

• *ANALİZ*

COP31 Sürecinde Elektrifikasyon ve Enerji Dönüşümü

Orçun Demir

www.setav.org

20.yıl | SETA

EKİM 2026 SAYI 488

COP31 SÜRECİNDE ELEKTRİFİKASYON VE ENERJİ DÖNÜŞÜMÜ

ORÇUN DEMİR

SETA

COPYRIGHT © 2026

Bu yayının tüm hakları Siyaset, Ekonomi ve Toplum Araştırmaları (SETA) Vakfı'na aittir. SETA'nın izni olmaksızın yayının tümünün veya bir kısmının elektronik veya mekanik (fotokopi, kayıt ve bilgi depolama vd.) yollarla basımı, yayımı, çoğaltılması veya dağıtımı yapılamaz. Kaynak göstermek suretiyle alıntı yapılabilir.

Bu yayındaki fikirler tamamen yazarına aittir ve SETA Vakfı'nın yayın politikasını yansıtmayabilir.

ISBN: 978-625-5703-82-8

Editörya: Ebrar Üzümcü, Mustafa Said İşeri, Berrin Afacan
Mizanpaj: Said Demirtaş

SETA | SİYASET, EKONOMİ VE TOPLUM ARAŞTIRMALARI VAKFI
Nenehatun Cd. No: 66 GOP Çankaya 06700 Ankara TÜRKİYE
Tel: +90 312 551 21 00 | Faks: +90 312 551 21 90
www.setav.org | info@setav.org | @setavakfi

SETA | İstanbul
Defterdar Mh. Savaklar Cd. Ayvansaray Kavşağı No: 41-43
Eyüpsultan 34050 İstanbul TÜRKİYE
Tel: +90 212 395 11 00 | Faks: +90 212 395 11 11

SETA | Washington D.C.
1025 Connecticut Avenue, N.W., Suite 410
Washington D.C., 20036 USA
Tel: 202 223 98 85 | Faks: 202 223 60 99
www.setadc.org | info@setadc.org | @setadc

SETA | Berlin
Kronenstraße 1, 10117 Berlin GERMANY
berlin@setav.org

SETA | Brüksel
Avenue des Arts 6, 1000 Bruxelles BELGIUM
Tel: +32 2 313 39 41

İÇİNDEKİLER

ÖZET | 7

GİRİŞ | 8

GETİRİ EŞİĞİ: YENİLENEBİLİR YATIRIMI NE HIZLANDIRDI? | 10

TALEBİN YENİ MERKEZİ: ELEKTRİFİKASYON VE YÜKSELEN EKONOMİLER | 14

COP31'İN ENERJİ MİMARİSİ VE UYGULAMA ARAÇLARI | 18

ŞEBEKE ESNEKLİĞİ VE KAPASİTE TAHSİSİ | 20

SERMAYE MALİYETİ: DÖNÜŞÜMÜN ASIL FİYATI | 21

KÖMÜRDEN ÇIKIŞI GETİRİLİ KILMAK | 22

GEÇİŞİN KÖPRÜLERİ: GAZ, NÜKLEER VE ESNEKLİK PORTFÖYÜ | 24

ANTALYA'DA TÜRKİYE: DİPLOMATİK KONUM VE AKTARILABİLİR DENEYİM | 25

SONUÇ | 27

Bu analiz, yenilenebilir enerji yatırımlarını hızlandıran getiri modelinin küresel elektrifikasyon, şebeke esnekliği, sermaye maliyeti ve kömürden çıkış süreçlerine etkisini Türkiye ve COP31 ekseninde incelemektedir.

ÖZET

Enerji dönüşümü tartışmaları uzun süre iklim taahhütleri ile ekonomik büyüme arasındaki gerilim üzerinden yürütülmüştür. Oysa yenilenebilir enerjinin son on yıldaki yükselişini açıklayan temel etken taahhütlerin bağlayıcılığı değil yatırımın getirili hale gelmesidir. Maliyet eğrisindeki düşüş, öngörülebilir gelir modelleri ve ölçek ekonomisi güneş ve rüzgarı sermaye için tercih edilen seçenek konumuna taşımıştır.

Bu analiz söz konusu eşiğin günümüzde elektrifikasyon alanında yeniden sınandığını ileri sürmektedir. Elektrik talebinin merkezi, gelişmiş ekonomilerden gelişmekte olan ülkelere kaymakta; ulaştırma, soğutma, sanayi ve dijital altyapı elektrifikasyonun yeni talep havuzlarını oluşturmaktadır. Türkiye'nin başkanlığında 9-20 Kasım 2026 arasında Antalya'da toplanacak Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 31. Taraflar Konferansı (COP31) Eylem Gündemi'nin ilk küresel uygulama hedefi olarak elektrifikasyonu belirlemiş ve 2035 için nihai enerji tüketiminde yüzde 35'lik elektrifikasyon oranını hedef göstermiştir.

Analizin temel argümanı, bu hedefin önündeki engelin üretim teknolojisi olmadığıdır. COP31 Başkanlığının teşhisinde de ifade edildiği üzere temel kısıtlar; şebeke yetersizliği, esneklik açığı, finansman erişimi ve yüksek ilk yatırım maliyetidir. Bu alanların ortak özelliği ise yenilenebilir üretimde kurulan getiri mantığının henüz buralara taşınmamış olmasıdır. Buna binaen Antalya'nın üretebileceği en somut katkı yeni bir taahhüt listesi değil şebeke, depolama ve kömürden çıkış yatırımlarını yatırımcı açısından öngörülebilir kılacak bir iş birliği ve risk paylaşımı mimarisidir. Türkiye bu bağlamda hem hızlı kurulum performansı hem de şebeke ve sermaye maliyeti kısıtlarıyla bu modelin sınandığı örnek bir vaka sunmaktadır.

GİRİŞ

Enerji geçişi, güncel tartışmalarda çoğunlukla fosil kaynakların yerini yenilenebilir kaynakların alması olarak tanımlanmaktadır. Oysa tarihsel olarak bakıldığında her dönem kendi üretim ve hareket kabiliyetini belirleyen bir temel girdi etrafında şekillenmiştir. Bir kara savaşının kazanılmasını mümkün kılan on beşinci yüzyılda saman iken on dokuzuncu yüzyılda bu işlevi kömür ve yirminci yüzyılda petrol ürünleri üstlenmiştir. Bugünün ve daha da önemlisi yarının temel girdisi ise elektriktir.[1] Ulaştırmadan ısınmaya, sanayi üretiminden veri altyapısına kadar geniş bir alanda talebin elektriğe kayması, iklim değişikliğiyle mücadelenin enerji boyutunu büyük ölçüde elektrik sektörü etrafında yeniden kurmuştur.

Bu kayma aynı zamanda iklim müzakerelerindeki klasik ayrımın zeminini de değiştirmektedir. Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler arasındaki tartışma, karbonsuzlaşma iradesinin varlığından çok bu sürecin zamanlamasına ilişkindir. Gelişmiş ekonomilerde elektrik talebi platoya yaklaşırken gelişmekte olan ülkelerde ise tırmanış sürmektedir. Dolayısıyla küresel emisyon eğrisinin seyri artık büyük ölçüde yükselen ekonomilerin artan talebini hangi kaynaklarla karşılayacağına bağlıdır.

1 Orçun Demir, "Kalkınma ve Yenilenebilir Enerji Geçişi İlişkisi", Daktilo1984, 29 Kasım 2023, erişim 3 Eylül 2026, https://daktilo1984.com/yazilar/kalkinma-ve-yenilenebilir-enerji-gecisi-iliskisi.

Türkiye, bu tabloyu hem ev sahibi hem de dönem başkanı sıfatıyla değerlendirebileceği bir konuma sahiptir. COP31, 9-20 Kasım arasında Antalya'da toplanacak ve Türkiye bu konferansa tarihinde ilk kez başkanlık edecektir.[2] Başkanlığın kendi ifadesiyle hedef, yeni kararlar üretmekten çok mevcut kararlar ile sahadaki uygulama arasındaki boşluğu kapatmaktır. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanı ve COP31 Başkanı Murat Kurum'un "uygulama COP'u" formülasyonu da bu yaklaşımı özetlemektedir.[3]

Başkanlığın kendi ifadesiyle COP31'in hedefi, yeni kararlar üretmekten çok mevcut kararlar ile sahadaki uygulama arasındaki boşluğu kapatmaktır.

Başkanlığın Enerji Gündemi de bu çerçeveye göre kurulmuştur. Bakan Kurum, Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) Başkanı Fatih Birol ile düzenlediği ortak basın toplantısında COP31 Eylem Gündemi'nin enerjiyle ilgili beş başlığını temiz enerji dönüşümü, sıfır atık ve metan azaltımı, iklime dirençli şehirler, uygulama mekanizmaları ve sanayinin yeşil dönüşümü olarak sıralamıştır.[4] Haziran 2026'da Bonn'da açıklanan altı küresel uygulama hedefinin ilki ise elektrifikasyondur. Başkanlık bu hedefi 2035'e kadar nihai enerji tüketiminin yüzde 35'inin elektrikten karşılanması biçiminde somutlaştırmış; ilerlemeyi sınırlayan unsurları da şebeke yetersizlikleri, finansman açıkları, politika uyumsuzlukları ve yüksek ilk yatırım maliyetleri olarak tanımlamıştır.[5]

Bu analizin temel argümanı söz konusu dört engelin ortak bir iktisadi mantığa işaret ettiğidir. Yenilenebilir üretim son on yılda yatırımcı açısından getirili hale geldiği için hızlanmıştır. Buna karşılık şebeke, depolama ve kömür santrallerinin erken kapatılması gibi alanlarda benzer bir getiri yapısı henüz kurulmamıştır. Dolayısıyla Antalya'da üretilebilecek en anlamlı çıktı, hedeflerin bir kez daha yükseltilmesi olmayıp yenilenebilir yatırımı cazip kılan araçların dönüşümün geri kalan halkalarına taşınmasıdır. Bu okuma, kömürden çıkışı bir fedakarlık pazarlığı olmaktan çıkararak finansman ve yeniden yapılandırma meselesi haline getirmesi bakımından da önem taşımaktadır.

Bu çerçevede bu analiz sekiz alt başlıktan oluşmaktadır. İlk başlıkta yenilenebilir yatırımlarındaki sıçramanın iktisadi dinamikleri incelenirken ikinci başlıkta elektrifikasyonun ve yükselen ekonomilerin değişen rolü ele alınmaktadır. Üçüncü başlık COP31'in enerji mimarisini, dördüncü ve beşinci başlıklar ise şebeke ile sermaye maliyeti başlıklarını değerlendirmektedir. Altıncı başlıkta kömürden

2 "COP31 Türkiye Antalya 2026 UN Climate Change Conference", COP31 Türkiye, erişim 2 Eylül 2026, https://cop31.tr.

