

Afşin Enerji Üretim A.Ş. Santral Değerleme ve Satın Alma Fiyatı Dağıtım (PPA) Raporu

Bizim Menkul Değerler A.Ş.

**Merdivenköy Mah. Bora Sok. Göztepe
Nida Kule İş Merkezi No:1 Kat:17
34732 Kadıköy İstanbul
Tel : 0216 444 1 263**

26/12/2025

Rapor Bilgileri

- a) Raporun Tarihi: 26 Aralık 2025
- b) Raporun Türü: Şirket Değerleme Raporu
- c) Değerleme Para Birimi: Şirketin gelirleri ABD Dolarına endeksli olduğu için değerlendirme para birimi ABD Doları olarak tercih edilmiştir.
- d) Değerlemeyi Yapan Şirket Unvanı ve Adresi: Merdivenköy Mah. Bora Sok. Göztepe Nida Kule İş Merkezi No:1 Kat:17 34732 Kadıköy İstanbul
- e) Değerlemeyi Gerçekleştiren Kişi: Rapora konu varlığın değerlemesi Bizim Menkul Değerler A.Ş. Kurumsal Finansman Müdürü İlker Şahin tarafından yapılmıştır. SPL Sicil numarası 31839 olan İlker Şahin 211071 numaralı Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansına sahip olmakla beraber türev ürünler lisansı almaya da hak kazanmıştır.
- f) Müşteri: Huzur Mahallesi Maslak Ayazağa Caddesi Metgün Binası No:2 İç Kapı No:3 Sarıyer / İstanbul adresinde mukim İstanbul Ticaret Sicil Memurluğu'nda kayıtlı, 170397-5 sicil numaralı, Metgün Enerji Yatırımları A.Ş. (bundan böyle "Metgün Enerji" olarak anılacaktır.)
- g) Değerlemeyi Yapanın Değerlemeye Konu Varlık ve Müşteri ile Olan İlişkisi: Bizim Menkul Değerler A.Ş. ile Metgün Enerji Yatırımları A.Ş. veya Afşin Enerji Üretim A.Ş. arasında iştirak veya ortaklık ilişkisi bulunmamaktadır. Son 3 yılda BMD tarafından ilgili şirketlere herhangi bir hizmet verilmemiştir.
- h) Değerleme Tarihi: 31 Aralık 2023
- i) Dayanak Sözleşme Tarihi: 26 Mayıs 2025

BİZİM MENKUL DEĞERLER A.Ş.
Merdivenköy Mah. Bora Sok. Nida Kule Göztepe İş Mrk.
No: 1 Kat: 17 Kadıköy İSTANBUL
Tel: 0216 547 13 00 Fax: 0216 547 13 98-99
Anadolu Kurumlar V.D. 024 00 00 00 00
Tic. Sic. No: 267 445
www.bmd.com.tr

Metgün Enerji Yatırımları A.Ş.'ye, İstanbul, Türkiye

Afşin Enerji Üretim A.Ş. ("Afşin Enerji" veya "Şirket") değerini içeren "Değerleme Raporu" çalışmamızı tamamlamış bulunmaktayız. Bu değerleme çalışmasının Sermaye Piyasası Kurulu'nun III-62.1 sayılı "Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ"i gereği Uluslararası Değerleme Standartları (UDS) kapsamında yürütüldüğünü ve tüm yönleriyle ilgili standartlara uygun olduğunu Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak beyan ederiz.

Bu değerlendirme çalışması Metgün Enerji Yatırımları A.Ş.'nin talebi doğrultusunda Afşin Enerji Üretim A.Ş.'nin 31.12.2023 tarihi itibarıyla sahip olabileceği adil ve makul değere gösterge olması amacıyla gerçekleştirilmiştir.

Değerleme işini alabilmek için bilerek yanlış, yanıltıcı ve abartılı beyanlarda bulunulmamış ve bu şekilde reklam yapılmamıştır. Bilerek aldatıcı, hatalı, ön yargılı görüş ve analiz içeren bir rapor hazırlanmamıştır. Önceden belirlenmiş fikirleri ve sonuçları içeren bir görev kabul edilmemiştir. Değerleme işi gizlilik içinde ve basiretli bir şekilde yürütülmüştür. Değerleme çalışması bağımsızlık ve objektiflik ilkelerine bağlı kalınarak kişisel çıkarları gözetmeksizin yerine getirilmiştir. Değerleme ücreti, değerlendirme çalışmasının tamamlanmasından önce tespit edilmiş olup değerlendirme çalışmasının sonucuna veya raporun herhangi bir kısmına hiçbir şekilde bağlı değildir.

Bu değerlendirme çalışması kesinlikle tekrar çıkarılmak, çoğaltılmak, kopyalanmak ve/veya SPK'nın ilgili tebliği gereğince raporun sonuçlarına ihtiyaç duyan kurumlar haricinde başkasına dağıtılmak üzere hazırlanmamıştır.

Finansal Değerlemesi yapılan şirket ile ilgili herhangi bir hukuki veya vergi ile ilgili bir durum tespiti yapılmamıştır. Burada ifade edilen değer, hukuki ve vergi durum tespitleri haricinde belirlendiği göz ardı edilmemelidir. Değerlemesi yapılan şirketin aktiflerinin fiziki mevcudiyeti ve kanuni mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapılmamış olup bu konuda herhangi bir sorumluluğumuz bulunmamaktadır. Bu çalışmada şirket için bulunan değer alım veya satım fiyatı olarak da esas teşkil etmemektedir ve etmemelidir. Buna ilave olarak; bulunan değer üzerinden alım-satım işlemi yapılması ve/veya işlemin teminatlandırılması, bu çalışmaya dâhil edilmemiş olan birçok faktörün de göz önünde bulundurulmasını gerektirmektedir. Bizim Menkul Değerler A.Ş. alım-satım ve/veya teminatlandırma işlemlerinde herhangi bir yükümlülük veya sorumluluk kabul etmemektedir ve etmeyecektir.

Bu değerlendirme çalışmasında Şirket yetkililerinin tarafımıza ilettiği verilerden ve raporlardan yararlanılmıştır. Tarafımıza sunulan bilgi ve belgelerin doğru ve eksiksiz olduğu konusunda makul dikkat ve özen gösterilmiş ve bunun sonucunda, sunulan bilgi ve belgelerin doğru olduğu, ticari ve hukuki olarak gizli ve beklenmedik herhangi bir durum veya engelin olmadığı varsayılmış ve bu çerçevede bilgi ve belgelerin doğruluğu ayrıca denetlenmemiştir.

Raporun bütünlüğünü ve değerlemenin daha anlaşılır olmasını sağlamak adına Şirket yetkililerinin tarafımıza ilettiği veriler dışında BMD'nin güvenilir olduğunu düşündüğü yayımlanmış bilgilerden ve veri kaynaklarından derlenmiş veriler de raporda kullanılmıştır. Kullanılan bilgilerin hatasızlığı ve/veya eksiksizliği konusunda BMD hiçbir şekilde sorumlu tutulamaz. Ayrıca, burada yer alan tahmin, yorum ve tavsiyeler rapor tarihi itibarıyla geçerlidir. BMD Kurumsal Finansman Bölümü daha önce hazırladığı ya da daha sonra hazırlayacağı raporlarda bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerden farklı ya da bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerle çelişen başka tahmin, yorum ve tavsiyelerde bulunabilir. Çelişen fikir ve tavsiyeler bu raporu hazırlayan kişilerden farklı zaman dilimlerine işaret ediyor, farklı analiz yöntemlerini içeriyor ya da farklı varsayımlarda bulunuyor olabilir. Böyle durumlarda, BMD'nin bu raporlardaki tavsiye ve görüşlerle çelişen diğer BMD Kurumsal Finansman Bölümü raporlarını okuyucunun dikkatine sunma zorunluluğu yoktur.

Bu değerlendirme çalışması, Şirket yetkililerinin sağladığı verileri baz alarak Afşin Enerji Üretim A.Ş.'nin sahip olabileceği piyasa değeri hakkındaki görüşümüzü yansıtmakta olup, burada yer alan tahminler, beklentiler veya diğer bilgilerin makul olması veya başarısı konusunda hiçbir beyan verilmemiştir ve verilmeyecektir ve bu konuda herhangi bir sorumluluk kabul edilmemiştir ve edilmeyecektir.

Bu değerlendirme çalışmasının kullanılması sonucunda doğabilecek olan doğrudan veya dolaylı zararlardan şirketimiz ve çalışanları hiçbir şekilde sorumlu olmayacaktır. Bu rapor, değerlemesi yapılan şirket ile ilgili ihtiyaç duyulabilecek bütün verileri içeriyor kabul edilmemelidir.

Metgün Enerji Yatırımları A.Ş. nin Afşin Enerji Üretim A.Ş. ("Afşin Enerji") hisselerini satın alma işleminin Türkiye Finansal Raporlama Standartları ("TFRS") uyarınca raporlanmasına ilişkin gerçekleştirilmesi gereken prosedürlerden "Satın Alma Fiyatının Dağıtımı ("SFD/PPA")" işlemi için işbu raporumuzda tespit ettiğimiz adil ve makul şirket değeri kullanılacaktır. Bizim Menkul Değerler A.Ş. Sermaye Piyasası Kurulu tarafından gayrimenkul-dışındaki-varlıkları-değerlemeye-yetkili-kuruluşlar listesine alınmıştır. İş bu yapılan çalışma bir bağımsız denetim veya inceleme çalışması olmayıp çalışma sonunda bir bağımsız denetim görüşü sunulmamıştır.

TFRS 3 İşletme Birleşmeleri standardının 4. maddesi uyarınca tüm işletme birleşmeleri "Satın Alma Yöntemi" kullanılarak muhasebeleştirilmektedir. Satın alma yöntemi uyarınca, bir işletme birleşmesinde edinen işletme

edinilen işletmenin tanımlanabilir varlık ve yükümlülüklerini gerçeğe uygun değerden ölçerek muhasebeleştirmektedir. Bahsi geçen gerçeğe uygun değer ölçüm işlemi, esasen edinen işletmenin edinilen işletmenin kontrolünü ele geçirmek için katlandığı bedelin söz konusu net varlıklara bölüştürülmesi olup, Satın Alma Fiyatının Dağıtımı (Purchase Price Allocation – PPA) olarak isimlendirilmektedir. Yapılan bireysel finansal tablo düzeltmelerinin ardından satın alma fiyatının dağıtımına ilişkin sonuçlar konsolidasyon düzeltmesi olarak edinen işletmenin konsolide finansal tablolarının hazırlanması sırasında işleme alınmaktadır. Bu çerçevede, yukarıda anılan satın alma işlemi kapsamında TFRS 3 uyarınca konsolidasyonda kullanılmak üzere tarafımızca Satın Alma Fiyatının Dağıtımına ilişkin işlemi gerçekleştirilmiştir.

Metgün Enerji ile Afşin Enerji'nin ortakları, Afşin Enerji'nin hisselerinin %100 oranındaki kısmının Metgün Enerji'ye satışı için 366.431.954 TL fiyat ile anlaşmaya varmış olup, satın alma tarihi itibarıyla Afşin Enerji'nin net varlıklarının gerçeğe uygun değeri 1.222.433.602 TL olarak belirlenmiştir. Satın alma fiyatı ile Afşin Enerji'nin satın alma tarihindeki net varlıklarının gerçeğe uygun değeri arasındaki negatif 856.001.648 TL tutarlı fark pazarlıklı satın alma kazancını yansıtmaktadır.

Çalışma esnasında satın alma tarihindeki net varlıkların gerçeğe uygun değerleri belirlenirken, TMS 36 Varlıklarda Değer Düşüklüğü standardının 6. maddesinde tanımlanan "Nakit Yaratıcı Birim" esasına odaklanılmıştır. Afşin Enerji'nin temel nakit yaratıcı birimleri Güneş Enerjisi Santrali ("GES") yatırımlarıdır. GES yatırımlarının değerlemesinde "İndirgenmiş Nakit Akım (İNA)" yöntemi uygulanmıştır. İNA modelinde, enerji fiyatlarının ABD Doları cinsinden kabul görüyor olması nedeniyle, ABD Doları cinsinden yapılmıştır ve değerlendirme tarihi olan 31.12.2023 tarihinde geçerli olan TCMB ABD Doları döviz alış kurunda Türk Lirası'na dönülmüştür.

Afşin Enerji'nin, TFRS 3'e göre Şerefiye'den ayrıştırılabilecek net varlık kapsamında teknoloji, marka, müşteri ilişkileri, rekabet etmeme sözleşmeleri, yardımcı varlık olarak işgücü, konsolide finansal tablolarda muhasebeleştirilebilecek koşullu varlık ve yükümlülükler üzerinde durularak değerlendirilmiş olup birleşme tarihinde Metgün Enerji'nin konsolide finansal tablolarında Şerefiye'den ayrıştırılabilecek bu tip varlık ve yükümlülüklerin mevcut olmadığı anlaşılmıştır. Bu çerçevede yapılan PPA çalışması neticesinde gerçekleştirilen Şerefiye hesabı ve ilgili konsolidasyon düzeltmesi aşağıda özetlenmektedir:

Şerefiye Hesaplaması	PPA Sonrası
Afşin'in Net Varlıklarının Gerçeğe Uygun Değeri (a)	1.222.433.602
Afşin'den Satın Alınan Hisse Oranı (b)	100%
Afşin'den Satın Alınan Net Varlıkların Gerçeğe Uygun Değeri (c= a x b)	1.222.433.602
Transfer Edilen Bedel (d)	366.431.954
Şerefiye (Pazarlıklı satın alma kazancı) (d-c)	(856.001.648)

31.12.2023 Konsolidasyon Düzeltmesi	Borç	Alacak
Bağlı ortaklıklar		366.431.954
Maddi duran varlıklar	554.414.337	
- Tesis, makine ve cihazlar	554.414.337	
Maddi olmayan duran varlıklar	-	
Ertelenmiş vergi varlığı/yükümlülüğü		138.603.584
Özkaynaklar	806.622.849	
- Sermaye	7.274.005	
- Yedekler ve fonlar	(199.632.627)	
- Birikmiş karlar	998.981.471	
Pazarlıklı satın alma kazancı		856.001.648
	1.361.037.186	1.361.037.186

Afşin Enerji Santral Varlık Değeri

Afşin Enerji, faaliyetlerini 52,48 MWp/43,96 MWe toplam kurulu gücü olan 44 adet lisanssız güneş enerji santralleri (GES) üzerinden yürütmektedir. Santrallerin tamamının geçici kabulleri 2018 yılında yapılmış olup 10 yıllık Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM) teşvikleri kapsamında GES'lere tanınan 133 USD/MWh fiyatla elektrik satışı hakkına 2028 yılına kadar sahiptir.

İşbu raporun ilgili bölümlerinde yer alan varsayımlar dahilinde 1 Ocak 2024 tarihinden itibaren Afşin Enerji'nin üretmesi öngörülen FAVÖK rakamından, Kurumlar Vergisi ve Sabit Kıymet Yatırımı düşülerek serbest nakit akımları hesaplanmıştır. Şirketin ekipmanlarının faydalı ömürlerinin 2043 yılında biteceği öngörüsüyle 2043 yılında

15 milyon dolarlık panel yatırımı yapılarak üretime devam edeceği varsayılmış ve projeksiyon dönemi 2066 yılına kadar uzatılmıştır. Bu yıldan sonra herhangi bir uç değer hesabı yapılmamıştır.

Serbest nakit akımları %12,16 AOSM ile 31.12.2023 tarihine indirgenmiş ve Şirket'in gelir üreten birimleri olan GES yatırımlarının varlık değeri nakit ve borçtan bağımsız olarak 38.606.153 USD hesaplanmıştır. 52,48 MWp kurulu güç göz önünde bulundurulduğunda MW başı değer 735.636 USD'ye denk gelmektedir. Santralin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretmesi nedeniyle projeksiyon döneminde karbon sertifikası satış geliri elde etmesi mümkün olmasına rağmen ihtiyaten bu gelir değerlemede dikkate alınmamıştır.

Afşin GES Santral Değeri	31.12.2023
Santral Değeri, USD	\$38.606.153
TCMB Dolar/TL Alış Kuru	29,4382
Santral Değeri, TL	₺1.136.495.658
Kurulu Güç, MW	52,48
MW Başı Değeri, USD/MW	\$735.636
Santral Değeri / FAVÖK	5,36

Afşin Enerji'nin ve sahip olduğu elektrik santrallerinin geçmiş dönem finansal ve operasyonel verileri işbu raporda kullanılan verilerle uyumludur. İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi'nde ('İNA') kullanılan varsayımlar, Şirket yönetiminin gelecek yıllara ilişkin gerçekleşmesini beyan ettiği beklentilerini yansıtabilecek şekilde oluşturulmuştur. Söz konusu varsayımların birçok tahmini parametreye bağlı olması sebebiyle geleceğe yönelik herhangi bir taahhüt anlamına gelmemektedir. Bu analiz kapsamında yer alan projeksiyonların değişmesi halinde farklı bir Şirket özsermaye değeri ve pay başına değere ulaşılabilir. Şirket ortaklarının basiretli hareket ettiği, Şirket yönetiminin konusunda uzman kişilerden oluştuğu varsayılmış olup geleceğe dönük projeksiyonların ve bu projeksiyona baz oluşturan varsayımların Şirket yönetiminin öngördüğü şekilde gerçekleşmemesi halinde Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak herhangi bir sorumluluk almamız mümkün değildir.

Bu raporda hesaplanan değerler birçok varsayım ve parametreye bağlı olup kullanılan varsayım ve parametrelerde yaşanabilecek değişiklikler şirketin değeri üzerinde aşağı ya da yukarı yönlü etkide bulunabilir. Nakit akımları tahmin edilirken Şirket yetkilileri ile istişare edilmiş, varsayımların üzerinden geçilmiş ve Şirket yönetiminin beyanlarına istinaden gelir/gider parametreleri nakit akım tahmininde kullanılmıştır.

Gerçekleşen sonuçlar ve finansal projeksiyonlar çoğu zaman birebir uyuşmaz, tahmin edilenle gerçekleşen veriler farklılık arz eder. Buna, kimi zaman irade dışı gelişen olaylar ve piyasa şartları ile diğer şartlarda vukuu bulan ve öngörülemez değişiklikler sebep olur. Bu nedenle değerleme çalışmamız 2025 ve sonraki yıllara ilişkin finansal ve diğer projeksiyonların gerçekleşeceğine dair bir teminat olarak kabul edilmemelidir. Piyasa şartlarında ve/veya diğer şartlarda, öngörülenlerin dışında vukuu bulan gelişmelerden dolayı sorumluluk almamız mümkün değildir. Öte yandan, rapor tarihinden sonra oluşan piyasa şartları ve/veya diğer şartlar dolayısıyla, bu raporu yeniden tanzim etme ya da revize etme yükümlülüğümüz bulunmamaktadır.

Bizim Menkul Değerler A.Ş.

26 Aralık 2025

BİZİM MENKUL DEĞERLER A.Ş.
 Merdivanbeyi Mh. Gora Sk. Nida Kulo G. Kat: 10. Kat
 No: 1 Kat: 17 Kadıköy (İstanbul)
 Tel: 0216 547 13 13 Fax: 0216 547 13 88-99
 Anadolu Kurumlar V.D. 624 00 190
 Tic. Sic. No: 267140
 www.bmd.com.tr

İçindekiler

1. Şirket & Sektör Hakkında Bilgi	- 7 -
1.1. Kısaca Afşin Enerji Üretim A.Ş.	- 7 -
1.2. Sektör	- 9 -
1.2.1 Elektrik Üretim & Tüketimi	- 9 -
1.2.2 Türkiye’de Doğal Gaz	- 13 -
1.2.3 Türkiye’de HES Potansiyeli	- 15 -
1.2.4 Türkiye’de Rüzgâr Potansiyeli.....	- 16 -
1.2.5 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli	- 17 -
1.2.6 Elektrik Fiyatları.....	- 19 -
1.2.7 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji ve YEK Destekleme Mekanizması	- 22 -
1.2.8. Depolama Tesisi Kurulmasına ilişkin Yapılan Mevzuat Değişiklikleri	- 23 -
2. Mali Veriler	- 25 -
2.1. Gelir Tablosu	- 26 -
2.2. Bilanço	- 26 -
3. Değerleme.....	- 28 -
3.1. Varsayımlar, Kısıtlamalar ve Şartlar;	- 28 -
3.2. Değerleme Yöntemleri	- 30 -
3.2.1. Maliyet Yaklaşımı	- 30 -
3.2.2. Gelir Yaklaşımı.....	- 30 -
3.2.3. Pazar Yaklaşımı.....	- 32 -
3.3. İşbu Değerleme Raporunda Kullanılan Yöntemler	- 33 -
4. İndirgenmiş Nakit Akımları Değerlemesi	- 34 -
4.1. Genel Varsayımlar	- 34 -
4.2. İndirgeme Oranı Tespiti.....	- 34 -
4.3. Ciro	- 36 -
4.4. Maliyet & Giderler	- 36 -
4.5. FAVÖK.....	- 37 -
4.6. Kurumlar Vergisi	- 37 -
4.7. Sabit Kıymet Yatırımları	- 37 -
4.8. İşletme Sermayesi.....	- 37 -
4.9. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri	- 37 -
Ekler	- 41 -
Ek1: Değerlemeyi Yapan Kişinin Beyanı	- 41 -
Ek2: Değerlemeyi Yapan Kişinin Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı	- 41 -
Ek3: Değerlemeye Konu Şirketin Değerlemeye Konu Mali Verileri.....	- 41 -
Ek4: Bizim Menkul Değerler Bağımsızlık ve Tebliğ’e Uyum Beyanı	- 42 -
Ek5: Bizim Menkul Değerler Sorumluluk Uyum Beyanı.....	- 43 -
Ek6: Bizim Menkul Değerler Etik İlkeler’e Uyum Beyanı	- 43 -

1. ŞİRKET & SEKTÖR HAKKINDA BİLGİ

1.1. Kısaca Afşin Enerji Üretim A.Ş.

Afşin Enerji, 11.02.2014 tarihinde Kahramanmaraş'da kurulmuş olup şirketin kuruluş esas sözleşmesi 11.02.2014 tarihinde Kahramanmaraş Ticaret Sicili Müdürlüğü nezdinde tescil edilmiştir. Ankara Ticaret Sicili Müdürlüğü nezdinde 28.12.2023 tarihli ve 1520 sayılı TTSG'de ilan edildiği üzere Metgün Enerji, Afşin Enerji'de tek pay sahibi olmuştur. Metgün Enerji, Afşin Enerji'nin sermayesini temsil eden payların tamamını 11.12.2023 tarihli Hisse Devir Sözleşmesi kapsamında; Halis EZER'den 366.431.953,69 TL bedel ile devralmıştır.

Ünvan	Kuruluş Yılı	Faaliyet Konusu	Ortaklık Yapısı	Sermaye Tutarı (TL)
Afşin Enerji Üretim A.Ş.	2014	Elektrik Enerjisi Üretimi	%100 Metgün Enerji	900.000,00

Afşin Enerji, Kahramanmaraş ili Elbistan ilçesinde kurulu Elbistan GES'in sahibidir. Elbistan GES, Kahramanmaraş ili, Elbistan ilçesi, Gökçek köyü, Kuyucak mevkii 115 ada/33 parsel, 110 ada/49-50 parsel, 116 Ada/3-18-19 parsel, 136 ada/15-16 parseller üzerinde kurulmuş olup yıllık ortalama elektrik enerjisi üretim miktarı 83.402,4 MWh/yıl, aylık ortalama elektrik enerjisi üretim miktarı 6.950,2 MWh/ay'dır.



Elbistan GES (Kahramanmaraş)

1,589 MWh/MWp/yıl ışıma şiddetine sahip olan Elbistan GES, %97 performans oranı ile en düşük ayda 2.612,15 MWh, en yüksek ayda 10.352,98 MWh olmak üzere, yıl toplamında ortalama 83.402,4 MWh elektrik enerjisi üretmektedir. Elbistan GES, YEKDEM mekanizmasına dahil olup ilgili tesiste üretilen enerji, YEKDEM tarifesinden bölgesel elektrik dağıtım şirketlerine satılmaktadır.

Elbistan GES'in yıllık ürettiği elektrik ile 27.801 konutun elektrik enerjisi ihtiyacı karşılanmakta ve çevresel faktörler göz önünde bulundurulduğunda yaklaşık 83.402,4 MWh elektrik üretilerek yaklaşık 52.218,24 ton karbon emisyonunun engellenmesi hedeflenmektedir.

