

**ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASINDA ÇOK AMAÇLI
OPTİMİZASYON YAKLAŞIMI: TÜRKİYE ÖRNEĞİ**

Evren Can ÖZCAN

**DOKTORA TEZİ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**OCAK 2013
ANKARA**

Evren Can ÖZCAN tarafından hazırlanan “ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASINDA ÇOK AMAÇLI OPTİMİZASYON YAKLAŞIMI: TÜRKİYE ÖRNEĞİ” adlı bu tezin Doktora tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. Serpil EROL

.....

Tez Danışmanı, Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalında Doktora tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Ümit YÜCEER

.....

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı, T.Ü.

Prof. Dr. Serpil EROL

.....

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ

.....

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Prof. Dr. Hülya BAYRAK

.....

İstatistik Anabilim Dalı, G.Ü.

Yrd. Doç. Dr. İzzettin TEMİZ

.....

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı, G.Ü.

Tarih : 14/01/2013

Bu tez ile Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Doktora derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Şeref SAĞIROĞLU

.....

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Evren Can ÖZCAN

ELEKTRİK ÜRETİM PLANLAMASINDA ÇOK AMAÇLI OPTİMİZASYON YAKLAŞIMI: TÜRKİYE ÖRNEĞİ

(Doktora Tezi)

Evren Can ÖZCAN

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Ocak 2013

ÖZET

Ülkelerin sürdürülebilir gelişiminde ve çevre üzerinde, ülkelerce benimsenen enerji politikaları çok büyük öneme sahiptir. Bu nedenle; yerli, sürdürülebilir, çevreci ve ekonomik kaynakların bulunması ve bu kaynakların optimal dağıtımının yapılması bir zorunluluk halini almıştır. Bu çalışmada, Türkiye'nin gerçekleri ve gereksinimlerini yansıtan ve birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonu, CO₂ salınımının minimizasyonu, ithalatın minimizasyonu, fosil yakıt kullanımının minimizasyonu, istihdamın maksimizasyonu ve sosyal kabulün maksimizasyonu hedeflerini eş zamanlı olarak optimize eden çok amaçlı bir karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli önerilmiştir. Önerilen bu model, literatürde kabul görmüş olan uzlaşık programlama yöntemi ile dünya genelinde elektrik üretiminde kullanılan bütün enerji kaynakları dikkate alınarak çözülmüş ve Türkiye'de 2012-2023 yılları arasında oluşması beklenen toplam elektrik enerjisi talebini karşılamak için kaynak bazında 12 yıllık bir elektrik üretim planı ile inşa edilmesi öngörülen elektrik üretim tesisleri için bir yatırım planı elde edilmiştir.

Bilim Kodu : 906.1.148
Anahtar Kelimeler : Enerji kaynak planlaması, çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama, uzlaşık programlama yöntemi
Sayfa Adedi : 128
Tez Yöneticisi : Prof. Dr. Serpil EROL

**MULTIOBJECTIVE OPTIMIZATION APPROACH FOR ELECTRICITY
GENERATION PLANNING: CASE OF TURKEY**

(Ph. D. Thesis)

Evren Can ÖZCAN

**GAZI UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY**

January 2013

ABSTRACT

The most appropriate energy policy selection has great importance in terms of the countries' sustainable development and environment. Therefore, finding the local, sustainable, environmentally-friendly and economic resources and the optimal distribution of them have become a necessity. In this study, a multi-objective mixed integer linear programming model which reflects the Turkey's realities and necessities and optimizes the objectives of unit cost minimization, CO₂ emission minimization, export minimization, fossil resource usage minimization, employment maximization and social acceptance maximization simultaneously is proposed. This model is solved by compromise programming method that is widely accepted in literature by considering all the energy resources used for the electricity generation all over the world, and a 12-years electricity generation plan and an investment plan for the power plants foreseen to be constructed for the purpose of meeting the total electricity demand expected to occur between the years of 2012-2023 in Turkey are obtained.

Science Code	: 906.1.148
Key Words	: Energy resource planning, multi-objective mixed integer linear programming, compromise programming method
Page Number	: 128
Adviser	: Prof. Dr. Serpil EROL

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren Hocam Sayın Prof. Dr. Serpil EROL'a, yine kıymetli tecrübelerinden faydalandığım tez izleme komitesi üyeleri Sayın Prof. Dr. Ömer Faruk BAYKOÇ ve Sayın Prof. Dr. Ümit YÜCEER ile bu tezin hazırlanmasında teknik ve manevi desteklerini benden esirgemeyen Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Daire Başkanı Sayın Necmi YAŞAR'a teşekkür ederim. Beni bugünlere getiren ve benim için hiçbir fedakarlıktan kaçınmayan sevgili annem Aygün ÖZCAN ve rahmetli babam Mehmet ÖZCAN ile çalışmalarımın sağlıklı bir şekilde yürütmesinde bana her zaman yardımcı olan biricik eşim Nermin AVŞAR ÖZCAN'a teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	ix
ŞEKİLLERİN LİSTESİ	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ	1
2. ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜNÜN GENEL GÖRÜNÜMÜ	4
2.1. Dünyada Elektrik Üretim Sektörü	4
2.2. Türkiye’de Elektrik Üretim Sektörü	7
2.2.1. Türkiye’nin enerji kaynakları.....	11
3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	18
3.1. Çok Amaçlı Optimizasyon Yaklaşımlarını Kullanan Çalışmalar	18
3.2. Çok Ölçütlü Karar Verme Yöntemlerini Kullanan Çalışmalar.....	28
3.3. Önerilen Modelin Literatürdeki Çalışmalar ile Karşılaştırması.....	40
4. ENERJİ KAYNAKLARI DAĞITIM PROBLEMİ İÇİN ÇOK AMAÇLI OPTİMİZASYON YAKLAŞIMI.....	43
4.1. Matematiksel Model	43
4.1.1. Notasyonlar	43
4.1.2. Amaç fonksiyonları.....	45
4.1.3. Kısıtlar.....	48

Sayfa

4.2. Matematiksel Modelin Çözümünde Kullanılan Veriler.....	53
4.2.1. Talep verileri	53
4.2.2. İthalat ve ihracat verileri	55
4.2.3. Santral verileri	57
4.2.4. Kaynak potansiyeli.....	63
4.3. Uzlaşık Programlama Yöntemi.....	63
4.4. Uzlaşık Programlama Yöntemi ile Matematiksel Modelin Çözümü.....	67
4.4.1. Santral tiplerinin sosyal kabul faktörlerinin belirlenmesi	67
4.4.2. Amaç ağırlıklarının belirlenmesi.....	71
4.4.3. Modelin çözümü.....	72
5. MATEMATİKSEL MODELİN DOĞRULANMASI.....	84
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	86
KAYNAKLAR	91
EKLER.....	97
EK-1. Türkiye’de elektrik ithalat ve ihracatının 2012-2023 dönemi için tahmini.....	98
EK-2. Model kodu (Yüksek talep).....	102
EK-3. Model çıktıları (Yüksek talep)	110
ÖZGEÇMİŞ	113

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Türkiye birincil enerji arzı	8
Çizelge 2.2. Türkiye’de yıllara göre kişi başına düşen enerji ve elektrik tüketimi.....	8
Çizelge 2.3. Türkiye’de inşa halinde olan elektrik üretim santralleri	11
Çizelge 3.1. Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar.....	22
Çizelge 3.2. Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar	28
Çizelge 4.1. Türkiye elektrik enerjisi 2011-2020 projeksiyonu talep tahmini (Yüksek senaryo).....	54
Çizelge 4.2. Türkiye elektrik enerjisi 2011-2020 projeksiyonu talep tahmini (Düşük senaryo).....	54
Çizelge 4.3. Türkiye’de elektrik ithalatının yıllara göre değişimi	55
Çizelge 4.4. Türkiye’de elektrik ihracatının yıllara göre değişimi	56
Çizelge 4.5. Santral tipleri ve temel veriler.....	58
Çizelge 4.6. Türkiye’nin enerji kaynakları potansiyeli	63
Çizelge 4.7. Ceza tablosu	66
Çizelge 4.8. Görüntü kirliliği kriteri için alternatiflere ait ikili karşılaştırma matrisi	68
Çizelge 4.9. Bölgeye olan katkı kriteri için alternatiflere ait ikili karşılaştırma matrisi	69
Çizelge 4.10. Çevresel ve mekânsal etkiler kriteri için alternatiflere ait ikili karşılaştırma matrisi	69
Çizelge 4.11. Kriterler arasındaki ikili karşılaştırma matrisi	69
Çizelge 4.12. Santrallerin sosyal kabul faktörleri	70
Çizelge 4.13. Amaç ağırlıkları	72
Çizelge 4.14. Uzlaşık programlama çözümü için ceza tablosu (Yüksek talep)	73
Çizelge 4.15. Uzlaşık programlama çözümü için ceza tablosu (Düşük talep).....	73

Çizelge	Sayfa
Çizelge 4.16. Türkiye’de üretilmesi gereken elektrik enerjisinin yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – x_{ij} – GWh)	75
Çizelge 4.17. Türkiye’de kullanılması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – S_{ij} – Adet)	76
Çizelge 4.18. Türkiye’de kurulması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – O_{ij} – Adet)	77
Çizelge 4.19. Türkiye’de yapılması gereken santral yatırımlarının yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – Milyon \$)	78
Çizelge 4.20. Türkiye’de üretilmesi gereken elektrik enerjisinin yıllara göre dağılımı (Düşük talep – x_{ij} – GWh)	79
Çizelge 4.21. Türkiye’de kullanılması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Düşük talep – S_{ij} – Adet)	80
Çizelge 4.22. Türkiye’de kurulması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Düşük talep – O_{ij} – Adet)	81
Çizelge 4.23. Türkiye’de yapılması gereken santral yatırımlarının yıllara göre dağılımı (Düşük talep – Milyon \$)	82
Çizelge 5.1. Modelin doğrulama sonuçları	85

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1.2011-2020 üretim kapasite projeksiyonu.....	9
Şekil 2.2. 2011 yılı Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı.....	10
Şekil 4.1. Sosyal kabul faktörünün belirlenmesi için hiyerarşik gösterim.....	67
Şekil 6.1. Enerji kaynakları kullanımının küresel ölçekte dönüşümü 2000-2100	90

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklama
tep	Ton petrol eşdeğeri
kep	Kilogram petrol eşdeğeri
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
kWh	Kilowatt-saat
GWh	Gigawatt-saat
TWh	Terawatt-saat
m³	Metreküp
CO₂	Karbon dioksit
SO₂	Kükürt dioksit
NO_x	Azot oksit türevleri
g	Gram
Kısaltmalar	Açıklama
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
OEDC	Avrupa Ekonomik İşbirliği Teşkilatı
GSYH	Gayri safi yurt içi hasıla
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AB	Avrupa Birliği
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
EIA	ABD Enerji Bilgi İdaresi
LPG	Liquefied petroleum gas (Sıvılaştırılmış petrol gazı)
LNG	Liquefied natural gas (Sıvılaştırılmış doğalgaz)

Kısaltmalar**Açıklama****EÜAŞ**

Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü

TEİAŞ

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü

MTA

Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü

BDT

Bağımsız Devletler Topluluğu

AHP

Analytic Hierarchy Process (Analitik Hiyerarşi Prosesi)

AOWA

Advanced Order Weighted Averaging

BOCR

Benefits Opportunities Costs Risks

ASPID

Analysis and Synthesis of Index at Information Deficiency

SIMUS

Sequential Interactive Model for Urban Sustainability

MURAME

Multicriteria Ranking Method

TOPSIS

Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution

VIKOR

VlseKriterijumska Optimizacija I Kompromisno Resenje

ELECTRE

Elimination and Choice Expressing Reality

PROMETHEE

Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations

ANP

Analytic Network Process

MACHBETH

Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique

NAIADE

Novel Approach to Imprecise Assessment and Decision Environments

CSP

Concentrated Solar Power (Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi)

PTC

Parabolic Trough Collector (Parabolik Oluk Kolektör)

CRS

Central Receiver System (Merkezi Alıcı Sistem)

Kısaltmalar**Açıklama****PV**

Photovoltaic (Fotovoltaik)

1. GİRİŞ

Enerji, insanların yaşam kalitesini yükselten, ülkelerin ekonomik ve sosyal ilerlemesinde sürükleyici bir rol oynayan ve bu sayede globalleşen dünyada ülkelerin rekabet edebilme gücünü artıran en temel unsurlardandır [1]. Nüfus artışı, sanayileşme ve kentleşme olguları, artan ticaret olanakları ve sürekli gelişen teknolojinin insan hayatında vazgeçilmez bir unsur haline gelişi ise enerjiye olan talebi her geçen gün biraz daha artırmaktadır [2].

Artan bu talebin karşılanması için ülkeler yeni tedbirler almakta, bu bağlamda, mevcut piyasa yapılarını, yaşadıkları sorun ve tecrübelerden edindikleri kazanımlar ile revize etmekte ve enerji sektörüne yapacakları yatırımları, hem mevcut sistemlerini güçlendirmek, hem de çağın gereklerini yerine getirmek üzere, kaynak temininde dışa bağımlılığı azaltarak, kesintisiz, çevreye duyarlı ve düşük maliyetli enerji üretimini sağlamak doğrultusunda yapılandırmaktadırlar.

Türkiye’de enerji konusunda dünya ortalamasının üzerinde gerçekleşmeye devam eden talep artışı ve buna bağlı olarak artan yatırım ihtiyacı, Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti’nin bir dizi tedbirler almasını zorunlu kılmıştır. Bu kapsamda, Türkiye’nin elektrik enerjisi üretim sektöründe uzun vadeli hedeflerini ortaya koyan Elektrik Enerjisi Piyasası Arz Güvenliği Strateji Belgesi, 2009 yılında Yüksek Planlama Kurulu Kararı ile uygulamaya konulmuş ve söz konusu Strateji Belgesi çerçevesinde; gelişen teknoloji, dünya enerji sektöründe yaşanan gelişmeler, özellikle gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde uygulanan çevreye duyarlı elektrik üretim felsefesi, Türkiye’nin yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları konusundaki zenginliği ve Türkiye’nin ulusal öncelikleri dikkate alınarak; enerji arz güvenliği, Türkiye’nin enerji alanında bölgesel ve küresel etkinliği, enerji, tabii kaynaklar ve madencilik faaliyetlerinin çevre ile ilişkisi gibi konularda 2010-2014 dönemi için stratejik hedefler tespit edilmiştir [2]. Bu stratejiler ile yapılan planlamaya ek olarak, gerekli mevzuat düzenlemeleri de ilgili kurum ve kuruluşlarca gerçekleştirilmektedir.

Bu bağlamda bu tez çalışması kapsamında, ülkelerin sürdürülebilir kalkınması için kaynak temininde dışa bağımlılığın azaltılarak, sürdürülebilir ve çevreci kaynakların bulunup, kesintisiz, verimli, çevreye duyarlı ve düşük maliyetli elektrik enerjisi üretiminin sağlanması gerekliliğinden ve elektrik üretiminin yaklaşık yarısını [3] sahip olduğu yüksek yerli ve yenilebilir enerji kaynakları potansiyelinden ziyade, kaynak mevcudiyeti olmayan doğalgazdan karşılayan Türkiye'nin ihtiyaçlarından yola çıkarak, yukarıda bahsedilen dünya elektrik üretim sektöründeki eğilimler, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB) stratejik hedefleri [2] ve literatürdeki çalışmalar da dikkate alınarak enerji kaynak planlaması problemi için çok amaçlı bir karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli önerilmiştir. Türkiye'nin gerçeklerini ve gereksinimlerini yansıtan bu modelin, literatürde kabul görmüş olan uzlaşık programlama yöntemi ile dünya genelinde elektrik üretiminde kullanılan bütün enerji kaynakları dikkate alınarak çözümü neticesinde, Türkiye genelinde 2012-2023 yılları arasında oluşması beklenen toplam elektrik enerjisi talebini; maliyetleri, CO₂ salınımını, elektrik enerjisi ithalatını ve fosil yakıt kullanımını minimize ederek, toplum tarafından kabul edilebilirlik seviyesi yüksek olan elektrik üretim santrallerinde istihdam olanaklarını da maksimize edecek şekilde karşılamak için kaynak bazında 12 yıllık bir elektrik üretim planı ile elektrik üretim sektörüne yapılması gereken santral yatırımlarının yıllara göre dağılımı elde edilmiştir. Elektrik üretiminde uzun vadeli olarak kabul edilen 12 yıllık bu plan elde edilirken, literatürdeki çalışmalarda sıklıkla dikkate alınan sosyal kabulün maksimizasyonu amaç fonksiyonunun çözümü için gerekli olan santral tiplerinin sosyal kabul faktörlerinin analitik bir temelde belirlenebilmesi için Analitik Hiyerarşi Prosesi (AHP) kullanılmış, işletme, bakım, rehabilitasyon ve yakıt giderlerinin bütünleşik olarak ele alındığı değişken üretim maliyeti, ithalat maliyeti ve yeni kurulacak santrallara ilişkin yatırım maliyetinin yanı sıra ihracat getirisi ve yenilenebilir enerji santralleri için karbon azaltımından elde edilen getiri birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonu amaç fonksiyonuna eklenerek, problem ekonomik anlamda mümkün olan en geniş kapsamda ele alınarak enerji kaynakları dağıtım problemi literatürüne önemli katkılar sağlanmıştır.

Bu tez kapsamında ilk olarak dünya ve Türkiye'deki elektrik üretim sektörleri genel hatlarıyla ele alınmıştır. 2. Bölümde, Türkiye'deki elektrik üretim sisteminin detayları ile Türkiye'nin enerji kaynakları potansiyelinden bahsedilerek, 3. Bölümde literatürde yapılan çalışmalar, çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar ve çok ölçütlü karar verme yöntemlerini kullanan çalışmalar başlıkları altında incelenmiştir. Bu bölümde ayrıca, bu tez çalışması kapsamında önerilen modelin literatürdeki çalışmalar ile karşılaştırmasına detaylı bir şekilde yer verilmiştir. Enerji kaynakları dağıtım problemi için önerilen çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli, bu modelin çözümü için kullanılan uzlaşık programlama yöntemi ve modelin çözümünde kullanılan veriler 4. Bölümde verilmiş olup, modelin çözümü neticesinde elde edilen sonuçlar ile gerçek sistem sonuçlarının karşılaştırmasını içeren modelin doğrulama sonuçları 5. Bölümde sunulmaktadır, 6. Bölümde sonuçlar ve öneriler vurgulanmıştır.

2. ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜNÜN GENEL GÖRÜNÜMÜ

Bu tez çalışması kapsamında enerji kaynakları dağıtım problemi için önerilen çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modelinin oluşturulmasında referans alınan unsurlardan bir tanesi, dünya ve Türkiye’deki elektrik üretim sistemlerinin işleyişi ve orta vadede bu sektörün dünya genelindeki eğilimleridir.

2.1. Dünyada Elektrik Üretim Sektörü

Dünyadaki nüfus artışı, uzun dönemde ortalama %3,5 büyümesi beklenen dünya ekonomisi ile sanayileşme ve kentleşme, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi önemli ölçüde artırmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ve Amerika Birleşik Devletleri (ABD) Enerji Bilgi İdaresi (EIA) tarafından yapılan projeksiyon çalışmaları, mevcut enerji politikalarının devamı halinde 2035 yılında dünya enerji talebinin ortalama yıllık %1,6’lık artışlarla, 2009 yılına göre %51 artacağına işaret etmektedir. Talep artışı miktarının %86,2’sinin, 2009-2035 döneminde ekonomik büyüme oranları yüksek (yıllık ortalama %4,9) öngörülen ve hızlı nüfus artış oranına (yıllık ortalama %1) sahip Avrupa Ekonomik İşbirliği Teşkilatı (OECD) dışı ülkelerde (özellikle Çin ve Hindistan’da) yıllık ortalama %2,3’lük bir değerle oluşacağı tahmin edilmektedir. Aynı dönemde yıllık gayrisafi yurt içi hasıla (GSYH) artış ortalaması %2,2 olarak öngörülen OECD ülkelerinde ise yıllık ortalama %0,5’lik artışlar beklenmektedir. 2015-2035 yılları arasında Çin’in dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumunda olacağı, hatta 2035 yılında ABD’nin tüketeceği enerjiden %70 daha fazla enerji tüketeceği, yine 2035 yılında Hindistan’ın sırasıyla Çin, ABD ve Avrupa Birliği’nin (AB) ardından dördüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Söz konusu dört büyük tüketici, 2020 yılında dünya toplam enerji arzının %56,3’ünü, 2035 yılına gelindiğinde ise %55,5’ini tüketmekte olacaktır. Bu talep artışının sürdürülebilir koşullarda karşılanabilmesi için ise, 2011-2035 döneminde enerji sektöründe yaklaşık 37,9 trilyon dolar (2010 rakamlarıyla) değerinde yatırım yapılmasına ihtiyaç duyulacağı öngörülmektedir [4].

Elektriğin tüm dünyada 2035 yılına kadar en hızlı büyüyen (%2,7) son kullanıcı enerji formu olması, nihai enerji tüketimindeki payının ise 2008'deki %17,3 düzeyinden 2020'de %20'ye, 2035'te ise %23,5'e çıkması beklenmektedir [4].

IEA tarafından hazırlanan ve mevcut politikaların devamını öngören senaryo çalışmasına göre elektrik üretiminin, 2009'da 20.043 TWh'den ortalama %2,6'luk artışlarla 2020'de 28.569 TWh'e, 2030'da 35.468 TWh'e ve 2035'de 39.368 TWh'e yükselmesi beklenmektedir. Bu rakamlar 2009-2035 döneminde %96,4'lük bir artışa işaret etmektedir. Benzer şekilde, EIA tarafından hazırlanan senaryo çalışmasına göre ise, 2008'de 19.100 TWh olan elektrik üretiminin 2020'de 25.500 TWh'e yükselmesi beklenmektedir. Söz konusu senaryo çalışmasında, 2035'de elektrik üretiminin 2008 – 2035 döneminde toplam %84,3'lük bir artışla (yıllık %2,3'lük artışlarla) 35.200 TWh'e yükseleceği öngörülmektedir [4].

Özellikle gelişmekte olan ülkelerde görülen ekonomik kalkınma hamleleri, elektrik enerjisi talebinin de ivmeli bir şekilde artmasına sebep olmaktadır. Bunun sonucu olarak, IEA senaryo çalışmasındaki elektrik üretiminde öngörülen 19.325 TWh'lik artışın %81,7'sinin, 2009-2035 döneminde ortalama yıllık %1,1 oranında artış beklenen ve Türkiye'nin de aralarında bulunduğu OECD üyesi ülkelere ziyade, %3,8 oranında kuvvetli bir artış beklenen OECD üyesi olmayan ülkelere gerçekleşeceği ve tüm dünyada elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin 2009-2035 döneminde brüt 4.081 GW artacağı beklenmektedir. Bu bağlamda IEA tarafından hazırlanan yeni politikalar senaryosuna göre, elektrik üretim sektörünün 2011-2035 döneminde yapılması beklenen 37,9 trilyon dolarlık enerji yatırımlarındaki payının tek başına 16,9 trilyon dolar (2010 \$ fiyatlarıyla) olacağı öngörülmektedir. Bu miktarın %58'inin yeni elektrik üretim santrallerinin inşasına, %31'inin dağıtım, %11'inin de iletim ağlarına harcanması planlanmaktadır. Geriye kalan 21 trilyon dolarlık yatırımın 10 trilyonunun petrol, 9,5 trilyonunun doğalgaz ve 1,2 trilyonunun da kömür sektöründe yatırıma dönüşeceği hesaplanmıştır. Bu yatırımların %62,6'sının, talep ve üretimin en hızlı arttığı OECD dışı ülkelere (tek başına Çin 5,8 trilyon dolar ve Rusya 2,5 trilyon dolar) yapılması beklenmektedir [4].

Elektrik üretim sektörü enerji kaynakları açısından ele alındığında birincil enerji arzında, petrol, doğalgaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmekte ve enerji talebindeki artışın (2009-2035 dönemi) %77,8'lik bölümünün bu kaynaklardan karşılanması öngörülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları için bu oran %16,5 iken, nükleer enerji için %5,7'lik bir pay söz konusudur. 2020 yılında birincil enerji arzındaki en büyük paya (%29,6) sahip olacağı beklenen petrolün, 2035 yılında ilk sıradaki yerini kömüre (%29,6) bırakacağı düşünülmektedir. Doğalgazın ise elektrik üretimindeki payını koruması beklenmektedir [4].

Tüketim tarafına bakıldığında ise mevcut politikaların devamı halinde, en hızlı artışın doğalgaz tüketiminde olacağı hesaplanmaktadır. Doğalgaz tüketiminin ortalama yıllık %2'lik artışlarla 2035 yılında 2009 yılına göre %65,6 artması beklenmektedir. Aynı dönemde petrol tüketiminin ortalama %0,9'luk artışlarla %25,2, hidrolik dışı yenilenebilir enerji kaynakları tüketiminin %1,94'lük artışlarla %64,6 ve kömür tüketiminin ise %1,9'luk artışlarla %64,5 artacağı öngörülmektedir. Bu dönemde fosil yakıt fiyatlarının yüksek seyredeceği ve hükümetlerin fosil yakıtlara alternatif enerji kaynaklarına (özellikle yenilenebilir enerji kaynakları ve nükleer enerji) yöneliminin artacağı tahmin edilmektedir [4].

Kömür yakıtlı elektrik üretiminin 2035 yılına kadar ortalama yılda %2,9 artması beklenmektedir. Ancak kömürden elektrik üretimi ile ilgili projeksiyonlar, sera gazı emisyonlarını azaltmaya veya sınırlamaya yönelik ulusal mevzuatların veya uluslararası anlaşmaların yürürlüğe girmesine, sabit karbon vergisi veya emisyon ticareti gibi maliyet artırıcı uygulamalara ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelen ulusal politikalara göre önemli ölçüde değişebilir. Bu tarz kısıtlamalar olmadığı taktirde, özellikle Çin, Hindistan, Endonezya ve Vietnam gibi zengin kömür yataklarına sahip ülkelerde, elektrik üretiminde daha pahalı yakıtların yerine kömürün kullanılması beklenmektedir [4].

Doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminin ise 2030 yılına kadar yıllık %2,7'lik bir oranda artması öngörülmektedir. Özellikle ABD'de bulunan kaya gazından (shale gas) yararlanılmaya başlanması, doğalgaz arz artışını beraberinde getirmiştir. Bu

bağlamda, orta vadede fiyatların düşük kalacağı beklentisi ile pek çok ülkede doğalgaz kullanımının artacağı düşünülmektedir [4].

Her ne kadar rekabet edebilirlik konusunda sorunları devam etse de, yüksek fosil yakıt fiyatları ve fosil yakıtların çevre üzerindeki olumsuz etkileri, dünyanın pek çok ülkesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılmasına yönelik bir teşvik mekanizmasının oluşturulmasını ya da mevcut teşvik sisteminin geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır. 2035 yılına kadar dünya genelinde hidrolik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde IEA'ya göre yıllık %3,3'lük, EIA'ya göre ise %3,1'lik artışlar beklenmektedir. Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki oranı 2008'de %4 iken, bu oranın 2020 yılında %11,7'ye, 2035'te ise %15,8'e yükseleceği ve hidroelektrik kurulu gücünün aynı dönemde %20'den %17'ye gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan elektrik üretim santrallerinin kurulu gücündeki artışa en büyük katkıyı (693 GW) ise rüzgar santrallerinin yapması beklenmekte ve bu kaynaklar ile gerçekleştirilecek elektrik üretiminin payının %19,5 (2009) seviyesinden 2020 yılında %22,1'e ve 2035 yılında da %23,2'ye ulaşacağı düşünülmektedir [4].

