



Elder

ELDER ELEKTRİK DAĞITIM **SEKTÖR RAPORU** **2025**





ÖNSÖZ

Elektrik, ekonomik ve toplumsal hayatın sürekliliğini sağlayan temel altyapılardan biri olmanın ötesinde, bugün enerji dönüşümünün de merkezinde yer almaktadır. Sanayiden ulaşıma, konutlardan dijital hizmetlere kadar giderek daha fazla alanın elektrikleşmesi; yenilenebilir enerji kaynaklarının artması, dağıtık üretimin yaygınlaşması ve yeni tüketim biçimlerinin ortaya çıkması, elektrik sistemlerinin daha güçlü, esnek, dijital ve dayanıklı bir yapıya dönüşmesini gerekli kılmaktadır.

Bu dönüşümün merkezinde dağıtım şebekeleri bulunmaktadır. Üretilen elektriğin tüketiciye güvenli ve kesintisiz biçimde ulaştırılmasının yanı sıra; çatı tipi güneş santrallerinden elektrikli araçlara, enerji depolamadan akıllı sayaçlara kadar yeni enerji ekosisteminin birçok unsuru doğrudan dağıtım şebekesiyle buluşmaktadır. Bu nedenle elektrik dağıtımını artık yalnızca enerjinin son kullanıcıya taşındığı bir hizmet alanı değil; üretim, tüketim, veri ve yeni teknolojilerin bir araya geldiği enerji dönüşümünün temel altyapısıdır.

Türkiye genelinde faaliyet gösteren 21 elektrik dağıtım şirketi, mevcut şebekenin sürekliliğini sağlarken aynı zamanda geleceğin elektrik sistemini bugünden hazırlamaktadır. Artan elektrik talebi, dağıtık üretimin büyümesi, iklim kaynaklı riskler ve değişen tüketici beklentileri; şebeke kapasitesinin geliştirilmesini, varlıkların yenilenmesini, bakım süreçlerinin güçlendirilmesini ve dijital teknolojilerin daha yaygın kullanılmasını gerekli kılmaktadır. Bu dönüşüm yalnızca daha fazla yatırım değil; daha akıllı planlama, daha görünür veri ve daha etkin işletme kabiliyeti de gerektirmektedir.

Dağıtım şebekesinin değişen rolü, tüketicinin sistem içindeki konumunu da yeniden tanımlamaktadır. Tüketici artık yalnızca elektriği kullanan pasif bir son kullanıcı olmaktan çıkmakta; kendi elektriğini üreten, depolayan, tüketimini yöneten ve sisteme daha aktif katılan bir aktöre dönüşmektedir. Tarifelerden fatura bileşenlerine, tüketim alışkanlıklarından hizmet kalitesine kadar pek çok başlık da bu dönüşümün tüketiciye yansımalarını anlamak açısından önem taşımaktadır.

Teknolojik dönüşüm kadar insan kaynağı da bu yapının vazgeçilmez unsurudur. Şebekenin planlanmasından bakımına, arıza müdahalesinden kontrol merkezlerine kadar uzanan hizmet zinciri; gece gündüz, yaz kış ve kimi zaman zorlu coğrafi ve iklim koşulları altında görev yapan binlerce çalışanın emeğiyle sürdürülmektedir. Dijitalleşme hızlandıkça teknik yetkinliklerin, iş sağlığı ve güvenliği standartlarının ve yeni nesil becerilerin geliştirilmesi de önemini koruyacaktır.

Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği (Elder) olarak hazırladığımız 2025 Sektör Raporu ile sektörün mevcut durumunu güvenilir veriler üzerinden ortaya koyarken, rakamların işaret ettiği dönüşümü de görünür kılmayı amaçlıyoruz. Ortaya çıkan tablo, elektrik dağıtım altyapısının Türkiye'nin enerji geleceğinde üstleneceği rolün giderek daha kritik hale geldiğini göstermektedir. Güçlü bir enerji dönüşümü, güçlü bir dağıtım altyapısı olmadan mümkün değildir.

Raporumuzun kamu kurumları, düzenleyici otoriteler, sektör paydaşları, akademik çevreler, yatırımcılar ve enerji alanını takip eden tüm okuyucular için güvenilir bir başvuru kaynağı olmasını diliyoruz. Türkiye'nin daha güçlü, esnek, dijital ve sürdürülebilir bir elektrik sistemine ulaşmasına katkı sunan tüm paydaşlarımıza ve özellikle kesintisiz hizmet için sahada özveriyle çalışan arkadaşlarımıza teşekkür ediyor; “Elektrik Dağıtım: Enerji Dönüşümünün Omurgası” anlayışıyla hazırladığımız raporumuzun sektörümüzün bugününün anlaşılmasına ve geleceğinin planlanmasına katkı sağlamasını temenni ediyoruz.

Fakir Hüseyin Erdoğan
Genel Sekreter

İÇİNDEKİLER

I DAĞITIM

1.1 Tüketim Seviyeleri ve Bölgesel Dağılımı	6
1.2 Tüketici Türü ve Serbest Pazar Dağılımları	10
1.3 Kayıp-Kaçak Performansı ve İyileşme Trendleri	15
1.4 Tüketici Sayılarının Gelişimi	20
1.5 Şebeke ve Hat Altyapısı	24
1.6 Trafo Varlığı ve Güç Kapasitesi	28
1.7 Altyapı Yatırımlarının Gelişimi	32
1.8 Hizmet Kalitesi ve Kesinti Performansları	36
1.9 Sektörel İstihdam Yapısı	44
1.10 Ar-Ge ve İnovasyon Faaliyetleri	48

II TARİFE

2.1 Fatura Kalemleri ve Dağıtım Bedeli	51
2.2 Serbest Tüketici Limiti ve Piyasa Açıklık Oranı	55

III ÜRETİM

3.1 Üretim ve Tüketim Dengesi	59
3.2 Elektrik Talebi ve Puant Gelişimi	64
3.3 Lisanslı Kurulu Güç ve Üretimin Kaynak Dağılımı	68
3.4 Lisanslı Güç ve Üretimin Kuruluş Dağılımı	73
3.5 YEKDEM Kurulu Gücü ve Üretim Miktarları	77
3.6 Lisanssız Kurulu Güç ve Üretimin Kaynak Dağılımı	80

Raporda kullanılan veriler; EPDK, EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ ve Elder üyesi 21 EDAŞ'ın resmi veri, bildirim ve istatistiklerinden derlenmiştir.

Elektrik Dağıtım Şirketleri



Adm EDAŞ

Aydın
Denizli
Muğla

**AKDENİZ
ELEKTRİK
DAĞITIM**

Akdeniz EDAŞ

Antalya
Burdur
Isparta



AKEDAS

Adıyaman
Kahramanmaraş



Aras EDAŞ

Ağrı
Ardahan
Bayburt
Erzincan
Erzurum
İğdir
Kars



AYEDAŞ

İstanbul
(Anadolu Yakası)



Başkent EDAŞ

Ankara
Bartın
Çankırı
Karabük
Kastamonu
Kırıkkale
Zonguldak

**BOĞAZİÇİ
ELEKTRİK
DAĞITIM**

Boğaziçi EDAŞ

İstanbul
(Avrupa Yakası)

**ÇAMLIBEL
ELEKTRİK
DAĞITIM**

Çamlıbel EDAŞ

Sivas
Tokat
Yozgat



Çoruh EDAŞ

Artvin
Giresun
Gümüşhane
Rize
Trabzon



Dicle EDAŞ

Batman
Diyarbakır
Mardin
Siirt
Şanlıurfa
Şırnak



Fırat EDAŞ

Bingöl
Elâzığ
Malatya
Tunceli



Gdz EDAŞ

İzmir
Manisa



KCETAŞ

Kayseri



Meram EDAŞ

Aksaray
Karaman
Kırşehir
Konya
Nevşehir
Niğde



Osmangazi EDAŞ

Afyonkarahisar
Bilecik
Eskişehir
Kütahya
Uşak



Sakarya EDAŞ

Bolu
Düzce
Kocaeli
Sakarya



Toroslar EDAŞ

Adana
Gaziantep
Hatay
Kilis
Mersin
Osmaniye



Trakya EDAŞ

Edirne
Kırklareli
Tekirdağ



Uludağ EDAŞ

Balıkesir
Bursa
Çanakkale
Yalova



Vangölü EDAŞ

Bitlis
Hakkâri
Muş
Van

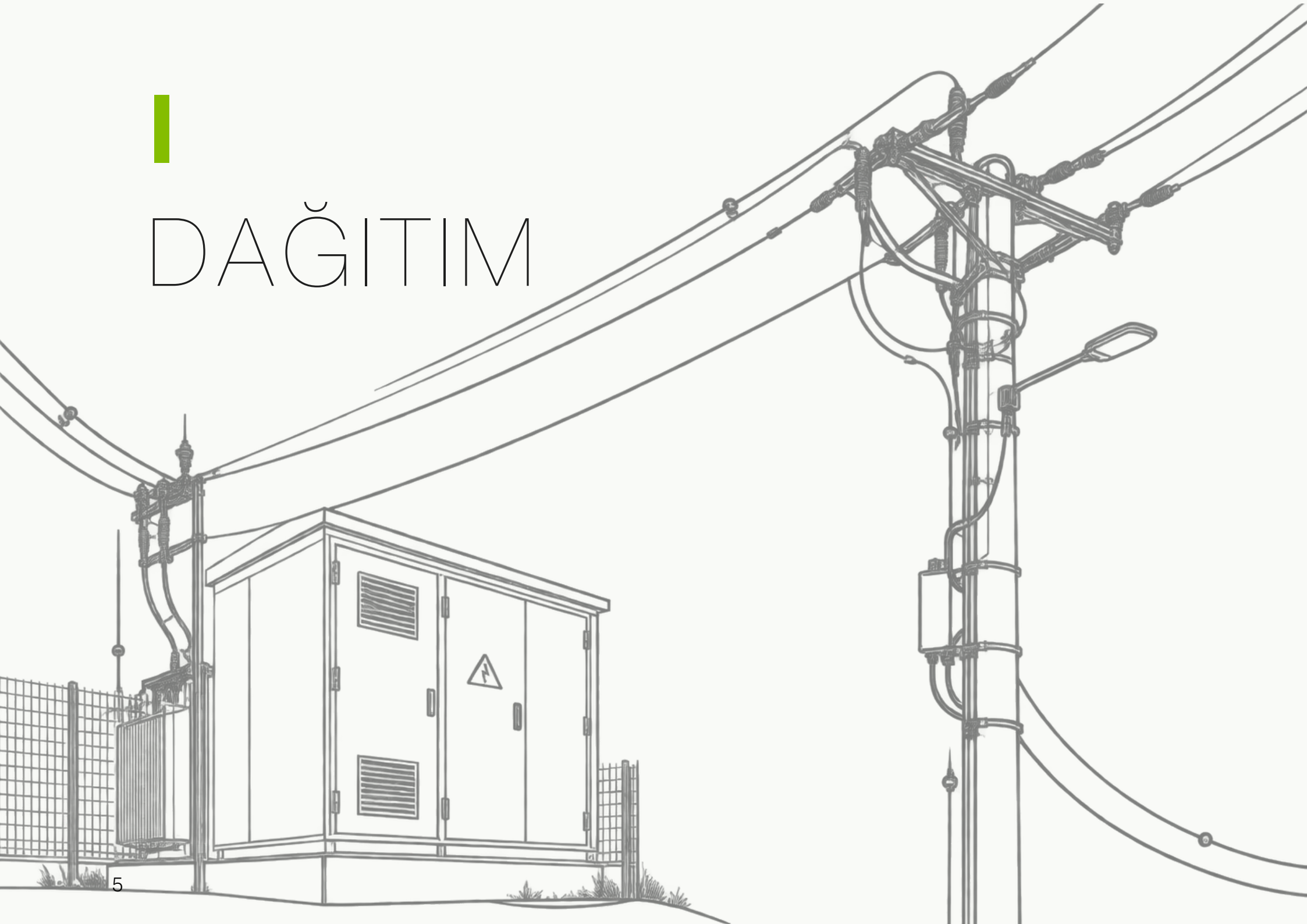


Yeşilirmak EDAŞ

Amasya
Çorum
Ordu
Samsun
Sinop



DAĞITIM



1.1 Tüketim Seviyeleri ve Bölgesel Dağılımı

Elektrik dağıtım şebekeleri; ekonomik faaliyetlerin, kentleşmenin ve elektrifikasyonun temel altyapılarından biri olmayı sürdürmektedir. Dağıtım ve iletim seviyesinden bağlı tüketicilerin toplam faturalanan elektrik tüketimi, 2025 yılı sonu itibarıyla 288,48 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bu tüketimin 214,76 TWh'lık bölümü, diğer bir ifadeyle %74,44'ü, dağıtım şebekesi üzerinden hizmet alan tüketiciler tarafından gerçekleştirilmiştir. İletim seviyesinden bağlı tüketicilerin tüketimi ise 73,72 TWh ile toplamın %25,56'sını oluşturmuştur. Nihai tüketimin yaklaşık dörtte üçünün dağıtım şebekesi üzerinden karşılanması; kentleşme, elektrifikasyon ve tüketimin giderek daha geniş bir kullanıcı tabanına yayılması gibi eğilimlerin güçlenmesi, şebeke üzerindeki etkilerin önümüzdeki dönemde daha yakından izlenmesini gerekli kılan bir görünüm ortaya koymaktadır.

Dağıtım seviyesindeki tüketim, hizmet bölgelerinin nüfus, ekonomik faaliyet ve tüketici yapısına bağlı olarak önemli ölçüde farklılaşmaktadır. 2025 yılında dağıtım seviyesinde en yüksek tüketim 27,41 TWh ile Boğaziçi EDAŞ bölgesinde gerçekleşmiştir. Boğaziçi EDAŞ'ı 20,60 TWh ile Toroslar EDAŞ, 17,96 TWh ile Başkent EDAŞ, 17,16 TWh ile Gdz EDAŞ ve 14,41 TWh ile Uludağ EDAŞ izlemiştir. Dağıtım seviyesindeki tüketimin daha düşük olduğu bölgeler arasında ise 2,79 TWh ile Aras EDAŞ ve 2,69 TWh ile Vangölü EDAŞ yer almaktadır. Bu farklılaşma; nüfus, nüfus yoğunluğu, sanayi ve ticaret yapısı, iklim koşulları, kentleşme düzeyi ve tüketici kompozisyonu gibi değişkenlerin bölgesel elektrik talebi üzerindeki etkisinin birlikte değerlendirilmesi gerektiğini göstermektedir.

Bölgeler arasındaki farklılık, tüketimin dağıtım ve iletim seviyeleri arasındaki dağılımında da belirginleşmektedir. Sakarya EDAŞ bölgesinde dağıtım seviyesindeki tüketim 10,78 TWh, iletim seviyesindeki tüketim ise 10,75 TWh ile birbirine oldukça yakın gerçekleşmiştir. Bu görünüm, bölgenin sanayi yoğunluğu ve büyük ölçekli tüketici yapısının bağlantı seviyeleri üzerindeki etkisi bakımından ayrıca değerlendirmeye değer bir tablo sunmaktadır. Buna karşılık Boğaziçi EDAŞ bölgesinde 27,41 TWh'lık dağıtım seviyesi tüketimine karşılık iletim seviyesi tüketimi 1,97 TWh düzeyinde kalmıştır. Yoğun kentsel tüketici yapısına sahip bölgelerde dağıtım seviyesinin bu ölçüde belirginleşmesi, şehirleşme ve tüketici yoğunluğunun şebeke yüküyle ilişkisini ayrıca izlenmesi gereken bir başlık hâline getirmektedir.

Bu farklılıklar, elektrik talebinin yalnızca toplam büyüklüğünün değil; hangi tüketici gruplarından, hangi bağlantı seviyelerinden ve hangi bölgesel ekonomik yapı içinde oluştuğunun da şebeke planlaması açısından belirleyici olduğunu ortaya koymaktadır.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından bu çeşitlilik, şebeke planlamasının tek tip bir yaklaşımla değil, her hizmet bölgesinin tüketim profili, talep gelişimi ve bağlantı yapısı dikkate alınarak yürütülmesini gerekli kılmaktadır. Bu kapsamda kapasite planlaması, şebeke güçlendirme yatırımları, dijital izleme ve talep tahminleme kabiliyetlerinin geliştirilmesi giderek daha fazla önem kazanmaktadır. Elektrifikasyonun ilerlemesi ve tüketim alışkanlıklarının dönüşmesiyle birlikte, bölgesel talep dinamiklerinin yatırım ve işletme kararları üzerindeki etkisinin önümüzdeki dönemde daha da belirginleşmesi beklenmektedir.

1.1.1 Dağıtım Seviyesinden Bağlı Tüketicilere Yapılan Tahakkuk Miktarları

2025 - TWh



1.1.2 Dağıtım ve İletim Seviyesinden Bağlı Tüketicilerin Tüketim Miktarları

2025 - TWh

214,76

TWh

Dağıtım Seviyesi

73,72

TWh

İletim Seviyesi

%74,44

Dağıtım Seviyesi

%25,56

İletim Seviyesi

1.1.3 Faturalanan Tüketimin Dağıtım Bölgesi Bazında Dağılımı

2025

Dağıtım Şirketi	Dağıtım Seviyesi (TWh)	İletim Seviyesi (TWh)	Toplam (TWh)	Oran (%)
Adm EDAŞ	10,77	1,16	11,93	4,13
Akdeniz EDAŞ	12,28	1,34	13,62	4,72
AKEDAŞ	4,35	1,82	6,17	2,14
Aras EDAŞ	2,79	0,27	3,06	1,06
AYEDAŞ	13,73	1,47	15,20	5,27
Başkent EDAŞ	17,96	5,86	23,82	8,26
Boğaziçi EDAŞ	27,41	1,97	29,39	10,19
Çamlıbel EDAŞ	2,80	0,60	3,39	1,18
Çoruh EDAŞ	3,86	0,22	4,07	1,41
Dicle EDAŞ	12,44	1,26	13,70	4,75
Fırat EDAŞ	3,24	0,83	4,07	1,41
Gdz EDAŞ	17,16	6,76	23,92	8,29
KCETAŞ	3,06	1,53	4,59	1,59
Meram EDAŞ	12,86	3,47	16,32	5,66
Osmangazi EDAŞ	7,50	4,29	11,80	4,09
Sakarya EDAŞ	10,78	10,75	21,53	7,46
Toroslar EDAŞ	20,60	17,89	38,48	13,34
Trakya EDAŞ	8,11	3,58	11,69	4,05
Uludağ EDAŞ	14,41	6,68	21,10	7,31
Vangölü EDAŞ	2,69	0,10	2,80	0,97
Yeşilırmak EDAŞ	5,96	1,86	7,83	2,71
GENEL TOPLAM	214,76	73,72	288,48	100,00

1.2 Tüketici Türü ve Serbest Pazar Dağılımları

Elektrik piyasasında serbestleşmenin ilerlemesi ve tüketicilerin tedarikçi seçme imkanlarının genişlemesi, rekabetçi piyasa yapısının gelişiminin temel unsurlarından biridir. 2025 yılı itibarıyla 288,48 TWh düzeyindeki toplam faturalanan elektrik tüketiminin %56,62'si, yani 163,32 TWh'lik bölümü serbest tüketiciler tarafından gerçekleştirilmiştir. Toplam tüketimin %43,38'ine karşılık gelen 125,16 TWh'lik bölüm ise düzenlenmiş tarifeler kapsamında gerçekleşmiştir.

Serbest piyasa katılımı, tüketicilerin bağlantı seviyelerine göre belirgin biçimde farklılaşmaktadır. Doğrudan iletim seviyesinden bağlı tüketicilerin 73,72 TWh'lik toplam tüketiminin %98,06'sı, yani 72,29 TWh'lik bölümü ikili anlaşmalar üzerinden gerçekleşmiştir. Dağıtım şebekesinden hizmet alan tüketicilerde ise 214,76 TWh'lik toplam tüketimin %42,39'una, yani 91,03 TWh'e karşılık gelen bölüm serbest tüketicilere aittir. İki bağlantı seviyesi arasındaki bu belirgin fark, tüketim ölçeği ile serbest piyasaya katılım arasındaki ilişkinin ayrıca değerlendirilmesi gereken önemli başlıklardan biri olduğunu göstermektedir.

Tüketici grupları bazındaki dağılım da benzer bir farklılaşmaya işaret etmektedir. Toplam elektrik tüketiminin %40,21'ini oluşturan sanayi sektöründe 116,01 TWh'lik tüketimin %96,08'i, yani 111,46 TWh'lik bölümü ikili anlaşmalar kapsamında gerçekleşmiştir. Böylece sanayi, serbest piyasa katılımının en yüksek olduğu tüketici grubu olarak öne çıkmıştır. Kamu ve özel hizmetler sektöründe ise 74,64 TWh'lik toplam tüketimin %65,60'ı ikili anlaşmalar kapsamında gerçekleşmiştir.

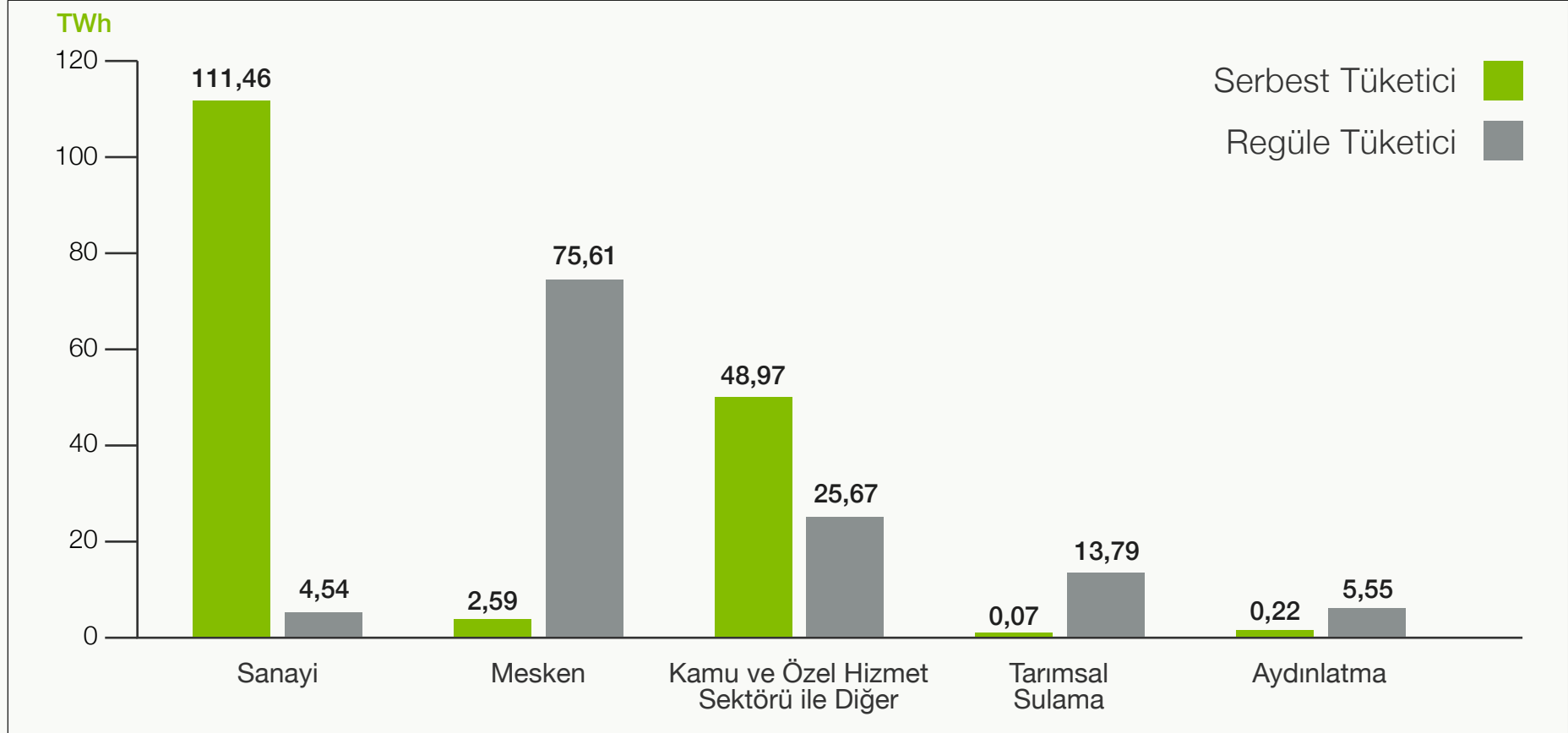
Buna karşılık mesken grubunda farklı bir yapı görülmektedir. Toplam tüketimin %27,11'ini oluşturan 78,20 TWh'lik mesken tüketiminin %96,69'u, yani 75,61 TWh'lik bölümü düzenlenmiş tarifeler üzerinden tüketilmiştir. Tarımsal sulama grubundaki 13,87 TWh'lik tüketim de benzer yapıdadır. Sanayi ve hizmet sektörleriyle mesken ve tarımsal sulama grupları arasındaki bu belirgin ayrışma; tüketim ölçeği, fiyatlandırma yapısı, tüketici davranışları, tedarikçi değiştirme eğilimleri ve farklı tüketici gruplarının piyasa koşullarına yaklaşımı açısından daha ayrıntılı incelenmeye değer bir görünüm sunmaktadır.

Son üç yıllık gelişim, faturalanan elektrik tüketimindeki artış eğiliminin devam ettiğini göstermektedir. Toplam tüketim 2023 yılında 263,84 TWh'ten, 2024 yılında 279,13 TWh'e, 2025 yılında ise 288,48 TWh'e yükselmiştir. Bu artışın ekonomik faaliyetler, nüfus ve kentleşme dinamikleri, iklim koşulları ve elektrifikasyon eğilimleri gibi birden fazla değişkenle birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir. Özellikle mesken tüketiminin iki yıl içinde 66,20 TWh'ten 78,20 TWh'e yükselmesi; hane halkı tüketim alışkanlıkları, iklimlendirme ihtiyacı, elektrikli cihaz kullanımının yaygınlaşması ve konut stokundaki gelişmelerin elektrik talebi üzerindeki etkisinin önümüzdeki dönemde daha yakından izlenmesini önemli hale getirmektedir.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından tüketici profillerindeki bu farklılaşma hem şebeke planlaması hem de piyasa süreçlerini destekleyen ölçüm ve veri altyapısının gelişimi bakımından önem taşımaktadır. Akıllı sayaçların yaygınlaşması, tüketim verilerinin daha ayrıntılı ve zamanında izlenebilmesi, ölçüm ve veri yönetimi altyapısının güçlendirilmesi, tüketicilerin değişen piyasa ve tüketim davranışlarının şebeke üzerindeki etkisinin daha sağlıklı analiz edilmesine imkân sağlayacaktır. Serbestleşme, elektrifikasyon ve tüketici davranışlarının birlikte dönüşmesiyle birlikte, dağıtım şebekelerinin yalnızca elektriği taşıyan fiziksel altyapılar değil, aynı zamanda piyasanın ihtiyaç duyduğu veri akışının önemli bir bileşeni olma rolünün de giderek güçlenmesi beklenmektedir.

