

modus

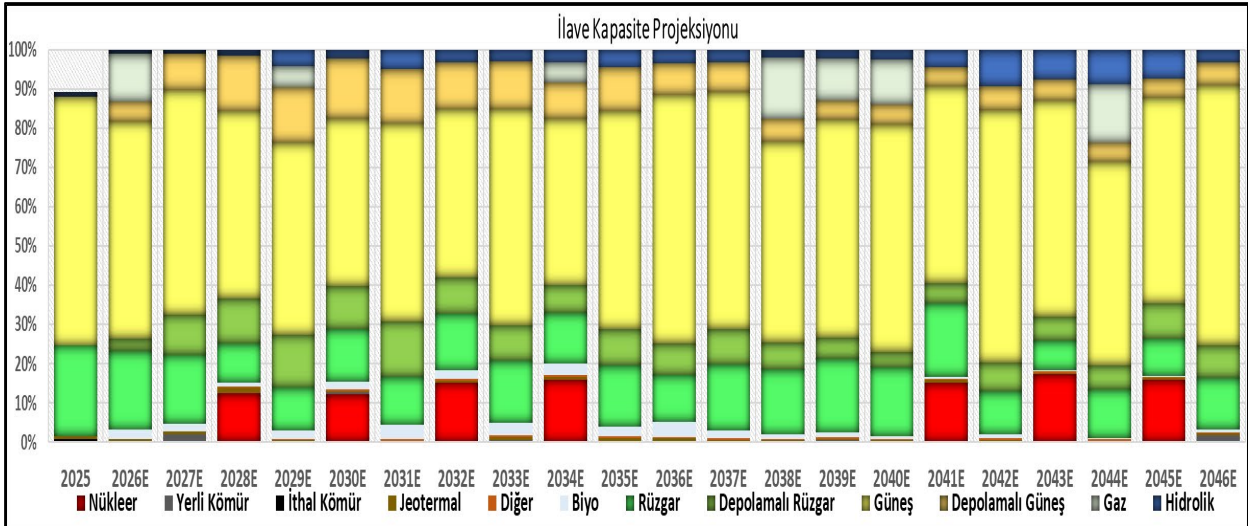
Enerji Yatırım ve Danışmanlık

2026 – 2046

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

KAPASİTE/ÜRETİM/TALEP/PIYASA TAKAS FİYATI TAHMİN RAPORU

04/03/2026



INDEX

- 1- Giriş
- 2- Yönetici Özeti
- 3- Türkiye Elektrik Piyasası Gelişimi
- 4- Türkiye genelinde yağışlar ve hidrolik santrallerin yıllık çalışma saatleri
 - 4.a. Hidrolik – Doğalgaz ilişkisi
 - 4.b. GES – Doğalgaz ilişkisi
- 5- Kurulu Güç ve Talep Analizi
 - 5.a Kurulu Güç Gelişimi
 - 5.b Üretim Gelişimi
 - 5.c Talep Gelişimi ve Tahminler
- 6- Saatlik Yük Profilleri
- 7- Üretim Kapasite Analizi ve Kapasite Projeksiyonu
 - 7a- 2014-2025 Kurulu Güç Gelişimi
 - 7b- 2024-2025 Kaynak Bazında Elektrik Üretiminin Karşılaştırılması
 - 7c- Türkiye Birincil Enerji Arzı
 - 7d- Küresel Finansal Dalgalanmalar ve Kaynak Bazında Azami Uzlaştırma Fiyat Uygulamaları
 - 7e- Dünya Genelinde Doğalgaz Üreticileri, İthalatçıları ve İhracatçıları
 - 7f- Dünya Genelinde Kömür Üreticileri, İthalatçıları ve İhracatçıları
 - 7g- Kapasite Senaryosu ve İlave Kapasite Projeksiyonu
 - 7h- Santrallerin Çalışma Saatlerine İlişkin Kabuller
 - 7i- İlave Kapasite Projeksiyonu
 - 7j- Kapasite Projeksiyonu
- 8- Kabuller
 - 8.a Kapasite Finansman Maliyetleri
 - 8.b Must-Run Çalışacak Santrallerin Belirlenmesi
 - 8.c Makro Ekonomik Kabuller ve Reel/Nominal Senaryo Sonuçları
 - 8.d Mevcut Yakıt Fiyatları
 - 8.e Yakıt Fiyatları Senaryosu
- 9- Talep Senaryosu
- 10- Senaryo Sonuçları (Elektrik Piyasası 12 ayX21 yıl Marjinal Fiyatlar \$/MWh)
- 11- BEWEN Enerji Santralleri Üretim Portföyü ve Satış Gelirleri
 - 11.a Üretim ve Gelir Projeksiyonları İçin Başlıca Kabuller
 - 11.b 2026-2046 Elektrik Üretim Projeksiyonları
 - 11.c 2026-2046 Portföy Gelir Projeksiyonları
 - 11.d BEWEN Enerji A.Ş. Enerji Portföyü Konsolide ABD\$ Gelir Tablosu 2026-2046
- 12- Yenilenebilir Kaynak Destekleme Mekanizması (YEKDEM)
- 13- Kapasite Mekanizması
- 14- Model Veri Tabanı ve Metodolojisi
- 15- Uluslararası Enerji Kıyaslamaları
- 16- Kısaltmalar ve Kaynaklar
 16. a Kısaltmalar
 16. b Kaynaklar

1. Giriş

“2026-2046 Türkiye Elektrik Piyasası Marjinal Fiyat Tahmin Çalışması” Şubat 2026 de Modus Enerji Danışmanlık (Kemal Uslu) tarafından hazırlanmıştır.

Türkiye elektrik piyasası düzenleyici ortamı, piyasa katılımcıları, kurulu kapasite özellikleri, ikili anlaşmalar, kaynak bazlı fiyat ve alım garantili sözleşmeler konusunda diğer pazarlarda “energy-only” benzerlik göstermektedir. Elektrik fiyatları; talep tahmini, hidrolojik, Güneş, Rüzgar vb. yenilenebilir santrallerin elektrik üretimlerini etkileyen iklimsel koşullar, yakıt fiyatları, YEKDEM ve kamu yönetimindeki santrallerin çalışma karakteristikleri gibi fiziksel temeller ile gerçekleştirmelere bağlı tecrübelerle dayanılarak kabuller çerçevesinde tahmin edilebilmekteyse de **kamusal üretimler ve elektrik alımları, kapasite vb mekanizmalar, tavan fiyat uygulamaları ile sübvansiyonlardaki değişkenliklere bağlı olarak tahminlerin değişen şartlara bağlı olarak güncellenmesi gerekli hale gelmektedir.**

Enerji piyasaları kendisine özgü uygulamalar, yasal çerçeve, kapasite, üretimin kaynaklara dağılımı ve makroekonomik koşulların modellenmesi suretiyle basitleştirilebilir. Projeksiyonlar; kullanılan veri seti, metodoloji, model yapıları ve belirli kabullere bağımlıdır. Küresel piyasalara bağlı olarak katılımcıların davranışları da oldukça spesifik sonuçlar verebilir. Elektrik piyasalarını şekillendiren olayları önceden tahmin etmek son derece güçtür. Elektrik piyasalarındaki liberalleşme, pandemi şartları ve sosyo/makroekonomik dalgalanmalar küresel çapta elektrik piyasalarını değiştirmiştir. Yatırım kararı verilmesinde sistem güvenilirliği, planlama ve arz güvenliği geleceğin şekillendirilmesinde yeterli olmamakta, ayrıca yurt içi sosyoekonomik gelişmelerin yanı sıra küresel hareketlerin birincil kaynaklara etkileşimlerinin de tahmin edilmesi gerekmektedir. Liberal elektrik piyasalarıyla birlikte oluşan bu gelişmeler nedeniyle başta birincil enerji kaynaklarının fiyatları ve mevzuat değişimleri ve piyasaları etkileyen faktörlere eklenen (savaş, ayaklanmalar, küresel ve yerel ekonomik krizler ve pandemi gibi) birçok belirsizlikler de ortaya çıkmıştır. Uzun vadeli elektrik fiyat tahmin çalışmalarında **bugünden geleceğe kurgulanan kabuller bahse konu çeşitli nedenlerle farklı halde de gelişebilir.**

Fiyat tahmin modelinin sonuçları ve gerçekleşme olasılıkları tamamen girdi verilerinin güvenilirliği ve kalitesine bağlıdır. Müdahale edilmeyen şeffaf, maliyet bazlı, sübvansiyonlardan arındırılmış ve rekabet içinde çalışan bir piyasada oluşacak fiyatlar yatırımcıya doğru sinyaller üretir. Lisanslı santrallerin termin programlarındaki gecikmeler, hidrolojik koşullar, doğa olayları, küresel krizler ve politikalar ilk beklentilerle uyumlayabilir. Bu nedenle mevzuat ve metodolojik değişimler ile ekonomik ve yapısal değişimler kapsamında projeksiyonların belirli periyotlarda güncellenmesi önemli arz etmektedir. Bu çalışmada Türkiye elektrik arzı için belirlenen kapasite senaryosu seçilmiş ve bu senaryonun marjinal fiyatlara etkisi analiz edilmiştir. Olası kabuller dahilinde 2026-2046 yılları marjinal fiyat projeksiyonları, mOduprice modeli çalıştırılmak suretiyle, oluşturulmuş ve raporlanmıştır.

Modelde girdi maliyetleri US\$ bazındadır. US\$ bazında belirlenen marjinal fiyatlar reel fiyatlar olup herhangi bir eskalasyon uygulanmamıştır. “Marjinal Fiyatların reel yıl ortalamaları, varsayımlar kısmında belirtilen makroekonomik ABD enflasyon tahminleri dikkate alınarak enflasyon etkisini içeren, nominal değer şeklinde de sunulmuştur. Modelde Yük Kaybı Olasılığı (LoLp) dikkate alınmıştır.

2. Yönetici Özeti

Ülkemizin başta petrol ve doğal gaz olmak üzere enerji ithalatına bağımlılığı giderek artmaktadır. Petrolde ithalata bağımlılık oranı %92,4 olan ülkemizin doğal gazda ithalata bağımlılık oranı ise % 99'dur. 1995 yılı ile 2000 yılları arasında toplam üretimin %75'ini hidrolik, kömür ve petrol türevi birincil yakıtlar oluşturmaktadır. Anılan yıllarda elektrik sektörü dikey yapılanmış ve tüm santraller kamu tarafından işletilmektedir. Doksanlı yılların ortalarında bağitlanan uzun dönemli ve hazine garantili anlaşmalara bağlı olarak, inşa edilen Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet santralleri 2002 yılından itibaren faaliyete geçmişlerdir. Anılan santraller ağırlıklı olarak doğalgaz santralleri olup, sözleşmeleri 2017 tarihinden başlayarak sonuncusu 2020 yılında sona ermiştir. Sözleşmesi sona eren bu statüdeki santraller, serbest rekabet ortamında faaliyetlerini sürdürmektedirler.

2000'li yıllardan itibaren toplam üretim içinde doğalgaz kaynaklı elektrik üretim oranı %50'lere ulaşmıştır. Aynı yıllarda Ortadoğu'da yaşanan savaş ve küresel krizlere bağlı olarak petrol fiyatları ve doğalgaz fiyatları da aşırı derecede fiyatlanmış. Birincil kaynak fiyatlarındaki artış, finansman maliyetleri ve artan talebe bağlı olarak anılan yıllarda elektrik fiyatları da petrol fiyatlarındaki artışa paralel bir artış göstermiştir. Bahsedilen yıllarda elektrik fiyatları kamu iktisadi kuruluşları finansman dengeleri de gözetilerek belirlenmektedir. Elektrik sektöründe serbest piyasa hedefleri doğrultusunda üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılmaya başlanması, kamu kontrolündeki üretim santrallerinin toplam üretim içinde payının tedricen azalmasına bağlı olarak 2006 yılında açılan saatlik elektrik piyasası 2011 yılında "Gün Öncesi Piyasa" ya dönüşmüş olup 2015 yılında da "Gün İçi piyasası" faaliyete geçmiştir. 2021 yılında fiziksel teslimata dayalı "Vadeli Elektrik Piyasası" devreye girmiş olup, kontrat hacminin artmasıyla birlikte vadeli piyasada oluşan elektrik fiyatları yatırımcılara sinyal verir hale gelmeye başlayacaktır.

Doğal gaz piyasasının elektrik piyasasına paralel olarak liberalleşmesi ve şeffaf hale gelmesi, birincil kaynak bazında özellikle doğalgaz fiyatlarındaki sübvansiyonların kalkması ve piyasa likiditesinin artması ve maliyet bazlı tarifelerin düzenlenmesi sonucunda gelecekte piyasa fiyatlarının yatırımcıya yatırım kararı almasında daha doğru sinyaller üretmesi beklenmektedir.

2026 yılı Şubat ayı itibariyle Türkiye Elektrik Kurulu Gücü 123.300 MWe ulaşmıştır. Uzun yıllar Türkiye elektrik kurulu güç büyümesi %7,0 iken son 15 yılda (2010-2025) %6,14 olup, **son beş yılda 27.882 MWe civarında santral devreye alınmış, 1.870 MWe düşük verimli santral ise devreden çıkmıştır.** Uzun yıllar elektrik talebi bileşik olarak %6,3, son on beş yılda %3,3 civarında büyümüştür. **Bu çalışmada, baz talep senaryosu olarak, gelecek yirmi bir yıl bileşik büyüme oranı %3,93 olarak tahmin edilmiştir.**

Üretim projeksiyonları yapılırken santrallerin ortalama fiili çalışma saatleri dikkate alınmıştır. HES'lerin uzun yıllar ortalama çalışma saatlerinin küresel ısınmaya bağlı olarak giderek azalması dikkate alınarak

ve son on yılda ortalama 2.360 saat/yıl civarında çalıştığı baz alınmış ve hidrolik santrallerin 2025-2046 projeksiyonunda 2.360 saat çalışacağı, RES'lerin %32 KF ile 2.800 saat çalışacağı, GES'lerin %21 KF ile 1.800 saat çalışacağı varsayılmıştır. Yerli kömür santrallerinin verimlilikleri ve net sıfır hedefleri kapsamında kısıtları da dikkate alınarak mevcut durumda %50 civarında olan KF'nin tedricen %46'lara düşeceği, ithal kömür santrallerinin ise %80 KF ile çalıştığı ancak net sıfır hedefleri kapsamında kısıtları dikkate alınarak, tedricen çalışma saatleri azalacağı ve 2028 yılından itibaren ortalama %68 KF ile çalışacağı kabul edilmiştir. Bu durumda baz talep senaryosunda doğalgaz santrallerinin elektrik üretimi, toplam üretim içinde iklimsel koşullara bağlı olarak (*net sıfır hedefleri, su gelirleri, rüzgar ve güneşlenmeye bağlı olarak, eksik üretimi gaz santralleri doldurmaktadır.*) gaz santralleri doğa koşullarına bağlı çalışan yenilenebilir santrallerin üretimlerindeki değişkenliğe ve talep artışına bağlı olarak yıllar itibariyle değişken olarak, *kapasite mekanizması desteğiyle*, ortalama %40 KF ile projeksiyonda yer almaktadır. Üretim projeksiyonlarında yük kaybı olasılıkları dikkate alınmakla birlikte **geçici olmaları sebebiyle** gaz kısıtları ihmal edilmiştir. Hidrolik santraller için kurak ve yağışlı sezon (hydro cycle) senaryoları çalıştırılmamıştır. *GES'lerin artarak devreye girmesi ve depolama kapasitelerinin artışına bağlı olarak, şekil 17'den de görüleceği üzere güneşlenme saatlerinde fiyatlar oldukça azalırken T2 puant (17-22) saatlerde marjinal fiyatlar bir miktar yukarı doğru çıkmaktadır. Depolamalı santrallerin artışına bağlı olarak zamanla tekrar mevcut dengenin sağlanacağı değerlendirilmektedir.*

5

Bu çalışmada baz talep/kapasite senaryosu için marjinal fiyat tahminleri 21 yıllık planda listelenmiştir. Talebin kabul edilen senaryo dahilinde gerçekleşmesi halinde rezerv elektrik miktarının güvenilir seviyelerde tutabileceği ancak yaz ve kış puantının karşılanmasında dönemsel sıkışıklıklar olabileceği gözlemlenmektedir. İlerleyen yıllarda yan hizmetlere katkı sunacak olan depolama kapasitesinin artışına bağlı olarak bu risk göz ardı edilebilir. İleri yıllarda talep artışına bağlı olarak hızla devreye girebilecek puant yük (gaz) santralleri de devreye alınmaktadır. Yayınlanan mevzuat dikkate alınarak 2026 yılından başlayarak tedricen artan seviyede depolama kapasitesi senaryoya dahil edilmiş olup 2046 yılında 27 GW rüzgar ve güneş depolama kapasitesine ulaşılabileceği kabul edilmiştir. Depolama kapasitesi 2046 yılında toplam güneş ve rüzgar kapasitesinin 1/5'ine tekabül etmektedir.

Şubat ayının son günlerinde Ortadoğu'da başlayan savaşın birincil enerji kaynakların fiyatlarına etkisi bu çalışmada dikkate alınmıştır.

BEWEN Enerji A.Ş. için hazırlanan bu raporda gelecek yirmi bir yıl için kapasite projeksiyonu; lisanslı santrallerin Temmuz 2025 ilerleme durumları, şirket ekonomik büyüklükleri, proje lokasyonu vb. teknik ve finansal kriterler dikkate alınmak suretiyle hazırlanmıştır.

Kemal USLU (04/03/2026) mOduS Enerji Danışmanlık

3. Türkiye Elektrik Piyasası Gelişimi

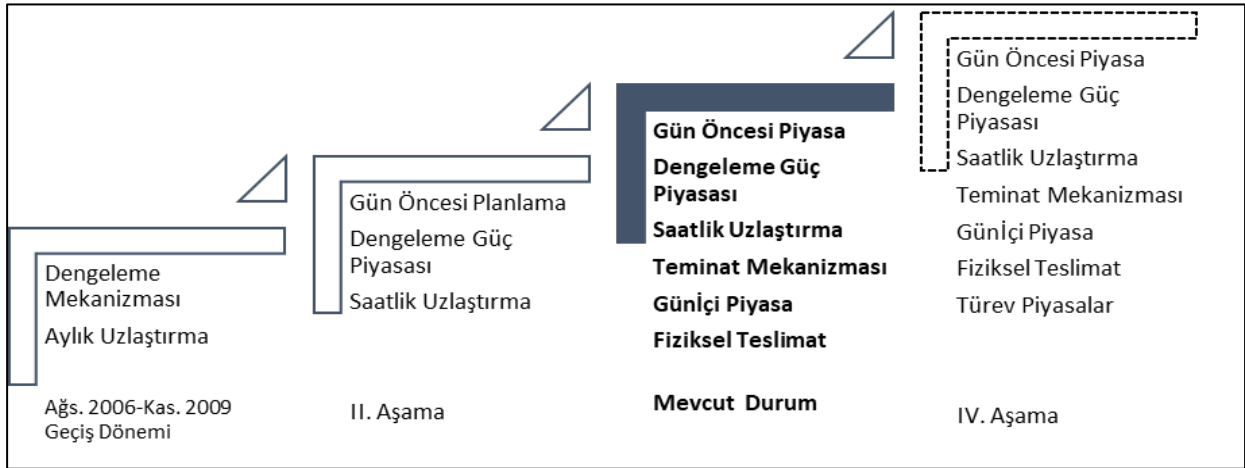
2001 yılında Türkiye elektrik piyasasının liberalleşmesi kapsamında yayımlanan Elektrik Piyasası Kanunu ile elektrik piyasasının regülasyonu ve denetiminden sorumlu olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş olup aynı zamanda Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEAŞ) üçe bölünmek suretiyle yeniden yapılandırılmış ve yerini Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret A.Ş. (TETAŞ)'a bırakmıştır. Bu kamu şirketlerinden TEİAŞ İletim Şebeke yatırımları ve işletilmesi ile görevlendirilirken ilk yıllarda dağıtım şebekelerinin yatırım ve işletilmesinden sorumlu kamu şirketi olan TEDAŞ'ın da bulunduğu piyasa yapısında elektrik dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi sonucunda 21 adet dağıtım bölgesi özel sektöre devredilmiştir. Yine bir kamu şirketi olan (EÜAŞ) tarafından işletilen kamu elektrik üretim santrallerinin de bir kısmı özel şirketlere devredilmiş olup özelleştirme süreci halen devam etmektedir. TETAŞ ise uzun dönemli ve Kamu alım garantili Yap İşlet/Yap İşlet Devret modeli ile kurulmuş üretim santrallerinin özleşmelerini devralmak suretiyle ticaret işleriyle görevlendirilmişken uzun dönemli sözleşmelerin sona ermesiyle birlikte tüzel kişiliği sona erdirilerek EÜAŞ ile birleşmiştir.

Türkiye Enerji sektörü geçen 15 yılda serbestleşme yönünde önemli gelişmeler sağlamıştır. Özellikle 2009 yılından bu yana hızla gelişen serbest piyasada 2023 hedefleri ile de bağlantılı olarak başlangıçta TEİAŞ bünyesinde yer alan elektrik borsası PMUM, (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi) 2015 yılında Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) bünyesine katılmıştır. Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ), 14.03.2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 6102 sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümlerine tabi olarak, 12 Mart 2015 tarihinde kurulmuştur. 01 Eylül 2015 tarihinde ise EPIAŞ piyasa işletme lisansını almıştır. EPIAŞ, piyasa işletim lisansı kapsamında, Borsa İstanbul Anonim Şirketi ile TEİAŞ tarafından 6446 sayılı Kanun kapsamında işletilen piyasalar dışındaki organize toptan elektrik piyasalarının işletim faaliyetini yürütmektedir. 2015 yılında TEİAŞ, kendi bünyesindeki PMUM'u teknoloji altyapısıyla birlikte bir bütün olarak EPIAŞ'a devretmiştir.

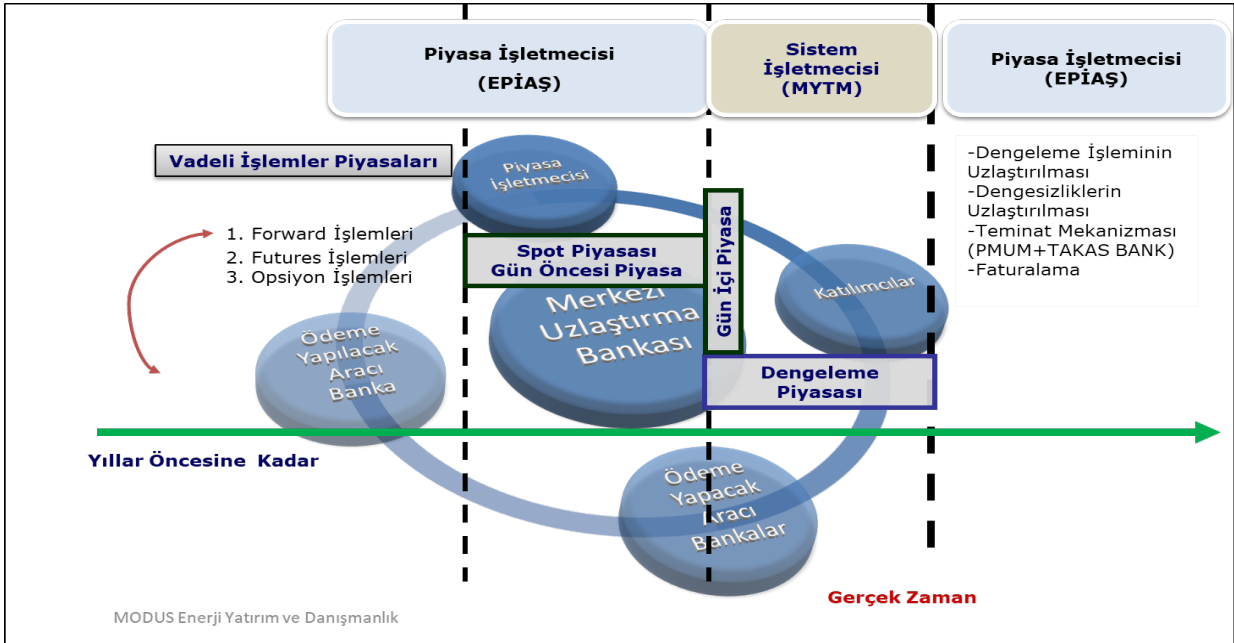
Elektrik piyasası 1 Ağustos 2006 tarihinde TEİAŞ bünyesinde Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ile başlamıştır. 1 Aralık 2009 tarihinde Gün Öncesi Planlama ve Dengeleme Güç Piyasası ile devam eden Türkiye Elektrik Piyasası 1 Aralık 2011 tarihinde Gün Öncesi Piyasası (GÖP), 1 Temmuz 2015 tarihinde Güniçi Piyasası (GİP) ve 2021 yılında fiziksel teslimata dayalı "Vadeli Elektrik Piyasası" devreye girmiştir. Kontrat hacminin artmasıyla birlikte vadeli piyasada oluşan elektrik fiyatları yatırımcılara sinyal verir hale gelmeye başlayacaktır. Bugün EPIAŞ bünyesinde piyasa katılımcılarına Gün Öncesi, Dengeleme Güç, Gün içi, Vadeli Piyasalar ve Teminat piyasalarının işletilmesi ve saatlik uzlaştırma hizmetleri verilmektedir. Türkiye elektrik piyasasının gelişimi 1 ve 2 nolu şekilde işleyişi ise 3 nolu şekilde verilmektedir.

KANUN	Regulasyona Tabii Tarife Onayı Lisanslar ve Piyasa Açılımı	Strateji Dökümanı	Dengeleme Ulaştırma ve Geçiş Dönemi Sözleşmeleri	Nükleer, Jeotermal ve Enerji Verimliliği Kanunu	Saatlik Fiyatlar	Gün Öncesi Piyasa, VOB	Kanun 6446	EPIAŞ Mevzuatı, Lisanssız Santral Süreci	Son Kaynak Tarife, Kapasite Mekanizması, VEP
03.03.2001 4628 No. Elektrik Piyasası Kanunu 02.05.2001 4646 No. Doğal Gaz Piyasası Kanunu 02.11.2011 EPDK Kuruldu Kamu Şirketleri Yeniden Yapılandı	Nisan 2003 TETAŞ, TEDAŞ TEİAŞ, EÜAŞ lisans aldı. Düzenlemeye tabii tarifeler onaylandı. Şirketler Lisanslandı Serbest Tüketici Limiti 9 GWh Mali Ulaştırma (TETAŞ)	2004 Strateji Dökümanı ETKB tarafından Yayınlandı. 2005 Yenilenebilir Enerji Kanunu Yayınlandı	01.08.2006 TEİAŞ tarafından üç zamanlı mali uzlaştırma ve dengeleme başladı. TEDAŞ'dan 20 Dağıtım Şirketi oluşturuldu. 20 Dağıtım Şirketi ile TETAŞ ve EÜAŞ Geçiş Dönemi Sözleşmelerini imzaladı.	2007 Nükleer Güç, Jeotermal ve Enerji Verimliliği Kanunu Yayınlandı 2008 Dağıtım Özelleştirme İhalelerine başlandı, ADÜAŞ özelleştirme ihalesi yapıldı	2009 DUY Saatlik Fiyatlar Strateji Belgesi revize edildi 2010 EÜAŞ Mini HES özelleştirme 2011 Hamitabat özelleştirme YEKDEM Mekanizması	2012 Gün Öncesi Piyasa, Teminat Mekanizması, ST Limiti 25 Mwh Güneş-Mevzuat 4628-4646 Kanun Revizyon Geçiş Dönemi Sonu ! Üretim/Dağıtım Özelleştirme Devam	2013 6446 Kanun yayımlandı Ön lisans mekanizması Dağıtım/Perak - Ayrıştı Dağıtım özelleştirmesi Tamamlandı Lisanssız Limit 1MW	2014 Üretim Özelleştirme Devam Teorik Piyasa Açıklığı %90 Kurulu Güç 70 GW 2015 EPIAŞ Kuruldu Günlü Piyasa	2016 Kamu Santralleri Özelleştirme Devam 2018 Son Kaynak Tarifesi, Kapasite Mekanizması 2021 K.Güç 99.820 MW 2021 VEP

Şekil 1.



Şekil 2.

