



**PİYASA TAKAS DENGESİ İLE ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTE  
PLANLAMASI İÇİN ORTAK OPTİMİZASYON MODELİ VE ÇÖZÜM  
YAKLAŞIMLARI**

**İnci Elif HADİK**

**DOKTORA TEZİ**

**ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**OCAK 2023**

## ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
  - Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
  - Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
  - Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
  - Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,
- bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

İnci Elif HADIK

26/01/2023

# PİYASA TAKAS DENGESİ İLE ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTE PLANLAMASI İÇİN ORTAK OPTİMİZASYON MODELİ VE ÇÖZÜM YAKLAŞIMLARI

(Doktora Tezi)

İnci Elif HADIK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Ocak 2023

## ÖZET

Artan nüfus ve gelişen teknolojiyle birlikte tüm dünyada elektrik enerjisine olan talep giderek artmaktadır. Öte yandan değişen ve yenilenen politikalar ve var olan tesislerin eskimesi ile birlikte mevcut üretim sistemleri zaman içerisinde yetersiz hale gelmektedir. Bu doğrultuda, talebin zamanında güvenilir bir şekilde karşılanması amacıyla en uygun kaynak ve teknoloji kombinasyonunu belirlemek, boyutuna ve inşa edileceği zamana karar vermek gerekmektedir. Elektrik Üretim Kapasite Planlama (EÜKP) olarak ifade edilen bu karar verme sürecinde talepte bulunan tüketicilerin üretilen bu elektriğe makul bir fiyatla erişmesini sağlarken, üretim şirketlerinin kârlarını en üst düzeye çıkaracak şekilde üretim ve kapasite genişletme planlaması yapmak gerekmektedir. Öte yandan, serbestleşme sürecini henüz tamamlayamamış piyasalarda başta kamu şirketi olmak üzere piyasada hâkim konumda olan şirketlerin sahip oldukları büyük piyasa paylarının kademeli olarak azaltılması gerekmektedir. Tüm bu bilgiler ışığında, bu tez çalışmasında elektrik piyasa takas modeli ile kapasite genişletme ve kapasite azaltımının ortak optimizasyon modelini ele alan iki seviyeli bir EÜKP modeli sunulmuştur. Üst seviye problemde, piyasada üretim yapan katılımcılar kapasite artırımı ve kapasite azaltım olmak üzere iki farklı plan yapıcı grup olarak ele alınmıştır. Kapasite artırımı yapan grupta yer alan özel katılımcıların her biri için Kapasite Genişletme Planlama modeli geliştirilmiştir. Kapasite azaltım grubunda ise başta kamuya ait üretim şirketi olmak üzere kurulu gücü itibarıyla piyasada güç konumunda olan şirketler yer almaktadır. Bu katılımcılar için Kapasite Azaltım Planlama modeli geliştirilmiştir. Alt seviyede ise piyasa dengesini temsil eden piyasa takas denge modeline yer verilmiştir. Ayrıca tüketiciler kapasite planlama problemlerinde ters talep fonksiyonu aracılığıyla temsil edilerek probleme dâhil edilmiştir. İki seviyeli problemin üst ve alt seviye problemleri Karma Tamamlama Problem ve Denge Kısıtlı Matematiksel Program formülasyonları ile bütünleştirilmiş ve Tam Rekabet ve Nash-Cournot piyasa yapılarında çözülmüştür. Önerilen model yaklaşımları Türkiye elektrik piyasası özelinde çalıştırılmış ve sonuçları karşılaştırmalı olarak sunulmuştur.

Bilim Kodu : 90610

Anahtar Kelimeler : Elektrik üretim kapasite planlama, kapasite genişletme, kapasite azaltım planlaması, ortak-eniyileme, tamamlama problemi.

Sayfa Adedi : 117

Danışman : Doç. Dr. Mehmet ATAK

CO-OPTIMIZATION MODEL AND SOLUTION APPROACHES FOR ELECTRICITY  
GENERATION CAPACITY PLANNING WITH MARKET-CLEARING

EQUILIBRIUM

(Ph. D. Thesis)

İnci Elif HADIK

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

January 2023

ABSTRACT

The demand for electrical energy is increasing all around the world as the population grows and technology advances. On the other hand, existing generation systems become inadequate over time due to changing and renewing policies, as well as the obsolescence of existing facilities. In this context, the best resource and technology combination, as well as the size and timing of construction, must be determined in order to meet demand reliably and on time. It is necessary to plan generation and capacity expansion in this decision-making process, known as Electricity Generation Capacity Planning (EGCP), in a way that will maximize the profits of generation companies while guaranteeing that customers may access this electricity at a reasonable price. On the other hand, it is vital to gradually reduce the substantial market shares of dominant companies, especially state-owned ones, in areas where the process of liberalization has not yet been fully accomplished. In this thesis presents a bi-level EGCP model that addresses the electricity market clearing model as well as the co-optimization model of capacity expansion and capacity reduction. The market participants are considered as two planner groups in the upper level problem as capacity expansion and capacity reduction. The Generation Expansion Planning model has been developed for each of the private participants in the capacity expansion group. There are companies in the capacity reduction group that have market power in terms of installed capacity, particularly the state-owned generation company, and the Capacity Reduction Planning model has been developed for these participants. The market clearing model, which represents market balance, is included at the lower level. Furthermore, in capacity planning problems, consumers are represented by the inverse demand function, which includes them in the problem. The upper and lower level problems of the bi-level problem are integrated with the Mixed Complementarity Problem and with the Mathematical Programming with Equilibrium Constraints formulations and solved in Perfect Competition and Nash-Cournot market structures. The proposed model is applied to Turkish electricity market and the results have been presented comparatively.

Science Code : 90610

Key Words : Electricity generation capacity planning, capacity expansion, capacity reduction planning, co-optimization, complementarity problem.

Page Number : 117

Supervisor : Assoc. Prof. Dr. Mehmet ATAĞ

## TEŞEKKÜR

Doktora sürecimde akademik açıdan destekleyen danışman hocam Doç. Dr. Mehmet ATAK' a saygı ve şükranlarımı sunarım.

Tez döneminde ilerleyişimi takip edip tezimin olgunlaşması için değerli görüşlerini aktaran Tez İzleme Komitesi üyesi hocalarım Prof. Dr. Hadi GÖKÇEN ve Prof. Dr. Yakup KARA' ya bu süreçte sağladıkları katkılar için teşekkür ederim.

Doğduğum günden bugüne hayatımın hiçbir safhasında beni yalnız bırakmayan, her kararında arkamda olan ve var gücüyle destekleyen annem Ferhan SAĞLAM' a, babam Recep SAĞLAM' a ve biricik ablam Ayşe SAĞLAM' a teşekkürlerin en büyüğünü sunarım.

Bir evlat büyüterek ilerlettiğim doktora sürecinde anneliğe ve akademiye ilişkin yaşadığım tüm zorluklarda yanımda olan, dahası aşmam için elinden gelenin fazlasını yapan ve ailesinin mutluluğunu her şeyden önde tutan kıymetli eşim Mustafa HADIK' a ve büyütürken birlikte büyüdüğüm biricik kızım Zeynep Eslem HADIK' a şükranlarımı sunarım.

## İÇİNDEKİLER

	<b>Sayfa</b>
ÖZET .....	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER .....	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	x
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xiii
1. GİRİŞ.....	1
2. ELEKTRİK SİSTEMİ VE ELEKTRİK PİYASALARI .....	7
2.1. Elektrik Sistemi .....	7
2.2. Elektrik Piyasaları.....	8
2.2.1. Elektrik sektöründe 1980 öncesi yapı .....	8
2.2.2. Elektrik piyasalarında dönüşüm süreçleri .....	9
2.2.3. Türkiye elektrik piyasası gelişimi .....	12
3. LİTERATÜR TARAMASI .....	15
3.1. Elektrik Üretim Genişletme ve Kapasite Planlama Çalışmaları .....	15
3.1.1. Denge kısıtlı matematiksel program .....	17
3.1.2. Denge kısıtlı denge problemi .....	20
3.1.3. İki aşamalı (master-slave) modeller .....	21
3.1.4. Karma tamamlama problemleri .....	23
3.2. Ortak Optimizasyon Çalışmaları .....	28
3.2.1. Üretim ve iletim ortak genişletme planlaması .....	28
3.2.2. Elektrik üretim ve doğalgaz sistemleri ortak genişletme planlaması .....	30

3.2.3. Elektrik-doğalgaz sistemlerinin üretim ve iletim ortak genişletme planlaması .....	30
<b>4. PİYASA TAKAS DENGESİ İLE ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTE PLANLAMA ORTAK OPTİMİZASYON MODELİ .....</b>	<b>37</b>
4.1. Problem Tanımı ve Varsayımlar .....	37
4.2. Ortak Optimizasyon Model Formülasyonu.....	40
4.2.1. Tüketiciler .....	42
4.2.2. Kapasite genişletme planlama (KGP) modeli-Artırım grubu (G).....	42
4.2.3. Kapasite azaltım planlama (KAP) modeli-Azaltım grubu (K) .....	43
4.2.4. Piyasa takas dengesi .....	44
4.3. Piyasa Yapıları.....	45
4.3.1. Nash-Cournot dengesi .....	45
4.3.2. Tam rekabet.....	46
4.4. Problem Çözüm Yaklaşımları .....	47
4.4.1. Tamamlama problemi .....	47
4.4.2. Karma tamamlama problem formülasyonu.....	49
4.4.3. Denge kısıtlı matematiksel program formülasyonu .....	52
<b>5. EÜKP ORTAK OPTİMİZASYON MODELİNİN UYGULANMASI: TÜRKİYE ÖRNEĞİ .....</b>	<b>61</b>
5.1. Türkiye Elektrik Piyasası Görünümü .....	61
5.1.1. Elektrik üretim ve tüketimi .....	61
5.1.2. Elektrik üretim sektörü aktörleri .....	65
5.2. Varsayımlar ve Veriler .....	68
5.3. Karma Tamamlama Problem Sonuçları .....	77
5.3.1. Genel ekonomik sonuçlar .....	78

	<b>Sayfa</b>
5.3.2. Satış ve kapasite artış/azalış sonuçları.....	79
5.3.3. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar .....	84
5.4. Denge Kısıtlı Matematiksel Program Sonuçları .....	87
5.4.1. Genel ekonomik sonuçlar.....	87
5.4.2. Satış ve kapasite artış/azalış sonuçları.....	88
5.4.3. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar .....	91
5.4.4. K grubu azaltılan santrallere ilişkin sonuçlar .....	94
5.5. Piyasa Sonuçları .....	95
6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	101
KAYNAKLAR .....	105
EKLER.....	113
EK-1. KTDOP Modeli .....	114
ÖZGEÇMİŞ .....	117

## ÇİZELGELERİN LİSTESİ

<b>Çizelge</b>	<b>Sayfa</b>
Çizelge 3.1. EÜKP çalışmalarına ilişkin literatür özeti .....	25
Çizelge 3.2. KTP ve EÜGP-İGP ortak genişletme problemlerine ilişkin literatür özeti ...	32
Çizelge 3.3. Elektrik üretim ve doğalgaz sistemleri ile bu sistemlerin ÜGP-İGP planlamasına ilişkin literatür özeti.....	34
Çizelge 5.1. TEİAŞ bölgesel kontrol alanı.....	69
Çizelge 5.2. Elektrik üretim katılımcıları ve model indeksleri .....	70
Çizelge 5.3. Elektrik üretim santralleri ve model indeksleri.....	71
Çizelge 5.4. Elektrik üretim tesisleri için birim işletme maliyeti ve kapasite faktörü....	72
Çizelge 5.5. Katılımcıların başlangıç kapasiteleri .....	75
Çizelge 5.6. K (EÜAŞ) firması santralleri ve kapasiteleri ( $B_{ho}$ ) (MW).....	76
Çizelge 5.7. G grubu aday santraller ve kapasite artırım üst sınırı (MW).....	77
Çizelge 5.8. K grubu için kapasite azaltım alt sınırları (MW).....	77
Çizelge 5.9. KTP genel ekonomik sonuçları .....	79
Çizelge 5.10. Satış miktarı ve kapasite artış ve azalış miktarları ile ilgili sonuçlar .....	80
Çizelge 5.11. Üretim tesisi bazında kapasite artış ve azalış miktarları (TR).....	82
Çizelge 5.12. Üretim tesisi bazında kapasite artış ve azalış miktarları (NC) .....	82
Çizelge 5.13. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar (TR).....	85
Çizelge 5.14. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar (NC).....	86
Çizelge 5.15. DKMP genel ekonomik sonuçları .....	88
Çizelge 5.16. Satış miktarı ve kapasite artış ve azalış miktarları ile ilgili sonuçlar .....	89
Çizelge 5.17. Üretim tesisi bazında kapasite artış ve azalış miktarları (TR).....	91
Çizelge 5.18. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar (TR).....	93
Çizelge 5.19. K firması tarafından azaltılan santraller .....	94

## ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Elektrik piyasasının tarihi gelişimi .....	11
Şekil 2.2. Türkiye elektrik piyasasının gelişimi.....	14
Şekil 3.1. Literatür özeti ve tez çalışmasının katkısı .....	35
Şekil 4.1. İki seviyeli model yapısı.....	38
Şekil 4.2. Problem ana hattı .....	39
Şekil 4.3. Ortak optimizasyon modeli bileşenleri.....	45
Şekil 4.4. Tamamlama problemleri.....	48
Şekil 4.5. Denge kısıtlı matematiksel program için genel çerçeve .....	53
Şekil 5.1. 2021 yılı lisanslı elektrik üretiminin kaynaklara dağılımı.....	62
Şekil 5.2. Yıllar itibariyle lisanslı elektrik üretiminin kaynak bazında gelişimi .....	62
Şekil 5.3. 2021 yılı sonu itibariyle lisanslı kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı .....	63
Şekil 5.4. Yıllar itibariyle lisanslı kurulu gücün kaynak bazında gelişimi.....	63
Şekil 5.5. Yıllar itibariyle elektrik enerjisi talebi ve artış oranı.....	64
Şekil 5.6. Elektrik enerjisi talep projeksiyonu (2020-2040) .....	65
Şekil 5.7. Türkiye kurulu gücünün kamu ve özel sektöre göre dağılımı (2010-2021) ...	66
Şekil 5.8. 2021 yılı elektrik üretiminin kuruluşlara göre dağılımı (%).....	67
Şekil 5.9. 2021 yılı lisanslı kurulu gücün üreticilere dağılımı.....	67
Şekil 5.10. TEİAŞ bölgesel kontrol alanı .....	68
Şekil 5.11. Satış miktarlarına ait KTP sonuçları.....	81
Şekil 5.12. Kapasite artış miktarlarına ait KTP sonuçları.....	81
Şekil 5.13. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları (TR) .....	83
Şekil 5.14. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları (NC).....	83
Şekil 5.15. Tesislerin elektrik enerjisi üretim miktarı.....	84

<b>Şekil</b>	<b>Sayfa</b>
Şekil 5.16. Satış miktarlarına ait DKMP sonuçları.....	89
Şekil 5.17. Kapasite artış miktarlarına ait DKMP sonuçları.....	90
Şekil 5.18. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları (TR) .....	91
Şekil 5.19. Tesislerin elektrik enerjisi üretim miktarı.....	92
Şekil 5.20. Firmaların kurulu güç değişimleri (2020-2030) .....	95
Şekil 5.21. Firmaların piyasa payı değişimleri (2020-2030) .....	96
Şekil 5.22. Elektrik üretim sektöründeki kamu ve özel katılımcı payları (2020-2030) .	97
Şekil 5.23. Tesis türlerinin kapasite gelişimi-MW (2020-2030) .....	98
Şekil 5.24. Tesis türlerinin kapasite gelişimi-% (2020-2030) .....	98
Şekil 5.25. Elektrik üretim kurulu gücünün enerji türlerine göre gelişimi (2020-2030)	99

## SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

<b>Simgeler</b>	<b>Açıklamalar</b>
\$	Amerikan doları
GWh	Gigawatt saat
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt saat
MW	Megawatt
MWh	Megawatt saat
<b>Kısaltmalar</b>	<b>Açıklamalar</b>
BSO	Bağımsız sistem operatörü
DKDP	Denge kısıtlı denge problemi
DKMP	Denge kısıtlı matematiksel program
EÜGP	Elektrik üretim genişletme planlaması
EÜKP	Elektrik üretim kapasite planlaması
EÜŞ	Elektrik üretim şirketi
GAMS	General Algebraic Modelling System
İGP	İletim genişletme planı
İSPM	İki seviyeli programlama modelleri
KAP	Kapasite azaltım planlaması
KGP	Kapasite genişletme planlaması
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
KTDOP	Karma tamsayılı doğrusal olmayan programlama
KTDP	Karma tamsayılı doğrusal programlama
KTP	Karma tamamlama problemi
NC	Nash-Cournot
PTF	Piyasa takas fiyatı
SÜŞ	Serbest üretim şirketi

**Kısaltmalar**

**Açıklamalar**

**TR**

Tam rekabet

**ÜGP**

Üretim genişletme planlaması



## 1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi günlük hayatımızda aydınlatmadan ısıtmaya, iletişimden ulaşımaya kadar birçok temel ihtiyacı karşılamak için kullanılmaktadır. İçinde bulunduğumuz teknolojik çağda elektrik enerjisi olmadan hayatımızı idame ettirebilmemiz neredeyse imkânsızdır. Öte yandan, ülkelerin ekonomik ve sosyal kalkınma düzeyini belirleme noktasında elektrik enerjisi hayatî bir öneme sahiptir.

Artan nüfus ve gelir seviyesi ile birlikte teknolojiye yaşanan gelişmeler tüm dünyada enerjiye, özellikle elektrik enerjisine olan ihtiyacın giderek artmasına sebep olmaktadır. Her ne kadar 2019 yılında dünya genelinde yaşanan Covid-19 salgınına önlemek adına alınan karantina önlemleriyle birlikte izleyen iki yılda küresel elektrik talebinde düşüş yaşanmış olsa da, salgının kontrol altına alındığı 2022 yılıyla birlikte elektriğe olan talep tekrar artışa geçmiştir [1]. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından sunulan dünya enerji görünümü raporunda mevcut politikalar senaryosuna göre küresel elektrik talebinin 2050 yılına kadar yıllık ortalama %2,4 olmak üzere %80 oranında artması beklenmektedir [2].

Değişen ve yenilenen politikalar, var olan tesislerin eskimesi ve en önemlisi elektrik enerjisine olan talebin giderek artması gibi sebeplerden, mevcut elektrik üretim sistemleri zaman içerisinde yetersiz hale gelmektedir. Bu doğrultuda, talebin zamanında güvenilir bir şekilde karşılanması amacıyla ekonomik ve güvenilir enerji arzını sağlayacak en uygun kaynak ve teknoloji kombinasyonunu belirlemek gerekmektedir. Öte yandan, talepte bulunan tüketicilerin üretilen bu elektriğe makul bir fiyatla erişmesini sağlamak ülkelerin refah seviyeleri açısından oldukça önemlidir.

Artan talebi karşılamak amacıyla en uygun elektrik üretim teknolojisini belirlemek, yapılacak olan yatırımın boyutuna ve inşa edileceği zamana karar vermek için stratejik planlama yapmak ve toplam kurulu gücün söz konusu talep büyümesinin karşılanması için yeterli olacağını garanti etmek gerekmektedir. Literatürde bu planlama problemi Elektrik Üretim Genişletme Planlaması (EÜGP) olarak temsil edilmekte ve genişletme ile kapasite artışı ifade edilmektedir.

Zaman içinde elektrik üretiminin yapıldığı elektrik piyasalarında yaşanan dönüşüm süreciyle birlikte EÜGP problemleri de farklılıklar göstermiş ve halen gelişmeye devam etmektedir. Elektrik enerjisi üreten firmaların faaliyet gösterdiği elektrik piyasaları hemen hemen dünyanın her yerinde dikey olarak bütünleşmiş ve genellikle devlete ait coğrafi tekellerle ortaya çıkmıştır [3]. Elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımından piyasaya giriş düzenlemesine kadar ilgili tüm faaliyetlerden uzunca bir süre bahsi geçen tekel yapı tek başına sorumlu olmuştur. Uzunca bir süre bu tekel yapı tarafından gerçekleştirilen tüm faaliyetler resmî bir düzenlemeye (regülasyona) tabi tutulmuş ve söz konusu düzenleyici çevrede elektrik üretimi istikrarlı ve nispeten öngörülebilir bir şekilde gerçekleştirilmiştir. Dolayısıyla bu dikey bütünleşik yapıda elektrik üretim şirketleri için odak noktası teknik çözümlerin en iyi hale getirilmesi ile ilgili olmuştur. Sonuç itibariyle, dikey bütünleşmiş bu yapıda elektrik üretim ve kapasite planlamasıyla ilgili kararlar merkezi bir planlamacı tarafından verilmiş ve maliyetin en küçüklenmesi amacıyla oluşturulan planlar nispeten istikrarlı ve kolay olmuştur.

Zamanla nüfus ve elektrik talebindeki artışın yanı sıra teknolojiye gelişmelerle birlikte söz konusu doğal tekel, yapılması gerekli yatırımları finanse etme konusunda yetersiz kalmıştır. Bununla birlikte, tekel ortamda tüketicilerin tedarikçileri seçme konusunda seçenekleri olmaması nedeniyle elektrik enerji fiyatları ve hizmetlerinin yanı sıra rekabet gücü olumsuz etkilenmiş ve bu durum piyasada belirli düzenlemeleri gerekli kılmıştır [4]. 1980 sonrası reform süreci olarak nitelendirilen dönemde sanayileşmiş pek çok ülke piyasalarını yeniden düzenlemek suretiyle rekabete dayalı serbest yapıya geçiş hareketini başlatmıştır [5]. Elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılarak serbest piyasa ortamının yaratılmasındaki ortak amaç sürdürülebilir bir sistem yaratmak ve piyasada rekabet ortamının oluşmasıyla birlikte rekabet koşulları altında belirlenen daha düşük fiyat ile elektrik enerjisi sunmak olmuştur. Elektrik piyasasının serbestleştirilmesiyle birlikte elektrik üretim kapasite planlama problemi için yatırım kararları almak, düzenlenmiş (regulated) bir çevrede olduğundan daha karmaşık hale gelmiştir.

Rekabete dayalı organize elektrik piyasasında elektrik üretim şirketlerinin sayısının artmasıyla birlikte planlama yapacak olan her bir şirketin, rakiplerin davranışlarını da göz önünde bulundurması gerekmektedir. Öte yandan, tüketicilerin fiyatlardaki değişimlere talep miktarları aracılığıyla tepki gösterebildiği bu piyasa ortamında elektrik fiyat ve talebi üzerindeki belirsizlik problemi zorlaştırmaktadır. Bu sebeplerle, rekabetçi piyasada elektrik

Üretim Şirketlerinin bakıŐ aŐısı tekel yapıdakinden farklılaŐmakta ve Şirketler maliyeti azaltıp kârı artırmak iÇin en verimli  ozmleri sunacak stratejiler geliŐtirmek zorundadır.

Yeniden yapılandırma süreciyle birlikte serbestlik kazanan elektrik piyasalarında zel Şirketlerin katılımı zamanla artmakta ve kamuya ait üretim santralleri özelleŐtirmeler yoluyla özel katılımcılara devredilmektedir [6]. zelleŐtirmeleri de iÇeren bu dönüşüm sürecindeki niha hedef, devletin piyasada aktif bir katılımcı olmaktan ziyade kurumları aracılıŐıyla yalnızca rekabeti tesis eden ve tüketiciler haklarını koruyan, iletim gibi rekabetin mümkün olmadığı kademelerde ise denetleyici ve düzenleyici olarak hizmet verdiŐi liberal bir sistem yaratmaktır.

Başta gelişmekte olan ülkeler olmak üzere pek  ok ülkenin elektrik piyasalarında dönüşüm süreci devam etmektedir. nemli bir dönüşüm faaliyeti olarak piyasada özel katılımcıların sayısı zamanla artarken, kamunun özellikle üretim sektöründeki varlıŐı giderek azalmaktadır. Elektrik piyasasında kamuya ait varlıkların özelleştirilmesi büyük l de politik kararlara dayansa da, analitik bir yaklaşımla karar verme sürecinin planlanması hem söz konusu kamu Şirketi hem de sistemdeki politika yapıcılar aÇısından faydalı olacaktır.

Özetle, yeniden düzenlenmiş elektrik piyasalarında özel retim Şirketlerinin yatırım ve üretim planlarının yanı sıra başta kamuya ait firmalar olmak üzere büyük bir paya sahip olan katılımcıların dikkate alınması piyasada rekabetin saŐlanması ve korunması adına büyük bir önem teşkil etmektedir. Bununla birlikte, organize elektrik piyasalarında alınan üretim ve yatırım kararlarının tamamı piyasanın ekonomik sonuÇları ile doŐrudan ilintilidir. Elektrik retim kapasite planlaması problemlerinde yatırımcı aÇısından amaÇ kâr maksimizasyonu iken, sistem işletmecisi iÇin amaÇ sosyal refahın maksimizasyonudur. Sosyal refah kullanıcılar iÇin minimum maliyetle elektrik sunulmasını ifade etmekte ve piyasa takas dengesi ile ilintili bir durumdur.  nk tüketiciler fiyat deŐiŐimlerine talep miktarlarını artırıp azaltmak suretiyle tepki gösterebilmektedir. Öte yandan, piyasa dengesi piyasadaki yatırımcılar tarafından sunulan üretim kapasite planlarından etkilenmektedir. Bu sebeple, elektrik üretim kapasite planlama problemlerinde piyasa denge koşulunun aÇık bir Şekilde temsil edilmesi ve yer alması piyasalar iÇin bir zorunluluktur.

Tüm bu bilgiler iŐıŐında, bu tez  alıŐmasında elektrik piyasa takas modeli ile kapasite genişletme ve kapasite azaltımının ortak optimizasyon problemi iÇin iki seviyeli bir Elektrik

Üretim Kapasite Planlama (EÜKP) modeli sunulmuştur. EÜKP problemi için geliştirilen modelin amacı, gelecek talebi karşılayacak şekilde kapasite genişletme planlamasının yanı sıra sistemde rekabeti bozacak kapasite gücüne sahip katılımcılar için kapasite azaltım planının göz önüne alınarak birlikte ortak kapasite ve üretim planı sunmaktır. Bu yönüyle çalışma, literatürde yer alan ve yalnızca kapasite genişletmesine odaklanan EÜKP problemlerinden farklılaşmaktadır. Öte yandan, özellikle elektrik piyasası dönüşüm süreci devam eden sistemlerde yer alan katılımcılar için yeni bir analitik yaklaşım sunan bu çalışma literatürdeki söz konusu boşluğu doldurur niteliktedir.

Tez kapsamında sunulan iki seviyeli EÜKP modeli üst ve alt seviye olmak üzere iki seviyeyi içermektedir. Üst seviyede, piyasada üretim yapan katılımcıların kapasite planlama problemi yer almaktadır. Bu seviyedeki katılımcılar kapasite artırımı ve kapasite azaltım olmak üzere iki farklı plan yapıcı grup olarak ele alınmıştır. Kapasite artırımı yapan grupta yer alan özel katılımcıların her biri için bir Kapasite Genişletme Planlama (KGP) modeli geliştirilmiştir. Kapasite azaltım grubunda ise elektrik üretim sektöründeki kamunun varlığını azaltmak amacıyla kamuya ait üretim şirket(ler)i yer almaktadır. Bu grupta yer alan katılımcı(lar) için de bir Kapasite Azaltım Planlama (KAP) modeli geliştirilmiştir. Literatüre bir yenilik olarak sunulan KAP modeli bu gruptaki firmalar için kapasite azaltım planı yaparken geriye kalan santralleri ile maksimum kârı verecek şekilde bir üretim planı da sunmaktadır. Alt seviyede ise piyasa dengesini temsil eden piyasa takas denge modeline yer verilmiştir. Geliştirilen EÜKP modelinin çözümü için iki çözüm yaklaşımı sunulmuştur. İlk çözüm yaklaşımında, iki seviyeli problemde yer alan kapasite genişletme ve azaltma problemleri ile piyasa takas denge modeli Karma Tamamlama Problem formülasyonu ile tek seviyeli bir modele dönüştürülmüştür. İkinci yaklaşımda ise, kapasite azaltım grubu katılımcıları için eldeki santrallerin azaltılması kararı ikili karar değişkeni olarak temsil edilmiş ve iki seviyeli ortak optimizasyon modeli Denge Kısıtlı Matematiksel Program yaklaşımı ile yeniden formüle edilmiştir. Her iki yaklaşımda da tüketiciler kapasite planlama problemlerinde ters talep fonksiyonu aracılığıyla temsil edilerek probleme dâhil edilmiştir. Önerilen modelin performansını değerlendirmek adına, Türkiye elektrik üretim piyasası verileri kullanılarak sayısal bir çalışma sunulmuştur. Her iki çözüm yaklaşımı da Tam Rekabet (TR) ve Nash-Cournot (NC) piyasa yapısında çalıştırılmış ve katılımcıların kararları ile sosyal refah ve diğer çıktılar karşılaştırılmıştır.

Bu tez çalışması altı bölümden oluşmaktadır. İkinci bölümde, elektrik sistemi ve elektrik piyasaları hakkında bilgiler verilmiştir. Üçüncü bölümde elektrik üretim kapasite planlama çalışmaları üzerine bir literatür incelemesi sunulmuştur. Bu tez çalışmasında ele alınan problemin matematiksel çerçevesi ve problemin çözümü için kullanılan yaklaşımların detaylı açıklaması dördüncü bölümde verilmiştir. Önerilen modellerin etkinliğini test etmek adına yapılan sayısal çalışmalardan elde edilen sonuçlar beşinci bölümde sunulmuştur. Elde edilen sonuçların genel bir özeti ve gelecek çalışmalara yönelik önerilerin paylaşıldığı altıncı bölüm ile tez çalışması tamamlanmıştır.





## 2. ELEKTRİK SİSTEMİ VE ELEKTRİK PİYASALARI

Bu bölümde elektrik sistemi, geleneksel elektrik sektörü, sektörün yeniden yapılandırılması ve Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi hakkında genel bilgiler verilmiştir.

### 2.1. Elektrik Sistemi

Elektrik sistemi üretim, iletim, dağıtım ve satış olmak üzere dört temel işlevi barındırmaktadır. Bu işlevlerin bir kısmında rekabetçi bir ortamın sağlanması mümkünken, iletim gibi faaliyetler için bu durum doğası gereği zordur. Çünkü iletim ağı, inşa edilmesi ve işletmesi bakımından bir doğal tekel durumu teşkil etmektedir [6]. Bu tez çalışması esas olarak üretim sektörüne odaklanmakta ve elektrik üretim kapasite planlaması ile ilgilenmektedir. Üretim, elektrik sisteminin ilk faaliyeti olmakla birlikte rekabetçi bir ortamın oluşturulabileceği bir sektördür. Sistemin bir bütün halinde kolayca anlaşılabilmesi için diğer faaliyetler de bu kısımda kısaca tanıtılmaktadır.

Elektrik üretimi, birincil enerji kaynağının elektriğe dönüştürülüp daha sonra iletim alt yapısına veya doğrudan talep noktasına teslim edilme süreci olarak tanımlanabilir. Bahsi geçen birincil enerji kaynakları, doğalgaz, petrol, kömür gibi fosil kaynaklar ve hidrolik, rüzgâr, güneş, biyokütle, jeotermal gibi yenilenebilir kaynaklar olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Geleneksel olarak fosil yakıtlı enerji üretim santralleri büyük ölçekli ve sürekli çalışma için tasarlanmıştır ve elektrik üretimi için ana kaynaklardan biri olarak kabul edilmektedir. Genellikle yenilenebilir enerji kaynaklı santrallere nispetle kurulum maliyetleri düşük, işletme ve bakım maliyetleri yüksektir. Ancak yıllar boyunca yoğun kullanımı sebebiyle tükenme tehlikesinin baş göstermesi ve elektrik üretimi sırasında yaydığı zararlı gazlar yüzünden yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim giderek artmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları yerli olmalarının yanı sıra temiz ve sürdürülebilir enerji kaynakları olduğu için elektrik üretiminde öncelik verilmesi gereken kaynaklardandır. Bununla birlikte fosil yakıtlıların aksine yatırım maliyetleri yüksek olmasına rağmen işletme maliyetleri düşük olduğu için ülkeleri ekonomik açıdan avantajlı duruma getirmektedir.

Genel itibariyle elektrik üretim maliyeti toplam maliyetin yaklaşık %35 ile %50'sini oluşturmaktadır [7].

Santrallerde üretilen elektrik iletim sistemi vasıtasıyla dağıtım sistemlerine ve müşterilere iletilir. İletim maliyetleri, toplam elektrik maliyetinin yaklaşık %5 ile %15'ini oluşturur [7]. Aşırı yüklerin veya eksikliklerin sistemi dengesiz hale getireceği hassas bir sistemdir ve enerji arz güvenliği açısından önemli bir konuma sahiptir. Yeniden düzenlenmiş elektrik piyasalarında iletim sisteminin işletilmesinden bağımsız bir sistem operatörü sorumludur. Sistem operatörü, iletim sisteminin istikrarlı ve güvenilir bir şekilde çalışması için elektrik üretim santrallerinden, elektrik arzının koordinasyonundan ve elektrik talebinin tahmininden sorumludur [7].

Elektriği iletim sisteminden son kullanıcılara iletmekten dağıtım işlevi sorumludur. Dağıtım ve iletim sistemi arasındaki fark; dağıtım sisteminin iletim sisteminden daha düşük voltajlarda çalışması ve dağıtım sistemi elektrik tüketicileri ile bağlantılı iken iletim sisteminin sistem operatörü üzerinden elektrik üretim sistemi ile çalışmasıdır [8]. Dağıtım maliyetleri, toplam elektrik maliyetinin yaklaşık %30 ile %50'sini oluşturur [7]. Dağıtım sistemi tek bir işlev değildir, çünkü genellikle faturalandırma, tüketim ölçümü ve perakende satış gibi müşterinin hizmet işlemleriyle de ilişkilidir.

Dağıtım işlevini satış faaliyetleri takip etmekte ve nihai tüketicilere elektrik satma sürecini içermektedir. Fiyatlandırma, elektrik satma, ölçme, faturalama ve ödeme toplama gibi bir dizi ticari işlevi içermektedir.

## **2.2. Elektrik Piyasaları**

Bu kısımda elektrik piyasalarının 1980 öncesi dönemdeki tekel yapısı, yeniden düzenlenmesi ve serbestleşme süreci hakkında bilgi verilmektedir.

### **2.2.1. Elektrik sektöründe 1980 öncesi yapı**

Dünyanın hemen her yerindeki elektrik sektörleri dikey olarak bütünleşmiş ve genellikle devlete ait coğrafi tekellerle ortaya çıkmıştır [3]. Elektrik enerjisinin zorunlu ihtiyaç sınıfında bulunması, üretiminin sermaye yoğun olması, belirli bir ölçek büyüklüğü

gerektirmesi ve öte yandan depolanamaması gibi sebeplerle 1980’li yıllara kadar elektrik piyasalarında dikey bütünleşik yapı hâkimiyetini sürdürmüştür [5]. Sektörün bütününe hâkim olan doğal tekel şartlarında, kamu bu tekeli ya doğrudan mülkiyeti altında kendi işletmiş ya da imtiyaz verdiği özel şirketi regülasyona tabi tutarak kontrol etmiştir. Geçmişte elektrikle ilgili faaliyetlerin özel bir şirketin tekelinde olması nadir rastlanan bir durum olsa da, Amerika Birleşik Devletlerin’ de olduğu gibi belli bir bölgede tek bir özel firmanın belirli bir regülasyona tabi tutularak elektrikle ilgili tüm faaliyetleri üstlendiği tekel yapılar da ortaya çıkmıştır [6]. Bu tekel ortamdaki dikey entegre yapı elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımından piyasaya giriş düzenlemesine kadar ilgili tüm faaliyetlerden uzunca bir süre tek başına sorumlu olmuştur.

Uzun yıllar boyunca elektrikle ilgili hizmetler tekel ortamda yerine getirilmiş ve hizmet edilen bölgelere gerçekleştirilen elektrik satışları üzerinde tam kontrol uygulanmıştır. Öte yandan, söz konusu dikey bütünleşmiş yapı gelecekteki elektrik talebini karşılamak adına yapılması gereken üretim kapasite yatırımlarının ne zaman, ne kadar ve nerede yapılacağına tek başına karar vermiştir. Bu yapıda amaç, tahmini talep miktarını karşılamak üzere elektrik üretim maliyetini minimize edecek şekilde üretim genişletme planlaması yapmaktır. Bu yapıda, elektrik fiyatları çok değişkenlik göstermemekle birlikte üretimle ilgili maliyetler elektrik sistemine yeni eklenecek santrallerin maliyeti, sabit işletme ve bakım maliyeti, var olan ve yeni eklenecek tesislerin değişken maliyetlerinden oluşmaktadır. Üretimin yanı sıra, hem yüksek voltajlı iletim sistemini hem de düşük voltajlı dağıtım sistemini kurmak ve işletmek bu yapının sorumluluğundadır [7]. Özetle, tekel yapı içerisinde sistem güvenilirliğinin ve en düşük maliyetin sağlanması elektrik endüstrisinin en önemli amacıdır.

Zamanla nüfus ve elektrik talebindeki artışın yanı sıra teknolojiye gelişmelerle birlikte söz konusu doğal tekel yetersiz kalmıştır. Bununla birlikte, bahsi geçen tekel ortamda tüketicilerin tedarikçileri seçme konusunda seçenekleri olmaması nedeniyle elektrik enerji fiyatları ve hizmetlerinin yanı sıra rekabet gücü olumsuz etkilenmiş ve bu durum piyasada belirli düzenlemeleri gerekli kılmıştır [4].

### **2.2.2. Elektrik piyasalarında dönüşüm süreçleri**

1980 sonrası reform süreci olarak nitelendirilen dönemde sanayileşmiş pek çok ülke piyasalarını yeniden düzenlemek suretiyle rekabete dayalı serbest yapıya geçiş hareketini

başlatmıştır [5]. O tarihten bu yana, dünya elektrik endüstrisi Şili, İngiltere, Galler ve Norveç'in öncülük ettiği bir dizi reform ile karşı karşıya kalmıştır [9]. Başta Avrupa olmak üzere pek çok ülkenin deregülasyon hareketine özelleştirme faaliyetleri eşlik etmiştir [10].

Öte yandan, Ekvador, Hindistan, Tayvan ve Endonezya gibi gelişmekte olan ülkelerde elektrik piyasası değişimi sorunsuz ve kısa sürede gerçekleşmemiştir [11]. Hindistan' da olduğu gibi bu ülkelerin bir kısmında elektrik piyasası tekel (regulated) ve rekabete dayalı serbestleşmiş arasında bir geçiş durumundadır [12]. Bu geçiş durumundaki piyasaya Kısmî Serbest Piyasa (Partially Regulated Market) denilmektedir [11]. Kısmen deregüle edilmiş piyasada, kamu şirketi ve özel üretim şirketleri elektrik santrallerinin kısmen sahibidir [13]. Hindistan'a benzer şekilde, Endonezya ve Tayvan elektrik piyasaları kısmen serbest yapıdadır [11]. Kısmî serbest piyasada kamu şirketi halen üretim sektöründe yer aldığı için tam rekabetten bahsedilememektedir. Bununla birlikte, elektrik fiyatları piyasa koşulları sebebiyle tekel yapıya kıyasla daha fazla belirsizlik barındırmaktadır.

