

ENERJİDEKİ KÖMÜRÜN YERİ VE YERLİ KÖMÜRE DAYALI TERMİK SANTRAL KURULMASI PROJESİ SÜREÇ VE MODEL ÖNERİSİ

2024



KÖMÜRDER
TÜRKİYE KÖMÜR ÜRETİCİLERİ DERNEĞİ



İÇİNDEKİLER

ŞEKİLLER LİSTESİ	3
GRAFİK LİSTESİ	4
TABLO LİSTESİ	5
YÖNETİCİ ÖZETİ.....	6
1. TÜRKİYEDE VE DÜNYADA ENERJİ GÖRÜNÜMÜ	11
1.1. Dünyada Enerji.....	11
1.2. Türkiye’ de Enerji	14
1.2.1. Enerji Arzındaki Yerli ve İthal Oranları.....	18
1.3. Kömürün Enerji Arzındaki Payı	19
2. LİNYİT VE TAŞKÖMÜRÜ POTANSİYELİ.....	23
2.1. Türkiye’deki Kömür Rezervi ve Kömüre Dayalı Termik Santral Kapasiteleri	23
2.2. 2022 Yılı Sonu İtibariyle Ülkemizde Tüketilen Kömür ve Kullanım Alanları.....	24
2.3. Ülkemizdeki Linyit Kaynakları Tablosu.....	25
2.4. Türkiye Taşkömürü Kaynakları.....	26
3. ÜLKEMİZDE KURULU TERMİK SANTRAL DURUMU	29
3.1. Yerli Kömüre Dayalı Termik Santraller	29
3.2. İthal Kömüre Dayalı Termik Santraller	31
3.3. Türkiye’nin Termik Santral Yakıtını Sağlayabilecek Önemli Kömür Havzaları:.....	33
4. ENERJİ PROJEKSİYONU	35
4.1. 2012 – 2021 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Tüketimi	35
4.2. 2023 – 2032 Enerji Talep Tahminleri	36
5. SANTRAL TEKNOLOJİ SEÇİMİ	41
5.1. Kazan Teknolojileri (Kritik Altı, Kritik Üstü ve Ultra Kritik Üstü).....	41
5.2. Yakma Teknolojisi (Pülverize Kömür ve Dolaşım Akışkan Yataklı).....	44
5.3. Santral Ünite Kapasite Seçimi.....	47
5.3.1. Ünite Adedine Bağlı Olarak Maliyet.....	48
5.4. Diğer Hususları.....	50
5.4.1. Soğutma Sistemi Alternatifleri	50
5.4.2. Enerji Transferi.....	38
5.4.3. Hava Kalitesi	38

6. PROJENİN FİNANSMANI	53
6.1. Kamunun Destek Olabileceği Yapısal Hususlar	53
6.1.1. Satın Alım Garantisi (PPA).....	53
6.1.1.1. Neden Gerekli:.....	53
6.1.1.2. Yapısı (Tutar, Wade).....	55
6.1.1.2.1. Süre	55
6.1.1.2.1.1. Borç Geri Ödeme Dönemi	55
6.1.1.2.1.2. Gelecek Operasyon Dönemi	55
6.1.1.2.1.1.3. Tutar	56
6.1.1.2.1.1.4. Borç Geri Ödeme Dönemi	56
6.1.1.2.1.1.5 Finansman Maliyetleri	56
6.1.1.2.1.1.6. Sermaye Maliyetleri.....	58
6.1.1.2.1.1.7. Santral Maliyetleri	58
6.1.1.2.1.1.8. Yakıt Maliyetleri.....	59
6.1.1.2.1.1.9. Stratejik Hedef Maliyetleri.....	60
6.1.1.2.1.1.10. Gelecek Operasyon Dönemi	62
6.1.1.3. Satın Alım Garantisinin Sistem Enerji Bedeline Etkisi.....	62
6.1.2. Kamu Özel İşbirliği (PPP).....	64
6.1.2.1. Kamu Projesi Hüviyeti Kazandırmak.....	64
6.1.2.2. Sermayelendirmek	66
6.1.2.3. Kamu Diploması Desteği	66
6.1.2.3.1. Dış Finansman	66
6.1.2.3.2. Yabancı Yatırımcı Dahiliyeti.....	67
6.1.2.3.3. Yabancı Tedarikçiler İle Angajman.....	68
6.2. Finansman Olasılıkları	68
6.2.1. Kamu Bankaları İle Proje Finansmanı	71
6.2.2. TCMB Yatırım Kredisi	71
6.2.3. İşletme Döneminde Menkul Kıymetleştirme İle Refinansman İmkânı.....	73
6.3. Finans Sonuç ve Değerlendirme	73
6.3.1. Kuruluş ve Yapılandırma.....	73
6.3.2. Yatırım ve Finansman.....	73
6.3.3. Operasyon Dönemi ve Refinansmanı	73
7. SONUÇLAR	75

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1. Birincil Enerji Üretimi 2021 (BP, 2022)	11
Şekil 2 Türkiye'nin Önemli Linyit Havzaları ve Sahaları.....	13
Şekil 3 Önemli Kömür Sahaları ve Potansiyel Kullanım Alanları.....	21
Şekil 5. Yakıt Maliyetlerinin Bağlı Olduğu Parametreler	59
Şekil 6. Stratejik Hedef Maliyeti	60
Şekil 7 Santral Maliyeti	62
Şekil 8 Türkiye Varlık Fonu.....	65
Şekil 9 Türkiye'deki Bankaların İklim Değişikliğine Yaklaşımı 2023	59
Şekil 10 Kalkınma Yatırım Bankası proje finansmanı kredi süreçleri.....	70
Şekil 11 Yeni bir finansman tekniği olarak Varlık Teminatlı Menkul Kıymet (VTMK) uygulaması.....	72
Şekil 12 Santral Kurulması, finansman özeti	74

GRAFİK LİSTESİ

Grafik 1 Birincil Enerji Tüketimindeki Gelişimi (BP,2022).....	12
Grafik 2 Dünya Birincil Enerji Tüketiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (BP, 2022) a) 1971 Yılı b) 2021 yılı 12	
Grafik 3 2001-2021 Yılları Arasında Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketiminin Değişimi (BP, 2022)	14
Grafik 4 Türkiye Birincil Enerji Tüketiminin Kaynaklara Dağılımı, 2021 (TKİ,2023).....	15
Grafik 5 Kaynaklarına Göre Termik Elektrik Üretiminin dağılımı (TEİAŞ, 2023).....	16
Grafik 6. Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi (TEİAŞ, 2023)	16
Grafik 7 Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi Dağılımı (TEİAŞ, 2023).....	17
Grafik 8 Elektrik Üretene Göre Dağılımı (TEİAŞ, 2023)	17
Grafik 9 İthalat & İhracat Enerji Dağılımı (TEİAŞ, 2023)	18
Grafik 10 Birincil Enerji İthalatının Kaynaklara Göre Dağılımı, 2021(TKİ, 2023).....	18
Grafik 11 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı, 2021 (TKİ, 2023)	19
Grafik 12 Türkiye Enerji Tüketimi ve Toplam Enerji Üretimi ile Kömür Üretiminin Payları (TKİ, 2023)	24
Grafik 13 Sektörlere Göre Kömür Kullanım Alanları.....	36
Grafik 14 2012 – 2021 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Gerçekleşen Puant Güç ve Enerji Tüketimi (TEİAŞ, 2023) 37	
Grafik 15 2023 – 2032 Yılları Senaryo Bazlı Talep Gelişimi (GWh) (TEİAŞ, 2023)	42
Grafik 16 Kömür yakıtlı termik santrallarda artan verime bağlı olarak CO2 potansiyeli (VGB 'nin Elektrik Üretiminde Gerçekler ve Değerler 2014/2015 yayını).....	48
Grafik 17 Ünite Kapasitesine Bağlı Olarak Göreceli Birim Fiyat Seyri	54
Grafik 18 Enerji Piyasasındaki Elektrik Fiyatları	57
Grafik 19 Finansman tablosu	60
Grafik 20 Senaryolara Göre Finansman Grafikleri.....	63
Grafik 21 Ara SIF (2018-2023)	67
Grafik 22. Satın Alım Garantisinin Sistem Enerji Bedeline Etkisi.....	51
Grafik 23 Çin 'de proje izni verilen ve inşaatı devam eden termik santral kapasiteleri (Temmuz 2023)	56



TABLO LİSTESİ

Tablo 1 2018-2023 Arası Elektrik Üretim Tablosu (Gwh)(TEİAŞ, 2023)	15
Tablo 2. Türkiye'deki Linyit Kaynaklar	25
Tablo 3. Türkiye'de Taşkömür Kaynakları (TTK, 2022)	26
Tablo 4 Türkiye'deki Mevcut Termik Santral Dağılımı.....	29
Tablo 5 Yerli Kömüre Dayalı Termik Santraller	30
Tablo 6 İthal Kömüre Dayalı Termik Santraller	31
Tablo 7 2012-2021 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Tüketimi (TEİAŞ, 2023)	35
Tablo 8 2023-2032 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahmini (GWh) (TEİAŞ, 2023)	36
Tablo 9 Daha Yüksek Verimin Sonuçları.....	42
Tablo 10 Mevcut Termik Enerji Santrali Örneklerinde Buhar Parametreleri ve Verim Değerleri.....	43
Tablo 11 Kritik Altı Teknolojisine Göre Bedel Farkı	44
Tablo 12 PC ve CFB Kazan Teknolojilerinin Mukayesesi.....	45
Tablo 13 Farklı Kazan Teknolojileri Esasında CFB ve PC Kıyaslaması.....	47
Tablo 14 Soğutma Tiplerine Göre Karşılaştırma.....	49
Tablo 15 Tasarımda Esas Alınacak Baca Gazı Emisyon Değerleri.....	50
Tablo 16 Santral Örnek Model.....	56
Tablo 17 Farklı Senaryolara Göre Maliyet.....	58
Tablo 18 Yerli Kömür Maliyeti.....	61
Tablo 19 İthal Kömür Maliyeti.....	61

YÖNETİCİ ÖZETİ

Bu rapor Türkiye Kömür Üreticiler Derneği ve Elektrik Üretim Anonim Şirketi işbirliği ile oluşturulan çalışma grubu tarafından, **Yerli ve Milli Enerji politikası doğrultusunda** Dünya ve Ülkemizde enerji görünümü, gelecek projeksiyonlar, kömür santrallerin ülkemizdeki önemi ve yerli kömür santrallerin kapasite artırımı sağlanabilmesine yönelik öneriler için hazırlanmıştır.

Bu kapsamda yapılan çalışmalar sonucunda:

Dünyada birincil enerji kaynağı olarak kömür 20 yıllık bu dönemde tüketimdeki önemini kaybetmeyip hatta %0,87 oranında arttığı, Ülkemizde ise toplam kömür kaynaklarının enerji eldesindeki oranı %1,7 oranında azaldığı,

Ülkemizde son 22 yılda ise yerli kaynaklardan elektrik enerjisi üretimin toplam Türkiye üretimi içindeki payı %50 lardan %58 mertebesine çıktığı, Yerli kömür oranı ise %30 mertebesinden %16 lar mertebesine indiği,

2032 yılında elektrik talebinin 493.720 GWh' a ulaşması beklendiğinde ve Ülkemiz enerji arzında baz yük gerekliliğinden dolayı düzenli elektrik enerjisi üretim tesislerine ihtiyaç olduğu,

Ülkemizde **arz güvenliğini sağlama, cari açığı azaltma ve istihdama katkı sağlama** yönüyle, düzenli elektrik ancak yerli Kömüre dayalı santrallerle sağlanacağı,

Bu amaç için Yerli Kömüre dayalı İnşa edilecek santrallerde: Borç geri ödeme, santral işletme giderleri ve yakıt maliyeti ile 1 MW elektrik üretimi için toplam maliyet **87,94 \$** olduğu ve bu tutarın üzerinde çok yıllık alım garantisi verilmesi ile yatırımcıların özendirilmesinin gerektiği,

Yatırıma ilişkin olarak, Doğrudan yabancı yatırım sistemi benzeri yabancı sermaye getirecek başka sistemlerle yabancı yatırımcıların dâhil edilmesi projenin finansmanı konusunda önemli bir alternatif olduğu,

Ayrıca Stratejik yatırımcı olarak EÜAŞ misyonu gereği elektrik üretim santral projelerine yeni kapasite sağlanması amacıyla kamu-özel iş birliği ile yabancı yatırımcıların projeye dahil edilmesi veya tedarikçi bulunması konusunda çalışmalar yapılabileceği,

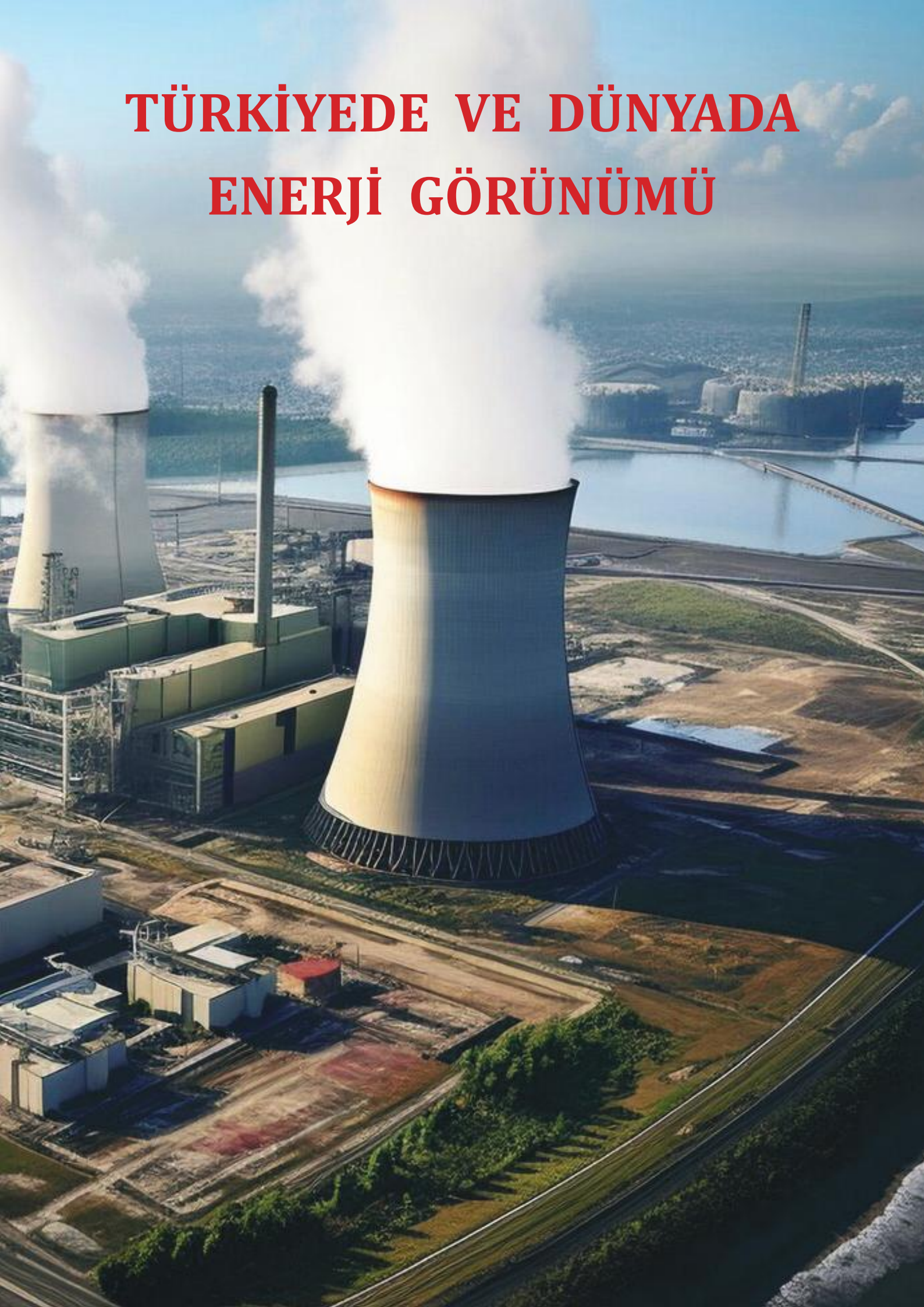
Türkiye Kalkınma ve Yatırım Bankası, Merkez Bankası ile iş birliği içerisinde toplam yatırım tutarı en az 1 milyar Türk lirası olan yatırım projelerine aracı bankalar kanalıyla **Yatırım Taahhütlü Avans Kredisi (YTAK)** tahsis edilebileceği,

Santral faaliyete geçtikten sonra satın alım garantisi (PPA) menkul kıymetleştirme ile nakite dönüştürülebileceği böylece nakit girişi sağlanarak kredinin daha hızlı geri ödenmesi mümkün olabileceği, ayrıca TVF yatırımının da bu şekilde halka arz (IPO) ile projeden çıkması mümkün olduğu,

Hususları yönünde yapılacak çalışmalar neticesine Ülkemize yaklaşık 5.000 MW yerli Kömür santralleri yapılabilecektir.



TÜRKİYEDE VE DÜNYADA ENERJİ GÖRÜNÜMÜ



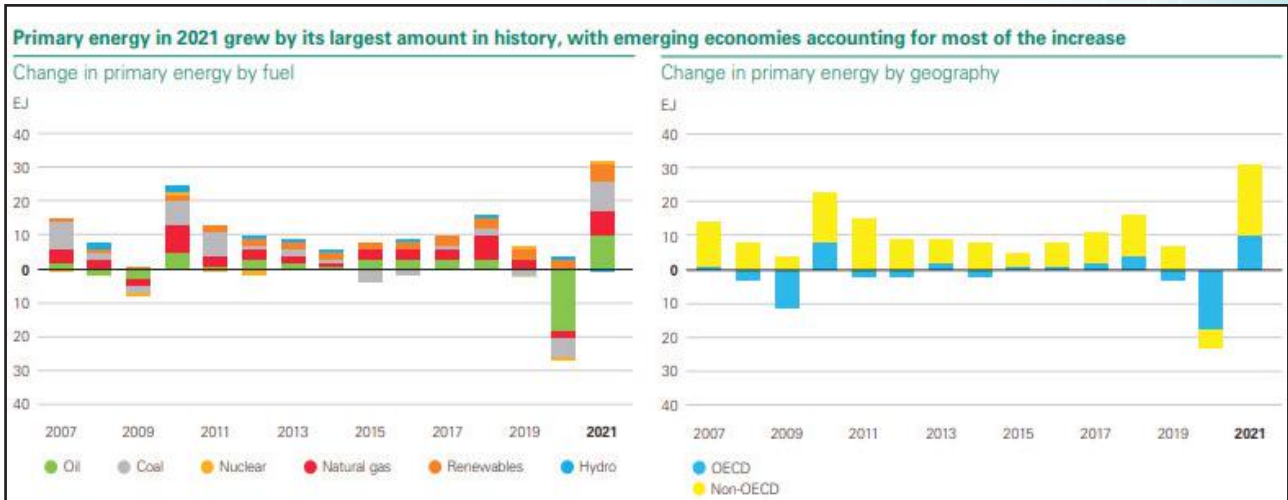




1. TÜRKİYEDE VE DÜNYADA ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

1.1. Dünyada Enerji

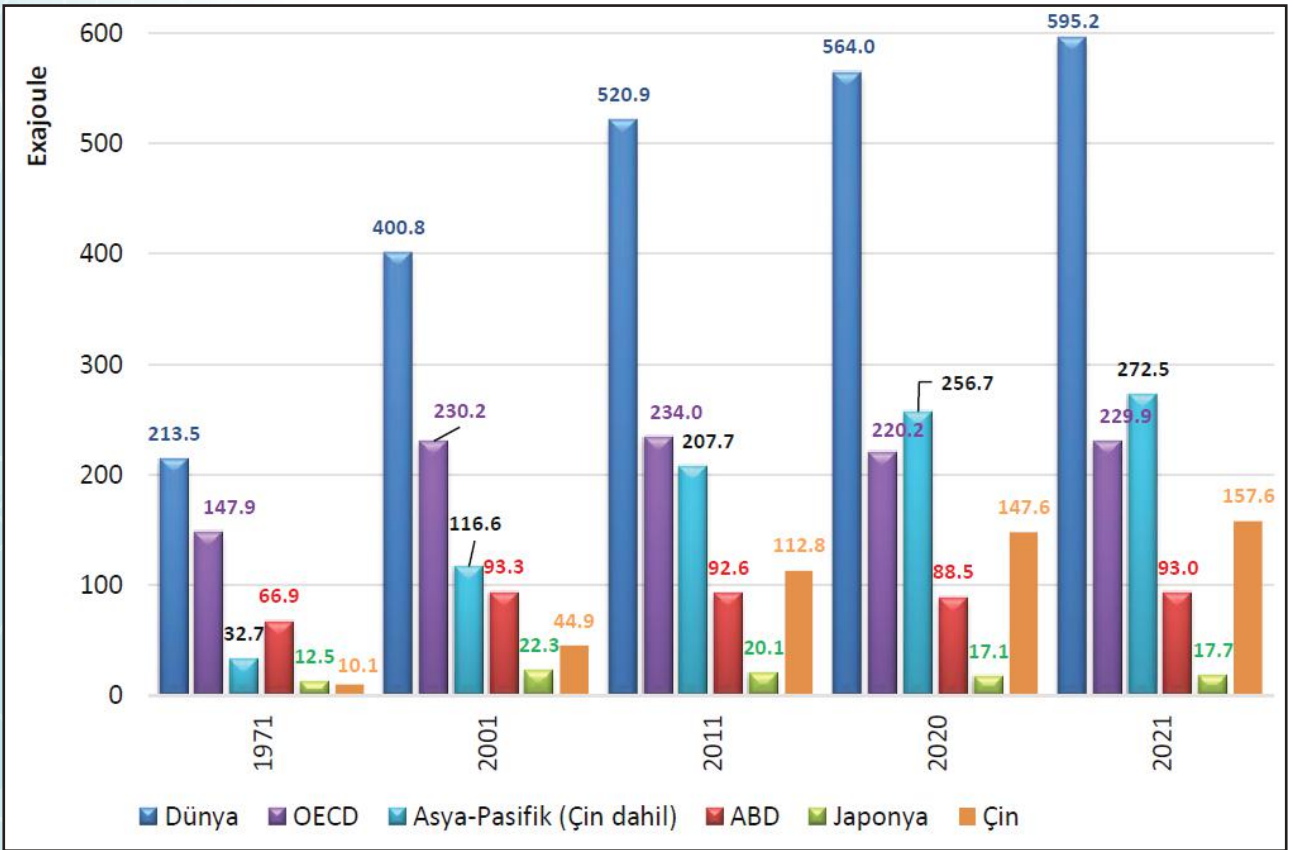
Dünya da 2021 yılında birincil enerji tüketimi tarihindeki en büyük büyümeyi kaydederken, artışın büyük bölümü gelişmekte olan ekonomilerden kaynaklandığı gözükmemektedir. (BP, 2022) (BP Statistical Review of World Energy 2022.)



Şekil 1. Birincil Enerji Üretimi 2021 (BP, 2022)

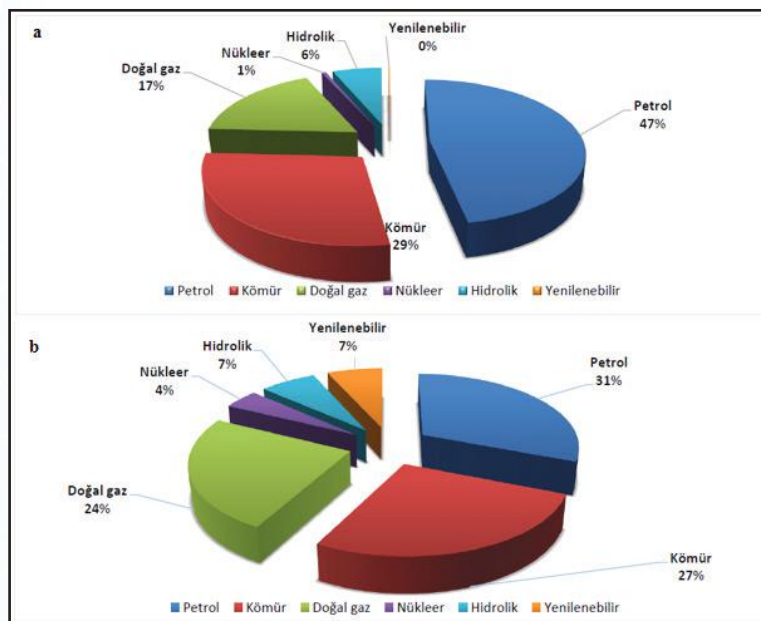
Birincil enerji tüketimi son 50 yıl incelendiğinde (Şekil 2) 1971 yılında 213,45 EJ (Exajoule=bir kentilyon joule) civarında seyrederken 2021 yılında 595,2 EJ yükselerek 2,8 kat artmıştır. (BP, 2022) (Statistical Review of World Energy 2022).

Gelişmiş ülkelerde birincil enerji tüketimi azalış trendinde ya da aynı düzeyde olmasına rağmen, Asya Pasifik ülkelerinde özellikle Çin ve Hindistan'da birincil enerji arzında sürekli artış yaşanmaktadır. Son yirmi yılda birincil enerji tüketiminde yaklaşık olarak %49 oranında artış yaşanmış olup bu artışın %80'lik kısmı Asya Pasifik ülkelerinden kaynaklanmaktadır. Çin'de son 20 yılda enerji tüketiminde yaklaşık %250, Hindistan'da ise %163 artış yaşanırken Japonya'da %20, Avrupa Birliği ülkelerinde (AB27) %9 oranında, ABD'de ise %0,3 oranında azalma yaşanmıştır. OECD ülkelerinde ise enerji tüketimi azalış trendinde olmasına rağmen hemen hemen aynı seviyede kalmıştır (TKİ, 2023).



Grafik 1. Birincil Enerji Tüketimindeki Gelişimi (BP, 2022)

Birincil enerji tüketimine kaynak yönünden 1971 ile 2021 tarihleri arası incelendiğinde Petrol %47’ den %31 oranda, kömür %29’ dan %27 oranda düşüş gösterirken doğalgaz %17’ den %24 oranına yükseldiği göstermiştir. Diğer kaynaklar olan yenilenebilir, hidrolik ve nükleer kaynakları az miktarda artış göstermiştir. (şekil 3) (BP, 2022)(Statistical Review of World Energy 2022).

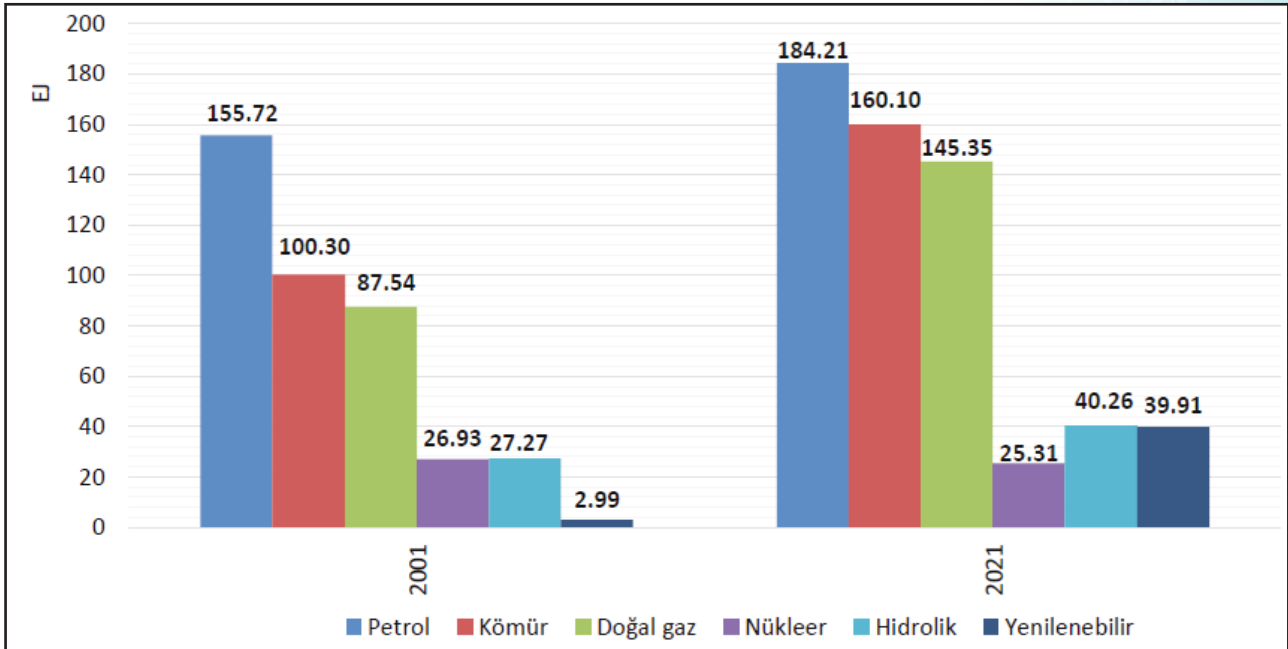


Grafik 2 Dünya Birincil Enerji Tüketiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (BP, 2022) a) 1971 Yılı b) 2021 yılı

Birincil Enerji tüketiminde en fazla petrol, kömür ve doğalgaz kullanılmakta olup son 20 yıl incelendiğinde (şekil 4);

- ◆ Petrol 155,72 EJ' den 184,21 EJ yükselirken %18 oranında artış,
- ◆ Kömür 100,3 EJ' den 160,1 EJ' ye %60 oranında artış,
- ◆ Doğal gazda 87,54 EJ' den 145,35 E' ye %66 oranında artış,
- ◆ Nükleer kaynaktan 26,93 EJ' den 25,31 EJ' ye %6 oranında azalma,
- ◆ Hidrolik kaynaklarda 27,27 EJ' den 40,26 EJ' ye %47 oranında artış,
- ◆ Yenilebilir kaynaklarda 2,99 EJ' den 39,91 EJ' ye %1234 oranında artış,

sağlanarak en fazla artış oranı sırasıyla yenilebilir kaynaklar, doğalgaz, ve kömürde sağlanırken nükleer kaynaklarda azalma gözlenmektedir.



