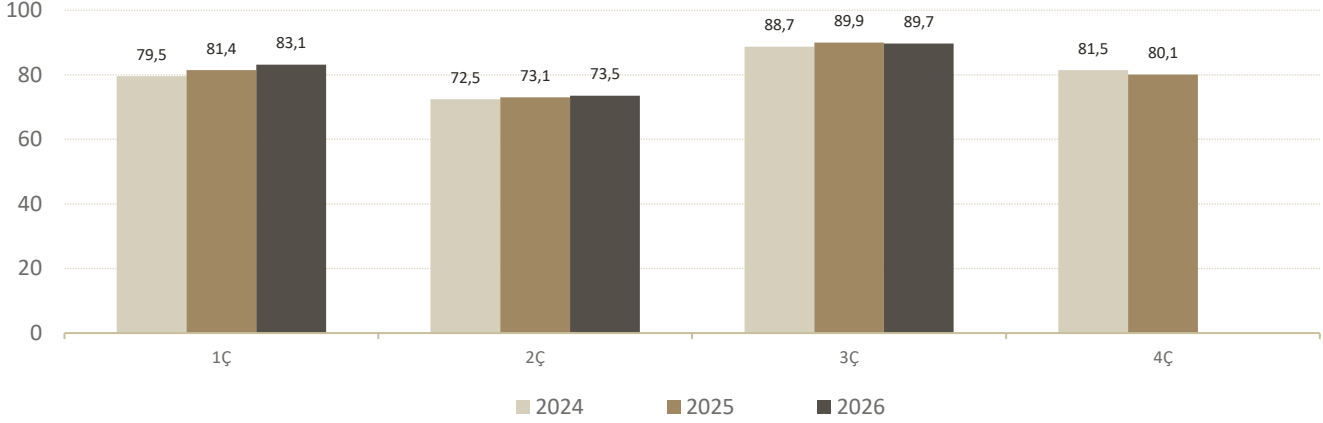
Aylık Lisanslı Üretim ve Tüketim

(GWh)



Çeyreklik Lisanslı Üretim

(TWh)



Çeyreklik üretimde son üç yılda aynı mevsimsel sıralama tekrarlandı. Soğutma ihtiyacının arttığı üçüncü çeyrek en yüksek, ılıman geçen ikinci çeyrek ise en düşük üretimi verdi. 2026'nın ilk çeyreği 83,13 TWh ile son üç yılın en yüksek seviyesine ulaştı ve 2025'in %2,1, 2024'ün %4,5 üzerinde gerçekleşti. İkinci çeyrek 73,50 TWh ile 2025'in %0,6 üzerinde yatay kaldı. Dördüncü çeyrek üretimi 2024'te 81,46, 2025'te 80,10 TWh oldu. Son üç yılın on bir çeyreği içindeki en yüksek değer 89,94 TWh ile 2025'in üçüncü çeyreğinde görüldü.

2026'nın üçüncü çeyreği 89,69 TWh ile 2025'in %0,3 altında, 2024'ün %1,1 üzerinde kapandı. Yaz aylarındaki üretim üç yıldır benzer seviyede seyrediyor. Yılın ilk dokuz ayında üretim 246,31 TWh ile geçen yılın 244,42 TWh'lik seviyesini %0,8 aştı. Yıllar arasındaki asıl fark, hidrolik üretim ve ısınma talebinin belirlediği ilk iki çeyrekte ortaya çıkıyor ve dokuz aylık artışın tamamına yakını ilk çeyrekten geldi. Son iki yılda dördüncü çeyrek üretimi üçüncü çeyreğin %8-11 altında kaldı. Bu eğilim sürerse son çeyrekte üretimin 80-82 TWh bandına gerilemesi bekleniyor.

► Kaynak Bazlı Üretim

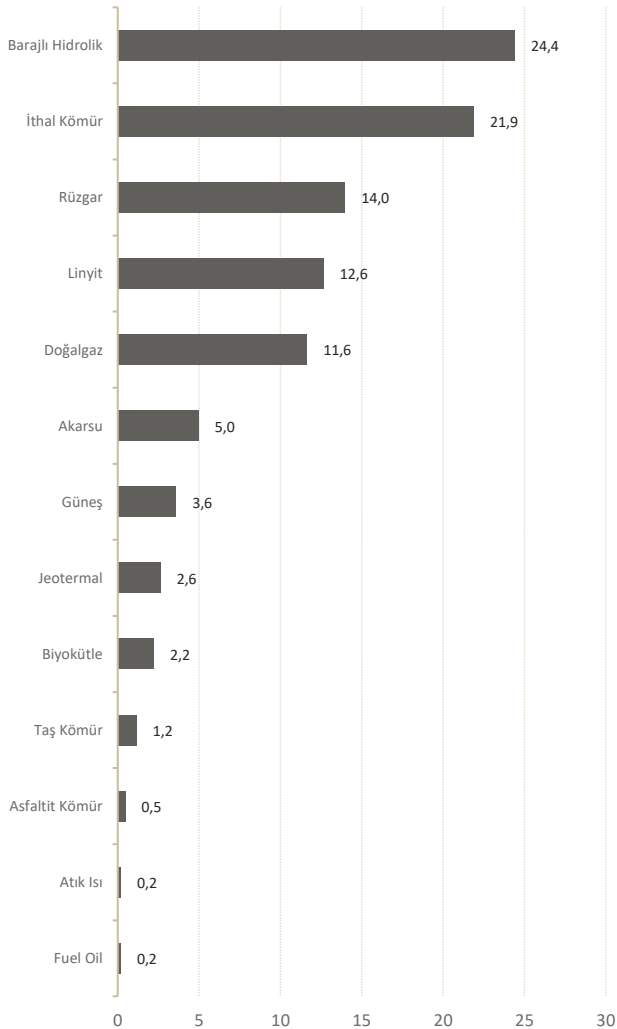
Üçüncü çeyrekte üretimin kaynak dağılımı büyük ölçüde değişti. Barajlı hidrolik santraller üretimini bir yılda %101,5 artırarak 21.879 GWh'e çıkardı ve %24,4 payla sistemin en büyük kaynağı oldu. Doğalgaz üretimi ise %56,1 azalarak 10.432 GWh'e geriledi ve payı %11,6'ya düştü.

Mutlak bazda barajlı hidrolik sisteme 11.019 GWh ek üretim sağlarken doğalgaz üretimi 13.324 GWh azaldı. Akarsu 1.925, linyit 892, rüzgâr 640 ve güneş 542 GWh artış gösterirken ithal kömür 1.563 GWh geriledi. Yenilenebilir kaynaklardaki artış termik kaynaklardaki düşüşü büyük ölçüde karşıladı ve toplam üretim geçen yılın yalnızca %0,3 altında kaldı.

Toplam lisanslı üretim 89.686 GWh ile geçen yılın 89.935 GWh'lik seviyesinin %0,3 altında gerçekleşti. Barajlı hidrolik, ithal kömür ve rüzgâr birlikte üretimin %60,2'sini karşıladı, bu üç kaynağın payı bir yıl önce %48,9 seviyesindeydi. Yenilenebilir kaynakların payı bir yılda %36,0'dan %51,8'e çıkarken termik kaynakların payı %64,0'dan %48,2'ye indi. Hidrolik ağırlığın artması, çeyrek PTF'sinin geçen yılın %3,3 altında kalmasının başlıca nedenlerinden biri oldu.

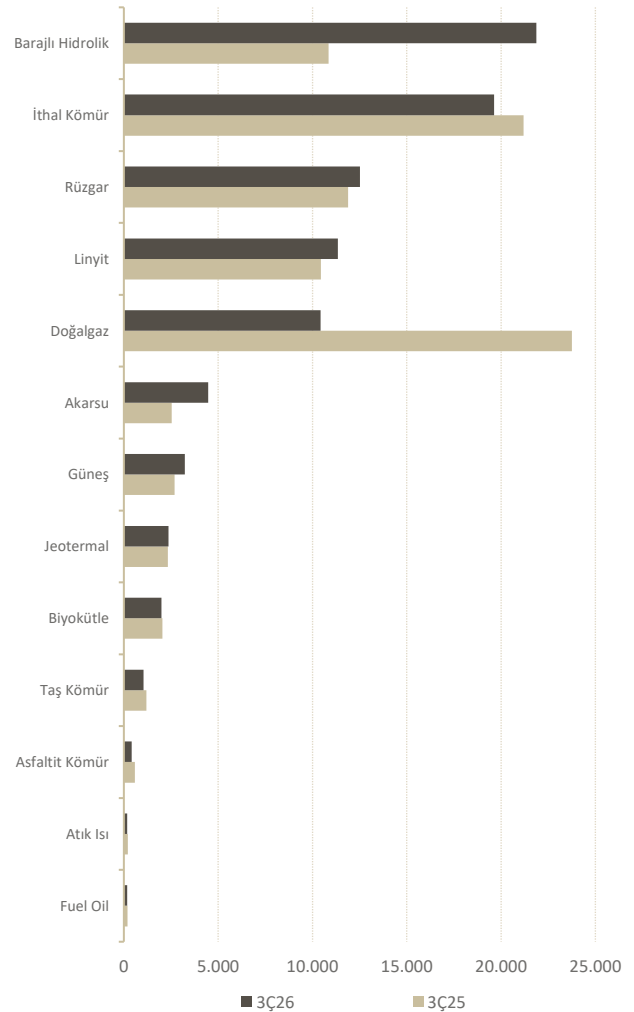
Üretim İçindeki Pay

(%)



Üretim - Bu Çeyrek ve Geçen Yıl Aynı Çeyrek

(GWh)

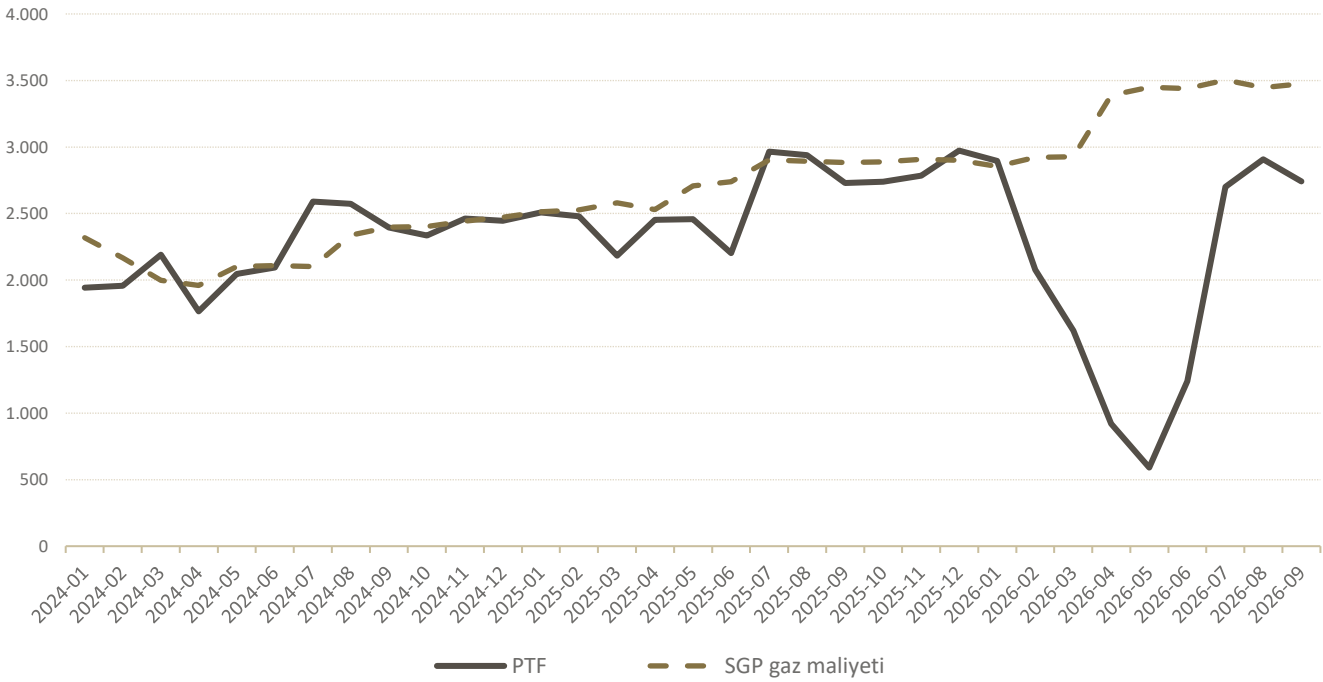


Doğalgaz Santrali Marjı

Elektriğin satış fiyatı ile yakıt maliyeti arasındaki fark olarak tanımlanan santral marjı, doğalgaz santrallerinde üçüncü çeyrekte megavatsaat başına –691 TL oldu. Marj geçen yılın aynı çeyreğinde –14 TL ile neredeyse başa baş seviyedeydi, 2024'ün üçüncü çeyreğinde ise santraller 243 TL kâr ediyordu. Spot Gaz Piyasası (SGP) fiyatlarıyla gaz maliyeti bir yılda %20,1 artarak 3.475 TL/MWh'e çıkarken PTF %3,3 geriledi. Gazı BOTAŞ tarifesinden alan santrallerde çeyrek marjı –821 TL/MWh oldu.