Nükleer enerji ile elektrik üretiminin ise 2009'da gerçekleşen 2.697 TWh değerinden 2035 yılında 4.053 TWh'e yükseleceği, ancak nükleer enerjinin toplam enerji üretimindeki payının %13'den %10'a düşeceği beklenmektedir. Dünyadaki nükleer santral kurulu gücünün ise 2009 yılındaki 393 GW değerinden, 2035'de 549 GW'a çıkması beklenirken (özellikle ABD, Çin ve Rusya'nın katkısı ile), nükleer kapasitede AB'de %27'lik bir düşüş öngörülmektedir [4].

2.2. Türkiye'de Elektrik Üretim Sektörü

Türkiye'de 2010 yılında 109,27 milyon ton petrol eşdeğerini (tep) geçen yıllık enerji arzı, bir önceki yıla nazaran yaklaşık %3'lük bir artış kaydetmiştir. Bu değer, 2015 yılında 170 milyon tep, 2020 yılında ise 222 milyon tep düzeyine ulaşacağı beklenmektedir. En son açıklanan verilere göre (2010 yılı) enerji arzında %31,9 ile doğalgaz en büyük paya sahip iken, bunu %30,7 ile kömür ve %26,7 ile petrol

izlemiş, geri kalan %10,7'lik kısım ise başta hidrolik olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları ve diğer kaynaklardan (odun) karşılanmıştır (Çizelge 2.1) [5].

Çizelge 2.1. Türkiye birincil enerji arzı [4]

	2008 (Bin tep)	2008 (%)	2009 (Bin tep)	2009 (%)	2010 (Bin tep)	2010 (%)
Kömür*	31.391	29,5	32.913	31,0	33.531	30,7
Doğalgaz	33.807	31,8	32.775	30,9	34.907	31,9
Petrol	31.784	29,9	30.565	28,8	29.221	26,7
Hidroelektrik	2.861	2,7	3.092	2,9	4.454	4,1
Odun	3.679	3,5	3.530	3,3	3.392	3,1
Jeotermal ısı, Diğer ısı	1.011	0,9	1.250	1,2	1.391	1,3
Biokütle	1.134	1,1	1.136	1,1	1.166	1,1
Jeotermal	140	<0,1	375	0,3	575	0,5
Güneş	420	0,4	429	0,4	432	0,4
Rüzgar	73	<0,1	129	0,1	251	0,2
Toplam	106.338	100	106.138	100	109.266	100

* Kömür; taşkömürü, linyit, asfaltit ve kok kömürü toplamını ifade etmektedir.

Türkiye’de, sanayinin temel girdileri arasında yer alan enerji sektöründeki büyüme rakamları, gelişmiş ülkelerinkine kıyasla oldukça yüksektir. Son 10 yılda Türkiye, elektrik ve doğalgaz tüketim artış oranları bakımından Avrupa’da ilk, dünyada ise Çin’den sonra ikinci sırada yer almaktadır. 2010 itibariyle Türkiye’de, kişi başına enerji tüketiminin %1,3 artışla 1,482 kilogram petrol eşdeğeri (kep), elektrik tüketiminin ise %8,56 artışla 2.347 kWh olduğu hesaplanmıştır (Çizelge 2.2) [4].

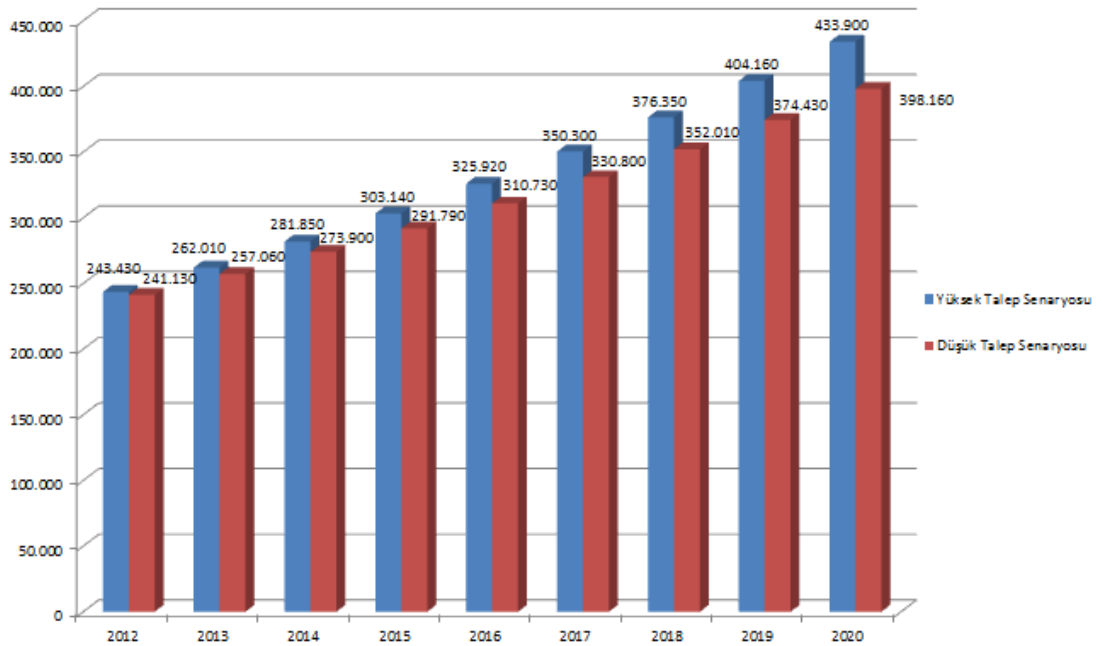
Çizelge 2.2. Türkiye’de yıllara göre kişi başına düşen enerji ve elektrik tüketimi [4]

	2008	2009	2010	2009-2010 (Değişim)
Nüfus	71.517.100	72.561.312	73.722.988	+ % 1,37
Enerji tüketimi	1,496 kep	1,463 kep	1,482 kep	+ % 1,30
Elektrik tüketimi (net)	2.278 kWh	2.162 kWh	2.347 kWh	+ % 8,56

Enerji kaynakları bakımından net ithalatçı ülke konumunda olan Türkiye’de 2010 yılında enerji arzının petrolde %93, doğalgazda %98, taşkömüründe %90 olmak üzere toplamda %72,9'luk bölümü ithal edilmiştir. 2010 yılında ithal edilen

doğalgazın yaklaşık %46'sı Rusya (2009'da %51), %24'ü İran (2008'de %16), %14'ü Azerbaycan (2009'da %15), %12'si Cezayir (2008'de %14) ve %4'ü de Nijerya'dan (2009'da %3) temin edilmiştir. Bu doğalgazın %56,5'i elektrik üretiminde (2009'da %52,9), %21,4'ü konutlarda (2009'de %25,4), %20,1'i ise sanayide (2009'da %19,5) kullanılmıştır [4].

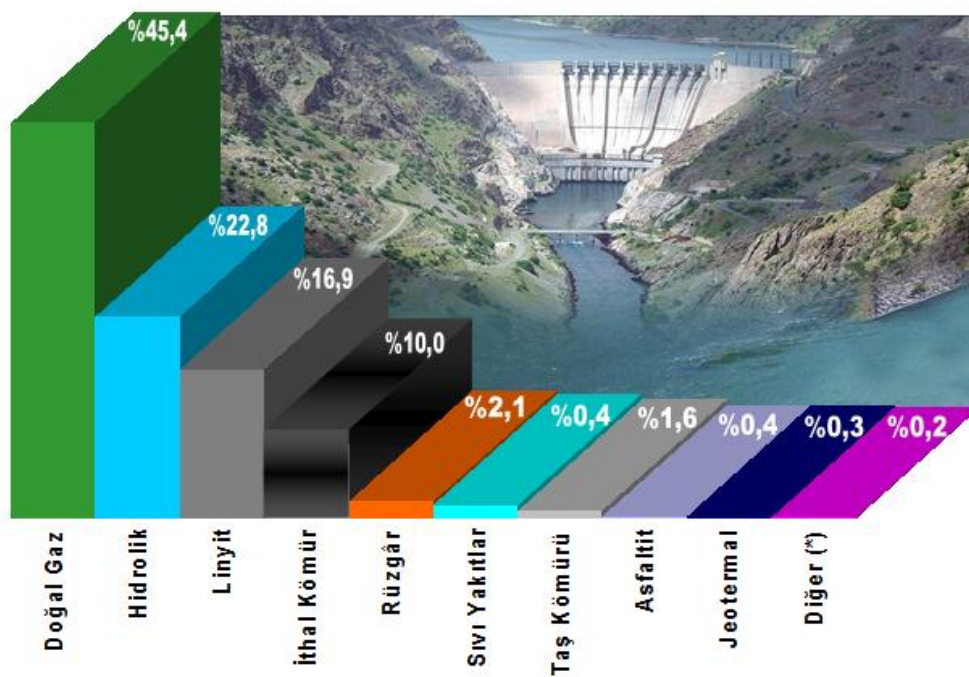
Türkiye'nin 2011 yılı sonu itibariyle kurulu gücü 52.911,1 MW'dır. Bu kurulu gücün %45,64'ü bir Kamu İktisadi Teşekkülü olan Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü'ne (EÜAŞ) aittir. 2011 yılında Türkiye'de elektrik tüketimi bir önceki yıla (210,4 milyar kWh) göre %8,98 artarak 229,3 milyar kWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre (211,2 milyar kW) %8,6 artarak 229,4 milyar kWh (EÜAŞ-%40,26) olarak gerçekleşmiştir [3,4,6]. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü (TEİAŞ) tarafından yapılan projeksiyon çalışmasında elektrik enerjisi talebinin, 2020 yılında yüksek talep senaryosuna göre 433.900 GWh, düşük talep senaryosuna göre ise 398.160 GWh düzeyine ulaşacağı tahmin edilmektedir (Şekil 2.1) [6].



Şekil 2.1. 2011-2020 üretim kapasite projeksiyonu [6]

Enerji kaynakları açısından 2011 yılı itibariyle, toplam elektrik üretiminin %45,36'sı

doğalgazdan, %28,87'si kömürden, %0,39'u sıvı yakıtlardan, %22,82'si hidrolik kaynaklardan ve %2,56'sı diğer yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır (Şekil 2.2). 2010 yılı ile kıyaslandığında özellikle ithal kömür ve rüzgardan yararlanma oranı 2011 yılında artarken; hidrolik başta olmak üzere sıvı yakıtlar (Sıvılaştırılmış petrol gazı – LPG –, motorin, nafta, fuel-oil) ve doğalgazın oranlarında düşüş olmuştur [3,7].



Şekil 2.2. 2011 yılı Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı

Türkiye, enerji sektöründe rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması yönünde adımlar atmaya devam etmekte olup, Mart 2011'de Avrupa Elektrik Piyasası ile tam uyumlu bir elektrik piyasasını uygulamaya koymuştur. Serbest üretim şirketlerine açılan elektrik üretim sektöründe özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik yürürlüğe konulan kanun, yönetmelik ve tebliğlerin etkisiyle, birçok yenilenebilir enerji santralının inşası sürmektedir. Ocak 2012 itibariyle, proje fiili gerçekleşme yüzdesi %10'un üzerinde olan inşa halindeki santrallerin listesi kaynak bazında Çizelge 2.3'de verilmiştir. İnşa halindeki kapasite değerleri incelendiğinde, yakın zamanda devreye girmesi planlanan kurulu güç kapasitesinin %53'ünün hidrolik santrallara ait olacağı görülmektedir. Hidroelektrik

santralları, doğalgaz (%16,5) ve ithal kömür (%11,4) ile rüzgar (%6,3) santralları takip etmektedir [4].

Çizelge 2.3. Türkiye’de inşa halinde olan elektrik üretim santralları [4]

Yakıt/Kaynak Türü	Santral Sayısı	İnşa Halindeki Kurulu Güç (MW)
Hidrolik	247	8.536,7
Doğalgaz	13	2.645,9
İthal kömür	2	1.821,5
Linyit	7	1.595,4
Rüzgar	24	1.010,8
Asfaltit	1	275,5
Jeotermal	4	82,5
Çöp gazı	3	46,2
Atık ısı	2	16,3
Biyogaz	2	3,1
Toplam	305	16.034

Mersin Akkuyu’da Rus sermayeli bir elektrik üretim şirketi tarafından Türkiye’nin ilk nükleer enerji santralının kurulum çalışmalarına 2014 yılında başlanması ve 4 yıl içerisinde 4.800 MW kurulu güce sahip olacak 4 üniteli santralin, 2019’dan itibaren takip eden her yıl için 1.200 MW’lık 1’er ünitesinin devreye alınarak tamamlanması planlanmaktadır [2]. Bunun yanı sıra, Sinop ilinde bir nükleer santralin inşası için hazırlık çalışmaları da devam etmektedir.

2.2.1. Türkiye’nin enerji kaynakları

Yukarıda da bahsedildiği üzere elektrik enerjisi; kömür, doğalgaz, petrol ve petrol türevleri, nükleer kaynaklar ve yenilenebilir enerji kaynaklarından (hidrolik, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, jeotermal kaynaklar, biokütle) üretilebilmektedir. Türkiye, sahip olduğu kaynak potansiyeli ve elektrik üretim santralları açısından bu kaynakların bir kısmından elektrik üretiminde etkin bir şekilde faydalanmaktadır. Bu potansiyelin daha verimli bir şekilde kullanılabilmesi için, Türkiye’de bir dizi santral ve kaynak çıkarma yatırıma ihtiyaç duyulmaktadır ve gerekli çalışmalar ETKB tarafından yürütülmektedir. Bu bağlamda, Türkiye’nin sahip olduğu enerji kaynakları

ve bunların potansiyelleri başlıklar halinde aşağıda verilmiştir.

Kömür

Dünya genelinde kömür rezervlerinin 297 trilyon tonu (%32) Asya Pasifik ülkelerinde, 254 trilyon tonu (%28) Kuzey Amerika ülkelerinde ve 222 trilyon tonu (%24) Bağımsız Devletler Topluluğu (BDT) ülkelerinde (Ermenistan, Azerbaycan, Beyaz Rusya, Kazakistan, Kırgızistan, Moldova, Rusya, Tacikistan, Türkmenistan, Özbekistan ve Ukrayna) bulunmaktadır [8].

Türkiye'nin rezerv ve üretim miktarları, linyitte dünya ölçeğinde orta düzeyde, taşkömüründe ise alt düzeyde olarak değerlendirilebilir. Toplam dünya linyit rezervinin yaklaşık %1,6'sı Türkiye'de bulunmaktadır. Türkiye'nin toplam linyit rezervi 12,4 milyar ton seviyesinde olup, işletilebilir rezerv miktarı 3,9 milyar ton düzeyindedir. Bununla birlikte linyit rezervlerinin büyük kısmının ısı değeri düşük olmasından dolayı, termik santrallarda kullanımı ön plana çıkmıştır. Türkiye linyit rezervinin yaklaşık %46'sı Afşin-Elbistan havzasında bulunmaktadır [8].

Türkiye'nin en önemli taşkömürü rezervleri ise Zonguldak ve civarındadır. Zonguldak Havzası'ndaki toplam taşkömürü rezervi 1,322 milyar ton, görünür rezerv ise 519 milyon ton düzeyindedir [8].

Türkiye'de linyitten elde edilebilecek elektrik enerjisi üretim potansiyeli, 118 milyar kWh/yıl civarında olup, bunun %33'lük kısmı değerlendirilmiştir. Bunun yanı sıra yapılan çalışmalar neticesinde, güncel linyit rezervi 11,7 milyar ton olarak revize edilmiştir. Diğer yandan çalışmaları halen devam eden sahalar bulunmakta olup, bu çalışmalarda Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü (MTA) tarafından 732 milyon ton yeni linyit rezervi olduğu raporlanmıştır. 11 milyar kWh/yıl potansiyele sahip olan taşkömürünün ise %21'lik kısmı değerlendirilmiş durumdadır [9].

Türkiye'de 2011 yılı sonu itibariyle linyite dayalı termik santrallerin kurulu gücü 8.139,7 MW olup, Türkiye kurulu gücünün %15,38'ini teşkil etmektedir. 52.911,1

MW'lık Türkiye toplam kurulu gücüne kömürün katkısı ise 12.490,7 MW'dır (%25,7). Bu kurulu güç ile 2011 yılında 66.217,9 GWh elektrik linyit, taşkömürü, asfaltit ve ithal kömür kaynakları ile üretilmiştir. Bu üretimde linyitin payı %58,7 iken, linyit kaynağı Türkiye toplam elektrik üretiminin %16,94'ünün gerçekleştirilmesi için kullanılmıştır [3].

Petrol

Dünya genelinde petrol rezervlerinin 102 milyar tonu (%57) Orta Doğu ülkelerinde, 16,7 milyar tonu (%9) BDT ülkelerinde ve 16,9 milyar tonu Afrika'da (%10) bulunmaktadır [10].

Dünya petrol rezervlerinin %65'i ve doğalgaz rezervlerinin %71'i Türkiye'yi çevreleyen Hazar Havzası ve Ortadoğu ile Rusya Federasyonu'nda bulunmaktadır. Orta Asya'daki rezervler dünya enerji talebini karşılamada önemli bir alternatif kaynak olarak ortaya çıkmaktadır. Türkiye, gerek coğrafi, gerekse jeopolitik konumu ile Ortadoğu ve Orta Asya'nın üretiminin dünya pazarlarına ulaşmasında hem bir köprü hem de bir terminal olma özelliğini taşımaktadır [9].

Türkiye'de 2011 yılı Kasım ayı itibariyle toplam 137,5 milyon ton ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir. Günlük çalışan ortalama kuyu sayısı 1.169 olup, günlük ham petrol üretimi 45.485 varildir. Türkiye'nin 2011 yılı Kasım ayı itibariyle kalan üretilbilir ham petrol rezervi 41,17 milyon ton düzeyindedir [9].

Türkiye'de 2011 yılı sonu itibariyle petrol ve petrol ürünlerine (fuel-oil, motorin, LPG, sıvılaştırılmış doğalgaz – LNG –) dayalı termik santrallerin kurulu gücü 1.229,2 MW olup, bu değer toplam kurulu gücün %2,3'üne karşılık gelmektedir. Bu santrallarda 2011 yılında toplam 903,5 GWh (%0,39) elektrik enerjisi üretilmiştir [3]. Bu santrallar, kaynak mevcudiyetinin çok düşük seviyelerde olması ve ithalat yolu ile karşılanan petrolün pahalı bir yakıt olmasından dolayı, Türkiye üretiminin önemli bir kısmını karşılayan doğalgaz, kömürlü termik ve hidroelektrik santrallardaki arızaların oluşması ve anlık güç ihtiyacının artması durumunda devreye alındığı için

oldukça düşük verimlerle çalıştırılmaktadır.

Doğalgaz

Dünyada doğalgaz rezervlerinin 76 trilyon m³'ü (%41) Orta Doğu ülkelerinde, 59 trilyon m³'ü (%33) BDT ülkelerinde ve 31 trilyon m³'ü (%17) Afrika/Asya Pasifik ülkelerinde bulunmaktadır [11].

Türkiye'de 2011 yılı Kasım ayı itibariyle toplam 12,60 milyar m³ doğalgaz üretimi gerçekleştirilmiştir. Kalan üretilebilir doğalgaz rezervi ise 5,6 milyar m³'dür. 2011 yılı Ekim ayı itibariyle 4,2 milyar m³'ü doğalgaz eş değeri LNG olmak üzere yaklaşık, 30,7 milyar m³ doğalgaz ithalatı, yine aynı dönemde toplam 30,1 milyar m³ yurtiçi doğalgaz satışı gerçekleştirilmiştir. Ayrıca, bu dönemde 580 milyon m³ doğalgaz da Yunanistan'a ihraç edilmiştir [9].

Türkiye'de 2011 yılı sonu itibariyle doğalgaz santrallerin kurulu gücü 17.158,9 MW olup, bu santraller Türkiye kurulu gücünün %32,43'ünü teşkil etmektedir. Bu kurulu güç ile 2011 yılında 104.047,6 GWh elektrik neredeyse tamamı ithal edilen doğalgaz ile üretilmiştir [3].

Hidrolik

Çeşitli elektrik üretim santralleri içerisinde hidroelektrik santraller, yenilenebilir enerji santralı grubuna girmeleri ve düşük potansiyel riskler taşımaları sebebiyle dünya genelinde tercih edilmektedir. Hidroelektrik santraller; yüksek verimli, yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü, işletme gideri çok düşük, devreye alınmaları hızlı olan ve kaynak açısından dışa bağımlı olunmayan elektrik üretim tesisleridir [12]. Hidroelektrik santrallerin diğer yenilenebilir enerji santrallerine nazaran; kuruldukları bölgenin doğal yapısını bozmaları (nehir kenarında var olan orman arazilerini tahrip etmesi, tarıma elverişli alanları su altında bırakarak kullanılamaz hale getirmesi, kullanılabilir tarım arazilerinde nehirden sulama yönünü değiştirmesi, v.b.), bölge halkını yerleşim

yerlerini değiştirmek zorunda bırakmaları, kurulumundaki teknik zorluklar, yüksek kurulum maliyetleri ve uzun kurulum süreleri nedeniyle toplum tarafından kabul edilirlilik düzeyleri oldukça düşüktür.

Türkiye'de teknik olarak değerlendirilebilir hidrolik potansiyel 140 GWh/yıl'dır [12]. 2011 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin hidroelektrik santral kurulu gücü 17.137,1 MW (%32,39) olup, bu tesislerde 52.338,6 GWh (%22,82) elektrik enerjisi üretilmiştir [3].

Rüzgar

Dünyada rüzgar kaynağından elektrik üretim potansiyeli 53 TWh/yıl olarak hesaplanmakta olup, dünya kurulu gücünün yaklaşık üçte biri Almanya'da bulunmaktadır. 2020 yılında 1.245 GW dünya rüzgar kurulu gücü hedefine ulaşmak için gereken yatırım miktarı yaklaşık olarak 692 milyar Euro'dur [13].

2007 yılında hazırlanmış olan Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası ile ülkemizde yıllık rüzgar hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000 MW, 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgar enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir [13].

2011 yılı sonu itibariyle Türkiye rüzgar kurulu gücü 1.728,7 MW (%3,27) olup, bu kurulu güç ile 4.723,9 GWh (%2,06) elektrik enerjisi üretilmiştir [3]. ETKB'nin 2010-2014 Stratejik Planında, 2015 yılına kadar rüzgar santrallarının kurulu gücünün 10.000 MW'a çıkarılması bir hedef olarak belirlenmiş olup [2], bu bağlamda EPDK tarafından 2011 yılında 3.488,9 MW kurulu gücünde 92 adet yeni rüzgar santralı projesine lisans verilmiştir [9]. Bu projelerden Ocak 2012 itibariyle 1.010,8 MW'lık 24 santralin inşasına devam edilmektedir [4].

Güneş

Dünyadaki bir çok ülkeden çok daha fazla güneş enerjisi potansiyeline sahip olan

Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2.640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışıınım şiddeti 1.311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) ve elektrik üretim potansiyeli 380 milyar kWh/yıl'dır [14]. Bu çarpıcı değerlere rağmen, halihazırda hiçbir güneş enerjisi santrali bulunmayan Türkiye'de, özel sektör tarafından yapılacak yatırımlara öncülük edilmesi için, EÜAŞ tarafından bir pilot santral kurulması planlanmıştır. Bu santralin fizibilite çalışması Haziran 2012 itibariyle tamamlanmış olup, santralin inşasına yönelik gerekli girişimler devam ettirilmektedir. Bu bağlamda, 2013 yılında güneş enerjisi santral yatırımlarına özel sektör tarafından başlanması ve Türkiye'nin yüksek güneş enerjisi potansiyelinden faydalanılması planlanmaktadır.

Jeotermal

Jeotermal enerji, yerin derinliklerindeki kayalar içinde birikmiş olan ısının akışkanlarca taşınarak rezervuarlarda depolanması ile oluşmuş sıcak su, buhar ve kuru buhar ile kızgın kuru kayalardan yapay yollarla elde edilen ısı enerjisidir. Jeotermal kaynaklar, yoğun olarak aktif kırık sistemleri ile volkanik ve magmatik birimlerin etrafında oluşmaktadır [15].

Jeotermal enerji, jeotermal kaynaklardan doğrudan veya dolaylı her türlü faydalanmayı kapsamaktadır. Düşük (20-70°C) sıcaklıklı sahalar başta ısıtma olmak üzere, sanayide ve kimyasal madde üretiminde kullanılmaktadır. Orta sıcaklıklı (70-150°C) ve yüksek sıcaklıklı (150°C'den yüksek) sahalar ise elektrik üretiminin yanı sıra, reenjeksiyon koşullarına bağlı olarak entegre şekilde ısıtma uygulamalarında da kullanılabilir [15].

Dünyada jeotermal enerji kurulu gücü 9.700 MW, yıllık üretim 80 milyar kWh olup, jeotermal enerjiden elektrik üretiminde ilk 5 ülke; ABD, Filipinler, Meksika, Endonezya ve İtalya'dır. Elektrik dışı kullanım ise 33.000 MW'dır. Dünyada jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarındaki ilk 5 ülke ise Çin, Japonya, ABD, İzlanda ve Türkiye'dir.

Türkiye, Alp-Himalaya kuşağı üzerinde yer aldığından oldukça yüksek jeotermal potansiyele sahip olan bir ülkedir. Türkiye'nin jeotermal potansiyeli 31.500 MW olup, potansiyel oluşturan alanlar Batı Anadolu'da (%77,9) yoğunlaşmıştır. Bu güne kadar potansiyelin %13'ü MTA tarafından kullanıma hazır hale getirilmiştir [15].

Türkiye'deki jeotermal alanların %55'i ısıtma uygulamalarına uygundur. Türkiye'de, jeotermal enerji kullanılarak 1.200 dönüm sera ısıtması yapılmakta ve 15 yerleşim biriminde 100.000 konut jeotermal enerji ile ısıtılmaktadır [15].

Türkiye'de jeotermal enerji arama çalışmaları son yıllarda hızlandırılmış, 2003 yılından itibaren MTA tarafından yapılan arama çalışmaları sonucu 840 MW jeotermal enerji kaynağı tespit edilmiştir. Jeotermal enerji potansiyelinin 1.500 MW'lık bölümünün elektrik enerjisi üretimi için uygun olduğu değerlendirilmekte olup, kesinleşen veri şu an için 600 MW'dır [15]. Türkiye'nin 2011 yılı sonu itibari ile jeotermal enerjisi kurulu gücü 114,2 MW (%0,22) düzeyine ulaşmıştır. Bu tesislerde 2011 yılında 694,4 GWh (%0,30) elektrik enerjisi üretilmiştir [3].

Biokütle

Türkiye'nin biokütle kaynakları; tarım, orman, hayvan, organik şehir atıkları vb.'den oluşmaktadır. Atık potansiyeli yaklaşık 8,6 milyon tep olup, bunun 6 milyon tep'i ısınma amaçlı kullanılmaktadır [16].

Bu çalışmada biogaz, bioetanol, biodizel ve biyoyakıt, biokütle kaynağı altında değerlendirilmiş olup, Türkiye'nin bu kaynak türündeki potansiyeli 93 milyar kWh/yıl olarak belirlenmiştir [17]. 2011 yılı sonu itibariyle 115,4 MW (%0,22) biokütle santralı kurulu gücüne sahip Türkiye'de, 469,2 GWh (%0,20) elektrik enerjisi üretilmiştir [3].

3. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Literatürde enerji kaynakları dağıtım problemi ile ilgili çalışmalar temel olarak, çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar ve çok ölçütlü karar verme yöntemlerini kullanan çalışmalar olmak üzere iki ana başlık altında toplanabilir. Bu bölümde, söz konusu başlıklar altında yapılan çalışmaların yanı sıra, bu tez çalışması kapsamında önerilen modelin literatürdeki çalışmalar ile karşılaştırması da verilmiştir.

3.1. Çok Amaçlı Optimizasyon Yaklaşımlarını Kullanan Çalışmalar

90'lı yılların ortasına kadar geleneksel enerji kaynakları dağıtım problemi, sınırlı kaynakları maliyet minimizasyonu ya da kâr maksimizasyonu gibi tek bir amaç altında ele alırken, son 20 yılda dikkate alınan kaynak çeşitliliği artmış ve problem bu kaynakların optimal dağıtımını çok amaçlı optimizasyon yaklaşımları ile ele alan bir yapıya kavuşmuştur. Ramanathan ve Ganesh [18], meskenlerdeki aydınlanma gereksiniminde 7 enerji kaynağının 12 amaç altında optimal dağıtımını için amaç programlama yaklaşımını kullanırlarken, Hoog ve Hobbs [19], maliyet, emisyonlar, bölgesel ekonomik etki ve son kullanıcılar için net değer gibi amaçları dikkate alan entegre kaynak planlama modelini geliştirmişlerdir.

Mezher v.d. [20] ile Pokharel ve Chandrashekara [21] tarafından yapılan çalışmalarda enerji kaynakları dağıtım problemini ekonomik ve çevresel boyutta ele alarak geliştirilen modeller (sırasıyla amaç programlama modeli ve çok amaçlı doğrusal programlama modeli); belirlenen 6 amaç, farklı enerji kaynakları ve farklı son kullanım noktaları için çözülerek literatürde daha sonra yapılacak çalışmalara önemli bir katkı sağlamışlardır.

Bu tez çalışması kapsamında geliştirilen modele benzer olarak, Yunanistan'da gelecekte oluşması beklenen elektrik enerjisi talebinin karşılanması için gerekli olan santral sayıları ve bu santrallarda üretilecek enerji miktarlarını veren çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli, Mavrotas v.d. tarafından

geliştirilmiştir [22]. Bu modelde, yalnızca maliyet (üretim + yatırım + işletme maliyetleri) ve emisyon minimizasyonu amaçları ile kömürlü, sıvı yakıtlı ve doğalgazlı elektrik üretim santralleri dikkate alınmış olup, kısıtlar arz ve talep dengesine yönelik olanlarla sınırlı tutulmuştur. Bu bağlamda bu tez çalışması kapsamında önerilen model, hem dikkate alınan amaçlar, hem enerji kaynakları, hem de Türkiye'nin gerçek durumunu ve hedeflerini yansıtan kısıt zenginliği açısından söz konusu modele göre önemli üstünlüklere sahiptir.

Agrawal ve Singh, enerji kaynakları dağıtım problemini bulanık ortamda ele almışlar ve ekonomik, çevresel ve teknik amaçların doğrusal bulanıklaştırılması ile bir bulanık çok amaçlı doğrusal programlama modeli geliştirmişlerdir. Modelin çözümü neticesinde, çalışma kapsamında türetilen “ekonomi yönelimli senaryo”, “enerji tasarrufu ve rasyonalizasyon senaryosu” ile “çevre yönelimli senaryo”nun sıralaması ve 7 enerji kaynağının optimum dağılımı elde edilmiştir [23].

Borges ve Antunes çalışmalarında, temel verimli çözümlere uygun, farklı olmayan bölgelerdeki parametrik diyagramın dağılma analizini temel alan bulanık çok amaçlı doğrusal programlama problemleri ile ilgili interaktif bir yaklaşım önermişlerdir. Bu yaklaşım, ulusal ölçekte enerji sistemleri ile ekonomi arasındaki etkileşimlerin belirlenmesinde karar vericilere destek sağlamak amacıyla geliştirilen enerji – ekonomi planlama modelinin katsayıları ile ilgili belirsizlik ve beklenmeyen durumların üstesinden gelebilmek için çalışma kapsamında örneklenmiştir [24].

Antunes v.d., geliştirdikleri çok amaçlı karışık tam sayılı programlama modeli ile, kömür, petrol ürünleri ve doğalgaz kaynakları için toplam genişleme maliyetinin, kurulu güç kapasitesi ile ilgili çevresel etkinin ve enerji çıktısı ile ilgili çevresel etkinin minimizasyonu amaçları altında, elektrik üretiminde bir kapasite artırımı planı elde etmişlerdir [25].

Kırsal enerji planlamasında yerleşim yeri içindeki aydınlatma, yatırımların dağılımında kilit bir rol oynamaktadır. Mantıksal bir dağılımın yapılması için ise, uygun yatırım yapılarının (kaynak ve cihaz uygunluğu açısından) belirlenmesi

hususunda karar vericiler alternatif stratejilere ihtiyaç duymaktadır. Bu bağlamda, bir bulanık karışık tam sayılı programlama modeli Jana ve Chattopadhyay tarafından toplam maliyet minimizasyonu, yerel olmayan kaynak kullanımının minimizasyonu ve sistem verimliliğinin maksimizasyonu amaçlarını dikkate alarak geliştirilmiş ve modelin çözümü neticesinde Hindistan'ın Narayangarh bölgesinin aydınlatılması için en uygun kaynak ve ekipman kombinasyonları elde edilmiştir [26].

Hindistan gibi gelişmekte olan ülkelerde enerji talebindeki ivmeli artış ve bu artış karşısında konvansiyonel enerji tedarik alternatiflerinin çaresiz kalmasından hareketle, Deshmukh ve Deshmukh tarafından bir amaç programlama modeli küçük ölçekli enerji kaynakları dağıtım problemi için geliştirilmiş ve küçük bir bölge içindeki enerji kaynaklarının optimum dağılımı elde edilmiştir [27].

Hindistan'ın Buldhana bölgesinde, kırsal ısıtma ve yemek pişirme amacıyla enerji planlaması problemi için Jinturkar ve Deshmukh tarafından geliştirilen bulanık karışık tam sayılı amaç programlama modeli ile, ekonomik, çevresel, sosyal ve yerel kaynak kullanımını temel alan çeşitli senaryolar dikkate alınmış ve maliyet ile emisyonları minimize edip, sosyal kabul ve yerel kaynak kullanımını maksimize ederek enerji kaynakları dağılımı elde edilmiştir [28].

Arnette ve Zobel, bölgesel ölçekte enerji planlama problemine odaklanmıştır. Çalışmalarında, bölgesel temelde mevcut fosil kaynak kullanan tesisler ile yenilebilir kaynak kullanan santrallerin optimal karışımını belirleyen bir çok amaçlı doğrusal programlama modeli geliştirmişlerdir. Modelin uygulaması için, rüzgar ve güneş enerjisi potansiyeli yüksek olan ve elektrik üretiminde yoğun olarak kömürün kullanıldığı ABD'nin doğusunda yer alan Applachian dağlarının güneyi seçilmiştir [29].

San Cristóbal, İspanya'nın kuzeyinde yer alan özerk Cantabria bölgesinde 5 lokasyonda elektrik üretimi amaçlı 5 enerji santralının yerleşimi için bir amaç programlama modeli geliştirmiştir. Bu model, her bir lokasyona farklı tipteki santrallerin yerleşimini mümkün kılmakta ve amaçtan toplam sapmaları minimize

ederek karşılaştırılabilir lokasyonlar ile eşleşen santrallerin sayısını maksimize etmektedir [30].

Enerji kaynakları dağıtım problemi için yukarıda bahsedilen çok amaçlı programlama yaklaşımlarını kullanan çalışmalar, dikkate alınan amaçlar, kısıtlar ve enerji kaynakları, son kullanım alanları ve kullanılan yöntemler bazında 2012 yılından geçmiş yıllara doğru Çizelge 3.1’de özetlenmiştir.

Çizelge 3.1. Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [20-30]

No	Yayın Adı	Optimize Edilen Amaçlar	Dikkate Alınan Enerji Kaynakları	Son Kullanım Alanları	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
30	A goal programming model for the optimal mix and location of renewable energy plants in the north of Spain	Karbondioksit salınımının, işletme ve bakım giderlerinin, yatırım maliyetlerinin, santraller arası mesafenin minimizasyonu ile üretimin, istihdamın ve sosyal kabulün maksimizasyonu	Rüzgar, hidroelektrik, güneş ve biokütle	Genel	Amaç programlama	San Cristóbal	2012
Kısıtlar: Bu çalışmada, 7 yerleşim yeri için yukarıda belirtilen kaynakları kullanan farklı kapasitelerde 7 santral yer dikkate alınmıştır. Problem çok kaynak ve çok bataklık noktalı şebeke problemi olarak ele alınmıştır. Her bir düğüm için akış kısıtları ve santral-yerleşim yeri eşleşme kısıtlarının yanısıra, kaynakların kapasiteleri ve yerleşim yerlerinin talepleri de modele kısıt olarak eklenmiştir.							
29	An optimization model for regional renewable energy development	Maliyetin ve sera gazı salınımlarının minimizasyonu	Kömür, nükleer, hidroelektrik, doğalgaz, fuel-oil, rüzgar, biokütle, güneş	Genel	Çok amaçlı doğrusal programlama	Arnette, Zobel	2012
Kısıtlar: Kaynakların kapasite kısıtları, talep kısıtı, yatırım kısıtı							

Çizelge 3.1 (Devam). Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [20-30]

No	Yayın Adı	Optimize Edilen Amaçlar	Dikkate Alınan Enerji Kaynakları	Son Kullanım Alanları	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
28	A fuzzy mixed integer goal programming approach for cooking and heating energy planning in rural	Maliyetin ve gaz salınımlarının minimizasyonu ile sosyal kabulün ve yerli kaynak kullanımının maksimizasyonu	Biokütle, LPG, gaz yağı ve güneş	Pişirme ve ısıtma	Bulanık karışık tamsayı amaç programlama	Jinturkar, Deshmukh	2011
Kısıtlar: Pişirme işlemi için enerji gereksinimi, ısıtma işlemi için enerji gereksinimi, pişirme işlemi için güneş ocaklarının kullanımının sınırlandırılması, pişirme ve ısıtma işlemleri için hayvansal gübre kullanımı, kaynak kısıtları							
27	A new approach to micro-level energy planning—A case of northern parts of Rajasthan, India	Maliyetin, gaz salınımlarının ve petrol ürünlerinin kullanımının minimizasyonu ile istihdam olanaklarının, sosyal kabulün, yerli kaynak kullanımının, güvenilirliğin ve sistem verimliliğinin maksimizasyonu	Biokütle, LPG ve güneş	Pişirme, su pompalama, aydınlatma, ısıtma, soğutma, ev aletleri	Amaç programlama	Deshmukh, Deshmukh	2009
Kısıtlar: Pişirme işlemi için enerji gereksinimi, aydınlatma işlemi için enerji gereksinimi, pompalama işlemi için enerji gereksinimi, ısıtma işlemi için enerji gereksinimi, soğutma işlemi için enerji gereksinimi, ev aletleri için enerji gereksinimi, pişirme işlemi için güneş ocaklarının kullanımının sınırlandırılması, pişirme ve ısıtma işlemleri için hayvansal gübre kullanımı, kaynak kısıtları							

Çizelge 3.1 (Devam). Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [20-30]

No	Yayın Adı	Optimize Edilen Amaçlar	Dikkate Alınan Enerji Kaynakları	Son Kullanım Alanları	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
26	Block level energy planning for domestic lighting- a multi-objective fuzzy linear programming approach	Toplam maliyetin ve yerli olmayan enerji kaynaklarının minimizasyonu ile sistemin toplam verimliliğinin (örneğin toplam enerji kullanımının minimizasyonu) maksimizasyonu	Gaz yağı, şebeke elektriği, biokütle ve güneş	Aydınlatma	Çok amaçlı bulanık doğrusal programlama	Jana, Chattopadhyay	2004
Kısıtlar: 3 çalışma saati için cihaz başına (şebeke elektriği kullanan aydınlatma noktaları hariç) birim sayısı gereksinimi, 5 çalışma saati için cihaz başına (şebeke elektriği kullanan aydınlatma noktaları hariç) birim sayısı gereksinimi, 3 çalışma saati için cihaz başına (şebeke elektriği ve biogaz kullanan aydınlatma noktaları hariç) birim sayısı gereksinimi, 5 çalışma saati için cihaz başına (şebeke elektriği ve biogaz kullanan aydınlatma noktaları hariç) birim sayısı gereksinimi, 3 çalışma saati için yalnızca gaz yağı kullanan aydınlatma noktası, 5 çalışma saati için yalnızca gaz yağı kullanan aydınlatma noktası, şebeke elektriği kullanan aydınlatma noktaları sayısı, güneş enerjisi tesisleri sayısı, biokütle tesisleri sayısı, hayvansal gübre mevcudiyeti							
25	A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning	Toplam genişleme maliyetinin, kurulu güç kapasitesi ile ilgili çevresel etkinin ve enerji çıktısı ile ilgili çevresel etkinin minimizasyonu	Kömür, petrol ürünleri ve doğal gaz	Belirtilmemiş	Çok amaçlı karışık tamsayılı doğrusal programlama	Antunes, Martins, Brito	2004
Kısıtlar: Güç ihtiyacı, mevcut birimlerin kurulu gücü, pik talep, kurulacak yeni tesislerin üretim kapasitesi, bütçe üst limiti, gaz emisyonlarının üst sınırı							

Çizelge 3.1 (Devam). Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [20-30]

No	Yayın Adı	Optimize Edilen Amaçlar	Dikkate Alınan Enerji Kaynakları	Son Kullanım Alanları	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
24	A fuzzy multiple objective decision support model for energy-economy planning	Enerji ithalatının ve karbondioksit salınımının minimizasyonu ile üretilen elektriğin maksimizasyonu	Belirtilmemiş	Belirtilmemiş	Çok amaçlı bulanık doğrusal programlama	Borges, Antunes	2003
Kısıtlar: Ödemelerin dengelenmesi, kamu açığı, her sektörün üretim kapasitelerinin alt ve üst sınırları, ithalat ve ihracatın alt ve üst sınırları, depolama kapasitesi ve hidrokarbonlar için güvenlik stokları, mal ve hizmetler için tutarlılık kısıtları, brüt katma değer ve gayri safi milli hasılayı tanımlayan kısıtlar							
23	Energy allocations for cooking in UP households (India): a fuzzy multi-objective analysis	Hayat çevrim maliyetinin, kömür ve petrol ürünlerinin kullanımının, karbon, sülfür ve azot salınımlarının minimizasyonu ile yerel enerji kaynaklarının kullanımının, işlemlerin uygunluğunun, güvenlik derecesinin ve performans tahmin edilebilirliği ve sürdürülebilirliğinin maksimizasyonu	Kömür, gaz yağı, LPG, biokütle, güneş, şebeke elektriği ve motorin	Pişirme	Bulanık amaç programlama	Agrawal, Singh	2001
Kısıtlar: Pişirme için toplam enerji talebi, güneş ocaklarının pişirme işleminde kullanımının sınırlandırılması, kaynak ve talep kısıtları							

Çizelge 3.1 (Devam). Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [20-30]

No	Yayın Adı	Optimize Edilen Amaçlar	Dikkate Alınan Enerji Kaynakları	Son Kullanım Alanları	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
22	An energy planning approach based on mixed 0-1 multiple objective linear programming	Yıllık elektrik üretim maliyeti ile toplam kükürt di oksit salınım miktarının minimizasyonu	Kömür, petrol ürünleri ve doğal gaz	Belirtilmemiş	Çok amaçlı karışık tamsayılı doğrusal programlama	Mavrotas, Diakoulaki, Papayannakis	1999
Kısıtlar: Kapasite ve talep kısıtları, minimum yük gereksinimleri							
21	Energy resource allocation using multi-objective goal programming: the case of Lebanon	Maliyetin, petrol ürünlerinin ve doğalgaz kullanımının ve gaz salınımlarının minimizasyonu ile sistem verimliliğinin, yerli kaynakların kullanımının ve istihdam olanaklarının maksimizasyonu	Motorin, doğalgaz, biokütle, güneş, kömür, rüzgar ve hidroelektrik	Piştirme, su pompalama, aydınlatma, ısıtma, sıcak su, ev aletleri	Amaç programlama	Mezher, Chedid, Zahabi	1998
Kısıtlar: Piştirme işlemi için toplam enerji talebi, pompalama işlemi için toplam enerji talebi, aydınlatma işlemi için toplam enerji talebi, ısıtma işlemi için toplam enerji talebi, sıcak su için toplam enerji talebi, ev aletleri için toplam enerji talebi, güneş ocaklarının piştirme işleminde kullanımının sınırlandırılması, hidroelektrik gücün mevcudiyeti, büyük baş hayvan popülasyonu							

Çizelge 3.1 (Devam). Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [20-30]

No	Yayın Adı	Optimize Edilen Amaçlar	Dikkate Alınan Enerji Kaynakları	Son Kullanım Alanları	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
20	A multiobjective approach to rural energy policy analysis	Maliyet, enerji girdisi ve gaz salınımının minimizasyonu ile verimlilik, istihdam ve yerli kaynak kullanımının maksimizasyonu	Odun, küspe, hayvansal gübre, biokütle, güneş, hidroelektrik, kömür ve gaz yağı	Ev aletleri, sıcak su, pişirme, ısıtma, aydınlatma	Çok amaçlı doğrusal programlama	Pokharel, Chandrashekara	1998
Kısıtlar: Talep kısıtları, kaynak kısıtları, teknolojik kısıtlar ve ithalat kısıtı							

3.2. Çok Ölçütlü Karar Verme Yöntemlerini Kullanan Çalışmalar

Çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmaların haricinde, enerji kaynakları planlaması problemi ile ilgili literatürde çok sayıda çok ölçütlü karar verme teknikleri kullanılarak hazırlanmış yayınlar da mevcuttur. Bu çalışmalara ait özet bilgiler; değerlendirme kriterleri, dikkate alınan enerji kaynak alternatifleri ve kullanılan yöntemler bazında Çizelge 3.2’de verilmiştir.

Çizelge 3.2. Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
31	Santralin ekonomik ömrü, mevcut kapasite, potansiyel kapasite, enerji yoğunluğu, sera gazı salınımı, yatırım, işletme ve bakım maliyeti	Fuel-oil, nükleer enerji, biokütle, rüzgar, doğalgaz, hidrolik ve kömür	AOWA	Suo, Li, Huang	2012
32	Verimlilik, yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti, gaz salınımları, alan kullanımı, sosyal kabul edilebilirlik ve istihdam olanakları	Kömür, nükleer enerji, güneş, rüzgar, hidrolik, biokütle ve kombine ısı	Bulanık TOPSIS	Kaya, Kahraman	2011
33	Güç, yatırım oranı, uygulama periyodu, işletme saatleri, yararlı ömür, işletme ve bakım maliyetleri ile gaz salınımı	Rüzgar, hidrolik, güneş, biokütle	Entegre VIKOR-AHP	San Cristóbal	2011

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
34	Net üretim, kurulum için kullanılmayan kiralık alan, ekolojik etki, görsel etki, bölgesel kullanım ve finansal etki	Güneş (PV teknolojisini kullanan tesisler)	ELECTRE IS	Haurant, Oberti, Muselli	2011
35	Maliyet, sera gazı ve partikül salınımı, teknolojik yeterlilik ve yerli kaynak kullanım durumu	Doğalgaz, biokütle, jeotermal ve atık ısı geri kazanımı	PROMETHEE I ve II	Ghafghazi, Sowlati, Sokhansanj, Melin	2010
36	Enerji üretim kapasitesi, teknolojik yeterlilik, yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti, yakıt maliyeti, gerçekleşme zamanı, ekosistem üzerindeki etki, gaz salınımı, gürültü, sosyal kabul ve görsel etki	Jeotermal, rüzgar, güneş, hidrolik ve biokütle	Bulanık Entegre VIKOR-AHP	Kaya, Kahraman	2010

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
37	Teknolojik yapılabilirlik, teknolojik risk, teknolojik güvenilirlik, seçilen teknolojinin hazırlık ve uygulama süresi, performansın tahmin edilebilirliği ve sürdürülebilirliği, yerel teknik bilgi, gaz salınımı, alan ihtiyacı, atık bertaraf gereksinimi, ulusal enerji politikası amaçları ile uygunluk, politik kabul, sosyal kabul, istihdam olanakları, uygulama maliyeti, fonların mevcudiyeti ve ekonomik değer	Nükleer enerji, biokütle, kömür, petrol, hidrolik, jeotermal, doğalgaz, rüzgar ve güneş	Bulanık AHP	Kahraman, Kaya	2010
38	Basınç toleransı, sıcaklık toleransı, kimyasal uygunluk, güvenilirlik, standart parça ve teknolojilerin kullanımı, standart parça sayısı, kolektör verimliliği, ideal dönüşüm verimliliği, direkt güneş ışığı konsantrasyonu, parasitik yük, kaynak kullanımını, ölçeklenebilirlik ve maliyetler	Güneş (5 CSP teknolojisi kıyaslanmıştır)	AHP	Nixon, Dey, Davies	2010

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
39	Teknolojik yeterlilik, ilk yatırım maliyeti, verimlilik, Kıbrıs'taki teknoloji uygulama potansiyeli ve sosyal kabul	Güneş (Faklı teşvik değerlerine sahip 3 PV tesisi)	AHP, ELECTRE, PROMETHEE	Theodorou, Florides, Tassou	2010
40	Yapılabilirlik, risk, güvenilirlik, hazırlık aşamasının süresi, uygulama aşamasının süresi, performansın sürdürülebilirliği ve tahmin edilebilirliği, yerli teknik bilgi, emisyon, alan gereksinimleri, atık bertaraf ihtiyacı, ulusal enerji politikası ile uygunluk, politik kabul, sosyal kabul, istihdam olanakları, uygulama maliyeti, fonların mevcudiyeti ve ekonomik değer	Biokütle, hidrolik, jeotermal, rüzgar ve güneş	Bulanık Aksiyomatik Tasarım ve Bulanık AHP	Kahraman, Kaya, Çebi	2009

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
41	Rüzgar mevcudiyeti, saha avantajı, rüzgar türbinlerinin fonksiyonları, finansal yapı, politik destek, gelişmiş teknolojiler, şebeke bağlantısı, kurulum, kavram karmaşası, teknik riskler ve alandaki belirsizlikler	5 Alan karşılaştırılmıştır.	BOCR ile ilişkili AHP	Lee, Chen, Kang	2009
42	Yatırım, işletme ve bakım maliyeti, konvansiyonel yakıtlardan tasarruf, teknolojik yeterlilik, tedarik güvenilirliği, gaz salınımları, yerel kalkınma üzerindeki katkı ve sosyal kabul	Rüzgar, hidrolik, güneş ve biokütle	PROMETHEE I ve II	Tsoutsos, Drandaki, Frantzeskaki, Iosifidis, Kiosses	2009

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
43	Kaynaklar arası geçiş gerekliliği, kullanılabilirlik oranı, tesislerin bakım sıklığı, toplam üretkenliğe etki, uzun dönem kullanım tutarlılığı, sıra dışı maliyetler, mevcut sistem teknolojisinin gelecekteki değişebilirliği, küçük değişimlere uygunluk, mevcut teknolojilere uygunluk, yeni kaynaklara erişme olasılığı, geniş alan kullanılabilirliği, uzun dönem kullanılabilirlik, yerli kullanılabilirlik, özel sektörün yatırım yapma uygunluğu, gelecekte yerli kaynak elde etme fırsatları, yatırım, işletme, işçilik ve bakım maliyeti, çevre üzerindeki etkiler, sosyal kabul, yabancı ülkelere bağımlılık, ekonomik kriz riski ve fiyat dalgalanması riski	Kömür, şebeke elektriği, akaryakıt, LPG ve doğalgaz	ANP ve BOCR Analizi	Önüt, Tuzkaya, Saadet	2008

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
44	Yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti, üretim kapasitesi, karbon salınımları, gürültü, ekonomik ömür, doğal çevre üzerindeki etki ve sosyal etkiler	Güneş, hidrolik, rüzgar, biokütle ve atıklardan elde edilen enerji	MACHBETH, Fayda-Maliyet Analizi	Burtonb, Hubaceka	2007
45	Tesiste kullanılacak yakıt ve karbon çeliği, paslanmaz çelik, bakır, alüminyum ve izolasyon malzemesi miktarı, gaz salınımları, yatırım ve işletme maliyetleri, verimlilik ve istihdam üzerindeki etki	Kömür, doğalgaz, biokütle, rüzgar ve güneş	ASPID Metodolojisi	Begic, Afgan	2007

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
46	Geri ödeme periyodunu kullanarak ekonomik anlamda gelecek vadetme, yatırım maliyeti, verimlilik oranı, sürdürülebilirlik ve tahmin edilebilirlik, yenilikçi teknoloji hakkında bilgi, ulusal enerji gerçeklerine teknolojinin adaptasyonu, doğal çevre üzerindeki etkiler, iklim değişikliği karşılaştırması, enerji bağımlılığının azaltılması, bölgesel gelişme ve istihdama katkı	Kömür, doğalgaz, akaryakıt, biokütle, rüzgar ve güneş	PROMETHEE II	Doukas, Patlitziannas, Psarras	2006
47	Yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti, üretim kapasitesi, sonlu enerji kaynaklarından tasarruf, teknolojik yeterlilik, gerçekleştirme süresi, karbondioksit salınımından kaçınma, görsel etki, gürültü, ekosistem üzerindeki etki ve sosyal kabul edilebilirlik	Rüzgar ve güneş	NAIADE Metodu, Bulanık Küme Teorisi	Cavallaro, Ciraolo	2005

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
48	Yakıt tüketimi, pişirme zamanı, dayanıklılık, kalite ve güvenilirlik, gelişmişlik düzeyi, alan ihtiyaçları, sürdürülebilirlik, takip ihtiyacı, yatırım maliyeti, aylık yakıt maliyeti, bakım maliyeti, mevcut devlet desteği, borçlanmadaki faiz oranı, gaz salınımı, işgücü gereksinimi ve estetik	Gaz yağı, biokütle, LPG, elektrik ve güneş	PROMETHEE	Pohekar, Ramachandran	2004
49	Maliyet, topografya, alt yapı, güvenlik ve ulaşım kolaylığı	Rüzgar	AHP	Aras, Erdoğan, Koç	2004
50	Bir santral kurulumu için potansiyel alanın uygunluğu, enerji kaynaklarının sürdürülebilirliği, yatırım, işletme ve bakım maliyetleri, politik ve diğer kontrol edilemeyen unsurlar	Hidrolik, rüzgar, güneş, biokütle, fosil yakıtlar, doğalgaz ve nükleer enerji	PROMETHEE I ve II	Topçu, Ülengin	2004

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
51	Ekolojik etki, sosyal ve ekonomik kazanımlar, eğitim potansiyeli, kaynak mevcudiyeti, teknik yapılabilirlik, finansal yeterlilik	Güneş, rüzgar, jeotermal ve hidrolik	AHP, SIMUS	Nigim, Munier, Green	2004
52	Konvansiyonel enerji tasarrufu, yatırımın geri dönüşü, istihdama katkı, çevresel baskılar ve yatırımın taşıdığı risk	Jeotermal	PROMETHEE I ve II	Haralambopoulos, Polatidis	2003
53	Ulusal enerji politika amaçları ile projenin tutarlılığı, projenin politik kabulü, projenin sosyal kabulü, projenin kapsamı ile acil karşılanması gereken ihtiyaçların karşılaştırması, uygulayıcı organizasyonların uygunluğu, projenin tahmin edilen toplam maliyeti, teknik yapılabilirlik, teknik risk, yerel kuruluşlar ile teknolojiye erişim, yerel teknolojik yeterlilik, yerel kuruluşların proje için hazır olma durumu, yerel teknoloji temeli üzerindeki çoğaltıcı etkiler, çevresel etki	142 proje önerisi arasında en acil, gelecek vadeden ve olgunlaşmış 20 proje karşılaştırılmıştır.	MURAME*	Goletsis, Psarras, Samouilidis	2003

*: Hibrit ELECTRE III ve PROMETHEE

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
54	Bölgesel ölçekte birincil enerji tasarrufu, teknik yeterlilik ve güvenilirlik, yerel teknik bilgi ile kurulum ve bakım ihtiyaçlarının tutarlılığı, performansın tahmin edilebilirliği ve sürdürülebilirliği, birincil enerji tasarruf maliyeti, gaz salınımları, alan kullanımı, diğer çevresel etkiler, istihdam etkisi, piyasa yetkinliği, politik ve yasal düzen ile uyum	Güneş, rüzgar, hidrolik, biokütle, hayvansal gübre, sanayi tesisleri ve yaşam alanlarından kazanılan enerji, odun, kombine ısı	ELECTRE III	Beccali, Cellura, Mistretta	2003
55	Verimlilik, kurulum maliyeti, işletme maliyeti, karbondioksit salınımları ve alan kullanımı	Kömür, güneş, jeotermal, biokütle, nükleer enerji, rüzgar, hidrolik ve doğalgaz	**	Afgan, Carvalho	2002

** : Bütün kriterlerin bütünleştirilmiş etkisini yansıtan ve sürdürülebilirliğin genel indeksi formunda ifade edilen karar verme prosedürüne dayalı bir çok kriterli değerlendirme yaklaşımı

Çizelge 3.2 (Devam). Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarını kullanan çalışmalar [31-57]

Kaynak No	Değerlendirme Kriterleri	Kaynak Alternatifleri	Kullanılan Yöntemler	Araştırmacılar	Yayın Yılı
56	Bölgesel ölçekte birincil enerji tasarrufu, teknik yeterlilik ve güvenilirlik, yerel teknik bilgi ile kurulum ve bakım ihtiyaçlarının tutarlılığı, performansın tahmin edilebilirliği ve sürdürülebilirliği, birincil enerji tasarruf maliyeti, gaz salınımları, alan kullanımı, diğer çevresel etkiler, istihdam etkisi, piyasa yetkinliği, politik ve yasal düzen ile uyum	Güneş, rüzgar, hidrolik, biokütle, hayvansal gübre, sanayi tesisleri ve yaşam alanlarından kazanılan enerji, kombine ısı	ELECTRE III	Beccali, Cellura, Ardente	1998
57	Yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti, pik talepleri karşılama güvenliği, işlemsellik, şebekenin durağanlığı, yerel faaliyetlerin uyumu, bölgesel istihdam, hava kalitesi, gürültü, görsellik, sonlu enerji kaynaklarının tükenmesi, iklim değişikliği riski, ekosistemin korunumu, alan kullanımı, AB çevre politikasının uygulanması	8 Strateji Karşılaştırılmıştır	ELECTRE III	Georgopoulou, Lalas, Papagiannakis	1997

3.3. Önerilen Modelin Literatürdeki Çalışmalar ile Karşılaştırması

Bu tez çalışması kapsamında önerilen çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli, enerji kaynakları dağıtım problemi literatüründe çok amaçlı optimizasyon yaklaşımlarını kullanan çalışmalar grubunda yer almaktadır. Bu bağlamda, bu modelin Bölüm 3.1’de verilen çalışmalar ile karşılaştırması tüm boyutları ile aşağıda sunulmuştur.