Sanayileşmiş ülkeler doğal tekel ağırlıklı yapıdan rekabetçi regülasyonlara (deregülasyon ve özelleştirmeye) geçişi 1980'li yılların sonlarında tamamlamıştır. Deregülasyon hareketinde gelişmiş ülkelerde amaç piyasanın ekonomik ve finansal performansını arttırmak iken, gelişmekte olan ülkelerdeki temel etkenler elektrik sektöründe maliyetlerin yüksek olması, arz güvenliğinin tehlikede olması, kamu kesiminin artan enerji talebini karşılayacak yatırımları gerçekleştirmede sorunlar yaşaması olmuştur [5]. Bununla birlikte, deregülasyon sürecinin ayrıntıları ve temel motivasyonları ülkeler ve endüstriler arasında farklılık gösterse de, bu süreci motive eden ilkeler aynıdır: sektörün özel sektör katılımına açılması ve piyasa tarafından belirlenen fiyatların getirilmesi piyasada rekabeti, böylece verimliliği artıracak ve fiyatları düşürecektir [14], [6]. Deregülasyon ile birlikte serbestiyet kazanan yeni yapıda, kamuya ait santraller özelleştirilmiş ve elektrik üretimi yeni özel firmaların girişine tamamen açılmıştır [6].

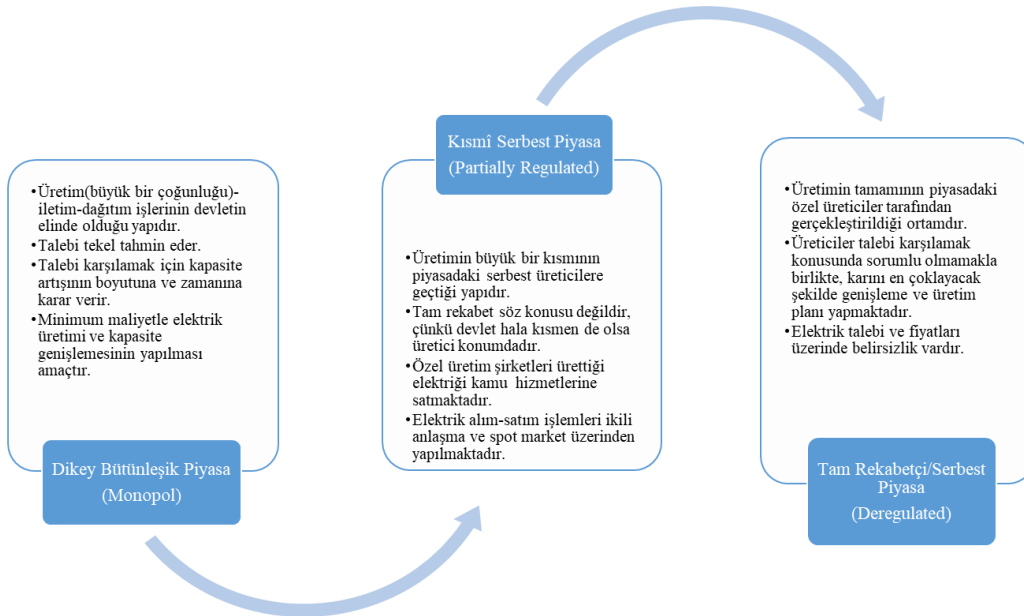
Elektrik piyasalarında dönüşüm süreci özetle aşağıdaki reformları içermektedir [15], [3], [4]:

- Kamu kuruluşlarının veya faaliyetlerinin özel mülkiyete tamamen özelleştirilmesi,
- Elektrik reform yasalarının çıkarılması,
- Üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin dikey bütünleşik yapıdan ayrıştırılması,
- Bağımsız bir düzenleyicinin kurulması,

- Rekabetçi bir toptan satış piyasasının kurulması ve perakende satış piyasasında serbestleşmenin gerçekleşmesi,
- Piyasa düzenlemelerinin ve elektrik fiyat mekanizmalarının yeniden yapılandırılması.

Üretim kapasite planlaması açısından bakıldığında, kamu kuruluşunun elektrik üretim kapasitesi yatırımını düzenleme yeteneği, düzenlenmiş (regulated), kısmî serbestleşmiş ve serbest piyasa arasındaki farkı açıkça ortaya koymaktadır. Düzenlenmiş piyasada, kamu şirketi elektrik üretim sektörünün tamamına sahiptir ve yatırım kararlarını tam olarak kontrol etmektedir [16]. Rekabete dayanan serbest piyasada ise üretim sektöründe özel üretim şirketleri vardır ve dolayısıyla kamu yatırım kararlarını yönetememektedir. Yatırım kararları tamamen her bir özel üretim şirketinin kâr değerlendirmesine bağlıdır. Kısmen deregüle edilmiş piyasada ise tüm elektrik santralleri kamu kuruluşuna ait değildir ve piyasada özel üretim şirketleri de mevcuttur. Üretim şirketleri ürettiği elektrik enerjisini kamu hizmetlerine satmaktadır. Bu nedenle, üretim kapasite planlama problemine hem özel üretim şirketleri hem de fayda açısından, yani sırasıyla kâr maksimizasyonu ve maliyet minimizasyonu açısından bakılması daha faydalı olmaktadır[11].

Elektrik piyasalarının gelişim süreci ve farklı yapıdaki elektrik piyasalarının temel özellikleri aşağıdaki şekilde özetlenmiştir.



Şekil 2.1. Elektrik piyasasının tarihi gelişimi

### 2.2.3. Türkiye elektrik piyasası gelişimi

Başta gelişmiş ülkeler olmak üzere pek çok ülkede elektrik enerji sektörü dönüşüm sürecinden geçmiştir. Her ülkenin kendi enerji sektörünü yeniden yapılandırma süreci birbirinden farklıdır. Fakat elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılarak serbest piyasa ortamının yaratılmasındaki ortak amaç sürdürülebilir bir sistem yaratmak ve piyasada rekabet ortamının oluşmasıyla birlikte rekabet koşulları altında belirlenen daha düşük fiyat ile elektrik enerjisi sunmaktır [9]. Tekelci bir yapı ile faaliyetlerine başlayan Türkiye elektrik piyasası ise sektörde rekabetin sağlanması amacıyla deregülasyon hareketine dâhil olmuştur.

Türkiye’ de ilk elektrik üretimi 1902 yılında 2 kW' lık bir hidroelektrik jeneratörü ile Tarsus'ta başlamış ve 1914 yılında ilk kayda değer elektrik üretim tesisi olan Silahtarğa Santrali hizmete girmiştir. Ülkenin elektrik piyasası o tarihten bu yana önemli dönüşümler geçirmiştir. Önceleri piyasada hem kamuya hem de özel sektöre ait iletim ve dağıtım şebekeleri hizmet verirken, 1970 yılında üretim, iletim, dağıtım ve perakendeden sorumlu dikey bütünleşmiş bir teşebbüs olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. O tarihten itibaren hem iletim hem de dağıtım olmak üzere güç sisteminin çoğunluğunun mülkiyeti ve kontrolü TEK’ e geçmiştir. 1980'lerde tüm dünyayı etkisi altına alan deregülasyon hareketi doğrultusunda Türkiye de elektrik piyasalarını serbestleştirmeye yönelik adımlar atmıştır. İlk olarak sektörel yapılandırmaya gidilmiş ve 1993 yılında TEK, üretim-iletim ve dağıtım işlevlerinin ayrıştırılması suretiyle iki kısma ayrılmıştır. Böylece, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) dağıtım ve perakendeden sorumlu olurken, Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ) üretim ve iletimin sahibi ve işletmecisi olmuştur. Bununla beraber birbirini izleyen hükümetler özel sektörün elektrik piyasasında faaliyet göstermesi adına Yap-İşlet-Devret (YİD) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) modelleriyle alternatif yollar denemişlerdir. Bu modeller sanayide yeterli yatırımı sağlayamadığı için 1997 yılında Yap-İşlet (Yİ) modeli uygulamaya koyulmuştur [17].

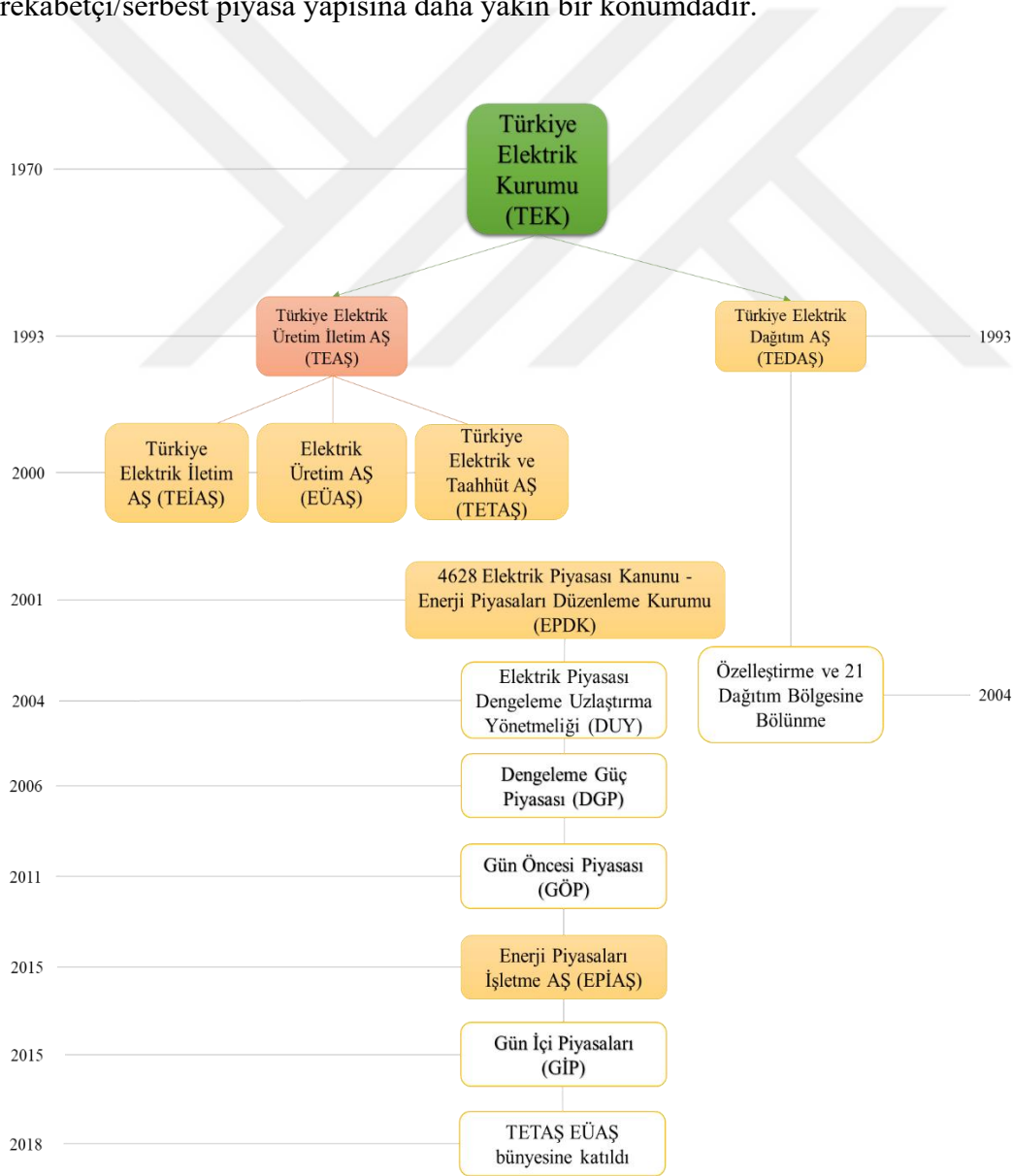
Türkiye elektrik enerji sektöründe 1980 sonrası özelleştirme hamleleri ile başlayan deregülasyon süreci, rekabetin sağlanması amacıyla 2001 yılında gerçekleştirilen yapısal düzenlemelerle hız kazanmıştır. 3 Mart 2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunuyla rekabete dayalı serbest elektrik piyasasının temellerini atılmıştır. Söz konusu kanun ile Türkiye elektrik piyasası dikey bütünleşik yapıdan üretim ve satış faaliyetlerinin rekabete açıldığı, doğal tekel niteliği taşıyan dağıtım ve iletim faaliyetlerinin düzenlemeye

tabi tutulduğu bir yapıya dönüştürülmüştür [5]. TEAŞ; iletim, üretim ve ticaret faaliyetlerinin birbirinden ayrıştırılmasıyla söz konusu faaliyetlerden sorumlu olacak şekilde sırasıyla Türkiye Elektrik İletimi A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) olarak üç ayrı iktisadi devlet teşekkülüne ayrılarak yeniden yapılandırılmıştır. Yeni kanun elektrik piyasalarının tasarımı için yeni bir yasal çerçeve sağlamış ve piyasayı denetlemek üzere bağımsız bir düzenleyici olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu' nu (EPDK) kurmuştur. Bahsi geçen kurum sektörün kalite standartlarını artırmaktan tavan fiyat uygulamak suretiyle tüketici haklarını korumaya kadar teknik ve ekonomik birçok sorumluluk alanına sahip olmuştur. EPDK' nın klasik anlamda sektöre yoğun kamu kesimi müdahalesi yapan bir düzenleyici değil, rekabeti tesis eden ve tüketici haklarını korumak gibi sorumlulukları olan bir kurum olması belirli düzenlemelerle sağlanmıştır. 2004 yılında TEDAŞ da yeniden yapılandırılmış ve dağıtım sistemi 21 bölgeye ayrılmıştır. Bu bölgesel dağıtım sistemleri 2008 yılından itibaren kademeli olarak özelleştirilmiştir. Türkiye, ikili sözleşmelere ek olarak 2011 yılında Gün Öncesi ve Dengeleme piyasalarını uygulamaya koymuştur [18]. 2015 yılında ise tek enerji borsası olarak “Enerji Piyasaları İşletme A.Ş” (EPIAŞ) kurulmuş ve enerji piyasalarının etkin, şeffaf, güvenilir ve sürdürülebilir biçimde işletilmesi garanti altına alınmıştır.

Özetle Türkiye’de elektrik enerjisi sektörünün rekabetçi ve serbest piyasa yapısında olmasına yönelik düzenlemeler 2000’li yıllarda hız kazanmıştır. Eski sistemde dikey bütünlük bir tekel vasıtasıyla sunulan hizmetin, son değişikliklerle birbirinden bağımsız kararlar alan aktörlerin yer aldığı ve kuralları açık bir şekilde belirlenmiş bir piyasa mekanizması ile sunulması sağlanmıştır [19]. Bu düzenlemelerin geliştirilmesi ve denetlenmesi amacıyla EPDK kurulmuştur. Türkiye elektrik piyasasının gelişimi Şekil 2.2’ de özetlenmiştir [20].

Türkiye elektrik piyasasının mevcut durumu şu şekilde özetlenebilir: Türkiye elektrik piyasasında elektrik enerjisi ticareti 6446 sayılı kanunla düzenlenmektedir. Üretim faaliyetleri lisans kapsamında kamu ve özel üretim şirketleri tarafından yerine getirilirken, iletim faaliyeti Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından gerçekleştirilmektedir. Dağıtım faaliyetleri ise lisans kapsamında dağıtım şirketleri tarafından lisansında belirtilen bölgede sunulmaktadır. Toptan satış ve perakende satış faaliyetleri ise üretim şirketleri ile tedarik lisansı kapsamında kamu ve özel tedarik şirketleri tarafından 6446 sayılı kanun ve kanuna göre çıkarılmış olan yönetmelikler uyarınca yürütülmektedir. Üretim sektöründe

özelleştirme süreci devam etmekle birlikte, dağıtım ve ticaret sektörlerindeki rekabet zaman içinde önemli ölçüde artmıştır. Ancak yalnızca iletim şebekesi doğal bir tekel olarak halen devlet kurumu olan TEİAŞ bünyesinde işletilmektedir. Bununla birlikte, TEİAŞ' ın da özelleştirme kapsam programına alındığı 2 Temmuz 2021 4222 sayılı Devlet Kararı ile bildirilmiştir. Tüm bu bilgiler ışığında Türkiye elektrik piyasası üretim sektöründe kamu şirketinin (EÜAŞ) varlığı ile kısmî serbest piyasa yapısının özelliklerini taşımaktadır. Öte yandan, gerek üreticilerin (kamu şirketi dâhil) talebi karşılama sorumluluğunu taşımamaları, gerekse her bir şirketin kendi kârlarını en üst düzeye çıkarmakla ilgili amaçları noktasında tam rekabetçi/serbest piyasa yapısının özelliklerini taşımaktadır. Bununla birlikte, piyasada bağımsız bir denetleyici ve düzenleyici kurumun (EPDK) olması sebebiyle tam rekabetçi/serbest piyasa yapısına daha yakın bir konumdadır.



Şekil 2.2. Türkiye elektrik piyasasının gelişimi

### 3. LİTERATÜR TARAMASI

Elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılması suretiyle rekabetçi bir hüviyet kazanmasıyla birlikte elektrik üretim genişletme ve kapasite planlama problemleri ekonomik kavram ve varsayımları da içerecek şekilde yeniden düzenlenmiş ve yeni modeller geliştirilmiştir. Piyasa yapısında yaşanan değişimler sonrasında elektrik sistemindeki sonuçlar artık geleneksel toplam maliyet minimizasyon şemasına değil, bireysel kârı maksimize eden firmaların etkileşimine bağlı olmuştur [21]. Piyasadaki her bir Elektrik Üretim Şirketi (EÜŞ), risk algısının, rakiplerin davranışının, mülkiyet yapılarının, teknoloji karışımının ve ayrıca çok sayıda diğer harici ve teknik unsurların bulunduğu belirsiz bir ortamda üretim fazlasını (piyasa gelirleri eksi işletme maliyetleri) maksimize etmeye çalışmaktadır. Bu nedenle sistem davranışı, tüm bu faktörlerin etkileşiminin bir sonucu olarak ekonomik piyasa dengesi ile karakterize edilmektedir [21]. Tüm bunların sonucu olarak Elektrik Üretim Genişletme Planlama (EÜGP) modelleri; mikroekonomik teori (Cournot ve Bertrand modelleri), oyun teorisi (işbirlikçi olmayan oyunlar), karma tamamlama problemleri ve denge kısıtlı matematiksel programlama gibi çeşitli çalışma alanları ile piyasa dengesini modellemede birleşmektedir.

Elektrik sektöründe devlet kısıtlamaları ve düzenlemelerinin kaldırılması ile birlikte rekabetçi elektrik piyasalarının kurulmasına paralel olarak elektrik üretim genişletme ve kapasite planlama için geliştirilen optimizasyon çalışmaları da önemli ölçüde artmıştır. Bu bölümde son yıllarda özellikle piyasa özelinde elektrik üretim genişletme ve kapasite planlaması ile ilgili yapılan çalışmalara yönelik bir inceleme sunulmuştur. Bölümün sonunda ise tez çalışmasının literatüre olan katkısı detaylı olarak ifade edilmiştir. İncelenen çalışmalar üretim genişletme planlama çalışmaları ve EÜGP çalışmaları ile farklı planlama çalışmalarının entegrasyonu ile birlikte ele alınan ortak optimizasyon çalışmaları olarak iki alt başlık halinde sunulmuştur.

#### 3.1. Elektrik Üretim Genişletme ve Kapasite Planlama Çalışmaları

Literatürde tekelden rekabetçi yapıya kadar farklı özelliklerdeki elektrik piyasalarında yapılmış elektrik üretim planlaması ile ilgili çalışmaları [21] ve güncel elektrik üretim genişletme planlama çalışmalarını [13], [22], [16], [23] derleyen yayınlar EÜGP alanında

yapılmış çalışmaların gerek nicelik gerekse nitelik açısından önemini ortaya koymaktadır.

Piyasaların yeniden yapılandırılmasıyla başlayan sürecin başlarında tek seviyeli model yaklaşımı izlenmiştir. Rekabetçi elektrik piyasasında birden fazla üretim şirketinin hem operasyonel kararını hem de üretim genişletme planını modellemek adına tek seviyeli oyun teorisi temelinde denge çözümü sunan modeller geliştirilmiştir. Bu alanda ders notu niteliğinde olan bir çalışma Chuang ve arkadaşları tarafından sunulmuştur [24]. Cournot oyun teorisine dayanan model merkezi genişletme planlama modeli ile karşılaştırılmış ve artan rekabet ortamında oyun temelli yaklaşımının daha fazla endüstri genişlemesi, daha düşük fiyatlar ve belirli oligopol rekabeti durumlarında daha yüksek güvenilirlik sunduğu sonucuna varmışlardır [24].

Genellikle geçmiş yıllarda merkezi planlama çalışmaları için sıklıkla tercih edilen tek seviyeli model yaklaşımı son yıllarda farklı konfigürasyona sahip enerji sistemlerinde EÜGP problemlerini modellemek için de kullanılmıştır. Kendine özgü bir enerji sistemi olan Xinjiang şehri için termal-rüzgâr-güneş güç kombinasyonundan oluşan tek seviyeli bir üretim genişletme planlama modeli önerilmiştir [25]. Xinjiang şehrinde kendine kullanım ve destekleyici santraller olmak üzere iki tip santral grubu bulunmakta ve destekleyici santral grubunda üretilen fazla elektrik bir dizi UHV hattı ile diğer şehirlere iletilebilmektedir. Maliyet minimizasyonunu hedefleyen modelde elektrik şebekesinin güvenli çalışmasını sağlamaya yönelik kısıtlar ile yenilenebilir enerji için paylaşım gereksinimi, kullanım gereksinimleri ve inşaat gereksinimleri gibi kısıtlar yer almaktadır. Sonuçlar önerilen ÜGP modelinin üç tip güç kaynağının koordineli gelişimi için uygulanabileceğini göstermektedir.

Zamanla yenilenebilir enerji kaynaklı üretim teknolojilerinin enerji sistemlerine artan entegrasyonu ile birlikte belirsizlikte artmış ve maliyetler ile arz güvenliği açısından farklı üretim teknolojilerinin en iyi şekilde nasıl entegre edilebileceğine odaklanılmıştır. Deterministik ve çok dönemli üretim genişletme optimizasyon modeliyle arz güvenliği ile beklenen arz arasındaki dengeyi ele alan portföy teorisine dayalı tek seviyeli yeni bir modelleme çerçevesi önerilmiştir [26]. Çalışmada iki ayrı elektrik planlama modeli, birinci modelin çıktısı ikinci modelin girdisi olacak şekilde birleştirilmiş böylece yeni bir modelleme çerçevesi sunulmuştur.

Son zamanlarda ise yeniden yapılandırılmış elektrik piyasalarına ilişkin birçok çalışmanın tek seviyeli modelleme yerine daha küçük bir alt problem olarak bir Bağımsız Sistem Operatörünün (BSO) piyasa takas problemini içerecek şekilde tek bir karar vericinin genişleme kararını tasarlama eğiliminde olduğu görülmektedir. Bu tip problemler alt ve üst seviye şeklinde iki problemi içeren “İki Seviyeli (Bi-Level) Programlama Modeli (İSPM)” olarak bilinmektedir. İki seviyeli yaklaşım piyasa uzlaşma sonuçlarını göz önüne alarak belirli bir üretim şirketinin kapasite genişletme kararlarını veya teklif verme eylem planlarını modellemek için yaygın olarak kullanılmaktadır [27], [28]. Gabriel vd. [29] modern enerji piyasalarındaki problemleri ele almak adına oyun teorisinden yararlanan Denge Kısıtlı Matematiksel Program (DKMP), Denge Kısıtlı Denge Problemi (DKDP) ve Karma Tamamlama Problemi (KTP) gibi stratejik etkileşimleri hesaba katan modelleme yaklaşımlarının piyasa karakteristiklerini temsil etmek açısından özellikle işlevsel olduğunu vurgulamaktadır. Bu doğrultuda, bu kısımda EÜGP alanında yapılmış çalışmalar yukarıda bahsi geçen modelleme yaklaşımlarına göre gruplandırılmış ve alt başlıklar halinde sunulmuştur.

### **3.1.1. Denge kısıtlı matematiksel program**

Matematiksel olarak elektrik üretim tesislerindeki kapasite yatırım planlama modeli diğer optimizasyon problemleri ile kısıtlanan bir optimizasyon problemi olduğunda iki seviyeli model olarak sınıflandırılır ve Denge Kısıtlı Matematiksel Program olarak yeniden formüle edilebilir [30]. DKMP problemleri, bir liderin bir veya birkaç takipçinin tepkisini öngördüğü Stackelberg oyunlarıyla [31] yakından ilişkilidir. DKMP’ de genellikle üst seviyede tek bir katılımcının yatırım kararlarını içeren maksimizasyona yönelik bir model yer alırken, alt seviyede üretim kararları ile birlikte sosyal refahın en iyilenmesine yönelik olarak piyasa denge modeli yer almaktadır. Literatürde elektrik üretim genişletme planlama probleminin DKMP yaklaşımı ile temsil edildiği pek çok çalışma yer almaktadır. Bunlardan bir kısmı aşağıdaki şekilde özetlenmiştir.

Çok önemli kapasite yatırım planlama probleminin iki seviyeli olarak ele alındığı çalışmada alt seviye modelde, Cournot oligopolü, mükemmel rekabet ve orta vakalar gibi piyasanın çeşitli derecelerdeki stratejik davranışını temsil için tahmin edilen bir fiyat tepkisi formülasyonu (conjectured-price-response market representation) kullanılmış ve oligopolistik piyasanın dengesi bu şekilde ifade edilmiştir [32]. İki seviyeli model DKMP

formülasyonu ile temsil edilmiştir. Söz konusu model öncelikle hiçbir dönüşüm yapılmaksızın bir çözücü aracılığıyla ve sonrasında doğrusallaştırılmak suretiyle Karma Tamsayı Doğrusal Programlamaya (KTDP) dönüştürülerek çözülmüş ve sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Tedarik fonksiyonu stratejileri aracılığıyla spot piyasada yer alan stratejik bir üretici için iki seviyeli bir model önerilmiştir [33]. Önerilen model büyük ölçekli bir DKMP yapısındadır. Bu problemde yer alan doğrusal olmayan ifadeler ve Karush-Kuhn-Tucker (KKT) koşul ifadeleri doğrusallaştırılarak KTDP modeline dönüştürülmüştür. Elde edilen KTDP dal-kesme yöntemiyle çözülmüştür.

Enerji verimliliği kaynaklarının üretim genişletme planlaması üzerindeki etkilerini değerlendirmek için iki seviyeli bir model sunulmuştur [34]. Üst seviye, enerji santralleri yatırımcılarının kârını maksimize ederken, alt seviye sosyal refahı maksimize etmektedir. Alt seviye problemin değişkeni olan elektrik fiyatı ve üst seviye problemin değişkeni olan enerji tasarruf miktarı kullanılarak problemin üst ve alt seviyesi birbiri ile bağlantılı hale getirilmiştir. İki seviyeli problem köşegenleştirme yöntemi ile çözülmüştür.

Çok dönemli enerji yatırım problemi iki seviyeli bir optimizasyon problemi olarak modellenmiş ve sonrasında stokastik DKMP' a dönüştürülmüştür [35]. Sistemdeki rakiplerin yatırım kararlarındaki ve tekliflerindeki belirsizlik senaryolar aracılığıyla ele alınmış ve doğrusallaştırılan DKMP problemi literatürde yer alan veri seti için çözülmüştür.

Çok dönemli üretim genişletme problemi için iletim şebekesi kısıtlamaları olan üç seviyeli stokastik bir model önerilmiştir [36]. Talep belirsizliği Ayrık Markov modeli ile modellenmiştir. İlk seviye yatırım kararlarını içermekte ve sistemde yer alan tüm EÜŞ' lerin toplam kârını en üst düzeye çıkarmayı amaçlarken, ikinci seviye her bir EÜŞ' ün toplam kârını en üst düzeye çıkarmayı amaçlamaktadır. Sosyal refahın en üst düzeye çıkarılmayı amaçlandığı üçüncü seviyede ise piyasa takas fiyatı sunulmaktadır. Sunulan üç seviyeli model, primal-dual dönüşümü ile KKT koşulları kullanılarak yardımcı bir KTDP problemi yoluyla tek seviyeli bir optimizasyon modeline dönüştürülerek çözülmüştür. Önerilen çerçevenin verimliliği, İran bağlantılı güç sisteminin bir parçası olan MAZANDARAN bölgesel elektrik şirketi (MREC) iletim ağı üzerinde incelenmiştir.

Enerji üretim genişletme problemi için iki seviyeli ve çok dönemli stokastik doğrusal olmayan bir programlama yaklaşımı aracılığıyla uzun vadeli bir planlama modeli sunulmuştur [37]. Üst seviyede çok dönemli stokastik genişletme planlama problemi yer alırken alt seviyede maliyetleri minimize etmeyi amaçlayan bir ekonomik sevk problemi yer almaktadır. Stokastik formülasyon yatırım ve bakım maliyetleri gibi içsel belirsizlikleri ve talep ve rüzgâr yoğunluğu gibi dışsal belirsizlikleri ele almak için kullanılmıştır. İki seviyeli model çözümü kolaylaştırmak açısından bir dizi dönüşüme tabi tutulmuş ve DKMP formülasyonu KTDP' a dönüştürülmüştür. Ayrıca büyük ölçekli problemlerin çözüm süresini iyileştirmek için, problemi bir dizi paralel alt probleme ayırarak Dantzig-Wolfe ayrıştırmasını kullanılmıştır.

Yatırım teşviklerinin ve farklı elektrik piyasalarının üretim genişletme planı üzerindeki etkisini ele alan yeni bir iki seviyeli model yaklaşımı sunulmuştur [38]. Stratejik bir EÜŞ perspektifinden hedef yıl için geliştirilen modelde farklı piyasa tasarımlarına senaryolar aracılığıyla yer verilmiştir. Birinci seviyede kârı maksimize etmek için kullanılan firma sözleşmesi ve kapasite ödemesi gibi yatırım teşvikleriyle ilgili kararlar yer alırken, ikinci seviyede sosyal refahı en üst düzeye çıkarmaya odaklanan denge modeli yer almaktadır. Geliştirilen iki seviyeli model KKT koşulları kullanılarak tek seviyeli bir optimizasyon modeline dönüştürülmüş ve belirli doğrusallaştırma teknikleri ile KTDP olarak temsil edilmiştir.

Bağımsız güç üreticisi için birbiri ile koordineli üretim genişletme planlaması ile enerji depolama planlamasını ele alan iki seviyeli bir model sunulmuştur [39]. Üst ve alt seviyede yer alan karar ve modeller literatürde yer alan DKMP yapısına benzerlik göstermektedir. Ancak önerilen çalışmada literatürden farklı olarak enerji arbitrajı dikkate alınmıştır. Maksimum kârı elde etmek için enerji depolama aracı enerji arbitrajı gerçekleştirebilir ya da önerilen modelde sunulan bağımsız güç üreticisinden gelen enerjiyi depolayabilir.

Elektrik piyasasında yer alan tüm şirketlerin pazar gücünü en aza indiren iki seviyeli bir optimizasyon modeli geliştirilmiştir [40]. Alt seviyede piyasadaki tüm şirketlerin yatırım ve üretim maliyetlerini en aza indirmeyi hedefleyen bir model yer alırken, üst düzeyde her bir EÜŞ' ün pazar gücünü en aza indirerek tüm şirketler arasındaki rekabeti en üst düzeye çıkarmayı amaçlayan bir model yer almaktadır. Üst düzeyde yer alan bütçe kısıtı sayesinde herhangi bir firmanın piyasa gücü olacak şekilde kapasite genişletmesinin önüne geçilmiştir.

İki seviyeli model DKMP' dönüştürülmüş ve doğrusallaştırma işleminin ardından KTDP modeli olarak yeniden temsil edilmiştir. EÜGP problemini piyasa gücünü azaltmaya yönelik olarak kurgulamasıyla birlikte literatürdeki çalışmalardan farklılık göstermektedir.

### 3.1.2. Denge kısıtlı denge problemi

DKMP yaklaşımı elektrik piyasasında rekabet eden tek bir üreticinin kârını maksimize etmeye yönelik olarak yatırım ve üretim kararlarını iki seviyeli olarak modellemektedir. Ancak, her üreticinin stratejik kararları, piyasa etkileşimleri nedeniyle diğer üreticilerin (rakiplerin) kararları ile ilgilidir. Yani her üreticinin aldığı kararlar diğer üreticilerin stratejilerini etkileyebilmektedir [41]. Böylece tüm bu DKMP' lerin ortak değerlendirmesi ile bir Denge Kısıtlı Denge Problemi (DKDP) oluşturulmaktadır. Denge kısıtlamaları içeren bir denge problemi çok liderli bir Stackelberg oyunu olarak yorumlanabilir [30]. Literatürde DKDP Kapalı-Döngü Cournot Oyunu olarak da adlandırılmakta ve çözüm sonucu Genelleştirilmiş Nash Dengesini sunmaktadır [41]. DKDP yaklaşımı ile EÜGP probleminin temsil edildiği çalışmalardan bir kısmı aşağıdaki gibi kısaca özetlenmiştir.

Murphy ve Smeers [42], bu alanda izleyen yıllarda yapılmış olan birçok yayının temeli niteliğinde olan çalışmalarında, kapasite genişletme problemini farklı ekonomik varsayımlar ile temsil ederek üç model sunmuşlardır [42]. İlk model mükemmel rekabet ortamı için geliştirilmiş bir açık döngü tam rekabet modelidir. Açık döngülü Cournot modeli adını verdikleri ikinci modelde kapasite genişletme yatırımı ile elektrik satış kararının eş zamanlı yapıldığı oligopolistik bir piyasa yapısının olduğu varsayılmaktadır. Üçüncü model yani kapalı döngü Cournot modelinde yatırım ve satış kararını birbirinden ayırmakta ve problem iki aşamalı model yapısı ile sunulmaktadır. İlk aşamada yatırım kararları verilirken, ikinci aşamada spot piyasa yapısı içerisinde satış kararları verilmektedir. Çalışmada her bir model ayrıntısıyla açıklanmış, özellikle kapalı döngü Cournot modeli için bir denge çözümünün varlığı ve benzersizliği ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

Murphy ve Smeers' ın [42] çalışmasından farklı olarak, Cournot ve tam rekabet arasında olmak üzere piyasadaki katılımcıların rekabet yoğunluklarını temsil edecek şekilde çeşitli konjonktürel varyasyonlar dikkate alınarak açık döngülü ve kapalı döngülü Cournot modelleri karşılaştırılmıştır [43]. Bu karşılaştırmanın amacı olarak daha gerçekçi ancak daha karmaşık kapalı döngü modellerini çözmek yerine daha kolay ve daha az karmaşık açık

döngü modellerine başvurulduğunda sonuçların çok farklı olabileceğini ortaya koymaktır. Farklı planlama dönemleri ve örnekler için iki farklı model çalıştırılmış ve karşılaştırmalı sonuçlar sunulmuştur.

Üretim genişletme problemi iki seviyeli çok yıllık bir denge modeli olarak ele alınmıştır [44]. Üst seviyede, rekabet halindeki her bir EÜŞ' ün kârını maksimize edecek kapasite yatırım kararları yer alırken, üretim kararlarının ve piyasa denge koşulunun yer aldığı alt seviyede öngörülen fiyat tepkisi yaklaşımı kullanılarak piyasa davranışı temsil edilmiştir. İki seviyeli model denge kısıtlı denge problemi olarak yeniden formüle edilmiş ve daha sonra KTDP' ye dönüştürülmüştür. Piyasa dengesini doğrulamak adına köşegenleştirme tekniği kullanılarak çözülmüştür.

EÜGP problemini çok dönemli stokastik bir denge kısıtlı denge problemi olarak ifade eden bir çalışma sunulmuştur [45]. İlk seviyede üreticiler yatırım kararlarını optimize etmekte ve daha sonra toplam kârlarını en üst düzeye çıkarmak için spot piyasaya tekliflerini sunmaktadır. Sosyal refahı en üst düzeye çıkarmanın amaçlandığı ikinci seviyede Piyasa Takas Fiyatı (PTF) belirlenmektedir. Her bir üretici için oluşturulan bu iki seviyeli model, Denge Kısıtlı Dinamik Stokastik Matematiksel Problem' e (DKDSMP) dönüştürülmüş ve daha sonra primal-dual dönüşüm ve KKT koşulları kullanılarak KTDP problemine dönüştürülerek çözülmüştür.

### 3.1.3. İki aşamalı (master-slave) modeller

Literatürde yer alan çalışmaların bir kısmı üretim genişletme planlama problemini efendi ve köle (master-slave) seviyeleri adını verdikleri iki aşamayı içerecek şekilde modellemektedirler. Söz konusu iki aşamalı yapı genellikle yinelemeli bir süreç ile çözüme ulaştırılmaktadır. Bu yapıda genellikle köle seviyesinde yer alan bir EÜŞ kârını maksimize edecek şekilde yatırım planını yapmakta ve planlarını efendi seviyesinde bulunan BSO' ya sunmaktadır. Efendi seviyesinde sistemin güvenli çalışması yedek marj ve güvenilirlik gibi çeşitli kısıtlamalar ile kontrol edilmektedir. İhlal edilen bir kısıtlama varsa güncellenen fiyat, planlarını değiştirmek için köle seviyesindeki EÜŞ' lere tekrar iletilmektedir. Akabinde EÜŞ tarafından yeni fiyat doğrultusunda güncellenen planlar efendi seviyeye tekrar gönderilmektedir. Bu durum herhangi bir kısıt ihlali olmayana dek devam etmektedir. İki aşamalı model yapısındaki bu iteratif süreç genellikle sezgisel algoritmalar ile

çözülmemektedir. Aşağıda bu çalışmalardan birkaçı yer almaktadır.

Eksik bilginin, yani piyasadaki bir EÜŞ' ün diğer EÜŞ' lerin kararları hakkında bilgi sahibi olmadığı durum için iki aşama içeren bir oyun modeli sunulmuştur [46]. Eksik bilgi ile rekabet oyunu denilen bu yapıda müşteri taleplerinin esnek olmadığı varsayılarak piyasa dengesi belirlenmiştir. Nash dengesi için birlikte evrimsel algoritma (co-evolutionary algorithm) ve örüntü aramanın bir birleşimi kullanılmıştır.