PTF ve Gaz Maliyeti

(TL/MWh - elektrik başına, aylık ortalama)



Çeyreklik Marj Tablosu

(TL/MWh, son üç yılın aynı çeyreği)

Çeyrek	PTF	Gaz Maliyeti	Marj (SGP gazı)	Marj (BOTAŞ gazı)
3Ç24	2.521	2.277	243	-
3Ç25	2.879	2.894	-14	-
3Ç26	2.784	3.475	-691	-821

Gaz santrallerinde negatif marj kalıcı hale geldi. Son on bir çeyreğin onunda marj eksi bölgede kaldı ve pozitif gerçekleşen tek çeyrek +243 TL/MWh ile 2024'ün üçüncü çeyreği oldu. 2025 boyunca zarar sınırlı kaldı ve en kötü çeyrekte –288 TL/MWh oldu. 2026'da maliyet artışıyla birlikte zarar derinleşti ve marj ilk çeyrekte –699, ikinci çeyrekte –2.512 TL/MWh'e indi.

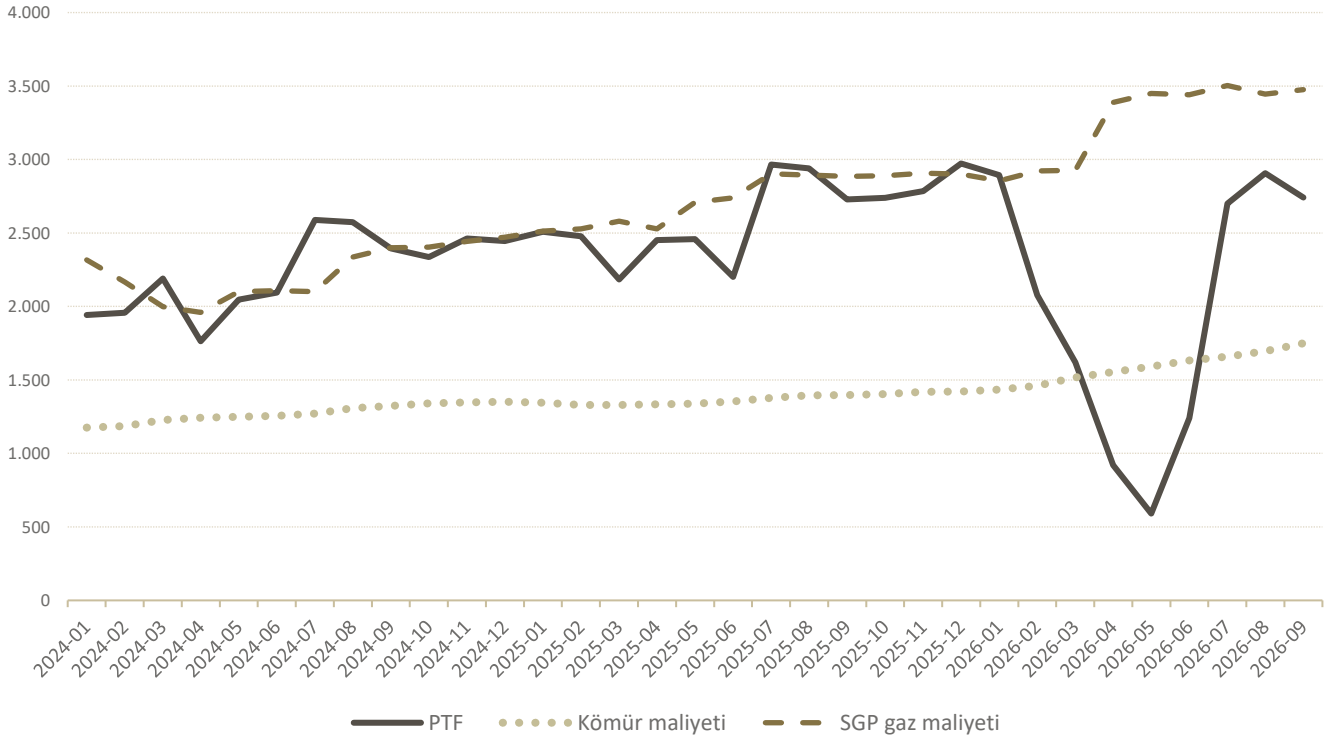
Marjdaki yıllık bozulmanın temel nedeni maliyet artışı oldu. Geçen yılın aynı çeyreğine göre gaz maliyeti 2.894'ten 3.475 TL/MWh'e yükselerek 581 TL arttı, PTF ise 96 TL geriledi. Böylece marj 677 TL/MWh kötüleşti ve maliyet artışı bu bozulmanın yaklaşık %86'sını oluşturdu. Gaz santrallerinin kârlılığı bu nedenle hem maliyete hem de hidrolik üretimin belirlediği elektrik fiyatına bağlı kalıyor.

► Kömür Santrali Marjı

Kömür santrallerinde tablo farklı. Üçüncü çeyrekte tonu ortalama 97,1 dolardan işlem gören ithal kömürle 1 MWh elektrik üretmenin maliyeti 1.702 TL oldu ve santraller megavatsaat başına 1.082 TL brüt marj elde etti. Marj geçen yılın aynı çeyreğindeki 1.489 TL'den 407 TL daraldı ve bunun 311 TL'si maliyet artışından kaynaklandı. Kömür dolar bazında yalnızca %4,3 pahalandı, TL maliyetteki artışın büyük bölümü kurdan geldi.

PTF, Kömür ve Gaz Maliyeti

(TL/MWh - elektrik başına, aylık ortalama)



Kömür Fiyatı ve Santral Marjı

(son üç yılın aynı çevreği)

Çeyrek	Kömür (USD/ton)	Santral Marjı (TL/MWh)
3Ç24	105,9	1.220
3Ç25	93,1	1.489
3Ç26	97,1	1.082

Son on iki ayın dokuzunda kömür santrallerinin marjı pozitif gerçekleşti ve dönem ortalaması +637 TL/MWh oldu. Marj yalnızca PTF'nin sert düştüğü nisan, mayıs ve haziranda negatife döndü. Aynı dönemde gaz santrallerinin ortalama marjı -992 TL/MWh oldu ve iki yakıt arasındaki 1.630 TL/MWh'lik fark yıl boyunca kömür lehine korundu.

Üçüncü çeyrekte gaz maliyeti 3.475, kömür maliyeti ise 1.702 TL/MWh oldu. Aradaki 1.773 TL/MWh'lik fark, kömür santrallerinin megavatsaat başına sahip olduğu maliyet avantajını gösteriyor. Geçen yılın aynı çeyreğine göre kömür maliyeti %22,4, gaz maliyeti %20,1 artarak birbirine yakın seyretti. Kömürün avantajı, iki yakıtın fiyat değişimlerinden çok başlangıçtaki seviye farkından kaynaklanıyor.

► Şirket Bazlı Kurulu Güç, Üretim ve Kapasite Faktörü

Kapasite faktörü, bir santralin fiilen ürettiği elektriğin tam kapasiteyle kesintisiz çalışması halinde üreteceği elektriğe oranını gösterir. Şirket bazında bu oran üçüncü çeyrekte %7,3 ile %91,4 arasında değişti, ortalama %41,9, medyan ise %40,7 oldu. Termik ağırlıklı IZENR (%91,4), CANTE (%70,4) ve CATES (%59,7) en yüksek oranlara ulaştı. Doğalgaz ağırlıklı AKENR (%7,3) ve ENKAI (%8,3) ise listenin son sıralarında yer aldı.

Kurulu güç birkaç şirkette yoğunlaşıyor. ENKAI 4.859 MWe, AKENR 1.221 MWe ve AKSEN 1.211 MWe ile ilk üç sırada yer alıyor ve takip ettiğimiz 14 şirketin 12.273 MWe'lik toplam kurulu gücünün %59,4'ünü oluşturuyor. Üçüncü çeyrekte doğalgaz santrallerinin düşük çalışma oranı, kurulu gücü doğalgaza dayanan şirketlerin üretimini sınırladı.

Kurulu Güç, Üretim ve Kapasite Faktörü

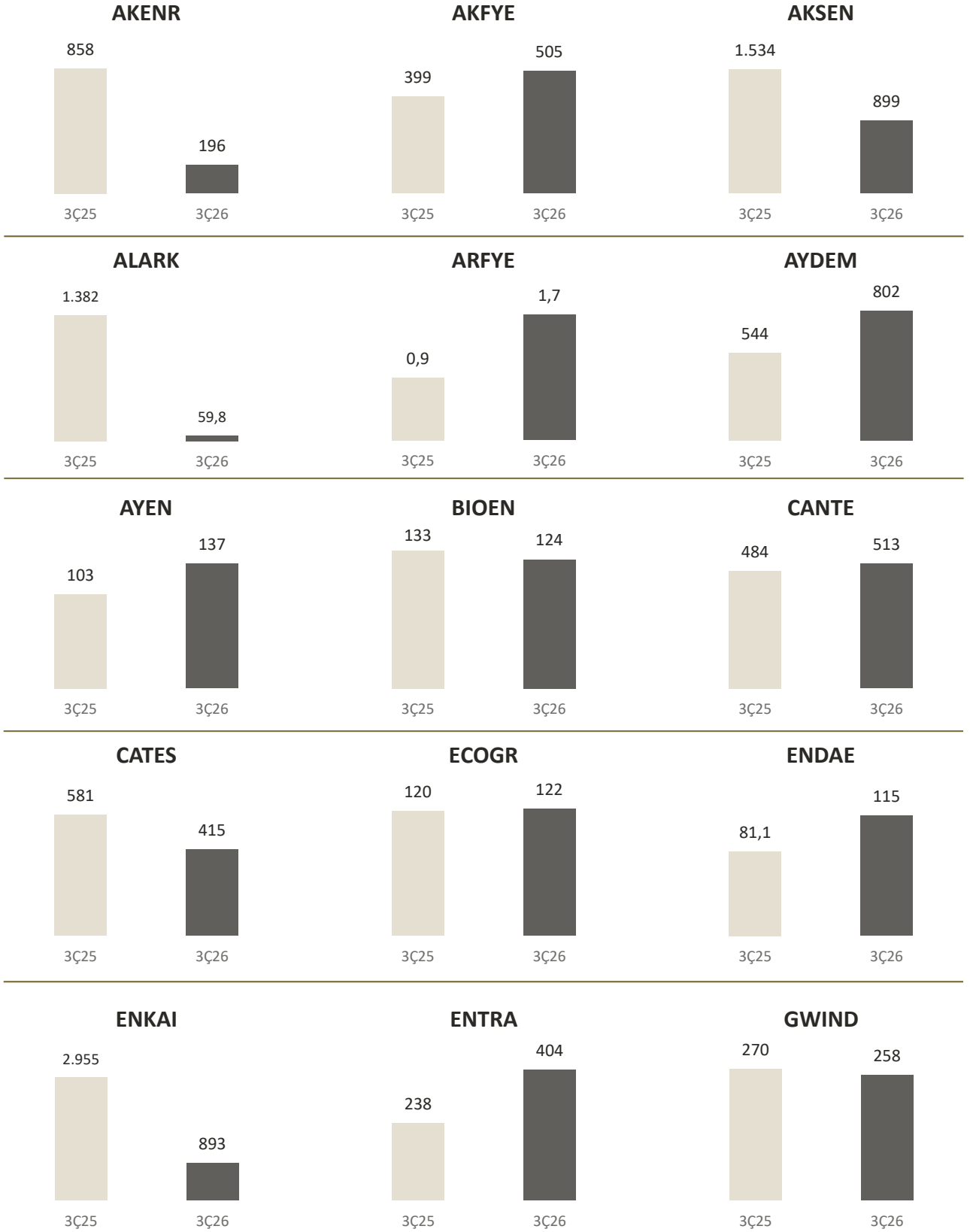
(ilk 14 şirket)

