



UZUN DÖNEM ÇOK YILLI OPTİMAL İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASI

Ahmet OVA

DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TEMMUZ 2024

ETİK BEYAN

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

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Ahmet OVA

23/07/2024

UZUN DÖNEM ÇOK YILLI OPTİMAL İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASI

(Doktora Tezi)

Ahmet OVA

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Temmuz 2024

ÖZET

Son yıllarda tüm dünyada, küresel ısınma, iklim değişikliği, çevresel kaygılar ve fosil kaynakların yetersizliği gibi nedenlerden dolayı enerji sektöründe temiz enerji dönüşümü yaşanmaktadır. Temiz enerji dönüşümünün kesintisiz bir şekilde sürdürülebilmesi ve iletim sisteminin güvenli ve güvenilir bir şekilde işletilebilmesi için gelecek planlama dönemlerinde ilave iletim kapasitesine ihtiyaç duyulmaktadır. İletim sistemi planlaması (İSP) ekonomik, çevresel ve teknik faktörleri göz önünde bulunduran stratejik bir planlama süreci olarak ortaya çıkmakta olup ek iletim kapasitesi için gerekli yeni iletim hattı yatırımlarının belirlenmesinde kritik öneme sahiptir. İSP, gelecekte planlama dönemleri için sistem kararlılığının ve güvenilirliğinin korunarak elektrik enerjisi talebinin güvenilir ve ekonomik bir şekilde karşılanması amacıyla ortaya çıkan ilave iletim kapasitesi ihtiyacının karşılanması için iletim sisteminin en az maliyetle genişlemesi ve/veya güçlenmesi olarak ifade edilebilir. Bu tez çalışmada, planlama dönemleri için yeni iletim hatlarının nereye, hangi karakteristikle ne zaman ve ne kadar maliyetle tesis edileceği gibi problemlere en uygun çözümü bulmayı amaçlayan uzun dönem çok yıllık İSP konusu ele alınmıştır. Bu çalışma ile uzun dönem çok yıllık İSP çalışmalarının gerçekleştirilmesinde iletim sistemi planlamacılarına yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir İSP modelinin geliştirilmesi amaçlanmıştır. Geliştirilen bu model sayesinde planlama dönemleri için yeni iletim hattının planlanmasında gereğinden fazla veya gereğinden az yatırımın önüne geçilerek bu iki önemli durumun dengelendiği maliyet etkin en uygun çözümün elde edilmesi amaçlanmıştır. Bu tez çalışmada önerilen İSP modelinde farklı amaç fonksiyonlarını barındıran İSP problemlerinin çözümü için Adli Soruşturma Algoritması (ASA) kullanılarak İkili Adli Soruşturma Algoritması olarak adlandırdığımız İASA geliştirilmiştir. Önerilen İSP modelinin etkinliği ve geliştirilen İASA'nın kabiliyeti farklı amaç fonksiyonlarını içeren İSP problemlerinin çözümü için farklı test sistemleri kullanılarak test edilmiştir. İSP modelinde, benzer İSP problemlerinin çözümü için GA ve PSO algoritmaları aynı test sistemleri üzerinde uygulanarak elde edilen sonuçlar İASA ile elde edilen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlar PSS/E güç sistemi analiz programı kullanılarak doğrulanmıştır.

Bilim Kodu : 90513

Anahtar Kelimeler : İletim sistemi planlaması, optimizasyon, metasezgisel algoritmalar, ikili adli soruşturma algoritması, optimal güç akışı

Sayfa Adedi : 114

Danışman : Prof. Dr. Şevki DEMİRBAŞ

İkinci Danışman : Dr. Erdi DOĞAN

LONG TERM MULTI YEAR OPTIMUM TRANSMISSION SYSTEM PLANNING

(Ph. D. Thesis)

Ahmet OVA

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

July 2024

ABSTRACT

In recent years, there has been a clean energy transition in the energy sector all over the world due to global warming, climate change, environmental concerns and insufficient fossil resources. In order to sustain the clean energy transition without interruption and to operate the transmission system in a secure and reliable manner, additional transmission capacity is needed in future planning periods. Transmission expansion planning (TEP) is a strategic planning process that considers economic, environmental, and technical factors and is critical in determining the new transmission line investments required for additional transmission capacity. TEP can be defined as the expansion and/or strengthening of the transmission system at minimum cost in order to meet the additional transmission capacity needs that arise in order to meet the electricity demand in a reliable and economical manner by maintaining system stability and reliability for future planning periods. In this thesis, long term multi-year TEP is addressed in order to find the most appropriate solution to problems such as where, with which characteristics, when and at what cost new transmission lines will be installed for planning periods. This study aims to develop a new and efficient TEP model that can assist transmission system planners in the realization of long-term multi-year TEP studies. With the help of this model, it is aimed to obtain a cost-effective optimal solution that balances these two important situations by preventing over or under investment in the planning of new transmission lines for the planning periods. In this thesis, which we call Binary Forensic-Based Investigation (BFBI), is developed using the original Forensic-Based Investigation (FBI) for solving TEP problems with different objective functions. The effectiveness of the proposed TEP model and the capability of the developed BFBI algorithm are tested using different test systems to solve TEP problems with different objective functions. In the TEP model, GA and PSO algorithms are applied on the same test systems to solve similar TEP problems, and the results obtained are compared with the results obtained with the BFBI algorithm. The results are validated using PSS/E power system analysis program.

Science Code : 90513

Key Words : Transmission expansion planning, optimization, metaheuristic algorithms, binary forensic-based algorithm, optimal power flow

Page Number : 114

Supervisor : Prof. Dr. Şevki DEMİRBAŞ

Co-Supervisor : Dr. Erdi DOĞAN

TEŞEKKÜR

Doktora tez çalışmam boyunca doğru yönlendirmeleri ve katkıları ile çalışmalarımıza rehber olan çok değerli ve saygıdeğer danışman hocalarım Sayın Prof. Dr. Şevki DEMİRBAŞ ve Dr. Erdi DOĞAN'a, değerli görüş ve katkılarıyla çalışmalarımıza katkı sağlayan tez izleme komitesinde bulunan hocalarım Sayın Prof. Dr. Ali ÖZTÜRK ve Prof. Dr. Mehmet DEMİRTAŞ'a şükranlarımı sunar ve teşekkür ederim. Çalışmalarımızın yürütülmesine imkan veren ve destek olan TEİAŞ Genel Müdürlüğü'nün değerli yöneticilerine teşekkür ederim.

Ayrıca, bugünlere gelmemde derin emekleri olan ve hayatımın her safhasında desteklerini esirgemeyen sevgili anneciğime, babacığım ve kardeşlerime de sonsuz şükranlarımı sunar teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vvi
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	iix
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	x
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ.....	1
2. OPTİMAL İLETİM HATTI YATIRIMLARINDA UZUN DÖNEM ÇOK YILLI İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASI	11
2.1. İletim Sistemi Planlamasının Teorik Altyapısı ve Literatür İncelemesi	12
2.2. Önerilen İSP Modelinin Genel Yapısı	17
2.3. Geliştirilen İkili Adli Soruşturma Algoritması	19
2.3.1. Orijinal adli soruşturma algoritması.....	20
2.3.2. Geliştirilen ikili adli soruşturma algoritması ve ikili dönüşüm.....	27
2.4. İletim Sistemi Planlaması Probleminin Matematiksel Modeli.....	32
2.4.1. Şebeke modelinin oluşturulması	33
2.4.2. Amaç fonksiyonunun kapsamı	36
2.4.3. Problemin kısıtları.....	41
2.5. İletim Sistemi Planlama Uygulamaları ve Sonuçların Değerlendirilmesi	43
2.5.1. Garver-6 baralı test sisteminde İSP uygulaması	43
2.5.2. 400 kV Türkiye şebekesinde İSP uygulaması.....	55
3. OPTİMAL GÜÇ AKIŞININ DİKKATE ALINDIĞI İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASININ GERÇEKLEŞTİRİLMESİ.....	68

	Sayfa
3.1. Optimal Güç Akışının Teorik Altyapısı	69
3.1.1. Ekonomik dağıtım.....	70
3.2. Optimal Güç Akışının Dahil Edildiği İletim Sistemi Planlaması Probleminin Matematiksel Modeli	72
3.3. IEEE-24 Baralı Test Sisteminde OPF'in Dikkate Alındığı İSP Uygulaması	73
3.3.1. Optimizasyon sonuçları ve değerlendirmeler.....	75
4. SONUÇ VE ÖNERİLER	87
KAYNAKLAR	95
EKLER.....	107
ÖZGEÇMİŞ	113

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. İSP çalışmalarının sınıflandırılması.....	15
Çizelge 2.2. Garver 6-baralı test sistemi için elde edilen sonuçlar	46
Çizelge 2.3. İASA için kullanılan parametreler	48
Çizelge 2.4. İASA ve GA için Wilcoxon işaret testi	52
Çizelge 2.5. İASA ve PSO için Wilcoxon işaret testi.....	54
Çizelge 2.6. Wilcoxon işaret testi sonuçları (0,05 önem dereceli ve çift kuyruklu test)	55
Çizelge 2.7. 400 kV hatlar için türlerine göre termik yüklenme eşikleri.....	58
Çizelge 2.8. Senaryo oluşturma sentezi	61
Çizelge 2.9. Kurulu gücün kaynak bazlı dağılımı.....	63
Çizelge 2.10. Optimal yatırım maliyetleri	64
Çizelge 2.11. İşletmesel maliyetler.....	65
Çizelge 2.12. Optimal hat uzunluğu sonuçları.....	65
Çizelge 3.1. İASA için kullanılan parametreler	74
Çizelge 3.2. Senaryo 1A için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları.....	76
Çizelge 3.3. Senaryo 1B için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları.....	78
Çizelge 3.4. Senaryo 2A için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları.....	80
Çizelge 3.5. Optimal üretim dağıtımı	80
Çizelge 3.6. Senaryo 2B için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları.....	82
Çizelge 3.7. Bütün senaryolar için elde edilen sonuçların istatistiksel karşılaştırılması	83

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1. Önerilen İSP modelinin genel yapısı	6
Şekil 2.1. İSP modelinin uygulama akış diyagramı	18
Şekil 2.2. İSP modelinin kavramsal yöntem şeması	19
Şekil 2.3. ASA'da soruşturma sürecindeki adımlar	22
Şekil 2.4. Hiperbolik tanjant fonksiyonu	28
Şekil 2.5. Bireylerin üç basamaklı ikili yapısı	30
Şekil 2.6. Geliştirilen İASA'nın sözde kodu	31
Şekil 2.7. N baralı şebekenin iki baralı bölümü	34
Şekil 2.8. Garver 6-baralı test sisteminin baz topolojisi	44
Şekil 2.9. Garver 6-baralı test sistemin optimal çözümlü yeni topolojisi	47
Şekil 2.10. Yakınsama sonuçları	48
Şekil 2.11. Popülasyon çeşitliliği	49
Şekil 2.12. Keşif ve yararlanma (sömürü) yüzdeleri	49
Şekil 2.13. Her koşturma için en iyi sonuç değeri	50
Şekil 2.14. Kurulu gücün ve üretimin kaynak bazlı dağılımı	56
Şekil 2.15. Referans şebeke	59
Şekil 2.16. Senaryolarda kullanılan toplam yük değerleri	62
Şekil 2.17. İASA ile elde edilen optimal sonuçlar ile şebekenin yeni topolojisi	66
Şekil 3.1. Optimal güç akışı ile iletim sistemi planlaması arasındaki ilişki	69
Şekil 3.2. Fayda sırası eğrisi ile ekonomik dağıtım	71
Şekil 3.3. IEEE 24-baralı test sisteminin baz topolojisi	75
Şekil 3.4. Senaryo 1A için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları	77
Şekil 3.5. Senaryo 1B için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları	79

Şekil	Sayfa
Şekil 3.6. Senaryo 2A için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları	81
Şekil 3.7. Senaryo 2B için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları	83
Şekil 3.8. IEEE 24-baralı test sisteminin İSP sonrası yeni topolojisi	84



SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler

Açıklamalar

GW	Gigawatt
Hz	Hertz
MVar	Megavar
MW	Megawatt

Kısaltmalar

Açıklamalar

ABC	Yapay arı kolonisi
ASA	Adi soruşturma algoritması
FBI	Forensic-based investigation
BFBI	Binary forensic-based investigation
CHA	Yapıcı sezgisel algoritma
CESA	Kıta avrupası senkron bölgesine
EA	Elektrikli araç
EDS	Enerji depolama sistemi
ENTSO-E	Avrupa elektrik iletim sistemi işletmecileri ağı
EPEX	European power exchange
EPIAŞ	Elektrik piyasaları işletme anonim şirketi
FACTS	Esnek alternatif akım iletim sistemleri
GA	Genetik algoritma
GES	Güneş enerji santrali
GMBO	Grup ortalamasına dayalı optimizasyon
HVDC	High voltage dc
IEA	Uluslararası enerji aja-nsı
IP	Isı pompası
IEEE	Institute of electrical and electronics engineers
İASA	İkili adli soruşturma algoritması

Kısaltmalar**Açıklamalar**

İM	İşletmesel maliyet
İSİ	İletim sistemi işletmecisi
İSP	İletim sistemi planlaması
KY	Karşılanamayan yük
KYM	Karşılanamayan yük maliyeti
MOX	Sivrisinek davranışlarına dayalı
NORD POOL	Nord pool european market coupling operator
OF	Amaç fonksiyonu
PSO	Parçacık sürüsü optimizasyonu
PSS/E	Power system simulation for engineers
RES	Rüzgar enerji santrali
RoCoF	Frekansın değişim oranı
SC	Senkron kondenser
SOS	Simbiyotik organizmalar arama
TEİAŞ	Türkiye elektrik iletim anonim şirketi
TF	Transfer fonksiyonu
YEK	Yenilenebilir enerji kaynakları
YM	Yatırım maliyeti

1. GİRİŞ

Son yıllarda atmosferde bulunan sera gazı emisyonlarının artması nedeniyle ortaya çıkan iklim değişikliğinin etkilerinin azaltılması amacıyla ülkelerin geliştirmiş oldukları net sıfır emisyon temelli politikalar ve yol haritaları çerçevesinde enerji sektöründe temiz enerji dönüşümü yaşanmaktadır. 2015'te imzalanarak yürürlüğe giren Paris Anlaşmasına taraf olan ülkelerin temiz enerji dönüşümündeki ana motivasyonları, Paris Anlaşması'nın ana hedefi olan küresel sıcaklık artışının 2 derecenin ($^{\circ}\text{C}$) altında sınırlandırılması ve mümkünse 1,5 $^{\circ}\text{C}$ 'nin altında tutulması yaklaşımı ile, 2050 yılına kadar net sıfır emisyonlu bir ekonomiye ulaşılmasıdır [1,2]. İklim değişikliği ile mücadele kapsamında Türkiye, 2021 yılında Paris Anlaşması'na taraf olmuş ve 2053 net sıfır emisyonlu ekonomiye geçiş için enerji sektörünü kapsayan hedefler açıklanmıştır. Bu hedeflerin temelini fosil yakıtlı elektrik enerjisi üretiminden yenilenebilir enerji kaynak (YEK) bazlı üretime geçiş, ulaşım sektörünün elektrifikasyonu, enerji depolama sistemleri, yeşil hidrojen temelli elektrolizör ve talep tarafı katılımını içeren temiz enerji dönüşümü oluşturmaktadır [3].

Güç sistemleri; sıfır karbonlu elektrik üretim teknolojileri, enerji depolama sistemleri, elektrolizör gibi destekleyici teknolojileri uygulama potansiyeli ve ulaşım, ısıtma ve sanayi gibi ekonominin diğer alanlarının karbondan arındırılmasındaki rolü nedeniyle temiz enerji dönüşümünün merkezinde yer almaktadır. Son yıllarda elektrik enerjisi talebinin nihai enerji talebi içindeki artan payı ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payındaki artış bu dönüşümün iki önemli sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Küresel olarak, nihai toplam enerji tüketiminde elektrik tüketiminin payı 2020 yılında %20'iken bu oranın 2040 yılında %31'e çıkması beklenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı ise 2020 yılında %29 seviyelerinden 2040 yılında %45'e ulaşması beklenmektedir [4,5]. Ülkemizde de benzer bir yönelim söz konusudur. 2020 yılında elektrik enerjisi tüketiminin nihai enerji tüketimi içindeki payı %21,8'iken bu oranın 2035 yılında %24,9'a ulaşması beklenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı ise 2020 yılında %42,4'iken 2035 yılına kadar %54,8'e çıkması öngörülmektedir [3].

Enerji sektöründe yaşanan temiz enerji dönüşümü her ne kadar net sıfır emisyon hedeflerinin yakalanmasında kritik bir rol oynasa da özellikle iletim şebekelerinin yapısal olarak işleyiş biçimini bozucu etkilerinden dolayı iletim sistemi işletmecilerinin (İSİ) ilgilenmesi gereken yeni zorlukları ve ihtiyaçları da beraberinde getirmektedir. Karşılaşılan en önemli

ihtiyaçların başında şebeke esneklik ihtiyacı, şebeke atalet ihtiyacı ve kaçınılmaz olarak ilave iletim hattı kapasitesi ihtiyacıdır.

Enerji sektöründe teknolojik gelişmeler ile birlikte rekabetçi piyasada yenilenebilir enerji santrallerinin yatırım maliyetlerindeki düşüş ve küresel ısınma temelli net sıfır emisyon hedeflerinin yakalanması doğrultusunda tüm dünyada yenilenebilir enerji üretim kapasitesinde önemli bir artış yaşanmaktadır. Rüzgâr ve güneş gibi doğası gereği değişken ve kesintili YEK'lerin entegrasyonundaki artış güç sistemlerindeki esneklik ihtiyacını artırmaktadır. Şebeke esnekliği, enerji arz ve talebindeki dalgalanma ve değişimlere hızlı bir şekilde tepki verebilme kabiliyeti sunarak şebekenin güvenilirliğinin korunması amaçlanmaktadır. Konvansiyonel büyük ölçekli santrallerin kademeli olarak sistemden ayrılmaları ile şebeke esneklik ihtiyacının karşılanmasında özellikle yeni teknolojiler önemli bir rol üstlenecektir. Şebeke esneklik ihtiyacının; komşu ülkelerle olan enterkonneksiyon bağlantılarının artırılması, talep tarafı katılımı, enerji depolama sistemleri (batarya depolama ve pompaj depolamalı hidroelektrik santraller), elektrikli araçlar, ısı pompaları ve elektrolizörler gibi şebeke esneklik araçlarının kullanılarak sağlanması mümkündür.

Geleneksel olarak şebekede yer alan döner makineler olarak da tanımlanan konvansiyonel senkron santraller şebekede oluşabilecek herhangi bir arıza sonrasında atalet (inertia) tepkisi, salınım sönümleme, kısa devre katkısı ve gerilim tutma gibi kabiliyetleri nedeniyle şebekenin güvenli ve kararlı işletilmesinde önemli bir yer tutmaktadır. Rüzgâr ve güneş gibi invertör tabanlı YEK'ler konvansiyonel senkron santrallerden farklı olarak şebeke ataletine katkıda bulunamamaktadırlar. YEK kurulu gücündeki artışın bir sonucu olarak konvansiyonel santrallerin sistemden ayrılmaları şebeke ataletini düşürecek olup bu da şebekenin dinamik kararlılığını azaltıcı yönde etkilemektedir. Temiz enerji dönüşümü ile birlikte şebekede gerekli atalet seviyesinin ve şebeke kararlılığının korunması için esnek alternatif akım iletim sistemleri (FACTS), sistemden çıkacak konvansiyonel santrallerin senkron kondenser (SC) olarak dönüştürülmesi, rüzgâr enerji santralleri (RES) ve güneş enerji santrallerinden (GES) sanal atalet desteği alınması gibi yeni çözümler yer almaktadır.

İletim şebekelerinin mevcut altyapıları, başta tüketim merkezlerinden uzak bölgelerde tesis edilen YEK bazlı üretim santralleri ve artan yük talebine bağlı olarak yetersiz kalmakta ve ilave iletim kapasitesi ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Şebekede ilave kapasite ihtiyacının karşılanmasına dönük gerekli yatırımların ve çalışmaların yapılmaması veya gecikmesi

durumunda şebekede hat kısıtlılığı ve darboğazlar oluşabilecektir. Bu durum özellikle YEK projelerinin şebeke bağlantılarında gecikmelere, projelerin uygulanamamasına ve nihai olarak da temiz enerji dönüşümü hedefinden sapmalara neden olabilecektir. Ayrıca, iletim sistemi işletmecileri (İSİ) tarafından sistem güvenliğinin korunarak hat kısıtlılığının ve darboğazların giderilmesi için bölgesel olarak yük alma-yük atma talimatları ile üretim-tüketim dengesi yeniden tevzi edilerek yeni bir işletmesel denge noktası yakalanmaktadır. Bu da sistem işletmeciliği açısından ilave işletmesel maliyetlere neden olacaktır. Nihai olarak da bu maliyet İSİ'lerin iletim tarifesi üzerinden şebeke kullanıcılarına ve dolaylı olarak da son kullanıcılara ilave maliyet olarak yansıtacaktır.

Problem tanımı

Güç sistemleri; üretim, iletim ve dağıtım sistemlerini kapsayan oldukça karmaşık ve büyük yapılar olup, temel olarak tüketici konumundaki son kullanıcıların elektrik enerjisine erişimini sağlamaktadırlar [6]. Son 30 yılda elektrik piyasasında yaşanan kısmi veya tam ayrışma ve serbestleşme süreci ile üretim ve dağıtım tarafı çoklu özel şirketler eliyle piyasa koşullarına göre rekabete dayalı olarak işletilirken çoğu iletim sistemi devlet kontrolündeki monopol bir kurum/şirket olan İSİ'ler tarafından yönetilmeye devam edilmektedir.

Güç sistemlerinde yaşanan ayrışma ve serbestleşme, tek bir otorite tarafından merkezi ve bütünsel olarak gerçekleştirilen üretim planlama, iletim planlama ve dağıtım planlama çalışmalarının ayrı ayrı yürütülmesine neden olmuştur [7-9]. Yeni ortamda üretim planlama ve dağıtım planlama faaliyetleri özel sektör yatırımcılarının kendi değerlendirmeleri çerçevesinde aldıkları kararlar doğrultusunda yapılırken, iletim planlama gelecekte üretim ve yükteki gelişmeler ve değişimler göz önünde bulundurularak İSİ'ler tarafından alınan kararlar doğrultusunda yapılmaktadır [10].

Son yıllarda yenilenebilir enerji yatırımları, elektrikli araçlar, enerji depolama sistemleri, hidrojene dayalı teknolojiler ve dijitalleşme güç sistemlerinde yaşanan dönüşümde önemli bir rol oynasa da iletim şebekeleri tüm bu dönüşümün merkezinde yer almaktadır. Üretim noktalarından dağıtım noktalarına elektrik enerjisi akışını sağlayan iletim hatlarının kapasitesinin yeterliliği güç sistemlerinin işletilmesinde önemli bir konudur. Enerji sektöründe yaşanan dönüşüm kaçınılmaz olarak ilave iletim kapasitesi ihtiyacını doğurmaktadır. Özellikle gelecekte, yük talebindeki artış ve genellikle büyük yük

merkezlerinden uzak bölgelerde kurulan YEK'lerin artan payı, ilave iletim kapasitesi ihtiyacına neden olacaktır. Bu kapsamda ilave kapasite oluşturmak için iletim sisteminin güçlendirilmesi ve genişlemesine yönelik uygun yatırımların yapılması gerekmektedir. Bu yatırımlar, elektrik enerjisi arzının güvenli, güvenilir ve ekonomik olarak sağlanması için kritik öneme sahiptir.

Temiz enerji dönüşümü ile birlikte iletim sisteminin güçlendirilmesi ve genişlemesine yönelik yapılacak büyük ölçekli yatırımlar iletim planlama çalışmalarının verimli ve doğru bir şekilde yapılması gerekliliğini ortaya koymaktadır. İletim sistemine yapılacak yeni yatırımlar son kullanıcıya birim elektrik başına daha fazla maliyet getireceğinden, iletim sistemi planlaması (İSP) ekonomik, çevresel ve teknik faktörleri göz önünde bulunduran stratejik bir planlama süreci olarak ortaya çıkmaktadır. Rekabetçi piyasanın oluşturduğu yeni ortamda İSP'nin en önemli amaçları arasında iletim sisteminin ayırım yapılmaksızın bütün elektrik piyasası kullanıcılarına açık olmasını sağlamak ve bu kullanıcılar arasındaki rekabeti artırmak yer almaktadır [11]. İSP; yatırım maliyetlerinin azaltılması, sistem güvenliği ve güvenilirliğinin artırılması, kısıt ve risklerin azaltılması, çevresel etkilerin en aza indirilmesi ve toplam sosyal faydanın artırılması gibi farklı amaçları barındırmaktadır [12]. Genel olarak İSP'nin amaçlarına bakıldığında sistemin teknik tarafının yanında ekonomik tarafıyla da ilgilendiği görülmektedir [13].

İSP, gelecekte planlama dönemleri için sistem kararlılığının ve güvenilirliğinin korunarak elektrik enerjisi talebinin güvenilir ve ekonomik bir şekilde karşılanması amacıyla ortaya çıkan ilave iletim kapasitesi ihtiyacının karşılanması için iletim sisteminin en az maliyetle genişlemesi ve/veya güçlendirilmesi olarak ifade edilebilir [14-16]. İSP, yeni bir iletim hattının sisteme dahil edilmesi ile ilgili genel olarak şu sorulara cevap aramaktadır [17-19]:

- Nereye tesis edilmeli?
- Hangi karakteristiklerle tesis edilmeli?
- Ne zaman tesis edilmeli?
- Maliyet nedir?

İSP'de sistemin büyük ve karmaşık boyutu, doğası gereği konveks olmayan yapısı ve çeşitli belirsizlikler nedeniyle uygulamada iletim hatlarının nereye, hangi karakteristikle, ne zaman

tesis edileceği veya maliyetin ne olacağı gibi problemlere en uygun çözümü elde etmek çok güçtür. Bu nedenle İSP belirli amaç fonksiyonlarına ait en uygun değerleri bulmayı amaçlayan bir optimizasyon problemi olarak ele alınarak çözümler üretilmektedir [20,21].