Grafik 3 2001-2021 Yılları Arasında Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketiminin Değişimi (BP, 2022)

Dünya birincil enerji tüketiminde 2021 yılı ağırlıklı dağılımı: Petrol %30,95 Kömür %26,9 Doğal Gaz %24,42 Nükleer %4,25 Hidrolik %6,76 Yenilenebilir %6,71 olarak gerçekleşmiş, Kömür 20 yıllık bu dönemde tüketimdeki önemini kaybetmeyip hatta %0,87 oranında artırmıştır.

Pandemi sonrası tüm sektörlerin canlanması ile birlikte, 2021 yılında olağanüstü talep artışları yaşanmaya başlamıştır. World Energy Outlook 2022'de, 2021 yılına ilişkin özetle;

◆ Rusya-Ukrayna savaşının yol açtığı küresel enerji krizinin haneler, işletmeler ve tüm ekonomiler üzerinde geniş kapsamlı etkilere neden olması ile hükümetlerin gelecekteki enerji güvenliği riskini azaltma girişimlerinin tartışılmaya başlandığı,

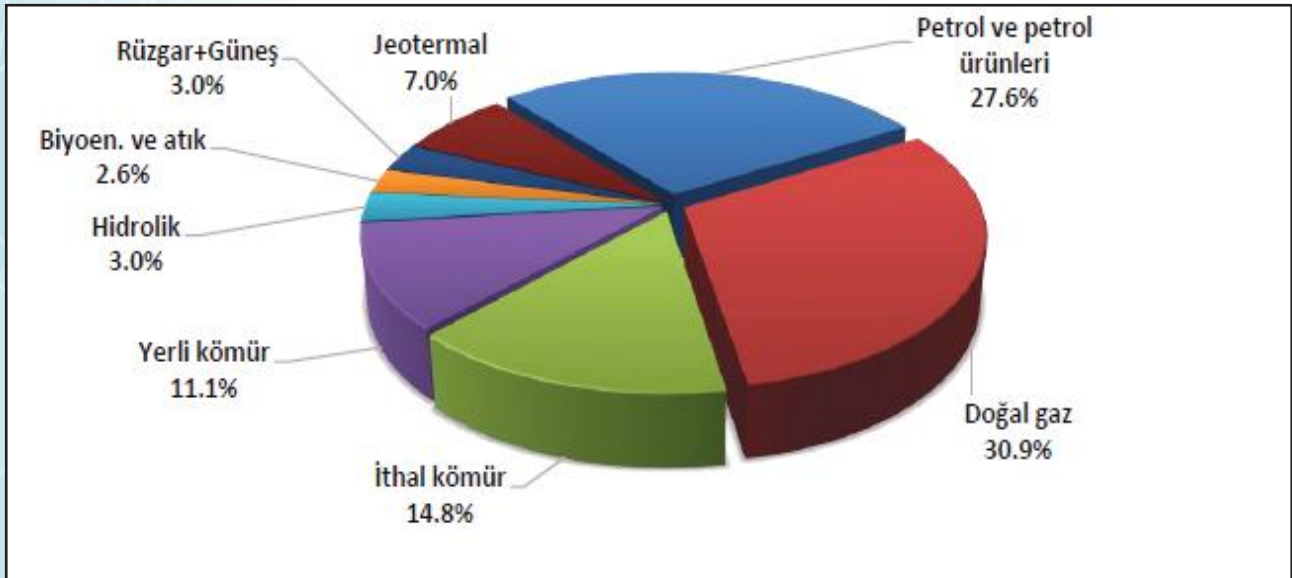
- ◆ Yüksek enerji fiyatlarının, tüketicilerden üreticilere doğru bir servet aktarımına neden olduğu,
- ◆ Fiyat baskıları nedeniyle, yakın zamanda elektriğe erişen yaklaşık 75 milyon insanın bu bedeli

ödeyememe ihtimalinin olduğu ve 100 milyon insanın yemek pişirmek için geleneksel biyokütle kullanımına geri dönme ihtimalinin olduğu,

- ◆ Enerji krizinin nasıl gelişeceği ve fosil yakıt fiyatlarının daha ne kadar yüksek kalacağına dair büyük belirsizlikler olduğu,
- ◆ Yüksek fiyatlı doğalgaza alternatifler aranması, petrol ve kömür talebinde kısa vadeli bir artışa neden olduğu, yaşanan enerji krizinin enerji verimliliği ve elektrifikasyon konularında kazanımlara yol açtığı,
- ◆ Gelişmekte olan küresel temiz enerji ekonomisini hızlandığı,
- ◆ 2021 yılında artan enerji talebinin, kısmen kömür ile karşılaması, emisyonlarda 1,9 gigaton (Gt) artış (şimdiye kadarki en büyük yıllık artış) ile 36,6 Gt'a yükselmesine neden olduğu, değerlendirilmektedir. (TKİ, 2023)

1.2. Türkiye' de Enerji

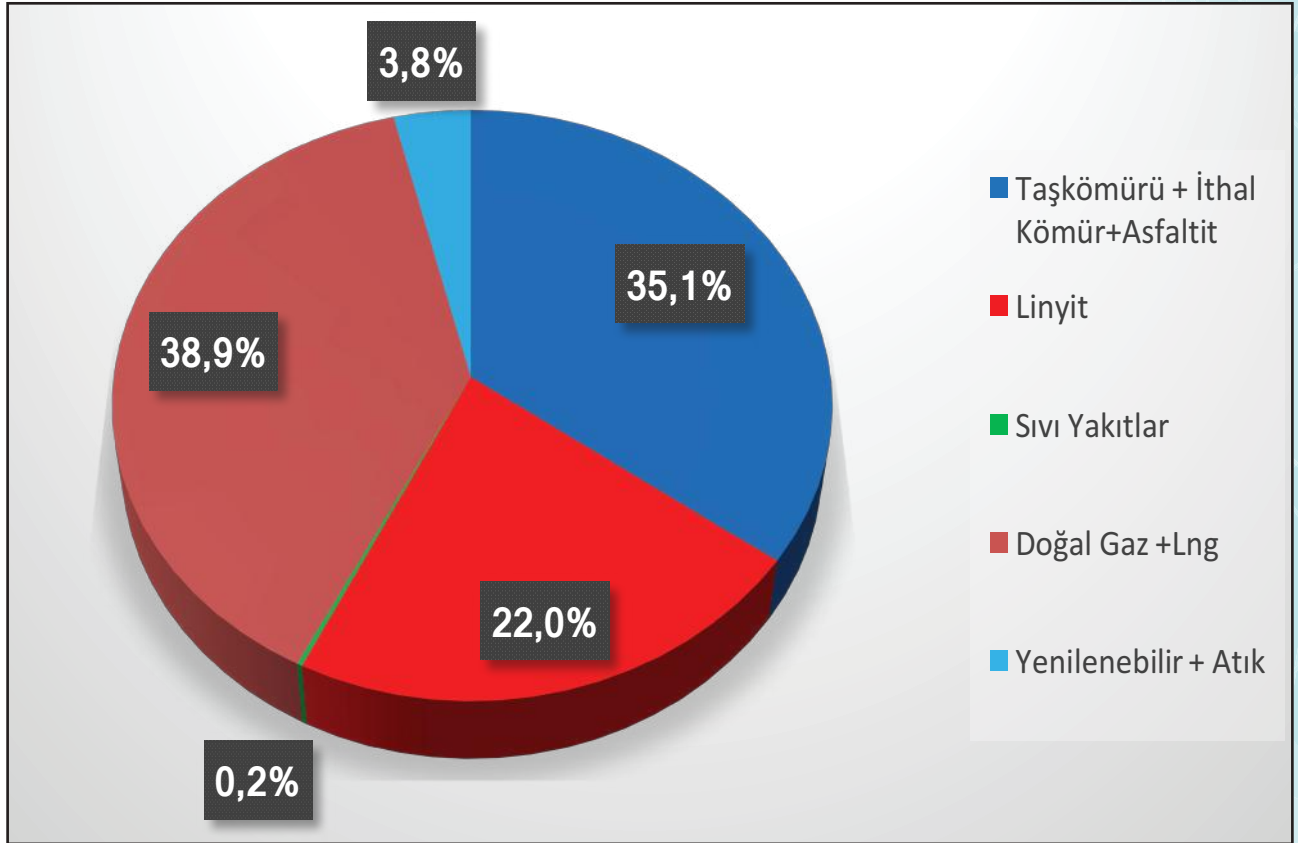
Ülkemiz birincil enerji arzında ortalama yıllık artış oranı son 10 yılda %3,52 düzeyindedir. 2021 yılında ülkemiz birincil enerji arzı bir önceki yıla göre %8,33 artarak 159,432 mtep olmuştur. Bu arzın kaynaklara dağılımında ilk sırayı 49,23 mtep ile doğalgaz alırken; 43,98 mtep ile ham petrol ve petrol ürünleri ikinci sırada; 41,57 mtep ile kömür (Taşkömürü, Linyit, Asfaltit, Kok) ise üçüncü sırada yer almıştır (TKİ, 2023)(Şekil 5).



Grafik 4 Türkiye Birincil Enerji Tüketiminin Kaynaklara Dağılımı, 2021 (TKİ, 2023)

Birincil enerji arzının kaynaklara dağılımında yıllar içerisinde önemli değişiklikler söz konusudur. 1971 yılında arzın %46'sı petrol, %29'u biyo enerji ve atıklardan ve %24'ü yerli kömürden (linyit, taşkömürü ve asfaltit) karşılanırken, 2021 yılına gelindiğinde en büyük pay %30,9 ile doğalgazın olmuş, petrol %27,6 ile doğalgazdan sonra yer almış; yerli kömür %11,1 ve biyo enerji ve atıklar da %2,6 düzeyine gerilemiştir. İthal kömürün (taşkömürü ve kok) ise birincil enerji arzındaki payı %14,8 olmuştur. Burada dikkat çekici olan durum ise rüzgâr, güneş ve jeotermal paylarının ülkemiz birincil enerji arzındaki payının her geçen yıl giderek artmasıdır. (TKİ, 2023)

Türkiye brüt elektrik üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre son 5 yılın dağılımı incelendiğinde (Değerler Brüt olup 2023 yılına ilişkin miktarlar kesinleşmemiş geçici verilerdir ve Aralık 2023 içermemektedir.); Termik kapsamında taşkömür, İthal Kömür ve Asfaltit üretimi genelinde ortalama %35 oranını, Linyit ise %22, Sıvı Yakıtlar %0,2, Doğalgaz + Lng %39 ve Yenilebilir + Atık ise %3,8 lük kısmı oluşturmaktadır. (TEİAŞ, 2023)

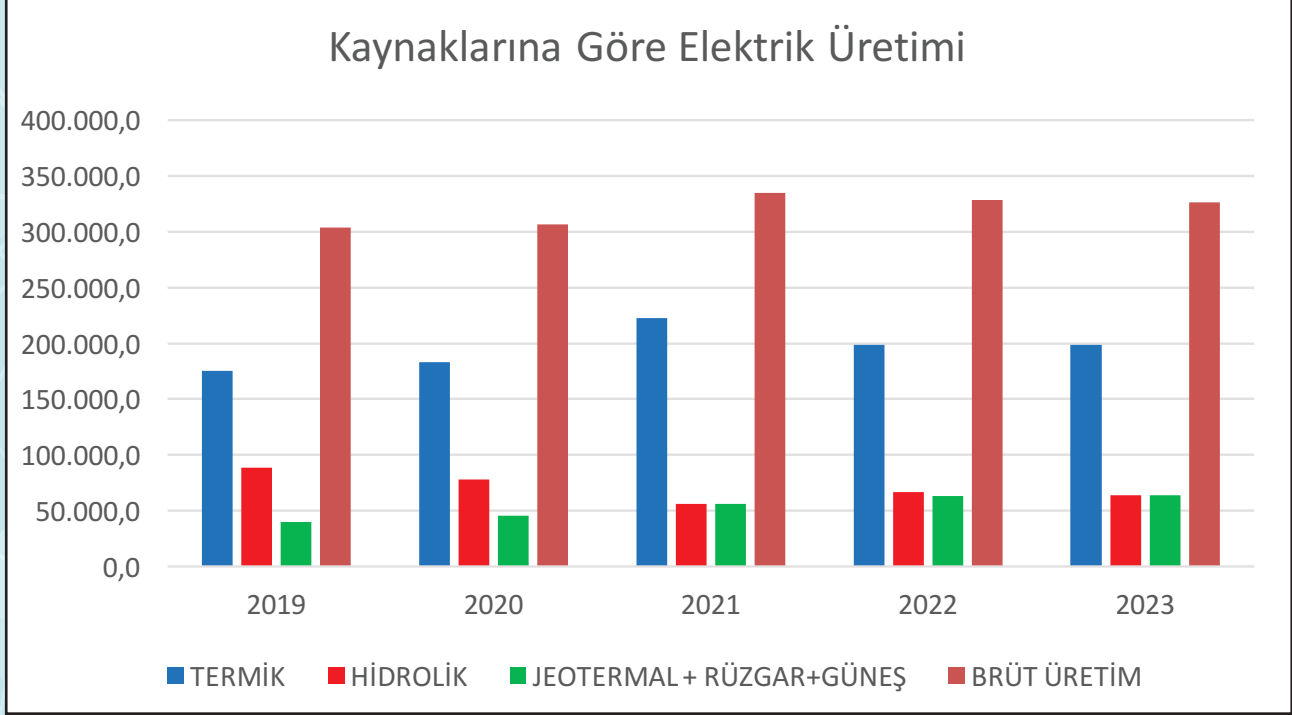


Grafik 5 Kaynaklarına Göre Elektrik Üretiminin Termik dağılımı (TEİAŞ, 2023)

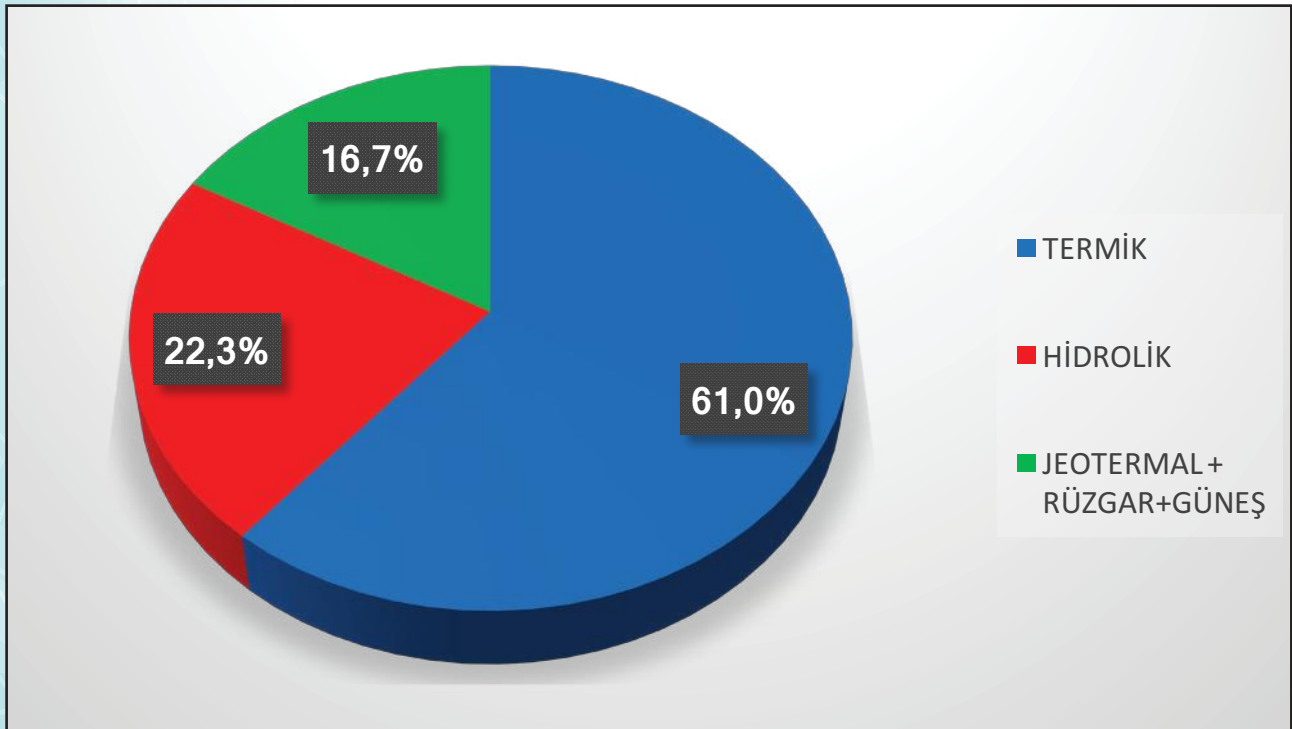
Tablo 1 2018-2023 Arası Elektrik Üretim Tablosu (Gwh)(TEİAŞ, 2023)

	2019	2020	2021	2022	2023
Taşkömürü + İthal Kömür+Asfaltit	66,021.9	67,873.6	60,398.7	68,579.2	77,362.0
Linyit	46,872.2	37,938.4	42,983.3	45,140.3	40,929.6
Sıvı Yakıtlar	336.0	322.7	281.5	394.4	704.8
Doğal Gaz +Lng	57,288.2	70,931.3	111,180.8	75,058.7	69,773.8
Yenilenebilir + Atık	4,624.2	5,736.6	7,779.1	9,452.6	9,943.9
TERMİK	175,142.5	182,802.6	222,623.5	198,625.0	198,714.0
HİDROLİK	88,822.8	78,094.4	55,926.8	66,802.5	63,839.8
JEOTERMAL + RÜZGAR+GÜNEŞ	39,932.3	45,806.1	56,172.8	62,951.8	63,747.8
BRÜT ÜRETİM	303,897.6	306,703.1	334,723.1	328,379.3	326,301.6

Birincil enerji üretimde termik pik noktası olan 222.623 gWh olarak 2021 yılında ulaşmıştır. Hidrolik kaynaklar 2019 yılında 88.822,8 gWh olarak pik noktasını görmüş ve son 5 yılda düşüş gözlenmiştir. Jeotermal + rüzgar + güneş kaynaklarında elektrik üretimi 2019 yılında 39.932 gWh başlayarak 2023 yılında 63.747,8 gWh kadar git gide artış göstermiştir. Son 5 yılın ortalamasına bakıldığında Termik %61 oranı, Hidrolik kaynaklar %22, Jeotermal + Rüzgar + Güneş %17 oranlarında oluşmaktadır. (TEİAŞ, 2023)



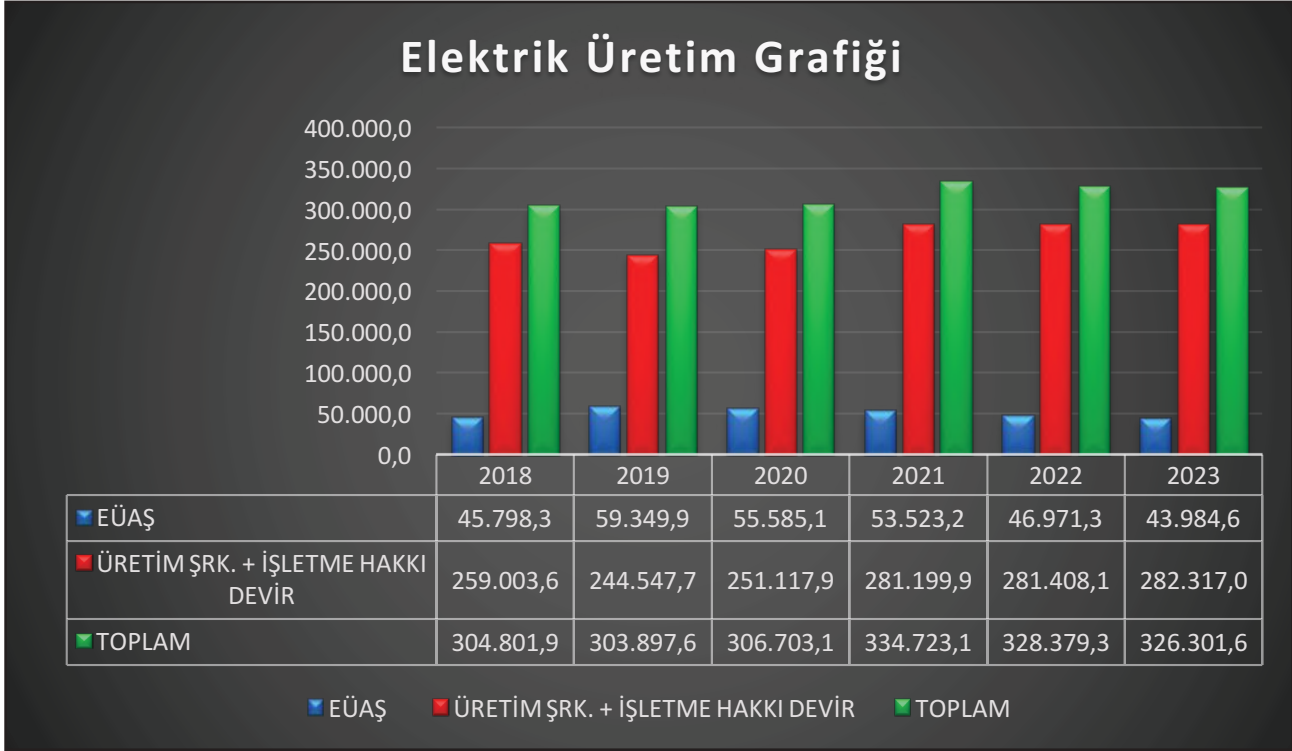
Grafik 6. Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi (TEİAŞ, 2023)



Grafik 7 Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi Dağılımı (TEİAŞ, 2023)

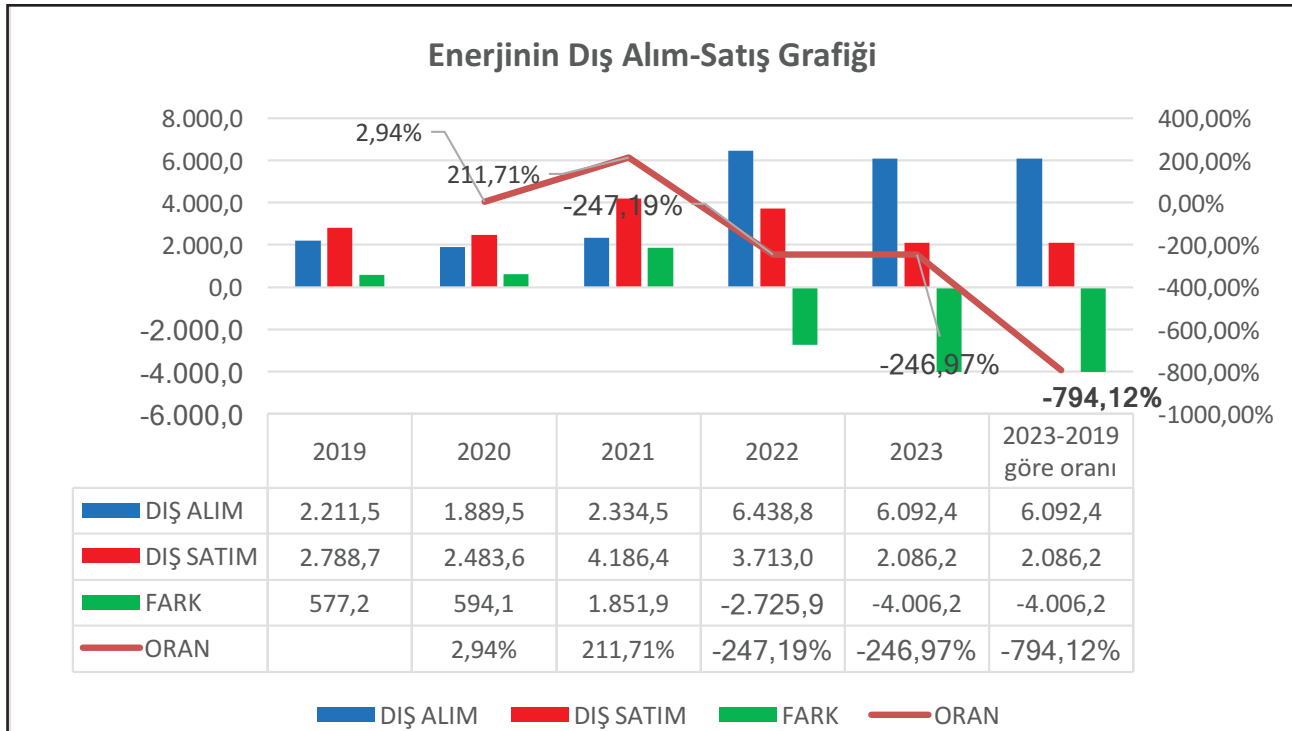


Birincil enerji üretimi yapan kurum/firma bazlı bakıldığında son 5 yıl incelendiğinde elektrik üretiminin %86 lik kısmını işletme hakkı devri ile işletilen firmalar tarafından sağlanmıştır. %14 lik kısmı da EÜAŞ tarafından yapıldığı görülmektedir. (TEİAŞ, 2023)



Grafik 8 Elektrik Üretene Göre Dağılımı (TEİAŞ, 2023)

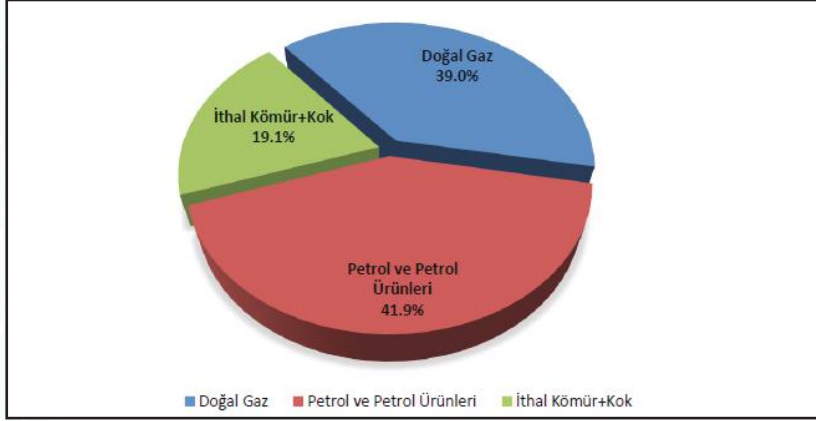
Birincil enerji kapsamında ithalat/ihracaat durumuna bakıldığında genellikle 2019-2020 yıllarında satım, alımdan az bir farkla yüksek olurken, 2021 yılında bu fark yükselmekte olduğu gözükmekte ancak 2022 ve sonrasında alım satımdan büyük farkla geçmekte olup alım fazla gözükmektedir. (TEİAŞ, 2023)



Grafik 9 İthalat & İhracaat Enerji Dağılımı (TEİAŞ, 2023)

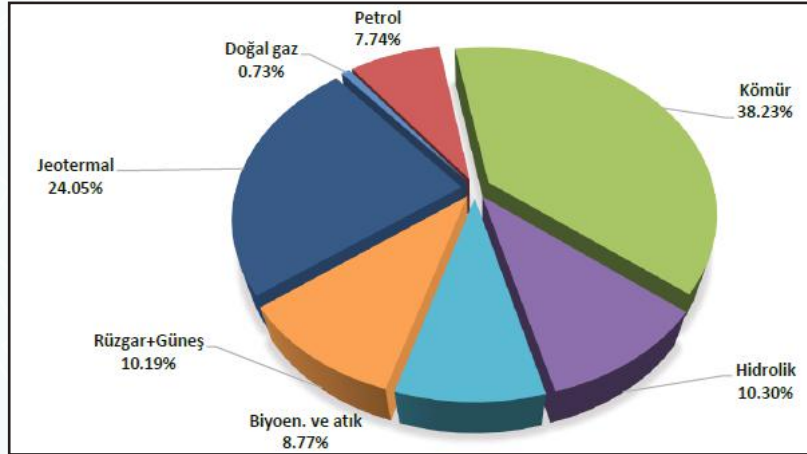
1.2.1 Enerji Arzındaki Yerli ve İthal Oranları

Ülkemizdeki enerji arzının yerli kaynaklardan karşılanma oranı 2019 yılında %31,1, 2020 yılında %29,9 iken 2021 yılında yerli enerji kaynaklarının birincil enerji arzındaki payı %29,3'e gerilemiş olup, ithal kaynakların payı %70,7 olarak gerçekleşmiştir. Enerji ithalatının 2021 yılında kaynaklara dağılımı ise; 51,99 mtep ham petrol ve petrol ürünleri, 48,43 mtep doğalgaz, 22,92 mtep kömür ve 0,76 mtep kok şeklindedir (TKİ, 2023)(Şekil 6).