1.2.1 Faturalanan Tüketimin Serbest ve Regüle Tüketicilere Göre Dağılımı

2025 – TWh - %



Toplam
Serbest
Tüketici

163,32 TWh



Toplam
Regüle
Tüketici

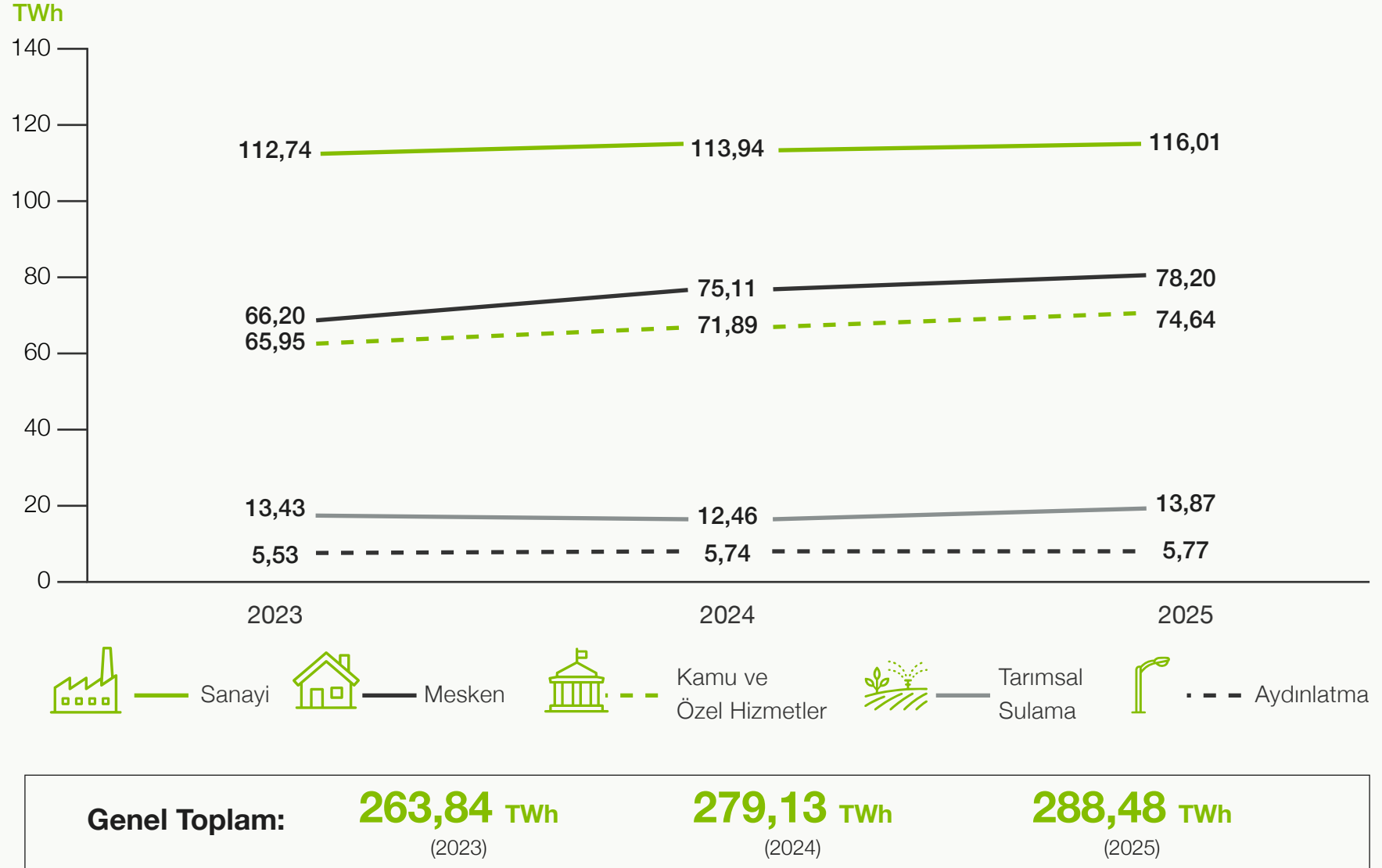
125,16 TWh

Serbest %56,6
Regüle %43,4
Toplam: 288,48 TWh

- 1) Regüle Tüketici: Serbest tüketici (ST) olmayan veya ST niteliğini haiz olup ST hakkını kullanmayan tüketicileri kapsar.
- 2) İletim ve dağıtımdan bağılı tüketicilerin tüketimlerini kapsamaktadır.

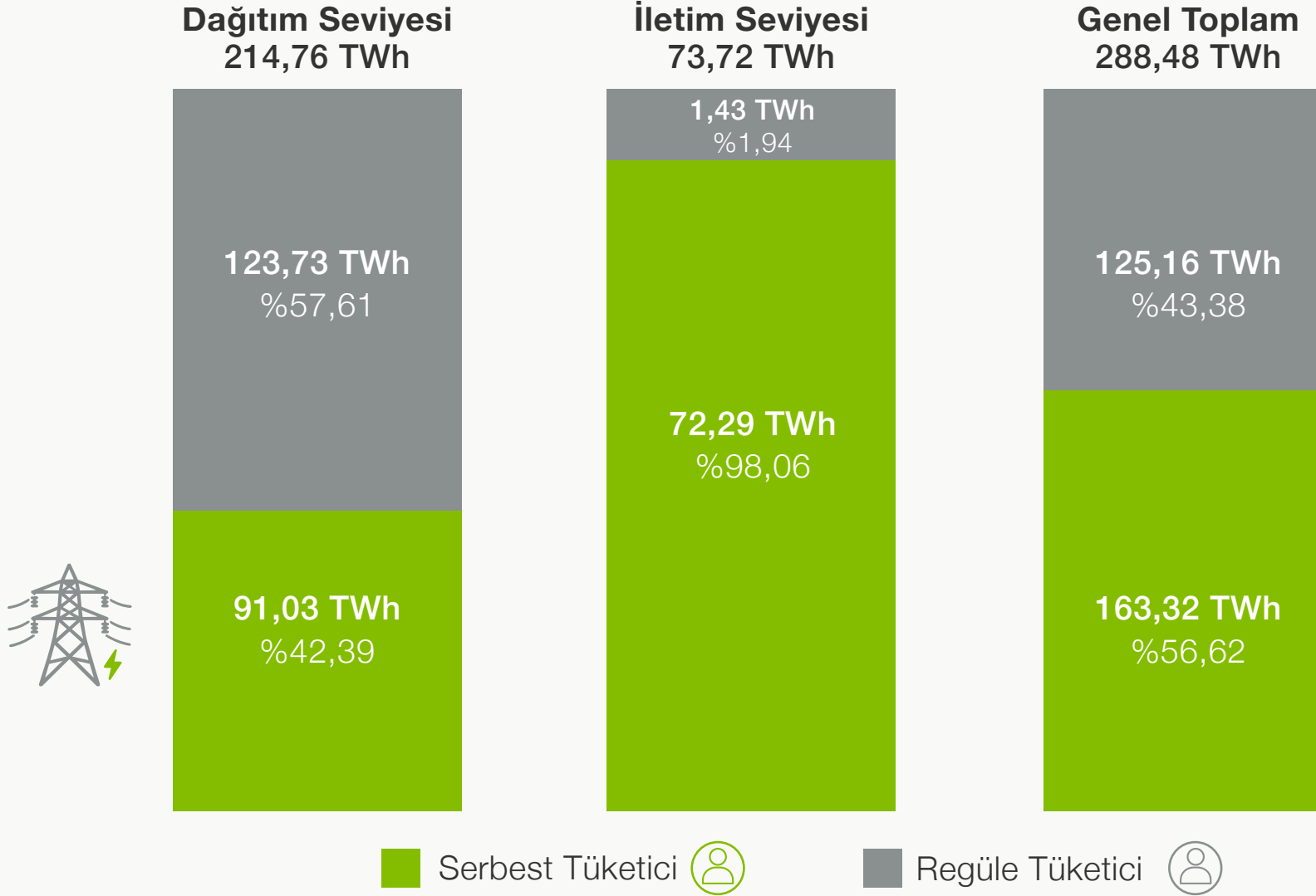
1.2.2 Faturalanan Tüketimin Tüketici Türü Bazında Yıllar İtibarıyla Gelişimi

2023-2025 - TWh



1.2.3 Serbest ve Regüle Tüketicilere Yapılan Satışlar (2025)

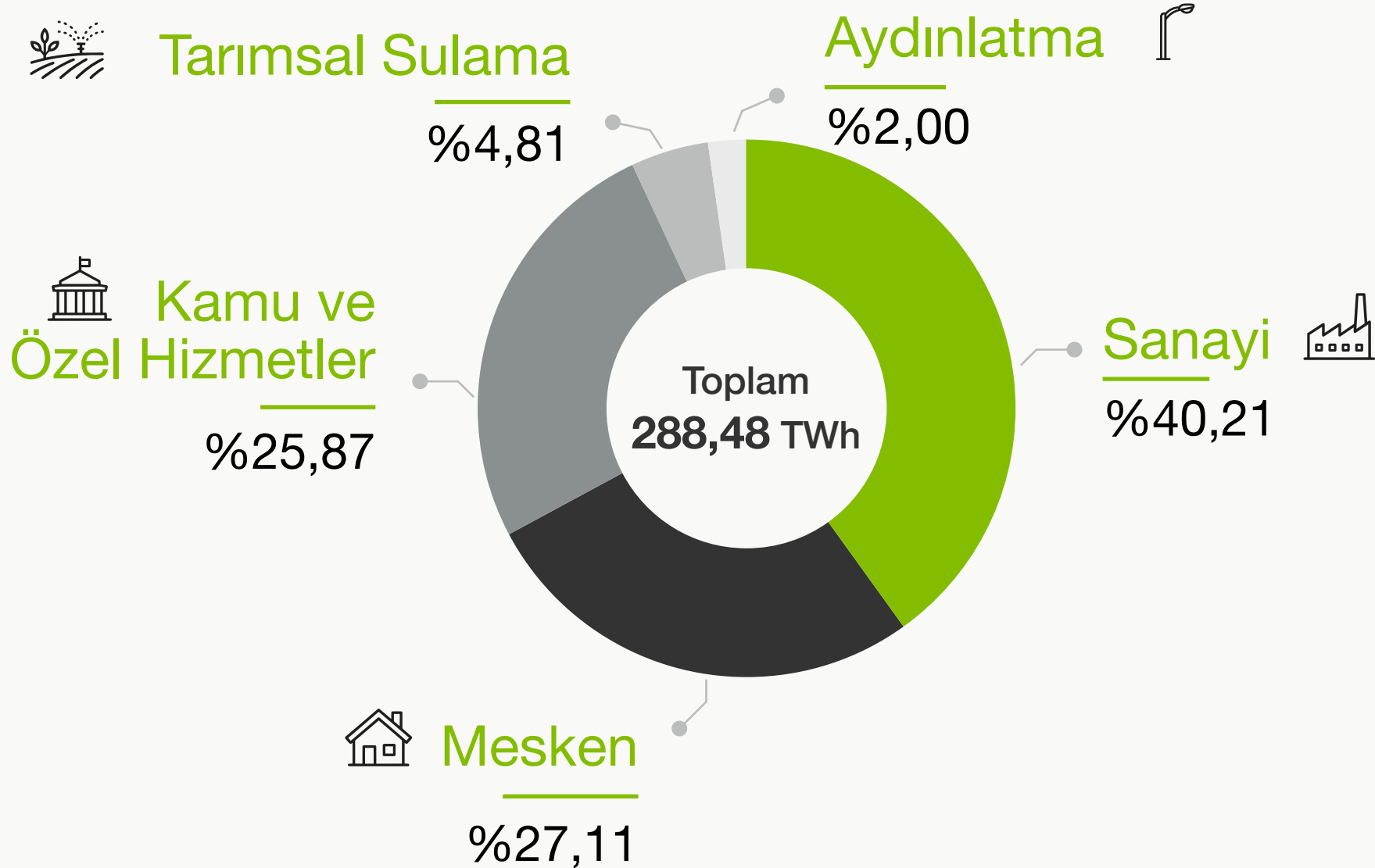
Elektrik satışlarının serbest ve regüle tüketiciler bazında dağılımı (TWh).



2025 yılında toplam 288,48 TWh'lik elektrik satışının %56,62'si serbest tüketicilere, %43,38'i ise regüle tüketicilere yapılmıştır.

1.2.4 Faturalanan Toplam Tüketimin Tüketici Türüne Göre Dağılımı

2025 - %



1.3 Kayıp-Kaçak Performansı ve İyileşme Trendleri

Elektrik dağıtım şebekelerinde teknik ve teknik olmayan kayıpların azaltılması; şebeke verimliliğinin artırılması, enerji kaynaklarının etkin kullanılması ve dağıtım sisteminin sürdürülebilir işletimi açısından temel önceliklerden biridir. 2025 yılı gerçekleştirmeleri, dağıtım bölgelerinin farklı şebeke, coğrafya ve tüketici yapılarına karşı kayıp yönetiminde güçlü bir hedef performansına işaret etmektedir. EPDK tarafından belirlenen 2025 yılı hedef kayıp oranları ile gerçekleştirmeler karşılaştırıldığında, 21 dağıtım bölgesinin 20'sinde gerçekleşen kayıp oranının hedef seviyenin altında kaldığı görülmektedir. Bir önceki yıllara karşılaştırıldığında ise 12 dağıtım bölgesinde kayıp oranı gerilemiş, bir bölgede değişmemiştir. Bu görünüm, kayıp yönetimindeki gelişimin bölgeler arasında farklı hızlarda ilerlediğini ve her hizmet bölgesinin kendi koşulları içinde değerlendirilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

2025 yılında dağıtım bölgeleri içinde en düşük gerçekleşen kayıp oranı %3,68 ile AYEDAŞ bölgesinde kaydedilmiştir. AYEDAŞ'ı %4,47 ile Başkent EDAŞ, %4,65 ile Trakya EDAŞ, %5,15 ile Uludağ EDAŞ, %5,44 ile Meram EDAŞ ve %5,69 ile Boğaziçi EDAŞ izlemiştir. Bu sonuçlar, özellikle yoğun tüketim ve yüksek abone sayısına sahip bölgelerde kayıp oranlarının düşük seviyelerde tutulabilmesinin; şebeke yapısı, ölçüm kabiliyeti, işletme uygulamaları ve tüketici profili arasındaki ilişkinin daha ayrıntılı incelenmesi açısından dikkat çekici bir görünüm sunduğunu göstermektedir.

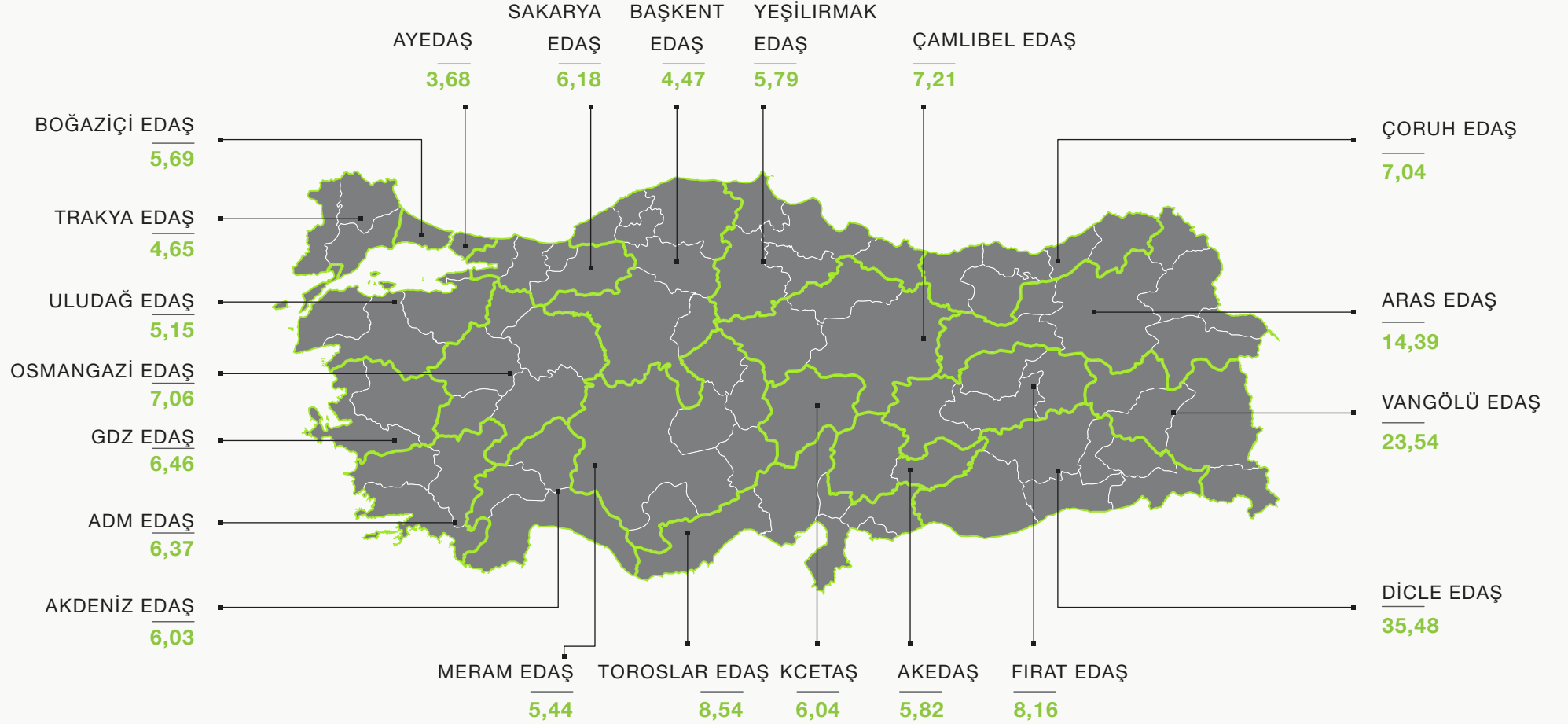
Kayıp oranlarının görece yüksek seyrettiği ve coğrafi, sosyoekonomik ve tüketici yapısının farklılaştığı bölgelerde ise hedef-gerçekleşme farkları ayrıca dikkat çekmektedir. Vangölü EDAŞ, %34,29 düzeyindeki 2025 hedef kayıp oranına karşılık yılı %23,54 ile tamamlayarak hedefin 10,75 puan altında bir gerçekleşme sağlamıştır. Dicle EDAŞ'ta %42,73 olan hedefe karşılık gerçekleşen kayıp oranı %35,48 olmuş ve 7,25 puanlık fark oluşmuştur. Aras EDAŞ ise %18,11 seviyesindeki hedefe karşılık %14,39 gerçekleşme ile hedefin 3,72 puan altında kalmıştır. Bu bölgelerde hedef ile gerçekleşme arasındaki belirgin farklar; şebeke yapısı, tüketici profili, saha uygulamaları, yatırım programları ve teknik olmayan kayıplarla mücadele yöntemlerinin sonuçlar üzerindeki etkisinin ayrıca incelenmeye değer olduğunu göstermektedir.

Yıllık değişimler de kayıp yönetiminin bölgesel niteliğini ortaya koymaktadır. 2024'ten 2025'e Dicle EDAŞ'ta kayıp oranı %37,62'den %35,48'e, Vangölü EDAŞ'ta %25,04'ten %23,54'e, Akdeniz EDAŞ'ta %8,06'dan %6,03'e gerilemiştir. AYEDAŞ, Başkent EDAŞ, Boğaziçi EDAŞ, Toroslar EDAŞ ve Yeşilirmak EDAŞ başta olmak üzere farklı bölgelerde de yıllık iyileşmeler görülürken, bazı bölgelerde kayıp oranlarının yükselmesi veya yatay seyretmesi, kayıp yönetiminin tek yönlü ve homojen bir süreç olmadığını ortaya koymaktadır. Bu nedenle sektör performansının yalnızca Türkiye geneli bir ortalama üzerinden değil, bölgesel gelişim, hedef performansı ve uzun dönemli eğilimler ile değerlendirilerek izlenmesi önem taşımaktadır.

Elektrik dağıtım şirketlerinin kayıpların azaltılmasına yönelik çalışmaları; şebekenin yenilenmesi ve güçlendirilmesi, ölçüm altyapısının geliştirilmesi, sayaç ve tüketim verilerinin daha etkin izlenmesi, enerji bilançosunun hassaslaştırılması, veri analitiğinin kullanılması ve saha denetimlerinin güçlendirilmesi gibi birbirini tamamlayan birçok başlıkta yürütülmektedir. Teknik kayıpların azaltılması ile teknik olmayan kayıpların önlenmesi farklı araçlar gerektirse de her iki alanda da daha görünür, ölçülebilir ve dijital bir şebeke yapısına geçiş ortak önem taşımaktadır. Akıllı sayaçların ve uzaktan izleme sistemlerinin yaygınlaşmasıyla birlikte, kayıpların kaynağının daha hızlı belirlenmesi ve müdahalelerin daha hedefli hale gelmesi, önümüzdeki dönemde kayıp yönetiminde yeni iyileşme alanları oluşturacaktır.

1.3.1 Gerçekleşen Kayıp Oranları

2025 - %



1.3.2 Dağıtım Bölgeleri İçinde Gerçekleşen Kayıp Oranı En Düşük Şirket

2025

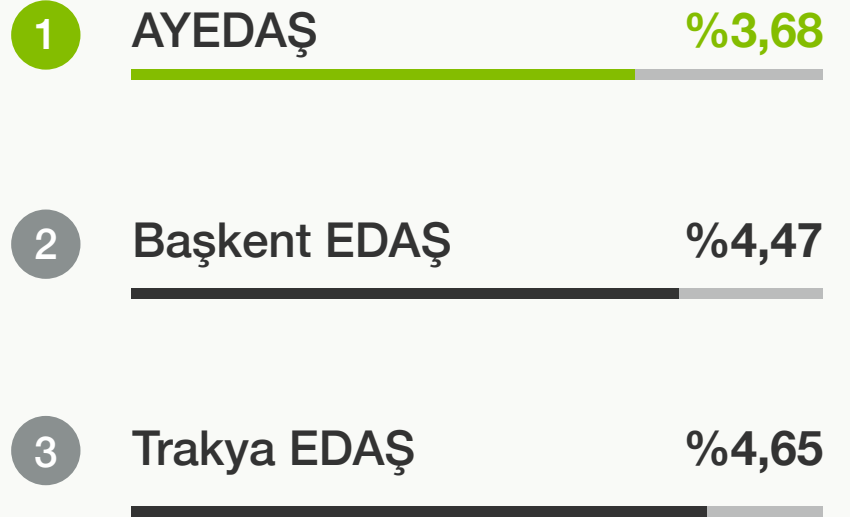
21 dağıtım bölgesi içinde en düşük gerçekleşen kayıp oranı

%3,68

AYEDAŞ



**Karşılaştırma
İlk 3**



1.3.3 Hedef ve Gerçekleşen Kayıp Oranları

2025 - %

Dağıtım Şirketi	2024 Gerçekleşen Kayıp Oranı	2025 Gerçekleşen Kayıp Oranı	2025 Hedef Kayıp Oranı	Fark*
Adm EDAŞ	5,51	6,37	6,63	0,26
Akdeniz EDAŞ	8,06	6,03	7,43	1,40
AKEDAŞ	3,63	5,82	6,56	0,74
Aras EDAŞ	14,53	14,39	18,11	3,72
AYEDAŞ	4,36	3,68	6,41	2,73
Başkent EDAŞ	5,05	4,47	6,76	2,29
Boğaziçi EDAŞ	6,17	5,69	7,06	1,37
Çamlıbel EDAŞ	7,21	7,21	6,76	-0,45
Çoruh EDAŞ	6,35	7,04	7,13	0,09
Dicle EDAŞ	37,62	35,48	42,73	7,25
Fırat EDAŞ	8,82	8,16	9,16	1,00
Gdz EDAŞ	5,41	6,46	6,56	0,10
KCETAŞ	5,92	6,04	7,31	1,27
Meram EDAŞ	5,71	5,44	6,70	1,26
Osmangazi EDAŞ	6,98	7,06	7,11	0,05
Sakarya EDAŞ	5,73	6,18	6,67	0,49
Toroslar EDAŞ	9,09	8,54	11,04	2,50
Trakya EDAŞ	4,91	4,65	6,30	1,65
Uludağ EDAŞ	5,02	5,15	6,28	1,13
Vangölü EDAŞ	25,04	23,54	34,29	10,75
Yeşilırmak EDAŞ	6,18	5,79	7,11	1,32

*2025 Fark = Hedef Kayıp Oranı - Gerçekleşen Kayıp Oranı



En Düşük Gerçekleşen:
AYEDAŞ %3,68



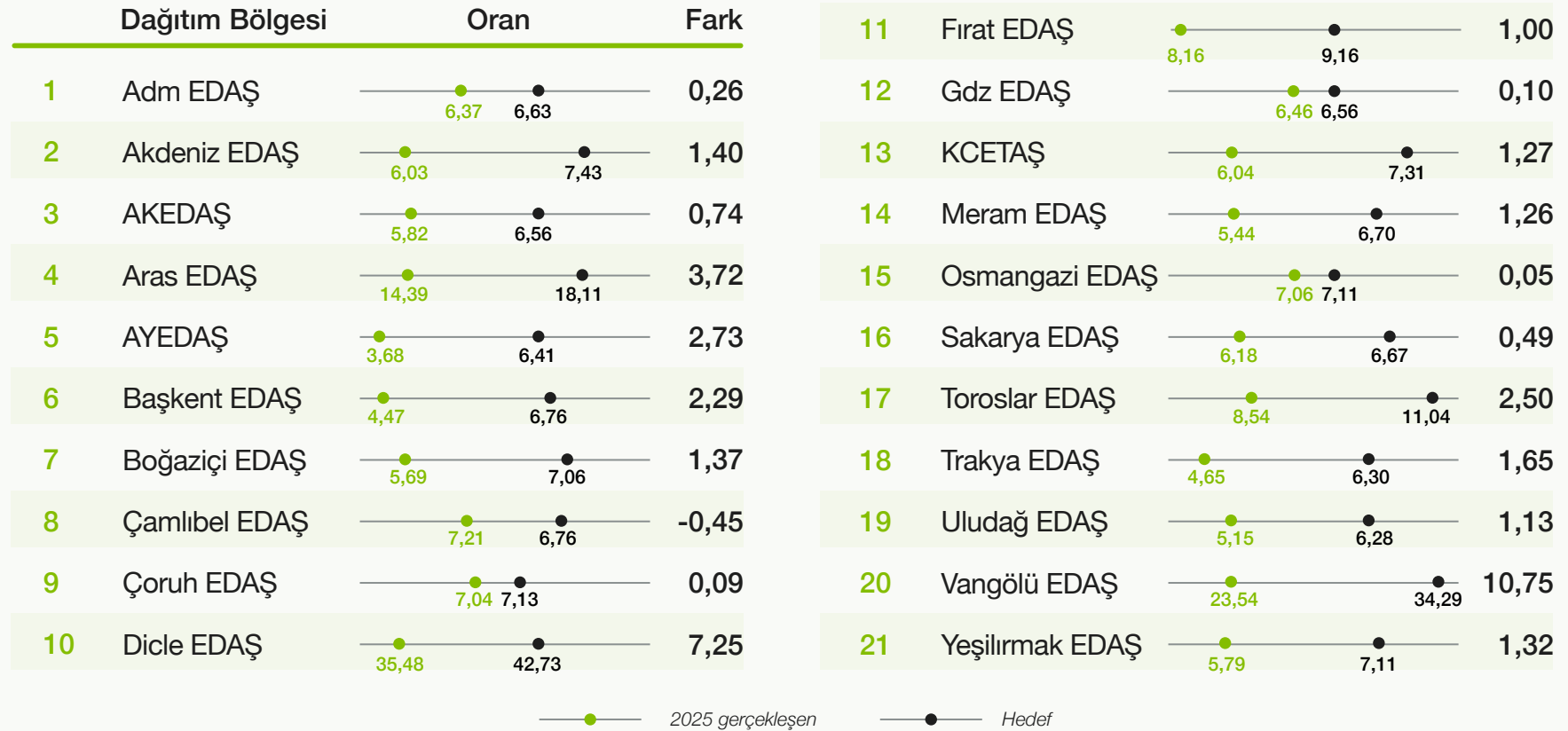
En Yüksek Gerçekleşen:
Dicle EDAŞ %35,48



Hedefin Üzerinde:
Çamlıbel EDAŞ -0,45

1.3.4 EPDK Kayıp Hedeflerinde Sektör Performansı

2025 – Hedef ve Gerçekleşme Karşılaştırması (%)



2025'te 21 dağıtım bölgesinin 20'sinde gerçekleşen kayıp oranı EPDK hedefinin altında kaldı. Bölgesel sonuçlar, kayıp yönetiminde hedef performansının sektör geneline yayıldığını göstermektedir.

1.4 Tüketici Sayılarının Gelişimi

Elektrik dağıtım şebekesinden hizmet alan tüketici sayısı, Türkiye'nin nüfus, kentleşme, konut stoku ve ekonomik faaliyet yapısındaki gelişmelerle birlikte istikrarlı bir artış eğilimi göstermektedir. 2023 yılında 49,7 milyon seviyesinde olan toplam tüketici sayısı, 2024 yılında 50,7 milyona, 2025 yılı sonunda ise bir önceki yıla göre %2,41 artarak yaklaşık 52 milyona ulaşmıştır. Böylece yalnızca iki yıl içerisinde dağıtım şebekesinden hizmet alan tüketici sayısında yaklaşık 2,19 milyonluk net artış gerçekleşmiştir. Bu gelişim; yeni konut ve işyerlerinin sisteme katılımı, kentleşme eğilimleri ve tüketici tabanının genişlemesi açısından önümüzdeki dönemde yakından izlenmesi gereken bir büyüme alanına işaret etmektedir.

