STOKASTİK PROGRAMLAMA YAKLAŞIMI İLE ELEKTRİK ÜRETİM ENDÜSTRİSİNİN MODELLENMESİ

ELECTRICITY GENERATION INDUSTRY MODELLING: STOCHASTIC PROGRAMMING APPROACH

HASAN BASRİ ARSLAN

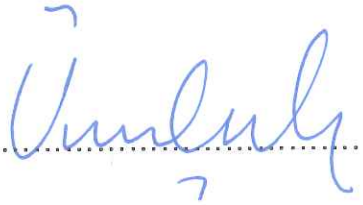
DOÇ. DR. ŞULE ERGÜN

Tez Danışmanı

Hacettepe Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin
Nükleer Enerji Mühendisliği Anabilim Dalı için Öngördüğü
DOKTORA TEZİ olarak hazırlanmıştır.

2017

HASAN BASRİ ARSLAN'ın hazırladığı "**Stokastik Programlama Yaklaşımı ile Elektrik Üretim Endüstrisinin Modellenmesi**" adlı bu çalışma aşağıdaki jüri tarafından **NÜKLEER ENERJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Üner Çolak
Başkan ..... 

Doç. Dr. Şule Ergün
Danışman .....

Prof. Dr. Cemal Niyazi Sökmen
Üye .....

Prof. Dr. Ayhan Albostan
Üye .....

Yrd. Doç. Dr. Erol Çubukcu
Üye .....

Bu tez Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tarafından **DOKTORA TEZİ** olarak onaylanmıştır.

Prof. Dr. Menemşe GÜMÜŞDERELİOĞLU
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

YAYINLAMA VE FİKRİ MÜLKİYET HAKLARI BEYANI

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

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

☑ **Tezimin/Raporumun tamamı dünya çapında erişime açılabilir ve bir kısmı veya tamamının fotokopisi alınabilir.**
(Bu seçenekle teziniz arama motorlarında indekslenebilecek, daha sonra tezinizin erişim statüsünün değiştirilmesini talep etseniz ve kütüphane bu talebinizi yerine getirse bile, tezinin arama motorlarının önbelleklerinde kalmaya devam edebilecektir.)

☐ **Tezimin/Raporumun ..... tarihine kadar erişime açılmasını ve fotokopi alınmasını (İç Kapak, Özet, İçindekiler ve Kaynakça hariç) istemiyorum.**
(Bu sürenin sonunda uzatma için başvuruda bulunmadığım taktirde, tezimin/raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir, kaynak gösterilmek şartıyla bir kısmı ve ya tamamının fotokopisi alınabilir)

☐ **Tezimin/Raporumun ..... tarihine kadar erişime açılmasını istemiyorum, ancak kaynak gösterilmek şartıyla bir kısmı veya tamamının fotokopisinin alınmasını onaylıyorum.**

☐ **Serbest Seçenek/Yazarın Seçimi**

22/12/2017

HASAN BASRİ ARSLAN

ETİK

Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında,

- tez içindeki bütün bilgi ve belgeleri akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- görsel, işitsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda ilgili eserlere bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunduğumu,
- atıfta bulunduğum eserlerin tümünü kaynak olarak gösterdiğimi,
- kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı,
- ve bu tezin herhangi bir bölümünü bu üniversite veya başka bir üniversitede başka bir tez çalışması olarak sunmadığımı

beyan ederim.

22/12/2017

HASAN BASRİ ARSLAN

ÖZET

STOKASTİK PROGRAMLAMA YAKLAŞIMI İLE ELEKTRİK ÜRETİM ENDÜSTRİSİNİN MODELLENMESİ

Hasan Basri ARSLAN

Doktora, Nükleer Enerji Mühendisliği Bölümü

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Şule ERGÜN

Aralık 2017, 275 sayfa

Bu tez çalışmasında, talep büyüme belirsizliği altında konvansiyonel ve yenilenebilir elektrik üretim teknolojilerinin değerlendirildiği, çoklu hedefler içeren büyüme planlaması (GEP) problemi için, bir modelleme çerçevesi ile bunun çözümü için uygun matematik modellerin geliştirilmesi hedeflenmiştir.

Enerji-ekonomi-çevre etkilerinin bir arada değerlendirilmesi, enerji ve çevre politikalarının üretim endüstrisi üzerindeki etkilerinin incelenmesi, uzun vadeli talep projeksiyonlarının ihtiva ettiği belirsizliklerin modellenmesi, maliyet ve başlıca hava kirleticilere ait emisyonların daha ileri düzeyde optimize edilmesine olan güncel ihtiyaçlar, esnek GEP modellerinin geliştirilmesini zorunlu hale getirmektedir.

Gündemde olan bu konuların çözümüne katkı sağlamak amacıyla, bu çalışmada, çoklu hedef fonksiyonlarının, talep büyüme belirsizliği altında, farklı teknik ve güvenlik sınırlarını sağlayacak şekilde aynı anda optimize edilmesine olanak sağlayacak çok-hedefli çok-periyotlu büyüme planlaması modelleri önerilmiş ve esnek yapıda geliştirilen bu modellerin, karar vericilere farklı senaryoların etkilerinin incelenmesinde imkan sağlaması hedeflenmiştir.

En uygun büyüme alternatiflerinin belirlenmesi amacıyla, maliyetler ile CO_2 ve NO_x (ve SO_2) emisyonlarına ait hedef fonksiyonlarının, ekonomik, teknik, işletme ve çevresel sınır koşulları altında aynı anda optimize edilmesine olanak sağlayacak çok-periyotlu, çok-hedefli GEP ile stokastik, çok-periyotlu, çok-aşamalı, çok-hedefli GEP modelleri önerilmiştir.

Karmaşık tamsayı doğrusal programlama problemleri olarak ifade edilen modellerde, Pareto optimal çözümler, çok-hedefli matematik programlama yaklaşımlarının uygulanmasıyla elde edilmiştir. Karar vericiler için en iyi çözümün bulunması amacıyla da bulanık karar verme metodu kullanılmıştır.

Stokastik programlamanın başlıca zorluklarından birisi stokastik sürekli süreçlerin sonlu sayıda üretilecek senaryolar ile tanımlanabilmesidir. Talep büyümesine ait belirsizliğin modellenmesinde, yıllık elektrik enerjisi talep verisinin Geometrik Brown Hareketi'ni takip ettiği gösterilmiştir. Çok-aşamalı ağaç yapısı kapsamındaki senaryolar, marjinal istatistik momentlerini kullanan eşleştirme metodu ile üretilmiş, simülasyonlar için ise Monte Carlo metotları kullanılmıştır.

Enerji modelleri tarafından referans alınan, konvansiyonel ve yenilenebilir güç teknolojilerine ait teknik performans, maliyet ve emisyon özellikleri, simülasyonlar için gerekli olan anlamlı ve tutarlı veri ihtiyacı nedeniyle ayrıca sentezlenmiştir.

Son olarak, önerilen modellerin uygunluğu ve çözüm metotlarının performansı, Türkiye elektrik üretim endüstrisinin aktüel durumu için gösterilmiştir. Benzeri şekilde Türkiye enerji arz ve talep büyümesi ile emisyonların durumu 2030 yılı için incelenmiştir. Enerji-ekonomik modelleme platformu LEAP kullanılarak Türkiye toplam birincil ve nihai enerji talebi, elektrik üretim projeksiyonları ile başlıca hava kirleticilerine ait (sera gazları, SO_2, NO_x, CO_2) emisyonlar incelenmiş ve sonuçlar değerlendirilmiştir.

Simülasyon sonuçları değerlendirildiğinde bu tez çalışması, enerji-ekonomi-çevre etkilerinin belirsizlik altında beraberce değerlendirildiği GEP modelleri konusunda karar vericiler için deterministik ve stokastik modelleriyle uygun bir araç sunmaktadır. Geliştirilen modeller, sunduğu uçtan-uca karar destek sistemi tasarımıyla, farklı büyüme alternatiflerinin değerlendirilmesi, sürdürülebilir kalkınma hedeflerine ulaşılması çerçevesinde; enerji sistemleri, enerji ekonomisi ve çevreye dair alınacak siyasal kararların uzun vadeli etkilerinin belirlenebilmesine imkan sağlayabilecektir.

Anahtar Kelimeler: güç üretimi büyüme planlaması, enerji sistem analiz modelleri, optimizasyon modelleri, stokastik programlama, çok-hedefli optimizasyon, enerji senaryoları, senaryo üretimi, emisyonlar, LEAP.

ABSTRACT

ELECTRICITY GENERATION INDUSTRY MODELLING:

STOCHASTIC PROGRAMMING APPROACH

Hasan Basri ARSLAN

Doctor of Philosophy, Department of Nuclear Engineering

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Şule ERGÜN

December 2017, 275 pages

This thesis focuses on the development of a framework and mathematical models to formulate generation expansion planning (GEP) models that include multiple objectives; by means of appropriately considering conventional and renewable electricity generation technologies faced with demand growth uncertainty.

The growing need to simultaneously analyze a range of energy-economy-environment interactions, assess possible future impacts of energy and environmental policy decisions, consider uncertainties related with long-term electricity demand projections, and further optimize costs and emissions of main air pollutants; requires the development of flexible GEP models.

To address emerging concerns, models that represent multi-period, multi-objective GEP problems to optimize different objective functions concurrently while satisfying a wide-range of technical and reliability constraints under demand growth uncertainty are proposed to serve as a flexible structure for decision-makers in evaluating the impacts of various scenarios.

In this study, presented models include multi-period, multi-objective GEP and stochastic, multi-period, multi-stage, multi-objective GEP models to determine optimal expansion alternatives while minimizing total costs, CO_2, NO_x, (and SO_2) emission objective functions concurrently under a set of economic, technical, operational and environmental constraints.

The models are formulated as mixed-integer linear programming problems, and multi-objective mathematical programming approaches are implemented to obtain Pareto-optimal solutions. A fuzzy decision-making method is used to select the most preferable compromise solution for decision-makers.

One of the key challenges of stochastic programming is to represent the continuous stochastic processes by generating a finite number of scenarios. To model demand growth uncertainty, the actual annual electricity demand was verified to ensure consistency with the correlated Geometric Brownian Motion processes. A finite number of scenarios with a multi-stage tree structure is constructed by using a matching method, based on moments of marginal distribution functions, and simulations carried out by using Monte Carlo simulation methods.

Cost and technical performance estimates for conventional and renewable power generation technologies utilized by different energy models are compared and synthesized to satisfy the reliable data needs for such models.

Finally, a real case study based on Turkish electricity supply industry-planning problem shows the relevance of the proposed models and performance of solution methods. That said, an overview of Turkish energy demand growth, supply and associated emissions for the year of 2030 are also examined for different scenarios. Using the energy-economic modeling platform LEAP; primary and final energy demands, electricity generation projections, and emissions of the main air pollutants (greenhouse gases, SO_2, NO_x, and CO_2) are all studied and analyzed.

In conclusion, considering the simulation outcomes, this thesis provides an appropriate tool for policy makers to analyze various scenarios and technology options considering energy-economy-environment interactions under demand uncertainty based on deterministic and stochastic models. The models can serve as an end-to-end decision-support tool to evaluate different generation expansion alternatives and to quantify the long-term implications of policy decisions on energy systems, energy economics, and the environment; while concurrently achieving a path for sustainable development.

Keywords: power generation expansion planning, energy system analysis models, optimization models, stochastic programming, multi-objective optimization, energy scenarios, scenario generation, emissions, LEAP.

TEŞEKKÜR

Tezimin her aşamasında bana rehberlik eden, bu uzun ve karmaşık yolda karşılaştığım problemlerin üstesinden gelebilmem için vermiş olduğu değerli önerileri, gösterdiği müsamaha, tez konusunda farklı fikirlerimi uygulayabilmem için sağlamış olduğu esneklik ve sürekli olarak vermiş olduğu güven ile bu çalışmada pek çok şey borçlu olduğum kıymetli Hocam Doç. Dr. Şule Ergün'e en derin şükranlarımı sunarım.

Yüksek lisans ve doktora çalışmam sürecinde bana sabırla yol gösteren, farklı teknik alanlardaki disiplinler arası engin bilgisi, ileri görüşlülüğü ve tecrübesiyle her zaman bir başvuru kaynağım olan, emeğini asla unutamayacağım değerli Hocam Prof. Dr. Üner Çolak'a teşekkürü bir borç bilirim.

Eğitimim boyunca daima desteğini gördüğüm, mühendisliğin en karmaşık sayılan konularını büyük bir sabırla anlatmış olan, yorum ve değerlendirmeleriyle tezime önemli katkıda bulunan ve her zaman hatırlayacağım Prof. Dr. Cemal Niyazi Sökmen'e,

Katkıları, görüş ve önerileri için değerli jüri üyelerim Prof. Dr. Ayhan Albostan ve Yrd. Doç. Dr. Erol Çubukcu'ya, tükenmeyen sabırları ve eşsiz destekleri ile daima yanımda bulunan aileme teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET i
ABSTRACT iii
TEŞEKKÜR v
İÇİNDEKİLER vi
ÇİZELGELER xi
ŞEKİLLER xiv
EKLER xvi
SİMGELER VE KISALTMALAR xvii
1. GİRİŞ 1
1.1. Tezin Hedefleri 3
1.2. Çalışmanın Ana Hatları 4
1.3. Çalışmanın Katkıları 8
2. GEÇMİŞ ÇALIŞMALAR / LİTERATÜR TARAMASI 10
2.1. Enerji Modelleri 10
2.1.1. Enerji Modellerinin Sınıflandırılması 11
2.1.2. Enerji Modellerinin İncelenmesi 12
2.1.3. LEAP Modeli Uygulamaları 16
2.2. Belirsizliğin Senaryolarla Modellenmesi 18
2.3. Üretim Büyüme Planlaması 20
2.3.1. Giriş 20
2.3.2. Çok-hedefli GEP 22
2.3.3. Stokastik GEP 24
3. ELEKTRİK ÜRETİM MODELLERİ İÇİN VERİ ANALİZLERİ 29
3.1. Giriş 29
3.2. Enerji Model Verileri 30
3.2.1. AEO 2013 Verisi 30
3.2.2. NREL 2012 Raporu 31
3.2.3. NREL ReEDS Modeli 31
3.2.4. EPA Bütünleşik Planlama Modeli 32

3.2.5. Global Change Assesment Model 32
3.2.6. NETL 33
3.3. Teknolojiler 33
3.4. Verilerin İncelenmesi 36
3.4.1. Teknik Performans Özellikleri 36
3.4.2. Maliyet Özellikleri 46
3.4.3. Emisyon Özellikleri 56
3.5. Değerlendirme 61
4. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİNİN MODELLENMESİ 63
4.1. Giriş 63
4.2. LEAP Modelinin Yapısı 63
4.3. LEAP Modeli Ana Kabulleri ve Veri Yapısı 64
4.3.1. Gayri Safi Yurtiçi Hasıla 65
4.3.2. Katma Değerli Sektörler 65
4.3.3. Katma Değerli Sektörler İçin Gelecek Projeksiyonları 67
4.3.4. Nüfus Verileri 70
4.4. Model Verileri 71
4.5. Toplam Nihai Enerji Tüketimi ve Gelecek Tahminleri 73
4.5.1. Konut 73
4.5.2. Tarım 76
4.5.3. Sanayi ve Alt Sektörleri 77
4.5.4. Ulaştırma ve Alt Sektörleri 80
4.5.5. Hizmetler 82
4.5.6. Enerji Dışı Kullanım 83
4.6. Kurulu Güç 84
4.7. Enerji Üretim Verileri 85
4.8. Tertiplenmiş Yük Eğrisi 86
4.9. Enerji Yoğunluğu 87
4.10. Senaryoların Geliştirilmesi 88
4.10.1. Referans Senaryosu 88
4.10.2. Trend Analizi Senaryosu 90
4.10.3. Ortak Kabuller 91

4.10.4. Diğer Kabuller 91
4.11. Senaryoların Analizi 94
4.11.1. Sektörlere Göre Talep Tahmini 95
4.11.2. Yakıt Türlerine Göre Talep Tahmini 97
4.11.3. Elektrik Üretim Tahmini 99
4.11.4. Çevresel Etkilerin Değerlendirilmesi 102
4.12. Değerlendirme 105
5. ÇOK HEDEFLİ GEP MODELİ 107
5.1. Giriş 107
5.2. Doğrusal Programlama Problemi 107
5.3. Çok-hedefli Optimizasyon Problemi 109
5.4. Programlama Metotları 115
5.4.1. Ağırlıklı Toplam Metodu 117
5.4.2. Sözlük Sıralaması Metodu 118
5.4.3. Epsilon Kısıt Metodu 118
5.4.4. Genişletilmiş Epsilon Kısıt Metodu 119
5.5. Çözüm Metodu 121
5.5.1. Genişletilmiş Ağırlıklı Epsilon Kısıt Metodu 121
5.5.2. Bulanık Karar Verme Yaklaşımı 125
5.5.3. Çözüm Aşamaları 126
5.6. Çok-hedefli GEP Modeli 128
5.6.1. Model Parametreleri 128
5.6.2. Hedef Fonksiyonları 130
5.6.3. Model Kısıtları 133
5.7. Model Verileri 136
5.7.1. Talep Tahmini 137
5.7.2. Kurulu Güç için Model Parametreleri 138
5.7.3. Aday Teknolojiler 143
5.7.4. Yakıt Maliyetleri 146
5.7.5. Yenilenebilir Enerji Hedefleri ve Gelişimi 147
5.7.6. Yük Analizi 148
5.7.7. Yük Tevzi Modeli 148

5.7.8. İndirim Oranı 150
5.7.9. Diğer Kabuller 151
5.8. Çözüm Parametreleri 153
5.9. Sonuçların Analizi 154
5.9.1. Referans Problemin Analizi 155
5.9.2. Örnek Durum Problemlerinin Değerlendirilmesi 158
5.9.3. CO_2 ve SO_2 Emisyonlarının Optimizasyonu Problemi 162
5.9.4. Yenilenebilir Enerji Hedefleri Optimizasyonu Problemi 164
5.9.5. Çözüm Parametreleri ve Hesaplama Zamanı 167
5.10. Değerlendirme 169
6. BELİRSİZLİĞİN MODELLENMESİ 173
6.1. Giriş 173
6.2. Belirsizliğin Modellenmesi 174
6.3. Geometrik Brown Hareketi ve Kapasite Büyüme Planlaması 174
6.3.1. Brown Hareketi 176
6.3.2. Ito'nun Lemması 177
6.3.3. Geometrik Brown Hareketi 178
6.4. GBH Yaklaşımının Doğruluğunun Testi 181
6.4.1. Normal Dağılım Testleri 181
6.4.2. Verilerin Bağımsızlığı 183
6.5. Senaryoların Üretilmesi 187
6.5.1. Monte Carlo Simülasyonu 188
6.5.2. Moment Eşleştirme Metodu 189
6.5.3. Senaryo Ağacının Oluşturulması 190
6.6. Değerlendirme 195
7. STOKASTİK ÇOK-HEDEFLİ GEP MODELİ 197
7.1. Giriş 197
7.1.1. Doğrusal Programlama ve Belirsizlikler 197
7.1.2. İki Aşamalı Telafi Edici Stokastik Programlama 198
7.1.3. Ayrık Dağılım 200
7.1.4. Stokastik Karmaşık Tamsayı Programlama 201
7.1.5. GEP ve İki Aşamalı Stokastik Karmaşık Tamsayı Programlama 202

7.2. Stokastik Çok-hedefli GEP Modeli 202
7.2.1. Model Parametreleri 202
7.2.2. Hedef Fonksiyonları 205
7.2.3. Model Kısıtları 208
7.3. Model Verileri ve Kabuller 211
7.4. Talep Tahmini Senaryoları 214
7.5. Çözüm Metodu 214
7.5.1. Genişletilmiş-Ağırlıklı-Epsilon-Kısıt Metodu 215
7.5.2. Bulanık Karar Verme Yaklaşımı 216
7.5.3. Çözüm Parametreleri 217
7.6. Sonuçların Analizi 219
7.6.1. Referans Problemin Analizi 219
7.6.2. CO_2 ve SO_2 Emisyonlarının Optimizasyonu Problemi 225
7.6.3. Model ve Çözüm Parametreleri 228
7.7. Değerlendirme 229
8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 233
8.1. Sonuçlar 233
8.2. Öneriler 236
KAYNAKLAR 241
EKLER 257
ÖZGEÇMİŞ 275

ÇİZELGELER

Sayfa

Çizelge 2.1. Enerji modellerinin karşılaştırması 14
Çizelge 3.1. İncelenen veri setleri, ait olduğu kuruluş ve referans veri tarihi 30
Çizelge 3.2. Seçilen elektrik üretim teknolojileri..... 34
Çizelge 3.3. Veri setlerinin kapsadığı teknolojiler 35
Çizelge 3.4. Analiz edilen teknik performans, yatırım ve emisyon özellikleri 36
Çizelge 3.5. Nominal kapasite değerleri (MW) 37
Çizelge 3.6. Nominal kapasite değerlerinin analizi 38
Çizelge 3.7. Isı sarfiyatı oranı (Btu/kWh) 40
Çizelge 3.8. Kapasite faktörü (%) 42
Çizelge 3.9. Kullanım ömrü (yıl) 45
Çizelge 3.10. Dolar kuru dönüşüm katsayıları 46
Çizelge 3.11. 2015 yılı sabit dolar kuru ile yatırım maliyeti ($/kW) 48
Çizelge 3.12. Yatırım maliyetlerinin analizi 50
Çizelge 3.13. Sabit işletme ve bakım maliyetleri ($/kW/yıl) 52
Çizelge 3.14. Değişken işletme ve bakım maliyetleri ($/MWh) 54
Çizelge 3.15. SO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu) 57
Çizelge 3.16. NO_x emisyon oranları (lb/MMBtu) 59
Çizelge 3.17. CO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu) 60
Çizelge 4.1. Katma değerli sektörlerin GSYH oranları ve veri kaynakları 66
Çizelge 4.2. Tarım sektörünün GSYH'deki payı (%) 68
Çizelge 4.3. Sanayi sektörünün GSYH'deki payı (%) 68
Çizelge 4.4. Hizmetler sektörünün GSYH'deki payı (%) 69
Çizelge 4.5. Nüfus büyüme tahminleri (milyon) 71
Çizelge 4.6. Enerji kaynakları 72
Çizelge 4.7. Toplam Nihai Tüketim (Btep) 73
Çizelge 4.8. Konut enerji talebine karşılık gelen yakıt oranları(%) 74
Çizelge 4.9. Konut için enerji tüketim oranları (%) 75
Çizelge 4.10. Tarım için enerji tüketim oranları (%) 77
Çizelge 4.11. Sanayi sektörü için enerji tüketim oranları (%) 78

Çizelge 4.12. Sanayi sektörünün alt kolları 79
Çizelge 4.13. Ulaştırma ve alt sektörlerinin yıllara göre elektrik talebi (Mtep) 81
Çizelge 4.14. Ulaştırma sektörü için enerji tüketim oranları (%) 81
Çizelge 4.15. Hizmetler sektörü için enerji tüketim oranları (%) 83
Çizelge 4.16. Sektörler için faaliyet seviyeleri..... 88
Çizelge 4.17. Sektörlere göre talep analizi (REF senaryosu) 95
Çizelge 4.18. Sektörlere göre talep analizi (TRN senaryosu)..... 96
Çizelge 4.19. Yakıt türlerine göre talep analizi (REF senaryosu) 97
Çizelge 4.20. Yakıt türlerine göre talep tahminleri analizi (TRN senaryosu)..... 98
Çizelge 4.21. Senaryolar için kaynaklara ait liyakat sıralamaları 99
Çizelge 4.22. Yıllık elektrik üretim tahmini (REF senaryosu) (GWh, %) 100
Çizelge 4.23. Trend analizi alt senaryoları için elektrik üretim tahmini (GWh, %)101
Çizelge 4.24. Başlıca hava kirleticileri ve sera gazı emisyonları tahminleri 102
Çizelge 4.25. Elektrik üretimi kaynaklı emisyonların karşılaştırılması..... 103
Çizelge 5.1. 2015-2021 dönemi için enerji talep tahminleri (GWh)..... 137
Çizelge 5.2. 2015-2021 yılları için tepe yük tahminleri (MW)..... 138
Çizelge 5.3. Mevcut kurulu güç için model parametreleri 139
Çizelge 5.4. Kurulu güç için yakıt türlerine göre emisyon oranları 142
Çizelge 5.5. Aday teknolojilere ait teknik performans özellikleri 144
Çizelge 5.6. Aday teknolojilerin maliyet özellikleri 145
Çizelge 5.7. Aday teknolojilerin emisyon özellikleri (lbs/MWh) 145
Çizelge 5.8. Fosil kaynaklı teknolojiler için yakıt maliyetleri (2015$/MWh)..... 146
Çizelge 5.9. Yenilenebilir enerji için 2015-2021 dönemi hedefleri 147
Çizelge 5.10. Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri 154
Çizelge 5.11. REF için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları .. 155
Çizelge 5.12. REF için planlama periyotları ve aday teknoloji seçimleri 156
Çizelge 5.13. Farklı örnek durumlara ait ağırlık katsayıları..... 158
Çizelge 5.14. Örnek durum problemlerine ait aday teknoloji seçimleri 161
Çizelge 5.15. CO_2-SO_2 problemi için aday teknoloji seçimleri 164
Çizelge 5.16. YEN problemi için aday teknoloji seçimleri 167
Çizelge 5.17. İncelenen problemler için hesaplama zamanları..... 168
Çizelge 6.1. 1995-2012 yılları için Türkiye elektrik sistemi puant güç talebi 181

Çizelge 6.2. On-gecikmeli analiz için LBQ testi sonuçları 186
Çizelge 7.1. Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri 219
Çizelge 7.2. SREF için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları.. 220
Çizelge 7.3. SREF problemi için aday teknoloji seçimleri 223
Çizelge 7.4. SREF2 problemi için aday teknoloji seçimleri 225
Çizelge 7.5. SSO2 problemi için aday teknoloji seçimleri 227

ŞEKİLLER

Sayfa

Şekil 3.1. Isı sarfiyatı oranı (Btu/kW) 40
Şekil 3.2. Kapasite faktörü değerleri 43
Şekil 3.3. Kullanım ömrü (yıl) 45
Şekil 3.4. Yatırım maliyeti (2015$/kW) 49
Şekil 3.5. Yatırım maliyetlerinin analizi 51
Şekil 3.6. Sabit işletme ve bakım maliyetlerinin analizi 53
Şekil 3.7. Değişken işletme ve bakım maliyetleri ($/MWh) 54
Şekil 3.8. Değişken işletme ve bakım maliyetlerinin analizi 55
Şekil 3.9. SO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu) 58
Şekil 3.10. NO_x emisyon oranları (lb/MMBtu) 59
Şekil 3.11. CO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu) 61
Şekil 4.1. LEAP modelinin yapısı 64
Şekil 4.2. Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (milyar dolar) 65
Şekil 4.3. Katma değerli sektörlerin GSYH oranları 66
Şekil 4.4. Ürün dengesi formatı 71
Şekil 4.5. Konut enerji talebi için yakıt oranları 74
Şekil 4.6. Konut için toplam enerji talebi (Mtep) 75
Şekil 4.7. Tarım sektörü için toplam enerji talebi (Mtep) 76
Şekil 4.8. Tarım sektörü enerji talebi için yakıt oranları 77
Şekil 4.9. Sanayi sektörü için toplam enerji talebi (Mtep) 78
Şekil 4.10. Sanayi sektörü için yakıt kullanım oranları 80
Şekil 4.11. Enerji dışı kullanım grubu için toplam enerji talebi (Mtep) 84
Şekil 4.12. 2001-2010 Türkiye toplam elektrik üretim değerleri (GWh) 86
Şekil 4.13. 2011 yılı tertiplenmiş puant yük eğrisi (puant yüke oranı %) 87
Şekil 5.1. Çok-hedefli optimizasyon probleminde arama uzayları [136] 110
Şekil 5.2. Pareto baskınlık ilişkisi [140] 112
Şekil 5.3. Pareto optimal set ve Pareto cephesi [97] 113
Şekil 5.4. Çok-hedefli optimizasyon problemi için referans noktaları 114
Şekil 5.5. Payoff tablosunun oluşturulması için akış şeması [156] 124

Şekil 5.6. Matematik modeli akış şeması 127
Şekil 5.7. 2011 yılı için tertiplenmiş yük eğrisi 148
Şekil 5.8. Toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi 156
Şekil 5.9. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 157
Şekil 5.10. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 157
Şekil 5.11. CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi 158
Şekil 5.12. Toplam maliyet, CO_2, NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi .. 159
Şekil 5.13. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 159
Şekil 5.14. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 160
Şekil 5.15. CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi 160
Şekil 5.16. Toplam maliyet, CO_2, SO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi .. 162
Şekil 5.17. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 163
Şekil 5.18. Toplam maliyet ve SO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 163
Şekil 5.19. Toplam maliyet, CO_2, NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi .. 165
Şekil 5.20. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 166
Şekil 5.21. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 166
Şekil 6.1. Talep verisi logaritma oranları için Q-Q grafiği..... 182
Şekil 6.2. Yıllık talep verisine ait logaritma oranları 184
Şekil 6.3. Yıllık lognormal talep verisinin dağılım grafiği..... 184
Şekil 6.4. Beş gecikme değeri için otokorelasyon fonksiyonu değerleri..... 185
Şekil 6.5. Dört aşamaya sahip senaryo ağacı 188
Şekil 6.6. Örnek senaryo ağacı yapısı..... 192
Şekil 6.7. Senaryoların oluşturulması için özet akış diyagramı..... 193
Şekil 6.8. 2015-2018-2021 periyotları için üretilen senaryo ağacı 194
Şekil 7.1. Toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi 221
Şekil 7.2. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 221
Şekil 7.3. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 222
Şekil 7.4. CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi 222
Şekil 7.5. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 226
Şekil 7.6. Toplam maliyet ve SO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi..... 226

EKLER

Sayfa

EK 1: Yeni kurulacak (aday) ünitelerin maliyet ve performans özellikleri..... 258
EK 2: Katma değerli sektörlerin GSYH içindeki pay oranı tahminleri (%)..... 259
EK 3: Sektörler için toplam nihai enerji tüketimi tahminleri (ktep)..... 260
EK 4: Sanayi sektörü ve alt kolları için enerji talebi (ktep) ve büyüme oranları .. 261
EK 5: Sanayi sektörü ve alt kolları için nihai enerji tüketimi tahminleri (ktep) 262
EK 6: Ulaştırma ve alt sektörleri için nihai enerji tüketimi projeksiyonları (ktep) . 263
EK 7: Referans senaryosu (REF) için kurulu güç değerleri (MW)..... 264
EK 8: Trend analiz senaryosu (TRN) için kurulu güç değerleri (MW)..... 265
EK 9: Modellemede referans alınan aday teknolojiler için model verileri..... 266
EK 10: CO_2-SO_2 için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri..... 267
EK 11: CO_2-SO_2 için Pareto optimum çözüm kümesi, üyelik fonksiyonları..... 268
EK 12: YEN için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri..... 269
EK 13: YEN için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları..... 270
EK 14: Modelde kullanılan senaryo ağacı yapısı..... 271
EK 15: SREF problemi için aday teknoloji seçimleri..... 272
EK 16: SSO2 için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri 273
EK 17: SSO2 için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları..... 274

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

Btep	milyar ton petrol eşdeğeri
Btu	İngiliz ısı birimi (1 Btu=1055,06 joule)
C_3H_8	propan
C_4H_{10}	bütan
CH_4	metan
CO	karbon monoksit
CO_2	Karbondioksit
GW	Gigavat
GWh	Gigavat-saat
HFC	hidroflorokarbonlar
Hg	cıva
kcal	kilokalori
ktep	bin ton petrol eşdeğeri
kW	kilovat
kWh	kilovat-saat
lb	Pounds (1 lb=0,4536 kg)
MMBtu	milyon Btu
Mtep	milyon ton petrol eşdeğeri
MW	Megavat
MWh	Megavat-saat
NH_3	amonyak
NO_x	azot oksitler
PFCs	Perflorlu Bileşikler
PJ	Peta joule
SO_2	kükürtdioksit
tep	ton petrol eşdeğeri (tonne of oil equivalent)
TJ	Tera-jul
TWh	Teravat-saat
VOCs	Uçucu Organik Bileşikler

Kısaltmalar

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ACT	Advanced Combustion Turbine (Geliştirilmiş Yanmalı Gaz Türbini)
AEO	Annual Energy Outlook (Yıllık Enerji Görünümü Raporu)
AHP	Analitic Hierarchy Process (Analitik Hiyerarşi Süreci)
ANUC	Advanced Nuclear Plant (Yeni Nesil Nükleer Santral)
APC	Advanced Pulverized Coal (Geliştirilmiş Tozlaştırılmış Kömür Santrali)
BBFB	Biomass Bubbling Fluidized Bed Technology (Kabarcıklı Akışkan Yataklı Biokütle Teknolojisi)
BCC	Biomass Combined Cycle Plant (Biokütle Kombine Çevrim Santrali)
CCS	Carbon Capture and Storage/Sequestration (Karbon Yakalama ve Depolama/Ayrıştırma)
EEE	Energy-Economy-Environment (enerji-ekonomi-çevre)
EENS	Expected Energy Not Supplied (Beklenen sağlanamayan enerji)
EIA	Energy Information Administration (ABD Enerji Bilgi İdaresi)
EKK	En Küçük Kareler Büyüme Modeli (Least-squares Growth Model)
ELNS	Expected Load Not Served (Beklenen sağlanamayan yük)
EPA	U.S. Environmental Protection Agency (ABD Çevre Koruma Ajansı)
EPRI	Electric Power Research Institute (Elektrik Güç Araştırma Merkezi)
ESI	Electricity Supply Industry (Elektrik üretim endüstrisi)
EUROSTAT	Avrupa İstatistik Ajansı
GAMS	General Algebraic Modelling System (Genel Cebirsel Modelleme Sistemi)
GBH	Geometric Brownian Motion (Geometrik Brown Hareketi)
GEP	Generation Expansion Planning (Üretim büyüme planlaması)
GSYH	Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
GSYH SGP	GSYH satın alma gücü paritesi (GDP PPP)
GT	Geothermal Binary/Dual Flash (Jeotermik İkili Teknoloji)
HY	Hydroelectric Plant (Hidroelektrik Santral)
IEA	International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)

IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli)
ISIC	International Standard Industrial Classification (Uluslararası Standart Sanayi Sınıflandırması)
LEAP	Long Range Energy Alternatives Planning System (Uzun Vadeli Enerji Alternatifleri Planlama Sistemi)
LOLP	Loss of Load Probability (Yük kaybı olasılığı)
LPSP	Loss of Power Supply Probability (Güç kaynağı kaybı olasılığı)
MCDA	Multi-criteria Decision Analysis (Çok Kriterli Karar Analizi)
MILP	Mixed-integer linear programming (Karmaşık Tamsayı Doğrusal Programlama)
MOMILP	Multi-objective Mixed-integer Linear Programming (Çok-hedefli, Karmaşık Tamsayı Doğrusal Programlama)
NEMS	National Energy Modelling System (Ulusal Enerji Modeli)
NERC	North American Electric Reliability Corporation (Kuzey Amerika Elektrik Güvenlik Kurumu)
NETL	National Energy Technology Laboratory (ABD Ulusal Enerji Teknoloji Laboratuvarı)
NGCC	Advanced Generation Natural Gas Combined Cycle (Yeni Nesil Gaz Kombine Çevrim Santrali)
NGSA II	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (Baskın olmayan Sıralama Genetik Algoritması II)
NRC	Nuclear Regulatory Commission (Nükleer Düzenleme Komisyonu)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (ABD Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı)
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory (ABD Pasifik Kuzeybatı Ulusal Laboratuvarı)
PS	Pumped Storage Plant (Pompajlı Hidrolik Santral)

PV	Solar Photovoltaic-Utility Scale (Fotovoltaik Güneş Teknolojisi)
ReEDS	Regional Energy Deployment System (Bölgesel Enerji Yayılma Sistemi)
SAIC	Science Applications International Corporation
SGEP	Stochastic Generation Expansion Planning Problem (Stokastik büyüme planlaması problemi)
SMOMILP	Stochastic Multi-objective, Mixed-integer Linear Programming (Stokastik, Çok-hedefli, Karmaşık Tamsayı Doğrusal Programlama)
ST	Solar Thermal Central Station (Isıl Güneş Teknolojisi Santrali)
STEO	Short Term Energy Outlook (Kısa Dönem Enerji Görünümü)
TCD	Transparent Cost Database (Açık Maliyet Veri Tabanı)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TFE/TFC	Total Final Energy Consumption (Toplam Nihai Enerji Tüketimi)
TPE/TPES	Total Primary Energy Consumption (Toplam Birincil Enerji Tüketimi)
TTK	Türkiye Taşkömürü Kurumu
WASP	Wien Automatic System Planning
WDI	Dünya Kalkınma Göstergeleri
WF	Offshore Wind (Deniz üstü Rüzgar Enerji Santrali)
WN	Onshore Wind (Kara Rüzgar Santrali)

1. GİRİŞ

Elektrik enerji sistemleri planlanmasının başlıca hedefleri arasında, taleplerin verimli ve güvenli bir şekilde karşılanacağının taahhüt edilmesi yer almaktadır. Elektrik talebi ekonomik ve verimli üretim üniteleri tarafından sağlanmalı, karşılaşılabilecek olumsuz durumlar için ise talebin karşılanabileceği güvence altına alınmalıdır.

Mühendislik ve ekonomik planlama hedeflerinin bir arada bulunduğu bu problem elektrik talebini karşılamak için iletim ağlarının kapasitesinin, güvenli ve verimli olarak büyümesinin planlamasını konu alan iletim büyüme planlaması ile üretim ünitelerinin yeterli arz kapasitesine sahip olacak şekilde büyümesinin planlanmasını hedefleyen üretim büyüme planlaması (GEP) problemlerini kapsamaktadır.

GEP problemi, elektrik üretimi ve üretim üniteleriyle ilgili önemli karar alma süreçlerinin arasında yer almaktadır. Problemde, uzun vadede öngörülen enerji talebinin karşılanması amacıyla planlanacak olan yatırımlara ait, en uygun teknoloji, kapasite, zamanlama için seçimlerin yapılabilmesi amacıyla en uygun seçeneklerin belirlenmesi incelenmektedir [1].

Enerji, ekonomi, çevre (EEE) modelleme yaklaşımında elektrik üretim endüstrisine ait değişikliklerin ve alınacak farklı siyasal kararların enerji sistemi, enerji ekonomisi ve çevre üzerindeki etkilerinin sürdürülebilir kalkınma hedefleri kapsamında beraberce değerlendirilmesi hedeflenmektedir.

Büyüme planlamasına dair alınacak kararlarda, mevcut kurulu kapasite dikkate alınarak, planlama dönemine ait talebin gelecek yatırım hedefleri çerçevesinde karşılanabilmesi amacıyla en uygun teknolojilerin ve bu teknolojilere ait kapasitenin belirlenmesi gerekmektedir.

GEP problemi, geçmiş dönemlerde çoğunlukla, daha önceden belirlenmiş hedefleri sağlayan en-uygun maliyetli kapasite büyüme planının belirlenmesi konusunda yoğunlaşmıştır. Bu yaklaşımda hedef fonksiyonunun farklı bileşenleri arasındaki değiş-tokuş (hasıla ve maliyet) dengesi genellikle problemin çözüm aşamasına geçilmeden giderildiğinden problemin çözümünde tek bir optimal sonuç elde edilmektedir.

Enerji sistemi, enerji ekonomisi ve çevre etkileşimlerinin beraberce değerlendirilmesine olan ihtiyaç, enerji ve çevre politikalarının gelecekteki enerji yatırımına ait kararlar ve üretim karışımı üzerindeki etkilerinin incelenmesi gerekliliği, uzun vadeli talep büyümesi ve yakıt maliyeti tahminlerindeki belirsizliklerin incelenmesi konuları yeni nesil ve esnek GEP modellerine olan ihtiyacı beraberinde getirmektedir. GEP probleminde problemin doğası gereği birden fazla, birbirleri ile çatışan ve birbirleri ile kolaylıkla kıyaslanamayacak hedeflerin bulunması sebebiyle bu hedeflerin aynı anda ve beraberce değerlendirilmeleri gerekmektedir. Bu da çok-hedefli GEP modellerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Öte yandan orta uzun vadeli talebi karşılamak için elektrik üretim ünitelerine yapılacak yatırım, talep büyümesi ve maliyetlerdeki belirsizlikler, yeni nesil teknolojilerin zamanla kolay erişilebilir hale gelmesi benzeri konular dikkate alındığında çok-aşamalı karar alma süreçlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Enerji talebi zamanla büyüdüğünden, yatırımların planlama dönemi başlangıcında bir defada yapılması yaklaşımı GEP modelini matematiksel olarak kolaylaştırmasına rağmen, ilk yıllarda fazla kapasiteye neden olmakta, ayrıca ilerleyen planlama dönemlerinde oluşabilecek belirsizliklerin sisteme uyarlanmasını zorlaştırmaktadır. Bu nedenle yatırımların planlama dönemi alt periyotlarının başlangıcında yapılması gerekmekte bu da çok-aşamalı programlama gereksinimlerini gündeme getirmektedir [2].

Gelecek için büyüme planlaması kararlarının alınmasında karşılaşılan en önemli belirsizlik kaynakları arasında talep büyümesi ve yakıt maliyeti fiyatları yer almaktadır. Belirsizlik altında karar verme problemleri için stokastik programlama, talep büyümesi gibi belirsiz parametreleri tanımlayan stokastik süreçlerin bilgisi ile yeterli bir çerçeve sunmaktadır. Belirsizlik içeren parametreler stokastik süreçlerle tanımlandığında, bu parametrelere ait belirsizliği matematik programlama problemi olarak formüle etmek mümkün olmaktadır.

GEP probleminde özetle, orta-uzun vadeli planlama, belirsizliklerin kapsamlı modellenmesi, farklı planlama beklentilerini sağlayacak özgün bir modelin oluşturulması ve bu model sonucunda ortaya çıkan büyük ölçekli optimizasyon problemlerinin çözülmesine ihtiyaç duyulmaktadır.

1.1. Tezin Hedefleri

Bu tez çalışmasında, EEE modelleme yaklaşımı çerçevesinde, birbirleriyle çatışan maliyetler (yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım, değişken enerji üretim maliyeti) ve emisyonlara (CO_2, NO_x ve SO_2) ait hedeflerin, farklı teknik ve güvenlik sınır fonksiyonları altında aynı anda optimize edilmesine olanak sağlayacak özgün ve aynı zamanda farklı planlama ihtiyaçlarının değerlendirilmesine imkan sağlayacak esnek bir GEP modelleme çerçevesinin geliştirilmesi hedeflenmiştir.

GEP modelleme çerçevesinde konvansiyonel kaynaklarla yenilenebilir kaynakların birlikte değerlendirilmesi hedeflenmiş, birden fazla hedef içermesi ve planlama döneminin birden fazla periyottan oluşması nedeniyle, oluşturulan model çok-hedefli, çok-periyotlu GEP problemi olarak sunulmuştur.

Stokastik programlamanın başlıca zorluklarından birisi, stokastik sürekli süreçlerin sınırlı sayıda senaryolar ile tanımlanmasıdır. Bu kapsamda, GEP problemlerinde en önemli belirsizlik kaynaklarından olan elektrik enerjisine ait talep büyümesi belirsizliğinin senaryo ağacı yapısıyla modellenmesi hedeflenmiştir.

Önerilen çok-hedefli GEP modelinin belirsizlik altında çoklu hedefleri içerecek şekilde stokastik çok-hedefli, çok-aşamalı, çok-periyotlu problem olarak genişletilmesi hedeflenmiştir.

Çok-hedefli GEP ve stokastik çok-hedefli GEP problemlerinin uygun matematik programlama yaklaşımları ile çözülmesi ve çözümlerin makul olabilecek süreler içerisinde elde edilebilmesi amaçlanmıştır.

Önerilen çok-hedefli GEP ve stokastik çok-hedefli GEP modellerinin uygulamasının gerçek bir örnek durum olan Türkiye elektrik üretim endüstrisi için uygulamasının yapılması ve sonuçların incelenmesi amaçlanmıştır.

Modelin uygulama aşamasında güncel ve tutarlı verilere olan ihtiyaç nedeniyle bir veri sentezinin oluşturulması hedefler arasında yer almıştır.

Tezde ayrıca enerji-ekonomik modelleme platformu LEAP yardımıyla 2030 modelleme dönemi için Türkiye toplam birincil enerji talebi (TPE) ve toplam nihai enerji tüketimi (TFE), elektrik üretim tahmini ve çevresel etkilerin belirlenmesi amaçlanmıştır.

Çalışmada özetle, EEE yaklaşımı çerçevesinde karar vericiler için belirsizlik altında farklı büyüme alternatiflerinin değerlendirilmesine imkan sağlayacak, enerji sistemi için alınan kararların uzun vadeli etkilerini inceleyebilecek, uçtan-uca tasarım yaklaşımı ile bir karar destek sistemi yapısının geliştirilmesi ve sunulması amaçlanmıştır.

1.2. Çalışmanın Ana Hatları

Tez çalışması kapsamında literatür taraması için iki farklı metot izlenmiştir. Konuların farklı alanlarda ve kapsamlı literatüre sahip olması nedeniyle, tez kapsamındaki temel konulara ait çalışmaların bugünkü durumu ikinci bölümde (Bölüm 2) incelenmiş, ilerleyen bölümlerde kullanılan teori, metot ve yaklaşımları destekleyen ve çalışmaya kaynak oluşturan literatür ise ilgili kısımlarda konu akışı içerisinde yeri geldikçe verilmiştir.

Bölüm 2'de ilk olarak enerji modellerinin sınıflandırılması, incelenmesi ile LEAP modeli uygulamaları değerlendirilmiştir. Belirsizliğin senaryolarla modellenmesi konusunda temel literatür özetlenmiştir. Çalışmanın ana omurgasını oluşturan GEP modeli alanında son dönemde yapılan önemli çalışmalar, çok-hedefli GEP ve stokastik GEP başlıkları altında incelenmiştir.

Tezin simülasyon aşamalarında, mevcut ve yeni nesil güç teknolojilerine ait güncel, anlamlı ve tutarlı verilere olan ihtiyaç ortaya çıkmıştır. Enerji modelleri kapsamında farklı kuruluşlar tarafından geliştirilen program ve modeller farklı veri-setlerini referans almaktadır. Üçüncü bölümde (Bölüm 3), bir veri sentezi elde etmek amacıyla, yaygın olarak kullanılan altı ayrı enerji modeline ait teknik performans, maliyet ve emisyon özelliklerine ait veriler incelenmiştir.

İncelemede konvansiyonel teknolojiler, nükleer teknoloji, yenilenebilir teknolojiler, depolama teknolojileri incelenmiş ve model verilerinin bir sentezi oluşturulmuştur. Mevcut oturmuş teknolojilerin yanı sıra gelecekte kurulması planlanan karbon yakalama ve depolama (CCS) gibi yeni nesil teknolojiler de incelenmiştir. Emisyon özellikleri olarak çalışmanın ileri aşamalarına temel oluşturacak, CO_2, SO_2 ve NO_X emisyonları incelenmiştir. Farklı yıllara ait sabit dolar kuru kullanan yatırım maliyeti, sabit ve değişken işletme maliyetleri aynı düzeye getirilmiştir.

Dördüncü bölümde (Bölüm 4), Türkiye enerji üretim ve talebinin genel bir analizi yapılmıştır. Enerji-ekonomik modelleme platformu olan LEAP kullanılarak 2030 modelleme dönemi için Türkiye toplam birincil enerji talebi ve toplam nihai enerji tüketimi ana sektörler (konut, tarım, sanayi, hizmetler, ulaştırma) ve enerji kaynaklarına göre incelenmiştir. İthalatın azaltılması, yenilenebilir kaynakların azami seviyede kullanımı ve benzeri senaryolar için elektrik üretim tahminleri enerji kaynaklarına göre analiz edilmiştir. Sektörler için enerji talebine karşılık gelen çevresel etkiler ile elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonlar ayrıca değerlendirilmiştir.

LEAP enerji modeli için gereken ana kabuller çerçevesinde, başlıca sosyoekonomik parametreler, katma değerli sektörler için gelecek projeksiyonları, geçmiş veriler çerçevesinde analiz edilmiştir. Talep büyümesinin belirlenmesinde önemli rolü olan katma değerli sektörler için toplam nihai enerji tüketimi 2001-2014 dönemi için incelenmiş, büyüme oranları belirlenerek ve bu oranlar OECD ve AB ortalama büyüme oranları ile karşılaştırılmıştır. Veri derinliğinin sağlanması amacıyla sanayi sektörünü oluşturan 13 alt sektör, ulaştırma sektörünü oluşturan 6 alt sektör için büyüme projeksiyonları ayrıca incelenerek karşılaştırmaları yapılmıştır.

Senaryoların geliştirilmesinde enerji talep büyüme tahmininin yapılabilmesi hedefi ön planda tutulmuştur. Talep tahminlerinin oluşturulması için iki temel senaryo oluşturulmuş: bunlardan ilki olan referans senaryosunda mevcut büyüme motifinin devam ettiği varsayılmış ve büyüme trendleri model tarafından hesaplanmıştır. Trend senaryosunda ise enerji talebi için büyüme trendleri analiz edilmiş modele girdi verisi olarak aktarılmıştır. Her bir senaryoda 2030 yılı için sektörlere göre ve yakıt türlerine göre toplam birincil enerji talebi ve toplam nihai enerji tüketimi tahminleri, enerji kaynaklarına ve sektörlere göre elektrik üretim tahminleri incelenmiştir.

Çevresel etkilerin değerlendirilmesi amacıyla sektörler için enerji talebine karşılık gelen sera gazı emisyon tahminleri ve başlıca hava kirleticilerden CO_2, SO_2 ve NO_x için emisyon tahminleri analiz edilmiştir. Elektrik üretiminden kaynaklanan toplam CO_2, SO_2 ve NO_X emisyonları ise ayrıca incelenmiştir.

Beşinci bölümde (Bölüm 5), EEE yaklaşımı çerçevesinde çok-hedefli büyüme planlaması problemi incelenmiştir. Çok-hedefli GEP probleminde ekonomik değişkenler (yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım, değişken enerji üretim maliyeti), çevresel değişkenler (CO_2, NO_x ve SO_2 emisyonları) ve teknik değişkenler (üretim sınırı, kapasite ve güç sınırları, kapasite karışımı oranı, rezerv sınırı, verimlilik, güvenlik) birlikte incelenmiştir.

Problemde orta vade için yatırım planlamasının modellenmesi hedeflenmiş ve bu kapsamda her biri üç yıl olan üç ayrı periyot kullanılmıştır. Model çerçevesinin belirlenmesinde, GEP probleminde bulunması gereken temel unsurlar dikkate alınmış, bu kapsamda güç talebi ve kapasite kısıtlarının yanı sıra, yatırım planlarının sağlıklı olarak değerlendirilebilmesi amacıyla yenilenebilir enerji kurulum ve üretim sınırları, teknoloji ve yakıtlar bazında büyüme ve yatırım sınırları benzeri sınır fonksiyonları modele eklenmiştir.

Problemde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda optimizasyonunun hedeflenmesi, planlama döneminin birden fazla periyottan oluşması ve toplam maliyet hedef fonksiyonunun matematiksel olarak aynı anda sürekli ve tam sayı değişkenler içermesi nedeniyle problem matematik olarak, çok-hedefli, çok-periyotlu, karmaşık tamsayı doğrusal programlama (MOMILP) problemi olarak tanımlanmıştır.

MOMILP probleminin çözümü için bazı matematik metotlar incelenmiş ve hibrit bir metot olan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Kullanılan metotta, farklı kararların getirilerini gösteren Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Metotta hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlıklı toplam metodunda önerilen, hedef fonksiyonları için ağırlık faktörü kullanılması yaklaşımı ayrıca uygulanmıştır. Alt problemler genişletilmiş epsilon-kısıt yöntemi ile çözülmüştür. Problemin çözümünde üretilen Pareto optimal çözüm kümesi içerisinde en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Türkiye elektrik üretim endüstrisine ait farklı senaryolar oluşturulmasıyla, çok-hedefli GEP probleminin performansı değerlendirilmiş ve senaryoların sonuçları analiz edilmiştir.

Tezin son kısmında stokastik GEP modeli incelenmiştir. Stokastik programlamanın başlıca zorluklarından birisi stokastik sürekli süreçlerin sonlu sonuçlar veya senaryolar olarak tanımlanabilmesidir. Belirsizlik içeren parametreler stokastik süreçlerle tanımlandığında, bu parametrelerin belirsizliğini matematik programlama problemi olarak formüle etmek mümkün olmaktadır.

Altıncı bölümde (Bölüm 6) GEP modeli için, elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik modellenmiş, belirsizliğinin sınırlı fakat anlamlı sayıda senaryo ile senaryo ağacı yapısında tanımlanması amaçlanmıştır.

Belirsiz elektrik enerjisi talep verisinin Geometrik Brown Hareketi (GBH)'yi takip ettiği varsayılmış, bu varsayımın doğruluğu normal dağılım ve veri bağımsızlığı testleri ile sınanmıştır. Çok-periyotlu senaryo ağacının üretilmesinde, ilk momentlerin (ortalama, varyans ve çarpıklık) geçmiş verilerden elde edilen momentlere olabildiğince yakın olması prensibine dayanan Moment Eşleştirme Metodu kullanılmıştır. Simülasyon Monte Carlo metoduyla gerçekleştirilmiş Monte Carlo metodunun güvenilirliğini artırmak için güven aralığı yaklaşımı kullanılmıştır.

Yedinci bölümde (Bölüm 7), EEE yaklaşımı çerçevesinde stokastik, çok-hedefli büyüme planlaması problemi incelenmiştir. Stokastik GEP problemi iki aşamalı stokastik karmaşık tamsayı programlama modeli tanımlanmıştır. İki aşamalı stokastik kapasite büyüme planlaması modellerinde ilk aşama kararlar modelleme periyodu için yatırım ve kapasite büyümesi kararlarına karşılık gelmekte, senaryolara bağımlı olan ve belirsiz durumların gerçekleşmesiyle bilinir hale gelen ikinci aşama kararlar ise işletme kararlarına ait olup uyumsuzlukları düzeltmek için gerekli olan telafi hareketlerini içermektedir.

Bu kısımda, talep büyüme belirsizliği altındaki stokastik GEP (SGEP) problemi için, toplam maliyet, CO_2 emisyonu, NO_x emisyonu (ve SO_2 emisyonu) hedef fonksiyonlarının aynı anda minimize edilmesi amaçlanmıştır. SGEP probleminde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda minimizasyonunun amaçlanması, problemin birden fazla planlama periyodu içermesi, toplam maliyet hedef fonksiyonunun aynı anda sürekli ve tamsayı değişkenler içermesi nedeniyle, problem stokastik çok-hedefli karmaşık tamsayı doğrusal programlama problemi (SMOMILP) olarak tanımlanmıştır.

SMOMILP probleminin çözümünde, MOMILP probleminin çözümünde kullanılan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu, hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlık faktörü yaklaşımı kullanılmıştır. Problemin çözümünde üretilen Pareto optimal çözüm kümesi içerisinde en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Türkiye elektrik üretim endüstrisi için farklı senaryolar oluşturulmuş, model performansı ve simülasyon sonuçları bu senaryolar çerçevesinde analiz edilmiştir.

Sekizinci bölümde (Bölüm 8) ise, tez çalışmasında elde edilen kazanımlar kısa bir şekilde özetlenmiş ve ayrıca tez konusunun gelecekte kapsamının genişletilebileceği güncel araştırma alanları belirtilmiştir.

1.3. Çalışmanın Katkıları

Yukarıda özetlenen çalışma ana hatları çerçevesinde tez çalışmasının farklı alanlarda mütevazı katkıları olmuş, bu katkılar ilgili bölümlerin sonunda ayrıca belirtilmiştir. Katkıların başlıca olanları aşağıda özetlenmiştir.

Tezin temel hedeflerinin başında GEP problemi ve stokastik GEP problemi için çok-hedefli bir optimizasyon model çerçevesinin önerilmesi bulunmaktadır. Bu kapsamda esnek yapıda, farklı enerji yatırım ve üretim politikalarının ve planlama kararlarının modelde tanımlanabilmesine ve simülasyonuna olanak sağlayabilecek özgün bir modelleme çerçevesi oluşturulmuştur. Oluşturulan model çerçevesinde farklı yatırım ve üretim yaklaşımlarına ait enerji üretimi, enerji ekonomisi ve çevresel etkiler beraberce değerlendirilebilmektedir.

Uçtan-uca tasarım yaklaşımı ile karar vericiler için bir karar destek aracının oluşturulması ve sunulması hedeflenmiş, modelde bulunması gereken teorik arka-plan, model çerçevesi, matematik model, matematik çözüm metotları, karar analiz metodu bu tez çalışmasında geliştirilmiş ve sunulmuştur.

Çok-hedefli ve stokastik çok-hedefli matematik modeller tasarlanırken karmaşık analizlerin yapılabileceği dikkate alınmıştır. Tek veya kolaylıkla tek hedefli optimizasyon problemi olarak ifade edilebilen iki hedefli optimizasyon problemi yerine, çok sayıda hedef fonksiyonunun beraberce optimize edilebilmesinin

amaçlanmasıyla, maliyet optimizasyonunun yanı sıra, günümüz ve gelecek GEP problemlerinde gereksinim duyulabilecek çevre, güvenlik, sürdürülebilirlik vb. kriterlerin aynı anda değerlendirilebilmesine olanak sağlanmıştır. Tek periyotlu yerine çok periyotlu GEP modelinin tasarımı ile orta–uzun vadeli planlama döneminin her bir alt periyodu için enerji ekonomisi, enerji üretimi, çevresel etkilerin analizi alanlarında farklı önceliklerin, hedeflerinin, model sınırlarının belirlenmesine olanak sağlanmaktadır. İki aşamalı stokastik problem tasarımı ise belirsiz durumların gerçekleşmesiyle bilinir hale gelen ikinci aşama kararlar neticesindeki uyumsuzlukların düzeltilebileceği bir telafi hareketi imkanı sağlamaktadır.

Çok-hedefli ve stokastik çok-hedefli modellere ait uygulamalar ise test düzeyinde sınırlı bir elektrik üretim sistemi yerine, gerçek bir örnek durum üzerinde Türkiye elektrik üretim endüstrisi ile yapılmış, bu çerçevede 2021 yılı elektrik üretim endüstrisi görünümüne katkı sağlayabilecek senaryolar incelenmiştir.

Çok-hedefli ve stokastik çok-hedefli matematik modellerine ait simülasyonların kapsamlı veri ile yapılması, makul olabilecek çözüm süreleri içerisinde anlamlı sonuçların alınabilmesi hedeflenmiş ve bu hedeflere ulaşılmıştır.

Elektrik enerjisi talebi büyümesine ait belirsizliğin Türkiye verisi için GBH yaklaşımı çerçevesinde, Moment Eşleştirme Metodu yardımıyla ve Monte Carlo metotlarıyla modellenmesinin bu alandaki sınırlı literatüre katkı sağlayacağı öngörülmektedir.

Çalışmada ayrıca son yıllarda yaygınlık kazanan LEAP modeli kullanılarak 2030 yılı için Türkiye enerji arz ve talebi sektörlere ve yakıt türlerine göre incelenmiş, bu kapsamda toplam birincil enerji talebi ve toplam nihai enerji tüketimi tahminleri, elektrik üretim tahmini ve çevresel etkiler belirlenmiştir. Kapsamlı olarak incelenen bu kısmın enerji üretimi, tüketimi, talep tahminleri, çevresel etki değerlendirmeleri ve kaynakların yönetimine olanak sağlayan yönleriyle, Türkiye enerji planlaması çalışmalarına ayrıca katkı sağlayacağı düşünülmektedir.

Yaygın olarak kullanılan enerji modelleri için yapılan veri sentezinin, incelemeye konu olan oturmuş ve yeni nesil güç santrali teknolojileri ve bu teknolojilere ait teknik performans, maliyet ve emisyon özellikleriyle beraber, farklı teknoloji alternatiflerinin bir arada değerlendirilmesine olanak sağlayacağı düşünülmektedir.

2. GEÇMİŞ ÇALIŞMALAR / LİTERATÜR TARAMASI

Bu kısımda tezin temel çalışma alanlarına ait bilimsel literatür incelenmiş ve bu konulardaki güncel araştırmalardan özellikle tez çalışması sürecinde faydalanılan kaynakların bir özeti sunulmuştur. Konuların kapsamlı olması ve farklı alanlara yayılması nedeniyle, tezin farklı bölümlerinde kullanılan teori, metot ve yaklaşımların açıklanması ve desteklenmesi için gerekli olan literatür ise ilgili kısımlarda verilmiştir. Literatür taraması: enerji modelleri, belirsizliğin senaryolarla modellenmesi ve üretim büyüme planlaması olarak üç ana bölümde incelenmiştir.

2.1. Enerji Modelleri

Enerji sistemlerini ve enerji alanındaki alt sistemlerini incelemek için çok sayıda model geliştirilmiştir. Bunların arasında, farklı amaçlar için geliştirilmiş (mevcut ve gelecekteki enerji piyasasının analizi, enerji arz sistemlerinin daha iyi tasarımı, çevresel ve ekonomik etkilerin incelenmesi vb.), farklı teorik temellere dayanan (mühendislik, iktisat, operasyon araştırması vb.) ve farklı modelleme ve programlama tekniklerinin uygulandığı (lineer programlama, ekonometri ve senaryo analizi vb.) enerji modelleri yer almaktadır. Geliştirilen muhasebe, optimizasyon, makroekonomi/genel denge simülasyonu, sistem dinamiği modelleri başta gelişmiş ülkeler olmak üzere birçok ülkede enerji-ekonomi-çevre analizlerinin de aralarında olduğu farklı planlama süreçlerinde yaygın olarak kullanılmaktadırlar.

Enerji talep tahmini modelleri; son kullanıcı yaklaşımı ve ekonometri modelleri olarak iki grupta incelenebilir. Son kullanıcı yaklaşımında enerji ile enerji kullanan cihazlar ve süreçler arasında fiziksel ve mühendislik ilişkileri ele alınarak (kapasite, verimlilik vb.) aşağıdan yukarıya tasarım yaklaşımı kullanılır, sektör ve son kullanıcı bazında ayrıştırılmış ve kesinliği yüksek veri üretilir.

Ekonometri yaklaşımında ise enerji talebi ile makro-ekonomik değişkenler arasında (GSYH, nüfus, gelir düzeyi vb.) zamanla oluşan ilişkiler kullanılır. Ekonometri yaklaşımı kümelenmiş ve sektör bazında veri oluşturulmasına imkan sağlamaktadır. Kısa vadeli planlama için daha uygun olup modellenmesi genellikle daha kolaydır ve daha az kesinlikte veri üretir.

Enerji arz modellerinde ise; talep tahminleri, enerji kaynaklarının çeşitliliği ve teknolojik özellikleri, emisyon kısıtlamaları ve maliyetler temel verileri oluşturmaktadır. Genel olarak optimizasyon ve simülasyon yaklaşımları kullanılır. Optimizasyon yaklaşımında kaynak sürekliliği, sistem güvenilirliği ve emisyon hacimleri gibi kısıtların sağlandığı maliyet minimizasyonu metodu kullanılırken, simülasyon yaklaşımında enerji üretici ve tüketicilerinin değişik durumlar altında (fiyat, gelir düzeyi vb.) nasıl davranacakları tasarlanmaya çalışılmaktadır. MARKAL ve WASP modelleri optimizasyon yaklaşımını kullanırken, ENPEP ve BALANCE modelleri de simülasyon yaklaşımını kullanmaktadır.

2.1.1. Enerji Modellerinin Sınıflandırılması

Enerji modellerinin sınıflandırılması için yapılan çalışmalarda farklı kriter ve yaklaşımlar kullanılmıştır.

Pandey, kalkınmakta olan ülkeler için hazırladığı 2002 tarihli yol haritası çalışmasında, enerji ve çevre politikalarının analizi için kullanılan enerji-ekonomi modellerini; kullanılan yaklaşım (yukarıdan-aşağıya, aşağıdan-yukarıya), coğrafi kapsam (küresel, ulusal, bölgesel ve yerel), kullanım alanı (makroekonomi, enerji), ve planlama periyotlarına (kısa, orta, uzun vade) göre sınıflandırmıştır [3].

Nakata, 2004 tarihli çalışmasında enerji-ekonomik modelleri ve bu modellerin ulusal enerji politikaları, yenilenebilir enerji sistemleri ve çevre açısından uygulamalarını incelemiştir. Enerji modelleri; modelleme yaklaşımına göre (yukarıdan-aşağıya, aşağıdan-yukarıya), metodolojiye göre (kısmi denge, ekonometri ve muhasebe), konum kapsamına göre (ulusal, bölgesel ve küresel) sınıflandırılmıştır [4].

Enerji ve çevre politikalarının oluşturulması kapsamında mevcut enerji talep modellerinin detaylı olarak incelendiği bir çalışma Bhattacharyya ve Timilsina tarafından yapılmış, bu çalışmada modeller beş başlık altında gruplandırılmıştır [5]:

(i) Aşağıdan yukarıya, optimizasyon tabanlı modeller (EFOM, TIMES vd.),
(ii) Aşağıdan-yukarıya, muhasebe modelleri (LEAP vd.),
(iii) Yukarıdan-aşağıya, ekonometri modelleri,
(iv) Hibrit modeller (POLES, WEM),
(v) Elektrik sistem modelleri (WASP, EGEAS vd.).

Bu gruplar altında yer alan modellerin, aralarında veri ihtiyacı, veri ayrıştırma düzeyi, hesaplama gereksinimleri, fiyat ve fiyat-dışı politikaların incelenebilirlik kriterleri de olmak üzere farklı ölçütlere göre karşılaştırılması yapılmıştır.

Talep tahmini için enerji modelleri konulu kapsamlı değerlendirme çalışmasında Suganthi ve Samuel [6] geleneksel ve modern modelleri incelenmiştir. Çalışmada, talep tahmini modelleri şu şekilde tasnif edilmiştir: (i) zaman serisi modelleri, (ii) regresyon modelleri, (iii) ekonometri modelleri, (iv) dekompozisyon modelleri, (v) eş-bütünleştirme modelleri, (vi) ARIMA modelleri, (vii) yapay/uzman sistemler, (viii) bulanık tahmin modelleri, (ix) girdi-çıktı sistemleri, (x) bulanık mantık/genetik algoritma modelleri, (xi) birleşik modeller (destek vektörü, parçacık kümelenme), (xii) aşağıdan-yukarıya modeller (MARKAL, TIMES, LEAP vd.).

2.1.2. Enerji Modellerinin İncelenmesi

Enerji modellerinin incelenmesinde Bhattacharyya ve Timilsina'nın önerdiği tasnifte aşağıdan yukarıya optimizasyon ve muhasebe modelleri ile enerji sistem modelleri üzerinde durulmuştur [5].

EFOM (Energy Flow Optimization Model): MARKAL ile birlikte ilk optimizasyon modellerinden olan EFOM, Avrupa Komisyonu modelleme grubu tarafından geliştirilen, mühendislik tabanlı aşağıdan-yukarıya enerji sistemleri planlaması modeli olup Avrupa ülkelerinin planlama süreçlerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Model birincil enerji gereksinimlerini ve verilen dış kökenli talebin karşılanması için enerji üretim ve tüketim yatırımlarını optimize etmektedir. Doğrusal programlama tabanlı çok periyotlu optimizasyon modeli olarak geliştirilmiştir [7].

MARKAL (MARKet ALlocation Model): Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından geliştirilen MARKAL modeli yaygın olarak akademik çevrelerin yanı sıra, danışmanlık çevreleri tarafından da kullanılmaktadır. Model, enerji sistemine ait teknik ve tasarım parametreleri çerçevesinde, verilen talebin karşılanabilmesi için en düşük maliyetli arz sistemini bulmak amacıyla doğrusal optimizasyon yaklaşımı kullanmaktadır. Model, enerji dönüşümü süreçleri sayesinde, enerji kaynaklarından son kullanıcıya kadar bütün enerji sistemini kapsamaktadır. Modelin senaryo üreteci kısmı ücretsiz olup, geliştirilen ara yüzler ve gerekli olan çözücüler ücret karşılığında satılmaktadır [8].

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System): MARKAL ve EFOM modellerinin bazı özelliklerinin birleştirilmesiyle oluşturulan güncel bir sistemdir. Modelde yatırım ve işletme kararları belirli bir sektör yahut bütün bir sistem için verilebilmektedir. Çok–periyotlu ve çok-bölgeyi kapsayacak şekilde tasarlanan modelde talep tarafındaki politika değişikliklerinin etkileri incelenebilmekte, yoğun veri ihtiyacı için bağlantılı veri tabanları kullanılabilmektedir [9].

LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning System): Stocholm Environment Institute tarafından geliştirilen LEAP, senaryo temelli esnek modelleme altyapısına sahip aşağıdan-yukarıya tabanlı bir enerji muhasebesi modelidir. Bütünleşik enerji planlama modeli olan LEAP, enerji sistemi için arz ve talep taraflarını kapsamaktadır. İçerdiği teknoloji ve çevre veri tabanı sayesinde farklı teknolojilerin fiziksel, ekonomik ve çevresel etkilerinin incelenmesine imkan sağlamaktadır. Enerji sistemlerinin modellenmesinde senaryo yaklaşımı kullanılmaktadır [10].

WASP (Wien Automatic System Planning): Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (IAEA) tarafından geliştirilen WASP, elektrik üretim sistemleri için orta uzun vadeli büyüme senaryoların planlanmasında yaygın olarak kullanılmaktadır. En uygun kapasite büyüme planının bulunması için WASP, planlama periyotu süresince, bütün kısıtları sağlayan olası büyüme seçeneklerini, maliyet fonksiyonunu (yatırım maliyetleri, yakıt maliyeti, işletme ve bakım maliyetleri ve enerjinin sunulamaması maliyeti) minimize ederek değerlendirmektedir [11].

EGEAS (Electricity Generation Expansion Analysis System): Electric Power Research Institute (EPRI) tarafından geliştirilen sistemde, elektrik sistemlerinin birleşik kaynak planlamasının yapılması hedeflenmiştir. Talep tarafı yönetimi, ekonomik tevzi, sistem işletimi, santrallerin üretimden çekilmesi, yeni kapasite ihtiyaçlarının belirlenmesi modelleme seçeneklerinden bazılarıdır. Dinamik programlama ile üretim ünitelerinin seçimine karar veren modelde, olasılık modelli üretim maliyeti ve güvenilirlik analizleri yapılabilmektedir. ABD'de yaygın olarak kullanılan sistem, iletim ve dağıtım sistemlerini de kapsamamaktadır [12].

Yukarıda incelemeye konu olan enerji sistem modellerinden EFOM, MARKAL, TIMES, LEAP, WASP ve EGEAS için ön plana çıkan temel özellikler Çizelge 2.1'de karşılaştırılmıştır [5, 13].

Çizelge 2.1. Enerji modellerinin karşılaştırması

Kriter	EFOM	MARKAL	TIMES	LEAP	WASP-IV	EGEAS
Tür	Aşağıdan-yukarıya	Aşağıdan-yukarıya	Aşağıdan-yukarıya	Aşağıdan-yukarıya	Elektrik sistem modeli	Elektrik sistem modeli
Yaklaşım	Doğrusal optimizasyon	Doğrusal optimizasyon	Optimizasyon	Muhasebe	Optimizasyon	Dinamik programlama
Coğrafi Kapsam	Bölge ve ulusal	Ulusal, birden fazla ülke	Yerel, bölgesel, ulusal, birden fazla ülke	Yerel, ulusal, küresel	Ulusal	Ulusal
Aktivite kapsamı	Enerji sistemi	Enerji sistemi	Enerji sistemi, enerji ticareti	Enerji sistemi, çevre	Enerji sistemi, çevre	Enerji sistemi, çevre
Veri ayrıştırma	Kullanıcı tanımlı	Kullanıcı tanımlı	Kullanıcı tanımlı	Sektör tanımlı	-	-
Teknoloji kapsamı	Kapsamlı	Kapsamlı	Kapsamlı	Seçenekler	Kapsamlı	Kapsamlı
Veri ihtiyacı	Kapsamlı	Kapsamlı	Kapsamlı	Kapsamlı/ sınırlı	Kapsamlı	Kapsamlı
Uzmanlık ihtiyacı	Yüksek	Yüksek-çok yüksek	Çok yüksek	Sınırlı	Çok yüksek	Çok yüksek
Kaynak	İyi	Kapsamlı	İyi	Kapsamlı	Kapsamlı	İyi
Fiyat-politika analizi	Mevcut	Mevcut	Mevcut	Senaryo yaklaşımı	Mevcut	Mevcut
Fiyat dışı politika analizi	Çok iyi	Çok iyi	Çok iyi	Çok iyi	İyi	İyi
Kırsal enerji	Mümkün	Mümkün	Mümkün	Mümkün	Zor	
Enerji kıtlığı	Dolaylı	Dolaylı	Dolaylı	Direk	-	-
Ekonomik dönüşüm	Kapsam dışı	Kapsam dışı	Kapsam dışı	Senaryo yaklaşımı	Zor	Mümkün
Hesaplama ihtiyacı	Son teknoloji çözücüler	Son teknoloji çözücüler	Son teknoloji çözücüler	İhtiyaç yok	Ticari lisanslı yazılım	Ticari lisanslı yazılım
Tahmini maliyet	TIMES olarak sunulmuştur	Model üretici ücretsiz, diğer bileşenler:5000-30000$[1]	Model üretici ücretsiz, diğer bileşenler:5000-30000$[1]	Ücretsiz akademik lisans	Ücretsiz akademik lisans	25000$[2]

[1] http://iea-etsap.org/tools/ETSAP_SW_Guidelines.pdf (29 Aralık 2016 tarihinde erişildi).
[2] http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002001929 (29 Aralık 2016 tarihinde erişildi).

Enerji modellerinin incelenmesi neticesinde yukarıda kısa bilgileri verilen sistemlerden LEAP, tez çalışmasının ilgili kısmında kullanılacak enerji modeli olarak seçilmiştir.

Özet olarak LEAP modelinin seçiminde dikkate alınan kriterler şunlardır:

- Esnek model yapısı sayesinde geniş bir yelpazede senaryoların modellenmesine olanak sağlaması, arz ve talep projeksiyon ve analizlerini aynı anda kapsaması,
- Bütünleşik model yapısı sayesinde, yatırım karar analizlerinin ayrıntılı simülasyonuna olanak sağlaması, ekonomik dönüşüm senaryolarının modellenebilmesi, ekonominin bütün sektörlerinde enerji tüketim ve üretimi, kaynakların dönüşümünün incelenebilmesi,
- İçerdiği teknoloji ve çevre veri tabanı sayesinde yaygın ve farklı teknoloji seçimlerinin modellenmesine olanak sağlaması ve bu teknolojilerin maliyet, teknik parametreler ve çevresel etki parametrelerini kapsaması,
- Enerji ve enerji-dışı sektörler için sera gazı emisyonları ve hava kirleticilerinin hesaplanmasına olanak sağlaması,
- 190'dan fazla ülkede kullanılması, BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC) kapsamında 32'den fazla ülke tarafından enerji ve emisyon senaryolarının modellenmesinde kullanılması[3], kullanıcıları arasında üniversiteler, araştırma merkezleri, kamu kurumları, enerji tesisleri ve danışmanlık şirketlerinin bulunması,
- Yaygın akademik literatüre sahip olması,
- Kısıtlı veri ile kullanılabilmesi, ücretsiz akademik lisansının temin edilebilmesi.

[3] https://www.energycommunity.org/default.asp?action=introduction (29 Aralık 2016 tarihinde erişildi).

2.1.3. LEAP Modeli Uygulamaları

LEAP modeli kullanılarak son yıllarda çok sayıda akademik çalışma yapılmıştır. Bu çalışmalardan ekonomi-çevre modellemesini de içeren ve aynı zamanda bu tez çalışmasına temel oluşturan makalelerin kısa özetleri aşağıda verilmiştir.

Rüzgar, güneş, çöp gazı benzeri yenilenebilir enerji kaynaklarının Güney Kore elektrik üretim endüstrisi üzerindeki ekonomik ve çevresel etkilerinin incelenmesi amacıyla Jun vd. [14] tarafından yapılan çalışmada LEAP modeli kullanılmış, aralarında liyakat oranına dayalı tevzi kuralının da olduğu alternatif senaryolar çerçevesinde yenilenebilir kurulumlara ait maliyetler ve CO_2 emisyon oranlarını düşürme potansiyelleri incelenmiştir.

Japonya'da enerji sektörünün mevcut durumu, güncel eğilimler, yakıt ve sektörler bazında enerji arz ve talep durumu Takase ve Suzuki [15] tarafından incelemiştir. LEAP modeli kullanılarak mevcut enerji politikaları, iklim değişikliği hedefleri, yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması, nükleer endüstrinin evrimi ve sera gazlarının azaltılması senaryoları incelenmiş, alternatif enerji senaryoları modellenmiş ve sonuçları analiz edilmiştir.

Honduras'ın elektrik üretimi için faklı enerji kaynakları Flores vd. [16] tarafından çalışılmış, enerji karışım oranlarının değiştirilme senaryoları ele alınmış, enerji sektörünün sürdürülebilir yönetimi için büyüme alternatifleri değerlendirilmiştir. LEAP modeli kullanarak, 2030 yılına kadar Honduras'ın enerji planlaması hedefleri, bio-yakıtların yaygınlaşması, enerji verimliliğinin artırılması, elektrik kullanımının yaygınlaştırılması, hibrit otomobillerin kullanımının yaygınlaşması senaryoları da dahil edilerek modellenmiş ve 2030 senesi hedefleri için alternatif enerji stratejileri önerilmiştir.

Bautista [17] makalesinde, Venezuela elektrik üretim endüstrisinin mevcut ve gelecek durumunu incelemiş, farklı senaryolar için toplam üretim maliyetleri ve emisyon oranlarını, LEAP modeli kullanarak değerlendirmiştir. Sonuç olarak da Venezuela'nın mevcut teknolojilerle ve mevcut potansiyelin kullanılması ile sürdürülebilir bir şekilde enerji kapasite büyümesinin teknik olarak gerçekleşmesinin mümkün olduğunu göstermiştir.

Shan vd. [18] tarafından yapılan çalışmada, Çin'in mevcut büyüme senaryosu, hızlı kalkınma senaryosu ve risk senaryosu yaklaşımları altında 2030 yılı için enerji üretim endüstrisinin büyüme tahminleri, ekonomik büyüme, enerji verimliliği, enerji arz yapısı, farklı teknolojilerin kullanımı ve çevresel etkilerinin değerlendirilmesi çerçevesinde LEAP modeli kullanılarak incelenmiştir. Çalışmada nihai enerji tüketiminin hızlı büyüyeceği, ancak toplam birincil enerji kullanımı içerisindeki oranının azalacağı, birincil enerji tüketiminde kömürün baskınlığının devam edeceği ancak oranının azalacağı, karbon yoğunluğunun %40-45 azaltılması hedeflerinin elde edilebileceği sonucuna ulaşmışlardır.

Özer vd. [19] 2013 tarihli çalışmasında Türkiye elektrik sektörü için 2006-2030 yıllarında CO_2 emisyonunun azaltılması potansiyeline dair senaryoları LEAP modeli kullanarak incelemişlerdir. Çalışmada mevcut üretim yapısı sürdürüldüğünde CO_2 emisyonlarının yıllık %5,8 oranında artacağı, emisyonların sert kontrol politikalarıyla düzenlendiği, yenilenebilir kaynakların artırıldığı senaryoda ise, simülasyon periyodu sonunda emisyonların %17,5 azalabileceği gözlemlenmiştir.

Bütünleşik enerji tüketim ve talep yapısı çerçevesinde Pekin için uzun vadeli (2010-2020) enerji büyüme planlarını inceleyen Pan vd. çalışmalarında, düşük ve orta seviyede enerji tasarrufunun sağlanması ve hava kirleticilerin azaltılması senaryolarının etkilerini LEAP kullanarak incelemişlerdir. Çalışmada, her iki senaryo için sera gazı emisyonlarına ilave olarak, SO_2, NO_x ve parçacıklı madde emisyonlarının talebi oluşturan ana sektörler açısından yıllara göre gelişimi incelenmiştir [20].

Park vd. [21] Güney Kore için 2050 yılına kadar, elektrik üretim endüstrisi için, mevcut üretim yapısı, yeni hükümet politikaları ve sürdürülebilir toplum senaryoları çerçevesinde enerji-çevre-ekonomik etkileri incelemişlerdir. Mevcut üretim yapısı ve yeni hükümet politikaları senaryolarında emisyonların mevcut duruma benzerlik gösterdiği, ancak yenilenebilir enerjinin baskın olduğu sürdürülebilir toplum senaryosunda, emisyonların referans yıl olan 2008 yılına göre %80 azaltılabileceğini göstermişlerdir.

McPherson ve Karney [22] 2014 tarihli makalelerinde, Panama elektrik üretim sektörü için uzun vadeli senaryo alternatiflerini ve bunların etkilerini incelemişlerdir. Bu çerçevede, mevcut elektrik üretim durumunun devam etmesi, yeni teknolojiler kurulmadan çevresel etkilerin azaltılması, kaynak çeşitliliğinin azami seviyeye çıkartılması ve küresel ısınma potansiyelinin en aza indirilmesi senaryoları LEAP modeli kullanılarak analiz edilmiştir.

Türkiye demir çelik sektörü için enerji verimliliği ve CO_2 emisyonlarının azaltılması potansiyelinin Ateş tarafından incelendiği çalışmada, en enerji-yoğun sektör olan demir çelik sektörü için enerji yoğunluk oranının %13, %38 ile %51 oranlarında azaltılabileceği öngörülmüştür. Çalışmada sektör için 2030 yılı emisyon tahminleri incelenmiş, farklı düzeylerde elde edilebilecek enerji verimlilikleri için maliyet analizleri yapılmıştır [23].

Guerra vd. [24] Brezilya enerji matrisini ve olası iklim değişikliği etkilerini inceledikleri çalışmalarında LEAP modeli kullanarak 2030 yılı için talep ve arz projeksiyonlarını geliştirmişler, mevcut enerji arz durumunda değişiklikler olmasının çevresel senaryolar üzerindeki etkilerini incelemişlerdir.

2.2. Belirsizliğin Senaryolarla Modellenmesi

Stokastik programlamada stokastik süreçler sürekli (continuous) veya ayrık (discrete) değişkenler kullanılarak ifade edilebilmektedir. Sürekli rassal değişkenlere sahip stokastik programlama problemleri, genellikle küçük boyutlu örnek problemlere ait belirli durumlarda çözülebilirler fakat diğer birçok durumda da bu problemlerin çözümleri imkansız hale gelmektedir.

Bu sebeple, belirsizlik altında modelleme problemlerinde, rasgele değişkenlerin, sınırlı sayıda olası sonuçlar kullanarak ayrık gösterimi gerekli hale gelmektedir. Öte yandan sürekli rassal değişkenlerin sınırlı değerler kümesi kullanarak gösterimi bazı durumlarda zorlaşmakta ve zaman almaktadır. Bu da bu alanda farklı araştırmaların yapılmasına yol açmıştır [25].

Rassal değişkenlerin sınırlı sayıda ayrık sonuçlar olarak ifade edilmesi senaryo ağacı yapıları ile mümkün olmaktadır. Senaryo ağacında kök düğümü (root node) bugünkü durumu ifade etmekte, deterministik veriden elde edilmektedir. Alt

dallardaki düğüm noktaları ise, ileriki aşamalarda belli şartlar altında gerçekleşecek olan olayları ifade etmektedir. Düğüm noktalarını birleştiren yaylar ise belirsizlik içeren değişkenlerin çeşitli sonuçlarını ifade etmektedir. Senaryo üretiminde ideal olan durum, üretilen senaryolar kümesinin, rassal değişkenin bütün olası sonuçlarını içermesidir.

Çok-aşamalı stokastik optimizasyon problemlerinde senaryo ağaçlarının üretilmesi için farklı metotlar geliştirilmiştir.

Dupacova [26], çok-aşamalı stokastik programlama alanında 1995 yılına kadar geliştirilen farklı fikir ve metotların bir incelemesini sunmaktadır. Makalede, senaryolara dayanan çok-aşamalı stokastik programlar ve bunlar için geliştirilen sayısal çözüm metotları incelenmiş, bu alanda yapılmış olan çalışmalar rapor edilmiştir.

Kaut ve Wallace [27] çalışmalarında, stokastik programlama için senaryo üretim metotlarının gelişimini incelemişler, senaryo üretim metotları için gereken asgari şartları formüle etmişlerdir. Ayrıca üretim metotlarının kalite ve uygunluk değerlendirmelerinin nasıl yapılması gerektiğini tartışmışlardır.

Casey ve Sen [28] çok-aşamalı stokastik doğrusal programlama programları için senaryo üretimi yaklaşımlarını incelemişlerdir. Bunun yanı sıra geliştirdikleri algoritmada senaryo ağaçları için asimptotik yakınsama ile birinci derece kararlar için optimalite kriterlerini dikkate almışlardır.

Romisch [29] yazdığı ansiklopedi maddesinde, stokastik programlama için senaryo üretim metotlarının genel bir değerlendirmesini yapmış ve ileri seçim senaryo ağacı üretim metodunun ayrıntılarını vermiştir.

Gutjahr ve Pichler [30] tarama çalışmasında, çok-hedefli problem yapısı korunarak çözülen stokastik optimizasyon problemlerini ve bu alanda yapılan güncel çalışmaları incelemişlerdir. Çalışmada, senaryo üretiminin yanı sıra, riske-duyarsız ve riskten-kaçınan durumlar için karar verme mekanizmaları incelenmiştir.

Çok-aşamalı stokastik optimizasyon probleminde, senaryo ağaçlarının üretilmesi için farklı prensiplere dayalı olarak çeşitli metotlar önerilmiştir. Önerilen metotlardan önemlileri şunlardır [31]:

(i) Monte Carlo veya yarı-Monte Carlo tabanlı metotlar,
(ii) Sınır-tabanlı üretim metotları,
(iii) Dekompozisyon şemaları içinde örnekleme tabanlı metotlar,
(iv) Olasılık metrik tabanlı yaklaşım metotları,
(v) Hedef/moment eşleştirme yöntemleri.

2.3. Üretim Büyüme Planlaması

Bu kısımda tezin temel çalışma konularından olan deterministik ve stokastik üretim büyüme planlaması problemi için genel bilgi verilmiş ve tez çalışması süresince faydalanılan akademik literatür incelenmiştir.

2.3.1. Giriş

Elektrik üretimi büyüme planlaması (GEP) problemi, elektrik üniteleriyle ilgili en önemli karar alma süreçlerinin başında gelmektedir. Problemde, karar alma süreçlerinde, uzun vadede öngörülen enerji talebinin karşılanması amacıyla planlanacak olan yatırımlar için, en uygun teknoloji, kapasite, konum ve zamanlamanın seçimi amacıyla en uygun seçeneklerin belirlenmesi incelenmektedir [1].

GEP problemi çoğunlukla, daha önceden belirlenmiş hedefleri sağlayan en-uygun maliyetli kapasite büyüme planının (aday ünitelerin türü, kapasitesi, zamanlaması vb.) belirlenmesi üzerine yoğunlaşmıştır. Bu yaklaşımda hedef fonksiyonunun farklı bileşenleri arasındaki değiş-tokuş dengesi genellikle problemin çözüm aşamasına geçilmeden giderildiği için tek bir optimal sonuç elde edilmektedir. Buna karşılık GEP probleminin doğası gereği, problemde birden fazla, birbirleri ile çatışan ve birbirleri ile kıyaslanamayacak hedefler bulunması sebebiyle, bu hedeflerin aynı anda değerlendirilmeleri zorunlu hale gelmektedir. Enerji alanında en fazla çalışılan problemlerin arasında olan GEP problemi, yüksek düzeyde kısıtlı, doğrusal olmayan, dinamik ve ayrık optimizasyon problemidir [32].

GEP problemini konu alan çok sayıda değerlendirme yapılmıştır. Conejo vd. hazırladıkları güncel kitap çalışmasında, elektrik üretim yatırımlarının merkezi planlama perspektifinden incelemesini yapmışlardır. Çalışmada, aralarında deterministik, statik modeller ile daha karmaşık stokastik modellerinde bulunduğu farklı yaklaşımlar geliştirilmiş, GEP problemi için yatırım zamanlaması, sosyal fayda maksimizasyonu, belirsizliğin modellemesi vb. konular kapsamlı olarak değerlendirilmiştir [33].

Phupha vd. [34] hazırladıkları çalışmada, güç sistemleri için GEP stratejilerini; istatistiksel modelleme metodu, kapasite büyüme modeli ve büyüme probleminin yapısı olarak üç kategoride incelemişlerdir. Çalışmada GEP modellerinin bazıları değerlendirilmiş ve uzun vadeli GEP problemlerinin temel sorunları incelenmiştir.

Kannan vd. [35] evrimsel programlama tekniklerinden geliştirilmiş evrimsel strateji, geliştirilmiş evrimsel programlama ve geliştirilmiş genetik algoritma metotlarını en uygun maliyetli kapasite büyüme planına uygulamışlardır.

Kagiannas vd. [36] tekel piyasası ve rekabet piyasası durumlarında GEP için geleneksel ve yeni geliştirilen modellerin bir taramasını vermiştir. Çalışmada gelişen elektrik güç piyasası yapısı ile beraber gelişen GEP modellerinin kapsamlı incelemesi yapılmıştır.

Hemmati vd. [37] GEP ve iletim büyüme planlaması problemi alanındaki çalışmaların kapsamlı bir değerlendirmesini sunmuştur. Değerlendirmede bu çalışmalar, modelleme, çözüm metotları, güvenilirlik, belirsizlikler, talep-tarafı yönetimi, dağıtılmış üretim, reaktif güç planlaması gibi yönleriyle incelenmiştir.

Sadeghi vd. [38] kapsamlı incelemesinde, GEP alanında bugüne kadar yapılan çalışmaların bir tasnifini sunmuşlardır. Makaleler GEP modelleri üzerindeki etkilerine göre sınıflandırılmış, hiyerarşik olarak incelenip tasnif edilmiştir. Çalışmaya konu olan makaleler: kapsadığı alanlar, çevresel etkilerin incelenmesi, yeni nesil üretim ve kontrol teknolojileri, ülke enerji politikaları analizi, model karakteristikleri, matematik modelleme yaklaşımları ve çözüm metotları perspektiflerinden incelenmiştir. İncelemeyle gelecekte bu alanda yapılacak çalışmalara yol gösterilmesi amaçlanmıştır.

2.3.2. Çok-hedefli GEP

GEP probleminde iki veya daha fazla hedef fonksiyonunun bulunması durumunda problem, çok-hedefli GEP modeli olarak tanımlanabilir. Çok-hedefli optimizasyon probleminde, genel olarak, birbirleriyle çatışan ve birbirleriyle kıyaslanamayacak çok sayıda hedef fonksiyonunun beraberce optimize edilmesi gerekmektedir.

Antunes vd. [39] tarafından hazırlanan çalışmada GEP problemi için çok-hedefli karmaşık tamsayı doğrusal programlama (MILP) modeli sunulmuş ve modelde arz-tarafı kapasite değerleri için modüler büyüme olanakları incelenmiştir. Modelde çoklu değerlendirme seçeneklerinin yanı sıra talep-tarafı yönetimi de incelenmiş, toplam büyüme maliyeti, kurulu güç ve enerji üretiminden kaynaklanacak olan çevresel etkiler değerlendirilmiştir. MILP problemi için baskın olmayan çözümler ise referans yönelimi yaklaşımı kullanan etkileşimli algoritma ile belirlenmiştir.

Meza vd. [40] uzun vadeli, çok-hedefli GEP problemi için bir model çerçevesi tanımlamış ve modelin uygulama sonuçlarını değerlendirmiştir. Modelde eş zamanlı olarak çoklu hedefler (maliyetler, çevresel etkiler, ithal yakıt ve yakıt maliyeti risklerinin azaltılması) optimize edilmiş ve çok periyotlu planlama dönemi için, aday üretim ünitelerinin kurulum yerlerine karar verilmiştir. Çözüm yaklaşımı olarak çok-hedefli doğrusal programlama yaklaşımı kullanılmış, programlamada tamsayı olarak ifade edilen yatırım değişkenleri ile Kirchoff yasası kullanılmıştır. Üretilen alternatifler arasından en iyi alternatifin seçimi için Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) yaklaşımı kullanılmıştır.

Meza vd. [41] tek-periyot, çok-hedefli, doğrusal olmayan karmaşık tamsayı GEP problemi için bir model sunmuş, yeni kurulacak üretim ünitelerinin türleri, üretim kapasiteleri, gerekli olan ithal yakıt parametrelerinin yanı sıra iletim planlama problemi kapsamında yeni devreler, düğüm noktalarındaki voltaj faz açısı gibi parametrelerin analizini yapmıştır. Hedef fonksiyonları olarak yatırım ve işletme maliyetleri, çevresel etki, yakıt ithalatı ve yakıt maliyeti tanımlanmıştır. Modelde, Pareto cephesinin elde edilmesi için çok-hedefli evrimsel programlama algoritması, Pareto cephesini sağlayan noktaların en iyisinin seçilmesi amacıyla AHP yaklaşımı kullanılmıştır.

Murugan vd. [42], NSGA-II algoritmasını çok-hedefli GEP problemine uyarlamışlardır. İki hedefli olarak modellenen GEP probleminde ilk hedef fonksiyonu yatırım maliyetinin minimizasyonu, ikinci hedef fonksiyonu ise devre dışı olma maliyetinin minimizasyonuna aittir. Beş aday üniteli test sistemi üzerinden gerçekleştirilen modellemede, altı senelik planlama periyotu kullanılmıştır. Pareto cephesinin elde edilmesinde sanal eşleştirme prosedürü (virtual mapping procedure) ve bununla beraber kontrollü elitizm kullanılmıştır.