Grafik 10 Birincil Enerji İthalatının Kaynaklara Göre Dağılımı, 2021(TKİ, 2023)

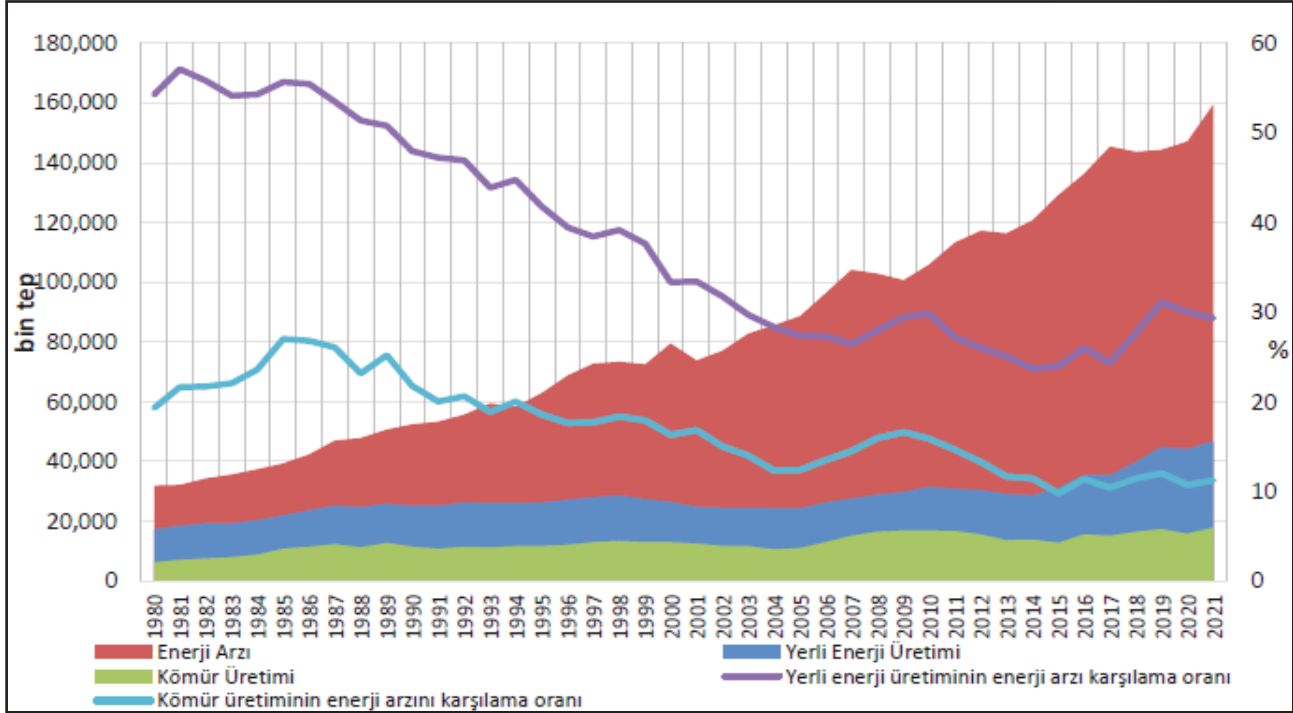
Yerli enerji kaynakları bakımından ülkemizde 2021 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin birincil enerji üretimi 46,72 mtep olarak gerçekleşmiş olup bir önceki yıla göre %6.02 oranında artış yaşanmıştır. Yerli üretimin kaynaklara dağılımında; 17,86 mtep ile kömür ilk sırayı alırken, bunu 11,23 mtep ile jeotermal, 4,81 mtep ile hidrolik, 4,76 mtep ile rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, 4,1 mtep ile biyoenerji ve atıklar 3,61 mtep ile petrol izlemektedir. (TKİ, 2023)



Grafik 11 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı, 2021 (TKİ, 2023)

1.3. Kömürün Enerji Arzındaki Payı

Ülkemizin enerji arzı son on yılda %35,9 artış gösterirken, yerli enerji üretiminde ise %53,5 artış sağlanmasına rağmen yerli enerji üretimi, tüketimi daha az oranda karşılamaktadır. Bu durum enerji ithalatının hızla artmasını kaçınılmaz kılmıştır. (TKİ, 2023)



Grafik 12 Türkiye Enerji Tüketimi ve Toplam Enerji Üretimi ile Kömür Üretiminin Payları (TKİ, 2023)

1.4. Türkiye Enerji Tüketimi ve Toplam Enerji Üretimi ile Kömür Üretiminin Payları

Yukarıda da belirtildiği gibi, 2021 yılında Türkiye birincil enerji arzı 159,432 mtep olarak gerçekleşmiş olup bunun 41,57 mtep'i kömürden sağlanmıştır. 22,92 mtep taşkömürü ve 0,76 mtep kok kömürü olmak üzere toplam 23,67 mtep kömür ithal edilmiş olup 16,43 mtep linyit, 0,74 mtep taşkömürü ve 0,69 mtep asfaltit olmak üzere toplam 17,86 mtep kömür yerli kaynaklardan sağlanmıştır (Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, 2022)

Yerli kömür üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı 2005 yılında %12,4 düzeyindeyken, 2009 yılında %17 düzeyine yükselmiş fakat 2015 yılına gelindiğinde tekrar düşüş yaşanmış olup %10 düzeyine gerilemiştir. 2019 yılına gelindiğinde yerli kömür üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı ise yaklaşık %12, 2020 yılında %10,7, 2021 yılında ise %11,2 olarak gerçekleşmiştir. (TKİ, 2023)

Ülkemizde son 22 yılda ise yerli kaynaklardan elektrik enerjisi üretimin toplam Türkiye üretimi içindeki payı %50'lerden %58 mertebesine çıkmış olup Yerli kömür oranı ise %30 mertebesinden %16 lar mertebesine inmiştir. Diğer bir ifade ile 2000 yılında toplam enerji üretimi 124.921,6 GWh olduğu dönemde kömür 37.543,2 GWh iken 2022 yılında 328.379,3 GWh olan elektrik enerjisi içinde kömür kaynakları 51.178,2 GWh olarak gerçekleşmiştir. (TEİAŞ 2023)

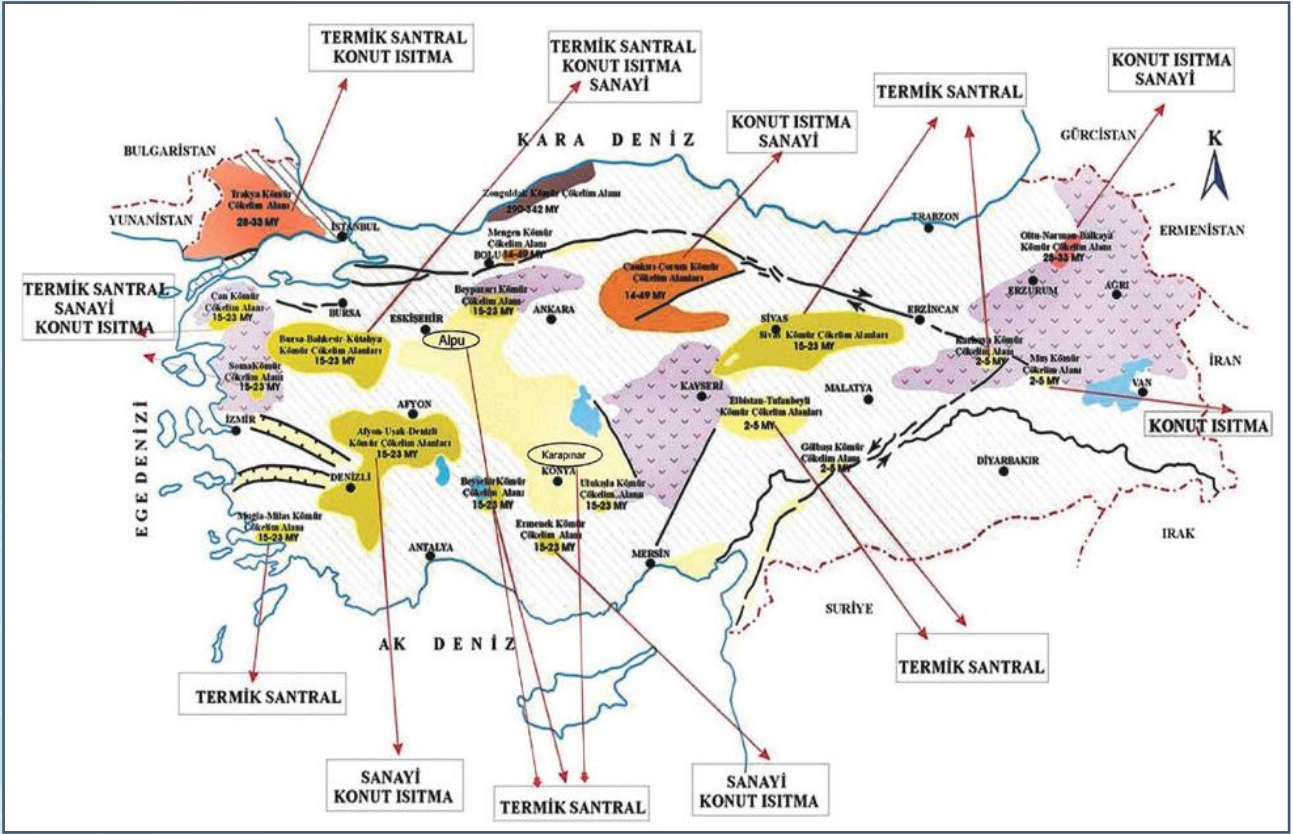




LİNYİT VE TAŞKÖMÜRÜ POTANSİYELİ



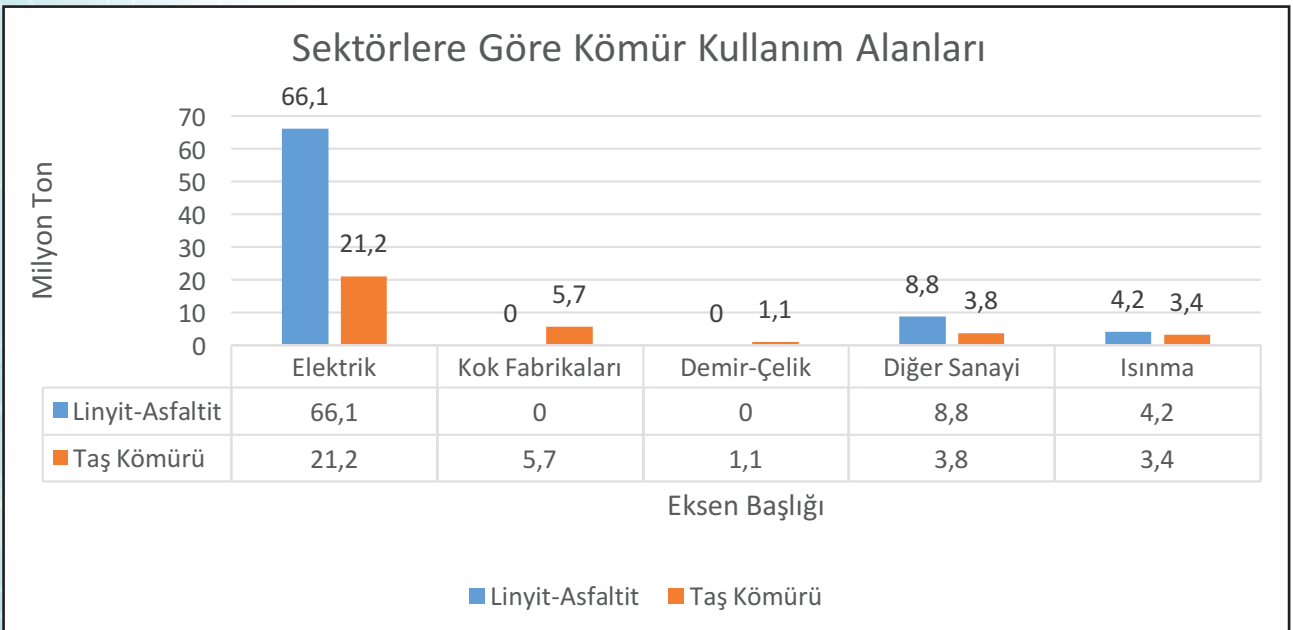




Şekil 3 Önemli Kömür Sahaları ve Potansiyel Kullanım Alanları

2.2. 2022 Yılı Sonu İtibariyle Ülkemizde Tüketilen Kömür ve Kullanım Alanları

Ülkemizde 2022 yılında 119,8 milyon ton kömür (35,1 milyon ton taş kömürü+79,1 milyon ton linyit ve asfaltit + 5,6 milyon ton taş kömürü koku) tüketilmiştir. Taş kömürü ile linyit ve asfaltit tüketimlerinde en büyük pay termik santrallerin olmuştur.



Grafik 13 Sektörlere Göre Kömür Kullanım Alanları

2.3. Ülkemizdeki Linyit Kaynakları Tablosu

Tablo 2. Türkiye'deki Linyit Kaynaklar

Türkiye'deki Kömür Sahaları	Toplam Rezerv (Ton)
Afşin- Elbistan	4.642.340.000
Afşin — Elbistan (MTA)	515.000.000
Manisa-Soma	861.450.000
Adana-Tufanbeyli	429.549.000
Adıyaman-Gölbaşı	57.142.000
Bingöl — Karlıova	88.884.000
Ankara-Beyşehir	498.000.000
Afyon-Dinar-Dombayova	941.500.000
Bolu — Mengen	142.757.000
Muğla — Milas	750.214.000
Çankırı-Orta	123.165.000
Çanakkale — Çan	92.483.000
Kütahya-Tunçbilek	317.732.000
Kütahya-Seyitömer	198.666.000
Sivas — Kangal	202.607.000
Kütahya-Gediz	23.945.000
Tekirdağ-Çerkezköy	573.600.000
Tekirdağ-Malkara	1.533.300.000
Tekirdağ — Saray	141.175.000
Amasya-Yeniçeltik	19.791.000
Yozgat — Sorgun	13.206.000
Bolu — Göynük	43.454.000
Çorum-Dodurga	38.500.000
Konya-Karapınar	1.832.000.000
Konya(Beyşehir-Seydişehir)	348.000.000
Bolu (salıp.-Merkez)	98.000.000
İstanbul (Silivri)	1.100.000.000
Eskişehir (Alpu)	1.453.000.000
Eskişehir(Koyunağılı)	57.430.000
Muş-Merkez	400.000.000
Edirne	90.000.000
Bursa (Keles — Orhaneli)	85.000.000
Balıkesir	34.000.000
Ankara (Gölbaşı)	48.000.000
Diğerleri	2.116.110.000
TOPLAM	20.210.000.000



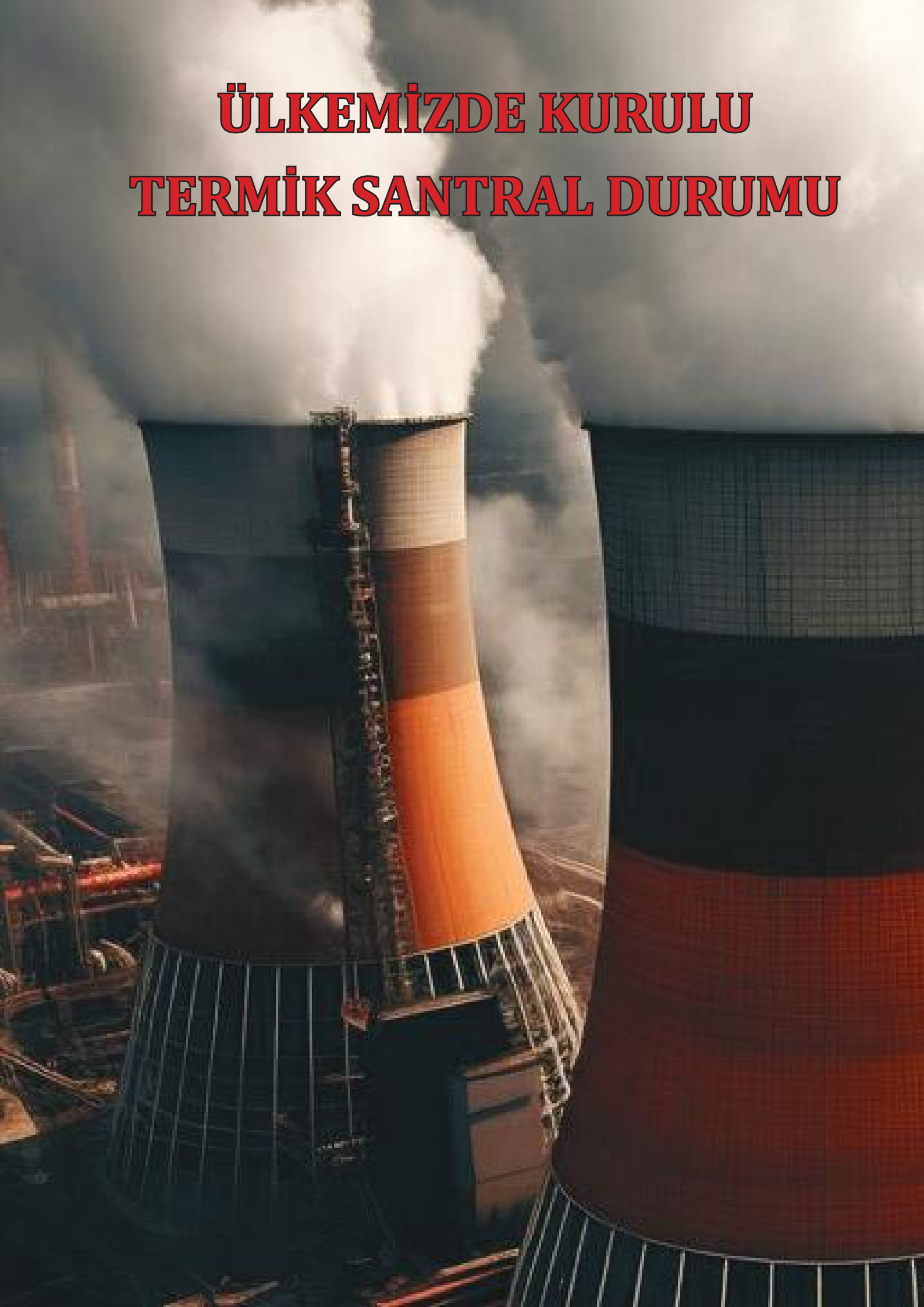
2.4. Türkiye Taşkömürü Kaynakları

Tablo 3. Türkiye’de Taşkömür Kaynakları (TTK, 2022)

Bölge	Tonaj
Armutçuk	30.806.352
Kozlu	153.330.903
Üzülmez	300.770.277
Karadon	406.455.884
Amasra	618.591.485
TOPLAM	1.509.054.901



ÜLKEMİZDE KURULU TERMİK SANTRAL DURUMU







3. ÜLKEMİZDE KURULU TERMİK SANTRAL DURUMU

2023 yılı itibariyle Türkiye’de toplam 54 Termik Santralin kurulu gücü 21.535 MW olup bu gücün 21.402 MW yerli kömür ve ithal kömüre bağlı 45 termik santral oluşturmaktadır. Yerli kömüre dayalı (Linyit, Asfaltit ve Taşkömür) 32 termik santral kurulu güç kapasitesi 10792 MW ve ithal kömüre dayalı 14 termik santral kurulu gücü 10.610 MW’ tır. Geri Kalan 133 MW lık kısmı diğer (liniyit-kömür-doğalgaz-fueloil) dayalı termik santraller oluşturmaktadır.

Tablo 4 Türkiye’deki Mevcut Termik Santral Dağılımı

Yakıt Tipi	Toplam Termik Santral	Toplam Kurulu Güç (MW)
İthal Kömür	14	10.610
Yerli Kömür	32	10.792
Diğerleri	8	133
Toplam	54	21.535

2022 yılında Yerli kömüre dayalı üretim bir önceki yıla göre yaklaşık %3’lük artışla Türkiye toplam elektrik üretiminin %15,7’sini oluşturmaktadır. İthal kömüre dayalı santrallerdeki üretim ise bir önceki yıla göre 8 milyar kWh artarak 63 milyar kWh olarak gerçekleşmiş olup bu rakam 2022 yılı toplam elektrik üretiminin %19,4’üne karşılık gelmektedir

2022 yılında yerli kömür kullanan santraller 66 milyon ton, ithal kömür kullanan santraller ise 22 milyon ton kömür tüketmiştir.

3.1. Yerli Kömüre Dayalı Termik Santraller

2022 yılsonu itibariyle yerli kömüre dayalı elektrik üretimi 52 milyar kWh olup bunun 46 milyar kW’ı linyit, 2 milyar kW’ı asfaltit ve 4 milyar kW’ı taşkömüründen elde edilmektedir.



Tablo 5 Yerli Kömüre Dayalı Termik Santraller

S.	Santral Adı	İl	Firma	Yakıt Tipi	Kurulu Güç (MW)
1	Afşin - Elbistan B Termik Santrali	Kahramanmaraş	EÜAŞ	Linyit	1440
2	Afşin Elbistan A Termik Santrali	Kahramanmaraş	Çelikler Enerji	Linyit	1355
3	Soma B Termik Santrali	Manisa	Konya Şeker Enerji	Linyit	990
4	Kemerköy Termik Santrali	Muğla	Limak Enerji	Linyit	698
5	Yatağan Termik Santrali	Muğla	Aydem Enerji	Linyit	630
6	Çayırhan Termik Santrali	Ankara	EÜAŞ	Linyit	620
7	Seyitömer Termik Santrali	Kütahya	Çelikler Elektrik	Linyit	600
8	Soma Kolin Termik Santrali	Manisa	Kolin Enerji	Linyit	510
9	Kangal Termik Santrali	Sivas	Konya Şeker Enerji	Linyit	457
10	Tufanbeyli Termik Santrali	Adana	Enerjisa Elektrik	Linyit	450
11	Yeniköy Termik Santrali	Muğla	IC İçtaş Enerji	Linyit	420
12	Silopi Termik Santrali	Şırnak	Ciner Enerji	Asfaltit	405
13	Tunçbilek Termik Santrali	Kütahya	Çelikler Enerji	Linyit	365
14	Çan 2 Termik Santrali	Çanakkale	Odaş Enerji	Linyit	330
15	18 Mart Çan Termik Santrali	Çanakkale	EÜAŞ	Linyit	320
16	Çatalağzı Termik Santrali	Zonguldak	Aydem Enerji	Taş Kömürü	315
17	Aksa Bolu Göynük Termik Santrali	Bolu	Aksa Enerji	Linyit	270
18	Orhaneli Termik Santrali	Bursa	Çelikler Enerji	Linyit	210
19	Yunus Emre Termik Santrali	Eskişehir	Naksan Enerji	Linyit	145
20	Kardemir Termik Santrali	Karabük	Kardemir A.Ş.	Kömür	78
21	Polat Termik Santrali	Kütahya	Polat Elektrik Üretim	Linyit	51
22	Diğer Termik Santralleri				133
TOPLAM					10.792

Mevcut Durumda toplam 10.792 MW Kurulu güç kapasitesine sahip Termik Santralleri vardır.



3.2. İthal Kömüre Dayalı Termik Santraller

2022 yılında kömür yakıtlı termik santrallerin yıllık üretimi bir önceki yıla göre 10 milyar kWh'lik artışla 114.2 milyar kWh olarak gerçekleşmiş ve toplam üretimde %35 payla ilk sırada yer almıştır.

Tablo 6 İthal Kömüre Dayalı Termik Santraller

S.	Santral Adı	İl	Firma	Yakıt Tipi	Kurulu Güç (MW)
1	Zonguldak Eren (ZETES)	Zonguldak	Eren Enerji	İthal Kömür	2790
2	Cenal Karabiga Termik Santrali	Çanakkale	Alarko Enerji	İthal Kömür	1320
3	Adana Hunutlu Termik Santrali	Adana	Emba Elektrik Üretim	İthal Kömür	1320
4	İSKEN Sugözü Termik Santrali	Adana	Steag Enerji	İthal Kömür	1308
5	İskenderun Atlas Termik Santrali	Hatay	Diler Holding Enerji Grubu	İthal Kömür	1260
6	İÇDAŞ Bekirli Termik Santrali	Çanakkale	İÇDAŞ Elektrik	İthal Kömür	1200
7	İÇDAŞ Biga Termik Santrali	Çanakkale	İÇDAŞ Elektrik	İthal Kömür	405
8	İzdemir Enerji Aliğa Termik Santrali	İzmir	İzmir Demir Çelik	İthal Kömür	370
9	İskenderun Demir Çelik Termik Santrali	Hatay	OYAK	İthal Kömür	239
10	Çolakoğlu 2 Termik Santrali	Kocaeli	Çolakoğlu Metalurji	İthal Kömür	190
11	Aksa Akrilik Kimya Elektrik Santrali	Yalova	Aksa Akrilik Kimya	İthal Kömür	145
12	Diğer Termik Santralleri			İthal Kömür	63
TOPLAM					10.610

3.3. Türkiye'nin Termik Santral Yakıtını Sağlayabilecek Önemli Kömür Havzaları:

Ülkemizde 16 havzada bulunan kömürler termik santral yakıtına uygun sahalardır.

1. Çanakkale/Çan Havzası
2. Tekirdağ Havzası
3. Bursa/Keles Havzası
4. Sivas Havzası
5. Bingöl Karlıova Havzası
6. Kahramanmaraş/Elbistan Havzası
7. Konya Havzası
8. Eskişehir/Alpu Havzası
9. Afyon/Dinar Havzası
10. Muğla Havzası

11. Manisa/Soma Havzası
12. Kütahya/Tunçbilek Havzası
13. Ankara/Çayırhan Havzası
14. Bolu / Mengen Havzası
15. Zonguldak Havzası (Taşkömürü)
16. Amasya Havzası

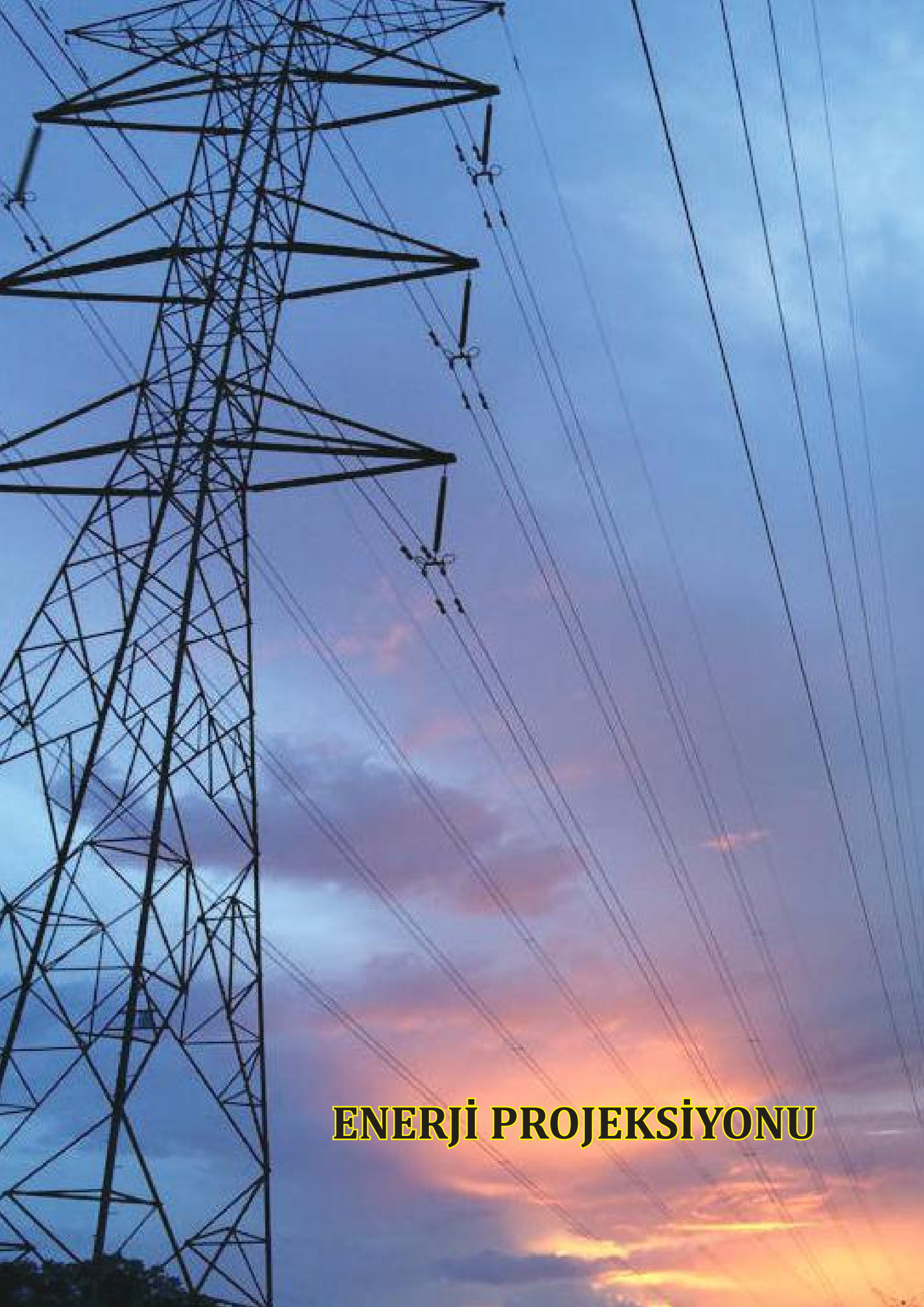
Ülkemizde, yenilenebilir enerjinin toplam elektrik kurulu gücündeki payının yüzde %55'e, üretimdeki payının ise yüzde %40'larda olması ve 2035'lerde bu oranın yüzde %50-55'lere çıkarma hedefleri doğrultusunda yeni baz yük santrallere ihtiyaç duyulacaktır. Kurulacak olan baz yük santrallerin yakıtının kömür olması durumunda kömürün spek değerleri ve potansiyel rezerv varlığı ön plana çıkmaktadır

Bu kapsamda mevcut kömür santrallerinin aktif kapasite kullanımı ile kömür sahalarının ekonomik değerlendirmeleri yapıldığında:

1. Tekirdağ Havzası 1000 MW
2. Kahramanmaraş/Elbistan Havzası 1000 MW
3. Eskişehir/Alpu Havzası 1000 MW
4. Manisa/Soma Havzası 700 MW
5. Zonguldak Havzası 700 MW
6. Kütahya/Tunçbilek Havzası 300 MW
7. Denizli 135 MW
8. Van 135 MW
9. Amasya Havzası 135 MW

Sahalarında termik santral kurulması ekonomik olacaktır.