3 "Türkiye'nin COP31 Gündeminin 5 Önemli Enerji Başlığı Açıklandı", T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, 12 Mart 2026, erişim 4 Eylül 2026, https://csb.gov.tr/haberler/turkiye-nin-cop31-gundeminin-5-onemli-enerji-basligi-aciklandi-304235.

4 "Türkiye'nin COP31 Gündeminin 5 Önemli Enerji Başlığı Açıklandı".

5 "Bakan Kurum 'COP31 Eylem Gündemi'nin 10 Öncelikli Alanı ve 6 Hedefini Açıkladı", Anadolu Ajansı, 9 Haziran 2026. Konuşma metninin tamamı için bkz. "COP31 Başkanı Bakan Kurum, COP31 Eylem Gündemini Paylaştı", T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı İklim Değişikliği Başkanlığı, 9 Haziran 2026, erişim 28 Eylül 2026, https://iklim.gov.tr/cop31-baskani-bakan-kurum-cop31-eylem-gundemini-paylasti-haber-4937. Ayrıca bkz. "Clean Energy Transition", COP31 Türkiye, erişim 2 Eylül 2026, https://cop31.tr/action-plan/clean-energy.

çıkışın finansman modelleri ve yedinci başlıkta geçiş dönemi teknolojileri tartışılırken son başlıkta ise Türkiye'nin Antalya'da ortaya koyabileceği somut gündem ele alınmaktadır.

GETİRİ EŞİĞİ: YENİLENEBİLİR YATIRIMI NE HIZLANDIRDI?

Yenilenebilir enerjinin yükselişi çoğunlukla iklim politikalarının bir sonucu olarak sunulsa da bu açıklama eksiktir. Taahhütler 1990'lardan bu yana benzer bir söylem düzeyinde varlığını korumuştur. Buna karşılık yatırım hacmindeki asıl sıçrama, güneş ve rüzgar santrallerinin maliyet bakımından yeni kurulacak fosil yakıtlı santrallerle rekabet edebilir hale geldiği eşikte gerçekleşmiştir. Bugün küresel enerji yatırımlarının belirgin biçimde büyük bölümü temiz enerji teknolojilerine yönelmektedir.[6] Bu tablo bir yükümlülüğün yerine getirilmesinden çok sermayenin getiri arayışının yön değiştirmesiyle açıklanabilir.

Bu eşiğin aşılmasında üç dinamik belirleyici olmuştur. Birincisi teknoloji maliyetlerindeki düşüştür. Güneş fotovoltaik ve kara rüzgar teknolojilerinde seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (*levelized cost of electricity*, LCOE) son on beş yılda kademeli olarak gerilemiş, her iki teknoloji de pek çok piyasada yeni yatırımlar arasında en ucuz seçenek konumuna gelmiştir.[7] Öğrenme eğrisinin kurulu kapasiteyle birlikte işlemesi, bu düşüşü kendini besleyen bir sürece dönüştürmüştür.

İkincisi ve çoğunlukla gözden kaçan unsur ise gelir öngörülebilirliğidir. Yenilenebilir santrallerin maliyet yapısı büyük ölçüde ilk yatırıma dayanmakta; yakıt gideri bulunmadığından toplam maliyetin belirleyicisi finansman koşullarıdır. Bu nedenle projenin getirisi, teknolojinin fiyatından çok sermayenin fiyatına duyarlıdır. Alım garantileri, sabit fiyat mekanizmaları ve yarışma modelleri tam olarak bu noktada işlev görmüş, gelir akışını öngörülebilir kılarak proje finansmanının riskini ve dolayısıyla ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini (*weighted average cost of capital*, WACC) düşürmüştür.[8] Literatürde gösterildiği üzere finansman koşullarındaki iyileşme, tek başına teknoloji maliyetindeki düşüş kadar belirleyici bir etki üretmiştir.[9] Bir başka ifadeyle yenilenebilir enerjinin getirili hale gelmesi piyasanın kendiliğinden ürettiği bir sonuç olmayıp kamu politikasıyla inşa edilmiş bir yapıdır. Bu tespit, analizde tartışılan transfer imkanının da dayanağını oluşturmaktadır.

6 *World Energy Investment 2026* (Paris: IEA, 2026).

7 *Renewable Power Generation Costs in 2024* (Abu Dabi: IRENA, 2025).

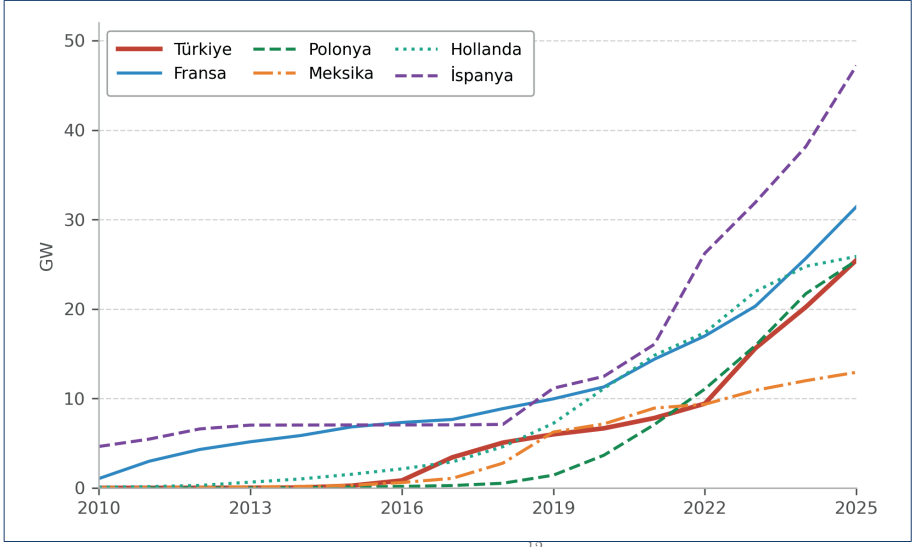
8 Bjarne Steffen, "The Importance of Project Finance for Renewable Energy Projects", *Energy Economics*, sayı 69 (2018): 280-294.

9 Florian Egli, Bjarne Steffen ve Tobias S. Schmidt, "A Dynamic Analysis of Financing Conditions for Renewable Energy Technologies", *Nature Energy* 3, sayı 12 (2018): 1084-1092.

Üçüncü dinamik imalat kapasitesi ve tedarik zinciridir. Ölçek ekonomisi, ekipman fiyatlarını aşağı çekerken kurulum sürelerini de kısaltmıştır. Bu noktada sıkça gündeme getirilen kritik mineral bağımlılığı ise fosil yakıt bağımlılığından niteliksel olarak farklıdır. Söz konusu mineraller sürekli tüketilen bir yakıt olmayıp üretim ünitesinin inşasında kullanılan girdilerdir. Arz dalgalanmaları maliyet ve kurulum hızı üzerinde baskı oluştursa da günlük enerji akışını kesintiye uğratacak bir bağımlılık ilişkisi doğurmamaktadır.[10]

Türkiye örneği bu mantığın yerel karşılığını göstermektedir. Güneş enerjisinde 2023'te 4,8 gigavat (GW) ile rekor kurulum gerçekleşirken izleyen iki yılda da bu seviyeye yakın bir tempo korunmuştur. Rüzgarda 2025'te devreye alınan 1,9 GW ise tüm zamanların yıllık rekorudur. Böylece rüzgar ve güneşin elektrik üretimindeki payı 2025'te yüzde 22'ye ulaşmıştır.[11] Grafik 1'de görüldüğü üzere Türkiye'nin kurulu güneş enerjisi kapasitesi 2010'ların ortasında neredeyse sıfırdan başlayarak 2025'te benzer büyüklükteki Avrupa ekonomilerinin seviyesine ulaşmıştır. Bu performans bir zorunluluğun sonucu olmaktan çok yatırımın ticari olarak anlamlı hale gelmesiyle ilişkilidir.

GRAFİK 1. SEÇİLMİŞ ÜLKELERDE KURULU GÜNEŞ ENERJİSİ KAPASİTELERİ (2010-2025, GW)



Kaynak: Yazar tarafından IRENA verileri kullanılarak oluşturulmuştur.[12]

Bu performans, uluslararası karşılaştırmada Türkiye'yi yükselen ekonomiler arasında öne çıkarmaktadır. Ember'in değerlendirmesine göre Türkiye, güneşten

10 Demir, "Kalkınma ve Yenilenebilir Enerji Geçişi İlişkisi".

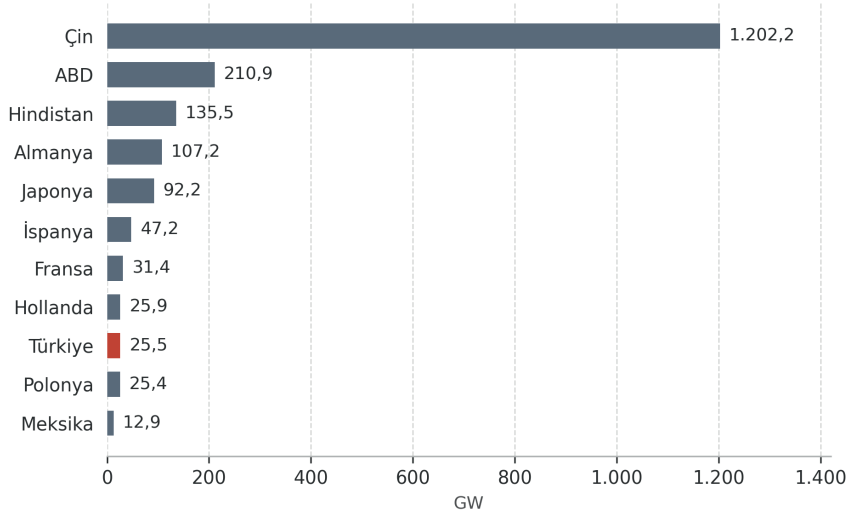
11 Ufuk Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026", EMBER, 8 Nisan 2026, erişim 5 Eylül 2026, https://ember-energy.org/app/uploads/2026/04/Turkiye-Elektrik-Gorunumu-2026.pdf.

12 Yazar tarafından International Renewable Energy Agency (IRENA) Renewable Energy Statistics verileri üzerinden oluşturulmuştur. Veri setine ve farklı ülkelerin karşılaştırmalı grafiklerine ulaşmak için bkz. "Installed Solar Energy Capacity", Our World in Data, erişim 7 Eylül 2026, https://ourworldindata.org/grapher/installed-solar-pv-capacity.

elektrik üretimini en fazla artıran ülkeler arasında dünyada yedinci sırada yer almaktadır.[13] BloombergNEF verilerine göre ise Türkiye, yıllık yeni güneş enerjisi kurulumlarında dünyada onuncu konumdadır.[14] Toplam kurulu güç 125 bin megavat (MW) düzeyini aşmış ve yenilenebilir kaynakların payı yüzde 63'e ulaşmıştır. Elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payı bakımından ise Türkiye, Avrupa'nın en büyük yirmi dört elektrik üreticisi arasında on altıncı sırada yer alırken rüzgarda on beşinci ve güneşte on dördüncü konumda bulunmaktadır. Buna karşılık Ortadoğu, Kafkasya ve Orta Asya ülkeleriyle karşılaştırıldığında açık ara lider konumdadır.[15]

Kapasite sıralamasındaki üst sıra ile üretim payı sıralamasındaki konumlar arasındaki fark, dönüşümün doğal bir aşama farkına işaret etmektedir. Kurulu gücü hızla artırmak ile bu gücü sisteme aynı hızda dönüştürmek farklı kabiliyetler gerektirmekte; ikincisi dönüşümün bir sonraki aşamasını oluşturmaktadır. Türkiye'nin COP31 sürecindeki temsil kabiliyeti de büyük ölçüde buradan doğmakta, bu durum hızlı kapasite artışını sistem entegrasyonuyla birlikte yürüten yükselen ekonomiler için öğretici bir vaka sunmaktadır.