Afşin Enerji'nin bünyesinde bulunan GES'lere ilişkin bilgiler aşağıdaki tabloda yer aldığı şekildedir.

Santral/Proje	Mevkii	Mahalle/Köy	Ada	Parsel	Kurulu Güç (kWe)
D6 Elbistan GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49	999
B11 Elbistan GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18-19	999
C9 Elbistan GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
D7 Çokgen GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49	999

Santral/Proje	Mevkii	Mahalle/Köy	Ada	Parsel	Kurulu Güç (kWe)
B10 Çokgen GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	19	999
C2 Çokgen GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
B8 Grafik GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18-19	999
C4 Grafik GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
C20 Grafik GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	16	999
B3 Hipotez GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	3	999
C8 Hipotez GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
C19 Hipotez GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	16	999
B1 Koordinat GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	3	999
C1 Koordinat GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
C17 Koordinat GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	16	999
A1 Malternatif GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	115	33	999
D3 Malternatif GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49-50	999
C12 Malternatif GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
D4 Malfa GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49	999
C11 Malfa GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
B2 Matris GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	3	999
C7 Matris GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
C18 Matris GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	16	999
B6 Medyan GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18-19	999
C14 Medyan GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
D1 Mgüneş GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	50	999
C16 Mgüneş GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	16	999
A3 Mne GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	115	33	999
D8 Mne GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49	999
B9 Mne GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	19	999
C3 Mne GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
D2 Msolar GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49-50	999
C13 Msolar	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
D5 Mtemiz GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	110	49	999
B12 Mtemiz GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18	999
C10 Mtemiz GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15-16	999
B7 Oran GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18	999
B13 Oran GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18-19	999
C5 Oran GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
A2 Ottoman GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	115	33	999
B4 Referans GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	3-18-19	999
C6 Referans GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	15	999
B5 Teget GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	116	18-19	999
C15 Teget GES	Kahramanmaraş	Gökçek Köyü	136	16	999

1.2. Sektör

1.2.1 Elektrik Üretim & Tüketimi

Dünya genelinde ekonomik faaliyetlerin yeniden güçlenmesi, doğal olarak enerjiye olan talebin artmasını ve enerji piyasalarının canlanması sonucunu doğurmuştur. Coğrafyalar itibarıyla farklılıklar bulunmakla birlikte, imalat sanayii sektörlerinde hem birincil enerji ve hem de elektrik talebinde, konutlarda ve hizmet sektöründe ise elektrik talebinde güçlü bir büyüme eğilimi ortaya çıkmıştır. İklim değişikliği kaynaklı etkilere bağlı olarak yeryüzünün belli bölgelerinde ciddi kuraklıklar yaşanması, bunun yer yer hidrolik üretimleri etkilemesi, aşırı hava olaylarının (aşırı sıcaklar ve beklenmedik soğuk hava dalgaları) enerji talebini yükseltmesi, fosil yakıtlara olan talebi de artırmıştır.

Covid-19 salgınıyla alt üst olan ve yeni bir denge arayışında olan küresel emtia ve enerji piyasalarındaki çalkantılar Türkiye’yi de derinden etkilemiştir. Türkiye enerji piyasasında son yıllarda damgasını vuran en önemli gelişmenin petrol, doğal gaz ve kömür maliyetlerinde meydana gelen artışlar olduğunu söylemek mümkündür. Hem petrol ve hem de doğal gaz üretimi bugün itibarıyla çok düşük seviyede olan Türkiye’nin dünyadaki gelişmeleri yönlendirecek büyüklükte bir alıcı pozisyonunun (küresel tüketim içinde yüksek payının) bulunmaması, sayılan gelişmeler karşısında Türkiye’yi büyük ölçüde savunmasız ve enerji fiyat şoklarına karşı kırılgan bir vaziyette bırakmaktadır.

Covid-19 salgınının sebep olduğu düşük talep, kısıtlamaların kalkması ile tekrardan yükselmiştir. İthal kaynakların toplam üretimdeki payı ise yıl boyunca en az %34 oranla Nisan ayında en fazla ise %55 oranla Ağustos ayında gerçekleşmiştir. Ağustos ayındaki oranın fazla olmasının ana sebebi mevsim normalleri üzerindeki sıcaklıklar olmuş, Nisan ayındaki düşüşün temel nedeni ise yenilenebilir enerji üretiminin talebi karşılama oranının artması olarak kaydedilmiştir. Eylül ayından Ekim ayına geçişte ithal kaynakların oranında gözlemlenen düşüşün sebebi ise kömür fiyatlarındaki yükselişten kaynaklı ithal kömür santrallerin üretime ara vermesidir. Emtia fiyatlarının düşmesi ve piyasadaki azami fiyat limitinin artırılması ile tekrar çalışmaya başlayan ithal kömür yakıtlı termik santrallerde kapasite kullanım oranı Eylül, Ekim ve Kasım’da sırası ile %64,50, %40,31, %84,34 olarak gerçekleşmiştir.

2020 ve 2021 yıllarının kurak geçmesi hidroelektrik santrallerinin üretimini düşürürken pandemi sonrası toparlanma ve yüksek sıcaklıklar elektrik talebini artırmıştır. Bu durumda doğal gaz başta olmak üzere ithal kaynaklara duyulan ihtiyacın artması rekor elektrik talebi yaşanan günlerle de birleşince PTF’nin artmasına sebep olmuştur.

21 Mayıs 2021’de Resmi Gazete’de yayımlanan Kapasite Mekanizması Yönetmeliği değişikliği ile, Yap-İşlet sözleşmelerinin tamamlanmasıyla birlikte üretimlerine ara veren bazı doğal gaz santralleri, Kapasite Mekanizması’na katılarak faaliyete geçmiştir.

Bu değişiklik sonrasında ENKA Adapazarı (770 MW), ENKA Gebze (1.540 MW), PALMET Baymina (770 MW) ve ENKA İzmir Santrali (1.520 MW) tekrar üretime başladılar.

EPDK’nın 14 Ocak 2021 tarihli açıklamasına göre, 2021 Kapasite Mekanizması ödemesi için ayrılan kaynak 2,6 milyar TL olmuştur. TEİAŞ’ın vereceği bu destek, 2020 yılında tahsis edilen 2,2 milyar TL’lik toplam ödemeye göre %18,2 arttı.

EPDK tarafından 19 Kasım 2021’de görüşe açılan taslağa göre Kapasite Mekanizması ödemeleri, santrallerin sabit ve değişken maliyetlerinin yanında Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve kaynak bazında kurulu güçlerine göre belirlenecek.

PTF’nin formülasyonda bulunması, santrallerin piyasa sinyalleri ile orantılı olarak yüksek fiyatlarda daha az, düşük fiyatlarda ise daha çok ödeme almalarını sağlayacaktır.

2000 yılı itibarıyla 27,3 gigaWat (GW) civarında olan Türkiye toplam kurulu gücü 2021 yılı Ekim ayı sonunda 99,1 GW seviyesine ulaşmıştır. 2021 yılına kadar uygulanan yenilenebilir enerji kaynaklarından ve yerli kaynaklardan elektrik üreten santrallere verilen teşviklerin artması ile beraber Türkiye toplam kurulu gücünde artış eğilimi devam etmektedir.

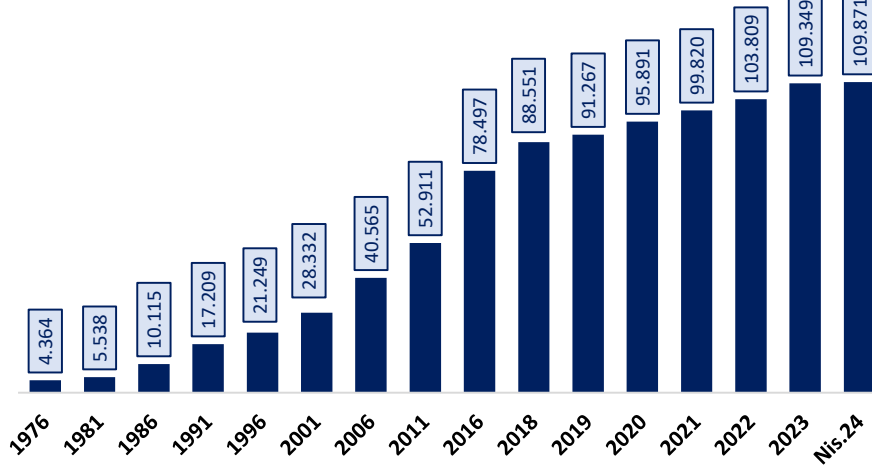
2011-2020 yılları arasındaki dönemde, yıllık kurulu güç net artışının ortalaması 4,6 GW olmuştur. Bu dönemde kurulu güçteki artışın toplam elektrik talebindeki artıştan daha yüksek olduğu görülmekte ve bunun en büyük nedenlerinden birisinin yenilenebilir enerji santrallerine verilen teşvikler olduğu değerlendirilmektedir. 2011-2020 yılları arasında devreye alınan yenilenebilir enerji santrallerinin yıllık ortalama kurulu gücü 3,2 GW civarında gerçekleşmiştir. 2020 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç artışı 4,8 GW civarında seyretmiş, ancak kapanan bazı santrallerden dolayı Türkiye toplam kurulu güç artışı 4,6 GW civarında

gerçekleşmiştir. 2020 yılında termik santrallerin toplam net kurulu gücü yaklaşık 0,2 GW azalırken, rüzgâr ve güneş santrallerinin toplam kurulu gücündeki artış miktarı 1,9 GW seviyesinde olmuştur.

2022 yılı sonunda Türkiye toplam kurulu gücü 103,8 GW seviyelerine ulaşmıştır. 2022 yıl sonu itibariyle 3.990 megavat (MW) civarında gerçekleşen net kurulu güç artışı, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten santrallerden meydana gelmiştir. 79 MW'lık kurulu güç artışı hidroelektrik santrallerinden (HES) sağlanmış, toplam artışın 2.414 MW'lık kısmı rüzgâr enerjisi santrallerinden (RES), 1.496 MW'lık kısmı ise güneş enerjisi santrallerinden (GES) kaynaklanmıştır.

2016-2024/04 yılları arasında yeni net kurulu güç artışı değerleri incelendiğinde, yıllık ortalama 4.549 MW büyüklüğünde bir kurulu gücün devreye girdiği anlaşılmaktadır. Bu yıllar arasında en yüksek net kurulu güç artışı 6.702 MW ile 2017 yılında gerçekleşmiştir. 2017 yılında devreye giren santrallerin %49,7'si RES ve GES'lerden oluşmaktadır. 2018 yılında ise, 3.350 MW toplam kurulu güç artışının %62,7'si RES ve GES'lerden kaynaklanmıştır. 2020 yılında 4.624 MW toplam kurulu güç artışı gerçekleşirken, aynı dönemde 1.913 MW RES ve GES devreye alınmıştır. 2021 yılında 3.929 MW olan toplam güç artışı 2022 yılında 3.990 MW toplam güç artışı olarak gerçekleşmiştir.

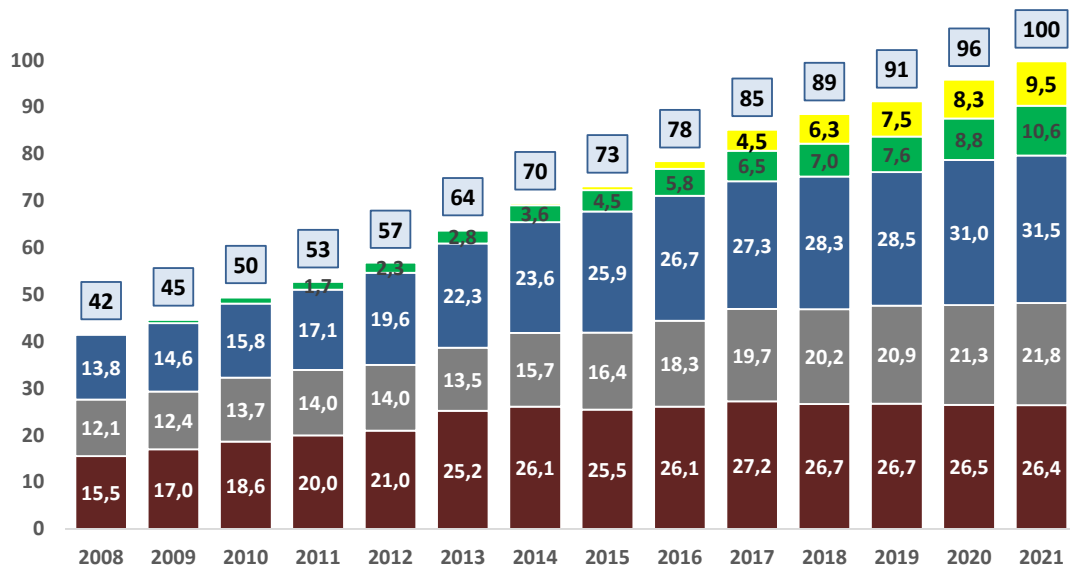
Yıllara Göre Kurulu Güç Değişimi (Mw)



2021 yılı ilk 10 ayı ve 2022 yıl sonu itibariyle veriler incelendiğinde ise, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güçteki payının sırasıyla %53,4'e ve %54,4'e yükseldiği görülmektedir.

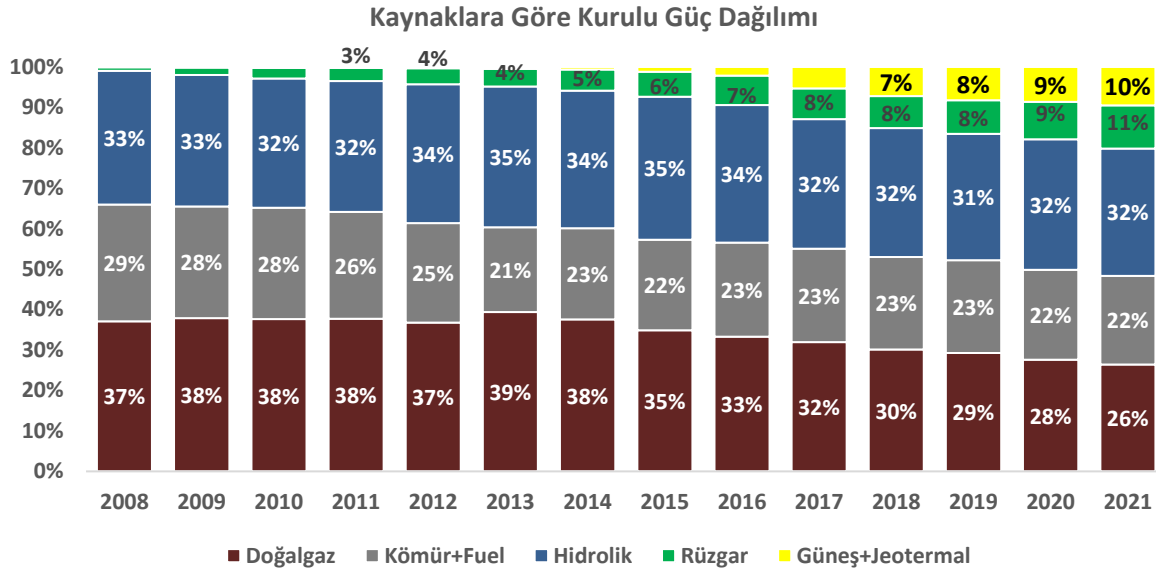
2023 yılında 5.539 MW olan toplam güç artışı 2024 yılı Nisan ayında ise hafif bir artış yaşayarak 523 MW olarak gerçekleşmiştir.

Kaynaklara Göre Kurulu Güç (bin MW)



Toplam

■ Doğalgaz ■ Kömür+Fuel ■ Hidrolik ■ Rüzgar ■ Güneş+Jeotermal



2022 yılında kurulu güç değeri bir önceki yıla göre %4 artarak 103.809,26 MW olurken 2023 yılındaki kurulu güç değeri ise bir önceki yıla kıyasla %5,34 artarak 109.348,72 MW oldu.

2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla keskin bir artış yaşanmamış olup %0,48 artışla 109.871,33 MW gerçekleşmiştir. 62.7011,58 MW'nin olan yenilenebilir kaynakların 32.180,42 MW'si, hidrolik, 12.102,56 MW'si, rüzgâr, 14.640,24 MW'si güneş, 2.087,02 MW'si biyokütle ve 1.691,34 MW'si jeotermal kaynaklardan oluşan kurulu güçlerdir. 2024 yılı Nisan ayı itibarıyla bir önceki yıla göre yenilenebilir santrallerde %1,89 artış yaşanırken termik santrallerde ise %1,34 oranında azalma görülmüştür.

Yıllara Göre Kaynak Bazında Kurulu Güç Değerleri								
Kaynak Türü	TOPLAM KURULU GÜÇ* (MW)							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Nis.24
HİDROLİK	27.274	28.293	28.503	30.984	31.493	31.571	31.962	32.180
RÜZGÂR	6.520	6.994	7.591	8.832	10.607	11.396	11.807	12.103
GÜNEŞ	2.998	5.099	5.995	6.667	7.816	9.425	13.998	14.640
BİYOKÜTLE	516	670	802	1.116	1.645	1.691	2.080	2.087
JEOTERMAL	1.064	1.283	1.515	1.613	1.676	1.921	1.691	1.691
YENİLENEBİLİR	38.373	42.339	44.406	49.213	53.236	56.006	61.539	62.702
DOĞAL GAZ	26.419	25.885	26.264	26.042	25.965	25.733	25.729	25.084
İTHAL KÖMÜR	8.936	8.939	8.967	8.987	8.994	10.374	10.374	10.374
LİNYİT	9.267	9.597	10.101	10.120	10.120	10.192	10.194	10.207
TAŞ KÖMÜRÜ	616	616	811	811	841	841	841	841
ASFALTİT	405	405	405	405	405	405	405	405
FUEL ÖİL	712	709	306	306	252	252	260	252
NAFTA	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
LNG	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
MOTORİN	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
TERMİK	46.364	46.159	46.861	46.678	46.584	47.804	47.810	47.170
TOPLAM	84.737	88.498	91.267	95.891	99.820	103.809	109.349	109.871

*Lisanslı ve lisanssız santraller dâhil edilmiştir.

Kaynak: EPDK, Elektrik Piyasası Yıllık ve Aylık Sektör Raporu

2021'in ilk 10 ayda gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin %30,7'lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %33,1'lik kısmı doğal gaz santrallerinden temin edilmiştir. 2020 yılının ilk 10 ayındaki dağılım ile karşılaştırıldığında, kömür santrallerinden üretilen elektrikte 3,6 yüzde puanlık bir gerileme görülmüştür. Benzer şekilde, hidroelektrik santrallerden üretilen elektriğin payında da 10,3 yüzde puanlık bir azalma gerçekleşmiştir. Kömür santrallerinden ve hidroelektrik santrallerden kaynaklanan azalmanın %89'u (12,4 yüzde puanlık artış) doğal gaz santrallerinden karşılanmıştır. 2021 yılının ilk 10 ayındaki bu kırılım değişiminde 2021 yılında yaşanan kuraklık ve ithal kömür fiyatlarındaki artış belirleyici olmuştur.

Talep ve üretim rekorlarının kırıldığı 2021 yılının ilk 10 ayı sonunda yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı %36,1 civarında gerçekleşmiştir. İlk 10 ayda doğal gaz santrallerinden üretilen elektriğin payındaki yüksek oranın, hidroelektrik santrallerden üretilen elektrik miktarındaki azalmadan kaynaklandığı değerlendirilmektedir. 2021 yılında hem rüzgâr hem de güneş kaynaklarından üretilen elektrik miktarı artmış olmasına rağmen kurak bir dönem geçirilmesi sebebiyle yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payında azalma gerçekleşmiştir.

2022'nin yıl sonu itibarıyla gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin %25'lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %23'lük kısmı doğal gaz santrallerinden, %30'u hidrolik kaynaklardan, %11'i rüzgar enerjisinden ve geri kalan %11'i güneş ve jeotermal kaynaklardan temin edilmiştir.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) 2018 Enerji Görünüm Raporu'ndaki değerlendirmelere göre, 2000 yılında dünya enerji talebinin %40'ını Avrupa ve Kuzey Amerika, %20'sini ise Asya'daki gelişmekte olan ekonomiler oluşturmaktayken 2040 itibarıyla bu durumun tam tersine döneceği öngörülmüyor. Enerji tüketiminin büyük ölçüde Asya'ya kayması, tüm yakıtlar ve teknolojilerin yanı sıra enerji yatırımlarında da hissediliyor. Örneğin bundan on beş yıl önce, kurulu kapasite bakımından dünyanın en büyük elektrik şirketleri arasında Avrupalı şirketler başta gelirken, bugün en büyük on elektrik şirketinden altısı Çinli şirketlerden oluşuyor.

Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2022 yılında bir önceki yıla göre %1,2 oranında azalarak 328,9 TWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %2,5 azalarak 326,2 TWh olarak gerçekleşmiştir. 2022 yılında elektrik üretimimizin, %34,6'sı kömürden, %22,2'si doğal gazdan, %20,6'sı hidrolik enerjiden, %10,8'i rüzgardan, %4,7'si güneşten, %3,3'ü jeotermal enerjiden ve %3,7'si diğer kaynaklardan elde edilmiştir.

2023 Yılı Nisan ayı sonu itibarıyla Ülkemizin Birincil Kaynaklara göre Kurulu Gücü toplamı 104.473 MW olurken en yüksek pay 25.366 MW ile doğalgaz santrallerindedir.

2023 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 104.904 MW'a ulaşmıştır. 2023 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla kurulu gücümüzün kaynaklara göre dağılımı; %30,1'i hidrolik enerji, %24,2'si doğal gaz, %20,8'i kömür, %11'i rüzgâr, %9,7'si güneş, %1,6'sı jeotermal ve %2,6'sı ise diğer kaynaklar şeklindedir.

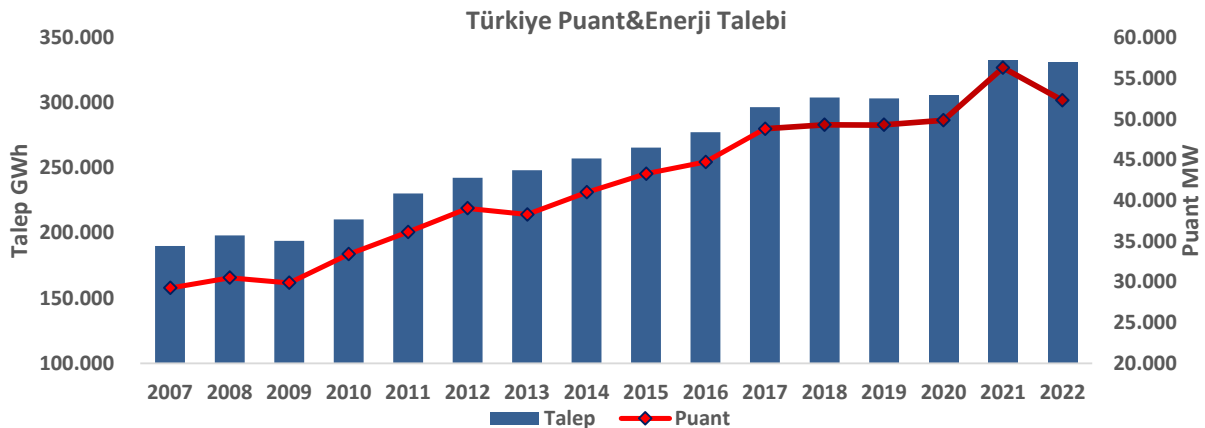
Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2023 yılında bir önceki yıla göre %0,2 oranında azalarak 330,3 TWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %0,6 azalarak 326,3 TWh olarak gerçekleşmiştir.

Türkiye Ulusal Enerji Planı çalışmasının sonuçlarına göre elektrik tüketiminin 2025 yılında 380,2 TWh, 2030 yılında 455,3 TWh, 2035 yılında ise 510,5 TWh seviyesine ulaşması beklenmektedir.

2023 yılında elektrik üretimimizin, %36,3'ü kömürden, %21,4'ü doğal gazdan, %19,6'sı hidrolik enerjiden, %10,4'ü rüzgardan, %5,7'si güneşten, %3,4'ü jeotermal enerjiden ve %3,2'si diğer kaynaklardan elde edilmiştir.

2024 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 110.341 MW'a ulaşmıştır. 2024 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla kurulu gücümüzün kaynaklara göre dağılımı; %29,2'si hidrolik enerji, %22,4'ü doğal gaz, %19,8'i kömür, %11,1'i rüzgâr, %13,6'sı güneş, %1,5'i jeotermal ve %2,4'ü ise diğer kaynaklar şeklindedir.