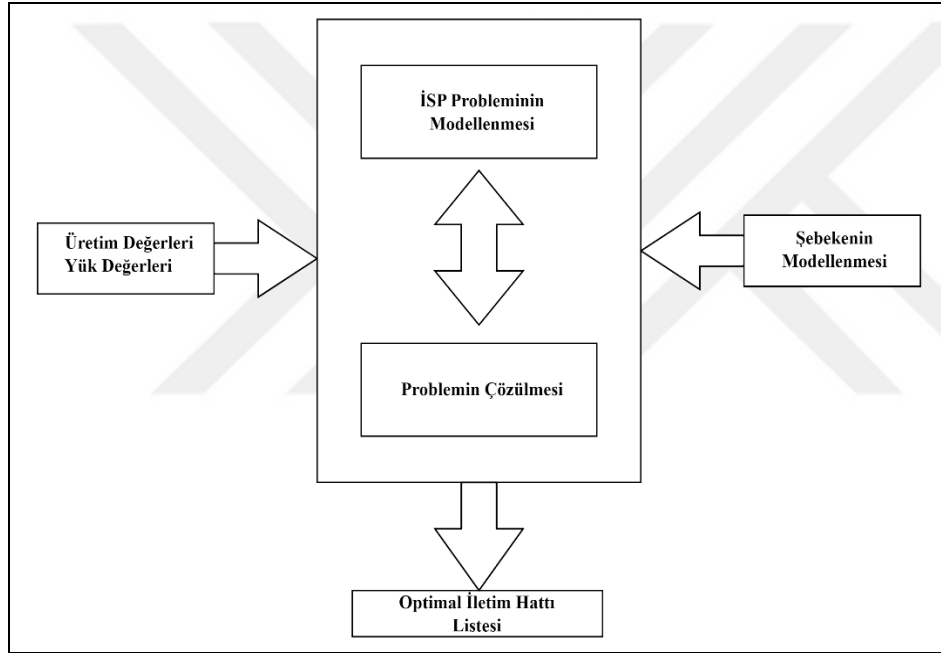
Araştırmanın amacı, önemi ve katkısı

Temiz enerji dönüşümünün bir sonucu olarak yaşanan YEK kurulu gücündeki ve yük talebindeki artış iletim şebekesi üzerindeki stresin her geçen gün artmasına neden olmaktadır. Üretim tarafıyla yeni santrallerin sisteme entegrasyonun sağlanabilmesi, tüketim tarafıyla talebin kesintisiz, kaliteli ve ekonomik olarak karşılanabilmesi için yeni ve daha büyük kapasiteli iletim hatlarının planlanarak şebekeye eklenmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu kapsamda artan iletim kapasitesi ihtiyacının karşılanması ve sistem güvenliğinin korunması amacıyla iletim sisteminin güçlendirilmesi ve genişlemesi temelli yatırımların yapılması gerekmektedir. Dünya genelinde iletim ve dağıtım sistemlerine yapılacak yatırımların 2030 yılına kadar yılda 600 milyar dolara ulaşacağı öngörülmektedir. Buna ek olarak, belirlenen temiz enerji ve iklim temelli hedeflerin yakalanabilmesi için 2050 yılına kadar iletim sistemlerine 7 milyon km yeni hattın eklenmesine ihtiyaç olacağı tahmin edilmektedir [5]. Ülkemizde ise iletim şebekesi gelişimine dönük yıllık yaklaşık 1 milyar dolar yatırım yapılırken her yıl yaklaşık 2 bin km yeni iletim hattı şebekeye ilave edilmektedir [22].

Bu tez çalışmasında, planlama dönemleri için yeni iletim hatlarının nereye, hangi karakteristiklerle ne zaman ve ne kadar maliyetle tesis edileceği gibi problemlere en uygun çözümü bulmayı amaçlayan uzun dönem çok yıllık İSP konusu ele alınmıştır. Uzun dönem planlama çalışmalarında sistem güvenilirliğinin ön plana çıkarılması yatırım maliyetlerinin artmasına neden olurken yetersiz yatırımlar sistem güvenilirliğinin azalmasına yol açmaktadır. Bu iki durumun değerlendirilmesi, karşılaştırılması ve dengelenmesi planlamacılar açısından önemli olup, sistemin toplam yük talebinin gerekli sistem koşullarının sağlanarak güvenli, yeterli ve en düşük maliyetle karşılanması için iletim hattı yatırımlarının optimal olarak belirlenmesi gerekmektedir. Bu çalışma ile uzun dönem çok yıllık İSP çalışmalarının gerçekleştirilmesinde iletim sistemi planlamacılarına yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir İSP modelinin geliştirilmesi amaçlanmıştır. Geliştirilen bu model sayesinde planlama dönemleri için yeni iletim hattının planlanmasında gereğinden fazla

veya gereğinden az yatırımın önüne geçilerek bu iki önemli durumun dengelendiği maliyet etkin en uygun çözümün elde edilmesi amaçlanmıştır.

İSP çalışmaları genel itibariyle iletim sisteminin güçlendirilmesi ve genişlemesine yönelik en uygun yatırımların belirlenmesinde maliyet etkin çözümlerin bulunması amacıyla gerçekleştirilmektedir. Bu kapsamda, önerilen model hem farklı amaç fonksiyonlarını içeren İSP problemlerinin modellenerek çözümüne hem de farklı optimizasyon algoritmalarının uygulanmasına imkân sağlayacak esneklik ve kabiliyette tasarlanmıştır. Şekil 1.1’de genel olarak İSP çalışmalarında yer alan kavramların birbiriyle olan bağlantıları gösterilmektedir.



Şekil 1.1. Önerilen İSP modelinin genel yapısı

İSP çalışmalarında farklı amaç fonksiyonları dikkate alınarak çözümler gerçekleştirilmektedir. Bu çalışmada önerilen İSP modelinde amaç fonksiyonları ve kısıtlar için aşağıda verilen 3 farklı İSP problemi modellenerek optimal çözümler elde edilmiştir:

- Şebekeye eklenecek yeni hatların yatırım maliyetlerinin ve karşılanamayan yük maliyetlerinin dahil edildiği amaç fonksiyonu için İSP problemi,
- İSP çalışmalarının gerçek iletim sistemi işletme koşullarına yakınsaması için şebekeye eklenecek yeni hatların yatırım maliyetlerinin ve işletmesel maliyetlerin dahil edildiği amaç fonksiyonu için İSP problemi,

- Şebekeye eklenecek yeni hatların yatırım maliyetlerinin ve optimal güç akışı (OPF) probleminin dahil edildiği amaç fonksiyonu için İSP problemi.

Ayrıca bu tez çalışmasında şebekenin sistem güvenliğinin korunması bağlamında şebekede herhangi bir elemanın kaybı durumunda şebekenin yeterli dayanıklılıkta olma durumu olarak ifade edilen N-1 sistem güvenliği kriteri iletim sistemi planlama çalışmalarında kritik öneme sahip olması nedeniyle İSP problemine dahil edilmiştir. Bunun yanında, test sistemi olarak kullanılan şebeke modellerinde DC güç akışı eşitliklerini temel alan DC model kullanılmıştır. kullanılmıştır.

İSP probleminin çözümünde birçok farklı çözüm yöntemi kullanılmakla birlikte son yıllarda özellikle metasezgisel yöntemler yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında önerilen İSP modelinde farklı amaç fonksiyonlarını barındıran İSP problemlerinin çözümü için literatürde farklı sektörlerdeki optimizasyon problemlerinin çözümündeki performansı ve kabiliyeti nedeniyle metasezgisel bir yöntem olarak orijinal Adli Soruşturma Algoritması (ASA) kullanılarak İkili Adli Soruşturma Algoritması olarak adlandırdığımız İASA algoritması geliştirilmiştir. Orijinal ASA, ceza davalarında şüphelinin soruşturulması, konumunun belirlenmesi ve takip edilmesi süreçlerinden esinlenerek sürekli optimizasyon problemlerinin çözümü için geliştirilmiş olup ikili optimizasyon problemlerini çözememektedir [15]. Ancak; İSP probleminin temelinde sisteme yeni bir iletim hattı eklemek veya eklememek olduğu için karar değerleri yalnızca ikili değerler (1 veya 0) almaktadır. Bu kapsamda orijinal ASA'nın bu dezavantajının giderilmesi ve İSP problemlerinin çözümünde kullanılması için, orijinal FBI algoritmasının yeni bir ikili varyantı olarak İASA geliştirilmiştir.

Bu tez çalışması iletim sistemi planlama çalışmalarının gerçekleştirilmesinde planlamacılara yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir modelin ortaya konularak maliyet etkin optimal çözümlerin bulunması açısından önemlidir.

Bu tez çalışmasının İSP alanında literatüre katkıları aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- Uzun dönem İSP çalışmalarının gerçekleştirilmesinde iletim sistemi planlamacılarına yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir İSP modeli önerilmiştir.
- İASA, ikili İSP probleminin çözümü için hiperbolik tanjant transfer fonksiyonu ve konum güncelleme kuralının orijinal ASA'ya entegre edilmesiyle geliştirilmiştir.
- Önerilen İSP modelinin etkinliği ve geliştirilen İASA'nın kabiliyeti farklı amaç fonksiyonlarını içeren İSP problemlerinin çözümü için farklı test sistemleri kullanılarak test edilmiştir. İSP modelinde, benzer İSP problemlerinin çözümü için GA ve PSO algoritmaları aynı test sistemleri üzerinde uygulanarak elde edilen sonuçlar İASA ile elde edilen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlar PSS/E güç sistemi analiz programı kullanılarak doğrulanmıştır.
- Büyük ve gerçek şebekelere örnek olması için 400 kV Türkiye şebekesi modellenerek test sistemi olarak kullanılmıştır.
- 400 kV Türkiye şebekesi için 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için üretim ve yük beklentilerine dayalı olarak mevsimsel olarak farklı senaryolar oluşturulmuştur. Senaryolar, planlama dönemleri boyunca yaşanacak farklılıkları yansıtarak olası tüm üretim ve yük koşullarını kapsayacak şekilde tasarlanmıştır.
- İSP çalışmalarında belirlenen problemin modellenmesinde ve çözdürülmesinde MATLAB, CPLEX, GAMS gibi optimizasyon çözücüler ve programlama ortamları yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında İSP alanında az kullanılan ve gelecekte yaygın olarak kullanılacağı düşünülen PYTHON dili programlama ortamı kullanılmıştır. Garver 6-baralı test sistemi, IEEE-24 baralı test sistemi ve 400 kV Türkiye şebekesinin modellenmesinde ve N ve N-1 durumları için güç akışlarının gerçekleştirilmesinde Panda Power açık kodlu PYTHON kütüphanesi kullanılmıştır.

Varsayımlar ve sınırlılıklar

İSP çalışmalarının gerçekleştirilmesinde özellikle büyük ve gerçek şebekeler için piyasa ve şebekeye ait veriler oldukça önemlidir ve bu verilerin çoğu kamuoyu ile sınırlı olarak paylaşılmaktadır. Mevcut ve planlama dönemleri için şebeke modelinde yer alacak generatör, bara ve hat parametreleri ile aday hat ve koridorlara ait parametre bilgilerine, bara bazlı talep tahmini ve kurulu güç gelişimine, tahmin edilen bara bazlı talebin karşılanması

için hangi generatörün ne kadar üretim yaptığı bilgisini içeren üretim ve talep dengesinin sağlandığı tevzi bilgilerini içeren veri setlerine ihtiyaç duyulmaktadır. İSP problemi, önceden yapılmış talep tahminlerini ve kurulu güç gelişimi olarak ifade edilen üretime ait yatırım tahminlerini dikkate almakta ve böyle bir talep ve üretim gelişimi varsayımı altında tahmin edilen yükün karşılanması için optimal iletim hattı yatırımlarını bulmayı amaçlamaktadır. Bu nedenle bu tez çalışmasında öncelikle bara bazlı yük tahmininin, üretim planlamanın konusu olan kurulu güç gelişiminin ve bunun yanında genellikle piyasa simülasyonları kullanılarak yükü karşılamak için gerekli üretim değerlerinin (dispatch verileri) önceden yapıldığı ve şebekeye entegre edildiği varsayılmıştır. Garver 6-baralı test sistemi ve IEEE-24 baralı test sisteminin modellenmesinde kullanılan parametreler, üretim ve yüke ait veriler için literatür kullanılmıştır. Gerçek ve büyük bir şebeke olarak kullanılan 400 kV Türkiye şebekesinin modellenmesinde literatürde yer alan çalışmalardan faydalanılırken gelecek planlama dönemleri için oluşturulan aday hatların parametreleri olarak Elektrik Şebeke Yönetmeliğinde yer alan değerler kullanılarak elde edilmiştir. Ayrıca sistem güvenliği kaygıları nedeniyle, her bir koridor için maksimum tek devreli bir hattın tesis edilebileceği varsayılmıştır. Kurulu güç gelişimi ve talep tahminleri için TEİAŞ tarafından yayınlanan “5 ve 10 Yıllık Bağlanabilir Bölgesel Üretim Tesis Kapasiteleri Raporu” ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan “Ulusal Enerji Planından” faydalanılmıştır.

Tez bölüm içerikleri

Bu tez kapsamında yapılan çalışmalar giriş, iki ana bölüm ve sonuç bölümü olmak üzere aşağıda verilen dört ana bölümden oluşmaktadır:

Giriş bölümünde, İSP çalışmalarının güç sistemleri içindeki yeri ve problemin genel tanımı açıklanmış, tez çalışmasının amacı, önemi ve literatüre katkıları özetlenmiş ve çalışmanın varsayımları ile kapsamından bahsedilmiştir.

İkinci bölümde, İSP’nin teorik altyapısına ve literatür araştırmasına yer verilmiştir. Bu kapsamda ilk olarak İSP üzerine literatürde yer alan çalışmalar; kullanılan algoritmalara, amaç fonksiyonları ve kısıtlara, şebeke modellerine, planlama dönemleri ve test sistemlerine göre incelenmiştir. İSP probleminde amaç fonksiyonu ve kısıtları içeren problemin matematiksel ifadesi ele alınmıştır. Bu tez çalışmasında önerilen İSP modelinin genel

çerçevesi ve geliştirilen İASA hakkında detaylı bilgiler ile İSP modelinin etkinliği ve geliştirilen İASA'nın kabiliyeti farklı amaç fonksiyonlarını içeren İSP problemlerinin çözümü için farklı test sistemleri kullanılarak test edildiği uygulamalar ve sonuçları da bu bölümde sunulmuştur.

Üçüncü bölümde, tez çalışmasında ele alınan güç sistemlerinin optimal güç akış (OPF) analizi gerçekleştirilmiştir. Bu bölümde ilk olarak OPF'in teorik altyapısına değinildikten sonra, OPF probleminin dahil edildiği İSP probleminin matematiksek modeli sunulmuştur. Son olarak OPF'in İSP çalışmaları üzerindeki etkilerinin değerlendirilebilmesi amacıyla seçilen bir İSP problemine geliştirilen İASA tarafından önerilen İSP modeli uygulanmış ve elde edilen sonuçlara yer verilmiştir.

Bu tez kapsamında yapılan çalışmalar ile elde edilen sonuçlar, değerlendirmeler ve gelecekte İSP alanında yapılabilecek çalışmalar için öneriler son bölümde verilmiştir.

2. OPTİMAL İLETİM HATTI YATIRIMLARINDA UZUN DÖNEM ÇOK YILLI İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASI

Enerji sektöründe yaşanan temiz enerji dönüşümüne paralel olarak belirlenen net sıfır emisyon temelli hedeflerin yakalanmasında üretim noktalarında üretilen elektrik enerjisinin tüketim bölgelerine akışının kesintisiz olarak sağlanması için iletim şebekelerinde iletim hatlarının kapasitesinin yeterliliği kritik bir konu olarak ortaya çıkmaktadır. İletim şebekelerinin mevcut altyapıları, başta tüketim merkezlerinden uzak bölgelerde tesis edilen YEK bazlı üretim santrallerine ve artan yük talebine bağlı olarak yetersiz kalmakta ve ilave iletim kapasitesi ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. İhtiyaç duyulan ilave iletim kapasitenin oluşturulması için yeni iletim hattı yatırımlarının planlanarak uygulanması gerekmektedir.

Bu bölümde, uzun dönem çok yıllık İSP çalışmalarında kullanılması için geliştirilen farklı amaç fonksiyonları ve kısıtları barındıran İSP problemlerinin modellenerek farklı optimizasyon algoritmaları ile çözülmesine imkân veren yeni ve etkin bir İSP modeli sunulmaktadır. Ayrıca önerilen İSP modelinde İSP problemlerinin çözümünde uygulanması için geliştirilen İASA'na yer verilmektedir. Önerilen İSP modelinin ve İASA'nın geliştirilmesindeki ana motivasyon, İSP çalışmalarının gerçekleştirilmesinde planlamacılara yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir modelin ortaya konularak yeni bir optimizasyon algoritması ile maliyet etkin çözümlerin bulunmasını sağlamaktır.

Bu bölüm takip eden 5 alt başlıktan oluşmaktadır. Bölüm 2.1'de, İSP'nin teorik altyapısı ile literatür incelemesine yer verilmektedir. Bölüm 2.2'de, bu tez çalışması kapsamında önerilen İSP modelinin genel çerçevesine yer verilmektedir. Bölüm 2.3'te, geliştirilen İASA ile ilgili detaylı bilgiler aktarılmaktadır. Bölüm 2.4'te, amaç fonksiyonu ve kısıtları içeren İSP probleminin matematiksel ifadesi anlatılmaktadır. Bölüm 2.5'te ise önerilen İSP modelinin etkinliği ve geliştirilen İASA'nın kabiliyeti, farklı amaç fonksiyonları ve kısıtları içeren İSP problemlerinin farklı test sistemleri kullanılarak test edildiği uygulamalar ve sonuçlara yer verilmektedir.

2.1. İletim Sistemi Planlamasının Teorik Altyapısı ve Literatür İncelemesi

İSP problemi, farklı amaç fonksiyonlarına ve kısıtlara dayalı olarak gelecek planlama ufuklarında şebeke için gerekli yeni iletim hatlarının nereye, hangi karakteristikle, ne zaman ve ne kadar maliyetle tesis edileceği gibi problemlere en uygun çözümü bulmayı amaçlayan bir optimizasyon problemi olarak ortaya çıkmaktadır [23,24]. İSP problemi doğası gereği çok amaçlı, ikili, doğrusal ve dışbükey olmayan büyük ve karmaşık bir problemdir [25]. İSP ile ilgili yapılan çalışmalar, amaç fonksiyonlarına ve kısıtlara, problemin çözümünde kullanılan algoritmalara, şebeke modellerine, planlama dönemlerine ve uygulanan test sistemlerine göre farklılık göstermektedir. İSP'nin ilgilendiği veya ilişkisi olduğu konular arasında talep gelişimi ve üretim gelişimi, şebeke güvenliği ve güvenilirliği, YEK'lerin şebekeye entegrasyonu, arz güvenliği, üretim maliyeti ve elektrik piyasası gibi konular yer almaktadır. Geleneksel İSP çalışmalarında İSP probleminin amaç fonksiyonu, şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının toplam maliyetinin minimize edilmesi olarak tasarlanırken son yıllarda değişen şebeke ve elektrik piyasası koşulları ile yeni amaç fonksiyonları ve kısıtlar İSP problemine dahil edilmektedir [26]. İletim hattı yatırım maliyetlerine ek olarak, şebekede işletmesel kısıtlılıkların neden olduğu işletme maliyetleri ve şebeke güvenilirlik kriteri olarak karşılanamayan yük maliyetleri (KYM) problemin amaç fonksiyonuna dahil edilen yeni kavramlar arasındadır. Bunun yanında kritik bir konu olarak N-1, N-2 ve N-1-1 gibi sistem güvenliği kriterleri de İSP çalışmalarında göz önünde bulundurulmaktadır [27-30]. İSP çalışmaları farklı hedef yılları ve dönemleri kapsayacak şekilde gerçekleştirilmektedir. Genel olarak gerçek durumda yeni bir iletim hattının tesis edilebileceği sürelerin dikkate alındığı 5 ve daha uzun dönemler için yapılan çalışmalar uzun dönem İSP olarak ifade edilmektedir [31]. Bunun yanında İSP çalışmaları, planlama dönemlerinde seçilen zaman aralığı (slot) açısından statik (tek yıllık) ve dinamik (çok yıllık) olarak sınıflandırılmaktadır. Statik İSP çalışmalarında, planlamacı planlama döneminde tek bir zaman aralığı için optimal çözümler aramaktadır. Burada planlamacı şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının ne zaman yapılacağı ile ilgilenmez, çünkü nihai çözüm aslında gelecekteki tek bir statik durum için elde edilmektedir. Dinamik İSP'de, statik İSP'den farklı olarak planlama dönemi birçok zaman aralıklarına bölünerek her bir zaman aralığı için optimal çözümler aranmaktadır. Bu durumda planlamacı yeni iletim hatlarının nereye, hangi karakteristikle ve ne kadar maliyetle tesis edileceği sorularının yanında ne zaman tesis edileceği ile de ilgilenmesi gerekmektedir [32].

İSP çalışmalarında şebekenin modellenmesinde DC güç akışı eşitliklerini temel alan DC model ile AC güç akışı eşitliklerini temel alan AC model kullanılmaktadır [33]. İletim sistemi işletmeciliğinde şebekenin kaybı, reaktif güç akışı, gerilim kararlılığı gibi parametreler önemli olduğu için AC model yaygın olarak kullanılırken uzun dönem planlama çalışmalarında şebekenin büyük ve karmaşık yapısından dolayı AC modelin doğrusallaştırılması ve sadeleştirilmesi ile elde edilen DC model yaygın olarak kullanılmaktadır [34,35].

Bir problemin verilen şartlar ve kısıtlar altında elde edilen çözümlerini içeren çözüm uzayındaki en iyi sonucunun bulunması optimizasyon işlemiyle gerçekleştirilmektedir [36]. Günümüzde farklı alanlarda birçok optimizasyon problemleri farklı optimizasyon algoritmaları kullanılarak çözülmektedir. Günümüzde optimizasyon problemlerinin çözümünde kullanılan algoritmalar matematiksel (analitik), sezgisel ve metasezgisel algoritmalar olarak kategorize edilmektedir. Ayrıca bu yaklaşımların özelliklerini barındıran hibrit algoritmalar da bulunmaktadır. Matematiksel algoritmalar türev tabanlı çözüm teknikleri içermekte olup genel olarak geleneksel teknikler olarak ifade edilmektedir.

Matematiksel algoritmalar, basit ve doğrusal optimizasyon problemlerini nispeten küçük bir arama uzayı ile çözmeye etkili olup en iyi çözüme doğru yakınsamayı garanti etmektedir. Bununla birlikte, geniş arama uzayına sahip problemlerde, bu yöntemler daha yüksek ve bazen karşılanamaz hesaplama zamanına ihtiyaç duymaktadır [37]. İSP probleminin çözümünde kullanılan matematiksel algoritmalar arasında; doğrusal programlama (LP) [38], doğrusal olmayan programlama (NLP) [39], karma tamsayılı doğrusal programlama (MILP) [40], karma tamsayılı doğrusal olmayan programlama (MINLP) [41], hiyerarşik teknikler (HT) [42] ve benders ayrıştırması (BD) [43] yer almaktadır. İletim sisteminin konveks olmayan ve lineer olmayan doğasından dolayı İSP probleminin çözümü için matematiksel algoritmaların kullanılmasında, çözümler uzun zaman almaktadır. Bu da çözümün verimliliğini azaltmakta ve çözüme yakınsamama problemi güncel bir sorun haline gelebilmektedir.

Son yıllarda, matematiksel algoritmaların dezavantajlarının giderilmesi amacıyla doğadaki canlıların hayatta kalma, avlanma gibi davranışlarından esinlenerek geliştirilen sezgisel ve metasezgisel algoritmalar birçok optimizasyon probleminin çözümü için araştırmacılar tarafından yaygın olarak önerilmektedir [44]. Sezgisel algoritmaların özellikle yerel

optimum noktalarına takılmaları ve global optimal çözümlerdeki kısıtlarından dolayı metasezgisel algoritmalar geliştirilmiştir. Metasezgisel algoritmalar, küresel optimal çözüme ulaşmayı garanti edemeseler de matematiksel algoritmalarla kıyasla daha az hesaplama yükü ile yüksek kaliteli çözümler bulma eğilimindedir. Bu algoritmalar, problem çözümü için sezgisel ve iteratif adımlar kullanarak optimal çözüme ulaşmaya çalışmaktadır [45].

Doğadan esinlenen metasezgisel algoritmalar, genel olarak dört ana gruba ayrılabilir [46]:

- Biyolojik evrim kavramlarını taklit eden evrim tabanlı algoritmalar
- Doğadaki fiziksel yasalar ve kurallardan ilham alan fiziksel tabanlı algoritmalar
- Doğada sürü halinde yaşayan hayvan gruplarının sosyal davranışlarından ilham alan sürü tabanlı algoritmalar
- İnsan davranışlarını ve özelliklerini taklit eden insan tabanlı algoritmalar.

İSP çalışmalarında, yapıcı sezgisel algoritma (CHA) [47], ağaç arama sezgisel algoritması (TSHA) [48], ortogonal çaprazlama tabanlı diferansiyel evrim (OCBDE) [49], öğretim öğrenme tabanlı optimizasyon (TLBO) [50], kurbağa sıçrama algoritması (SFLA) [51], salp sürü algoritması (SSA) [52], koronovirüs sürü bağışıklığı optimizasyonu (CSHO) [53] gibi yeni metasezgisel algoritmalar son yıllarda yaygın olarak kullanılmaktadır. Yeni algoritmaların yanı sıra parçacık sürü optimizasyonu (PSO) [54], baskın olmayan sıralama genetik algoritması-2 (NSGA-2) [55], karınca kolonisi optimizasyonu (ACO) [56], bozkurt optimizasyonu (GWO) [57], yapay arı kolonisi (ABC) [58] gibi görece eski metasezgisel algoritmalar da İSP çalışmalarında kullanılmaya devam etmektedir.

İSP çalışmalarında karşılaşılan en büyük problemlerden birisi geliştirilen optimizasyon algoritmasının test edileceği İSP modelinin geliştirilmesidir. Literatürde modellenen İSP problemlerinin çözülerek optimal sonucun elde edilmesinde Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 24-baralı test sistemi, IEEE 118-baralı test sistemi gibi jenerik olarak üretilen test sistemlerinin yanında 46-baralı Brezilya sistemi, 93-baralı Kolombiya sistemi, 28-baralı Ürdün sistemi gibi gerçek şebekelerden elde edilen eşlenik şebekeler test sistemi olarak kullanılmaktadır [59-61].

Optimizasyon problemlerinin modellenmesinde ve çözülmesinde kullanılan yazılımlar da önemli bir yer tutmaktadır. Bu amaçla birçok optimizasyon probleminde olduğu gibi İSP çalışmalarında da GAMS, CPLEX, MATLAB, GUROBI, PYTHON gibi optimizasyon çözücülerini ve programlama ortamları kullanılmaktadır [62,63].

Literatürde İSP çalışmaları problemin çözümünde kullanılan algoritmalara, amaç fonksiyonlarına ve kısıtlara, şebeke modellerine, planlama dönemlerine ve test sistemlerine göre sınıflandırılmaktadır. Çizelge 2.1’de son yıllarda gerçekleştirilen İSP çalışmalarının sınıflandırılması yer almaktadır. Genel olarak çalışmalarda farklı optimizasyon algoritmaları kullanılırken amaç fonksiyonlarında değişiklik göstermekle birlikte bütün çalışmalarda şebekeye eklenecek yeni hatların yatırım maliyetleri amaç fonksiyonunda yer almıştır. Çoğu çalışmada DC şebeke modeli kullanılırken planlama dönemi olarak statik planlama dönemi tercih edilmiştir. Test sistemi olarak ise Garver 6-baralı test sistemi ve IEEE 24-baralı test sistemi yaygın olarak kullanılmıştır.