Ülkemizdeki mevcut kamu ve özel sektör marifetiyle işletilen kömüre dayalı Termik Santrallerin durumu incelendiğinde yaklaşık 22.000 MW Kurulu güç kapasitesine sahip olduğu görülmektedir. Bu kurulu kapasite gücünün 700 MW'lık kısmının 2042 yılına kadar zaman içerisinde ekonomik ömrünü tamamlayarak sisteme katkı sağlayamayacağı ve sistem dışında kalacağı hesaplanmaktadır. Ülkemizde ilerleyen zamanda mevcut enerji talebinde artış olmayacağı bile değerlendirilse, bu süreç içerisinde kurulu gücün yerine yeni baz yük ihtiyacı olacağı ve yerli kaynaklardan ancak bu baz yükün kömürden sağlanacağı hesaplandığında kömüre dayalı Termik Santrallerin kurulması önem arz etmektedir.



ENERJİ PROJESİYONU



4. ENERJİ PROJEKSİYONU

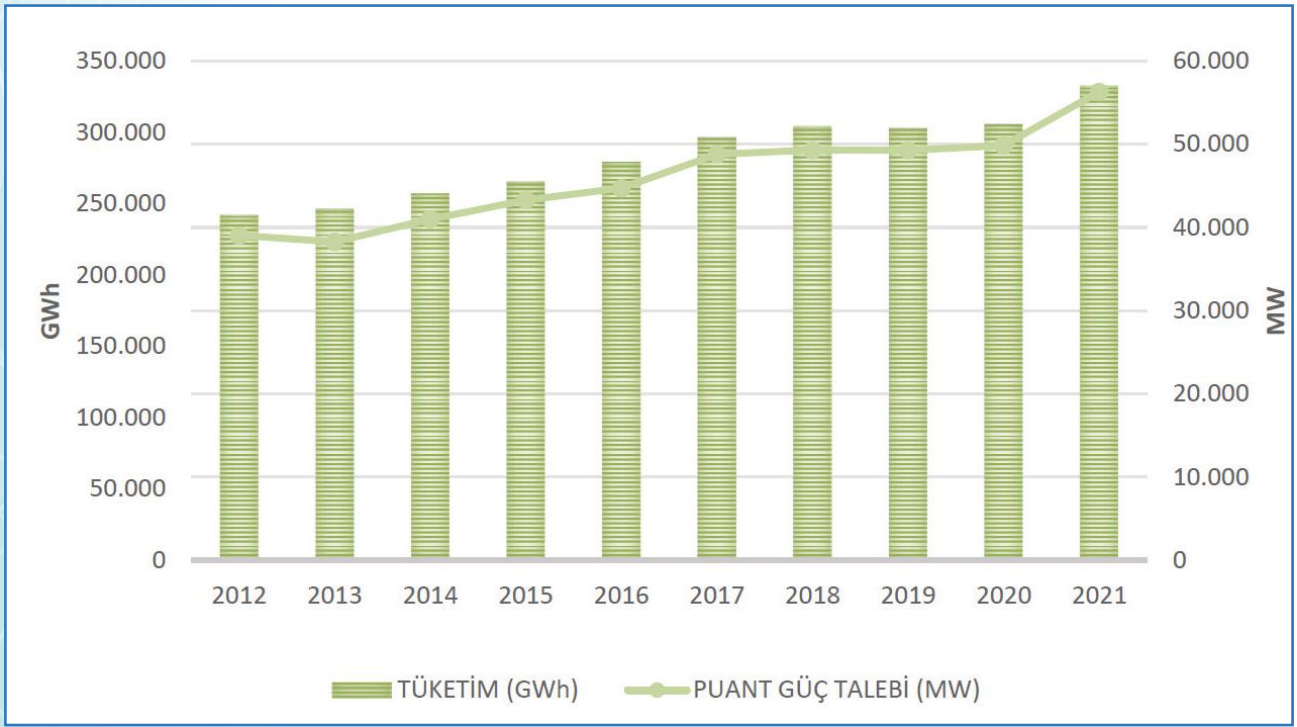
4.1. 2012 - 2021 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Tüketimi

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım-dış satım) 2020 yılında %0,9 artış ile 306,109 Milyar kWh, 2021 yılında ise %8,7 artış ile 332,871 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2020 yılında ise lisanssız üretim dahil puant talep 49.852 MW (03 Eylül 2020, saat 15:00), minimum yük 15.690 MW (25 Mayıs 2020, saat 07:00) olarak gerçekleşmiştir. Minimum yükün maksimum yüke oranı %31 olmuştur 2021 yılında ise lisanssız üretim dahil puant talep 56.304 MW (04 Ağustos 2021, saat 14:30), minimum yük 20.611 MW (14 Mayıs 2021, saat 06:00) olarak gerçekleşmiştir. Minimum yükün maksimum yüke oranı %37 olmuştur. (TEİAŞ, 2023)

Tablo 7 2012-2021 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Tüketimi (TEİAŞ, 2023)

YIL	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)*	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)	MİN.YÜK (MW)	MİN. YÜK / PUANT YÜK ORANI
2012	39.045	8,1	242.37	5,2	13.922	36
2013	38.274	-2,0	246.357	1,6	14.8	39
2014	41.003	7,1	257.22	4,4	14.927	36
2015	43.289	5,6	265.724	3,3	16.269	38
2016	44.734	3,3	279.286	5,1	17.448	39
2017	48.807	9,1	296.702	6,2	18.336	38
2018	49.304	1,0	304.167	2,5	18.212	37
2019	49.281	-0,05	303.32	-0,3	18.3	37
2020	49.852	1,2	306.109	0,9	15.69	31
2021	56.304	12,9	332.871	8,7	20.611	37





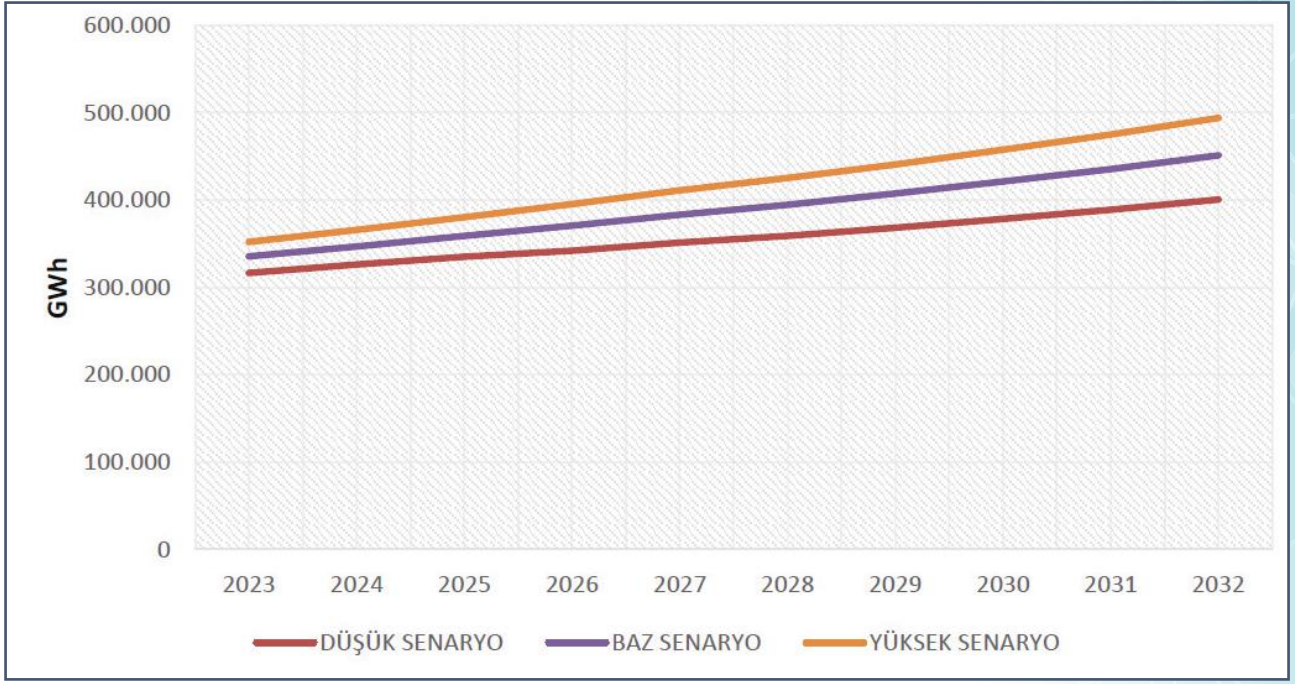
Grafik 14 2012 – 2021 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Gerçekleşen Puant Güç ve Enerji Tüketimi (TEİAŞ, 2023)

4.2. 2023 – 2032 Enerji Talep Tahminleri

2023-2032 yılları arasında brüt elektrik tüketim tahmini ve yıllara göre artışları tablo 8’de, senaryo bazlı talep gelişimi grafik 15’te verilmektedir. Tablo incelendiğinde elektrik enerjisi talebinin, 2032 yılında düşük senaryo için ortalama %2,7 artış ile elektrik talebinin 400.349 GWh’a ulaşması, baz senaryo için ortalama %3,3 artış ile elektrik talebinin 450.754 GWh’a ulaşması ve yüksek senaryo için ortalama %3,8 artış ile elektrik talebinin 493.720 GWh’a ulaşması beklenmektedir. (TEİAŞ, 2023)

Tablo 8 2023-2032 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahmini (GWh) (TEİAŞ, 2023)

	DÜŞÜK	%	BAZ	%	YÜKSEK	%
2023	316.188		335.262		352.031	
2024	326.097	3,1	346.589	3,4	365.853	3,9
2025	334.933	2,7	358.616	3,5	380.379	4,0
2026	341.875	2,1	370.721	3,4	395.303	3,9
2027	351.023	2,7	383.25	3,4	410.76	3,9
2028	358.991	2,3	394.538	2,9	424.957	3,5
2029	368.225	2,6	407.245	3,2	440.516	3,7
2030	378.307	2,7	420.914	3,4	457.446	3,8
2031	388.812	2,8	435.227	3,4	474.873	3,8
2032	400.349	3,0	450.754	3,6	493.72	4,0



Grafik 15 2023 – 2032 Yılları Senaryo Bazlı Talep Gelişimi (GWh) (TEİAŞ, 2023)





SANTRAL TEKNOLOJİ SEÇİMİ







5. SANTRAL TEKNOLOJİ SEÇİMİ

5.1. Kazan Teknolojileri (Kritik Altı, Kritik Üstü ve Ultra Kritik Üstü)

Termik santrallerinin genel veriminde belirleyici olan, su-buhar-çevriminin termodinamik verimidir. Günümüz termik santrallerinde yaygın olarak kullanılan yöntem, besi suyunun ısıtılması, buharın kızdırılması (superheating) ve tekrar kızdırılması (reheating) esaslarına dayanan Rejeneratif Rankine Çevrimidir.

Yüksek termik santral veriminin sağlanmasına yönelik termodinamik parametreler, kızgın buhar ile tekrar kızdırılmış buharın sıcaklık ve basınç değerleridir. Geçtiğimiz yirmi yıllık dönemde, taşkömürü yakıtlı termik santrallarda verim %38'den %46'ya yükselmiş bulunmaktadır. Buna karşılık, alt ısı değerlerin daha düşük, kül muhtevasının daha yüksek olması nedeniyle ana yakıt olarak linyit kullanılan termik santrallarda verim, taş kömürüne kıyasla ortalama olarak %3 mertebesinde daha düşük olmaktadır.

Günümüzün nitelikli termik santrallerinde yüksek verimlere ulaşabilmek için, hem kızgın hem de tekrar kızdırılmış buhar sıcaklıklarının 600°C değerinin, kızgın buhar basıncının ise 260 bar(a) değerinin üzerinde olması gerekmektedir. Buhar parametrelerinin değerleri esas alınmak suretiyle yapılan teknoloji sınıflaması, Kritik Altı, Kritik üstü (SC) ve Ultra Kritik üstü (USC) şeklinde yapılmakta olup, bu tanımlamalara ilişkin açıklamalara aşağıda yer verilmiştir.

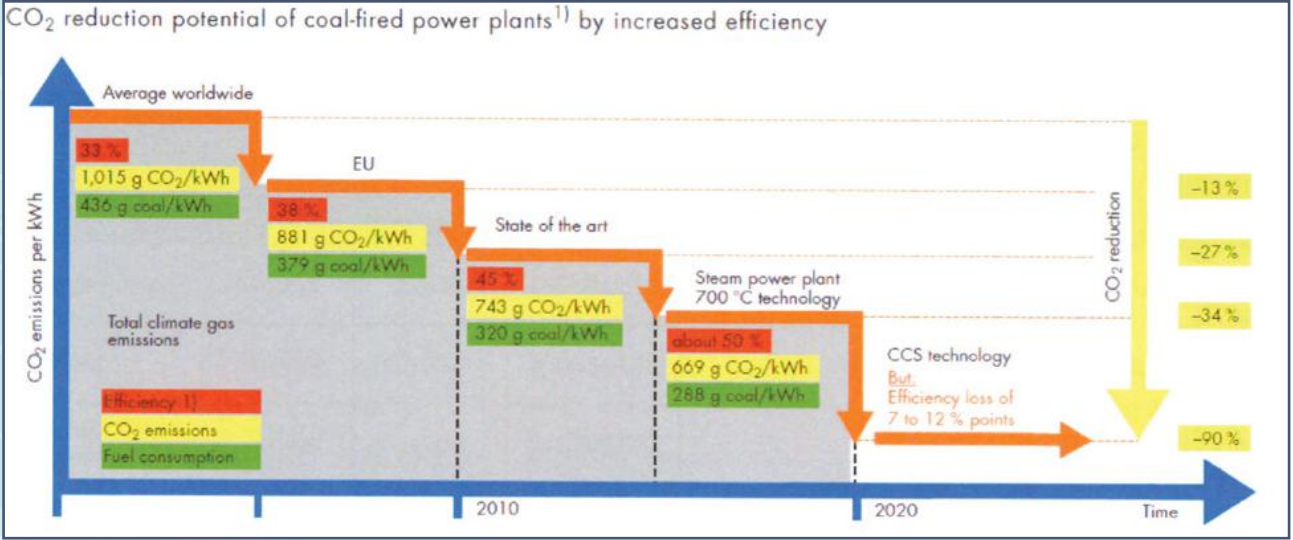
❑ Kritik Altı termik enerji santralleri, kritik nokta olarak nitelendirilen buhar basıncının altında kalan değerlere göre tasarlanmıştır. Su için kritik nokta, yaklaşık 221 bar(a) ve 374°C değerlerinde tanımlanmaktadır. Buhar kızdırıcı ve tekrar kızdırıcı sıcaklıkları yaklaşık 540°C olmaktadır. Elde edilebilecek verim değerleri ise, taş kömüründe azami %39, linyitte ise azami %37 mertebesinde olmaktadır.

❑ Kritik üstü (SC) termik enerji santrallerinde, buhar basıncı kritik noktanın üzerinde olacak şekilde tasarım yapılmaktadır. Bu kazanlar, Benson ilkelerine göre tasarlanmaktadır.

❑ Ultra Kritik üstü (USC) termik enerji santrallerinin tanımına yönelik olarak tutarlı bir tanım yapılabilmemiş değildir. Bazı kuruluş/şirketler kızdırıcı çıkışındaki basıncın 300 bar(a)'ın, sıcaklığın ise 600°C 'nin üzerinde olduğu sistemler için bu nitelemeyi yaparlarken, diğer kuruluş/şirketler ise net verimin taş kömürü için %45'in üzerinde, linyit için ise yaklaşık %40-%43 olan termik santrallar için bu terminolojiyi kullanmaktadırlar. Bu teknoloji kapsamındaki kazanlar da Benson ilkelerine dayanmaktadır.



Kurulu gücü 500 MWe üzerinde olan termik santrallarda USC teknolojisi yerleşmiş olarak kabul edilebilir. USC teknolojisi vasıtasıyla taş kömürü yakıtlı termik santral %45 - 46, linyit yakıtlılarda ise %40 - 43 olarak gerçekleşen net verimler, emisyonların azaltılması için bir çözüm olmasının yanı sıra aynı zamanda sağladığı tasarruflar vasıtasıyla ekonomik avantajlar da getirmektedir. Artan santral verimiyle katı yakıtlı termik santralin CO₂ potansiyeli Grafik 14'de yer almaktadır.



Grafik 16 Kömür yakıtlı termik santrallarda artan verime bağlı olarak CO₂ potansiyeli (VGB'nin Elektrik Üretiminde Gerçekler ve Değerler 2014/2015 yayını)

Esasen, 35 yıllık ortalama bir işletme ömrü düşünüldüğünde sağlanacak tasarrufların toplamı, SC teknolojisine göre daha pahalı olan USC teknolojisine yatırım yapmanın makul olacağını göstermektedir. Kömür, kül, kireçtaşı ve alçıtaşında oluşacak olan tasarruflar Tablo 4'de özetlenmiştir.

Daha yüksek verimin sonuçları (Tablo 5'de son yıllarda dünyada tesis edilen taşkömürü ve linyit yakıtlı termik santrallardan örnekler yer almaktadır.

Tablo 9 Daha Yüksek Verimin Sonuçları

Yüksek Verimin Sonucu	Sağlanan Yararlar
Daha az kömür tüketimi	<ul style="list-style-type: none"> Daha az kömür nakliye masrafları Küçülen kömür hazırlama tesisleri Daha az kömür stoklama ihtiyacı
Daha az kül miktarı	<ul style="list-style-type: none"> Daha az kül stoklama ihtiyacı Küçülen kül hazırlama tesisleri
Daha az kireçtaşı tüketimi (ıslak desülfürizasyonda)	<ul style="list-style-type: none"> Daha az nakliye masrafları Daha az stoklama kapasitesi
Daha az alçıtaşı üretimi (ıslak desülfürizasyonda)	<ul style="list-style-type: none"> Daha az stoklama kapasitesi

Tablo 10 Mevcut Termik Enerji Santrali Örneklerinde Buhar Parametreleri ve Verim Değerleri

Santral	Bulunduğu Ülke	Brüt Çıkış Gücü (MW)	Buhar parametren (bar/°C/°C)	Tasarım Koşulları Santral Net Verimi (% AID)	Kurulduğu Yıl	Yakıt	Yakma Sistemi	Teknoloji
Schwarze Pumpe	Almanya	2x800	250/544/562	41.0	1993 - 1997	Ln	PK	SK
Lippendorf	Almanya	2x934	268/554/582	42.5	1995 - 2000	Ln	PK	SK
Shkoku EPCCO, Tachibana-wan 1	Japonya	1x700	241/566/593	-	2000	TK	PK	SK
EPDC, Tachibana-wan 2	Japonya	1x1,050	245/600/610	-	2000	TK	PK	USK
Avedoie Ünite 2	Danimarka	1x485	300680600	45.0	2001	TK	PK	USK
Niederaussem Ünite K	Almanya	1x1,012	275/580600	43.0	1997 - 2002	Ln	PK	USK
Isogo Ünite 1	Japonya	1x600	251/600/610	46.0	2002	TK	PK	USK
Hitachinaka	Japonya	1x1,000	245/600/600	43.1	2003	TK	PK	USK
Kansai EPCCO	Japonya	1x900	246/595/595	-	2004	TK	PK	USK
Longview	ABD	1x769	248/566/566	39.0	2007 - 2011	TK	PK	SK
Patton III	Endonezya	1x866	241/538/566	-	2012	TK	PK	SK
Neurath, Üniteler F&G	Almanya	2x1,050	272600605	43.0	2005 - 2012	Ln	PK	USK
Lunen	Almanya	1x800	280600610	45.6	2005 - 2012	TK	PK	USK
Duisburg - Walsum Ünitesi	Almanya	1x790	274603621	45.5	2007 - 2013	TK	PK	USK
Lagisza	Polonya	1x460	275/560680	43.3	2005 - 2009	TK	CFB	SK
Samcheok	Kore	4x550	257603603	42.4	2011 - 2015	TK, biyokütle	CFB	USK
Soma	Türkiye	2x255	173/565665	-	2014 - 2018	Ln	CFB	Kritikattı
Baima	Çin	1x600	254/570/569	-41	-2013	TK	pFB	SK
Yakıt	: TK: Taşkömürü/Ln: Linyit							
Yakma sistemi	: PK. Pülverize/ CFB: Doluşumlu akışkan yatak							
Teknoloji SK	Kritik-üstü / USK: Ultra kritik-üstü							



Tablodan da görüleceği üzere son yıllarda tesis edilmiş olan en büyük kapasiteli Lagisza (460 Mwe), Samcheok (550 Mwe) ve Baima (600 Mwe) CFB santralleri linyit yakıtlı tesisler değildir. GE, Foster Wheeler gibi imalatçı/tasarımcılardan alınan bilgilere göre, genel anlamda, 800 MW'lık bir kapasiteye kadar tasarım yapmak mümkündür.

Pülverize kömür teknolojisinin kullanıldığı termik enerji santrallerinin (hem taşkömürü, hem de linyit yakıtlı) çoğu USC olarak tasarımılanmıştır.

Yatırım bedelleri ile ilgili olarak yapılan araştırmalarda yüksek teknoloji kullanılan termik santrallerdeki yatırım bedeli fazlalığının ihmal edilecek düzeyde olduğu görülmüştür.

Mevcut teknolojilerin (Kritik altı, Kritik üstü ve Ultra Kritik Üstü) bedel kıyaslamaları (Kaynak: STEAG, Sargent and Lundy; Yeni Kömür Takıtlı Termik Santrallerde Performans ve Yatırım Bedelleri Tahminleri, SL-009808)

Tablo 11 Kritik Altı Teknolojisine Göre Bedel Farkı

Kritik Altı Teknolojisine Göre Bedel Farkı	
Kritik Üstü	2 - 5%
Ultra Kritik Üstü	5 - 8%

Yukarıda da belirtilmiş olduğu üzere, 35 yıllık Termik Enerji Santrali ömrü süresince özellikle kömür miktarında sağlanacak tasarruf oldukça büyüktür. 1.000 MW'lık kapasite dikkate alındığında, verimdeki sadece %2'lik bir artışla %38'den %40'a çıkılması durumunda, 35 yıllık işletme süresinde sağlanabilecek kömür tasarrufu düşünüldüğünde, USC teknolojisinin kullanıldığı yüksek verimli termik santral yatırımının yapılması daha uygun olacaktır.

5.2. Yakma Teknolojisi (Pülverize Kömür ve Dolaşım Akışkan Yataklı)

Teknoloji seçiminde en önemli karar verme unsuru yakıtın yanması ve ortaya çıkan baca gazlarının temizlenmesi için kullanılan teknolojilerle ilgilidir. Düşük kaliteli kömür kullanan büyük ölçekli enerji üretimi için kömürün yakılması sürecinde iki olasılık vardır: Pülverize Kömür (PC) ve Dolaşım Akışkan Yataklı (CFB) teknolojileri. Her iki teknoloji de günümüzde yaygın olarak kullanılmaktadır.

PC büyük kapasiteli enerji santrallerinde linyitin yakılması için kullanılan geleneksel bir teknoloji olup dünya çapında birçok başarılı uygulama örneği bulunmaktadır. Bununla birlikte işletmede olan 300MW'lık kazanların yaygın olarak yapılması ve 800 MW'a kadar Süperkritik ünitelerin tasarlanabilir olması sebebiyle, büyük ölçekli enerji santralleri için PC yakma teknolojisine bir alternatif olarak son 20 yılda CFB yakma teknolojisi ortaya çıkmıştır.

PC yanma teknolojisi, büyük ölçekli enerji santrallerinde dünyada en fazla kullanılan kömür yakma teknolojisidir. Bu prosesde kömür ince toz haline getirilir ve içinde yakıldığı kazanın yanma odasına gönderilir. PC teknolojisi en iyi verimi sağlarken, iyi bir emre amadelik sunan kendini ispatlamış teknolojileri kullanır.

CFB teknolojisi ise PC ye göre daha fazla yakıt esnekliği sunar ve kazan çıkışında normalden daha düşük oranda baca gazının desülfürizasyonunu gerektirir. Bununla birlikte, PC teknolojisi daha esnek bir işletme imkanı sunduğundan, büyük ünite güçlerinde daha yüksek çevrim verimi ile dizayn de-

ğerindeki kömürleri yakabilir. Bu durum ise genel olarak MWh başına daha düşük yatırım ve işletme maliyeti sağlar.

CFB dikkate değer özellikler taşımakta ise de, kapasitede ve tedarikçi sayısında kısıtlamalar ile karşılaşmaktadır. PC teknolojisinin ise herhangi bir kapasite kısıtlaması bulunmamaktadır.

Kömür kompozisyonundaki değişim santralda güç düşümüne, ömür beklentisinin azalmasına ve kötü çevre koşullarına sebebiyet vereceği için termik santral tasarımı kullanılacak kömürün özelliklerine göre yapılmalıdır.

Tablo 12 PC ve CFB Kazan Teknolojilerinin Mukayesesi

PC ve CFB KAZAN TEKNOLOJİLERİNİN MUKAYESESİ		
Parametre	PC Kazan	CFB (Dolaşanlı Akışkan Yatak) Kazan
Kazan kapasitesi	Dünya çapında 1.100 MWea kadar PC kazanlar mevcuttur	Dünya çapında. 600 MWe kapasitesine kadar çok sayıda CFB işletmede olan kazan mevcuttur. (Balma China). Tesislerin çoğu Kıttık Üstü tiptedir. Kül içeriğinin yüksek, alt ısı değerinin düşük olması nedeniyle linyit santrallerinde baca gazı/ yakıt oranı taşkömürüne göre oldukça yüksektir. Bu nedenle tedarikçinin referansları linyit santrallerinde yaklaşık 350 MW ile sınırlıdır.
Yakıt Esnekliği	PVC kazanlar tasarıma esas komur aralığında çalıştırılmasıdır. Aralıkta sapma olması durumunda. kazan işletmesinde sınırlamalarla karşılaşılır.	Özellikle kül ile partikül boyutu yönüyle CFB kazanların esnekliği oldukça fazladır. Genellikle CFB kazanlar yakıt karışımları için tasarlanmıştır.
Yakıt kalitesindeki ani değişimlere duyarlılık	PC kazan bu değişimlere karşı hassastır	CFB kazan bu değerlere karşı hassas değildir.
	< 0.3 mm	3-10 mm
Yanma sıcaklığı	1000- 1200°C	750 - 950 °C (approx 850°C in average)
Cürufanma	Eriyen kül, yanma odasında cürufanmaya neden olur	Yanma odasında cürufanma yoktur
Kurum üfleme	Yanma odasında normal olarak kurum üfleme vardır	Y anma odasında kyrym üfleme yoktur
No emisyonu	Gerek PC gerekse de CFB kazanlarda. biricil ve ikincil (gerekise) önlemler alınarak. Dünya Bankası standartlarının öngördüğü NO, sınır değerlerini tutturmak mümkündür Genel olarak CFB kazanlarda daha düşük olan yanma sıcaklıkları nedeniyle NO, oluşumu daha sınırlıdır. (CFB 800-900°C. PC 1.000-1.200 °C)	
Külde yanmamış karbon oranı	İlke olarak, uçucu maddenin yüksek olması halinde PC kazanlarda yanma yeterlidir. Ancak kül içindeki özelliklerindeki dalgalanmalar, kül içindeki karbon miktarını etkileyebilir. Genelde, kül içinde daha düşük karbon olması söz konusudur	CFB kazanlarda yanma sıcaklığı daha düşük olduğu için özellikle de kömürün kül oranı düşük ise daha yüksek karbon oranı beklenmelidir.
Baca gazı kükürten arındırma (FGD) teknoloji	PC kazanlar için ayn bir desüfürizasyon tesisine ihtiyaç vardır	CFB kazanlarda, alçıtaşı eklenmesi suretiyle kükürten arındırma yanma sırasında gerçekleşebilir. Yüksek Ca/S oranı NO, emisyonlarının artmasına neden olur. Kükürten arındırma işlemi ilave bir desüfürizasyon tesisi ile takviye edilebilir.