Hisse	Kurulu Güç(Mwe)	Üretim (MWh)	Kapasite Faktörü (%)
ENKAI	4.859,40	893.028	8,32
AKENR	1.220,82	195.942	7,27
AKSEN	1.210,50	899.325	33,65
AYDEM	1.177,43	801.670	30,84
MOGAN	940,27	902.524	43,47
ZOREN	473,46	571.065	54,63
ENTRA	460,56	403.939	39,72
IZENR	370,00	746.523	91,38
CANTE	330,00	512.621	70,35
CATES	314,68	415.041	59,73
GWIND	280,65	257.939	41,62
TATEN	224,29	249.119	50,30
AYEN	213,52	136.695	28,99
ENDAE	196,98	115.355	26,52

Takip ettiğimiz 14 şirketin üçüncü çeyrekteki toplam üretimi 7.101 GWh oldu.

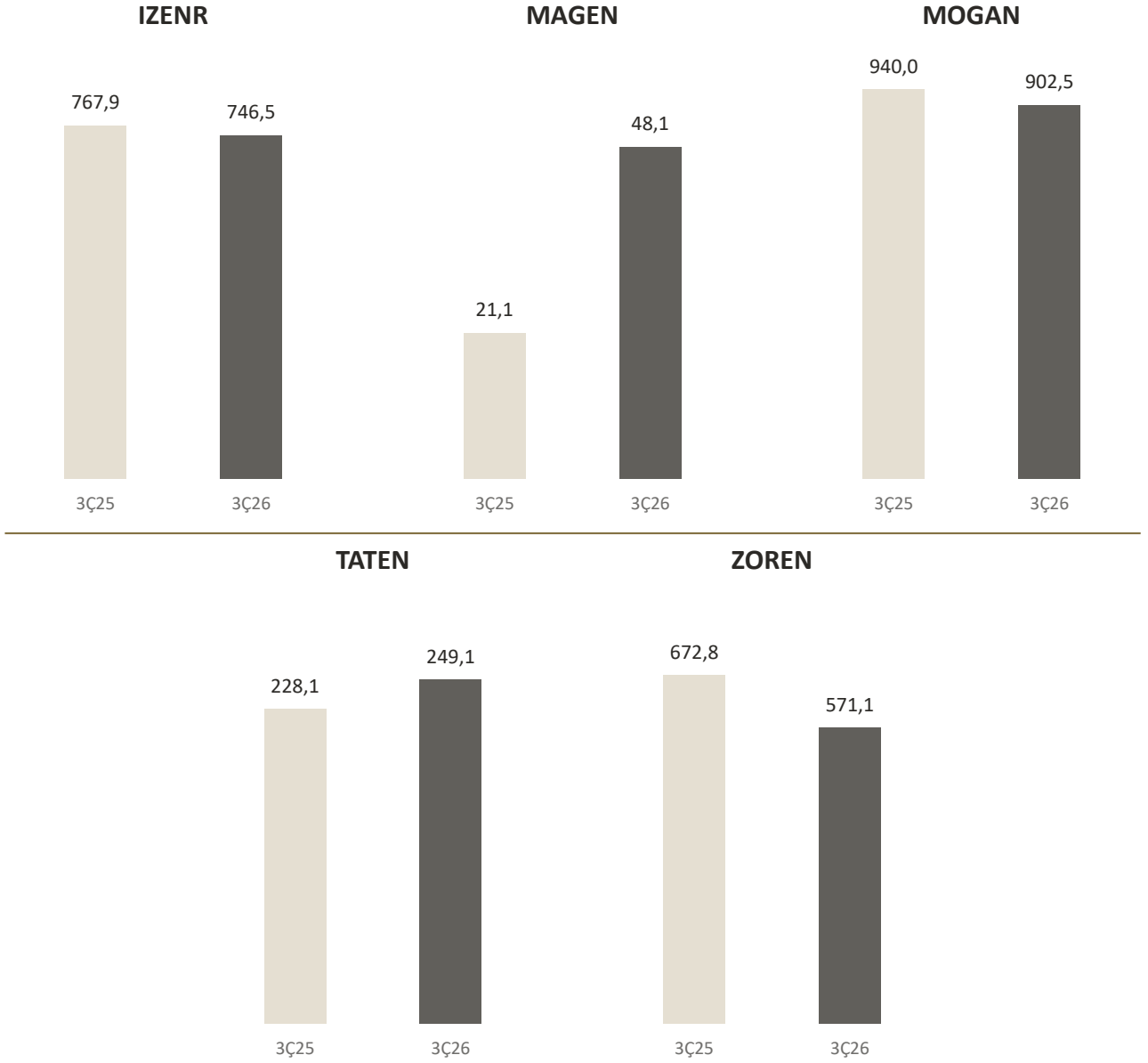
*Kurulu güç EPDK lisans defterinden, üretim EPİAŞ lisanslı üretim verisinden alınmıştır. Ortak girişimlerde santralin tamamı değil şirketin payına düşen kısım hesaba katılmıştır. ALARK'ın Cenal santrali 1 Temmuz 2026'dan itibaren kapsam dışındadır.

► Şirket Bazlı Üretim 1/2



*ALARK'ın Cenal Termik Santrali 1 Temmuz 2026'dan itibaren kapsam dışında tutulmuştur, geçmiş yıllara ait rakamlar Cenal'i içermektedir.

► Şirket Bazlı Üretim 2/2



Üçüncü çeyrekte şirketlerin üretimi yıllık bazda belirgin biçimde ayrıştı. Takip ettiğimiz 20 şirketin 10'u üretimini artırırken 10'u geriletti. Toplam üretim 12.312 GWh'ten 7.961 GWh'e inerek %35,3 azaldı. Düşüşün büyük bölümü doğalgaz ağırlıklı şirketlerden ve Cenal santralinin temmuzdan itibaren portföyden çıktığı ALARK'tan geldi. Hidrolik ve rüzgâr ağırlıklı şirketlerin çoğu ise aynı dönemde üretimini artırdı.

ENKAI 2.062, ALARK 1.322 ve AKENR 662 GWh üretim kaybetti. Üç şirketin kaybı net düşüşün %93'ünü oluşturdu. AKSEN'in üretimi de 634 GWh geriledi. Artış tarafında AYDEM 258, ENTRA 166 ve AKFYE 106 GWh ek üretim sağladı. Üretimini artıran şirketlerin toplam katkısı 677 GWh ile düşüş yaşayan şirketlerin 5.028 GWh'lik kaybının yaklaşık %13'ünde kaldı.

*Kapsamdaki 20 şirketin tamamı Borsa İstanbul'da işlem gören enerji üreticileridir. Borsada işlem görmeyen grup şirketlerinin üretimi karşılaştırmaya dahil edilmemiştir. Karşılaştırma her iki yıl için aynı takvim dönemini kapsamaktadır. Dönem içinde el değiştiren santrallerin üretimi, ilgili günde santralin sahibi olan şirkete yazılmıştır.

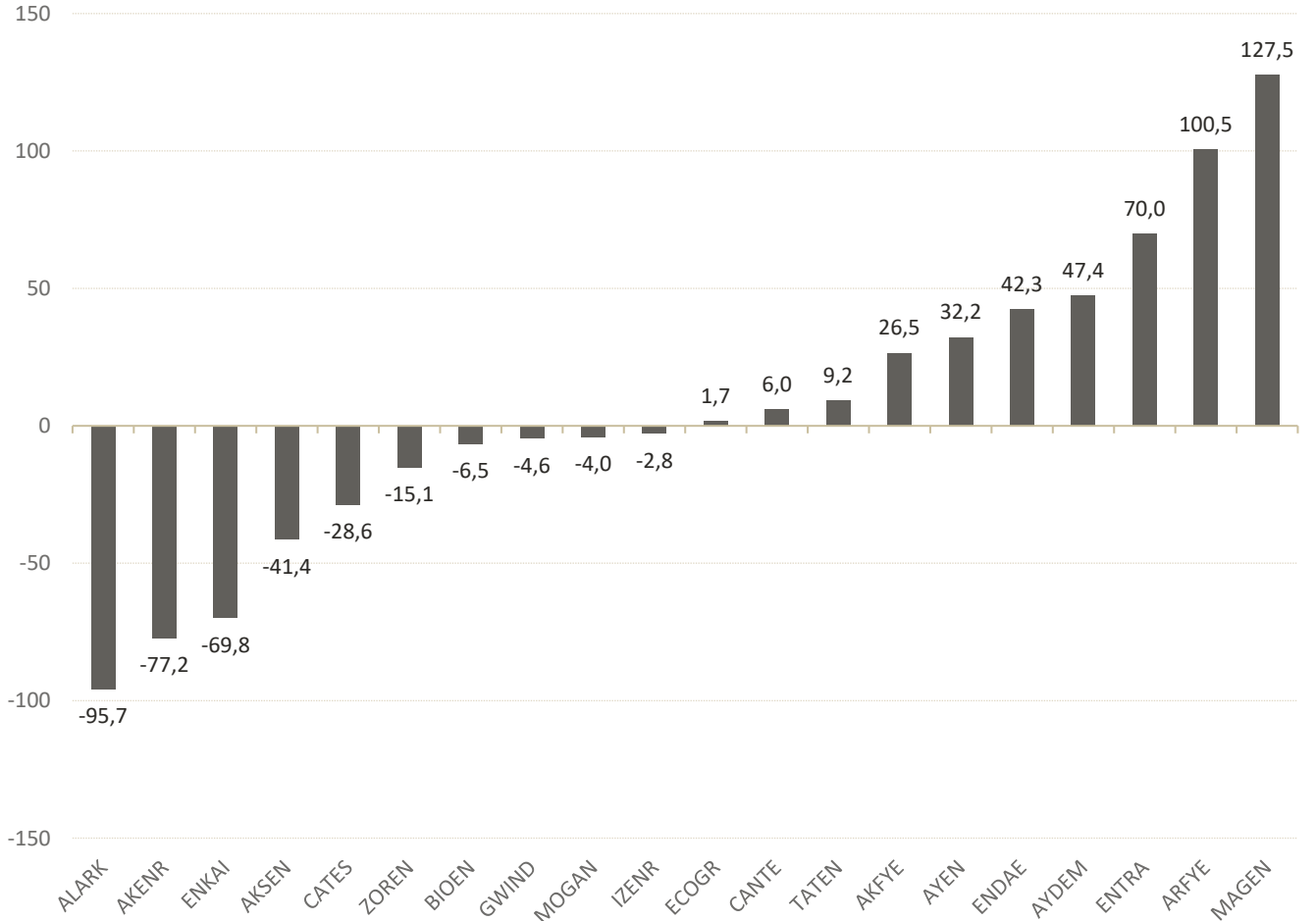
► Şirket Bazlı Üretim Değişimleri

En Yüksek Artış (%)		En Sert Gerileme (%)		Artan / Azalan (adet)	
ENTRA	70,0	ENKAI	-69,8	Artan	10
ARFYE	100,5	AKENR	-77,2	Azalan	10
MAGEN	127,5	ALARK	-95,7	Toplam	20

Üçüncü çeyrekte şirketlerin yıllık üretim değişimleri geniş bir aralığa yayıldı. En yüksek artışı %127,5 ile MAGEN kaydetti, onu %100,5 ile ARFYE ve %70,0 ile ENTRA izledi. En sert düşüş %95,7 ile ALARK'ta görüldü, ardından %77,2 ile AKENR ve %69,8 ile ENKAI geldi. ALARK'taki düşüş Cenal santralinin temmuzdan itibaren portföyden çıkmasından, AKENR ve ENKAI'deki düşüş ise doğalgaz santrallerinin düşük çalışmasından kaynaklandı. Artış gösteren şirketlerin portföyü yenilenebilir kaynak ağırlıklı.