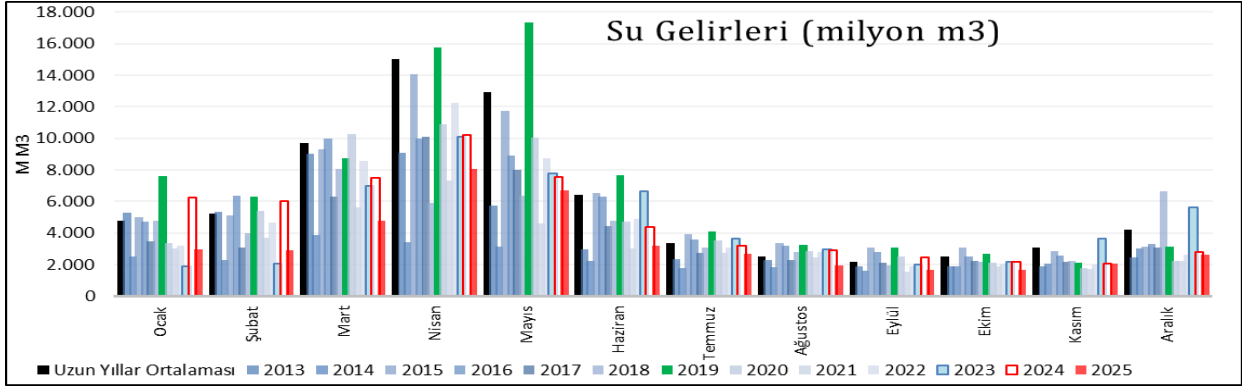


Şekil 3.

4. Türkiye genelinde yağışlar ve hidrolik santrallerin yıllık çalışma saatleri

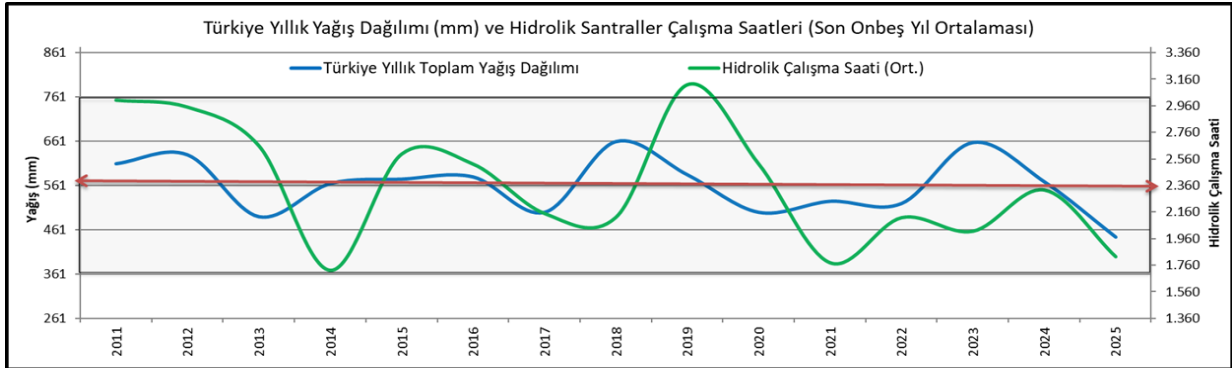
2026 Şubat ayı itibariyle Türkiye genelinde hidrolik santral kurulu gücü 23.868 MW'ı Barajlı olmak üzere toplam 32.294 MW'a ulaşmıştır. Şekil.4 de 2013-2025 su gelirleri ile uzun yıllar su gelirleri listelenmiştir. Yıllar itibariyle Temmuz-Aralık dönemi su gelirlerinde farklılıklar bulunmasa da kalan aylarda büyük farklılıklar görülmektedir. Su gelirlerinin en yoğun olduğu aylar ise Mart, Nisan ve Mayıs aylarıdır.

Su Gelirleri



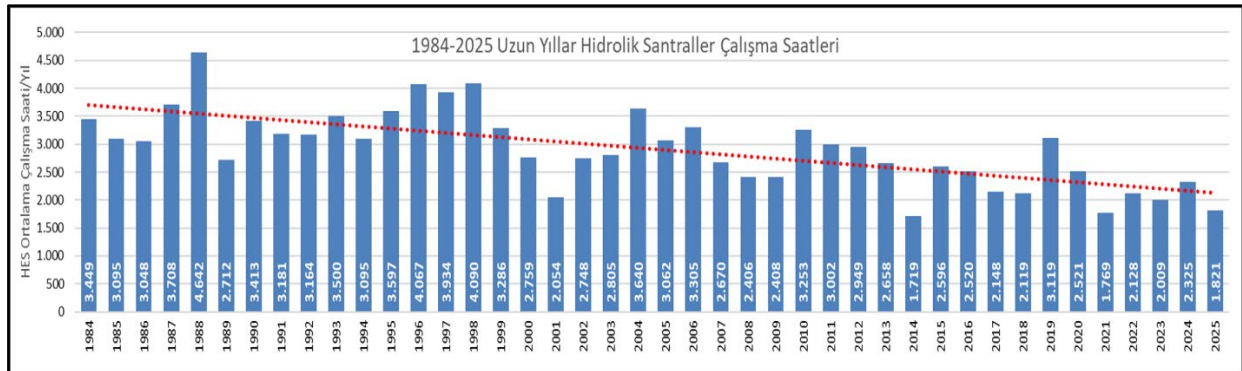
Şekil 4.

Şekil 5'de uzun yıllar hidrolik santral çalışma saatleri ve yıllık yağış dağılımı birlikte verilmiştir. Uzun yıllar (Geçmiş 15 yıl) hidrolik çalışma saatleri ortalama 2.360 saat civarında gerçekleşmiştir.



Şekil 5.

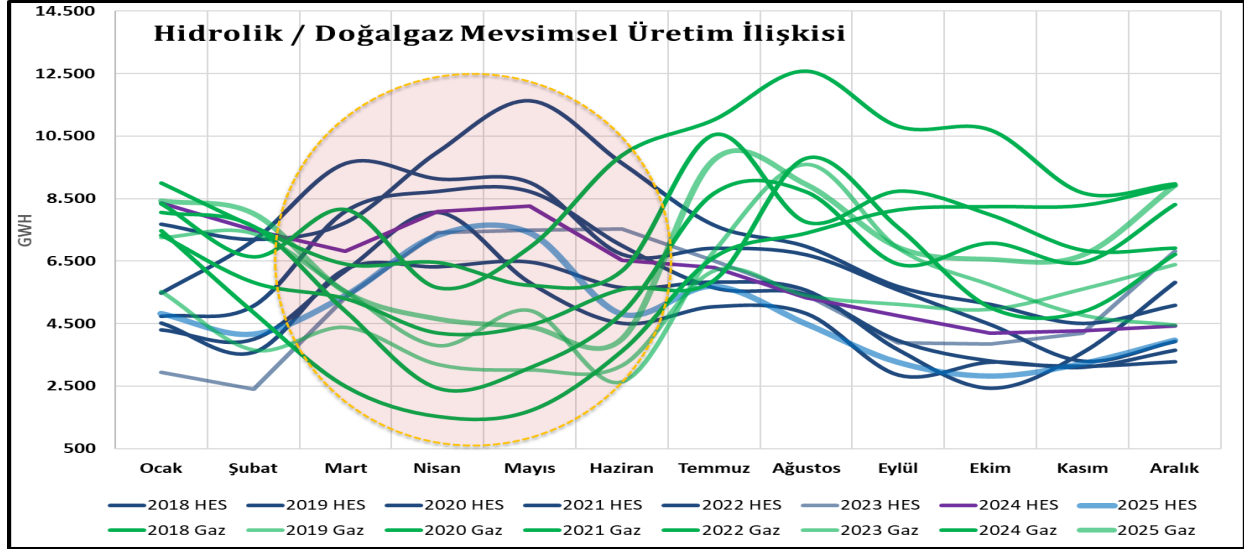
Şekil 6'da son uzun yıllar hidrolik santral çalışma saatleri verilmiştir. Küresel ısınma ve su gelirlerindeki azalmaya bağlı olarak hidrolik çalışma saatleri ortalama olarak yıllar itibariyle düşmüştür.



Şekil 6.

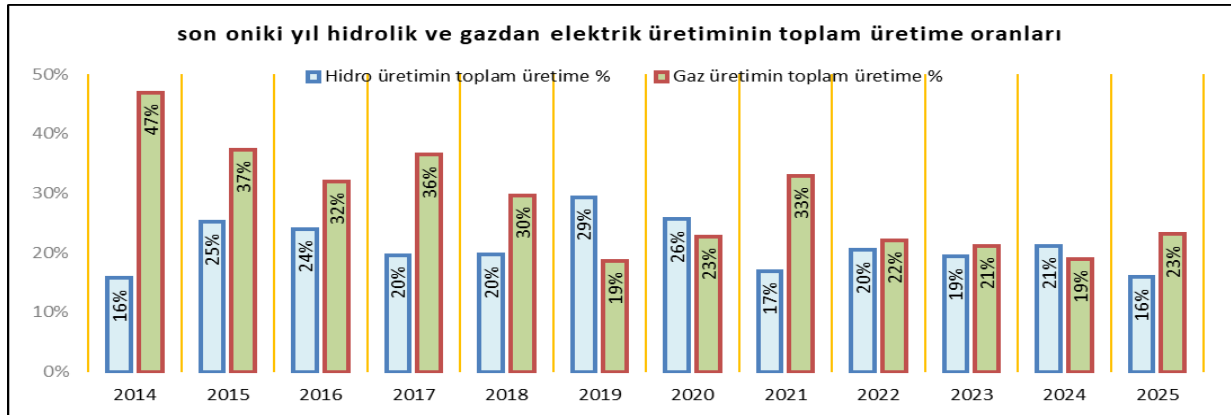
4.a Hidrolik – Doğalgaz İlişkisi

Hidrolik santrallerin çalışma şartları mevsimsel su gelirlerine bağlı olarak üretimin eksildiği aylarda bu eksikliği ağırlıklı olarak doğal-gaz santralleri doldurmaktadır. Doğalgaz/Hidrolik aylık bazda çalışma ilişkisi şekil 7 de verilmektedir.



Şekil 7.

Hidrolik kurulu güç gelişimi dikkate alındığında, 32.000 MW hidrolik kurulu gücün kurak sezonda 2000 saat civarında çalıştığı, yağışlı sezonda ise 3.000 saatlere çıktığı kabul edilirse her iki çalışma saati arasında 32,0 TWh üretim farkı hesaplanmaktadır. 32,0 TWh üretim ancak 7.000 saat çalışma kapasitesine sahip 4.571 MW termik santral gücüne eşittir. Bu hesaplama ile kurak bir yılda çalışabilecek 4.571 MW termik santralin yağışlı bir yılda soğuk yedek kalması sonucunu oluşturabilmektedir.

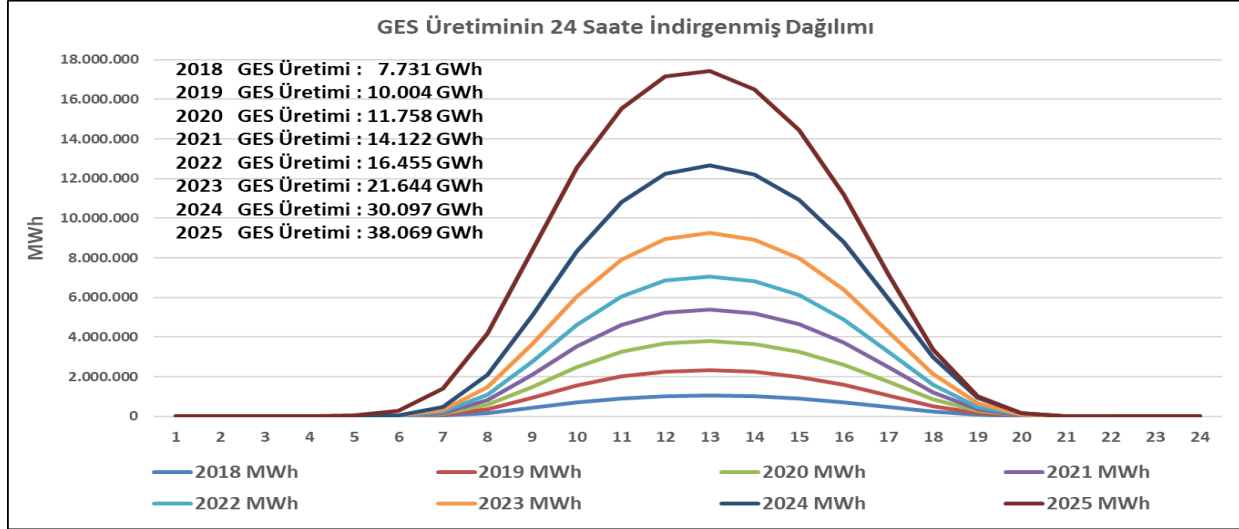


Şekil 7.A

Bu çalışmada hidrolik santraller için HES'lerin uzun yıllar ortalama çalışma saatlerinin küresel ısınmaya bağlı olarak giderek azalması dikkate alınarak, son on yılda ortalama 2.360 saat/yıl civarında çalıştığı baz alınmış ve Türkiye genelinde hidrolik santrallerin 2026-2046 projeksiyonunda 2.360 saat/yıl çalışacağı kabul edilmiştir.

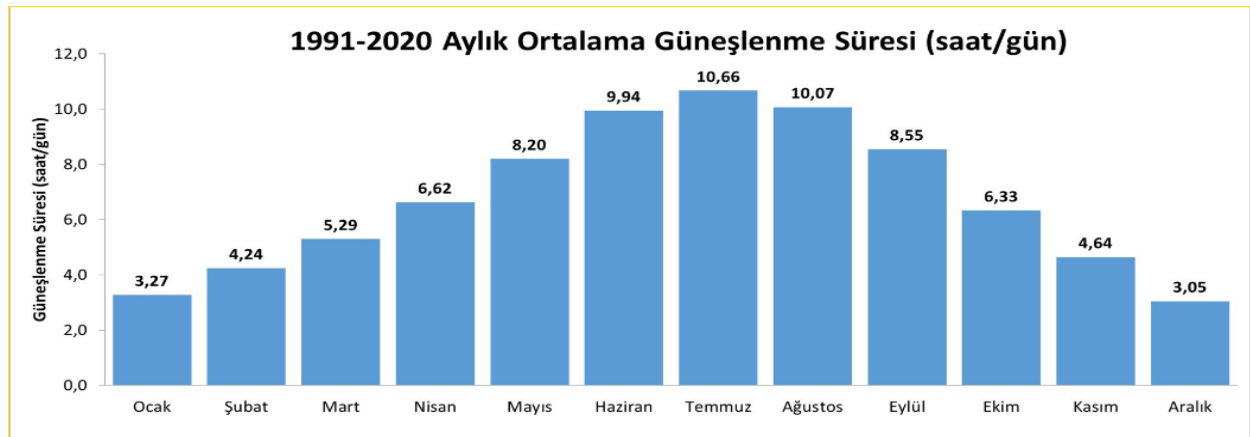
4.b GES – Doğalgaz İlişkisi

Güneş santralleri (GES) çalışma şartları mevsimsel olarak T1. Saat dilimlerinde ağırlıklı olarak elektrik üretmektedir. GES’ler özellikle günlerin uzun olduğu yaz aylarında maksimum seviyede elektrik üretmekte olup, 2018-2025 yılları GES’lerin maksimum saatlik üretime katkıları şekil 8 de verilmektedir.



Şekil 8

Şekil 8.a da Türkiye uzun yıllar mevsimsel ortalama güneşlenme süreleri verilmekte olup, GES’lerin mevcut çalışma saatlerine bakıldığında yılda ortalama 1.800 saat civarında çalıştığı görülmekte olup, bu çalışmada da ileri yıllar için yılda 1.800 saat çalışacakları kabul edilmiştir. Özellikle yaz aylarındaki gündüz klima yükünü karşılayan GES’ler bu şekilde ithal yakıta bağlı termik santrallerin “T1” zamandaki yerini almaktadır. Elektrik üretiminin 24 saate indirgendiği şekil 17’de GES’lerin puant saatlerde mevcut kapasiteleri dahilinde doğalgazın yerini aldıkları görülmektedir.



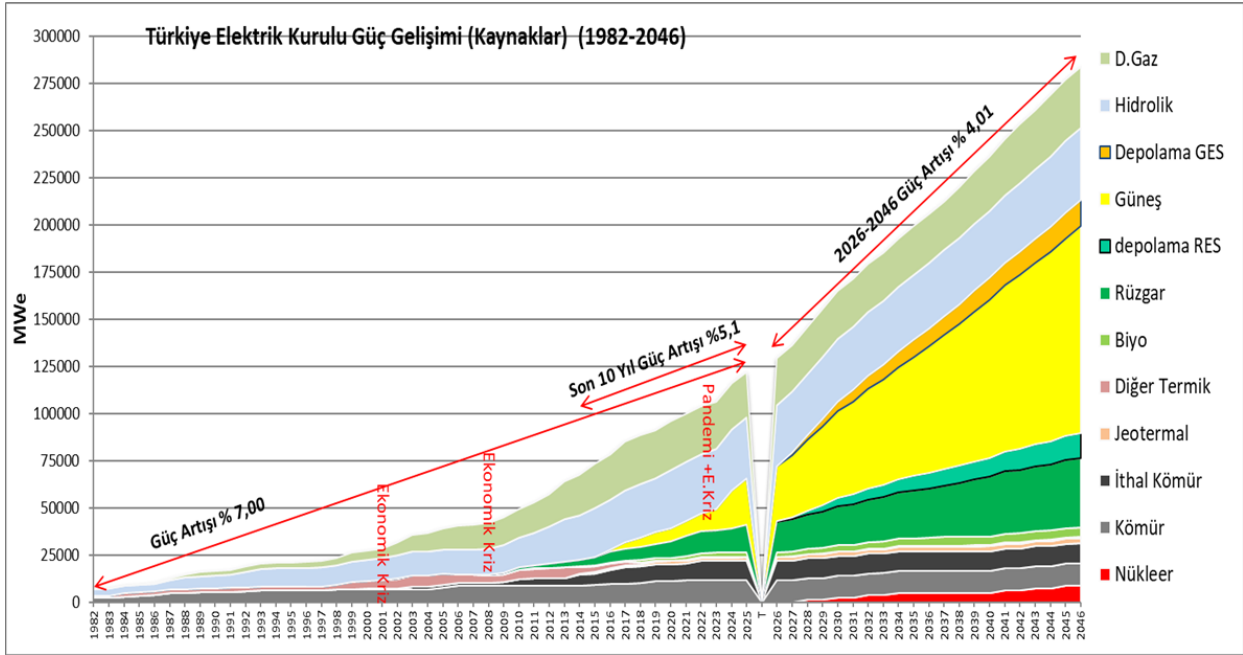
Şekil 8.a

Bu çalışmada GES, Akarsu ve RES’ler ile Nükleer santrallerin “Must-Run” çalışacakları kabul edilmiş ve marjinal fiyat’ın belirlenebilmesi için must-Run çalışan santrallerin saatlik yük profilleri modelde yük profilinden tenzil edilmiştir.

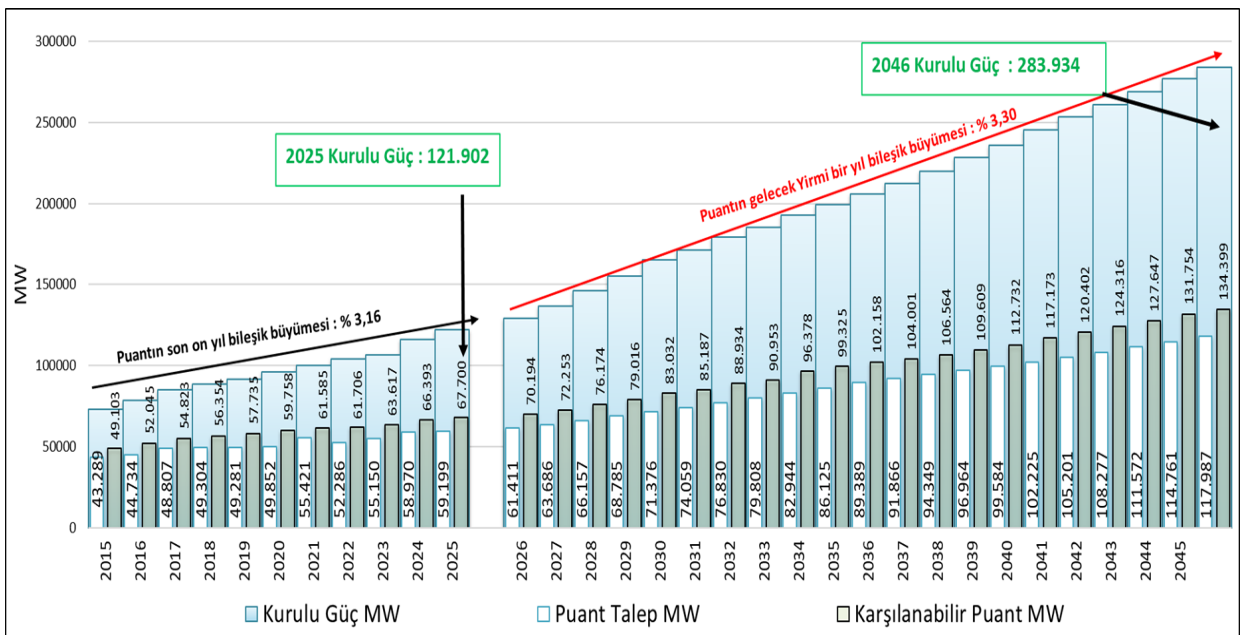
5. Kurulu Güç ve Talep Analizi

a. Kurulu Güç Gelişimi

Şekil 9'da verilen uzun yıllar Türkiye Kurulu güç gelişimine baktığımızda uzun yıllar yıllık bileşik büyüme oranı (cagr) %7,00, rapora esas yapılan çalışma için geçmiş on beş yıla baktığımızda ülke elektrik kurulu gücünün son on yılda bileşik yıllık %5,10, puant talep artışının son 10 yıl %3,16 büyüdüğü görülmektedir. Projeksiyonda gelecek yirmi bir yıl için kurulu gücün %4,01, puant talebin ise talep tarafının yönetimi değerlendirilerek %3,30 büyüyeceği öngörülmüştür.



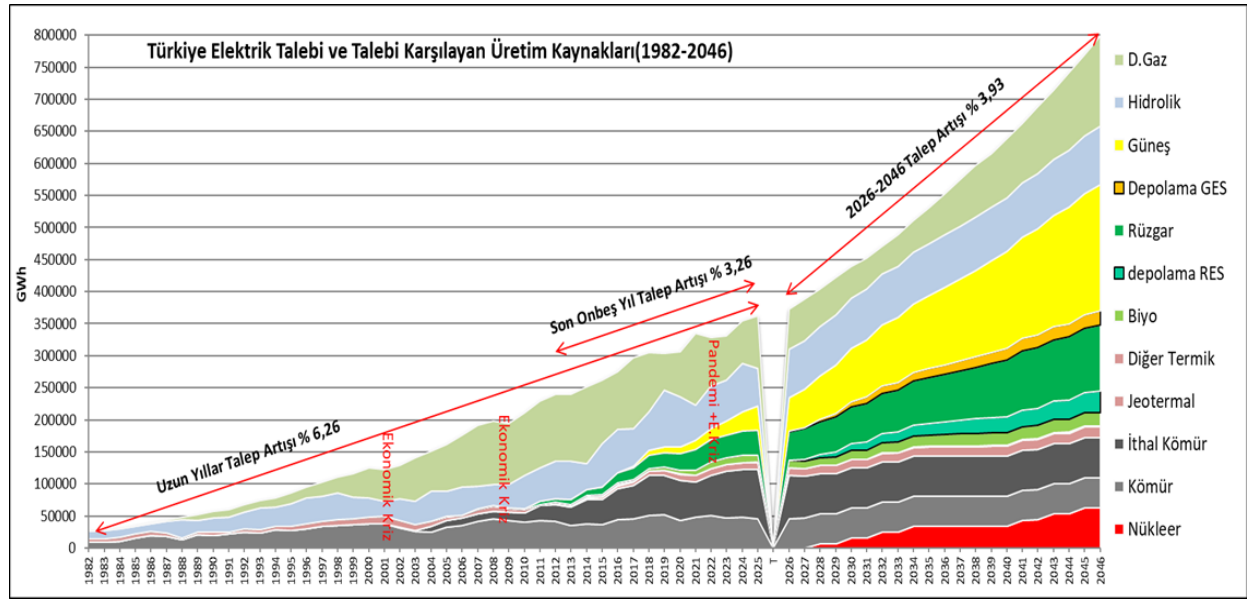
Şekil 9.



Şekil 10.

b. Üretim Gelişimi

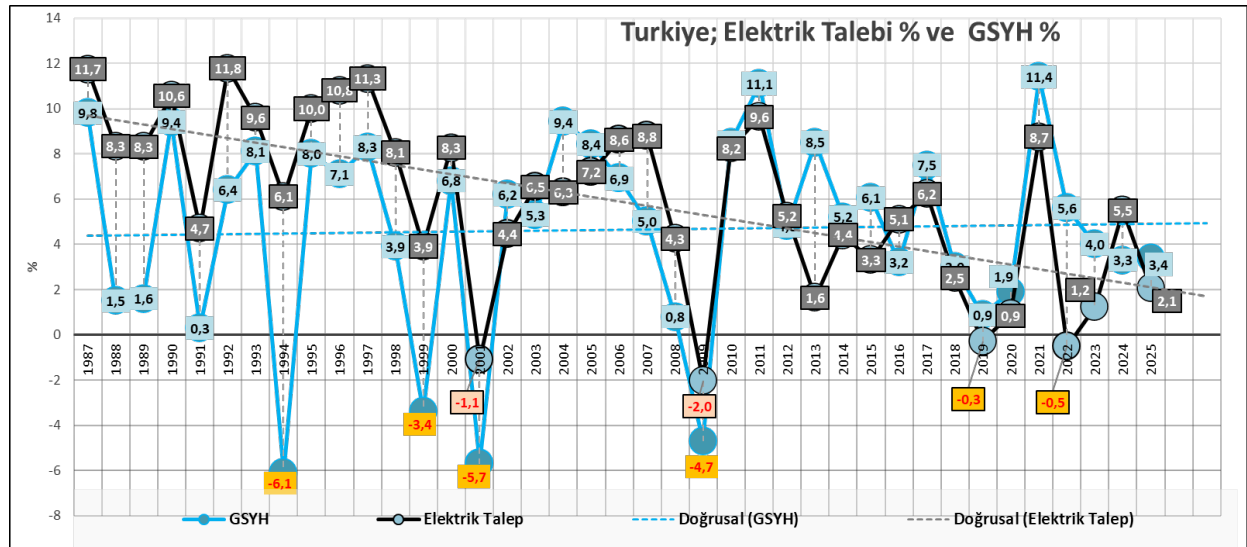
Şekil 11. de verilen uzun yıllar Türkiye talebe bağlı üretim gelişimine baktığımızda talebin yıllık bileşik büyüme oranı (cagr) %6,26 olmuştur. Geçmiş on beş yıla baktığımızda talebin %3,26 büyüdüğü son on yılda ise %3,0 büyüdüğü görülmektedir. Bu çalışmada baz senaryo için gelecek yirmi bir yıl talep artışının %3,93 olacağı öngörülmüştür. (Özellikle çatı GES ve öz tüketime yönelik yatırımlar ve sanayi tüketiminin yavaşlaması nedeniyle talebin yavaşladığı gözlemlenirken, öz tüketimin talebe ilavesi halinde talebin ekonomik kriz yılları hariç çok fazla azalmadığı anlaşılabacaktır.)



Şekil 11.

c. Talep Gelişimi ve Talep Tahmini

Türkiye elektrik talebi ekonomik büyümeye paralel olarak artış göstermektedir. Şekil 12 de Türkiye elektrik talebi ve ekonomik büyüme artışına ilişkin ilişki verilmektedir.



Şekil 12.

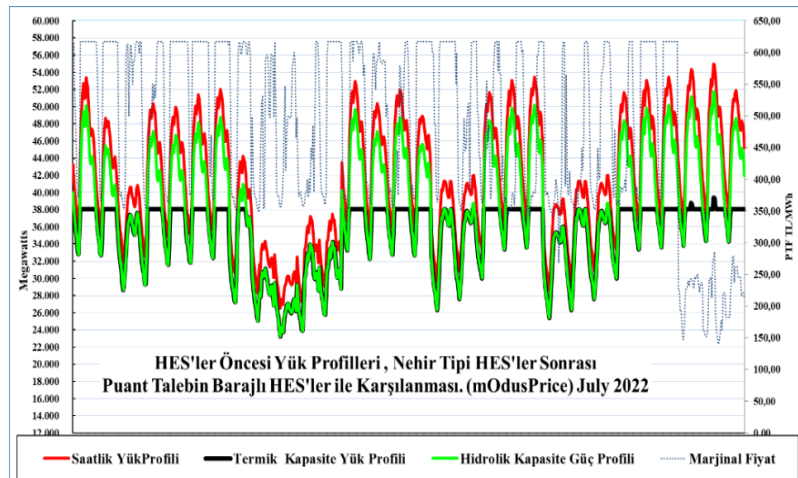
Türkiye uzun yıllar elektrik talep artışı yıllık bileşik %6,26'dur. Geçmiş on beş yılda bu oran (2010-2025) %3,26, son on yılda ise %3,0 (Şekil-11.) olmuştur. Yapılan çalışmada 2026-2046 yılları için elektrik talep artışının yıllık bileşik %3,93 olacağı tahmin edilmiştir. **Bu kapsamda Baz senaryoda talep %3,93 alınmıştır.** Elektrik talep tahminleri; geçmiş yıllar gerçekleşen elektrik talebi, Türkiye İstatistik Kurumu'nun nüfus gelişim projeksiyonu, TEİAŞ'ın Üretim Kapasite Projeksiyonunda verilen talep tahminleri değerlendirilmiş ve şekil 13'de verilen mOdus'un GDP bazlı talep projeksiyon modeli ile rapora esas 2026-2046 yılları elektrik talep projeksiyonu üretilmiştir.