Ca/S molar oran (FGD için)	Islak yıkama sürecinde 1.03 - 1,05 For Yarı ıslak FGD için 1.2 - 1.6 Kuru FGD için 2,0-3,0	Doğrudan desülfürizasyonda yaklaşık 1,2 - 3,0 (bazen ilave süreçlerin katkısıyla)
Klorin	Sorun yoktur	Yanma odası içinde desülfürizasyon, yapılmaktaysa klorin korozyonunu dikkate almak gerekir.
Yan ürünlerin pazarlanabilirliği	Islak FGD sürecinde, uçucu kül ve alçıtaşı pazarlanabilir ürünlerdir. Yarı ıslak ve kuru FGD süreçlerinde uçucu kül, kalsiyum tuzları ve tepkimeye girmiş sorbentler açığa çıkar ki bunlar Avrupa ülkelerinde pazarlanamaz Atık alanına gönderilmeleri gerekir.	Doğrudan desülfürizasyon süreçlerinde uçucu kül kalsiyum tuzları ve tepkimeye girmiş sorbentler açığa çıkar ki bunlar Avrupa ülkelerinde pazarlanamaz Atık alanına gönderilmesi gerekir.
Dinamik tepki kabiliyeti	Yol verme ve yük değişim süreleri kısadır Tipik yük alma oranı 5% dakika' ya kadardır.	Sıcak ve ilk yol vermeler PC kazana göre daha kolay, soğuk yol vermeler ise daha zordur. Tipik yük alma oranı Yatak malzemesinin termik ataleti nedeniyle 2-4%/dakika
İşletme kolaylığı	Sorun değil	Daha karmaşık olması ve daha çok kontrol çevrimi içermesi nedeniyle daha zordur.
Emre amadelik	PC kazanlarda değirmenlerin yıllık bakımlarına ihtiyaç duyulmakla birlikte bu işlem, kısmi yükte gerçekleştirilebilir. PC-type boller needs yearly inspection of mills which can be done during part load operation	Refrakter malzemenin bakım ve onarım ihtiyacı nedeniyle CFB kazanların her yıl bakıma alınmaları gerekir. Sık yol verme ve durdurma işlemleri, reflakler tasarımında dikkate alınmalıdır. İki yılda bir yapılacak kazan bakımlarında PC kazanlara göre ilave 10 güne daha ihtiyaç duyulacaktır. (kazan bakımlarının iki yılda bir yılda bir yapıldığı varsayımıyla)
Bakım masrafları	CFB kazanlara oranla bakım masrafları daha düşüktür Sadece değirmenlerin bakım ihtiyaçları fazladır.	
Uçucu kül kalitesi	AB ülkelerinde Çimento sanayinde kullanılabilir. EN 450-1 2012' Beton için Uçucu Kül -Bölüm 1: tanımlar şartnameler ve uygunluk kriterleri normu uygulanarak kül kalitesi kontrol edilmelidir	Yüksek oranda kireç ve anhidrid içerir. Kendiliğinden sertleşir. su ekleme suretiyle yumuşatılabilir.
Tipik kül uygulamaları	Uçucu kül kullanım: Çimento sanayi AB ülkelerinde çimento fabrikaları çimento üretiminde EN 197-12007 Çimento - Bölüm 1: Çimento için Kompozisyon, şartnameler ve uygunluk kriterleri normunu kullanmaktadır.	CFB kazanlarından elde edilen kül. AB ülkelerinde çimento endüstrisinde kullanılmak üzere onaylanmamıştır Sadece düşük nitelikli inşaat malzemesi olarak (Zemin kararlılığı yol tabanı dolgusu.) atık kararlılığı ve ziraat işlerinde kullanılabilir.

Tablo 7'deki kıyaslamada öne çıkan husus, linyit yakıtı söz konusu olduğunda CFB teknolojilerinin tüm termik santral kapasiteleri için mevcut olmadığının tespiti. Günümüz itibarı ile linyit yakıtlı termik santrallarda güvenilir üst kapasite sınırı 350 MW e/ünite dolaylarındadır.

Farklı kazan teknolojileri (Kritik Altı, Kritik üstü ve Ultra Kritik Üstü) ile yanma teknolojilerinin (Pülverize Kömür - PC ve Dolaşım Akışkan yatak - CFB) özellikleri aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Tablo 13 Farklı Kazan Teknolojileri Esasında CFB ve PC Kıyaslaması

Seçenekler	Kritik Altı	Kritik Üstü	Ultra Kritik Üstü
3x330 MW _e Seçeneği	CFB: Tedarikçi pazarında linyit yakıtlı tesisler için de bulunabilir lâkin verimleri oldukça düşüktür.	CFB: Tedarikçi pazarında linyit yakıt için mevcuttur, verimleri makul düzeydedir.	CFB: Tedarikçi pazarında bulunmamaktadır, bu ünite kapasitesi oldukça düşüktür.
	PC: Düşük verimli olmakla birlikte tedarikçi piyasasında bulunmaktadır.	PC: Tedarikçi piyasasında linyit yakıt için mevcuttur, verimleri makul düzeydedir.	PC: Tedarikçi piyasasında bulunmamaktadır, bu ünite kapasitesi oldukça düşüktür.
2x500 MW _e Seçeneği	CFB: Teorik olarak tedarikçi piyasasında bulunabilir ancak verimi düşük olacaktır (referansları yoktur).	CFB: Kapasite ve linyit yakıt nedeniyle piyasada henüz bulunmamaktadır. Bazı tedarikçiler (GE, FW) 800 MW _d kapasiteye kadar ünitelerin hazır olacağını duyurmuşlardır.	CFB: Kapasite ve linyit yakıt nedeniyle piyasada henüz bulunmamaktadır. Bazı tedarikçiler (GE, FW) 800 MW _d kapasiteye kadar ünitelerin hazır olacağını duyurmuşlardır.
	PC: Düşük verimli olmakla birlikte tedarikçi piyasasında bulunmaktadır.	PC: Tedarikçi piyasasında linyit yakıt için mutlaka bulunmaktadır, verimleri makul düzeydedir.	PC: Tedarikçi piyasasında linyit yakıt için mutlaka bulunmaktadır, verimleri en yüksek düzeydedir.
1x1,000 MW _{o1} Seçeneği	CFB: Tedarikçi piyasasında bulunmamaktadır. Kapasite bu teknoloji için uygun değildir.	CFB: Kapasite itibarıyla linyit yakıtı için bulunmamaktadır.	CFB: Kapasite itibarıyla linyit yakıtı için bulunmamaktadır.
	PC: Tedarikçi piyasasında bulunmamaktadır. Kapasite bu teknoloji için uygun değildir.	PC: Linyit yakıtı için tedarikçi piyasasında bulunmaktadır. Verim makul düzeydedir.	PC: Tedarikçi piyasasında bulunmaktadır. Verim en üst düzeydedir.

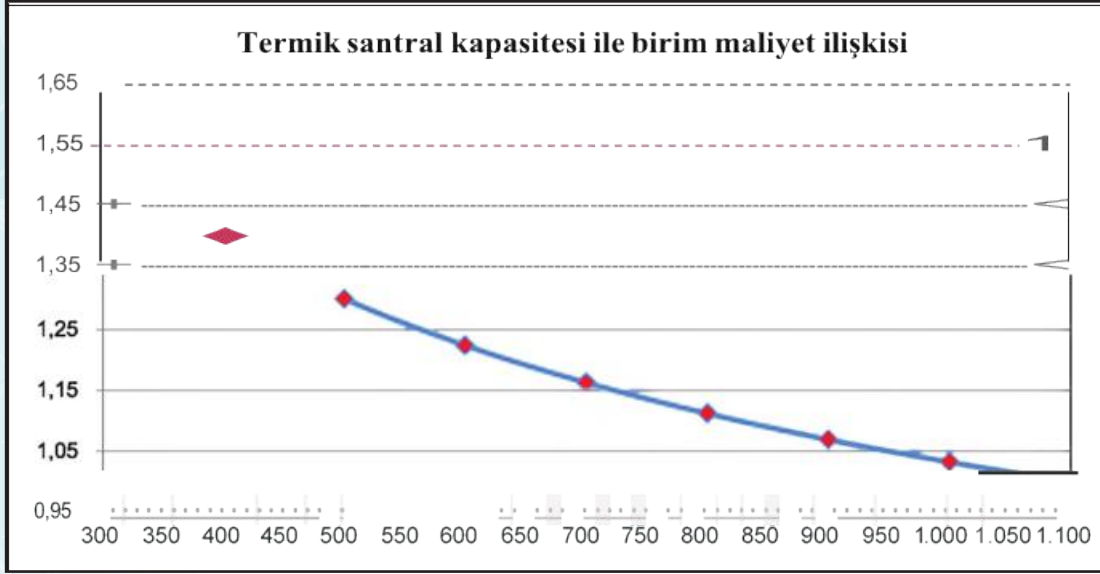
Kazan ve yakma teknolojileri ile ilgili olarak yukarıda ifade edilen hususların yanı sıra aşağıda yer alan hususların da detaylı olarak incelenmesinde fayda görülmektedir.

- ◆ Kapasite ve ünite adedine bağlı olarak yatırım maliyetleri
- ◆ Santral sahasının depremselliği
- ◆ Kredi alma olanakları
- ◆ Tedarikçi piyasası koşulları

5.3. Santral Ünite Kapasite Seçimi

Termik santral ünite kapasitesi büyüdükçe, birim yatırım bedeli düşmektedir. Bu özellik, sadece aynı teknolojilerin kullanıldığı termik santraller için geçerli olup, söz konusu santral tipinde ekipmanların sadece büyüklük itibarı ile birbirlerinden farklı olduğu bunun dışında aynı özelliklere sahip oldukları anlamına gelmektedir.

Grafik 15'de örnek olarak, ünite kapasitesinin 500 MWe ila 1.100 MWe (esas alınan kapasite) aralığında göreceli birim fiyat seyrini gösteren eğri yer almaktadır. Burada verilen aralık USC teknolojisi kullanan ünitelerin kapasitelerine karşılık gelmekte olup, 500 MWe altında kalan kapasitelerde göreceli fiyat eğrisinin kullanılan kazan teknolojisine göre (Kritik Altı, Kritik üstü) düzeltilmesi söz konusudur.



Grafik 17 Ünite Kapasitesine Bağlı Olarak Göreceli Birim Fiyat Seyri

Grafikten de görüleceği üzere 1.100 MWe kapasitesine sahip olan ünitelerde, son yıllarda Avrupa'da edinilen deneyimlere göre, birim yatırım bedeli 1,300 €/kW mertebesindedir. 1.000 MWe kapasiteli bir ünite için 1.03, 500 MWe kapasiteli ünite için ise 1.3 düzeltme katsayısının uygulanması gerektiği görülebilir. Bu düzeltme faktörleri uygulandığında 1.000 MWe ünite kapasitesi için birim yatırım bedelinin 1,339 €/kW, 500 MWe için ise 1,690 €/kW olacağı anlaşılmaktadır. Verilen değerler, Amerika ya da Avrupa kökenli imalatçılar için geçerlidir.

Çeşitli yayınlarda, ana imalatçılar olan Foster Wheeler (FW) ve General Electric (GE, daha önce **Alstom** idi) birim fiyatlarının CFB ve PC teknolojilerinin her birinde yaklaşık eşit olduğu belirtilmektedir.

5.3.1. Ünite Adedine Bağlı Olarak Maliyet

1,000 MWe kapasiteli bir termik santralin birden fazla üniteye sahip olması durumunda, yukarıda da belirtilmiş olduğu üzere, 3x330 MWe veya 2x500 MWe seçeneklerinde, yatırım maliyetinin tek üniteli seçeneğe göre daha yüksek olacağı görülmektedir.

Ancak yine de ikinci ve üçüncü ünitelerin yatırım maliyetinde bir düzeltme yapmak gerekecektir. Genel olarak, ilk ünite için yapılmış olan temel ve detaylı mühendislik hizmetlerinden yararlanarak, imalatçıların ikinci ya da ilave diğer ünitelerin aynı hizmetlerinden önemli ölçüde tasarruf sağlanmaları imkanı bulunmaktadır. İlk üniteye kıyasla, ikinci ya da diğer ilave ünitelerde sağlanabilecek tasarrufun %10 ile %15 (ortalama %12.5) mertebesinde olacağı düşünülebilir.

5. 4. Diğer Hususları

5.4.1. Soğutma Sistemi Alternatifleri

Soğutma sistemi su-buhar-çevriminin bütünleyici bir parçası olup, üniteler ve termik santralının genel verimini etkileme özelliğine sahiptir.

İlkel olarak, su-buhar-çevriminde iki farklı soğutma teknolojisi bulunmaktadır:

- ◆ Islak soğutma
- ◆ Kuru soğutma

Soğutma kulelerinin avantaj ve dezavantaj noktalarını gösteren karşılaştırma tablosu aşağıda yer almaktadır.

Yüksek verime sahip olması, işletme giderlerinin nispeten düşük olması, emre amadeliliğinin yüksek olması ve daha az gürültü çıkarması nedenlerine su kaynaklarının yeterli olduğu ve santral ömrü boyunca düzenli olarak santralın beslenebileceği durumlarda soğutma amacına yönelik olarak Islak Tip Soğutma Kulesi tercih edilir.

Tablo 14 Soğutma Tiplerine Göre Karşılaştırma

	Islak Tip Soğutma Kulesi (ITSK)		Kuru Tip Soğutma Kulesi (KTSK)	
	DSISK	CSISK	HELLER	ACC
Yatırım Maliyeti	100%	35%	130%	135%
Soğutma sisteminin güç tüketimi	100%	150%	300%	600%
Emre Amadelik	100%	100%	100%	99%
Güç üretimine katkısı	100%	100%	99,8 %	99,5 %
Yıllık bakım maliyeti (Yatırım maliyetinin yüzdesi)	0,01 %	0,05 %	0,2 %	2%
Gürültü Seviyesi	Çok düşük	Orta	Düşük	Yüksek
Belirli bir gürültü seviyesinin etkilediği alan	Kule, santralın gürültüsünü belirli yönlerde azaltır		Kule, santralın gürültüsünü belirli yönlerde azaltır	Düşük gürültülü fan veya sönümleyici gereklidir
Santralın dış görüntü etkisini artıran yüksek yapı görüntüsü	Yüksek ≥ 100 m	Düşük ≤ 40 m	Yüksek ≥ 100 m	Düşük ≤ 50 m
Genel yerleşimde esneklik Santral ekipman yerleşim planında esneklik sunması	Mükemmel Kule-nin uzaklığı maliyet etkisi getirmez	İyi/orta	Mükemmel Kule-nin uzaklığı maliyet etkisi getirmez	Orta Hava soğutucuları türbin binasına bitişik olmalıdır
Su Tüketimi	Yüksek	Yüksek	Düşük	Çok düşük



5.4.2. Enerji Transferi

Enerji transferi, iletim konusundaki yetkili kuruluş TEİAŞ tarafından gerçekleştirilecek olan detaylı sistem çalışmaları ile belirlenecek, teknik ve ekonomik yönden en uygun seçenek ile gerçekleştirilecek ve santralin Ulusal Şebekeye bağlantısı mümkün olabilecektir.

5.4.3. Hava Kalitesi

Santral tasarımında, Avrupa Birliği Konseyinin 2010/75/EU sayılı büyük yakma tesisleri direktifini esas alan Mevcut En iyi Teknolojiler Referans Dokümanı (2017) kapsamında belirtilen Çevresel Yönetmelikler emisyon sınır değerleri dikkate alınmalıdır.

Hava kalitesine yönelik tasarım değerleri aşağıda özetlenmiş bulunmaktadır.

Tablo 15 Tasarımda Esas Alınacak Baca Gazı Emisyon Değerleri

Parametre	Birim	Sınır Değer
Toz	mg/Nm ³ (kuru, 6% O ₂)	5
Azot Oksitler (NO _x ; NO ₂ olarak ölçülür)	mg/Nm ³ (kuru, 6% O ₂)	85
Kükürt Dioksit (SO ₂)	mg/Nm ³ (kuru, 6% O ₂)	75
Karbon Monoksit	mg/Nm ³ (kuru, 6% O ₂)	100
Hidrojen Klorür (HCl)	mg/Nm ³ (kuru, 6% O ₂)	3
Hidrojen Florür (HF)	mg/Nm ³ (kuru, 6% O ₂)	2
Cıva (Hg)	µg/Nm ³ (dry, 6% O ₂)	4

Not: Bu çalışmada, Steag Ensida Energy Services Ltd. ve Uniper Anlagenservice GmbH Firmaları tarafından hazırlanmış olan santral ön fizibilite raporlarından yararlanılmıştır.

PROJENİN FİNANSMANI





Quote Detail

242.56
0.00 (0.00%)
▲21.058

234.00 Bid Size: 1

235.00 Ask Size: 1

Size Index 1.938 P/C Ratio 0.812 High 0.00 Close 242.56
Vol Ind... 176.80% Open 0.00 Low 0.00 52 High 483.00

News Options Portfolio Level II

Symbol Search

Symbol	Last	Change	%	Size	Volume
BPX	4195.99	0.00%		0 x 0	0
S&P 500 INDEX	4195.99	0.00%		1 x 10	154
XLE	62.07	0.00%		4 x 4	10
SELECT SECT...	0.00				
XLK	138.64	0.00%		0 x 0	0
SELECT SECT...	0.00				
VIX	17.91	+3.17%		0 x 0	0
CBOE MARKE...	0.55			1 x 1	14601
QQQ	242.56	0.00%		1 x 1	12673
GAMESTOP C...	0.00			1 x 5	0
SPY	419.07	0.00%		5 x 1	0
SPDR S&P500...	0.00				
XLU	65.25	0.00%		20 x 10	69689
SELECT SECT...	0.00				
/MES[M21]	4184.35	-0.23%		1 x 8	11540
Micro E-mini S...	-8.99				
/M2K[M21]	2242.40	-0.21%		8 x 2	98825
Micro E-mini R...	-4.79				
/M2M[M21]	12835.99	-0.45%		8 x 2	148381
Micro E-mini M...	-61.99				
/M2N[M21]	34263.00	-0.05%		2 x 2	14853
Micro E-mini D...	-17.00				
/BTC[K21]	38955.00	+1.09%		12 x 8	28167
Bitcoin Futures	420.00				
QQQ	334.13	0.00%		381 x 518	100008
TRIVESTCO QQQ...	0.00				
SOON	11.05	0.00%			



01 01
0101
01 01
0101
01 01
0101
01 01
0101

6. PROJENİN FİNANSMANI

6.1. Kamunun Destek Olabileceği Yapısal Hususlar

6.1.1. Satın Alım Garantisi (PPA)

Enerji Satın Alma Anlaşması (PPA), genellikle bir elektrik üreticisi ve bir müşteri (bir elektrik tüketicisi veya tüccarı) arasında uzun vadeli bir elektrik tedarik anlaşmasına atıfta bulunur. İkili bir anlaşma olduğu için birçok şekilde olabilir ve genellikle belirli uygulamaya göre uyarlanır. Elektrik fiziksel olarak veya bir bilanço üzerinden sağlanabilir. PPA'lar piyasa fiyatı risklerini azaltmak için kullanılabilir, bu nedenle büyük elektrik tüketicileri tarafından enerji santrallerinin planlanması veya işletilmesiyle ilgili yatırım maliyetlerinin azaltılmasına yardımcı olmak için sıklıkla uygulanırlar.

Günümüzde enerji sektöründe, özellikle kömür santralleri gibi büyük ölçekli projelerin finansmanını sağlamak ve enerji piyasasındaki dalgalanmalara karşı dirençli olabilmek büyük önem taşımaktadır. Bu bağlamda, kömür santrallerine alım garantisi verilmesi, sektördeki finansman zorluklarını aşmak ve elektrik fiyatlarındaki belirsizliklere karşı koruma sağlamak için etkili bir çözüm olarak öne çıkmaktadır.

Projenin fizibil olma koşulunu sağlamasındaki en kritik konu elektrik fiyatının kredi ana borcunu ödeyecek seviye olması ile elektrik fiyatının öngörülebilirliğinin sağlanmış olmasıdır. Bu durumun da ancak elektrik satın alım garantisi ile karşılanabileceği değerlendirilmektedir.

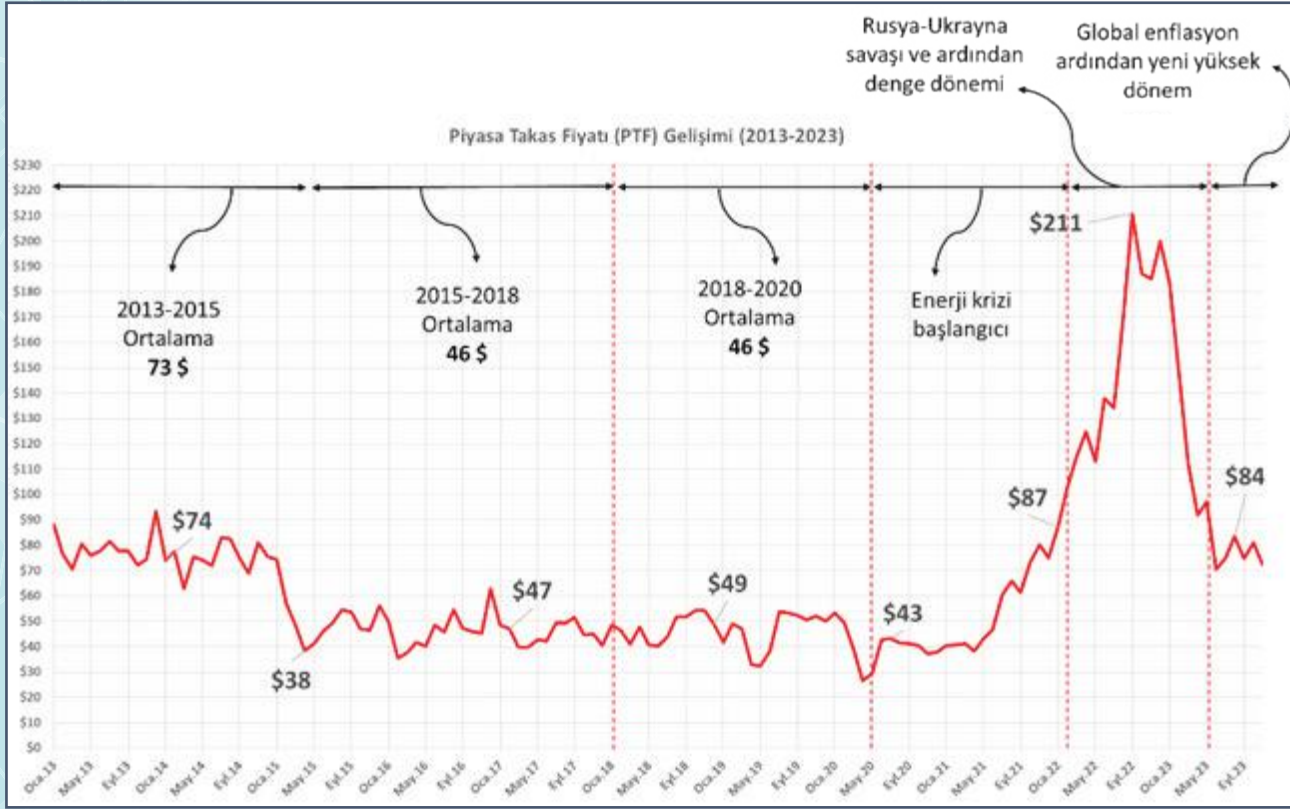
6.1.1.1. Neden Gerekli:

Kömür santralleri gibi büyük ölçekli enerji projelerinin finansmanı genellikle karmaşık ve uzun vadeli bir süreçtir. Alım garantisi projenin gelir akışını güvence altına alarak, geri ödeme süreçlerini daha öngörülebilir hale getirir. Finansman sağlayıcılarına projenin maliyet ve getiri profilini daha iyi değerlendirme imkânı tanır. Bu güvenceler, özellikle enerji piyasasındaki belirsizliklerin ve fiyat dalgalanmalarının yoğun olduğu dönemlerde projelerin sürdürülebilirliğini destekleyebilir.

Küresel emtia fiyatlarındaki yükseliş tüm tedarik zincirini etkilerken, Türkiye'de de elektrik, doğal gaz ve kömür fiyatlarında önemli artışlara neden olmuştur. Türkiye'de elektrik piyasasında maliyet oluşumu, doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin elektrik fiyatı üzerindeki belirleyici etkisi nedeniyle, doğal gaz ve ithal kömür fiyatlarındaki değişiklikler ile yakın ilişki göstermiştir.



2022 yılında küresel piyasalarda yaşanan jeopolitik gelişmeler ve özellikle global doğal gaz fiyatlarındaki oynaklıklar elektrik fiyatlarında da etkili olmuştur. 2015-2020 yılları arasında olduğu gibi dönem dönem düşük fiyatlarda işlem görmüştür. Enerji Piyasaları İşletim A.Ş. (EPIAŞ) verilerine göre, 2022 yılı Ocak ayında aylık ortalamada 87 \$/MWh olarak kaydedilen piyasa takas fiyatı (PTF), Haziran ayında 130 \$/MWh değerini aşarak Eylül ayında 210,84 \$/MWh ile en yüksek değerine ulaşmış, 2022 yılını 200 \$/MWh ile kapatmıştır. 2022 yılı Kasım ayında 184,99 \$/MWh olarak gerçekleşen ortalama PTF, 2023 yılı Kasım ayında, bir önceki yıla göre %60,7 oranında düşerek 81,00 \$/MWh olarak kaydedilmiştir.



Grafik 18 Enerji Piyasasındaki Elektrik Fiyatları

Enerji piyasasındaki elektrik fiyatları, çeşitli faktörlere bağlı olarak sürekli dalgalanmaktadır. Bu dalgalanmalar, enerji projeleri için beklenmedik maliyet artışlarına ve gelir kayıplarına neden olmaktadır. Covid-19 ve Rusya-Ukrayna krizi etkisiyle 2022 yılında elektrik fiyatlarındaki değişimler buna örnek verilebilir. Ancak grafikte görüldüğü gibi kriz öncesi ve sonrası dönemlerde de fiyatlar değişkenlik göstermektedir.

Kömür santrallerine sağlanan alım garantisi, projenin ömrü boyunca belirli bir fiyat seviyesinden enerji satılacağına dair devlet veya özel bir kuruluşun taahhüdünü içerir. Bu durum, enerji üreticilerine sabit bir gelir akışı elde etme ve fiyat dalgalanmalarına karşı korunma avantajı sağlar. Dolayısıyla yatırımcılar ve finans kuruluşları projenin maliyet tahminlerini daha güvenilir bir şekilde yapabilir ve borç geri ödemelerini planlayabilirler. Ayrıca makroekonomik etkiler açısından bu projelere verilen alım garantisinin maliyetinin üzerinde değer yaratılması söz konusudur.

Arz ve talep fazlasının döngüsel olarak hareket ettiği elektrik sektöründe, arz fazlasının yaşandığı döngüden geçmekteyiz. Serbest piyasa koşullarında, düşük elektrik fiyatlı piyasada yeni yatırımlara

başlamak ekonomik olarak yüksek riskli ve rasyonel olmayacağından şirketlerin bu alanda sermaye ayırmasının mantıklı olmadığı düşünülebilir. Türkiye elektrik sektöründeki kurulu güç yatırımları arz fazlasının bir süre daha devam edeceğine işaret ederken, fiyatların doğalgaz sektöründeki gelişmeler ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına bağlı olarak şekilleneceği öngörülmektedir. Maliyetlerin yüksek ve elektrik fiyatlarının görece düşük olduğu sektörde uzun vadeli borçlanmayla kurulumu yapılan elektrik santrallerinde, sabit fiyatla alım garantisi ve finansman desteği büyük önem arz etmektedir. Diğer kaynaklarla ve yatırım modelleri ile rekabet edilebilmesi için uygulamada proje finansmanında ilk şart olarak aranan kriter alım garantisi olmaktadır.