Şirket Bazlı Üretim Değişim Oranları

(%, 3Ç26 / 3Ç25, düşükten yükseğe sıralı)



Şirketlerin büyük bölümü orta bantta yer aldı. 20 şirketin 7'sinde değişim $\pm$ %10 aralığında kaldı. 3 şirket %50'nin üzerinde artış, 3 şirket %50'nin üzerinde düşüş kaydetti. Ortalama değişim %5,9, medyan değişim %0,5 oldu. Aradaki 6,4 puanlık fark, birkaç küçük şirketin yüksek oranlı artışının ortalamayı yukarı çekmesinden kaynaklandı. Medyanın yatay kalması, tipik bir şirketin üretiminin geçen yıla yakın seyrettiğini gösteriyor.

Kurulu Güç ve EPDK Kapsamı

Takip ettiğimiz 20 şirketin toplam kurulu gücü 13.269 MWe oldu. EPDK lisans defterinde aynı şirketler adına kayıtlı toplam kapasite ise 13.527 MW seviyesinde. Ortalama kapsama oranı %99,0 oldu ve şirketlerin 18'inde oran %99'un üzerinde gerçekleşti. Kurulu gücün yarısı doğalgaz santrallerinden oluşuyor ve 6.713 MWe ile %50,6 paya ulaşıyor. Doğalgazı 2.201 MWe ile hidrolik (%16,6) ve 1.986 MWe ile rüzgâr (%15,0) izliyor.

Kurulu Güç Kaynak Kırılımı ve EPDK Kapsamı

(MWe / MW, tüm şirketler)

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

Ölçülen kurulu güç ile EPDK kaydı arasındaki fark yalnızca iki şirkette belirgin. Bu oran AKSEN'de %83,9 (1.211 / 1.443 MW), ZOREN'de %96,2 (473 / 492 MW) oldu. Kalan 18 şirkette ölçülen kapasite EPDK kaydını tamamen karşılıyor. ENKAI'nin 4.859 MWe'lik kurulu gücünün tamamı doğalgaz santrallerinden oluşuyor. Takip ettiğimiz şirketlerin doğalgaz kurulu gücünün %72'si de bu şirkete ait.

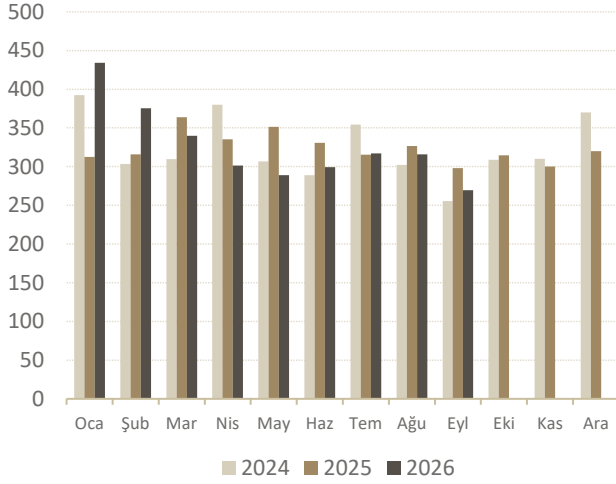
*Düşük kapsama oranı her durumda eksik santral anlamına gelmemektedir. Ortak girişimlerde şirket payı kadar kapasite hesaba katılırken EPDK kaydı santralin tamamını göstermektedir. Bazı santrallerin üçüncü taraf dengeleme şirketleri üzerinden görünmesi de farka yol açabilmektedir. ALARK'ın Cenal santrali Temmuz 2026'da portföyden çıktığı için tabloda yer almamaktadır.

► Şirket Bazlı Üretim

MOGAN | 3Ç26

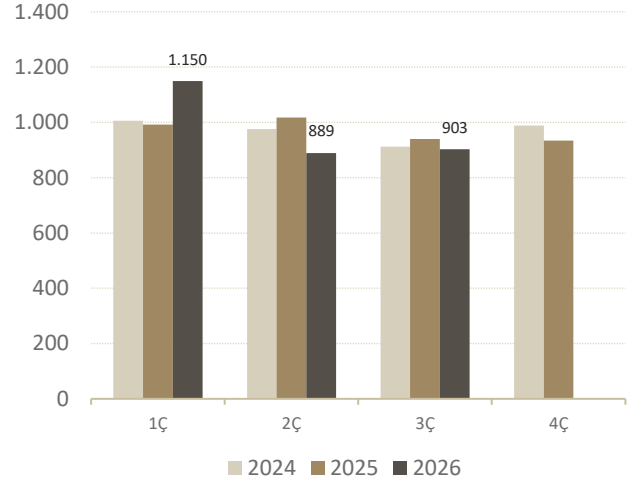
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

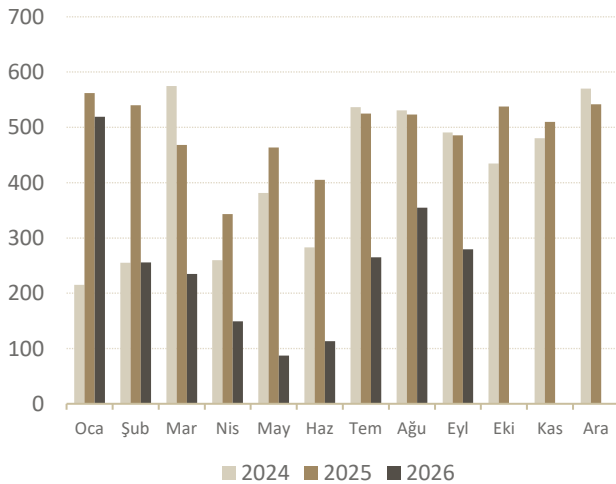


MOGAN, 3Ç26 döneminde 903 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %4,0 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 317 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 940 MWe'lik kurulu gücünün %64'ü rüzgâr, %28'i jeotermal santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %43,5 oldu.

AKSEN | 3Ç26

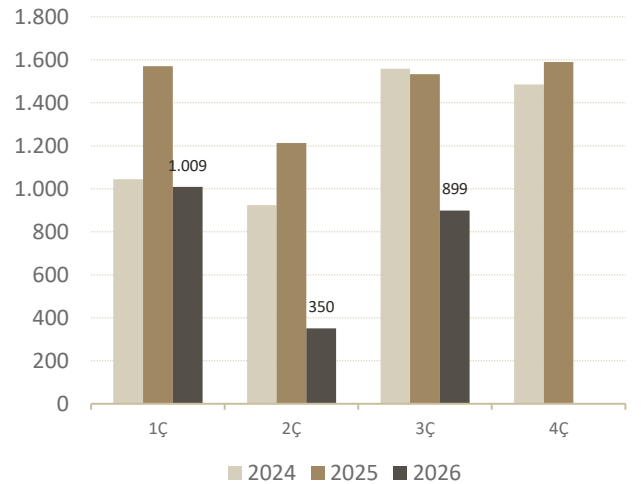
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



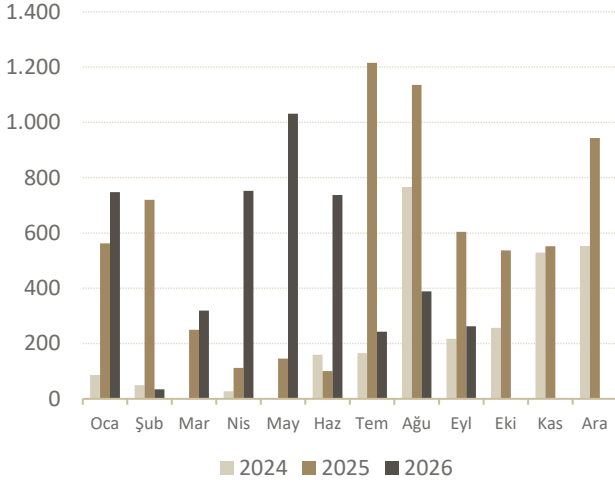
AKSEN, 3Ç26 döneminde 899 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %41,4 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 355 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 1.211 MWe'lik kurulu gücünün %74'ü doğalgaz, %22'si termik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %33,6 oldu.

► Şirket Bazlı Üretim

ENKAI | 3Ç26

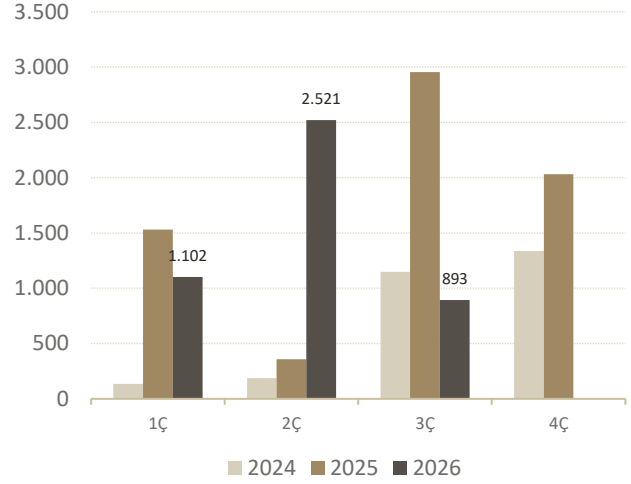
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

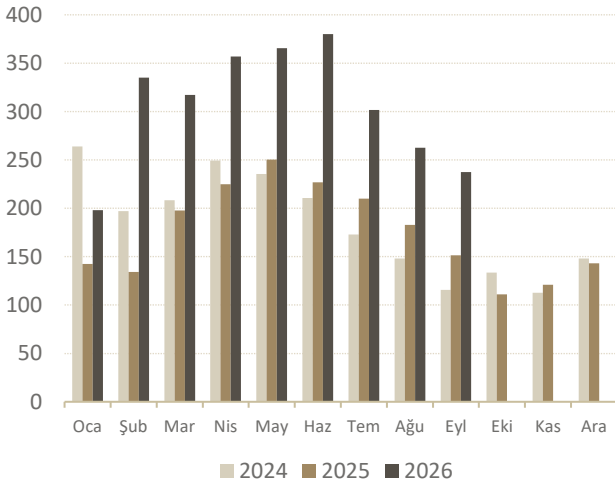


ENKAI, 3Ç26 döneminde 893 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %69,8 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 388 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 4.859 MWe'lik kurulu gücünün tamamı doğalgaz santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %8,3 oldu.