Rekabete dayalı bir piyasada üretim genişletme planlaması yapacak olan yatırımcılar için iki aşamalı bir karar destek sistemi sunulmuştur [47]. EÜGP modeli iki seviyeli olarak sunulmuş ve üst seviyede EÜŞ' lerin kârlarını en çoklayan yatırım planları yer alırken, alt seviyede sistem güvenliğinin kontrol edildiği koordinasyon kısıtları yer almaktadır. İki seviye EÜŞ' lerin sunduğu yatırım planları ve koordinasyon seviyesindeki değerlendirmeler neticesinde oluşan fiyat sinyalleri ile birbirine bağlantılıdır. Sistem dengesi oluşana kadar iki düzey arasındaki bilgi akış süreci yinelemeli olarak devam etmektedir. Model Genetik Algoritma ile çözülmüştür.

Deregüle edilmiş elektrik piyasasında enerji güvenilirliği kısıtları dâhil edilerek EÜGP problemi, efendi ve köle (master-slave) seviyelerini içecek şekilde modellenerek sunulmuştur [48]. Aday santraller arasında yer alan rüzgâr santrali üretiminin belirsizliği bir olasılık dağılım fonksiyonu ile modellenmiş ve daha sonra Monte-Carlo benzetimi aracılığıyla probleme dâhil edilmiştir. Önerilen model, Parçacık Sürüsü Optimizasyonu (PSO) yöntemi ile çözülmüştür. Aynı problem yapısı içerisine İletim Genişletme Planlaması (İGP) problemini dâhil etmiş ve ÜGP-İGP koordinasyonu içeren yeni bir model sunulmuştur. Sunulan bu yeni yaklaşımda köle seviyede, EÜŞ' lerin yanı sıra iletim şirketinin de kâr maksimizasyon problemi yer almaktadır [49].

Rekabetçi bir piyasada sistem güvenilirliğine dayalı üç seviyeli bir EÜGP modeli önerilmiştir [50]. Ele alınan problem EÜŞ için planlama problemi, BSO güvenilirlik değerlendirmesi ve BSO optimal operasyon problemi olmak üzere 3 alt problem şeklinde formüle edilmiştir. Yöntem, BSO' lar ve EÜŞ' ler arasındaki etkileşimi simüle etmek için yinelemeli bir sürece dayanmakta ve BSO tarafından varsayılan güvenlik ve güvenilirlik kısıtlamaları tamamlanana kadar tekrarlanmaktadır. Modelde BSO her EÜŞ' ün sistem güvenilirliğini iyileştirmedeki rolüne dayalı olarak teşvik kredilerini içeren kapasite

ödemeleri için yeni bir mekanizma kullanılmaktadır. Yük, iletim hatları ve üretim birimlerindeki kesintide var olan belirsizlik Monte-Carlo benzetimi ile modellenmiştir.

Ekonomik ve güvenilirlik amaç fonksiyonlarına dayalı iki aşamalı bir model sunulmuştur [51]. Geliştirilen model oyun teorisi yaklaşımı içerisinde çok dönemli bir planlamayı çok amaçlı model yaklaşımı ile birleştirmekte ve bu yönüyle literatürdeki diğer çalışmalarla farklılık göstermektedir. Karşılanması gereken bir standardı temsil eden ve sınırlama niteliği olan güvenilirlik işlevi ile maliyetlerle ilintili olan ekonomik amaç fonksiyonu birlikte ele alınmıştır. Ancak bu iki fonksiyon farklı optimizasyon seviyeleri ve farklı optimizasyon türleri olduğu için iki aşamalı modellenerek bu sorunun üstesinden gelinmiştir. Güvenilirlik amaç fonksiyonu üst seviye iken maliyet minimizasyonunun yapıldığı ekonomik amaç fonksiyonu alt seviye problemi olarak yer almaktadır. Optimum çözümü bulmak için karma bir stratejinin olasılık değerleri kullanılmıştır.

#### **3.1.4. Karma tamamlama problemleri**

Modern enerji piyasalarında elektrik üretim genişletme problemlerini ele almanın bir diğer yolu da Karma Tamamlama Problemi (KTP) yapısından faydalanmaktır. Oldukça genel koşullar altında, tamamlama problemlerini kullanan çok seviyeli modellerin eşzamanlı çözümünün, yinelemeli optimizasyon yöntemlerinden veya tek seviyeli optimizasyon problemlerinden daha faydalı sonuçlar verebileceği bilinmektedir [29].

Uzun vadeli elektrik üretim-operasyon planlama problemini modellemek için rekabetçi bir çerçevede yıllık, aylık ve yük seviyesi bazında bir yaklaşım önerilmiştir [52]. Cournot piyasa dengesini modellemek için KTP' ye dayalı bir yaklaşım sunulmuş ve geliştirilen model İspanya elektrik piyasasında yer alan dört büyük elektrik şirketi için çalıştırılmıştır. Arbitraj ve kusurlu rekabet göz önünde bulundurularak elektrik üreticileri arasındaki kusurlu rekabet karma doğrusal tamamlama problemi olarak yeniden formüle edilmiş ve bu doğrultuda iki Cournot modeli geliştirilmiştir [53].

Düzenlenmemiş bir enerji piyasası ortamında üç seviyeli entegre iletim ve üretim genişletme planlama problemi enerji piyasasında bir Nash denge noktası bulmak için tamamlama problemi kullanılarak sunulmuştur [54].

Hedef yıl için üretim ve iletim genişletme problemi oyun teorisi çerçevesinde modellenmiştir [55]. Belirsizliğin dikkate alınmadığı problemde üretim şirketleri ve iletim işletmeleri maksimum kârı göz önünde bulundurarak kendi planlamalarını belirleyen oyunun katılımcıları olarak ele alınmıştır. Karma tamamlama modeli aracılığıyla piyasa dengesi probleme dâhil edilmiş ve Cournot modeli ile modellenmiştir.

Karma tamamlama problem yapısını kullanan çalışmaların bir bölümü, bu alandaki literatürün modelleme yaklaşımlarına göre gruplandırıldığı bu kısımda verilmiştir. Ancak KTP yapısı çoğunlukla ortak optimizasyon problemlerini ele almak için tercih edilmektedir. Bu sebeple izleyen kısımda EÜGP probleminin KTP formülasyonu ile temsil edildiği ortak optimizasyon çalışmaları da yer almaktadır.

Bu kısımda yer alan çalışmaların özeti aşağıda yer alan Çizelge 3.1’de sunulmuştur. KTP alt başlığında yer alan çalışmalar ortak optimizasyon çalışmalarıyla benzerlik gösterdiği için KTP’ ye ilişkin yayımlar izleyen bölümde özetlenmiştir.

Çizelge 3.1. EÜKP çalışmalarına ilişkin literatür özeti

Elektrik Piyasası	EÜGP Kararı	Üst Seviye Problem	Alt Seviye Problem	Zaman		Piyasa Modeli	Belirsizlik	Çözüm Yöntemi
				Periyodu				
[32]	Merkezi olmayan	Beklenen kâr maksimizasyonu; Yatırım ve üretim	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Çok dönemli	Tahmin edilen fiyat tepkisi formülasyonu	Rakiplerin yatırım kararları	Doğrusallaştırma ile KTDP dönüşümü	
[33]	Merkezi olmayan	Kâr maksimizasyonu; Yatırım ve üretim kararları	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Hedef yıl	Stratejik-Arız fonksiyon modeli	Rekabet belirsizliği	Doğrusallaştırma ile KTDP dönüşümü. Dal Kesme Yöntemi	
[34]	Merkezi	Kâr maksimizasyonu; Enerji verimliliği programı	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Çok dönemli	-	Yakıt fiyatları ve talep	Köşegenleştirme Yöntemi	
[35]	Merkezi olmayan	Kâr maksimizasyonu; Yatırım ve üretim kararları	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Çok dönemli	Arz fonksiyon modeli	Rakiplerin yatırım kararları	Doğrusallaştırma ile KTDP dönüşümü	
[36]	Merkezi olmayan	Kâr maksimizasyonu; Yatırım ve üretim kararları	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Çok dönemli	Tam rekabet	Talep	Primal-dual ve KKT ile KTDP dönüşümü	
[37]	Merkezi olmayan	Beklenen kâr maksimizasyonu; Yatırım ve üretim kararları	Üretim maliyet minimizasyonu; Piyasa dengesi	Çok dönemli	-	Talep, rüzgâr yoğunluğu, yatırım ve bakım maliyetleri	Doğrusallaştırma ile KTDP dönüşümü; Dantzing-Wolf Ayrıştırma yöntemi	
[38]	Merkezi olmayan	Kâr maksimizasyonu; Yatırım teşvik kararları	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Hedef yıl	Arz fonksiyon modeli	Rakiplerin yatırım kararları	KKT ile KTDP dönüşümü	

Çizelge 3.1. (devam) EÜKP çalışmalarına ilişkin literatür özeti

Elektrik Piyasası	EÜGP Kararı	Zaman				Belirsizlik	Çözüm Yöntemi
		Üst Seviye Problem	Alt Seviye Problem	Periyodu	Piyasa Modeli		
[39] Merkezi olmayan	İkili	Kâr maksimizasyonu; Yatırım teşvik kararları	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa dengesi	Çok dönemli	-	Rüzgâr ve rakip kararları	KKT ile KTDP dönüşümü
[40] Merkezi	Tamsayı	Rekabet maksimizasyonu; İzin verilen kapasite miktarı	Maliyet minimizasyonu; Üretim ve yatırım kararları, piyasa dengesi	Çok dönemli	Tam rekabet	-	Primal-dual ile KTDP dönüşümü
[43] Merkezi olmayan	Sürekli	Kâr maksimizasyonu; Tüm EÜŞ'lerin üretim ve yatırım kararları	Piyasa dengesi	Hedef yıl ve çok dönemli	Tam rekabet ve Cournot	-	Köşegenleştirme yöntemi ile KTDP dönüşümü
[44] Merkezi olmayan	Sürekli	Kâr maksimizasyonu; Tüm EÜŞ'lerin üretim ve yatırım kararları	Piyasa dengesi	Çok dönemli	Tam rekabet ve Cournot (Konjektürel varyasyonları)	-	Köşegenleştirme yöntemi ile KTDP dönüşümü
[45] Merkezi olmayan	Tamsayı	Kâr maksimizasyonu; Tüm EÜŞ'lerin üretim ve yatırım kararları	Piyasa dengesi	Hedef yıl	Arz fonksiyon dengesi	Talep	Primal-dual ve KKT ile KTDP dönüşümü
[46] Merkezi olmayan	Sürekli	Seviyelendirilmiş kazançların maksimizasyonu; Yatırım ve enerji/rezerv teklif kararları	Sosyal refah maksimizasyonu; Piyasa (Nash) dengesi	Hedef yıl	Tam rekabet	-	Evrimsel algoritma ve örüntü arama

Çizelge 3.1. (devam) EÜKP çalışmalarına ilişkin literatür özeti

Elektrik Piyasası	EÜGP Kararı	Üst Seviye Problem	Alt Seviye Problem	Zaman		Piyasa Modeli	Belirsizlik	Çözüm Yöntemi
				Periyodu	Çok dönemli			
[47] Merkezi olmayan	Tamsayı	Beklenen kârın maksimizasyonu; Yatırım kararları	Sistem güvenlik kısıtları	Çok dönemli	Cournot	Fiyat, talep, tesis güvenilirliği	Genetik algoritma	
[48] Merkezi olmayan	Tamsayı	Sistem güvenlik ve güvenilirlik kısıtları	Kar maksimizasyonu; Yatırım kararları	Çok dönemli	Cournot	Rüzgâr üretimi	Parçacık sürü optimizasyonu	
[50] Merkezi olmayan	İkili	Beklenen kârın maksimizasyonu; Yatırım ve üretim kararları	Sistem güvenlik kısıtları ve teşvik kredileri	Çok dönemli	Tam rekabet	Yük, iletim hatları ve üretim birimleri	İteratif süreç	
[51] Merkezi olmayan	Tamsayı	Optimum kazanç ile her bir katılımcı kazancı arasındaki farkın minimizasyonu; Güvenilirlik ile ilgili kararlar	Maliyet minimizasyonu; Yatırım ve üretim kararları	Çok dönemli	Tam rekabet	-	Oyun teorisi-Dizgisel quadratik program	

### 3.2. Ortak Optimizasyon Çalışmaları

Bir planlama çerçevesinde iki veya daha fazla farklı ancak ilgili kaynağın optimizasyonunu ifade eden ortak optimizasyon (co-optimization) çalışmaları elektrik üretim genişletme planlaması literatüründe son yıllarda yerini almaktadır [56]. Ortak optimizasyon elektrik piyasasındaki neredeyse tüm planlama süreçlerinin eş zamanlı ve entegre değerlendirmesini kolaylaştırmada önemli bir rol oynamaktadır. Enerji sektörünün muhtelif alanlarında yapılmış ortak optimizasyon çalışmalarını [56] ve üretim genişletme planlamasına yenilenebilir enerji entegrasyonunu içeren çalışmaları [57], [58] derleyen yayınlar EÜGP alanında ortak optimizasyon yaklaşımının önemini ortaya koymaktadır. Bu kısımda literatürde son yıllarda üzerinde yoğunlaşılacak ortak optimizasyon çalışmaları alt başlıklar halinde gruplandırılmak suretiyle sunulmuştur.

#### 3.2.1. Üretim ve iletim ortak genişletme planlaması

Son yıllarda Üretim Genişletme Planlama (ÜGP) ve İletim Genişletme Planlama (İGP) problemleri ulusal veya bölgesel ölçekli güç sistemlerinin modellenmesinde birlikte dikkate alınmakta ve bu iki planlama problemi ortak optimizasyon modelleri aracılığıyla formüle edilmektedir. Bu modeller sayesinde her iki problem eş zamanlı olarak ele alınmakta ve ortak bir çözüm sunulmaktadır. Optimum üretim ve iletim genişleme planını sunan optimizasyon modelinde amaç fonksiyonu hem iletim hem de üretimin genişletme maliyetlerini içermektedir [59]. Üretim ve iletim genişletme planlaması ile ilgili çeşitli yayınları sunan derleme çalışmaları [60], [61] konunun gelişimini gözler önüne sermektedir.

Dinamik bir bağlamda eşzamanlı EÜGP-İGP problemi Karma Tamsayı Doğrusal Olmayan Programlama (KTDOP) problemi olarak formüle edilmiştir [62]. Geliştirilen KTDOP modelinin geleneksel çözümler tarafından verimli bir şekilde çözülemeyeceği gösterilmiş ve KTDOP formülasyonunu bir KTDP'ye dönüştürmek için Benders ayrıştırma yaklaşımı kullanılmıştır. Problem bir ana probleme ve bir doğrusal programlama alt problemine dönüştürülerek iki farklı örnek olay için çözülmüştür.

Piyasa denge koşulu ile üretim ve iletim genişletme planlamasının ortak optimizasyonu için KTP ve DKMP yaklaşımı kullanılarak yeni bir model sunulmuştur [63]. Geliştirilen KTP modeli PATH çözücüsü aracılığıyla çözümlenirken, DKMP modeli doğrusallaştırılarak KTDOP

modeline dönüştürülmüştür. Modeller mevcut politika, senaryo 1 (temel), senaryo 2 (tarife garantisi), senaryo 3 (karbon maliyeti) ve senaryo 4 (tarife garantisi ve karbon maliyeti) olmak üzere 4 farklı senaryo için tam rekabet ve Nash-Cournot piyasa yapısında çalıştırılmıştır.

Büyük ölçekli güneş enerjisi santral kapasitesini en üst düzeye çıkarmak amacıyla bir ortak üretim ve iletim planlama modeli önerilmiştir [64]. Ele alınan problem bir ana problem ve iki alt probleme Benders ayrıştırma yöntemiyle ayrıştırılmıştır. Ana problem yeni sevk edilebilir üniteler ve iletim hatları için optimal yatırım planını belirlerken, alt problemler fizibilite kontrolü ve optimal operasyon sağlamaktadır. Önerilen model küçük ölçekli altı veri yolu sistemi ve ayrıca nispeten büyük 118 veri yolu test sistemi üzerinde çalıştırılarak test edilmiştir.

Hem uzun hem de kısa vadeli belirsizlikler göz önünde bulundurularak rüzgâr enerjisinin yoğun olduğu bir sistem için ortak EÜGP-İGP genişletme planlama modeli önerilmiştir [65]. Problem KTDP olarak modellenmiş ve talep büyümesi ve üretim kapasitesi gibi uzun vadeli kararlardaki belirsizlikler bilgi boşluğu karar teorisi yaklaşımı ile ele alınırken, talep ve rüzgâr enerjisi üretimindeki kısa vadeli belirsizlikler için senaryo tabanlı bir yaklaşım kullanılmıştır. Önerilen genişleme planlama modeli doğrulamak için Garver 6-bus ve IEEE 24-bus test sistemlerine uygulanmıştır.

Topluluk enerji projelerinin üretim ve iletim genişletme planlama modellerine dâhil edilmesine izin veren yeni bir çerçeve sunulmuştur [66]. Genellikle vatandaşların sürdürülebilir enerji üretimine sahip olduğu veya buna katıldığı projeleri ifade eden topluluk enerji projelerinin güç sistemi genişlemesi ve elektrik piyasaları üzerindeki etkisini analiz etmek için problem DKMP olarak formüle edilmiştir. Model Şili enerji piyasası verilerine dayanan bir örnek için çalıştırılmış ve topluluk enerji projelerinin dikkate alınarak EÜGP-İGP planının oluşturulmasının özellikle sosyal refah, tüketici fazlası, toptan satış fiyatları, talep ve optimal enerji üretimi açısından olumlu sonuçlar verdiği ortaya koyulmuştur.

Elektrik üretim ve iletim ortak genişletme planlamasına ilişkin literatür özeti Çizelge 3.2' de yer almaktadır.

### 3.2.2. Elektrik üretim ve doğalgaz sistemleri ortak genişletme planlaması

Üretim ve iletim genişletme ortak optimizasyon çalışmalarının yanı sıra elektrik ve doğalgaz sistemlerini birlikte ele alan çalışmalar son yıllarda karşımıza çıkmaktadır. Elektrik ve doğalgaz sistemlerinin koordineli genişletme planlaması bağlamında son literatürün kapsamlı bir araştırması Farrokhifar ve arkadaşları tarafından sunulmuştur [67].

Entegre doğal gaz ve elektrik güç sistemlerinin koordineli genişletme planlamasına yönelik çok dönemli iki seviyeli bir model yaklaşımı sunulmuştur [68]. Doğal gaz ve elektrik güç sistemleri arasındaki bağlantı olarak gazla çalışan güç üretim santrallerine ve güç-gaz istasyonlarına odaklanılmıştır. Üst seviye genişletme planını optimize etmekte ve üretim kapasitelerinin yanı sıra ağ topolojisini de belirlerken, alt seviye üst seviye kararın verdiği operasyonel kısıtlamalar altında en uygun dağıtım olarak formüle edilmiştir. Önerilen modeli çözmek için, değiştirilmiş ikili parçacık sürü optimizasyonu ve iç nokta yöntemini birleştiren bir hibrit algoritma önerilmiştir.

Elektrik ve doğal gaz sistemlerinin yatırım ve işletme maliyetlerini en aza indirmek amacıyla güç sistemleri ve doğal gaz şebekelerinin ortak planlaması için Dinamik Stokastik Ortak Genişleme Planlaması (DSOGP) modelini önerilmiştir [69]. Çalışmada elektrik ve doğalgaz depolama araçları DSOGP probleminde karar vericiler için bir seçenek olarak sunulmuş ve doğal gaz fiyatları ile elektrik ve doğal gaz taleplerindeki uzun vadeli belirsizlikler senaryolar aracılığıyla ele alınmıştır. Önerilen model iki farklı sistem için uygulanmış ve modelin daha düşük maliyetli planlar sunduğu açıkça kanıtlanmıştır.

Elektrik üretim ve doğalgaz sistemleri ortak genişletme planlamasına ilişkin literatür özeti Çizelge 3.3' de yer almaktadır.

### 3.2.3. Elektrik-doğalgaz sistemlerinin üretim ve iletim ortak genişletme planlaması

Entegre elektrik ve doğal gaz genişletme modellerinin yanı sıra bu iki sistemin ele alındığı ÜGP-İGP ortak optimizasyon modelleri de literatürde yer almaktadır. Entegre ve yeniden yapılandırılmış elektrik ve gaz piyasasında enerji üretim ve iletim genişletme planlama problemi karma tamamlama problemi yaklaşımı ile modellenmiştir [70]. Piyasadaki katılımcılar arasındaki etkileşim Cournot oyun yapısında modellenmiş ve modelin çıktısı

olarak EÜŞ ve doğal gaz üreticilerinin üretim miktarlarının yanı sıra bir Nash dengesi sunulmuştur. Önerilen modeli test etmek için İran'ın gerçek doğal gaz ve enerji sistemleri kullanılmış ve PATH çözücüsü kullanılarak model çalıştırılmıştır. Sonuçlar geliştirilen modelin sunduğu genişletme kararlarının hem daha düşük elektrik fiyatına hem de tüketici faydası ve sosyal refah gibi sosyal endekslerde iyileşmeye yol açtığını göstermiştir.

Entegre elektrik ve gaz şebekesi için üretim ve iletim genişletme planlama modeli sunulmuştur [71]. Çok amaçlı bir karma tamsayılı doğrusal programlama yaklaşımı ile problem modellenmiş ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yüksek oranda olduğu elektrik sisteminde güneş enerjisinin üretim ve elektrik yüklerinin ilişkili belirsizliğini incelemek için senaryo tabanlı bir stokastik bir yöntem izlenmiştir. Önerilen modeli değiştirilmiş Garver sistemi-5 düğümlü ağ ve IEEE-RTS sistemi-Belçika gaz ağı dâhil olmak üzere iki vaka çalışmasına uygulamışlardır.

Elektrik-doğalgaz sistemlerinin üretim ve iletim ortak genişletme planlamasına ilişkin literatür Çizelge 3.3' de özetlenmiştir.

Özetle, elektrik üretim genişletme planlama problemi üzerinde uzun yıllardır çalışılan bir alan olup zaman içerisinde gerek piyasa yapılarının değişmesi gerekse artan çevresel sorunlar ve fosil kaynakların tükenme tehlikesiyle birlikte değişime uğramış ve halen gelişimini sürdürmektedir. İncelenen çalışmalara bakıldığında rekabete dayalı elektrik piyasalarında yer alan katılımcılar dikkate alınarak genişletme planları sunmaya yönelik çeşitli modeller geliştirildiği görülmektedir. Geçmiş yıllarda EÜGP problemi için tek seviyeli model yapıları tercih edilirken, son yıllarda iki seviyeli ya da iki aşamalı yeni model yaklaşımlarının tercih edildiği dikkat çekmektedir. İki seviyeli modellerin bir kısmı piyasanın davranışı göz önüne alınarak belirli bir katılımcı için elektrik üretim ve kapasite planlamaya yönelik sonuçlar sunarken, bir kısmı piyasa dengesi dâhilinde tüm sistemi modellemektedir. Çalışmalar hedef yıl veya çok dönemli olmak üzere planladıkları çalışma dönemleri, belirsizliği ele alma yöntemleri ve çözüm yaklaşımları açısından birbiri ile farklılık göstermektedir. Öte yandan, çeşitli planlama modelleri ile EÜGP modellerinin entegre olarak ele alındığı ve her iki problemi birlikte ele almaya yönelik olarak ortak optimizasyon modelleri geliştirildiği dikkat çekmektedir.

Çizelge 3.2. KTP ve EÜGP-İGP ortak genişletme problemlerine ilişkin literatür özeti

	ÜGP/Karar değişkeni	İGP/Karar değişkeni	ÜGP Amaç fonksiyonu / kararları	İGP Amaç fonksiyonu/ kararları	BSO Amaç fonksiyonu/ kararları	Zaman periyodu	Piyasa Modeli	Belirsizlik	Model	Çözüm Yöntemi
[52]	Merkezi olmayan; Sürekli	-	Kâr maks.; Üretim ve yatırım kararı	-	Piyasa dengesi	Çok önemli	Cournot	-	KTP	PATH çözücüsü ile çözüm
[53]	Merkezi olmayan; Sürekli	Merkezi; Sürekli	Kâr maks.; Üretim, yatırım ve satış kararları	Kâr maks.; İletim kararı	Piyasa dengesi	Hedef yıl	Tam rekabet ve Cournot	-	KTP	PATH çözücüsü ile çözüm
[54]	Merkezi olmayan; Sürekli	Merkezi; İkili	Net kâr maks.; Üretim, yatırım ve satış kararları	Net rantın maks.; İletim hattı yatırım kararı	Rantın maks., Piyasa dengesi	Hedef yıl	Cournot	-	KTP	PATH çözücüsü ile çözüm
[55]	Merkezi olmayan; İkili	Merkezi; İkili	Kâr maks.; Üretim ve yatırım kararı	Kâr maks.; İletim kararı	Tüketici ödemelerinin min., Piyasa dengesi	Hedef yıl	Cournot	-	KTP	PATH çözücüsü ile çözüm
[62]	İkili	İkili	Maliyet min., Yatırım kararı	Maliyet min.; İletim hattı yatırım kararı	-	Çok önemli	-	-	KTDP	Benders ayrıştırması
[63]	Merkezi olmayan; Sürekli	Merkezi; Tamsayı	Kâr maks.; Yatırım, üretim ve satış kararları	Kâr maks.; İletim hattı yatırım kararı	Piyasa dengesi	Hedef yıl	Cournot ve tam rekabet	-	KTP ve DKMP	KTP PATH ile çözüm, DKMP dönüşüm ile KTDP
[64]	İkili	İkili	Maliyet min.; Yatırım ve üretim kararı	Şebekedeki dengesizliğin min.; İletim hattı yatırım kararı	-	Çok önemli	-	-	KTDP	Benders ayrıştırması

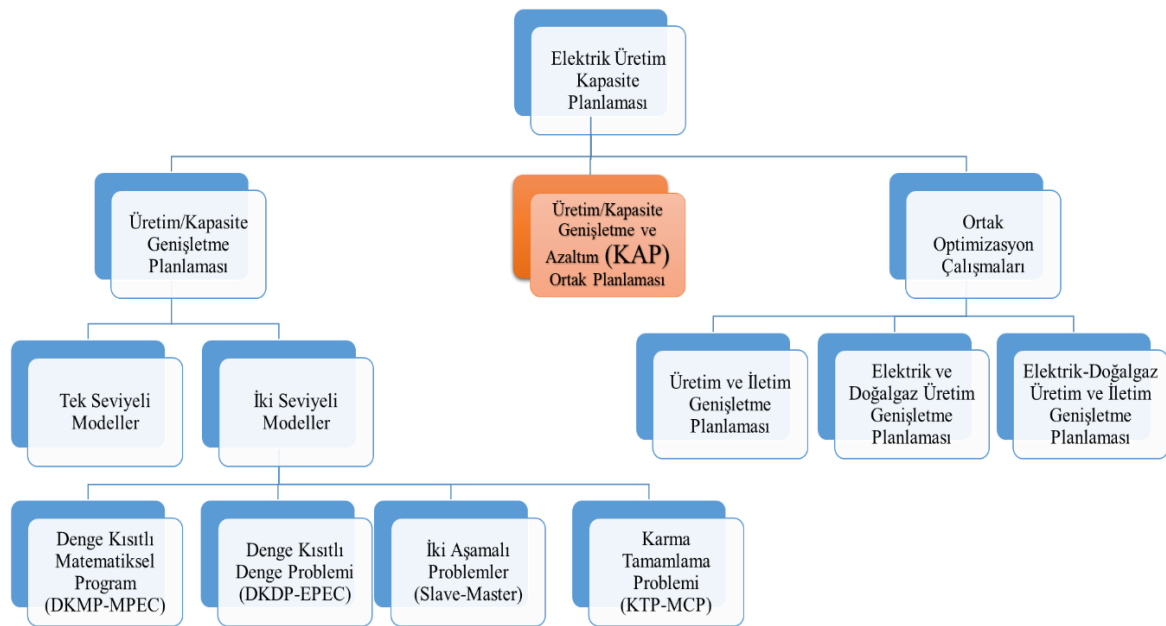
Çizelge 3.2. (devam) KTP ve EÜGP-İGP ortak genişletme problemlerine ilişkin literatür özeti

ÜGP/Karar değişkeni	İGP/Karar değişkeni	ÜGP Amaç fonksiyonu / kararları	İGP Amaç fonksiyonu/ kararları	BSO Amaç fonksiyonu/ kararları	Zaman periyodu	Piyasa Modeli	Belirsizlik	Model	Çözüm Yöntemi
[65] İkili	İkili	Maliyet min.; Yatırım ve üretim kararı	Maliyet min.; İletim hattı yatırım kararı	-	Çok dönemli	-	Talep ve rüzgâr gücü	KTDP	-
[66] Tam sayı	İkili	Kâr maks.; Yatırım ve üretim kararları	Sosyal refahın maks.; İletim hattı yatırım kararları	Piyasa dengesi	Hedef yıl	Cournot	-	DKMP	-

Çizelge 3.3. Elektrik üretim ve doğalgaz sistemleri ile bu sistemlerin ÜGP-İGP planlamasına ilişkin literatür özeti

EÜGP/Karar değişkeni	DÜGP/Karar değişkeni	Problem 1	Problem 2	BSO Amaç fonksiyonu/ kararları	Zaman periyodu	Piyasa Modeli	Belirsizlik	Model	Çözüm Yöntemi
[68] Tam sayı	Tam sayı	Elektrik ve doğalgaz maliyet min.	Üretim planı	-	Çok dönemli	-	-	İki aşamalı model	Değiştirilmiş ikili parçacık sürü optimizasyonu
[69] Tam sayı	İkili	Elektrik ve doğalgaz maliyet min.	-	-	Çok dönemli	-	Doğalgaz fiyatı, elektrik ve doğalgaz talebi	KTDP	-
EÜGP/Karar değişkeni	İGP/Karar değişkeni	EÜŞ-Gaz Amaç fonksiyonu / kararları	İSO Amaç fonksiyonu/ kararları	BSO Amaç fonksiyonu/ kararları	Zaman periyodu	Piyasa Modeli	Belirsizlik	Model	Çözüm Yöntemi
[70] Tam sayı	Tam sayı	Kâr maks.; Elektrik ve doğalgaz yatırım, elektrik üretim ve doğalgaz satış kararları	Kâr maks.; Güç iletim kararları	Piyasa Dengesi	Çok dönemli	Cournot	-	KTP	-
[71] Sürekli	İkili	Maliyet min. ve emisyon min.; Yatırım ve üretim kararları	Maliyet min.; İletim hattı yatırım ve iletim kararları	-	Hedef yıl	-	Elektrik talebi ve güneş enerjisi üretimi	KTDP	-

Modelleme yaklaşımı açısından bakıldığında, literatürde yer alan çalışmalar bir veya birkaç elektrik şirketinin üretim genişletme planlamasına odaklanmaktadır. Bununla birlikte, üretim genişletme planlaması ile iletim genişletme planlaması gibi farklı optimizasyon modellerinin ele alındığı ortak optimizasyon çalışmaları ise belirli kısıtlar altında artan talebi karşılamaya yönelik olarak kapasite artırımı planı sunmaktadır. Özetle, yukarıda incelenen literatür çalışmalarının temel ortak noktası kapasite artırımına yönelik planlamaya hizmet etmesidir. Elbette ki, gün geçtikçe artan talebi karşılamaya yönelik olarak kapasite artırımı zorunlu bir ihtiyaçtır. Ancak, piyasada kurulu gücü itibariyle hâkim pozisyonda bulunan bir veya birden fazla firmanın piyasada rekabeti sağlamak adına söz konusu gücünü azaltmaya yönelik kapasite azaltım planının geliştirilmesi önem arz etmektedir. Öte yandan, arz güvenliği açısından bu iki plan birlikte değerlendirilmelidir. Bilgimiz dâhilinde literatürde kapasite artırımının yanı sıra piyasadaki başta kamuya ait elektrik üretim şirketleri olmak üzere hâkim güce sahip firmaların kapasite azaltma problemini modelleyen herhangi bir analitik yaklaşım yer almamaktadır. Rekabete dayalı liberal bir elektrik piyasasına erişmek adına kamu şirketleri gibi hâkim pozisyondaki katılımcıların elinde bulundurdukları piyasa gücünü azaltmak için elektrik üretim genişletme planlamasıyla birlikte Kapasite Azaltım Planlaması (KAP) sunulmuş ve Kapasite genişletme planlaması ile birlikte ortak optimizasyon modeli şeklinde formüle edilmiştir. Şekil 3.1’ de tez çalışmasının literatürde yer alan çalışmalardan farklılaşan yönü ve literatürde gözlemlenen boşluğu doldurmaya yönelik olarak katkısı özetle resmedilmiştir.



Şekil 3.1. Literatür özeti ve tez çalışmasının katkısı

Özetle, bu tez çalışmasının aşağıdaki yönleriyle literatüre katkı sunduğu ve özgün değer yarattığı değerlendirilmektedir:

- Yukarıda incelenen çalışmalardan da anlaşılacağı üzere, şirketlerin kârını maksimize etmeye veya genel ekonomik refahı artırmaya yönelik üretim genişletme modelleri çoğunluktadır. Bu modeller artan talebi karşılamak adına kapasite artırımına yöneliktir. Ancak bilgimiz dâhilinde kapasite azaltmaya yönelik olarak herhangi bir analitik yaklaşım bugüne kadar geliştirilmemiştir. Kurulu gücü itibariyle hâkim pozisyonundaki katılımcıların kapasite küçülmelerini planlamak amacıyla tez çalışmasında geliştirilen Kapasite Azaltım Planlama (KAP) modeli ile literatüre bu alanda yeni bir yaklaşım sunulmaktadır.
- KAP firmaların kapasite azaltım planını sunarken kârlarını maksimize edecek üretim planlarını oluşturmaktadır. Bu yönüyle sistemde rekabeti sağlamanın yanında kapasite azaltımı yapan firmanın kârını korumaktadır. Bu yönüyle hem merkezi planlamacı hem de azaltım firması için işlevsel bir araç olarak katkı sunmaktadır.
- Kapasite Genişletme Planlaması (KGP) ve Kapasite Azaltım Planlama modelini eş zamanlı ve entegre değerlendirmek için problem ortak optimizasyon yaklaşımı ile modellenmiş ve bu yönüyle de literatüre ilk kez bir yenilik olarak sunulmuştur. EÜKP literatüründe yer alan problemler yalnızca kapasite genişletmeye odaklanmaktadır.
- Sunulan model yalnızca piyasadaki rekabeti sağlamakla kalmayıp, elektrik piyasalarını tekelden rekabetçi bir yapıya ulaştırmak isteyen sistemler içinde analitik bir çerçeve sunmaktadır.
- Elektrik piyasalarının tamamlama modelleri ile ilgili çalışmalar son on yılda oldukça ilgi görmüş olsa da Türkiye elektrik piyasasına odaklanan çalışmalar oldukça azdır ve bu çalışma aynı zamanda Türkiye elektrik piyasası literatürüne de katkı sağlamaktadır.

## 4. PİYASA TAKAS DENGESİ İLE ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTE PLANLAMA ORTAK OPTİMİZASYON MODELİ

Bu bölümde tez çalışmasında ele alınan iki seviyeli elektrik üretim kapasite planlama problemi ve matematiksel çerçevesi ayrıntısıyla tanıtılmış ve çözüm için önerilen yaklaşımları ana hatlarıyla sunulmuştur.

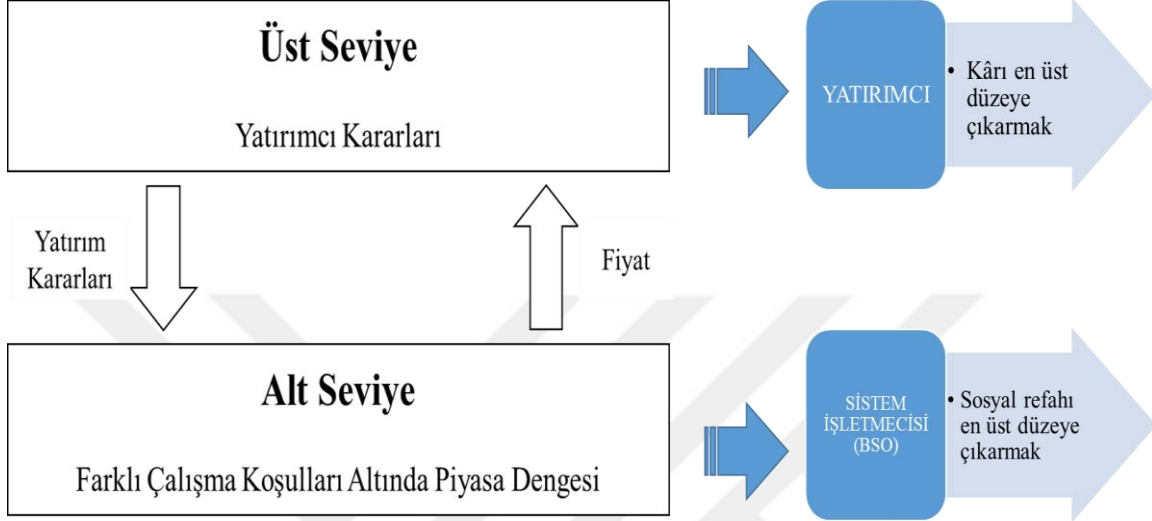
### 4.1. Problem Tanımı ve Varsayımlar

Bu tez çalışmasında piyasa takas dengesi ile entegre edilmiş Elektrik Üretim Kapasite Planlama (EÜKP) problemi için iki seviyeli bir model sunulmuştur. Genel olarak EÜKP problemi Şekil 4.1’ de gösterildiği gibi üst seviye problemde yatırım kararlarının, alt seviye problemde ise piyasa takas dengesinin yer aldığı iki seviyeli bir yapı kullanılarak temsil edilmektedir. Bu iki seviyeli yapı genellikle Stackelberg lider takipçi oyunlarında sıklıkla görülmektedir [29].

Elektrik üretim kapasite planlama problemlerinde yatırımcı açısından amaç kârı en üst düzeye çıkarmak iken, sistem işletmecisi için amaç sosyal refahın maksimizasyonudur. Sosyal refah kullanıcılar için minimum maliyetle elektrik sunulmasını ifade etmektedir ve piyasa takas dengesi ile ilintili bir durumdur. Bununla birlikte, piyasa dengesi piyasadaki yatırımcılar tarafından sunulan üretim kapasite planlarından etkilenmektedir. Şöyle ki, üretim kapasite planlayıcısı/yatırımcısı gerçekleştirilecek optimal üretim genişletme planına, yani sistemde kurulacak optimal üretim birimlerine karar vermekte ve sonrasında üretim genişletme planı hakkındaki bilgiler piyasa takas problemlerinde kullanılmaktadır. Öte yandan, bu piyasa takas problemlerinin çıktısı sosyal refahı hesaplamak için üretim genişletme planlayıcısı tarafından kullanılan mevcut ve aday üretim birimleri tarafından üretilen programlanmış güç miktarlarını belirlemek için gerekmektedir [41]. Açıkça görüldüğü üzere, EÜKP problemlerinde piyasa denge koşulunun açık bir şekilde temsil edilmesi ve yer alması gerekmektedir.