Ayrıca Ülkemizde elektrik enerjisi üretim santrali sayısı, 2024 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla 25.825'e (Lisanssız santraller dâhil) yükselmiştir. Mevcut santrallerin 763 adedi hidroelektrik, 69 adedi kömür, 367 adedi rüzgâr, 63 adedi jeotermal, 359 adedi doğal gaz, 23.730 adedi güneş, 474 adedi ise diğer kaynaklı santrallerdir.





2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla elektrik piyasasında toplam 875 ön lisans bulunmakta olup bu lisansların 464'ü güneş, 59'u hidrolik, 304'ü rüzgâr, 12'si jeotermal, 30'u biyokütle, 6'sı kömür, doğalgaz ve diğer termik kaynaklardan olan lisanslardır. Aynı dönem içinde 1.905 üretim lisansı bulunmakta olup lisansa derç edilen kurulu güç toplamı ise 111.224,57 MWe'dir. Derç edilen kurulu güçler içinde en büyük payı %30,4 ile hidrolik tesisler oluştururken sonrasında sırasıyla %23,37 ile doğalgaz, %13,5 ile rüzgâr ve %11,57 ile ithal kömür oluşturmaktadır.

2024 Yılı Nisan Ayı Sonu İtibarıyla Elektrik Piyasası Ön Lisans ve Üretim Lisansı Dağılımı				
Kaynak Türü	Ön Lisans		Üretim Lisansı	
	Lisans Sayısı	Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)	Lisans Sayısı	Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)
Hidrolik	59	2.864	788	33.816
Rüzgâr	304	20.860	299	14.735
Jeotermal	12	250	67	1.872
Biyokütle	30	248	347	2.675
Güneş	464	15.807	45	1.869
İthal Kömür			15	12.870
Yerli Kömür			22	10.143
Kömür	2	35	15	599
Fuel-oil			21	992
Doğal Gaz	2	21	250	25.988
Uranyum			1	4.800
Diğer Termik	2	11	35	866
Genel Toplam	875	40.096	1.905	111.225

Kaynak: EPDK, Elektrik Piyasası Yıllık Sektör Raporu

1.2.2 Türkiye'de Doğal Gaz

Bir petrol türevi olan doğal gaz; yanıcı, havadan hafif, renksiz ve kokusuz bir gazdır. Basta metan (CH₄) ve etan (C₂H₆) olmak üzere çeşitli hidrokarbonlardan oluşur. Yer altında, genellikle petrol ile birlikte veya gaz rezervuarlarında bulunur. Kaynağından çıkarıldığı haliyle herhangi bir işlemten geçirilmeksizin kullanılabilen doğal gaz, boru hatları ile veya sıvılaştırılarak tankerlerle taşınır.

BP 2019 Dünya Enerji İstatistik Görünümü Raporu'ndan yapılan derlemeye göre, dünya üzerinde toplam 196,9 trilyon metreküp kanıtlanmış doğal gaz rezervi bulunuyor. En fazla doğal gaz rezervi 75,5 trilyon metreküp ile Orta Doğu bölgesinde yer alırken bunu 62,8 trilyon m³ rezerve sahip Rusya ve Türkmenistan'ın da içinde bulunduğu Bağımsız Devletler Topluluğu izledi. En az doğal gaz rezervine sahip bölge ise 3,9 trilyon metreküp ile Avrupa oldu.

Türkiye'de 2010-2016 yılları arasında yıllık bazda ortalama %4 artış kaydeden doğalgaz tüketimi, 2017 yılında %16 yükselişle 53,8 bcm ile Türkiye tarihinin en yüksek seviyesinde gerçekleşti. 2018 ve 2019 yıllarında ise yıllık bazda %8 düşüş kaydederek 45,3 bcm seviyesine geriledi. 2019 yılındaki bu düşüşte, artan abone sayısı konutlardaki doğal gaz tüketimini yukarı yönlü baskılamasına karşın, dönüşüm ve çevrim santrallerinin doğalgaz tüketimindeki sert azalış etkili oldu. Dönüşüm ve çevrim sektörü 2018 yılında 20,5 bcm seviyesinde doğalgaz tüketirken, bu miktar 2019 yılında 11,3 bcm seviyesine geriledi. 2020 yılında ise yıllık bazda %20,3 artışla 13,6 bcm seviyesinde gerçekleşti. Böylelikle 2019 yılında toplam sektörel tüketimi içerisindeki payı %37'den %25'e gerileyen dönüşüm

ve çevrim sektörü tüketimi, 2020 yılında %29 seviyesinde gerçekleşti. Konut cephesinde tüketilen miktar ise 14,4 bcm seviyesinde gerçekleşerek yıllık bazda %14 artış gösterdi. Pandemi sürecinin etkilerinin ön planda olduğu 2020 özellikle yılın ikinci yarısında etkili olan hava koşullarına ek olarak, doğalgazdan üretim yapan santrallerin üretimindeki artışın etkisiyle yıllık bazda yaklaşık %7 artışla 48 bcm3 civarında gerçekleştiği hesaplanıyor.

GAZBİR'in yayımladığı Aralık 2020 Doğal Gaz Sektör Raporu'na göre, 2020 yılında konutlarda 15,4 bcm, sanayide 12,7 bcm, elektrik santrallerinde ise 13,6 bcm doğal gaz kullanıldı. Konutlarda tüketilen doğal gaz miktarı 2019 yılına kıyasla %7 artarken, sanayide tüketilen doğal gaz miktarı ise %3 oranında arttı. Elektrik üretim amacıyla tüketilen doğal gaz miktarı ise 2019 yılına göre %21 artış göstermiştir.

2019 yılında Türkiye'de yıllık bazda %11 artışla 0,47 bcm seviyesinde gerçekleşen doğalgaz üretim miktarı, 2020'de yeniden düşüş eğilimine girerek %7 azalışla 0,44 bcm seviyesine gerilemiştir.

Ancak, 21 Ağustos 2020 tarihinde Cumhurbaşkanımız Sayın Erdoğan, Karadeniz'de derin deniz sondajını gerçekleştiren Fatih Sondaj Gemisi'nin, Sakarya Gaz Sahası'nda (Tuna1 Bölgesi) 320 bcm doğal gaz rezervi keşfettiğini, 17 Ekim 2020 tarihinde ise yine aynı bölgede 85 bcm daha doğal gaz rezervi bulunduğunu açıkladı. Böylece toplamda 405 bcm seviyesinde doğalgaz rezervi bulunmuş oldu. Bu bağlamda, gündemdeki rezerv keşiflerine ek olarak devam eden sismik ve derin sondaj çalışmalarının önümüzdeki dönemde Türkiye'nin doğal gaz üretiminin seyrine ilişkin olumlu sinyaller verdiği gözlenmektedir.

Diğer taraftan yapım çalışmaları devam etmekte olan Tuz Gölü Doğal Gaz Yer Altı Depolama Projesinde ilk faz tamamlanmış ve doğal gaz depolanmaya başlanmıştır. 2023 yılı itibarıyla bu yer altı deposunun toplam çalışma gazı kapasitesinin 5,4 milyar Sm³'e ve geri üretim kapasitesinin 80 milyon Sm³/gün'e çıkarılması hedeflenmektedir.

Bir ilk olarak arz kaynakları ve güzergâhlarının çeşitlendirilmesi amacıyla, Yüzer LNG Depolama ve yeniden Gazlaştırma Tesisi (FSRU)'ları Aliğa/Izmir ve Dörtöyl/Hatay'da işletmeye alınmıştır. Saros Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi (FSRU)'nin İletim Şebekesine Bağlantı Sistemine yönelik çalışmalar ise devam etmektedir.

Son dönemde yapılan araştırmalar ile hidrojenin doğal gaz dağıtım şebekesine entegrasyonu değerlendirilmektedir. Hidrojen teknolojileri ile karbon ayak izinin azaltılması hedeflenirken, ayrıca doğal gaz ithalatının kısmen de olsa azaltılması öngörülmektedir. Doğal gaz dağıtımında önemli bir atılım yapan Türkiye'de 2019 yılı itibarıyla doğal gaz ulaşmayan il kalmamıştır. Doğal gaz dağıtım firmalarının yatırımları ile 2020 yılı sonu itibarıyla 81 il merkezinin tamamı dahil olmak üzere toplamda 554 ilçe ve 35 beldeye doğal gaz arzı sağlanmıştır. 2010 yılında yaklaşık 1 milyon olan doğal gaz hizmeti götürülen toplam abone sayısı Temmuz 2021 döneminde 17,8 milyona yükselmiştir.

Covid-19 pandemisinin etkisinin görece daha sınırlı kaldığı 2021 yılının ilk 8 aylık döneminde ise doğal gaz tüketimi önceki yılın aynı dönemine kıyasla yaklaşık %31 artış göstermiştir. Söz konusu artışta dönüşüm/ çevrim sektörü sektörleri ile sanayi ve konutlar başta olmak üzere hemen hemen tüm sektörlerde izlenen talep artışı etkili olmuştur.

Türkiye, son dönemde arz güvenliğini artırmak ve kaynak çeşitliliğini sağlamak için gerçekleştirilen TANAP, FSRU gibi altyapı yatırımları ile en yakını 2021 yılında Rusya, Cezayir ve Katar ile bitecek doğal gaz alım sözleşmelerinde elini güçlendirmiştir. Ancak ülkemizin, son dönemde küresel düzeyde gerek boru gazı arz kısıtlamalarına ve gerekse spot LNG piyasalarındaki yükselişlere bağlı olarak artan fiyatlardan olumsuz yönde etkilenmesi mümkün görünmektedir. Türkiye'nin yaptığı yatırımlar ile doğal gazı hem daha ucuz hem de daha kısa vadeli sözleşmeler ile tedarik etme imkânı artmıştır, ancak küresel piyasalardaki gelişmeler ve gaz fiyatlarındaki dalgalanmanın nasıl bir bantta seyredeceği söz konusu sözleşmelerin yenilenmesinde etkili ve belirleyici olacaktır.

2021 yılı verilerine göre, dünya doğal gaz rezervi yaklaşık 188,1 trilyon m3 olup Rusya %19'luk payla dünya doğal gaz rezervi sıralamasında ilk sırada yer almaktadır. 2021 yılı üretim verilerine göre, dünyadaki en büyük doğal gaz üreticisi ülke ABD olup dünya üretiminin %23'ünü karşılamaktadır.

Ülkemizde 2022 yılında 408 milyon m3 doğal gaz üretimi yapılmasına karşın 54,6 milyar m3 doğal gaz ithalatı yapılmıştır. Bu verilerden yola çıkarak ülkemizin %99 oranında doğal gaz ithalatına bağımlı olduğu sonucuna varılmaktadır. Türkiye'nin üretilebilir rezervi 2022 itibarıyla yaklaşık 544 milyar m3'tür. Karadeniz'de keşfedilen Sakarya sahasının geliştirilmesiyle birlikte doğal gaz rezervimizin daha da artması beklenmektedir.

Yıllara Göre Doğal Gaz Piyasası Genel Görünümü (milyon Sm3)

	2019	2020	2021	2022	2023	Ocak-Nisan 2024
İthalat	45.211,47	48.125,51	58.703,93	54.661,67	50.483,77	18.569,97
Üretim	473,87	441,27	394,44	379,81	807,28	546,53
İhracat	762,68	577,52	382,89	581,43	896,28	471,07
Tüketim	45.282,03	48.266,54	59.830,36	53.200,55	50.210,84	22.649,25
Dönem Sonu Stok	3.095,44	2.852,00	1.914,17	5.334,46	5.442,40	

Kaynak: EPDK Doğal Gaz Piyasası Yıllık ve Aylık Sektör Raporu

2023 yılında yurt içinde üretim yapan toptan satış lisansı sahibi 8 şirket tarafından 2023 yılında 807,28 milyon Sm3 doğal gaz satışa sunulmuştur. Üretimi yapılarak satışa sunulan gaz miktarı 2022 yılına göre %112,55 artmıştır. Bu artışın önemli bir kısmı Karadeniz Sakarya Gaz Sahasında keşfi yapılan doğal gazın Eylül 2023 itibarıyla üretilerek sisteme verilmeye başlanmasından kaynaklanmıştır. 2023 yılında, 50.483,57 milyon Sm3 doğal gaz ithal edilmiştir. Doğal gaz ithalatı 2022 yılına kıyasla %7,64 oranında azalmıştır. 2023 yılında, ithalat %42,27'lik payla en fazla Rusya'dan yapılmıştır.

2023 yılında 14.270,65 milyon Sm3 LNG (Uzun Dönemli ve Spot) ithalatı yapılmış olup, söz konusu miktar toplam ithalatın %28,27'sidir. Ayrıca, 2023 yılında 36.213,12 milyon Sm3 olarak gerçekleşen boru gazı ithalatının 8.682,09 milyon Sm3'lük kısmı spot boru gazı ithalatı olarak yapılmıştır.

2023 yılında BOTAŞ tarafından Yunanistan, Romanya ve Bulgaristan'a boru gazı, Bulgaristan, Sırbistan ve İsviçre'ye LNG ihracatı, Tmak Natural Gas İhracat Ticaret Limited Şirketi tarafından ise Kuzey Makedonya'ya sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ihracatı gerçekleştirilmiştir. 2023 yılında 896,3 milyon Sm3 toplam ihracatın %23,13'lük bölümünü LNG ihracatı oluşturmaktadır. Doğal gaz ihracatı 2022 yılına kıyasla %54,15 oranında artmıştır.

26.01.2023 tarih ve 11595 sayılı Kurul Kararı ile 56.099.745.819 Sm3 olarak tahmin edilen 2023 yılı ulusal doğal gaz tüketim miktarı %10,5 sapmayla 50.210.842.631,42 Sm3 olarak gerçekleşmiştir. Doğal gaz tüketimi 2022 yılına kıyasla %5,62 oranında azalmıştır. 2023 yılında 413,95 milyon Sm3 LNG, ulusal iletim şebekesi kullanılmadan doğrudan tüketiciler tarafından tüketilmiştir. Söz konusu miktarın toplam ulusal doğal gaz tüketimi içindeki payı %0,82 olarak hesaplanmıştır.

2024 yılının Nisan ayı sonu itibarıyla yurt içinde üretim yapan toptan satış lisansı sahibi şirket tarafından 546,53 milyon Sm3 doğal gaz satışa sunulmuştur. Aynı dönem içerisinde gaz ithalatı 2023 yılının Nisan ayına göre %9,85 azalarak 18.569,97 milyon Sm3'e gerilerken toplam ihracat ciddi bir artış olan %450,57 artarak 471,07 milyon Sm3 olmuştur. Ulusal doğal gaz tüketim miktarı ise önceki yılın aynı dönemine göre %4,02 artarak 22.649,25 Sm3 olarak gerçekleşmiştir.

1.2.3 Türkiye'de HES Potansiyeli

Çeşitli enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları sebebiyle tercih edilmektedir. Hidroelektrik santraller; çevreye uyumlu, temiz, yenilenebilir, yüksek verimli, yakıt gideri olmayan, uzun ömürlü, işletme gideri çok düşük dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır.

Ülkemiz teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1'i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16'sıdır. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli içinde en önemli yeri tutan hidrolik kaynaklarının teorik hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh olup teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyel ise 140 milyar kWh/yıldır.

Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücü yıllar itibarıyla artan bir trend izlemektedir. 2013 yılında 25,6 GW olan Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü yıllık ortalama 2021 yılı Eylül ayı itibarıyla yaklaşık 53 GW düzeyine ulaşmış, 2013 yılında %40 olan toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2021 yılı Eylül ayı itibarıyla %53,2 seviyesine yükselmiştir. 2013 yılı ile 2021 yılı Eylül ayı arasındaki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç artışında en büyük pay 9,2 GW'lık artış ile HES'lere aittir. HES'leri sırasıyla 7,5 GW'lık artış ile GES, 7,4 GW'lık artış ile RES, 1,6 GW'lık artış ile biyokütle enerjisi santralleri (BES) ve 1,3 GW'lık artış ile jeotermal enerjisi santralleri (JES) izlemektedir.

2021 yılında 53,2 GW olan Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü yıllık ortalama 2022 yılı itibarıyla yaklaşık 56 GW düzeyine ulaşmış, 2021 yılında %53,3 olan toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir

payı ise 2022 yılı sonu itibarıyla %54,0 seviyesine yükselmiştir. (TEİAŞ, Türkiye Elektrik Üretim-İletim 2022 Yılı İstatistikleri)

2023 yılında Türkiye de yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü 61,5 GW'dir ve toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2023 yılı sonu itibarıyla %56,3 seviyesine yükselmiştir.

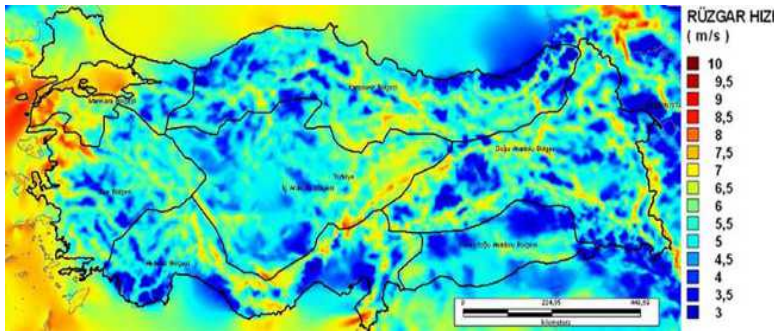
2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü 62,7 GW'ye yükselmekte olup toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla %57,1 seviyesine çıkmıştır.

1.2.4 Türkiye'de Rüzgâr Potansiyeli

Rüzgâr, güneş radyasyonunun yer yüzeyini farklı ısıtmasından kaynaklanır. Yer yüzeyinin farklı ısınması, havanın sıcaklığının, neminin ve basıncının farklı olmasına, bu farklı basınç da havanın hareketine neden olur. Dünyaya ulaşan güneş enerjisinin yaklaşık %2'si kadarı rüzgâr enerjisine çevrilir.

Rüzgârın özellikleri, yerel coğrafi farklılıklar ve yeryüzünün homojen olmayan ısınmasına bağlı olarak, zamansal ve yöresel değişiklik gösterir. Rüzgâr hız ve yön olmak üzere iki parametre ile ifade edilir. Rüzgâr hızı yükseklikle artar ve teorik gücü de hızının küpü ile orantılı olarak değişir. Rüzgâr enerjisi kaynaklı elektrik üretim uygulamalarının ilk yatırım maliyetinin yüksek, kapasite faktörlerinin düşük oluşu ve değişken enerji üretimi gibi dezavantajları yanında üstünlükleri genel olarak şöyle sıralanabilir;

- Yenilenebilir ve temiz bir enerji kaynağıdır, çevre dostudur.
- Kaynağı güvenilir, tükenme ve zamanla fiyatının artma riski yoktur.
- Maliyeti günümüz güç santralleriyle rekabet edebilecek düzeye gelmiştir.
- Bakım ve işletme maliyetleri düşüktür.
- Teknolojisinin tesisi ve işletilmesi göreceli olarak basittir.
- İşletmeye alınması kısa bir sürede gerçekleştirilebilir.



Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Haritası, 50 m.

Rüzgâr türbinleri, rüzgâr enerji santrallerinin ana yapı elemanı olup hareket halindeki havanın kinetik enerjisini öncelikle mekanik enerjiye ve sonrasında elektrik enerjisine dönüştüren makinelerdir. Rüzgâr türbinleri dönüş eksenlerinin doğrultusuna göre yatay eksenli veya düşey eksenli olarak imal edilirler. Bu tiplerden en fazla kullanılanı yatay eksenli rüzgâr türbinleridir.

Rüzgâr türbinleri, elektrik enerjisi üretimine ancak belirli bir rüzgâr hızında başlayabilmektedir. Bir rüzgâr türbini cut-in ve cut-out rüzgâr hızları arasında enerji üretimini gerçekleştirir. Modern rüzgâr türbinlerinin cut-in hızları 2-4 m/s, nominal hızları 10-15 m/s ve cut-out hızları ise 25-35 m/s arasındadır. Her bir rüzgâr türbini için belirlenmiş bir rüzgâr hızında, sistemden elde edilen güç en büyük değere ulaşır. Bu en büyük güce nominal güç ve bu rüzgâr hızına nominal hız adı verilmektedir. Sistemin hasar görmemesi için belirli bir rüzgâr hızından sonra rüzgâr türbinlerinin stop konumuna geçmesi otomatik olarak sağlanır. Bu maksimum hıza sistemin cut-out hızı adı verilmektedir. Gürültü kirliliğini önlemek için gövde ses izolasyonludur. Kuleler kafes veya boru biçiminde yapılmaktadır. Kule yükseklikleri fazla olabildiğinden kafes kulelerin dışındaki konstrüksiyonlar iki ya da üç parçalı olabilmektedir.

Türkiye'de yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7,5 m/s üzeri rüzgâr hızlarına sahip alanlarda kilometrekare başına 5 MW gücünde rüzgâr santrali kurulabileceği kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında, orta-ölçekli sayısal hava tahmin modeli ve mikro-ölçekli rüzgâr akış modeli kullanılarak üretilen rüzgâr kaynak bilgilerinin verildiği Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) hazırlanmıştır. Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli 48.000 MW olarak belirlenmiştir. Bu potansiyele karşılık gelen toplam alan Türkiye yüz ölçümünün %1,30'una denk gelmektedir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Rüzgâr enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA RES-3 yarışma ilanı verilmiş ve 42 bölgede 2.000 MW kurulu güç için başvuru tarihi 14.12.2021 olarak belirlenmiştir.

Güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-5 yarışma ilanı verilmiş ve 23 bölgede 1.500 MW kurulu güç için başvuru tarihi 12.01.2022 olarak belirlenmiştir. Yine güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-4 yarışma ilanı verilmiş ve 3 bölgede 1.000 MW kurulu güç için başvuru tarihi 30.03.2022 olarak belirlenmiştir.

2017 yılında gerçekleştirilen ilk 1.000 MW'lık YEKA RES-1 ihalesini ise Siemens-Türkerler-Kalyon konsorsiyumu 3,48 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile kazanmıştır. Siemens Gamesa Yenilenebilir Enerji şirketi kurulan fabrikada nasel (gövde) üretimine 2019 yılı Kasım ayı sonunda başlanmıştır. YEKA RES-2 ihalesi 30.05.2019 tarihinde yapılmıştır. Balıkesir, Çanakkale, Aydın ve Muğla bölgelerinde 250 MW'lık RES'leri kapsayan ihalelerin ikisini Enercon, diğer ikisini EnerjiSA kazanmıştır. Enercon, Muğla bölgesini 4,00 dolar cent/kWh ve Balıkesir bölgesini 3,53 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile, EnerjiSA ise Aydın bölgesini 4,56 dolar cent/kWh ve Çanakkale bölgesini 3,67 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile kazanmıştır.

Haziran 2022 sonu itibarıyla rüzgâr enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 10.976 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %10,81'dir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

2023 yılı sonu itibarıyla rüzgâr enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 11.396,17 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %10,80'dir.

Global Wind Energy Council (GWEC) tarafından yayınlanan 2024 Küresel Rüzgâr Raporu, 2023 yılında bir önceki yıla göre %50'lik bir artış ile dünya çapında bir rekor kırılarak 117 GW yeni rüzgâr enerjisi kurulumu gerçekleştirdiğini ortaya koymaktadır. Kara üstü rüzgâr enerjisi kapasitesi açısından kayıtlara geçen en iyi yıl oldu ve toplam 106 GW ile ilk kez tek bir yılda 100 GW'ı aşarken bu durum 2022 yılına göre %54'lük bir büyümeyi temsil etmektedir. 2023 yılında, toplam 10,8 GW kurulu güç ile deniz üstü rüzgâr enerjisi kurulumları için tarihteki en iyi ikinci yıl olmuştur. Küresel kümülatif rüzgâr enerjisi kapasitesi 2023'te ilk 1 TW kilometre taşını geçti ve yıllık %13'lük büyümenin ardından 1021 GW'a ulaştı.

GWEC'nin 2024 yılı tahminlerinin yer aldığı rapora göre, küresel rüzgâr enerjisinde 2023 "1 teravat" seviyesinin aşılrken 2024'te dünya genelinde kapasite artışının 143 gigavat olacağı tahmin edilmektedir. Rüzgâr enerjisi kapasite artışı 2023-2030 döneminde %13 artışla yıllık 143 gigavat olacağı böylelikle küresel rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2030'da 2 teravat seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. GWEC'e göre küresel rüzgâr enerjisi kurulu gücü 1 teravat seviyesine 40 yılda ulaştı. Türkiye 2021'de Paris Anlaşması'na taraf olarak 2053'e kadar net sıfır emisyon hedefi belirlendi ve bu kapsamda ülkenin rüzgâr ve güneş enerjisi hedefleri karbonsuzlaşmanın yanı sıra enerji bağımsızlığını da hedeflediği belirtildi.