Zhang vd. [43] çalışmasında Fukushima Daiichi kazası sonrasında Japonya'da sürmekte olan nükleer politikaları gözden geçirme sürecinde, GEP sistemi için çok-hedefli yöntem kullanarak, 2030 senesi için ekonomik ve çevresel analizler yapmıştır. Çalışmada nükleer enerjinin geleceğine dair dört senaryo için, kapasite karışım oranı, üretim karışımı, üretim maliyeti, CO_2 emisyonu ve yakıt tüketimi parametreleri incelenmiştir. Her bir senaryo için maliyet ve emisyonlara ait optimal Pareto cepheleri elde edilmiş ve bunların kapsamlı analizi sunulmuştur.

Aghaei vd. [44] çalışmasında elektrik güç sistemleri ve yenilenebilir enerji kaynakları için çok-periyotlu, çok-hedefli GEP modeli sunmuşlardır. Modelde, beş hedef fonksiyonu incelenmiş olup bunlar; toplam maliyet, emisyonlar, enerji tüketimi ve portföy yatırım riskinin minimizasyonu, sistem güvenilirliğinin maksimizasyonudur. Optimizasyon probleminde karmaşık tamsayı doğrusal programlama kullanılmış, doğrusal olmayan güvenilirlik parametreleri doğrusal matematiksel ifadelere dönüştürülmüştür. Problemin çözümünde ise hibrit genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu ile sözlük sıralaması metodu önerilmiştir. Modelin test edilmesinde ise altı yıllık planlama periyotu için, yedi aday ünite içeren sentetik test sistemi kullanılmıştır.

Promjiraprawat ve Limmeechokchai [42] çalışmasında GEP probleminin çözümü için çok-hedefli optimizasyon ve çok-kriterli karar verme yaklaşımlarını birleştiren hibrit bir yöntem sunmuşlardır. Problemde CO_2 emisyonu ve harici maliyet hedef fonksiyonları modellenmiştir. Anlaşmalı çözümlerin belirlenmesi için AHP yaklaşımı kullanılmıştır. Tayland için yapılan modellemede, nihai karar verilme sürecinde ekonomi, çevre, güvenilirlik ve kırılganlık kriterleri dikkate alınmıştır.

2.3.3. Stokastik GEP

GEP problemi, yapısı gereği talep büyüme belirsizliği, elektrik ve yakıt maliyet tahminlerindeki belirsizlikler benzeri farklı alanlarda belirsizlikler içermektedir. Rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme yüksek oran ve kapasitelerde entegrasyonu da beraberinde, bu kaynakların öngörülemez doğası nedeniyle ilave belirsizlikler getirmektedir. Yeni nesil akıllı güç sistemleri ise bu belirsizlikleri kontrol edebilecek ve istikrarlı, güvenilir, ekonomik olarak verimli bir şekilde yönetebilecek kontrol, iletişim ve güçlü hesaplama yeteneklerini içermektedir.

Üretim ve iletim büyüme planlaması problemleri ile belirsizlik altında modelleme yaklaşımlarının günümüzdeki son durumunu Ryan vd. [45] hazırladıkları teknik raporda incelemişlerdir. Çalışmada ayrıca belirsizlik altında modelleme ihtiyaçları için geliştirilen akademik ve ticari bilgisayar yazılımları incelenmiştir.

Yeni nesil güç sistemleri için belirsizliğin modellenmesi alanındaki yaklaşımların güncel durumu ve stokastik optimizasyon alanındaki son gelişmeleri Alqurashi vd. [46] çalışmasında kapsamlı olarak incelemişlerdir. Çalışmaya konu olan makaleler, farklı kategorilerde önerilen metotlar, bu metotların yenilikleri ve güçlü yanları ile beraber incelenmiştir.

Ahmed vd. [47] makalesinde belirsizlik altındaki kapasite büyüme problemi için, çok-periyotlu yatırım modelini incelemiştir. Belirsizlik içeren talep, maliyet ve sabit-bedelli maliyet parametrelerinin gelişimini modellemek için senaryo ağacı yaklaşımı kullanılarak, çok-aşamalı stokastik tamsayı problemi formül haline getirilmiştir. Değişken ayrıştırma metodu kullanılarak topluluk sayısı alt problemi yeniden yazılmıştır. Böylelikle büyük çaplı tamsayı programının doğrusal programlama gevşeme aralığı (relaxation gap) ciddi oranda azaltılmıştır. İyi kalitede tamsayı çözümlerin elde edilmesi amacıyla sezgisel (heuristic) şema kullanılmış, yeniden yazılan alt sınır şeması ve sezgisel üst sınır şemasını kullanan dal ve sınır algoritması ile problemin global optimum çözümleri elde edilmiştir.

Heinrich vd. [48] makalesinde, elektrik arz endüstrisinin talep büyümesi belirsizliği altında enerji-çevre-ekonomik modellenmesini yapmıştır. Kısmi denge yaklaşımı kullanarak geliştirilen modelde, Pareto çözümleri yardımıyla, maliyet dışı hedef

fonksiyonlarına maliyet-ceza (cost-penalty) değerlerinin atanmasıyla birden fazla hedef fonksiyonunun modellenmesine olanak sağlanmıştır. Stokastik telafi programlama yaklaşımı kullanılarak gelecek büyüme planları için talep büyüme belirsizliğine esneklik boyutu dahil edilmiştir. Güney Afrika elektrik arz endüstrisi örnek durum olarak incelenmiş, önerilen model MARKAL sistemi kullanılarak çözülmüştür.

Heinrich vd. [49] makalesinde ise yukarıdaki çalışmanın devamı olarak belirsizlik altındaki çok-hedefli problemin çözümünde karşılaşılan alternatiflerinin sıralanması için bir metot önermiştir. Metotta, değer fonksiyonu ile Çok Kriterli Karar Verme Analizi (MCDA) metodu birlikte kullanılarak büyüme alternatifleri için bağıl performans, güvenilirlik, hassasiyet ve sağlamlık analizleri yapılmıştır.

Tekiner vd. [50] GEP problemini, güvenilirlik analizini büyüme planlaması ve tevzi problemleriyle bütünleştirmek amacıyla iki-aşamalı stokastik programlama problemi olarak çözmüşlerdir. Dağıtılmış ve merkezi enerji üretim teknolojileri büyüme seçenekleri arasında değerlendirilmiş, hedef fonksiyonların arasında değerlendirilen karşılanamayan talep fonksiyonu ile sistemin güvenilirliği modellenmiştir. Çalışmada sistem bileşenlerinin bulunurluğundaki belirsizliği modellemek için Monte Carlo simülasyonu ile senaryolar üretilmiştir. Hedef fonksiyonları olarak toplam maliyet, CO_2 ve NO_x emisyonlarının minimizasyonu incelenmiş, bağımsız hedef fonksiyonlarının farklı boyutlarda olmasından dolayı ölçeklendirme yaklaşımı kullanılmıştır. Tek-periyot, çok-hedefli GEP probleminin çözümü için, stokastik iki-aşamalı MILP programlama modeli kullanılmıştır.

Yukarıdaki çalışmanın devamı olarak Tekiner vd. [51] makalesinde benzeri bir modeli çok-periyotlu GEP problemi olarak incelemiştir. Problemde toplam maliyet (yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım maliyeti, üretim maliyeti, karşılanamayan talep maliyeti, buhar geliri), CO_2 ve NO_x emisyonları, hedef fonksiyonları olarak yer almıştır. Problemde farklı hedef fonksiyonları, ağırlık faktörleri kullanılarak birleştirilmiş ve bu faktörlerin değiştirilmesi sayesinde de Pareto cephesi elde edilmiştir.

Jin vd. [52] talep büyümesi ve doğal gaz yakıt fiyatlarının belirsizliği altında, kurulacak üretim ünitelerinin türleri ve kapasitelerini belirlemek amacıyla GEP problemini formüle etmiştir. İki-aşamalı stokastik MIP probleminde beklenen maliyet ve şarta bağlı riske maruz değer (Conditional Value-at-Risk) parametreleri minimize edilmiştir. Stokastik sürecin modellenmesinde senaryo ağacı yaklaşımı kullanılmış, senaryo sayılarının azaltılmasında ise yaklaşık çözümün istikrarı incelenmiştir. Problemde ABD orta batı bölgesine ait veri kullanılmış, belirsizliklerin modellenmesinde ise GBH yaklaşımı doğrulanmış ve incelenmiştir. Senaryoların üretilmesinde ise moment eşleştirme algoritması kullanılmıştır.

Akbari vd. [53] çalışmasında, iletim büyüme planlaması için stokastik çok-hedefli optimizasyon problemini çözmüşlerdir. Hedef fonksiyonları olarak; yatırım maliyeti, beklenen işletme maliyeti, beklenen yük atma maliyeti ve beklenen yük faktörü modellenmiştir. Sistem yük belirsizliği ise Monte Carlo simülasyonu kullanarak modellenmiş ve buna karşılık gelen senaryolar üretilmiştir. Senaryo sayılarının kontrolü amacıyla, senaryo sayıları azaltılmış, çok-hedefli problem, epsilon kısıt yöntemiyle çözülmüştür.

Abdelaziz, çok-hedefli stokastik programlama için yaptığı kapsamlı değerlendirme çalışmasında [54], rassal değişkenlerin hedef fonksiyonlarında ve kısıt parametrelerinde bulunması durumunda çözüm yaklaşımlarını incelemiştir. Ayrıca verimlilik esasına dayanarak problemin deterministik hale dönüştürülmesi yaklaşımı değerlendirilmiş, bu alandaki programlama modellerinin bazı uygulamaları incelenmiştir.

Feng [55] çalışmasında, değişken periyotlara sahip uzun vadeli planlama sürecinde, belirsizlik içeren elektrik talebi ve doğal gaz fiyatlarının modellenmesi için GBH yaklaşımını kullanarak senaryolar üretilmiştir. Senaryo sayılarının optimize edilmesi amacıyla, bekle ve gör yapılarında ileri seçim senaryo indirgenme metodu önerilmiş ve sonuçlarını analiz edilmiştir. Çalışmada GEP kararlarından kaynaklanan risk ise, karşılanamayan enerji talebi için probleme ceza/maliyet parametresi eklenerek modellenmiştir.

Mavalizadeh ve Ahmadi [56] çalışmasında, güç sistemleri için hibrit GEP ve iletim büyüme planlaması modellemesi yaklaşımını önermiştir. Çalışmada toplam maliyet (yakıt maliyeti, yeni kurulacak üretim ve iletim ünitelerinin maliyeti), toplam SO_2 ve NO_x emisyonları ile sunulamayan beklenen yüke (ELNS) ait hedef fonksiyonları minimize edilmiştir. Genişletilmiş epsilon kısıt yöntemi kullanılarak Pareto optimal sonuçlar elde edilmiş, sonuçlar NGSA-II algoritmasının sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Pareto optimal sonuçların incelenmesinde ise AHP metodu kullanılmıştır.

Vahidinasab [57], elektrik dağıtım ağları için, dağıtılmış enerji kaynaklarının planlaması amacıyla bir olasılık yöntemi kullanan çok-hedefli problem modeli sunmuştur. Çalışmada elektrik yükü ve elektrik piyasa fiyatının belirsizlik içermesi durumunda, maliyet ve emisyonların minimizasyonu incelenmiştir. Hibrit karmaşık programlama ve Monte Carlo metotları kullanılarak elektrik fiyatlarının belirsizliği için senaryolar oluşturulmuş, yük senaryoları için ise rulet tekerleği/Monte Carlo metotları kullanılmıştır. Çalışmada genişletilmiş epsilon-kısıt metodu kullanarak Pareto çözümleri elde edilmiş, çözümler ise bulanık karar verme yaklaşımı yardımıyla incelenmiştir.

Gil vd. [58] makalesinde Şili merkezi enterkonnekte sistemine ait, tek hedefli GEP problemi için hidrolojik belirsizlik olması durumunda, yatırımları ve optimal güç akışını modellemek amacıyla iki aşamalı stokastik MIP kullanmışlardır. Hidrolojik belirsizliklerin modellenmesinde, geçmiş veriler kullanılarak moment-tabanlı senaryolar üretilmiş ve senaryo azaltım teknikleri uygulanmıştır. Ayrıca hesaplama karmaşıklığı ve geliştirilen modelin doğruluğu arasındaki ilişkiler incelenmiştir.

Gandulfo ve Gil [59] yaptıkları çalışmada, talep belirsizliğinin olması durumunda iki aşamalı stokastik MIP kullanarak tek-hedefli GEP problemini modellemiştir. Bu metot, Şili merkezi enterkonnekte sistemine, büyük endüstriyel tesisler ve madenlerin sisteme dahil olması durumundaki talep belirsizliği altında, 14 yıllık planlama periyodu için uygulanmıştır. Çalışmada stokastik talebin ve iletim sisteminin detaylı modellenmesi gerektiğinden, problem çözümünün yönetilebilir olması hedefiyle senaryolar için indirgenme teknikleri uygulanmıştır.

Li vd. [60] iklim değişikliği belirsizliği altında bir elektik güç sistemi için GEP problemini modellemişlerdir. Makalede olası iklim değişikliği senaryoları için ayrık senaryolar tanımlanmış, model belirsizliğini incelemek için ise optimizasyon modelleri kullanılmıştır. GEP modeli her bir iklim değişikliği senaryosu için çözülmüş ve sonuçların farklı stratejiler üzerindeki etkileri incelenmiştir. Beş ayrı iklim modeli tanımlanmış, beklenen toplam maliyet minimizasyonu ile olabilecek en fazla zararın minimizasyonu modellenmiştir.

Huang vd. [61], iki aşamalı stokastik programlama çerçevesi kullanarak belirsizlik altında birden fazla bölgeyi kapsayan bir optimizasyon modeli geliştirmişlerdir. Belirsiz elektrik talebini ve talebin gerçekleşme olasılıklarını hesaplamak amacıyla modelde, senaryo ağacı yaklaşımı ve Monte Carlo metotları kullanılmıştır. Elektrik talebinin modellenmesi kısmında belirsizlik ve çeşitlilik parametreleri modele eklenmiş, önerilen model Tayvan elektrik sektörüne uygulanmıştır.

3. ELEKTRİK ÜRETİM MODELLERİ İÇİN VERİ ANALİZLERİ

3.1. Giriş

Elektrik üretim teknolojilerinin ve genel olarak güç sektörünün modellenmesi amacıyla farklı kuruluşlar tarafından kapsamlı enerji modelleri ve uygulamaları geliştirilmiştir. Modellerinin desteklenmesi amacıyla, elektrik üretim teknolojilerine ait maliyet ve performans değerlerini içeren referans veri setleri kullanılmaktadır.

Tezin modelleme ve simülasyon aşamalarında mevcut ve yeni nesil güç teknolojilerine ait güncel, anlamlı ve tutarlı verilere olan ihtiyaç açığa çıkmıştır. Bu çalışmanın amacı kapsamlı bir veri sentezi elde etmek amacıyla, yaygın olarak kullanılan altı ayrı enerji modeline ait teknik performans, maliyet ve emisyon özelliklerine ait referans verilerinin incelenmesidir.

ABD Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından 2010 yılında yayınlanan bir çalışmada [62] elektrik üretim teknolojilerinin modellenmesi amacıyla yaygın olarak kullanılan altı ayrı modele ait maliyet ve performans analizleri yapılmış, seviyelendirilmiş enerji maliyeti değerleri hesaplanmıştır. Raporda kullanılan MARKAL[1] ve MERGE[2] enerji modellerine ait teknik veriler ortak erişime açık değildir. Raporda incelenen veri setlerinden ikisi 2008, kalan dört veri seti ise 2009 yıllarına aittir. Ayrıca raporda, bu tez çalışmasında önemli bir yere sahip olan, üretim teknolojilerine ait emisyon değerleri incelenmemiştir.

NREL raporunda sunulan analiz metodu bu çalışmada temel olarak alınmış ve bu çerçevede farklı enerji modellerine ait güncel veri setleri kullanılarak maliyet, teknik performans ve emisyon değerleri analiz edilmiş ve referans olarak alınan değerler için bir veri sentezinin elde edilmesi amaçlanmıştır. Öte yandan tez çalışmasında CO_2'nin yanı sıra SO_2 ve NO_x emisyon değerlerinin de kullanılacak olması nedeniyle emisyonlara ait referans değerlerini de kapsayan veri setlerinin seçilmesine öncelik gösterilmiştir.

---

[1] Market Allocation: Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ve Brookhaven Ulusal Laboratuvarı tarafından ortak geliştirilen modeldir. Bu amaçla The Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) kurulmuştur.

[2] Electric Power Research Institute (EPRI) tarafından özel sektör için geliştirilmiştir.

3.2. Enerji Model Verileri

Çalışma kapsamında incelenecek enerji modellerine ait veri setleri Çizelge 3.1'de verilmiş olup bunlar sırasıyla AEO2013, NRELBV, ReEDS, EPA-ARRA, GCAM ve NETL'dir. Veri setleri bazı durumlarda kuruluş tarafından geliştirildiği gibi, NRELBV örneğinde olduğu üzere resmi kurumlar adına danışmanlık şirketleri tarafından da geliştirilmiştir. Veri setleri modellerinin adı, ait olduğu kuruluş ve referans verilerinin alındığı tarihler Çizelge 3.1'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.1. İncelenen veri setleri, ait olduğu kuruluş ve referans veri tarihi

Model kodu	Model adı	Kuruluş	Referans veri tarihi
AEO2013	National Energy Modelling System	Energy Information Administration (EIA)	Şubat 2013
NRELBV	Black / Veatch	National Renewable Energy Laboratory (NREL)	Şubat 2012
ReEDS	Regional Energy Deployment System (ReEDS)	National Renewable Energy Laboratory (NREL)	Aralık 2011
EPA	EPA Base Case v.5.13	U.S. Environmental Protection Agency (EPA)	Kasım 2013
GCAM	Global Change Assessment Model (GCAM)	Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)	2008
NETL	Cost and Performance Baselines	National Energy Technology Laboratory (NETL)	Eylül 2013

İncelenen enerji modellerine ait veri setleri ve bu verilerin elde edilmesinde faydalanılan kaynaklar hakkındaki kısa bilgi aşağıda sunulmuştur.

3.2.1. AEO 2013 Verisi

ABD Enerji Bakanlığına bağlı Enerji Enformasyon İdaresi (EIA) tarafından yıllık enerji görünümü (AEO) raporları hazırlanmaktadır. Farklı güç santralleri için maliyet ve performans verilerinin standart olarak elde edilmesi için çalışmalar sürdürülmekte ve bu çalışmaların sonuçları Ulusal Enerji Modelinin (NEMS) zenginleştirilmesi için kullanılmaktadır. Bu raporlarda sunulan tahminler elektrik üretim kapasite tahmini planlaması için kullanılan tek veri olmamakla beraber, EIA elektrik piyasası tahminleri için temel oluşturmaktadır.

R. W. Beck şirketi ve Science Applications International Corporation (SAIC) tarafından 2010 yılında hazırlanan raporda, EIA tarafından kullanılan Ulusal Enerji Modelleme Sistemi'nde kullanılan farklı 21 elektrik üretim teknolojisine ait maliyet ve performans tahminleri sunulmuştur [63]. Bu veriler AEO 2011 ve AEO 2012 yıllarına raporlarının hazırlanmasında referans olarak alınmıştır. Aynı kuruluşlar tarafından AEO 2013 yılı raporunda referans olarak alınmak üzere yeni bir teknik rapor hazırlanmış olup, bu raporda ise 2010 yılına ait veriler güncellenmiştir [64].

3.2.2. NREL 2012 Raporu

Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından Black & Veatch şirketine, elektrik üretim teknolojileri için kapsamlı bir inceleme yaptırılmıştır [65]. 2012 yılında yayınlanan inceleme raporunda, farklı üretim teknolojilerine ait maliyet ve performans verileri için tahminler sunulmuştur. Çalışmada, referans durum için ve artımsal teknoloji geliştirme senaryoları için değerlendirmeler ortaya konulmuştur. Gelişmiş teknolojiler için maliyetlerinin belirlenmesinde yaygın bir veri havuzu kullanılmış, mühendislik çalışmalarının yanı sıra ve teknik yayınlara da başvurulmuştur. Gelecek yıllara ait maliyet tahminlerinin oluşturulmasında, teknolojik olgunluk düzeyleri, teknoloji yaygınlaştırma mali destekleri, normal evrimsel gelişim ve öğrenme parametreleri ayrıca dikkate alınmıştır.

3.2.3. NREL ReEDS Modeli

Bölgesel Enerji Yayılma Sistemi (ReEDS), ABD'de planlanan elektrik üretim ve iletim teknolojilerinin dağılımı için geliştirilmiş bir deterministik optimizasyon modelidir. Model kapasite büyüme ve yük tevzi ihtiyaçlarının yanı sıra, yenilenebilir enerji standartları, karbon kısıtlamaları konularının analizi amacıyla geliştirilmiştir.

ReEDS projesi kapsamında kullanılan referans verilerinin bir kısmı Black & Veatch tarafından hazırlanan rapor [65] ve EIA modelinde kullanılan veriler çerçevesinde hazırlanmıştır [66]. ReEDS modeli veri setinde SO_2 ve NO_x bilgilerinin yanı sıra bazı güvenlik parametreleri de bulunmakta olup, NREL çalışmalarında kullanılan bir referans model olması nedeniyle bu çalışmada değerlendirilmiştir. Modelde emisyon verileri, yakıt kaynaklarına ait gerçek oranlar üzerinden hesaplanmıştır. Veri setinin elde edilmesinde ReEDS dokümanlarının yanı sıra, modelde kullanılan referanslardan biri olan Beck 2010 [63] çalışmasına da başvurulmuştur.

3.2.4. EPA Bütünleşik Planlama Modeli

ABD Çevre Koruma Ajansı (EPA), farklı emisyon politikalarının elektrik üretim sektöründeki etkilerini analiz etmek için bütünleşik planlama modelini kullanmaktadır. Bu model farklı hukuki düzenlemeler ve yasama önerilerinin sektör üzerindeki etkilerini incelemek için kullanılmaktadır.

Bütünleşik Planlama Modeli, ABD elektrik üretim sektörü için geliştirilmiş çok bölgeli, dinamik, deterministik doğrusal bir programlama modelidir. Model çevre, arz güvenliği, iletim, dağıtım gereksinimleri çerçevesinde en düşük maliyetli kapasite büyümesi, elektrik talebinin karşılanmasına yönelik emisyon kontrol stratejilerinin belirlenmesi benzeri konularda ihtiyaç duyulan projeksiyonların geliştirilmesine olanak sağlamaktadır.

Model ile 2009 yılında Amerika Geri Kazanım ve Yeniden Yatırım Yasası kapsamında enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji yatırımları konusunda kapsamlı incelemeler yapılmıştır. Bu kapsamda, kükürtdioksit (SO_2), azot oksitleri (NO_x), karbondioksit (CO_2), ve cıva (Hg) emisyonlarının kısıtlanmasına yönelik önerilen enerji ve çevre politikaların maliyet ve emisyon etkileri incelenmiştir. 2010 yılında tamamlanan Base Case 4.1 modeli tozlaştırılmış kömür ve CCS verileri için referans oluşturmuştur [67]. 2013 yılında yayınlanan Base Case v.5.13 modeli ise diğer konvansiyonel ve yenilenebilir teknolojileri için referans olarak alınmıştır [68].

3.2.5. Global Change Assesment Model

Global Change Assesment Model (GCAM), dinamik tekrarlamalı bir model olup, aralarında ekonomi, enerji sektörü, arazi ve su kullanımı, karbon vergilendirmesi, enerji teknolojilerinin yaygınlaştırılması konularını da içeren üzere iklim değişikliği etkilerinin azaltılması politikalarının etkilerini incelemektedir. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) tarafından 20 yılı aşkın süredir geliştirilmekte olan model, daha önce kullanılan MiniCAM modelinin geliştirilmesiyle oluşturulmuştur [69].

GCAM yaygın olarak, geliştirilmekte olan elektrik üretim teknolojilerinin üretim ve çevresel etkilerinin incelenmesinde kullanılmaktadır. Dört ayrı modeli birleştiren GCAM, CO_2, CH_4, N_2O ve SO_2 emisyonlarını da içermekte olup 5 yıllık periyotlarla 1990-2095 yıllarına ait planlama aralığını kapsamaktadır [70].

3.2.6. NETL

Ulusal Enerji Teknoloji Laboratuvarı (NETL), ABD Enerji Bakanlığına ait ulusal laboratuvar ağının bir parçası olup, enerji ve çevre alanında çalışmalar yürütmektedir. Enerji teknolojileri analizi konusunda da uzmanlaşan laboratuvar, kurulmakta olan ve 2012-2015 yıllarında faaliyete geçmesi planlanan fosil kaynaklı enerji santralleri için maliyet ve performans verilerini ihtiva eden raporlar yayınlamaktadır. Raporlarda sunulan veriler, teknoloji sağlayıcıları ve kullanıcılarının yanı sıra teknolojilere ait tasarım raporlarından da elde edilmektedir. Raporlarda, CO_2 tutulması ve depolanması konusunda geliştirilen yeni nesil teknolojilerinin etkileri kapsamlı olarak incelenmektedir. Açık erişilebilen teknoloji verileri arasında en kapsamlılarından birisinin bu yayınlar olduğu düşünülmektedir.

Yayınlanan raporlarından önemlileri arasında: Bitümlü Kömür ve Doğalgazdan Elektrik Üretimi (2011) [71], Kömürden Sentetik Doğalgaz ve Amonyak (2011) [72], Düşük-seviye Kömür ve Doğalgazdan Elektrik (2011) [73] yayınları bulunmaktadır. İncelemede, konvansiyonel teknolojiler için bu raporlar kullanılmış, nükleer teknoloji ve yenilenebilir kaynaklarının (hidroelektrik, kara ve deniz üstü rüzgar santrali, termal güneş ve jeotermik) referans değerleri için ise NETL tarafından 2013 yılında yayınlanan bir başka rapor kullanılmıştır [74].

3.3. Teknolojiler

Bu çalışmaya konu olan veri setleri, bazı durumlarda elektrik üretim teknolojilerine ait farklı alternatifleri içermektedir. İncelemede, AEO 2013 modelinden, tezin ileri aşamalarında kullanılması öngörülen teknolojiler seçilmiş, bu seçimde seçilen teknolojilerin diğer veri setlerinde yer almasının yanı sıra, referans verilerinin analizler için ihtiyaç duyulan kapsam ve detayda bulunabilirliğine dikkat edilmiştir. Öte yandan teknolojilerin seçiminde gelecek alternatiflerinin farklılaştırılmasına ayrıca özen gösterilmiştir.

Ayrıca, yakın gelecekte kurulması planlanan CCS teknolojisi, depolama teknolojileri gibi yeni nesil teknolojiler de seçime dahil edilmiştir. Bu çerçevede incelenen 17 farklı teknoloji seçeneği Çizelge 3.2'de sunulmuştur.

Çizelge 3.2. Seçilen elektrik üretim teknolojileri

	Teknoloji Kodu	Teknoloji	Teknoloji (Türkçe)	Enerji Kaynağı
1	APC-N	Advanced Pulverized Coal	Geliştirilmiş Tozlaştırılmış Kömür Santrali	Kömür
2	APC-CCS-N	Advanced Pulverized Coal with CCS	Geliştirilmiş Tozlaştırılmış Kömür Santrali/CCS	Kömür
3	IGCC-N	Integrated Gasification Combined Cycle	Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi	Kömür
4	IGCC-CCS-N	Integrated Gasification Combined Cycle /CCS	Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi /CCS	Kömür
5	ACT-N	Advanced Combustion Turbine	Geliştirilmiş Yanmalı Gaz Türbini	Doğalgaz
6	NGCC-N	Advanced Generation Natural Gas Combined Cycle	Yeni Nesil Gaz Kombine Çevrim Santrali	Doğalgaz
7	NGCC-CCS-N	Advanced Generation Natural Gas Combined Cycle /CCS	Yeni Nesil Gaz Kombine Çevrim Santrali /CCS	Doğalgaz
8	ANUC-N	Advanced Nuclear	Yeni Nesil Nükleer Santral	Nükleer
9	BCC-N	Biomass Combined Cycle	Biokütle Kombine Çevrim Santrali	Biokütle
10	BBFB-N	Biomass Bubbling Fluidized Bed	Kabarcıklı Akışkan Yataklı Biokütle Teknolojisi	Biokütle
11	HY-N	Hydroelectric	Hidroelektrik Santral	Su
12	PS-N	Pumped Storage	Pompajlı Hidrolik Santral	Su
13	WN-N	Onshore Wind	Kara Rüzgar Santrali	Rüzgar
14	WF-N	Offshore Wind	Deniz üstü Rüzgar Santrali	Rüzgar
15	ST-N	Solar Thermal Central Station	Isıl Güneş Teknolojisi	Güneş
16	PV-N	Solar Photovoltaic-Utility Scale	Fotovoltaik Güneş Teknolojisi	Güneş
17	GT-N	Geothermal Binary/Dual Flash	Jeotermik Teknoloji	Jeotermik

Enerji kaynaklarına göre incelendiğinde, farklı kaynaklara ait üretim teknolojilerinin çalışmada yer almıştır. Toplamda sekiz ayrı enerji kaynağı incelenmiş olup bu enerji kaynaklarına konu teknolojiler sırasıyla: kömür (4), doğalgaz (3), nükleer (1), odun (2), su (2), rüzgar (2), güneş (2), ve jeotermik (1) olmuştur.

Fosil kaynaklı yakıtlara ait 7 teknoloji, nükleer kaynaklı 1 teknoloji, yenilenebilir kaynaklara ait ise toplamda 9 teknoloji incelemeye konu olmuştur. Yenilenebilir kaynaklar ise kendi içerisinde çeşitlendirilmiş, bu amaçla deniz üstü ve kara rüzgar santralleri, fotovoltaik ve ısıl güneş teknolojileri inceleme kapsamında yer almıştır.

CCS teknolojisi seçeneği APC, IGCC ve NGCC teknolojileri için incelenmiş, yeni nesil depolama teknolojilerinden ise pompajlı hidrolik incelemeye dahil edilmiştir.

Seçime konu olan 17 teknoloji türü, her bir veri setinde bulunmamaktadır. Bazı veri setlerinin daha fazla üretim teknolojisi içermekte, diğer bir kısmı ise belirli enerji kaynaklarına daha fazla ağırlık vermektedir. Çizelge 3.3 veri setlerinin kapsadığı teknolojileri özetlemekte olup, kapsanmayan teknolojiler “X” ile gösterilmiştir.

Çizelge 3.3. Veri setlerinin kapsadığı teknolojiler

	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	GCAM	NETL
APC-N	√	√	√	√	√	√
APC-CCS-N	√	√	√	√	X	√
IGCC-N	√	√	√	√	√	√
IGCC-CCS-N	√	√	√	√	√	√
ACT-N	√	√	√	√	√	X
NGCC-N	√	√	√	√	√	√
NGCC-CCS-N	√	√	√	√	√	√
ANUC-N	√	√	√	√	√	√
BCC-N	√	X	√	X	√	X
BBFB-N	√	√	√	√	X	X
HY-N	√	√	√	X	√	√
PS-N	√	√	√	X	X	X
WN-N	√	√	√	√	√	√
WF-N	√	√	√	√	√	√
ST-N	√	√	√	√	√	√
PV-N	√	√	√	√	√	X
GT-N	√	X	√	√	√	√

3.4. Verilerin İncelenmesi

Enerji modellerine ait veriler üç ayrı kategori altında incelenmiş olup, bunlar: teknik performans özellikleri, maliyet özellikleri ve emisyonlardır. Analiz edilen model özellikleri Çizelge 3.4'de verilmiştir.

Çizelge 3.4. Analiz edilen teknik performans, yatırım ve emisyon özellikleri

Teknik Performans Özellikleri	
a)	Nominal kapasite (MW)
b)	Isı sarfiyatı oranı (heat rate) (Btu/kWh)
c)	Kapasite faktörü
d)	Kullanım ömrü (yıl)
Maliyet Özellikleri	
a)	Yatırım maliyeti ($/kW)
b)	Sabit işletme ve bakım maliyeti ($/kW/yıl)
c)	Değişken işletme ve bakım maliyeti ($/MWh)
Emisyon Özellikleri	
a)	SO_2 emisyonu (lb/MMBtu)
b)	NO_x emisyonu (lb/MMBtu)
c)	CO_2 emisyonu (lb/MMBtu)

3.4.1. Teknik Performans Özellikleri

Bu kısımda, üretim teknolojilerine ait teknik performans özelliklerinden nominal kapasite (MW), ısı sarfiyatı oranı (Btu/kWh), kapasite faktörü (%) ve kullanım ömrü (yıl) incelenmiştir.

3.4.1.1. Nominal Kapasite

Yeni teknolojilere ait kapasiteler belirlenirken üretim kapasitelerinin birbirlerine yakın olduğu alternatifler incelemeye konu edilmiştir. Bazı veri setleri, aynı üretim teknolojisine ait farklı güç seçeneklerini içeren birden fazla alternatif sunmakta olup bu seçeneklerden incelemede referans alınan alternatifler dipnotlarda belirtilmiştir. Üretim teknolojilerine ait nominal kapasite değerleri Çizelge 3.5'de verilmiştir.

Çizelge 3.5. Nominal kapasite değerleri (MW)

Kapasite (MW)	AEO2013	NRELBV	REEDS	EPA	GCAM[1]	NETL
APC-N	650[2]	606[3]	650	600[4]	600	550[5]
APC-CCS-N	650	455	650[6]	500		550
IGCC-N	600	590	600	600	550	629[7]
IGCC-CCS-N	520	520	520	520	380	497
ACT-N	210	211[8]	210	210	230	
NGCC-N	400	580[9]	400	400	400	555[10]
NGCC-CCS-N	340	580	340		400	474
ANUC-N	2234	1125	2236	2236	1350	2060[11]
BCC-N	20		20		80	
BBFB-N	50	50	50	50		
HY-N	500	500	500		500	2080
PS-N	250	500	250			
WN-N	100	300	100	100	50	200
WF-N	400	300[12]	400	400	100	468
ST-N	100	200[13]	100	100	100	250
PV-N	20	10[14]	7	150	5	
GT-N	50	50	50	50	50	50

[1] GCAM modelinde nominal kapasite değeri raporda açıkça belirtilmediğinden, GCAM modeline kaynak olan AEO 2008 raporu verisi alınmıştır.

[2] AEO2013 verisinde tozlaştırılmış kömür için 650 ve 1,300 MW olmak üzere iki ayrı teknoloji verilmiş bunlardan diğer veri setlerine olan uyum açısından 650 MW referans olarak alınmıştır.

[3] Tek yeniden ısıtmalı, yoğuşmalı, dört akışlı buhar türbini, tek yeniden ısıtmalı süper-kritik buhar üreteci.

[4] EPA Base Case 4.1 model verisi tozlaştırılmış kömür verileri için referans alınmıştır.

[5] PC Kritik-altı Tozlaştırılmış Kömür Santrali.

[6] Başta yenilenebilir kaynaklar olmak üzere APC-CCS-N değerleri ReEDS modelinde eksik olup, ReEDS dokümantasyonu ve geliştirme ekibinden Pralit Patel'in yönlendirmesiyle (pralit.patel@pnnl.gov) veriler çalışmanın esas alındığı (Beck, 2010) raporundan tamamlanmıştır.

[7] IGCC Shell 600 MW.

[8] GE 7FA veya 211 MW net kapasiteli eşdeğeri.

[9] 2x GE 7FA yanma türbini veya eşdeğeri.

[10] 555 MW 2x Geliştirilmiş F sınıfı NGCC.

[11] GENIII+ Nükleer Enerji Santrali.

[12] Sabit-tabanlı deniz üstü rüzgar enerji santrali.

[13] Konsantre güneş termal, kuru soğutma, 6 saat depolama, güneş çarpanı: 2.

[14] Takip etmeyen tesis 10-MW (DC).

Nominal kapasite değerlerine ait istatistik özellikleri Çizelge 3.6'da verilmiştir. Bu kapsamda ortalama değer, medyan, standart sapma, varyasyon katsayısı değerleri incelenmiştir.

Çizelge 3.6. Nominal kapasite değerlerinin analizi

	Maks.	Min.	Ortalama (Ort)	Medyan	Std. sapma (SS)	Varyasyon katsayısı	Ort+SS	Ort-SS
APC-N	650	550	609,3	603	37,45	0,061	646,8	571,9
APC-CCS-N	650	455	561,0	550	87,92	0,157	648,9	473,1
IGCC-N	629	550	594,8	600	25,62	0,043	620,4	569,2
IGCC-CCS-N	520	380	489,5	510	54,68	0,112	544,2	434,8
ACT-N	230	170	206,2	210	21,96	0,106	228,2	184,2
NGCC-N	580	400	482,5	477,5	90,76	0,188	573,3	391,7
NGCC-CCS-N	580	340	426,8	400	101,84	0,239	528,6	325,0
ANUC-N	2236	1125	1725,8	1705	504,71	0,292	2230,5	1221,1
BCC-N	80	20	40,0	20	34,64	0,866	74,6	5,4
BBFB-N	120	50	67,5	50	35,00	0,519	102,5	32,5
HY-N	500	500	500,0	500	0,00	0,000	500,0	500,0
PS-N	500	250	333,3	250	144,34	0,433	477,7	189,0
WN-N	300	50	133,3	100	98,32	0,737	231,7	35,0
WF-N	468	50	286,3	350	172,98	0,604	459,3	113,4
ST-N	250	100	141,7	100	66,46	0,469	208,1	75,2
PV-N	20	5	9,4	7	6,27	0,667	15,67	3,13
GT-N	50	50	50,0	50	0,00	0,000	50,0	50,0

Çizelge 3.6 incelendiğinde varyans katsayılarının biokütle, fotovoltaik ve rüzgar teknolojilerinde %50'nin üzerinde olduğu gözlemlenmiştir. Öte yandan 2080 MW olan NETL hidroelektrik kapasitesi, 500 MW olan hidroelektrik ortalama değerinin çok üzerinde olduğundan hesaplamaya dahil edilmemiştir.

Jeotermik ve hidroelektrik teknolojiler için maliyet ve performans verileri, kuruldukları bölgenin coğrafi özellikleri, yer seçimi benzeri parametrelere bağlı olarak ciddi değişiklik gösterebilmektedir.

3.4.1.2. Isı Sarfiyatı Oranı

Başta NEMS olmak üzere diğer modellerin birçoğunda, fosil kaynaklı üretim teknolojilerine ait verimlilik değerlerinin öğrenme süreçleri sonunda geliştiği varsayılmaktadır. AEO2013, ısı sarfiyat oranlarını 2013 yılında kuruluma başlanacak santraller için türünün ilki (first-of-a-kind) kategorisinde sağlamış ve bu değerlerin zamanla geliştirilmesini, teknolojinin şimdiki durumu ve yeni teknolojilerin gelişmesiyle bu teknolojilerde olgunluğa erişmiş teknolojilere oranla daha ciddi düşüş olabileceğini öngörmüştür. Ancak bu oranın geliştirilmesi kapasite büyümesi kararlarından bağımsız tutulmuştur. Öte yandan işletme ve bakım maliyetlerinin zamanla gösterdiği gelişiminin bu değerin gelişmesinden bağımsız olduğu varsayılmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynakları için ısı sarfiyatı oranı olarak, birincil enerji tüketim oranlarının hesaplanması amacıyla konvansiyonel ısıl üretim ortalama değerleri referans olarak alınmıştır. Bu kapsamda AEO2013 ve EPA güneş, rüzgar ve hidroelektrik için 9700 Btu/kWh değerlerini referans almakta, GCAM ise bu kaynaklara ilave olarak pompajlı hidroelektrik için 10022 Btu/kWh değerini kullanmaktadır.

Veri setleri incelendiğinde, birçoğunda ısı sarfiyat oranının modelleme periyodu süresince sabit kaldığı ya da kısmi oranda değişiklik gösterdiği ayrıca gözlemlenmiştir.

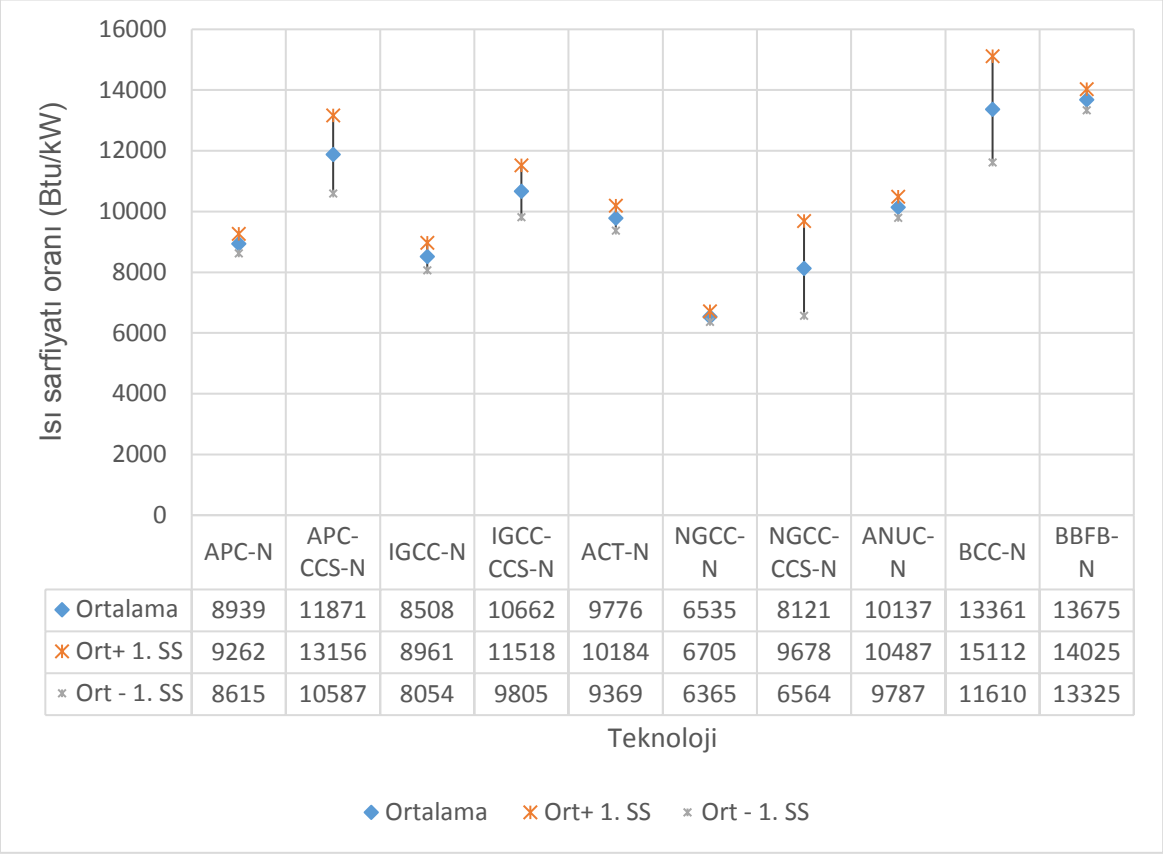
Gelecek yıllar bazında maliyetlerin sunulduğu veri setlerinde ise bazı teknolojiler için ısı sarfiyat oranında gelişme öngörülmüştür. Örneğin NRELBV veri setinde, 40 yıllık analiz periyodu süresi için %4 iyileştirme oranı varsayılmıştır.

ReEDS veri setinde kombine çevrim, nükleer ve biokütle teknolojileri için, ısı sarfiyatı oranı modelleme süresince sabit alınmış, buna karşılık diğer bazı teknolojilere ait değerler zamanla değişiklik göstermiştir. GCAM veri setinde nükleer ve fosil teknolojiler için bu oran 15 yıllık modelleme periyotlarında farklılık göstermiştir. Isı sarfiyatı oranı (Btu/kWh) değerleri Çizelge 3.7'de verilmiştir.

Çizelge 3.7. Isı sarfiyatı oranı (Btu/kWh)

	AEO2013	NRELBV	REEDS	EPA	GCAM	NETL
APC-N	8800	9370	8800	8874	8513	9276
APC-CCS-N	12000	12600	12000	9713		13044
IGCC-N	8700	9030	8700	8700	7816	8099
IGCC-CCS-N	10700	11800	10700	10700	9145	10924
ACT-N	9750	10390	9750	9750	9242	
NGCC-N	6430	6705	6430	6430	6417	6798
NGCC-N	7525	10800	7525		6785	7968
ANUC-N		9720		10452	10400	9976
BCC-N	12350		12350		15383	
BBFB-N	13500	14200	13500	13500		

Isı sarfiyatı oranları için varyasyon katsayısı, APC-CCS, NGCC-CCS ve BCC teknolojileri için %20'nin altında, diğer teknolojiler için ise %10'un altında kalmıştır. Isı sarfiyatı oranı değerleri, (ortalama değer + standart sapma) ve (ortalama değer - standart sapma) olarak Şekil 3.1'de gösterilmiştir



Şekil 3.1. Isı sarfiyatı oranı (Btu/kW)

3.4.1.3. Kapasite Faktörü

Kapasite faktörü, bir üretim santralinin elektrik üretebileceği zaman yüzdesidir. Bu kısımda incelenen raporlarda fosil kaynaklı yakıtlara dayalı üretim teknolojileri için kapasite faktörü ve kullanılabilirlik faktörü terimlerinin birbirlerinin yerine kullanıldığı gözlemlenmiş, değerler genellikle birbirine çok yakın olmuş veya eşit değerler referans olarak alınmıştır. Enerji modellerinde kapasite faktörü genellikle kullanılan modelin bir çıktısı olarak hesaplanmıştır.

Veri setleri, fosil kaynaklı, biokütle ve jeotermik üretim teknolojilerinde uygunluk faktörü (availability factor) verisini referans almışlardır. Kapasite faktörü değerleri, bazı veri setlerinde yıllara göre değişim göstermiş olup, bu çalışmada ise 2015 yılı veya buna en yakın olan veri yılı referans olarak alınmıştır. Sabit değer verilmesi durumunda ise bu değer referans olarak alınmıştır. NRELBV değerleri 2015 yılına ait olup, CCS teknolojilerine ait veri ise öngörülen devreye alınma yılı olan 2020 yılından itibaren sağlanmıştır.

NRELBV ve ReEDS, fosil kaynaklı üretim teknolojileri için kapasite faktörlerini açıkça belirtmediğinden değerler planlanan devre dışı olma oranları kullanılarak hesaplanmıştır.

$$\text{Kapasite faktörü } (\%) = \%100 - \text{Planlanan Devre Dışı Olma Oranı } (\%) \quad (3.1)$$

Hidrolik, rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi bu kaynakların sınırlandırmalarıyla kısıtlamıştır. Bu kaynaklar için genellikle kapasite faktörü veya üretim profilleri kullanılmıştır. Bu kapsamda referans alınan veriler ise dipnotlarda belirtilmiştir. Yenilenebilir kaynaklar için EPA, ABD ortalama kapasite oranlarını kullanmış, NRELBV ve ReEDS ise farklı sınıflar için bu değerleri belirtmiştir. Kapasite faktörü değerleri Çizelge 3.8'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.8. Kapasite faktörü (%)

Kapasite faktörü	AEO2013[15]	NRELBV	ReEDS	EPA	GCAM	NETL
APC-N	85	90	90	85	83	85
APC-CCS-N	85	90		85		85
IGCC-N	85	88	88	85	83	80
IGCC-CCS-N	85	88	88	85	83	80
ACT-N	92	95	95	92	83	
NGCC-N	87	94	94	87	83	85
NGCC-CCS-N	87	94	94		83	85
ANUC-N	90	94	94	90	90	91
BCC-N	83				83	
BBFB-N	83	92	91	83		
HY-N						37
PS-N						
WN-N	34	37	36[16]	41	45	33
WF-N	37	39	39[17]	46		39
ST-N	20	40[18]	28[19]	43	73	27
PV-N	25		25	20[20]	25	
GT-N	92	98	98	87	90	90

Fosil kaynaklı yakıtlar için karşılaştırılan değerler birbirlerine yakın olup, varyasyon katsayısı ise 0,06 ve altında gerçekleşmiştir. Yanma türbinleri için ise GCAM veri seti en düşük değerlere sahiptir.

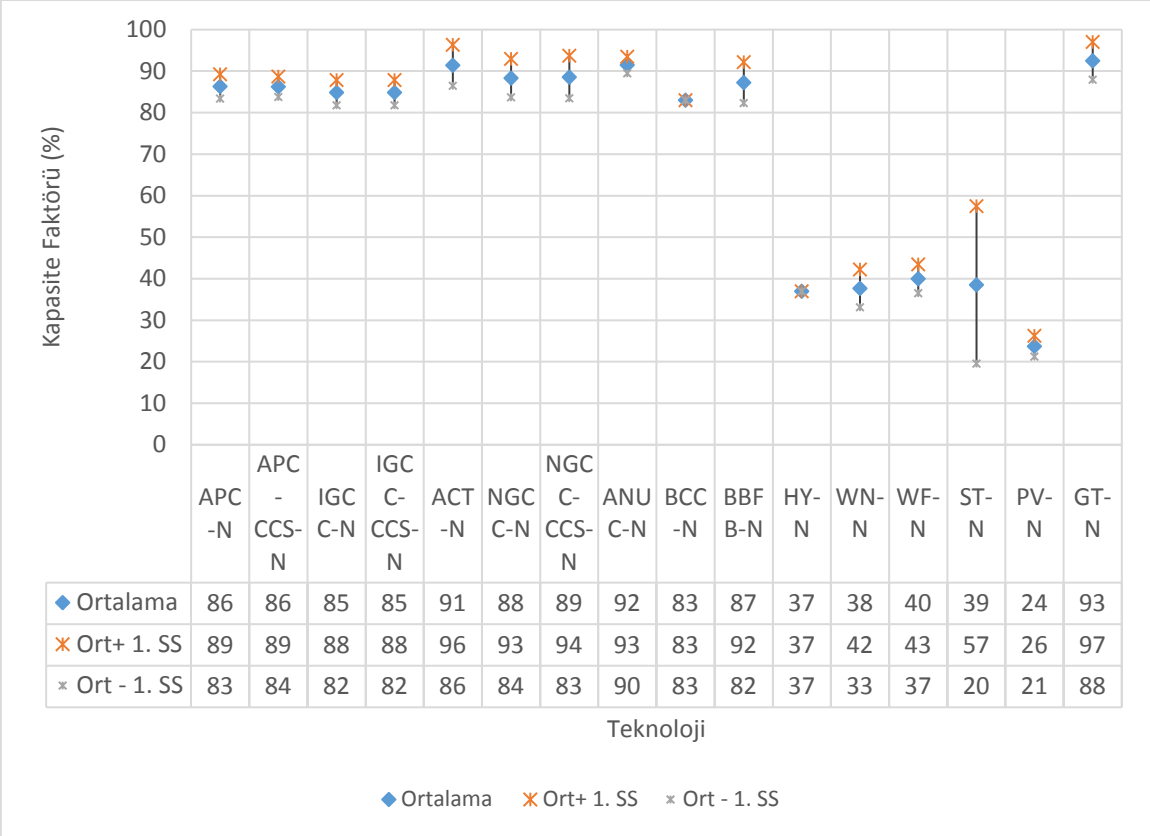
Yenilenebilir kaynaklar için ise kapasite faktörü değerleri farklılık göstermektedir. Kara rüzgar santrali için değerler %33-45 arasında dağılım göstermiştir (SS=5, varyasyon katsayısı=0,12). Deniz üzeri rüzgar santrali için değerler %37-46 aralığında dağılım göstermiştir. Isıl güneş teknolojisi (ST-N) için GCAM veri setinin ısıl depolamayı yıl boyunca sabit olarak kabul etmesi nedeniyle ortalamanın üzerinde bir değer (varyasyon katsayısı=0,49) elde edilmiştir. Fotovoltaik için varyans katsayıları ise %20-25 aralığında dağılım göstermiştir.

[15] AEO2013 modeline ait veri raporda açıkça belirtilmemiş olup, raporun editörlerinden Sn. Jeffrey Jones (jefrey.jones@eia.gov) ile yazışma neticesinde elde edilmiştir.
[16] ReEDS, Kara rüzgar santrali, 4. kategori (class 4).
[17] ReEDS, Deniz üzeri güneş santrali, 4. Kategori.
[18] NRELBV, Deniz üzeri güneş santrali, Bölge 5.
[19] ReEDS, Isıl güneş teknolojisi, Bölge 3 ve 4.
[20] EPA, Fotovoltaik için ABD yıllık kapasite faktörü ortalaması.

Pompajlı hidrolik santral için incelenen veri setlerinde kapasite faktörü açık olarak belirtilmemiştir. Yapılan bazı çalışmalar incelendiğinde, kapasite faktörü değerlerini Koritarov vd. %23,04 ve %24,39 [75], Rastler ise EPRI çalışmasında %24 [76] olarak belirtilmiştir.

Obi ve arkadaşları tarafından hazırlanan güncel çalışmada farklı modellere ait veriler derlenmiş, bu çerçevede kapasite faktörü değerlerinin: Sandia Laboratuvarı %25-33, EIA %33 ve NREL tarafından %33 olarak alındığı rapor edilmiştir [77].

Kapasite faktörü değerleri, (ortalama değer + standart sapma) ve (ortalama değer - standart sapma) olarak Şekil 3.2'de gösterilmiştir.



	APC-N	APC-CCS-N	IGCC-N	IGCC-CCS-N	ACT-N	NGCC-N	NGCC-CCS-N	ANUC-N	BCC-N	BBFB-N	HY-N	WN-N	WF-N	ST-N	PV-N	GT-N
Ortalama	86	86	85	85	91	88	89	92	83	87	37	38	40	39	24	93
Ort+ 1. SS	89	89	88	88	96	93	94	93	83	92	37	42	43	57	26	97
Ort - 1. SS	83	84	82	82	86	84	83	90	83	82	37	33	37	20	21	88

Şekil 3.2. Kapasite faktörü değerleri

3.4.1.4. Kullanım Ömrü

Kullanım ömrü konusunda referans alınan modellerde genel olarak ortak bir yaklaşım bulunmamaktadır. AEO2013 modelinde kullanım ömrü verisi kullanılmamakta, güç santrallerinin uygun bakım koşullarıyla ekonomik olarak çalıştırılması öngörüldüğü müddetçe serviste kalabileceği varsayılmaktadır.

Benzer şekilde NRELBV çalışmasında kullanım ömrü verileri belirtilmemiş, sadece hidroelektrik santraller için en az 50 yıl olduğu varsayılmıştır.

Aynı şekilde EPA, modelde nükleer santraller dışında kullanım ömrü varsayımı kullanmamaktadır. Konvansiyonel, fosil kaynaklı yakıta dayalı santrallerin, çalışmaları ekonomik olmadığı zamana ulaşıncaya kadar faaliyetlerini sürdüreceği varsayılmıştır. Mevcut kurulu olan santraller için ise ömür uzatma maliyetleri farklı teknolojiler için belirlenmiş, bunun yanı sıra yeni santrallerin kurulum maliyetlerine göre oranları da sunulmuştur. EPA nükleer teknoloji için kullanım ömrünü, 40 yıla kadar lisans ömrü ve Nükleer Düzenleme Komisyonu (NRC) tarafından verilen 20 yıllık uzatmayı da hesaba katılarak toplamda 60 yıl olarak öngörmüştür.

GCAM modelinde kullanım ömürleri modelleme yılları için sabit değerler olarak verilmiştir.

ReEDS yenilenebilir teknolojilerin belirlenmiş yaşam ömürleri sonunda emekli olacağını varsaymaktadır. Emekli olan kapasite ise, o andaki kurulum maliyetiyle otomatik olarak yenilenmektedir. Yenilenebilir teknolojiler için kullanım ömrünün bitiminde bütün tesisin yeniden inşa edileceği öngörülmektedir. Konvansiyonel üretim teknolojilerinde ise kullanım ömrü bir kısım ekonomik parametrelerle ilişkilendirilmiştir. Kullanım ömrü, 100 MW ve üzerinde olan kömür santralleri için 75 yıl, doğalgaz kombine çevrim santralleri ile petrol-gaz-buhar üniteleri için 55 yıl olarak öngörülmüştür. 1980 sonrasında faaliyete geçen nükleer santraller için kullanım ömrü 80 yıl (iki lisanslama periyodu) olarak öngörülmüştür.

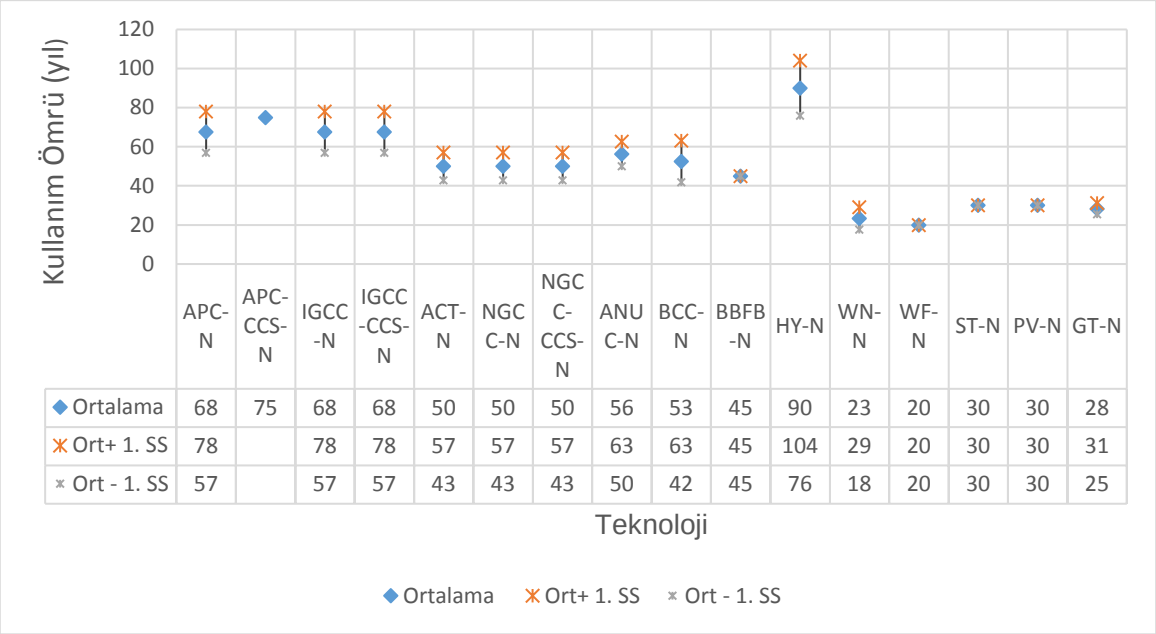
Referans alınan NETL raporlarından fosil kaynaklı teknolojilerinin çalışma ömrü verileri elde edilememiş, ancak bir başka NETL yayınında kullanılan değerler yenilenebilir teknolojiler için referans olarak alınmıştır [74].

Aday teknolojilere ait kullanım ömrü (yıl) verileri Çizelge 3.9'da verilmiştir.

Çizelge 3.9. Kullanım ömrü (yıl)

Kullanım ömrü (yıl)	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	GCAM	NETL
APC-N			75		60	
APC-CCS-N			75			
IGCC-N			75		60	
IGCC-CCS-N			75		60	
ACT-N			55		45	
NGCC-N			55		45	
NGCC-CCS-N			55		45	
ANUC-N			60		60	49
BCC-N			45		60	
BBFB-N			45			
HY-N			100			80
PS-N						
WN-N			20		30	20
WF-N			20			20
ST-N			30		30	30
PV-N			30		30	
GT-N			30		30	25

Kullanım ömrüne ait ortalama ve standart sapma değerleri Şekil 3.3'de verilmiştir.



Şekil 3.3. Kullanım ömrü (yıl)

3.4.2. Maliyet Özellikleri

Maliyet özellikleri; yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım maliyeti ile değişken işletme ve bakım maliyeti olmak üzere üç başlık altında incelenmiştir.

İncelemeye konu veri setleri, hesaplamalarda farklı yıllara ait sabit dolar kurunu kullanmaktadır. AEO2013: 2012; NRELBV: 2015; ReEDS: 2010; EPA: 2011; GCAM: 2007 ve NETL: 2007 yıllarına ait sabit dolar kurlarını referans olarak almışlardır. Bu çerçevede maliyet özelliklerine ait finansal değerler 2015 yılı sabit dolar kuruna dönüştürülmüştür. Gerçekleşen 2005-2012 yılı verileri ise GSYH bileşik fiyat endeksi kullanılarak 2015 yılına dönüştürülmüştür [78]. GSYH Bileşik Fiyat Endeksi makroekonomik göstergeler referans alınarak 2013-2020 yılına kadar oluşturulmuş tahminlerdir. Kur dönüşüm katsayıları Çizelge 3.10'da verilmiştir.

Çizelge 3.10. Dolar kuru dönüşüm katsayıları

GSYH Bileşik Fiyat Endeksi (2005=1,00)						
	2005=1	2007=1	2009=1	2010=1	2011=1	2012=1
2005	1,000					
2006	1,033					
2007	1,063	1,000				
2008	1,086	1,022				
2009	1,096	1,031	1,000			
2010	1,110	1,044	1,013	1,000		
2011	1,134	1,067	1,034	1,021	1,000	
2012	1,154	1,085	1,053	1,040	1,018	1,000
2013	1,171	1,102	1,068	1,055	1,033	1,015
2014	1,192	1,122	1,088	1,074	1,052	1,033
2015	**1,211**	**1,139**	**1,105**	**1,091**	**1,068**	**1,049**
2016	1,230	1,157	1,122	1,108	1,085	1,066
2017	1,248	1,174	1,138	1,124	1,100	1,081
2018	1,267	1,192	1,156	1,141	1,117	1,098
2019	1,286	1,210	1,174	1,159	1,135	1,115
2020	1,307	1,229	1,192	1,177	1,153	1,133

İşletme ve bakım maliyetleri ise üretime konu olan yakıt-dışı işletme ve bakım maliyetlerini konu almaktadır.

Belirli teknolojik olgunluğa ulaşmış üretim teknolojilerine ait maliyetlerde daha az belirsizlik olduğu gözlemlenmiştir. Bunun nedenleri arasında arz ve talebin istikrarlı olması ve teknolojik değişikliklerin daha az sayıda olması sayılabilir. Teknolojik

olgunluğa ulaşmış üretim teknolojilerinde için olan maliyet belirsizlikleri arasında daha çok yatırımcıdan ve bölge seçiminden kaynaklanan şartlar sayılabilmektedir.

Maliyetler konusunda belirtilmesi gereken bir diğer husus ise veri setleri arasındaki ilişkilerdir. AEO 2013 SAIC tarafından hazırlanan 2013 yılına ait rapor verisini kullanmakta [64], ReEDS 2011 ise 2010 AEO raporuna ait olan [63] veriyi kullanmaktadır. GCAM ise AEO 2008 veri setini referans almaktadır.

3.4.2.1. Yatırım Maliyeti

Yatırım maliyeti ($/kW) konusunda veri setleri farklı yaklaşımlar benimsemişlerdir. Maliyet için detaylı analizlerin enerji modellerinde sunulduğu durumlarda yatırım maliyetleri eş düzeye getirilmeye çalışılmış mümkün oldukça benzer bir maliyet yaklaşımı elde edilmek istenmiştir.

Teknolojiler için maliyet tahminleri, alt teknolojilerin seçimleri, emisyon engelleme mekanizmalarının bulunması vb. nedenlerle değişim gösterebilmektedir.

Yatırım maliyeti, incelenen veri setlerinde genellikle gecelik kurulum maliyeti olarak sunulmuş, buna mühendislik, satın alma, kurulum, devreye alma maliyetleri dahil edilmiştir. Sahip olma maliyetlerinde ise bazı durumlarda arazi, soğutma altyapısı maliyete dahil edilmiş bazı durumlarda ise fonlamadan kaynaklanan maliyetler kapsam dışı tutulmuştur.

AEO2013 için yatırım maliyeti gecelik kurulum maliyeti olarak hesaplanmış ve maliyete finansal harçlar ve kurulum süresince söz konusu olan faizler benzeri fonlama ile ilgili olan parametreler dahil edilmemiştir. 2012 yılına ait güncel veriler kullanılmış, teknoloji kaynaklı değişiklikler ve gerçekleşen projelerden gelen bilgiler çerçevesinde bu veriler güncellenmiştir. AEO2013, farklı teknolojiler için yatırım maliyeti hesabının detaylarını sunmaktadır.

NRELBV veri setinde yatırım maliyetini oluşturan maliyet hesapları her bir teknoloji için ayrıntılı olarak verilmiştir. Bunun yanı sıra her bir maliyet tahmini için belirsizlik aralıkları çalışmada ayrıca sağlanmıştır.

ReEDS için yatırım maliyeti ile sabit ve değişken işletme maliyetleri, Beck (2010) [63] çalışmasından alınmıştır olup, raporda gecelik kurulum maliyeti değerleri sunulmuştur. Ayrıca her bir teknoloji için maliyet hesapları belirtilmiştir.

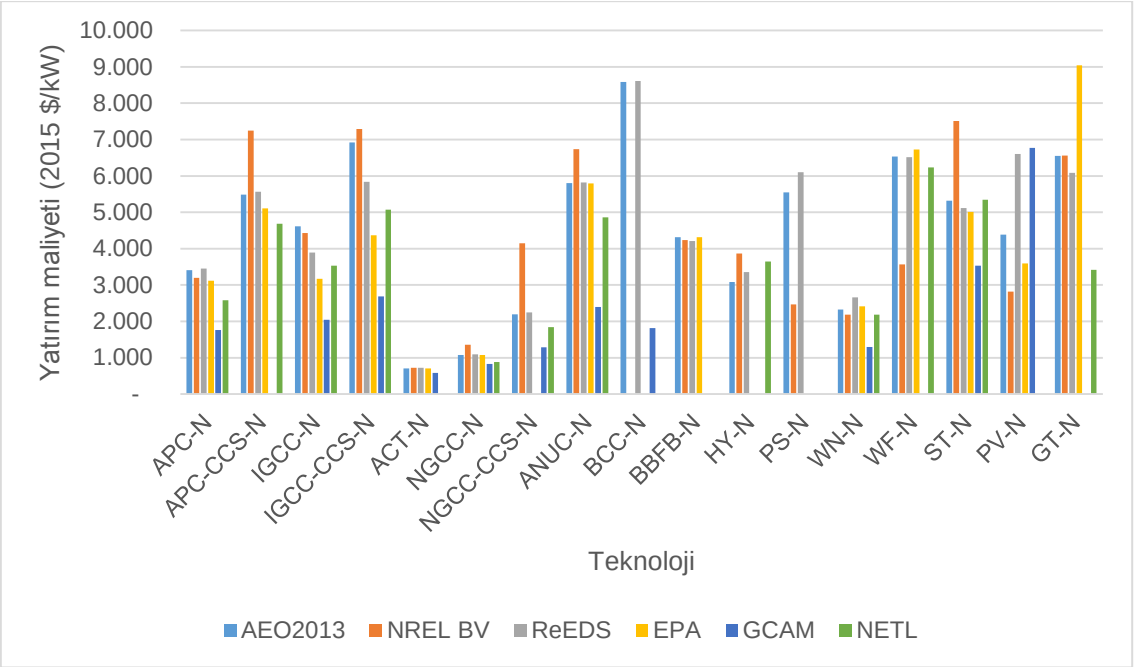
EPA modelinde gecelik kurulum maliyeti verileri referans alınmış, bu maliyete arazi maliyeti, arazi altyapı işleri dahil edilmiş, kurulum faizi hesaplamaya katılmamıştır. ABD bölgesel maliyet denkleştirme faktörlerinin yanında gelecekte kurulacak teknolojiler için yıllara göre maliyet düzeltme faktörleri sunulmuştur. GCAM, AEO 2008 çalışmasını referans almış ve gecelik kurulum maliyetlerini kullanmıştır.

NETL çalışmasında kapsamlı bir maliyet analizi metodu izlenmiş, teknolojiler için çıplak kurulum maliyeti, toplam tesis maliyeti, gecelik kurulum maliyeti, toplam harcanacak anapara için hesaplamalar yapılmıştır. Ayrıca her bir teknoloji için maliyet dökümleri verilmiş olup, bu çalışmaya konu olan veri setleri arasında en kapsamlı maliyet verilerine sahip olmuştur. Yatırım maliyetinin detaylı incelemesi yapıldığında toplam harcanacak anapara maliyeti referans olarak alınmıştır. 2015 sabit dolar kuruna dönüştürülmüş yatırım maliyeti verileri Çizelge 3.11'de verilmiştir.

Çizelge 3.11. 2015 yılı sabit dolar kuru ile yatırım maliyeti ($/kW)

	AEO2013	NRELBV[21]	ReEDS	EPA	GCAM[22]	NETL
APC-N	3405	3193	3455	3116	1760	2579
APC-CCS-N	5483	7249	5563	5110		4687
IGCC-N	4616	4431	3889	3171	2040	3527
IGCC-CCS-N	6922	7293	5835	4364	2689	5070
ACT-N	709	719	726	709	580	
NGCC-N	1073	1359	1094	1074	826	878
NGCC-CCS-N	2198	4144	2247		1284	1838
ANUC-N	5801	6741	5825	5798	2396	4860
BCC-N	8581		8612		1812	
BBFB-N	4316	4232	4211	4316		
HY-N	3080	3868	3356			3645
PS-N	5547	2464	6104			
WN-N	2321	2188	2660	2412	1298	2187
WF-N	6535	3569	6519	6726		6230
ST-N	5315	7514	5119	5009	3531	5345
PV-N	4388	2818	6601	3593	6771	
GT-N	6549	6564	6086	9045		3417

[21] NRELBV, CCS teknolojilerinin gelecekte devreye girmesi planlandığından 2020 yılından itibaren veri sağlamaktadır.
[22] GCAM veri setinde hidroelektrik ve pompajlı hidroelektrik santralleri ekonomik olarak modellenmemiştir. Biokütle yatırım maliyetleri ise arz eğrisi üzerinde verilmiştir.



Şekil 3.4. Yatırım maliyeti (2015$/kW)

Konvansiyonel fosil kaynaklı teknolojilerin kurulum maliyetlerine bakıldığında karşılaştırılan veriler arasındaki en düşük maliyetler GCAM veri setine aittir. Bunun nedeni konusunda referans dokümanlar incelenmiş ve daha kapsamlı bir açıklama için PNNL yetkilileri ile yazışmalar yapılmıştır. PNNL'den elde edilen bilgilerde, veri setinin AEO 2008 çalışmasına ait olması ve bu çalışmanın küresel emtia fiyatları ve ekonomik belirsizlikler kaynaklı artan fonlama maliyetlerinden önce yayınlanmış olması nedenleri maliyetlerin düşük kalmasına gerekçe olarak belirtilmiştir. Öte yandan modelleme periyodunun geniş olması nedeniyle uzun vadeli kalıcı bir trend olduğu gözlemlendiği takdirde bunun modele yansıtılacağı, ancak son birkaç yıllık analizler sonucu bir süre daha fiyat trendlerini gözlemleme kanısında oldukları anlaşılmıştır.

CCS teknolojileri için en yüksek maliyetleri NRELBV vermektedir. NRELBV çalışmasında CCS teknolojileri için maliyet belirsizlikleri diğer teknolojilerle karşılaştırıldığında daha yüksektir. Bu teknolojilerin henüz ticari olarak uygulanabilir olmadığı ve 2020 yılından itibaren kurulmaya başlanacağı varsayılmıştır.

Yatırım maliyetlerinin istatistik incelemesi, Çizelge 3.12'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.12. Yatırım maliyetlerinin analizi

	Ortalama	Medyan	Standard sapma	Varyasyon katsayısı	Ort+SS	Ort-SS
APC-N	2918	3155	648	0,22	3566	2270
APC-CCS-N	5618	5483	975	0,17	6594	4643
IGCC-N	3612	3708	941	0,26	4553	2671
IGCC-CCS-N	5362	5452	1710	0,32	7072	3653
ACT-N	689	709	61	0,09	750	627
NGCC-N	1051	1074	189	0,18	1240	862
NGCC-CCS-N	2342	2198	1078	0,46	3420	1264
ANUC-N	5237	5800	1513	0,29	6750	3724
BCC-N	6335	8581	3917	0,62	10252	2418
BBFB-N	4269	4274	55	0,01	4324	4214
HY-N	3487	3500	343	0,10	3830	3144
PS-N	4705	5547	1961	0,42	6666	2745
WN-N	2178	2255	465	0,21	2643	1713
WF-N	5916	6519	1324	0,22	7240	4592
ST-N	5306	5217	1277	0,24	6582	4029
PV-N	4834	4388	1780	0,37	6614	3054
GT-N	6332	6549	2001	0,32	8333	4331

Düşük kalması ve en eski veri yılına ait olması nedeniyle GCAM hesaplama dışında tutulduğunda APC, APC-CCS, IGCC, ACT, NGCC için varyasyon katsayısı %17 oranının altında gerçekleşmiştir.

Nükleer teknoloji için en düşük maliyet değeri 2396 (GCAM) en yüksek değer ise 6741 (NRELBV) olarak gerçekleşmiştir. En düşük değer analiz dışı tutulduğunda varyasyon katsayısı %11 olmuştur.

Biokütle için GCAM verisi inceleme dışı tutulduğunda her iki teknoloji için kurulum maliyeti varyasyon katsayısı %0-1 aralığında değişmiştir.

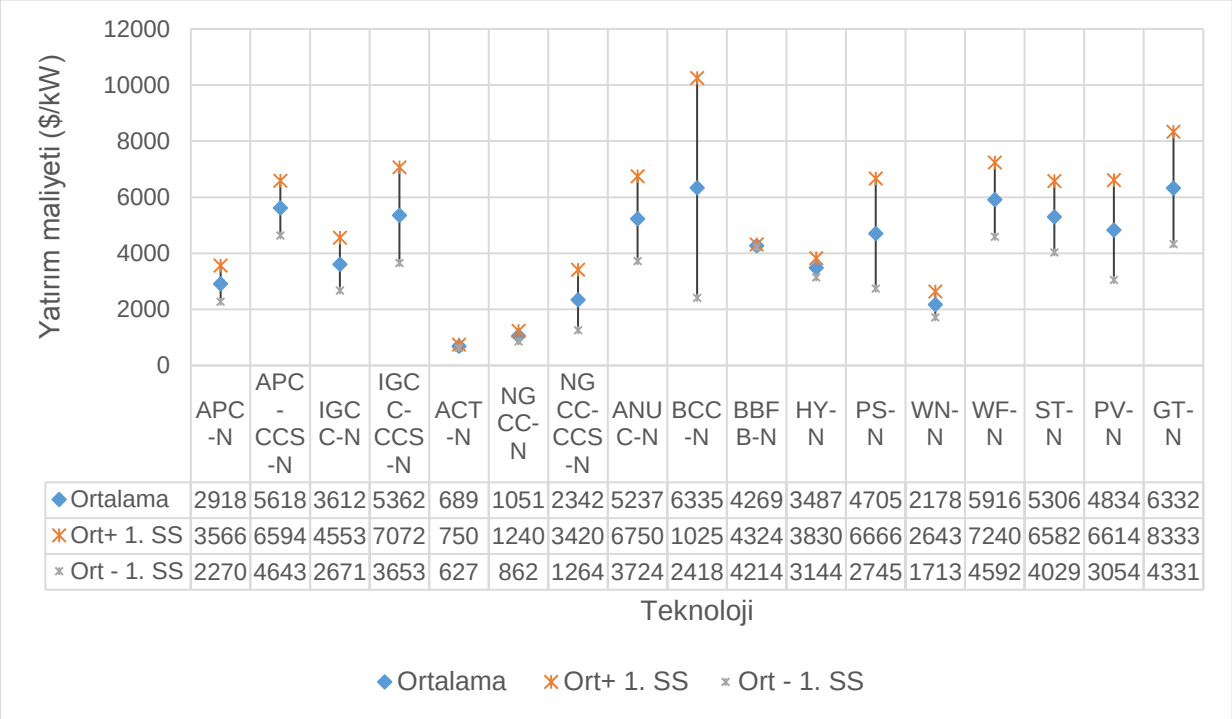
Hidroelektrik kurulum maliyeti ortalama değeri %10 varyasyon katsayısı ile 3487 $/kW olarak hesaplanmıştır.

Isıl güneş teknolojisinde ortalama değer %24 varyasyon katsayısı ile 5306 $/kW olmuş, GCAM analiz dışı tutulduğunda ise varyasyon katsayısı %18 olmuştur. Fotovoltaik teknolojide ise en yüksek değer GCAM, en düşük değer ise NRELBV veri setine ait olmuştur.

Rüzgar kaynaklı teknolojilere bakıldığında, kıyı rüzgar santralinde en düşük veri olan GCAM analiz dışı tutulduğunda varyasyon katsayısı %8 olmuş, deniz üstü rüzgar santralinde ise en düşük değer olan NRELBV hariç tutulduğunda kurulum maliyeti %3 varyasyon katsayısı ile 6503 $/kW olmuştur.

Jeotermik enerjide en yüksek maliyet EPA, en düşük maliyet ise NETL veri setinde elde edilmiştir.

Ortalama değer ile standart sapma değerleri ise Şekil 3.5'de gösterilmiştir.



Şekil 3.5. Yatırım maliyetlerinin analizi

3.4.2.2. Sabit İşletme ve Bakım Maliyeti

Sabit işletme ve bakım maliyetleri ($/kW/yıl), santrallerde işletme gereği ortaya çıkan ve üretimle fazla değişiklik göstermeyen maliyetlerdir.

AEO2013, sabit işletme ve bakım maliyetleri verilerine, sahip olma maliyetlerini (sigorta, mülkiyet vergileri vb.) dahil etmemiştir.

NRELBV, EPA ve NETL: BCC; GCAM ve NETL: BBFB; EPA ve GCAM: HY; EPA, GCAM ve NETL: PS; GCAM: WF; NETL: PV; GCAM ise GT için sabit işletme ve

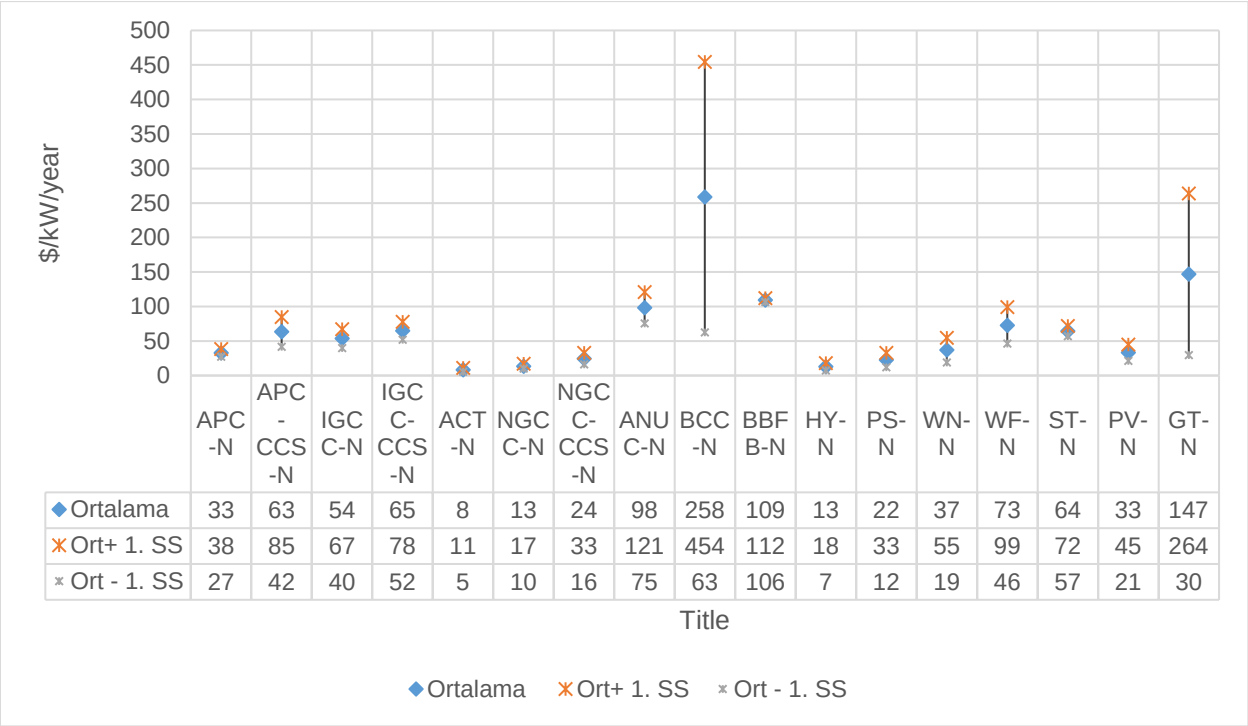
bakım maliyet verilerini içermemektedir. Sabit işletme ve bakım maliyetleri Çizelge 3.13'de karşılaştırılmıştır.

Çizelge 3.13. Sabit işletme ve bakım maliyetleri ($/kW/yıl)

	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	GCAM	NETL
APC-N	39,7	25,4	39,2	30,9	31,3	29,4
APC-CCS-N	84,5	38,9	83,6	65,1		43,7
IGCC-N	65,3	34,4	64,6	66,5	44,0	46,4
IGCC-CCS-N	76,4	49,1	75,6	75,4	50,5	61,0
ACT-N	7,4	5,8	7,3	7,4	13,3	
NGCC-N	16,1	7,0	16,0	16,1	13,7	11,8
NGCC-CCS-N	33,3	20,3	33,0		15,3	20,0
ANUC-N	97,9	140,3	96,8	97,9	77,2	78,7
BCC-N	373,5		369,6		32,3	
BBFB-N	110,8	105,0	109,6	110,8		
HY-N	14,8	16,6	14,7			4,7
PS-N	18,9	34,0	14,2			
WN-N	41,5	66,3	30,6	41,5	13,3	27,4
WF-N	77,6	110,5	58,2	77,7		39,0
ST-N	70,6	55,3	69,8	70,6	54,7	64,7
PV-N	29,1	53,0	28,4	22,8	31,7	
GT-N	138,5	0,0	91,9	315,6		187,5

Jeotermik için NRELBV veri setinde sabit işletme ve bakım maliyeti sıfır olarak belirlenmiş, diğer veri setlerinin ortalama değeri 183,4 olduğundan standart sapma yüksek çıkmıştır (varyasyon katsayısı=0,80). İkinci yüksek standart sapma BCC için gerçekleşmiş, üç veri setinin ikisi uyumlu olmasına rağmen GCAM veri setinde diğerlerinin %10'u oranında bir değerin belirlenmesi standart sapmayı artırmıştır.

Yenilenebilir kaynaklardan hidroelektrik, pompajlı hidroelektrik, ile rüzgar teknolojileri için sabit işletme ve bakım maliyetleri incelediğinde varyasyon katsayısının %37-49 aralığında değiştiği gözlemlenmiştir. Sabit işletme ve bakım maliyetlerinin ortalama ve standart sapma değerleri Şekil 3.6'da verilmiştir.



Şekil 3.6. Sabit işletme ve bakım maliyetlerinin analizi

3.4.2.3. Değişken İşletme ve Bakım Maliyeti

Değişken işletme ve bakım maliyetleri ($/MWh) üretimle alakalı maliyetler olup su ve kimyasallar gibi üretim esnasında farklı üretim teknolojilerine bağlı olarak karşılaşılan maliyetlerdir.

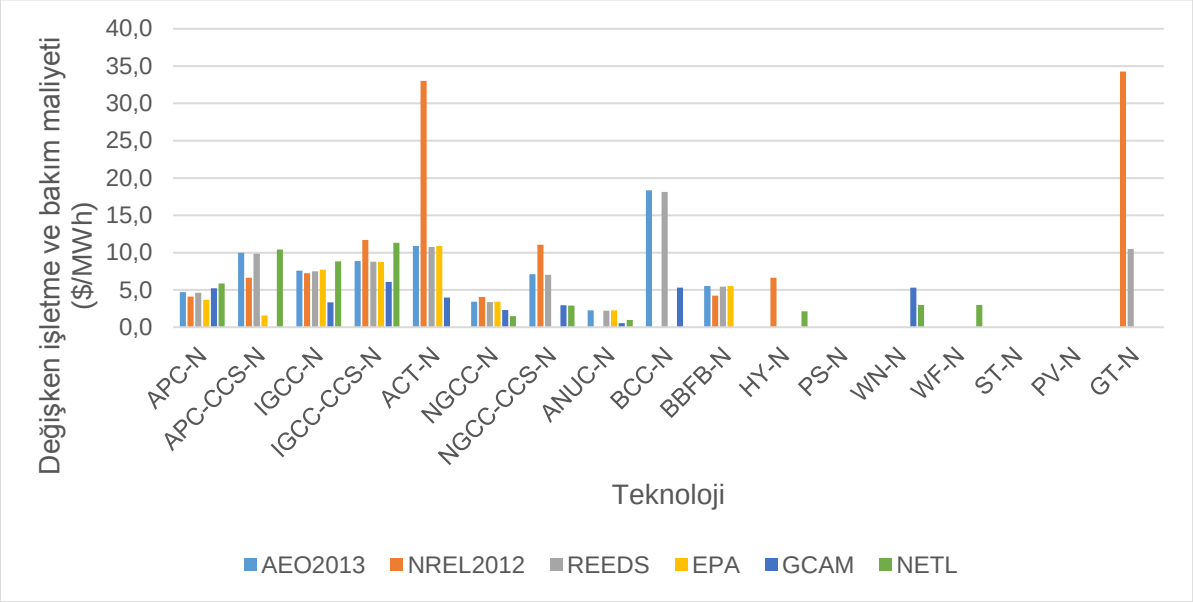
AEO2013 esas bakım maliyetlerini, değişken işletme ve bakım maliyeti altında değerlendirmiştir.

Değişken işletme ve bakım maliyetleri karşılaştırıldığında, pompajlı hidroelektrik, ısıl güneş, fotovoltaik güneş teknolojileri için veri setlerinde maliyetler sıfır olarak belirlenmiştir. Deniz üstü rüzgar teknolojisi için sadece NETL veri seti, kıyı rüzgar santrali için GCAM ve NETL veri setleri maliyet belirtmiş, diğer veri setleri herhangi bir maliyet öngörmemişlerdir. Jeotermik teknolojisi için sadece NRELBV ve ReEDS veri setleri maliyet belirtmiştir.

Değişken işletme ve bakım maliyetleri Çizelge 3.14'te verilmiş ve Şekil 3.7 üzerinde maliyetler karşılaştırılmıştır.

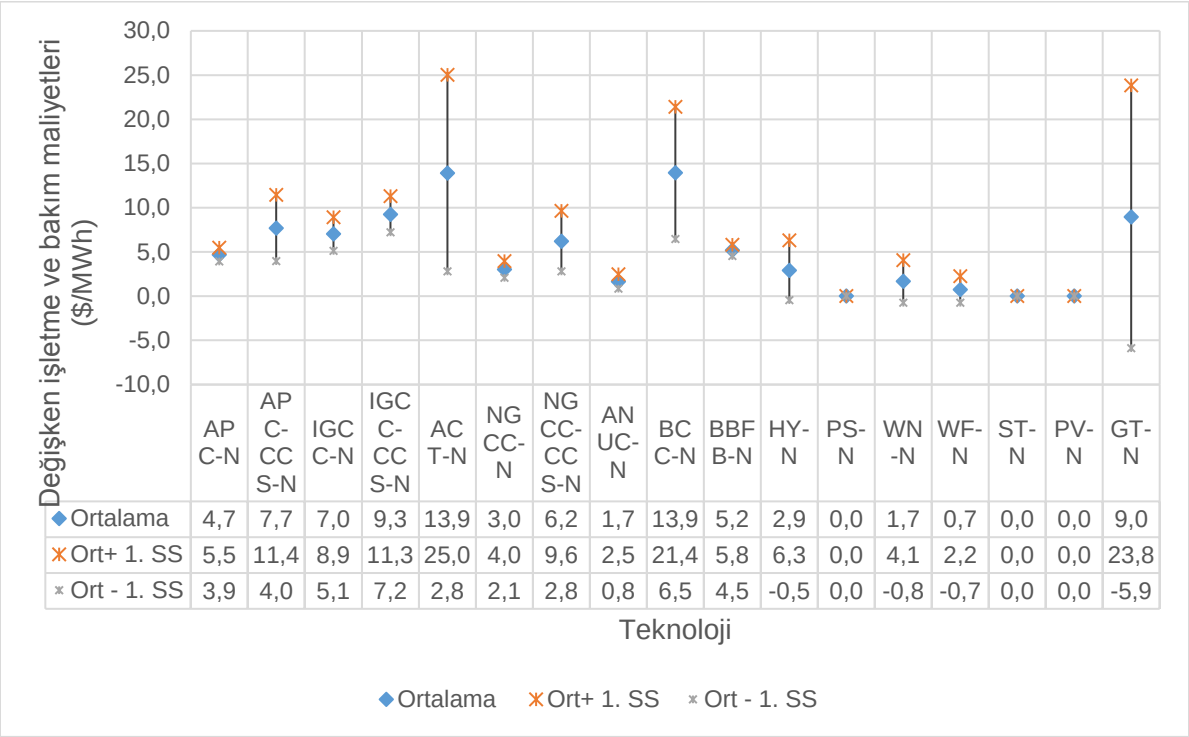
Çizelge 3.14. Değişken işletme ve bakım maliyetleri ($/MWh)

	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	GCAM	NETL
APC-N	4,69	4,10	4,64	3,66	5,22	5,87
APC-CCS-N	9,98	6,65	9,87	1,56	0,00	10,43
IGCC-N	7,57	7,23	7,50	7,69	3,33	8,83
IGCC-CCS-N	8,86	11,71	8,77	8,76	6,09	11,33
ACT-N	10,88	33,04	10,77	10,89	3,96	
NGCC-N	3,43	4,06	3,39	3,42	2,31	1,50
NGCC-CCS-N	7,11	11,05	7,04		2,94	2,92
ANUC-N	2,24		2,23	2,24	0,56	0,98
BCC-N	18,35		18,15		5,30	
BBFB-N	5,52	4,23	5,46	5,52		
HY-N	0	6,63				2,12
PS-N	0	0				
WN-N	0	0		0	5,32	2,98
WF-N	0	0		0		2,98
ST-N	0	0		0	0	0
PV-N	0	0		0	0	
GT-N	0	34,26	10,52	0		0



Şekil 3.7. Değişken işletme ve bakım maliyetleri ($/MWh)

Değişken işletme ve bakım maliyetleri için ortalama ve standart sapma değerleri Şekil 3.8'de verilmiştir.



	APC-N	APC-CCS-N	IGCC-N	IGCC-CCS-N	ACT-N	NGCC-N	NGCC-CCS-N	ANUC-N	BCC-N	BBFB-N	HY-N	PS-N	WN-N	WF-N	ST-N	PV-N	GT-N
Ortalama	4,7	7,7	7,0	9,3	13,9	3,0	6,2	1,7	13,9	5,2	2,9	0,0	1,7	0,7	0,0	0,0	9,0
Ort+ 1. SS	5,5	11,4	8,9	11,3	25,0	4,0	9,6	2,5	21,4	5,8	6,3	0,0	4,1	2,2	0,0	0,0	23,8
Ort - 1. SS	3,9	4,0	5,1	7,2	2,8	2,1	2,8	0,8	6,5	4,5	-0,5	0,0	-0,8	-0,7	0,0	0,0	-5,9

Şekil 3.8. Değişken işletme ve bakım maliyetlerinin analizi

Fosil kaynaklı teknolojilerde en yüksek varyasyon katsayısı geliştirilmiş yanmalı gaz türbini için gerçekleşmiş, en yüksek değer NRELBV en düşük değer ise GCAM veri setinde gözlemlenmiştir.

Hidroelektrik, jeotermik ve rüzgar teknolojileri için varyasyon katsayısı %100 ün üzerinde çıkmıştır. Bunun nedeni genel olarak bazı veri setlerinin değişken işletme ve bakım maliyetlerini sıfır olarak rapor etmesi buna karşılık diğer bazı veri setlerinin ise maliyet değeri belirtmesidir. Örneğin deniz üstü rüzgar santralinde sadece maliyeti NETL 2,98 $/MWh olarak rapor etmiş, diğer veri setleri maliyeti sıfır olarak belirtmiştir.

3.4.3. Emisyon Özellikleri

ABD'de kurulacak olan fosil kaynaklı elektrik üretim tesislerine dair çevre yönetmeliklerinden olan Yeni Kaynak Performans Standartları (NSPS), 2006 yılında değiştirilmiştir. Sabit yanma türbinleri için emisyon sınırları ABD için 40 CFR Kısım 60 maddesinde düzenlenmiştir [79]. Bu düzenlemede en düşük seviyede olması gereken emisyon limitleri belirtilmiştir.

Mevcut üniteler için SO_2 emisyon sınırı 160-640 mg/m^3, yeniden kurulacak olan üniteler için 160 mg/m^3, redüksiyon oranları ise her iki durum için %95 olarak belirlenmiştir. NO_x emisyon sınırı ise mevcut üniteler için 117-640 mg/m^3, yeniden inşa edilecek üniteler için 117 mg/m^3 olarak belirlenmiştir [80, 81].

Benzeri şekilde AB tarafından 2010 yılında yayınlanan Endüstriyel Emisyonlar yönergesinde (2010/75/EU) güç sektöründe kurulu ve yeni kurulacak olan santraller için emisyon standartları belirlenmiştir. SO_2 emisyon sınırı mevcut üniteler için 200-400 mg/m^3, yeniden kurulacak olan üniteler için 150-400 mg/m^{3}olarak belirlenmiştir. NO_x emisyon sınırı ise mevcut için 200-450 mg/m^3, yeniden inşa edilecek üniteler için 150-400 mg/m^3 olarak belirlenmiştir [80].