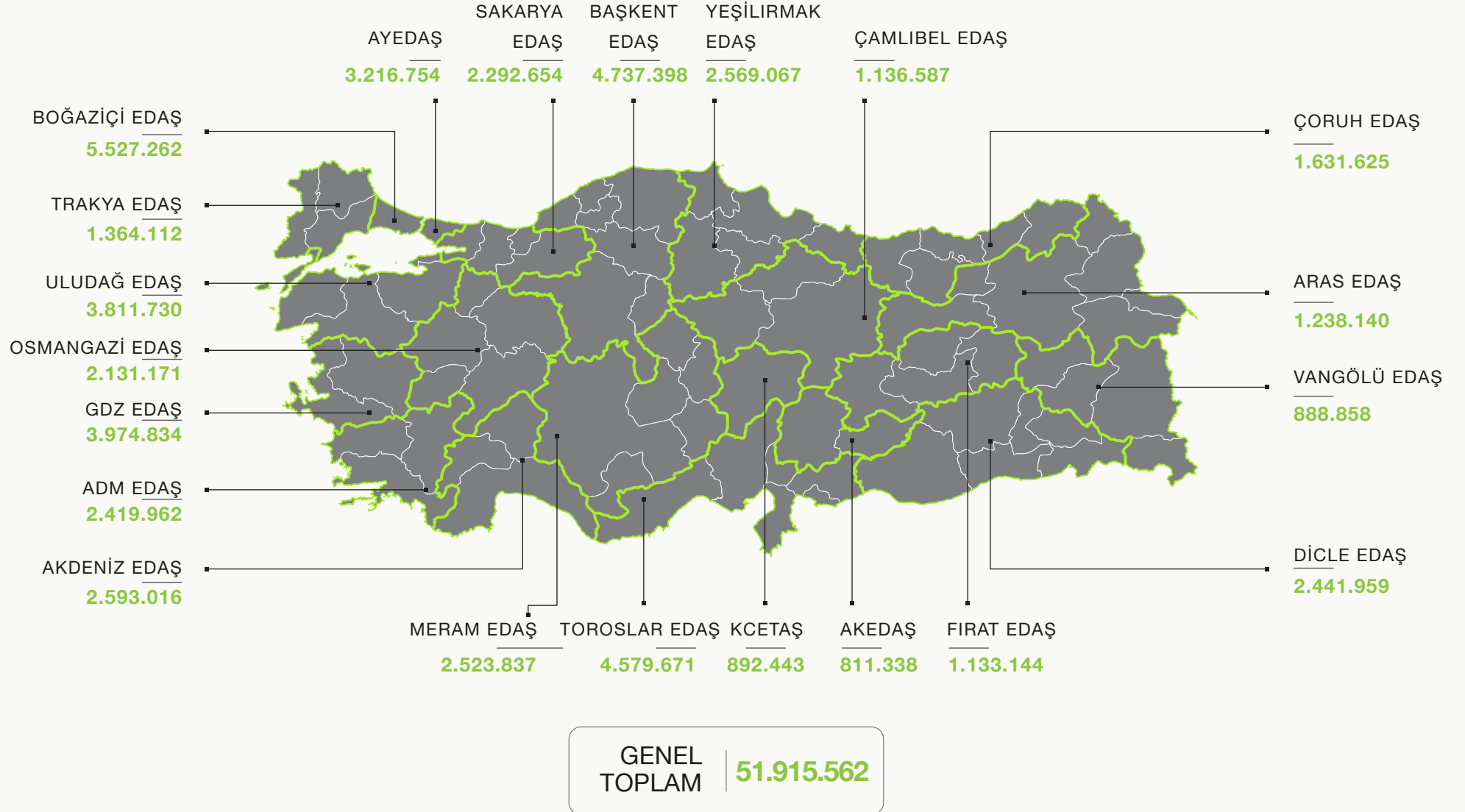
Tüketici sayılarının bölgesel dağılımında büyük kentler ve geniş hizmet alanları öne çıkmaktadır. Boğaziçi EDAŞ, yaklaşık 5,5 milyon tüketici ile toplam tüketici sayısının %10,65'ine hizmet vermektedir. Boğaziçi EDAŞ'ı 4,7 milyon tüketici ile Başkent EDAŞ, yaklaşık 4,6 milyon ile Toroslar EDAŞ, yaklaşık 4 milyon ile Gdz EDAŞ ve 3,8 milyon ile Uludağ EDAŞ izlemektedir. Bu dağılım; nüfus yoğunluğu ve kentleşmenin yanı sıra hizmet bölgelerinin coğrafi büyüklüğü, konut ve işyeri stoku ile ekonomik faaliyetlerin tüketici tabanının şekillenmesindeki rolünün birlikte değerlendirilmesini gerekli kılmaktadır.

2025 yılı büyüme oranları ise tüketici sayısındaki değişimin bölgeler arasında önemli ölçüde farklılaşabildiğini göstermektedir. En yüksek oransal artışlardan biri, tüketici sayısını %9,50 artırarak 800 binin üzerinde tüketiciye ulaşan AKEDAŞ bölgesinde gerçekleşmiştir. Bu dikkat çekici artışın; deprem sonrası yeniden imar süreci, yeni konutların devreye alınması ve buna bağlı abonelik hareketleriyle birlikte değerlendirilmesi, bölgedeki tüketici tabanının dönüşümünü anlamak açısından önemli bir araştırma alanı sunmaktadır. Dicle EDAŞ bölgesinde de tüketici sayısı %5,35 artarak yaklaşık 2,4 milyona ulaşmış ve sektör genelindeki %2,41'lik yıllık artışın belirgin biçimde üzerinde seyretmiştir. Bölgesel demografik hareketler, yapılaşma, kentleşme ve ekonomik aktivitenin yanı sıra kayıpla mücadelenin de bu farklılaşmada etkili olduğu düşünülmektedir.

Tüketici sayısındaki artış, elektrik dağıtım şirketleri açısından yalnızca daha fazla aboneye hizmet verilmesi anlamına gelmemekte; aynı zamanda yeni bağlantıların yönetilmesi, şebeke kapasitesinin gelişen talebe göre planlanması, sayaç ve ölçüm altyapısının genişletilmesi ile müşteri hizmetleri süreçlerinin ölçeklendirilmesini de gerektirmektedir. Elektrik dağıtım şirketleri olarak artan ve farklılaşan tüketici tabanına uyum sağlamak amacıyla bağlantı süreçleri, dijital hizmet kanalları, ölçüm sistemleri ve şebeke yatırım planlaması birlikte geliştirilmektedir. Elektrifikasyonun ve kentleşmenin ilerlemesiyle birlikte, tüketici sayısındaki artışın nerede ve hangi hızda gerçekleşeceğini öngörebilme kabiliyeti, geleceğin dağıtım şebekesinin planlanmasında giderek daha kritik bir unsur hâline gelecektir.

1.4.1 Tüketici Sayıları

2025 - kişi



1.4.2 Tüketici Sayıları

2024–2025 Karşılaştırması



1.4.3 Dağıtım Sistemini Kullanan Tüketici Sayıları

2023 - 2025 – Adet - %

Dağıtım Şirketi	2023 (Adet)	2024 (Adet)	2025 (Adet)	2024-2025 Değişim (%)
Adm EDAŞ	2.288.225	2.356.862	2.419.962	2,68
Akdeniz EDAŞ	2.450.218	2.522.766	2.593.016	2,78
AKEDAŞ	767.414	740.939	811.338	9,50
Aras EDAŞ	1.162.437	1.197.239	1.238.140	3,42
AYEDAŞ	3.134.640	3.174.361	3.216.754	1,34
Başkent EDAŞ	4.595.439	4.656.421	4.737.398	1,74
Boğaziçi EDAŞ	5.460.069	5.506.776	5.527.262	0,37
Çamlıbel EDAŞ	1.085.713	1.111.805	1.136.587	2,23
Çoruh EDAŞ	1.562.969	1.603.884	1.631.625	1,73
Dicle EDAŞ	2.213.815	2.318.031	2.441.959	5,35
Fırat EDAŞ	1.054.181	1.105.543	1.133.144	2,50
Gdz EDAŞ	3.831.022	3.900.687	3.974.834	1,90
KCETAŞ	847.479	870.023	892.443	2,58
Meram EDAŞ	2.415.291	2.464.872	2.523.837	2,39
Osmangazi EDAŞ	2.035.351	2.081.016	2.131.171	2,41
Sakarya EDAŞ	2.160.799	2.228.654	2.292.654	2,87
Toroslar EDAŞ	4.441.654	4.425.873	4.579.671	3,47
Trakya EDAŞ	1.298.005	1.330.800	1.364.112	2,50
Uludağ EDAŞ	3.651.540	3.733.362	3.811.730	2,10
Vangölü EDAŞ	828.998	857.806	888.858	3,62
Yeşilırmak EDAŞ	2.440.498	2.505.080	2.569.067	2,55
GENEL TOPLAM	49.725.757	50.692.800	51.915.562	2,41

1.5 Şebeke ve Hat Altyapısı

Elektrik dağıtım şebekelerinin fiziksel gelişimi; artan elektrik talebinin karşılanması, yeni yerleşim ve üretim tesislerinin sisteme bağlanması, dağıtık yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ve elektrifikasyonun ilerlemesiyle birlikte değerlendirilmesi gereken temel göstergelerden biridir. Elektrikli ulaşım, öz tüketim amaçlı üretim, yeni konut ve sanayi bağlantıları, mevcut şebekenin yenilenmesi ve iklim kaynaklı risklere karşı dayanıklılık ihtiyacı da dağıtım altyapısının gelişimini şekillendiren başlıklar arasında yer almaktadır.

Türkiye genelindeki toplam dağıtım şebekesi hat uzunluğu, 2023 yılında 1.448.442 kilometre iken 2024 yılında 1.587.094 kilometreye, 2025 yılı sonunda ise 1.624.534 kilometreye ulaşmıştır. Böylece dağıtım şebekesinin toplam hat uzunluğu iki yıl içinde net 176.092 kilometre artmıştır. 2025 itibarıyla şebekenin 1.190.542 kilometrelik bölümü, diğer bir ifadeyle %73,3'ü, hava hatlarından; 433.992 kilometrelik bölümü ise %26,7'lik payla yeraltı hatlarından oluşmaktadır. Bu ölçek, dağıtım şebekesinin hem coğrafi erişiminin hem de hizmet verdiği altyapı büyüklüğünün sürekli genişlediğini göstermektedir.

Hava ve yeraltı hatlarının bölgesel dağılımında tek tip bir yapı bulunmamaktadır. Hat tipinin belirlenmesinde kentleşme ve nüfus yoğunluğu, hizmet alanının büyüklüğü, topoğrafya, iklim koşulları, yatırım maliyetleri, bakım-onarım imkanları ve şebeke güvenliği gibi birçok değişken birlikte rol oynamaktadır. Bu nedenle hava ve yeraltı hatlarının paylarının, hizmet bölgelerinin teknik ve coğrafi özellikleri dikkate alınarak değerlendirilmesi önem taşımaktadır.

Yoğun kentleşmenin öne çıktığı bölgelerde yeraltı hatlarının payı belirgin biçimde yükselmektedir. Boğaziçi EDAŞ bölgesinde toplam 59.165 kilometrelik hattın 43.695 kilometresi, yani %73,85'i; AYEDAŞ bölgesinde ise 35.561 kilometrelik toplam hattın 23.475 kilometresi, yani %66,01'i yeraltındadır. Yoğun yapılaşma, şehir içindeki alan kısıtları, güvenlik gereksinimleri ve dış etkilere maruziyet gibi unsurların bu yapıdaki rolü dikkat çekmektedir.

Buna karşılık geniş hizmet sahalarına ve dağınık yerleşim yapılarına sahip bölgelerde hava hatlarının oranı artabilmektedir. Toroslar EDAŞ bölgesinde 127.428 kilometre, Meram EDAŞ bölgesinde ise 102.381 kilometre hava hattı bulunmaktadır. Uzun mesafelerdeki tüketim noktalarına erişim, kırsal nüfus dağılımı, topografik koşullar ile yatırım ve bakım ekonomisi bu yapının şekillenmesinde etkili olabilecek başlıklardır. Bu farklılık, Türkiye'nin dağıtım şebekesinin yeknesak bir modelle değil, bölgesel ihtiyaçlara göre farklılaşan altyapı çözümleriyle işletildiğini ortaya koymaktadır. Şebeke planlamasında temel mesele yalnızca yeraltı hat oranının artırılması değil; doğru hat tipinin doğru yerde, teknik ve ekonomik kriterlerle birlikte değerlendirilerek kullanılmasıdır.

Elektrik dağıtım şirketlerinin şebeke altyapısının geliştirilmesine yönelik çalışmaları; yeni bağlantıların karşılanması, kapasite ihtiyacı bulunan bölgelerde şebekenin güçlendirilmesi, ekonomik ömrünü tamamlayan varlıkların yenilenmesi, dağıtık üretimin entegrasyonu ve iklim dayanıklılığının artırılması eksenlerinde sürdürülmektedir. Şebeke yatırımlarının dijital izleme, varlık yönetimi ve arıza verileriyle birlikte planlanması da yeni altyapı ihtiyacının daha hassas belirlenmesine imkân sağlamaktadır. Elektrifikasyon ilerledikçe dağıtım şebekesinin yalnızca daha uzun değil; daha güçlü, daha akıllı, daha esnek ve bölgesel ihtiyaçlara daha duyarlı bir altyapıya dönüşmesi giderek daha fazla önem kazanacaktır.

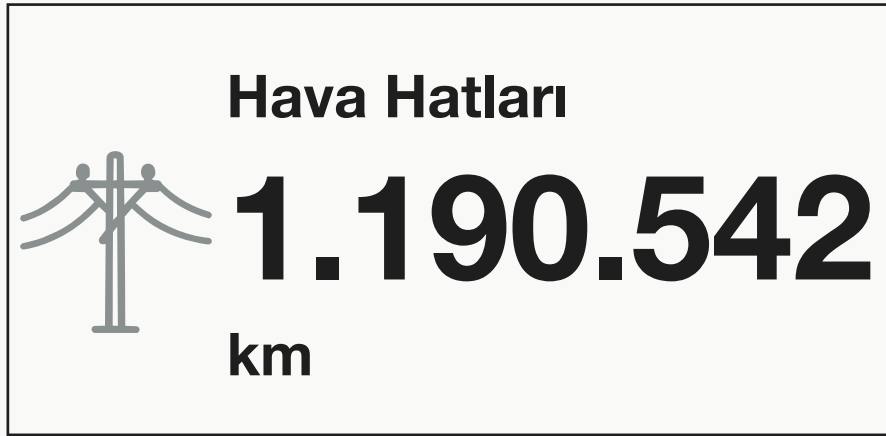
1.5.1 Hat Uzunlukları

2025 - km



1.5.2 Dağıtım Hatları Kırılımı

2025 - km



Hava Hatları %73,30

Yeraltı Hatları %26,70



1.5.3 Hat Uzunluklarının Dağılımı

2025 – km

Dağıtım Şirketi	Hava Hattı (km)	Yeraltı Hattı (km)	Toplam (km)
Adm EDAŞ	77.576	33.218	110.794
Akdeniz EDAŞ	53.309	24.032	77.342
AKEDAŞ	27.135	5.302	32.438
Aras EDAŞ	53.280	9.667	62.947
AYEDAŞ	12.086	23.475	35.561
Başkent EDAŞ	101.931	40.739	142.671
Boğaziçi EDAŞ	15.471	43.695	59.165
Çamlıbel EDAŞ	44.503	7.699	52.202
Çoruh EDAŞ	58.609	6.784	65.392
Dicle EDAŞ	75.706	16.021	91.726
Fırat EDAŞ	43.219	8.760	51.978
Gdz EDAŞ	86.798	37.147	123.945
KCETAŞ	20.810	11.541	32.352
Meram EDAŞ	102.381	32.630	135.011
Osmangazi EDAŞ	54.280	16.783	71.064
Sakarya EDAŞ	46.204	24.694	70.898
Toroslar EDAŞ	127.428	32.639	160.067
Trakya EDAŞ	24.021	7.433	31.454
Uludağ EDAŞ	51.036	30.795	81.831
Vangölü EDAŞ	40.202	6.701	46.903
Yeşilırmak EDAŞ	74.558	14.236	88.794
GENEL TOPLAM	1.190.542	433.992	1.624.534

1.6 Trafo Varlığı ve Güç Kapasitesi

Gerilim seviyeleri arasında enerji dönüşümünü sağlayan trafolar, elektrik dağıtım sisteminin temel altyapı unsurlarından biridir. 2025 yılı sonu itibarıyla Türkiye elektrik dağıtım şebekesindeki toplam trafo sayısı 573.256 adede, toplam kurulu trafo kapasitesi ise 230.587 megavolt-amper seviyesine ulaşmıştır. 2023 yılında 541.616 adet olan trafo sayısı iki yılda %5,8 artarken, aynı dönemde toplam kapasite 207.737 megavolt-amperden 230.587 megavolt-ampere yükselerek %11,0 büyümüştür. Kapasite artışının trafo sayısındaki artıştan daha hızlı gerçekleşmesi, şebekenin yalnızca fiziksel olarak genişlemediğini, aynı zamanda artan güç talebini karşılayacak şekilde kapasite açısından da güçlendiğini gösteren dikkat çekici bir eğilimdir.

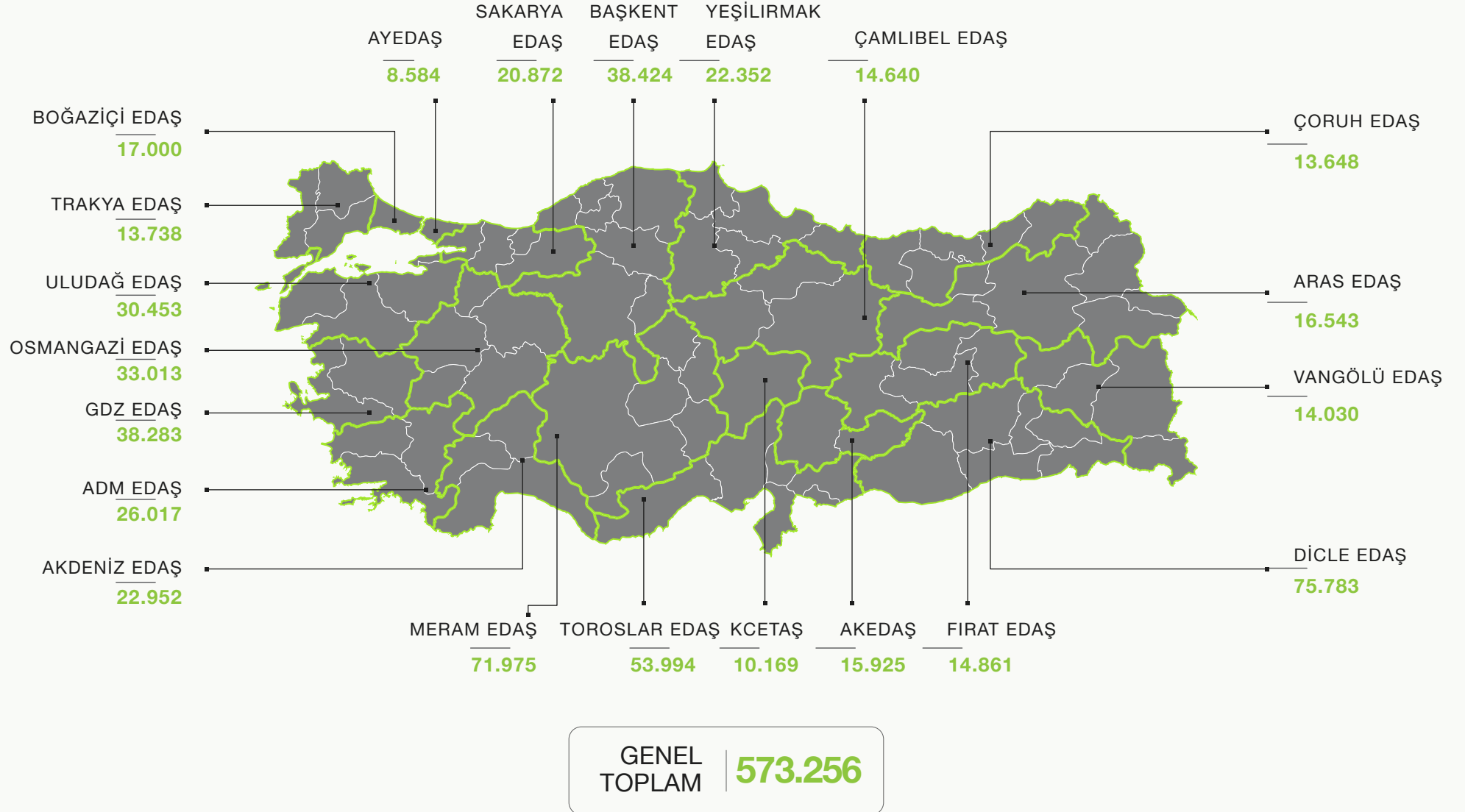
Bölgesel düzeyde trafo sayısı ve kapasitesi, hizmet alanlarının tüketici yoğunluğu, ekonomik faaliyet yapısı, kentleşme düzeyi ve coğrafi özelliklerine göre farklılaşmaktadır. Toroslar EDAŞ bölgesi 23.518 megavolt-amper toplam kapasite ve 53.994 adet trafo ile en yüksek kurulu trafo kapasitesine sahip bölge olarak öne çıkmaktadır. Toroslar EDAŞ'ı 21.064 megavolt-amper kapasite ve 17.000 trafo ile Boğaziçi EDAŞ, 20.591 megavolt-amper kapasite ve 38.424 trafo ile Başkent EDAŞ izlemektedir. Aynı toplam kapasite büyüklüklerine farklı trafo sayılarıyla ulaşılması; yük yoğunluğu, tüketici profili, sanayi ve ticari faaliyetler ile yerleşim biçiminin şebeke mimarisine nasıl yansıdığı açısından ayrıca incelenmeye değer bir görünüm sunmaktadır.

Bu farklılık trafo başına ortalama kurulu kapasitede daha belirgin hale gelmektedir. Boğaziçi EDAŞ bölgesinde trafo başına ortalama kapasite yaklaşık 1,24 megavolt-amper iken, Meram EDAŞ bölgesinde bu değer yaklaşık 0,24 megavolt-amper düzeyindedir. Bu farkı tek başına bir performans göstergesi olarak değerlendirmek yerine; yoğun kentsel yük merkezleri ile geniş, kırsal ve dağınık yerleşim yapılarının gerektirdiği farklı şebeke tasarımlarının bir sonucu olarak okumak daha anlamlıdır. Nüfus yoğunluğu, sanayi ve ticaret yüklerinin büyüklüğü, tarımsal tüketim, yerleşimler arası mesafe ve bağlantı noktalarının dağılımı gibi unsurların trafo kapasitesi ve sayısı üzerindeki etkisi, bölgesel şebeke planlamasının önemli başlıkları arasında yer almaktadır.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından trafo planlaması; yeni bağlantıların karşılanması, yük artışının izlenmesi, kapasitesi yetersiz kalan trafoların güçlendirilmesi veya yenilenmesi, yüklerin dengelenmesi ve gerilim kalitesinin korunması gibi birbirini tamamlayan yük yönetim süreçleri içermektedir. Uzaktan izleme, varlık yönetimi, yük tahmini ve reaktif güç yönetimi gibi uygulamalar da mevcut trafo kapasitesinin daha etkin kullanılmasına imkân sağlamaktadır. Elektrikli ulaşım, dağıtık üretim, yeni sanayi yükleri ve diğer elektrifikasyon uygulamalarının yaygınlaşmasıyla birlikte, talebin nerede ve ne zaman yoğunlaşacağını öngörerek doğru noktada yeterli trafo kapasitesini oluşturmak, dağıtım şebekesi planlamasında giderek daha kritik hale gelecektir.

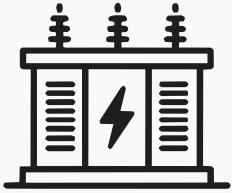
1.6.1 Trafo Sayıları

2025 - adet



1.6.2 Şebekeye Ait Bilgiler

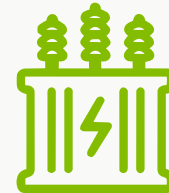
2025



Toplam Trafo Sayısı

573.256

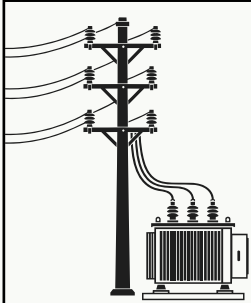
Adet



Toplam Trafo Kapasitesi

230.587

MVA



2025 itibarıyla trafo sayısı ve kapasitesindeki artış, şebeke altyapısının güçlü bir ölçekte geliştiğini göstermektedir.

1.6.3 Trafo Sayıları ve Kapasiteleri

2025 – Adet - MVA

Dağıtım Şirketi	Trafo Sayısı (Adet)	Trafo Kapasitesi (MVA)
Adm EDAŞ	26.017	11.447
Akdeniz EDAŞ	22.952	11.551
AKEDAŞ	15.925	5.385
Aras EDAŞ	16.543	4.440
AYEDAŞ	8.584	10.608
Başkent EDAŞ	38.424	20.591
Boğaziçi EDAŞ	17.000	21.064
Çamlıbel EDAŞ	14.640	3.806
Çoruh EDAŞ	13.648	5.299
Dicle EDAŞ	75.783	18.035
Fırat EDAŞ	14.861	4.349
Gdz EDAŞ	38.283	18.906
KCETAŞ	10.169	3.549
Meram EDAŞ	71.975	17.116
Osmangazi EDAŞ	33.013	10.070
Sakarya EDAŞ	20.872	10.486
Toroslar EDAŞ	53.994	23.518
Trakya EDAŞ	13.738	6.973
Uludağ EDAŞ	30.453	13.628
Vangölü EDAŞ	14.030	3.585
Yeşilırmak EDAŞ	22.352	6.180
GENEL TOPLAM	573.256	230.587

1.7 Altyapı Yatırımlarının Gelişimi

Elektrik dağıtım şebekelerinin artan ve değişen elektrik talebine uyum sağlaması; yeni bağlantıların karşılanması, mevcut altyapının yenilenmesi, dağıtık enerji kaynaklarının entegrasyonu, elektrifikasyonun ilerlemesi, dijitalleşme ve iklim kaynaklı risklere karşı dayanıklılığın güçlendirilmesiyle doğrudan ilişkilidir. Bu dönüşümün temel bileşenlerinden biri de sürdürülebilir ve uzun vadeli bir yatırım programının devamlılığıdır. 21 elektrik dağıtım şirketi tarafından 2025 yılında gerçekleştirilen toplam yatırım tutarı cari fiyatlarla 92,3 milyar lira düzeyine ulaşmıştır. Toplam yatırım 2023 yılında yaklaşık 112,9 milyar lira (2025 Haziran TÜFE), 2024 yılında 91,9 milyar lira (2025 Haziran TÜFE) olarak gerçekleşmiştir. Yıllar arasında değişen yatırım hacmi, dağıtım şebekesinin farklı dönemlerde ortaya çıkan yenileme, kapasite ve bağlantı ihtiyaçlarına göre şekillenen dinamik bir yatırım yapısına sahip olduğunu göstermektedir.

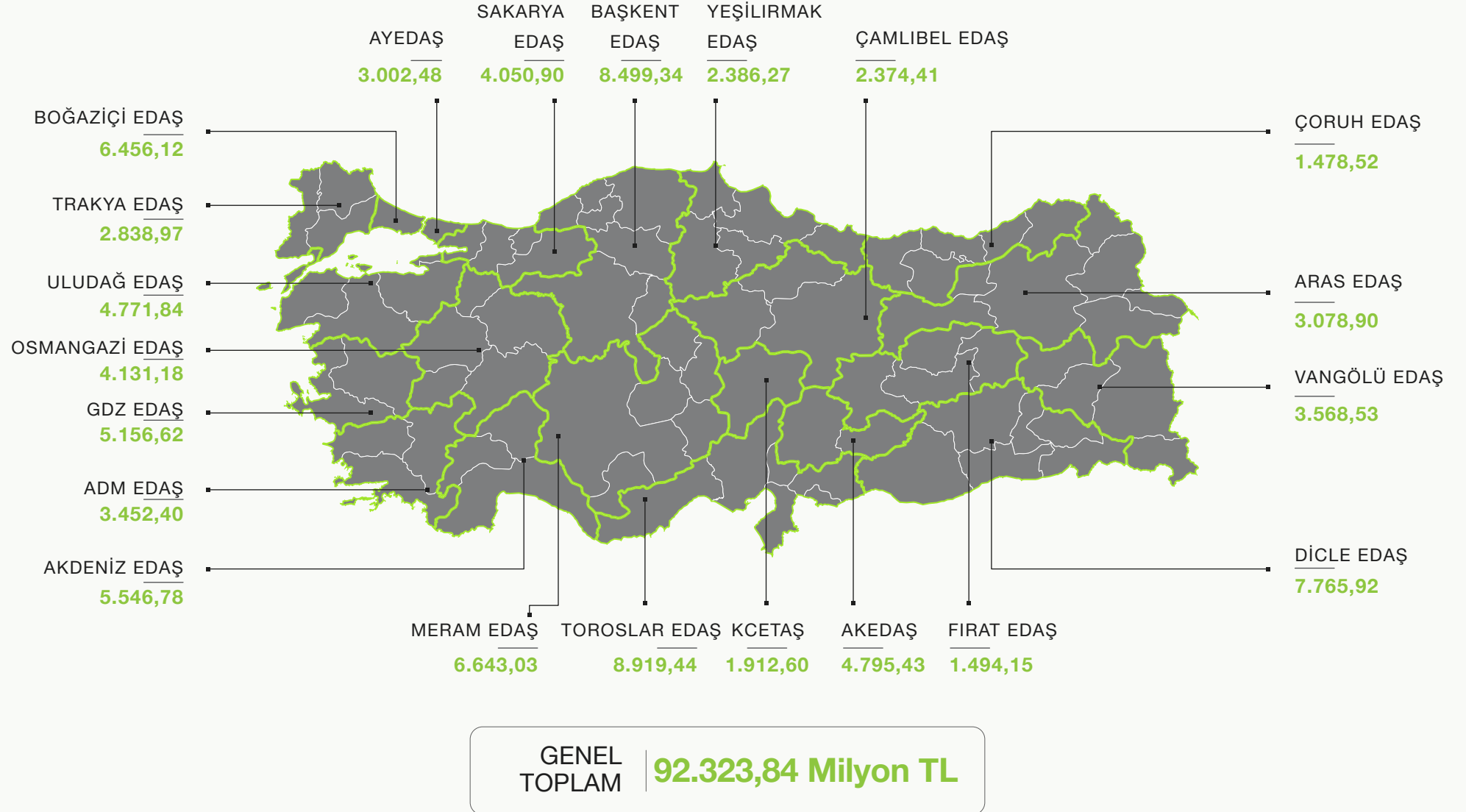
2025 yılı yatırımlarının dağılımı, kaynakların ağırlıklı olarak doğrudan şebeke altyapısına yöneldiğini ortaya koymaktadır. Toplam yatırımın 65,4 milyar liralık bölümü, diğer bir ifadeyle %70,84'ü, şebeke yatırımlarından oluşmuştur. Çevre, güvenlik ve diğer yasal zorunluluk kapsamındaki yatırımlar 15,4 milyar lira ile %16,67, şebeke işletim sistemi yatırımları 9,3 milyar lira ile %10,03 pay almıştır. Ar-Ge projelerinin yaygınlaştırılmasına yönelik yatırımlar 332 milyon lira, diğer yatırım kalemleri ise yaklaşık 1,94 milyar lira düzeyinde gerçekleşmiştir. Her 100 liralık yatırımın yaklaşık 71 lirasının doğrudan şebekeye yönelmesi, sektörün yatırım gündeminde fiziksel altyapının yenilenmesi ve geliştirilmesinin ağırlığını koruduğunu göstermektedir.