Çizelge 2.1. İSP çalışmalarının sınıflandırılması

Algoritma		Optimizasyon çözüm aracı/Programlama ortamı	Amaç fonksiyonu			Güvenlik kriteri	Planlama dönemi	Şebeke modeli	Test sistemi
			Yatırım maliyeti	İşletmesel maliyet	Karşılanamayan yük maliyeti				
[38]	M	CPLEX	✓	X	X	N-1	S	DC	IEEE 118-baralı test sistemi
[39]	M	MATLAB	✓	X	X	X	S	DC	28-baralı Ürdün sistemi
[40]	M	MATLAB	✓	X	✓	X	S	DC AC	IEEE 24-baralı test sistemi, IEEE 118-baralı test sistemi
[41]	M	MINOS	✓	X	X	X	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 24-baralı test sistemi, 46-baralı Brezilya sistemi, 93-baralı Kolombiya sistemi
[42]	M	NS	✓	X	X	X	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi

Çizelge 2.1. (devam) İSP çalışmalarının sınıflandırılması

[43]	M	CPLEX	✓	X	X	N-1	D	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 24-baralı test sistemi
[44]	MS	GLPK	✓	✓	✓	N-1	S	DC	242-baralı Brezilya sistemi
[48]	MS	NS	✓	✓	X	N-1	D5	DC	Garver 6-baralı test sistemi, Güney Brezilya Sistemi
[49]	MS	MATLAB	✓	✓	X	N-1	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 118-baralı test sistemi
[50]	MS	MATLAB	✓	X	X	N-1	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi, 46- baralı Brezilya sistemi
[51]	MS	NS	✓	X	X	N-1	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 24-baralı test sistemi
[52]	MS	MATLAB	✓	X	X	N-1	S	DC	IEEE 24-baralı test sistemi, 46- baralı Brezilya sistemi, 93-baralı Kolombiya sistemi
[53]	MS	MATLAB	✓	X	X	X	S	AC	IEEE 24-baralı test sistemi, Mısır 500 kV iletim sistemi
[54]	MS	MATLAB	✓	✓	X	N-1	D	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 24-baralı test sistemi
[55]	MS	NS	✓	X	X	N-1	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 24-baralı test sistemi
[56]	MS	MATLAB	✓	✓	X	X	D	DC	Garver 6-baralı test sistemi, IEEE 118-baralı test sistemi
[57]	MS	NS	✓	✓	✓	N-1	S	AC	Garver 6-baralı test sistemi
[58]	MS	MATLAB	✓	✓	✓	X	S	DC	Değiştirilmiş Azerbaycan Bölgesi şebekesi
İAS A	MS	PYTHON	✓	✓	✓	N-1	S	DC	Garver 6-baralı test sistemi, 400 kV Türkiye şebekesi

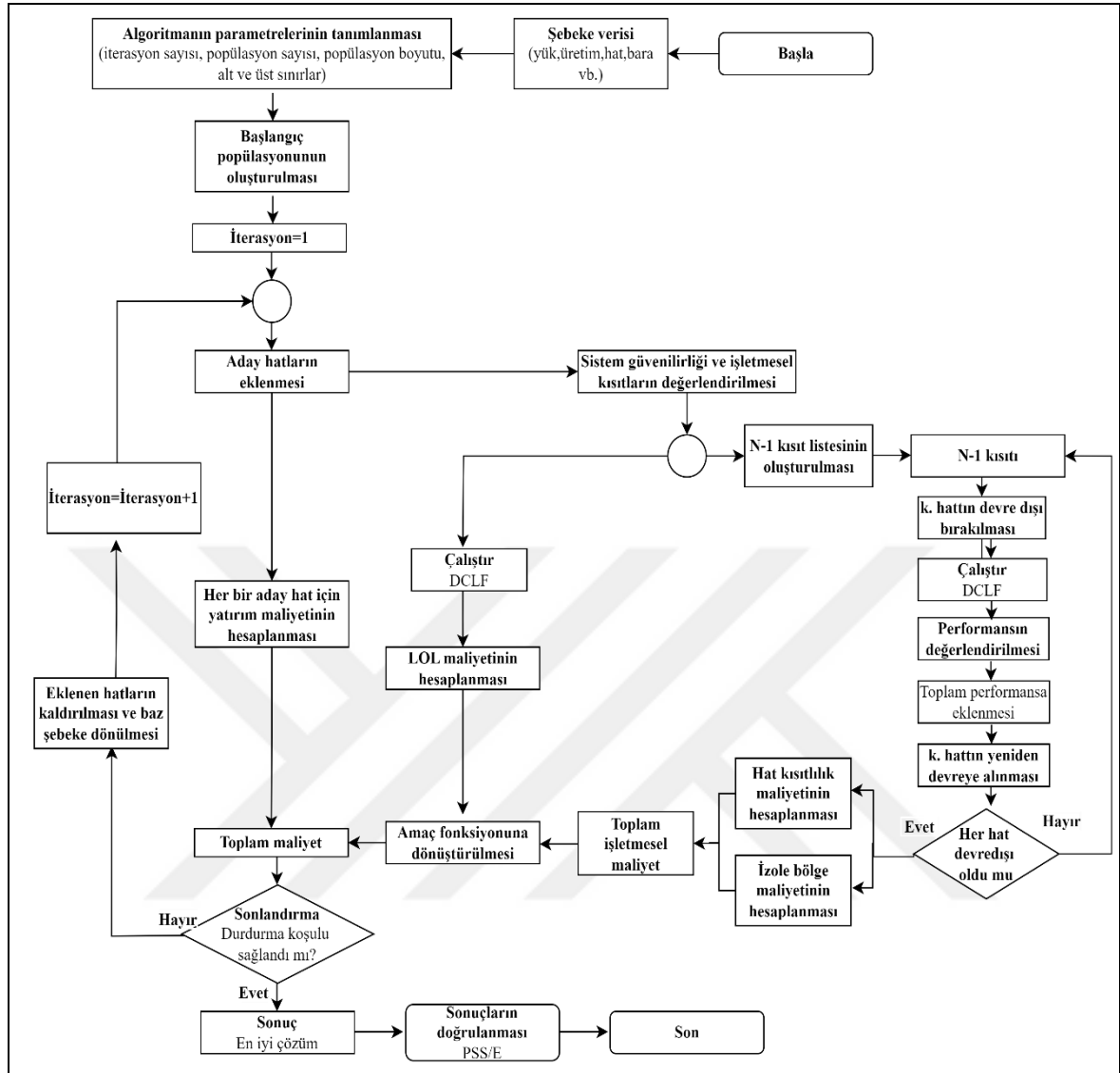
M: Matematiksel MS: Metasezgisel NS: Yer verilmemiş S: Statik D: Dinamik

✓:İçermektedir X: İçermemektedir

2.2. Önerilen İSP Modelinin Genel Yapısı

Bu tez çalışmasının ana motivasyonlarından biri uzun dönem çok yıllık iletim sistemi planlama çalışmalarının gerçekleştirilmesinde iletim sistemi planlamacılarına yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir İSP modelinin geliştirilmesidir. Geliştirilen bu model sayesinde planlama dönemleri için yeni iletim hattının planlanmasında gereğinden fazla veya gereğinden az yatırımın önüne geçilerek bu iki önemli durumun dengelendiği, maliyet etkin en uygun çözümün elde edilmesi amaçlanmaktadır. Önerilen İSP modeli farklı amaç fonksiyonları ve kısıtları içeren İSP problemlerinin modellenmesine ve farklı optimizasyon algoritmalarının uygulanmasına imkân verecek esneklik ve kabiliyette tasarlanmıştır. Şekil 2.1’de önerilen İSP modelinin genel yapısı ve İSP uygulamasının genel akışı yer almaktadır. Burada bu tez çalışması kapsamında modellenen İSP problemlerine ait amaç fonksiyonlarını içeren modelin genel yapısı yer almaktadır.

Önerilen İSP modeli, uygulanacak şebekeye ait bilgilerin (hat, bara, yük, üretim vb.) ve kullanılacak optimizasyon algoritmasına ait parametrelerin (iterasyon sayısı, popülasyon sayısı, üst ve alt sınırlar vb.) modele girdi olarak tanımlanması ile başlatılır. Optimizasyon algoritmasının başlangıç popülasyonu rastgale düzende oluşturularak başlangıç için bir çözüm elde edilir. Ardından iteratif olarak yinelemenin yapılacağı döngü başlatılır. Döngüde aday hat kümesinden hatlar tek tek modele eklenerek İSP modelinde kullanılacak amaç fonksiyonuna göre model işletilir. Eğer amaç fonksiyonunda sadece şebekeye eklenecek yeni hatların maliyeti varsa modelde sadece hat maliyetleri hesaplanır ve toplam maliyet olarak sonuç alınır. İSP modelinde amaç fonksiyonunda hat maliyetlerinin yanında işletme maliyetleri, karşılanamayan yük maliyetleri ve N-1 sistem güvenliği kriteri yer alıyorsa bu amaçlar için ayrı ayrı maliyetler hesaplanarak toplam maliyet elde edilir. Bu döngüsel süreç İSP modelinin başlangıcında belirlenen iterasyon sayısı tamamlanana kadar devam eder ve çözüm kümesi elde edilir. İSP modelinin tamamlanması için gerekli durdurma koşulu sağlandıktan sonra çözüm kümesi içinden optimal sonuç bulunur. İSP modeli optimal sonucun PSS/E güç sistemleri analiz programında DC güç akışı temelli statik olarak doğrulanması ile tamamlanır.

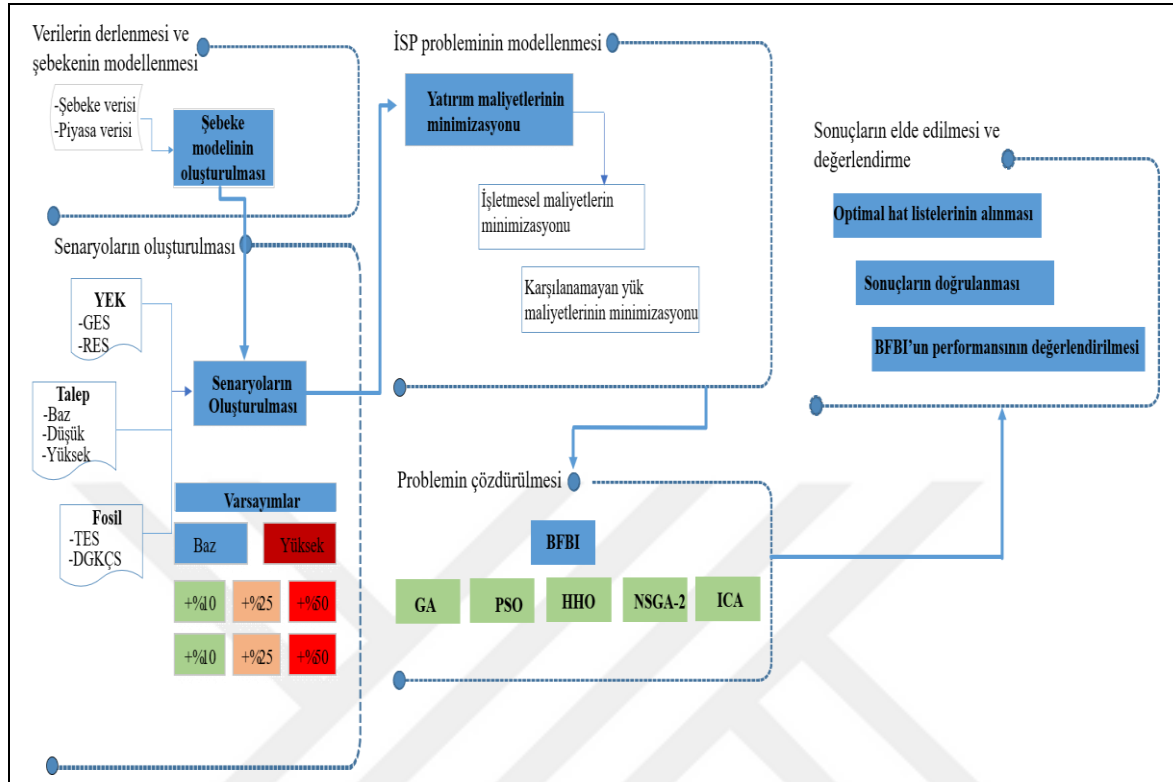


Şekil 2.1. İSP modelinin uygulama akış diyagramı

Önerilen İSP modeli Şekil 2.2’de verildiği gibi kavramsal olarak 5 ana bölümden oluşmakta olup bölümler aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- İSP çalışmasının gerçekleştirileceği şebekeye ait verilerin derlenerek şebeke modelinin oluşturulması,
- Farklı işletme noktaları için üretim ve yük koşullarını içeren senaryo setlerinin oluşturulması,
- Farklı amaç ve kısıtlar temelinde belirlenen İSP probleminin matematiksel modelinin oluşturulması,
- İSP probleminin seçilen optimizasyon algoritması ile çözülmesi,

- Optimal hat listesinin elde edilmesi ve sonuçların doğrulanarak değerlendirilmesidir.



Şekil 2.2. İSP modelinin kavramsal yöntem şeması

2.3. Geliştirilen İkili Adli Soruşturma Algoritması

İSP çalışmalarında, problemin çözümünde birçok farklı optimizasyon algoritması çözüm yöntemi olarak araştırmacılar tarafından önerilmekle birlikte son yıllarda özellikle metasezgisel optimizasyon algoritmaları yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında önerilen İSP modelinde farklı amaç ve kısıtları içeren İSP problemlerinin çözümü için literatürde farklı sektörlerdeki optimizasyon problemlerinin çözümündeki performansı ve kabiliyeti nedeniyle metasezgisel bir yöntem olarak orijinal Adli Soruşturma Algoritması (ASA) kullanılarak İkili Adli Soruşturma Algoritması olarak adlandırdığımız İASA geliştirilmiştir. Orijinal ASA, çıkış itibariyle sürekli optimizasyon problemlerini çözmek için geliştirilmiş olup ikili optimizasyon problemlerini çözememektedir. Bununla birlikte, İSP gibi karar değişkenlerinin ikili değerler aldığı farklı sektörlerde birçok ikili optimizasyon problemi bulunmaktadır. Bu kapsamda orijinal ASA'nın bu dezavantajının giderilmesi ve İSP problemlerinin çözümünde kullanılması için, orijinal ASA'nın yeni bir

ikili varyantı olarak İASA geliştirilmiştir. Bu bölümde, orijinal ASA ve ikili dönüşüm süreci açıklanarak geliştirilen İASA'nın sözde kodu (pseudocode) verilmektedir.

2.3.1. Orijinal adli soruşturma algoritması

Metasezgisel algoritmalar, doğadaki canlıların sürü olarak avlanma, hayatta kalma gibi davranışlarından esinlenerek geliştirilen algoritmalar olup son yıllarda birçok optimizasyon probleminin çözümünde yaygın olarak kullanılmaktadır [64]. ASA, 2020 yılında Chou ve Nguyen tarafından yüksek doğruluk ve performans ile sürekli, doğrusal olmayan problemler için küresel çözümler bulmak için ceza davalarında dedektiflerin şüphelinin araştırılması, yerinin belirlenmesi ve takip edilmesi sürecinden esinlenerek geliştirilmiş insan tabanlı bir metasezgisel algoritmadır [65]. Günümüzde ASA farklı sektörlerdeki optimizasyon problemlerinin çözümünde etkin bir şekilde uygulanmıştır. Yapı-inşaat sektöründe, frekans kısıtlamaları olan kubbeli ve kafesli yapıların boyut ve şeklinin hesaplanmasında ve 10 sütunlu makas, 72 sütunlu makas, 56 sütunlu kubbe, 120 sütunlu kubbe ve 582 sütunlu kulenin tasarlanmasında kullanılan yapısal tasarım parametrelerinin belirlenmesinde ASA kullanılmış olup elde edilen sonuçlar farklı optimizasyon algoritmaları ile elde edilen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır [66,67]. Enerji sektöründe, fotovoltaik sistemlerin çıkış güçlerinin belirlenmesinde önem arz eden fotovoltaik panellere ait optimal parametre seçimi için farklı tip ve güçte paneller için ASA kullanılarak karşılaştırmalı sonuçlar elde edilmiştir [68]. Kara yollarının periyodik asfaltlanması çalışmalarında yamalı ve yamasız çukurların doğru bir şekilde tespit edilerek asfalt dökülecek alanların belirlenmesi ve optimal optimal kullanımının sağlanmasında ASA uygulanmıştır [69]. Yakıt hücresinin çıkış gücü temel olarak su seviyesine, sıcaklığa, hidrojen ve oksijen bazlı kısmi basınç parametrelerine bağlı olup maksimum güç çıktısının elde edilmesinde bu parametrelerin optimal olarak seçilmesi için ASA kullanılarak PID tabanlı optimal parametre seçimi gerçekleştirilmiştir [70].

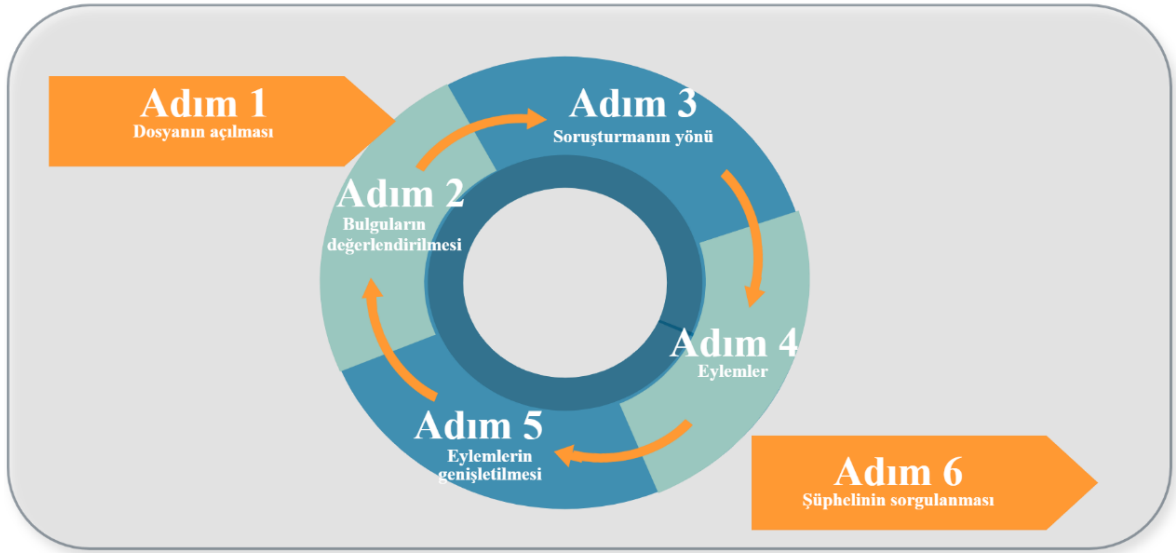
Tüm optimizasyon algoritmaları genel olarak her türden problemi verimli bir şekilde çözememektedir. Bunun yanında her algoritmanın performans değerlendirmeleri açısından kendi avantajları bulunmaktadır. ASA optimal çözüme ulaşmak için az sayıda kontrol parametresine ihtiyaç duymasından dolayı verimli bir algoritma olup, büyük ölçekli ve boyutlu problemlerin çözümünde de oldukça kabiliyetlidir [71,72]. Bunun yanında algoritma sürekli ve doğrusal olmayan optimizasyon problemlerini çözmek için oldukça sağlam, verimli ve kararlıdır [73].

ASA, adli ceza soruşturmalarında görev alan dedektiflerin şüphelinin araştırılması, yerinin belirlenmesi ve takip edilmesi sürecinden esinlenerek geliştirilmiştir.

Algoritmada optimizasyon süreci temel olarak aşağıda verilen altı adımdan oluşmaktadır:

- Adli bir olayın meydana gelmesi ve şikayet/ihbar edilmesiyle olayın aydınlatılması için dedektifler (polis) tarafından olay dosyasının açılması,
- Dosya üzerinde olay ile ilgili ilk bulguların toplanması ve yorumlanması,
- Şüphelinin olası konumlarının araştırılması, belirlenmesi ve soruşturmanın yönünün tespit edilmesi,
- Şüphelinin olası konum bilgileri ile hedef olarak belirlenen en olası konumlara ulaşılması ve çevrelenmesi eyleminin gerçekleştirilmesi,
- Şüphelinin konumunun bulunması için gerçekleştirilen eylemler sonucunda yeni konumların belirlenerek eylemlerin genişletilmesi,
- Olayın aydınlatılarak şüphelinin sorgulanması ve dosyanın kapatılması.

Süreç, suç teşkil eden bir olay meydana geldikten sonra ihbar edilmesi ile başlar ve olay çözülerek gerçeğin ortaya çıkması ile sona erer. AS süreci, temel olarak araştırma aşaması ve takip aşaması olmak üzere iki ana arama aşaması olarak tasarlanmıştır. Araştırma ekibi tarafından gerçekleştirilen araştırma aşamasında bulguların toplanması, yorumlanması ve soruşturmanın yönlendirilmesi yapılırken, takip ekibi tarafından gerçekleştirilen takip aşamasında ise öncelikle şüphelinin yerinin bulunması için en umut verici arama yönünden başlanarak eylem odaklı adımlar atılmaktadır. Her eylemin sonunda soruşturma ekibi tarafından yeni bulgular ve toplanan bilgiler yorumlanarak yeni soruşturma yönleri belirlenir. Algoritmanın arama uzayı, şüphelinin saklanıyor olabileceği her yer olarak tanımlanır ve şüpheliyi bulma olasılığı, amaç fonksiyonu için bir metafor görevi görür. Araştırma aşaması metasezgisel optimizasyon literatüründe keşif aşamasına, takip aşaması ise sömürü (yararlanma) aşamasına karşılık gelmektedir.



Şekil 2.3. ASA’da soruşturma sürecindeki adımlar

Şekil 2.3’te ASA’da soruşturma sürecindeki adımlar yer almakta olup bütün sürecin ortasındaki dört adım, gerçek ortaya çıkana kadar devam eden bir döngü olarak görülmektedir. Soruşturma ekibi içerisinde yer alan araştırma ekibi 2. ve 3. adımları gerçekleştirirken, takip ekibi 4. ve 5. adımları gerçekleştirmektedir. 1. adım olayın oluşması, şikayet edilmesi ve olay dosyasının açılmasıyla son adım olarak 6. adım ise olayın aydınlatılarak şüphelinin sorgulanması yani gerçeğin ortaya çıkarılması adımıdır. Döngüde yer alan adımlar aşağıda açıklanmaktadır [74-76]:

1. Adım

Birinci adım, bir suçun ihbar edilmesi ve olay dosyasının açılması adımıdır. Olay dosyasının açılmasının ardından, soruşturma sürecini başlatmak üzere araştırma ve takip ekiplerinden oluşan bir olay soruşturma ekibi oluşturulur. Olayın soruşturulması, olay yerine ilk ulaşan polis memurları tarafından bulunan bilgilerle başlar. Bu bilgiler araştırma ekibinin üyeleri için ana başlangıç noktasını oluşturur ve ekip üyeleri neler olmuş olabileceğine dair bir ilk izlenim edinmek için çeşitli standart prosedürleri izleyerek işe başlar. Ekip üyeleri olay yerini, mağduru, olası şüphelileri ve onların geçmiş bilgilerini araştırır; ekip tanıkların yerini tespit eder ve tanıkları sorgular.

2. Adım (A1)

İkinci adımda, araştırma ekibinin üyeleri tarafından elde edilen ilk bulgular yorumlanır ve olayla ilgili farklı bakış açıları paylaşılır. Araştırma ekibinin üyeleri arasındaki etkileşim bulguların yorumlanmasını etkiler. Ekip tarafından şüphelinin mevcut şüphelenilen konumları (X_{A_i}) temelinde yeni şüphelenilen konumlar belirlenir. 2. adım, araştırma ekibi üyelerinin ilk bilgi ve bulguları değerlendirdiği, umut verici yeni şüphelenilen konumları belirlediği "bulguların yorumlanması" adımıdır. Bu adım aşağıdaki gibi modellenenir:

$$X_{A1_{ij}} = X_{A_{ij}} + ((r_1 - 0.5) \times 2) \times (X_{A_{ij}} - (X_{A_{kj}} + X_{A_{hj}}) / 2) \quad (2.1)$$

Burada; $X_{A1_{ij}}$ $X_{A_{ij}}$ 'den elde edilen şüphelinin i. şüphelenilen yeni konumunu; i popülasyondaki bireyleri (şüphelinin şüphelenilen konumları); $i = 1, 2, 3, \dots, NP$; NP popülasyon sayısını; k ve h popülasyondaki bireylerden seçilen rastgelere değerleri; $j = 1, 2, 3, \dots, D$; D arama uzayının boyutunu ifade ederken r_1 ise $[0,1]$ aralığında seçilen rastgele değerleri ifade etmektedir.

Rastgele değerlerin seçilmesinde Eş. 2.1'deki $(r_1 - 0.5)$ terimin yerine Gaussian Dağılımından faydalanılmıştır. Popülasyonda yer alan k, h ve i bireyleri farklı değerlerde olmalıdır.

Bu adımda araştırma ekibi şüphelenilen yeni konumları mevcut konumlar ile karşılaştırır. Aç gözlü seçim prosedürü uygulanarak eğer Eş. 2.1 ile elde edilen yeni konumun olasılığı ($p(A1_i)$), mevcut konumun olasılığından ($p(A_i)$) daha iyi ise bu konum yeni mevcut konum ($X_{A_i} = X_{A1_i}$) olarak atanır.

Bu adımın sonunda araştırma ekibi tarafından şüphelenilen konumlar arasından en iyi konum ($X_{A1_{best}}$) hesaplanarak hedef konum (X_{best}) olarak belirlenir ($X_{A1_{best}} = X_{best}$). Ayrıca, bir sonraki adımın belirlenmesi için şüphelenilen konumun en düşük olasılığı (p_{worst}) ile en yüksek olasılığı (p_{best}) karşılaştırılır. Eğer en düşük olasılık değeri en yüksek olasılık değeri ile aynı değil ise sonraki adım olarak A2 seçilirken iki değer aynı olursa B1 adımına geçilir.

3. Adım (A2)

Araştırma sürecinin bu adımında, araştırma ekibi tarafından bir önceki adımın sonuçlarına dayanarak çeşitli soruşturma yönleri önerilir. Suçun nedenleri tartışılır ve farklı senaryolar değerlendirilir. Daha sonra, ekip üyeleri bulguları inandıkları soruşturma yönleriyle karşılaştırır, bu da yeni soruşturma yönlerinin oluşturulmasına ya da mevcut soruşturma yönlerinin değiştirilmesine veya onaylanmasına yol açabilir. 3. adım, araştırma ekibi üyelerinin en olası konumu araştırdığı ve şüphelinin şüphelenilen konumunun olasılığını diğer şüphelenilen konumlarla karşılatırdığı "soruşturmanın yönü" adımındır.

X_{A_i} 'nin yönü şüphelinin şüphelenilen konumları arasından seçilen en iyi konumdan ve rastgele seçilen diğer konumlardan etkilenmektedir. Eş. 2.2'de şüphelinin yeni konumunun nasıl güncellendiği verilmektedir.

$$X_{A_{2ij}} = X_{best} + X_{A_{dj}} + r_2 \times (X_{A_{ej}} - X_{A_{fj}}) \quad (2.2)$$

Burada; $X_{A_{2ij}}$ şüphelinin i. şüphelenilen yeni konumunu; X_{best} 2. Adım'da elde edilen en iyi konumu; i popülasyondaki bireyleri (şüphelinin şüphelenilen konumları); $i = 1, 2, 3, \dots, NP$; NP popülasyon sayısını; d, e ve f popülasyondaki bireylerden seçilen rastgelere değerleri; $j = 1, 2, 3, \dots, D$; D arama uzayının boyutunu ifade ederken r_2 ise $[0,1]$ aralığında seçilen rastgele değerleri ifade etmektedir.

Şüphelenilen konum her bir konumun olasılığı ($Prob(X_{A_i})$) ile r_2 'nin karşılaştırılması sonucunda güncellenir. Ancak bütün konumlar güncellenmemektedir. Eğer şüphelenilen konumun değeri rastgele seçilen değerden küçük olursa konum güncellenir. Böylelikle arama uzayının çeşitliliği artırılmış olur.