Piyasa takas denge problemi Bağımsız Sistem Operatörünün (BSO) sırasıyla üreticilerden ve tüketicilerden teklifler aldığı ve üreticiler tarafından tedarik edilecek miktarlar ile tüketicilerin sosyal refahını en üst düzeye çıkaran talep miktarlarını belirlemek için gerekli güç miktarlarını programladığı bir optimizasyon problemidir. Sonuç olarak, EÜKP problemi

diğer optimizasyon problemlerine (her bir çalışma koşulu, zaman periyodu ve senaryo için piyasa takas denge problemi) tâbi olan bir optimizasyon problemi haline gelmektedir. Bu tür bir problem teknik literatürde genellikle iki seviyeli, hiyerarşik veya tamamlama modeli olarak bilinmektedir [41].



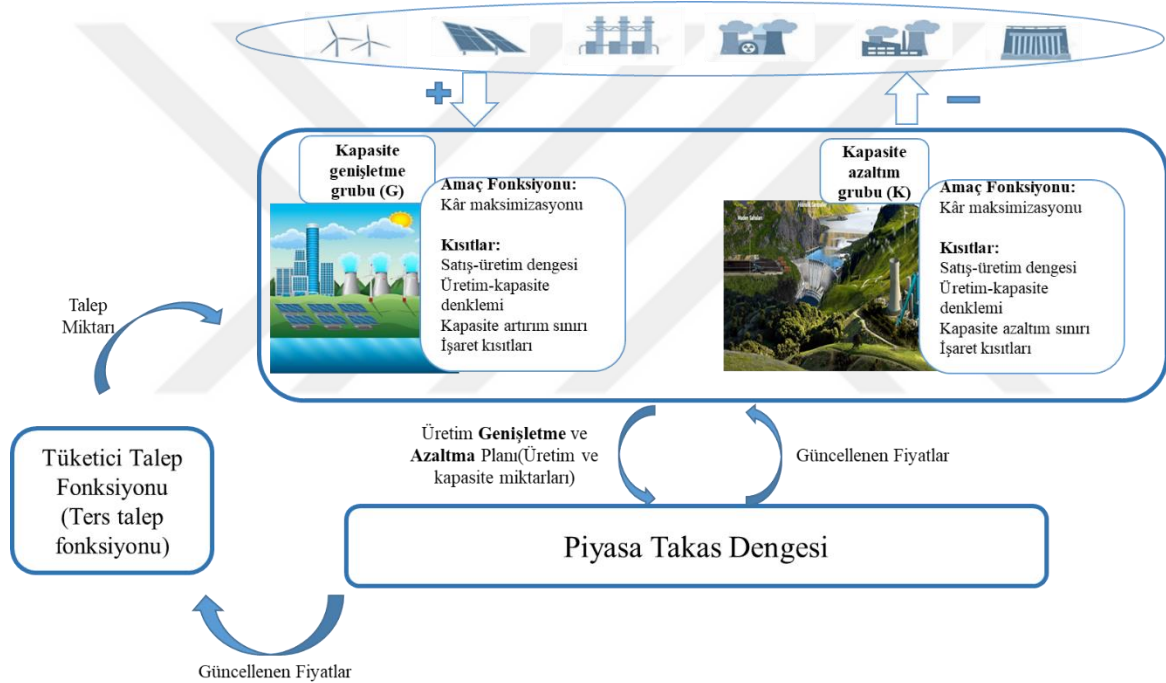
Şekil 4.1. İki seviyeli model yapısı [41]

Ele alınan problemde, klasik EÜKP problem yaklaşımından farklı olarak, üst seviyede Kapasite Genişletme Planlamasının (KGP) yanı sıra Kapasite Azaltım Planlaması (KAP) yer almaktadır. Bu haliyle problem piyasa takas denge modeli ile entegre edilmiş kapasite genişletme ve kapasite azaltımının ortak optimizasyonunu ele alan iki seviyeli bir elektrik üretim kapasite planlama problemine dönüştürülmüştür.

Üst seviyede, piyasada elektrik üretimi yapan katılımcılar kapasite artırımı ve kapasite azaltım olmak üzere iki farklı plan yapıcı grup olarak ele alınmıştır. Kapasite artırımı yapan grupta yalnızca özel katılımcılar yer almaktadır. Bu grupta yer alan katılımcıların her biri için Kapasite Genişletme Planlama (KGP) modeli geliştirilmiştir. Kapasite azaltım grubunda ise başta kamuya ait elektrik üretim şirketi olmak üzere kurulu gücü itibariyle piyasada güç konumunda olan şirketler yer almaktadır ve bu katılımcılar için Kapasite Azaltım Planlama (KAP) modeli geliştirilmiştir. KAP modeli bu gruptaki firmalara kapasite azaltım planı sunarken geriye kalan kurulu gücü ile maksimum kârı verecek şekilde bir üretim planı da sunmaktadır. Öte yandan, tüketiciler kapasite planlama problemlerinde ters talep fonksiyonu aracılığıyla temsil edilerek probleme dâhil edilmiştir. Alt seviyede ise, piyasa dengesini temsil eden piyasa takas denge modeli yer almaktadır.

İki seviyeli modelde ele alınan elektrik üretim sistemindeki tüm katılımcı ve tarafların optimizasyon modelleri ile piyasa takas dengesi iki çözüm yaklaşımı ile birleştirilerek çözülmüştür. Söz konusu yaklaşımlar, Karma Tamamlama Problem (KTP) ve Denge Kısıtlı Matematiksel Program (DKMP)' dir.

Böylece çalışma elektrik piyasalarında piyasadaki arz-talep dengesi ile kapasite artırım ve azaltım yapan firmaların davranışlarını inceleyen bir ekonomik denge problemine dönüştürülmüştür. İki seviyeli ortak optimizasyon probleminin tarafları ve ana hattı Şekil 4.2' de özetlenmiştir.



Şekil 4.2. Problem ana hattı

Çalışmanın temel varsayımları aşağıdaki gibidir:

- Piyasa takas modeli gün öncesi piyasası için oluşturulmuştur. Dengeleme veya gerçek zamanlı piyasalar dikkate alınmamıştır. İkili anlaşmalar aracılığıyla yapılan satışlar da çalışmaya dâhil edilmemiştir. Yani kapasite artırım ve azaltım grubu firmalar tarafından yapılan satışların yalnızca gün öncesi piyasasında olduğu varsayılmaktadır.
- Planlama periyodu olarak “hedef yıl” için kapasite artırım ve azaltım planı yapılmaktadır. Her bir yıl için dinamik bir yatırım modeli yerine, hedef yıl seçimi literatürde yaygın bir uygulamadır.

- “Hedef yıl” uygulamasına uygun olarak, yatırım maliyetleri saatlik bazda iskonto edilmiştir.
- Parametrelerin belirsizlik barındırmadığı düşünülmüş ve dolayısıyla modelin deterministik olduğu varsayılmıştır.
- Planlama dönemi boyunca yeni katılımcıların ara yıllarda piyasayı giriş yapmadığı varsayılmıştır. Bu varsayımın değiştirilmesi özellikle çok dönemli model yapısında zor olmamakla birlikte model yapısını değiştirir.
- Kapasite artırım ve azaltım grubunun her biri için potansiyel kapasite artışları ve azalışları belirli firmalar için geçerlidir ve bu gruplar için kapasite artırım üst ve kapasite azaltım alt limitleri mevcuttur.
- Bu modelde artırım ve azaltım grubundaki tüm üreticiler sistemdeki tüm tüketicilere satış yapabilmektedir.

#### 4.2. Ortak Optimizasyon Model Formülasyonu

Önerilen ortak optimizasyon modelinde yer alan karar verici tarafların her biri bu kısımda detaylı olarak tanıtılmıştır. Kapasite genişletme planlaması ve kapasite azaltım planlaması yapan karar vericiler sırasıyla kapasite artırım (G) ve kapasite azaltım (K) grubu olmak üzere gruplandırılmış ve bu gruplar için geliştirilen modeller ayrı ayrı sunulmuştur. Modellenen sistemde yer alan taraflar sırasıyla tüketiciler, kapasite artırım grubu (G), kapasite azaltım grubu (K) ve piyasa takas dengesi olmak üzere alt başlıklar halinde değinilmiş ve her bir karar verici grubun problemi ayrı ayrı tanımlanmıştır.

Elektrik üretim kapasite planlama problemini modellemek üzere önerilen iki seviyeli ortak optimizasyon modelinin matematiksel ifadesi, modelde yer alan kümeler, parametreler ve karar değişkenleri tanımlamaları ile birlikte aşağıda verilmiştir:

*Kümeler:*

$f \in F$	Elektrik üretim şirketleri
$g \in G$	Kapasite artırım grubunda yer alan elektrik üretim şirketleri
$k \in K$	Kapasite azaltım grubunda yer alan elektrik üretim şirketleri
$G, K \subset F$	Elektrik üretim sektöründe yer alan tüm şirketler
$h \in H$	Elektrik üretim tesisleri

$o \in O$  Kapasite azaltım grubu firmalarının sahip olduğu tesisler

*Parametreler:*

$\alpha$	Doğrusal ters talep fonksiyonu için fiyat dışı etkiler
$\beta$	Doğrusal ters talep fonksiyonu için sabit fiyat katsayısı
$C_{gh}$	$g$ şirketi için $h$ tesisinin işletme maliyeti
$I_{gh}$	$g$ şirketi için $h$ tesisinin yatırım maliyeti
$IO_{gh}^{KGP}$	Her bir $g$ şirketine ait $h$ tesisinin başlangıç kapasitesi
$X_{gh}^{max}$	Her bir $g$ şirketinin kurabileceği $h$ tesisine ait kapasite üst sınırı
$C_{kh}$	$k$ şirketi için $h$ tesisinin işletme maliyeti
$IO_{kh}^{KAP}$	Her bir $k$ şirketine ait $h$ tesisinin başlangıç kapasitesi
$X_{kh}^{min}$	Her bir $k$ şirketinin azaltım yapabileceği $h$ tesisine ait kapasite alt sınırı
$B_{ho}$	Mevcut $h$ tipi tesis grubundaki $o$ tesisi

*Karar Değişkenleri:*

$S_g$	$g$ grubunda yer alan her bir şirketin satış miktarı
$S_k$	$k$ grubunda yer alan her bir şirketin satış miktarı
$y_{gh}$	$g$ grubunda yer alan her bir şirketin $h$ tesisi ile yapmış olduğu üretim miktarı
$y_{kh}$	$k$ grubunda yer alan her bir şirketin $h$ tesisi ile yapmış olduğu üretim miktarı
$x_{gh}^{KGP}$	$g$ grubunda yer alan her bir şirketin $h$ tesisi için kapasite artırım miktarı
$x_{kh}^{KAP}$	$k$ grubunda yer alan her bir şirketin $h$ tesisi için kapasite azaltım miktarı
$x_{kho}^{KAP} =$	$\begin{cases} 1, & k \text{ şirketi } h \text{ tesis grubundaki } o \text{ tesisi için azaltım yapacaksa} \\ 0, & \text{diğer durumlarda} \end{cases}$

*Dual Değişkenler:*

$v_g$	$g$ şirketinin satış ve üretim dengesine ilişkin dual değişken
$\rho_{gh}$	$g$ şirketinin üretim ve kapasite dengesine ilişkin dual değişken
$\theta_{gh}$	$g$ şirketinin kapasite artırım limitlerine ilişkin dual değişken
$v_{gk}$	$k$ şirketinin satış ve üretim dengesine ilişkin dual değişken
$\rho_{kh}$	$k$ şirketinin üretim ve kapasite dengesine ilişkin dual değişken
$\theta_{kh}$	$g$ şirketinin kapasite azaltım limitlerine ilişkin dual değişken
$\lambda$	Piyasa takas fiyatını veren arz-talep kısıtlamasına ilişkili dual değişken

#### 4.2.1. Tüketiciler

Talep edilen miktarı, fiyatın bir fonksiyonu olarak ifade eden fonksiyona ters talep fonksiyonu adı verilir ve tüketicilerin fiyatlardaki değişime tepkisini modeller. Bu çalışmada, tüketicilerin fiyat değişikliklerine tepkisi doğrusal bir ters talep fonksiyonu ile formüle edilmiştir. Yani tüketiciler fiyat seviyelerine tepki olarak refah seviyelerini optimize etmek için tüketim miktarlarını değiştirebilirler. Sistemdeki üretim yapan tüm firmaların (artırım grubu (G) ve azaltım grubu (K)) toplam satışlarına bağlı olarak lineer ters talep fonksiyonu eşitlik (4.1)' de yer almaktadır. Burada fiyat ile satış miktarları arasında doğrusal bir ilişki vardır. Aşağıdaki eşitlikte yer alan  $f_d^{-1}$  fiyatı ve  $(\sum_g S_g + \sum_k S_k)$  ifadesi sistemdeki üretici firmaların toplam satışlarını göstermektedir. Fonksiyonda bulunan  $\alpha$  ve  $\beta$  parametreleri negatif olmayan parametrelerdir. Bu parametreler Şentürk-Eker [72] tezindeki gibi hesaplanmıştır.

$$\text{Fiyat} = f_d^{-1}(\sum_{f \in F} S_f) = \alpha - \beta(\sum_{f \in F} S_f) \quad (4.1)$$

$$\sum_{f \in F} S_f = \sum_{g \in F} S_g + \sum_{k \in F} S_k \quad (4.2)$$

#### 4.2.2. Kapasite genişletme planlama (KGP) modeli-Artırım grubu (G)

Bu grupta yer alan firmalar kapasite genişletme planlaması yapmak suretiyle piyasada varlığını sürdürmekte ve mevcut payını giderek artırmaktadır. Önerilen kapasite genişletme planlama modeli belirlenen kısıtlar altında söz konusu şirketin kârını optimize edecek şekilde genişletme planlaması yaparken aynı zamanda talebi karşılamaya katkı sağlayacak şekilde üretim planı sunmaktadır. Firma g, tam rekabet piyasasında fiyat alıcıdır ve amaç fonksiyonunda yer alan fiyatın hârici bir parametre olduğu kabul edilmektedir. Piyasa açısından bakıldığında bu fiyat bir değişkendir ve arz talep dengesine göre belirlenmektedir.

Aşağıda sunulan KGP modelinde amaç fonksiyonuna göre her bir firma kârlarını (satış geliri ile işletme ve yatırım maliyetleri arasındaki farkı) belirli kısıtlar altında optimize etmektedir (4.3). Kısıt (4.4) firma tarafından yapılan toplam üretimin firmanın yaptığı satışa eşit olduğunu göstermektedir. Burada üretim ve satış değişkeninin ayrı karar değişkenleriyle ifade edilmesinin sebebi çalışmada, tüketicinin fiyat değişimlerine karşı tepki göstermesine izin verecek şekilde fiyatı talebin fonksiyonu olarak ifade edilmesinden kaynaklanmaktadır.

Tüketicinin talebi doğrultusunda firmalar da üretimlerini değiştirmek zorundadır. Çünkü doğası gereği elektrik üretildiği an tüketilmelidir. Kısıt (4.5) kapasite- üretim dengesini ifade etmekte ve kısıt (4.6)' de kapasite artırımını için bir üst sınır getirmektedir. Son olarak, (4.7) değişkenlerin işaret kısıtlamalarını gösterir. Kısıtların yanında parantez içerisindeki değerler dual değişkenleri göstermektedir. Bu model yalnızca tek bir g firmasının kapasite genişletme problemini temsil etmektedir. Ancak genel denge probleminde tüm firmalar ( $g \in G$ ) dâhil edilmektedir.

$$\text{Min}_{x_{gh}^{KGP}, y_{gh}, S_g} - (\alpha - \beta(\sum_{f \in F} S_f))S_g + \sum_h C_{gh}y_{gh} + \sum_h I_{gh}x_{gh}^{KGP} \quad (4.3)$$

*Kısıtlar*

$$S_g - \sum_h y_{gh} = 0 \quad (v_g) \quad (4.4)$$

$$y_{gh} \leq IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} \quad (\rho_{gh}) \quad (4.5)$$

$$x_{gh}^{KGP} \leq X_{gh}^{max} \quad (\theta_{gh}) \quad (4.6)$$

$$x_{gh}^{KGP}, y_{gh}, S_g \geq 0 \quad (4.7)$$

#### 4.2.3. Kapasite azaltım planlama (KAP) modeli-Azaltım grubu (K)

Bu grupta yer alan firmalar kapasite azaltım planlaması yapmak suretiyle piyasadaki mevcut payını giderek azaltmaktadır. Ancak kapasite azaltımı yaparken geriye kalan kurulu gücü ile üretim yapmaya devam etmektedir. Geliştirilen kapasite azaltım planlama modeli belirlenen kısıtlar altında kapasite azaltım planı yaparken geriye kalan kapasite ile kârı maksimize edecek şekilde bir üretimi planı sunmaktadır. Bu grupta piyasada büyük paya sahip firmaların hâkimiyetini azaltmak amacıyla kapasite azaltımı yapan firmalar yer alabileceği gibi, küçük bir paya sahip iken kârlılığını koruyamadığı için elindeki belirli santrallerini elden çıkarmak isteyen firmalar da yer alabilir. Kapasite artırım modelinde olduğu gibi firma k, tam rekabet piyasasında fiyat alıcıdır ve amaç fonksiyonunda yer alan fiyatın harici bir parametre olduğunu kabul eder. Piyasa açısından bakıldığında bu fiyat bir değişkendir ve arz talep dengesine göre belirlenmektedir.

Aşağıda sunulan KAP modelinin amaç fonksiyonuna göre her bir firma kârlarını (satış geliri ile işletme maliyetleri arasındaki farkı) belirli kısıtlar altında optimize etmektedir (4.8). Kısıt

(4.9) firma tarafından yapılan toplam üretimin firmanın yaptığı satışa eşit olduğunu göstermektedir. Kısıt (4.10) azaltım kararını göz önüne alarak kapasiteyi güncellemek suretiyle kapasite-üretim dengesini ifade etmekte ve kısıt (4.11)' de kapasite azaltımı için bir alt sınır getirmektedir. Son olarak, (4.12) değişkenlerin işaret kısıtlamalarını gösterir. Kısıtların yanında parantez içindeki değerler dual değişkenleri göstermektedir. Bu model yalnızca tek bir k firmasının kapasite azaltım problemini temsil etmektedir. Ancak genel denge probleminde tüm firmalar ( $k \in K$ ) dâhil edilmektir.

$$\text{Min}_{x_{kh}^{KAP}, y_{kh}, S_k} - (\alpha - \beta(\sum_{f \in F} S_f))S_k + \sum_h C_{kh}y_{kh} \quad (4.8)$$

*Kısıtlar*

$$S_k - \sum_h y_{kh} = 0 \quad (v_k) \quad (4.9)$$

$$y_{kh} \leq IO_{kh}^{KAP} - x_{kh}^{KAP} \quad (\rho_{kh}) \quad (4.10)$$

$$x_{kh}^{min} \leq x_{kh}^{KAP} \quad (\theta_{kh}) \quad (4.11)$$

$$x_{kh}^{KAP}, y_{kh}, S_k \geq 0 \quad (4.12)$$

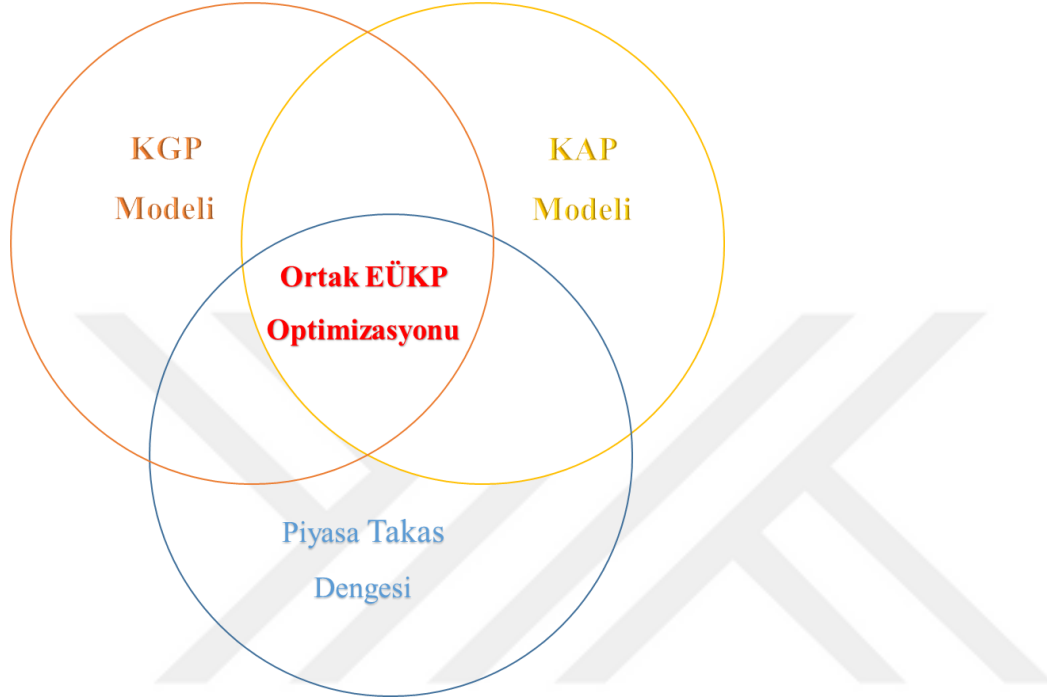
#### 4.2.4. Piyasa takas dengesi

İktisat teorisine göre serbest piyasada arz ve talebi dengeye getiren tek bir fiyat vardır ve bu fiyata denge fiyatı adı verilmektedir. En basit haliyle, alıcı ve satıcıların sürekli etkileşimi, zaman içinde bir fiyatın ortaya çıkmasını sağlamaktadır. Denge fiyatına piyasa takas fiyatı da denilmektedir, çünkü bu fiyatta üreticilerin piyasaya sürdüğü tüm miktar tüketiciler tarafından satın alınacak ve 'artık' hiçbir şey olmayacaktır. Arz fazlası ile israf edilen çıktının ya da herhangi bir karşılanamayan talebin olmadığı bu durum verimlidir ve piyasanın dengelendiği anlamına gelmektedir. Bu fiyat mekanizmasının merkezî bir özelliği ve önemli faydalarından biridir. Ekonomik denge problemleri esas olarak bu temel ilkeleri ele almaktadır [73].

Piyasa dengesini ifade eden piyasa takas koşulu (4.13) eşitliği ile gösterilmekte ve temel olarak arz ve talep dengesine bağlı olmaktadır. Karma tamamlama probleminde bu koşulun dual değişkeni ( $\lambda$ ) piyasa takas fiyatını ifade etmektedir [41]. Bu dual değişkene genellikle marjinal piyasa fiyatları, yani talep edenlerin yük tüketimleri için ödediği fiyatlar ve üretim birimlerinin üretimleri için aldıkları fiyat denilmektedir.

$$\sum_g \sum_h y_{gh} + \sum_k \sum_h y_{kh} - \sum_g S_g - \sum_k S_k = 0 \quad (\lambda) \quad (4.13)$$

Yukarıda alt başlıklar halinde verilen modeller ortak EÜKP optimizasyon probleminin bileşenleri olup aşağıdaki şekilde şematize edilmiştir.



Şekil 4.3. Ortak optimizasyon modeli bileşenleri

### 4.3. Piyasa Yapıları

Bu tez çalışmasında EÜKP ortak optimizasyon modelinin sunduğu piyasa sonucu ve kapasite artırım ve azaltım kararları Nash-Cournot (NC) ve Tam Rekabet (TR) olmak üzere iki farklı piyasa yapısında ele alınmıştır.

#### 4.3.1. Nash-Cournot dengesi

Kusurlu rekabet (imperfect competition) ortamında Nash-Cournot oligopol modeli rakip oyuncuların homojen bir ürün ürettiğini ve her birinin ne kadar üreteceğini seçerek kârı maksimize etmeye çalıştığını varsaymaktadır. Tüm oyuncular karar verdikleri çıktıyı/miktarı aynı anda sunmaktadır. Sistemdeki her bir oyuncunun kendi miktarını, rakiplerin miktarlarını sabit değerler olduğu düşüncesi ile belirlemesi Cournot varsayımının temelini oluşturmaktadır. Cournot modeli, her bir firmanın ters talep eğrisi yoluyla piyasa

üzerindeki etkisini tahmin etme yeteneği ile karakterize edilir [30]. Ortaya çıkan denge, hiçbir oyuncunun kararını değiştirmeyeceği miktarlarda bir Nash-Cournot dengesidir [74]. Nash-Cournot modeli diğer piyasa modelleri kadar gerçekçi olmasa da çözümlerin hesaplanması kolaydır ve genellikle uzun dönemli piyasa davranışına yakın çözümler sunmaktadır [75].

Firmalar arasındaki kusurlu rekabeti temsil etmek için Arz Fonksiyon Dengesi (Supply Function Equilibrium-AFD), Bertrand rekabet modeli veya Konjektürel Varyasyon (KV) modeli gibi başka yaklaşımlar da mevcuttur [30]. AFD' de her firma, Nash-Cournot modelinde olduğu gibi marjinal maliyet değerlerinden ziyade bir teklif fonksiyonu, başka bir deyişle üretim miktarının bir fonksiyonu olarak bir teklif sunmaktadır. Bununla birlikte, AFD' nin ana dezavantajı işlem yükünün fazla olması ve dışbükey olmaması nedeniyle çoklu dengelerin varlığıdır. Bertrand modelinde ise rekabet, Nash-Cournot modelinde olduğu gibi miktardan çok satış fiyatlarındadır. KV modeli ise bir firmanın sadece üretim miktarının piyasa fiyatı üzerindeki etkisini değil, aynı zamanda bu miktarın rakip firmaların üretim miktarları üzerindeki etkisini de öngördüğü Cournot modelinin bir genellemesi şeklindedir [75].

Bu piyasa yapısında, tüm oyuncular aynı ürünlere ve maliyet koşullarına sahipse, fiyatın marjinal maliyeti aşma derecesi, piyasadaki oyuncu sayısı ile ters orantılıdır. Böylece, oyuncu sayısı arttıkça, denge tam rekabetteki duruma yakınsamaktadır [74].

#### **4.3.2. Tam rekabet**

Fiyat alıcı bir firma, kararlarının piyasa fiyatı üzerinde herhangi bir etkisi olacağını tahmin etmez. Bu sebeple genel denge modelinde bir değişken olarak yer alan piyasa fiyatı, her firmanın kendi karar modelinde bir parametre olarak ele alınır [30].

Tam rekabet piyasa yapısı aşağıdaki beş özelliği taşımaktadır [63]:

- Tüm oyuncular homojen bir ürün satar,
- Tüm oyuncular fiyat alıcıdır (price-taker)- ürünün piyasa değerini kontrol edemezler,
- Oyuncuların piyasadaki paylarının fiyatlar üzerinde etkisi yoktur,

- Alıcılar, ürün ve her oyuncu tarafından talep edilen fiyatlar hakkında tam bilgiye sahiptir,
- Sektöre giriş ve çıkış tamamen serbesttir.

Tam rekabet piyasa yapısını kullanmanın temel mantığı, diğer piyasa yapılarına kıyasla bir ölçü olarak kullanılabilmesidir (örneğin fiyatlar/satışlar karşılaştırılabilir). Öte yandan, bu piyasa yapısı en verimli piyasa sonuçlarını sağlamaktadır.

#### 4.4. Problem Çözüm Yaklaşımları

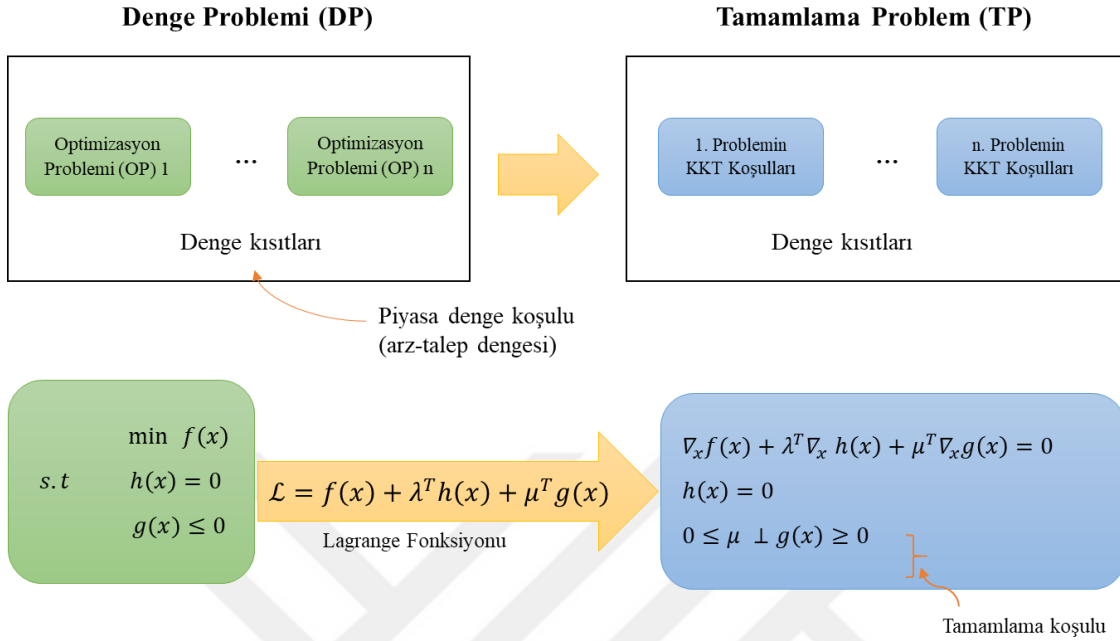
Geliştirilen iki seviyeli EÜKP ortak optimizasyon modeli Karma Tamamlama Problemi (KTP) ve Denge Kısıtlı Matematiksel Program (DKMP) olarak yeniden formüle edilmiş ve var olan çözümlerle çözülebilir hale getirilmiştir. Bu kısımda her iki yaklaşım ile ilgili bilgiler ve iki seviyeli EÜKP ortak optimizasyon probleminin KTP ve DKMP ile temsilleri sunulmaktadır.

##### 4.4.1. Tamamlama problemi

Piyasadaki etkileşim halindeki bir veya birkaç karar vericinin eşzamanlı optimizasyon problemleri bir Tamamlama Problemi (TP) çerçevesi ile temsil edilebilmektedir. Tamamlama problemleri elektrik piyasası modellerini formüle etmek ve çözmek için zamanla popüler ve önemli bir araç haline gelmiştir [30]. Bir denge problemi birkaç karar vericinin probleminin ortak optimizasyonu olarak tanımlanmakta ve bu karar vericilerin problemlerinin tüm Karush-Kuhn-Tucker (KKT) koşulları bir araya getirilerek Şekil 4.4.'deki gibi bir TP oluşturulmaktadır [52].

Tamamlama problemleri doğrusal programları (LP), (dışbükey) ikinci dereceden programları (QP) ve (dışbükey) doğrusal olmayan programları genelleştirebilmektedir. Bu programlar için KKT optimallik koşulları hem gerekli hem de yeterli olma durumlarını temsil etmektedir [70]. Başka bir deyişle, doğrusal ve konveks kvadratik programlar için KKT gerek ve yeter şarttır. KKT koşulları çeşitli optimizasyon problemlerinin optimal çözümleri için karşılanması gereken koşullardır. KKT koşulları gerekli olabilir ancak yeterli koşullar olmayabilir. Başka bir ifadeyle, bu koşulları karşılayan çözümler mutlaka optimal değildir, ancak optimal çözümlerin bu koşulları karşılaması gerekir [29]. Yeterli olmak bu

koşulları karşılayan bir çözümün orijinal soruna bir çözüm olduğu anlamına gelmektedir.



Şekil 4.4. Tamamlama problemleri [52]

Ayrıca, anlamlı KKT koşullarına sahip her doğrusal olmayan programlama problemi için eşdeğer bir TP vardır. Başka bir ifadeyle, bu koşulların ifadesi TP' nin özel bir durumudur [29]. Optimizasyon genelleştirilmesinin yanı sıra tamamlama problemleri ayrıca, uzamsal fiyat dengesi, Wardrop trafik dengesi, Nash-Cournot oyunları gibi modelleme sınıflarını da kapsamaktadır. Bu tip problemler birden fazla oyuncunun kendi getirilerini optimize ettiği tek bir optimizasyon problemi olarak ifade edilemez.

Tamamlama problem yapısının günümüz düzenlenmiş/düzenlenmemiş, tam/eksik rekabet karışımının olduğu enerji piyasalarında hem birincil değişkenleri (enerji üretimi) hem de dual değişkenleri (fiyatlar) birlikte modellemek için oldukça uygun olduğu açıkça görülmektedir [29].

Tamamlama programı çerçevesinde tüm kararlar eş zamanlı olarak dikkate alınır. İki seviyeli yapıya kıyasla karar vermede hiyerarşi yoktur, yani katılımcılar piyasa takas dengesinin sonuçlarını tahmin etmezler. Karma tamamlama problemi ve denge kısıtlı matematiksel program birer tamamlama problem çeşididir. KTP tamamlama koşullarının yanı sıra eşitlik ifadelerini içeren bir tamamlama problemi türü iken, DKMP kısıt kümesinde eşitlik ya da

eşitsizlik kısıtlarının yanı sıra tamamlama koşulları içeren bir yapıdır ve tamamlama problem yapısının daha karmaşık bir versiyonudur [41].

Bu çalışmada sunulan KTP modelinin matematiksel temeli Gabriel vd. [29] sunmuş oldukları “Complementarity Modeling in Energy Markets” kitabına ve Hobbs' un [53] çalışmasına dayanmaktadır. Bu çalışmalardaki modeller tezde geliştirdiğimiz modelimizin temelidir. Ancak bu çalışmalardan farklı olarak bu tezde literatürde yer almayan Kapasite Azaltım Planlama (KAP) modeli geliştirilmiş ve Kapasite Genişletme Planlama (KGP) modeli ile birlikte ele alınmıştır. Böylece kapasite artırma ve azaltma kararlarını piyasa takas dengesi dâhilinde birlikte optimize etmek adına bütünleşik bir KTP modeli geliştirilmiştir. Sonrasında iki seviyeli ortak EÜKP modeli Conejo vd. [41] “Investment in Electricity Generation and Transmission” kitabı temelinde DKMP problemine dönüştürülmüştür.

#### 4.4.2. Karma tamamlama problem formülasyonu

Tamamlama problemi aracılığıyla modelleme, çalışılan sistemin tamamlayıcı değişken çiftlerini içerdiği genel bir matematiksel çerçeve sağlar. Karma Tamamlama Problemleri (KTP), KKT koşullarıyla ilgili belirli bir biçimdeki eşitlikler ve eşitsizlikler sistemidir [29]. İkinci dereceden programlarda ve son yıllarda bazı ülkelerde yeniden yapılandırılan enerji sektörlerinin denge modellemesinde yararlı bir araç olarak yaygın bir şekilde kullanılmaktadır [70].

Karma tamamlama problemi ek eşitlik kısıtlamaları olan bir tamamlama probleminin daha genel bir biçimidir. Verilen  $g(x, y)$  ve  $h(x, y)$  gibi bir dizi vektör değerli fonksiyona sahip olan karma tamamlama problemi,  $x$  ve  $y$  değişkenlerinin vektörlerini aşağıdaki koşulları sağlayacak şekilde bulmayı amaçlar:

$$\begin{aligned}
 x &\geq 0 \\
 g(x, y) &\geq 0 \\
 x^T \cdot g(x, y) &= 0 \\
 h(x, y) &= 0
 \end{aligned} \tag{4.14}$$

Yukarıda yer alan ilk üç ifade  $0 \leq x \perp g(x) \geq 0$  şeklinde ifade edilebilmektedir. Dik anlamına gelen “ $\perp$ ” operatörü iki vektörün iç çarpımının 0’ a eşit olduğunu ifade etmektedir.

Daha açık bir ifadeyle, bu operatör “ya değişken sıfırdır ya da koşul sağ tarafa eşittir” anlamına gelmektedir. Belirtilen tamamlama koşulu (yani değişken-koşul çifti) denge çözümünde koşulun bağlayıcı (binding) olduğunu (yani,  $g(x) = 0$ ) veya değişkenin sıfır olduğunu (yani,  $x = 0$ ) belirtir [29]. Öte yandan, tamamlama probleminde kısıtların sayısı problemdeki değişkenlerin sayısına eşittir [76].

KTP’ de denklemlerle tamamlayıcı olan  $x^*$  aranırken bir dizi doğrusal veya doğrusal olmayan denklem aynı anda çözülür. KTP’ lerde çözümün varlığı ve benzersizliği gibi özellikler için bu tür modelleri analiz etmeye izin veren zengin bir teori bütünü vardır. Eğer  $g(x,y)$ , (4.14)’ deki denklemleri sağlayan  $x^*$  de sürekli olarak türevlenebilirse, o zaman  $x^*$  kesinlikle dejenere değildir ve KTP’ nin benzersiz ögesidir [77].

Piyasa denge koşullarının tamamlama problem yaklaşımıyla doğrudan çözümü önemli hesaplama avantajlarına sahiptir. Binlerce değişkeni ve tamamlama koşullarını içeren KTP’ ler GAMS programı içindeki MILES ve PATH çözücülerinin uygulamaları gibi mevcut yazılımlar kullanılarak doğrudan çözülebilir [53]. Bu çözücüler stratejik pazar modellerinin binlerce enerji santrali ve yüzlerce kısıtı içeren büyük sistemlere uygulanmasına izin verir.

Bu kısımda sunulan KTP modeli, önceki kısımda ayrı ayrı sunulan elektrik piyasasındaki kapasite artırımı ve azaltım yapan elektrik üreticilerinin optimizasyon problemlerini birlikte temsil etmektedir. Aşağıda yer alan KTP formülasyonu, her oyuncu için tanımlanan optimizasyon problemlerine ilişkin KKT koşullarını elde ederek ve tüm bu koşulları piyasa takas koşullarıyla bir araya getirerek oluşturulmuştur. Oluşturulan KTP her bir oyuncunun birinci dereceden optimallik koşullarını ve piyasa takasını içeren bir koşullar sistemini doğrudan çözer [76]. Elde edilen KTP formülasyonu karedir. Yani, her birincil ve ikili değişken  $\{s_g, y_{gh}, x_{gh}^{GEP}, v_g, \rho_{gh}, \theta_{gh}, s_k, y_{kh}, x_{kh}^{CRP}, v_k, \rho_{kh}, \theta_{kh}\}$  için bir koşul vardır. KTP olarak yeniden formüle edilen model aşağıdaki gibidir.