6.1.1.2. Yapısı (Tutar, Vade)

6.1.1.2.1. Süre

Yatırım geri dönüş süreleri santral teknolojilerine, özgül ısı sarfiyatlarına ve finansman maliyetlerine doğrudan bağlıdır. Dünyada dekarbonizasyon süreçlerinin hızlanmasıyla uzun vadeli yeni yatırımlara başlamak ekonomik olarak yüksek riskli ve rasyonel olmayacağından, şirketlerin bu alanda sermaye ayırmasının mantıklı olmadığı düşünülebilir. Yatırımcıların serbest piyasada bu riski alması beklenemez.

6.1.1.2.1.1. Borç Geri Ödeme Dönemi

Mevcut finansman ortamında bankalardan büyük projeler için bulunabilecek uzun vadeli krediler 8-10 yıl sürelidir. Projenin banka finansmanına uygun olması için bu süre zarfında kredi geri ödemesini sağlayacak kadar nakit üretebilmesi gerekir. Bu noktada alım garantisine ihtiyaç vardır. Satın alım garantisi için süre, yüksek borç geri ödeme yükü göz önünde bulundurularak projenin yapılabilir olmasını sağlayacak şekilde belirlenmelidir.

Örnek alınan 6 Şubat 2017 tarihinde ihalesi yapılan 800 MW kapasiteli Çayırhan termik santrali 15 yıl alım garantisi söz konusudur. Özel sektör sahalarının değerlendirilmesinde benzer ihalede yer verilen on beş yıl alım garantisinin uygulanması fiili duruma uygun olacaktır. Bu durum özel sektör yatırımları ile kamu sahası tahsisli yatırımlar arasındaki ayrımı da kaldıracaktır.

Alternatif olarak ilk on yıl belli bir fiyattan verilen alım garantisi izleyen yıllarda kademeli olarak düşürülebilir veya alım miktarları kademeli olarak azaltılabilir. Hazineye cirodan pay verilmesi değerlendirilebilir alternatifler arasında yer almalıdır. Bu tür düzenlemeler ile projelerin finansman görüşmelerinde somut ilerlemeler kaydedilerek; borç servis oranı, geri ödeme süresi, iç karlılık oranı vb. finansal oranlar iyileşmiş olacağından kredilerden düşük maliyetli fon bulunmasının önü açılmış olacaktır.

Aynı zamanda sabit fiyat garantisi, finansmanın faiz ve vade koşullarını olumlu etkilediğinden asgari ekonomik elektrik fiyatını da daha aşağı çekmektedir.

6.1.1.2.1.2. Gelecek Operasyon Dönemi

Santralin kurulumu ve borç geri ödeme döneminin ardından, 2040 yılı sonrası için Dünyada ve Türkiye'de dekarbonizasyon süreçlerinin ve diğer etkenlerle santrallerin serbest piyasada faaliyet göstermesi mümkün olmayabilir. Üretimdeki santrallerin, bu dönemde oluşacak yüksek operasyon maliyetleriyle çalışmaya devam etmesi imkânsız hale gelebilecektir. Değişken karbon senaryolarının et-



kisiyle, operasyonun devamlılığı için engel oluşturabilecek dekarbonizasyon maliyetlerini şirketlerin yükleneyeceği öngörülemez. Dolayısıyla gelecek operasyon dönemi içerisinde de satın alım garantisi verilmesi, gelecekteki riskleri azaltarak yatırımlara bir koruma mekanizması oluşturacaktır.

6.1.1.2.1.1.3. Tutar

Yatırım ve finansman modeli: 1 MW bir santral projesi örneğinde maden hazırlığı tamamlanmış ve 4 yıllık inşaat aşamasına başlayacağı varsayılmıştır. Örnek iki senaryoda yer altı madenine dayalı 1 MW gücündeki bir yerli kömür termik santrali için %41 verimle, yıllık 7500 saat çalışması planlanmıştır. İç tüketim oranı %9 kabul edilmiştir. Yatırım maliyeti yaklaşık 1 m\$ olarak kabul edilmiştir. Bu bedelin **%30 öz kaynak 300 k\$** ile karşılanması durumunda geriye kalan **%70 kredi tutarı 700 k\$** olmaktadır.

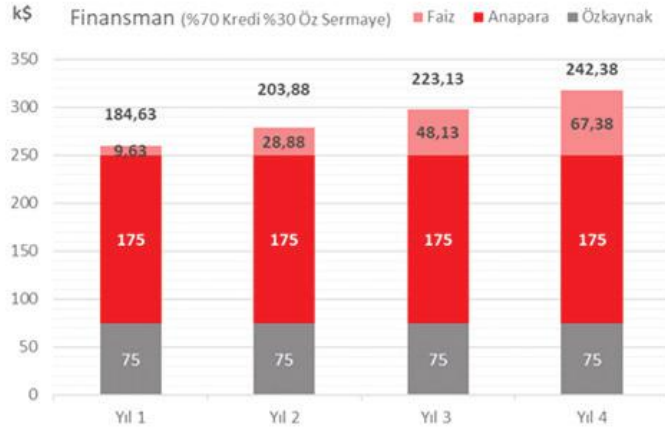
6.1.1.2.1.1.4. Borç Geri Ödeme Dönemi

Yıllık %11 faiz oranı ile 4 yıllık borçlanma süresi sonunda 154 k\$ faiz yükü oluşmaktadır. İşletme sürecinde kredi ödemesi Senaryo 1 için 10 yıllık geri ödeme, Senaryo 2 için 8 yıllık geri ödeme planıyla hesaplanmıştır.

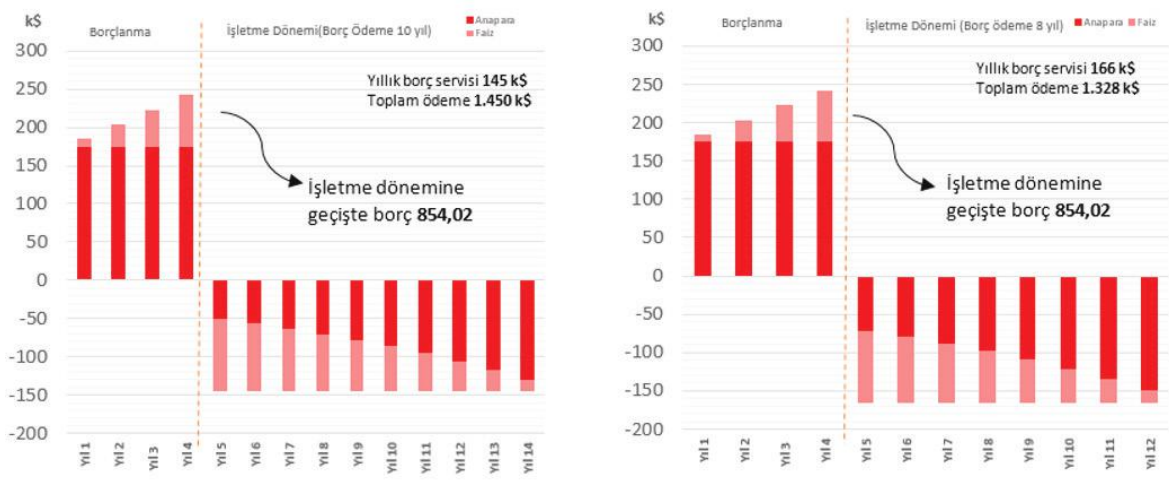
6.1.1.2.1.1.5 Finansman Maliyetleri

Tablo 16 Santral Örnek Model

Örnek Model	
Santral Kurulu Güç	Santral Toplam Yatırım
1 MW	1 M\$
Yıllık Çalışma Saati	7500
İç Tüketim Oranı	9%
Verim	41%
70%	30%
Kredi	Özkaynak
700 k\$	300 k\$
Faiz Oranı	
11%	
Borçlana 4 yıl, geri ödeme 8 yıl ve 10 yıl	



Grafik 19 Finansman tablosu



Grafik 20 Senaryolara Göre Finansman Grafikleri

SENARYO 1 (10 yıl geri ödeme)

- Yatırımcı işletme dönemine girerken 854,02 k\$ borçlu durumda olacaktır.
- Geri ödeme süresi boyunca oluşacak faiz ile ödenmesi gereken **toplam borç 1.450 k\$**'i bulmaktadır.
- 10 yıllık geri ödeme süresince **596,12 k\$** faiz yükü oluşmaktadır.
- Eşit taksitli geri ödeme planıyla yıllık borç servisi **145 k\$** olacaktır.
- Yılda 7500 saat çalışan 1 MW güçte santralin her yıl 145 k\$ borç ödeyebilmesi için MWh üretim başına fiyat **21,25 \$** olması gerekmektedir.

SENARYO 2 (8 yıl geri ödeme)

- Yatırımcı işletme dönemine girerken 854,02 k\$ borçlu durumda olacaktır.
- Geri ödeme süresi boyunca oluşacak faiz ile ödenmesi gereken **toplam borç 1.328 k\$**'i bulmaktadır.
- 8 yıllık geri ödeme süresince **473,62 k\$** faiz yükü oluşmaktadır.
- Eşit taksitli geri ödeme planıyla yıllık borç servisi **166 k\$** olacaktır.
- Yılda 7500 saat çalışan 1 MW güçte santralin her yıl 166 k\$ borç ödeyebilmesi için MWh üretim başına fiyat **24,32 \$** olması gerekmektedir.



6.1.1.2.1.1.6. Sermaye Maliyetleri

Örnek senaryo için toplam yatırım tutarı 1 milyon USD olacak şekilde 300 USD (%30) öz kaynak ve 700 USD (%70) kredi kabul edilmiştir. Öz kaynak için 8 yıl ekonomik ömürle nakit akışlar yıllık 66.850 \$, 10 yıl için ise 59.765 \$ olmaktadır.

Tablo 17 Farklı Senaryolara Göre Maliyet

	Sermaye	Finans	Toplam
1. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
2. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
3. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
4. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
5. yıl		66,850 \$	66,850 \$
6. yıl		66,850 \$	66,850 \$
7. yıl		66,850 \$	66,850 \$
8. yıl		66,850 \$	66,850 \$
9. yıl		66,850 \$	66,850 \$
10. yıl		66,850 \$	66,850 \$
11. yıl		66,850 \$	66,850 \$
12. yıl		66,850 \$	66,850 \$
Toplam	- 300,000 \$	534,800 \$	834,800 \$

	Sermaye	Finans	Toplam
1. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
2. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
3. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
4. yıl	- 75,000 \$		-75,000 \$
5. yıl		59,765 \$	59,765 \$
6. yıl		59,765 \$	59,765 \$
7. yıl		59,765 \$	59,765 \$
8. yıl		59,765 \$	59,765 \$
9. yıl		59,765 \$	59,765 \$
10. yıl		59,765 \$	59,765 \$
11. yıl		59,765 \$	59,765 \$
12. yıl		59,765 \$	59,765 \$
13. yıl		59,765 \$	59,765 \$
14. yıl		59,765 \$	59,765 \$
Toplam	300,000 \$	597,650 \$	897,650 \$

İç getiri oranı (IRR); herhangi bir projenin gelecekte sağlayacağı dönemsel net nakit akışlarının bugünkü değerlerinin toplamını, projenin yatırım tutarının bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranıdır. Böylece grafiklerde görüleceği gibi örnek senaryoda yatırımın IRR %15 olmaktadır.

Böylece birinci senaryo için yatırım sonrasında sermaye geri dönüşümü için mwh başına CEPex 9,79 \$, ikinci senaryo için 8,76 \$ kazanılması gerektiğini göstermektedir.

6.1.1.2.1.1.7. Santral Maliyetleri

Santralin çalışma aşamasında 1 MW elektrik üretimi için yapılan işletme giderleri;

Santral OpEx maliyetleri ~ 4,71 \$

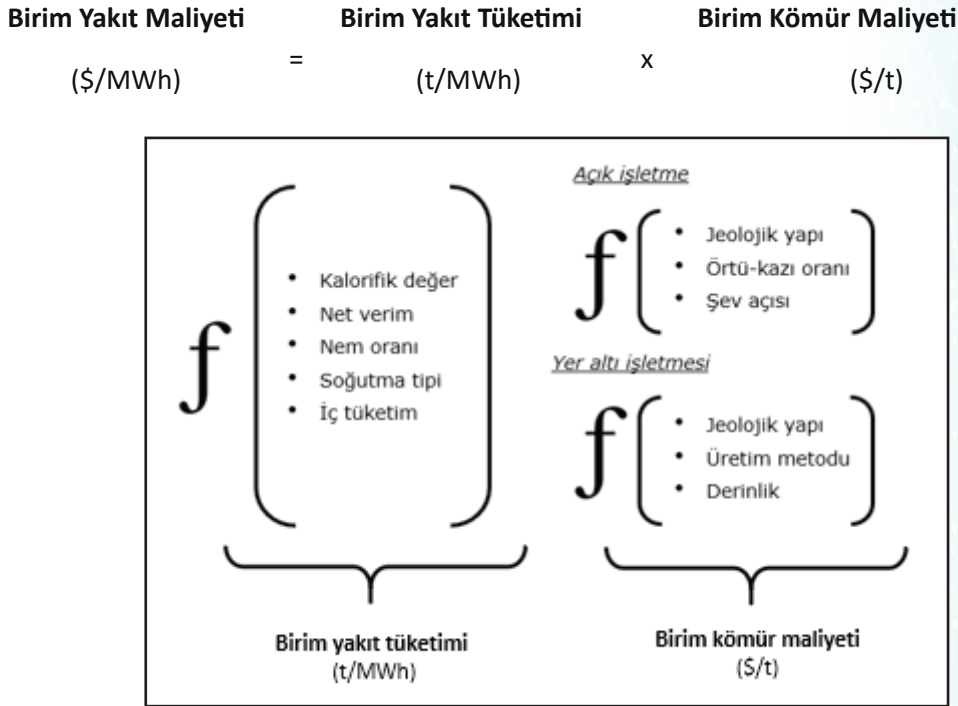
İletim, sistem vs. maliyetleri ~ 3,72 \$

İzin, Harçlar ve Sigorta maliyetleri ~ 0,69 \$

6.1.1.2.1.1.8. Yakıt Maliyetleri

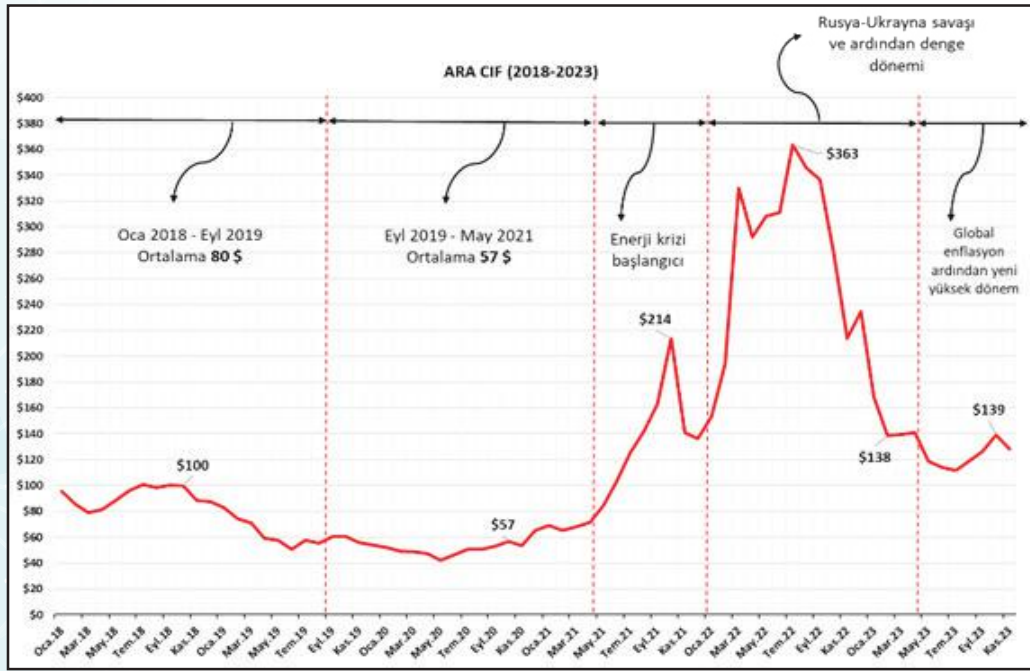
Ülkemiz linyitlerinin santral yakıtı olarak potansiyeli değerlendirildiğinde yakıt maliyetinden çok yüksek rakamlara ulaşan bir yelpaze görülmektedir.

Yelpazenin genişliği her bir kaynak için kalori farklılığı, nem farklılığı, madencilik yöntemi ve randıman farklılığı gibi birçok unsurun birleşiminden ileri gelmektedir. Bu sebeple ortalama bir yakıt maliyeti ve buna dayalı bir sabit elektrik fiyatını belirlemek mümkün olmamaktadır. Diğer bir deyişle ülkemiz linyitlerinin tamamını kapsayacak bir mekanizma önermek olası değildir.



Şekil 5. Yakıt Maliyetlerinin Bağlı Olduğu Parametreler

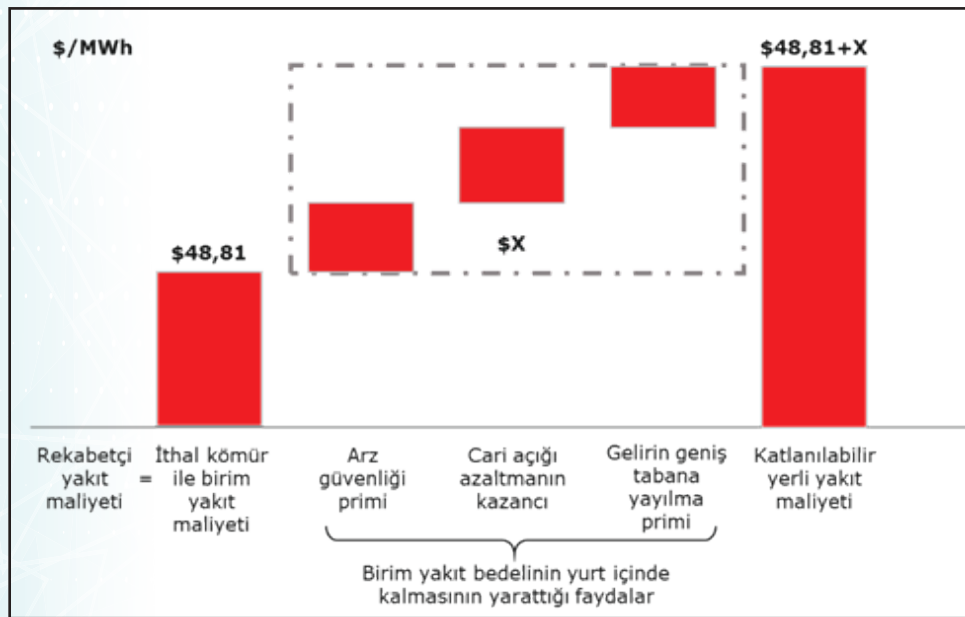
Her santralin yakıt maliyetleri farklılık gösterdiğinden, ortalama yakıt maliyetine göre bir sabit elektrik fiyatı belirlemek mümkün olmamaktadır. İthal kömür kullanılması durumunda yakıt maliyeti için 6000 kcal/kg kömür ve ARA CIF fiyatları referans alınmıştır. Burada ithal kömür fiyatlarındaki belirsizliği ve değişimi dikkate almak gerekmektedir. Grafikte görüldüğü gibi ARA CIF kömür fiyatları Dünya'da yaşanan birçok olaydan doğrudan etkilenmekte ve böylelikle ithal kömür ile elektrik üretiminin yüksek maliyetlere ulaşmasına yol açmaktadır. İthal kömür fiyatlarının enerji krizi dönemi öncesinde de yükseldiği ve Rusya-Ukrayna savaşı ardından enflasyonun etkisiyle yeni yüksek döneme girdiğini görmekteyiz. Öngörülemez bu fiyat değişimleriyle yakıt olarak ithal kömür kullanan santrallerin elektrik fiyatının öngörülmesi de mümkün olmamaktadır.



Grafik 21 Ara SIF (2018-2023)

6.1.1.2.1.1.9. Stratejik Hedef Maliyetleri

İlerleyen dönemlerde ARA kömür fiyatlarının 120 \$ altına düşmeyeceği öngörülmektedir. Örnek modele göre 7500 saat çalışma, %41 verim, %9 iç tüketim, 6000 kcal/kg kömür ile 1 mw elektrik üretimi için 0,35 ton kömür kullanılacaktır. Böylece ithal kömür eşleniği olarak yakıt maliyeti ise 48,1 \$ olmaktadır. İthal kömür ikamesi olarak yerli kömür kullanılmasıyla katlanılabilir yerli yakıt maliyeti 48,81 \$ + X olacaktır. Stratejik hedef primi olan x, birim yakıt bedelinin yurt içinde kalmasıyla sağlanan arz güvenliği, cari açığın azaltılması, istihdam sağlanması gibi faydaları içermektedir. Gerçekleştirilemeyen projeleri de kapasiteye katabilmek için bu stratejik hedef bedeli önemlidir.



Şekil 6. Stratejik Hedef Maliyeti

Yerli kömürde tek bir yakıt maliyeti hesaplamak mümkün değildir, değişken kabul ederek borç geri ödeme için gerekli olan asgari elektrik fiyatının hesaplaması Tablo 18’de yapılmıştır. Rekabetçi yakıt maliyeti olarak ithal kömür fiyatını güncel ARA fiyatıyla kabul ederek, yeni yerli kömür santrali açısından fizibil elektrik fiyatının hesaplaması Tablo 2’de yapılmıştır.

Tablo 18 Yerli Kömür Maliyeti

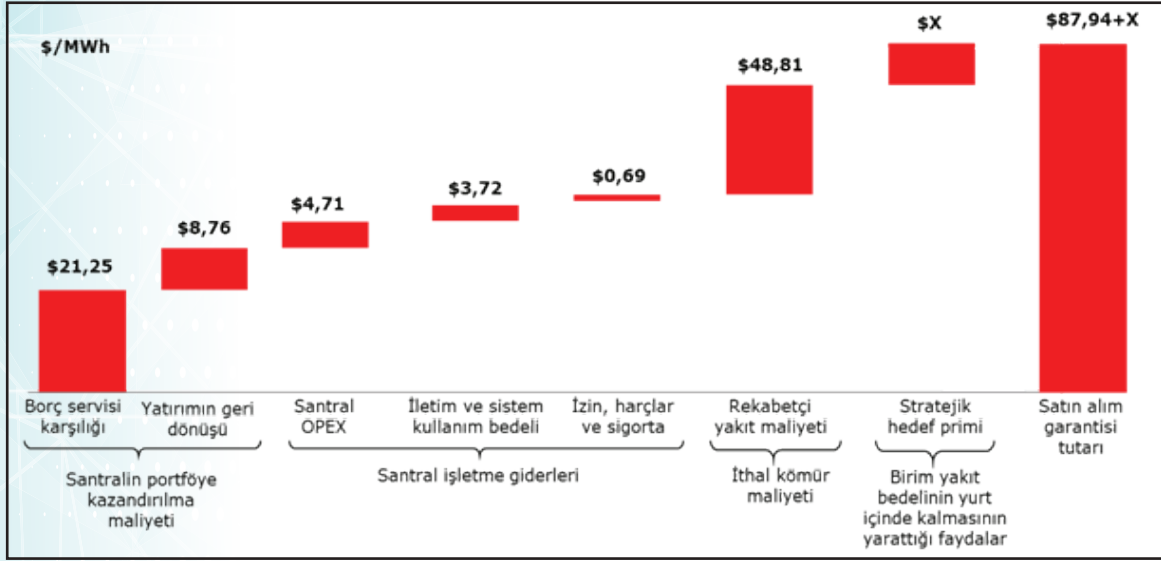
Yerli Kömür	8 Yıl		10 Yıl	
Faiz Oranı	11%	13%	11%	13%
Toplam Ödeme (k\$)	854,02	904,76	854,02	904,76
Yıllık borç servisi (k\$)	165,95	188,54	145,01	166,74
Elektrik Üretim başına borç (\$/mwh)	24,32	25,25	21,25	22,33
Yatırımın Geri Dönüşü (\$)	9,79	9,79	8,76	8,76
Santral Opex (\$)	\$4,71	\$4,71	\$4,71	\$4,71
İletim, sistem vs. maliyet (\$)	\$3,72	\$3,72	\$3,72	\$3,72
İzin, Harçlar ve Sigorta (\$)	\$0,69	\$0,69	\$0,69	\$0,69
Yakıt Maliyeti (\$)	X	X	X	X
Maliyet ve karşılık toplam	42,33+X	44,16+X	39,12+X	40,20+X

Tablo 19 İthal Kömür Maliyeti

İthal Kömür	8 Yıl		10 Yıl	
Faiz Oranı	11%	13%	11%	13%
Toplam Ödeme (k\$)	854,02	904,76	854,02	904,76
Yıllık borç servisi (k\$)	165,95	188,54	145,01	166,74
Elektrik Üretim başına borç (\$/mwh)	\$24,32	\$25,25	\$21,25	\$22,33
Yatırımın Geri Dönüşü (\$)	9,79	9,79	8,76	8,76
Santral Opex (\$)	\$4,71	\$4,71	\$4,71	\$4,71
İletim, sistem vs. maliyet (\$)	\$3,72	\$3,72	\$3,72	\$3,72
İzin, Harçlar ve Sigorta (\$)	\$0,69	\$0,69	\$0,69	\$0,69
Yakıt Maliyeti (\$)	\$48,81	\$48,81	\$48,81	\$48,81
Stratejik hedefin değeri	X	X	X	X
Maliyet ve karşılık toplam	92,04+X	92,98+X	87,94+X	89,02+X

Borç geri ödeme, santral işletme giderleri ve yakıt maliyeti ile 1 mw elektrik üretimi için toplam maliyet **87,94 \$** olmaktadır. Bu alt sınırdaki santral kurulumu fizibil olursa, yerli kömürle yapılacak bir santral mümkün olmakta ve yurt içinde kalacak maliyetlerle arz güvenliğini sağlama, cari açığı azaltma ve istihdama katkı sağlama gibi faydalar yaratılabilmektedir. Bu faydaları elde etmek amacıyla ithal kömürden daha pahalı yakıt maliyeti olacağı için çalıştırılmayan, rekabetçi olmayan kömür havzalarının işletilebilmesi için de rekabetçi yakıt maliyetine ek stratejik hedef primi verilebilir.

- Yakıt maliyeti, stratejik hedef primi (X) ve yatırımın geri dönüşü ile satın alım garantisi tutarı minimum $87,94 \$ + X$ olmaktadır.
- Yatırım maliyetleri, finansman koşulları, işletme giderleri ve katlanılabilir yakıt maliyeti hesaba katılarak verilecek süreli bir sabit fiyat garantisi Türkiye linyitlerini elektrik arzına kazandıracaktır.
- Bu şekilde belirlenen fiyat, marjinal fizibilite noktasında olan projelerin yalnızca borç geri ödemesini sağlayacak, yatırımcı ancak borç süresinin sonunda santralin serbest piyasa koşullarında oluşacak değerini hedefleyecektir.
- Bundan daha avantajlı olan kömür sahaları ise avantajları nispetinde önceliklendirilerek ekonomiye yeni yatırımlar ile kazandırılabilir.