Her bir konumun olasılık fonksiyonu $Prob(X_{A_i})$; en kötü amaç değerine sahip en düşük olasılık p_{worst} , en iyi amaç değerine sahip en yüksek olasılık p_{best} ve şüphelinin konumda olma olasılığı olan $p(A_i)$ kullanılarak hesaplanır. $Prob(X_{A_i})$ aşağıdaki şekilde formüle edilebilir:

$$Prob(X_{A_i}) = (p_{worst} - p(A_i)) / (p_{worst} - p_{best}) \quad (2.3)$$

Bu adımın sonunda yine aç gözlü seçim prosedürü uygulanarak Eş. 2.2 ile elde edilen konumun olasılığı ($p(A_{2i})$), mevcut konumun olasılığından ($p(A_i)$) daha iyi ise bu konum yeni mevcut konum ($X_{A_i} = X_{A_{2i}}$) olarak atanır. Ayrıca şüphelenilen konumlar arasından en iyi konum ($X_{A_{2best}}$) hesaplanarak hedef konum (X_{best}) güncellenir ($X_{A_{2best}} = X_{best}$).

4. Adım (B1)

Dördüncü adım, araştırma ekibinden şüphelinin en iyi şüphelenilen konumunu içeren rapor alındıktan sonra, takip ekibi üyelerinin şüpheliyi yakalamak için koordineli bir şekilde hedefe yaklaştığı ve şüphelinin konumunu çevrelediği "eylemler" adımıdır. Takip ekibinin her bir üyesi Eş. 2.4'teki eşitliğe göre en yüksek olasılıklı en iyi konuma yaklaşmaya çalışır. Eğer mevcut konuma göre daha yüksek olasılıklı bir konum elde edilirse yeni yaklaşılan konum güncellenir. Güncellenen konum aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$X_{B1ij} = r_3 \times X_{Bij} + r_4 \times (X_{best} - X_{Bij}) \quad (2.4)$$

Burada; X_{B1ij} takip ekibinin i 'nci üyesinin yeni konumunu; X_{Bij} takip ekibinin i 'nci üyesinin mevcut konumunu, X_{best} araştırma ekibinden elde edilen en iyi konumu ifade etmektedir. i popülasyondaki bireyleri (takip ekibinin üyelerinin konumları); $i = 1, 2, \dots, NP$; NP popülasyon sayısını; $j = 1, 2, 3, \dots, D$; D arama uzayının boyutunu; r_3 ve r_4 ise $[0,1]$ aralığında rastgele seçilen değerleri ifade etmektedir.

Araştırma aşamasındaki A1 ve A2 adımlarına benzer olarak, aç gözlü seçim prosedürü uygulanarak takip ekibinin üyelerinin yeni konumları mevcut konumları ile karşılaştırılır. Eğer Eş. 2.4 ile elde edilen yeni konumun olasılığı ($p(B_{1i})$), mevcut konumun olasılığından ($p(B_i)$) daha iyi ise bu konum yeni mevcut konum ($X_{B_i} = X_{B_{1i}}$) olarak atanır. Ayrıca konumlar arasından en iyi konum ($X_{B_{1best}}$) hesaplanarak hedef konum (X_{best}) güncellenir ($X_{B_{1best}} = X_{best}$).

5. Adım (B2)

Beşinci adım, 4. adım'daki eylemler sürecinin genişletildiği "eylemlerin genişletilmesi" adımıdır. Takip ekibi üyeleri herhangi bir aksiyon alıp hareket ettiklerinde, yeni

konumlarının olasılıkları hesaplanarak merkeze bildirilir. Merkez yeni bilgiler ışığında şüphelenilen konumu günceller ve takip ekibine o konuma yaklaşma emri verir. Takip ekibinin üyeleri arasındaki etkileşim, araştırma ve eylemlerin yönü hakkında karar vermek için önemlidir.

Takip ekibinin üyelerinin yeni konumu Eş. 2.5 ve Eş. 2.6 ile hesaplanır. Eğer takip ekibinin r 'inci üyesinin konumunun olasılığı $p(B_r)$ i 'inci üyenin konumunun olasılığından $p(B_i)$ daha iyi ise takip ekibi üyelerinin yeni konumu Eş. 2.5'e göre hesaplanır; aksi durumda Eş. 2.6'ya göre hesaplanır.

$$X_{B_{2ij}} = X_{B_{rj}} + r_5 \times (X_{B_{rj}} - X_{B_{ij}}) + r_6 \times (X_{best} - X_{B_{rj}}) \quad (2.5)$$

$$X_{B_{2ij}} = X_{B_{ij}} + r_7 \times (X_{B_{ij}} - X_{B_{rj}}) + r_8 \times (X_{best} - X_{B_{ij}}) \quad (2.6)$$

Burada; $X_{B_{2ij}}$ takip ekibinin i 'nci üyesinin yeni konumunu; $X_{B_{ij}}$ takip ekibinin i 'nci üyesinin mevcut konumunu, $X_{B_{rj}}$ takip ekibinin r 'inci üyesinin mevcut konumunu; X_{best} 4. Adım'dan elde edilen en iyi konumu ifade etmektedir. i popülasyondaki bireyleri (takip ekibinin üyelerinin konumları); $i = 1, 2, \dots, NP$; NP popülasyon sayısını; r popülasyondaki bireylerden seçilen rastgelere değerleri; $j = 1, 2, 3, \dots, D$; D arama uzayının boyutunu; r_5 , r_6 , r_7 and r_8 $[0,1]$ aralığında seçilen rastgele seçilen değerleri ifade etmektedir.

Son olarak bu adımın sonunda da aç gözlü seçim prosedürü uygulanarak takip ekibinin üyelerinin yeni konumları mevcut konumları ile karşılaştırılır. Eğer Eş. 2.5 veya Eş. 2.6 ile elde edilen yeni konumun olasılığı ($p(B_{2i})$), mevcut konumun olasılığından ($p(B_i)$) daha iyi ise bu konum yeni mevcut konum ($X_{B_i} = X_{B_{2i}}$) olarak atanır. Ayrıca konumlar arasından en iyi konum ($X_{B_{2best}}$) hesaplanarak hedef konum (X_{best}) güncellenir ($X_{B_{2best}} = X_{best}$).

6. Adım

Algoritmanın son adımında eğer ciddi bir şüphelinin kimliği tespit edilmişse şüpheli sorgulanarak olay dosyası kapatılır. Gerçek ortaya çıkartılamamışsa yani ciddi bir şüpheli yakalanamamışsa yeni bir konumun belirlenmesi için 2. Adıma geri dönülür.

2.3.2. Geliştirilen ikili adli soruşturma algoritması ve ikili dönüşüm

Optimizasyon problemleri arama uzayı açısından iki temel kategoriye ayrılır: ikili optimizasyon problemleri ve sürekli optimizasyon problemleri. İkili problemlerde arama ajanları arama uzayında sadece 0 veya 1 değerlerini alırken, sürekli problemlerde ajanlar arama uzayında kesirli değerler alabilmektedir. Genel olarak, sürekli optimizasyon problemlerini çözmek ikili optimizasyon problemlerini çözmekten daha kolaydır. Gerçek dünyada, arama uzayı ikili değerler almakla sınırlandırılmış birçok farklı optimizasyon problemi olmakla birlikte sürekli arama uzaylarında iyi sonuçlar veren birçok sürekli metasezgisel optimizasyon algoritmaları geliştirilmiştir. Bu algoritmalar ikili problemleri çözmek için uyarlanmalıdır. Literatürde GA, PSO, ACO gibi iyi bilinen metasezgisel algoritmaların birçoğu gerçek dünyada doğal olarak formüle edilebildiği için başlangıçta sürekli arama uzayında uygulanmak üzere geliştirilmişlerdir. Ancak araştırmacılar, arama sürecine ilham veren ilkeleri koruyarak bu algoritmaları ikili uzaylarda da uygulanabilir hale getiren ikili versiyonlarını önermişlerdir [77].

ASA, başlangıçta sürekli karar değişkenlerine sahip optimizasyon problemlerinin çözümü için geliştirilmiştir. Ancak, İSP problemi doğası gereği ikili bir optimizasyon problemidir. Problem şebekeye aday hattın eklenmesi veya eklenmemesi olduğundan, karar değişkeni yalnızca ikili değerler (1 veya 0) almaktadır. Bu nedenle, aday hatların seçimi için sürekli arama uzayının ikili arama uzayına dönüştürülmesi gereklidir. Bu tez çalışmasında, ikili İSP problemini çözmek için orijinal ASA'ya bir transfer fonksiyonu ve konum güncelleme kuralı entegre edilerek ASA'nın yeni bir ikili varyantı olarak İASA geliştirilmiştir.

İkili dönüşümde, transfer fonksiyonlarının diğer tekniklere göre daha kolay, basit ve hızlı olması gibi avantajları nedeniyle araştırmacılar tarafından transfer fonksiyonları yaygın olarak kullanılmaktadır [78].

Literatürde ikili dönüşümün gerçekleştirilmesinde çeşitli transfer fonksiyonları önerilmekte olup yaygın olarak kullanılanları arasında:

- V-şekilli transfer fonksiyonu [79]
- S-şekilli transfer fonksiyonu [80]
- O-şekilli transfer fonksiyonu [81]

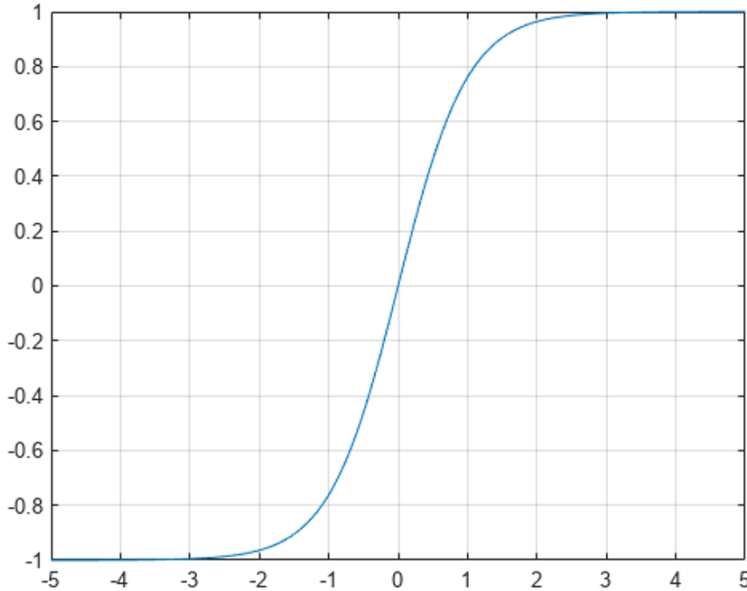
- X-şekilli transfer fonksiyonu [82]
- Z-şekilli transfer fonksiyonu [83]
- Kosinüs transfer fonksiyonu [84]
- Hiperbolik tanjant transfer fonksiyonu [85,86]

yer almaktadır.

Bu tez çalışmasında, hiperbolik tanjant transfer fonksiyonu az sayıda kontrol parametresi, uygulama kolaylığı ve sürekli arama uzayından ikili arama uzayına geçişte diğerlerine göre daha başarılı olmasından dolayı ikili dönüşümde kullanılmıştır. Hiperbolik tanjant transfer fonksiyonu ile ASA'nın orijinal mekanizması korunarak sürekli bir arama uzayındaki arama sürecinin ikili bir arama uzayına eşlenmesi gerçekleştirilmiştir. Hiperbolik tanjant fonksiyonu, hiperbolik sinüs ve kosinüs fonksiyonları arasındaki oran olarak aşağıdaki gibi tanımlanır:

$$\tanh x = \frac{\sin hx}{\cos hx} \quad (2.7)$$

Şekil 2.4'te hiperbolik tanjant fonksiyonunun örnek bir çizimi gösterilmektedir.



Şekil 2.4. Hiperbolik tanjant fonksiyonu

Orijinal ASA süreci için sürekli arama uzayında, şüphelinin şüphelenilen bir sonraki konumu ve takip ekibinin her bir üyesinin konumu Bölüm 2.3.1'deki eşitliklere göre

güncellenir. İkili problemler için optimal çözümler elde etmek amacıyla, sürekli arama uzayındaki arama süreci ikili forma eşlenmelidir. Bu nedenle, eşlemede hiperbolik tanjant transfer fonksiyonu kullanılmıştır. Hiperbolik tanjant transfer fonksiyonunda, orijinal ASA'nın süreci korunur ve sürekli arama uzayındaki arama süreci ikili arama uzayına eşlenir. Eş. 2.8 ve Eş. 2.9 kullanılarak ikili dönüşüm gerçekleştirilir [85].

$$TF(X_{ij}) = |\tanh(X_{ij})| = \frac{e^{2X_{ij}} - 1}{e^{2X_{ij}} + 1} \quad (2.8)$$

$$\text{bin}X_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{if } TF(X_{ij}) > \text{rand} \\ 0, & \text{if } TF(X_{ij}) \leq \text{rand} \end{cases} \quad (2.9)$$

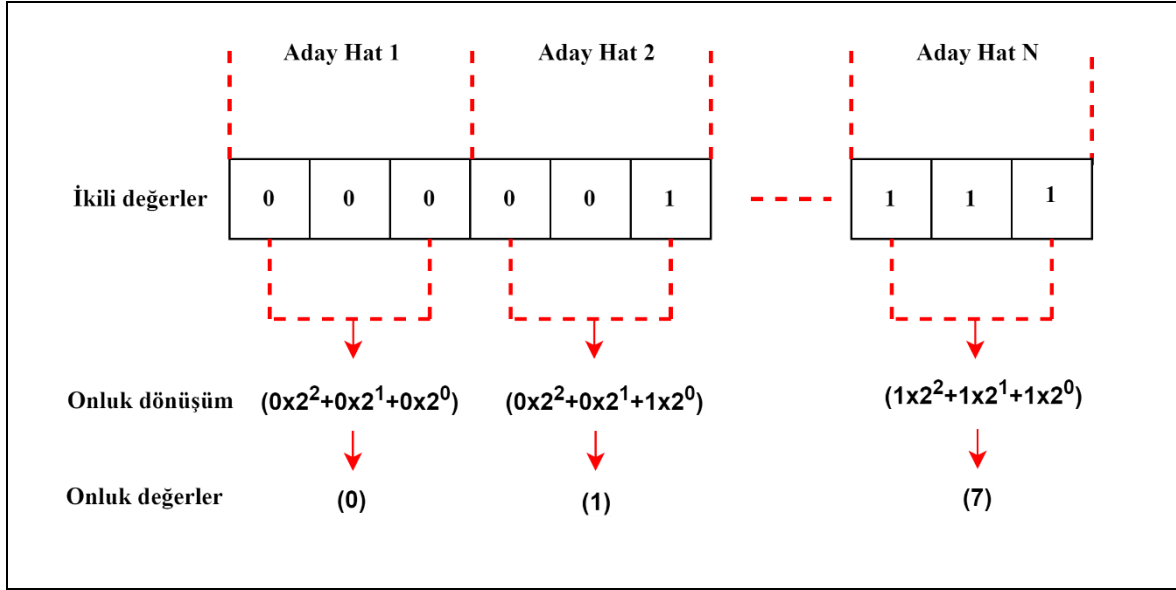
Burada; X_{ij} orijinal FBI'dan elde edilen sürekli konumu; $\text{rand} [0,1]$ aralığında rastgele seçilen değeri ifade ederken TF transfer fonksiyonunu ifade etmektedir.

Bir elemanın konumunun güncellenmesi, transfer fonksiyonunun çıkışı ile $[0,1]$ aralığında rastgele üretilen sayı arasındaki karşılaştırmaya göre uygulanır. Bu noktada, aşağıdaki ifadeye göre bir konum güncelleme kuralı gerçekleştirilir:

$$\text{bin}X_{ij} = \begin{cases} (\text{bin}X_{ij})^{-1}, & \text{if } TF(X_{ij}) > \text{rand} \\ (\text{bin}X_{ij}), & \text{if } TF(X_{ij}) \leq \text{rand} \end{cases} \quad (2.10)$$

Burada; $\text{bin}X_{ij}$ i bireyinin j elemanının ikili konumunu; X_{ij} orijinal FBI'dan elde edilen sürekli konumu; $\text{rand} [0,1]$ aralığında rastgele seçilen değeri ifade ederken TF transfer fonksiyonunu ifade etmektedir.

Eş. 2.10'daki konum güncelleme kuralında, transfer fonksiyonu ile elde edilen ikili arama uzayının değerleri rastgele seçilen değerlerden düşük olduğunda, bireylerin mevcut konumlarında kalması teşvik edilirken, değerler yüksek olduğunda bireylerin tamamlayıcı konumlarına (0 veya 1) geçmeleri sağlanır.



Şekil 2.5. Bireylerin üç basamaklı ikili yapısı

Dönüşüm işlemi sonunda elde edilen bir bireyin ikili kodu, gelecek planlama dönemleri için bir aday hattın şebekeye eklenip eklenmeyeceği ve kaç adet (devre) hattın ekleneceği ile ilgili bilgileri içermektedir. Bu doğrultuda bireylerin üç basamaklı ikili yapısının bir temsili Şekil 2.5'te gösterilmektedir.

Bu tez çalışmasında önerilen İSP modelinde, Türkiye şebekesi için yapılan İSP çalışmasında her bir koridor için maksimum hat sayısı 1 seçildiği için bireylerin 3 basamaklı ikili değerleri sadece aday hat kümesinden hangi aday hattın şebekeye ekleneceği bilgisini içermektedir. Garver-6 baralı test sistemi ve IEEE-24 baralı test sistemi için yapılan İSP çalışmalarında her bir koridor için maksimum hat sayısı sırasıyla 7 ve 3 seçildiği için bireylerin 3 basamaklı ikili değerleri aday hat kümesinden hangi aday hattın şebekeye ekleneceği bilgisinin yanında bunların ondalık karşılığı şebekeye kaç adet ilgili aday hattın ekleneceği bilgisini içermektedir. Örnek olarak, Aday Hat 1'in ikili kodu "000" olarak verilmiştir ve bu ikili kodun ondalık karşılığı 0 ($2^0 \times 0 + 2^1 \times 0 + 2^2 \times 0$) olup bu da Aday Hat 1'in şebekeye eklenmeyeceği anlamına gelmektedir.

Şekil 2.6'da, geliştirilen İASA'nın genel yapısının sözde kodu (pseudo-code) yer almaktadır. Algoritmanın giriş evresinde, algoritmaya ait parametreler (iterasyon sayısı, popülasyon sayısı, alt ve üst sınırlar) belirlenir. Başlangıç evresinde, algoritmanın başlangıç popülasyonu belirlenir. Şüphelinin şüphelenilen konumları ve takip ekibinin her bir üyesinin

konumu rastgele oluşturulduktan sonra her iterasyonda, sürekli çözüm uzayında elde edilen güncel konumlar ikili dönüşüme sokularak konumlar ikili çözüm uzayına taşınır ve uygunluk değerleri hesaplanarak global ve yerel aramalar gerçekleştirilir. Durdurma kriteri sağlanana kadar bu döngüye devam edilir. Sözde kodda görüldüğü gibi İASA'nın ayarlanması gereken parametre azlığı nedeniyle uygulanması basittir.

İAS Algoritması	
1:	Giriş: (iterasyon sayısı, popülasyon sayısı, alt ve üst sınırlar)
2:	Başlangıç: (Başlangıç popülasyonu oluştur)
3:	while iterasyon < Maksimum iterasyon sayısı yap ;
4:	Araştırma fazı:
5:	Adım A1:
5.1:	for i = 1'den popülasyon sayısına kadar yap ;
5.2:	for j = 1'den popülasyon boyutuna kadar yap ;
5.3:	Eş. 2.1'i kullanarak şüphelinin şüphelenilen konumunu güncelle
5.4:	end for ;
5.5:	İkili dönüşümü kullanarak sürekli konumu ikili konuma dönüştür
5.6:	end for ;
5.7:	Yeni popülasyonun uygunluk değerini hesapla
5.8:	Açgözlü seçimi uygula
5.9:	if $p_{best} \neq p_{worst}$ yap ;
6:	Adım A2:
6.1:	for i = 1'den popülasyon sayısına kadar yap ;
6.2:	Eş. 2.3'ü kullanarak şüphelinin şüphelenilen konumlarının olasılık
6.3:	değerlerini hesapla
6.4:	for i = 1'den popülasyon sayısına kadar yap ;
6.5:	if rand > prob(pop[i]) yap ;
6.6:	for j = 1'den popülasyon boyutuna kadar yap ;
6.7:	if rand > rand yap ;
6.8:	Eş. 2.2'yi kullanarak şüphelinin şüphelenilen
6.9:	konumunu güncelle
6.10:	end if ;
6.11:	end for ;
6.12:	end if ;
6.13:	İkili dönüşümü kullanarak sürekli konumu ikili konuma
6.14:	dönüştür
7:	end for ;
8:	Yeni popülasyonun uygunluk değerini hesapla
9:	Açgözlü seçimi uygula
10:	Takip fazı;
11:	Adım B1;
12:	for i = 1'den popülasyon sayısına kadar yap ;
13:	for j = 1'den popülasyon boyutuna kadar yap ;
14:	Eş. 2.4'ü kullanarak takip ekibi üyesinin konumunu güncelle
15:	end for ;
16:	İkili dönüşümü kullanarak sürekli konumu ikili konuma dönüştür

Şekil 2.6. Geliştirilen İASA'nın sözde kodu

```

8.6:      end for;
8.7:      Yeni popülasyonun uygunluk değerini hesapla
8.8:      Açgözlü seçimi uygula
9:      Adım B2;
9.1:      for i = 1'den popülasyon sayısına kadar yap;
9.2:          r = Popülasyonda rastgele seçilen birey
9.3:          if p[r]'nin uygunluk değeri p[i]'nin uygunluk değerinden daha iyi
ise yap;
9.4:              for j = 1'den popülasyon boyutuna kadar yap
9.5:                  Eş. 2.5'i kullanarak takip ekibi üyesinin konumunu
güncelle
9.6:              end for;
9.7:          else do;
9.8:              for j = 1'den popülasyon boyutuna kadar yap;
9.9:                  Eş. 2.6'yı kullanarak takip ekibi üyesinin konumunu
güncelle
9.10:             end for;
9.11:             İkili dönüşümü kullanarak sürekli konumu ikili konuma dönüştür
9.12:          end for;
9.13:      Yeni popülasyonun uygunluk değerini hesapla
9.14:      Açgözlü seçimi uygula
10:      end while;

```

Şekil 2.6. (devam) Geliştirilen İASA'nın sözde kodu

2.4. İletim Sistemi Planlaması Probleminin Matematiksel Modeli

İletim sistemi planlaması, gelecek planlama dönemlerinde sistem güvenliğinin korunması için ekonomik ve teknik kısıtların sağlanarak iletim hattı yatırımlarının maliyet etkin bir şekilde belirlenmesi problemidir. Problemde hat yatırım maliyetlerinin minimize edilmesinin yanı sıra farklı amaçlar ve kısıtlar da tanımlanmaktadır. Bu tez çalışmasında önerilen İSP modelinde farklı kısıtlar ve amaç fonksiyonlarını içeren 3 farklı İSP problemi modellenerek optimal çözümler elde edilmiştir. Bu kapsamda modellenen İSP problemleri:

- Literatürde yaygın olarak da kullanılan şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının yatırım maliyetlerinden ve karşılanamayan yük maliyetinden oluşan toplam maliyetin minimize edilmesi amaç fonksiyonu olarak belirlenerek İSP problemi modellenmiştir.
- İSP çalışmalarının gerçek iletim sistemi işletme koşullarına yakınsaması için şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının yatırım maliyetlerinin yanında sistem güvenliğinin korunarak senkron şebekelerde sistemin düzgün işletilebilmesi amacıyla hat kısıtlılığının

giderilmesi için sistemin re-dispatch (üretim ve talebin yeni bir denge noktasına getirilmesi) edilmesi gerekmektedir. Yine şebekede izole bölgelerin oluşması durumunda bölgesel inkıtarlar meydana gelebilecek olup, inkıtaya uğrayan yük miktarına bağılı olarak sistemin re-dispatch edilmesi gerekmektedir. Bu iki işletmesel değışim sonucunda ortaya çıkan ek işletmesel maliyetler amaç fonksiyonuna dahil edilerek İSP problemi modellenmiştir.

- Ayrıca N durumunda şebekede işletmesel olarak izole bölgelerin oluşmasını engellemek için modele ceza faktörü eklenmiştir. Böylelikle şebekenin N durumunda enterkonnekte ve herhangi bir parçasının ana şebekeden kopuk olmaması sağılanmıştır.
- Şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının yatırım maliyetlerinin ve OPF probleminin dahil edildiğı amaç fonksiyonu için İSP problemi modellenmiştir. OPF'in dahil edildiğı İSP çalışması Bölüm 3'te detaylı olarak anlatılmıştır.

Ayrıca bu tez çalışmasında şebekenin sistem güvenliğinin korunması bağlamında şebekede herhangi bir elemanın kaybı durumunda şebekenin yeterli dayanıklılıkta olma durumu olarak ifade edilen N-1 sistem güvenliğı kriteri İSP çalışmalarında kritik öneme sahip olması nedeniyle İSP problemine dahil edilmiştir. Bunun yanında, test sistemi olarak kullanılan şebekelerin modellenmesinde DC güç akışı temelli DC model kullanılmıştır.

2.4.1. Şebeke modelinin oluşturulması

İSP çalışmalarında belirlenen planlama probleminin çözümünde şebekenin/güç sisteminin modellenmesi önem taşımaktadır. Problemin büyüklük ve karışıklığına bağılı olarak farklı şebeke modelleri kullanılmaktadır. Genel olarak literatürde, yapılan İSP çalışmalarında farklı şebeke modelleri önerilmiştir.

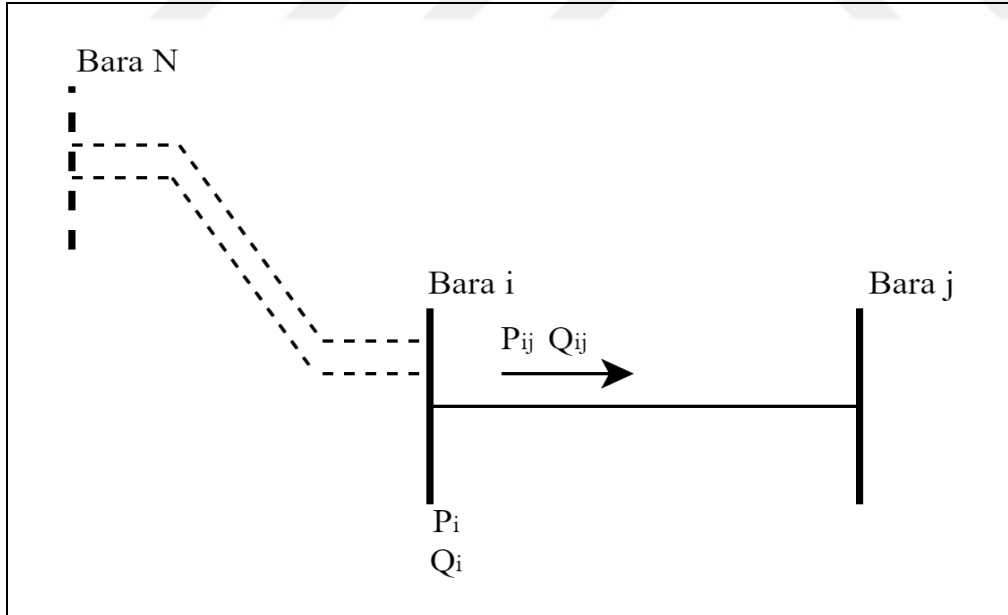
Literatürde yaygın olarak kullanılan ve önerilen en önemli şebeke modelleri [87]:

- AC model
- DC model
- Hibrit model

İletim sistemi işletmeciliğinde reaktif güç akışları ve gerilim limitleri önemli iki kavram olduğu için AC model kullanılırken uzun dönem planlama çalışmalarında şebekenin büyük ve karmaşık yapısından dolayı AC modelin doğrusallaştırılmış ve sadeleştirilmiş hali olarak DC model kullanılmaktadır. DC modelde hat kayıpları, reaktif güç akışı, gerilim değişimi gibi güç akışına ait parametreler ile ilgilenilmemektedir [88]. İSP’de AC modele göre daha sade, kolay ve hızlı çözümler sunmasından dolayı DC model yaygın olarak kullanılmaktadır [89,90]. Bu tez çalışmasında güç sistemlerinin modellenmesinde DC model kullanılmış olup, aşağıda DC modelin matematiksek ifadeleri yer almaktadır.