*KTP*:  $\{s_g, y_{gh}, x_{gh}^{KGP}, v_g, \rho_{gh}, \theta_{gh}, s_k, y_{kh}, x_{kh}^{KAP}, v_k, \rho_{kh}, \theta_{kh}, \lambda\}$  değişkenlerinin çözümlü için;

$$s_g \geq 0 \quad \perp \quad -\alpha + \beta(\sum_g s_g + \sum_k s_k) + v_g + \lambda \geq 0 \quad \forall g \quad (4.15)$$

$$y_{gh} \geq 0 \quad \perp \quad C_{gh} - v_g + \rho_{gh} - \lambda \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.16)$$

$$x_{gh}^{KGP} \geq 0 \quad \perp \quad I_{gh} - \rho_{gh} + \theta_{gh} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.17)$$

$$v_g \text{ serbest} \quad \perp \quad s_g - \sum_h y_{gh} = 0 \quad \forall g \quad (4.18)$$

$$\rho_{gh} \geq 0 \quad \perp \quad IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} - y_{gh} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.19)$$

$$\theta_{gh} \geq 0 \quad \perp \quad X_{gh}^{max} - x_{gh}^{KGP} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.20)$$

$$s_k \geq 0 \quad \perp \quad -\alpha + \beta(\sum_g s_g + \sum_k s_k) + v_k + \lambda \geq 0 \quad \forall k \quad (4.21)$$

$$y_{kh} \geq 0 \quad \perp \quad C_{kh} - v_k + \rho_{kh} - \lambda \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.22)$$

$$x_{kh}^{KAP} \geq 0 \quad \perp \quad \rho_{kh} - \theta_{kh} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.23)$$

$$v_k \text{ serbest} \quad \perp \quad s_k - \sum_h y_{kh} = 0 \quad \forall k \quad (4.24)$$

$$\rho_{kh} \geq 0 \quad \perp \quad IO_{kh}^{KAP} - x_{kh}^{KAP} - y_{kh} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.25)$$

$$\theta_{kh} \geq 0 \quad \perp \quad x_{kh}^{KAP} - X_{kh}^{min} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.26)$$

$$\lambda \text{ serbest} \quad \perp \quad \sum_g \sum_h y_{gh} + \sum_k \sum_h y_{kh} - \sum_g s_g - \sum_k s_k = 0 \quad (4.27)$$

*KTP* formülasyonunda negatif olmayan kısıtlar ve bunların dual değişkenlerinden bahsedilmediğinden, negatif olmayan kısıtlara sahip değişkenlerin KKT koşulları yukarıda " $\geq$ " şeklindedir.

*KTP* formülasyonunda belirli değişiklikler yapmak suretiyle farklı piyasa yapıları modellenebilmektedir. Mevcut haliyle piyasa yapısı tam anlamıyla rekabetçi bir piyasadır. Satış miktarlarına ( $s_g$  ve  $s_k$ ) ilişkin koşullar aşığıdaki gibi değiştirilerek bir Nash-Cournot piyasa yapısı modellenebilir:

$$s_g \geq 0 \quad \perp \quad -\alpha + \beta s_g + \beta(\sum_g s_g + \sum_k s_k) + v_g + \lambda \geq 0 \quad \forall g \quad (4.28)$$

$$s_k \geq 0 \quad \perp \quad -\alpha + \beta s_k + \beta(\sum_g s_g + \sum_k s_k) + v_k + \lambda \geq 0 \quad \forall k \quad (4.29)$$

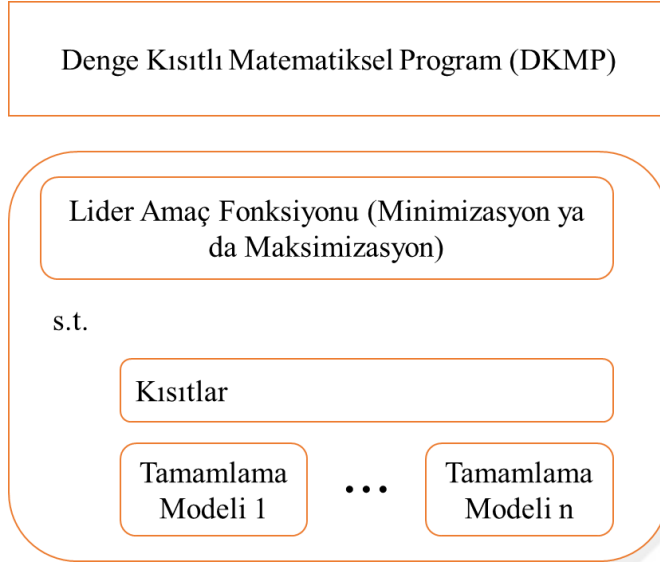
(4.28) ve (4.29) koşullarındaki  $\beta s_g$  ve  $\beta s_k$  terimi, g ve k firmalarının marjinal geliridir. Bu marjinal gelir terimi, üretim firmalarının sırasıyla (4.3) ve (4.8) numaralı amaç fonksiyonlarının  $s_g$  ve  $s_k$  'ye göre kısmi türevinden türetilir. Çünkü Cournot durumunda üreticiler, piyasadaki fiyat-miktar ilişkisinin (talep fonksiyonu) farkındadırlar ve satış (veya üretim) miktarlarını değiştirerek fiyatları etkileyebileceklerini varsaymaktadırlar. Cournot oyunu için bir diğer önemli varsayım, diğer üreticilerin satışlarını (veya üretimi) sabit değerler olarak varsaydıklarıdır. Bu genellikle tüketiciler için daha yüksek fiyatlar ile sonuçlanmaktadır. Tam rekabet ve Nash-Cournot yapılarında piyasa dengesi karşılaştırıldığında, tam rekabet ortamındaki firmaların rekabetçi davranışı daha düşük piyasa fiyatı ve kârları, daha yüksek toplam üretim miktarı ve daha yüksek bir sosyal refah sağlamaktadır [30].

#### 4.4.3. Denge kısıtlı matematiksel program formülasyonu

Problemin diğer bir formülasyonu ise Denge Kısıtlı Matematiksel Program (DKMP) formülasyonu ile sunulmuştur. Problemin DKMP yapısında tekrar formüle edilmesinin sebebi özellikle geliştirilen KAP modelinde katılımcıların kapasite azaltım kararının ikili değişken yoluyla ifade edilmesi gereğidir. KTP formülasyonunda bu karar sürekli değişken olarak ifade edilmiştir. Yani KTP modeli azaltılacak santralin tipine ve toplam azaltım miktarına karar vermektedir. Ancak problemin elde var olan belirli kapasite ve özellikteki santrallerin azaltılmasına ilişkin karar verecek şekilde yapılandırılması karar verici için daha gerçekçi sonuçlar verecektir. Bu sebeple mevcut santralin azaltıp azaltılmayacağı kararının ikili karar değişkeniyle ifade edilmesi gerekmektedir. KTP modelleri sürekli değişkenler gerektirir ve ikili değişkenli bu tür problemler için hazır bir çözüm algoritması bulunmadığından ikili değişkenlerin tanıtılması bu problemlerin çözümünü zorlaştıracaktır. Ancak DKMP modeli belirli dönüşümler aracılığıyla ikili değişkenleri ele alma konusunda KTP modellerinde göre daha iyi sonuçlar vermektedir.

Denge kısıtlı matematiksel program kısıtları birbiriyle ilişkili diğer optimizasyon veya tamamlama problemlerini içeren bir optimizasyon problemidir. DKMP yakın zamanda geliştirilen bir programlama yapısı olup tamamlama problem yapısının daha karmaşık bir versiyonudur [41]. Denge kısıtları normalde bir tamamlama sistemi olarak ortaya çıkar. DKMP kavramının kökenleri Stackelberg oyununun ekonomik konseptine dayanmaktadır.

Wogrin vd. [43] çalışmalarında belirttiğine göre, DKMP modelinin (kapalı döngü) çözümü, oldukça genel koşullar altında KTP modeline (açık döngü) eşdeğer sonuçlar sunmaktadır. DKMP yaklaşımının genel yapısı Şekil 4.5' de sunulmuştur.



Şekil 4.5. Denge kısıtlı matematiksel program için genel çerçeve [30]

Geliştirilen DKMP modeli azaltım grubunun, piyasadaki üretim yatırımlarını ve piyasa takas dengesini öngörebileceği bir model olarak formüle edilmiştir. Bu iki seviyeli modelde azaltım grubunun kapasite planlama problemi üst seviyede, artırım grubu kararları ve piyasa takas modeli ise alt seviyede yer almaktadır. Sonuç olarak EÜKP ortak optimizasyon problemi, azaltım grubunun azaltım kısıtı ile sosyal refahı (üreticilerin ve tüketicinin fazlaları eksi tüm yatırım maliyetleri) optimize etmeye çalıştığı bir DKMP modeli olarak temsil edilmiştir.

Özetle sunulan iki seviyeli DKMP modelinde amaç negatif sosyal refahın minimizasyonu olarak düzenlenmiş ve üst seviyede (K) grubunun kapasite azaltım kararı yer alırken, alt seviyede aşağıdaki kararlar yer almaktadır.

- (G) grubunun kapasite artırım kararı,
- (G) grubunun üretim kararı,
- (G) grubunun satış kararı,
- (K) grubunun üretim kararı,
- (K) grubunun satış kararı,

- Piyasa takas dengesi

*DKMP modeli*

$$\begin{aligned} \text{Min}_{x_{kh}^{KAP}, \Delta^{DSM}} & - \left( \alpha (\sum_g s_g + \sum_k s_k) - \frac{1}{2} \beta (\sum_g s_g + \sum_k s_k)^2 \right) + \sum_h C_{gh} y_{gh} + \\ & \sum_h I_{gh} x_{gh}^{KGP} + \sum_h C_{kh} y_{kh} \end{aligned} \quad (4.30)$$

*Kısıtlar*

$$x_{kh}^{min} \leq x_{kh}^{KAP} \quad \forall k, h \quad (4.31)$$

$$x_{kh}^{KAP} = \sum_o x_{kho}^{KAP} B_{ho} \quad \forall k, h \quad (4.32)$$

$$x_{kho}^{KAP} \in \{0,1\} \quad \forall k, h, o \quad (4.33)$$

$$s_g, y_{gh}, x_{gh}^{KGP}, s_k, y_{kh} \in \Omega(\Delta^{DSM}) \quad \forall g, k, h$$

$$\begin{aligned} \Omega(s_g, y_{gh}, x_{gh}^{KGP}, s_k, y_{kh}) = \\ \{ \text{Min}_{\Delta^{DSM}} - (\alpha - \beta (\sum_{f \in F} S_f)) s_g + \sum_h C_{gh} y_{gh} + \sum_h I_{gh} x_{gh}^{KGP} \} \end{aligned} \quad (4.34)$$

*Kısıtlar*

$$s_g - \sum_h y_{gh} = 0 \quad (v_g) \quad (4.35)$$

$$0 \leq y_{gh} \leq IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} \quad (\rho_{gh}^{min}, \rho_{gh}^{max}) \quad (4.36)$$

$$0 \leq x_{gh}^{KGP} \leq X_{gh}^{max} \quad (\theta_{gh}^{min}, \theta_{gh}^{max}) \quad (4.37)$$

$$s_k - \sum_h y_{kh} = 0 \quad (v_k) \quad (4.38)$$

$$0 \leq y_{kh} \leq IO_{kh}^{CRP} - x_{kh}^{CRP} \quad (\rho_{kh}^{min}, \rho_{kh}^{max}) \quad (4.39)$$

$$\sum_g \sum_h y_{gh} + \sum_k \sum_h y_{kh} - \sum_g s_g - \sum_k s_k = 0 \quad (\lambda) \quad (4.40)$$

}  $\forall g$

Üst seviyede yer alan amaç fonksiyonu (4.30) negatif sosyal refahın minimizasyonudur. Sosyal refah ifadesi ters talep fonksiyonu eksi üretim maliyetlerinin, tüm firmalar üzerinden toplumunun integrali alınarak elde edilmiştir. Kısıt (4.31) azaltım grubu için azaltım alt

limitini ifade etmektedir. KTP modelinden farklı olarak azaltım kararı ikili karar değişkeni şeklinde temsil edilmiş ve kısıt (4.32) ve (4.33)' de söz konusu dönüşüm ifade edilmiştir.

Alt seviye problem artırım grubunda yer alan her bir katılımcı için çözülmektedir. Amaç fonksiyonu (4.34) üretim maliyetleri ve kapasite artırım maliyetleri ile satış gelirlerinin farkını içermektedir. Kısıt (4.35) ve (4.38) sırasıyla artırım ve azaltım grubu için üretim-satış dengesini sağlamaktadır. Kısıt (4.36) ve (4.39) benzer şekilde artırım ve azaltım grubu için üretim-kapasite dengesini ifade etmektedir. Kısıt (4.37) ise artırım grubu için kapasite artırım üst sınırını temsil etmektedir.

İki seviyeli DKMP modeli aşağıdaki dönüşümler aracılığıyla tek seviyeli modele dönüştürülmüştür [41].

- Öncelikle alt seviye problemin Lagrange fonksiyonu hesaplanmıştır:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_g = & -(\alpha - \beta(\sum_{f \in F} S_f))S_g + \sum_h C_{gh}y_{gh} + \sum_h I_{gh}x_{gh}^{KGP} + v_g(S_g - \sum_h y_{gh}) + \\ & \sum_h [\rho_{gh}^{max}(y_{gh} - IO_{gh}^{KGP} - x_{gh}^{KGP}) - \rho_{gh}^{min}y_{gh}] + \sum_h [\theta_{gh}^{max}(x_{gh}^{KGP} - X_{gh}^{max}) - \\ & \theta_{gh}^{min}x_{gh}^{KGP}] + \sum_k v_k(S_k - \sum_h y_{kh}) + \sum_k \sum_h [\rho_{kh}^{max}(y_{kh} - IO_{kh}^{KAP} + x_{kh}^{KAP}) - \\ & \rho_{kh}^{min}y_{kh}] + \lambda(\sum_g \sum_h y_{gh} + \sum_k \sum_h y_{kh} - \sum_g S_g - \sum_k S_k) \quad \forall g \quad (4.41) \end{aligned}$$

- Lagrange fonksiyonunun ( $\mathcal{L}_g$ ) alt seviye problemin birincil (primal) değişkenine göre türevi alınmıştır.

$$\frac{\partial \mathcal{L}_g}{\partial S_g} = -\alpha + \beta(\sum_g S_g + \sum_k S_k) + v_g + \lambda = 0 \quad \forall g \quad (4.42)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}_g}{\partial y_{gh}} = C_{gh} - v_g + \rho_{gh}^{max} - \rho_{gh}^{min} - \lambda = 0 \quad \forall g, h \quad (4.43)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}_g}{\partial x_{gh}^{KGP}} = I_{gh} - \rho_{kh}^{max} + \theta_{gh}^{max} - \theta_{gh}^{min} = 0 \quad \forall g, h \quad (4.44)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}_g}{\partial S_k} = \beta S_g + v_k + \lambda = 0 \quad \forall k \quad (4.45)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}_g}{\partial y_{kh}} = -v_k + \rho_{kh}^{max} - \rho_{kh}^{min} - \lambda = 0 \quad \forall k, h \quad (4.46)$$

- Bunlara ek olarak alt seviye problemin eşitlik kısıtları eklenmiştir.

$$s_g - \sum_h y_{gh} = 0 \quad \forall g \quad (4.47)$$

$$s_k - \sum_h y_{kh} = 0 \quad \forall k \quad (4.48)$$

$$\sum_g \sum_h y_{gh} + \sum_k \sum_h y_{kh} - \sum_g s_g - \sum_k s_k = 0 \quad (4.49)$$

- Alt seviye problemin eşitlik kısıtlarıyla ilişkili dual değişkenler eklenmiştir.

$$v_g \in \text{serbest} \quad \forall g \quad (4.50)$$

$$v_k \in \text{serbest} \quad \forall k \quad (4.51)$$

$$\lambda \in \text{serbest} \quad (4.52)$$

- Son olarak alt seviye problemin eşitsizlik kısıtları için KKT koşulları eklenmiştir.

$$0 \leq y_{gh} \perp \rho_{gh}^{\min} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.53)$$

$$0 \leq IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} - y_{gh} \perp \rho_{gh}^{\max} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.54)$$

$$0 \leq x_{gh}^{KGP} \perp \theta_{gh}^{\min} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.55)$$

$$0 \leq X_{gh}^{\max} - x_{gh}^{KGP} \perp \theta_{gh}^{\max} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.56)$$

$$0 \leq y_{kh} \perp \rho_{kh}^{\min} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.57)$$

$$0 \leq IO_{kh}^{KAP} - x_{kh}^{KAP} - y_{kh} \perp \rho_{kh}^{\max} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.58)$$

Yukarıda yer alan iki seviyeli DKMP (4.30-4.40) problemi alt seviyede gerçekleştirilen dönüşümler sayesinde tek seviyeye indirgenmiştir. Bu haliyle tek seviyeli DKMP problemi (4.30-4.33, 4.42-4.58) ifadelerini içermektedir. Elde edilen tek seviyeli model amaç fonksiyonunda yer alan  $-\left(\alpha(\sum_g s_g + \sum_k s_k) - \frac{1}{2}\beta(\sum_g s_g + \sum_k s_k)^2\right)$  ifadesi ve tamamlama koşullarının (4.53-4.58) olması sebebiyle doğrusal değildir.

Modern yazılımlar tamamlama problemlerini çözmeyi pratik hale getirdiği için bu modeller arz seçenekleri, talep değişkenliği ve taşıma kısıtlamaları ile ilgili zengin ayrıntıları temsil etme konusunda başarılıdır [30]. Ancak bu durum veri setinin küçük ve kısıtların az sayıda

olması durumunda geçerlidir ve GAMS programındaki KESTREL, KNITRO ve NLPEC çözücülerıyla herhangi bir dönüşüm yapmaya gerek kalmadan çözüm sağlayabilmektedir. Ancak problem boyutu büyüdüğünde bu çözücüler yeterli olamamaktadır. Bu sebeple tamamlama koşullarının (4.53-4.58) doğrusallaştırılması gerekmektedir.

Bu doğrultuda dönüştürülen DKMP modeli içerisindeki tamamlama koşulları bir takım dönüşümler geçirmiştir. Fortuny-Amat doğrusallaştırma yöntemini kullanılarak tamamlama koşulları (4.53-4.58) doğrusallaştırılmıştır [78]. Bu yöntem yaygın olarak iki seviyeli modeller için kullanılmakta ve her bir değişken-koşul çifti için ikili değişkenler ve üst limitler (M) ekleyerek doğrusal bir kısıt kümesi oluşturmaktadır. Ancak bu modelin dezavantajı, çok fazla ikili değişken ve yeni kısıtlar oluşturmasıdır. Ayrıca eklenen üst limitlerin (M) doğru seçilememesi durumunda hesaplama hataları ile karşılaşılması mümkündür. Örneğin üst limitler (M) çok büyük ise uygulanabilir bölge genişleyebilir veya çok küçük ise uygulanabilir olmayabilir. Literatürde bu sınırlar (M) temel ve dual değişkenler için deneme yanılma yaklaşımı ile belirlenmektedir.

Örneğin  $a$  ve  $b$  KTP' de bir değişken koşul çifti olsun.

$$0 \leq a \perp b \geq 0 \quad (0 \leq a, b \geq 0, a \cdot b = 0)$$

Yukarıdaki ifade aşağıdaki gibi ikili değişken  $u$  tanıtılarak bir dizi kısıtlamaya dönüştürülebilir.

$$a \leq Mu, \quad b \leq M(1 - u), \quad a \geq 0, \quad b \geq 0, \quad u \in \{0,1\}$$

Fortuny-Amat yöntemiyle elde edilen bu yeni formülasyon DKMP problemini bir Karma Tamsayı Doğrusal Olmayan Programa (KTDOP) dönüştürmekte ve ALPHAIECP, DICOPT, BARON gibi KTDOP çözücülerini kullanılarak çözülebilmektedir.

Bu çalışmada kapsamında yer alan tamamlama koşulları (4.53-4.58) Fortuny-Amat yöntemiyle aşağıdaki şekle dönüştürülmüştür.

$$y_{gh} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.59)$$

$$\rho_{gh}^{min} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.60)$$

$$y_{gh} \leq M_1 u_{1gh} \quad \forall g, h \quad (4.61)$$

$$\rho_{gh}^{min} \leq M_2(1 - u_{1gh}) \quad \forall g, h \quad (4.62)$$

$$IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} - y_{gh} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.63)$$

$$\rho_{gh}^{max} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.64)$$

$$IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} - y_{gh} \leq M_1 u_{2gh} \quad \forall g, h \quad (4.65)$$

$$\rho_{gh}^{max} \leq M_2(1 - u_{2gh}) \quad \forall g, h \quad (4.66)$$

$$x_{gh}^{GEP} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.67)$$

$$\theta_{gh}^{min} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.68)$$

$$x_{gh}^{GEP} \leq M_1 u_{3gh} \quad \forall g, h \quad (4.69)$$

$$\theta_{gh}^{min} \leq M_2(1 - u_{3gh}) \quad \forall g, h \quad (4.70)$$

$$X_{gh}^{max} - x_{gh}^{GEP} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.71)$$

$$\theta_{gh}^{max} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (4.72)$$

$$X_{gh}^{max} - x_{gh}^{GEP} \leq M_1 u_{4gh} \quad \forall g, h \quad (4.73)$$

$$\theta_{gh}^{max} \leq M_2(1 - u_{4gh}) \quad \forall g, h \quad (4.74)$$

$$y_{kh} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.75)$$

$$\rho_{kh}^{min} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.76)$$

$$y_{kh} \leq M_1 u_{5kh} \quad \forall k, h \quad (4.77)$$

$$\rho_{kh}^{min} \leq M_2(1 - u_{5kh}) \quad \forall k, h \quad (4.78)$$

$$IO_{kh}^{CRP} - x_{kh}^{CRP} - y_{kh} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.79)$$

$$\rho_{kh}^{max} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (4.80)$$

$$IO_{kh}^{CRP} - x_{kh}^{CRP} - y_{kh} \leq M_1 u_{6kh} \quad \forall k, h \quad (4.81)$$

$$\rho_{kh}^{max} \leq M_2(1 - u_{6kh}) \quad \forall k, h \quad (4.82)$$

$$u_{1gh}, u_{2gh}, u_{3gh}, u_{4gh}, u_{5kh}, u_{6kh} \in \{0,1\} \quad \forall g, k, h \quad (4.83)$$

Tek seviyeye indirgenen DKMP modeli gerçekleştirilen dönüşümlerle birlikte Karma Tamsayı Doğrusal Olmayan Programa dönüştürülmüştür. KTDOP modeli aşağıdaki şekildedir:

$$\text{Min}_{\Xi_{UL} \cup \Xi_{g,k}^{\text{Primal}} \cup \Xi_{g,k}^{\text{Dual}}} \quad (4.30)$$

*Kısıtlar*

Üst seviye kısıtları (4.31-4.33)

Dönüştürülmüş alt seviye problem (4.42-4.52) ve (4.59-4.83)

KTDOP modelinin tamamı EK-1' de yer almaktadır.



## 5. EÜKP ORTAK OPTİMİZASYON MODELİNİN UYGULANMASI: TÜRKİYE ÖRNEĞİ

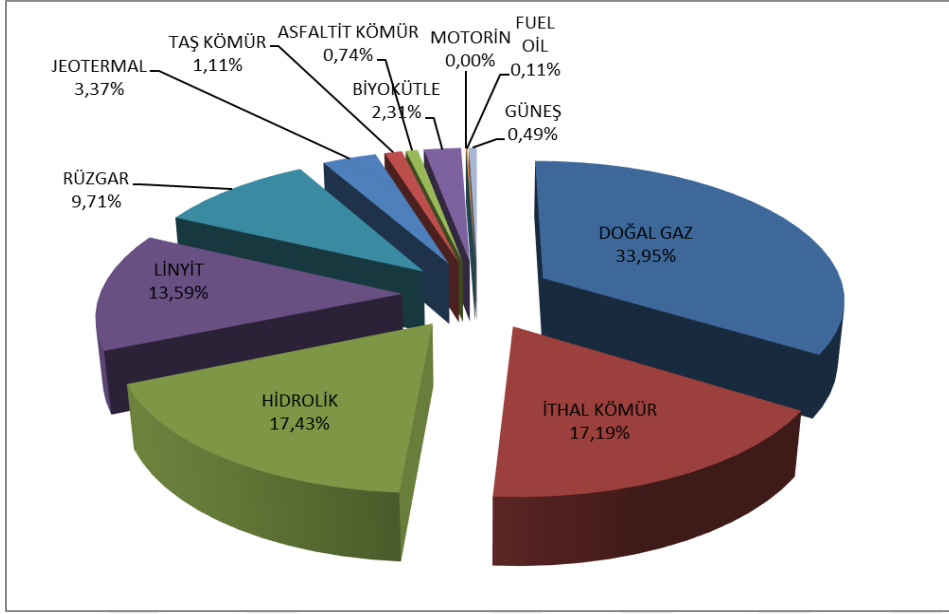
Bu bölümde, tez kapsamında geliştirilen elektrik üretim kapasite planlaması için piyasa dengesi ile ortak optimizasyon modeli Türkiye elektrik üretim sektörü için uygulanmıştır. Öncelikle, Türkiye’deki mevcut elektrik üretim ve tüketim durumu özetlenmiş ve elektrik üretim sektöründe yer alan aktörler ve hâlihazırdaki piyasa payları hakkında bilgi verilmiştir. Akabinde elektrik üreticileri artırım ve azaltım grubu olmak üzere iki grupta ele alınmış ve 4. Bölümde geliştirilen Karma Tamamlama Problemi ve Denge Kısıtlı Matematiksel Program yaklaşımları Türkiye elektrik üretim piyasası için uygulanmıştır. Her iki modelin sonuçları bu çalışmada ele alınan Tam Rekabet (TR) ve Nash-Cournot (NC) piyasa yapıları özelinde karşılaştırmalı olarak sunulmuştur.

### 5.1. Türkiye Elektrik Piyasası Görünümü

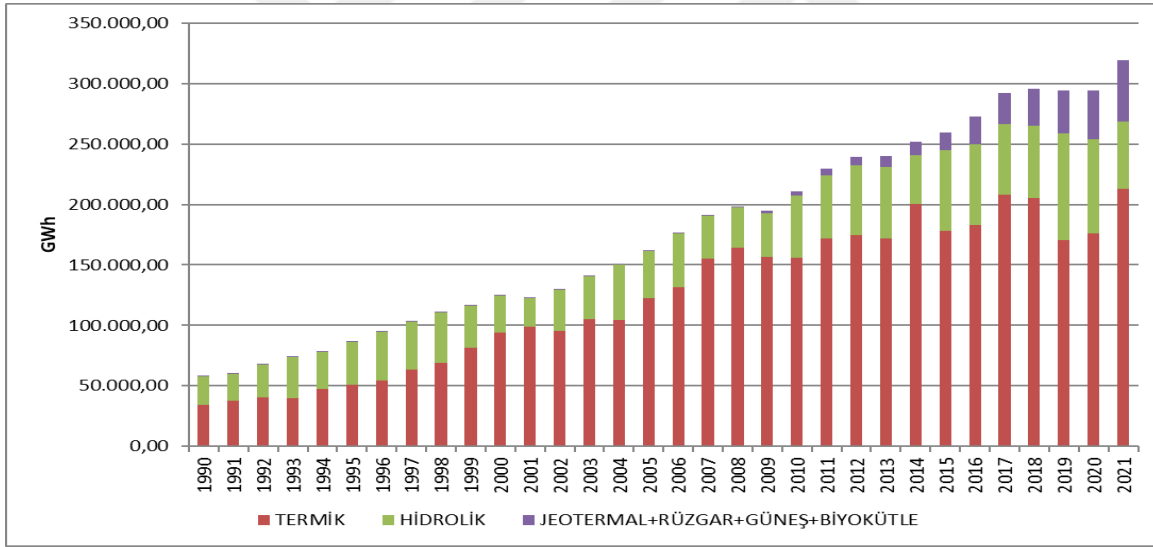
#### 5.1.1. Elektrik üretim ve tüketimi

Türkiye’de elektrik üretimi kömür, doğalgaz, hidrolik, rüzgâr, güneş ve jeotermal kaynaklı enerji üretim santralleri ile yapılmaktadır. 2021 yılında elektrik üretiminin %32,6’ı kömürden (ithal kömür, linyit, taş kömürü ve asfaltit kömür), %33,9’u doğal gazdan, %17,4’ü hidrolik enerjiden, %9,7’si rüzgârdan, %0,5’i güneşten, %3,4’ü jeotermal enerjiden ve %2,5’i diğer kaynaklardan elde edilmiştir. 2021 yılı elektrik üretiminin kaynaklara dağılımı Şekil 5.1’deki gibidir [79].

2021 yılı itibarıyla elektrik üretiminin %51,1’i ithal kaynaklar (doğalgaz ve ithal kömür) aracılığıyla gerçekleştirilmiştir. Türkiye doğalgaz konusunda kıt kaynaklara sahiptir ve bu bakımdan dışa bağımlıdır. Buna karşın, coğrafi konumu itibarıyla başta hidrolik enerji olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları bakımından ciddi bir potansiyele sahiptir. Yıllar içerisinde yenilenebilir kaynaklara dayalı enerji üretimi giderek artsa da henüz istenilen seviyeye gelinebilmiştir. Yıllar içerisinde jeotermal, rüzgâr, güneş ve biyokütle gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı Şekil 5.2’de gösterilmektedir [79]. Toplam elektrik enerjisi üretimi 2021 yılında bir önceki yıla göre %8,1 oranında artarak 331,5 GWh olarak gerçekleşmiştir.

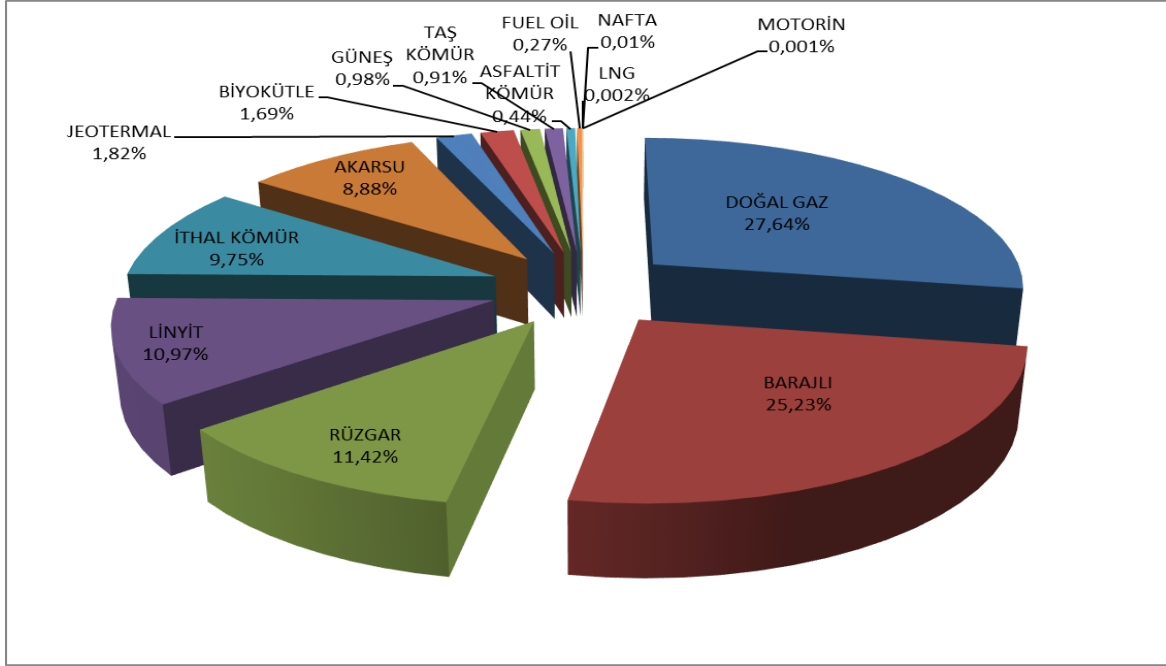


Şekil 5.1. 2021 yılı lisanslı elektrik üretiminin kaynaklara dağılımı



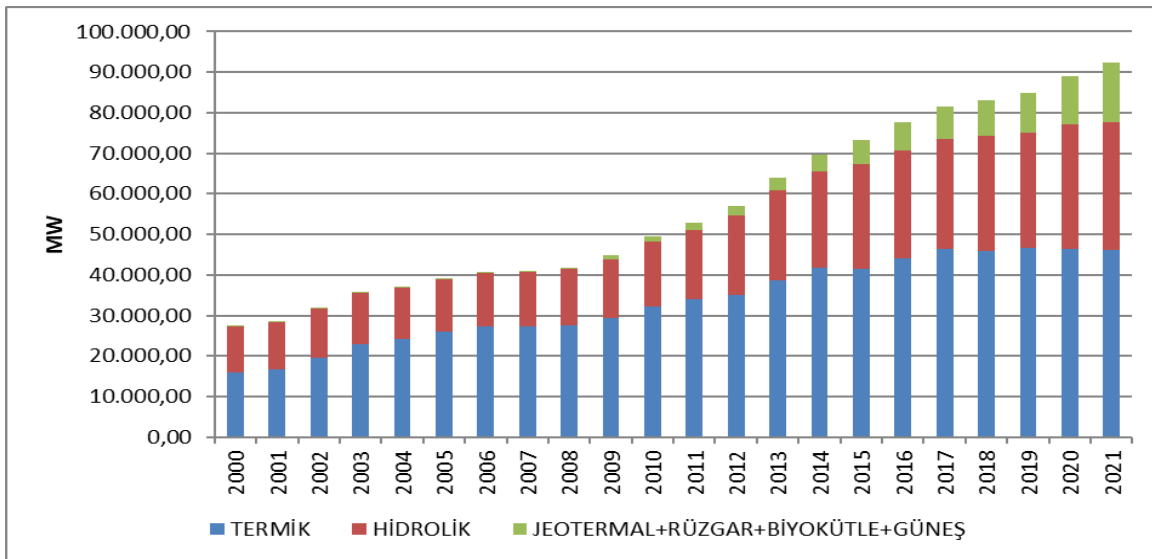
Şekil 5.2. Yıllar itibarıyla lisanslı elektrik üretiminin kaynak bazında gelişimi

2021 yılı sonunda toplam kurulu gücün %27,64' ünü doğal gaz santralleri, %25,23' ünü hidroelektrik santralleri, %9,75' ini ithal kömüre dayalı santraller, % 10,97' sini linyit santralleri, %8,88' ini akarsu-hidroelektrik santralleri, %11,42' sini rüzgâr santralleri ve %1,82' sini jeotermal santraller oluşturmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının (hidrolik dâhil) 2020 yılı sonu itibarıyla toplam kurulu güç içerisindeki payı %48 iken 2021 yılında %50,02'ye yükselmiştir. Toplam termik kurulu gücün oranı ise 2020 yılında %52 iken 2021 yılında %49,98'e düşmüştür [79].



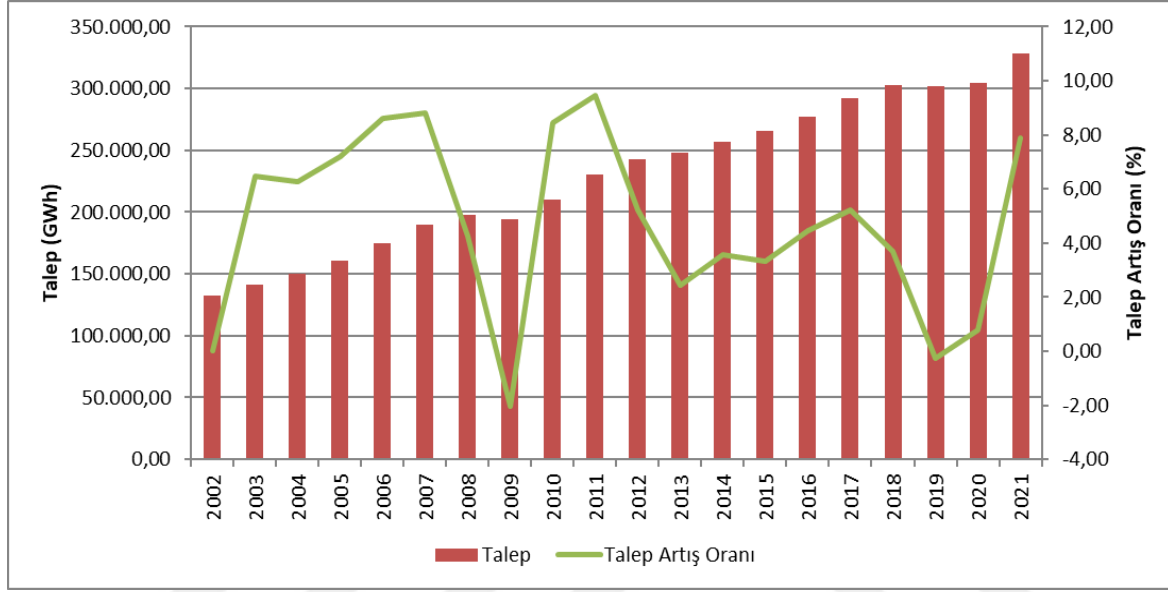
Şekil 5.3. 2021 yılı sonu itibarıyla lisanslı kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı

Lisanslı kurulu gücün kaynak bazında 2000 yılından bu yana gelişimine Şekil 5.4' te yer verilmiştir. Şekilden de görüleceği üzere, jeotermal, rüzgâr, güneş ve biyokütle gibi yenilenebilir enerji kaynaklı tesislerin kurulu güç içerisindeki payı her geçen yıl artmıştır. 2021 yılı sonu itibarıyla Türkiye elektrik üretim kurulu gücü lisanslı ve lisanssız santraller dâhil toplam kurulu güç 99.819,57 MW' a ulaşmıştır. Lisanslı kurulu güç toplamı ise 92.272,58 MW' dır [79].



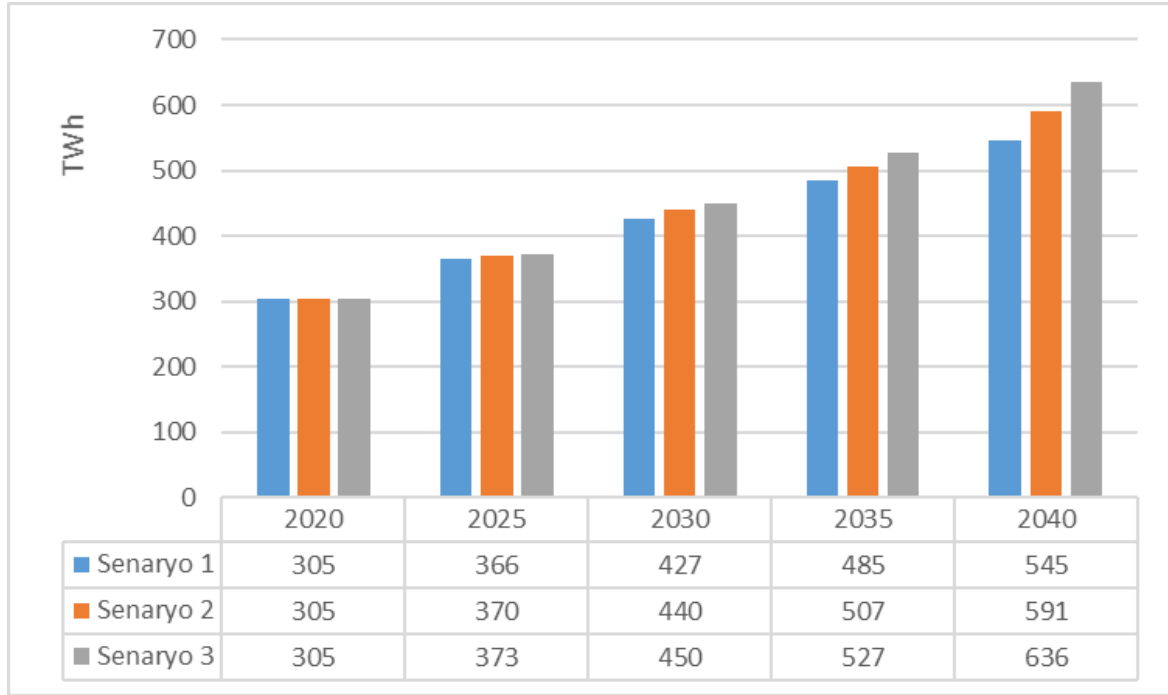
Şekil 5.4. Yıllar itibarıyla lisanslı kurulu gücün kaynak bazında gelişimi

2021 yılında Türkiye elektrik enerjisi fiili tüketim miktarı 2020 yılına göre %7,73 artarak 328.405 GWh' a ulaşmıştır. Puant talep ise bir önceki yıla göre %12,94 artarak 56,304 MW olarak gerçekleşmiştir. Şekil 5.5'de yıllar itibarıyla elektrik enerjisi talebi ve artış oranı gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere elektrik enerjisi talebi son 20 yılda 2009 ve 2019 yıllarında azalmıştır. 2021 yılında ise bir önceki yıla göre %8,13 oranında artmıştır.