Şekil 7 Santral Maliyeti

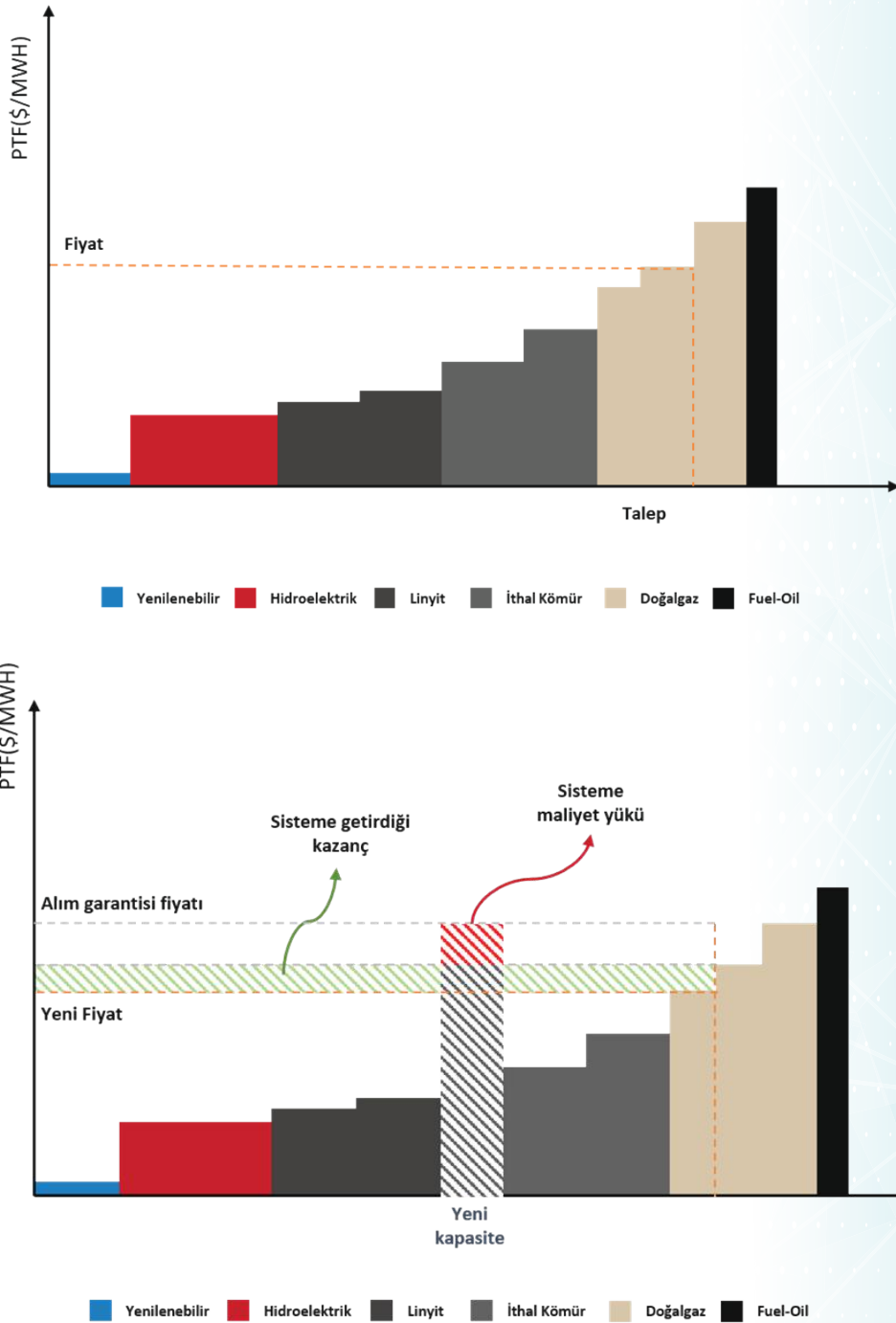
6.1.1.2.1.10. Gelecek Operasyon Dönemi

Santralin işletmeye geçmesi ve sonrasında borç ödeme süresi yaklaşık 14 yıl sürmektedir. Bu süre sonrasında da piyasadaki enflasyon etkisiyle yakıt, santral ve sermaye maliyetleri değişiklik gösterecektir. Bu değişikliklerin getirdiği maliyet yükünün kaldırılabilir olması için bir eskalasyon mekanizması oluşturulabilir. Bu noktada satın alım garantisinin projeksiyon dönemindeki operasyonları da kapsamı çözüm olacaktır. Projeksiyon dönemindeki satın alım fiyatı, “**yakıt maliyetleri + işletme maliyetleri + sermaye getirisi**” sağlayacak bir fiyat olmalıdır.

6.1.1.3. Satın Alım Garantisinin Sistem Enerji Bedeline Etkisi

Elektrik fiyatları saatlik olarak piyasadaki arz-talebe göre belirlenmektedir. Son kwh’i üreten santralin fiyatı tüm sisteme uygulanmaktadır. Yeni yapılacak bir santral arz filosuna girdiğinde fiyatı belirleme hüviyeti daha verimsiz bir santralden daha verimliye doğru kayacaktır. Grafikte görüldüğü gibi, düşük marjinal maliyetli yenilenebilir enerji üretiminin artışı merit order düzeninde arz eğrisinin sağa doğru kaymasına neden olmaktadır. Talebin aynı seviyede kaldığı bir saat için arzın artması, doğalgaz ve fuel-oil santrallerinin kapasite dışında kalmasına, piyasada oluşan fiyatların düşmesine yol açmaktadır.

Yeni eklenen kapasiteye verilecek PPA sisteme yük oluşturmayacak, aksine tüm sistem maliyetini düşürdüğü için kazanç getirecektir. Örnek olarak 1000 mw yeni kapasite için PTF+20\$ satın alım garantisi verilirse, daha öncesinde 40.000 mw olarak seçilen toplam sistem kapasitesiyle, satış fiyatının azalmasıyla bile tüm sistemin bu indirim ile çok daha fazla kazanç elde edeceği görülecektir. Bu sebeple yüksek fiyatla satın alım garantisi verilmesi sonrasında, artması beklenen sistem fiyatı talebin aynı kalmasıyla düşecektir.



Grafik 22. Satın Alım Garantisinin Sistem Enerji Bedeline Etkisi

6.1.2. Kamu Özel İşbirliği (PPP)

Karbon senaryolarına ilişkin ilerleyen yıllarda oluşacak sorunlar, kömür santrali kurulumlarındaki zaman kısıtlarını daha acil hale getirmiştir. Projelerin yüksek sermaye gerektirmesi, yatırımcıların uzun vadeli yatırım olarak riskli görmesi projeleri yapılabilir olmaktan uzaklaştırmaktadır. Bu bağlamda, yapılacak kömür santrali projelerine elektrik arz güvenliğini teminen kamunun farklı şekillerde projelere destek sağlaması önem arz etmektedir. Bunlardan biri kamu özel işbirliği modelidir (PPP). PPP uygulamaları projelerin niteliğine, kamu ve özel sektörün projeye katılım derecelerine ve taraflar arasındaki farklı risk dağılımına bağlı olarak çok çeşitli şekillerde ortaya çıkabilmektedir.

Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), enerji sektöründe güçlü ve sürdürülebilir bir geleceğe yönelik misyon benimseyerek, enerji güvenliği, ekonomik büyüme ve istihdam oluşturma hedefleri doğrultusunda faaliyet göstermektedir. Bu misyonun içinde, yeni kömür santrali projelerine destek vermek, enerji arzının çeşitlendirilmesi ve enerji talebinin karşılanması adına kritik bir adım olarak öne çıkmaktadır. Artan enerji arzında güvenliği ve çeşitliliği sağlamak için yeni kömür santrali projelerine EÜAŞ'ın işbirliği ile stratejik yatırım desteği vermesi, aynı zamanda yerli enerji kaynaklarının kullanımını da artıracak olmasıyla, enerjide dışa bağımlılığı azaltma hedefine katkı sağlayacaktır. Ekonomik katkının yanında büyük istihdam imkânı sağlanması bu projelerle mümkün olacaktır. Bu kapsamda EÜAŞ'ın ve diğer kamu kurumlarının desteği, proje finansmanında yatırımcılar için güven ortamı oluşturacak ve projenin gerçekleştirilmesine imkân tanıyacaktır. Aksi halde kısa dönem içerisinde yapıma başlamayan özel sektör projelerinin, yüksek maliyetler ve yatırımcı bulunamaması sebepleriyle iptal edildiğini görmek şaşırtıcı olmayacaktır.

Stratejik sermaye benzeri bir finansman olarak Türkiye Varlık Fonu (TVF) dahil edilerek bir kamu özel işbirliği oluşturulabileceği değerlendirilmektedir. TVF “yurtiçindeki stratejik yatırımlara sermaye sağlamak” misyonu kapsamında, ülkemiz için son derece stratejik önem arz eden yerli kömür santrallerinin finansmanına katkı sunarak ülke ekonomisine de katkı sağlayabilecektir. Ayrıca kamu desteğiyle dış finansman ve yabancı yatırımcıların projeye dahil edilebilmesinin de farklı bir opsiyon olarak değerlendirilmesinde fayda görülmektedir.

On İkinci Kalkınma Planı (2024-2028) kapsamında alınan bazı kararlarda enerji sektöründe santrallere verilecek desteklerle ilgilidir. Bunlar;

509. Enerji arz güvenliğinin sağlanması kapsamında çevresel etkiler azami ölçüde göz önünde bulundurularak yerli kömürün kullanımına devam edilecektir.

509.1 Mevcut kömür yakıtlı santrallerde gerekli olan rehabilitasyonlar yapılarak çevresel etki ve verimlilik açısından iyileştirmeler sağlanacaktır.

509.2 Kömürün hidrojen, metanol ve amonyak üretimi gibi daha çevreci şekilde kullanılabilmesine yönelik Ar-Ge faaliyetleri ve rezervlerimizin temiz kömür teknolojileriyle değerlendirilmesine yönelik çalışmalar yapılacaktır.

6.1.2.1. Kamu Projesi Hüviyeti Kazandırmak

Enerji sektöründe yaşanan hızlı değişim ve karbon salınımını azaltma hedefleri, kömür santrallerinin kurulumunda ortaya çıkabilecek sorunları daha karmaşık ve zaman kısıtlarını da daha acil hale getirmektedir. Ancak, baz enerji ihtiyaçlarını karşılamak için kömür santrallerine olan ihtiyaç devam etmektedir. Bu bağlamda, hükümetin, kömür santrali projelerine yönelik kamu desteğini artırması, izin süreçlerini kolaylaştırması ve hızlandırması daha stratejik hale gelecektir.



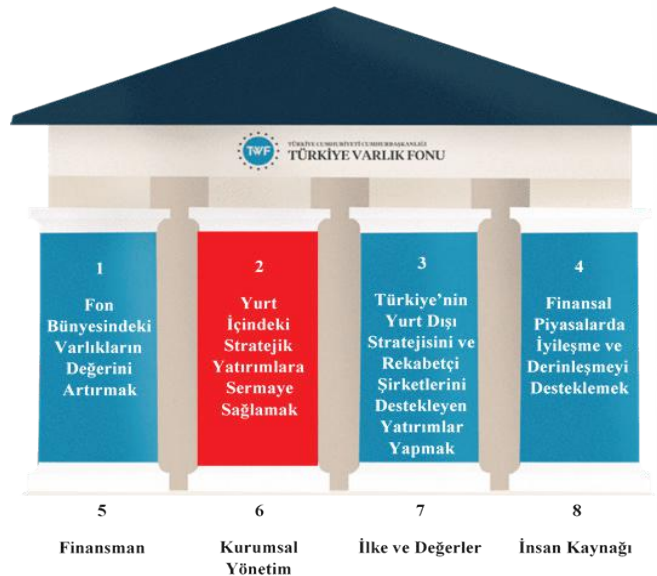
Kamunun süreç kolaylaştırma ve hızlandırma desteği, bu projelerin planlama, finansman ve uygulama aşamalarında karşılaşılan engelleri azaltacaktır. Bunun yanında yatırımcılara güven ortamı sağlayarak projelere daha hızlı bir şekilde katılımı teşvik edecektir. Ayrıca, bu destekler, teknolojik yeniliklere olan geçişi hızlandırarak, enerji sektörünü daha sürdürülebilir ve çevre dostu bir hale getirme çabalarını da güçlendirecektir.

Projelerde finansman ve nakit açısından önemli başka bir destek unsuru kurumlar vergisinin belli bir süre alınmamasıdır. 6745 sayılı Yatırımların Proje Bazında Desteklenmesine İlişkin Kanunda yer alan düzenlemede işletmeye geçtikten sonra on yıl kurumlar vergisi istisnası destekler arasında sayılmış olup, bu destek nakit akışına %22 ek katkı sağlayacak önemli bir düzenleme olarak karşımıza çıkmaktadır.

Dünyada ve Türkiye’de giderek yapılabirliği azalan kömür santrali projelerinin, Türkiye’de önümüzdeki 2 yıl içerisinde inşaatına başlanması gerekmektedir. Bu sürede başlayamayan projelerin ilerleyen zamanda fizibil, olmayacağı değerlendirilmektedir. İzin süreçleri göz önüne alındığında santral projelerinin kamu prejesi hüviyeti kazanması, hazırlık aşamasının 2 yıl içerisinde tamamlanabilmesi bakımından da çok kritik bir öneme haizdir. Projelerin hızlı bir şekilde devreye alınması için devletin güçlü bir liderlik sergilemesi ve etkili destek mekanizmaları oluşturması, zaman kısıtlarına karşı projelerin yapılabir olması bakımından oldukça önemlidir.

6.1.2.2. Sermayelendirmek

Dünyada ve Türkiye’de devam eden finansman zorluğunun katkısıyla, sermayenin en pahalı olduğu dönemi yaşamaktayız. Enerji yatırımlarının uzun vadeli olması ve bununla birlikte kısa sürede kar getiren bir alan olmaması yerli sermayenin bu alanda ilgisiz davranmasına yol açmıştır. Tüm bu etkiler ve yüksek sermaye riski göz önüne alındığında kamunun desteği olmadan, özel sektörün kömür santrali projelerine finansman sağlaması neredeyse imkânsız hale gelmektedir. Bu noktada EÜAŞ’ın stratejik hedefler doğrultusunda arz güvenliğini sağlamak adına kamu özel iş birliği kapsamında stratejik yatırım desteği sağlayabileceği değerlendirilmektedir. EÜAŞ’ın termik santrallerin geleceğiyle ilgili yaptığı çalıştayda da belirttiği gibi ilerleyen dönemde yerli kömür kaynaklarının enerji üretimine kazandırılması gerekliliği giderek artmaktadır. Yerli kömür kullanımına yönelik santral projelerinde özel şirketlere destek vermesi bu kazanım için faydalı olacaktır.



Şekil 8 Türkiye Varlık Fonu

Bunun yanında 2016 yılında kurulan Türkiye Varlık Fonu stratejik sermaye benzeri finansmanı sağlayarak destek olabilir. Fonun hedefleri arasında sermaye piyasalarının araç çeşitliliğini sağlamak, otoyollar, Kanal İstanbul, üçüncü köprü ve havalimanı, santral gibi büyük altyapı projelerine finansman oluşturmak, önemli sektörlerde yer alan yerli şirketleri hem sermaye hem de proje bazında desteklemek ve stratejik sektörlerde bürokratik kısıtlamalara tabi olmadan doğrudan yatırım yapmak yer almaktadır. Şirket'in ana faaliyet konusu ise amaçlar doğrultusunda proje geliştirme, projeye dayalı kaynak yaratma, dış proje kredisi sağlama, yerli ve yabancı ortaklıklar kurma ve diğer yöntemlerle kaynak temini işlemleri de dahil olmak üzere yukarıda belirtilen faaliyetleri gerçekleştirecek olan Türkiye Varlık Fonu'nu ve bu fona bağlı kurumları kurma ve yönetme olarak öngörülmüştür.

6.1.2.3. Kamu Diplomasi Desteği

6.1.2.3.1. Dış Finansman

Yerli finans kuruluşları, enerji alanında halihazırda çok büyük kredi risklerine sahip olduğu ve önceden finanse edilmiş projelerin belirgin bir kısmında borç geri ödeme zorluğu yaşanması sebepleriyle enerji projelerine, özellikle kömüre dayalı projelere, kredi sağlamak istememektedirler. Bu kapsamda yabancı finansman sağlanması kritik hale gelmektedir. Dış finansman ve tedarikçi bulunmasında özel sektör ilişkileri dışında devletlerarası (G2G) görüşmelerle kamu diplomasisi desteği önem arz etmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bünyesindeki Dış İlişkiler Genel Müdürlüğü'nün görev ve yetkileri arasında sayılan;

- Bakanlığın görev alanına giren uluslararası ilişkilere ait konularda görevli kuruluşlarla sürekli temas halinde bulunmak ve bunlar arasında koordinasyonu sağlamak,
 - Bakanlığın görev alanına giren uluslararası ilişkilerde ortaya çıkan meseleler hakkında inceleme ve araştırmalar yapmak ve yaptırmak, bunları değerlendirmek ve teklifleri hazırlamak
- hususları göz önüne alındığında, anılan Genel Müdürlüğün de katkılarıyla uluslararası alanda finansmana erişim sağlanabilmesinin önü açılacağı değerlendirilmektedir.

6.1.2.3.2. Yabancı Yatırımcı Dahiliyeti

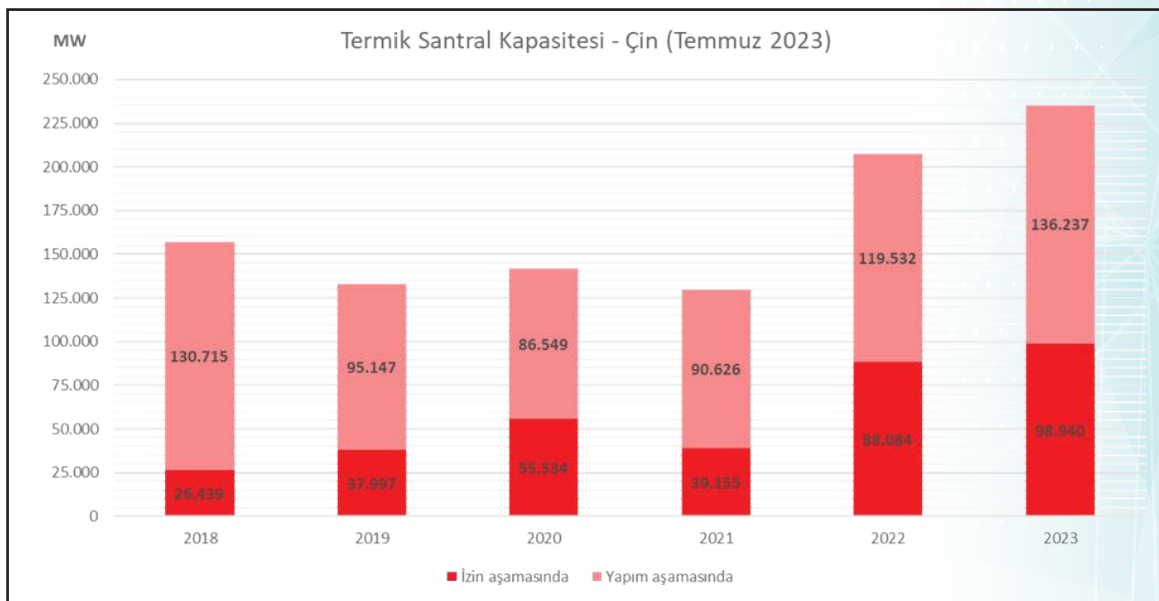
Proje finansman sürecinde yabancı yatırımcıların da katılımı desteklenmelidir. Bu sayede finansman kaynakları genişletilerek, ekonomik büyüme desteklenmiş olacaktır. Burada hala en çok kömür santrali yatırımına sahip olan Çin Hükümeti önemli bir seçenek olarak karşımıza çıkmaktadır. Fakat günümüzde Ortadoğu ülkelerinin enerji piyasasına olan ilgisi ve doğrudan yabancı yatırımlardaki (FDI) artışa bakıldığında ortadoğu sermayesi iyi bir alternatif olabilir. Bu noktada kamu kurumları yabancı yatırımcılarla görüşmelerde iş birliğini destekleyici adımlar atarak ve teşvik edici düzenlemeler yaparak projelerin gerçekleştirilmesine katkı sağlamalıdır.



6.1.2.3.3. Yabancı Tedarikçiler İle Angajman

Batı ülkelerinin karbon emisyonu hedefi nedeniyle yeni kömür santrali projelerine uzak durduğu görülmektedir. Aynı zamanda Çin gibi büyük kömür üreticisi-tüketicisi ülkelerin enerji dönüşümü sürecini güvenli yürütebilmek için yavaş ve uzun vadeli bir geçiş planladığı da görülmektedir. 2021 yılı Birleşmiş Milletler Genel Kurulunda Çin Devlet Başkanı Xi, yurt dışında yeni kömür yakıtlı enerji santrallerinin finansmanını ve inşasını durdurma taahhüdünde bulundu. Yurtdışında kömür projelerinin iptal edilmesi ve rafa kaldırılması konusunda ilerleme kaydedilmesine rağmen, Çin tarafından finanse edilen işletmedeki kömürlü termik santrallerin sayısı arttı. Açıklamadan bir yıl sonra 2022 yılında Çin destekli santrallerin 7,6 GW kapasitesi faaliyete geçti. Ağustos 2023 itibarıyla bu sayı 18,1 GW'a yükseldi. Çin'in yurt dışında yeni kömür yakıtlı enerji projeleri inşa etmeme sözü vermesine rağmen, birçok ülkede kömür santrallerinin işletmeye alınmasında önemli ilerlemeler kaydedildi. Batı'nın kömür ve kömürden elektrik üretiminden uzaklaşmasının aksine burada Çin'in son bir trendle kömür santrallerine destek verdiği görülmektedir.

Çin'de güncel olarak 198 adet ön hazırlık, 128 adet inşaat aşamasında olan termik santral projesi mevcut. 2022 yılı izin verilen 88.084 MW, inşaat aşamasında 119.770 MW ve aktif çalışan 1.092.539 MW kömür santrali kapasitesi varken, 2023 yılında bu rakamlar izin verilen 98.940, inşaat aşamasında 136.247 MW ve aktif çalışan 1.108.908 MW olarak artmıştır. Çin'de şu anda izin verilen ve yapım aşamasında olan 235 GW'lık kömür yakıtlı kapasite bulunmaktadır.



Grafik 23 Çin 'de proje izni verilen ve inşaatı devam eden termik santral kapasiteleri (Temmuz 2023)

Yeni yapılması planlanan santrallerde tedarikçi ve yeni teknolojiler için devletler arası iletişim kurulmasının fayda sağlayabileceği düşünülmektedir. Bakanlık koordinasyonunda finansman ve tedarik konusunda da Çin hükümetiyle görüşülmesi ve iş birliği sağlanması proje süreçlerini kolaylaştırabilecektir. Ayrıca izin/yönlendirme gibi desteklerin sağlanmasıyla yabancı tedarikçilere önemli ölçüde kapı açılarak, projelere olan ilgiyi artırılacaktır

6.2. Finansman Olasılıkları

6.2.1. Kamu Bankaları İle Proje Finansmanı

Türkiye’de son yıllarda, ithal enerji talebindeki artış cari açığı önemli ölçüde arttırmaktadır. Makro-ekonomik değerlendirmeler kapsamında, ekonomik büyüme ve kalkınmanın önündeki en büyük engellerden birisi de hiç şüphesiz cari açık sorunu olmuştur. Toplam enerji tüketiminde %75 oranında dışa bağımlı olan Türkiye’de, cari açığın hemen hemen hepsini enerji ithalatı oluşturmaktadır.

On İkinci Kalkınma Planı içerisinde öncelikli geliştirme alanı olan enerji sektöründeki amaç enerjinin sürekli, kaliteli, sürdürülebilir, güvenli ve karşılanabilir maliyetlerle arzını, enerji temininde kaynak çeşitlendirmesini esas alarak yeni teknolojileri entegre eden, uluslararası enerji ticaretinde stratejik konumumuzu güçlendiren rekabetçi bir yapıya ulaşmaktır. İthalata bağımlılığın yüksek olduğu enerji sektöründe, yerli kaynaklardan maksimum oranda yararlanılarak ithal ikame ile cari açığın ve enerjide dışa bağımlılığın azaltılacağı bir konjonktürün hedeflendiği gözlenmektedir.

Kalkınma planı içerisinde kamu yatırım politikalarında, özel sektör yatırımlarının ihtiyaç duyduğu altyapının temin edilmesi ile afetlere ve küresel risklere karşı dayanıklılığın artırılması temel amaçlardan biri olarak yer almaktadır. Bununla ilgili uygulanacak politika ve tedbirlerle ilgili aşağıdaki maddelere yer verilmiştir.

531. Kamu yatırımlarına ayrılan kaynak artırılacaktır.

531.1 Bütçe imkanları çerçevesinde ekonomik olarak yapılabilir projelere ayrılan kamu kaynakları artırılacak, ortalama tamamlanma süresinin kısaltılması sağlanacaktır

531.2 Özel sektörün ve kurumsal yatırımcıların finansman kaynaklarının, kamu özel iş birliği modeli dahil alternatif ve yenilikçi finansman yöntemleri aracılığıyla altyapı yatırımlarının finansmanında etkin bir şekilde kullanılması için uygun ortam oluşturulacak, bu yöntemler yaygınlaştırılacaktır.

Dünya Bankası, Avrupa Yatırım Bankası ya da Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası gibi pek çok kuruluş, istisnai durumlar dışında kömür yakıtlı enerji santral yatırımlarına finansman sağlamayacaklarını duyurmuşlardır. Özel bankaların da bunları izlemesiyle kömür projelerinin finansman maliyetleri çok daha yüksek seviyelere gelmiş durumdadır. Dolayısıyla Türkiye, yerli kömüre dayalı santral yatırımlarına yurt dışından finansman bulabilme konusunda uzun zamandır zorlanmaktadır. Küresel piyasalarda bol para döneminin kapanmakta olduğu da dikkate alındığında, finansman maliyetlerinin kömür projelerini yapılabilir olmaktan tamamen çıkarma riski son derece büyüktür.

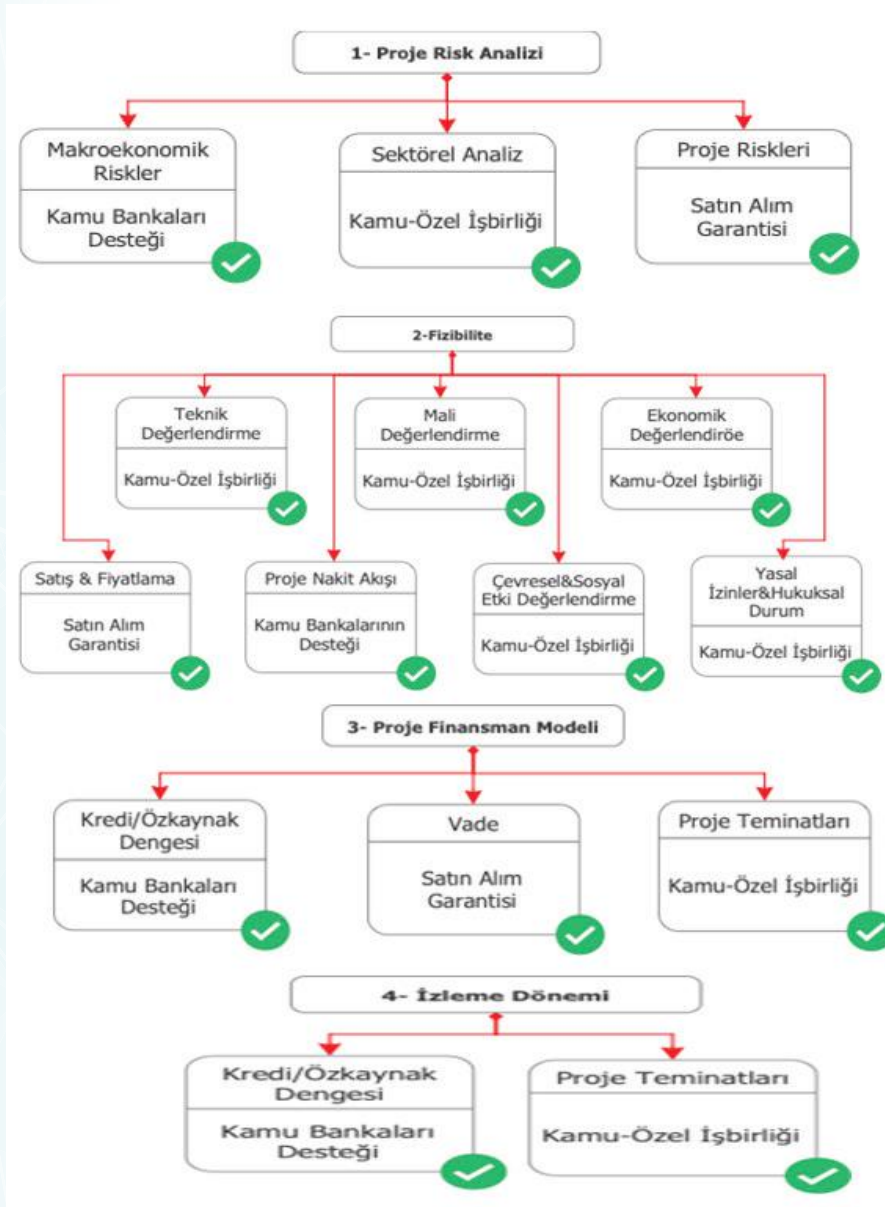
TÜRKİYE'DEKİ BANKALARIN İKLİM DEĞİŞİKLİĞİNE YAKLAŞIMI 2023	Bankaların İklim Değişikliğine Yaklaşımı Genel Görünümü			
	Şirket Adı	Yerli kömür projelerine finanse etmeme	Mevcut kömür projelerinde çıkış tarihi	Net Sıfır Hedefi
	AKBANK	✓	✗	✓
	DENİZBANK	✗	✗	✗
	GARANTİ BBVA	✓	2040	✓
	HSBC	✓	✗	✓
	ICBC	✗	✗	✗
	ING	✓	✗	✓
	İŞ BANKASI	✓	✗	✓
	ŞEKERBANK	✗	✗	✗
	QNB FINANSBANK	✓	2030	✗
	TEB	✓	2030	✓
	YAPI KREDİ	✓	✗	✓
	HALKBANK	✗	✗	✓
	VAKIFBANK	✗	✗	✓
	ZİRAAT BANKASI	✗	✗	✗
	TÜRK EXİM BANK	✗	✗	✗
	TÜRKİYE KALKINMA VE YATIRIM BANKASI	✗	✗	✗
	TSKB	✓	✗	✓

Şekil 9 Türkiye'deki Bankaların İklim Değişikliğine Yaklaşımı 2023

İklim hedefleri çok sayıda uluslararası banka ve finansman kuruluşu için bağlayıcı hale geldi. Bu, dünya genelinde kömür projelerine fon bulmayı bir süredir zorlaştırıyor. Analizlere göre Türkiye'den 17 özel bankanın 9'u kömür yatırımları yapmayacaklarını taahhüt etti. Dünyada 20 tanesi küresel varlık yöneticisi, 123 tanesi ise banka ve sigorta şirketi olmak üzere toplam 143 adet anlamlı büyüklüğe sahip 10 finans kurumu kömürden tamamen çıkmak ya da yatırımlarını sınırlandırmak taahhüdünde bulunmuştur. Bu eğilim, dünyada olduğu gibi Türkiye'de de kömür yatırımlarının finansman koşullarını zorlaştırmaktadır. Bu noktada kamu, kömür santrali projelerine finansal teşvikler sağlayarak, enerji sektöründeki yatırımcıların ve işletmecilerin cesaretini artırabilir.