DC model elde edilirken bazı gözlemlere dayalı kabuller dikkate alınarak AC model üzerinde doğrusallaştırma işlemleri gerçekleştirilmektedir. Bu kabuller [91,92]:

- İletim hatlarındaki omik direnç değerinin reaktans değerine göre çok küçük olması,
- Baralar arası faz açısı değerinin çok küçük olması,
- Sistemin kararlı kaldığı durumlar göz önünde bulundurulduğunda bara gerilim genliklerinin 1 pu olmasıdır.



Şekil 2.7. N baralı şebekenin iki baralı bölümü

Şekil 2.7’deki N baralı bir şebekede i ve j baraları ile bu baralar arasındaki i - j hattını içeren iki baralı bir sistem düşünüldüğünde i - j hattının empedansı (Eş. 2.11) ve admitansı (Eş. 2.12) şu şekilde ifade edilmektedir:

$$z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad (2.11)$$

$$y_{ij} = g + jb_{ij} \quad (2.12)$$

$$z_{ij} = \frac{1}{y_{ij}} \quad (2.13)$$

Şebekede AC güç akışı temelli denklemler baz alınarak i-j hattından akan aktif güç (P_{ij}) ve reaktif güç (Q_{ij}) değerleri aşağıdaki şekilde ifade edilmektedir [93]:

$$P_{ij} = g_{ij}|V_i|^2 - g_{ij}|V_i||V_j|\cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij}|V_i||V_j|\sin(\theta_i - \theta_j) \quad (2.14)$$

$$Q_{ij} = b_{ij}|V_i|^2 - b_{ij}|V_i||V_j|\cos(\theta_i - \theta_j) + g_{ij}\sin(\theta_i - \theta_j) \quad (2.15)$$

Burada; V_i , V_j ve θ_i , θ_j sırasıyla i ve j baralarına ait gelimin genliklerini ve faz açılarını gösterirken g_{ij} ve b_{ij} i-j hattına ait admitansın reel ve sanal bileşenlerini göstermektedir.

Hatlardaki omik direncin reaktansa göre çok küçük olması kabulü göz önünde bulundurulduğunda omik direnç sıfır kabul edilmektedir (Eş. 2.16). Bu durumda AC modele ait Eş. 2.14 ve Eş. 2.15 denklemleri yeniden düzenlenerek i-j hattından akan aktif ve reaktif güç değerleri aşağıdaki şekilde yeniden yazılabilir:

$$r_{ij} \approx 0 \quad (2.16)$$

$$b_{ij} \approx -\frac{1}{x_{ij}} \quad (2.17)$$

$$P_{ij} = b_{ij}|V_i||V_j|\sin(\theta_i - \theta_j) \quad (2.18)$$

$$Q_{ij} = b_{ij}|V_i|^2 - b_{ij}|V_i||V_j|\cos(\theta_i - \theta_j) \quad (2.19)$$

Baralar arasındaki faz açısı farkının çok küçük olması (Eş. 2.20) kabulü dikkate alındığında Eş. 2.18 ve Eş. 2.19 düzenlenerek aşağıdaki şekilde yeniden yazılabilir:

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx (\theta_i - \theta_j) \quad (2.20)$$

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1 \quad (2.21)$$

$$P_{ij} = b_{ij}|V_i||V_j|(\theta_i - \theta_j) \quad (2.22)$$

$$Q_{ij} = b_{ij}|V_i|^2 - b_{ij} \quad (2.23)$$

Baraların gerilim genliklerinin 1 pu olması kabulü dikkate alındığında Eş. 2.22 ve Eş. 2.23 kullanılarak i-j hattından akan aktif ve reaktif güç değerleri aşağıdaki şekilde yeniden elde edilebilir:

$$P_{ij} = b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (2.24)$$

$$Q_{ij} = 0 \quad (2.25)$$

Eş. 2.24 dikkate alındığın DC modelde aktif güç akışının hattın suseptansına ve baralar arasındaki faz açısı farkına bağlı olduğu çıkarılabilmektedir. Eş. 2.25'te ise AC modelin doğrusallaştırılmasının sonucu olarak hattan akan reaktif güç değerinin sıfır olduğu görülmektedir.

2.4.2. Amaç fonksiyonunun kapsamı

İSP çalışmaları teknik değerlendirmelerin yanı sıra ekonomik değerlendirmeleri de içermektedir. Bu nedenle amaç fonksiyonunda birden fazla bakış açısının olması daha doğru sonuçlar vermektedir. Geleneksel olarak İSP'de amaç fonksiyonu ve maliyet tanımı, şebekeye eklenecek yeni hatların toplam yatırım maliyetlerinin minimize edilmesi olarak ifade edilmektedir. Bu tez çalışmasında İSP probleminin amaç fonksiyonu tanımlanırken, şebekeye eklenecek yeni hatların yatırım maliyetleri, iletim hattı kısıtlılığı ve izole bölge kısıtlılığının neden olduğu işletmesel maliyetler ve karşılanamayan yük maliyetleri göz önünde bulundurulmuştur. Eş. 2.26'da verilen amaç fonksiyonu (OF₁) şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının toplam yatırım maliyetleri ile karşılanamayan yük maliyetlerinin toplamının minimize edilmesini ifade ederken, Eş. 2.27'de verilen amaç fonksiyonu (OF₂) şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının toplam yatırım maliyetleri ile işletmesel maliyetlerin toplamının minimize edilmesini ifade etmektedir.

$$\text{MinOF}_1 = C_Y + C_{KY} \quad (2.26)$$

$$\text{MinOF}_2 = C_Y + C_i \quad (2.27)$$

İlave hat yatırımı

Elektrik piyasasında iletim şebekelerinin sürekli ve güvenilir bir şekilde işletilmesi için gerekli şebeke yatırımlarının maliyeti iletim sistemi işletmecileri tarafından belirli periyotlar için belirlenen iletim tarifeleri aracılığıyla şebeke kullanıcılarından toplanmaktadır. Tarife mekanizması, şebeke kullanıcıları arasında ayırım yapmadan adil ve şeffaf bir temele dayanmaktadır. İletim tarifeleri piyasa katılımcılarının gider kalemleri içerisinde önemli bir yer tutmaktadır. Bu nedenle İSP'de gelecek planlama dönemlerinde şebekeye eklenecek yeni hatların belirlenmesinde hat yatırımlarının maliyetinin minimize edilmesi en önemli amaçlardan biridir. Tesis edilecek yeni hatların toplam yatırım maliyeti aşağıdaki şekilde formüle edilebilir:

$$C_Y = \sum_{(i,j) \in \Omega_{\text{hat}}^a} c_{ij} \times n_{ij} \quad (2.28)$$

Burada; (i, j) bara numarasını, Ω_{hat}^a eklenecek hatların belirleneceği aday hat kümesini, c_{ij} i barası ile j barası arasına eklenen tek devre (bir adet) hattın maliyetini, n_{ij} i barası ile j barası arasına eklenen hat sayısını ve C_Y ise şebekeye eklenen hatların toplam maliyetini göstermektedir.

Sistem güvenilirliği

Güvenilirlik, genel olarak bir sistemin amaçlanan işlevini yerine getirme kabiliyetini tanımlayan sistemin doğal bir özelliği ve ölçüsüdür [94]. İletim sistemi açısından güvenilirlik, şebekenin tüm noktalarında elektrik enerjisi talebinin karşılanması işlevinin yerine getirilme yeteneğinin bir ölçüsüdür [95]. Güvenilirlik, İSP çalışmalarında sıklıkla dikkate alınan ve sistemin yük talebini karşılayamama riski ile bağlantılı önemli bir parametredir. Güvenilirlik ve risk kavramları benzer sonucu temsil eden farklı parametreler ile hesaplanır. Aslında, düşük risk kavramı yüksek güvenilirliğe karşılık gelirken yüksek risk kavramı sistemin düşük güvenilirliğine karşılık gelmektedir [96]. Sistemin yeterliliği tahmin edilen bütün yük koşulları için değerlendirilmektedir. Sistem, planlama dönemleri boyunca bütün yük koşullarında düzgün bir şekilde çalışacak şekilde tasarlanmaktadır. Literatürde sistemin güvenilirliğinin değerlendirilmesinde, son kullanıcı olarak tanımlanan tüketiciye verilen hizmetin sürekliliği ve kalitesinin yanında güvenilirliğin elektrik birim fiyatı

üzerindeki etkilerini temel alan deterministik veya probabilistik yöntemleri barındıran farklı güvenilirlik endeksleri bulunmaktadır.

Çalışmalarda yaygın olarak kullanılan güvenilirlik endeksleri arasında [97,98]:

- Karşılanamayan yük (LOL-KY)
- Sağlanamayan enerji (ENS)
- Karşılanamayan yük süresi (LOLD)
- Karşılanamayan yük sıklığı (LOLF)
- Karşılanamayan yük beklentisi (LOLE)
- Karşılanamayan yük olasılığı (LOLP)
- Sağlanamayan enerji beklentisi (EENS)

yer almaktadır.

Bu tez çalışmasında, İSP çalışmalarında yaygın olarak kullanılan karşılanamayan yük güvenilirlik endeksi olarak kullanılmıştır. Eş. 2.29'da verilen KY'den kaynaklanan maliyet, amaç fonksiyonuna ceza maliyeti olarak dahil edilmiştir.

$$C_{KY} = \sum_{(i) \in \Omega_{\text{bara}}} a_i \times r_i \quad (2.29)$$

Burada; (i) bara numarasını, Ω_{bara} bara kümesini, r_i i. barada karşılanamayan yüke karşılık gelen sanal üretimi, a_i i. baradaki karşılanamayan yük ceza faktörünü ve C_{KY} toplam karşılanamayan yük maliyetini ifade etmektedir. C_{KY} , karşılanamayan yük ceza faktörünün karşılanamayan yüke karşılık gelen sanal üretim ile çarpılması ile elde edilmiştir [99].

Sistem güvenliği

İletim şebekelerinde güvenlik yaklaşımı, N elemanlı bir şebekede bir veya daha fazla elemanın aynı anda devre dışı kalması durumunda şebekede herhangi bir kesinti olmadan ve hiçbir tüketicinin etkilenmeden işletmenin devam etmesi olarak tanımlanmaktadır [100,101]. N-1, N-2 ve N-1-1 iletim şebekesi çalışmaları sıklıkla kullanılan sistem güvenlik kriterleridir. İSP çalışmalarında, şebekede herhangi bir elemanın kaybı durumunda şebekenin yeterli dayanıklılıkta olma durumu olarak ifade edilen N-1 güvenlik kriteri yaygın

olarak kullanılmaktadır [102]. Bazı çalışmalarda şebekede birden fazla elemanın devredışı kaldığı N-1-1 ve N-2 durumları güvenlik kriterleri olarak dikkate alınmıştır [103].

Güvenlik kriterinin İSP problemine dahil edilmesi, problemi daha karmaşık hale getirirken problemin çözümünün daha zor olmasına ve daha fazla zaman almasına neden olmaktadır [104]. Güvenlik kriterinin dikkate alınmadığı İSP çalışmalarında şebekenin herhangi bir bozunumda beklenen direnci gösterip gösteremediği gözlemlenmemektedir. Tüm beklenmedik durumlar için N-1 güvenlik kriterini kullanmak küçük şebekeler için uygun olabilir, ancak büyük şebekeler için büyük bir hesaplama yüküne neden olacaktır. Şebekenin boyutuna göre N-1 güvenlik kriteri bütün olası N-1 durumları için probleme dahil edilmektedir. Genellikle büyük ve gerçek şebekeler için mevcut hatların yüklenmelerine bağlı olarak N-1 kümesi oluşturulmaktadır.

Bu tez çalışmasında, Garver-6 baralı test sistemi ve IEEE-24 baralı test sistemi için her olası N-1 durumları probleme dahil edilirken 400 kV Türkiye şebekesi için N durumunda şebekedeki hatların yüklenmelerine bağlı olarak belirlenen referans limitlere göre N-1 hat listesi oluşturularak İSP problemlerine dahil edilmiştir.

İşletmesel kısıtlılık

İletim şebekesinde iletim hatlarının kapasite yetersizliği hat kısıtlılığına neden olabilmektedir. N ve N-1 durumlarında hatlardaki aşırı yüklenmelerden kaynaklı oluşan hat kısıtlılığı şebekede sistem güvenliği risklerinin artmasına neden olabilir. Bu durumda sistem işletmecileri tarafından sistemdeki üretim ve/veya yük yeniden tevzi edilerek sistem güvenliğinin korunması amacıyla işletmesel adımlar atılmaktadır. Üretim ve tüketimi yeni bir denge noktasına getirmek İSİ'lere ek işletmesel maliyetlere neden olmaktadır. Ayrıca, şebekenin yetersizliği özellikle N-1 durumunda şebekenin zayıf noktaları bölgesel olarak ana şebekeden kopuk izole bölgelerin oluşmasına yol açabilmektedir. Bu durum sistem işletmeciliği ve sistem güvenliği açısından istenmeyen bir durum olup bu durumun giderilmesi İSİ'lere ek işletmesel maliyetlere neden olmaktadır.

Bu tez çalışmasında gerçek şebeke üzerinde yapılacak İSP çalışmalarının gerçek işletme koşullarına yakınsaması için iletim hattı kısıtlılık maliyetleri ve izole bölge kısıtlılık maliyetlerini barındıran işletmesel maliyetler dikkate alınmıştır. Eş. 2.30'da verilen maliyet

N ve N-1 durumlarında ortaya çıkan iletim hattı kısıtlılığı ile izole bölge kısıtlılığı maliyetlerinin toplamını ifade etmektedir.

$$C_i = \pi_b + \pi_c + \pi_r \quad (2.30)$$

İletim hattı kısıtlılığı

İletim hattı kısıtlılığı, şebekede üretim veya tüketim yönüyle taleplerin karşılanması için yeterli iletim kapasitesinin olmadığı durumda ortaya çıkmaktadır. Bu durumda iletim hatlarının aşırı yüklenmesini önlemek ve sistem güvenilirliğinin korunması için sistem işletmecisinin üretimi yeniden tevzi etmesi veya üretim ve tüketim yönlü taleplerin bazılarını reddetmesi gerekmektedir. Başka bir ifadeyle, iletim kısıtlılığı geciken elektrik enerjisi talebini ifade etmektedir. İletim hattı kısıtlılığı durumunda, elektrik enerjisi talebinin sabit olduğu ve karşılanması gerektiği varsayıldığında, yani şebekenin bir noktasından (üretim) farklı bir noktasına (tüketim) elektrik enerjisi transferi sağlanamadığında, şebekenin bir tarafında daha pahalı üretim ünitelerinin devreye alınması gerekmektedir. Bu durum İSİ için iletim kısıtlılığı maliyeti ve nihai olarak da ilave işletmesel maliyet olarak ortaya çıkmaktadır. Eş. 2.31 ve Eş. 2.32’de verilen iletim hattı kısıtlılık maliyetleri, sırasıyla N ve N-1 durumlarında iletim hatlarının aşırı yüklenmelerinden kaynaklı maliyetler olup İSP probleminin amaç fonksiyonuna ceza maliyeti olarak dahil edilmektedir.

$$\pi_b = w_1 \sum_{i=1}^{\Omega_{\text{hat}}^a} \max(0, f_{ij} - f_{ij}^{\max}) \quad (2.31)$$

$$\pi_c = w_2 \sum_{c=1}^{\Omega_{\text{hat}}^c} \sqrt{\frac{\left(\sum_{i=1}^{\Omega_{\text{hat}}^a} \max(0, f_{ij}^c - f_{ij}^{\max})\right)^2}{N_c}} \quad (2.32)$$

Burada; Eş. 2.31’de yer alan w_1 N durumu için iletim hattı kısıtlılık ceza faktörünü; Ω_{hat}^a şebekeye eklenecek hatların belirlendiği aday hat kümesini; f_{ij} N durumu için i barası ile j barası arasındaki aktif güç akışını; $f_{ij}^{\max}$ N durumu için i barası ile j barası arasındaki maksimum aktif güç akışı limitini ve π_b ise N durumu için toplam iletim hattı kısıtlılık ceza maliyetini ifade etmektedir. Eş. 2.32’de yer alan w_2 N-1 durumu için iletim hattı kısıtlılık ceza faktörünü; f_{ij}^c N-1 durumu için i barası ile j barası arasındaki aktif güç akışını; $f_{ij}^{\max}$ N-

1 durumu için i barası ile j barası arasındaki maksimum aktif güç akışı limitini; N_c N-1 durumu için termik limitlerin üzerinde yüklenen hat sayısını ve π_c ise N-1 durumu için toplam iletim hattı kısıtlılık ceza maliyetini ifade etmektedir.

İzole bölge kısıtlılığı

İletim şebekeleri; üretim ve tüketim noktalarının iletim hatları ile birbirine bağlandığı enterkonnekte sistemlerdir. Kararlı durumda yani N durumunda şebekeye bağlı bütün üretim üniteleri ile tüketimi temsil eden makineler senkron bir şekilde çalışmakta ve şebekede kopmalar beklenmemektedir. Bunun yanında şebekede oluşabilecek N-1 kısıt durumunda şebekenin altyapı yönüyle zayıf olan kısımları ana şebekeden koparak izole olarak kalabilmektedir. Bu durumda, izole bölge içinde kalan yüklerin karşılanması için iletim sistemi işletmesinin bölgesel olarak üretimi yeniden tevzi etmesi, sistemi yeni bir denge noktasına getirmesi veya bölgesel yük atması gerekmektedir. Aynı şekilde ana şebekenin de yeni bir denge noktasına getirilmesi için sistem işletmecisinin aksiyon alması gerekmektedir. Bu da sistem işletmecisi açısından ilave maliyete neden olmaktadır. Ayrıca her ne kadar bölgesel olarak tüketimin üretim üniteleri tarafından karşılanabiliyor olabileceği varsayılsa bile bölgesel olarak sistem güvenilirliği ve güç kalitesi yönüyle iletim sistemi işletmeciliği açısından istenmeyen bir durumdur. Eş. 2.33'te verilen izole bölge kısıtlılık maliyeti, N-1 durumunda şebekede oluşabilecek izole bölge kısıtlılık maliyeti olup problemin amaç fonksiyonuna ceza maliyeti olarak dahil edilmiştir.

$$\pi_r = w_3 \times N_r \quad (2.33)$$

Burada; w_3 N-1 durumunda ana şebekeden koparak oluşan izole bölge kısıtlılık ceza faktörünü, N_i oluşan izole bölge içerisindeki bara sayısını ve π_i ise izole bölge toplam kısıtlılık ceza maliyetini ifade etmektedir.

2.4.3. Problemin kısıtları

Bu tez çalışmasında İSP problemi formüle edilirken güç dengesi, güç akışı, iletim hatlarının termik limitleri, üretim ünitelerinin üretim limitleri gibi eşitlik ve eşitsizlik içeren kısıtlar dikkate alınmıştır. İSP probleminde doğru çözümlerin bulunmasında kısıtların probleme dahil edilerek dikkate alınması önemlidir.

Eşitlik kısıtları

DC şebeke modelinde Eş. 2.34'te verilen eşitlik kısıtı Kirchoff'un Akım Kanunu temelinde bir baraya ait güç dengesini ifade ederken Eş. 2.35'te verilen eşitlik kısıtı Ohm Kanunu temelinde iki bara arasındaki iletim hatlarındaki güç akışını ifade etmektedir.

$$g+f+r-d=0 \quad (2.34)$$

$$f_{ij} - b_{ij}(n_{ij}^0 + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (2.35)$$

Burada; Eş. 2.34'te yer alan g baralardaki üretimleri içeren üretim vektörünü, d baralardaki yükleri içeren yük vektörünü, r baralardaki karşılanamayan yükleri içeren karşılanamayan yük vektörünü ve f ise baralara giren veya baralardan çıkan hatlardaki net güç akışını içeren aktif güç akışı vektörünü ifade etmektedir. Eş. 2.35'te yer alan f_{ij} i barası ile j barası arasındaki aktif güç akışını, b_{ij} i barası ile j barası arasında yer alan bir hattın suseptans değerini, θ_i i barasının gerilim açısını, θ_j j barasının gerilim açısını, n_{ij}^0 i barası ile j barası arasındaki başlangıçtaki hat sayısını ve n_{ij} i barası ile j barası arasına eklenen hat sayısını ifade etmektedir.

Eşitsizlik kısıtları

Eş. 2.36 ve Eş. 2.37'de verilen eşitsizlik kısıtları sırasıyla N ve $N-1$ durumlarında her bir hattaki güç akışına ait termik limitleri ifade ederken Eş. 2.38'de verilen eşitsizlik kısıtı generatörlerin minimum ve maksimum üretim limitlerini, Eş. 2.39'da verilen eşitsizlik kısıtı baralardaki karşılanamayan yüke ait limitleri ve Eş. 2.40'ta verilen eşitsizlik kısıtı ise her bir hat koridoruna eklenebilecek maksimum hat sayısını ifade etmektedir.

$$-(n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \leq f_{ij} \leq (n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \quad (2.36)$$

$$-(n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \leq f_{ij}^c \leq (n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \quad (2.37)$$

$$g^{\min} \leq g \leq g^{\max} \quad (2.38)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (2.39)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (2.40)$$

Burada; Eş. 2.36 ve Eş. 2.37’de yer alan $f_{ij}^{\max}$ i barası ile j barası arasındaki koridorda yer alan hatların maksimum termik kapasitesini ve $|f_{ij}|^c$ N-1 durumunda i barası ile j barası arasındaki aktif güç akışını ifade etmektedir. Eş. 3.38’de yer alan $g^{\min}$ ve $g^{\max}$ sırasıyla generatörlerin minimum ve maksimum üretim kapasitelerini ifade etmektedir. Eş. 2.39’da yer alan r baralardaki karşılanamayan yük vektörünü ve d ise karşılanamayan yük değerinin maksimum limiti olarak belirlenen baralardaki yük vektörünü ifade etmektedir. Eş. 2.40’ta yer alan n_{ij}^0 i barası ile j barası arasındaki başlangıçtaki hat sayısını ve $n_{ij}^{\max}$ ise i barası ile j barası arasına eklenebilecek maksimum hat sayısını ifade etmektedir.

2.5. İletim Sistemi Planlama Uygulamaları ve Sonuçların Değerlendirilmesi

Bu bölümde, önerilen İSP modelinde geliştirilen İASA’nın kabiliyetinin değerlendirilmesi için farklı test sistemleri üzerinde farklı amaç fonksiyonlarını içeren İSP problemlerinin çözümü için uygulamalar yer almaktadır. Test sistemi olarak literatürde iyi bilinen ve yaygın kullanılan Garver 6-baralı test sistemi ve 400 kV Türkiye şebekesi kullanılmıştır.

İlk olarak, İASA Garver 6-baralı test sistemi ve 400 kV Türkiye şebekesi üzerinde 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için mevsimsel olarak oluşturulan sekiz senaryo için uygulanarak sonuçlar elde edilmiştir. Ardından, GA ve PSO algoritmaları aynı amaç fonksiyonları için benzer test sistemleri üzerinde uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

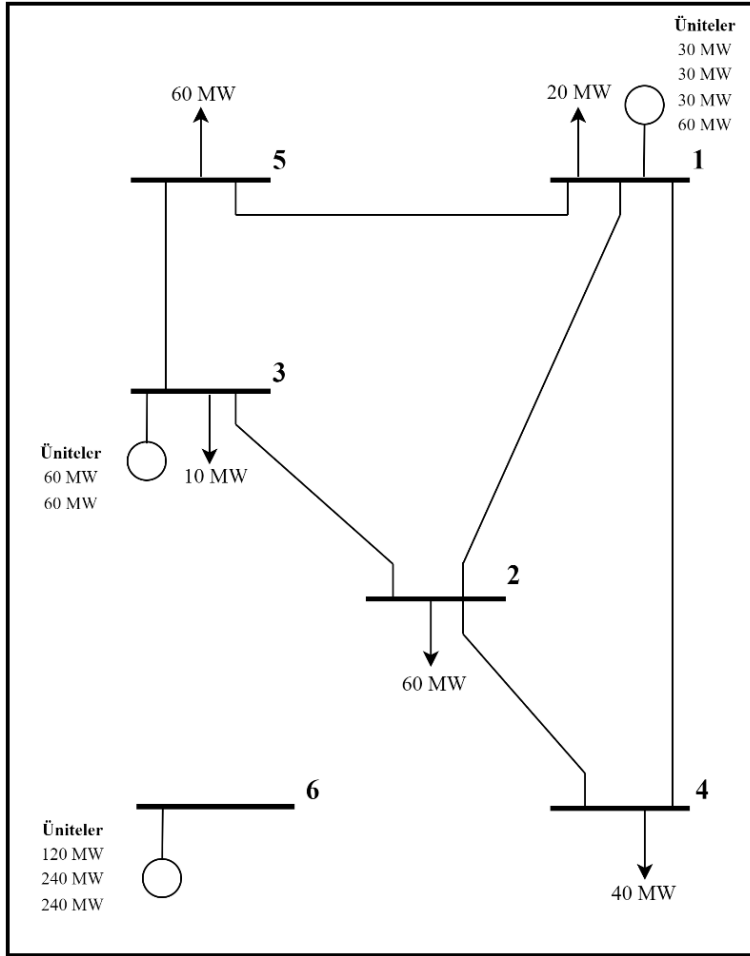
İSP probleminin modellenmesinde DC model kullanılmıştır. Test sistemi olarak kullanılan şebekelerin modellenmesi ve güç akışlarının gerçekleştirilmesinde PYTHON programa dili için geliştirilmiş açık kaynaklı “Panda Power” kütüphanesi kullanılmıştır. Optimizasyon probleminin modellenmesi ve çözülmesi yine PYTHON programa dili kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Çalışmalarda 64-bit, 2,6 GHz ve 32 GB RAM’e sahip bir bilgisayar kullanılmıştır.

2.5.1. Garver-6 baralı test sisteminde İSP uygulaması

Garver 6-baralı test sistemi İSP çalışmalarında sıklıkla kullanılan bara ve hat sayısı itibarıyla küçük boyutlu bir sistemdir. İSP yaklaşımı basitliği ve küçük boyutu nedeniyle ilk olarak Garver 6-baralı test sisteminde uygulanmıştır [105]. Yatırım maliyetleri ve karşılanamayan

yük maliyetlerinin dikkate alındığı İSP problemi, Bölüm 2.2’de açıklanan İSP modeli üzerinde modellenerek N ve N-1 durumları için optimal hat yatırımları elde edilmiştir. Geliştirilen İASA ile elde edilen sonuçlar GA ve PSO algoritmaları ile elde edilen sonuçlarla karşılaştırılmıştır.

