



Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü

Maliye Anabilim Dalı

**TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ DAĞITIMINDA ÖZELLEŞTİRME VE
TARİFE YAPISININ ANALİZİ**

Selvican KASAP

Yüksek Lisans Tezi

Ankara, 2025

TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ DAĞITIMINDA ÖZELLEŞTİRME VE TARİFE YAPISININ
ANALİZİ

Selvican KASAP

Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü

Maliye Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Ankara, 2025

KABUL VE ONAY

Selvican KASAP tarafından hazırlanan ‘‘Türkiye’de Doğalgaz Dağıtımında Özelleştirme ve Tarife Yapısının Analizi’’ başlıklı bu çalışma, [Savunma Sınavı Tarihi] tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda başarılı bulunarak jürimiz tarafından Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

[Unvanı, Adı ve SOYADI] (Başkan)

[Unvanı, Adı ve SOYADI] (Danışman)

[Unvanı, Adı ve SOYADI] (Üye)

[Unvanı, Adı ve SOYADI] (Üye)

[Unvanı, Adı ve SOYADI] (Üye)

Bu tez çalışmasında Sayın (Unvanı, Adı ve Soyadı) Ortak Danışman olarak görev almıştır.

Yukarıdaki imzaların adı geçen öğretim üyelerine ait olduğunu onaylım.

Prof. Dr. Uğur ÖMÜRGÖNÜLŞEN

Enstitü Müdürü

YAYIMLAMA VE FİKRİ MÜLKİYET HAKLARI BEYANI

Enstitü tarafından onaylanan lisansüstü tezimin/raporumun tamamını veya herhangi bir kısmını, basılı (kağıt) ve elektronik formatta arşivleme ve aşağıda verilen koşullarla kullanıma açma iznini Hacettepe Üniversitesine verdiğimi bildiririm. Bu izinle Üniversiteye verilen kullanım hakları dışındaki tüm fikri mülkiyet haklarım bende kalacak, tezimin tamamının ya da bir bölümünün gelecekteki çalışmalarda (makale, kitap, lisans ve patent vb.) kullanım hakları bana ait olacaktır.

Tezin kendi orijinal çalışmam olduğunu, başkalarının haklarını ihlal etmediğimi ve tezimin tek yetkili sahibi olduğumu beyan ve taahhüt ederim. Tezimde yer alan telif hakkı bulunan ve sahiplerinden yazılı izin alınarak kullanılması zorunlu metinlerin yazılı izin alınarak kullandığımı ve istenildiğinde suretlerini Üniversiteye teslim etmeyi taahhüt ederim.

Yükseköğretim Kurulu tarafından yayınlanan “*Lisansüstü Tezlerin Elektronik Ortamda Toplanması, Düzenlenmesi ve Erişime Açılmasına İlişkin Yönerge*” kapsamında tezim aşağıda belirtilen koşullar haricince YÖK Ulusal Tez Merkezi / H.Ü. Kütüphaneleri Açık Erişim Sisteminde erişime açılır.

- Enstitü / Fakülte yönetim kurulu kararı ile tezimin erişime açılması mezuniyet tarihimden itibaren 2 yıl ertelenmiştir. ⁽¹⁾
- Enstitü / Fakülte yönetim kurulunun gerekçeli kararı ile tezimin erişime açılması mezuniyet tarihimden itibaren ... ay ertelenmiştir. ⁽²⁾
- Tezimle ilgili gizlilik kararı verilmiştir. ⁽³⁾

10/04/2025

Selvican KASAP

“*Lisansüstü Tezlerin Elektronik Ortamda Toplanması, Düzenlenmesi ve Erişime Açılmasına İlişkin Yönerge*”

- (1) *Madde 6. 1. Lisansüstü teze ilgili patent başvurusu yapılması veya patent alma sürecinin devam etmesi durumunda, tez danışmanının önerisi ve enstitü anabilim dalının uygun görüşü üzerine enstitü veya fakülte yönetim kurulu iki yıl süre ile tezin erişime açılmasının ertelenmesine karar verebilir.*
- (2) *Madde 6. 2. Yeni teknik, materyal ve metotların kullanıldığı, henüz makaleye dönüşmemiş veya patent gibi yöntemlerle korunmamış ve internetten paylaşılması durumunda 3. şahıslara veya kurumlara haksız kazanç imkanı oluşturabilecek bilgi ve bulguları içeren tezler hakkında tez danışmanının önerisi ve enstitü anabilim dalının uygun görüşü üzerine enstitü veya fakülte yönetim kurulunun gerekçeli kararı ile altı ayı aşmamak üzere tezin erişime açılması engellenebilir.*
- (3) *Madde 7. 1. Ulusal çıkarları veya güvenliği ilgilendiren, emniyet, istihbarat, savunma ve güvenlik, sağlık vb. konulara ilişkin lisansüstü tezlerle ilgili gizlilik kararı, tezin yapıldığı kurum tarafından verilir *. Kurum ve kuruluşlarla yapılan işbirliği protokolü çerçevesinde hazırlanan lisansüstü tezlere ilişkin gizlilik kararı ise, ilgili kurum ve kuruluşun önerisi ile enstitü veya fakültenin uygun görüşü üzerine üniversite yönetim kurulu tarafından verilir. Gizlilik kararı verilen tezler Yükseköğretim Kuruluna bildirilir.*
Madde 7.2. Gizlilik kararı verilen tezler gizlilik süresince enstitü veya fakülte tarafından gizlilik kuralları çerçevesinde muhafaza edilir, gizlilik kararının kaldırılması halinde Tez Otomasyon Sistemine yüklenir

* Tez danışmanının önerisi ve enstitü anabilim dalının uygun görüşü üzerine enstitü veya fakülte yönetim kurulu tarafından karar verilir.

ETİK BEYAN

Bu çalışmadaki bütün bilgi ve belgeleri akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi, görsel, işitsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu, kullandığım verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı, yararlandığım kaynaklara bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunduğumu, tezimin kaynak gösterilen durumlar dışında özgün olduğunu, **Doç. Dr. Alparslan A. BAŞARAN** danışmanlığında tarafımdan üretildiğini ve Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Tez Yazım Yönergesine göre yazıldığımı beyan ederim.

Selvican KASAP

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının hazırlanmasında katkı ve destekleriyle yanımda olan değerli kişi ve kurumlara içtenlikle teşekkür ederim.

Öncelikle, hem tez sürecim hem de okul hayatım boyunca akademik bilgi birikimi ile beni yönlendiren, her aşamada desteğini esirgemeyen kıymetli katkılarıyla bu çalışmaya yön veren danışmanım Doç. Dr. Alparslan A. Başaran'a teşekkürlerimi sunarım.

İş hayatındaki tecrübeleri ve bilgi birikimleri ile bu çalışmaya destek veren EPDK Doğalgaz Dairesi'nin tüm değerli çalışanlarına ve tecrübeleri ile çalışmaya değer katan Hakkıcan Kasap'a teşekkür ederim.

Son olarak tüm sabırları ile desteklerini esirgemeyen anne ve babama, anlayış ve desteği ile yanımda olan Burak İnce'ye teşekkür ederim.

ÖZET

KASAP, Selvican. *Türkiye’de Doğalgaz Dağıtımında Özelleştirme ve Tarife Yapısı Analizi*, Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2025.

Türkiye’de doğalgaz dağıtımında özelleştirme ve tarife yapısının analizini amaçlayan bu tez, üç ana bölümde yapılandırılmıştır. İlk bölümde enerji, doğalgaz ve özelleştirme kavramlarının teorik çerçevesi ele alınmış; ikinci bölümde Türkiye’deki doğalgaz piyasasının yapısı, özelleştirme süreci ve dağıtım ağı incelenmiştir. Üçüncü bölümde ise Çin, İtalya ve Yunanistan ülkelerinin doğalgaz tarifeliendirme sistemleri analiz edilerek Türkiye ile karşılaştırmalar yapılmıştır. Ülkelerin seçimi, enerji piyasalarındaki farklı uygulamaları göz önünde bulundurularak yapılmıştır. Çalışma, artan enerji talebi ve dışa bağımlılıkla şekillenen Türkiye doğalgaz piyasasında özelleştirmenin etkilerini değerlendirmeyi ve sürdürülebilir bir tarife yapısına yönelik politika önerileri geliştirmeyi amaçlamaktadır.

Anahtar Sözcükler

Doğalgaz dağıtımı, özelleştirme, enerji piyasası, enerji politikaları, tarife yapısı

ABSTRACT

KASAP, Selvican. *Analysis of Privatization and Tariffs Structure of Natural Gas Distribution in Turkey*, Master's Thesis, Ankara, 2025.

This thesis aims to analyze the privatization and tariff structure of natural gas distribution in Turkey, organized into three main chapters. The first chapter discusses the theoretical framework of energy, natural gas, and privatization concepts; the second chapter examines the structure of Turkey's natural gas market, the privatization process, and the distribution network. The third chapter analyzes the natural gas tariff systems of countries such as China, Italy, and Greece, providing a comparative assessment with Turkey. The countries were selected based on the diversity of energy market practices and sectoral experiences. The study aims to evaluate the impacts of privatization on Turkey's natural gas sector, shaped by increasing energy demand and external dependency, and to develop policy recommendations for a sustainable tariff structure.

Keywords

Natural gas distribution, privatization, energy market, energy policies, tariff structure

İÇİNDEKİLER

KABUL VE ONAY	İ
YAYIMLAMA VE FİKRİ MÜLKİYET HAKLARI BEYANI.....	İİ
ETİK BEYAN.....	İİİ
TEŞEKKÜR	İV
ÖZET.....	V
ABSTRACT	VI
İÇİNDEKİLER	VII
KISALTMALAR DİZİNİ	İX
TABLolar DİZİNİ	XI
ŞEKİLLER DİZİNİ	XII
GİRİŞ	1
1.BÖLÜM: ENERJİ, DOĞALGAZ VE ÖZELLEŞTİRME KAVRAMLARI	2
1.1. ENERJİ SEKTÖRÜ VE DOĞALGAZ.....	9
1.1.1. Doğalgazın Teknik ve Ekonomik Özellikleri	14
1.1.2. Doğalgaz Tarifeleri ve Fiyatlandırma Stratejileri.....	18
1.1.3. Kamu Kolaylıkları Tarifeleri ve Doğalgaz Dağıtımındaki Uygulamaları	22
1.2. ÖZELLEŞTİRME KAVRAMI	25
1.2.1. Özelleştirme Nedenleri	26
1.2.2. Özelleştirmenin Amaçları	28
1.2.3. Özelleştirme Yöntemleri.....	30
1.2.3.1. Satış Yöntemi	31
1.2.3.2. İhale Yöntemi.....	32
1.2.3.3. Kamu-Özel Sektör İş Birlikleri Yöntemi	33
1.2.3.4. İmtiyaz Devri Yöntemi	34
1.2.3.5. Diğer Yöntemler.....	34
1.2.4. Özelleştirme Uygulamalarının Sosyal ve Ekonomik Etkileri	36
2. BÖLÜM: TÜRKİYE’DE DOĞALGAZ SEKTÖRÜ VE DAĞITIM YAPISI ...	40
2.1. TÜRKİYE’DE ÖZELLEŞTİRME SÜRECİ.....	40
2.2. DOĞALGAZ TALEP VE ARZ DURUMU	57
2.3. DOĞALGAZ DAĞITIM ŞEBEKESİ VE ALTYAPISI.....	64
2.4. DOĞALGAZ PİYASASI VE AKTÖRLER	70

3.BÖLÜM: DOĞALGAZ TARİFE YAPISI: ÇİN, İTALYA, YUNANİSTAN VE TÜRKİYE	77
3.1. ÇİN	79
3.2. İTALYA.....	90
3.3. YUNANİSTAN.....	94
3.4. TÜRKİYE.....	101
3.5. YENİ BİR BAKIŞ AÇISI: BÖLGESEL FİYATLANDIRMA.....	108
SONUÇ.....	130
KAYNAKÇA	133
EK1 ORJİNALLİK FORMU	143
EK 2 ETİK KURUL MUAFİYET FORMU	145

KISALTMALAR DİZİNİ

- AGDAŞ Adapazarı Gaz Dağıtım Anonim Şirketi
- ARERA İtalya Enerji, Ağ ve Çevre Düzenleme Kurumu
- BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
- BP British Petroleum Company
- C₂H₆ Etan
- CH₄ Metan
- CHP Kombine Isı Ve Güç
- CNG Compressed Natural Gas / Sıkıştırılmış Doğalgaz
- ÇİNKUR Çinko Kurşun Metal Sanayi Fabrikası
- DESFA Yunanistan Ulusal Doğalgaz Sistemi İşletmesi
- DEDA Public Gas Distribution Company S.A.
- EDA Gas Distribution Company
- EGO Ankara Elektrik, Havagazı ve Otobüs İşletme Müessesesi
- EJ Exajoule
- EPDK Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
- ESGAZ Eskişehir Şehir İçi Doğalgaz Dağıtım Ticaret Ve Taahhüt Anonim Şirketi
- ETKB Enerji Ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
- ETS Emisyon Ticaret Sistemi
- FSRU Floating Storage And Regasification Unit
- HUB Aktarma Merkezi
- IEA Uluslararası Enerji Ajansı
- İGDAŞ İstanbul Gaz Dağıtım Sanayii Anonim Şirketi
- İZGAZ İzmit Gaz Dağıtım Sanayii Anonim Şirketi

KİT Kamu İktisadi Teşebbüsü

LNG Liquefied Natural Gas / Sıvılaştırılmış Doğalgaz

MJ Megajul

NDRC Çin Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu

ORÜS Orman Ürünleri Sanayii

OSB Organize Sanayi Bölgeleri

OTSB Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası

ÖİB Özelleştirme İdari Başkanlığı

ÖYK Özelleştirme Yüksek Kurulu

PE Polieliten

PV Photovoltaic

RAAEY Yunanistan Doğalgaz Piyasası Düzenleme Otoritesi

REPOWEREU Energy Policy In Eu Countries' Recovery And Resilience Plans

RMS Regulating And Metering Station / Gaz Basıncı Düzenleme ve Ölçüm İstasyonu

SEK Süt Endüstrisi Kurumu

SEKA Türkiye Selüloz ve Kâğıt Fabrikaları Anonim Şirketi

Sm³ Standart Metreküp

SNAM İtalya Ulusal Doğalgaz Sistemi Operatörü

ŞİD Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri

TEİAŞ Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

TEKEL Tütün, Tütün Mamulleri, Tuz ve Alkol İşletmeleri

TJ Terajul

TABLolar DİZİNİ

TABLO 1.1: TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE GELİŞİMİ (2013-2023).....	7
TABLO 1.2: 2022 VE 2023 YILLARINDAKİ DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN SEKTÖRLERE DAĞILIMININ KARŞILAŞTIRILMASI (MİLYON SM3).....	11
TABLO 1.3: AB ÜLKELERİNDEKİ İTHALAT VE İHRACAT VERİLERİ / TJ CİNSİNDEN	17
TABLO 1.4: ÖZELLEŞTİRME YÖNTEMLERİ.....	31
TABLO 3.1: AKDENİZ BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	110
TABLO 3.2: EGE BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	112
TABLO 3.3: MARMARA BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	116
TABLO 3.4: KARADENİZ BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	118
TABLO 3.5: DOĞU ANADOLU BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	121
TABLO 3.6: İÇ ANADOLU BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	124
TABLO 3.7: GÜNEYDOĞU ANADOLU BÖLGESİ DAĞITIM FİRMALARI TABLOSU	127

ŞEKİLLER DİZİNİ

ŞEKİL 1.1: KAYNAKLARA GÖRE BİRİNCİL ENERJİ TÜKETİMİNİN DAĞILIMI.....	4
ŞEKİL 1.2: TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE GELİŞİMİ (2013-2023).....	7
ŞEKİL 1.3: AVRUPA VE TÜRKİYE KONUT DOĞALGAZ TÜKETİM MİKTARI (MİLYAR M3 // 2023 YIL SONU)	13
ŞEKİL 2.1: BOTAS BORU HATLARI.....	64
ŞEKİL 2.2: 31 BÜYÜKŞEHİRDE TÜKETİLEN BORU GAZI	68
ŞEKİL 3.1:ÇİN DOĞALGAZ BORU HATTI	84
ŞEKİL 3.2: TÜRKİYE GENELİ İL BAZLI SICAKLIK VE HANE BAŞI TÜKETİM HARİTASI (M3).....	109

GİRİŞ

Enerji, küresel ekonomilerin sürdürülebilir kalkınma hedeflerine ulaşmasında kritik bir unsur olup, ekonomik büyüme, sanayileşme ve sosyal refah üzerinde doğrudan etkili bir faktördür. Özellikle fosil yakıtlar, dünya enerji tüketiminin büyük bir kısmını oluştururken, çevresel kaygılar ve sürdürülebilirlik politikaları nedeniyle enerji sektöründe önemli dönüşümler yaşanmaktadır. Bu dönüşüm sürecinde, doğal gaz, yüksek enerji verimliliği, çevre dostu yapısı ve geniş kullanım alanı nedeniyle stratejik bir enerji kaynağı olarak öne çıkmaktadır. Türkiye, artan enerji talebi ve yüksek oranda dışa bağımlılığı nedeniyle enerji piyasasının yönetimi konusunda önemli zorluklarla karşı karşıyadır. Özellikle doğal gaz sektörü, talep artışı, tedarik güvenliği, fiyatlandırma politikaları ve özelleştirme süreçleri gibi çeşitli dinamiklerle şekillenmektedir. 2001 yılında yürürlüğe giren 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu, Türkiye’de doğal gaz piyasasının serbestleşmesine yönelik önemli bir adım olmuş, özelleştirme süreci ile özel sektör katılımının teşvik edilmesine olanak tanımıştır. Ancak, özelleştirme ve piyasaya giriş süreçleri, rekabetin artırılması ve tüketici fiyatlarının dengelenmesi gibi hedefler doğrultusunda bazı yapısal sorunları da beraberinde getirmiştir.

Bu bağlamda, bu çalışma, Türkiye’de doğal gaz dağıtım sektöründe özelleştirme ve tarife yapısının analizini amaçlamaktadır. Tez kapsamında, doğal gaz piyasasının yapısı, özelleştirme uygulamalarının etkileri, tarife mekanizmaları ve fiyatlandırma stratejileri detaylı bir şekilde incelenmektedir. Ayrıca, Türkiye’deki mevcut sistemin uluslararası uygulamalarla karşılaştırılması yapılarak, sektördeki mevcut durumu değerlendiren ve geleceğe yönelik politika önerileri geliştiren bir perspektif sunulmaktadır. Çalışmanın ilk bölümünde, teorik çerçeve ve kavramsal temeller ele alınarak, doğal gaz piyasasının temel dinamikleri, özelleştirme politikaları ve fiyatlandırma stratejileri incelenmiştir. İkinci bölümde, Türkiye’de doğal gaz sektörünün yapısı, dağıtım ağı ve özelleştirme süreçleri ele alınmış, üçüncü bölümde ise farklı ülkelerdeki doğal gaz tarifeliendirme sistemleri incelenerek, Türkiye’de uygulanan sistem ile karşılaştırmalar yapılmıştır. Son olarak, araştırmanın bulguları doğrultusunda değerlendirmeler yapılarak Türkiye’de doğal gaz piyasasının sürdürülebilirliği açısından mevcut yapı analiz edilmekte ve iyileştirme önerileri sunulmaktadır.

1.BÖLÜM

ENERJİ, DOĞALGAZ VE ÖZELLEŞTİRME KAVRAMLARI

Enerji, yaşamın sürdürülebilmesi ve üretim süreçlerinin gerçekleştirilebilmesi için vazgeçilmez olmasının yanı sıra, 1970'lerden itibaren sanayileşme, nüfus artışı şehirleşme ve teknolojinin gelişmesi ile birlikte hem talep hem de stratejik önem açısından hızla artış göstermiştir.

Enerji, sanayi devriminden bu zamana kadar kalkınmayı en çok şekillendiren faktörlerden biri olmuştur. Enerji kaynaklarından yoksun olan ülkeler için asıl mesele, enerjiyi uygun bir maliyetle ve güvenli bir şekilde temin edebilmektir. Bu durum, ülkeler arasında uluslararası politikaların kritik bir konusu haline gelmiştir. Kritik bir konu olmasının yanında, iş birliği fırsatlarını da beraberinde getirmiştir. Artan önemi ile birlikte enerji sektörü, küresel ekonominin belirleyici bir unsuru haline gelerek uluslararası ilişkilerin sosyo-ekonomik ve siyasi boyutlarının bu çerçevede değerlendirilmesine sebep olmuştur. Bu nedenle, çevre dostu, sürdürülebilir, güvenilir ve ekonomik enerji temini tüm hükümetler için stratejik bir öncelik haline gelmiştir (Azimi, Rahman, & Maraseni, 2025).

Ekonomik faaliyetlerin gerçekleştirilmesi, sürdürülebilir bir yaşam standardının korunması büyük ölçüde enerjiye bağlıdır. Tüm sektörlerin enerjiye olan bağımlılığı arz güvenliğinin sağlanması konusu enerji politikalarının temel önceliklerinden biri haline gelmiştir. Günümüzde kişi başı enerji tüketiminin ülkelerin gelişmişlik düzeyini yansıttığını ve enerji talebine karşı fosil yakıtların tükenme tehlikesini göz önüne alındığında, bu durum hükümetleri nükleer enerjiye ve yenilenebilir doğa dostu enerjilere yöneltmiştir (Simionescu, 2023). Enerji arz güvenliğini sağlayabilmek adına, kaynak çeşitliliği stratejisi yani yenilenebilir kaynaklar enerji politikalarında ön plana çıkmaktadır. Çevre dostu ve sürdürülebilir bir çözüm sunan bu kaynaklar, dünyanın artan enerji ihtiyacını uygun maliyetle ve çevreye duyarlı bir şekilde karşılamayı amaçlamaktadır.

Enerji hem evrenin hem de doğadaki tüm fiziksel ve kimyasal süreçlerin temelinde yer alan bir yapı taşıdır. Aynı zamanda ekonomik, teknolojik ve sosyal gelişimin motor gücü olarak tanımlanan enerji bireylerin yanı sıra toplumlar için de vazgeçilmezdir.

Bu bakımdan enerji, teknik anlamda enerji, iş yapabilme kabiliyetini yani bir cismin bir güce karşı hareketini ifade eder (Tüzün, 2020). Fiziksel anlamda ise enerji, iş yapabilme yeteneği olarak tanımlanmaktadır. Biyolojik olarak canlıların yaşamsal faaliyetlerini sürdürebilmeleri için temel kaynak olarak tanımlanırken; kimyasal anlamda ise, tepkimeler sırasında atomlar arasındaki bağların kopması ile ortaya çıkan ve yeni bağların oluşmasında ortaya çıkan ısı olarak ifade edilmektedir. Tabii tüm bu tanımlar fen bilimleri içine ele alınan yaklaşımlardır. Bunun yanı sıra modern dünyada, günlük yaşantıdan sanayiye kadar hayatın pek çok alanında kullanılmaktadır (Atta & Rashed, 2021).

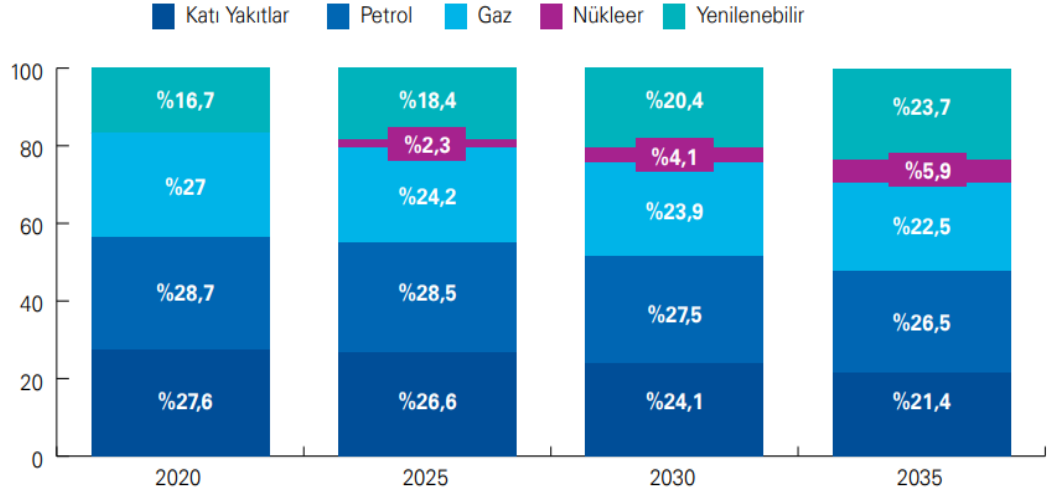
Enerji sektöründe yaşanan dar boğazların aşılması için ülkelerin başvurduğu önemli çözümlerden biri, enerji kaynaklarının üretiminden tüketimine dek tüm aşamalarda en verimli şekilde kullanılmasının hedeflenmesi yani, enerji verimliliği politikalarıdır. Enerji verimliliği, hem kısa hem uzun vadede pek çok avantaj sunmaktadır. Öncelikle enerji arz güvenliğini sağlayarak enerji ihtiyaçlarını karşılamak adına dışa olan bağımlılığı azaltır. Buna ek olarak, enerji maliyetlerini düşürerek ülkelerin rekabet gücünü artırır. Enerji verimliliği, çevresel etkiler açısından da büyük önem taşır; iklim değişikliğiyle mücadelede sera gazı emisyonlarının düşürülmesine önemli katkılar sağlar (IPCC, 2022).

Bu bilgiler ışığında enerji, kullanım şekillerine ve kaynağına göre çeşitli kategorilere ayrılmaktadır: yenilenemez enerji kaynakları ve yenilenebilir enerji kaynakları.

- Yenilenemez Enerji Kaynakları

Oluşum süreleri nedeniyle yenilenmeleri uzun zaman alan enerji kaynaklarıdır. Fosil yakıtlar olarak bildiğimiz petrol, doğalgaz, kömür bu grupta yer almaktadır. Ayrıca, Uranyum ve Toryum gibi elementlerin füzyon reaksiyonları ile ortaya çıkarılan nükleer enerji de bu grupta yer alır (Aydem, 2022).

Şekil 1.1: Kaynaklara Göre Birincil Enerji Tüketiminin Dağılımı



Kaynak: (KPMG, 2023)

Milyonlarca yıl önce denizlerde ve göllerde biriken organik maddelerin yüksek basınç ve sıcaklık altında kimyasal dönüşüme uğramasıyla meydana gelen petrol, dünya enerji üretiminde önemli bir paya sahiptir. Ham petrolün rafinerilerde işlenmesi ile beraber benzin, motorin, jet yakıtı ve plastik üretimi gerçekleştirilmektedir. Yüksek karbon salınımı nedeniyle iklim değişikliğine olumsuz etkileri mevcuttur. (Özalp, 2011).

Yüksek basınç ve sıcaklık altında meydana gelen bir diğer enerji kaynağı olan kömür, özellikle sanayi devriminden itibaren enerji üretiminde önemli bir rol oynamıştır. Antrasit, taş kömürü, linyit, turba gibi çeşitleri bulunur. Yer altı ve yer üstü madenlerinden çıkarılır. Elektrik üretimi ve sanayi başta olmak üzere ısıtma, sıvı ve gaz üretimi alanlarında kullanılır. Enerji yoğunluğu yüksek olmasına rağmen yüksek karbon salınımı nedeniyle çevre dostu bir enerji kaynağı değildir (Jiang & Sun, 2023).

Doğalgaz, fosil yakıt kökenli bir gaz karışımıdır. Petrol ve kömüre nazaran daha az karbon salınımına sebep olduğundan temiz enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir. Elektrik üretimi, ısınma, demir-çelik sanayi, kimya endüstrisi gibi çeşitli alanlarda kullanılmaktadır (Martins, Barreto, Souza, & Souza, 2021).

Bu çalışma, ele alınan konunun genel çerçevesini belirlemekte olup, konunun ayrıntılı analizleri ve derinlemesine tartışmaları ilerleyen bölümlerde sunulacaktır. Araştırmanın

kapsamını genişleten teorik ve ampirik bulgular, ilgili literatür çerçevesinde ele alınarak detaylandırılacaktır.

Nükleer enerji, atom çekirdeklerinin parçalanması veya birleşmesi sonucunda ortaya çıkan enerjidir. Özellikle uranyum veya plütonyum radyoaktif maddelerinin kullanılmasıyla elde edilir. Yüksek enerji yoğunluğu ve düşük karbon salınımı sayesinde fosil yakıtlara alternatif olarak düşünülebilir. Elektrik üretimi başta olmak üzere, askeri uygulamalarda, medikal kullanımlarında ve uzay teknolojilerinde kullanılmaktadır. Düşük karbon salınımı ve yüksek enerji yoğunluğunun yanı sıra kesintisiz enerji ve yakıt çeşitliliği gibi olumlu yönleri bulunmaktadır. Fakat, radyoaktif atık, kaza ve riskler, yüksek maliyetler söz konusu enerjinin dezavantajlarını oluşturmaktadır (Özalp, 2011).

Küresel anlamda, enerji tüketiminde yaşanan artış birincil enerji kaynaklarının tüketimi ile doğrudan ilişkilidir. Öyle ki, 2023 yılına bakıldığında, dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketimi yaklaşık 620 Exajoule (EJ) olarak gerçekleşmiştir. Bu miktar bize toplam enerji miktarı içinde %81,2 oran ile birincil enerji kaynaklarının yer aldığını göstermektedir (Dünya Gazetesi, 2024). Yıllar geçtikçe her ne kadar yenilenebilir enerjilere talep artıyor olsa da, halen fosil bazlı yenilenemeyen enerji kaynaklarının hem üretimi hem de tüketimi artmaya devam etmektedir.

- Yenilenebilir Enerji Kaynakları

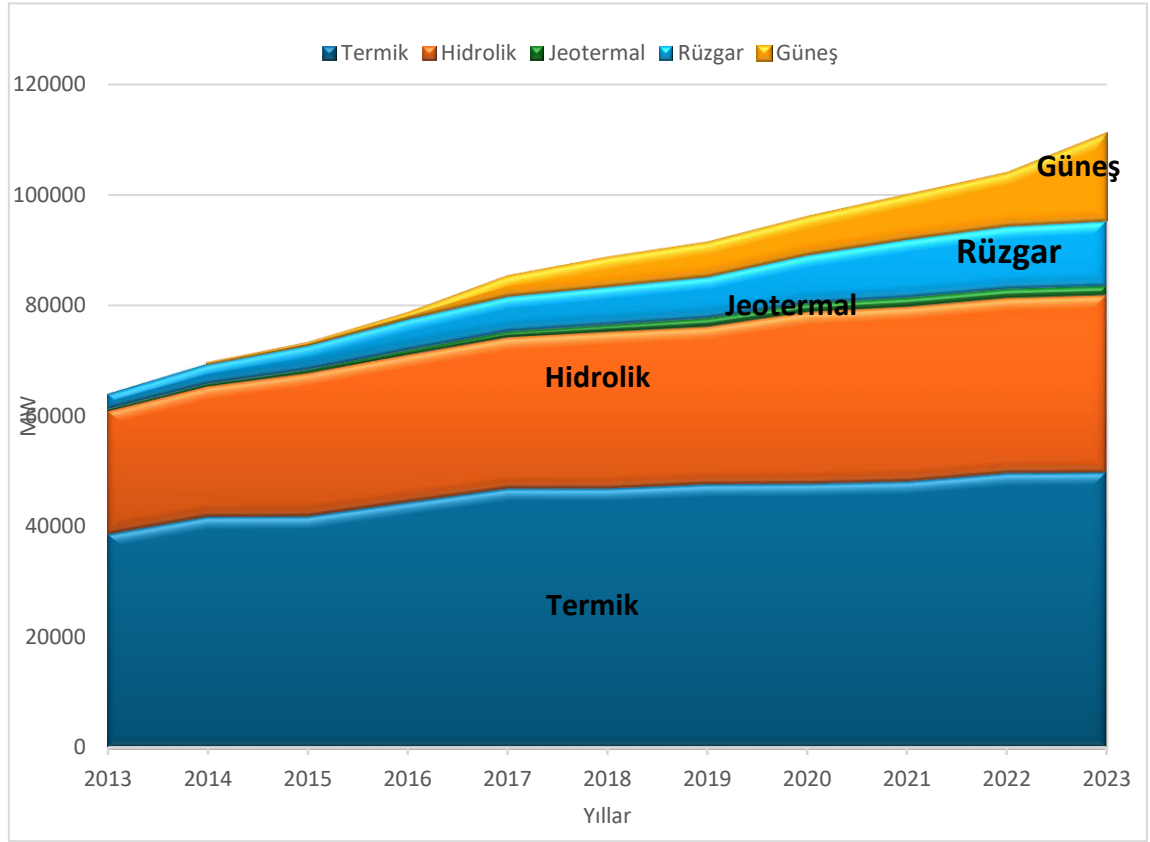
Fosil yakıtların sınırlı olması, çevresel etkileri ve küresel iklim değişikliğine olumsuz etkileri nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim gün geçtikçe artmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları, doğada kendini sürekli yenileyebilen ve tükenme riski taşımayan enerji türlerini ifade etmek için kullanılır. Güneş, rüzgâr, hidroelektrik, biyokütle ve jeotermal gibi enerji kaynakları, düşük karbon salınımı sayesinde çevre dostu bir alternatif sunmaktadır. Güneş enerjisi, fotovoltaik (PV) paneller sayesinde ve güneş termal sistemleri aracılığı ile elektrik ve ısı üretiminin sağlanmasıdır (Kaya, S.Y., 2020). Bu sınırsız bir kaynak olup çatı sistemlerindeki küçük ölçekli uygulamalardan güneş santrallerinin oluşturduğu büyük ölçekli uygulamalara kadar geniş bir uygulama alanına sahiptir. Rüzgâr enerjisi, rüzgâr türbinleri aracılığıyla atmosferdeki kinetik enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülmesi prensibine dayanmaktadır. Özellikle kıyı bölgeleri ve açık denizler, yüksek rüzgâr potansiyeline sahip olmaları nedeniyle bu enerji üretimi için en verimli alanlar arasında yer almaktadır (Yıldız & Akgül, 2023).

Hidroelektrik enerji ise, akarsuların ve baraj sularının potansiyel enerjisinin türbinler vasıtasıyla mekanik enerjiye, ardından jeneratörler aracılığıyla elektrik enerjisine çevrilmesiyle elde edilmektedir. Küresel ölçekte en yaygın kullanılan yenilenebilir enerji türlerinden biri olmakla birlikte, baraj projelerinin sucul ekosistemler, yerel biyolojik çeşitlilik ve hidrolojik döngüler üzerindeki etkileri göz önüne alındığında, planlama ve yönetim aşamalarında çevresel sürdürülebilirliğin dikkate alınması büyük önem taşımaktadır (Demir, 2025).

Jeotermal enerji ise, yer kabuğunun derinliklerinde bulunan sıcak su ve buharın kullanımıyla elde edilen bir enerji türüdür. Doğrudan ısıtma sistemleri, elektrik üretimi ve endüstriyel uygulamalar gibi çeşitli alanlarda kullanım imkânı sunmaktadır. Yenilenebilir yapısı ve düşük karbon salınımı nedeniyle, fosil yakıtlara kıyasla daha çevre dostu bir alternatif olarak öne çıkmaktadır. Bununla birlikte, jeotermal kaynakların sürdürülebilir kullanımı, rezervuar yönetimi ve potansiyel çevresel etkiler açısından dikkatle ele alınmalıdır (Yenilenebilir Enerji Araştırmaları, 2024).

Biyokütle enerjisi, organik atıkların enerjiye dönüştürülmesi ile elde edilir. Tarım, orman, hayvansal, evsel ve endüstriyel atıklar toplanarak, yanma, gazlaştırma, piroliz, fermantasyon ve anaerobik çürüme gibi yöntemler ile enerjiye dönüşmektedir. Yenilenebilir bu kaynaklar, düşük karbon salınımına sahip olduğundan küresel iklim değişikliği ile mücadelede önemli bir rol oynamaktadır. Ayrıca ülkelerin yerel kaynaklarını kullanıma teşvik ettiğinden, enerji ithalatına bağımlılığı azaltarak enerji arz güvenliğinin sağlanmasında pozitif etkiye sahiptir. Bu enerji politikaları açısından da daha öngörülebilir bir yapının oluşturulmasına katkı sağlar (EIA, 2024).

Şekil 1.2: Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (2013-2023)



Kaynak: (TEİAŞ, 2024)

Tablo 0.1: Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (2013-2023)

Birim : MW

	Termik	Hidrolik	Jeotermal	Rüzgar	Güneş	Toplam
2013	38.648,0	22.289,0	310,8	2.759,7	0,0	64.007,5
%	60,38	34,82	0,49	4,31	-	100,00
2023	49.840,8	31.962,4	1.691,3	11.806,1	15.613,4	110.914,0
%	44,94	28,82	1,52	10,64	14,08	100,00

Kaynak: (TEİAŞ, 2024)

Şekil 1.2 ve Tablo1.1 'e göre, ülkemizin 2013-2023 yılları arasında birincil enerji kaynaklarına bağlı olan kurulu güçlerin gelişimi gösterilmektedir.

Termik enerjiye baktığımızda, 38.648 Megawattan 49.840,8 Megawatta varan bir artış söz konusudur. Ancak toplam üretimdeki pay %60,38'den %44,94 e düşmüştür (TEİAŞ, 2024). Bu durum, mutlak kapasite artışına rağmen enerji üretiminde farklı kaynaklara yönelim olduğunu göstermektedir. Özellikle hidroelektrik enerji kapasitesinin mutlak değer olarak büyüdüğü görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının çeşitliliğinin artmasıyla birlikte, bu kaynakların toplam enerji üretimi içindeki payında bir değişim yaşandığı gözlemlenmektedir. Son on yıl içerisinde jeotermal enerji kapasitesinde önemli bir artış meydana gelmiş olup, bu durum yerel enerji kaynaklarının değerlendirilmesine yönelik politikaların bir sonucu olarak değerlendirilmektedir. Benzer şekilde, rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımlarında da kayda değer bir artış gerçekleşmiş, bu da Türkiye'nin yenilenebilir enerji alanında stratejik adımlar attığını ve bu alandaki yatırımların giderek arttığını ortaya koymaktadır.

Tüm olumlu yönlerin yanı sıra, yenilebilir enerji kaynaklarının olumsuz etkilerini de göz ardı etmemek gerekir. Öncelikle, yenilenebilir enerji sistemleri yüksek başlangıç maliyetleri gerektirmektedir. Güneş panelleri, rüzgar türbinleri ve enerji depolama sistemleri gibi teknolojik kurulum maliyetleri, birçok gelişmekte olan ülke için ciddi bir finansal yük oluşturmaktadır (Irena, 2020). Her ne kadar işletme maliyetleri düşük olsa da, yatırım geri dönüş süresi uzun olabilmektedir.

Bir diğer önemli sorun, yenilenebilir enerji üretiminin doğası gereği süreksiz oluşudur. Güneş enerjisi yalnızca güneşli günlerde ve gündüz saatlerinde üretilebilmekte, rüzgar enerjisi ise rüzgarın varlığına bağlıdır (IEA, 2022). Bu süreksizlik, enerji arz güvenliğini tehlikeye atmakta ve enerji depolama sistemlerine ola ihtiyacı artırmaktadır. Ancak mevcut depolama teknolojileri hem ekonomik hem de çevresel açıdan çeşitli sorunlar barındırmaktadır (Schmidt, 2017).

Yenilenebilir enerji projelerinin çevresel etkileri de göz ardı edilemez. Örneğin, hidroelektrik santrallerin inşası, su ekosistemlerini bozmakta ve biyoçeşitlilik üzerinde olumsuz etkilere yol açabilmektedir. Rüzgar türbinleri, kuş ve yarası popülasyonları

üzerinde negatif etkiler yaratırken, güneş enerjisi santralleri geniz arazi kullanımına ihtiyaç duyduğundan habitat kaybına neden olabilmektedir (TMMOB, 2017).

Son olarak, yenilenebilir enerji kaynakları yerel coğrafi koşullara büyük ölçüde bağımlıdır. Güneş enerjisi için yüksek güneşlenme süreleri, rüzgar enerjisi için uygun rüzgar hızları gibi koşullar gerekmektedir. Bu durum, bazı bölgelerde yenilenebilir enerji potansiyelinin düşük kalmasına ve enerji üretiminde bölgesel eşitsizliklerin artmasına neden olabilmektedir.

1.1. ENERJİ SEKTÖRÜ VE DOĞALGAZ

Doğalgaz, küresel enerji üretiminde esnekliği ve düşük karbon salınımı nedeniyle önemli bir yer edinmiş; Türkiye’de ise elektrik üretimi ve ısınma gibi alanlarda artan kullanımıyla enerji sektörünün kritik bir bileşeni haline gelmiştir (Agency T. I., 2024). Karbon salınımı diğer fosil yakıtlara kıyasla daha düşük olan doğalgaz, çevre dostu bir enerji kaynağı olarak öne çıkmaktadır. Elektrik üretimi, sanayi, ısıtma, ulaşım ve petrokimya gibi çeşitli alanlarda kullanılan doğalgaz, enerji dönüşümünün ve sürdürülebilir kalkınmanın önemli bir bileşenidir. Doğalgazın temel bileşeni metan (CH₄) olup, renksiz, kokusuz ve yanıcı bir fosil yakıttır. Diğer fosil yakıtlara nazaran düşük karbon salınımına sahip olmasının yanı sıra, temiz ve yüksek enerji yoğunluğuna sahip olması doğalgazı cazip hale getirmektedir. Bu durum doğalgazı, karbon salınımını azaltmayı hedefleyen ülkeler için cazip bir enerji kaynağı haline getirmektedir. Doğalgaz, sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ve sıkılaştırılmış doğal gaz (CNG) gibi farklı formlarda depolanmakta ve taşınmaktadır. Bunlar doğalgazın uluslararası ticarete doğalgazın taşınımını kolaylaştırmakta ve ulaşımı zor bölgelere erişimini sağlamaktadır. Bu özelliği sayesinde hem yerel hem de küresel anlamda bir ticaret ürünü haline gelmiştir. Kısaca doğal gaz, günümüzde fosil yakıt türlerinin parlayan yıldızı şeklinde karşımıza çıkmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ile British Petrol (BP)’ün öngörülerine bakıldığında; doğal gaz, petrol ile kömür tüketimini yakalamaktadır.

Doğalgaz, geniş bir kullanım alanına sahiptir. Başlıca kullanım alanları aşağıdaki gibi sıralanabilir (Tüzün, 2020):

- Elektrik üretiminde yaygın olarak kullanılır. Doğalgazla çalışan enerji santralleri, kömür ile çalışanlara kıyasla daha az karbon emisyonuna sahip olup daha yüksek

verimliliğe sahiptir. Doğalgaz santralleri, yenilebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunda esnek yapısıyla taleplere hızlı cevap verebilme kapasitesine sahiptir ve geçiş dönemlerinde önemli rol oynamaktadır.

- Sanayi sektöründe ise hem enerji kaynağı hem de ham madde olarak kullanılabilir. Özellikle kimya ve petrokimya endüstrilerinde doğalgazın içerdiği metan, çeşitli kimyasal süreçlerin başlangıç maddesidir. Çimento, cam, kimya ve metalurji gibi yüksek ısı gerektiren endüstrilerde doğalgaz, verimlilik ve maliyet avantajı sunmaktadır.
- Özellikle kış aylarında konut ısıtma ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla kullanılmaktadır. Doğalgazın ısıtma sistemlerinde kullanımı, diğer yakıtlara nazaran daha ekonomiktir.
- Ulaşım açısından bakıldığında, doğalgaz, CNG olarak otobüs, kamyon ve bazı binek araçlarda yakıt olarak kullanılmaktadır. CNG, benzine göre karbon salınımı açısından daha çevreci, daha ucuz bir alternatiftir.

Dünya enerji piyasasında stratejik bir ürün olan doğalgaz, birçok ülkenin dış ticaret dengesi üzerinde belirleyici bir rol oynamaktadır. Doğalgaz kaynağı açısından zengin olan ülkeler, ihracat gelirlerinden büyük kazanç elde ederken, ithalatçı ülkeler için doğalgaz, enerji maliyetlerinin önemli bir kısmını oluşturmaktadır. Türkiye gibi doğalgazın büyük kısmını ithal eden ülkeler enerjide dışa bağımlı olduğundan döviz kuru dalgalanmaları başta olmak üzere, ekonomik ve siyasi konjonktür dalgalanmalarından etkilenmektedir. Bu durumlar, ithalatçı ülkelerin enerji politikalarında doğalgaz arz güvenliğini sağlama ve kaynak çeşitlendirme stratejilerine daha fazla yönelmelerine sebep olmaktadır. Çevresel etkilerine bakıldığında, fosil yakıtlar arasında en düşük karbon salınımına sahip enerji kaynağı olan doğalgazdır (İncekara, 2017). Ancak, doğalgazın çıkarılma süreçleri ve taşıma süreçlerinde metan sızıntıları, sektörün çevreye olumsuz etkilerinden bazılarıdır. Karbon salınımına göre metan sızıntısı, küresel ısınma açısından daha büyük olumsuz etkilere sahiptir. Bu nedenle, sektör metan salınımını/sızıntılarını azaltmak için yeni teknolojiler geliştirmekte ve sıkı uygulamalara uyum sağlamaya çalışmaktadır (Torun, 2017).

Enerji sektörü, sanayiden konutlara kadar geniş bir yelpazede etkili olup küresel ekonominin temel yapı taşlarından birini oluşturmaktadır. Bu bağlamda, doğalgaz, dünya

enerji kaynakları içinde kömür ve petrolden sonra üçüncü sırada yer almakta ve aynı zamanda en çok tercih edilen birincil enerji kaynakları arasında bulunmaktadır. Doğalgazın temiz yanma özelliği, düşük karbon salınımı, yüksek enerji verimliliği ve esnek kullanım yapısı, onu fosil yakıtlar ile yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki geçiş sürecinde stratejik bir köprü hâline getirmektedir. Bununla birlikte, küresel enerji arz güvenliği ve sürdürülebilirlik perspektifinden değerlendirildiğinde, doğalgazın uzun vadeli rolü, rezerv durumu, altyapı yatırımları ve alternatif enerji teknolojilerinin gelişimi gibi değişkenlere bağlı olarak şekillenmektedir (Arı & Yılmaz, 2023).

Doğalgaz, elektrik üretiminde en yaygın kullanılan enerji kaynaklarından biridir. Gaz yakıtlı enerji santralleri, kömür ve petrol ile çalışan santrallere nazaran daha çevre dostu olup daha az karbon emisyonu açığa çıkarmaktadır. Doğalgaz, aynı zamanda elektrik üretiminde esnek bir yapıya sahiptir. Öyle ki, bu yapı onun yenilenebilir enerji kaynakları ile entegre edilebilmesini kolaylaştırmaktadır. Örneğin, güneş ve rüzgâr gibi enerji kaynaklarının sürekli ve sabit bir enerji sağlayamaması nedeniyle, yenilenebilir enerjide meydana gelebilecek arz dalgalanmalarını dengeleyebilmek için doğalgaz santralleri devreye girebilmekte veya çıkabilmektedir. Bu özellik hem doğalgazın güvenilir bir yedek enerji kaynağı olarak görünmesini sağlamakta hem de yenilenebilir enerji yatırımlarının yetersiz olduğu zamanlarda enerji arz güvenliğinin sağlanmasına yardımcı olmaktadır (Arı & Yılmaz, 2023).