Elektrik üretiminde herkes tarafından kabul edilen, kesintisiz, çevreye duyarlı, düşük maliyetli ve güvenilir üretim felsefine paralel olarak, Çizelge 3.1’deki çalışmalarda sıklıkla dikkate alınan amaçların; maliyet minimizasyonu, sera gazı salınımlarının minimizasyonu, fosil yakıt kullanımının minimizasyonu ve sosyal kabulün maksimizasyonu olduğu görülmektedir. Bu çalışma kapsamında önerilen modelde dikkate alınan amaçların, bu bağlamda literatürle tutarlı olduğu açıktır.

Literatürdeki çalışmalar enerji kaynakları bazında, yalnızca yenilenebilir kaynaklarını dikkate alan çalışmalar, yalnızca fosil yakıtları dikkate alan çalışmalar ve her iki kaynak grubunu da dikkate alan çalışmalar olmak üzere 3 grup altında toplanabilir. Fosil yakıtlar ile yenilenebilir enerji kaynaklarını bir arada dikkate alan çalışmalar grubunda olan bu çalışmada enerji kaynakları; Türkiye’de ilgili enerji kaynağının potansiyelinin olması (taşkömürü, linyit, hidrolik, güneş, rüzgar, biokütle ve jeotermal kaynaklar), kaynak potansiyeli olmasa dahi mevcut olarak işletilen santrallerin varlığı (doğalgaz), teknolojik, siyasi ve dünyadaki eğilimler paralelinde kaynak potansiyeli olmamasına rağmen kurulması düşünülen santrallerin planlanması durumu (nükleer enerji) ve literatürdeki çalışmalar dikkate alınarak belirlenmiştir.

Çizelge 3.1’den de görüleceği üzere enerji kaynakları dağıtım problemi için geliştirilen modellerde; (bulanık) amaç programlama, çok amaçlı (karışık tam sayılı) doğrusal programlama ve çok amaçlı bulanık programlama yaklaşımları kullanılmıştır. Amaç fonksiyonları için hedef değerlerinin tespit edilememesi ve verilerin tespiti ile modelin doğrusal programlama ile çözümünde herhangi bir sorun

olmamasından dolayı bu çalışma kapsamında bir çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli önerilmiştir.

Literatürdeki çalışmaların çoğu, belirli amaçlar için (pişirme, aydınlatma, ısıtma, v.b.) belirli bir bölgedeki elektrik ihtiyacının karşılanması amacıyla en uygun kaynak kombinasyonunun tespit edilmesiyle ilgilenmektedir. Oysaki bu çalışma kapsamında önerilen model, her ne amaçla olursa olsun tüm elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamaya yönelik olmakla birlikte, Türkiye'nin belirli bir bölgesinde değil, tamamında uygulanmıştır.

Literatürdeki çalışmaların bir tanesi hariç diğerlerinde (bu tez kapsamında önerilen model ile arasındaki farklılıklar Bölüm 3.1'de verilen Mavrotas v.d. [22] tarafından yapılan çalışma hariç), bir zaman periyodu yoktur. Çünkü bu çalışmalar, bir üretim ve/veya yatırım programı oluşturmak için değil, en uygun kaynak kombinasyonunun belirlenmesi amacıyla hazırlanmıştır. Oysaki bu çalışma kapsamında önerilen modelin gerçek veriler ile çözümü neticesinde, Türkiye'nin 12 yıl boyunca üretmesi gereken elektrik enerjisinin miktarı, kullanılması ve kurulması gereken santral sayıları ile yeni kurulacak santrallar için yapılması gereken yatırımın yıllara göre dağılımı elde edilmiştir.

Çizelge 3.1'de verilen çalışmaların hemen hemen hepsinde yer alan maliyet minimizasyonu amacı, sıklıkla ve yalnızca değişken üretim maliyeti toplamı olarak ifade edilirken, bu çalışma kapsamında önerilen modelde “Birim Elektrik Üretim Maliyetinin Minimizasyonu” amaç fonksiyonu, değişken üretim maliyetini, yeni kurulacak santralların kurulum maliyetini, ithalat giderlerini, ihracat getirisini ve karbon piyasalarından elde edilecek geliri ihtiva etmesi açısından oldukça kapsamlıdır.

Yine literatürdeki çalışmalarda sıklıkla dikkate alınan sosyal kabulün maksimizasyonu amacı için belirlenmesi gereken sosyal kabul faktörü için de, önerilen model ile literatürdeki çalışmalar arasında farklılıklar vardır. Bu çalışmalarda ya sosyal kabul faktörünün nasıl belirlendiği belirtilmemiş, ya da 1-10

arası değerlerin atanması suretiyle bu değer tespit edilmiştir. Oysaki bu çalışmada sosyal kabul faktörünün belirlenmesi, çok ölçütlü bir karar problemi olarak ele alınmış ve Bölüm 3.2’de verilen çalışmalarla tutarlı bir şekilde AHP metodolojisine göre santral bazında hesaplanan sosyal kabul faktörleri önerilen modelde kullanılmıştır.

4. ENERJİ KAYNAKLARI DAĞITIM PROBLEMİ İÇİN ÇOK AMAÇLI OPTİMİZASYON YAKLAŞIMI

Türkiye’de elektrik üretimi Bölüm 2.2’de de belirtildiği üzere, ağırlıklı olarak doğalgaz (2011 yılı üretiminin %45,36’sı) ve kömür santrallerinde (2011 yılı üretiminin %28,87’si) gerçekleştirilmektedir [3]. Oysaki hem Türkiye’deki potansiyeli yüksek yerli ve yenilenebilir kaynak potansiyeli ve çeşitliliği (Bölüm 2.2.1) dikkate alındığında elektrik üretiminin yaklaşık yarısının gerçekleştirildiği doğalgazdan vazgeçilebilme imkânının olması, hem dünyadaki eğilimler (Bölüm 2.1), hem uluslararası mevzuat gereği ve Türk halkının geleceği için çevreye duyarlı elektrik üretimi yapma zorunluluğu, hem de sahip olunan enerji kaynakları potansiyelini kullanma konusunda ETKB’nin stratejik hedefleri [2] dikkate alınarak bu çalışma kapsamında enerji kaynakları dağıtım problemi için çok amaçlı bir karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli önerilmiştir. Bu modelin uygulaması ise, temel verileri Çizelge 4.5’de sunulan ve Türkiye’de elektrik üretiminde hâlihazırda kullanılan ve yakın gelecekte kullanılması planlanan 18 tip elektrik üretim santralinde gerçekleştirilmiş ve 2012-2023 yılları arasında oluşacak talebi karşılamak için söz konusu santral tiplerinde üretilmesi gereken elektrik enerjisinin miktarını ve bu dönemde yapılması gereken santral yatırımlarının parasal değerinin yıllara göre dağılımını veren iki ayrı plan elde edilmiştir.

4.1. Matematiksel Model

Tez ile önerilen matematiksel model; 6 amaç fonksiyonu, 3 grup karar değişkeni ve 19 grup kısıttan oluşmaktadır.

4.1.1. Notasyonlar

Önerilen matematiksel modelde kullanılan notasyonlar aşağıda sunulmuştur:

i	Santral tipi
j	Yıl

k	Enerji kaynağı
K	Enerji kaynağı kümesi; $K = \{1, 2, \dots, k, \dots, Kmax\}$
I	Santral tipi kümesi; $I = \{1, 2, \dots, i, \dots, Imax\}$
I_m	Mevcut santral tipi kümesi; $I_m = \{5,7,9,11,13,15,17\}$
I_y	Yenilenebilir kaynak kullanan santral tipi kümesi; $I_y = \{1,2,3,10,11,12,13,14,15,16,17\}$
I_f	Fosil yakıt kullanan santral tipi kümesi; $I_f = \{4,5,6,7,8,9\}$
J	Yıl kümesi; $J = \{1, 2, \dots, j, \dots, Jmax\}$
t_i	i santral tipinin maksimum üretim kapasitesi
D_j	j yılında oluşan talep miktarı
x_{ij}	i santral tipinin j yılında sunduğu arz miktarı
S_{ij}	i santral tipinin j yılında kullanılan sayısı
S_{i0}	i santral tipinin mevcut sayısı
h	Hedeflenen üretim miktarı yüzdesi = 0.3 [2]
ε_{kj}	k enerji kaynağının j yılında kullanılabilecek potansiyel üst sınırı
u_k	k enerji kaynağını kullanan santral tipi kümesi; $u_k \in U$
c_i	i santral tipinin kWh başına seviyelendirilmiş (işletme, bakım, rehabilitasyon ve yakıt giderleri yansıtılmış) birim elektrik üretim maliyeti
c_{ex}	Birim ithalat maliyeti = 0.07 \$ [17]
r_{im}	Birim ihracat getirisi = 0.11 \$ [17]
μ_i	i santral tipinin birim üretim CO ₂ salınım miktarı
δ_j	j yılında ithal edilen enerji miktarı
ϑ_j	j yılında ihraç edilen enerji miktarı
F_i	i santral tipinde çalışan eleman sayısı
π_i	i santral tipinin sosyal kabul faktörü
y_{ij}	1, i santral tipi j yılında kullanılacak ise 0, aksi halde
M	Büyük bir sayı

η_i	i santral tipinin kurulum süresi dikkate alınarak planlanan tamamlanma zamanı
O_{ij}	j yılında yeni açılan i santral tipi sayısı
OM_i	i santral tipinin kurulum maliyeti
σ_i	i santral tipinin yıllık CO ₂ azaltım miktarı
s	CO ₂ azaltımından gelen ton başına gelir = 5,73 \$ [17]
e	Enflasyon oranı = 0.0806 [58]

4.1.2. Amaç fonksiyonları

Birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonu

$$Min Z_1 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} c_i e^{j-1} + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} O_{ij} OM_i + \sum_{j \in J} \delta_j c_{ex} - \sum_{j \in J} \vartheta_j r_{im} - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} s S_{ij} \sigma_i \quad (4.1)$$

Eş. 4.1 ile verilen amaç fonksiyonu, Türkiye’de elektrik üretiminden doğacak ve enflasyon etkili üretim maliyetini (işletme, bakım, rehabilitasyon ve yakıt giderleri yansıtılmış), eldeki kaynak potansiyelini etkin bir şekilde kullanabilmek için yeni açılacak santrallerin kurulum maliyetini ve ithal edilecek elektrik enerjisi için harcanacak miktarı içermektedir. Bunların yanı sıra, ihraç edilecek elektrik enerjisinden ve yenilenebilir enerji kaynakları için karbon piyasalarından elde edilecek gelir de Eş. 4.1’e yansıtılarak, Türkiye’de elektrik üretiminde ekonomik anlamda olması gereken tüm unsurlar dikkate alınmıştır.

Elektrik üretim maliyetleri her yıl yaklaşık olarak enflasyon oranında artış göstermektedir [17]. Buradan hareketle T.C. Başbakanlık Hazine Müsteşarlığından alınan bilgiye göre, elektrik üretiminde ilgili enflasyon parametresi olan Üretici Fiyat Endeksinin Mayıs 2012 değeri olan %8,06 [58], enflasyon oranı olarak Eş. 4.1’e eklenmiş ve modelin çalıştırıldığı 2012-2023 döneminde sabit kabul edilmiştir.

Gönüllü karbon piyasası bireylerin, kurum ve kuruluşların, firmaların ve sivil toplum örgütlerinin faaliyetleri sonucu oluşan sera gazı emisyonlarını gönüllü olarak azaltımlarını ve denkleştirmelerini kolaylaştırmak amacıyla oluşturulan bir pazardır. Karbon nötr olmak isteyen organizasyonlar, faaliyetlerine dayalı sera gazı emisyonlarını, diğer bir ifadeyle karbon ayak izlerini hesaplayarak bu emisyonlarını azaltmak ve dengelemek üzere, gönüllü bir standart çerçevesinde sağlanmış emisyon azaltımları sonucu oluşturulan karbon sertifikalarını satın almaktadırlar [59].

Gold Standart, karbon piyasasında yer alan çok sayıdaki sertifikasyon içerisinde en tanınan standarttır. Bu nedenle bu çalışma kapsamında, karbon azaltımından elde edilecek gelirin hesaplanması için 21 yıllık sertifikasyon süresine sahip olan Gold Standart değerleri dikkate alınmıştır [60]. Buna göre yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan santral tipleri için maksimum üretim kapasiteleri ile emisyon faktörleri çarpılarak yıllık ortalama emisyon azaltımları hesaplanmış ve Çizelge 4.1’de sunulmuştur. Karbon piyasasından elde edilen bu gelir, Eş. 4.1’e dahil edilmiştir.

CO₂ salınımının minimizasyonu

$$\text{Min } Z_2 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} \mu_i \quad (4.2)$$

Çoğunlukla konvansiyonel enerji sistemlerinde SO₂ ve NO_x ile ortaya çıkan ve miktar açısından diğer sera gazları arasında en yüksek paya sahip olan, enerji sistemlerinin sürdürülebilirliği açısından önemli bir kriter olarak dikkate alınan, küresel ısınmayı tetikleyen ve son yıllarda gelişmiş ülkelerin gündeminde üst sıralarda yer alan CO₂ salınımının minimizasyonu, bu çalışmada bir diğer amaç olarak dikkate alınmıştır.

Bu amaç fonksiyonunda, santrallerin elektrik üretimi sonucunda ortaya çıkardıkları CO₂ salınımının minimize edilmesi amaçlanırken, Eş. 4.1 ile sunulan “Birim Elektrik Üretim Maliyetinin Minimizasyonu” amaç fonksiyonunda yer alan son grupta

$(\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} sS_{ij} \sigma_i)$, karbon piyasalarından elde edilecek gelir hesaplanmaktadır. Yani, Eş.

4.2 ile Eş. 4.1'deki ilgili ifade arasında herhangi bir bağlantı yoktur.

İthalatın minimizasyonu

$$\text{Min } Z_3 = \sum_{j \in J} \delta_j \quad (4.3)$$

Elektrik üretiminde ülkelerin kendi öz kaynakları ile oluşan talebi karşılamaları, sürdürülebilir kalkınma açısından büyük önem arz etmektedir. Buradan hareketle, ithal edilen elektrik enerjisi miktarının minimizasyonu bu çalışma kapsamına dahil edilmiş ve yukarıdaki şekilde formüle edilmiştir.

Fosil yakıt kullanan santrallerin kullanımının minimizasyonu

$$\text{Min } Z_4 = \sum_{i \in I_f} \sum_{j \in J} x_{ij} \quad (4.4)$$

Bölüm 2.2.1'de de belirtildiği üzere Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynakları konusunda oldukça büyük bir potansiyel bulunmasına rağmen, 2011 yılı sonu itibariyle üretilen elektrik enerjisinin %74,53'ü fosil yakıt kullanan santrallarda gerçekleştirilmiştir [3]. Hem Türkiye'de fosil kaynaklı yakıtların önemli bir kısmının ithal edilmesi, maliyetlerinin yüksek olması ve tükenen kaynaklar grubunda yer almaları, hem de ETKB'nin bir stratejik hedefi olması açısından [2]; hızla tükenen, yüksek maliyetli ve çevreye önemli ölçüde zarar veren fosil yakıtları kullanan santrallerin elektrik enerjisi üretiminde kullanımının minimizasyonu bu çalışma kapsamında dikkate alınmıştır.

İstihdamın maksimizasyonu

$$\text{Max } Z_5 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} F_i \quad (4.5)$$

Özellikle gelişmekte olan ülkeler, gerçekleştirecekleri altyapı yatırımlarının istihdam bakımından elverişli olanaklar sağlamasını beklemektedirler. Elektrik üretim santralleri ise, ülkelere milyonlarca dolara mâl olan büyük altyapı yatırımı grubuna girmektedir. Bu bağlamda, üretim yapacak mevcut elektrik üretim tesislerinin tespitinde ve yeni santrallerin inşa edilmesine karar verilmesinde, o santralin sağlayacağı istihdam olanaklarının önemi dikkate alınarak, istihdamın maksimizasyonu amaç fonksiyonu yukarıdaki şekilde formüle edilmiştir.

Sosyal kabulün maksimizasyonu

$$Max Z_6 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} \pi_i \quad (4.6)$$

Elektrik üretiminin gerçekleştirileceği bir santralin tespitinde; o santralin maliyet, sera gazı emisyonları, alan ve su kullanımı, istihdam olanakları, görüntü kirliliği, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanması gibi parametreleri içeren ve toplum tarafından kabul edilirlilik göstergesi olan sosyal kabul açısından ele alınması önemli bir gerekliliktir. Bu bağlamda, bu çalışma kapsamında sosyal kabulün maksimizasyonu bir amaç olarak dikkate alınmış ve Eş. 4.6'da sunulmuştur.

4.1.3. Kısıtlar

Enerji kaynağı arz kısıtı

$$x_{ij} - t_i S_{ij} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall j \in J \quad (4.7)$$

Talep kısıtı

$$\sum_{i \in I} x_{ij} + \delta_j - \vartheta_j \geq D_j \quad \forall j \in J \quad (4.8)$$

Hedeflenen üretim kısıtları

$$\sum_{i \in I_y} x_{i,12} \geq h \sum_{i \in I} x_{i,12} \quad (4.9)$$

ETKB 2010-2014 Stratejik Planı'nda, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi içindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde ($h=0,3$) olması amaçlanmaktadır [2]. $x_{i,12}$, i santral tipinde 2023 yılında gerçekleştirilecek üretimi ifade etmektedir.

$$\sum_{i=12}^{13} \sum_{j=1}^4 x_{ij} \geq 36.670 \quad (4.10)$$

ETKB 2010-2014 Stratejik Planı'nda, 2015 yılına kadar rüzgar santrallerinden elde edilecek elektrik enerjisinin en az 36.670 GWh seviyesine ulaştırılması hedeflenmektedir [2].

$$\sum_{i=14}^{15} \sum_{j=1}^4 x_{ij} \geq 2.280 \quad (4.11)$$

ETKB 2010-2014 Stratejik Planı'nda, 2015 yılına kadar jeotermal santrallerden elde edilecek elektrik enerjisinin en az 2.280 GWh seviyesine ulaştırılması hedeflenmektedir [2].

Yıllık potansiyel enerji kaynağı kısıtı

$$\sum_{i \in u_k} x_{ij} \leq \varepsilon_{kj} \quad \forall k \in K, \forall j \in J, \forall u_k \in U \quad (4.12)$$

Kullanılan enerji kaynağını belirleme kısıtı

$$x_{ij} - M \cdot y_{ij} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall j \in J \quad (4.13)$$

Yeni açılacak santrallerin planlanan tamamlanma zamanı kısıtı

$$\eta_i - j \leq M(1 - y_{ij}) \quad \forall i \in (I - I_m), \forall j \in J \quad (4.14)$$

Santral – üretim eşleşme kısıtı

$$x_{ij} - t_i(S_{ij} - 0,9) \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall j \in J \quad (4.15)$$

Yeni açılacak santraller için Eş. 4.14’de belirtilen kısıt gereği, santrallerin kurulum süreleri modelde dikkate alınmaktadır. Bu çalışma kapsamında dikkate alınan santral tipleri için planlanan tamamlanma zamanı ise Çizelge 4.5’de belirtildiği üzere en az 1 yıldır. Eğer Eş. 4.15’de belirtilen $(S_{ij} - 0,9)$ ifadesi yerine, $(S_{ij} - 1)$ ifadesi kullanılırsa, modelin çözümünde 1. tip santraldan 1. planlama yılında 1 adet kullanılması (yani $S_{11} = 1$) durumu ortaya çıkmaktadır. Bu da, yukarıda ifade edildiği üzere Eş. 4.14’e göre mümkün değildir. Bu nedenle, Eş. 4.15’de $(S_{ij} - 0,9)$ ifadesi kullanılmıştır.

Santral denge kısıtı

$$O_{ij} = S_{ij} - S_{ij-1} \quad \forall i \in (I - I_m), \forall j \in J \quad (4.16)$$

Mevcut santral kısıtı

$$S_{ij} \leq S_{i0} \quad \forall i \in I_m; \forall j \in J \quad (4.17)$$

Nükleer enerji santrali kısıtları

$$S_{18,8} = 1 \quad (4.18)$$

$$S_{18,9} = 2 \quad (4.19)$$

$$S_{18,10} = 3 \quad (4.20)$$

$$S_{18,11} = 4 \quad (4.21)$$

$$S_{18,12} = 4 \quad (4.22)$$

$$S_{18,j} = 0 \quad j < 8 \quad (4.23)$$

ETKB 2010-2014 Stratejik Planı'nda, Türkiye'de ilk nükleer enerji santralının yapımına 2014 yılında başlanarak, 2019 yılında 1.200 MW kurulu güce sahip olan ilk ünitenin devreye alınması ve takip eden 3 yıl içinde de 1.200'er MW'lık 3 ünitenin devreye alınarak 4 ünitenin kullanılması hedeflenmektedir [2]. 2019 yılı, bu tez çalışması kapsamında dikkate alınan 12 yıllık periyodun 8. yılına karşılık gelmektedir. ETKB'nin stratejik hedefindeki 2019 yılında 1.200 MW kurula güce sahip olan ilk nükleer santral ünitesinin devreye alınması, Çizelge 4.5'de belirtildiği üzere 1 adet nükleer enerji santralının (T18) 8. planlama yılında ($j=8$) çalışacağı anlamına gelmektedir. Bu nedenle, önerilen modele Eş. 4.18 eklenmiştir. Eş. 4.19 – Eş. 4.22 ise, 2019 yılını takip eden 3 yıl, yani planlama döneminin 9., 10. ve 11. yılları için devreye girmesi planlanan 1.200 MW'lık her bir ünitenin karşılık geldiği santral sayılarını ifade etmektedir. 8. planlama yılından önce herhangi bir nükleer santralın Türkiye elektrik üretim sistemi içerisinde yer almayacak olması durumu ise Eş. 4.23 ile ifade edilmiştir.