Bölgesel yatırım büyüklüklerinde ise Toroslar EDAŞ 8,9 milyar lira, Başkent EDAŞ 8,5 milyar lira, Dicle EDAŞ yaklaşık 7,8 milyar lira, Meram EDAŞ 6,6 milyar lira ve Boğaziçi EDAŞ yaklaşık 6,5 milyar lira ile öne çıkmıştır. Bölgeler arasındaki yatırım farklılıklarının; şebeke büyüklüğü ve yaşı, tüketici ve yeni bağlantı talepleri, kapasite ihtiyacı, coğrafi koşullar, hizmet kalitesi hedefleri ve dayanıklılık gereksinimleri gibi çok sayıda değişkenle birlikte değerlendirilmesi önem taşımaktadır. 2025'te gerçekleşen yatırım tutarında en yüksek yıllık oransal artış ise Trakya EDAŞ'ta görülmüş; 2024 yılında yaklaşık 1,26 milyar lira olan yatırım tutarı %125,65 artarak 2025'te 2,84 milyar liraya ulaşmıştır.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından yatırım planlaması yalnızca şebekenin büyütülmesini değil; ekonomik ömrünü tamamlayan varlıkların yenilenmesini, kapasite artışlarını, yeni tüketim ve üretim bağlantılarının karşılanmasını, dijital şebeke sistemlerinin geliştirilmesini ve altyapının iklim kaynaklı risklere karşı güçlendirilmesini birlikte kapsamaktadır. Elektrifikasyon, dağıtık üretim ve tüketici davranışlarındaki dönüşüm hızlandıkça, yatırım kararlarının talep tahminleri, varlık performansı ve bölgesel ihtiyaçlarla daha hassas biçimde eşleştirilmesi önem kazanacaktır. Bu yönüyle dağıtım yatırımları, yalnızca bugünün şebeke ihtiyaçlarını karşılayan harcamalar değil, gelecekteki elektrik sisteminin kapasitesini ve esnekliğini şekillendiren uzun vadeli altyapı kararlarıdır.

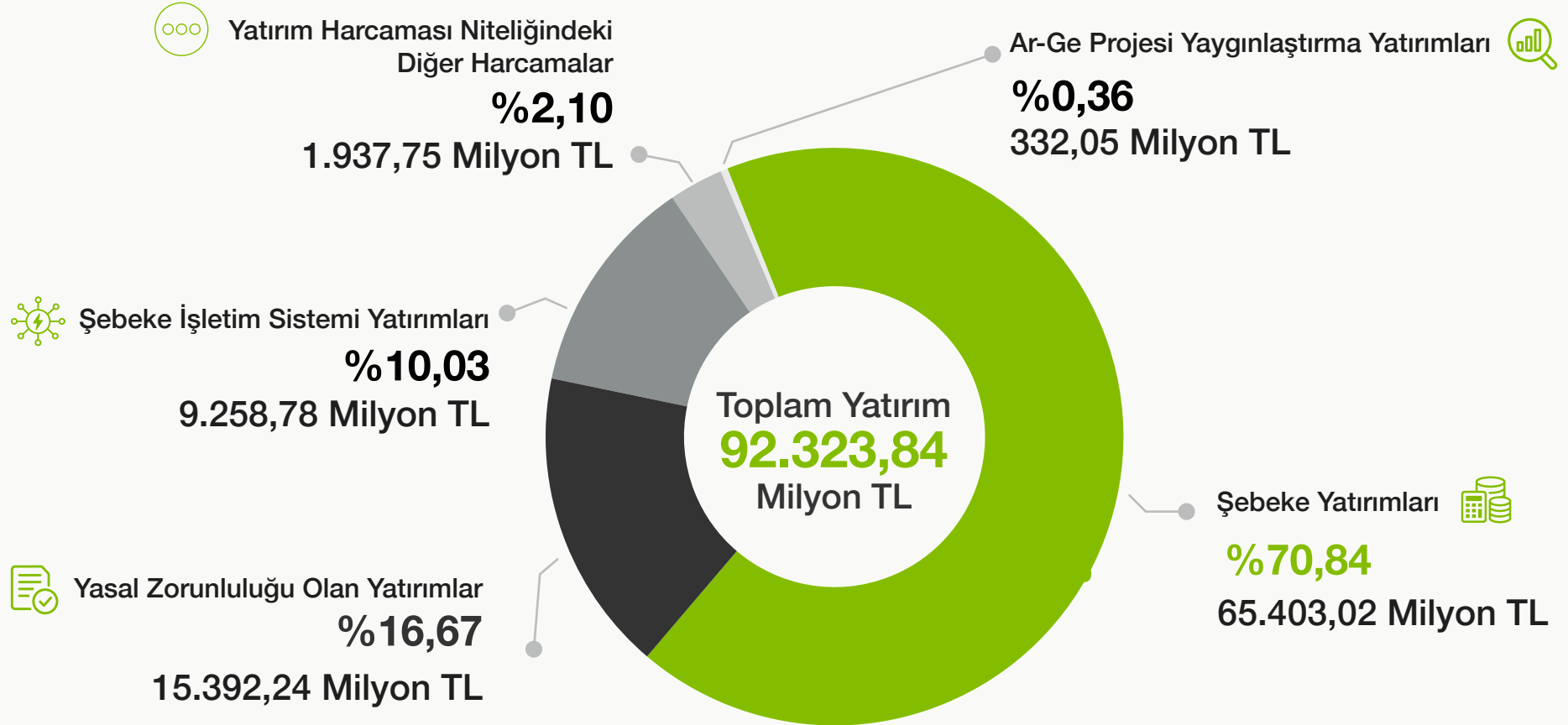
1.7.1 Yatırım Tutarları

2025 - milyon TL



1.7.2 21 EDAŞ'ın Yatırım Karakteristiğine Göre Gerçekleşen Yatırım Tutarları

2025 – Milyon TL



Toplam
Yatırım

92.323,84 Milyon TL

1.7.3 Gerçekleşen Yatırım Tutarları

Cari Fiyatlarla – Milyon TL – %

Dağıtım Şirketi	2023 (Milyon TL)	2024 (Milyon TL)	2025 (Milyon TL)	Değişim (%)
Adm EDAŞ	4.169,28	3.024,35	3.452,40	14,15
Akdeniz EDAŞ	4.322,50	5.839,24	5.546,78	-5,01
AKEDAŞ	2.474,22	6.170,69	4.795,43	-22,29
Aras EDAŞ	3.672,19	3.785,12	3.078,90	-18,66
AYEDAŞ	2.991,67	2.602,77	3.002,48	15,36
Başkent EDAŞ	12.498,00	7.004,89	8.499,34	21,33
Boğaziçi EDAŞ	5.500,13	6.798,71	6.456,12	-5,04
Çamlıbel EDAŞ	2.463,16	3.047,66	2.374,41	-22,09
Çoruh EDAŞ	4.349,57	1.964,06	1.478,52	-24,72
Dicle EDAŞ	10.092,76	8.200,96	7.765,92	-5,30
Fırat EDAŞ	3.932,41	1.996,47	1.494,15	-25,16
Gdz EDAŞ	8.726,26	4.144,58	5.156,62	24,42
KCETAŞ	2.386,45	2.037,58	1.912,60	-6,13
Meram EDAŞ	10.754,23	8.809,43	6.643,03	-24,59
Osmangazi EDAŞ	1.314,27	2.356,12	4.131,18	75,34
Sakarya EDAŞ	3.622,28	4.264,36	4.050,90	-5,01
Toroslar EDAŞ	14.197,21	7.266,99	8.919,44	22,74
Trakya EDAŞ	3.669,92	1.258,15	2.838,97	125,65
Uludağ EDAŞ	4.020,65	4.750,68	4.771,84	0,45
Vangölü EDAŞ	3.215,77	3.639,28	3.568,53	-1,94
Yeşilırmak EDAŞ	4.544,06	2.912,23	2.386,27	-18,06
GENEL TOPLAM	112.916,97	91.874,31	92.323,84	0,49

* Birim bedelli tutarlar ile 2025 yılı haziran ayı TÜFE değerine göre hazırlanmıştır.

** III. Uygulama Döneminde başlayıp IV. Uygulama Döneminde tamamlanan yatırımlar dahil edilmiştir.

*** 2023-2024 yılları yatırım tutarları için gerçekleşme Kurul Kararları, 2025 yılı yatırım tutarları ise şirketlerin bildirim sistemi üzerinden sundukları yatırım gerçekleşme beyanları esas alınarak tablo hazırlanmıştır.

1.8 Hizmet Kalitesi ve Kesinti Performansları

Elektrik dağıtım hizmetinde sürekliliğin artırılması hem tüketici deneyimi hem de ekonomik faaliyetlerin kesintisiz sürdürülebilmesi açısından temel performans alanlarından biridir. Bu performansın izlenmesinde müşteri başına düşen yıllık ortalama kesinti süresi OKSURE ile yıllık ortalama kesinti sıklığı OKSIK öne çıkan göstergeler arasında yer almaktadır. Şebeke yapısı, tüketici yoğunluğu, coğrafi ve iklimsel koşullar, bakım programları, otomasyon düzeyi ve arıza müdahale kapasitesi gibi çok sayıda değişkenin bu göstergeler üzerinde birlikte etkili olabileceği değerlendirilmektedir.

2025 yılı gerçekleştirmelerine göre OKSURE değerleri incelendiğinde, müşteri başına yıllık ortalama kesinti süresinin en düşük olduğu bölge 538,6 dakika ile AYEDAŞ olmuştur. AYEDAŞ'ı 807,5 dakika ile KCETAŞ ve 847,8 dakika ile Meram EDAŞ takip etmiştir. Bu sonuçlar, farklı hizmet bölgelerinde kesinti sürelerinin düşük seviyelerde tutulabilmesinde şebeke yapısı, yük yoğunluğu, bakım ve işletme uygulamaları ile otomasyon kabiliyetlerinin birlikte değerlendirilmesi açısından önemli bir karşılaştırma alanı sunmaktadır. Mutlak kesinti sürelerinin yanı sıra yıllık iyileşme hızları da hizmet sürekliliğinin gelişimini anlamak açısından önem taşımaktadır. 2024 yılına göre Yeşilirmak EDAŞ, müşteri başına yıllık ortalama kesinti süresini %27,17 azaltarak 1.380,7 dakikaya düşürmüştü ve en yüksek yıllık iyileşmelerden birini gerçekleştirmiştir. Vangölü EDAŞ'ta kesinti süresi %19,64 azalarak 5.577,9 dakikaya, Çoruh EDAŞ'ta ise %11,51 azalarak 1.997,4 dakikaya gerilemiştir. Özellikle geniş hizmet sahaları, dağınık yerleşim yapıları ve farklı coğrafi koşullara sahip bölgelerdeki bu gelişmeler, şebeke yapısı ile operasyonel müdahale kapasitesi arasındaki ilişkinin daha ayrıntılı incelenmesini değerli kılmaktadır.

Kesinti sıklığını gösteren OKSIK verilerinde de bölgeler arasında belirgin farklılıklar bulunmaktadır. 2025 yılında müşteri başına en düşük yıllık ortalama kesinti sıklığı 8,8 adet ile AYEDAŞ bölgesinde gerçekleşmiş, AYEDAŞ'ı 14,4 adet ile Boğaziçi EDAŞ izlemiştir. Yıllık değişim açısından ise Yeşilirmak EDAŞ kesinti sıklığını %34,49 azaltarak müşteri başına 26,4 adede düşürmüştür. Meram EDAŞ'ta %22,61, Fırat EDAŞ'ta ise %22,53 oranında azalma kaydedilmesi, kesinti sıklığının azaltılması bakımından dikkat çeken diğer gelişmeler olmuştur.

OKSURE ve OKSIK verileri birlikte değerlendirildiğinde, hizmet sürekliliğinin yalnızca bir bölgenin mevcut performans seviyesinden değil, aynı zamanda yıllar içindeki gelişim yönünden de okunması gerektiği görülmektedir. Kesintinin kısa sürmesi kadar daha seyrek yaşanması; şebeke topolojisi, bakım politikaları, otomasyon düzeyi, arıza tespit kabiliyeti ve saha müdahale organizasyonunun birlikte ele alınmasını gerektiren çok boyutlu bir işletme alanıdır.

Elektrik dağıtım şirketleri olarak hizmet sürekliliğini geliştirmeye yönelik çalışmalar; planlı bakım ve varlık yenileme programları, SCADA ve uzaktan izleme-kumanda sistemlerinin yaygınlaştırılması, arızaların daha hızlı lokalize edilmesi, saha ekiplerinin müdahale kapasitesinin geliştirilmesi ve şebekenin iklim kaynaklı risklere karşı dayanıklılığının artırılması gibi birbirini tamamlayan başlıklarda yürütülmektedir. Dijitalleşme, sensör teknolojileri, veri analitiği ve kestirimci bakım uygulamalarının yaygınlaşmasıyla birlikte, kesintilerin oluşmadan önce öngörülmesi ve müdahalelerin daha hedefli hale gelmesi, hizmet kalitesinin geliştirilmesinde önümüzdeki dönemin önemli fırsat alanlarından biri olacaktır.

1.8.1 Müşteri Başına Toplam Kesinti Süreleri

2025 - dakika



Kesinti süreleri, bildirimli ve bildirimsiz ortalama kesinti sürelerinin toplamını ifade etmektedir.

1.8.2 Müşteri Başına Kesinti Süreleri

2024 - 2025 – dakika - %

Dağıtım Şirketi	2024 Bildirimli OKSÜRE	2024 Bildirimsiz OKSÜRE	2024 Toplam OKSÜRE	2025 Bildirimli OKSÜRE	2025 Bildirimsiz OKSÜRE	2025 Toplam OKSÜRE	Değişim (%)
Adm EDAŞ	843,8	871,2	1.715,0	845,7	715,6	1.561,3	-8,96
Akdeniz EDAŞ	979,8	1.223,0	2.202,8	1.201,0	1.094,8	2.295,8	4,22
AKEDAŞ	482,6	1.473,4	1.956,0	727,7	1.641,8	2.369,5	21,14
Aras EDAŞ	1.136,8	1.450,3	2.587,1	1.165,4	1.143,8	2.309,2	-10,74
AYEDAŞ	168,5	314,9	483,4	214,3	324,3	538,6	11,43
Başkent EDAŞ	421,0	938,7	1.359,6	594,3	817,4	1.411,6	3,83
Boğaziçi EDAŞ	197,0	790,4	987,4	297,8	745,4	1.043,1	5,65
Çamlıbel EDAŞ	625,2	837,5	1.462,7	588,3	802,5	1.390,9	-4,91
Çoruh EDAŞ	755,6	1.501,6	2.257,2	778,5	1.218,9	1.997,4	-11,51
Dicle EDAŞ	2.232,3	3.605,3	5.837,7	2.590,5	3.157,3	5.747,8	-1,54
Fırat EDAŞ	788,0	1.243,1	2.031,1	856,2	1.001,7	1.857,9	-8,53
Gdz EDAŞ	731,7	882,9	1.614,6	785,9	888,9	1.674,7	3,72
KCETAŞ	370,8	307,5	678,3	546,3	261,2	807,5	19,05
Meram EDAŞ	434,5	517,4	951,8	465,2	382,5	847,8	-10,93
Osmangazi EDAŞ	513,5	951,2	1.464,8	782,1	1.142,3	1.924,3	31,37
Sakarya EDAŞ	576,8	1.266,1	1.842,9	823,3	1.248,5	2.071,7	12,42
Toroslar EDAŞ	1.587,1	2.004,7	3.591,8	1.903,3	2.107,3	4.010,6	11,66
Trakya EDAŞ	614,2	515,2	1.129,4	753,6	588,9	1.342,5	18,87
Uludağ EDAŞ	553,7	557,4	1.111,1	547,5	560,8	1.108,3	-0,25
Vangölü EDAŞ	1.942,6	4.998,6	6.941,2	1.991,6	3.586,3	5.577,9	-19,64
Yeşilırmak EDAŞ	957,9	937,7	1.895,7	675,6	705,1	1.380,7	-27,17

1.8.3 Müşteri Başına Toplam Kesinti Sıklığı

2025 - adet



Kesinti sıklığı; bildirimli, bildirimsiz ve kısa kesinti sıklıklarının toplamını ifade etmektedir.

1.8.4 Müşteri Başına Toplam Kesinti Sıklıkları

2024 - 2025 – adet - %

Dağıtım Şirketi	2024 Bildirimli	2024 Bildirimsiz	2024 Kısa	2024 Toplam	2025 Bildirimli	2025 Bildirimsiz	2025 Kısa	2025 Toplam	Değişim (%)
Adm EDAŞ	4,5	16,9	4,0	25,4	4,4	15,9	6,1	26,3	3,70
Akdeniz EDAŞ	4,5	15,1	5,7	25,3	5,2	12,6	6,1	23,9	-5,60
AKEDAŞ	2,3	37,3	12,5	52,1	3,3	40,3	10,4	54,0	3,71
Aras EDAŞ	5,4	15,7	39,3	60,4	6,0	17,1	31,5	54,6	-9,72
AYEDAŞ	0,5	6,7	1,3	8,5	0,7	6,5	1,6	8,8	3,80
Başkent EDAŞ	1,4	15,5	2,5	19,3	1,7	14,5	4,0	20,2	4,65
Boğaziçi EDAŞ	1,2	9,9	3,3	14,5	1,8	9,4	3,1	14,4	-0,35
Çamlıbel EDAŞ	3,1	10,5	18,3	31,9	2,9	9,8	13,9	26,5	-16,89
Çoruh EDAŞ	4,6	22,4	4,4	31,5	5,3	23,2	5,0	33,5	6,49
Dicle EDAŞ	12,8	54,4	5,1	72,3	15,0	50,5	13,7	79,3	9,65
Fırat EDAŞ	4,3	26,7	15,4	46,4	5,4	21,9	8,7	35,9	-22,53
Gdz EDAŞ	3,8	12,3	0,5	16,5	3,8	13,4	0,6	17,8	7,45
KCETAŞ	1,7	7,0	10,5	19,2	2,8	7,3	7,3	17,4	-9,24
Meram EDAŞ	2,0	9,3	16,5	27,8	2,3	7,3	11,9	21,5	-22,61
Osmangazi EDAŞ	2,7	24,9	9,9	37,5	3,6	26,2	7,1	36,8	-1,64
Sakarya EDAŞ	3,3	27,6	6,3	37,2	4,7	27,7	10,3	42,7	14,83
Toroslar EDAŞ	4,4	22,0	4,8	31,2	5,4	24,3	12,3	42,0	34,37
Trakya EDAŞ	3,7	11,7	3,2	18,7	4,7	12,4	2,9	20,1	7,33
Uludağ EDAŞ	3,4	10,4	5,9	19,7	3,6	10,4	5,2	19,1	-3,22
Vangölü EDAŞ	6,5	122,7	6,5	135,8	6,8	100,5	15,6	122,9	-9,49
Yeşilırmak EDAŞ	5,6	12,6	22,1	40,3	3,4	11,4	11,6	26,4	-34,49

1.8.5 Kesinti Süresinde En İyi Performans Gösteren Şirketler

2025 - dakika

 Bildirimsiz OKSURE	 Bildirimli OKSURE	 Toplam OKSURE
 KCETAŞ 261,2 dk	 AYEDAŞ 214,3 dk	 AYEDAŞ 538,6 dk
 AYEDAŞ 324,3 dk	 Boğaziçi EDAŞ 297,8 dk	 KCETAŞ 807,5 dk
 Meram EDAŞ 382,5 dk	 Meram EDAŞ 465,2 dk	 Meram EDAŞ 847,8 dk



Sıralama, 2025 yılında en düşük kesinti süresine sahip ilk 3 şirkete göre hazırlanmıştır.

1.8.6 Müşteri Başına Kesinti Sıklıklarında Öne Çıkan Şirketler

2025 - adet

 Bildirimsiz	 Bildirimli	 Kısa	 Toplam
 AYEDAŞ 6,5 adet	 AYEDAŞ 0,7 adet	 Gdz EDAŞ 0,6 adet	 AYEDAŞ 8,8 adet
 KCETAŞ 7,3 adet	 Başkent EDAŞ 1,7 adet	 AYEDAŞ 1,6 adet	 Boğaziçi EDAŞ 14,4 adet
 Meram EDAŞ 7,3 adet	 Boğaziçi EDAŞ 1,8 adet	 Trakya EDAŞ 2,9 adet	 KCETAŞ 17,4 adet



Sıralama, 2025 yılında en düşük kesinti sıklığı değerine sahip ilk 3 şirkete göre hazırlanmıştır.

1.8.7 Hizmet Kalitesinde Yıllık İyileşmede Öne Çıkan Şirketler

2024–2025 Değişim – %



Kesinti Süresi (OKSURE)

Öne Çıkan Şirketler



Yeşilirmak EDAŞ

-27,17



Vangölü EDAŞ

-19,64



Çoruh EDAŞ

-11,51



Kesinti Sıklığı (OKSIK)

Öne Çıkan Şirketler



Yeşilirmak EDAŞ

-34,49



Meram EDAŞ

-22,61



Fırat EDAŞ

-22,53



2024-2025 döneminde hem kesinti süresi hem de kesinti sıklığında en güçlü iyileşme **Yeşilirmak EDAŞ** tarafından kaydedilmiştir.

1.9 Sektörel İstihdam Yapısı

Elektrik dağıtımı, haftanın 7 günü ve günün 24 saati kesintisiz hizmet sorumluluğu taşıyan; güçlü saha organizasyonu, teknik uzmanlık ve farklı meslek gruplarının koordinasyonunu gerektiren emek yoğun bir altyapı sektörüdür. 2025 yılı sonu itibarıyla sektörün kadrolu ve yüklenici personelden oluşan toplam insan kaynağı, bir önceki yıldaki 65.477 kişiden %3,21 artışla 67.578 kişiye ulaşmıştır. Artan tüketici sayısı, genişleyen şebeke, yeni bağlantılar ve giderek çeşitlenen teknik işletme ihtiyaçlarıyla birlikte değerlendirildiğinde bu büyüklük, elektrik dağıtım hizmetinin arkasındaki insan kaynağının ölçeğini de ortaya koymaktadır.

2025 yılı istihdam yapısında 26.331 kadrolu personel toplam çalışanların %39,0'unu, 41.247 yüklenici personel ise %61,0'ını oluşturmaktadır. Mühendislik, şebeke planlama, işletme, yatırım, müşteri hizmetleri, bilgi teknolojileri ve idari süreçlerden bakım-onarım, arıza müdahalesi, ölçüm ve diğer saha hizmetlerine kadar uzanan geniş görev alanı, elektrik dağıtımının çok disiplinli insan kaynağı yapısını göstermektedir. Kadrolu ve yüklenici ekiplerin koordinasyonu, milyonlarca tüketiciye aynı hizmet zinciri içerisinde ulaşılabilmesinin temel unsurlarından biridir.

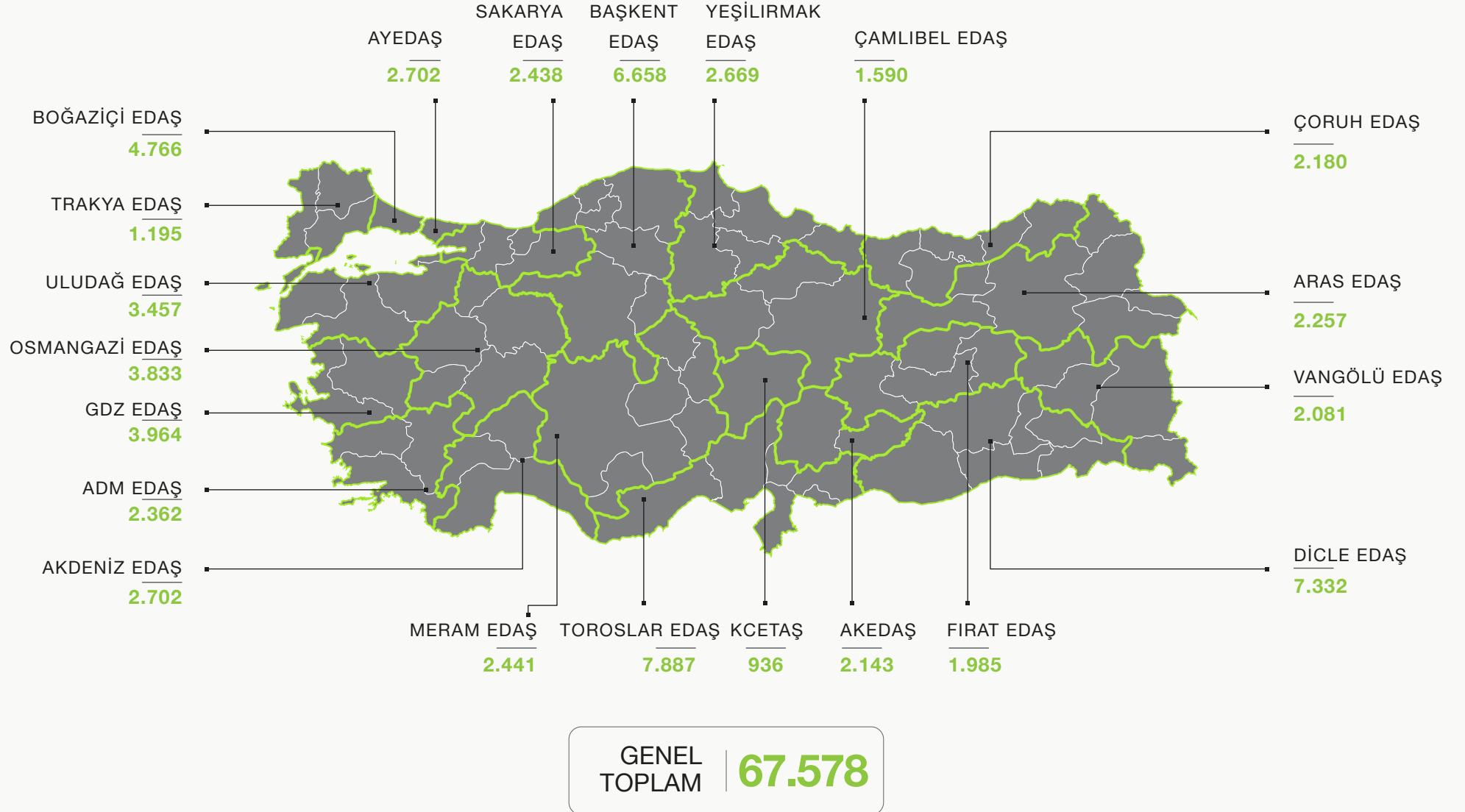
Bu yapının en görünür ve kritik unsurlarından birini saha ekipleri oluşturmaktadır. Elektrik dağıtım hizmetinin sürekliliği; yalnızca şebeke yatırımları ve teknolojik sistemlerle değil, gece gündüz, yaz kış; aşırı sıcak, kar, yağmur, fırtına ve ulaşım koşullarının güçleştiği dönemler dahil olmak üzere sahada görev yapan çalışanların emeğiyle sağlanmaktadır. Özellikle arıza ve afet dönemlerinde ekiplerin iş sağlığı ve güvenliği kurallarını önceleyerek kısa sürede sahaya ulaşması, arızanın kaynağını belirlemesi ve enerji arzının yeniden sağlanması için yürüttüğü çalışmalar, elektrik dağıtım hizmetinin çoğu zaman görünmeyen ancak vazgeçilmez insan boyutunu ortaya koymaktadır.