Fosil kaynaklı teknolojiler için emisyon analizleri kısmında, kükürtdioksit (SO_2), azot oksit (NO_x) ve karbondioksit (CO_2) emisyon oranları incelenmiştir.

EPA Emisyon İzleme Sistemi (ETS) veri tabanı, buhar kazanı düzeyinde yakıt, ısı girdisi, emisyon kontrolleri ve SO_2 ve NO_x emisyon oranları verisini içermekte ve bu veriler düzenli olarak güncellenmektedir. Bu çalışmada referans olarak alınan EPA veri seti, yıllık ETS verileri ile 2011 yılına ait mevsimsel verileri kullanmaktadır [68].

GCAM, SO_2 ve NO_x emisyonlarını kontrol fonksiyonları yardımıyla dolaylı olarak modellenmiştir. Referans yıl katsayıları ise emisyon envanteri kullanılarak belirlenmiştir. Erişime açık veri olmaması nedeniyle emisyon kısmının incelenmesine GCAM veri seti dahil edilmemiştir.

Hidroelektrik, rüzgar ve güneş kaynaklarına ait emisyon değerleri sıfır olarak kabul edilmiştir. Nükleer teknolojiye ait emisyon değerleri de sıfır olarak kabul edilmiştir.

3.4.3.1. Kükürtdioksit Emisyonu

Kükürtdioksit (SO_2) emisyonu (lb/MMBtu) büyük oranda güç santrallerinde ve diğer endüstriyel tesislerde fosil kaynaklı yakıtların yanmasından kaynaklanmaktadır. Madencilik, lokomotiflerde yüksek kükürt içeren yakıtların kullanılması ve uluslararası nakliyat kükürt yayılımına düşük oranlarda da olsa katkı sağlamaktadır.

2015 yılı küresel SO_2 emisyonlarının 1/3'ünün elektrik üretiminden kaynaklandığı tahmin edilmektedir [80]. Üretim santrallerinde kükürtdioksit, yakıtın sülfür içeriğinin oksitlenmesinden dolayı açığa çıkmaktadır. Kullanılan modellerde fosil kaynaklı teknolojiler için SO_2 emisyon oranları yakıtın kükürt içeriği ve yanma sonrası kullanılan kontrol teknolojileri ile belirlenmiştir.

ReEDS düşük-kükürt içerikli kömür için ABD ortalamasını, AEO raporunda ülke ortalaması için kullanılan kabullere dayanarak 0,5 lbs SO_2/MMBtu olarak belirlemiştir. Gaz yıkayıcı ayırma verimliliği olarak ise SO_2 emisyon oranını ulusal ortalama değerinde tutulacak şekilde varsaymıştır [82].

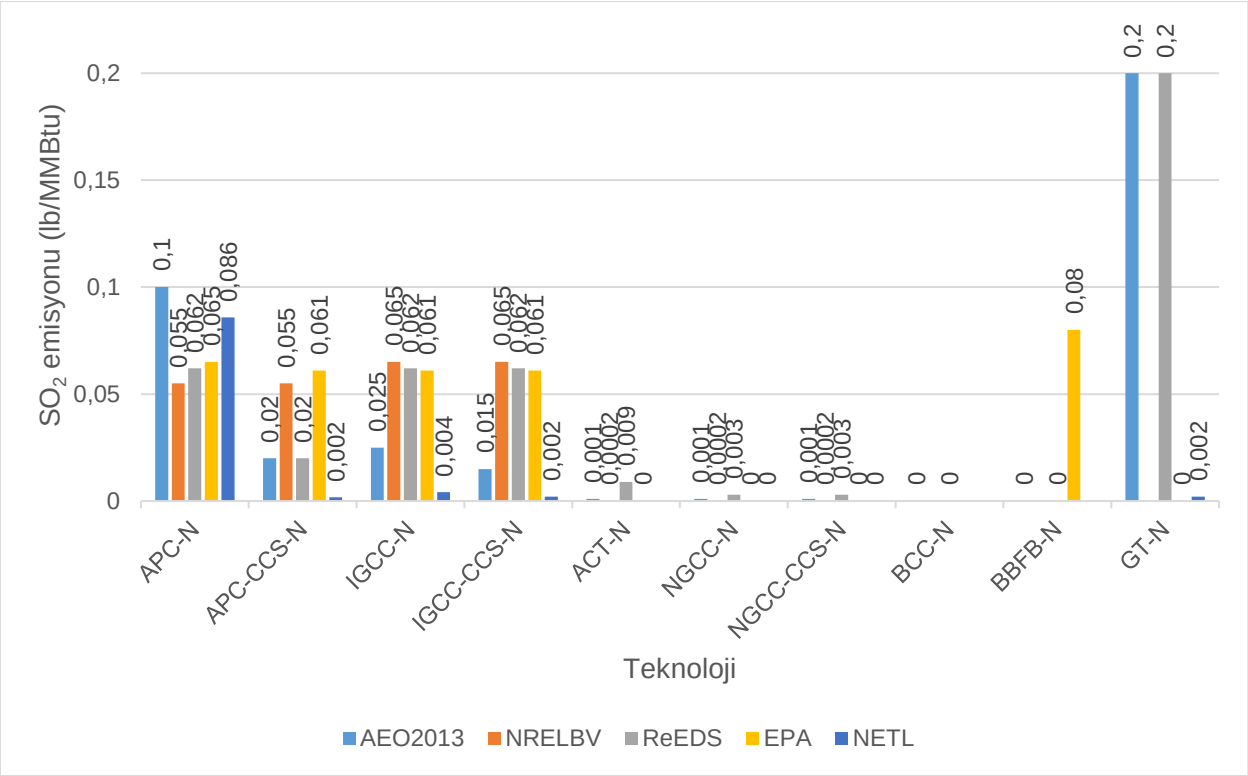
NETL modelinde, doğalgazın düşük düzeyde kükürt bileşenleri içerdiği öngörüldüğünden, doğalgaz yakıtı kullanan teknolojilerde sülfür emisyonlarının ihmal edilebilecek düzeyde olduğu varsayılmıştır.

SO_2 emisyon oranları Çizelge 3.15'de verilmiş, değerler Şekil 3.9'da gösterilmiştir.

Çizelge 3.15. SO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu)

	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	NETL
APC-N	0,1[23]	0,055	0,062	0,065	0,086
APC-CCS-N	0,02[24]	0,055	0,02	0,061	0,002
IGCC-N	0,02524	0,065	0,062	0,061	0,004
IGCC-CCS-N	0,015[24]	0,065	0,062	0,061	0,002
ACT-N	0,001	0,0002	0,009	0	
NGCC-N	0,001	0,0002	0,003	0	0
NGCC-CCS-N	0,001	0,0002	0,003	0	0
BCC-N	0		0		
BBFB-N	0		0	0,08	
GT-N	0,2		0,2	0	0,002

[23] Yüksek kükürt oranlı bitümlü kömür.
[24] %3 kükürt içeren 12000 Btu/lb kömür ve %99,5 sülfür tutma oranı.



Şekil 3.9. SO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu)

3.4.3.2. Azot Oksit Emisyonu

Azot oksit (NO_x) emisyonları (lb/MMBtu) azotun havada oksitlenmesinden kaynaklanmaktadır. Yakıtın yanmasından daha çok kullanılan jeneratörlerin yanma özelliklerinden dolayı açığa çıkmaktadır. NO_x emisyonları yanma esnasında ve yanma sonrasında uygulanacak kontrol mekanizmalarıyla kontrol edilebilmekte ve azaltılabilmektedir.

2015 yılı küresel NO_x emisyonlarının %14'ünün elektrik üretiminden kaynaklandığı tahmin edilmektedir [80].

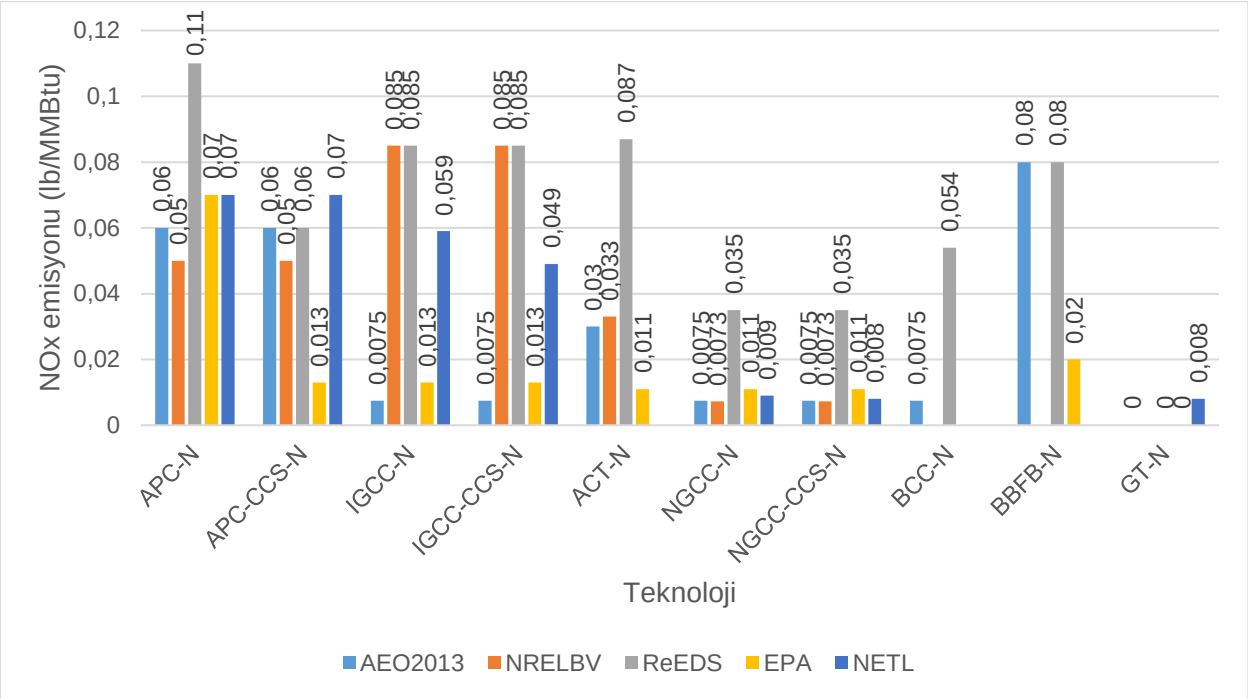
ReEDS, ABD ulusal emisyon ortalama değerlerini referans olarak almıştır.

EPA aynı üniteler için farklı işletme seçeneklerine göre NO_x emisyonlarını belirtmiş ve her bir seçenek için veri ETS veri tabanından gerçekleşen değerler üzerinden alınmıştır.

NO_x emisyon oranları Çizelge 3.16'da verilmiş ve Şekil 3.10'da grafik üzerinde gösterilmiştir.

Çizelge 3.16. NO_x emisyon oranları (lb/MMBtu)

	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	NETL
APC-N	0,06	0,05	0,11	0,07	0,07
APC-CCS-N	0,06	0,05	0,06	0,013	0,07
IGCC-N	0,0075[25]	0,085	0,085	0,013	0,059
IGCC-CCS-N	0,0075	0,085	0,085	0,013	0,049
ACT-N	0,03	0,033	0,087	0,011	
NGCC-N	0,0075	0,0073	0,035	0,011	0,009
NGCC-CCS-N	0,0075	0,0073	0,035	0,011	0,008
BCC-N	0,0075		0,054		
BBFB-N	0,08		0,08	0,02	
GT-N	0		0	0	0,008



Şekil 3.10. NO_x emisyon oranları (lb/MMBtu)

ReEDS ve EPA verisi ABD için mevcut elektrik üretim envanterinin emisyon ortalama değerlerini içerdiğinden diğer referans değerlerine göre daha yüksek çıkmıştır.

[25] 2-ppmvd %15 O_2 F-Class engine. IGCC CCS için SCR tarafından geliştirildiği varsayılmıştır.

3.4.3.3. Karbondioksit Emisyonu

Karbondioksit emisyonu (lb/MMBtu) yakıtta bulunan karbonun oksitlenmesi sonucu açığa çıkmaktadır. Yakıtların yanmasından kaynaklanan küresel CO_2 emisyonlarında, elektrik ve ısı üretimi en fazla paya sahip olup 2016 yılında bu oran %42 olmuştur [83].

ReEDS, aynı yakıt türünü kullanan teknolojiler için emisyon oranlarını sabit olarak almıştır. Doğalgaz ve kömür için karbondioksit içeriğinin belirlenmesinde ise ABD ulusal ortalamaları referans alınmıştır.

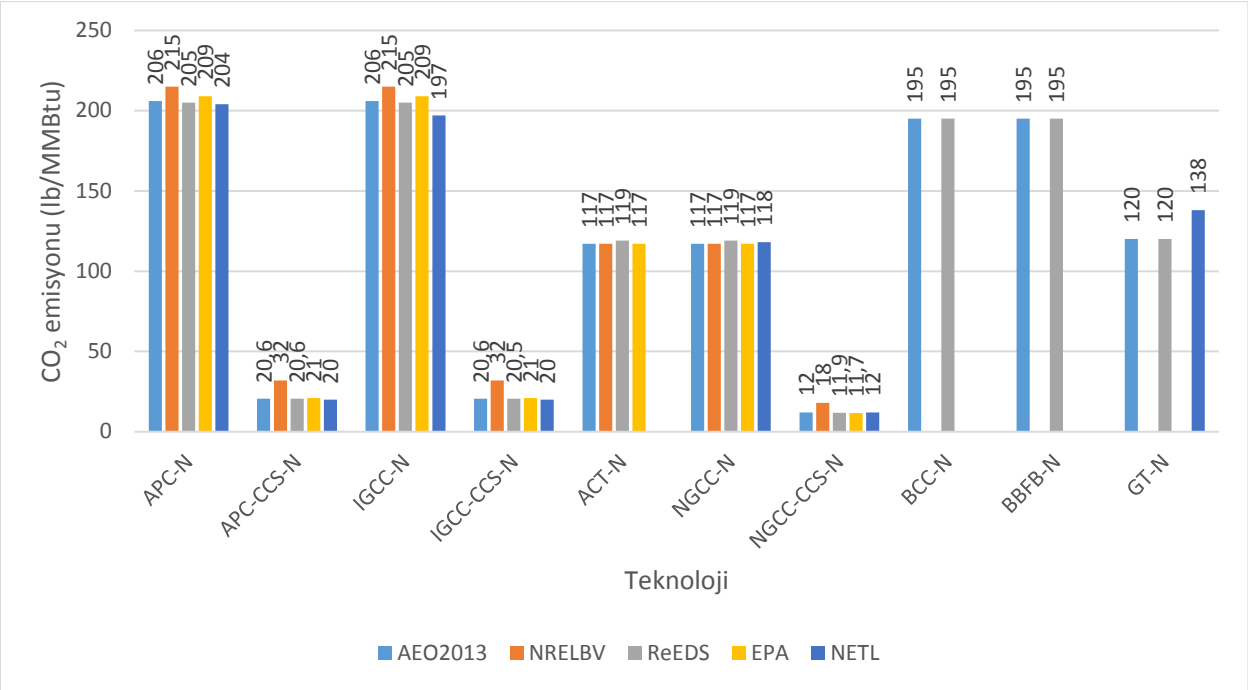
NETL kullandığı modelde referans olarak aldığı her bir teknolojiye ait CO_2 emisyon kontrol mekanizmalarını detaylı olarak belirtmiştir. CCS kullanılan teknolojilerin %90 karbon tutma oranına sahip olduğu varsayılmıştır. Bu çalışmada referans olarak alınan IGCC Shell modelinde karbon yakalama ve depolama için iki aşamalı selexol süreci önerilmiş ve karbondioksitin %90,1 oranında tutulduğu varsayılmıştır.

CO_2 emisyon oranları Çizelge 3.17'de verilmiş, oranlar Şekil 3.11'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.17. CO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu)

	AEO2013	NRELBV	ReEDS	EPA	NETL
APC-N	206	215	205	209	204
APC-CCS-N	20,6[26]	32[27]	20,6	21[28]	20
IGCC-N	206	215	205	209	197
IGCC-CCS-N	20,6[26]	32[27]	20,5	21[28]	20
ACT-N	117	117	119	117	
NGCC-N	117	117	119	117	118
NGCC-CCS-N	12[26]	18[27]	11,9	11,7[28]	12
BCC-N	195		195		
BBFB-N	195		195	[29]	
GT-N	120		120		138

[26] %90 Karbon tutma oranı.
[27] %85 Karbon tutma oranı.
[28] %90 Karbon tutma oranı.
[29] EPA biokütle için CO_2 emisyon değerini modele dahil etmemiştir.



Şekil 3.11. CO_2 emisyon oranları (lb/MMBtu)

CO_2 emisyon oranları incelendiğinde varyasyon katsayısı CCS teknolojileri için en fazla %22,5 olarak gerçekleşmiştir. Bu değerin yüksek olmasının nedenlerinden biri veri setlerinde farklı karbon tutma oranlarının varsayılmış olmasıdır.

Jeotermik teknoloji %8 varyasyon katsayısına sahip olmuştur. CCS dışı fosil kaynaklı teknolojiler için CO_2 emisyon oranları birbirlerine yakın çıkmış ve varyans katsayısı %3'ün altında gerçekleşmiştir.

3.5. Değerlendirme

Enerji modelleri kapsamında farklı kuruluşlar tarafından geliştirilen program ve modeller elektrik üretim teknolojilerine ait çoğunlukla birbirinden farklı veri-setleri kullanmaktadırlar. Tez çalışmasının model ve simülasyon aşamalarında mevcut ve yeni nesil güç teknolojilerine ait güncel ve tutarlı verilere ihtiyaç duyulmuştur. Bu kapsamda, bu bölümde bir veri sentezi elde etmek amacıyla, yaygın olarak kullanılan altı ayrı enerji modeline ait teknik performans, maliyet ve emisyon özellikleri verileri incelenmiştir. İncelemede benzer teknik performans özellikleri gösteren elektrik üretim teknolojisi seçenekleri bir araya getirilmeye çalışılmıştır.

Çalışmada konvansiyonel teknolojiler, nükleer teknoloji, yenilenebilir teknolojiler, depolama teknolojileri incelenmiş ve bir veri sentezi oluşturulmuştur. Mevcut oturmuş teknolojilerin yanı sıra gelecekte kurulması planlanan karbon yakalama ve depolama teknolojileri gibi yeni nesil teknolojiler de incelenmiştir.

Enerji modelleri genellikle farklı referans yıllarına ait finansal değerler sunmaktadırlar. Bu nedenle maliyet özelliklerine ait finansal değerler 2015 yılı sabit dolar kuruna dönüştürülmüştür.

İnceleme sonucunda, NRELBV çalışmasında sunulan teknik performans özellikleri maliyet ve emisyon değerlerinin bundan sonraki modelleme aşamalarında referans olarak kullanılması öngörülmüştür. Bunun nedenleri aşağıdaki şekilde sıralanabilir.

NRELBV raporunu geliştiren Black & Veatch şirketi 10,000 MW'ın üzerinde geliştirilmiş süper-kritik tozlaştırılmış kömür santrali ile yaygın nükleer santral mühendisliği tecrübesine sahip olup, ABD'de APWR reaktörünün geliştirilmesinde aktif rol almıştır. Şirket, 2005-2010 yılları arasında toplam 10,000 MW kapasiteye ulaşan rüzgar enerjisi projeleri için mühendislik ve geliştirme hizmeti sağlamıştır. Black & Veatch, 200 MW üzeri kapasiteye sahip fotovoltaik teknoloji projesini uygulamış, 1500 MW üzerindeki projelere de geliştirme desteği sunmuştur. Ayrıca ısıl güneş teknolojisi için 1970 yılından itibaren aktif geliştiricilerden biri olmuştur.

Referans değerlerinin belirlenmesinde Black & Veatch gelişmesinde rol aldıkları proje verilerini kullanmış, bunun yanı sıra önde gelen teknoloji geliştiricileri ile birlikte olan çalışmalardan elde ettikleri verilerle bu referansları zenginleştirmişlerdir. Maliyetlerde belirsizlik oranlarının ayrıca belirtilmesi diğer veri setlerine göre avantaj sağlamaktadır. Bunun yanı sıra maliyet değerlerinin yıl periyotlarına göre belirlenmiş olması bir diğer avantaj olarak ortaya çıkmaktadır. Tesislerin kurulum süreleri, sabit ve zorunlu devre dışı kalma oranlarının belirtilmesi sayılabilecek diğer avantajlar arasındadır. Bu çerçevede belirlenen ve tezin modelleme aşamalarında kullanılacak olan ve aday teknolojilere ait teknik performans ve maliyet özellikleri EK 1'de verilmiştir.

4. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİNİN MODELLENMESİ

4.1. Giriş

Bu bölümde, Türkiye enerji üretim ve talebinin genel bir analizinin yapılması amaçlanmıştır. Enerji-ekonomik modelleme platformu olan LEAP kullanılarak, farklı senaryolar çerçevesinde, 2030 yılı için Türkiye toplam birincil enerji talebi ve toplam nihai enerji tüketiminin ana sektörler (konut, tarım, sanayi, hizmetler, ulaştırma) ve yakıt türlerine göre incelenmesi amaçlanmıştır. İthalatın azaltılması, yenilenebilir kaynakların en iyi seviyede kullanımı benzeri senaryolar için elektrik üretim tahminlerinin enerji kaynaklarına göre analiz edilmesi hedeflenmiştir. Son olarak, sektörler için enerji talebine karşılık gelen çevresel etkiler ile elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonların değerlendirilmesinin yapılması hedeflenmiştir.

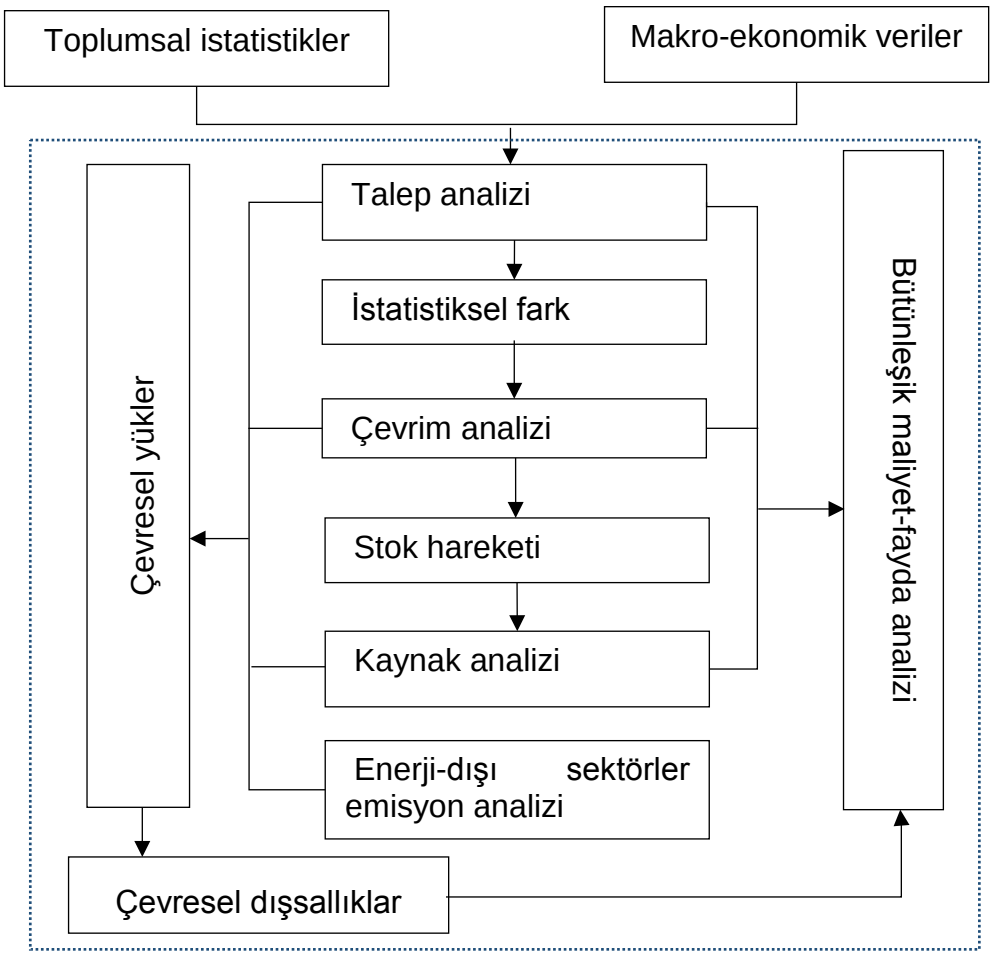
4.2. LEAP Modelinin Yapısı

Bütünleşik senaryo tabanlı modelleme uygulaması olan LEAP, ekonominin değişik sektörlerinde enerji üretimi, tüketimi ve kaynakların yönetimi yapılmasına olanak sağlayan, entegre maliyet-fayda analizleri ve çevresel yüklerin bir arada analiz edildiği önemli modelleme uygulamalarındandır. Enerji ve enerji dışı sektörler için sera gazı emisyon kaynaklarının izlenmesi, emisyonların analizi, yerel ve bölgesel düzeyde kirleticilerin analizini yapabilmektedir.

LEAP içerdiği teknoloji ve çevre veri tabanı sayesinde yaygın ve farklı teknoloji seçimlerinin modellenmesine olanak sağlamakta ve bu teknolojilerin maliyet, teknik parametreler ve çevresel etki parametrelerini kapsamaktadır.

LEAP hakkında genel bilgi Bölüm 2.1.2'de verilmiş, Bölüm 2.1.3'de ise LEAP modelinin güncel uygulamaları incelenmiştir.

LEAP modelinin yapısı ve hesaplama akışı Şekil 4.1'de verilmiştir [84].



Şekil 4.1. LEAP modelinin yapısı

4.3. LEAP Modeli Ana Kabulleri ve Veri Yapısı

LEAP veri yapısı genel olarak: temel kabuller, talep, dönüşüm ve kaynaklar modüllerinden oluşmaktadır.

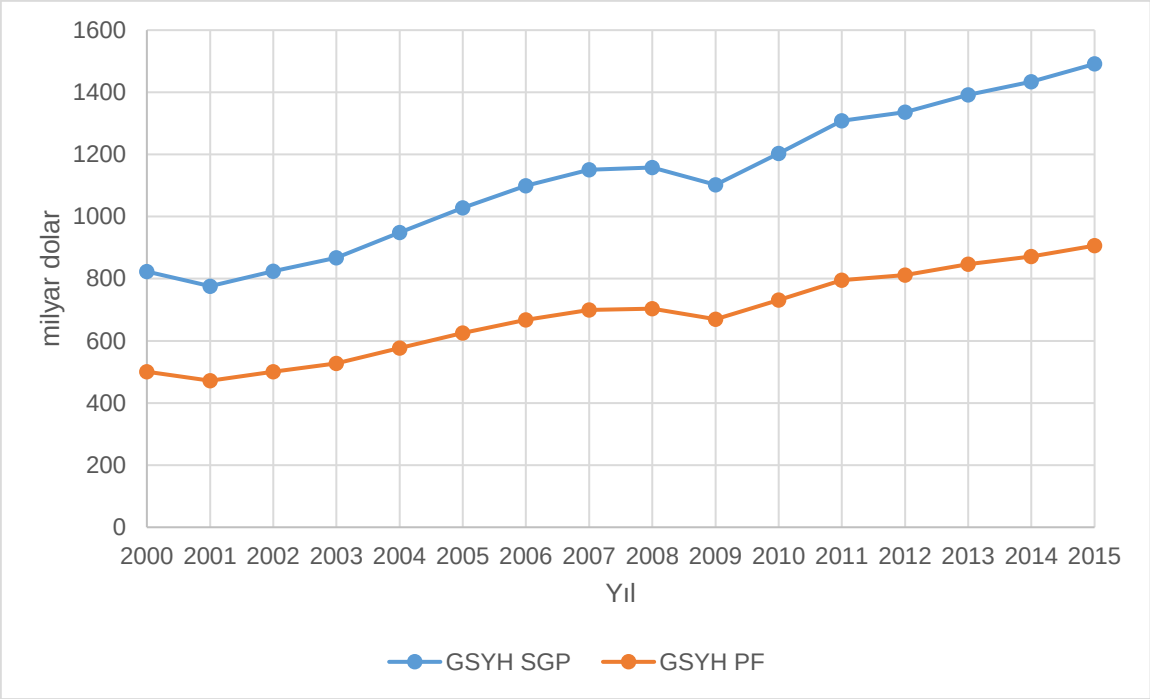
Modelde temel kabuller kısmında toplumsal istatistikler ve makro-ekonomik veriler (ekonomi, kalkınma vb.) yer almaktadır. Makro-ekonomik verilerin başında Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYH) gelmekte, toplumsal istatistiklerde ise nüfus verisi en önemli modelleme girdisi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Talep modülünde endüstri, ulaştırma, konut, hizmetler vb. farklı talep sektörleri ile talep kategorileri incelenmektedir. LEAP, enerji talebini, enerji aktivitesi ve enerji yoğunluğu kullanarak modelleme periyodu için hesaplamaktadır. Dönüşüm ve kaynaklar modüllerinde ise farklı üretim ve dönüşüm teknolojileri yer almaktadır.

4.3.1. Gayri Safi Yurtiçi Hasıla

Geçmiş yıllara ait GSYH verisi için iki ayrı gösterge kullanılmıştır. GSYH piyasa fiyatları (GSYH PF) ve GSYH satın alma gücü paritesi (GSYH SGP) verileri Dünya Bankası Dünya Kalkınma Göstergeleri (WDI 2011) veri tabanından alınmıştır [85-87].

GSYH büyüme projeksiyonları için, OECD tarafından hazırlanan GSYH SGP uzun vadeli tahmin göstergesi kullanılmıştır. GSYH gösterge verisi, 2014 yılında yayınlanan Uzun Vadeli Referans Projeksiyonları çalışması [88] referans alınarak oluşturulmuştur. Göstergede, GSYH SGP tahminleri 2060 yılına kadar 2010 sabit dolar kuru referans alınarak oluşturulmuştur [89].



Şekil 4.2. Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (milyar dolar)

4.3.2. Katma Değerli Sektörler

Katma değerli sektörler olarak tarım, sanayi ve hizmet sektörlerinin GSYH içindeki yıllık oranları kullanılmıştır.

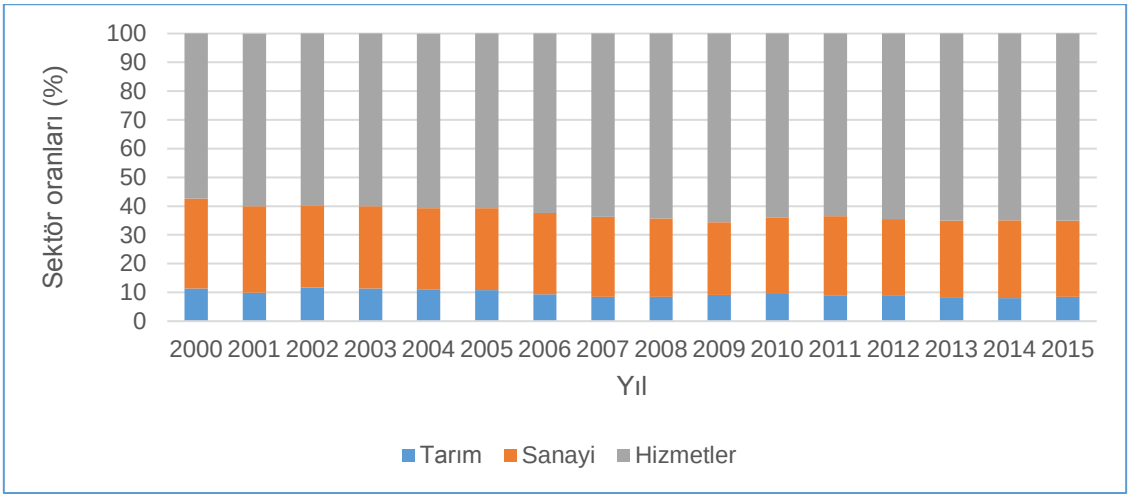
WDI 2011 veri tabanı, Birleşmiş Milletler endüstri tasnif sistemi olan Uluslararası Standart Sanayi Sınıflandırması (ISIC) sistemini kullanmaktadır. Türkiye ve diğer OECD ülkeleri için hesaplamalarda ise ISIC sisteminin 2008 tarihli 4. revizyonu referans olarak alınmaktadır [90].

Tarım verisi, ISIC 1-3 kısımlarına karşılık gelmekte, tarım, hayvancılık, ormancılık ve balıkçılık, sektörlerini kapsamaktadır. Sanayi verisi, ISIC 5-43 kısımlarına karşılık gelmekte, madencilik, imalat sanayi, elektrik, gaz, buhar üretim ve dağıtımı, su ve inşaat sektörlerini kapsamaktadır. Hizmetler verisi ise, ISIC 45-99 kısımlarına karşılık gelmekte, ticaret, ulaştırma eğitim vb. sektörleri kapsamaktadır. İmalat verisi ise sanayi verisinin bir alt dalı olup enerji yoğun sektör olması nedeniyle modellemede ayrı bir kategori olarak değerlendirilmiştir, ISIC 10-33'e karşılık gelmektedir [90]. Çizelge 4.1'de katma değerli sektörlerin GSYH oranları için ISIC kodları ve oranların referans alındığı gösterge ve kaynakları listelenmiştir.

Çizelge 4.1. Katma değerli sektörlerin GSYH oranları ve veri kaynakları

Katma Değerli Sektörler	ISIC kodu	Veri göstergesi ve kaynağı
Tarım	ISIC 1-3	NV.AGR.TOTL.ZS [91]
Sanayi	ISIC 5-43	NV.IND.TOTL.ZS [92]
Hizmetler	ISIC 45-49	NV.SRV.TETC.ZS [93]
İmalat	ISIC 10-33	NV.IND.MANF.ZS [94]

2000-2014 yılları için tarım, endüstri ve hizmetler sektörlerinin GSYH'ye oranları Şekil 4.3'de verilmiştir.



Şekil 4.3. Katma değerli sektörlerin GSYH oranları

2014 yılında tarım, endüstri ve hizmetler sektörlerin GSYH'ye oranları sırasıyla: %8,0, %27,1 ve %64,9 olarak gerçekleşmiştir.

4.3.3. Katma Değerli Sektörler İçin Gelecek Projeksiyonları

Katma değerli sektörlerin GSYH'ye oranlarının modelleme periyodu için tahmini değerlerinin belirlenmesi ve trend analizi senaryosu için modele girilmesi gerekmektedir. Bu veriler resmi olarak yayınlanmamaktadır. Tarım, endüstri ve hizmetler sektörlerinin GSYH oranlarının belirlenmesi amacıyla, Türkiye'nin bağlı bulunduğu ekonomik bölgelerle ve bağlı bulunulan gelir grubu ülkeleri için 2001-2014 verisi incelenmiştir [85].

Dünya Bankası, Türkiye'yi coğrafi konumuna göre Avrupa ve Orta Asya Bölgesi'nde, gelir grubuna göre ise Üst Orta Sınıf Gelir Grubu Ülkeleri sınıfında değerlendirmektedir [95]. Bu grupların yanı sıra, AB ve OECD üye ülkelerinin verileri de analiz kapsamında değerlendirilmiştir. Türkiye'nin yanı sıra AB, OECD, Avrupa ve Orta Asya Ülkeleri, Üst Orta Sınıf Ülkeler ve Türkiye için verilerin elde edilmesinde Çizelge 4.1'de belirtilen veri kaynakları kullanılmış, en güncel veri olan 2014 yılı verileri de analize dahil edilmiştir.

Büyüme oranlarının hesaplanması için, Dünya Bankası ve OECD tarafından yaygın olarak kullanılan büyüme modellerinden en küçük kareler (EKK) büyüme oranı kullanılmıştır. Yaygın kullanılan diğer iki metot olan üstel ve geometrik büyüme oranı metotları, zaman serilerinin arada olan değerlerini hesaplamaya katmamaktadır. En küçük kareler büyüme oranı, güvenli sonuç verecek yeterli uzunlukta zaman serisi olduğunda kullanılmakta, gözlem noktalarının yarısının olmaması durumunda ise kullanılamamaktadır [96].

EKK büyüme oranı r, belirlenen periyot için, değişkenin logaritmik yıllık değerlerine, doğrusal regresyon trend çizgisinin oturtulmasıyla tahmin edilebilmektedir. Bu durumda bileşik büyüme eşitliği olan $X_t = X_0(1+r)^t$ denkleminin logaritmik dönüşümü olan regresyon denklemi:

$$\ln X_t = a + bt \tag{4.1}$$

halini almaktadır. Bu denklemde X değişken, t zaman, $a = \ln X_0$ve $b = \ln(1+r)$ parametreleri ise tahmin edilecek parametrelerdir. b'nin tahmini değeri b^* ise ortalama yıllık büyüme oranı $r = [\exp(b^*) - 1]$ denkleminden hesaplanmaktadır [97].

Katma değere sahip tarım sektörünün GSYH içerisindeki 2001-2014 yıllarına ait oranı Çizelge 4.2'de gösterilmiştir. Türkiye için, 2001 yılında 50,3 milyar dolar olan tarımın GSYH katkısı, 2014 yılında 68,4 milyar dolara ulaşmış ancak sektörün GSYH içerisindeki oranı aynı dönemde %9,95'den %8,01'e gerilemiştir. Benzer bir trend incelemeye konu uluslararası kuruluşlar ve ekonomi gruplarında da söz konusu olmuştur.

Çizelge 4.2. Tarım sektörünün GSYH'deki payı (%)

	2001	2005	2009	2013	2014	Büyüme oranı (2001-14)
AB	2,37	1,80	1,49	1,74	1,65	-2,55
Avrupa, Orta Asya	3,22	2,54	2,15	2,26	2,22	-2,94
OECD	2,01	1,72	1,51	1,72	1,64	-1,40
Üst Orta Sınıf Ülkeler	9,78	8,48	7,55	7,27	7,20	-2,64
Türkiye	9,95	10,80	9,11	8,33	8,01	-2,38

Türkiye'de tarım sektörünün GSYH'deki payı 2001-2014 yılları arasında yıllık %2,38 oranında küçülmüştür. Aynı yıllarda AB %2,55, Avrupa ve Orta Asya ülkeleri %2,94, Üst Orta Sınıf ülkeler %2,64 OECD ülkeleri ise %1,40 küçülmüştür. Türkiye için küçülme oranı OECD grubu ülkeler hariç diğer grup ülkelerinin küçülme oranlarıyla benzerlik arz ettiğinden, mevcut eğilimin devam edeceği varsayılarak, gelecek projeksiyonlarının hesaplanmasında %2,38 küçülme oranı referans olarak alınmıştır.

Sanayi sektörünün GSYH içindeki oranı Çizelge 4.3'de verilmiştir.

Çizelge 4.3. Sanayi sektörünün GSYH'deki payı (%)

	2001	2005	2009	2013	2014	Büyüme oranı (2001-2014)
AB	27,5	26,5	24,6	24,4	24,3	-0,9
Avrupa Orta Asya	28,5	27,9	25,9	25,7	25,5	-0,8
OECD	26,3	25,8	24,1	24,2	24,2	-0,6
Üst Orta Sınıf Ülkeler	37,9	40,3	37,8	37	36,1	-0,3
Türkiye	30,2	28,5	25,3	26,6	27,1	-0,8

Sektörün GSYH'ye katkısı 2001'de 104,9 milyar dolar iken, 2014 yılında bu rakam 207,4 milyar dolara ulaşmıştır. Buna karşılık sektörün 2001 yılında %30,2 olan GSYH içindeki payı, 2014 yılında %27,1'e gerilemiştir.

Büyüme oranları incelendiğinde, sanayi sektörünün GSYH içindeki payı 2001-2014 yılları arasında yıllık %0,8 oranında küçülme kaydetmiştir. Aynı dönemde Avrupa Orta Asya grubu ülkeler aynı oranda küçülmüşler, AB ve OECD ülkeleri için küçülme oranı sırasıyla -%0,9 ve -%0,6 olarak gerçekleşmiştir. Türkiye verisi Üst Orta Sınıf ülkeler haricindeki gruplarla benzerlik gösterdiğinden, sanayi sektörünün GSYH için oranının gelecek projeksiyonlarının hesaplanmasında -%0,8 küçülme oranı referans olarak alınmıştır.

Sanayi sektörünün alt dalı olan imalat sektöründe ise 2001 yılında 21,3 olan GSYH içindeki oran 2014 yılında %17,8'e gerilemiştir. Bu dönemler için sektörün GSYH'ye katkısı sırasıyla 69,7 ve 136,7 milyar olarak gerçekleşmiştir. Büyüme oranlarına bakıldığında sektörün GSYH içindeki payı yıllık %1,5 oranında küçülmüş aynı dönemde Avrupa ve Orta Asya ülkeleriyle AB ülkeleri için küçülme oranları sırasıyla %1,4 ve 1,3 olmuştur. İmalat sektörünün gelecek projeksiyonlarında %1,5 oranında küçülme eğiliminin devam edeceği varsayılmıştır.

Çizelge 4.4. Hizmetler sektörünün GSYH'deki payı (%)

	2001	2005	2009	2013	2014	EKK	UST	GEO
AB	70,2	71,7	73.9	73,8	74	0,41	0,41	0,41
Avrupa, Orta Asya	68,3	69,6	72	72,1	72,3	0,43	0,45	0,45
OECD	71,7	72,5	74.3	74,1	74,2	0,25	0,26	0,26
Üst Orta Sınıf Ülkeler	52,3	51,2	54.6	55,7	56,7	0,64	0,61	0,62
Türkiye	59,9	60,7	65.6	65,1	64,9	0,75	0,62	0,62

Hizmetler sektörünün GSYH içindeki payı Çizelge 4.4'de verilmiştir. Sektörün GSYH'ye katkısı 2001'de 261,4 milyar dolar iken, 2014 yılında bu rakam 513,6 milyar dolara ulaşmıştır. Sektörün 2001 yılında %59,9 olan GSYH içindeki payı, 2014 yılında %64,9'a yükselmiştir. İncelemeye konu grupların tamamında hizmetler sektörünün GSYH içindeki oranı büyüme göstermiştir. Büyüme oranları incelendiğinde en küçük kareler büyüme oranı metoduna göre yıllık büyüme oranı 0,75 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran incelenen grupta en yüksek büyüme oranı olan

0,64'ün üzerindedir. İlave diğer bazı ekonomik gruplar incelendiğinde, Avrupa ve Orta Asya ülkeleri (yüksek gelir grubu ülkeler hariç) için büyüme oranı %0,8, Doğu Asya ve Pasifik ülkeleri (yüksek gelir grubu ülkeler hariç) için büyüme oranı %0,9 olarak gerçekleşmiştir.

Verinin diğer bazı gruplarla uyum arz etmesi, ancak incelemeye konu olan gruplardan yüksek kalması nedeniyle, diğer büyüme metotları olan üstel ve geometrik büyüme metotlarıyla büyüme oranları incelenmiştir. Üstel ve geometrik büyüme metoduyla hesaplandığında, Türkiye için yıllık büyüme oranı %0,62 olarak gerçekleşmiş, aynı periyotta Üst Orta Sınıf Ülkeler grubu için büyüme oranları da her iki metot için sırasıyla 0,61 ve 0,62 olarak gerçekleşmiştir. Ayrıca orta gelir grubu ülkeler için büyüme oranı da 0,6 olarak gerçekleşmiştir. Buradan hareketle, hizmetler sektörünün GSYH içindeki payı için tahminlerinin hesaplanmasında büyüme oranı geometrik ve üstel büyüme metotlarının sonucu olan yıllık %0,6 oranı alınmıştır.

Yukarıda belirtilen yıllık büyüme oranı kabulleri çerçevesinde 2030 yılına kadar katma değerli sektörlerin GSYH içerisindeki paylarının projeksiyonları yapılmış, sonuçlar EK 2'de verilmiştir.

Mevcut yıllık büyüme oranlarının korunması durumunda 2030 yılında katma değerli sektörler olan tarım, sanayi ve hizmet sektörlerinin GSYH içerisindeki paylarının sırasıyla %5,6, %23,2 ve %71,3 olarak gerçekleşeceği varsayılmıştır.

4.3.4. Nüfus Verileri

Nüfus verisinin geçmiş değerleri ile geleceğe ait büyüme tahminleri, BM tarafından hazırlanan Dünya Nüfus Beklentileri 2015 raporundan elde edilmiştir [98]. BM verisinde gelecek tahminleri için yüksek, orta ve düşük düzeyde değişim ile ve sabit doğurganlık durumları için nüfus büyüme tahminleri yer almaktadır.

BM nüfus büyüme tahminlerine ait verilerin bir kısmı Çizelge 4.5'de verilmiştir.

Çizelge 4.5. Nüfus büyüme tahminleri (milyon)

	Yüksek değişim	Düşük değişim	Orta değişim
2000	63,6	63,6	63,6
2005	68,1	71,2	68,1
2010	72,8	75,8	72,8
2015	78,7	78,7	78,7
2020	83,0	81,5	82,3
2025	86,9	82,8	84,9
2030	91,3	84,1	87,7

Model hesaplamalarında orta değişim düzeyine ait nüfus büyüme verisi kullanılmıştır.

4.4. Model Verileri

OECD ve Dünya Bankası enerji istatistiklerinde yaygın olarak Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerini kullanmaktadır. Enerji verilerinin raporlanmasında yaygın olarak kullanılan formatlardan birisi her bir ürün için arz kaynaklarının ve kullanımın bir arada gösterildiği denge tablosu modelidir. Bu modelin ana yaklaşımları Şekil 4.4'de gösterilmiştir [99]:

Arz kaynakları (üretim, ithalat, ihracat, uluslararası ihrakiye, stok değişimleri) + ürünler arası transferler = yurtiçi arz

Toplam talep = çevrim girdisi kullanımı + enerji sektörünün kullanımı + dağıtım ve diğer kayıplar + nihai tüketim = nihai enerji tüketimi + enerji dışı kullanım

Şekil 4.4. Ürün dengesi formatı

Bütün arz kaynakları ve ürünler arasındaki transferlerin toplamı ülkenin toplam ihtiyacına karşılık gelen yurtiçi arzını vermektedir. Toplam talep ise çevrim girdisi kullanımı, enerji sektöründeki çevrim girdisi dışındaki kullanım, üretim ile nihai tüketim arasındaki kayıplar ve nihai tüketim (enerji ve enerji dışı kullanımın toplamı) değerlerinin toplamından oluşmaktadır [99, 100].

IEA ve EUROSTAT'ın ürün denge yapıları ve hesaplama metotları arasında farklar bulunmakta olup bu nedenle sadece IEA verileri referans olarak alınmıştır.

IEA tarafından hazırlanan enerji denge tablolarında enerji kaynakları on ana başlık altında incelenmektedir ve bunlar Çizelge 4.6'da verilmiştir [99, 101].

Çizelge 4.6. Enerji kaynakları

Kömür ve turba kömürü	Hidroelektrik
Ham petrol	Jeotermik, güneş vd.
Petrol ürünleri	Biyoyakıt ve atık
Doğalgaz	Elektrik
Nükleer	Isı

Elektrik ve ısının nihai tüketimi, konut, tarım, sanayi, ulaştırma ve hizmetler için tüketilen elektrik ve ısının tamamıdır. Bu sektörler ISIC sınıflandırmasına göre ayrılmıştır. Net talebin hesaplanmasında ise OECD/IEA modelinde kullanılan sınıflandırma kullanılmış ve talep aşağıdaki altı ana sektör için hesaplanmıştır [99, 102]:

1. Konut
2. Tarım
3. Sanayi
4. Ulaştırma
5. Hizmetler
6. Enerji dışı kullanım.

OECD/IEA enerji dengesi veri yapısında konut, tarım ve hizmetler diğer kategorisi altında alt grup olarak değerlendirilmiş olup, sektörlerin Türkiye enerji dengesi için önemi, toplam enerji tüketimi içerisindeki yüksek oranları dikkate alınarak bu çalışmada ana sektör olarak ele alınmışlardır [99, 102].

Elektrik tüketimi, toplam talep, kaynak kullanım oranları ve diğer enerji ürün dengesi verilerinin elde edilmesi ve modele girilmesinde OECD periyodik yayınlarından OECD Üye Ülkeleri Enerji İstatistikleri [103-111] ile OECD Üye Ülkeleri Enerji Dengeleri yayınları kullanılmıştır [102, 112-121].

2001-2014 yıllarına ait elektrik tüketim verileri toplam nihai tüketim, konut, tarım, sanayi sektörü ve alt kolları, ulaştırma sektörü ve alt kolları, hizmetler ve enerji dışı kullanım sektörleri için derlenip LEAP modeline aktarılmıştır. Aynı dönem için

Çizelge 4.6'da belirtilen enerji kaynaklarına ait toplam yıllık kullanım oranları (%) hesaplanarak modele aktarılmıştır.

4.5. Toplam Nihai Enerji Tüketimi ve Gelecek Tahminleri

Elektrik ve ısının nihai tüketimi, konut, tarım, sanayi, ulaştırma, ticari/kamu hizmetleri gruplarında tüketilen elektrik ve ısının toplamıdır.

Toplam Nihai Tüketim (TFC) değerleri Çizelge 4.7'de verilmiştir. 2001-2014 yılları arasında Türkiye'nin toplam tüketimi 52065 Btep değerinden 85751 Btep değerine ulaşmıştır. AB ve OECD için toplam tüketim değerleri 2014 senesinde sırasıyla 1095 ve 3629 Mtep olarak gerçekleşmiştir.

Çizelge 4.7. Toplam Nihai Tüketim (Btep)

	2001	2005	2009	2013	2014	2001-14	2005-14
TÜR	5,2E+04	6,5E+04	7,3E+04	8,5E+04	8,6E+04	3,8	2,8
AB	1,2E+06	1,2E+06	1,2E+06	1,1E+06	1,1E+06	-0,7	-1,3
OECD	3,6E+06	3,8E+06	3,5E+06	3,7E+06	3,6E+06	-0,1	-0,5

Türkiye toplam tüketimi için EKK büyüme oranı 2001-2014 döneminde yıllık %3,8, 2005-2014 döneminde ise %2,81 olarak gerçekleşmiştir. 2005-2014 döneminde AB toplam tüketimi yıllık %1,34 küçülmüş, OECD ülkeleri için küçülme oranı yıllık %0,45 olmuştur. Toplam nihai tüketim için gelecek tahminleri hesaplanmasında, yıllık %2,81 büyüme oranının devam edeceği varsayılmıştır.

4.5.1. Konut

Hane halkı enerji tüketimi yukarıdaki ana sektörler içerisinde en yüksek toplam tüketim oranlarından birine sahiptir.

Hanelerdeki enerji talebine karşılık gelen yakıt oranları Çizelge 4.8'de verilmiştir.

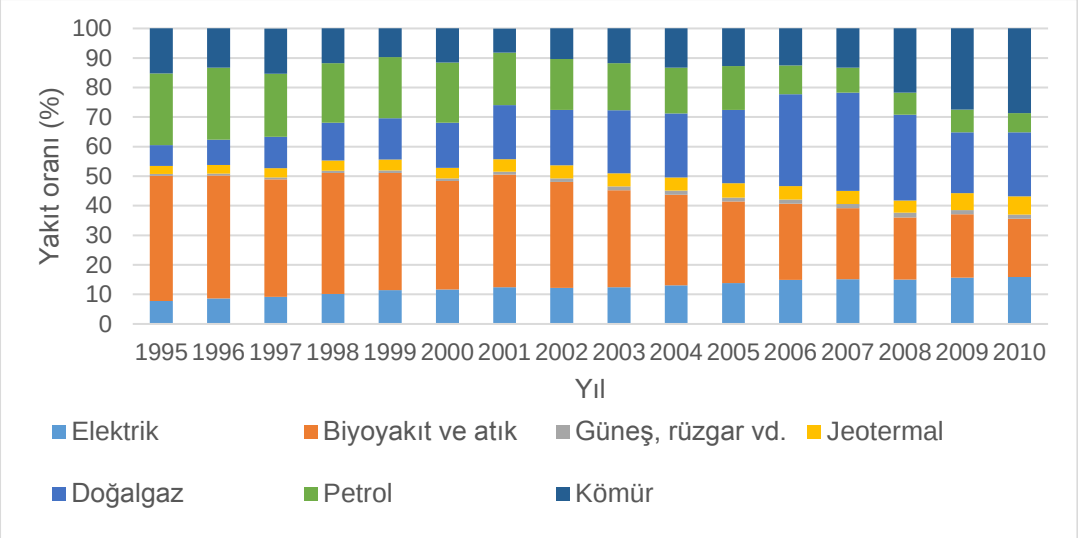
2010 yılı incelendiğinde enerji talebinde en büyük pay %28,8 ile kömüre ait olup, bunu %21,6 ile doğalgaz izlemektedir.

2001-2010 yılları arasında, kömür yıllık bileşik %40, elektrik %15, doğalgaz ise %14, büyüme oranına sahip olmuştur. Aynı dönemde, biyoyakıt ve atıkların oranı yıllık bileşik %38, petrol ürünlerinin oranı ise %31 azalmıştır.

Çizelge 4.8. Konut enerji talebine karşılık gelen yakıt oranları(%)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Elektrik	12,4	12,2	12,4	13,1	13,8	14,9	15,1	15	15,7	15,9
Biyoyakıt ve atık	38,1	35,9	32,8	30,6	27,6	25,8	24,1	21	21,4	19,7
Güneş, rüzgar vd.	1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,7	1,4	1,4
Jeotermik.	4,2	4,4	4,5	4,5	4,8	4,5	4,4	4,1	5,8	6,2
Doğalgaz	18,4	18,7	21,3	21,6	24,8	31,1	33,3	29	20,6	21,6
Petrol	17,7	17,3	15,9	15,5	14,9	9,8	8,4	7,5	7,6	6,5
Kömür	8,1	10,4	11,8	13,3	12,8	12,5	13,3	21,8	27,6	28,8

2001-2010 yılları arasında, kömür yıllık bileşik %40, elektrik %15, doğalgaz ise %14, büyüme oranına sahip olmuştur. Aynı dönemde, biyoyakıt ve atıkların oranı yıllık bileşik %38, petrol ürünlerinin oranı ise %31 azalmıştır.

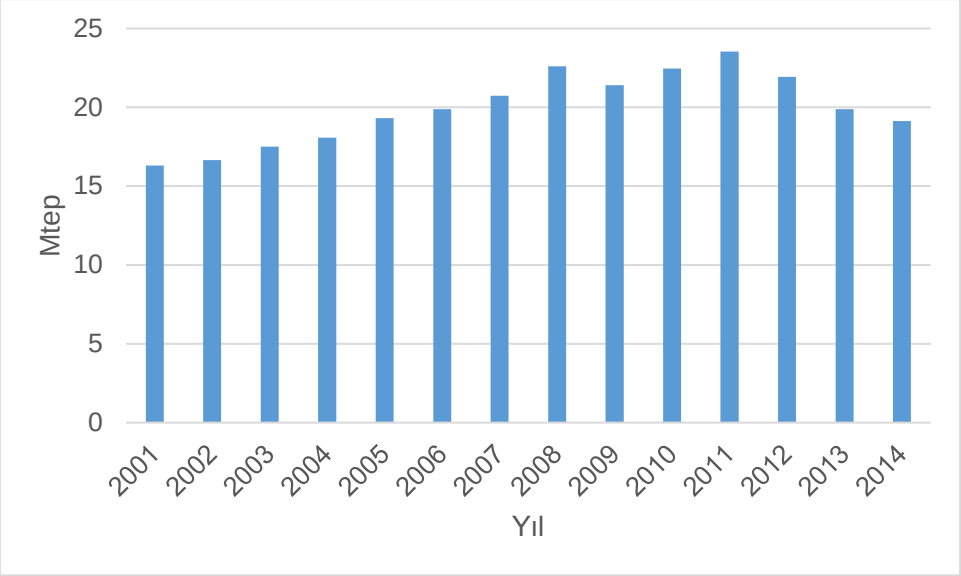


Şekil 4.5. Konut enerji talebi için yakıt oranları

Konut için toplam nihai enerji talebinin yıllara göre değişimi Şekil 4.6'da verilmiştir. 2001 yılında 16302 ktep olan toplam talep, 2014 yılında 19130 ktep değerine ulaşmıştır. 2001-2014 döneminde konut nihai enerji talebinin büyümesi yıllık %1,99, 2005-2014 döneminde ise %0,22 olarak gerçekleşmiştir.

2005-2014 döneminde konut için enerji tüketimi AB ülkeleri için yıllık %0,95 küçülmüş, OECD ülkeleri için küçülme oranı yıllık %0,32 olmuştur.

Konut için nihai enerji talebi projeksiyonunun hesaplanmasında yıllık %0,22 büyüme oranı sabit olarak alınmıştır. Konut için yıllara göre toplam enerji talebi tahmini değerleri EK 3'de verilmiştir.



Şekil 4.6. Konut için toplam enerji talebi (Mtep)

Konut için elektrik tüketiminin TFC'ye oranları Çizelge 4.9'da verilmiştir.

Çizelge 4.9. Konut için enerji tüketim oranları (%)

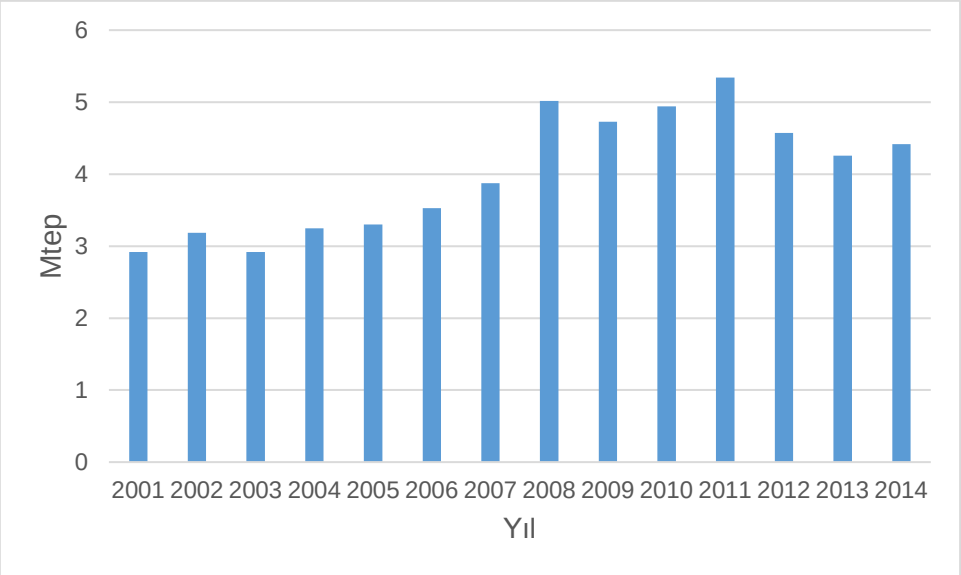
	2001	2005	2009	2013	2014	2001-14	2005-14
TÜR	31,3	29,5	29,2	23,3	22,3	-1,7	-2,5
AB	25,3	24,8	25,7	26,1	24,0	0,1	0,4
OECD	19,5	19,5	20,1	19,7	19,0	0,0	0,1

Türkiye için 2001-2014 yılları arasında konut için elektrik tüketim oranı yıllık %1,7 küçülme göstererek %31,3 değerinden %22,3'e gerilemiştir. AB ve OECD ülkeleri için bu oranlar fazla değişim göstermemiştir.

4.5.2. Tarım

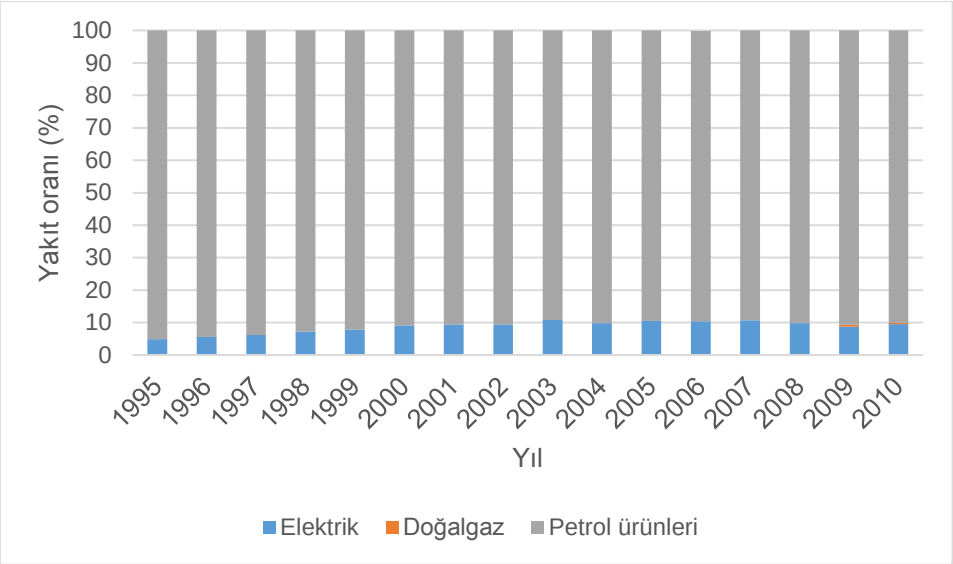
Tarım verisi, tarım ve ormancılık sektörlerini kapsamaktadır. Bu sektör için toplam enerji talebi 2001-2014 döneminde %4,32 EKK büyüme oranı ile 2001 yılındaki 2,92 değerinden 2014 yılında 4,4 Mtep değerine ulaşmıştır.

Tarım sektörünün yıllara göre toplam enerji talebi Şekil 4.7'de verilmiştir. 2005-2014 döneminde ise büyüme oranı %3,08 olarak gerçekleşmiş, aynı dönemde AB ülkeleri %1,36; OECD ülkeleri ise %0,54 oranında küçülmüştür. Tarım için nihai enerji talebi tahmininin hesaplanmasında yıllık %3,08 büyüme oranının korunduğu varsayılmıştır. Tarım için yıllara göre toplam enerji talebi tahmini değerleri EK 3'de verilmiştir.



Şekil 4.7. Tarım sektörü için toplam enerji talebi (Mtep)

Toplam enerji talebindeki yakıt oranları Şekil 4.8'de incelenmiştir. Elektrik, petrol ürünleri ve doğalgaz tarım sektöründeki toplam enerji talebini oluşturmaktadır. 2001-2010 yıllarında yakıt oranları incelendiğinde; sırasıyla bu yıllar için kömürün oranı %9,4 ve %9,5; elektrik kullanımının oranı ise %90,6 ve 90,1; 2009 yılında kullanılmaya başlanan doğalgazın oranı ise %0,4 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 4.8. Tarım sektörü enerji talebi için yakıt oranları

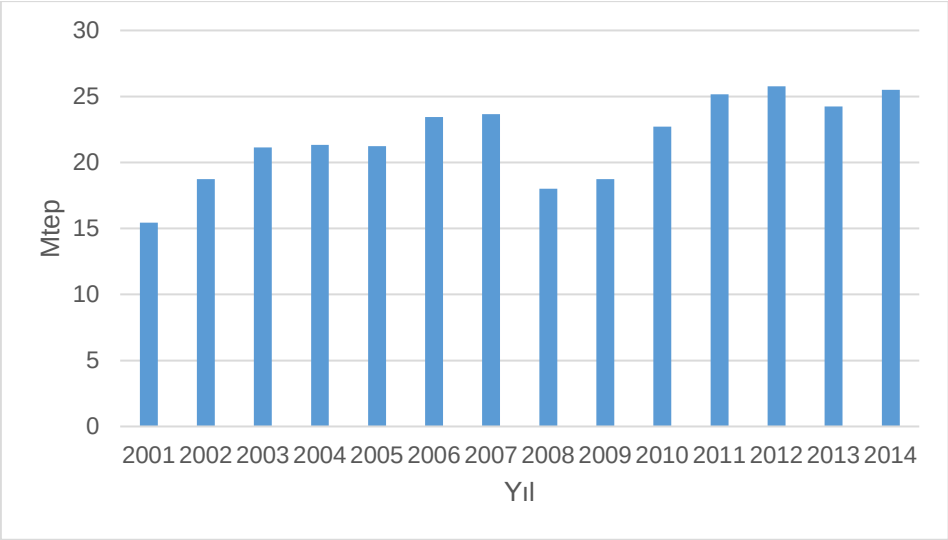
Tarım sektörü için elektrik tüketiminin TFC'ye oranları Çizelge 4.10'da verilmiştir. Türkiye için 2001-2014 yılları arasında tarım sektörü için elektrik tüketim oranı %5,6 değerinden %5,2'ye gerilemiştir. OECD ülkeleri için bu oran %1,6'dan %1,7'ye artmıştır. EKK büyüme metoduna göre, Türkiye'de tarım sektörünün tüketim oranı yıllık %0,5 oranında büyümüş olup bu oran OECD ülkelerinin büyüme oranıyla aynı olmuştur.

Çizelge 4.10. Tarım için enerji tüketim oranları (%)

	2001	2005	2009	2013	2014	2001-14	2005-14
TÜR	5,6	5,0	6,4	5,0	5,2	0,5	0,3
AB	2,3	2,2	2,1	2,1	2,1	-0,4	0,0
OECD	1,6	1,8	1,8	1,8	1,7	0,5	-0,1

4.5.3. Sanayi ve Alt Sektörleri

Sanayi sektörü için 2001 yılında 15,5 Mtep olan toplam nihai enerji talebi 2014 senesinde 25,5 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Yıllara göre toplam enerji talebi ise Şekil 4.9'da verilmiştir. EKK büyüme oranı 2001-2014 dönemi için yıllık %2,60 olarak gerçekleşmiştir. 2005-2014 döneminde ise sanayi sektörünün büyüme oranı %2,15 olarak gerçekleşmiş, aynı dönem için AB ülkeleri ve OECD ülkeleri yıllık %0,86 oranında küçülmüştür.



Şekil 4.9. Sanayi sektörü için toplam enerji talebi (Mtep)

Sanayi sektörü için elektrik tüketiminin TFC'ye oranları Çizelge 4.11'de verilmiştir. Türkiye için 2001-2014 yılları arasında sanayi sektörü için elektrik tüketim oranı yıllar içerisinde değişiklik göstermiş ve 2014 yılında başlangıç değeri olan %29,7 oranına ulaşmıştır.

OECD ülkeleri için bu oran %24,3'den %22,3'e gerilemiş, AB ülkeleri için bu oranlar sırasıyla %25,7 ve %23,3 olmuştur. Türkiye'de sanayi sektörünün tüketim oranı, EKK büyüme metoduna göre yıllık bazda %1,1 oranında küçülmüştür. AB ülkeleri ise aynı dönemde %1,1 küçülme oranına sahip olmuştur.

Çizelge 4.11. Sanayi sektörü için enerji tüketim oranları (%)

	2001	**2005**	**2009**	**2013**	**2014**	**2001-14**	**2005-14**
TÜR	29,7	32,4	25,6	28,5	29,7	-1,1	-0,6
AB	25,7	24,7	21,8	22,8	23,3	-1,1	-0,9
OECD	24,3	22,8	21,1	22,2	22,3	-0,6	-0,4

Sanayi sektörü, içerdiği ekonomik faaliyetlere göre ISIC v4 kullanılarak hesaplanmaktadır. İnşaat kolu sanayi sektöründe değerlendirilmekte, buna karşılık enerji endüstrisi sektör dışında tutulmaktadır. Sanayi sektörünün alt kolları Çizelge 4.12'de verilmiştir [102].

Çizelge 4.12. Sanayi sektörünün alt kolları

1. Demir–çelik	2. Kimyasallar ve petrokimyasallar
3. Demir-dışı metaller	4. Metal-dışı mineraller
5. Ulaştırma ekipmanı	6. Makineler
7. Madencilik ve taş ocakçılığı	8. Yiyecek, içecek ve tütün
9. Kağıt hamuru, kağıt ve basım	10. Odun ve odun ürünleri
11. Tekstil ve deri	12. İnşaat
13. Başka yerde belirtilmemiş	

Her bir sanayi alt kolu için, 1995-2010 senelerine karşılık gelen yakıt tüketim oranları ve toplam enerji talebi OECD/IEA kaynaklarından alınarak modele aktarılmıştır [102-111].

LEAP modeli için önemli verilerden birisi sanayi alt kolları için enerji talebi projeksiyonlarının belirlenmesidir. Bazı sektörlerde ekonomik, sektör talebi vb. nedenlerle yıllık ani talep artması veya azalması olabilmekte, devam eden periyotlarda ise bu ani değişiklikler normal eğilim trendine dönebilmektedir. Bunun için 2001-2013 talep verisinin farklı dönemler için büyüme oranları incelenmiştir. Yıllık talep verisinde olan ani değişimler farklı periyotlar için farklı EKK oranları vermektedir. Bu sebeple EKK oranına ilave olarak 10 yıllık dönem için ortalamadan-ortalamaya geometrik büyüme oranı hesaplanmıştır. Başlangıç ve bitiş verisi hassasiyeti olması durumunda noktadan noktaya büyüme oranıyla karşılaştırıldığında bu metot daha istikrarlı sonuçlar vermektedir.

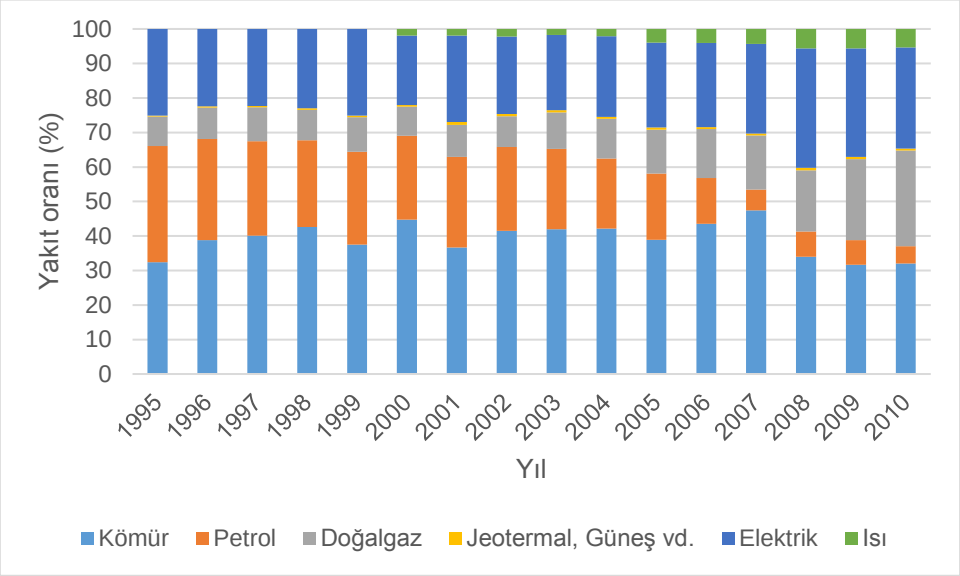
EK 4'de yıllara göre sanayi alt kolları için enerji talebi ve büyüme oranları verilmiştir. r_1 büyüme oranı 2002-2004 yılı ortalamasından 2011-2013 ortalama talebine geometrik büyüme oranını vermektedir. r_2 ve r_3 ise sırasıyla son 10 yıllık (2004-2013) ve son beş yıllık (2009-2013) dönemlerine ait EKK yıllık büyüme oranlarını vermektedir.

Talep verisinin belirli bir büyüme/küçülme karakteristiği arz ettiği durumlarda son 10 yıl olan 2003-2012 dönemine ait r_1 ortalaması kullanılmış ve gelecek büyüme tahminleri hesaplanmıştır. Büyüme oranlarının beklenenden farklı olması durumunda ise bir eğilim elde edilmesi amacıyla diğer oranlar da hesaplanmıştır.

Metal dışı mineraller ve inşaat sektörünün talep verileri 2013 yılında trend eğrisinin dışında gerçekleştiğinden büyüme oranı 2003-2012 dönemi için hesaplanmıştır.

Sektörlerin talep büyümesi tahminlerinde EK 4'de hesaplanan EKK oranları kullanılmış, 2014-2030 büyüme tahminleri EK 5'de verilmiştir.

Sanayi sektörünün genelinin yıllara göre yakıt kullanım oranları ise Şekil 4.10'da verilmiştir. 1995-2010 yıllarında yakıtların içerisinde kömür kullanım oranı bazı yıllar artış göstermekle beraber aynı kalmış, petrol ve petrol ürünleri kullanımı %34'den %5'e gerilemiş, buna karşılık doğalgaz kullanımı %8'den %28'e ulaşmıştır. Elektrik kullanımının toplamdaki payı ise %25 ortalamaya sahip olup, 2010 senesinde %29 olarak gerçekleşmiştir. 2000 yılından itibaren kullanılmaya başlanan ısı 2010'da %5'lik orana ulaşmış, 2001'den itibaren kullanımda olan jeotermal enerji ise %1'lik payını sürdürmeye devam etmiştir.



Şekil 4.10. Sanayi sektörü için yakıt kullanım oranları

4.5.4. Ulaştırma ve Alt Sektörleri

Ulaştırma sektöründe beş temel alt sektör (ulaştırma çeşidi) belirlenmiştir. Bunlar hava yolu (ülke içi), kara yolu, demiryolu, boru hatları, denizcilik (ülke içi) alt sektörlerinden oluşmaktadır. Ulaştırma sektörü için verilen rakamlar ulaştırma şirketlerinin tüketimine ait olmayıp, ulaştırma faaliyetinin kendisiyle ilgilidir [99, 102].

Ulaştırma sektörü ve alt sektörlerinin yıllara göre elektrik talebi Çizelge 4.13'de verilmiştir. Ulaştırma sektörü için 2001 yılında 11,2 Mtep olan toplam nihai enerji talebi 2014 senesinde 20,6 Mtep değerine ulaşmıştır. 2001-2014 döneminde sektörün EKK büyüme oranı 4,33 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran aynı dönemde %0,17 büyüme gösteren OECD ülkelerinden yukarıda gerçekleşmiştir. 2005-2014 döneminde ise büyüme oranı %4,46 olarak gerçekleşmiştir.

Çizelge 4.13. Ulaştırma ve alt sektörlerinin yıllara göre elektrik talebi (Mtep)

	Havayolu	Karayolu	Demiryolu	Boru hatları	Denizcilik	Diğer	Toplam
2001	0,72	10,00	0,22	0,04	0,25	0,00	11,24
2002	0,79	10,50	0,23	0,05	0,25	0,00	11,82
2003	0,84	10,40	0,24	0,05	0,28	0,00	11,81
2004	0,89	10,40	0,20	0,11	0,38	0,03	12,02
2005	0,93	10,70	0,24	0,11	0,41	0,03	12,42
2006	0,79	12,40	0,24	0,12	0,46	0,04	14,04
2007	1,02	14,10	0,15	0,17	0,50	0,05	16,00
2008	0,79	13,4	0,17	0,17	0,5	0,05	15,08
2009	0,73	13,27	0,16	0,18	0,59	0,01	14,94
2010	0,41	13,26	0,17	0,18	0,6	0,01	14,63
2011	0,32	13,46	0,18	0,18	0,7	0,01	14,85
2012	0,39	15,99	0,19	0,18	0,48	0,00	17,23
2013	0,36	17,66	0,2	0,25	0,65	0,00	19,12

Ulaştırma sektörü için elektrik tüketiminin TFC'ye oranları Çizelge 4.14'de verilmiştir. Türkiye için 2001-2014 yılları arasında ulaştırma sektörü için elektrik tüketim oranı %21,6'dan %24 oranına ulaşmıştır. AB ülkeleri için bu oran %25,6'dan %28'e ulaşmış, OECD ülkeleri için bu oranlar sırasıyla %31,8 ve %33,5 olmuştur. Türkiye'de ulaştırma sektörü için EKK büyüme oranı yıllık %0,5 olmuştur. Bu oran aynı dönemde AB ülkeleri için %0,5 ve OECD ülkeleri için %0,3 olarak gerçekleşmiştir.

Çizelge 4.14. Ulaştırma sektörü için enerji tüketim oranları (%)

	2001	2005	2009	2013	2014	2001-14	2005-14
TÜR	21,6	19,0	20,4	23,0	24,0	0,5	1,6
AB	25,6	26,1	27,8	26,6	28,0	0,5	0,3
OECD	31,8	32,2	32,9	32,8	33,5	0,3	0,3

Ulaştırma sektörünün alt sektörlerine ait yıllık talep Çizelge 4.13'de verilmiştir. Bu durumda talep, ağırlıklı olarak karayolu ulaştırmasından gelmektedir. 2013 yılı için karayolunun toplam ulaştırma içerisindeki payı %92,4 olmuş bunu %3,4 ile denizcilik, %1,9 ile havayolu taşımacılığı izlemiştir.

Ulaştırma alt sektörlerinin gelecek büyüme tahminlerinin hesaplanmasında sabit bir dönemin referans alınması yerine, verinin doğrusal büyüme eğilimi gösterdiği periyotların alınması tercih edilmiştir. Ulaştırma alt sektörleri için 2001-2013 dönemine ait veriler incelendiğinde, ekonomik nedenler, petrol fiyatları, sektörel teşvikler ve benzeri nedenlerle toplam enerji tüketim oranları yıllara göre değişiklikler göstermektedir. Bu sebeple alt sektörlerin büyüme trendlerinin tespitinde farklı dönemler incelenmiştir. Bunun yanı sıra, ulaştırma sektörünün elektrik tüketim oranlarının orta vadede AB ve OECD ortalamalarına yaklaşacağı varsayımıyla yüksek büyüme eğiliminin kısa orta vadede devam edeceği öngörülmektedir.

2009-2013 tüketim rakamları incelendiğinde EKK yıllık büyüme oranları demiryolu için %4,04, boru hatları için %5,66, denizcilik için %2,45 olmuştur. Havayolu için tüketim verisinin doğrusal eğilim gösterdiği 2010-2013 döneminde sektörün tüketimi %1,9 küçülmüştür. En yüksek enerji talebinin olduğu karayolu alt sektöründe ise, 2012-2013 yıllarında yüksek büyüme oranı görülmüş ve ulaştırma sektörünün toplam büyüme tahminleri de dikkate alınarak 2003-2012 dönemine ait olan %3,97 oranındaki büyümenin devam edeceği varsayılmıştır.

Gelecek tahminlerinin hesaplanmasında bu oranların sabit olduğu varsayılmış olup, ulaştırma ve alt sektörleri için 2013-2030 yıllarına ait toplam enerji talebi tahmini değerleri EK 6'da verilmiştir.

4.5.5. Hizmetler

Hizmetler sektörü ticari hizmetleri ve kamu hizmetlerini kapsamaktadır. Sektörün toplam elektrik talebi 2001-2014 döneminde 5,1 Mtep değerinden, 12,34 Mtep değerine ulaşmıştır. Yakıt türlerinin talep içindeki oranlarına bakıldığında %68,2 ile ilk sırada yer alan elektrik tüketimini, %27,1 ile doğalgaz ve %4,8 ile kömür ve kömür ürünleri izlemektedir.

2001-2014 döneminde EKK büyüme oranı %10,71 olarak AB ve OECD oranlarının üzerinde gerçekleşmiştir. 2005-2014 büyüme oranı ise %8,25 olarak gerçekleşmiştir. Hizmetler sektörünün büyüme tahminlerinin belirlenmesinde 2005-2014 büyüme oranı referans olarak alınmıştır. Hizmetler sektörü için yıllara göre toplam enerji talebi tahmini değerleri EK 3'de verilmiştir.

Hizmetler sektörü için elektrik tüketiminin TFC'ye oranları Çizelge 4.15'de verilmiştir.

Çizelge 4.15. Hizmetler sektörü için enerji tüketim oranları (%)

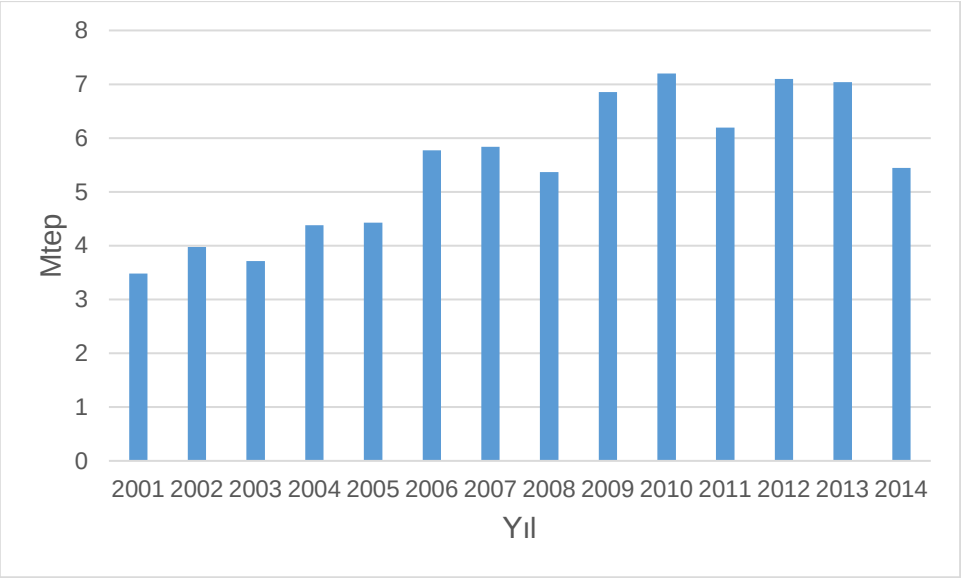
	2001	2005	2009	2013	2014	2001-14	2005-14
TÜR	5,1	7,2	8,9	12,0	12,3	6,7	6,3
AB	10,6	11,6	12,9	13,2	12,9	1,8	1,4
OECD	12,0	12,5	13,5	13,3	13,2	0,9	0,7

Türkiye için 2001-2014 yılları arasında hizmetler sektörü için elektrik tüketim oranı %5,1'den %12,3 oranına ulaşmıştır. AB ülkeleri için bu oran %10,6'dan %12,9'a ulaşmış, OECD ülkeleri için bu oranlar sırasıyla %12 ve %13,3 olmuştur. Türkiye'de hizmetler sektörü için EKK büyüme oranı yıllık %6,7 olmuştur. Bu oran aynı dönemde AB ülkeleri için %1,8 ve OECD ülkeleri için %0,9 olarak gerçekleşmiştir.

4.5.6. Enerji Dışı Kullanım

Enerji dışı kullanım, başta sanayi, çevrim, enerji, ulaştırma ve diğer bazı sektörlerde yakıt olarak kullanılmayan veya başka bir yakıta dönüştürülmeden hammadde olarak kullanılan yakıt türlerini kapsamaktadır. Nihai tüketim oranlarından ayrı bir grup altında değerlendirilmektedir. Elektriğin enerji dışı kullanımının rapor edilmesi için IEA/OECD için raporlamalarda herhangi bir şart bulunmamakta, bazı ülke raporlarında bu kısım sanayi için tüketilen enerji kısmında yer alabilmektedir [99]. Ancak Türkiye için enerji dengesi tablolarında bu veri bağımsız olarak yer aldığından ayrı bir grup olarak değerlendirilmiştir.

2001-2014 yılları için enerji dışı kullanım talebi Şekil 4.11'de verilmiştir.



Şekil 4.11. Enerji dışı kullanım grubu için toplam enerji talebi (Mtep)

Yıllara göre enerji dışı kullanım değerleri karşılaştırıldığında 2001 yılında 3,48 Mtep olan toplam tüketim, 2014 yılında 5,45 Mtep değerine ulaşmıştır. Enerji dışı kullanım talebi için 2001-2014 yılları arasındaki EKK büyüme oranı yıllık %5,23, 2005-2014 yılları arası referans alındığında ise %2,90 olarak gerçekleşmiştir. Gelecek projeksiyonlarının hesaplanmasında %2,90 büyüme oranının sabit kaldığı varsayılmıştır. Enerji dışı kullanım için 2014-2030 yıllarına ait toplam enerji talebi tahmini değerleri EK 3'de verilmiştir.

4.6. Kurulu Güç

Türkiye'de elektrik enerjisi kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi 2001-2011 yılları için TEİAŞ tarafından yayınlanan verilerden alınarak modele aktarılmıştır [122]. Veriler OECD/IEA enerji dengesi raporlarında takip edilen formata dönüştürülmüştür [102]. OECD/IEA denge raporlarında kullanılan yakıtlar ve yakıt grupları Çizelge 4.6'da verilmiştir. Bu çerçevede taşkömürü, ithal kömür ve linyit kaynakları kömür kaynağı altında birleştirilmiştir. Çok yakıtlı kaynaklardan katı + sıvı yakıtlı santraller kömür yakıtlı santrallere, sıvı + doğalgaz yakıtlı santraller ise doğalgaz yakıtlı santrallere ilave edilmiştir. Farklı olarak jeotermal ile rüzgar ve güneş ayrı gruplar altında değerlendirilmiştir.

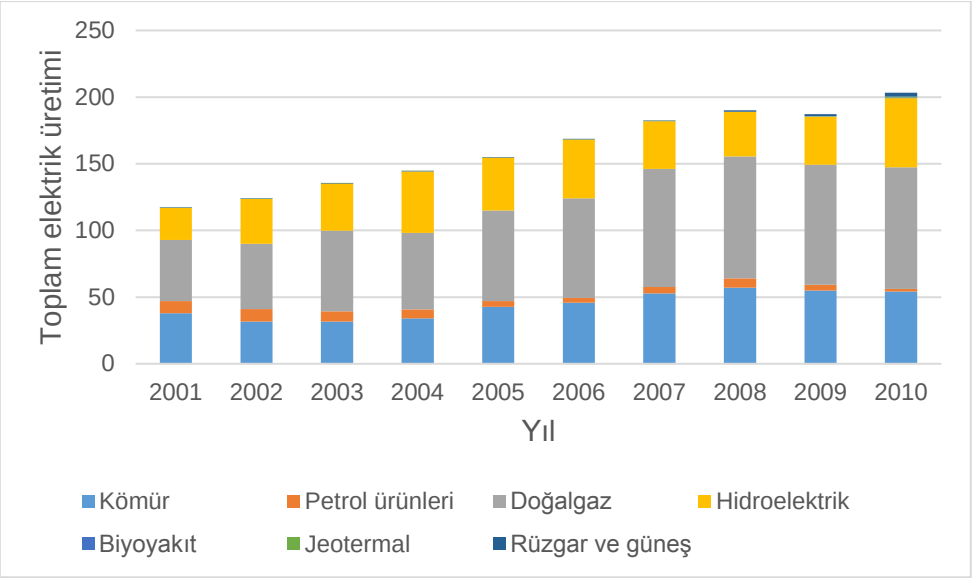
2010 yılında kurulu gücün enerji kaynaklarına göre dağılımı; termik 32278,5 MW, hidrolik 15831,2 MW, jeotermal 94,2 MW, rüzgar 1320,2 MW olarak gerçekleşmiş, toplam kurulu güç ise 49524,1 MW olmuştur.

2011-2015 döneminde ilave edilen kapasite değerleri TEİAŞ tarafından yayınlanan raporlar kullanılarak yıllık ilave edilen kapasite olarak LEAP modeline aktarılmıştır [122]. 2016-2019 dönemi için ise, inşa halindeki kamu ve özel sektör üretim tesislerine (lisanslı ve lisanssız) ait kurulu güç değerleri TEİAŞ tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2015-2019 raporundan alınmış, yakıt türlerine göre modele aktarılmıştır [123]. Nükleer kapasitenin 2020-2023 yılları için sırasıyla 1200, 2400, 3600 ve 4800 MW olarak devreye alınacağı varsayılmıştır.

4.7. Enerji Üretim Verileri

Birleşik ısı ve güç üretimi ile elektrik üretimi için, yıllık toplam üretim verileri, enerji dengesi tablolarından alınmıştır. Bu kapsamda her bir enerji kaynağı için 2001-2010 yıllarına ait toplam üretim değerleri (GWh) olarak modele aktarılmıştır.

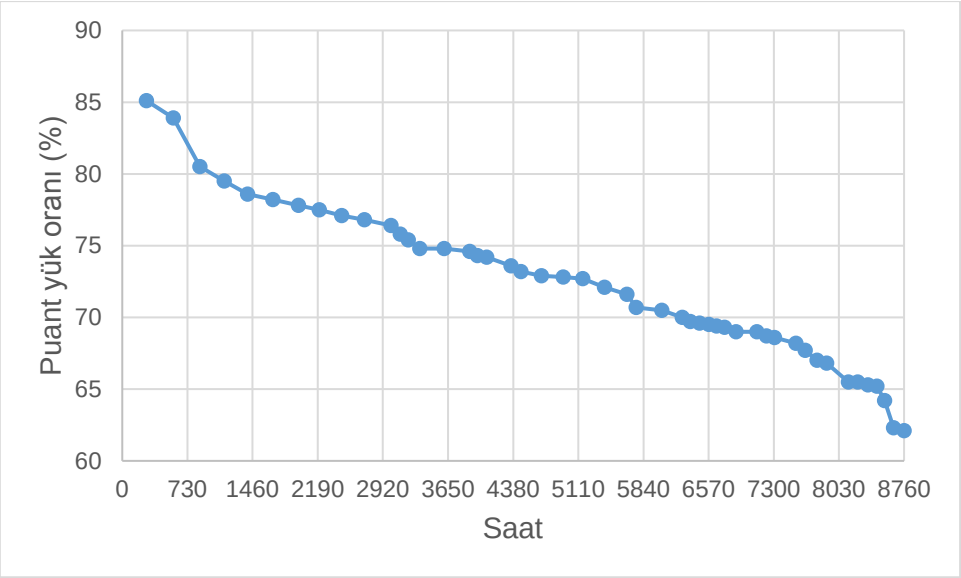
2010 yılı için elektrik santrallerinden toplam elektrik üretimi 203,27 TWh olarak gerçekleşmiş olup, bunun dağılımı: kömür: 54,34 TWh, petrol ürünleri: 1,86 TWh, doğalgaz: 91,25 TWh, hidroelektrik: 51,80 TWh, jeotermal ve yenilenebilir kaynaklar: 3,58 TWh, biyoyakıt ve atık 0,43 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bileşik ısı ve güç üretim santralleri için bu toplam üretim 7,94 TWh olmuştur. 2010 yılı için toplam ısı üretimi 51,12 PJ olarak gerçekleşmiştir [102]. Elektrik santrallerinden 2001-2010 yıllarında elde edilen toplam elektrik üretim değerleri (GWh), yakıt türlerine göre Şekil 4.12'de verilmiştir.



Şekil 4.12. 2001-2010 Türkiye toplam elektrik üretim değerleri (GWh)

4.8. Tertiplenmiş Yük Eğrisi

Yıl içindeki saatlik tüketim değerlerini temsil eden tertiplenmiş yük eğrisi 2011 yılı için incelenmiştir. 2011 yılına ait saatlik yük verileri, 4982 Sayılı Bilgi Edinme Kanunu kapsamında TEİAŞ'tan elde edilmiştir [124]. Modelde tevzi kuralı olarak liyakat sıralaması yaklaşımı kullanılacağından puant yükün, yıl içinde gerçekleşen puant (tepe) yüke oranının hesaplanması gerekmektedir. Bu kapsamda, zaman dilimleri yaklaşımı kullanılarak her bir ay: hafta içi gündüz, hafta içi gece, hafta sonu gündüz, hafta sonu gece (hafta içi ve hafta sonu için gündüz saatleri 06.00 -18.00, gece saatleri ise 18.00-06.00 arası alınmıştır) olmak üzere 4 ana gruba bölünmüş, böylelikle bir yıl için toplamda 48 zaman dilimi elde edilmiştir. Her bir zaman dilimine karşılık gelen toplam saat ve toplam yük hesaplanmıştır. Puant yük oranı (f_t) her bir zaman dilimi t için $f_t = ortalama_yük\ /puant_yük$ formülünden elde edilmiştir. Tertiplenmiş puant yük eğrisi (puant yüke oranı %) Şekil 4.13'de verilmiştir.



Şekil 4.13. 2011 yılı tertiplenmiş puant yük eğrisi (puant yüke oranı %)

2011 yılında en yüksek tüketimin olduğu gün olan 28 Temmuz tarihinde puant talep 35634 MW olarak gerçekleşmiştir. Zaman dilimlerinde en yüksek puant yük oranı %85,1 ile Temmuz ayı, hafta içi, gün zaman dilimine (273 saat) ait, en düşük değer ise %62,1 ile Mayıs ayı, hafta sonu gün içi zaman dilimine (117 saat) aittir.

4.9. Enerji Yoğunluğu

Enerji verimliliğinin önemli göstergelerinden biri olan enerji yoğunluğu, aktivite başına yahut alt sektörler için çıktı ve son kullanım başına tüketilen enerji miktarıdır. Enerji yoğunluğu ekonomik yapı, endüstri türü, değişim oranları, enerji hizmetlerinin karşılanabilirliği gibi birçok faktör tarafından belirlenmektedir [125].

Enerji yoğunluğu genellikle tüketilen enerji miktarının ekonomik göstergeye (GSYH) olan oranıdır. Bunun yanı sıra farklı ekonomik faaliyetler veya sektörlerin enerji tüketim miktarının ekonomik çıktı (ton çelik vb.) veya faaliyete (yolcu-km) oranı olarak da kullanılmaktadır [126].

IEA/OECD verileri enerji yoğunluğu verilerini kaydetmemekte, fakat toplam enerji tüketimi verisini sunmaktadır. LEAP modeli için enerji yoğunluğu verilerine ihtiyaç duyulduğundan, bu veriler enerji talebini oluşturan ana sektörler için aşağıdaki formüle göre hesaplanmıştır:

$$EI_t = E_t / A_t \tag{4.2}$$

Bu formülde t yılı için enerji yoğunluğu EI_t, toplam enerji $E_t$nin, faaliyet seviyesi olan A_t'ye oranıdır. Toplam katma değer ise:

$$\mathrm{A}_t(\%) \times \mathrm{GSYH\ (milyar\ dolar)}/100 \qquad (4.3)$$

şeklinde hesaplanmaktadır [127].