Diğer kısıtlar

$$\begin{aligned} x_{ij} &\geq 0 & \forall i \in I; \forall j \in J \\ S_{ij} &\geq 0 \text{vetamsayı} & \forall i \in I; \forall j \in J \\ O_{ij} &\geq 0 \text{ve tamsayı} & \forall i \in I; \forall j \in J \\ y_{ij} &\in \{0,1\} & \forall i \in I; \forall j \in J \end{aligned} \quad (4.24)$$

Eş. 4.1 – Eş. 4.24 arasında açıklamaları ile verilen matematiksel modelin bütün hali aşağıda verilmiştir.

$$Min Z_1 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} c_i e^{j-1} + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} O_{ij} O M_i + \sum_{j \in J} \delta_j c_{ex} - \sum_{j \in J} \vartheta_j r_{im} - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} s S_{ij} \sigma_i$$

$$Min Z_2 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} \mu_i$$

$$Min Z_3 = \sum_{j \in J} \delta_j$$

$$Min Z_4 = \sum_{i \in I_f} \sum_{j \in J} x_{ij}$$

$$Max Z_5 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} F_i$$

$$Max Z_6 = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} x_{ij} \pi_i$$

s.t.

$$x_{ij} - t_i S_{ij} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall j \in J$$

$$\sum_{i \in I} x_{ij} + \delta_j - \vartheta_j \geq D_j \quad \forall j \in J$$

$$\sum_{i \in I_y} x_{i,12} \geq h \sum_{i \in I} x_{i,12}$$

$$\sum_{i=12}^{13} \sum_{j=1}^4 x_{ij} \geq 36.670$$

$$\sum_{i=14}^{15} \sum_{j=1}^4 x_{ij} \geq 2.280$$

$$\sum_{i \in u_k} x_{ij} \leq \varepsilon_{kj} \quad \forall k \in K, \forall j \in J, \forall u_k \in U$$

$$x_{ij} - M \cdot y_{ij} \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall j \in J$$

$$\eta_i - j \leq M(1 - y_{ij}) \quad \forall i \in (I - I_m), \forall j \in J$$

$$x_{ij} - t_i (S_{ij} - 0.9) \geq 0 \quad \forall i \in I, \forall j \in J$$

$$O_{ij} = S_{ij} - S_{ij-1} \quad \forall i \in (I - I_m), \forall j \in J$$

$$S_{ij} \leq S_{i0} \quad \forall i \in I_m; \forall j \in J$$

$$S_{18,8} = 1$$

$$S_{18,9} = 2$$

$$S_{18,10} = 3$$

$$S_{18,11} = 4$$

$$S_{18,12} = 4$$

$$S_{18,j} = 0 \quad j < 8$$

$$\begin{aligned}
x_{ij} &\geq 0 & \forall i \in I; \forall j \in J \\
S_{ij} &\geq 0 \text{ ve tamsayı} & \forall i \in I; \forall j \in J \\
O_{ij} &\geq 0 \text{ ve tamsayı} & \forall i \in I; \forall j \in J \\
y_{ij} &\in \{0,1\} & \forall i \in I; \forall j \in J
\end{aligned}$$

4.2. Matematiksel Modelin Çözümünde Kullanılan Veriler

4.2.1. Talep verileri

2011 – 2020 dönemini kapsayan ve TEİAŞ tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011-2020) çalışmasında ETKB tarafından, 2011 yılının ilk 5 ayındaki gerçekleştirmeler de dikkate alınarak, makroekonomik hedeflere uygun olarak Haziran 2011’de yapılan model çalışması sonucunda elde edilen yüksek ve düşük talep tahmin serileri kullanılmıştır. Talep serileri belirlenirken; 2011 yılında her iki talep serisi için de yılın ilk 5 ayında gerçekleşen talep artışları doğrultusunda revize edilen tüketim tahminleri alınmış, sonraki yıllarda ise yüksek talep serisinde ortalama %7,5, düşük talep serisinde ise %6,5 olarak gelişen ve ETKB tarafından hesaplanan talep serileri kullanılmıştır. Ayrıca bu dönem için yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği kabulü ile puant yük serileri elde edilmiştir [6].

Talep tahminleri, Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleptir. Bu tahmin değerlerine, iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıp ve kaçaklar ile santrallerin iç tüketimleri dahil edilmiştir. Ayrıca dağıtım sistemine bağlı ve Yük Tevzi Merkezinden talimat almayan üretim tesislerinin de üretimleri bu çalışmada dikkate alınan diğer hususlardır [6].

2011-2020 projeksiyonunda gerçekleşmesi beklenen talebe ilişkin yüksek ve düşük tahmin senaryoları Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2’de verilmiştir.

Çizelge 4.1. Türkiye elektrik enerjisi 2011-2020 projeksiyonu talep tahmini
(Yüksek senaryo) [6]

	Puant Talep (MW)	Artış (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış (%)
2012	38.400	6,7	243.430	7,2
2013	41.000	6,8	262.010	7,6
2014	43.800	6,8	281.850	7,6
2015	46.800	6,8	303.140	7,6
2016	50.210	7,3	325.920	7,5
2017	53.965	7,5	350.300	7,5
2018	57.980	7,4	376.350	7,4
2019	62.265	7,4	404.160	7,4
2020	66.845	7,4	433.900	7,4
2021	-	-	466.443	7,5
2022	-	-	501.426	7,5
2023	-	-	539.033	7,5

Çizelge 4.2. Türkiye elektrik enerjisi 2011-2020 projeksiyonu talep tahmini
(Düşük senaryo) [6]

	Puant Talep (MW)	Artış (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış (%)
2012	38.000	5,6	241.130	6,2
2013	40.130	5,6	257.060	6,6
2014	42.360	5,6	273.900	6,6
2015	44.955	6,1	291.790	6,5
2016	47.870	6,5	310.730	6,5
2017	50.965	6,5	330.800	6,5
2018	54.230	6,4	352.010	6,4
2019	57.685	6,4	374.430	6,4
2020	61.340	6,3	398.160	6,3
2021	-	-	424.040	6,5
2022	-	-	451.603	6,5
2023	-	-	480.957	6,5

Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2’den de görüleceği üzere, bu tez çalışması kapsamında dikkate alınan dönem olan 2012 – 2023 projeksiyonunun 2020’ye kadar olan bölümünde talep artış oranı ortalamaları yüksek senaryo için %7,5, düşük senaryo için ise %6,5’dir. Bu iki oran kullanılarak 2020 – 2023 döneminde gerçekleşmesi beklenen talepler her iki senaryo için de hesaplanarak Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2’ye eklenmiştir.

4.2.2. İthalat ve ihracat verileri

Türkiye’de gerçekleşen elektrik ithalat ve ihracatının yıllara göre değişimi Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’de verilmiştir.

Çizelge 4.3. Türkiye’de elektrik ithalatının yıllara göre değişimi (GWh) [17]

Yıllar	Toplam İthalat	Artış %	Yıllar	*Toplam İthalat	Artış %	*Toplam İthalat	Artış %
1975	96,2	-	2000	3.791,3	62,7		
1976	332,2	245,3	2001	4.579,4	20,8		
1977	492,2	48,2	2002	3.588,2	-21,6		
1978	621,0	26,2	2003	1.158,0	-67,7		
1979	1.044,3	68,2	2004	463,5	-60,0		
1980	1.341,2	28,4	2005	635,9	37,2		
1981	1.616,1	20,5	2006	573,2	-9,9		
1982	1.773,4	9,7	2007	864,3	50,8		
1983	2.220,8	25,2	2008	789,4	-8,7		
1984	2.653,0	19,5	2009	812,0	2,9		
1985	2.142,4	-19,2	2010	1.143,8	40,9		
1986	776,6	-63,8	2011	4.746,7	315,0		
				Yüksek Talep		Düşük Talep	
1987	572,1	-26,3	2012	5.102,7	7,5	5.055,3	6,5
1988	381,2	-33,4	2013	5.485,4	7,5	5.434,4	6,5
1989	558,5	46,5	2014	5.896,9	7,5	5.842,0	6,5
1990	175,5	-68,6	2015	6.339,1	7,5	6.280,1	6,5
1991	759,3	332,6	2016	6.814,5	7,5	6.751,2	6,5
1992	188,8	-75,1	2017	7.325,6	7,5	7.257,5	6,5
1993	212,9	12,8	2018	7.875,1	7,5	7.801,8	6,5
1994	31,4	-85,3	2019	8.465,7	7,5	8.386,9	6,5
1996	270,0	759,9	2020	9.100,6	7,5	9.016,0	6,5
1997	2.492,3	823,1	2021	9.783,2	7,5	9.692,2	6,5
1998	3.298,5	32,3	2022	10.516,9	7,5	10.419,1	6,5
1999	2.330,3	-29,4	2023	11.305,7	7,5	11.200,5	6,5

* 2012 – 2023 yılları arasında tahmin değerlerini ifade etmektedir.

Çizelge 4.4. Türkiye’de elektrik ihracatının yıllara göre değişimi (GWh) [17]

Yıllar	Toplam İhracat	Artış %	Yıllar	*Toplam İhracat	Artış %	*Toplam İhracat	Artış %
			<i>Yüksek Talep</i>			<i>Düşük Talep</i>	
2000	437,3	-1,0	2012	4.120,8	7,5	4.082,5	6,5
2001	432,8	0,5	2013	4.429,9	7,5	4.388,7	6,5
2002	435,1	35,0	2014	4.762,1	7,5	4.717,8	6,5
2003	587,6	94,7	2015	5.119,3	7,5	5.071,7	6,5
2004	1.144,3	57,1	2016	5.503,2	7,5	5.452,0	6,5
2005	1.798,1	24,3	2017	5.916,0	7,5	5.861,0	6,5
2006	2.235,7	-44,2	2018	6.359,7	7,5	6.300,5	6,5
2007	2.422,2	8,3	2019	6.836,7	7,5	6.773,1	6,5
2008	1.122,2	-53,7	2020	7.349,4	7,5	7.281,0	6,5
2009	1.545,7	37,7	2021	7.900,6	7,5	7.827,1	6,5
2010	1.917,6	24,1	2022	8.493,2	7,5	8.414,2	6,5
2011	3.833,3	99,9	2023	9.130,1	7,5	9.045,2	6,5

* 2012 – 2023 yılları arasında tahmin değerlerini ifade etmektedir.

Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’den de görüleceği üzere, Türkiye’nin geçmişten günümüze kadar yaptığı elektrik ithalatının ve ihracatının belirli bir eğilimi yoktur. Ülkelerin ikili anlaşmaları, mevsimsel mahsuplaşma, yoğun talep dönemlerinde destek verme/destek alma şeklinde gerçekleşen ithalat ve ihracatın bu tez kapsamındaki 2012-2023 projeksiyonu için değerlerinin belirlenmesi için EK-1’de sunulan zaman serisi modelleri oluşturulmuştur. Yapılan bu zaman serisi analizinin sonucunda EK-1’den de görüleceği üzere, 2012-2023 yılları arasında ithalat serisi için doğrusal, ihracat serisi için ise üstel olarak artan tahmin sonuçları elde edilmiştir. Bunun temel sebebi, yukarıda da belirtildiği üzere Türkiye’deki elektrik ithalat ve ihracatının bir gereksinimden dolayı değil, Türkiye’nin diğer ülkelerle olan siyasi ilişkisinden kaynaklanmasıdır. Yani, üretim imkanı var iken ithalat, ülke içinde gereksinim var iken de ihracatın yapılması, Türkiye’nin izlediği dış politika gereğidir. EK-1’de sunulan bu tahmin sonuçları ile Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’de verilen 2012 öncesindeki gerçekleşen değerler karşılaştırıldığında, elde edilen tahmin sonuçlarının Türkiye elektrik üretim sistemi içinde gerçekleşmesi muhtemel ithalat ve ihracat değerlerinden çok büyük olduğu açıkça görülmektedir. Bu nedenle, Bölüm 4.2.1’de verilen yüksek ve düşük talep tahmin senaryolarına göre talep artış ortalamaları olan %7,5 ve %6,5 kullanılarak, 2012-2023 yılları arasında

gerçekleşmesi beklenen ithalat ve ihracat değerleri elde edilerek Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’de sunulmuştur.

4.2.3. Santral verileri

Türkiye’de elektrik enerjisinin üretiminde hâlihazırda kullanılan ve 2012 – 2023 döneminde kullanılması planlanan santral tipleri, santralların kullandıkları yakıtın çeşidine göre isimlendirilmiş ve belirlenen bu santral tipleri için matematiksel modelin çözümünde kullanılan veriler Çizelge 4.5’de sunulmuştur.

Çizelge 4.5. Santral tipleri ve temel veriler [17, 61, 62]

Santral Tipi	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
Kullandığı Kaynak	Güneş	Güneş	Güneş	Taş Kömürü	Taş Kömürü Mevcut	Linyit	Linyit Mevcut	Doğalgaz	Doğalgaz Mevcut
Teknoloji	PV	CRS	PTC	-	-	-	-	-	-
Kurulu Güç (MW)	30	15	50	360	360	360	360	275	275
Maksimum Üretim Kapasitesi (GWh)	48,8	26	128	2.142	1.525	2.142	1.507	1.856	1.773
Birim Üretim Maliyeti (\$Cent/kWh)	14,15	28,42	29,31	9,5	8,57	11	7,45	13,3	11,96
Birim İlk Yatırım Maliyeti (\$/kW)	2.478,92	4.657,37	7.574,27	2.000	0	2.000	0	1.062,5	0
Toplam İlk Yatırım Maliyeti (Milyon \$)	74,37	69,86	378,70	720	0	720	0	292,19	0
CO₂ Salınım Miktarı (g/kWh)	32	11	13	960	1.140	1.050	1.055	443	480

Çizelge 4.5 (Devam). Santral tipleri ve temel veriler [17, 61, 62]

Santral Tipi	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
Kullandığı Kaynak	Güneş	Güneş	Güneş	Taş Kömürü	Taş Kömürü Mevcut	Linyit	Linyit Mevcut	Doğalgaz	Doğalgaz Mevcut
CO₂ Azaltım Miktarı (ton/yıl)	28.792	15.340	75.520	0	0	0	0	0	0
Çalışan Kişi Sayısı	16	26	54	90	360	90	360	53	65
Sosyal Kabul Faktörü	0,0959	0,1137	0,1053	0,0479	0,0479	0,0492	0,0492	0,0537	0,0537
Kurulum Süresi (yıl)	1	2	2	4	0	4	0	2	0
Mevcut Santral Sayıları	0	0	0	0	16	0	24	0	79

Çizelge 4.5 (Devam). Santral tipleri ve temel veriler [17, 61, 62]

Santral Tipi	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18
Kullandığı Kaynak	Hidroelektrik	Hidroelektrik Mevcut	Rüzgâr	Rüzgar Mevcut	Jeotermal	Jeotermal Mevcut	Biokütle	Biokütle Mevcut	Nükleer
Teknoloji	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kurulu Güç (MW)	150	150	30	30	15	15	10	10	1.200
Maksimum Üretim Kapasitesi (GWh)	540	500	110	83	114	111	68	43	8.880
Birim Üretim Maliyeti (\$Cent/kWh)	8,6	1,04	5,9	5,9	9,2	9,2	11,3	11,3	12,6
Birim İlk Yatırım Maliyeti (\$/kW)	3.500	0	2.200	0	4.000	0	3.575	0	7.350
Toplam İlk Yatırım Maliyeti (Milyon \$)	525	0	66	0	60	0	35,75	0	8.824
CO₂ Salınım Miktarı (g/kWh)	10	10	10	10	38	38	25	25	66

Çizelge 4.5 (Devam). Santral tipleri ve temel veriler [17, 61, 62]

Santral Tipi	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18
Kullandığı Kaynak	Hidroelektrik	Hidroelektrik Mevcut	Rüzgâr	Rüzgar Mevcut	Jeotermal	Jeotermal Mevcut	Biokütle	Biokütle Mevcut	Nükleer
CO₂ Azaltım Miktarı (ton/yıl)	286.200	265.000	64.900	48.970	60.420	58.830	36.040	22.790	-
Çalışan Kişi Sayısı	50	50	12	12	32	32	10	10	125
Sosyal Kabul Faktörü	0,0639	0,0639	0,1340	0,1340	0,1312	0,1312	0,1270	0,1270	0,0782
Kurulum Süresi (yıl)	4	0	1	0	2	0	2	0	5
Mevcut Santral Sayıları	0	130	0	69	0	8	0	13	0

Çizelge 4.5’de yer alan veriler ile ilgili açıklamalar aşağıda verilmiştir:

- Güneş enerjisi ile çalışan santral tipleri temel olarak Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi (CSP) ve Fotovoltaik (PV) teknolojisi olarak iki başlık altında toplanmaktadır. Bu teknolojiler kendi içlerinde farklı teknik spesifikasyonlara sahip teknolojiler için çeşitlenmektedir. Bu tez çalışması kapsamında, bu teknolojilerin gelişmişlik düzeylerine, maliyetlerine, işletme ve bakım esaslarına ve Türkiye’de bu teknolojilere ait bileşenlerin üretilebilme durumlarına göre, Türkiye’ye en uygun teknolojiler olarak; CSP teknolojisi altında Merkezi Alıcı Sistem (CRS) teknolojisi ve Parabolik Oluk Kolektör (PTC) teknolojisi seçilmiştir. PV teknolojisini kullanan T1 santral tipi ise, kristal tabanlı PV modüllerinden oluşan bir santraldır. Ayrıca, PTC teknolojisini kullanan T3 santral tipi, güneşin olmadığı saatlerde de elektrik üretiminin devam ettirilebilmesi için 9,5 saatlik depolama tesisine sahiptir [17].
- Belirlenen santral tiplerinin maksimum üretim kapasiteleri, santralin Türkiye’de yıllık olarak çalışma saati, kapasite faktörü ve kurulu gücü çarpılarak hesaplanmıştır.
- Birim elektrik üretim maliyetleri, seviyelendirilmiş değerleri göstermektedir. Bu değerlere; işletme, bakım ve rehabilitasyon maliyetleri ile yakıt giderleri yansıtılmıştır.
- Mevcut santralların (T5, T7, T9, T11, T13, T15, T17) kurulu güç ve maksimum üretim kapasiteleri hesaplanırken, bu santralların kendi grupları içinde özdeş oldukları varsayılmıştır.
- Taşkömürü kullanan mevcut termik santrallar; ithal kömür santralları, asfaltit santralları ve taşkömürü santrallarını, doğalgaz kullanan mevcut termik santrallar ise; doğalgaz santralları, LPG santralları ve LNG santrallarını kapsamaktadır.
- Bölüm 4.1.2’de de belirtildiği üzere, “Birim Elektrik Üretim Maliyetinin Minimizasyonu” amaç fonksiyonunda yer alan ve yalnızca yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan elektrik üretim santrallarının faydalanabildiği karbon piyasalarından elde edilecek toplam gelirin hesaplanması için gerekli olan CO₂ azaltım miktarları, santralin maksimum üretim kapasitesi ile emisyon faktörünün

(güneş ve rüzgar için 0,59 ton/MWh, diğer yenilenebilir enerji kaynakları için 0,53 ton/MWh) çarpılması ile elde edilmiştir [60].

- Santrallerin maksimum üretim kapasitesi yukarıda da belirtildiği üzere kurulu güç seviyelerine bağlıdır. Santrallerin kurulum maliyetleri ise kurulu güç düzeylerine göre değişmektedir. Bu bağlamda, dünya genelinde en çok uygulanan değerler dikkate alınarak Çizelge 4.5’de belirtilen santral tiplerinin kurulu güç düzeyleri belirlenmiştir.
- Santral tiplerinin sosyal kabul faktörlerinin hesaplama prosedürü, Bölüm 4.4.1’de detaylı olarak anlatılmıştır.

4.2.4. Kaynak potansiyeli

Bölüm 2.2.1’de detaylı olarak verilen Türkiye’nin elektrik üretiminde yıl bazında sahip olduğu kullanılabilir maksimum kaynak potansiyeli Çizelge 4.6’da özetlenmiştir.

Çizelge 4.6. Türkiye’nin enerji kaynakları potansiyeli [17, 63]

Kaynak Kodu	Kaynak Adı	Elektrik Üretim Potansiyeli (milyar kWh/yıl)
K1	Linyit	118
K2	Taşkömürü	11
K3	Hidrolik	140
K4	Rüzgar	144
K5	Güneş	380
K6	Jeotermal	4,5
K7	Biokütle	93

4.3. Uzlaşık Programlama Yöntemi

Çok amaçlı optimizasyon problemlerinin çözümünde en sık kullanılan yöntemlerin başında amaç programlama yöntemi gelmektedir. Bu yöntemin genel gayesi, değerleri kesin olarak belirlenen iki veya daha fazla amaç fonksiyonunun, hedeflenen değerlerinden sapmalarını minimize etmektir [64]. Bu bağlamda, bu çalışma kapsamında önerilen matematiksel modelde yer alan 6 amaç fonksiyonu için,

hedeflenen değerlerin bulunmaması nedeniyle amaç programlama yaklaşımı kullanılamamıştır.

Çok amaçlı optimizasyon problemlerinin çözümünde literatürde yine sıklıkla kullanılan diğer yöntemler grubu ise, amaç fonksiyonlarının birleştirilmesine yönelik yaklaşımlardır. Bu yaklaşımlar arasında; global amaç yöntemi, minimum sapma yöntemi ve uzlaşık programlama yöntemi sayılabilir. Bu yöntemlerin tamamında, her bir amacın optimal değerlerinden sapma miktarları toplamı en küçüklenecek en iyi uzlaşık çözüme ulaşılmaya çalışılır [64].

Bu yöntemler arasında uzlaşık programlama (compromise programming), çok amaçlı optimizasyon problemlerinin çözümünde her bir amaç ağırlığının da dikkate alınmasına olanak sağladığı için, karar verme prosesinin etkinliği açısından daha doğru sonuçlar üretebilmektedir. Buradan hareketle, bu çalışma kapsamında belirlenen amaçların farklı öncelik değerlerine sahip olmasından dolayı, önerilen matematiksel modelin Bölüm 4.2’de sunulan veriler ile çözümü için uzlaşık programlama yöntemi kullanılmıştır.

Zeleny tarafından geliştirilen uzlaşık programlama yönteminde, her bir amaç için farklı etkin çözüm noktaları $(x^l, l=1,2,\dots,m)$ verilen bir ideal çözüm (x^*) ile karşılaştırılır ve bu karşılaştırma aşağıdaki şekilde ifade edilebilir [64].

$$d_p = \left[\sum_{i=1}^n [w_i (x_i^* - x_i^l)]^p \right]^{1/p} \quad l = 1, 2, \dots, m \quad (4.25)$$

Burada w_i amaç ağırlıklarını göstermektedir. $0 < w_i < 1$ ve $\sum_i w_i = 1$ ’dir.

$p = 1, 2, \dots, \infty$ değerlerini alabilir. Bu değerler için modelin çözümü neticesinde elde edilen sonuçların değerlendirilmesi karar verici tarafından yapılır ve denemeler karar

verici için modelin çözüm sonuçlarının tatmin edici seviyeye ulaştığı p değerinde sonlandırılabilir. $p \rightarrow \infty$, sapma denklemi aşağıdaki gibidir [64].

$$d_{p \rightarrow \infty} = \max_i \left\{ w_i (x_i^* - x_i^l) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad l = 1, 2, \dots, m \quad (4.26)$$

Eğer amaçlar farklı boyutlarda ise, mesafe ölçütü hesaplanırken bunların mümkün olduğunca normalize edilmesi gerekir. Bu amaçla Eş. 4.27'de verilen eşitlik kullanılır.

$$d_p = \left[\sum_{i=1}^n \left[w_i \left(\frac{x_i^* - x_i^l}{x_i^*} \right)^p \right] \right]^{1/p} \quad l = 1, 2, \dots, m \quad (4.27)$$

Verilen bir kısıt seti dikkate alınarak seçilen w_i ve p değerlerine bağlı bir uzlaşık çözüm, mesafe ölçütü d_p 'nin en küçüklenmesi ile elde edilir. Buna göre $Z^* = [f_1^*, \dots, f_k^*]$ çok amaçlı bir optimizasyon probleminin ideal çözüm vektörü olmak üzere d_p , Eş. 4.28 [64, 65] ya da Eş. 4.29 [65] ile hesaplanabilir.

$$d_p = \left[\sum_{l=1}^m \left[w_l \left(\frac{f_l^* - f_l(x)}{f_l^*} \right)^p \right] \right]^{1/p} \quad (4.28)$$

$$d_p = \left[\sum_{l=1}^m \left[w_l \left(\frac{f_l^* - f_l(x)}{f_l^* - f_l^*} \right)^p \right] \right]^{1/p} \quad (4.29)$$

4.3.1. Ceza tablosunun oluşturulması

Eş. 4.29’da f_l^* , l . amacın gerçekleşen en kötü değerini; f_l^* , l . amacın optimum değerini ve $f_l(x)$ ilgili amaç fonksiyonunu göstermektedir. f_l^* ve f_l^* değerlerinin belirlenmesi için bir ceza tablosunun hazırlanması gerekmektedir. Ceza tablosunun oluşturulması için, her bir amaç fonksiyonunun optimal sonuçları, modelin orijinal kısıtları kullanılarak bulunur. Her bir amaç fonksiyonunun almış olduğu bireysel optimal değerler, ceza tablosunun köşegeninde yer alan elemanlardır. Ceza tablosunun köşegen değerlerinin haricindeki hücrelerin ifade ettiği diğer amaç fonksiyonlarının değerleri, bulunan amaç fonksiyonlarının her birinin optimal noktaları kullanılarak hesaplanır. Yani ceza tablosunun köşegen değerleri dışındaki hücrelerine karşılık gelen her bir amaç fonksiyonunun değeri, diğer amaç fonksiyonlarının ilgili amaç fonksiyonu altında orijinal model kısıtlarına eklenerek modelin yeniden çözümü neticesinde elde edilir. Bu prosedür bütün amaç fonksiyonları için uygulandığında, ceza tablosu Çizelge 4.7’deki gibi elde edilir [64].

Çizelge 4.7. Ceza tablosu [64]

	X^{1*}	...	X^{l*}	...	X^{k*}
Z_1	f_1^*	...	f_1^l	...	f_1^k
...	...		...		...
Z_i	f_i^1	...	f_i^*	...	f_i^k
...	...		...		...
Z_k	f_k^1	...	f_k^l	...	f_k^*

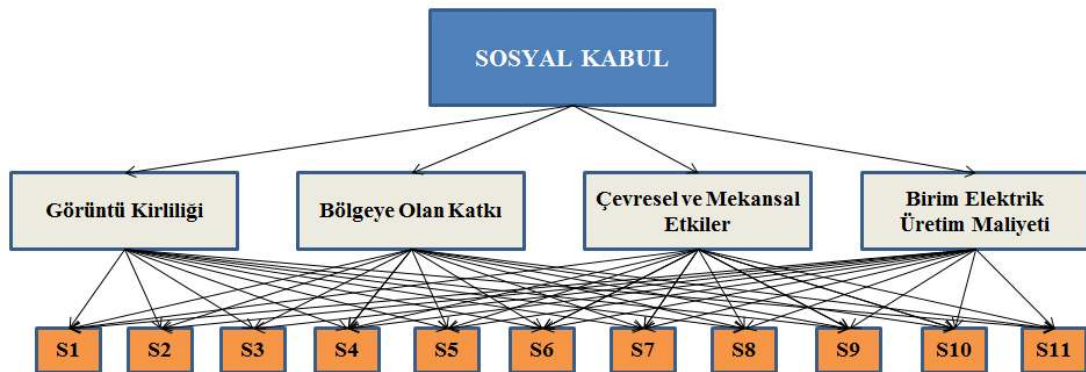
Ceza tablosundaki l sütunu, l . amacı optimize eden X^{l*} çözüm vektörüne karşılık gelmektedir. f_i^l ise, her bir amaç fonksiyonu için optimal değer olan f_l^* ’a ulaşması durumunda $f_l(x)$ fonksiyonunun aldığı değerdir. f_l^* , yani l . amacın gerçekleşen en kötü değeri, yukarıdaki ceza tablosunda her bir amaç fonksiyonunu gösteren Z_l satırındaki en kötü değeri ifade etmektedir [64].

4.4. Uzlaşık Programlama Yöntemi ile Matematiksel Modelin Çözümü

4.4.1. Santral tiplerinin sosyal kabul faktörlerinin belirlenmesi

Önerilen çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modelinin uzlaşık programlama yöntemi ile çözümünün yapılabilmesi için, Eş. 4.6’da verilen “Sosyal Kabulün Maksimizasyonu” amaç fonksiyonunda yer alan her bir santral tipinin sosyal kabul faktörünün (π_i) hesaplanması gerekmektedir. Bu amaçla, çok ölçütlü karar verme tekniklerinden olan ve verilen alternatifler kümesi için bağlantılı önceliklerin bir skalaya (1-9 öncelik skalası) oturtulmak sureti ile karar vericinin sezgisel yargılarını ve karar verme prosesindeki alternatiflere ait karşılaştırma tutarlılığını da dikkate alarak karar verme prosesini en etkin şekilde tamamlamayı amaçlayan AHP kullanılmıştır [66].

“Sosyal Kabul Faktörünün Belirlenmesi” amacı altında hazırlanan hiyerarşik yapı Şekil 4.1’de sunulmuştur.