Tablo 0.2: 2022 ve 2023 Yıllarındaki Doğal Gaz Tüketiminin Sektörlere Dağılımının Karşılaştırılması (Milyon Sm³)

Sektör	2022	2023	2023 Pay (%)	Değişim (%)
				2022 → 2023
1. Dönüşüm/Çevrim Sektörü	14.508,40	13.919,55	27,72	-4,06
1.1. Elektrik Santralleri	12.337,92	11.459,61	22,82	-7,12
1.2. Otoprodüktör Elektrik Santralleri	512,99	690,61	1,38	34,62
1.3. Isı ve Elektrik (CHP) Santralleri	114,61	52,52	0,10	-54,18
1.4. Otoprodüktör Isı ve Elektrik Santralleri	1.536,16	1.691,61	3,37	10,12
1.5. Isı Santralleri	0,00	0,00	0,00	-100,00
1.6. Otoprodüktör Isı Santralleri	0,59	0,00	0,00	-100,00
1.7. Diğer Çevrim Sektörü Tüketicileri	6,12	25,20	0,05	311,54
2. Enerji Sektörü	1.330,17	1.372,84	2,73	3,21

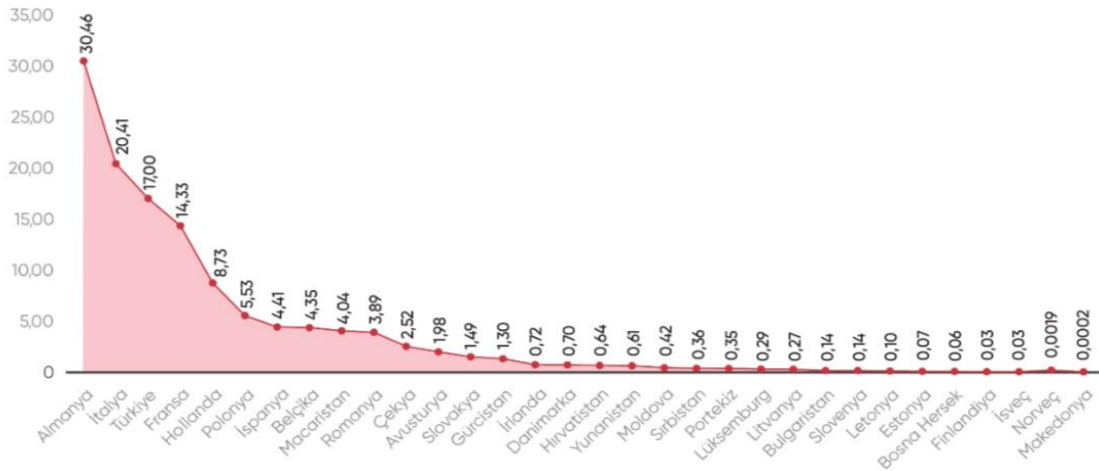
Sektör	2022	2023	2023 Pay (%)	Değişim (%)
				2022 → 2023
2.1. Petrol Rafinerileri	1.156,32	1.212,80	2,42	4,88
2.2. Yüksek Fırımlar	0,34	0,26	0,00	-23,10
2.3. Elektrik, CHP ve Isı Santrallerinde yakıt olarak tüketilen	17,00	2,72	0,01	-84,03
2.4. Diğer Enerji Sektörü Tüketicileri	156,50	157,06	0,31	0,36
3. Ulaşım Sektörü	312,89	243,88	0,49	-22,05
3.1. Araç yakıtı	85,87	80,11	0,16	-6,71
3.2. Boru hattı taşımacılığı	226,95	163,61	0,33	-27,91
3.3. Diğer Ulaşım Sektörü Tüketicileri	0,07	0,16	0,00	121,96
4. Sanayi Sektörü	13.308,11	12.292,84	24,48	-7,63
4.1. Ağaç ürünleri işleme	47,22	46,95	0,09	-0,56
4.2. Alkol ve alkol ürünleri	19,71	19,64	0,04	-0,34
4.3. Ametal mineraller (cam, seramik, çimento, vs.)	1404,08	1243,74	2,48	-11,42
4.4. Demir - Çelik	1330,40	1303,53	2,60	-2,02
4.5. Demir dışı metal üretimi ve işleme (krom, bakır, vs.)	382,78	352,68	0,70	-7,86
4.6. Gıda ve içecekler	844,87	833,77	1,66	-1,31
4.7. Gübre	685,18	443,07	0,88	-35,33
4.8. İnşaat (inşaat ürünleri, yol yapımı, vs.)	309,93	320,33	0,64	3,36
4.9. Kağıt, selüloz ve baskı	175,27	164,50	0,33	-6,14
4.10. Kimya (petrokimya dahil)	1900,94	1762,94	3,51	-7,26
4.11. Madencilik ve taş ocakçılığı	159,94	130,85	0,26	-18,19
4.12. Makine sanayi	85,13	75,35	0,15	-11,49
4.13. Tekstil, deri ve giyim sanayi	818,57	720,36	1,43	-12,00
4.14. Tütün ve tütün ürünleri	16,86	19,48	0,04	15,57
4.15. Ulaşım araçları sanayi (otomotiv, uçak sanayi, vs.)	145,04	145,90	0,29	0,59
4.16. OSB'ler	4151,25	3893,98	7,76	-6,20
4.17. Diğer Sanayi Sektörü Tüketicileri	830,94	815,75	1,62	-1,83
5. Hizmet Sektörü	5.622,78	5.325,17	10,61	-5,29
5.1. Ticarethane	2.941,15	2.814,71	5,61	-4,30
5.2. Resmi daire	2.284,93	2.116,21	4,21	-7,38
5.3. Diğer Hizmet Sektörü Tüketicileri	396,70	394,25	0,79	-0,62
6.1. Konut	18.007,26	16.966,43	33,79	-5,78

Sektör	2022	2023	2023 Pay (%)	Değişim (%)
				2022 → 2023
6.2. Tarım/Ormanlık	19,04	22,04	0,04	15,78
6.3. Hayvancılık (balıkçılık, kümes ve ahır hayvancılığı, vs.)	49,08	37,37	0,07	-23,86
6.4. Belirtilmemiş Diğer Sektör Tüketicileri	39,81	28,16	0,06	-29,27
7.1. Kayıplar	3,03	2,56	0,01	-15,60
Genel Toplam	53.200,55	50.210,84	100,00	-5,62

Kaynak: (EPDK, 2023)

Tablo 1.2. de Türkiye’de 2022-2023 yılları arasında sektörlerde kullanılan doğalgaz kullanım oranları ve yıllara göre değişimini göstermektedir. Genel toplama bakıldığında, 2022’den 2023 yılına toplam tüketim azalmış olsa da, elektrik üretimi, sanayi sektörü ve enerji sektörünün çeşitli kulvarlarında tüketim miktarı artmıştır. 2023 yılının sektörel dağılımı yüzde olarak hesaplandığında; konut tüketimi %33,79, elektrik üretimi için tüketim %27,72 ve sanayi tüketimi %24,48 olarak gerçekleşmiştir (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023).

Şekil 1.3: Avrupa ve Türkiye Konut Doğalgaz Tüketim Miktarı (Milyar m³ // 2023 Yıl sonu)



Kaynak: (GazBir, GazBir, 2023)

Konuya örnek teşkil etmesi açısından, tablo 1.3. te Avrupa ülkeleri ile Türkiye’de konutlarda tüketilen doğalgaz miktarlarına ilişkin veriler sunulmuştur.

Avrupa ülkeleri ve Türkiye’deki konutlarda doğalgaz tüketim miktarlarını karşılaştırmalı olarak göstermektedir. Verilere göre, Almanya 30,46 birimlik tüketim değeri ile

Avrupa’da konutlarda en yüksek doğalgaz tüketimine sahip ülke konumundadır. Almanya’yı 20,41 birim ile İtalya, 17,00 birim ile Türkiye ve 14,33 birim ile Fransa takip etmektedir. Bu dört ülke, konutlarda doğalgaz kullanımının en yaygın olduğu ülkeler olarak öne çıkmaktadır. Orta ve Doğu Avrupa ülkelerinde doğalgaz tüketiminin nispeten düşük seviyelerde olduğu gözlemlenmektedir. Örneğin, Polonya (5,53), İspanya (4,41) ve Belçika (4,35) gibi ülkelerde konutlardaki doğalgaz tüketimi Batı Avrupa ülkelerine kıyasla daha düşük seviyededir. Bununla birlikte, Romanya (3,89), Çekya (2,98) ve Avusturya (2,52) gibi ülkelerde de benzer bir eğilim görülmektedir.

Daha düşük tüketim seviyeleri ise çoğunlukla Doğu Avrupa, Baltık ve Güneydoğu Avrupa ülkelerinde gözlemlenmektedir. Gürcistan (1,49), Slovakya (1,98), İrlanda (0,72) ve Hırvatistan (0,64) gibi ülkelerde doğalgaz tüketiminin oldukça sınırlı olduğu görülmektedir. Özellikle Moldova (0,42), Slovenya (0,27) ve Bosna-Hersek (0,06) gibi ülkelerde doğalgaz tüketiminin oldukça düşük seviyelerde olduğu dikkat çekmektedir. En düşük tüketim ise Kuzey Makedonya (0,0002) ve İsveç (0,0019) gibi ülkelerde görülmektedir, bu da bu ülkelerde doğalgaz kullanımının neredeyse yok denecek kadar az olduğunu göstermektedir. Bu veriler doğrultusunda, doğalgazın konutlardaki kullanım oranlarının ülkelerin enerji politikaları, altyapı durumu, iklim koşulları ve alternatif enerji kaynaklarına erişimi gibi faktörlerden etkilendiği söylenebilir. Özellikle Almanya, İtalya ve Türkiye gibi ülkelerde yüksek doğalgaz tüketimi, bu ülkelerde doğalgaz altyapısının gelişmiş olduğunu ve doğalgazın konut ısıtmasında yaygın bir şekilde kullanıldığını göstermektedir. Buna karşılık, doğalgaz tüketiminin düşük olduğu ülkelerde alternatif enerji kaynaklarının (örneğin yenilenebilir enerji, elektrikli ısıtma veya kömür gibi fosil yakıtlar) daha yaygın kullanıldığı düşünülebilir.

1.1.1. Doğalgazın Teknik ve Ekonomik Özellikleri

Bir petrol türevi olan doğal gaz: yanıcı, havadan hafif, renksiz ve kokusuz bir gazdır. Başta metan (CH₄) ve etan (C₂H₆) olmak üzere çeşitli hidrokarbonlardan oluşur. Yer altında, genellikle petrol ile birlikte veya gaz rezervuarlarında bulunur. Kaynağından çıkarıldığı haliyle herhangi bir işlemde geçirilmeksizin kullanılabilen doğal gaz, boru hatları ile veya sıvılaştırılarak tankerlerle taşınır (BOTAŞ, 2024).

Yüksek ısısal değeri ile dikkat çeken doğalgazın alt ısısal değeri 35-40 MJ/m³ arasında değişmektedir. Tam yanma gerçekleştiği sırada karbondioksit ve su buharı açığa çıkmaktadır. Azot, karbondioksit, hidrojen sülfür ve su buharı gibi bileşenler bulunabilir ama arıtma sırasında ayrıştırılmaktadır. Normal atmosfer koşullarında gaz halinde bulunur, ama hacmi 600 kat küçültülerek sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) formunda taşınabilmekte ve depolanabilmektedir. Sıvılaştırılabilmesi için -162°C de soğutulması gerekmektedir. 200-250 bar basınç altında sıkıştırılarak da taşınabilmekte, bu haline CNG adı verilmektedir. Bu form, daha çok taşıtlarda yakıt olarak kullanılmaktadır. Metanın yoğunluğunun yaklaşık olarak 0.717 kg/m³ olması onun havadan daha hafif olduğunu göstermektedir. Bu özellik nedeniyle doğalgaz kaçaqları, genellikle yukarıya doğru yönelmesine sebep olmaktadır. Doğal hali kokusuzdur fakat, kaçak durumunun tespit edilebilmesi için gaz basıncı düzenleme ve ölçüm istasyonlarında (RMS lerde) kokulandırma işlemleri yapılarak dağıtıma hazır gelmektedir. Yüksek enerji yoğunluğuna sahip olan doğalgaz, metan içeriği nedeniyle birim hacimde büyük miktarda enerji sağlamaktadır. Bu da onu verimli bir enerji kaynağı haline getirmektedir. Aynı zamanda elektrik üretiminde, ısıtma ve sanayi uygulamalarında bu yüksek enerji yoğunluğu avantaj sağlamaktadır. Yandığı zaman diğer fosil yakıtlara göre daha az karbon dioksit, kükürt dioksit ve partikül madde açığa çıkarmaktadır. Bu özelliği onu çevre dostu bir yakıt yapmakta ve karbon ayak izini azaltmak isteyen ülkeler için tercih edilebilir bir enerji kaynağı haline getirmektedir (Huseynova, 2022).

Boru hatları, LNG ve CNG formlarında taşınabilir olması ithalatı ve ihracatı kolaylaştırmaktadır. Bu durum, özellikle ihracatçı ülkelerin uluslararası ticaret hacmini arttırmaktadır. Doğalgaz düşük sıcaklıkta yüksek verimlilik ile çalışabilen bir yakıttır. Bu özelliği ona esnek kullanım alanları sağlamaktadır. Öyle ki, enerji santrallerinden sanayi sektörüne, hane ısınmasından ulaşıma ve hatta petrokimyaya kadar birçok alanda tercih edilen bir enerji kaynağıdır. Doğalgaz ekonomik ve avantajlı özellikleri sayesinde birçok ülkenin enerji üretiminde ve ticaretinde önemli bir yer tutmaktadır. Kömür ve petrol santrallerine nazaran doğalgaz santralleri daha düşük maliyetle elektrik üretimi sağlamaktadır. Bu ülkelerin enerji maliyetlerini düşürerek sanayi sektöründe daha rekabetçi bir konum kazanmalarına olanak sağlar. Bu durum özellikle enerji yoğun sektörlerde çok daha önem arz etmektedir (Bayraç, 2018).

Doğalgaz rezervine sahip ülkeler için doğalgaz başlıca ihracat kalemleri arasında yer almakta ve döviz geliri sağlamaktadır. Rusya, ABD, Katar, Azerbaycan gibi ülkeler doğalgaz ihracatının önemli aktörleri arasındadır. Bu ülkeler, doğalgazdan elde ettikleri gelirleri ekonomilerini güçlendirmek, dış ticaret dengesini koruyabilmek için kullanmaktadırlar. Bunun yanı sıra, Türkiye gibi doğalgaz ithalatçısı ülkeler için ise doğalgaz ticareti, enerji ithalat maliyetlerini ve döviz ihtiyaçlarını etkileyen önemli bir faktördür. Çünkü, döviz kurlarındaki dalgalanmalar ithalatın maliyetlerini attırabilir, bu durum enflasyon üzerinde yukarı yönlü olarak baskı oluşturabilmektedir. Bu da enerji maliyetlerinin tüketicilere yansımaya sebep olabilir bunun sonucunda da ekonomik istikrarsızlık meydana gelebilmektedir (Önder & Denizbilen Yılmaz, 2023).

Tablo 1.3. te, AB ülkelerinde 2022 – 2023 yıllarında gerçekleştirilen doğalgaz ithalat ve ihracat rakamları gösterilmektedir. Tabloya göre, ilgili yıllarda Almanya, İtalya, Belçika ve Hollanda ithalatta lider konumundadır. İhracat anlamında ise Belçika ve Hollanda'nın lider konumda olduğunu görmekteyiz. Genel itibari ile değerlendirme yapıldığında 2023 yılında birçok Avrupa ülkesinde gaz ithalatında düşüş görülmüştür. Bunun sebebi olarak, enerji tasarruf politikaları, yenilebilir enerji kaynaklarının tercih edilmesi olabilir (EPDK, 2023).

Avrupa ülkeleri, doğalgazı hem ithal etmekte hem de ihraç etmektedir. Bu durum, yalnızca arz-talep dengesi ile değil, aynı zamanda ticari, jeopolitik ve enerji güvenliği stratejileriyle de yakından ilişkilidir. İlk olarak, bazı Avrupa ülkeleri, özellikle Belçika, Hollanda ve Almanya gibi ülkeler, coğrafi konumları sayesinde doğal bir gaz ticaret merkezi (hub) haline gelmiştir. Bu ülkeler, ithal ettikleri doğalgazı (boru hattı ya da LNG yoluyla) kendi iç tüketimlerinin yanı sıra diğer Avrupa ülkelerine de yeniden ihraç etmektedirler (IEA, 2022).

Bunun yanı sıra, Avrupa ülkeleri, düşük fiyatlı dönemlerde ithal ettikleri doğalgazı depolamakta ve daha sonra ihtiyaç duyan ülkelere daha yüksek fiyatlarla satmaktadır. Bu strateji, özellikle İspanya ve Fransa gibi geniş LNG yeniden gazlaştırma altyapısına sahip ülkelerde yaygın olarak kullanılmaktadır (BP, 2023). Yeniden ihracat, enerji güvenliğini artırmakla kalmayıp aynı zamanda ekonomik kazanç da sağlamaktadır.

Tablo 0.3: AB Ülkelerindeki İthalat ve İhracat Verileri / TJ Cinsinden

Ülkeler	2022 İthalat (Tj)	2023 İthalat (Tj)	2022 İhracat (Tj)	2023 İhracat (Tj)
Almanya	5.000.000	4.000.000	2.000.000	1.500.000
İtalya	3.000.000	2.800.000	-	-
Belçika	2.500.000	2.300.000	1.200.000	1.000.000
Hollanda	2.200.000	2.000.000	1.800.000	1.600.000
Fransa	1.800.000	1.700.000	800.000	700.000
İspanya	1.600.000	1.400.000	600.000	500.000
Polonya	1.200.000	1.100.000	-	-
Yunanistan	900.000	800.000	400.000	350.000
Bulgaristan	500.000	400.000	100.000	90.000
Avusturya	300.000	250.000	150.000	100.000
Macaristan	300.000	200.000	-	-
Slovakya	200.000	180.000	-	-
Danimarka	150.000	140.000	90.000	80.000
Çekya	120.000	110.000	50.000	40.000
Litvanya	90.000	80.000	30.000	25.000
İrlanda	50.000	40.000	-	-

Hırvatistan	40.000	35.000	10.000	8.000
Romanya	30.000	25.000	5.000	4.000
Finlandiya	20.000	15.000	-	-
Letonya	10.000	8.000	3.000	2.000
Slovenya	8.000	6.000	-	-
İsveç	6.000	4.000	-	-
Estonya	5.000	4.000	-	-

Kaynak: (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023)

Doğalgazın teknik olarak kolay depolanıp taşınabilir olması, enerji arz güvenliği açısından önemlidir. Doğalgaz depolama tesisleri (HUB), fiyat dalgalanmalarından, arz-talep dengesizliği gibi çeşitli ekonomik ve siyasi konjonktürden kaynaklı olarak yaşanacak olan arz kesintilerine karşı ülkelerin enerji güvenliklerini sağlamaya yardımcı olmaktadır (Kavaz, 2022).

1.1.2. Doğalgaz Tarifeleri ve Fiyatlandırma Stratejileri

Elektrik üretimi, ısınma, ulaşım ve sanayide yaygın olarak kullanılan doğalgaz enerji sektöründe stratejik bir öneme sahiptir. Doğalgaz tarifeleri ve fiyatlandırma stratejisi, söz konusu kaynağın tüketiciye ulaşmasında, piyasa dinamikleri ve ekonomi ile doğrudan ilişki içerisindedir. Bu stratejiler, arz-talep dengesini korumak, maliyetleri karşılamak ve rekabeti canlı tutmak gibi birçok amaca hizmet etmek adına oluşturulur (Yavuz, 2024).

Küresel ölçekte doğalgaz fiyatlandırması genellikle dört ana strateji etrafında şekillenmektedir. Bunlardan ilki maliyet bazlı fiyatlandırmadır. Bu yöntemde, doğalgazın çıkarılması, iletilmesi ve dağıtılması sırasında oluşan tüm maliyetler üzerine makul bir kâr marjı eklenerek fiyatlar belirlenmektedir. Özellikle kamu hizmeti anlayışının baskın olduğu ülkelerde, bu yöntem yaygın şekilde uygulanmaktadır (BP, 2023).

İkinci yöntem ise piyasa bazlı fiyatlandırmadır. Bu yaklaşımda fiyatlar, doğrudan arz ve talep koşulları tarafından belirlenir. Serbest piyasaya dayalı ülkelerde, doğalgaz fiyatları

dönemsel dalgalanmalara açık olmakta, uluslararası LNG ticaretindeki gelişmeler veya bölgesel krizler gibi faktörler fiyatları ciddi şekilde etkileyebilmektedir. Avrupa’da TTF (Title Transfer Facility) ve ABD’de Henry Hub gibi doğalgaz ticaret merkezlerinde bu tür piyasa dinamikleri gözlemlenmektedir (Oxford Institute for Energy Studies, 2022).

Bununla birlikte, bazı ülkelerde sübvansiyonlu fiyatlandırma stratejileri de uygulanmaktadır. Özellikle düşük gelir gruplarının enerjiye erişimini kolaylaştırmak amacıyla, devletler doğalgaz fiyatlarını piyasa değerinin altında tutmakta ve aradaki farkı kamu bütçesinden karşılamaktadır. Ancak bu strateji uzun vadede kamu maliyesine ağır yükler getirebilmekte ve piyasa verimliliğini azaltabilmektedir (IEA, 2022).

Bir diğer önemli strateji ise bölgesel ve kademeli fiyatlandırmadır. Bölgesel fiyatlandırmada, doğalgazın dağıtım maliyetleri bölgesel altyapı farklılıklarına göre değişebilirken; kademeli fiyatlandırmada tüketim düzeyine göre birim fiyatlar artmakta ya da azalmaktadır. Özellikle Asya-Pasifik ülkelerinde ve bazı Avrupa ülkelerinde bu tür uygulamalarla hem enerji tasarrufu teşvik edilmekte hem de düşük tüketimli hanehalkları korunmaktadır (World Bank, 2025).

EPDK tarafından yayınlanan 32203 sayılı Doğalgaz Piyasası Tarife Yönetmeliği’ne göre, tarife, doğalgazın iletimi, dağıtımını LNG veya gaz olarak depolanması ve satışı ile bunlara dair hizmetlere ilişkin fiyat, hüküm ve şartları veren düzenleme olarak tanımlanmıştır. Doğalgaz tarifelerinin belirlenmesinde, tüketicilere güvenilir, kaliteli, yeterli, uygun maliyetli ve kesintisiz hizmet sunulması önem taşımaktadır. Bunun yanı sıra, mali sürdürülebilirliği sağlayabilmek açısından, yatırımlar için makul bir karlılık tesis edilerek rekabet teşvik edilmesi ve verimlilik ve rekabetin artmasından kaynaklı olarak elde edilen fazla kazancın tüketicilere yansıtılması temel ilkeler arasında yer almaktadır. Ek olarak, çapraz sübvansiyona izin verilmemesi, teşvik odaklı yaklaşımlar benimsenmesi, ayrımcılığa yer verilmemesi süreçte şeffaflığın korunması önem taşımaktadır (Özalp, 2011).

Doğalgaz tarifelerinin temelinde sabit ücret ve değişken ücret olarak iki ana bileşen bulunmaktadır. Sabit ücret, tüketim miktarına bağlı olmaksızın her bir tüketiciden alınan bedeldir. Bu ücret, doğalgaz dağıtım şebekelerinin bakım ve işletim maliyetlerini karşılamak için kullanılır ve altyapı yatırımlarının finansmanına katkı sağlamaktadır. Sabit ücret uygulaması, doğalgazın taşınmasında ve dağıtımında ihtiyaç duyulan sabit

maliyetin bir kısmı tüketiciye yansıtılarak mali sürdürülebilirliği desteklemesi amaçlanmaktadır. Kullanım ücreti olarak adlandırılan değişken ücret ise, tüketicinin tükettiği doğalgaz miktarını metreküp başına belirlenen birim fiyat üzerinden hesaplanması ile elde edilmektedir. Kullanım ücretinin belirlenmesinde arz-talep dengesi ve maliyet yapısı etkilidir.

32203 sayılı tarife yönetmeliğinin 5. Maddesine göre doğalgaz tarife türleri beşe ayrılmaktadır: (EPDK, 2023)

- Bağlantı tarifeleri
- İletim ve sevkiyat kontrol tarifeleri
- Depolama tarifesi
- Toptan satış tarifesi
- Perakende satış tarifesi

Bağlantı tarifeleri, iletim veya dağıtım sistemine bağlantı sağlanması karşılığı olarak tahakkuk ettirilen bağlantı bedelleri ve bu bağlantı bedellerine ilişkin olarak düzenlemeleri esas almaktadır. İlgili bağlantı bedelleri, dağıtım şirketleri tarafından bağlantı yapılan gerçek ya da tüzel kişilere yansıtılmaktadır. İletim ya da dağıtım sistemine yapılacak bağlantılara göre ücretlendirme ve sorumlu taraflar farklılık göstermektedir. Dağıtım şirketleri, sorumluluk alanındaki tüketicilerine sabit bağlantı tarifesi uygulamaktadır. Sorumluluk alanı dışındaki tüketicilere uygulanacak olan tarife ise kurul kararı ile belirlenmektedir. İletim ve sevkiyat kontrol tarifeleri ise, üretilen veya ithal edilen doğalgazın iletim hattı üzerinde taşınmasında taraflara uygulanan düzenlemeleri içermekte, ayırım yapılmaksızın taraflar arasında eşit şekilde uygulanmaktadır. İçerik olarak, şebeke işleyiş düzenlemeleri (şid) kapsamındaki iletim bedeli, doğalgazın sevkiyat kontrolüne ilişkin bedeller ve tarifelerin uygulanmasına ilişkin esasları bünyesinde barındırmaktadır. İletim bedeli, sabit ve değişken maliyetleri karşılayacak ve yatırımların sürdürülebilirliğine olumlu anlamda katkı sağlayacak şekilde mevzuata uygun olarak hesaplanmaktadır. İlgili iletim bedeli iletim kapasite bedeli ve iletim hizmet bedelinden oluşmaktadır. İlgili bedel, iletim şirketi tarafından tedarik eden tarafa tahakkuk ettirilmektedir. İletim şirketi, farklı yapılardaki taşıma hizmetleri için ayrı

ayrı tarife tekliflerini EPDK'ya iletmektedir. Kurum tarafından usul ve esaslara dayalı olarak hesaplamalar yapılmakta ve kararlaştırılmaktadır. Depolama tarifesi, LNG ve yer altı doğalgaz depolama hizmetlerinin karşılığında, depolama şirketi tarafından hizmet alan tüzel kişilere tahakkuk ettirilen bedeller ile ilgili düzenlemeleri içermektedir. Tarifeye dayalı bedeller, mevzuat çerçevesinde depolama şirketi ve hizmet alan tüzel kişi arasında eşit ve ayırım yapılmayacak şekilde belirlenmekte ve uygulanmaktadır. Toptan satış tarifleri ise doğalgaz arz güvenliği ve mevcut durumunda kötüye kullanılmaması dikkate alınarak, EPDK'nın belirlediği esaslar çerçevesinde yine serbestçe belirlenmektedir. (EPDK, 2023).

Perakende satış tarifesine gelindiğinde, perakende satış fiyatı içerisinde doğalgaz alım fiyatı, sistem kullanım bedeli, vergi gibi birçok değişken mevcuttur. Söz konusu fiyat, üst sınırı belirlemekte olup dağıtım şirketleri bunun üzerinde bir fiyat talep edememektedirler. Sistem kullanım bedeli, tüketicilerin sistemde oluşturduğu yük ve maliyetleri ifade etmekte olup, EPDK tarafından belirlenen tüketim kademeler, sabit ve değişken ücretler dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Serbest tüketiciler açısından bu bedel ise, EPDK tarafından belirlenmektedir.

Doğalgaz fiyatlandırma stratejileri ise, arz-talep dengesi, döviz kurundaki dalgalanmalar, hükümetin uygulamaları gibi birçok faktörden etkilenmektedir. Bu stratejiler hem hükümetin hem de tüketicinin refahını gözetmektedir. Farklı fiyatlandırma çeşitleri aşağıdaki gibi sıralanabilir (EPDK, 2023):

- **Maliyet Tabanlı Fiyatlandırma:** burada amaç, doğalgazın çıkarılmasından taşınmasına ve dağıtılmasına kadar oluşan maliyetlere dayanarak fiyatlandırma yapmaktır. Bu strateji ile hükümet ve doğalgaz dağıtım şirketleri maliyetlerin karşılanması ve yatırımların geri dönüşümünü sağlayacak şekilde fiyatlar oluşturmaktadır. Amaç, sabit maliyetleri dengelemek ve sürdürülebilir kar oranları elde etmektir.
- **Piyasa Tabanlı Fiyatlandırma:** bu fiyatlandırmada amaç, arz ve talep dengesine göre doğalgazın fiyatının belirlenmesidir. Döviz kuru dalgalanmaları, genel ekonomik konjonktür gibi dış faktörler fiyatı etkileyebilmektedir. Her ne kadar piyasa koşullarına daha hızlı uyum sağlama avantajı olsa da tüketiciler açısından fiyat dalgalanmalarına sebep olabilmektedir.

- Bölgesel Fiyatlandırma: farklı bölgelerdeki maliyet yapısı, bölge koşulları, arz-talep dengesi ve sosyal koşullar fiyat farklılaşmasına sebep olmaktadır. Büyük coğrafi alanlarda veya enerji altyapısının gelişim düzeyinin farklılık gösterdiği bölgelerde, fiyat farklılığı uygulamak adil bir yaklaşım olarak değerlendirilmektedir. Düşük gelirli bölgeler içinse sübvansiyonlu fiyatlandırma sağlanarak sosyal denge sağlanabilmektedir.
- Sübvansiyonlu Fiyatlandırma: burada özellikle düşük gelirli tüketiciler için fiyatlar devlet tarafından sübvansiyon edilerek daha düşük oranda tutulabilmektedir. Amaç, enerjiye olan erişimi kolaylaştırarak ekonomik ve sosyal adaleti sağlayabilmektedir. Fakat, sübvansiyonlu fiyatlandırma uzun vadede kamu bütçesine yük oluşturarak kaynakların verimsiz kullanılması risklerini beraberinde getirebilmektedir.

1.1.3. Kamu Kolaylıkları Tarifeleri ve Doğalgaz Dağıtımındaki Uygulamaları

Kamu kolaylıkları, devletin toplum yararını gözettiği temel faaliyetler olarak tanımlanmaktadır. Genellikle elektrik, su, doğalgaz, ulaşım faaliyetleri gibi sektörleri kapsamakta olup bu faaliyetlerin fiyatlandırılması, kamu yararı ve sosyal adaleti gözetilen kamu hizmeti tarifeleri ile gerçekleştirilmektedir. Bu faaliyetler arasında doğalgaz dağıtımını önemli bir yere sahiptir çünkü evsel ısınmadan sanayiye kadar geniş bir kullanım yelpazesi bulunmaktadır. Bu kapsamda, doğalgaz dağıtımındaki kamu hizmeti tarifleri tüketici refahını korumakla beraber aynı zamanda kaynakların da verimli kullanılmasını sağlamaktadır. Bu bağlamda kamu tarifelerinin belirli özelliklerini şu şekilde sıralamak mümkündür:

- Adil ve Erişilebilir Olma

Bu tarifeler, her gelir düzeyindeki tüketicinin temel ihtiyaçlarına erişimini sağlayabilmek için adil bir fiyatlandırma sunar. Özellikle geliri düşük tüketicilerin mağdur olmaması ve toplumdaki refah düzeyinin korunabilmesi için önemlidir.

- Maliyet Bazlı Olma

Fiyatlandırma oluşturulurken, hizmetin üretim, dağıtım ve bakım maliyetleri göz önüne alınır. Buradaki amaç, devlet bütçesine yük oluşturmadan hizmetlerin sürdürülebilirliğini

ve devamlılığını sağlamaktır. Ancak, her zaman tam yansıtılma durumu söz konusu olmaz, böyle bir senaryoda devreye sübvansiyonlar ve diğer destekler girer.

- Düzenleyici Kurumlar Tarafından Belirlenme

Tarifeler genellikle devlet veya düzenleyici kurumlar aracılığı ile belirlenmektedir. Türkiye’de doğalgaz başta olmak üzere enerji kaynaklarının tarifeleri EPDK tarafından belirlenmektedir.

- Kademeli ve Bölgesel Fiyatlandırma

Bazen bölgesel maliyet farklılıkları ve tüketim miktarları göz önüne alınarak kademeli fiyatlandırma yapılır. Amaç, tüketiciye adil fiyat sunarak bölgesel eşitsizlikleri azaltmaktır.

Doğalgaz dağıtım tarifelerinin hem kamu yararının sağlanabilmesi hem de ekonomik anlamda sürdürülebilir olması için özel bir fiyatlandırma yaklaşımına gerek duyulmaktadır. Aşağıda çeşitli uygulama şekilleri sıralanmıştır:

- Sabit Ücret ve Kullanım Ücreti

Ülkemizde doğalgaz tarifeleri genel itibari ile sabit ücret ve kullanım ücreti olarak iki ana bileşenden oluşmaktadır. Yukarıda da detaylı olarak anlatılan bu ikili yapı sayesinde hem düşük gelirli kullanıcılar için erişilebilir fiyatlar oluşurken hem de büyük tüketicilerin maliyetleri üstlenmelerini sağlar.

- Kademeli Fiyatlandırma

Bu fiyatlandırma türü, genel itibariyle doğalgaz tarifelendirmelerinde sıklıkla tercih edilir. Tüketim miktarına göre artan bir fiyatlandırmayı ifade etmektedir. Bu sistemde, yüksek tüketim yapan kullanıcılardan daha fazla ödeme alınması sayesinde kaynakların verimli kullanımı söz konusu olmaktadır.

- Bölgesel Fiyatlandırma

Coğrafi anlamda geniş bir yapıya sahip olan ülkemiz, doğalgaz dağıtımında bölgelere göre değişkenlik gösteren bir maliyeti karşımıza çıkarmaktadır. Bu yapı, doğalgaz tarifelerinde bölgelere göre farklı fiyatlandırma yapısını zorunlu kılmaktadır. Örneğin,

doğalgaz altyapısının gelişmiş ve yeterli olduğu kesimlerde maliyet daha azken; kırsal kesimlerde durum tam tersidir. Buna bağlı olarak da fiyatlar da farklılık gösterebilir. Bölgesel fiyatlandırma, bu tür bölgesel farklılıkları göz önünde bulundurarak adil bir fiyatlandırma sunmayı amaçlamaktadır (Torun, 2017).

- Sübvansiyon Uygulamaları

Devletler, sosyal refahı arttırmak, düşük gelirli hane halkının enerji ulaşımını kolaylaştırabilmek adına çeşitli sübvansiyon uygulamalarına başvurabilir. Direkt olarak kamu bütçesinden karşılanan bir destek olup doğrudan tüketiciye yansımaktadır.

Yukarıda bahsedilen tüm bu uygulamaların hem sosyal hem de ekonomik düzeyde çeşitli etkileri bulunmaktadır. Özellikle ekonomik açıdan değerlendirildiğinde, doğalgaz fiyatlandırma politikalarının hem tüketici hem de üretici fiyat endeksleri üzerinde doğrudan etkili olduğu görülmektedir. Doğalgaz maliyetlerinde yaşanan artışlar, üretim maliyetlerini yükselterek nihai ürün fiyatlarının artmasına ve dolayısıyla genel enflasyon üzerinde yukarı yönlü bir baskı oluşmasına neden olabilmektedir. Enerji sübvansiyonları açısından ele alındığında, devlet tarafından sağlanan destek tarifelerinin kamu bütçesi üzerindeki yükü zamanla artarak mali yönetimde sürdürülebilirlik açısından riskler doğurabilmektedir. Bu durum, kamu kaynaklarının verimsiz kullanımına yol açarak uzun vadede bütçe dengesi üzerinde olumsuz etkiler yaratabilir. Ancak, sosyal adalet perspektifinden bakıldığında, sübvansiyon mekanizmaları ve kademeli fiyatlandırma uygulamaları toplumun farklı kesimlerinin temel enerji hizmetlerine erişimini kolaylaştırarak sosyal eşitliği destekleyici bir rol oynayabilir. Kamu hizmet tarifeleri, temelde tüm bireylerin enerjiye erişimini güvence altına almayı amaçladığından, bu tür düzenlemeler sosyal refah açısından önemli bir işlev üstlenmektedir. Bunun yanı sıra, enerji verimliliği ve sürdürülebilirlik bağlamında kademeli fiyatlandırma uygulamalarının olumlu sonuçlar doğurduğu görülmektedir. Yüksek enerji tüketimine sahip kullanıcıların daha yüksek tarifelere tabi tutulması, bireyleri ve işletmeleri enerji kullanımında daha bilinçli ve tasarruflu davranmaya yönlendirebilir. Bu durum, enerji tüketiminin daha verimli hale gelmesini sağlarken, aynı zamanda çevresel sürdürülebilirliği destekleyen bir mekanizma olarak da işlev görebilmektedir (Akar, Giray, & Çınar, 2021).

Bu bağlamda, enerji piyasalarının etkin işleyişi, fiyatlandırma politikalarının sürdürülebilirliği ve kamu kaynaklarının verimli kullanımı açısından piyasa mekanizmalarının rolü giderek daha fazla önem kazanmaktadır. Bu çerçevede, enerji sektöründeki yapısal reformlar ve piyasalaşma süreçleri, doğalgaz başta olmak üzere enerji kaynaklarının dağıtımını ve fiyatlandırılmasında belirleyici bir unsur haline gelmiştir. Bu noktada, özelleştirme kavramı devreye girmekte ve enerji piyasalarında rekabet, verimlilik ve arz güvenliği açısından önemli bir dönüşüm süreci olarak karşımıza çıkmaktadır. Takip eden bölümde, özelleştirme kavramı, amaç ve yöntemleri ile sosyal ve ekonomik etkileri detaylı bir şekilde ele alınacaktır.

1.2. ÖZELLEŞTİRME KAVRAMI

1929 ekonomik krizi ile beraber ekonomiye artan devlet müdahalesi finansal ve ticari alanlarda da kendini göstermeye başlamıştır. Bu durum zaman geçtikçe devlet ve özel sektörde karşılıklı olarak sorunlar yaratmaya başlamıştır. Gittikçe gelişen ve büyüyen piyasa ve refah ile beraber hemen her alanda mal ve hizmet talebi artmıştır. Artan talepler beraberinde yeni yatırımları getirdiğinden, devletin yatırımlara gereken yeterli kaynağı bulmada güçlük çekmesi, sürece özel sektörün müdahalesini zorunlu kılmıştır. Bu zorunlu müdahale ile beraber kamu yönetimi anlayışı evrilmeye başlamış; her şeye yetebilen devlet anlayışı yerini kamu ve özel kaynakların birlikte ve koordineli bir şekilde kullanıldığı bir devlet anlayışına bırakmaya başlamıştır. Değişen ekonomik konjonktür ve siyasetle birlikte özelleştirmeler ekonomik düzenin bir aktörü haline gelmiştir. Özelleştirme serüveni 1979 yılında İngiltere’de başlamıştır. Ticari ve finansal alanda başlayan değişim, altyapı ve belediyeçilik uygulamalarına kaymış; eğitim, sağlık, gümrük gibi alanlarda da kendini göstermeye devam etmiştir (Kudubeş & Egeli, 2021).

Özelleştirme, ekonomi için kamu kesimi elinde bulunan iktisadi faaliyetlerin özel kesime aktarılmasını; siyasi anlamda özelleştirme, kamu gücünün özel sektör ile paylaşılmasını; hukuki açıdan kamuya ait olan iktisadi teşebbüslerin özel sektöre olan devrini ifade etmektedir. Özelleştirme kavramı, farklı şekillerde ele alınsa da dar ve geniş anlamda genel bir tanım yapmak mümkündür. Dar anlamda özelleştirme, kamu iktisadi teşebbüslerinin mülkiyet ve yönetim anlamında özel sektöre devrini ifade etmektedir. Buna göre, bir kamu iktisadi teşebbüsünün özelleşmiş sayılabilmesi için en az yüzde

elliden fazlasının özel sektöre devri gerekmektedir. Literatürde geniş anlamda özelleştirme ile ilgili farklı tanımlamalara rastlamak mümkündür. Aktan'a (Aktan, 1993) göre bu kavram, kamu iktisadi faaliyetlerinin sınırlandırılması ya da tamamen ortadan kaldırılması anlamına gelmektedir. Bu yaklaşım, kamuya ait varlıkların veya kamu kaynaklarının özel mülkiyete devrinin ya da devletin ekonomik alanda etkinliğinin tamamen sonlandıran düzenlemeleri içermektedir. Günümüzde de kavram bu şekli ile yorumlanıp uygulanmaktadır.

Yapılan tanımlamalar göz önüne alındığında özelleştirme kavramı, devletin piyasa üzerindeki etkinlik ve denetiminin azalması, kamuya ait iktisadi teşebbüslerin mülkiyet ve idaresinin kısmen ya da tamamen özel kesime geçmesi, kamu eli ile üretilen mal ve hizmetlerin özel kesim tarafından üstlenilmesi gibi ve benzeri unsurları içerdiği söylenebilir.

1.2.1. Özelleştirme Nedenleri

Geçtiğimiz yüzyılda, ekonomi politikalarında önemli değişimlere yol açıp dünya ekonomisini derinden etkileyen birçok ekonomik kriz yaşanmıştır. Bu krizlerden en mühimi 1929 yılında gerçekleşen Büyük Buhran'dır. Bu kriz, kapitalist sistemin işleyişini aksatarak devletin ekonomide daha fazla söz sahibi olmasına neden olmuştur. Bu süreçte kamu kesimi, Keynes'in görüşlerinden etkilenerek daha girişimci ve aktif bir rol üstlenmiş; İkinci Dünya Savaşı ile birlikte bu rol güçlenmiştir. Sosyal refah devlet anlayışı yaygınlaşarak ekonomik faaliyetlerdeki etkisi artmıştır (Özer, 2021).

Fakat, 1970'lerde meydana gelen petrol krizi ile beraber yaşanan durgunluk döneminde, devletin piyasa üzerindeki yoğun kontrolü ve müdahaleleri ekonomik sorunların kaynağı olarak yorumlanarak eleştirilerin hedefi haline gelmiştir. Kamu işletmelerinin ekonomik ihtiyaçlara yanıt veremediği, verimsiz çalışarak yüksek maliyetli üretim yaptığı eleştirileri gün geçtikçe artmıştır. Böylece, piyasa odaklı liberal düşünce sistemi benimsenmiş, piyasalara daha fazla serbest alan tanınmaya başlanmıştır (Kaya, S.Y., 2020).

Piyasa ekonomisi; rekabete dayalı, karı esas alan, özel mülkiyet, miras, sözleşme yapma, teşebbüs ve tercih özgürlüğünün güvence altına alındığı ve devletin fiyat mekanizmasının işleyişine en az düzeyde müdahale ettiği bir ekonomik sistem modelidir (Atak, 1995).

Sonuç olarak, liberal sistemin kabul ettiği sınırlı devlet anlayışı, aslında özelleştirmenin temelini oluşturmaktadır.

1929 krizi sonrasında, devletin düzenleyici ve girişimci olarak piyasada var olması ile beraber, birçok kamu işletmesi devletinde gücünü elinde bulunduran bazı grupların çıkarlarına hizmet eder hale gelmeye başlamıştır (Kaya, S.Y., 2020). Bu durum, birçok ülkede devletin ekonomiye olan müdahalesinde sınırları genişletmesine sebep olmuştur. Ekonomi ile kalmayan bu gelişme, eğitim, altyapı, sağlık ve savunma gibi alanlarda da kendini göstermiş; temel hizmetlerin etkin bir şekilde yerine getirilmesini zorlaştırmıştır. Bu durum, çeşitli sorunların ortaya çıkmasına sebep olmuştur. İlk olarak, kamu teşebbüsleri, merkeziyetçi ve politik karar alma süreci sebebiyle esnekliğini kaybetmiştir. Yerinden yönetimden oldukça uzaklaşan yapı, aşırı merkeziyetçi bir yapıya bürünmüş; kamu kaynaklarının etkin olmayan alanlara yönelmesinin de etkisiyle merkezi bütçeye bağımlı hale gelerek finansal performansta düşüş yaşamaya başlamıştır. Buna ek olarak gereğinden fazla personel istihdam ederek hem maliyetleri arttırmış hem de performansı düşürmüştür. Ayrıca, kamu teşebbüsleri zamanla tekel haline gelmiştir. Bu durum arz ve talebin optimale ulaşmasını engelleyerek piyasaya olan güveni zedelemiştir. Tüm bu sebepler bir arada değerlendirildiğinde ekonomik sistem içerisinde kamu teşebbüsleri zaman içerisinde verimliliğini yitirerek piyasalardaki etkinliğin önünde bir engel haline gelmiştir (Tekin, 2007).

Yukarıda da anlatıldığı üzere, kamu işletmelerindeki asıl sorun, işletmelerin verimli çalışmaması ve siyasi etkenler ile şekillenen bir yönetim yapısına sahip olmasıdır. Özel sektörün aksine, kamu işletmeleri, piyasa koşullarına göre şekillenme zorluğu taşımaz, devlet hazinesi güvencesi olduğundan kar ya da zarar durumlarını dikkate almazlar. Bu durum da işletmeleri etkin ve verimli bir yönetimden uzak hale getirmektedir. Bunun aksine özel sektörün kontrolündeki işletmelerin temel amacı kar maksimizasyonu olduğundan, piyasa koşullarına göre şekil alırken yöneticilerin ve çalışanların performansı ayrı ayrı ve işletme bazında değerlendirilir. Ayrıca, işletmelerin piyasa koşullarında etkin bir şekilde faaliyet göstermesi temel hedeflerine ulaşmalarında etkilidir. Bu yaklaşım, kaynakların daha verimli kullanılmasını ve sürdürülebilirliği desteklemektedir. Tüm bu sebepler göz önünde bulundurulduğunda, özelleştirme tüm bu

ekonomik ve sosyal sorunlardan kurtulabilmenin alternatif bir yolu olarak değerlendirilmiştir (Kaya, S.Y., 2020).

1.2.2. Özelleştirmenin Amaçları

Özelleştirmeyi gerektiren nedenler ile amaçları arasında doğrudan bir ilişki bulunmaktadır. Tüm dünya ülkeleri için temel amaç ekonomik olarak etkinliği arttırmaktır. Buna ek olarak, gelişmekte olan ülkeler için bir diğer amaç ise ekonomiyi yeniden yapılandırarak uluslararası arenada rekabete açabilmektedir. Bu temel hedefler dışında özelleştirmenin birbiri ile ilişki içinde olduğu ama her ülke için farklılık gösteren hedefleri de bulunmaktadır ve şöyle sıralanır (Pack, 1991):

- Kamu sektörünün büyüklüğü ve bütçe açığının azaltılması,
- Kamu hizmetlerinin yerine getirilmesinde etkinliğin artırılması,
- Ekonomik etkinliğin artırılması ve şirket yöneticileri üzerindeki hükümet müdahalesinin ve politik baskıların önemli ölçüde ortadan kaldırılması,
- Ekonomik yapıdaki katılıkları ortadan kaldırarak ekonomide esnekliğin artırılması ve tekelleri kaldırmak suretiyle rekabetin teşvik edilmesi,
- Etkin sermaye piyasalarının kurulması veya var olanların iyileştirilmesi suretiyle yurtiçi tasarrufların daha etkin bir şekilde mobilizasyonunun sağlanması,
- Yurtiçi ürünlerin yabancı piyasalara girişlerinin kolaylaştırılması,
- Sermayenin tabana yayılması ve yurtiçi yatırımların teşvik edilmesi,
- Ulusal ekonominin dünya ekonomisine entegrasyonunu hızlandırması.

Yukarıda belirtilen tüm sebepler üç açıdan gruplandırılabilir. Ekonomik açıdan gruplandırma yaptığımızda özelleştirme ile işletmelerin etkinlik ve verimliliği artırılarak enflasyon ve gizli işsizliği azaltması beklenmektedir. Böylece piyasa daha işlevsel hale gelerek genişleyecektir. Ek olarak devletin ekonomideki rolü küçülerek piyasa yabancı sermaye girişi olacaktır. İdeolojik açıdan değerlendirildiğinde, özelleştirme sayesinde devlet, ekonomiye ayıracağı enerji ve kaynağı savunma, güvenlik gibi temel işlevlerine ayırabilir. Özel mülkiyet kavramı sayesinde bireylerin ekonomik sisteme olan katılımları artacaktır. Son olarak mali açıdan bakıldığında ise, özelleştirme uygulamaları ile elde edilen gelirler sayesinde kamu açıkları finanse edilir, kamu kesiminin borçlanma ihtiyacı

azalır. Böylece ekonomik sorunlara ek olarak mali anlamdaki sorunlara da çözüm bulması hedeflenmektedir (Kaya, S.Y., 2020).

Yukarıda sıralanan birçok amacı üç ana başlık altında toplamak mümkündür. 4046 Sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun'a göre özelleştirmenin amaçları, ekonomide verimlilik artışı, kamu giderlerinde azalma sağlamak, hazineye ait taşınmazları değerlendirmek suretiyle kamuya gelir elde etmektir.