Farklı sektörler için kullanılan faaliyet seviyeleri ise Çizelge 4.16'da verilmiştir.

Çizelge 4.16. Sektörler için faaliyet seviyeleri

Sektör	Faaliyet seviyesi ($\boldsymbol{A_t}$)
Konut	Toplam nüfus (milyon kişi)
Tarım	Tarım katma değeri (milyar $)
Sanayi	Sanayi katma değeri (milyar $)
Ulaştırma	GSYH (milyar $)
Hizmetler	Hizmetler katma değeri (milyar $)
Enerji dışı kullanım	GSYH (milyar $)

Tarım, sanayi ve hizmetler sektörleri için katma değer oranlarının nasıl hesaplandığı Bölüm 4.3.2'de anlatılmıştır.

4.10. Senaryoların Geliştirilmesi

Senaryoların geliştirilmesinde enerji talep büyüme tahminlerinin yapılabilmesi hedefi ön planda tutulmuştur. Talep tahminlerinin belirlenebilmesi için iki temel senaryo oluşturulmuştur. Bunlardan ilki mevcut büyüme trendlerinin devam ettiği referans senaryosu (REF), diğeri ise enerji talebi için büyüme trendlerinin analiz edilip modele girdi olarak sağlandığı trend analizi (TRN) senaryosudur.

4.10.1. Referans Senaryosu

Referans (REF) senaryosunda mevcut büyüme trendlerinin devam etmesi öngörülmüş, orta vadede gerçekleşen üretim, enerji talebi, tüketim verileri için büyüme oranlarının, mevcut eğilimle büyümeye/küçülmeye devam ettiği varsayılmıştır.

Trend başlangıcı için 2001 yılı, trend bitişi için ise 2010 yılı alınmış, bu 10 senelik dönemin verilerini temel alarak, büyüme eğilimleri LEAP modeli tarafından hesaplanmıştır.

Katma değerli sektörler olan tarım, sanayi ve hizmetler sektörleri için büyüme trendleri Bölüm 4.3.2'de verilen ve gerçekleşen sektör oranları üzerinden model tarafından hesaplanmış ve bu süreçte ayrıca oranlar normal hale getirilmiştir (toplamları 1 olacak şekilde normalize edilmiştir).

Talebi oluşturan ana sektörler için nihai enerji yoğunluğu oranlarının mevcut büyüme trendini korumaya devam ettiği varsayılmıştır. Konut, tarım, sanayi, ulaştırma, hizmetler ve enerji dışı kullanım sektörleri için enerji yoğunluğu değerleri denklem (4.2) kullanılarak hesaplanmaktadır. Hesaplama için kullanılan faaliyet düzeyleri (A_t) Çizelge 4.16'da verilmiştir.

Her bir sektöre için, geçmiş dönem olan (2001-2010) yıllarına ait toplam enerji talebi değerlerinin faaliyet düzeylerine bölünmesiyle nihai enerji yoğunluğu değerleri model tarafından hesaplanmaktadır. Sanayi sektörü için nihai enerji yoğunluğu büyüme oranları modellenen 13 alt sektörün her biri için hesaplanmıştır. Ulaştırma sektörüne ait 6 ayrı alt sektörün her biri için büyüme oranları hesaplanmıştır. Trend döneminde gerçekleşen nihai enerji yoğunluğuna ait büyüme oranları model tarafından hesaplanmış ve bu oranların devam ettiği varsayılmıştır.

Toplam nihai enerji tüketimi değerleri (ktep) modele aktarılmış, ancak referans senaryosunda, enerji yoğunluğu hesaplanması için kullanılmamıştır.

Elektrik üretimi için kurulu güç değerleri 2011-2019 döneminde Bölüm 4.6'da belirtilen yaklaşım çerçevesinde modele aktarılmıştır.

2020-2030 dönemi tahmini kurulu kapasite değerleri için 2011-2019 yıllarına ait kurulu güç ve devreye alınması öngörülen kapasite için yıllık ilave edilen ortalama kapasite değerleri belirlenmiştir. Bu ortalama değerlerin 2019-2030 dönemi için aynı şekilde kurulu güce ilave edilmeye devam edeceği öngörülerek, 2030 nihai kurulu güç değeri yakıt türlerine göre tahmin edilmiştir ve 2020-2029 ara değerleri ise model tarafından hesaplanmıştır. Referans senaryosu için kurulu güç değerleri EK 7'de verilmiştir.

4.10.2. Trend Analizi Senaryosu

Trend analizi (TRN) senaryosunda mevcut büyüme trendleri analiz edilmiş ve AB ve OECD oranlarıyla karşılaştırılmıştır. Orta vadede gerçekleşen üretim, enerji talebi, tüketim verileri için büyüme oranlarının, mevcut eğilimle büyümeye/küçülmeye devam ettiği varsayılmıştır.

Katma değerli sektörler olan tarım, sanayi ve hizmetler sektörlerinin GSYH oranları için büyüme trendlerin belirlenmesinde, 4.3.3 bölümünde yapılan analizler sonucunda elde edilen büyüme oranları çerçevesinde trendlerin sabit olarak büyüme/küçülme eğilimlerine devam edeceği varsayılmıştır. Analizlerde, verinin mevcut olduğu en son yıl incelemeye dahil edilmiştir. GSYH büyüme oranlarının karşılaştırılması Bölüm 4.3.3'de verilmiştir. Analiz neticesinde belirlenen büyüme oranlarıyla elde edilen GSYH içindeki pay tahminleri normalize edilerek EK 2'de verilmiştir.

Talebi oluşturan ana sektörler ve bu sektörlerin alt kolları için toplam nihai enerji tüketimi değerlerinin analizi Bölüm 4.5'te verilmiştir. Belirlenen büyüme oranlarını kullanarak, 2014-2030 dönemi için toplam nihai enerji tüketimi tahminleri hesaplanmış ve EK 3'de verilen bu tahminler LEAP modeline aktarılmıştır.

Modele aktarılan nihai enerji tüketimi tahminleri kullanılarak nihai enerji yoğunluğu değerleri konut, tarım, sanayi, ulaştırma, hizmetler ve enerji dışı kullanım sektörleri için denklem (4.2) yardımıyla model tarafından hesaplanmıştır. Faaliyet düzeyleri (A_t) ise Çizelge 4.16'da verilmiştir.

Elektrik üretimi için kurulu güç değerleri 2011-2019 döneminde Bölüm 4.6'da belirtilen yaklaşım çerçevesinde modele aktarılmıştır. 2020-2030 kapasite tahmini için 2011-2019 yıllarına ait kurulu güç ve devreye alınması öngörülen kapasite değerleri üzerinden EKK büyüme oranları hesaplanmıştır. 2020-2030 döneminde büyüme oranlarının sabit olacağı varsayılarak her bir yakıt türüne ait ilave edilecek kurulu güç değerleri tahmin edilmiştir. Yakıt türlerine ait kurulu gücün yıllara göre değişimi EK 8'de verilmiştir.

4.10.3. Ortak Kabuller

İlk senaryo yılı 2011, son senaryo yılı 2030 olmak üzere modelleme periyodu 20 sene olarak belirlenmiştir.

LEAP modelinde, normalin üstünde yahut normalin altında büyüme ihtimallerini kontrol edebilmek için modele büyüme sınırları eklenmiştir. Örneğin enerji yoğunluğu için bu sınırlar ±%3 olarak alınmıştır.

GSYH için, Bölüm 4.3.1'de incelenen GSYH SGP verisi (1990-2010) ve gelecek projeksiyonu tahminleri göstergesi (2011-2030) kullanılmıştır [89].

Talebi oluşturan sektörlere ait yakıt kullanım oranları modele aktarılmış olup, 2001-2010 döneminde gerçekleşen oranlara ait yıllık büyüme trendlerinin devam edeceği varsayılmıştır. Altı ana sektör ve 19 alt sektör için gerçekleşen oranlar üzerinden büyüme oranları model tarafından hesaplanmış ve büyüme trendinin bu oranlarla büyümeye/küçülmeye devam etmesi varsayılmıştır.

2011-2030 yıllarına ait elde edilen yakıt oranları her bir sektör için normalize edilmiş ve nihai yakıt oranları elde edilmiştir.

4.10.4. Diğer Kabuller

LEAP modelinde talep projeksiyonlarının hesaplanabilmesi için çevrim ve istatistiksel farklar modüllerinde gerekli olan diğer bazı model parametreleri aşağıda verilmiştir.

4.10.4.1. İstatistiksel Farklar

İstatistiksel farklar nihai tüketim değerleriyle enerji talebi arasındaki farklar olup genellikle talep ve arz verisinin uyumsuz olması durumunda açığa çıkan farklardır. 2010 yılı verisi incelendiğinde istatistik farklar birincil kaynaklardan kömür için -1,75 Mtep, ham petrol için -0,13 Mtep olmak üzere toplamda -1,88 Mtep olarak gerçekleşmiştir.

Modele tarihsel veriler aktarılmış olup, gelecek projeksiyonlarında istatistiksel farkların, ideal durum olan sıfır olması varsayılmıştır.

4.10.4.2. Azami Uygunluk Oranı

Bir sürecin azami uygunluk oranı, belirlenen dönem için üretilen en yüksek enerji miktarının, tam kapasitede çalışılması durumunda üretilecek enerji miktarına oranıdır. Yüzde oranı olarak ifade edilen azami uygunluk oranı planlanan ve zorunlu devre dışı kalma oranlarıyla ifade edilebilmektedir.

Çalışmada daha önce 3.4.1.3 bölümünde incelenen edilen oranlardan NETL verisi (Çizelge 3.8) kullanılmıştır. Azami uygunluk oranları; kömür, doğalgaz ve petrol ürünleri için %85, nükleer için %91, hidroelektrik için %37, jeotermal için %90 olarak alınmıştır.

4.10.4.3. Dış Kaynaklı Kapasite

Dış kaynaklı (exogenous) kapasite değerleri, mevcut kapasiteye ilave olarak planlanan ve taahhüt edilen kapasite ile devre dışı bırakılacak kapasiteyi içermektedir. Dış kaynaklı kapasite değerleri gerçekleşen üretim değerlerinin (GWh) azami kullanılabilirlik oranına bölümünden hesaplanabilmektedir [128].

$$\text{dış kaynaklı kapasite} = \frac{\text{gerçekleşen üretim değeri (GWh)} \times 10^3}{8760 \times \text{azami uygunluk oranı (\%)}} \qquad (4.4)$$

Dış kaynaklı kapasite değerlerinin birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi 2001-2011 yılları için TEİAŞ tarafından yayınlanan veriler referans alınarak modele aktarılmıştır [122].

4.10.4.4. Verimlilik

Verimlilik için, verimlilik yüzdesi, ısı sarfiyatı oranı ve enerji kayıpları yüzdesi yaklaşımları kullanılabilmektedir. Çalışmada verimlilik yüzdesi kullanılmıştır. Bir sürecin verimlilik yüzdesi, her bir süreç için enerji eldesinin (müşterek ürün enerjisini içermeyecek şekilde) enerji hammadde girdilerine oranıdır. Hidroelektrik ve yenilenebilir teknolojiler için yaygın olan yaklaşım, verimliliği %100 almaktır. Diğer bir yaklaşım ise birincil kaynaklarla karşılaştırma yapılabilmesi için hidroelektrik verimliliğinin %33 alınmasıdır [128].

Verimlilik yüzdesi oranları, enerji dengesi tablolarından enerji eldesi ve enerji hammadde gidi oranlarından hesaplanmış, hidroelektrik ve yenilenebilir kaynaklar için %100 olarak alınmıştır.

4.10.4.5. Ortak Üretim Verimliliği

Ortak üretim verimliliği, ortak üretimin olması durumunda hesaplanmakta, özellikle birleşik ısı ve güç üretiminde kullanılmaktadır. Her bir süreç için toplam geri kazanılan hammadde enerjisi oranıdır.

Bu değer, enerji dengesi tablolarından yakıt kaynakları için geçmiş yıllara ait üretim oranlarından hesaplanmış ve birleşik ısı ve güç modülü ile elektrik üretimi[1] modüllerine aktarılmıştır.

4.10.4.6. Kapasite Kredisi

Kapasite kredisi oranı, nominal kapasitenin rezerv sınırına katkısı olup sadece iç kaynaklı kapasite hesaplarında kullanılmaktadır.

Bu değer termik santraller için genellikle %100 olup, fasılalı hidroelektrik santral ve yenilenebilir üniteler için daha düşük değerler kullanılabilmektedir [128]. Bu çalışmada rüzgar ve güneş için oran %30, diğer kaynaklar için ise %100 olarak alınmıştır.

4.10.4.7. Tevzi Kuralı

Tevzi kuralı olarak referans senaryosunda yüzde oranı, trend analizi senaryosunda ise liyakat sıralaması yaklaşımı kullanılmıştır.

Yüzde oranı yaklaşımında yeterli kullanılabilir kapasite olması durumunda LEAP modeli her bir süreç için belirli yüzdelerde kaynak kullanmaktadır.

Liyakat sıralaması yaklaşımında en düşük sıralama değerine sahip olan yakıt kaynakları başlangıçta (baz yük) tevzi edilmekte, en yüksek değere sahip olanlar ise en son (tepe yük) tevzi edilmektedir. Eşit değere sahip olan kaynaklar ise kullanılabilir kapasite oranlarına göre tevzi edilmektedir [128].

[1] Elektrik üretimi modülünde doğalgazın ortak üretim verimliliği oranı 2010 yılı için %14 olarak gerçekleşmiştir.

4.10.4.8. Çevresel Etkiler

Sera gazları karbondioksit (CO_2), metan (CH_4), hidroflorokarbonlar (HFCs), perflorlu bileşikler (PFCs) ve diğerlerini kapsamaktadır.

Hava kirleticileri birincil ve ikincil kirleticileri içermektedir. Direk kaynaklardan yayılan kirleticiler birincil kirleticileri oluşturmaktadır. Bunların arasında, kükürtdioksit (SO_2), azot oksitler (NO_x), karbon monoksit (CO), uçucu organik bileşikler (VOCs) ve amonyak (NH_3) sayılabilir [129].

Çevresel etkiler kısmında sera gazlarından kaynaklanan küresel ısınma potansiyelinin yanında karbondioksit emisyonları ayrıca incelenmiştir. Hava kirleticilerden ise kükürtdioksit ve azot oksitler için emisyonlar incelenmiştir.

Sera gazı emisyonları ve hava kirleticiler için Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) tarafından V. değerlendirme raporunda kabul edilen standart değerler modelde referans olarak alınmıştır [130].

Modelde standart değerler için 100 yıllık planlama dönemi referans olarak seçilmiştir. CO_2 dışı gazlar için küresel ısınma potansiyelleri CO_2 ile bağlantılı olarak verildiğinden tanımı gereği CO_2 için küresel ısınma potansiyeli modelde 1,0 olarak alınmaktadır [128].

4.11. Senaryoların Analizi

Modelleme dönemi olan 2011-2030 için senaryolar dört ana kısımda analiz edilmiştir. Talep büyüme tahminleri, referans ve trend analizi senaryoları için sektörlere ve yakıt türlerine göre incelenmiştir. Elektrik üretimi tahminleri ise referans senaryosuna göre incelenmiş, trend analizi senaryosu kısmında ise farklı tevzi yaklaşımlarına göre üç farklı alt senaryo oluşturularak her biri için elektrik üretim tahminleri değerlendirilmiştir.

Çevresel etkiler kısmında enerji talebinden kaynaklanan başlıca hava kirleticileri ve sera gazı emisyonları için tahminler incelenmiştir. Elektrik üretiminden kaynaklanan toplam emisyon değerleri ayrıca karşılaştırılmıştır.

4.11.1. Sektörlere Göre Talep Tahmini

Ana sektörler için talep tahmininin yıllara göre gelişimi LEAP modeli tarafından 2011-2030 dönemi için hesaplanmış, referans (REF) ve trend analizi (TRN) senaryoları için sırasıyla Çizelge 4.17 ve Çizelge 4.18'de verilmiştir.

Çizelge 4.17. Sektörlere göre talep analizi (REF senaryosu)

REF	Birim	2010	2015	2020	2025	2030
TPE	Mtep	102,5	127,2	165,2	206,7	254,1
TFE	Mtep (%)	77,5 (100)	95,5 (100)	123,1 (100)	152,3 (100)	188,0 (100)
Konut	Mtep (%)	22,5 (29,0)	27,1 (28,4)	31,7 (25,7)	36,5 (24,0)	42,2 (22,5)
Tarım	Mtep (%)	4,9 (6,4)	6,4 (6,7)	8,7 (7,1)	11,2 (7,3)	14,0 (7,4)
Hizmetler	Mtep (%)	5,7 (7,3)	8,4 (8,7)	13,0 (10,6)	18,9 (12,4)	26,8 (14,3)
Sanayi	Mtep (%)	22,6 (29,1)	26,5 (27,8)	33,5 (27,2)	40,0 (26,3)	47,3 (25,2)
Ulaştırma	Mtep (%)	14,6 (18,9)	18,9 (17,5)	20,5 (16,)	23,5 (15,4)	26,5 (14,1)
Enerji dışı kullanım	Mtep (%)	7,2 (9,3)	10,3 (10,8)	15,7 (12,7)	22,3 (14,6)	31,1 (16,5)

REF senaryosunda, toplam birincil enerji talebi (TPE) yıllık %4,67 büyüme oranıyla 2030 yılında 254,1 Mtep (2955,7 TWh) değerine ulaşmıştır. Toplam nihai enerji tüketimi (TFE) ise yıllık %4,53 büyüme oranıyla 188,0 Mtep (2186,9 TWh) değerine ulaşmıştır.

2011-2030 döneminde sektörler için yıllık büyüme oranı tahminleri; konut: %3,10; tarım: %5,33; servisler: %8,06; sanayi: 3,80; ulaştırma: %3,03; enerji-dışı kullanım ise %7,59 olmuştur.

Sektörlerin 2010-2030 dönemi için enerji taleplerinin toplam talep içerisindeki payları incelendiğinde konut sektörünün payı 2010 yılındaki %29 oranından 2030 yılında %22,5 oranına gerilemiştir. Ulaştırma ve sanayi sektörlerinin oranlarında da gerileme gözlemlenmiş ve 2030 yılı oranları tahmini sırasıyla %14,1 ve %25,2 olmuştur. Büyüme gösteren sektörlerden tarım sektörünün payı %6,4'den %7,4'e ulaşmış, hizmetler sektörünün payında ise en büyük oransal artış gözlemlenmiş, sektörün toplam içindeki payı %7,3'den %14,3'e ulaşmıştır.

Çizelge 4.18. Sektörlere göre talep analizi (TRN senaryosu)

TRN	Birim	2010	2015	2020	2025	2030
TPE	Mtep	102,5	122,1	141,1	168,3	203,6
TFE	Mtep	77,5	84,8	98,0	115,8	142,3
	(%)	(100,0)	(100)	(100,0)	(100,0)	(100)
Konut	Mtep	22,5	19,2	19,4	19,6	19,8
	(%)	(29,0)	(22,6)	(19,8)	(16,9)	(13,9)
Tarım	Mtep	4,9	4,6	5,3	6,2	7,2
	(%)	(6,4)	(5,4)	(5,4)	(5,3)	(5,0)
Hizmetler	Mtep	5,7	11,1	13,9	17,5	22,1
	(%)	(7,3)	(13,1)	(14,2)	(15,1)	(15,5)
Sanayi	Mtep	22,6	28,3	34,9	46,0	64,9
	(%)	(29,1)	(33,4)	(35,6)	(39,7)	(45,6)
Ulaştırma	Mtep	14,6	16,2	18,9	20,8	22,6
	(%)	(18,9)	(19,1)	(19,3)	(18,0)	(19,0)
Enerji dışı kullanım	Mtep	7,2	5,5	5,5	5,6	5,7
	(%)	(9,3)	(6,4)	(5,7)	(4,9)	(4,0)

TRN senaryosunda, TPE yıllık %3,23 büyüme oranıyla 2030 yılında 203,6 Mtep (2367,9 TWh) değerine ulaşmıştır. TFE ise yıllık %3,07 büyüme oranıyla 142,3 Mtep (1655 TWh) değerine ulaşmıştır. 2011-2030 döneminde sektörler için yıllık büyüme oranı tahminleri: konut: -%0,31; tarım: %2,55; servisler: %5,09; sanayi: 5,32; ulaştırma: %2,22; enerji-dışı kullanım ise %3,23 olmuştur.

Sektörlerin 2010-2030 dönemi için enerji taleplerinin toplam talep içerisindeki payları incelendiğinde hizmetler ve sanayi sektörlerinin paylarında artış gözlemlenmiş, diğer sektörlerin payları ise gerilemiştir. Büyüme gösteren sektörlerden tarım sektörünün payı %6,4'den %7,4'e ulaşmış, hizmetler sektörünün toplam içindeki payı %7,3'den %14,3'e ulaşmıştır.

Her iki senaryoda elde edilen toplam talep tahminleri karşılaştırıldığında, referans senaryosunda TFE, yıllık ortalama %4,53 büyüme göstermiş, trend analizi senaryosunda bu oran %3,07 olmuştur.

Modelde, REF senaryosu hesaplamalarında 2001-2010 yılları arasındaki enerji yoğunluğu büyümesini esas alınmış, TRN senaryosunda ise sektörler için toplam birincil enerji büyüme projeksiyonları analiz edilmiştir. Referans senaryosunda elde edilen talep sonuçlarının yüksek büyüme trendine, trend analizinde elde edilen sonuçların ise normal büyüme trendine karşılık geleceği düşünülebilir.

4.11.2. Yakıt Türlerine Göre Talep Tahmini

Yakıt türlerine göre talep tahmininin yıllara göre gelişimi, LEAP modeli tarafından 2011-2030 dönemi için hesaplanmış, referans (REF) ve trend analizi (TRN) senaryoları için Çizelge 4.19 ve Çizelge 4.20'de verilmiştir. Yakıt oranları model tarafından 2001-2010 dönemine ait büyüme oranlarının sabit olarak devam ettiği yaklaşımıyla hesaplanmıştır.

Çizelge 4.19. Yakıt türlerine göre talep analizi (REF senaryosu)

REF	Birim	2010	2015	2020	2025	2030
TPE	Mtep	102,5	127,2	165,2	206,7	254,1
TFE	Mtep (%)	77,5 (100)	95,5 (100)	123,1 (100)	152,3 (100)	188,0 (100)
Elektrik	Mtep (%)	14,6 (18,8)	18,2 (19,1)	23,7 (19,2)	29,4 (19,3)	36,1 (19,2)
Doğalgaz	Mtep (%)	13,0 (16,8)	19,0 (19,9)	27,1 (22,0)	35,8 (23,5)	46,7 (24,9)
Petrol ürünleri	Mtep (%)	28,6 (36,8)	34,3 (35,9)	44,9 (36,5)	56,0 (36,8)	69,6 (37,0)
Kömür	Mtep (%)	14,0 (18,1)	17,0 (17,8)	21,0 (17,0)	25,0 (16,4)	29,6 (15,7)
Biyoyakıt ve atık	Mtep (%)	4,4 (5,7)	3,6 (3,7)	2,6 (2,1)	1,9 (1,2)	1,3 (0,7)
Jeotermal	Mtep (%)	1,4 (1,8)	1,9 (2,0)	2,4 (1,9)	2,9 (1,9)	3,4 (1,8)
Isı	Mtep (%)	1,3 (1,6)	1,0 (1,1)	0,9 (0,8)	0,8 (0,5)	0,6 (0,3)
Rüzgar, güneş vd.	Mtep (%)	0,3 (0,4)	0,4 (0,4)	0,5 (0,4)	0,6 (0,4)	0,7 (0,3)

Referans senaryosunda 2030 yılı talep tahminleri büyükten küçüğe sıralandığında; petrol ürünleri: 69,6 Mtep, doğalgaz 46,7 Mtep, elektrik 36,1 Mtep, kömür ve ürünleri ise 29,6 Mtep olmuştur.

Referans senaryosu için talep tahminlerinde, 2030 yılında en yüksek pay olan %37,0 ile petrol ürünleri olmuş, bunu %24,9 ile doğalgaz, %19,2 ile elektrik ve %15,7 ile kömür izlemiştir. Artış oranları incelendiğinde, doğalgaz %6,37; petrol ürünleri %4,63; elektrik %4,62; jeotermal %4,36; kömür ve kömür ürünleri %3,76; rüzgar ve güneş ise %3,69 büyüme oranına sahip olmuş, biyoyakıt ve atık yıllık %6,07 oranında küçülmüştür.

Çizelge 4.20. Yakıt türlerine göre talep tahminleri analizi (TRN senaryosu)

TRN	Birim	2010	2015	2020	2025	2030
TPE	Mtep	102,5	122,1	141,1	168,3	203,6
TFE	Mtep	77,5	84,8	98,0	115,8	142,3
	(%)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)
Elektrik	Mtep	14,6	18,9	22,3	26,7	32,8
	(%)	(18,8)	(22,3)	(22,7)	(23,1)	(23,0)
Doğalgaz	Mtep	13,0	18,6	24,4	32,5	45,5
	(%)	(16,8)	(22,0)	(24,9)	(28,1)	(32,0)
Petrol	Mtep	28,6	27,2	30,4	33,2	36,2
ürünleri	(%)	(36,8)	(32,1)	(31,0)	(28,7)	(25,5)
Kömür	Mtep	14,0	14,8	16,8	20,0	24,9
	(%)	(18,1)	(17,5)	(17,2)	(17,2)	(17,5)
Biyoyakıt	Mtep	4,4	2,5	1,6	1,0	0,6
ve atık	(%)	(5,7)	(3,0)	(1,7)	(0,9)	(0,4)
Jeotermal	Mtep	1,4	1,3	1,5	1,5	1,6
	(%)	(1,8)	(1,6)	(1,5)	(1,3)	(1,1)
Isı	Mtep	1,3	1,0	0,7	0,5	0,3
	(%)	(1,6)	(1,2)	(0,7)	(0,4)	(0,2)
Rüzgar,	Mtep	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
güneş vd.	(%)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,2)

Trend analizi senaryosunda ise, talep tahminleri büyükten küçüğe sıralandığında; doğalgaz 45,5 Mtep ile ilk sırada yer almış bunu petrol ürünleri (36,2 Mtep), elektrik (32,8 Mtep), ve kömür (24,9 Mtep) izlemiştir.

2030 yılında en yüksek pay %32 ile doğalgaza ait olmuş, bunu %25,5 ile petrol ürünleri, %23 ile elektrik, %17,5 ile kömür izlemiştir.

Yakıt türlerine göre yıllık büyüme oranları incelendiğinde: doğalgaz %5,83, elektrik %3,58, kömür ve ürünleri %3,21; petrol ürünleri %1,52 büyüme oranına sahip olmuş, biyoyakıt ve atık ise yıllık %9,15 küçülmüştür.

Sonuçlar karşılaştırıldığında, referans senaryosunda petrol ürünlerinin toplam talep içerisindeki payı kısmi büyüme göstermiş, trend senaryosunda ise bu pay 2010 yılındaki %36,8 oranından 2030 yılında %25,5 oranına gerilemiştir.

Doğalgaz talebi referans ve trend analizi senaryolarında birbirlerine yakın gerçekleşmiş sırasıyla 46,7 Mtep ve 45,5 Mtep olmuştur.

Elektrik talebi referans senaryosunda yıllık %4,62 büyüme oranıyla 2030 yılında 36,1 Mtep (420 TWh), trend analizi senaryosunda ise %3,58 büyüme oranıyla 32,8 Mtep (381,2 TWh) olmuştur. Elektrik talebinin toplam talep içerisindeki payının 2010 yılındaki %18,8 oranından 2030 yılında referans senaryosu için %19,2, trend analizi senaryosu için %23 oranına çıktığı gözlemlenmiştir.

4.11.3. Elektrik Üretim Tahmini

Elektrik üretim tahminleri iki ana kısımda incelenmiştir. Referans senaryosunda yüzde oranı tevzi yaklaşımı kullanılmış, kapasite tahminleri modele girildiğinden, kurulacak ilave kapasitenin tevzi oranlarına benzeri şekilde yansıması planlanmıştır.

Trend analizi senaryosunda ise farklı liyakat oranı profilleri incelenmiş ve bu kapsamda üç alt senaryo çalışılmıştır. Standart senaryoda, normal kapasite karışım oranı kullanılmış, kömür, nükleer ve hidroelektrik dışındaki yenilenebilir kaynaklar ön plana çıkarılmıştır. Yenilenebilir senaryoda ise nükleer ve yenilenebilir kaynaklardan olabilecek en fazla şekilde istifade edilmesi planlanmıştır. İthalatın azaltılması senaryosunda ise ithalat bağımlılığının azaltılması öngörülmüş, nükleer ve yenilenebilir kaynaklar baz yüke karşılık gelirken, kömür ve hidroelektrik bir sonraki sırada yer almış, doğalgaz ise tepe yüke karşılık gelmiştir.

Çizelge 4.21. Senaryolar için kaynaklara ait liyakat sıralamaları

Yakıt türleri	Normal senaryo	Yenilenebilir senaryo	İthalatın azaltılması senaryosu
Kömür ve kömür ürünleri	1	2	2
Doğalgaz	2	2	3
Hidroelektrik	2	1	2
Nükleer	1	1	1
Rüzgar ve güneş	1	1	1
Jeotermal	1	1	1
Biyoyakıt ve atık	1	1	1
Petrol ürünleri	3	3	3

Referans senaryosu için kaynaklara göre yıllık elektrik üretimi tahmini ve kaynakların toplam içerisindeki oranları Çizelge 4.22'de verilmiştir.

Çizelge 4.22. Yıllık elektrik üretim tahmini (REF senaryosu) (GWh, %)

REF	Birim	2010	2015	2020	2025	2030
Doğalgaz	GWh	91250,0	114405,9	149956,1	186890,4	230601,6
	(%)	(44,9)	(44,9)	(43,6)	(41,1)	(41,8)
Petrol ürünleri	GWh	1860,0	2331,7	3056,3	3808,6	4363,6
	(%)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,8)	(0,8)
Kömür ve ürünleri	GWh	54340,0	68130,3	89301,0	111295,8	137326,5
	(%)	(26,7)	(26,7)	(26,0)	(24,5)	(24,9)
Biyoyakıt ve atık	GWh	430,0	540,3	708,1	882,5	1089,0
	(%)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
Rüzgar ve güneş	GWh	2916,0	3656,9	4793,2	5973,8	7371,0
	(%)	(1,4)	(1,4)	(1,4)	(1,3)	(1,3)
Hidroelektrik	GWh	51796,0	64939,8	85119,0	106083,9	130895,5
	(%)	(25,5)	(25,5)	(24,8)	(23,3)	(23,7)
Jeotermal	GWh	664,0	833,3	1092,3	1361,3	1679,7
	(%)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Nükleer	GWh	0,0	0,0	9565,9	38263,7	38263,7
	(%)	(0,0)	(0,0)	(2,8)	(8,4)	(6,9)
Toplam	GWh	203256,0	254838,1	343591,9	454560,0	551590,5
	(%)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)

Referans senaryosunda 2030 yılında elektrik üretimi tahmininde doğalgaz 230,6 TWh ile ilk sırada yer almakta bunu 137,3 TWh ile kömür ve ürünleri, 130,9 TWh ile hidroelektrik izlemektedir.

2030 yılında toplam üretim içerisindeki kaynakların oranları ise doğalgaz %41,8; kömür ve ürünleri %24,9; hidroelektrik %23,7; nükleer ise %6,9 olarak gerçekleşmiştir.

Toplam elektrik üretimi 2011-2030 döneminde yıllık %5,38 oranında büyüme göstermiştir.

Trend analizi senaryosunu referans alarak incelenen senaryolar olan normal senaryo (normal), yenilenebilir senaryo (yenilenebilir) ve ithalatın azaltılması (azaltım) senaryolarına ait elektrik üretim tahminleri özet olarak Çizelge 4.23'de verilmiştir.

Çizelge 4.23. Trend analizi alt senaryoları için elektrik üretim tahmini (GWh, %)

	Mevcut durum	Normal senaryo		Yenilenebilir senaryo		İthalatın azaltılması	
Yakıt türleri	2010	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Doğalgaz	91250,0 (44,9)	15932,7 (34,4)	154459,4 (31,1)	128885,4 (38,0)	157681,7 (31,7)	40767,4 (12,7)	39080,0 (8,3)
Petrol ürünleri	1860,0 (0,9)	-	-	-	-	680,3 (0,2)	687,8 (0,1)
Kömür ve ürünleri	54340,0 (26,7)	132996,2 (39,5)	168922,3 (34,0)	62751,7 (18,5)	71439,4 (14,4)	32679,8 (41,3)	167151,7 (35,3)
Biyoyakıt ve atık	430,0 (0,2)	2827,6 (0,8)	3142,0 (0,6)	2827,6 (0,8)	3142,0 (0,6)	2827,6 (0,9)	3142,0 (0,7)
Rüzgar ve güneş	2916,0 (1,4)	25277,1 (7,5)	55739,6 (11,2)	25277,1 (7,4)	55739,6 (11,2)	25277,1 (7,9)	55739,6 (11,8)
Hidro-elektrik	51796,0 (25,5)	44169,1 (13,1)	67127,2 (13,5)	104071,1 (30,7)	162037,3 (32,6)	103823,5 (32,3)	160338,8 (33,9)
Jeotermal	664,0 (0,3)	5965,7 (1,8)	8864,7 (1,8)	5965,7 (1,8)	8864,7 (1,8)	5965,7 (1,9)	8864,7 (1,9)
Nükleer		9565,9 (2,8)	38263,7 (7,7)	9565,9 (2,8)	38263,7 (7,7)	9565,9 (3,0)	38263,7 (8,1)
Toplam	203256,0 (100,0)	336734,3 (100,0)	496519,0 (100,0)	339344,5 (100,0)	497168,3 (100,0)	321587,4 (100,0)	473268,3 (100,0)

Trend analizi alt senaryoları incelendiğinde 2030 yılında toplam elektrik üretimi tahminleri normal senaryoda 496,5 TWh, yenilenebilir senaryoda 497,2 TWh, azaltım senaryosunda ise 473,3 TWh olmuştur. Yakıt türlerinin her biri için 2030 yılı oranları incelendiğinde normal ve yenilenebilir senaryoda doğalgazın oranı %31,1 ve %31,7 olmuş, azaltım senaryosunda ise ithalat bağımlılığının azaltılması öngörüldüğünden %8,3 olarak gerçekleşmiştir.

Kömür normal ve azaltım senaryolarında %34,0 ve %35,3 oranına sahip olmuş, ancak yenilenebilir kaynakların öne çıktığı yenilenebilir senaryosunda ise bu oran %14,4 olarak gerçekleşmiştir.

Normal senaryoda %13,5 olan hidroelektrik üretimin payı, azaltım senaryosunda %33,9 yenilenebilir senaryoda ise %32,6 olmuştur. Her üç senaryoda da baz liyakat sıralamasında yer alan yenilenebilir kaynaklardan rüzgar ve güneşin 2030 yılı için toplam tahmini üretimi 55,7 TWh olarak gerçekleşmiş, biyoyakıt ve atık 3,14 TWh, jeotermal ise 8,9 TWh olarak gerçekleşmiştir.

Toplam elektrik üretimi tahminine ait büyüme oranları, normal senaryo için %3,48; yenilenebilir senaryo için %3,44; azaltım senaryosu için ise %3,37 olmuştur.

4.11.4. Çevresel Etkilerin Değerlendirilmesi

Sektörler için enerji talebine karşılık elen sera gazı emisyon tahminleri ve başlıca hava kirleticilerden CO_2, SO_2 ve NO_x için emisyon tahminleri REF ve TRN senaryoları için Çizelge 4.24'de verilmiştir.

Çizelge 4.24. Başlıca hava kirleticileri ve sera gazı emisyonları tahminleri

	Sektörler	Referans Senaryosu			Trend Analizi Senaryosu		
		2010	2020	2030	2010	2020	2030
Sera gazı (milyon metrik ton CO_2 eşdeğeri)	Konut	45,3	68,4	93,0	45,3	41,8	43,7
	Tarım	13,6	22,8	33,5	13,6	13,8	17,2
	Hizmetler	4,7	12,6	30,3	4,7	13,5	24,9
	Sanayi	46,8	73,8	110,9	46,8	75,3	145,6
	Ulaştırma	42,3	59,0	76,2	42,3	54,6	64,9
	Toplam	152,7	236,6	343,9	152,7	199,0	296,3
CO_2 (milyon metrik ton)	Konut	40,8	63,4	87,5	40,8	38,8	41,1
	Tarım	13,6	22,7	33,3	13,6	13,8	17,1
	Hizmetler	4,6	12,5	30,1	4,6	13,4	24,8
	Sanayi	46,5	73,4	110,3	46,5	74,9	144,9
	Ulaştırma	41,8	58,3	75,4	41,8	54,0	64,2
	Toplam	147,4	230,4	336,6	147,4	194,8	292,1
SO_2 (1000 metrik ton)	Konut	259,4	391,1	495,9	259,4	239,2	232,7
	Tarım	3,3	5,6	8,2	3,3	3,4	4,2
	Hizmetler	10,8	29,2	70,0	10,8	31,3	57,6
	Sanayi	291,1	419,8	616,5	291,1	403,7	707,1
	Ulaştırma	10,7	14,9	19,1	10,7	13,8	16,3
	Toplam	575,4	860,6	1209,7	575,4	691,3	1018,0
NO_x (1000 metrik ton)	Konut	61,8	75,7	93,1	61,8	46,3	43,7
	Tarım	18,7	31,2	45,9	18,7	18,9	23,6
	Hizmetler	4,4	11,8	28,3	4,4	12,6	23,2
	Sanayi	140,8	219,9	329,7	140,8	223,2	427,8
	Ulaştırma	361,7	503,4	647,9	361,7	468,0	555,6
	Toplam	587,4	842,1	1144,9	587,4	769,0	1073,9

Sera gazı emisyonları yanma veya kaçak emisyon yoluyla emisyonların üretildiği noktadaki 100 yıllık küresel ısınma potansiyeli değerlerini vermektedir.

2010 yılı için 152,7 (milyon metrik ton CO_2 eşdeğeri) olarak hesaplanan toplam sera gazı emisyonları, referans senaryosunda yıllık %4,12 artış göstererek 2030 yılında 343,9'a ulaşmış, trend senaryosunda ise yıllık %3,43 artışla 296,3'e ulaşmıştır.

Sera gazı emisyonlarının referans senaryosunda en yüksek artış oranına sahip olduğu sektörler sırasıyla hizmetler (%9,79), tarım (%4,59), sanayi (%4,45) olmuş, trend senaryosunda ise en yüksek artış oranları hizmetler (%6,77), sanayi (%5,86) ve ulaştırma (%2,19) sektörlerinde gerçekleşmiştir.

2010 yılı için 147,4 (milyon metrik ton) olarak hesaplanan toplam CO_2 emisyonu, referans senaryosu için yıllık %4,19 artışla 336,6 milyon metrik tona, trend senaryosu için ise yıllık %3,53 artışla 292,1 milyon metrik ton değerine ulaşmıştır. Her iki senaryoda da en yüksek yıllık büyüme oranı hizmetler sektörüne (referans senaryosu için %9,79, trend senaryosu için %6,77) ait olmuştur.

2010 yılı için 575,4 (1000 metrik ton) olarak hesaplanan toplam SO_2 emisyonu, referans senaryosu için yıllık %3,79 artışla 1209,7'ye, trend senaryosu için ise yıllık %3,17 artışla 1018,0 değerine ulaşmıştır. SO_2 emisyonları ağırlıklı olarak konut ve sanayi sektöründen kaynaklanmakta, her iki senaryoda da konut ve sanayi sektörünün toplam SO_2 emisyonlarındaki payı %92 olmuştur.

2010 yılında 587,4 (1000 metrik ton) olarak hesaplanan toplam NO_x emisyonu, referans senaryosu için yıllık %3,41 artışla 1144,9'a, trend senaryosu için ise yıllık %3,11 artışla 1073,9 değerine ulaşmıştır. NO_x emisyonları çoğunlukla ulaştırma ve sanayi sektöründen kaynaklanmaktadır. Referans senaryosunda ulaştırma ve sanayi sektörlerinin toplam NO_x emisyonu içindeki payı sırasıyla %56,6 ve %28,8 olmuş, trend senaryosu için bu oranlar %51,7 ve %39,8 olmuştur.

Elektrik üretiminden kaynaklanan toplam emisyonlar referans senaryo ve trend analizi senaryolarının alt senaryoları olan normal, ithalatın azaltılması ve yenilenebilir kaynaklar senaryoları için Çizelge 4.25'de verilmiştir.

Çizelge 4.25. Elektrik üretimi kaynaklı emisyonların karşılaştırılması

Toplam emisyonlar	CO_2 (milyon metrik ton)			SO_2 (1000 metrik ton)			NO_x (1000 metrik ton)		
Senaryolar	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030
REF	89,2	146,5	225,1	546,2	897,7	1380,3	269,4	442,7	680,1
Normal	89,2	165,0	211,7	546,2	1336,0	1696,9	269,4	517,9	663,2
Azaltım	89,2	142,3	175,4	546,2	1333,0	1679,3	269,4	456,8	564,6
Yenilenebilir	89,2	100,4	117,6	546,2	630,4	717,7	269,4	306,6	358,0

Elektrik üretiminde CO_2 emisyonları, kömür ve kömür ürünleri, doğalgaz ve petrol ürünlerinden kaynaklanmaktadır. 2010 yılı için 89,2 (milyon metrik ton) olarak hesaplanan, elektrik üretiminden kaynaklanan toplam CO_2 emisyonu 2030 yılında referans senaryosu için yıllık %4,74 artışla 225,1 değerine ulaşmıştır. Normal senaryo için 2030 emisyon değeri yıllık %2,43 büyüme oranıyla 211,7 (milyon metrik ton), ithalatın azaltılması senaryosunda yıllık %1,68 büyüme oranıyla 175,4 (milyon metrik ton), yenilenebilir kaynaklar senaryosunda ise yıllık %0,36 büyüme oranıyla 117,6 (milyon metrik ton) olarak gerçekleşmiştir.

Yakıt türlerine göre emisyon oranları incelendiğinde, referans senaryosu için yakıt türlerinin toplam CO_2 emisyonu içerisindeki payları; kömür ve kömür ürünleri için %59,5; doğalgaz için %39; petrol ürünleri için %1,5 olmuştur.

Elektrik üretiminden kaynaklanan SO_2 emisyonları, kömür ve kömür ürünleri ile petrol ürünlerinden kaynaklanmaktadır. 2010 yılı için 546,2 (1000 metrik ton) olarak hesaplanan elektrik üretiminden kaynaklanan toplam SO_2 emisyonu, 2030 yılında referans senaryosu için yıllık %4,7 artışla 1380,3 (1000 metrik ton) değerine ulaşmıştır. Normal senaryo için 2030 değeri yıllık %2,87 büyüme oranıyla 1696,9 (1000 metrik ton), yenilenebilir kaynaklar senaryosunda ise yıllık %0,14 büyüme oranıyla 717,7 (1000 metrik ton) olarak gerçekleşmiştir. Referans senaryosu için yakıt türlerinin toplam SO_2 emisyonu içindeki payları; kömür için %99,9, petrol ürünleri için %0,1 olmuştur.

2010 yılı için 269,4 (1000 metrik ton) olarak hesaplanan elektrik üretiminden kaynaklanan toplam NO_x emisyonu, 2030 yılında referans senaryosu için 680,1 (1000 metrik ton) değerine ulaşmıştır. Normal senaryo için 2030 değeri yıllık %2,5 büyüme oranıyla 663,2 (1000 metrik ton), ithalatın azaltılması senaryosunda yıllık %1,85 büyüme oranıyla 564,6 (1000 metrik ton), yenilenebilir kaynaklar senaryosunda ise yıllık %0,36 büyüme oranıyla 358 (1000 metrik ton) olarak gerçekleşmiştir. Referans senaryosu için yakıt türlerinin toplam NO_x emisyonu içindeki payları; kömür ve ürünleri için %63,8; doğalgaz %34,7; petrol ürünleri %1,3; biyoyakıt ve atık için %0,2 olmuştur.

4.12. Değerlendirme

Bu bölümde, Türkiye enerji üretim ve talebinin genel bir analizi yapılmıştır. LEAP enerji modeli yardımıyla 2030 yılı için Türkiye toplam birincil enerji talebi ve toplam nihai enerji tüketimi, ana sektörler (konut, tarım, sanayi, hizmetler, ulaştırma) ve yakıt türleri için incelenmiştir. Bunun yanı sıra, farklı senaryolar çerçevesinde elektrik üretim tahminleri analiz edilmiştir. Son olarak, sektörler için enerji talebine karşılık gelen çevresel etkiler ve elektrik üretiminden kaynaklanan emisyonlar değerlendirilmiştir.

Farklı senaryolar çerçevesinde enerji talep büyümesi tahminlerinin belirlendiği bu çalışmada, referans senaryosunda 2001-2010 yılları arasındaki enerji yoğunluğu büyümesi esas alınmış, trend analizi senaryosunda ise sektörler için toplam birincil enerji büyüme projeksiyonları analiz edilmiş ve modelde referans olarak alınmıştır.

Uygulama için gerekli olan veriler, veri uyumunun gözetilmesi amacıyla genellikle IEA, OECD ve Dünya Bankası veri tabanlarından alınarak modele uyarlanmış, katma değerli sektörler için büyüme trendlerinin analizinde Türkiye'ye ait veriler Türkiye'nin bağlı bulunduğu ekonomik bölgelerin yanı sıra, bağlı bulunulan gelir grubu ülkelerine ait büyüme verileri ile karşılaştırılmıştır.

Elektrik üretim tahminlerinin belirlenmesi amacıyla modelde farklı senaryolar çalışılmıştır. Yenilenebilir kaynaklardan en fazla şekilde istifade edilmesi, ithalat bağımlılığının azaltılması, kurulması planlanan kapasitenin üretime benzeri oranlarda yansıtılması, normal kapasite karışım oranlarının kullanılması senaryoları bu çerçevede incelenmiştir.

Referans senaryosunda, toplam birincil enerji talebi (TPE) yıllık %4,67 büyüme oranıyla 2030 yılında 254,1 Mtep (2955,7 TWh) değerine ulaşmıştır. Toplam nihai enerji tüketimi (TFE) ise yıllık %4,53 büyüme oranıyla 188,0 Mtep (2186,9 TWh) değerine ulaşmıştır.

Trend analizi senaryosunda ise, toplam birincil enerji talebi yıllık %3,23 büyüme oranıyla 2030 yılında 203,6 Mtep (2367,9 TWh) değerine ulaşmıştır. Toplam nihai enerji tüketimi ise yıllık %3,07 büyüme oranıyla 142,3 Mtep (1655 TWh) değerine ulaşmıştır.

Toplam talep tahminleri karşılaştırıldığında, referans senaryosunda TFE yıllık tahmini %4,53 büyüme göstermiş, trend analizi senaryosunda ise bu oran %3,07 olmuştur.

Referans senaryosunda elde edilen talep sonuçlarının yüksek büyüme trendine, trend analizinde elde edilen sonuçların ise normal büyüme trendine karşılık geleceği öngörülmektedir.

Elektrik talebi, referans senaryosunda yıllık %4,62 büyüme oranıyla 2030 yılında 36,1 Mtep (420 TWh), trend analizi senaryosunda ise %3,58 büyüme oranıyla 32,8 Mtep (381,2 TWh) olmuştur. Elektrik talebinin toplam talep içerisindeki payının 2010 yılındaki %18,8 oranından 2030 yılında referans senaryosu için %19,2, trend analizi senaryosu için %23 oranına çıktığı gözlemlenmiştir.

2010 yılı için 152,7 (milyon metrik ton CO_2 eşdeğeri) olarak hesaplanan toplam sera gazı emisyonları miktarı, referans senaryosunda yıllık %4,12 artış göstererek 2030 yılında 343,9'a ulaşmış, trend senaryosunda ise yıllık %3,43 artışla 296,3'e ulaşmıştır.

2010 yılı için 147,4 (milyon metrik ton) olarak hesaplanan toplam CO_2 emisyonu, referans senaryosu için yıllık %4,19 artışla 336,6'ya, trend senaryosu için ise yıllık %3,53 artışla 292,1 değerine ulaşmıştır. Normal senaryo ile karşılaştırıldığında yenilenebilir senaryoda 2030 yılı için CO_2 emisyonlarında %44 oranında azaltım oranının elde edilebildiği gözlemlenmiştir.

2010 yılı için 575,4 (1000 metrik ton) olarak hesaplanan toplam SO_2 emisyonu, referans senaryosu için yıllık %3,79 artışla 1209,7'ye, trend senaryosu için ise yıllık %3,17 artışla 1018,0 değerine ulaşmıştır. SO_2 emisyonları ağırlıklı olarak konut ve sanayi sektöründen kaynaklanmakta olup, her iki senaryoda da konut ve sanayi sektörünün toplam SO_2 emisyonlarındaki payı %92 olmuştur.

2010 yılında 587,4 (1000 metrik ton) olarak hesaplanan toplam NO_x emisyonu, referans senaryosu için yıllık %3,41 artışla 1144,9'a, trend senaryosu için ise yıllık %3,11 artışla 1073,9 değerine ulaşmıştır. NO_x emisyonları çoğunlukla ulaştırma ve sanayi sektöründen kaynaklamıştır.

5. ÇOK HEDEFLİ GEP MODELİ

5.1. Giriş

Bu çalışmada GEP problemi, enerji, ekonomi, çevre (EEE) yaklaşımı çerçevesinde çok-hedefli bir büyüme planlaması problemi olarak incelenmiştir.

Çok-hedefli GEP probleminde ekonomik değişkenler (yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım maliyeti ve üretim maliyeti), çevresel değişkenler (CO_2, NO_x ve SO_2 emisyonları) ve teknik değişkenlerin (üretim, kapasite karışımı, rezerv sınırı, verimlilik, güvenlik) birlikte incelenmesi amaçlanmıştır.

GEP problemi, maliyet ve emisyonlara ait hedef fonksiyonlarının aynı anda optimizasyonunun amaçlanması nedeniyle çok-hedefli, orta vadeli yatırım planlanmasının hedeflenmesi ve bu nedenle birden fazla periyot kullanılması gereksinimi nedeniyle çok-periyotlu bir optimizasyon problemidir.

5.2. Doğrusal Programlama Problemi

Doğrusal programlama problemleri, içerdiği doğrusal hedef fonksiyonunda yer alan karar değişkenleri ve bu karar değişkenlerinin alacağı değerleri sınırlayan kısıt fonksiyonlarını (sınırlayıcı denklemleri) doğrusal eşitsizlikler ve denklemlerin oluşturduğu problemler olarak tanımlanabilmektedir.

Genel olarak bir doğrusal programda, verilen doğrusal denklemler ve eşitsizlikler sistemini sağlayan bütün $x \in \mathbb{R}^n$ vektörleri arasından sistemi minimize (maximize) eden $x^* \in \mathbb{R}^n$ vektörünün bulunması hedeflenmiştir. En aza indirilen (veya maksimuma çıkarılan) karar değişkenlerinin doğrusal fonksiyonu, hedef fonksiyonu (objective function) olarak adlandırılır.

Doğrusal programlama probleminin standart formu a_{ij}, b_i ve c_j'nin reel sabitler olduğu durumda;

$$f = c_1x_1 + c_2x_2 + \cdots + c_nx_n \tag{5.1}$$

doğrusal fonksiyonunun,

$$\begin{gathered} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \cdots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \cdots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \cdots\cdots\cdots\cdots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \cdots + a_{mn}x_n = b_n \end{gathered} \tag{5.2}$$

olarak tanımlanan doğrusal sınırlayıcı denklemlere ve

$$x_j \geq 0, \qquad j = 1,2,\dots,n. \tag{5.3}$$

bütün karar değişkenleri için uygulanan negatif olmama şartlarına bağlı olarak en aza indirilmesidir [131, 132].

Karar değişkenleri genel olarak $x_j,\ j = 1,2,\dots,n$, hedef fonksiyonu ise verilen $c \in \mathbb{R}^n$ vektörü için $c^t x = c_1 x_1 + \cdots + c_n x_n$ olarak gösterilmektedir. Doğrusal programda yer alan doğrusal eşitsizlikler ve denklemler ise sınırlayıcı denklemler veya kısıtlar (constraint) olarak adlandırılır.

Doğrusal programlama toplam formunda gösterimde ise, derli toplu olarak aşağıdaki şekilde yazılabilir [132]:

$$\begin{aligned} &min\, f = \sum_{j=1}^{n} c_j x_j \\ &\sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j = b_i\,,\ \ i = 1,\dots,m \\ &x_j \geq 0,\ \ j = 1,\dots,n. \end{aligned} \tag{5.4}$$

n boyutlu c sütun vektörü, $m \times n$ boyutlu A matrisi, n boyutlu x sütun vektörü ve m boyutlu b sütun vektörü ile doğrusal programların vektör-matris formunda standart gösterimi ise aşağıdaki şekildedir:

$$\begin{aligned} &min\, c^T x \\ &Ax \propto b \\ &l \leq x \leq u \end{aligned} \tag{5.5}$$

Yukarıdaki denklemde $A \in \mathbb{R}^{mxn}$, $c \in \mathbb{R}^n$, $b \in \mathbb{R}^m$, alt ve üst sınırlar ise sırasıyla $l \in \mathbb{R}^n$ ve $u \in \mathbb{R}^n$'dir. Kısıt denkleminde yer alan $\propto$ ilişkisi $\leq, =, \geq$ ilişkilerinden biri olacaktır.

Bu durumda doğrusal programlamada amaç optimal en uygun çözüm olan en az bir $x \in \mathbb{R}^n$nin bulunmasıdır [133].

5.3. Çok-hedefli Optimizasyon Problemi

Birden fazla sayıda birbirleriyle çatışan doğrusal hedef fonksiyonlarını, verilen doğrusal sınırlayıcı fonksiyonlar altında, aynı anda en uygun hale getirmeye çalışan matematiksel programlama problemi çok-hedefli doğrusal programlama problemi olarak adlandırılır.

Çok-hedefli doğrusal programlama problemi (5.1), (5.2) ve (5.3) denklemleri yardımıyla aşağıdaki şekilde yazılabilir [134]:

$$\left.\begin{array}{c} min\ f_1(x) = c_{11}x_1 + \cdots + c_{1n}x_n \\ \cdots\cdots\cdots \\ min\ f_k(x) = c_{k1}x_1 + \cdots + c_{kn}x_n \\ a_{11}x_1 + \cdots + a_{1n}x_n \le b_1 \\ \cdots\cdots\cdots \\ a_{m1}x_1 + \cdots + a_{mn}x_n \le b_m \\ x_j \ge 0, \qquad j = 1,2,\ldots,n. \end{array}\right\} \tag{5.6}$$

(5.6) denkleminde $c_i = (c_{i1}, \ldots + c_{in}),\ i = 1, \ldots, k,\ f_i$ hedef fonksiyonunun n boyutlu katsayı satır vektörüdür.

Çok-hedefli optimizasyon problemi genel olarak aşağıdaki şekilde gösterilebilir:

$$\begin{array}{c} min\ f(x) = \{f_1(x), f_2(x), \ldots, f_k(x)\} \\ x \in S. \end{array} \tag{5.7}$$

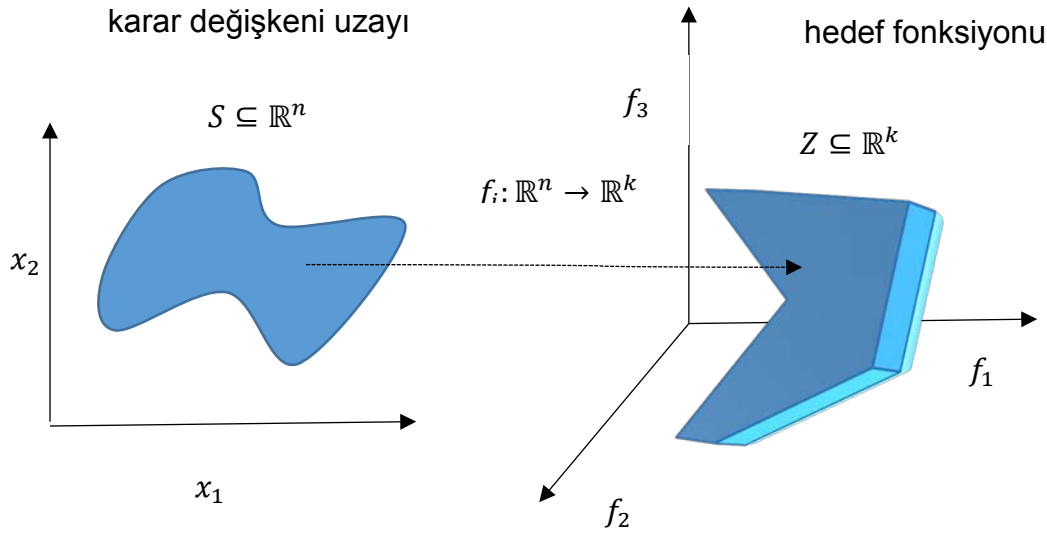
$x \in \mathbb{R}^n$, vektörü n karar değişkeninden oluşmakta, en uygun küme olan, (karar uzayı) $S \subseteq \mathbb{R}^n$ ise dolaylı olarak farklı eşitlik ve eşitsizlik kısıt fonksiyonlarından oluşmaktadır.

$f_i: \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^k (\ i = 1, \ldots, k;\ k \ge 2)$ vektör fonksiyonu, k sayısal hedef fonksiyonundan oluşmakta olup, hedef fonksiyonları vektörü $f = [f_1(x), f_2(x), \ldots, f_k(x)]^T$'dir. Çok-hedefli problemde genel olarak $\mathbb{R}^n$ karar değişkenleri uzayı, $\mathbb{R}^k$ ise hedef fonksiyonları uzayı olarak bilinmektedir.

Optimizasyon probleminde seçilmesi gereken karar değişkenlerini gösteren ve n karar değişkeninden oluşan vektör olan $x = [x_1, x_2, \ldots, x_n]^T$, karar değişkenleri uzayı $\mathbb{R}^n$'in alt kümesi olan ve boş olmayan olurlu küme (feasible region) S'e aittir.

S'in f fonksiyonu altındaki görüntüsü, hedef fonksiyon uzayı $Z = f(S)$'in alt kümesidir ve hedef fonksiyonu uzayında olurlu küme olarak adlandırılmaktadır [135].

Bu çalışmada yer alan formüllerde aksi belirtilmedikçe bütün hedef fonksiyonlarının minimize edildiği varsayılmıştır. f_i fonksiyonu maksimize edilmesi gerektiğinde -f_i olarak alınmalıdır.



Şekil 5.1. Çok-hedefli optimizasyon probleminde arama uzayları [136]

Tek hedef içeren optimizasyon probleminde amaç, hedef fonksiyonu için en optimal/uygun sonucu veren çözümün bulunmasıdır. Çok-hedefli optimizasyon probleminde ise bir hedef fonksiyonu için en iyi sonucu veren çözüm genellikle diğer hedef fonksiyonları için en iyi sonucu vermeyecektir. Herhangi bir k hedef fonksiyonu için optimal olan çözüm genellikle diğer $k-1$ hedef fonksiyonları için optimal olmayacaktır. Çok-hedefli optimizasyon problemlerinde "optimum" kavramı değişmekte, amaç, global optimizasyon probleminde tek çözüm bulmak yerine iyi uzlaşma (compromise) ve dengelemeler/değiş-tokuşların (trade-off) bulunmasıdır. Çok-hedefli optimizasyon probleminde optimum yaklaşımı olan Pareto baskınlık ilişkisi Edgeworth-Pareto optimumu olarak bilinmekte, yaygın olarak ise Pareto optimumu olarak kullanılmaktadır.

Tanım 5.1. Pareto optimalitesi: $x^* \in S$ noktası ancak ve ancak $f(x) \leq f(x^*)$ ve $f_i(x) \leq f_i(x^*)$ durumunu sağlayan en az bir fonksiyon için herhangi bir $x \in S$ noktası olmaması durumunda Pareto optimal çözümdür. Başka bir deyişle x^* aynı anda en az bir diğer koşulu artırmadan bazı koşulları azaltan kendisinden daha iyi bir karar değişkeni x vektörü olmaması halinde Pareto optimal çözümdür [137].

Tanım 5.2. Pareto optimal küme: Verilen çok-hedefli optimizasyon problemi $f(x)$ için Pareto optimal küme $\mathcal{P}^*$ aşağıdaki şekilde tanımlanır [138]:

$$\mathcal{P}^* \coloneqq \{x \in S \; I \nexists \, x' \in S : \; f(x') \preccurlyeq f(x)\}. \tag{5.8}$$

Tanım 5.3. Pareto cephesi: Verilen çok-hedefli optimizasyon problemi $f(x)$ ve Pareto optimal küme $\mathcal{P}^*$ için Pareto cephesi aşağıdaki şekilde tanımlanır [136]:

$$PF \coloneqq \{u = f(x) \; I \; x \in \; \mathcal{P}^*\}. \tag{5.9}$$

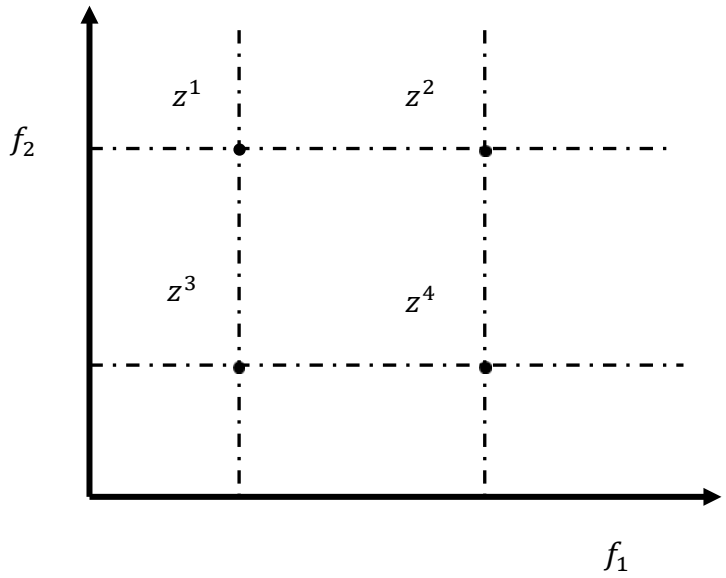
Bir diğer ifadeyle Pareto optimal kümenin hedef fonksiyonu uzayındaki baskın olmayan vektörlerin tamamı Pareto cephesi olarak adlandırılır. $\mathcal{P}^*$ bu durumda çözüm kümesinin bir alt kümesidir. Pareto cephesini bulmak için olurlu küme S'in birçok noktasında çözümleri hesaplamak ve $f(S)$ karşılıklarını bulmak gerekmektedir. Yeterli sayıda noktanın hesaplanmasıyla baskın olmayan noktaların bulunması ve Pareto cephesinin belirlenmesi mümkün olacaktır.

Tanım 5.4. Zayıf Pareto optimalitesi: $x^* \in S$ noktası ancak ve ancak $f(x) \leq f(x^*)$ durumunu sağlayan en az bir fonksiyon için herhangi bir $x \in S$ noktası olmaması durumunda zayıf Pareto optimal çözümdür. Bir çözüm noktası x^* bütün hedef fonksiyonlarını aynı anda iyileştiren bir başka nokta olmaması durumunda zayıf Pareto optimaldir [137].

Pareto optimal olan bütün noktalar en uygun koşul uzayı Z sınırının üzerinde yer almaktadır. Pareto optimal noktalar aynı zamanda zayıf Pareto optimaldir ancak zayıf Pareto optimal noktalar Pareto optimal değildir.

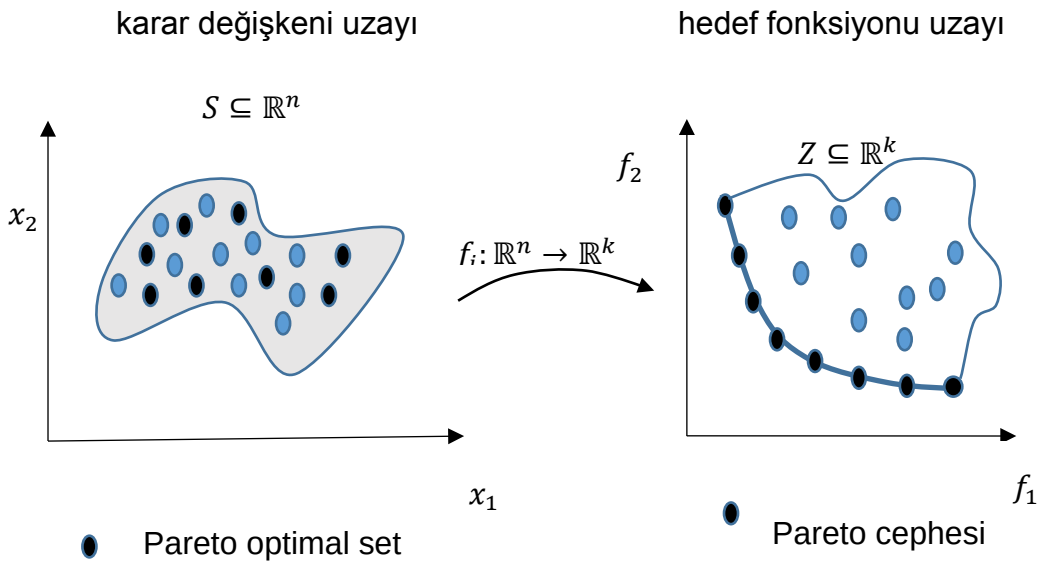
Tanım 5.5. Pareto baskınlık ilişkisi: z^1 vektörü z^2 vektörüne Pareto baskındır ve bu $z^1 \prec z^2$ olarak ancak ve ancak $z_i^1 \leq z_i^2$: $\forall i \in \{1, \dots, k\}$ ve $z_i^1 < z_i^2$: $\exists i \in \{1, \dots, k\}$ koşulları sağlandığında gerçekleşir. Eğer z_i^1 çözümü z_i^2 çözümüne baskınsa ($z_i^1 \leq z_i^2$) şunları yazabiliriz: z_i^2 çözümü z_i^1 çözümünün baskınlığı (dominated) altındadır,

z_i^1 çözümü z_i^2 çözümünün baskınlığı altında (non-dominated) değildir veya z_i^1 çözümü z_i^2 çözümünün altında (non-inferior) değildir [139].



Şekil 5.2. Pareto baskınlık ilişkisi [140]

Şekil 5.2 incelendiğinde z^3 vektörü her iki hedef fonksiyonu için z^2 çözümünden kesin olarak azdır, $z^3 < z^2$. z^3 vektörü z^1 vektörüne f_1 fonksiyonu dikkate alındığında bu vektörler eşit olduğundan Pareto baskındır, f_2 fonksiyonu dikkate alındığında ise. z^3 vektörü z^1 vektöründen kesin olarak azdır. Hiçbir vektör z^3 vektörüne baskın olmadığından z^3 vektörü herhangi bir vektörün baskınlığı altında değildir. Benzeri şekilde $z^3 < z^4$, $z^4 < z^2$, ve $z^1 < z^2$ Pareto ilişkileri yazılabilir. Ancak Pareto baskınlık ilişkisinde z^1 ve z^4 örneğinde olduğu gibi bazı vektörleri karşılaştırmak mümkün olmaz [139, 140].



Şekil 5.3. Pareto optimal set ve Pareto cephesi [97]

Şekil 5.3 incelendiğinde koyu noktalar Pareto optimal kümeyi ve onun hedef fonksiyonu uzayındaki görüntüsü olan Pareto cephesini göstermektedir. Pareto vektörleri olan koyu noktalar karar değişkeni uzayında Pareto optimal karar vektörleri (etkin çözümler), hedef fonksiyonu uzayında ise Pareto optimal hedef vektörleri (bastırılamayan) olarak tanımlanmaktadır.

Çok-hedefli optimizasyon probleminde dayanak noktası (anchor point), ütopya noktası (utopia point), nadir noktası (nadir point), sözde nadir noktası (pseudo nadir point) önemli referans noktalarındandır ve aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadırlar [141, 142].

Tanım 5.6. Dayanak noktası: Olurlu hedef fonksiyonu uzayında her bir hedef fonksiyonunun olabileceği en iyi noktalara karşılık gelmektedir. Hedef fonksiyonu f için i sırasında bulunan dayanak noktası aşağıdaki şekilde yazılır:

$$f^{i*} = [f_1^*(x_i^*)\ f_2^*(x_i^*) \dots f_K^*(x_i^*)]^T \tag{5.10}$$

Tanım 5.7. Ütopya noktası: Genellikle olurlu hedef fonksiyonu uzayının dışında olup ve bütün hedef fonksiyonlarının aynı anda olabilecek en iyi değerlerini aldığı özel bir noktadır. Ütopya noktası hedef fonksiyonu $f_i(x_i)$ için $f_i(x_i^u)$ olarak yazılır.

$$f^u = [f_1^*(x_1^*)\ f_2^*(x_2^*) \dots f_K^*(x_K^*)]^T \tag{5.11}$$

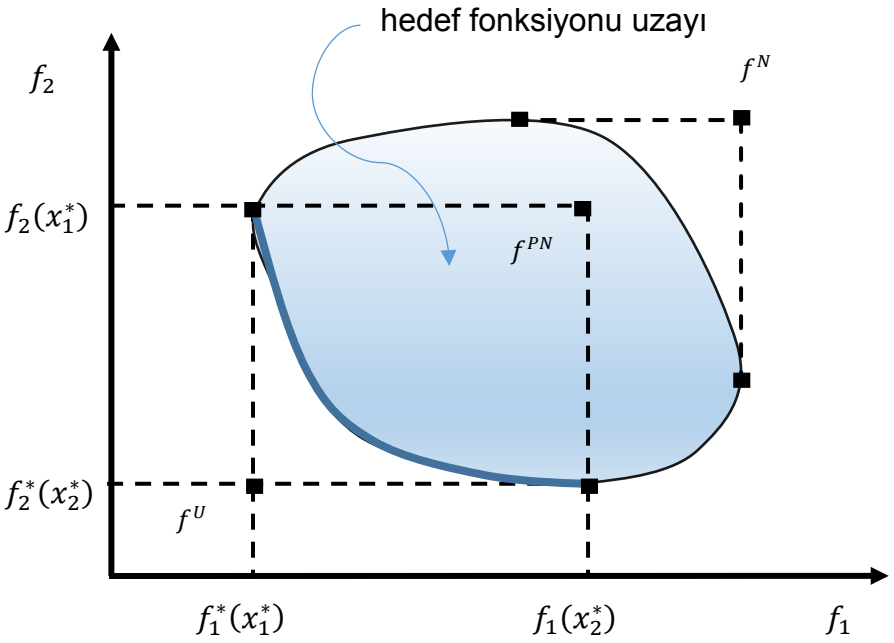
Tanım 5.8. Nadir noktası: Hedef fonksiyonu uzayında bütün hedef fonksiyonlarının aynı anda en kötü değerlerini aldığı noktalardır ve hedef fonksiyonu f için aşağıdaki şekilde gösterilir:

$$f^N = [f_1^N f_2^N \ \dots \ f_K^N]^T \tag{5.12}$$

Tanım 5.9. Sözde nadir noktası: Sözde nadir noktası ise hedef fonksiyonu uzayında dayanak noktalarına ait en kötü hedef fonksiyonu değeridir ve aşağıdaki şekilde gösterilir:

$$\begin{aligned} f^{PN} &= [f_1^{PN} f_2^{PN} \ \dots \ f_K^{PN}]^T \\ f_i^{PN} &= \max\{f_i(x_1^*), \dots, f_i(x_K^*)\} \end{aligned} \tag{5.13}$$

Çok-hedefli referans noktalarından dayanak noktası, ütopya noktası, nadir ve sözde nadir noktaları Şekil 5.4'de gösterilmiştir [142, 143].



Şekil 5.4. Çok-hedefli optimizasyon problemi için referans noktaları

5.4. Programlama Metotları

Çok-hedefli optimizasyon problemlerinin çözümü için farklı yaklaşımlar geliştirilmiştir. Geliştirilen çok-hedefli programlama algoritmalarının temel amaçları aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- Bastırılamayan noktaları hedef fonksiyonu uzayında, bunlara karşılık gelen çözüm noktalarını ise karar uzayında korumak,
- Hedef fonksiyonu uzayında Pareto cephesine doğru algoritmaya dayalı ilerleme sağlamak,
- Karar uzayındaki Pareto optimal çözümlerin ve Pareto cephesindeki noktaların çeşitliliğini sağlamak,
- Karar verici için yeterli fakat sınırlı sayıda Pareto noktası üretmek [136].

Çok-hedefli programlama alanında farklı metotlar geliştirilmiştir. Bu metotların genel taramasına dair yapılmış olan bazı çalışmalar aşağıda özetlenmiştir.

Tanino ve Kuk [144] doğrusal olmayan çok-hedefli programlama için ayrıntılı bir kaynakça oluşturmuş ve bu kaynakçada 500'den fazla referansa yer vermişlerdir. Çalışmada ayrıca skalerleştirme teknikleri için çözüm metotları incelenmiştir.

Marler ve Arora [137] çalışmasında, doğrusal olmayan çoklu hedefli optimizasyon kavramının ve bu alandaki mevcut metotların kapsamlı bir taramasını yapmışlar, farklı terminoloji ve metotları bir araya getirmeye çalışmışlardır. Uygulanmakta olan farklı çözüm metotları ve bu metotların karakteristiklerini rapor etmişlerdir.

Ehrgott ve Gandibleux [145] hazırladıkları kitapta, çözüm metotlarının kapsamlı bir araştırmasını yapmıştır.

Ehrgott bir başka çalışmasında [146], çok-hedefli tamsayı programlama problemleri için çözüm metotlarını ve bu metotların formülasyonlarını incelemiş ve güçlüklerini rapor etmiştir.

Zhou ve arkadaşları [147] son yıllarda yaygın olarak kullanılan evrimsel algoritmalar ile ilgili çalışmaların kapsamlı taramasını yapmışlar ve bu alandaki güncel gelişmeleri incelemişlerdir.

Bulanık parametrelere sahip çok-hedefli doğrusal ve doğrusal kesirsel programlama problemleri için kullanılan metotların bir taramasını Tuli ve Chauhan [148] yapmış ve bu alanda yapılan çalışmaların bir özetini sunmuştur.

Dinamik çok-hedefli optimizasyon alanındaki son gelişmeleri Requel ve Yao [149] kapsamlı olarak hazırladıkları kitap ünitesinde incelemişlerdir. Çalışmada, problem kısıtlarının ve parametrelerin zamanla değişim gösterdiği bu problem türünün genel tanımı verilmiş, dinamik problemlerin tasnifi, performans kriterleri ve optimizasyon yaklaşımlarıyla ilgili ayrıntılı bir inceleme yapılmıştır.

Çok-hedefli optimizasyon probleminin çözümünde kullanılan dekompozisyon metotlarının genel çerçevesi ve bu alandaki güncel araştırma konuları konusunda Santiago ve arkadaşları [150] bir değerlendirme çalışması yapmış, çalışmada çok-hedefli problemin tek hedefli probleme dönüştürülerek çözülmesinde karşılaşılan sorunlar ayrıca incelenmiştir.

Çok-hedefli problemin çözümünde kullanılan tekniklerin sınıflandırılmasında farklı yaklaşımlar önerilmiş olup, bunlardan yaygın olarak kullanılanlarından birisi de Miettinen tarafından önerilen sınıflandırmadır. Miettinen, çalışmasında çözüm metotlarını dört gruba ayırmıştır [135]:

1. Tercih bilgisinin kullanılmadığı yöntemler (no-preference methods): Nash tahkim metodu, global kriter metodu vd.,
2. Olaydan önce tercih bilgisinin kullanıldığı yöntemler (a priori methods): ağırlıklı toplam metodu, hedef programlama metotları, sözlük sıralaması metodu (lexicographic) vd.,
3. Olaydan sonra tercih bilgisinin kullanıldığı yöntemler (a posteriori methods): epsilon kısıt metodu, normal sınır kesişim metodu vd.,
4. Etkileşimli tercih bilgisini kullanan yöntemler (interactive methods): PROTRADE, STEP, SEMOPS vd.

5.4.1. Ağırlıklı Toplam Metodu

Ağırlıklı toplam metodunda amaç, her bir hedef fonksiyonunu bir ağırlık katsayısı ile ilişkilendirmek ve hedef fonksiyonlarının ağırlıklı ortalamasını minimize etmektir. Bu şekilde çok-hedefli problem tek hedefli hale dönüşmektedir.

Ağırlık katsayılarının w_i reel sayılar olması durumunda çok-hedefli optimizasyon problemi aşağıdaki forma dönüşür:

$$\begin{aligned} & min \sum_{i=1}^{k} w_i f_i(x) \\ & x \in S \\ & \sum_{k=1}^{k} w_i = 1;\ ve\ \ w_i \geq 0, \qquad i = 1, \dots, k. \end{aligned} \tag{5.14}$$

(5.14) de ifade edilen ağırlıklı toplam metodu probleminin çözümü zayıf Pareto optimaldir ve ağırlık katsayılarının pozitif olması durumunda problemin minimize edilmesi Pareto optimalite için yeterlidir ancak bu formülasyon Pareto optimalite için gerekli şartı sağlamamaktadır [151].

Ağırlıklı toplam metodunda özellikle ağırlık katsayılarının seçimine dair bir dizi alternatif yaklaşım önerilmiştir. Bunlar arasında sıralama metotları, sınıflandırma metotları, karmaşık küme teorisi esas alınarak önerilen metotlar sayılabilir.

Bu metodun uygulanmasında karşılaşılan güçlüklere dair farklı çalışmalar yapılmıştır. Temel zorlukların başında, ağırlıkların belirlenmesinde kullanılan farklı metotlara rağmen, ağırlıkların olaydan önce tatmin edici bir şekilde tercih edilmesinin nihai sonucun kabul edilebilir olmasını garanti etmemesi sayılabilir. Ağırlıkların sabitler olması yerine orijinal hedeflerin bir fonksiyonu olarak düzenlenmesi de alternatif öneriler arasındadır. Konveks olmayan bölgelerde Pareto optimal noktaların elde edilememesinin yanı sıra, problemde ağırlık katsayılarının düzenli değiştirilmesinin, Pareto optimal noktaların eşit ve tam dağılımını mutlak bir şekilde sağlayamama ihtimali konuları literatürde incelenmiş olan diğer zorluklar arasındadır [137, 152].

5.4.2. Sözlük Sıralaması Metodu

Sözlük sıralaması (lexicographic) metodunda hedef fonksiyonları karar verici tarafından mutlak önem sıralarına göre düzenlenir. Bu sıralama sonrasında en önemli hedef fonksiyonu başlangıç kısıtlarına göre minimize edilir. Eğer problem benzersiz çözüme sahipse çözüm süreci sonlanır. Yoksa ikinci en önemli hedef fonksiyonu minimize edilir ve bu esnada en önemli hedef fonksiyonunun optimal değerini muhafaza etmesi için probleme bir kısıt eklenir ve bu şekilde çözüme devam edilir. j sırasında bulunan hedef fonksiyonunun optimum halinin $f_j(x_j^*)$ olması durumunda, problem aşağıdaki şekilde ifade edilebilir [141]:

$$\begin{aligned} &\min_{x \in S} f_i(x) \\ s.t.\, &f_j(x) \leq f_j(x_j^*), \qquad j = 1,2,\dots,i-1, i>1, \qquad i = 1,\dots,k. \end{aligned} \tag{5.15}$$

Hedef fonksiyonlarının mutlak önemlerinin bilinmediği durumlarda her bir jenerasyonda rasgele olarak bir hedef fonksiyonu seçilip optimize edilebilir.

Sözlük sıralaması metodu standart haliyle çok-hedefli optimizasyon literatüründe yaygın olarak kullanılmamaktadır. Bunun nedenleri arasında hedef fonksiyonu uzayının eşit olmayan şekilde taranması, bir hedef fonksiyonunda diğerlerine göre iyi performans gösteren çözümlere öncelik verilmesi sayılabilir. Ancak her bir hedef fonksiyonunun diğerlerine göre ağırlığının açık bir şekilde bilinebilmesi durumunda bu metot verimli olarak kullanılabilmektedir [138].

5.4.3. Epsilon Kısıt Metodu

Haimes vd. tarafından geliştirilen epsilon-kısıt metodunda (e-kısıt, ε–kısıt veya değiş-tokuş metodu olarak da bilinmektedir) hedef fonksiyonlarından birisi optimize edilmek üzere seçilir ve diğer hedef fonksiyonları kısıtlara dönüştürülür. Bu durumda problem aşağıdaki forma dönüşür:

$$\begin{aligned} &\min_{x \in S} f_1(x) \\ s.t.\, &f_i(x) \leq e_i, \qquad i = 2,\dots,k, \\ &x \in S. \end{aligned} \tag{5.16}$$

Problemde e_i, hedef fonksiyonları için belirlenen üst sınırlardır [141].

Yukarıdaki problemin (5.16) çözümü daima zayıf Pareto optimaldir. Karar vektörü $x \in S$ ancak ve ancak epsilon $e_i = f_i(x^*),\ \ i = 2, \dots, k$ iken kısıt problemini her bir $i = 2, \dots, k$ için çözmesi durumunda Pareto optimal olacaktır. Ayrıca epsilon kısıt probleminin benzersiz çözümü herhangi bir üst sınır vektörü $e = (e_1, \dots, e_{i-1}, e_{i+1}, \dots, e_k)^T$ için Pareto optimal'dir [135].

Epsilon-kısıt metodunun ağırlıklı toplam metoduna göre avantajları arasında şunlar sayılabilir: Doğrusal problemlerde epsilon kısıt metodu uç olmayan etkin çözümler üretebilmektedir; epsilon kısıt metodu karmaşık tamsayı problemleri için desteklenmemiş etkin çözümler üretebilmektedir; epsilon kısıt metodunda skalerleştirme ihtiyacı yoktur ve metotta hedef fonksiyonlarının değer aralıklarında grid noktalarının belirlenebilmesinin mümkün olmasıyla birlikte istenen sayıda Pareto optimal çözüm elde edilebilmektedir [153].

5.4.4. Genişletilmiş Epsilon Kısıt Metodu

Hedef fonksiyonlarının sayısının artması durumunda üst sınırların uygun bir şekilde belirlenememesi nedeniyle problemin çözümünde boş olurlu küme elde edilebilir. Bu olumsuzluğun aşılabilmesi amacıyla aralarında üst sınırların seçimi de olan alternatif metotlar önerilmiştir [137].

Geleneksel epsilon-kısıt probleminin olumsuzluklarından bir diğeri ise; etkin çözümlerin aralığı belirlendiğinde her bir hedef fonksiyonunun aralığı ayrıca optimize edilememektedir. Bu güçlüğün aşılması için Payoff tablosu kullanılmaktadır. Bir diğer olumsuzluk ise, etkin olmayan Pareto çözümlerinin de elde edilebilmesidir.

$f_j(x) = \varepsilon_j$ formunda elde edilen sonuçlar (5.21) denklemindeki kısıtları sağlamasına rağmen etkin çözümler olmayabilmektedir. Bu olumsuzluğun aşılması amacıyla da genişletilmiş epsilon-kısıt metodu önerilmiştir [153].

Genişletilmiş epsilon-kısıt metodunda, hedef fonksiyonlarına ait kısıtlar eşitsizlik fonksiyonu ile ifade edilmek yerine, pozitif yapay değişkenlerin (slack variables) kullanılmasıyla eşitlik fonksiyonlarına dönüştürülmektedir. Bu yapay değişkenler ise ayrıca temel hedef fonksiyonuna ikinci bir terim olarak eklenmekte, çözüm

algoritmasını sadece verimli çözümlerin üretilmesine zorlamaktadır. Bu durumda genişletilmiş epsilon kısıt metodu aşağıdaki şekilde yazılabilir [154]:

$$\begin{gathered} \min/\max_{x \in S} \left(f_1(x) + dir_1 \times \delta \sum_{k=2}^{K} \frac{s_k}{r_k} \right) \\ s.t. f_k(x) - dir_k s_k - e_k^p, k = 2, \dots, K, s_k \in R^+ \\ e_k^p = \frac{f_k^{min}(dir_k + 1)}{2} - \frac{f_k^{max}(dir_k - 1)}{2} + \frac{dir_k r_k p}{g_k}, \qquad p = 0,1, \dots, g_k. \end{gathered} \tag{5.17}$$

Yukarıdaki (5.17) denklem grubunda $dir(i)$ hedef fonksiyonunun minimize yahut maksimize edilmesi gerektiğini belirtir. f_k^{max},f_k^{min}: Payoff tablosundan elde edilen k hedef fonksiyonunun en düşük ve en yüksek değerleri, s_k: yapay değişken, e_k^p: k hedef fonksiyonunun z sırasındaki aralığı, g_k: eş aralıklara bölünmüş şebeke (grid) noktası, ölçekleme faktörü olan δ ise yeterince küçük (genellikle $10^{-3} \leq \delta \leq 10^{-6}$) bir sayıdır. Klasik epsilon-kısıt metoduyla karşılaştırıldığında, ana hedef fonksiyonu $f_i(x)$'e s_k yapay değişkenlerinin toplamı eklenmiştir. Ölçekleme sorunuyla karşılaşılmaması amacıyla da hedef fonksiyonun ikinci terimi $\delta \times (s_k/r_k)$ ile değiştirilmiştir [155].

(5.17) denklem grubunda r_k, k hedef fonksiyonunun alacağı değerlerin sınırları olup aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$r_k = \left(f_k^{max} - f_k^{min}\right) \tag{5.18}$$

Genişletilmiş epsilon-kısıt metodunda ilk olarak, her bir hedef fonksiyonunun limitlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Bunun için en yaygın olarak kullanılan metotta, bu limitlerin belirlenebilmesi amacıyla hedef fonksiyonlarının bağımsız olarak optimizasyonu sonucu Payoff tablosu oluşturulur.

Payoff tablosunun oluşturulmasının sonrasında bir hedef fonksiyonu optimize edilmek üzere seçilir ve kalan hedef fonksiyonlarının çözüm aralıkları kısıt olarak kullanılır. f_i fonksiyonunun çözüm aralığı g_k eş grid noktasına bölünür. Böylelikle toplamda $g_k + 1$ grid noktası içinf_i fonksiyonunun sağ tarafı (e_k^p) parametrik olarak değiştirilir. Metodun en önemli avantajlarından birisi ise etkin küme dağılım yoğunluğunun g_k grid noktası sayılarının değiştirilerek ayarlanabilmesidir [153].

Mavrotas genişletilmiş epsilon kısıt metodunda optimizasyon performansının artırılması amacıyla alt problemler arasında uygun olmama kriteri sağlandığı anda alt problemin optimizasyon döngüsünden erken çıkış sağlanması metodunu önermiştir [153].

5.5. Çözüm Metodu

Çok-hedefli optimizasyon probleminin çözümü için yukarıda kısa özellikleri verilen farklı metotların bir araya getirilmesinden oluşan ve hibrit bir metot olan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Bu metotta, Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlıklı toplam metodunda önerilen, hedef fonksiyonları için ağırlık faktörünün alınması yaklaşımı kullanılmaktadır. Alt problemler ise genişletilmiş epsilon-kısıt yöntemi ile çözülmektedir. Üretilen Pareto kümesi içerisinde en iyi çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Kullanılan metodun genel çerçevesi ve bu alandaki güncel akademik çalışmalar aşağıda verilmiştir.

5.5.1. Genişletilmiş Ağırlıklı Epsilon Kısıt Metodu

Genişletilmiş epsilon-kısıt metodunun olumsuz tarafı ise, problemde bütün hedef fonksiyonlarının ağırlıklarının eşit olarak alınmasıdır. Problemlerin birçoğunda hedef fonksiyonları eşit önemde değildir. Bu olumsuzluğun giderilmesi için genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu önerilmiştir [156, 157].

Genişletilmiş epsilon-kısıt metodunda oluşturulan Payoff tablosunda (Φ) hedef fonksiyonlarının bağımsız optimizasyonu sonucu oluşturulan çözümlerin Pareto optimal ve etkin çözümler olduğunun bir garantisi yoktur. Bu sebeple alternatif olarak, sadece etkin çözümlerin elde edilmesi amacıyla Payoff tablosunun oluşturulmasında sözlük sıralaması metodunun kullanılması önerilmiştir. Aghaei vd. [156] çalışmasında Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanımının matematik detaylarını vermiştir. Sözlük sıralaması metodunun akış şeması Şekil 5.5'de gösterilmiştir.

$$\Phi = \begin{pmatrix} f_1^*(x_1^*) & \cdots & f_i(x_1^*) & \dots & f_K(x_1^*) \\ \vdots & \ddots & & & \vdots \\ f_1(x_i^*) & \dots & f_i^*(x_i^*) & \dots & f_K(x_i^*) \\ \vdots & & & \ddots & \vdots \\ f_1(x_K^*) & \cdots & f_i(x_K^*) & \dots & f_K^*(x_K^*) \end{pmatrix} \tag{5.19}$$

Payoff tablosu K sütun ve satıra sahip olan bir matris olup, tablonun j sütunu f_j hedef fonksiyonu için elde edilen minimum ve maksimum değerleri içermektedir ve bu değerler epsilon-kısıt metodu için değer aralıklarını oluşturmaktadır. Payoff tablosunu oluşturan Payoff matrisi (5.19)'da verilmiştir.

Payoff matrisinde ütopya noktası (5.11)'den hareketle, $f^U = [f_1^*(x_1^*), f_i^*(x_i^*), \dots, f_K^*(x_K^*)]$ olarak gösterilir. Sözde nadir noktası ise (5.13)'de tanımlandığı üzere $f^{PN} = \max\{f_i(x_1^*), \dots, f_i^*(x_i^*), \dots, f_i(x_K^*)\}$ olarak yazılır.

Payoff tablosunda her bir hedef fonksiyonu için değer aralıkları, ütopya ve sözde nadir noktalar kullanılarak:

$$f_i^U \le f_i(x^*) \le f_i^{PN} \tag{5.20}$$

şeklinde belirlenir. Minimum ve maksimum noktalar bu şekilde belirlendikten sonra, $k-1$ hedef fonksiyonu $g_2, \dots, g_k$ eşit aralıklarına bölünür. Bunun sonucunda da $\prod_{i=2}^{K}(g_; + 1)$ sayıda alt problem çözülür [158]:

$$\begin{gathered} \min_{x \in S} f_1(x) \\ s.t.\, f_i(x) \le e_{i,n}, \quad i = 2, \dots, k, n = 2, \dots, nk, \\ e_{i,nk} = f_k^{PN} - \left(\frac{f_k^{PN} - f_k^U}{g_k}\right) \times nk, \quad nk = 0,1, \dots, g_k. \end{gathered} \tag{5.21}$$

Önerilen genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodunda hedef fonksiyonlarının bağıl önemi Pareto optimal çözümlerinin üretilmesi amacıyla açık bir şekilde modellenmiştir. Hedef fonksiyonu (5.17) aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir [157]:

$$\begin{gathered} \min_{x \in S} / max \left(w_1 f_1(x) + dir_1 \times r_1 \sum_{k=2}^{K} \frac{w_k s_k}{r_k} \right) \\ \text{s.}\, t.\, f_k(x) - dir(k) s_k - e_k^p, k = 2, \dots, K, s_k \in R^+ \end{gathered} \tag{5.22}$$

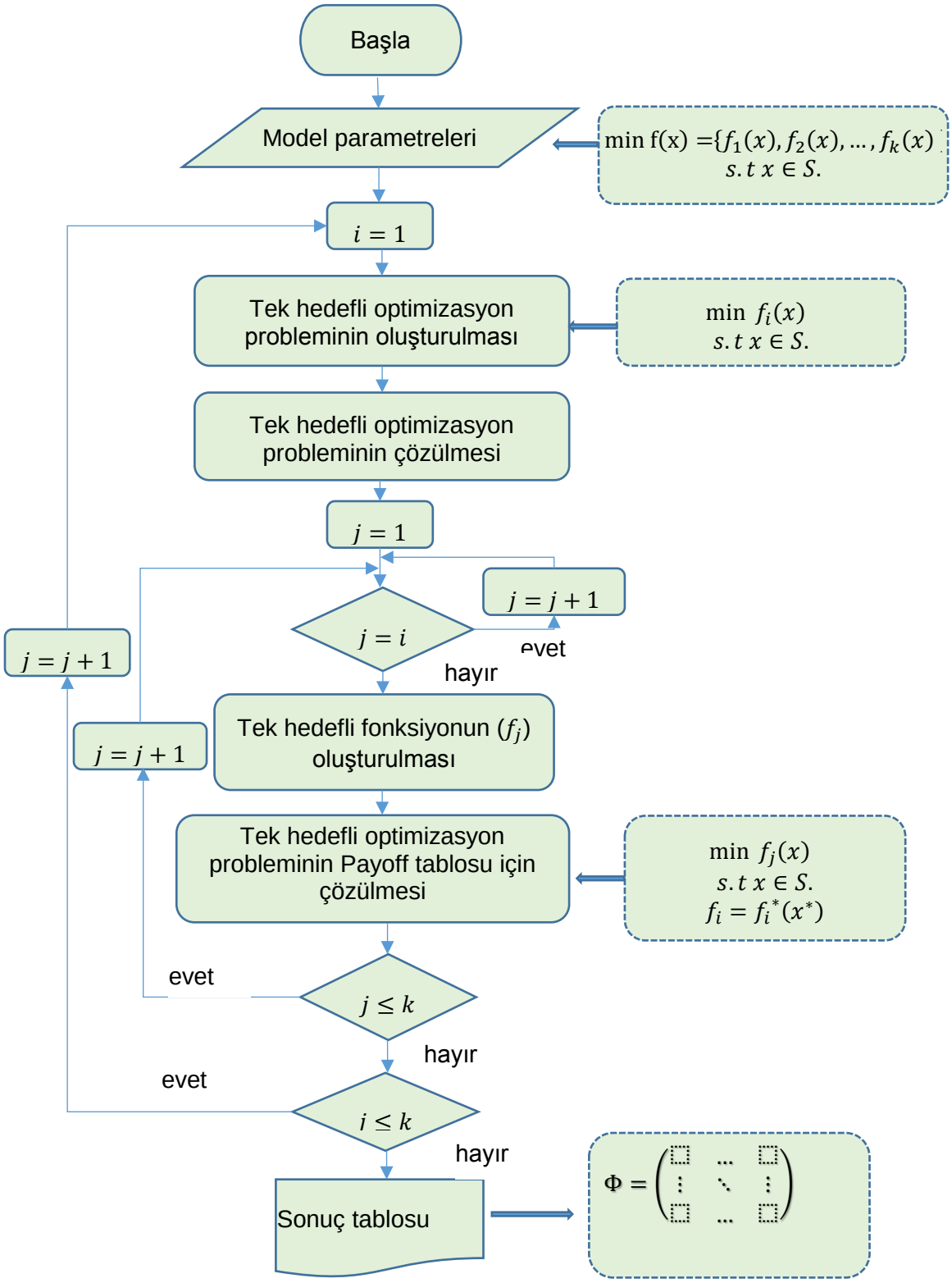
w_k karar verici tarafından k hedef fonksiyonu için belirlenen ağırlık faktörü'dür. e_k^p değişkeninin parametrik yinelemeli değişimleriyle problemin etkin çözümleri elde edilir.