AYDEM | 3Ç26

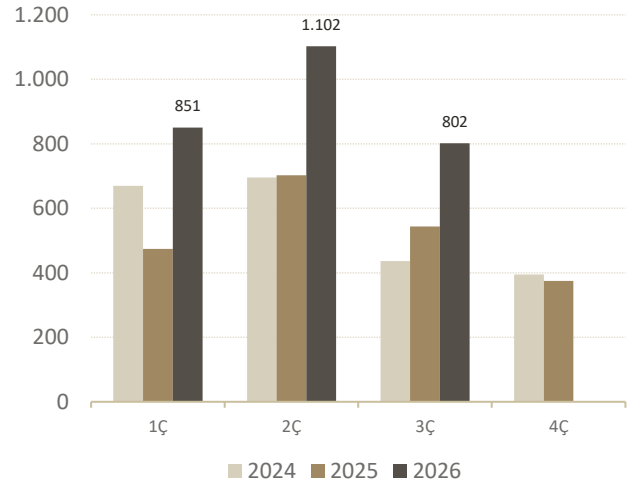
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



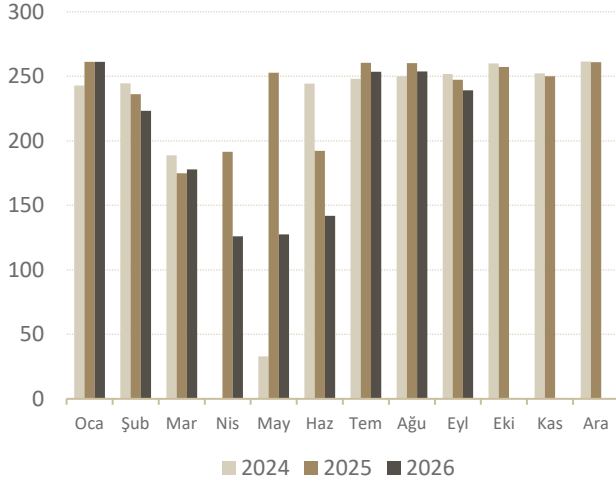
AYDEM, 3Ç26 döneminde 802 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %47,4 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 302 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 1.177 MWe'lik kurulu gücünün %72'si hidrolik, %28'i rüzgâr santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %30,8 oldu.

Şirket Bazlı Üretim

IZENR | 3Ç26

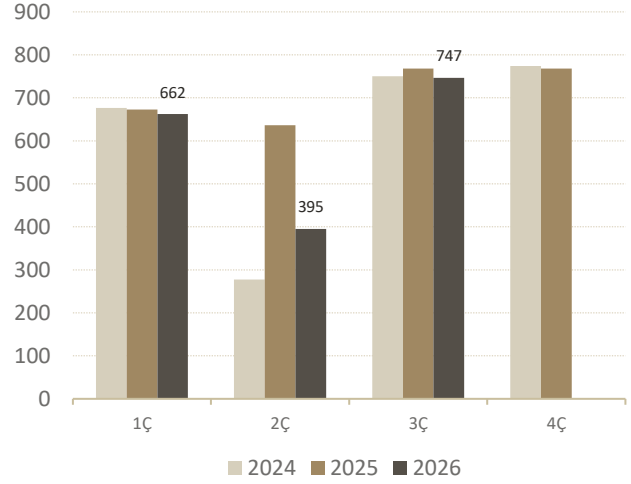
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

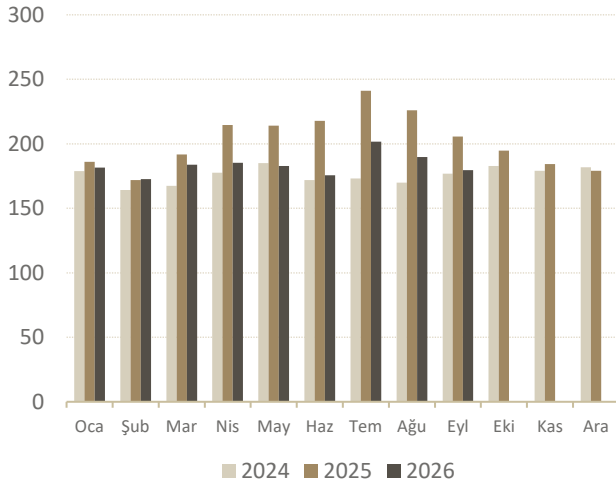


IZENR, 3Ç26 döneminde 747 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %2,8 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 254 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 370 MWe'lik kurulu gücünün tamamı termik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %91,4 oldu.

ZOREN | 3Ç26

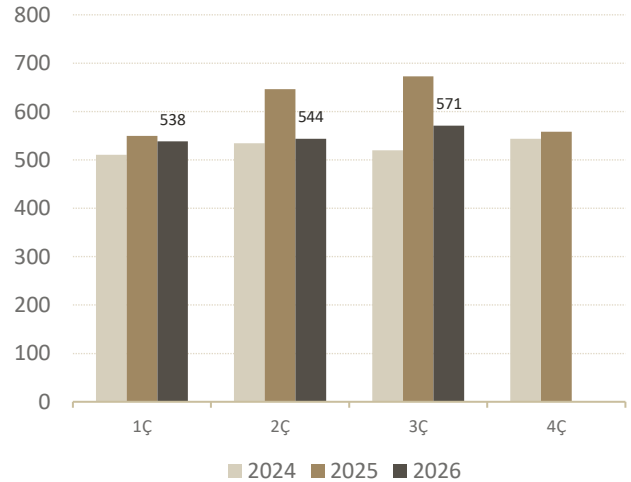
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



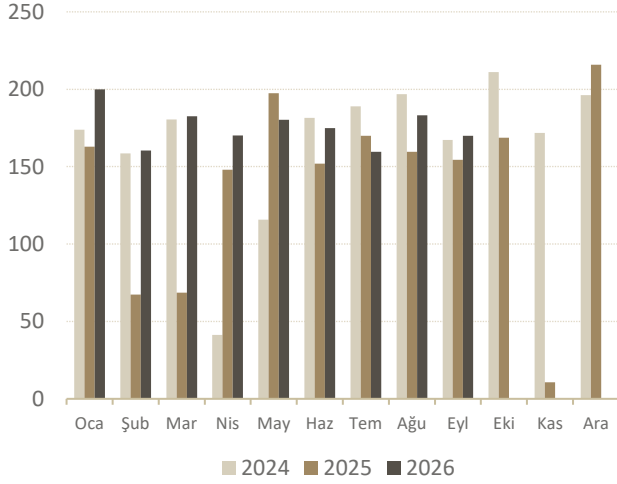
ZOREN, 3Ç26 döneminde 571 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %15,1 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 202 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 473 MWe'lik kurulu gücünün %64'ü jeotermal, %25'i hidrolik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %54,6 oldu.

Şirket Bazlı Üretim

CANTE | 3Ç26

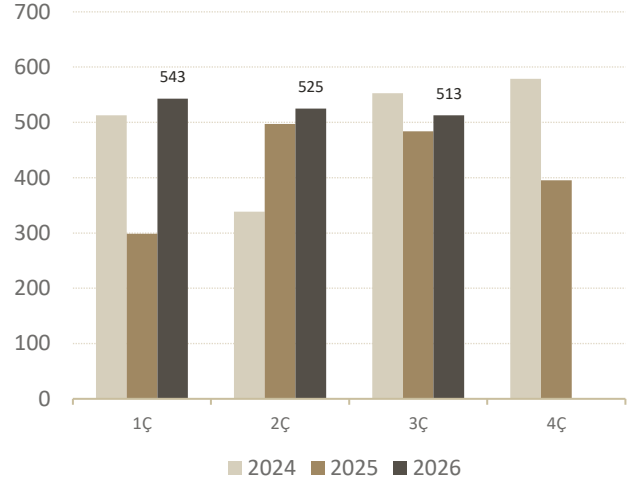
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

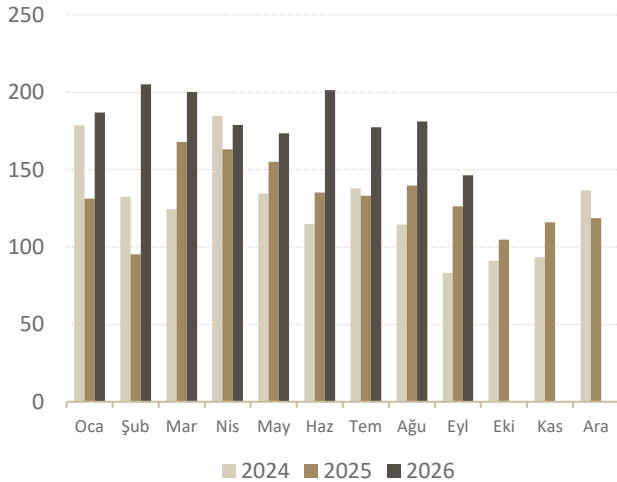


CANTE, 3Ç26 döneminde 513 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %6,0 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 183 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 330 MWe'lik kurulu gücünün tamamı termik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %70,4 oldu.

AKFYE | 3Ç26

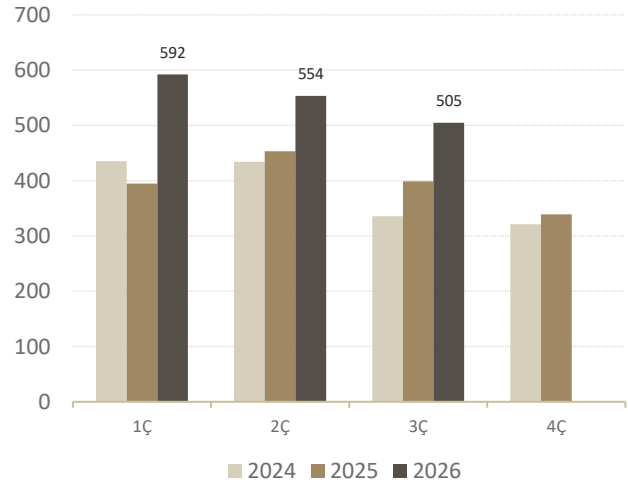
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



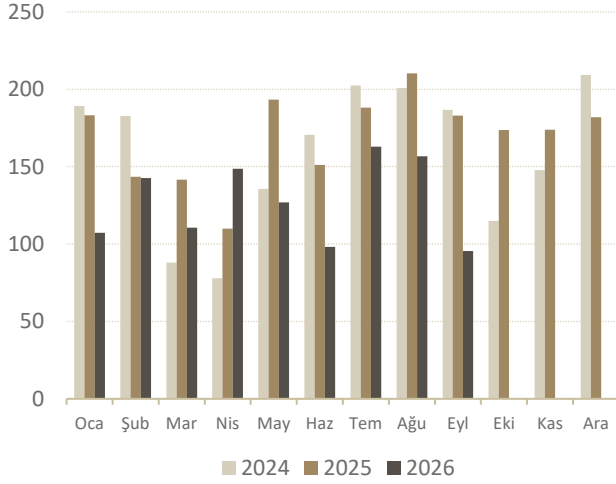
AKFYE, 3Ç26 döneminde 505 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %26,5 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 181 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 606 MWe'lik kurulu gücünün %52'si rüzgâr, %37'si hidrolik santrallerinden oluşuyor.