Şekil 5.5. Yıllar itibarıyla elektrik enerjisi talebi ve artış oranı

Son yayınlanan elektrik enerjisi talep projeksiyon raporuna göre elektrik talebinin önümüzdeki 20 yıllık dönemde tüm senaryolar dikkate alındığında, yıllık ortalama %2,9-3,7 arasındaki artış oranı ile 545-636 TWh bandında gerçekleşeceği öngörülmektedir. Referans senaryoya göre beklenen talep artış oranı %3,4 olup 2040 yılına gelindiğinde elektrik talebinin 591 TWh olacağı tahmin edilmektedir. Gelecek 20 yıl için talep gelişimi Şekil 5.6' da gösterilmektedir [80].



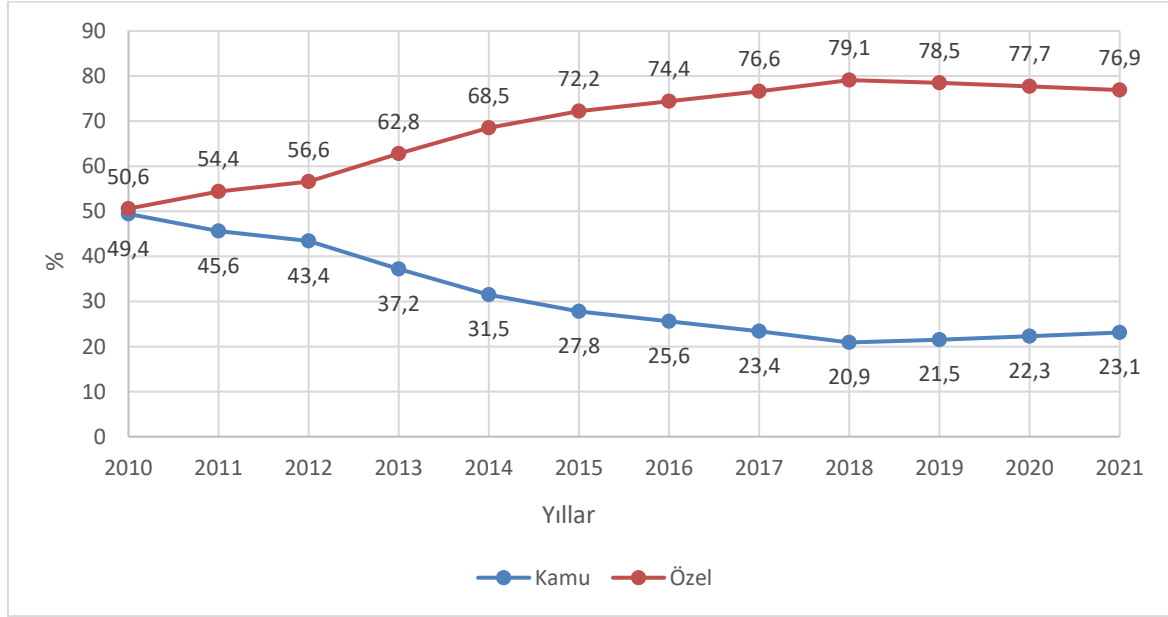
Şekil 5.6. Elektrik enerjisi talep projeksiyonu (2020-2040)

### 5.1.2. Elektrik üretim sektörü aktörleri

Türkiye enerji sektöründe rekabete dayalı piyasaların oluşturulması stratejisi çerçevesinde, elektrik üretiminde özel sektör tarafından gerçekleştirilen enerji üretim tesisi yatırımları ivme kazanmıştır. Elektrik piyasasının özel katılımcılara açılmasının yanı sıra kamu sahipliğindeki elektrik üretim santrallerinin özelleştirilmesi suretiyle özel şirketlere devredilmesiyle birlikte piyasadaki serbest üretim şirketlerinin payı her geçen yıl artmaktadır. Özel sektörün elektrik üretiminde payı 2010 yılında %50,6 iken, 2021 yılı sonu itibarıyla yaklaşık %81,1 düzeyine ulaşmıştır. Türkiye elektrik piyasasındaki kamu ve özel sektörün kurulu gücü itibarıyla payları Şekil 5.7’ de görülmektedir [81]. Son yıllarda kamu payının tekrar artışa geçmesinin sebebi süresi dolan Yap-İşlet-Devret kapsamındaki santrallerin sözleşmeleri gereği tekrar kamuya devredilmesidir. Genel hatlarıyla elektrik üretim sektöründeki başlıca üretici aktörler şu şekildedir:

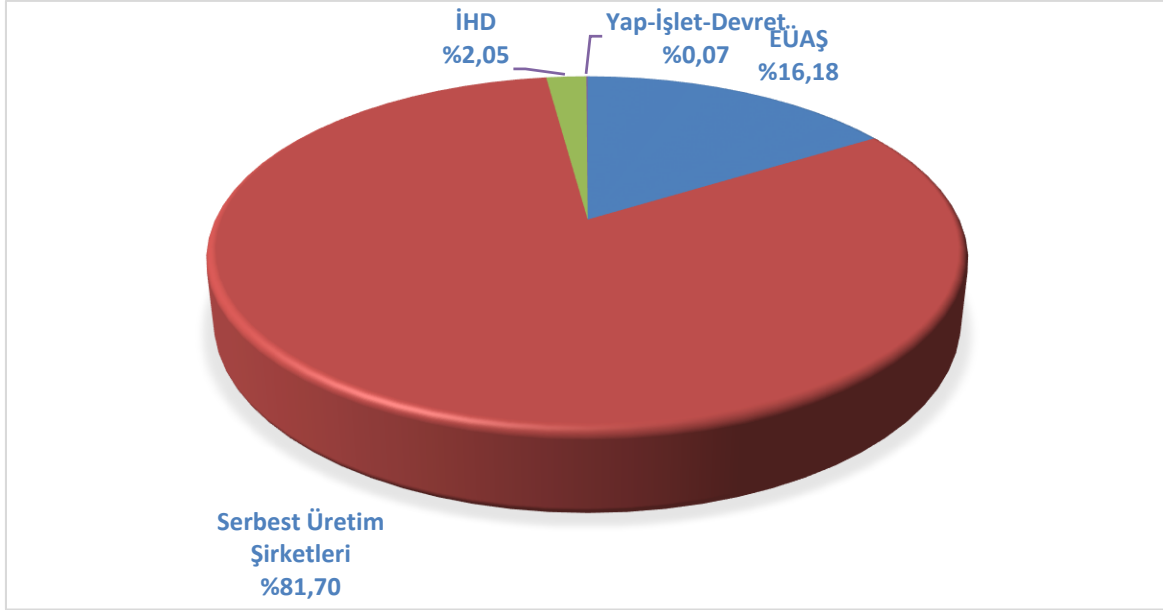
- Elektrik Üretim A. Ş. (EÜAŞ)
- Serbest Üretim Şirketleri (SÜŞ) (314 adet)
- Yap-İşlet Santralleri (Yİ)
- Yap-İşlet-Devret Santralleri (YİD)
- İşletme Hakkı Devredilen Santraller (İHD)

- Lisanssız santraller



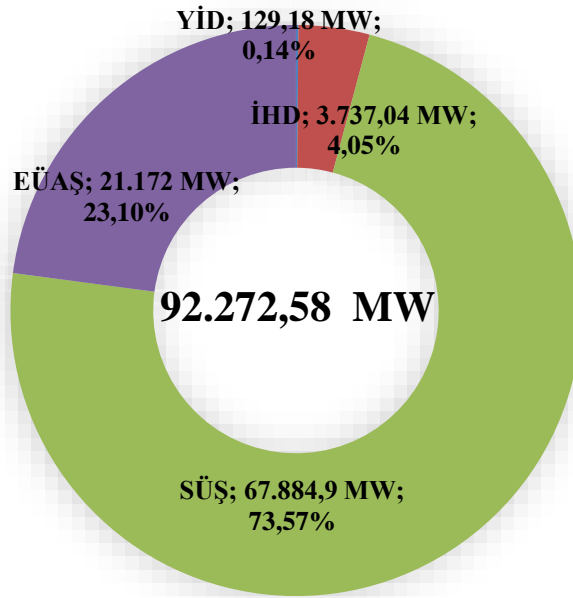
Şekil 5.7. Türkiye kurulu gücünün kamu ve özel sektöre göre dağılımı (2010-2021)

Elektrik üretim sektöründeki söz konusu kamu şirketi Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) olup elektrik üretimini sahip olduğu termik (kömür ve doğalgaz), hidroelektrik ve rüzgâr enerji santralleri ile gerçekleştirmektedir. 2008 yılında başlayan kamuya ait santrallerin özel sektöre devir süreci halen devam etmekte ve EÜAŞ sahipliğindeki santrallerin bazıları özelleştirme kapsamına alınmaktadır. 2021 yılı itibariyle özelleştirilen ve bünyesine yeni dâhil olan santrallerle birlikte EÜAŞ toplam 21.172 MW kurulu gücü ile Türkiye elektrik üretiminin %16,7' sini gerçekleştirmiştir [82]. Bu bilgiler ışığında EÜAŞ elektrik üretim sektörünün en büyük üreticisi konumundadır. 2021 yılı elektrik üretiminin sektördeki aktörelere göre dağılımı Şekil 5.8' de görülmektedir [82].



Şekil 5.8. 2021 yılı elektrik üretiminin kuruluşlara göre dağılımı (%)

Elektrik piyasasındaki lisanslı üretici aktörlerin kurulu güçleri ve yüzdesel olarak piyasa payları Şekil 5.9' de gösterilmiştir. Aşağıdaki şekilde %73,57' lik pay içerisinde 314 adet serbest üretim şirketi yer almakta olup bu sayı yıllar içerisinde artmaya devam etmektedir.



Şekil 5.9. 2021 yılı lisanslı kurulu gücün üreticilere dağılımı



Çizelge 5.1. TEİAŞ bölgesel kontrol alanı

#	Kontrol bölgesi	Kapsadığı iller
1	Trakya	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ, İstanbul (Avrupa)
2	Batı Anadolu	Çanakkale, Balıkesir, Manisa, İzmir, Aydın, Muğla
3	Kuzey Batı Anadolu	İstanbul (Anadolu), Kocaeli, Yalova, Bursa, Sakarya, Bilecik, Kütahya, Düzce, Bolu, Eskişehir, Bartın, Zonguldak
4	Orta Anadolu	Ankara, Kırıkkale, Yozgat, Kırşehir, Nevşehir, Konya, Niğde, Karaman
5	Batı Akdeniz	Uşak, Afyonkarahisar, Denizli, Isparta, Burdur, Antalya
6	Orta Karadeniz	Karabük, Kastamonu, Çankırı, Sinop, Samsun, Çorum, Amasya, Tokat, Ordu, Sivas, Giresun, Trabzon
7	Doğu Akdeniz	Mersin, Adana, Osmaniye, Hatay
8	Doğu Anadolu	Rize, Artvin, Ardahan, Gümüşhane, Erzincan, Bayburt, Erzurum, Kars, Ağrı, Iğdır, Muş, Bitlis, Van, Hakkâri
9	Güney Doğu Anadolu	Kahramanmaraş, Malatya, Tunceli, Kilis, Gaziantep, Adıyaman, Elazığ, Bingöl, Şanlıurfa, Diyarbakır, Mardin, Batman, Siirt, Şırnak

Bununla birlikte, bu grupta yap-işlet-devret, işletme hakkı devri, otoprodüktör ve yap-işlet katılımcıları da yer almaktadır. 2021 yılı itibariyle kendi faaliyet alanlarının enerji ihtiyacını karşılamak üzere üretim tesisi kuran ve elektrik enerjisi üreten otoprodüktörlerin kurulu gücü bulunmamasına karşın modelin çalıştırıldığı ve verilerin ait olduğu yıl itibariyle küçükte olsa belirli bir kurulu güce sahip oldukları için bu kısımda yer verilmiştir.

Serbest üretim şirketleri ve yap-işlet-devret dışında bu gruptaki katılımcılar için kapasite artırımı söz konusu değildir. Mevcut kapasiteleri dâhilinde yalnızca üretim yapmakta ve talebi karşılamaya katkı sağlamaktadırlar. Türkiye’ de kurulması planlanan iki nükleer santral de yap-işlet-devret programı kapsamında olduğundan yap-işlet-devret grubunun kapasite artırımı yalnızca nükleer santraller içindir.

Azaltım grubunda ise kamuya ait tek elektrik üretim şirketi olan EÜAŞ yer almakta ve mevcut kurulu gücü ile talebi karşılamaya yönelik üretim yapmaya devam etmektedir. Kamu sahipliğindeki varlıkları özel sektöre devrederek piyasadaki üretici konumundan

çekilmesiyle birlikte tam rekabetçi yapının oluşacağı gerçeğinden hareketle azaltım grubunda yalnızca EÜAŞ' ın olduğu varsayılmıştır.

Özetle bu bölümdeki örnek çalışmada yer alan katılımcılar şu şekildedir;

Çizelge 5.2. Elektrik üretim katılımcıları ve model indeksleri

Model indeksi	Katılımcı
g1	1. bölgedeki SÜŞ
g2	2. bölgedeki SÜŞ
g3	3. bölgedeki SÜŞ
g4	4. bölgedeki SÜŞ
g5	5. bölgedeki SÜŞ
g6	6. bölgedeki SÜŞ
g7	7. bölgedeki SÜŞ
g8	8. bölgedeki SÜŞ
g9	9. bölgedeki SÜŞ
g10	Yap-işlet-devret
g11	İşletme hakkı devri
g12	Otoprodüktör
g13	Yap-işlet
k	EÜAŞ

Çalışmada yer verilen aday üretim teknolojileri/santralleri Türkiye elektrik sektöründeki üreticilerin sahip olduğu ve elektrik üretim yapma potansiyeli taşıyan tüm santralleri kapsamaktadır. Bununla birlikte, nükleer santral hâlihazırda kurulumunu tamamlamamış olsa da, ilerleyen yıllarda üretime başlayacağı için dâhil edilmiştir. Çalışmada yer alan elektrik üretim tesisleri ve model indeksleri Çizelge 5.3' deki gibidir.

Hedef yıla yönelik plan sunacak şekilde geliştirilen modelde planlama ufku 2030 yılı Aralık ayı, belirli bir saati için çalıştırılmıştır.

Çalışmada iletim kısıtı dikkate alınmamıştır, yani üretilen elektrik enerjisinin iletilebildiği varsayılmıştır. Çünkü Türkiye' de iletimsel kısıtlar sistem işletmecisi tarafından verilen fazla

yükün satışı olan yük alma ve eksik yükün alışı olan yük atma talimatları verilerek giderilmektedir.

Çizelge 5.3. Elektrik üretim santralleri ve model indeksleri

Model indeksi	Üretim teknolojisi
h1	Linyit
h2	Hidroelektrik (Nehir)
h3	Hidroelektrik (Baraj)
h4	Doğal gaz
h5	Fueloil
h6	Jeotermal
h7	Biyokütle
h8	Asfaltit kömür
h9	İthal kömür
h10	LNG
h11	Nafta
h12	Rüzgâr
h13	Taş kömürü
h14	Güneş
h15	Nükleer

Türkiye elektrik sistemine ilişkin veriler farklı kaynaklardan derlenmiştir. Modeldeki işletme maliyeti olarak bilinen işletme, bakım ve yakıt maliyetlerinin yanı sıra üretim genişletme maliyetleri Uluslararası Enerji Ajansı (UEA), Nükleer Enerji Ajansı (NEA) ve İktisadi İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (İİKÖ) tarafından hazırlanan rapordan alınmıştır [83]. Söz konusu “Elektrik Üretimini Tahmini Maliyetleri” raporunda yer alan her bir üretim teknolojisinin işletme maliyeti için medyan değerler kullanılmıştır. Raporda yer almayan ancak ülkemizde elektrik üretiminde kullanılan santral tipleri için işletme maliyetlerinin benzer teknolojiler ile aynı olduğu varsayılmıştır. Mevcut ve aday teknolojilere ilişkin veriler Çizelge 5.4’ de verilmiştir.

Çizelge 5.4. Elektrik üretim tesisleri için birim işletme maliyeti ve kapasite faktörü

Model indeksi	Birim işletme maliyeti	Kapasite faktörü
h1	24,23	0,59
h2	6,09	0,35
h3	6,09	0,4
h4	65,60	0,72
h5	70,28	0,44
h6	30,92	0,78
h7	30,92	0,62
h8	24,23	0,99
h9	24,23	0,9
h10	65,60	0,99
h11	65,60	0,34
h12	21,92	0,8
h13	24,23	0,97
h14	-	0,15
h15	16,23	0,9

Bu bölümde kullanılan genişletme maliyeti için Uluslararası Enerji Ajansı tarafından sunulan elektrik üretiminin tahmini maliyetleri raporunda yer alan ortalama gecelik maliyetler (s.37) ve üretim teknolojileri için yaşam süreleri (s.30) kullanılmıştır [84]. Üretim genişletme maliyetlerinin net bugünkü değerlerini hesaplamak için ilgili üretim teknolojisinin kullanım ömrü ve yıllık iskonto oranı kullanılmıştır.

Maliyetlerin indirgenmesi için kullanılan iskonto oranının sabit olduğu, tüm teknolojiler için aynı olduğu ve söz konusu planlama dönemi boyunca değişmediği varsayılmıştır. Bu oran regüle edilmiş veya yeniden yapılandırılmış bir piyasada büyük bir kamu kuruluşu için yaklaşık olarak %7 iskonto oranına karşılık gelirken, nispeten daha yüksek risklerin olduğu bir ortamda yaklaşık olarak %10 iskonto oranına tekabül etmektedir. Uygulamada sermaye maliyeti ve dolayısıyla ilgili iskonto oranı farklı teknolojiler arasında farklılık gösterebilirken, tüm teknolojiler için aynı sermaye maliyetlerinin varsayılması, maliyetleri teknolojiler ve bölgeler arasında karşılaştırmaya olanak tanımaktadır [85]. Bu bilgiler

ışığında iskonto oranı olarak %10 değeri kullanılmıştır. Daha sonra, her bir teknoloji için saatlik indirimli maliyet elde etmek için yılın 8760 saatine bölünmüştür. Maliyetlerin hesaplanması, indirimli gecelik maliyetlerin toplamının bugünkü değerinin eşdeğerine dayanmaktadır. Elektrik tarifesinin proje ömrü boyunca sabit olduğu ve değişmeyeceği varsayılmaktadır. Yani tüm çıktı varsayılan kapasite faktöründe bu tarife üzerinden satılmaktadır [85].

Model çalıştırılırken kullanılan kapasite değerleri kapasite faktörü göz önüne alınarak hesaplanmış ve modelde ayrıca ifade edilmemiştir.

Fiyata duyarlı doğrusal talep fonksiyonu parametrelerine ( $\alpha$  ve  $\beta$ ) ait veri değerleri Şentürk-Eker [72] tezindeki gibi hesaplanmıştır:

İlk olarak model, TEİAŞ'ın sunmuş olduğu “Elektrik Üretim Kapasite Projeksiyonu 2020-2040” [86] raporundan hareketle 2030' deki 73.251 MW toplam talep projeksiyonu kullanılarak sabit talep değeri ile çözülmüştür. Optimal fiyat ( $P^*$ ) bu ilk modelden elde edilmiştir. Sabit esneklik modeli ( $P = AD^{-B}$ ) ve talep esnekliği  $B = 0,1$  varsayılarak, sabit esneklik model parametresi  $A$  hesaplanmıştır ( $A = P^*(D^*)^{-B}$ ).

İkinci adımda sabit esneklik modelinin bu  $A$  parametresi kullanılarak optimal fiyat ( $P^*$ ) ve talep ( $D^*$ ) yeniden hesaplanmıştır. Burada sabit talep ve sabit esneklik modelinin sonuçları aynıdır. Son olarak, sabit esneklik modeli doğrusallaştırılmış ve doğrusal fiyat-esnek ters talep fonksiyonunun ( $P = \alpha + \beta D$ ) parametreleri aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

$$\beta = B \frac{P^*}{D^*}, \quad \alpha = P^* + \beta D^*$$

Sonuç olarak  $\alpha$  değeri 85,756 ve  $\beta$  değeri 1,064286E-4 bulunmuştur.

Firmaların teknolojilere göre başlangıç kapasiteleri Çizelge 5.5' de sunulmuştur. Artırım grubu firmaları için başlangıç kapasitelerine ait veriler [63] tezinden elde edilirken, azaltım grubu firması k (EÜAŞ) için başlangıç kapasitesi 2020 yılına ait santralleri kapsamakta ve ilgili veriler EÜAŞ web sayfasından elde edilmiştir.

K (EÜAŞ) firmasının sahip olduğu santrallerin santral gruplarına ve kapasitelerine ait veriler ( $B_{ho}$ ) Çizelge 5.6' da sunulmuştur. Bu veri DKMP probleminde kullanılmak üzere hazırlanmıştır.

Artırım grubu için aday santraller arasında yerli (taş kömürü) ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santraller çoğunluktadır. Kapasite artırım grubu için aday santraller belirlenirken öncelikle Türkiye' nin enerji kaynak kullanım hedefleri göz önüne alınmıştır. Rüzgâr ve güneş enerjisi bakımından büyük potansiyele sahip olan bölgelerde söz konusu kaynaklara dayalı elektrik üretim kapasitesinin artırılması ulusal enerji politikaları arasında yer almaktadır. Bununla birlikte her bölgenin her bir birincil enerji kaynak türüne göre potansiyeli değişiklik göstermektedir. Örneğin, rüzgâr santralleri Ege kıyıları ile Akdeniz'in doğusunda, hidroelektrik santraller Fırat-Dicle havzası ile Çoruh havzasında, yerli kömür santralleri kömür madeni bulunan bölgelerde, ithal kömür santralleri kıyı şehirlerinde, doğalgaz santralleri yüksek elektrik tüketimi olan bölgelerde ve güneş enerji santralleri ise Türkiye'nin güney yarısında bölgesel kaynak potansiyeli doğrultusunda yoğunlaşmıştır [87].

Çizelge 5.5. Katılımcıların başlangıç kapasiteleri (MW)

H/F	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13
g1	3,19	-	-	1595,95	-	-	27,23	-	-	-	-	385,41	-
g2	1587,25	81,86	-	1561,75	170,19	413,00	27,27	-	1759,50	-	-	2037,35	-
g3	894,16	84,39	96,00	2502,28	7,92	-	46,85	-	1422,00	-	-	156,80	291,00
g4	165,88	100,27	28,80	170,19	21,93	-	49,65	-	1,39	9,90	-	232,88	-
g5	31,57	77,31	299,56	1829,12	-	70,71	6,17	-	-	1,93	-	145,76	-
g6	12,67	626,02	421,53	1389,50	-	-	6,84	-	-	-	-	63,20	82,46
g7	177,00	338,04	441,08	925,17	111,94	-	21,04	-	1080,00	-	5,74	532,77	-
g8	2,36	541,08	396,12	5,45	13,16	-	7,77	-	-	-	-	-	-
g9	278,83	262,89	699,74	447,78	129,78	-	11,03	400,95	6,84	-	-	82,40	-
g10	-	24,71	308,80	1043,71	-	-	-	-	-	-	-	13,92	-
g11	365,80	83,96	28,17	-	-	11,70	-	-	-	-	-	-	-
g12	-	-	-	5,61	-	-	9,42	-	-	-	-	-	-
g13	-	-	-	3456,87	-	-	-	-	-	-	-	-	1188,00
k	1804,00	165,68	13815,4	4990,30	-	-	-	-	-	-	-	7,20	-

Çizelge 5.6. k (EÜAŞ) firması santralleri ve kapasiteleri ( $B_{ho}$ ) (MW)

H/O	h1	h2	h3	h4	h12
o1	320	2,504	115	1432	7,2
o2	1440	84	160	180	-
o3	44	0,4	702,55	253,4	-
o4	-	6,48	138	1350,9	-
o5	-	26,4	2405	816	-
o6	-	6	198	480	-
o7	-	0,2	510	478	-
o8	-	7,5	672	-	-
o9	-	26,2	300,6	-	-
o10	-	6	32	-	-
o11	-	-	168,9	-	-
o12	-	-	69	-	-
o13	-	-	56,4	-	-
o14	-	-	669,6	-	-
o15	-	-	110	-	-
o16	-	-	302,4	-	-
o17	-	-	159	-	-
o18	-	-	278,4	-	-
o19	-	-	500	-	-
o20	-	-	128	-	-
o21	-	-	1208,6	-	-
o22	-	-	54	-	-
o23	-	-	1800	-	-
o24	-	-	189	-	-
o25	-	-	1330	-	-
o26	-	-	76	-	-
o27	-	-	120	-	-
o28	-	-	138	-	-
o29	-	-	94,5	-	-
o30	-	-	115	-	-
o31	-	-	210,8	-	-
o32	-	-	170	-	-
o33	-	-	160	-	-
o34	-	-	60	-	-
o35	-	-	283,5	-	-
o36	-	-	69	-	-
o37	-	-	61,35	-	-

Bu doğrultuda 9 kontrol bölgesinin her birini temsil eden serbest üretim şirketleri için her bir teknolojiye ilişkin kapasite artırım üst sınırları temsil ettiği bölgenin kaynak potansiyeli göz önüne alınarak belirlenmiştir ve çeşitli kaynaklardan derlenmiştir [87], [88]. Artırım grubu için aday santraller ve bu santrallere ait kapasite artırım üst grupları Çizelge 5.7’ de özetlenmiştir.

Çizelge 5.7. G grubu için aday santraller ve kapasite artırım üst sınırı (MW)

H/F	h2	h3	h4	h6	h7	h12	h13	h14	h15
g1	-	-	6810,10	-	33,00	1150,59	2,50	33,00	-
g2	206,65	571,00	275,10	724,94	55,33	3217,65	1470,00	920,00	-
g3	175,45	247,80	7643,90	-	27,50	1298,20	107,18	523,00	-
g4	141,94	544,32	1568,70	-	210,98	1230,00	1684,26	2841,00	-
g5	18,77	167,72	359,10	-	3,32	393,24	-	1092,00	-
g6	403,28	1619,31	1821,40	-	46,20	410,80	-	402,00	-
g7	-	902,14	134,40	-	8,80	360,23	-	848,88	-
g8	-	3348,41	321,30	-	6,16	129,50	-	358,00	-
g9	-	4896,50	1190,70	-	37,07	160,60	151,35	1621,00	-
g10	-	-	-	-	-	-	-	-	9280,00

Azaltım grubunda yer alan EÜAŞ için azaltım alt limitleri Çizelge 5.8’ deki gibidir. Söz konusu limitler şirketin hâlihazırda bünyesinde bulunan kapasiteler göz önüne alınarak belirlenmiştir.

Çizelge 5.8. K grubu için kapasite azaltım alt sınırları (MW)

H	h1	h2	h3	h4
k	200	50	5000	2000

### 5.3. Karma Tamamlama Problem Sonuçları

Son on yılda karma tamamlama problemlerinin büyük ölçekli versiyonlarını çözmek için pratik algoritmalar geliştirilmiştir. Yaygın olarak tercih edilen programlama modellerinden farklı bir yapıya sahip olan KTP’ lerin matematiksel yapılarını ifade etmek için GAMS yazılımında PATH gibi güçlü çözücüler bulunmaktadır [29], [70]. PATH çözücüsünün KTP

şeklinde formüle edilmiş problemlerin çözümü için en başarılı algoritma olduğu görüşü literatürde yaygın olarak kabul edilmektedir [29].

Tam rekabet ve Nash-Cournot piyasa ortamında, geliştirilen KTP modelleri 2.70 GHz işlemcili ve 8 GB RAM' e sahip kişisel bir bilgisayarda GAMS/ PATH çözücüsü kullanılarak çözülmüş ve bu kısımda sonuçları sunulmuştur. Bu uygulama küçük ölçekli bir vaka çalışması olduğundan KTP modeli için çözüm süresi bir saniyeden daha kısadır.

Aşağıda yer alan sonuçlar tam rekabet ve Nash-Cournot piyasa yapısı için ayrı ayrı sunulmuştur.

### 5.3.1. Genel ekonomik sonuçlar

Aşağıda yer alan ifadelerin açıklaması şu şekildedir;

- Fiyat: Piyasa takas fiyatı
- Satışlar: g grubu ve k grubu tarafından yapılan toplam satışlar
- Tüketici ödemesi (Consumer payment): Tüketicilerin elektrik tüketimi için ödedikleri toplam parasal miktar. (Fiyat x Satışlar)
- Üretici fazlası/rantı: Sistemde yer alan elektrik üreticilerinin toplam kârı. Daha açık bir ifadeyle üretici ürettiği bir malı belli bir fiyattan satmaya razı iken piyasa koşulları malın fiyatını razı olunan miktarın üzerine çıkartırsa üreticinin elde ettiği bu avantaja üretici rantı denilmektedir.
- Tüketici fazlası/rantı: Toplam piyasa fazlası ile üretici fazlasının farkıdır. Yani tüketici faydasının ekonomik bir ölçüsüdür.
- Toplam piyasa fazlası: Toplam fayda ile toplam üretim maliyetlerinin farkıdır.
- Net fazla (Net surplus): Toplam piyasa fazlasından kapasite genişletme maliyetlerinin düşürülmüş halidir.

Tam rekabet ve Nash-Cournot piyasası için KTP modelinin genel ekonomik sonuçları Çizelge 5.9' deki gibidir.

Çizelge 5.9. KTP genel ekonomik sonuçları

Ekonomik		
Göstergeler	Tam Rekabet	Nash-Cournot
Fiyat	77,96	78,31
Satışlar	73251,00	69943,44
Tüketici Ödemesi	5710647,96	4810590,95
Üretici Fazlası	2611551,31	2636172,75
Tüketici Fazlası	1779377,85	1713292,77
Toplam Fazla	4390929,16	4349465,52
Net Fazla	2897083,71	2896501,55
GEP Maliyeti	1493845,45	1452963,97
Sosyal Fayda	2897000,00	2636170,00

Sosyal fayda açısından tam rekabet ve Nash-Cournot piyasa yapıları yakın sonuçlar verse de tam rekabet çözümü daha iyi sonuçlar vermektedir. Ayrıca üreticiler, kârlarının yüksek olması ve genişleme maliyetlerinin biraz daha düşük olması nedeniyle Nash-Cournot piyasa yapısını tercih edebilirler. Ancak, tam rekabet yapısında tüketici rantı daha iyi durumdadır. Hedef yıla ait sonuçlardaki bu farklılıklar birden fazla dönemi içeren planlama ufku olduğunda daha gerçekçi olmaktadır.

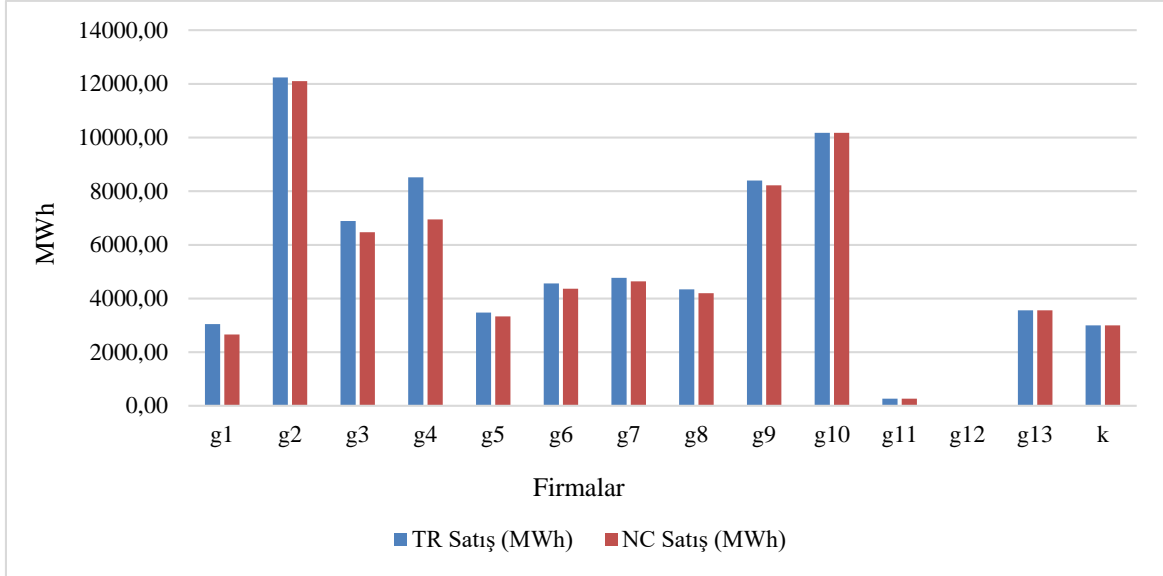
### 5.3.2. Satış ve kapasite artış/azalış sonuçları

Tam rekabet ve Nash-Cournot piyasa ortamındaki satış miktarlarına ve kapasite artış ve azalış miktarlarına ilişkin sonuçlar Çizelge 5.10' da sunulmuştur. Piyasa takas fiyatının daha düşük olduğu tam rekabet ortamında Nash-Cournot ortamına nispetle daha fazla tüketici talebi olmuş ve bu doğrultuda daha fazla satış gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 5.10. Satış miktarı ve kapasite artış ve azalış miktarları ile ilgili sonuçlar

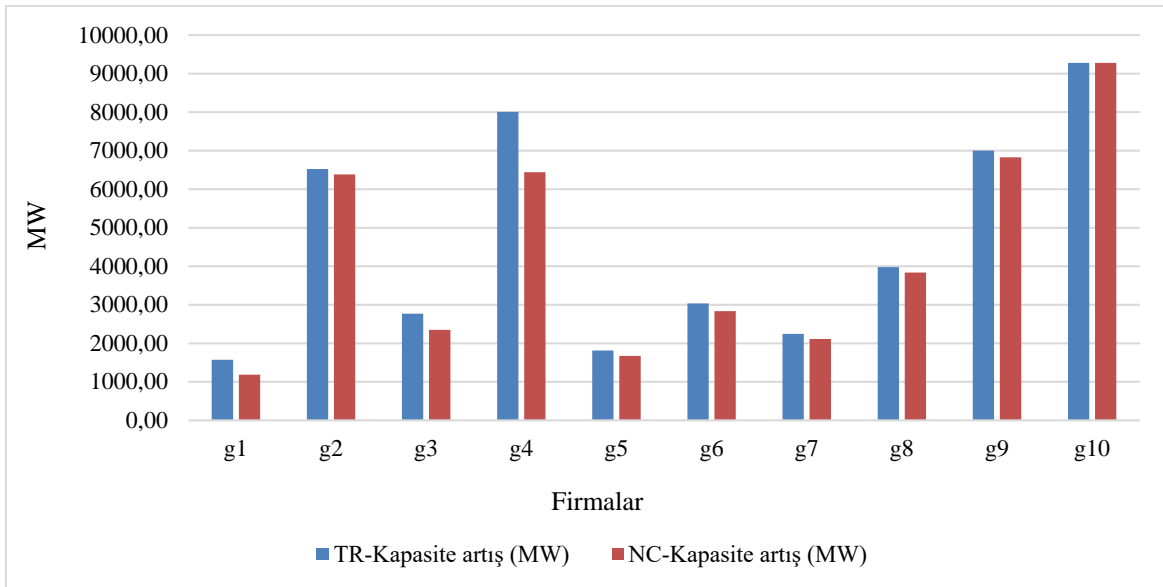
Katılımcı	TR Satış (MWh)	NC Satış (MWh)	TR-Kapasite Artış (MW)	NC-Kapasite Artış (MW)
g1	3050,11	2662,27	1573,93	1186,09
g2	12241,99	12102,25	6525,04	6385,30
g3	6888,31	6468,81	2771,13	2351,63
g4	8515,04	6946,34	8010,23	6441,53
g5	3474,63	3331,70	1814,66	1671,73
g6	4564,26	4365,81	3033,84	2835,39
g7	4773,41	4639,01	2245,65	2111,25
g8	4341,16	4199,66	3977,41	3835,91
g9	8395,73	8221,22	7003,95	6829,45
g10	10174,78	10174,78	9280,00	9280,00
g11	265,60	265,60	-	-
g12	10,54	10,54	-	-
g13	3558,15	3558,15	-	-
k	2997,31	2997,31	-7250,00	-7250,00

En fazla satış g2 firması tarafından gerçekleştirilmiştir. Batı Anadolu bölgesindeki SÜŞ' leri ifade eden g2 katılımcısı için bölgenin yüksek rüzgâr enerji potansiyeli göz önüne alınarak yüksek bir kapasite artırımı üst sınırı belirlenmiştir. Hatta bu enerji tesisine en fazla yatırım yapabilecek firma g2 firmasıdır ve üretiminin büyük bir bölümünü rüzgar enerji santrali ile gerçekleştirmiştir. Hâlihazırda sahip olduğu kurulu gücü ile birlikte gerçekleştirdiği kapasite artırımı sayesinde g2 firması tarafından en fazla üretim ve satış gerçekleştirilmiştir. Onu takip eden firma ise g10 (yap-işlet-devret) firmasıdır. Aday santraller arasından nükleer santral için artırımı yapmaya izin verilen tek firma olduğu ve doğası gereği bu tip santraller büyük kapasitelerde kurulup büyük miktarlarda üretim yaptığı için g10 ikinci sırada satış ve dolayısıyla üretim yapan firmadır. Satış miktarlarına ait veriler Şekil 5.11' de görselleştirilerek sunulmuştur.



Şekil 5.11. Satış miktarlarına ait KTP sonuçları

Kapasite artış miktarları her iki piyasa ortamında yaklaşık olarak aynı seyretmiştir. Her iki piyasa ortamında da en fazla kapasite artışı g10 tarafından gerçekleştirilmiştir. Onu g4 firması takip etmiştir. Orta Anadolu bölgesindeki serbest üretim şirketlerini temsil eden bu firmanın kapasite artışının çok olmasının sebebi, bu bölgenin güneş enerjisi bakımından kaynak potansiyelinin fazla olmasından ileri gelmektedir. Firmaların toplam kapasite artış miktarları Şekil 5.12’ de görselleştirilmiştir.