Bölgesel istihdam büyüklüklerinde ise Toroslar EDAŞ 7.887 kişi, Dicle EDAŞ 7.332 kişi, Başkent EDAŞ 6.658 kişi ve Boğaziçi EDAŞ 4.766 kişi ile öne çıkmaktadır. Bölgeler arasındaki personel ihtiyacının; tüketici sayısının yanı sıra hizmet alanının genişliği, şebeke uzunluğu ve yapısı, kırsal-kentsel yerleşim dengesi, topoğrafya, iklim koşulları ile bakım ve saha operasyonlarının yoğunluğu gibi değişkenlerle birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu farklılaşma, elektrik dağıtımında insan kaynağı planlamasının da tıpkı şebeke planlaması gibi bölgesel ihtiyaçlara göre şekillendiğini göstermektedir.

Elektrik dağıtım şirketleri olarak insan kaynağının teknik yetkinliğinin geliştirilmesi, iş sağlığı ve güvenliği kültürünün güçlendirilmesi, saha eğitimlerinin sürekliliği ve yeni teknolojilere uyum temel öncelikler arasında yer almaktadır. Şebekelerin dijitalleşmesiyle birlikte otomasyon, akıllı sayaçlar, veri analitiği, dağıtık üretim ve yeni elektrifikasyon uygulamaları çalışanların ihtiyaç duyduğu yetkinlikleri de dönüştürmektedir. Geleceğin elektrik dağıtım şebekesinin başarısı, güçlü fiziksel ve dijital altyapının yanında, bu altyapıyı güvenli ve etkin biçimde işleten nitelikli insan kaynağının gelişimine de bağlı olacaktır.

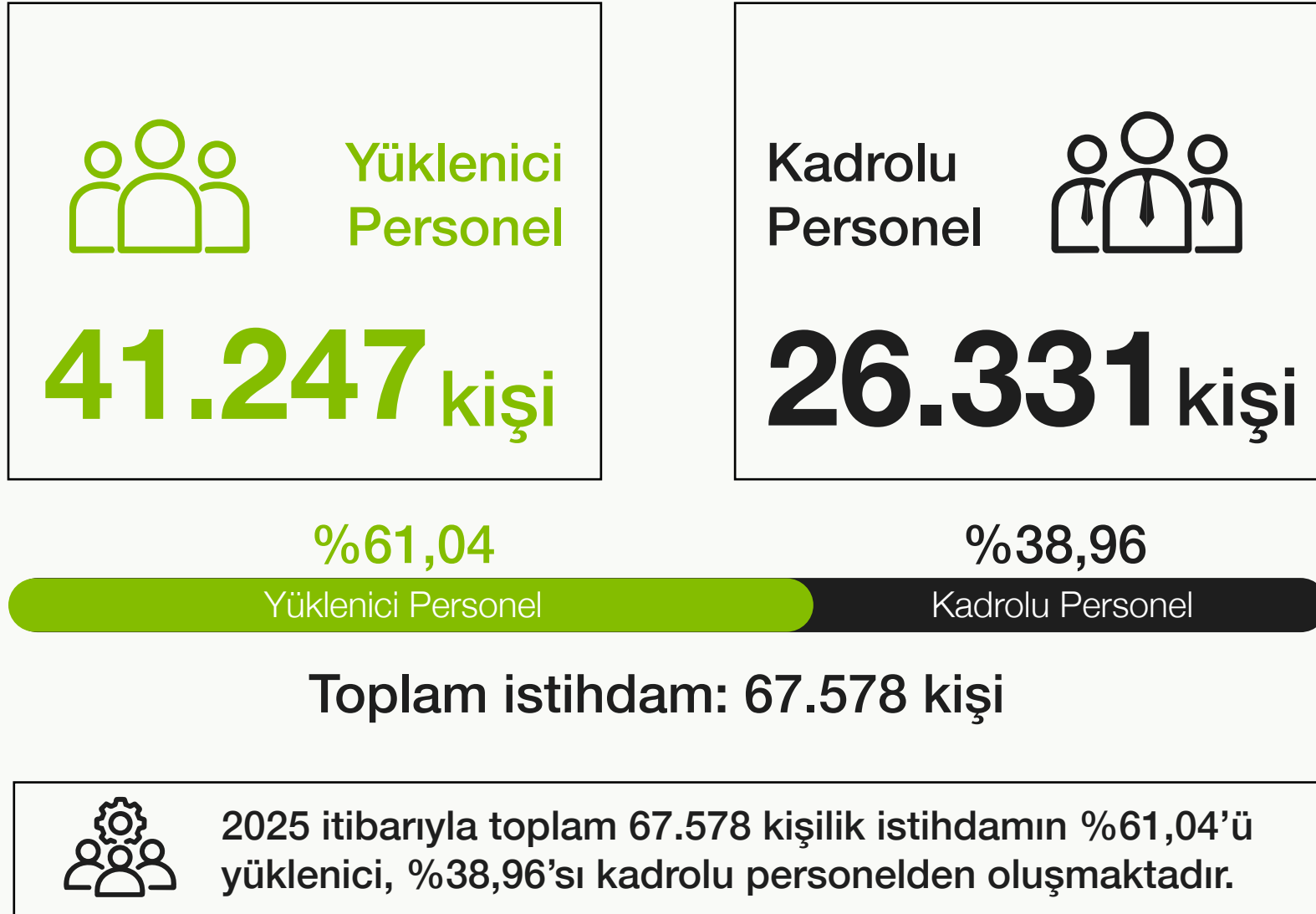
1.9.1 Toplam İstihdam

2025 - kişi



1.9.2 – Personel Sayıları Kırılımı

2025 – kişi



1.9.3 – Personel Sayıları

2025 – kişi

Dağıtım Şirketi	Kadrolu Personel	Yüklenici Personel	Toplam Personel
Adm EDAŞ	799	1.563	2.362
Akdeniz EDAŞ	356	2.346	2.702
AKEDAŞ	1.119	1.024	2.143
Aras EDAŞ	740	1.517	2.257
AYEDAŞ	1.661	1.041	2.702
Başkent EDAŞ	3.698	2.960	6.658
Boğaziçi EDAŞ	642	4.124	4.766
Çamlıbel EDAŞ	248	1.342	1.590
Çoruh EDAŞ	379	1.801	2.180
Dicle EDAŞ	3.733	3.599	7.332
Fırat EDAŞ	312	1.673	1.985
Gdz EDAŞ	1.018	2.946	3.964
KCETAŞ	885	51	936
Meram EDAŞ	734	1.707	2.441
Osmangazi EDAŞ	1.089	2.744	3.833
Sakarya EDAŞ	1.305	1.133	2.438
Toroslar EDAŞ	4.081	3.806	7.887
Trakya EDAŞ	825	370	1.195
Uludağ EDAŞ	978	2.479	3.457
Vangölü EDAŞ	939	1.142	2.081
Yeşilırmak EDAŞ	790	1.879	2.669
GENEL TOPLAM	26.331	41.247	67.578

1.10 Ar-Ge ve İnovasyon Faaliyetleri

Elektrik dağıtım şebekelerinin dijitalleşmesi, akıllı şebeke mimarisine dönüşmesi ve yerli teknoloji kapasitesinin geliştirilmesinde Ar-Ge faaliyetleri temel araçlardan birini oluşturmaktadır. EPDK tarafından oluşturulan Ar-Ge mekanizması, dağıtım şirketlerinin sahada karşılaştıkları teknik ve operasyonel ihtiyaçlara yönelik yeni çözümlerin geliştirilmesine, bu çözümlerin pilot uygulamalarla denenmesine ve başarılı sonuçların daha geniş ölçekte kullanılmasına imkân sağlamaktadır. 2014 Temmuz–2025 Temmuz dönemleri arasında onaylanan toplam Ar-Ge projesi sayısı 567'ye ulaşmıştır. Bu kapsamda doğal gaz dağıtım projeleri ile iptal edilen projeler değerlendirmeye dahil edilmemiştir.

Proje portföyünün dağılımı, sektörün Ar-Ge gündeminde özellikle şebekenin fiziksel altyapısı, işletilmesi ve izlenmesine yönelik çalışmaların ağırlığını ortaya koymaktadır. Malzeme Teknolojisi 114 proje ve %20,1 payla ilk sırada yer alırken, Şebeke İşletim 92 proje ile %16,2, İzleme ve Kontrol ise 87 proje ile %15,3 paya sahiptir. Bu üç kategori toplam 293 proje ile Ar-Ge portföyünün yaklaşık %51,7'sini oluşturmaktadır. Bu yoğunlaşma; kullanılan ekipman ve malzemelerin geliştirilmesi, şebekenin daha etkin işletilmesi ve dağıtım sisteminin daha görünür, ölçülebilir ve kontrol edilebilir hale getirilmesinin sektörün araştırma gündeminde önemli bir yer tuttuğunu göstermektedir.

İlk üç alanı 49 proje ve %8,6 payla Sistem İşletimine Yönelik Teknoloji Geliştirilmesi ve Hizmet Kalitesinin Artırılması, 36 proje ve %6,3 payla İletişim Teknolojisi ve 30 proje ve %5,3 payla İş Sağlığı ve Güvenliği izlemektedir. Özellikle iş sağlığı ve güvenliğinin Ar-Ge portföyünde bu ölçekte yer bulması, teknolojik dönüşümün yalnızca şebekenin teknik performansını değil, sahadaki çalışma süreçlerinin daha güvenli hale getirilmesini de kapsadığını göstermesi açısından dikkat çekicidir.

Ar-Ge çalışmalarının çeşitliliği, daha spesifik ihtiyaç alanlarında da görülmektedir. Yerli Yazılım Ekosistemi Projeleri 22 proje, teknik ve teknik olmayan kayıpların azaltılması ve iş süreçleri 20 proje, iklim, çevre ve acil eylem planları 19 proje, aydınlatma 16 proje, dağıtım gömülü sistemler 14 proje ve enerji verimliliği 12 proje ile portföyde yer almaktadır. Talep tarafı katılımı, haberleşme ve akıllı sayaç ile yenilenebilir entegrasyonu gibi alanlarda daha sınırlı sayıda proje bulunması ise bu başlıkların dağıtım sistemindeki gelişimiyle birlikte gelecekteki Ar-Ge gündemi açısından ayrıca izlenmeye değer bir alan ortaya koymaktadır.

Proje dağılımı bir bütün olarak değerlendirildiğinde, dağıtım sektöründeki inovasyon ihtiyacının tek bir teknoloji alanında yoğunlaşmadığı görülmektedir. Malzeme teknolojilerinden haberleşmeye, şebeke işletiminden iş sağlığı ve güvenliğine, kayıp azaltımından yerli yazılıma kadar uzanan geniş yelpaze, dağıtım şebekesinin fiziksel, dijital ve operasyonel dönüşümünün birbirine bağlı süreçlerden oluştuğunu göstermektedir. Bu noktada Ar-Ge faaliyetlerinin sektörel değerini belirleyen temel unsurlardan biri de geliştirilen çözümlerin pilot uygulamaların ötesine taşınarak farklı hizmet bölgelerinde yaygınlaştırılabilmesi ve yatırım programlarıyla bütünleştirilebilmesidir.

Elektrik dağıtım şirketleri olarak Ar-Ge ve inovasyon çalışmalarında şebekenin daha etkin izlenmesi ve yönetilmesi, haberleşme ve ölçüm altyapısının geliştirilmesi, iş sağlığı ve güvenliğinin güçlendirilmesi, kayıpların azaltılması, yerli yazılım ve teknoloji kapasitesinin artırılması ile yenilenebilir kaynakların ve yeni tüketim modellerinin şebekeye entegrasyonu giderek daha fazla önem kazanmaktadır. Elektrik sisteminin daha dijital, dağıtık ve çift yönlü bir yapıya dönüşmesiyle birlikte, sahadaki ihtiyaçların Ar-Ge projelerine dönüştürülmesi ve başarılı uygulamaların ölçeklendirilmesi, geleceğin dağıtım şebekesini bugünden hazırlamanın temel unsurlarından biri olacaktır.

1.10.1 — EPDK Ar-Ge Projeleri Dağılımı

2014 Temmuz – 2025 Temmuz Dönemleri – %

Kategori	Proje Adedi	Pay %
Malzeme Teknolojisi	114	20,1
Şebeke İşletim	92	16,2
İzleme ve Kontrol	87	15,3
Sistem İşletimine Yönelik Teknoloji Geliştirilmesi ve Hizmet Kalitesinin Arttırılması	49	8,6
İletişim Teknolojisi	36	6,3
İş Sağlığı ve Güvenliği	30	5,3
Yerli Yazılım Ekosistemi Projeleri	22	3,9
Teknik ve Teknik Olmayan Kayıpların Azaltılması ve İş Süreçleri	20	3,5
İklim Çevre ve Acil Eylem Planları	19	3,4
Aydınlatma	16	2,8
Dağıtım Gömülü Sistemler	14	2,5
Enerji Verimliliği	12	2,1
Talep Tarafı Katılımı	9	1,6
Haberleşme ve Akıllı Sayaç	3	0,5
Yenilenebilir Entegrasyonu	3	0,5
Diğer	41	7,2
TOPLAM	567	100,0

*Doğal gaz dağıtım projeleri ve iptal edilen projeler yer almamaktadır.



Malzeme Teknolojisi

114 %20,1



Şebeke İşletim

92 %16,2



İzleme ve Kontrol

87 %15,3



Sistem İşletimine Yönelik Teknoloji Geliştirilmesi ve Hizmet Kalitesinin Arttırılması

49 %8,6



İletişim Teknolojisi

36 %6,3

“Stratejik öncelik alanlarına odaklanan Ar-Ge projeleri, dağıtım sektöründe teknoloji, verimlilik ve hizmet kalitesini geliştirmektedir.”



Toplam Proje Sayısı

567





TARIFE



2.1 Fatura Kalemleri ve Dağıtım Bedeli

Elektrik faturaları temel olarak aktif enerji bedeli, dağıtım bedeli ve vergilerden oluşmaktadır. Aşağıdaki değerlendirmeler 2025 yılı ikinci çeyrek tarife yapısı ve fatura kompozisyonu esas alınarak hazırlanmıştır. Bu kalemlerin toplam fatura içerisindeki ağırlığı; tüketici grubu, bağlantı seviyesi, tarife yapısı ve tüketim kademesine göre önemli ölçüde değişmektedir. Görsellerde kullanılan 100 kWh tutarları ise ilgili tarife veya tüketim kademesinde 100 kWh'lık tüketimin her şey dahil karşılığını göstermektedir. Bu nedenle dağıtım bedelinin faturadaki payını tek bir tüketici grubu veya tek bir oran üzerinden değerlendirmek, fatura yapısının bütününe açıklamak için yeterli değildir.

2025 yılı verilerinde sanayi ve ticarethane gruplarında genel olarak aktif enerji bedelinin fatura içindeki ağırlığı öne çıkmaktadır. Örneğin Orta Gerilim Çift Terimli (OG ÇT) sanayi tarifesinde aktif enerji bedeli faturanın %64,42'sini, dağıtım bedeli %18,27'sini, vergiler ise %17,31'ini oluşturmaktadır. Orta Gerilim Tek Terimli (OG TT) sanayi grubunda da benzer şekilde aktif enerji bedelinin payı %63,54, dağıtım bedelinin payı %19,15, vergilerin payı ise %17,30 seviyesindedir. Bu görünüm, bağlantı ve tüketim özellikleri değişikçe fatura bileşenlerinin kendi içerisindeki ağırlığının da farklılaştığını göstermektedir.

Bu farklılaşma Alçak Gerilim Tek Terimli (AG TT) ticarethane tarifelerinde tüketim kademeleri üzerinden daha açık biçimde izlenebilmektedir. Kademeli tarifiede günlük 30 kWh'lık limit, fatura dönemindeki gün sayısı ile birlikte uygulanmaktadır. Buna göre 30 günlük bir fatura döneminde ilk 900 kWh düşük tüketimli kademedan, bu miktarı aşan tüketim ise yüksek tüketimli kademedan faturalandırılmaktadır. Örneğin 30 günde 1.000 kWh tüketimde ilk 900 kWh düşük, kalan 100 kWh yüksek kademeye girmektedir. 2025 ikinci çeyrek tarifesinde düşük kademedeki 100 kWh'ın her şey dahil karşılığı 549,61 TL iken, yüksek kademeye giren 100 kWh için bu tutar 637,23 TL'dir. Bu iki kademedan aktif enerji bedelinin payı sırasıyla %46,83 ve %51,31, dağıtım bedelinin payı ise %34,16 ve %29,46 düzeyindedir. Kademeli tarifiede yalnızca sınırı aşan tüketim bölümünün yüksek kademe fiyatından hesaplanması esastır.

Benzer yapı AG TT mesken grubunda da görülmektedir. Günlük 8 kWh'lık limit, 30 günlük bir fatura döneminde 240 kWh'a karşılık gelmekte; bu miktara kadar olan tüketim düşük, üzerindeki tüketim ise yüksek kademedan hesaplanmaktadır. Örneğin 30 günde 340 kWh tüketen bir mesken abonesinde ilk 240 kWh düşük kademedan kalırken, kalan 100 kWh yüksek kademedan faturalandırılmaktadır. 2025 ikinci çeyrekte ilgili kademelerde 100 kWh tüketimin her şey dahil karşılığı sırasıyla 259,04 TL ve 388,56 TL'dir. Düşük kademedan dağıtım bedelinin payı %70,88, aktif enerji bedelinin payı %19,07 iken; yüksek kademedan bu oranlar sırasıyla %47,26 ve %41,58 düzeyindedir.

Bu görünüm değerlendirilirken ulusal tarife kapsamındaki devlet desteğinin aktif enerji bedeli tarafında uygulandığı dikkate alınmalıdır. Dağıtım bedeli ise hat ve trafo yatırımları ile şebekenin işletilmesi, bakım ve onarımı gibi hizmetlere ilişkin ayrı bir tarife bileşenidir. EPDK'ya göre dağıtım bedeli aynı abone grubundaki tüketicilere aynı şekilde uygulanmakta ve Son Kaynak Tedarik Tarifesine (SKTT) geçişle değişmemektedir. Bu nedenle özellikle düşük tüketimli mesken grubunda dağıtım bedelinin faturadaki yüksek yüzdesel payı, aktif enerji bedelinin tarife ve destek yapısı nedeniyle daha düşük seviyede kalmasıyla birlikte değerlendirilmelidir.

Burada günlük 8 kWh ve 30 kWh kademeleri ile yıllık tüketim üzerinden belirlenen SKTT limitlerinin farklı düzenlemeler olduğu da göz önünde bulundurulmalıdır. 2025 yılında meskenler için SKTT limiti yıllık 5.000 kWh olarak uygulanmış; bu limitin üzerinde kalan ve gerekli koşulları sağlayan tüketiciler yüksek tüketimli son kaynak tüketicisi kapsamına alınmıştır. Dolayısıyla aylık kademeli tarife sınırının aşılması, tek başına tüketicinin SKTT kapsamına geçtiği anlamına gelmemektedir.

Genel tablo, dağıtım bedelinin faturadaki payının tüm tüketici gruplarında sabit olmadığını; aktif enerji bedeli, tüketim kademesi, bağlantı seviyesi, tarife yapısı ve vergi yüküyle birlikte şekillendiğini göstermektedir. Elektrik dağıtım sektörü açısından dağıtım bedeli; şebekenin işletilmesi, bakım ve yenileme faaliyetleri, kapasite yatırımları, ölçüm altyapısı ve hizmet kalitesinin sürdürülebilmesine yönelik düzenlenmiş maliyetlerin karşılanmasında temel tarife bileşenlerinden biridir. Bu nedenle fatura yapısına ilişkin değerlendirmelerin dağıtım bedelini diğer kalemlerden bağımsız ele almak yerine, faturanın bütün bileşenleri ve ilgili tüketici grubunun tarife yapısıyla birlikte yapılması daha sağlıklı olacaktır.

2.1.1 Ticarethane Fatura Kompozisyonu

Alçak Gerilim Tek Terimli (AG TT) – 2025 2. Çeyrek –
100 kWh Bedeli (her şey dahil)



30 kWh/gün ve altı

30 günlük örnekte ilk 900 kWh

100 kWh Karşılığı

549,61 ₺

Her Şey Dahil



%100

%34,16

%46,83

%19,01



Dağıtım Bedeli
%34,16
187,74 ₺



Aktif Enerji Bedeli
%46,83
257,40 ₺



Vergi
%19,01
104,47 ₺

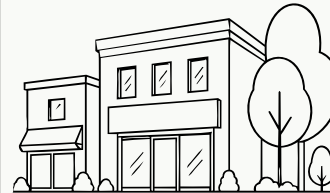
30 kWh/gün üstü

30 günlük örnekte 900 kWh'ı aşan tüketim

100 kWh Karşılığı

637,23 ₺

Her Şey Dahil



%100

%29,46

%51,31

%19,23



Dağıtım Bedeli
%29,46
187,74 ₺



Aktif Enerji Bedeli
%51,31
326,94 ₺



Vergi
%19,23
122,55 ₺



30 günlük fatura döneminde 1.000 kWh tüketimde ilk 900 kWh düşük kademeden, kalan 100 kWh yüksek kademeden faturalandırılır. 637,23 TL, yüksek kademeye giren 100 kWh'ın 2025 yılının 2. çeyrek her şey dahil karşılığıdır.

2.1.2 Mesken Fatura Kompozisyonu

Alçak Gerilim Tek Terimli (AG TT) – 2025 2. Çeyrek –
100 kWh Bedeli (her şey dahil)



8 kWh/gün ve altı

30 günlük örnekte ilk 240 kWh

100 kWh Karşılığı

259,04 ₺

Her Şey Dahil



%100

%70,88

%19,07

%10,05



Dağıtım Bedeli
%70,88
183,62 ₺



Aktif Enerji Bedeli
%19,07
49,41 ₺



Vergi
%10,05
26,01 ₺

8 kWh/gün üstü

30 günlük örnekte 240 kWh'ı aşan tüketim

100 kWh Karşılığı

388,56 ₺

Her Şey Dahil



%100

%47,25

%41,58

%11,17



Dağıtım Bedeli
%47,25
183,62 ₺



Aktif Enerji Bedeli
%41,58
161,55 ₺



Vergi
%11,17
43,40 ₺

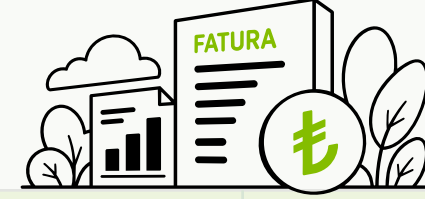


30 günlük fatura döneminde 340 kWh tüketimde ilk 240 kWh düşük kademeden, kalan 100 kWh yüksek kademeden faturalandırılır. 388,56 TL, yüksek kademeye giren 100 kWh'ın 2025 yılının 2. çeyrek her şey dahil karşılığıdır.

2.1.3 100 kWh Karşılığı Fatura Bileşenleri ve Tutarları

2025 2. Çeyrek - her şey dahil

Orta Gerilim Çok Terimli (OG ÇT) - Orta Gerilim Tek Terimli (OG TT) - Alçak Gerilim Tek Terimli (AG TT)



Tarife	Tüketici Grubu	Dağıtım Bedeli (%)	Aktif Enerji Bedeli (%)	Vergi (%)	Fatura (₺)
OG ÇT	Sanayi	18,27	64,42	17,31	443,59
	Ticarethane	22,09	58,33	19,58	571,88
	Mesken	36,14	52,16	11,70	346,21
	Tarımsal Sulama	29,35	58,62	12,02	354,43
	Aydınlatma	21,14	59,23	19,63	573,57
OG TT	Sanayi	19,15	63,54	17,30	467,44
	Ticarethane	26,04	54,57	19,39	605,18
	Mesken	41,90	46,67	11,42	368,70
	Tarımsal Sulama	34,41	53,81	11,78	376,45
	Aydınlatma	24,92	55,63	19,45	606,98
AG TT	Sanayi	28,12	54,67	17,21	492,67
	Ticarethane (30 kWh/gün ve altı)	34,16	46,83	19,01	549,61
	Ticarethane (30 kWh/gün üstü)	29,46	51,31	19,23	637,23
	Mesken (8 kWh/gün ve altı)	70,88	19,07	10,05	259,04
	Mesken (8 kWh/gün üstü)	47,25	41,58	11,17	388,56
	Şehit Aileleri ve Muharip Malul Gaziler	84,33	6,27	9,40	122,80
	Tarımsal Sulama	39,06	49,38	11,56	394,92
	Aydınlatma	28,10	52,60	19,30	639,87
	Genel Aydınlatma	26,34	56,99	16,67	682,63

*AG TT mesken ve ticarethane gruplarında kademe sınırı, fatura dönemindeki gün sayısı × günlük tüketim limiti üzerinden hesaplanır; tabloda yer alan tutarlar ilgili kademedeki 100 kWh tüketimin her şey dahil karşılığıdır.

2.2 Serbest Tüketici Limiti ve Piyasa Açıklık Oranı

Perakende elektrik piyasasında tüketicilerin tedarikçilerini seçebilme hakkının kapsamını belirleyen temel düzenleyici araçlardan biri olan serbest tüketici limiti, yıllar içinde kademeli olarak düşürülmüştür. 2004 yılında 7.800 MWh olan yıllık tüketim eşiği, 2011’de 30 MWh’a, 2017’de 2,40 MWh’a, 2023’te 1,00 MWh’a, 2024’te 0,95 MWh’a ve 2025’te tarihsel olarak en düşük seviye olan 0,75 MWh’a gerilemiştir. 2025 yılı için belirlenen bu limit yıllık 750 KWh, aylık ortalamada ise yaklaşık 62,5 KWh tüketime karşılık gelmektedir. Bu gelişim, tedarikçi seçme hakkına erişim eşiğinin zaman içinde çok daha geniş bir tüketici kitlesini kapsayacak şekilde aşağı çekildiğini göstermektedir.

Serbest tüketici limitindeki düşüşe paralel olarak teorik piyasa açıklığı da uzun vadede önemli ölçüde genişlemiştir. 2004 yılında %28 olan teorik piyasa açıklık oranı, 2011’de %75’e, 2017’de %90’a ulaşmış; 2025 yılında ise %93 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran, elektrik tüketiminin çok büyük bir bölümünün teorik olarak serbest tüketici statüsü kapsamında tedarikçi seçme hakkına konu olabildiğini göstermektedir. Bununla birlikte teorik piyasa açıklığı, fiilen serbest piyasadan tedarik edilen enerji miktarıyla aynı gösterge değildir. Tüketicilerin haklarını kullanma tercihleri, tedarikçi teklifleri ve piyasa koşulları fiili serbestleşme düzeyini ayrıca şekillendirmektedir.

Nitekim tarihsel seri, serbest tüketici limiti ile teorik piyasa açıklık oranı arasında her yıl birebir ve doğrusal bir ilişki bulunmadığını ortaya koymaktadır. Teorik açıklık oranı 2018’de %93’e, 2022’de %98’e kadar yükseldikten sonra 2023’te %92’ye gerilemiş, 2024’te %94’e çıkmış ve 2025’te %93 olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde serbest tüketici limiti düşmeye devam etmiştir. Bu ayrışma, teorik piyasa açıklığının yalnızca düzenleyici eşikten değil; toplam tüketimin tüketici grupları arasındaki dağılımından ve yıllık tüketim kompozisyonundaki değişimlerden de etkilendiğini göstermektedir.

2025 yılı sonunda yaklaşık 860 bin serbest tüketici bulunmakta olup bu sayı toplam tüketici sayısının yaklaşık %1,66’sına karşılık gelmektedir. Teorik piyasa açıklık oranının %93 düzeyinde olmasına karşın serbest tüketici sayısının toplam tüketici tabanı içerisindeki payının çok daha sınırlı kalması, teorik erişim ile fiili piyasa katılımı arasındaki farkı görünür kılmaktadır. Bu nedenle serbestleşmenin gelişimini yalnızca limitin düşürülmesi üzerinden değil; serbest tüketici hakkına sahip tüketim hacmi, bu hakkın fiilen kullanılma düzeyi, tedarikçi değiştirme davranışları ve rekabet koşulları birlikte değerlendirilerek okumak daha anlamlıdır.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından perakende piyasasındaki bu dönüşüm; ölçüm verilerinin doğru ve zamanında üretilmesi, tüketici ve sayaç bilgilerinin sağlıklı yönetilmesi, tedarikçi değişim süreçlerinin desteklenmesi ve piyasanın ihtiyaç duyduğu veri akışının kesintisiz sağlanması açısından önem taşımaktadır. Akıllı sayaçların ve dijital ölçüm altyapısının yaygınlaşmasıyla birlikte tüketim verilerinin daha ayrıntılı ve zamanında işlenebilmesi, hem tüketicilerin enerji kullanımlarını daha görünür hale getirecek hem de daha etkin ve rekabetçi bir perakende elektrik piyasasının gelişimini destekleyecektir.