Şekil 4.1. Sosyal kabul faktörünün belirlenmesi için hiyerarşik gösterim

Şekil 4.1’den de görüleceği üzere, 11 santral alternatifi (çalışma kapsamında değerlendirilen santral tipi sayısı 18’dir. Ancak bunlardan bir kısmı – taş kömürü, linyit, doğalgaz, hidroelektrik, rüzgar, jeotermal ve biokütle- için hem yeni açılması planlanan santraller hem de halihazırda kullanılan santraller söz konusu olduğundan, bu santraller tek bir santral olarak dikkate alınmış ve alternatif sayısı 11’e

Çizelge 4.9. Bölgeye olan katkı kriteri için alternatiflere ait ikili karşılaştırma matrisi

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11
S1	1	1/2	1/3	1/7	1/7	1/7	1/5	1/3	1/3	1/2	1/9
S2		1	1/4	1/7	1/7	1/7	1/5	1/4	1/4	1/3	1/9
S3			1	1/6	1/6	1/6	1/4	1	1	4	1/8
S4				1	1	2	4	6	6	7	1/5
S5					1	2	4	6	6	7	1/5
S6						1	4	5	5	7	1/6
S7							1	4	4	5	1/7
S8								1	1	4	1/8
S9									1	4	1/8
S10										1	1/9
S11											1

Çizelge 4.10. Çevresel ve mekânsal etkiler kriteri için alternatiflere ait ikili karşılaştırma matrisi

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11
S1	1	1/2	2	7	7	6	3	1/3	1	1/2	9
S2		1	1	7	7	6	3	1/3	1	1/3	9
S3			1	7	7	6	3	1/3	1	1/3	9
S4				1	1	1/3	1/6	1/8	1/6	1/7	4
S5					1	1/3	1/6	1/8	1/6	1/7	4
S6						1	1/5	1/7	1/5	1/6	4
S7							1	1/5	1/4	1/4	6
S8								1	1/3	1/2	9
S9									1	3	9
S10										1	9
S11											1

Çizelge 4.11. Kriterler arasındaki ikili karşılaştırma matrisi

	C1	C2	C3	C4
C1	1	1/5	1/9	1/5
C2		1	1/6	2
C3			1	6
C4				1

Çizelge 4.12. Santralların sosyal kabul faktörleri

Santral Kodu	Santral Adı	C1	C2	C3	C4	Birim Üretim Maliyetleri	Öncelik Değerleri
S1	Güneş - PV	0,1563	0,0155	0,1150	0,0912	14,15	0,0959
S2	Güneş – CRS	0,1908	0,0172	0,1182	0,1949	30,23	0,1137
S3	Güneş – PTC	0,1213	0,0388	0,1050	0,1890	29,31	0,1053
S4	Taşkömürü	0,0156	0,1481	0,0195	0,0613	9,50	0,0479
S5	Linyit	0,0156	0,1481	0,0195	0,0709	11,00	0,0492
S6	Doğalgaz	0,0261	0,1234	0,0296	0,0858	13,30	0,0537
S7	Hidroelektrik	0,0843	0,0770	0,0607	0,0555	8,60	0,0639
S8	Rüzgar	0,2547	0,0390	0,1722	0,0380	5,90	0,1340
S9	Jeotermal	0,0601	0,0390	0,1766	0,0593	9,20	0,1312
S10	Biokütle	0,0469	0,0220	0,1729	0,0729	11,30	0,1270
S11	Nükleer	0,0285	0,3318	0,0107	0,0812	12,60	0,0782

Çizelge 4.12’den de görüleceği üzere, yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan santrallar (S1, S2, S3, S7, S8, S9, S10) en yüksek öncelik değerlerine sahip iken, fosil yakıt kullanan santralların (S4, S5, S6) toplum tarafından kabul edilirlilikleri en alt seviyede çıkmıştır. Bu sonuç, yenilenebilir enerji santrallarının fosil yakıtlı santrallara göre kapladıkları alanların daha az oluşu, görünümündeki üstünlükler ve özellikle sera gazı salınımı açısından çevre üzerinde olumsuz etkilerinin olmaması açısından günümüz dünyasında toplumların elektrik üretim santralları ile ilgili değer yargıları ile tutarlıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan santrallar arasındaki öncelik sıralamanın rüzgar santralları (S8) – jeotermal santrallar (S9) – biokütle santralları (S10) – CRS santralları (S2) – PTC santralları (S3) ve PV santralları (S1) şeklinde oluşmasının temel nedenleri arasında ise, santralların üretim verimleri, istihdam olanakları, santralların işletme, bakım ve rehabilitasyonundaki kolaylıklar ve üretim maliyetleri yer almaktadır.

Nükleer enerji santrallarında (S11) gerekli tedbirlerin alınması ile çevre ve insan hayatının olumsuz bir şekilde etkilenmesinin önüne geçilebilecek olması gerçeği, değerlendirmeyi yapan kişilerce de kabul görmüş olup, bu santral tipinin sosyal kabul faktörü sıralamada ortalarında yer almıştır.

Burada en dikkat çekici sonuç; yenilenebilir enerji santrallerinden rüzgar (S8), biokütle (S10), güneş (S1-S3) ve jeotermal santrallerinin (S9) sosyal kabul faktörlerinin birbirlerine yakın olmasına rağmen, yine bir yenilenebilir enerji santrali olan hidroelektrik santrallerin (S7) sosyal kabul faktörünün söz konusu santrallara nazaran oldukça düşük olmasıdır. Bölüm 2.2.1’de de belirtildiği üzere bunun temel nedenleri arasında; hidroelektrik santrallerin kuruldukları bölgenin doğal yapısını bozması (nehir kenarında var olan orman arazilerini tahrip etmesi, tarıma elverişli alanları su altında bırakarak kullanılamaz hale getirmesi, kullanılabilir tarım arazilerinde nehirden sulama yönünü değiştirmesi, v.b.), bölge halkını yerleşim yerlerini değiştirmek zorunda bırakması, kurulumundaki teknik zorluklar, yüksek kurulum maliyetleri ve uzun kurulum süreleri sayılabilir.

4.4.2. Amaç ağırlıklarının belirlenmesi

Bu çalışma kapsamında tespit edilen amaçlar Bölüm 4.3’de de belirtildiği üzere farklı önceliklere sahiptir ve önerilen matematiksel modelde yer alan 6 amacın ağırlık değerlerinin belirlenmesi için oranlama yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemle ilişkin temel bilgiler aşağıdaki gibidir.

- Karar verici her bir amaç için genellikle 0-10 veya 0-100 gibi büyük bir sürekli değer aralığından bir değer belirler.
- Birden fazla amaç aynı değeri alabilir.
- “0” değeri amacın karar verici için önem taşımadığını, en yüksek değer ise çok önemli olduğunu ifade eder.

w_{lj} , j karar vericisinin l amacı için verdiği değerın hesapsal ağırlık değerini; ρ_{lj} , j karar vericisinin l amacı için verdiği ağırlık değerini; n , karar verici sayısını ve m , amaç sayısını göstermek üzere Eş. 4.30 kullanılarak Eş. 4.31’de verilen nihai ağırlık değeri hesaplanır [64].

$$w_{lj} = \frac{\rho_{lj}}{\sum_{l=1}^m \rho_{lj}} \quad (4.30)$$

$$w_l = \frac{\sum_{j=1}^n w_{lj}}{\sum_{j=1}^n \sum_{l=1}^m w_{lj}} \quad (4.31)$$

6 amaç, ETKB bünyesinde görevli olan 11 orta ve üst düzey yönetici tarafından puanlanmış ve Eş. 4.30 ve Eş. 4.31'e göre amaç ağırlıkları hesaplanarak Çizelge 4.13'de verilmiştir.

Çizelge 4.13. Amaç ağırlıkları

Amaç Kodu	Dereceler											w_l
	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10	K11	
Z ₁	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0,34
Z ₂	5	4	4	6	4	5	5	7	4	6	5	0,17
Z ₃	4	4	2	3	3	3	3	4	4	3	3	0,11
Z ₄	6	6	6	6	6	6	7	8	7	6	6	0,21
Z ₅	2	2	1	3	2	2	2	2	1	4	3	0,07
Z ₆	3	3	3	4	2	2	3	3	5	4	2	0,10

4.4.3. Modelin çözümü

Matematiksel modelin çözümü için GAMS IDE 2.0.36.7 versiyonu kullanılmıştır.

Ceza tablolarının oluşturulması

Ceza tablosunda yer alacak köşegen değerlerinin belirlenmesi amacıyla, Eş. 4.1 – Eş. 4.6 arasında verilen amaç fonksiyonları Eş. 4.7 – Eş. 4.24 arasında verilen kısıtlar ile Çizelge 4.1 ve Çizelge 4.2'de verilen yüksek ve düşük talep senaryoları için ayrı ayrı çözülmüş, ardından her bir amaç için orijinal kısıtlara diğer amaç fonksiyonlarının eklenmesi ile model yeniden söz konusu talep senaryoları için ayrı ayrı çözülerek, yani diğer amaç fonksiyonlarının değerlerinin, bulunan amaç fonksiyonlarının her

birinin optimal noktaları kullanılarak hesaplanmasıyla Çizelge 4.14 ve Çizelge 4.15’de verilen ceza tabloları elde edilmiştir.

Çizelge 4.14. Uzlaşık programlama çözümü için ceza tablosu (Yüksek talep)

	X^1^*	X^2^*	X^3^*	X^4^*	X^5^*	X^6^*
Z_1	101.236.869.095,38	791.227×10^6	178.866×10^6	645.646×10^6	$1.136.960 \times 10^6$	$1.171.750 \times 10^6$
Z_2	1.599.044,83	159.895,35	1.846.412,02	221.191,17	1.046.631,68	240.708,56
Z_3	94.013,00	94.013,00	94.013,00	94.013,00	94.013,00	94.013,00
Z_4	2.622.723,80	170.274,00	3.296.530,00	170.274,00	1.092.308,00	291.151,20
Z_5	428.174,54	1.261.176,33	332.019,05	1.171.115,79	4.105.083,64	2.637.892,62
Z_6	321.374,40	452.617,68	264.163,63	398.611,87	528.461,62	626.926,48

Çizelge 4.15. Uzlaşık programlama çözümü için ceza tablosu (Düşük talep)

	X^1^*	X^2^*	X^3^*	X^4^*	X^5^*	X^6^*
Z_1	86.180.595.288,16	641.994×10^6	240.121×10^6	584.509×10^6	$1.103.760 \times 10^6$	985.721×10^6
Z_2	1.536.398,35	153.064,81	1.598.086,86	209.257,84	872.587,32	233.975,19
Z_3	93.137,00	93.137,00	93.137,00	93.137,00	93.137,00	93.137,00
Z_4	2.475.688,60	167.984,00	2.683.693,00	167.984,00	932.263,60	285.211,20
Z_5	398.314,91	1.021.298,07	372.982,83	1.083.629,39	3.981.791,34	2.284.757,72
Z_6	291.804,31	420.736,18	253.083,15	370.967,80	496.482,41	586.480,24

Çizelge 4.14 ve Çizelge 4.15’de verilen ceza tabloları ile Çizelge 4.13’de verilen amaç ağırlıkları kullanılarak, Eş. 4.29’a göre 6 amaç fonksiyonunu da içeren ve ideal çözümden sapma ölçütü olan d_p , $p = 1$ olmak üzere sırasıyla yüksek ve düşük talep senaryoları için Eş. 4.32 ve Eş. 4.33’de sunulmuştur.

Yüksek talep senaryosu için;

$$\begin{aligned}
 Mind_p = & \left[0,34 \left[\frac{101.236.869.095,38 - MinZ_1}{101.236.869.095,38 - 1.171.750 \times 10^6} \right] \right. \\
 & + 0,17 \left[\frac{159.895,35 - MinZ_2}{159.895,35 - 1.599.044,83} \right] + 0,21 \left[\frac{170.274,00 - MinZ_4}{170.274,00 - 2.622.723,80} \right] \\
 & \left. + 0,07 \left[\frac{4.105.083,64 - MinZ_5}{4.105.083,64 - 332.019,05} \right] + 0,10 \left[\frac{626.926,48 - MinZ_6}{626.926,48 - 264.163,63} \right] \right] \quad (4.32)
 \end{aligned}$$

Bölüm 5’de belirtilen doğrulama sonuçlarından da görüleceği üzere, modelin $p = 1$ için çözümü neticesinde elde edilen sonuçların Türkiye’de işletilen elektrik üretim sistemi ile %100 tutarlı olmasından dolayı, p ’nin diğer değerleri için çözüm yapılmamıştır.

Düşük talep senaryosu için;

$$\begin{aligned}
 Mind_p = & \left[0,34 \left[\frac{86.180.595.288,16 - MinZ_1}{86.180.595.288,16 - 1.103.760 \times 10^6} \right] \right. \\
 & + 0,17 \left[\frac{153.064,81 - MinZ_2}{153.064,81 - 1.598.086,86} \right] + 0,21 \left[\frac{167.984,00 - MinZ_4}{167.984,00 - 2.683.693,00} \right] \\
 & \left. + 0,07 \left[\frac{3.981.791,34 - MinZ_5}{3.981.791,34 - 372.982,83} \right] + 0,10 \left[\frac{586.480,24 - MinZ_6}{586.480,24 - 253.083,15} \right] \right] \quad (4.33)
 \end{aligned}$$

Eş. 4.7 – Eş. 4.24 arasında verilen orijinal model kısıtlarının, Eş. 4.32 ve Eş. 4.33’de verilen amaç fonksiyonları altında ayrı ayrı çözülmesi ile 2012-2023 yılları arasındaki 12 yıl boyunca oluşacak elektrik üretim talebini (sırasıyla yüksek talep ve düşük talep senaryolarına göre) karşılamak için santral bazında gerçekleştirilmesi gereken elektrik üretim miktarı, kullanılması ve yeni açılması gereken santral sayılarının ve yeni kurulacak santrallar için yapılması gereken yatırım miktarının yıllara göre dağılımı elde edilmiş ve Çizelge 4.16 – Çizelge 4.23’de sunulmuştur.

Çizelge 4.16. Türkiye’de üretilmesi gereken elektrik enerjisinin yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – x_{ij} – GWh)

Santraller		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
j		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	188.807,2	273.475,2	292.409,6	292.409,6	292.365,68	292.409,6	292.409,6	292.409,6	292.409,6	314.760	314.760
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	10.616	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	19.591	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	140.067	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	65.000	65.000	500	500	500	64.550	64.884	65.000	65.000	500	500	65.000
T12	Rüzgar	-	-	-	13.860	62.260	62.260	87.010	111.430	138.160	138.270	138.270	138.270
T13	Rüzgar Mevcut	5.727	5.727	5.727	5.727	83	83	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727	5.727
T14	Jeotermal	-	-	114	114	114	114	114	114	114	114	3.612	3.612
T15	Jeotermal Mevcut	888	888	888	888	888	888	888	888	888	888	888	888
T16	Biokütle	-	-	-	68	68	56,32	68	68	68	68	68	68
T17	Biokütle Mevcut	559	559	559	559	43	43	559	559	559	559	559	559
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	8.796,4	17.754,4	26.640	35.520	35.520

Çizelge 4.17. Türkiye’de kullanılması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – S_{ij} – Adet)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
j		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	3.869	5.604	5.992	5.992	5.992	5.992	5.992	5.992	5.992	6.450	6.450
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	130	130	1	1	1	130	130	130	130	1	1	130
T12	Rüzgar	-	-	-	126	566	566	791	1.013	1.256	1.257	1.257	1.257
T13	Rüzgar Mevcut	69	69	69	69	1	1	69	69	69	69	69	69
T14	Jeotermal	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	32	32
T15	Jeotermal Mevcut	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
T16	Biokütle	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1
T17	Biokütle Mevcut	13	13	13	13	1	1	13	13	13	13	13	13
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3	4	4

Çizelge 4.18. Türkiye’de kurulması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – O_{ij} – Adet)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
j		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	3.869	1.735	388	-	-	-	-	-	-	458	-
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T12	Rüzgar	-	-	-	126	440	-	225	222	243	1	-	-
T13	Rüzgar Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T14	Jeotermal	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	31	-
T15	Jeotermal Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T16	Biokütle	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
T17	Biokütle Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	-

Çizelge 4.19. Türkiye’de yapılması gereken santral yatırımlarının yıllara göre dağılımı (Yüksek talep – Milyon \$)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	<i>j</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	287.738	129.032	28.856	-	-	-	-	-	-	34.061	-
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T12	Rüzgar	-	-	-	8.316	29.040	-	14.850	14.652	16.038	66	-	-
T13	Rüzgar Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T14	Jeotermal	-	-	60	-	-	-	-	-	-	-	1.860	-
T15	Jeotermal Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T16	Biokütle	-	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	-
T17	Biokütle Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	8.824	8.824	8.824	8.824	-
	Toplam	0	287.738	129.092	37.207	29.040	0	14.850	23.476	24.862	8.890	44.745	0

Çizelge 4.20. Türkiye’de üretilmesi gereken elektrik enerjisinin yıllara göre dağılımı (Düşük talep – x_{ij} – GWh)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>j</i>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	189.588	253.760	253.760	253.760	253.716,08	274.797,68	298.607,2	302.218,4	302.218,4	302.218,4	302.218,4
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	9.833	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	18.084	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	140.067	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	65.000	65.000	8.500	7.500	500	50	50	500	500	500	500	500
T12	Rüzgar	-	110	110	19.580	50.710	138.257,12	138.270	138.270	138.270	138.270	138.270	138.270
T13	Rüzgar Mevcut	5.727	83	5.727	5.727	83	83	5.727	83	5.727	5.727	5.727	5.727
T14	Jeotermal	-	-	3.612	3.612	3.612	3.545,4	3.545,4	3.648	3.612	3.612	3.648	3.612
T15	Jeotermal Mevcut	888	888	888	888	888	788,1	17,62	111	888	888	111	888
T16	Biokütle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T17	Biokütle Mevcut	559	559	559	43	559	520,3	4,3	43	43	559	43	559
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	8.053,8	17.760	26.640	35.520	35.520

Çizelge 4.21. Türkiye’de kullanılması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Düşük talep – S_{ij} – Adet)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>j</i>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	3.885	5.200	5.200	5.200	5.200	5.632	6.119	6.193	6.193	6.193	6.193
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	130	130	17	15	1	1	1	1	1	1	1	1
T12	Rüzgar	-	1	1	179	461	1.257	1.257	1.257	1.257	1.257	1.257	1.257
T13	Rüzgar Mevcut	69	1	69	69	1	1	69	1	69	69	69	69
T14	Jeotermal	-	-	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
T15	Jeotermal Mevcut	8	8	8	8	8	8	1	1	8	8	1	8
T16	Biokütle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T17	Biokütle Mevcut	13	13	13	1	13	13	1	1	1	13	1	13
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3	4	4

Çizelge 4.22. Türkiye’de kurulması gereken santral sayılarının yıllara göre dağılımı (Düşük talep – O_{ij} – Adet)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	<i>j</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	3.885	1.315	-	-	-	432	487	74	-	-	-
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T12	Rüzgar	-	1	-	177	283	796	-	-	-	-	-	-
T13	Rüzgar Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T14	Jeotermal	-	-	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T15	Jeotermal Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T16	Biokütle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T17	Biokütle Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	-

Çizelge 4.23. Türkiye’de yapılması gereken santral yatırımlarının yıllara göre dağılımı (Düşük talep – Milyon \$)

Santrallar		Yıllar											
Kodu	Adı	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>j</i>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T1	Güneş - PV	-	288.927	97.797	-	-	-	32.128	36.218	5.503	-	-	-
T2	Güneş - CRS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T3	Güneş - PTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T4	Taş Kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T5	Taş Kömürü Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T6	Linyit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T7	Linyit Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T8	Doğalgaz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T9	Doğalgaz Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T10	Hidroelektrik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T11	Hidroelektrik Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T12	Rüzgar	-	66	-	11.682	18.678	52.536	-	-	-	-	-	-
T13	Rüzgar Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T14	Jeotermal	-	-	1.920	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T15	Jeotermal Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T16	Biokütle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T17	Biokütle Mevcut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T18	Nükleer	-	-	-	-	-	-	-	8.824	8.824	8.824	8.824	-
	Toplam	0	288.993	99.717	11.682	18.678	52.536	32.128	45.042	14.327	8.824	8.824	0

Çizelge 4.16 – Çizelge 4.23’den de görüleceği üzere, 2012-2023 yılları arasında fosil yakıt kullanan santrallerin (T4-T9), yalnızca yenilenebilir enerji kaynakları ile çalışan santrallerin (T1-T3, T10-T17) yapım aşamasında olduğu 2012 yılında oluşan talebi karşılamak için kullanılması, 2013 yılından itibaren güneş enerjisi (T1) ve rüzgar santrallerinin (T12) devreye alınması ile kömürlü ve doğalgazlı santrallerin (T4-T9) kullanımından vazgeçilmesi öngörülmektedir.

Çizelge 4.6’da da verildiği üzere, Türkiye çok önemli bir seviyede yenilenebilir kaynak potansiyeline sahiptir. Önerilen modelin çözümü neticesinde elde edilen ve Çizelge 4.16 – Çizelge 4.23’de verilen sonuçlar, bu potansiyelin özellikle güneş ve rüzgar kanadında etkin bir şekilde kullanımı sonucu Türkiye için, 2012-2023 döneminde oluşması öngörülen enerji talebini daha ekonomik ve daha çevreci bir şekilde karşılayabilmek anlamına gelmektedir.

Türkiye yüksek biokütle kaynak potansiyeline sahip olmasına rağmen, modelin çözümü neticesinde bu santrallardan yenilerinin kurulmasına yönelik bir öngörünün çıkmaması, bu santrallerin PV ve rüzgar santrallerine göre birim ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması, kurulum sürelerinin daha uzun olması ve istihdam olanaklarının daha az olması açısından gerçek sistem ile tutarlıdır. Bunun yanı sıra, Türkiye’de oldukça yüksek bir hidrolik potansiyel bulunmakla birlikte, yeni santral inşası öngörülmemektedir. Bunun temel nedeni ise, bu santrallerin sosyal kabul faktörünün diğer yenilenebilir kaynak kullanan santrallara nazaran oldukça düşük olmasıdır.

Yüksek ve düşük talep senaryolarına göre üretim miktarları, kullanılan ve kurulması gereken santral sayıları ve yeni kurulacak santrallara ilişkin yatırım maliyetleri değişkenlik göstermekle birlikte, üretimde kullanılacak santral tiplerinin değişmemesi bu çalışma kapsamında önerilen modelin çözümü neticesinde elde edilen önemli sonuçlardan birisidir.

Çizelge 4.16 – Çizelge 4.23’de verilen sonuçların değerlendirmesi, Bölüm 6’da detaylı olarak sunulmuştur.

5. MATEMATİKSEL MODELİN DOĞRULANMASI

Bu çalışma kapsamında önerilen çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modelinin doğrulamasının yapılması için model, Türkiye’de işler durumda olan mevcut elektrik üretim sistemi ile 2010 ve 2011 yılları için karşılaştırılmış ve önerilen modelin gerçek sistem sonuçları ile tutarlılığı belirlenmiştir.

2010 yılı sonu itibariye 211.207,7 GWh’lık Türkiye elektrik üretimin %45,23’ü EÜAŞ’ın sahip olduğu ve işlettiği santrallarda, kalan %54,77’lik kısmı ise, özel sektör santrallarında gerçekleştirilerek 210.434 GWh’lık elektrik enerjisi talebi karşılanmıştır [67]. 2011 yılında ise, Türkiye’de üretilen 229,4 milyar kWh’lık elektrik enerjisinin %59,74’ü özel sektör firmaları tarafından gerçekleştirilmiştir [3].

Her iki yıl için de kullanılan santral tipleri; taşkömürü santralları (T5), linyit santralları (T7), doğalgaz santralları (T9), hidroelektrik santrallar (T11), rüzgar santralları (T13), jeotermal santrallar (T15) ve biokütle santrallarıdır (T17). Bu santrallardan rüzgar, jeotermal ve biokütle santrallarının tamamı özel sektöre aittir.

Yukarıdaki bölümlerde de belirtildiği üzere bu çalışma kapsamında önerilen model; Türkiye’nin gereksinimleri, stratejik hedefleri, literatürdeki çalışmalar ve dünyadaki eğilimler dikkate alınarak “Birim Elektrik Üretim Maliyetinin Minimizasyonu”, “CO₂ Salınımının Minimizasyonu”, “İthalatın Minimizasyonu”, “Fosil Yakıt Kullanan Santralların Kullanımının Minimizasyonu”, “İstihdamın Maksimizasyonu” ve “Sosyal Kabulün Maksimizasyonu” amaçlarını içerecek şekilde oluşturulmuştur. Oysaki Türkiye’de mevcut elektrik üretim sistemi, 2012 ve öncesi dönem için, oluşan talebi karşılamak adına yalnızca “Birim Elektrik Üretim Maliyetinin Minimizasyonu” amacını dikkate alarak işletilmiştir. Türkiye’nin; emisyonların azaltılması, ithalatın minimizasyonu, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması, nükleer enerjiden elektrik üretilmesi gibi belirlediği ve modelin oluşturulması için de kullanılan stratejik hedefleri, çalışma kapsamında dikkate alınan 2012-2023 projeksiyonu içindir.

Bu bağlamda önerilen model, 2010 ve 2011’de oluşan talep verileri ile yalnızca “Birim Elektrik Üretim Maliyetinin Minimizasyonu” amacına göre çözülmüş ve elde edilen sonuçlar, söz konusu yıllarda santral tipi bazında gerçekleşen üretim değerleri ile birlikte Çizelge 5.1’de verilmiştir.

Çizelge 5.1. Modelin doğrulama sonuçları

Santral	2010 Model (GWh)	2010 Sistem (GWh)	Gerçekleşme (%)	2011 Model (GWh)	2011 Sistem (GWh)	Gerçekleşme (%)
Taşkömürü	23.500,0	21.284,3	90,6	24.400,0	27.347,5	89,2
Linyit	39.182,0	35.942,1	91,7	39.182,0	38.870,4	99,2
Doğalgaz	91.422,8	98.143,7	93,2	104.784,3	104.951,1	99,8
Hidrolik	53.000,0	51.795,5	97,7	53.000,0	52.338,6	98,8
Rüzgar	2.656,0	2.916,4	91,1	5.727,0	4.723,9	82,5
Jeotermal	888,0	668,2	75,2	888,0	694,4	78,2
Biokütle	559,0	457,5	81,8	559,0	469,2	83,9
Ortalama			88,8			90,2
Toplam	211.207,8	211.207,7	100,0	228.540,3	229.395,1	99,6

2010 yılında rüzgar kurulu gücü 1.320,2 MW [69] iken, 2011 yılında bu değer 1.728,7 MW’a [3] yükselmiştir. Söz konusu iki yıl arasındaki %31’lik kapasite artışı karşısında; gelişen teknolojiye bağlı olarak daha yüksek performans değerlerine sahip rüzgar türbinlerinin kullanılması ve 2010 yılında mevcut kurulu güçten bazı rüzgar santrallerinin çalıştırılmamasından dolayı, üretim değerleri %62 artış kaydetmiştir.