Nisan 2024 sonu itibarıyla rüzgâr enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 12.10,6 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %11,02'dir.

2017 Yılından İtibaren Rüzgâr Enerjisi Değerleri (MW)

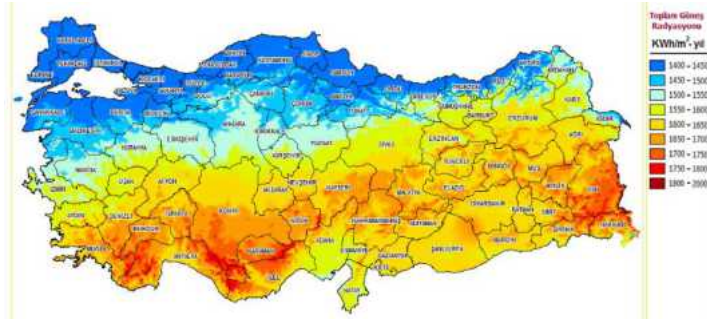
Yıllar	Rüzgâr Enerjisi (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Rüzgâr Enerjisinin Kurulu Güç İçindeki Payı (%)
2017	6.520,32	84736,7	7,69%
2018	6.994,22	88497,6	7,90%
2019	7.591,16	91267,0	8,32%
2020	8.832,40	95890,6	9,21%
2021	10.606,98	99819,6	10,63%
2022	11.396,17	103809,3	10,98%
2023	11.806,50	109348,7	10,80%
Nis.24	12.102,56	109871,3	11,02%

Kaynak: EPDK Petrol Piyasası Yıllık ve Aylık Sektör Raporu

1.2.5 Türkiye'de Güneş Enerjisi Potansiyeli

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca hazırlanan, Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlasına (GEPA) göre, yıllık toplam güneşlenme süresi 2.741 saat (günlük ortalama 7,5 saat), yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1.527 kWh/m².yıl (günlük ortalama 4,18 kWh/m².gün) olduğu tespit edilmiştir.

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:



Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Haritası

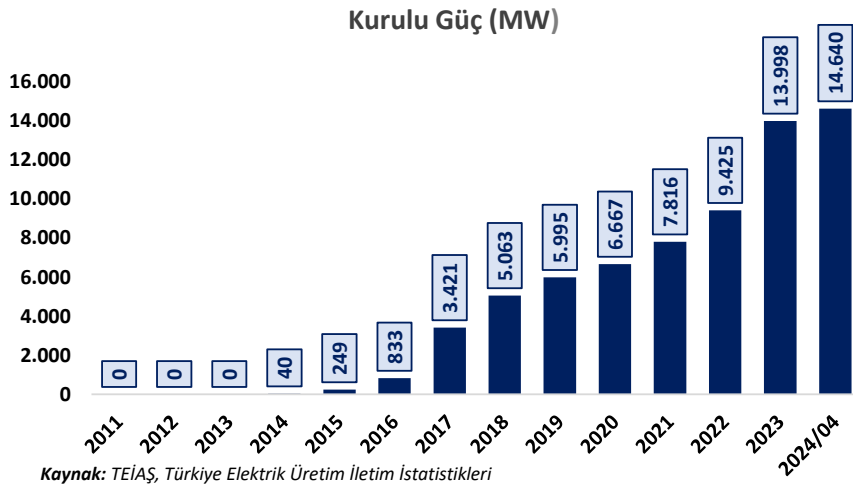
Güneş Hücreleri: Fotovoltaik (PV) güneş elektrliği sistemleri de denilen güneş hücreleri, yarı iletken malzemelerden yapılmış olup, güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine çevirirler.

Isıl Güneş Teknolojileri ve Odaklanmış Güneş Enerjisi (CSP): Güneş enerjisinden ısı elde edilen bu sistemlerde, ısı doğrudan kullanılabileceği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Türkiye'nin güneş enerjisi uygulamaları açısından en iyi alanlarının nereler olduğunun tespit edilmesi ve belirlenen bu alanlardaki güneş enerjisine dayalı elektrik veya ısı enerjisi üretim imkânlarının belirlenmesi amacıyla ETKB tarafından Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) hazırlanmıştır.

GEPA'ya göre, yıllık toplam güneşlenme süresi günlük ortalama 7,5 saat üzerinden 2.741 saat iken yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1.527 kWh/m².yıl (günlük ortalama 4,18 kWh/m².gün) olarak belirtilmektedir. Türkiye, 110 günün üzerinde bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi iken, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Söz konusu rakamlar, Türkiye'nin coğrafi konumu nedeniyle birçok ülkeye kıyasla daha yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

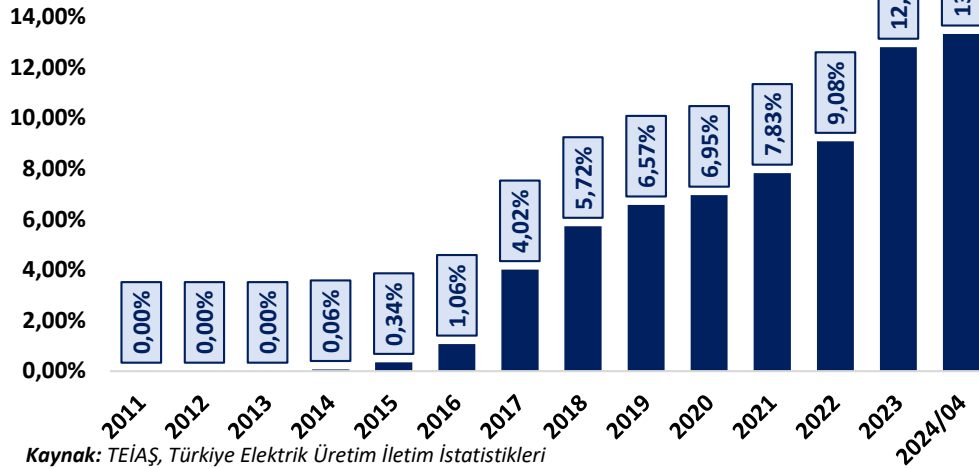
Güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-5 yarışma ilanı verilmiş ve 23 bölgede 1.500 MW kurulu güç için başvuru tarihi 12.01.2022 olarak belirlenmiştir. Yine güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-4 yarışma ilanı verilmiş ve 3 bölgede 1.000 MW kurulu güç için başvuru tarihi 30.03.2022 olarak belirlenmiştir.



Haziran 2022 sonu itibariyle güneş enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 8,479 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %8,35'tir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

2022,2023 yılları sonu ve 2024 yılı Nisan ayı itibariyle ise güneş enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz sırasıyla 9.425 MW, 13.998 MW ve 14.64 MW olup yıllara göre kurulu güç değişimi ve toplam kurulu güç içerisindeki oranı aşağıdaki grafikte yer almaktadır.

Toplam Kurulu Güç İçerisindeki Oranı



1.2.6 Elektrik Fiyatları

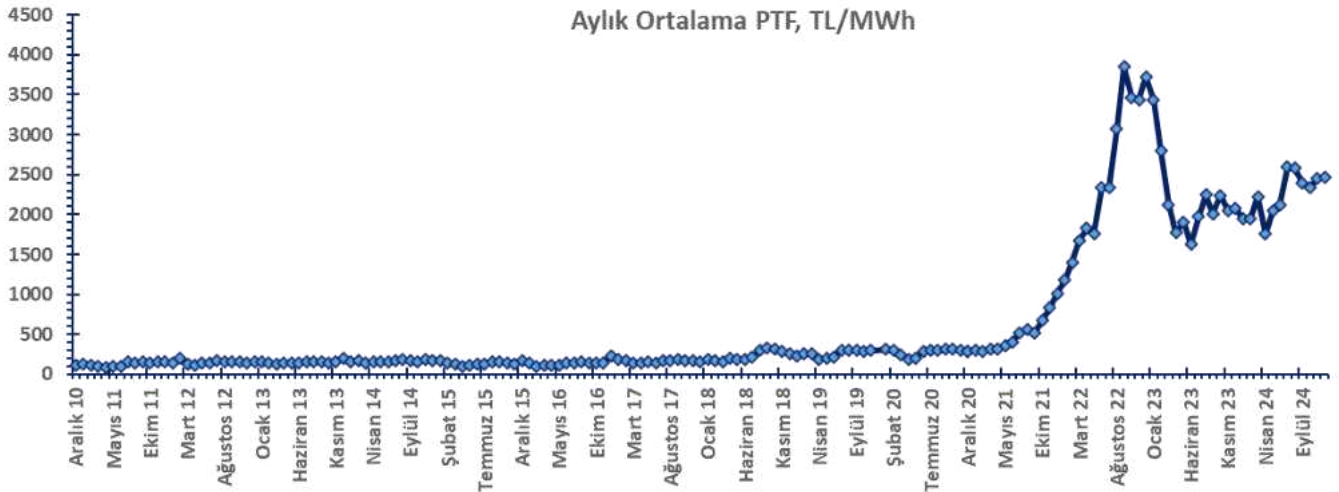
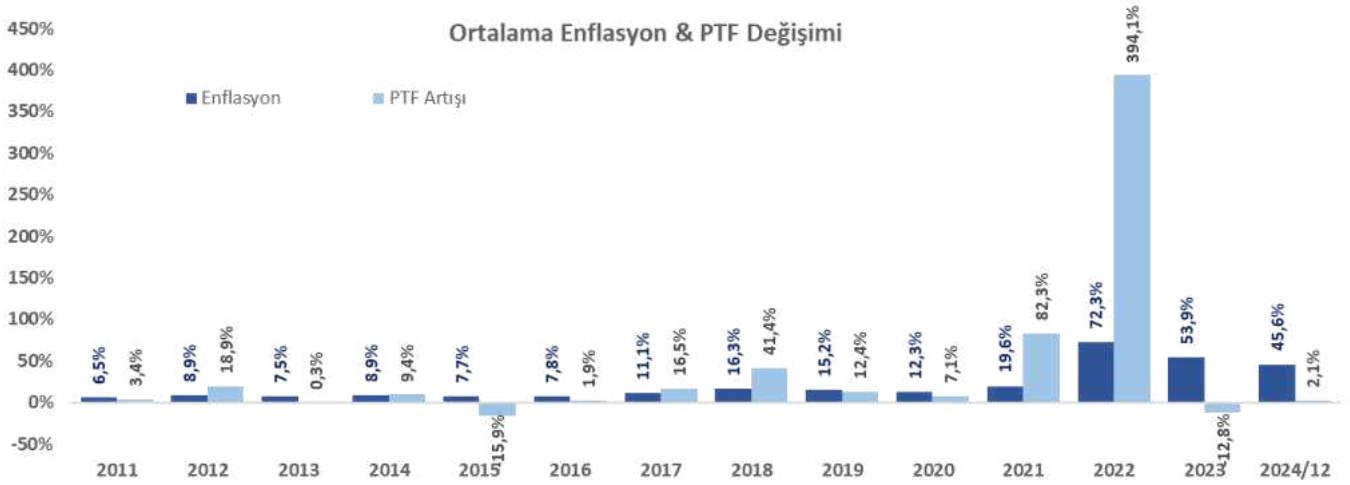
Türkiye’de elektrik fiyatları her saat için oluşturulan arz ve talep eğrileri, tek bir teklifte birleştirilen fiyat - miktar çiftleri yoluyla hesaplanıyor. Bu formüle göre arz - talep eğrilerinin kesişim noktası, ilgili saatin piyasa takas fiyatını PTF’sini belirliyor. Dengeleme piyasası tarafında ise, fiyatlama açısından sistemde enerji açığı olup olmaması belirleyici rol oynuyor. Enerji açığı olması halinde, sistemdeki azami teklif fiyatı, sistem marjinal fiyatı (SMF) olarak kabul ediliyor. Elektrik fiyatları santrallerin kullanılabilirlik süresinin, hava koşulları, ekonomik ve jeopolitik unsurlarla ilintili olmanın yanı sıra emtia fiyatlarıyla da korelidir.

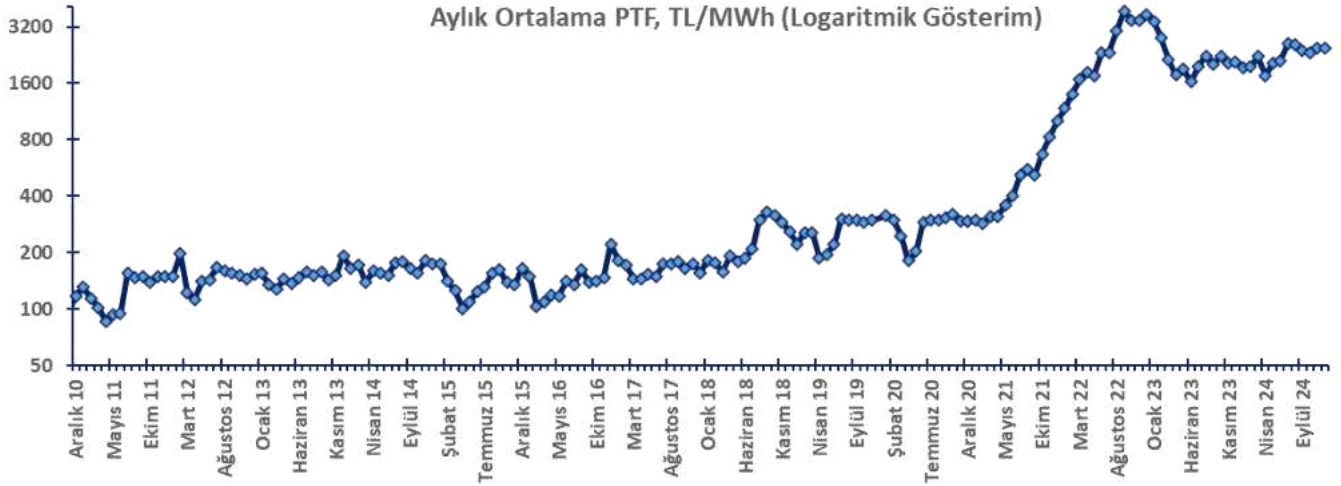
2021’in ilk 10 ayda gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin %30,7’lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %33,1’lik kısmı doğal gaz santrallerinden temin edilmiştir. 2020 yılının ilk 10 ayındaki dağılım ile karşılaştırıldığında, kömür santrallerinden üretilen elektrikte 3,6 yüzde puanlık bir gerileme görülmüştür. Benzer şekilde, hidroelektrik santrallerden üretilen elektriğin payında da 10,3 yüzde puanlık bir azalma gerçekleşmiştir. Kömür santrallerinden ve hidroelektrik santrallerden kaynaklanan azalmanın %89’u (12,4 yüzde puanlık artış) doğal gaz santrallerinden karşılanmıştır. 2021 yılının ilk 10 ayındaki bu kırılım değişiminde 2021 yılında yaşanan kuraklık ve ithal kömür fiyatlarındaki artış belirleyici olmuştur.

Türkiye toplam elektrik talebi 2000-2020 yılları arasında 2001, 2009 ve 2019 yılları haricinde bir düşüş göstermemiş ve artış trendini sürdürmüştür. 2018 yılında toplam elektrik talebi 304,2 teravatsaat (TWh) iken, 2019 yılı sonu itibarıyla 303,3 TWh olarak gerçekleşmiştir. Covid-19 pandemisinin ön plana çıktığı 2020 yılında ise elektrik talebi 2019 yılına göre %0,9’luk sınırlı bir artış ile 306,1 TWh’e yükselmiştir.

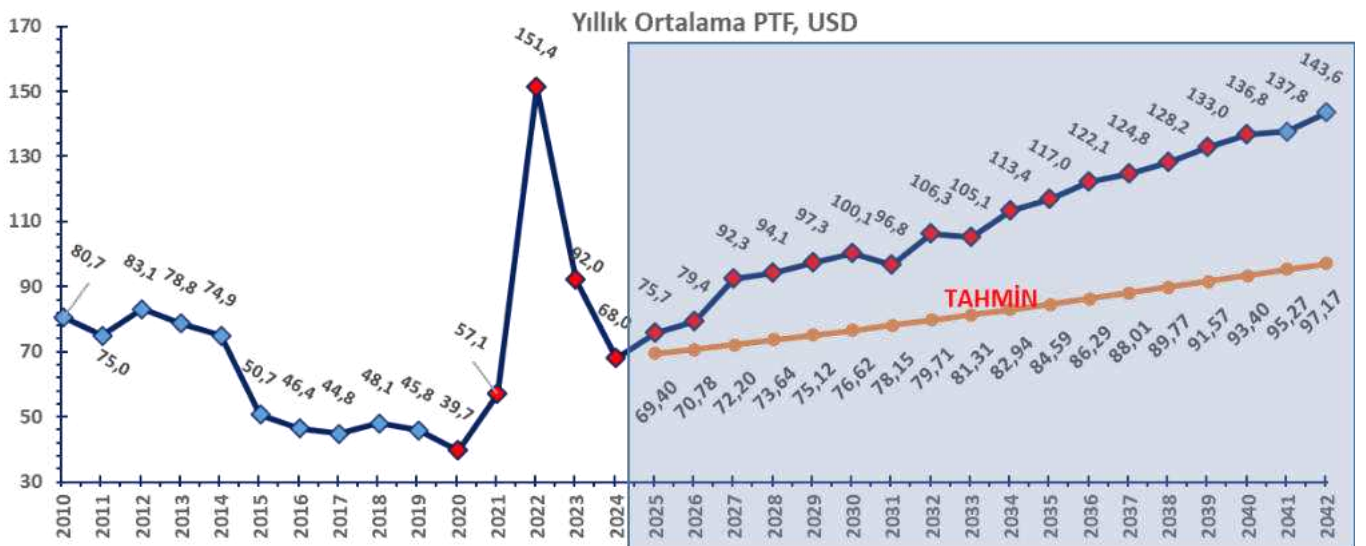
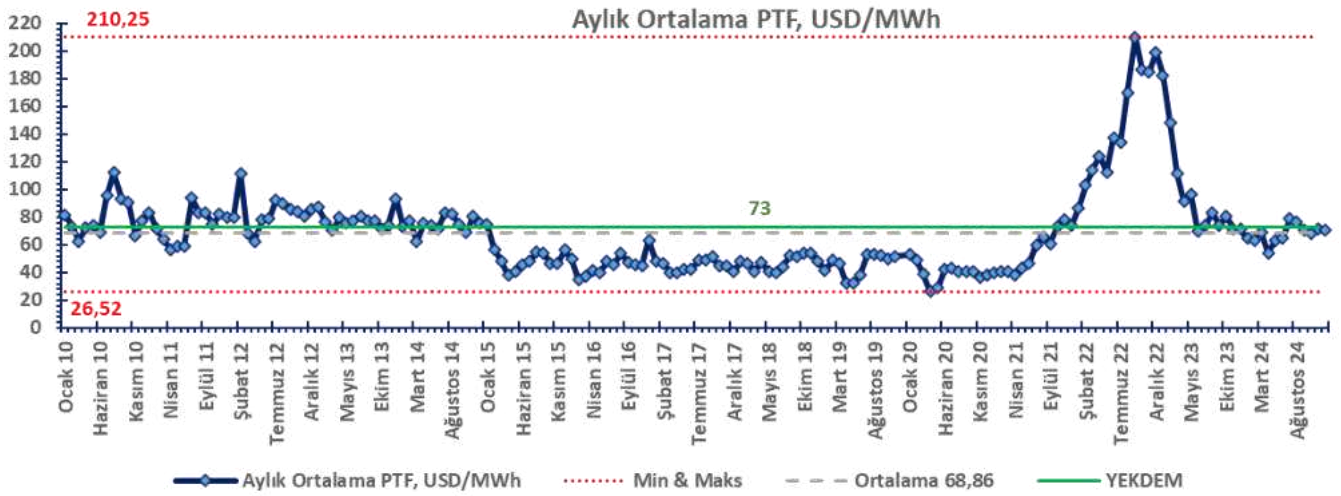
PTF’nin asgari ve azami limitleri EPDK tarafından belirlenmektedir. 2017 yılına kadar PTF’nin asgari ve azami limitleri megavatsaat (MWh) başına 0 TL ve 2.000 TL idi. 06.01.2017 tarihli EPDK kararı ile azami limit 06.01.2017 ile 01.03.2017 tarihleri arasında 500 TL/MWh olarak belirlenmiştir. Fiyatlardaki oynaklığı azaltmak için EPDK azami fiyatların belirlenmesini içeren bir metodoloji değişikliği yapmıştır. 06.10.2020 tarih ve 31266 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan EPDK kararına göre, azami fiyat limitleri içinde bulunan takvim ayı esas alınarak iki ay önceki takvim ayından itibaren geriye dönük 12 aylık PTF ağırlıklı ortalamalarının 2 katı olarak uygulanmaya başlamıştır. Son olarak, 2021 yılı Nisan ayından itibaren küresel piyasalarda doğal gaz ve kömür fiyatlarında meydana gelen artışlar nedeniyle bazı doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin belirlenmiş azami limitler ile devreye girmesine izin verilmemiştir. Bu nedenle, 14.10.2021 tarihinde EPDK tarafından alınan bir karar ile azami fiyat limitleri güncellenmiş ve azami limit belirlenirken içinde bulunan takvim ayı esas alınarak iki ay önceki takvim ayından itibaren geriye dönük 12 aylık PTF ağırlıklı ortalamalarının 3 katı olarak uygulanmaya başlamıştır. Bu güncelleme ile devreye girmekte zorlanan doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin sistemde kalması hedeflenmiştir. Covid-19 pandemisinin etkileriyle 2020 yılı Mart ayından başlayarak elektrik talebinde ve emtia fiyatlarında kayda değer azalmalar meydana gelmiştir. Ağırlıklı ortalama PTF Mart ayında 250 TL/MWh’e ve Nisan ayında 184 TL/MWh’e gerilemiştir. 2020 yılı Nisan ayından itibaren kademeli olarak artan PTF, 2020 yılı Ekim ayında 324 TL/MWh seviyelerine yükselmiştir. 2020 yılı kış ayları ve 2021 yılı bahar aylarında bir miktar gerileme kaydeden PTF, 2021 yılı Nisan ayında ortalama 313,91 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

2021 Nisan ayından itibaren Türkiye’de yaşanan kuraklık, talep artışı ve küresel piyasalarda doğal gaz fiyatlarındaki artış nedeniyle PTF fiyatlarında da artışlar gözlenmiştir. Yıllık artışlar bazında Nisan ayından itibaren çift haneli artışlar gerçekleşmiş, 2021 Nisan ve Mayıs aylarında bu büyüme oranı %70’lerin üzerinde hesaplanmıştır. PTF, 2021 Haziran ayında %38,5’lik bir büyümenin ardından, Temmuz ve Ağustos aylarında sırasıyla %74,5 ve %84,4 oranlarında artmış ve aylık ortalama 555,38 TL/MWh seviyesine ulaşmıştır. 2021 Eylül ayında ise elektrik talebindeki azalma nedeniyle ortalama 522,39 TL/MWh seviyesine gerilemiştir. 2021 Ekim ayında özellikle ithal kömür ve spot piyasadaki doğal gaz fiyatlarının da etkisi ile ortalama PTF 671,07 TL/MWh seviyesine yükselmiştir. Fiyatlardaki artış 2022 yılında da devam etmiş, 2021 yılında ortalama PTF 500,10 TL/MWh iken 2022 yılında 2.511 TL/MWh seviyesine kadar yükselmiştir. 2023 yılında doğalgaz fiyatlarında yaşanan gerilemeyle beraber fiyatlar bir miktar geri çekilmiş ve Ocak 2023’te 3.431 TL, Şubat 2023’te 2.803 TL, Mart ayında 2.126 TL, Nisan ayında 1.771 TL’ye gerilerken Aralık 2023’te 2.080 TL’ye yükselmiştir. 2024 yılının Ocak ayında 1.944 TL olan doğalgaz fiyatları en yüksek Mart ayında 2.221 TL’yi görürken Haziran 2024’te 2.114 TL olarak fiyatlanmıştır.