Şekil 2.8’de baz topolojisi verilen Garver 6-baralı test sistemi beş bara ve altı hattan oluşmaktadır. Başlangıçta altıncı baranın sisteme bağlı olmadığı varsayılmaktadır. Başlangıçtaki konfigürasyonda sistemin toplam kurulu gücü 270 MW ve sistemin toplam yükü ise 190 MW’tır. Planlama faaliyetleri kapsamında sistem yükünün dört kat artarak 760 MW olacağı, bunun yanında kurulu gücün ise altıncı baradaki üretim ünitelerinin sisteme bağlanması ile 1110 MW’a ulaşacağı varsayılmıştır. Sisteme eklenecek yeni hatların belirlenmesinde toplamda 15 aday hat koridoru belirlenmiş olup her bir koridorda tesis edilebilecek maksimum hat sayısı 7 ile sınırlandırılmıştır.



Şekil 2.8. Garver 6-baralı test sisteminin baz topolojisi

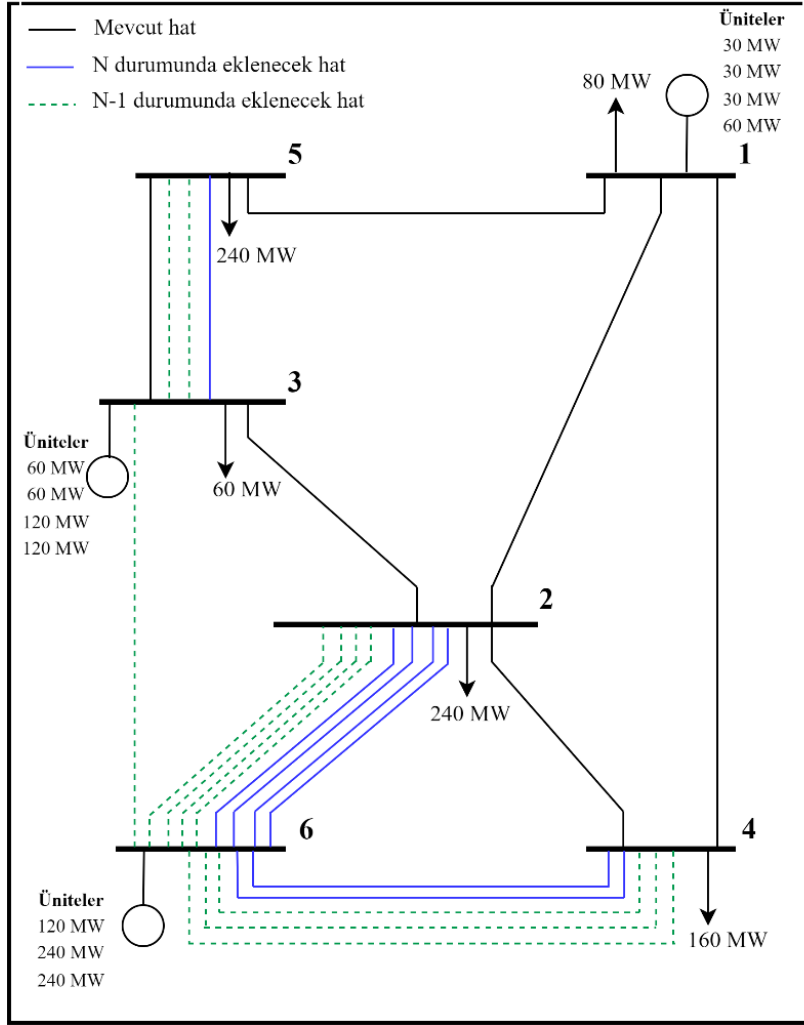
Optimizasyon sonuçları ve algoritmaların performans değerlendirmeleri

İSP problemi, N ve N-1 durumları için çözülmüştür. İASA ile N ve N-1 durumu için elde edilen optimal sonuçlar sırasıyla 200 M\$ ve 298 M\$ olarak bulunmuştur. Çizelge 2.2’de BFBI, GA ve PSO algoritmaları kullanılarak elde edilen optimal hat sonuçları ile toplam maliyet, standart sapma gibi ekonomik açıdan istatistiksel sonuçlar yer almaktadır. Bu kullanılan istatistiksel sonuçlar algoritmaların elde edildiği en iyi sonuçla birlikte ne kadar kararlı ve güvenli olduğunu değerlendirmek adına da önemlidir. Her bir algoritma 30 bağımsız çözümden birisinde diğer algoritmalarla göre daha iyi performans göstermiş olsa bile kalan 29 çözümdeki başarısı da oldukça önemlidir. Eğer her bir koşurma sonucunda elde edilen çözümler birbirine yakın ve kaliteliyse algoritmadan alınan sonuçların standart sapması da küçük olmaktadır. Bu nedenle istatistiksel sonuçlar analiz edilerek hangi algoritmanın daha kararlı ve güvenli sonuçlar verdiği tespit edilebilir. Sonuçlara göre, N durumu için İASA ile elde edilen sonuçlar GA ve PSO ile elde edilen sonuçlarla aynıdır. Bunun yanında N-1 durumu için GA ile aynı sonuçlar elde edilirken PSO’dan daha iyi sonuçlar elde edilmiştir. N-1 durumu için 30 bağımsız çözümden elde edilen sonuçlar için standart sapmalar değerlendirildiğinde İASA ile elde edilen sonuçların standart sapmalarının GA ve PSO’ya göre düşük olduğu görülmektedir.

Çizelge 2.2. Garver 6-baralı test sistemi için elde edilen sonuçlar

Algoritma	Eklenen hatlar	Maksimum toplam maliyet (M\$)	Minimum toplam maliyet (M\$)	Ortalama toplam maliyet (M\$)	Standart sapma	Değişim
BFBI	$n_{2-6}=4$ $n_{3-5}=1$ $n_{4-6}=2$	220	200	202	6,10	37,24
BFBI (N-1)	$n_{2-6}=4$ $n_{3-5}=2$ $n_{4-6}=3$ $n_{3-6}=1$	368	298	316,9	17,85	318,78
GA [106]	$n_{2-6}=4$ $n_{3-5}=1$ $n_{4-6}=2$	-	200	-	-	-
GA (N-1)	$n_{2-6}=5$ $n_{3-5}=2$ $n_{4-6}=3$ $n_{2-3}=1$	546	300	406,2	65,25	465,82
PSO [107]	$n_{2-6}=4$ $n_{3-5}=1$ $n_{4-6}=2$	-	200	-	-	-
PSO (N-1)	$n_{1-5}=2$ $n_{2-3}=2$ $n_{2-6}=5$ $n_{4-6}=7$	793	330	673,8	49,52	245,31

Şekil 2.9’da BFBI ile elde edilen optimal sonuçlar sonrasında oluşan sistemin yeni topolojisi yer almaktadır. Burada düz mavi çizgiler, N durumu için elde edilen çözümleri gösterirken kesikli yeşil çizgiler N-1 durumu için elde edilen çözümleri göstermektedir.



Şekil 2.9. Garver 6-baralı test sistemin optimal çözümlü yeni topolojisi

İASA'nın performansının değerlendirilmesinde:

- Yakınsama
- Popülasyon çeşitliliği
- Keşif ve sömürü

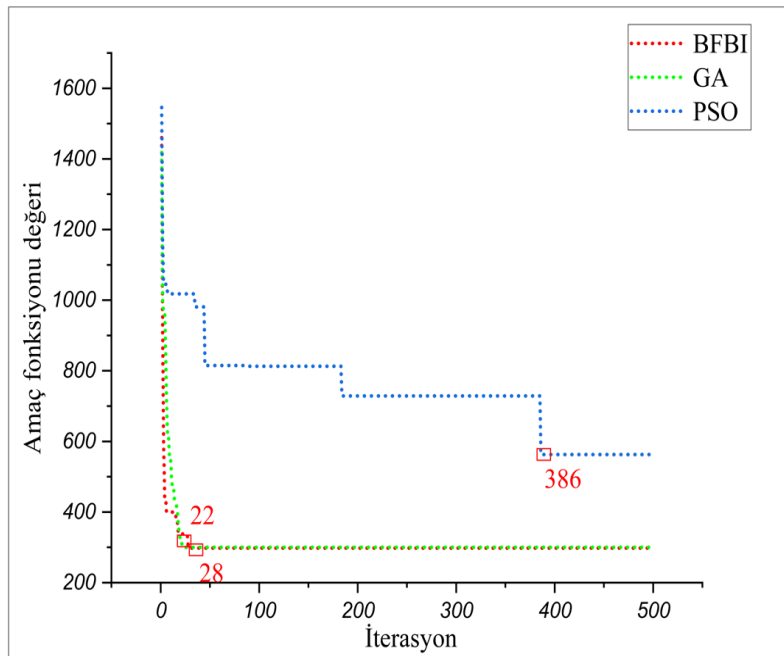
İçeren performans göstergeleri kullanılmıştır.

Algoritmada çeşitlilik ve yoğunlaştırma arasındaki dengeyi anlamak için; popülasyon çeşitliliği, keşif ve sömürü davranışları incelenmiştir. Ayrıca, çözümün optimal konuma nasıl yakınsadığını göstermek için yakınsama eğrisi analiz edilmiştir. Bu göstergelerle ilgili elde edilen veriler [108]'de önerilen yaklaşıma dayalı olarak analiz edilmiş ve yorumlanmıştır. Uygulamada İASA için kullanılan parametreler Çizelge 2.3'te verilmiştir.

Çizelge 2.3. İASA için kullanılan parametreler

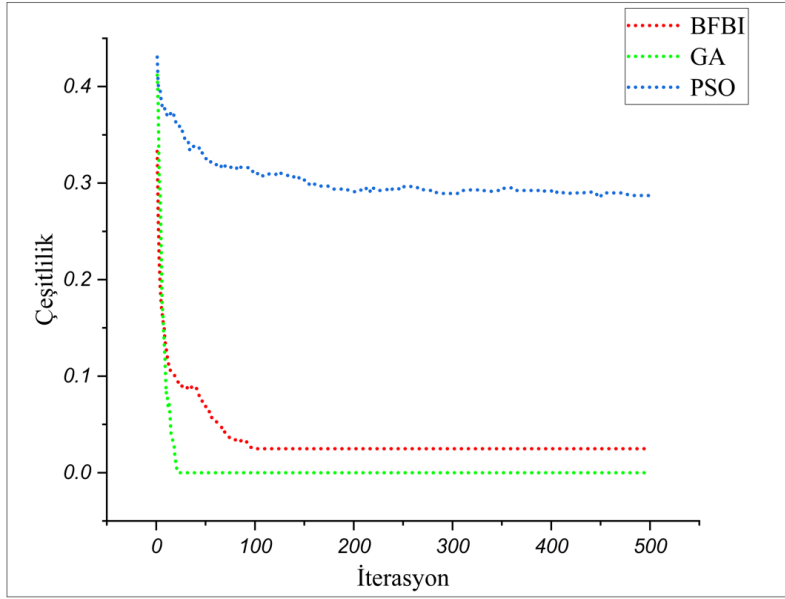
Parametre	Değer
Popülasyon boyutu	50
İterasyon sayısı	500
Koşturma sayısı	30

Şekil 2.10, Şekil 2.11, Şekil 2.12 ve Şekil 2.13'te N-1 için BFBI, GA ve PSO algoritmalarının performanslarının nicel karşılaştırmaları yer almaktadır.



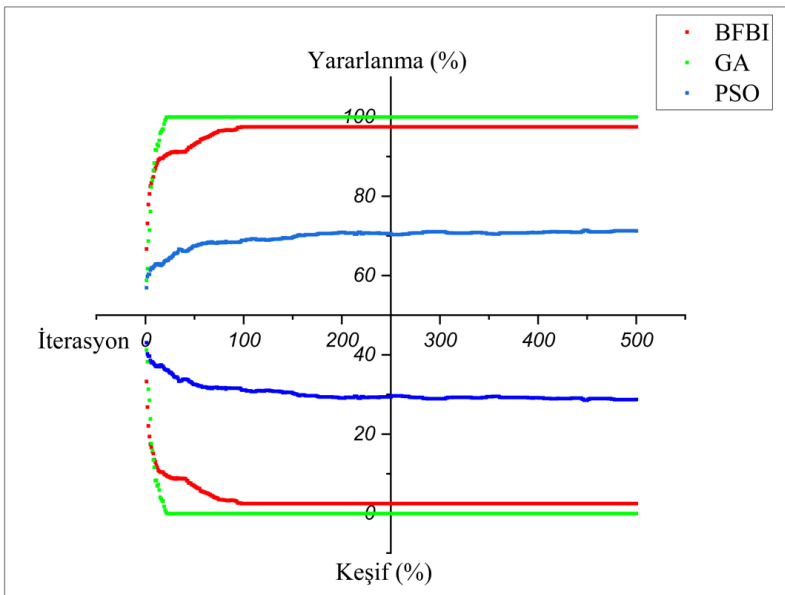
Şekil 2.10. Yakınsama sonuçları

Şekil 2.10'da, 30 bağımsız çözüm arasında en iyi çözümü veren çözüm için algoritmaların yakınsama grafiği sunulmuştur. GA, 22. iterasyonda optimal çözüme ulaşan en hızlı algoritma olurken, İASA 28. iterasyonda optimal sonuca ulaşmaktadır. PSO algoritması ise 386. iterasyonda optimal çözüme ulaşarak optimal çözüme yakınsamada en kötü algoritma olmuştur.



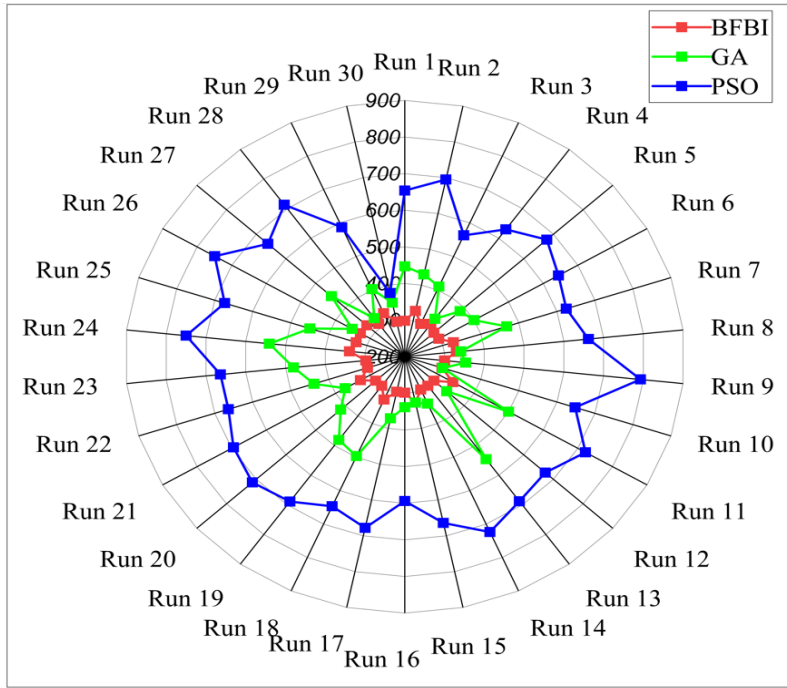
Şekil 2.11. Popülasyon çeşitliliği

Şekil 2.11’de, tüm koşturmalar arasında en iyi çözümü veren koşturma için popülasyon çeşitliliği değerleri verilmektedir. Popülasyon çeşitliliği, GA’da en umut verici arama yönleri bulunur bulunmaz sıfıra giderken BFBI ve PSO algoritmalarında tüm iterasyonlardan sonra bile sıfıra düşmemektedir. Ayrıca problem çözme sürecinde optimal çözüme yakınsamadan çeşitliliğin azalması istenmeyen bir durumdur. Optimal çözüm 28. iterasyonda bulunmasına rağmen İASA popülasyon çeşitliliğini yüksek tutmayı başarmaktadır.



Şekil 2.12. Keşif ve yararlanma (sömürü) yüzdeleri

Şekil 2.12’de, tüm koşturmalar arasında en iyi çözümü veren koşturma için algoritmaların keşif ve sömürü yetenekleri gösterilmektedir. İASA keşif ve sömürü arasında oldukça iyi bir denge kurmaktadır. Şekil 2.13’te, her bir koşturma için elde edilen en iyi optimal sonuç gösterilmektedir. BFBI ile elde edilen sonuçlar göz önünde bulundurulduğunda, her koşturma sonucunda elde edilen değer birbirine yakın olduğu görülmektedir. Bu da algoritmanın dengeli olduğunu göstermektedir.



Şekil 2.13. Her koşturma için en iyi sonuç değeri

Metasezgisel algoritmalarda performans değerlendirmesinde yakınsama, popülasyon çeşitliliği, keşif ve sömürü gibi algoritmaların davranışlarının incelenmesinin yanında Friedman testi, Wilcoxon işaret testi gibi parametrik olmayan istatistiksel testler de kullanılmaktadır. Bu çalışmada Wilcoxon işaret testi kullanılarak İASA'nın GA ve PSO ile ikili karşılaştırmaları gerçekleştirilmiştir.

Wilcoxon işaret testi iki farklı algoritma ile elde edilen bağımsız sonuçlardan oluşan veri setlerinin istatistiksel olarak analiz edilmesi ile bu iki algoritmanın performansını gösteren bir parametrik olmayan ikili istatistiksel karşılaştırma yöntemidir. Bu yöntemde çalışma prensibi olarak, öncelikle algoritmalar ile elde edilen sonuçlara ait veri setlerinin farkları alınarak sonuçlar mutlak değer içinde sıralanır ve sıra numaraları toplanır. Burada fark sonuçlarından hangi algoritma daha üstünse sıra numarası o algoritmanın o hanesinde

toplanır. Sonuçlar arasında fark 0 ise ilgili sıralamaların yarısı her iki veri setine eklenir. Wilcoxon işaret testine göre karşılaştırılan algoritmalar arasında bir farkın olduğunu görebilmek için geçersiz hipotez reddinin elde edilmesi gerekmektedir. Geçersiz hipotezin hangi seviyeden reddedilebileceğini belirlemek için α önem derecesi kullanılmaktadır. Ayrıca p-değeri yaklaşımı kullanılarak önceden verilmiş önem derecesi kullanılmadan algoritmaların benzerliği hakkında en küçük önem derecesi hesabı da yapılabilmektedir. İki algoritma ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılırken p-değeri hesaplanır. Elde edilen p-değeri ne kadar küçükse algoritmaların birbirine benzeme oranı o kadar düşüktür çıkarımı elde edilebilir [109,110].

Aşağıda yöntemde kullanılan eşitlikler yer almaktadır:

$$W^+ = \sum_{f_i > 0} \text{sıra}(f_i) + \frac{1}{2} \sum_{f_i = 0} \text{sıra}(f_i) \quad (2.41)$$

$$W^- = \sum_{f_i < 0} \text{sıra}(f_i) + \frac{1}{2} \sum_{f_i = 0} \text{sıra}(f_i) \quad (2.42)$$

Burada W^+ karşılaştırılacak birinci algoritmanın ikinci algoritmadan üstün geldiği sıralamaların toplamını, f_i iki algoritmanın i. sonuçları arasındaki farkı, $\text{sıra}(f_i)$ elde edilen farka ait belirlenen sıra numarasını ve W^- ise karşılaştırılacak ikinci algoritmanın birinci algoritmadan üstün geldiği sıralamaların toplamını ifade etmektedir.

Çizelge 2.4. İASA ve GA için Wilcoxon işaret testi

Sıra no	İASA ile elde edilen en iyi sonuçlar	GA ile elde edilen en iyi sonuçlar	Fark	Üstünlük durumu	Mutlak değer fark	Wilcoxon sıra no
1	298	447	-149	İASA üstün	149	24
2	328	430	-102	İASA üstün	102	16,5
3	298	410	-112	İASA üstün	112	18
4	328	311	17	GA üstün	17	5
5	298	386	-88	İASA üstün	88	15
6	298	400	-102	İASA üstün	102	16,5
7	328	468	-140	İASA üstün	140	22
8	330	341	-11	İASA üstün	11	3,5
9	300	353	-53	İASA üstün	53	12
10	300	300	0	Aynı	0	1.5
11	339	500	-161	İASA üstün	161	25
12	298	341	-43	İASA üstün	43	10
13	298	546	-248	İASA üstün	248	30
14	340	320	20	GA üstün	20	7,5
15	328	328	0	Aynı	0	1,5
16	340	320	20	GA üstün	20	7,5
17	298	372	-74	İASA üstün	74	14
18	328	497	-169	İASA üstün	169	26
19	298	481	-183	İASA üstün	183	28
20	298	416	-118	İASA üstün	118	19
21	328	372	-44	İASA üstün	44	11
22	298	439	-141	İASA üstün	141	23
23	298	480	-182	İASA üstün	182	27
24	339	541	-202	İASA üstün	202	29
25	328	450	-122	İASA üstün	122	21
26	352	328	24	GA üstün	24	9
27	328	447	-119	İASA üstün	119	20
28	330	311	19	GA üstün	19	6
29	330	402	-72	İASA üstün	72	13
30	351	340	11	GA üstün	11	3,5

Çizelge 2.4'te İASA ve GA kullanılarak N-1 durumu için Garver 6-baralı test sistemi üzerinde 30 bağımsız çözüm için elde edilen 30 en iyi çözüm ve Wilcoxon işaret testi yer almaktadır. Öncelikli olarak her iki algoritma ile elde edilen sonuçların farkı alınarak hangisinin üstün olduğu tespit edilmiştir. Farkların mutlak değeri alınarak Wilcoxon sıra numarası atanmıştır. İASA'nın üstün olduğu satırlardaki Wilcoxon sıra numaları toplanarak W^+ elde edilir. Burada W^+ 425 olarak hesaplanmıştır. GA'nın üstün geldiği satırlardaki Wilcoxon sıra numaları toplanarak W^- 40 olarak hesaplanmıştır.

Veri setimizden elde ettiğimiz W^+ ve W^- değerlerinden küçük olan sonuç Wilcoxon t değeri olarak alınarak Wilcoxon sıralama testi tablosunda yer alan eleman sayısına ve α önem derecesine göre verilmiş referans değerlerle karşılaştırılır. Elde edilen sonuç, tabloda verilen referans değerden küçük veya eşit ise iki algoritma arasında farklılık vardır sonucu ortaya çıkarak geçersiz hipotezi reddedilir. Burada Wilcoxon t değeri olarak küçük olan W^- değeri Wilcoxon tablosunda çift kuyruklu testte (two-tailed) $\alpha = 0,05$ için daha düşük çıkmıştır. Elde edilen sonuçlar ile istatistiksel olarak geçersiz hipotez reddedilmiştir. Bu sonuca göre iki algoritma arasında bir farkın bulunduğu anlamı çıkarılmaktadır.

Çizelge 2.5. İASA ve PSO için Wilcoxon işaret testi

Sıra no	İASA ile elde edilen en iyi sonuçlar	PSO ile elde edilen en iyi sonuçlar	Fark	Üstünlük durumu	Mutlak değer fark	Wilcoxon sıra no
1	298	654	-356	İASA üstün	356	14
2	328	695	-367	İASA üstün	367	17,5
3	298	563	-265	İASA üstün	265	4
4	328	630	-302	İASA üstün	302	6
5	298	678	-380	İASA üstün	380	20,5
6	298	644	-346	İASA üstün	346	11,5
7	328	625	-297	İASA üstün	297	5
8	330	662	-332	İASA üstün	332	8
9	300	793	-493	İASA üstün	493	30
10	300	648	-348	İASA üstün	348	13
11	339	722	-383	İASA üstün	383	22,5
12	298	673	-375	İASA üstün	375	19
13	298	688	-390	İASA üstün	390	25
14	340	724	-384	İASA üstün	384	24
15	328	664	-336	İASA üstün	336	10
16	340	594	-254	İASA üstün	254	2
17	298	678	-380	İASA üstün	380	20,5
18	328	647	-319	İASA üstün	319	7
19	298	689	-391	İASA üstün	391	26
20	298	713	-415	İASA üstün	415	29
21	328	695	-367	İASA üstün	367	17,5
22	298	664	-366	İASA üstün	366	15,5
23	298	664	-366	İASA üstün	366	15,5
24	339	750	-411	İASA üstün	411	28
25	328	674	-346	İASA üstün	346	11,5
26	352	749	-397	İASA üstün	397	27
27	328	661	-333	İASA üstün	333	9
28	330	713	-383	İASA üstün	383	22,5
29	330	587	-257	İASA üstün	257	3
30	351	330	21	GA üstün	21	1

Çizelge 2.5'te İASA ve PSO kullanılarak N-1 durumu için Garver 6-baralı test sistemi üzerinde 30 bağımsız çözüm için elde edilen 30 en iyi çözüm ve Wilcoxon işaret testi yer almaktadır. Burada Wilcoxon t değeri olarak küçük olan W^- değeri Wilcoxon tablosunda çift kuyruklu testte (two-tailed) $\alpha = 0,05$ için daha düşük çıkmıştır. Elde edilen sonuçlar ile istatistiksel olarak geçersiz hipotez reddedilmiştir.

Çizelge 2.6. Wilcoxon işaret testi sonuçları (0,05 önem dereceli ve çift kuyruklu test)

Karşılaştırma	W^+	W^-	p-değeri
İASA-GA	425	40	2,2E+03
İASA-PSO	464	1	1E+05

Çizelge 2.6'da İASA ile GA ve PSO algoritmaları karşılaştırılması sonrasında hesaplanan p-değerleri yer almaktadır. Elde edilen sonuçlara göre İASA ile GA ve PSO algoritmaları arasında farklılık bulunduğu sonucu ortaya çıkmaktadır.

Elde edilen nümerik ve istatistiksel sonuçlara göre güçlü yetenekleri nedeniyle İASA, İSP probleminin çözümünde doğru, yakınsak, dengeli ve etkili bir metasezgisel optimizasyon algoritması olarak kullanılabileceği kabul edilebilir.

2.5.2. 400 kV Türkiye şebekesinde İSP uygulaması

Bu tez çalışmasının ana motivasyonlarından biri, iletim sistemi planlama çalışmalarının gerçekleştirilmesinde planlamacılara yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir modelin ortaya konularak maliyet etkin çözümlerin bulunmasını sağlamaktır. Bu kapsamda bu bölümde planlama dönemlerinde gerçek bir şebeke için mevcut iletim hatlarının yeterliliğinin değerlendirilerek sistem dengesinin korunması için gereken yeni iletim hatlarının optimal şekilde belirlenmesi incelenmiştir.