GRAFİK 2. SEÇİLMİŞ ÜLKELERDE TOPLAM KURULU GÜNEŞ ENERJİSİ KAPASİTELERİ (2025 SONU, GW)



Kaynak: Yazar tarafından IRENA verileri kullanılarak oluşturulmuştur.[16]

13 "Türkiye Rekor Kırdı: Dünyada 7'nci", *Hürriyet*, 21 Nisan 2026.

14 "Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Karnesi Açıklandı: Dünyada Kaçıncı Sıradayız?", CNBC-e, 28 Haziran 2026, erişim 8 Eylül 2026, https://www.cnbce.com/haberler/turkiyenin-yenilenebilir-enerji-karnesi-aciklandi-dunyada-kacinci-siradayiz-h32334.

15 Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026".

16 Yazar tarafından IRENA Renewable Energy Statistics verileri üzerinden oluşturulmuştur ve veriler 2025 sonu itibarıyladır. Ülke karşılaştırmaları için bkz. "Installed Solar Energy Capacity".

Bu hızlı yükseliş mutlak büyüklükle karşılaştırıldığında farklı bir anlam kazanmaktadır. Grafik 2, seçilmiş ülkelerin 2025 sonu itibarıyla toplam kurulu güneş enerjisi kapasitelerini göstermektedir. Türkiye 25 GW'ı aşan kapasitesiyle Hollanda ve Polonya ile aynı bantta yer alırken Fransa ve İspanya'ya yaklaşmaktadır. Buna karşılık Çin'in kapasitesi bu düzeyin 50 katına yaklaşırken ABD, Hindistan ve Almanya 100 GW eşiğinin üzerinde, Japonya ise bu eşiğe yakın bir noktada bulunmaktadır. Dönüşümün hızı ile ölçeği arasındaki bu ayrım, ikinci başlıkta ele alınan yatırım yoğunlaşmasının da temelini oluşturmaktadır.

Mevcut tempo ile açıklanan hedeflerin gerektirdiği düzey arasında ise telafi edilebilir bir fark bulunmaktadır. Rüzgar ve güneşte 2035 için belirlenen 120 bin MW'lık hedefe ulaşılması, her yıl 8 ila 9 GW'lık yeni kapasitenin devreye alınmasını gerektirmektedir. Buna karşılık 2025'te iki kaynakta toplam kurulum 6,5 GW düzeyinde gerçekleşmiştir.[17] Aradaki fark, yatırım iştahından olmayıp sistemin bu hacmi soğurma kapasitesinden kaynaklanmakta ve bu kapasite iki ana değişkene bağlıdır: şebekenin fiziksel taşıma gücü ve talebin büyüme hızı.

İkinci değişken çoğunlukla ihmal edilmektedir. Yenilenebilir kapasitedeki artış ile elektrik talebindeki artış paralel ilerlememektedir. IEA verilerine göre Türkiye'de elektrik talebi 2025'te yaklaşık yüzde 3 büyümüştür. 2026-2030 döneminde yıllık ortalamanın yüzde 2,6 artması beklenmektedir.[18] 2026'nın ilk yedi ayındaki talep artışı ise yüzde 1'in altında kalmıştır.[19] Oysa Ulusal Enerji Planı'nda elektrik tüketiminin 2035'te 510 teravatsaat (TWh) düzeyine ulaşacağı öngörülürken 2025'te üretim 393 TWh olarak gerçekleşmiştir.[20] Bir başka ifadeyle plan on yıl boyunca güçlü bir talep büyümesini öngörmektedir. Bu patikanın hayata geçmesi, ilave kapasitenin sisteme sorunsuz biçimde eklemlenmesinin de koşuludur. Elektrifikasyon bu nedenle yalnızca bir karbonsuzlaşma aracı değil aynı zamanda yenilenebilir yatırımın getiri yapısını ayakta tutan talep koşuludur.

Bu ilişkinin sayısal karşılığı fiyat mekanizmasında görülmektedir. Gün öncesi piyasasında oluşan piyasa takas fiyatı (PTF) arz ve talep eğrilerinin kesiştiği noktada belirlenmektedir. Yakıt maliyeti bulunmayan rüzgar ve güneş santralleri fiyattan bağımsız teklif verebildiğinden üretimlerinin yüksek olduğu saatlerde arz eğrisini sağa kaydırmakta ve doğal gaz santrallerini fiyat belirleyici konumdan çıkarmaktadır. Sonuç ise öğle saatlerinde belirgin bir fiyat baskısıdır. Türkiye'de 2026'nın ilk beş ayında ortalama PTF yaklaşık 1.616 TL/MWh düzeyinde oluşurken aynı dönemde 351 saatte fiyat sıfır TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.[21] Dolar bazında bakıldığında 2025 ortalaması

17 Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026".

18 *Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2030* (Paris: IEA, 2026).

19 "Aylık Elektrik Üretim-Tüketim Raporları", TEİAŞ, erişim 9 Eylül 2026, https://www.teias.gov.tr/aylik-elektrik-uretim-tuketim-raporlari.

20 *Türkiye Ulusal Enerji Planı* (Ankara: ETKB, 2023). 2025 üretim verisi için bkz. Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026".

21 "Piyasa Takas Fiyatı", EPİAŞ Şeffaflık Platformu, (Ocak-Mayıs 2026), erişim 11 Eylül 2026, https://seffaflik.epias.com.tr.

66,40 dolar/MWh iken 2026'nın ilk aylarında bu değer yaklaşık 37,61 dolar/MWh seviyesine gerilemiştir.[22] Söz konusu gerileme tüketici açısından doğrudan bir kazanç üretirken yatırım tarafında ise gelir modelinin çeşitlendirilmesini gündeme getirmektedir. Yeni kapasitenin sisteme girmesiyle birim gelirin gerilemesi, depolama ve esneklik yatırımlarının değerini yükselten bir piyasa sinyali işlevi görmektedir. Piyasada "sıfır fiyat riski" olarak da adlandırılan, literatürde ise "gelir erozyonu" (*cannibalisation*) olarak tanımlanan bu olgu, değişken yenilenebilir kaynakların piyasa değerinin penetrasyon oranıyla birlikte değişmesini ifade etmekte ve yüksek yenilenebilir payına ulaşan bütün sistemlerde gözlenen bir olgunlaşma göstergesi olarak okunmaktadır.[23]

Böylece analizin başında ortaya koyulan getiri mantığı kendi sınırını üretmektedir. Yenilenebilir enerjiyi yatırımcı için cazip kılan düşük maliyet yapısı, penetrasyon arttıkça fiyat sinyalini zayıflatmakta ve bu sinyal olmadan kapasite artışının sürdürülmesi güçleşmektedir. Söz konusu döngünün kırılabilmesi üç müdahaleye bağlıdır: üretimi zaman içinde kaydıran depolama ve esneklik kapasitesi, üretimi mekan içinde taşıyan şebeke altyapısı ve yeni talep oluşturan elektrifikasyon. Bu üç başlığın COP31 Eylem Gündemi'nde aynı anda yer alması rastlantı değildir. Söz konusu tablo Türkiye'ye özgü değildir; kapasitesini hızla artıran bütün yükselen ekonomilerin aynı aşamada karşılaştığı ortak bir gündem maddesidir ve tam da bu nedenle COP31 gibi çok taraflı bir zeminde ele alınmaya elverişlidir. İzleyen başlık, bu gündemin küresel ölçekteki görünümünü ve talebin coğrafi olarak yer değiştirmesini ele almaktadır.

TALEBİN YENİ MERKEZİ: ELEKTRİFİKASYON VE YÜKSELEN EKONOMİLER

Elektrik üretiminin karbon yoğunluğu, enerji dönüşümü tartışmalarının uzun süre tek eksenini oluşturmuştur. Oysa üretimin temizlenmesi, ekonominin ne kadarının elektrikle çalıştığı sorusundan bağımsız bir anlam taşımamaktadır. Ulaştırmanın petrol ürünlerine, binaların doğal gaz ve kömüre, sanayinin ise büyük ölçüde fosil yakıtlara dayandığı bir yapıda, temiz elektriğin payı artsa dahi toplam emisyon üzerindeki etkisi sınırlı kalmaktadır. Bugün küresel nihai enerji tüketiminin yalnızca yaklaşık yüzde 21'i elektrikten karşılanmaktadır.[24] Bir başka ifadeyle son kullanıcıların tükettiği enerjinin beşte biri elektrifiye edilmiş durumdadır ve karbonsuzlaşma tartışmasının asıl hacmi kalan beşte dörtte bulunmaktadır.

Bu oranın yükselme hızı, mevcut politikalar altında hedeflenen patikanın gerisinde kalmaktadır. IEA'nın net sıfır senaryosu, elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının 2030'a kadar yüzde 27'nin ve yüzyıl ortasına kadar da yüzde

22 "Piyasa Takas Fiyatı".

23 Lion Hirth, "The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar Wind Power Variability on Their Relative Price", *Energy Economics*, sayı 38 (2013): 218-236.

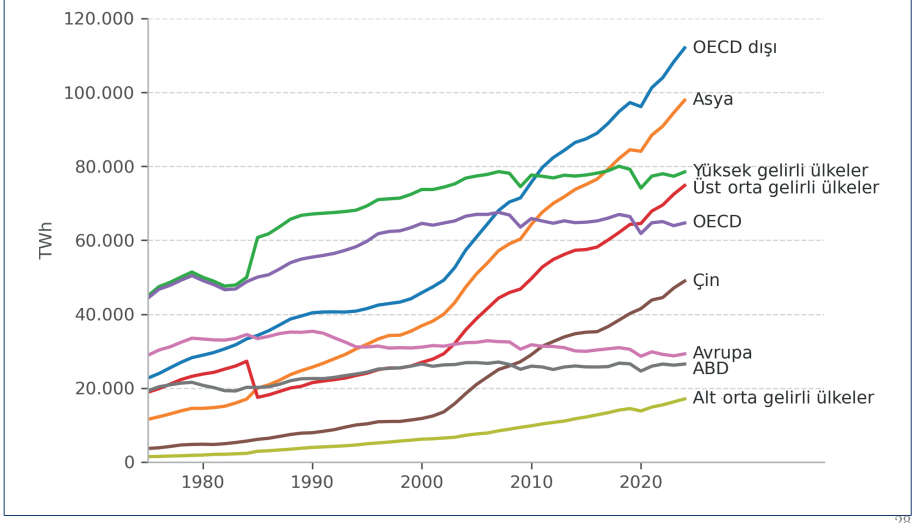
24 *Elektrifikasyon: Enerji Dönüşümünün Omurgası* (İstanbul: SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, 2026).