Çizelge 5.1’den de görüleceği üzere, her iki yıl için de model ile gerçek sistem arasındaki gerçekleşme oranı ortalama olarak %90 seviyesindedir. Gerçek sistemde, modele yansıtılamayan teknik engeller (santrallerin beklenmeyen arızaları, rehabilitasyon sürelerinin uzaması, yakıt temininde oluşan sorunlar, yağış durumu, rüzgar hızı, v.b.), ülkenin siyasi tutumu, üretimin yarıdan fazlasını gerçekleştiren özel sektörün izlediği politikalar gibi nedenlerden dolayı, gerçek sistem ile model sonuçları arasındaki %10’luk bu sapmanın normal olduğu düşünülmektedir. Ancak, toplam üretim için model ve gerçek sistem arasındaki tutarlılığın her iki yıl için de %100 olması oldukça anlamlıdır.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında, birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonu, CO₂ salınımının minimizasyonu, ithalatın minimizasyonu, fosil yakıt kullanan santrallerin kullanımının minimizasyonu, istihdamın maksimizasyonu ve sosyal kabulün maksimizasyonu amaçlarını eş zamanlı olarak optimize eden çok amaçlı bir karışık tam sayılı doğrusal programlama modeli önerilmiştir. Bu model, Türkiye’de 2012-2023 yılları arasında oluşacak talebi karşılamak için kaynak bazında tespit edilen 18 santral tipinde üretilmesi gereken elektrik enerjisinin miktarının, kullanılması ve yeni açılması gereken santral sayılarının ve yeni kurulacak santraller için yapılması gereken yatırım miktarının yıllara göre dağılımının belirlenmesi amacıyla uzlaşık programlama yöntemi kullanılarak yüksek ve düşük talep senaryoları için çözülmüş ve elde edilen sonuçlar Çizelge 4.16 – Çizelge 4.23’de sunulmuştur.

Çizelge 4.16 – Çizelge 4.23’deki sonuçlar incelediğinde, 12 yıllık projeksiyonda fosil yakıt kullanan santrallerin, yalnızca yenilenebilir enerji kaynakları ile çalışan santrallerin inşa sürecinde olduğu 1. planlama yılında oluşan talebi karşılamak için aktif olduğu, 2. yıldan itibaren güneş enerjisi ve rüzgar santrallerinin devreye alınması ile en büyük çevre kirleticisi etkiye sahip olan ve toplum tarafından kabul edilirlilik açısından en sonda yer alan kömürlü ve doğalgazlı santrallerin kullanımından vazgeçildiği görülmektedir. Bu durum, Türkiye gibi gelişmekte olan ülkeler dahil olmak üzere, özellikle gelişmiş ekonomilere sahip olan ülkelerin ulaşmak istedikleri bir stratejik hedeftir. Bu sonuç aynı zamanda, yapılacak mevzuat düzenlemeleri ve sağlanacak teşvikler ile elektrik üretim sektörüne yapılacak yatırımların sonucunda, yalnızca yenilenebilir enerji ve nükleer enerji santralleri ile Türkiye’de elektrik enerjisi talebinin karşılanabileceğini göstermesi açısından da oldukça önemlidir.

Türkiye’nin doğalgaz kaynak potansiyeli 21,86 milyar m³ olmakla birlikte, bu potansiyel ekonomik ve kullanılabilir olmaktan uzaktır [17]. Buna rağmen, Bölüm 2.2’de de belirtildiği üzere, 2011 yılı sonu itibariyle Türkiye’de gerçekleştirilen üretimin %45,36’sı doğalgaz santrallerinde gerçekleştirilmiş ve kullanılan

doğalgazın tamamı ithal edilmiştir [3]. Modelin çözümü neticesinde elde edilen sonuçlardan; çevre üzerinde birçok olumsuz etkileri bulunan, kurulum ve işletme maliyetleri yüksek ve toplum tarafından kabul edilirliliği düşük olan doğalgaz santrallarının kullanımına ihtiyacın kalmaması, hem kaynak temininde dışa bağımlılığın önüne geçilebilmesi, hem de çevreci, ekonomik ve Türkiye açısından potansiyelleri yüksek seviyede olan yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılması gerekliliği açısından Türkiye’de politika belirleyicilere yol gösterir niteliktedir.

Güneş enerjisi ile elektrik üreten santral teknolojileri Bölüm 4.2’de de belirtildiği üzere, CSP ve PV teknolojileri olmak üzere iki ana grupta toplanmaktadır. Bu teknolojiler karşılaştırıldığında, kurulum süresinin daha kısa olması, güneşten gelen direkt ışınlar, modüllerin bulunduğu yüzeyden yansıyan ışınlar ve bulutlardan kırılarak gelen ışınlarla üretim yapabilmesi (CSP santralları yalnızca direkt güneş ışınları ile üretim yapabilmektedir), düz alanların yanı sıra yamaçlara ve binaların çatılarına da kurulabilmesi (CSP santralları yalnızca çöl, ova, v.b. düz alanlarda kurulabilmektedir), daha düşük alan gereksinimine, işletme ve bakım kolaylığına ve daha düşük kurulum, işletme, bakım ve birim üretim maliyetine sahip olması açısından (Çizelge 4.5) PV teknolojilerinin, CSP teknolojilerine göre önemli avantajları olduğu söylenebilir [17]. Bu bağlamda model sonuçlarından, çalışma kapsamında dikkate alınan güneş enerjisi santral tiplerinden yalnızca PV santrallarında üretim yapılması durumu, dünya genelinde olduğu gibi Türkiye’deki yatırımcı eğilimleri ile de örtüşmektedir.

Planlama döneminde toplam üretimin yüksek talep senaryosu için %64,5’i, düşük talep senaryosu için ise %65,5’i güneş enerjisinden karşılanmaktadır. Güneş enerjisi santrallarının yıllık üretime olan katkısı yüksek talep senaryosu için ortalama olarak %70,6 iken, düşük talep senaryosu için %71,2’dir. Güneş enerjisi kaynak potansiyelinin ise, yüksek talep senaryosu için %75,1’inin, düşük talep senaryosu için de %71,5’inin kullanılması öngörülmektedir.

Güneş enerjisi teknolojilerinden PV santrallerinin başını çektiği yenilebilir enerji santrallerinin kullanımında ikinci sırada, Türkiye’deki kurulu güç düzeyi her geçen gün artan rüzgar santralleri gelmektedir. Her iki talep senaryosu için de rüzgar santrallerinin sayısı ilk 4 yılda, kaynak mevcudiyetine rağmen düşük seviyelerdedir. Bunun temel nedeni, çalışma kapsamında dikkate alınan santral tiplerinin kullandığı enerji kaynakları arasında en yüksek kaynak potansiyeline güneş enerjisinin sahip olmasıdır. Özellikle üretim kapasitesi, birim üretim maliyeti ve sosyal kabul faktörü açısından PV santrallerine göre üstünlükleri bulunan rüzgar santralleri, 5. planlama yılından itibaren artan talebi karşılamak için güneş enerjisi potansiyelinin yetersiz kalmasından dolayı kaynak potansiyelinin önemli bir kısmını kullanmaya başlamış ve yıllık üretime ortalama olarak yüksek talep senaryosu için %18,2, düşük talep senaryosu için ise %22,5 oranında katkı sağlamıştır. Planlama dönemindeki toplam üretimin yüksek talep senaryosu için %19,5’i ve düşük talep senaryosu için de %23,8’i rüzgar santrallerinden karşılanmaktadır.

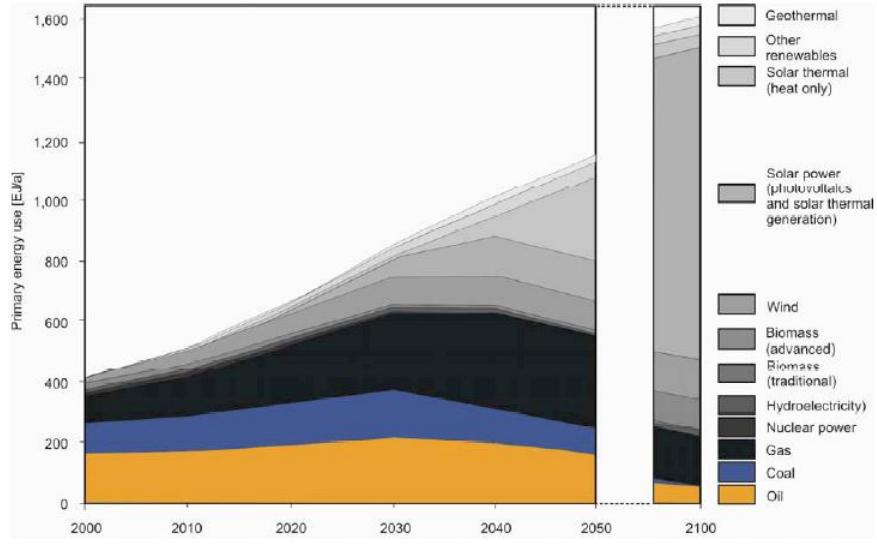
Planlama döneminde, PV ve rüzgar santrallerinin talebi karşılamak için yetersiz kaldığı dönemlerde jeotermal ve biokütle kaynakları etkin olarak kullanılmaktadır. 3. planlama yılından itibaren kaynak potansiyelinin etkin olarak kullanıldığı jeotermal kaynak potansiyeli diğer kaynaklara göre oldukça az olmasına rağmen, azımsanmayacak derece potansiyele sahip olan biokütle kaynağını kullanan santrallerden yenilerinin inşa edilmemesinin temel nedenleri; bu santrallerin PV ve rüzgar santrallerine göre birim ilk yatırım maliyetlerinin yüksekliği, kurulum sürelerinin daha uzun olması ve istihdam olanaklarının daha az olmasıdır.

Türkiye’de oldukça yüksek bir hidrolik potansiyel bulunmasına rağmen, yeni santral inşası öngörülmemektedir. Bunun temel nedenleri; hidroelektrik santrallerin kurulum süresinin çok uzun olması ve nedenleri Bölüm 4.4.1’de belirtildiği üzere bu santrallerin sosyal kabul faktörünün diğer yenilenebilir kaynak kullanan santrallara nazaran oldukça düşük olmasıdır. Mevcut hidroelektrik kapasitesi ise, talebi karşılamak üzere ilk 2 yıl kullanılmış ve daha sonra PV ve rüzgar santrallerinin devreye alınması ile kapasite kullanım oranı düşürülmüştür. Artan talep ile birlikte, özellikle yüksek talep senaryosu için bu santrallara planlama dönemi içerisinde

tekrar başvurulmuştur. Bu bağlamda, “65.000 GWh elektrik üretim kapasitesi bulunan hidroelektrik santrallara sahip olmak, Türkiye için büyük bir avantaj sağlamaktadır” yorumunu yapmak yanlış olmaz. Bunun en önemli nedeni, yenilenebilir kaynak kullanan elektrik üretim tesislerinden olan hidroelektrik santralların devreye alınma süresinin çok kısa olmasıdır. Bu nedenle mevcut elektrik üretim sistemi içinde de, hidroelektrik santrallar sıklıkla talebin arttığı pik saatlerde çalışmaktadır.

Türkiye’nin ilk nükleer santrali olması planlanan Mersin Akkuyu Nükleer Enerji Santrali’nin kurulum sürecine 2014 yılı itibari ile başlanacaktır. 2019 yılında 1.200 MW kurulu güce sahip olan ilk ünitenin devreye alınması ve takip eden 3 yıl içinde de 1.200’er MW’lık 3 ünitenin devreye alınarak 4 ünitenin kullanılması hedeflenmektedir [2]. Modelin çözümü neticesinde, santral yatırımları içerisinde en yüksek kurulum maliyetine sahip olan nükleer enerji santralının ilk ünitesinin 8. planlama yılı olan 2019 yılında devreye alınması ve takip eden yıllarda da diğer 3 ünitenin devreye alınarak bu büyük alt yapı yatırımının tam kapasite ile kullanılması öngörülmektedir.

Bu çalışma kapsamında önerilen çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama modelinin Türkiye’de elektrik üretiminde hâlihazırda kullanılan ve yakın gelecekte kullanılması planlanan 18 tip elektrik üretim santralında çözümü neticesinde elde edilen sonuçlar, gelişmekte olan ülkeler kategorisinde yer alan Türkiye’nin enerji politikasını kömürlü santrallar ve doğalgaz santrallarından, oldukça büyük potansiyele sahip olduğu yenilenebilir enerji santrallarına yöneltmesi gerektiğini açıkça ortaya koymaktadır. Bu sonuçlar aynı zamanda; hem Türkiye’nin gereksinimleri, hem ETKB’nin stratejik hedefleri [2], hem de günümüzde dünya elektrik üretiminde %60’lık kömür ve doğalgaz payının [68], 2030 yılından sonra yerini hızla yenilebilir kaynaklara bırakacağı öngörüsü (Şekil 6.1) [69] ile de örtüşmektedir.



Şekil 6.1. Enerji kaynakları kullanımının küresel ölçekte dönüşümü 2000 – 2100 [69]

KAYNAKLAR

1. Özcan, E.C., Bulut, M., “Güneş enerjisi teknolojileri ve bu teknolojilerin Türkiye’deki geleceği”, *VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Kayseri, 247-262 (2011).
2. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2010 - 2014 Stratejik Planı, *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı*, 25-30 (2009).
3. 2011 Yıllık Faaliyet Raporu, *Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü*, 25-35 (2012).
4. Elektrik Üretim Sektör Raporu 2011, *Elektrik Üretim A.Ş.*, 1-12 (2012).
5. Mavi Kitap 2011, *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı*, 7-43 (2012).
6. Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2011-2020), *Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)*, 9-16 (2011).
7. 2010 Yıllık Faaliyet Raporu, *Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü*, 18-36 (2011).
8. İnternet: Türkiye’nin enerji kaynakları – kömür, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=kömür&bn=511&hn=&nm=384&id=40692> (2010).
9. Yıldız, T., “Türkiye’nin kaynak potansiyeli”, *TBMM 2012 Genel Kurul Konuşması*, 3-40 (2012).
10. İnternet: Türkiye’nin enerji kaynakları – petrol, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=petrol&bn=222&hn=&nm=384&id=40693> (2010).
11. İnternet: Türkiye’nin enerji kaynakları – doğalgaz, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=dogalgaz&bn=221&hn=&nm=384&id=40694> (2010).
12. İnternet: Türkiye’nin enerji kaynakları – hidrolik, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=hidrolik&bn=232&hn=&nm=384&id=40699> (2010).
13. İnternet: Türkiye’nin enerji kaynakları – rüzgar, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=rüzgar&bn=231&hn=&nm=384&id=40696> (2010).

14. İnternet: Türkiye'nin enerji kaynakları – güneş, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=gunes&bn=233&hn=&nm=384&id=40695> (2010).
15. İnternet: Türkiye'nin enerji kaynakları – jeotermal kaynaklar, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=jeotermal&bn=234&hn=&nm=384&id=40697> (2010).
16. İnternet: Türkiye'nin enerji kaynakları – biokütle, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=biyoyakit&bn=235&hn=&nm=384&id=40698> (2010).
17. Türkiye Elektrik Üretim, Tüketim, İthalat ve İhracat İstatistikleri, **T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı**, (2012).
18. Ramanathan, R., Ganesh, L.S., "Energy alternatives for lighting in households: An evaluation using an integrated goal programming-AHP model", **Energy**, 20(1):63-72 (1995).
19. Hoog, D., Hobbs, B., "An integrated resource planning model considering customer value, emissions and regional economic impacts", **Energy**, 18(11):1153-1159 (1993).
20. Mezher, T., Chedid, R., Zahabi, W., "Energy resource allocation using multi-objective goal programming: the case of Lebanon", **Applied Energy**, 61, 175-192 (1998).
21. Pokharel, S., Chandrashekara, M., "A multiobjective approach to rural energy policy analysis", **Energy**, 23(4):325-336 (1998).
22. Mavrotas, G., Diakoulaki, D., Papayannakis, L., "An energy planning approach based on mixed 0-1 multiple objective linear programming", **International Transactions in Operational Research**, 6, 231-244 (1999).
23. Agrawal, R.K., Singh, S.P., "Energy allocations for cooking in UP households (India): A fuzzy multi-objective analysis", **Energy Conversion Management**, 42:2139–2154 (2001).
24. Borges, A.R., Antunes, C.H., "A fuzzy multiple objective decision support model for energy-economy planning", **European Journal of Operational Research**, 145, 304-316 (2003).
25. Antunes, C.H., Martins, A.G., Brito, I.S., "A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning", **Energy**, 29:613-627 (2004).

26. Jana, C., Chattopadhyay, N., “Block level energy planning for domestic lighting—a multi-objective fuzzy linear programming approach”, *Energy*, 29:1819–1829 (2004).
27. Deshmukh, S.S., Deshmukh, M.K., “A new approach to micro-level energy planning—A case of northern parts of Rajasthan, India”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 634-642 (2009).
28. Jinturkar, A.M., Deshmukh, S.S., “A fuzzy mixed integer goal programming approach for cooking and heating energy planning in rural”, *Expert Systems with Applications*, 38(9):11377-11381 (2011).
29. Arnette, A., Zobel, C.W., “An optimization model for regional renewable energy development”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 4606-4615 (2012).
30. San Cristóbal, J.R., “A goal programming model for the optimal mix and location of renewable energy plants in the north of Spain”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 4461-4464 (2012).
31. Suo, M.Q., Li, Y.P., Huang, G.H., “Multicriteria decision making under uncertainty: An advanced ordered weighted averaging operator for planning electric power systems”, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 25, 72-81 (2012).
32. Kaya, T., Kahraman, C., “Multicriteria decision making in energy planning using a modified fuzzy TOPSIS methodology”, *Expert Systems with Applications*, 38, 6577-6585 (2011).
33. San Cristóbal, J.R., “Multicriteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The Vikor method”, *Renewable Energy*, 36, 498-502 (2011).
34. Haurant, P., Oberti, P., Muselli, M., “Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields on Corsica island: A real case study using the ELECTRE outranking framework”, *Energy Policy*, 39, 676-688 (2011).
35. Ghafghazi, S., Sowlati, T., Sokhansanj, S., Melin, S., “A multicriteria approach to evaluate district heating system options”, *Applied Energy*, 87(4):1134-1140 (2010).
36. Kaya, T., Kahraman, C., “Multicriteria renewable energy planning using an integrated fuzzy VIKOR & AHP methodology: The case of İstanbul”, *Energy*, 35, 2517-2527 (2010).
37. Kahraman, C., Kaya, İ., “A fuzzy multicriteria methodology for selection among energy alternatives”, *Expert Systems with Applications*, 37, 6270-6281 (2010).

38. Nixon, J.D., Dey, P.K., Davies, P.A., “Which is the best solar thermal collection technology for electricity generation in north-west India? Evaluation of options using the analytical hierarchy process”, *Energy*, 35, 5230-5240 (2010).
39. Theodorou, S., Florides, G., Tassou, S., “The use of multiple criteria decision making methodologies for the promotion of RES through funding schemes in Cyprus. A review”, *Energy Policy*, 38, 7783-7792 (2010).
40. Kahraman, C., Kaya, İ., Çebi, S., “A comparative analysis for multiattribute selection among renewable energy alternatives using fuzzy axiomatic design and fuzzy analytic hierarchy process”, *Energy*, 34, 1603-1616 (2009).
41. Lee, A.H.I., Chen, H.H., Kang, H.Y., “Multi-criteria decision making on strategic selection of wind farms”, *Renewable Energy*, 34, 120-126 (2009).
42. Tsoutsos, T., Drandaki, M., Frantzeskaki, N., Iosifidis, E., Kiosses, I., “Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete”, *Energy Policy*, 37, 1587-1600 (2009).
43. Önüt, S., Tuzkaya, U.R., Saadet, N., “Multiple criteria evaluation of current energy resources for Turkish manufacturing industry”, *Energy Conversion and Management*, 49, 1480-1492 (2008).
44. Burtonb, J., Hubaceka, K., “Is small beautiful? A multicriteria assessment of small-scale energy technology applications in local governments”, *Energy Policy*, 35, 6402-6412 (2007).
45. Begic, F., Afgan, N.H., “Sustainability assessment tool for the decision making in selection of energy system—Bosnian case”, *Energy*, 32, 1979-1985 (2007).
46. Doukas, H., Patlitzianas, K.D., Psarras, J., “Supporting sustainable electricity technologies in Greece using MCDM”, *Resources Policy*, 31, 129–136 (2006).
47. Cavallaro, F., Ciraolo, L., “A multicriteria approach to evaluate wind energy plants on an Italian island”, *Energy Policy*, 33, 235-244 (2005).
48. Pohekar, S.D., Ramachandran, M., “Multicriteria evaluation of cooking energy alternatives for promoting parabolic solar cooker in India”, *Renewable Energy*, 29, 1449-1460 (2004).
49. Aras, H., Erdoğan, Ş., Koç, E., “Multicriteria selection for a wind observation station location using analytic hierarchy process”, *Renewable Energy*, 29, 1383-1392 (2004).
50. Topçu, Y.I., Ülengin, F., “Energy for the future: An integrated decision aid for the case of Turkey”, *Energy*, 29, 137-154 (2004).

51. Nigim, K., Munier, N., Green, J., “Pre-feasibility MCDM tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources”, *Renewable Energy*, 29, 1775-1791 (2004).
52. Haralambopoulos, D.A., Polatidis, H., “Renewable energy projects: structuring a multicriteria group decision-making framework”, *Renewable Energy*, 28, 961-973 (2003).
53. Goletsis, Y., Psarras, J., Samouilidis, J.E., “Project ranking in the Armenian energy sector using a multicriteria method for groups”, *Annals of Operations Research*, 120, 135-157 (2003).
54. Beccali, M., Cellura, M., Mistretta, M., “Decision-making in energy planning. Application of the ELECTRE method at regional level for the diffusion of renewable energy technology”, *Renewable Energy*, 28, 2063-2087 (2003).
55. Afgan, N.H., Carvalho, M.G., “Multicriteria assessment of new and renewable energy power plants”, *Energy*, 27, 739-755 (2002).
56. Beccali, M., Cellura, M., Ardente, D., “Decision making in energy planning: The ELECTRE multicriteria analysis approach compared to a fuzzy-sets methodology”, *Energy Conversion and Management*, 39(16-18):1869-1881 (1998).
57. Georgopoulou, E., Lalas, D., Papagiannakis, L., “A multicriteria decision aid approach for energy planning problems: The case of renewable energy option”, *European Journal of Operational Research*, 103(9):38-54 (1997).
58. İnternet: 2012 yılı aylık ve yıllık enflasyon oranları, <http://www.hazine.org.tr/tr/index.php/ekonomi/enflasyon> (2012).
59. Karbon Piyasalarında Ulusal Deneyim ve Geleceğe Bakış, *T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı*, 19-21 (2011).
60. İnternet: Estimation of emission reductions, <http://www.cdmgoldstandard.org/project-certification/rules-and-toolkit> (2012).
61. Sovacool, B.K., “Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey”, *Energy Policy*, 36, 2950-2962 (2008).
62. Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011, *Energy Information Administration*, 4-5 (2011).
63. İnternet: Türkiye’nin enerji kaynakları potansiyeli, http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/2012_Genel_Kurul_Konusmasi.pdf (2012).

64. Tabucanon, M.T., “Multiple Criteria Decision Making in Industry”, *Elseiver*, Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo, 35-72, 90-92 (1988).
65. Zeleny, M., “Multiple Criteria Decision Making”, *McGraw – Hill*, New York, 328 (1982).
66. Saaty, T.L., “The Analytic Hierarchy Process”, *McGraw – Hill*, New York (1980).
67. 2010 Yıllık Faaliyet Raporu, *Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü*, 20 (2011).
68. Bedeloğlu, A., Demir, A., Bozkurt, Y., “Fotovoltaik teknolojisi: Türkiye ve dünyadaki durumu, genel uygulama alanları ve fotovoltaik tekstiller”, *Tekstil Teknolojileri Elektronik Dergisi*, 4(2):43-58 (2010).
69. 2007 Survey of Energy Resources, *World Energy Council (WEC)*, (2007).
70. Kaynar, O., Taştan, S., “Zaman serisi analizinde MLP yapay sinir ağları ve ARIMA modelinin karşılaştırılması”, *Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 33, 161-172 (2009).
71. Bircan, H., Karagöz, Y., “Box-Jenkins modelleri ile aylık döviz kuru tahmini üzerine bir uygulama”, *Kocaeli Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 6(2):49-62 (2003).

EKLER

EK-1. Türkiye’de elektrik ithalat ve ihracatının 2012-2023 dönemi için tahmini

Box-Jenkins yöntemi tek değişkenli zaman serilerinin ileriye dönük tahmin ve kontrolünde kullanılan istatistiksel tahmin yöntemlerinden biridir. Zamana bağlı olayların rassal karakterdeki olaylar, bu olaylarla ilgili zaman serilerinin ise stokastik süreç olduğu varsayımına dayanılarak geliştirilmiş olan bu yöntemin uygulandığı zaman serisinin eşit aralıklı gözlem değerlerinden oluşan kesikli ve durağan bir seri olduğu varsayılmaktadır. Ancak, gerçekte zaman serilerinin ortalama ve varyansında zamana bağlı olarak bir değişim olmaktadır. Durağan olmayan zaman serilerinde görülen bu değişim, genellikle trend, düzenli, düzensiz dalgalanmalar ve Türkiye’de 2012 yılı öncesinde gerçekleşen elektrik ithalat ve ihracat verilerinde olduğu gibi tesadüfi dalgalanmaların etkisiyle gerçekleşir. Durağan olmayan zaman serilerinin Box-Jenkins yöntemiyle tahmini için seri, bazı dönüşüm yöntemleriyle durağan hale getirilmelidir. Box-Jenkins yöntemi ile tahmin dört aşamada gerçekleşmektedir [70]:

1. Model Belirleme: Zaman serisine uygun Box-Jenkins modeli bu aşamada belirlenir.

2. Parametre Tahmini: Model belirleme aşamasında belirlenen modele ilişkin parametrelerin tahmin edildiği aşamadır.

3. Uygunluğun Testi: Modelin veri setine uygunluğunun istatistiksel yöntemlerle test edildiği bu aşamada model uygun bulunursa son aşamaya geçilir, uygun bulunmazsa başka bir modelin belirlenmesi için ilk aşama olan model belirlemeye dönülür [70] (Uygunluk testleri, modelin seri için uygun olup olmadığını gösterir. Bu iş için parametre tahminleri geçici uygun modelde yerine konularak tahminler yapılır. Tahmin hataları serisi meydana getirilir ve bu serilerin otokorelasyonları hesaplanarak inceleme yapılır. İnceleme sonunda bu otokorelasyonlar zaman serisi unsuru ihtiva etmiyorsa ve bu katsayılar istatistiki olarak sıfırdan anlamlı değillerse geçici model, uygun model olarak kabul edilir, aksi halde yeniden uygun model aramak gerekir [71])

EK-1 (Devam). Türkiye’de elektrik ithalat ve ihracatının 2012-2023 dönemi için tahmini

4. Tahmin: Seçilen en uygun model tahmin için kullanılır.

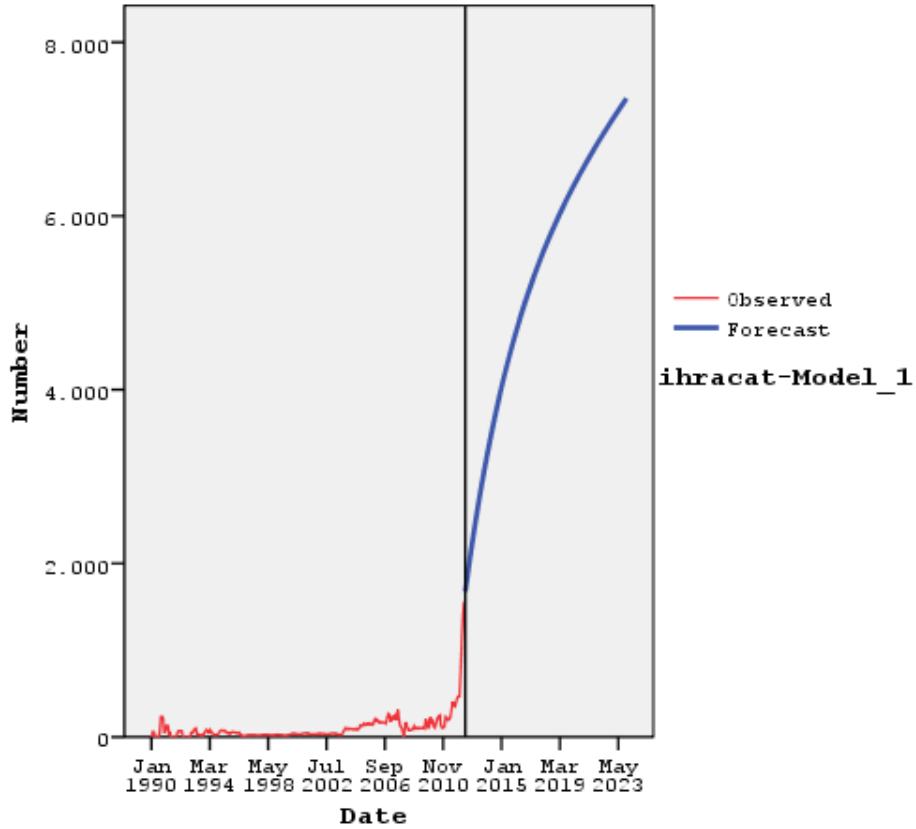
Box-Jenkins yöntemi ile tahmin edilen zaman serisi modelleri; Otoregresif (AR) Model, Hareketli Ortalama (MA) Modeli, Otoregresif-Hareketli Ortalama (ARMA) Modeli ve Otoregresif Bütünleşik Hareketli Ortalama (ARIMA) Modelidir. ARIMA modelleri, durağan olmayan ancak fark alma işlemiyle durağan hale dönüştürülmüş serilere uygulanan modellerdir. Durağan olmayan ancak fark alma işlemiyle durağan hale dönüştürülmüş serilere uygulanan modellere “durağan olmayan doğrusal stokastik modeller” denir. Bu modeller “ d ” dereceden farkı alınmış serilere uygulanan, değişkenin t dönemindeki değerinin belirli sayıdaki geri dönem değerleri ile aynı dönemdeki hata teriminin doğrusal bir fonksiyonu olarak ifade edildiği AR ve değişkenin t -dönemindeki değerinin aynı dönemdeki hata terimi ve belirli sayıda geri dönem hata terimlerinin doğrusal fonksiyonu olarak ifade edildiği MA modellerinin birer birleşimidir. Modellerin genel gösterimi ARIMA (p, d, q) şeklindedir. Burada p ve q sırasıyla Otoregresif (AR) Modelin ve Hareketli Ortalama (MA) Modelinin derecesi, d ise fark alma derecesidir [70].