Dolar bazlı elektrik fiyatları 2010 yılından 2021 yılına kadar 30-100 \$/MWh bandında salınırken 2021 yılından itibaren yükselmeye başlamış ve en yüksek 210 doları 2022 Eylül itibarıyla görmüştür. Bu tarihten itibaren gerilemeye başlayan dolar bazlı PTF 2022 sonunda 199 dolara, 2023 sonunda 72 dolara gerilemiştir. Haziran 2024 tarihi itibarıyla ise 65 dolara düşmüştür. Elektrik fiyatlarının ortalaması 2023 yılında 92,0 dolar olurken 2024 yılında 68,0 dolar kaydedilmiştir.



1.2.7 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji ve YEK Destekleme Mekanizması

2005 yılından itibaren yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki payı yükseliş göstermiştir. 2005 yılında %33 seviyelerinde olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güçteki payı, 2020 yılında %51 seviyesine yükselmiştir. Bu yükselişte Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) belirleyici rol oynamıştır. 2020 yılı YEKDEM açısından da kritik bir yıl oldu. 31 Aralık 2020 yılında bitmesi öngörülen dolar cinsinden teşvikler, 18 Eylül 2020 tarihinde Resmi Gazete’de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı kararı ile 30 Haziran 2021 tarihine kadar uzatıldı. 30 Haziran 2021 tarihinden sonra devreye girecek yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesisleri için yeni teşvik mekanizmasının 2021 yılında Türk Lirası cinsinden olması kararlaştırıldı.

2021 yılının ilk 11 ayında YEKDEM’den faydalanan santraller tarafından toplam 70.503 GWh elektrik üretimi yapılmıştır. Rüzgar santralleri toplamda 22.687GWh ile destek kapsamında en çok üretim gerçekleştiren kaynak türü olmuştur. Mekanizma kapsamında lisanslı güneş enerjisi santrallerinden 1367GWh seviyesinde elektrik üretimi elde edilmiştir. Toplam YEKDEM üretimindeki %16 oranındaki lisanssız santrallerden üretim payı, ağırlıklı olarak güneş enerjisi kurulu gücünden elde edilmektedir. 2020 ve 2021 yılları genel olarak değerlendirildiğinde hidroelektrik santrallerinin toplam üretimdeki payı birinci sıradan ikinci sıraya gerilemiştir. Lisanslı güneş üretiminde ise 365GWh’ten 1.367GWh’e çıkmıştır.

YEKDEM’den faydalanabilecek üretim tesisleri 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEK Kanunu)’da; Rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynakları olarak sıralanmıştır.

5346 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun (YEK Kanunu) çerçevesinde rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, dalga, akıntı, gel-git ile kanal veya nehir veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik santralleri YEKDEM’den 10 yıl süre ile faydalanabilmektedir. YEK Kanunu’nun yürürlük tarihi olan 18.05.2005 tarihinden 30.06.2021 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek olan tesisler bu kapsam dahilinde tutulmuştur. YEK Kanunu kapsamındaki alım garantileri 2020 yılı sonuna dek devreye alınan tesisler için 2022 yılından itibaren 10 yıl, 01.01.2021 ile 30.06.2021 tarihleri arasında geçici kabulünü yaptırarak işletmeye giren tesisler için ise 2022 yılından itibaren 9 yıl geçerlidir.

YEKA’larla (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı) başlayan yenilenebilir enerji dönüşümünde, yerli AR-GE ve yerli kaynaklarla üretilen güneş paneli ve rüzgâr türbini fabrikaları ve bunu takip edecek mini YEKA yatırımlarının 2021 ve sonrasında da yenilenebilir enerji yatırımlarında yerli teknolojilerin payının artmasını sağlayacağını düşünülmektedir.

YEKDEM’de yer alan tesislere uygulanacak fiyatlar YEK Kanunu ile belirlenmiş olup hidroelektrik ve rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için 7,3 UScent/kWh, jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisleri için 10,5 UScent/kWh, biyokütle ve güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için ise 13,3 UScent/kWh şeklindedir.

YEKDEM-1 olarak adlandırılacak ve 2021 yılının ilk yarısına kadar geçerli olan dolar bazlı YEKDEM, Türkiye’nin makroekonomik şartların değişmesiyle birlikte 2021 yılının ikinci yarısında devreye giren ve YEKDEM-2 olarak adlandırılacak TL bazlı YEKDEM, %52 fiyat endekslerine ve %48 yabancı paraya bağlı bir eskalasyon formülü ile üç ayda bir güncellenmiştir. Sektör paydaşları tarafından yetersiz bulunan YEKDEM-2, 2023 yılında tekrar güncellenerek YEKDEM-3 şeklini almıştır. Her ne kadar PTF fiyatlarının altında bir gelişim gösteriyor olsa da YEKDEM-3 fiyatları sektör paydaşları tarafından olumlu karşılanmaktadır.

2021 yılının ikinci yarısından beri yürürlükte olan TL bazlı YEKDEM’de fiyatlar, makroekonomik gelişmelere bağlı olarak değişmekte olup Türkiye’nin yenilenebilir enerji kapasitesinin artışında büyük rol oynamış ve yenilenebilir enerji santrallerinin Türkiye’nin toplam kurulu gücündeki payının %50’yi aşmasında sürükleyici bir etken olmuştur. 2023 yılı Mayıs ayında yenilenebilir enerji santralleri için TL bazlı fiyatların eskalasyon modeli yabancı para lehine güncellenmiş, dolar bazında tavan ve taban fiyat getirilmiş, yararlanacak santraller ve ile yararlanma sürelerinde değişikliğe gidilmiştir. YEKDEM-3 diye adlandırılacak bu yeni YEKDEM’de, 01.07.2021’den 31.12.2025’e kadar işletmeye girecek Yenilenebilir Enerji Kaynağı (YEK) belgeli üretim tesisleri için belirlenen fiyatlar, kaynak bazında olmak üzere aylık dönemler halinde %60 yabancı paraya (euro ve dolar), %40 fiyat gelişmelerine (üretici fiyat endeksi ve tüketici fiyat endeksi) endeksli olarak güncellenmiştir.

06 Temmuz 2022 tarihli Resmî Gazete kararı ile elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden firmalara, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar EPDK tarafından rüzgâr ve/veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi kurulmasına ilişkin ön lisans verilmesi kararlaştırılmıştır. Bu tesislere,

Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması'ndan (YEKDEM) yararlanma ve yerli katkı desteği imkânları da verilmiştir.

19 Kasım 2022 tarihinde yayımlanan Resmî Gazete'de ise YEKDEM'e ilişkin düzenlemeler yapılmıştır. Düzenlemeye göre, depolamalı üretim tesisinde üretilerek depolandıktan sonra şebekeye verilen enerjinin YEKDEM kapsamında olduğu kabul edilmektedir.

2023 yılında YEKDEM'den faydalanan santral sayısı 884 olarak gerçekleşmiş olup bu katılımcıların işletme gücü 19.259,2 MW olarak açıklanmıştır. YEKDEM katılımcılarının üretimleri, lisanssız santraller dahil olmak 2022 yılına göre %13,58 azalarak 72,47 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bu miktarın %32,2'si rüzgârdan, %20,4'ü hidroelektrikten, %20,9'u lisanssızdan elde edilmiştir. Ortalama fiyatı 2022 yılına kıyasla %49,02'lik artışla 2.336,12 TL/MWh olurken ortalama YEKDEM maliyeti pozitif olarak dönerek 2022 yılında -317,53 TL/MWh iken 2023 yılında 28,06 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Lisanslı üretim tesisinde yerli aksam kullanılması ve ilgili yerli aksamın "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik" hükümleri ve diğer ilgili mevzuat kapsamında belgelenmesi halinde ise bu fiyatlara yine YEK Kanunu Ek-II sayılı cetvelinde yer alan fiyatlardan beş yıl süreyle ilave edilir.

Yine YEKDEM Yönetmeliği'nin 8 inci maddesinde bildirdiği üzere; lisansa derç edilen ilk kurulu gücün işletmeye girdiği tarihten itibaren 10 yıl süre ile bu fiyatlardan faydalanılır. Dolayısıyla 2011 yılından başlayarak 10 takvim yılı boyunca YEKDEM'den yararlanabilirsiniz.

YEKDEM'in senelik işleyen bir mekanizma olması nedeniyle bir sonraki takvim yılında YEKDEM'den faydalanmak isteyen üretim lisansı sahipleri 30 Kasım tarihine kadar EPDK'ya başvuruda bulunmak zorundadır. Cari yılda YEKDEM'e katılan ancak bir sonraki yıl YEKDEM'e katılmak istemeyen üretim lisansı sahibi tüzel kişilerin bu konuda EPDK'ya bir başvuruda bulunmaları gerekmektedir.

1.2.8. Depolama Tesis Kurulmasına İlişkin Yapılan Mevzuat Değişiklikleri

5/7/2022 tarihli ve 31887 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan değişiklikle **6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu**'na;

(10) (Ek: 1/7/2022-7417/56 md.) Elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden tüzel kişilere, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar Kurum tarafından rüzgâr ve/veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi kurulmasına ilişkin önlisans verilir. Bu kapsamdaki üretim tesisleri için Kanunun 7'nci maddesinin dördüncü fıkrası hükümleri uygulanmaz. Bu fıkra kapsamında kurulacak tesisler için, önlisans ve lisans verme koşulları ile tadil ve iptali, yükümlülüklerin yerine getirilmemesi hâlinde teminatın irat kaydedilmesi hususları ve bu kapsamda üretilen elektrik enerjisinin depolama tesisi üzerinden sisteme verilmesi dahil, uygulamaya ilişkin usul ve esaslar Kurum tarafından yönetmelikle düzenlenir. Bu fıkra kapsamında kurulacak tesisler 5346 sayılı Kanunun 6'ncı maddesi ile 6/B maddesi hükümlerinden yararlandırılabilir.

(11) (Ek: 1/7/2022-7417/56 md.) Kısmen veya tamamen işletmede bulunan üretim tesislerinden elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden rüzgâr ve/veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim lisansı sahibi tüzel kişilere, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar, lisanslarında

belirlenen sahaların dışına çıkılmaması, işletme anında sisteme verilen gücün lisanslarında belirtilen kurulu gücü aşmaması ve TEİAŞ ve/veya ilgili dağıtım şirketinden alınan tadil kapsamındaki bağlantı görüşünün olumlu olması hâlinde kapasite artışına izin verilir. Bu çerçevedeki kapasite artışları için 5346 sayılı Kanunun 6/C maddesinin ikinci fıkrasının birinci cümlesi hükmü uygulanmaz. Bu kapsamda üretilen elektrik enerjisinin depolama tesisi üzerinden sisteme verilmesi dahil, uygulamaya ilişkin usul ve esaslar Kurum tarafından yönetmelikle düzenlenir. şeklindeki 10 uncu ve 11 inci fıkralar eklenmiştir.

Bu kapsamda, elektrik depolama tesisi kurmak üzere rüzgar veya güneş enerjisine dayalı önlisans başvurusu yapılabileceği, ayrıca **kısmen veya tamamen işletmedeki rüzgar veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için** de elektrik depolama tesisi kurulmasının taahhüt edilmesi halinde **kapasite artışına izin verileceği** hususları düzenlenmiş, uygulamaya ilişkin usul ve esasların Yönetmelikle düzenleneceği hükme bağlanmıştır.

19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete'de "**Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik**" yayımlanmış ve depolama tesisi kurmak üzere yapılacak önlisans ve lisans tadil başvurularına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. Bu kapsamda kurulacak tesisler için "**depolamalı elektrik üretim tesisi**" tanımı eklenmiştir. Buna ilaveten, elektrik piyasasına ilişkin çeşitli Yönetmeliklerde ve Kurul Kararlarında değişiklik yapılarak 19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Böylece 19/11/2022 tarihi itibarıyla Kurumumuza Elektronik Başvuru Sistemi üzerinden depolamalı elektrik üretim tesisi kurmak üzere önlisans veya lisans tadil başvuruları yapılmaya başlanmıştır.

Ayrıca Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 12'nci maddesinin on dördüncü fıkrası, 24 üncü maddesinin yirmi birinci fıkrası ile Geçici 37 nci maddesi kapsamında yapılacak önlisans başvurularının değerlendirilmesine ilişkin usul ve esasların belirlenmesine dair **17/11/2022 tarihli ve 11391 sayılı Kurul Kararı** alınmış ve 19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmıştır. Başvuruların değerlendirilmesi sürecinde söz konusu Kurul kararı hükümleri uyarınca işlem tesis edilmektedir.

19/11/2022 tarihli yönetmelik değişikliği kapsamında **Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'**ne;

Müstakil elektrik depolama tesisi başvuruları

GEÇİCİ MADDE 37

(1) Bu maddenin yürürlüğe girdiği tarih itibarıyla, lisansına müstakil elektrik depolama tesisi derç edilmesi uygun bulunan tedarik lisansı sahibi tüzel kişilerin, depolamalı elektrik üretim tesisi kurmak için bu maddenin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren 3 ay içerisinde önlisans başvurusunda bulunmaları hâlinde, söz konusu müstakil elektrik depolama tesisleri için verilmiş olumlu bağlantı görüşleri, bu tüzel kişiler tarafından yapılacak önlisans başvuruları için de geçerlidir. Ancak, önlisans başvuruları için geçerli olacak güç, her bir tedarik lisansı kapsamında;

a) 250 MW ve altında olan müstakil elektrik depolama tesisleri için, olumlu görüş verilen kurulu gücü,

b) 250 MW'ın üstünde olan müstakil elektrik depolama tesislerinde, 250 MW güce, olumlu görüş verilen toplam kurulu gücün 250 MW'ı aşan kısmının yarısına tekabül eden güç ilave edilerek bulunacak toplam gücü, aşamaz. Bu fıkra kapsamında önlisans başvuruları için geçerli olan güç, her hâlde 500 MW'ı geçemez.

şeklindeki **Geçici 37'nci madde** eklenmiştir.

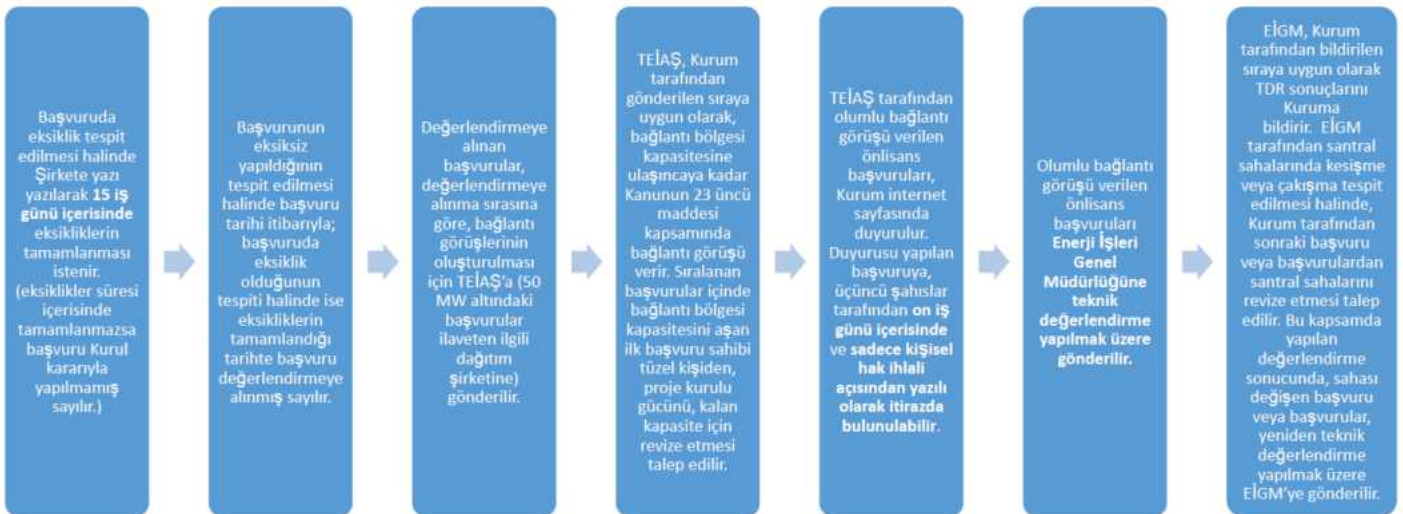
Hüküm gereğince, 19/11/2022 tarihi itibarıyla lisansına müstakil elektrik depolama tesisi derç edilmesi uygun bulunan tedarik lisansı sahiplerinin; **3 ay içerisinde (19 Şubat 2023 tarihine kadar)** daha önce verilen olumlu bağlantı görüşleri geçerli olacak şekilde önlisans başvurusu yapabilmelerine olanak tanınmıştır.

Ayrıca, Yönetmeliğin 12'nci maddesinin on dördüncü fıkrası uyarınca;

Depolamalı elektrik üretim tesisi kapsamında önlisans başvurusunda bulunulması halinde;

- Rüzgar veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisinin elektriksel kurulu gücünün, kurulması taahhüt edilen elektrik depolama ünitesi kurulu gücüne oranının azami 1 olması,**
- Başvuruların, **rüzgar enerjisine dayalı başvurular için asgari 20 MWe, güneş enerjisine dayalı başvurular için ise asgari 10 MWe kurulu güçte olması ve 250 MWe'yi aşmaması,**
- Taahhüt edilen elektrik depolama kapasitesinin söz konusu elektrik depolama ünitesi kurulu gücüne oranının asgari 1 olması,**
- Taahhüt edilen elektrik depolama ünitesinin başvuruya konu santral sahası sınırları içerisinde olması, zorunludur.**

Yönetmeliğin "**Önlisans başvurularının değerlendirilmesi**" başlıklı **15 inci maddesinin dokuzuncu fıkrasında depolamalı elektrik üretim tesislerinin değerlendirilmesine ilişkin esaslar** aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir:



2. MALİ VERİLER

TFRS'leri uygulayan işletmeler, Kamu Gözetimi Muhasebe ve Denetim Standartları Kurumu (KGK) tarafından 23 Kasım 2023 tarihinde yapılan açıklamayla birlikte, 31 Aralık 2023 tarihinde veya sonrasında sona eren yıllık raporlama dönemine ait finansal tablolarından itibaren TMS 29 Yüksek Enflasyonlu Ekonomilerde Finansal Raporlama Standardına göre enflasyon muhasebesi uygulamaya başlamıştır. TMS 29, geçerli para birimi yüksek enflasyonlu bir ekonominin para birimi olan işletmelerin, konsolide finansal tabloları da dahil olmak üzere, finansal tablolarında uygulanmaktadır.

Söz konusu standart uyarınca, yüksek enflasyonlu bir ekonomiye ait para birimi esas alınarak hazırlanan finansal tablolar, bu para biriminin bilanço tarihindeki satın alma gücünde hazırlanmıştır. Önceki dönem finansal tablolar da karşılaştırma amacıyla karşılaştırmalı bilgiler raporlama dönemi sonundaki cari ölçüm birimi cinsinden ifade edilmiştir. Şirket bu nedenle, 31 Aralık 2023 tarihli finansal tablolarını 31 Aralık 2023 tarihi itibarıyla satın alma gücü esasına göre sunmuştur.

SPK'nın 28 Aralık 2023 tarih ve 81/1820 sayılı kararı uyarınca, Türkiye Muhasebe/Finansal Raporlama Standartlarını uygulayan finansal raporlama düzenlemelerine tabi ihraççılar ile sermaye piyasası kurumlarının, 31 Aralık 2023 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemlerine ait yıllık finansal raporlarından başlamak üzere TMS 29 hükümlerini uygulamak suretiyle enflasyon muhasebesi uygulamasına karar verilmiştir.

Grup'un yüksek enflasyonlu ekonomilerde finansal raporlama amacıyla yaptığı düzeltme işleminin ana unsurları aşağıdaki gibidir:

- TL cinsinden hazırlanmış cari dönem konsolide finansal tablolar, bilanço tarihindeki satın alma gücü ile ifade edilmekte olup önceki raporlama dönemlerine ait tutarlar da yine raporlama dönemi sonundaki satın alma gücüne göre düzeltilerek ifade edilmektedir.
- Parasal varlık ve yükümlülükler, hali hazırda, bilanço tarihindeki cari satın alma gücü ile ifade edildiğinden düzeltilmemektedir. Parasal olmayan kalemlerin enflasyona göre düzeltilmiş değerlerinin, geri kazanılabilir tutarı ya da net gerçekleşebilir değeri aştığı durumda, sırasıyla TMS 36 Varlıklarda Değer Düşüklüğü ve TMS 2 Stoklar hükümleri uygulanmıştır.
- Bilanço tarihindeki cari satın alma gücüyle ifade edilmemiş olan parasal olmayan varlık ve yükümlülükler ile özkaynak kalemleri, ilgili düzeltme katsayıları kullanılarak düzeltilmiştir.
- Bilançodaki parasal olmayan kalemlerin kapsamlı gelir tablosuna etkisi olanlar dışındaki kapsamlı gelir tablosunda yer alan tüm kalemler, gelir ve gider hesaplarının mali tablolara ilk olarak yansıtıldıkları dönemler üzerinden hesaplanan katsayılar ile endekslenmişlerdir.
- Enflasyonun Grup'un cari dönemdeki net parasal varlık pozisyonu üzerindeki etkisi, konsolide gelir tablosunda net parasal pozisyon kazançları/(kayıpları) hesabına kaydedilmiştir.

2.1. Gelir Tablosu

Afşin Elektrik Üretim A.Ş. Gelir Tablosu, TFRS Bazlı, TL		31 Aralık 2023
1 Ocak - 31 Aralık 2023	TMS 29 Hariç	TMS 29 Dahil
Hasılat	272.129.315	347.939.796
Satışların Maliyeti (-)	(71.782.612)	(144.917.160)
BRÜT KAR / (ZARAR)	200.346.703	203.022.636
Genel Yönetim Giderleri (-)	(1.868.961)	(2.382.509)
Esas Faaliyetlerden Diğer Gelirler	34.054.474	43.541.457
Esas Faaliyetlerden Diğer Giderler(-)	(27.329.867)	(34.943.492)
ESAS FAALİYET KARI (ZARARI)	205.202.349	209.238.092
FİNANSMAN GELİRİ / (GİDERİ) ÖNCESİ FAALİYET KARI	205.202.349	209.238.092
Finansman Gelirleri	7.075.060	9.046.048
Finansman Giderleri (-)	(38.611.474)	(49.367.957)
Net Parasal Pozisyon Kazançları (Kayıpları)	-	40.657.504
SÜRDÜRÜLEN FAALİYETLER VERGİ ÖNCESİ KARI (ZARARI)	173.665.935	209.573.687
Sürdürülen Faaliyetler Vergi (Gideri) Geliri	304.808.616	254.629.990
- Dönem Vergi Gelir / (Gideri)	(6.893.840)	(6.893.840)
- Ertelenmiş Vergi Gelir / (Gideri)	311.702.456	261.523.830
DÖNEM KARI (ZARARI)	478.474.551	464.203.677
TOPLAM KAPSAMLI GELİR (GİDER)	478.474.551	464.203.677

2.2. Bilanço

Afşin Elektrik Üretim A.Ş. Bilanço, TFRS Bazlı, TL		31 Aralık 2023
VARLIKLAR	TMS 29 Hariç	TMS 29 Dahil
DÖNEN VARLIKLAR	187.458.759	188.164.099
Nakit ve Nakit Benzerleri	29.962.590	29.962.590
Ticari Alacaklar	138.116.933	138.116.933
-İlişkili Taraflardan Ticari Alacaklar	10.004	10.004
-İlişkili Olmayan Taraflardan Ticari Alacaklar	138.106.929	138.106.929
Diğer Alacaklar	18.054.503	18.054.503
-İlişkili Taraflardan Diğer Alacaklar	18.000.000	18.000.000
-İlişkili Olmayan Taraflardan Diğer Alacaklar	54.503	54.503
Peşin Ödenmiş Giderler	811.702	1.517.042
Diğer Dönen Varlıklar	513.031	513.031
DURAN VARLIKLAR	1.276.125.004	1.650.819.806
Diğer Alacaklar	714.068.442	714.068.442
-İlişkili Taraflardan Diğer Alacaklar (LT)	714.068.442	714.068.442
Maddi Duran Varlıklar	116.243.865	582.081.321
Ertelenmiş Vergi Varlığı	444.104.979	352.962.325
Peşin Ödenmiş Giderler (LT)	1.707.718	1.707.718
TOPLAM VARLIKLAR	1.463.583.763	1.838.983.905
KAYNAKLAR	TMS 29 Hariç	TMS 29 Dahil
KISA VADELİ YÜKÜMLÜLÜKLER	11.444.359	11.444.359
Ticari Borçlar	2.196.277	2.196.277
-İlişkili Taraflara Ticari Borçlar	24.000	24.000
-İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	2.172.277	2.172.277
Çalışanlara Sağlanan Faydalar Kapsamında Borçlar	206.115	206.115
Diğer Borçlar	2.870.433	2.870.433
-İlişkili Olamayan Taraflara Diğer Borçlar	2.870.433	2.870.433
Dönem Karı Vergi Yükümlülüğü	2.974.600	2.974.600
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	3.196.934	3.196.934

Afşin Elektrik Üretim A.Ş. Bilanço, TFRS Bazlı, TL		31 Aralık 2023
VARLIKLAR	TMS 29 Hariç	TMS 29 Dahil
UZUN VADELİ YÜKÜMLÜLÜKLER	1.020.916.697	1.020.916.697
Uzun Vadeli Borçlanmalar	1.020.916.697	1.020.916.697
-Kiralama yükümlülükleri (LT)	1.020.916.697	1.020.916.697
ÖZKAYNAKLAR	431.222.707	806.622.849
Ödenmiş Sermaye	900.000	900.000
Sermaye Düzeltmesi Farkları	-	6.374.005
Kar veya Zararda Yeniden Sınıflandırılacak Birikmiş Diğer Kapsamlı Gelirler ve Giderler	(133.547.397)	(199.632.627)
-Nakit Akış Riskinden Korunma Kazançları/(Kayıpları)	(133.547.397)	(199.632.627)
Geçmiş Yıllar Karları / (Zararları)	85.395.553	534.777.794
Net Dönem Karı / (Zararı)	478.474.551	464.203.677
TOPLAM KAYNAKLAR	1.463.583.763	1.838.983.905

3. DEĞERLEME

3.1. Varsayımlar, Kısıtlamalar ve Şartlar;

Değerlemeyi gerçekleştirenin niteliği ve kapsamı ile konuya ilişkin kısıtlamalar:

Yapılan değerleme çalışması kapsamında BMD tarafından genel kabul görmüş denetim standardına göre tam kapsamlı veya sınırlı bir denetim çalışması yapılmamıştır.