Şekil 5.12. Kapasite artış miktarlarına ait KTP sonuçları

Her bir firma tarafından yapılan kapasite artış ve azalışlarının üretim tesislerine göre dağılımı ise tam rekabet piyasası için Çizelge 5.11’ de Nash-Cournot piyasa için Çizelge 5.12’ de özetlenmiştir.

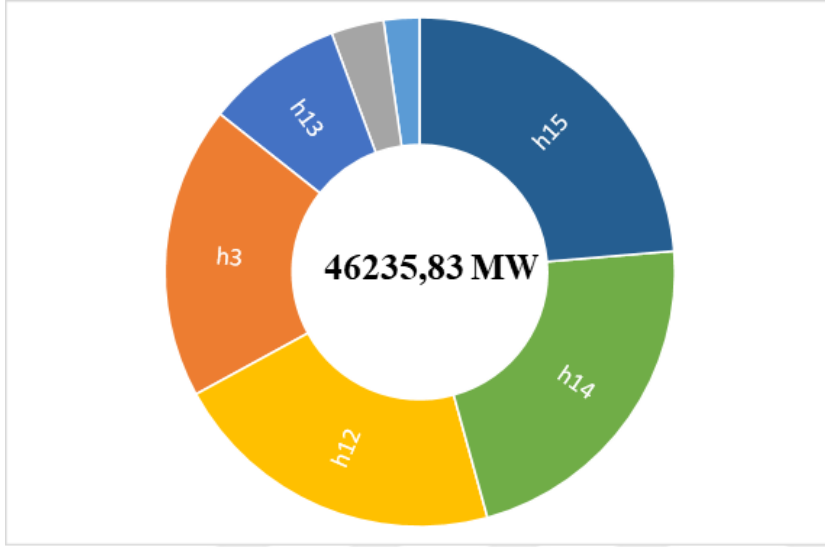
Çizelge 5.11. Üretim tesisi bazında kapasite artış ve azalış miktarları (TR)

H / F	h1	h2	h3	h4	h12	h13	h14	h15
g1	-	-	-	387,84	1150,59	2,50	33,00	-
g2	-	206,65	571,00	139,70	3217,65	1470,00	920,00	-
g3	-	175,45	247,80	419,50	1298,2	107,18	523,00	-
g4	-	141,94	544,32	1568,70	1230	1684,26	2841,00	-
g5	-	18,77	167,72	142,93	393,24	-	1092,00	-
g6	-	403,28	1619,31	198,45	410,8	-	402,00	-
g7	-	-	902,14	134,40	360,23	-	848,88	-
g8	-	-	3348,41	141,49	129,5	-	358,00	-
g9	-	-	4896,50	174,50	160,6	151,35	1621,00	-
g10	-	-	-	-	-	-	-	9280,00
k	-200	-50	-5000	-2000	-	-	-	-
Toplam	-200	896,09	7297,20	1307,56	8350,81	3415,29	8638,88	9280,00

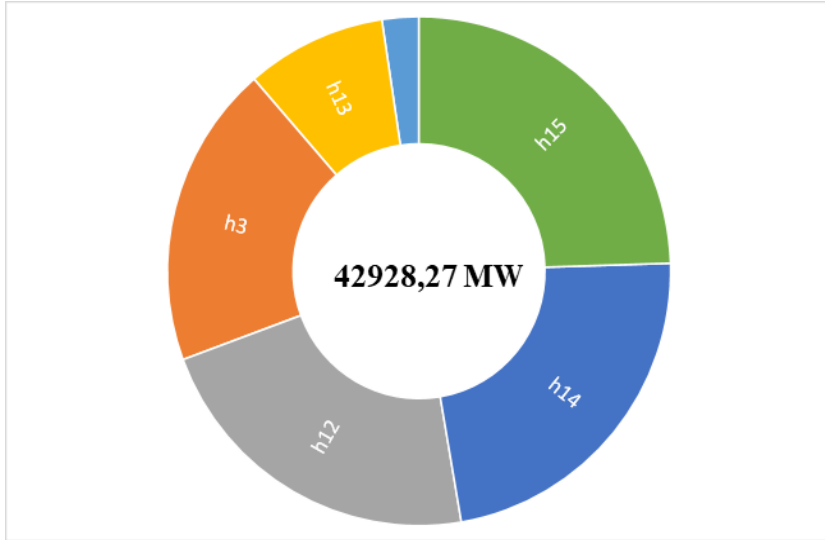
Çizelge 5.12. Üretim tesisi bazında kapasite artış ve azalış miktarları (NC)

H / F	h1	h2	h3	h4	h12	h13	h14	h15
g1	-	-	-	-	1150,59	2,50	33,00	-
g2	-	206,65	571,00	-	3217,65	1470,00	920,00	-
g3	-	175,45	247,80	-	1298,20	107,18	523,00	-
g4	-	141,94	544,32	-	1230,00	1684,26	2841,00	-
g5	-	18,77	167,72	-	393,24	-	1092,00	-
g6	-	403,28	1619,31	-	410,80	-	402,00	-
g7	-	-	902,14	-	360,23	-	848,88	-
g8	-	-	3348,41	-	129,50	-	358,00	-
g9	-	-	4896,50	-	160,60	151,35	1621,00	-
g10	-	-	-	-	-	-	-	9280,00
k	-200	-50	-5000	-2000	-	-	-	-
Toplam	-200	896,09	7297,20	-2000	8350,81	3415,29	8638,88	9280,00

En fazla kapasite artışı her iki piyasa ortamında da h12(rüzgâr), h14 (güneş) h15 (nükleer) ve enerji santrallerinde olmuştur. Türkiye’ nin geçmişten bu güne elektrik üretiminde büyük bir paya sahip olan h3 (hidroelektrik) enerji santralinde de kapasite artışı yaşanmıştır. Teknoloji bazında her iki piyasa ortamında toplam kapasite artışları Şekil 5.13 ve Şekil 5.14’ de özetlenmiştir.



Şekil 5.13. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları (TR)

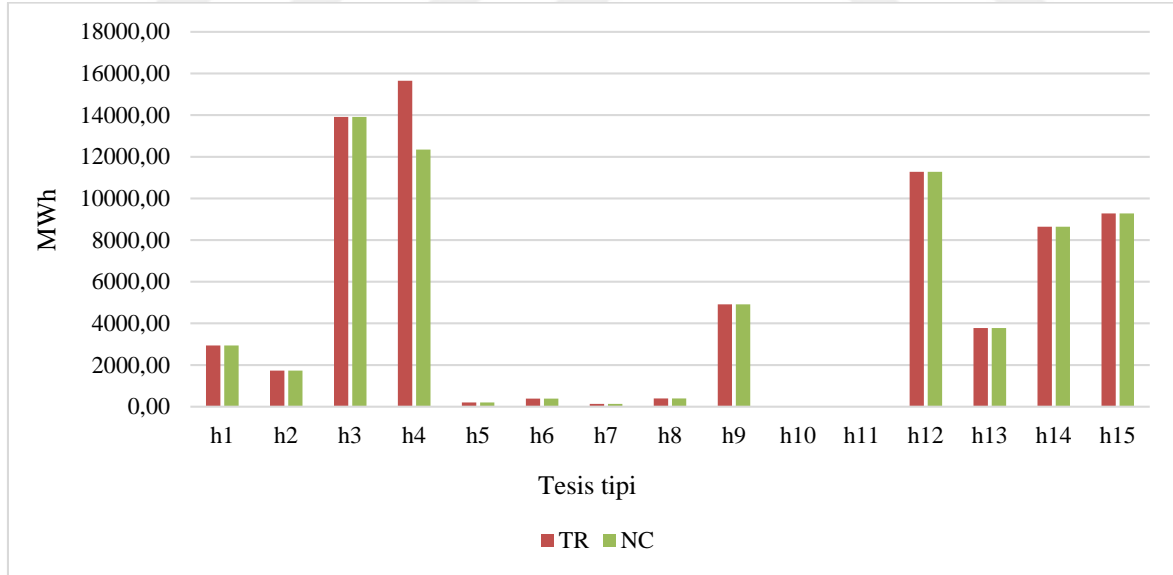


Şekil 5.14. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları (NC)

### 5.3.3. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçları

Her bir firma tarafından kapasite genişletme ve kapasite azaltım kararı sonunda sahip oldukları tesisler ile yaptıkları üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar Çizelge 5.13 ve 5.14’ de sunulmuştur.

Her iki piyasa ortamında tesislerin toplam elektrik enerjisi üretim miktarları Şekil 5.15’ de sunulmuştur. Şekilden de görüleceği üzere üretim miktarları açısından her iki piyasa ortamında da benzer sonuçlar elde edilmektedir. Ülkenin başlıca elektrik üretim kaynaklarından olan doğalgaz (h4) ve hidroelektrik (h3) santralleri tarafından yoğun üretim gelecek yıllarda da yerini korumaktadır. Bununla birlikte rüzgâr (h12) ve güneş (h14) enerjisine dayalı üretim giderek artmaktadır. Bu yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli yüksek olan Türkiye için bu potansiyelin kullanım oranının arttığını göstermektedir. Bu tesislerin arasında h15 (nükleer) tesisleri de yer almaktadır. Öte yandan, h5 (fuel-oil), h10 (LNG) ve h11 (Nafta) gibi fosil yakıtlı enerji üretim tesisleri yüksek işletme maliyetlerine sahip olduğu için üretim amacıyla neredeyse hiç tercih edilmemiştir.



Şekil 5.15. Tesislerin elektrik enerjisi üretim miktarı

Çizelge 5.13. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar (TR)

H/ F	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15
g1	1,88	-	-	1536,93	-	-	16,88	-	-	-	-	1458,92	2,50	33,00	-
g2	936,48	235,30	571,00	1264,20	74,88	322,14	16,91	-	1583,55	-	-	4847,53	1470,00	920,00	-
g3	527,55	204,99	286,20	2221,14	3,48	-	29,05	-	1279,80	-	-	1423,64	389,45	523,00	-
g4	97,87	177,04	555,84	1691,24	9,65	-	30,78	-	1,26	9,80	-	1416,30	1684,26	2841,00	-
g5	18,63	45,82	287,54	1459,90	-	55,15	3,83	-	-	1,91	-	509,85	-	1092,00	-
g6	7,48	622,39	1787,92	1198,89	-	-	4,24	-	-	-	-	461,36	79,99	402,00	-
g7	104,43	118,31	1078,57	800,52	49,25	-	13,04	-	972,00	-	1,95	786,45	-	848,88	-
g8	1,39	189,38	3506,86	145,42	5,79	-	4,82	-	-	-	-	129,50	-	358,00	-
g9	164,51	92,01	5176,40	496,90	57,10	-	6,84	396,94	6,16	-	-	226,52	151,35	1621,00	-
g10	-	8,65	123,52	751,47	-	-	-	-	-	-	-	11,14	-	-	9280,00
g11	215,82	29,39	11,27	-	-	9,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	-	-	-	4,04	0,66	-	5,84	-	-	-	-	-	-	-	-
g13	-	-	-	2488,95	-	-	-	-	1069,20	-	-	-	-	-	-
k	864,36	7,99	526,18	1593,02	-	-	-	-	-	-	5,76	-	-	-	-

Çizelge 5.14. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar (NC)

H/F	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15
g1	1,88	-	-	1149,08	-	-	16,88	-	-	-	-	1458,92	2,50	33,00	-
g2	936,48	235,30	571,00	1124,46	74,88	322,14	16,91	-	1583,55	-	-	4847,53	1470,00	920,00	-
g3	527,55	204,99	286,20	1801,64	3,48	-	29,05	-	1279,80	-	-	1423,64	389,45	523,00	-
g4	97,87	177,04	555,84	122,54	9,65	-	30,78	-	1,26	9,80	-	1416,30	1684,26	2841,00	-
g5	18,63	45,82	287,54	1316,97	-	55,15	3,83	-	-	1,91	-	509,85	-	1092,00	-
g6	7,48	622,39	1787,92	1000,44	-	-	4,24	-	-	-	-	461,36	79,99	402,00	-
g7	104,43	118,31	1078,57	666,12	49,25	-	13,04	-	972,00	-	1,95	786,45	-	848,88	-
g8	1,39	189,38	3506,86	3,92	5,79	-	4,82	-	-	-	-	129,50	-	358,00	-
g9	164,51	92,01	5176,40	322,40	57,10	-	6,84	396,94	6,16	-	-	226,52	151,35	1621,00	-
g10	-	8,65	123,52	751,47	-	-	-	-	-	-	-	11,14	-	-	9280,00
g11	215,82	29,39	11,27	-	-	9,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	-	-	-	4,04	0,66	-	5,84	-	-	-	-	-	-	-	-
g13	-	-	-	2488,95	-	-	-	-	1069,20	-	-	-	-	-	-
k	864,36	7,99	526,18	1593,02	-	-	-	-	-	-	-	5,76	-	-	-

#### 5.4. Denge Kısıtlı Matematiksel Program Sonuçları

Tek seviyeli Karma Tamsayı Doğrusal Olmayan Programlama (KTDOP) modeline dönüştürülen DKMP modeli ise 2.50 GHz işlemcili ve 8 GB RAM' e sahip kişisel bir bilgisayarda GAMS/ BARON çözücüsü kullanılarak çözülmüştür. Model çözüme 977 saniye ve 453 iterasyon sonucunda ulaşmıştır. Sonuçlar tam rekabet ve Nash-Cournot piyasa yapısı için ayrı ayrı sunulmuştur.

DKMP modelinin sonuçları beklenildiği üzere KTP sonuçları ile tutarlıdır. KTP modelinden farklı olarak her iki piyasa yapısı için sonuçlar birbirine oldukça benzerdir. Bu sebeple, bu kısımda yalnızca tam rekabet piyasası için sonuçlar verilmiştir. DKMP yapısı ile problemin yeniden formüle edilme amacı, azaltım grubu (k) için toplam azaltım yapılacak kapasitenin belirlenmesinden ziyade azaltılacak santrallerin hangileri olduğuna karar vermektir. Bu karar DKMP formülasyonunda ikili değişkenlerle ifade edilmiş ve firmanın sahip olduğu santrallerden elden çıkarılacak olanlar belirlenmiştir. Daha açık bir ifadeyle KTP formülasyonunda model k grubu için her bir santral tipi bazında azaltılması gereken toplam kapasite miktarını belirlemektedir. Yani eldeki santrallerin kurulu gücünü göz önüne almaksızın toplam azaltılan kapasiteye karar vermektedir. Ancak DKMP formülasyonunda k (EÜAŞ) grubundaki firmanın sahip olduğu santraller kurulu güçleri ile birlikte parametre olarak tanımlanmıştır.

##### 5.4.1. Genel ekonomik sonuçlar

Tam rekabet piyasası için DKMP modelinin genel ekonomik sonuçları Çizelge 5.15' deki gibidir.

Fiyatlar karşılaştırıldığında tam rekabet piyasa ortamında oluşan PTF, KTP ile aynı sonucu vermektedir. Diğer ekonomik sonuçlarda KTP sonuçları ile tutarlılık göstermektedir.

Çizelge 5.15. DKMP genel ekonomik sonuçları

Ekonomik	
Göstergeler	Tam Rekabet
Fiyat	77,96
Satışlar	73250,98
Tüketici Ödemesi	5710646,95
Üretici Fazlası	2601720,79
Tüketici Fazlası	1781533,70
Toplam Fazla	4383254,49
Net Fazla	2887253,14
GEP Maliyeti	1496001,35
Sosyal Fayda	2887000,00

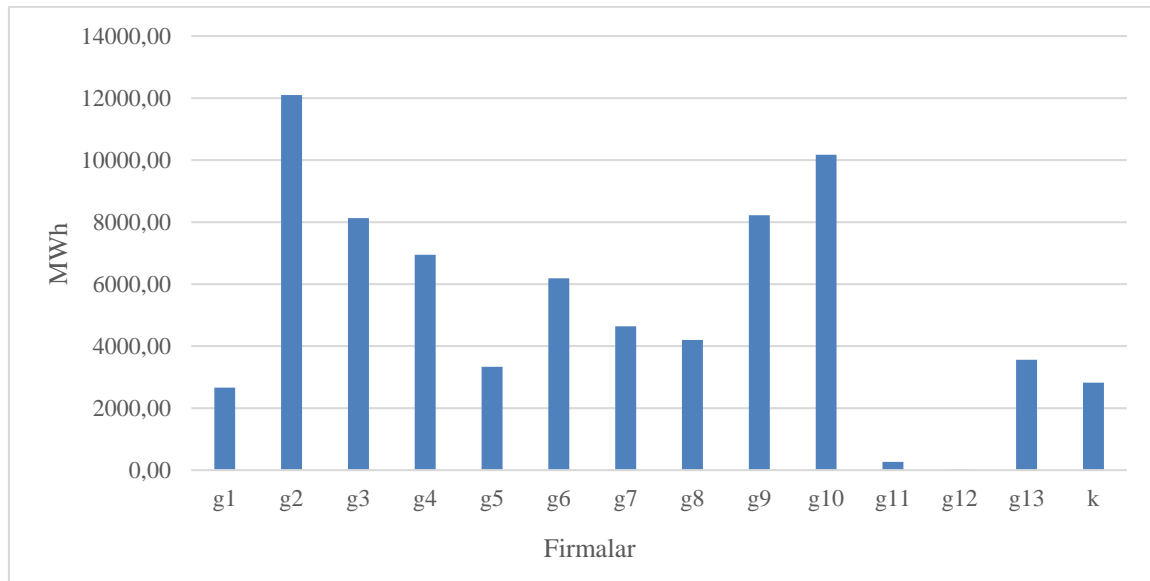
#### 5.4.2. Satış ve kapasite artış/azalış sonuçları

Tam rekabet piyasa ortamındaki satış miktarlarına ve kapasite artış ve azalış miktarlarına ilişkin sonuçlar Çizelge 5.16' de sunulmuştur.

En fazla satış yine g2 firması tarafından gerçekleştirilmiştir. Batı Anadolu bölgesindeki SÜŞ' leri ifade eden g2 katılımcısı için bölgenin yüksek rüzgâr enerji potansiyeli göz önüne alınarak yüksek bir kapasite artırımı üst sınırı belirlenmiş ve bu katılımcı bu potansiyeli kullanacak şekilde üretim ve satış gerçekleştirmiştir. Onu takip eden firma ise g10 (yap-işlet-devret) firmasıdır. Aday santraller arasından nükleer santral için artırımı yapmaya izin verilen tek firma olduğu ve doğası gereği bu tip santraller büyük kapasitelerde kurulup büyük miktarlarda üretim yaptığı için g10 ikinci sırada yer alan firmadır. Satış miktarlarına ait veriler Şekil 5.16' da görselleştirilerek sunulmuştur.

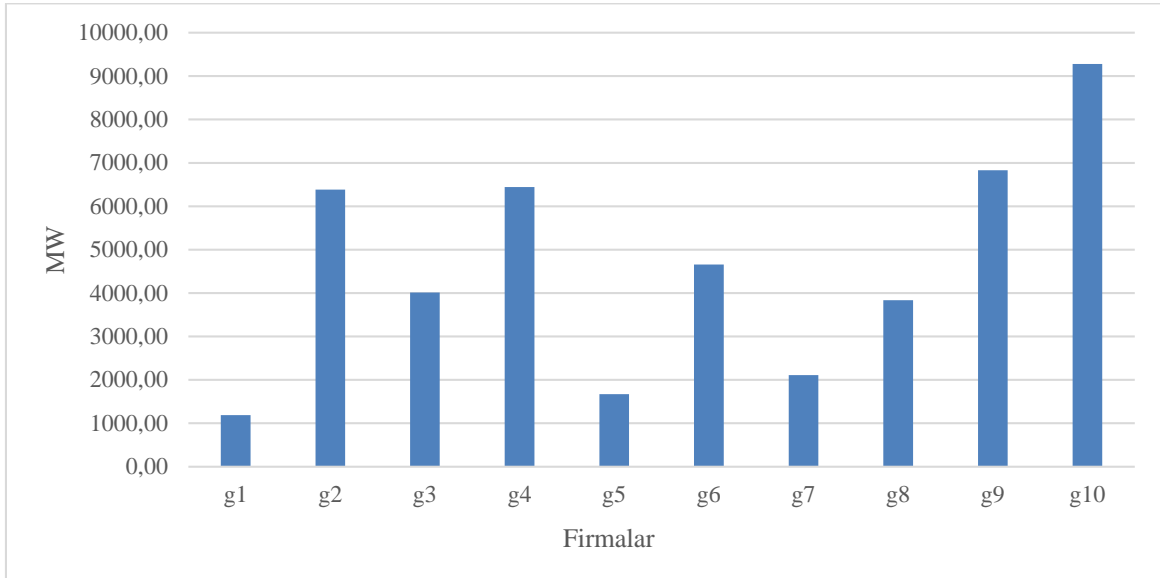
Çizelge 5.16. Satış miktarı ve kapasite artış ve azalış miktarları ile ilgili sonuçlar

Katılımcı	TR Satış (MWh)	TR-Kapasite Artış (MW)
g1	2662,27	1186,09
g2	12102,25	6385,30
g3	8129,40	4012,22
g4	6946,34	6441,53
g5	3331,70	1671,73
g6	6187,21	4656,79
g7	4639,01	2111,25
g8	4199,66	3835,91
g9	8221,22	6829,45
g10	10174,78	9280,00
g11	265,60	-
g12	10,54	-
g13	3558,15	-
k	2822,87	-7422,00



Şekil 5.16. Satış miktarlarına ait DKMP sonuçları

Kapasite artış miktarları her iki piyasa ortamında yaklaşık olarak aynı seyretmiştir. Her iki piyasa ortamında da en fazla kapasite artışı g10 tarafından gerçekleştirilmiştir. Onu g2 ve g4 firması takip etmiştir. Batı Anadolu ve Orta Anadolu bölgesindeki serbest üretim şirketlerini temsil eden bu firmaların kapasite artışının çok olmasının sebebi, bu bölgelerin sırasıyla rüzgâr ve güneş enerjisi bakımından kaynak potansiyelinin fazla olmasından ileri gelmektedir. Firmaların toplam kapasite artış miktarları Şekil 5.17’ de görselleştirilmiştir.



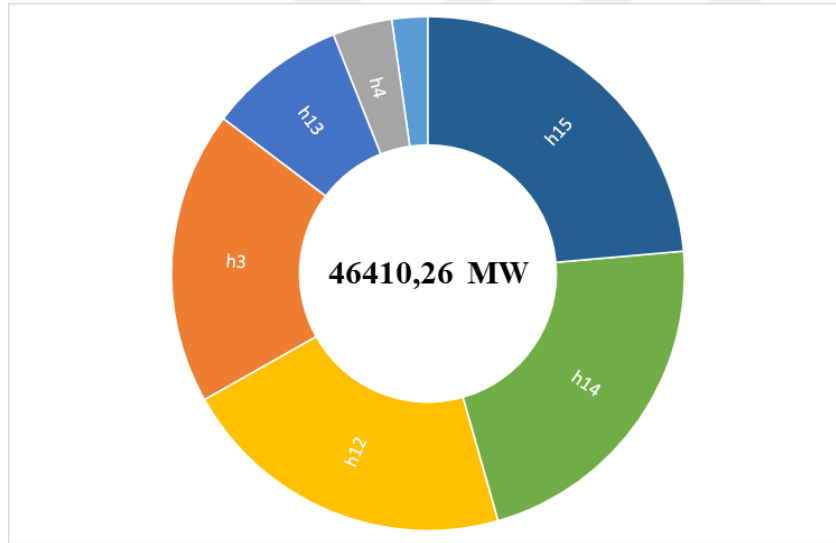
Şekil 5.17. Kapasite artış miktarlarına ait DKMP sonuçları

Her bir firma tarafından yapılan kapasite artış ve azalışlarının üretim tesislerine göre dağılımı ise tam rekabet piyasası için Çizelge 5.17’ de özetlenmiştir.

En fazla kapasite artışı her iki piyasa ortamında da h12(rüzgâr), h14 (güneş) ve h15 (nükleer) enerji santrallerinde olmuştur. Türkiye’ nin elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynak kullanımını artırma politikasına uygun olarak h3 (hidroelektrik) enerji santrallerinde kapasite artışı yaşanmıştır. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları Şekil 5.18’ de özetlenmiştir.

Çizelge 5.17. Üretim tesisi bazında kapasite artış ve azalış miktarları (TR)

H / F	h1	h2	h3	h4	h12	h13	h14	h15
g1	-	-	-	-	1150,59	2,50	33,00	-
g2	-	206,65	571,00	-	3217,65	1470,00	920,00	-
g3	-	175,45	247,80	1660,59	1298,20	107,18	523,00	-
g4	-	141,94	544,32	-	1230,00	1684,26	2841,00	-
g5	-	18,77	167,72	-	393,24	-	1092,00	-
g6	-	403,28	1619,31	1821,40	410,80	-	402,00	-
g7	-	-	902,14	-	360,23	-	848,88	-
g8	-	-	3348,41	-	129,50	-	358,00	-
g9	-	-	4896,50	-	160,60	151,35	1621,00	-
g10	-	-	-	-	-	-	-	9280,00
k	-320,00	-55,70	-5037,55	-2008,90	-	-	-	-
Toplam	-320,00	891,09	7259,65	1473,09	8350,81	3415,29	8638,88	9280,00

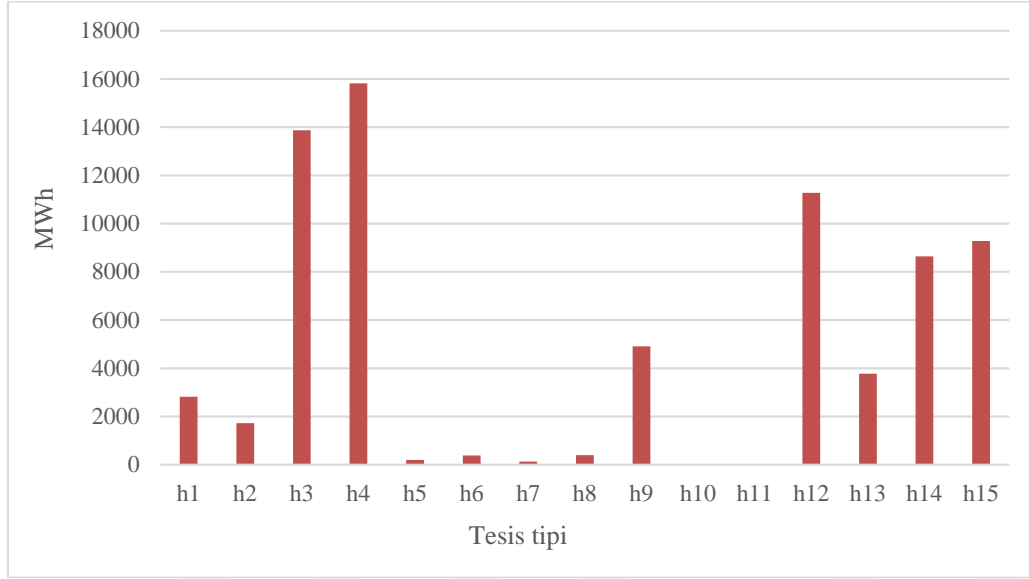


Şekil 5.18. Teknoloji bazında toplam kapasite artışları (TR)

### 5.4.3. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçları

Her bir firma tarafından kapasite genişletme ve kapasite azaltım kararı sonunda sahip oldukları tesisler ile yaptıkları üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar Çizelge 5.18' de sunulmuştur.

Her bir tesise ait toplam elektrik enerjisi üretim miktarları Şekil 5.19' da gösterilmiştir. Hidroelektrik kaynak bakımından zengin olan ülkede h3 (Hidroelektrik (barajlı)) tesisleri ile üretim ilk sırada yer almaktadır. Onu h4(doğalgaz) ve h15 (nükleer) tesisleri izlemektedir. Öte yandan, h5 (Fuel Oil), h10 (LNG) ve h11 (Nafta) gibi fosil yakıtlı enerji üretim tesisleri yüksek işletme maliyetlerine sahip olduğu için üretim yapmamıştır.



Şekil 5.19. Tesislerin elektrik enerjisi üretim miktarı

Çizelge 5.18. Üretim miktarlarına ilişkin sonuçlar (TR)

H/F	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15
g1	1,88	-	-	1149,08	-	-	16,88	-	-	-	-	1458,92	2,50	33,00	-
g2	936,48	235,30	571,00	1124,46	74,88	322,14	16,91	-	1583,55	-	-	4847,53	1470,00	920,00	-
g3	527,55	204,99	286,20	3462,23	3,48	-	29,05	-	1279,80	-	-	1423,64	389,45	523,00	-
g4	97,87	177,04	555,84	122,54	9,65	-	30,78	-	1,26	9,80	-	1416,30	1684,26	2841,00	-
g5	18,63	45,82	287,54	1316,97	-	55,15	3,83	-	-	1,91	-	509,85	-	1092,00	-
g6	7,48	622,39	1787,92	2821,84	-	-	4,24	-	-	-	-	461,36	79,99	402,00	-
g7	104,43	118,31	1078,57	666,12	49,25	-	13,04	-	972,00	-	1,95	786,45	-	848,88	-
g8	1,39	189,38	3506,86	3,92	5,79	-	4,82	-	-	-	-	129,50	-	358,00	-
g9	164,51	92,01	5176,40	322,40	57,10	-	6,84	396,94	6,16	-	-	226,52	151,35	1621,00	-
g10	-	8,65	123,52	751,47	-	-	-	-	-	-	-	11,14	-	-	9280,00
g11	215,82	29,39	11,27	-	-	9,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	-	-	-	4,04	0,66	-	5,84	-	-	-	-	-	-	-	-
g13	-	-	-	2488,95	-	-	-	-	1069,20	-	-	-	-	-	-
k	744,36	-	488,63	1584,12	-	-	-	-	-	-	-	5,76	-	-	-

#### 5.4.4. K grubu azaltılan santrallere ilişkin sonuçlar

DKMP modelleme yapısının en önemli sonuçlarından birisi azaltım grubu santrallerinin kapasiteleriyle birlikte hangi teknoloji grubuna ait olduğuna ilişkin bilgilerdir. Azaltım grubunda yer alan k (EÜAŞ) firması tarafından azaltılması planlanan santral listesi Çizelge 5.19’ da yer almaktadır.

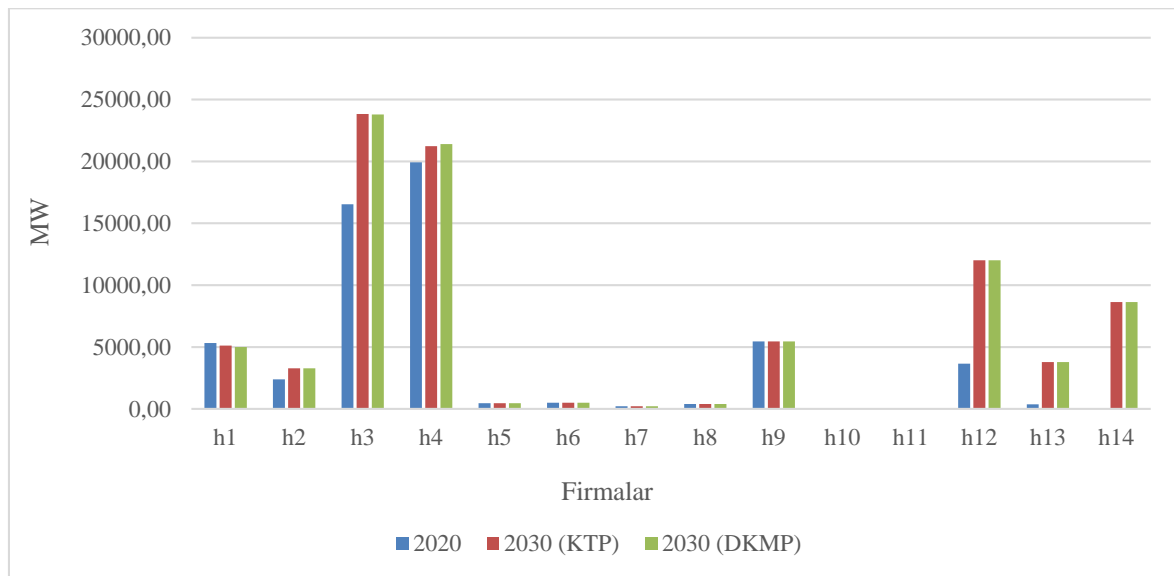
Çizelge 5.19. k firması tarafından azaltılan santraller

Santral Grubu (H)	Santral (O)	Kapasite (MW)
h1	o1	320,0
h2	o1	2,5
h2	o3	0,4
h2	o5	26,4
h2	o7	0,2
h2	o9	26,2
h3	o1	115,0
h3	o2	160,0
h3	o3	702,5
h3	o5	2405,0
h3	o6	198,0
h3	o7	510,0
h3	o8	672,0
h3	o30	115,0
h3	o33	160,0
h4	o2	180,0
h4	o4	1350,9
h4	o7	478,0

## 5.5. Piyasa Sonuçları

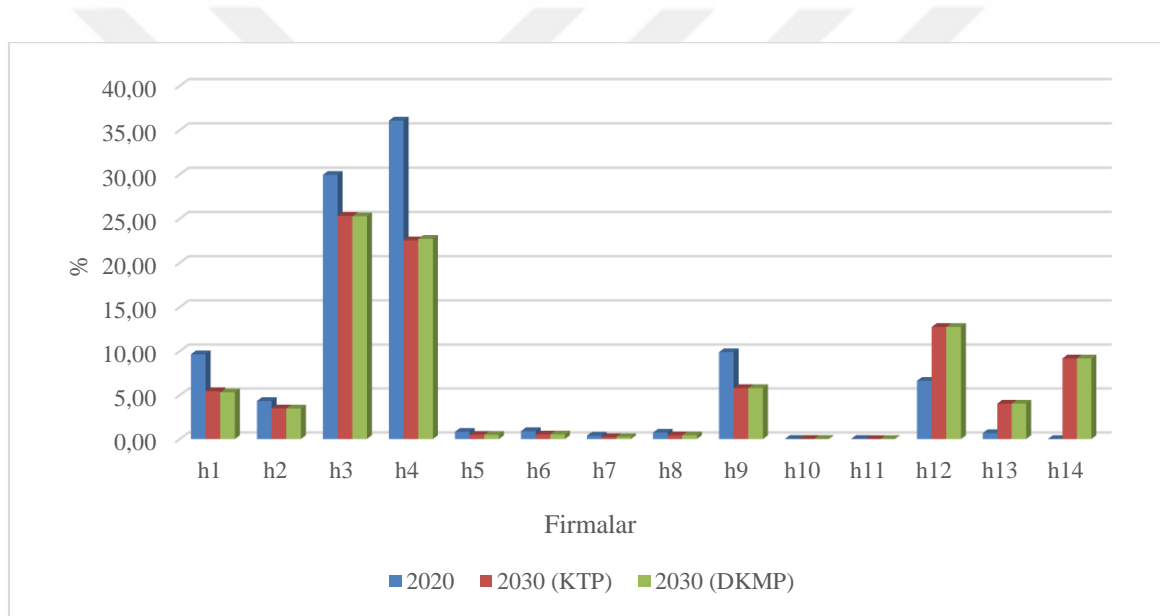
Bu kısımda Türkiye elektrik üretim ve kapasite planlaması için geliştirilen model sonuçlarına göre piyasadaki aktörlerin kurulu güç değişimleri ve kurulu güçleri bakımından piyasa yüzdeleri hakkında bilgiler verilmiştir.

Şekil 5.20' de katılımcıların başlangıç ve hedef yıla ait kurulu güç değişimleri her iki model sonuçları dikkate alınarak grafik aracılığıyla sunulmuştur. Daha anlaşılır olması açısından yalnızca tam rekabet piyasası sonuçlarına göre olan kapasite değişimlerine yer verilmiştir. Azaltım grubunda yer alan k (EÜAŞ) firmasının kurulu gücünün bakımından her iki model sonucuna göre de hedef yılda oldukça azaldığı görülmektedir. Çalışmanın amaçlarından biri olan piyasada hâkim pozisyonda olan firmaların bu gücü azaltılmış ve piyasa daha rekabete açık bir hale getirilmiştir. Bununla birlikte, diğer serbest üretim şirketlerinin kurulu gücünün artırılarak piyasada daha dengeli bir dağılımın sağlandığı görülmektedir. Öte yandan, sırasıyla İşletme hakkı devri, Otoprodüktör ve Yap-işlet katılımcılarını ifade eden g11, g12 ve g13 firmalarının kapasite artışının olmadığı görülmektedir. Bu uygulamalar, Türkiye elektrik piyasasında serbestleşmeyi artırmak ve elektrik üretim sektörünü özel sektör katılımcılarına açmak için geliştirilmiş olup zamanla uygulanabilirliği azalmaktadır. Bu sebeple bu katılımcılara gelecek elektrik üretim ve kapasite planında kapasite artırımı izni verilmemiştir.



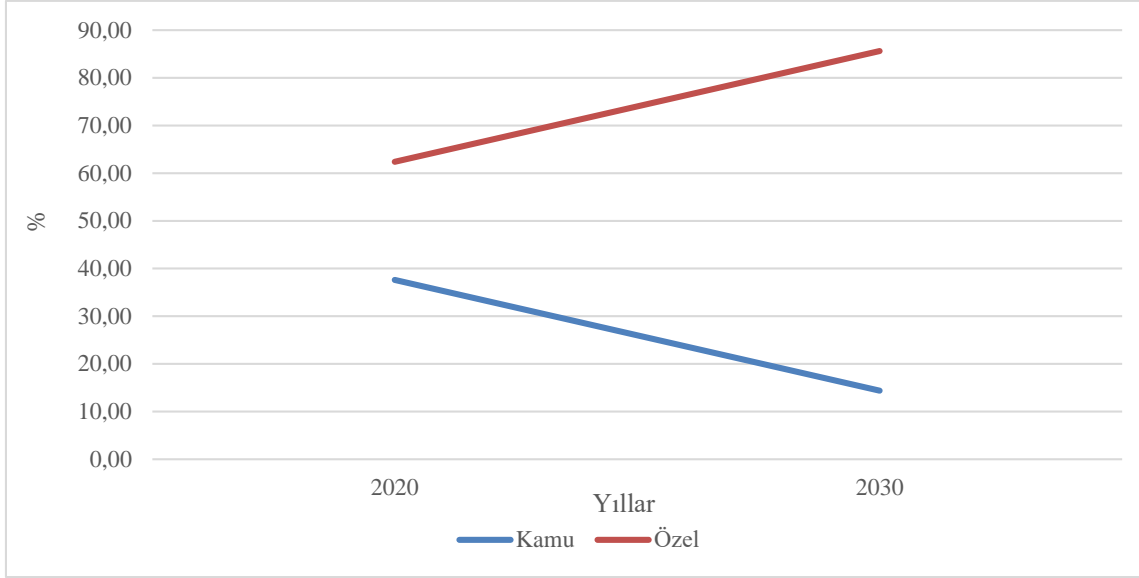
Şekil 5.20. Firmaların kurulu güç değişimleri (2020-2030)

Kurulu güçleri itibariyle firmaların sahip olduğu piyasa payları ise Şekil 5.21’ de gösterilmiştir. Serbest üretim şirketlerinin kapasite artışlarına paralel olarak piyasa payları da hedef yıl için giderek artmıştır. Belirli katılımcıların piyasa paylarının diğer katılımcılardan az da olsa daha büyük bir değer göstermesi, firmanın temsil ettiği bölgenin özellikle yenilenebilir enerji kaynak potansiyelinin yüksek olmasından kaynaklanmaktadır. Unutulmamalıdır ki, bu tez kapsamında ele alınan örnek problemde çözümü basitleştirmek adına her bir bölge bir katılımcı olarak ifade edilmiştir. Gerçekte ise her bir bölgede çok sayıda SÜŞ yer almakta ve sayıları bölgeden bölgeye farklılık göstermektedir. Bu doğrultuda, tez kapsamında sunulan üretim ve kapasite planlamasıyla birlikte hedef yılda daha homojen ve rekabetçi bir elektrik piyasası mümkündür.