- Devletin Mali Yükünü Azaltmak

Özelleştirme politikaları, 1970'ler ve 1980'lerde küresel ölçekte yaşanan ekonomik krizlerin tetiklediği bütçe açıkları ve kamu maliyesi krizlerine çözüm olarak ortaya çıkmıştır. Bu dönemde, Kamu İktisadi Teşebbüsleri (KİT'ler), hazine gelirlerine güvenerek faaliyetlerini sürdürmüş ve yasal olarak iflas etmeleri mümkün olmadığından, ekonomik ihtiyaçlara etkin yanıt verememişlerdir. Bu durum, kriz dönemlerinde kalkınmayı destekleyecek sermaye artışlarını sağlayamamalarına neden olmuş ve özelleştirmeyi kaçınılmaz bir çözüm haline getirmiştir. 1980'lerde dış finansman kaynaklarının azalması, dışsal şoklar ve vergi kesintileri, ülkeleri büyük kamu maliyesi krizlerine sürüklemiştir. Bütçeye yük oluşturan bu teşebbüslerin özelleştirilmesiyle, devlet bu işletmelerin zararlarından kurtulmayı ve elde edilecek gelire bütçe açıklarını kapatmayı hedeflemiştir (Eren & Şimşek, 2022).

- Ekonomik Etkinliğin Arttırılması

Ekonomik anlamda etkinlik, veri teknoloji ve belli kaynak stokları altında minimum çaba veya maliyet ile maksimum hasıla elde edebilme yeteneği olarak tanımlanmaktadır (Deliktaş, 2022). Kamu İktisadi Teşebbüslerine bakıldığında, düşük etkinlik, tekelci yapı, kâr amacı güdülmeksizin zarar ederek faaliyet göstermesi, aşırı istihdam sebebiyle verimlilikten uzak çalışması ekonomide olumsuz etkilere sebep olması nedeniyle eleştirilmiştir. Özelleştirme faaliyetlerinin ise bu olumsuzluklara çözüm olması hedeflenmiştir. Başta serbest piyasa ekonomisinin benimsenerek rekabetin güçleneceği, ayrıca sınırlı kaynakların daha etkin kullanılarak verimliliğin artacağı hedeflenmiştir (Kaya, S.Y., 2020).

- Yabancı Sermayenin Teşvik Edilmesi

Birçok ülkede tasarruflar ve yatırımlar arasındaki fark oldukça açıktır. Bu sebeple, yeni yatırımların yapılabilmesi için yabancı sermayeye ve teknolojik girişlere ihtiyaç bulunmaktadır. İşte burada, özelleştirme kurtarıcı bir unsur olarak karşımıza çıkmaktadır. Kamu elinde bulunan bir işletmenin özelleştirilmesi ile beraber özel sektörün daha hızlı karar alabilme kapasitesi, portföy yatırımları, yabancı sermaye girişi veya varlık satın almalar sayesinde ihtiyaç duyulan yatırımların ve inovasyon girişiminin hızlanmasına katkı sağlayacağı öne sürülmüştür (Kaya, S.Y., 2020).

1.2.3. Özelleştirme Yöntemleri

Kamu kolaylıklarının sunumundan sorumlu bir aktör olan devlet, zaman içerisinde hem nitelik hem de nicelik olarak vatandaşların değişen taleplerine yetersiz kalmıştır. Bu durum neticesinde ilgili kamu kolaylıklarının kamu kesimi tarafından sunulması kadar özel kesim tarafından sunulup sunulamayacağı tartışma konusu olmuştur. Hizmetlerin özelleştirilmesi olarak anılan bu yapı, tasarruf yapmakla kalmayıp aynı zamanda mal ve hizmet kalitesinin artmasına da katkı sağlamıştır. Özelleştirilecek kuruluşun sektörü, niteliği, amacı, mali durumu gibi durumlara bağlı olarak özelleştirme sürecinde kullanılacak olan yöntemler farklılık göstermektedir. Sıkça kullanılan özelleştirme yöntemleri aşağıdaki gibidir (Altınışık, Elifcan, 2024):

Tablo 0.4: Özelleştirme Yöntemleri

ÖZELLEŞTİRME YÖNTEMLERİ				
Satış Yöntemi	İhale Yöntemi	Kamu-Özel Sektör İş birlikleri	İmtiyaz Devri	Diğer Yöntemler
Varlık Satışı Hisse Satışı ➤ Blok Satış (Doğrudan Satış) ➤ Halka Arz (Hisse Senedi Satışı)				➤ Yönetim Devri ➤ Kiralama ➤ Çalışanlara Hisse Devri ➤ Ortak Girişimler ➤ Kupon ➤ Gönüllü Kuruluşlar

Kaynak: (Yazar tarafından oluşturulmuştur)

1.2.3.1. Satış Yöntemi

Dünya genelinde ve ülkemizde en çok tercih edilen özelleştirme yöntemlerinden biridir. Bu satış yöntemi sonucunda mülkiyet hakkının devri gerçekleşmektedir. Devlet, kamu iktisadi teşebbüslerindeki mal varlığını veya hisselerini varlık satışı, hisse satışı, doğrudan satış ve halka arz yöntemleri ile satışa sunmaktadır.

- **Varlık Satışı Yöntemi**

Varlık satışı, kuruluşların aktiflerindeki mal ve hizmet üretim birimleri ile diğer varlıklarının kısmen veya tamamen mülkiyetinin bir bedel karşılığında alıcılara devredilmesidir (Sarısü & Keşli, 2009). Bu yöntem, işletmenin tamamının özelleştirilmesinin uygun görülmediği durumlarda uygulanmaktadır. Ayrıca, yapılması planlanan özelleştirmenin sektörde rekabeti olumsuz etkileyeceği öngörüldüğünde ilgili birim ya da varlıklar ayrı yarı satılabilmektedir. Ülkemizde, SEKA, SEK, TEKEL, Sümer Holding, ÇİNKUR gibi işletmeler bu yöntem ile özel sektöre devredilmiştir (Altınışık, Elifcan, 2024).

- Hisse Satışı Yöntemi

Kamuya ait işletmelerdeki hisselerin tamamının ya da bir kısmının, bedel karşılığında özel kişi/kurumlara devrini ifade eder. Yine en sık kullanılan yöntemler arasında yer almakta olup blok satış ve halka arz olarak ikiye ayrılmaktadır.

Blok Satış, özelleştirme kapsamına dahil edilen kamuya ait varlıkların bir kısmını ya da tamamını, gerçek veya tüzel kişilere teklif alma usulü ile satışı anlamına gelmektedir. Kamuya ait varlıklar genel olarak blok halinde satışa sunulur. Satılan hisselerin çoğunluğunun %50 üzerinde olduğu görülmektedir. Bu yöntem, diğerlerine nazaran daha hızlı olduğundan daha avantajlı kabul edilmektedir. Bununla beraber yöntem, mülkiyetin ve sermayenin geniş bir alana yayılmasını engellediği yönünde eleştiriye maruz kalmıştır. Buna ek olarak, satışların blok halinde yapılıyor olması, devlet kontrolünde bulunan tekel niteliğindeki varlıkların özel sektörde de aynı yapıda devam edeceği algısını oluşturmaktadır. Buna çözüm olarak da kamu işletmelerine ait hisselerin mümkün olduğunca geniş bir yatırımcı kitlesine sunulması ve satılması öne çıkmaktadır. Yöntemde şeffaflığı koruyabilmek adına kamuoyu önünde gerçekleştirilen ihale yöntemi tercih edilmektedir (Esin, D., 2023).

Halka Arz (Hisse Senedi Satışı) Yöntemi, satış yönteminin farklı bir uygulama alanı olarak karşımıza çıkar. Bu yöntemin uygulanabilmesi için öncelikle özelleştirilecek olan kamu işletmesinin Ticaret Kanunu'na göre bir sermaye şirketine dönüşmesi ve sermayesinin paylara ayrılmış olması gerekmektedir. İlgili dönüşümler tamamlandıktan sonra tamamı veya bir kısmı satılmak üzere halka arz olunur. Hisse senedi satışı genellikle iki farklı şekilde meydana gelir; hisse senedinin doğrudan halka sunulması, borsada işlem görmesi yolu ile satış. Halka arz yöntemi dünyada ve ülkemizde tercih edilen en yaygın uygulamalardan biridir. Uygulama ne kadar karmaşık olsa da, sermaye piyasalarının gelişmesi ve mülkiyetin daha geniş kesimlere ulaşabilmesi açısından yaygın olarak tercih edilen bir yöntemdir (Kurt,Ercan, 2023).

1.2.3.2. İhale Yöntemi

Savunma, adalet, güvenlik gibi doğrudan devlet tarafından sunulması gereken hizmetler haricinde, diğer tüm hizmetlerin daha düşük maliyetle daha verimli bir şekilde özel kesim tarafından sunulmasını hedefleyen bir yöntemdir. Herhangi bir mülkiyet devri söz konusu

değildir. Genellikle finansman yetersizliği durumlarında tercih edilen uygulamadır. İlgili hizmetin sunumuna ilişkin olarak kamu kurumu bir ihale düzenler ve özel sektöre devreder. Özellikle ABD başta olmak üzere birçok ülkede ve ülkemizde, özellikle yerel hizmetlerin sunumunda yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir. Ülkemizde kamu kurumlarının temizlik ve güvenlik hizmetleri, belediyelerdeki sayaç okuma ve faturalandırma işlemleri, çöp toplama gibi hizmetlerin çoğu bu uygulama ile gerçekleştirilmektedir. Ayrıca, Karayolları Genel Müdürlüğü'nün yol yapım ve onarım hizmetleri, yine eğitim ve sağlık gibi hizmetlerde de sıkça tercih edilmektedir. Kamu kurumu bu yöntem sayesinde ayrıca bir bütçe ayırmak zorunda kalmamakla beraber hizmet için gereken personel, mal ve finansman tedarikinde de kurtulmuş olur. (Tekin, 2007).

1.2.3.3. Kamu-Özel Sektör İş Birlikleri Yöntemi

Bu uygulama, altyapı projelerinin veya özellikli hizmetlerin finansmanı, üretimi ya da bakım onarımı gibi işlemlerde tercih edilir. Kamu-özel iş birliği genellikle uzun vadeli ve karmaşık yapıli anlaşmalara dayanır. Burada projelerin niteliği, görev ve risklerin taraflar arasında nasıl dağıtıldığına bağlı olarak farklı şekillerde gerçekleşmektedir. Bu uygulama modelleri şu şekilde sıralanabilir: Yap-İşlet-Devret, Yap-Kirala-Devret, Yap-İşlet, Yönetim Anlaşmaları, İmtiyaz Devri, Yap-Kirala-İşlet-Devret, Ortak Girişimler, Tasarla-Yap-Finanse Et-İşlet. Bahsi geçen yöntemlerin hiçbirinde mülkiyet devri söz konusu değildir. Bu yönü ile kimi kesimlerce tam özelleştirme ile kamu yönetimi arasında yer alan bir ara uygulama olarak değerlendirilmektedir. Yöntemin ana özelliklerini şu şekilde sıralamak mümkündür (Tekin, 2007).

- En belirleyici özelliği finansmanın özel sektör tarafından temin edilmesidir.
- Yöntem genel olarak kamu hizmeti olan ve imtiyaz teşkil eden büyük altyapı projelerinde uygulanmaktadır.
- Tek başına bir dışarıdan hizmet alma uygulaması, bir finansman modeli, gayrimenkul geliştirme projesi veya imtiyaz sözleşmesi değil, genelde tasarım, finansman, yapım ve bakımı bütünleştiren uygulamalardır.

- Risk devlet ve özel sektörcü paylaşılır. İlke olarak her risk onu en ekonomik yoldan çözebilecek tarafa verilir.
- Modelin özünü, devletle yapılan hizmet veya imtiyaz sözleşmesi oluşturur. Özellikle sunulan hizmetin makul ücretlerle, kesintisiz olarak belirli bir nitelik ve nicelik düzeyinde sunulmasının güvence altına alınması hayati önem taşır.
- Genelde uzun vadelidir.
- Projelerin çıktısı olan mal ve hizmetin nitelik ve niceliği devlet tarafından belirlenir.
- Devletin ana görevi organizasyonu sağlamak ve denetlemek ve proje ömrü boyunca etkin rol almaktır.

Bu yöntem ile imzalanan ve yürütülen sözleşmeler, kamunun mevcut yapısı ile gerçekleştiremeyeceği alt ve üst yapı projelerinin hayata geçmesine olanak sağlar. Ayrıca ihtiyaç duyulan hizmetler gecikmeden gerçekleştirilir. Bu sayede devlet, uzun vadede gerçekleştirilmesi planlanan yatırımları erkenden ve süresi içerisinde hayata geçirme imkanına sahip olur (Özer, 2021).

1.2.3.4. İmtiyaz Devri Yöntemi

Franchising olarak da bilinen bu yöntem, bir mal ya da hizmetin üreticisinin ya da satıcısının, belirli ayrıcalıkları kullanma yetkisini bağımsız girişimcilere devretmesidir. Girişimciler, belirli bölge ve süre itibarıyla belirlenen koşullara uygun olarak faaliyet göstermektedir. İmtiyaz devri, piyasanın doğal bir tekel olduğu durumda ya da hükümetin mülkiyet hakkını kendinde saklı tutarak çıktı ve fiyat kontrolünü kaybetmek istemediği hallerde başvurulan bir uygulamadır. Franchise anlaşmaları çerçevesinde bir mal ya da hizmetin üretimi ya da pazarlanması için bir ya da birden fazla şirkete bu özel tekel hakkı verilebilir. Genellikle, araç muayene istasyonları, şehir içi taşımacılık gibi sektörlerde karşımıza çıkmaktadır (Akten, Ercan, 2022).

1.2.3.5. Diğer Yöntemler

Yukarıda detaylı olarak ele alınan yöntem ve uygulamalara ek olarak kullanılan diğer yöntemler şu şekildedir:

- Yönetim Devri Yöntemi

Özelleştirme sürecine doğrudan uygun olmayan ve etkin bir şekilde işletilemeyen kamu iktisadi teşebbüsleri (KİT'ler) için yönetimin devri yöntemi, geçici bir çözüm olarak uygulanmaktadır. Bu yöntem kapsamında, mülkiyet devri gerçekleşmeden önce, ilgili kamu işletmelerinin özel sektör tarafından belirli bir süre yönetilmesi sağlanmaktadır. Böylece, işletmenin operasyonel verimliliğinin artırılması, mali yapısının güçlendirilmesi ve rekabetçi piyasa koşullarına uyum sağlaması hedeflenmektedir. Yönetimin devri yöntemi, özellikle mülkiyet transferinden önce kamu işletmelerinin yeniden yapılandırılması ve özelleştirme sürecine hazırlanması açısından önemli bir araç olarak değerlendirilmektedir. Bu süreçte, özel sektörün yönetim tecrübesi ve piyasa dinamiklerine hâkimiyeti, kamu işletmelerinin daha etkin bir şekilde çalışmasını sağlayarak, uzun vadede sürdürülebilir bir yapıya kavuşmasına katkıda bulunmaktadır (Eren & Şimşek, 2022).

- Kiralama Yönetimi (Leasing)

Kiracının talebi doğrultusunda, kiralayanın üçüncü bir kişiden temin ettiği bir malın hem zilyetliğini hem de kullanım hakkını belirlenen süre boyunca bir bedel karşılığında devretmesidir. Özelleştirme bağlamında bakıldığında ise belirli bir süre ile bir kira bedeli karşılığında kullanım hakkının özel sektöre devridir. Bu sözleşmelerde, karşılıklı olarak hak ve yükümlülükler üstlenilir ve taraflara şartlara bağlı olarak hareket ederler (Özer, 2021).

- Çalışanlara Hisse Devri Yöntemi

İlgili uygulama işletme hisselerinin satışı veya varlıkların devri ile gerçekleştirilebilir. Bağımsız bir özelleştirme metodu olmayıp satış yöntemi ile özelleştirme yöntemlerinden birisidir. Hisselerin çalışanlara dağıtılması yoluyla, sermaye daha geniş bir tabana yayılarak gelir dağılımında iyileşmeye neden olmaktadır. Ayrıca özelleştirme karşılığının azalarak toplumda daha kolay kabul görmesini sağlar (Sarısü & Keşli, 2009).

- Kupon Yöntemi

Bu yöntemde amaç, belirli tüketici gruplarını desteleyerek onlara belirli mal ve hizmet erişimini kolaylıkla sağlayabilmektir. Devlet doğrudan eğitim, sağlık, ulaşım vb hizmetleri sunmak yerine gelir düzeyi düşük tüketici gruplarına hizmet bedellerini karşılayacak kuponlar sağlar (Aktan, 1993). Bu kuponlar sayesinde, ilgili tüketici grupları hizmetleri özel sektörden temin edebilme hakkına sahip olur. Bu sayede, devletin müdahalesi azalarak mal ve hizmet sağlayıcının seçimi tüketiciye bırakılmaktadır. Bu yöntem tüketicilerin tercihlerini maksimize ederken verimlilik ve etkinliği de teşvik eder (Kurt, 2020)

- Ortak Girişimler (Joint Venture) Yöntemi

Hukuki ve ekonomik anlamda birbirinden bağımsız en az iki gerçek ya da tüzel kişinin bir araya gelerek, belirli bir işi ya da sürekli bir faaliyeti gerçekleştirmek amacıyla bir sözleşme çerçevesinde hizmet sunmasını ortak girişim adı verilmektedir (Aktan, 1993). Ortak girişimler kamu ve özel sektörü finansal anlamda bir araya getirerek adeta şirketleştirir. Bu tür iş birlikleri genelde anonim ortaklık şeklinde kurulmaktadır. Örnek olarak ülkemizde pandemi kapsamında bu ortaklık girişimi ile çeşitli hastaneler açılmıştır. Yine aynı ortaklık kapsamında hayata geçen Osman Gazi Köprüsü, Yavuz Sultan Selim Köprüsü örnek olarak verilebilir (Aktan, Ercan, 2022).

- Gönüllü Kuruluşlar

Kâr amacı gütmeyen bu organizasyonlar, kamusal mal ve hizmetlerin sağlanmasında önemli roller üstlenmektedir. Toplumda yer alan alt grupların çeşitlendiği durumlarda devlet, bu tür organizasyonları destekleyerek kendi görev ve sorumluluklarını bir kısmını devreder. Kamusal hizmetlerin daha etkin bir şekilde tabana yaygın olarak iletilmesi sağlanır (Yurt, 2023).

1.2.4. Özelleştirme Uygulamalarının Sosyal ve Ekonomik Etkileri

Özelleştirme uygulamaları, kamuya ait varlıkların özel sektöre devri veya kullanımına açılması yoluyla ekonomik ve sosyal düzeyde çeşitli etkiler doğurabilmektedir. Gelir dağılımı perspektifinden değerlendirildiğinde, özelleştirme süreci, kamu sektöründe

istihdam edilen çalışanların bir kısmının özel sektörde istihdam edilmeye devam etmesi, bir kısmının ise işsiz kalması veya farklı sektörler'e yönelmesi gibi sonuçlar doğurabilmektedir. Bu durum, iş gücü piyasasında yeniden yapılanmaya yol açarak, gelir eşitsizliklerini artırıcı veya azaltıcı yönde etkiler oluşturabilmektedir. Özelleştirilen sektörlerdeki ücret politikaları ve çalışma koşullarındaki değişimler ise sosyal yapı üzerinde önemli dönüşümlere neden olmaktadır. Ekonomik açıdan değerlendirildiğinde, özelleştirme süreci işletmelerin verimliliğini ve performansını artırma potansiyeline sahip olmakla birlikte, kamu borçlarının geri ödenmesi ve bütçe dengesi üzerinde de önemli etkiler yaratmaktadır. Devletin ekonomik alandaki doğrudan rolünün azalmasıyla birlikte, özel sektörün piyasadaki etkinliği artmakta, bu da rekabet koşullarının değişmesine neden olmaktadır. Özelleştirmenin kamu harcamaları üzerindeki etkisi ise, kısa vadede gelir sağlama amacı güderken, uzun vadede kamu hizmetlerinin finansmanı ve sürdürülebilirliği açısından önemli tartışmalara yol açmaktadır. Bu ekonomik ve sosyal dinamikler, aynı zamanda siyasal tercihlerin şekillenmesinde belirleyici bir unsur haline gelmektedir. Özelleştirme politikalarına yönelik toplumsal algı, sürecin ekonomik büyümeye, istihdama ve sosyal refaha olan etkileri çerçevesinde değişkenlik gösterebilmekte ve karar alma süreçlerini yönlendiren temel faktörlerden biri olarak öne çıkmaktadır.

- Sosyal Etkiler

Özelleştirme politikalarının gelir dağılımı üzerindeki etkileri çeşitli mekanizmalar aracılığıyla ortaya çıkmaktadır. Bunlardan ilki, kamu varlıklarının özel sektöre devri süreci ile ilişkilidir. Eğer kamuya ait işletmeler veya mülkler, piyasa değerinin altında bir bedelle satılırsa, bu durum özel sektör lehine bir sermaye aktarımı anlamına gelmekte ve gelir dağılımında bozulmalara yol açabilmektedir. Bu nedenle, özelleştirme süreçlerinde varlıkların fiyatlandırma politikaları büyük bir önem taşımaktadır. Kamu varlıklarının satış fiyatlarının belirlenmesi sürecinde şeffaflık ve adil uygulamalar sağlanmadığında, gelir dağılımı üzerinde olumsuz etkiler gözlemlenebilmektedir.

Bu çerçevede, Türkiye'de özelleştirme öncesinde oluşturulan Değer Tespit Komisyonları, kamu varlıklarının gerçek piyasa değerinin belirlenmesi amacıyla kurulmuş olup, bu süreçte elde edilen değer tespit rakamlarını belirli bir süre sonra kamuoyu ile paylaşma yükümlülüğüne sahiptir (Ahmed, 2016). Bu uygulama, kamu denetimi açısından önemli

bir rol oynamakta ve halkın özelleştirme süreçlerine ilişkin bilgilendirilmesini sağlamaktadır. Özelleştirmenin gelir dağılımı üzerindeki bir diğer etkisi ücretler ve istihdam politikaları ile ilişkilidir. Kamu sektöründe ücretler genellikle merkezi bir sistem aracılığıyla belirlenmekte olup, bireysel performans, işin niteliği ve verimlilik gibi unsurlar göz ardı edilebilmektedir. Buna karşılık, özel sektörde ücret politikaları çalışan performansı, işin niteliği ve işletmenin kârlılığı gibi çeşitli faktörlere bağlı olarak şekillenmektedir. Bu nedenle, özelleştirme sonrası istihdam edilmeye devam eden bazı çalışanların ücretlerinde artış gözlemlenirken, bazı çalışanlar için maaşlarda düşüş yaşanabilmektedir. Bu durum, gelir dağılımında eşitsizliklerin derinleşmesine neden olabilmektedir (Kurt, 2020). Özelleştirme süreçlerinde çalışan haklarını koruyabilmek adına, iş güvencesi sağlayan düzenlemelerin sözleşmelere eklenmesi ve kamu destekli sosyal güvenlik programlarının oluşturulması gerekmektedir. Türkiye’de bu bağlamda, özelleştirme nedeniyle işsiz kalan çalışanların kamu sektöründe yeniden istihdam edilmesine yönelik çeşitli düzenlemeler uygulanmaktadır (Kaya, S.Y., 2020).

Özelleştirmenin önemli etkilerinden biri de istihdam üzerinde gözlemlenmektedir. Özelleştirme sonrası, bazı işletmelerin çalışan sayısını azaltması, ücretlerin düşmesi ve çalışma koşullarının zorlaşması gibi olumsuz sonuçlar ortaya çıkabilmektedir. Öte yandan, kamuya ait bazı işletmelerde geçmişte gizli işsizlik sorunu yaşandığı, maaşların piyasa ortalamasının üzerinde belirlendiği ve işe alımlarda politik referansların etkili olduğu tespit edilmiştir. Bu tür uygulamalar işletmelerin verimliliğini olumsuz yönde etkileyerek maliyetlerin artmasına neden olmuştur.

Bu doğrultuda, özelleştirilen işletmeleri devralan özel şirketler, verimliliği artırmak ve maliyetleri düşürmek amacıyla iş gücü dönüşümüne gitmektedir. Bu süreçte, belirli bir kesim işten çıkarılabilirken, yerine daha nitelikli iş gücü istihdam edilerek üretkenlik artırılmaktadır. Özelleştirme kaynaklı olarak işsiz kalan çalışanların mağduriyetlerini önlemek amacıyla, Türkiye’de nakde tabi personel düzenlemeleri, 4/B ve 4/C statülü personel atamaları gibi çeşitli mekanizmalar oluşturulmuştur (Kurt, 2020).

- Ekonomik Etkiler

Özel sektör, ticari ve ekonomik faaliyetlerini kar odaklı bir anlayışla sürdürdüğü için ürettiği mal ve hizmetlerin kalitesini ve fiyatını piyasa talebine göre şekillendirmektedir. Kamu sektörü ise üretimini şekillendirirken sosyal hedefleri dikkate alır ve fiyat

politikalarını toplumsal ve politik ihtiyaçları karşılayacak şekilde şekillendirir. Bu nedenle, kamu işletmeleri zarar etmelerine rağmen faaliyetlerini sürdürmektedir. Fakat, özelleştirme ile beraber, üretilen mal ve hizmetlerin fiyatı sosyal amaçlara göre değil, kar oranı göz önüne alınarak belirlenmektedir. Tüketiciler, özelleştirme öncesinde düşük fiyatla satın aldığı mal ya da hizmeti, özelleştirme sonrasında daha fazla fiyata alabilir. Bu da tüketicilerin gelirlerinden olumsuz etkiye sebep olmaktadır. Devlet, tüketicinin mal ve hizmeti daha fazla fiyata almak zorunda kaldığı bir durumda, tüketicileri korumak ve fahiş fiyat artışlarını önleyebilmek amacıyla gerekli düzenlemelere gidebilir, bunu yaparken sektörü rekabetten koparmadan ve fiyatları makul seviyelerde tutmalıdır. Elektrik, doğalgaz, petrol, telekomünikasyon, şeker gibi ürünlerde birçok ülkede ve ülkemizde düzenlemelerin yapıldığı görülmektedir. Özelleştirmenin bir diğer hedefi ise sermaye piyasalarının gelişimini destekleyerek sermayenin daha geniş bir tabana yayılmasını sağlamaktadır. Özelleştirme süreçleri ile beraber birçok ülkede sermaye piyasalarının büyüdüğü görülmektedir. Özellikle hisse senetlerinin arzı uygulamasıyla gerçekleştirilen özelleştirmelerde hükümetler, piyasayı güçlendirebilmek adına çeşitli reformlar gerçekleştirmiştir. Ayrıca sermaye artırımına yönelik olarak çeşitli finansal araçların ihracını da teşvik etmektedir (Orkunoglu, I. F., 2010).

Enerji sektörünün temel dinamikleri, doğalgazın küresel enerji sistemindeki yükselen rolü ve özelleştirme politikalarının teorik çerçevesi bu bölümde ele alınmıştır. Bu çerçevede doğalgazın, çevre dostu yapısı, esnek kullanım alanları ve stratejik önemi dolayısıyla enerji piyasalarında nasıl kritik bir konuma yerleştiği açıklanmaya çalışılmıştır. Aynı zamanda, özelleştirmenin ekonomik etkinlik, rekabetin artırılması ve piyasa verimliliği gibi hedeflerle nasıl ilişkilendirildiği ortaya konmaya çalışılmıştır.

Takip eden bölümde ise, doğalgaz piyasasının mevcut yapısını ve işleyişini daha kapsamlı bir şekilde analiz edebilmek adına, Türkiye'deki doğalgaz sektörü ve dağıtım sistemi detaylı olarak ele alınacaktır. Türkiye'de doğalgaz piyasasının gelişim süreci, temel piyasa aktörleri, düzenleyici çerçeve ve mevcut dağıtım mekanizmaları incelenerek, sektöre ilişkin yapısal dinamikler ortaya konulacaktır. Bu analiz, Türkiye doğalgaz piyasasının geleceğine yönelik projeksiyonlar geliştirmek ve enerji politikalarının etkinliğini değerlendirmek adına sağlam bir zemin oluşturmayı amaçlamaktadır.

2. BÖLÜM

TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ SEKTÖRÜ VE DAĞITIM YAPISI

2.1. TÜRKİYE'DE ÖZELLEŞTİRME SÜRECİ

Türkiye'de özelleştirme düşüncesinin kökenleri, Cumhuriyet'in ilk yıllarına kadar uzanmaktadır. Ancak, tıpkı dünya genelinde olduğu gibi, özelleştirme konusu 1980'lerden itibaren daha fazla önem kazanmaya başlamıştır. Uygulamaları değerlendirirken 1980 öncesi ve sonrası olarak iki bölümde incelenecektir.

1980 Öncesi Durum

24 Ocak 1980 öncesi dönem, Türkiye'nin ekonomi politikalarında farklı yaklaşımların denendiği ve çeşitli modellerin uygulandığı bir süreci kapsamaktadır. Cumhuriyetin ilk yıllarında, İzmir İktisat Kongresi ile belirlenen ilkeler doğrultusunda devletin ekonomideki rolü şekillendirilmiştir. Bu dönemde, devletin görevleri yasa çıkarmak ve temel ekonomik ilkeleri belirlemek olarak tanımlanmıştır. Ancak 1930'lara kadar liberal bir ekonomik model izlenerek özel sektörün önceliği benimsenmiştir. 1930'lar, Türkiye'de devletçilik ilkesinin ekonomide etkili olmaya başladığı yıllardır. Özel sektörün sermaye birikiminin yetersiz olması nedeniyle, kalkınmayı hızlandırma amacıyla kamu girişimleri ön plana çıkmıştır. Devlet bu dönemde sanayi altyapısını oluşturma, işsizliği azaltma, bölgesel dengesizlikleri giderme ve özel sektöre destek sağlama gibi birçok alanda aktif bir rol üstlenmiştir. Örneğin, 1924'te İş Bankası, ardından 1925'te Sanayi ve Maden Bankası kurularak özel girişimlere kredi sağlanmaya ve sanayinin gelişimi teşvik edilmeye çalışılmıştır. Ancak bu girişimler beklenen başarıyı elde edememiştir. 1930'larda, bu eksikliklerin giderilmesi için Devlet Sanayi Ofisi ve Türkiye Sanayi Kredi Bankası gibi yeni kamu kuruluşları oluşturulmuştur (Özer, 2021). 1933 yılında Sümerbank'ın kurulmasıyla birlikte planlı ve organize kamu girişimciliği anlayışı daha da güçlenmiştir. Böylelikle, Türkiye'de liberal ekonomik yaklaşımdan devletçiliğe geçiş hızlanmıştır. Bu süreçte, kamu iktisadi teşebbüsleri (KİT'ler) sanayi altyapısını kurmak, ekonomik kalkınmayı desteklemek ve işsizlikle mücadele etmek gibi işlevler üstlenmiştir. 1950 sonrası dönemde ise liberal ekonomiye dönüş yapılmış olup Demokrat Parti'nin iktidarıyla birlikte devletçilik anlayışından uzaklaşmaya çalışılsa da, özel sektöre yeterince alan açılmamış ve KİT'ler artmaya devam etmiştir. Bu durum 1960'larda

karma ekonomi modeline geçişle sonuçlanmıştır. 1970'lere gelindiğinde ise, artan işsizlik, enflasyon ve ekonomik krizler, bütçe açıklarını ve borç yükünü artırmıştır. Bu sorunlar, ekonomik teorilerde ve uygulamalarda yeni arayışları tetikledi ve piyasa mekanizmalarına dayalı çözümler tartışılmaya başlanmıştır. Bu dönem, kamu kaynaklarının ekonomide önemli bir yere sahip olduğu, ancak piyasa ekonomisine geçiş ihtiyacının da giderek daha fazla hissedildiği bir süreç olarak tanımlanabilmektedir. (Özer, 2021).

1980 Sonrası Durum

1980 sonrası dönemde Türkiye ekonomisi, 24 Ocak kararları ile büyük bir dönüşüm sürecine girmiştir. Bu kararlar, neoliberal politikaların benimsendiği bir ekonomik reform programını ifade etmektedir. Türkiye, serbest piyasa ekonomisinin temellerini oluşturmak ve ekonomideki devlet müdahalesini azaltmak amacıyla kapsamlı bir yeniden yapılanma süreci başlatmıştır. Neoliberal politikalara geçiş döneminde, Keynesyen politikaların terk edilmesi ve serbest piyasa mekanizmasının güçlendirilmesi hedeflenmiştir. Kamu İktisadi Teşebbüsleri (KİT) ürünlerine yapılan zamlarla başlayan süreç, devletin ekonomideki ağırlığının azaltılması ve kamu harcamalarının kısıtlanmasını içermekteydi (Yurt, 2023). Para arzı kontrol altına alınarak enflasyonun düşürülmesi hedeflenmiş, kamu açıklarının kapatılması için Merkez Bankası'nın kaynak kullanımının sınırlanması gibi önlemler alınmıştır. Ayrıca, kamu yatırımlarındaki düşüş ve tarımsal destekleme alımlarının azaltılması gibi uygulamalar bu reformların parçasıdır. 24 Ocak kararları çerçevesinde, ithalat kısıtlamalarının kaldırılması ve ihracat teşvikleriyle cari açığın kontrol altına alınması amaçlanmıştır. İhracatı artırmak için çeşitli vergi indirimleri ve teşvikler sağlanmış, bu politika ihracata dayalı büyüme stratejisinin bir başlangıcı olmuştur. Döviz kuru politikaları da değişmiş, esnek kur rejimi uygulamalarına geçilmiştir. Faiz oranları üzerindeki devlet kontrolü kaldırılmış ve yüksek faiz oranlarıyla tasarrufları teşvik etme politikası izlenmiştir (Huseynova, 2022). Bu düzenleme, özellikle yurt içi ve yurt dışı sermayeyi harekete geçirme amacı taşımıştır. KİT'lerin yeniden yapılandırılması bu dönemin en önemli adımlarından biri olmuştur. Zarar eden kamu işletmelerinin özelleştirilmesi planlanmış, bu bağlamda üretim maliyetlerinin azaltılması ve KİT'lerin etkin çalışmasını sağlama çabaları öne çıkmıştır. Reformlarla birlikte yatırımlarda azalma ve ekonomik büyüme hızında düşüş yaşanmıştır.

Kamu yatırımlarının azaltılmasıyla, özel sektörün ekonomik faaliyetlerdeki rolünün artırılması planlanmıştır. Ancak, bu süreçte işsizlik ve gelir eşitsizliği gibi sosyal sorunlar ortaya çıkmıştır. 24 Ocak kararları, Türkiye ekonomisinde köklü değişikliklerin başlangıcını temsil etmektedir. Ekonomide devletin rolünü küçültmek ve piyasa dinamiklerini ön plana çıkarmak amacıyla alınan bu kararlar, Türkiye'nin dışa açık bir ekonomi modeli benimsemesinde belirleyici olmuştur. Bu süreçte, ekonomik istikrarı sağlama ve uzun vadeli büyümeyi destekleme hedefleriyle bir dizi yapısal reform hayata geçirilmiştir (Özer, 2021).

Türkiye'de özelleştirme uygulamalarının yasal çerçevesi, kamu mülkiyetinin özel sektöre devrine ilişkin kapsamlı bir altyapı oluşturmayı hedeflemiştir. Bu sürecin başlangıcı, 1980'ler sonrasında şekillenen ekonomik politikalarla ivme kazanmıştır. Özellikle 2983 sayılı "Tasarrufların Teşviki ve Kamu Yatırımlarının Hızlandırılması Hakkında Kanun" (TBMM, 1984), özelleştirmenin ilk yasal temelini oluşturmuş ve bu kapsamda gelir ortaklığı senedi, hisse senedi satışları gibi yöntemler tanımlanmıştır. Bu düzenleme ile Toplu Konut ve Kamu Ortaklığı Kurulu, Toplu Konut ve Kamu Ortaklığı İdaresi ve Kamu Ortaklığı Fonu gibi kurumsal yapılar oluşturulmuştur. 1984 yılında çıkarılan 3096 sayılı Kanun (Mevzuat, 1984), elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımında özel sektöre faaliyet izni tanıyarak özelleştirme sürecini genişletmiştir. Bunu takiben, 1986'da yürürlüğe giren 3291 sayılı Kanun (Lexpera, 2024), Kamu İktisadi Teşebbüslerinin (KİT) özelleştirilmesi yetkisini Bakanlar Kurulu'na vermiştir. Yasa ayrıca, KİT'lerin borçlarının yeniden yapılandırılması ve özelleştirme sürecindeki mali yükümlülüklerin devlet güvencesi altında sürdürülebileceğini öngörmüştür.

1990'larda özelleştirme süreci, hukuki zorluklarla karşılaşmış, çıkarılan bazı Kanun Hükmünde Kararnameler (KHK) Anayasa Mahkemesi tarafından iptal edilmiştir. Bu süreç, daha kapsamlı bir yasal altyapı ihtiyacını doğurmuş ve 1994'te 4046 sayılı Kanun kabul edilmiştir. Bu yasa ile Özelleştirme Yüksek Kurulu (ÖYK) en yetkili karar organı olarak belirlenmiş ve Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) sürecin yürütülmesinden sorumlu kılınmıştır. 4046 sayılı Kanun, özelleştirilecek kuruluşların kapsamını genişletmiş ve özelleştirme yöntemlerini ayrıntılı şekilde tanımlamıştır. Ayrıca, işçilerin hakları, istihdam politikaları ve sermaye piyasası düzenlemeleri gibi sosyal ve ekonomik konuları düzenleyen hükümlere yer verilmiştir. 1990'ların sonlarına gelindiğinde,

özelleştirme uygulamalarında sermayenin tabana yayılmasına ve uluslararası piyasalara açılmaya yönelik politikalar ön plana çıkmıştır. Türk Telekom, TÜPRAŞ gibi büyük kamu varlıklarının hisselerinin halka arzı bu dönemde gerçekleştirilmiştir. Bu süreç, yalnızca mali kaynak yaratmakla kalmamış, aynı zamanda piyasa yapısını daha rekabetçi bir hale getirmeyi amaçlamıştır. Günümüzde, özelleştirme politikaları Türkiye'nin ekonomik reformlarının önemli bir parçası olmaya devam etmektedir. Ancak, süreç sosyal, hukuki ve ekonomik denge gerekliliklerini göz önünde bulundurarak şekillendirilmektedir (Tüleyan & Erden, 2023).

Türkiye'de özelleştirme süreçleri, bir kamu kuruluşunun özelleştirme kapsamına alınmasıyla başlar. Kapsama alınan kuruluşlar, hazırlık işlemlerine tabi tutulabilir ya da doğrudan özelleştirme programına alınabilir. Hazırlık süreci, borçların yeniden yapılandırılması, mali yapının güçlendirilmesi ve hukuki engellerin kaldırılması gibi düzenlemeleri kapsar. Bu süreçte kuruluşların bağlı oldukları bakanlık ya da kurumlarla olan ilişkileri devam eder ve mevcut hukuki statüleri korunur. Hazırlık işlemleri tamamlanan kuruluşlar, Özelleştirme Yüksek Kurulu (ÖYK) kararıyla özelleştirme programına dahil edilir ve bu karar doğrultusunda Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'na (ÖİB) devredilir. Devredilen kuruluşların bağlı buldukları bakanlıklarla ilişkisi kesilir ve tamamen ÖİB'nin kontrolüne geçer. Özelleştirme kapsamına alınan kuruluşlar arasında, kamu iştirakleri, taşınmazlar ve stratejik varlıklar yer alır. Özellikle 1980'lerden sonra, özelleştirme kapsamına alınan kuruluşların faaliyet alanlarına yönelik hukuki ve mali düzenlemeler, sürecin daha verimli hale gelmesini amaçlamıştır. Bu düzenlemeler, kamu sektöründen özel sektöre geçişte yaşanabilecek sorunları en aza indirmeyi hedeflemiştir. 1986 yılından itibaren yürütülen özelleştirme çalışmaları çerçevesinde, toplam USD bazında özelleştirme tutarı 72.343.316.786 (ÖİB, 2025). Bunun 46.099.875.658 USD si hisse satışı, 18.265.429.743 USD si Tesis/İşletme satış ya da devri, 688.475.784 USD sosyal tesis satışı, 5.110.343.131 USD si Taşınmaz Satışı, 745.236.075 USD si diğer varlık satışı ve 1.433.956.394 USD si kamu kurumlarına devir yolu ile özelleştirilmiştir (ÖİB, 2025). Ayrıca şans oyunları lisans hakları ile araç muayene istasyonları da bu süreçte kapsam dahilinde değerlendirilmiştir. Ancak bazı kuruluşlar, özelleştirme işlemine tabi tutulmaksızın farklı kurumlara devredilmiş ya da tasfiye edilmiştir.

Sonuç olarak, 1985-2010 yılları arasında özelleştirme kapsamına alınan kuruluşların büyük bir kısmı ya tamamen özelleştirilmiş ya da tasfiye edilmiştir. Bu süreçte hem kamu kaynaklarının etkin kullanımı hedeflenmiş hem de özel sektörün ekonomiye daha fazla entegre edilmesi amaçlanmıştır. Özelleştirme kapsamındaki kuruluşlardan elde edilen gelirler, kamu borçlarının azaltılması ve altyapı yatırımlarının finansmanı gibi alanlarda kullanılmıştır.

Türkiye’de doğalgaz dağıtımı, 1980’li yıllardan itibaren gelişmeye başlamış ve 1990’lı yıllardan itibaren altyapı yatırımlarıyla hız kazanmıştır. İlk olarak büyükşehirlerde başlatılan doğalgaz dağıtım projeleri, zamanla ülke geneline yayılmıştır. 2000’li yıllara kadar doğalgaz dağıtımı, büyük ölçüde devletin elinde olan ve kamu kuruluşları tarafından yürütülen bir faaliyet olarak devam etmiştir. Ancak, 2001 ekonomik krizi sonrası uygulamaya koyulan yapısal reformlar ve IMF destekli programlar doğrultusunda enerji sektöründe özelleştirme süreci başlatılmış ve doğalgaz dağıtımının özelleştirilmesi gündeme gelmiştir.

Bu kapsamda 2001 yılında 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girerek piyasa serbestleşme süreci başlamıştır. Bu kanun ile, enerji sektöründe liberalleşme ve rekabetçi piyasa koşullarının oluşturulması dönüm noktası olmuştur. Kanun, doğalgaz piyasasında kamu tekelinin sona erdirilmesini, serbest rekabet ortamının geliştirilmesini ve özelleştirme süreçlerinin hızlandırılmasını hedeflemiştir. Doğalgaz dağıtımının özelleştirilmesi bu düzenlemelerin temel unsurlarından biridir. Kanunun en önemli hükümleri, doğalgaz piyasasında özel sektörün önünü açarak rekabeti artırmayı, maliyetleri düşürmeyi ve hizmet kalitesini yükseltmeyi amaçlamıştır. Bu süreçteki en önemli düzenlemeler şu şekilde özetlenebilir (Daştan, 2021):

- Lisans Esası

Kanun, doğalgaz dağıtımının faaliyetlerinin lisanslama esasına dayalı olarak özel sektör tarafından yürütülmesini ön görmektedir. Buna göre, bir şehirde doğalgaz dağıtımını yapmak isteyen şirketlerin EPDK tarafında verilecek olan lisansı almaları gerekir. Bu lisanslar genellikle 30 yıl süre ile verilmekte olup belirli yükümlülüklerin yerine getirilmesini içermektedir. Lisanslama süreci, özelleştirme politikalarının temel aracı olarak konumlandırılmıştır. Bu durum, doğalgaz dağıtımının kamu tekeli yerine özel

sektör rekabeti ile şekillenmesine zemin hazırlamıştır (4646 sayılı Doğalgaz Mevzuatı, 2001)

- İhale ve Şeffaflık İlkesi

Doğalgaz dağıtım şebekelerinin işletme hakkının özel sektöre devri ihale süreçleriyle gerçekleştirilmektedir. İhaleler, rekabetin ve şeffaflığın sağlanması amacıyla açık bir şekilde düzenlenmiştir. Bu kapsamda, dağıtım şirketlerinin teknik yeterlilik ve mali güç kriterlerini karşılaması, ihalelerin adil ve rekabetçi bir ortamda yürütülmesini sağlamıştır (4646 sayılı Doğalgaz Mevzuatı, 2001).

- Tek Bölge Tek Lisans İlkesi

Kanun, doğalgaz dağıtımında her şehre tek bir lisans verilmesini öngörmektedir. Bu durum, aynı şehirde birden fazla şirketin rekabet etmesini önlemek ve doğal tekelin doğasından kaynaklanan maliyet avantajlarını kullanarak daha düşük fiyatlar sağlamak amacıyla uygulanmıştır (4646 sayılı Doğalgaz Mevzuatı, 2001)

- Dağıtım Şirketlerinin Yükümlülükleri

Lisans alan dağıtım şirketlerinin, dağıtım şebekelerinin inşası, bakımı ve genişletilmesinden sorumlu olması sağlanmıştır. Ayrıca, dağıtım faaliyetlerinin düzenli ve kesintisiz bir şekilde yürütülmesi, tüketicilere güvenilir doğalgaz arzı sağlanması temel yükümlülükler arasındadır. 2003 yılında çıkarılan çeşitli yönetmelikler ile beraber, doğalgaz dağıtım lisanslarının özel sektöre devri sürecini hızlandırmış ve belediyeler ile BOTAŞ gibi kamu kurumlarının kontrolünde olan dağıtım şirketlerinin özel sektöre devri için hukuki alt yapılar oluşturulmuştur (Daştan, 2021). Bu kapsamda, AGDAŞ Türkiye'nin özelleştirilen ilk doğalgaz dağıtım şirketi olmuştur. Yine Ankara'da EGO tarafından yürütülen doğalgaz faaliyetleri bu yasal düzenlemeler çerçevesinde Başkent Doğalgaz A.Ş. ye devredilmiştir. İzgaz, Bahçeşehir, Esgaz ve Bursagaz bu şekilde özelleştirilen şirketler arasında yer almaktadır (Huseynova, 2022). Tablo 2.1.'de seçili şehirlerdeki doğalgaz boru hatları ve detay bilgileri yer almaktadır.