Değerleme kapsamında kullanılan geçmiş yıllara ait finansal bilgiler Şirket yönetiminin görüşünden geçmiş olup güvenilir bir kaynak olduğu varsayılmıştır.

BMD tarafından değerlemeye konu Şirket ve/veya iştirak/bağlı ortaklık/finansal yatırımlar ile ilgili herhangi bir hukuki veya vergisel durum tespiti de yapılmamıştır. Dolayısıyla BMD, değerleme çalışması kapsamında, Şirket'in aktiflerinin fiziki mevcudiyeti ve kanuni mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapmadığı gibi bu konularda herhangi bir sorumluluğu bulunmamaktadır. Muhataplarca değerlendirme yapılırken, raporda ifade edilen değer, hukuki ve vergi durum tespitleri haricinde belirlendiği göz ardı edilmemelidir.

BMD değerleme çalışmasındaki analizlerine esas verilerinin doğru ve güvenilir olduğunu, özen ve dikkatle sorgulamakta ve araştırmaktadır. Bilgi ve belgeler makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşmamıştır; bununla birlikte BMD elde edilmiş bilgi ve belgelerin doğru olduğunu taahhüt edememektedir.

Elde edilen bilgilerin objektif ve bağımsız bir şekilde sorgulanması sonucunda oluşturulan ve makul oldukları düşünülen verilere göre hazırlanan bu raporda, verilerin benimsenmesinde gösterilen özene rağmen, şartlar ve olayların beklenildiği gibi gelişmemesi ve gelecekte yaşanabilecek olumsuz gelişmeler dolayısıyla Şirket değerinin öngörülen şekilde oluşmaması halinde BMD ve çalışanları hiçbir şekilde sorumlu olmayacaktır.

Değerlemeyi gerçekleştirenin dayanak olarak kullandığı bilgilerin nitelikleri ve kaynakları:

Raporda kullanılan veriler değerleme uzmanlarınca güvenilir olduğu kabul edilen Şirket yönetiminin sağladığı bilgilere, TMS/TFRS kapsamında hazırlanan finansal verilere, kamuya açık olan kaynaklardan edilen bilgilere ve bulgulara dayanmaktadır.

BMD olarak, iş bu değerleme raporunda yer alan bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü özenin gösterilmiş olduğunu beyan etmekle birlikte, tarafımızla paylaşılan bilgilerin doğru olmadıklarının ortaya çıkması halinde BMD ve çalışanlarınca herhangi bir sorumluluk kabul edilmeyecektir.

Önemli ve/veya anlamlı varsayımlar ve/veya özel varsayımlar:

Raporda şirketlerin ve varlıkların hiçbir hukuki sorumluluk taşımadığı varsayılmıştır. Bu kapsamda değerleme çalışması her türlü ipotek, rehin sözleşmesi, icra davası gibi yükümlülüklerden bağımsız ve tümüyle pazarlanabilir sahiplik payları temel alınarak gerçekleştirilmiştir.

Genel Varsayımlar

Bu çalışma Şirket tarafından sağlanan bilgiler kullanılarak hazırlanmış, Şirket'in mevcut yapısı ile geleceğe ilişkin kurumsal ve sektörel beklentiler değerlendirilmiş ve bu süreçte Türkiye ekonomisinin gösterdiği ve ileride göstereceği tahmin edilen performans da dikkate alınmıştır.

Raporun bütünlüğünü ve değerlemenin daha anlaşılır olmasını sağlamak adına Şirket yetkililerinin tarafımıza ilettiği veriler dışında BMD'nin güvenilir olduğunu düşündüğü yayımlanmış bilgilerden ve veri kaynaklarından derlenmiş veriler de raporda kullanılmıştır. Kullanılan bilgilerin hatasızlığı ve/veya eksiksizliği konusunda BMD hiçbir şekilde sorumlu tutulamaz. Ayrıca, burada yer alan tahmin, yorum ve tavsiyeler rapor tarihi itibarıyla geçerlidir. BMD Kurumsal Finansman Bölümü daha önce hazırladığı ya da daha sonra hazırlayacağı raporlarda bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerden farklı ya da bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerle çelişen başka tahmin, yorum ve tavsiyelerde bulunabilir. Çelişen fikir ve tavsiyeler bu raporun hazırlanma tarihinden farklı zaman dilimlerine işaret ediyor, farklı analiz yöntemlerini içeriyor ya da farklı varsayımlarda bulunuyor olabilir. Böyle durumlarda, BMD'nin bu raporlardaki tavsiye ve görüşlerle çelişen diğer BMD Kurumsal Finansman Bölümü raporlarını okuyucunun dikkatine sunma zorunluluğu yoktur.

Değerleme raporunun oluşturulmasında aşağıda sayılan varsayımlar kullanılmıştır:

- Şirket'in ve/veya bağlı ortaklık/iştirak/finansal yatırımlarının, faaliyetlerini ciddi anlamda etkileyen olağandışı mali kriz, doğal afetler, olağandışı siyasi ve yasal değişiklikler, öngörülemez hukuki gelişmeler

vb. gibi alışlagelenin dışında bir engel olmadan işletmenin sürdürülebilirliği esasına göre öngörülebilir gelecekte faaliyet göstermeye devam edeceği,

- Şirket'in ve/veya bağlı ortaklık/iştirak/finansal yatırımlarının yönetim ve personel kadrosunda işletmenin sürekliliğini, bilgi ve tecrübe birikimini etkileyecek, alışlagelen personel dönüşümü dışında olumsuz önemli bir değişimin olmayacağı,
- Türkiye ve dünya ekonomisinde yakın gelecekteki gerçekleştirmelerin bu rapordaki varsayımlar bölümündeki ekonomik verilerden ciddi sapma göstermeyeceği.

Bu varsayımların Şirket değerlemesini doğrudan etkileyen sonuçları vardır. Değerlemede ayrıca olağanüstü herhangi özel bir varsayımda bulunulmamıştır.

Şirket değerlemesi, değeri etkileyebilecek tüm faktörlerin dikkate alınması ile icra edilmektedir.

Bu faktörler;

- İşletmenin geçmişi,
- Ekonomik yapı ve işletmenin içinde bulunduğu sektörün genel görünümü,
- İşletmenin mali yapısı,
- İşletmenin kar yaratma kapasitesi,
- İşletmenin sabit ve dönen varlıklarının yapısı ve değerleri,
- Aynı ya da benzer sektörlerdeki halka açık şirketlerin piyasa değerleri.

Sınırlayıcı Şartlar

Bu rapor, Şirket değerini belirlemede etkisi olan faktörler dikkate alınarak hazırlanmıştır. Ancak, değerlendirme ile ilgili olarak aşağıda belirtilen sınırlayıcı koşulları da bünyesinde taşımaktadır:

- Değerlendirmemizde kullanılan veriler, Şirket'in 31.12.2023 dönemi için hazırlanan TMS/TFRS bazlı finansal veriler, kamuya açık olan kaynaklardan edinilen bilgiler, talebimiz üzerine Şirket tarafından sağlanmış bilgilere ve BMD'nin analizlerine dayanmaktadır.
- BMD, Değerleme Çalışmasındaki analizlerine esas verilerinin doğru ve güvenilir olduğunu özen ve dikkatle sorgulamakta ve araştırmaktadır. Bilgi ve belgeler makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşılmamıştır; bununla birlikte, BMD elde edilmiş olan bilgi ve belgelerin doğru olduğunu ve ticari ve hukuki olarak gizli ve beklenmedik herhangi bir durum veya engeli olmadığını taahhüt edememektedir.
- Raporda kullanılan bilgiler, kamuya açıklanmış ve talebimiz üzerine Şirket tarafından sağlanmış olan bilgilerden oluşmaktadır. Rapor içerisinde yer alan finansal bilgiler, TMS/TFRS bazlı hazırlanan bağımsız denetimden geçmemiş finansal tablolarda yer alan bilgileri içermektedir.
- Kullanılan geçmiş yıllara ait finansal bilgiler şirket yönetiminin görüşünden geçmiş olup güvenilir bir kaynak olduğu varsayılmıştır.
- Değerleme çalışmalarına esas teşkil etmek üzere BMD'ye sunulan bilgi ve belgelerin doğru olduğu, ticari ve hukuki olarak gizli ve beklenmedik Herhangi bir durum veya engelin olmadığı varsayılmış ve bu bilgi ve belgelerin güvenilirliği ve doğruluğu denetlenmemiştir. BMD bu konuda herhangi bir taahhütte bulunamamaktadır.
- Değerlemesi yapılan Şirket aktifleri için herhangi bir hukuki çalışma icra edilmemiştir. Değerleme çalışması esnasında Şirketin faaliyetlerini yürütmesinde belirleyici olan tüm yasal koşullara uygun hareket ettiği varsayılmış ve bu durum ayrıca incelemeye tabi tutulmamıştır. Bu hususta herhangi bir denetleme yapılmamıştır.
- Değerlemeye konu aktiflerin değer düşüklüğüne uğramamış veya değer kaybı olmaksızın satılabilir durumda olduğu ve aktifler üzerinde herhangi bir kısıtlayıcı durum olmadığı varsayılmıştır.
- Değerleme çalışması, bilinen ve genel kabul görmüş uluslararası esas ve standartlara uygun değerlendirme yöntemleri kullanılarak uzmanlık bilgisi ile hazırlanmıştır. Öte yandan, piyasa ve makroekonomik konularda meydana gelebilecek önemli değişikliklerin Şirket değerini etkileyebileceği ve dolayısıyla aşağı veya yukarı yönde değişime yol açabileceği ihtimali göz önünde bulundurulmalıdır.
- Şirket ortaklarının basiretli hareket ettiği, Şirket yönetiminin konusunda uzman kişilerden oluştuğu varsayılmıştır.
- Bu raporda ulaşılan sonuçlar; ekonomik koşullar, piyasa şartları ve hazırlanmış olduğu tarih itibarı ile geçerli olan fiyat ve bilanço dönemi gibi koşullar esas alınarak belirlenmiştir. Şirket tarafından BMD'ye

sunulan herhangi bir bilginin eksik veya yanlış olması halinde bu durum rapordaki değerlemeleri ve tavsiyeleri maddi olarak etkileyebilecek nitelikte olabilir.

- İşbu Rapor, iktisadi, piyasa ve diğer koşullar esas alınarak ve rapor tarihi itibarı ile sunulan bilgiler esas alınarak hazırlanmıştır; takip eden dönemde meydana gelebilecek gelişmeler bu raporda tahmin edilen Şirket değeri üzerinde etkili olabilecektir.
- Farklı tarihlerdeki finansal veriler ile değerlendirme yöntemleri ve ağırlıklandırmaların kullanılması durumunda farklı değerlere ulaşılabilir.
- Yapılan analizler ve bulunan sonuçlar değerlendirme raporunda belirtilen varsayımlar ve koşullarla sınırlı olmak üzere doğrudur.

3.2. Değerleme Yöntemleri

İşbu değerlendirme raporunun hazırlanması kapsamında UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemlerimde belirtilen 3 değerlendirme yaklaşımı incelenmiştir.

3.2.1. Maliyet Yaklaşımı

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 60.1. uyarınca maliyet yaklaşımı, bir alıcının, gereksiz külfet doğuran zaman, elverişsizlik, risk gibi etkenler söz konusu olmadıkça, belli bir varlık için, ister satın alma, isterse yapım yoluyla edinilmiş olsun, kendisine eşit faydaya sahip başka bir varlığı elde etme maliyetinden daha fazla ödeme yapmayacağı ekonomik ilkesinin uygulanmasıyla gösterge niteliğindeki değerin belirlendiği yaklaşımdır. Bu yaklaşımda, bir varlığın cari ikame maliyetinin veya yeniden üretim maliyetinin hesaplanması ve fiziksel bozulma ve diğer biçimlerde gerçekleşen tüm yıpranma paylarının düşülmesi suretiyle gösterge niteliğindeki değer belirlenmektedir.

UDS 200 İşletmeler ve İşletmedeki Paylar madde 70.1’de de belirtildiği üzere işletmelerin ve işletmedeki payların değerlemesinde nadiren uygulanmaktadır.

3.2.2. Gelir Yaklaşımı

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 50.1 uyarınca gelir yaklaşımının çok sayıda uygulama yolunun bulunmasına karşın, gelir yaklaşımı kapsamındaki yöntemler fiilen gelecekteki nakit tutarların bugünkü değere indirgenmesine dayanmaktadır. İndirgenmiş Nakit Akışları (İNA) yönteminin varyasyonları olan bu yöntemler UDS 200 İşletmeler ve İşletmedeki Paylar madde 60.1’de de belirtildiği üzere işletmelerin ve işletmedeki payların değerlemesinde yaygın şekilde kullanılmaktadır.

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 40.2 uyarınca değerlendirme konusu varlığın gelir yaratma kabiliyetinin katılımcının gözüyle değeri etkileyen çok önemli bir unsur olması ve varlıkla ilgili gelecekteki gelirin miktarı ve zamanlamasına ilişkin makul tahminler mevcut olması durumlarında gelir yaklaşımının uygulanması ve bu yaklaşıma önemli ve/veya anlamlı ağırlık verilmesi gerekli görülmektedir.

Bu yaklaşım bir varlığın varlık sahipleri için yarattığı gelir üzerine odaklanmaktadır. Bu gelir, varlığın kullanılabilir ömrü boyunca yaratması beklenen nakit akışı ile değerlendirilir. Varlığın değeri gelecekte öngörülen nakit akışının bugünkü değere çekilmesi (“İndirgenmiş Nakit Akımları” veya “İNA”) ile bulunur.

Bugünkü değere çekerken kullanılan iskonto oranı varlığın beklenen nakit akışlarını yaratma riski ile birlikte paranın zaman değerini içermektedir.

İndirgenmiş Nakit Akımları Yöntemi

Bu yöntemde Şirket’in mevcut yapısı, müşteri portföyü, pazar payı, hizmet potansiyeli, yaratıcılık gücü, organizasyonu ve yönetim kadrosu ile gelecekte şirketin ortaya çıkarması beklenen nakit akışlarının analizi yapılır.

Bu analiz sonucunda Şirket’in gelecekte yaratacağı nakit akımlarının değerlendirme tarihine indirgenmesi gerçekleştirilir. İndirgeme işlemi, piyasa koşullarına paralel ve şirketin risk profiline uygun bir iskonto oranının nakit akımlarına uygulanması sonucu gerçekleştirilmektedir. Bu iskonto oranı hesaplanırken Finansal Varlıkların Fiyatlandırılması Modeli (Capital Asset Pricing Model) kullanılmaktadır.

Bu yöntemde Firma değeri (FD), indirgenmiş nakit akımlarının toplamından oluşmaktadır. Özsermaye değeri hesaplanırken aynı zamanda değerlendirme tarihi itibarıyla mevcut olan finansal borçlarının, hazır değerlerinin ve nakit akımlarında dikkate alınmayan faaliyet dışı varlıklarının piyasa değeri de göz önüne alınmaktadır.

Bu yöntem ile Şirket'in hisse değerleri hesaplanırken, iştirakleri için ayrı değerlemeler de yapılabilir veya bilançodaki kayıtlı değeri dikkate alınabilir.

İNA yönteminin uygulanması sırasında Şirket'e ait gelecek dönemde elde edilecek nakit akımlarını belirleyen finansal model geliştirilir. Bu finansal modele baz olan varsayımlar ve projeksiyonlar Şirket'in yönetimi tarafından temin edilen bilgiler esas alınarak hazırlanır.

İndirgenmiş Nakit Akışları Analizi Yöntemi bir şirketin gelecekte yaratacağı nakit akışını dikkate alır. Bu yöntem, şirketin büyüme ve karlılık varsayımlarına çok bağımlıdır. Firma değerlemelerinde en çok kullanılan ve en bilimsel metod olduğu kabul edilen İndirgenmiş Nakit Akışları Analizi Yöntemi'nin temeli, Şirket'e olan tüm operasyonel serbest nakit akışlarının "net bugünkü değer" yöntemiyle bugüne indirgenmesidir. Net bugünkü değer yöntemi, gelecekte gerçekleşmesi beklenen bir nakit akımının bugünkü değerini hesaplama metodudur.

Net Bugünkü Değer:

(Gelecekteki Nakit Akışı)/(1 + İndirgenme Oranı)^(Nakit Akışının Yılı-Mevcut Yıl)

"Gelecekteki Nakit Akışı" olarak "şirkete" olan toplam operasyonel serbest nakit akışı kullanılır. Şirkete olan toplam operasyonel serbest nakit akışı ise aşağıdaki gibi hesaplanır:

Şirkete Olan Toplam Operasyonel Serbest Nakit Akışı:

Faaliyet Karı*(1- Vergi Oranı) + Amortisman Gideri - İşletme Sermayesindeki Değişim - Yatırım Harcamaları

Nakit akışının bir kısmı sermayedarların getiri beklentilerini bir kısmı da borç verenlerin getiri beklentilerini karşılamak üzere kullanılacaktır. Bu nedenle şirket değerlemesinde, net bugünkü değer formülündeki "indirgenme oranı" olarak şirketi fonlayan hissedar ve borç verenlerin beklentilerinin ağırlıklı ortalamasını ifade eden "Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM)" kullanılır.

AOSM hesaplamasının ayrıntıları aşağıdaki gibidir.

AOSM borç verenlerin ve sermayedarların sermayenin finansmanına yaptıkları katkılara göre ağırlıklandırılan getiri taleplerini yansıtır. AOSM'nin hesaplanması ve değişkenlerin tanımları aşağıdaki gibidir:

$$r = E / (D+E) \times re + D / (D+E) \times rd \times (1 - t)$$

r = AOSM

re = Özsermaye Maliyeti

rd = Borçlanma Maliyeti

E = Özsermaye Değeri

D = Finansal Borç Değeri

t = Kurumlar Vergisi Oranı

E/(D+E) = Sermaye yapısındaki özkaynak oranı

D/(D+E) = Sermaye yapısındaki finansal borç oranı

Sermaye maliyeti ise aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$re = rf + b \times (rm - rf)$$

rf= Risksiz Getiri Oranı (devletin en uzun vadeli ve likit tahvil getirisi)

rm = Piyasanın Ortalama Getiri Beklentisi

rm - rf=Piyasa Risk Primi

b = Beta = ilgili hissenin (veya sektörün) piyasa hareketleri ile olan ilişkisi - hisse senedi piyasa endeksi ile ilgili endeks / enstrüman getirisinin regresyon analizi ile bulunur.

Beta Katsayısı B: Beta katsayısı, pazardaki değişkenliğin hisse fiyatındaki oynaklığa olan orandır. Bir hisse senedinin beklenen getirisi (aynı zamanda riski), bu hisse senedinin Beta katsayısı ile doğrudan ilişkilidir.

Beta = 0 ise; beklenen getiri risksiz faiz oranına eşittir.

Beta > 1 ise; beklenen getiri piyasa getirisinden daha yüksek ve daha risklidir.

Beta < 1 ise; beklenen getiri piyasa getirisinden daha düşük ve daha az risklidir.

İndirgenmiş Nakit Akışları Analizi yönteminde şirketin ömrü sonsuz olarak kabul edilmekte (şirketin ömrünün sonlu olduğu bilinmediği sürece) ve serbest nakit akışlarının bugünkü değeri iki farklı bileşenin toplamı olarak hesaplanmaktadır.

Projeksiyon Döneminden Gelen Değer: “Projeksiyon Dönemi” olarak adlandırılan dönemde şirketin bütün operasyonları ve gelir kalemleri detaylı varsayımlarla projekte edilerek, şirkete olan toplam serbest nakit akışları hesaplanmaktadır. Bu nakit akışları net bugünkü değer formülü ile bugüne indirgenmektedir.

Projeksiyon Dönemi Sonrasından Gelen Değer (“Artık veya Uç Değer”): Projeksiyon döneminin bitişinden itibaren sonsuza kadar olan dönemde serbest nakit akışlarının sabit bir oranla (sonsuz büyüme oranı) büyüyeceği varsayılır ve projeksiyon dönemi sonundan sonsuza kadar gerçekleşecek olan serbest nakit akışlarının toplam değeri hesaplanır. Bu değer; net bugünkü değer formülü kullanılarak tekrar bugüne indirgenir ve “Artık Değer veya Uç Değer” olarak isimlendirilir.

Toplam Firma Değeri: Projeksiyon Dönemi Net Bugünkü Değeri + Artık Değer

Toplam Firma Değeri hem hissedarlara hem de borç verenlere aittir. Hisse değerinin hesaplanabilmesi için şirketin net borcu toplam firma değerinden çıkarılır varsa iştirak hisselerin değeri eklenir.

Toplam Hisse Değeri: Toplam Firma Değeri - Net Borç + İştirak Hisse Değerleri + Faaliyetle ilgili olmayan yatırım amaçlı varlıkların rayiç değerleri

3.2.3. Pazar Yaklaşımı

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 20.1 uyarınca Pazar yaklaşımı varlığın, fiyat bilgisi elde edilebilir olan aynı veya karşılaştırılabilir (benzer) varlıklarla karşılaştırılması suretiyle gösterge niteliğindeki değer belirlendiği yaklaşımı ifade eder. UDS 105’in 20.2 maddesinin b bendi uyarınca değerleme konusu varlığın veya buna önemli ölçüde benzerlik taşıyan varlıkların aktif olarak işlem görmesinden dolayı uygulanması zorunludur. Bu yaklaşım da UDS 200 İşletmeler ve işletmedeki Paylar madde 50.1’de de belirtildiği üzere işletmelerin ve işletmedeki payların değerlemesinde sıklıkla kullanılmaktadır.

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri Madde 10.3 uyarınca bir varlığa ilişkin değerleme yaklaşımlarının ve yöntemlerinin seçiminde ana amaç belirli durumlara istinaden en uygun değerleme metodunun bulunması ve uygulanmasıdır. Bu çerçevede Şirket değerleme çalışmasında aşağıdaki hususlar göz önünde bulundurularak Pazar Yaklaşımı kullanılmaktadır;

- *Pazar Yaklaşımı kapsamında değerlemenin yapılabilmesi için gereken bilginin mevcudiyeti,*
- *Şirketin Pazar Yaklaşımı kapsamında diğer işletmelerle yapılacak karşılaştırmaların pratik ve güvenilir olduğunun düşünülmesi,*
- *Pazar Yaklaşımı’nın halka açık şirketlere yatırım yapan yatırımcılar tarafından sıkça kullanılan bir değerlendirme yaklaşımı olması,*
- *Şirket paylarının halka arzdan sonra teşkilatlanmış bir piyasada işlem göreceği olması,*

Şirket (varlık) değerlemesinde benzer büyüklüğe ve operasyonlara sahip şirketlerin çeşitli finansal rasyolarının ortalama veya medyanları ve / veya sektöre özgü geçmişte gerçekleşmiş işlemlerde oluşan çarpanlar / rasyolar dikkate alınarak değer tespiti edildiği bu yöntem, genel olarak iki ayrı şekilde gerçekleştirilmektedir.