Talep Tahmini					
Yıllar	Nüfus	Kişi Başına Elektrik Tüketimi	GSYh%	Talep Gelişimi Baz Senaryo GWh (MODUS)	Talep %
2014	77 695 904	3.311	5,2	257.220	4,4
2015	78 741 053	3.375	6,1	265.724	3,3
2016	79 814 871	3.499	3,2	279.286	5,1
2017	80 810 525	3.672	7,4	296.702	6,2
2018	82 003 882	3.709	2,6	304.167	2,5
2019	83 154 997	3.648	0,9	303.320	-0,3
2020	83 614 362	3.661	1,9	306.109	0,9
2021	84 680 273	3.931	11,4	332.871	8,7
2022	85 279 553	3.883	5,6	331.105	-0,5
2023	85 372 377	3.926	4,0	335.168	1,2
2024	85 664 944	4.127	3,3	353.580	5,5
2025	86.092.168	4.192	3,4	360.929	2,1
2026	86.654.276	4.294	3,8	372.086	3,1
2027	87.057.013	4.459	4,3	388.223	4,3
2028	87.447.192	4.612	5,0	403.280	3,9
2029	87.824.415	4.791	4,0	420.793	4,3
2030	88.188.221	4.968	4,0	438.087	4,1
2031	88.547.948	5.132	4,0	454.436	3,7
2032	88.903.143	5.313	4,0	472.318	3,9
2033	89.253.465	5.495	4,0	490.469	3,8
2034	89.598.704	5.681	4,0	508.978	3,8
2035	89.938.773	5.877	3,0	528.560	3,8
2036	90.271.639	6.102	3,0	550.854	4,2
2037	90.597.328	6.325	3,0	573.043	4,0
2038	90.915.745	6.550	3,0	595.495	3,9
2039	91.226.644	6.774	3,0	618.002	3,8
2040	91.529.614	7.023	3,0	642.775	4,0
2041	91.821.961	7.259	3,0	666.563	3,7
2042	92.102.888	7.518	3,0	692.420	3,9
2043	92.371.407	7.782	3,0	718.821	3,8
2044	92.626.291	8.053	3,0	745.901	3,8
2045	92.866.062	8.340	3,0	774.521	3,8
2046	93.089.166	8.648	3,0	805.000	3,9
CAGR (F) 2016-2025	0,84%	2,03%		2,89%	
CAGR (F) 2026-2046	0,37%	3,51%		3,93%	

Şekil 13.

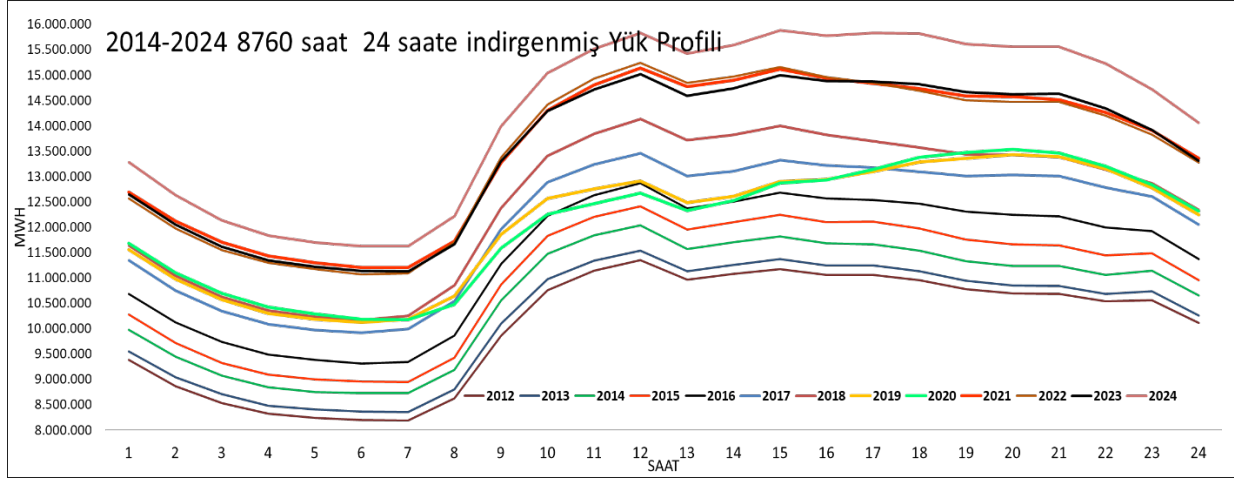
6. Saatlik Yük Profilleri

Talep Tahmin ve Yük Profilleme Modülü; İstatistikî saatlik yük profilleri ve tatil vb. olasılıkları dikkate almak suretiyle, talep tahminlerindeki artış ve azalışa bağlı olarak saatlik yük profillerini oluşturmaktadır. Seçilen yıl için, güneş, rüzgar ve hidrolik santral tiplerine ve mevsimsel su gelirlerine bağlı olarak, hesaplanmış saatlik yenilenebilir yük, yük profili içerisinde ayrıştırılmakta ve her bir saat için termik güce kalan yük hesaplanmaktadır. (Şekil14) Termik santrallere kalan yük, saatlik profil bazında, yük kaybı olasılığı da dikkate alınmak suretiyle her bir termik santralin işletme maliyetine (işletme giderleri+yakıt maliyeti) göre merit-order sıralanmaktadır. Her bir saat için hesaplanan termik güce karşılık gelen santralin işletme maliyeti o saat için marjinal maliyet olarak belirlenir. Marjinal fiyatlandırma "Monte Carlo Simülasyon Modeli" kullanılmaktadır.

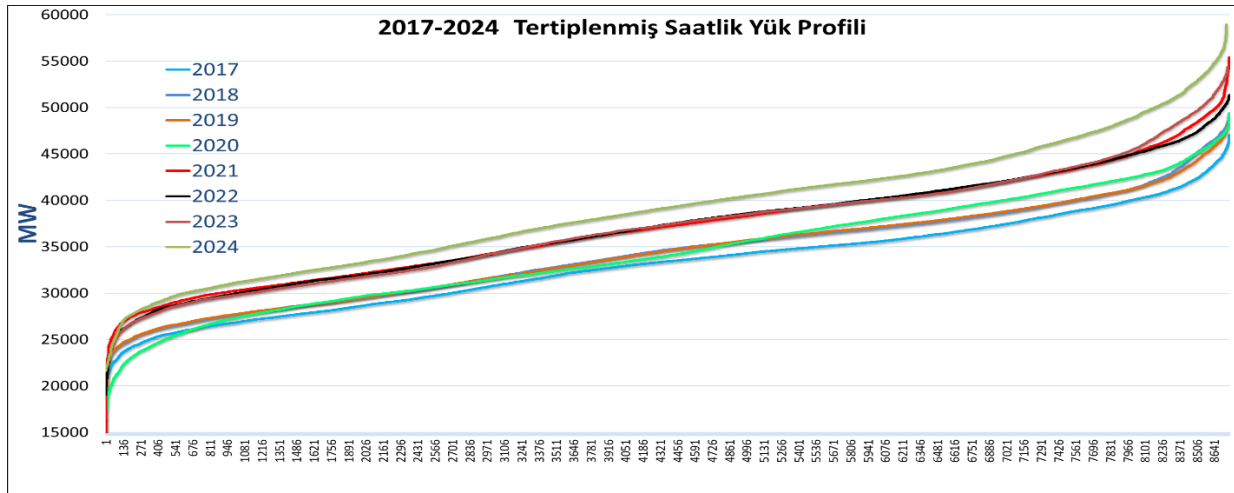


Şekil 14

Şekil 15’de 2012-2024 yıllarının 24 saate tertiplenmiş yük profili verilmektedir. Şekil 16’de ise 2017-2024 yılları küçükten büyüğe sıralanmış 8760 saat yük profili verilmektedir.

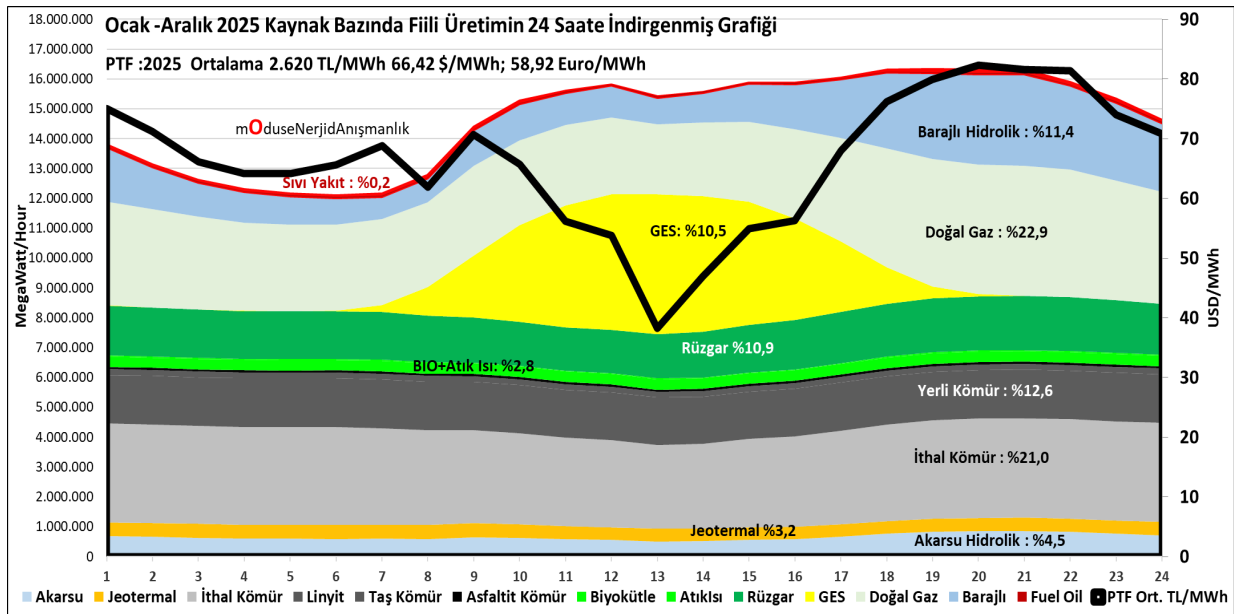


Şekil 15.



Şekil 16.

Türkiye elektrik piyasası 2025 yılı fiili birincil kaynak kullanımının 24 saate tertiplenmiş grafiği Şekil.17



Şekil 17.

7. Üretim Kapasite Analizi

Model veri tabanı, EPDK'dan lisans almış projelerin ilerleme durumları, "EPDK 2025 Temmuz Proje İlerleme Raporu", lisans alma tarihleri, şirketlerin piyasa gücü, TEİAŞ projeksiyon raporları ve bazı şirketlerle bire bir görüşmeler sonucunda güncellenmiş ve kapasite projeksiyonu bu çerçevede şekillendirilmiştir. EPDK lisans sorgulamadan alınan veriler yan taraftaki tabloda görülmektedir. Lisanslı projelerin içerisinde ilerleme kaydetmeyen Gaz, İthal Kömür ve HES projeleri de bulunmaktadır.

2026 Şubat ayı itibarıyla Türkiye Elektrik Kurulu Gücü 123.453 MWe ulaşmıştır.

Yapım aşamasında (Lisanslı 10.519 MWe, Ön lisanslı 39.773 MWe, olmak üzere toplam 50.292 MWe santral projesi mevcuttur. Temmuz 2025 Proje ilerleme durumları dikkate alınarak düzenlenen detaylı tablolar raporun ilerleyen kısmında yer almaktadır. Son beş yılda ağırlıklı GES olmak üzere her yıl ortalama 5.576 MWe gücünde elektrik üretim santrali devreye alınmıştır.

KAYNAK TÜRÜ	TR 2025 Sonu Kurulu Güç MWe	TR 2026 Şubat Kurulu Güç MWe	% Dağılım	Lisanslı İnşaa Halinde MWe	Ön Lisanslı MWe
Doğal Gaz	23.979	23.916	19,7%	2.540	2
İthal Kömür	10.462	10.462	8,6%	107	-
Y.Kömür+Asfaltit	11.470	11.535	9,4%	221	38
Diğer Termik	260	260	0,2%	30	-
Y.Atık+Isı+Prolitik	2.343	2.350	1,9%	520	165
Jeotermal	1.758	1.759	1,4%	208	373
HES	32.294	32.296	26,5%	1.805	1.562
RES	14.546	14.916	11,9%	2.570	1.835
Depolamalı RES				743	17.974
GES	24.792	25.959	20,3%	610	1.076
Depolamalı GES				1.165	16.748
Nükleer				-	
TOPLAM:	121.902	123.453		10.519	39.773

7a- 2014-2025 Kurulu Güç Gelişimi

KAYNAK TÜRÜ	2014 Sonu Kurulu Güç MWe	2015 Sonu Kurulu Güç MWe	2016 Sonu Kurulu Güç MWe	2017 Sonu Kurulu Güç MWe	2018 Sonu Kurulu Güç MWe	2019 Sonu Kurulu Güç MWe	2020 Sonu Kurulu Güç MWe	2021 Sonu Kurulu Güç MWe	2022 Sonu Kurulu Güç MWe	2023 Sonu Kurulu Güç MWe	2024 Sonu Kurulu Güç MWe	2025 Sonu Kurulu Güç MWe
Doğal Gaz	21.476	21.222	22.156	23.064	22.438	25.904	25.673	25.576	25.347	25.354	24.675	23.979
İthal Kömür	6.063	6.064	7.474	8.794	8.794	8.967	8.987	8.994	10.374	10.374	10.404	10.462
Y.Kömür+Asfaltit	8.708	9.418	9.842	9.873	10.204	11.317	11.336	11.366	11.437	11.440	11.469	11.470
Diğer Termik	5.267	4.854	4.472	4.629	4.735	312	314	258	258	268	261	260
Y.Atık+Isı+Prolitik	288	345	467	575	739	1.163	1.485	2.035	2.309	2.448	2.417	2.343
Jeotermal	405	624	821	1.064	1.283	1.515	1.613	1.676	1.691	1.691	1.714	1.758
HES	23.643	25.868	26.681	27.266	28.291	28.503	30.984	31.492	31.572	31.779	32.203	32.294
RES	3.630	4.503	5.751	6.516	7.005	7.591	8.832	10.607	11.396	11.697	12.871	14.546
GES	40	249	833	3.421	5.063	5.995	6.667	7.816	9.425	11.308	20.232	24.792
TOPLAM:	69.520	73.147	78.497	85.200	88.551	91.267	95.891	99.820	103.809	106.360	116.245	121.902

Şekil 18.

7b- Kaynak Bazında 2024 ve 2025 Elektrik Üretimini Karşılaştırılması

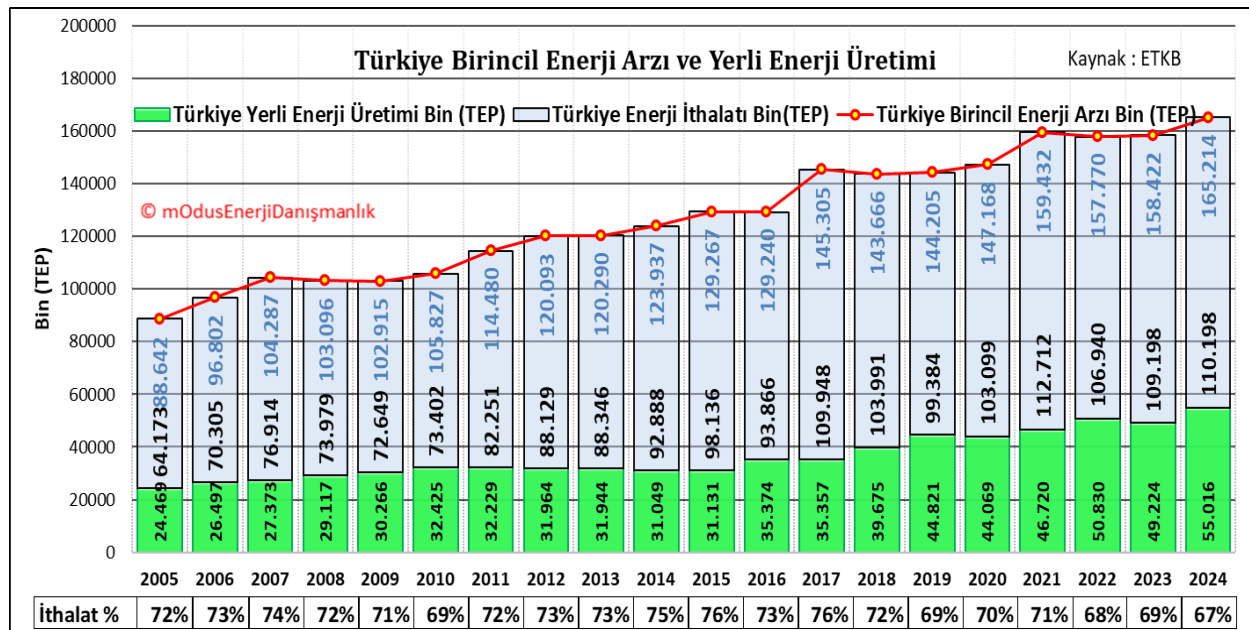
Şekil 18.A dan görüleceği üzere Termik Santraller 2024 yılında Türkiye arzının %56,7'sini, 2025 yılı aynı dönemde ise %59,6'sını karşılamıştır. Termik santrallerin %70 civarında üretimleri ithal kaynaklardan karşılanmakta olup, bu oran yenilenebilir santrallerin doğa şartlarına göre elektrik üretimin artması /azalmasına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Bu değişkenlik devreye en kısa zamanda girip çıkabilen ve marjinal fiyat açısından merit-order dizilişin üzerinde yer alan doğal gaz santral kapasite faktörlerini etkilemektedir.

Türkiye Geneli Üretim	2024 Ocak-Aralık		2025 Ocak -Aralık		2025-2024
Birincil Kaynaklar	MWh	% Dağ.	MWh	% Dağ.	
Fuel-Oil Motorin	255.958	0,1%	756.929	0,2%	500.971
Taş Kömürü	4.547.587	1,3%	4.582.389	1,3%	34.801
İthal Kömür	74.816.595	21,1%	76.101.692	21,0%	1.285.097
Linyit	42.477.298	12,0%	39.209.530	10,8%	-3.267.768
Asfaltit	1.155.280	0,3%	2.017.529	0,6%	862.249
Doğalgaz	66.978.292	18,9%	83.324.879	23,0%	16.346.588
Diğer	10.773.707	3,0%	10.400.657	2,9%	-373.049
Termik Toplam	201.004.717	56,7%	216.393.606	59,6%	15.388.889
Barajlı	57.230.248	16,1%	41.284.674	11,4%	-15.945.574
Akarsu	17.622.931	5,0%	16.146.470	4,4%	-1.476.461
Hidrolik Toplam	74.853.179	21,1%	57.431.144	15,8%	-17.422.035
Jeotermal	10.245.848	2,9%	11.660.393	3,2%	1.414.546
Rüzgar	38.369.584	10,8%	39.437.991	10,9%	1.068.408
Güneş	30.096.885	8,5%	38.069.043	10,5%	7.972.159
Türkiye Üretim Toplamı	354.570.212	100%	362.992.178	100%	8.421.966
Dış Alım	2.681.578	0,8%	2.011.797	0,6%	-669.781
Dış Satım	3.671.942	1,0%	4.075.035	1,1%	403.092
Türkiye Tüketim Toplamı	353.579.848		360.928.940		7.349.092

Şekil 18.A

7c- Türkiye Birincil Enerji Arzı

Ülkemizin başta petrol ve doğal gaz olmak üzere enerji ithalatına bağımlılığı Şekil18.B'den görülmektedir. Petrolde ithalata bağımlılık oranı %92,4 olan ülkemizin doğal gazda ithalata bağımlılık oranı ise %99 civarındadır. Bu çerçevede Türkiye birincil enerji arzının %70 civarını ithal etmektedir.



Şekil 18.B

7d- Küresel Finansal Dalgalanmalar ve Kaynak Bazında Azami Uzlaştırma Fiyat Uygulamaları

2021 yılının 2.yarisından itibaren gaz ve kömür tedarik zincirinin kırılmasının yanı sıra küresel finansal dalgalanmalara bağlı olarak tırmanış gösteren petrol ve yakıt fiyatları AB ülkelerinde olduğu gibi Türkiye elektrik piyasasını da olumsuz etkilemiştir. 2022 yılı emtia ve enerji fiyatlarında küresel bir kriz ile başlamıştır. Birçok ülkede serbest piyasalara müdahale edilmiştir. Enerji şirketlerine vergi tavizleri, tüketicilere devlet destekleri verilirken, Avrupa Birliğinde “Energy Prices Toolbox” adı altında müdahale araçları açıklanmıştır. Bu kapsamda Türkiye’de de regülatör kaynak bazında azami uzlaştırma fiyatları belirlemek suretiyle bir yandan tüketiciyi korumak, elektrik fiyatında aşırı yükselmelere müsaade etmemek ve diğer bir yandan da aşırı yükselen emtia fiyatları nedeniyle çalışamayan kurulu gücü devreye almak amacıyla “DESTEKLEME BEDELİ” modelini 2022 Nisan ayından itibaren 6 aylık bir süre için devreye almış, 2022 Ekim ayında 6 aylık bilahare 2023 Nisan ayında da 6 aylık süreyle uzatmış olup fiyatların normal seviyelere gelmiş olmasına bağlı olarak **2023 ekim ayından itibaren AUF sona erdirilmiştir. Tavan fiyat uygulaması devam etmektedir.**

7e- Dünya Genelinde Doğalgaz Üreticileri, İthalatçıları ve İhracatçıları (IEA Keyworld 2021)

Doğal Gaz üreticileri			Doğal Gaz İhracatçıları			Doğal Gaz İthalatçıları		
	bcm			bcm			bcm	
Amerika	949	23,6%	Rusya	230	5,7%	Ç,n	125	3,1%
Rusya	722	18,0%	Katar	127	3,2%	Japonya	105	2,6%
İran	235	5,9%	Norveç	111	2,8%	Almanya	83	2,1%
Cin	191	4,8%	Avusturalya	103	2,6%	İtalya	66	1,6%
Kanada	184	4,6%	ABD	77	1,9%	Meksika	64	1,6%
Katar	167	4,2%	Türkmenistan	57	1,4%	Kore	54	1,3%
Avusturalya	148	3,7%	Kanada	47	1,2%	Türkiye	47	1,2%
Norveç	116	2,9%	Cezayır	41	1,0%	Fransa	37	0,9%
Arabistan	99	2,5%	Nijerya	27	0,7%	İngiltere	34	0,8%
Cezayır	92	2,3%	Malezya	22	0,5%	Hindistan	34	0,8%
Diğerleri	1.111	27,7%	Diğerleri	176	4,4%	Diğerleri	324	8,1%
Dünya Toplamı	4.014		Dünya Toplamı	1.018		Dünya Toplamı	973	

Şekil 18.C

7f- Dünya Genelinde Kömür Üreticileri, İthalatçıları ve İhracatçıları (IEA Keyworld 2021)

Dünya Kömür üreticileri			Kömür İhracatçıları			Kömür İthalatçıları		
	Mt			Mt			Mt	
Cin	3.764	49,7%	Endonezya	396	32,7%	Çin	306	24,2%
Hindistan	760	10,0%	Avustralya	390	32,2%	Hindistan	210	16,6%
Endonezya	564	7,4%	Rusya	188	15,5%	Japonya	183	14,5%
Avustralya	493	6,5%	Güney Afrika	62	5,1%	Kore	123	9,7%
Amerika	485	6,4%	Amerika	58	4,8%	Tayvan	63	5,0%
Rusya	398	5,3%	Kolombiya	30	2,5%	Vietnam	52	4,1%
Güney Afrika	247	3,3%	Mongolya	29	2,4%	Türkiye	40	3,2%
Almanya	107	1,4%	Kazakistan	24	2,0%	Malezya	31	2,5%
Polonya	101	1,3%	Kanada	26	2,1%	Almanya	29	2,3%
Kazakistan	100	1,3%	Mozambik	7	0,6%	Tayland	25	2,0%
Dünya Toplamı	556	7,3%	Diğer	2	0,2%	Diğer	202	16,0%
Dünya Toplamı	7.575		Dünya Toplamı	1.212		Dünya Toplamı	1.264	

Şekil 18.D

2026 – 2046 Projeksiyonunda, gelecek yirmi bir yıl Türkiye arz/talep senaryosu hazırlanmıştır. Şekil 19 'da verilen 2026 – 2046 Projeksiyonunda, EPDK ilerleme raporları baz alınmış ve gelecek yirmi bir yıl kurulu güç bileşik büyüme oranı %4,01 olarak hesaplanmıştır. Toplam lisans ve ön lisanslı proje stoku 50.292 MWe iken, bu proje stokuna ilave olarak, ETKB "Ulusal Enerji Planı" da değerlendirilmek suretiyle, DSİ tarafından yapımı devam eden barajlı santraller ve sözleşmeyle bağitlanmış projeler ile başvuruları yapılmış olan yenilenebilir kapasite hedefleri de dikkate alınarak YEKA kapsamında GES ve RES kapasiteleri ve lisanssız kapsamda büyük tüketicilere (5.1.h. sanayi vb.) tesis kurulu güçlerinin iki katına kadar santral yapma imkânı tanınması nedeniyle gelecek lisanssız GES ve RES kapasitesi ve depolama kapasitesinin ilavesiyle bu çalışma için toplam proje stoku 160 GW'ı aşmaktadır. Akkuyu nükleer santralin 1.200 MW ilk ünitesinin 2028'de devreye gireceği kalan toplamda 3.600 MW üç ünitenin de sırasıyla 2030, 2032 ve 2034'te devreye gireceği, Ayrıca 2041 yılında ilk ünitesi devreye girmesi muhtemel 1.280x4 MW Sinop NES'in ve 2046 yılına kadar 3 ünitesi projeksiyona dahil edilmiştir. Yayınlanan mevzuat dikkate alınarak 2026 yılından başlayarak tedricen artan seviyede depolama kapasitesi de senaryoya dâhil edilmiş olup 2046 yılında 27.154 MW depolama kapasitesine, GES'lerin depolamalı GES'ler ile birlikte 123.278 MW'a, RES'lerin ise depolamalı RES'ler ile birlikte off-shore ilavesiyle 50.000 MW'ı aşabileceği kabul edilmiştir. Depolama kapasitesi 2046 yılında Güneş ve Rüzgâr kapasitesinin 1/5'ine tekabül etmektedir. Gelecek yenilenebilir santrallere bağlı olarak şebeke frekansının tutulmasına katkı sağlayacak olan depolama tesisleri ve pompajlı hidrolik santraller puanta katkı verecek tesisler olarak projeksiyonda yer almıştır.

Bu kapsamda proje sahiplerinin ekonomik büyüklükleri, proje ilerleme durumları, yenilenebilir santrallerin ağırlık kazanması vb. hususlar dikkate alınarak hazırlanan projeksiyonda ilk beş yıl için (2026-2030) 43,1 GW, 2.beş yıl için (2031-2035) 34,3 GW, 3.beş yıl için (2036-2040) 36,7 GW, 4.altı yıl için (2041-2046) 48,04 GW toplamda gelecek yirmi bir yıl için (2026-2046) 162 GW santral projeksiyona dahil edilmiştir. Bu kapasitenin 10 GW civarında termik, 8,6 GW'ı nükleer ve 142 GW'ı yenilenebilir kaynaklıdır.