Pareto optimal çözümlerin elde edilmesi için her bir alt problem için aşağıdaki problem çözülmelidir:

$$\min_{x \in S} / max \left(f_1(x) + (dir_1 \times r_1)/w_1 \sum_{k=2}^{K} \frac{w_k {s_k}^p}{r_k} \right)$$
$$s.t.\, f_k(x) - dir(k){s_k}^p - e_k^p, k = 2, \dots, K, s_k \in R^+ \qquad (5.23)$$

$$e_k^p = \frac{f_k^{min}(dir_k + 1)}{2} - \frac{f_k^{max}(dir_k - 1)}{2} + \frac{dir_k r_k p}{g_k} \qquad (5.24)$$
$$k = 2,3, \dots, K, \qquad p = 0,1, \dots, g_k.$$

(5.24) kullanılarak $k - 1$ hedef fonksiyonunun çözüm aralığı $g_k, k = 2,3, \dots, K$ eşit aralığına bölünmektedir.



Şekil 5.5. Payoff tablosunun oluşturulması için akış şeması [156]

5.5.2. Bulanık Karar Verme Yaklaşımı

Üretilen Pareto kümesi içerisinde en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Çok-hedefli optimizasyon problemi için bulanık karar verme yaklaşımında, bütün hedef fonksiyonları için doğrusal bulanık üyelik fonksiyonu tanımlanmaktadır. Üyelik fonksiyonu (membership function) Pareto optimal çözümdeki hedef fonksiyonunun değeri ile ütopya ve sözde nadir (pseudo nadir) noktalar arasındaki bağıl mesafeyi ölçmektedir. Hedef fonksiyonunun ütopya değerine yakın olan (sözde en düşük değerinden uzak) değeri, Pareto optimal çözümdeki hedef fonksiyonu için daha yüksek üyelik fonksiyonu sonucunu (yüksek optimalite derecesi) vermektedir [134] [156].

Minimize ve maksimize edilecek hedef fonksiyonları için üyelik fonksiyonları sırasıyla aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır [155, 158, 159]:

$$\mu_k^r = \begin{cases} 1 & f_k^r \le f_k^{min} \\ \dfrac{f_k^{max} - f_k^r}{f_k^{max} - f_k^{min}} & f_k^{min} \le f_k^r \le f_k^{max} \\ 0 & f_k^r \ge f_k^{min} \end{cases} \tag{5.25}$$

$$\mu_k^r = \begin{cases} 0 & f_k^r \le f_k^{min} \\ \dfrac{f_k^r - f_k^{min}}{f_k^{max} - f_k^{min}} & f_k^{min} \le f_k^r \le f_k^{max} \\ 1 & f_k^r \ge f_k^{min} \end{cases} \tag{5.26}$$

f_k^r ve μ_k^r fonksiyon grupları k hedef fonksiyonunun değeri ve bu hedef fonksiyonunun k Pareto optimal çözümüne ait üyelik fonksiyonudur. Bütün üyelik fonksiyonu ise k Pareto optimal çözümü için, bağımsız üyelik fonksiyonları yardımıyla aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır:

$$\mu^r = \frac{\sum_{k=1}^{K} w_k \mu_k^r}{\sum_{r=1}^{R} \sum_{k=1}^{K} w_k \mu_k^r} \tag{5.27}$$

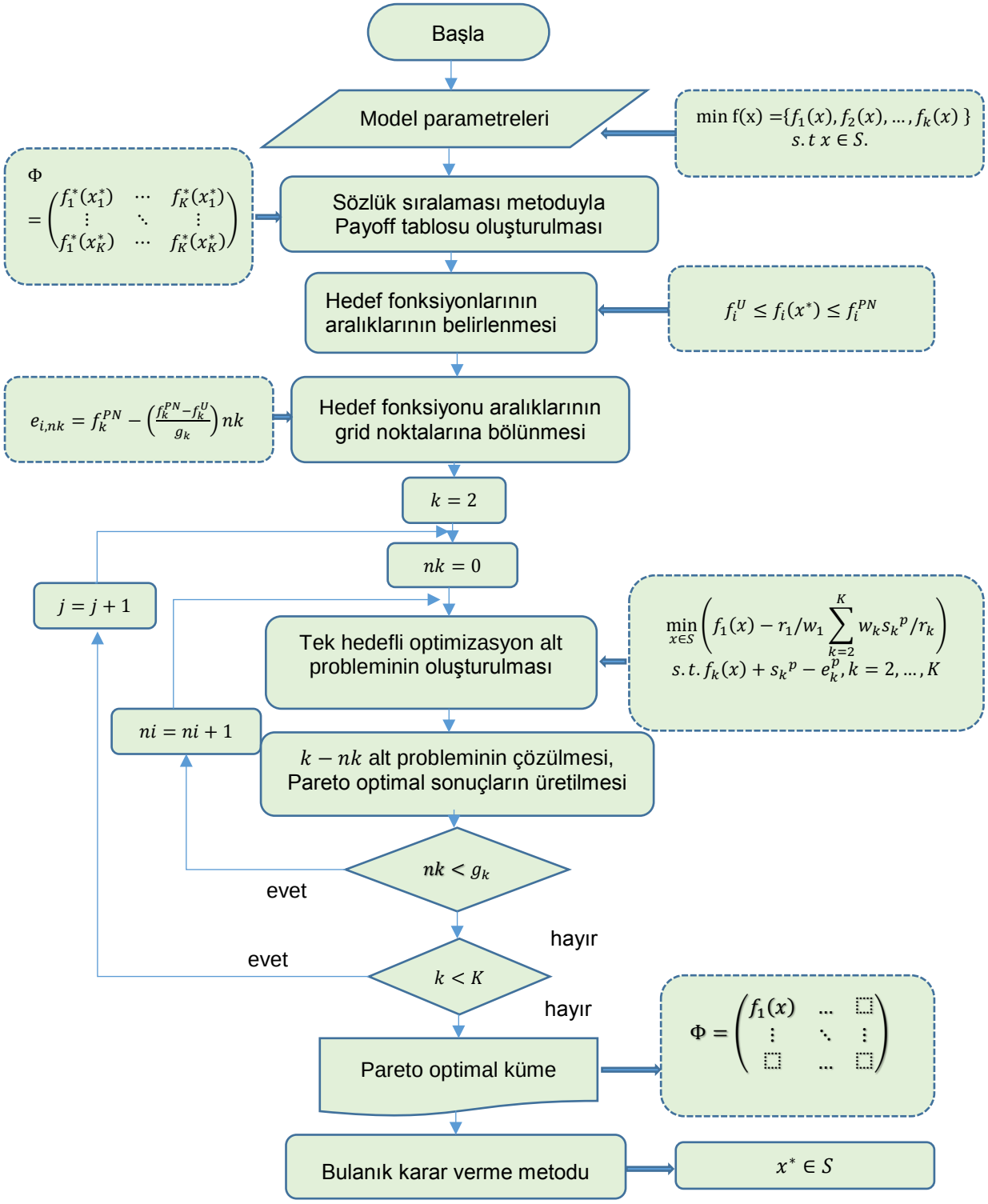
Yukarıdaki fonksiyonda w_k parametresi k hedef fonksiyonunun ağırlık faktörü, R ise Pareto optimal çözümlerin sayısıdır. En yüksek bütün üyelik fonksiyonu μ^r değerine sahip olan çözüm, verilen ağırlık faktörleri için en iyi anlaşmalı çözüm, bir diğer ifadeyle ise en tercih edilen çözüm olacaktır.

5.5.3. Çözüm Aşamaları

Çok-hedefli optimizasyon probleminin çözümü için genişletilmiş-ağırlıklı epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Elde edilen Pareto optimal çözümler arasından en iyi anlaşmalı çözümün belirlenebilmesi amacıyla bulanık karar verme metodu kullanılmıştır. Özet olarak, problemin çözümü için önerilen çözüm aşamaları şunlardır [157]:

i. Sadece etkin çözümlerin elde edilebilmesi amacıyla, sözlük sıralaması metodu kullanılarak problem için Payoff tablosunun oluşturulması,
ii. Payoff matrisi ile ütopya (f_i^U) ve sözde nadir noktalar (f_i^{PN}) kullanılarak k hedef fonksiyonunun en düşük ve en yüksek değerlerinin tespit edilmesi, çözüm için taranacak aralıkların (5.20) denklemi yardımıyla belirlenmesi,
iii. (5.24) denklemi kullanılarak $k-1$ hedef fonksiyonu için çözüm aralığının $g_k, k = 2,3, \dots, K$ eşit aralığa bölünmesi,
iv. Uygun optimizasyon alt problemlerinin (5.23) ile çözülmesi,
v. Alt problemler arasında eklenen kısıtlardan dolayı uygun olmayan hale gelen çözümlerin belirlenip elenmesi, optimizasyon performansının artırılması için uygun olmama kriteri sağlandığı anda alt problemden erken çıkış sağlanması,
vi. Aşama iv.'de elde edilen uygun çözümlerin optimalite derecelerinin denklem (5.25) ve (5.27)'de özetlenen bulanık karar verme süreci yardımıyla değerlendirilmesi,
vii. En çok tercih edilen sonuçların aşama vi. aracılığıyla bulunması ve Pareto optimal kümenin oluşturulması,
viii. Pareto optimal çözümlerin (5.25) denklemi yardımıyla üyelik fonksiyonlarının hesaplanması,
ix. Pareto optimal çözümler için en iyi anlaşmalı çözümün üyelik fonksiyonları (5.25) ve bütün üyelik fonksiyonu (5.27) yardımıyla belirlenmesi.

Çok-hedefli optimizasyon probleminin genişletilmiş-ağırlıklı epsilon-kısıt metodu ile çözümüne dair hazırlanan özet akış şeması Şekil 5.6'da verilmiştir [160].



Şekil 5.6. Matematik modeli akış şeması

5.6. Çok-hedefli GEP Modeli

Bu bölümde çok-hedefli GEP problemi, matematik olarak çok-periyotlu, çok-hedefli, karmaşık tamsayı programlama modeli (MOMILP) olarak tanımlanmıştır.

5.6.1. Model Parametreleri

Tanımlanan MOMILP modeli için model parametreleri: kümeler, değişkenler, parametreler ve sabitler olarak aşağıda incelenmiştir.

5.6.1.1. Kümeler

t yatırım planlama periyodu endeksi ($t = 1,2, \dots, T$)

e mevcut (kurulu) ünite sayısı endeksi ($e = 1,2, \dots, E$)

n yatırımı planlanan aday ünite sayısı endeksi ($n = 1,2, \dots, N$)

j üretim teknolojileri endeksi ($j = 1,2, \dots, J$)

fl yakıt türleri endeksi ($fl = 1,2, \dots, FL$)

cv konvansiyonel teknolojiler endeksi ($cv = 1,2, \dots, CV$)

re yenilenebilir teknolojiler endeksi ($re = 1,2, \dots, RE$)

ld yük türlerine (baz, orta, puant) göre üretim teknolojileri endeksi

5.6.1.2. Değişkenler

U_{tn} n teknolojisine sahip ünite, t periyodunda veya öncesinde faaliyete geçerse 1, geçmezse 0

K_{tn} t periyodunda, n teknolojisine sahip faaliyete geçecek ünitelerin sayısı

CP_{te} t periyodunda mevcut e teknolojisine ait toplam enerji üretimi (MW)

CP_{tn} t periyodunda aday n teknolojisine ait toplam enerji üretimi (MW)

UP_t t periyodunda beklenen sağlanamayan enerji (MWh)

5.6.1.3. Parametreler

IC_{tn} aday n teknolojisine ait ünitenin t periyodundaki yatırım maliyeti ($/MW)

P_{tn} aday n teknolojisi kullanılarak t periyodunda kurulacak güç (MW)

P_{te} mevcut e üretim teknolojisine ait t periyodundaki toplam kurulu güç (MW)

FMC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit bakım ve operasyon maliyeti ($/MW)

FMC_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit bakım ve operasyon maliyeti ($/MW)

VMC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M$/MW)

VMC_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M$/MW)

FC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yakıt maliyeti (M$/MW)

FC_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yakıt maliyeti (M$/MW)

CF_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yakıt tüketimi (MWh/MWh)

CF_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yakıt tüketimi (MWh/MWh)

CO_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki CO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

CO_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki CO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

NO_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki NO_x emisyon oranı (kg/MWh)

NO_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki NO_x emisyon oranı (kg/MWh)

SO_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki SO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

SO_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki SO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

ED_t t periyodunda toplam elektrik talebinin en üst değeri (MW)

AF_{te} mevcut ünitelerin t periyodu için kullanılabilirlik faktörü

AF_{tn} aday ünitelerin t periyodu için kullanılabilirlik faktörü

UFM_{te} mevcut ünitelerin t periyodundaki en fazla kullanım faktörü değeri (%)

UFM_{tn} aday ünitelerin t periyodundaki en fazla kullanım faktörü değeri (%)

UFN_{te} mevcut ünitelerin t periyodundaki en az kullanım faktörü değeri (%)

UFN_{tn} aday ünitelerin t periyodundaki en az kullanım faktörü değeri (%)

MR_l kapasite karışım oranı (%)

5.6.1.4. Sabitler

d yatırım birim zamanındaki indirim oranı (%)

PC sağlanamayan enerji için ceza değeri ($/MWh)

RI_{min} yenilenebilir kaynakların kurulabileceği toplam alt kapasite değeri (MW)

RI_{max} yenilenebilir kaynakların kurulabileceği toplam üst kapasite değeri (MW)

RR_{min} yenilenebilir enerji oranı alt sınırı (%)

RR_{max} yenilenebilir enerji oranı üst sınırı (%)

RM_{min} rezerv sınırı alt değeri (%)

RM_{max} rezerv sınırı üst değeri (%)

5.6.2. Hedef Fonksiyonları

Önerilen çok-hedefli model, toplam maliyet, karbondioksit (CO_2) emisyonu ve azot oksitler (NO_x) emisyonu olmak üzere üç ayrı hedef fonksiyonunu içermektedir:

$$\text{Hedef fonksiyonları} = \begin{cases} f_1 & \text{Toplam maliyet} \\ f_2 & \text{CO}_2 \text{ emisyonu} \\ f_3 & \text{NO}_\text{x} \text{ emisyonu} \end{cases} \tag{5.28}$$

5.6.2.1. Toplam Maliyet Hedef Fonksiyonu

Toplam maliyet hedef fonksiyonu f_1; yeni kurulacak (aday) ünitelerin yatırım maliyeti (f_{11}), yeni kurulacak ve mevcut ünitelerin sabit işletme ve bakım maliyetleri (f_{12}), ünitelerin toplamının değişken üretim maliyetlerinin (f_{13}) net bugünkü (fiyatı indirgenmiş) değerleri hedef fonksiyonlarının toplamına eşittir:

$$f_1 = f_{11} + f_{12} + f_{13} \tag{5.29}$$

Geleceğe ait maliyetlerin tamamı, bugünkü net maliyet değerinin (present-worth values) elde edilmesi amacıyla, indirim oranı d ile şimdiki zamana indirgenmiştir.

Bugünkü net maliyetlerin hesaplanmasında WASP-IV modelinde önerilen yaklaşım kullanılmıştır. Bu çerçevede, büyüme planı kapsamında yatırımı yapılacak aday ünitelerin sermaye yatırımlarının, hizmete başladığı yılın başında yapıldığı varsayılmıştır. Diğer maliyetlerin (sabit işletme ve bakım maliyetleri, değişken işletme ve bakım maliyetleri, üretim maliyeti) bu maliyetlere ait periyodun/dönemin ortasında gerçekleştiği varsayılmıştır [11].

i. Yatırım Maliyeti

Büyüme planı kapsamında yatırımı yapılacak aday ünitelerin sermaye yatırımları aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$f_{11} = \sum_{t \in T} (1+d)^{-t'} \sum_{n \in N} IC_{tn} P_{tn} U_{tn} \tag{5.30}$$

$$U_{tn} = \begin{cases} 1, \text{Eğer } n \text{ ünitesi}, t \text{ periyodunda/öncesinde } faaliyete\ geçerse \\ 0, \ bunun\ dışında \end{cases} \tag{5.31}$$

Yeni eklenen ünitelerin yatırım maliyeti f_{11}'de T toplam planlama periyodu (yıl), N yatırımı planlanan toplam aday ünite sayısı, d ise yatırım birim zamanındaki indirim oranıdır.

$IC_{tn,}$ n teknolojisine ait aday ünitenin t zamanındaki yatırım maliyeti ($/MW), P_{tn}, t periyodunda n teknolojisi kullanılarak kurulan toplam güçtür (MW). İki elemanlı değişken olan U_{tn} ise; eğer n teknolojisine sahip ünite, t periyodunda veya öncesinde faaliyete geçerse 1, geçmezse 0 değerini alan ikili değişkendir.

ii. Sabit İşletme ve Bakım Maliyetleri (f_{12})

Büyüme planı kapsamında mevcut kurulu ünitelerle, yatırımı yapılacak aday ünitelerin sabit işletme ve bakım maliyetleri aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$f_{12} = \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{e\in E} FMC_{te}P_{te} + \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{n\in N} FMC_{tn}P_{tn}\,U_{tn} \quad (5.32)$$

FMC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit işletme ve bakım maliyeti ($/MW), P_{te} ise t periyodunda mevcut e üretim teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

FMC_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit işletme ve bakım maliyeti ($/MW), P_{tn} ise t zamanındaki aday n teknolojisine ait kurulu güçtür (MW).

iii. Üretim Maliyeti (f_{13})

Büyüme planı kapsamında, kurulu üniteler ve yatırımı yapılacak aday ünitelere ait üretim maliyetleri aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$f_{13} = \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{e\in E}(VMC_{te} + FC_{te}CF_{te})CP_{te} + \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{n\in N}(VMC_{tn} + FC_{tn}CF_{tn})CP_{tn} \quad (5.33)$$

VMC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M$/MW), FC_{te} ve CF_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodu için sırasıyla yakıt maliyeti (M$/MW) ve yakıt tüketimi (MWh/MWh), CP_{te}, t zamanında e teknolojisine ait toplam enerji üretimidir (MW).

VMC_{tn}, aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M$/MW), FC_{tn} ve CF_{tn} yeni n üretim teknolojisinin t periyodu için sırasıyla yakıt maliyeti (M$/MW) ve yakıt tüketimi (MWh/MWh), CP_{tn} ise t periyodundaki aday n teknolojisine ait toplam enerji üretimidir (MW).

Maliyet hedef fonksiyonlarında, indirim oranının hesaplanması amacıyla, zaman-periyot dönüşümü için t' değişkeni kullanılmış ve t' her bir periyotta kullanılan yıl sayısına bağlı olarak yeniden tanımlanmıştır.

5.6.2.2. CO_2 Emisyonu Hedef Fonksiyonu

İkinci hedef fonksiyonu olarak üretim ünitelerinden kaynaklanan toplam karbondioksit (CO_2) emisyonu miktarı (f_2) minimize edilmektedir. Farklı üretim ünitelerine ait sabit emisyon oranları yardımıyla hedef fonksiyonu aşağıdaki şekilde belirlenir:

$$f_2 = \sum_{t\in T}\sum_{e\in E} CO_{te}CP_{te} + \sum_{t\in T}\sum_{n\in N} CO_{tn}CP_{tn} \tag{5.34}$$

CO_{te} ve CO_{tn} sırasıyla mevcut e ve aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki CO_2 emisyon oranlarıdır (kg/MWh). CP_{te} ve CP_{tn} ise t periyodunda mevcut e ve aday n teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

5.6.2.3. NO_x Emisyonu Hedef Fonksiyonu

NO_x olarak adlandırılan NO (azot monoksit) ve NO_2 (azot dioksit) azot oksitlerinden kaynaklanan emisyonların miktarı bir diğer hedef fonksiyonu (f_3) olup bu fonksiyon farklı üretim ünitelerinin sabit emisyon oranlarına bağlı olarak aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$f_3 = \sum_{t\in T}\sum_{e\in E} NO_{te}CP_{te} + \sum_{t\in T}\sum_{n\in N} NO_{tn}CP_{tn} \tag{5.35}$$

NO_{te} ve NO_{tn} sırasıyla mevcut e ve aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki NO_x emisyon oranlarıdır (kg/MWh). CP_{te} ve CP_{tn} ise t periyodunda mevcut e ve aday n teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

5.6.3. Model Kısıtları

Çok-hedefli GEP modelinde kullanılan model kısıtları (sınır fonksiyonları) aşağıda belirtilmiştir. Model kısıtları arasında güç talebi, kapasite, kapasite karışım oranı benzeri teknik kısıtlar, teknoloji yatırım sınırı, teknoloji toplam kurulu güç sınırı benzeri ekonomik kısıtların yanı sıra, yenilenebilir veya konvansiyonel kaynakların üretim ve kurulum sınırlarını da içeren fonksiyonlar tanımlanmıştır. Model kısıtları yatırım periyodunun tamamı için uygulanabilmekte, aynı zamanda belirli alt periyotlar için farklı sınır koşulları ve hedefler belirlenebilmektedir.

5.6.3.1. Güç Talebi Kısıtları

Her bir t periyodunda taahhüt edilen gücün toplamı, bu periyotta rezerv üst sınırını da içerecek şekilde tepe (puant) talep değerine eşit veya bundan küçük olmalıdır:

$$\sum_{n\in N} P_{tn}U_{tn} + \sum_{e\in E} P_{te} \leq (1 + RM_{max})ED_t \quad \forall t \tag{5.36}$$

Benzer şekilde her bir t periyodunda taahhüt edilen gücün toplamı, bu periyotta rezerv alt sınırını da içerecek şekilde tepe değerine eşit veya bundan büyük olmalıdır:

$$(1 + RM_{min})ED_t \leq \sum_{n\in N} P_{tn}U_{tn} + \sum_{e\in E} P_{te} \quad \forall t \tag{5.37}$$

ED_{ts}, t periyodunda toplam elektrik talebinin tepe değerine ait parametre olup, RM_{min} ve RM_{max} parametreleri ise sırasıyla rezerv sınırı için belirlenen alt ve üst sınır değerleridir.

5.6.3.2. Kapasite Kısıtları

Her bir t periyodunda mevcut ve yeni kurulacak ünitelerin toplam kapasiteleri, mevcut ve yeni kurulacak üniteler için elde edilebilir toplam kapasitelerden küçük olmalıdır:

$$\begin{aligned} CP_{tn} &\leq \sum_{t\in T} AF_{tn}P_{tn}U_{tn} \quad \forall t, n \\ CP_{te} &\leq \sum_{e\in E} AF_{te}P_{te} \quad \forall t, e \end{aligned} \tag{5.38}$$

AF_{te} ve AF_{tn} sırasıyla mevcut ve aday ünitelerin t periyodu için kullanılabilirlik faktörleridir (%).

Her bir t periyodunda üretim ünitelerinden tamamından kaynaklanan toplam güç üretimi, elektrik talebinin en üst değerinden büyük olmalıdır:

$$\sum_{e\in E} CP_{te} + \sum_{n\in N} CP_{tn} \geq ED_t \quad \forall t \tag{5.39}$$

5.6.3.3. Teknoloji Yatırım Sınırı

Yatırımı planlanan fosil kaynaklı üretim teknolojileri, hidroelektrik, nükleer vb. teknolojiler (j) için toplam kurulacak ünite sayısı çevresel, siyasi veya teknolojik nedenlerle sınırlandırılabilir.

$$0 \leq \sum_{n\in N_j} U_{tn} \leq U_{tj,max} \quad \forall t \in T, \qquad j \in J, \qquad n \in N \tag{5.40}$$

5.6.3.4. Teknoloji Toplam Kurulu Güç Sınırı

Üretim teknolojileri için toplam kurulu güç miktarı, yakıt türlerine (fl) göre sınırlandırılabilmektedir:

$$0 \leq \sum_{e \in E_{fl}} CP_{te} + \sum_{n \in N_{fl}} CP_{tn} \leq CP_{tf,max} \quad \forall t \in T, \qquad fl \in FL \tag{5.41}$$

Benzer bir şekilde yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güç içerisindeki en fazla kurulabileceği kapasite sınırlandırılabilmektedir.

Ayrıca yenilenebilir enerji kurulum hedeflerinin elde edilebilmesi amacıyla kurulması hedeflenen alt sınır da model kısıtı olarak eklenebilmektedir:

$$RI_{min} \leq \left(\sum_{e \in E_{re}} P_{te} + \sum_{n \in N_{re}} U_{tn} P_{tn} \right) \leq RI_{max}, \forall t \in T, \ re \in RE \tag{5.42}$$

RI_{min} ve RI_{max}sırasıyla yenilenebilir kaynakların kurulabileceği toplam alt ve üst kapasite değerleridir.

5.6.3.5. Yenilenebilir Enerji Güç Sınırı

Yenilenebilir kaynaklardan toplam elde gücün toplam üretilen güce oranı operasyonel nedenlerle sınırlandırılabilmektedir.

Benzer şekilde yenilenebilir enerji kurulum hedeflerinin elde edilebilmesi amacıyla yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek gücün alt sınır oranı da model kısıtı olarak eklenmiştir.

$$RR_{min} \leq \frac{\left(\sum_{e \in E_{re}} CP_{te} + \sum_{n \in N_{re}} CP_{tn}\right)}{\left(\sum_{e \in E} CP_{te} + \sum_{n \in N} CP_{tn}\right)} \leq RR_{max} \qquad \forall t \in T, \quad re \in RE \tag{5.43}$$

RR_{min} ve RR_{max} sırasıyla yenilenebilir enerjinin, toplam kurulu güç içerisindeki izin verilen alt ve üst sınır oranlarıdır. E_{re} ve N_{re} ise mevcut e ve aday n teknolojilerinin içerisinde yer alan yenilenebilir teknolojilerdir.

5.6.3.6. Büyüme ve Yatırım Sınırı

Yatırım süresi boyunca, planlanan her bir yatırım yalnızca bir defa gerçekleşmelidir:

$$\sum_{t \in T} U_{tn} = 1 \quad \forall t, n \tag{5.44}$$

5.6.3.7. Yıllık Toplam Üretim Sınırı

Yıllık toplam elektrik üretimi için, alt ve üst üretim sınırları aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$\sum_{t \in T} (CP_{te} + CP_{tn}) \leq 8760 (AF_{te} UFM_{te} P_{te} + AF_{tn} UFM_{tn} P_{tn}) \; \forall n, e \tag{5.45}$$

$$\sum_{t \in T} (CP_{te} + CP_{tn}) \geq 8760 (AF_{te} UFN_{te} P_{te} + AF_{tn} UFN_{tn} P_{tn}) \; \forall n, e \tag{5.46}$$

UFM_{te} ve UFM_{tn} sırasıyla mevcut ve aday ünitelerin t periyodundaki en fazla kullanım faktörü değeri, UFN_{te} ve UFN_{tn} sırasıyla mevcut ve aday ünitelerin t periyodundaki en az kullanım faktörü değerleridir.

5.6.3.8. Kapasite Karışım Oranları

Yük eğrisiyle gösterilen yıllık talep, baz, orta ve puant yük olmak üzere üç gruba bölünebilir. Yakıt türlerine göre kapasite karışım oranları ise bu yük gruplarına göre belirlenmiştir:

$$MR_l \leq \frac{\left(\sum_{e \in E_l} P_{te} + \sum_{n \in N_l} P_{tn} U_{tn}\right)}{\left(\sum_{e \in E} P_{te} + \sum_{n \in N} P_{tn} U_{tn}\right)} \quad \forall t \in T,\ l \in L \tag{5.47}$$

MR_l baz, orta ve puant yüke karşılık gelen kapasite karışım oranlarıdır.

5.6.3.9. Başlangıç Değerleri

Kurulu olan üretim üniteleri, planlama periyodu süresinde üretimde kalmaya devam edecektir:

$$\sum_{t \in T} U_{te} = 1 \quad \forall t, e \tag{5.48}$$

5.6.3.10. Negatif Olmama Kısıtları

Negatif olmama kısıtları aşağıda verilmiştir:

$$\begin{aligned} CP_{tn} &\geq 0 \quad \forall t, n \\ CP_{te} &\geq 0 \quad \forall t, e \end{aligned} \tag{5.49}$$

$$\begin{aligned} (VMC_{tse} + FC_{tse} CF_{tse}) &\geq 0 \quad \forall t, s, e \\ (VMC_{tsn} + FC_{tsn} CF_{tsn}) &\geq 0 \quad \forall t, s, n \end{aligned} \tag{5.50}$$

5.6.3.11. İki Elemanlı (Binary) Kısıt

İki elemanlı kısıt aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır.

$$U_{tn} \in \{0,1\} \quad \forall t \in T, n \in N \tag{5.51}$$

5.7. Model Verileri

Çok-hedefli GEP modelinin uygulaması Türkiye elektrik üretim endüstrisi için yapılmış, 2015-2021 dönemi için üretim büyüme planlaması modeli aktüel veri ile incelenmiştir.

Bu bölümde modelin simülasyonunda kullanılan, başta talep tahmini, mevcut kurulu güce ait parametreler, yük analizi, yenilenebilir enerji hedefleri, yakıt maliyetleri, aday teknolojilere ait verilerin yanı sıra modelde kullanılan diğer temel kabuller özet olarak aktarılmıştır.

5.7.1. Talep Tahmini

Modelde planlama periyodu olarak her biri üç yıla karşılık gelen, üç ayrı periyot incelenmiştir. 2012 senesi referans yıl olarak alınmış, 2015, 2018 ve 2021 yılları modelleme periyotları olarak belirlenmiştir.

2012-2021 dönemi için elektrik talep tahminlerinin belirlenmesinde Türkiye Elektrik Üretiminin Modellenmesi (Bk. Bölüm 4) bölümünde LEAP modeli kullanılarak elde edilen senaryolara ait analizler kullanılmıştır.

Bunun yanı sıra, tepe yüke ait talep büyüme profilinin elde edilmesi amacıyla LEAP üzerinde daha önce çalışılan senaryolara ilave olarak alternatif bir diğer senaryo (Normal büyüme senaryosu) daha çalışılmıştır. Bu senaryoda ise, sektörler için nihai enerji yoğunluğunun 1995-2010 büyüme trendini izlemeye devam ettiği varsayılarak 2011-2030 tepe yük talebinin yıllara göre gelişimi incelenmiştir. Tepe yükün hesaplanmasında yük eğrisi karakteristiğinin planlama periyodunda değişmeyeceği varsayılmıştır.

TEİAŞ tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu raporunda yüksek talep ve düşük talep senaryoları için talep tahminleri verilmiştir [161].

Çizelge 5.1. 2015-2021 dönemi için enerji talep tahminleri (GWh)

	Yenilenebilir Enerji Eylem Planı	TEİAŞ projeksiyonu			LEAP	
	GWh	Düşük	Baz	Yüksek	Referans senaryo	Normal senaryo
2015	285377	264350	268820	275140	254838	252685
2018	348819	307720	318430	340580	303054	300009
2021	418971	352950	374570	404920	368776	344201

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2014 yılında hazırlanan Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, 2023 hedefleri kapsamında beklenen enerji talep tahmini gelişimini rapor etmiştir [162].

Çizelge 5.2. 2015-2021 yılları için tepe yük tahminleri (MW)

	TEİAŞ projeksiyonu			LEAP	
Yıl	Düşük talep	Baz talep	Yüksek talep	Referans senaryo	Normal senaryo
2015	40714	41402	42375	39590	41745
2018	47393	49043	52454	47081	51633
2021	54359	57689	62363	54319	61892

Çizelge 5.2 incelendiğinde, referans senaryoda elde edilen tepe yük değerleri TEİAŞ projeksiyonunda düşük talep tahminine karşılık gelmektedir.

TEİAŞ tarafından hazırlanan elektrik enerjisi talep tahminleri brüt talebi içermektedir. İletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar ve kaçak ile santralların iç ihtiyaçları değerlere dahil edilmiştir. Buradan hareketle, modelde LEAP tarafından hesaplanan referans senaryoya ait tepe yük için talep tahmini değerleri kullanılmıştır.

5.7.2. Kurulu Güç için Model Parametreleri

2012 yılında 57060 MW olan toplam kurulu güç, enerji kaynağı türlerine göre dokuz ana grupta değerlendirilmiştir. Enerji kaynağı türlerine göre gruplar; kömür (linyit), ithal kömür (taşkömürü ve asfaltit dahil), doğalgaz, sıvı yakıtlar (fueloil, motorin, nafta ve LPG), hidrolik, rüzgar, jeotermik ve biyoyakıt (biyogaz ve atık)'tır [163].

Kapasite kullanım oranları (en fazla), 2013 tarihli TEİAŞ Kapasite Projeksiyonu Raporu'nda verilen enerji kaynağı türlerine göre toplam kurulu güç ve toplam tahmini proje üretim kapasitesi verileri kullanılarak denklem (5.52) yardımıyla hesaplanmış ve ortalama değerler Çizelge 5.3'de verilmiştir [163].

$$\mathrm{UFM} = \text{proje üretim kapasitesi}/(\text{kurulu güç} \times 24\ \text{saat/günx}365\ \text{gün}) \quad (5.52)$$

TEİAŞ tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020) raporunda 2003 yılı sonu itibariyle mevcut olan termik santraller için işletme ve bakım maliyetleri verilmiştir [164]. Raporda sunulan veriler analiz edilirken, 2003 yılına ait veriler 2015 sabit dolar kuruna dönüştürülmüş ve maliyetler için ağırlıklı ortalamalar alınmıştır.

Ortalama sabit işletme ve bakım maliyetleri doğalgaz kaynaklı santraller için 7,32 ($/kW-yıl), fueloil için 15,00 ($/kW-yıl), kömür kaynaklı santraller için 46,34 ($/kW-yıl) olarak gerçekleşmiştir.

Ortalama değişken işletme ve bakım maliyetleri ise doğalgaz kaynaklı santraller için 0,31 ($/kW-yıl), fueloil için 0,20 ($/kW-yıl), kömür kaynaklı santraller için 2,50 ($/kW-yıl) olarak gerçekleşmiştir. Çalışmada hidroelektrik santraller için işletme ve bakım maliyeti olarak sabit 5,10 ($/kW-yıl) değeri alınmıştır.

Bu çalışmada öncelikli hedef büyüme alternatiflerinin değerlendirilmesi olduğundan aday teknolojilere ait teknik performans, maliyet ve emisyon özelliklerinin kapsamlı bir şekilde analizi ve modellemesi yapılmıştır. Çok-hedefli optimizasyon modelinde mevcut kurulu güç, mevcut ve kurulacak kapasitenin yakıt türleri, teknolojiler, yenilenebilir kapasiteler için oranları gibi model kısıtlarının hesaplanmasında kullanılmaktadır. Bu noktadan hareketle, mevcut kurulu güce ait sabit ve değişken işletme ve bakım maliyetleri olarak yeni kurulacak aday üniteler için analiz edilen maliyet değerleri kullanılmıştır (Bk. Bölüm 3.4.2). Bu kapsamda yakıt türlerinden kömür için APC, doğalgaz için NGCC; sıvı yakıtlar ve LPG için ACT, hidrolik için HY, rüzgar için WN, jeotermal için GT, aday üniteler arasında olmayan biyoyakıt için BBFB ünitelerine ait veriler referans olarak alınmıştır.

Çizelge 5.3. Mevcut kurulu güç için model parametreleri

	Kapasite (MW)	Maksimum kapasite kullanım oranı (%)	Sabit işletme ve bakım maliyeti ($/kW-yıl)	Değişken işletme ve bakım maliyeti ($/MWh)
Kömür (linyit)	8279	73	25,42	4,10
Kömür (ithal kömür, taşkömürü)	4603	76	25,42	4,10
Doğalgaz	19991	85	6,97	4,10
Sıvı yakıtlar	1996	64	5,81	33,04
Hidrolik	19610	36	16,58	6,63
Rüzgar	2260	40	66,30	0
Jeotermik	162	83	0	34,26
Biyoyakıt ve atık	159	82	104,98	4,23

Mevcut kurulu güç kapsamındaki ünitelerinin emisyon oranlarının belirlenmesi için farklı yaklaşımlar kullanılmış ve bu yaklaşımlar aşağıda kısaca özetlenmiştir.

Kömür, linyit ve ithal kömürü ile taşkömürü birlikte olmak üzere iki ayrı grupta değerlendirilmiştir.

Kömür için CO_2 emisyonlarının belirlenmesinde IPCC tarafından kabul edilen enerji endüstrisi için sabit yanma ünitelerine ait standart emisyon değerleri kullanılmıştır [165].

NO_x değerlerinin hesaplanmasında ise Avrupa Çevre Ajansı (EEA) ve Avrupa Gözlem Değerlendirme Programı (EMEP) tarafından yayınlanan Hava Kirletici Emisyonlar Envanter Rehber Kitabı (EMEP/EEA 2016) kullanılmıştır [166]. EMEP/EEA 2016 envanter kitabında, US EPA (1998) raporları esas alınarak %95 güven aralığında alt bitümlü kömür ve linyit için NO_x referans değerleri verilmiştir. NO_x referans değerleri linyit için 247 g/GJ, alt bitümlü kömür için 209 g/GJ olarak alınmıştır.

Kükürtdioksit emisyonlarının belirlenmesi için linyit ile ithal kömür ve taşkömürünün içerdiği ortalama kükürt oranlarının tespiti gerekmektedir. Bu kapsamda Türkiye'deki önemli linyit havzalarından Kahramanmaraş Afşin-Elbistan, Sivas-Kangal ve Ankara-Çayırhan havzaları için rapor edilen ortalama kükürt oranları incelenmiştir. İncelemeye konu linyit sahaları için ortalama kükürt oranları Afşin-Elbistan[1] için %2,11; Sivas-Kangal[2] için %2,59; Ankara-Çayırhan için %3,4 olarak rapor edilmiştir. Her bir saha için kükürt oranları değerlendirildiğinde ortalama kükürt oranı %2,7'dir. Yeni sahalardan olan ve 1,8 milyar ton ile Türkiye'nin en yüksek rezervine sahip Konya-Karapınar sahası için kükürt oranının %2-3,5 aralığında (ortalama %2,7) olduğu rapor edilmiştir [167]. Bu çerçevede emisyon oranı hesaplamalarında linyit için kükürt oranı %2,7 olarak alınmıştır.

[1] Afşin-Elbistan sahasına ait sektörler için Kükürt oranları (%): Kışlaköy (2,48), Çöllolar (2,03), C Sahası (2,03), D Sahası (2,16), E Sahası (1,84).
[2] Sivas-Kangal sahasına ait sektörler için Kükürt oranları (%): Kalburçayırı (2,48), Hamal (2,69).

Hesaplamalarda, ithal kömürün alt-bitümlü kömür olduğu ve %1 oranında kükürt içerdiği varsayılmıştır.

Modelde ithal kömür ile aynı grupta değerlendirilen taşkömürü için ise Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK)'ya ait taşkömürü havzalarının rapor edilen kükürt oranları incelenmiştir. TTK taşkömürü havzaları için oranlar incelendiğinde en fazla kükürt oranları Armutçuk lavvarı için %0,9; Kozlu-Üzülmez lavvarı için %0,8; Çatalağzı lavvarı için %0,8; Amasra lavvarı için %1,5 olarak rapor edilmiştir [168]. Bu çerçevede taşkömürü için kükürt oranı, ortalama değer olan %1 oranı alınmıştır.

Linyit için SO_x emisyon faktörü, EPA (1998) çalışmasında, S kükürt oranı olmak üzere duvar yanmalı ünitelerde 30S lb/ton[3] olarak rapor edilmiştir [169]. Kükürt oranının 2,7 olması durumunda emisyon oranı 5,063 olmaktadır. SO_x emisyonunun yaklaşık %95 oranında SO_2 den oluştuğu düşünüldüğünde SO_2 emisyon oranı 4,81 lb/MMBtu olarak hesaplanmıştır.

Alt bitümlü kömür için SO_x emisyon faktörü, EPA (1998) çalışmasında: S kükürt oranı olmak üzere teğetsel ve duvar yanmalı ünitelerinde, 35S lb/ton[4] olarak rapor edilmiştir [169]. İthal kömür ve taşkömürü için kükürt oranının %1 olduğu kabul edildiğinden SO_x emisyon faktörü 1,75 lb/MMBtu olarak hesaplanmış, SO_x emisyonunun %95inin SO_2 olduğu varsayıldığında SO_2 emisyon oranı 1,663 lb/MMBtu olarak hesaplanmıştır.

Doğalgaz için emisyon oranlarının belirlenmesinde EPA (1998) çalışması kullanılmıştır. CO_2 ve SO_2 için referans değerler sırasıyla 120000 lb/10^6scf ve 0,6 lb/10^6scf olarak alınmıştır (Doğalgaz için lb/10^6scf=1,020 lb/MMBtu) [169].

Doğalgazdan kaynaklanan NO_x emisyonu için EMEP/EEA 2016 yayınının referans olarak verdiği 89 g/GJ değeri referans olarak alınmıştır [166].

Sıvı yakıtlar grubunda fueloilin toplam yakıtlara oranının 0,90 olması nedeniyle fueloile ait olan ortalama emisyon değerleri EPA (1998) çalışmasından referans olarak alınmıştır.

---

[3] Linyit için lb/MMBtu=0,0625 lb/ton.
[4] Alt bitümlü kömür için lb/MMBtu=0,050 lb/ton.

Fueloil için 100 milyon Btu/saat üzerinde kapasitesi olan normal süreçli yanma ünitelerine ait NO_x emisyon değeri 47 lb/10^3gal[5] (0,313 lb/MMBtu) olarak alınmıştır. Bazı Akaryakıt Türlerindeki Kükürt Oranının Azaltılmasına İlişkin 2009 tarih ve 27368 sayılı yönetmelik gereğince 50MW üzerindeki ünitelerde %1'i geçen fueloil türlerinin kullanılması durumunda emisyonlar için kısıtlamalar getirildiğinden, kullanılan fueloil için kükürt oranı ortalama %1 olarak alınmıştır [170]. Buradan hareketle, SO_2 emisyon değeri 157 lb/10^3gal (1,047 lb/MMBtu) olarak belirlenmiştir [169].

Biyogaz ve atık için emisyon değerlerinin belirlenmesinde NREL ReEDS veri tabanı kullanılmıştır (Bk. Bölüm 3.2.3).

LPG için emisyon oranlarının hesaplanmasında LPG'nin %30 C_3H_8 (propan) ve %70 C_4H_{10} (bütan) karışım oranına sahip olduğu varsayılmıştır. Kükürt oranının 350 mg/m^3 olduğu varsayımıyla, LPG için emisyon oranları EPA (1988) yayını kullanılarak hesaplanmıştır[6] [169].

Çizelge 5.4. Kurulu güç için yakıt türlerine göre emisyon oranları

	Kapasite (MW)	SO_2 (lb/MMBtu)	NO_x (lb/MMBtu)	CO_2 (lb/MMBtu)
Linyit	8279	4,8	0,575	235
İthal kömür, taşkömürü	4603	1,663	0,486	223,6[7]
Doğalgaz	19991	0,001	0,207	117,6
Sıvı yakıtlar[8]	1996	1,047	0,313	166,7
Biyogaz, atık	159	0	0,08	195
Hidrolik	19610	0	0	0
Rüzgar	2260	0	0	0
Jeotermal	162	0	0	0

[5] Fueloil-6 için lb/10^3gal=150MMBtu/10^3gal.
[6] Hesaplamada 98.85MMBtu/10^3gal dönüşüm faktörü kullanılmıştır.
[7] Düşük bitümlü kömür için IPCC referans değeri.
[8] Fuel-oil, motorin ve nafta.

5.7.3. Aday Teknolojiler

Modellemede kurulması planlanan (aday) teknolojiler için 16 ayrı güç teknolojisi alternatifi belirlenmiştir. Aday teknolojilerin belirlenmesinde gelecek alternatiflerinin farklılaştırılmasına özen gözetilmiş, bu kapsamda farklı yakıt türleri, yeni nesil teknolojiler, konvansiyonel teknolojilerin yanında yenilenebilir kaynaklara dayalı teknolojilerin de alternatifler arasında yer alması planlanmıştır.

Modelde kullanılan kömür kaynaklı teknolojiler: geliştirilmiş tozlaştırılmış kömür santrali (APC), entegre gazlaştırma kombine çevrim teknolojisi (AGCC); doğalgaz kaynaklı teknolojiler: geliştirilmiş yanmalı gaz türbini (ACT) ve yeni nesil gaz kombine çevrim santrali (NGCC); nükleer kaynaklı ise yeni nesil nükleer santral (ANUC) olmuştur.

Yenilenebilir kaynaklardan ise hidroelektrik santrali (HY), pompajlı hidroelektrik santrali (PS), kara rüzgar santrali (WN), ısıl güneş teknolojisi (ST), fotovoltaik güneş teknolojisi (PV) ve jeotermik teknoloji (GT) modelde kullanılan teknoloji alternatifleri arasında yer almıştır.

Aday teknolojiler için kullanılacak teknik performans özellikleri Bölüm 3.4'de ayrıntılı olarak incelenmiştir. Verinin mevcut olması durumunda NRELBV veri seti tarafından belirlenen referans değerler kullanılmış, bunun dışındaki durumlar ise aşağıda rapor edilmiştir.

Modelleme için referans alınan aday teknolojilere ait teknik performans, maliyet ve emisyon özellikleri aşağıda incelenmiş ve bu veriler özet olarak EK 9'da verilmiştir.

5.7.3.1. Aday Teknolojilerin Teknik Performans Özellikleri

Modelde kullanılacak aday teknolojilerin teknik performans özellikleri Bölüm 3.4.1 ve 3.5'de incelenmiştir. Bu çerçevede nominal kapasite (MW), ısı sarfiyatı oranı (Btu/kWh), zorunlu devre dışı kalma oranı (%) ve kapasite faktörü değerleri Çizelge 5.5'de verilmiştir.

Modelde depolama teknolojilerine ait tek alternatif olan pompajlı hidrolik santral için kapasite faktörü verisi Sandia, EIA ve NREL modelleri çerçevesinde %33 olarak alınmıştır (Bk. Bölüm 3.4.1.3.) [77].

Çizelge 5.5. Aday teknolojilere ait teknik performans özellikleri

	Nominal kapasite (MW)	Isı sarfiyatı oranı (Btu/kWh)	Zorunlu devre dışı kalma oranı (%)	Kapasite faktörü (%)
APC	606	9370	0,06	90
IGCC	590	9030	0,08	88
ACT	211	10390	0,03	95
NGCC	580	6705	0,04	94
ANUC	1125	9720	0,04	94
HY	500	-	0,05	40
PS	500	-	0,03	33
WN	300	-	0,05	37
ST	200	-	0,06	40
PV	10	-	0	25
GT	50	-	0,008	98

Hidroelektrik santrali için kapasite faktörü değeri NRELBV veri setinde yer almamıştır. Temiz Gelişim Mekanizması (CDM) tarafından farklı ülkelere ait rapor edilen 142 hidroelektrik projesi analiz edildiğinde ortalama kapasite faktörü %50 olmuştur [171]. 2008-2012 ortalama kapasite faktörleri incelendiğinde bu oran OECD Avrupa ülkeleri ve ABD için %40, OECD dışı Avrupa ve Orta Asya ülkeleri için %34 olarak gerçekleşmiştir [172]. Bu kapsamda, modelde hidroelektrik için kapasite faktörü %40 olarak alınmıştır.

Fotovoltaik için kapasite faktörü olarak AEO2013, REEDS ve GCAM veri setlerinde referans olarak sağlanan %25 oranı kullanılmıştır (Bk. Bölüm 3.4.1.3.)

5.7.3.2. Aday Teknolojilerin Maliyet Özellikleri

Modelde kullanılacak aday teknolojilerin maliyet özellikleri bölüm 3.4.2 ve 3.5'de ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu çerçevede yatırım maliyeti ($/kW), sabit işletme ve bakım maliyetleri ($/kW/yıl), değişken işletme ve bakım maliyetleri ($/MWh) için modelde referans olarak alınacak değerler Çizelge 5.6'da verilmiştir.

Nükleer teknoloji için değişken işletme ve bakım maliyetleri NRELBV veri setinde sıfır olarak alınmış, buna karşılık diğer veri setlerinde bu maliyet ayrıca belirtilmiştir. AEO2013, REEDS, EPA ve NETL için bu değerler sırasıyla 2,24; 2,23; 2,24 ve 0,98 olarak alınmıştır. Bu verilerden hareketle, nükleer teknoloji için değişken işletme ve bakım maliyetleri 2,24 $/MWh olarak alınmıştır.

Çizelge 5.6. Aday teknolojilerin maliyet özellikleri

	Nominal kapasite (MW)	Yatırım maliyeti (2015-$/kW)	Sabit işletme ve bakım maliyeti (2015-$/kW-yıl)	Değişken işletme ve bakım maliyeti (2015-$/MWh)
APC	606	3193,45	25,42	4,1
IGCC	590	4431,05	34,37	7,23
ACT	211	719,36	5,81	33,04
NGCC	580	1359,15	6,97	4,06
ANUC	1125	6740,5	140,34	2,24
HY	500	3867,5	16,58	6,63
PS	500	2464,15	34,03	0
WN	300	2187,9	66,3	0
ST	200	7514,0	55,25	0
PV	10	2817,75	53,04	0
GT	50	6563,7	0	34,26

5.7.3.3. Aday Teknolojilere Ait Emisyon Özellikleri

Fosil kaynaklı aday teknolojiler için emisyon değerleri Bölüm 3.4.3 ve 3.5'de incelenmiştir. Modelde kullanılacak emisyon değerleri kükürtdioksit (SO_2), azot oksit (NO_x) ve karbondioksit (CO_2) için Çizelge 5.7'de verilmiştir.

Jeotermik teknoloji için emisyon değerlerinin NRELBV veri setinde yer almaması nedeniyle NETL veri setine ait değerler referans olarak alınmıştır.

Çizelge 5.7. Aday teknolojilerin emisyon özellikleri (lbs/MWh)

	Kapasite (MW)	SO_2 (lbs/MWh)	NO_x (lbs/MWh)	CO_2 (lbs/MWh)
APC	606	0,1877	0,1707	733,795
IGCC	590	0,2218	0,2901	733,795
ACT	211	0,0007	0,1126	399,321
NGCC	580	0,0007	0,0249	399,321
GT	50	0,0068	0,0273	470,994

5.7.4. Yakıt Maliyetleri

Modelde üretim maliyetinin hesaplanması için fosil kaynaklı üretim teknolojilerinin yakıt maliyetlerinin belirlenmesi gerekmektedir.

Bölüm 3.4.2'de maliyet özellikleri analiz edilirken yakıt maliyetleri analiz kapsamı dışında tutulmuştur. Yakıt maliyetlerinin belirsizlik içermesi, incelemeye konu veri setlerinden AEO dışında yakıt maliyetlerinin açıkça belirtilmemiş olması (NETL veri-seti, AEO verilerini referans almaktadır) ve güncel verilerin elde edilmesinin daha yerinde olacağı düşüncesiyle maliyetler bu kısımda ayrıca incelenmiştir.

Yakıt maliyetlerinin incelenmesinde dört ayrı veri seti kullanılmıştır. Bunlardan ilki Enerji Bilgi İdaresi (EIA) tarafından yayınlanan ve Yıllık Enerji Görünüm 2016 (AEO2016) raporuna temel oluşturan verileridir. İkinci veri seti ise EIA tarafından üç ayda bir yayınlanan Kısa Dönem Enerji Görünümü (STEO) raporudur [173]. Üçüncü olarak kullanılan veri seti, ABD Enerji Bakanlığı ve NETL tarafından Açık Enerji Bilgi Sistemi (openEI) altında oluşturulan Açık Maliyet Veri tabanıdır [174]. Veri tabanında seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hesaplamaları için sabit yakıt maliyetleri verilmiştir. Dördüncü çalışma ise LAZARD[9] tarafından hazırlanan Enerji Analizi için Seviyelendirilmiş Maliyet raporudur [175]. Modelde sıvı yakıtlar için AEO 2016 verisi, diğer yakıt türleri için ise LAZARD verisi referans olarak alınmıştır.

Çizelge 5.8. Fosil kaynaklı teknolojiler için yakıt maliyetleri (2015$/MWh)

	AEO 2016	STEO	TCD	LAZARDS
Kömür	7,47[10]	7,61	7,98	6,69[11]
Doğalgaz	11,12	11,33	15,01	11,77
Sıvı yakıtlar	34,94	38,9		
Nükleer			2,59	2,90[12]
Biokütle			7,75	6,82[13]
IGCC				4,98
IGCC/CCS				2,22[14]

[9] 1848 yılında kurulmuş, 27 ülkede hizmet veren, finansal danışmanlık ve portföy yönetimi kuruluşu (https://www.lazard.com/).
[10] Buhar kömürü.
[11] Kritik-üstü tozlaşmış kömür.
[12] İşletmeden çıkarma ve federal destekler dahil edilmemiştir.
[13] Direk biokütle teknolojisi (35MW) alternatiflerinden yüksek maliyetli olan seçilmiştir.
[14] %90 karbon tutma ve depolama oranı. Depolama ve nakliye hariç.

5.7.5. Yenilenebilir Enerji Hedefleri ve Gelişimi

Yüksek Planlama Kurulu kararı ile kabul edilen Elektrik Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde (18.09.2009 tarih ve 2009/11 sayılı), yenilenebilir kaynakların elektrik enerjisi tüketimi içindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde olmasının sağlanması hedeflenmiştir [176].

Türkiye'nin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı Avrupa Konseyinin (2009/28/EC ve 2009/548/EC sayılı) Avrupa Komisyonu kararları çerçevesinde Enerji Bakanlığı tarafından hazırlanmıştır [162]. Hazırlanan eylem planında 2023 yılı için yenilenebilir enerji hedefleri ve bu hedeflerin gelişimi sunulmuştur.

Bu tez çalışmasında, beklenen brüt nihai enerji tüketimi (GWh), yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesi (MW) ve yenilenebilir enerji brüt elektrik üretimi (GWh) verileri Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'nda belirlenen tahminlerden alınmış ve bu verilerden hareketle yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek enerji oranı hesaplanmıştır [162].

2015-2021 yılı için kurulu güç kapasite ve brüt elektrik üretim hedefleri Çizelge 5.9'da verilmiştir.

Modelde yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerji oranı model sınırı olarak kullanılmıştır.

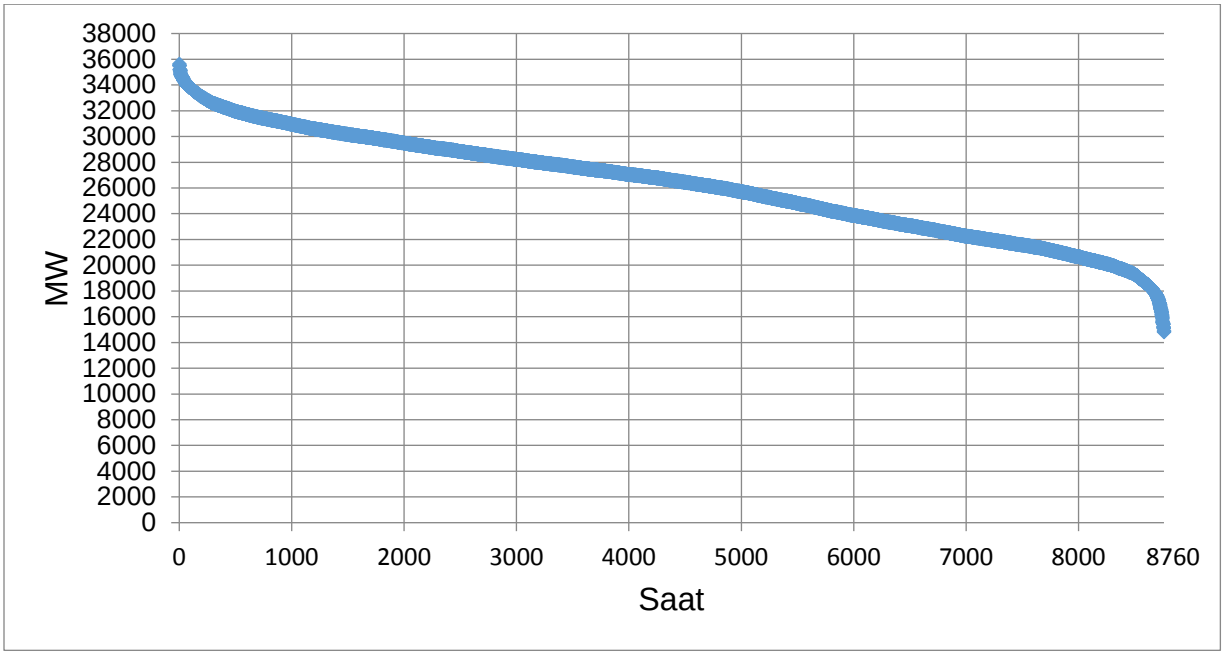
Çizelge 5.9. Yenilenebilir enerji için 2015-2021 dönemi hedefleri

	Beklenen brüt nihai enerji tüketimi (GWh)	Yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesi (MW)	Yenilenebilir enerji brüt elektrik üretimi (GWh)	Yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerji oranı (%)
2012[15]	239497	22032	64625	0,27
2015	285377	32275	87215	0,31
2018	348819	45478	120474	0,35
2021	418971	55488	145678	0,35

[15] 2012 yılına ait gerçekleşen brüt nihai tüketim ve yenilenebilir enerji üretimi değerlerini içermektedir.

5.7.6. Yük Analizi

Güç sistemlerine ait, talep verisi azalan şekilde düzenlenen tertiplenmiş yük eğrisi genellikle baz yük, orta yük ve tepe (puant) yük olmak üzere üç grupta değerlendirilmektedir. Yıllık tertiplenmiş yük eğrisinin analizinde tepe yükün 2000 saate kadar, orta yükün 2000-8760 saat arası, baz yükün ise 8760 saate kadar olan yüke karşılık geldiği varsayılmıştır [177]. 2011 yılına ait tertiplenmiş yük eğrisi Şekil 5.7'de verilmiştir.



Şekil 5.7. 2011 yılı için tertiplenmiş yük eğrisi

Bölüm 4.8'de incelenen 2011 yılı yük verileri analiz edildiğinde tepe, orta ve baz yükün gerçekleşen en yüksek yük değerine oranları sırasıyla %17, %25 ve %58 olarak gerçekleşmiştir. Yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği varsayılarak, hesaplanan tepe, orta ve baz yüke ait oranları modelleme dönemi için referans olarak alınmıştır.

5.7.7. Yük Tevzi Modeli

Baz yükte çalışan güç üniteleri genellikle yüksek yatırım maliyetleri, düşük işletme ve bakım maliyetlerine sahip olmanın yanında yüksek kapasite faktörlerine (%75'in üzerinde) sahiptirler. Orta yükü karşılayan üniteler ise genellikle %40-60 kapasite faktörlerine sahiptir. Tepe yük için uygun olan güç üniteleri ise düşük yatırım

maliyeti, yüksek işletme maliyetine sahip olup yıllık çalışma oranları daha azdır [178].

Baz yükte çalışan güç üniteleri genellikle nükleer, kömür ve jeotermik santrallerden oluşmaktadır. Kombine çevrim santralleri baz yük grubuna göre daha pahalı yakıt olan kömür veya doğalgaz kullandığı için orta yük ihtiyacını karşılamaktadır. Yanma türbinleri ve pompajlı hidroelektrik üniteleri ise tepe yük ihtiyacını karşılamak için devreye girmektedir.

EIA, kara rüzgar santrali (WN), ısıl güneş teknolojisi (ST), fotovoltaik güneş teknolojisi (PV) ve hidroelektrik santrallerini sevk-edilemez sınıfında değerlendirmektedir [179]. Bu üretim teknolojileri, kaynak akışlarının izin verdiğinden daha fazla üretimde bulunamazlar. Rüzgar ve güneş teknolojileri, kesintili yapıya sahip olmaları ve kullanılabilirliklerinin kaynakların bulunurluğu ile kısıtlı olmaları nedeniyle tam olarak baz, orta ve tepe yük kategorilerine uymamaktadır. Özellikle rüzgar enerjisinden talebin en yoğun olduğu yaz döneminde düşük üretim elde edilebilmektedir. Fotovoltaik güneş teknolojisi ise talebin yüksek olduğu gün içerisinde üretimde olmasına rağmen talebin yüksek olmaya devam ettiği akşam saatlerinde devrede olamamaktadır. Tepe yüke karşılık gelen zaman dilimlerindeki kısıtlı bulunabilirliği özellikle rüzgar ve güneş kaynaklarını sevk-edilebilir kaynakların yerine geçirememektedir.

Bu nedenle rüzgar ve güneş kaynaklarının yakıt tüketiminin azaltılması ve kullanım oranlarının düşürülmesi amaçlarıyla sevk-edilebilir kaynaklara tamamlayıcı olarak değerlendirilmesi düşünülmüştür. Rüzgar santrallerinin baz ve tepe yük yerine orta yükte konvansiyonel santrallerin kullanım oranlarını azaltabileceği öngörülmektedir [180].

Hidroelektrik üniteleri düşük işletme maliyetlerine sahip olmalarına rağmen, ünitelerin ekonomik sevkiyatları: rezervuar kapasitesi, çevresel etkiler, gelirlerin maksimizasyonu gibi nedenlerle etkilenebilmektedir. Karmaşık sevkiyat modeline sahip olan hidroelektrik üniteler baz, orta ve tepe yükte kullanılabilmektedir.

Tayland için yapılan bir çalışmada, yenilenebilir kaynakların fosil yakıtlarına dayalı elektrik üretimini orta ve baz yük grubunda %5-7 oranında azaltabileceği öngörülmüştür. Yüksek oranda rüzgar ve güneş kaynaklarının akıllı şebeke modelleriyle birlikte sisteme girmesi değişkenliği ve net yük belirsizliğini artıracaktır.

AB-27 için yapılan bir çalışmada yüksek kapasitede kara rüzgar ve fotovoltaik güneş kapasitesinin yıllık elektrik tüketimindeki oranlarının %30 oranının üzerine çıkmasının esneklik gereksinimlerini ciddi olarak artırdığı gösterilmiştir [181]. Benzer şekilde Ueckert vd. tarafından İndiana (ABD) ve Almanya için yapılan çalışmada rüzgar ve güneş kaynaklarının değişkenliğinin güç sistemleri üzerindeki temel etkileri incelenmiş, bu kaynakların kapasite karışımı içerisindeki oranlarının artmasıyla birlikte sistem üzerindeki etkilerinin önemli hale geldiğini göstermişlerdir [182].

2011 ve 2012 yılları için elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günlerde santralların enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları incelendiğinde orta ve tepe yük artışının ağırlıklı olarak doğalgaz ve hidroelektrik artışıyla karşılandığı gözlemlenmiştir [163, 183].

Yukarıda açıklanan gerekçeler çerçevesinde yük tevzi modelinde yer alacak elektrik üretim teknolojileri aşağıdaki şekildedir:

- Baz yük: linyit, ithal kömür, nükleer, hidrolik, jeotermik,
- Orta yük: ithal kömür, doğalgaz, hidrolik, güneş, rüzgar,
- Tepe yük: doğalgaz (yanma türbini), sıvı yakıtlar, pompajlı hidrolik.

5.7.8. İndirim Oranı

Yatırım birim zamanındaki reel indirim oranı d, maliyetlerin iskonto edilmesinde kullanılmakta olup, yatırım dönemi süresince sabit kalmaktadır. IEA, NEA ve OECD tarafından 2015 yılında yayınlanan Elektrik Üretimi Maliyetlerinin Öngörülmesi çalışmasında üç ayrı indirim oranı kullanılmıştır. Bu çalışmada sermaye sosyal maliyetine karşılık olarak %3, hükümet denetimi kaldırılmış ve yeniden yapılandırılmış piyasalar için %7, yüksek risk içeren ortamlarda yatırım için ise %10 indirim oranı referans olarak alınmıştır [184].

TCD Açık Maliyet veri tabanında maliyet hesaplamaları için %7 indirim oranı kullanmıştır [174].

NREL için hazırlanan Elektrik Üretim Teknolojileri için Maliyet ve Performans analizleri çalışmasında maliyet hesaplamaları için kullanılan reel indirim oranı %7 olarak belirlenmiştir [62].

Avrupa enerji sistemini ülke bazında ve toplam olarak modellemek için geliştirilen PRIMES sisteminde kapsamında, AB ülkeleri için yapılan 2030 etki değerlendirmesi çalışmasında %9 indirim oranı kullanılmıştır. Aynı oran 2020-2050 senaryolarının belirlenmesinde de referans olarak alınmıştır [185].

Bu çerçevede, modelleme esnasında verileri kullanılan IEA ve OECD çalışmasında yeniden yapılandırılmış piyasalar için önerilen ve aynı zamanda Bölüm 3'de referans olarak kullanılan NREL çalışmasında önerilen %7 indirim oranı referans olarak alınmıştır [62].

5.7.9. Diğer Kabuller

Çok-hedefli GEP modelinde maliyet hedef fonksiyonunun yanı sıra emisyonlar için doğrudan sera gazlarından CO_2 ile dolaylı sera gazlarından NO_x emisyonları hedef fonksiyonu olarak modellenmiştir.

Fosil kaynaklı yakıtlar ve endüstriyel süreçlerden kaynaklanan CO_2 emisyonları küresel sera gazı emisyonlarının %65'ini oluşturmaktadır [186]. SO_2 ve NO_x emisyonlarının neredeyse tamamı (>99) enerji üretimi ve kullanımından kaynaklanmaktadır [187]. CO_2 ve SO_2 emisyonlarının büyük ölçüde kömür kullanılmasından oluşması nedeniyle, SO_2 emisyonu pozitif şekilde CO_2 emisyonuyla ilişkilidir. Bu nedenle CO_2 ve SO_2 emisyonları ayrı bir örnek senaryo olarak birlikte incelenmiştir.

Modelde hedef fonksiyonlarına ait ağırlık katsayıları için farklı kombinasyonların oluşturduğu örnek durumlar değerlendirilmiştir.

(5.24) denklemi kullanılarak hedef fonksiyonları f_2 ve f_3 için çözüm aralıkları eşit parçalara g_k bölünmüştür. Modelde grid noktaları g_k olarak, f_2 hedef fonksiyonu için 15, $f_3$hedef fonksiyonu için 5 nokta alınmış, hedef fonksiyonlarının sınır değerleri r_k grid noktası kadar eş aralığa bölünmüştür.

Modelde talep ve üretimin saatlik değişimlerinin sağlanması yerine, yıllık nihai talebin büyüme dönemlerinde sağlanması hedeflenmiştir. Nihai elektrik talebinin modelleme alt periyotları süresince sabit olduğu varsayılmıştır.

Modelde, büyüme planı kapsamında yatırımı yapılacak aday ünitelerin sermaye yatırımlarının, yatırımın devreye alındığı periyodun başında yapıldığı varsayılmıştır. Sabit işletme ve bakım maliyetleri ile değişken işletme ve bakım maliyetlerinin ilgili periyodun ortasında gerçekleştiği varsayılmıştır.

Aday teknolojiler için zorunlu devre dışı kalma oranları Çizelge 5.5'de verilmiştir. Zorunlu devre dışı kalma oranlarının, hesaba katıldıktan sonra üretimin planlama periyotu boyunca sabit olduğu varsayılmıştır.

Bir dönem için alınan büyüme kararı, büyüme seçeneğinin bu üç yıllık dönemin başlangıcında hazır olup devreye alındığı ve bundan sonraki dönemlerde de işletmede olduğu manasına gelmektedir.

Nükleer teknolojinin, planlama periyodunda sadece 2021 periyodunda en az bir ünite ve aynı periyotta en fazla iki ünite olarak devreye alınabileceği varsayılmıştır.

Rezerv sınırı oranları olan RM_{min} ve RM_{max} değerleri için literatürde farklı oranlar bulunmaktadır. ABD kongresi direktiflerince Kuzey Amerika güç sistemi için periyodik olarak bağımsız güvenlik analizleri yapan Kuzey Amerika Elektrik Güvenlik Kurumu (NERC) tarafından 2015 yılında yayınlanan Uzun Vadeli Güvenlik Değerlendirme Raporunda rezerv üretim kapasiteleri için yapılan projeksiyon çalışmaları incelendiğinde, 2020 yaz döneminde bütün bölgeler için öngörülen rezerv sınırı ortalamaları %24,01 ve %36,53 olarak tahmin edilmiştir [188]. Rezerv alt ve üst sınırını Kannan vd. %20-%40, Promjiraprawat ve Limmeechokchai ise %15 ve %25 olarak almışlardır [35, 42].

Bu verilerden hareketle modelde, NERC tarafından Kuzey Amerika için yapılan ve literatürde yaygın olarak kullanılan kapsamlı analizin ortalamaları rezerv alt (%24) ve üst sınırı (%36,5) olarak alınmıştır.

5.8. Çözüm Parametreleri

Bu çalışmada GEP problemi için, toplam maliyet (5.29), CO_2 emisyonu (5.34) ve NO_x emisyonu (5.35) hedef fonksiyonlarının minimize edilmesi amaçlanmıştır. GEP probleminde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda minimizasyonunun amaçlanması ve problemin birden fazla periyot içermesi nedeniyle, problem çok-periyotlu, çok-hedefli bir optimizasyon problemidir.

İlk hedef fonksiyonu olan toplam maliyet (5.29), matematiksel olarak aynı anda sürekli ve tam sayı değişkenler içermektedir. Sürekli değişkenler kurulu ünitelere ait güç vb. değerleri kapsarken, tam sayı değişkenler aday ünitelerin kapasite vb. değerlerine aittir. Bu nedenle problem matematik olarak, çok-periyotlu, çok-hedefli, karmaşık tamsayı programlama problemi (MOMILP) olarak tanımlanabilmektedir.

$f_i(x),\ i = 1,2,3$ hedef fonksiyonları, $x = (U,\ K,\ CP,\ UP)$ karar vektörü ve S çözüm uzayı olarak tanımlandığı durumda MOMILP modeli aşağıdaki şekilde yazılabilir:

$$\min_{x \in S}[f_1(x), f_2(x), f_3(x)] \tag{5.53}$$

MOMILP probleminin çözümünde Bölüm 5.5.3'te açıklanan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Elde edilen Pareto optimal çözümlerin optimalite derecelerinin değerlendirilmesi ve en uygun anlaşmalı çözümün bulunabilmesi için ise bulanık karar verme metodu kullanılmıştır.

MOMILP probleminin modellenmesinde ileri düzey matematiksel programlama ve optimizasyon kodu olan, IV. jenerasyon programlama dillerinden GAMS (the General Algebraic Modeling System) kullanılmıştır. GAMS model ile programlama çözücüsü, veri yapısı, platform arasında bağımsızlığı sağlamakta olup 25 ten fazla ticari ve akademik programlama çözücüsü ile entegre çalışabilmektedir [189].

Programlama çözücüsü olarak doğrusal programlama, karesel koşullu programlama ve karmaşık tamsayı programlaması problemlerini çözebilen, esnek ve yüksek performanslı matematiksel programlama çözücüsü olarak IBM tarafından geliştirilmiş olan CPLEX 12.2 kullanılmıştır [190]. MOMILP problemine ait model, Intel i5 2.60 GHz işlemci ve 6 GB belleğe sahip, 64 bit Windows 8.1 işletim sistemi kullanan bilgisayarda çalıştırılmıştır.

5.9. Sonuçların Analizi

Başlangıçta, sözlük sıralaması metodu kullanılarak MOMILP problemi için Payoff tablosu (Φ) elde edilmiştir.

Payoff tablosunda her bir hedef fonksiyonu (f_1,f_2,f_3) için değer aralıkları ütopya ve sözde nadir noktalar kullanılarak (5.20) denklemi yardımıyla $f_i^U \leq f_i(x^*) \leq f_i^{PN}$ şeklinde belirlenmiştir.

Hedef fonksiyonunun alacağı değerlerin sınırları ise $r_k = \left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)$ (5.18) şeklinde hesaplanmıştır.

Payoff tablosu ve hedef fonksiyonlarının alacağı sınır değerleri Çizelge 5.10'da verilmiştir.

Çizelge 5.10. Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri

	$\boldsymbol{f_1}$ (10^{11} \$)	$\boldsymbol{f_2}$ (10^7 lbs)	$\boldsymbol{f_3}$ (10^4 lbs)
$\boldsymbol{f_1}$	2,3154	7,3795	9,0565
$\boldsymbol{f_2}$	2,7963	5,9833	8,7486
$\boldsymbol{f_3}$	2,7702	6,0207	8,7490
$\boldsymbol{f_k^{max}}$	2,7963	7,3795	9,0565
$\boldsymbol{f_k^{min}}$	2,3154	5,9833	8,7486
$\boldsymbol{r_k\left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)}$	0,4808	1,3961	0,3079

Payoff tablosunun belirlenmesinden sonra, farklı ağırlık katsayılarına sahip problemlerin her biri için MOMILP problemi, genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt-metodu (5.23) yardımıyla çözülmüştür. Pareto optimal çözümlerin elde edilebilmesi için ise her bir alt problem (5.23) ve (5.24) kullanılarak çözülmüş ve hedef fonksiyonları (f_1, f_2, f_3) için Pareto çözüm kümesi elde edilmiştir.

Üretilen Pareto çözüm kümesi içerisinde, en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Bu bağlamda, hedef fonksiyonları (f_1, f_2, f_3) için üyelik fonksiyonları (μ_1, μ_2, μ_3) (5.25) yardımıyla hesaplanmış, bütün üyelik fonksiyonu μ ise (5.27) yardımıyla hesaplanmıştır.

5.9.1. Referans Problemin Analizi

Referans problem (REF) olarak hedef fonksiyonları için ağırlık katsayılarının w_1=0,6; w_2=0,2 ve w_3=0,2 olması durumunda MOMILP problemi çözülmüş ve elde edilen sonuçlar ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu problem aynı zamanda bir sonraki aşamada incelenecek olan Çizelge 5.13'de yer alan Problem-4'e karşılık gelmektedir. REF probleminin çözümünde elde edilen hedef fonksiyonları (f_1, f_2, f_3) için Pareto çözüm kümesi f_1 (10^{11} \$), f_2 (10^7 lbs), f_3 (10^4 lbs) şeklinde Çizelge 5.11'de verilmiştir.

Çizelge 5.11. REF için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları

Pareto çözüm kümesi	f_1 (10^{11} \$)	f_2 (10^7 lbs)	f_3 (10^4 lbs)	μ_1	μ_2	μ_3	μ
1	2,321015	7,342106	9,0543	0,988	0,026	0,007	0,599
2	2,328278	7,241178	9,0330	0,972	0,099	0,076	0,618
3	2,344866	7,177639	9,0138	0,938	0,144	0,139	0,619
4	2,365913	7,053720	8,9944	0,894	0,233	0,202	0,623
5	2,384165	6,967265	8,9735	0,856	0,295	0,270	0,627
6	2,406033	6,866338	8,9522	0,811	0,367	0,339	0,628
7	2,427287	6,765410	8,9308	0,767	0,440	0,408	0,629
8	2,453390	6,678955	8,9100	0,712	0,502	0,476	0,623
9	2,479876	6,617426	8,8906	0,657	0,546	0,539	0,611
10	2,506292	6,506046	8,8682	0,602	0,625	0,611	0,609
11	2,526767	6,430044	8,8483	0,560	0,680	0,676	0,607
12	2,553628	6,333060	8,8301	0,504	0,749	0,735	0,599
13	2,590452	6,259069	8,8100	0,427	0,802	0,801	0,577
14	2,627054	6,166736	8,7826	0,351	0,868	0,890	0,562
15	2,697902	6,074037	8,7535	0,204	0,935	0,984	0,506

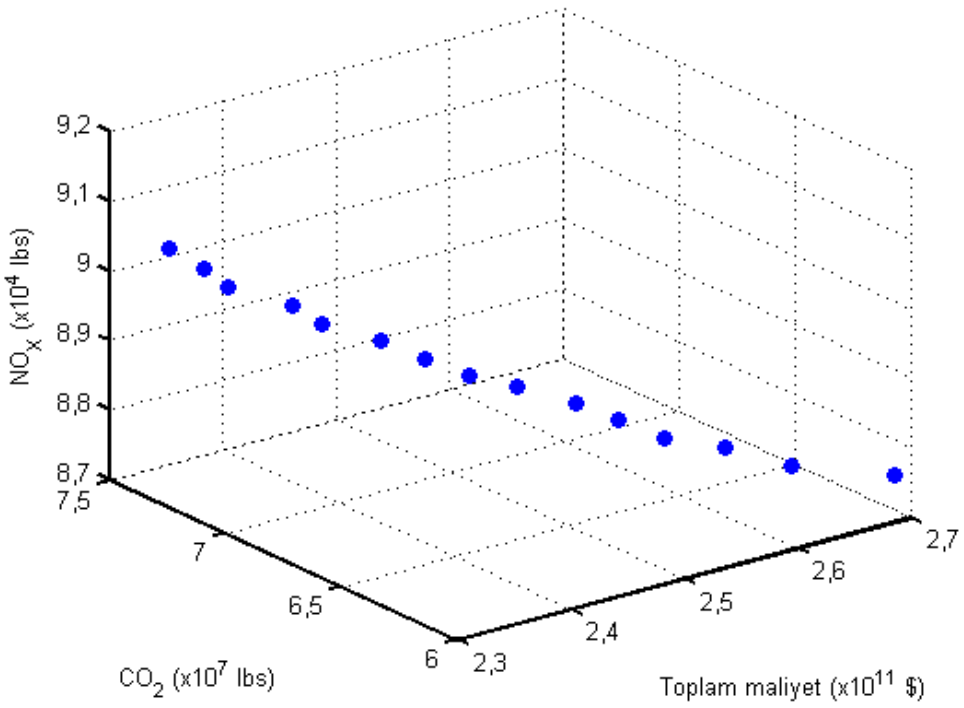
Pareto çözüm kümesi içerisindeki en iyi en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla kullanılan bulanık karar verme parametreleri ayrıca Çizelge 5.11'de verilmiştir. En iyi bütün üyelik fonksiyonu (μ) değeri 0,629 ile Pareto-7 çözümüne aittir.

En iyi anlaşmalı çözüm olan Pareto-7 çözümüne ait aday teknoloji seçimleri her biri üç yıl olan planlama periyotları (P1, P2 ve P3) için Çizelge 5.12'de verilmiştir. Pareto-7 noktasına ilave olarak Pareto-10 ve Pareto-15 noktalarına ait teknoloji seçimleri de karşılaştırma amacıyla verilmiştir.

Çizelge 5.12. REF için planlama periyotları ve aday teknoloji seçimleri

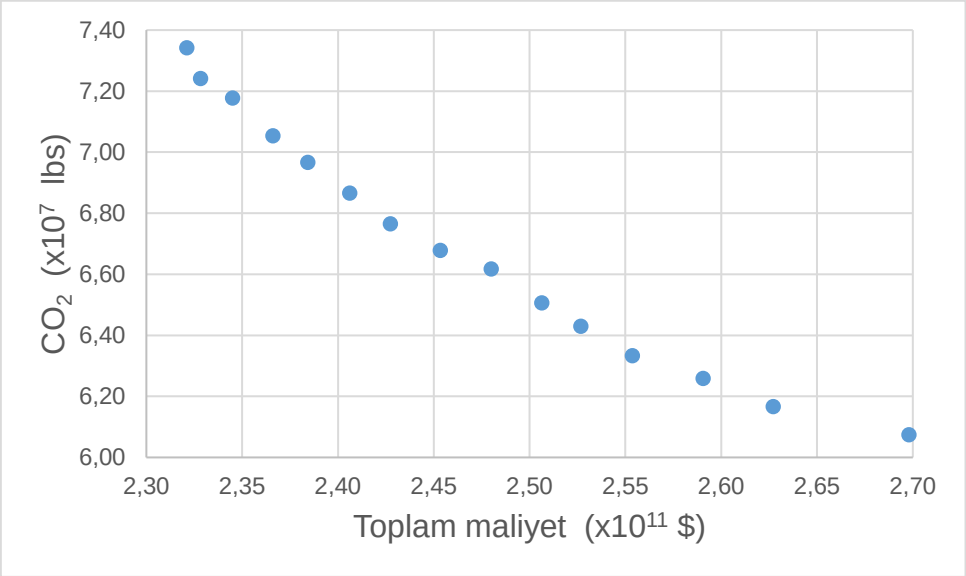
Aday Teknoloji	Nominal kapasite	Pareto-7			Pareto-10			Pareto-15		
	(MW)	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	8	6	10	8	4	8	6	2	2
IGCC	590	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACT	211	10	10	10	10	8	8	10	10	10
NGCC	580	5	5	5	5	5	5	5	5	5
ANUC	1125	0	0	1	0	0	1	0	0	2
HY	500	14	2	0	14	10	0	14	14	2
PS	500	6	6	2	6	6	4	6	6	6
WN	300	25	25	10	25	25	20	25	25	25
ST	200	0	0	0	0	0	0	4	0	0
PV	10	30	60	0	30	0	30	105	0	75
GT	50	0	0	0	0	0	0	12	0	6

REF problemi için toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları arasındaki değiş-tokuş dengesi Şekil 5.8'de verilmiştir.

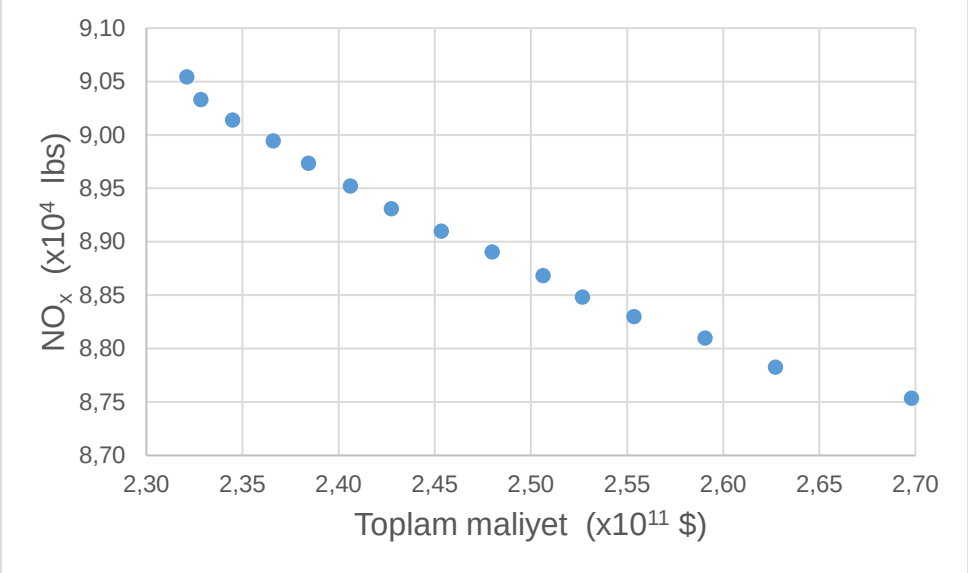


Şekil 5.8. Toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

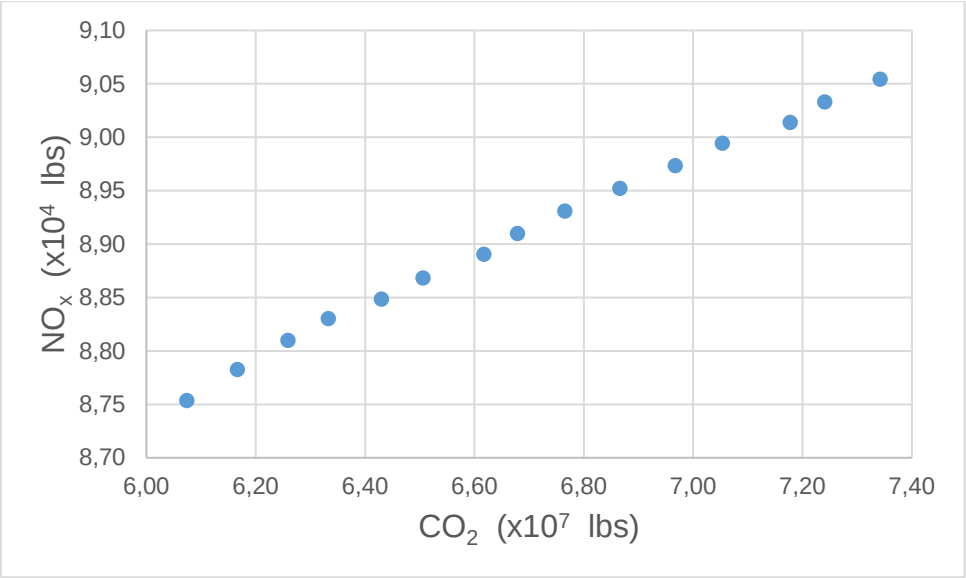
REF problemi için toplam maliyet ve CO_2, toplam maliyet ve NO_x, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için değiş-tokuş dengesi grafikleri sırasıyla Şekil 5.9, Şekil 5.10 ve Şekil 5.11'de verilmiştir.



Şekil 5.9. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 5.10. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 5.11. CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

5.9.2. Örnek Durum Problemlerinin Değerlendirilmesi

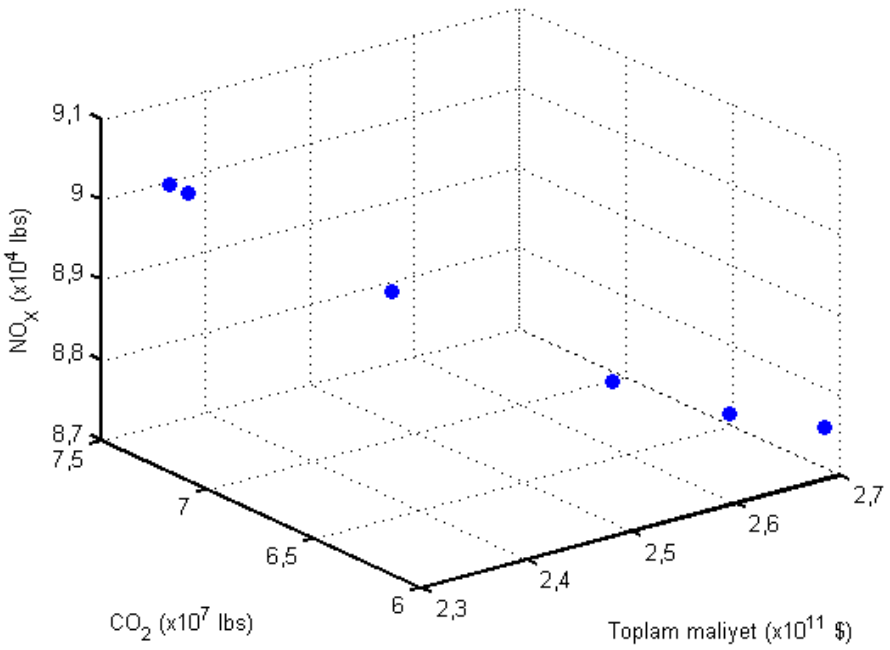
Genişletilmiş epsilon-kısıt metodunda bütün hedef fonksiyonlarının ağırlıkları eşit olarak alınmaktadır. Problemlerin birçoğunda hedef fonksiyonlarının eşit önemde olmaması nedeniyle çalışmada genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon kısıt metodu kullanılmıştır. Metotta her bir hedef fonksiyonu bir ağırlık katsayısı ile ilişkilendirilmiş, böylece hedef fonksiyonlarının bağıl önemi hesaplamalara dahil edilmiştir.

Bu kısımda hedef fonksiyonlarının farklı ağırlık katsayılarına sahip olduğu varsayılmıştır. Emisyon hedef fonksiyonlarının (f_2, f_3) eşit ağırlık katsayılarına (w_2, w_3) sahip olduğu varsayılmış, toplam maliyeti hedef fonksiyonuna (f_1) ait ağırlık katsayısının ise w_1 0,3-0,8 aralığında değer alması öngörülmüş ve bu çerçevede belirlenen 6 ayrı örnek durum problemi incelemeye konu olmuştur (Çizelge 5.13).

Çizelge 5.13. Farklı örnek durumlara ait ağırlık katsayıları

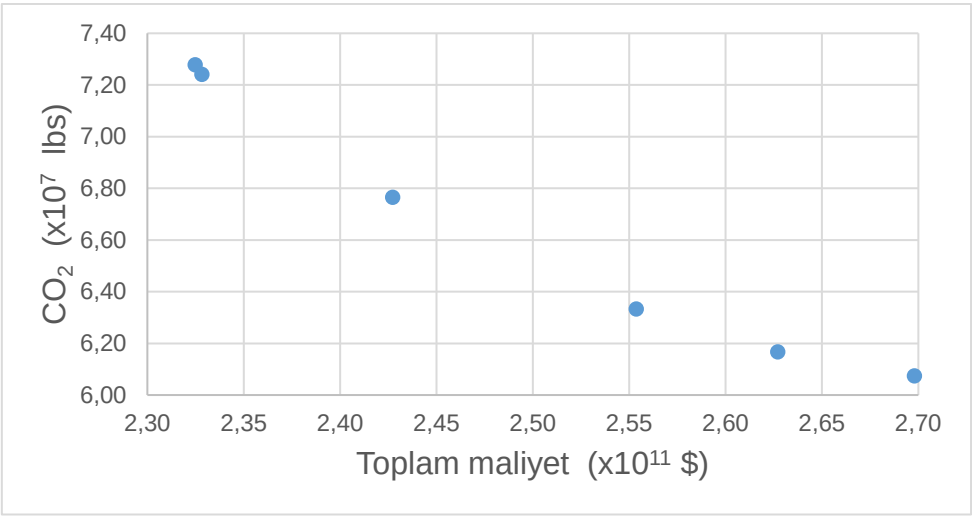
Problem	f_1	f_2	f_3
1	0,30	0,35	0,35
2	0,40	0,30	0,30
3	0,50	0,25	0,25
4	0,60	0,20	0,20
5	0,70	0,15	0,15
6	0,80	0,10	0,10

İncelemeye konu olan 6 farklı problem için toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları arasındaki değiş-tokuş dengesi Şekil 5.12'de verilmiştir.