50'nin üzerine çıkmasını öngörmektedir.[25] Buna karşılık mevcut eğilimlerin sürmesi halinde söz konusu oranın 2035'te ancak yüzde 25 düzeyine ulaşabileceği, Paris Anlaşması ile uyumlu senaryoların ise yaklaşık yüzde 35'lik bir seviyeye işaret ettiği hesaplanmaktadır.[26] Aradaki 10 puanlık fark, COP31 Başkanlığının küresel uygulama hedefi olarak belirlediği eşiğin de dayanağını oluşturmaktadır.

Elektrifikasyonun coğrafyası ise belirgin biçimde değişmektedir. Gelişmiş ekonomilerde elektrik talebi uzun süredir plato seyrine yaklaşırken gelişmekte olan ülkelerde tırmanış sürmektedir. IEA'nın değerlendirmesine göre 2030'a kadar ilave elektrik tüketiminin büyük bölümü gelişmekte olan ekonomilerden kaynaklanacak ve Çin tek başına küresel artışın yaklaşık yarısına kaynaklık etmeye devam edecektir.[27] Talebi yukarı çeken unsurlar da çeşitlenmiştir. Sanayi üretimi, elektrikli araçlar, iklimlendirme ve soğutma sistemleri ile veri merkezleri aynı anda sistem üzerinde baskı oluşturmaktadır. Elektrik talebini yalnızca nüfus ve sanayi kapasitesi üzerinden okuyan yaklaşım bu nedenle yetersiz kalmaktadır.

Grafik 3, bu kaymanın uzun dönemli seyrini göstermektedir. OECD ülkelerinin birincil enerji tüketimi 2000-2010 döneminin ortasından itibaren yatay bir seyir izlerken OECD dışı ülkelerin tüketimi aynı dönemde kesintisiz biçimde artmış ve yüksek gelirli ülkeler grubunu geride bırakmıştır. Üst orta gelirli ülkeler kategorisinin izlediği patika ise yükselen ekonomilerin enerji sisteminde kazandığı ağırlığı doğrudan ortaya koymaktadır.

GRAFİK 3. ÜLKE GRUPLARI VE BÖLGELERE GÖRE BİRİNCİL ENERJİ TÜKETİMİ (1975-2024, TWH)



Kaynak: Yazar tarafından Energy Institute ve U.S. Energy Information Administration verileri kullanılarak oluşturulmuştur.[28]

25 *Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach* (Paris: IEA, 2023).

26 *Elektrifikasyon: Enerji Dönüşümünün Omurgası*.

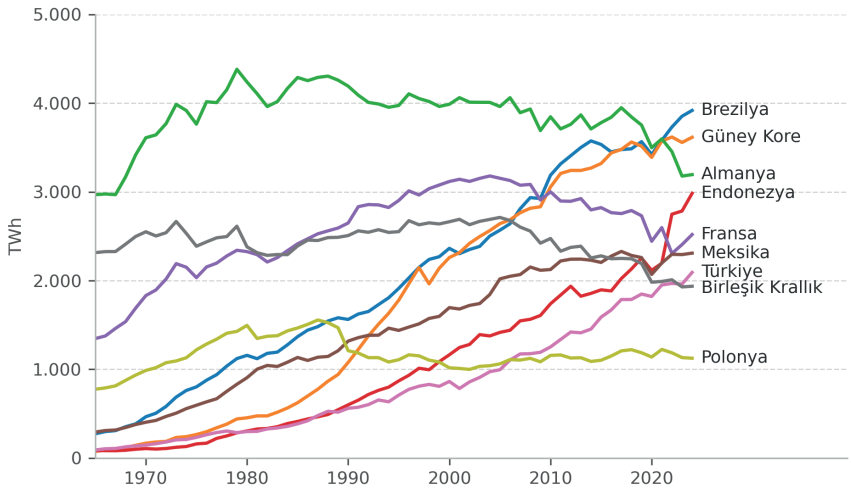
27 *Electricity 2026*.

28 Yazar tarafından Our World in Data, Energy Institute ve U.S. Energy Information Administration verileri üzerinden oluşturulmuştur. Bkz. "Primary Energy Consumption", Our World in Data, erişim 12 Eylül 2026, https://ourworldindata.org/energy.

Bu manzara, elektrifikasyonu iklim politikasının yanı sıra bir kalkınma meselesi haline getirmektedir. Dünya genelinde yaklaşık 730 milyon insan elektriğe erişemezken 2 milyar insan ise kirletici pişirme yöntemlerine bağımlı yaşamakta ve bu durum yılda yaklaşık 3,7 milyon erken ölümle ilişkilendirilmektedir.[29] Söz konusu nüfus için elektrifikasyon bir emisyon azaltım aracı olmanın ötesinde bir sağlık, gelir ve erişim meselesidir. COP31 Başkanlığının temiz enerji dönüşümü başlığını erişim ve temiz pişirme vurgusuyla açması, gündemin gelişmekte olan ülkeler nezdinde meşruiyet kazanmasını sağlayan bir tercihtir.

Ne var ki talebin büyüdüğü yer ile sermayenin yoğunlaştığı yer örtüşmemektedir. Dünya nüfusunun yaklaşık üçte ikisini oluşturan ülkeler, küresel temiz enerji yatırımlarının yalnızca sınırlı bir bölümünü çekebilmekte; Çin ise tek başına bu yatırımların önemli bir kısmını üstlenmektedir.[30] Dolayısıyla gelişmekte olan ülkelerde hızla artan enerji talebinin daha temiz bir yapıya dönüştürülmesi, teknolojinin mevcudiyetinden çok yatırımın yönlendirilmesiyle ilgili bir sorundur. Aynı teknoloji, farklı ülkelerde farklı finansman koşullarıyla karşılaştığı için farklı maliyetlerle kurulmaktadır. Bu asimetri, analizin beşinci başlığında ayrıca ele alınmaktadır.

GRAFİK 4. SEÇİLMİŞ ÜLKELERDE BİRİNCİL ENERJİ TÜKETİMİ (1965-2024, TWH)



Kaynak: Yazar tarafından Energy Institute ve U.S. Energy Information Administration verileri kullanılarak oluşturulmuştur.[31]

Ülke ölçeğinde bakıldığında da benzer bir yeniden sıralanma görülmektedir. Grafik 4'te izlenebildiği üzere Brezilya, Güney Kore ve Endonezya'nın birincil enerji tüketimi son yirmi yılda Almanya, Fransa ve Birleşik Krallık gibi sanayileşmiş Avrupa ekonomilerinin seyrini yakalamış ya da geçmiştir. Türkiye de bu

29 "Clean Energy Transition".

30 Demir, "Kalkınma ve Yenilenebilir Enerji Geçişi İlişkisi". Güncel oranlar için bkz. *World Energy Investment 2026*.

31 "Primary Energy Consumption".

süreçte Birleşik Krallık düzeyinin üstüne çıkmıştır. Bu yakınsama, enerji dönüşümü tartışmasının ağırlık merkezinin yükselen ekonomilere kaymasının nedenini açıklamaktadır.

Küresel ölçekte bakıldığında sermayenin yönü esasen belirlenmiş durumdadır. IEA verilerine göre elektrikle ilgili harcamalar 2026'da küresel enerji yatırımlarının yüzde 60'ına ulaşmaktadır; on yıl önce bu oran yüzde 40'ın altındaydı. Elektrik arzı ve altyapısına yönelik harcamaların 1,6 trilyon dolara ve kullanım tarafındaki elektrifikasyon harcamalarıyla birlikte toplamın 2 trilyon dolara çıkması beklenirken bu tutar fosil yakıt arzına yönelen yaklaşık 1,2 trilyon dolarlık yatırımı belirgin biçimde aşmaktadır.[32] Yenilenebilir kapasite eklemeleri de 2025'te rekor düzeye ulaşırken küresel enerji talebindeki artışın yaklaşık yüzde 60'ı düşük emisyonlu kaynaklardan karşılanmıştır.[33] Bir başka ifadeyle birinci başlıkta tartışılan getiri eşiği küresel ölçekte aşılmış; sorun artık bu getirinin coğrafi dağılımı ve sistemin soğurma kapasitesindedir.

İkinci kısıt, üretimden ziyade bağlantı tarafında görünür hale gelmektedir. Dünya genelinde yenilenebilir enerji, depolama ve büyük yük projelerinden oluşan 2 bin 500 GW'ı aşan bir kapasite, şebeke bağlantı kuyruklarında beklemektedir.[34] Bu veri, Türkiye özelinde tespit edilen soğurma sorununun küresel karşılığını oluşturmaktadır. Yatırım kararı verilmiş, finansmanı sağlanmış ve teknolojisi hazır projelerin sisteme giremediği bir tabloda hedeflerin yükseltilmesi tek başına sonuç üretmemektedir.

COP31 Başkanlığının yaklaşımı bu teşhis üzerine kurulmuştur. Elektrifikasyon, Eylem Gündemi'nin altı küresel uygulama hedefinin ilki olarak belirlenmiş ve bu hedef elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının 2035'e kadar yüzde 35'e çıkarılması biçiminde nicelleştirilmiştir. Başkanlık ayrıca IEA ile yenilenebilir enerji, gıda, soğutma-ısıtma ve dijitalleşme alanlarında iş birliği geliştireceğini açıklamıştır.[35] Söz konusu adım iki bakımdan dikkat çekicidir. Birincisi hedefin bağlayıcı bir taahhütten çok bir koordinasyon aracı olarak tasarlanmasıdır. İkincisi ise teknik izleme kapasitesinin uzmanlaşmış bir kuruluşla birlikte kurulmak istenmesidir.

Türkiye açısından bu hedefin ulusal bir karşılığı da bulunmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, enerji politikalarının merkezine elektrifikasyonu yerleştirdiğini açıklamış ve 2035 için yüzde 35'lik bir elektrifikasyon oranını hedef olarak belirlemiştir. Mevcut durumda elektrifikasyon oranı sanayide yaklaşık yüzde 29 ve binalarda ise yüzde 22-23 düzeyindedir; asıl dönüştürücü alanın

32 *World Energy Investment 2026*.

33 *Global Energy Review 2026* (Paris: IEA, 2026).

34 *Electricity 2026*.