18

7g- Kapasite Senaryosu

Kapasite Projeksiyonu MW	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
Gaz	23.979	24.869	24.869	24.869	25.369	25.369	25.369	25.369	25.369	25.769	25.769
Yerli Kömür	11.470	11.470	11.615	11.615	11.615	11.662	11.662	11.662	11.699	11.699	11.699
İthal Kömür	10.462	10.462	10.462	10.462	10.462	10.462	10.462	10.462	10.462	10.462	10.480
Hidrolik	32.294	32.379	32.453	32.604	32.995	33.215	33.531	33.792	33.968	34.206	34.496
Rüzgar	14.546	16.021	17.265	18.220	19.237	20.537	21.316	22.454	23.365	24.342	25.382
Jeotermal	1.758	1.816	1.857	1.980	2.041	2.082	2.104	2.145	2.187	2.237	2.285
Biyo	2.343	2.528	2.667	2.764	2.953	3.165	3.390	3.577	3.755	3.980	4.145
Diğer	260	260	260	282	302	332	362	392	422	452	482
Güneş	24.792	28.882	32.932	37.481	42.006	46.214	49.424	52.824	56.024	59.224	62.924
Depolamalı Rüzgar	0	236	956	2.051	3.297	4.392	5.287	6.013	6.537	7.062	7.682
Depolamalı Güneş	0	374	1.024	2.374	3.674	5.186	6.076	7.026	7.726	8.406	9.156
Nükleer	0	0	0	1.200	1.200	2.400	2.400	3.600	3.600	4.800	4.800
Toplam MW (kümülatif)	121.902	129.295	136.358	145.900	155.149	165.015	171.382	179.316	185.114	192.638	199.299

Kapasite Projeksiyonu MW	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
Gaz	25.769	25.769	26.969	27.859	28.749	29.989	31.189	31.189	32.389	32.389	32.389
Yerli Kömür	11.699	11.699	11.699	11.744	11.744	11.744	11.744	11.744	11.744	11.744	11.868
İthal Kömür	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480	10.480
Hidrolik	34.724	34.933	35.081	35.263	35.459	35.841	36.449	37.009	37.717	38.307	38.535
Rüzgar	26.147	27.247	28.522	30.079	31.440	33.012	33.731	34.284	35.284	36.053	36.978
Jeotermal	2.343	2.381	2.419	2.447	2.485	2.527	2.559	2.591	2.623	2.655	2.680
Biyo	4.379	4.513	4.597	4.691	4.735	4.785	4.850	4.872	4.890	4.902	4.944
Diğer	512	542	572	602	632	662	692	722	752	782	812
Güneş	66.924	70.924	74.857	79.457	83.957	88.157	92.357	96.455	100.655	104.855	109.455
Depolamalı Rüzgar	8.192	8.792	9.317	9.760	10.069	10.497	10.978	11.425	11.925	12.656	13.331
Depolamalı Güneş	9.656	10.156	10.623	11.023	11.423	11.823	12.223	12.623	13.023	13.423	13.823
Nükleer	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	6.080	6.080	7.360	7.360	8.640	8.640
Toplam MW (kümülatif)	205.624	212.235	219.935	228.204	235.972	245.596	253.331	260.753	268.841	276.885	283.934

Şekil 19.

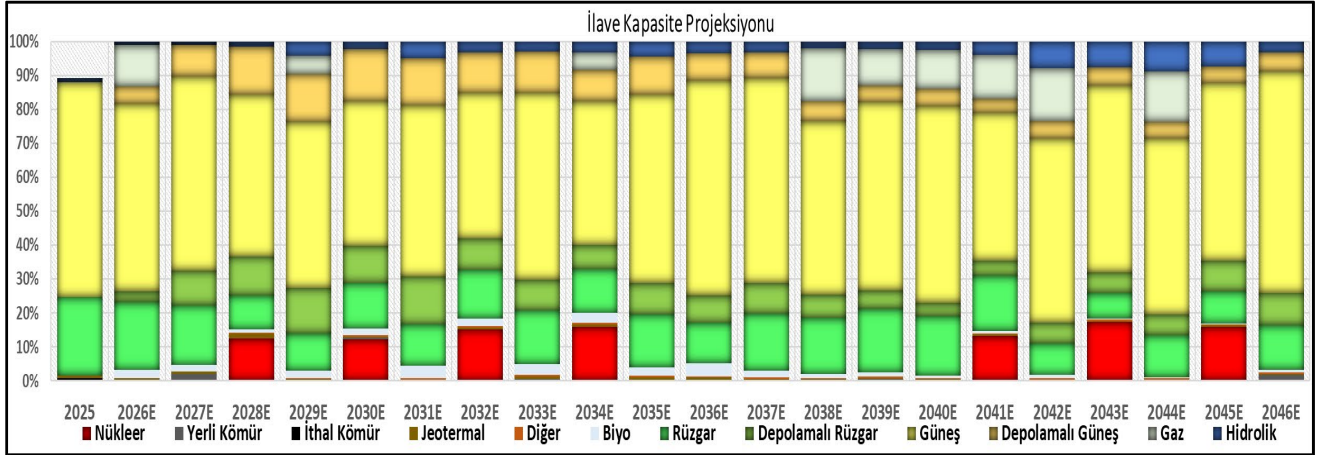
7h- Santrallerin Çalışma Saatlerine İlişkin Kabuller

Santral Çalışma Saatleri /Yıl-	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Gaz	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Yerli Kömür	3.994	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
İthal Kömür	7.274	6.500	6.300	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Hidrolik	1.778	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360
Rüzgar	2.711	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
Jeotermal	6.634	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200
Biyo	4.440	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Diğer	2.914	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Güneş	1.536	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Depolamalı Rüzgar	0	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464
Depolamalı Güneş	0	1.530	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584
Nükleer	0	0	0	6000	6000	6500	6500	7000	7000	7000	7000
Ortalama Çalışma Saatleri (Yıl)	3.654	3.742	3.646	3.555	3.474	3.428	3.401	3.384	3.344	3.344	3.303

Santral Çalışma Saatleri /Yıl-EA	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Gaz	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.500	7.500	7.500	7.500
Yerli Kömür	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
İthal Kömür	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Hidrolik	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360	2.360
Rüzgar	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
Jeotermal	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200	6.200
Biyo	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Diğer	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Güneş	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Depolamalı Rüzgar	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464	2.464
Depolamalı Güneş	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584
Nükleer	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7200	7200	7200	7200	7.200
Ortalama Çalışma Saatleri (Yıl)	3.262	3.230	3.213	3.191	3.175	3.200	3.188	3.238	3.226	3.218	3.203

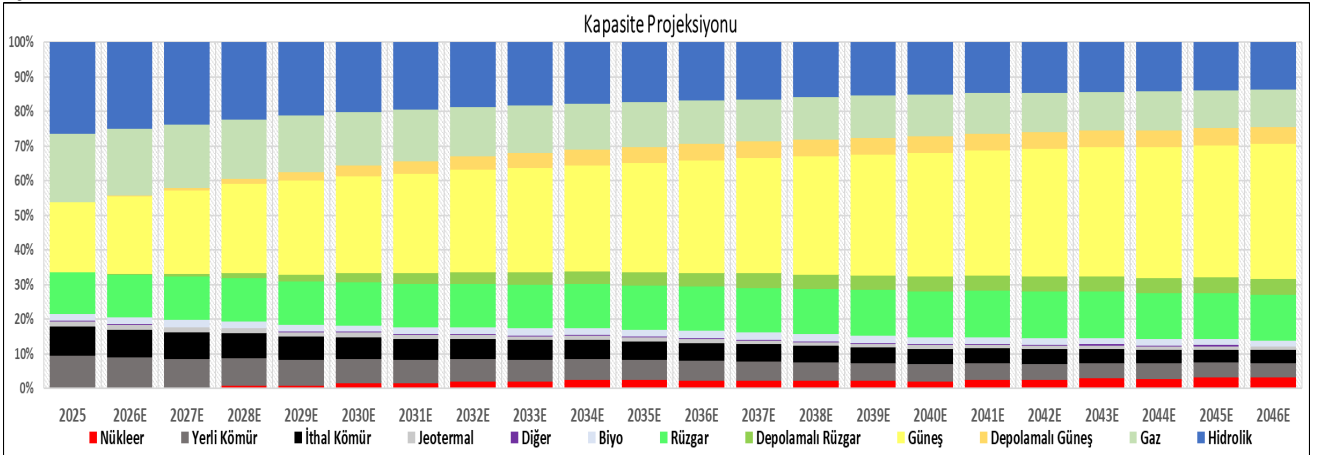
Şekil 20.a

7i- İlave Kapasite Projeksiyonu



Şekil 20.b

7j- Kapasite Projeksiyonu



Şekil 20.c

8. Kabuller

8.a Kapasite Finansman Maliyetleri

Yenilenebilir ve Termik santrallere ilişkin proje aşamaları Şekil21’de verilmektedir. İnşaat öncesi süre; projenin lokasyonu, büyüklüğü, kaynağı ve mevzuata kapsamında alınması gereken izinlere bağlı olarak asgari 24 ay ile 36 ay arasında sürebilmektedir. Teorik proje gerçekleşme periyodu şekil.24 da verilmekle birlikte kamusal izin sürecine bağlı olarak bu süreler genellikle artmaktadır.

	Hidrolik	Termik	Rüzgar	Güneş	Diğer Yenilenebilir
Yer Belirleme, Harita Çalışmaları ve Ölçüm	3 Ay	3 Ay	3 Ay	3 Ay	3 Ay
Lisanslama Öncesi DSİ İşlemleri	1 Yıl				
Lisanslama Öncesi Ölçüm	-	-	1 Yıl		-
Bağlantı Görüşü	3 Ay	3 Ay	6 Ay	3 Ay	3 Ay
Yatırım Süreci (İnşaat Öncesi Kamulaştırma, İzinler, ÇED, Finansman ve Detaylı Proje Çalışması)	7 Ay	7 Ay	7 Ay	7 Ay	7 Ay
	Max.18 Ay	Max.18 Ay	Max.18 Ay	Max.18 Ay	Max.18 Ay
İnşaat Süreci	3-6 Yıl	4-6 Yıl	2 Yıl	1 Yıl	2-3 Yıl

Şekil 21

Finansman Modülü veri tabanındaki santrallerin kapasite bedellerinin hesaplanması için kullanılan ve Şekil 22’de verilen Kapasite maliyetleri itfa süreleri bazında kredilendirilerek yıllık ödenecek finansman maliyetleri belirlenmiştir. Özelleşen kamu santrallerinin ihale bedelleri de capex hesaplanmasında dikkate alınmıştır. Şekil 22’de verilen teorik değerler finansman tutarı bilinmeyen santraller için modelin bir parametresi olmaktadır. Alım garantili ve milletlerarası imzalanan Anlaşmalar ’da tarifeye ilişkin değerlerin belli olması nedeniyle mOduPrice modelde; Aynen Yap İşlet ve Yap İşlet Devret modelinde yapılan alım garantili santrallerde olduğu gibi Capex hesaplamalarında Anlaşmada belirtilen değerler esas alınmaktadır.

mOduPrice modelinde işletmede olan her bir doğalgaz santralının verimlilik oranları yer almaktadır. (Bazı santral verimlilikleri: Cengiz Samsun %61, Egemer %60, Enerjisa Bandırma %59, Yeni Kocaeli %59,5 ve OMV Samsun, RWE Denizli %58 civarında) Bu santraller dışında kalan mevcut gaz santrallerinin ortalama verimlilikleri (minimum %35-Maksimum %55 aralığında) %50 civarındadır (Şekil 24). Yeni devreye girecek gaz santralleri için verimlilik oranları %61 olarak alınmıştır. İthal kömür yakıtlı enerji santralının verimlilikleri proje bilgilerinden toplanmıştır. Yeni ithal kömür yakıtlı enerji santral projeleri süperkritik teknoloji ile % 42 ve % 44 arasında verimlilik oranı kabul edilmiştir.

Ortalama Yatırım Maliyetleri ve Teknik Parametreler

Yeni Girişler İçin Ortalama Yatırım Maliyetleri ve Teknik Parametreler						
	İnşaat Süresi Yıl	İtfa Süresi	Ortalama Verimlilikle r	Capex (US\$/KW)	Ortalama Çalışma Saatleri	Ortalama Kapasite Faktörü
Doğal Gaz (KÇGS)	3	10	62%	1000	7600	87%
		10	45%	2200	7512	86%
Linyit	5	10	38%	2300	6132	70%
		10		2000	2700	31%
Nehir**	4	10		1750	2700	31%
		20		5000	7972	91%
Rüzgar	2	10		1200	2891	33%
		10		700	1800	21%

** Hidrolik santral yatırım maliyetleri baraj tipi, jeoloji, tünel/kanal uzunluğu ve teknolojisine göre değişim göstermektedir.

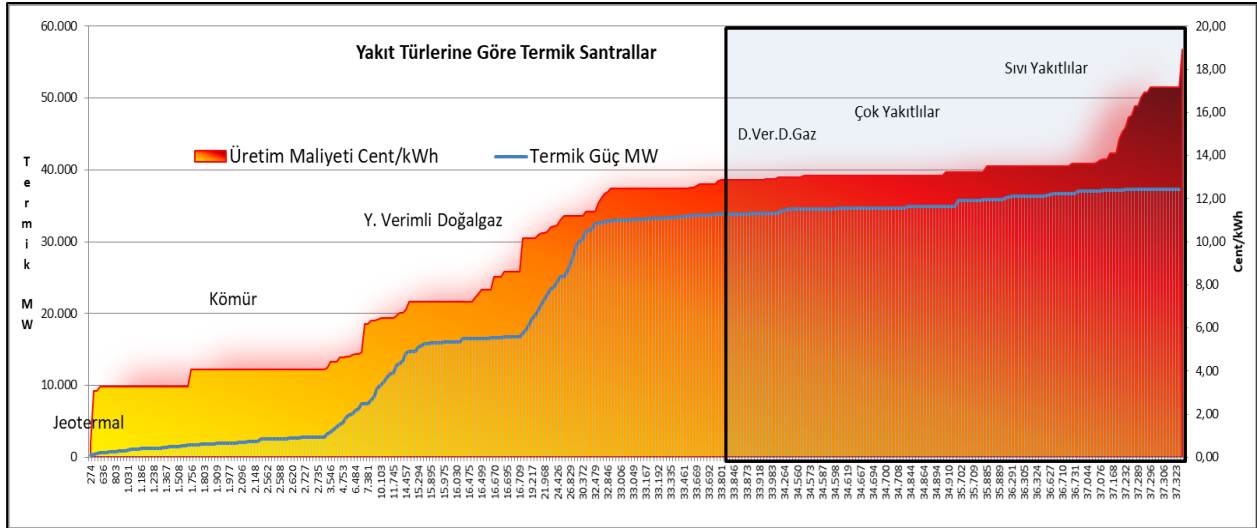
ModusPrice Modelinde, CCGT'ler için santral kapasite faktörlerine aşağıdaki gibi degradation uygulanmaktadır.

	1	2	3	4	5	6*	7	8	9	10	11*
Degradation	1	99%	99%	98%	97%	100%	99%	98%	98%	97%	100%
Capacity Factor	87	86,39	85,70	85,09	84,39	86,83	86,22	85,61	85,00	84,39	86,74

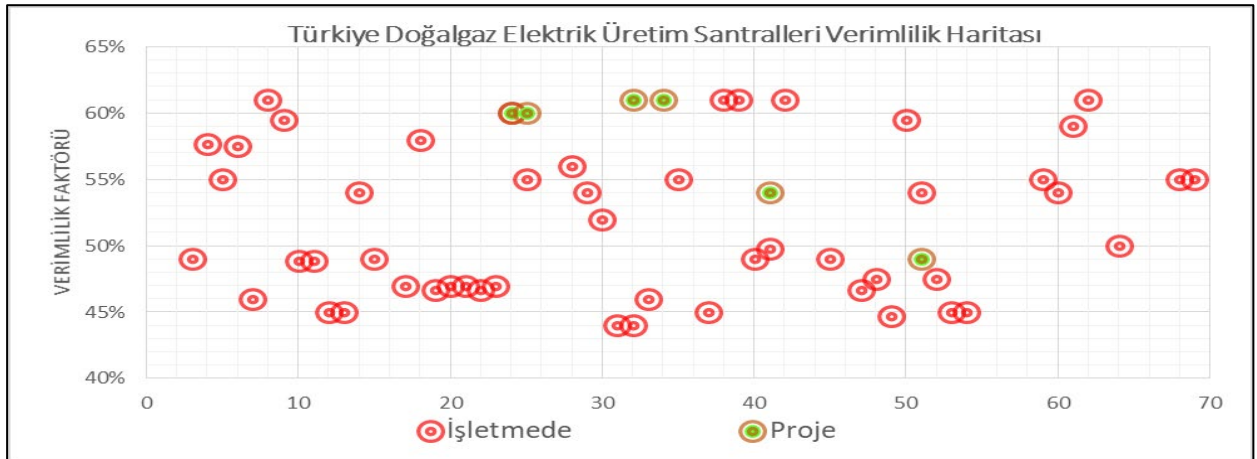
* Overhaul after every 5 years

Şekil 22.

Termik Santrallerin Sıralanması (mOdusPrice veri tabanından şekillendirilmiştir.)

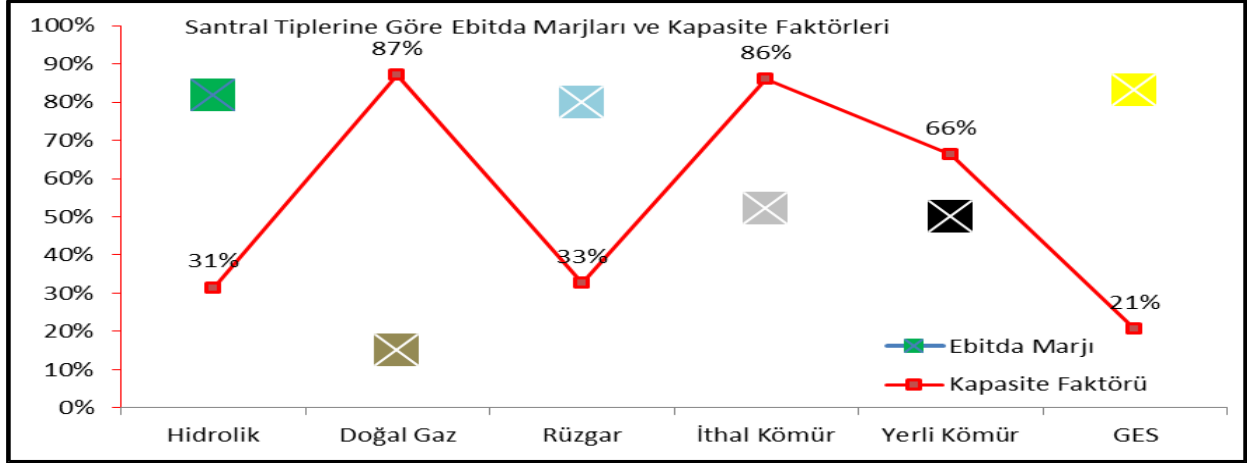


Şekil 23



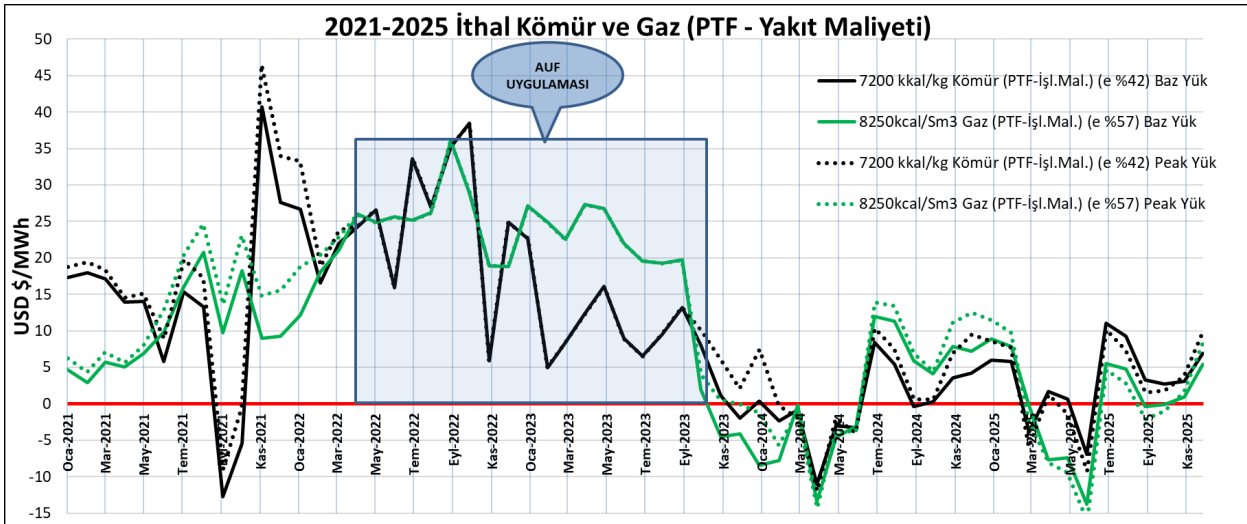
Şekil 24

Santral tiplerine göre kapasite faktörü ve EBITDA marjları ortalama olarak Şekil 25’de verilmiştir.

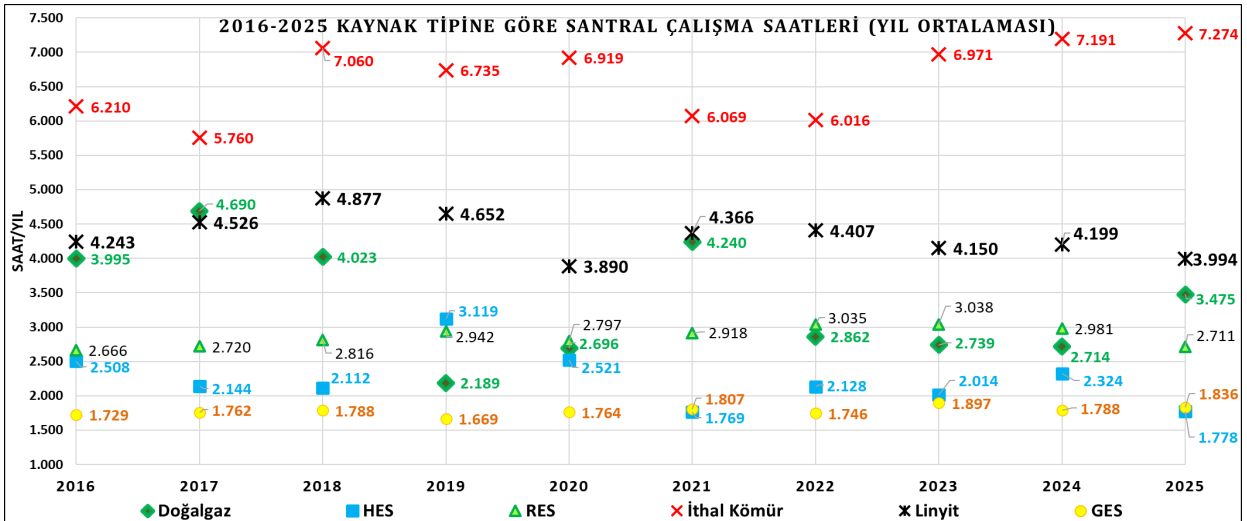


Şekil 25.

Şekil 26’da 2021 – 2025 yılları (Son Beş Yıl) arasında %57 verimli doğalgaz santrallerin spark spread değerleri ile %42 verimli ithal kömür santrallerinin dark spread değerleri ve Şekil 27’de kaynak bazında santrallerin 2016-2025 yılları (Son On Yıl) ortalama çalışma saatleri grafik olarak verilmiştir.



Şekil 26.



Şekil 27.

8.b Must-Run Çalışacak Santrallerin Belirlenmesi

Modelde Akarsu, Rüzgar ve Güneş santralleri ile Nükleer santraller must-run çalıştırılmaktadır.

8.c Makro Ekonomik Kabuller ve Reel/Nominal Senaryo Sonuçları

Makro Ekonomik Göstergeler	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
Türkiye GSYH Büyüme %	3,60	3,80	4,30	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
US CPI* Enflasyon %	2,70	2,60	2,50	2,50	2,50	2,45	2,45	2,40	2,40	2,35	2,35
TR CPI Enflasyon (Yıl Ortalaması) %	34,88	27,00	18,67	14,50	11,10	10,50	10,20	10,00	10,00	10,00	10,00
TR CPI Enflasyon (Yıl Sonu) %	30,89	24,80	16,00	13,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
TL/\$* (Yıl Ortalaması)	39,40	46,36	53,86	60,32	65,51	70,78	76,27	82,07	88,30	95,06	102,33
TL/\$* (yıl sonu)	42,57	50,00	56,75	62,71	67,41	72,50	77,97	83,90	90,28	97,18	104,62

Makro Ekonomik Göstergeler	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
Türkiye GSYH Büyüme %	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
US CPI* Enflasyon %	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
TR CPI Enflasyon (Yıl Ortalaması) %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
TR CPI Enflasyon (Yıl Sonu) %	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
TL/\$* (Yıl Ortalaması)	110,21	118,69	127,83	137,68	148,28	159,84	172,31	185,75	200,24	215,86	232,70
TL/\$* (yıl sonu)	112,67	121,35	130,69	140,76	151,59	163,42	176,16	189,91	204,72	220,69	237,90

Şekil 28.

Piyasa Takas Fiyatları (Senaryo Sonuçları)	REEL	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
P: Piyasa Takas Fiyatları Aritmetik Ort. \$/MWh	REEL	66,4	66,0	74,2	74,5	76,9	77,2	77,3	78,5	80,0	79,1	81,5
P: T1 Piyasa Takas Fiyatları (06-17) \$/MWh	REEL	59,0	59,0	67,3	67,1	74,6	74,4	74,7	76,0	77,6	76,2	79,2
P: T2 Piyasa Takas Fiyatları (17-22) \$/MWh	REEL	79,8	77,3	85,4	83,9	85,3	87,0	86,9	88,1	90,4	90,1	92,0
P: T3 Piyasa Takas Fiyatları (22-06) \$/MWh	REEL	68,2	68,4	76,8	78,8	74,8	74,8	75,1	75,9	76,7	76,0	78,1
P: Piyasa Takas Fiyatları Ağırlıklı Ort. \$/MWh	REEL	67,1	67,3	75,5	75,8	78,3	78,4	79,2	80,2	81,9	81,9	84,1

Piyasa Takas Fiyatları (Senaryo Sonuçları)	REEL	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
P: Piyasa Takas Fiyatları Aritmetik Ort. \$/MWh	REEL	83,3	82,7	85,0	85,5	86,1	84,9	86,8	85,4	86,2	86,7	88,0
P: T1 Piyasa Takas Fiyatları (06-17) \$/MWh	REEL	81,7	81,0	83,4	83,6	84,2	83,1	85,2	83,9	84,6	85,3	87,1
P: T2 Piyasa Takas Fiyatları (17-22) \$/MWh	REEL	93,3	92,6	94,6	95,5	96,0	95,2	97,6	96,5	97,4	96,5	94,6
P: T3 Piyasa Takas Fiyatları (22-06) \$/MWh	REEL	79,2	78,9	81,3	81,9	82,5	80,9	82,2	80,6	81,4	82,5	85,2
P: Piyasa Takas Fiyatları Ağırlıklı Ort. \$/MWh	REEL	84,6	85,2	87,7	88,2	88,4	87,1	88,6	87,3	88,0	89,0	90,3

Şekil 28-A.