2.2.1 Serbest Tüketici Limiti ve Teorik Piyasa Açıklık Oranı

2004 - 2025

0,75_{MWh}

2025 serbest tüketici limiti

Tarihsel olarak en düşük eşik.

%93

2025 teorik piyasa açıklığı

Piyasada yüksek açıklık düzeyi.

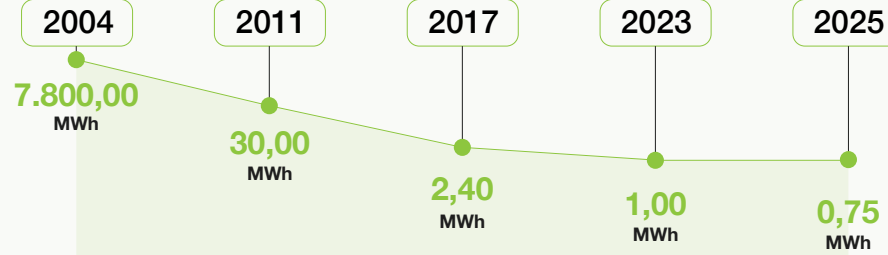
2025 sonunda
860.207

serbest tüketici,
toplam tüketici sayısının
%1,66'sını oluşturdu.



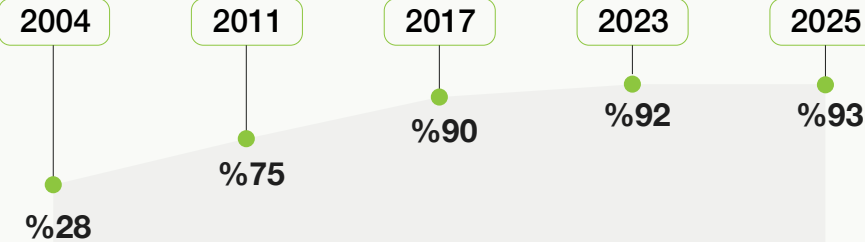
Serbest Tüketici Limiti (MWh)

Serbest tüketici limiti yıllar içinde kademeli olarak düşerken, teorik piyasa açıklığı yüksek seviyelere ulaştı.



Daha düşük limit, daha geniş tüketici kitlesinin serbest piyasaya erişimini mümkün kıldı.

Teorik Piyasa Açıklık Oranı (%)



Artan piyasa açıklığı, daha rekabetçi, dinamik ve etkin bir piyasa yapısını destekledi.

*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.



Rekabette daha güçlü, daha kapsayıcı bir elektrik piyasası.

Serbest tüketici limitinin düşmesi ve piyasa açıklığının artması, tüketicilere daha fazla tercih imkânı, piyasalarda daha etkin bir rekabet ortamı ve daha verimli bir sektör yapısı sağlamıştır.

2.2.2 Serbest Tüketici Limiti ve Teorik Piyasa Açıklık Oranı

2004 - 2025

Yıl	ST Limiti (MWh)	Teorik Piyasa Açıklık Oranı (%)
2004	7.800	28
2005	7.700	30
2006	6.000	32
2007	3.000	39
2008	1.200	41
2009	480	49
2010	100	63
2011	30	75
2012	25	78
2013	5,0	84
2014	4,5	85
2015	4,0	85
2016	3,6	86
2017	2,4	90
2018	2,0	93
2019	1,6	95
2020	1,4	97
2021	1,2	97
2022	1,1	98
2023	1,0	92
2024	0,95	94
2025	0,75	93

*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.





ÜRETİM



3.1 Üretim ve Tüketim Dengesi

Türkiye elektrik sisteminde kurulu güç, üretim ve tüketim göstergeleri 2025 yılında büyüme eğilimini sürdürmüştür. Yıl sonu itibarıyla toplam kurulu güç, 2024 yılındaki 116.280 MW seviyesinden %5,9 artarak 123.168 MW'a ulaşmıştır. Bu kapasitenin 99.135 MW'lık bölümü, diğer bir ifadeyle %80,5'i, lisanslı üretim tesislerinden; 24.033 MW'lık bölümü ise %19,5 payla lisanssız tesislerden oluşmaktadır. Lisanslı kurulu güçte yıllık artış %1,8 düzeyinde gerçekleşirken, lisanssız kapasitenin %27 büyümesi, Türkiye'nin üretim portföyünde dağıtık üretimin daha hızlı artarak giderek daha görünür bir konuma geldiğine işaret etmektedir.

Üretim tarafında da benzer ancak daha belirgin bir ayrışma görülmektedir. Türkiye'nin toplam elektrik üretimi 2025 yılında 354.584 GWh, yani yaklaşık 354,6 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bunun 325.707 GWh'i lisanslı tesisler, 28.877 GWh'i ise lisanssız üretim tarafından karşılanmıştır. Böylece lisanslı üretim toplamın %91,9'unu, lisanssız üretim ise %8,1'ini oluşturmuştur. Lisanslı üretim bir önceki yıla göre %1,3 artarken, lisanssız üretimdeki artış %41,8'e ulaşmıştır. Lisanssız tesisler tarafında kurulu güçteki %19,5'lik paya karşılık üretimde %8,1'lik pay oluşması; lisanslı ve lisanssız portföylerin kaynak kompozisyonu, kapasite faktörleri ve üretim profilleri arasındaki farklılıkların birlikte değerlendirilmesini gerekli kılmaktadır.

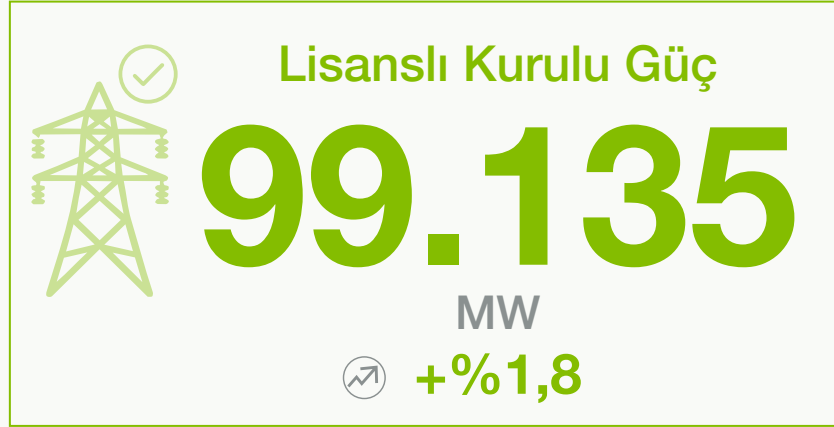
Elektrik talebi de üretim kapasitesindeki genişlemeye paralel olarak artışını sürdürmüştür. Toplam fiili elektrik tüketimi (Fiili Tüketim = Lisanslı Üretim + Brüt Lisanssız Üretim + İthalat – İhracat) 2023 yılında 324.445 GWh, 2024 yılında 340.973 GWh iken, 2025 yılında %3,4 artarak 352.510 GWh'e yükselmiştir. Talepteki bu artış; ekonomik faaliyetler, nüfus ve kentleşme dinamikleri, elektrikli cihaz ve iklimlendirme kullanımı ile elektrifikasyon eğilimlerinin birlikte değerlendirilmesini gerektiren bir görünüm ortaya koymaktadır. Üretim ile tüketimin birlikte büyümesi, yeni kapasite ihtiyacının yalnızca yıllık toplam enerji üzerinden değil, talebin zaman ve bölge bazındaki gelişimi dikkate alınarak planlanmasının önemini artırmaktadır.

Elektrik dış ticareti ise son üç yılda yön değiştiren bir görünüm sergilemiştir. Türkiye 2023 yılında 3.786 GWh net ithalatçı konumundayken, 2024 yılında 1.005 GWh net ihracatçı pozisyona geçmiş; 2025 yılında ise 4.071 GWh ihracata karşılık 1.996 GWh ithalat gerçekleştirerek 2.075 GWh'lik net ihracat sağlamıştır. 2025 yılı toplam üretimi ile tüketimi arasındaki yaklaşık 2,07 TWh'lik farkın net dış ticaret dengesiyle büyük ölçüde örtüşmesi, üretim, tüketim ve sınır ötesi elektrik ticaretinin bir bütün olarak değerlendirilmesi gerektiğini göstermektedir. Bu gelişme, Türkiye'nin elektrik dış ticaret dengesinin son iki yılda net ihracat yönünde güçlendiğine işaret etmekle birlikte, yıllık net ihracat pozisyonunun tek başına genel enerji bağımsızlığının göstergesi olarak değerlendirilmemesi gerekir.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından bu dönüşümün en önemli boyutlarından biri, lisanssız ve dağıtık üretimin hızla artmasıdır. Üretimin tüketim noktalarına daha yakın ve çok sayıda noktadan şebekeye bağlandığı yeni yapı; bağlantı kapasitesinin doğru planlanmasını, çift yönlü güç akışlarının yönetilmesini, gerilim ve koruma sistemlerinin geliştirilmesini, üretim verilerinin daha görünür hale getirilmesini ve şebeke esnekliğinin artırılmasını gerekli kılmaktadır. Lisanssız kapasitenin ve üretimin mevcut büyüme hızını sürdürmesi halinde, dağıtım şebekelerinin yalnızca elektriği tüketiciye ulaştıran değil, giderek daha fazla üretimi de sisteme entegre eden aktif bir altyapı niteliği önümüzdeki dönemde daha belirgin hale gelecektir.

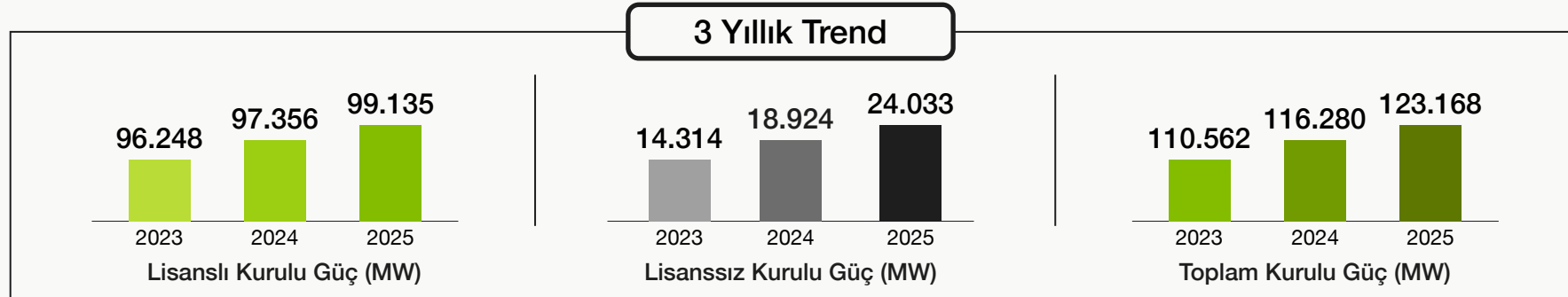
3.1.1 Lisanslı ve Lisanssız Kurulu Güç

2025 - MW



■ Lisanslı Kurulu Güç Payı (2025)

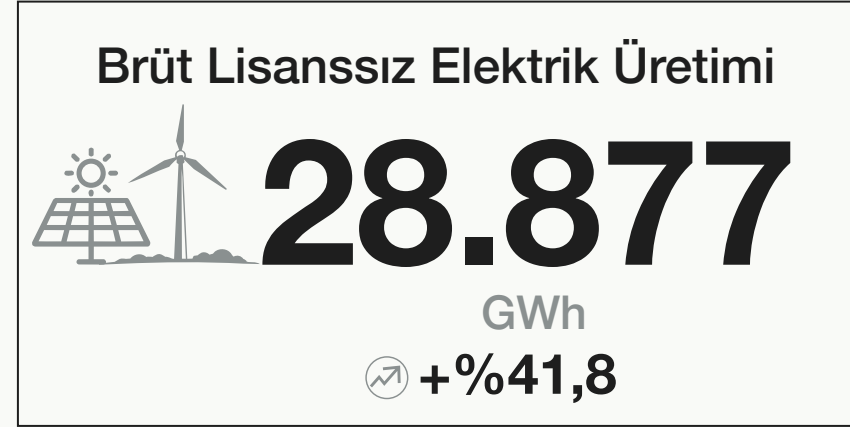
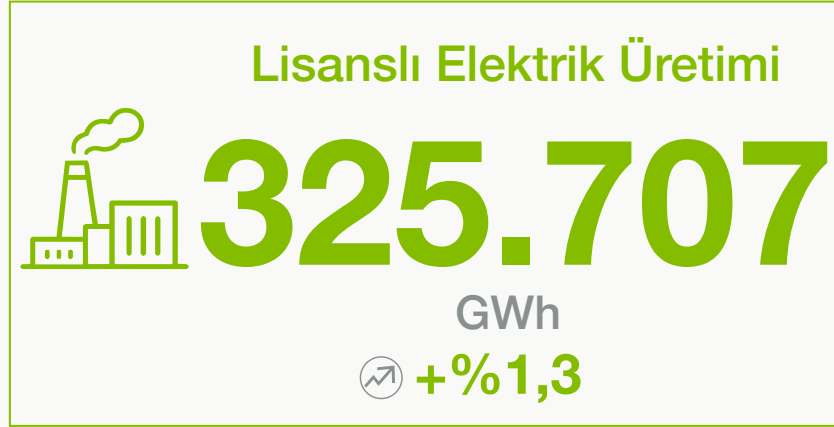
■ Lisanssız Kurulu Güç Payı (2025)



Toplam kurulu güç 2023'te **110.562 MW**, 2024'te **116.280 MW** ve 2025 sonunda **123.168 MW** seviyesine ulaşmıştır. 2025 toplamının **99.135 MW**'ı lisanslı, **24.033 MW**'ı lisanssız kurulu güçten oluşmaktadır.

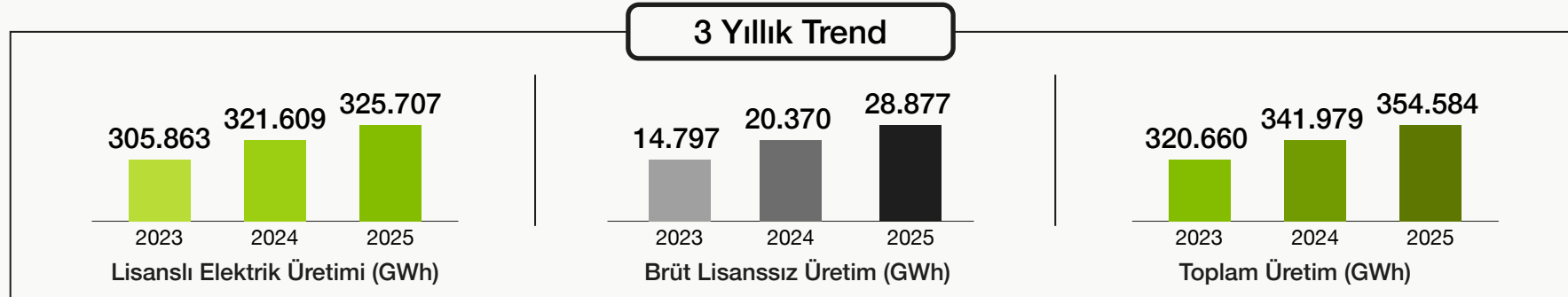
3.1.2 Lisanslı ve Brüt Lisanssız Elektrik Üretimi

2025 - GWh



■ Lisanslı Üretim Payı (2025)

■ Brüt Lisanssız Payı (2025)



Toplam elektrik üretimi 2023'te 320.660 GWh, 2024'te 341.979 GWh ve 2025 sonunda 354.584 GWh seviyesine ulaşmıştır. 2025 toplamının 325.707 GWh'ı lisanslı, 28.877 GWh'ı brüt lisanssız üretimden oluşmaktadır.

3.1.3 Toplam Fiili Elektrik Tüketimi

2023 – 2025 – GWh

Toplam Fiili
Elektrik Tüketimi

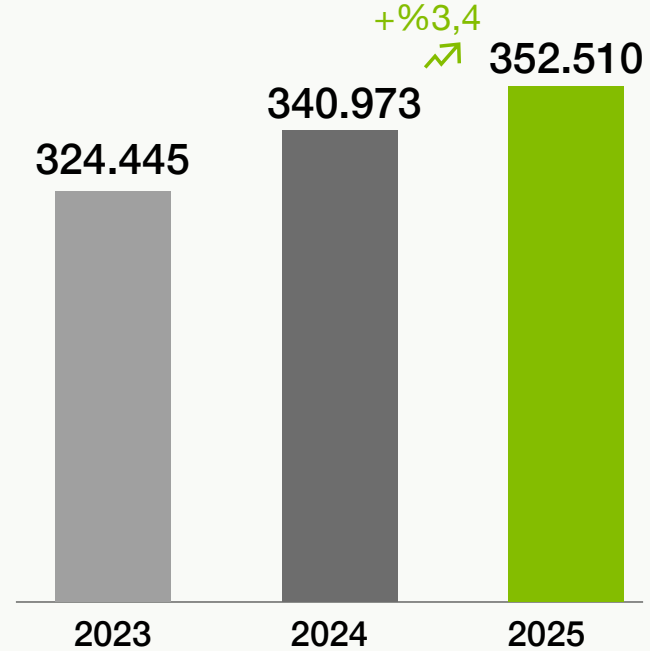
352.510

GWh

+%3,4



Toplam Fiili Elektrik
Tüketimi (GWh)

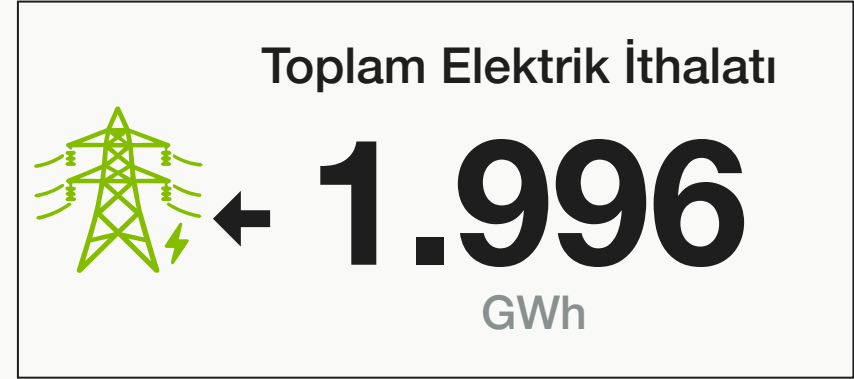
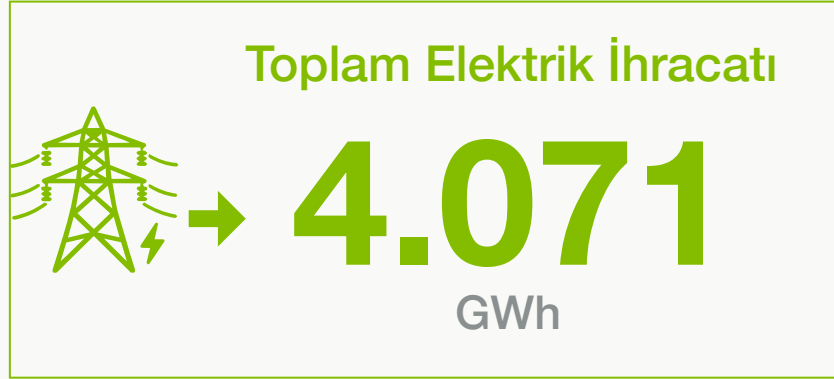


Toplam fiili elektrik tüketimi 2023'te 324.445 GWh, 2024'te 340.973 GWh ve 2025 sonunda 352.510 GWh seviyesine ulaşmıştır.

*Fiili Tüketim = Lisanslı Üretim + Brüt Lisanssız Üretim + İthalat - İhracat

3.1.4 Elektrik İthalat ve İhracat Dengesi

2025 - GWh

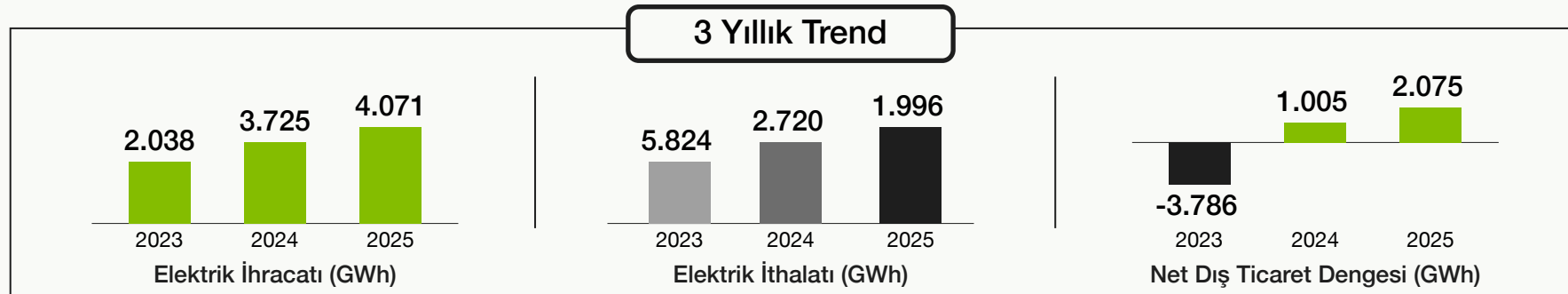


%67,10

■ İhracat Payı (2025)

%32,90

■ İthalat Payı (2025)



Elektrik dış ticareti dengesi **2023**'te net ithalatçı, **2024 ve 2025**'te ise net ihracatçı pozisyona geçmiştir. 2025 yılında **4.071 GWh** ihracat, **1.996 GWh** ithalat gerçekleşmiş; net denge **2.075 GWh** ihracat fazlası vermiştir.

3.2 Elektrik Talebi ve Puant Gelişimi

Türkiye'nin elektrik talebi; ekonomik faaliyetler, nüfus ve kentleşme dinamikleri, sanayi üretimi, iklim koşulları ve elektrifikasyon eğilimleriyle birlikte uzun vadede belirgin bir büyüme göstermiştir. 2000 yılında 128.276 GWh düzeyinde olan toplam elektrik talebi, 2025 yılında 352.510 GWh'e ulaşmıştır. Böylece 2000–2025 döneminde elektrik talebi yaklaşık %174,8 artarak 2,75 katına çıkmıştır. Bununla birlikte yıllık değişim oranları doğrusal bir seyir izlememiş; farklı dönemlerde hızlanma, yavaşlama ve sınırlı gerilemeler görülmüştür. 2025 yılında elektrik talebi bir önceki yıla göre %3,38 artmış, yıllık artış 11.537 GWh olarak gerçekleşmiştir. İncelenen dönemde elektrik talebindeki en yüksek yıllık artış oranı ise 2011 yılında %9,44 olarak kaydedilmiştir.

Sistemin en yüksek güç ihtiyacını gösteren puant talep de uzun dönemde elektrik talebinden daha hızlı büyümüştür. 2000 yılında 19.390 MW olan puant talep, 2024'te 58.710 MW'a, 2025'te ise 60.414 MW'a yükselmiştir. Böylece puant talep 25 yılda yaklaşık %211,6 artarak üç katının üzerine çıkmıştır. 2025 yılında puant talepteki yıllık artış %2,90, mutlak artış ise 1.704 MW olarak gerçekleşmiştir. Dönemin en yüksek yıllık puant talep artışı 2021 yılında %12,94 seviyesinde görülmüştür. Puant talepteki gelişimin; sıcaklık ve iklimlendirme ihtiyacı, sanayi yükleri, kentleşme, elektrikli cihaz kullanımı ve elektrifikasyon gibi talebin gün içindeki yoğunlaşmasını etkileyebilecek dinamiklerle birlikte değerlendirilmesi önem taşımaktadır.

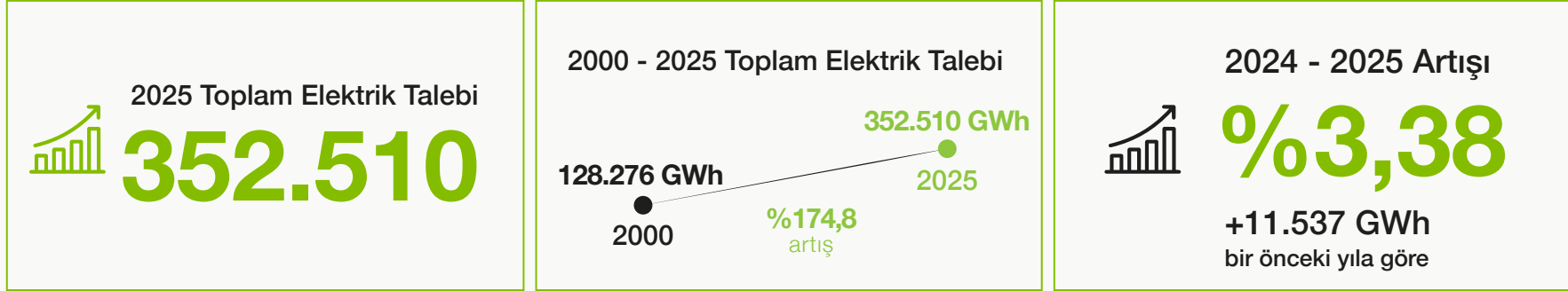
Elektrik talebi ile puant talebin yıllık değişim oranları birlikte incelendiğinde, iki göstergenin genel yönü benzer olmakla birlikte puant talebin daha dalgalı hareket edebildiği görülmektedir. 2009, 2019 ve 2022 yıllarında her iki gösterge de gerilerken, bazı yıllarda farklı yön ve büyüklüklerde değişimler yaşanmıştır. Örneğin 2023 yılında toplam elektrik talebi %0,83 azalmasına karşın puant talep %5,48 artmıştır. 2024'te elektrik talebi %5,09, puant talep %6,46 artarken; 2025'te bu kez elektrik talebindeki %3,38'lik artış, puant talepteki %2,90'lık artışın üzerinde gerçekleşmiştir. Bu farklılaşma, yalnızca toplam enerji tüketiminin değil, tüketimin hangi zaman dilimlerinde yoğunlaştığının da sistem planlaması açısından ayrı bir gösterge olarak izlenmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

Uzun dönemli görünüm, kapasite planlamasının yalnızca yıllık enerji talebindeki büyümeye göre yapılmasının yeterli olmayacağını göstermektedir. Puant yüklerin yönetilmesi, talep tarafı katılımının geliştirilmesi, depolama ve diğer esneklik kaynaklarının devreye alınması ile üretim ve tüketim tahminlerinin iyileştirilmesi, kısa sürelerde yoğunlaşan yüksek güç ihtiyacının yönetiminde giderek daha önemli hale gelmektedir. Elektrik talebinin ve puant talebin farklı hızlarda değişebildiği dönemler, enerji miktarı ile güç ihtiyacının birbirini tamamlayan ancak ayrı planlama boyutları olduğunu göstermektedir.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından puant talepteki büyüme; trafo ve fider yüklerinin yakından izlenmesi, kapasite ihtiyacının bölgesel olarak öngörülmesi, şebeke güçlendirme yatırımlarının doğru noktalara yönlendirilmesi ve talebin zaman boyutuyla birlikte yönetilmesi açısından doğrudan önem taşımaktadır. Akıllı sayaçlar, gelişmiş yük tahminleri ve dijital şebeke yönetimi araçlarının yaygınlaşmasıyla birlikte talebin yalnızca ne kadar artacağını değil, nerede ve hangi saatlerde yoğunlaşacağını öngörebilme kabiliyeti, geleceğin dağıtım şebekesi planlamasının temel unsurlarından biri olacaktır.