Tablo 2.1: Türkiye’de Doğal Gaz İletim Hatları

Kapsam	İl/Güzergah	Boru Hattı / Dağıtım Şirketi	Sektör	Detay
İletim	Malkoçlar – Hamitabat – Ankara	Rusya – Türkiye Ana Boru Hattı	Kamu (BOTAŞ)	845 km uzunluk; ana giriş Malkoçlar; Eskişehir, Bursa, Ambarlı’da kompresör istasyonları
İletim	Doğubayazıt – Erzurum – Ankara	Doğu Anadolu Ana Boru Hattı	Kamu (BOTAŞ)	1491 km; İran kaynağı; Kayseri–Konya–Seydişehir yönüne branşman
İletim	Samsun – Ankara	Mavi Akım	Kamu (BOTAŞ)	Karadeniz altı geçişi; Rusya’dan doğrudan Samsun’a, 2003’te faaliyete geçti
İletim / İhracat	Posof – Erzurum	Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE)	Kamu (BOTAŞ)	226 km; Azerbaycan kaynağı; 42” çapında iki fazda tamamlandı
İletim	İpsala – Gümülcine	Türkiye-Yunanistan Doğalgaz Hattı	Kamu (BOTAŞ)	296 km (211 km Türkiye’de); 2007 itibarıyla Avrupa’ya ilk ihracat hattı

Kaynak: (BOTAŞ, 2025)

Tablo 2.2: Türkiye’deki Doğalgaz Dağıtım Şirketleri ve Özelleştirilme Yılları

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Adana	Aksa Çukurova Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.02.2008
Adıyaman	Akmercangaz Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	27.06.2007
Afyonkarahisar	Aksa Afyon Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	20.07.2006
Ağrı	Aksa Ağrı Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	13.04.2017
Amasya	Aksa Tokat Amasya Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	14.09.2006
Ankara	1. Başkent Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	23.06.2005
	2. Polatlı Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	31.08.2007
	3. Kızılcahamam Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	29.08.2012
Antalya	Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş	12.10.2006
Artvin	Akmercan Artvin Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	27.07.2017
Aydın	Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş	28.02.2008

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Bilecik	Aksa Bilecik Bolu Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.11.2005
Bingöl	ARH Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.	23.07.2014
Bitlis	Doğugaz Bitlis Muş Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	23.07.2014
Bolu	Aksa Bilecik Bolu Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.11.2005
Burdur	Torosgaz Isparta Burdur Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.06.2006
Bursa	1. Bursa Şehiriçi Doğal Gaz Dağıtım Ticaret ve Taah A.Ş	18.09.2003
	2. T Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	10.02.2004
	3. Aksa Gemlik Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	21.09.2004
	4. Aksa MKP Susurluk Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	21.09.2006
	5. Marmaragaz Yalova Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	09.11.2014
Çanakkale	Aksa Çanakkale Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	20.04.2006
Çankırı	Kargaz Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	09.02.2006

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Çorum	Çorum Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	16.03.2004
Denizli	Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş	16.02.2006
Diyarbakır	Diyarbakır Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	10.05.2007
Edirne	Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	25.01.2006
Elazığ	Aksa Elazığ Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	29.03.2007
Erzincan	Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş	04.08.2006
Erzurum	Palen Enerji Doğal Gaz Dağıtım End. ve Ticaret A.Ş	06.02.2004
Eskişehir	Esgaz Eskişehir Şehiriçi Doğal Gaz Dağıtım Ticaret ve Taah. A.Ş	18.09.2003
Gaziantep	Gazdaş Gaziantep Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	24.02.2006
Giresun	Aksa Ordu Giresun Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	19.07.2007
Gümüşhane	Aksa Gümüşhane Bayburt Doğal Gaz Dağıtım A. Ş	01.03.2007

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Hakkâri	Akmercan Hakkâri-Şırnak Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	27.07.2017
Hatay	Aksa Çukurova Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.02.2008
Isparta	Torosgaz Isparta Burdur Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.06.2006
Mersin	Aksa Çukurova Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.02.2008
İstanbul	1. Bahçeşehir Gaz Dağıtım A.Ş	28.08.2003
	2. İgdaş İstanbul Gaz Dağıtım A.Ş	17.02.2004
İzmir	İzmir Doğal Gaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt A.Ş	28.08.2003
Kars	Kargaz Kars Ardahan Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	06.07.2006
Kastamonu	Kargaz Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	09.02.2006
Kayseri	Kayserigaz Kayseri Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	02.10.2003
Kırklareli	Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	25.01.2006
Kırşehir	Kırgaz Kırıkkale-Kırşehir Doğal Gaz Dağıtım Pazarlama ve Tic. A.Ş	04.06.2004

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Kocaeli	1. Palgaz Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	10.02.2004
	2. İzmit Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	07.07.2005
Konya	1. Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş	05.12.2003
	2. Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş	22.06.2004
	3. Selçuk Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	22.11.2007
Kütahya	Çinigaz Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	13.01.2004
Malatya	Aksa Malatya Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	20.10.2005
Manisa	Aksa Manisa Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	27.10.2005
Kahramanmaraş	Arsan Maraş Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	23.12.2005
Mardin	Akmercan Mardin Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	20.03.2014
Muğla	Akmercan Muğla Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	20.06.2013
Muş	Doğugaz Bitlis Muş Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	23.07.2014

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Nevşehir	Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş	29.09.2005
Niğde	Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş	29.09.2005
Ordu	Aksa Ordu Giresun Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	19.07.2007
Rize	Aksa Trabzon Rize Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	15.03.2007
Sakarya	1. Agdaş Adapazarı Gaz Dağıtım A.Ş	07.08.2003
	2. Akmercan Gepa Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.	03.03.2011
Samsun	1. Samgaz Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	03.08.2004
	2. Aksa Ordu Giresun Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	19.07.2007
	3. Akmercan Delta Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	12.04.2011
Siirt	Aksa Siirt Batman Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	24.09.2008
Sinop	Akmercan Sinop Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	11.06.2014
Sivas	Aksa Sivas Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	06.04.2004

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Tekirdağ	1. Marmaragaz Çorlu Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	27.01.2004
	2. Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	25.01.2006
Tokat	Aksa Tokat Amasya Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	14.09.2006
Trabzon	Aksa Trabzon Rize Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	15.03.2007
Tunceli	Akmercan Tunceli Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	11.05.2017
Şanlıurfa	Aksa Şanlıurfa Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	04.05.2006
Uşak	Udaş Uşak Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	14.04.2005
Van	Aksa Van Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	18.10.2007
Yozgat	Sürmeli Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	25.01.2006
Zonguldak	1. Aksa Düzce Ereğli Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	03.08.2004
	2. Akmercan Batıkar Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	22.03.2012

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Aksaray	Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş	25.05.2004
Bayburt	Aksa Gümüşhane Bayburt Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	01.03.2007
Karaman	Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş	14.07.2006
Kırıkkale	Kırgaz Kırıkkale-Kırşehir Doğal Gaz Dağıtım Pazarlama ve Tic. A.Ş	04.06.2004
Batman	Aksa Siirt Batman Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	24.09.2008
Şırnak	Akmercan Hakkari-Şırnak Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	27.07.2017
Bartın	Akmercan Batıkır Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	22.03.2012
Ardahan	Kargaz Kars Ardahan Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	06.07.2006
Iğdır	Serhat Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş	07.08.2014
Yalova	Marmaragaz Yalova Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	09.11.2014
Karabük	Kargaz Doğal Gaz Dağıtım San.Tic. A.Ş	09.02.2006

Hizmet Verilen İl	Dağıtım Şirketi	Lisans Yılı
Kilis	Gazdaş Gaziantep Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	24.02.2006
Osmaniye	Aksa Çukurova Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	28.02.2008
Düzce	Aksa Düzce Ereğli Doğal Gaz Dağıtım A.Ş	03.08.2004

Kaynak: (GazBir, Dağıtım Şirketleri, 2025)

Doğal gaz dağıtım sektöründe kurumsallaşmış altyapı, bir şehrin doğal gaz hizmetlerini teknik, yönetsel ve operasyonel boyutlarıyla etkin bir şekilde sürdürebilme kapasitesini ifade etmektedir. Bu kapsamda, şebeke planlamasının sistematik biçimde gerçekleştirilmesi, boru hatlarının yaygınlık ve erişim düzeyinin yüksek olması, bakım-onarım faaliyetlerinin periyodik ve standartlara uygun yürütülmesi, altyapının kurumsallaşmış bir yapıya ulaştığını göstermektedir (Yılmaz, 2021). Ayrıca dijital izleme, otomasyon sistemleri ve tüketici hizmetleri gibi destekleyici unsurların entegrasyonu, bu kurumsallaşmayı pekiştiren faktörler arasında yer almaktadır. Bununla birlikte, doğal gaz penetrasyon oranı, belirli bir bölgede doğal gaz altyapısının ulaştığı toplam kullanıcı potansiyeline kıyasla, hizmetten aktif olarak yararlanan abone sayısını temsil etmektedir. Yüksek penetrasyon oranı, kullanıcıların doğal gazı tercih ettiğini ve altyapının sosyal kabul düzeyinin yüksek olduğunu göstermektedir. Bu durum aynı zamanda enerji arz güvenliği, çevresel sürdürülebilirlik ve enerji verimliliği politikalarının etkinliğini artıran bir unsurdur (Ekonomim, 2025).

Bu bağlamda, Eskişehir ili ve burada faaliyet gösteren ESGAZ hem kurumsallaşmış altyapısı hem de yüksek penetrasyon oranı ile Türkiye'deki örnek dağıtım bölgelerinden biri olarak öne çıkmaktadır. ESGAZ, uzun yıllara dayanan tecrübesi, sürekli yapılan altyapı yatırımları ve dijitalleşme süreçlerine uyumu sayesinde doğal gaz arzının sürekliliği ve kalitesini temin etmekte, aynı zamanda yüksek kullanıcı memnuniyetiyle bölgesel enerji dönüşümüne önemli katkılar sunmaktadır (Esgaz, 2024)

Türkiye’de doğalgaz dağıtımının özelleştirilmesi, kamu sektöründen özel sektöre geçişin sağlanması ve enerji piyasasında rekabetin artırılması açısından önemli bir adımdır. Özelleştirme sürecinin başlatılmasından bu yana elde edilen kazanımlara ek olarak değerlendirilmesi gereken bazı yönler mevcuttur. Piyasa verimliliği ve hizmet kalitesi açısından ele alındığında, özelleştirme ile özel sektörün doğalgaz dağıtım piyasasına girmesi, dağıtım ağının genişletilmesi ve modernizasyonu açısından önemli avantajlar sağlamıştır. Özellikle büyük şehirlerde doğalgaz dağıtım altyapısı hızla gelişmiş ve konut ile sanayi tesislerine doğalgaz erişimi artmıştır (Huseynova, 2022). Özel sektör yatırımları sayesinde altyapı modernizasyonu ve hizmet kalitesi sayesinde ciddi iyileşmeler yaşanmıştır. Özel şirketler, altyapıyı genişletmek ve hizmet kalitesini arttırmak için teknolojiye yatırım yapmış ve verimliliği sağlamıştır. Bu da doğalgazın güvenilir bir şekilde dağıtılmasını ve hizmetin kesintisiz sunulmasını desteklemektedir. Özel sektörün piyasaya girişi neticesinde hem hizmet kalitesinin artmasında hem de daha geniş kitlelere doğalgaz erişiminin sağlanmasında başarılı bir performans sergilemiştir. Rekabet ortamı, bu sektörün daha yenilikçi ve müşteri odaklı olmasına katkıda bulunmuştur (Daştan, 2021).

Düzenleme ve denetleme açısından EPDK, doğalgaz dağıtımındaki fiyatlandırma ve hizmet standartlarının belirlenmesinde önemli rol oynamaktadır. Özelleştirme sonrası EPDK’nın düzenleyici rolü, fiyat kontrolleri ve tüketici haklarının korunması açısından oldukça kritiktir. Dağıtım şirketlerinin performansı ve yatırımları düzenli olarak EPDK tarafından denetlenmektedir. Ancak, bazı bölgelerde dağıtım şirketlerinin hizmet kalitesinde dengesizlikler yaşandığı gözlenmekte olup fiyatlandırmanın bölgesel farklılıkları zaman zaman tüketici üzerinde maliyet baskısı oluşturmaktadır. Sonuçta, EPDK’nın etkin bir denetim sağlaması, tüketici haklarını koruması ve rekabetin geliştirilmesi açısından hayati öneme sahiptir. Ancak denetimlerin, özellikle hizmet kalitesi ve altyapı yatırımları açısından daha sıkı bir şekilde yapılması gerekmektedir. Şirketlerin düzenleyici standartlara uyum sağlamaları teşvik edilerek gerektiğinde cezai yaptırımlar uygulanmalıdır.

Bir diğer önem arz eden yön ise yatırımlar ve arz güvenliğidir. Doğalgaz dağıtımının özelleştirilmesi ile sektör yatırımları artmış ve yeni altyapı projeleri hayata geçirilmiştir. Özellikle depolama tesisleri ve LNG terminalleri ile doğalgaz arz güvenliği

güçlendirilmiş, talep dalgalanmalarına ve acil durumlara karşı dayanıklılık artmıştır. Ancak, Türkiye'nin doğalgazda dışa bağımlılığı nedeniyle ithalat maliyetleri doğrudan tüketici fiyatlarına yansımaktadır. Bu da maliyetlerde zaman zaman artışa sebep olmaktadır. Özel sektör yatırımları altyapı açısından pozitif etkiler yaratmakla beraber, döviz kuru dalgalanmaları ve ithalat maliyetlerinin doğrudan yansması, tüketici açısından fiyat dalgalanmalarına neden olmaktadır. Ülkemizin arz güvenliği açısından doğalgaz depolama kapasitesinin arttırmaya yönelik çalışmaların hızlandırılması önemlidir (Çermek, F.; N., Bayraç H., 2023).

Doğalgaz dağıtımının özelleştirilmesi, istihdam ve sosyal etkiler açısından da ele alınmalıdır. Özellikle özelleştirme sonrası iş gücünün yeniden yapılandırılması ve çalışanların özel sektöre geçiş süreçleri, çalışanların istihdam güvencesini etkileyebilir. Ayrıca, tüketici haklarının korunması ve düşük gelirli hanelerin enerjiye erişiminin sağlanması da önemli bir konu olarak öne çıkmaktadır. Bu dezavantajlı kesimin enerjiye erişiminde sübvansiyonlu tarifeler ve destek mekanizmaları sağlanabilir. Tüketici haklarının korunması ve özel sektöre geçişte iş güvencesinin sağlanması, özelleştirme sürecinin toplumsal kabulünü güçlendirecektir.

Ülkemizde doğalgaz dağıtımının özelleştirilmesi, altyapı gelişimi, hizmet kalitesi ve rekabeti artırma gibi açılardan başarılı sonuçlar getirmiştir. Ancak bazı bölgelerde oluşan bölgesel tekelleşme, tüketiciye yansıyan maliyetler ve döviz kuruna duyarlılık gibi unsurlar halen devam etmektedir. Doğalgaz dağıtımında daha dengeli bir rekabet ortamı oluşturulması, fiyat denetimlerinin artırılması ve düşük gelirli hanelere yönelik sübvansiyonların güçlendirilmesi, özelleştirmenin olumsuz etkilerini dengelemede önemli adımlar olacaktır. (Çemrek & Bayraç, 2023).

2.2. DOĞALGAZ TALEP VE ARZ DURUMU

Doğalgaz, Türkiye'nin enerji talebini karşılamada önemli bir rol oynamaktadır. Hem elektrik üretiminde hem de konut ısıtmasında ve sanayi sektöründe geniş bir kullanım alanı bulan doğalgaz, Türkiye için stratejik bir enerji kaynağı olarak öne çıkmaktadır. Ancak, Türkiye doğalgazda büyük ölçüde dışa bağımlı olup ithalat yoluyla doğalgaz

talebini karşılamaktadır. Bu durum, doğalgaz piyasasının yapısını, enerji güvenliğini ve fiyatlandırma politikalarını doğrudan etkilemektedir.

Türkiye'nin doğalgaz talebi yıllar içinde hızla artmıştır. Özellikle elektrik üretiminde doğalgazın önemli bir rol oynaması, sanayide ve konutlarda doğalgaza olan talebi arttırmıştır. Türkiye'de doğalgaz talebinin başlıca kullanım alanları şunlardır:

- Elektrik üretimi: Türkiye'de elektrik üretiminin önemli bir kısmı doğalgaz santrallerinden elde edilmektedir. Doğalgazın temiz yanma özelliği ve yüksek verimlilik sağlaması, elektrik üretiminde tercih edilmesine yol açmıştır. Ancak, enerji fiyatlarının artması ve dışa bağımlılık elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişi teşvik etmektedir. Öyle ki, 2022 yılında dönüşüm/çevrim sektöründe kullanılan doğalgaz miktarı 14.508,40 Milyon Sm³ iken 2023 yılında 13.919,55 Milyon Sm³ olarak gerçekleşmiştir (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023).
- Sanayi: doğalgaz, sanayi sektöründe hem enerji kaynağı hem de hammadde olarak kullanılır. Cam, çimento, kimya ve demir-çelik gibi enerji yoğun sanayilerde doğalgaz maliyet avantajı sunarak verimli bir üretim süreci sağlar. Türkiye'de sanayi sektöründe doğalgaza olan talep, sanayi üretimi ve ekonomik büyümeye paralel olarak artış göstermektedir (Denizbilen, 2023).
- Konut ve Ticari Isıtma: Türkiye'de özellikle kış aylarında doğalgaza olan talep, ısınma ihtiyacı nedeniyle artmaktadır. Büyük şehirlerde doğalgaz altyapısının yaygınlaşmasıyla birlikte, konutlarda ve ticari alanlarda doğalgaz ısınma için temel enerji kaynağı haline gelmiştir. Çevre dostu bir yakıt olarak, hava kirliliğinin azaltılmasında da katkıda bulunur.

1970'lerde itibaren kullanılmaya başlanan doğalgaz, enerji talebindeki artışa paralel olarak sunduğu avantajlar sayesinde giderek daha da yaygın hale gelmiştir. Ancak Türkiye'nin mevcut ve potansiyel doğalgaz ihtiyacını karşılamak için yurt içi rezervleri ve üretim kapasitesi oldukça sınırlı kalmıştır. Bu durum, ülkeyi doğalgaz ithalatına bağımlı hale getirmiştir. Türkiye'nin doğalgaz ithalatında başlıca tedarikçileri Rusya,

Azerbaycan, İran gibi komşu ülkelerdir. Buna ek olarak, LNG ithalatı yoluyla ABD, Katar ve Cezayir gibi ülkelere de doğalgaz tedarik edilmektedir. (Huseynova, 2022)

Türkiye, üç farklı ülkeden yapılan uzun vadeli anlaşmalar çerçevesinde boru hatları aracılığı ile doğalgaz ithalatını günümüzde de sürdürmektedir. İlk alım anlaşması 1986 yılında Rusya ile yapılmış ve yıllık 6 milyar metreküp doğalgaz temin etmeye başlamıştır. Artan üretim talebi doğrultusunda, daha sonraki yıllarda ilave anlaşmalar imzalanmış; ilave Batı hattı ile Rusya'dan, Mavi Akım hattı ile Rusya'ya ek olarak İran'dan doğalgaz alımlarını sürdürmüştür. 2007 yılı itibari ile de Azerbaycan'dan doğalgaz ithalatı başlamıştır. (Gazid, 2016).

Doğalgazın boru hatları ile taşınmasının teknik ya da ekonomik açıdan uygun olmadığı durumlarda, doğalgaz -162°C 'ye kadar soğutularak sıvılaştırılır ve bu işlem sonucunda hacmi 600 kat küçülür. LNG, bu sayede özel olarak tasarlanmış tankerlerle taşınabilir hale gelir. Türkiye'de enerji arz güvenliğini artırmak ve kaynak çeşitliliğini sağlamak amacıyla 1988 yılında yapılan bir anlaşma doğrultusunda 1994'te Cezayir'den LNG ithalatına başlanmıştır. Bunu, 1995'te Nijerya ile imzalanan ve 1999'da başlayan LNG alımları takip etmiştir. 2006'da Rusya ile Ukrayna arasındaki doğalgaz krizi, Batı Hattı'ndan gelen gaz miktarının azalmasına ve İran'ın iç tüketimi gerekçe göstererek doğalgaz arzını kış aylarında kesmesine neden olmuştur. Depolama kapasitesinin yetersizliği ve tedarikçi ülkelere kaynaklanan sorunlar, Türkiye'nin boru hatları ile sağlanan gazda arz sıkıntılarının yaşanmasına yol açmıştır. Kış aylarında talep edilen günlük gaz miktarının karşılanamaması, arz-talep dengesinde ciddi sorunlara neden olmuştur. Bu durum, LNG'nin stratejik bir çözüm olarak öne çıkmasını sağlamıştır. LNG ithalatını kolaylaştırmak ve piyasayı daha esnek hale getirmek amacıyla, 2008 yılında çıkarılan 5784 sayılı kanunla LNG ithalatı hem BOTAŞ hem de diğer piyasa aktörleri için serbest bırakılmıştır. Ayrıca, tek bir ithalat lisansı ile birden fazla ülkeden LNG temin edilmesi mümkün hale gelmiştir. Türkiye'de LNG'nin depolanması ve gazlaştırılarak iletim hatlarına aktarılması için dört adet LNG terminali faaliyet göstermektedir. Bunlardan Marmara Ereğlisi LNG Terminali, 1994 yılında BOTAŞ tarafından işletmeye alınmıştır. Ege Gaz A.Ş. tarafından kurulan ve 2006 yılında faaliyete geçen Aliğa LNG Terminali ise ülkenin ikinci terminali konumundadır. 2016 yılında Etki Liman İşletmeleri tarafından işletilmeye başlanan ilk yüzer LNG depolama ve gazlaştırma ünitesi (Floating

Storage and Regasification Unit – FSRU) ve 2017’de Hatay Dörtüol’da devreye alınan ikinci FSRU terminali Ertuğrul Gazi ile Türkiye’nin LNG altyapısında önemli ölçüde güçlendirme çalışmaları yapılmıştır (Soy, 2019). Marmara Ereğlisi LNG Terminali’nin depolama kapasitesi 255.000 m³ LNG olup gazlaştırma kapasitesi 37 milyon m³/gün dür. Uzun vadeli LNG anlaşmaları ile ithal edilen doğalgazın gazlaştırılarak ulusal sisteme aktarımını sağlar. Doğalgaz arzında oluşabilecek kesintileri dengeleme açısından kritik bir öneme sahiptir (Enerji, 2024). Ege Gaz Aliağa LNG Terminali’nin ise depolama kapasitesi 280.000 m³ LNG olup gazlaştırma kapasitesi 40 milyon m³/gün dür. Boru hatlarından bağımsız olarak doğalgaz tedariki sağlayan bu hat sanayi ve elektrik üretim tesisleri için batı bölgelerinde arz güvenliğini artırmaktadır (Enerji, 2024). Etki Liman FSRU Terminali’nde LNG ve gazlaştırma kapasitesi 28 milyon m³/gün dür. Yüzer LNG terminali olması sebebi ile esnek bir kullanım alanı sunarken boru hattı kısıtlamaları ve ani talep artışlarına karşı acil doğalgaz tedariki sağlar. Ayrıca kış aylarında artan talebi karşılamak için bir dengeleme mekanizması görevi gördüğü kabul edilmektedir (Botaş, 2023). Doğu Akdeniz’de doğalgaz ihtiyacını karşılamak için stratejik bir noktada bulunan Ertuğrul Gazi FSRU Terminali’nin 170.000 m³ LNG depolama kapasitesi ve 28 milyon m³/gün gazlaştırma kapasitesi bulunmaktadır. Gazlaştırma kapasitesi anlamında Türkiye’nin en büyük yüzer FSRU terminali unvanına sahiptir. Enerji arz güvenliğini arttırmanın yanı sıra doğalgaz tedarikinde dışa bağımlılığı azaltmayı hedeflemektedir (Enerji, 2024) (Botaş, 2024).

27 Mart 2018 tarihli ve 30373 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren ‘Vergi Kanunları ve Bazı Kanun Hükmünde Kararnamelerde Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun’ çerçevesinde, 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Lisans Yönetmeliği’nin 19. Maddesinin 8. Fıkrası değiştirilmiştir ve doğalgaz ithalatına ilişkin yeni bir esneklik getirilmiştir. Artık, yetkili kurum olan EPDK’dan alınan tek bir ithalat lisansı ile farklı şekillerde doğalgaz ithalatı yapılabilmesi mümkün hale gelmiştir. Bu kapsamda, spot LNG, spot boru gazı ve CNG ithalat faaliyetlerinin aynı lisans altında yürütülmesine izin verilmiştir. Bu bağlamda “Spot Boru Gazı İthalat Miktarı ve Uygulama Yönteminin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar” yürürlüğe girerek CNG faaliyetinin önü açılmıştır.

Türkiye, enerji arz güvenliğini artırmak ve talep dalgalanmalarına karşı hazırlıklı olmak amacıyla hem yeraltı hem de LNG anlamında kapasitesini arttırmaktadır. Tuz Gölü ve Silivri Doğalgaz Depolama Tesisleri gibi büyük kapasiteli depolama alanları, arz-talep dengesini sağlamaya ve ithalata bağımlılığı azaltmaya yönelik projelerdir. Ülkemiz enerji arz güvenliği açısından stratejik bir öneme sahip olan Silivri Doğalgaz Depolama Tesisi, 2007 yılında devreye alınmıştır ve ilk depolama tesisi unvanına sahiptir (Botaş, 2024). Enerji arz güvenliğinin artırılmasında kritik öneme sahip olan tesiste yürütülen kapasite çalışmaları sonucunda, mevcut depolama kapasitesi 4,6 milyar sm³ e ulaşmış, bu kapasiteyle Avrupa'da deniz tabanı altındaki en büyük doğalgaz depolama tesisi konumunda yer almıştır (Botaş, 2024). Mevsimsel tüketim dalgalanmalarının dengelenmesi, arz kesintilerine karşı yedekleme sağlanması ve enerji piyasasında istikrarın korunması gibi stratejik işlevleri bulunmaktadır. Tesisin, kesintisiz enerji tedarikini sağlama noktasındaki rolü, Türkiye'nin uzun vadeli enerji stratejileri açısından önem arz etmektedir. Tuz Gölü depolama projesinin 2011 yılında yapımına başlanan ve 2021 yılında Aksaray/Sultanhanı ilçesindeki yapım çalışmaları tamamlanarak hayata geçmiş; 2. Etap çalışmaları ise halen devam etmektedir (Botaş, 2024).

Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) tarafından Edirne ili, Keşan ilçesi, Sazlıdere Köyü mevkiinde, Saros Körfezi içerisinde inşa edilen Saros FSRU Terminali ve Kara Boru Bağlantı Hattı Projesi, Türkiye'nin doğalgaz altyapısını güçlendirmeye yönelik stratejik yatırımlardan biridir. Proje kapsamında, yüzer LNG depolama ve gazlaştırma üniteleri aracılığıyla temin edilen sıvılaştırılmış doğalgazın (LNG) depolanması ve gazlaştırılarak ulusal doğalgaz iletim sistemine aktarılması amaçlanmaktadır.

Bu kapsamda, 28 milyon m³/gün kapasiteye sahip 17 km uzunluğundaki kara boru bağlantı hattı inşa edilmiştir. FSRU gemilerinin yanaşabilmesi için uygun altyapı sağlanarak, sıvılaştırılmış doğalgazın gazlaştırılması ve ulusal sisteme entegrasyonu mümkün kılınmıştır (Botaş, 2024).

Saros FSRU Terminali, Marmara Bölgesi'nin Trakya kesiminde doğalgaz iletim sistemine yeni bir giriş noktası oluşturarak, sanayi tesislerinin yoğun olduğu ve konut doğalgaz tüketiminin en yüksek olduğu bölgelere önemli bir destek sağlamaktadır. Projenin hayata geçirilmesiyle, Çanakkale Boğazı'ndaki gemi trafiğinden kaynaklanan

olası kısıntı ve kesinti riskleri ortadan kaldırılmıştır. Bununla birlikte, projenin tamamlanmasıyla Türkiye'nin Balkanlar ve küresel doğalgaz ticaretinde daha etkin bir rol üstlenmesi ve bölgesel bir gaz ticareti merkezi olma hedefine bir adım daha yaklaşması sağlanmıştır. Saros FSRU Terminali, LNG ithalat kapasitesini artırarak doğalgaz arz güvenliğini güçlendirmekte, mevsimsel talep dalgalanmalarına karşı sistem esnekliği sağlamaktadır (Botaş, 2024).

Tablo 0.3.: Yıllara Göre Ay Sonu Doğal Gaz Stok Miktarları (Milyon Sm³)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2014	1.137,03	771,25	760,34	1.197,15	1.586,83	1.796,99	2.023,92	2.383,78	2.611,47	2.566,16	2.346,69	1.873,08
2015	1.324,09	1.019,49	599,13	249,76	644,68	927,09	1.306,61	1.597,04	2.181,86	2.377,36	2.661,03	2.126,76
2016	1.708,55	1.274,30	884,75	1.191,85	1.485,92	1.787,80	2.125,45	2.484,97	2.773,51	2.820,56	2.285,98	1.695,34
2017	1.183,18	919,16	976,92	1.205,73	1.611,42	2.142,49	2.533,83	2.884,04	3.144,58	3.194,05	2.906,36	2.948,37
2018	2.742,08	2.777,72	2.888,64	3.021,92	3.094,31	3.243,02	3.190,54	3.245,63	3.274,47	3.359,33	3.362,98	3.167,23
2019	2.729,27	2.167,46	1.677,21	1.475,93	1.580,07	2.054,40	2.285,79	2.791,74	3.236,40	3.465,64	3.452,07	3.095,44
2020	2.237,64	1.914,51	1.584,80	1.423,20	2.150,38	1.882,57	2.128,59	2.430,96	2.814,84	3.258,84	2.961,69	2.852,00
2021	2.319,65	2.611,69	1.808,41	2.030,95	2.374,89	2.606,40	2.791,42	2.693,20	2.863,27	2.741,97	2.413,33	1.914,17
2022	1.514,64	1.665,43	929,23	1.326,83	2.025,78	2.724,83	3.367,90	3.713,32	3.896,85	3.818,31	5.275,85	5.334,46
2023	5.124,90	4.809,11	4.208,11	4.336,49	4.673,44	4.908,24	5.043,22	5.258,32	5.453,00	5.385,74	5.336,91	5.442,40

Kaynak: (EPDK, 2023)

Doğal gaz piyasasında gerçekleştirilen depolama yatırımları, yer altı depolama kapasitesinin artırılması ve LNG terminallerinin genişletilmesi yoluyla önemli ölçüde gelişim göstermektedir. Bu kapsamda, hem yer altı depolama tesislerinin kapasitesinde hem de LNG terminal kapasitelerinde dikkate değer artışlar yaşanmaktadır. Tablo 2.3.'te de gösterildiği üzere, yıllar itibarıyla doğal gaz stok miktarlarında kayda değer bir yükseliş gözlemlenmiştir. 2023 yılı sonu itibarıyla, Türkiye'nin doğal gaz yer altı depolama kapasitesi 6,6 milyar Sm³ seviyesine ulaşmıştır (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023). Aynı dönemde, LNG terminallerinin toplam LNG depolama kapasitesi ise 1,051 milyon m³ olarak kaydedilmiştir (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023). Mevcut depolama tesisleri için (LNG terminallerinin stok miktarlarının milyon Sm³ doğal gaza dönüştürülerek) aylık bazda toplam stok miktarları, aşağıda sunulan tabloda detaylandırılmaktadır. Bu gelişmeler, doğal gaz arz güvenliğinin sağlanması, mevsimsel talep dalgalanmalarının dengelenmesi ve ani arz kesintilerine karşı sistem esnekliğinin artırılması açısından kritik bir rol oynamaktadır.

Tablo 0.4: 2016-2023 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları (Milyon Sm3)

Ülke	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)
ABD	243	0,52	768	1,39	444	0,88	1.219	2,7	2.977	6,19	4.740	8,07	5.642	10,32	4.011	7,95
Angola					97	0,19			95	0,2			96	0,18		
Azerbaycan	6.480	13,98	6.544	11,85	7.527	14,97	9.585	21,2	11.548	24	8.820	15,03	8.705	15,93	10.257	20,32
Belçika	86	0,19													103	0,20
Brezilya															186	0,37
Cezayir	4284	9,24	4617	8,36	4521	8,99	5678	12,56	5573	11,58	5987	10,2	5261	9,62	5988	11,86
Ekvator Ginesi			286	0,52	85	0,17	83	0,18	182	0,38			90	0,16		
Endonezya													88	0,16		
Fransa	90	0,19			176	0,35	95	0,21	131	0,27			195	0,36	696	1,38
Hollanda	85	0,18	86	0,16												
İngiltere			93	0,17												
İran	7.705	16,62	9.251	16,74	7.863	15,64	7.736	17,11	5.321	11,06	9.434	16,07	9.405	17,21	5.405	10,71
İspanya					93	0,19			83	0,17	106	0,18				
Katar	919	1,98	1562	2,83	2981	5,93	2459	5,44	3248	6,75	299	0,51	86	0,16		
Mısır	99	0,21			202	0,4	468	1,03	92	0,19	1.351	2,3	2231	4,08	1319	2,61
Mozambik															105	0,21
Nijerya	1.398	3,02	2.080	3,76	2.147	4,27	2.420	5,35	1.881	3,91	1.430	2,44	818	1,5	469	0,93
Norveç	90	0,2	854	1,55	88	0,18	88	0,19	86	0,18					276	0,55
Rusya	24.540	52,94	28.690	51,93	23.642	47,02	15.196	33,61	16.178	33,62	26.343	44,87	21.575	39,47	21.340	42,27
Trinidad ve Tobago	332	0,72	419	0,76	416	0,83	185	0,41	634	1,32	195	0,33	364	0,67	237	0,47
Umman													107	0,2	92	0,18
Genel Toplam	46.352	100	55.250	100	50.282	100	45.211	100	48.126	100	58.704	100	54.662	100	50.484	100,00

Kaynak: (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023)

Tablo 2.4.' te verilen veriler, 2016-2023 yılları arasında Türkiye'nin doğal gaz ithalatını kaynak ülkelere ve yıllık toplam ithalat miktarlarına göre değerlendirmektedir. Türkiye'nin doğal gaz ithalatında en büyük pay, 2023 yılına kadar genel olarak Rusya'ya aittir. 2016 yılında %52,94 olan Rusya'nın payı, 2023'te %42,27'ye düşmesine rağmen lider konumunu korumuştur. Azerbaycan, yıllar içinde ikinci en önemli tedarikçi olmuş ve payını %13,98'ten (2016) %20,32'ye (2023) çıkarmıştır. İran'ın payı ise genel olarak istikrarlı seyretmiş, ancak 2020'de %11,06'ya gerilemiş ve 2023 yılında %10,71 ile ithalat sıralamasında dördüncü sıraya düşmüştür. Son yıllarda, ABD ve Cezayir gibi yeni ve alternatif tedarikçilerin artan önemi dikkat çekmektedir. Özellikle ABD'nin payı, 2016'da %0,52'den başlayarak 2022'de %10,32'ye kadar yükselmiş, 2023'te ise %7,95'e

düşmüştür. Cezayir ise yıllar boyunca istikrarlı bir şekilde Türkiye'nin önemli bir tedarikçisi olmuş ve 2023'te %11,86'lık bir pay ile Azerbaycan'dan sonra üçüncü sıraya yükselmiştir. Nijerya'nın payı 2016'te %3,02 seviyesindeyken, 2023'te %0,93'e kadar gerilemiş, bu da Afrika kaynaklı tedariklerde bir azalma eğilimine işaret etmiştir. Katar, Mısır ve diğer küçük tedarikçiler zaman zaman ithalat portföyünde yer alsa da toplam içindeki payları sınırlı kalmıştır. Genel toplamda yıllık ithalat miktarı 2016 yılında 46,352 milyar metreküp iken, 2023 yılında 50,484 milyar metreküp olarak gerçekleşmiştir. Ancak, 2022'deki 54,662 milyar metreküp seviyesine kıyasla bir düşüş yaşanmıştır. Türkiye'nin ithalatında kaynak çeşitliliğini artırma ve arz güvenliğini güçlendirme çabaları, ABD, Azerbaycan ve Cezayir gibi yeni tedarikçilerin yükselişiyle kendini göstermektedir. Rusya'nın payındaki kademeli düşüş ise Türkiye'nin enerji politikalarında daha dengeli bir ithalat stratejisine yöneldiğini göstermektedir. (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023).

2.3. DOĞALGAZ DAĞITIM ŞEBEKESİ VE ALTYAPISI

Türkiye, doğalgaz ihtiyacını büyük ölçüde ithalat yoluyla karşılayan ve bu enerjiyi ülke çapında geniş bir dağıtım şebekesiyle sağlayan bir ülkedir. Doğalgaz dağıtım şebekesi, tüketicilere güvenli, sürekli ve verimli doğalgaz arzı sağlamak amacıyla boru hatları, depolama tesisleri ve LNG terminalleri gibi altyapı unsurlarını içermektedir.

Şekil 2.1: BOTAŞ Boru Hatları



Kaynak: (BOTAŞ , 2025)

Ülkemizde doğalgaz dağıtım şebekesi ulusal ve yerel olarak organize olmuş halde bulunmaktadır. Ülkemizde doğalgaz piyasası 4646 sayılı kanun ve bağlı mevzuatlar çerçevesinde EPDK tarafından düzenlenmektedir. Güncel olarak toplam 72 dağıtım bölgesi bulunmakta olup EPDK tarafından lisanslandırılmış dağıtım şirketleri tarafından ilgili piyasa yürütülmektedir. Bahsi geçen dağıtım şirketleri dikey bütünlük adı verilen bir yapıya sahip olup dağıtım şebekesinin işletilmesi ile tüketicilere yapılan perakende satışların birlikte yürütüldüğü bir yapıya sahiptir.

Doğalgaz piyasası olarak adlandırdığımız piyasa aslen BOTAŞ tarafından yönetilip organize edilen bir yapı olup üç temel talep alandan oluşmaktadır:

- Hane halklarını ısıtmak için kullanılan doğalgaz
- Üretimde doğrudan kullanılan doğalgaz ve
- Konut, sanayi ve ticarethanelerde kullanılmak üzere talep edilen doğalgaz.

Mevcut bu üçlü yapının oluşturduğu piyasadaki en büyük ve baş aktör Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'dır. Öyle ki, doğalgaz tedariki için gerekli protokol görüşmeler Bakanlık tarafından gerçekleştirilir. İkinci büyük aktör BOTAŞ'tır. Bakanlık düzeyinde yapılan resmi anlaşmalardan sonra, iç piyasanın talebinin ölçülmesi, anlaşmanın detaylandırılarak sunulması ve fiyatlandırılması işlemleri bu aktör tarafından gerçekleştirilir. Üçüncü büyük aktör EPDK'dır. Yapılan anlaşma ve detayların düzenlenerek yurtiçine sunulması, vatandaş düzeyine ulaştırılacak enerjinin denetimi bu kurum tarafından gerçekleştirilmektedir. Akabinde doğalgaz çevrim santralleri ve EPDK'nın lisans verdiği dağıtım şirketleri aracılığı ile iç piyasa talebi karşılanmaya başlar ve piyasanın son aktörü olan nihai tüketiciye enerji ulaşır.

EPDK'nın 2023 yılı sektör raporuna göre, 2023 yıl sonu itibari ile 81 il, 757 ilçe ve 89 belediyeye doğalgaz arzı sağlanmıştır. Yine yıl sonu itibari ile dağıtım lisansı alan şirketler tarafından inşa edilen çelik boru hat uzunluğu yaklaşık 17.988 km; polietilen hat uzunluğu yaklaşık 128.779 km; servis hat boru uzunluğu 51.123 km ve servis hat sayısı 4.896.374'tür (EPDK, Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu, 2023).

İlk girişimler, 1970'lerde Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın (TPAO) petrol arama çalışmaları sırasında tespit edilen doğalgaz ile başlamıştır. Ülkede doğal gaz keşfi ile ilk

kez 1970 yılında Kırıkkaleli'nin Kurumlar bölgesinde gerçekleşmiş ve 1976'da çıkarılan gaz, Pınarhisar Çimento Fabrikası'nda kullanılmaya başlanmıştır. Benzer şekilde, 1975'te Mardin Çamurlu sahasında bulunan doğalgaz, 1982'den itibaren Mardin Çimento Fabrikası'nda kullanıma geçmiştir. Ancak rezervler yetersiz olduğundan, enerji kaynağı olarak kullanımında sınırlamalar getirilmiştir. 1970'lerde meydana gelen iki büyük petrol krizi ile beraber ülkemizde de alternatif enerji kaynağı arayışları başlamıştır. Bu süreçte, doğalgaz ülke için yeni bir enerji kaynağı olarak görülmüş ve büyük miktarlarda temin edilebilmesine yönelik olarak çalışmalar başlamıştır. 1980'li yıllara gelindiğinde TPAO'nun bağlı kuruluşu olan BOTAŞ, doğalgaz talebine ilişkin ilk tahminleri yaparak tedarik hazırlıklarına başlamıştır (Kaya, H.G., 2024).

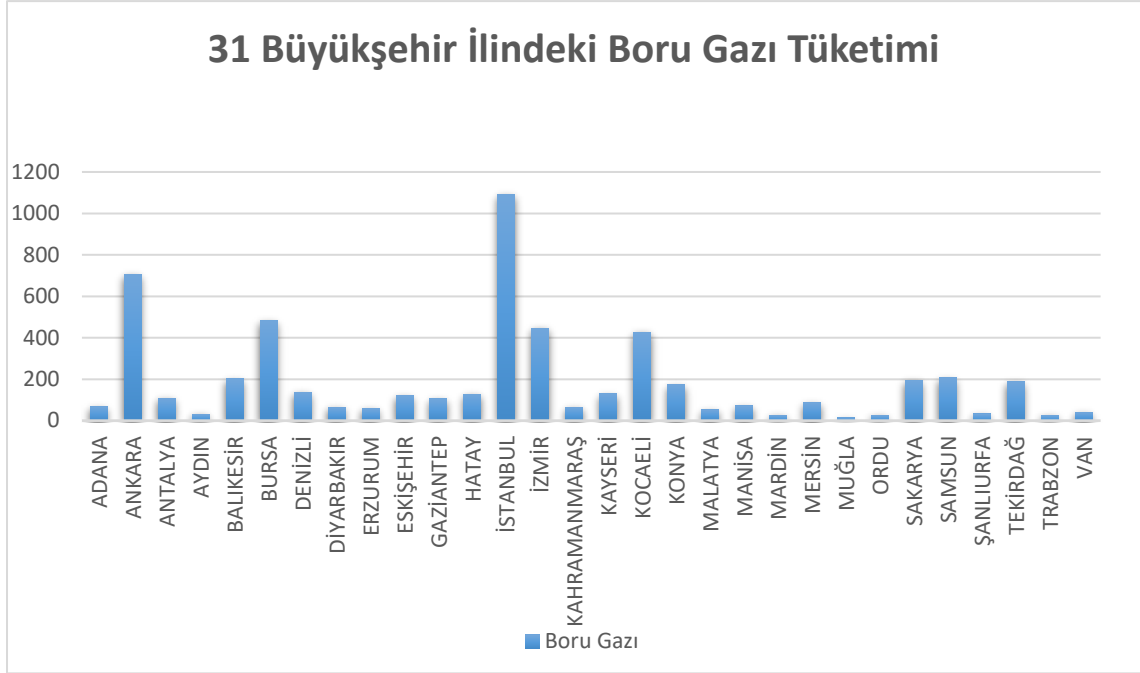
Türkiye'de doğalgazın yaygın kullanımı, 18 Eylül 1984'te eski Sovyetler Birliği ile yapılan ve 6 milyar m³'lük doğalgaz ithalatını içeren anlaşmayla başlamıştır. BOTAŞ ve Gazprom Export arasında 1986 yılında imzalana alım satım anlaşması sonrası, Malkoçlar-Ankara arasındaki doğalgaz ana iletim hattının tamamlanmasıyla 1987 yılının haziran ayında ilk gaz sevkiyatı gerçekleştirmiş ve Hamitabat Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali faaliyetine başlamıştır. 1988 yılında ise İstanbul Gübre Sanayi Tesisleri ve Ambarlı Santrali gaz kullanımına geçmiştir. Yine aynı yıl, Ankara'da da kullanılmaya başlanmıştır. Gelişmeler neticesinde, BOTAŞ'ın yurtiçindeki saha çalışmaları ile sanayii kesimini bilgilendiren toplantı ve fizibilite çalışmaları yapılarak yavaş yavaş sanayi kesiminde de doğalgaza dönüşümler başlamıştır. Tarihler 1988 yılı mart ayını gösterdiğinde BOTAŞ, doğalgazın ithalat, taşınma, dağıtım ve satış fiyatının belirlenmesinde yetkili hale getirilmiştir (Durmuşoğlu, 2015).

Konutlar açısından kullanımında ise ilk olarak yoğun hava kirliliği yaşayan İstanbul, Bursa, Ankara, Eskişehir ve İzmit gibi illerde planlanmıştır. Bu kapsamda, İstanbul ve Ankara'da şehir içi doğalgaz dağıtım şebekesi inşa çalışmaları başlatılmıştır. Ankara'da doğalgaz tüketimi, EGO tarafından mevcut havagazı şebekesinin yenilenmesi ve ek yatırımların yapılması ile Ekim 1988'de başlamıştır. İstanbul'da ise İGDAŞ tarafından doğalgaz şebekesi kurulmuş ve kentte, konutlarda doğalgaz kullanımı ilk kez 1992 yılında hayata geçirilmiştir. 1989 yılına gelindiğinde 14740 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile Bursa ve Eskişehir'de şehir içi doğalgaz dağıtım şebekelerinin yapımı ve işletilmesi görevi BOTAŞ'a verilmiştir. Bu kapsamda BOTAŞ'ın yürüttüğü altyapı çalışmaları

sonucunda, Bursa'da doğalgaz 1992 yılında, Eskişehir'de ise 1996 yılında kullanıma sunulmuştur. İzmit'te ise İzmit Belediyesi tarafından kurulan İZGAZ, şehir dağıtım şebekesi yatırımlarının ilk aşamasını 1996 yılında tamamlayarak kullanıma başlamıştır. Bu dönemde, doğalgazın ülke genelinde yaygınlaştırılması politikaları doğrultusunda, BOTAŞ kapsamlı pazar araştırmaları yürütmüştür. Hem merkezde hem de sahada yapılan bu çalışmalarla konut ve sanayi sektörlerine yönelik orta ve uzun vadeli doğalgaz talep projeksiyonları hazırlanmış, bu projeksiyonlar zaman içerisinde çeşitli revizyonlardan geçirilerek dönem şartlarına uygun hale getirilmiş ve hayata geçirilmiştir (Kaya, S.Y., 2020).

Türkiye'de doğal gaz sektörü, hem talep ve arz dengesi hem de dağıtım altyapısı açısından büyük bir dönüşüm geçirmiştir. Enerji politikalarının gelişimi ve özelleştirme süreçleri, doğal gaz piyasasının daha rekabetçi bir yapıya kavuşmasını sağlarken, arz güvenliği ve fiyatlandırma mekanizmaları da bu süreçten doğrudan etkilenmiştir. Türkiye'nin doğal gaz sektöründe serbest piyasa koşullarına uyum sağlama çabaları, dağıtım şebekesinin yaygınlaştırılması ve tüketicilere sunulan hizmet kalitesinin artırılmasıyla desteklenmiştir. Bununla birlikte, doğal gaz tarifeleri ve fiyatlandırma mekanizmaları, piyasadaki aktörlerin maliyetlerini, yatırım kararlarını ve tüketici refahını doğrudan etkileyen unsurlar arasında yer almaktadır. Dünya genelinde doğal gaz tarife sistemleri ülkeden ülkeye farklılık göstermekte olup, düzenleyici çerçeveler, piyasa rekabeti, altyapı yatırımları ve enerji arz güvenliği gibi faktörler fiyatlandırma yapısını belirleyen temel bileşenlerdir.

Şekil 2.2: 31 Büyükşehirde Tüketilen Boru Gazı



Kaynak: (EPDK, Doğalgaz Aralık 2024 Sektör Raporu)

EPDK'nın Aralık 2024 tarihli verilerine dayanan tüketim istatistikleri, Türkiye'de doğal gaz kullanımının özellikle büyükşehirlerde yoğunlaştığını ortaya koymaktadır. İstanbul, yaklaşık 1.097 milyon Sm³ ile en yüksek doğal gaz tüketimine sahip il konumundadır (EPDK, Doğalgaz Aralık 2024 Sektör Raporu). Bu durum, kentin yüksek nüfus yoğunluğu, gelişmiş konut ağı ve sanayi altyapısının birleşik etkisiyle açıklanabilir. İstanbul'u sırasıyla 707 milyon Sm³ ile Ankara ve 483 milyon Sm³ ile Bursa takip etmektedir (EPDK, Doğalgaz Aralık 2024 Sektör Raporu). Ankara'da doğal gaz hizmetlerinin Başkentgaz tarafından uzun süredir yürütülmesi ve altyapı yatırımlarının sistematik olarak geliştirilmesi, bu yüksek tüketimi desteklemektedir. Öte yandan Bursa'da tüketim düzeyinin, sanayi sektörünün enerji ihtiyacından kaynaklandığı görülmektedir. Benzer şekilde, Kocaeli, İzmir, Kayseri, Sakarya ve Gaziantep gibi sanayi yoğunluklu illerde, sanayi sektörünün toplam tüketim içerisindeki payı belirgin düzeydedir. Bu tablo, doğal gazın sadece konut bazlı değil, aynı zamanda endüstriyel faaliyetler açısından da önemli bir enerji girdisi olduğunu ortaya koymaktadır.

Türkiye'de doğal gaz arz zinciri, temel olarak iletim ve dağıtım olmak üzere iki ana aşamadan oluşmaktadır. Bu zincirin ilk halkası olan doğal gaz iletimi, sınır giriş noktalarından başlayarak ana tüketim bölgelerine kadar doğalgazın yüksek basınçlı boru

hatları aracılığıyla taşınmasını kapsamakta olup, bu faaliyetlerin tamamı BOTAŞ tarafından yürütülmektedir. Teknik açıdan değerlendirildiğinde, iletim altyapısı büyük çaplı çelik borular, kompresör istasyonları, ölçüm ve regülasyon tesislerinden oluşmakta, genellikle 16 inç ila 56 inç çap aralığında borular kullanılmaktadır. Türkiye'nin doğal gaz iletim altyapısı; Rusya, İran, Azerbaycan gibi kaynak ülkelerle bağlantılı beş ana boru hattı (Rusya-Türkiye Ana Hattı, Doğu Anadolu Hattı, Mavi Akım, BTE ve Türkiye-Yunanistan Hattı) üzerinden enerji arz güvenliğini sağlamakta ve iletim hizmetlerinde kamu sektörü tekeli sürdürmektedir. Buna karşın, doğal gazın şehir merkezlerinde son kullanıcıya ulaştırılmasını sağlayan dağıtım faaliyetleri, 2001 yılında yürürlüğe giren 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile özel sektöre açılmıştır. Bu düzenleme ile birlikte Türkiye genelinde doğalgaz dağıtım hizmetleri Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından lisanslandırılan özel şirketler eliyle yürütülmeye başlanmıştır. Teknik olarak doğal gaz dağıtım altyapısı, orta ve alçak basınçlı polietilen (PE) ve çelik boru hatlarından oluşmakta, şehir içi dağıtım şebekeleri genellikle 4 bar altı basınç seviyelerinde çalışmaktadır. Altyapı yatırımları; dağıtım istasyonları, sayaç sistemleri, otomasyon, acil müdahale ve kaçak kontrol ünitelerini kapsamaktadır (Botaş, 2024).