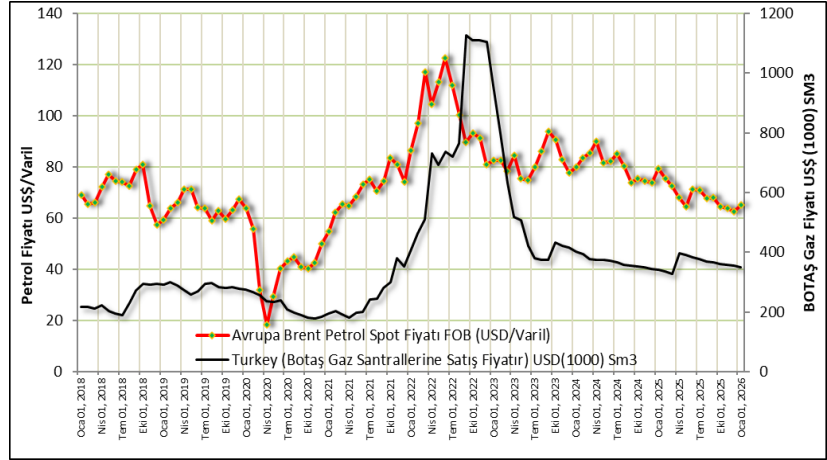
Piyasa Takas Fiyatları (Senaryo Sonuçları)	NOMİNAL	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
P: Piyasa Takas Fiyatları Aritmetik Ort. \$/MWh	Nominal	66,4	66,0	76,1	78,3	82,8	85,2	87,4	90,8	94,8	95,9	101,2
P: T1 Piyasa Takas Fiyatları (06-17) \$/MWh	Nominal	59,0	59,0	69,0	70,5	80,3	82,1	84,4	87,9	92,0	92,5	98,3
P: T2 Piyasa Takas Fiyatları (17-22) \$/MWh	Nominal	79,8	77,3	87,5	88,1	91,9	96,0	98,2	102,0	107,1	109,3	114,2
P: T3 Piyasa Takas Fiyatları (22-06) \$/MWh	Nominal	68,2	68,4	78,7	82,8	80,5	82,5	84,9	87,8	90,9	92,3	96,9
P: Piyasa Takas Fiyatları Ağırlıklı Ort. \$/MWh	Nominal	67,1	67,3	77,4	79,6	84,4	86,5	89,5	92,8	97,1	99,4	104,4

Piyasa Takas Fiyatları (Senaryo Sonuçları)	NOMİNAL	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
P: Piyasa Takas Fiyatları Aritmetik Ort. \$/MWh	Nominal	105,8	107,5	113,0	116,3	119,8	120,7	126,1	126,9	130,8	134,5	139,5
P: T1 Piyasa Takas Fiyatları (06-17) \$/MWh	Nominal	103,8	105,3	110,8	113,7	117,2	118,2	123,8	124,6	128,4	132,3	138,1
P: T2 Piyasa Takas Fiyatları (17-22) \$/MWh	Nominal	118,5	120,4	125,7	129,8	133,5	135,3	141,8	143,4	147,8	149,6	149,9
P: T3 Piyasa Takas Fiyatları (22-06) \$/MWh	Nominal	100,6	102,5	108,1	111,4	114,7	115,0	119,4	119,7	123,6	128,0	135,0
P: Piyasa Takas Fiyatları Ağırlıklı Ort. \$/MWh	Nominal	107,5	110,7	116,6	120,0	123,0	123,9	128,7	129,6	133,6	138,1	143,1

Şekil 28-B

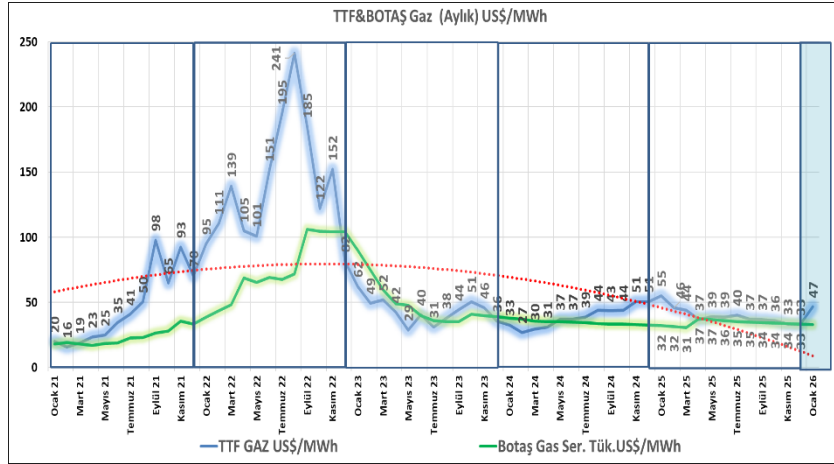
8.d Mevcut Yakıt Fiyatları

Yerli kömür santralleri için yakıt fiyatları bulunduğu kömür havzası, lokasyonu, lojistik durumu, işletmenin açık ya da kapalı işletme olması vb. durumlar dikkate alınmak suretiyle yakıt maliyetleri her bir yerli kömür santraline özgü olarak alınmıştır. Türkiye’de marjinal fiyatları belirleyen santraller çabuk devreye girip çıkabilme esnekliklerini haiz doğal gaz santralleri olmaktadır. Özellikle



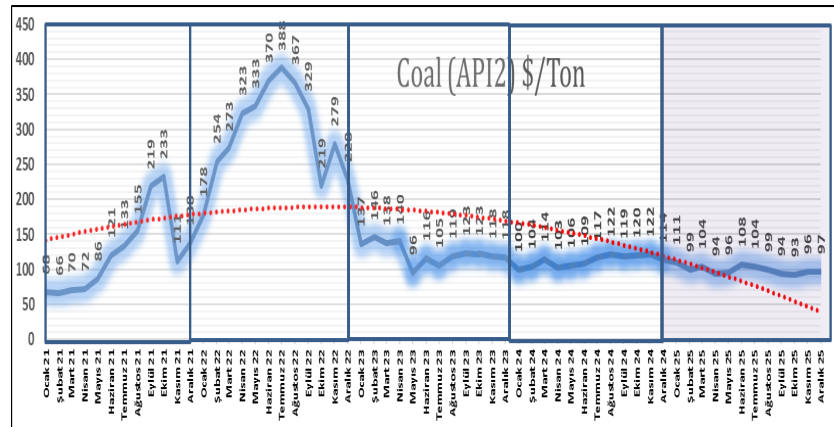
saat 08-23 saatleri arasında bir plato oluşturan doğal gaz santrallerinin işletme maliyetleri o saat aralığının marjinal maliyetlerini oluşturmaktadır. Ancak bir doğal gaz hub’ı olma özelliğine ulaşamayan ülkemizde

petrol fiyatlarıyla ilişkisi ve küresel hareketlere bağlı olarak sert fiyat hareketlerine konu olmaktadır. Bunların yanı sıra tüketilen doğalgazın yarıya yakın kısmının elektrik santrallerinde tüketilmesi, doğal gaz piyasasının henüz elektrik piyasasına benzer şekilde



liberalleşmemesi vb. nedenlerle doğalgaz fiyatlarında çapraz sübvansiyon uygulanmaktadır. Mevcut durumda marjinal fiyatları doğal gaz santrallerinin fiyatları belirlemekteyken ileri yıllarda da bu esasın fazlaca değişmeyeceği

öngörülmektedir. Mevcut durumda doğal gaz yakıtlı elektrik santrallerinin teklif fiyatını gaz tedarik fiyatı ve santralin verimlilikleri belirlemektedir. Yenilenebilir Santrallerin (HES, RES, GES)



mevsimsel ve değişken üretimleri ise doğalgaz santrallerinin üretim payını arttırmakta veya azaltmaktadır.

8.e Yakıt Fiyatları Senaryosu;

Reel yakıt fiyatları şekil 28'da verilen ABD enflasyonu ile nominal değerlere de dönüştürülmüştür.

Yakıt Fiyatları (Senaryo)	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E
Doğal Gaz Fiyatları (Botaş) USD/ 1000Sm ³ (Yıl Ortalaması) Nominal	363	351	400	420	434	461	477	498	516	528	546
Doğal Gaz Fiyatları (Botaş) USD/ 1000Sm ³ (Yıl Ortalaması) Reel	363	351	390	400	403	418	422	430	435	435	440
İthal Kömür USD (Ton) Nominal	110	120	123	126	118	121	124	127	119	121	124
İthal Kömür USD (Ton) Reel	110,0	120	120	120	110	110	110	110	100	100	100

Yakıt Fiyatları (Senaryo)	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
Doğal Gaz Fiyatları (Botaş) USD/ 1000Sm ³ (Yıl Ortalaması) Nominal	559	572	598	612	626	640	654	668	683	698	713
Doğal Gaz Fiyatları (Botaş) USD/ 1000Sm ³ (Yıl Ortalaması) Reel	440	440	450	450	450	450	450	450	450	450	450
İthal Kömür USD (Ton) Nominal	127	130	133	136	139	142	145	148	152	155	159
İthal Kömür USD (Ton) Reel	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Şekil 29

9. Talep Senaryosu

Talep Senaryosu (Talep %3,77)

Baz Talep Senaryosu	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Talep GWh	360.929	372.086	388.223	403.280	420.793	438.087	454.436	472.318	490.469	508.978	528.560
Talep % (Bileşik Ortalama "Caar" %3,93)	0,021	0,031	0,043	0,039	0,043	0,041	0,037	0,039	0,038	0,038	0,038
Gaz Kaynaklı Elektrik Üretimi GWh	83.325	62.301	65.195	58.733	59.316	49.989	49.086	43.107	48.973	45.227	50.578
Gaz Kaynaklı Elektrik Üretiminin Top.Ürt. İçindeki %	0,23	0,17	0,17	0,15	0,14	0,11	0,11	0,09	0,10	0,09	0,10

Baz Talep Senaryosu	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Talep GWh	550.854	573.043	595.495	618.002	642.775	666.563	692.420	718.821	745.901	774.521	805.000
Talep % (Bileşik Ortalama "Caar" %3,93)	0,042	0,040	0,039	0,038	0,040	0,037	0,039	0,038	0,038	0,038	0,039
Gaz Kaynaklı Elektrik Üretimi GWh	60.584	67.814	77.529	84.774	94.730	90.686	103.106	108.527	121.434	126.288	138.563
Gaz Kaynaklı Elektrik Üretiminin Top.Ürt. İçindeki %	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17

Şekil 30.A

Baz Talep Senaryosu Puant Talep ve Yedek Kapasite	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Talep GWh	360.929	372.086	388.223	403.280	420.793	438.087	454.436	472.318	490.469	508.978	528.560
Talep % (Ortalama %3,93)	0,021	0,031	0,043	0,039	0,043	0,041	0,037	0,039	0,038	0,038	0,038
Teorik Üretilabilir Üretim GWh	445.456	483.867	497.110	518.629	539.060	565.681	582.932	606.793	619.078	644.133	658.363
Yedek Üretim Kapasitesi GWh %	0,23	0,30	0,28	0,29	0,28	0,29	0,28	0,28	0,26	0,27	0,25
Maksimum Puant Talep MW	59.199	61.411	63.686	66.157	68.785	71.376	74.059	76.830	79.808	82.944	86.125
Teorik Emreemade Güç (Modelden) MW	67.700	70.194	72.253	76.174	79.016	83.032	85.187	88.934	90.953	96.378	99.325
Yedek Güç MW %	0,14	0,14	0,13	0,15	0,15	0,16	0,15	0,16	0,14	0,16	0,15

Baz Talep Senaryosu Puant Talep ve Yedek Kapasite	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Talep GWh	550.854	573.043	595.495	618.002	642.775	666.563	692.420	718.821	745.901	774.521	805.000
Talep % (Ortalama %3,93)	0,042	0,040	0,039	0,038	0,040	0,037	0,039	0,038	0,038	0,038	0,039
Teorik Üretilabilir Üretim GWh	670.651	685.610	706.748	728.240	749.287	785.799	807.636	844.210	867.383	891.150	909.353
Yedek Üretim Kapasitesi GWh %	0,22	0,20	0,19	0,18	0,17	0,18	0,17	0,17	0,16	0,15	0,13
Maksimum Puant Talep MW	89.389	91.866	94.349	96.964	99.584	102.225	105.201	108.277	111.572	114.761	117.987
Teorik Emreemade Güç (Modelden) MW	102.158	104.001	106.564	109.609	112.732	117.173	120.402	124.316	127.647	131.754	134.399
Yedek Güç MW %	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,15	0,14	0,15	0,14	0,15	0,14

Şekil 30.B

10. Senaryo Sonuçları (PTF Tahminleri)

Not: Aşağıda 12ayX21yıl için verilen fiyatların, 12ayX24saatx21yıl saatlik fiyatları ekli excel tablosunda verilmiştir.

2025-2035

P: Baz Senaryo Piyasa Takas Fyatları \$/MWh	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032E	2033E	2034E	2035E
Ocak	70,8	69,2	77,4	77,8	76,1	78,4	77,5	77,9	77,8	79,8	83,6
Şubat	68,7	49,9	68,1	74,4	69,9	70,2	71,1	73,7	74,6	73,7	73,8
Mart	59,1	62,0	69,9	73,1	65,0	67,0	68,1	66,8	68,3	68,4	69,5
Nisan	64,6	62,3	72,8	72,5	64,5	64,1	62,7	64,2	65,8	66,3	68,6
Mayıs	63,6	53,1	60,8	60,8	63,4	63,2	63,6	65,2	65,7	64,1	68,6
Haziran	56,0	65,4	73,5	73,2	82,0	81,9	81,8	82,0	83,9	82,4	87,0
Temmuz	74,0	75,4	80,9	79,4	88,7	88,5	88,3	89,8	92,0	90,4	94,0
Ağustos	72,2	74,6	80,4	78,8	88,0	87,9	87,7	89,3	91,5	89,9	93,1
Eylül	66,2	69,8	75,9	74,0	86,3	86,1	86,0	87,5	89,7	88,1	89,9
Ekim	65,7	67,5	75,7	75,3	79,0	78,9	79,4	80,4	82,4	81,8	85,0
Kasım	66,1	69,9	77,6	75,7	77,1	77,1	78,1	79,7	80,1	80,1	81,0
Aralık	69,8	72,6	78,1	78,9	82,7	82,8	83,6	85,2	87,7	83,7	83,7
P Baz Senaryo PTF Aritmetik Ortalama \$/MWh Reel	66,4	66,0	74,2	74,5	76,9	77,2	77,3	78,5	80,0	79,1	81,5
P:Baz Senaryo T1 (06-17) Reel	59,0	59,0	67,3	67,1	74,6	74,4	74,7	76,0	77,6	76,2	79,2
P:Baz Senaryo T2 (17-22) Reel	79,8	77,3	85,4	83,9	85,3	87,0	86,9	88,1	90,4	90,1	92,0
P:Baz Senaryo T3 (22-06) Reel	68,2	68,4	76,8	78,8	74,8	74,8	75,1	75,9	76,7	76,0	78,1
P Baz Senaryo PTF Ağırlıklı Ortalama \$/MWh Reel	67,1	67,3	75,5	75,8	78,3	78,4	79,2	80,2	81,9	81,9	84,1
P Baz Senaryo PTF Aritmetik Ortalama \$/MWh Nominal	66,4	66,0	76,1	78,3	82,8	85,2	87,4	90,8	94,8	95,9	101,2
P:Baz Senaryo T1 (06-17) Nominal	59,0	59,0	69,0	70,5	80,3	82,1	84,4	87,9	92,0	92,5	98,3
P:Baz Senaryo T2 (17-22) Nominal	79,8	77,3	87,5	88,1	91,9	96,0	98,2	102,0	107,1	109,3	114,2
P:Baz Senaryo T3 (22-06) Nominal	68,2	68,4	78,7	82,8	80,5	82,5	84,9	87,8	90,9	92,3	96,9

Şekil 31.A

2036-2046

P: Baz Senaryo Piyasa Takas Fyatları \$/MWh	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
Ocak	85,1	85,0	86,3	85,6	85,8	85,2	86,0	85,4	87,8	88,2	89,1
Şubat	73,1	72,1	75,3	76,7	77,9	77,3	80,0	79,4	81,9	83,3	86,3
Mart	70,8	71,7	74,9	76,3	77,5	76,8	79,6	79,0	81,5	82,9	86,0
Nisan	71,8	70,6	73,8	75,2	76,4	75,1	78,5	77,9	80,3	80,8	83,8
Mayıs	71,1	70,0	71,6	72,2	73,6	72,3	72,1	71,9	74,5	73,0	79,3
Haziran	89,7	88,7	91,9	93,2	92,9	92,0	94,8	94,8	91,2	92,6	90,6
Temmuz	96,4	97,3	97,4	98,7	97,9	97,3	100,1	97,5	96,9	97,3	96,2
Ağustos	95,5	96,5	96,5	97,9	97,1	96,4	99,2	96,6	96,0	96,4	94,9
Eylül	92,1	93,0	94,6	94,2	95,2	91,9	95,7	91,1	89,6	88,0	88,7
Ekim	87,6	86,6	86,6	87,0	88,2	86,9	88,3	85,7	88,1	86,6	86,1
Kasım	78,4	78,1	83,3	81,7	81,9	81,2	82,0	81,4	79,8	84,3	86,8
Aralık	88,1	83,2	88,3	87,7	88,9	86,3	85,0	84,5	86,9	87,3	88,5
P Baz Senaryo PTF Aritmetik Ortalama \$/MWh Reel	83,3	82,7	85,0	85,5	86,1	84,9	86,8	85,4	86,2	86,7	88,0
P:Baz Senaryo T1 (06-17) Reel	81,7	81,0	83,4	83,6	84,2	83,1	85,2	83,9	84,6	85,3	87,1
P:Baz Senaryo T2 (17-22) Reel	93,3	92,6	94,6	95,5	96,0	95,2	97,6	96,5	97,4	96,5	94,6
P:Baz Senaryo T3 (22-06) Reel	79,2	78,9	81,3	81,9	82,5	80,9	82,2	80,6	81,4	82,5	85,2
P Baz Senaryo PTF Ağırlıklı Ortalama \$/MWh Reel	84,6	85,2	87,7	88,2	88,4	87,1	88,6	87,3	88,0	89,0	90,3
P Baz Senaryo PTF Aritmetik Ortalama \$/MWh Nominal	105,8	107,5	113,0	116,3	119,8	120,7	126,1	126,9	130,8	134,5	139,5
P:Baz Senaryo T1 (06-17) Nominal	103,8	105,3	110,8	113,7	117,2	118,2	123,8	124,6	128,4	132,3	138,1
P:Baz Senaryo T2 (17-22) Nominal	118,5	120,4	125,7	129,8	133,5	135,3	141,8	143,4	147,8	149,6	149,9
P:Baz Senaryo T3 (22-06) Nominal	100,6	102,5	108,1	111,4	114,7	115,0	119,4	119,7	123,6	128,0	135,0
P Baz Senaryo PTF Ağırlıklı Ortalama \$/MWh Nominal	107,5	110,7	116,6	120,0	123,0	123,9	128,7	129,6	133,6	138,1	143,1

Şekil 31.b

11. BEWEN Enerji Santralleri Üretim Portföyü ve Satış Gelirleri

BEWEN Enerji A.Ş. (BEWEN) Başta rüzgar enerjisi olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından yatırımcı sıfatı ile her türlü üretim teknolojilerini kullanarak projeler geliştirmek, yatırımları gerçekleştirmek ve üretim santrallerini işletmeye alarak elektrik ticareti yapmaktır. Bewen Enerji A.Ş.'nin iştirakleri; BAK Enerji Üretim A.Ş., SABAŞ Elektrik Üretim A.Ş.ve YGT Elektrik Üretim A.Ş'dir.

BEWEN, bünyesindeki çevre dostu ve profesyonel yönetim anlayışıyla işletilen enerji santralleri vasıtasıyla ürettiği elektriğin satışını YEKDEM, Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve ikili anlaşma yolu ile tedarik şirketlerine satmaktadır. Bünyesinde bulunan yenilenebilir kaynak çeşitliliği (RES ve GES) ve bu kaynakların Türkiye'nin değişik coğrafyalarında yer alması sayesinde, toplam portföy bazında mevsimsel etkileri tek bir kaynağa dayalı yenilenebilir üretim yapan tesislere nazaran daha az hissettirecek şekilde yıl içerisinde dengeli yayılan bir elektrik üretim profiline sahiptir

BEWEN' %100'ü yenilenebilir kaynaklara dayalı mevcut elektrik üretim santralleri;

SABAŞ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. tarafından 08.06.2007 tarihinde üretim lisansı alınan Turguttepe RES, Muğla'nın Milas İlçesi ve Aydın'ın Çine ilçesi sınırları içerisinde yer almaktadır. 2009 yılında inşaatına başlanan Turguttepe RES'in ilk ETKB kabulü 2010 yılı içerisinde yapılmış ve santralin tümü 2011 yılında devreye alınmıştır. Turguttepe RES 12 adet Vestas V90 2 MW'lık türbinler ile 24 MW kurulu gücündedir. Turguttepe lisans gücü 2016 yılında kapasite artışı ile birlikte 37.8 MW'a çıkmıştır. 2025 yılında devre dışı kalan bir ünite 2026 yılında devreye alınacaktır. 20,6 MW ilave ise 2027 Ekim ayında devreye alınacaktır.

YGT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. tarafından 12.05.2011 tarihinde üretim lisansı alınan Adares RES, İzmir'in Selçuk İlçesi ve Aydın'ın Kuşadası İlçesi sınırları içerisinde kalmaktadır. 2014 yılı sonlarında inşaatına başlanan Adares RES'in ETKB kabulü 2015 yılı içerisinde yapılmış ve santralin 10 MW'lık kısmı devreye alınmıştır. Adares RES kurulu gücü 2016 yılında kapasite artışı ile birlikte 24 MW'a çıkmıştır. 20,6 MWe ilave kapasite 2028 Kasım ayında devreye alınması planlanmıştır.

BAK ENERJİ ÜRETİMİ A.Ş. tarafından 07.09.2011 tarihinde üretim lisansı alınan Yahyalı RES, Kayseri'nin Yahyalı İlçesi sınırları içerisinde kalmaktadır. 2016 yılında inşaatına başlanan Yahyalı RES'in ilk ETKB kabulü 2016 yılı içerisinde yapılmış ve santralin 82,5 MW'lık kısmı 2017 yılında devreye alınmıştır. 2019 yılında hak kazanılan 10.35 MW kapasite artışının 9 MW'ı 2023 yılı içerisinde ETKB kabulü yapılarak devreye alınmıştır. Yahyalı RES 25 adet Vestas V126 3.3 MW'lık türbinler ve 2 adet Vestas V150 4.5 MW'lık türbinler ile 91.5 MW kurulu gücündedir. Ayrıca 2022 tarihinde 21.8 MW ilave kapasite artışına hak kazanılmıştır. 21.8 MW lık kapasitenin 2028 yılı Ağustos ayında devreye alınması planlanmıştır.

Rüzgar enerjisi kapasite artışları dışında 2021 yılında hibrit sistem olarak çalışacak 71.4 MW yardımcı kaynak güneş enerjisi santrali kurulumuna hak kazanılmıştır. 14 Mart 2024 tarihinde 17,4174 MWm, 16 Mayıs 2024 tarihinde 14,0855 MWm ETK Kabulleri, 11 Temmuz 2024 tarihinde 18,63 MWm kabulü ve 23

Ağustos 2024 tarihinde 9,9385 MWm'lik kabulü ile toplam 60,0743 MWm kurulu güç işletmeye alınmıştır. GES kurulumu ile ilgili çalışmalara devam edilmekte olup kapasitenin tamamı 2024 yılının son çeyreğinde kadar devreye alınmıştır. Yahyalı Projesinin lisans kurulu gücü 167,4168 MWm/92,5 MWe olup işletmeye alınan kapasitesi 151,5743 MWm/91,5 MWe'dir.

BEWEN Enerji için 2026-2046 yılları için (21 yıl) santrallerin üretim projeksiyonları hazırlanırken santrallerin mevcut gerçekleşen üretimleri analiz edilmiş ve planlanan kapasite artışları da projeksiyona dahil edilmek suretiyle suretiyle ileriye yönelik bir üretim şablonu oluşturulmuştur.

Rüzgar ve GES santraller için geçmiş yılların ortalamasının alınması ileriye dönük simülasyonlarla örtüşmesi beklenir. Bu çerçevede aşağıda belirtilen kabuller kapsamında Şirket üretim projeksiyonu 21YılX12AyX24Saat formatında şekillendirilmiş olup, aynı matriste modellenmiş olan marjinal fiyatlar (PTF) ile eşleştirilmek suretiyle Şirket portföyü gelir projeksiyonu oluşturulmuştur. *Bkz. Ek. Excel Dosyası*

11.a- Üretim ve Gelir Projeksiyonları İçin Başlıca Kabuller;

- Devrede olan santraller için fiili üretim gerçekleştirmelerinin ortalaması alınmıştır.
- GES üretimlerine ileri yıllarda her bir yıl için %0,45 verimlilik kaybı uygulanmıştır.
- Tüm GES ve RES üretimleri fiili üretimleri esas alınarak 12 ay X 24 saat matrisinde profillenmiştir.
- İleriye dönük oluşturulan üretim projeksiyonlarında ilave güç üretimleri dikkate alınmıştır.
- RES ve GES gelirleri, 12 ay X 24 saat üretim ve 12 ay X 24 saat PTF ile oluşturulmuştur.
- Tüm santraller için garanti edilen süreleri boyunca YEKDEM tarifeleri dikkate alınmıştır.

28

11.b-2026-2046 Elektrik Üretim Projeksiyonları

-BEWEN PORTFÖY

BAK	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
RES	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500	247.500
RES	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
pv	107.806	107.321	106.838	106.357	105.878	105.402	104.928	104.455	103.985	103.517	103.052	102.588	102.126	101.667	101.209	100.754	100.300	99.849	99.400	98.952	98.507
pv	20.609	20.516	20.424	20.332	20.240	20.149	20.059	19.968	19.879	19.789	19.700	19.611	19.523	19.435	19.348	19.261	19.174	19.088	19.002	18.916	18.831
RES			22.566	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211	63.211
MWh	402.915	402.337	424.328	464.400	463.830	463.262	462.697	462.135	461.575	461.018	460.463	459.910	459.360	458.813	458.268	457.725	457.185	456.648	456.113	455.580	455.049
SABAŞ	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
RES	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128	69.128
RES		16.150	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598	64.598
MWh	69.128	85.278	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726	133.726
YGT	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
RES	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
RES			7.102	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341	33.341
MWh	60.000	60.000	67.102	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341	93.341
BEWEN	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
Toplam	532.043	554.716	651.395	691.467	690.897	690.329	689.764	689.202	688.642	688.085	687.530	686.977	686.427	685.880	685.335	684.792	684.252	683.715	683.180	682.647	682.116