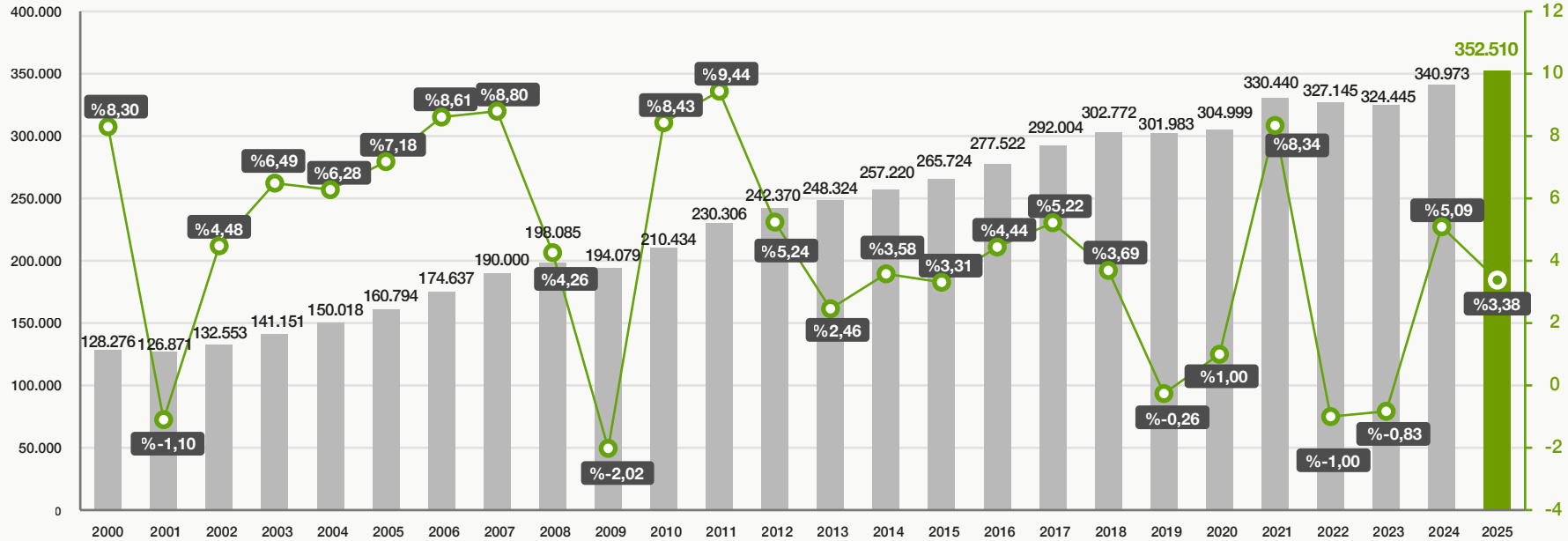
3.2.1 Elektrik Talebi ve Yıllık Artış Oranı

2000 - 2025 – GWh - %



Talep (GWh)

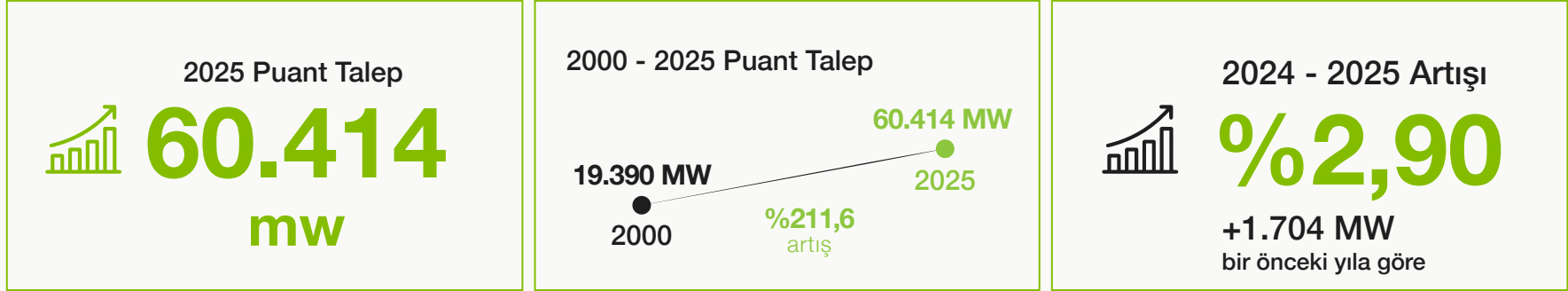
Değişim Oranı (%)



*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.

3.2.2 Puant Talep ve Yıllık Artış Oranı

2000 - 2025 – MW - %



Puant Talep (MW)

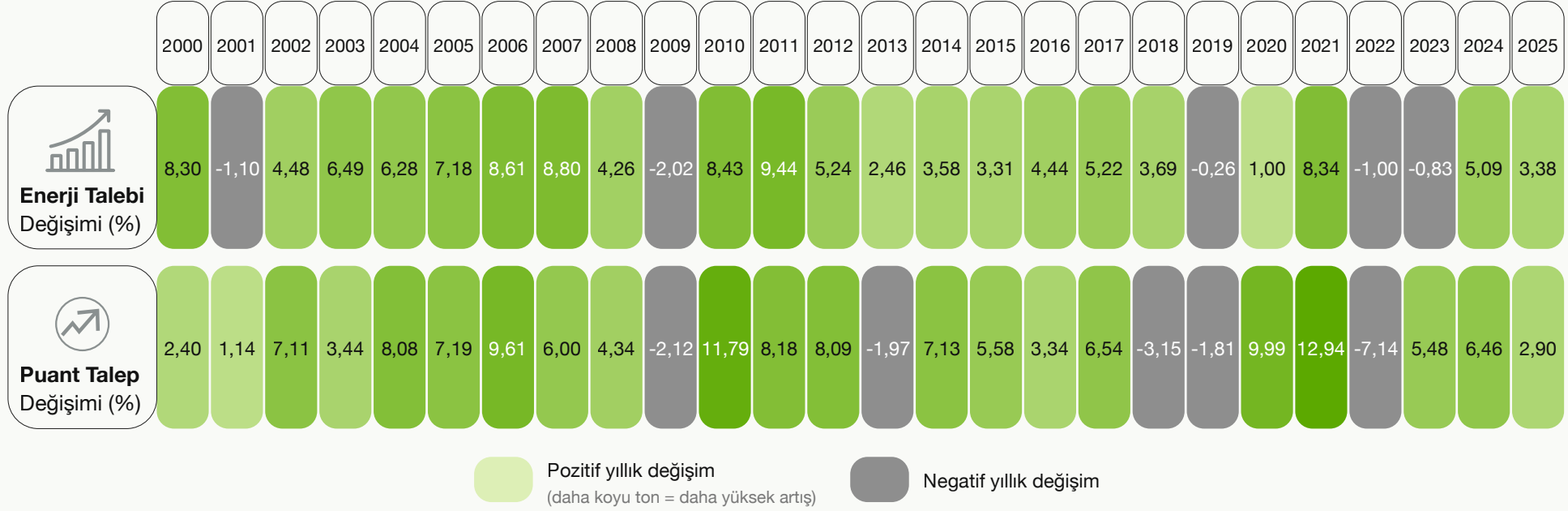
Değişim Oranı (%)



*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.

3.2.3 Elektrik Talebi ve Puant Talep Artış Oranları

2000 - 2025 - %



Öne Çıkan Bulgular



2025 Enerji Talebi Artışı

%3,38



2025 Puant Talep Artışı

%2,90



En yüksek enerji talebi artışı

2011 – %9,44



En yüksek puant talep artışı

2021 – %12,94



Negatif değişim yılları:

Enerji

2001, 2009, 2019, 2022, 2023

Puant

2009, 2013, 2018, 2019, 2022

3.3 Lisanslı Kurulu Güç ve Üretimin Kaynak Dağılımı

Türkiye'nin lisanslı elektrik üretim portföyünde 2025 yılında yenilenebilir kaynakların kurulu güçteki ağırlığı artmaya devam etmiştir. Toplam lisanslı kurulu güç 2024 yılındaki 97.356 MW'tan 99.135 MW'a yükselirken, yenilenebilir kaynakların kurulu gücü 50.708 MW'tan 53.183 MW'a çıkmış ve toplam içindeki payı %52,1'den 53,6'ya yükselmiştir. Aynı dönemde termik kurulu güç 46.648 MW'tan 45.952 MW'a gerileyerek %46,4 paya inmiştir. Bu görünüm, 2025 yılında lisanslı kapasitedeki net büyümenin yenilenebilir kaynaklar tarafından sağlandığına işaret etmektedir.

Kaynak bazında bakıldığında, 23.867 MW ve %24,1 payla barajlı hidroelektrik santralleri ilk sırada yer alırken, 23.726 MW ve %23,9 payla doğal gaz hemen ardından gelmektedir. Rüzgâr santralleri ise 14.599 MW'lık kapasite ve %14,7 payla üçüncü sıradadır. Rüzgâr kapasitesinin yalnızca bir yılda 12.738 MW'tan 14.599 MW'a çıkması, yenilenebilir kapasitedeki artışın önemli bileşenlerinden biri olmuştur. İthal kömür %10,5, linyit %10,3, akarsu tipi hidroelektrik %8,5, lisanslı güneş %2,6, biyokütle %2,1 ve jeotermal %1,8 paya sahiptir. Lisanslı güneşin görece düşük payı, toplam güneş kapasitesinin önemli bölümünün lisanssız üretim tarafında bulunmasıyla birlikte değerlendirilmelidir.

Kurulu güç ile gerçekleşen üretim birlikte değerlendirildiğinde ise farklı bir tablo ortaya çıkmaktadır. Yenilenebilir kaynaklar 2025 yılında lisanslı kurulu gücün %53,6'sını oluşturmalarına rağmen, 325.707 GWh'lik toplam lisanslı üretimin %38,31'ini, yani 124.778 GWh'lik kısmını karşılamıştır. Termik kaynakların lisanslı üretimdeki payı ise %61,69 ve 200.929 GWh olarak gerçekleşmiştir. Bu ayrışma; kapasite faktörleri, emrehamdelik, meteorolojik ve hidrolojik koşullar ile sistemin dönemsel ihtiyaçlarının üretim kompozisyonu üzerindeki etkisini göstermektedir.

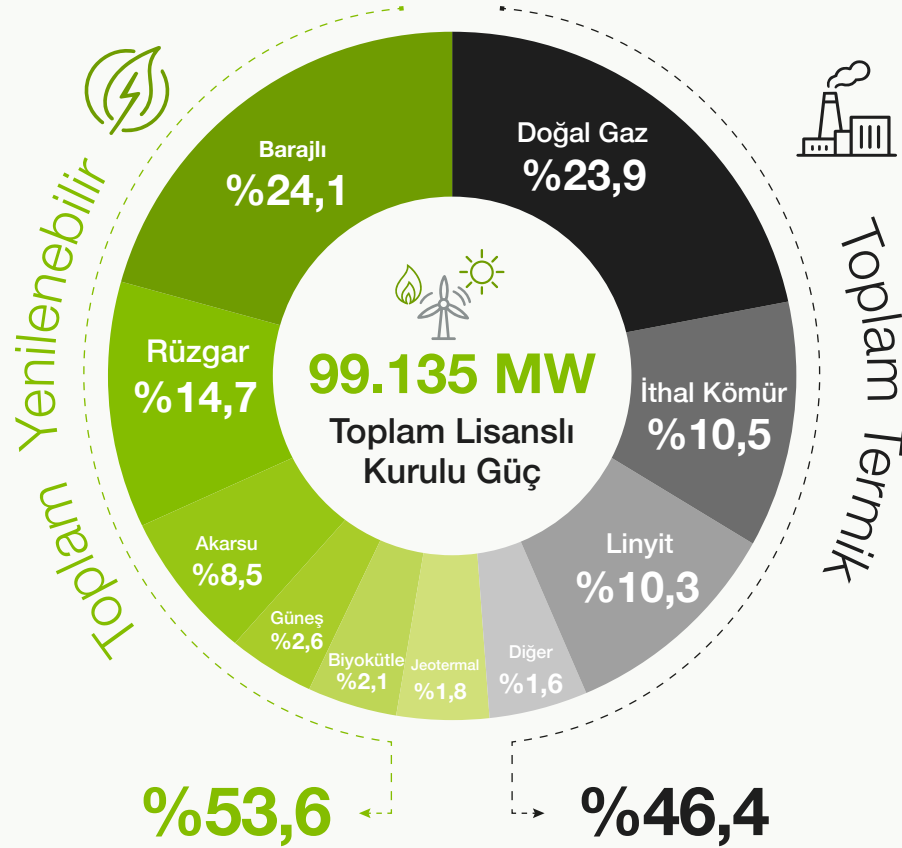
Bu farkın en belirgin örneklerinden biri hidroelektrik üretimde görülmektedir. Barajlı santrallerin üretimi 2024 yılındaki 73.072 GWh'ten 57.145 GWh'e gerilemiş, lisanslı üretimdeki payı %22,72'den 17,54'e düşmüştür. Yaklaşık 15,9 TWh'lik bu gerilemenin hidrolojik koşullar ve su kullanılabilirliğiyle birlikte değerlendirilmesi önem taşımaktadır. Aynı dönemde lisanslı doğal gaz üretimi 65.224 GWh'ten 78.994 GWh'e yükselmiş ve payı %20,28'den 24,25'e çıkmıştır. İthal kömür de 76.592 GWh ve %23,52 payla üretimde yüksek ağırlığını korumuştur.

Yenilenebilir portföyün kendi içinde ise farklı yönlü gelişmeler bulunmaktadır. Lisanslı rüzgâr üretimi 36.571 GWh'ten 39.531 GWh'e, lisanslı güneş üretimi ise 5.358 GWh'ten 8.004 GWh'e yükselmiştir. Jeotermal ve biyokütlede de sınırlı artışlar görülmüştür. Dolayısıyla yenilenebilir üretimin toplam payındaki gerileme, bütün yenilenebilir kaynaklara yayılan bir düşüşten ziyade ağırlıklı olarak barajlı hidroelektrik üretimdeki azalmayla ilişkilidir. Bu durum, yenilenebilir portföyün kendi içindeki kaynak çeşitliliğinin de üretim istikrarı açısından önemini göstermektedir.

Elektrik sistemi açısından kurulu gücün kaynak çeşitliliğinin artması önemli bir avantaj sağlarken, kurulu kapasitenin ne ölçüde ve hangi zamanlarda üretime dönüşebildiği de en az kapasite büyüklüğü kadar önem taşımaktadır. Rüzgâr ve güneş gibi değişken üretim kaynaklarının payının yükselmesi, hidroelektriğin hidrolojik koşullara duyarlılığı ve termik kaynakların sistem dengesindeki rolü; üretim planlaması, depolama, esneklik ve şebeke kapasitesinin birlikte ele alınmasını gerekli kılmaktadır. Elektrik dağıtım şirketleri açısından da yenilenebilir ve dağıtık üretimin büyümesi, üretimin görünürlüğünün artırılması, bağlantı kapasitesinin doğru planlanması ve değişken enerji akışlarının güvenli biçimde yönetilmesi ihtiyacını artırmaktadır.

3.3.1 Lisanslı Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı

2025 - MW - %



	Barajlı	%24,1
	Doğal Gaz	%23,9
	Rüzgar	%14,7
	İthal Kömür	%10,5
	Linyit	%10,3
	Akarsu	%8,5
	Güneş	%2,6
	Biyokütle	%2,1
	Jeotermal	%1,8
	Diğer	%1,6



Toplam lisanslı kurulu güç 2025 yılında **99.135 MW**'a ulaşmıştır.
Yenilenebilir kaynakların toplam içindeki payı **%53,6** seviyesindedir.



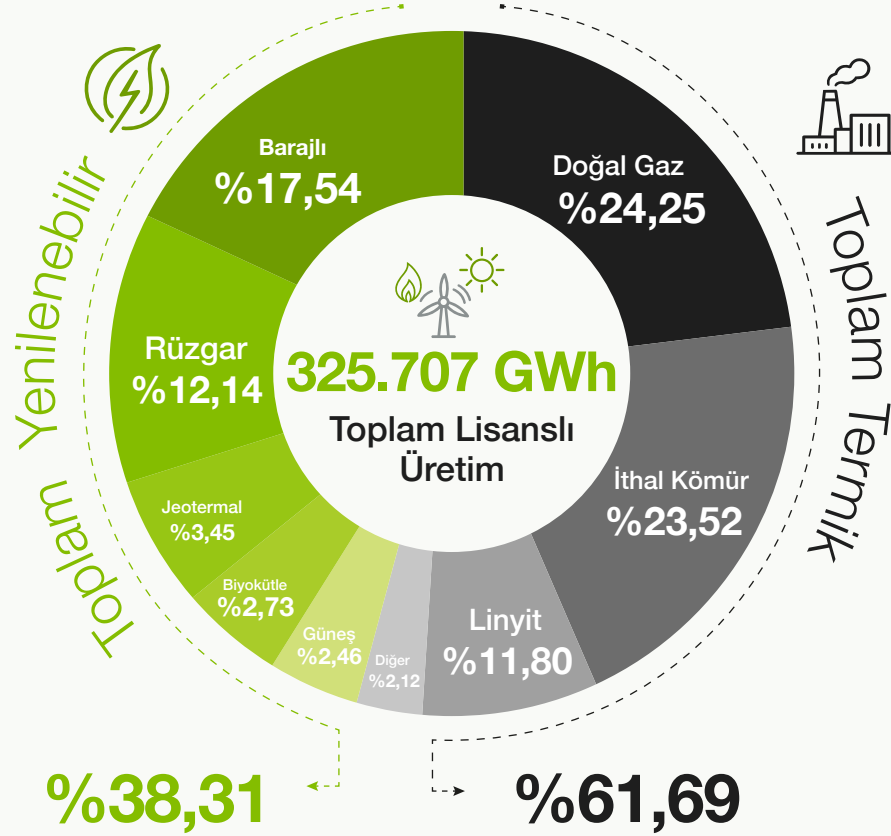
3.3.2 Lisanslı Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı

2024 - 2025 – MW - %

Kaynak Türü	2024 (MW)	2024 (%)	2025 (MW)	2025 (%)
Barajlı	23.874	24,5	23.867	24,1
Doğal Gaz	24.465	25,1	23.726	23,9
Rüzgar	12.738	13,1	14.599	14,7
İthal Kömür	10.456	10,7	10.456	10,5
Linyit	10.221	10,5	10.230	10,3
Akarsu	8.309	8,5	8.378	8,5
Güneş	2.019	2,1	2.540	2,6
Biyokütle	2.036	2,1	2.043	2,1
Jeotermal	1.734	1,8	1.758	1,8
Diğer	1.505	1,5	1.540	1,6
Toplam Yenilenebilir	50.708	52,1	53.183	53,6
Toplam Termik	46.648	47,9	45.952	46,4
TOPLAM KURULU GÜÇ	97.356	100,00	99.135	100,00

3.3.3 Lisanslı Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı

2025 – GWh - %



	Doğal Gaz	%24,25
	İthal Kömür	%23,52
	Hidrolik	%17,54
	Rüzgar	%12,14
	Linyit	%11,80
	Jeotermal	%3,45
	Biyokütle	%2,73
	Güneş	%2,46
	Diğer	%2,12



Toplam Lisanslı Üretim

325.707 GWh

3.3.4 Lisanslı Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı

2024 - 2025 – GWh - %

Kaynak Türü	2024 (GWh)	2024 (%)	2025 (GWh)	2025 (%)
Doğal Gaz	65.223	20,28	78.994	24,25
İthal Kömür	75.247	23,40	76.592	23,52
Hidrolik	73.072	22,72	57.145	17,54
Rüzgar	36.571	11,37	39.531	12,14
Linyit	40.739	12,67	38.431	11,80
Jeotermal	11.111	3,45	11.237	3,45
Biyokütle	8.704	2,71	8.877	2,73
Güneş	5.358	1,67	8.004	2,46
Diğer	5.583	1,74	6.905	2,12
Toplam Yenilenebilir	134.817	41.92	124.778	38.31
Toplam Termik	186.792	58.08	200.929	61.69
TOPLAM	321.609	100,00	325.707	100,00

*Bazı değerlerde yuvarlama yapıldığı için toplam tutarlarda küçük farklar olabilir.

3.4 Lisanslı Güç ve Üretimin Kuruluş Dağılımı

Türkiye'nin lisanslı elektrik üretim yapısı, son yirmi yılda kamu ve mevcut sözleşmeler kapsamındaki üretimin ağırlıkta olduğu bir modelden, serbest üretim şirketlerinin belirgin biçimde öne çıktığı çok aktörlü bir yapıya dönüşmüştür. 2025 yılı sonunda 99.135 MW'a ulaşan toplam lisanslı kurulu gücün yaklaşık dörtte üçü serbest üretim şirketlerinin santrallerinde bulunurken, EÜAŞ santralleri kurulu güç yapısındaki ikinci büyük grubu oluşturmaktadır. İşletme hakkı devredilen ve yap-işlet-devret modeliyle faaliyet gösteren santraller ise daha sınırlı bir paya sahiptir. Bu dağılım, özel sektör yatırımlarının Türkiye'nin üretim kapasitesindeki ağırlığını ortaya koyarken, kamu üretim varlığının da sistem içerisindeki önemli konumunu sürdürdüğünü göstermektedir.

Üretim miktarlarında özel sektörün ağırlığı daha da belirginleşmektedir. 2025 yılında gerçekleşen 325.707 GWh'lik toplam lisanslı elektrik üretiminin %84,98'i, yaklaşık 276,8 TWh'i, serbest üretim şirketleri tarafından gerçekleştirilmiştir. EÜAŞ santrallerinin üretimdeki payı %13,14, işletme hakkı devredilen santrallerin payı %1,85, yap-işlet-devret santrallerinin payı ise %0,04 düzeyinde gerçekleşmiştir. Buna göre kamu ve mevcut sözleşmeler kapsamındaki üretimin toplam payı yaklaşık %15 seviyesinde kalmıştır. Serbest üretim şirketlerinin üretimdeki ağırlığının kurulu güçteki ağırlığından daha yüksek olması; santral portföylerinin kaynak yapısı, kapasite kullanım oranları, emreamadelik ve yıl içindeki üretim koşullarıyla birlikte değerlendirilmesi gereken dikkat çekici bir görünüm sunmaktadır.

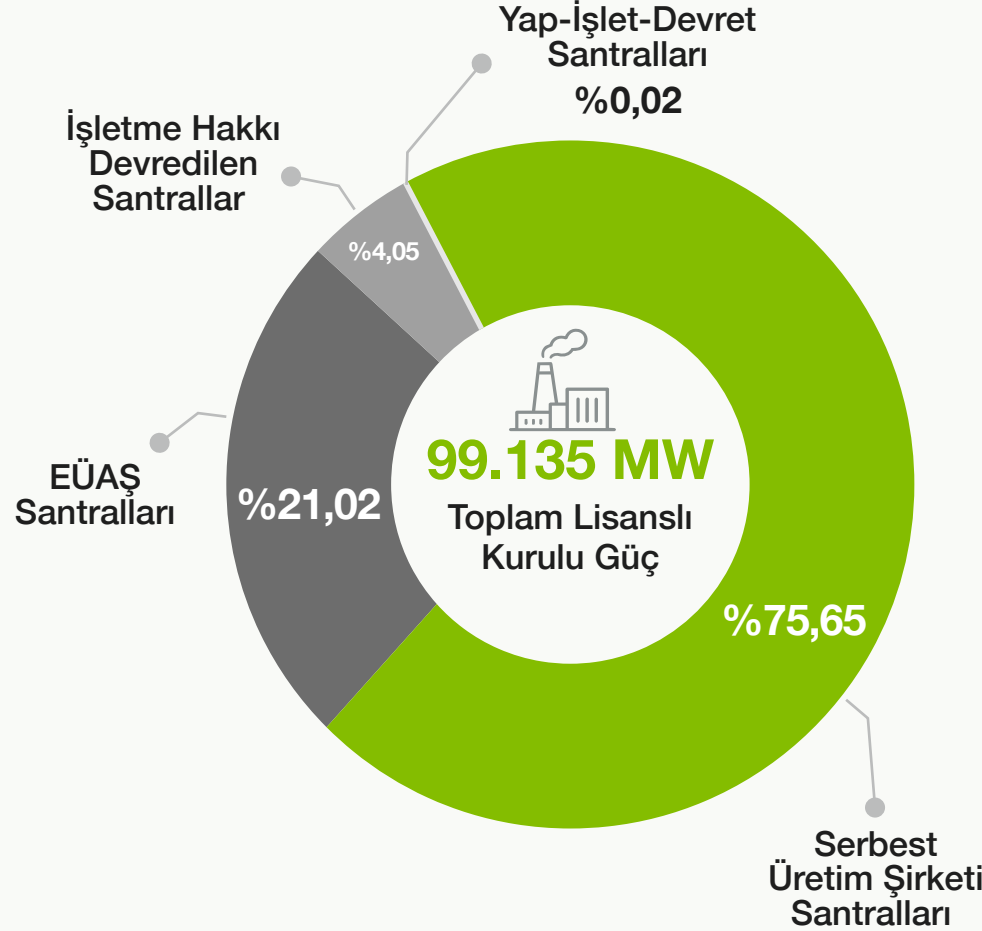
Tarihsel gelişim, elektrik üretimindeki yapısal dönüşümü çok daha açık biçimde ortaya koymaktadır. Serbest üretim şirketlerinin lisanslı elektrik üretimindeki payı 2004 yılında %18 iken, 2014'te %48'e, 2024'te yaklaşık %82'ye ve 2025'te yaklaşık %85'e yükselmiştir. Böylece özel sektörün üretimdeki payı 2004–2025 döneminde yaklaşık 67 puan artmıştır. Aynı dönemde mevcut sözleşmeler dahil kamu üretiminin toplam payı %82'den yaklaşık %15'e gerilemiştir. Bu uzun dönemli yönelim; elektrik piyasasının yeniden yapılandırılması, üretim yatırımlarının özel sektöre açılması ve piyasa temelli üretim yapısının genişlemesiyle birlikte okunabilecek temel dönüşümlerden biridir.

Bununla birlikte özel sektör payındaki artış, kamunun elektrik sistemindeki rolünün ortadan kalktığı anlamına gelmemektedir. 2025 yılında mevcut sözleşmeler dahil kamu üretiminin yaklaşık %15'lik payını koruması, bu üretim yapısının sistem içerisindeki varlığının devam ettiğini göstermektedir. Özel sektörün yaklaşık %85'lik üretim payına ulaşması ise piyasadaki üretim faaliyetinin ağırlık merkezinin uzun dönemde belirgin biçimde değiştiğine işaret etmektedir. Gelecekteki üretim yapısının değerlendirilmesinde yalnızca mülkiyet dağılımı değil; kaynak çeşitliliği, yatırım kapasitesi, esneklik, piyasa koşulları ve arz güvenliği ihtiyaçlarının birlikte ele alınması önem taşımaktadır.

Elektrik dağıtım sektörü açısından üretim tarafının daha çok aktörlü hale gelmesi; özellikle dağıtım seviyesinden bağlanan üretim tesislerinde bağlantı süreçlerinin şeffaf ve etkin yürütülmesi, ölçüm ve veri altyapısının geliştirilmesi ve üretim-tüketim akışlarının daha görünür hale getirilmesi ihtiyacını artırmaktadır. Üretim yapısı çeşitlendikçe, üreticiler, sistem işletmecileri ve dağıtım şirketleri arasındaki veri ve operasyon koordinasyonunun önemi de giderek artacaktır.