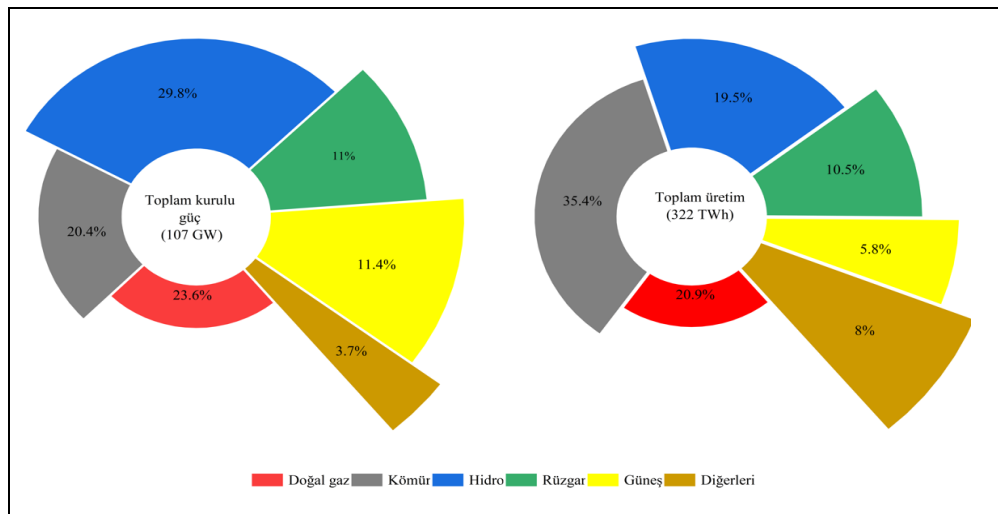
İlk olarak, 400 kV Türkiye şebekesinin test sistemi olarak kullanılabilmesi için şebeke modeli oluşturulmuştur. Ardından, 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için üretim ve tüketim beklentileri temelinde farklılıkları yansıtacak olası üretim ve tüketim durumlarını kapsayacak şekilde 400 kV Türk şebekesi için mevsimsel senaryolar oluşturulmuştur.

İSP çalışmasının gerçek planlama koşullarına yakınsaması için İSP probleminin amaç fonksiyonuna hat yatırım maliyetlerine ek olarak, sistem işletme güvenliğinin korunması için hat kısıtlılıklarını gidermek ve şebekede oluşabilecek izole bölgelerin oluşmasını engellemek için sistem işletmecisinin re-dispatch (üretim ve yükün yeni bir denge noktasına getirilmesi) aksiyonu sonucunda ortaya çıkan ek işletmesel maliyetler dahil edilmiştir. İSP problemi, Bölüm 2.2’de açıklanan İSP modeli üzerinde modellenmiştir.

BFBI, GA ve PSO algoritmaları, oluşturulan mevsimsel senaryolar için 400 kV Türkiye şebekesi üzerinde optimal iletim hattı yatırımlarının bulunmasında N-1 durumu için uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar karşılaştırılarak değerlendirilmiştir.

Sistem açıklaması

Türkiye iletim şebekesi 400 kV ve 154 kV gerilim seviyelerinde yaklaşık 75.000 km iletim hattı ve 1500’e yakın trafo merkezinden oluşmaktadır. Türkiye şebekesi 2010 yılından bu yana ENTSO-E tarafından işletilen CESA’ya Bulgaristan ve Yunanistan ile olan 400 kV enterkonneksiyon hatları ile senkron olarak bağlıdır. Bu bağlantıların yanında 400 kV ve 154 kV gerilim seviyelerinde diğer komşu ülkelerle de enterkonneksiyon bağlantıları bulunmaktadır. 2023 sonu itibariyle Türkiye’nin toplam tüketimi 322 TWh’a ulaşırken toplam kurulu güç ise 107 GW’a ulaşmıştır. Şekil 2.14’te, 2023 yılı sonu itibariyle Türkiye’deki toplam kurulu gücün ve üretimin kaynaklara göre dağılımı gösterilmektedir [111].



Şekil 2.14. Kurulu gücün ve üretimin kaynak bazlı dağılımı

TEİAŞ, Türkiye’de iletim sistemi işletmecisi olarak iletim şebekesinin kararlılığının korunarak şebekenin güvenli ve güvenilir bir şekilde işletilmesinden sorumludur. Bu sorumluluğa dahil olan görevlerden biri, gelecekte artan elektrik enerjisi talebi ve üretimi için yeterli iletim kapasitesinin sağlanması için uzun dönem iletim sistemi planlama çalışmalarının yapılmasıdır. İletim şebekesinde uzun dönem iletim sistemi planlama çalışmaları iletim şebekesi tasarım esaslarını içeren Elektrik Şebeke Yönetmeliği kapsamında yürütülmektedir [112].

Bu tez çalışmasında, iletim şebekesinin ana yapısının 400 kV gerilim seviyesi olması ve çalışmamızın periyodunun 5 ve 10 yıl olarak belirlenmesi nedeniyle 400 kV hat planlaması/yatırımları dikkate alınmıştır. Genel olarak 400 kV hat yatırımı yapmak 154 kV hat yatırımı yapmaya kıyasla daha uzun süreçler almaktadır. Bu kapsamda, çalışmanın esas amacı 400 kV şebekede 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için optimal hat yatırımlarının tespit edilmesidir. Öncelikli olarak bu çalışmada referans şebeke olarak kullanılan 400 kV Türkiye şebekesi oluşturulurken, aşağıdan yukarıya (bottom-to-up) yöntemiyle 36 kV ve 154 kV gerilim seviyesindeki üretim ve yük değerleri 400 kV seviyesine taşınarak üretim ve yük baraları (trafo merkezleri) ve hatlar modellenmiştir. Ayrıca şebekede işletmesel nedenlerden dolayı iki ana bara şeklinde dizayn edilen trafo merkezleri birleştirilerek (aggregate) tek bara olarak modellenmiştir.

Referans şebeke topolojisi 187 bara ve 319 hattan oluşmakta olup sistemin toplam yükü ve kurulu gücü sırasıyla 53,2 GW (yılın puant saati-yaz) ve 100,6 GW’tır. 5 yıllık planlama döneminin sonunda sistemin toplam yükünün yaz senaryosu için %18 artarak 62,1 GW 10 yıllık planlamanın sonunda ise %37 artarak 73,1 GW olacağı, toplam kurulu gücün ise sırasıyla %18 ve %40 artarak 118,5 GW ve 141,7 GW olacağı varsayılmıştır. 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için mevcut ve planlama dönemlerine ait yük ve üretim tahminleri ve gelişimleri temelinde referans şebekeye sırasıyla 14 ve 23 yeni üretim ve yük barasının ekleneceği öngörülmüştür. Aday hat koridoru sayısı, mevcut referans şebekedeki güç akışları dikkate alınarak mevcut hat koridorlarından seçilen 187 mevcut koridor ve planlama dönemlerinde olası güç akışlarının olabileceği 96 yeni koridor ile birlikte toplamda 283 olarak belirlenmiştir. Ayrıca şiddetli rüzgâr, yoğun kar yağışı ve buz yükü gibi hava koşulları iletim hatlarında fiziksel hasara neden olabilmektedir. İletim hatlarının hasar görmesi ve tahrip olması sistem güvenliğini doğrudan etkileyebilmektedir. Sistem güvenliğinin artırılması amacıyla özellikle 400 kV gerilim seviyesi için tek direk üzerine çift devre iletim

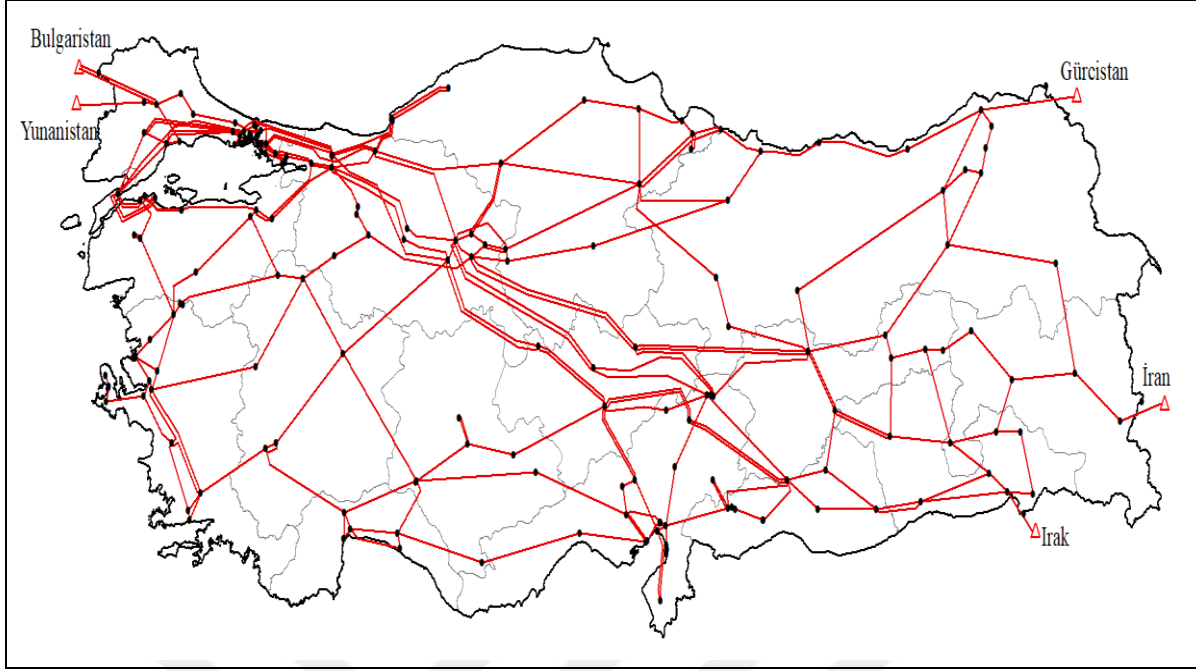
hattı tesis edilmesi ve aynı koridordan birden fazla iletim hattının tesis edilmesi tercih edilmemektedir. Bu nedenle, sistem güvenliği kaygıları nedeniyle, her bir koridor için tek devreli bir hattın tesis edileceği varsayılmıştır.

İletim hatlarının akım taşıma kapasiteleri (termik kapasite) hat türüne göre değişmekle birlikte mevsimsel olarak iletken sıcaklığına, hava sıcaklığına, rüzgâr hızına, rüzgâr yönüne ve rakıma bağlı olarak değişmektedir. Bu tez çalışmasında Elektrik Şebeke Yönetmeliğinde yer alan değerler kullanılmış olup her bir hat türüne ait yüklenme eşikleri Çizelge 2.7’de verilmektedir. Planlama çalışmaları için şebekeye eklenecek yeni hat türünün 3 Bundle Pheasant (3P) olacağı ve maliyetinin 1 M\$/km olacağı varsayılmıştır.

Çizelge 2.7. 400 kV hatlar için türlerine göre termik yüklenme eşikleri

Hat türü	Hattın termik yüklenme eşikleri (Amper)			
	İlkbahar	Yaz	Sonbahar	Kış
2R (Rail)	1436	1200	1436	1962
2C (Cardinal)	1450	1210	1450	1962
3C (Cardinal)	2179	1830	2179	2987
3P (Pheasant)	2634	2199	2634	3579
2000 mm ² Kara Kablosu	1500	1500	1500	1500
1600 mm ² Denizaltı Kablosu	1500	1500	1500	1500

Şekil 2.15’te referans şebeke olarak modellenen 400 kV Türkiye şebekesinin tek hat şeması verilmektedir. Referans şebekede komşu ülkelerle olan enterkonneksiyon bağlantıları da modellenmiş olup ülkelerdeki baralarda mevsimsel senaryo temelli üretim veya yük profili tanımlanmıştır.



Şekil 2.15. Referans şebeke

Mevsimsel senaryolar

Gelecek planlama dönemlerinde, şebekenin güvenli ve kararlı bir şekilde işletilmesinin sürdürülmesi için şebekede farklı işletme noktaları için üretim ve yük koşullarını içeren senaryo setleri oluşturularak İSP çalışmaları yapılmalıdır [113]. Bu kapsamda, bu tez çalışmasında 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için üretim ve yük beklentileri baz alınarak mevsimsel olarak sekiz senaryo oluşturulmuştur. Her bir senaryo için bara bazlı üretim ve yük değerleri mevsimsel özellikleri yansıtacak şekilde istatistiksel olarak üretim ve yük profilleri baz alınarak belirlenmiştir. Böylece, farklı üretim ve yük koşulları için şebeke zorlanarak optimal yeni hat gereksinimleri elde edilmiştir. Senaryoların tanımlanması ve uygulanmasında kapsamlı bir yaklaşım göz önünde bulundurulmuştur.

Yaz senaryosu

Şebekede maksimum yük (puant durumu) yaz aylarında gerçekleşmektedir. Üretimin yüksek olduğu bölgelerden yükün yoğun olduğu bölgelere doğru olan güç akışlarında bölgeler arası hatların maksimum yüklenmesi ile ortaya çıkan yeni kapasite ve hat ihtiyacının belirlenmesi için yaz senaryosu oluşturulmuştur. Yaz senaryosu en kötü durum (worst case) senaryosu olarak düşünülebilir. Bu senaryo arz güvenliği açısından kritik öneme

sahip bir senaryo olarak öne çıkmaktadır. Yüksek tüketim ve görece düşük HES üretimi konvansiyonel santrallere olan ihtiyacı artırmıştır. Bunun yanında bu senaryoda rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı YEK'lerden üretim de yüksektir.

Kış senaryosu

Kış aylarında yük, yaz aylarına göre daha düşüktür. Konvansiyonel üretim santralleri, hidroelektrik ve YEK üretiminin yetersizliği nedeniyle talebi karşılamak için yoğun bir şekilde çalışmaktadır. Yaz senaryosuna göre konvansiyonel santraller daha yüksek kapasite faktörüyle çalışmaktadır. Bu senaryo, fosil kaynaklı üretimin yoğun olduğu bölgeler ile yükün yüksek olduğu bölgeler arasında yeni hatlara ihtiyacın tespitinde önemlidir.

İlkbahar senaryosu

Türkiye şebekesinde yük açısından minimum yük (lowest condition) durumu ilkbahar aylarında gerçekleşmektedir. Üretim açısından mevsimsel olarak yağışlardan dolayı hidroelektrik santralleri yoğun bir şekilde çalışırken konvansiyonel santrallerin ve YEK'lerin katkısı sınırlı kalmaktadır. Bu senaryo ile en düşük yük durumunda hidroelektrik santrallerinin enerji üretimindeki yüksek payının İSP çalışmalarında şebeke yatırımları üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir.

Sonbahar senaryosu

Sonbahar aylarında gerçekleşen yük ilkbahar aylarına göre daha yüksektir. Üretim bakımından hidroelektrik ve konvansiyonel santraller düşük kapasite faktörü ile çalışırken YEK üretimi yüksektir. Bu senaryo ile YEK üretiminin fazla olduğu bölgeler ile yükün yoğun olduğu bölgeler arasında yeni hat ihtiyaçlarının belirlenmesi incelenmiştir.

Senaryolar oluşturulurken olası mevsimsel farklılıklar göz önünde bulundurulmuştur. Bu bağlamda, bu senaryolar ile şebekenin olası tüm üretim ve yük durumları için alanların taranması hedeflenmiştir. Çizelge 2.8'de her bir senaryoda şebekede strese neden olan faktörlerin etki değerleri özetlenmiştir. Yük açısından senaryolar incelendiğinde, yaz senaryosunda yükün etkisi en yüksek iken ilkbahar senaryosunda yükün etkisi en düşük

olarak belirlenmiştir. Mevsimsel olarak üretim farklılıkları da senaryoya farklı etki faktörü olarak dahil edilmiştir.

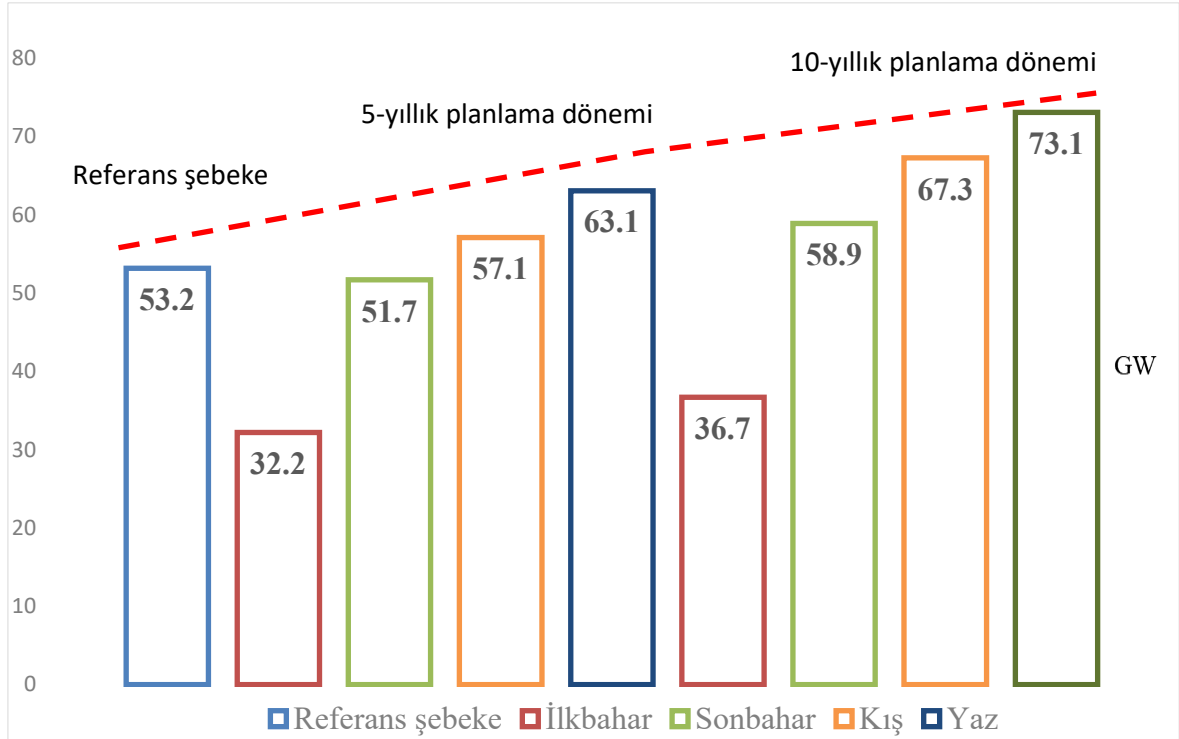
Çizelge 2.8. Senaryo oluşturma sentezi

	Yaz senaryosu	Kış senaryosu	İlkbahar senaryosu	Sonbahar senaryosu
Yük	+++	++	--	+
Fosil kaynaklı üretim	++	+++	--	+
HES üretimi	+	--	+++	+
RES üretimi	+++	++	+	+++
GES üretimi	+++	-	--	+++

(+ ortalama etkili, ++ yüksek etkili, +++ en yüksek etkili, - düşük etkili, -- en düşük etkili)

Senaryolarda üretim tüketim dengesinin sağlandığı üretim/tüketim profillerinin belirlenmesi esastır. Herbir senaryo için Çizelge 2.8’de verilen etki faktörleri göz önünde bulundurularak ve geçmişe ait üretim ve tüketime ait eğilimler incelenerek bara bazlı yük değerleri ve bu yük değerini karşılayacak üretim tevzisi (dispatchi) elde edilmiştir.

Şekil 2.16’da her bir senaryo için kullanılan toplam yük değerleri yer almakta olup ülkenin yük gelişimine göre puant yükün yaz senaryosunda minimum yükün ise bahar senaryosunda gerçekleşeceği varsayılmıştır.



Şekil 2.16. Senaryolarda kullanılan toplam yük değerleri

Çizelge 2.9’da 5 ve 10 yıllık planlama dönemlerinde üretim dispatchi için kullanılan toplam kurulu güç ve toplam kurulu gücün kaynak bazlı dağılımları yer almaktadır. 10 yıllık planlamanın sonunda şebekede kurulu gücün 141,7 GW olacağı varsayılmıştır. Referans şebeke ile karşılaştırıldığında fosil yakıtların (doğal gaz, linyit, ithal kömür ve nükleer) kurulu gücünde pek fazla bir artışın olmadığı buna karşılık YEK kapasitesinin 48,3 GW seviyesine ulaşacağı öngörülmüştür. YEK kapasitesindeki söz konusu bu artış ve herbir senaryodaki YEK üretimi katkısı ile YEK’lerin İSP çalışmalarındaki önemi göz önünde bulundurulmuştur.

Çizelge 2.9. Kurulu gücün kaynak bazlı dağılımı

Kaynak tipi	Referans şebeke (GW)	Planlama dönemi	
		5-yıl (GW)	10-yıl (GW)
Doğal gaz	25,3	25,3	25,3
Kömür	21,8	21,8	21,8
Hidro	31,6	33	35
Rüzgar	10,1	15	20
Güneş	8,3	16	28,3
Nükleer	0	3,6	4,8
Diğer	3,5	5	6,5
Toplam	100,6	119,5	141,7

Optimizasyon sonuçları

İSP problemi, N-1 kısıt durumu dikkate alınarak BFBI, GA ve PSO algoritmaları kullanılarak çözülmüştür. Çizelge 2.10’da, 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri sonunda 400 kV Türkiye şebekesine eklenecek hatların optimal hat yatırım maliyetleri yer almaktadır. Yatırım maliyetleri açısından elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde, BFBI ve GA algoritmaları ile elde edilen sonuçların çoğu senaryoda birbirine yakın olduğu görülmektedir. Bazı senaryolarda İASA daha ucuz çözümler önerirken bazı senaryolarda ise GA daha ucuz çözümler önermektedir. PSO algoritması ise tüm senaryolar için en pahalı yatırım çözümlerini önermektedir.

5 yıllık planlama için sonbahar ve kış senaryolarında İASA, GA’ya göre sırasıyla %8,3 ve %0,005 daha ucuz çözümler önermektedir. 10 yıllık planlama için ise ilkbahar ve sonbahar senaryolarında İASA, GA’ya göre sırasıyla %4,68 ve %0,92 daha ucuz çözümler önermektedir. Bunun yanında diğer senaryolarda GA, İASA’ya göre daha ucuz çözümler önermektedir. Türkiye şebekesi örneğinde 10 yıllık planlama döneminin sonunda N-1 sistem güvenliğinin dikkate alındığı durum için İASA ile elde edilen çözümler arasında sonbahar senaryosu için bulunan 3752,65 M\$ maliyetli çözüm en ucuz çözüm olurken yaz senaryosu için bulunan 5112,64 M\$ maliyetli çözüm en pahalı çözüm olmuştur.

Çizelge 2.10. Optimal yatırım maliyetleri

Senaryo	Planlama dönemi	Yatırım maliyeti (M\$)		
		BFBI	GA	PSO
İlkbahar	5 yıl	2777,17	2727	10170,93
	10 yıl	4440,71	4648,46	10652,32
Yaz	5 yıl	2646,45	2573	4205,8
	10 yıl	5112,64	4205,8	12693,27
Sonbahar	5 yıl	1909,54	2069,25	2008,45
	10 yıl	3752,65	3787,5	9606,06
Kış	5 yıl	1843,80	1843,9	3446,21
	10 yıl	4386,52	4098,66	11640,05

Çizelge 2.11’de, 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri sonunda 400 kV Türkiye şebekesine eklenecek hatlar için işletmesel ve toplam maliyetler yer almaktadır. Elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde, İASA bütün senaryolarda işletmesel maliyetlerin çıktığı çözümler önermezken GA ve PSO algoritmaları bazı senaryolarda işletmesel maliyetli çözümler önermektedir. Ek işletmesel maliyet, aslında daha düşük yatırım maliyetine ve daha kısa iletim hattı yatırımına neden olurken toplam maliyeti artırmaktadır.

Hatların aşırı yüklenmesinden dolayı hat kısıtlılığının oluşması veya ana şebekeden kopuk izole bölgelerin oluşması sistem işletmeciliği açısından istenmeyen durumlardır. Bu iki işletmesel durum, sistem işletmecisi tarafından atılacak adımlar ile giderilebilmekle birlikte sistem güvenliği riskini artırmaktadır. Önemli bir çıktı olarak, İASA ve GA ile elde edilen sonuçların gerçek ve büyük şebekelerde gerçek durumlara yakınsadığı, PSO algoritmasının ise yakınsamadığı çıkarımı yapılabilir.

Çizelge 2.11. İşletmesel maliyetler

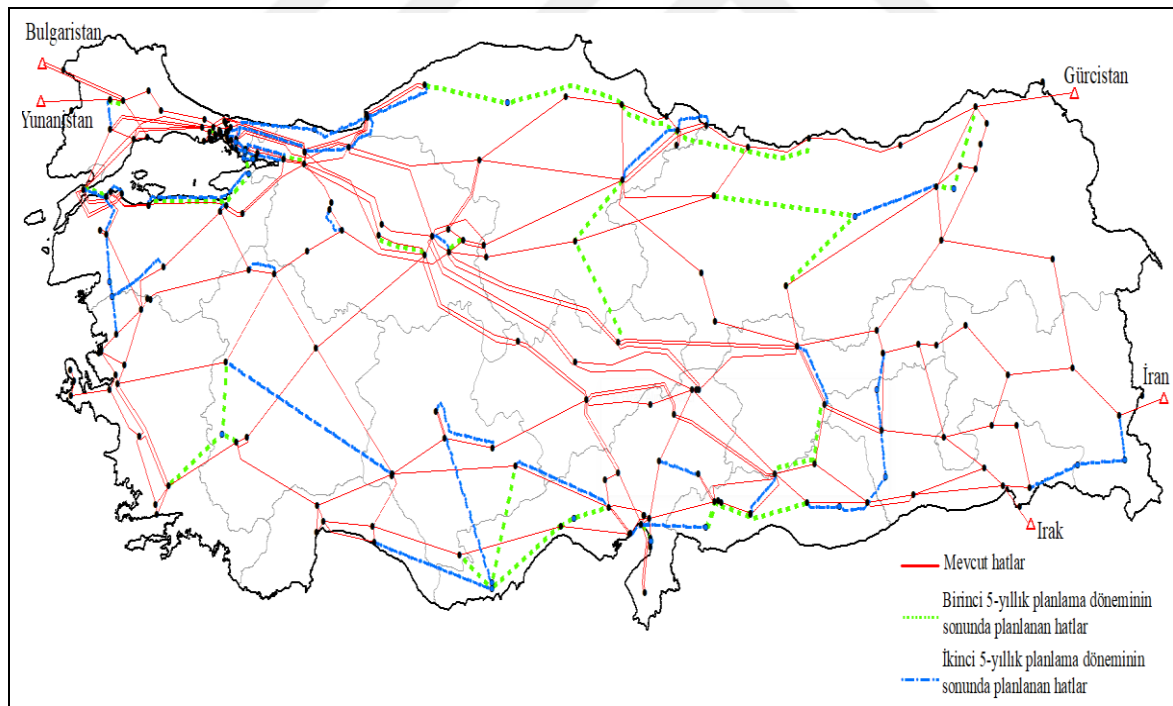
Senaryo	Planlama dönemi	İşletmesel maliyet (M\$)			Toplam maliyet (M\$)		
		BFBI	GA	PSO	BFBI	GA	PSO
İlkbahar	5 yıl	0	0	0	2777,17	2727	10170,93
	10 yıl	0	0	0	4440,71	4648,46	10652,32
Yaz	5 yıl	0	1010,36	2020,72	2646,45	3583,36	6226,52
	10 yıl	0	0	0	5112,64	4205,8	12693,27
Sonbahar	5 yıl	0	0	2000	1909,54	2069,25	4008,45
	10 yıl	0	0	0	3752,65	3787,5	9606,06
Kış	5 yıl	0	0	2000	1843,8	1843,9	5446,21
	10 yıl	0	0	0	4386,52	4098,66	11640,05

Çizelge 2.12’de, 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri sonunda 400 kV Türkiye şebekesine eklenecek toplam hatlar için optimal hat uzunluğu çözümleri verilmektedir. Şebekeye eklenecek hatlar için 1 M\$/km maliyet varsayımı yapıldığı için şebekeye eklenecek toplam hat uzunluğu toplam yatırım maliyeti ile rakamsal olarak aynıdır.