-BEWEN PORTFÖY 2026- 2046 Santral ve Ay Bazında Üretim Projeksiyonu

2026 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2027 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2028 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam
Jan	34.580	9.837	8.526	52.943	Jan	34.530	12.135	8.526	55.191	Jan	36.418	19.029	9.535	64.982
Feb	28.762	5.501	6.129	40.392	Feb	28.721	6.786	6.129	41.636	Feb	30.290	10.641	6.855	47.786
Mar	31.047	5.285	4.720	41.051	Mar	31.003	6.519	4.720	42.242	Mar	32.697	10.223	5.279	48.198
Apr	30.312	6.993	5.341	42.646	Apr	30.268	8.627	5.341	44.236	Apr	31.922	13.528	5.974	51.424
May	29.959	4.137	3.098	37.193	May	29.916	5.103	3.098	38.117	May	31.551	8.003	3.464	43.018
Jun	30.436	4.439	3.392	38.266	Jun	30.392	5.476	3.392	39.260	Jun	32.053	8.587	3.793	44.433
Jul	42.656	6.266	5.198	54.120	Jul	42.595	7.730	5.198	55.523	Jul	44.923	12.122	5.814	62.858
Aug	38.329	4.561	3.798	46.687	Aug	38.274	5.627	3.798	47.698	Aug	40.365	8.824	4.247	53.436
Sep	31.205	3.862	3.036	38.103	Sep	31.160	4.764	3.036	38.960	Sep	32.863	7.471	3.396	43.729
Oct	32.646	5.421	4.389	42.456	Oct	32.599	6.688	4.389	43.676	Oct	34.381	10.487	4.908	49.777
Nov	30.468	4.936	4.756	40.160	Nov	30.425	6.089	4.756	41.270	Nov	32.088	9.548	5.319	46.955
Dec	42.516	7.891	7.617	58.024	Dec	42.455	9.734	7.617	59.806	Dec	44.776	15.264	8.519	68.559
Toplam	402.915	69.128	60.000	532.043	Toplam	402.337	85.278	60.000	547.614	Toplam	424.328	133.726	67.102	625.155
2029 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2030 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2031 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam
Jan	39.857,0	19.028,9	13.264,0	72.150,0	Jan	39.808,1	19.028,9	13.264,0	72.101,0	Jan	39.759,4	19.028,9	13.264,0	72.052,3
Feb	33.150,9	10.641,5	9.535,0	53.327,4	Feb	33.110,2	10.641,5	9.535,0	53.286,7	Feb	33.069,7	10.641,5	9.535,0	53.246,2
Mar	35.784,9	10.222,8	7.342,6	53.350,3	Mar	35.741,0	10.222,8	7.342,6	53.306,4	Mar	35.697,2	10.222,8	7.342,6	53.262,6
Apr	34.937,1	13.527,8	8.309,5	56.774,4	Apr	34.894,2	13.527,8	8.309,5	56.731,5	Apr	34.851,5	13.527,8	8.309,5	56.688,8
May	34.530,5	8.002,6	4.818,8	47.351,9	May	34.488,1	8.002,6	4.818,8	47.309,5	May	34.445,9	8.002,6	4.818,8	47.267,3
Jun	35.080,1	8.586,6	5.276,7	48.943,4	Jun	35.037,1	8.586,6	5.276,7	48.900,3	Jun	34.994,2	8.586,6	5.276,7	48.857,4
Jul	49.165,3	12.121,5	8.086,9	69.373,7	Jul	49.104,9	12.121,5	8.086,9	69.313,4	Jul	49.044,8	12.121,5	8.086,9	69.253,3
Aug	44.177,5	8.823,6	5.907,8	58.908,9	Aug	44.123,3	8.823,6	5.907,8	58.854,7	Aug	44.069,3	8.823,6	5.907,8	58.800,7
Sep	35.966,4	7.470,7	4.723,3	48.160,4	Sep	35.922,2	7.470,7	4.723,3	48.116,3	Sep	35.878,3	7.470,7	4.723,3	48.072,3
Oct	37.627,9	10.487,4	6.827,5	54.942,9	Oct	37.581,7	10.487,4	6.827,5	54.896,7	Oct	37.535,8	10.487,4	6.827,5	54.850,7
Nov	35.118,0	9.548,2	7.399,0	52.065,3	Nov	35.074,9	9.548,2	7.399,0	52.022,2	Nov	35.032,0	9.548,2	7.399,0	51.979,2
Dec	49.004,3	15.264,3	11.849,8	76.118,4	Dec	48.944,1	15.264,3	11.849,8	76.058,2	Dec	48.884,2	15.264,3	11.849,8	75.998,3
Toplam	464.399,9	133.726,0	93.341,0	691.466,9	Toplam	463.829,8	133.726,0	93.341,0	690.896,8	Toplam	463.262,2	133.726,0	93.341,0	690.329,2
2032 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2033 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2034 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam
Jan	39.710,9	19.028,9	13.264,0	72.003,8	Jan	39.662,6	19.028,9	13.264,0	71.955,6	Jan	39.614,6	19.028,9	13.264,0	71.907,5
Feb	33.029,4	10.641,5	9.535,0	53.205,9	Feb	32.989,2	10.641,5	9.535,0	53.165,7	Feb	32.949,2	10.641,5	9.535,0	53.125,8
Mar	35.653,7	10.222,8	7.342,6	53.219,1	Mar	35.610,4	10.222,8	7.342,6	53.175,7	Mar	35.567,2	10.222,8	7.342,6	53.132,6
Apr	34.809,0	13.527,8	8.309,5	56.646,3	Apr	34.766,7	13.527,8	8.309,5	56.604,0	Apr	34.724,5	13.527,8	8.309,5	56.561,8
May	34.403,9	8.002,6	4.818,8	47.225,3	May	34.362,0	8.002,6	4.818,8	47.183,5	May	34.320,4	8.002,6	4.818,8	47.141,9
Jun	34.951,5	8.586,6	5.276,7	48.814,8	Jun	34.909,0	8.586,6	5.276,7	48.772,3	Jun	34.866,7	8.586,6	5.276,7	48.730,0
Jul	48.985,0	12.121,5	8.086,9	69.193,5	Jul	48.925,5	12.121,5	8.086,9	69.133,9	Jul	48.866,2	12.121,5	8.086,9	69.074,6
Aug	44.015,5	8.823,6	5.907,8	58.747,0	Aug	43.962,0	8.823,6	5.907,8	58.693,5	Aug	43.908,8	8.823,6	5.907,8	58.640,2
Sep	35.834,5	7.470,7	4.723,3	48.028,6	Sep	35.791,0	7.470,7	4.723,3	47.985,0	Sep	35.747,6	7.470,7	4.723,3	47.941,6
Oct	37.490,0	10.487,4	6.827,5	54.804,9	Oct	37.444,4	10.487,4	6.827,5	54.759,3	Oct	37.399,0	10.487,4	6.827,5	54.714,0
Nov	34.989,2	9.548,2	7.399,0	51.936,5	Nov	34.946,7	9.548,2	7.399,0	51.894,0	Nov	34.904,4	9.548,2	7.399,0	51.851,6
Dec	48.824,6	15.264,3	11.849,8	75.938,7	Dec	48.765,3	15.264,3	11.849,8	75.879,4	Dec	48.706,2	15.264,3	11.849,8	75.820,3
Toplam	462.697,2	133.726,0	93.341,0	689.764,2	Toplam	462.134,8	133.726,0	93.341,0	689.201,8	Toplam	461.574,9	133.726,0	93.341,0	688.641,9
2035 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2036 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam	2037 MWh	BAK RES+GES	SABAŞ RES	YGT RES	Toplam
Jan	39.566,8	19.028,9	13.264,0	71.859,7	Jan	39.519,1	19.028,9	13.264,0	71.812,0	Jan	39.471,7	19.028,9	13.264,0	71.764,6
Feb	32.909,5	10.641,5	9.535,0	53.086,0	Feb	32.869,9	10.641,5	9.535,0	53.046,4	Feb	32.830,4	10.641,5	9.535,0	53.006,9
Mar	35.524,3	10.222,8	7.342,6	53.089,7	Mar	35.481,5	10.222,8	7.342,6	53.046,9	Mar	35.438,9	10.222,8	7.342,6	53.004,3
Apr	34.682,6	13.527,8	8.309,5	56.519,9	Apr	34.640,9	13.527,8	8.309,5	56.478,2	Apr	34.599,3	13.527,8	8.309,5	56.436,6
May	34.279,0	8.002,6	4.818,8	47.100,4	May	34.237,7	8.002,6	4.818,8	47.059,2	May	34.196,6	8.002,6	4.818,8	47.018,1
Jun	34.824,6	8.586,6	5.276,7	48.687,9	Jun	34.782,7	8.586,6	5.276,7	48.646,0	Jun	34.741,0	8.586,6	5.276,7	48.604,2
Jul	48.807,2	12.121,5	8.086,9	69.015,6	Jul	48.748,5	12.121,5	8.086,9	68.956,9	Jul	48.690,0	12.121,5	8.086,9	68.898,4
Aug	43.855,7	8.823,6	5.907,8	58.587,2	Aug	43.802,9	8.823,6	5.907,8	58.534,4	Aug	43.750,4	8.823,6	5.907,8	58.481,8
Sep	35.704,4	7.470,7	4.723,3	47.898,5	Sep	35.661,5	7.470,7	4.723,3	47.855,5	Sep	35.618,7	7.470,7	4.723,3	47.812,7
Oct	37.353,9	10.487,4	6.827,5	54.668,8	Oct	37.308,9	10.487,4	6.827,5	54.623,8	Oct	37.264,2	10.487,4	6.827,5	54.579,1
Nov	34.862,2	9.548,2	7.399,0	51.809,5	Nov	34.820,3	9.548,2	7.399,0	51.767,5	Nov	34.778,5	9.548,2	7.399,0	51.725,8
Dec	48.647,4	15.264,3	11.849,8	75.761,5	Dec	48.588,8	15.264,3	11.849,8	75.702,9	Dec	48.530,5	15.264,3	11.849,8	75.644,6
Toplam	461.017,5	133.726,0	93.341,0	688.084,5	Toplam	460.462,6	133.726,0	93.341,0	687.529,6	Toplam	459.910,3	133.726,0	93.341,0	686.977,3

-BEWEN PORTFÖY 2026- 2046 Santral ve Ay Bazında Üretim Projeksiyonu

2038 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam	2039 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam	2040 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam
Jan	39.424,5	19.028,9	13.264,0	71.717,4	Jan	39.377,6	19.028,9	13.264,0	71.670,5	Jan	39.330,8	19.028,9	13.264,0	71.623,7
Feb	32.791,2	10.641,5	9.535,0	52.967,7	Feb	32.752,1	10.641,5	9.535,0	52.928,6	Feb	32.713,2	10.641,5	9.535,0	52.889,7
Mar	35.396,6	10.222,8	7.342,6	52.962,0	Mar	35.354,4	10.222,8	7.342,6	52.919,8	Mar	35.312,4	10.222,8	7.342,6	52.877,8
Apr	34.557,9	13.527,8	8.309,5	56.395,2	Apr	34.516,8	13.527,8	8.309,5	56.354,1	Apr	34.475,8	13.527,8	8.309,5	56.313,1
May	34.155,7	8.002,6	4.818,8	46.977,2	May	34.115,0	8.002,6	4.818,8	46.936,5	May	34.074,5	8.002,6	4.818,8	46.896,0
Jun	34.699,5	8.586,6	5.276,7	48.562,7	Jun	34.658,1	8.586,6	5.276,7	48.521,3	Jun	34.616,9	8.586,6	5.276,7	48.480,2
Jul	48.631,8	12.121,5	8.086,9	68.840,2	Jul	48.573,8	12.121,5	8.086,9	68.782,2	Jul	48.516,1	12.121,5	8.086,9	68.724,5
Aug	43.698,1	8.823,6	5.907,8	58.429,5	Aug	43.646,0	8.823,6	5.907,8	58.377,4	Aug	43.594,2	8.823,6	5.907,8	58.325,6
Sep	35.576,1	7.470,7	4.723,3	47.770,1	Sep	35.533,7	7.470,7	4.723,3	47.727,7	Sep	35.491,5	7.470,7	4.723,3	47.685,5
Oct	37.219,6	10.487,4	6.827,5	54.534,5	Oct	37.175,2	10.487,4	6.827,5	54.490,2	Oct	37.131,1	10.487,4	6.827,5	54.446,0
Nov	34.736,9	9.548,2	7.399,0	51.684,2	Nov	34.695,5	9.548,2	7.399,0	51.642,8	Nov	34.654,3	9.548,2	7.399,0	51.601,6
Dec	48.472,5	15.264,3	11.849,8	75.586,6	Dec	48.414,7	15.264,3	11.849,8	75.528,8	Dec	48.357,2	15.264,3	11.849,8	75.471,3
Toplam	459.360,4	133.726,0	93.341,0	686.427,4	Toplam	458.812,9	133.726,0	93.341,0	685.879,9	Toplam	458.268,0	133.726,0	93.341,0	685.335,0
2041 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam	2042 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam	2043 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam
Jan	39.284,2	19.028,9	13.264,0	71.577,1	Jan	39.237,9	19.028,9	13.264,0	71.530,8	Jan	39.191,7	19.028,9	13.264,0	71.484,6
Feb	32.674,5	10.641,5	9.535,0	52.851,0	Feb	32.635,9	10.641,5	9.535,0	52.812,4	Feb	32.597,5	10.641,5	9.535,0	52.774,0
Mar	35.270,6	10.222,8	7.342,6	52.836,0	Mar	35.229,0	10.222,8	7.342,6	52.794,4	Mar	35.187,6	10.222,8	7.342,6	52.752,9
Apr	34.435,0	13.527,8	8.309,5	56.272,2	Apr	34.394,3	13.527,8	8.309,5	56.231,6	Apr	34.353,9	13.527,8	8.309,5	56.191,2
May	34.034,2	8.002,6	4.818,8	46.855,6	May	33.994,0	8.002,6	4.818,8	46.815,5	May	33.954,0	8.002,6	4.818,8	46.775,5
Jun	34.576,0	8.586,6	5.276,7	48.439,2	Jun	34.535,2	8.586,6	5.276,7	48.398,4	Jun	34.494,6	8.586,6	5.276,7	48.357,8
Jul	48.458,7	12.121,5	8.086,9	68.667,1	Jul	48.401,5	12.121,5	8.086,9	68.609,9	Jul	48.344,6	12.121,5	8.086,9	68.553,0
Aug	43.542,6	8.823,6	5.907,8	58.274,0	Aug	43.491,2	8.823,6	5.907,8	58.222,6	Aug	43.440,0	8.823,6	5.907,8	58.171,5
Sep	35.449,5	7.470,7	4.723,3	47.643,5	Sep	35.407,7	7.470,7	4.723,3	47.601,7	Sep	35.366,0	7.470,7	4.723,3	47.560,1
Oct	37.087,1	10.487,4	6.827,5	54.402,1	Oct	37.043,4	10.487,4	6.827,5	54.358,3	Oct	36.999,8	10.487,4	6.827,5	54.314,7
Nov	34.613,3	9.548,2	7.399,0	51.560,5	Nov	34.572,4	9.548,2	7.399,0	51.519,7	Nov	34.531,8	9.548,2	7.399,0	51.479,1
Dec	48.300,0	15.264,3	11.849,8	75.414,1	Dec	48.243,0	15.264,3	11.849,8	75.357,1	Dec	48.186,3	15.264,3	11.849,8	75.300,4
Toplam	457.725,5	133.726,0	93.341,0	684.792,5	Toplam	457.185,4	133.726,0	93.341,0	684.252,4	Toplam	456.647,8	133.726,0	93.341,0	683.714,8
2044 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam	2045 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam	2046 MWh	BAK	SABAŞ	YGT	Toplam
Jan	39.145,8	19.028,9	13.264,0	71.438,7	Jan	39.100,1	19.028,9	13.264,0	71.393,0	Jan	39.054,5	19.028,9	13.264,0	71.347,4
Feb	32.559,3	10.641,5	9.535,0	52.735,8	Feb	32.521,3	10.641,5	9.535,0	52.697,8	Feb	32.483,4	10.641,5	9.535,0	52.659,9
Mar	35.146,3	10.222,8	7.342,6	52.711,7	Mar	35.105,3	10.222,8	7.342,6	52.670,6	Mar	35.064,4	10.222,8	7.342,6	52.629,8
Apr	34.313,6	13.527,8	8.309,5	56.150,9	Apr	34.273,5	13.527,8	8.309,5	56.110,8	Apr	34.233,6	13.527,8	8.309,5	56.070,9
May	33.914,2	8.002,6	4.818,8	46.735,7	May	33.874,6	8.002,6	4.818,8	46.696,1	May	33.835,2	8.002,6	4.818,8	46.656,6
Jun	34.454,1	8.586,6	5.276,7	48.317,4	Jun	34.413,9	8.586,6	5.276,7	48.277,1	Jun	34.373,8	8.586,6	5.276,7	48.237,0
Jul	48.287,9	12.121,5	8.086,9	68.496,3	Jul	48.231,5	12.121,5	8.086,9	68.439,9	Jul	48.175,4	12.121,5	8.086,9	68.383,8
Aug	43.389,1	8.823,6	5.907,8	58.120,6	Aug	43.338,4	8.823,6	5.907,8	58.069,9	Aug	43.288,0	8.823,6	5.907,8	58.019,4
Sep	35.324,6	7.470,7	4.723,3	47.518,6	Sep	35.283,3	7.470,7	4.723,3	47.477,3	Sep	35.242,2	7.470,7	4.723,3	47.436,3
Oct	36.956,5	10.487,4	6.827,5	54.271,4	Oct	36.913,3	10.487,4	6.827,5	54.228,2	Oct	36.870,3	10.487,4	6.827,5	54.185,2
Nov	34.491,3	9.548,2	7.399,0	51.438,6	Nov	34.451,0	9.548,2	7.399,0	51.398,3	Nov	34.410,9	9.548,2	7.399,0	51.358,2
Dec	48.129,8	15.264,3	11.849,8	75.243,9	Dec	48.073,6	15.264,3	11.849,8	75.187,7	Dec	48.017,6	15.264,3	11.849,8	75.131,7
Toplam	456.112,6	133.726,0	93.341,0	683.179,6	Toplam	455.579,7	133.726,0	93.341,0	682.646,7	Toplam	455.049,3	133.726,0	93.341,0	682.116,3

11.c- 2026-2046 Portföy Gelir ABD\$ Projeksiyonları

US\$	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam
Jan	2.512.739	683.462	587.748	3.783.950	Jan	2.683.851	942.747	658.259	4.284.856	Jan	2.845.240	1.485.265	741.858	5.072.363
Feb	2.035.156	273.041	305.436	2.613.632	Feb	1.974.847	458.401	413.954	2.847.202	Feb	2.250.382	787.881	510.160	3.548.422
Mar	2.228.854	329.417	302.067	2.860.337	Mar	2.127.051	457.682	339.272	2.924.005	Mar	2.347.064	749.748	395.519	3.492.331
Apr	2.177.668	434.675	340.638	2.952.981	Apr	2.171.006	627.014	396.643	3.194.664	Apr	2.265.230	979.325	441.391	3.685.946
May	2.113.426	224.693	175.824	2.513.943	May	1.684.739	316.816	199.922	2.201.477	May	1.802.507	495.207	221.883	2.519.597
Jun	2.183.892	294.277	232.968	2.711.137	Jun	2.111.324	406.304	257.493	2.775.121	Jun	2.237.536	635.055	285.339	3.157.930
Jul	3.113.936	477.712	402.507	3.994.155	Jul	3.328.041	632.092	432.012	4.392.145	Jul	3.411.372	973.835	477.015	4.862.221
Aug	2.791.978	344.055	290.917	3.426.951	Aug	2.960.401	457.249	312.770	3.730.419	Aug	2.990.189	703.173	344.400	4.037.762
Sep	2.255.355	272.818	217.742	2.745.914	Sep	2.209.772	365.508	236.451	2.811.731	Sep	2.253.478	558.772	258.388	3.070.638
Oct	2.358.429	369.696	302.508	3.030.633	Oct	2.373.514	512.190	340.320	3.226.023	Oct	2.502.943	797.462	377.335	3.677.741
Nov	2.210.091	348.581	334.823	2.893.495	Nov	2.310.915	476.463	371.333	3.158.710	Nov	2.375.501	729.622	405.539	3.510.663
Dec	3.100.724	572.985	552.811	4.226.519	Dec	3.293.104	760.440	595.487	4.649.030	Dec	3.510.552	1.203.816	672.223	5.386.592
Toplam	29.082.248	4.625.411	4.045.988	37.753.647	Toplam	29.228.562	6.412.906	4.553.916	40.195.384	Toplam	30.791.996	10.099.161	5.131.050	46.022.206
US\$ 2029					US\$ 2030					US\$ 2031				
Jan	3.046.689	1.454.800	1.009.394	5.510.883	Jan	3.131.115	1.498.528	1.040.396	5.670.039	Jan	3.094.029	1.481.783	1.028.116	5.603.928
Feb	2.312.051	743.010	668.367	3.723.428	Feb	2.317.298	745.592	671.606	3.734.496	Feb	2.346.013	754.900	679.327	3.780.239
Mar	2.321.050	666.173	480.169	3.467.393	Mar	2.390.840	686.609	495.501	3.572.950	Mar	2.433.791	698.102	502.921	3.634.813
Apr	2.270.490	872.238	541.137	3.683.865	Apr	2.248.205	866.489	538.857	3.653.551	Apr	2.195.155	846.940	526.513	3.568.607
May	2.162.642	510.427	309.985	2.983.054	May	2.153.743	509.775	310.356	2.973.873	May	2.161.225	512.758	312.235	2.986.217
Jun	2.855.055	705.549	437.270	3.997.874	Jun	2.842.602	704.518	437.577	3.984.697	Jun	2.829.512	704.863	437.935	3.972.310
Jul	4.350.280	1.083.387	724.167	6.157.834	Jul	4.329.892	1.082.850	724.629	6.137.371	Jul	4.304.620	1.080.811	724.415	6.109.846
Aug	3.866.153	780.881	527.088	5.174.121	Aug	3.842.360	779.966	527.102	5.149.427	Aug	3.817.153	778.874	526.782	5.122.809
Sep	3.131.904	651.218	412.275	4.195.397	Sep	3.115.571	651.709	412.555	4.179.836	Sep	3.095.764	650.026	411.929	4.157.719
Oct	2.967.128	830.589	541.307	4.339.024	Oct	2.950.556	829.886	541.987	4.322.429	Oct	2.972.984	835.585	545.191	4.353.760
Nov	2.678.831	740.253	572.027	3.991.111	Nov	2.674.444	741.045	573.041	3.988.531	Nov	2.713.935	750.198	579.958	4.044.091
Dec	3.997.683	1.260.510	974.768	6.232.961	Dec	4.002.964	1.263.583	977.349	6.243.896	Dec	4.036.575	1.275.175	985.886	6.297.636
Toplam	35.959.955	10.299.036	7.197.956	53.456.947	Toplam	35.999.591	10.360.551	7.250.956	53.611.098	Toplam	36.000.754	10.370.015	7.261.207	53.631.976
US\$ 2032					US\$ 2033					US\$ 2034				
Jan	3.098.060	1.487.258	1.033.079	5.618.397	Jan	3.095.909	1.486.126	1.030.779	5.612.813	Jan	3.174.790	1.526.423	1.058.116	5.759.329
Feb	2.428.507	782.037	703.640	3.914.184	Feb	2.462.000	792.383	711.816	3.966.198	Feb	2.428.743	782.509	703.023	3.914.274
Mar	2.390.577	684.643	492.276	3.567.497	Mar	2.440.163	700.123	503.602	3.643.887	Mar	2.443.402	701.274	503.849	3.648.524
Apr	2.249.390	867.016	538.910	3.655.316	Apr	2.305.377	889.034	552.467	3.746.877	Apr	2.329.054	896.580	556.584	3.782.217
May	2.218.822	524.959	319.529	3.063.310	May	2.237.224	529.049	321.862	3.088.134	May	2.166.776	517.280	315.423	2.999.479
Jun	2.843.268	704.618	438.234	3.986.119	Jun	2.905.548	721.612	448.770	4.075.930	Jun	2.829.598	709.082	442.061	3.980.741
Jul	4.384.087	1.097.852	734.828	6.216.766	Jul	4.486.904	1.125.197	753.427	6.365.527	Jul	4.375.890	1.106.305	743.065	6.225.260
Aug	3.895.882	792.646	535.630	5.224.158	Aug	3.985.755	811.555	548.649	5.345.959	Aug	3.874.349	797.594	540.749	5.212.692
Sep	3.157.300	661.827	419.187	4.238.314	Sep	3.231.828	678.629	429.677	4.340.134	Sep	3.146.035	666.985	422.926	4.235.946
Oct	3.000.451	845.703	552.081	4.398.236	Oct	3.068.343	866.362	565.898	4.500.604	Oct	3.046.629	860.655	562.089	4.469.373
Nov	2.770.044	765.032	591.227	4.126.303	Nov	2.785.788	767.828	593.141	4.146.757	Nov	2.782.413	767.828	593.141	4.143.382
Dec	4.110.988	1.299.159	1.004.110	6.414.257	Dec	4.231.976	1.337.853	1.033.380	6.603.209	Dec	4.032.024	1.276.795	985.981	6.294.800
Toplam	36.547.377	10.512.748	7.362.731	54.422.856	Toplam	37.236.814	10.705.749	7.493.468	55.436.030	Toplam	36.629.702	10.609.310	7.427.005	54.666.017
US\$ 2035					US\$ 2036					US\$ 2037				
Jan	3.321.113	1.598.725	1.108.217	6.028.056	Jan	3.373.318	1.625.843	1.127.046	6.126.207	Jan	3.368.013	1.623.994	1.125.949	6.117.955
Feb	2.428.430	783.363	703.849	3.915.642	Feb	2.403.839	776.333	697.429	3.877.601	Feb	2.369.172	765.664	688.057	3.822.893
Mar	2.479.713	712.488	512.260	3.704.461	Mar	2.522.381	726.000	521.784	3.770.166	Mar	2.552.296	735.082	528.485	3.815.862
Apr	2.391.273	927.022	576.395	3.894.689	Apr	2.518.239	970.087	600.811	4.089.137	Apr	2.476.830	954.646	591.302	4.022.778
May	2.330.665	552.754	335.978	3.219.397	May	2.426.891	572.896	347.659	3.347.447	May	2.382.791	563.525	342.377	3.288.694
Jun	3.010.099	747.711	465.070	4.222.881	Jun	3.125.918	769.936	477.790	4.373.644	Jun	3.080.669	760.727	472.387	4.313.783
Jul	4.585.543	1.147.890	767.102	6.500.534	Jul	4.716.471	1.177.455	784.410	6.678.337	Jul	4.750.860	1.188.877	792.691	6.732.428
Aug	4.062.997	825.217	557.334	5.445.547	Aug	4.187.688	846.690	570.743	5.605.120	Aug	4.217.803	854.823	576.573	5.649.198
Sep	3.246.324	678.459	429.177	4.353.960	Sep	3.332.274	695.391	439.491	4.467.156	Sep	3.357.996	702.025	444.080	4.504.101
Oct	3.164.464	893.893	583.396	4.641.753	Oct	3.279.754	920.459	599.279	4.799.492	Oct	3.231.713	909.305	592.514	4.733.532
Nov	2.809.452	776.752	600.027	4.186.231	Nov	2.715.569	751.638	580.469	4.047.675	Nov	2.701.082	749.311	578.810	4.029.203
Dec	4.027.233	1.276.825	986.015	6.290.073	Dec	4.235.385	1.343.791	1.037.886	6.617.062	Dec	3.991.143	1.268.021	979.021	6.238.185
Toplam	37.857.306	10.921.100	7.624.819	56.403.225	Toplam	38.837.727	11.176.519	7.784.797	57.799.043	Toplam	38.480.369	11.076.000	7.712.244	57.268.613

US\$ 2038	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$ 2039	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$ 2040	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam
Jan	3.414.026	1.648.428	1.143.235	6.205.690	Jan	3.386.631	1.637.205	1.135.106	6.158.942	Jan	3.390.474	1.641.011	1.137.759	6.169.244
Feb	2.469.596	799.570	718.663	3.987.828	Feb	2.510.564	814.277	732.232	4.057.073	Feb	2.546.838	827.047	743.674	4.117.559
Mar	2.659.323	767.483	552.190	3.978.996	Mar	2.703.033	781.804	563.058	4.047.896	Mar	2.742.197	794.072	571.870	4.108.139
Apr	2.580.948	997.587	618.027	4.196.562	Apr	2.623.584	1.016.125	630.019	4.269.729	Apr	2.661.839	1.032.358	639.991	4.334.188
May	2.437.514	575.817	349.801	3.363.132	May	2.454.058	581.112	352.985	3.388.154	May	2.502.640	592.160	359.421	3.454.221
Jun	3.180.928	788.155	489.440	4.458.524	Jun	3.222.194	801.170	497.822	4.521.186	Jun	3.214.949	796.935	494.842	4.506.726
Jul	4.763.875	1.188.083	790.662	6.742.620	Jul	4.817.797	1.205.719	802.841	6.826.357	Jul	4.773.262	1.196.022	796.372	6.765.655
Aug	4.236.756	854.368	575.256	5.666.380	Aug	4.282.082	867.238	584.361	5.733.682	Aug	4.242.121	860.180	579.635	5.681.936
Sep	3.416.460	713.737	451.207	4.581.405	Sep	3.399.446	711.229	449.780	4.560.455	Sep	3.424.016	718.776	454.679	4.597.471
Oct	3.242.763	908.331	590.852	4.741.945	Oct	3.246.889	913.014	594.289	4.754.192	Oct	3.287.589	925.599	602.482	4.815.670
Nov	2.875.012	799.084	617.496	4.291.591	Nov	2.810.294	784.228	605.889	4.200.411	Nov	2.813.886	786.138	607.369	4.207.393
Dec	4.235.588	1.347.059	1.040.763	6.623.410	Dec	4.196.016	1.337.571	1.033.516	6.567.103	Dec	4.249.061	1.355.888	1.047.736	6.652.684
Toplam	39.512.789	11.387.703	7.937.592	58.838.084	Toplam	39.652.588	11.450.693	7.981.899	59.085.180	Toplam	39.848.873	11.526.185	8.035.829	59.410.887
US\$ 2041	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$ 2042	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$ 2043	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam
Jan	3.359.934	1.628.978	1.129.046	6.117.957	Jan	3.389.887	1.644.057	1.138.651	6.172.595	Jan	3.365.001	1.632.786	1.130.632	6.128.419
Feb	2.523.046	820.299	737.418	4.080.763	Feb	2.612.971	849.280	763.248	4.225.499	Feb	2.591.747	842.524	757.327	4.191.599
Mar	2.717.430	787.741	566.791	4.071.961	Mar	2.817.736	815.890	587.163	4.220.788	Mar	2.796.336	809.815	583.094	4.189.246
Apr	2.609.623	1.015.389	630.316	4.255.328	Apr	2.736.042	1.061.184	657.712	4.454.939	Apr	2.714.141	1.053.257	653.191	4.420.589
May	2.451.153	582.538	353.566	3.387.258	May	2.445.375	580.703	353.090	3.379.167	May	2.444.896	578.996	352.149	3.376.042
Jun	3.182.059	789.845	490.371	4.462.275	Jun	3.280.607	812.729	504.766	4.598.102	Jun	3.293.457	811.334	503.913	4.608.704
Jul	4.742.072	1.187.928	790.544	6.720.544	Jul	4.877.455	1.221.988	812.548	6.911.991	Jul	4.747.700	1.190.712	791.973	6.730.386
Aug	4.215.069	854.236	575.374	5.644.679	Aug	4.340.178	878.641	591.749	5.810.567	Aug	4.223.857	856.071	576.742	5.656.670
Sep	3.319.515	694.412	438.649	4.452.576	Sep	3.458.344	723.044	456.742	4.638.130	Sep	3.293.239	688.943	435.394	4.417.575
Oct	3.230.568	913.379	595.152	4.739.100	Oct	3.292.869	926.325	602.796	4.821.991	Oct	3.192.218	898.950	585.255	4.676.423
Nov	2.790.163	779.835	602.279	4.172.277	Nov	2.815.806	786.993	608.068	4.210.867	Nov	2.791.880	781.361	603.768	4.177.009
Dec	4.116.764	1.315.798	1.016.446	6.449.008	Dec	4.052.723	1.296.710	1.001.324	6.350.758	Dec	4.018.573	1.287.443	994.096	6.300.112
Toplam	39.257.395	11.370.378	7.925.954	58.553.727	Toplam	40.119.993	11.597.543	8.077.857	59.795.393	Toplam	39.473.046	11.432.191	7.967.535	58.872.772
US\$ 2044	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$ 2045	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam	US\$ 2046	BAK GELİR	SABAŞ GELİR	YGT GELİR	Toplam
Jan	3.455.874	1.678.932	1.162.726	6.297.531	Jan	3.466.023	1.685.017	1.168.697	6.319.737	Jan	3.492.930	1.699.168	1.180.038	6.372.137
Feb	2.666.965	868.270	780.442	4.315.677	Feb	2.708.732	883.575	794.867	4.387.174	Feb	2.804.681	915.757	822.366	4.542.804
Mar	2.877.181	834.557	601.045	4.312.783	Mar	2.920.762	848.341	611.069	4.380.172	Mar	3.028.647	879.695	633.450	4.541.791
Apr	2.793.162	1.085.880	673.413	4.552.455	Apr	2.800.160	1.092.246	676.136	4.568.542	Apr	2.875.012	1.133.405	700.389	4.708.806
May	2.533.142	599.720	364.649	3.497.511	May	2.472.304	586.115	356.567	3.414.987	May	2.669.972	635.900	386.273	3.692.145
Jun	3.164.432	780.823	485.219	4.430.475	Jun	3.203.713	792.505	492.060	4.488.278	Jun	3.108.287	776.994	481.410	4.366.691
Jul	4.711.633	1.183.871	787.537	6.683.042	Jul	4.722.289	1.187.828	790.522	6.700.639	Jul	4.649.414	1.171.763	780.803	6.601.980
Aug	4.190.574	851.117	573.551	5.615.242	Aug	4.202.730	853.840	575.401	5.631.971	Aug	4.130.495	839.161	564.221	5.533.878
Sep	3.231.188	677.195	428.012	4.336.395	Sep	3.170.188	663.916	420.011	4.254.114	Sep	3.164.752	666.949	422.080	4.253.780
Oct	3.275.956	924.521	601.971	4.802.447	Oct	3.214.342	907.265	590.913	4.712.519	Oct	3.189.571	902.685	587.886	4.680.142
Nov	2.732.455	766.414	592.156	4.091.025	Nov	2.884.833	807.813	624.812	4.317.459	Nov	2.977.900	830.589	643.363	4.451.853
Dec	4.128.859	1.324.337	1.022.792	6.475.987	Dec	4.151.853	1.330.398	1.027.752	6.510.004	Dec	4.224.818	1.350.042	1.044.932	6.619.792
Toplam	39.761.421	11.575.638	8.073.513	59.410.572	Toplam	39.917.928	11.638.859	8.128.808	59.685.595	Toplam	40.316.479	11.802.109	8.247.210	60.365.798