35 "Türkiye'nin COP31 Gündeminin 5 Önemli Enerji Başlığı Açıklandı".

ulaştırma olacağı değerlendirilmektedir.[36] Bu değerlendirmeyi destekleyen bir gösterge otomotiv pazarından gelmektedir. Elektrikli ve hibrit otomobillerin toplam satışlar içindeki payı 2026'nın ilk dört ayında yüzde 51,4 düzeyine ulaşmıştır.[37] Benzer bir eğilim Güneydoğu Asya'da da gözlenirken elektrikli araç satışları toplam satışların yarısına yaklaşmaktadır.[38] Yükselen ekonomilerdeki bu hızlı yayılım, elektrifikasyonun bir refah eşiğine bağlı olmadığını; maliyet ve ürün erişilebilirliği sağlandığında gelişmekte olan piyasalarda daha hızlı ilerleyebildiğini göstermektedir.[39]

Böylece tartışma, hedefin makuliyetinden uygulamanın koşullarına kaymaktadır. Talep büyümekte, sermaye elektriğe yönelmekte ve teknoloji maliyetleri düşmektedir. Buna karşılık projeler bağlantı kuyruklarında beklemekte, yatırım coğrafi olarak yoğunlaşmakta ve finansman maliyeti ülkeden ülkeye belirgin biçimde farklılaşmaktadır. İzleyen başlık, COP31 Başkanlığının bu koşullara hangi kurumsal araçlarla yanıt vermeyi öngördüğünü ele almaktadır.

COP31'İN ENERJİ MİMARİSİ VE UYGULAMA ARAÇLARI

COP31 Başkanlığı Eylem Gündemi'ni on tematik başlık ve altı küresel uygulama hedefi etrafında kurmuştur. Enerjiyle doğrudan ilişkili başlıklar temiz enerji dönüşümü, sıfır atık ve metan azaltımı, iklime dirençli şehirler, uygulama mekanizmaları ve sanayinin yeşil dönüşümüdür.[40] Bu yapının ayırt edici yanı ise başlıkların müzakere gündemiyle birebir örtüşmemesidir. Eylem Gündemi, müzakere masasında karara bağlanamayan konuların gönüllü koalisyonlar ve ortaklıklar aracılığıyla ilerletilmesini öngörmektedir.

Temiz enerji dönüşümü başlığı beş odak alanına ayrılmıştır: (i) temiz pişirme ve enerjiye erişim, (ii) şebeke ile depolama ve esneklik, (iii) enerji verimliliği ve soğutma, (iv) elektrifikasyon patikaları ve (v) ulusal koşullara dayalı geçiş.[41] Listede dikkat çeken husus ise fosil yakıt arzına ilişkin doğrudan bir başlığın bulunmamasıdır. Gündem, arzın sınırlandırılmasından çok talebin dönüştürülmesi üzerine kurulmuştur.

Bu tercih, Belém'den devralınan tabloyla birlikte değerlendirilmelidir. COP30'da fosil yakıtlardan çıkışa ilişkin bir yol haritası müzakere metnine gire-

36 "Bayraktar: 2040 Türkiye Ulusal Enerji Planı'nı COP31 Öncesinde Açıklamak İstiyoruz", Anadolu Ajansı, 10 Eylül 2026.

37 "Otomotiv Pazar Verileri", Otomotiv Distribütörleri ve Mobilite Derneği, (Ocak-Nisan 2026), erişim 14 Eylül 2026, https://www.odmd.org.tr.

38 *World Energy Investment 2026*.

39 Levent Kurnaz, "Elektrifikasyonun Geleceği", Son Buzul Erimeden, 12 Eylül 2026, erişim 14 Eylül 2026, https://sonbuzulerimeden.substack.com/p/elektrifikasyonun-gelecegi-buyuk.

40 "COP31 Türkiye Antalya 2026 UN Climate Change Conference". Enerji başlıkları için ayrıca bkz. "Türkiye'nin COP31 Gündeminin 5 Önemli Enerji Başlığı Açıklandı".

41 "Clean Energy Transition".

memiş ve tartışma gönüllü bir zemine taşınmıştır. Nisan 2026'da Kolombiya ve Hollanda'nın ev sahipliklerinde Santa Marta'da düzenlenen ilk konferansa elliyi aşkın ülke katılmış ancak en büyük üretici ve tüketicilerin bir bölümü sürecin dışında kalmıştır.[42] Dolayısıyla arz tarafı tartışması Antalya'dan bağımsız bir mecrada sürmektedir.

Bu ayrışma hem bir kaçınma hem de bir iş bölümü olarak okunabilir. İkinci okumayı destekleyen unsur, başkanlığın kendi karşılaştırmalı üstünlüğüdür. Şebeke, depolama, verimlilik ve enerjiye erişim başlıklarında ilerleme sağlamak, fosil arzın takvimini belirlemekten hem teknik hem de siyasal olarak daha ulaşılabilir bir hedeftir. Uygulama odaklı bir başkanlığın bu alanlarda üreteceği sonuç, arz tarafı müzakeresinde alınacak sembolik bir karardan daha kalıcı olabilir.

> Eylem Gündemi, müzakere masasında karara bağlanamayan konuların gönüllü koalisyonlar ve ortaklıklar aracılığıyla ilerletilmesini öngörmektedir.

Başkanlık bu amaçla üç kurumsal araç geliştirmiştir. Birincisi ülkelerin ulusal katkı beyanlarını finanse edilebilir projelere dönüştürmesini amaçlayan İklim Uygulama Köprüsü'dür (BRIDGE). Bu mekanizmanın uygulama ortağı ise Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı'dır (UNDP). İkincisi kamu ve özel finansmanı bir araya getirmeyi hedefleyen İstanbul İklim Finansmanı Zirvesi ve bu zirveden çıkması beklenen bildiridir. Üçüncüsü Eylem Gündemi'nin özel sektör ve yerel yönetim ayağını yürüten Yüksek Düzey İklim Şampiyonluğu görevidir.[43] Üç aracın ortak özelliği, müzakere metnine bağlı olmadan sonuç üretebilecek biçimde tasarlanmalarıdır.

Müzakere yapısı da alışılmadıktır. Türkiye ev sahipliği ve dönem başkanlığını üstlenirken müzakerelerin yönetimi Avustralya'ya bırakılmış, zirve öncesi hazırlık toplantısı Pasifik'te düzenlenmiştir.[44] Bu düzenleme, ada devletlerinin taleplerinin sürece taşınmasını kolaylaştırırken COP31 Başkanlığının uygulama gündemine yoğunlaşmasına imkan tanımaktadır.

Antalya'ya devredilen finansman başlıkları ise büyük ölçüde Belém'de şekillenmiştir. Uyum finansmanının 2035'e kadar üçe katlanması kararı, gelişmekte olan ülkelere yönelik yıllık 1,3 trilyon dolarlık finansman hedefine ilişkin yol haritası ve adil geçiş için kurulan Belém Eylem Mekanizması bunların başında gelmektedir.[45] Üç dosyanın ortak özelliği, hedefin belirlenmiş ancak finansman mimarisinin tamamlanmamış olmasıdır. İzleyen iki başlık, bu mimarinin enerji alanındaki iki somut boyutunu (şebeke kapasitesi ve sermaye maliyeti) ele almaktadır.

42 Fosil Yakıtlardan Adil Geçiş Konferansı, Santa Marta, Kolombiya, 24-29 Nisan 2026.

43 "COP31 Türkiye Antalya 2026 UN Climate Change Conference".

44 Başkanlık yapısı ve zirve öncesi hazırlık toplantısı için bkz. "COP31 Türkiye Antalya 2026 UN Climate Change Conference".

45 Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi, COP30 Küresel Mutirão Kararı (Belém, 2025).

ŞEBEKE ESNEKLİĞİ VE KAPASİTE TAHSİSİ

Elektrifikasyon hedefinin ilk fiziksel kısıtı üretim kapasitesinden ziyade üretilen elektriği taşıyan ve dengeleyen altyapıdır. Türkiye örneğinde bu alan iki düzeyde ele alınmaktadır: iletim hatlarının taşıma kapasitesi ve sistemin anlık dengelenme kabiliyeti. Birincisi yatırım, ikincisi işletim başlığıdır; ikisinin farklı araçlarla ele alınabilmesi politika tasarımını da kolaylaştırmaktadır.

Türkiye'nin iletim programı iddialıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının açıkladığı plan 40 GW kapasiteli ve yaklaşık 14 bin 700 kilometre uzunluğunda yüksek gerilim doğru akım (*high voltage direct current*, HVDC) hattı, 40 yeni konvertör merkezi ve 15 bin kilometre ilave alternatif akım iletim hattı öngörmektedir.[46] Bu ölçekte bir yatırım, üretim kapasitesindeki artışın tüketim merkezlerine aktarılabilmesi için gereklidir.

Elektrifikasyon hedefinin ilk fiziksel kısıtı üretim kapasitesinden ziyade üretilen elektriği taşıyan ve dengeleyen altyapıdır. Türkiye örneğinde bu alan iki düzeyde ele alınmaktadır: iletim hatlarının taşıma kapasitesi ve sistemin anlık dengelenme kabiliyeti.

Ancak HVDC yatırımları yalnızca bir donanım meselesi değil aynı zamanda doğru akım ile alternatif akım sistemlerinin eş zamanlı işletilmesi, bütüncül sistem simülasyonu ve konvertör merkezlerinde ileri düzeyde mühendislik kapasitesi gerektirmektedir. Ekipman tedariki ile bu kapasitenin birlikte planlanması, yatırımın sistem kararlılığına katkısını en üst düzeye çıkaracaktır. Dönüşümün insan kaynağı boyutu, bu nedenle altyapı boyutundan ayrı düşünülmemelidir.

İkinci başlık, kapasite tahsisinin şebeke planlamasıyla eşleştirilmesidir ve bu durum en açık biçimde depolamada görülmektedir. Ulusal Enerji Planı'nda 2035 için öngörülen batarya kapasitesi 7,5 GW iken lisans almış batarya projelerinin toplamı 33 GW düzeyine ulaşmıştır.[47] Bağımsız bir değerlendirmede Türkiye'nin 2035'e kadar ulaşması beklenen batarya kapasitesi 8 GW olarak hesaplanmaktadır. Geçen yıl lisans alan depolamalı rüzgar projelerinin toplamı ise 19 GW'a yaklaşmaktadır.[48] Tahsis edilen kapasite ile kurulması beklenen kapasite arasındaki bu fark, yatırımcı ilgisinin gücünü göstermekte; aynı zamanda tahsis süreçlerinin gerçek yatırım taahhüdüne bağlanmasının önemine işaret etmektedir. 2000-2010 döneminin sonunda rüzgar başvurularında edinilen deneyim, bu alanda yararlanılabilecek yerleşik bir birikim sunmaktadır.

Esneklik açığının maliyeti iki yönlüdür. Bir yanda üretimin yüksek olduğu saatlerde fiyatın sıfıra inmesi yatırımcının gelirini aşındırmaktadır. Diğer yanda kuraklık gibi arz şoklarında sistem hızla ithal yakıta dönmektedir. Türkiye 2025'te

46 "Bakan Bayraktar: Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücünde Avrupa'da İlk Beşteyiz", Anadolu Ajansı, 7 Mayıs 2026.