ARIMA modellerinin AR terimlerinin belirlenmesi için kısmi otokorelasyon, MA terimlerinin belirlenmesi içinse otokorelasyon fonksiyonları kullanılmıştır. MSE, MAPE, AIC ve SBC kriterleri karşılaştırılarak Türkiye’de 2012-2023 yılları arasında gerçekleşmesi öngörülen ithalat ve ihracat değerleri için oluşturulan modeller içerisinden veri setlerine en uygun olan modeller; ithalat için ARIMA(2,2,1), ihracat içinse ARIMA(2,1,2) modeli olarak belirlenmiştir. Seçilen en uygun modeller tahmin için kullanılmış ve elde edilen tahmin değerleri Çizelge 1.1.de verilmiştir.

EK-1 (Devam). Türkiye’de elektrik ithalat ve ihracatının 2012-2023 dönemi için tahmini

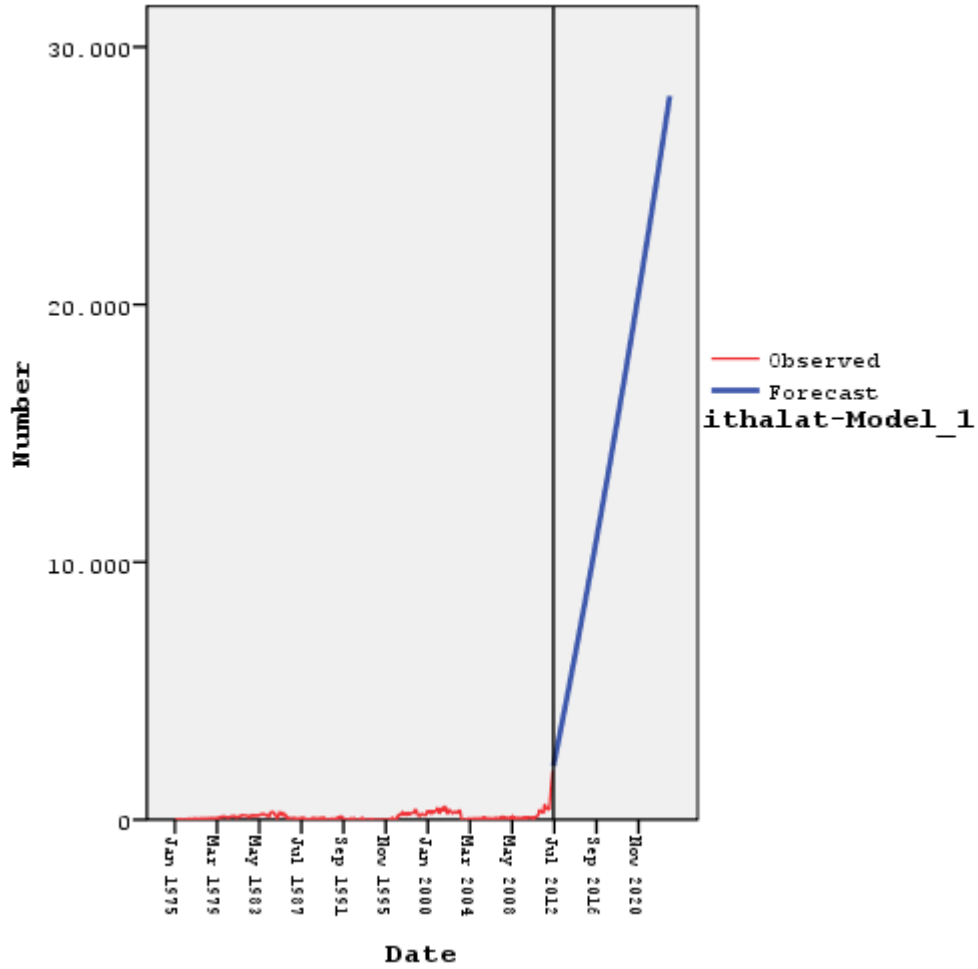
Çizelge 1.1.Türkiye’de elektrik ithalat ve ihracatının 2012-2023 dönemindeki tahmin değerleri

	İthalat Tahmini	Artış (%)	İhracat Tahmini	Artış (%)
2012	22.734,9	378,96	18.465,2	381,71
2013	49.862,0	119,32	33.385,2	80,80
2014	74.339,2	49,09	43.608,7	30,62
2015	99.450,4	33,78	51.873,8	18,95
2016	125.195,9	25,89	58.671,3	13,10
2017	151.575,4	21,07	64.368,9	9,71
2018	178.589,0	17,82	69.242,3	7,57
2019	206.236,7	15,48	73.497,9	6,15
2020	234.518,6	13,71	77.290,6	5,16
2021	263.434,5	12,33	80.736,4	4,46
2022	292.984,5	11,22	83.922,1	3,95
2023	323.168,7	10,30	86.913,1	3,56



Şekil 1.1. İhracat değerlerinin yıllara göre dağılımı

EK-1 (Devam). Türkiye’de elektrik ithalat ve ihracatının 2012-2023 dönemi için tahmini



Şekil 1.2. İthalat değerlerinin yıllara göre dağılımı

Çizelge 1.1, Şekil 1.1 ve Şekil 1.2’den de görüleceği üzere, 2012-2023 döneminde ithalat değerlerinin doğrusal, ihracat değerlerinin ise üstel artışı yapılan analiz neticesinde öngörülmüştür. 2012-2023 yılları arasında Türkiye’de gerçekleşmesi öngörülen ithalat ve ihracat değerleri, son yıllarda Türkiye’de gerçekleşen değerlere göre oldukça yüksektir ve bu nedenle bu tahmin değerlerinin bu tez çalışması kapsamında kullanılması anlamlı sonuçlar üretmeyecektir. Bu tip büyük artışlar kaydeden verilere ulaşmanın temel nedeni, yukarıda da belirtildiği üzere verilerin yıllar itibariyle tesadüfi dalgalanmasıdır. Bu dalgalanmanın nedeni ise, Türkiye’nin bir gereksinimden ziyade, izlediği dış politika gereği elektrik ithalat ve ihracatını gerçekleştirmesidir.

EK-2. Model kodu (Yüksek talep)

General Algebraic Modeling System
Compilation

```

1 SETS
2 I SANTRAL           /1*18/
3 J YIL               /1*12/
4 K KAYNAK            /1*7/
5
6
7 PARAMETER CAP(I)
8 /
9 1          48.8
10 2          26
11 3          128
12 4          2142
13 5          1525
14 6          2142
15 7          1507
16 8          1856
17 9          1773
18 10         540
19 11         500
20 12         110
21 13         83
22 14         114
23 15         111
24 16         68
25 17         43
26 18        8880
27 /;
28 PARAMETER CO2(I)
29 /
30 1          0.032
31 2          0.011
32 3          0.013
33 4          0.96
34 5          1.14
35 6          1.05
36 7          1.055
37 8          0.443
38 9          0.48
39 10         0.01
40 11         0.01
41 12         0.01
42 13         0.01
43 14         0.038
44 15         0.038
45 16         0.025
46 17         0.025
47 18         0.066
48 /;

```

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

49 PARAMETER CO2A(I)

50 /

51 1 28792

52 2 15340

53 3 75520

54 4 0

55 5 0

56 6 0

57 7 0

58 8 0

59 9 0

60 10 286200

61 11 265000

62 12 64900

63 13 48970

64 14 60420

65 15 58830

66 16 36040

67 17 22790

68 18 0

69 /;

70 PARAMETER LAB(I)

71 /

72 1 0.3279

73 2 1

74 3 0.4219

75 4 0.0420

76 5 0.2361

77 6 0.4219

78 7 0.2389

79 8 0.0286

80 9 0.0367

81 10 0.0926

82 11 0.1

83 12 0.1091

84 13 0.1446

85 14 0.2807

86 15 0.2883

87 16 0.1471

88 17 0.2326

89 18 0.0141

90 /;

91 PARAMETER SURE(I)

92 /

93 1 2

94 2 3

95 3 3

96 4 4

97 5 0

98 6 4

99 7 0

100 8 3

101 9 0

102 10 5

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

103	11	0
104	12	2
105	13	0
106	14	3
107	15	0
108	16	3
109	17	0
110	18	5
111	/;	
112	PARAMETER TALEP(J)	
113	/	
114	1	243430
115	2	262010
116	3	281850
117	4	303140
118	5	325920
119	6	350300
120	7	376350
121	8	404160
122	9	433900
123	10	466443
124	11	501426
125	12	539033
126	/;	
127	PARAMETER IHR(J)	
128	/	
129	1	4121
130	2	4430
131	3	4762
132	4	5119
133	5	5503
134	6	5916
135	7	6360
136	8	6837
137	9	7349
138	10	7901
139	11	8493
140	12	9130
141	/;	
142	PARAMETER ITH(J)	
143	/	
144	1	5103
145	2	5485
146	3	5897
147	4	6339
148	5	6815
149	6	7326
150	7	7875
151	8	8466
152	9	9101
153	10	9783
154	11	10517
155	12	11306
156	/;	

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

157 PARAMETER KPOT(K)

158 /

159 1 118000

160 2 11000

161 3 140000

162 4 144000

163 5 380000

164 6 4500

165 7 93000

166 /;

167 PARAMETER SSAY(I)

168 /

169 1 0

170 2 0

171 3 0

172 4 0

173 5 16

174 6 0

175 7 24

176 8 0

177 9 79

178 10 0

179 11 130

180 12 0

181 13 69

182 14 0

183 15 8

184 16 0

185 17 13

186 18 0

187 /;

188 PARAMETER CAPEX(I)

189 /

190 1 74370000

191 2 69860000

192 3 378700000

193 4 720000000

194 5 0

195 6 720000000

196 7 0

197 8 292190000

198 9 0

199 10 525000000

200 11 0

201 12 66000000

202 13 0

203 14 60000000

204 15 0

205 16 35750000

206 17 0

207 18 8824000000

208 /;

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

209 PARAMETER LEC(I)

210 /

211 1 0.1415

212 2 0.2842

213 3 0.2931

214 4 0.095

215 5 0.0857

216 6 0.11

217 7 0.0745

218 8 0.133

219 9 0.1196

220 10 0.086

221 11 0.0104

222 12 0.059

223 13 0.059

224 14 0.092

225 15 0.092

226 16 0.113

227 17 0.113

228 18 0.126

229 /;

230 PARAMETER EFAK(I)

231 /

232 1 590

233 2 590

234 3 590

235 4 0

236 5 0

237 6 0

238 7 0

239 8 0

240 9 0

241 10 530

242 11 530

243 12 590

244 13 590

245 14 530

246 15 530

247 16 530

248 17 530

249 18 0

250 /;

251 PARAMETER SKAB(I)

252 /

253 1 0.0959

254 2 0.1137

255 3 0.1053

256 4 0.0479

257 5 0.0479

258 6 0.0492

259 7 0.0492

260 8 0.0537

261 9 0.0537

262 10 0.0639

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

```

263 11      0.0639
264 12      0.1340
265 13      0.1340
266 14      0.1312
267 15      0.1312
268 16      0.1270
269 17      0.1270
270 18      0.0782
271 /;
272 PARAMETER U(K,I)
273 /
274 1.6      1
275 1.7      1
276 2.4      1
277 2.5      1
278 3.10     1
279 3.11     1
280 4.12     1
281 4.13     1
282 5.1      1
283 5.2      1
284 5.3      1
285 6.14     1
286 6.15     1
287 7.16     1
288 7.17     1
289 /;
290 PARAMETERS
291 p
292 /      5.73/
293 CEX
294 /      0.07/
295 RIM
296 /      0.11/
297 M
298 / 400000000/
299 ENF
300 / 0.0806/
301 h
302 / 0.3/
303 ;
304
305 VARIABLES
306 OBJFUNC
307 *OBJFUNC1
308 *OBJFUNC2
309 *OBJFUNC3
310 *OBJFUNC4
311 *OBJFUNC5
312 *OBJFUNC6
313 ;
314
315 POSITIVE VARIABLES
316 X(I,J)

```

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

```

317 ;
318 INTEGER VARIABLES
319 S(I,J)
320 O(I,J)
321 ;
322 BINARY VARIABLES
323 Y(I,J)
324 ;
325 EQUATIONS
326 OBJ
327 CONST1
328 CONST2
329 CONST3
330 CONST4
331 CONST5
332 CONST6
333 CONST7
334 CONST8
335 CONST9
336 CONST10
337 CONST11
338 CONST12
339 CONST13
340 CONST14
341 CONST15
342 CONST16
343 CONST17
344 CONST18
345 *CONST19
346 *CONST20
347 *CONST21
348 *CONST22
349 *CONST23
350 *CONST24
351 ;
352
353 OBJ.. OBJFUNC=E=0.34*(101236869095.38-(SUM((I,J),X(I,J)*LEC(I)*Power(ENF,ord(J)-
1))+SUM((I,J),O(I,J)*CAPEX(I))+SUM(J,ITH(J)*CEX)-SUM(J,IHR(J)*RIM)-
SUM((I,J),p*S(I,J)*CO2A(I)))/(101236869095.38-1171750000000)
354 +0.17*(159895.35-SUM((I,J),X(I,J)*CO2(I)))/(159895.35-1846412.02)
355 +0.21*(170274-SUM((I,J)$ (ord(I)=4 or ord(I)=5 or ord(I)=6 or ord(I)=7 or ord(I)=8 or
ord(I)=9),X(I,J)))/(170274-3296530)
356 +0.07*(4105083.64-SUM((I,J),X(I,J)*LAB(I)))/(4105083.64-332019.05)
357 +0.10*(626926.48-SUM((I,J),X(I,J)*SKAB(I)))/(626926.48-264163.63);
358 *OBJ.. OBJFUNC=E=SUM((I,J),X(I,J)*LEC(I)*Power(ENF,ord(J)-1))+SUM
((I,J),O(I,J)*CAPEX(I))+SUM(J,ITH(J)*CEX)-SUM(J,IHR(J)*RIM)-SUM((I,J),p*S(
I,J)*CO2A(I));
359 *OBJ.. OBJFUNC=E=SUM((I,J),X(I,J)*CO2(I));
360 *OBJ.. OBJFUNC=E=SUM(J,ITH(J));
361 *OBJ.. OBJFUNC=E=SUM((I,J)$ (ord(I)=4 or ord(I)=5 or ord(I)=6 or ord(I)=7 or ord(I)=8
or ord(I)=9),X(I,J));
362 *OBJ.. OBJFUNC=E=SUM((I,J),X(I,J)*LAB(I));
363 *OBJ.. OBJFUNC=E=SUM((I,J),X(I,J)*SKAB(I));
364 CONST1(I,J).. X(I,J)-CAP(I)*S(I,J)=L=0;

```

EK-2 (Devam). Model kodu (Yüksek talep)

```

365 CONST2(J).. SUM(I,X(I,J))+ITH(J)-IHR(J)=G=TALEP(J);
366 CONST3(J)$ (ORD(J)=12).. SUM(I$(ord(I)=1 or ord(I)=2 or ord(I)=3 or ord(I)=10 or
ord(I)=11 or ord(I)=12 or ord(I)=13 or ord(I)=14 or ord(I)=15 or ord(I)=16 or ord(I)=17),X(I,J))-
SUM(I,X(I,J))*h=G=0;
367 CONST4.. SUM((I,J)$((ORD(I)=12 OR ORD(I)=13) AND (ORD(J)<5)),X(I,J))=G=36670;
368 CONST5.. SUM((I,J)$((ORD(I)=14 OR ORD(I)=15) AND (ORD(J)<5)),X(I,J))
=G=2280;
369 CONST6(K,J).. SUM(I$(U(K,I)=1),X(I,J))=L=KPOT(K);
370 CONST7(I,J).. X(I,J)-M*Y(I,J)=L=0;
371 CONST8(I,J).. SURE(I)-ORD(J)-M*(1-Y(I,J))=L=0;
372 CONST9(I,J).. X(I,J)-(S(I,J)-1)*CAP(I)=G=0;
373 CONST10(I,J)$ (ord(I)<>5 and ord(I)<>7 and ord(I)<>9 and ord(I)<>11 and ord(I)<>13 and
ord(I)<>15 and ord(I)<>17).. O(I,J)-S(I,J)+S(I,J-1)=E=0;
374 CONST11(I,J)$ (ord(I)=5 or ord(I)=7 or ord(I)=9 or ord(I)=11 or ord(I)=13 or ord(I)=15 or
ord(I)=17).. S(I,J)=L=SSAY(I);
375 CONST12.. S('18','8')=e=1;
376 CONST13.. S('18','9')=e=2;
377 CONST14.. S('18','10')=e=3;
378 CONST15.. S('18','11')=e=4;
379 CONST16.. S('18','12')=e=4;
380 CONST17(I)$ (ORD(I)=18).. SUM(J$(ORD(J)<8),S(I,J))=e=0;
381 CONST18(J).. SUM(I,X(I,J))=L=TALEP(J)*1.2;
382 *CONST19.. OBJFUNC1=E=SUM((I,J),X(I,J)*LEC(I)*Power(ENF,ord(J)-1))+
SUM((I,J),O(I,J)*CAPEX(I))+SUM(J,ITH(J)*CEX)-SUM(J,IHR(J)*RIM)-SUM((I,J),p
*S(I,J)*CO2A(I));
383 *CONST20.. OBJFUNC2=E=SUM((I,J),X(I,J)*CO2(I));
384 *CONST21.. OBJFUNC3=E=SUM(J,ITH(J));
385 *CONST22.. OBJFUNC4=E=SUM((I,J)$ (ord(I)=4 or ord(I)=5 or ord(I)=6 or ord(I)=7 or
ord(I)=8 or ord(I)=9),X(I,J));
386 *CONST23.. OBJFUNC5=E=SUM((I,J),X(I,J)*LAB(I));
387 *CONST24.. OBJFUNC6=E=SUM((I,J),X(I,J)*SKAB(I));
388
389
390 MODEL ECO /all/;
391 ECO.OPTCR=0;
392 ECO.NODLIM=1E9;
393 ECO.OptFile=1;
394 ECO.limrow=10000;
395 ECO.limcol=10000;
396 s.up(i,j) = 100000;
397 o.up(i,j) = 100000;
398
399 OPTION ITERLIM=1E9;
400 OPTION RESLIM=7200;
401 OPTION LIMROW=10000;
402 OPTION LIMCOL=10000;
403 SOLVE ECO USING MIP MINIMIZING OBJFUNC;
404
405 display X.I,S.I,O.I;

```

EK-3. Model çıktıları (Yüksek talep)

General Algebraic Modeling System
Model Statistics SOLVE ECO Using MIP From line 403

MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	19	SINGLE EQUATIONS	1,198
BLOCKS OF VARIABLES	5	SINGLE VARIABLES	781
NON ZERO ELEMENTS	3,120	DISCRETE VARIABLES	564

GENERATION TIME = 0.031 SECONDS 4 Mb WIN225-148 May 29, 2007

EXECUTION TIME = 0.031 SECONDS 4 Mb WIN225-148 May 29, 2007

General Algebraic Modeling System
Solution Report SOLVE ECO Using MIP From line 403

SOLVE SUMMARY

MODEL ECO	OBJECTIVE OBJFUNC
TYPE MIP	DIRECTION MINIMIZE
SOLVER CPLEX	FROM LINE 403

**** SOLVER STATUS 1 NORMAL COMPLETION
**** MODEL STATUS 1 OPTIMAL
**** OBJECTIVE VALUE 0.2584

RESOURCE USAGE, LIMIT	0.137	7200.000
ITERATION COUNT, LIMIT	399	1000000000

GAMS/Cplex Jun 1, 2007 WIN.CP.CP 22.5 034.037.041.VIS For Cplex 10.2
Cplex 10.2.0, GAMS Link 34
Cplex licensed for 1 use of lp, qp, mip and barrier, with 4 parallel threads.

The search will stop after 1000000000 nodes.
Proven optimal solution.

MIP Solution:	0.258565	(374 iterations, 0 nodes)
Final Solve:	0.258389	(25 iterations)

Best possible:	0.258565
Absolute gap:	0.000000
Relative gap:	0.000000

**** REPORT SUMMARY :	0	NONOPT
	0	INFEASIBLE
	0	UNBOUNDED

EK-3 (Devam). Model çıktıları (Yüksek talep)

General Algebraic Modeling System
Execution

---- 405 VARIABLE X.L

	1	2	3	4	5	6
1	188807.200	273475.200	292409.600	292409.600	292409.600	
5	10616.000					
7	19591.000					
9	140067.000					
11	65000.000	65000.000	500.000		64528.400	
12			13860.000	61710.000	61710.000	
13	5727.000	5727.000	5727.000	5727.000		83.000
14		114.000			114.000	
15	888.000	888.000	888.000	888.000	888.000	888.000
16		68.000			68.000	
17	559.000	559.000	559.000	559.000		559.000
+	7	8	9	10	11	12
1	292409.600	292409.600	292409.600	292409.600	323641.600	323641.600
11	64844.400	65000.000	65000.000	500.000	500.000	65000.000
12	87010.000	111430.000	138160.000	138270.000	138270.000	138270.000
13	5727.000	5727.000	5727.000	5727.000	5727.000	5727.000
14	114.000	114.000	114.000	114.000	3612.000	3612.000
15	888.000	888.000	888.000	888.000	888.000	888.000
16	68.000	68.000	68.000	68.000	68.000	
17	559.000	559.000	559.000	559.000	559.000	559.000
18		8796.400	17754.400	26640.000	35520.000	35520.000

---- 405 VARIABLE S.L

	1	2	3	4	5	6
1	1.000	3869.000	5604.000	5992.000	5992.000	5992.000
5	7.000					
7	13.000					
9	79.000					
11	130.000	130.000	1.000	1.000	1.000	130.000
12			126.000	561.000	561.000	
13	69.000	69.000	69.000	69.000	1.000	1.000
14	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
15	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
16	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
17	13.000	13.000	13.000	13.000	1.000	13.000

EK-3 (Devam). Model çıktıları (Yüksek talep)

+	7	8	9	10	11	12
1	5992.000	5992.000	5992.000	5992.000	6632.000	6632.000
11	130.000	130.000	130.000	1.000	1.000	130.000
12	791.000	1013.000	1256.000	1257.000	1257.000	1257.000
13	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000
14	1.000	1.000	1.000	1.000	32.000	32.000
15	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
16	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
17	13.000	13.000	13.000	13.000	13.000	13.000
18		1.000	2.000	3.000	4.000	4.000

---- 405 VARIABLE O.L

	1	2	3	4	5	7
1	1.000	3868.000	1735.000	388.000		
12			126.000	435.000	230.000	
14	1.000					
16	1.000					
+	8	9	10	11		
1			640.000			
12	222.000	243.000	1.000			
14			31.000			
18	1.000	1.000	1.000	1.000		

EXECUTION TIME = 0.016 SECONDS

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : ÖZCAN, Evren Can
 Uyuğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 21.09.1980, Ankara
 Medeni hali : Evli
 Telefon : 0.312.212.69.00 / 24.09
 e-mail : enmcan@hotmail.com

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Doktora	Gazi Üni./Endüstri Müh. ABD.	2013
Yüksek Lisans	Gazi Üni./Endüstri Müh. ABD.	2007
Lisans	Gazi Üni./Endüstri Müh. Böl.	2003
Lise	Seyranbağları Lisesi	1997

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2010-Halen	Elektrik Üretim A.Ş.	Mühendis
2005-2010	Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enst.	Arş. Görevlisi
2003-2005	M.I.S. Danışmanlık	Uzman

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

- Özcan, E.C., Erol, S., “Türkiye’de elektrik üretim planlaması için çok amaçlı bir karışık tam sayılı programlama modeli”, *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, Basım Aşamasında (2012).
- Özcan, E.C., Bulut, M., “Güneş enerjisi teknolojileri ve bu teknolojilerin Türkiye’deki geleceği”, *VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Kayseri, 247-262 (2011).

3. Pampal, S., Avşar, N., Özcan, E.C., “Dikimevi-Beşevler hattındaki otobüs ve raylı sistemin karşılaştırması”, *Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi*, 24(2):293-302 (2009).
4. Özyörük, B., Özcan, E.C., “Analitik hiyerarşi sürecinin tedarikçi seçiminde uygulanması: Otomotiv sektöründen bir örnek”, *Süleyman Demirel Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 13(1):133-144 (2008).
5. Özyörük, B., Özcan, E.C., “Otomotiv sektöründe tedarikçi seçimine etki eden faktörler ve tedarikçi seçimi”, *V. Ulusal Üretim Araştırmaları Sempozyumu*, İstanbul Ticaret Üniversitesi, 625-629 (2005).