11.d- BEWEN Enerji A.Ş. Enerji Portföyü Konsolide ABD\$ Gelir Tablosu 2026-2046

P: BEWEN Enerji Konsolide Portföy Gelirleri ABD\$	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E
Ocak	3.783.950	4.284.856	5.072.363	5.510.883	5.670.039	5.603.928	5.618.397
Şubat	2.613.632	2.847.202	3.548.422	3.723.428	3.734.496	3.780.239	3.914.184
Mart	2.860.337	2.924.005	3.492.331	3.467.393	3.572.950	3.634.813	3.567.497
Nisan	2.952.981	3.194.664	3.685.946	3.683.865	3.653.551	3.568.607	3.655.316
Mayıs	2.513.943	2.201.477	2.519.597	2.983.054	2.973.873	2.986.217	3.063.310
Haziran	2.711.137	2.775.121	3.157.930	3.997.874	3.984.697	3.972.310	3.986.119
Temmuz	3.994.155	4.392.145	4.862.221	6.157.834	6.137.371	6.109.846	6.216.766
Ağustos	3.426.951	3.730.419	4.037.762	5.174.121	5.149.427	5.122.809	5.224.158
Eylül	2.745.914	2.811.731	3.070.638	4.195.397	4.179.836	4.157.719	4.238.314
Ekim	3.030.633	3.226.023	3.677.741	4.339.024	4.322.429	4.353.760	4.398.236
Kasım	2.893.495	3.158.710	3.510.663	3.991.111	3.988.531	4.044.091	4.126.303
Aralık	4.226.519	4.649.030	5.386.592	6.232.961	6.243.896	6.297.636	6.414.257
P Toplam Gelir ABD \$ Reel	37.753.647	40.195.384	46.022.206	53.456.947	53.611.098	53.631.976	54.422.856
P Toplam Gelir ABD \$ Nominal	37.753.647	41.200.269	48.352.080	57.567.285	59.147.755	60.620.473	62.990.754

P: BEWEN Enerji Konsolide Portföy Gelirleri ABD\$	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E	2039E
Ocak	5.612.813	5.759.329	6.028.056	6.126.207	6.117.955	6.205.690	6.158.942
Şubat	3.966.198	3.914.274	3.915.642	3.877.601	3.822.893	3.987.828	4.057.073
Mart	3.643.887	3.648.524	3.704.461	3.770.166	3.815.862	3.978.996	4.047.896
Nisan	3.746.877	3.782.217	3.894.689	4.089.137	4.022.778	4.196.562	4.269.729
Mayıs	3.088.134	2.999.479	3.219.397	3.347.447	3.288.694	3.363.132	3.388.154
Haziran	4.075.930	3.980.741	4.222.881	4.373.644	4.313.783	4.458.524	4.521.186
Temmuz	6.365.527	6.225.260	6.500.534	6.678.337	6.732.428	6.742.620	6.826.357
Ağustos	5.345.959	5.212.692	5.445.547	5.605.120	5.649.198	5.666.380	5.733.682
Eylül	4.340.134	4.235.946	4.353.960	4.467.156	4.504.101	4.581.405	4.560.455
Ekim	4.500.604	4.469.373	4.641.753	4.799.492	4.733.532	4.741.945	4.754.192
Kasım	4.146.757	4.143.382	4.186.231	4.047.675	4.029.203	4.291.591	4.200.411
Aralık	6.603.209	6.294.800	6.290.073	6.617.062	6.238.185	6.623.410	6.567.103
P Toplam Gelir ABD \$ Reel	55.436.030	54.666.017	56.403.225	57.799.043	57.268.613	58.838.084	59.085.180
P Toplam Gelir ABD \$ Nominal	65.703.357	66.313.311	70.028.539	73.412.060	74.411.329	78.208.967	80.343.774

P: BEWEN Enerji Konsolide Portföy Gelirleri ABD\$	2040E	2041E	2042E	2043E	2044E	2045E	2046E
Ocak	6.169.244	6.117.957	6.172.595	6.128.419	6.297.531	6.319.737	6.372.137
Şubat	4.117.559	4.080.763	4.225.499	4.191.599	4.315.677	4.387.174	4.542.804
Mart	4.108.139	4.071.961	4.220.788	4.189.246	4.312.783	4.380.172	4.541.791
Nisan	4.334.188	4.255.328	4.454.939	4.420.589	4.552.455	4.568.542	4.708.806
Mayıs	3.454.221	3.387.258	3.379.167	3.376.042	3.497.511	3.414.987	3.692.145
Haziran	4.506.726	4.462.275	4.598.102	4.608.704	4.430.475	4.488.278	4.366.691
Temmuz	6.765.655	6.720.544	6.911.991	6.730.386	6.683.042	6.700.639	6.601.980
Ağustos	5.681.936	5.644.679	5.810.567	5.656.670	5.615.242	5.631.971	5.533.878
Eylül	4.597.471	4.452.576	4.638.130	4.417.575	4.336.395	4.254.114	4.253.780
Ekim	4.815.670	4.739.100	4.821.991	4.676.423	4.802.447	4.712.519	4.680.142
Kasım	4.207.393	4.172.277	4.210.867	4.177.009	4.091.025	4.317.459	4.451.853
Aralık	6.652.684	6.449.008	6.350.758	6.300.112	6.475.987	6.510.004	6.619.792
P Toplam Gelir ABD \$ Reel	59.410.887	58.553.727	59.795.393	58.872.772	59.410.572	59.685.595	60.365.798
P Toplam Gelir ABD \$ Nominal	82.644.762	83.244.344	86.879.800	87.421.141	90.160.563	92.570.649	95.685.387

01/01/2021 ile 30/06/2021 tarihleri arasında işletmeye geçecek YEK belgeli üretim tesislerinin de 31/12/2030 tarihine kadar YEKDEM'den faydalanma imkanı sağlanmıştır. YEKDEM'e katılan tesislerin toplam kurulu gücü 2011 – 2014 yılları arasında yaklaşık 500 MW ilâ 1.800 MW arasında değişirken, lisanssız santrallerin de ilavesiyle yıllar itibariyle artmış ve 2025 yılında YEKDEM'den faydalanan santrallerin kurulu gücü 37.105 MW'a ulaşmıştır.

YEKDEM MWe	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Güneş	-	-	-	-	-	-	13	14	82	163	306	469	469	461	469
Hidrolik	21	930	217	598	2.116	9.960	11.096	11.706	12.589	12.435	12.228	11.510	7.441	6.598	6.304
Rüzgâr	469	685	76	825	2.732	4.320	5.239	6.200	6.496	6.444	6.750	8.173	8.059	7.317	6.805
Jeotermal	72	72	140	228	390	599	752	997	1.226	1.437	1.465	1.557	1.529	1.334	1.368
Biyokütle	45	73	101	147	185	204	300	349	503	671	873	1.273	1.761	1.766	2.135
Toplam Lisanslı	608	1.760	534	1.798	5.424	15.083	17.400	19.266	20.895	20.895	21.622	22.982	19.259	17.476	17.081
Toplam Lisanssız	0	0	0	0	321	995	3.086	5.146	5.965	5.965	7.084	9.547	14.773	20.345	20.024
Genel Toplam	608	1.760	534	1.798	5.744	16.078	20.486	24.413	26.859	26.859	28.706	32.529	34.032	37.821	37.105

Şekil 32. YEKDEM I Lisanslı/Lisanssız Kurulu Güç

YEKDEM II- 01.07.2021 tarihinden sonra devreye girecek olan yenilenebilir kapsamındaki santraller için belirsizlik 02.12.2020 tarih ve 31322 sayılı resmi gazetede yayınlanan 7257 sayılı Kanun ile 5346 sayılı Kanunda yapılan değişiklikler ile giderilmiştir.

7257 sayılı Kanun ile 5346 sayılı Kanunda değişiklikler yapılmış olup, YEK destekleme mekanizmasına ilişkin yapılan değişikliklere ilişkin 30/6/2021 tarihinden sonra işletmeye girecek yerli aksam kullanan, YEK Belgeli üretim tesisleri ile tüketim tesisinin ihtiyacını karşılamaya yönelik olarak kurulacak lisanssız üretim tesisleri için Türk lirası olarak uygulanacak yerli katkı fiyatları, bu fiyatların güncellenmesi, uygulanacak süre ve uygulamaya ilişkin diğer usul ve esasların Cumhurbaşkanı tarafından belirlenerek ilan edileceği, uygulamaya ilişkin usul ve esasların ise Bakanlık tarafından çıkartılacak yönetmelikle belirleneceği hüküm altına alınmıştır.

1.dönemde 30.06.2021 tarihine kadar devreye giren santrallerin YEKDEM'den yararlanabileceği ancak o tarihten sonra YEKDEM mekanizmasının nasıl işleyeceğine ilişkin hususları içeren 29.01.2021 tarih ve 3453 sayılı Cumhurbaşkanı kararı yayınlanmış olsa da 01.05.2023 tarih ve 32177 sayılı Resmi Gazete 'de yayımlanan 30.04.2023 tarih ve 7189 sayılı Cumhurbaşkanı kararıyla 3453 sayılı Karar yürürlükten kaldırılmış olup, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) kapsamında uygulanacak elektrik alım fiyatları ve sürelerini içeren hususlar 7189 sayılı Kararda güncellenerek belirlenmiştir. 1/7/2021 tarihinden 31/12/2030 tarihine kadar işletmeye giren/girecek YEK Belgeli üretim tesisleri için anılan kararın Ek-1'inde yer alan yerli katkı fiyatlarının uygulanmasına ilişkin usul ve esaslar Bakanlık tarafından çıkarılan yönetmelikle düzenlenecektir.

Uygulama ABD dolar endeksli tavan ve taban fiyatlar çerçevesinde güncellemeye tabi Türk Lirası (TL) bazlı uygulamada, düzenlemeye göre aylık bazda eskalasyon geçerli olacaktır. Yabancı para ağırlıkları sırasıyla %40(%25ÜFE,%15TÜFE), %60(%30 dolar kuru- %30 euro kuru) olarak belirlenmiştir. Eskalasyon

hesaplamalarında bir önceki ay TCMB dolar ve euro alış kurlarının ortalaması kullanılacaktır. YEKDEM uygulamasında kaynak bazlı olarak süre ve tür açısından da farklılaşma yapılmıştır.

Tüm bu güncellemeler 1 Temmuz 2021 tarihinden 31 Aralık 2030 tarihine kadar işletmeye giren/girecek YEK Belgeli üretim tesisleri için geçerli olacak ancak 01.07.2021 tarihinden sonra devreye giren üretim tesisleri 01.05.2023 tarihinden itibaren kalan süreleri için yeni uygulamadan yararlanabilecekler ve 01.07.2021 ve 01.05.2023 tarihleri arasında devreye giren üretim tesislerine geriye yönelik ödeme yapılmayacaktır. Bütünleşik depolama tesisi için uygulanacak fiyatlar sadece depolama ünitesinde depolandıktan sonra sisteme verilen elektrik enerjisi için uygulanacaktır.

Yukarıda bahsedildiği üzere, **II.YEKDEM** dönemi on yıl süreli olanlar için en son 31.12.2030 da devreye girecekler için 2041'e kadar uygulanacaktır. 15 yıl süreli olanlar için ise en son 31.12.2030 da devreye girecekler için uygulama 2046 yılına kadar devam edecektir.

Aşağıda 2026 yılı Şubat ayında eskalasyona tabi güncellenmiş tablo verilmektedir.

1 Temmuz 2021 tarihinden 31 Aralık 2030 tarihine kadar işletmeye giren/girecek YEK belgeli tesisler için fiyat/yerli katkı payı ve uygulama sürelerini gösterir															
1 Şubat 2026 eskalasyona tabii tablo															
Yenilenebilir Üretim Tesisi		YEK Uygulama Fiyatı TL-Krş/kWh	YEK Uygulama Fiyatı US\$-c/kWh	YEK Uygulama Fiyatı Euro-c/kWh	YEK Uygulama Süresi Yıl	YEK Taban Fiyat USD c/kWh	YEK Tavan Fiyat USD c/kWh	Yerli Katkı Fiyatı TL-Krş/kWh	Yerli Katkı Fiyatı US\$-c/kWh	Yerli Katkı Fiyatı Euro\$-c/kWh	Yerli Katkı Uygulama Süresi Yıl	1 Ocak 2024 Tarihine Göre TL Değişim %	1 Ocak 2024 Tarihine Göre \$ Değişim %	1 Ocak 2025 Tarihine Göre TL Değişim %	1 Ocak 2025 Tarihine Göre \$ Değişim %
HES	Rezervuarlı	341,1	7,86	6,62	10	6,75	8,25	68,2	1,57	1,33	5	62,7%	11,21%	30,4%	5,8%
	Akarsu	319,7	7,36	6,21	10	6,30	7,70	68,2	1,57	1,33	5	62,7%	11,20%	30,4%	5,8%
RES	Karasal	251,0	5,78	4,88	10	4,95	6,05	68,2	1,57	1,33	5	62,7%	11,20%	30,4%	5,8%
	of-shore	341,1	7,86	6,62	10	6,75	8,25	91,0	2,10	1,77	5	62,7%	11,21%	30,4%	5,8%
JEOTERMAL		478,5	11,02	9,29	15	9,45	11,55	68,2	1,57	1,33	5	62,8%	11,21%	30,4%	5,8%
BİYO KÜTLE	Çöp gazı	251,0	5,78	4,88	10	4,95	6,05	68,2	1,57	1,33	5	62,7%	11,20%	30,4%	5,8%
	Biyometan	409,7	9,44	7,96	10	8,10	9,90	68,2	1,57	1,33	5	62,7%	11,20%	30,4%	5,8%
	Termal atık	319,5	7,36	6,21	10	5,75	8,00	51,1	1,18	0,99	5	62,7%	11,20%	30,3%	5,8%
GES		251,0	5,78	4,88	10	4,95	6,05	68,2	1,57	1,33	5	62,7%	11,20%	30,4%	5,8%
RES/GES BT. DEPOLAMA T.		296,1	6,82	5,75	10	5,85	7,15	91,0	2,10	1,77	10	62,8%	11,21%	30,4%	5,8%
POMPAJ DEPOLAMALI HES		478,5	11,02	9,29	15	9,45	11,55	91,0	2,10	1,77	10	62,8%	11,21%	30,4%	5,8%
DALGA/AKINTI		319,7	7,36	6,21	10	6,30	7,70	91,0	2,10	1,77	10	62,7%	11,20%	30,4%	5,8%
02.02.2026 Günü Saat 15:30'da Belirlenen Gösterge Niteliğindeki Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası Dolar Kuru : 43.4168 (Döviz Alış) Euro Kuru : 51,4862															
cc															
$YEKDEM_{GD} / YKF_{GD} = YEKDEM_{OGD} / YKF_{OGD} \times \left[\left(\frac{25}{100} \times \frac{OFF_{A-2}}{OFF_{A-3}} \right) + \left(\frac{15}{100} \times \frac{TUFF_{A-2}}{TUFF_{A-3}} \right) + \left(\frac{30}{100} \times \frac{KUR_{D-1}}{KUR_{D-2}} \right) + \left(\frac{30}{100} \times \frac{KUR_{E-1}}{KUR_{E-2}} \right) \right]$															

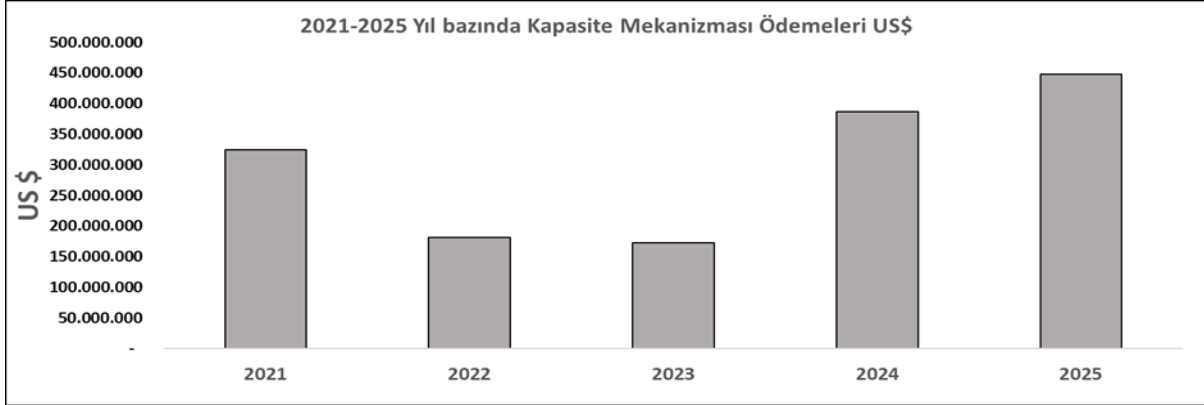
Şekil 33. 2026 Şubat Eskalasyona Tabii Tablo

Bu kapsamda 1. Uygulama dönemindeki 7.3 c/kWh olan karasal RES fiyatlarının tavan fiyatının 6,05 c/kWh olduğu, 13,3 c/kWh olan GES'lerin tavan fiyatının 6,05 c/kWh olduğu değerlendirildiğinde, YEKDEM' e katılan santrallerin ağırlıklı ortalama YEK fiyatının 7 c/kWh civarında olabileceği tahmin edilebilir.

BU durumda II.YEKDEM döneminde PTF'nin 7 c/kWh altında olması halinde YEKDEM birim fiyatının PTF birim fiyatına göre pozitif çıkacağı değerlendirilmektedir. Mevcut 1.YEKDEM uygulamasında ortalama YEK fiyatı 10 c/kWh civarında olduğundan PTF'nin 10 c/kWh altında seyrettiği aylarda YEKDEM birim fiyatı PTF birim fiyatına göre pozitif çıkmaktadır. YEKDEM birim maliyetinin pozitif çıktığı aylarda bu maliyet tedarikçiler suretiyle tüketiciye yansıtılmaktadır.

13. Kapasite Mekanizması

Kapasite Mekanizmasının Sayısal Büyüklüğü

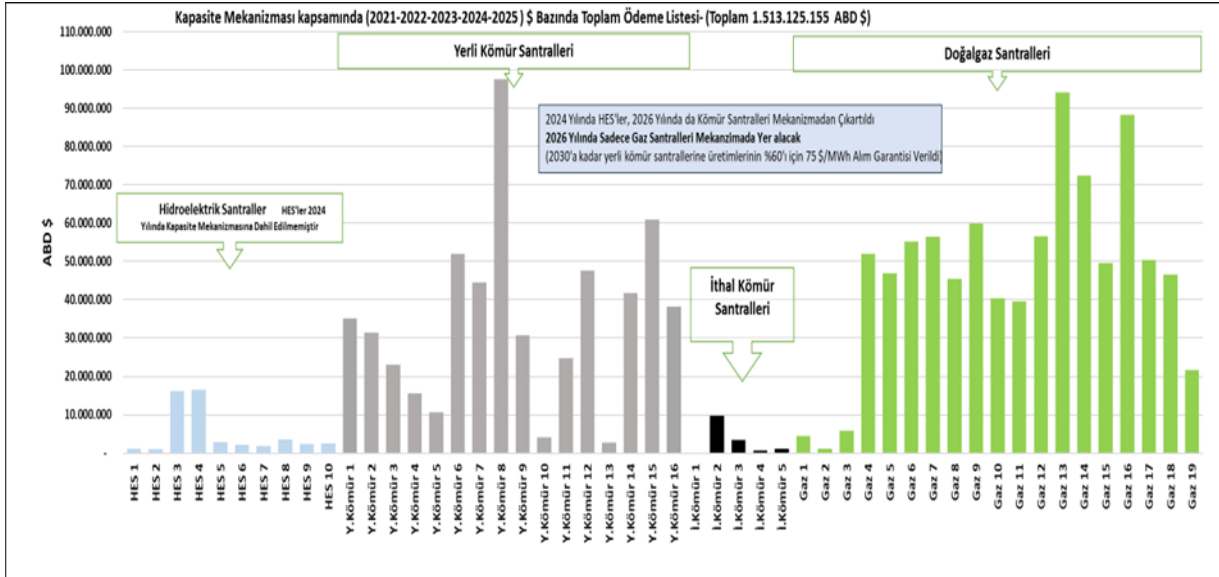


2021–2025 döneminde kapasite mekanizması kapsamında santrallere yapılan toplam ödeme yaklaşık 1,5 Milyar ABD\$ olarak hesaplanmaktadır. Ödemeler piyasa takas fiyatına doğrudan yansımamakta, TEİAŞ iletim tarifesi aracılığıyla tüketicilere aktarılmaktadır.

2021-2025 yılında YEKDEM kapsamında olmayan Barajlı Hidrolik Santrallere, Yerli Kömürden elektrik üreten santrallere ve Gaz santrallerine Kapasite Mekanizması kapsamında yapılan toplam ödeme 1,5 Milyar \$ olurken, 2024 Yılında HES'ler, 2026 Yılında da Kömür Santralleri Mekanizmadan Çıkartılmış olup, 2026 yılında sadece gaz santralleri mekanizmada yer alacaktır.

37

(2030'a kadar yerli kömür santrallerine üretimlerinin %60'ı için 75 ABD\$/MWh Alım Garantisi Verildi)

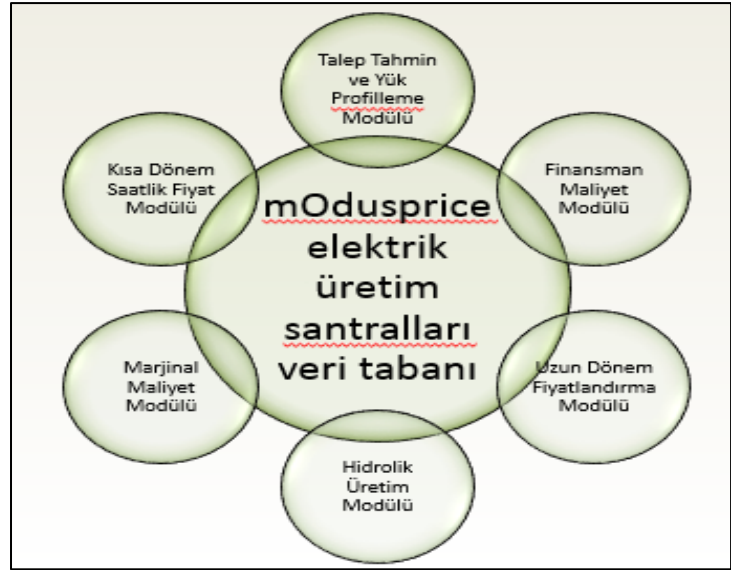


Mevcut durumda; Destekleme kapsamında YEKDEM tutarı portföyünde tüketiciler olan katılımcılar kanalıyla doğrudan tüketicilere yansıtılırken, Destekleme mekanizması kapsamında yapılan ödemeler ise şebeke maliyetlerinin bir parametresi olarak tüketicilere yansıtılmaktadır.

14. Model Veri Tabanı ve Metodolojisi

2026-2046 yılları arasındaki Türkiye Elektrik Piyasası Marjinal Fiyat tahminlerinde “mOduPrice” modeli kullanılmıştır. Model, Türkiye’de mevcut, lisanslı 1.800 civarında santral bilgilerinin bulunduğu veri tabanını kullanmaktadır.

Veri tabanında her bir santralin; Lokasyonu, Yük tevzi bölgesi, Kurulu gücü, Yakıt cinsi, Verimlilik faktörü, Teorik üretim değerleri, Çalışma saatleri, Hidrolikler için geçmiş yıllar su gelirlerine

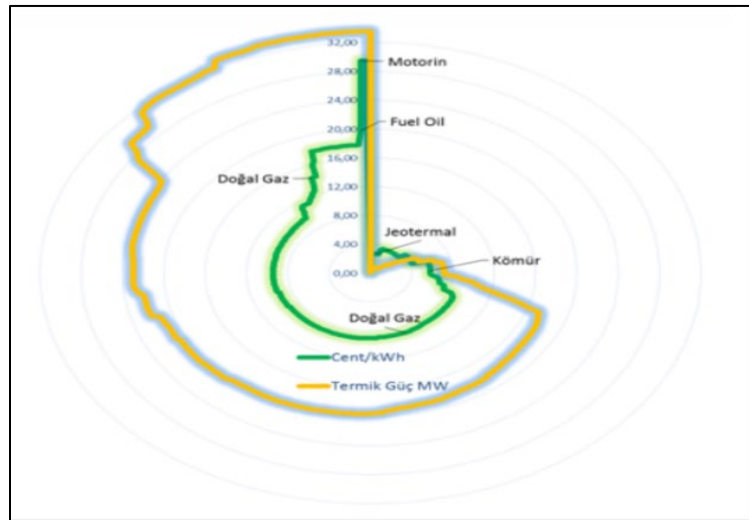


bağlı çalışma saatleri (kurak, yağışlı ve normal), Lisans tarihi, İşletmeye geçiş tarihi, Tüzel kişiliği, Santral tipine göre kapasite maliyetleri, İşletme/Bakım maliyetleri, Yakıt maliyetleri, Must-run olup olmama durumu, Karbon salınım oranları vb. teknik bilgiler yer almaktadır.

Modelde mevcut santraller, birincil kaynaklar ile kamu ve özel sektör santralleri olarak ayrıştırılmış ve işletmeye geçtiği tarihler, ünite sayıları, kurulu güçleri ve çalışma saatleri veri olarak modele girilerek, kapasite kullanım faktörlerine göre yıl bazında teorik üretim miktarları hesaplanmıştır.