Özel bankaların uzun vadeli ve yüksek sermayeli olması sebebiyle kömürden elektrik üretiminde yeni projelere sıcak bakmadığı görülmektedir. Burada OVP içerisinde belirlenen hedefler kapsamında, gelecekte arz güvenliğinin sağlanması ve cari açığın azaltılmasıyla ilgili, yerli kaynakların kullanımını artıracak projelerin finansmanla ilgili yaşadıkları zorlukların kamu bankaları aracılığıyla giderilmesi mümkündür. Hazine ve Maliye Bakanlığı ortaklığındaki Kalkınma Yatırım Bankası gibi kurumların projeler için finansman imkânı sunması bu soruna çözüm olabilecektir.

Kalkınma Yatırım Bankası proje finansmanı kredi süreçleri şunlardır:



Şekil 10 Kalkınma Yatırım Bankası proje finansmanı kredi süreçleri

Kömür projelerine satın alım garantisi verilmesi, kamu-özel iş birliği oluşturulması, kamunun süreç hızlandırma ve kamu bankalarının finansman desteğiyle Kalkınma Yatırım Bankası'nın proje finansmanı kredi süreçlerinin gereklilikleri karşılanmış olacaktır.

Projenin kamu bankaları finansmanına uygunluğunu sağlayan bazı özellikleri;

- ◆ Doğal kaynağa dayalı olması
- ◆ Maliyet kontrolü mevcut
- ◆ Temlik edilebilir varlıklar (Santral + Maden)
- ◆ Satın alım garantisi (PPA)
- ◆ Proje fizibilitesinin ilgili kamu şirketinin denetiminden geçmesi
- ◆ Kamu şirketinin içeride olmasıyla gözetim

6.2.2. TCMB Yatırım Kredisi

Söz konusu yatırımlar ithal kömür ve doğalgaz gibi ithal ürünlerin ikamesi olarak yerli linyiti elektrige dönüştürebilen az sayıdaki özel sektör yatırımları arasındadır. Bu sayede arz güvenliğini oluşturma yönünde yeni kapasite eklenmiş olacaktır.

Yakın zamanda duyurulan Türkiye Kalkınma ve Yatırım Bankası, Merkez Bankası ile iş birliği içerisinde 10 yıla kadar vadeli “Yatırıma Destek” TL kredisi ile Türkiye’nin sürdürülebilir kalkınma hedefleri doğrultusunda; ithalatı azaltan ve ihracatı destekleyen, dışa bağımlılığı ve cari açığı azaltan, istihdamı artıran, verimliliği ve katma değeri yüksek üretim yapan yatırımları destekleyecektir.

Azami 10 yıl vadeli olarak kullanılacak kredilerin faiz oranı; Teknoloji/Strateji puanı, yatırım kapsamında yurtdışından sağlanan finansman oranı, finansal sağlamlık değerlendirmesine bağlı olarak yüzde 30 ile yüzde 15 aralığında belirlenecektir.

2023 yılı Kasım ayında duyurulan YTAK programına yıllık 100 milyar Türk lirası limit tahsis edilmiştir. Program kapsamında 3 yıl boyunca toplam 300 milyar Türk lirası limit tahsis edilmesi planlanmaktadır. Yatırım taahhütlü avans kredisi yeni uygulama çerçevesine göre; firmaların yatırım projeleri için alacakları Teknoloji/Strateji puanı dikkate alınarak, toplam yatırım tutarı en az 1 milyar Türk lirası olan yatırım projelerine aracı bankalar kanalıyla **Yatırım Taahhütlü Avans Kredisi (YTAK)** tahsis edilebilecektir.

Kalkınma planları çerçevesinde devletin teşvik vermesi gereken alanlardan birisi de yerli kaynakların elektrik üretiminde aktif olarak kullanılmasıdır. Bunun için yapılan yeni çalışmalara kamunun öncülük etmesi ve elektrik üretecek yeni yerli kömür santrallerini stratejik kapasite artırımı olarak görmesi gerekmektedir. Merkez Bankası’nın bu ve benzeri stratejik yatırımlarla iş birliği içerisinde olması, özel sektör tarafından yapılacak yeni projelere önemli bir teşvik olacak, gerçekleştirilmesine katkı sağlayacaktır.

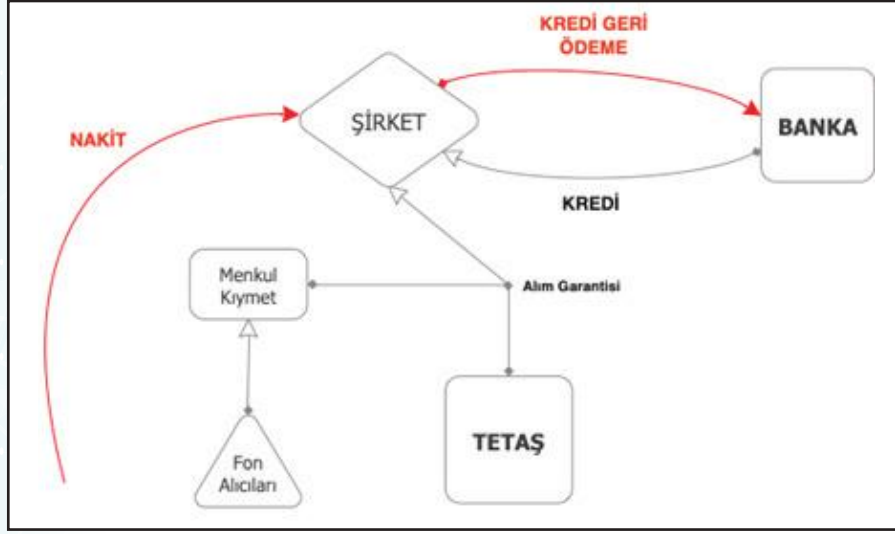
Projelerin gerçekleşmesi ile birlikte;

- a) Milli Enerji ve Maden Politikası Stratejisi’nin gerçekleştirilmesi,
- b) Milli enerji kaynaklarından kömür rezervlerinin değerlendirilmesi,
- c) Gelişmiş “Temiz Kömür Yakma Teknolojileri” kullanılması ve çevreye duyarlı yatırım yapılması,
- d) Her yıl artan elektrik enerjisi talebinin yerli kaynaklarla karşılanmasına katkı,
- e) Ulusal elektrik sistemindeki istikrarın ve arz güvenliğinin sağlanması,
- f) Yerli kömür kaynaklarının kullanımının sağlanarak cari açığın azaltılması,
- g) Bölgede ve ülkede sayıları hızla artan sanayi tesislerine stabil ve sürekli enerji sağlanması,
- h) Bölgede ve ülkede istihdamın artması ve işsizliğin azaltılması etkileri de bulunacaktır

6.2.3. İşletme Döneminde Menkul Kıymetleştirme İle Refinansman İmkânı

Termik santraller diğer enerji kaynaklarına kıyasla çok daha büyük kurulu güçlere sahip olduğu için doğal olarak ihtiyaç duydukları yatırım tutarı da çok daha fazla olmaktadır. Termik santrallerin finansman ihtiyaçlarına yatırım bankacılığı perspektifinden birleşme ve satınalma (değişen oranda hisse satışı) ile borçlanma araçları (kredi, proje finansmanı- bono veya sukuk) gibi alternatif ürünlerle çözüm üretebilmek mümkündür.

Yeni bir finansman tekniği olarak Varlık Teminatlı Menkul Kıymet (VTMK) uygulaması; düşük maliyetli fon kaynağı sağlama, sermaye yapılarını güçlendirme, aktif – pasif dengesizliklerini giderme ve bilançoju likit hale getirme yanında sistemin etkinliğini arttırma amaçlarına yönelik bir araç niteliğindedir.



Şekil 11 Yeni bir finansman tekniği olarak Varlık Teminatlı Menkul Kıymet (VTMK) uygulaması

Santral faaliyete geçtikten sonra satın alım garantisi (PPA) menkul kıymetleştirme ile nakite dönüştürülebilir. Böylece nakit girişi sağlanarak kredinin daha hızlı geri ödenmesi mümkün olabilmektedir. Kamu bankaları isterse geri ödeme süresi içerisinde de çıkabilir, YTAK kredisi de bu gibi refinansman imkanlarıyla erken kapatılabilir. Ayrıca TVF yatırımının da bu şekilde halka arz (IPO) ile projeden çıkması mümkündür.

Türkiye Menkul Kıymetleştirme Şirketi'nin (TMKŞ) vereceği hizmet ile ihraççıların, yatırımcıların, teminat sorumlusunun ve ilgili diğer kurumların teminat defterine ulaşabilecekleri, ihraç edilen menkul kıymetlere yönelik testleri görebilecekleri ve günlük olarak raporlayabilecekleri yapının oluşturulması hedeflenmektedir.

Teminat defterine kaydedilmek suretiyle VTMK ihracına karşılık teminat varlıklar şunlardır:

- ◆ Bankaların ve finansman şirketlerinin tüketici kredileri ile ticari kredilerinden kaynaklanan alacakları
- ◆ 6361 sayılı Kanun çerçevesinde yapılan finansal kiralama sözleşmelerinden doğan alacaklar ile sigortalı faktöring sözleşmelerinden doğan alacaklar
- ◆ TOKİ'nin taşınmaz satışından kaynaklanan taksitli ve sözleşmeye bağlanmış alacakları
- ◆ GYO'ların portföylerindeki gayrimenkullerin satışından veya bu gayrimenkullere ilişkin satış vaadi sözleşmelerinden kaynaklanan teminatlı alacakları ile GYO'ların kira sözleşmelerinden kaynaklanan alacakları
- ◆ Hazine Müsteşarlığının borçlusu olduğu ticari bankalar tarafından proje bazlı finansman ihtiyacı kapsamında tahsis edilen uzun vadeli yabancı para cinsinden krediler
- ◆ İkame varlıklar
- ◆ Nitelikleri SPK tarafından belirlenecek diğer varlıklar

6.3. Finans Sonuç ve Değerlendirme

Yukarıda ifade edilen tüm hususlar göz önüne alındığında, yerli kömürle çalışan bir termik santral projesinin hayata geçirilebilmesine ilişkin süreç önerisi aşağıdaki şekilde özetlenmiştir.

6.3.1. Kuruluş ve Yapılandırma

Kuruluş ve yapılandırma sürecinde, projelere kamu desteği olarak hem finansal yatırımcılar konusunda hem de stratejik yatırımcı dahiliyeti bulma konusunda destek sunabilir. Doğrudan yabancı yatırım sistemi benzeri yabancı sermaye getirecek başka sistemlerle yabancı yatırımcıların dahil edilmesi projenin finansmanı konusunda önemli bir alternatif olmaktadır. Bu noktada devletler arası veya şirketlerle yapılacak müzakereler sürece önemli katkı sağlayacaktır. Bunun yanında TVF'nin finansman sürecinde santral projelerine sermaye veya sermaye benzeri finansman sağlama imkânı bulunmaktadır. Böylece ithal kömür ikamesi olarak yerli kömür kullanımıyla cari açığı azaltma, arz güvenliği ve istihdam sağlama gibi faydalara etkisi olacaktır.

Stratejik yatırımcı olarak EÜAŞ misyonu gereği elektrik üretim santral projelerine yeni kapasite sağlanması amacıyla destek verebilir. Öte yandan kamu-özel iş birliği ile yabancı yatırımcıların projeye dahil edilmesi veya tedarikçi bulunması konusunda çalışmalar yapılabilir. Stratejik yatırımcı olarak özel sektör ise aynı sermaye desteği sunabilir veya kömür işletmesi dahilinde bu işletme üzerinden santrale kömür tedariki sağlayabilecektir.

6.3.2. Yatırım ve Finansman

Yatırım ve finansman döneminde yüklenici, santral şirketine EPC kontratı ile yapım sürecine dahil olarak anahtar teslim çözüm hizmeti verebilir. Santral şirketi verilen hizmete bu aşamada yükleniciye ödemelerini yapacaktır. Yatırımcılar bu dönemde ödemeler için santral şirketini sermaye desteğiyle finanse edebilir, aynı zamanda kamu bankalarının proje finansmanı sağlaması veya temlik etmesi mümkündür. Ek olarak yakın zamanda duyurulan Türkiye Kalkınma ve Yatırım Bankası, Merkez Bankası ile iş birliği içerisinde toplam yatırım tutarı en az 1 milyar Türk lirası olan yatırım projelerine aracı bankalar kanalıyla **Yatırım Taahhütlü Avans Kredisi (YTAK)** tahsis edilebilecektir.

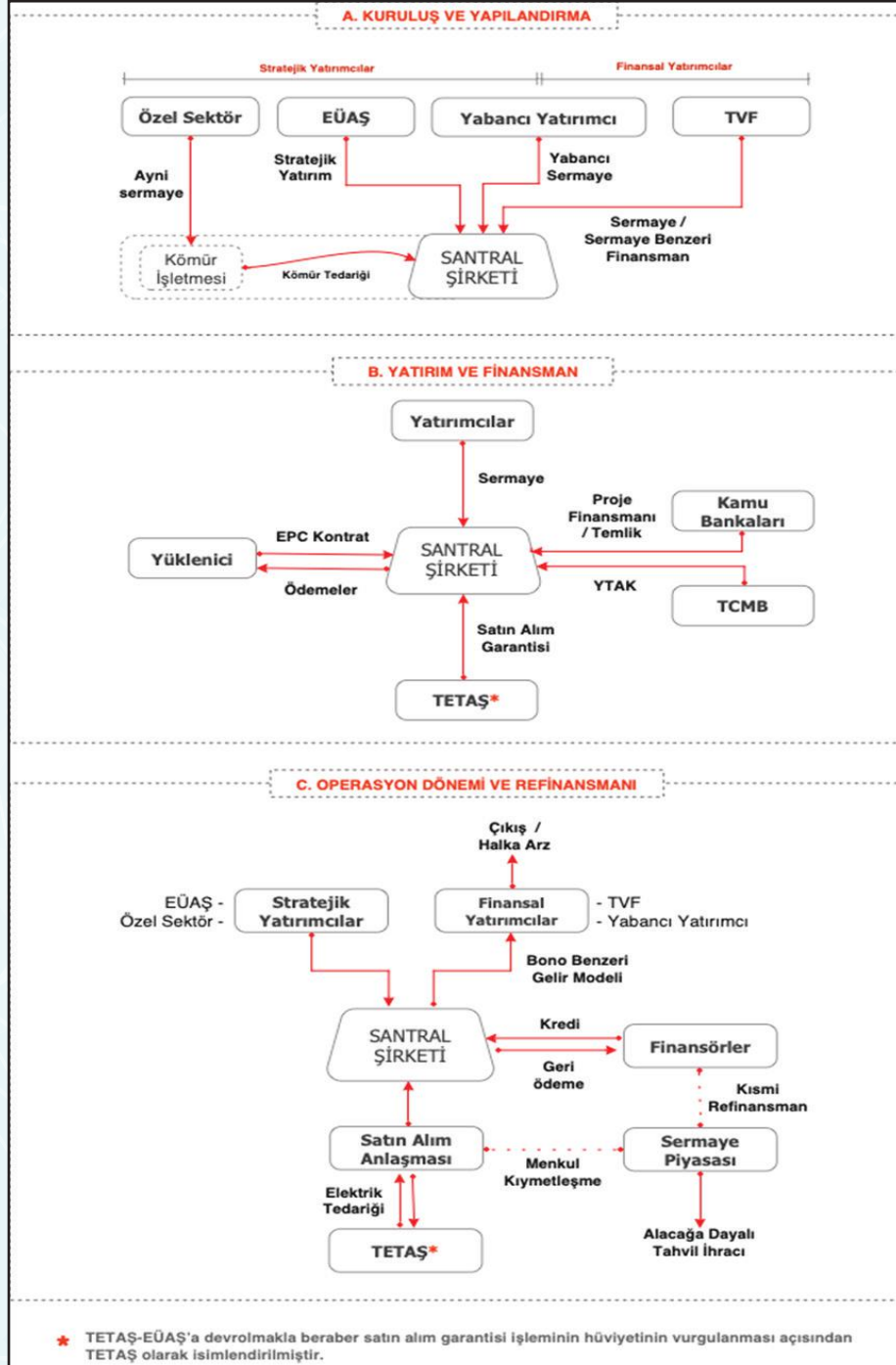
Maliyetlerin yüksek ve elektrik fiyatlarının görece düşük olduğu sektörde uzun vadeli borçlanmayla kurulumu yapılacak elektrik santrallerindeki döviz bazlı sabit fiyatla alım garantisi, finansman desteği ve yatırımcılar için güven zemini oluşturmasına yol açacaktır. Diğer kaynaklarla ve yatırım modelleri ile rekabet edilebilmesi için proje finansmanında ilk şart olarak aranan kriter alım garantisi olmaktadır. Bu noktada TETAŞ'ın projelere sözleşme yoluyla satın alım garantisi vermesi, projelerin yapılabilir maliyetlerde olmasını sağlayacaktır ve yatırımcılar için uzun vadeli finansal riskleri azaltacaktır.

6.3.3. Operasyon Dönemi ve Refinansmanı

Santralin borç geri ödeme dönemi ve operasyon dönemi içerisinde taraflar için çeşitli refinansman seçenekleri bulunmaktadır. Finansal Yatırımcılarda TVF ve yabancı yatırımcılar operasyon döneminde bono benzeri gelir modeli oluşturulmasıyla yatırıma destek olup sonrasında erken dönemde çıkabilecektir. Veya istediği büyüklüğe ulaşıp Halka Arz ile daha yüksek gelir elde edebilir. Bir diğer yandan TETAŞ'ın santral şirketiyle yapacağı uzun süreli satın alım anlaşması ile başka bir refinansman seçeneği olarak karşımıza çıkmaktadır. Ek olarak orta vade içerisinde sermaye piyasasında alacağı dayalı tahvil ihracı yoluyla, fon alıcıları tarafından şirkete bu dönemde nakit girişi sağlanabilir. Böylece



sürecin tamamını beklemeden halka arz ile yatırıma refinansman sağlanmış olacaktır. Aynı zamanda oluşan nakit girişiyle finansör tarafından sağlanan krediye kısmi refinansman sağlanabilir, borç geri ödemesine destek olacak veya ödeme süresini kısaltacaktır. Dışarıdan Finansman ihtiyacının karşılanması Bankalar ve Finansal Yatırımcılar olarak belirlenmiştir. Bankalardan düşük faizli kredi ve hedefe uygun yurtdışı bankaları kullanılabilir.



Şekil 12 Santral Kurulması, finansman özeti

SONUÇLAR



7. SONUÇLAR

Bu rapor Türkiye Kömür Üreticiler Derneği ve Elektrik Üretim Anonim Şirketi işbirliği ile oluşturulan çalışma grubu tarafından “Yerli ve Milli Enerji politikası” doğrultusunda, Dünya ve Ülkemizde enerji görünümü, gelecek projeksiyonlar, kömür santrallerin ülkemizdeki önemi ve yerli kömür santrallerin kapasite artırımı sağlanabilmesine yönelik öneriler için hazırlanmıştır.

Dünya birincil enerji tüketiminde 2021 yılı ağırlıklı dağılımı: Petrol %30,95 Kömür %26,9 Doğal Gaz %24,42 Nükleer %4,25 Hidrolik %6,76 Yenilenebilir %6,71 olarak gerçekleşmiş, Kömür 20 yıllık bu dönemde tüketimdeki önemini kaybetmeyip hatta %0,87 oranında artırmıştır.

Ülkemizde ise, Yerli kömür üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı 2005 yılında %12,4 düzeyindeyken, 2009 yılında %17 düzeyine yükselmiş fakat 2015 yılına gelindiğinde tekrar düşüş yaşanmış olup %10 düzeyine gerilemiştir. 2019 yılına gelindiğinde yerli kömür üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı ise yaklaşık %12, 2020 yılında %10,7, 2021 yılında ise %11,2 olarak gerçekleşmiştir.

Ülkemizde son 22 yılda ise yerli kaynaklardan elektrik enerjisi üretimin toplam Türkiye üretimi içindeki payı %50 lerden %58 mertebesine çıkmış olup Yerli kömür oranı ise %30 mertebesinden %16 lar mertebesine inmiştir. Diğer bir ifade ile 2000 yılında toplam enerji üretimi 124.921,6 GWh olduğu dönemde kömür 37.543,2 GWh iken 2022 yılında 328.379,3 GWh olan elektrik enerjisi içinde kömür kaynakları 51.178,2 GWh olarak gerçekleşmiştir.

Ülkemizde birincil enerjide son 5 yıllık üretimi incelendiğinde ortalama termik kaynaklı %61, hidrolik kaynaklar %22, jeotermal + rüzgâr + güneş kaynakları %17 oranlarında oluşturmaktadır. Ülkemizdeki enerji arzının yerli kaynaklardan karşılama oranı 2019 yılında %31,1, 2020 yılında %29,9 iken 2021 yılında yerli enerji kaynaklarının birincil enerji arzındaki payı %29,3'e gerilemiş olup, ithal kaynakların payı %70,7 olarak gerçekleşmiştir.

Birincil enerji kapsamında son 5 yıldaki ithalat/ihracaat dengesine bakıldığında genellikle 2019-2020 yıllarında az bir farkla yüksek olurken, 2021 yılında bu fark yükselmekte olduğu görülmektedir. Ancak 2022 ve sonrasında ithalat ihracattan büyük farkla geçmekte olup ithalat fazla görülmektedir. Son 5 yılın (2019-2023) ortalama ithalatın fazla olduğu ve %794 oranında bir artıştan dolayı enerjide dışa bağımlılıktan cari açık artmıştır. 2023 yıl genelinde cari işlemlere bakıldığında cari açığı 45,2 milyar dolar seviyesinde gerçekleşmiş olup, aynı dönemde enerji ithalatımız ise 70 milyar dolar seviyesine yaklaşmıştır.

2023-2032 yılları arasında brüt elektrik tüketim tahmini ve yıllara göre elektrik enerjisi talebinin, 2032 yılında düşük senaryo için ortalama %2,7 artış ile elektrik talebinin 400.349 GWh'a ulaşması, baz senaryo için ortalama %3,3 artış ile elektrik talebinin 450.754 GWh'a ulaşması ve yüksek senaryo için ortalama %3,8 artış ile elektrik talebinin 493.720 GWh'a ulaşması beklenmektedir.

Ülkemizde enerji ithalatının azaltılması amacıyla yenilenebilir yatırımları hızla artırmak olup mevcutta yenilenebilir enerjinin üretimdeki payı %40'lar seviyesine yükselmiştir. 2035'lerde bu oranın %50-55'lere çıkarma hedefleri doğrultusunda ülkemizde yeni baz yük santrallere ihtiyaç duyulacaktır.

2023 yılı itibaren Türkiye' de toplam 54 Termik Santralin kurulu gücü 21.535 MW olup bu gücün 21.402 MW yerli kömür ve ithal kömüre bağlı 46 termik santral oluşturmaktadır. Yerli kömüre dayalı (Linyit, Asfaltit ve Taşkömür) 32 termik santral kurulu güç kapasitesi 10.792 MW ve ithal kömüre



dayalı 14 termik santral kurulu gücü 10.610 MW' tır. Geri Kalan 133 MW lık kısmı diğer (linyit-kömü-doğalgaz-fuel oil) dayalı termik santraller oluşturmaktadır.

Ülkemizde, 20 milyar ton AID 1000 – 4200 cal/g linyit ve 1,5 milyar ton AID 6200 – 7250 cal/g taşkömürü kaynağı mevcuttur. Mevcut kömür kaynaklarının 2500 kcal/kg ısı değerinin altında olması daha çok termik santrallerde kullanımını ön plana çıkartmıştır. Son yıllarda gerçekleştirilen kömür üretiminin yaklaşık üretiminin % 87 i termik santrallerde tüketilmektedir.

Ülkemizde mevcut kömür santrallerinin aktif kapasite kullanımı ile kömür sahalarının ekonomik değerlendirilmesi yapıldığında ülkemizde ileriye dönük 9 havzada yaklaşık 5.000 MW yerli kömüre dayalı santral kurulabilecektir.

Kurulu gücü 500 MWe üzerinde olan termik santrallerde USC teknolojisi vasıtasıyla taş kömürü yakıtlı termik santral %45 - 46, linyit yakıtlılarda ise %40 - 43 olarak gerçekleşen net verimler, emisyonların azaltılması için bir çözüm olmasının yanı sıra aynı zamanda sağladığı tasarruflar vasıtasıyla ekonomik avantajlar getirmektedir.

Bu santrallerin Maliyetlerin yüksek ve elektrik fiyatlarının görece düşük olduğu sektörde uzun vadeli borçlanmayla kurulumu yapılan elektrik santrallerinde, sabit fiyatla alım garantisi ve finansman desteği büyük önem arz etmektedir. Diğer kaynaklarla ve yatırım modelleri ile rekabet edilebilmesi için uygulamada proje finansmanında ilk şart olarak alım garantisi kriter olmaktadır.

Bu kriter yerli Kömüre dayalı İnşa edilecek santrallerde: Borç geri ödeme, santral işletme giderleri ve yakıt maliyeti ile 1 MW elektrik üretimi için toplam maliyet 87,94 \$ olmaktadır. Bu alt sınırdaki santral kurulumu fizibil olursa, yerli kömürle yapılacak bir santral mümkün olmakta ve yurt içinde kalacak maliyetlerle arz güvenliğini sağlama, cari açığı azaltma ve istihdama katkı sağlama gibi faydalar yaratılabilmektedir. Bu faydaları elde etmek amacıyla ithal kömürden daha pahalı yakıt maliyeti olacağı için çalıştırılmayan, rekabetçi olmayan kömür havzalarının işletilebilmesi için de rekabetçi yakıt maliyetine ek stratejik hedef primi verilmelidir.

Yatırıma ilişkin olarak doğrudan yabancı yatırım sistemi benzeri yabancı sermaye getirecek başka sistemlerle yabancı yatırımcıların dahil edilmesi projenin finansmanı konusunda önemli bir alternatif olmaktadır.

Ayrıca Stratejik yatırımcı olarak EÜAŞ misyonu gereği elektrik üretim santral projelerine yeni kapasite sağlanması amacıyla destek verebilir. Öte yandan kamu-özel iş birliği ile yabancı yatırımcıların projeye dahil edilmesi veya tedarikçi bulunması konusunda çalışmalar yapılabilir.

Yatırım ve finansman döneminde yüklenici, santral şirketine EPC kontratı ile yapım sürecine dahil olarak anahtar teslim çözüm hizmeti verebilir. Ayrıca Türkiye Kalkınma ve Yatırım Bankası, Merkez Bankası ile iş birliği içerisinde toplam yatırım tutarı en az 1 milyar Türk lirası olan yatırım projelerine aracı bankalar kanalıyla Yatırım Taahhütlü Avans Kredisi (YTAK) tahsis edilebilecektir.

Santral faaliyete geçtikten sonra satın alım garantisi (PPA) menkul kıymetleştirme ile nakite dönüştürülebilir. Böylece nakit girişi sağlanarak kredinin daha hızlı geri ödenmesi mümkün olabilmektedir. Kamu bankaları isterse geri ödeme süresi içerisinde de çıkabilir, YTAK kredisi de bu gibi refinansman imkânlarıyla erken kapatılabilir. Ayrıca TVF yatırımının da bu şekilde halka arz (IPO) ile projeden çıkması mümkündür.

Yapılacak bu çalışmalar neticesinde raporda belirtilen havzalarda yaklaşık 5.000 MW yerli Kömür santralleri kurulabilecektir.



KÖMÜRDER

TÜRKİYE KÖMÜR ÜRETİCİLERİ DERNEĞİ