Özel sektör, dağıtım hizmetlerinde hem sermaye hem de teknoloji yönünden önemli yatırımlar yapmış, böylece hizmet kalitesi, abonelik yaygınlığı (penetrasyon oranı) ve kullanıcı memnuniyeti gibi alanlarda kayda değer gelişmeler sağlanmıştır. Ankara (Başkentgaz), İstanbul (İGDAŞ), İzmir (İzmirgaz), Bursa (Bursagaz) ve Kayseri (Kayserigaz) gibi büyükşehirlerdeki örnekler, özelleştirme sonrası hizmet etkinliğinin artışı ortaya koymaktadır. Bu illerde, akıllı sayaç sistemleri, uzaktan izleme, dijitalleştirilmiş arıza takibi ve müşteri hizmetleri gibi uygulamalar sektördeki teknik dönüşümün öncüsü olmuştur. Kamu ve özel sektörün doğalgaz altyapısındaki rol dağılımı teknik açıdan değerlendirildiğinde, kamu eliyle yürütülen iletim sistemleri; arz güvenliği, bölgesel entegrasyon, yüksek basınç sistem mühendisliği ve dış ticaretin regülasyonu açısından merkezi bir öneme sahiptir. BOTAŞ'ın yürüttüğü büyük ölçekli iletim projeleri, yalnızca iç tüketimi karşılamakla kalmamakta, aynı zamanda Türkiye'nin enerji geçiş ülkesi rolünü de güçlendirmektedir. Diğer taraftan, özel sektörün kontrolündeki dağıtım faaliyetleri; yatırım maliyetlerinin daha hızlı karşılanması, tüketici ihtiyaçlarına esnek yanıt verilmesi ve teknolojik yeniliklerin adaptasyonu bakımından avantaj sağlamaktadır.

Ancak özel sektörün dağıtım ağındaki genişlemesi bazı teknik ve ekonomik zorlukları da beraberinde getirmektedir. Özellikle bölgesel doğal tekel yapıları, fiyat eşitsizlikleri ve bazı bölgelerdeki düşük penetrasyon oranları, sektörel regülasyonun önemini artırmaktadır. Bu nedenle, EPDK tarafından dağıtım tarifelerinin maliyet esaslı ve şeffaf biçimde belirlenmesi, teknik standartların denetlenmesi ve hizmet kalitesinin korunması büyük önem taşımaktadır.

Sonuç olarak, Türkiye’de doğal gaz altyapısı hibrit bir yapıya sahiptir: iletim altyapısı kamusal, dağıtım altyapısı ise büyük ölçüde özel sektörel karakter taşımaktadır. Bu model, teknik kapasite ve finansal kaynakların dengeli kullanımı ile arz güvenliğini sağlarken, dağıtım tarafında rekabetçi ve kullanıcı odaklı bir piyasa yapısı oluşmasına da zemin hazırlamıştır. Ancak bu yapının sürdürülebilirliği, etkin denetim, altyapı yatırımlarının sürekliliği ve teknolojik modernizasyon politikalarının başarıyla yürütülmesine bağlıdır.

2.4. DOĞALGAZ PİYASASI VE AKTÖRLER

Doğalgaz piyasası olarak adlandırdığımız piyasa aslen BOTAŞ tarafından yönetilip organize edilen bir yapı olup üç temel talep alanından oluşmaktadır:

- Hane halklarını ısıtmak için kullanılan doğalgaz
- Üretimde doğrudan kullanılan doğalgaz ve
- Konut, sanayi ve ticarethanelerde kullanılmak üzere talep edilen doğalgaz.

Mevcut bu üçlü yapının oluşturduğu piyasadaki en büyük ve baş aktör Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’dır. Öyle ki, doğalgaz tedariki için gerekli protokol görüşmeleri bu aktör tarafından gerçekleştirilir. İkinci büyük aktör BOTAŞ’tır. Bakanlık düzeyinde yapılan resmi anlaşmalardan sonra, iç piyasanın talebinin ölçülmesi, anlaşmanın detaylandırılarak sunulması ve fiyatlandırılması işlemleri bu aktör tarafından gerçekleştirilir. Üçüncü büyük aktör EPDK’dır. Yapılan anlaşma ve detayların düzenlenerek yurtiçine sunulması, vatandaş düzeyine ulaştırılacak enerjinin denetimi bu kurum tarafından gerçekleştirilmektedir. Akabinde doğalgaz çevrim santralleri ve

EPDK'nın lisans verdiği dağıtım şirketleri aracılığı ile iç piyasa talebi karşılanmaya başlar ve piyasanın son aktörü olan nihai tüketiciye enerji ulaşır.

Doğalgazın nihai tüketicilere ulaşmasında etkili olan aktörlerin piyasa çerçevesinde görevleri şu şekildedir:

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

ETKB, Türkiye'nin enerji politikalarının belirlenmesi, uygulanması ve denetlenmesinden sorumlu olan merkezi kamu otoritesidir (Enerji ve Tabii Kaynakalar Bakanlığı, 2025). Doğal gaz piyasasında Bakanlığın temel rolü, arz güvenliğinin sağlanması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, dışa bağımlılığın azaltılması ve piyasa yapısının serbestleşmesine yönelik stratejik hedeflerin oluşturulmasıdır. Bu kapsamda ETKB, uzun vadeli enerji planlamaları çerçevesinde doğal gaz altyapı yatırımlarını yönlendirici politikalar geliştirirken; uluslararası doğal gaz boru hattı projeleri, LNG ve FSRU yatırımları gibi büyük ölçekli projelerde kamu adına koordinasyon görevini üstlenmektedir (Tüba, 2021). Ayrıca, doğal gaz ithalatı ve tedarik sözleşmeleri gibi dış kaynak teminine yönelik müzakerelerde devletin temsili görevini yürütmekte; bu bağlamda BOTAŞ ve ilgili kamu kuruluşlarıyla eşgüdüm içerisinde çalışmaktadır. Öte yandan, Bakanlık doğal gaz piyasasının yapısal dönüşümünde kritik öneme sahip olan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun uygulanmasına rehberlik etmekte ve düzenleyici otorite olan EPDK'nın faaliyetlerine üst politika düzeyinde yön çizmektedir (EPDK, 2023). Sonuç olarak, ETKB'nin doğal gaz piyasasındaki rolü; sadece stratejik politika belirleyicisi olmakla sınırlı kalmayıp, aynı zamanda piyasanın sürdürülebilirliği, rekabetin sağlanması ve arz güvenliği politikalarının hayata geçirilmesinde yönetsel bir çatı kurum işlevi görmektedir.

- BOTAŞ

Türkiye doğal gaz piyasasının gelişiminde merkezi bir aktör olan Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), hem tarihsel süreçte hem de mevcut yapıda piyasaya yön veren en önemli kurumsal yapılardan biridir. 1974 yılında kurulmuş olan BOTAŞ, başlangıçta yalnızca ham petrol boru hatlarının inşası ve işletilmesinden sorumlu iken, 1987 yılında Türkiye'nin ilk doğal gaz ithalatının gerçekleştirilmesiyle birlikte doğal gaz iletim,

ithalat, ihracat, toptan satış ve depolama faaliyetlerini de üstlenmiştir (Mutluer & Onur, 2019). Bugün itibarıyla BOTAŞ, Türkiye'nin doğal gaz piyasasında hem kamusal bir iletim tekeli hem de dominant bir toptan satış oyuncusu olarak faaliyet göstermektedir. BOTAŞ'ın en belirgin fonksiyonu, doğal gazın yüksek basınçlı iletim hatları vasıtasıyla sınır giriş noktalarından iç piyasaya taşınmasını sağlamaktır. Bu kapsamda, Rusya (Batı Hattı ve Mavi Akım), İran ve Azerbaycan gibi ülkelerle yapılan uzun vadeli doğal gaz tedarik anlaşmaları çerçevesinde doğal gaz temin eden ve bu gazı yurt içindeki ana dağıtım merkezlerine ileten kuruluştur (Botaş, 2024). BOTAŞ'ın işlettiği boru hatları ağı, 11.000 km'yi aşan bir uzunluğa sahip olup, ülke çapında doğal gaz arz güvenliğinin temel dayanaklarından birini oluşturmaktadır (Botaş, 2024).

Ayrıca, BOTAŞ yalnızca iletim değil, aynı zamanda doğal gazın ithalat ve toptan satış faaliyetlerinde de aktif bir aktördür. Türkiye doğal gaz piyasasının serbestleşme hedeflerine rağmen, halen ithalatın ve toptan satışın büyük bir kısmı BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu durum, BOTAŞ'a piyasa yapıcı bir nitelik kazandırmakta; fiyat oluşum süreçleri, tedarik kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve uluslararası enerji müzakereleri açısından stratejik bir konum sağlamaktadır. BOTAŞ aynı zamanda doğal gazın mevsimsel arz-talep dengesinin sağlanması için kritik öneme sahip olan yer altı doğal gaz depolama tesisleri (Silivri ve Tuz Gölü) ile LNG terminalleri (Marmara Ereğlisi, Dört Yol FSRU) gibi altyapıların da sahibi ve/veya işletmecisidir (Botaş, 2024; Botaş, 2024). Bu yönüyle BOTAŞ, sadece bir iletim şirketi değil, aynı zamanda Türkiye'nin doğal gaz piyasasında arz güvenliğinin teknik ve lojistik altyapısını yöneten bir kamu kuruluşudur.

Sonuç olarak BOTAŞ, Türkiye doğal gaz piyasasında arz güvenliği, altyapı geliştirme, uluslararası enerji ilişkileri ve piyasa dengelemesi gibi çok boyutlu işlevleri üstlenen bir yapıya sahiptir. Her ne kadar piyasanın serbestleşmesine yönelik yasal düzenlemeler çerçevesinde özel sektörün rolü giderek artsa da, BOTAŞ'ın sahip olduğu kurumsal birikim, teknik kapasite ve uluslararası bağlantılar, bu kuruluşun piyasadaki merkezi konumunu sürdürmesini sağlamaktadır.

- EPDK

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), 2001 yılında 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile kurulmuş, doğal gaz piyasasında serbestleşme, rekabetin tesis

edilmesi ve kamusal denetimin kurumsal çerçevede sağlanması amacıyla faaliyet göstermeye başlamıştır (EPDK, 2023). Kurum, doğal gaz piyasasının düzenlenmesi, gözetimi ve denetlenmesi işlevlerini yerine getirerek piyasanın etkin, şeffaf, sürdürülebilir ve rekabetçi bir yapıya kavuşturulmasını amaçlamaktadır.

EPDK'nın doğal gaz piyasasındaki en temel işlevi, piyasaya katılan aktörlerin lisanslandırılmasıdır. Bu çerçevede iletim, dağıtım, ithalat, ihracat, depolama ve toptan satış gibi piyasa faaliyetleri, kurum tarafından verilen lisanslarla yürütülmektedir. Lisanslama süreci, yalnızca teknik ve mali yeterliliğin değil; aynı zamanda kamu yararı ve hizmet sürekliliğinin de göz önünde bulundurulması esasına dayanmaktadır (EPDK, 2023). Bu yönüyle EPDK, doğal gaz piyasasına giriş ve faaliyet koşullarını belirleyen düzenleyici bir otorite olarak işlev görmektedir.

Bununla birlikte, EPDK'nın fiyatlandırma ve tarifelendirme mekanizmaları üzerindeki etkisi de oldukça belirgindir. Kurum, doğal gaz iletim ve dağıtım şebekesi kullanıcılarının ödeyeceği tarifeleri belirleyerek maliyet bazlı fiyatlama ilkesi çerçevesinde tüketicinin korunmasını hedeflerken, piyasa oyuncularının sürdürülebilir bir şekilde faaliyet göstermesini de gözetmektedir. Bu bağlamda, tüketici fiyatlarının sosyal açıdan kabul edilebilir düzeylerde tutulması ile şirketlerin yatırım iştahını dengeleyen bir rol üstlenmektedir.

EPDK ayrıca, doğal gaz piyasasındaki şeffaflığın ve rekabetin sağlanması amacıyla Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası'nın (OTSP) işletilmesini koordine etmekte, piyasa izleme faaliyetleri yürütmekte ve gerektiğinde idari yaptırımlar uygulayabilmektedir (Soy, 2019). Piyasa verilerinin düzenli olarak yayımlanması, sektör raporlarının hazırlanması ve stratejik planlamalara temel teşkil edecek göstergelerin izlenmesi, EPDK'nın bilgi üretimi ve yönetimdeki işlevini de ortaya koymaktadır.

Sonuç olarak EPDK, Türkiye doğal gaz piyasasında hem rekabetçi piyasa koşullarının oluşturulması hem de kamu yararının gözetilmesi misyonları arasında denge kuran, teknik ve yönetsel kapasitesi yüksek, bağımsız bir düzenleyici kurum olarak sektörel dönüşümün temel yapı taşlarından birini oluşturmaktadır.

- Doğalgaz Çevrim Santralleri ve Dağıtım Şirketleri

Doğal gaz piyasası, arz güvenliğinden nihai tüketiciye kadar uzanan çok aktörlü ve çok katmanlı bir yapıya sahiptir. Bu yapı içerisinde doğal gaz çevrim santralleri ile doğal gaz dağıtım şirketleri, piyasadaki işlevsel bütünlüğü sağlayan iki temel aktör grubunu oluşturmaktadır. Söz konusu iki yapı, hem arz zincirinin farklı aşamalarında yer almakta hem de enerji dönüşüm süreçlerinin etkinliğini doğrudan etkilemektedir.

Doğal gaz çevrim santralleri, doğal gazı elektrik enerjisine dönüştüren tesisler olup, Türkiye enerji sektöründe özellikle 2000’li yıllardan itibaren artan elektrik talebine yanıt verme amacıyla yaygınlaşmıştır. Bu santraller, yüksek çevrim verimi, düşük ilk yatırım maliyeti, hızlı devreye alma kapasitesi ve karbon salımında görece düşük oranlar gibi avantajlarıyla öne çıkmaktadır. Elektrik üretiminde doğal gaz kullanımının payı dönemsel olarak değişmekle birlikte, halen enerji arzında önemli bir yer tutmakta; özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim karakteristiği karşısında esnek yedek kapasite görevi görmektedir (Rahim, 2011). Bu bağlamda doğal gaz çevrim santralleri, elektrik arz güvenliğinin sağlanmasında stratejik bir rol üstlenmekte, enerji talep-zaman dengesizliğinin yönetilmesine katkıda bulunmaktadır. Öte yandan, doğal gaz dağıtım şirketleri, iletim sisteminden alınan doğal gazın şehir içi şebekeler vasıtasıyla konutlara, sanayi kuruluşlarına ve ticari tüketicilere ulaştırılmasından sorumludur. Türkiye’de dağıtım faaliyetleri 2001 tarihli 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu kapsamında lisanslı özel sektör şirketleri tarafından yürütülmektedir. (4646 Sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu, 2001). Bu şirketler, EPDK’nın denetimi altında belirli bölgesel yetki alanlarında altyapı yatırımı yapmak, doğal gaz arzını kesintisiz sağlamak ve kullanıcı memnuniyetini gözetmekle yükümlüdür. Dağıtım şirketleri, şehir içi şebekelerin planlanması, tesis edilmesi ve işletilmesinin yanı sıra tüketiciye yönelik sayaç okuma, faturalama ve acil müdahale gibi hizmetleri de yürütmektedir (Soy, 2019).

Her iki aktör grubunun doğal gaz piyasasındaki varlığı, arz zincirinin sürekliliği, enerji arz güvenliği ve piyasa rekabetinin oluşması bakımından kritik önemdedir. Doğal gaz çevrim santralleri arz tarafında yüksek hacimli ve sürekli tüketici pozisyonunda yer alırken, dağıtım şirketleri tüketiciye erişimin ana taşıyıcısı konumundadır. Bu çift yönlü işleyiş, doğal gazın hem nihai kullanıcıya hem de dönüşüm amaçlı santrallere

ulaştırılmasında teknik, ekonomik ve idari bir koordinasyon gerektirir. Özellikle tüketim yoğunluğunun arttığı kış aylarında, çevrim santralleri ile dağıtım şirketlerinin doğal gaz talebi arasında ortaya çıkan denge ihtiyacı, piyasada arz-talep eşleştirme süreçlerinin önemini artırmakta, EPDK ve BOTAŞ gibi düzenleyici üst kurumların müdahale kapasitesini stratejik hale getirmektedir. Sonuç olarak, doğal gaz çevrim santralleri ve dağıtım şirketleri, Türkiye doğal gaz piyasasında tamamlayıcı roller üstlenen, piyasa bütünlüğünün sağlanmasında kritik işlevler yerine getiren yapılar olarak öne çıkmaktadır. Elektrik üretiminin sürekliliği ile nihai tüketicinin enerjiye kesintisiz erişimi arasındaki ilişkinin yönetilmesinde bu iki aktörün teknik uyumu ve yatırım kapasitesi, piyasa istikrarı ve sürdürülebilir enerji politikaları açısından temel belirleyicilerdendir (Kaya, H.G., 2024).

Türkiye’de doğalgaz sektörünün gelişimi, özellikle 2000’li yıllarla birlikte hız kazanmış; serbestleşme, özelleştirme ve altyapı yatırımlarıyla birlikte doğalgazın hem arzı hem de dağıtımını yeniden şekillenmiştir. Özellikle doğalgaz dağıtım altyapısının yaygınlaştırılması, hizmet kalitesinin artırılması ve arz güvenliğinin sağlanması bakımından olumlu etkiler doğurmuştur. Ancak tüm bu kazanımların yanında, sektör hâlen birtakım yapısal sorunlarla karşı karşıyadır. Özellikle düşük gelirli hanelerin doğalgaz hizmetlerine erişiminde sübvansiyonların yeterliliği ve bölgesel fiyat farklılıklarının dengelenmesi, önümüzdeki dönemde doğalgaz politikalarının şekillendirilmesinde kilit rol oynayacaktır.

Türkiye’nin doğalgaz piyasasındaki dönüşümü, yalnızca iç dinamikler değil; aynı zamanda küresel enerji piyasalarındaki gelişmeler, teknolojik ilerlemeler ve uluslararası stratejik ilişkiler tarafından da yönlendirilmektedir. Bu çerçevede, dağıtım altyapısının yanı sıra fiyatlandırma politikaları ve tarife yapılarının yeniden değerlendirilmesi, sektördeki sürdürülebilirlik ve verimlilik açısından elzemdir. Doğalgaz piyasasında sağlanan bu yapısal dönüşüm, beraberinde fiyatlandırma ve tarife politikalarının yeniden değerlendirilmesini de gerekli kılmıştır. Zira, doğalgaz tarifeleri yalnızca ekonomik bir mesele değil; aynı zamanda enerjiye erişim, sosyal adalet ve piyasa verimliliği açısından da kritik bir role sahiptir.

Bir sonraki bölümde, Çin, Yunanistan, İtalya ve Türkiye’nin doğalgaz tarife sistemleri mercek altına alınarak, bu ülkelerdeki piyasa düzenlemeleri, tarife yapıları ve tüketici

üzerindeki etkileri karşılaştırmalı olarak analiz edilecektir. Bu analiz, Türkiye için uygulanabilir yeni ve daha etkin bir tarife yapısı oluşturulmasına yönelik politika önerilerinin geliştirilmesine de olanak sağlayacaktır. Böylece, Türkiye’de hem adil hem de sürdürülebilir bir doğalgaz fiyatlandırma sistemi kurmak için gerekli teorik ve pratik zeminin güçlendirilmesi hedeflenmektedir.

3.BÖLÜM

DOĞALGAZ TARİFE YAPISI: ÇİN, İTALYA, YUNANİSTAN VE TÜRKİYE

Doğalgaz dağıtım tarifeleri, ülkelerin enerji politikaları, piyasa yapılandırmaları ve düzenleyici çerçevelerine bağlı olarak büyük farklılıklar göstermektedir. Çin Hükümeti, İtalya ve Yunanistan, doğalgaz piyasalarını serbestleşme süreçleri açısından farklı ekonomik ve düzenleyici modeller benimsemiş üç önemli ülkedir. Çin, son yıllarda devlet kontrollü fiyatlandırmadan piyasa bazlı fiyatlandırmaya geçiş yaparken, İtalya ve Yunanistan uzun süredir AB düzenlemelerine entegre edilmiş serbest piyasa mekanizmalarına dayalı bir tarife sistemi uygulamaktadır.

Avrupa Birliği (AB), enerji politikalarını uzun yıllardır sürdürülebilirlik, arz güvenliği ve rekabetin tesisi ilkeleri doğrultusunda şekillendirmektedir. 1990'lı yıllardan itibaren yürürlüğe konan enerjiye ilişkin direktifler, iç enerji piyasalarının serbestleşmesini sağlamaya, çevresel etkileri azaltmaya ve üye ülkeler arasında enerji dayanışmasını artırmaya yönelik çok boyutlu bir düzenleyici çerçeve sunmaktadır. Bu kapsamda enerji piyasası reformları; elektrik ve doğal gaz piyasalarının yeniden yapılandırılması, altyapıların ayrıştırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşviki ve enerji verimliliğinin artırılmasına yönelik kapsamlı adımlar içermektedir. 2009 tarihli Elektrik Direktifi (2009/72/EC) ve Doğal Gaz Direktifi (2009/73/EC), enerji piyasalarında rekabetçi yapıların oluşturulmasını amaçlayan üçüncü enerji paketinin temelini oluşturmuştur. Bu direktifler doğrultusunda, üretim ve tedarik faaliyetlerinin iletim ve dağıtım altyapılarından ayrıştırılması (unbundling), tüketici haklarının korunması ve piyasa şeffaflığının artırılması hedeflenmiştir. Ayrıca enerji piyasalarındaki tekelleşmenin önüne geçmek adına iletim sistem operatörlerinin bağımsızlığı yasal güvence altına alınmıştır.

Uzun yıllar boyunca doğal gaz, AB için düşük karbon salınımı sağlayan bir geçiş yakıtı olarak görülmüş; elektrik üretiminden konut ısıtmasına, sanayiden ulaşıma kadar geniş bir kullanım alanı bulmuştur. Ancak son yıllarda, gerek jeopolitik risklerin artması gerekse Avrupa Yeşil Mutabakatı (European Green Deal, 2019) çerçevesinde benimsenen iklim hedefleri, doğal gazın rolünü yeniden tanımlamaya zorlamıştır. Doğal gaz, artık uzun vadeli bir çözüm değil; iklim hedefleri doğrultusunda dönüşüm sürecine hizmet

eden geçici bir kaynak olarak değerlendirilmekte ve uzun vadede sistemden aşamalı olarak çıkarılması planlanmaktadır.

Bu doğrultuda, 2022 yılında yayımlanan REPowerEU Planı, Rusya-Ukrayna savaşı sonrası doğalgaz ithalatına duyulan bağımlılığı azaltmak ve enerji arz güvenliğini sağlamak amacıyla hazırlanmıştır. Planın temel amaçları arasında Rus gazına olan bağımlılığı sonlandırmak, LNG altyapısını güçlendirmek, yenilenebilir enerji yatırımlarını hızlandırmak ve enerji verimliliğini artırmak yer almaktadır. Bu hedefler çerçevesinde doğal gaz piyasasının yapısı yeniden düzenlenmekte; mevcut altyapıların biyometan ve hidrojen gibi temiz gazlara uyumlu hâle getirilmesi teşvik edilmektedir (Commission E. , 2022).

2017/1938 sayılı Gaz Arz Güvenliği Direktifi, arz kesintilerine karşı AB düzeyinde bir erken uyarı ve müdahale sistemi geliştirilmesini amaçlamaktadır. Üye devletlerin risk değerlendirmesi, önleyici eylem planları ve acil durum planları hazırlaması zorunlu hâle getirilmiş; aynı zamanda karşılıklı yardım yükümlülüğü ve bölgesel iş birliği grupları aracılığıyla enerji krizlerine karşı dayanışmacı bir model inşa edilmiştir. Ayrıca LNG terminalleri ve ters akış kapasitesi gibi altyapı yatırımları, Avrupa'nın gaz sistem esnekliğini artırmada stratejik bir rol oynamaktadır (Commission E. , 2022).

AB'nin 2050 yılı karbon nötrlüğü hedefi doğrultusunda doğal gaz altyapısının karbonsuzlaştırılması süreci de başlatılmıştır. Bu çerçevede 2021 yılında sunulan Decarbonised Gas Markets Package, doğal gaz şebekelerinin yenilenebilir gazlara (özellikle hidrojen ve biyometan) entegrasyonunu ve temiz gazların piyasaya girişinde önceliklendirilmesini öngörmektedir. Ayrıca, AB ETS (Emisyon Ticaret Sistemi) kapsamının genişletilmesi ve sınırda karbon düzenlemesi gibi mekanizmalar, fosil yakıt kullanımını azaltmayı teşvik etmektedir (Commission E. , Hydrogen and decarbonised gas market, 2025).

Tezin bu bölümünde, öncelikle, her ülkenin doğalgaz dağıtım sisteminin şekillendiren yasal ve düzenleyici çerçeveler ve uygulamalar hakkında bilgi verilecek, devamında tarife belirleme yöntemleri, maliyet faktörleri ve tüketiciye yansımaları ele alınacaktır. Sonrasında ülkemizde uygulana tarife yapısı hakkında detaylı bilgi verilecek ve karşılaştırmalı analizle ülkemizdeki tarife yapısının analizi ve gelecekteki olası gelişmeler değerlendirilecektir. Bu bölümde yapılacak analiz, farklı enerji politikalarının

ve piyasa mekanizmalarının doğalgaz fiyatlandırması üzerindeki etkilerini anlamayı, ülkemizde var olan tarife yapısına yeni bir bakış kazandırmayı hedeflemektedir.

3.1. ÇİN

1978 yılında Çin Komünist Partisi'nin liderliğinde başlatılan “reform ve dışa açılma” süreci, ülkenin ekonomik yapısında derin ve kalıcı dönüşümlere yol açmıştır. Planlı ekonomik modelden kademeli olarak piyasa mekanizmalarına dayalı bir yapıya geçişin esas alındığı bu süreç, yalnızca üretim ve ticaret alanlarında değil; aynı zamanda enerji sektörü başta olmak üzere altyapı ve kamu hizmetlerinde de radikal değişimleri beraberinde getirmiştir. Çin'in hızlı sanayileşme ve kentleşme süreciyle eş zamanlı olarak gelişen enerji politikaları, ülkeyi hem bölgesel hem de küresel ölçekte enerji piyasalarının belirleyici aktörlerinden biri hâline getirmiştir. (Lin J. Y., 2011).

Reform döneminin ilk yıllarında enerji sektörü büyük ölçüde devlet tekelinde olup, düşük verimli ve merkezîyetçi bir yapıya sahipti. Ancak 1980'li yıllardan itibaren elektrik, kömür ve petrol gibi alt sektörlerde yatırımın çeşitlendirilmesi, yerel yönetimlerin enerji üretiminde rol alması ve piyasa sinyallerinin dikkate alınması yönünde politikalar benimsenmiştir. 1990'ların sonuna doğru, özellikle elektrik sektöründe dikey ayrıştırma ve bölgesel dağıtım yapılarının oluşturulması gibi liberal reform adımları atılmış, böylece enerji sektörünün kurumsal kapasitesi artırılmıştır. Çin'in artan enerji talebini karşılayabilmek için, enerji arz güvenliği, kaynak çeşitlendirmesi ve verimlilik artışı gibi kavramlar ön plana çıkmıştır. Bu doğrultuda, enerji üretiminde yalnızca kömür ve petrol gibi klasik kaynaklarla yetinilmeyip, doğalgaz, yenilenebilir enerji ve nükleer enerji gibi alternatif seçeneklere yönelim ivme kazanmıştır (Naughton, 2007).

Doğal gaz, reform süreciyle birlikte Çin'in enerji stratejisinde giderek daha önemli bir yer edinmeye başlamıştır. 1980'li yıllarda oldukça sınırlı kullanım alanına sahip olan doğal gaz, 2000'li yıllardan itibaren hem çevresel kaygılar hem de kentleşme politikaları doğrultusunda öncelikli bir enerji kaynağı hâline gelmiştir. Bu dönemde doğal gazın elektrik üretiminde, kentsel ısıtma sistemlerinde ve sanayi süreçlerinde daha yaygın kullanılmasını teşvik eden çok sayıda strateji benimsenmiştir (Tu & Johnson-Reiser, 2012). Özellikle Batı'dan Doğu'ya Gaz Transferi Projesi (West-East Gas Pipeline Project), Çin'in doğal gaz sektöründeki en kritik reform uygulamalarından biridir. 2004

yılında devreye alınan bu hat sayesinde, ülkenin batısındaki enerji zengini Sincan bölgesinden doğudaki büyük metropollere doğal gaz taşınarak bölgesel enerji eşitsizliklerinin azaltılması ve temiz enerjiye geçiş sürecinin hızlandırılması hedeflenmiştir. Bu proje, Çin'in doğal gaz iletim altyapısının gelişmesini sağlamış; aynı zamanda özel sektör ve yabancı sermayenin sektöre katılımını da artırmıştır (Lin J. Y., 2011). Reformların bir uzantısı olarak, doğal gaz sektöründe fiyatlandırma mekanizmalarının serbestleşmesi, yatırım ortamının iyileştirilmesi ve yabancı şirketlere açılım gibi adımlar atılmıştır. 2015 yılında Çin, doğrudan fiyat sübvansiyonlarından uzaklaşarak, arz-talep dengesine dayalı bir fiyatlandırma modeline geçiş yapmaya başlamıştır. Bu dönüşüm, doğal gazın verimli kullanımını teşvik etmiş, aynı zamanda şehir gazı dağıtım şirketlerinin finansal sürdürülebilirliğini de güçlendirmiştir (Zhang, 2019). Bununla birlikte, Çin enerji sektöründe devletin stratejik kontrolü tamamen ortadan kaldırılmamış; aksine “devlet yönlendirmesinde piyasa mekanizması” ilkesi çerçevesinde, rekabetçi ama planlı bir piyasa yapısı inşa edilmiştir. CNPC, Sinopec ve CNOOC gibi devlete bağlı enerji şirketleri hem üretim hem de iletim faaliyetlerinde başat aktörler olmaya devam etmektedir.

Reform ve açılım politikalarında bu yana, Çin ekonomik ve toplumsal anlamda hızlı bir gelişme göstermiştir. Ekonomik büyüme ve hızlanan kentleşme, artan enerji tüketimini beraberinde getirmiştir. Ancak bu gelişim, özellikle hava kalitesi açısından çevresel bozulmaları da beraberinde getirmiştir. Sis ve hava kirliliği gibi sorunlar halk sağlığını ve toplumsal refahı olumsuz etkilemiş, geleneksel kalkınma modelinin sürdürülebilir olmadığına dair uyarılar ortaya çıkarmıştır. Bu bağlamda Çin hükümeti, ekonomik büyüme modelini değiştirmeye başlamış ve enerji tüketim yapısındaki temiz enerji oranını artırmıştır. Doğal gaz, temiz, verimli ve çevre dostu bir enerji kaynağı olarak, Çin'in düşük karbonlu kalkınma hedefleriyle uyumludur. Son yıllarda Çin'in doğal gaz piyasası hızla büyümüş olup, 2018 yılı itibarıyla doğal gaz tüketimi 281,9 milyar metreküpe ulaşmış ve toplam birincil enerji tüketiminin %7,8'ini oluşturmuştur (Zhang, 2019). 2023 yılında Çin'in doğal gaz tüketimi, bir önceki yıla göre %7,6 artarak 394,53 milyar metreküpe ulaşmıştır. 2024 yılı için ise tüketimin %8,4 artışla 428 milyar metreküpe çıktığı ve 2025 yılında %6,5'lik bir artışla 456 milyar metreküpe ulaşmasının beklendiği öngörülmektedir (Enerji Günlüğü, 2023).

Genel itibariyle bakıldığında, enerji sisteminin üç temel hedefi destekleyebilmesi beklenmektedir: ekonomik büyümeyi çevresel açıdan sürdürülebilir bir şekilde teşvik etmek, evrensel enerji hizmetlerini sağlamak ve enerji güvenliğini anlamak. Bu üç temel hedef arasında denge kurmak yeterli enerji arzı, çevre kirliliği ve toplumsal kalkınma açısından büyük önem arz etmektedir. Çin'de temiz enerjinin yaygın kullanımını teşvik etmek amacıyla, doğal gaz fiyatları uzun süredir hükümet tarafından sıkı bir kontrol altındaydı. Ancak, yüksek düzeyde düzenlemeler ve şeffaf olmayan fiyatlandırma mekanizmaları fiyat bozulmalarına neden olmuştur (Zhang, 2019).

Çin için gaz fiyatlandırmasındaki dönüşüm, artan talep bağlamında gerçekleşmektedir:

- Kentleşme ve artan gelirler,
- Kömürden gaza geçişi teşvik eden çevresel kaygılar,
- Gazı daha cazip bir alternatif yakıt haline getiren artan petrol fiyatları.

Çin'in artan ithalat bağıllığına bakıldığında, yerli üretimin yetersiz kalması nedeniyle Çin'in ithalata bağımlılığı hızla artarak 2013 yılında %32'ye ulaşmıştır. Ancak Çin'in doğal gaz piyasasının gelecekteki gidişatı üç temel faktör tarafından şekillendirilecektir:

- LNG terminalleri ve boru hattı ağlarına yapılan yatırımlar da dahil olmak üzere arz mevcudiyeti ve altyapı gelişimi.
- Fiyatlandırma mekanizmaları, özellikle de Çin'in yerel fiyatlarının küresel kıyaslamalarla ne ölçüde uyumlu olduğu.
- Kömürden gaza yakıt geçişi için hükümet politikası ve teşvikler.

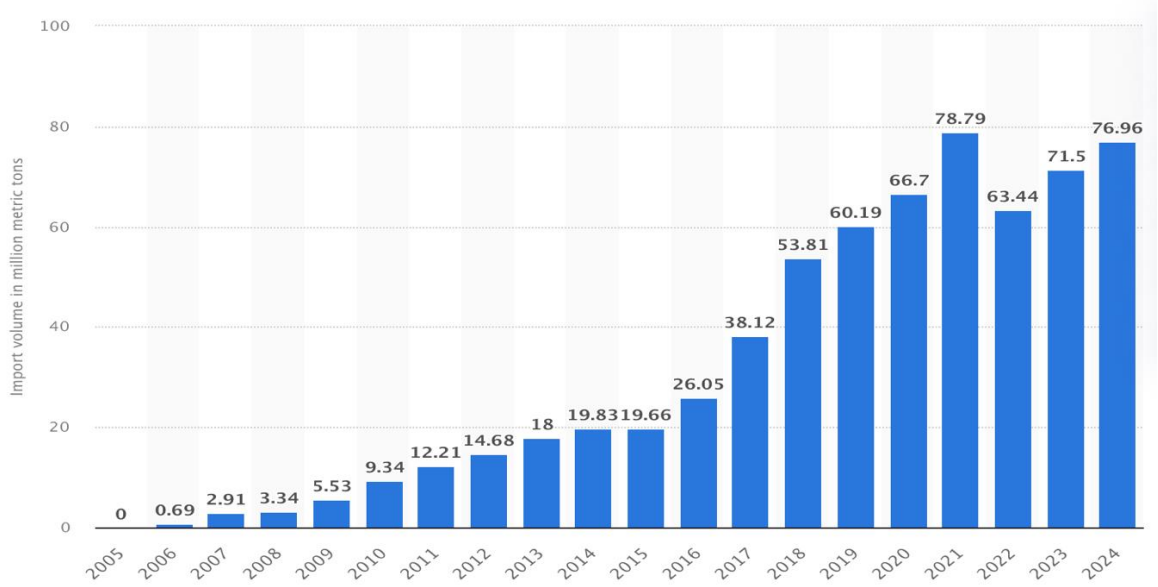
Bu zorlukların üstesinden gelmek için Çin 2011 yılında maliyet artı fiyatlandırma¹ rejiminden Netback² adı verilen piyasa değerlerine dayalı bir sisteme geçerek bir gaz fiyatlandırma reformu denemesi başlattı. Reform, bölgesel gaz fiyatlarını Şangay şehir kapısındaki gösterge yakıt fiyatlarıyla uyumlu hale getirmeyi ve LPG ve akaryakıt fiyatlarıyla bağlantılar kurmayı amaçlamaktadır. Temmuz 2013'te bu yaklaşım ülke

¹ Bir mal veya hizmetin üretim maliyetine belirli bir kar marjı eklenerek fiyatın belirlendiği bir yöntemdir. Fiyat=Toplam Maliyet + (Toplam Maliyet x Kar Marjı)

² Bir birim petrolü pazara getirmekle ilişkili tüm maliyetlerin ve aynı birimden üretilen tüm ürünlerin satışından elde edilen gelirlerin bir özeti

geneline yayılarak piyasa odaklı fiyatlandırma modeline doğru önemli bir adım atılmıştır (Aolin & Qing, 2015).

Grafik 3.1: 2005-2024 yılları arasında Çin'in sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ithalat hacmi (milyon metrik ton olarak)



Kaynak: (Statista, 2025)

Uluslararası arenaya bakıldığında, Çin'in 2006 yılında LNG ithalatına başlamasından bu yana ithal gaza olan bağımlılığı giderek artmıştır. İthal gaz 2006 yılında Çin'in toplam tüketiminin sadece %2'sini oluştururken 2013 yılında bu oran %32'ye yükselmiştir. LNG ithalatının kaynakları da çeşitlenmiş, tek bir tedarikçiden (Avustralya) 15 farklı ihracatçı ülkeye ulaşmıştır. 2021'den sonra 2023 yılında da dünyanın en büyük LNG ithalatçısı olmuştur. Çin Gümrük Genel İdaresi verilerine göre, 2023 yılında Çin'in LNG ithalat oranı 9,5 Bcf/d olmuş ve 2022 yılına göre %13'lük bir artış göstermiştir. Çin'in 2023 yılında en fazla LNG ithalatı yaptığı ülkeler sırasıyla Avustralya (%34), Katar (%23), Rusya (%11) ve Malezya'dır (%10). (Statista, 2025).

Çin, doğalgaz ithalatında LNG ve boru hattı olmak üzere iki ana tedarik yöntemi kullanmaktadır. 2024 yılı verilerine göre, Çin'in toplam doğalgaz ithalatı yaklaşık 182 milyar metreküp olarak gerçekleşmiş olup bunun 105,6 milyar m³ LNG ithalatından, 76,6 milyar m³ ise boru hattından sağlanmıştır. LNG ithalatının bu kadar baskın olmasının sebebi konutlarda ve sanayi ve ticaret kesiminde LNG yakıtlı araçların sayındaki

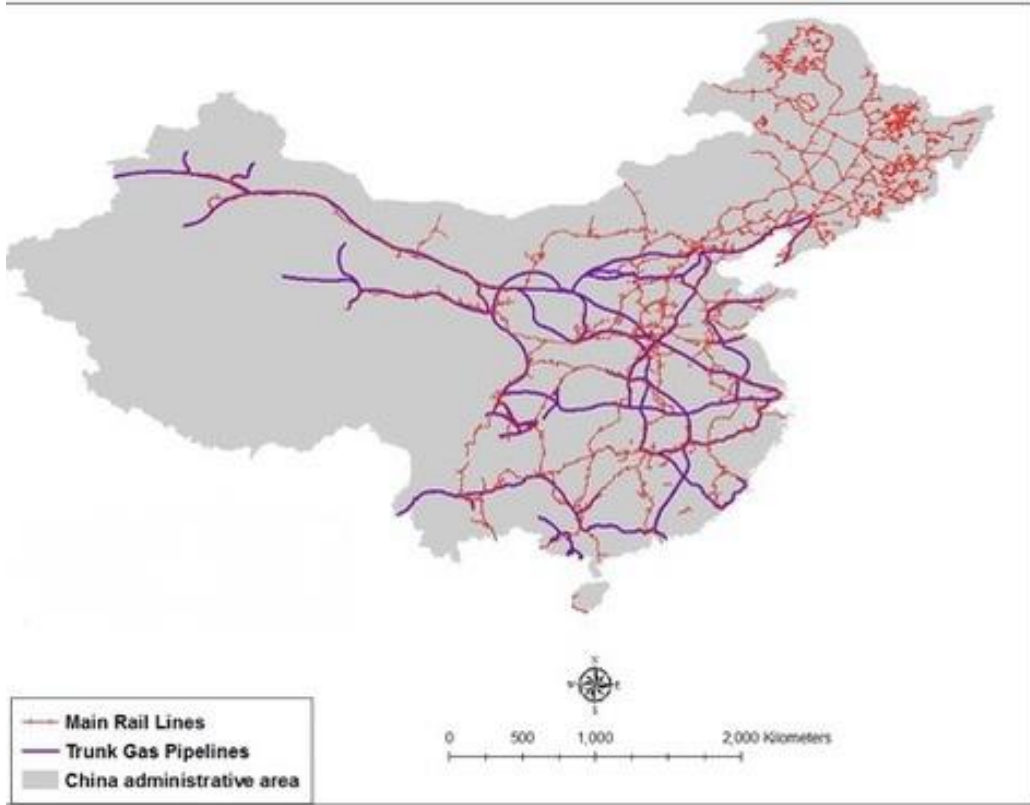
yükselişten kaynaklanmaktadır. Boru hattı ithalatına bakıldığında, Türkmenistan, Rusya ve Orta Asya ülkeleri başlıca tedarikçi konumundadır. Özellikle Türkmenistan önemli bir paya sahiptir. 2021 yılında ithal edilen doğalgaz miktarı 34 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Ocak-Mart 2024 döneminde Türkmenistan'dan Çin'e 2.4 milyar m³ gaz ithalatı yapılmıştır (Statista, 2025).

İlk bakışta Çin'in doğalgaz sektöründe doğrudan finansal bir sübvansiyon sağlamadığı düşünülebilir fakat Çin'in enerji arzı büyük ölçüde merkezi hükümet tarafından kontrol edilmektedir. Hatta doğalgaz üretimi ve ithalatı devlet tarafından işletilen tekeller tarafından yürütülmektedir. Bu devlet şirketleri genellikle kâr amacı gütmekten çok ulusal ekonomi politikalarını düzenleme ve destekleme hedefiyle hareket etmektedir. Çin'de doğalgaz sektöründeki sübvansiyon sorununu gösteren iki temel nokta bulunmaktadır. İlki, mikroekonomik perspektiften bakıldığında, sanayi sektörü ve ticari kesim daha büyük ve daha yoğun doğalgaz talebine sahiptir. Bu nedenle, üreticilerin sanayi ve ticari sektörlerle yönelik arz maliyeti daha düşük olmalıdır ve bu sektörlerin nihai tüketici fiyatlarının konut sektörüne göre daha düşük olması beklenmektedir. Ancak Çin'de tam tersi bir durum söz konusudur: Konut sektöründeki nihai fiyat, sanayi ve ticari sektörlerden daha düşüktür. Bu durum, konut tüketimini korumak amacıyla sanayi ve ticari kullanıcılardan daha fazla ücret alınmasıyla oluşan çapraz sübvansiyon sisteminin varlığını göstermektedir. İkincisi ise, Çin doğalgaz tüketiminde büyük ölçüde ithalata bağımlıdır. 2018 yılı itibarıyla Çin'in doğal gaz ithalat bağımlılığı %43,14'e ulaşmıştır. Doğal gaz ithalatının yüksek taşıma maliyetleri nedeniyle, ithalat maliyeti bazı dönemlerde düzenlenmiş fiyatın üzerine çıkmakta ve fiyat tersine dönmektedir. Örneğin, 2012 yılında PetroChina'nın ithal doğal gaz maliyeti 41,9 milyar yuan iken, doğal gaz satış geliri 39,8 milyar yuan olmuş ve şirketin net kârı negatife dönmüştür (Lu, 2024).

Çin'in enerji güvenliğini sağlamak ve uzun vadeli yatırım döngülerine uyum sağlamak amacıyla, doğal gaz üretimi ve ithalatı büyük ölçüde dört devlet şirketi tarafından yürütülmektedir: PetroChina, Sinopec, CNOOC ve Shaanxi Yanchang Petroleum Group. Hükümet, özel sermayenin sektöre girişini teşvik eden belgeler yayımlamış olsa da bu girişimlerin etkisi sınırlı kalmış ve doğal gaz sektörünün üst akışı hala devlet tekellerinin kontrolü altındadır. Çin'de doğalgaz büyük ölçüde Sichuan Havzası, Qaidam Havzası ve Ordos Havzası bölgelerinde yoğunlaşmıştır. Ülke içindeki boru hattı taşımacılığı üç ana

rotaya dayanmaktadır: Orta Asya'dan Xinjiang'a, Myanmar'dan Yunnan'a ve Rusya'dan Heilongjiang'a (Wu, Hao, & Weng, 2019).

Şekil 3.1:Çin Doğalgaz Boru Hattı



Kaynak: (ChinaSignPost, 2014)

Çin'in geniş coğrafi alanı ve gaz üreten bölgelerinin mekânsal dağılımı göz önüne alındığında, rasyonelleştirilmiş bir fiyatlandırma çerçevesinin oluşturulması çok önemli bir zorluk olmuş ve olmaya da devam etmektedir. Çin hükümeti aşamalı gaz fiyatlandırma reformları uygulamış ve Şangay, şehir kapısı fiyatlandırma merkezi olarak bir referans noktası olmuştur. Çin'in yerel gaz fiyatlandırma sistemi, maliyet artı fiyatlandırma modelinden daha piyasa odaklı bir mekanizmaya geçiş yaparak önemli reformlar geçirmiştir. Geçmişte doğal gaz fiyatları, üretim ve nakliye maliyetleri ile hükümet tarafından onaylanan bir marjın nihai fiyatı belirlediği maliyet-kazanım yaklaşımına dayalı olarak düzenleniyordu. Ancak bu katı yapı verimsizliklere, arz kısıtlamalarına ve yatırım teşviklerinde çarpıklıklara yol açmıştır (Zhang, 2019).

Haziran 2013'te, pilot uygulamaların deneyimlerini temel alan Çin hükümeti, yeni doğal gaz fiyatlandırma mekanizmasını ülke çapında uygulamaya koymuştur. Yeni sistem, stok gaz (mevcut arz) ile ilave gaz (yeni arz) arasında bir ayırım yapmıştır. İlave gazın fiyatı, alternatif enerji kaynaklarının fiyatlarıyla uyumlu hale getirilerek doğrudan ayarlanmış, stok gazın fiyatı ise üç aşamalı bir geçiş süreciyle kademeli olarak artırılmıştır. Eylül 2014'te, hükümet stok gaz fiyatını artıran bir düzenleme yayımlamış ve stok gaz ile ilave gaz arasındaki fiyat farkını daraltmıştır. Nisan 2015'te, alternatif enerji fiyatlarındaki değişimlere bağlı olarak stok ve ilave gaz fiyatları birleştirilmiştir. Ağustos 2017'de, boru hattı taşımacılığı fiyatlarının düşürülmesi ve katma değer vergisi (KDV) oranlarının ayarlanmasıyla, konut dışı sektör için şehir giriş fiyatı tekrar revize edilmiştir. Haziran 2018'de, hükümet fiyatlandırma reformunu konut sektörüne genişletmeye başlamıştır. Bu düzenleme ile konut sektöründeki şehir giriş fiyatının, konut dışı sektörle kademeli olarak eşitlenmesi hedeflenmiştir. Çin'de doğal gaz talebinin hızla artması ve ekonomik/sosyal kalkınmada enerji güvenliğinin kritik bir rol oynaması nedeniyle, reform süreci piyasaya tam bir geçiş yapmadan aşamalı olarak uygulanmıştır. Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu (NDRC) tarafından yayımlanan ilgili belgeler doğrultusunda, açık ve şeffaf bir fiyatlandırma mekanizması kurulmaya başlanmıştır (Liu & Lin, 2018).

Yeni fiyatlandırma mekanizması, şehir giriş fiyatını merkezi bir referans noktası olarak belirleyerek, doğal gaz endüstrisinin üst, orta ve alt akışındaki her bir aşamayı daha rasyonel hale getirmeyi amaçlamaktadır. İthal alternatif enerji kaynaklarıyla bağlantılı bir fiyatlandırma sistemi oluşturularak, konut dışı sektörlerdeki fiyat dalgalanmaları artmış ve böylece hükümetin doğal gaz piyasası üzerindeki doğrudan kontrolü zayıflatılmıştır. Reform ihtiyacının farkına varan Çin, 2011 yılında Guangdong ve Guangxi eyaletlerindeki pilot programın bir parçası olarak netback piyasa değeri fiyatlandırma sistemini uygulamaya koymuştur. Bu fiyatlandırma mekanizması gaz fiyatlarını başta sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) ve akaryakıt olmak üzere alternatif yakıtların maliyetine göre belirlemektedir. 2013 yılına gelindiğinde reform ülke geneline yayılarak piyasa odaklı fiyatlandırmaya doğru önemli bir adım atılmıştır (Wu, Hao, & Weng, 2019).