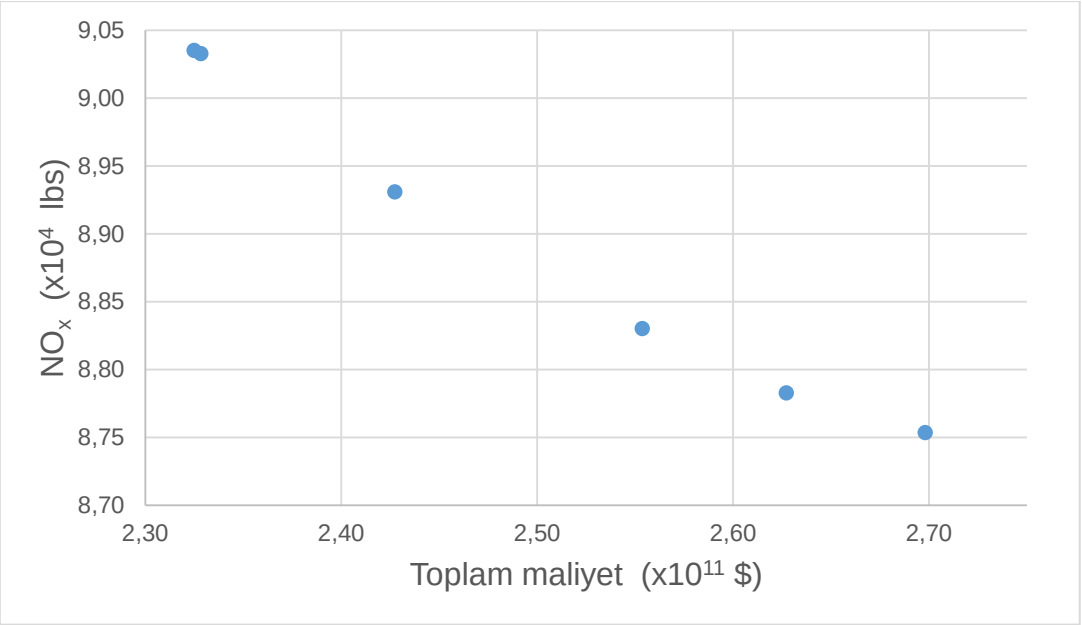


Şekil 5.12. Toplam maliyet, CO_2, NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

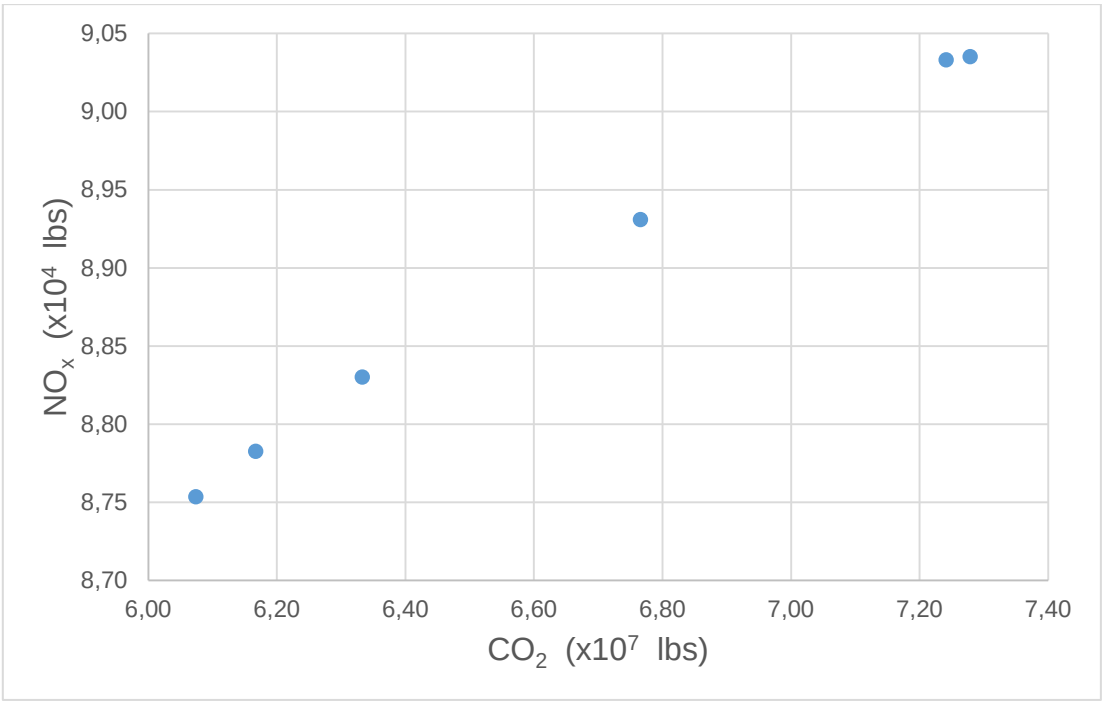
Toplam maliyet ve CO_2, toplam maliyet ve NO_x, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için değiş-tokuş dengesi grafikleri sırasıyla Şekil 5.13, Şekil 5.14 ve Şekil 5.15'de verilmiştir.



Şekil 5.13. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 5.14. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 5.15. CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Örnek durum problemlerine en iyi anlaşmalı çözümler incelenmiş ve aday teknoloji seçimleri Çizelge 5.14'te verilmiştir.

Çizelge 5.14. Örnek durum problemlerine ait aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Nominal Kapasite	Problem-1			Problem-2			Problem-3		
	(MW)	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	6	2	2	8	0	4	8	2	6
IGCC	590	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACT	211	10	10	10	10	10	10	10	10	10
NGCC	580	5	5	5	5	5	5	5	5	5
ANUC	1125	0	0	2	0	0	2	0	0	1
HY	500	14	14	2	14	14	0	14	14	4
PS	500	6	6	6	6	6	6	6	6	0
WN	300	25	25	25	25	25	25	25	25	25
ST	200	4	0	0	0	0	0	0	0	0
PV	10	105	0	75	30	150	0	30	0	45
GT	50	12	0	6	0	12	0	0	0	0
Aday Teknoloji	Nominal Kapasite	Problem-4			Problem-5			Problem-6		
	(MW)	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	8	6	10	12	10	8	12	10	8
IGCC	590	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACT	211	10	10	10	8	2	8	8	2	8
NGCC	580	5	5	5	5	5	5	5	5	5
ANUC	1125	0	0	1	0	0	1	0	0	1
HY	500	14	2	0	4	0	0	6	0	0
PS	500	6	6	2	6	6	4	6	6	0
WN	300	25	25	10	25	25	20	25	25	25
ST	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PV	10	30	60	0	0	0	0	0	0	0
GT	50	0	0	0	6	0	0	0	0	0

5.9.3. CO_2 ve SO_2 Emisyonlarının Optimizasyonu Problemi

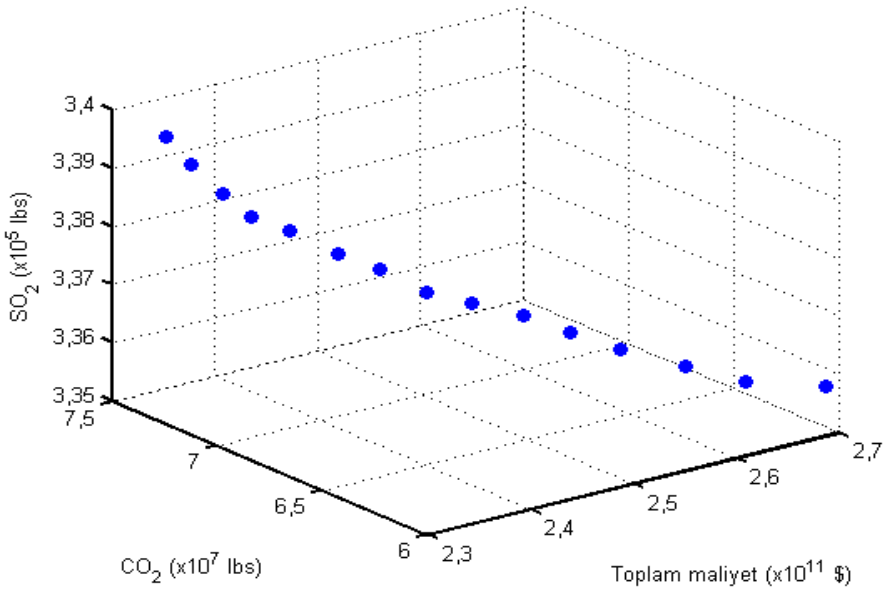
CO_2 ve SO_2 emisyonlarının optimizasyonu probleminde (CO_2-SO_2), hedef fonksiyonları olarak toplam maliyet (5.29) ve CO_2 emisyonu hedef fonksiyonları (5.34) aynı kalmış ve (5.35)'de verilen NO_x emisyonu hedef fonksiyonu yerine SO_2 emisyonu hedef fonksiyonu ise aşağıdaki şekilde belirlenmiştir.

$$f_4 = \sum_{t\in T}\sum_{e\in E} SO_{te}CP_{te} + \sum_{t\in T}\sum_{n\in N} SO_{tn}CP_{tn} \qquad (5.54)$$

SO_{te} ve SO_{tn} sırasıyla mevcut e ve yeni n üretim teknolojisinin t periyodundaki SO_2 emisyon oranlarıdır (kg/MWh). CP_{te} ve CP_{tn} ise t zamanında mevcut e ve yeni n teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

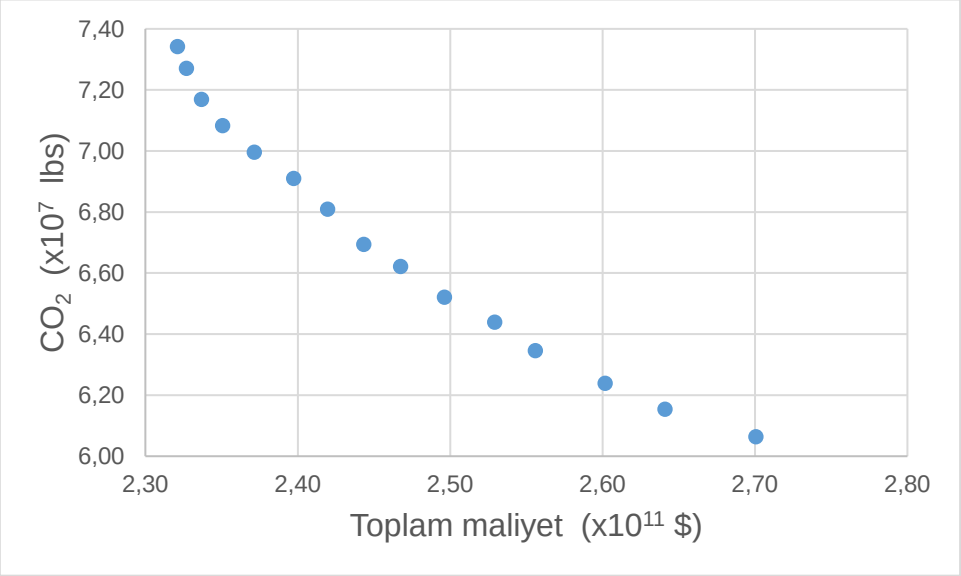
CO_2-SO_2 problemi için ağırlık katsayıları w_1=0,5; w_2=0,25 ve w_3=0,25 olarak alınmıştır. Bu ağırlık katsayılarıyla MOMILP problemi çözüldüğünde elde edilen sonuçlar aşağıda incelenmiştir.

CO_2-SO_2 problemi için sözlük sıralaması metoduyla Payoff tablosu (Φ) elde edilmiş, sonuçlar ve hedef fonksiyonları için sınır değerleri EK 10'da verilmiştir. CO_2-SO_2 probleminin çözümünde elde edilen Pareto optimum çözüm kümesi ve bu çözümlere karşılık gelen üyelik fonksiyonları EK 11'de verilmiştir.

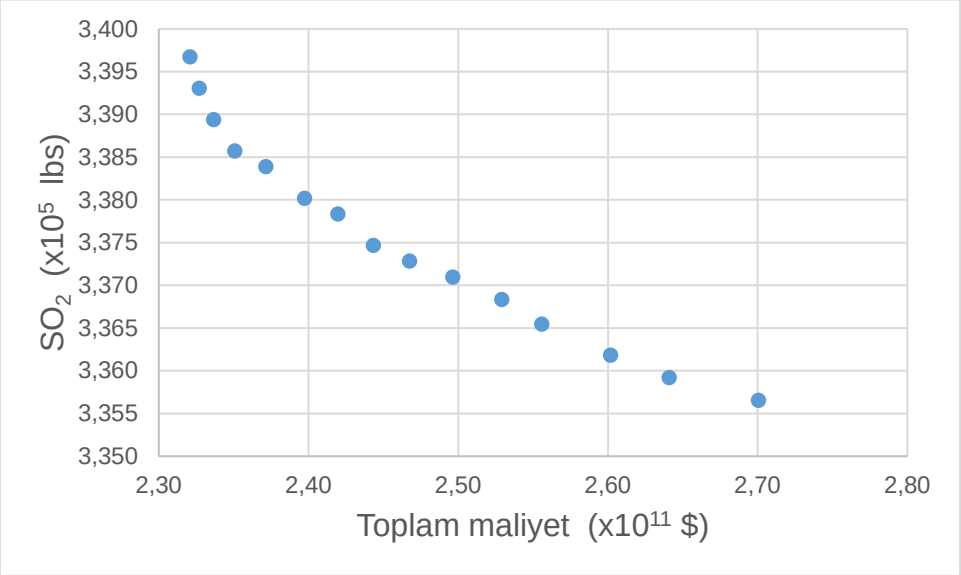


Şekil 5.16. Toplam maliyet, CO_2, SO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Toplam maliyet ve CO_2, toplam maliyet ve SO_2 hedef fonksiyonları için değiş-tokuş dengesi grafikleri sırasıyla Şekil 5.17 ve Şekil 5.18'de verilmiştir.



Şekil 5.17. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 5.18. Toplam maliyet ve SO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Bulanık karar verme parametreleri incelendiğinde, en iyi bütün üyelik fonksiyonunun (μ), 0,683 ile Pareto-13 çözümüne ait olduğu görülmektedir.

Pareto-13 çözümünden hareketle en iyi anlaşmalı çözüm değeri toplam maliyet hedef fonksiyonu için f_1=2,602E+11 $ olmuştur. CO_2 ve SO_2 emisyonları için hedef fonksiyonları sırasıyla f_2=6,239E+7 lbs ve f_3=3,362E+5 lbs olmuştur.

Pareto-13 çözümüne ait aday teknoloji seçimleri ise Çizelge 5.15'de verilmiştir.

Çizelge 5.15. CO_2-SO_2 problemi için aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Nominal Kapasite (MW)	P1	P2	P3
APC	606	8	0	6
IGCC	590	0	0	0
ACT	211	10	10	10
NGCC	580	5	5	5
ANUC	1125	0	0	1
HY	500	14	14	0
PS	500	6	6	6
WN	300	25	25	25
ST	200	0	0	0
PV	10	30	150	0
GT	50	0	12	0

Toplam planlama periyotu sonunda yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güce oranı 0,339 olarak gerçekleşmiştir.

Payoff tablosu oluşturulması aşamasında sözlük sıralaması metodu için çözüm süresi 0,6 sn. (ortalama), genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu ile MOMILP probleminin çözüm süresi ise 109 sn. olarak gerçekleşmiştir.

5.9.4. Yenilenebilir Enerji Hedefleri Optimizasyonu Problemi

Yenilenebilir enerji hedeflerinin elde edilebilmesi amacıyla bir diğer optimizasyon problemi (YEN) oluşturulmuştur. Yenilenebilir enerji hedefleri Enerji Bakanlığı tarafından Türkiye'nin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı çerçevesinde hazırlanmış ve 2015-2021 yılları için bu hedefler Çizelge 5.9'da verilmiştir [162]. Bu hedeflerin her birine planlama periyotlarının sonunda ulaşılacağı varsayılarak, planlanan yenilenebilir enerji alt sınır oranı da planlama periyotları için modele kısıt olarak eklenmiştir. Yenilenebilir enerji kısıtı denklem (5.43)'de aşağıdaki şekilde verilmişti.

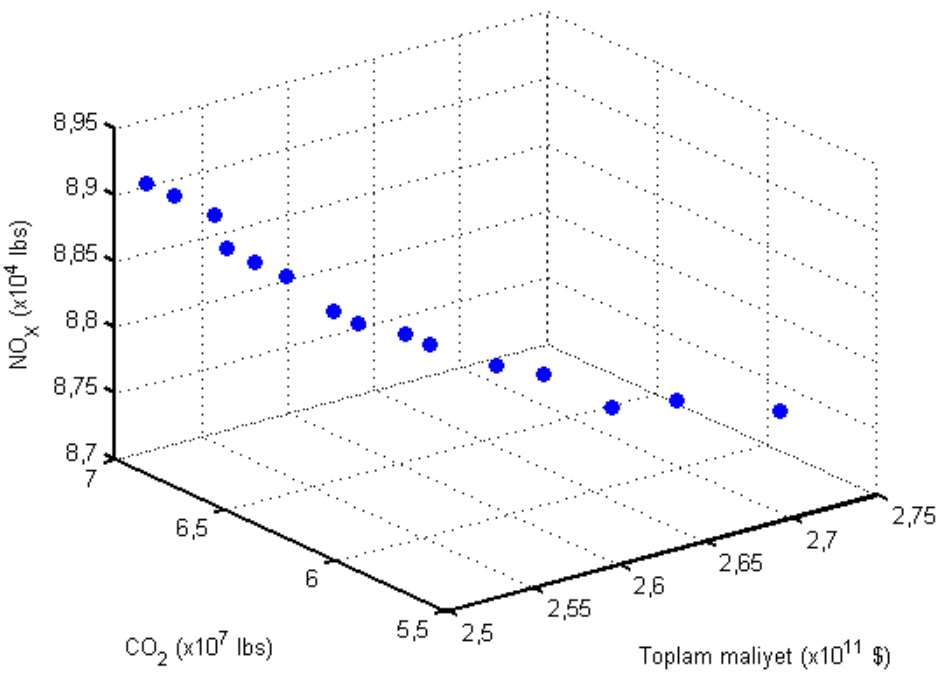
$$RR_{min} \leq \frac{\left(\sum_{e \in E_{re}} CP_{te} + \sum_{n \in N_{re}} CP_{tn}\right)}{\left(\sum_{e \in E} CP_{te} + \sum_{n \in N} CP_{tn}\right)} \leq RR_{max} \qquad \begin{matrix} \forall t \in T, \\ re \in RE \end{matrix} \tag{5.55}$$

Bu kısımda incelenen REF, örnek durum ve CO_2 ve SO_2 optimizasyonu problemlerinde, planlama periyotları için yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek enerji oranı alt sınırı RR_{min} olarak mevcut değer olan 0,27 oranı referans olarak alınmış, üst sınırlar RR_{max} ise Bölüm 5.7.5'de açıklandığı şekilde (2015: 0,31; 2018: 0,35; 2021: 0,35) belirlenmişti.

Burada alternatif olarak incelenen YEN probleminde ise yenilenebilir enerji hedeflerine planlama periyotlarının sonunda ulaşılacağı varsayılarak alt sınır oranı RR_{min} ise (2015: 0,27; 2018: 0,31; 2021: 0,35), üst sınır oranı RR_{max} ise (2015: 0,31; 2018: 0,35; 2021: 0,368) olarak, olarak kabul edilmiştir. 2021 yılı için RR_{max} değerinin alt sınır değeri ile aynı olmaması amacıyla planlanan oran olan 0,35'in %5 üzeri olan 0,368 oranı referans olarak alınmıştır.

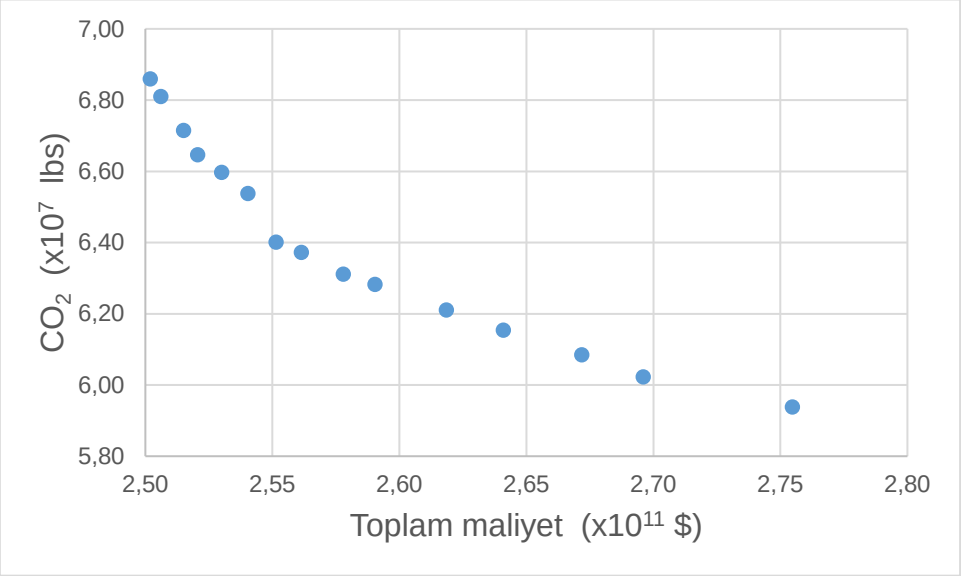
YEN problemi için ağırlık katsayıları w_1=0,5; w_2=0,25 ve w_3=0,25 olarak alınmıştır. Bu ağırlık katsayılarıyla MOMILP problemi çözüldüğünde elde edilen sonuçlar aşağıda incelenmiştir.

YEN problemi için toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonlarına ait Pareto cephesi sonuçları Şekil 5.19'da verilmiştir.

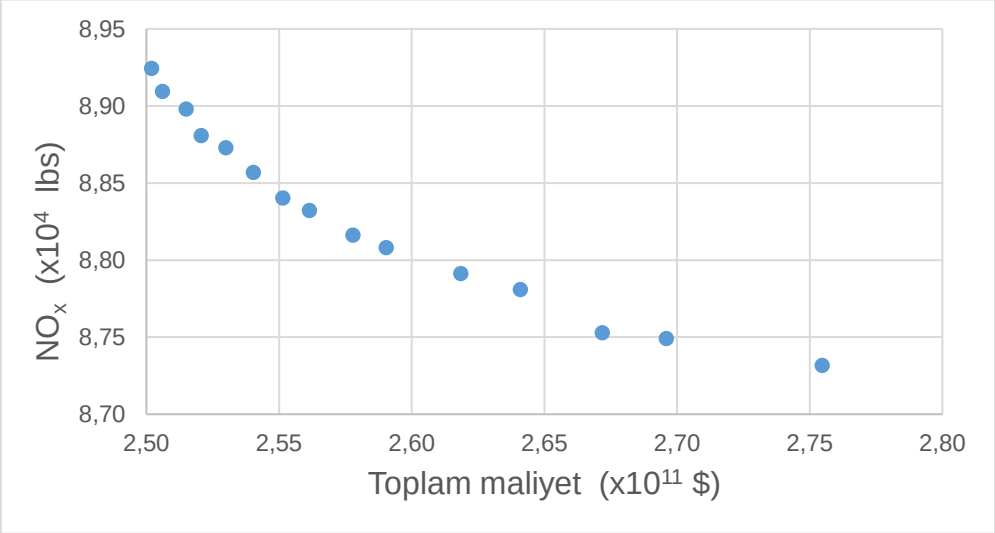


Şekil 5.19. Toplam maliyet, CO_2, NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Toplam maliyet ve CO_2, toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için değiş-tokuş dengesi grafikleri sırasıyla Şekil 5.20 ve Şekil 5.21'de verilmiştir.



Şekil 5.20. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 5.21. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Bulanık karar verme parametreleri incelendiğinde, en iyi bütün üyelik fonksiyonunun (μ), 0,656 ile Pareto-9 çözümüne ait olması nedeniyle bu çözüm en iyi çözüm olarak seçilmiştir.

Pareto-9 çözümünde en iyi anlaşmalı çözüm değeri toplam maliyet hedef fonksiyonu için f_1=2,578E+11 $ olmuştur. CO_2 ve NO_x emisyonları için hedef fonksiyonları sırasıyla f_2=6,311E+7 lbs ve f_3=8,816E+4 lbs olmuştur.

Pareto-9 çözümüne ait aday teknoloji seçimleri ise Çizelge 5.15'de verilmiştir.

Çizelge 5.16. YEN problemi için aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Nominal Kapasite (MW)	P1	P2	P3
APC	606	8	2	4
IGCC	590	0	0	0
ACT	211	10	10	10
NGCC	580	5	5	5
ANUC	1125	0	0	1
HY	500	14	12	2
PS	500	6	6	6
WN	300	25	25	25
ST	200	0	0	0
PV	10	30	0	0
GT	50	0	6	12

En iyi anlaşmalı çözüm incelendiğinde, planlama periyotu sonunda yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek enerji oranı %35 olarak gerçekleşmiştir.

5.9.5. Çözüm Parametreleri ve Hesaplama Zamanı

İşleyiş süreleri hakkında bir değerlendirme yapmadan önce, GAMS ve CPLEX için kullanılan seçenekler ve optimizasyon parametreleri hakkında kısa bir değerlendirme yapılmıştır.

MOMILP probleminin çözümünde kullanılan en önemli hata analizi parametrelerinden biri bağıl optimalite kriteridir. GAMS ve CPLEX çözücüsü bağıl optimalite kriteri için *OptCR* seçeneğini kullanmaktadır. *OptCR* seçeneği ise aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır [191]:

$$(|BP - BF|)/(1.0e - 10 + |BF|) < OptCR \tag{5.56}$$

BF halihazırdaki en iyi tamsayı çözümü, BP ise mümkün olan en iyi tamsayı çözümüdür. *OptCR* seçeneği olarak 0,001 değeri alınmış olup, bu oran %0,1 bağıl fark değerine karşılık gelmektedir.

Kullanılan bir diğer önemli parametre *solnpoolintensity* parametresidir. 1-4 arasında değer almakta olan parametre artan değerlerle beraber çözüm havuzunda üretilecek çözüm sayısı ile çözüm süresi arasındaki optimizasyonu belirlemektedir. Parametre değeri 2 olarak alındığında sistemdeki hafıza kullanımında artış olmakta ancak MIP optimizasyon performansında belirgin bir yavaşlama olmamaktadır. Birçok model için önerilen seçenek olmasının yanında ve MIP optimizasyon performansı da dikkate alındığında bu parametre 2 olarak alınmıştır (*SolnpoolIntensity=2)*.

Kullanılan hata analizi parametrelerinden, çözüm havuzu için bağıl ve mutlak aralık parametreleri olan *SolnPoolGap* ve *SolnPoolAGap* için 0,10 değeri referans alınmıştır.

MIP problemi için arama stratejisi olarak geleneksel dal ve kesim algoritması (traditional branch and cut algorithm) kullanılmıştır (*mipsearch*=1).

İleri düzey temel oluşturulup oluşturulmamasına ait parametre olan *bratio* 0,25 olarak alınmıştır (varsayılan değer: 0,25).

Her bir düğüm noktası için uygulanan yineleme üst sınırı *IterLim*=1E+5 olarak alınmıştır.

MOMILP probleminin uygulamasında kullanılan farklı problemler için hesaplama zamanlarının karşılaştırması ise Çizelge 5.17'de verilmiştir:

Çizelge 5.17. İncelenen problemler için hesaplama zamanları

Problem	Hesaplama Zamanı (sn.)	Problem	Hesaplama Zamanı (sn.)
Problem-1	503	Problem-6	713
Problem-2	603	REF	642
Problem-3	575	CO_2-SO_2	364
Problem-4	642	YEN	207
Problem-5	619		

İşleyiş süreleri örnek durum problemleri için ortalama 609,2 sn. olmuş, CO_2-SO_2 ve YEN problemleri için süre sırasıyla 364 sn. ve 207 sn. olarak gerçekleşmiştir.

GEP modelinin karmaşıklığına ilave olarak, işleyiş sürelerini belirleyen önemli faktörler arasında grid noktalarının sayısı g_k ve bağıl optimalite kriteri $OptCR$ yer almaktadır. Modelde grid noktası olarak f_2 hedef fonksiyonu için 15 nokta alınmıştır. Bu durumda MOMILP probleminde 15 ayrı alt optimizasyon problemi çözülmektedir. $OptCR$ kriteri olarak, GEP modelinin ve MOMILP çözümünün sağlamlığını test etmek için 0,001 bağıl oranı referans olarak alınmıştır. Buna karşılık CPLEX çözücüsünde varsayılan bağıl optimalite değeri ise 0,1'dir [192].

5.10. Değerlendirme

Bu çalışmada GEP problemi için, toplam maliyet ile emisyonlara ait hedef fonksiyonlarının minimize edilmesi amaçlanmıştır. Model kısıtlarının belirlenmesinde bir GEP probleminde olması gereken temel unsurlar dikkate alınmış; bu kapsamda güç talebi ve kapasite kısıtlarının yanı sıra, yatırım planlarının kapsamlı modellenebilmesi amacıyla yenilenebilir enerji, büyüme ve yatırım sınırı, teknoloji yatırım sınırı, kapasite karışım oranı vb. parametreler modele eklenmiştir.

GEP probleminde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda minimizasyonunun amaçlanması ve problemin birden fazla periyot içermesi nedeniyle, problem çok-periyotlu, çok-hedefli bir optimizasyon problemidir.

Toplam maliyet hedef fonksiyonu, matematiksel olarak aynı anda sürekli ve tam sayı değişkenler içermekte olduğundan problem matematik olarak, çok-periyotlu, çok-hedefli, karmaşık tamsayı doğrusal programlama (MOMILP) problemi olarak tanımlanmıştır.

MOMILP probleminin çözümü için hibrit metotlardan olan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Kullanılan metotta, Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlıklı toplam metodunda önerilen, hedef fonksiyonları için ağırlık faktörünün alınması yaklaşımı kullanılmıştır. Alt problemler ise genişletilmiş epsilon-kısıt metodu ile çözülmüştür. Sonuç olarak elde edilen Pareto kümesi içerisinde, karar vericiler için en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır.

MOMILP probleminin modellenmesinde ileri düzey matematiksel programlama ve optimizasyon kodu olan, IV. jenerasyon programlama dillerinden GAMS platformu kullanılmış, programlama çözücüsü olarak ise IBM CPLEX kullanılmıştır.

GEP probleminin çözümü aşamasında farklı durumlara ait problemler incelenmiştir. İlk olarak REF probleminde hedef fonksiyonları için ağırlık katsayılarının w_1=0,6; w_2=0,2 ve w_3=0,2 olması durumunda oluşturulan MOMILP problemi çözülmüş ve elde edilen sonuçlar kapsamlı olarak incelenmiştir.

İkinci olarak, hedef fonksiyonlarına farklı ağırlık katsayılarının atandığı örnek durumlar değerlendirilmiştir. Bu aşamada altı ayrı ağırlık kombinasyonu incelemeye konu olmuş ve bunların sonuçları incelenmiştir.

İncelenen bir başka problem olan CO_2-SO_2 probleminde, hedef fonksiyonları olan CO_2 ve NO_x emisyonlarının yerine CO_2 ve SO_2 emisyonları modellenmiştir.

Son olarak incelenen yenilenebilir enerji hedefleri optimizasyonu (YEN) probleminde, Türkiye'nin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı çerçevesinde hazırlanmış yenilenebilir enerji yatırım hedeflerine 2015-2021 planlama periyotlarının sonunda ulaşılacağı varsayılmış, yenilenebilir kaynaklardan elde edilen toplam güç için alt sınır oranları da modele ilave kısıt olarak eklenmiştir.

Sonuç olarak bu kısımda yapılan çalışma değerlendirildiğinde özetle aşağıdaki tespitlerde bulunulabilir.

Modellenen GEP probleminde:

- Çok-hedefli (3 hedef fonksiyonu optimize edilmiştir), çok periyotlu (planlama dönemi 3 ayrı periyot olarak modellenmiştir) bir GEP probleminin tasarımı,
- Tek veya iki hedefli optimizasyon problemi yerine matematik çözümü daha karmaşık olan ikiden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda optimize edilmesinin gerçekleştirilmesiyle karar aşamalarında önemli olabilecek ikiden fazla hedef fonksiyonunun modellenebilmesine olanak sağlanması,
- Çok periyotlu model tasarımı ile yatırım planlaması kararlarının planlama periyodu başlangıcında bir defada uygulanması yerine, yatırım periyodunu alt periyotlara bölerek kademeli olarak modellenmesinin ve her bir periyot için teknik, ekonomik ve çevresel etkilerin incelenebilmesinin mümkün olması,

- Modelin enerji, ekonomi, çevre (EEE) problemi olarak oluşturulması, çok-hedefli GEP probleminde teknik değişkenler (kapasite karışım oranı, rezerv sınırları, verimlilik, güvenlik), ekonomik parametreler (yatırım maliyeti, sabit ve değişken işletme ve bakım maliyetleri) ile çevresel etkilerin (CO_2, NO_x, SO_2) beraberce incelenebilmesi,
- Modelin uygulamasının aktüel bir sistem olan Türkiye elektrik üretim endüstrisi ile yapılması, model için gerekli (kurulu güç, tepe yük ve enerji talebi, talep tahminleri, maliyetler, yatırım planları vd.) olan parametrelerin incelenmesi,
- Toplam maliyet kapsamında, aday ünitelerin yatırım maliyeti, yeni kurulacak aday ünitelerle ve mevcut ünitelerin sabit işletme ve bakım maliyetleri ile değişken üretim maliyetlerinin incelenmesi,
- Büyüme planlaması kapsamında konvansiyonel teknolojilerin yanı sıra yeni nesil aday teknolojilere, farklı yakıt türlerine yer verilmesi,
- Enerji modelleri kapsamında kullanılan teknik, ekonomik ve çevresel parametreleri içeren güncel veri setlerinin incelenmesi, modelde kullanılması,
- Özgün bir modelin geliştirilmesi ve modelin sınırlı kapsamlı bir test problemi yerine güncel veri ile test edilmesi (tam kapasite bütün model parametreleri ile modellenmiş ve güncel veri kullanılarak matematik problemi çözülmüştür),
- Farklı kapsam ve detayda oluşturulan problemlerin incelenmesine olanak sağlayacak esnek bir modelin geliştirilmesi (kullanılan hedef fonksiyonları ve model kısıtları bu hedefin gerçekleşmesine olanak sağlamaktadır), planlama periyodunun tamamının yanı sıra her bir alt periyod için farklı model kısıtları, koşullar ve hedeflerin belirlenebilmesi, üretim teknolojisi ve kaynaklar bazında üretim, yatırım, kapasite sınırlarının tanımlanabilmesine imkan sağlanması.

MOMILP probleminin çözümünde kullanılan hibrit metot ile:

- Sadece etkin çözümlerin elde edilebilmesi amacıyla Payoff tablosunun oluşturulmasında sözlük sıralaması metodu kullanılmış,

- Hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlıklı toplam metodunda önerilen, hedef fonksiyonları için ağırlık faktörünün alınması yaklaşımı kullanılmış,
- Hedef fonksiyonu uzayında Pareto cephesine doğru algoritmaya dayalı ilerleme sağlanmış,
- Alt problemler arasında uygun olmama kriteri sağlandığı anda alt problemin optimizasyon döngüsünden erken çıkışı sağlanarak çözüm performansı artırılmış,
- Karar uzayındaki Pareto optimal çözümlerin ve Pareto cephesindeki noktaların çeşitliliğini sağlanmış,
- Karar verici için yeterli olabilecek fakat sınırlı sayıda Pareto noktası üretilmiş,
- Pareto noktalarının optimizasyon aralığında optimal dağılımı sağlanmış,
- Modelin ilave performans gerektirmeyen kullanıcı düzeyindeki bir bilgisayar ortamında makul sürelerde çözülmesi sağlanmıştır.

Üretilen Pareto kümesini oluşturan Pareto noktaları içerisindeki en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla çok-kriterli karar verme modellerinden bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Bu metotla, çözümlerin optimalite dereceleri, optimal çözümdeki hedef fonksiyonunun değeri ile ütopya ve sözde nadir noktalar arasındaki bağıl mesafe kullanılarak belirlenmiş ve karar vericiler için sunulmuştur. Bulanık karar verme yaklaşımı ile:

- Hedef fonksiyonları için çözüm aralığının çok sayıda grid noktasına bölünmesi durumunda karar vericilerin en iyi anlaşmalı çözümü belirlemesine olanak sağlanmış,
- Problemde birden fazla hedef fonksiyonu olması durumunda üyelik fonksiyonları ile her bir çözümün çözüm kümesi içerisindeki yeri ve kabul edilebilirliği belirlenmiş,
- Pareto eğrisi üzerinde yer alan optimal sonuçlar içerisinde en iyi anlaşmalı çözüm model tarafından belirlenmiş,
- Bulanık mantık değerlemesiyle, diğer alternatif çözümlerin seçilmesi durumunda seçilen çözüm için doğruluk derecelerinin bilinebilmesine imkan sağlanmıştır.

6. BELİRSİZLİĞİN MODELLENMESİ

6.1. Giriş

GEP problemlerinde yaygın olarak karşılaşılan fiyat, elektrik talebi, elektrik üretimi benzeri temel unsurlara ait belirsizlikler üretim teknolojilerinin seçimi konusunda alınacak kararları etkileyen başlıca unsurlar arasındadır. Gelecek için büyüme planlaması kararlarının alınmasında en önemli belirsizlik kaynaklarından birisi elektrik enerjisi talebinin büyümesidir. Tarihsel olarak enerji talebi büyümesi tahminleri, nüfus büyümesi modelleri, ekonomik büyüme modelleri, teknoloji dönüşümü, enerji fiyatları ve iklim tahminleri vb. modellerinin birleşimi ile elde edilmiştir. Enerji talep modelleri ile ilgili birçok tarama çalışması yapılmış olup, güncel tarama çalışmaları arasında Urban vd. [193], Bhattacharyya vd. [13], Suganthi ve Samuel [6] sayılabilir.

Talep belirsizliği dışında GEP problemlerinde karşılaşılan diğer belirsizlik kaynakları arasında: yakıt fiyatları ve yakıt kaynaklarının arzında yaşanan belirsizlikler, yenilenebilir enerjiye dayalı teknolojilerinin sisteme arzı ve entegrasyonu, kuraklık vb. iklime ait belirsizlikler, emisyon kısıtları/cezaları vb. regülasyonlardan ve politika değişikliklerinden kaynaklanan belirsizlikler sayılabilmektedir. GEP modeli için ise: elektrik tüketiminin stokastik doğası, modelleme ve tahmin hataları, model verilerindeki belirsizlikler başlıca belirsizlik alanları arasında değerlendirilmektedir [194].

Belirsizlik altında karar verme problemleri için stokastik programlama, talep büyümesi gibi belirsiz parametreleri tanımlayan stokastik süreçlerin bilgisi ile kapsamlı bir çerçeve sunmaktadır. Belirsizlik içeren parametreler stokastik süreçlerle tanımlandığında, bu parametrelerin belirsizliğini matematik programlama problemi olarak formüle etmek mümkün olabilmektedir. Bu sayede belirsiz parametreler, sonlu sonuçlar veya senaryolar olarak tanımlanabilmektedir. Sonlu sonuçlarda her bir sonuç, belirsiz olan parametreyi ve bu parametrenin ortaya çıkma olasılığını temsil etmektedir [25].

6.2. Belirsizliğin Modellenmesi

Bu kısımda GEP modeli için, elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik incelenmiştir. İlk olarak belirsiz talep verisinin Geometrik Brown Hareketi (GBH)'yi takip ettiği varsayılmış, bu varsayımın doğruluğu ise farklı metotlarla test edilmiştir.

Çok-aşamalı stokastik optimizasyon probleminde temel hesaplama yaklaşımlarından biri, stokastik süreçleri sonlu ve çok sayıda senaryo yardımıyla yaklaşık olarak değerlendirmektir. Bu amaçla senaryo ağacı yaklaşımı yaygın olarak kullanılmaktadır.

Çok-aşamalı stokastik optimizasyon probleminde senaryo ağaçlarının üretilmesi için farklı temellere dayanan metotlar geliştirilmiştir. Bu metotlardan önemlileri Monte Carlo/quasi-Monte Carlo tabanlı metotlar, sınır-tabanlı üretim metotları, dekompozisyon şemaları içinde örnekleme tabanlı metotlar, olasılık/metrik tabanlı yaklaşım metotları ve hedef/moment eşleştirme yöntemleridir.

GBH'yi takip eden talep verisine ait senaryo ağacının üretilmesinde Moment Eşleştirme Metodu kullanılmış, simülasyon ise Monte Carlo metoduyla gerçekleştirilmiştir.

6.3. Geometrik Brown Hareketi ve Kapasite Büyüme Planlaması

Zamanla değişen ve belirsizlik içeren parametrelerin açık veya dolaylı bir şekilde GBH sürecini takip ettiğini varsayan yaklaşım, mühendislik ve ekonomik analiz çalışmalarında kullanılmaktadır. Benzeri şekilde, belirsizlik içeren kapasite talebinin modellenmesinde, talebin GBH sürecini takip ettiği varsayımı akademik literatürde de yaygın olarak kullanılmaktadır.

Finansal piyasaların modellenmesinde ve özellikle hisse senedi fiyatlarının açıklanmasında ve istatistik model oluşturma sürecinde Brown Hareketi önemli rol oynamaktadır. Black ve Scholes [195] ve Merton [196] 1977 senesinde GBH'yi kullanarak hisse senedi fiyatlamasının belirlenmesi üzerine bir teori geliştirmişlerdir. Geliştirdikleri Black-Scholes formülü, günümüzde stokastik finansal matematik yaklaşımının ve mali piyasa analizlerinin önemli araçlarından biri haline gelmiştir. Bu konudaki farklı çalışmalar yapılmış olup bunlara örnek olarak Dixit ve Pindyck [197], Levyne [198] ve Vecer [199] verilebilir.

Son yıllarda ise GBH, GEP problemlerinde belirsiz talep büyümesini modellemek için kullanılmaya başlanmıştır.

Bean vd. [200], stokastik olarak büyüyen kapasite talebini deterministik eşdeğeri ile değiştirdikleri çalışmada, talebin lineer olmayan Brown hareketi veya Markov olmayan yaşam-ölüm süreçlerini takip ettiğini varsaymıştır.

Dangl [201], talebe ait geleceğin belirsizlik içermesi durumunda, optimum yatırım süresi ile kapasite seçimini belirleyebilmek için reel opsiyonlar teorisinin uygulamasını bir yatırım problemini çözmek amacıyla geliştirmiştir. Bu yatırım probleminde talep kayma parametresinin GBH sürecini takip ettiği varsayılmıştır.

Ryan [202], 2004 senesinde yaptığı çalışmada, belirsiz üstel talep büyümesi ve deterministik tedarik süreleri için GBH süreçlerini de kullanan bir kapasite büyüme modeli geliştirmiştir. Geliştirilen modelde, finansal opsiyon fiyatlaması yaklaşımı kullanılarak belirli bir kapasite büyüme planından kaynaklanabilecek kapasite yetersizliklerinin tahmin edilmesi hedeflenmiştir.

Marathe ve Ryan tarafından 2005 senesinde yapılan çalışmada, bir zaman serisinin GBH sürecini takip edip etmediğini kontrol etmek amacıyla farklı metotlar önerilmiş, verinin normal dağılım ve bağımsızlık kriterlerini taşıması gerekliliği üzerinde durulmuştur. Farklı sektörlere ait verilerin analiz edildiği çalışmada, elektrik talebi ve yolcu hareketleri verilerinde GBH hareketi yaklaşımını kullanmanın uygun olacağı gösterilmiştir [203].

Chou vd. [204], belirsiz talep, büyüme ve fiyat senaryoları altında yarı-iletken üretim senaryolarını incelemiş, incelenen kapasite planlaması probleminde talep belirsizliği, GBH süreci ile modellenmiştir. Çalışmada GBH süreci denklemlerine ait parametreler endüstriyel veriler kullanılarak kalibre edilmiş, deneysel veri kullanılarak GBH sürecinin yarı-iletken talep büyüme belirsizliğinin modellenmesinde kullanılabileceği gösterilmiştir.

Cristóbal vd., CO_2 ödenek fiyatlarının belirsizlik içermesi durumunda, CO_2 yakalama teknolojileri için optimum yatırım zamanını belirledikleri çalışmada, belirsizliğin modellenmesi için GBH yaklaşımı kullanmışlardır. İki aşamalı stokastik karmaşık tamsayı doğrusal programlama kullanılan çalışmada GBH yaklaşımı, Monte Carlo

metodu ile birlikte kullanılarak belirsizlikler senaryolar yardımıyla modellenmiştir [205].

Qiu vd., birleşik elektrik ve gaz piyasalarının büyüme planlamasını inceledikleri çalışmalarında güç ve enerji yüklerine ait stokastik süreçleri GBH ile modellemişlerdir [206].

6.3.1. Brown Hareketi

Stokastik süreçlerden olan Markov süreci, gelecek durumların geçmiş durumlardan bağımsız olması, sadece mevcut durumun gelecek durumların tahminiyle ilgili olduğu anlamına gelmektedir. Hisse senedi fiyatlarının genellikle Markov sürecini takip ettiği varsayılır.

Markov stokastik sürecinin özel bir durumu olan Wiener süreci ise ortalama değişimin sıfır, birim zamandaki değişim değerinin bir olduğu durumdur. Fizikte çok sayıda moleküler şoklara maruz kalan parçacıkların hareketlerini tanımlamada kullanılır ve Brown Hareketi olarak anılır.

Wiener süreci w_t farklı şekillerde tanımlanabilir. Zamandaki Δt artışa karşılık gelen değişimin $\Delta w_t = w_{t+\Delta t} - w_t$ olduğu varsayıldığında stokastik sürekli zaman süreci w_t aşağıdaki iki koşulu sağladığı durumda bir Wiener sürecidir [207]:

1. w değerinin Δt zaman aralığındaki değişimi Δw, ϵ'nin standart normal dağılımdan elde edilen rasgele değişken olması durumda Δt'nin karekköküne eşittir:

$$\Delta w_t = w_{t+\Delta t} - w_t = \epsilon\sqrt{\Delta t} \tag{6.1}$$

   Bu özellikten dolayı Δw normal dağılıma sahiptir ve Δw için ortalama değer $\Delta w = 0$, standart sapma $\Delta z = \sqrt{\Delta t}$, varyans ise $\Delta w = \Delta t$'dir.
2. Örtüşmeyen iki kısa zaman aralığı Δt için Δw_t değerindeki değişiklikler birbirinden bağımsızdır. Bu özellik ise Δw'nin Markov sürecini izlediğini gösterir.

Standart Wiener sürecinde sürüklenme (drift) oranı sıfır, varyans oranı ise bir olarak tanımlanmıştır. Sürüklenme oranının sıfır olması demek w_t'nin gelecekteki beklenen değerinin, onun şimdiki değerine eşit olmasıdır. Varyans oranının bir olması da w_t'nin T zaman dilimindeki değişikliğinin T'ne eşit olmasıdır.

Genelleştirilmiş Wiener süreci (Brown hareketi) x_t değişkeni için aşağıdaki şekilde tanımlanır:

$$dx_t = \mu dt + \sigma dw_t \tag{6.2}$$

Denklemde w_t Wiener değişkeni, μ sürüklenme oranı, σ^2 ise varyans değişim oranıdır.

Denklemin ilk terimi, x'in zaman başına beklenen sürüklenme oranına sahip olduğu, ikinci terimin ise x'in takip ettiği yola gürültü (noise) ya da değişkenlik eklediği düşünülebilir. Bu değişkenliğin miktarı ise σdw_t'dir.

Δt zaman aralığı için x değerindeki değişime karşılık gelen Δx, aşağıdaki şekilde tanımlanabilir:

$$x_t - x_0 = \mu t + \sigma \epsilon \sqrt{t} \tag{6.3}$$

Bu durumda Δx normal dağılıma sahiptir ve ortalama değeri μt varyansı ise $\sigma^2 t$'dir. Literatürde μ ve σ genelleştirilmiş Wiener süreci için sürüklenme ve volatilite parametreleri olarak tanımlanır [208].

Drift ve volatilite parametreleri zamandan bağımsız olup, bu parametreler stokastik süreç x_t'nin fonksiyonları olarak tanımlandığı durumda ise Ito süreci elde edilir.

x_t süreci aşağıdaki koşulu sağladığında bir Ito sürecidir [208]:

$$dx_t = \mu(x_t, t)dt + \sigma(x_t, t)dw_t \tag{6.4}$$

Wiener süreci ise Ito sürecinde $\mu = 0$ ve $\sigma = 1$ olması durumunda gerçekleşen özel bir durumudur.

6.3.2. Ito'nun Lemması

Ito'nun lemması (Itô's lemma) stokastik süreçlere ait zamana bağlı fonksiyonların türevini bulmaya yarayan önemli bir matematik kuralıdır.

w_t Wiener süreci, x_t ise $dx_t = \mu(x_t, t)dt + \sigma(x_t, t)dw_t$ (6.4) denklemini sağlayan sürekli stokastik bir süreç olsun. $G(x_t, t)$ fonksiyonunun x_t ve t için türevlenebilir olması durumunda Ito'nun lemması aşağıdaki şekilde tanımlanır [208]:

$$dG = \left[\frac{\partial G}{\partial x}\mu(x_t, t) + \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 G}{\partial x^2}\sigma^2(x_t, t)\right]dt + \frac{\partial G}{\partial x}\sigma(x_t, t)dw_t \tag{6.5}$$

6.3.3. Geometrik Brown Hareketi

Brown hareketinde beklenen sürüklenme oranı ve varyans oranı sabit olarak kabul edildiğinden, Brown hareketi hisse senedi fiyatlarının modellenmesi benzeri bazı süreçlerin analizinde yetersiz kalmaktadır. Bu sebeple, sabit beklenen sürüklenme oranı varsayımı uygun olmayıp bunun, beklenen getirinin sabit olduğu varsayımı ile değiştirilmesi gerekmektedir.

Hisse senedinin t zamanındaki fiyatı Y_t ise, Y için beklenen sürüklenme oranı sabit bir parametre μ için μY_t olarak varsayılmaktadır. Bu durumda kısa bir zaman aralığı Δt için, Y_t'nin beklenen artışı $\mu Y_t \Delta t$'dir. Hisse senedi fiyatına ait volatilitenin daima sıfır olması durumunda $\Delta Y_t = \mu Y_t \Delta t$ olarak ifade edilebilir [207]:

Limitin $\Delta t \to 0$ olması durumunda, T zamanındaki hisse senedi fiyatı ise $Y(T) = Y_0 e^{\mu t}$'dir.

Ancak hisse senedi fiyatlarında volatilite bulunmaktadır. Volatilite dikkate alındığında ise bu modelin özel Ito sürecini takip ettiği varsayılmaktadır. μ ve σ değerlerinin sabit olması durumunda elde edilen denklem şu şekilde yazılır [208]:

$$dY_t = \mu Y_t dt + \sigma Y_t dw_t \tag{6.6}$$

Ito süreci gösterimi ile ifade edildiğinde $\mu(x_t, t) = \mu x_t$ ve $\sigma(x_t, t) = \sigma x_t$ parametreleri $x_t = Y_t$ şeklindedir. Bu özel süreç Geometrik Brown Hareketi (GBH) olarak adlandırılmaktadır.

Ayrık-zaman formunda ifade edildiğinde ise GBH aşağıdaki şekilde yazılır:

$$\frac{\Delta Y_t}{Y_t} = \mu \Delta t + \sigma \epsilon \sqrt{\Delta t} \tag{6.7}$$

Denklemin sol tarafında bulunan terim, kısa bir zaman dilimi Δt'de, hisse senedinin getirisini göstermekte olup, μdt bu getirinin beklenen değerini verir. $\sigma \epsilon \sqrt{\Delta t}$ terimi ise getirinin stokastik bileşenini gösterir [207].

GBH ideal market yapılarını ve hisse senetlerinin hareketlerini modellemede kullanılmaktadır. Bu tür fiyatlar negatif olmayan uzun vadeli üstel azalma ya da büyüme eğrileri için rasgele dalgalanmalar gösterebilmektedir ve bu durumları GBH açıklamaktadır.

$t_0 < t_1 < \cdots < t_n$ zaman noktaları için, birbirini izleyen aşağıdaki oranlar:

$$\frac{Y(t_1)}{Y(t_0)}, \frac{Y(t_2)}{Y(t_1)}, \ldots, \frac{Y(t_n)}{Y(t_{n-1})} \tag{6.8}$$

bağımsız rasgele değişkenlerdir ve buradan da hareketle farklı zaman aralıkları için oransal değişiklikler birbirinden bağımsızdır [209].

Eğer $t \geq 1$ için $w(t)$ değerleri birbirinden bağımsız ve ortalama μ ve varyans parametresi σ^2 ile eşit olarak dağıtılmış normal dağılıma sahip rasgele değişkenler ise; $w(t) = ln\left(\frac{Y_{t+1}}{Y_t}\right)$ lognormal dağılıma sahiptir.

$Y(t)$ lognormal dağılıma sahip olduğunda bu durum $\ln(Y_t) \sim N(\ln(Y_0) + \mu t, \sigma^2 t)$ olarak ifade edilir, ortalama değer m ve varyans değeri σ^2 için $N(m, \sigma^2)$ normal dağılıma karşılık gelmektedir [210].

Eğer $G(Y_t, t) = ln(Y_t)$ ise sürekli-zaman modeli elde etmek için Ito'nun lemması uygulanması neticesinde aşağıdaki sonuç elde edilir [208]:

$$dln(Y_t) = \left(\frac{1}{Y_t}\mu Y_t + \frac{-1}{2{Y_t}^2}\sigma^2 {Y_t}^2\right)dt + \frac{1}{Y_t}\sigma Y_t dw_t = \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)dt + \sigma dw_t \tag{6.9}$$

$ln(Y_t) - \ln(Y_{t-1}) = r_t$ olması durumunda ise (6.9) denklemi aşağıdaki şekilde yazılır:

$$r_t = ln(Y_t) - ln(Y_{t-1}) \sim N\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)(T-t), \sigma^2(T-t)\right] \tag{6.10}$$

İki gözlem arasındaki zaman aralığı Δ olarak alındığında, r_t aşağıdaki parametrelerle normal dağılımı takip eder:

$$r_t \sim N\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta, \sigma^2\Delta\right] \tag{6.11}$$

Yukarıdaki denklemde (6.11) $E(r_t) = \left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)\Delta$, ,$V(r_t) = \sigma^2\Delta$'dır ve $\bar{r}$, s_r, $\hat{\sigma}$ ve $\bar{\mu}$ sırasıyla aşağıdaki şekilde tanımlanır:

$$\bar{r} = \frac{\sum_{t=1}^{n} r_t}{n} \tag{6.12}$$

$$s_r = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{t=1}^{n}(r_t - \bar{r})^2} \tag{6.13}$$

$$\hat{\sigma} = \frac{s_r}{\Delta} \tag{6.14}$$

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{r}}{\Delta} + \frac{\hat{\sigma}^2}{2} = \frac{\bar{r}}{\Delta} + \frac{{s_r}^2}{2\Delta} \tag{6.15}$$

GBH sürecinin örneklem eğrileri ise aşağıdaki şekilde yazılmaktadır:

$$Y_t = Y_0 exp\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma w_t\right] = Y_t = Y_0 exp\left[\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \varepsilon_t \sigma\sqrt{t}\right] \tag{6.16}$$

Sonuç olarak özetlenirse, $0 \leq t \leq \infty$ aralığında Y_t değişkeni sürüklenme parametresi μ ve volatilite parametresi σ ile, eğer negatif olmayan bütün k değerleri için rasgele alınan $\frac{Y_{t+1}}{Y_t}$ oranı değişkenin t zamanına kadar olan bütün değerlerinden bağımsız ve buna ilave olarak $ln\left(\frac{Y_{t+1}}{Y_t}\right)$ parametresi ortalama değeri μt , varyans değeri $\sigma^2 t$ ile (t'den bağımsız, μ ve σ sabit) normal dağılıma sahipse, Y_t değişkeni GBH'yi takip etmektedir [203, 211].

Geometrik Brown Hareketi için ortalama değer, varyans ve çarpıklık (skewness) fonksiyonları moment üreten fonksiyonlar kullanılarak aşağıdaki şekilde yazılabilmektedir [209]:

$$E(Y_t) = Y_0 exp\left(\mu t + \frac{\sigma^2 t}{2}\right) \tag{6.17}$$

$$Var(Y_t) = {Y_0}^2 exp(2\mu t + \sigma^2 t)(\exp(\sigma^2 t) - 1)) \tag{6.18}$$

$$Skew(Y_t) = (exp(\sigma^2 t) + 2)\sqrt{\exp(\sigma^2 t) - 1} \tag{6.19}$$

6.4. GBH Yaklaşımının Doğruluğunun Testi

GBH yaklaşımının kullanılabilirliğinin test edilmesi amacıyla bu tez çalışmasında Türkiye elektrik sistemi için 1995-2012 yıllarına ait puant güç talebi (bkz. Çizelge 6.1) referans veri olarak alınmıştır [212].

Çizelge 6.1. 1995-2012 yılları için Türkiye elektrik sistemi puant güç talebi

Yıl	Puant güç talebi (MW)	Yıl	Puant güç talebi (MW)
1995	14165	2004	23485
1996	15231	2005	25174
1997	16926	2006	27594
1998	17799	2007	29249
1999	18938	2008	30517
2000	19390	2009	29870
2001	19612	2010	33392
2002	21006	2011	36122
2003	21729	2012	39045

GBH yaklaşımında güç talebi verisinin iki temel koşulu sağlaması gerekmektedir. Bu koşullardan ilki talep verisinin “normal dağılım” özelliği göstermesidir. Bu ise, talep verisinin logaritma oranlarının sabit ortalama ve varyans değerlerinde normal dağılım özelliğine sahip olması ile mümkündür. Diğer koşul ise talep verisinin bağımsızlık özelliği taşıması, yani, logaritma oranlarının geçmiş değerlerden bağımsız olmasıdır [203, 211].

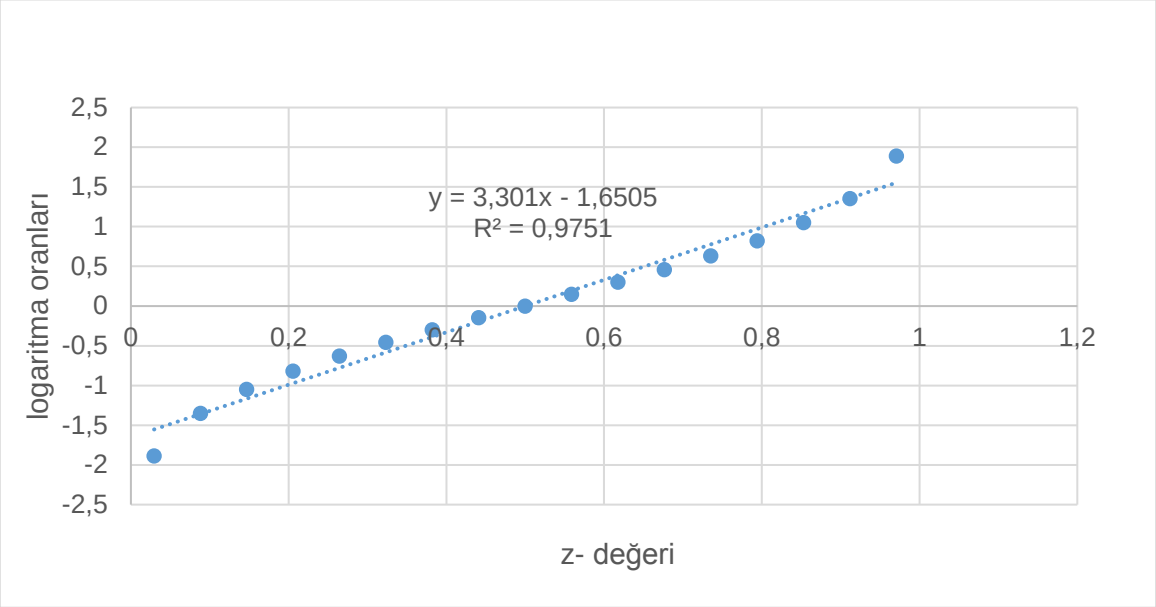
6.4.1. Normal Dağılım Testleri

Normallik testleri bir veri dizisinin normal dağılıma “uygunluk iyiliği"nin incelenmesi amacıyla kullanılmaktadır. Normallik testleri kapsamında grafik ile karşılaştırma metotlarının yanı sıra hipotez testleri de kullanılmaktadır.

6.4.1.1. Kuantil-Kuantil grafiği

Grafik yaklaşımı kullanılan normallik testlerinden, normal Kuantil-Kuantil (Q-Q) grafiği (normal Quantile-Quantile Plot) olarak da bilinen normal olasılık gösterimi en yaygın testlerden biridir. Q, kuantil, sıralanmış veri dizisini eşit parçalara bölen istatistik ölçüleri ifade etmekte olup, grafik sıralanmış talep verisi ile buna karşılık gelen Q değerlerinin ilişkisini göstermektedir. Grafik üzerindeki veri noktalarının doğrusal dağılım göstermesi, verinin normal dağılıma uyduğunu göstermektedir.

1995-2012 yıllarına ait elektrik talebi verisinin logaritma oranları için Q-Q grafiği Şekil 6.1'de verilmiştir.



Şekil 6.1. Talep verisi logaritma oranları için Q-Q grafiği

Talep verisine ait logaritma oranlarının z-değeri ile grafiği incelendiğinde elde edilen eğilim çizgisi denklemi $y = 3{,}301x - 1{,}6505$ olup, denklemin R-kare değeri $R^2 = 0{,}9751$'dir. Buradan hareketle verinin doğrusal dağılım gösterdiği ve normal dağılıma uyduğu sonucuna ulaşılmaktadır.

6.4.1.2. Shapiro-Wilks Testi

Shapiro-Wilks testi normallik testleri arasında en yaygın olanlardan biridir. Bu testin *sıfır hipotezi* ise örnek alınan veri serisinin bir normal dağılım gösteren popülasyondan geldiğidir. Razali ve Wah [213] çalışmasında Shapiro-Wilks testini yaygın diğer üç normallik testleriyle karşılaştırmış ve Shapiro-Wilks testi için güç özelliklerinin diğerlerinden daha iyi olduğunu göstermişlerdir. Bu testte hipotez ise H_0*: Normal dağılım,* H_a*: Normal olmayan dağılım* olarak belirlenmiştir.

1995-2012 yıllarına ait lognormal talep verisi için Shapiro-Wilk testi istatistiği W=0,956097 olup, buna karşılık gelen p-değeri ise p=0,53647'dir. Bu durumda $p > 0{,}05$ olduğundan H_0 sıfır hipotezi reddedilmez, bu da verinin normal olasılık dağılımına uygun olarak dağılmış bir popülasyon olduğunu gösterir.

6.4.1.3. Diğer Normallik Testleri

Bu kısımda normallik testlerinden, deneysel dağılım fonksiyonlarına dayalı olarak geliştirilen Kolmogorov-Smirnov ve Anderson-Darling testlerinin sonuçları incelenmiştir.

Tek veri türü için Kolmogorov-Smirnov testi, verilerin tanımlanmış bir normal olasılık dağılımına uyumluluk gösterip göstermediğini test etmek için kullanılır. Bu problemde sıfır hipotez H_0, verilerin deneysel dağılımının tam tanımlanmış bir olasılık dağılımından gelmiş olduğudur.

1995-2012 yıllarına ait lognormal talep verisi için Kolmogorov-Smirnov testinde elde edilen test istatistiği değeri D_n=0,134 olup, bu değer 0,05 anlamlılık düzeyinde test kritik değeri olan $D_{n,\alpha}$=0,318 değerinden küçüktür. $D_n = 0{,}134 < D_{n,\alpha} = 0{,}318$ olduğundan dolayı lognormal talep verisi normal dağılıma tam uyum göstermektedir.

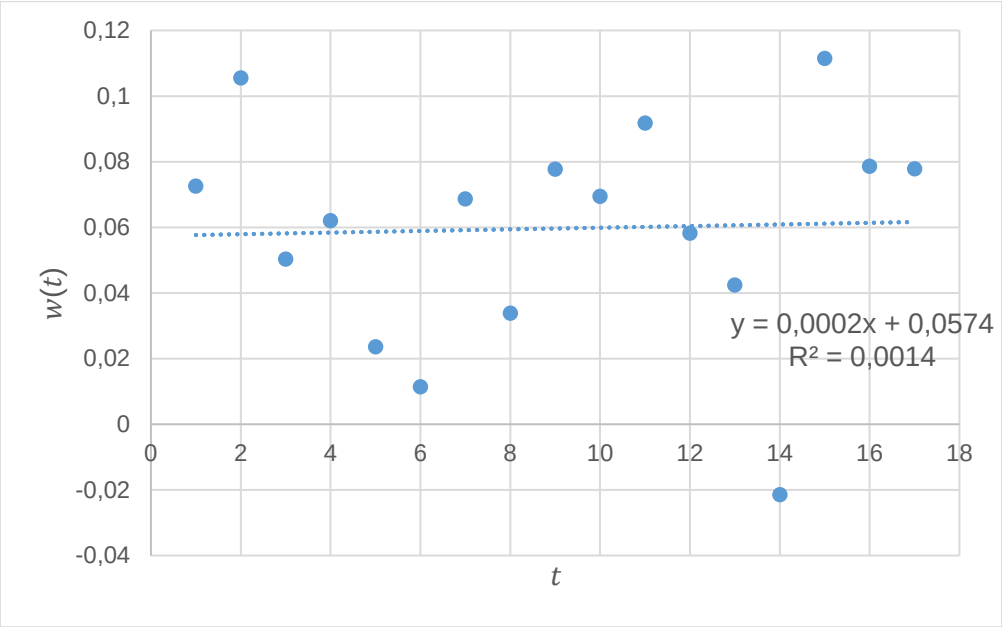
Anderson-Darling normallik testinde ise test istatistiği AD=0,3190 olup, buna karşılık gelen p-değeri ise 0,5065'dir.

Her iki durumda da %5 anlamlılık düzeyinde sıfır hipotez olan normallik reddedilemez. Bu nedenle de talebe ait verinin, normal olasılık dağılımına uygun olarak dağılmış bir popülasyon olduğu kabul edilebilir.

6.4.2. Verilerin Bağımsızlığı

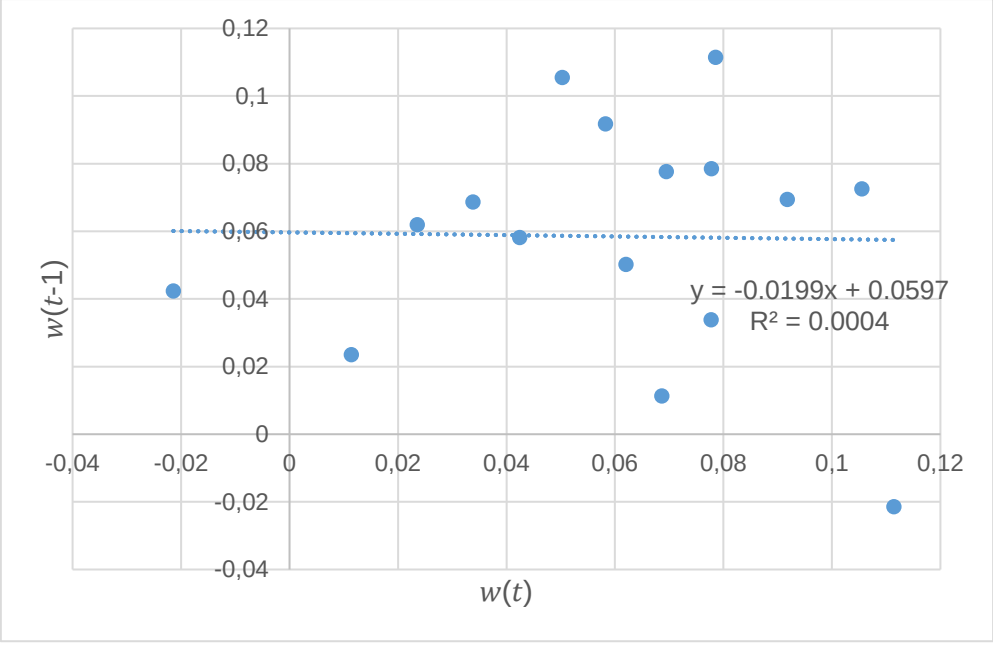
Bağımsızlık testlerine geçmeden önce talep verisine ait logaritma oranlarının ($w(t)$) bağımsız olduğunu göstermek amacıyla oranların dağılım grafiği Şekil 6.2'de verilmiştir.

Şekil 6.2 incelendiğinde, görsel olarak belirgin bir motif/desen gözlemlenememesi nedeniyle, birbiri ardınca gelen oranların bağımsızlık özelliğine sahip olduğu sonucuna ulaşılmaktadır.



Şekil 6.2. Yıllık talep verisine ait logaritma oranları

Birbirini izleyen yıllara ait lognormal talep değerleri arasındaki olası ilişkiyi belirlemek amacıyla $w(t)$ ve $w(t-1)$ çizimi Şekil 6.3'de verilmiş olup, bu şekil incelendiğinde birbirini izleyen yıllara ait veriler arasında bir korelasyon olmadığı sonucuna ulaşılmaktadır.

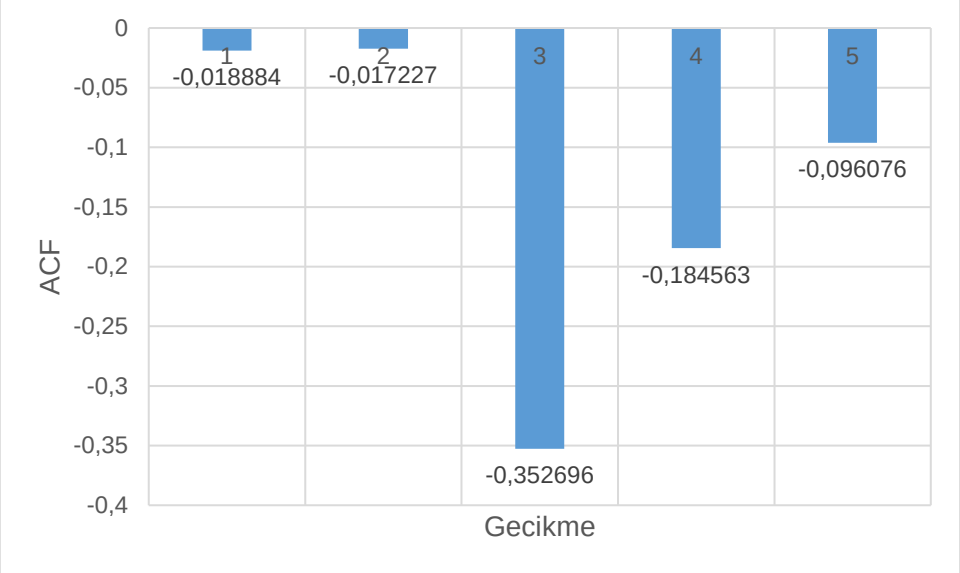


Şekil 6.3. Yıllık lognormal talep verisinin dağılım grafiği

6.4.2.1. Otokorelasyon Fonksiyonu

Verilerin bağımsızlık özelliğine sahip olduğunu belirlemek için otokorelasyon testi kullanılmıştır. Bunun için gecikmeli (lagged) serilerle veri serisi arasındaki ilişkiye bakılarak otokorelasyon fonksiyonu (ACF) hesaplanmıştır. Herhangi bir gecikme için $ACF(y)$ değerinin [-1, 1] aralığında olması gerekmektedir. ACF=1 değeri korelasyon olduğunu gösterirken, ACF=-1 değeri ise korelasyon olmadığını belirtmektedir. Eğer $ACF(y)$ değeri güven aralığı sınırları dışında kalıyorsa otokorelasyon vardır.

Beş gecikmeli seri için %5 anlamlılık düzeyinde hesaplanan otokorelasyon fonksiyonu değerleri Şekil 6.4'de verilmiştir. Otokorelasyon değerleri varsayılan değer olan sıfırın altında olup, değerlerin, hesaplanan %95 güven aralıklarının dışına çıkmadığı gözlemlenmiştir. Buradan hareketle, elektrik talep veri noktaları arasında korelasyon yoktur sonucuna ulaşılabilmektedir.



Şekil 6.4. Beş gecikme değeri için otokorelasyon fonksiyonu değerleri

6.4.2.2. Ljung-Box Q Testi

Ljung-Box Q (LBQ) testi, zaman serilerine ait herhangi bir grup otokorelasyonun sıfır değerinden farklı olup olmadığını belirlemek için kullanılır. Seride bulunan her bir gecikme değeri için bağımsızlık testi yapılması yerine, belirli sayıdaki gecikme için toplam veri bağımsızlığı test edilmektedir.

Ljung-Box testi aşağıdaki şekilde tanımlanır:

H_0: Bağımsız veri dağılımı, korelasyon katsayıları değerleri sıfırdır. Bu durumda veri popülasyonunda korelasyon olmayıp veri rasgele dağılmıştır.

H_a: Bağımsız olmayan veri dağılımı, korelasyon katsayıları değerleri sıfırdan farklıdır.

Test istatistiği ise:

$$Q(h) = n(n+2)\sum_{k=1}^{h}\frac{\hat{\rho}_k^2}{n-k} \qquad (6.20)$$

h: test edilecek gecikme sayısı, n: test edilecek veri sayısı, $\hat{\rho}_k$ ise k gecikmesindeki otokorelasyon değeridir.

Q değeri ki-kare çizelgesindeki eşik değerinden büyükse H_0 hipotezi reddedilir. Yani serinin bağımsız olmadığı sonucuna ulaşılır.

Çizelge 6.2. On-gecikmeli analiz için LBQ testi sonuçları

Gecikme	Q(h) LBQ
1	0,0072
2	0,0136
3	2,8836
4	3,7299
5	3,9784
6	4,1330
7	4,1364
8	7,0111
9	7,3533
10	8,0710

On-gecikmeli LBQ testi için sonuçlar incelendiğinde, $Q(h)$=8,07'dir. h=10 serbestlik derecesi için kuyruk alanının α=0,05 olmasına karşılık gelen ki-kare kritik değeri ise χ^2=18,31'dir. Bu nedenle korelasyon katsayılarının sıfır olduğunu varsayan hipotez reddedilemez.

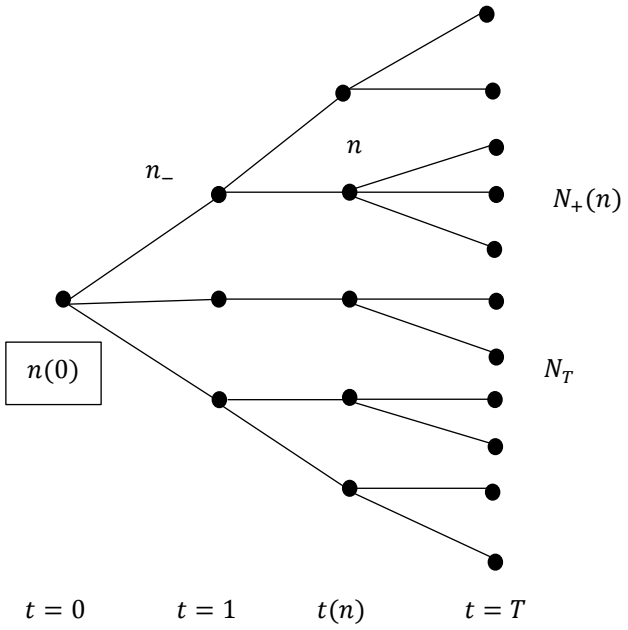
Otokorelasyon fonksiyonu ve LBQ testi sonuçlarından hareketle, lognormal talep verisinin bir korelasyon içermediği ve talep verisinin bağımsızlık özelliği taşıdığı sonucuna ulaşılmaktadır.

6.5. Senaryoların Üretilmesi

Stokastik programlama modelinde, parametrelerin değerlerinin belirsizlik içermesi durumunda bu parametreler, dağılımlar (tek periyot olması durumunda) veya çok değişkenli stokastik süreçler $\{\xi\}_{t=1}^{T} = (\xi_1, \dots, \xi_T)$ (çoklu periyotlar olması durumunda) olarak tanımlanabilmektedir. Böylelikle problem fonksiyon uzaylarında bir optimizasyon problemine dönüşmekte, kararlar ise bu süreçlerin gözlemlenen değerlerine bağlı olmaktadır. Markowitz ortalama-varyans modeli benzeri özel durumlar dışında bu problemler sürekli dağılımlar ile birlikte genellikle doğrudan çözülememekte, sonlu değerli ayrık dağılımlara gereksinim duyulmaktadır. Bunun yanı sıra ayrık dağılımlarda da açığa çıkan büyük boyutlardaki modellerin karmaşıklığı, hesaplama performansı parametreleri üzerinde belirleyici olmaktadır [214].

Çok-aşamalı stokastik optimizasyon probleminde temel hesaplama yaklaşımlarından birisi, stokastik süreçleri sonlu N düğüm noktası (node) ile, $\{\xi\}_{t=1}^{T}$ ağaç yapısı şeklinde, sabit ξ_1 elemanından başlayarak sonlu çok sayıda senaryo sayesinde yaklaşık olarak değerlendirmektir. Stokastik süreçleri ayrık hale getirme sürecine senaryo üretimi denmekte bu amaçla senaryo ağaçları kullanılmaktadır.

Genel olarak belirsizlik altında karar verme modellerinde kullanılan senaryo ağaçları grafiksel olarak düğüm noktaları n ve dal/kemerlerden (*branch/archs*) oluşmaktadır. Düğüm noktaları belirli bir noktadaki genel durumu temsil etmekte ve kararların verildiği duruma karşılık gelmektedir. İlk düğüm noktası olan $n(0)$ kök düğüm noktası olup planlamanın başladığı ve ilk aşama kararların verildiği noktadır. Kök düğüm noktasına bağlanan düğüm noktaları ikinci aşama kararların verildiği noktalardır. Her bir düğüm noktasının öncesinde sadece bir öncül n_- olup, ancak sonrasında çok sayıda takipçisi $N_+(n)$ olabilmektedir. Son aşamada bulunan düğüm noktaları N_T yaprak olarak adlandırılır. Düğüm noktasından çıkan kemerler ise rasgele değişkenlerin bu durumdan kaynaklanan olası gerçekleşmelerine karşılık gelir. Her bir kemere ait bir meydana gelme ihtimali bulunmaktadır. Kök düğüm noktası ile yaprak arasında bulunan her bir yol $n \in N_T$ ise senaryo olarak adlandırılmaktadır ve bu senaryonun gerçekleşme ihtimali ise bu senaryoya ait bütün kemerlerin senaryo ihtimallerinin çarpımına eşittir.



Şekil 6.5. Dört aşamaya sahip senaryo ağacı

Periyot sayısı T=3, aşama sayısı 4, düğüm noktası sayısı n=20, ve senaryo sayısı N_T=11 olan senaryo ağacı Şekil 6.5'de verilmiştir.

Senaryo ağacının üretilmesinde Moment Eşleştirme Metodu kullanılmış, simülasyon ise Monte Carlo metodu ile gerçekleştirilmiştir.

6.5.1. Monte Carlo Simülasyonu

Senaryo ağacının üretilmesinde, simülasyonlar için Monte Carlo simülasyon metodu kullanılmıştır. Rasgele sayıların üretilmesinde ise düzgünlük ve bağımsızlık özelliklerini dikkate alındığında farklı üreteçler incelenmiş ve bunlar arasından L'ecuyer [215] tarafından geliştirilen çoklu tekrarlamalı rasgele sayı üreteci olan MRG32k3a uygulaması seçilmiştir. MRG32k3a üreteci 1,8E+19 bağımsız seri üretebilmekte olup bu üretecin periyodu 3,1E+57'dir. Simülasyon için gerekli rasgele sayı serileri bu algoritma ile C++ platformunda üretilmiştir.

Monte Carlo simülasyonunun güvenilirliğini artırmak amacıyla güven aralığı yaklaşımı kullanılmıştır. Genel olarak $z_{1-\frac{\alpha}{2}}$ N(0,1) standart normal dağılımın $(1-\frac{\alpha}{2})$ yüzdeli noktası olması durumunda: güven aralığı aşağıdaki şekildedir:

$$P\left(-z_{1-\frac{\alpha}{2}} \leq Z \leq z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) = 1-\alpha \qquad (6.21)$$

$Y_i, i = 1, \ldots, m$ sayıda simülasyon yapıldığında $X = E[Y]$ için $L(Y)$ ve $U(Y)$ aşağıdaki şekilde tanımlanır:

$$P(L(Y) \leq X \leq U(Y)) = 1 - \alpha \tag{6.22}$$

Merkezi Sınır Teoremi kullanılarak $100(1-\alpha)\%$ güven aralığı aşağıdaki şekilde hesaplanır [216]:

$$P\left(\overline{X_m} - z_{1-\frac{\alpha}{2}}\frac{\sigma}{\sqrt{m}} \leq X \leq \overline{X_m} + z_{1-\frac{\alpha}{2}}\frac{\sigma}{\sqrt{m}}\right) \approx 1 - \alpha \tag{6.23}$$

6.5.2. Moment Eşleştirme Metodu

Moment eşleştirme metodu, belirsiz değişkenlerin ayrık olasılık dağılımının oluşturulması ve ilk momentlerin geçmiş verilerden elde edilen momentlere olabildiğince yakın olması prensibine dayanmaktadır. Bu yaklaşım ilk olarak Hoyland ve Wallace tarafından geliştirilmiştir [217]. Bu metotta, verinin istatistiksel özelliklerinin bazı durumlarda veri dağılımını kısmi olarak da olsa tanımladığından hareketle hedef değerleri hesaplanmıştır. Hedef değerleri doğrudan belirlenebilmekte, marjinal dağılımlardan çıkarılabilmekte veya geçmiş verilerden hesaplanabilmektedir. Metotta üretilen sonuçların belirlenen özellikleri ile veriden elde edilen istatistiki hedef değerleri arasındaki mesafenin en aza indirgenmesi hedeflemiştir. Metotta rasgele değişkenlerin sonuçları aynı anda üretilmektedir. Senaryo ağacı, sonuçların ve olasılıkların fonksiyonları olarak formüle edilen bütün istatistiksel özellikleri eşleştirmek için oluşturulmaktadır.

Verilerin geçmiş dağılımından belirlenen istatistik özelliklerin kümesi $\mathcal{S}$, S_{VAL_i}ise i indeksine karşılık gelen istatistik özelliğinin $\mathcal{S}$ kümesinde belirlenen değeri olsun. Aynı periyoda karşılık gelen rasgele değişkenler senaryo düğüm vektörünü oluşturur ve bu k kemerine için X_k olarak ifade edilir. Buna karşılık gelen k kemeri için koşullu olasılık değeri ise π_k olarak tanımlanır. Eğri uydurumu yaklaşımı için dağılımın i indeksine karşılık gelen istatistik özelliği ise $f_i(X, \pi)$ olarak tanımlanır. Örnek olarak ise $f_i(X, \pi)$ ortalama değeri ifade ettiğinde bu $\sum_k \pi_k X_k$ olarak hesaplanır. Buradan hareketle senaryo ağacı üretimi için optimizasyon modelinin formülasyonu aşağıdaki şekildedir [55, 217]:

$$\min_{\pi_k, X_k} \sum_{i \in S} w_i \left(f_i(X_k, \pi_k) - S_{VAL_i} \right)^2$$
$$\sum \pi_k = 1 \qquad (6.24)$$
$$\pi_k \geq 0$$

Denklemde orijinal S_{VAL_i} değerleri ve üretilen senaryolar $f_i(X_k, \pi_k)$ arasındaki norm kare mesafenin belirlenip minimize edilmesi gerekmektedir. w_i değerleri ise farklı istatistik özelliklerinin sağlanmasının önemini belirleyen ağırlık katsayıları olup, bu katsayılar optimizasyon sırasında kullanıcı tarafından belirlenmektedir.

Çok değişkenli normal X değişkeni için beklenen değer, varyans ve çarpıklık formülleri aşağıda verilmiştir.

$$\sum\nolimits_k \pi_i^k X_i^k \approx \mu_i$$
$$\sum\nolimits_k \pi_i^k (X_i^k - \mu_i)^2 \approx \sigma_i \qquad (6.25)$$
$$\sum\nolimits_k \pi_i^k \left(\frac{X_i^k - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 \approx 0$$

Yaklaşık moment eşleştirme sonucu ise aşağıdaki denklemin çözümü ile elde edilir:

$$min \;\; w_1 \sum_i \left[\sum\nolimits_k \pi_i^k X_i^k - \mu_i \right]^2 + w_2 \sum_i \left[\sum\nolimits_k \pi_i^k (X_i^k - \mu_i)^2 - \sigma_i \right]^2 + w_3 \sum_i \left[\sum\nolimits_k \pi_i^k \left(\frac{X_i^k - \mu_i}{\sigma_i}\right)^3 \right]^2 \qquad (6.26)$$

GBH için beklenen değer, varyans ve çarpıklık fonksiyonları moment üreten fonksiyonlar kullanılarak sırasıyla (6.17), (6.18) ve (6.19)'da verilmiştir.

6.5.3. Senaryo Ağacının Oluşturulması

Moment eşleştirme fonksiyonu (6.26) lineer olmayan hedef fonksiyonu ve lineer kısıtlara sahip, konveks olmayan ve lineer olmayan bir programlama problemidir. Moment eşleştirme fonksiyonunun çözümünde, Matlab Optimizasyon Toolbox kapsamında geliştirilen ve doğrusal olmayan, çok değişkenli programlama çözücüsü olan *fmincon* modülü kullanılmıştır [218].

Konveks olmayan bu problemde, nihai çözüm sıfır olmayan hedef değerine sahip yerel optimum çözüm olabilmektedir. Bu durumda elde edilen istatistiksel özellikler eğer belirlenen değerlere yakınsa, yerel çözüm olarak kabul edilmiştir.

Çözümde sıfır olmayan hedef değerleri bulunma olasılığını azaltmak için farklı başlangıç noktaları ile farklı ağırlık katsayıları denenmiştir.

Bağıl önemi belirlemek için kullanılan w_i ağırlık katsayılarının belirlenmesinde beklenen değer, varyans ve çarpıklık (skewness) için rakamsal büyüklükler dikkate alınarak farklı denemeler yapılmıştır. Sonuç olarak beklenen değer ve varyans için ağırlık katsayıları $w_1 = w_2 = 2$, çarpıklık için ise $w_3 = 1$ olarak alınmıştır.

Moment eşleştirme fonksiyonunun (6.26) çözümü için başlangıç noktaları, her bir düğüm noktası için ayrıca belirlenmiştir. Toplam talep X_k için başlangıç değerleri sürüklenme parametresi μ ve volatilite parametresi σ yardımıyla aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$\begin{aligned} X_1 &= \mu - \sigma, \\ X_2 &= \mu, \\ X_3 &= \mu + \sigma \end{aligned} \tag{6.27}$$

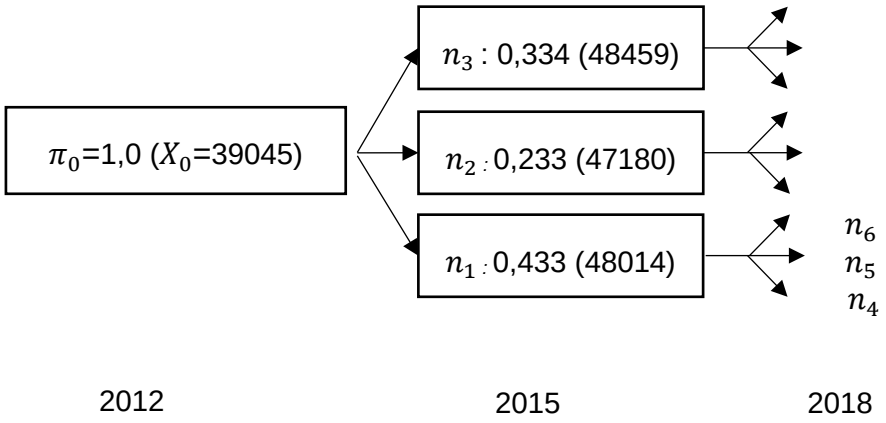
$l+1$ alt kemeri için meydana gelme ihtimali ise, bir üst kemer olan l kemerinin toplam meydana gelme ihtimali ${\pi_k}^l$ kullanılarak belirlenmiştir:

$${\pi_k}^{l+1} = \frac{{\pi_k}^l}{3} \quad k = 1, \dots, 3 \tag{6.28}$$

Moment eşleştirme fonksiyonu (6.26) planlama periyotu süresince, kök düğüm noktası için N=2000, diğer düğüm noktalarının her biri için N=200 defa çözülmüş ve sonuçlar elde edilmiştir. Her bir düğüm noktası için, o yıla karşılık gelen toplam talep X_k ve o alt kemer için meydana gelme ihtimali π_k belirlenmiştir.

Minimizasyon probleminin global optimum sonuçları sıralanarak her bir düğüm noktası için en iyi çözümü veren $f_i(\pi_k, X_k)$ değerleri seçilmiştir.

Senaryo modeli olarak üç periyot, dört aşamalı, 39 düğüm noktası ve 27 senaryoya sahip senaryo ağacı seçilmiştir. Senaryo modeli ise ağaç yapısında oluşturulmuştur. Modelde kullanılan senaryo ağacı yapısı EK 14'de verilmiştir.



Şekil 6.6. Örnek senaryo ağacı yapısı

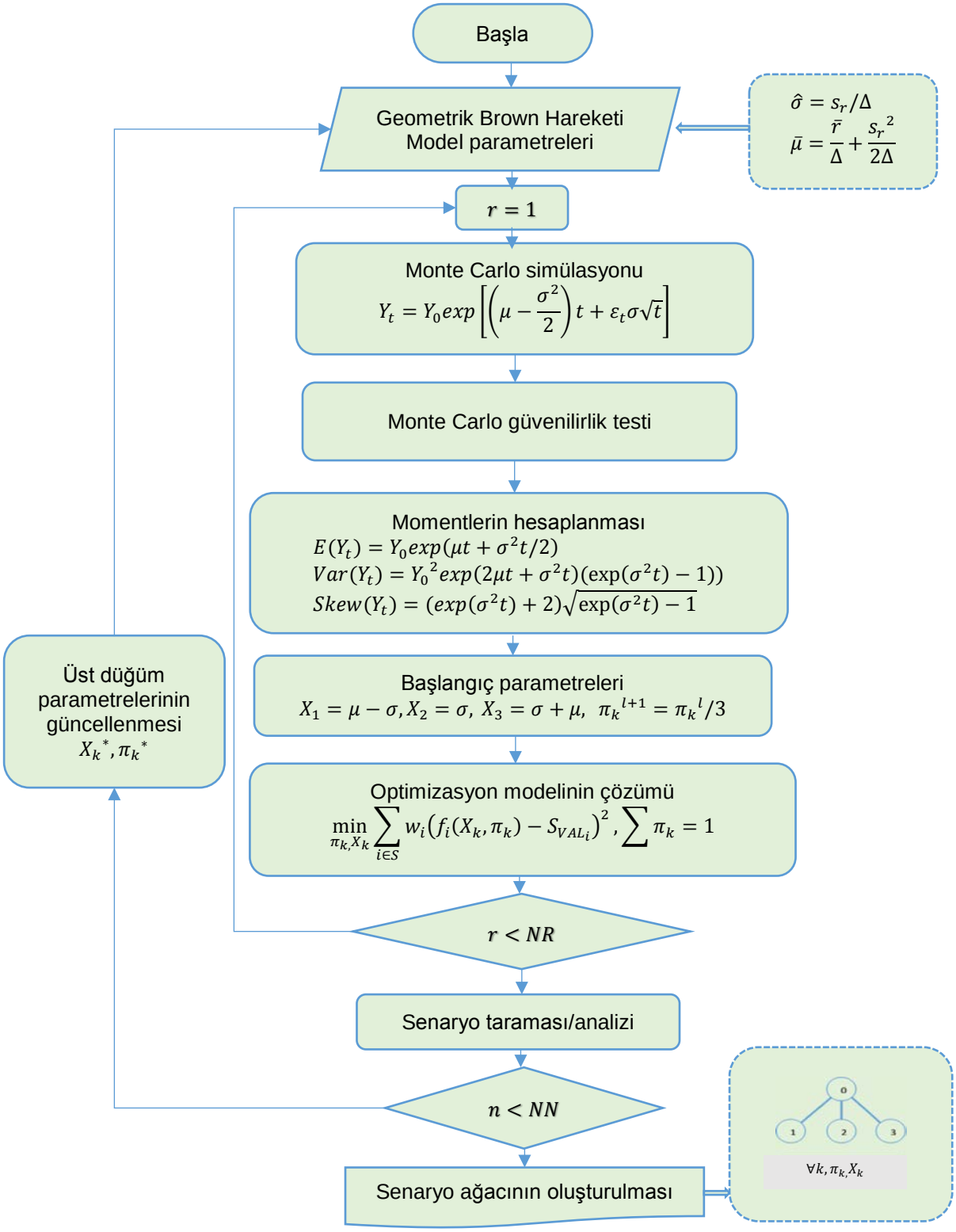
Senaryo ağacının oluşturulmasında, başlangıçta referans yılı olan 2012 talep verisi esas alınarak 2015 yılı için üç senaryo (n_1, n_2, n_3) üretilmiştir (Bkz. Şekil 6.6). Bu senaryoların üretilmesinde koşullu istatistiksel özellikler olan ortalama değer, varyans ve çarpıklık fonksiyonları (6.17), (6.18), ve (6.19) denklemleri kullanılarak hesaplanmıştır.

Benzer şekilde bu istatistiksel özellikler ve n_1, n_2 *ve* n_3 sonuçları esas alınarak 2018 yılı için senaryolar benzer şekilde optimizasyon modeli (6.24) kullanılarak üretilmiştir. Bu durumda n_1 düğüm noktasından hareket ederek n_4 , n_5 ve n_6 düğüm noktaları üretilmiştir.

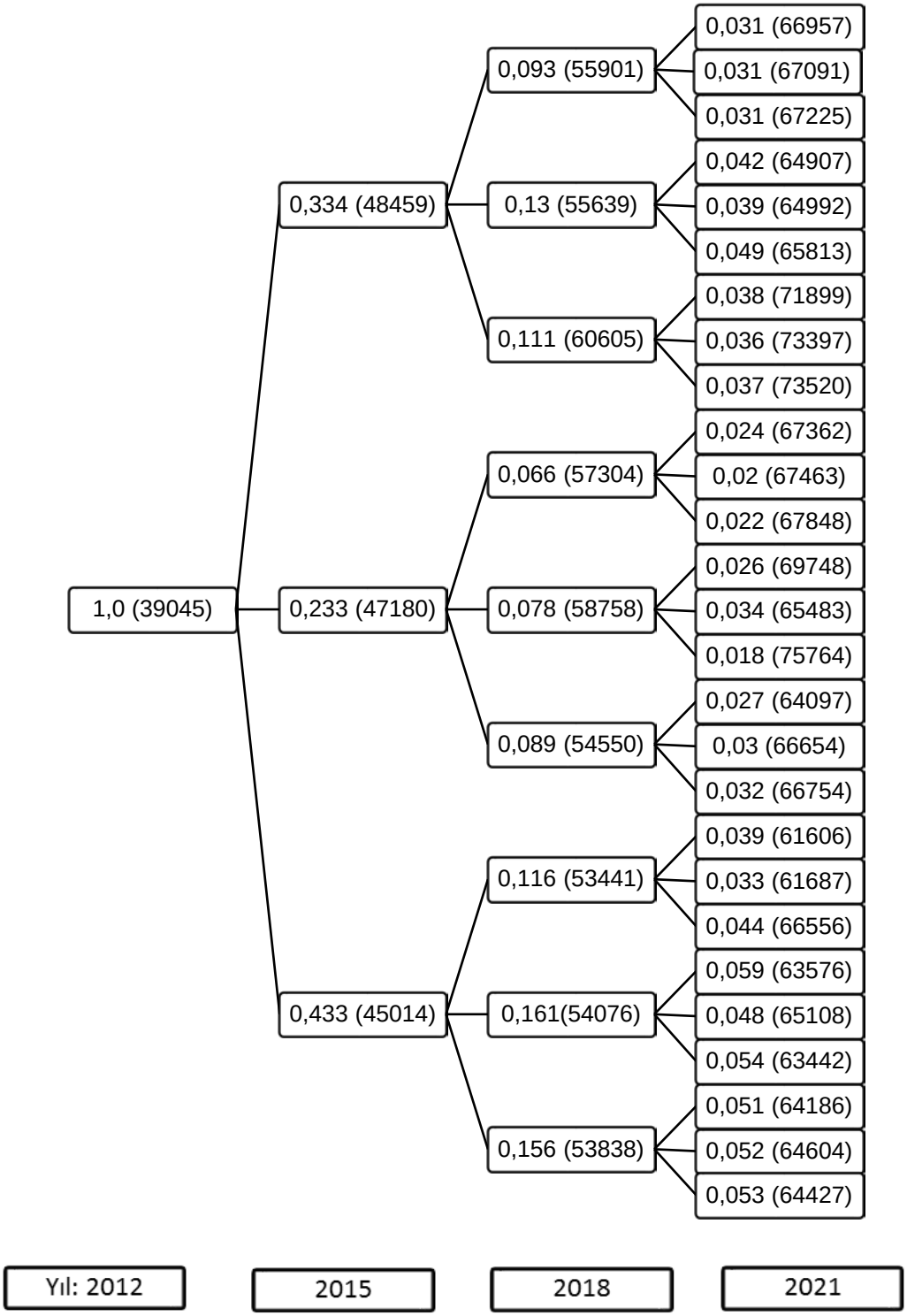
Senaryoların oluşturulması sürecinde izlenen yol için hazırlanan özet bir akış diyagramı Şekil 6.7'de verilmiştir.