► Şirket Bazlı Üretim

CATES | 3Ç26

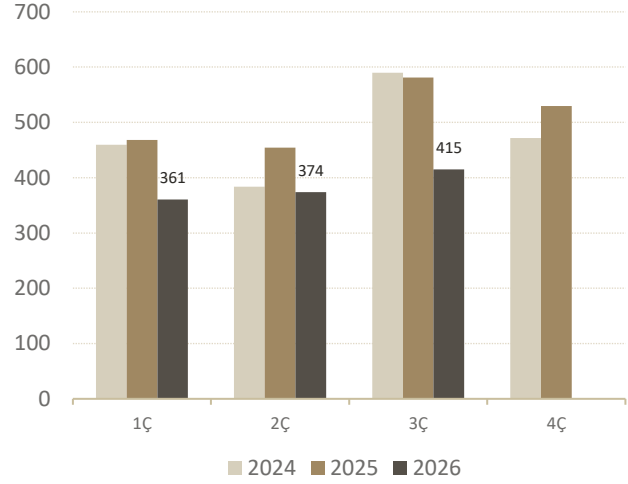
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

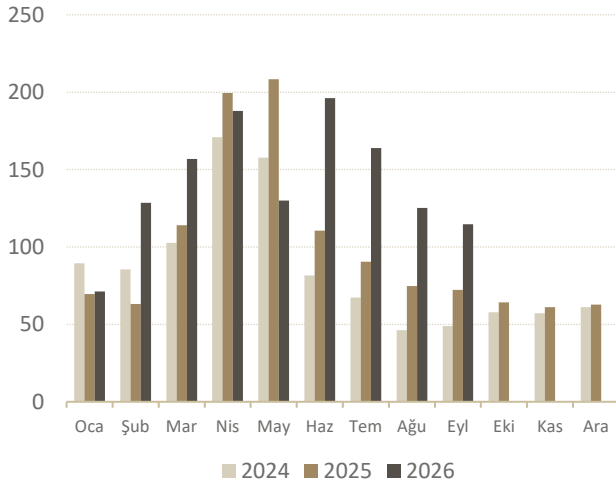


CATES, 3Ç26 döneminde 415 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %28,6 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 163 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 315 MWe'lik kurulu gücünün tamamı termik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %59,7 oldu.

ENTRA | 3Ç26

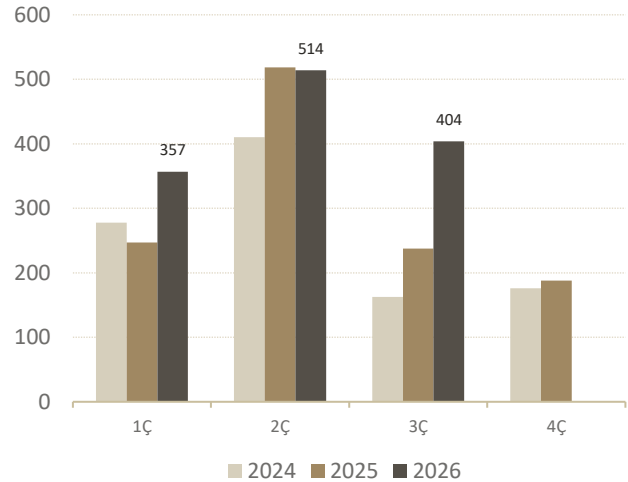
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



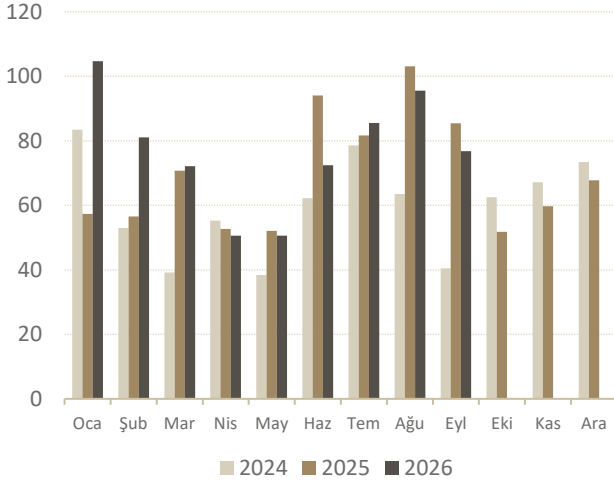
ENTRA, 3Ç26 döneminde 404 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %70,0 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 164 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 461 MWe'lik kurulu gücünün %78'i hidrolik, %22'si güneş santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %39,7 oldu.

► Şirket Bazlı Üretim

GWIND | 3Ç26

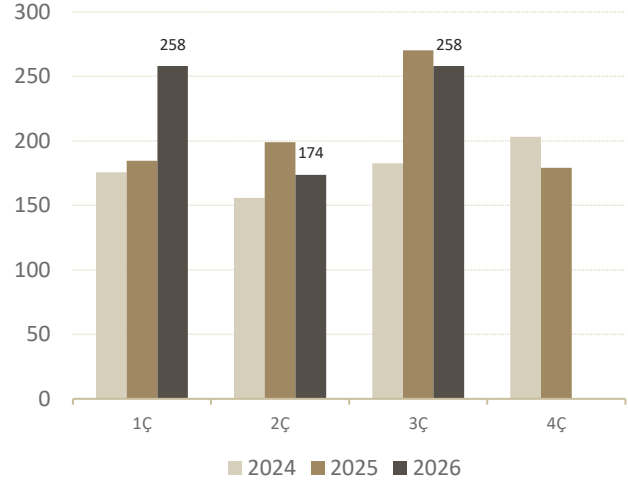
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

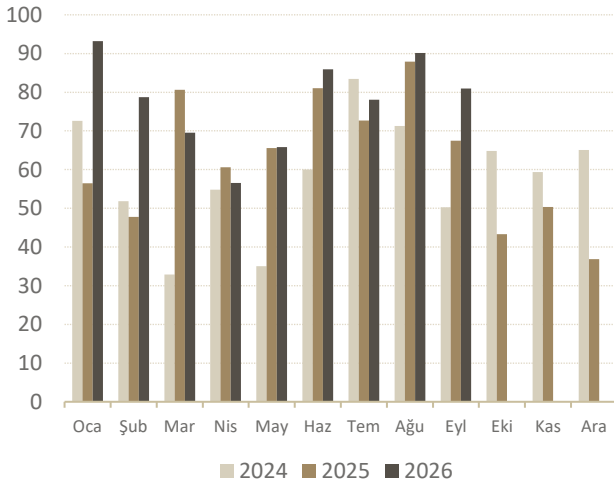


GWIND, 3Ç26 döneminde 258 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %4,6 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 96 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 281 MWe'lik kurulu gücünün tamamı rüzgâr santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %41,6 oldu.

TATEN | 3Ç26

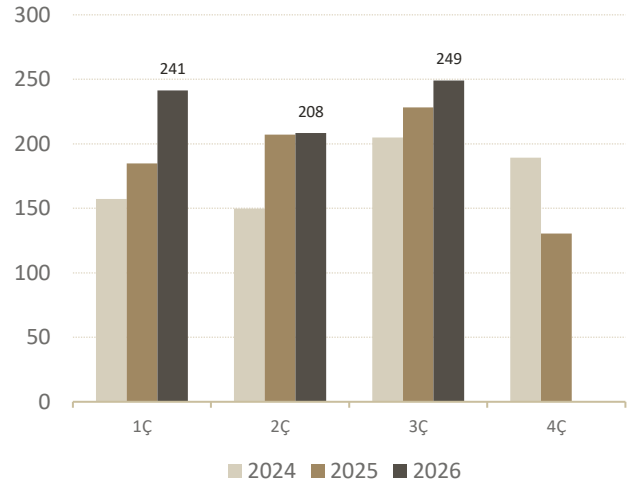
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



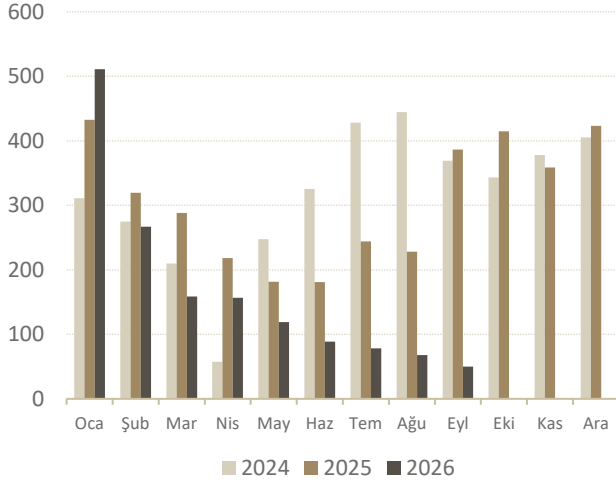
TATEN, 3Ç26 döneminde 249 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %9,2 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 90 GWh ile ağustos ayında gerçekleşti. Şirketin 224 MWe'lik kurulu gücünün %91'i rüzgâr, %9'u hidrolik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %50,3 oldu.

► Şirket Bazlı Üretim

AKENR | 3Ç26

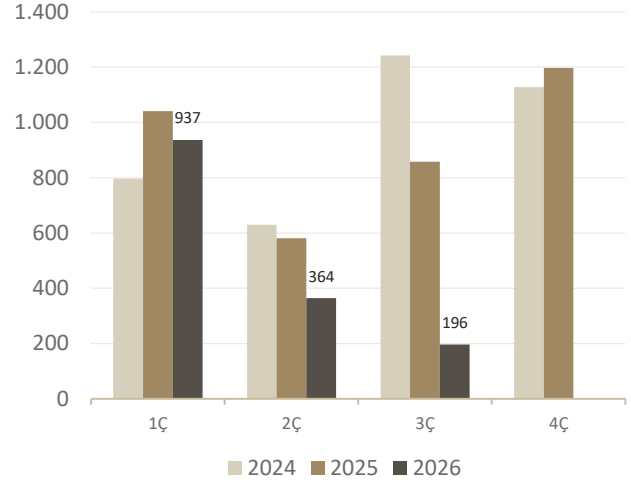
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

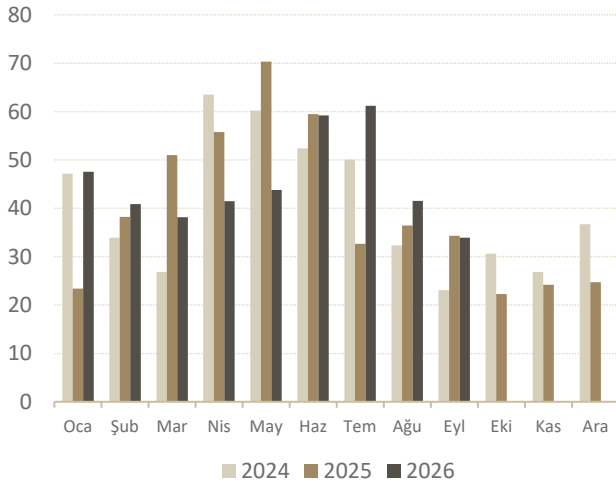


AKENR, 3Ç26 döneminde 196 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %77,2 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 78 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 1.221 MWe'lik kurulu gücünün %74'ü doğalgaz, %24'ü hidrolik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %7,3 oldu.

AYEN | 3Ç26

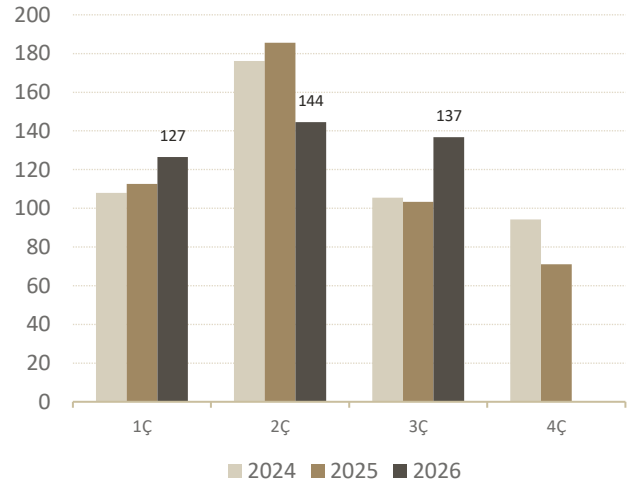
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



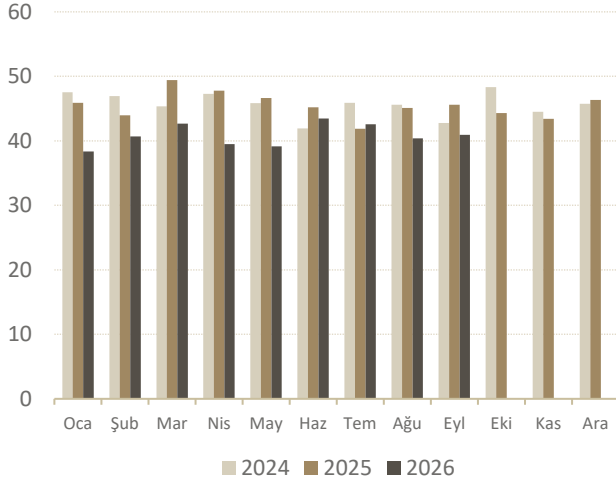
AYEN, 3Ç26 döneminde 137 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %32,2 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 61 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 214 MWe'lik kurulu gücünün %68'i rüzgâr, %32'si hidrolik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %29,0 oldu.