Bu model altında:

- Şehir kapısı gaz fiyatları, Şangay'daki ithal yakıt fiyatlarıyla bağlantılı bir referans fiyat kullanılarak belirlenmektedir.

- Önceki 12 ay boyunca akaryakıt ve LPG fiyatlarının ağırlıklı ortalaması referans fiyat olarak kullanılmaktadır.
- Tarifelendirme sürecinde, her ilin kendine özgü ekonomik ve coğrafi koşulları çerçevesinde oluşan yerel dağıtım maliyetleri göz önünde bulundurularak bölgesel düzeyde ayarlayıcı katsayılar belirlenmektedir (Dong, Pi, Ma, & Dong, 2017).

Bu reform fiyat çarpıklıklarının azaltılmasını ve rasyonel tüketimin teşvik edilmesini, gaz üreticilerinin finansal uygulanabilirliğini arttırmayı ve gaz altyapısı ve arama projelerine yatırımın teşvik edilmesini amaçlamıştır. Bu reformlara rağmen, konut kullanıcıları için eski fiyat kontrolleri devam etmektedir ve gaz fiyatları hala satın alınabilirliği sağlamak için düzenlenmektedir (Zhang, 2019).

Çin'in yerel gaz fiyatlandırma sistemi olan Şehir Kapısı Fiyatlandırma sisteminde, son kullanım sektörlerine dayalı farklı fiyat kategorileri ile kademeli bir yapı izlemektedir:

- Konut Kullanıcıları: Fiyatlar, özellikle düşük gelirli haneler için satın alınabilirliği korumak amacıyla sübvansede edilmektedir.
- Endüstriyel ve Ticari Kullanıcılar: Fiyatlar piyasa bazlıdır ve gerçek tedarik maliyetini yansıtmak için genellikle daha yüksek seviyelerde belirlenir.
- Enerji Üretimi ve Petrokimya Endüstrisi: Fiyatlar sözleşmeye dayalı anlaşmalara ve bölgesel faktörlere bağlı olarak değişir.

Bu sistemde, doğalgaz ülkenin çeşitli bölgelerine taşındıktan sonra, yerel dağıtım şirketleri, boru hattı şirketlerine “**şehir kapısı**” adı altında fiyat ödemesi yapmaktadır (Zhang, 2019):

$$\text{Şehir Kapısı} = \text{Fabrika Çıkış Fiyatı} + \text{Nakliye Maliyeti}$$

Dağıtım şirketleri de amaçlarına göre farklı tüketicilere doğalgaz satacak ve maksimum kar elde etmek için dağıtım maliyetine ve talebin heterojenliğine göre farklı fiyatlar belirleyecektir (Zhang, 2019).

Çapraz Sübvansiyonun fiyatlandırma sistemindeki rolüne bakıldığında, tarihsel olarak, çapraz sübvansiyon Çin'in enerji fiyatlandırma politikalarının belirleyici bir özelliği olmuştur. Daha yüksek endüstriyel ve ticari tarifelerden elde edilen gelirler, daha düşük

konut gaz fiyatlarını dengelemek için kullanılmış ve uygun fiyatlarla evrensel enerji erişimi sağlanmıştır. Çin çapraz sübvansiyonu kademeli olarak azaltıyor olsa da, bazı bölgelerde yaygın olmaya devam etmektedir. Hükümet, yüksek gelirli konut kullanıcılarına yönelik sübvansiyonların aşamalı olarak kaldırmak, tarife ayarlamaları yerine doğrudan mali yardım programları uygulamak ve tüm tüketici kategorileri için maliyeti yansıtan fiyatlandırmanın teşvik edilmesi gibi politikalar uygulamaktadır. Bu önlemler, Çin'in devlet müdahalesini azaltmayı ve piyasa verimliliğini artırmayı amaçlayan daha geniş piyasa reformu stratejisiyle uyumludur. Hükümetin düzenlemeleri nedeniyle oluşan fiyat bozulmaları, Çin'deki doğal gaz sübvansiyonlarının doğrudan gözlemlenmesini zorlaştırmış. Bu nedenle, fiyat bozulmalarının derecesini ölçmek ve tahmin etmek için belirli yöntemlere ihtiyaç duyulmuş. Enerji sübvansiyonlarının tahmin edilmesine yönelik çeşitli yöntemler bulunmaktadır ve yaygın olarak kullanılan yaklaşımlar şunlardır: (Zhang, 2019)

- Fiyat boşluğu yöntemi (price-gap method)
- Üretici/tüketici sübvansiyon eşdeğeri yöntemi (producer/consumer subsidy equivalent)
- Program bazlı yaklaşımlar (program-specific approach)

Fiyat boşluğu yöntemi, nihai tüketici fiyatlarına odaklandığı ve diğer yöntemlere kıyasla daha az veri gerektirdiği için enerji sübvansiyonları araştırmalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Aynı zamanda bu yöntem, devlet sübvansiyonlarının talep tarafındaki etkilerine odaklandığından, doğal gaz terminal fiyat bozulmasını analiz etmek için uygun bir yöntem olarak değerlendirilmektedir.

Fiyat boşluğu yöntemi şu formüllerle ifade edilebilir:

- Fiyat Boşluğu (Price Gap, PG): $PG = RP - P$
- Sübvansiyon Ölçeği (Subsidy Scale, S): $S = PG \times C$
- Sübvansiyon Oranı (Subsidy Rate, SR): $SR = (PG) / (RP) = (RP - P) / (RP)$

Burada:

RP = Referans fiyat (piyasa fiyatı),

P = Nihai tüketici fiyatı,

C = Tüketim miktarıdır.

Fiyat boşluğu yönteminde, sübvansiyon tahmini için en kritik adımlardan biri referans fiyatın doğru belirlenmesidir. Referans fiyat, serbest piyasa fiyatının ne olması gerektiğine dair bir kıyas noktası sağlamaktadır.

Çin'in doğal gaz piyasası büyük ölçüde ithalata bağımlıdır ve ithal gazın toplam doğal gaz tüketimindeki payı neredeyse yarıya ulaşmaktadır. Bu nedenle, doğal gaz fiyatları hem iç hem de dış piyasa faktörlerinden etkilenmektedir. Yukarıdaki hesaplama istinaden, ithal gazın referans fiyatı ile yerli gazın fiyatı, ithalata bağımlılık oranına (μ) göre ağırlıklandırılarak hesaplanmıştır.

Referans fiyat şu şekilde hesaplanmaktadır (Zhang, 2019):

Referans Fiyat = μ x İthal Gaz Fiyatı + (1 - μ) x Yerli Gaz Fiyatı + KDV + Taşıma Maliyeti

İthal gaz fiyatı, boru hattı ile taşınan doğal gaz (pipeline gas) ve sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ithalat fiyatlarının ağırlıklı ortalaması olarak belirlenmiştir. Yerli gaz fiyatı ise, NDRC tarafından belirlenen kılavuz fiyatlar temel alınarak hesaplanmaktadır. Bu model, Çin'in doğal gaz piyasasındaki fiyat bozulmalarını analiz etmek ve sübvansiyon ölçeğini tahmin etmek için sağlam bir temel sunmaktadır (Zhang, 2019).

Ayrıca Çin, Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu (NDRC) tarafından Aralık 2023'te uygulamaya konulan bölgesel bir iletim tarifesi sistemi uygulamaktadır. Ülke dört fiyatlandırma bölgesine ayrılmıştır (NDRC, 2024):

- Kuzeybatı: Bu bölge Xinjiang, Gansu ve Qinghai gibi eyaletleri kapsamaktadır. Bu bölge için katma değer vergisi (KDV) dahil navlun oranı kilometre başına metreküp başına 0.1262 yuan olarak belirlenmiştir.
- Kuzeydoğu: Heilongjiang, Jilin ve Liaoning gibi eyaletleri kapsayan buradaki navlun oranı kilometre başına metreküp başına 0,1828 Yuan.
- Güneybatı: Sichuan ve Yunnan gibi eyaletleri içeren bu bölge için kesin navlun oranı kaynağa göre belirlenememiştir.

- Merkez ve Doğu: Bu bölge Pekin, Şangay ve Guangdong gibi büyük ekonomik merkezleri kapsamaktadır. Bu bölge için spesifik navlun oranı kaynağa göre belirlenememiştir.

Her bir fiyatlandırma bölgesi için belirlenen iletim tarifesi, varlıkların amortisman giderleri, işletme ve bakım maliyetleri ile makul düzeyde öngörülen kâr marjları dikkate alınarak hesaplanan yeknesak bir tarife yapısı çerçevesinde belirlenmektedir.

Bu sistem fiyatlandırmayı önemli ölçüde kolaylaştırmış ve iletim tarifelerinin sayısını 15'ten 4'e indirmiş ve önceki karmaşık yapının yerine "tek bölge, tek fiyat" sistemini getirmiştir. Reform, boru hattı sisteminin farklı tarifeler nedeniyle bölünmesini önleyerek tek bir navlun yapısı oluşturmayı amaçlamaktadır.

Çin, gaz fiyatlandırma sisteminde reform yapma konusunda önemli ilerlemeler kaydetmiş olsa da, sektörde çeşitli yapısal zorluklarla karşı karşıya kalmaktadır. Öncelikle, altyapı ve arz kısıtları, gaz piyasasının etkin işleyişini engelleyen temel sorunlardan biridir. Çin'in yetersiz depolama tesisleri, mevsimsel talep dalgalanmalarını yönetme kapasitesini sınırlandırırken, ulusal boru hattı ağının genişletilmesi, büyük ölçekli sermaye yatırımları gerektirmektedir. Bunun yanı sıra, fiyat kontrolleri ile piyasanın serbestleştirilmesi arasındaki dengeyi sağlamak, Çin'in doğal gaz reformlarının karşılaştığı kritik politika meselelerinden biri olarak öne çıkmaktadır. Sanayi tarifeleri piyasa koşullarına göre belirlenirken, konut gaz fiyatlarının düzenlemeye tabi olmaya devam etmesi, piyasada fiyat çarpıklıklarına neden olmaktadır. Bu durum, kademeli ancak tam anlamıyla serbestleşmiş bir fiyatlandırma mekanizmasına geçişin sağlanmasını zorunlu kılmaktadır. Diğer yandan, artan ithalat bağımlılığı, Çin'in enerji arz güvenliği açısından dikkate alması gereken en önemli faktörlerden biridir. 2030 yılına kadar Çin'in gaz ithalatına bağımlılığının %50'yi aşacağı tahmin edilmekte olup, bu durumun maliyet rekabetçiliği ile dengelenmesi, tedarikçilerin çeşitlendirilmesi ve yerli üretimin teşvik edilmesi gerekliliğini ortaya koymaktadır (World Energy Council, 2020). Özellikle Rusya, Orta Asya ülkeleri ve LNG ithalatı yoluyla tedarik kaynaklarının artırılması, arz güvenliği açısından hayati öneme sahiptir. Bununla birlikte, Çin'in çevre ve karbonsuzlaştırma politikaları, doğal gaz sektörünü doğrudan etkileyebilecek unsurlar arasında yer almaktadır. Hükümetin 2060 yılı karbon nötrlüğü hedefi, enerji dönüşümünü hızlandırarak yenilenebilir kaynakların kullanımını teşvik edebilir ve uzun vadede gaz

talebini azaltabilir. Ayrıca, hidrojen ve elektrifikasyon politikalarının desteklenmesi, doğal gaz yatırım stratejilerinin yeniden şekillendirilmesini gerektirebilir (World Energy Council, 2021).

3.2. İTALYA

İtalya doğalgaz piyasası, Avrupa Birliği'nin enerji politikalarına uyum sağlamak amacıyla serbestleşme ve rekabetin artırılması doğrultusunda kapsamlı reformlardan geçmiştir. Bu çerçevede, piyasanın düzenlenmesi ve denetlenmesi, Enerji, Ağ ve Çevre Düzenleme Kurumu (ARERA) ve İtalya Ulusal Doğalgaz Sistemi Operatörü (SNAM) tarafından yürütülmektedir (ARERA, 2022).

ARERA, 1995 yılında kurulmuş bağımsız bir düzenleyici kurum olup, elektrik, doğalgaz, su hizmetleri ve atık yönetimi gibi sektörlerde faaliyet göstermektedir. Kurumun temel görevleri arasında doğalgaz iletim ve dağıtım tarifelerinin belirlenmesi, piyasa rekabetinin sağlanması, tüketicilere yönelik koruma politikalarının uygulanması ve enerji sisteminin güvenliğinin temin edilmesi bulunmaktadır. ARERA, ayrıca piyasa şeffaflığını sağlamak amacıyla düzenli olarak fiyatlandırma mekanizmalarını ve tüketiciye yönelik bilgilendirme süreçlerini yönetmektedir (ARERA, 2022).

SNAM ise 1941 yılında kurulmuş olup, İtalya'nın en büyük doğalgaz iletim, depolama ve sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) yeniden gazlaştırma operatörü konumundadır. Şirket, yaklaşık 38.000 kilometrelik bir boru hattı ağına sahip olup, Avrupa'daki toplam doğalgaz depolama kapasitesinin %17'sini yönetmektedir. SNAM'ın temel faaliyet alanları arasında doğalgazın ulusal şebeke üzerinden taşınması, yer altı tesislerinde depolanarak arz-talep dalgalanmalarının yönetilmesi ve LNG terminalleri aracılığıyla ithal edilen doğalgazın şebekeye entegrasyonu bulunmaktadır (SNAM, 2025).

İtalya'da doğalgaz tarifeleri, ARERA tarafından belirlenen düzenlemeler çerçevesinde oluşturulmaktadır. Doğalgaz fiyatlandırması, iletim ve dağıtım maliyetlerini karşılayacak şekilde düzenlenmekte olup, tüketicinin korunması ve piyasa istikrarının sağlanması temel hedefler arasındadır. Tarifeler, iletim ve dağıtım hizmetlerinden kaynaklanan

maliyetleri kapsamakta ve bu maliyetler işletme giderleri, altyapı yatırımları, bakım çalışmaları ve sistem güvenliği gibi unsurları içermektedir (SNAM, 2024).

Doğalgaz fiyatlandırma sürecinde dikkate alınan faktörler arasında işletme ve bakım maliyetleri, sermaye yatırımları, rekabetin teşvik edilmesi, tüketicileri koruma amaçlı üst fiyat sınırları ve enerji piyasasında sürdürülebilirlik hedefleri yer almaktadır. İtalya’da fiyatlandırma sürecinde Ağırlıklı Ortalama İthalat Fiyatı (WAIP) ve doğalgaz borsalarındaki referans fiyatlar önemli bir rol oynamakta olup, piyasada fiyat oluşumunun şeffaf bir şekilde gerçekleşmesi sağlanmaktadır (SNAM, 2024).

Bunun yanı sıra, ARERA’nın tüketicilere yönelik yürürlüğe koyduğu yeni düzenlemeler doğrultusunda, doğalgaz faturalarının iki ayda bir yerine aylık olarak düzenlenmesi uygulamasına geçilmiştir. Bu düzenleme, tüketicilerin maliyetlerini daha iyi yönetmelerini ve doğalgaz tüketimlerini daha şeffaf bir şekilde izleyebilmelerini amaçlamaktadır.

Dağıtım tarifeleri, işletmecilerin yapmış olduğu sermaye yatırımlarını, işletme giderlerini ve amortisman maliyetlerini içeren izin verilen gelir (Vincolo dei Ricavi) baz alınarak belirlenmektedir. Aynı zamanda, tarifeler belirli bir düzenleyici dönem boyunca uygulanmakta olup, piyasa koşullarındaki değişiklikler göz önünde bulundurularak dönemsel güncellemeler yapılmaktadır (SNAM, 2024).

İtalya’da doğalgaz dağıtım operatörlerinin elde edebileceği yıllık izin verilen gelir (Vincolo dei Ricavi) aşağıdaki matematiksel modelle hesaplanmaktadır (Adlittle, 2024):

$$\text{İzin Verilen Gelir} = (\text{RAB} \times \text{WACC}) + \text{Amortisman} + \text{İşletme Giderleri (OPEX)}$$

Burada:

RAB (Regulatory Asset Base - Düzenlemeye Tabi Varlık Tabanı), dağıtım şirketlerinin yaptığı sermaye yatırımlarını (CAPEX) ifade eder. RAB hesaplanırken, yatırım harcamaları enflasyon, amortisman, elden çıkarmalar ve alınan sübvansiyonlar dikkate alınarak düzeltilir.

WACC (Weighted Average Cost of Capital - Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti), işletmecinin özkaynak ve borç maliyetlerini yansıtan bir çarpan olarak kullanılır ve RAB üzerinden hesaplanır.

Amortisman, dağıtım ve ölçüm altyapıları ile ilgili yıllık değer kaybını ifade eder.

İşletme Giderleri (OPEX), dağıtım şebekesinin bakımı, işletilmesi ve merkezi hizmetlerin finansmanında kullanılan maliyetleri içerir (Community, 2025).

Doğalgaz dağıtım tarifeleri, işletmecinin izin verilen gelirini karşılayacak şekilde yapılandırılmış olup, sabit ve değişken bileşenlerden oluşmaktadır.

- Sabit Ücretler: Doğalgaz tüketim miktarından bağımsız olup, altyapı bakım maliyetleri ve idari giderleri kapsar.
- Değişken Ücretler: Tüketilen doğalgaz miktarına bağlı olarak hesaplanır ve dağıtım hacmiyle ilişkili maliyetleri yansıtır.

İtalya'da doğalgaz dağıtım tarifeleri, genellikle altı yıllık düzenleyici dönemler çerçevesinde belirlenmektedir. Bu dönemler boyunca, verimlilik artışlarını teşvik eden mekanizmalar uygulanmakta olup, fiyat sınırlandırma (Price Cap)³ modeli kullanılmaktadır (Magnuscmd, 2024).

Fiyat sınırlandırma mekanizması, RPI-X modeli olarak da bilinmekte olup, şu şekilde formüle edilmektedir:

$$\text{Yeni Tarife} = \text{Önceki Tarife} \times (1 + \text{Enflasyon (ROI)} - \text{Verimlilik Faktörü (X)})$$

Burada:

RPI (Retail Price Index - Perakende Fiyat Endeksi), enflasyon oranlarını ifade eder.

³ Fiyat sınırlandırması (price cap), serbest piyasa koşullarında belirlenen enerji fiyatlarının üst düzeyde sınırlanması anlamına gelir. İtalya, özellikle 2021 sonrası Avrupa enerji krizinin derinleşmesiyle birlikte, doğal gaz fiyatlarında oluşan aşırı dalgalanmalara karşı devlet müdahalesine yönelmiş ve fiyat sınırlandırması mekanizmasını uygulamaya almıştır. Bu politika hem tüketiciyi korumak hem de enerji enflasyonunun sosyal etkilerini sınırlamak amacıyla kullanılmıştır (Commisson, 2022).

X faktörü, dağıtım operatörlerinden beklenen verimlilik artışlarını ve maliyet düşüşlerini yansıtır (SNAM, 2024).

Bu sistem, dağıtım operatörlerinin maliyetlerini düşürmelerini ve şebeke yönetimini daha verimli hale getirmelerini teşvik etmektedir (Masnuscmd, 2024).

Düzenleyici dönem boyunca, piyasa koşullarındaki değişiklikler dikkate alınarak bazı parametreler belirli aralıklarla güncellenmektedir. Özellikle, WACC hesaplamalarında kullanılan varlık betası gibi değişkenler, piyasa riskine bağlı olarak düzenleyici dönem ortasında revize edilebilir (Trans Atlantic Pipeline, 2025).

Ayrıca, enerji piyasasındaki dalgalanmaların operatörlerin mali durumunu etkilememesi için orta vadeli düzeltme mekanizmaları uygulanmaktadır. Bu mekanizmalar, sermaye maliyetleri, borçlanma koşulları ve yatırım teşviklerinin güncellenmesini içerebilmektedir (SNAM, 2024).

İtalya'nın doğalgaz iletim altyapısı, SNAM tarafından yönetilmekte olup, ülkenin doğalgaz ithalatı ve iç tüketiminin dengelenmesi açısından kritik bir rol oynamaktadır. Doğalgaz, ülkeye çeşitli giriş noktaları üzerinden sağlanmakta olup, başlıca ithalat yolları arasında Avusturya, İsviçre, Tunus ve Libya'dan gelen boru hatları ile sıvılaştırılmış doğalgazın yeniden gazlaştırıldığı LNG terminalleri bulunmaktadır (SNAM, 2025).

Ülkeye doğrudan boru hattı ile giriş yapan doğalgaz kaynakları arasında Tarvisio (Avusturya-İtalya sınırı), Mazara del Vallo (Tunus-İtalya bağlantısı), Passo Gries (İsviçre-İtalya bağlantısı) ve Gela (Libya-İtalya boru hattı) bulunmaktadır. Bunun yanı sıra, Katar ve ABD gibi ülkelerden ithal edilen sıvılaştırılmış doğalgaz, Rovigo, Panigaglia ve Piombino LNG terminallerinde yeniden gazlaştırılarak ulusal şebekeye entegre edilmektedir (SNAM, 2025).

SNAM tarafından yönetilen doğalgaz iletim sistemine entegre edilen doğalgaz miktarı 2024 yılının ilk dokuz ayında 46,3 milyar metreküp olarak gerçekleşmiştir. Yer altı doğalgaz depolama tesislerinde depolanan doğalgaz miktarı ise 16,88 milyar metreküpe ulaşmıştır. Depolama tesisleri, kış aylarında talebin arttığı dönemlerde arz güvenliğini sağlamak açısından büyük önem taşımaktadır. LNG terminalleri aracılığıyla yeniden

gazlaştırılan doğalgaz miktarı ise 3,42 milyar metreküp olarak kaydedilmiş olup, bu rakam bir önceki yıla kıyasla %44,3'lük bir artışı göstermektedir (SNAM, 2025).

İtalya doğalgaz piyasası, bölgesel doğalgaz dağıtım şirketleri, ithalatçılar, üreticiler ve ticaret platformları aracılığıyla faaliyet göstermektedir. Piyasa, toptan satış piyasası, perakende piyasası ve doğalgaz borsaları olmak üzere üç ana segmentten oluşmaktadır. Toptan satış piyasasında büyük ölçekli doğalgaz ticareti gerçekleştirilirken, perakende piyasasında küçük ve orta ölçekli tüketicilere hizmet sunulmaktadır. Doğalgaz borsaları ise piyasa katılımcılarının ticari faaliyetlerini yürüttüğü ve fiyat keşfinin sağlandığı platformlardır (Napolano, 2022).

İtalya doğalgaz piyasasının gelecekteki gelişiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ve hidrojen taşımacılığı gibi konular ön plana çıkmaktadır. SNAM, Afrika ve Güney İtalya'dan Kuzey Avrupa'ya hidrojen taşınmasını sağlayacak bir enerji koridoru oluşturmayı planlamakta olup, karbon yakalama ve depolama projeleri üzerinde çalışmalar yürütmektedir. Ayrıca, 2028 ile 2032 yılları arasında 14,5 milyar avroluk bir yatırım yapmayı hedefleyen SNAM, mevcut altyapısını biyometan ve hidrojen taşımacılığına uygun hale getirmeyi amaçlamaktadır (Napolano, 2022).

Sonuç olarak, İtalya'nın doğalgaz piyasası, ARERA ve SNAM gibi güçlü düzenleyici ve altyapı sağlayıcı kurumların yönetiminde, Avrupa'nın en gelişmiş enerji piyasalarından biri olma özelliğini taşımaktadır. Rekabetçi bir piyasa yapısının teşvik edilmesi, tüketicilerin korunması ve enerji arz güvenliğinin sağlanması yönünde atılan adımlar, piyasanın sürdürülebilir bir şekilde büyümesine katkı sağlamaktadır. Gelecek yıllarda, yenilenebilir enerji ve yeşil yakıtların entegrasyonu, İtalya'nın enerji piyasasında önemli bir dönüşümü beraberinde getirecektir. Bu dönüşüm sürecinde, altyapı yatırımlarının artırılması ve piyasa mekanizmalarının daha da şeffaf hale getirilmesi, enerji sektörünün uzun vadeli istikrarı açısından büyük önem taşımaktadır.

3.3. YUNANİSTAN

Yunanistan doğalgaz piyasası, Avrupa Birliği (AB) enerji politikalarına uyum sağlamak amacıyla son yıllarda önemli reformlardan geçmiştir. 4001/2011 sayılı Kanun ve ilgili düzenlemeler çerçevesinde, doğalgazın iletimi, dağıtımı, tedariki ve fiyatlandırması sıkı bir düzenleyici çerçeveye oturtulmuştur. Bu reformlar, rekabetin artırılması, arz

güvenliğinin sağlanması ve tüketicilere daha ekonomik fiyatlarla doğalgaz sağlanmasını hedeflemektedir (RAAEY, 2022).

Doğalgaz, Yunanistan'ın enerji arz güvenliğinde kritik bir rol oynamakta olup, ülke büyük ölçüde doğalgaz ithalatına bağımlıdır. Yunanistan, farklı giriş noktaları aracılığıyla doğalgazı ithal etmekte ve iletim sistemi üzerinden dağıtmaktadır. Ayrıca, ülkede doğalgaz ticaretine ilişkin fiyatlandırma mekanizmaları ve tarifeler, Avrupa enerji piyasalarına entegrasyonu teşvik edecek şekilde düzenlenmiştir.

Yunanistan doğalgaz piyasası, enerji piyasasını düzenlemek ve denetlemekle yetkili birkaç önemli kurum tarafından yönetilmektedir. RAAEY (Yunanistan Doğalgaz Piyasası Düzenleme Otoritesi), Yunanistan'da doğalgaz piyasasını düzenleyen en üst otoritedir. Görevleri arasında:

- Doğalgaz tarifelerinin belirlenmesi ve onaylanması,
- Piyasa rekabetinin sağlanması ve piyasa düzenlemelerinin uygulanması,
- Altyapı yatırımlarının izlenmesi ve piyasa oyuncularının faaliyetlerini denetlemesi,
- Ağırlıklı Ortalama İthalat Fiyatı (WAIP) gibi göstergelerin hesaplanması ve duyurulması bulunmaktadır (RAAEY, 2024).

DESFA (Yunanistan Ulusal Doğalgaz Sistemi İşletmesi), doğalgaz iletim altyapısının yönetilmesinden ve sistemin güvenli bir şekilde işletilmesinden sorumlu kuruluştur. DESFA'nın görevleri şunlardır:

- Doğalgazın ithalat giriş noktalarından iletim sistemine entegre edilmesi,
- İletim kullanıcılarına dağıtım yapılması ve şebeke operasyonlarının yürütülmesi,
- Balanslama gazı ticaretinin yönetilmesi ve piyasa fiyatlarının belirlenmesi,
- Şebeke kapasite tahsisleri ve uluslararası bağlantıların yönetilmesi.
- Doğalgaz Dağıtım Şirketleri (EDA'lar ve DEDA) (DESFA, 2022)

Yunanistan'da doğalgaz dağıtım hizmetleri, bölgesel bazda farklı işletmeciler tarafından yürütülmektedir.

EDA Attikis: Attika bölgesindeki doğalgaz dağıtım ağının sahibi ve işletmecisidir.

EDA Thessaloniki-Thessaly: Selanik ve Tesalya bölgelerinde faaliyet göstermektedir.

DEDA: Yunanistan'ın geri kalan bölgelerinde doğalgaz dağıtım hizmetlerini yürütmektedir.

Özel Lisans Sahipleri: Örneğin, ILIOCHORA S.A. ve HENGAS S.A. gibi özel şirketler belirli belediyelerde doğalgaz dağıtımını yapmaktadır (DESFA, 2022)

Yunanistan'da doğalgaz tarifeleri, RAAEY tarafından belirlenen Tarife Düzenleme Yönetmeliği çerçevesinde düzenlenmektedir. Bu yönetmelik, 4001/2011 sayılı Kanun'un 88. maddesine dayanmaktadır. Tarife belirleme sürecinde aşağıdaki faktörler göz önünde bulundurulmaktadır (DESFA, 2022)

- İletim ve dağıtım işletmecilerinin bakım, işletme, güvenlik ve yatırım maliyetleri,
- Doğalgaz ithalat maliyetleri ve uluslararası piyasa fiyatları,
- Piyasa rekabet koşulları ve tüketici haklarının korunması,
- Şebeke kullanım ücretleri ve altyapı yatırımlarının finansmanı.
- Ağırlıklı Ortalama İthalat Fiyatı (WAIP) ve Piyasa Fiyatlandırma Mekanizmaları

Yunanistan'da doğalgaz ithalatçıları, RAAEY'ye her üç ayda bir ithalat miktarlarını ve fiyatlarını bildirmekle yükümlüdür. WAIP (Weighted Average Import Price) verileri, piyasa katılımcıları için önemli bir referans noktası oluşturur. Balanslama gazı fiyatları, DESFA tarafından günlük olarak belirlenmekte ve referans fiyatlar DESFA'nın web sitesinde duyurulmaktadır (DESFA, 2022).

Doğalgaz dağıtım şebekesi işletmecilerinin yıllık Gerekli Gelir (RR) değeri, aşağıdaki matematiksel model ile hesaplanmaktadır (Protergia, 2014):

$$RR=A+B+C-D+E$$

Burada:

A: Düzenlemeye Tabi Varlık Tabanı (RAB) üzerinden elde edilen getiri olup, $A = RAB \times WACC$ formülü ile hesaplanır. Burada WACC (Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti), işletmecinin sermaye yapısını ve finansman maliyetlerini yansıtmaktadır.

B: Dağıtım faaliyetleri ile ilgili amortisman giderleri.

C: Dağıtım faaliyetleri için gerekli işletme giderleri (bakım, onarım, yönetim giderleri vb.).

D: Dağıtım faaliyetlerinden elde edilen düzenlemeye tabi olmayan ek gelirler (örneğin, üçüncü taraf hizmet gelirleri).

E: Önceki dönemlere ait dengeleme ayarlamaları, gelir fazlası veya eksik tahsilatın düzeltilmesi.

Bu formül, dağıtım işletmecilerinin şebekenin işletilmesi ve geliştirilmesi için gerekli maliyetleri karşılmasını sağlarken, tüketicilere adil ve öngörülebilir fiyatlar sunulmasını amaçlamaktadır (Protergia, 2014).

Yunanistan'da doğalgaz dağıtım tarifesi iki ana bileşenden oluşmaktadır (DEPA, 2023):

Kapasite Ücreti (SDk): Dağıtım şebekesine bağlanan tüketicilerin ayrılmış kapasitesi üzerinden hesaplanır.

$$\text{Kapasite Ücreti} = \text{SDk} \times \text{Ayrılmış Kapasite (kWh)}$$

Burada SDk, belirli bir tüketici kategorisi için belirlenen kapasite ücret katsayısını ifade etmektedir.

Enerji Ücreti (SEk): Tüketilen doğalgaz miktarına göre hesaplanır.

$$\text{Enerji Ücreti} = \text{SEk} \times \text{Tüketilen Gaz Miktarı (kWh)}$$

Burada SEk, tüketici kategorisine bağlı olarak belirlenen enerji ücret katsayısını göstermektedir.

Kapasite ücret katsayısı (SDk), belirli bir tüketici kategorisine tahsis edilen kapasite üzerinden hesaplanmaktadır:

$$SDk = \text{Net Bugünkü Değer (RRk)} / \text{Net Bugünkü Değer (Ck)}$$

Burada:

RRk: Tüketici kategorisi k'ye ayrılan gerekli gelir.

Ck: Tüketici kategorisi k için tahsis edilen toplam ayrılmış kapasite.

NPV (Net Present Value): Öngörülen nakit akışlarının bugünkü değerini ifade eden finansal hesaplama yöntemi.

Enerji ücret katsayısı (SEk) ise belirli bir tüketici kategorisinin tüketim miktarına göre hesaplanmaktadır:

$$Sek = (1-Capk) \times [\text{Net Bugünkü Değer (RRk)} / \text{Net Bugünkü Değer (Qk)}]$$

Burada:

Capk, tüketici kategorisi k için kapasite ücretlerinden elde edilmesi planlanan gelir oranını ifade etmektedir.

Qk, tüketici kategorisi k'nin toplam doğalgaz tüketimini temsil etmektedir.

Yunanistan'da doğalgaz tarifeleri, genellikle dört yıllık düzenleyici dönemler için belirlenmektedir. Ancak, piyasa koşullarındaki değişimler, enerji fiyatlarındaki dalgalanmalar ve işletmeci gelirlerinin hedeflenen seviyelerden sapması durumunda, tarifelerde yıllık revizyonlar gerçekleştirilebilmektedir (DEPA, 2023).

Bu ayarlamalar, aşağıdaki temel faktörlere dayanarak yapılmaktadır:

- Gerçekleşen gelir ve tahmin edilen gelir arasındaki fark,
- Doğalgaz ithalat fiyatlarındaki değişimler,
- Dağıtım şebekesine yeni kullanıcıların eklenmesi,
- Şebeke geliştirme ve bakım maliyetlerindeki değişimler.

Bu sayede, dağıtım şirketlerinin gelirlerini öngörülebilir kılmak ve tüketicilere istikrarlı fiyatlar sunmak hedeflenmektedir.

Yunanistan, doğalgazı dört ana giriş noktası üzerinden ithal etmektedir:

- Sidirokastro (Yunanistan-Bulgaristan sınırı)
- Kipi (Yunanistan-Türkiye sınırı)
- Nea Mesimvria (TAP Bağlantısı)
- Agia Triada (Revythoussa LNG Terminali, Attika bölgesi)

DESFA'nın yönetimindeki ulusal iletim sistemi aracılığıyla doğalgaz, 44 farklı çıkış noktasına dağıtılmaktadır. Sidirokastro'daki ters akış çıkış noktası, Bulgaristan'a doğalgaz ihracatına da olanak sağlamaktadır (RAAEY, 2025).

Dağıtım şebekesi, işletim basıncına göre orta basınç (19.0 bar) ve düşük basınç (0.025 - 4.0 bar) olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Şebeke işletmecileri, doğalgaz altyapısının güvenliği, bakımı ve genişletilmesinden sorumlu olup, yeni tüketicilerin şebekeye bağlanmasını teşvik etmektedir (DESFA, 2022).

Yunanistan doğalgaz piyasası, henüz tam anlamıyla organize bir toptan satış yapısına sahip değildir. Piyasada doğalgaz ticareti, ağırlıklı olarak üç temel yöntem üzerinden gerçekleştirilmektedir. Bunlardan ilki, tedarikçiler ile nihai tüketiciler arasında doğrudan yapılan ikili anlaşmalardır. Bu sözleşmeler genellikle uzun vadeli olup, taraflar arasında serbest pazarlık esasına göre belirlenmektedir. İkinci yöntem ise, sanal ticaret noktası (Virtual Trading Point - VTP) üzerinden gerçekleştirilen işlemleri kapsamaktadır. VTP, fiziksel teslimatın değil, şebeke içindeki doğalgazın ticari mülkiyetinin el değiştirdiği bir platform olarak işlev görmektedir. Üçüncü ve tamamlayıcı ticaret yöntemi ise, sistem dengesinin sağlanması amacıyla kullanılan balanslama gazı mekanizmasıdır (DESFA, 2022). Bu mekanizma çerçevesinde, iletim sistem operatörü tarafından arz ve talep dengesizliklerinin giderilmesi amacıyla kısa vadeli alım-satım işlemleri yürütülmektedir (RAAEY, 2024).

Yunanistan'da doğalgaz dağıtım tarifeleri, ekonomik verimlilik, maliyetlerin adil paylaşımı ve düzenleyici uyum hedefleri doğrultusunda yapılandırılmış iki ana bileşenden oluşmaktadır: Kapasite Ücreti (SDk) ve Enerji Ücreti (SEk) (DEPA, 2023).

Bu yapı, hem dağıtım şirketinin gelir ihtiyaçlarını karşılamayı hem de tüketicilere yönlendirici fiyat sinyalleri sunmayı amaçlamaktadır. Kapasite Ücreti, dağıtım şebekesinden hizmet alan tüketicilere ayrılan sabit kapasite üzerinden belirlenmekte olup, sistemin sabit maliyetlerinin geri kazanımında önemli bir rol oynamaktadır. Bu ücret, tüketici kategorisine özgü olarak tanımlanan kapasite katsayısı (SDk) ile ayrılan kapasite miktarının çarpılmasıyla hesaplanmaktadır. SDk katsayısı, belirli bir kullanıcı kategorisinin sisteme tahsis ettiği kapasiteye düşen yatırım ve işletme maliyetlerinin Net Bugünkü Değer (NPV) yöntemiyle hesaplanması sonucu elde edilmektedir (Regulators, Monitoring Report On Harmonised Transmission Tariff Structures For Gas, 2022).

Öte yandan, Enerji Ücreti (SEk) tüketilen doğalgaz miktarına göre değişken olarak uygulanmakta ve sistemin işletme giderlerinin karşılanmasına yöneliktir. SEk katsayısı, belirli bir tüketici kategorisinin yıllık tüketim miktarına oranla sistemin toplam gelir gereksiniminin kalan kısmına dayalı olarak formüle edilmektedir (DESFA, 2022). Bu yapının içinde yer alan Capk katsayısı, kapasite ücretlerinden sağlanması öngörülen gelir oranını temsil eder ve enerji ücretine yansıtacak gelirin dengeli bir şekilde dağılmasını sağlar. Bu iki bileşenli modelin temel avantajı, dağıtım sistemine olan bağlantıdan doğan sabit maliyetler ile tüketimden kaynaklanan değişken maliyetlerin ayrıştırılarak, her bir kullanıcı grubuna maliyet yansıtma ilkesine uygun bir şekilde aktarılmasını sağlamasıdır. Böylece, yüksek kapasite rezervasyonu yapan ancak düşük tüketim gerçekleştiren kullanıcıların sistem üzerindeki sabit maliyet yükünü daha adil bir biçimde üstlenmeleri sağlanmaktadır. Aynı zamanda, tüketim bazlı ücretlendirme sayesinde kullanıcıların enerji verimliliğine yönelmesi teşvik edilmektedir.

Bu tarife yapısı yalnızca ekonomik verimlilik açısından değil, aynı zamanda düzenleyici şeffaflık ve Avrupa Birliği enerji politikalarına uyum bakımından da önem arz etmektedir (Commission E. , 2022). AB'nin doğalgaz piyasalarına yönelik direktifleri, maliyet esaslı, ayırım gözetmeyen ve şeffaf bir fiyatlandırma sistemini teşvik etmektedir. Bu doğrultuda Yunanistan'ın uyguladığı yöntem, Avrupa enerji regülasyon normlarına büyük ölçüde paralellik göstermektedir.

Sonuç olarak, kapasite ve enerji temelli bu çift bileşenli tarife modeli, hem dağıtım şirketi açısından finansal sürdürülebilirliği güvence altına almakta hem de tüketici davranışlarını daha verimli ve öngörülebilir bir tüketim yapısına yönlendirmektedir.

Gelecekte, Yunanistan doğalgaz piyasasının Avrupa gaz ticaret merkezleriyle entegrasyonunun sağlanması hedeflenmektedir. Yunanistan doğalgaz piyasası, rekabetin teşvik edilmesi, arz güvenliğinin artırılması ve uluslararası piyasalara entegrasyon hedefleri doğrultusunda gelişmeye devam etmektedir. Tarife düzenlemeleri ve fiyatlandırma mekanizmaları, piyasanın şeffaf ve sürdürülebilir bir şekilde işlemlerini sağlamak için kritik bir rol oynamaktadır. Gelecekte, daha rekabetçi bir doğalgaz piyasasının oluşturulması için altyapı yatırımlarının artırılması ve fiyatlandırma sistemlerinin daha şeffaf hale getirilmesi planlanmaktadır (RAAEY, 2025).

3.4. TÜRKİYE

Bu çalışmanın 2. Bölümünde ülkemiz doğalgaz yapısı ile alakalı genel bilgilendirmeler yapıldığından bu bölümde mevzuat ve düzenlemeler çerçevesinde tarife yapısı incelenecektir.

Türkiye’de doğal gaz sektörünün düzenlenmesi ve rekabetçi bir piyasa yapısının oluşturulması amacıyla, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından tarifelere ilişkin kapsamlı düzenlemeler geliştirilmiştir. Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları (Lexpera, 7139 Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları, 2017), doğal gazın iletimi, dağıtımını ve nihai tüketicilere sunulması süreçlerinde şirketlerin uygulayacağı tarife yapısını belirleyen kritik bir mevzuattır.

Hem 7139 sayılı EPDK kurul kararı hem de 4646 sayılı kanun, doğal gaz fiyatlarının düzenleyici bir çerçevede belirlenmesini sağlarken, aynı zamanda piyasadaki rekabeti artırmaya yönelik bir model oluşturmuştur. EPDK, Türkiye’de doğal gaz piyasasını düzenleyen ve denetleyen temel otorite olup, piyasadaki şeffaflığı ve sürdürülebilirliği sağlamak amacıyla tarifeleri belirleme yetkisine sahiptir.

EPDK tarafından belirlenen doğal gaz tarifeleri aşağıdaki unsurları kapsamaktadır:

- İletim tarifesini: Doğal gazın ulusal şebeke üzerinden taşınması için belirlenen fiyatlandırma mekanizması.
- Dağıtım tarifesini: Doğal gazın şehir içi dağıtım şebekeleri aracılığıyla son tüketiciye ulaştırılmasını düzenleyen fiyat yapısı.

- Perakende satış tarifesi: Nihai tüketicilerin ödediği doğal gaz fiyatlarını belirleyen düzenlemeler.

Bu tarifelerin hesaplanmasında maliyet bazlı fiyatlandırma ilkesi esas alınmakta olup, belirlenen tarifeler hem dağıtım şirketlerinin finansal sürdürülebilirliğini sağlamak hem de tüketicilerin korunmasını garanti altına almak için oluşturulmaktadır (4646 Sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu, 2001).

Ek olarak, 4646 sayılı kanuna dayanarak yine EPDK tarafından yayımlanan çeşitli yönetmelikler piyasanın işleyişini detaylandırmaktadır.

Bu yönetmelikler arasında:

- Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği,
- Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği,
- Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği,
- Şebeke İşleyiş Yönetmeliği gibi düzenlemeler bulunmaktadır (4646 Sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu, 2001).

Özellikle Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği, doğal gaz tarifelerinin hesaplanma sürecine ilişkin usul ve esasları belirlemekte olup, dağıtım şirketlerinin fiyatlandırma mekanizmasını oluşturmak açısından kritik bir role sahiptir. Bu düzenlemeler, doğal gaz tarifelerinin hesaplanma süreçlerinde hem yatırımcılar hem de tüketiciler açısından öngörülebilir bir çerçeve sunmayı amaçlamaktadır. Doğal gaz dağıtım tarifeleri, EPDK tarafından belirlenen maliyet bazlı fiyatlandırma ilkeleri doğrultusunda şekillendirilmekte olup, piyasanın sürdürülebilir ve rekabetçi bir yapıya kavuşmasını amaçlamaktadır. Tarife hesaplama süreci, gelir gereksinimi, yatırım maliyetleri, işletme giderleri ve sistem kullanım bedellerini içeren çok boyutlu bir mekanizma üzerine inşa edilmiştir.

EPDK tarafından belirlenen doğal gaz dağıtım tarifeleri, belirli temel ilkeler doğrultusunda oluşturulmakta olup ilkeleri şu şekilde sıralamak mümkündür:

- Maliyet Bazlı Fiyatlandırma: Tarife hesaplamaları, dağıtım şirketlerinin faaliyetlerini sürdürebilmesi için gerekli maliyetleri kapsayacak şekilde düzenlenmektedir (EPDK, 2021).
- Şeffaflık: Tarifelerin hesaplanma süreci, yatırımcılar ve tüketiciler açısından öngörülebilir olmalıdır (Agency I. E., 2022).
- Tüketici Koruma: Nihai tüketicilerin adil fiyatlarla enerjiye erişimini sağlamak için sübvansiyon ve kademeli fiyatlandırma mekanizmaları uygulanmaktadır (EPDK, 2025).
- Yatırım Teşvikleri: Dağıtım şirketlerinin altyapı yatırımlarına devam edebilmesi için tarifeler, uzun vadeli maliyetleri karşılayacak şekilde belirlenmektedir.
- Piyasa Dengeleyici Yapı: Tarifeler, piyasada rekabeti teşvik edecek ve doğal gaz arz güvenliğini sürdürecektir (EPDK, 2025).

Yukarıda incelenen AB ülkelerinde olduğu gibi ülkemizde de doğal gaz dağıtım şirketleri için tarife hesaplamalarında gelir gereksinimi (Revenue Requirement) modeli temel alınmaktadır. Bir dağıtım şirketinin toplam gelir gereksinimi şu unsurlardan oluşmaktadır (4646 sayılı Doğalgaz Mevzuatı, 2001):

- İşletme ve bakım giderleri: Şirketin günlük operasyonlarını sürdürebilmesi için gereken maliyetler.
- Yatırım maliyetleri: Dağıtım altyapısının genişletilmesi, yenilenmesi ve modernizasyonu için yapılan harcamalar.
- Amortisman giderleri: Altyapı yatırımlarının zaman içinde aşınma ve eskime payının dikkate alınması.
- Sermaye maliyeti: Dağıtım şirketinin yatırımlarını finanse etmek için kullandığı sermayenin maliyeti.
- Vergiler ve düzenleyici ücretler: Şirketlerin ödemek zorunda olduğu vergiler ve EPDK'ya yapılan düzenleyici ödemeler.

4646 sayılı kanuna göre gelir gereksinimi aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır:

$$GR = OPEX + CAPEX + D + T + r \times (A - D)$$

Burada:

- GR = Gelir gereksinimi
- OPEX = İşletme giderleri
- CAPEX = Sermaye yatırımları
- D = Amortisman
- T = Vergiler
- r = Sermaye maliyeti oranı
- A = Düzenleyici varlık tabanı (Regulatory Asset Base, RAB)

Ülkemizde doğal gaz tarifelerinin belirlenmesinde temel alınan yaklaşım ve bu yaklaşımın içinde yer alan maliyetler, vergiler ve amortismanlar 4646 sayılı kanun çerçevesinde yukarıdaki unsurları içinde barındırmaktadır.

EPDK tarafından düzenlenen tarifeler, gelir gereksinimi ve sistem kullanım ücretlerine dayalı olarak hesaplanmaktadır. Tarife hesaplamasında dikkate alınan temel parametreler şunlardır:

- Bağlantı ve sabit hizmet bedelleri
- Tüketim bazlı değişken bedeller
- Şebeke kullanım ücretleri ve yatırım katkı payları

EPDK, tarifeleri belirlerken dağıtım şirketlerinin yıllık yatırım planlarını ve işletme giderlerini de hesaba katmaktadır.

Doğal gaz tarifeleri şu bileşenlerden oluşmaktadır:

- İletim Bedeli: BOTAŞ veya özel iletim şirketlerinin taşıdığı doğal gaz için belirlenen fiyat.
- Dağıtım Bedeli: Şehir içi doğal gaz dağıtımını gerçekleştiren şirketlerin maliyetlerini içeren fiyatlandırma.
- Vergiler ve Fonlar: Özel tüketim vergisi (ÖTV) ve katma değer vergisi (KDV) gibi yasal zorunluluklar.

Bu bileşenler bir araya gelerek tüketicilere yansıtılan nihai doğal gaz fiyatlarını oluşturur.

Türkiye’de doğal gaz dağıtım şirketlerinin altyapı yatırımlarını artırması için belirli teşvik mekanizmaları uygulanmaktadır. Bu teşvikler, tarifelerin yatırım maliyetlerini karşılayacak şekilde düzenlenmesini gerektirir. Teşvikleri bölgesel genişleme yatırımları için ek tarife düzenlemeleri, yeni hat yatırımları için amortisman süresinin uzatılması ve şirketlerin uzun vadeli altyapı planları doğrultusunda fiyatlandırma esnekliği olarak sıralamak mümkündür. Bu düzenlemeler, doğalgazın arz güvenliğini destekleyerek piyasadaki sürdürülebilir büyümeyi desteklemektedir (EPDK, 2025).