Planlama periyotları olan 2015-2018-2021 periyotları için üretilen örnek senaryo ağacı ise Şekil 6.8'de verilmiştir.

Düğüm noktalarında verilen veriler o yıla karşılık gelen $f_i(X_k, \pi_k)$ verileri olup, bunlar sırasıyla o alt kemer için meydana gelme ihtimali $\pi_k$ve toplam talep X_k değerleridir.



Şekil 6.7. Senaryoların oluşturulması için özet akış diyagramı



Şekil 6.8. 2015-2018-2021 periyotları için üretilen senaryo ağacı

6.6. Değerlendirme

Bu kısımda, elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik modellenmiştir. Belirsizlik içeren elektrik talep verisinin GBH'yi takip ettiği varsayılmış, bu varsayımın doğruluğu ise farklı metotlarla test edilmiştir.

GBH yaklaşımının doğru olabilmesi için referans olarak alınan 1995-2012 yıllarına ait Türkiye elektrik sistemi puant güç talebi verisinin normal dağılım özelliğine sahip olması (talep verisinin logaritma oranlarının sabit ortalama ve varyans değerlerinde normal dağılım özelliğine sahip olması) ve bağımsızlık özelliği taşıması (logaritma oranlarının geçmiş değerlerden bağımsız olması) gerekmektedir.

Normal dağılım özelliği için Q-Q grafiği incelenmiş veri noktaları analiz edildiğinde verinin normal dağılıma sahip olduğu gösterilmiştir. Normallik testlerinden ise Shapiro-Wilks, Kolmogorov-Smirnov ve Anderson-Darling testleri incelenmiş, test istatistiği değerleri ve bunlara karşılık gelen olasılık p-değerleri incelenerek lognormal elektrik talep verisinin normal dağılıma uygunluk gösteren bir popülasyon olduğu gösterilmiştir.

Talep verilerin bağımsızlık özelliğine sahip olduğu otokorelasyon fonksiyonu, grafik metodu ve Ljung-Box-Q testi ile gösterilmiştir.

Çok-aşamalı stokastik optimizasyon probleminde temel hesaplama yaklaşımlarından biri stokastik süreçleri sonlu çok sayıda senaryo yardımıyla yaklaşık olarak değerlendirmektir. Bu amaçla senaryo ağacı yaklaşımı kullanılmıştır.

Senaryo ağacının üretilmesi için Moment Eşleştirme metodu kullanılmıştır. Moment Eşleştirme metodu ile üretilen sonuçların belirlenen özellikleri ile veriden elde edilen istatistiki hedef değerleri arasındaki mesafenin en aza indirgenmesi hedeflemiştir. Bunun için ortalama değer, varyans ve çarpıklık fonksiyonları moment üreten fonksiyonlar kullanılarak GBH için çıkarılmış ve metotta kullanılmıştır.

Uygulaması yapılan Moment eşleştirme fonksiyonu (6.26) lineer olmayan hedef fonksiyonu ile lineer kısıtlara sahip, konveks olmayan ve lineer olmayan bir programlama problemidir.

GBH modelinin simülasyonu ise Monte Carlo metoduyla gerçekleştirilmiştir. Monte Carlo metodunun uygulamasında rassal sayıların üretilmesi için çoklu tekrarlamalı üretici olan L'ecuyer MRG32k3a uygulaması kullanılmıştır.

Monte Carlo simülasyonunun güvenilirliğini artırmak amacıyla ise güven aralığı yaklaşımı kullanılmıştır.

Senaryoların oluşturulması sürecinde izlenen temel aşamaları gösteren özet akış diyagramı Şekil 6.7'de verilmiştir.

Senaryo modeli olarak: üç periyot, dört aşamalı, 39 düğüm noktası ve 27 senaryoya sahip senaryo ağacı seçilmiştir.

GBH yaklaşımı çerçevesinde, Moment Eşleştirme metodu yardımıyla ve Monte Carlo simülasyonu ile planlama periyotları olan 2015-2018-2021 periyotlarına ait talep verileri senaryo ağacı yapısında üretilmiştir.

7. STOKASTİK ÇOK-HEDEFLİ GEP MODELİ

7.1. Giriş

Stokastik çok-hedefli GEP problemi, bu tez çalışmasında iki aşamalı stokastik karmaşık tamsayı programlama modeli olarak tanımlanmıştır.

İki aşamalı stokastik kapasite büyüme planlaması modellerinde ilk aşama kararları modelleme periyodu için kapasite büyümesi ve yatırım kararlarını içermekte, senaryolara bağımlı olan ve belirsiz olayların gerçekleşmesiyle bilinir hale gelen ikinci aşama kararları ise uyumsuzlukları düzeltmek için gerekli olan telafi hareketini içermektedir.

7.1.1. Doğrusal Programlama ve Belirsizlikler

Doğrusal programlama problemleri Bölüm 5.2'de özet olarak tanımlanmıştı.n boyutlu c sütun vektörü, $m \times n$ boyutlu A matrisi, n boyutlu x sütun vektörü ve m boyutlu b sütun vektörü ile doğrusal programların vektör-matris formunda standart gösterimi ise aşağıdaki şekildedir:

$$\begin{aligned} &\min c^T x \\ &Ax \propto b \\ &l \leq x \leq u \end{aligned} \tag{7.1}$$

Yukarıdaki denklemde $A \in \mathbb{R}^{mxn}$, $c \in \mathbb{R}^n$, $b \in \mathbb{R}^m$, alt ve üst sınırlar sırasıyla $l \in \mathbb{R}^n$ve $u \in \mathbb{R}^n$'dir. Kısıt denkleminde yer alan $\propto$ ilişkisi $\leq, =, \geq$ ilişkilerinden biri olacaktır. Bu durumda doğrusal programlamada amaç optimal en uygun çözüm olan en az bir $x \in \mathbb{R}^n$nin bulunmasıdır [133].

Doğrusal programlamanın temel varsayımı x değişkenleri dışında bulunan A, b, c, l, u verilerinin sabit olduğu ve bilindiği varsayımıdır. Gerçek hayatta karşılaşılan problemlerde ise çoğunlukla bazı parametreler gözleme dayalı veriye ait istatistiksel tahminler veya rassal değişkenlere dayalı model değişkenleri (kapasite, talep, fiyat belirsizlikleri vb.) içerebilmektedir. Bu problemin çözümünde uygulanan klasik yaklaşım, rassal değişkenleri istatistiksel tahminlere karşılık gelen ortalama değerleriyle değiştirmek ve problemi bu şekilde çözmektir. Bu çözüm ancak bazı özel durumlarda doğru sonuç verebilmektedir.

7.1.2. İki Aşamalı Telafi Edici Stokastik Programlama

Problem verilerinin bazılarının belirsizlik içerdiği doğrusal programlar stokastik doğrusal programlar olarak tanımlanmaktadır. Belirsizliğin modellenebilmesinde, belirsizlik içeren problem parametreleri stokastik veya rassal değişkenler olarak düşünülür. Belirsizliğin etkisini devam ettirmek için ise stokastik programlama problemi, çok-aşamalı telafi edici stokastik metotlar veya olasılık programlama uygulamaları kullanılarak deterministik eşdeğer problemine dönüştürülür. Telafi programlarında kararlar veya telafi hareketleri ancak belirsizliğin netleşmesinden sonra alınabilmektedir.

Bir üretim problemi ele alındığında:

$$\begin{gathered} \min c^T x \\ Ax = b \\ Tx = h \\ x \geq 0 \end{gathered} \tag{7.2}$$

T ve h parametreleri x değişkeninin seçiminden bağımsız olarak üretim, talep, kapasite vb. süreçlere ait olasılık dağılımı içeren rassal değişkenlere sahip olabilir ve x için gerekli kararların da, bu rasgele değişkenlerin bilinmesinden önce alınması gerekebilir. Sonuçta x vektörü için olan karar, $Ax = b$ ve $x \geq 0$ kısıt fonksiyonlarını rassal değişkenlerin gerçekleşmesi sonrasında sağlayacaktır.

Ancak rassal değişkenlerin gerçekleşmesinin gözlemlenmesi sonrasında $Tx \neq h$ durumu söz konusu olursa, hedefin, talebin veya kapasite kısıtlarının sağlanamaması durumunda yetersizliğin $(h - Tx)$ telafi edilmesi (tazmini) gerekli olabilecektir. Buradan hareketle telafi mekanizması $Wy = h - Tx, y \geq 0$ olarak tanımlanabilir. Telafi mekanizması, acil üretim süreci olarak düşünülebileceği gibi, yetersizliğin mutlak değerlerinin ölçülmesi olarak da $W = (I, -I)$ tanımlanabilmektedir. W matrisinin deterministik, telafi maliyetlerinin ise doğrusal olarak $q^T y$ şeklinde varsayılması durumunda bu telafinin en az maliyetli olması hedeflenecektir. Böylelikle de aşağıdaki telafi problemi elde edilir [219]:

$$\begin{gathered} Q(x; T, h) \coloneqq q^T y \\ Wy = h - Tx \\ y \geq 0. \end{gathered} \tag{7.3}$$

Dantzig (1955) ve Beale (1955) tarafından geliştirilen iki aşamalı sabit telafili stokastik doğrusal programlama problemi aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır [220, 221]:

$$\begin{matrix} \min_x z = \ c^T x + \ E_\xi\big[Q\big(x, \xi(w)\big)\big] \\ Ax = b, x \ \geq 0 \end{matrix} \tag{7.4}$$

$Q(x, \xi(w))$ ikinci aşama problemin uygun (optimum) değeridir:

$$\begin{matrix} Q\big(x, \xi(w)\big) := \min_y q^T y \\ T(w)x + Wy(w) = h(w), \qquad y(w) \geq 0. \end{matrix} \tag{7.5}$$

x ve y vektörleri sırasıyla birinci ve ikinci aşama için karar değişkenleridir.

İkinci aşama problemi $\xi := (q, h, T, w)$ verisine bağlı olup, ξ matrisinde sadece bazı vektörler rassal olabileceği gibi, vektörlerin tamamı da rassal olabilir. $\xi = \xi(w)$ rassal vektör olarak değerlendirilmelidir.

$T(w)$ matrisi teknoloji matrisidir. W matrisi ise telafi matrisi olup, elemanlarının sabit olması durumunda, iki aşamalı problem, sabit telafili problem olarak adlandırılmaktadır [222].

Yukarıdaki problem $Q(x, \xi)$ tanımı gereğince $Q(x, \xi(w)) = Q(h(w) - T(w)x)$ şeklinde yazılabilir.

Buradan hareketle, iki aşamalı sabit telafili doğrusal programlama problemi aşağıdaki şekilde de ifade edilmektedir:

$$\begin{matrix} \min z = \ c^T x + \ E_\xi[\min q(w)^T y(w)] \\ Ax = b \end{matrix} \tag{7.6}$$

$$\begin{matrix} T(w)x + Wy(w) = h(w) \\ x \ \geq 0, y(w) \geq 0 \end{matrix} \tag{7.7}$$

(7.6) numaralı denklem, hedef fonksiyonu olan $c^T x$ deterministik terimi ile ikinci aşama hedefinin olası bütün gerçekleşmeler w üzerinden olan beklenti fonksiyonu terimini içermektedir. İkinci aşama hedefine ait terim ise her bir rassal olay olan w için $y(w)$ fonksiyonunun değeri olup, doğrusal program çözümünde ikinci aşama teriminin çözümünün zorluk içermesi nedeniyle, deterministik eşdeğer programı yaklaşımı kullanılmaktadır.

Yukarıdaki problemde birinci aşama kararlarını $x\ (n_1 \times 1)$ vektörü temsil etmektedir. x vektörüne karşılık gelen birinci aşama vektör ve matrisleri ise sırasıyla $c\ (n_1 \times 1), b\ (m_1 \times 1), A\ (m_1 \times n_1)$'dir.

İkinci aşamada ise rassal $(w \in \Omega)$ olaylarının gerçekleşmesiyle, ikinci aşamaya ait olan $q(w), h(w), T(w)$ verileri bilinir hale gelecektir ve bundan sonra ikinci aşama kararları $y(w)$ veya $y(x, w)$ alınabilecektir. Bu vektör ve matrislerin boyutları ise sırasıyla $(n_2 \times 1),\ (m_2 \times 1),\ (m_2 \times n_1)$'dir [223].

7.1.3. Ayrık Dağılım

Rassal verinin, olası bütün gerçekleşmelere ait sonlu sayıda S ayrık dağılıma sahip olması durumunda bu gerçekleşmeler senaryo olarak adlandırılır ve $\xi_s = (q_s, h_s, T_s, W_s)$ olarak gösterilir. Buna karşılık gelen olasılıklar ise:

$$p_s, s = 1, \dots, S \quad (p_s > 0 \text{ ve } \textstyle\sum_{s \epsilon S} p_s = 1\ ) \tag{7.8}$$

şeklinde tanımlanır.

$$Q(x, \xi_s) = inf\{q_s^T y_s : T_s x + W_s y_s = h_s, \quad y_s \geq 0\} \tag{7.9}$$

olması durumunda ise beklenti fonksiyonu:

$$\mathbb{E}[Q(x, \xi)] = \sum_{s \epsilon S} p_s Q(x, \xi_s) \tag{7.10}$$

olarak yazılmaktadır. Buradan hareketle (7.4)-(7.5) denklemleri aşağıdaki formda yazılabilir:

$$\min_{x.\ y_1, \dots, y_s} c^t x + \sum_{s \epsilon S} p_s q_s^T y_s \tag{7.11}$$

$$Ax = b,$$

$$T_s x + W_s y_s = h_s, \quad s = 1, \dots, S,$$
$$x \geq 0, y_s \geq 0, \quad s = 1, \dots, S. \tag{7.12}$$

Yukarıdaki problem, büyük ölçekli bir doğrusal programlama problemi olarak çözülebilir [219, 222].

7.1.4. Stokastik Karmaşık Tamsayı Programlama

İki aşamalı telafi edici stokastik tamsayı programlamanın genel formülasyonu, doğrusal formülasyon olan (7.6) ve (7.7)'ye benzemekle beraber, birinci veya ikinci aşamada değişkenlerden bazılarının tamsayı olması durumunda tanımlanmaktadır. Üretimin programlanması, yatırımın planlanması benzeri modelleme problemlerinin birçoğunda değişkenlerin bazıları sadece ikili (binary) değerler almaktadır. İki aşamalı telafi edici stokastik tamsayı programının standart formu aşağıdaki şekildedir:

$$\begin{matrix} min_x\, z = \ c^T x + \ E_\xi\big[Q\big(x,\xi(w)\big)\big] \\ Ax = b, \quad x\,\epsilon\,\mathbb{R}_+^{n_1-p_1} x\,\mathbb{Z}_+^{p_1}, \qquad p_1 \le n_1 \end{matrix} \tag{7.13}$$

$$\begin{matrix} Q\big(x,\xi(w)\big) := min_y \ q^T y \\ T(w)x + Wy(w) = h(w), \quad y\,\epsilon\,\mathbb{R}_+^{n_2-p_2} x\,\mathbb{Z}_+^{p_2},\ p_2 \le n_2. \end{matrix} \tag{7.14}$$

p_1, p_2, n_1, n_2 parametreleri negatif olmayan tamsayılardır ($p_1 \le n_1$ ve $p_2 \le n_2$). w ikinci aşama için belirsizlik içeren veriyi göstermektedir. q, T, h parametreleri ise ikinci aşamaya ait ve belirli P dağılımına sahip rassal verinin gerçekleşmeleridir. x ve y değişkenleri sırasıyla birinci ve ikinci aşamaya ait kararları temsil etmektedir. Birinci ve ikinci aşama x ve y değişkenleri karmaşık tamsayı olacak şekilde kısıtlanmıştır ($\mathbb{R}$ ve $\mathbb{Z}$ sırasıyla reel sayılar ve tamsayıları temsil etmektedir) [31, 224].

Stokastik tamsayı problemlerinin birçoğu yukarıdaki şekilde formüle edilebilmektedir. İlk problem birinci aşama maliyetlerini ve ikinci aşama (telafi) probleminin beklenen maliyetini minimize eden birinci aşama kararlarını bulmaya çalışmaktadır. Eğer ikinci aşama değişkenler sürekli ise (örneğin $p_2 = 0$), (7.13)'de verilen problem karmaşık tamsayı kısıtlara sahip konveks hedef fonksiyonunun minimize edilmesine dönüşmektedir. İki aşamalı stokastik tamsayı programlarla $p_2 > 0$ olduğu durumlar varsayılır. Bütün değişkenlerin tamsayı olması durumunda problem stokastik tamsayı programlama, bazı değişkenlerin tamsayı olması gerektiği durumda ise karmaşık tamsayı programlama olarak adlandırılır. Stokastik karmaşık tamsayı programlama (SMIP) probleminde (7.13) ve (7.14) için $x\,\epsilon\,\mathbb{R}_+^{n_1} x\,\mathbb{Z}_+^{p_1}$, $y\,\epsilon\,\mathbb{R}_+^{n_2} x\,\mathbb{Z}_+^{p_2}$ olarak yazılabilir [47, 224].

7.1.5. GEP ve İki Aşamalı Stokastik Karmaşık Tamsayı Programlama

Üretim kapasite büyüme planlaması problemi iki aşamalı stokastik karmaşık tamsayı programlama modeli olarak tanımlanmıştır.

İki aşamalı stokastik kapasite büyüme modellerinde ilk aşama kararları modelleme periyodu için kapasitenin büyümesi ve yatırım kararlarını içermekte, senaryolara bağımlı olan ve belirsiz olayların gerçekleşmesiyle bilinir hale gelen ikinci aşama kararları ise uyumsuzlukları düzeltmek için gerekli olan telafi hareketini içermektedir.

İki aşamalı stokastik kapasite büyüme modelinde ilk aşama değişkenler planlama sürecindeki yatırım kararlarına karşılık gelmektedir. Bu yatırım kararları belirsiz parametrelerin bütün farklı gerçekleşmeleri olan tüm senaryolar için aynıdır ve herhangi bir belirsizliğin kararlaştırılmasından önce alınmış kararlardır. İkinci aşama değişkenleri ise işletme (operasyonel) kararlarına aittir. Senaryolara bağımlı olan ikinci aşama kararlarının değerlendirilmesi belirsizliğin gerçekleşmesi yani hangi senaryonun gerçekleşeceğinin belirlenmesi sonrasında olmaktadır [223, 224].

Bu durumda belirsizlik altında kapasite büyüme planlaması için hedef fonksiyonu genelleştirilmiş haliyle basit olarak aşağıdaki şekilde yazılabilir:

$$\min_x \text{yatırım_maliyeti}(x) + E_\xi[\text{üretim_maliyeti}(x, \xi(w))] \qquad (7.15)$$

7.2. Stokastik Çok-hedefli GEP Modeli

Stokastik GEP problemi matematik olarak, iki aşamalı, çok-periyotlu, çok-hedefli stokastik karmaşık tamsayı programlama modeli (SMOMILP) olarak tanımlanmıştır.

7.2.1. Model Parametreleri

SMOMILP modeli için model parametreleri kümeler, değişkenler, parametreler ve sabitler olarak aşağıda incelenmiştir.

7.2.1.1. Kümeler

t yatırım planlama periyodu endeksi ($t = 1,2, \dots, T$)

s bütün senaryolar endeksi ($s = 1,2, \dots, S$)

e mevcut (kurulu) ünite sayısı endeksi ($e = 1,2, \dots, E$)

n yatırımı planlanan aday ünite sayısı endeksi ($n = 1,2, \dots, N$)

j üretim teknolojileri endeksi ($j = 1,2, \dots, J$)

fl yakıt türleri endeksi ($fl = 1,2, \dots, FL$)

cv konvansiyonel teknolojiler endeksi ($cv = 1,2, \dots , CV$)

re yenilenebilir teknolojiler endeksi ($re = 1,2, \dots , RE$)

ld yük türlerine (baz, orta, puant) göre üretim teknolojileri endeksi

7.2.1.2. Değişkenler

U_{tn} n teknolojisine sahip ünite, t zamanında veya öncesinde faaliyete geçerse 1, geçmezse 0

K_{tn} t periyodunda, n teknolojisine sahip faaliyete geçecek ünitelerin toplam sayısı

CP_{tse} t periyodunda s senaryosu için mevcut e teknolojisine ait toplam enerji üretimi (MW)

CP_{tsn} t periyodunda s senaryosu için aday n teknolojisine ait toplam enerji üretimi (MW)

UP_{ts} t periyodunda s senaryosu için beklenen sağlanamayan enerji (MWh)

7.2.1.3. Parametreler

IC_{tn} aday n teknolojisine ait ünitenin t periyodundaki yatırım maliyeti ($/MW)

P_{tn} aday n teknolojisi kullanılarak t periyodunda kurulacak güç (MW)

P_{te} mevcut e üretim teknolojisine ait t periyodundaki toplam kurulu güç (MW)

FMC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit bakım ve operasyon maliyeti ($/MW)

FMC_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit bakım ve operasyon maliyeti ($/MW)

VMC_{tse} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M$/MW)

VMC_{tsn} aday n üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M$/MW)

FC_{tse} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yakıt maliyeti (M$/MW)

FC_{tsn} aday n üretim teknolojisinin t zamanında s senaryosu için yakıt maliyeti (M$/MW)

CF_{tse} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yakıt tüketimi (MWh/MWh)

CF_{tsn} aday n üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yakıt tüketimi (MWh/MWh)

CO_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki CO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

CO_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki CO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

NO_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki NO_x emisyon oranı (kg/MWh)

NO_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki NO_x emisyon oranı (kg/MWh)

SO_{te} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodundaki SO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

SO_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki SO_2 emisyon oranı (kg/MWh)

ED_{ts} t periyodunda s senaryosuna ait toplam elektrik talebinin en üst değeri (MW)

ACN_{tsn} aday ünitelerin t periyodunda s senaryosu için halihazırda elde edilebilir kapasite (MW)

ACC_{tse} mevcut ünitelerin t periyodunda s senaryosu için halihazırda elde edilebilir kapasite (MW)

AF_{te} mevcut ünitelerin t periyodu için kullanılabilirlik faktörü

AF_{tn} aday ünitelerin t periyodu için kullanılabilirlik faktörü

UFM_{te} mevcut ünitelerin t periyodundaki en fazla kullanım faktörü değeri (%)

UFM_{tn} aday ünitelerin t periyodundaki en fazla kullanım faktörü değeri (%)

UFM_{te} mevcut ünitelerin t zamanındaki en az kullanım faktörü değeri (%)

UFM_{tn} aday ünitelerin t zamanındaki en az kullanım faktörü değeri (%)

MR_l kapasite karışım oranı (%)

7.2.1.4. Sabitler

d yatırım birim zamanındaki indirim oranı (%)

PC sağlanamayan enerji için ceza değeri ($/MWh)

RR_{min} yenilenebilir enerji oranı alt sınırı (%)

RR_{max} yenilenebilir enerji oranı üst sınırı (%)

RI_{min} yenilenebilir kaynakların kurulabileceği toplam kapasite alt değeri (MW).

RI_{max} yenilenebilir kaynakların kurulabileceği toplam kapasite üst değeri (MW).

RM_{min} rezerv sınırı alt değeri (%)

RM_{max} rezerv sınırı üst değeri (%)

7.2.2. Hedef Fonksiyonları

Önerilen stokastik çok-hedefli model, toplam maliyet, karbondioksit (CO_2) emisyonu ve azot oksitler (NO_x) emisyonu olmak üzere üç ayrı hedef fonksiyonu içermektedir:

$$\text{Hedef fonksiyonları} = \begin{cases} f_1 & \text{Toplam maliyet} \\ f_2 & \text{CO}_2 \text{ emisyonu} \\ f_3 & \text{NO}_x \text{ emisyonu} \end{cases} \quad (7.16)$$

7.2.2.1. Toplam Maliyet Hedef Fonksiyonu

Toplam maliyet hedef fonksiyonu f_1, aday ünitelerin yatırım maliyeti (f_{11}), yeni kurulacak ve mevcut ünitelerin sabit işletme ve bakım maliyetleri (f_{12}), ünitelerin toplamının değişken üretim maliyetlerinin fiyatı indirgenmiş değerleri (f_{13}) ile sağlanamayan enerji için ceza maliyetlerinin (f_{14}) toplamına eşittir:

$$f_1 = f_{11} + f_{12} + f_{13} + f_{14} \quad (7.17)$$

Geleceğe ait maliyetlerin tamamı net bugünkü maliyet değerin elde edilmesi amacıyla (indirim oranı d) şimdiki zamana indirgenmiştir.

Bu çerçevede, büyüme planı kapsamında yatırımı yapılacak aday ünitelerin sermaye yatırımlarının hizmete başladığı yılın başında yapıldığı varsayılmıştır. Diğer maliyetlerin ise (sabit işletme ve bakım maliyetleri, değişken işletme ve bakım, üretim maliyeti) bu maliyetlere ait periyodun ortasında gerçekleştiği varsayılmıştır.

i. Yatırım Maliyeti

Büyüme planı kapsamında yatırımı yapılacak aday ünitelerin sermaye yatırımları aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$f_{11} = \sum_{t \in T} (1+d)^{-t'} \sum_{n \in N} IC_{tn} P_{tn} U_{tn} \quad (7.18)$$

$$U_{tn} = \begin{cases} 1, \text{eğer } n \text{ ünitesi}, t \text{ periyodunda/öncesinde faaliyete geçerse} \\ 0, \text{ bunun dışında} \end{cases} \quad (7.19)$$

Yeni eklenen ünitelerin yatırım maliyeti f_{11}'de, T toplam planlama periyodu (yıl), N yatırımı planlanan toplam yeni ünite sayısı, d ise yatırım birim zamanındaki indirim oranıdır. IC_{tn}, n teknolojisi veya türüne ait aday ünitenin t periyodundaki yatırım maliyeti (\$/MW), P_{tn} ise t periyodunda n teknolojisi kullanılarak kurulan toplam güçtür (MW).

ii. Sabit İşletme ve Bakım Maliyetleri

Büyüme planı kapsamında mevcut kurulu ünitelerle, yatırımı yapılacak aday ünitelerin sabit işletme ve bakım maliyetleri aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$f_{12} = \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{e\in E} FMC_{te}P_{te} + \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{n\in N} FMC_{tn}P_{tn}\,U_{tn} \quad (7.20)$$

FMC_{te} mevcut e üretim teknolojisinin, t periyodundaki yıllık sabit işletme ve bakım maliyeti (\$/MW), P_{te} ise t zamanında mevcut e üretim teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW). FMC_{tn} aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki yıllık sabit işletme ve bakım maliyeti (\$/MW), P_{tn} ise t periyodundaki aday n teknolojisine ait kurulu güçtür (MW).

iii. Üretim Maliyeti

Büyüme planı kapsamında mevcut kurulu üniteler ve yatırımı yapılacak aday ünitelere ait üretim maliyetleri aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$f_{13} = \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{s\in S}\sum_{e\in E}(VMC_{tse} + FC_{tse}CF_{tse})CP_{tse} + \sum_{t\in T}(1+d)^{-t'-0{,}5}\sum_{s\in S}\sum_{n\in N}(VMC_{tsn} + FC_{tsn}CF_{tsn})CP_{tsn} \quad (7.21)$$

VMC_{tse} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M\$/MW), FC_{tse} ve CF_{tse} mevcut e üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için sırasıyla yakıt maliyeti (M\$/MW) ve yakıt tüketimi (MWh/MWh), CP_{tse} ise t periyodunda s senaryosu için e teknolojisine ait toplam enerji üretimidir (MW). VMC_{tsn}, aday n üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için yıllık değişken bakım ve operasyon maliyeti (M\$/MW), FC_{tsn} ve CF_{tsn} aday n üretim teknolojisinin t periyodunda s senaryosu için sırasıyla yakıt maliyeti (M\$/MW) ve yakıt tüketimi (MWh/MWh), CP_{tsn} ise t periyodunda s senaryosu için aday n teknolojisine ait toplam enerji üretimidir (MW).

iv. Sistem Risk Maliyeti

Üretim kapasite büyüme kararlarına ait olan riskin modellenmesinde, beklenen sağlanamayan enerji için ceza değeri yaklaşımı kullanılmıştır. Üretim büyüme planlamasında talebin uzun vadede karşılanması gerektiğinden, beklenen sağlanamayan enerji için ceza değeri yeterince büyük bir değer olan PC=10^6 \$/MWh olarak kabul edilmiştir.

$$f_{14} = \sum_{t \in T} (1+d)^{1-t} \sum_{s \in S} UP_{ts} PC \tag{7.22}$$

UP_{ts}, t periyodunda s senaryosu için sağlanamayan enerji (MWh), PC ise sağlanamayan enerji için belirlenen ceza değeri (\$/MWh)'dir.

Hedef fonksiyonlarında, indirim oranının hesaplanması amacıyla, zaman-periyot dönüşümü için t' değişkeni kullanılmış ve t' her bir periyotta kullanılan yıl sayısına bağlı olarak yeniden tanımlanmıştır.

7.2.2.2. CO_2 Emisyonu Hedef Fonksiyonu

Üretim ünitelerinden kaynaklanan karbondioksit (CO_2) emisyonu miktarı bir diğer hedef fonksiyonudur (f_2). Farklı üretim ünitelerine ait sabit emisyon oranları ile hedef fonksiyonu aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$f_2 = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{e \in E} CO_{te} CP_{tse} + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{n \in N} CO_{tn} CP_{tsn} \tag{7.23}$$

CO_{te} ve CO_{tn} sırasıyla mevcut e ve aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki CO_2 emisyon oranlarıdır (kg/MWh). CP_{tse} ve CP_{tsn} ise t periyodunda s senaryosu için mevcut e ve aday n teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

7.2.2.3. NO_x Emisyonu Hedef Fonksiyonu

NO_x kaynaklı emisyonların miktarı bir diğer hedef fonksiyonu(f_3) olup bu fonksiyon farklı üretim ünitelerinin sabit emisyon oranlarına bağlı olarak aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$f_3 = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{e \in E} NO_{te} CP_{tse} + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{n \in N} NO_{tn} CP_{tsn} \tag{7.24}$$

NO_{te} ve NO_{te} sırasıyla mevcut e ve aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki NO_x emisyon oranlarıdır (kg/MWh). CP_{tse} ve CP_{tsn} ise t periyodunda s senaryosu için mevcut e ve aday n teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

7.2.3. Model Kısıtları

Stokastik çok-hedefli GEP modelinde kullanılan model kısıtları aşağıda belirtilmiştir.

7.2.3.1. Güç Talebi Kısıtları

Her bir t periyodunda, her bir s senaryosu için taahhüt edilen gücün toplamı bu periyotta rezerv üst sınırını da içerecek şekilde tepe (puant) talep değerine eşit ya da bundan küçük olmalıdır:

$$\sum_{n\in N} P_{tsn}U_{tsn} + \sum_{e\in E} P_{tse} + UP_{ts} \leq (1 + RM_{max})ED_{ts} \quad \forall t, s \tag{7.25}$$

Her bir t periyodunda, her bir s senaryosu için taahhüt edilen gücün toplamı, bu periyotta rezerv alt sınırını da içerecek şekilde tepe değerine eşit ya da bundan büyük olmalıdır:

$$(1 + RM_{min})ED_{ts} \leq \sum_{n\in N} P_{tsn}U_{tsn} + \sum_{e\in E} P_{tse} + UP_{ts} \quad \forall t, s \tag{7.26}$$

ED_{ts} t periyodunda s senaryosuna ait toplam elektrik talebinin en üst değeri, RM_{min} ve RM_{max} ise sırasıyla rezerv sınırı alt ve üst değerleridir.

7.2.3.2. Kapasite Kısıtları

Her bir t periyodunda mevcut ve yeni kurulacak ünitelerin toplam kapasiteleri, mevcut ve yeni kurulacak aday üniteler için elde edilebilir toplam kapasitelerden küçük olmalıdır:

$$\begin{aligned} \sum_{s\in S} CP_{tsn} &\leq \sum_{t\in T} AF_{tn}P_{tn}U_{tn} \quad \forall t, n \\ \sum_{s\in S} CP_{tse} &\leq \sum_{e\in E} AF_{te}P_{te} \quad \forall t, e \end{aligned} \tag{7.27}$$

AF_{te} ve AF_{tn} sırasıyla mevcut ve aday ünitelerin t periyodu için kullanılabilirlik faktörleridir.

Her bir t periyodunda, her bir s senaryosu için bütün üretim ünitelerinden kaynaklanan toplam güç üretimi, elektrik talebinin en üst değerinden büyük olmalıdır:

$$\sum_{e\in E} CP_{tse} + \sum_{n\in N} CP_{tsn} \geq ED_{ts} \quad \forall t, s \tag{7.28}$$

7.2.3.3. Teknoloji Yatırım Sınırı

Fosil kaynaklı üretim teknolojileri, hidroelektrik, nükleer vb. teknolojiler (j) için toplam kurulacak ünite sayısı çevresel, siyasi ve teknoloji sınırları nedenleriyle sınırlandırılabilmektedir.

$$\sum_{n\in N_j} U_{tn} \leq U_{tj,max} \quad \forall t \in T, \qquad j \in j, \qquad n \in N \tag{7.29}$$

7.2.3.4. Teknoloji Toplam Kurulu Güç Sınırı

Üretim teknolojileri için toplam kurulu güç miktarı, yakıt türlerine (fl) göre sınırlandırılabilmektedir:

$$\sum_{e \in E_{fl}} P_{tse} + \sum_{n \in N_{fl}} U_{tsn}P_{tsn} = P_{tsf,max} \quad \forall t \in T, \qquad \forall s \in S, fl \in F \tag{7.30}$$

Benzer bir şekilde yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güç içerisindeki en fazla kurulabileceği kapasite sınırlandırılabilmektedir.

Ayrıca yenilenebilir enerji kurulum hedeflerinin elde edilebilmesi amacıyla kurulması hedeflenen alt sınır da model kısıtı olarak eklenebilmektedir:

$$RI_{min} \leq \left(\sum_{e \in E_{re}} P_{tse} + \sum_{n \in N_{re}} U_{tsn}P_{tsn} \right) \leq RI_{max}, \quad \forall t \in T, \qquad \forall s \in S, \qquad re \in RE \tag{7.31}$$

RI_{min} ve RI_{max} sırasıyla yenilenebilir kaynakların kurulabileceği toplam alt ve üst kapasite sınırı değerleridir.

7.2.3.5. Yenilenebilir Enerji Güç Sınırı

Toplam üretilen güç içerisinde, yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek toplam gücün oranı sınırlandırılabilmektedir:

$$RR_{min} \leq \frac{\left(\sum_{e \in E_{re}} CP_{tse} + \sum_{n \in N_{re}} CP_{tsn}\right)}{\left(\sum_{e \in E} CP_{tse} + \sum_{n \in N} CP_{tsn}\right)} \leq RR_{max} \quad \forall t \in T, \quad \forall s \in S, \quad re \in RE \tag{7.32}$$

RR_{min} ve RR_{max} sırasıyla yenilenebilir enerjinin, toplam kurulu güç içerisinde izin verilen alt ve üst sınır oranlarıdır. E_{re} ve N_{re} ise mevcut e ve aday n teknolojilerin arasında bulunan yenilenebilir teknolojilerdir.

7.2.3.6. Büyüme ve Yatırım Sınırı

Planlama süresi boyunca planlanan her bir yatırım sadece bir defa gerçekleşmelidir:

$$\sum_{t \in T} U_{tn} = 1 \quad \forall t, n \tag{7.33}$$

7.2.3.7. Yıllık Toplam Üretim Sınırı

Yıllık toplam elektrik üretimi için üst ve alt üretim sınırları aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

$$\sum_{s \in S} (CP_{tse} + CP_{tsn}) \leq HR(AF_{te} UFM_{te} P_{te} + AF_{tn} UFM_{tn} P_{tn}) \; \forall t, n, e \tag{7.34}$$

$$\sum_{s \in S} (CP_{tse} + CP_{tsn}) \geq HR(AF_{te} UFN_{te} P_{te} + AF_{tn} UFN_{tn} P_{tn}) \; \forall t, n, e \tag{7.35}$$

UFM_{te} ve UFM_{tn} sırasıyla mevcut ve aday ünitelerin t periyodundaki en fazla kullanım faktörü değeri, UFN_{te} ve UFN_{tn} sırasıyla mevcut ve aday ünitelerin t periyodundaki en az kullanım faktörü değerleridir.

7.2.3.8. Kapasite Karışım Oranları

Yük eğrisiyle gösterilen yıllık talep baz yük, orta yük ve puant yük olmak üzere üçe bölünebilir. Yakıt türlerine göre kapasite karışım oranları bu yüklere göre belirlenmiştir:

$$MR_l \leq \frac{\left(\sum_{e \in E_l} P_{te} + \sum_{n \in N_l} P_{tn} U_{tn}\right)}{\left(\sum_{e \in E} P_{te} + \sum_{n \in N} P_{tn} U_{tn}\right)} \quad \forall t \in T, \; l \in L \tag{7.36}$$

MR_l baz orta ve puant yüke karşılık gelen kapasite karışım oranlarıdır.

7.2.3.9. Başlangıç Değerleri

Mevcut kurulu olan üretim üniteleri, planlama periyodu süresince üretimde kalmaya devam edecektir:

$$\sum_{t \in T} U_{te} = 1 \quad \forall t, e \tag{7.37}$$

7.2.3.10. Negatif Olmama Kısıtları

Negatif olmama kısıtları aşağıda verilmiştir:

$$\begin{matrix} CP_{tsn} \geq 0 \quad \forall t, s, n \\ CP_{tse} \geq 0 \quad \forall t, s, e \end{matrix} \tag{7.38}$$

$$UP_{ts} \geq 0 \quad \forall t, s \tag{7.39}$$

$$\begin{matrix} (VMC_{tse} + FC_{tse} CF_{tse}) \geq 0 \quad \forall t, s, e \\ (VMC_{tsn} + FC_{tsn} CF_{tsn}) \geq 0 \quad \forall t, s, n \end{matrix} \tag{7.40}$$

7.2.3.11. İki Elemanlı Kısıt

İki elemanlı kısıt aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır:

$$U_{tn} \in \{0,1\} \quad \forall t \in T, n \in N \tag{7.41}$$

7.3. Model Verileri ve Kabuller

Stokastik çok-hedefli GEP modeli için daha önce Bölüm 5'te incelenen çok-hedefli GEP modelinde kullanılan veriler referans olarak alınmıştır. Bu kapsamda referans olarak alınan veriler özet şekilde aşağıda tanımlanmıştır.

Modelde planlama periyodu, her biri üç yıla karşılık gelmek üzere, üç ayrı periyot olarak incelenmiştir. Referans yıl olarak 2012 senesi alınmış, 2015, 2018 ve 2021 yılları modelleme periyotları olarak belirlenmiştir.

Mevcut kurulu güç için model parametreleri Bölüm 5.7.2'de incelenmiştir. 2012 yılında 57060 MW olan toplam kurulu güç, enerji kaynağı türlerine göre dokuz ana grupta değerlendirilmiştir. Kurulu güç için model parametreleri Çizelge 5.3'de verilmiştir. Kurulu güç için yakıt türlerine göre emisyon oranları ise Çizelge 5.4'de verilmiştir. Modellemede yeni kurulacak (aday) güç teknolojileri için 16 ayrı alternatif belirlenmiştir. Bu teknolojiler için teknik performans özellikleri (Bölüm 5.7.3.1), maliyet özellikleri (Bölüm 5.7.3.2), emisyon özellikleri (Bölüm 5.7.3.3)'de ayrıntılı

olarak incelenmiştir. Aday teknolojiler için referans alınan model verileri özet olarak EK 9'da verilmiştir.

Modelde üretim maliyetinin hesaplanması için gereken fosil kaynaklı üretim teknolojilerinin yakıt maliyetleri Bölüm 05.7.4'de incelenmiş ve özet olarak Çizelge 5.8'de verilmiştir. Bu kapsamda referans olarak alınan maliyetler kömür: 6,69; doğalgaz: 11,77; nükleer: 2,90; biokütle için 6,82 (2015 $/MWh) olarak belirlenmiştir.

Yenilenebilir enerji ulusal hedefleri ve bu hedeflerin yıllara göre gelişim projeksiyonları Bölüm 5.7.5'de incelenmiştir. Bu çerçevede, yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerji oranının yatırım planlama periyodu sonunda 0,35 oranında olması öngörülmüştür.

Güç sistemlerine ait talep verisi bölüm 5.7.6'da incelenmiştir. Yıllık tertiplenmiş yük eğrisinin analizinde tepe yükün 2000 saate kadar, orta yükün 2000-8760 saat arası, baz yükün ise 8760 saate kadar olan yüke karşılık geldiği varsayılmıştır. 2011 yılı yük verileri analiz edildiğinde tepe, orta ve baz yükün gerçekleşen en yüksek yük değerine oranları sırasıyla %17, %25 ve %58 olarak gerçekleşmiştir. Yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği varsayılarak, hesaplanan tepe, orta ve baz yüke ait oranlar 2015-2021 modelleme dönemi için referans olarak alınmıştır.

Yük tevzi modeli ve baz, orta ve tepe yükü karşılayan güç üniteleri için değerlendirmesi Bölüm 5.7.7'de yapılmıştır. Bu bölümde yük tevzi modelinde yer alacak elektrik üretim teknolojileri aşağıdaki şekilde belirlenmiştir:

- Baz yük: linyit, ithal kömür, nükleer, hidrolik, jeotermik,
- Orta yük: ithal kömür, doğalgaz, hidrolik, güneş, rüzgar,
- Tepe yük: doğalgaz (yanma türbini), sıvı yakıtlar, pompajlı hidrolik.

Türkiye'nin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı çerçevesinde belirlenen ve 2015-2021 yılları hedefleri (Çizelge 5.9) modelde referans olarak alınmıştır [159]. Bu hedeflerin her birine planlama periyotlarının sonunda ulaşılacağı varsayılmış, planlanan yenilenebilir enerji güç alt sınır oranı planlama periyotları için modele ayrıca kısıt olarak eklenmiştir.

Yenilenebilir enerji sınırına ait model kısıtı (7.32) için planlama periyotlarında yenilenebilir kaynaklardan elde edilecek güç oranı alt sınırı RR_{min} (2015: 0,27; 2018: 0,31; 2021: 0,35), üst sınır oranı RR_{min} ise (2015: 0,31; 2018: 0,35; 2021: 0,368) olarak, olarak kabul edilmiştir. 2021 yılı için RR_{max} oranının alt sınır ile aynı olmaması için planlanan oran 0,35'in %5 üzeri olan 0,368 oranı referans alınmıştır.

Yatırım birim zamanındaki reel indirim oranı d, maliyetlerin iskonto edilmesinde kullanılmakta olup Bölüm 5.7.8'de incelenmiştir. Tez çalışmasında, IEA ve OECD tarafından yeniden yapılandırılmış piyasalar için önerilen ve Bölüm 3'te ayrıca referans olarak kullanılan NREL çalışmasında önerilen %7 indirim oranı seçilmiştir.

(5.24) denklemi kullanılarak hedef fonksiyonları f_2 ve f_3 için çözüm aralıkları eşit parçalara g_k bölünmüştür. Modelde grid noktaları g_k olarak f_2 hedef fonksiyonu için 9, f_3 hedef fonksiyonu için 3 nokta alınmış, hedef fonksiyonlarının sınır değerleri r_k grid noktası kadar eş aralığa bölünmüştür.

Toplam maliyet hedef fonksiyonu f_1 için ağırlık katsayısı w_1 problemler için farklı olarak, emisyon hedef fonksiyonlarının (f_2, f_3) ise eşit ağırlık katsayılarına sahip olduğu ($w_2$ve w_3) varsayılmıştır.

Modelde talep ve üretimin saatlik değişimleri yerine, yıllık nihai talebin büyüme dönemlerinde sağlanması hedeflenmiştir. Nihai elektrik talebinin modelleme periyotu süresince sabit olduğu varsayılmıştır. Modelde büyüme planı kapsamında yatırımı yapılacak aday ünitelerin sermaye yatırımlarının devreye alındığı yılın başında yapıldığı varsayılmıştır. Sabit işletme ve bakım maliyetleri ile değişken işletme ve bakım maliyetlerinin ilgili periyodun ortasında gerçekleştiği varsayılmıştır.

Aday teknolojiler için zorunlu devre dışı kalma oranları Çizelge 5.5'de verilmiştir. Zorunlu devre dışı kalma oranları hesaba katıldıktan sonra, üretimin planlama periyotu süresince sabit olduğu varsayılmıştır.

Rezerv üretim kapasiteleri Bölüm 5.7.9'da incelenmiştir. Rezerv alt sınırı RM_{min}=0,20 ve üst sınırı oranı RM_{max}=0,49 oranları referans olarak alınmıştır. Nükleer teknolojinin planlama periyodunda sadece 2021'de en az bir ünite, aynı periyotta en fazla iki ünite olarak devreye alınabileceği varsayılmıştır.

7.4. Talep Tahmini Senaryoları

Stokastik çok-hedefli GEP (SGEP) modeli için, elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik 6. Bölüm'de modellenmiştir. Modellemede belirsizlik içeren elektrik talep verisinin GBH'yi takip ettiği varsayılmış, GBH yaklaşımının uygulanmasında 1995-2012 yıllarına ait Türkiye puant güç talebi verileri referans olarak alınmıştır.

Senaryo ağacının üretilmesi için hibrit metotlardan olan Moment Eşleştirme metodu kullanılmıştır. Moment Eşleştirme metodu ile üretilen sonuçların belirlenen özellikleri ile veriden elde edilen istatistiki hedef değerleri arasındaki mesafenin en aza indirgenmesi hedeflemiştir. Bunun için ortalama değer, varyans ve çarpıklık fonksiyonları, moment üreten fonksiyonlar kullanılarak GBH için çıkarılmış ve metotta kullanılmıştır.

Senaryo ağacının üretilmesi için simülasyon ise Monte Carlo metoduyla gerçekleştirilmiştir. Monte Carlo simülasyonunun güvenilirliğini artırmak amacıyla güven aralığı yaklaşımı kullanılmıştır.

Moment eşleştirme metodu ve Monte Carlo simülasyonu kullanılarak senaryo ağacı elde edilmiştir. Model olarak, üç periyot, 4 aşama, 39 düğüm noktası ve 27 senaryoya sahip senaryo ağacı seçilmiştir (Bkz. EK 14).

2015-2018-2021 periyotları için üretilen senaryo ağacı Şekil 6.8'de verilmiştir. Senaryo ağacında her bir düğüm noktası için o yıla karşılık gelen $f_i(X_k, \pi_k)$ verileri sunulmuş olup, bunlar sırasıyla o alt kemer için meydana gelme ihtimali π_k ve toplam talep X_k değerleridir.

7.5. Çözüm Metodu

Stokastik çok-hedefli optimizasyon probleminin çözümü için Bölüm 5.5'te ayrıntıları aktarılan ve hibrit bir metot olan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Bu metotta, Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlıklı toplam metodunda önerilen, hedef fonksiyonları için ağırlık faktörünün alınması yaklaşımı kullanılmıştır. Alt problemler ise genişletilmiş epsilon-kısıt yöntemi ile çözülmüştür. Üretilen Pareto kümesi içerisindeki en iyi anlaşmalı çözümün belirlenebilmesi amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır.

7.5.1. Genişletilmiş-Ağırlıklı-Epsilon-Kısıt Metodu

SGEP probleminin çözümünde genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Önerilen genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu Bölüm 5.5'te incelenmiştir.

Genişletilmiş epsilon-kısıt metodunda sadece etkin çözümlerin elde edilmesi amacıyla Payoff tablosu/matrisinin (Φ) oluşturulmasında sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Payoff matrisinin j sütunu f_j hedef fonksiyonu için elde edilen minimum ve maksimum değerleri içermektedir ve bu değerler epsilon-kısıt metodu için değer aralıklarını oluşturmaktadır. Payoff matrisi aşağıda verilmiştir:

$$\Phi = \begin{pmatrix} f_1^*(x_1^*) & \cdots & f_i(x_1^*) & \dots & f_K(x_1^*) \\ \vdots & \ddots & & & \vdots \\ f_1(x_i^*) & \dots & f_i^*(x_i^*) & \dots & f_K(x_i^*) \\ \vdots & & & \ddots & \vdots \\ f_1(x_K^*) & \cdots & f_i(x_K^*) & \dots & f_K^*(x_K^*) \end{pmatrix} \tag{7.42}$$

Payoff matrisinde ütopya noktası $f^U = [f_1^*(x_1^*), \dots, f_i^*(x_i^*), \dots, f_K^*(x_K^*)]$ olarak gösterilir. Sözde nadir noktası ise $f^{PN} = \max\{f_i(x_1^*), \dots, f_i^*(x_i^*), \dots, f_i(x_K^*)\}$ olarak yazılır.

Payoff tablosunda her bir hedef fonksiyonu için değer aralıkları, ütopya ve sözde nadir noktalar kullanılarak:

$$f_i^U \leq f_i(x^*) \leq f_i^{PN} \tag{7.43}$$

şeklinde belirlenir. Minimum ve maksimum noktalar bu şekilde belirlendikten sonra, $k-1$ hedef fonksiyonu $g_2, \dots, g_k$ eşit aralığına bölünür. Bunun sonucunda da elde edilen $\prod_{i=2}^{K}(g_{;}+1)$ sayıda alt-problem çözülür [158].

Önerilen genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodunda hedef fonksiyonlarının bağıl önemi Pareto optimal çözümlerinin üretilmesi amacıyla açık bir şekilde modellenmiş ve nihai hedef fonksiyonu aşağıdaki şekilde önerilmiştir [157]:

$$\begin{gathered} \min_{x \in S} / max \left(w_1 f_1(x) + dir_1 \times r_1 \sum_{k=2}^{K} \frac{w_k s_k}{r_k} \right) \\ \text{s.t.} f_k(x) - dir(k) s_k - e_k^p, k = 2, \dots, K, s_k \in R^+. \end{gathered} \tag{7.44}$$

w_k karar verici tarafından k hedef fonksiyonu için belirlenen ağırlık faktörüdür. e_k^p değişkeninin parametrik yinelemeli değişimleriyle problemin etkin çözümleri elde edilir.

Pareto optimal çözümlerin elde edilebilmesi amacıyla her bir alt problem için aşağıdaki denklemler çözülmüştür:

$$\min_{x \in S}/max \left(f_1(x) + (dir_1 \times r_1)/w_1 \sum_{k=2}^{K} \frac{w_k {s_k}^p}{r_k} \right) \qquad (7.45)$$
$$s.t.\, f_k(x) - dir(k){s_k}^p - e_k^p, k = 2, \dots, K, s_k \in R^+$$

Aşağıdaki formül kullanılarak $k-1$ sayıda hedef fonksiyonunun çözüm aralığı g_k: $k = 2,3, \dots, K$ eşit aralığa bölünmektedir:

$$e_k^p = \frac{f_k^{min}(dir_k + 1)}{2} - \frac{f_k^{max}(dir_k - 1)}{2} + \frac{dir_k r_k p}{g_k} \qquad (7.46)$$
$$k = 2,3, \dots, K, \qquad p = 0,1, \dots, g_k.$$

7.5.2. Bulanık Karar Verme Yaklaşımı

SGEP probleminin çözümünde üretilen Pareto kümesi içerisindeki Pareto çözümlerinden en iyi anlaşmalı çözümün karar vericiler açısından belirlenebilmesi amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır.

Bu yaklaşımla bütün hedef fonksiyonları için doğrusal bulanık üyelik fonksiyonu tanımlanmaktadır. Üyelik fonksiyonu, Pareto optimal çözümdeki hedef fonksiyonunun değeri ile ütopya ve sözde nadir noktalar arasındaki bağıl mesafeyi ölçmektedir.

Hedef fonksiyonunun ütopya değerine yakın olan (sözde en düşük değerinden uzak) değeri, Pareto optimal çözümdeki hedef fonksiyonu için daha yüksek üyelik fonksiyonu sonucunu (yüksek optimalite derecesi) vermektedir [156].

Bulanık karar verme yaklaşımı ile aynı zamanda Pareto eğrisi üzerindeki her bir çözümün çözüm kümesi içerisindeki yeri ve kabul edilebilirliği belirlenmekte, alternatif çözümlerin seçilmesi durumunda ise seçilen çözüm için doğruluk derecelerinin bilinebilmesine imkan sağlanmaktadır.

SGEP probleminde minimize edilecek hedef fonksiyonları için üyelik fonksiyonları aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır [156, 159, 225]:

$$\mu_k^r = \begin{cases} 1 & f_k^r \le f_k^{min} \\ \dfrac{f_k^{max} - f_k^r}{f_k^{max} - f_k^{min}} & f_k^{min} \le f_k^r \le f_k^{max} \\ 0 & f_k^r \ge f_k^{min} \end{cases} \quad (7.47)$$

f_k^r ve μ_k^r fonksiyon grupları k hedef fonksiyonunun değeri ve bu hedef fonksiyonunun k Pareto optimal çözümünün üyelik fonksiyonudur.

Bütün üyelik fonksiyonu ise, k Pareto optimal çözümü için, bağımsız üyelik fonksiyonları yardımıyla aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır:

$$\mu^r = \frac{\sum_{k=1}^{K} w_k \mu_k^r}{\sum_{r=1}^{R} \sum_{k=1}^{K} w_k \mu_k^r} \quad (7.48)$$

Yukarıdaki fonksiyonda w_k parametresi k hedef fonksiyonunun ağırlık faktörü, R ise Pareto optimal çözümlerin sayısıdır.

7.5.3. Çözüm Parametreleri

Bu kısımda, talep büyüme belirsizliği altındaki SGEP problemi için, toplam maliyet (7.17), CO_2 emisyonu (7.23) ve NO_x emisyonu (7.24) hedef fonksiyonlarının minimize edilmesi amaçlanmıştır.

SGEP probleminde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda minimizasyonunun amaçlanması ve problemin birden fazla periyot içermesi nedeniyle, problem stokastik, çok-periyotlu ve çok-hedefli bir optimizasyon problemidir.

İlk hedef fonksiyonu olan toplam maliyet (7.17), matematiksel olarak aynı anda sürekli ve tam sayı değişkenler içermektedir. Sürekli değişkenler mevcut kurulu ünitelere ait toplam güç vb. değerleri kapsarken, tam sayı değişkenler ise büyüme planı kapsamındaki aday ünitelerin kapasite vb. değerlerine aittir.

Önerilen iki aşamalı stokastik çözüm ile birlikte problem matematik olarak, stokastik, çok-periyotlu, çok-aşamalı, çok-hedefli, karmaşık tamsayı doğrusal programlama (SMOMILP) modeli olarak tanımlanmıştır.

$f_i(x),\ i = 1,2,3$ hedef fonksiyonları, $x = (U,\ K,\ CP,\ UP)$ karar vektörü ve S çözüm uzayı olarak tanımlandığı durumda SMOMILP modeli aşağıdaki şekilde yazılabilir:

$$\min_{x \in S}[f_1(x), f_2(x), f_3(x)] \tag{7.49}$$

Bu kısımda iki ayrı problem incelenmiştir. Bunlardan ilki yukarıda parametreleri verilen referans senaryo (SREF) problemidir. SREF probleminde toplam maliyet, CO_2 emisyonu ve NO_x emisyonu hedef fonksiyonlarının minimize edilmesi amaçlanmıştır.

İkinci problemde (CO_2-SO_2) ise emisyonlara ait hedef fonksiyonlarından olan üçüncü hedef fonksiyonu (f_3) olarak, NO_x yerine SO_2 hedef fonksiyonu kullanılmıştır. Böylelikle, CO_2-SO_2 probleminde toplam maliyet, CO_2 emisyonu ve SO_2 emisyonu hedef fonksiyonlarının minimize edilmesi amaçlanmıştır.

Elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait stokastik süreç GBH yaklaşımı, Moment Eşleştirme Metodu ve Monte Carlo simülasyon metotları kullanılarak senaryo ağacı ile 6. Bölüm'de belirlenebilir hale getirilmişti. 6. Bölüm'de üretilen senaryo ağacının tamamı (39 düğüm noktası ve 27 senaryo) ile problem çözülmüştür.

SMOMILP probleminin modellenmesinde ileri düzey matematiksel programlama ve optimizasyon kodu olan, IV. jenerasyon programlama dillerinden GAMS kullanılmıştır [189].

Programlama çözücüsü olarak doğrusal programlama, karesel koşullu programlama ve karma tamsayı programlaması problemlerini çözebilen, esnek ve yüksek performanslı matematiksel programlamaya dayalı olarak IBM tarafından geliştirilmiş olan CPLEX 12.2 çözücüsü kullanılmıştır [190].

SMOMILP problemine ait matematik model, Intel i5 2.60 GHz işlemci ve 6 GB belleğe sahip, 64 bit Windows 8.1 işletim sistemi kullanan bilgisayarda çalıştırılmıştır.

7.6. Sonuçların Analizi

Bu kısımda referans problemi ve CO_2 -SO_2 emisyonlarının optimizasyonu problemi için yapılan simülasyon sonuçları incelenmiştir.

7.6.1. Referans Problemin Analizi

Referans problemi (SREF) için toplam maliyet hedef fonksiyonuna (f_1) ait ağırlık katsayısı w_1=0,6 olarak alınmış, emisyon hedef fonksiyonlarının (f_2, f_3) ise eşit ağırlık katsayılarına sahip olduğu (w_2=0,2 ve w_3=0,2) varsayılmıştır.

SREF için SMOMILP problemi çözülmüş ve ilk olarak, sözlük sıralaması metodu kullanılarak için Payoff tablosu (Φ) elde edilmiştir.

Payoff tablosunda her bir hedef fonksiyonu (f_1,f_2, f_3) için değer aralıkları, ütopya ve sözde nadir noktalar kullanılarak (7.43) yardımıyla $f_i^U \leq f_i(x^*) \leq f_i^{PN}$ şeklinde belirlenmiştir. Hedef fonksiyonunun alacağı değerlerin sınırları ise $r_k = \left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)$ şeklinde hesaplanmıştır. Payoff tablosu ve hedef fonksiyonlarının alacağı sınır değerleri Çizelge 7.1'de verilmiştir.

Çizelge 7.1. Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri

	$\boldsymbol{f_1}$ (10^{11} \$)	$\boldsymbol{f_2}$ (10^7 lbs)	$\boldsymbol{f_3}$ (10^4 lbs)
$\boldsymbol{f_1}$	2,1100	3,9796	0,3341
$\boldsymbol{f_2}$	3,1804	3,3247	0,3417
$\boldsymbol{f_3}$	2,5970	3,4098	0,3185
$\boldsymbol{f_k^{max}}$	3,1804	3,9796	0,3417
$\boldsymbol{f_k^{min}}$	2,1100	3,3247	0,3185
$\boldsymbol{r_k\left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)}$	1,0704	0,6548	0,0231

Payoff tablosunun belirlenmesinden sonra, SMOMILP problemi genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt-metodu (7.45) yardımıyla çözülmüştür. Referans probleminde, problem senaryo ağacının tamamı (39 düğüm noktası ve 27 senaryo) ile çözülmüştür.

Pareto optimal çözümlerin elde edilmesi için her bir alt problem (7.45) ve (7.46) denklemleri çözülerek hedef fonksiyonları (f_1, f_2, f_3) için Pareto çözüm kümesi elde edilmiştir.

Üretilen Pareto çözüm kümesi içerisindeki en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Bu bağlamda, hedef fonksiyonları (f_1, f_2, f_3) için üyelik fonksiyonları (μ_1, μ_2, μ_3) (7.47) yardımıyla hesaplanmış, bütün üyelik fonksiyonu μ ise (7.48) yardımıyla hesaplanmıştır.

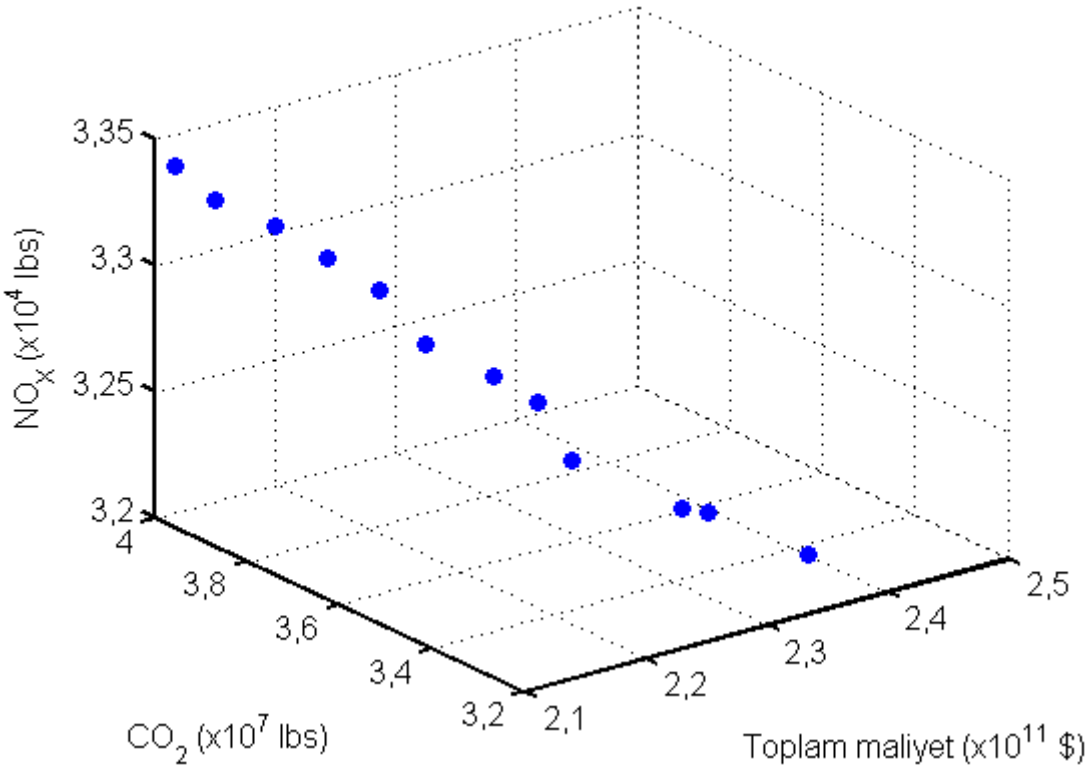
SMOMILP probleminin çözümünde elde edilen Pareto optimum çözüm kümesi ve bu çözümlere karşılık gelen üyelik fonksiyonları Çizelge 7.2'de verilmiştir.

Çizelge 7.2. SREF için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları

Pareto çözüm kümesi	$\boldsymbol{f_1}$ (10^{11} \$)	$\boldsymbol{f_2}$ (10^7 lbs)	$\boldsymbol{f_3}$ (10^4 lbs)	$\boldsymbol{\mu_1}$	$\boldsymbol{\mu_2}$	$\boldsymbol{\mu_3}$	$\boldsymbol{\mu}$
1	2,11155	3,980	3,341	0,999	0,001	0,326	0,664
2	2,12245	3,915	3,328	0,988	0,099	0,382	0,689
3	2,14573	3,869	3,323	0,967	0,170	0,476	0,709
4	2,16892	3,815	3,307	0,945	0,253	0,406	0,699
5	2,18965	3,746	3,300	0,926	0,358	0,504	0,728
6	2,21238	3,698	3,282	0,904	0,430	0,580	0,745
7	2,24356	3,634	3,265	0,875	0,529	0,655	0,762
8	2,26367	3,592	3,257	0,856	0,593	0,688	0,770
9	2,27380	3,543	3,236	0,847	0,667	0,779	0,797
10	2,32705	3,457	3,217	0,797	0,799	0,861	0,810
11	2,33730	3,427	3,220	0,788	0,845	0,848	0,811
12	2,40044	3,374	3,202	0,729	0,925	0,929	0,808

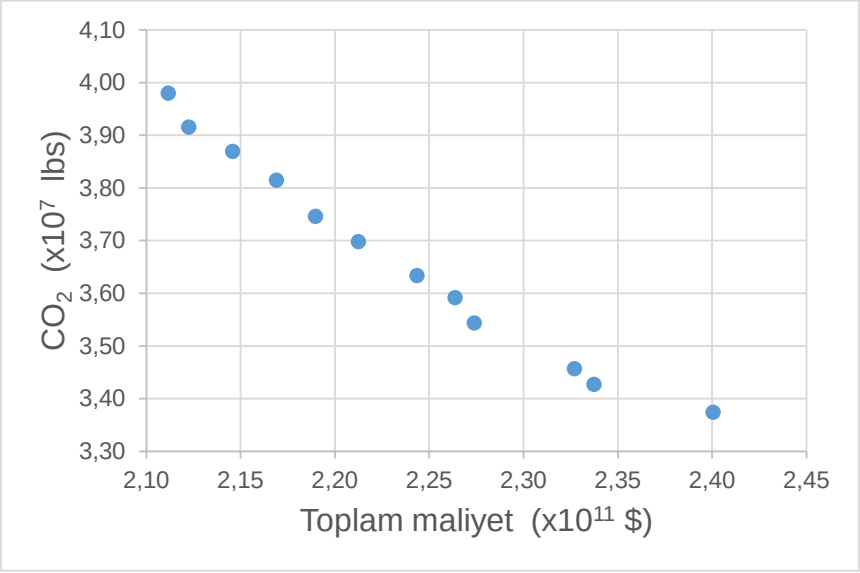
SREF problemi için Pareto çözümlerinin her birine karşılık gelen aday teknoloji seçimleri EK 15'de verilmiştir.

SREF problemi için toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları arasındaki değiş-tokuş dengesi Şekil 7.1'de verilmiştir.

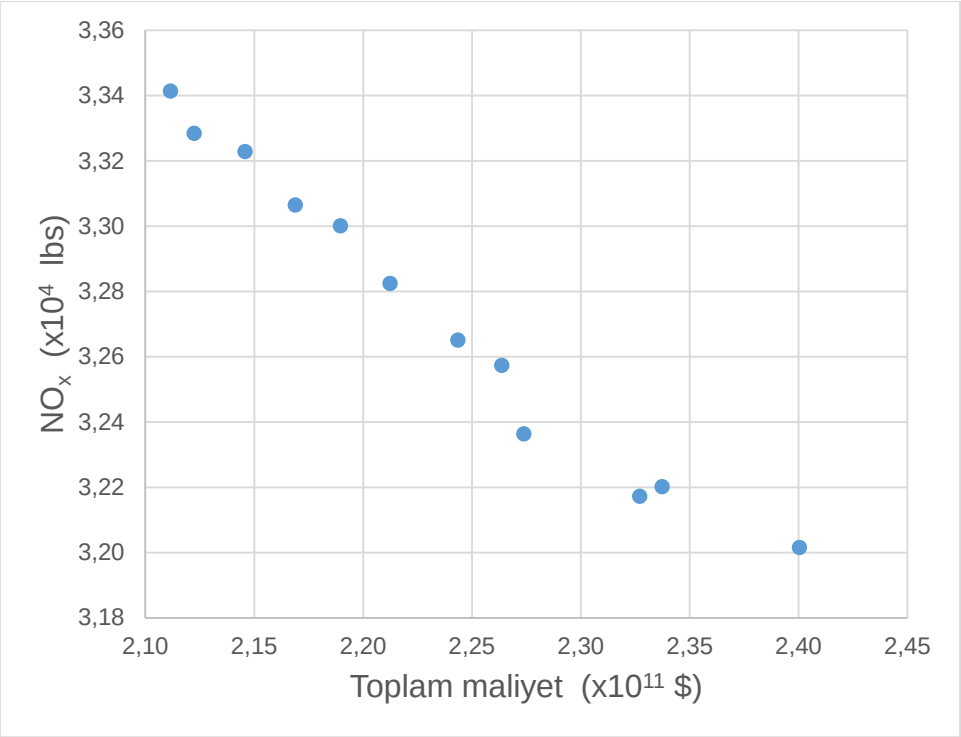


Şekil 7.1. Toplam maliyet, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

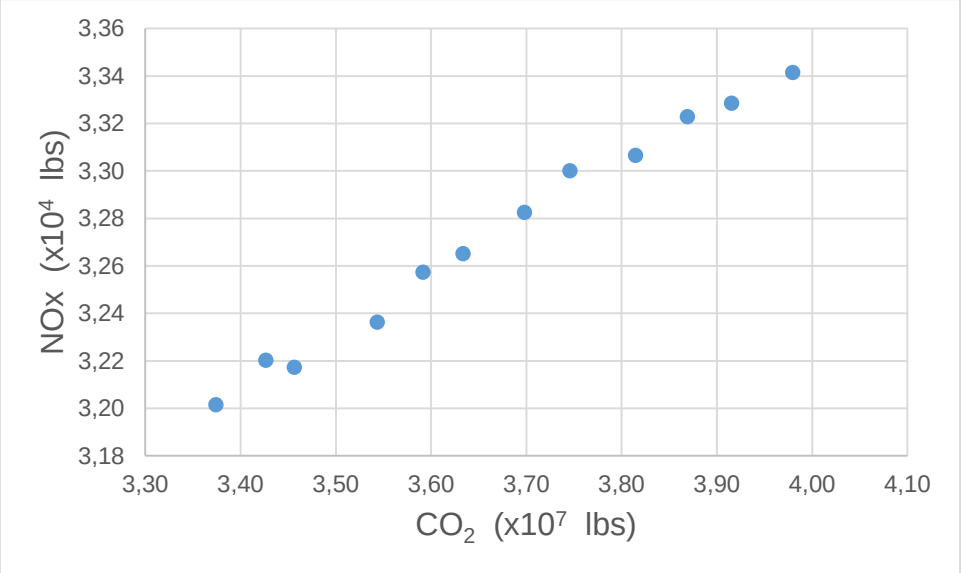
Toplam maliyet ve CO_2, toplam maliyet ve NO_x, CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için değiş-tokuş dengesi grafikleri sırasıyla Şekil 7.2, Şekil 7.3 ve Şekil 7.4'de verilmiştir.



Şekil 7.2. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 7.3. Toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 7.4. CO_2 ve NO_x hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Pareto çözüm kümesi içerisinde en iyi en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla kullanılan bulanık karar verme parametreleri incelendiğinde en iyi bütün üyelik fonksiyonu (μ) değeri 0,811 ile Pareto-11 çözümüne aittir.

Bu durumda SREF problemi için en iyi anlaşmalı çözüme ait hedef fonksiyonu değerleri: f_1=2,33730 E+11 $, f_2=3,427 E+7 lbs; f_3=3,220 E+4 lbs olmuştur.

Hedef fonksiyonlarına karşılık gelen üyelik fonksiyonları ise μ_1=0,788; μ_2=0,845; μ_3=0,848 olarak gerçekleşmiştir.

En düşük toplam büyüme yatırımı maliyetine sahip olan çözüm (düşük yatırım maliyeti) Pareto-1 çözümüne aittir. Bu çözüme ait hedef fonksiyonu değerleri f_1=2,11155 E+11 $, f_2=3,980 E+7 lbs; f_3=3,220 E+4 lbs olmuştur.

En iyi anlaşmalı çözüm (Pareto-11) ve düşük yatırım maliyeti çözümü (Pareto-1) çözümlerine ait aday teknoloji seçimleri planlama dönemleri için Çizelge 7.3'de verilmiştir.

Çizelge 7.3. SREF problemi için aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Nominal Kapasite (MW)	En İyi Anlaşmalı Çözüm			Düşük Yatırım Maliyeti Çözümü		
		P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	18	9	6	18	15	18
IGCC	590	4	0	0	4	0	0
ACT	211	3	15	12	3	6	6
NGCC	580	6	10	10	6	10	10
ANUC	1125	0	0	2	0	0	1
HY	500	14	14	14	14	0	0
PS	500	4	0	0	6	0	0
WN	300	25	0	0	20	0	0
ST	200	0	0	0	0	0	0
PV	10	0	0	15	0	0	0
GT	50	6	0	0	12	0	0

Yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güç içerisindeki oranı RR_t planlama dönemleri P1, P2 ve P3 için incelendiğinde aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir.

En iyi anlaşmalı çözümde planlama dönemlerine ait yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güç içerisindeki oranı RI_{P1}=0,43, RI_{P2}=0,41 ve RI_{P3}=0,40 olarak gerçekleşmiştir. Düşük yatırım maliyeti çözümünde RI_{P1}=0,42, RI_{P2}=0,36 ve RI_{P3}=0,31 olarak gerçekleşmiştir.

Planlama dönemlerinde yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerji oranları RR_{P1}=0,27; RR_{P2}=0,31 ve RR_{P3}=0,35 olarak gerçekleşmiştir.

Alternatif senaryo (SREF2) olarak SREF senaryosunda kullanılan yenilenebilir enerji güç sınırı (7.32) yerine yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesi sınırı (7.31) model kısıtı olarak incelenmiştir. Yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesi aşağıdaki şekilde verilmektedir:

$$RI_{min} \leq \left(\sum_{e \in E_{re}} P_{tse} + \sum_{n \in N_{re}} U_{tsn} P_{tsn} \right) \leq RI_{max}, \quad \forall t \in T, \forall s \in S, re \in RE \tag{7.50}$$

Yenilenebilir kaynaklar için toplam kurulu güç kapasitesi alt RI_{min} ve üst RI_{max} değerlerinin belirlenmesinde Türkiye'nin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planında öngörülen hedefler kullanılmıştır. Eylem Planı'nda yenilenebilir kaynaklar için kurulu güç kapasitesi hedefleri 2015 yılı için 32275 MW, 2018 yılı için 45478 MW ve 2021 yılı için 55488 MW olarak belirlenmiştir [162]. Buradan hareketle planlama periyotları olan 2015, 2018 ve 2021 için RI_{min}=[32275, 45478, 55488] olarak alınmış, bu değerlerin %5 fazlası ise üst sınır kapasitesi için RI_{max} referans olarak belirlenmiştir.

SREF2 problemine ait sonuçlar incelendiğinde bulanık karar verme parametreleri arasında en iyi bütün üyelik fonksiyonu (μ) değeri 0,8939 ile Pareto-3 çözümüne aittir.

Bu durumda SREF2 problemi için en iyi anlaşmalı çözüme ait hedef fonksiyonu değerleri f_1=2,252 E+11 $, f_2=3,437 E+7 lbs; f_3=3,188 E+4 lbs olmuştur.

En düşük toplam büyüme yatırımı maliyetine sahip olan çözüm (düşük yatırım maliyeti) Pareto-1 çözümüne aittir. Bu çözüme ait hedef fonksiyonu değerleri f_1=2,23964 E+11 $, f_2=3,518 E+7 lbs; f_3=3,212 E+4 lbs olmuştur.

Emisyon değerlerinin en düşük olduğu çözüm (düşük emisyon değerleri) ise Pareto-12 çözümüne aittir. Bu çözüme ait hedef fonksiyonu değerleri f_1=2,31035 E+11 $, f_2=3,392 E+7 lbs; f_3=3,195 E+4 lbs olmuştur.

En iyi anlaşmalı çözüm (Pareto-4), düşük yatırım maliyeti çözümü (Pareto-1) ve düşük emisyon değerleri (Pareto-12) çözümlerine ait aday teknoloji seçimleri planlama dönemleri için Çizelge 7.3'de verilmiştir.

Çizelge 7.4. SREF2 problemi için aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Nominal Kapasite (MW)	En İyi Anlaşmalı Çözüm			Düşük Yatırım Maliyeti Çözümü			Düşük Emisyon Değerleri		
		P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	18	12	9	18	12	12	18	12	6
IGCC	590	0	0	0	0	0	0	0	2	0
ACT	211	15	0	0	15	0	0	15	3	0
NGCC	580	10	8	10	10	6	10	10	6	10
ANUC	1125	0	0	2	0	0	1	0	0	2
HY	500	14	14	14	14	14	12	14	14	14
PS	500	6	6	4	6	6	4	6	6	0
WN	300	0	10	5	0	10	10	0	10	15
ST	200	0	0	0	0	0	0	0	2	0
PV	10	15	0	0	15	15	0	0	0	30
GT	50	6	0	0	0	0	6	6	0	6

7.6.2. CO_2 ve SO_2 Emisyonlarının Optimizasyonu Problemi

CO_2 ve SO_2 emisyonlarının optimizasyonu probleminde (SSO2), hedef fonksiyonları olarak toplam maliyet (7.17) ve CO_2 emisyonu hedef fonksiyonları (7.23) aynı kalmış ve (7.24)'de verilen NO_x emisyonu hedef fonksiyonu yerine SO_2 emisyonu hedef fonksiyonu ise aşağıdaki şekilde belirlenmiştir.

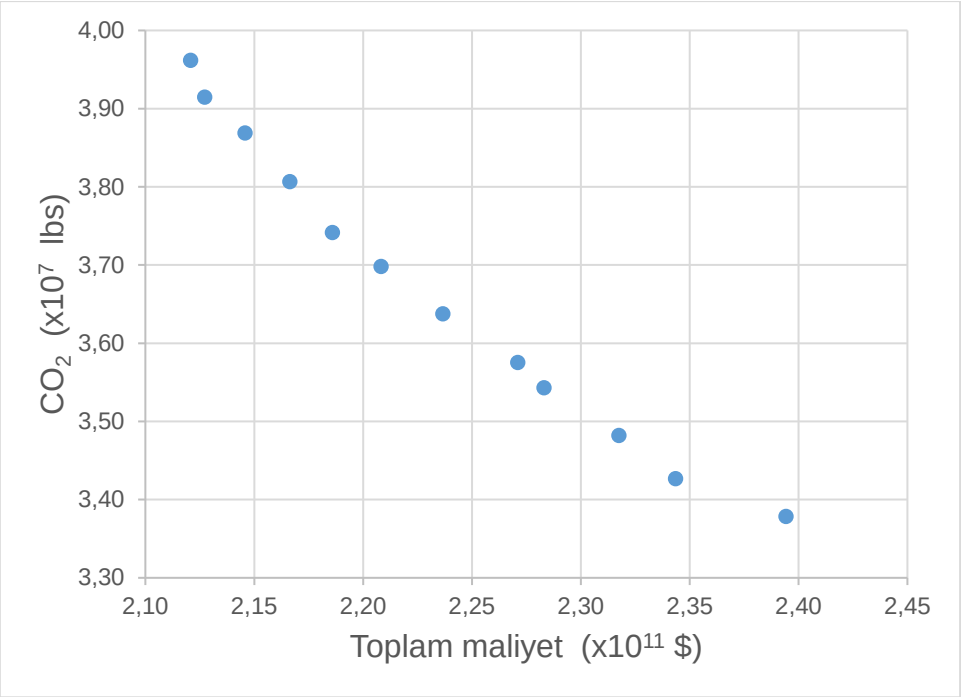
$$f_4 = \sum_{t\in T}\sum_{s\in S}\sum_{e\in E} SO_{te}CP_{tse} + \sum_{t\in T}\sum_{s\in S}\sum_{n\in N} SO_{tn}CP_{tsn} \qquad (7.51)$$

SO_{te} ve SO_{tn} sırasıyla mevcut e ve aday n üretim teknolojisinin t periyodundaki SO_2 emisyon oranlarıdır (kg/MWh). CP_{tse} ve CP_{tsn}: t zamanında s senaryosu için mevcut e ve aday n teknolojisine ait toplam kurulu güçtür (MW).

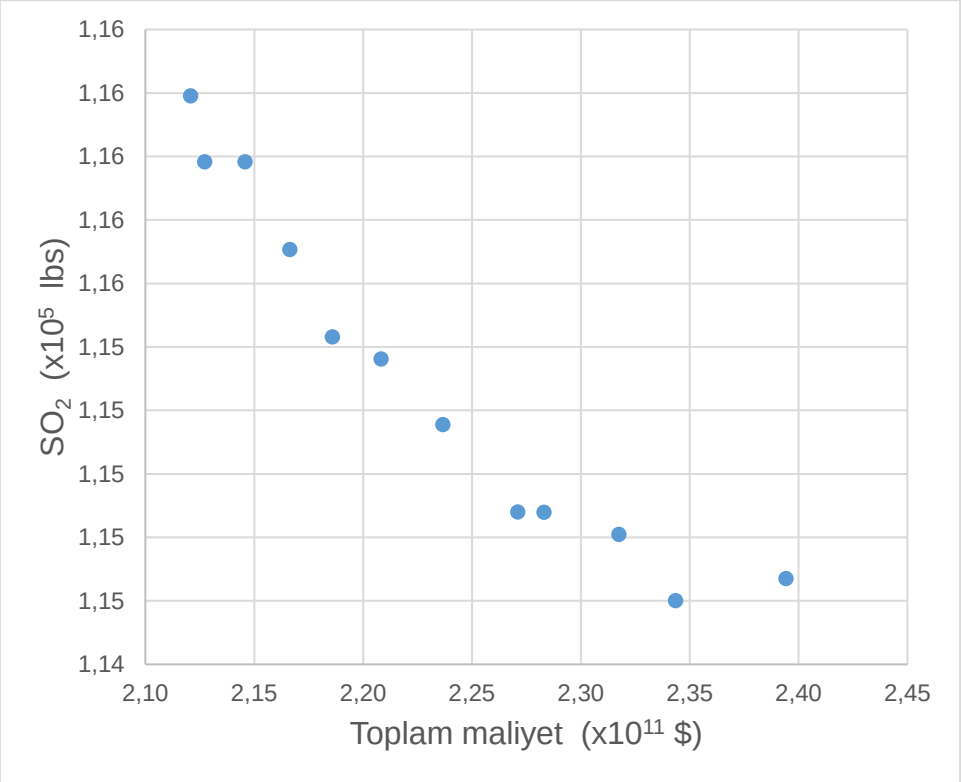
SSO2 problemi için ağırlık katsayıları w_1=0,5; w_2=0,25 ve w_3=0,25 olarak alınmıştır. Bu ağırlık katsayılarıyla SMOMILP problemi çözüldüğünde elde edilen sonuçlar aşağıda incelenmiştir.

SSO2 problemi için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri EK 16'da, Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları ise EK 17'de verilmiştir.

Toplam maliyet ve CO_2, toplam maliyet ve NO_x hedef fonksiyonları için değiş-tokuş dengesi grafikleri sırasıyla Şekil 7.5 ve Şekil 7.6'da verilmiştir.



Şekil 7.5. Toplam maliyet ve CO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi



Şekil 7.6. Toplam maliyet ve SO_2 hedef fonksiyonları için Pareto cephesi

Pareto çözüm kümesi içerisinde en iyi en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla kullanılan bulanık karar verme parametreleri incelendiğinde en iyi bütün üyelik fonksiyonu μ değeri 0,852 ile Pareto-11 çözümüne aittir.

Bu durumda SSO2 problemi için en iyi anlaşmalı çözüme ait hedef fonksiyonu değerleri f_1=2,34357 E+11 $, f_2=3,427 E+11 lbs; f_3=1,146 E+5 lbs olmuştur.

Düşük yatırım maliyeti için hedef fonksiyonu değerleri ise f_1=2,12076 E+11 $, f_2=3,962 E+11 lbs; f_3=1,162E+5 lbs olmuştur.

En iyi anlaşmalı çözüm (Pareto-11) ve en düşük yatırım maliyeti (Pareto-1) çözümlerine ait aday teknoloji seçimleri, planlama dönemleri için Çizelge 7.5'de verilmiştir.

Çizelge 7.5. SSO2 problemi için aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Nominal Kapasite (MW)	En İyi Anlaşmalı Çözüm			Düşük Yatırım Maliyeti Çözümü		
		P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	18	9	6	18	15	15
IGCC	590	4	0	0	4	0	2
ACT	211	3	15	12	3	6	9
NGCC	580	6	10	10	6	10	10
ANUC	1125	0	7	2	0	0	1
HY	500	14	0	14	14	0	0
PS	500	4	0	2	6	0	0
WN	300	25	0	0	20	0	0
ST	200	0	0	0	0	0	0
PV	10	0	0	0	0	0	0
GT	50	6	0	0	12	0	0

En iyi anlaşmalı çözümde, planlama dönemlerine ait yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güç içerisindeki oranı RI_{P1}=0,43; RI_{P2}=0,41 ve RI_{P3}=0,40 olarak gerçekleşmiştir. Düşük yatırım maliyeti çözümünde ise RI_{P1}=0,42; RI_{P2}=0,36 ve RI_{P3}=0,31 olarak gerçekleşmiştir.

Planlama dönemlerinde yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerjinin toplam enerjiye oranları ise RR_{P1}=0,27; RR_{P2}=0,31 ve RR_{P3}=0,35 olarak gerçekleşmiştir.

7.6.3. Model ve Çözüm Parametreleri

SMOMILP matematik modelinde 25 denklem grubu ve 4884 denklem yer almıştır. Model 188 ayrık değişken, 6666 değişken ve 40105 sıfırdan farklı elemandan oluşmaktadır.

MIP probleminin çözümünde en önemli parametrelerden biri olan bağıl optimalite kriteri aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır:

$$(|BP - BF|)/(1.0e - 10 + |BF|) < OptCR \tag{7.52}$$

BF halihazırdaki en iyi tamsayı çözümü, BP ise mümkün olan en iyi tamsayı çözümüdür. *OptCR* seçeneği olarak 0,025 alınmış olup, bu oran %2,5 bağıl farka karşılık gelmektedir. CPLEX çözücüsünde varsayılan bağıl optimalite değeri ise 0,1'dir [192].

Bir diğer önemli parametre olan *solnpoolintensity* 1-4 arasında değer almakta, artan değerlerle beraber çözüm havuzunda üretilecek çözüm sayısı ile çözüm süresi arasındaki optimizasyonu belirlemektedir. Birçok model için önerilen seçenek olması nedeniyle bu parametre *SolnpoolIntensity=2* olarak alınmıştır.

Çözüm havuzu için bağıl ve mutlak aralık parametreleri olan *SolnPoolGap* ve *SolnPoolAGap* için 0,10 değeri seçilmiştir.

MIP problemi için arama stratejisi olarak geleneksel dal ve kesim algoritması kullanılmıştır (*mipsearch*=1).

İleri düzey temel oluşturulup oluşturulmamasına ait parametre olan varsayılan değer olan *bratio*=0,25 olarak alınmıştır.

Her bir düğüm noktası için uygulanan yineleme üst sınırı *IterLim*=1E+5 olarak alınmıştır.

GEP modelinin karmaşıklığına ilave olarak, işleyiş sürelerini belirleyen önemli faktörler arasında grid noktalarının sayısı g_k ve bağıl optimalite kriteri $OptCR$ yer almaktadır. Modelde grid noktası olarak f_2 hedef fonksiyonu için 12 nokta, f_3 hedef fonksiyonu için 4 nokta alınmıştır. Bu durumda SMOMILP probleminde 12 ayrı alt optimizasyon problemi çözülmüştür.

Çalışmada SREF, SREF2 ve SSO2 olmak üzere üç ayrı problem ile simülasyon yapılmıştır. Bu problemler için hesaplama zamanları Payoff tablosunun elde edilmesi amacıyla kullanılan sözlük sıralaması metodu ve SGEP probleminin çözümü olarak iki ayrı grupta değerlendirilebilir.

Sözlük sıralaması metodu için problemlere ait hesaplama zamanları sırasıyla 3,9 sn., 3,9 sn. ve 2,4 sn. olmuştur. Payoff tablosu elde edilmesi için ortalama hesaplama zamanı ise 3,4 sn. olmuştur.

SGEP probleminin çözümü için hesaplama zamanları ise SREF, SREF2 ve SSO2 problemleri için sırasıyla 314,5 sn., 461,4 sn., ve 465,7 sn. olmuş, ortalama hesaplama zamanı ise 413,9 sn. olarak gerçekleşmiştir.

7.7. Değerlendirme

Bu çalışmada EEE yaklaşımı çerçevesinde belirsizlik altında çok-hedefli büyüme planlaması problemi çerçevesi oluşturulmuş ve bu problemin matematik çözümü incelenmiştir. Stokastik çok-hedefli GEP (SGEP) probleminde, talep büyümesi belirsizliği altında, ekonomik değişkenler (yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım maliyeti ve değişken üretim maliyeti), çevresel değişkenler (CO_2, NO_x ve SO_2 emisyonları) ve teknik değişkenler (üretim sınırı, kapasite ve güç sınırları, kapasite karışımı oranı, rezerv sınırı, verimlilik, güvenlik) birlikte incelenmiştir.

Problemde orta vade için yatırım planlamasının modellenmesi hedeflenmiş ve bu kapsamda her biri üç yıl olan üç ayrı planlama periyodu kullanılmıştır. Model çerçevesinin belirlenmesinde, GEP probleminde bulunması gereken temel parametreler dikkate alınmış bu kapsamda güç talebi ve kapasite kısıtlarının yanı sıra, yatırım planlarının kapsamlı olarak değerlendirilebilmesi amacıyla yenilenebilir enerji kurulum ve üretim sınırları, teknoloji ve yakıtlar bazında büyüme ve yatırım sınırları benzeri sınır fonksiyonları probleme eklenmiştir.

SGEP probleminde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda optimizasyonunun amaçlanması, problemin birden fazla planlama periyotu içermesi nedeniyle, problem çok-periyotlu, çok-hedefli bir optimizasyon problemi olarak oluşturulmuştur.

Toplam maliyet hedef fonksiyonunun matematiksel olarak aynı anda sürekli ve tam sayı değişkenler içermesi ve önerilen iki aşamalı stokastik çözüm metodu ile problem matematik olarak, çok-periyotlu, çok-aşamalı, çok-hedefli, karmaşık tamsayı doğrusal programlama (SMOMILP) problemi olarak tanımlanmıştır.

SMOMILP probleminin çözümü için hibrit bir metot olan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Kullanılan metotta, Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için, hedef fonksiyonları için ağırlık faktörünün alınması yaklaşımı kullanılmıştır. Üretilen Pareto çözüm kümesi içerisindeki en iyi çözümün belirlenebilmesi amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır.

SMOMILP probleminin modellenmesinde ileri düzey matematiksel programlama ve optimizasyon kodu olan, IV. jenerasyon programlama dillerinden GAMS platformu kullanılmış, programlama çözücüsü olarak ise IBM CPLEX kullanılmıştır.

Elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik için üretilen çok-periyotlu, çok-aşamalı senaryo ağacının tamamı (39 düğüm noktası ve 27 senaryo) ile problem çözülmüştür. Tez çalışmasında, SGEP probleminin normal bilgisayar ortamında ve makul sürelerde çözülmesi hedeflendiğinden ve problemde senaryoların azaltılması metotlarına ihtiyaç duyulmamış, senaryo ağacının bütün düğüm noktaları ile problem çözülmüştür.

SGEP probleminin çözümü aşamasında üç farklı problem ile simülasyon oluşturulmuş ve sonuçlar incelenmiştir. Referans SGEP modelinin çözümü için SREF problemi, SGEP modelinde kullanılan yenilenebilir enerji güç sınırı (7.32) yerine yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesi sınırının incelenmesi amacıyla SREF2 problemi, SGEP modelinde kullanılan CO_2-NO_x emisyonlarının yerine CO_2-SO_2 emisyonların modellendiği SSO2 problemleriyle SMOMILP matematik modeli çözülmüş ve elde edilen sonuçlar incelenmiştir.

Sonuç olarak bu kısımda yapılan çalışma değerlendirildiğinde özetle aşağıdaki tespitlere ulaşılabilir.