47 Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026". Plan hedefi için bkz. *Türkiye Ulusal Enerji Planı*.

48 "Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Karnesi Açıklandı: Dünyada Kaçıncı Sıradayız?".

hidroelektrik üretiminde 18 TWh kayıp yaşamış; bu kayıp doğal gaz santralleriyle telafi edilmiş ve yıllık ortalama 1,8 milyar dolarlık ilave ithalat yükü doğmuştur.[49] Depolama ile talep tarafı esnekliği söz konusu iki maliyeti aynı anda azaltabilecek tek araç grubudur.

Şebeke yatırımlarının finansmanı ayrı bir başlık oluşturmaktadır. İletim ve dağıtım yatırımları düzenlenmiş tarifelerle sınırlı bir gelir yapısına sahiptir ve bu yapı yatırım hacminin katlanarak arttığı bir dönemde yetersiz kalmaktadır. Kamu iletim şirketinin uluslararası finans kuruluşlarından sağlanan kredilerin yanı sıra sermaye piyasalarından kendi kredibilitesiyle borçlanabilir hale gelmesi, bu nedenle teknik olmaktan çok kurumsal kapasiteye ilişkin bir başlıktır.

Fiyat sinyali tarafında da geliştirmeye açık bir alan bulunmaktadır. Tek fiyat bölgesine dayanan mevcut yapı, şebeke kısıtlarının nerede yoğunlaştığına ilişkin bilgiyi yatırımcıya doğrudan iletmemektedir. Bölgesel fiyatlandırma gibi mekanizmalar, üretim yatırımlarının şebeke kapasitesinin bulunduğu noktalara yönelmesini sağlayarak iletim yatırımı ihtiyacını azaltabilir. Bu tartışmanın maliyet boyutu da göz ardı edilmemelidir. Artan yatırımın tarifeler üzerinde oluşturacağı baskı, enerjiye erişilebilirlik ile finansman arasında bir denge gözetilmesini gerektirmektedir.

Söz konusu başlıkların tamamı COP31 Eylem Gündemi'nin şebeke, depolama ve esneklik odağı altında yer almaktadır. Ancak bu alanlarda ilerleme sağlanması, bir sonraki başlığın konusu olan finansman koşullarına bağlıdır.

SERMAYE MALİYETİ: DÖNÜŞÜMÜN ASIL FİYATI

Bir rüzgar türbini ya da güneş panelinin fiyatı küresel piyasada belirlenirken aynı türbinin üreteceği elektriğin maliyeti ise ülkeden ülkeye belirgin biçimde farklılaşır. Bu farkın kaynağı teknoloji değil finansmandır ve enerji dönüşümü tartışmasının en az konuşulan boyutunu oluşturmaktadır.

Yenilenebilir projelerde maliyetin neredeyse tamamı ilk yatırımda toplandığı için nihai elektrik maliyeti sermayenin fiyatına son derece duyarlıdır. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyetindeki birkaç puanlık fark, aynı projenin ürettiği elektriğin maliyetini önemli ölçüde değiştirmektedir. Literatürde bu durum, düşük karbonlu yatırımların risk yapısının geleneksel enerji yatırımlarından farklı olmasıyla açıklanmakta; riskin azaltılmasına yönelik kamu araçlarının maliyet üzerindeki etkisinin doğrudan sübvansiyondan daha yüksek olabileceği ortaya koyulmaktadır.[50] UNDP'nin geliştirdiği risk azaltma çerçevesi de aynı mantığa

49 Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026".

50 Tobias S. Schmidt, "Low-Carbon Investment Risks and De-Risking", *Nature Climate Change*, sayı 4 (2014): 237-239.

dayanmaktadır. Politika riskini azaltan araçlar, finansman maliyetini düşürerek kamu kaynağının kaldıraç etkisini artırmaktadır.[51]

Türkiye açısından bu tartışma soyut değildir. 2035 hedeflerine ulaşılabilmesi için gereken yatırımın 200 milyar doları aştığı; bunun önemli bir bölümünün şebeke ve esneklik yatırımlarına ayrılması gerektiği hesaplanmaktadır.[52] Bu ölçekte bir sermaye ihtiyacının yalnızca iç kaynaklarla karşılanması mümkün değildir. Dolayısıyla yabancı sermayenin hangi maliyetle geleceği, teşvik mekanizmalarının tasarımı kadar belirleyici bir enerji politikası değişkenidir.

Burada çoğunlukla enerji politikasının dışında sayılan bir unsur devreye girmektedir: ülke risk primi. Uluslararası yatırımcı, proje riskini ülke riskinin üzerine ekleyerek fiyatlamaktadır. Risk primindeki düşüş, hiçbir sektörel araç kullanılmadan şebeke ve üretim yatırımlarının maliyetini azaltmaktadır. Bu nedenle makroekonomik istikrar, enerji dönüşümünün finansmanında doğrudan bir politika aracı olarak değerlendirilmelidir.

Uluslararası düzeyde araç seti bilinmektedir. Gelişmekte olan ülkelerde sermaye maliyetinin gelişmiş ülkelerin belirgin biçimde üzerinde seyretmesi, teknoloji maliyetindeki avantajı büyük ölçüde götürmektedir.[53] Bu tabloyu değiştirebilecek araçlar arasında kısmi risk garantileri, yerel para cinsinden finansman imkanları, çok taraflı kalkınma bankalarının sermaye yapısının güçlendirilmesi ve ilk kayıp yüklenimini üstlenen karma finansman yapıları bulunmaktadır. COP31 gündemindeki 1,3 trilyon dolarlık finansman hedefinin uygulanabilirliği, büyük ölçüde bu araçların devreye alınma hızına bağlıdır.[54]

Sermaye maliyeti tartışması, analizin başındaki argümanı tamamlamaktadır. Yenilenebilir üretimde getiri eşiği, gelir akışını öngörülebilir kılan araçlarla aşılmıştır. Aynı mantığın şebekeye, depolamaya ve bir sonraki başlığın konusu olan kömürden çıkışa taşınması teknik değil finansal bir tasarım meselesidir.

KÖMÜRDEN ÇIKIŞI GETİRİLİ KILMAK

Kömür, Türkiye elektrik üretiminde halen en büyük tek kaynaktır. 2025'te üretimin yaklaşık yüzde 34'ü kömürden karşılanırken bu üretimin üçte ikisi ithal kömüre dayanmıştır.[55] Mevcut tabloda iki yön aynı anda bulunmaktadır: 2022'den bu yana yeni bir kömür santrali devreye alınmamış; çıkış takviminin belirlenmesi ise önümüzdeki dönemin gündem maddelerinden biri olarak durmaktadır.

Yakın dönemde yerli kömür santrallerine yönelik alım garantisi uygulaması, kömür üretiminin yeniden artmasına yol açabilecek bir düzenleme olarak öne

51 *Derisking Renewable Energy Investment* (New York: UNDP, 2013).

52 *Enerji Sektör Raporu 2026* (Ankara: Cumhurbaşkanlığı Yatırım Ofisi ve APLUS Enerji, 2026).

53 *Cost of Capital Observatory* (Paris: IEA, 2025).

54 COP30 Küresel Mutirão Kararı.

55 Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026".

çıkmaktadır.[56] Düzenlemenin gerekçesi arz güvenliği ve yerli kaynak kullanımıdır. Aynı mekanizmanın orta vadede kömür santrallerinin ekonomik ömrünü uzatma ihtimali ise arz güvenliği ile çıkış takvimini birlikte gözeten bir geçiş finansmanı tasarımını gündeme getirmektedir.

Uluslararası deneyim bu ikilemin yalnızca kapatma kararıyla çözülmediğini göstermektedir. Kömür santralleri çoğunlukla uzun vadeli sözleşmelerle finanse edilmiş varlıklardır; erken kapatma, yatırımcı ve kreditör açısından karşılıksız bir kayıp anlamına gelmektedir. Bu nedenle son yıllarda geliştirilen modeller kapatmayı değil yeniden finansmanı esas almaktadır. Asya Kalkınma Bankasının Enerji Geçiş Mekanizması, santralin borcunu daha düşük maliyetli kaynakla yeniden finanse ederek ekonomik ömrünü kısaltmayı ve serbest kalan kaynağı yenilenebilir yatırıma yönlendirmeyi öngörmektedir.[57] İklim Yatırım Fonlarının (CIF) kömür geçişi programı ile Güney Afrika, Endonezya ve Vietnam'da yürütülen adil enerji geçişi ortaklıkları da benzer bir mantık üzerine kuruludur.[58]

> Kömür, Türkiye elektrik üretiminde halen en büyük tek kaynaktır. 2025'te üretimin yaklaşık yüzde 34'ü kömürden karşılanırken bu üretimin üçte ikisi ithal kömüre dayanmıştır.

Bu modellerin ortak özelliği, kömürden çıkışı bir fedakarlık pazarlığı olmaktan çıkararak finansal bir işleme dönüştürmeleridir. Santralin erken emekliliği karşılığında sağlanan uygun maliyetli finansman hem yatırımcının kaybını telafi etmekte hem de bölgesel yatırım paketinin kaynağını oluşturmaktadır. Bir başka ifadeyle yenilenebilir üretimde işleyen getiri mantığı kapatma tarafına uygulanmaktadır.

Türkiye için bu çerçevenin anlamı açıktır. Ulusal modelleme çalışmaları, kömürden 2030'ların ortasında çıkılmasının teknik olarak mümkün olduğunu ancak bunun yıllık kurulum hızının belirgin biçimde artırılması ve depolama kapasitesinin genişletilmesine bağlı olduğunu göstermektedir.[59] Böyle bir patika, alım garantisi tartışmasının yerine geçiş finansmanı tartışmasının konulmasını gerektirmektedir. Tartışmanın bu tarzda kurulması, kömür sahalarını bir yük olmaktan çıkararak finansman çekebilecek bir dönüşüm alanına dönüştürmektedir.

Sürecin sosyal boyutu ise başlı başına bir gündem maddesidir. Zonguldak, Soma ve Afşin-Elbistan gibi havzalarda kömür yalnızca bir yakıt değil aynı zamanda doğrudan ve dolaylı istihdam, yerel gelirler ve bölgesel ekonomik yapının temel unsurlarından biridir. Bu sorun Türkiye'ye özgü değildir. Çin'in en önemli kömür üretim merkezlerinden Shanxi, Hindistan'ın Jharkhand, Chhattisgarh ve Odisha eyaletleri, Polonya'nın Yukarı Silezya havzası, Almanya'nın Lusatia ve Ren havzalarındaki enerji dönüşümü aynı zamanda kömüre bağımlı bölgesel ekono-

56 Alparslan, "Türkiye Elektrik Görünümü 2026".

57 *Energy Transition Mechanism* (Manila: ADB).

58 *Accelerating Coal Transition Investment Program* (Washington D.C.: CIF).