Şirket Bazlı Üretim

BIOEN | 3Ç26

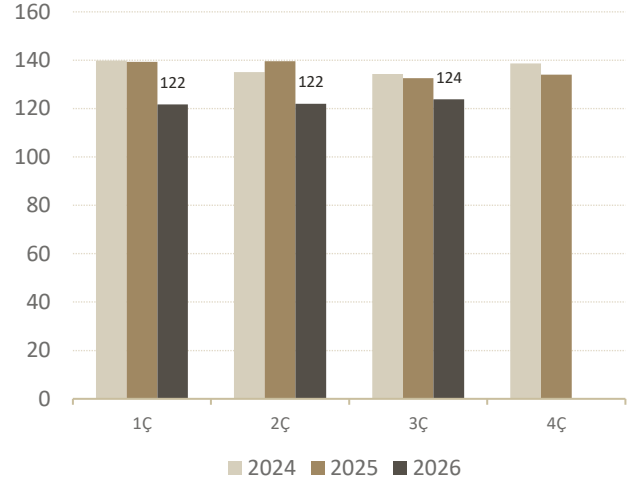
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

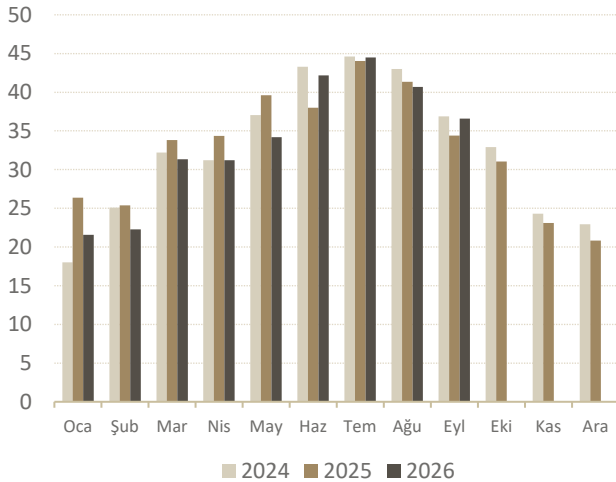


BIOEN, 3Ç26 döneminde 124 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %6,5 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 43 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 127 MWe'lik kurulu gücünün tamamı biyokütle santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %44,2 oldu.

ECOGR | 3Ç26

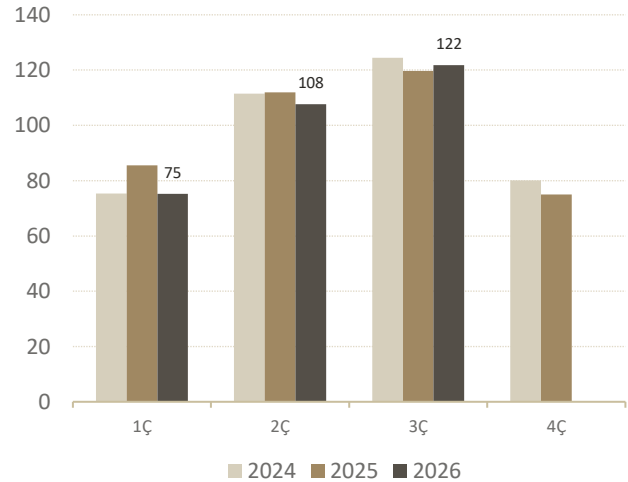
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



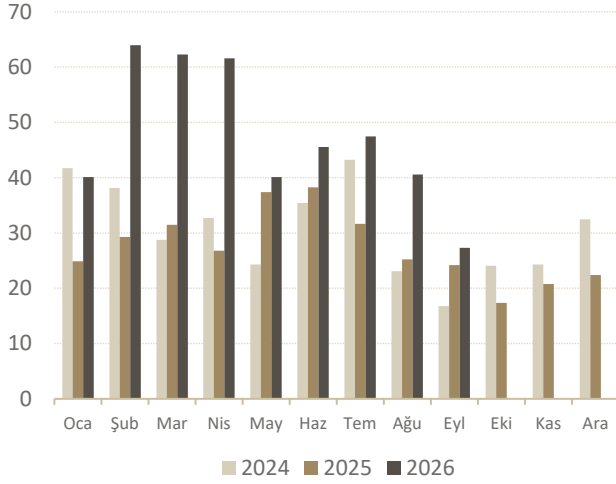
ECOGR, 3Ç26 döneminde 122 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %1,7 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 44 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 122 MWe'lik kurulu gücünün %82'si güneş, %18'i biyokütle santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %45,1 oldu.

► Şirket Bazlı Üretim

ENDAE | 3Ç26

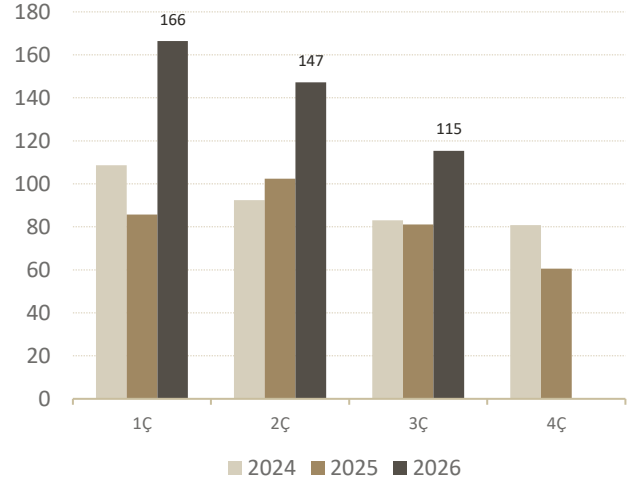
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

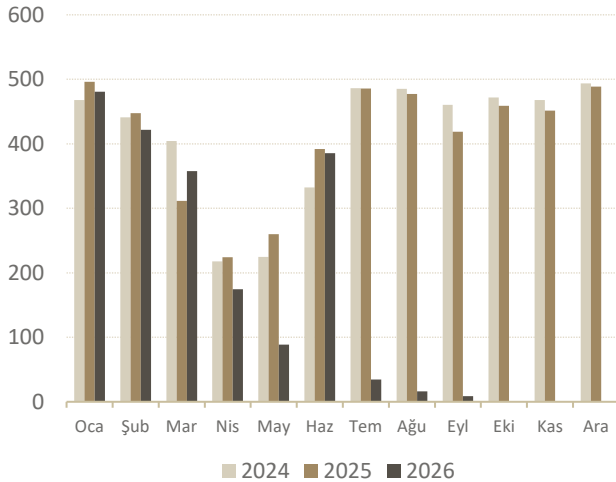


ENDAE, 3Ç26 döneminde 115 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %42,3 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 47 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 197 MWe'lik kurulu gücünün %53'ü hidrolik, %43'ü rüzgâr santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %26,5 oldu.

ALARK | 3Ç26

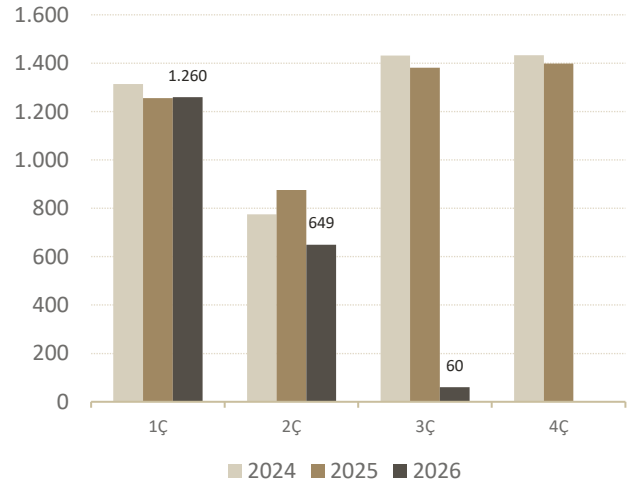
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



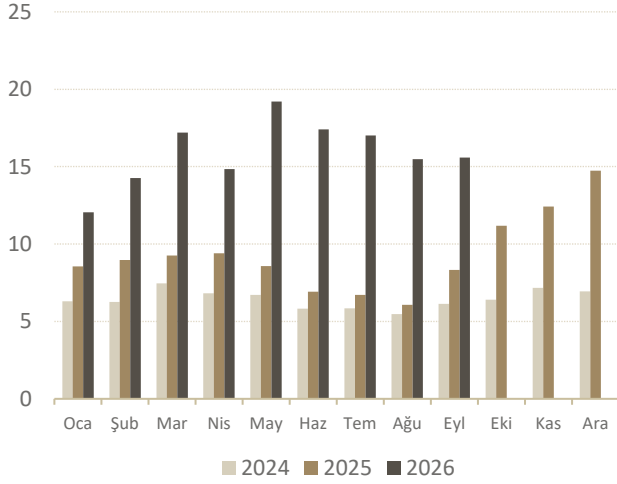
ALARK, 3Ç26 döneminde 59,8 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %95,7 azaldı. Çeyrekte en yüksek üretim 34,7 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 87 MWe'lik kurulu gücünün tamamı hidrolik santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %31,3 oldu. Cenal Termik Santrali 1 Temmuz 2026'dan itibaren kapsam dışında tutuldu, geçen yılın rakamları ise Cenal'i içeriyor.

► Şirket Bazlı Üretim

MAGEN | 3Ç26

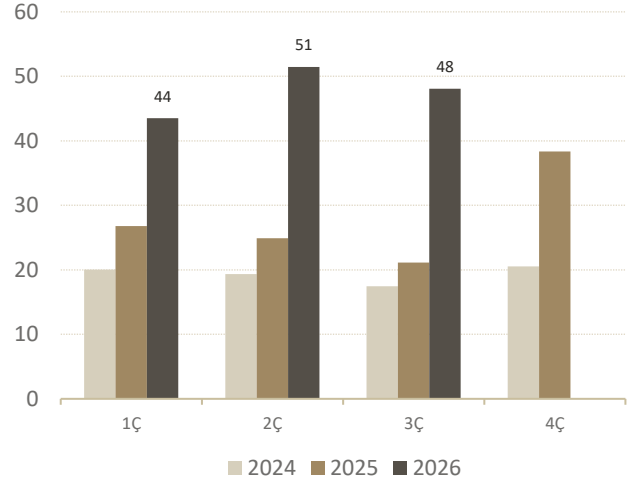
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)

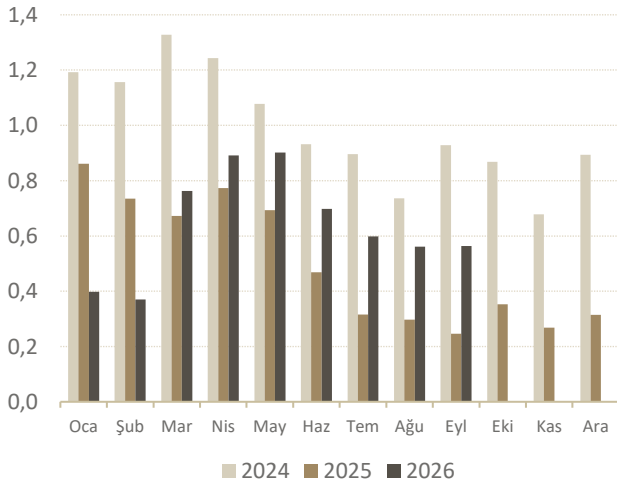


MAGEN, 3Ç26 döneminde 48,1 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %127,5 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 17,0 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 50 MWe'lik kurulu gücünün %72'si jeotermal, %28'i güneş santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %43,6 oldu.