Doğal gaz tarifeleri; ekonomik istikrarı desteklemek, sosyal adaleti sağlamak ve enerji sektöründe sürdürülebilir yatırımları teşvik etmek amacıyla dikkatle yapılandırılmaktadır. Bu bağlamda, sanayi ve ticaret sektörlerinde enerji maliyetlerinin optimize edilmesi, üretim süreçlerinin verimliliğini doğrudan etkilerken; hane halkı için uygulanacak makul fiyatlandırma politikaları ise tüketici refahının korunmasına katkı sunmaktadır. Öte yandan, yatırım ortamında şeffaf ve öngörülebilir bir fiyatlandırma yapısı tesis edilerek özel sektör yatırımlarının teşvik edilmesi hedeflenmektedir (Çemrek & Bayraç, 2023).

Türkiye’de doğal gaz tarifeleri, enerji piyasasının işleyişi, fiyat istikrarı ve yatırım dinamikleri üzerinde belirleyici bir unsur olarak öne çıkmaktadır. Etkin ve dengeli biçimde tasarlanmış bir tarife yapısı, bir yandan dağıtım şirketlerinin mali sürdürülebilirliğini teminat altına alırken, diğer yandan tüketicilerin makul ve erişilebilir fiyatlarla doğal gaz hizmetine ulaşmasını sağlamaktadır. Bu bağlamda, doğal gaz piyasasındaki tarife düzenlemeleri, üç temel ekonomik alanda etkili olmaktadır: tüketicilere uygulanan fiyatlandırma politikaları, sanayi sektörünün üretim maliyetleri ile uluslararası rekabet gücü ve nihayetinde yatırım ortamının istikrarı ve piyasanın öngörülebilirliği. Özellikle hane halkı açısından doğal gaz, ısınma, pişirme ve sıcak su temini gibi temel ihtiyaçların karşılanmasında vazgeçilmez bir enerji kaynağıdır. Türkiye’de kentleşmenin artmasıyla birlikte hane halkının doğal gaz tüketimine olan bağımlılığı da yükselmiş; bu durum, tarife politikalarının tüketici refahı üzerindeki etkisini daha görünür ve hassas hale getirmiştir. Bu nedenle, sosyal dengeyi gözeterek fiyatlandırma mekanizmaları ve enerji yoksulluğunu önleyici destek politikaları, tarife belirleme sürecinde merkezi bir rol oynamaktadır (Çetin & Yağız, 2020).

Doğal gaz tarifelerinin ekonomik istikrar, tüketici refahı ve yatırım ortamı üzerindeki çok yönlü etkileri, yalnızca genel politika düzeyinde değil, aynı zamanda uygulamadaki farklılaşmalar ve sektörel yansımalar bağlamında da detaylı şekilde ele alınmalıdır. Bu kapsamda, özellikle mevsimsel talep dalgalanmaları, sosyal destek politikalarının etkinliği ve sanayi sektörünün rekabetçiliği gibi başlıklar, tarife sisteminin dinamik yapısının anlaşılması açısından kritik öneme sahiptir. Aşağıda, doğal gaz fiyatlarının hem hane halkı hem de sanayi sektörü üzerindeki etkilerine yönelik belirleyici unsurlar, somut politika araçlarıyla birlikte kısaca açıklanmaya çalışılmıştır (Tatlı, H.; Lebe, F., 2017):

Mevsimsel Talep ve Fiyat Değişkenliği: Kış aylarında artan tüketim nedeniyle fiyatlar yükselirken, yaz aylarında daha düşük talep nedeniyle fiyatlarda nispi bir düşüş yaşanmaktadır (Kaya, H.G., 2024).

Kademeli Tarife Sistemleri: Hane halkı için uygulanan sübvansiyonlu tarifeler, dar gelirli kesimlerin enerjiye erişimini kolaylaştırmaktadır. Ancak, kademeli tarife sistemleri, yüksek tüketimli aboneler için maliyetleri artırabilmektedir. Böyle bir uygulama henüz hayata geçirilmemiştir (Kaya, H.G., 2024).

Enerji Yoksulluğu ve Sosyal Destek Politikaları: Doğal gaz tarifelerinin sosyal politikalarla entegrasyonu, düşük gelirli hanelerin enerji maliyetlerini karşılayabilmesi açısından kritik öneme sahiptir. Bu kapsamda, hane halkına yönelik enerji destek mekanizmalarının geliştirilmesi ve enerji verimliliğini teşvik eden programların uygulanması gerekmektedir (Çermek, F.; N., Bayraç H., 2023).

Sanayi sektörüne bakıldığında, Türkiye'nin doğal gaz tüketiminin büyük bir bölümünü oluşturan önemli bir paydaştır. Üretim süreçlerinde doğal gazı yoğun olarak kullanan sanayi kolları, tarifelerdeki değişikliklerden doğrudan etkilenebilmektedir.

Enerji Yoğun Sanayi Sektörleri: Petrokimya, çimento, cam ve demir-çelik gibi yüksek enerji tüketen sektörler, doğal gaz fiyatlarındaki artışlardan rekabet gücü açısından olumsuz etkilenmektedir (Çermek, F.; N., Bayraç H., 2023).

İhracata Etkisi: Türkiye'deki doğal gaz fiyatlarının küresel piyasa fiyatları ile uyumlu olmaması, sanayi üretiminde maliyet dezavantajı yaratabilmektedir (Demirtaş, F.C., 2022).

Yenilenebilir Enerji ve Alternatif Enerji Kaynaklarına Geçiş: Doğal gaz fiyatlarındaki dalgalanmalar, sanayi tesislerini yenilenebilir enerjiye ve alternatif yakıtlara yönlendirebilir. Sanayi üretimi açısından, doğal gaz tarifelerinin uluslararası rekabet gücünü artıracak şekilde düzenlenmesi gerekmektedir. Doğal gaz piyasasında tarifelerin belirlenme süreci, rekabetçi piyasa ortamı açısından stratejik bir öneme sahiptir (Arı & Yılmaz, 2023).

Türkiye doğal gaz piyasası, 2001 yılında yürürlüğe giren 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile serbestleşme sürecine resmen adım atmıştır. Bu yapının merkezinde ise, BOTAŞ'ın doğal gaz sektöründeki belirleyici rolü bulunmaktadır. BOTAŞ, yalnızca ülkenin ana ithalatçısı olarak değil, aynı zamanda iletim altyapısının sahibi ve işletmecisi, toptan satış fiyatlarını belirleyen düzenleyici aktör ve piyasa dengeleyicisi olarak çoklu işlevlere sahip bir kurum konumundadır.

Doğal gaz tarifelerinin rekabetçi bir piyasa ortamında belirlenebilmesi, yalnızca fiyat oluşum süreçlerinin serbestleşmesiyle değil, aynı zamanda yapısal dönüşümlerin hayata geçirilmesiyle mümkündür. Bu çerçevede, özel sektörün piyasaya etkin biçimde dâhil edilmesi, piyasa çeşitliliğinin ve arz güvenliğinin artırılması açısından temel bir ön koşul olarak öne çıkmaktadır. Özellikle doğal gaz ithalatı ve toptan satış alanlarında özel sektör payının artırılması, piyasa içi rekabetin gelişimini destekleyecek önemli bir adımdır. Bu kapsamda, mevcut durumda yüksek düzeyde piyasa hâkimiyetine sahip olan kamu kuruluşlarının pazar paylarının kademeli olarak azaltılması, rekabetin kurumsallaşması açısından stratejik öneme sahiptir. Ayrıca, doğal gaz iletim altyapısına ilişkin olarak özel sektör aktörlerinin sistem kullanımına erişimini mümkün kılacak Üçüncü Taraf Erişimi (TPA) uygulamalarının güçlendirilmesi, piyasada eşit koşullar altında faaliyet göstermeyi mümkün kılacaktır. İletim şebekesine açık, ayırım gözetmeyen ve şeffaf erişim mekanizmaları, sadece yeni oyuncuların sisteme katılımını kolaylaştırmakla kalmayacak; aynı zamanda fiyat oluşumunu rekabetçi normlara yaklaştıracaktır.

Bununla birlikte, fiyatlandırma yapısının da öngörülebilir ve uluslararası piyasalarla uyumlu hale getirilmesi gerekmektedir. Serbest ve şeffaf bir fiyatlandırma mekanizması hem tüketici güvenini hem de yatırımcı ilgisini artıracak; uzun vadeli piyasa istikrarına katkı sunacaktır.

3.5. YENİ BİR BAKIŞ AÇISI: BÖLGESEL FİYATLANDIRMA

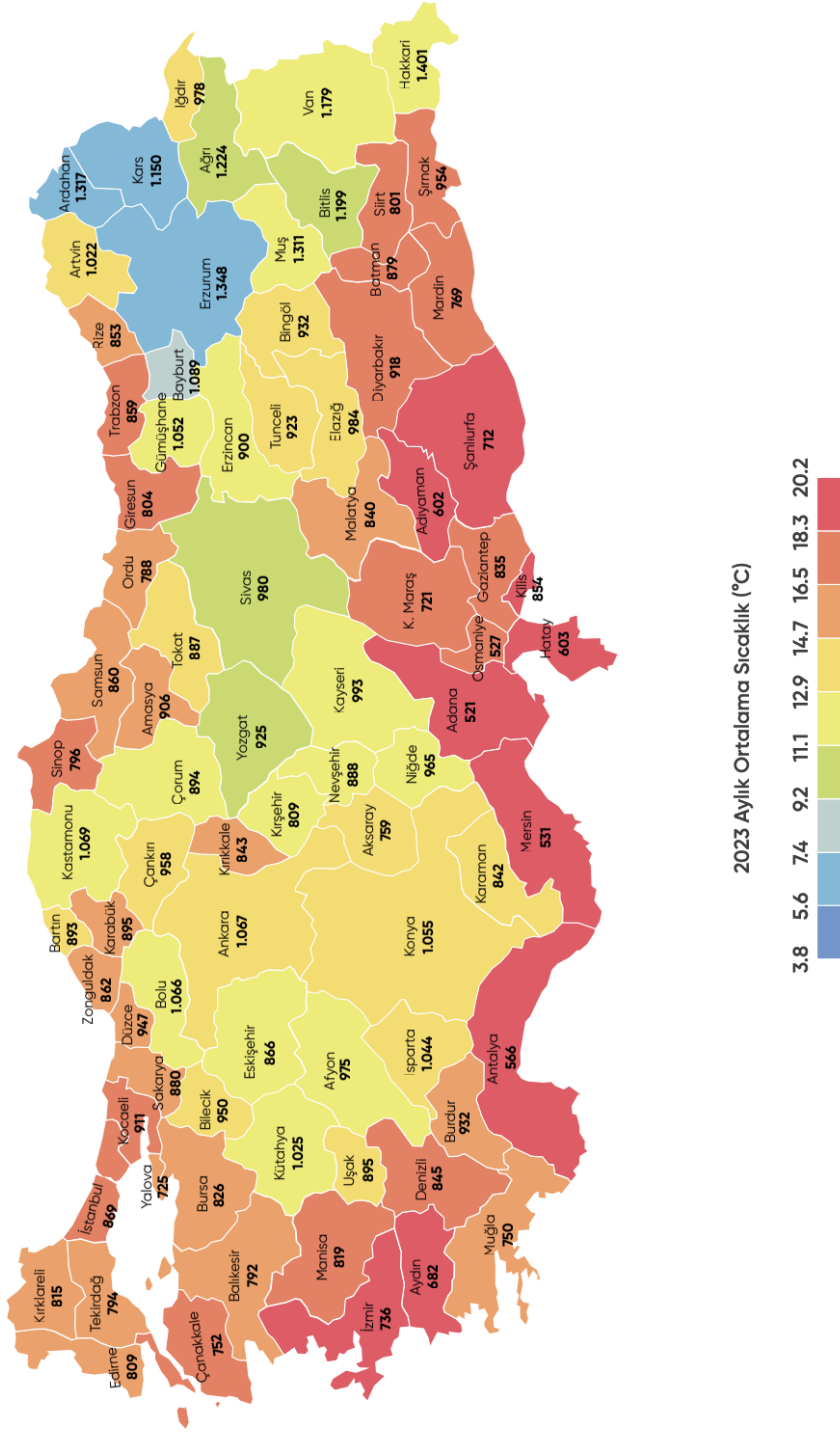
Türkiye, yüksek nüfus yoğunluğu, artan enerji talebi ve dışa bağımlı enerji yapısı ile öne çıkan bir ekonomiye sahiptir. Ülkede önemli bir enerji üretim potansiyeli bulunmasına rağmen, cari açık verme eğilimi devam etmekte ve ekonomik büyüme kısmen bu açığın yönetilmesine bağlı olarak şekillenmektedir. Bu nedenle, Türkiye'nin enerji tüketim tercihleri, ekonomik ve sektörel dinamiklere bağlı olarak dönemsel farklılıklar gösterebilmektedir.

Bu değişim sürecinde, üretim hacmi, enflasyon oranları, büyüme hızı, nüfus artışı, gelir seviyesi ve hava sıcaklığı gibi faktörler belirleyici unsurlar arasında yer almaktadır. Son yıllarda Türkiye'nin iller bazında doğal gaz tüketimi incelendiğinde, tüketim eğilimlerinin farklı bölgesel ve ekonomik dinamiklere bağlı olarak değiştiği görülmektedir.

Bu bölümde, bölgeler bazında illerin EPDK lisanslı dağıtım şirketleri aracılığıyla tükettikleri doğalgaz miktarları, abone sayıları ve nüfus bilgileri paylaşılacak, bu veriler ile bölgesel fiyatlandırma nezdinde değerlendirme yapılmaya çalışılacaktır.

2023 yılı il bazlı sıcaklık haritası aşağıda sunulmuş. Bu harita bölgesel bazda değerlendirmeler yapılırken kullanılacaktır. Harita üzerinde ayrıca hane başına m³ bazında tüketim miktarları da görünmektedir. Haritadan yola çıkarak, Türkiye'nin ortalama sıcaklığı 15.4 °C ve ortalama hane başı tüketimi 957 m³ tür.

Şekil 3.2: Türkiye Geneli İl Bazlı Sıcaklık ve Hane Başı Tüketim Haritası (m3)



- Akdeniz Bölgesi

Akdeniz bölgesinde faaliyette bulunan 4 büyük dağıtım şirketi bulunmakta olup tamamı özeldir.

Tablo 0.1: Akdeniz Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Antalya	Enerya	530.162	566	300.071.692
Adana	Aksa	749.742	521	390.615.582
Hatay	Aksa	275.917	603	166.377.951
Isparta	Torosgaz	294.513	1.044	307.471.572
K.Maraş	Armadaş	816.481	721	588.682.801
Mersin	Aksa	547.951	531	290.961.981
Burdur	Torosgaz	161.829	932	150.824.628
Osmaniye	Aksa	193.409	527	101.926.543

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

Akdeniz Bölgesi, Türkiye'nin tarım, sanayi ve turizm bakımından öne çıkan önemli coğrafi alanlarından biridir. Bölgenin doğal gaz tüketim yapısı, iklimsel koşullar, sosyoekonomik yapı ve sektör temelli talep dağılımı gibi çeşitli faktörlerin bileşiminden etkilenmektedir. Bölge genelinde hâkim olan ılıman iklim koşulları, özellikle konut sektörü kaynaklı doğal gaz talebinin mevsimsel olarak sınırlı kalmasına neden olmaktadır. Ortalama kış sıcaklıklarının çoğunlukla 5–10 °C aralığında seyretmesi, ısınma ihtiyacının görece düşük olmasına yol açmakta; bu durum da konut başına düşen tüketim miktarlarında düşüklük olarak yansımaktadır. Örneğin, 2023 verilerine

göre Antalya'da 566 m³, Adana'da 521 m³, Mersin'de 531 m³ düzeyinde gerçekleşen yıllık hane başı tüketim oranları, bölgenin iklim kaynaklı düşük ısınma ihtiyacını yansıtmaktadır. Buna karşın, iç kesimlerde yer alan Isparta ve Burdur illerinde daha soğuk kış koşullarının etkisiyle bu oranlar sırasıyla 1044 m³ ve 932 m³ seviyesine ulaşmaktadır. Adana, Mersin ve Hatay gibi iller, sanayi üretimi açısından bölgenin önde gelen merkezleri arasında yer almakta; bu durum, söz konusu illerde doğal gaz tüketiminin yalnızca konut kaynaklı değil, aynı zamanda sanayi sektörü talebiyle de belirlendiğini göstermektedir. Organize sanayi bölgelerinde faaliyet gösteren enerji yoğun üretim birimleri, mevsimsel talep değişimlerini dengeleyen bir unsur olarak öne çıkmaktadır. Antalya'da ise tüketim, ağırlıklı olarak turizm sektörüne bağlı olarak şekillenmekte ve mevsimsel farklılıklar göstermektedir. Sıcaklık değerleri ve hane başı tüketim verileri birlikte ele alındığında, Akdeniz Bölgesi'nin mevcut doğal gaz tarifelerinin iklim temelli bölgesel farklılıklara duyarlı olacak şekilde yeniden değerlendirilmesi gerektiği açıktır. İç kesimlerdeki iller ile kıyı kentleri arasında gözlemlenen tüketim farklılıkları, tek tip tarifelendirme uygulamalarının gelir dağılımı ve tüketim davranışı üzerindeki etkilerini artırmakta; bu da sosyal adalet açısından bazı sorunları gündeme getirmektedir. Bu çerçevede, bölge bazlı fiyatlandırma modelleri ve mevsimsellik dikkate alınarak oluşturulacak dinamik tarife yapıları, hem enerji verimliliğini destekleyecek hem de tüketici refahını artıracak stratejik bir politika aracı olarak değerlendirilebilir.

- Ege Bölgesi

Ege bölgemizde faaliyet gösteren 6 büyük dağıtım şirketi bulunmakta olup abone ve tüketim miktarları aşağıdaki gibidir:

Tablo 0.2: Ege Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M3	Toplam Tüketim Milyon Sm3
İzmir	İzmir Doğalgaz	2.683.690	736	1.975.195.840
Manisa	Aksa	737.077	819	603.666.063
Aydın	Enerya	431.078	682	293.995.196
Muğla	Akmercan	116.404	750	87.303.000
Afyon	Aksa	411.386	975	401.101.350
Uşak	Udaş	276.327	895	247.312.665
Denizli	Enerya	793.599	845	670.591.155
Kütahya	Çinigaz	410.498	1.025	420.760.450

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

Ege Bölgesi, Türkiye'nin sanayi ve tarıma dayalı üretim yapısıyla öne çıkan, aynı zamanda kıyı iklimi ile ılıman meteorolojik koşullara sahip bir coğrafi bölgedir. Bölgenin doğal gaz tüketimi, hem sektörel yapı hem de iklimsel farklılıklar nedeniyle çeşitlenmekte; bu da enerji talebinin iller arası dağılımında belirgin heterojenlik yaratmaktadır. 2023 yılına ait sıcaklık ve tüketim verileri birlikte incelendiğinde, Ege Bölgesi'nin doğal gaz piyasasındaki yeri ve potansiyeli bölgesel fiyatlandırma açısından dikkat çekici bir örnek teşkil etmektedir.

Bölge genelinde hâkim olan ılıman iklim koşulları, özellikle kıyı kesimlerinde ısınma amaçlı doğal gaz talebini sınırlamaktadır. Buna karşılık, iç Ege olarak sınıflandırılabilir Afyon, Kütahya, Uşak ve Denizli gibi illerde kış aylarında daha

soğuk hava koşullarının etkili olması, bu illerde hane başı tüketimi belirgin şekilde artırmaktadır. Örneğin 2023 yılı verilerine göre Kütahya'da 1.025 m³, Afyon'da 975 m³, Uşak'ta 895 m³ ve Denizli'de 845 m³ seviyelerinde gerçekleşen yıllık tüketim değerleri, bölgenin iç kesimlerindeki doğalgaz kullanımının iklimle doğrudan ilişkili olduğunu göstermektedir.

Buna karşın kıyı illerinden İzmir (736 m³), Aydın (682 m³) ve Muğla (750 m³) gibi illerde tüketim düzeylerinin nispeten düşük olduğu görülmektedir. Bu durum, kıyı ikliminin doğal bir sonucu olarak, ısınma dışı kullanımların (pişirme ve sıcak su temini) öne çıktığı bir tüketim profilini işaret etmektedir.

Ege Bölgesi, özellikle İzmir, Manisa ve Denizli gibi illerde yoğun sanayi faaliyetlerine ev sahipliği yapmakta olup, doğal gaz bu illerde yalnızca konutlarda değil, aynı zamanda sanayi tesislerinde yüksek oranda tüketilmektedir. Organize sanayi bölgelerinde doğalgazın üretim süreçlerinde enerji girdisi olarak kullanılması, bu illerin toplam tüketim hacmini yukarı çekmektedir. Dolayısıyla, sanayi kaynaklı tüketim, özellikle kış aylarında konut kaynaklı tüketimin sınırlı olduğu illerde, arz-talep dengesinin istikrar kazanmasında önemli bir rol oynamaktadır. Ege Bölgesi genel olarak Türkiye ortalamasına kıyasla daha yüksek gelir düzeyine sahip olsa da, iç kesimlerdeki bazı illerde enerji yoksulluğu riski taşıyan hane halkı oranı yüksektir. Bu bağlamda, kademeli tarife yapısı, gelire duyarlı sübvansiyon politikaları ve tüketim esnekliğini destekleyici uygulamalar, özellikle kırsal alanlarda yaşayan hanelerin enerjiye erişimini koruma açısından önem arz etmektedir.

Ayrıca, kıyı kesimlerdeki görece düşük tüketim seviyelerine rağmen, konut kullanıcılarının iklim değişikliğine karşı artan enerji talebi (özellikle yaz aylarında klima kullanımı vb.) göz önünde bulundurulduğunda, bölge genelinde mevsimsel dalgalanmaları karşılayacak dinamik bir tarife mekanizmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Ege Bölgesi'nin iklimsel çeşitliliği ve ekonomik yapısal farklılıkları, tek tip tarife uygulamalarının bölgede farklı tüketici grupları üzerindeki etkilerini artırmaktadır. Kütahya, Afyon ve Uşak gibi iç kesimlerde daha yüksek tüketim düzeylerine sahip olan illerle, kıyı şeridindeki düşük tüketim düzeyine sahip iller arasında tüketim yoğunluğu ve fiyat duyarlılığı açısından farklılaşan eğilimler gözlemlenmektedir. Bu doğrultuda,

bölgesel iklim farklarını ve sektörel kullanım yoğunluklarını dikkate alan fiyat farklılaştırması stratejileri hem arz güvenliğini hem de tüketici refahını artıracak önemli bir adım olarak değerlendirilebilir.

Ege Bölgesi'nin doğal gaz tüketim yapısı, kıyı ve iç kesimler arasında belirgin iklimsel ve yapısal farklılıklar göstermekte; bu durum, enerji politikalarının bölgeye özgü planlanmasını zorunlu kılmaktadır. 2023 yılına ait sıcaklık ve tüketim verileri, iklim temelli fiyatlandırma modellerinin ve bölgesel tariflendirme yaklaşımlarının enerji piyasasında daha adil ve verimli sonuçlar doğurabileceğini göstermektedir. Bu çerçevede, bölgesel fiyatlandırma politikalarının geliştirilmesi, yalnızca ekonomik değil, aynı zamanda sosyal sürdürülebilirlik açısından da stratejik bir öncelik haline gelmiştir.

- Marmara Bölgesi

Marmara Bölgesi, Türkiye'nin en yoğun nüfusa ve en gelişmiş sanayi altyapısına sahip bölgesi olmasının yanı sıra, doğal gaz tüketimi açısından da ülke genelinde lider konumdadır. Bölge; kentleşme oranının yüksekliği, sanayi yoğunluğu, konut tipi dağılımı ve iklimsel farklılıklar gibi birçok faktörün etkileşimiyle karmaşık ve çeşitlilik arz eden bir tüketim profili sunmaktadır. Bu yapının yönetimi, bölgede faaliyet gösteren çok sayıda dağıtım şirketi aracılığıyla gerçekleştirilmektedir.

Marmara Bölgesi, Türkiye genelinde en fazla sayıda doğal gaz dağıtım şirketine ev sahipliği yapan bölgedir. İstanbul başta olmak üzere, bölgedeki büyükşehirlerin her biri farklı şirketler tarafından dağıtım hizmeti almakta olup dağıtım şirketi bilgileri tabloda verilmiştir.

Bölgedeki bu yüksek dağıtım şirketi yoğunluğu, teknik işletim, tarife yapıları ve hizmet kalitesi bakımından yerel farklılıkların ve regülasyon hassasiyetlerinin daha görünür hâle gelmesine yol açmaktadır. Aynı zamanda, şirketler arası fiyatlandırma yapılarının eşgüdümlü olmaması, bölge içi adalet ve eşitlik tartışmalarını da gündeme getirmektedir. 2023 yılı sıcaklık verilerine göre Marmara Bölgesi'nde kış aylarında ortalama sıcaklıklar 0°C ile 10°C arasında değişmekte olup, bu durum bölgenin doğalgaz talebini özellikle konut tüketiminde önemli ölçüde artırmaktadır. İstanbul, Kocaeli ve Tekirdağ gibi kıyıya yakın illerde sıcaklıklar daha ılıman seyretse de, Bilecik, Kırklareli ve Edirne gibi iç ve

kuzeybatı illerde daha soğuk iklim koşulları görülmektedir. Bu farklılıklar doğrudan hane başı tüketim oranlarına yansımaktadır. Bu değerler, bölgedeki ısınma ihtiyacının güçlü olduğunu ve tüketici davranışlarının büyük ölçüde iklimsel değişkenliklere bağlı geliştiğini göstermektedir.

Marmara Bölgesi'nin sanayi üretimi bakımından Türkiye'nin kalbi olması, bölgedeki doğal gaz tüketiminin sadece konutlarla sınırlı kalmamasına neden olmaktadır. Özellikle İstanbul, Kocaeli, Sakarya ve Bursa gibi illerdeki organize sanayi bölgelerinde, doğalgaz sanayi proseslerinde ana enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. Bu da bölgenin arz güvenliği açısından daha yüksek seviyede dayanıklılık ve esneklik gerektiren bir yapı kazanmasına yol açmaktadır. Enerji ihtiyacındaki bu çeşitlilik, mevsimsel tüketim dalgalanmalarının dengeye kavuşturulmasında da önemli rol oynamaktadır.

Bölgedeki farklı dağıtım şirketlerinin faaliyet göstermesi, tarife politikalarının uygulanmasında bölge içi asimetrielerin ortaya çıkmasına neden olabilmektedir. Çünkü, İğdaş'ın %90'dan fazlalık payı İstanbul Büyükşehir Belediyesi'ne aittir.

Bu durum, aynı iklim ve sosyoekonomik koşullara sahip tüketiciler arasında dahi farklı birim fiyatlarla karşılaşılmasına yol açmaktadır. Ayrıca, kent merkezlerindeki tüketiciler ile çevre ilçelerdeki tüketiciler arasında hizmet kalitesi ve fiyat duyarlılığı bakımından da farklar gözlemlenmektedir. Bu farklılıkların dengelenebilmesi için EPDK tarafından merkezi regülasyonun artırılması, şirketler arasında standartlaştırılmış tarifelendirme ve şeffaf raporlama mekanizmalarının güçlendirilmesi önem taşımaktadır.

2023 yılı sıcaklık ve tüketim verileri, bölgenin hem yüksek hane halkı talebi, hem de sanayi kaynaklı büyük hacimli tüketimi ile öne çıktığını göstermektedir. Aynı zamanda, çok sayıda dağıtım şirketinin faaliyet gösteriyor olması, bölgesel enerji politikalarının daha hassas, detaylı ve farklılaştırılmış bir yaklaşımla ele alınmasını zorunlu kılmaktadır. Bu bağlamda, Marmara Bölgesi için iklim duyarlı, hizmet dengesi gözetilen ve adil fiyatlandırmaya dayalı bir tarife modeli oluşturulması, sadece bölgesel refah açısından değil, aynı zamanda ulusal enerji piyasasının bütüncül işleyişi açısından da stratejik bir gerekliliktir.

Tablo 0.3: Marmara Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
İstanbul	Bagdaş/İgdaş	15.155.255	869	13.169.916.595
Kocaeli	İzgaz/Palgaz	1.955.889	911	1.781.814.879
Sakarya	Agdaş/Akmercan	1.073.847	880	944.985.360
Yalova	Armagaz	384.721	725	278.922.725
Bursa	Aksa/Armagaz/Bursa /İnegöl	3.158.550	826	2.608.962.300
Çanakkale	Aksa	360.355	752	270.986.960
Balıkesir	Aksa	763.965	792	605.060.280
Edirne	Trakya	261.480	809	211.537.320
Kırklareli	Trakya	293.369	815	239.095.735
Tekirdağ	Çordaş/Trakya	1.198.177	794	951.352.538
Bilecik	Aksa	198.111	950	188.205.450

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

- Karadeniz Bölgesi

Karadeniz Bölgesi, Türkiye'nin en özgün iklim yapılarından birine sahip olması, arazi yapısının engebeli ve parçalı karakteri, kentleşme düzeyinin iller arasında farklılık göstermesi ve sanayileşme oranının bölgesel olarak sınırlı kalması nedeniyle doğal gaz tüketiminde diğer bölgelere kıyasla farklı bir profil sergilemektedir. 2023 yılı sıcaklık verileri ve dağıtım şirketleri aracılığıyla sağlanan hane başı tüketim verileri birlikte değerlendirildiğinde, bölgenin enerji politikaları açısından özel çözümler gerektiren bir yapı sunduğu söylenebilir.

Karadeniz Bölgesi genelinde yıllık sıcaklık ortalamaları diğer bölgelere kıyasla daha dengeli seyretmekle birlikte, doğu ve iç kesimlerde kış aylarında belirgin soğuk hava koşulları gözlemlenmektedir. 2023 yılına ait sıcaklık analizlerine göre (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023).

- Orta ve Doğu Karadeniz'de (Gümüşhane, Bayburt, Amasya gibi iller): Kış aylarında sıcaklıklar -10°C 'nin altına düşmekte, bu durum konutlarda yoğun ısınma ihtiyacını beraberinde getirmektedir.
- Batı Karadeniz'de (Zonguldak, Bartın, Bolu, Kastamonu): Ilıman, nemli ancak soğuk kış ayları tipiktir.
- Kıyı kuşağında (Trabzon, Rize, Samsun): Yağışlı ancak görece olarak daha ılıman bir iklim hakimdir.

Bu iklimsel farklılıklar doğrudan hane başına doğal gaz tüketim miktarlarına yansımakta olup Tablo 3.3.'te görülmektedir. Bu veriler, özellikle iç kesimlerdeki illerde konut tüketiminin ısınmaya dayalı olarak oldukça yüksek seviyelere çıktığını göstermektedir. Karadeniz Bölgesi'nde doğal gaz dağıtımını, çoğunlukla bölgesel ölçekli özel şirketler tarafından yürütülmektedir. Ancak coğrafi zorluklar ve dağınık yerleşim yapısı nedeniyle, doğal gaz altyapısına erişim diğer bölgelere göre daha sınırlıdır. Bu dağılım, dağıtım hizmetlerinin parçalı ve bölgesel ölçekli bir yapıda yürütüldüğünü ortaya koymakta, bu durum da tarife belirlemede yerel farklılıkları ve maliyet esaslı fiyat çeşitliliğini beraberinde getirmektedir.

Karadeniz Bölgesi'nin birçok ili, düşük ve orta gelir düzeyindeki hane halklarının ağırlıklı olduğu kentlerden oluşmaktadır. Bu durum, enerji fiyatlarındaki değişikliklere karşı yüksek tarife hassasiyeti yaratmaktadır. Özellikle iç kesimlerde yaşayan haneler için ısınma giderleri hane bütçesinin büyük bir bölümünü oluşturmaktadır.

Karadeniz Bölgesi, sanayi üretimi bakımından Marmara ve Ege'ye kıyasla daha sınırlı bir yapıya sahiptir. Bununla birlikte, Samsun, Zonguldak ve Karabük gibi bazı kentlerde doğal gaz sanayi kullanımı bölgesel düzeyde önem taşımaktadır. Örneğin Karabük'teki demir-çelik sanayi, Zonguldak'taki termik santraller ve Samsun'daki OSB'ler, doğal gazı hem üretim süreçlerinde hem de ısıtma sistemlerinde kullanmaktadır. Ancak bu sanayi kullanımı, bölgesel tüketimin yalnızca belirli merkezlerde yoğunlaşmasına neden olmaktadır; bu da dağıtım şirketleri açısından hizmet maliyetlerinin iller arasında dengesiz dağılmasına yol açmaktadır. Karadeniz Bölgesi, iklimsel çeşitlilik, dağınık yerleşim, sosyoekonomik kırılabilirlik ve sınırlı sanayi altyapısı gibi nedenlerle doğal gaz politikalarının esnek ve bölgeye özgü planlanmasını gerektiren bir coğrafi yapıya sahiptir. 2023 yılı verileri, kıyı ve iç kesimlerdeki tüketim farklarının yalnızca iklimle değil, altyapıya erişim ve gelir düzeyleriyle de doğrudan ilişkili olduğunu göstermektedir.

Bu nedenle, Karadeniz Bölgesi için dinamik, kademeli, gelir ve bölge duyarlı fiyatlandırma sistemlerinin geliştirilmesi, hem tüketici refahının korunması hem de enerji arz güvenliğinin sağlanması açısından temel bir politika hedefi olarak değerlendirilmelidir.

Tablo 0.4: Karadeniz Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Tokat	Aksa	380.738	887	337.714.606
Samsun	Akmercan/Aksa/Samgaz	1.081.770	860	930.322.200
Sinop	Akmercan	114.491	796	91.134.836

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Bartın	Akmercan	99.429	893	88.790.097
Zonguldak	Akmercan/Aksa	409.782	862	353.232.084
Bolu	Aksa/Kargaz	242.812	1.066	258.837.592
Düzce	Aksa	338.400	947	320.464.800
Karabük	Kargaz	207.223	895	185.464.585
Kastamonu	Kargaz	234.810	1.069	251.011.890
Çorum	Çorum	427.981	894	382.615.014
Amasya	Aksa	260.988	906	236.455.128
Ordu	Aksa	407.431	788	321.055.628
Giresun	Aksa	209.173	804	168.175.092
Trabzon	Aksa	465.917	859	400.222.703
Bayburt	Aksa	51.610	1.089	56.203.290
Rize	Aksa	209.739	853	178.907.367
Artvin	Akmercan	35.292	1.022	36.068.424
Gümüşhane	Aksa	60.960	1.052	64.129.920

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

- Doğu Anadolu Bölgesi

Doğu Anadolu Bölgesi, Türkiye'nin en sert iklim koşullarına sahip ve sosyoekonomik açıdan en kırılgan bölgelerinden biri olarak, doğal gaz tüketim profili açısından özgün bir yapı sergilemektedir. Bölgenin iklimsel özellikleri, coğrafi zorlukları, kentleşme düzeyi ve gelir dağılımı gibi çok sayıda değişken, hem doğal gaz talebini hem de altyapı yatırımlarının yaygınlaşmasını doğrudan etkilemektedir. 2023 yılı sıcaklık verileri, kış aylarında pek çok ilde sıcaklıkların -20°C 'nin altına düştüğünü, bazı bölgelerde ise -30°C seviyelerine kadar gerilediğini ortaya koymuştur. Bu durum, hanelerde yıl boyunca süren yüksek ısınma ihtiyacını beraberinde getirmiş; Erzurum, Kars, Ağrı ve Bitlis gibi illerde hane başına yıllık doğal gaz tüketiminin $1.200\text{--}1.350\text{ m}^3$ seviyelerine ulaştığı gözlemlenmiştir. Tüketimin büyük ölçüde ısınma temelli olması, bölgedeki enerji ihtiyacının iklim değişkenleriyle ne denli ilişkili olduğunu ortaya koymaktadır.

Bununla birlikte, Doğu Anadolu Bölgesi'nde doğal gaz altyapısına erişim, ülkenin diğer bölgelerine kıyasla daha geç başlamış ve daha sınırlı ölçekte gelişmiştir. Geniş yüzölçümü, düşük nüfus yoğunluğu ve dağlık arazi yapısı, dağıtım şirketlerinin altyapı yatırımlarını hem teknik hem de ekonomik açıdan zorlaştırmakta, hizmet sunumunun sürdürülebilirliğini tehdit etmektedir. Bölgede faaliyet gösteren şirketlerin çoğu birden fazla ile hizmet vermekte ve yaygın dağıtım alanları nedeniyle yüksek maliyet baskısı altında çalışmaktadır. Erzurum'da PALEN Enerji, Kars ve Ağrı'da Arasgaz, Van'da AKSA Van Doğalgaz, Elazığ ve Bingöl'de AKSA Elazığ-Bingöl Doğalgaz gibi şirketler bu yükü taşımaktadır. Bu yapı, hem altyapı kalitesinde hem de hizmetin sürekliliğinde yerel farklılıkların ortaya çıkmasına neden olmaktadır.

Doğu Anadolu'daki hanelerin önemli bir bölümü düşük gelir düzeyine sahip olduğundan, enerji fiyatlarındaki değişimlere karşı oldukça duyarlıdır. Isınma giderleri hane bütçesi içinde yüksek bir paya sahiptir ve bu durum enerji yoksulluğu riskini artırmaktadır. Bu nedenle, bölgesel sosyal politika yaklaşımları kapsamında kademeli tarifelerin uygulanması, merkezi destek programlarının bölgeye özgü olarak genişletilmesi ve enerji sübvansiyonlarının daha kapsayıcı hale getirilmesi gereklidir. Bu tür önlemler, yalnızca tüketici refahını artırmakla kalmayacak, aynı zamanda enerjiye erişimin temel bir hak olarak güvence altına alınmasına da katkı sağlayacaktır.

Öte yandan, sanayi kullanımına ilişkin doğal gaz talebi bölge genelinde oldukça sınırlıdır. Ekonomik yapı, büyük oranda tarım ve küçük ölçekli üretime dayalıdır. Malatya, Elazığ ve Van gibi illerde organize sanayi bölgeleri bulunmakla birlikte, bu bölgelerdeki doğal gaz tüketimi toplam talep içerisinde düşük bir paya sahiptir. Bu durum, tüketimin mevsimsel dalgalanmalara açık hale gelmesine neden olmakta, dağıtım şirketlerinin mali sürdürülebilirliğini olumsuz etkilemektedir. Sanayi tüketiminin artmaması, bölgedeki enerji altyapısının sadece konutlara dayalı kalmasına ve arz-talep dengesinin hassaslaşmasına neden olmaktadır.

Genel olarak değerlendirildiğinde, Doğu Anadolu Bölgesi yüksek ısınma ihtiyacına karşın düşük gelir düzeyi ve sınırlı altyapı erişimi nedeniyle doğal gaz piyasasında yapısal bir kırılma sergilemektedir. Bu tablo, bölgenin yalnızca teknik değil, aynı zamanda sosyal ve ekonomik bakımdan öncelikli müdahale alanı olduğunu göstermektedir. Doğal gaz tarifelerinin bölgesel düzeyde sosyal politika araçlarıyla desteklenmesi, altyapı yatırımlarının kamu kaynaklarıyla teşvik edilmesi ve enerji erişiminde eşitliği gözetilen politikaların benimsenmesi, Doğu Anadolu'nun enerji güvenliği ve toplumsal refah açısından güçlendirilmesi adına kritik önem taşımaktadır (Başaran & Bağdadioğlu, 2010).

Tablo 0.5: Doğu Anadolu Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Erzurum	Palen	526.893	1.348	710.251.764
Erzincan	Enerya	172.885	900	155.596.500
Malatya	Aksa	452.757	840	380.315.880
Iğdır	Serhat	91.403	978	89.392.134
Ardahan	Kargaz	30.832	1.317	40.605.744
Kars	Kargaz	138.608	1.150	159.399.200

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Muş	Doğugaz	168.105	1.311	220.385.655
Bingöl	Doğugaz	177.166	932	165.118.712
Elazığ	Aksa	495.606	984	487.676.304
Tunceli	Akmercan	31.432	923	29.011.736
Bitlis	Doğugaz	185.106	1.199	221.942.094
Ağrı	Aksa	184.361	1.224	225.657.864
Van	Aksa	613.195	1.179	722.956.905
Hakkari	Akmercan	50.672	1.401	70.991.472

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

- İç Anadolu Bölgesi

İç Anadolu Bölgesi, Türkiye'nin coğrafi olarak en geniş ikinci bölgesi olmasının yanı sıra, yüksek rakımı ve karasal iklim özellikleri nedeniyle özellikle kış aylarında belirgin ısınma ihtiyacına sahiptir. Bölgenin iklim yapısı, doğrudan doğal gaz tüketimini etkileyen temel faktörlerden biridir. 2023 yılı sıcaklık verileri dikkate alındığında, başta Sivas, Kayseri, Yozgat, Nevşehir ve Kırşehir olmak üzere pek çok ilde kış aylarında sıcaklıkların -10°C'nin altına düştüğü, bazı bölgelerde ise -20°C'ye kadar gerilediği gözlemlenmiştir. Bu sert iklim koşulları, konut kaynaklı doğal gaz tüketiminin Türkiye ortalamasının üzerinde gerçekleşmesine neden olmaktadır. Bölge genelinde hane başı yıllık tüketim miktarları Ankara'da 920 m³, Eskişehir'de 950 m³, Konya'da 880 m³, Kayseri'de 1.020 m³, Sivas'ta ise 1.100 m³ seviyelerine ulaşmıştır. Bu veriler, İç

Anadolu'daki enerji talebinin büyük ölçüde ısınma ihtiyacına dayalı olduğunu göstermektedir.

Bölge, altyapı erişimi bakımından Türkiye ortalamasına kıyasla daha gelişmiş bir profil sunmaktadır. Özellikle büyükşehir statüsündeki iller olan Ankara, Konya, Kayseri, Eskişehir ve Sivas'ta doğal gaz dağıtım ağı oldukça yaygındır. Ankara'da Başkentgaz, Eskişehir'de ESGAZ, Konya'da Enerya, Kayseri'de Kayserigaz, Sivas'ta ise AKSA Sivas Doğalgaz gibi şirketler bölgesel dağıtım hizmetlerini yürütmektedir. Bu şirketlerin çoğu yalnızca ilgili il merkezlerine değil, aynı zamanda çevre ilçe ve beldelere de hizmet sunmakta; bu durum dağıtım ağının mekânsal genişliğini artırmaktadır. Bölgedeki görece yüksek kentleşme oranı ve nüfus yoğunluğu, dağıtım şirketlerinin hizmet etkinliğini artırmakla birlikte, bazı kırsal ve dağlık alanlarda hâlen doğal gaz altyapısının yetersiz olduğu görülmektedir.

İç Anadolu Bölgesi'nin sosyoekonomik yapısı, doğal gaz tüketim eğilimleri üzerinde belirleyici bir diğer faktördür. Ankara ve Eskişehir gibi görece yüksek gelir düzeyine sahip kentlerde konut tüketimi daha dengeli ve çok amaçlı (ısınma, sıcak su, pişirme) olarak şekillenmektedir. Buna karşın Yozgat, Niğde, Aksaray ve Kırıkkale gibi illerde gelir seviyesinin daha düşük olması, hane halklarının enerji fiyatlarına karşı daha duyarlı olmasına neden olmaktadır. Bu bağlamda, kademeli tarife uygulamaları ve bölgeye özgü enerji destek mekanizmalarının, özellikle düşük gelirlili ve kırsal kesimde yaşayan tüketiciler açısından önem taşıdığı görülmektedir. Isınma amacıyla gerçekleşen yüksek hacimli tüketim, bu hanelerin enerji yoksulluğu riskiyle karşı karşıya kalmasına yol açmakta, bu durum ise sosyal politika perspektifinden bölgesel destek ihtiyacını gündeme getirmektedir.

Sanayi kullanımı açısından bakıldığında, İç Anadolu Bölgesi Türkiye ortalamasına yakın bir düzeyde yer almaktadır. Ankara, Konya, Kayseri ve Eskişehir gibi illerde bulunan organize sanayi bölgeleri, doğal gazın sanayi üretim süreçlerinde yoğun şekilde kullanıldığı merkezlerdir. Bu illerdeki sanayi tüketimi, konut tüketiminin mevsimsel dalgalanmasını dengeleme işlevi görmekte, bölgesel arz-talep dengesinin daha istikrarlı

yönetilmesine katkı sağlamaktadır. Buna karşın, tarım ve hayvancılığa dayalı ekonomik yapının baskın olduğu Aksaray, Nevşehir, Niğde gibi illerde sanayi kullanımı sınırlıdır; bu da bölgesel dağıtım şirketlerinin ticari sürdürülebilirliğini yalnızca konut tüketimine bağımlı hâle getirmektedir.

2023 yılına ait veriler çerçevesinde değerlendirildiğinde, İç Anadolu Bölgesi hem tüketim hacmi hem de altyapı erişimi açısından Türkiye'nin doğal gaz piyasasında merkezi bir konuma sahiptir. Ancak bölge içinde yer alan iller arasında iklim koşulları, gelir düzeyi ve sanayi yoğunluğu bakımından gözlemlenen farklılıklar, enerji politikalarının daha esnek, çok katmanlı ve bölgeye özgü olarak kurgulanmasını zorunlu kılmaktadır. Fiyatlandırma mekanizmalarının bu yapısal çeşitliliği dikkate alacak biçimde yeniden düzenlenmesi, hem tüketici refahının korunması hem de doğal gaz arzının ekonomik sürdürülebilirliği açısından stratejik bir gereklilik olarak öne çıkmaktadır.

Tablo 0.6: İç Anadolu Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Ankara	Başkent/Kızılcahamam/Polgaz	5.652.098	1.067	6.030.788.566
Eskişehir	Aksa/Esgaz	935.408	866	810.063.328
Konya	Enerya/Selçuk	1.865.776	1.055	1.968.393.680
Çorum	Çorum	427.981	894	382.615.014
Aksaray	Enerya	330.505	759	250.853.295
Kırıkkale	Kırgaz	249.932	843	210.692.676
Kırşehir	Kırgaz/Sürmeli	218.454	809	176.729.286
Yozgat	Sürmeli	286.435	925	264.952.375

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Niğde	Enerya	233.500	965	225.327.500
Nevşehir	Enerya	226.691	888	201.301.608
Kayseri	Kaysorigaz	1.412.218	993	1.402.332.474
Sivas	Aksa	482.095	980	472.453.100
Çankırı	Kargaz	139.128	958	133.284.624

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

- Güneydoğu Anadolu Bölgesi

Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Türkiye'nin en yüksek sıcaklık ortalamalarına sahip, yazları kurak ve son derece sıcak, kışları ise kısa süreli ve görece ılıman geçen bir iklim kuşağında yer almaktadır. Bu coğrafi özellik, bölgedeki doğal gaz tüketimini özellikle ısınma ihtiyacına dayalı olarak sınırlı düzeyde tutmakta, tüketim profilini Türkiye ortalamasının altında konumlandırmaktadır. 2023 yılına ait sıcaklık verileri, bölgedeki birçok kentte yaz aylarında 45 °C'yi aşan değerlerin gözlemlendiğini, kış aylarında ise ortalama sıcaklıkların çoğu ilde 0°C'nin altına nadiren düştüğünü göstermektedir. Bu durum, doğal gazın büyük oranda pişirme ve sıcak su temini gibi temel konut ihtiyaçları için kullanıldığı bir tüketim yapısının oluşmasına yol açmaktadır. Hane başına yıllık tüketim oranları Gaziantep'te yaklaşık 610 m³, Şanlıurfa'da 540 m³, Mardin'de 570 m³, Diyarbakır'da ise 600 m³ seviyelerinde gerçekleşmiş olup, bu veriler ısınma ihtiyacının sınırlılığına işaret etmektedir.

Bölge genelinde doğal gaz altyapısının gelişimi görece geç başlamış ve özellikle kırsal alanlarda hâlen sınırlı düzeydedir. Ancak son yıllarda yapılan yatırımlar sayesinde bölge merkezlerinde dağıtım ağı önemli ölçüde yaygınlaşmıştır. Diyarbakır, Gaziantep, Şanlıurfa, Batman, Mardin, Siirt ve Adıyaman gibi büyükşehir ve il merkezlerinde doğal gaz dağıtımını aktif olarak yürütülmekte; bu hizmet çoğunlukla AKSA, AKMERCAN ve Enerya gibi özel sektör dağıtım şirketleri tarafından sağlanmaktadır. Altyapının

genişlemesi, doğal gazın konutlara ulaşmasını kolaylaştırmakla birlikte, bazı yerleşim yerlerinde hâlen tüplü gaz veya katı yakıtların kullanımının yaygın olduğu bilinmektedir. Dağıtım şirketlerinin geniş coğrafyaya hizmet sunmak zorunda olması, hem yatırım maliyetlerini artırmakta hem de hizmetin sürekliliği açısından kurumsal kapasiteyi zorlamaktadır.