59 *Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2053'te Net Sıfıra Doğru* (İstanbul: İstanbul Politikalar Merkezi, 2026).

milerin yeniden yapılandırılması sorunu olarak ortaya çıkmaktadır. Shanxi'deki maden kapanışları iş gücünün yeniden yerleştirilmesi, yeniden eğitim ve alternatif sektörlere geçiş programlarını gündeme getirirken Jharkhand ve Chhattisgarh başta olmak üzere Hindistan'daki madenlerin kapanmasına yönelik politikalar giderek arazi rehabilitasyonu, alternatif geçim kaynakları ve bölgesel ekonomik çeşitlendirme ekseninde ele alınmaktadır.[60]

Avrupa'da ise Polonya'nın Silezya bölgesinde Adil Geçiş Fonu istihdamın çeşitlendirilmesi, çalışanların yeniden becerilendirilmesi ve maden sahalarının dönüştürülmesine kaynak sağlarken Almanya'nın Lusatia ve Ren havzalarında kömürden çıkış uzun vadeli yapısal dönüşüm ve bölgesel istihdam politikalarıyla birlikte yürütülmektedir.[61] Bu örneklerin ortak noktası ise kömürden çıkışın yalnızca santral ve madenlerin kapatılmasıyla yönetilemeyeceğini; iş gücünün yeniden becerilendirilmesi, yeni ekonomik faaliyetlerin bölgeye çekilmesi, maden sahalarının yeniden kullanımı ve yerel gelir kayıplarının telafisinin de dönüşüm politikasının ayrılmaz parçaları olduğunu göstermesidir. COP30'da kurulan Belém Eylem Mekanizması, adil geçişin uluslararası düzeyde izlenmesi için bir zemin sunmaktadır. Bu mekanizmanın kömür bölgelerine yönelik Antalya'da somut bir finansman penceresine bağlanması, Türkiye'nin hem ev sahibi hem de uygulayıcı sıfatıyla öne çıkarabileceği alanlardan biridir.

GEÇİŞİN KÖPRÜLERİ: GAZ, NÜKLEER VE ESNEKLİK PORTFÖYÜ

Değişken kaynakların payı arttıkça sistemin ihtiyaç duyduğu şey yalnızca daha fazla kapasite değil farklı zaman ölçeklerinde devreye girebilen bir esneklik portföyüdür. Bu portföyün bileşenleri saatlik ölçekte batarya depolama, günlük ölçekte pompajlı hidroelektrik ve doğal gaz, mevsimlik ölçekte de öngörülebilir taban üretimi sağlayan kaynaklardır.

Doğal gaz portföyün en tartışmalı bileşenidir. Türkiye açısından 2026, sözleşme yapısının yeniden kurulduğu bir yıldır; uzun vadeli ithalat sözleşmelerinin bir bölümünün süresi dolmakta, yenileme müzakereleri sürmektedir.[62] Aynı dönemde Karadeniz'deki Sakarya sahasının üretimi artmakta ve uzun vadeli sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) anlaşmalarıyla tedarik portföyü çeşitlenmektedir.[63] Bu yenilenme döngüsü, sözleşmelerin esneklik hükümleri bakımından yeniden tasarlanması için sınırlı ama gerçek bir fırsat penceresi sunmaktadır. Ne var ki do-

60 *China Energy Transition Towards Carbon Neutrality Project (P175708): Concept Environmental and Social Review Summary (ESRS Concept Stage)* (Washington, DC: Dünya Bankası, 2021).

61 European Commission, Directorate-General for Regional ve Urban Policy, *Just Transition Platform Case Study: Regional Observatory of the Transition Process in Silesia (ROPT)* (Lüksemburg: Publications Office of the European Union, 2024).

62 *Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu 2025* (Ankara: EPDK, 2026).

63 *2025 Faaliyet Raporu* (Ankara: TPAO, 2026).

ğal gazın köprü işlevi kullanım biçimine bağlıdır. Esneklik sağlamak üzere düşük kapasite faktörüyle çalıştırılan bir santral ile baz yük olarak çalıştırılan bir santral aynı emisyon profiline sahip değildir. Kuraklık döneminde yaşanan ithalat artışı, doğal gazın Türkiye sisteminde halen önemli ölçüde ikame işlevi gördüğünü; esneklik işlevinin güçlenmesinin ise depolama ve şebeke yatırımlarıyla birlikte mümkün olacağını göstermektedir.

Nükleer tarafında ise takvim COP31 ile örtüşmektedir. Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin ilk ünitesinin elektrik üretmeye başlaması 2026 için hedeflenmekte, Ulusal Enerji Planı 2035 için 7,2 GW nükleer kapasite öngörmektedir.[64] İkinci ve üçüncü santral projeleri ile küçük modüler reaktör görüşmeleri ise sürmektedir. Nükleerin sisteme katkısı yalnızca emisyonsuz üretim değil değişken kaynakların yanında öngörülebilir bir taban sağlamasıdır.

İthalata bağımlılığı azaltan her adım aynı zamanda emisyonu düşürmekte ve sistemin esnekliğini artıran her yatırım yenilenebilir kaynakların sisteme girebilme kapasitesini yükseltmektedir.

Pompajlı hidroelektrik –Türkiye'nin coğrafi avantajı dikkate alındığında– en yüksek potansiyeli barındıran ve yakın dönemde hızla değerlendirilebilecek başlıklardan biridir. Mevcut hidroelektrik altyapısının bir bölümünün pompajlı sistemlere dönüştürülmesi, batarya yatırımlarına kıyasla daha uzun süreli ve daha düşük birim maliyetli depolama sağlayabilir.

Bu bileşenlerin ortak özelliği ise arz güvenliği ile iklim hedefi arasındaki ilişkinin çoğu zaman sanıldığı gibi bir ödünleşme olmamasıdır. İthalata bağımlılığı azaltan her adım aynı zamanda emisyonu düşürmekte ve sistemin esnekliğini artıran her yatırım yenilenebilir kaynakların sisteme girebilme kapasitesini yükseltmektedir. Antalya gündemi açısından bu tespit önemlidir çünkü gelişmekte olan ülkelerin enerji dönüşümüne yaklaşımını belirleyen temel kaygı arz güvenliğidir.

ANTALYA'DA TÜRKİYE: DİPLOMATİK KONUM VE AKTARILABİLİR DENEYİM

Bir COP başkanlığının etkisi, ev sahibi ülkenin müzakere gücünden çok temsil kabiliyetinden doğar. Türkiye bu açıdan alışılmadık bir konumdadır; ne talebi platoya yaklaşmış bir OECD ekonomisi ne de enerjiye erişimi gündeminin merkezine koyan düşük gelirli bir ülkenin profiline sahiptir. Talebi büyüyen, enerjisinin önemli bölümünü ithal eden, buna rağmen hızlı bir yenilenebilir kurulum ivmesi yakalayan orta gelirli ekonomilerin tam ortasında durmaktadır. Küresel emisyon eğrisinin önümüzdeki on yıldaki seyri de büyük ölçüde bu grubun tercihlerine bağlı olduğu için başkanlığın diplomatik ağırlığı buradan beslenmektedir.

64 Kapasite hedefi için bkz. *Türkiye Ulusal Enerji Planı*.

Türkiye'nin iklim rejimi içindeki hukuki konumu, söz konusu ara halin kurumsal karşılığıdır. Sözleşmenin Ek-1 listesinde yer alırken Ek-2 yükümlülüklerinin dışında bulunması uzun süre müzakerelerde kendine özgü bir konum olarak değerlendirilmiştir. Uygulama odaklı bir gündemde ise aynı konum farklı bir işlev kazanır. Gelişmiş ülkelerin finansman dili ile gelişmekte olan ülkelerin öncelik sıralamasını aynı masada konuşabilen aktör sayısı sınırlıdır ve Türkiye bunlardan biridir.

Bu konumu söylemden çıkarıp deneyime dönüştüren şey ise son on yılda yaşanan kurulum atağıdır. Atağın nasıl gerçekleştiği, ne kadar gerçekleştiğinden daha öğreticidir. Çünkü Türkiye bu sıçramayı bütün yapısal koşulların iyileşmesini beklemeden, mevcut koşullar içinde yol alarak gerçekleştirmiştir. Sıçrama; ithalata dayalı arz yapısı, artan talep ve cari denge baskısı sürerken hayata geçmiştir. Buna rağmen kurulu güneş kapasitesi neredeyse sıfırdan 25 GW'ın üzerine çıkmış, rüzgar ve güneşin üretimdeki payı dünya ortalamasının üstüne taşınmıştır. Dönüşüm, bütün ön koşulların sağlanmasını bekleyen bir program olarak değil mevcut koşullar içinde ilerleyen ve kendi kapasitesini yol aldıkça üreten bir süreç olarak yürütülmüştür.

Bunu mümkün kılan mekanizma ise devlet ile özel sektör arasındaki iş bölümünün görece net tanımlanmış olmasıdır. Yenilenebilir enerji kaynak alanı modelinde kamu; sahayı, bağlantı kapasitesini ve alım koşullarını önceden belirleyerek yatırımcının karşılaştığı belirsizliği daraltmakta, yerli imalat şartıyla da oluşan talebi sanayi politikasına bağlamaktadır. Lisanssız üretim rejimi bunun tam tersi yönde işlemiş, öz tüketime dayalı dağınık bir yatırımcı kitlesini devreye sokmuştur. Nitekim 2025'te devreye alınan yeni güneş kapasitesinin yaklaşık yüzde 84'ü bu kanaldan gelmiştir.[65] Merkezi ihale ile dağınık yatırımın aynı anda işletilmesi, dönüşümün tek bir finansman modeline bağımlı kalmamasını sağlamıştır. Gelişmekte olan piyasalar açısından aktarılabilir olan da esasen bu ikili yapıdır.

Aynı ilişki biçimi, şebeke tarafındaki temponun neden farklı seyrettiğini de açıklamaktadır. Kamunun belirsizliği daralttığı alanlarda yatırım hızla gelmiş; kapasite tahsisi ile fiziki altyapının eşleştirilmesi ise kendine özgü planlama araçlarını gerektirmiştir. Depolama lisanslarına yönelik yoğun talep, yatırımcı ilgisinin gücünü göstermekte; tahsis ve şebeke planlamasının birlikte kurgulanmasının önemine işaret etmektedir. Dolayısıyla Türkiye deneyimi, koordinasyonun hangi araçlarla sonuç ürettiğini somut biçimde gösteren bir vaka olarak anlam taşımaktadır. Benzer aşamadaki ülkeler için asıl kullanışlı bilgi de buradadır.

Bunun diplomatik karşılığı ise bölgesel ölçekte belirginleşmektedir. Türkiye, rüzgar ve güneşin elektrik üretimindeki payı bakımından Ortadoğu, Kafkasya ve Orta Asya ülkelerinin belirgin biçimde önündedir ve bu ülkeler için ulaşılabilir

65 "Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Karnesi Açıklandı: Dünyada Kaçıncı Sıradayız?".

bir örnek teşkil etmektedir.[66] Körfez sermayesiyle geliştirilen ortak yatırımlar, yerli imalat kapasitesinin bölgeye açılması, Balkanlar ve Kafkasya'ya uzanan şebeke bağlantıları, bu örnekliği bir ağ ilişkisine dönüştürme imkanı sunmaktadır.[67] Başkanlığın etkisini zirve sonrasına taşıyabilecek araçların önemli bölümü, müzakere salonunda değil bu coğrafyada bulunmaktadır.