3.4.1 Lisanslı Kurulu Gücün Kuruluşlara Göre Dağılımı

2025 - %



Serbest
Üretim Şirketi
Santralleri

%75,65



EÜAŞ
Santralleri

%21,02



İşletme Hakkı
Devredilen
Santraller

%4,05



Yap-İşlet-Devret
Santralleri

%0,02

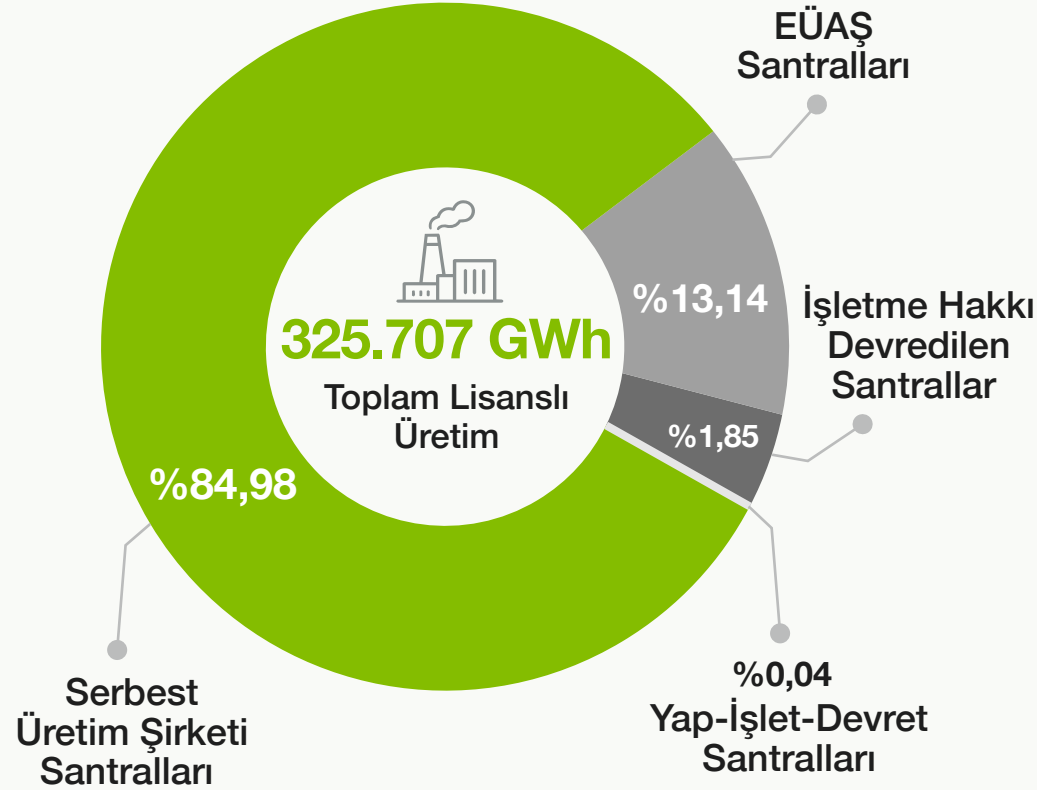


Toplam Lisanslı Kurulu Güç: **99.135 MW**



3.4.2 Lisanslı Elektrik Üretiminin Kuruluşlara Göre Dağılımı

2025 - %



Serbest
Üretim Şirketi
Santralleri

%84,98



EÜAŞ
Santralleri

%13,14



İşletme Hakkı
Devredilen
Santraller

%1,85



Yap-İşlet-Devret
Santralleri

%0,04

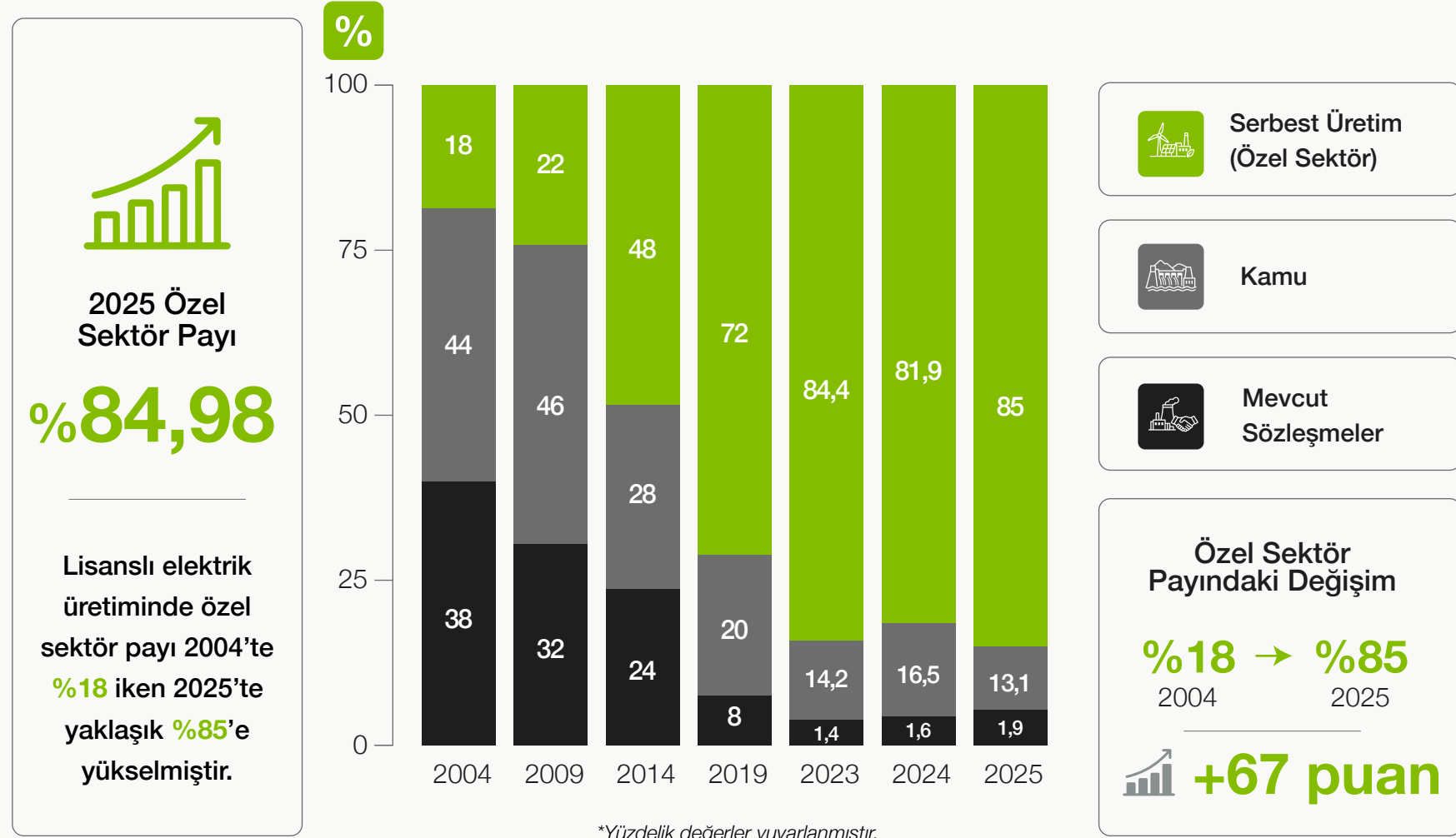


Toplam Lisanslı Üretim: **325.707 GWh**



3.4.3 Yıllar İtibarıyla Lisanslı Elektrik Üretimine Kamu-Özel Sektör Payları

2004 - 2025 – %



2004-2025 döneminde lisanslı elektrik üretiminde **özel sektörün payı güçlü biçimde artarken kamu ve mevcut sözleşmelerin payı belirgin şekilde gerilemiştir.**

3.5 YEKDEM Kurulu Gücü ve Üretim Miktarları

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM), yenilenebilir üretim yatırımlarının geliştirilmesi ve bu kaynakların elektrik sistemine kazandırılması açısından Türkiye elektrik piyasasının önemli destek araçlarından biridir. 2025 yılı itibarıyla lisanslı YEKDEM katılımcılarının toplam kurulu gücü, 2024 yılındaki 17.476 MW'tan 17.589 MW'a yükselmiştir. Yıllık net artış 113 MW ile %0,6 düzeyinde kalmıştır. Bu değişim yalnızca yeni kapasite girişlerini değil; destek süresini tamamlayan tesislerin kapsamdan çıkışını, yeni tesislerin katılımını ve YEKDEM'den yararlanma hakkı bulunan lisanslı tesislerin yıllık katılım tercihlerini de yansıtmaktadır. Özellikle eski YEKDEM rejimi kapsamındaki bazı tesisler için geçerli olan 10 yıllık destek süresinin tamamlanması, portföyün büyüklüğünü ve kaynak dağılımını etkileyen unsurlar arasındadır. Bu nedenle YEKDEM kurulu gücündeki değişimin, Türkiye'nin toplam yenilenebilir kurulu gücündeki gelişimden ayrı değerlendirilmesi gerekmektedir. Lisanslı ve lisanssız tesisler birlikte ele alındığında ise YEKDEM kapsamındaki toplam kurulu gücün Türkiye toplam kurulu gücü içerisindeki payı 2024'te %30,71'den 2025'te %33,43'e yükselmiştir.

Kaynak bazında en belirgin değişim rüzgâr ve hidrolik santrallerinde görülmektedir. Rüzgâr santrallerinin YEKDEM kapsamındaki kurulu gücü 7.317 MW'tan 8.084 MW'a yükselirken toplam içerisindeki payı %41,9'dan %46'ya çıkmıştır. Buna karşılık hidrolik kurulu güç 6.598 MW'tan 6.131 MW'a gerilemiş, payı da %37,8'den %34,9'a düşmüştür. Biyokütle 1.743 MW, jeotermal 1.231 MW, güneş ise 400 MW kurulu güçle portföyde yer almaktadır. Bu hareketlerin ilgili kaynakların Türkiye toplam kurulu gücündeki yönünü doğrudan göstermediği; YEKDEM portföyündeki giriş, çıkış ve katılım değişikliklerini de yansıttığı dikkate alınmalıdır.

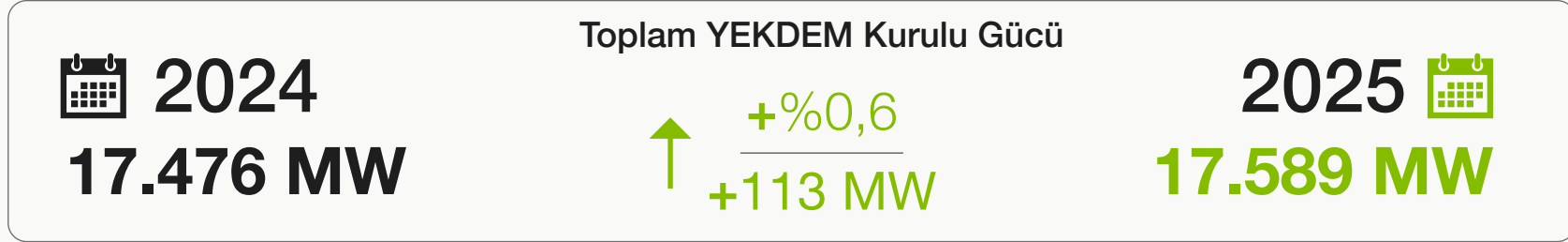
Üretim tarafında daha belirgin bir değişim yaşanmıştır. YEKDEM kapsamındaki toplam elektrik üretimi, 2024 yılındaki 73,42 TWh'ten 2025'te 79,19 TWh'e yükselerek %7,86 artmıştır. Bu artışta en güçlü katkı lisanssız üretimden gelmiştir. Lisanssız üretim 20,37 TWh'ten 28,88 TWh'e çıkarak %41,8 artmış ve toplam YEKDEM üretimindeki payı %27,7'den %36,5'e yükselmiştir. Buna karşılık lisanslı YEKDEM katılımcılarının toplam üretimi yaklaşık 53,05 TWh'ten 50,31 TWh'e gerilemiştir. Böylece 2025'te toplam YEKDEM üretimindeki artışın ana kaynağının lisanssız üretimdeki güçlü yükseliş olduğu görülmektedir.

Kaynak bazında rüzgâr üretimi 20,46 TWh'ten 21,79 TWh'e yükselirken, hidrolik üretim 13,62 TWh'ten 10,07 TWh'e gerilemiş ve toplam üretimdeki payı %18,6'dan %12,7'ye düşmüştür. Biyokütle üretimi 7,99 TWh, jeotermal üretimi 6,51 TWh, güneş üretimi ise 3,95 TWh düzeyinde gerçekleşmiştir. Kurulu güç ve üretim verileri birlikte değerlendirildiğinde, YEKDEM'in yıllık görünümünün yalnızca yeni yatırımlarla değil; destek süreleri, yıllık katılım yapısı, kaynakların üretim koşulları ve lisanssız üretimdeki hızlı büyümeyle birlikte şekillendiği anlaşılmaktadır.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından özellikle lisanssız üretimdeki hızlı büyüme, şebeke işletiminde yeni ihtiyaçları beraberinde getirmektedir. Dağıtık üretim bağlantılarının yönetilmesi, çift yönlü güç akışlarının izlenmesi, gerilim seviyelerinin korunması, ölçüm ve veri altyapısının geliştirilmesi ve bölgesel bağlantı kapasitesinin doğru planlanması giderek daha kritik hale gelmektedir. Lisanssız yenilenebilir üretimin artan ağırlığı, enerji dönüşümünün yalnızca üretim tarafında değil, dağıtım şebekesinin planlama, işletme ve dijitalleşme süreçlerinde de önemli bir dönüşüm yarattığını göstermektedir.

3.5.1 Lisanslı YEKDEM Katılımcılarının Kurulu Gücü

2024 - 2025 | MW - %



Kaynak	Kurulu Güç (MW)		Pay (%)	
	2024	2025	2024	2025
Rüzgar	7.317 MW	8.084 MW	41,9	46,0
Hidrolik	6.598 MW	6.131 MW	37,8	34,9
Biyokütle	1.766 MW	1.743 MW	10,1	9,9
Jeotermal	1.334 MW	1.231 MW	7,6	7,0
Güneş	461 MW	400 MW	2,6	2,3
Toplam	17.476 MW	17.589 MW	100,0	100,0

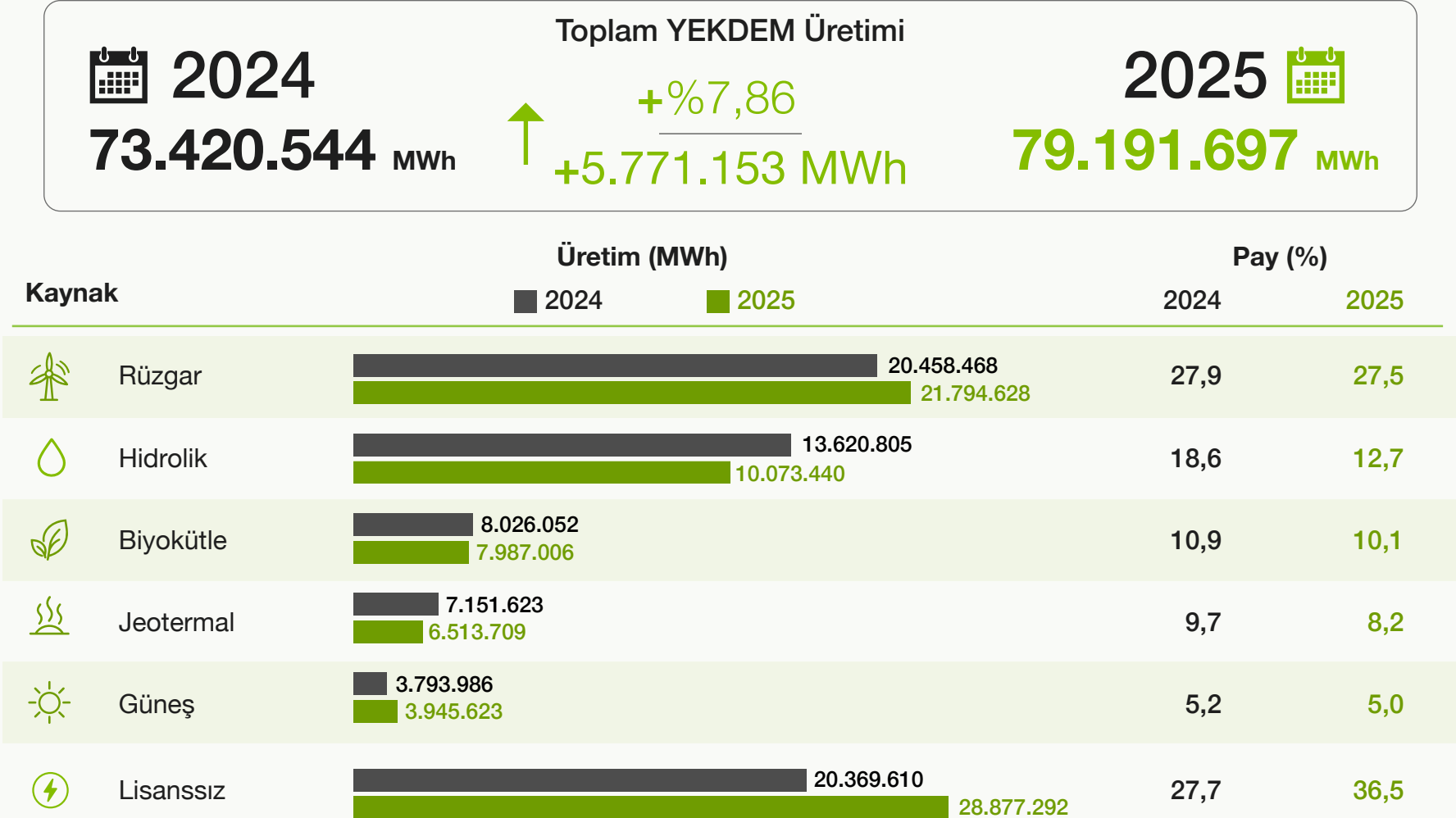
*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.



2025'te lisanslı YEKDEM kurulu gücü yatay seyrini korurken, rüzgarın payı güçlendi. Lisanssız santraller dahil YEKDEM kapsamındaki toplam kurulu gücün Türkiye toplam kurulu gücündeki payı 2024'te %30,71 iken 2025'te %33,43 oldu.

3.5.2 Lisanslı YEKDEM Katılımcılarının Üretim Miktarları

2024 - 2025 | MWh - %



*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.



Toplam YEKDEM üretimi 2025'te **%7,86** arttı. En güçlü artış lisanssız üretimde görülürken, hidrolik üretimin payı **%18,6'dan %12,7'ye** geriledi.

3.6 Lisanssız Kurulu Güç ve Üretimin Kaynak Dağılımı

Türkiye’de lisanssız elektrik üretimi elektrik sisteminin en hızlı büyüyen alanlarından biri hâline gelmiştir. Toplam lisanssız kurulu güç, 2024 yılındaki 18.924,3 MW’tan 2025 sonunda 24.032,7 MW’a yükselerek bir yılda %27,0 artmıştır. Böylece yalnızca bir yıl içerisinde lisanssız kapasiteye 5.108,4 MW ilave edilmiştir. Bu kapasitenin hemen hemen tamamı dağıtık üretim tesislerine aittir. Bu büyüme, dağıtık üretimin toplam elektrik sistemi içerisindeki ağırlığının hızla arttığını ve yeni üretim bağlantılarının şebeke planlamasında giderek daha belirleyici hâle geldiğini göstermektedir.

Bu büyümenin ana taşıyıcısı açık biçimde güneş enerjisidir. Lisanssız güneş kurulu gücü 18.250,8 MW’tan 23.261,3 MW’a yükselmiş ve toplam lisanssız kurulu güç içindeki payı %96,4’ten 96,8’e çıkmıştır. Bir başka ifadeyle 2025 yılında gerçekleşen 5.108,4 MW’lık net lisanssız kapasite artışının yaklaşık 5.010,5 MW’ı, yani %98’e yakını, güneş enerjisinden gelmiştir. Doğal gaz 435,5 MW, rüzgâr 186,3 MW, biyokütle 83,5 MW, hidrolik 51,7 MW ve linyit 14,4 MW kapasiteyle lisanssız portföyün daha sınırlı bölümünü oluşturmaktadır. Bu yoğunlaşma, lisanssız üretimin giderek daha belirgin biçimde güneş ağırlıklı bir yapıya dönüştüğüne işaret etmektedir.

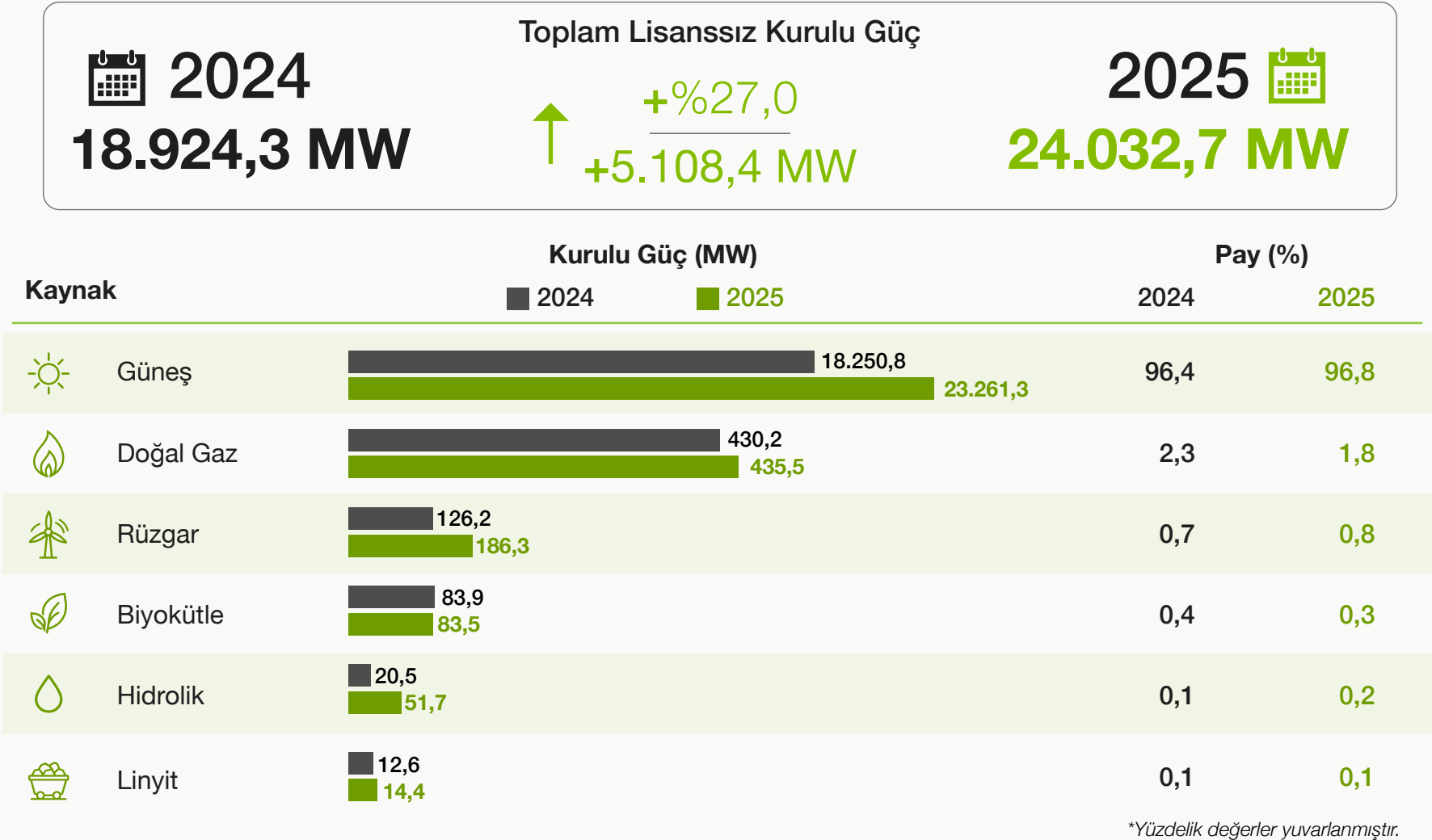
Üretim tarafındaki büyüme ise kurulu güç artışından daha hızlı gerçekleşmiştir. Lisanssız tesislerin elektrik üretimi 2024 yılındaki 20.369,6 GWh’ten 2025’te 28.877,3 GWh’e yükselerek %41,8 artmıştır. Bu üretimin 28.424,7 GWh’lik bölümü, yani %98,4’ü, güneş enerjisinden sağlanmıştır. Güneş üretimindeki yıllık artış yaklaşık 8,36 TWh olurken, toplam lisanssız üretimdeki 8,51 TWh’lik artışın çok büyük bölümünü tek başına karşılamıştır. Rüzgâr 219,6 GWh, doğal gaz 91,4 GWh, biyokütle 79,6 GWh ve hidrolik 62,1 GWh üretimle diğer kaynakları oluşturmuştur.

Lisanssız üretimin %41,8, kurulu gücün ise %27,0 artması ayrıca dikkat çekmektedir. Üretimin kapasiteden daha hızlı büyümesinde yeni tesislerin devreye giriş zamanlaması, önceki dönemde işletmeye alınan kapasitenin 2025 yılında tam yıl üretime yansması, güneşlenme koşulları ve tesis performansı gibi değişkenlerin birlikte etkili olabileceği değerlendirilebilir. Bu nedenle lisanssız üretimin gelişimini yalnızca kurulu güç artışı üzerinden değil, kapasitenin fiili üretime ne ölçüde dönüştüğüyle birlikte izlemek daha sağlıklı bir değerlendirme sunmaktadır.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından bu hızlı büyüme, şebekenin geleneksel tek yönlü yapısını hızla değiştirmektedir. Yeni üretim bağlantılarının kapasite açısından doğru planlanması, çift yönlü güç akışlarının ve gerilim değişimlerinin yönetilmesi, koruma koordinasyonunun geliştirilmesi, üretimin anlık görünürlüğünün artırılması ve ölçüm-veri altyapısının güçlendirilmesi dağıtım şebekelerinin temel dönüşüm alanları arasında yer almaktadır. Özellikle güneş üretiminin bu ölçüde yoğunlaşmasıyla birlikte, gün içindeki üretim değişimlerini karşılayabilecek esnek, dijital ve daha yüksek gözlemlenebilirliğe sahip dağıtım şebekelerinin önemi önümüzdeki dönemde daha da artacaktır.

3.6.1 Lisanssız Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı

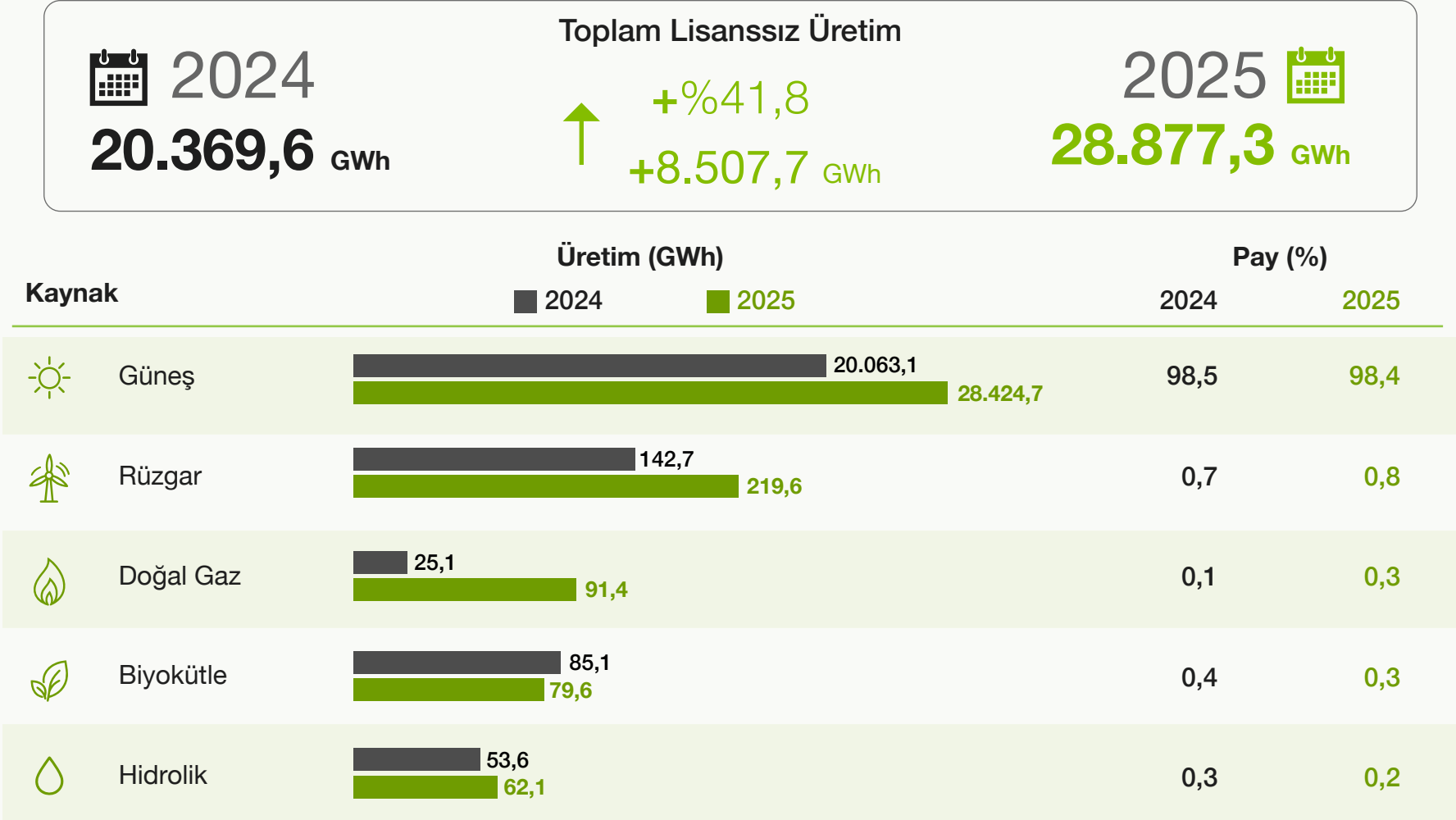
2024 - 2025 | MW - %



Lisanssız kurulu güçte büyümenin ana taşıyıcısı güneş enerjisi olurken, toplam kapasitenin neredeyse tamamı dağıtık üretim tesislerinden oluşmuştur.

3.6.2 Lisanssız Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı

2024 - 2025 | GWh - %



*Yüzdelik değerler yuvarlanmıştır.



Lisanssız üretimdeki hızlı artış, dağıtık üretimin elektrik dağıtım şebekesi üzerindeki etkisini artırmakta; bağlantı planlaması, gerilim yönetimi ve gerçek zamanlı veri görünürlüğünü daha kritik hale getirmektedir.





Elder

Elektrik Dağıtımı:
**Enerji Dönüşümünün
Omurgası**