Şekil 5.21. Firmaların piyasa payı değişimleri (2020-2030)

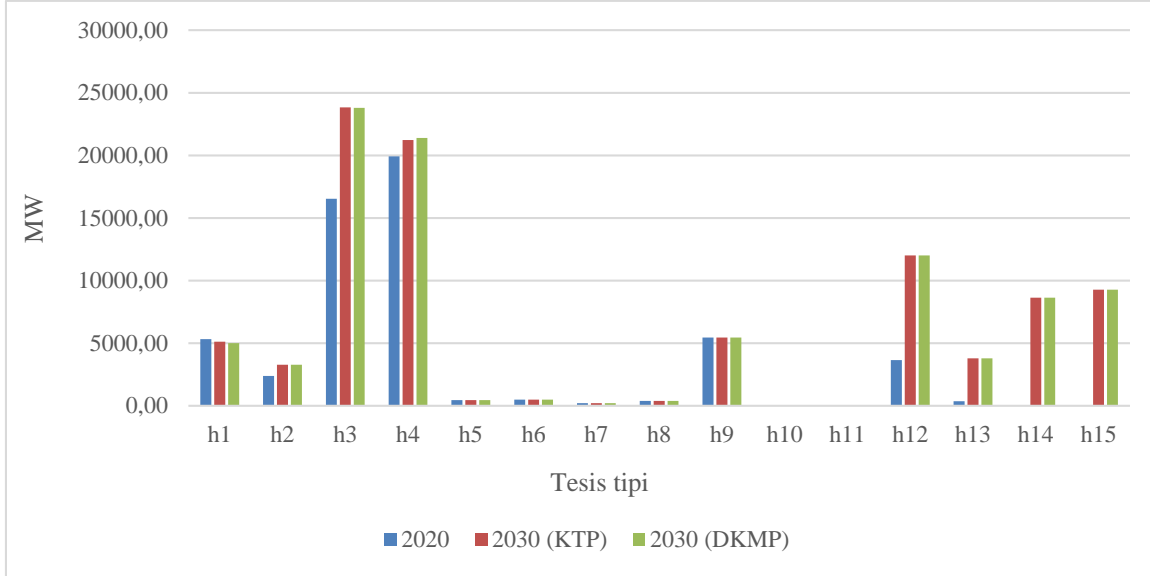
Türkiye elektrik üretim sektöründeki kamu ve SÜŞ’lerin yer aldığı özel katılımcı payları ise Şekil 5.22’de sunulmuştur. Sunulan plan ile hedef yılda kamu şirketinin payının artmasına karşın özel katılımcıların arttığı görülmektedir.



Şekil 5.22. Elektrik üretim sektöründeki kamu ve özel katılımcı payları (2020-2030)

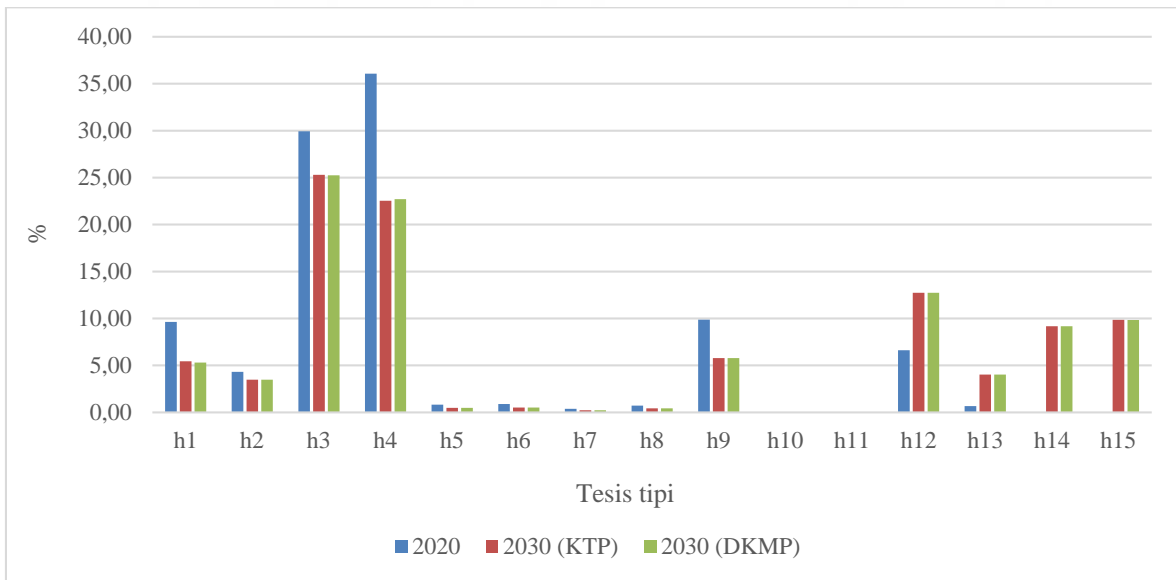
Teknoloji bazında kapasite gelişimi ise Şekil 5.23’ de sunulmuştur. Türkiye elektrik üretiminin önemli bir kısmı barajlı hidroelektrik (h3) ve doğalgaz (h4) santralleri ile gerçekleştirilmektedir. Birincil enerji kaynağı olarak doğalgaz fosil bir yakıtlardan biri olmasına karşın baz yüklerin karşılanması için önemli bir yere sahiptir. Bu doğrultuda, söz konusu iki santral tipi hedef yıl içinde önemini korumaktadır. Ancak fuel-oil (h5), asfaltit kömür (h8), LNG (h10) ve nafta (h11) gibi diğer fosil yakıtlı enerji santrallerde kapasite artışı söz konusu olmamıştır.

Öte yandan, ülkenin büyük bir yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli olmasına karşın, son yıllara kadar bu santrallere yeteri kadar yatırım yapılmamıştır. Fakat tez kapsamında önerilen plan ile hedef yıl için özellikle rüzgâr (h12) ve güneş (h14) enerji santrallerinde önemli bir kapasite artışı görülmektedir.



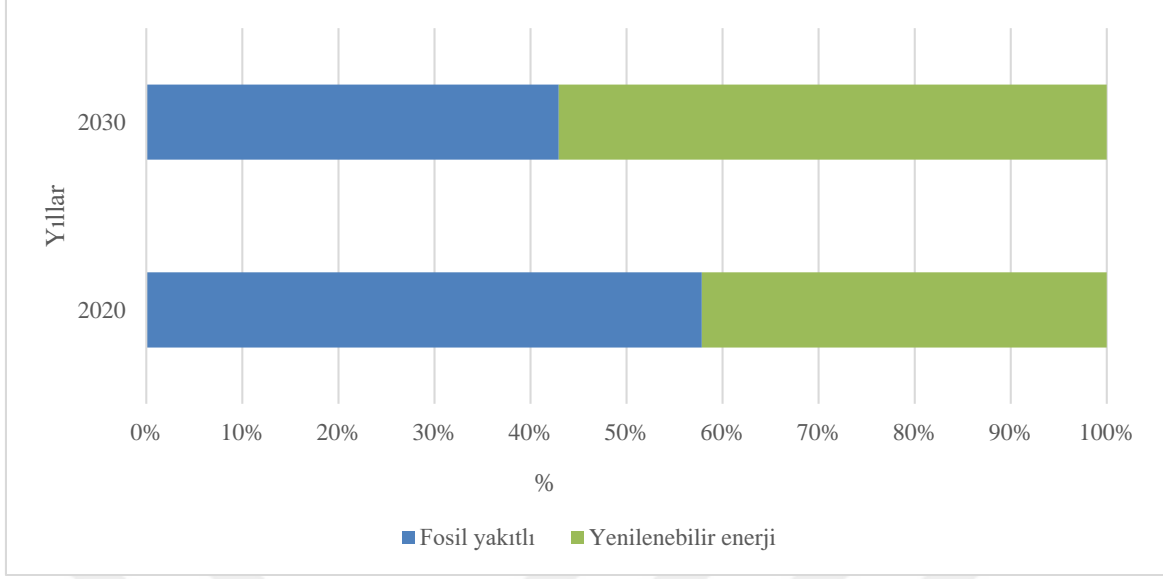
Şekil 5.23. Tesis türlerinin kapasite gelişimi-MW (2020-2030)

Öte yandan, Şekil 5.24' de görüldüğü üzere, doğalgaz (h4) enerji santralinde kapasite artışı yaşanmasına karşın toplam kurulu güç içerisindeki payı düşmektedir. Bunun sebebi, hedef yılda yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerin payının artmasındandır.



Şekil 5.24. Tesis türlerinin kapasite gelişimi-% (2020-2030)

Genel itibariyle temiz ve yenilenebilir enerji tesislerinin gelişimi Şekil 5.25' de görülmektedir. Başlangıç yılı itibariyle ağırlıkta olan fosil yakıtlı elektrik üretim tesislerinin yerini hedef yılda yenilenebilir enerji kaynakları almaktadır.



Şekil 5.25. Elektrik üretim kurulu gücünün enerji türlerine göre gelişimi (2020-2030)



## 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Hayatımızın ayrılmaz bir parçası haline gelen elektrik enerjisine olan talep gelişen teknoloji, artan nüfus ve gelir seviyesi ile birlikte büyümeye devam etmektedir. Buna karşın, hâlihazırdaki elektrik üretim tesislerinin ömrünün bitmesi, değişen ve yenilenen politikalar sebebiyle geleceğe ilişkin kapasite planlamaları yapmak gerekmektedir. Elektrik piyasalarının inşa edildiği ilk günden bu yana Elektrik Üretim Kapasite Planlama (EÜKP) problemleri farklı piyasa konfigürasyonlarında ele alınmış ve günden güne de gelişimini sürdürmektedir. Zamanla elektrik piyasalarının rekabete dayalı olması hedefiyle özel sektör katılımına açılmış bu da hem üretici hem de tüketici için belirsizliği beraberinde getirmiştir. Bununla birlikte, organize elektrik piyasalarında alınan üretim ve yatırım kararlarının tamamı piyasanın ekonomik sonuçları ile doğrudan ilintili hale gelmiş ve tüketici fiyat değişimlerine talep miktarları ile tepki gösterebilir güce vakıf olmuştur. Yeni düzende, talepte bulunan tüketiciler üretilen elektriğe makul bir fiyatla erişmeyi amaçlarken, elektrik üretim şirketleri sayılarının artmasıyla birlikte planlama yapacak olan her bir şirketin davranışlarını da göz önünde bulundurarak kâr maksimizasyonunu hedeflemektedir.

Öte yandan, başta gelişmekte olan ülkeler olmak üzere serbest piyasa yapısına tamamen geçiş yapamamış ülkelerin elektrik piyasalarında dönüşüm süreci halen devam etmektedir. Piyasada özel katılımcıların sayısı zamanla artarken, kamunun özellikle üretim sektöründeki varlığı sahipliğindeki üretim santrallerinin özelleştirilmesi yoluyla giderek azalmaktadır. Elektrik piyasasında kamuya ait varlıkların özelleştirilme süreci büyük ölçüde politik kararlara dayansa da analitik bir yaklaşımla karar verme sürecinin planlanması hem kamu şirketi hem de sistemdeki politika yapıcılar açısından fayda sağlayacağı açıktır. Özetle, yeniden düzenlenmiş elektrik piyasalarında özel üretim şirketlerinin yatırım ve üretim planlarının yanı sıra başta kamuya ait firmalar olmak üzere piyasada büyük bir paya sahip olan katılımcılarının kapasitelerinin azaltılması yönünde dikkate alınması piyasada rekabetin sağlanması ve korunması adına büyük bir önem teşkil etmektedir.

Tüm bu ihtiyaçlar doğrultusunda, bu tez çalışmasında elektrik piyasa takas modeli ile kapasite genişletme ve kapasite azaltımının ortak optimizasyon modelini ele alan iki seviyeli bir Elektrik Üretim Kapasite Planlama (EÜKP) modeli sunulmuştur. Üst seviye problemde, piyasada üretim yapan katılımcılar kapasite artırımı ve kapasite azaltım olmak üzere iki farklı

plan yapıcı grup olarak yer alırken, alt seviyede ise piyasa dengesini temsil eden piyasa takas denge modeline yer verilmiştir. Ayrıca tüketiciler kapasite planlama problemlerinde ters talep fonksiyonu aracılığıyla temsil edilerek probleme dâhil edilmiştir. Üst seviyede kapasite azaltım grubu için sunulan KAP modeli sayesinde EÜKP literatürüne yeni bir analitik yaklaşım sunulmuştur. Klasik anlamda yalnızca kapasite artırımına odaklanmak yerine, kapasite genişletmesi ile birlikte azaltım birlikte değerlendirilmiştir. Geliştirilen EÜKP ortak optimizasyon modeli Karma Tamamlama Problem (KTP) ve Denge Kısıtlı Matematiksel Program (DKMP) yaklaşımı ile yeniden formüle edilmiş ve Tam Rekabet (TR) ve Nash-Cournot (NC) piyasa yapısında çalıştırılmıştır.

Türkiye elektrik piyasası özelinde çalıştırılan KTP ve DKMP sonuçları karşılaştırıldığında her iki yaklaşımda yakın sonuçlar vermektedir. Sosyal fayda açısından tam rekabet piyasasının daha iyi sonuçlar verdiği gözlemlenmektedir. DKMP sonuçlarında, KTP sonuçlarına ek olarak, k (EÜAŞ) azaltım firmasının hangi santralleri azaltması gerektiği yönünde daha ayrıntılı bilgi verilmektedir. Kapasite artırımını konusunda her bir teknoloji bazında artırılması gerekli toplam kapasite ile ilgili karar uygulanabilirlik açısından kabul edilebilir. Ancak elde var olan belirli tip ve kapasitedeki santralin azaltımı, ilgili santralin elden çıkarılması ya da kalması ile ilgilidir. Yani azaltılması gerekli toplam kapasite anlamlı değildir. Bu sebeple azaltım kararının ikili karar değişkeni ile ifade edilmesine izin veren DKMP yaklaşımı daha gerçekçi sonuçlar vermektedir. Başka bir deyişle, teknoloji bazında toplam kapasite azaltımı birbirine yakın olsa da, mevcut santraller için optimum azaltım kararının santral özelinde verilmesi daha makuldür.

Her iki çözüm yaklaşımı da hedef yıl için elektrik üretim piyasasının katılımcı kurulu güçleri açısından daha homojen bir hal almasına hizmet etmektedir. Hedef yıl için öngörülen talep miktarı kapasite azaltımını da dâhil edecek şekilde elektrik üretim ve kapasite planlaması ile karşılanmaktadır. Teknoloji bazında bakıldığında ise, tüm sonuçlar ülkenin enerji politikaları ile uyum içerisindedir. Yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli yüksek olan ülkede, gerekli kapasite genişletmesi özel katılımcılar tarafından gerçekleştirilerek söz konusu santrallerin payları artırılmıştır.

Sunulan bu tez çalışması aşağıdaki yönleriyle literatüre katkı sağlamakta ve özgün değer yaratmaktadır;

- Piyasadaki şirketlerin kârını maksimize etmeye veya genel ekonomik refahı artırmaya yönelik üretim genişletme çalışmalarının çoğunlukta olmasına karşın bilginiz dâhilinde kapasite azaltmaya yönelik olarak herhangi bir analitik yaklaşım bugüne kadar geliştirilmemiştir. Bu tez çalışmasında geliştirilen Kapasite Azaltım Planlama (KAP) modeli ile literatüre yeni bir yaklaşım sunulmuştur.
- KAP firmaların kapasite azaltım planını sunarken karlarını maksimize edecek üretim planlarını oluşturmaktadır. Bu yönüyle sistemde rekabeti sağlamanın yanında kapasite azaltımı yapan firmanın karını korumaktadır. Bu yönüyle hem merkezi planlamacı hem de azaltım firması için işlevsel bir araç olarak katkı sunmaktadır.
- Elektrik üretim kapasite planlama çalışmalarında yalnızca üretim sektöründe yer alan serbest üretim şirketleri dikkate alınmaktadır. Bu çalışmalardan farklı olarak bu tez çalışmasında, serbestleşme süreci devam eden elektrik piyasalarında varlığını sürdürmekte olan kamuya ait elektrik üretim şirketi de dâhil edilmiştir. Özel üretim şirketlerinin Kapasite Genişletme Planlama modeli aracılığıyla piyasadaki payları artırılırken, geliştirilen KAP modeli ile kamunun piyasadaki hâkimiyeti giderek azaltılmaktadır.
- Kapasite Genişletme Planlaması (KGP) ve Kapasite Azaltım Planlama modelini eş zamanlı ve entegre değerlendirmek için problem ortak optimizasyon yaklaşımı ile modellenmiş ve bu yönüyle de literatüre ilk kez bir yenilik olarak sunulmuştur. EÜKP literatüründe yer alan problemler yalnızca kapasite genişletmeye odaklanmaktadır.
- Elektrik piyasalarının tamamlama problem yaklaşımı ile ilgili çalışmalar son on yılda oldukça ilgi görmüş olsa da Türkiye elektrik piyasasına odaklanan çalışmalar oldukça azdır ve bu çalışma aynı zamanda Türkiye elektrik piyasası literatürüne de katkı sağlamayı amaçlamaktadır.

Sunulan çalışma serbest üretim şirketlerine hizmet etmektedir. Ancak, genel itibariyle piyasada rekabeti sağlamak adına hakim pozisyonda olan şirketlerin kapasite azaltımını da planladığı için elektrik piyasalarını tekelden rekabetçi bir yapıya ulaştırmak isteyen politika yapıcılar içinde analitik bir çerçeve sunmaktadır. Kapasite azaltım modelinin uygulandığı azaltım grubunda yalnızca kamuya ait şirketler ile birlikte mevcut kapasiteleri itibariyle piyasa gücü konumu olan şirketlere de yer verilmesi mümkündür. Bu haliyle serbestleşme sürecini tamamlamış elektrik piyasalarında rekabetin korunması amacına da hizmet etmektedir.

Gelecekteki çalışma planları arasında piyasa dengesi ile ortak optimizasyon modelinin çok önemli olarak çalıştırılması yer almaktadır. Bununla ilgili farklı piyasa koşulları ve teşviklerin yer aldığı senaryo analizlerinin yapılması gelecek çalışmalar arasındadır. Ek olarak, ele alınan problemin azaltılan kapasitenin piyasada yer alan ya da yeni girecek bir katılımcı tarafından bünyesine katabileceği bir oyun teorisi kapsamında yeniden düzenlenmesi gelecekte yapılması planlanan bir diğer çalışmadır.



## KAYNAKLAR

1. İnternet: TSKB, 2021. *Enerji Görünümü*. Web: <https://www.tskb.com.tr/i/assets/document/pdf/enerji-sektor-gorunumu-2021.pdf>, Erişim Tarihi: 31.05.2022.
2. International Energy Agency. (2021). *World energy outlook*. Paris: International Energy Agency, 195-197.
3. Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, 29(2), 9-42.
4. Necoechea-Porras, P. D., López, A. and Salazar-Elena, J. C. (2021). Deregulation in the energy sector and its economic effects on the power sector: A literature review. *Sustainability*, 13(6), 1-23.
5. Çetintaş, H. ve Bicil, İ. M. (2015). Elektrik piyasalarında yeniden yapılanma ve Türkiye elektrik piyasasında yapısal dönüşüm. *Optimum Ekonomi ve Yönetim Bilimleri Dergisi*, 2(2), 1-15.
6. Zenginobuz, Ü. (2000). *Elektrik sektöründe özelleştirme, rekabet ve regülasyon*. Ankara: Rekabet Kurumu, Perşembe Konferansları, 101-147.
7. Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity* (Vol. 146). New York: John Wiley & Sons, 17-36.
8. Elzein Elmahi, A. I. (2020). *Maksimum Rekabet Amaçlı Elektrik Üretim Kapasite Planlaması*. Yayımlanmamış Yüksek Lisans Tezi, Erciyes Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kayseri, 6.
9. Gencer, B., Larsen, E. R. and van Ackere, A. (2020). Understanding the coevolution of electricity markets and regulation. *Energy Policy*, 143, 111585.
10. Pera, A. (1989). Deregulation and privatization in an economy-wide context. *OECD Journal: Economic Studies*, 12, 159-204.
11. Budi, R. F., Sarjiya, S., and Hadi., S. P. (2021). Multi-level game theory model for partially deregulated generation expansion planning. *Energy*, 237, 121565.
12. Kannan, S., Slochanal, S. M. R., Baskar, S. and Murugan, P. (2007). Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning in the partially deregulated environment. *IET generation, transmission & distribution*, 1(1), 111-118.
13. Sadeghia, H., Rashidinejada, M., Abdollahia, A. (2017). A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 1369–1394.
14. MacKay, A. and Mercadal, I. (2022). Deregulation, market power, and prices: evidence from the electricity sector. *Available at SSRN 3793305*.

15. Jamasb, T. and Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the european union: review of progress toward liberalization & integration. *The Energy Journal*, 26(Special Issue), 11-41.
16. Gacitua, L., Gallegos, P., Henriquez-Auba, R., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D., ... and Wenzel, G. (2018). A comprehensive review on expansion planning: Models and tools for energy policy analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98, 346-360.
17. Akkemik, K. A., and Oğuz, F. (2011). Regulation, efficiency and equilibrium: A general equilibrium analysis of liberalization in the Turkish electricity market. *Energy*, 36(5), 3282-3292.
18. İnternet: EPIAŞ. Web: <https://www.epias.com.tr/epias-kurumsal/tarihce/>, Erişim Tarihi: 26.12.2021.
19. Koç, Ö. E. ve Gülşen, M. A. (2018). Elektrik enerjisi piyasasında regülasyon ve bağımsız düzenleyici kurumlar: Türkiye örneği. *Sosyoekonomi*, 26(38), 37-51.
20. Hadık, İ. E. ve Atak, M. (2022). Rekabete dayalı serbest elektrik piyasasına doğru: Türkiye Elektrik Üretim AŞ için bir özelleştirme planı. *Sosyoekonomi*, 30(53), 509-535.
21. Kagiannas, A. G., Askounis, D. T., Psarras, J. (2004). Power generation planning: A survey from monopoly to competition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 26(6), 413-42.
22. Koltsaklis, N. E. and Dagoumas, A. S. (2018). State-of-the-art generation expansion planning: A review. *Applied energy*, 230, 563-589.
23. Klatzer, T., Bachhiesl, U. And Wogrin, S. (2022). State-of-the-art expansion planning of integrated power, natural gas, and hydrogen systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(47), 20585-20603.
24. Chuang, A. S., Wu, F. and Varaiya, P. (2001). A game-theoretic model for generation expansion planning: Problem formulation and numerical comparisons. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4), 885-891.
25. Li, Y., Dai, M., Hao, S., Qiu, G., Li, G., Xiao, G. and Liu, D. (2021). Optimal generation expansion planning model of a combined thermal–wind–PV power system considering multiple boundary conditions: A case study in Xinjiang, China. *Energy Reports*, 7, 515-522.
26. de Oliveira, L. L., de Oliveira Ribeiro, C. and Qadrdan, M. (2022). Analysis of electricity supply and demand intra-annual dynamics in Brazil: A multi-period and multi-regional generation expansion planning model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 137, 107886.
27. Kazempour, S. J. and Conejo, A. J. (2012). Strategic generation investment under uncertainty via Benders decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1), 424-432.

28. Ruiz, C. and Conejo, A. J. (2009). Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(4), 1855-1866.
29. Gabriel, S. A., Conejo, A. J., Fuller, J. D., Hobbs, B. F. and Ruiz, C. (2012). *Complementarity Modeling in Energy Markets* (Volume 180). England: Springer Science & Business Media, 56-429.
30. Ruiz, C., Conejo, A. J., Fuller, J. D., Gabriel, S. A. and Hobbs, B. F. (2014). A tutorial review of complementarity models for decision-making in energy markets. *EURO Journal on Decision Processes*, 2(1), 91–120.
31. von Stackelberg, H. (1934) *Marktform und Gleichgewicht. (Market Structure and Equilibrium)*. Avusturya: J. Springer, 27-37.
32. Wogrin, S., Centeno, E. and Barquín, J. (2011). Generation capacity expansion in liberalized electricity markets: A stochastic MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), 2526 – 2532.
33. Kazempour, S. J., Conejo, A. J. and Ruiz, C. (2011). Strategic generation investment using a complementarity approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), 940-948.
34. Ghaderi, A., Moghaddam, M. P. and Sheikh-El-Eslami, M. K. (2014). Energy efficiency resource modeling in generation expansion planning. *Energy*, 68, 529-537.
35. Valinejad, J. and Barforoushi, T. (2015). Generation expansion planning in electricity markets: A novel framework based on dynamic stochastic MPEC. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 70, 108–117.
36. Valinejad, J., Marzband, M., Akorede, M. F., Barforoushi, T. and Jovanovi', M. (2017). Generation expansion planning in electricity market considering uncertainty in load demand and presence of strategic GENCOs. *Electric Power Systems Research*, 152, 92–104.
37. Zhan, Y. and Zheng, Q. P. (2018). A multistage decision-dependent stochastic bilevel programming approach for power generation investment expansion planning. *IIEE Transactions*, 50(8), 720-734.
38. Valinejad, J., Barforoushi, T., Marzband, M., Poursmaeil, E., Godina, R. and Catalão, J. P. S. (2018). Investment incentives in competitive electricity markets. *Applied Sciences*, 8(10), 1978.
39. Asgharian, V., Hajebrahimi, A., Abdelaziz, M. and Kamwa, I. (2022). Coordinated generation expansion planning & energy storage planning model of the IPP' s participation in the electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 205, 107743.
40. Selcuklu, S. B. and Elmahi, A. I. E. (2022). Generation expansion planning considering competition and market power. *European Journal of Sustainable Development Research*, 6(1), em0176.

41. Conejo, A. J., Baringo, L., Kazempour, S. J. and Siddiqui, A. S. (2016). *Investment in Electricity Generation and Transmission*. Switzerland: Springer International Publishing, 119.
42. Murphy, F. H. and Smeers, Y. (2005). Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets. *Operations Research*, 53(4), 646-661.
43. Wogrin, S., Hobbs, B. F., Ralph, D., Centeno, E. and Barquin, J. (2013). Open versus closed loop capacity equilibria in electricity markets under perfect and oligopolistic competition. *Mathematical Programming*, 140(2), 295-322.
44. Wogrin, S., Barquín, J. and Centeno, E. (2013). Capacity expansion equilibria in liberalized electricity markets: An EPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1531-1539.
45. Valinejad, J., Marzband, M., Barforoshi, T., Kyrrä, J. and Pouresmaeil, E. (2018). *Dynamic stochastic EPEC model for competition of dominant producers in generation expansion planning*. 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA) IEEE, Rome, 1-5.
46. Wang, J., Shahidehpour, M., Li, Z. and Botterud, A. (2009). Strategic generation capacity expansion planning with incomplete information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 1002-1010.
47. Pereira, A. J. C. and Saraiva, J. T. (2010). A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 80(7), 778-787.
48. Hemmati, R., Hooshmand, R. and Khodabakhshian, A. (2013). Reliability constrained generation expansion planning with consideration of wind farms uncertainties in deregulated electricity market. *Energy Conversion and Management*, 76, 517-526.
49. Hemmati, R., Hooshmand, R. A. and Khodabakhshian, A. (2016). Coordinated generation and transmission expansion planning in deregulated electricity market considering wind farms. *Renewable Energy*, 85, 620-630.
50. Moghaddam, M. M., Javidi, M. H., Moghaddam, M. P. and Buygi, M. O. (2014). Reliability-based generation resource planning in electricity markets. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 22(4), 909-923.
51. Sarjiya, Budi, R. F. S. and Hadi, S. P. (2019). Game theory for multi-objective and multi-period framework generation expansion planning in deregulated markets. *Energy*, 174, 323-330.
52. Rivier, M., Ventosa, M., Ramos, A., Martínez-Córcoles, F. and Toscano, Á. C. (2001). A generation operation planning model in deregulated electricity markets based on the complementarity problem. *In Complementarity: Applications, Algorithms and Extensions*, 273-295.
53. Hobbs, B. F. (2001). Linear complementarity models of Nash-Cournot competition in bilateral and POOLCO power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 194-202.

54. Jin, S. and Ryan, S. M. (2014). A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market: Part I. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 132-141.
55. Xiaotong, L., Yimei, L., Xiaoli, Z. and Ming, Z. (2012). Generation and transmission expansion planning based on game theory in power engineering. *Systems Engineering Procedia*, 4, 79-86.
56. Dranka, G. G., Ferreira, P. and Vaz, A. I. F. (2021). A review of co-optimization approaches for operational and planning problems in the energy sector. *Applied Energy*, 304, 117703.
57. Oree, V., Hassen, S. Z. S. and Fleming, P. J. (2017). Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 790-803.
58. Dagoumas, A. S. and Koltsaklis, N. E. (2019). Review of models for integrating renewable energy in the generation expansion planning. *Applied Energy*, 242, 1573-1587.
59. Khodaei, A., Shahidehpour, M., Wu, L. and Li, Z. (2012). Coordination of short-term operation constraints in multi-area expansion planning. *IEEE transactions on power systems*, 27(4), 2242-2250.
60. Hemmati, R., Hooshmand, R. A. and Khodabakhshian, A. (2013). Comprehensive review of generation and transmission expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(9), 955-964.
61. Gonzalez-Romero, I. C., Wogrin, S. and Gómez, T. (2020). Review on generation and transmission expansion co-planning models under a market environment. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(6), 931-944.
62. Alizadeh, B. and Jadid, S. (2015). A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 65, 408-418.
63. Uyan, Z. (2018). *Co-optimization Models of Generation and Transmission Investments with Market-Clearing Equilibrium*. Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi, Kadir Has Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
64. Alanazi, M., Mahoor, M. and Khodaei, A. (2020). Co-optimization generation and transmission planning for maximizing large-scale solar PV integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 118, 105723.
65. Ahmadi, S., Mavalizadeh, H., Ghadimi, A. A., Miveh, M. R. and Ahmadi, A. (2020). Dynamic robust generation–transmission expansion planning in the presence of wind farms under long-and short-term uncertainties. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(23), 5418-5427.
66. González, F. F., Sauma, E. and van der Weijde, A. H. (2022). Community energy projects in the context of generation and transmission expansion planning. *Energy Economics*, 108, 105859.

67. Farrokhifar, M., Nie, Y. and Pozo, D. (2020). Energy systems planning: A survey on models for integrated power and natural gas networks coordination. *Applied Energy*, 262, 114567.
68. Zeng, Q., Zhang, B., Fang, J. and Chen, Z. (2017). A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system. *Applied energy*, 200, 192-203.
69. Gholami, A., Nafisi, H., Askarian Abyaneh, H. and Jahanbani Ardakani, A. (2021). Dynamic stochastic joint expansion planning of power systems, natural gas networks, and electrical and natural gas storage. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 16(8), 1489-1506.
70. Rad, V. Z., Torabi, S. A. and Shakouri, H. (2019). Joint electricity generation and transmission expansion planning under integrated gas and power system. *Energy*, 167, 523-537.
71. Yamchi, H. B., Safari, A. and Guerrero, J. M. (2021). A multi-objective mixed integer linear programming model for integrated electricity-gas network expansion planning considering the impact of photovoltaic generation. *Energy*, 222, 119933.
72. Şentürk-Eker, C. (2017). *Market-Clearing Simulations and Analysis For Turkish Electricity Markets*. Yüksek Lisans Tezi, Kadir Has Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
73. İnternet: Economics Online, 2020, *Market Equilibrium*. Web: [http://www.economicsonline.co.uk/Competitive\\_markets/Market\\_equilibrium.html](http://www.economicsonline.co.uk/Competitive_markets/Market_equilibrium.html), Erişim Tarihi: 10.06.2022.
74. İnternet: Glossary of Statistical Terms, 2002, *Cournot (Nash) Equilibrium*. Web: <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3183>, Erişim Tarihi: 11.06.2022.
75. Day, C. J., Hobbs, B. F. and Pang, J.-S. (2002). Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 597-607.
76. Hobbs, B. F. and Helman, U. (2004). Complementarity-based equilibrium modeling for electric power markets. *Modeling prices in competitive electricity markets*. London: Wiley Series in Financial Economics, chapter 3.
77. Cottle, R. W., Pang, J. S. and Stone, R. E. (1992). *The linear complementarity problem*. San Diego: Academic Press, 137-218.
78. Fortuny-Amat, Xe, J. and McCarl, B. (1981). A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. *The Journal of the Operational Research Society*, 32(9), 783-792.
79. Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu. (2021). *Elektrik piyasası gelişim raporu*. Ankara: Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu, 19-30.

80. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2020). *türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu raporu (2020-2040)*. Ankara: ETBK, 1-2.
81. İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (2020). *Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri*. Web: <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>, Erişim Tarihi: 21.05.2022.
82. Elektrik Üretim A.Ş. (2020). *Sektör raporu*. Ankara: EÜAŞ, 19-38.
83. İnternet: IEA-NEA-OECD. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. Web: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf). Erişim Tarihi: 12.03.2022.
84. İnternet: IEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*. Web: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015>. Erişim Tarihi: 01.03.2022.
85. İnternet: IEA. (2020). *Projected Cost of Generating Electricity*. Web: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>. Erişim Tarihi: 22.05.2022.
86. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (2021). *Üretim-kapasite projeksiyonu, 2020-2040*. Ankara: TEİAŞ, 14-16.
87. İnternet: Enerji atlası. Web: <https://www.enerjiatlası.com>. Erişim Tarihi: 23.09.2022.
88. İnternet: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü (EİGM). *Yenilenebilir Enerji Potansiyel Atlasları*. Web: <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar>. Erişim Tarihi: 22.05.2022.





**EKLER**

## EK-1. KTDOP modeli

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\Xi^{UL} \cup \Xi^{Primal} \cup \Xi^{Dual}} & - \left( \alpha (\sum_g s_g + \sum_k s_k) - \frac{1}{2} \beta (\sum_g s_g + \sum_k s_k)^2 \right) + \\ & \sum_h C_{gh} y_{gh} + \sum_h I_{gh} x_{gh}^{KGP} + \sum_h C_{kh} y_{kh} \end{aligned} \quad (\text{E.1.1})$$

*Kısıtlar*

$$x_{kh}^{min} \leq x_{kh}^{KAP} \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.2})$$

$$x_{kh}^{KAP} = \sum_o x_{kho}^{KAP} B_{ho} \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.3})$$

$$-\alpha + \beta (\sum_g s_g + \sum_k s_k) + v_g + \lambda = 0 \quad \forall g \quad (\text{E.1.4})$$

$$C_{gh} - v_g + \rho_{gh}^{max} - \rho_{gh}^{min} - \lambda = 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.5})$$

$$I_{gh} - \rho_{kh}^{max} + \theta_{gh}^{max} - \theta_{gh}^{min} = 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.6})$$

$$\beta s_g + v_k + \lambda = 0 \quad \forall k \quad (\text{E.1.7})$$

$$-v_k + \rho_{kh}^{max} - \rho_{kh}^{min} - \lambda = 0 \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.8})$$

$$s_g - \sum_h y_{gh} = 0 \quad \forall g \quad (\text{E.1.9})$$

$$s_k - \sum_h y_{kh} = 0 \quad \forall k \quad (\text{E.1.10})$$

$$\sum_g \sum_h y_{gh} + \sum_k \sum_h y_{kh} - \sum_g s_g - \sum_k s_k = 0 \quad (\text{E.1.11})$$

$$y_{gh} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.12})$$

$$\rho_{gh}^{min} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.13})$$

$$y_{gh} \leq M_1 u_{1gh} \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.14})$$

$$\rho_{gh}^{min} \leq M_2 (1 - u_{1gh}) \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.15})$$

$$IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} - y_{gh} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.16})$$

$$\rho_{gh}^{max} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.17})$$

$$IO_{gh}^{KGP} + x_{gh}^{KGP} - y_{gh} \leq M_1 u_{2gh} \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.18})$$

$$\rho_{gh}^{max} \leq M_2 (1 - u_{2gh}) \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.19})$$

EK-1. (devam) KTDOP modeli

$$x_{gh}^{GEP} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.20})$$

$$\theta_{gh}^{min} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.21})$$

$$x_{gh}^{GEP} \leq M_1 u_{3gh} \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.22})$$

$$\theta_{gh}^{min} \leq M_2(1 - u_{3gh}) \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.23})$$

$$X_{gh}^{max} - x_{gh}^{GEP} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.24})$$

$$\theta_{gh}^{max} \geq 0 \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.25})$$

$$X_{gh}^{max} - x_{gh}^{GEP} \leq M_1 u_{4gh} \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.26})$$

$$\theta_{gh}^{max} \leq M_2(1 - u_{4gh}) \quad \forall g, h \quad (\text{E.1.27})$$

$$y_{kh} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.28})$$

$$\rho_{kh}^{min} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.29})$$

$$y_{kh} \leq M_1 u_{5kh} \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.30})$$

$$\rho_{kh}^{min} \leq M_2(1 - u_{5kh}) \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.31})$$

$$IO_{kh}^{CRP} - x_{kh}^{CRP} - y_{kh} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.32})$$

$$\rho_{kh}^{max} \geq 0 \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.33})$$

$$IO_{kh}^{CRP} - x_{kh}^{CRP} - y_{kh} \leq M_1 u_{6kh} \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.34})$$

$$\rho_{kh}^{max} \leq M_2(1 - u_{6kh}) \quad \forall k, h \quad (\text{E.1.35})$$

$$u_{1gh}, u_{2gh}, u_{3gh}, u_{4gh}, u_{5kh}, u_{6kh} \in \{0,1\} \quad \forall g, k, h \quad (\text{E.1.36})$$

$$x_{kho}^{KAP} \in \{0,1\} \quad \forall k, h, o \quad (\text{E.1.37})$$

$$v_g, v_k, \lambda \in \text{serbest} \quad \forall g, k \quad (\text{E.1.38})$$



*Gazili Olmak Ayrıcalıktır...*