Tüm bunlara ek olarak zamanlamanın da elverişli olduğunu vurgulamak yerinde olacaktır. 2040 ufkunu kapsayan yeni Ulusal Enerji Planı'nın zirve öncesinde açıklanması beklenmektedir.[68] 2025'te yürürlüğe giren İklim Kanunu ve ardından yayımlanan Emisyon Ticaret Sistemi Yönetmeliği, Türkiye'yi karbon piyasası kuran ülkeler arasına taşımıştır.[69] Pilot aşamadaki bir sistem, tasarımı henüz kapanmadığı için sınırda karbon düzenlemeleriyle uyum ve karşılıklı tanıma tartışmalarına erken katılım açısından görece esnek bir zemin sunar.

Bütün bunların ortak yanı ise yeni bir taahhüt değil mevcut deneyimin aktarımı olmalarıdır. Türkiye'nin Antalya'da ortaya koyabileceği katkı, dönüşümünü tamamlamış bir ülkenin reçetesi değil dönüşümü sürdüren bir ülkenin hangi araçların işlediğine ve hangilerinin ise yetmediğine dair birikimidir. Başkanlığın uygulama vurgusuyla örtüşen de bu tür bir katkıdır.

SONUÇ

Enerji dönüşümünün son on yıllık seyri, iklim politikasının en etkili aracının yalnızca bağlayıcı hedefler olmadığını; teknolojik ilerleme ile yatırımın getirili hale gelmesinin birlikte çok daha güçlü bir dönüşüm dinamiği meydana getirdiğini göstermiştir. Enerji geçişi literatürünün uzun süredir işaret ettiği teknolojik öğrenme, ölçek ekonomileri ve maliyet düşüşleri artık teorik bir beklentiden ziyade piyasa davranışını belirleyen unsurlardır. Yenilenebilir enerji, düşen teknoloji maliyetleri ile öngörülebilir gelir modellerinin birleşmesi sayesinde sermaye için tercih edilen seçenek konumuna gelmiş; bu dönüşüm, müzakere süreçlerinin tek başına sağlayamayacağı bir hızla gerçekleşmiştir. Bununla birlikte aynı mekanizma kendi sınırını da üretmektedir. Penetrasyon arttıkça fiyat sinyali zayıflamakta, şebeke kapasitesi belirleyici kısıt haline gelmekte ve dönüşümün bir sonraki halkası için gerekli getiri yapısı kendiliğinden oluşmamaktadır.

Bu tablo, teknolojik gelişmenin yönüne ilişkin daha güçlü fakat koşullu bir güveni de mümkün kılmaktadır. Beş yıl önce tartışmanın önemli bir bölümü güneş ve rüzgarın fosil kaynaklarla ne zaman maliyet rekabetine gireceği üzerinde yoğunlaşırken bugün güneş ve rüzgar birçok piyasada yeni elektrik üretim kapa-

66 "Türkiye Rekor Kırdı: Dünyada 7'nci".

67 "Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Karnesi Açıklandı: Dünyada Kaçıncı Sıradayız?".

68 "Bayraktar: 2040 Türkiye Ulusal Enerji Planı'nı COP31 Öncesinde Açıklamak İstiyoruz".

69 "7552 sayılı İklim Kanunu", *Resmi Gazete*, 9 Temmuz 2025; "Türkiye Emisyon Ticaret Sistemi Yönetmeliği", *Resmi Gazete*, 27 Ağustos 2026.

sitesinin en düşük maliyetli seçenekleri arasına yerleşmiştir. Benzer bir değişim depolamada yaşanmaktadır. Yakın geçmişte büyük ölçekli depolamanın ekonomik uygulanabilirliği tartışılırken bugün batarya kapasiteleri hızla büyümekte, maliyetler gerilemekte ve depolamanın enerji arbitrajından dengeleme hizmetlerine kadar farklı gelir kanallarına erişebildiği bir piyasa oluşmaya başlamaktadır. Dolayısıyla teknolojik ilerleme yalnızca yenilenebilir üretimin maliyetini düşürmemekte aynı zamanda yüksek yenilenebilir penetrasyonunun ortaya çıkardığı sistem sorunlarına verilebilecek cevapların ekonomik alanını da genişletmektedir.

COP31 Başkanlığının elektrifikasyonu ilk küresel uygulama hedefi olarak belirlemesi bu teşhisle uyumludur. Elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının 2035'e kadar yüzde 35'e çıkarılması hem yeni talep oluşturarak yenilenebilir yatırımın getirisini korumakta hem de karbonsuzlaşmanın asıl hacmini oluşturan ulaştırma, ısınma ve sanayi alanlarını kapsamaktadır. Başkanlığın saydığı dört kısıt (şebeke yetersizliği, finansman açığı, politika uyumsuzluğu ve yüksek ilk yatırım maliyeti) da teknolojik değil kurumsal ve finansaldır.[70]

Türkiye bu denklemin her iki tarafını aynı anda göstermektedir. Kurulu güneş kapasitesini on yılda neredeyse sıfırdan 25 GW'ın üzerine çıkaran, rüzgar ve güneşin üretimdeki payını yüzde 22'ye taşıyan bir ülke, bu ivmeyi sürdürmek için bağlantı kapasitesi, depolama tahsisi ve sermaye maliyeti başlıklarında eş zamanlı bir gündem yürütmektedir. Bu ikili görünüm Türkiye'yi yükselen ekonomiler açısından hem bir başarı örneği hem de dönüşümün ikinci aşamasına ilişkin edinilmiş dersleri paylaşabilecek bir referans haline getirmektedir. Başkanlığın inandırıcılığı da büyük ölçüde bu ikiliği açıkça ortaya koyabilmesine bağlıdır.

Antalya'nın bırakacağı iz de bu nedenle çıkan metnin hacmiyle değil getiri mantığının dönüşümün geri kalan halkalarına taşınıp taşınmadığıyla ölçülecektir. Şebeke yatırımının finanse edilebilir bir varlık sınıfına dönüşmesi, depolamanın birden fazla piyasada gelir elde edebilmesi, kömür santrallerinin erken emekliliğinin bir kayıp değil bir işlem olarak kurgulanması ve gelişmekte olan ülkelerde sermaye maliyetinin gerilemesi bu ölçütün somut karşılıklarıdır. Bunlar gerçekleştiği ölçüde elektrifikasyon hedefi bir temenni olmaktan çıkarak yatırım kararlarının doğal sonucu haline gelmektedir. Bu ölçütlerde alınacak mesafe Antalya'yı taahhüt metinlerinin ötesinde uygulama araçlarıyla hatırlanan bir başkanlık haline getirecektir.

70 "Bakan Kurum 'COP31 Eylem Gündemi'nin 10 Öncelikli Alanı ve 6 Hedefini Açıkladı".

ORÇUN DEMİR

TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi Siyaset Bilimi ve Uluslararası İlişkiler Bölümü'nde araştırma görevlisi olarak görev yapmaktadır. Yüksek lisans ve doktora eğitimlerini TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi'nde siyaset bilimi ve uluslararası ilişkiler alanında tamamlamıştır. Doktora araştırmasında Türkiye, Polonya ve Bulgaristan örnekleri üzerinden yenilenebilir enerji dönüşümünün yönetişimini karşılaştırmalı olarak incelemiştir. Çalışmaları; yenilenebilir enerji dönüşümü, enerji ve iklim politikaları, kurumsal değişim, devlet-piyasa ilişkileri, düzenleyici kurumlar ve karşılaştırmalı siyasal ekonomi alanlarına odaklanmaktadır. Bunun yanında yeşil hidrojen, sanayinin karbonsuzlaştırılması, enerji güvenliği ve düşük karbonlu dönüşüm politikaları da güncel araştırma gündeminin önemli başlıkları arasında yer almaktadır. Akademik çalışmalarının yanı sıra uluslararasılaşma, yükseköğretim iş birlikleri, ulusal ve uluslararası proje faaliyetlerinde görev almaktadır. Ayrıca TÜBİTAK ve Erasmus+ kapsamındaki eğitim ve proje çalışmalarında yer almakta; akademik araştırma, proje geliştirme ve uluslararası akademik iş birlikleri alanlarında araştırmalarını sürdürmektedir.

COP31 Sürecinde Elektrifikasyon ve Enerji Dönüşümü

Orçun Demir

Enerji dönüşümü tartışmaları uzun süre iklim taahhütleri ile ekonomik büyüme arasındaki gerilim üzerinden yürütülmüştür. Oysa yenilenebilir enerjinin son on yıldaki yükselişini açıklayan temel etken taahhütlerin bağlayıcılığı değil yatırımın getirili hale gelmesidir. Maliyet eğrisindeki düşüş, öngörülebilir gelir modelleri ve ölçek ekonomisi güneş ve rüzgarı sermaye için tercih edilen seçenek konumuna taşımıştır.

Bu analiz söz konusu eşiğin günümüzde elektrifikasyon alanında yeniden sınandığını ileri sürmektedir. Elektrik talebinin merkezi, gelişmiş ekonomilerden gelişmekte olan ülkelere kaymakta; ulaştırma, soğutma, sanayi ve dijital altyapı elektrifikasyonun yeni talep havuzlarını oluşturmaktadır. Türkiye'nin başkanlığında 9-20 Kasım 2026 arasında Antalya'da toplanacak COP31 Eylem Gündemi'nin ilk küresel uygulama hedefi olarak elektrifikasyonu belirlemiş ve 2035 için nihai enerji tüketiminde yüzde 35'lik elektrifikasyon oranını hedef göstermiştir.

Analizin temel argümanı, bu hedefin önündeki engelin üretim teknolojisi olmadığıdır. COP31 Başkanlığının teşhisinde de ifade edildiği üzere temel kısıtlar; şebeke yetersizliği, esneklik açığı, finansman erişimi ve yüksek ilk yatırım maliyetidir. Bu alanların ortak özelliği ise yenilenebilir üretimde kurulan getiri mantığının henüz buralara taşınmamış olmasıdır. Buna binaen Antalya'nın üretebileceği en somut katkı yeni bir taahhüt listesi değil şebeke, depolama ve kömürden çıkış yatırımlarını yatırımcı açısından öngörülebilir kılacak bir iş birliği ve risk paylaşımı mimarisidir. Türkiye bu bağlamda hem hızlı kurulum performansı hem de şebeke ve sermaye maliyeti kısıtlarıyla bu modelin sınandığı örnek bir vaka sunmaktadır.

20.yıl | SETA

ANKARA • İSTANBUL • WASHINGTON D.C. • BERLİN • BRÜKSEL

www.setav.org