Benzer İşlem Gören Şirket Analizi

Benzer İşlem Gören Şirket Metodu’nda, Şirket ile aynı veya benzer sektörlerde faaliyet gösteren karşılaştırılabilir halka açık şirketler incelenmektedir. Burada emsal olarak alınacak şirketlerin benzer ürün veya hizmetleri üretmesi beklenmektedir. Bu yöntemde şirket değeri, karşılaştırılabilir halka açık şirketlere ait finansal verilerin analizi sonucu bulunmakta ve finansal büyüklüklerin (net kar, satışlar, defter değeri, FAVÖK vb.) katları cinsinden ifade edilmektedir. Bu yöntemin kullanımındaki en büyük zorluk, bire-bir karşılaştırılabilir şirket bulunmasıdır.

Bir şirketin hisselerinin piyasa değeri (“PD”), birim hisse fiyatı ile hisse adedinin çarpımı olarak tanımlanabilir. Firma Değeri (“FD”) ise şirketin toplam operasyonlarının piyasa değerini vermektedir. Bir şirketin Firma Değeri şirketin hisselerinin piyasa değeri ile net finansal borçlarının piyasa değerinin toplamına eşittir.

Benzer İşlem Çarpanları Analizi

İkinci temel yöntem olan Benzer İşlem Çarpanları Analizi çalışmasında ise benzer şirketlerin dünyada gerçekleşmiş satın alma ve birleşme işlemleri araştırılmaktadır.

Bu işlemlerde oluşan finansal rasyolar analiz edilmekte ve analiz sonuçları hedef şirketin büyüklükleri ile karşılaştırılmaktadır. Benzer işlemler seçilirken işleme tabi olan şirketin coğrafyası ve büyüklüğü dikkate alınmaktadır. Bu hesaplamalarda açıklanmamış işlemlerin sonuca etkisine dikkat edilmesi gerekmektedir.

Piyasa yaklaşımı uygulaması üç ana süreçten meydana gelmektedir:

- Piyasa yaklaşımı uygulanacak uygun benzer şirket ya da işlemlerin tespiti
- Uygun çarpanların/değerlerin tespiti
- Çarpanların tespit edilmiş uygun değerlere uygulanarak şirket değer tespiti.

Uygun değerler normal bazda değerlemesi yapılan şirketin gelecekte büyümesi beklenen gelirleri olarak tanımlanır. Uygun değerlerin tespitinde değerlemesi yapılan şirketin geçmiş mali verilerinden, tahminlerden ve piyasa şartlarından faydalanılır.

Avantajları: Şirket değeri piyasada işlem gören güncel şirket değerlerine göre hesaplanmaktadır. Dolayısıyla yatırımcıların şirketler için öngördüğü değerler ön plandadır. Şirket satın alınırken kullanılan en uygun metotlardan biridir.

Dezavantajları: Şirketlerin geleceğine ilişkin beklentiler bu değerlendirme içerisinde tam olarak yer almadığı için ilgili risk ve beklentiler varsayılmamaktadır.

Piyasa çarpanları metodu, değerlemesi yapılacak şirketlere benzer şirketlerin uygun rayiç piyasa çarpanlarının analizine dayanmaktadır. Bu metot etkin işleyen ve spekülasyonun yapılmadığı durumlarda hisselerin rayiç değerlerinin ilerleyen dönemde beklenen kazanç artışı ve buna bağlı olan risk düzeyini yansıttığı varsayımını esas almaktadır. Şirket değerlemelerinde en yaygın çarpan analizi yöntemleri aşağıda yer almaktadır.

Piyasa Değeri/Defter Değeri (PD/DD): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri'nin, aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan toplam ana ortaklık özkaynaklarına bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Fiyat/Kazanç (F/K): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri'nin, aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan son 12 aylık ana ortaklık net karına bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Firma Değeri/FAVÖK (FD/FAVÖK): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri ve aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan net borcunun (Net Borç = Kısa Vadeli Finansal Yükümlülükler + Uzun Vadeli Finansal Yükümlülükler – Hazır Değerler [Nakit ve Nakit Benzerleri + Finansal Yatırımlar]) toplanmasıyla hesaplanan Firma Değeri'nin, ilgili tarih itibarıyla son 12 aylık Faiz, Amortisman, Vergi Öncesi Karına (FAVÖK) bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Firma Değeri/Net Satışlar (FD/Satışlar): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri ve aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan net borcun toplanmasıyla hesaplanan Firma Değeri'nin, ilgili tarih itibarıyla son 12 aylık net satışlarına bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Değerlemede Kullanılana Genel Kabul Görmüş Çarpanlar			
Çarpan Yönetimi	Sembol	Hesaplanması	Şirket Değeri
Fiyat / Kazanç Oranı	F/K	(Pay Fiyatı * Ödenmiş Sermaye) / Net Kar	F/K Çarpanı * Net Kar
Piyasa Değeri / Defter Değeri	PD/DD	(Pay Fiyatı * Ödenmiş Sermaye) / Özsermaye	PD/DD Çarpanı * özkaynaklar
Firma Değeri / Esas Faaliyet Karı	FD/FVÖK	[(Pay Fiyatı * Hisse Adedi)+Net Borç]/FVÖK	FD/FVÖK Çarpanı * FVÖK - Net Borç
Firma Değeri / FAVÖK	FD/FAVÖK	[(Pay Fiyatı * Hisse Adedi)+Net Borç]/FAVÖK	FD/FAVÖK Çarpanı * FAVÖK - Net Borç
Firma Değeri /Net Satışlar	FD/Ciro	[(Pay Fiyatı * Hisse Adedi)+Net Borç] / Satışlar	FD/Ciro Çarpanı * Net Satışlar - Net Borç

3.3. İşbu Değerleme Raporunda Kullanılan Yöntemler

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 10.3 uyarınca bir varlığa ilişkin değerlendirme yaklaşımlarının ve yöntemlerinin seçiminde amaç belirli durumlara en uygun yöntemin bulunmasıdır. İşbu değerlendirme raporunun hazırlanması kapsamında

Afşin Enerji'nin santrallerinin değer tespiti için **Gelir Yaklaşımı – İndirgenmiş Nakit Akımları (İNA)** dikkate alınmıştır.

İNA metoduyla değerlendirilmesi yapılan varlıkların sahip olunan elektrik üretim ve YEKDEM kapsamında satış hakları ve faaliyetlerinin sürekli olduğunun düşünülmesi gibi gerekçelerden ötürü maliyet yaklaşımı ve Pazar yaklaşımı (Çarpan Analizi) değerlendirme kapsamında kullanılmamıştır.

4. İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI DEĞERLEMESİ

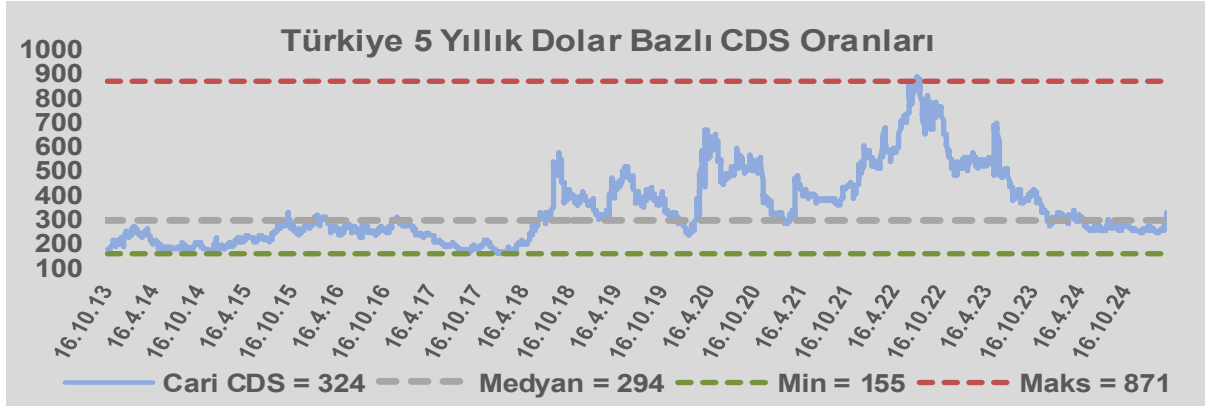
4.1. Genel Varsayımlar

- Afşin Enerji'nin sahip olduğu GES'lerin 31.12.2023 tarihi itibarıyla piyasa değeri, santrallerin projeksiyon döneminde üreteceği nakitlerin "İndirgenmiş Nakit Akımları Yöntemi" ile değerlendirilme tarihine indirilmesi suretiyle hesaplanmıştır.
- Santrallerin gelirleri, yatırım harcamaları ABD Doları cinsinden olması nedeniyle İNA değerlemesinde, para birimi ABD Doları baz alınmış olup dolar bazlı değerlendirilmiştir.
- Değerleme çalışmalarında kullanılan projeksiyon dönemi 1 Ocak 2024 ve 31 Aralık 2066 ile sınırlı tutulmuş olup uç değer hesabı yapılmamıştır.
- Değerlemeye ilişkin hesaplamalar, şirket yönetimi tarafından verilen finansal ve operasyonel bilgiler, geleceğe dönük tahminler ve projeksiyonlara dayalı olarak yapılmıştır.
- Aksi belirtilmedikçe, mevcut aktiflerin iyi ve satılabilir durumda olduğu ve aktifler üzerinde herhangi bir haciz, ipotek ve irtifak hakkı bulunmadığı varsayılmaktadır. Sabit kıymet ve çeşitli aktiflerin hukuki durumu ve üzerlerindeki ipotek, irtifak vb. şerhler hakkında tarafımızdan herhangi bir inceleme yapılmamış olup, bu konularda sorumluluk kabul edilmemektedir.
- Aksi belirtilmedikçe, Şirket'i ilgilendiren tüm kanun ve mevzuata tam olarak uyulduğu varsayılmaktadır.
- Değerleme çalışmasında şirketimize sunulan projeksiyonlar, tarafımızdan yorumlanarak kullanılmıştır.
- Gerçekleşen sonuçlar ve finansal projeksiyonlar çoğu zaman birebir uyuşmaz, tahmin edilenle gerçekleşen veriler farklılık arz eder. Buna, kimi zaman irade dışı gelişen olaylar ve piyasa şartları ile diğer şartlarda vukuu bulan ve öngörülemeyen değişiklikler sebep olur. Bu nedenle değerlendirme çalışmamız 2024 ve sonraki yıllara ilişkin finansal ve diğer projeksiyonların gerçekleşeceğine dair bir teminat olarak kabul edilmemelidir. Piyasa şartlarında ve/veya diğer şartlarda, öngörülenlerin dışında vukuu bulan gelişmelerden dolayı sorumluluk almamız mümkün değildir. Öte yandan, rapor tarihinden sonra oluşan piyasa şartları ve/veya diğer şartlar dolayısıyla, bu raporu yeniden tanzim etme ya da revize etme yükümlülüğümüz bulunmamaktadır.
- Bu rapor sadece raporun giriş kısmında belirtilen amaç için hazırlanmış olup, herhangi başka bir amaç için kullanılması uygun değildir. Belirtilen amaç dışı kullanımdan dolayı bir sorumluluğumuz bulunmamaktadır.

Şirketler'in geçmiş dönem finansal ve operasyonel verileri, yatırımlarının işbu rapor tarihi itibarıyla tamamlanmış ve faaliyette olması nedeniyle gelecek dönem beklentileri ile uyumludur. İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi'nde ('İNA') kullanılan varsayımlar, Şirket yönetiminin gelecek yıllara ilişkin gerçekleşmesini beyan ettiği beklentilerini yansıtabilecek şekilde oluşturulmuştur. Söz konusu varsayımların birçok tahmini parametreye bağlı olması sebebiyle geleceğe yönelik herhangi bir taahhüt anlamına gelmemektedir. Bu analiz kapsamında yer alan projeksiyonların değişmesi halinde farklı bir Şirket özsermaye değeri ve pay başına değere ulaşılabilir. Şirket ortaklarının basiretli hareket ettiği, Şirket yönetiminin konusunda uzman kişilerden oluşturduğu varsayılmış olup geleceğe dönük projeksiyonların ve bu projeksiyona baz oluşturan varsayımların Şirket yönetiminin öngördüğü şekilde gerçekleşmemesi halinde Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak herhangi bir sorumluluk almamız mümkün değildir.

4.2. İndirgeme Oranı Tespiti

Santralin faaliyetlerinden üretmesi beklenen nakit akımları projeksiyon dönemi boyunca tespit edilerek Finansal Varlıkları Fiyatlandırma Modeli'ne (Capital Asset Pricing Model – CAPM) göre hesaplanan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) ile indirgenmiştir. Özsermaye maliyeti hesaplanırken risksiz getiri oranı varsayımında değerlendirilme para cinsi olan USD bazında uzun vadeli devlet tahvillerinin (eurobond) getirileri kullanılmaktadır. Değerleme tarihi itibarıyla bu oran %7,0-%8,0 bandında seyretmekte olup AOSM hesabında %8,0 olarak dikkate alınmıştır. Uzun vadeli dolar bazlı risksiz getiri oranı için alternatif olarak ABD'nin 30 yıllık devlet tahvili getirisi değerlendirilme tarihi itibarıyla %4,01 seviyelerindedir. Türkiye'nin dolar bazlı 5 yıl vadeli CDS oranı 31 Aralık 2023 itibarıyla 280-290 bandında iken 2013'ten beri medyana 309 seviyesindedir. ABD 30 yıllık devlet tahvili ile Türkiye'nin CDS primini topladığımızda risksiz getiri oranı olarak %7,10 hesaplanmakta olup işbu raporda %8,0 olarak dikkate alınmıştır.



Uzun vadeli risksiz getiri ve hisse senedi getirilerinin farkı olan Sermaye Piyasası Risk Primi Türkiye gibi finansal derinliği gelişmiş ülkelere göre nispeten daha az olan ülkelere çok kolay hesaplanmamaktadır. ABD gibi finansal tarihi oldukça eskiye giden ve halka açık şirket sayısı oldukça fazla olan bir ülkede bile bu risk priminin hesaplanmasına dair konsensüs bulunmamaktadır. Piyasada genel temayül %5-%6 bandında sermaye piyasası risk priminin makul olduğu şeklinde olmakla birlikte değerlendirilerek, %5,5 olarak kabul edilmiştir.

Özsermaye maliyeti için kaldıraçlı beta hesabı yapılmıştır.

Şirket'in yatırımlarını %40 özkaynak ve %60 borçlanmayla yapacağı kabul edilmiştir.

Kaldıraçlı Beta = Kaldıraçsız Beta X (1 + (1 – Kurumlar Vergisi Oranı) X Borçlanma Oranı / Özsermaye Oranı)

formülüne göre $0,60 \times (1 + (1 - 0,25) \times 0,60 / 0,40) = 1,28$ hesaplanmaktadır.

Şirket'in 2024 yılı ve sonrası için elde etmeyi planladığı gelirler ile kar projeksiyonlarının öngörüldüğü şekilde gerçekleşememe ihtimali göz önünde bulundurularak Şirket özelinde sermaye piyasası risk priminin üzerine %3 kadar ilave risk primi makul kabul edilerek sermaye maliyeti hesabında dikkate alınmıştır.

Özsermaye maliyeti = Risksiz Getiri Oranı + (Kaldıraçlı Beta X Sermaye Piyasası Risk Primi) + İlave Risk Primi

formülüne göre $\%8,00 + (1,28 \times \%5,50) + \%3,0 = \%18,01$ hesaplanmaktadır.

Şirketin Dolar bazlı borçlanma maliyeti, risksiz getiri oranının %3 fazlası olan %11,0 kabul edilmiştir.

Özsermaye ve borçlanma maliyetleri hesaplandıktan sonra Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

AOSM= (Özsermaye maliyeti X Özsermaye oranı) + ((1- Kurumlar Vergisi) X Borçlanma Maliyeti X Borç Oranı)

formülüne göre $(\%18,01 \times \%40,00) + ((1 - \%25,00) \times \%11,0 \times \%60,00) = \%12,16$ hesaplanmaktadır.

AOSM, USD	31.12.2023
Risksiz Getiri Oranı	8,00%
Sermaye Piyasası Risk Primi	5,50%
Kaldıraçsız Beta	0,60
Kaldıraçlı Beta	1,28
İlave Risk Primi	3,00%
Özsermaye Maliyeti	18,01%
Borçlanma Spread'i	3,00%
Borçlanma Maliyeti	11,00%
Kurumlar Vergisi	25,00%
Vergi Sonrası Borçlanma Maliyeti	8,25%
Borç Oranı	60,00%
Özkaynak Oranı	40,00%
AOSM	12,16%

4.3. Ciro

Afşin Enerji'nin sahip olduğu santraller elektrik üretimine 2018 yılında başlamıştır. Nakit girişine konu kazançlar yıllık ortalama üretim (Kwh/yıl) miktarı projeksiyonu ve Kwh başı ortalama birim fiyat esasına göre yapılmıştır. Projeksiyonda yıllara göre belirlenen üretim miktarları santrallerde gerçekleşen üretimler, santrallerin bulunduğu bölgenin güneş ışınım miktarları ile panel ve diğer teknolojik gereçler için yapılan verim ve performans artırıcı bakım ve Ar-Ge çalışmaları dikkate alınarak belirlenmiştir. Tesisin faaliyet sürecinde ürettiği elektrik miktarı, uzun vadede oluşacak nakit akışları için sağlıklı bir gösterge sağlayabilmektedir.

Santralde gerçekleşen üretim miktarları ve diğer referans ışınım miktarları neticesinde yıllara yaygın olarak İNA tablosunda yıl bazında ortalama bir üretim miktarı projeksiyonu öngörülerek hesaplama yapılmıştır. Santrallerin üretim miktarı başına kazançlarını belirleyen birim fiyat, santralin teşvik alıp almadığına, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması ("YEKDEM") dahilinde olup olmadığına, EPIAŞ piyasa takas fiyatı (PTF) gelişimi, ulusal ve uluslararası enerji piyasası beklentileri gibi unsurları içermektedir.

Santrallerin satış gelirleri projeksiyonları oluşturulurken 52,48 MWp kurulu güce sahip olduğu göz önünde bulundurularak 2024 yılında %17,7 kapasite faktörüyle 81.552.604 KWh üretim gerçekleştireceği, 2025-2042 yılları arasında üretimin her yıl %0,25 azalacağı (degradasyon) varsayımıyla 2042 yılında 81.012.478 KWh üretim yapacağı öngörülmüştür. Santralin ekipmanların faydalı ömürlerinin 2043 yılında biteceği öngörüsüyle 2043 yılında 15 milyon dolarlık panel yatırımı yapılarak üretime devam edeceği ve 85.000.000 KWh üretim yapacağı ve sonraki yıllarda %0,2 azalacağı varsayılmış ve projeksiyon dönemi 2066 yılında sonlandırılmıştır. Bu yıldan sonra herhangi bir uç değer hesabı yapılmamıştır.

Şirketin yapacağı satışlar ilk 10 yıl boyunca YEKDEM kapsamında olup 2028 yılına kadar 133 \$/MWh'den garanti satış modeline sahiptir. 2028 yılı itibarıyla YEKDEM kapsamından çıkacak olması nedeniyle Şirket, satışlarını piyasa fiyatı ile yapacak olup 2028 yılı ve sonrası için Şirket tarafından tarafımıza iletilen elektrik fiyat tahminleri dikkate alınmış ve 2028 yılında 87 \$/MWh'den satış yapacağı varsayılmıştır.

Şirket yönetimi tarafından karbon geliri öngörüsünde bulunulmuş olmasına rağmen değerlemeye dahil edilmemiştir.

Yukarıda varsayımlar sonrasında şirketin cirosunun 2024 yılında 10,8 milyon dolar olacağı ve 2029 yılında ise 7,4 milyon dolara gerileyeceği hesaplanmıştır.

4.4. Maliyet & Giderler

Bir santralde üretilen elektriğin tüketildiği noktaya taşınması gerekir. Üretilen elektrik, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin ("TEİAŞ") iletim hatlarıyla yerleşim birimlerine ve sanayi bölgelerine ulaştırılır ve daha sonra dağıtım şebekesi vasıtasıyla kullanıcıların hizmetine sunulur. Bu süreçte EPDK'nın uyguladığı aşağıdaki tarifeler tesislerin gider kalemlerine dahil edilir.

Üreticiler için Veriş Yönünde Tek Terimli Dağıtım Tarifesi: Lisanslı üretim yapan elektrik santrallerinin, şebekeye verdikleri elektrik miktarı (kWh) üzerinden ödemek zorunda oldukları dağıtım bedelini belirler. "Tek terimli" ifadesi, bedelin sabit birim fiyat/kWh üzerinden hesaplandığını gösterir. Üreticiler bu bedeli elektriği sattıkları anda şebekeye enerji verdikleri miktara göre öderler. GES'ler lisanslı ise, bu bedel doğrudan maliyet kalemi olur.

Lisanssız Üreticilere İlişkin Tek Terimli Dağıtım Tarifesi: Özellikle 1 MW altı lisanssız üretim yapan (güneş panelleriyle kendi tüketimi için enerji üreten veya fazla enerjiyi satabilen) kişiler veya işletmeler için geçerlidir. Bu üreticiler de şebekeye verdikleri enerji için belirli bir dağıtım bedeli öder. EPDK bu bedeli düzenli olarak (çoğunlukla 3 ayda bir) günceller. GES lisanssız ise, bu tarife kapsamında şebekeye verilen enerji için maliyet doğar.

Dağıtım bedeli, EPDK tarafından yayınlanan ve 1 Temmuz 2024 tarihinden itibaren uygulanacak tarifelere göre 117,1606 Kr/Kwh alınmış olup 31.12.2023 tarihli TCMB dolar alış kuru ile dolar karşılığı hesaplanmış ve sonraki yıllarda %2 artırılmıştır. Üretilen elektrik miktarıyla çarpılarak toplam dağıtım bedeli hesaplanmıştır.

Tesisin diğer gider kalemleri operasyonel giderlerden oluşmaktadır. Bu giderler genel olarak bakım, onarım ve teknoloji yenilemesi masraflarını içermektedir. Bu giderler Şirket'in gerçekleşen giderleri üzerinden projekte edilmiş olup 2024 yılında 400.000 USD seviyesinde olacağı ve sonrasında yıllık %2 artacağı kabul edilmiştir.

4.5. FAVÖK

Santral'in 2024 yılında 7,2 milyon dolar FAVÖK elde edeceği ve marjın %66,39 olacağı öngörülmektedir. Sonraki yıllarda fiyat tahminleri ve üretim rakamlarına göre FAVÖK miktarı ve marjı değişmektedir.

4.6. Kurumlar Vergisi

Projeksiyon dönemi boyunca %25 oranlarıyla kurumlar vergisi hesaplanarak nakit akımlarından düşülmüştür.

4.7. Sabit Kıymet Yatırımları

Santralin ekipmanların faydalı ömürlerinin 2043 yılında biteceği öngörüsüyle 2043 yılında 15 milyon dolarlık panel yatırımı yapılarak üretime devam edeceği varsayılmış ve bu yatırımın 15 yılda amortisman şeklinde giderleşeceği kabul edilmiştir.

4.8. İşletme Sermayesi

Santralin işletme sermayesi ihtiyacı olmayacağı öngörülmüştür.

4.9. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri

Önceki maddelerdeki varsayımlar sonrası 1 Ocak 2024 tarihinden itibaren Afşin Enerji'nin üretmesi öngörülen FAVÖK rakamından, Kurumlar Vergisi ve Sabit Kıymet Yatırımı düşülerek serbest nakit akımları hesaplanmıştır. Şirketin ekipmanların faydalı ömürlerinin 2043 yılında biteceği öngörüsüyle 2043 yılında 15 milyon dolarlık panel yatırımı yapılarak üretime devam edeceği varsayılmış ve projeksiyon dönemi 2066 yılına kadar uzatılmıştır. Bu yıldan sonra herhangi bir uç değer hesabı yapılmamıştır.