Modellenen stokastik GEP (SGEP) probleminde:

- EEE yaklaşımı çerçevesinde, çok-hedefli, çok periyotlu, çok-aşamalı, özgün ve farklı planlama ihtiyaçlarına cevap verebilecek bir stokastik GEP probleminin tasarımı,
- Çok-hedefli model ile yatırım kararlarına ait farklı önceliklerin değerlendirilmesine olanak sağlanması; çok periyotlu model ile orta–uzun vadeli planlama döneminin her bir alt periyodu için enerji ekonomisi, enerji üretimi, çevre alanlarında farklı önceliklerin, hedeflerin, model sınırlarının belirlenebilmesine olanak sağlanması,
- Toplam maliyet kapsamında, aday ünitelerin yatırım maliyeti, yeni kurulacak ve mevcut ünitelerin sabit işletme ve bakım maliyetleri ile değişken üretim maliyetlerin modelde incelenmesi,
- Çevresel etkilerin değerlendirilmesi amacıyla CO_2, SO_2 ve NO_X emisyonlarının modelde analiz edilmesi,
- Büyüme planlaması kapsamında konvansiyonel teknolojilerin yanı sıra yeni nesil aday teknolojilere, farklı yakıt türlerine yer verilmesi; teknik, ekonomik ve çevresel parametrelere ait sentezlenen güncel verilerin modelde kullanılması,
- Elektrik enerjisi talebi büyümesine ait belirsizliğin GBH yaklaşımı çerçevesinde, Moment Eşleştirme metodu ile modellenmesi ve simülasyonların Monte Carlo metotlarıyla gerçekleştirilmesi; elde edilen senaryo ağacının SGEP modelinde senaryo azaltma metotlarına ihtiyaç duyulmadan çözülebilmesi,
- İki aşamalı stokastik problem tasarımı ile belirsiz durumların gerçekleşmesiyle bilinir hale gelen ikinci aşama kararlar neticesindeki uyumsuzlukların düzeltilebileceği telafi hareketi imkanının sağlanması,
- Problemin, içerdiği belirsizlik ve ayrık değişken yapısı nedeniyle optimizasyon problemleri arasında zorlu bir alan olan stokastik karmaşık tamsayı programlama ile matematiksel olarak oluşturulması ve çözülmesi,

- Model uygulamasının Türkiye elektrik üretim endüstrisinin aktüel durumu ile yapılması (kurulu güç, tepe yük ve enerji talebi, maliyetler vd.) ve aktüel veri ile modelin çözülmesi,
- SMOMILP probleminin çözümünün makul süreler içerisinde elde edilmesi.

SMOMILP probleminin çözümünde kullanılan hibrit metot ile hedef fonksiyonu uzayında Pareto cephesine doğru algoritmaya dayalı ilerleme sağlanmış, karar verici için yeterli olabilecek, fakat sınırlı sayıda, çeşitliliğe sahip ve optimal dağılımda Pareto noktası üretilmiştir. Sadece etkin çözümlerin elde edilmesi amacıyla Payoff tablosunun oluşturulmasında sözlük sıralaması metodu kullanılmış, hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için hedef fonksiyonları için ağırlık faktörünün alınması yaklaşımı kullanılmıştır.

Karar vericiler için en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmış bu sayede en iyi anlaşmalı çözümün tespit edilebilmesinin yanı sıra, her bir çözümün çözüm kümesi içerisindeki yeri ve kabul edilebilirliği belirlenmiştir.

Sonuç olarak bu çalışmada, belirsizlik altında üretim büyüme planlaması problemleri için farklı enerji yatırım ve üretim politikalarının etkilerin incelenebilmesine olanak sağlayabilecek özgün ve esnek yapıda bir modelleme çerçevesi oluşturulmuştur. Oluşturulan model çerçevesinde farklı planlama gereksinimlerine ait enerji üretimi, enerji ekonomisi ve çevresel etki analizleri beraberce yapılabilmektedir.

Çalışmada, belirsizlik altında GEP problemleri için gereken teorik arka-plan, model çerçevesi, matematik model, karar analiz metodu ve matematik çözüm metotları sunulmuştur.

Stokastik çok-hedefli GEP modelinin simülasyonu, Türkiye elektrik üretim endüstrisinin aktüel durumu ile yapılmış 2015-2021 dönemi için büyüme alternatifleri farklı senaryolar çerçevesinde değerlendirilmiştir.

Stokastik GEP modelinin çözümünde izlenen uçtan-uca tasarım yaklaşımı ile karar vericiler için bir karar destek aracı sunulmuş, maliyet ve emisyonlar benzeri birden fazla hedefin farklı enerji yatırım ve üretim planlaması gereksinimleri kapsamında belirsizlik altında aynı anda optimize edilmesine olanak sağlanmıştır.

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu kısımda tez çalışması sonucunda elde edilen sonuçlar kısa bir şekilde özetlenmiş ve tezin gelecekte kapsamının genişletilebileceği özgün ve güncel araştırma alanları belirtilmiştir.

8.1. Sonuçlar

Tez çalışmasında, enerji-ekonomi-çevre modelleme yaklaşımı çerçevesinde, birden fazla hedefin, talep büyüme belirsizliği altında farklı teknik ve güvenlik sınırları altında aynı anda optimize edilmesine olanak sağlayacak özgün bir GEP modelleme çerçevesi önerilmiştir. Matematik metotlarla çözülen modelin uygulaması, Türkiye elektrik üretim endüstrisi ile yapılmıştır.

Tezin simülasyon aşamalarında mevcut ve yeni nesil güç teknolojilere ait anlamlı ve tutarlı verilere olan ihtiyaç, enerji modelleri kapsamında farklı kuruluşlar tarafından geliştirilen program ve modellere ait veri setlerinin incelenmesini gerekli hale getirmiştir. Tezin üçüncü bölümde bir veri sentezi elde etmek amacıyla, yaygın olarak kullanılan altı ayrı enerji modeline ait teknik performans, maliyet ve emisyon özelliklerine ait veriler incelenmiştir.

Dördüncü bölümde Türkiye enerji üretim ve talebinin genel bir analizi yapılmıştır. Enerji-ekonomik modelleme platformu olan LEAP yardımıyla Türkiye toplam birincil enerji talebi ve toplam nihai enerji tüketimi, elektrik üretim tahmini ve çevresel etkilerin belirlenmesi amacıyla farklı senaryolar oluşturulmuştur. Her bir senaryoda 2011-2030 dönemi için sektörlere ve yakıt türlerine göre talep tahminleri, elektrik üretim tahmini ve kaynaklara göre elektrik üretiminin dağılımı verilmiştir.

Çevresel etkilerin değerlendirilmesi amacıyla sektörler için enerji talebine karşılık gelen sera gazı emisyon tahminleri ve başlıca hava kirleticilerden CO_2, SO_2 ve NO_x için emisyon tahminleri analiz edilmiştir. Elektrik üretiminden kaynaklanan toplam CO_2, SO_2 ve NO_X emisyonları ayrıca incelenmiştir.

Beşinci bölümde, enerji-ekonomi-çevre yaklaşımı çerçevesinde çok-hedefli büyüme planlaması problemi incelenmiştir. Çok-hedefli GEP probleminde ekonomik değişkenler (yatırım maliyeti, sabit işletme ve bakım maliyeti ve üretim maliyeti), çevresel değişkenler (CO_2, NO_x ve SO_2 emisyonları) ve teknik değişkenlerin (üretim

sınırı, kapasite ve güç sınırları, kapasite karışımı oranı, rezerv sınırı, verimlilik, güvenlik) birlikte incelenmesi amaçlanmıştır. Problemde orta vade için yatırım planlamasının modellenmesi hedeflenmiş ve bu kapsamda her biri üç yıl olan üç ayrı periyot kullanılmıştır. Model çerçevesinin belirlenmesinde, GEP probleminde bulunması gereken temel parametreler dikkate alınmış, bu kapsamda güç talebi ve kapasite kısıtlarının yanı sıra, yenilenebilir enerji kurulum ve üretim sınırları, farklı teknoloji ve yakıtlar bazında büyüme ve yatırım sınırları benzeri sınır fonksiyonları modele eklenmiştir.

Matematik olarak, çok-hedefli, çok-periyotlu, karmaşık tamsayı doğrusal programlama (MOMILP) problemi olarak tanımlayabileceğimiz GEP probleminin çözümü için hibrit bir metot olan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu kullanılmıştır. Kullanılan metotta, Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmış, hedef fonksiyonlarının bağıl ağırlıklarının belirlenebilmesi amacıyla ağırlık yaklaşımı modelde uygulanmıştır. Alt problemler genişletilmiş epsilon-kısıt yöntemi ile çözülmüştür.

Problemin çözümünde üretilen Pareto optimal çözüm kümesi içerisinde en iyi anlaşmalı çözümün bulunması amacıyla bulanık karar verme yaklaşımı kullanılmıştır. Türkiye elektrik üretim endüstrisine ait farklı senaryolarla çok-hedefli GEP probleminin performansı değerlendirilmiş ve sonuçlar analiz edilmiştir.

Tezin altıncı bölümde stokastik GEP modelini oluşturabilmek için, elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik incelenmiştir. Stokastik programlamanın başlıca zorluklarından birisi stokastik sürekli süreçlerin sonlu sonuçlar veya senaryolar olarak tanımlanabilmesidir. İncelemede talep büyüme belirsizliğinin senaryolar yardımıyla tanımlanması amaçlanmıştır. Belirsiz elektrik enerjisi talep verisinin Geometrik Brown Hareketi'ni takip ettiği varsayılmış, bu varsayımın doğruluğu normal dağılım ve veri bağımsızlığı testleri ile sınanmıştır. Çok periyotlu senaryo ağacının üretilmesinde, ilk momentlerin (ortalama, varyans ve çarpıklık) geçmiş verilerden elde edilen momentlere olabildiğince yakın olması prensibine dayanan Moment Eşleştirme metodu kullanılmıştır. Simülasyon ise Monte Carlo metoduyla gerçekleştirilmiş Monte Carlo metodunun güvenilirliğini artırmak için ise güven aralığı yaklaşımı kullanılmıştır.

Yedinci bölümde enerji, ekonomi ve çevre yaklaşımı çerçevesinde stokastik, çok-hedefli büyüme planlaması problemi incelenmiştir. Stokastik GEP problemi iki aşamalı stokastik karmaşık tamsayı programlama modeli tanımlanmıştır.

Elektrik enerjisi talebinin büyümesine ait belirsizlik altındaki stokastik GEP (SGEP) probleminde, toplam maliyet, CO_2 emisyonu, NO_x emisyonu (ve SO_2 emisyonu) hedef fonksiyonları minimize edilmiştir. SGEP probleminde birden fazla hedef fonksiyonunun aynı anda minimizasyonunun amaçlanması, problemin birden fazla planlama periyodu içermesi, toplam maliyet hedef fonksiyonunun aynı anda sürekli ve tamsayı değişkenler içermesi nedeniyle, problem karmaşık tamsayı doğrusal programlama (SMOMILP) problemi olarak tanımlanmıştır.

SMOMILP probleminin çözümü amacıyla MOMILP çözümünde kullanılan genişletilmiş-ağırlıklı-epsilon-kısıt metodu probleme uyarlanmıştır. Kullanılan metotta, Payoff tablosu oluşturulması amacıyla sözlük sıralaması metodu kullanılmıştır. Metotta, hedef fonksiyonlarının bağıl önemini belirlemek için ağırlık faktörü yaklaşımı kullanılmış, problemler ise genişletilmiş epsilon-kısıt yöntemi ile çözülmüştür. Problemin çözümünde üretilen Pareto optimal çözüm kümesi içerisindeki en iyi anlaşmalı çözüm, bulanık karar verme yaklaşımı yardımıyla bulunmuştur. Türkiye elektrik üretim endüstrisi için referans senaryo ve CO_2-SO_2 emisyonlarının azaltılması senaryoları oluşturulmuş, model performansı ve simülasyon sonuçları analiz edilmiştir.

Çok-hedefli ve stokastik çok-hedefli matematik modellerine ait simülasyonların kapsamlı veri ile yapılması, çözümlerinin kullanıcı düzeyinde bilgisayarlarla yapılabilmesi ve makul olabilecek süreler içerisinde anlamlı sonuçların alınabilmesi hedeflenmiş ve bu hedeflere çalışmada ulaşılmıştır.

Özet olarak, tez çalışmasının hedeflerinin başında GEP ve stokastik GEP problemi için özgün çok-hedefli bir optimizasyon model çerçevesi geliştirilmesi yer almıştır.

Bu kapsamda esnek yapıda, farklı yatırım, üretim ve planlama kararlarının modelde tanımlanabilmesine ve simülasyonuna olanak sağlayabilecek bir modelleme çerçevesi oluşturulmuştur. Oluşturulan model çerçevesinde farklı yatırım ve üretim yaklaşımları, merkezi planlama kararları, enerji dönüşüm ve emisyon azaltım

kararlarının, enerji üretimi, enerji ekonomisi ve emisyonlar üzerindeki etkileri beraberce değerlendirilebilmektedir.

Uçtan-uca tasarım ile karar vericiler için bir modelleme aracının sunulması hedeflenmiş, modelde bulunması gereken teorik arka-plan, model çerçevesi, matematik model, matematik çözüm metotları, çözümlerin değerlendirilmesine olanak sağlayan karar analiz metodu bu tez çalışmasında oluşturulmuş ve sunulmuştur.

Çok-hedefli ve stokastik çok-hedefli model uygulamaları Türkiye elektrik üretim endüstrisine ait aktüel veri ile yapılmış, 2021 yılı elektrik üretim endüstrisi görünümüne olumlu katkı sağlayabilecek senaryolar geliştirilmiş ve incelenmiştir.

8.2. Öneriler

Elektrik üretim endüstrisi için yatırım planlarının değerlendirilmesini konu alan çalışmalar son yıllarda ilgi odağı haline gelmiştir. Yatırım ve üretim planlamasının her aşamasında farklı düzeylerde belirsizliklerle karşılaşılması, üretim ve yatırım önceliklerinin zamanla değişebilmesi, emisyonların ve çevresel etkilerin kontrol edilmesi konusunda artan global düzenleme ihtiyaçları, yenilenebilir kaynakların kapasite karışımına entegrasyon sorunları, artan güvenlik gereksinimleri dikkate alındığında birçok alanda yeni araştırmalar yapılması gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Enerji endüstrisinde yaşanan güncel gelişmeler, artan talep, yenilenebilir, nükleer ve temiz enerji alanındaki hedefler, enerji verimliliği ve sera gazlarının azaltılması alanlarındaki taahhütler güncel arz ve talep analizlerinin yapılmasını gerekli hale getirmektedir.

Uzun vadeli stratejik yatırım planlaması modellerinde karşılaşılan güncel konular ve sorunlar, yeni nesil planlama modellerine ve çözümlerine olan ihtiyacı beraberinde getirmiştir. Güncel planlama önceliklerine dair farklı çalışmalar yapılmış olup bu çalışmalar arasında Budhraja vd. [226], Ryan vd. [45] ve Pfenninger [227] sayılabilir.

Tezin çalışma konularının genişletilebileceği güncel araştırma alanları: Türkiye enerji sektörünün analizi, belirsizliğin modellenmesi, yenilenebilir kaynakların üretiminin modellenmesi ve güvenlik kriterlerinin GEP modeline entegre edilmesi olarak dört ana kategoride incelenebilir.

Türkiye Enerji Sektörünün Analizi

Türkiye'de enerji talebi ve enerji yatırımlarında ekonomik büyümeye paralel olarak büyüme yaşanmıştır. Elektrik tüketimi 2001-2014 döneminde ikiye katlanarak 220 Teravat-saat değerine ulaşmıştır. Net enerji ithalatı ise aynı dönemde iki kat artış göstermiş ve 93,7 Mtep değerine ulaşmıştır. 2014 yılında kişi başı toplam birincil enerji tüketimi (TPE) 1,59 tep olarak OECD ortalaması olan 4,16 değerinin çok altında gerçekleşmiştir. Toplam kişi başı nihai enerji tüketimi (TFC) ise 2014 yılında 2,86 tep olan OECD ortalaması ile karşılaştırıldığında 1,12 tep olarak gerçekleşmiştir [228].

Türkiye'de son yıllarda enerji ve çevre alanında önemli gelişmeler yaşanmaktadır. 2012 yılında kabul edilen enerji verimliliği strateji belgesi ile enerji yoğunluğunun 2023 yılına kadar 2011 yılına göre %20 azaltılması hedeflenmiştir.

Çevre konusunda Türkiye, 2020-2030 yıllarını için Ulusal katkısını 2015 Paris konferansı öncesinde Birleşmiş Milletler Sekretaryasına sunmuş, 2020-2030 döneminde sera gazı emisyonlarını normal senaryodan %21'e kadar azaltacağını bildirmiştir. Türkiye 22 Nisan 2017 tarihinde, Paris Anlaşması'nı imzalamıştır.

Diğer taraftan Vizyon 2023 ve Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı çerçevesinde belirlenen yenilenebilir enerji ve nükleer enerji hedeflerin gerçekleşmesinde başlangıçta öngörülemeyen bazı gecikmeler söz konusudur [162].

Bu çerçevede, bütünleşik senaryo tabanlı modelleme uygulaması olan LEAP ile gerçekleştirilen Türkiye elektrik arz ve talep analizleri enerji alanındaki güncel gelişmeler çerçevesinde yeniden yapılabilir.

Bu kapsamda LEAP modeli kullanılarak mevcut enerji politikaları, iklim değişikliği hedefleri, yenilenebilir enerjinin yaygınlaştırılması, nükleer teknolojinin devreye alınması, enerji verimliliği hedeflerine ulaşılması, sera gazlarının azaltılması, hibrit ve elektrikli otomobillerin yaygınlaşması senaryoları incelenip alternatif enerji stratejileri önerilebilir.

Belirsizliğin modellenmesi

Orta uzun vadeli karar verme süreçleri, belirsizliğin kapsamlı olarak modellenmesini gerekli hale getirmektedir. Elektrik enerjisi talep büyümesi, yakıt/kaynak maliyetleri, hidrolik (kuraklık) ve rüzgar kaynaklarının bulunabilirliğindeki değişiklikler, karbon tutma ve depolama teknolojilerinin de aralarında olduğu yeni nesil üretim teknolojilerinin erişilebilir hale gelmesi belirsizlik konuları arasında sayılabilmektedir.

Belirsizliklerin modellenmesi konusunda çalışma iki farklı yönde genişletilebilir. Bunların ilki talep büyüme belirsizliğinin halihazırda tez çalışmasında kullanılan senaryo ağacı yaklaşımı ile dağılım fonksiyonları ve korelasyonlar kullanarak Monte Carlo metotları yardımıyla daha fazla aşama için modellenebilmesidir.

Artan aşama ve senaryo sayısıyla, problemin boyutu ciddi oranda büyüyeceğinden, çözüm için alternatif metotların modele uyarlanması gerekliliği diğer bir geliştirme alanı olmaktadır. Bu çerçevede optimal bir senaryo azaltma tekniği [229] modele uygulanıp, tekniğin çözümler üzerindeki hassasiyeti incelenebilir [230].

Bir diğer yaklaşım ise senaryoların üretilmesiyle oluşturulan stokastik çok-aşamalı karmaşık tamsayı programlama problemi için senaryo ağacı bazlı dekompozisyon algoritmaları ile çözüm metotlarının geliştirilmesidir [231].

Fasılalı Yenilenebilir Enerjinin Entegrasyonu

Yenilenebilir kaynaklar yaşanan teknolojik ilerlemeler, emisyonların azaltılması ve yenilenebilir teknolojilerin yaygınlaştırılması politikaları, maliyetlerde yaşanan gerilemelerin de aralarında olduğu nedenlerle elektrik üretiminde artan paya sahip olmuşlardır. 2012-2040 döneminde yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin dünyada yıllık %2,9 artış göstermesi ve yenilenebilir kaynaklardan üretimin toplam üretimdeki payının %22'den (2012) %29'a (2040) ulaşması beklenmektedir. Artış trendleri incelendiğinde 2012-2040 dönemi için ortalama yıllık büyüme oranlarının hidrolik: %1,5; rüzgar: %5,7; güneş için %8,3 olarak gerçekleşmesi öngörülmektedir. Aynı dönemde büyüme oranlarının kömür için yıllık %0,8, nükleer teknoloji için yıllık %2,4 olması beklenmektedir [232]. Rüzgar ve güneş gibi fasılalı kaynaklarının bu büyümede payı oldukça yüksektir.

Güç üretimlerindeki dalgalanmalar, kaynak bulunabilirliğindeki döngüsel ve mevsimsel değişikliklerin de aralarında bulunduğu nitelikleri, fasılalı yenilenebilir kaynakların üretime entegre edilmesinde belirsizlikleri beraberinde getirmekte arz ve talebin dengelenmesini zorlaştırmaktadır. Bu da GEP modelinde, üretim portföyünün net yükteki dalgalanmaları karşılayacak operasyonel esneklikte olmasını, gelişmekte olan akıllı şebeke (smart grid) teknolojileri ve talep tarafı yönetimi (demand side management) programlarının GEP modelleri kapsamında incelenmesini zorunlu hale getirmektedir [233].

Stokastik GEP modeli, rüzgar, güneş ve hidrolik kaynaklarının sisteme yüksek oranlarda katılımının etkilerini inceleyecek şekilde genişletilebilir [234-237] [238].

Fasılalı yenilenebilir enerji kaynaklarının entegre edildiği GEP modelinde optimal üretim üniteleri portföyünün incelenmesi bir başka çalışma alanı olacaktır [239].

Bunun yanı sıra akıllı şebeke teknolojileri ve talep tarafı yönetimi programlarının talep büyümesi belirsizliği altındaki büyüme planları üzerindeki etkileri, çevresel ve ekonomik faydaları modellenip incelenebilir [240-242].

Güvenilirlik

Güç sistemlerine ait kapasite büyüme problemlerinde güvenilirlik önemli bir yer tutmakta ve belirli bir güvenilirlik düzeyinin planda elde edilmesi beklenmektedir. Genellikle sistemin güvenilirliği veya yeterliliği üretimin gelecekte karşılaşılacak talep büyümesini karşılaması olarak ölçülmektedir.

Deterministik güvenilirlik yaklaşımlarında kullanılan rezerv güç sınırı sistemde aşırı yatırıma neden olabilmekte, bazı durumlarda da yetersiz sistem güvenilirliği ile sonuçlanabilmektedir. Olasılık tabanlı güvenilirlik yaklaşımında ise stokastik metotlar kullanılmasının sonucunda karmaşık matematik problemlerle karşılaşılmakta bu da GEP probleminin çözümünü daha da zorlaştırmaktadır. Güvenilirlik değerlendirmesi için arz ve yük arasındaki dengeye dayalı olarak yaygın kullanılan parametreler arasında yük kaybı olasılığı (LOLP), beklenen sağlanamayan enerji (EENS), güç kaynağı kaybı olasılığı (LPSP) bulunmaktadır [243].

GEP modeli için kapsamlı bir güvenilirlik analizi çerçevesinin güvenilirlik parametrelerinden başta LOLP ve EENS kullanılarak geliştirilmesi, devre dışı kalma maliyetinin minimizasyonunun hedef fonksiyonları arasına eklenmesi tez çalışması için ayrıca bütünleyici bir alan olacaktır.

Bu çalışma ayrıca sisteme yüksek oranlarda yenilenebilir kaynakların dahil edilmesinin sistem güvenilirlik analizi açısından etkilerinin değerlendirilebileceği bir yapı sunabilecektir [244-247].

KAYNAKLAR

[1] Wang, X., McDonald, J.R., *Modern power system planning*, McGraw-Hill Companies, **1994**.

[2] Conejo, A.J., Baringo, L., Kazempour, S.J., Siddiqui, A.S., *Investment in Electricity Generation and Transmission*, Switzerland, Springer, **2016**.

[3] Pandey, R., Energy policy modelling: agenda for developing countries*, Energy Policy*, 2, 97-106, **2002**.

[4] Nakata, T., Energy-economic models and the environment*, Progress in Energy and Combustion Science*, 4, 417-475, **2004**.

[5] Bhattacharyya, S.C., Timilsina, G.R., A review of energy system models*, International Journal of Energy Sector Management*, 4, 494-518, **2010**.

[6] Suganthi, L., Samuel, A.A., Energy models for demand forecasting—A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2, 1223-1240, **2012**.

[7] Pilavachi, P., Dalamaga, T., di Valdalbero, D.R., Guilmot, J.-F., Ex-post evaluation of European energy models*, Energy Policy*, 5, 1726-1735, **2008**.

[8] Seebregts, A.J., Goldstein, G.A., Smekens, K., Energy/environmental modeling with the MARKAL family of models, *Operations Research Proceedings 2001*, Springer, **2002**.

[9] Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G., *Documentation for the TIMES Model. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP)*, **2005**.

[10] Heaps, C., *Long-range energy alternatives planning (LEAP) system* Stockholm Environment Institute, Somerville, MA, USA, **2016**.

[11] IAEA, *Wien Automatic System Planning (WASP) Package: A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning Version WASP-IV with User Interface User's Manual*, *IAEA/CMS/16*, IAEA, Vienna, Austria: IAEA, 1-273, **2001**.

[12] Caramanis, M., *Electric generation expansion analysis system (EGEAS)*, **1982**.

[13] Bhattacharyya, S.C., Timilsina, G.R., *Energy demand models for policy formulation: a comparative study of energy demand models*, *World Bank Policy Research Working Paper Series*, **2009**.

[14] Jun, S., Lee, S., Park, J.-W., Jeong, S.-J., Shin, H.-C., The assessment of renewable energy planning on CO_2 abatement in South Korea*, Renewable Energy*, 2, 471-477, **2010**.

[15] Takase, K., Suzuki, T., The Japanese energy sector: current situation, and future paths*, Energy Policy*, 11, 6731-6744, **2011**.

[16] Flores, W.C., Ojeda, O.A., Flores, M.A., Rivas, F.R., Sustainable energy policy in Honduras: Diagnosis and challenges*, Energy Policy*, 2, 551-562, **2011**.

[17] Bautista, S., A sustainable scenario for Venezuelan power generation sector in 2050 and its costs*, Energy Policy*, 331-340, **2012**.

[18] Shan, B.-g., Xu, M.-j., Zhu, F.-g., Zhang, C.-l., China's energy demand scenario analysis in 2030*, Energy Procedia*, 1292-1298, **2012**.

[19] Özer, B., Görgün, E., İncecik, S., The scenario analysis on CO_2 emission mitigation potential in the Turkish electricity sector: 2006–2030*, Energy*, 395-403, **2013**.

[20] Pan, L.J., Xie, Y.B., Li, W., An analysis of emission reduction of chief air pollutants and greenhouse gases in Beijing based on the LEAP model*, Procedia Environmental Sciences*, 347-352, **2013**.

[21] Park, N.-B., Yun, S.-J., Jeon, E.-C., An analysis of long-term scenarios for the transition to renewable energy in the Korean electricity sector*, Energy Policy*, 288-296, **2013**.

[22] McPherson, M., Karney, B., Long-term scenario alternatives and their implications: LEAP model application of Panama′s electricity sector*, Energy Policy*, 146-157, **2014**.

[23] Ates, S.A., Energy efficiency and CO_2 mitigation potential of the Turkish iron and steel industry using the LEAP (long-range energy alternatives planning) system*, Energy*, 417-428, **2015**.

[24] De Andrade, J.B.S.O., Dutra, L., Schwinden, N.B.C., de Andrade, S.F., Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: supply and demand and mitigation forecasts*, Journal of Cleaner Production*, 197-210, **2015**.

[25] Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M., *Decision making under uncertainty in electricity markets*, 1, Springer, **2010**.

[26] Dupačová, J., Multistage stochastic programs: The state-of-the-art and selected bibliography*, Kybernetika*, 2, 151-174, **1995**.

[27] Kaut, M., Wallace, S.W., Evaluation of scenario-generation methods for stochastic programming*, Pacific Journal of Optimization*, 2, 257-271, **2007**.

[28] Casey, M.S., Sen, S., The scenario generation algorithm for multistage stochastic linear programming*, Mathematics of Operations Research*, 3, 615-631, **2005**.

[29] Römisch, W., Scenario generation*, Wiley Encyclopedia of Operations Research and Management Science*, **2011**.

[30] Gutjahr, W.J., Pichler, A., Stochastic multi-objective optimization: a survey on non-scalarizing methods*, Annals of Operations Research*, 2, 475-499, **2016**.

[31] Infanger, G., *Stochastic programming: The State of the Art In Honor of George B. Dantzig*, AMC, ed. G. Infanger, 10, New York, Springer, **2011**.

[32] Park, J.-B., Park, Y.-M., Won, J.-R., Lee, K.Y., An improved genetic algorithm for generation expansion planning*, IEEE Transactions on Power Systems*, 3, 916-922, **2000**.

[33] Conejo, A.J., Baringo, L., Kazempour, S.J., Siddiqui, A.S., *Generation Expansion Planning*, in *Investment in Electricity Generation and Transmission*, Springer, 61-114, **2016**.

[34] Phupha, V., Lantharthong, T., Rugthaicharoencheep, N., Generation expansion planning strategies on power system: a review, *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology*, World Academy of Science, Engineering and Technology, **2012**.

[35] Kannan, S., Slochanal, S.M.R., Padhy, N.P., Application of evolutionary computation techniques for generation expansion planning, *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, IEEE, **2003**.

[36] Kagiannas, A.G., Askounis, D.T., Psarras, J., Power generation planning: a survey from monopoly to competition*, Electrical Power & Energy Systems*, 6, 413-421, **2004**.

[37] Hemmati, R., Hooshmand, R.-A., Khodabakhshian, A., Comprehensive review of generation and transmission expansion planning*, IET Generation, Transmission & Distribution*, 9, 955-964, **2013**.

[38] Sadeghi, H., Rashidinejad, M., Abdollahi, A., A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1369-1394, **2017**.

[39] Antunes, C.H., Martins, A.G., Brito, I.S., A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning*, Energy*, 4, 613-627, **2004**.

[40] Meza, J.L.C., Yildirim, M.B., Masud, A.S., A model for the multiperiod multiobjective power generation expansion problem*, IEEE Transactions on Power Systems*, 2, 871-878, **2007**.

[41] Meza, J.L.C., Yildirim, M.B., Masud, A.S., A multiobjective evolutionary programming algorithm and its applications to power generation expansion planning*, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics-Part A: Systems and Humans*, 5, 1086-1096, **2009**.

[42] Promjiraprawat, K., Limmeechokchai, B., Multi-objective and multi-criteria optimization for power generation expansion planning with CO_2 mitigation in Thailand, **2013**.

[43] Zhang, Q., Mclellan, B.C., Tezuka, T., Ishihara, K.N., Economic and environmental analysis of power generation expansion in Japan considering Fukushima nuclear accident using a multi-objective optimization model*, Energy*, 1, 986-995, **2012**.

[44] Aghaei, J., Akbari, M., Roosta, A., Gitizadeh, M., Niknam, T., Integrated renewable-conventional generation expansion planning using multiobjective framework*, IET generation, transmission & distribution*, 8, 773-784, **2012**.

[45] Ryan, S.M., McCalley, J.D., Woodruff, D.L., *Long term resource planning for electric power systems under uncertainty*, *Technical Report*, Iowa State University, **2011**.

[46] Alqurashi, A., Etemadi, A.H., Khodaei, A., Treatment of uncertainty for next generation power systems: State-of-the-art in stochastic optimization*, Electric Power Systems Research*, 233-245, **2016**.

[47] Ahmed, S., King, A.J., Parija, G., A multi-stage stochastic integer programming approach for capacity expansion under uncertainty*, Journal of Global Optimization*, 1, 3-24, **2003**.

[48] Heinrich, G., Howells, M., Basson, L., Petrie, J., Electricity supply industry modelling for multiple objectives under demand growth uncertainty*, Energy*, 11, 2210-2229, **2007**.

[49] Heinrich, G., Basson, L., Cohen, B., Howells, M., Petrie, J., Ranking and selection of power expansion alternatives for multiple objectives under uncertainty*, Energy*, 12, 2350-2369, **2007**.

[50] Tekiner, H., Coit, D.W., Felder, F.A., Solving the single-period multi-objective power generation expansion planning problem, *IIE Annual Conference, Proceedings*, Institute of Industrial Engineers-Publisher, **2009**.

[51] Tekiner, H., Coit, D.W., Felder, F.A., Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation*, Electric Power Systems Research*, 12, 1394-1405, **2010**.

[52] Jin, S., Ryan, S.M., Watson, J.-P., Woodruff, D.L., Modeling and solving a large-scale generation expansion planning problem under uncertainty*, Energy Systems*, 3-4, 209-242, **2011**.

[53] Akbari, T., Rahimi-Kian, A., Bina, M.T., Security-constrained transmission expansion planning: a stochastic multi-objective approach*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1, 444-453, **2012**.

[54] Abdelaziz, F.B., Solution approaches for the multiobjective stochastic programming*, European Journal of Operational Research*, 1, 1-16, **2012**.

[55] Feng, Y., Ryan, S.M., Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning*, Computers & Operations Research*, 1, 9-23, **2013**.

[56] Mavalizadeh, H., Ahmadi, A., Hybrid expansion planning considering security and emission by augmented epsilon-constraint method*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 90-100, **2014**.

[57] Vahidinasab, V., Optimal distributed energy resources planning in a competitive electricity market: Multiobjective optimization and probabilistic design*, Renewable Energy*, 354-363, **2014**.

[58] Gil, E., Aravena, I., Cárdenas, R., Generation capacity expansion planning under hydro uncertainty using stochastic mixed integer programming and scenario reduction*, IEEE Transactions on Power Systems*, 4, 1838-1847, **2015**.

[59] Gandulfo, W., Gil, E., Aravena, I., Generation Capacity Expansion Planning under demand uncertainty using stochastic mixed-integer programming, *2014 IEEE PES General Meeting*| *Conference & Exposition*, IEEE, **2014**.

[60] Li, S., Coit, D.W., Felder, F., Stochastic optimization for electric power generation expansion planning with discrete climate change scenarios*, Electric Power Systems Research*, 401-412, **2016**.

[61] Huang, Y.-H., Wu, J.-H., Hsu, Y.-J., Two-stage stochastic programming model for the regional-scale electricity planning under demand uncertainty*, Energy*, 1145-1157, **2016**.

[62] Tidball, R., Bluestein, J., Rodriguez, N., Knoke, S., *Cost and performance assumptions for modeling electricity generation technologies*, NREL, **2010**.

[63] EIA, U., *Updated capital cost estimates for electricity generation plants*, EIA, Washington, DC, USA, **2010**.

[64] EIA, U., *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*, Energy Information Administration, US, **2013**.

[65] Black & Veatch, C., *Cost and Performance Data for Power Generation Technologies*, *Cost Report*, National Renewable Energy Laboratory, **2012**.

[66] Short, W., Sullivan, P., Mai, T., Mowers, M., Uriarte, C., Blair, N., Heimiller, D., Martinez, A., *Regional Energy Deployment System (ReEDS)*, *Technical Report*, National Renewable Energy Laboratory, 275-3000, **2011**.

[67] EPA, U., *Documentation for Integrated Planning Model (IPM) Base Case v.4.10*, **2010**.

[68] EPA, U., *Documentation for Base Case v.5.13 Using the Integrated Planning Model*, U.S. Environmental Protection Agency, Clean Air Markets Division.

[69] Edmonds, J., Wise, M., MacCracken, C., *Advanced energy technologies and climate change: An analysis using the global change assessment model (GCAM)*, Fondazione ENI Enrico Mattei, **1994**.

[70] PNNL, Global Change Assessment Model, http://www.globalchange.umd.edu/gcam/ (Aralık, **2016**).

[71] Black, J., *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity-Revision 2a, September 2013*, DOE/2010/1397, National Energy Technology Laboratory, USA, **2013**.

[72] Rath, L., *Cost and performance baseline for fossil energy plants volume 2: coal to synthetic natural Gas and ammonia*, National Energy Technology Laboratory, USA, **2011**.

[73] Black, J.B., *Cost and performance baseline for fossil energy plants: vol. 3b: low-rank coal to electricity: combustion cases*, DOE/NETL-2011/1463, National Energy Technology Laboratory, USA, **2011**.

[74] Skone, T., Littefield, J., Cooney, G., Marriott, J., *Power generation technology comparison from a life cycle perspective*, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, USA, **2013**.

[75] Koritarov, V., Guo, T., Ela, E., Trouille, B., Feltes, J., Reed, M., Modeling and simulation of advanced pumped-storage hydropower technologies and their contributions to the power system*, IEEE-PES Planning Transmission for Co-Optimization with Resource Expansion, Panel Session*, **2014**.

[76] Rastler, D., *Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits*, Electric Power Research Institute, **2010**.

[77] Obi, M., Jensen, S., Ferris, J.B., Bass, R.B., Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 908-920, **2017**.

[78] COEA, *Economic Report of the President*, *Washington, DC: US GPO, Annual. US Council Of Economic AdvisersEconomic report of the President*, TABLE B-7: CHAIN-TYPE PRICE INDEXES FOR GROSS DOMESTIC PRODUCT, 1964-2012, **2013**.

[79] EPA, U., *Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions for New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units, 40 CFR Part 60*, US EPA Washington, DC, **2012**.

[80] OECD/IEA, *Energy and Air Pollution*, *World Energy Outlook Special Report*, OECD/IEA, **2016**.

[81] Woods, M.C., Capicotto, P., Haslbeck, J.L., Kuehn, N.J., Matuszewski, M., Pinkerton, L.L., Rutkowski, M.D., Schoff, R.L., Vaysman, V., *Cost and performance baseline for fossil energy plants. Volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity final report*, National Energy Technology Laboratory, USA, **2007**.

[82] Short, W., Blair, N., Sullivan, P., Mai, T., *ReEDS model documentation: Base case data and model description*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, **2009**.

[83] OECD/IEA, *CO_2 Emissions from Fuel Combustion: Highlights (2016 Edition)*, **2016**.

[84] Heaps, C., A Tool for Energy Planning and GHG Mitigation Assessment, http://www.climasouth.eu/docs/LEAP%20Tool.pdf (Aralık, **2016**).

[85] The World Bank, G., World development indicators, http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators (Ocak, **2017**).

[86] The World Bank, G., GDP at market prices (constant 2010 US$), http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD?locations=TR (Ocak, **2017**).

[87] The World Bank, G., GDP, PPP (constant 2011 international $), http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.KD?locations=TR (Ocak, **2017**).

[88] OECD, *Long-term baseline projections, No. 95 (Edition 2014)*, **2014**.

[89] OECD, *GDP long-term forecast (indicator)*, OECD, **2016**.

[90] UN, *International Standard Industrial Classification of All Economic Activities (ISIC), Rev. 4*, *United Nations Statistical Papers*, United Nations, **2008**.

[91] The World Bank, G., Agriculture, value added (% of GDP), http://data.worldbank.org/indicator/NV.AGR.TOTL.ZS?locations=TR (Ocak, **2017**).

[92] The World Bank, G., Industry, value added (% of GDP), http://data.worldbank.org/indicator/NV.IND.TOTL.ZS?locations=TR (Ocak, **2017**).

[93] The World Bank, G., Services, etc., value added (% of GDP), http://data.worldbank.org/indicator/NV.SRV.TETC.ZS?locations=TR (Ocak, **2017**).

[94] The World Bank, G., Manufacturing, value added (% of GDP), http://data.worldbank.org/indicator/NV.IND.MANF.ZS?locations=TR (Ocak, **2017**).

[95] The World Bank, G., World Bank Country and Lending Groups: Country Classification, https://datahelpdesk.worldbank.org/knowledgebase/articles/906519-world-bank-country-and-lending-groups (Aralık, **2016**).

[96] Ward, D., *Data and metadata reporting and presentation handbook*, OECD Publishing, **2007**.

[97] The World Bank, G., *World Development Indicators 2012*, World Bank Publications, **2012**.

[98] UN, World population prospects: The 2015 Revision, DVD Edition, https://esa.un.org/unpd/wpp/ (Aralık, **2016**).

[99] OECD/IEA, *Energy statistics manual*, OECD, **2004**.

[100] OECD, *OECD Glossary of Statistical Terms*, OECD, https://stats.oecd.org/glossary/download.asp, **2007**.

[101] IEA, Balance Definitions, https://www.iea.org/statistics/resources/balancedefinitions/ (Aralık, **2016**).

[102] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2013*, OECD Publishing, **2013**.

[103] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2003*, OECD Publishing, **2003**.

[104] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2004*, OECD Publishing, **2004**.

[105] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2005*, OECD Publishing, **2005**.

[106] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2006*, OECD Publishing, **2006**.

[107] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2008*, OECD Publishing, **2008**.

[108] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2009*, OECD Publishing, **2009**.

[109] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD Publishing, **2010**.

[110] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2011*, OECD Publishing, **2011**.

[111] IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2012*, OECD Publishing, **2012**.

[112] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2003*, OECD Publishing, **2003**.

[113] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2004*, OECD Publishing, **2004**.

[114] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2005*, OECD Publishing, **2005**.

[115] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2006*, OECD Publishing, **2006**.

[116] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2007*, OECD Publishing, **2007**.

[117] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2008*, OECD Publishing, **2008**.

[118] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2009*, OECD Publishing, **2009**.

[119] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2010*, OECD Publishing, **2010**.

[120] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2011*, OECD Publishing, **2011**.

[121] IEA, *Energy Balances of OECD Countries 2012*, OECD Publishing, **2012**.

[122] TEİAŞ, Türkiye Elektrik Üretim İletim İstatistikleri, http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2015/istatistik2015.htm (Ocak, **2017**).

[123] TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2015-2019* **2015**.

[124] TEİAŞ, *4982 Sayılı Bilgi Edinme Kanunu uyarınca Türkiye 2010-2012 yılları için saatlik yük verisi talebi*, **2013**.

[125] IEA, *Energy Efficiency Indicators: Essentials for Policy Making*, France, International Energy Agency, **2014**.

[126] Ang, B., Monitoring changes in economy-wide energy efficiency: from energy–GDP ratio to composite efficiency index*, Energy Policy*, 5, 574-582, **2006**.

[127] Heaps, C., Notes on Using National “Starter” Data Sets for LEAP, **2010**.

[128] Heaps, C., LEAP User Guide, Web version: Updated for LEAP2015, https://www.energycommunity.org/ (Ocak, **2017**).

[129] Tan, Z., *Air pollution and greenhouse gases: from basic concepts to engineering applications for air emission control*, Springer, **2014**.

[130] Pachauri, R.K., Allen, M.R., Barros, V.R., Broome, J., Cramer, W., Christ, R., Church, J.A., Clarke, L., Dahe, Q., Dasgupta, P., *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC, **2014**.

[131] Kolman, B., Beck, R.E., *Elementary linear programming with applications*, Elsevier, **2014**.

[132] Sakawa, M., Yano, H., Nishizaki, I., Nishizaki, I., *Linear and multiobjective programming with fuzzy stochastic extensions*, Springer, **2013**.

[133] Matousek, J., Gärtner, B., *Understanding and using linear programming*, Springer, **2007**.

[134] Sakawa, M., Nishizaki, I., Katagiri, H., *Fuzzy stochastic multiobjective programming*, 159, Springer, **2011**.

[135] Miettinen, K., *Nonlinear multiobjective optimization*, 12, Springer, **2012**.

[136] Coello, C.C., Lamont, G.B., Van Veldhuizen, D.A., *Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems*, Springer, **2007**.

[137] Marler, R.T., Arora, J.S., Survey of multi-objective optimization methods for engineering*, Structural and Multidisciplinary Optimization*, 6, 369-395, **2004**.

[138] Coello, C.A.C., Lamont, G.B., Van Veldhuizen, D.A., *Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems*, 5, Springer, **2007**.

[139] Deb, K., *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*, 16, John Wiley & Sons, **2001**.

[140] Jaimes, A.L., Martınez, S.Z., Coello, C.A.C., An introduction to multiobjective optimization techniques*, Optimization in Polymer Processing*, 29-57, **2009**.

[141] Branke, J., Deb, K., Miettinen, K., Slowiński, R., *Multiobjective optimization: Interactive and evolutionary approaches*, 5252, Springer, **2008**.

[142] Messac, A., Mattson, C.A., Normal constraint method with guarantee of even representation of complete Pareto frontier*, AIAA journal*, 10, 2101-2111, **2004**.

[143] Deb, K., Chaudhuri, S., Miettinen, K., Towards estimating nadir objective vector using evolutionary approaches, *Proceedings of the 8th annual conference on Genetic and evolutionary computation*, ACM, **2006**.

[144] Tanino, T., Kuk, H., *Nonlinear multiobjective programming*, in *Multiple Criteria Optimization: State of the Art Annotated Bibliographic Surveys*, Springer, 71-128, **2003**.

[145] Gandibleux, X., *Multiple criteria optimization: state of the art annotated bibliographic surveys*, 52, Springer, **2006**.

[146] Ehrgott, M., A discussion of scalarization techniques for multiple objective integer programming*, Annals of Operations Research*, 1, 343-360, **2006**.

[147] Zhou, A., Qu, B.-Y., Li, H., Zhao, S.-Z., Suganthan, P.N., Zhang, Q., Multiobjective evolutionary algorithms: A survey of the state of the art*, Swarm and Evolutionary Computation*, 1, 32-49, **2011**.

[148] Tuli, R., Chauhan, S.K., Sharma, S., A survey of fuzzy multi-objective linear programming problems, **2012**.

[149] Raquel, C., Yao, X., *Dynamic multi-objective optimization: a survey of the state-of-the-art*, in *Evolutionary computation for dynamic optimization problems*, Springer, 85-106, **2013**.

[150] Santiago, A., Huacuja, H.J.F., Dorronsoro, B., Pecero, J.E., Santillan, C.G., Barbosa, J.J.G., Monterrubio, J.C.S., *A survey of decomposition methods for multi-objective optimization*, in *Recent Advances on Hybrid Approaches for Designing Intelligent Systems*, Springer, 453-465, **2014**.

[151] Zionts, S., *Multiple criteria mathematical programming: An updated overview and several approaches*, in *Mathematical models for decision support*, Springer, 135-167, **1988**.

[152] Kim, I.Y., De Weck, O., Adaptive weighted sum method for multiobjective optimization: a new method for Pareto front generation*, Structural and Multidisciplinary Optimization*, 2, 105-116, **2006**.

[153] Mavrotas, G., Effective implementation of the ε-constraint method in multi-objective mathematical programming problems*, Applied Mathematics and Computation*, 2, 455-465, **2009**.

[154] Mavrotas, G., Generation of efficient solutions in multiobjective mathematical programming problems using GAMS. Effective implementation of the ε-constraint method*, Lecturer, Laboratory of Industrial and Energy Economics, School of Chemical Engineering. National Technical University of Athens*, **2007**.

[155] Zakariazadeh, A., Jadid, S., Siano, P., Stochastic multi-objective operational planning of smart distribution systems considering demand response programs*, Electric Power Systems Research*, 156-168, **2014**.

[156] Aghaei, J., Amjady, N., Shayanfar, H.A., Multi-objective electricity market clearing considering dynamic security by lexicographic optimization and augmented epsilon constraint method*, Applied Soft Computing*, 4, 3846-3858, **2011**.

[157] Ahmadi, A., Aghaei, J., Shayanfar, H.A., Rabiee, A., Mixed integer programming of multiobjective hydro-thermal self scheduling*, Applied Soft Computing*, 8, 2137-2146, **2012**.

[158] Du, Y., Xie, L., Liu, J., Wang, Y., Xu, Y., Wang, S., Multi-objective optimization of reverse osmosis networks by lexicographic optimization and augmented epsilon constraint method*, Desalination*, 1, 66-81, **2014**.

[159] Satoh, H., Serizawa, Y., Fuzzy Decision-Making on Electric Energy Strategy for Long-Term Generation Expansion Planning, *Power Systems and Power Plant Control 1989: Selected Papers from the IFAC Symposium, Seoul, Korea, 22-25 August 1989*, Elsevier, **2014**.

[160] Norouzi, M.R., Ahmadi, A., Nezhad, A.E., Ghaedi, A., Mixed integer programming of multi-objective security-constrained hydro/thermal unit commitment*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 911-923, **2014**.

[161] TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2015-2019)*, TEİAŞ, Editor, **2015**.

[162] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, T., *Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı*, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, **2014**.

[163] TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2013-2017)*, TEİAŞ, Editor, **2013**.

[164] TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005-2020)*, **2004**.

[165] IPCC, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Volume 2, Energy, Intergovernmental Panel on Climate Change, **2006**.

[166] EEA/EMEP, *EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016, Technical guidance to prepare national emission inventories*, *European Environment Agency, EEA Technical report*, EEA, EMEP, Luxembourg, **2016**.

[167] EÜAŞ, *EÜAŞ Kömür Sahaları Rezerv Durumu, Termik Santral Potansiyeli*, **2011**.

[168] TTK, *Taşkömürü Sektör Raporu*, Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü, **2013**.

[169] EPA, U., *AP-42: Compilation of Air Emission Factors*, E.P. Agency, Editor, Research Triangle Park, NC, **1998**.

[170] Resmi Gazete, T., *06.10.2009 tarih ve 27368 sayılı Bazı Akaryakıt Türlerindeki Kükürt Oranının Azaltılmasına İlişkin Yönetmelik*, **2009**.

[171] IRENA, *Renewable energy technologies: Cost analysis series, Volume 1: Power Sector, Hydropower*, International Renewable Energy Agency, **2012**.

[172] EIA, U., Electric generator capacity factors vary widely across the world - today in energy, **2015**.

[173] EIA, U., *Short-Term Energy Outlook (STEO)*, Department of Energy, Washington, DC, **2016**.

[174] DOE/NREL, *Transparent Cost Database - Open Energy Information*, **2016**.

[175] LAZARD, *LAZARD's levelized cost of Energy Analysis version 9.0*, **2015**.

[176] YPK, *Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi*, *TC. Başbakanlık DPT Müsteşarlığı*, Y.P. Kurulu, Editor, **2009**.

[177] Keel, M., Liik, O., Tammoja, H., Valdma, M., Optimal planning of generating units in power system considering uncertainty of information*, Oil Shale*, 2, 109-117, **2005**.

[178] Hynes, J., Partner, E., How to compare power generation choices, (Mart, **2017**).

[179] EIA, U., *Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016*, *AEO2016 Levelized Costs*, U. EIA, Editor, **2016**.

[180] EWEA, *Wind energy - the facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*, Routledge, **2012**.

[181] Huber, M., Dimkova, D., Hamacher, T., Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements*, Energy*, 236-246, **2014**.

[182] Ueckerdt, F., Brecha, R., Luderer, G., Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems*, Renewable energy*, 1-10, **2015**.

[183] TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021)*, **2012**.

[184] NEA/IEA/OECD, *Projected Costs of Generating Electricity 2015*, OECD Publishing,

[185] Steinbach, J., Fraunhofer, I., *Discount rates in energy system analysis, Discussion Paper*, Buildings Performance Institute Europe (BPIE), Berlin, Germany, **2015**.

[186] IPCC, *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*, 3, Cambridge University Press, **2015**.

[187] IEA, *World Energy Outlook Special Report 2016: Energy and Air Pollution*, OECD/IEA, Editor, **2016**.

[188] NERC, *2015 Long-Term Reliability Assessment*, North American Electricity Reliability Corporation, **2015**.

[189] GAMS, *GAMS General Algebraic Modelling System*, GAMS Development Corp., **2014**.

[190] IBM, *IBM ILOG CPLEX Optimizer 12.2*, **2013**.

[191] GAMS, *GAMS — The Solver Manuals*, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA, **2016**.

[192] McCarl, B., Meeraus, A., Van der Eijk, P., *McCarl Expanded GAMS user guide version 23.6*, GAMS Development Corporation, Washington, DC, **2012**.

[193] Urban, F., Benders, R., Moll, H., Modelling energy systems for developing countries*, Energy Policy*, 6, 3473-3482, **2007**.

[194] Warren, K., Ambrosio, R., Chen, B., Fu, Y., Ghosh, S., Phan, D., Sinn, M., Tian, C., Visweswariah, C., Managing uncertainty in electricity generation and demand forecasting*, IBM Journal of Research and Development*, 1, 8: 1-8: 13, **2016**.

[195] Black, F., Scholes, M., The pricing of options and corporate liabilities*, The Journal of Political Economy*, 637-654, **1973**.

[196] Merton, R.C., The relationship between put and call option prices: Comment*, Journal of Finance*, 1, 183-184, **1973**.

[197] Lucas Jr, R.E., Prescott, E.C., Investment Under Uncertainty*, Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 659-681, **1971**.

[198] Levyne, O., Real Options: Valuation of the Option to Invest Including Corporate Tax and Information Costs*, International Journal of Business*, 2, 191, **2007**.

[199] Vecer, J., Black–Scholes representation for Asian options*, Mathematical Finance*, 3, 598-626, **2014**.

[200] Bean, J.C., Higle, J.L., Smith, R.L., Capacity expansion under stochastic demands*, Operations Research*, 3-supplement-2, S210-S216, **1992**.

[201] Dangl, T., Investment and capacity choice under uncertain demand*, European Journal of Operational Research*, 3, 415-428, **1999**.

[202] Ryan, S.M., Capacity expansion for random exponential demand growth with lead times*, Management Science*, 6, 740-748, **2004**.

[203] Marathe, R.R., Ryan, S.M., On the validity of the geometric Brownian motion assumption*, The Engineering Economist*, 2, 159-192, **2005**.

[204] Chou, Y.-C., Cheng, C.-T., Yang, F.-C., Liang, Y.-Y., Evaluating alternative capacity strategies in semiconductor manufacturing under uncertain demand and price scenarios*, International Journal of Production Economics*, 2, 591-606, **2007**.

[205] Cristóbal, J., Guillén-Gosálbez, G., Kraslawski, A., Irabien, A., Stochastic MILP model for optimal timing of investments in CO_2 capture technologies under uncertainty in prices*, Energy*, 343-351, **2013**.

[206] Qiu, J., Dong, Z.Y., Zhao, J.H., Xu, Y., Zheng, Y., Li, C., Wong, K.P., Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market*, IEEE Transactions on Power Systems*, 4, 2119-2129, **2015**.

[207] Hull, J., *Options, Futures and Other Derivatives*, Pearson Education, **2009**.

[208] Tsay, R.S., *Analysis of financial time series*, 543, John Wiley & Sons, **2005**.

[209] Taylor, H.M., Karlin, S., *An introduction to stochastic modeling*, Academic Press, **2014**.

[210] Luenberger, D.G., *Investment science*, New York, Oxford University Press, **1998**.

[211] Ross, S.M., *An Elementary Introduction to Mathematical Finance: Options and Other Topics*, Cambridge University Press, **2003**.

[212] TEİAŞ, Yıllar İtibariyle Türkiye Kurulu Güç, Puant, Üretim Kapasitesi Gelişimi (1980-2013),, Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2013/istatistik2013.htm (Aralık, **2016**).

[213] Razali, N.M., Wah, Y.B., Power comparisons of Shapiro-Wilk, Kolmogorov-Smirnov, lilliefors and Anderson-Darling tests*, Journal of Statistical Modeling and Analytics*, 1, 21-33, **2011**.

[214] Pflug, G.C., Scenario tree generation for multiperiod financial optimization by optimal discretization*, Mathematical Programming*, 2, 251-271, **2001**.

[215] L'ecuyer, P., Good parameters and implementations for combined multiple recursive random number generators*, Operations Research*, 1, 159-164, **1999**.

[216] Haugh, M., The Monte Carlo framework, examples from finance and generating correlated random variables*, Course Notes*, **2004**.

[217] Høyland, K., Wallace, S.W., Generating scenario trees for multistage decision problems*, Management Science*, 2, 295-307, **2001**.

[218] MATLAB, Optimization Toolbox, Constrained optimization, fmincon, https://uk.mathworks.com/help/pdf_doc/gads/gads_tb.pdf (Aralık, **2016**).

[219] Kall, P., Mayer, J., *Stochastic Linear Programming: Models, Theory, and Computation*, Springer, New York, **2010**.

[220] Beale, E.M., On minimizing a convex function subject to linear inequalities*, Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological)*, 173-184, **1955**.

[221] Dantzig, G.B., Linear programming under uncertainty*, Management Science*, 3-4, 197-206, **1955**.

[222] Ruszczyński, A., Shapiro, A., Stochastic programming models*, Handbooks in operations research and management science*, 1-64, **2003**.

[223] Birge, J.R., Louveaux, F., *Introduction to stochastic programming*, Springer, **2011**.

[224] Ahmed, S., Two-Stage Stochastic Integer Programming: A Brief Introduction*, Wiley Encyclopedia of Operations Research and Management Science*, **2010**.

[225] Aghaei, J., Shayanfar, H., Amjady, N., Incorporating power system security into market-clearing of day-ahead joint energy and reserves auctions*, European Transactions on Electrical Power*, 2, 140-156, **2010**.

[226] Budhraja, V.S., Mobasheri, F., Ballance, J., Dyer, J., Silverstein, A., Eto, J.H., Improving electricity resource-planning processes by considering the strategic benefits of transmission*, The Electricity Journal*, 2, 54-63, **2009**.

[227] Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J., Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74-86, **2014**.

[228] IEA, *Energy Policies of IEA Countries - Turkey 2016 Review*, OECD/IEA, Paris, **2016**.

[229] Rujeerapaiboon, N., Schindler, K., Kuhn, D., Wiesemann, W., Scenario Reduction Revisited: Fundamental Limits and Guarantees*, arXiv preprint arXiv:1701.04072*, **2017**.

[230] Feng, Y., Ryan, S.M., Solution sensitivity-based scenario reduction for stochastic unit commitment*, Computational Management Science*, 1, 29-62, **2016**.

[231] Mahlke, D., *A Scenario Tree-based Decomposition for Solving Multistage Stochastic Programs: With Application in Energy Production*, Springer, **2011**.

[232] EIA, U., International energy outlook 2016*, US Energy Information Administration (EIA)*, **2016**.

[233] Oree, V., Hassen, S.Z.S., Fleming, P.J., Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 790-803, **2017**.

[234] Brouwer, A.S., van den Broek, M., Özdemir, Ö., Koutstaal, P., Faaij, A., Business case uncertainty of power plants in future energy systems with wind power*, Energy Policy*, 237-256, **2016**.

[235] Dowds, J., Hines, P., Ryan, T., Buchanan, W., Kirby, E., Apt, J., Jaramillo, P., A review of large-scale wind integration studies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 768-794, **2015**.

[236] Gupta, N., A review on the inclusion of wind generation in power system studies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 530-543, **2016**.

[237] Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O., Integration costs revisited–An economic framework for wind and solar variability*, Renewable Energy*, 925-939, **2015**.

[238] Pereira, S., Ferreira, P., Vaz, A., Generation expansion planning with high share of renewables of variable output*, Applied Energy*, 1275-1288, **2017**.

[239] Sithole, H., Cockerill, T., Hughes, K., Ingham, D., Ma, L., Porter, R., Pourkashanian, M., Developing an optimal electricity generation mix for the UK 2050 future*, Energy*, 363-373, **2016**.

[240] Han, D., Yan, Z., Evaluating the impact of smart grid technologies on generation expansion planning under uncertainties*, International Transactions on Electrical Energy Systems*, 5, 934-951, **2016**.

[241] Moretti, M., Djomo, S.N., Azadi, H., May, K., De Vos, K., Van Passel, S., Witters, N., A systematic review of environmental and economic impacts of smart grids*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 888-898, **2017**.

[242] Tekiner-Mogulkoc, H., Coit, D.W., Felder, F.A., Electric power system generation expansion plans considering the impact of Smart Grid technologies*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1, 229-239, **2012**.

[243] Aghaei, J., Amjady, N., Baharvandi, A., Akbari, M.-A., Generation and transmission expansion planning: MILP–based probabilistic model*, IEEE Transactions on Power Systems*, 4, 1592-1601, **2014**.

[244] Lin, J., Cheng, L., Chang, Y., Zhang, K., Shu, B., Liu, G., Reliability based power systems planning and operation with wind power integration: A review to models, algorithms and applications*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 921-934, **2014**.

[245] Rajesh, K., Bhuvanesh, A., Kannan, S., Thangaraj, C., Least cost generation expansion planning with solar power plant using Differential Evolution algorithm*, Renewable Energy*, 677-686, **2016**.

[246] Rajesh, K., Kannan, S., Thangaraj, C., Least cost generation expansion planning with wind power plant incorporating emission using Differential Evolution algorithm*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 275-286, **2016**.

[247] Rajesh, K., Karthikeyan, K., Kannan, S., Thangaraj, C., Generation expansion planning based on solar plants with storage*, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 953-964, **2016**.

EKLER

EK 1: Yeni kurulacak (aday) ünitelerin maliyet ve performans özellikleri

Teknolojiler	Nominal kapasite	Isı sarfiyatı oranı	Zorunlu devre dışı kalma oranı	Kapasite faktörü	Yatırım maliyeti	Sabit işletme bakım maliyeti	Değişken işletme bakım maliyeti
Birim	(MW)	Btu/kWh	%		$/kW 2015	$/kW-yıl	$/MWh
APC-N[1]	606	9370	6	90	3193,5	25,4	4,1
APC-CCS-N	455	12600	6	90	7248,8	38,9	6,7
IGCC-N	590	9030	8	88	4431,1	34,4	7,2
IGCC-CCS-N	520	11800	12	92	7293,0	49,1	11,7
ACT-N[2]	211	10390	3	95	719,4	5,8	33,0
NGCC-N[3]	580	6705	4	94	1359,2	7,0	4,1
NGCC-CCS-N	580	10800	4	94	4143,8	20,3	11,1
ANUC-N	1125	9720	4	94	6740,5	140,3	
BBFB-N	50	14200	9	92,4	4232,2	105,0	16,6
HY-N	500	-	5	98,1	3867,5	16,6	6,6
PS-N	500	-	3		2464,2	34,0	0
WN-N	300	-	5	37[4]	2187,9	66,3	0
WF-N[5]	300	-	5	39[6]	3569,2	110,5	0
ST-N[7]	200	-	6	40	7514	55,3	0
PV-N[8]	10	-	0	98	2817,8	53,0	0
GT-N	50	-	0,75	98	6563,7	0	34,3

[1] Tek yeniden ısıtmalı, yoğuşmalı, dört akışlı buhar türbini, tek yeniden ısıtmalı süper-kritik buhar üreteci.
[2] GE 7FA veya 211 MW net kapasiteli eşdeğeri.
[3] 2x GE 7FA yanma türbini veya eşdeğeri.
[4] 4. sınıf için 2015 yılı değeri.
[5] Sabit-tabanlı deniz üstü rüzgar enerji santrali.
[6] 4. sınıf için 2015 yılı değeri.
[7] Konsantre güneş termal, kuru soğutma, 6 saat depolama, güneş çarpanı:2.
[8] Takip etmeyen tesis 10MW (DC).

EK 2: Katma değerli sektörlerin GSYH içindeki pay oranı tahminleri (%)

Yıl	Tarım	Sanayi	Hizmetler
2012[9]	8,8	26,7	64,5
2013[9]	8,3	26,6	65,1
2014[9]	8,0	27,1	64,9
2015	8,0	26,4	65,6
2016	7,8	26,2	66,0
2017	7,6	25,9	66,5
2018	7,5	25,7	66,8
2019	7,3	25,5	67,2
2020	7,1	25,3	67,6
2021	6,9	25,1	68,0
2022	6,8	24,8	68,4
2023	6,6	24,7	68,7
2024	6,4	24,5	69,1
2025	6,3	24,2	69,5
2026	6,1	24,0	69,9
2027	6,0	23,8	70,2
2028	5,8	23,6	70,6
2029	5,7	23,4	70,9
2030	5,6	23,2	71,2

[9] Gerçekleşen değer.

EK 3: Sektörler için toplam nihai enerji tüketimi tahminleri[10] (ktep)

	Konut	Hizmetler	Tarım	Enerji dışı kullanım
2011	23528	6451	5343	6196
2012	21935	10680	4571	7097
2013	19879	10199	4256	7042
2014	19130	10583	4418	5445
2015	19172	11080	4554	5461
2016	19214	11601	4695	5477
2017	19257	12146	4839	5493
2018	19299	12717	4988	5509
2019	19341	13315	5142	5525
2020	19384	13941	5301	5542
2021	19427	14596	5464	5558
2022	19469	15282	5633	5574
2023	19512	16000	5806	5591
2024	19555	16752	5985	5607
2025	19598	17540	6170	5624
2026	19641	18364	6360	5640
2027	19684	19227	6556	5657
2028	19728	20131	6758	5673
2029	19771	21077	6966	5690
2030	19815	22068	7181	5707

[10] 2011-2014 yıllarına ait tüketim değerleri gerçekleşen aktüel değerlerdir.

EK 4: Sanayi sektörü ve alt kolları için enerji talebi (ktep) ve büyüme oranları

	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2011	2012	2013	r_1 2003-12	r_2 2004-13	r_3 2009-13
Demir–çelik	2,19	2,19	2,29	2,36	2,50	3,92	4,66	4,18	4,15	7,4	7,8	7,6
Kimyasal ve petrokimyasallar	1,29	1,41	1,66	2,28	2,41	1,43	2,03	2,13	1,87	1,3	-2,2	13,5
Demir-dışı metaller	0,70	0,72	0,89	0,89	0,94	0,71	0,86	0,87	0,55	-1,0	-3,8	-1,0
Metal-dışı mineraller	0,92	0,91	1,00	1,14	1,19	2,21	2,29	2,29	5,10	13,7	11,2[1]	2,8
Ulaştırma ekipmanı	0,02	0,03	0,02	0,05	0,05	0,04	0,25	0,13	0,14	20,0	17,3	33,3
Makineler	0,22	0,23	0,27	0,25	0,25	0,48	0,53	0,51	0,49	8,2	10,3	5,9
Madencilik ve taş ocakçılığı	0,05	0,05	0,06	0,06	0,08	0,22	0,21	0,20	0,28	17,3	17,3	17,3
Yiyecek, içecek ve tütün	1,08	1,03	1,20	1,08	1,11	1,48	1,96	1,79	1,54	5,4	6,3	9,0
Kağıt/hamuru basım	0,34	0,37	0,46	0,38	0,36	0,35	0,43	0,46	0,51	1,7	2,9	10,2
Odun ve odun ürünleri	0,05	0,05	0,06	0,07	0,09	0,47	0,21	0,17	0,30	15,7	18,1	-17,4
İnşaat	1,22	1,18	1,44	1,88	2,06	2,60	3,16	3,11	0,60	4,8	7,6[2]	3,6
Tekstil ve deri	1,33	1,59	1,83	1,67	1,57	1,72	1,80	1,95	2,02	1,4	2,6	7,9
Belirtilmemiş	6,04	8,99	9,96	9,24	8,61	6,96	6,54	7,98	6,93	-3,0	-3,9	6,4

[1] Metal dışı mineraller sektörü 2008-2012 döneminde doğrusal büyüme izlemiş, ve ortalama tüketim oranı 2,19Mtep olarak gerçekleşmiştir. 2013 senesinde ise tüketim 5,10Mtep değerine yükselmiştir. Büyüme hızının yavaşlaması varsayılarak büyüme oranının hesaplanmasında 2003-2012 ve 2008-2012 dönemi büyüme periyotu için referans olarak alınmıştır.

[2] İnşaat sektörü 2013 yılında 3,11 Mtep değerinden 0,60Mtep değerine gerilediğinden, veri trendine uygun olarak, ortalamaların hesaplanmasında 2003-12 ve 2008-12 dönemleri kullanılmıştır.

EK 5: Sanayi sektörü ve alt kolları için nihai enerji tüketimi tahminleri[1] (ktep)

	Demir–çelik	Kimya ve petro-kimya.	Demir-dışı	Metal-dışı mineraller	Ulaştır-ma. ekipmanı	Makine.	Maden-cilik /taş.	Yiyecek, içecek	Kağıt ve basım	Odun / ürünleri	İnşaat	Tekstil ve deri	Belirtil-memiş
2011	4660	2030	860	2290	250	530	210	1960	430	210	3160	1800	6540
2012	4180	2130	870	2290	130	510	200	1790	460	170	3110	1950	7980
2013	4150	1870	550	5100	140	490	280	1540	510	300	600	2020	6930
2014	2479	2187	852	2830	187	597	275	1987	476	228	3417	2005	7510
2015	5177	2215	844	3146	225	646	322	2094	484	264	3582	2033	7285
2016	5559	2245	835	3498	269	699	378	2207	492	305	3755	2062	7068
2017	5970	2274	827	3888	323	756	443	2325	500	353	3936	2091	6856
2018	6411	2304	818	4323	388	818	520	2450	509	408	4126	2120	6651
2019	6885	2335	810	4805	465	885	610	2582	517	473	4324	2150	6453
2020	7394	2365	802	5342	558	958	715	2721	526	547	4533	2180	6260
2021	7940	2397	794	5939	670	1036	838	2867	535	633	4752	2211	6072
2022	8527	2428	785	6602	804	1121	983	3021	544	733	4981	2242	5891
2023	9157	2460	777	7339	965	1213	1153	3183	553	848	5221	2273	5715
2024	9833	2493	770	8159	1157	1312	1352	3354	562	981	5473	2305	5544
2025	10560	2525	762	9071	1389	1420	1585	3534	572	1136	5737	2338	5378
2026	11340	2559	754	10084	1666	1536	1859	3724	581	1314	6013	2370	5217
2027	12178	2592	746	11210	1999	1662	2180	3924	591	1521	6303	2404	5061
2028	13078	2627	739	12462	2398	1798	2556	4135	601	1760	6607	2437	4910
2029	14045	2661	731	13854	2878	1945	2997	4357	611	2037	6926	2472	4763
2030	15082	2696	724	15401	3453	2104	3515	4591	622	2358	7260	2506	4621

[1] 2011-2013 yıllarına ait tüketimler gerçekleşen aktüel değerlerdir.

EK 6: Ulaştırma ve alt sektörleri için nihai enerji tüketimi projeksiyonları (ktep)

	Havayolu	Karayolu	Demir-yolu	Boru hatları	Denizcilik	Diğer	Toplam
2011	320	13460	180	180	700	10	14850
2012	390	15990	190	180	480	0	17230
2013	360	17660	200	250	650	0	19120
2014	353	18360	208	264	666	0	19852
2015	346	19088	216	279	682	0	20612
2016	340	19845	225	295	699	0	21404
2017	333	20632	234	312	716	0	22227
2018	327	21450	244	329	734	0	23084
2019	321	22300	254	348	752	0	23974
2020	315	23185	264	368	770	0	24901
2021	309	24104	275	388	789	0	25865
2022	303	25060	286	410	808	0	26867
2023	297	26053	297	434	828	0	27909
2024	292	27086	309	458	848	0	28993
2025	286	28160	322	484	869	0	30121
2026	281	29277	335	511	890	0	31294
2027	275	30438	348	540	912	0	32514
2028	270	31645	362	571	935	0	33782
2029	265	32899	377	603	957	0	35102
2030	260	34204	392	637	981	0	36474

EK 7: Referans senaryosu (REF) için kurulu güç değerleri (MW)

	Kömür	Petrol ürünleri	Doğal-gaz	Hidro-elektrik	Nükleer	Biyo-yakıt	Jeo-termal	Rüzgar ve güneş	Toplam
2001	7446,4	1975,6	7153,5	11672,9		23,6	17,5	18,9	28308,4
2002	7438,6	2376,2	9702,1	12240,9		27,6	17,5	18,9	31821,8
2003	8704,0	2703,3	11509,6	12578,7		27,6	15,0	18,9	35557,1
2004	8749,5	2558,8	12798,4	12645,4		27,6	15,0	18,9	36813,6
2005	9571,8	2505,7	13773,5	12906,1		35,3	15,0	20,1	38827,5
2006	10667,8	2396,5	14314,6	13062,7		41,3	81,9	59,0	40623,8
2007	10668,4	2000,2	14560,4	13394,9		42,7	81,9	146,3	40894,8
2008	10662,0	1818,6	15054,8	13828,7		59,7	29,8	363,7	41817,3
2009	11006,0	1699,1	16547,5	14553,3		86,5	77,2	791,6	44761,2
2010	12403,0	1593,3	18175,0	15831,2		107,2	94,2	1320,2	49524,1
2011*	13028,3	1300,4	19477,1	17137,1		125,7	114,2	1590,3	52773,1
2012*	13174,3	1285,5	20398,6	19609,4		168,8	162,2	2260,6	57059,4
2013*	13218,0	616,3	24578,7	22289,0		235,0	310,8	2759,7	64007,5
2014*	15399,7	594,9	25508,0	23643,2		299,1	404,9	3629,7	69479,5
2015*	16104,4	522,7	24905,9	25867,8		370,1	623,9	4503,2	72898,0
2016**	16104,4	522,7	25060,1	27822,2		374,6	665,3	5313,3	75862,5
2017**	16104,4	590,3	26025,1	29848,9		384,8	727,3	7587,1	81267,9
2018**	17439,4	590,3	26315,5	30718,2		384,8	727,3	8287,1	84462,6
2019**	17439,4	590,3	28395,5	30718,2		384,8	727,3	8887,1	87142,6
2020	17943,8	590,3	29531,1	32372,3	1200,0	415,6	797,6	9727,9	92578,6
2021	18448,2	590,3	30666,7	34026,3	2400,0	446,4	867,9	10568,7	98014,6
2022	18952,7	590,3	31802,3	35680,4	3600,0	477,2	938,2	11409,5	103450,6
2023	19457,1	590,3	32937,9	37334,5	4800,0	508,0	1008,5	12250,3	108886,6
2024	19961,5	590,3	34073,5	38988,6	4800,0	538,8	1078,8	13091,1	113122,6
2025	20465,9	590,3	35209,0	40642,6	4800,0	569,6	1149,1	13931,9	117358,5
2026	20970,3	590,3	36344,6	42296,7	4800,0	600,4	1219,4	14772,7	121594,5
2027	21474,7	590,3	37480,2	43950,8	4800,0	631,2	1289,7	15613,6	125830,5
2028	21979,2	590,3	38615,8	45604,9	4800,0	662,0	1360,0	16454,4	130066,5
2029	22483,6	590,3	39751,4	47258,9	4800,0	692,8	1430,3	17295,2	134302,5
2030	22988,0	590,3	40887,0	48913,0	4800,0	723,6	1500,6	18136,0	138538,5

* 2011-2015 yıllarına ait gerçekleşen kurulu güç değerleridir.
** 2016-2019 yıllarına ait inşa halindeki, kamu ve lisanslı ve lisanssız üretim tesislerinin kurulu güçleri toplamıdır.

EK 8: Trend analiz senaryosu (TRN) için kurulu güç değerleri (MW)

	Kömür	Petrol ürünleri	Doğal-gaz	Hidro-elektrik	Nükleer	Biyo-yakıt	Jeo-termal	Rüzgar ve güneş	Toplam
2001	7446,4	1975,6	7153,5	11672,9		23,6	17,5	18,9	28308,4
2002	7438,6	2376,2	9702,1	12240,9		27,6	17,5	18,9	31821,8
2003	8704,0	2703,3	11509,6	12578,7		27,6	15,0	18,9	35557,1
2004	8749,5	2558,8	12798,4	12645,4		27,6	15,0	18,9	36813,6
2005	9571,8	2505,7	13773,5	12906,1		35,3	15,0	20,1	38827,5
2006	10667,8	2396,5	14314,6	13062,7		41,3	81,9	59,0	40623,8
2007	10668,4	2000,2	14560,4	13394,9		42,7	81,9	146,3	40894,8
2008	10662,0	1818,6	15054,8	13828,7		59,7	29,8	363,7	41817,3
2009	11006,0	1699,1	16547,5	14553,3		86,5	77,2	791,6	44761,2
2010	12403,0	1593,3	18175,0	15831,2		107,2	94,2	1320,2	49524,1
2011*	13028,3	1300,4	19477,1	17137,1		125,7	114,2	1590,3	52773,1
2012*	13174,3	1285,5	20398,6	19609,4		168,8	162,2	2260,6	57059,4
2013*	13218,0	616,3	24578,7	22289,0		235,0	310,8	2759,7	64007,5
2014*	15399,7	594,9	25508,0	23643,2		299,1	404,9	3629,7	69479,5
2015*	16104,4	522,7	24905,9	25867,8		370,1	623,9	4503,2	72898,0
2016**	16104,4	522,7	25060,1	27822,2		374,6	665,3	5313,3	75862,5
2017**	16104,4	590,3	26025,1	29848,9		384,8	727,3	7587,1	81267,9
2018**	17439,4	590,3	26315,5	30718,2		384,8	727,3	8287,1	84462,6
2019**	17439,4	590,3	28395,5	30718,2		384,8	727,3	8887,1	87142,6
2020	17861,4	612,2	29292,8	32108,8	1200,0	388,9	756,7	9618,4	91839,2
2021	18293,7	634,9	30218,5	33562,4	2400,0	393,0	787,3	10409,9	96699,6
2022	18736,4	658,5	31173,4	35081,7	3600,0	397,2	819,1	11266,5	101732,7
2023	19189,8	682,9	32158,4	36669,9	4800,0	401,4	852,1	12193,6	106948,2
2024	19654,2	708,2	33174,6	38329,9	4800,0	405,7	886,6	13197,0	111156,3
2025	20129,8	734,5	34223,0	40065,1	4800,0	410,0	922,4	14283,0	115567,8
2026	20617,0	761,8	35304,4	41878,9	4800,0	414,3	959,7	15458,4	120194,3
2027	21115,9	790,0	36420,0	43774,7	4800,0	418,7	998,4	16730,4	125048,2
2028	21626,9	819,3	37570,9	45756,4	4800,0	423,1	1038,8	18107,2	130142,6
2029	22150,3	849,7	38758,1	47827,8	4800,0	427,6	1080,7	19597,2	135491,5
2030	22686,3	881,3	39982,9	49993,0	4800,0	432,1	1124,4	21209,9	141109,9

* 2011-2015 yıllarına ait gerçekleşen kurulu güç değerleridir.
** 2016-2019 yıllarına ait inşa halindeki, kamu ve lisanslı ve lisanssız üretim tesislerinin kurulu güçleri toplamıdır.

EK 9: Modellemede referans alınan aday teknolojiler için model verileri

	Nominal kapasite (MW)	Isı sarfiyatı oranı (Btu/kWh)	Zorunlu devre dışı kalma oranı (%)	Kapasite faktörü (%)
APC	606	9370	0,06	90
IGCC	590	9030	0,08	88
ACT	211	10390	0,03	95
NGCC	580	6705	0,04	94
ANUC	1125	9720	0,04	94
HY	500	-	0,05	40
PS	500	-	0,03	33
WN	300	-	0,05	37
ST	200	-	0,06	40
PV	10	-	0	25
GT	50	-	0,008	98

	Nominal kapasite (MW)	Yatırım maliyeti (2015-$/kW)	Sabit işletme ve bakım maliyeti (2015-$/kW-yıl)	Değişken işletme ve bakım maliyeti (2015-$/MWh)
APC	606	3193,45	25,42	4,1
IGCC	590	4431,05	34,37	7,23
ACT	211	719,36	5,81	33,04
NGCC	580	1359,15	6,97	4,06
ANUC	1125	6740,5	140,34	2,24
HY	500	3867,5	16,58	6,63
PS	500	2464,15	34,03	0
WN	300	2187,9	66,3	0
ST	200	7514,0	55,25	0
PV	10	2817,75	53,04	0
GT	50	6563,7	0	34,26

	Kapasite (MW)	SO_2 (lbs/MWh)	NO_x (lbs/MWh)	CO_2 (lbs/MWh)
APC	606	0,1877	0,1707	733,795
IGCC	590	0,2218	0,2901	733,795
ACT	211	0,0007	0,1126	399,321
NGCC	580	0,0007	0,0249	399,321
GT	50	0,0068	0,0273	470,994

EK 10: CO_2-SO_2 için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri

	f_1 (10^{11} \$)	f_2 (10^7 lbs)	f_3 (10^5 lbs)
f_1	2,3154	7,3795	3,3968
f_2	2,7963	5,9833	3,3562
f_3	2,9493	6,2818	3,3542
f_k^{max}	2,9493	7,3795	3,3968
f_k^{min}	2,3154	5,9833	3,3542
$r_k\left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)$	0,6339	1,3961	0,0426

EK 11: CO_2-SO_2 için Pareto optimum çözüm kümesi, üyelik fonksiyonları

Pareto çözüm kümesi	f_1 **(10^{11} \$)**	f_2 **(10^7 lbs)**	f_3 **(10^5 lbs)**	μ_1	μ_1	μ_1	μ
1	2,321015	7,342106	3,3967	0,991	0,026	0,006	0,503
2	2,327056	7,269971	3,3931	0,981	0,078	0,092	0,533
3	2,336769	7,169043	3,3894	0,966	0,150	0,177	0,565
4	2,350772	7,082512	3,3857	0,944	0,212	0,263	0,591
5	2,371478	6,996058	3,3839	0,911	0,274	0,306	0,600
6	2,397419	6,909526	3,3802	0,870	0,336	0,391	0,617
7	2,419697	6,808676	3,3783	0,835	0,409	0,434	0,628
8	2,443408	6,693352	3,3746	0,798	0,491	0,520	0,651
9	2,467502	6,621293	3,3728	0,760	0,543	0,563	0,656
10	2,49631	6,520443	3,3710	0,714	0,615	0,606	0,662
11	2,529155	6,439417	3,3683	0,662	0,673	0,667	0,666
12	2,55591	6,345523	3,3655	0,620	0,740	0,734	0,678
13	2,601753	6,238795	3,3618	0,548	0,817	0,818	0,683
14	2,641008	6,153902	3,3592	0,486	0,878	0,879	0,682
15	2,700604	6,063642	3,3565	0,392	0,942	0,941	0,667

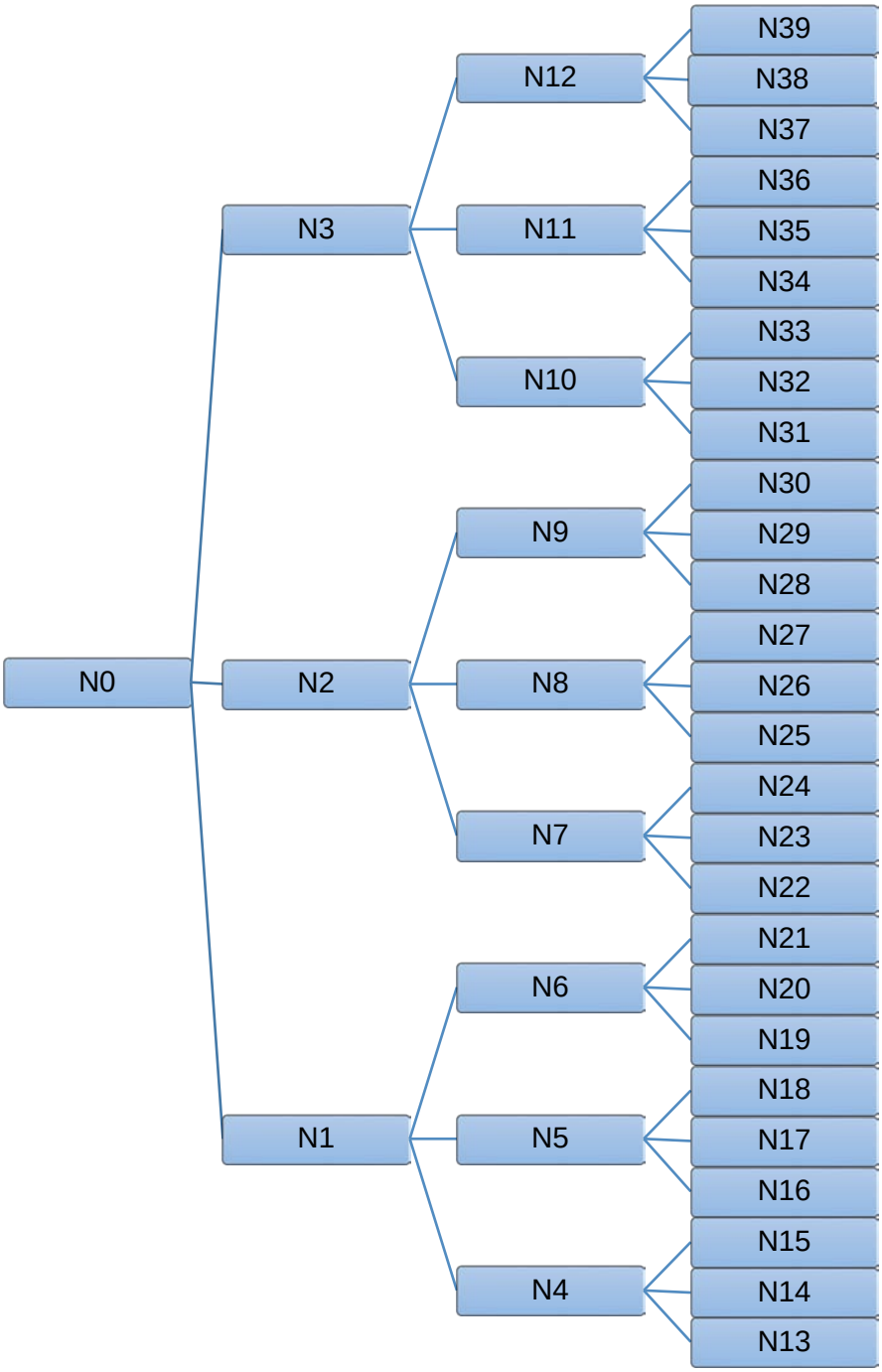
EK 12: YEN için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri

	f_1 (10^{11} \$)	f_2 (10^7 lbs)	f_3 (10^4 lbs)
f_1	2,4959	6,8963	8,9265
f_2	2,8107	5,8938	8,7500
f_3	2,8041	5,9007	8,7294
f_k^{max}	2,8107	6,8963	8,9265
f_k^{min}	2,4959	5,8938	8,7294
$r_k\left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)$	0,3148	1,0025	0,1971

EK 13: YEN için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları

Pareto çözüm kümesi	f_1 **(10^{11} \$)**	f_2 **(10^7 lbs)**	f_3 **(10^4 lbs)**	μ_1	μ_2	μ_3	μ
1	2,501973	6,858909	8,9244	0,981	0,037	0,013	0,503
2	2,506151	6,809766	8,9093	0,968	0,086	0,090	0,528
3	2,51503	6,71464	8,8980	0,940	0,181	0,147	0,552
4	2,520664	6,646602	8,8807	0,922	0,249	0,234	0,582
5	2,53002	6,597306	8,8728	0,892	0,298	0,274	0,589
6	2,540335	6,53771	8,8568	0,859	0,358	0,355	0,608
7	2,551528	6,401251	8,8402	0,824	0,494	0,438	0,645
8	2,561436	6,372459	8,8320	0,792	0,523	0,480	0,647
9	2,577922	6,310853	8,8162	0,740	0,584	0,560	0,656
10	2,590453	6,28206	8,8081	0,700	0,613	0,601	0,653
11	2,61854	6,210002	8,7913	0,611	0,685	0,686	0,648
12	2,641008	6,153902	8,7809	0,540	0,741	0,738	0,64
13	2,671857	6,084933	8,7527	0,442	0,809	0,880	0,643
14	2,695968	6,02262	8,7491	0,365	0,872	0,899	0,625
15	2,754701	5,938099	8,7316	0,179	0,956	0,987	0,575

EK 14: Modelde kullanılan senaryo ağacı yapısı



EK 15: SREF problemi için aday teknoloji seçimleri

Aday Teknoloji	Kapasite (MW)	Pareto-1			Pareto-2			Pareto-3			Pareto-4			Pareto-5			Pareto-6		
		P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	18	15	18	18	15	15	18	15	15	18	15	12	18	15	9	15	18	6
IGCC	590	4	0	0	4	0	0	4	0	0	4	0	0	4	0	0	6	0	0
ACT	211	3	6	6	3	6	12	0	6	3	15	6	12	9	9	15	0	9	12
NGCC	580	6	10	10	6	10	10	8	10	10	2	10	10	4	10	10	8	10	10
ANUC	1125	0	0	1	0	0	1	0	0	2	0	0	2	0	0	1	0	0	2
HY	500	14	0	0	14	0	2	14	0	0	14	0	4	14	0	12	14	0	10
PS	500	6	0	0	2	0	0	6	0	0	6	0	0	6	0	0	2	0	0
WN	300	20	0	0	25	0	0	20	0	5	20	0	0	20	0	0	25	0	0
ST	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PV	10	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30
GT	50	12	0	0	12	0	0	12	0	0	12	0	0	12	0	0	12	0	0
Aday Teknoloji	**Kapasite (MW)**	**Pareto-7**			**Pareto-8**			**Pareto-9**			**Pareto-10**			**Pareto-11**			**Pareto-12**		
		P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3
APC	606	18	15	6	18	12	9	18	12	6	18	9	6	18	9	6	15	9	9
IGCC	590	4	0	0	4	0	0	4	0	0	4	0	0	4	0	0	6	0	0
ACT	211	3	12	12	0	6	15	0	9	15	0	12	15	3	15	12	0	6	0
NGCC	580	6	10	10	8	10	10	8	10	10	8	10	10	6	10	10	8	10	10
ANUC	1125	0	0	2	0	0	2	0	0	2	0	0	2	0	0	2	0	0	2
HY	500	14	2	14	14	4	14	14	6	14	14	12	14	14	14	14	14	14	14
PS	500	6	0	0	6	0	0	6	0	0	4	0	0	4	0	0	2	0	0
WN	300	20	0	0	20	0	0	20	0	0	25	0	0	25	0	0	25	5	20
ST	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PV	10	0	0	0	15	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	15	0	0	0
GT	50	12	0	0	12	0	0	12	0	0	12	0	0	6	0	0	12	0	0

EK 16: SSO2 için Payoff tablosu ve hedef fonksiyonların sınır değerleri

	f_1 (10^{11} \$)	f_2 (10^7 lbs)	f_3 (10^5 lbs)
f_1	2,1100	3,9796	1,1626
f_2	3,1804	3,3247	1,1646
f_3	2,5097	3,3863	1,1460
f_k^{max}	3,1804	3,9796	1,1646
f_k^{min}	2,1100	3,3247	1,1460
$r_k\left(f_k^{max} - f_k^{min}\right)$	1,0704	0,6548	0,0185

EK 17: SSO2 için Pareto optimum çözüm kümesi ve üyelik fonksiyonları

Pareto çözüm kümesi	f_1 **(10^{11} \$)**	f_2 **(10^7 lbs)**	f_3 **(10^5 lbs)**	μ_1	μ_1	μ_1	μ
1	2,12076	3,962	1,162	0,979	0,007	0,127	0,614
2	2,12733	3,915	1,160	0,988	0,100	0,272	0,667
3	2,14573	3,869	1,160	0,947	0,193	0,309	0,668
4	2,16641	3,807	1,157	0,942	0,259	0,417	0,701
5	2,18590	3,742	1,154	0,915	0,348	0,562	0,731
6	2,20830	3,698	1,154	0,907	0,430	0,599	0,750
7	2,23664	3,638	1,152	0,882	0,529	0,708	0,777
8	2,27111	3,575	1,149	0,854	0,588	0,744	0,779
9	2,28306	3,543	1,149	0,841	0,667	0,853	0,809
10	2,31745	3,482	1,148	0,806	0,793	0,999	0,842
11	2,34357	3,427	1,146	0,779	0,859	1,000	0,840
12	2,39433	3,379	1,147	0,717	0,918	0,963	0,806

ÖZGEÇMİŞ

Kimlik Bilgileri

Adı Soyadı: Hasan Basri Arslan

Doğum Yeri: Samsun

Medeni Hali: Evli

E-posta : basri.arslan@gmail.com

Adresi: : Yakacık Mah. Sedefçiler Sok., No:13/54 Keçiören/Ankara

Eğitim

Lisans : Hacettepe Üniversitesi, Nükleer Enerji Mühendisliği

Yüksek Lisans : Hacettepe Üniversitesi, Nükleer Enerji Mühendisliği

Doktora : Hacettepe Üniversitesi, Nükleer Enerji Mühendisliği

Yabancı Dil ve Düzeyi

İngilizce : İleri düzey

Arapça : Orta düzey

Fransızca : Orta düzey

İş Deneyimi

2003 Saymetal Demir Çelik A.Ş. İzmir, Mühendis

2004-2008 Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği (TOBB), Ankara, Mühendis

2008-2017 İslam İşbirliği Teşkilatı (Organisation of Islamic Cooperation), Cidde, Suudi Arabistan, Uzman.

Deneyim Alanları

Enerji ekonomisi, optimizasyon teorisi, yöneylem araştırması, sürdürülebilir kalkınma, bilim ve teknoloji politikaları, fakirlikle mücadele, barışın inşası.

Tezden Üretilmiş Projeler ve Bütçesi

Tezden Üretilmiş Yayınlar

Tezden Üretilmiş Tebliğ ve/veya Poster Sunumu ile Katıldığı Toplantılar

---

HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
YÜKSEK LİSANS/DOKTORA TEZ ÇALIŞMASI ORJİNALLİK RAPORU

HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
NÜKLEER ENERJİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI BAŞKANLIĞI'NA

Tarih: 22/12/2017

Tez Başlığı / Konusu: STOKASTİK PROGRAMLAMA YAKLAŞIMI İLE ELEKTRİK ÜRETİM ENDÜSTRİSİNİN MODELLENMESİ

Yukarıda başlığı/konusu gösterilen tez çalışmamın a) Kapak sayfası, b) Giriş, c) Ana bölümler d) Sonuç kısımlarından oluşan toplam 300 sayfalık kısmına ilişkin, 14/11/2017 tarihinde tez danışmanım tarafından *Turnitin* adlı intihal tespit programından aşağıda belirtilen filtrelemeler uygulanarak alınmış olan orijinallik raporuna göre, tezimin benzerlik oranı % 3 'tür.

Uygulanan filtrelemeler:
1- Kaynakça hariç
2- Alıntılar dâhil
3- 5 kelimeden daha az örtüşme içeren metin kısımları hariç

Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Çalışması Orjinallik Raporu Alınması ve Kullanılması Uygulama Esasları'nı inceledim ve bu Uygulama Esasları'nda belirtilen azami benzerlik oranlarına göre tez çalışmamın herhangi bir intihal içermediğini; aksinin tespit edileceği muhtemel durumda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Gereğini saygılarımla arz ederim.

Tarih ve İmza

Adı Soyadı:	Hasan Basri Arslan
Öğrenci No:	A0333696
Anabilim Dalı:	Nükleer Enerji Mühendisliği
Programı:	Nükleer Enerji Mühendisliği
Statüsü:	☐ Y.Lisans ☒ Doktora ☐ Bütünleşik Dr.

DANIŞMAN ONAYI

UYGUNDUR.

Doç. Dr. Şule Ergün

(Unvan, Ad Soyad, İmza)