38

Modelde; YİD, Yİ ve İHD modeliyle inşa edilen santrallerin işletmecisi şirketlerle kamu arasında imzalanmış olan uzun vadeli sözleşmelere bağlanmış üretim miktarlarının ve kapasite maliyetlerinin belirlenmesinde, sözleşme şartları dikkate alınmış ancak Aktif Enerji Birim Fiyatları, tüm santraller için oluşturulan elektrik üretim fiyatı belirleme



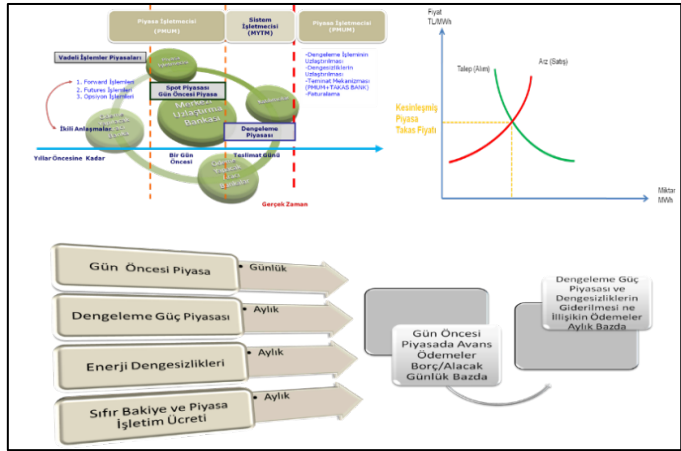
modelinden yararlanılarak hesaplanmıştır. Sözleşme süreleri sonunda Yİ modeli ile inşa edilen santraller, özel sektör portföyüne aktarılmıştır.

Model bir nevi denge modeli olarak çalışmaktadır. Denge modellerinde uzun dönemli fiyat tahminleri için, arzın talebi karşılamadığı yıllar için, fiyat hassasiyetinin sağlanabilmesi amacıyla, proje stoku bulundurulmaktadır.

Bu kapsamda, Şekil 19 'da verilen 2026–2046 Projeksiyonunda, EPDK ilerleme raporları baz alınmış ve gelecek yirmi bir yıl kurulu güç bileşik büyüme oranı %4,0 olarak hesaplanmıştır. Gelecek yenilenebilir santrallere bağlı olarak şebeke frekansının tutulmasına katkı sağlayacak olan depolama tesisleri ve pompajlı hidrolik santraller puanta katkı verecek tesisler olarak projeksiyonda yer almıştır. Talep senaryosunda mevcut kapasitenin projeksiyondaki talebi karşılayamadığı yıllarda; modelde eksik üretim için en kısa sürede devreye alınabilecek gaz santrallerinin projeksiyona ilave edilmesi suretiyle marjinal fiyatlar hesaplanmıştır.

Modelde; seçilen yıl için, güneş, rüzgar ve hidrolik santral tiplerine ve mevsimsel su gelirlerine bağlı olarak, hesaplanmış saatlik yenilenebilir yük, yük profili içerisinde ayrıştırılmakta ve her bir saat için termik güce kalan yük hesaplanmaktadır. (**Hydro Dispatch**) ve her bir saat için kalan termik güç hesaplanmaktadır. Termik santrallere kalan yük, saatlik profil bazında, yük kaybı olasılığı (**LoLp**) da dikkate alınmak suretiyle her bir termik santralin işletme maliyetine (işletme giderleri+yakıt maliyeti) göre merit-order sıralanmaktadır. Her bir saat için hesaplanan termik güce karşılık gelen santralin işletme maliyeti o saat için **marjinal maliyet** olarak belirlenir.

Saatlik Marjinal maliyetler hesaplandıktan sonra seçilen yıl için hesaplanan, Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret hariç olmak üzere, Doğal Gaz Santrallerinin kapasite maliyeti (Capex) (*doğal gaz santralleri sisteme en kısa sürede girebilecek yatırım olması nedeniyle, sisteme ilave edilmesi gereken yatırımlar için bir nevi amortisman olarak değerlendirilmektedir.*) “monte-carlo” simülasyon modeliyle, yükün fazla olduğu saatlere dağıtılır ve bu saatlik kapasite maliyeti de her bir saatteki marjinal maliyete ilave edilmek suretiyle **Sistem Marjinal Fiyatı** hesaplanmaktadır.



Modelde girdi maliyetleri US\$ bazındadır. US\$ bazında belirlenen marjinal fiyatlar reel fiyatlar olup herhangi bir eskalasyon uygulanmamaktadır. “Marjinal Fiyatların reel yıl ortalamaları, varsayımlar kısmında belirtilen makroekonomik enflasyon tahminleri dikkate alınarak enflasyon etkisini içeren, nominal değer şeklinde de verilmektedir. Modelde Yük Kaybı Olasılığı (LoLp) dikkate alınmıştır.

Doğalgaz fiyatları Türkiye’de elektrik marjinal maliyetlerini belirleyici bir unsurdur. Bu kapsamda Türkiye’de piyasada hakim konumdaki BOTAŞ’ın kamu kurumu olması ve dolayısı ile kararlarında tabi olduğu siyasi iradelerin pazar kurallarından çok gaz fiyatları ile toplumun orta ve alt gelir düzeyindeki kesiminin satın alma güçleri arasındaki dengeyi gözetmeleri, sanayide üretimi ve ihracatı artırmaya yönelik çareler arasında enerji maliyetlerinin mümkün olduğunca düşük tutulması politikası güdülmüş ve bunlara

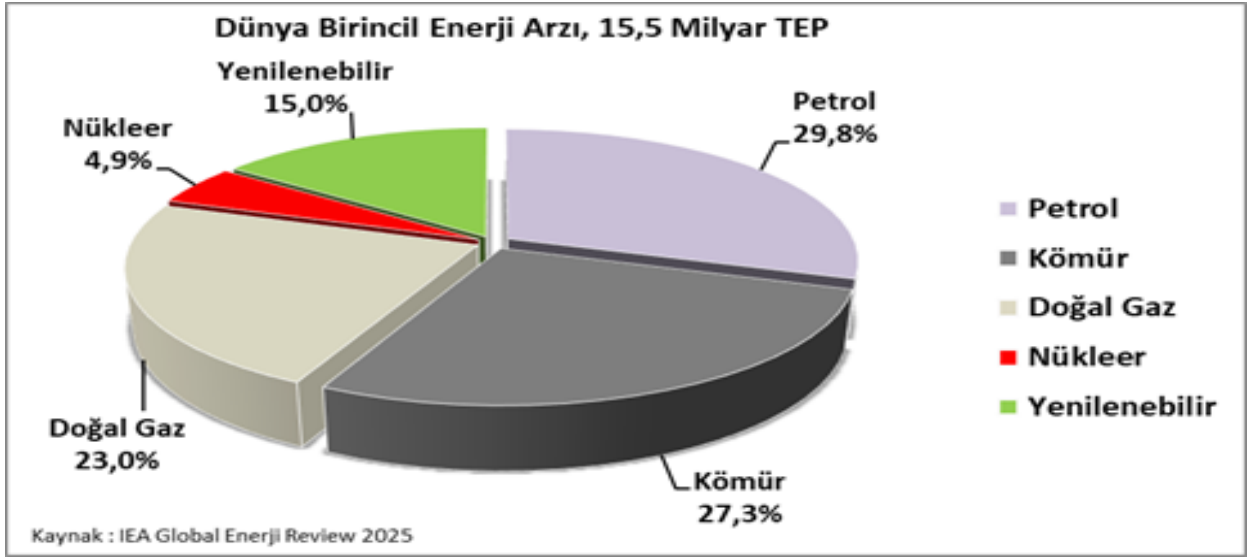
uygulanan doğal gaz satış fiyatlarının diğer müşterilere uygulanan düşük fiyatları sübvansiyeye etmesi gibi unsurlar, Türkiye'deki doğal gaz satış fiyatlarının fiyat projeksiyonlarında yanılma payını yükseltmektedir. Uzun dönemli doğalgaz alım anlaşmaları **2022 öncesi petrol fiyatlarına endeksli iken mevcut durumda TTF'e (Title Transfer Facility - Hollanda Gaz Ticaret Üssü) endekslenmiştir.**

2026 – 2046 Projeksiyonunda, gelecek yirmi bir yıl Türkiye arz/talep senaryosu hazırlanmıştır. Şekil 19 'da verilen 2026 – 2046 Projeksiyonunda, EPDK ilerleme raporları baz alınmış ve gelecek yirmi bir yıl kurulu güç bileşik büyüme oranı %4,01 olarak hesaplanmıştır. Toplam lisans ve ön lisanslı proje stoku 50.292 MWe iken, bu proje stokuna ilave olarak, ETKB "Ulusal Enerji Planı" da değerlendirilmek suretiyle, DSI tarafından yapımı devam eden barajlı santraller ve sözleşmeyle bağitlanmış projeler ile başvuruları yapılmış olan yenilenebilir kapasite hedefleri de dikkate alınarak YEKA kapsamında GES ve RES kapasiteleri ve lisanssız kapsamda büyük tüketicilere (5.1.h. sanayi vb.) tesis kurulu güçlerinin iki katına kadar santral yapma imkânı tanınması nedeniyle gelecek lisanssız GES ve RES kapasitesi ve depolama kapasitesinin ilavesiyle bu çalışma için toplam proje stoku 160 GW'ı aşmaktadır. Akkuyu nükleer santralin 1.200 MW ilk ünitesinin 2028'de devreye gireceği kalan toplamda 3.600 MW üç ünitenin de sırasıyla 2030, 2032 ve 2034'te devreye gireceği, Ayrıca 2041 yılında ilk ünitesi devreye girmesi muhtemel 1.280x4 MW Sinop NES'in ve 2046 yılına kadar 3 ünitesi projeksiyona dahil edilmiştir. Yayınlanan mevzuat dikkate alınarak 2026 yılından başlayarak tedricen artan seviyede depolama kapasitesi de senaryoya dâhil edilmiş olup 2046 yılında 27.154 MW depolama kapasitesine, GES'lerin depolamalı GES'ler ile birlikte 123.278 MW'a, RES'lerin ise depolamalı RES'ler ile birlikte off-shore ilavesiyle 50.000 MW'ı aşabileceği kabul edilmiştir. Depolama kapasitesi 2046 yılında Güneş ve Rüzgâr kapasitesinin 1/5'ine tekabül etmektedir. Gelecek yenilenebilir santrallere bağlı olarak şebeke frekansının tutulmasına katkı sağlayacak olan depolama tesisleri ve pompajlı hidrolik santraller puanta katkı verecek tesisler olarak projeksiyonda yer almıştır.

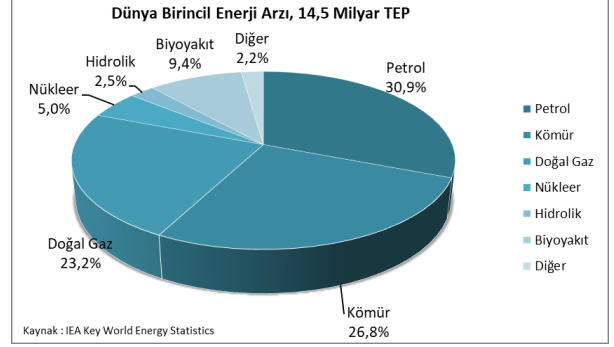
Bu kapsamda proje sahiplerinin ekonomik büyüklükleri, proje ilerleme durumları, yenilenebilir santrallerin ağırlık kazanması vb. hususlar dikkate alınarak hazırlanan projeksiyonda ilk beş yıl için (2026-2030) 43,1 GW, 2.beş yıl için (2031-2035) 34,3 GW, 3.beş yıl için (2036-2040) 36,7 GW, 4.altı yıl için (2041-2046) 48,04 GW toplamda gelecek yirmi bir yıl için (2026-2046) 162 GW santral projeksiyona dahil edilmiştir. Bu kapasitenin 10 GW civarında termik, 8,6 GW'ı nükleer ve 142 GW'ı yenilenebilir kaynaklıdır.

Kapasite projeksiyonu sabit tutulmak suretiyle marjinal fiyatları belirleyen doğalgaz fiyatları için doğal gaz piyasasının elektrik piyasasına paralel şekilde liberalleşme süreci, geçmiş yıllar petrol fiyatları ve mevcut petrol fiyatlarındaki trend ile doğal gaz fiyatları arasındaki korelasyon, tedarikçiler ile yapılan görüşmeler ve doğalgaz fiyatlarındaki çapraz sübvansiyon ve küresel hareketler de değerlendirilerek doğalgaz ile ithal kömür fiyatları için belirlenen senaryoların elektrik piyasası marjinal fiyatlarına etkisi analiz edilmiştir. Raporda belirtilen kabuller dahilinde 2026-2046 yılları marjinal fiyat projeksiyonları, mOduPrice modeli çalıştırılmak suretiyle, oluşturulmuş ve 21 yıllık planda raporlanmıştır.

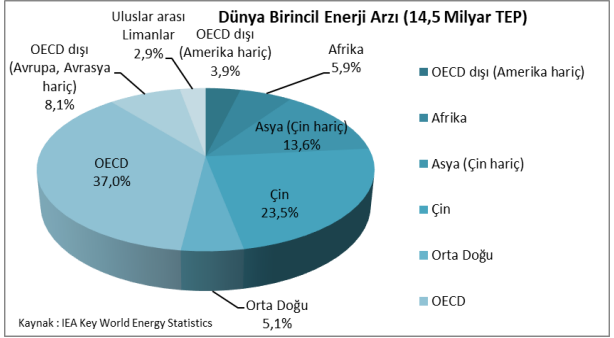
15. Uluslararası Enerji Kıyaslamaları (Kaynak Uluslararası Enerji Ajansı (IEA Keyworld 2021))



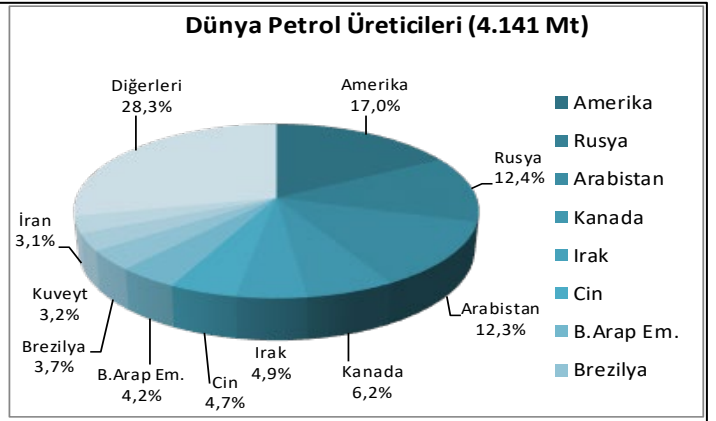
Dünya Birincil Enerji Arzı	Milyon TEP
Petrol	30,9% 4.472
Kömür	26,8% 3.879
Doğal Gaz	23,2% 3.358
Nükleer	5,0% 724
Hidrolik	2,5% 362
Biyoyakıt	9,4% 1.361
Diğer	2,2% 318
Dünya Toplamı	100,0% 14.474



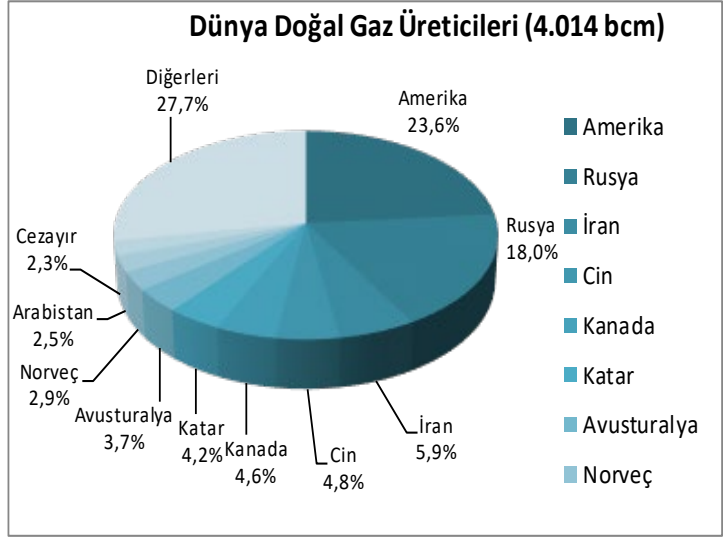
Dünya Birincil Enerji Arzı	Milyon TEP
OECD dışı (Amerika hariç)	3,9% 564
Afrika	5,9% 854
Asya (Çin hariç)	13,6% 1.968
Çin	23,5% 3.401
Orta Doğu	5,1% 738
OECD	37,0% 5.355
OECD dışı (Avrupa, Avrasya hariç)	8,1% 1.172
Uluslararası Limanlar	2,9% 420
Dünya Toplamı	100,0% 14.474



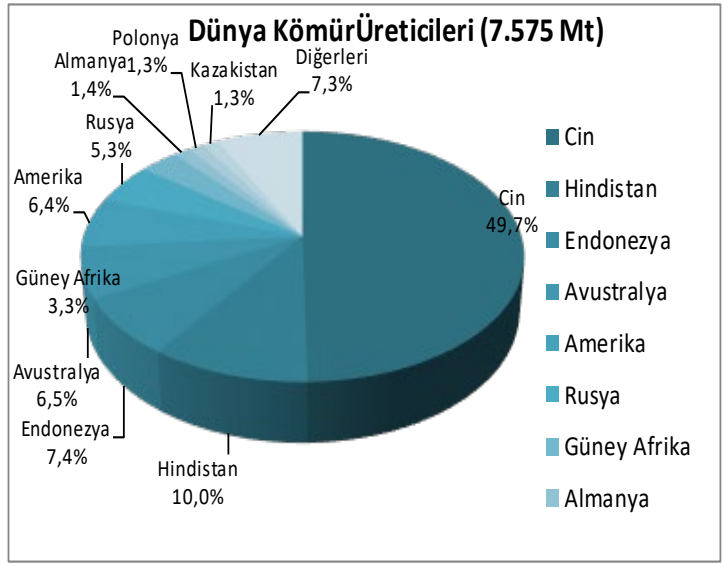
Petrol Üreticileri	Mt
Amerika	706 17,0%
Rusya	512 12,4%
Arabistan	511 12,3%
Kanada	255 6,2%
Irak	201 4,9%
Cin	195 4,7%
B.Arap Em.	174 4,2%
Brezilya	153 3,7%
Kuveyt	131 3,2%
İran	130 3,1%
Diğerleri	1.173 28,3%
Dünya Toplamı	4.141



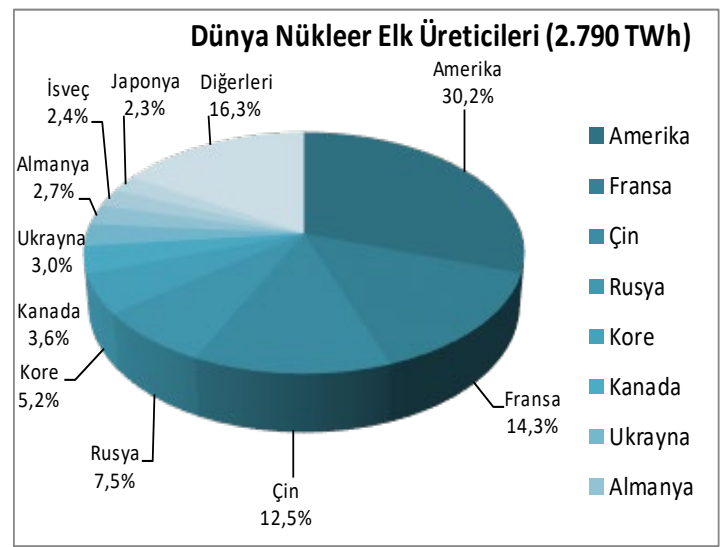
Doğal Gaz üreticileri	bcm	
Amerika	949	23,6%
Rusya	722	18,0%
İran	235	5,9%
Cin	191	4,8%
Kanada	184	4,6%
Katar	167	4,2%
Avusturalya	148	3,7%
Norveç	116	2,9%
Arabistan	99	2,5%
Cezayir	92	2,3%
<i>Diğerleri</i>	1.111	27,7%
Dünya Toplamı	4.014	



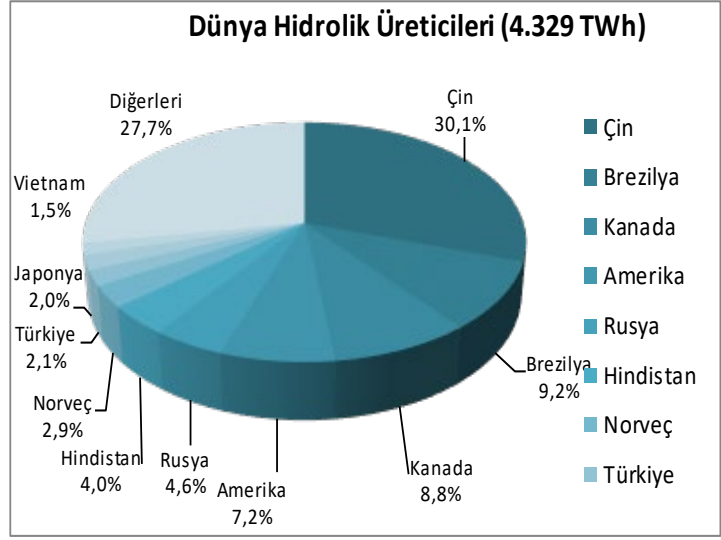
Dünya Kömür üreticileri	Mt	
Cin	3.764	49,7%
Hindistan	760	10,0%
Endonezya	564	7,4%
Avustralya	493	6,5%
Amerika	485	6,4%
Rusya	398	5,3%
Güney Afrika	247	3,3%
Almanya	107	1,4%
Polonya	101	1,3%
Kazakistan	100	1,3%
<i>Diğerleri</i>	556	7,3%
Dünya Toplamı	7.575	



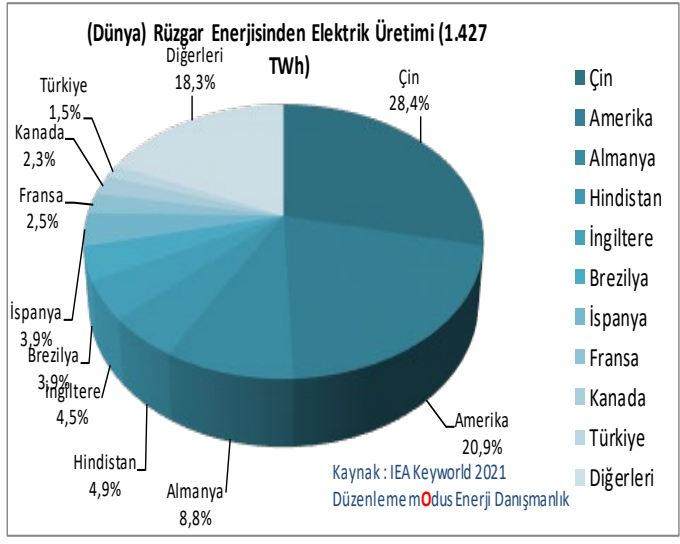
Nükleer üreticileri	TWh	
Amerika	843	30,2%
Fransa	399	14,3%
Çin	348	12,5%
Rusya	209	7,5%
Kore	146	5,2%
Kanada	101	3,6%
Ukrayna	83	3,0%
Almanya	75	2,7%
İsveç	66	2,4%
Japonya	64	2,3%
<i>Diğerleri</i>	456	16,3%
Dünya Toplamı	2.790	



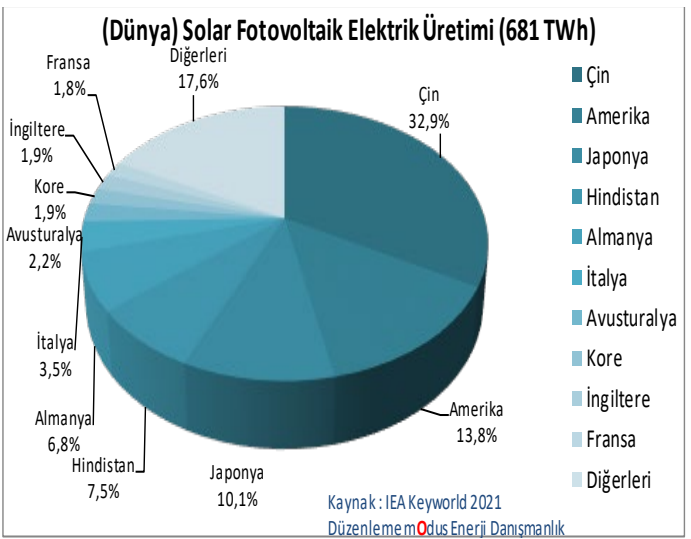
Hidrolik üreticileri	TWh	
Çin	1.304	30,1%
Brezilya	398	9,2%
Kanada	380	8,8%
Amerika	311	7,2%
Rusya	197	4,6%
Hindistan	172	4,0%
Norveç	126	2,9%
Türkiye	89	2,1%
Japonya	87	2,0%
Vietnam	66	1,5%
Diğerleri	1.199	27,7%
Dünya Toplamı	4.329	



Rüzgar Elektrik Üreticileri	TWh	%	K.Güç GW	KF
Çin	406	28,4%	210	22,0%
Amerika	298	20,9%	104	32,8%
Almanya	126	8,8%	61	23,6%
Hindistan	70	4,9%	38	21,2%
İngiltere	64	4,5%	24	30,4%
Brezilya	56	3,9%	15	41,5%
İspanya	56	3,9%	26	24,8%
Fransa	35	2,5%	16	24,5%
Kanada	33	2,3%	13	28,1%
Türkiye	22	1,5%	11	23,5%
Diğerleri	262	18,3%	105	28,4%
Dünya Toplamı	1.427		623	26,1%



Fotovoltaik Elektrik Üreticileri	TWh	%	K.GüçGW	KF
Çin	224	32,9%	205	12,5%
Amerika	94	13,8%	76	14,2%
Japonya	69	10,1%	63	12,5%
Hindistan	51	7,5%	38	15,5%
Almanya	46	6,8%	49	10,7%
İtalya	24	3,5%	21	13,1%
Avustralya	15	2,2%	16	10,8%
Kore	13	1,9%	11	13,3%
İngiltere	13	1,9%	14	10,9%
Fransa	12	1,8%	11	13,0%
Diğerleri	120	17,6%	100	13,7%
Dünya Toplamı	681		603	12,9%



16. Kısaltmalar ve Kaynaklar

16.a Kısaltmalar

EPDK	Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
EUAŞ	Elektrik Üretim A.Ş.
BOTAŞ	Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
DSİ	Devlet Su İşleri
EBITDA	Faiz Amortisman ve vergi Öncesi Kar (FAVÖK)
Yi	Yap İşlet
YiD	Yap İşlet Devret
CAPEX	Sermaye Giderleri
OPEX;	İşletme Giderleri
MW	Mega Watt
kWh	kilo Watt Saat
MWh	Mega Watt Saat
GWh	Giga Watt Saat
TWh	Tera Watt Saat
bcm	Milyar M ³
Cagr	Bileşik Yıllık Büyüme Oranı
TEP	Ton Eşdeğeri Petrol
TTF	(Title Transfer Facility - Hollanda Gaz Ticaret Üssü)
MC	Marjinal Maliyet (Marginal Cost)
MP	Marjinal Fiyat (Marginal Price)
MT	Milyon Ton
Avr	Ortalama (Avarage)
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
GÖP	Gün Öncesi Piyasa
GİP	Gün İçi Piyasa
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
RES	Rüzgar Enerji Santrali
GES	Güneş Enerji Santrali
HES	Hidro Elektrik Santrali
JES	Jeotermal Elektrik Santrali
DEP	Depolama Tesisleri

AUF Azami Uzlaştırma Fiyatı

YEKDEM Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması

VEP Vadeli Elektrik Piyasası

T1: 06-17 Saatleri

T2: 17-22 Saatleri

T3: 22-06 Saatleri

EA Emreamade

16.b Kaynaklar:

TEİAŞ Yük Tevzi İstatistikleri

TEİAŞ Piyasa Mali Uzlaştırma İstatistikleri

EPIAŞ Web Sayfası (Şeffaflık Platformu)

EPDK

Lisans İlerleme Durumu (Temmuz 2025) (EPDK-WEB)

PWC

Bloomberg

OECD

Kalkınma Bakanlığı (DPT)

Ekonomi Bakanlığı

TÜİK verileri

TCMB

BOTAŞ

EÜAŞ

IEA International Energy Agency

EIA U.S. Energy Information Administration

Dünya Bankası

Kemal USLU

Adres:

mOduş Enerji Danışmanlık

Nasuh Akar Mahallesi 1402 Sokak

No 11/2 Balgat Çankaya/Ankara

Tel: +90505 467 05 58

www.modusenerji.com

kemaluslu@modusenerji.com

info@modusenerji.com