ARFYE | 3Ç26

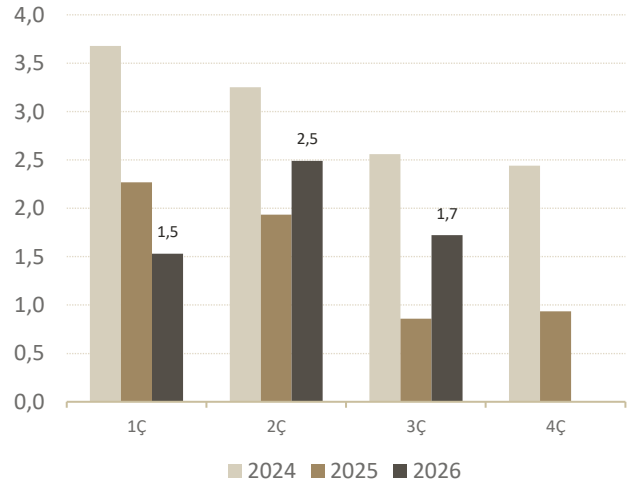
Aylık Üretim

(GWh, yıllara göre)



Çeyreklik Üretim

(GWh, yıllara göre)



ARFYE, 3Ç26 döneminde 1,7 GWh elektrik üretti. Üretim geçen yılın aynı çeyreğine göre %100,5 arttı. Çeyrekte en yüksek üretim 0,6 GWh ile temmuz ayında gerçekleşti. Şirketin 4,9 MWe'lik kurulu gücünün tamamı biyokütle santrallerinden oluşuyor, çeyrekte kapasite faktörü %16,0 oldu.

Şirket Bazlı Üretim

Şirket Bazlı Üretim Özeti | 3Ç26

Hisse	3Ç26 (GWh)	3Ç25 (GWh)	3Ç24 (GWh)	Yıllık (%)	İki Yıllık (%)
MOGAN	903	940	912	-4,0	-1,0
AKSEN	899	1.534	1.558	-41,4	-42,3
ENKAI	893	2.955	1.148	-69,8	-22,2
AYDEM	802	544	437	47,4	83,5
IZENR	747	768	750	-2,8	-0,4
ZOREN	571	673	520	-15,1	9,8
CANTE	513	484	553	6,0	-7,3
AKFYE	505	399	336	26,5	50,4
CATES	415	581	590	-28,6	-29,6
ENTRA	404	238	162	70,0	148,7
GWIND	258	270	183	-4,6	41,3
TATEN	249	228	205	9,2	21,5
AKENR	196	858	1.242	-77,2	-84,2
AYEN	137	103	105	32,2	29,6
BIOEN	124	133	134	-6,5	-7,7
ECOGR	122	120	124	1,7	-2,2
ENDAE	115	81,1	83,1	42,3	38,8
ALARK	59,8	1.382	1.432	-95,7	-95,8
MAGEN	48,1	21,1	17,5	127,5	175,4
ARFYE	1,7	0,9	2,6	100,5	-32,7
Toplam	7.961	12.312	10.494	-35,3	-24,1

Üçüncü çeyrekte barajlı hidrolik santrallerin üretimi %101,5 artarak sistemin en büyük kaynağı oldu, doğalgaz üretimi ise %56,1 azaldı. Toptan elektrik fiyatı (PTF) ortalama 2.784 TL/MWh ile geçen yılın aynı çeyreğinin %3,3 altında kaldı. Dolar bazında düşüş %17,6'ya ulaştı.

Düşük fiyat ve artan yakıt maliyeti doğalgaz santrallerini zararda bıraktı. Gaz santralleri megavatsaat başına 691 TL zarar ederken ithal kömür santralleri 1.082 TL brüt marj elde etti.

Takip ettiğimiz 20 şirketin toplam üretimi 7.961 GWh ile geçen yılın aynı çeyreğine göre %35,3, iki yıl öncesine göre %24,1 geriledi. Net düşüşün %93'ü doğalgaz ağırlıklı ENKAI ve AKENR ile Cenal santralinin portföyden çıktığı ALARK'tan geldi. Üretimini artıran 10 şirketin 9'u yenilenebilir ağırlıklı portföye sahip. Dördüncü çeyrekte barajlardaki su seviyesi ve doğalgaz santrallerinin çalışma oranı şirket üretimlerini belirleyecek.

*Şirket üretimi yalnızca lisanslı santralleri kapsamaktadır. EPIAŞ lisanssız üretimi şirket bazında yayımlamadığından bu üretim hesaba katılmamıştır. Ortak girişimlerde şirketin payına düşen üretim dikkate alınmıştır. ALARK'ın Cenal Termik Santrali 1 Temmuz 2026'dan itibaren kapsam dışında tutulmuş olup geçmiş yıllara ait rakamlar Cenal'i içermektedir. Kapsamdaki şirketlerin tamamı Borsa İstanbul'da işlem gören enerji üreticileridir.

Ahlatıcı Yatırım

Araştırma Departmanı

Tarafından Hazırlanmıştır.

GENEL MÜDÜRLÜK

İstanbul Genel Müdürlük Merkez Ofis

Yamanevler Mahallesi AhmetTevfikleriCaddesi
No:22-26 İç Kapı No:49 Ümraniye / İstanbul

ŞUBELERİMİZ

İstanbul Sarıyer Şube

SarıyerMahallesiMeserburnu Caddesi No: 25 Sarıyer / İSTANBUL

Çorum Şube

GülabbeyMahallesi,Eğridere Sokak No:17 Merkez / ÇORUM

İRTİBAT BÜROLARIMIZ

Ankara irtibat Bürosu

Söğütözü Caddesi No:2KoçKuleleri B Blok No:16 Söğütözü
Çankaya/ ANKARA

Denizli İrtibat Bürosu

GaziMustafaKemalBulvarıBina No: 53 Kat:4 Bağımsız Bölüm
Pamukkale/DENİZLİ

Isparta İrtibat Bürosu

ÇelebilerMahallesi,Cadde12, No:7, İç Kapı No: 11, 32000 Merkez/
ISPARTA

İstanbul Bağdat Caddesi İrtibat Bürosu

Feneryolu MahallesiGaziMuhtarPaşaSk.No:59Feneryolu Sitesi
D:204 K:2 Kadıköy/İstanbul

İstanbul Göktürk İrtibat Bürosu

Göktürk MerkezMah.İstanbulCad.Telekom Sk. No:2 İç Kapı No:
36 34077 Eyüpsultan/İSTANBUL

İstanbul Maslak İrtibat Bürosu

Maslak Mahallesi,Taşyoncası Sokak T4aBlok
Kat: -1 NO: 256 Maslak 34485 Sarıyer / İSTANBUL

İzmir İrtibat Bürosu

MansuroğluMah.1593/1Sok. Lider Centrio C Blok No:6 K2:D17
Bayraklı/İZMİR

Gaziantep İrtibat Bürosu

BatıkentMah.KürşatTüzmenBulvarı 9075 Sok. Trio Terrace Kat : 1
B Blok NO:31 Şehitkamil/GAZİANTEP

Konya İrtibat Bürosu

MusellaBağlarıMah.KuleCad. Kule Plaza İş Merkezi K:13 N:2/18
Selçuklu/KONYA

Mersis No: 0010056453000026

ÇEKİNCE

Burada yer alan yatırım bilgi, yorum ve tavsiyeleri yatırım danışmanlığı kapsamında değildir. Yatırım danışmanlığı hizmeti, yetkili kuruluşlar tarafından kişilerin risk ve getiri tercihleri dikkate alınarak kişiye özel sunulmaktadır. Burada yer alan yorum ve tavsiyeler ise genel niteliktedir. Bu tavsiyeler mali durumunuz ile risk ve getiri tercihlerinize uygun olmayabilir. Bu nedenle, sadece burada yer alan bilgilere dayanarak yatırım kararı verilmesi beklentilerinize uygun sonuçlar doğurmayabilir. Söz konusu rapor belli bir kişiye veya mali durumları, risk ve getiri tercihleri benzer nitelikteki bir gruba yönelik olarak hazırlanmamıştır. Belirli bir getirinin sağlanacağına dair herhangi bir vaat veya taahhütte bulunulmamaktadır. Tüm yorum ve tavsiyeler öngörü, tahmin ve fiyat hedeflerinden oluşmaktadır. Zaman içinde piyasa koşullarında meydana gelen değişiklikler nedeniyle söz konusu yorum ve tavsiyelerde değişikliğe gidilebilir. Size uygun olan yatırım araçlarının ve işlemlerin kapsam ve içeriği uygunluk testi neticesinde belirlenir. Uygunluk testi, yatırım kuruluşu tarafından pazarlanan ya da müşteri tarafından talep edilen ürün ya da hizmetin müşteriye uygun olup olmadığının değerlendirilmesi amacıyla, müşterilerin söz konusu ürün veya hizmetin taşıdığı riskleri anlayabilecek bilgi ve tecrübeye sahip olup olmadıklarının tespit edilmesidir. Bu raporda yer alan her türlü bilgi, yorum ve tavsiye uygunluk testi ile tespit edilecek risk grubunuz ve getiri beklentiniz ile uyumlu olmayabilir. Bu nedenle, uygunluk testi neticesinde risk grubunuz tespit edilmeden sadece burada yer alan bilgilere dayanarak yatırım kararı verilmesi amaç, bilgi ve tecrübenize uygun sonuçlar doğurmayabilir. Burada yer alan bilgi ve veriler, araştırma grubumuz tarafından güvenilir olduğuna inanılan kaynaklardan derlenmiş olup, doğrulukları ayrıca araştırılmamıştır. Bu nedenle, bu bilgilerin tam veya doğru olmaması nedeniyle doğabilecek zararlardan Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. ve çalışanları sorumlu değildir. Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. tarafından farklı bölümlerde istihdam edilen kişilerin veya Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'nin ortaklarının ve iştiraklerinin bu raporda yer alan tavsiyelerle veya görüşlerle hemfikir olmaması mümkündür. Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. ile piyasanın işleyişinden kaynaklanan makul nedenlerden dolayı, Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. ortakları, çalışanları, yöneticileri ve bunlarla doğrudan ve dolaylı olarak ilişkileri bulunan istihdam ilişkisi doğuracak bir sözleşme çerçevesinde veya herhangi bir sözleşme olmaksızın çalışan ve tavsiyenin hazırlanmasına katılan tüm gerçek veya tüzel kişiler ile müşterileri arasında önlemeyen çıkar çatışması ve objektifliği etkilemesi muhtemel nitelikte ilişkiler doğabilir. Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş., ortakları veya iştirakleri, Sermaye Piyasası Kurulu tarafından yetkilendirildikleri yatırım hizmetleri ve faaliyetleri ile yan hizmetlerini, bu raporda bahsi geçen şirketlere, muhtelif zamanlarda, sunmayı teklif edebilir veya sunabilir. Muhtelif zamanlarda, Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'nin, ortaklarını, iştiraklerinin ve işbu kapsamdaki yöneticilerinin, yetkililerinin, çalışanlarının veya temsilcilerinin, doğrudan veya dolaylı olarak, raporda bahsi geçen işlemler, menkul kıymetler veya emtialar üzerinde pozisyonları bulunabilir veya farklı nedenlerle ilgi ve ilişkileri bulunabilir. Söz konusu çıkar çatışması durumlarında Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş., internet sitesinde yer alan Çıkar Çatışması Politikası uyarınca hareket eder. Bu rapor, sadece gönderildiği kişilerin kullanımı içindir. Bu raporun tümü veya bir kısmı Ahlatıcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'nin yazılı izni olmadan çoğaltılamaz, yayınlanamaz veya üçüncü kişilere gösterilemez, ticari amaçla kullanılamaz.