Serbest nakit akımları %12,16 AOSM ile 31.12.2023 tarihine indirgenmiş ve Şirket'in gelir üreten birimleri olan GES yatırımlarının varlık değeri nakit ve borçtan bağımsız olarak 38.606.153 USD hesaplanmıştır. 52,48 MWp kurulu güç göz önünde bulundurulduğunda MW başı değer 735.636 USD'ye denk gelmektedir. Santralin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretmesi nedeniyle projeksiyon döneminde karbon sertifikası satış geliri elde etmesi mümkün olmasına rağmen ihtiyaten bu gelir değerlemede dikkate alınmamıştır.

Afşin GES Santral Değeri	31.12.2023
Santral Değeri, USD	\$38.606.153
TCMB Dolar/TL Alış Kuru	29,4382
Santral Değeri, TL	₺1.136.495.658
Kurulu Güç, MW	52,48
MW Başı Değer, USD/MW	\$735.636
Santral Değeri / FAVÖK	5,36

Yıllar itibarıyla detaylı İNA tablosu aşağıda yer almaktadır.

Afşin GES İNA, USD	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Kurulu Güç, MW	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48
Yıllık Üretim Projeksiyonu (Kwh)	81.552.604	81.348.723	81.145.351	80.942.488	80.740.131	80.538.281	80.336.935	80.136.093	79.935.753	79.735.913	79.536.574	79.337.732	79.139.388	78.941.539
Yıllık Değişim		-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%
Kapasite Faktörü	17,7%	17,7%	17,7%	17,6%	17,6%	17,5%	17,5%	17,4%	17,4%	17,3%	17,3%	17,3%	17,2%	17,2%
Verim	98,81%	98,61%	98,41%	98,21%	98,02%	97,82%	97,63%	97,43%	97,24%	97,04%	96,85%	96,65%	96,46%	96,27%
Birim Fiyatı, \$/KWh	\$0,133	\$0,133	\$0,133	\$0,133	\$0,087	\$0,092	\$0,098	\$0,096	\$0,107	\$0,106	\$0,113	\$0,117	\$0,121	\$0,125
Yıllık Değişim		0,00%	0,00%	0,00%	-34,32%	4,95%	6,62%	-1,86%	11,46%	-1,08%	7,25%	3,45%	2,87%	3,78%
Brüt Gelir Toplamı	\$10.846.496	\$10.819.380	\$10.792.332	\$10.765.351	\$7.053.150	\$7.383.617	\$7.852.951	\$7.687.278	\$8.546.538	\$8.433.004	\$9.021.489	\$9.309.325	\$9.552.275	\$9.888.429
Yıllık Değişim		-0,25%	-0,25%	-0,25%	-34,48%	4,69%	6,36%	-2,11%	11,18%	-1,33%	6,98%	3,19%	2,61%	3,52%
İşletme Gideri	\$400.000	\$408.000	\$416.160	\$424.483	\$432.973	\$441.632	\$450.465	\$459.474	\$468.664	\$478.037	\$487.598	\$497.350	\$507.297	\$517.443
Yıllık Değişim		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
KWh Başı Dağıtım Gideri, \$/Kwh	\$0,04	\$0,04	\$0,04	\$0,04	\$0,04	\$0,04	\$0,04	\$0,05	\$0,05	\$0,05	\$0,05	\$0,05	\$0,05	\$0,05
Yıllık Değişim		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Dağıtım Bedeli Gideri	\$3.245.698	\$3.302.336	\$3.359.962	\$3.418.593	\$3.478.247	\$3.538.943	\$3.600.697	\$3.663.530	\$3.727.458	\$3.792.502	\$3.858.681	\$3.926.015	\$3.994.524	\$4.064.229
Yıllık Değişim		1,75%	1,74%	1,75%	1,74%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,75%	1,74%	1,75%	1,75%	1,74%
Gider Toplamı	\$3.645.698	\$3.710.336	\$3.776.122	\$3.843.076	\$3.911.220	\$3.980.575	\$4.051.162	\$4.123.004	\$4.196.122	\$4.270.539	\$4.346.279	\$4.423.365	\$4.501.821	\$4.581.672
Yıllık Değişim		1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%
FAVÖK	\$7.200.798	\$7.109.044	\$7.016.210	\$6.922.275	\$3.141.930	\$3.403.042	\$3.801.788	\$3.564.275	\$4.350.416	\$4.162.465	\$4.675.210	\$4.885.959	\$5.050.453	\$5.306.758
Yıllık Değişim		-1,27%	-1,31%	-1,34%	-54,61%	8,31%	11,72%	-6,25%	22,06%	-4,32%	12,32%	4,51%	3,37%	5,07%
FAVÖK Marjı	66,39%	65,71%	65,01%	64,30%	44,55%	46,09%	48,41%	46,37%	50,90%	49,36%	51,82%	52,48%	52,87%	53,67%
Amortisman	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$1.977.299	\$0	\$0	\$0	\$0
Faiz ve Vergi Öncesi Kazanç - FVÖK	\$5.223.499	\$5.131.745	\$5.038.911	\$4.944.975	\$1.164.630	\$1.425.742	\$1.824.489	\$1.586.975	\$2.373.116	\$2.185.166	\$4.675.210	\$4.885.959	\$5.050.453	\$5.306.758
Yıllık Değişim		-1,76%	-1,81%	-1,86%	-76,45%	22,42%	27,97%	-13,02%	49,54%	-7,92%	113,95%	4,51%	3,37%	5,07%
FVÖK Marjı	48,16%	47,43%	46,69%	45,93%	16,51%	19,31%	23,23%	20,64%	27,77%	25,91%	51,82%	52,48%	52,87%	53,67%
Kurumlar Vergisi Oranı	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Vergi	\$1.305.875	\$1.282.936	\$1.259.728	\$1.236.244	\$291.158	\$356.436	\$456.122	\$396.744	\$593.279	\$546.291	\$1.168.803	\$1.221.490	\$1.262.613	\$1.326.689
Vergi Sonrası Kazanç	\$3.917.624	\$3.848.809	\$3.779.183	\$3.708.732	\$873.473	\$1.069.307	\$1.368.367	\$1.190.231	\$1.779.837	\$1.638.874	\$3.506.408	\$3.664.470	\$3.787.840	\$3.980.068
Yenileme Yatırımı, @2043														
Serbest Nakit Akımı, USD	\$5.894.923	\$5.826.108	\$5.756.482	\$5.686.031	\$2.850.772	\$3.046.606	\$3.345.666	\$3.167.531	\$3.757.137	\$3.616.174	\$3.506.408	\$3.664.470	\$3.787.840	\$3.980.068
AOSM	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%
İndirgenmiş Nakit Akışı	\$5.566.329	\$4.905.131	\$4.321.262	\$3.805.783	\$1.701.291	\$1.621.115	\$1.587.309	\$1.339.927	\$1.417.094	\$1.216.108	\$1.051.397	\$979.708	\$902.939	\$845.939

Afşin GES İNA, USD	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Kurulu Güç, MW	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48
Yıllık Üretim Projeksiyonu (Kwh)	78.744.186	78.547.325	78.350.957	78.155.079	77.959.692	85.000.000	84.830.000	84.660.340	84.491.019	84.322.037	84.153.393	83.985.086	83.817.116	83.649.482
Yıllık Değişim	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	9,03%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%
Kapasite Faktörü	17,1%	17,1%	17,0%	17,0%	17,0%	18,5%	18,5%	18,4%	18,4%	18,3%	18,3%	18,3%	18,2%	18,2%
Verim	96,08%	95,88%	95,69%	95,50%	95,31%	100,00%	99,80%	99,60%	99,40%	99,20%	99,00%	98,81%	98,61%	98,41%
Birim Fiyatı, \$/KWh	\$0,128	\$0,133	\$0,138	\$0,137	\$0,144	\$0,144	\$0,149	\$0,153	\$0,155	\$0,156	\$0,162	\$0,163	\$0,170	\$0,173
Yıllık Değişim	2,58%	3,68%	3,35%	-0,73%	5,49%	-0,02%	3,29%	2,66%	1,67%	0,67%	3,35%	0,58%	4,49%	2,00%
Brüt Gelir Toplamı	\$10.118.303	\$10.464.319	\$10.788.228	\$10.683.226	\$11.241.163	\$12.253.749	\$12.631.848	\$12.941.859	\$13.131.913	\$13.193.777	\$13.608.506	\$13.660.615	\$14.244.825	\$14.500.662
Yıllık Değişim	2,32%	3,42%	3,10%	-0,97%	5,22%	9,01%	3,09%	2,45%	1,47%	0,47%	3,14%	0,38%	4,28%	1,80%
İşletme Gideri	\$527.792	\$538.347	\$549.114	\$560.097	\$571.298	\$582.724	\$594.379	\$606.267	\$618.392	\$630.760	\$643.375	\$656.242	\$669.367	\$682.755
Yıllık Değişim	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
KWh Başı Dağıtım Gideri, \$/Kwh	\$0,05	\$0,05	\$0,05	\$0,06	\$0,06	\$0,06	\$0,06	\$0,06	\$0,06	\$0,06	\$0,06	\$0,07	\$0,07	\$0,07
Yıllık Değişim	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Dağıtım Bedeli Gideri	\$4.135.150	\$4.207.308	\$4.280.726	\$4.355.424	\$4.431.426	\$4.928.248	\$5.016.759	\$5.106.860	\$5.198.579	\$5.291.946	\$5.386.989	\$5.483.739	\$5.582.227	\$5.682.484
Yıllık Değişim	1,75%	1,75%	1,75%	1,74%	1,75%	11,21%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Gider Toplamı	\$4.662.941	\$4.745.655	\$4.829.840	\$4.915.521	\$5.002.725	\$5.510.972	\$5.611.138	\$5.713.127	\$5.816.971	\$5.922.705	\$6.030.364	\$6.139.982	\$6.251.595	\$6.365.239
Yıllık Değişim	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	1,77%	10,16%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
FAVÖK	\$5.455.362	\$5.718.663	\$5.958.388	\$5.767.705	\$6.238.438	\$6.742.777	\$7.020.710	\$7.228.732	\$7.314.942	\$7.271.071	\$7.578.142	\$7.520.633	\$7.993.231	\$8.135.424
Yıllık Değişim	2,80%	4,83%	4,19%	-3,20%	8,16%	8,08%	4,12%	2,96%	1,19%	-0,60%	4,22%	-0,76%	6,28%	1,78%
FAVÖK Marjı	53,92%	54,65%	55,23%	53,99%	55,50%	55,03%	55,58%	55,86%	55,70%	55,11%	55,69%	55,05%	56,11%	56,10%
Amortisman	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600
Faiz ve Vergi Öncesi Kazanç - FVÖK	\$5.455.362	\$5.718.663	\$5.958.388	\$5.767.705	\$6.238.438	\$5.739.177	\$6.017.110	\$6.225.132	\$6.311.342	\$6.267.471	\$6.574.542	\$6.517.033	\$6.989.631	\$7.131.824
Yıllık Değişim	2,80%	4,83%	4,19%	-3,20%	8,16%	-8,00%	4,84%	3,46%	1,38%	-0,70%	4,90%	-0,87%	7,25%	2,03%
FVÖK Marjı	53,92%	54,65%	55,23%	53,99%	55,50%	46,84%	47,63%	48,10%	48,06%	47,50%	48,31%	47,71%	49,07%	49,18%
Kurumlar Vergisi Oranı	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Vergi	\$1.363.840	\$1.429.666	\$1.489.597	\$1.441.926	\$1.559.609	\$1.434.794	\$1.504.277	\$1.556.283	\$1.577.836	\$1.566.868	\$1.643.635	\$1.629.258	\$1.747.408	\$1.782.956
Vergi Sonrası Kazanç	\$4.091.521	\$4.288.997	\$4.468.791	\$4.325.779	\$4.678.828	\$4.304.383	\$4.512.832	\$4.668.849	\$4.733.507	\$4.700.604	\$4.930.906	\$4.887.775	\$5.242.223	\$5.348.868
Yenileme Yatırımı, @2043						\$15.054.000								
Serbest Nakit Akımı, USD	\$4.091.521	\$4.288.997	\$4.468.791	\$4.325.779	\$4.678.828	-\$9.746.017	\$5.516.432	\$5.672.449	\$5.737.107	\$5.704.204	\$5.934.506	\$5.891.375	\$6.245.823	\$6.352.468
AOSM	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%
İndirgenmiş Nakit Akışı	\$775.380	\$724.714	\$673.260	\$581.083	\$560.392	-\$1.040.791	\$525.262	\$481.582	\$434.284	\$384.997	\$357.131	\$316.112	\$298.810	\$270.975

Afşin GES İNA, USD	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066
Kurulu Güç, MW	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48	52,48
Yıllık Üretim Projeksiyonu (Kwh)	83.482.183	83.315.219	83.148.588	82.982.291	82.816.326	82.650.694	82.485.392	82.320.422	82.155.781	81.991.469	81.827.486	81.663.831	81.500.504	81.337.503	81.174.828
Yıllık Değişim	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%	-0,20%
Kapasite Faktörü	18,2%	18,1%	18,1%	18,1%	18,0%	18,0%	17,9%	17,9%	17,9%	17,8%	17,8%	17,8%	17,7%	17,7%	17,7%
Verim	98,21%	98,02%	97,82%	97,63%	97,43%	97,24%	97,04%	96,85%	96,65%	96,46%	96,27%	96,08%	95,88%	95,69%	95,50%
Birim Fiyatı, \$/KWh	\$0,177	\$0,180	\$0,184	\$0,188	\$0,191	\$0,195	\$0,199	\$0,203	\$0,207	\$0,211	\$0,216	\$0,220	\$0,224	\$0,229	\$0,233
Yıllık Değişim	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Brüt Gelir Toplamı	\$14.761.094	\$15.026.204	\$15.296.074	\$15.570.792	\$15.850.443	\$16.135.117	\$16.424.904	\$16.719.895	\$17.020.184	\$17.325.867	\$17.637.039	\$17.953.801	\$18.276.251	\$18.604.492	\$18.938.629
Yıllık Değişim	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
İşletme Gideri	\$696.410	\$710.338	\$724.545	\$739.036	\$753.816	\$768.893	\$784.270	\$799.956	\$815.955	\$832.274	\$848.920	\$865.898	\$883.216	\$900.880	\$918.898
Yıllık Değişim	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
KWh Başı Dağıtım Gideri, \$/Kwh	\$0,07	\$0,07	\$0,07	\$0,07	\$0,08	\$0,08	\$0,08	\$0,08	\$0,08	\$0,08	\$0,08	\$0,09	\$0,09	\$0,09	\$0,09
Yıllık Değişim	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Dağıtım Bedeli Gideri	\$5.784.542	\$5.888.432	\$5.994.188	\$6.101.844	\$6.211.433	\$6.322.990	\$6.436.551	\$6.552.152	\$6.669.828	\$6.789.618	\$6.911.560	\$7.035.691	\$7.162.052	\$7.290.683	\$7.421.624
Yıllık Değişim	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Gider Toplamı	\$6.480.951	\$6.598.770	\$6.718.733	\$6.840.879	\$6.965.249	\$7.091.883	\$7.220.821	\$7.352.107	\$7.485.783	\$7.621.892	\$7.760.479	\$7.901.589	\$8.045.268	\$8.191.563	\$8.340.521
Yıllık Değişim	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
FAVÖK	\$8.280.143	\$8.427.434	\$8.577.341	\$8.729.912	\$8.885.194	\$9.043.234	\$9.204.082	\$9.367.788	\$9.534.401	\$9.703.974	\$9.876.560	\$10.052.211	\$10.230.983	\$10.412.929	\$10.598.108
Yıllık Değişim	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%
FAVÖK Marjı	56,09%	56,08%	56,08%	56,07%	56,06%	56,05%	56,04%	56,03%	56,02%	56,01%	56,00%	55,99%	55,98%	55,97%	55,96%
Amortisman	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$1.003.600	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Faiz ve Vergi Öncesi Kazanç - FVÖK	\$7.276.543	\$7.423.834	\$7.573.741	\$7.726.312	\$7.881.594	\$8.039.634	\$9.204.082	\$9.367.788	\$9.534.401	\$9.703.974	\$9.876.560	\$10.052.211	\$10.230.983	\$10.412.929	\$10.598.108
Yıllık Değişim	2,03%	2,02%	2,02%	2,01%	2,01%	2,01%	14,48%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%	1,78%
FVÖK Marjı	49,30%	49,41%	49,51%	49,62%	49,72%	49,83%	56,04%	56,03%	56,02%	56,01%	56,00%	55,99%	55,98%	55,97%	55,96%
Kurumlar Vergisi Oranı	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Vergi	\$1.819.136	\$1.855.958	\$1.893.435	\$1.931.578	\$1.970.398	\$2.009.909	\$2.301.021	\$2.341.947	\$2.383.600	\$2.425.994	\$2.469.140	\$2.513.053	\$2.557.746	\$2.603.232	\$2.649.527
Vergi Sonrası Kazanç	\$5.457.407	\$5.567.875	\$5.680.306	\$5.794.734	\$5.911.195	\$6.029.726	\$6.903.062	\$7.025.841	\$7.150.801	\$7.277.981	\$7.407.420	\$7.539.158	\$7.673.237	\$7.809.697	\$7.948.581
Yenileme Yatırımı, @2043															
Serbest Nakit Akımı, USD	\$6.461.007	\$6.571.475	\$6.683.906	\$6.798.334	\$6.914.795	\$7.033.326	\$6.903.062	\$7.025.841	\$7.150.801	\$7.277.981	\$7.407.420	\$7.539.158	\$7.673.237	\$7.809.697	\$7.948.581
AOSM	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%	12,16%
İndirgenmiş Nakit Akışı	\$245.736	\$222.850	\$202.098	\$183.280	\$166.216	\$150.743	\$131.916	\$119.712	\$108.636	\$98.585	\$89.464	\$81.187	\$73.676	\$66.859	\$60.673

EKLER**Ek1: Değerlemeyi Yapan Kişinin Beyanı**

İlker Şahin olarak, iş bu değerlendirme çalışmasını gerçekleştirebilmek için gerekli olan akademik eğitime, mesleki bilgi ve tecrübeye, teknik niteliğe ve Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı'na sahip olduğumu; değerlemeyi gerçekleştirirken bağımsızlık ilkelerine uyduğumu beyan ederim.

Ek2: Değerlemeyi Yapan Kişinin Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı**Ek3: Değerlemeye Konu Şirketin Değerlemeye Konu Mali Verileri**

Şirket'in TMS/TFRS'ye göre hazırlanmış mali verileri üzerinden değerlendirme çalışması gerçekleştirilmiştir. Şirketin mali verileri işbu raporun 2 numaralı bölümü altında gösterilmektedir.

Ek4: Bizim Menkul Değerler Bağımsızlık ve Tebliğ'e Uyum Beyanı

Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak iş bu değerleme raporunu hazırlarken;

- Şirket değerleme çalışmasının Sermaye Piyasası Kurulu'nun III-62.1 sayılı "Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ"i gereği Uluslararası Değerleme Standartları (UDS) kapsamında yürütüldüğünü ve tüm yönleriyle ilgili standartlara uygun olduğunu olarak beyan ederiz.
- Şirket değerleme çalışmasının Türkiye Sermaye Piyasaları Birliğinin 9 Ekim 2019 tarihli 42 no'lu "Gayrimenkul Dışındaki Varlıkların Sermaye Piyasası Mevzuatı Kapsamındaki Değerlemeleri İçin Hazırlanan Raporlarda Bulunması Gereken Asgari Hususlar" genelgesine uygun olduğunu olarak beyan ederiz.
- Değerleme Uzmanı'nın değerleme raporunu oluştururken tarafsızlık ilkesine bağlı kaldığını beyan ederiz.
- Raporun kapsamının hiçbir fayda şartına bağlanmamış ve önyargısız olarak hazırlanmış olduğunu beyan ederiz.
- Raporda sunulan bulgular ve kullanılan tüm bilgiler makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşılamamıştır. Söz konusu bilgilerin ve bulguların sahip olduğumuz tüm bilgiler çerçevesinde tüm önemli yönleriyle gerçeğe uygun olduğunu ve bu bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü makul özenin gösterildiğini beyan ederiz.
- Pazar Değeri'nin tespiti ve raporlanması sürecinde Sermaye Piyasası Kurulunun 11.04.2019 tarih ve 21/500 sayılı kararında belirtilen
 - Kurul'ca kısmi veya geniş yetkili olarak yetkilendirilen ve değerlemeyi yapacak "Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı" veya "Türev Araçlar Lisansı"na sahip en az 10 kişiyi tam zamanlı olarak istihdam eden aracı kurumlar
 - Ayı bir "Kurumsal Finansman Bölümü"ne veya değerleme hizmeti sunmak üzere oluşturulmuş benzer nitelikteki özel bir birime sahip olması,
 - Değerleme çalışmaları sırasında kullanılması gereken prosedürlerin bulunduğu kuruluş genelgeleri, değerlendirme metodolojisi, el kitabı veya benzeri belirlenmiş prosedürlerinin bulunması,
 - Müşteri kabulü, çalışmanın yürütülmesi, raporun hazırlanması ve imzalanması süreçlerinde kullanılacak kontrol çizelgeleri veya benzeri dokümanlara sahip olması,
 - Değerleme çalışmalarının teknik altyapısını oluşturan yeterli bilgi bankası, iç genelge, geliştirilmiş know-how ve benzeri unsurların bulunması,
 - Değerleme çalışmalarında ihtiyaç duyulan bilgilerin elde edilmesi ile ilgili araştırma altyapısına sahip olmasışartlarını haiz olduğumuzu beyan ederiz.

Saygılarımızla,

Ek5: Bizim Menkul Değerler Sorumluluk Uyum Beyanı

Sermaye Piyasası Kurulu'nun 11.04.2019 tarih ve 21/500 sayılı karar uyarınca Sermaye Piyasası Kurulu'nun 11.04.2019 ve 2019/19 sayılı haftalık bülteninde ilan edilen duyuruya istinaden;

"Gayrimenkul Dışındaki Varlıkların Sermaye Piyasası Mevzuatı Kapsamındaki Değerlemelerinde Uyulacak Esaslar başlığının F maddesinin 9. Maddesi" çerçevesinde verdiğimiz bu beyan ile Sermaye Piyasası Kurulu'nun kararında belirtilen niteliklere sahip olduğumuzu ve bağımsızlık ilkelerine uyduğumuzu, Şirket Değerleme Raporu'nun bir parçası olan bu raporda yer alan bilgilerin, sahip olduğumuz tüm bilgiler çerçevesinde, gerçeğe uygun olduğunu ve bu bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü özenin gösterilmiş olduğunu beyan ederiz.

Ek6: Bizim Menkul Değerler Etik İlkeler'e Uyum Beyanı

Şirket'in bu Değerleme Raporu'nda yer alan Değerleme Çalışmasının, SPK'nin Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliği (III-62.1) ve Uluslararası Değerleme Standartları dikkate alınarak aşağıdaki etik ilkeler çerçevesinde hazırlandığını beyan ederiz.

- Yapılan Değerleme Çalışması sırasında dürüst ve doğru davranılmış ve çalışmalar Şirket ve Şirket hissedarlarına zarar vermeyecek bir biçimde yürütülmüştür.
- Değerleme işini alabilmek için bilerek yanlış, yanıltıcı ve abartılı beyanlarda bulunulmamış ve bu şekilde reklam yapılmamıştır.
- Bilerek aldatici, hatalı, önyargılı görüş ve analiz içeren bir rapor hazırlanmamış ve bildirilmemiştir.
- Bizim Menkul, önceden belirlenmiş fikirleri ve sonuçları içeren bir görevi kabul etmemiştir. Değerleme işi gizlilik içerisinde ve basiretli bir şekilde yürütülmüştür.
- Bizim Menkul, müşterinin talimatlarını yerine getirmek için zamanında ve verimli şekilde hareket etmiştir.
- Görev, bağımsızlık ve objektiflik içerisinde kişisel çıkarlar gözetmeksizin yerine getirilmiştir.
- Değerleme Ücreti, raporun herhangi bir yönüne bağlı değildir.
- Görevle ilgili ücretler, değerlemenin önceden belirlenmiş sonuçlarına yahut değerlendirme raporunda yer alan diğer bağımsız, objektif tavsiyelere bağlı değildir.
- Raporda kullanılan bilgiler talebimiz üzerine Şirket tarafından sağlanmış bilgilerden oluşmaktadır.

Bizim Menkul Değerler olarak Değerleme Çalışmasındaki analizlerin doğru ve güvenilir olduğunu beyan etmekteyiz.

Bizim Menkul Değerler A.Ş.
Araştırma & Kurumsal Finansman
Merdivenköy Mah. Bora Sok. Göztepe
Nida Kule İş Merkezi No:1 Kat:17
34732 Kadıköy İstanbul
Tel : 0216 444 1 263