Bölgenin sosyoekonomik yapısı, doğal gaz tüketimindeki fiyat hassasiyetini artıran bir başka temel etkidir. Türkiye genelinde gelir dağılımının en düşük olduğu illerin önemli bir bölümü bu bölgede yer almakta, bu durum enerji tüketiminde hem miktar hem de erişim açısından kısıtlayıcı rol oynamaktadır. Isınma ihtiyacının görece düşük olmasına rağmen, enerji giderleri hane bütçesi üzerinde önemli bir yük oluşturmaktadır. Bu nedenle, gelir düzeyi düşük olan hanelerde doğal gaz kullanımında tasarruf eğilimi baskındır ve tarife artışlarına karşı duyarlılık yüksektir. Bu bağlamda, bölge özelinde uygulanan kademeli tarife sistemleri ve merkezi destek politikaları, enerji yoksulluğunu azaltıcı sosyal politika araçları olarak kritik öneme sahiptir.

Sanayi ve ticaret sektörleri açısından bakıldığında, Gaziantep başta olmak üzere Şanlıurfa ve Diyarbakır gibi bazı merkezlerde organize sanayi bölgeleri aracılığıyla sanayiye yönelik doğal gaz kullanımı belirli bir ölçüğe ulaşmıştır. Özellikle tekstil, plastik, gıda ve inşaat malzemeleri üretimi gibi sektörlerde doğal gaz, hem üretim sürecinde enerji girdisi olarak hem de ısıtma sistemlerinde aktif biçimde kullanılmaktadır. Ancak bu faaliyetler, bölgenin tamamı düşünüldüğünde görece sınırlı bir alanda yoğunlaşmakta ve bölgesel tüketimin büyük çoğunluğu hâlen konutlardan kaynaklanmaktadır. Bu durum, dağıtım şirketlerinin tüketim gelirlerini mevsimsel dalgalanmalara açık hâle getirmekte, ticari sürdürülebilirlik açısından belirsizlik yaratmaktadır.

Tüm bu veriler ışığında değerlendirildiğinde, Güneydoğu Anadolu Bölgesi doğal gaz piyasasında düşük tüketim hacmi, sınırlı altyapı erişimi ve yüksek sosyoekonomik kırılganlıkla öne çıkmaktadır. Bu özgün koşullar, bölgenin enerji politikalarının diğer bölgelerle aynı ölçek ve yapı içinde değerlendirilmesini zorlaştırmakta; daha esnek, hedeflenmiş ve sosyal adalet ilkesine dayalı mekanizmaların geliştirilmesini gerekli kılmaktadır. Enerji fiyatlandırma politikalarının iklim koşulları ve gelir düzeyi gibi değişkenlerle bütüncül biçimde ele alınması, yalnızca bölgesel refahın artırılması değil,

aynı zamanda ulusal ölçekte enerji arz güvenliğinin ve sosyal bütünleşmenin desteklenmesi açısından da stratejik bir gereklilik olarak ortaya çıkmaktadır.

Tablo 0.7: Güneydoğu Anadolu Bölgesi Dağıtım Firmaları Tablosu

İl	Dağıtım Şirketi	Aktif Kullanıcı Sayısı (Adet)	Hane Başı Tüketim M ³ e	Toplam Tüketim Milyon Sm ³
Diyarbakır	Diyarbakır	1.052.997	918	966.651.246
Şanlıurfa	Aksa	837.493	712	596.295.016
Mardin	Akmercan	327.141	769	251.571.429
Batman	Aksa	424.728	879	373.335.912
Gaziantep	Gazdaş	1.569.873	835	1.310.843.955
Adıyaman	Akmercan	350.804	602	211.184.008
Kilis	Gazdaş	96.493	854	82.405.022
Siirt	Aksa	184.628	801	147.887.028
Şırnak	Akmercan	88.735	954	84.653.190

Kaynak: (GazBir, 2023 Yıllık Sektör Raporu, 2023)

Türkiye'nin doğal gaz tüketim yapısı, bölgesel iklim farklılıkları, demografik dağılım, sosyoekonomik koşullar, altyapı erişimi ve sanayi yoğunluğu gibi çok sayıda yapısal değişkenin kesişiminde şekillenmekte olup, bu durum ülke genelinde homojen bir tüketim ve erişim modelinin oluşmasını engellemektedir. Coğrafi ve iklimsel çeşitlilik, doğal gazın kullanım amacını ve tüketim düzeyini belirleyen temel etkenlerin başında gelmektedir. Örneğin Doğu Anadolu ve İç Anadolu gibi karasal iklimin hâkim olduğu bölgelerde doğal gaz tüketimi ağırlıklı olarak uzun süreli ve yoğun ısınma ihtiyacına dayalıdır; bu da hane başına tüketim miktarlarını ülke ortalamasının üzerine çıkarmaktadır. Buna karşın Akdeniz ve Güneydoğu Anadolu Bölgeleri'nde ılıman iklim koşulları nedeniyle ısınma ihtiyacı daha sınırlı olup, doğal gaz kullanımını çoğunlukla pişirme ve sıcak su temini gibi temel ihtiyaçlarla sınırlı kalmaktadır. Bu iki uç arasında yer alan Karadeniz Bölgesi ise kıyı ve iç kesimler arasındaki sıcaklık farklılıkları, parçalı yerleşim dokusu ve sınırlı sanayi faaliyetleri nedeniyle doğal gaz tüketiminde orta düzeyli ancak kırılgan bir yapı sergilemektedir.

Marmara ve Ege bölgeleri ise diğer tüm bölgelere kıyasla hem konut hem sanayi tüketiminin birlikte ve yoğun olarak gerçekleştiği, aynı zamanda doğal gaz altyapısının en gelişmiş olduğu coğrafi alanlar olarak öne çıkmaktadır. Özellikle Marmara Bölgesi'nde çok sayıda dağıtım şirketinin faaliyet göstermesi, hizmet kalitesi ve fiyatlandırma politikalarında yerel farklılıkların oluşmasına neden olmakta; bu da regülasyon süreçlerinde merkezi denetimin önemini artırmaktadır. Benzer şekilde, Ege Bölgesi'nde kıyı kesimleri ile iç kesimler arasında gözlemlenen iklimsel ve sosyoekonomik ayrışmalar, tüketim düzeylerini doğrudan etkilemekte ve tek tip tarife uygulamalarının bölgesel yansımalarını çeşitlendirmektedir.

Bölgesel düzeyde doğal gaz altyapısına erişim oranı da önemli bir farklılaştırıcı unsur olarak ortaya çıkmaktadır. Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgeleri başta olmak üzere bazı kırsal alanlarda doğal gaz dağıtım şebekesine erişim hâlâ sınırlı düzeydedir. Dağlık arazi yapısı, düşük nüfus yoğunluğu ve yüksek yatırım maliyetleri, dağıtım şirketlerinin bu bölgelere yönelik genişleme kapasitesini sınırlandırmakta; bu da enerjiye erişimde mekânsal eşitsizliklere yol açmaktadır. Aynı zamanda, düşük gelir düzeyi ve yüksek tarife hassasiyeti nedeniyle bu bölgelerde enerji yoksulluğu riski daha belirgin hâle gelmektedir. Kademeli fiyatlandırma sistemleri, gelir destekleri ve bölgeye özgü sosyal

enerji politikaları, bu bağlamda yalnızca tüketici refahını değil, aynı zamanda sosyal bütünleşmeyi destekleyen bir araç olarak değerlendirilmelidir.

Doğalgaz tüketiminin bölgesel farklılıkları ışığında, Türkiye'nin doğal gaz politikası, bölgesel eşitsizlikleri gözeten çok katmanlı bir yaklaşımı gerektirmektedir. Farklı bölgelere özgü iklimsel, ekonomik ve demografik koşullar, enerji talebinin hem düzeyini hem de kullanım amaçlarını çeşitlendirmekte; bu durum, ulusal ölçekte geliştirilecek tek tip enerji politikalarının etki gücünü sınırlamaktadır. Bu nedenle, doğal gaz arz güvenliği, fiyat istikrarı ve sosyal adalet ilkeleri temelinde şekillenecek, bölgesel duyarlılığı yüksek ve esnek yapılı tarifelendirme modellerinin geliştirilmesi gerekmektedir. Böyle bir yaklaşım, yalnızca teknik verimlilik sağlamakla kalmayacak, aynı zamanda enerjiye erişimde eşitliği sağlayarak bölgesel kalkınma hedeflerine katkı sunacaktır.

SONUÇ

Enerji piyasalarının yapısal dönüşümü, ülkelerin ekonomik gelişmişlik düzeyine, enerji arz kaynaklarına, tüketim kalıplarına ve düzenleyici çerçevelerine bağlı olarak farklı biçimlerde şekillenmektedir. Doğal gaz piyasası da bu çerçevede yalnızca teknik bir alan değil, aynı zamanda sosyoekonomik sürdürülebilirliği doğrudan etkileyen bir politika alanı olarak değerlendirilmektedir. Bu çalışmada incelenen ülkeler olan Çin, İtalya ve Yunanistan üzerinden yapılan analizler, doğal gaz piyasalarının serbestleşme düzeyleri, kamu müdahalesi, fiyatlandırma politikaları ve altyapı erişimi gibi başlıklarda farklılaşan yapılar sergilediğini ortaya koymuştur.

Çin örneğinde, devletin merkezi planlama kapasitesi güçlü bir şekilde korunurken, kademeli serbestleşme modeli çerçevesinde özel sektörün ithalat ve dağıtım süreçlerine dâhil olduğu bir yapı öne çıkmaktadır. Fiyatlandırmada çapraz sübvansiyon mekanizmaları ve bölgesel farklılıkları dengelemeye yönelik devlet destekli uygulamalar dikkat çekicidir. İtalya ise Avrupa Birliği enerji politikaları doğrultusunda serbest piyasa koşullarına en yakın yapılanmayı temsil etmekte; toptan satış ve perakende seviyesinde rekabetin gelişmiş olduğu, şeffaf ve piyasa temelli bir fiyatlama modeline sahiptir. Yunanistan'da ise doğalgaz piyasası geç serbestleşmiş, ancak dağıtım seviyesinde bölgesel tarifelendirme ve regülasyonla denetlenen hibrit bir yapı oluşmuştur. Sosyal politikalara entegre edilen enerji destekleri ve tüketici koruma önlemleriyle tarifelerde denge gözetilmektedir.

Türkiye ise 2001 yılında başlatılan doğalgaz piyasası serbestleşme sürecine girmiştir. Ülke genelindeki doğalgaz talebi, iklim kuşakları, sanayi yoğunluğu, gelir düzeyi ve altyapı yaygınlığı gibi bölgesel değişkenler doğrultusunda belirgin şekilde farklılaşmakta; bu durum mevcut tek tip fiyatlandırma yapısının hem tüketici refahı hem de dağıtım şirketlerinin mali sürdürülebilirliği açısından çeşitli sorunlar doğurmasına yol açmaktadır. Türkiye'nin mevcut yapısı, Yunanistan ile benzer şekilde merkezi regülasyonun ağır bastığı, ancak bölgelerarası eşitsizliklerin çok daha belirgin olduğu yarı-serbest bir modele işaret etmektedir.

Türkiye'de doğal gaz fiyatlandırma politikalarının daha adil, sürdürülebilir ve bölgesel eşitsizlikleri azaltıcı biçimde yapılandırılabilmesi için iklim, gelir düzeyi, altyapı erişimi

ve tüketim desenleri gibi çok boyutlu faktörleri gözeterek esnek bir yaklaşıma ihtiyaç duyulmaktadır. Özellikle kış aylarında sert iklim koşullarının hüküm sürdüğü Doğu Anadolu ve İç Anadolu gibi bölgelerde, ısınma ihtiyacı nedeniyle hane halkı tüketimi yüksek olmakta; buna karşın gelir düzeyi görece düşük olduğu için enerji yoksulluğu riski artmaktadır. Bu durum, iklim ve gelir temelli kademeli bir tarife sisteminin gerekliliğini ortaya koymaktadır. Böyle bir sistemde, düşük gelirli ve yüksek tüketim zorunluluğu taşıyan bölgelerde daha düşük başlangıç tarifeleri uygulanarak, hane bütçeleri üzerindeki yük hafifletilebilir. Ayrıca, dağıtım maliyetlerinin bölgeden bölgeye farklılık göstermesi, tarifelerin de bu farkları adil biçimde yansıtmasını zorunlu kılmaktadır. Ancak bu farklılıkların sosyal açıdan dengeleyici mekanizmalarla desteklenmesi önem arz etmektedir; zira özellikle altyapı erişiminin sınırlı olduğu kırsal bölgelerde maliyetin doğrudan tüketiciye yansıtılması sosyal eşitsizlikleri derinleştirebilir.

Buna ek olarak, Çin örneğinde olduğu gibi sanayi ve ticari tüketimden elde edilen gelirlerin, konut kullanıcılarını destekleyecek şekilde şeffaf ve hedeflenmiş sübvansiyon modellerine dönüştürülmesi, hem piyasa istikrarını hem de sosyal dayanışmayı güçlendirebilir. Yüksek tüketimin yaşandığı soğuk mevsimlerde uygulanabilecek mevsimsel dengeleme mekanizmaları, ani fiyat artışlarının haneler üzerindeki etkisini yumuşatacaktır. Öte yandan, uzun vadede doğal gaz tüketiminin daha rasyonel yönetilebilmesi için enerji verimliliği programlarının bölge bazlı biçimde yaygınlaştırılması büyük önem taşımaktadır. Özellikle yalıtım desteği, verimli cihaz kullanım teşvikleri ve tüketim farkındalığı projeleri, hem tüketici faturalarını azaltacak hem de kamu maliyetlerini düşürecektir. Tüm bu politika önerilerinin uygulanabilirliği ise, EPDK'nın tarifelendirme yaklaşımında bölgesel ihtiyaç ve koşulları dikkate alan daha esnek ve katmanlı bir regülasyon yapısı benimsemesiyle mümkün olabilir. Böylece, doğal gaz piyasası sadece ekonomik etkinlik temelinde değil, aynı zamanda sosyal adalet ve bölgesel kalkınma hedefleri doğrultusunda yeniden yapılandırılabilir.

Sonuç olarak, Türkiye'nin doğalgaz politikası, farklı bölgelerin yapısal özelliklerini gözeterek çok katmanlı ve sosyal hassasiyet içeren bir fiyatlandırma sistemine evrilmelidir. İncelenen ülke örnekleri göstermektedir ki, yalnızca serbestleşme ya da yalnızca kamu kontrolü üzerinden şekillenen yapılar, bölgesel eşitsizlikleri yönetmede yetersiz kalmaktadır. Türkiye için önerilen bölgesel fiyatlandırma modeli, piyasa disiplinini korurken aynı zamanda gelir düzeyine, iklim koşullarına ve altyapı erişimine dayalı bir

adalet mekanizması inşa etmeyi hedeflemelidir. Bu yaklaşım, enerjiye erişimde hakkaniyeti güçlendirirken, enerji dönüşümünün toplumsal kabulünü de artıracaktır.

KAYNAKÇA

- 4646 sayılı Doğalgaz Mevzuatı. (2001).
<https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=4646&MevzuatTertip=5&MevzuatTur=1> adresinden alındı
- 4646 Sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu. (2001).
- Adlittle. (2024, 12 4).
https://www.adlittle.com/sites/default/files/viewpoints/ADL_ENUT_Gas%20Distribution%20Tender.pdf adresinden alındı
- Agency, I. E. (2022). *Turkey Energy Policy Review 2021*. <https://www.iea.org/reports/turkey-2021> adresinden alındı
- Agency, T. I. (2024). *Natural Gas*. The International Energy Agency (IEA):
https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas?utm_source=chatgpt.com adresinden alındı
- Ahmed, M. A. (2016). Türkiye'deki Özelleştirme Çalışmaları ve Ekonomik Etkileri. *Yüksek Lisans Tezi*. İstanbul: İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Maliye Anabilim Dalı.
- Akar, H., Giray, F., & Çınar, M. (2021). Enerji Sübvansiyonlarının Etkileri Ve Türkiye Açısından Ampirik Bir Değerlendirmesi. *International Journal of Social Inquiry*, 383-416.
- Akkoyunlu, P. (2011). *Kamu İktisadi Teşebbüsleri ve Özelleştirme*. Beta Yayıncılık.
- Aktan, C. (1993). Kamu Yönetimi ve Özelleştirme. C. Aktan. içinde İş Bankası Yayınları.
- Akten, Ercan. (2022). Halka Arz Yöntemiyle Yapılan Özelleştirme Uygulaması Sonucunda Kamu Yönetiminden İşletme Yönetimine Geçiş: Türk Hava Yolları Örneği. *Yüksek Lisans Tezi*. Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Altınışık, Elifcan. (2024). Türkiye'de Özelleştirme Politikası ve Uygulamalarının Değerlendirilmesi . *Doktora Tezi*. Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Siyaset Bilimi ve Kamu Yönetimi Anabilim Dalı Yönetim Bilimleri Bilim Dalı.
- Aolin, H., & Qing, D. (2015). On natural gas pricing reform in China. *Natural Gas Industry B* , 374-382.
- Arı, F., & Yılmaz, V. (2023). *Dergipark*. <https://dergipark.org.tr/tr/download/article-file/3320879> adresinden alındı
- ARERA. (2022, 07 22).
https://www.arera.it/fileadmin/EN/publications/other_documents/strategicFramework22_25.pdf adresinden alındı

- Atak, C. C. (1995). Klasik Liberalizm, Neo-Liberalizm ve Libertarianizm. *Amme İdaresi Dergisi*, 4-32.
- Atta, L.-A. T., & Rashed, H. R. (2021). Springer Open: <https://jeas.springeropen.com/articles/10.1186/s44147-021-00041-9> adresinden alındı
- Aydem, P. (2022, Kasım). Aydem Perakende: <https://www.aydemperakende.com.tr/blog/yenilenemez-enerji-kaynaklari-nelerdir> adresinden alındı
- Azimi, M. N., Rahman, M. M., & Maraseni, T. (2025, ocak). ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924022189> adresinden alındı
- Başaran, A., & Bağdadioğlu, N. (2010). Türkiye'de Elektrik Sektöründe Reform Süreci, Regülasyon ve Rekabet Politikası. *SOSYOEKONOMI*, 12-137.
- Bayraç, H. N. (2018). Uluslararası Doğalgaz Piyasasının Ekonomik Yapısı ve Uygulanan Politikalar. *DergiPark*.
- Botaş. (2023). <https://www.botas.gov.tr/Icerik/ertugrul-gazi-fsru-gemisi-depr/736#:~:text=T%C3%BCrkiye'nin%20Y%C3%BCzer%20Kalesi%20Ertu%C4%9F%20rul,Challenger%20ile%20gazla%20C5%9Ft%C4%B1rma%20operasyonlar%C4%B1na%20ba%C5%9Flam%C4%B1%C5%9Ft%C4%B1> adresinden alındı
- Botaş. (2024). <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/dogal-gaz/758> adresinden alındı
- BOTAŞ . (2025). <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/dogal-gaz-ve-petrol-boru-hatlari-haritasi/781> adresinden alındı
- BOTAŞ. (2024). *2023 Yılı Sektör Raporu*.
- BP. (2023). *BP Energy Outlook 2023*. BP Energy Outlook 2023: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf> adresinden alındı
- China National Petroleum Corporation. (2012). Mart 2025 tarihinde <https://www.cnpc.com.cn/en/cs2012en/201407/3d2ccb479ad94ef4a6c54ce4d78685fa/files/8440f95e4b454eb082d557b5261d667c.pdf> adresinden alındı
- ChinaSignPost. (2014). <https://www.chinasignpost.com/2014/11/25/mapping-chinas-gas-pipeline-buildout-follow-lights-and-railroads/> adresinden alındı
- Commission, E. (2009). Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (Text with EEA relevance): <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/73/oj/eng> adresinden alındı
- Commission, E. (2022). *Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply*

and repealing Regulation (EU) No 994/2010 (Text with EEA relevance.). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R1938> adresinden alındı

Commission, E. (2022). *REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131 adresinden alındı

Commission, E. (2025). *Hydrogen and decarbonised gas market*. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en adresinden alındı

Commisson, E. (2022). *Council Regulation (EU) 2022/2576 of 19 December 2022 enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, reliable price benchmarks and exchanges of gas across borders*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32022R2576> adresinden alındı

Community, E. (2025). *Energy Community*. şubat 2025 tarihinde Energy Community: energy-community.org adresinden alındı

Çemrek, F., & Bayraç, H. N. (2023). Türkiye’de Petrol ve Doğalgaz Fiyatlarının Makro Ekonomik Göstergeler Üzerindeki Etkileri. *Bil Türk Ekonomi ve İlişkili Çalışmalar Dergisi*, 235-257.

Çermek, F.; N., Bayraç H. (2023). Türkiye’de Petrol ve Doğalgaz Fiyatlarının Makro Ekonomik Göstergeler Üzerindeki Etkileri. *BİLTÜRK Ekonomi ve İlişkili Çalışmalar Dergisi*, 235-257.

Çetin, A. C., & Yağız, A. (2020). Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatları Üzerine Etkisi ve Türkiye’ye Yönelik Öneriler. *Burdur Mehmet Akif Ersoy Üniversitesi Bucak İşletme Fakültesi Dergisi*, 54-91.

Dünya Gazetesi. (2024). <https://www.dunya.com/gundem/tum-uyarilara-ragmen-fosil-yakit-tuketimi-artistinin-onune-gecilemiyor-haberi-742752> adresinden alındı

Daştan, S. A. (2021). An Institutional Perspective On Turkish Natural Gas Market Reform. *Doktora Tezi*. Ankara: ODTÜ.

DEFSFA. (2023). <https://www.desfa.gr/en/our-company/tariff-code/> adresinden alındı

Deliktaş, E. (2022). Tübitak Ansiklopedi: <https://ansiklopedi.tubitak.gov.tr/ansiklopedi/etkinlik#:~:text=%C4%B0ktisad%C3%A E%20veya%20ekonomik%20etkinlik%20bir,elde%20edebilme%20yetene%C4%9Fi%20olarak%20tan%C4%B1mlanmaktad%C4%B1r>. adresinden alındı

Demir, A. K. (2025, Ocak). Türkiye İçin Optimum Açık Deniz Üzeri Kombine Rüzgar Ve Mavi Enerji Santrali Geliştirilmesi. *Doktora Tezi*. Gazi Üniversitesi İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı.

Demirtaş, F.C. (2022). Sektörel Doğalgaz Tüketiminin Türkiye'nin GSYİH Gelişimine Etkisinin İncelenmesi. *Fiscaoeconomia*, 189-214.

- DEMİRTAŞ, F. C. (2021). Türkiye’de Sektörlerin Doğal Gaz Kullanımının Ekonomik Büyümeye Etkisinin İncelenmesi. *Yüksek Lisans Tezi*. Hacı Bayram Veli Üniversitesi İktisat Anabilim Dalı.
- Denizbilen, Y. (2023). Enerji Talebi ve Dünya Ekonomisi Açısından Önemi. *İktisadi Araştırmalar Dergisi*, 18-23.
- DEPA. (2023). şubat 2025 tarihinde <https://www.depa.gr/national-legal-and-regulatory-framework/?lang=en> adresinden alındı
- DESFA. (2022). şubat 2025 tarihinde <https://www.desfa.gr/en/> adresinden alındı
- Dong, X., Pi, G., Ma, Z., & Dong, C. (2017). *The reform of the natural gas industry in the PR of China*. ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117301685> adresinden alındı
- Durmuşoğlu, S. (2015, Aralık). *Türkiye’nin Enerji Politikaları ve Komşu Ülkeler ile Uluslararası İlişkilerine Etkileri*. İstanbul: İstanbul Ticaret Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Uluslararası İlişkiler Ana Bilim Dalı.
- EİA. (2024). Today in Energy: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=62804> adresinden alındı
- EIA. (2024). *Biomass explained*. <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/> adresinden alındı
- Ekonomim. (2025). *Ansiklopedik Ekonomi ve İş Hayatı Sözlüğü*. 2025 tarihinde Ekonomim: <https://www.ekonomim.com/sozluk/penetrasyon-oranlari> adresinden alındı
- Enerji Günlüğü. (2023). Enerji Günlüğü: <https://www.enerjigunlugu.net/cinin-dogal-gaz-uretimi-ve-tuketimi-artti-57658h.htm> adresinden alındı
- Enerji ve Tabii Kaynakalar Bakanlığı. (2025). <https://enerji.gov.tr/kurumsal-tarihce> adresinden alındı
- Enerji, D. (2024). World Energy Council - Türkiye: <https://www.dunyaenerji.org.tr/> adresinden alındı
- EPDK. (2021). *Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları*. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/23-2-1007/mevzuat> adresinden alındı
- EPDK. (2023). <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/23-2-1007/dogal-gaz-piyasasi> adresinden alındı
- EPDK. (2023). Doğalgaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu. Ankara.
- EPDK. (2025). *Yıllık Sektör Raporları*. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu> adresinden alındı
- EPDK. (tarih yok). *Doğalgaz Aralık 2024 Sektör Raporu*.

- Erdođdu, E. (2010). A Review of Turkish Natural Gas Distribution Market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 806-813.
- Eren, A. A., & Şimşek, O. (2022). Kamu İktisadi Teşebbüslerinin ve Özelleştirmenin Ekonomi-Politiki: Türkiye Örneği. *Cumhuriyet Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi*, 337-361.
- Esgaz. (2024). 2025 tarihinde <https://www.esgaz.com.tr/content-detail/yatirimlarimiz> adresinden alındı
- Esin, D. (2023). İktisatta Özelleştirme Kavramı, Gelişimi ve Makroekonomik Göstergelere Etkisi, Türkiye 1990-2020 Örneği. *Yüksek Lisans Tezi*. Hacı Bayram Veli Üniversitesi İktisat Anabilim Dalı Ekonomik Kalkınma ve Büyüme Bilim Dalı.
- European Commision. (2015). *Measuring Fossil Fuel Subsidies*. European Commision.
- GazBir. (2023). GazBir: <https://www.gazbir.org.tr/GAZBIR-2023-Yili-Dogal-Gaz-Dagitim-Sektoru-Raporu/index.html> adresinden alındı
- GazBir. (2023). *2023 Yıllık Sektör Raporu*. <https://www.gazbir.org.tr/GAZBIR-2023-Yili-Dogal-Gaz-Dagitim-Sektoru-Raporu/2023-Yili-Dogal-Gaz-Dagitim-Sektor-Raporu.pdf> adresinden alındı
- GazBir. (2025). *Dağıtım Şirketleri*. <https://gazbir.org.tr/dagitim-sirketleri-listesi> adresinden alındı
- Gazbir. (2025). *Doğalgaz Dağıtım Şirketleri*. Gazbir: <https://gazbir.org.tr/dagitim-sirketleri-listesi/> adresinden alındı
- Gazid*. (2016). <https://gazid.org.tr/ithalat/> adresinden alındı
- GECF. (2024). *Annual Gas Market Report 2024*. GECF.
- Higashi, N. (2009). Natural gas in China. IEA Energy Markets and Security Working Papers.
- Huseynova, G. (2022). Ab Enerji Politikaları Çerçevesinde Azerbaycan-Türkiye Prtol Ve Doğalgaz Boru Hattı Projelerinin İncelenmesi. *Yüksek Lisans Tezi*. İstanbul Üniversitesi.
- IEA. (2022). *International Energy Agency*. World Energy Outlook 2022: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> adresinden alındı
- İlter, E., & Kınık, H. (2017). Türkiye'nin Enerji Denklemi: Trans Anadolu Doğalgaz Boru Hattı ve Türk Akımı. *Uluslararası İktisadi ve İdari İncelemeler Dergisi*, 185-200.
- İncekara, R. (2017). Gaz İhraç Eden Ülkeler Forumu (Gecf): Doğalgaz Piyasaları Ve Fiyatlarına Etkileri. *Doktora Tezi*. İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- IPCC. (2022). *Climate Change Mitigation: Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the IPCC*. Cambridge University Press.
- Irena. (2020). *Annual Review 2020*. International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/> adresinden alındı

- Ishwaran, M. K. (2017). *Analysis of China's Natural Gas Infrastructure Development Strategy. China's Gas Development Strategies*. Shell International and The Development Research Center.
- Jiang, W., & Sun, Y. (2023, Mayıs). *Which is the more important factor of carbon emission, coal consumption or industrial structure?* ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421523000939> adresinden alındı
- Jianliang, W. J. (2025). Comprehensive assessment of China's hydrogen energy supply chain: Energy, environment, and economy. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Kavaz, İ. (2022). *Türkiye'nin Enerjisi Politikalar ve Stratejiler*. Ankara.
- Kaya, H.G. (2024). *Türkiye Doğalgaz Piyasasının Gelişimi ve Doğalgaz Tüketimini Etkileyen Faktörler. Yüksek Lisans Tezi*. Yıldız Teknik Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı .
- Kaya, S.Y. (2020, Aralık). *Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Özelleştirme Öncesi Ve Sonrası Karşılaştırmalı Performans Analizleri. Yüksek Lisans Tezi*. Kırıkkale: Kırıkkale Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Maliye Anabilim Dalı.
- KPMG. (2023). <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/tr/pdf/2023/05/enerji-sektorel-bakis.pdf> adresinden alındı
- Kudubeş, E. İ., & Egeli, H. A. (2021). Seçilmiş Ülkeler Üzerinden Dünyada Özelleştirme Uygulamaları: 1980 - 2015. *ULUSLARARASI SOSYAL VE EKONOMİK ÇALIŞMALAR DERGİSİ*, 73-88.
- Kurt, A. (2020). Türkiye'de Özelleştirmenin Ekonomik Boyutu Ve İşçi Sendikalarının Özelleştirmeye Yaklaşımlarına Yönelik Bir İnceleme. *Uygulamalı Sosyal Bilimler Dergisi*, 48-73.
- Kurt,Ercan. (2023). 2000 Yılı Sonrası Türk Kamu Yönetiminde Özelleştirme Olgusu: Türk Telekom Örneği. *Yüksek Lisans Tezi*. Van Yüzüncü Yıl Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İşletme Yönetimi Anabilim Dalı.
- Lexpera. (2017). *7139 Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları*. <https://www.lexpera.com.tr/resmi-gazete/metin/dogal-gaz-dagitim-sirketleri-icin-tarife-hesaplama-usul-ve-esaslari-30111-7139> adresinden alındı
- Lexpera. (2024). <https://www.lexpera.com.tr/mevzuat/kanunlar/1211-sayili-turkiye-cumhuriyet-merkez-bankasi-kanunu-3182-sayili-bankalar-kanunu-2983-sayili> adresinden alındı
- Lin, B. . (2021). B. . Lin içinde, *AppliedEnergy*.
- Lin, J. Y. (2011). *Demystifying the Chinese Economy*. Cambridge University Press.
- Liu, C., & Lin, B. (2018). *Analysis of the changes in the scale of natural gas subsidy in China and its decomposition factors*. ScienceDirect:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988317304450> adresinden alındı

Lu, X. X. (2024). Government Regulation and China's Natural Gas Price Distortion: A Sectoral Perspective. *Natural Resources Forum*, 1-23.

Martins, T., Barreto, A. C., Souza, F. M., & Souza, A. M. (2021, Aralık). *Fossil fuels consumption and carbon dioxide emissions in G7 countries: Empirical evidence from ARDL bounds testing approach*. ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0269749121016754> adresinden alındı

Masuscmd. (2024). Magnuscmd: <https://magnuscmd.com/distribution-tariffs-what-they-are-and-how-they-are-calculated-italian-case/> adresinden alındı

Mevzuat. (1984). 2024 tarihinde <https://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.3096.pdf> adresinden alındı

Mutluer, M., & Onur, M. A. (2019). Dünya doğal gaz ticaretinde Türkiye'nin rolü ve doğal gaz jeopolitiği. *1. İSTANBUL ULUSLARARASI COĞRAFYA KONGRESİ BİLDİRİ KİTABI*. İstanbul: İstanbul Üniversitesi.

Napolano, L. (2022). The Italian Gas Market Industry Report. Banca Intesa.

Naughton, B. (2007). *The Chinese Economy: Transitions and Growth*. MIT Press.

NDRC. (2024). https://en.ndrc.gov.cn/policies/index_1.html adresinden alındı

Orkunoğlu, I. F. (2010). Özelleştirme ve Alternatifleri. *Akademik Bakış Dergisi*, 1-15.

Oxford Institute for Energy Studies. (2022). *European Gas Pricing Mechanisms: Key Developments and Trends*. Oxford Institute for Energy Studies: <https://www.oxfordenergy.org/gas-programme/> adresinden alındı

ÖİB. (2025). *Özelleştirme Programı*. ÖİB: <https://www.oib.gov.tr/turkiyede-ozellestirme> adresinden alındı

Önder, H., & Denizbilen Yılmaz, S. (2023). Türkiye'de Enerji İthalatının Ödemeler Bilançosuna Etkisinin İncelenmesi. *DergiPark*.

Özalp, L. (2011). Enerji Piyasalarında Ayırıştırma Ve Doğal Gaz Dağıtım Sektörü Açısından İncelenmesi. *Yüksek Lisans Tezi*. Cumhuriyet Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.

Özer, M. A. (2021). *Türkiye'de Kamu Özel Ortaklığı Modelinin Uygulama Alanları Üzerine Değerlendirmeler*. Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi.

Pack, R. J. (1991). *The Opportunities and Constraints of Privatization. Privatization and Its Alternatives*. London: The University of Wisconsin Press.

Protergia. (2014). 2025 tarihinde <https://www.protergia.gr/en/home/natural-gas/calculation-of-natural-gas-regulated-tariffs/> adresinden alındı

- RAAEY. (2022). https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2023/03/Decision-485_2022.pdf adresinden alındı
- RAAEY. (2024). <https://www.raaey.gr/energeia/en/natural-gas/infrastructure/> adresinden alındı
- RAAEY. (2025). <https://www.raaey.gr/energeia/en/natural-gas/regulatory-framework/> adresinden alındı
- Rahim, M. A. (2011). Gaz Türbinli Kombine Çevrim Santral Performansının Yükseltilmesi. *Tübav*, 188-198.
- Regulators, A. f. (2022). *Monitoring Report On Harmonised Transmission Tariff Structures For Gas*.
https://extranet.acer.europa.eu/es/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Paginas/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx adresinden alındı
- Regulators, A. f. (2023). *Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for Greece*.
https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_Analysis_Report_Greece.pdf adresinden alındı
- Sarısu, A., & Keşli, T. (2009). Türkiye’de Özelleştirme ve Yargısal Sorunlar. *Group Hukuk Bürosu Yayınları*. İstanbul.
- Schmidt, O. M. (2017). *Future cost and performance of energy storage systems*. Researchgate: https://www.researchgate.net/publication/318326263_The_future_cost_of_electrical_energy_storage_based_on_experience_rates adresinden alındı
- Simionescu, M. (2023, mart). ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0149197023000252> adresinden alındı
- SNAM. (2024, eylül 17). <https://www.snam.it/en/our-businesses/regasification/regasification-code-tariffs/fsru-tariff-for-the-regasification-service.html> adresinden alındı
- SNAM. (2024, aralık 5). <https://www.snam.it/en/media/news-and-press-releases/comunicati-stampa/2025/snam-2025-2029-strategic-plan-stefano-venier.html> adresinden alındı
- SNAM. (2025, aralık 1). <https://www.snam.it/en/our-businesses/transportation/network-code-tariffs-committee-area-and-consultations/gas-transmission-tariffs-2025.html> adresinden alındı
- SNAM. (2025). mart 2025 tarihinde <https://www.snam.it/en/we-snam/about-us.html> adresinden alındı
- Soy, O. (2019). Enerji Piyasalarında Ayrıştırma Ve Doğal Gaz Dağıtım Sektörü Açısından İncelenmesi. *Uzmanlık Tezi*. EPDK.
- Statista. (2025). <https://www.statista.com/statistics/1281763/Ing-import-volume-china/> adresinden alındı

- Şahin, G., & Develi, A. (2020). Uzun Vadeli Doğal Gaz Sözleşmeleri ve Ekonomik Performans: Türkiye İçin Bir Tarihsel Ayırıştırma Analizi. *Uluslararası Ekonomi ve Yenilik Dergisi*, 184-202.
- Tüba. (2021). Tüba Doğalgaz Raporu. Ankara: Tüba.
- Tüleyan, H., & Erden, B. (2023). Türkiye’de Özelleştirme Üzerine Bir İnceleme. *Uluslararası İktisadi ve İdari Çalışmalar Dergisi*, 29-49.
- Tüzün, H. (2020, Ocak). Doğal Gaz Enerjisi Tercih Nedenleri: Batman İli Üzerine Bir Uygulama. *Yüksek Lisans Tezi*. Batman: Batman Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı.
- Tatlı, H.; Lebe, F. (2017). Türkiye’de Doğalgaz Tüketimi, Sermaye ve İstihdamın Ekonomik Büyümeyle İlişkisi: Eşbütünleşme ve Nedensellik Analizi. *Dokuz Eylül Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 1-28.
- TBMM. (1984). 2024 tarihinde https://www.tbmm.gov.tr/tutanaklar/KANUNLAR_KARARLAR/kanuntbmmc067/kanuntbmmc067/kanuntbmmc06702983.pdf adresinden alındı
- TEİAŞ. (2024). <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri> adresinden alındı
- Tekin, G. A. (2007). Kamu-Özel İşbirlikleri/Ortaklıkları (PPP) & Türkiye Deneyimi. *İdarecinin Sesi*, 10-14.
- (2014). *The Development of Chinese Gas Pricing*. Oxford Institute for Energy Studies.
- TMMOB. (2017). 9. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi. *Yeksem 2017 Bildiriler Kitabı*. Antalya.
- Torun, P. (2017). Türkiye Doğalgaz Piyasalarında Fiyat Belirleme Sürecini Etkileyen Faktörler. *DergiPark*, 41-51.
- TP. (2023). *Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu 2023*. Türkiye Petrolleri A.Ş.
- Trans Atlantic Pipeline. (2025). <https://www.tap-ag.com/shippers/tariff-information/tariff-calculator> adresinden alındı
- Tu, K. J., & Johnson-Reiser, S. (2012). *Understanding China’s Rising Coal Imports*. Carnegie Endowment.
- World Bank. (2025). *Global Landscape of Fuel Subsidies & Price Controls (2025)*. World Bank Energy: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099022825121518098/pdf/P1799661f19d3e01318ffc1f7292a1fafd4.pdf> adresinden alındı
- World Energy Council. (2020). *Covid19 Ve Petrol Fiyatları Krizi'nde Çin'in Petrol Ve Gaz Sektörü Raporu*. World Energy Council.

- World Energy Council. (2021). *Çin Enerji Sektörünün Karbon Nötr Yol Haritası Raporu Özeti*. <https://dunyaenerji.org.tr/cin-enerji-sektorunun-karbon-notr-yol-haritasi-raporu-ozeti/> adresinden alındı
- Wu, H., Hao, Y., & Weng, J.-H. (2019). *How does energy consumption affect China's urbanization? New evidence from dynamic threshold panel models*. ScienceDirect : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030142151830795X> adresinden alındı
- Yıldız, C., & Akgül, M. A. (2023). Türkiye'nin Akdeniz kıyılarında açık deniz güneş ve rüzgâr enerjisi üretiminin verim bazlı karşılaştırılması. *DergiPark*, 122-126. DergiPark: <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/2560376> adresinden alındı
- Yılmaz, D. (2021). Türkiye'nin Enerji Politikası ve Altyapısı Bağlamında Enerji Hub Potansiyeli. *ULUSAM Türkiye Politik Çalışmalar Dergisi*, 33-48.
- Yavuz, S. (2024). Türkiye'nin enerji politikalarının enerji arz güvenliğine etkisi (2005-2022). *Doktora Tezi*. Marmara Üniversitesi.
- Yenilenebilir Enerji Araştırmaları, D. (2024). *Jeotermal Enerji Nedir? Yenilenebilir Enerji Araştırmaları Derneği*: https://yenader.org/tr_tr/jeotermal-enerji-nedir/ adresinden alındı
- Yurt, R. G. (2023). Türkiye'de Kamu Hizmetlerinin Sunulmasına Özel Sektör Kuruluşlarının Katılımı Bir Tercih Midir Ya Da Zamanın Dinamik Koşullarının Nihai Bir Sonucu Mudur? *Süleyman Demirel Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 231-254.
- Zhang, G. D. (2019). Opportunities and challenges of natural gas development and utilization in China. *Clean Technologies and Environmental Policy*.

EK1 ORJİNALLİK FORMU

	HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ	Doküman Kodu Form No.	FRM-YL-15
	FRM-YL-15 Yüksek Lisans Tezi Orijinallik Raporu <i>Master's Thesis Dissertation Originality Report</i>	Yayın Tarihi Date of Pub.	04.12.2023
		Revizyon No Rev. No.	02
		Revizyon Tarihi Rev.Date	25.01.2024

HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ ANABİLİM DALI BAŞKANLIĞINA
Tarih:/...../.....
Tez Başlığı:..... Tez Başlığı (Almanca/Fransızca)*:.....
Yukarıda başlığı verilen tezinin a) Kapak sayfası, b) Giriş, c) Ana bölümler ve d) Sonuç kısımlarından oluşan toplam sayfalık kısmına ilişkin,/...../..... tarihinde şahsım/tez danışmanım tarafından Turnit'in adli intihal tespit programından aşağıda işaretlenmiş filtrelemeler uygulanarak alınmış olan orijinallik raporuna göre, tezinin benzerlik oranı %'dir.
Uygulanan filtrelemeler*:
1. <input type="checkbox"/> Kabul/Onay ve Bildirim sayfaları hariç
2. <input type="checkbox"/> Kaynakça hariç
3. <input type="checkbox"/> Alıntılar hariç
4. <input type="checkbox"/> Alıntılar dâhil
5. <input type="checkbox"/> 5 kelimedenden daha az örtüşme içeren metin kısımları hariç
Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Tez Çalışması Orijinallik Raporu Alınması ve Kullanılması Uygulama Esasları'nı inceledim ve bu Uygulama Esasları'nda belirtilen azami benzerlik oranlarına göre tezinin herhangi bir intihal içermediğini; aksinin tespit edileceği muhtemel durumlarda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.
Gereğini saygılarımla arz ederim.
Ad-Soyad/İmza

Öğrenci Bilgileri	Ad-Soyad	
	Öğrenci No	
	Enstitü Anabilim Dalı	
	Programı	

DANIŞMAN ONAYI

UYGUNDUR.
(Unvan, Ad Soyad, İmza)

* Tez Almanca veya Fransızca yazılıyor ise bu kısımda tez başlığı Tez Yazım Dilinde yazılmalıdır.

**Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Tez Çalışması Orijinallik Raporu Alınması ve Kullanılması Uygulama Esasları İkinci bölüm madde (4)'te de belirtildiği üzere: Kaynakça hariç, Alıntılar hariç/dahil, 5 kelimedenden daha az örtüşme içeren metin kısımları hariç (Limit match size to 5 words) filtreleme yapılmalıdır.

	HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ	Doküman Kodu Form No.	FRM-YL-15
		Yayın Tarihi Date of Pub.	04.12.2023
	FRM-YL-15 Yüksek Lisans Tezi Orijinallik Raporu <i>Master's Thesis Dissertation Originality Report</i>	Revizyon No Rev. No.	02
		Revizyon Tarihi Rev.Date	25.01.2024

TO HACETTEPE UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF SOCIAL SCIENCES
DEPARTMENT OF.....

Date: .../.../.....

Thesis Title (In English):.....

According to the originality report obtained by myself/my thesis advisor by using the Turnitin plagiarism detection software and by applying the filtering options checked below on/...../..... for the total of pages including the a) Title Page, b) Introduction, c) Main Chapters, and d) Conclusion sections of my thesis entitled above, the similarity index of my thesis is %.

Filtering options applied**:

1. Approval and Declaration sections excluded
2. References cited excluded
3. Quotes excluded
4. Quotes included
5. Match size up to 5 words excluded

I hereby declare that I have carefully read Hacettepe University Graduate School of Social Sciences Guidelines for Obtaining and Using Thesis Originality Reports that according to the maximum similarity index values specified in the Guidelines, my thesis does not include any form of plagiarism; that in any future detection of possible infringement of the regulations I accept all legal responsibility; and that all the information I have provided is correct to the best of my knowledge.

Kindly submitted for the necessary actions.

Name-Surname/Signature

Student Information	Name-Surname	
	Student Number	
	Department	
	Programme	

SUPERVISOR'S APPROVAL

APPROVED
(Title, Name and Surname, Signature)

**As mentioned in the second part [article (4)/3] of the Thesis Dissertation Originality Report's Codes of Practice of Hacettepe University Graduate School of Social Sciences, filtering should be done as following: excluding reference, quotation excluded/included, Match size up to 5 words excluded.

EK 2 ETİK KURUL MUAFİYET FORMU

	HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ	Beklenen Kodu Form No:	FRM-YL-09
	FRM-YL-09 Yüksek Lisans Tezi Etik Kurul Muafiyeti Formu <i>Ethics Board Form for Master's Thesis</i>	Yayın Tarihi Date of Pub.:	22.11.2023
		Revizyon No Rev. No:	02
		Revizyon Tarihi Rev. Date:	25.01.2024*

HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
..... ANABİLİM DALI BAŞKANLIĞINA

Tarih: .../.../.....

Tez Başlığı (Türkçe):.....

Tez Başlığı (Almanca/Fransızca)*:.....

Yukarıda başlığı verilen tez çalışmam:

1. İnsan ve hayvan üzerinde deney niteliği taşımamaktadır.
2. Biyolojik materyal (kan, idrar vb. biyolojik sıvılar ve numuneler) kullanılmasını gerektirmemektedir.
3. Beden bütünlüğüne veya ruh sağlığına müdahale içermemektedir.
4. Anket, ölçek (test), mülakat, odak grup çalışması, gözlem, deney, görüşme gibi teknikler kullanılarak katılımcılardan veri toplanmasını gerektiren nitel ya da nicel yaklaşımlarla yürütülen araştırma niteliğinde değildir.
5. Diğer kişi ve kurumlardan temin edilen veri kullanımını (kitap, belge vs..) gerektirmektedir. Ancak bu kullanım, diğer kişi ve kurumların izin verdiği ölçüde Kişisel Bilgilerin Korunması Kanuna riayet edilerek gerçekleştirilecektir.

Hacettepe Üniversitesi Etik Kurulunun Yönergelerini inceledim ve bunlara göre çalışmamın yürütülebilmesi için herhangi bir Etik Kuruldan izin alınmasına gerek olmadığını; aksi durumda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Gereğini saygılarımla arz ederim.

Ad-Soyad/İmza

Öğrenci Bilgileri	Ad-Soyad	
	Öğrenci No	
	Enstitü Anabilim Dalı	
	Programı	

DANIŞMAN ONAYI

UYGUNDUR,
(Unvan, Ad Soyad, İmza)

* Tez Almanca veya Fransızca yazılıyorsa bu kısımda tez başlığı Tez Yazım Dilinde yazılmalıdır.

	HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ	Doküman Kodu Form No:	FRM-YL-09
	FRM-YL-09 Yüksek Lisans Tezi Etik Kurul Muafiyeti Formu <i>Ethics Board Form for Master's Thesis</i>	Yayımlanma Tarihi Date of Pub.	22.11.2023
		Revizyon No Rev. No.	02
		Revizyon Tarihi Rev. Date	25.01.2024

HACETTEPE UNIVERSITY GRADUATE SCHOOL OF SOCIAL SCIENCES DEPARTMENT OF.....	
Date: .../.../.....	
Thesis Title (In English):.....	
My thesis work with the title given above:	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Does not perform experimentation on people or animals. 2. Does not necessitate the use of biological material (blood, urine, biological fluids and samples, etc.). 3. Does not involve any interference of the body's integrity. 4. Is not a research conducted with qualitative or quantitative approaches that require data collection from the participants by using techniques such as survey, scale (test), interview, focus group work, observation, experiment, interview. 5. Requires the use of data (books, documents, etc.) obtained from other people and institutions. However, this use will be carried out in accordance with the Personal Information Protection Law to the extent permitted by other persons and institutions. 	
I hereby declare that I reviewed the Directives of Ethics Boards of Hacettepe University and in regard to these directives it is not necessary to obtain permission from any Ethics Board in order to carry out my thesis study. I accept all legal responsibilities that may arise in any infringement of the directives and that the information I have given above is correct.	
I respectfully submit this for approval.	
Name-Surname/Signature	

Student Information	Name-Surname	
	Student Number	
	Department	
	Programme	

SUPERVISOR'S APPROVAL

APPROVED
(Title, Name Surname, Signature)