Çizelge 2. 12. Optimal hat uzunluğu sonuçları

Senaryo	Planlama dönemi	Optimal hat uzunluğu (km)		
		BFBI	GA	PSO
İlkbahar	5 yıl	2777,17	2727	10170,93
	10 yıl	4440,71	4648,46	10652,32
Yaz	5 yıl	2646,45	2573	4205,80
	10 yıl	5112,64	4205,80	12693,27
Sonbahar	5 yıl	1909,54	2069,25	2008,45
	10 yıl	3752,65	3787,50	9606,06
Kış	5 yıl	1843,80	1843,90	3446,21
	10 yıl	4386,52	4098,66	11640,05

5 ve 10 yıllık planlama dönemlerinin sonunda her bir senaryo için ayrı optimal iletim hattı sonucu elde edilmiştir. Bu çözümlerde önerilen hatların bir kısmı aynı olsa da bazı senaryolarda yük ve üretim dengesinden dolayı daha fazla/az ve farklı hat önerileri olmuştur. Bu kapsamda sistemin bütün yıl boyunca güvenilir ve kararlı bir şekilde işletilmesini sağlayacak tüm senaryoları kapsamaları için deterministik olarak tek bir optimal sonuç elde edilmiştir. İASA ile 5 ve 10 yıllık planlama dönemlerinin sonunda elde edilen optimal iletim hatlarının toplam maliyeti ve uzunluğu sırasıyla 3132,31 km-M\$ ve 6436,9 km-M\$'dir. Şekil 2.17'de, 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri sonunda önerilen İSP modelinde geliştirilen İASA ile elde edilen optimal planlama sonucunda oluşan şebekenin yeni topolojisi yer almaktadır. Burada; kırmızı çizgiler mevcut hatları, kesikli yeşil çizgiler birinci 5 yıllık planlamanın sonunda eklenecek hatları gösterirken kesikli mavi çizgiler ikinci 5 yıllık planlamanın sonunda eklenecek hatları göstermektedir. Birinci 5 yıllık planlamanın sonunda eklenecek hatlar 5 yıllık planlama sonuçlarına karşılık gelirken birinci ve ikinci 5 yıllık planlamanın sonunda eklenecek hatlar 10 yıllık planlama sonuçlarına karşılık gelmektedir.



Şekil 2.17. İASA ile elde edilen optimal sonuçlar ile şebekenin yeni topolojisi

Şebeke gelişimi açısından elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde;

- Şebekede güç akışı, yük ve üretim gelişimine paralel olarak gerçekleşirken bu da şebeke gelişiminin hangi yönde olacağını göstermektedir.

- Özellikle ülkenin Güney Marmara ve Kuzey Batı Anadolu bölgeleri elektrik enerjisi talebi açısından yoğun bölgelerdir. Bu talebin Doğu Anadolu ve Karadeniz bölgelerindeki HES'lerden üretilen elektrik enerjisi ile karşılanabilmesi için doğu-batı eksenli uzanan hatların yüklenmelerine bağlı olarak şebekede doğu-batı eksenli ilave yatırımlara ihtiyaç duyulmaktadır.
- Ülkenin güney ve güney batı bölgelerindeki güneş ve rüzgar potansiyeli oldukça yüksektir. Son yıllarda, bu potansiyele bağlı olarak bu bölgelerdeki YEK entegrasyonu hız kazanmış olup 5 ve 10 yıllık planlama dönemlerinin sonunda bu bölgelerde önemli YEK kurulu kapasitesinin olması öngörülmektedir. Bu kapsamda yük talebinin YEK'lerden üretilen elektrik enerjisi ile karşılanabilmesi için güney-kuzey eksenli uzanan hatların kapasitelerindeki yetersizliğinden dolayı şebekede güney-kuzey eksenli ilave yatırımlara ihtiyaç duyulmaktadır.
- Ülkenin güneyinde tesis edilecek nükleer santralin hem şebeke bağlantısı için hem de güç akışında yaratacağı değişimler nedeniyle bölgesel olarak ilave hat yatırımlarına ihtiyaç duyulmaktadır.

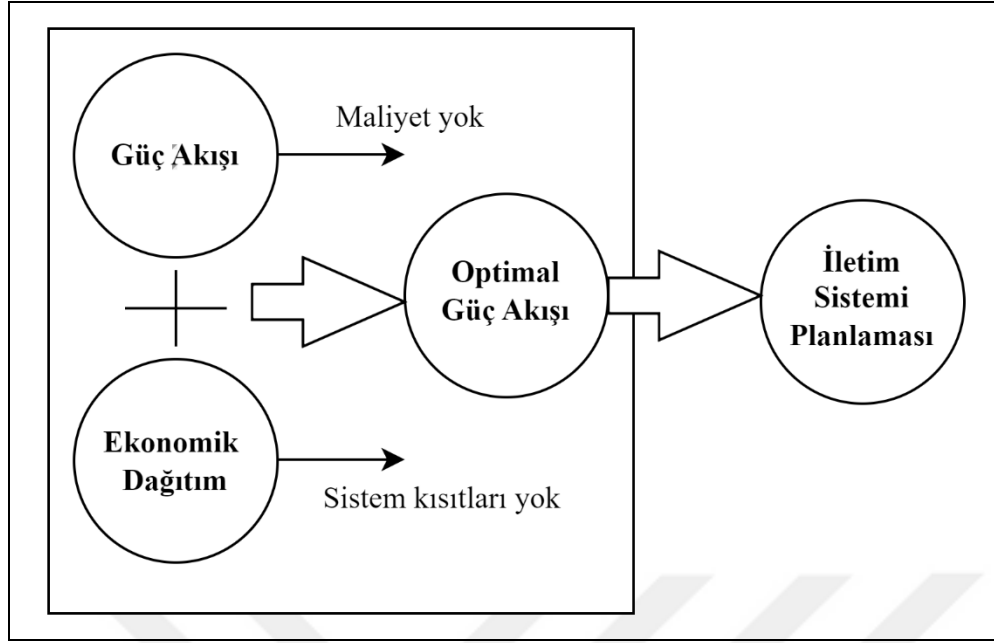
Bu tez çalışması, ulusal enerji politikaları doğrultusunda elektrik üretim ve tüketimindeki değişimlere bağlı olarak çeşitli üretim ve tüketim senaryoları dikkate alınarak şebeke yatırımları için optimal genişleme planlarının belirlenmesi gerekliliğini ortaya koyması açısından önemlidir. Bu kapsamda, Türkiye şebekesi için elde edilen sonuçların, gelecek planlama dönemleri için üretim ve tüketimde beklenen değişimleri karşılamak üzere gerekli şebeke yatırımlarını kapsayarak şebekenin yeterli kapasite ihtiyacını karşılayabileceği değerlendirilmektedir.



3. OPTİMAL GÜÇ AKIŞININ DİKKATE ALINDIĞI İLETİM SİSTEMİ PLANLAMASININ GERÇEKLEŞTİRİLMESİ

İletim sistemi planlama çalışmalarında; İSP problemi modellenirken iletim hattı yatırım maliyetleri, işletmesel maliyetler, karşılanamayan yük maliyetleri ve kayıp maliyetleri gibi maliyetler amaç fonksiyonuna dahil edilirken güç akışına ait limitler, hatların termik kapasiteleri ve generatörlerin üretim limitleri gibi teknik kısıtlar optimizasyon probleminin kısıtları olarak göz önünde bulundurulmaktadır. İSP çalışmalarında, gelecek planlama dönemleri için sisteme ait yük tahminleri, üretim planlamanın konusu olan kurulu güç gelişimi ve sistem yükünün karşılanması için gerekli üretim değerleri (dispatch verileri) önceden yapılarak şebekeye entegre edilmektedir. Yani gelecek planlama dönemlerinde hangi santralin ne kadar üreteceği İSP probleminden bağımsız olarak belirlenerek İSP modelinde girdi olarak kullanılmaktadır.

Bu bölümdeki çalışmada, şebekedeki üretim santrallerinin üretim değerlerinin optimal olarak belirlenmesinde kullanılan optimal güç akışı (OPF) İSP çalışmalarına dahil edilerek OPF'in optimal hat çözümleri üzerindeki etkileri incelenmiştir. Öncelikli olarak OPF probleminin dahil edildiği İSP probleminin matematiksel modeli oluşturulmuştur. Ardından, İSP problemi, OPF'in dahil edildiği ve edilmediği senaryolar için geliştirilen İASA kullanılarak önerilen İSP modelinde IEEE-24 baralı test sistemi için çözülmüştür. Elde edilen sonuçlar, literatürde OPF'in dahil edildiği benzer İSP problemi ve test sistemi için elde edilen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır. Şekil 3.1'de optimal güç akışının alt bileşenleri olarak tanımlanan ekonomik dağıtım ve güç akışının iletim sistemi planlaması ile olan ilişkisi gösterilmektedir. OPF, güç akışında tanımlanan sisteme ait teknik kısıtlar ile ekonomik dağıtımda tanımlanan ekonomik kısıtların bir araya getirilmesiyle tanımlanmaktadır.



Şekil 3.1. Optimal güç akışı ile iletim sistemi planlaması arasındaki ilişki

Bu bölüm, takip eden 3 alt başlıktan oluşmaktadır. Bölüm 3.1’de optimal güç akışının teorik altyapısı ile literatür incelemesine yer verilmektedir. Bölüm 3.2’de optimal güç akışının dahil edildiği İSP probleminin matematiksel formülasyonu anlatılmaktadır. Bölüm 3.3’te ise OPF’in İSP çalışmaları üzerindeki etkilerinin değerlendirilebilmesi için İSP probleminin geliştirilen İASA kullanılarak önerilen İSP modelinde çözülmesini içeren uygulamalara ve elde edilen sonuçlara yer verilmektedir.

3.1. Optimal Güç Akışının Teorik Altyapısı

Optimal güç akışı (OPF), şebekenin fiziksel kısıtları göz önünde bulundurularak yük talebinin en ekonomik olarak karşılanması olarak ifade edilmektedir [114,115]. OPF çalışmalarında güç akışı ile tanımlanan sistem kısıtlarına ve ekonomik dağıtım ile tanımlanan ekonomik ve teknik kısıtlara bağlı kalınarak minimum maliyet temelinde optimal çözümlerin bulunması amaçlanmaktadır.

OPF problemi ilk defa 1962 yılından tanımlanmış olup, genel olarak problem çoklu kısıtlar barındıran büyük ölçekli ve doğrusal olmayan konveks bir optimizasyon problemi olarak tanımlanmaktadır [116]. Optimizasyon probleminin çözümünde, barındırdığı değişkenlere ve problemin matematiksel olarak modellenmesine bağlı olarak geleneksel optimizasyon

yöntemlerinin yanında metasezgisel algoritmalar da kullanılmaktadır [117,118]. AC şebeke modelinin kullanıldığı OPF, AC-OPF olarak tanımlanırken AC modelin doğrusallaştırılması ve sadeleştirilmesi ile elde edilen DC şebeke modelinin kullanıldığı OPF ise DC-OPF olarak tanımlanmaktadır. Her iki model de farklı amaç fonksiyonlarını içeren çalışmalarda kullanılmaktadır [119-126].

OPF, uzun dönem iletim sistemi planlama çalışmalarından aktif ve reaktif güç dağıtımlarının yapıldığı 5, 15 dakikalık veya 1 saatlik elektrik piyasaları gibi gerçek zamana yakın çalışmalar olmak üzere güç sistemlerinde her planlama ufkunda karar verme süreçlerinde uygulanabilmektedir [127]. OPF problemi dünyada bazı bölgesel şebeke ve piyasa işletmecileri tarafından sistemlerin optimal işletilmesinde ve planlanması amacıyla kullanılan ana optimizasyon problemine dahil edilerek kullanılmaktadır. Bu çalışmamızda DC modelin İSP çalışmalarında yaygın olarak kullanılmasından dolayı DC-OPF kullanılmıştır. Bölüm 2’de DC şebeke modelinin oluşturulmasına yer verilmiştir.

3.1.1. Ekonomik dağıtım

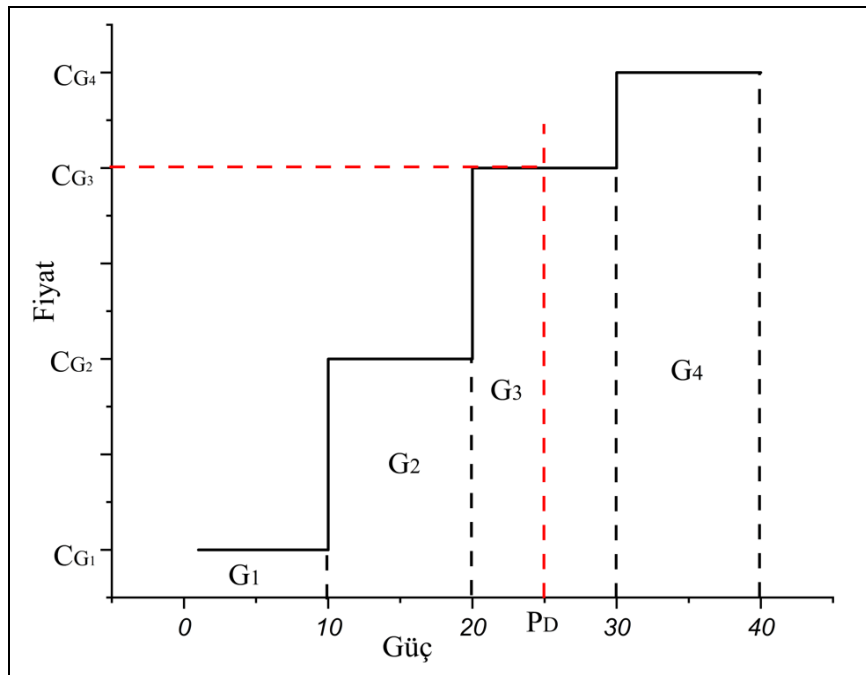
Ekonomik Dağıtım (ED), sistemin yük talebinin karşılanması için sistemdeki üretim santrallerinin marjinal maliyetlerinin toplamının minimize edilmesini amaçlayan bir optimizasyon problemidir [128,129]. Burada sistemde yer alan her bir generatörün üretim maliyeti olarak tanımlanan marjinal maliyeti; değişken maliyet olarak tanımlanan yakıt maliyetleri ile sabit maliyet olarak tanımlanan bakım-onarım giderleri, işçi maliyetleri ve start-up maliyetlerinden oluşmaktadır. Generatörlerin sabit ve değişken maliyetlerindeki farklılıklardan dolayı generatörlerin marjinal maliyetleri değişkenlik göstermektedir.

Genel olarak ED, sistem için en ekonomik işletme noktasının bulunması amacıyla sistemde hangi generatörün devreye gireceğinin seçilmesi süreci olarak ifade edilmektedir [130]. ED’deki temel kavram, işletme için en düşük marjinal maliyete sahip generatörlere öncelik vermektir ve sistemin marjinal maliyeti en yüksek maliyete sahip generatör tarafından belirlenmektedir. Bu süreç, güç sistemlerinin dikey olarak ayrışmasından önce, yani güç sistemlerinde üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin kamu hizmeti olarak tek bir kurum tarafından yürütülmesi dönemi, çoğu iletim sistemi işletmecisi tarafından yürütülen bir süreçken ayrışmadan sonra EPIAŞ, NORD POOL, EPEX gibi piyasa işletmecileri tarafından yürütülmektedir. Bu tür piyasa yapısında, gerçek zaman öncesinde (genel olarak 24 saat

öncesi) elektrik piyasasında gün öncesi ve gün içi piyasaları aracılığıyla üretim ve tüketim değerlerinin eşleştiği dengeli bir sistem İSİ'ye teslim edilir. Bu dengeli sistem, aslında arz ve talebin piyasa üzerinde kesiştiği sanal bir denge noktasını temsil etmektedir. Görece dengeli bir sistemin sağlanmasının ardından sistem işletmecisi tarafından yapılan şebeke analizleri ve gerçek zamanda oluşabilecek arz veya talep yönlü değişimlerin neden olduğu dengesizlikler sistem işletmecisi tarafından işletilen dengeleme güç piyasası kapsamında verilen talimatlar ile giderilmektedir.

ED'de sistem "copper plate" benzetimi ile sınırsız bir kapasiteye ve herhangi bir teknik kısıtın olmadığı varsayımı ile değerlendirilmektedir. Bu, şebekedeki hatların termik kapasiteleri, hat yüklenme kısıtlılıkları ve hat kayıpları gibi bütün kısıtların ihmal edilmesi anlamına gelmektedir. ED'de kısıt olarak sadece santrallerin minimum ve maksimum üretim kapasiteleri dikkate alınmaktadır [117,131].

Geleneksel olarak elektrik piyasasında minimum işletme maliyetini elde etmek için sistemdeki generatörlerden hangilerinin devreye gireceğinin karar verilmesinde fayda sırası (merit-order) yaklaşımı kullanılmaktadır. Fayda sırası ED'in gerçekleştirilmesinde basit bir görsel araçtır. Şekil 3.2'de örnek bir fayda sırası eğrisi yer almaktadır.



Şekil 3.2. Fayda sırası eğrisi ile ekonomik dağıtım

Burada, fayda sırası eğrisinin çizilerek ED sonuçlarının elde edilmesi için öncelikli olarak her bir generatöre ait marjinal maliyetlerin (piyasa teklif fiyatı) ve üretim kapasitelerinin veri olarak toplanması gerekmektedir. Fiyat sıralaması marjinal fiyat üzerinden yapılarak en ucuz marjinal fiyattan başlanılarak talebin kesişme noktasına kadar x eksenine yerleştirilir. Üretim ile talebin kesiştiği noktadaki son generatörün teklifi sistemin marjinal fiyatı olarak bütün tüketicilerin ödemesi gereken ve sistemdeki bütün generatörlerin alacağı birim başı elektrik enerjisi fiyatı olarak belirlenir.

3.2. Optimal Güç Akışının Dahil Edildiği İletim Sistemi Planlaması Probleminin Matematiksel Modeli

Geleneksel olarak İSP çalışmalarında problemin amaç fonksiyonu şebekeye eklenecek yeni hatların toplam maliyetlerinin minimize edilmesini içermektedir. Bu bölümdeki çalışmada DC-OPF probleminin İSP problemine dahil edilerek optimal iletim hattı çözümlerinin elde edilmesi amacıyla İSP problemi modellenmiştir. Eş. 3.1’de verilen amaç fonksiyonu (OF_3) şebekeye eklenecek yeni iletim hatlarının toplam yatırım maliyetleri ile generatörlerin toplam marjinal maliyetlerinin toplamının minimizasyonunu ifade etmektedir. Eş. 3.2’te tesis edilecek yeni hatların toplam maliyetlerinin hesabında kullanılan matematiksel formülasyon yer alırken Eş. 3.3’te generatörlerin toplam marjinal maliyetlerinin belirlenmesinde kullanılan matematiksel formülasyon yer almaktadır.

$$\text{Min } OF_3 = C_Y + C_{\bar{U}} \quad (3.1)$$

$$C_Y = \sum_{(i,j) \in \Omega_{\text{hat}}^a} c_{ij} \times n_{ij} \quad (3.2)$$

$$C_{\bar{U}} = \sum_{(g) \in \Omega_g} c_g \times p_g \quad (3.3)$$

Burada; (i, j) bara numarasını, Ω_{hat}^a eklenecek hatların belirleneceği aday hat kümesini, c_{ij} i barası ile j barası arasına eklenen tek devre (bir adet) hattın maliyetini, n_{ij} i barası ile j barası arasına eklenen hat sayısını, C_Y şebekeye eklenen hatların toplam maliyetini, (g) generatör numarasını, Ω_g sistemdeki generator kümesini, c_g sistemdeki g. generatörün marjinal maliyetini, p_g sistemdeki g. generatörün ürettiği gücü ve $C_{\bar{U}}$ ise sistemdeki toplam talebin karşılanması için devreye alınacak generatörlerin toplam üretim maliyetini göstermektedir.

DC-OPF probleminin İSP problemine dahil edilmesi ile oluşturulan modelin kısıtları aşağıdaki şekilde yazılabilir:

$$g+f+r-d=0 \quad (3.4)$$

$$f_{ij} - b_{ij}(n_{ij}^0 + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3.5)$$

$$-(n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \leq f_{ij} \leq (n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \quad (3.6)$$

$$-(n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \leq f_{ij}^c \leq (n_{ij}^0 + n_{ij})f_{ij}^{\max} \quad (3.7)$$

$$g^{\min} \leq g \leq g^{\max} \quad (3.8)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (3.9)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (3.10)$$

$$0 \leq p_g \leq p_g^{\max} \quad (3.11)$$

Burada Eş. 3.4'ten Eş. 3.10'a kadar verilen eşitlik ve eşitsizlikleri barındıran kısıtlar Bölüm 2'de daha önce anlatılan DC güç akışı ve İSP problemine ait kısıtlardır. Eş. 3.11'de verilen kısıt ise ED'den gelen kısıttır. Eş. 3.11'de yer alan p_g sistemdeki g. generatörün ürettiği gücü ve $p_g^{\max}$ sistemdeki g. generatörün maksimum üretim kapasitesini göstermektedir.

3.3. IEEE-24 Baralı Test Sisteminde OPF'in Dikkate Alındığı İSP Uygulaması

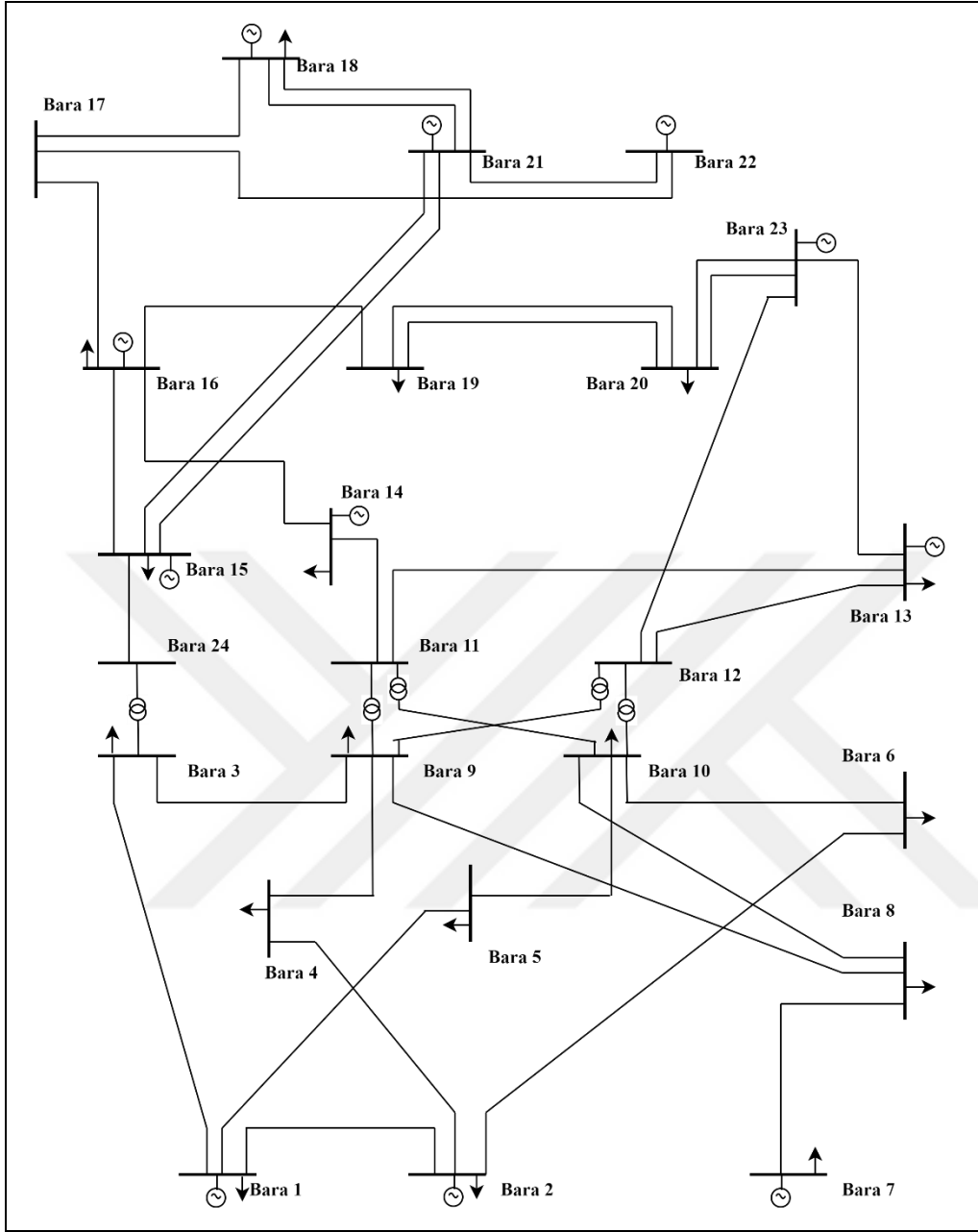
Bu bölümde, DC-OPF probleminin dikkate alındığı ve alınmadığı İSP problemi Bölüm 2.2'de açıklanan İSP modeli üzerinde modellenerek N ve N-1 durumları için optimal hat yatırımları elde edilmiştir. Öncelikle İASA ile elde edilen sonuçlar literatürde aynı senaryolar için IEEE-24 baralı test sistemi üzerinde yapılan çalışmalarla karşılaştırılarak İASA'nın etkinliği değerlendirilmiştir. Ardından DC-OPF probleminin dahil edildiği ve edilmediği senaryolar için elde edilen sonuçlar karşılaştırılarak OPF'in İSP çalışmalarında optimal hat sonuçları üzerindeki etkisi değerlendirilmiştir.

Şekil 3.3'te baz topolojisi verilen test sistemi 138 kV ve 230 kV gerilim seviyelerinde 24 bara ve 38 hattan oluşmaktadır [132]. Başlangıçtaki konfigürasyonda sistemin toplam kurulu gücü ve sistemin toplam yükü 2850 MW'tır. Planlama faaliyetleri kapsamında sistem yükünün üç kat artarak 8550 MW'a ulaşacağı ve kurulu gücün ise 10215 MW'a ulaşacağı

varsayılmıştır. Sisteme eklenecek yeni hatların belirlenmesinde 38 mevcut ve 7 yeni hat koridoru olmak üzere toplamda 45 hat koridoru kullanılmıştır. Her bir koridorda tesis edilebilecek maksimum hat sayısı 3 olarak sınırlandırılmıştır. Şebekeye eklenecek hatlar için 1 M\$/km maliyet varsayımı yapılmıştır. Uygulamada İASA için kullanılan parametreler Çizelge 3.1'de verilmiştir.

Çizelge 3. 1. İASA için kullanılan parametreler

Parametre	Değer
Popülasyon boyutu	50
İterasyon sayısı	500
Koşturma sayısı	30



Şekil 3.3. IEEE 24-baralı test sisteminin baz topolojisi

3.3.1. Optimizasyon sonuçları ve değerlendirmeler

OPF probleminin İSP problemine dahil edildiği ve edilmediği durumlarda N ve N-1 için İASA IEEE-24 baralı test sisteminde uygulanarak planlama dönemi için optimal hat çözümleri elde edilmiştir. İASA ile elde edilen sonuçlar benzer senaryolar için literatürde yayınlanan 5 farklı metasezgisel algoritma (SOS [133], GMBO [134], ABC [135], CHA [136], MOX [137]) ile elde edilen sonuçlarla karşılaştırılmıştır. Geliştirilen İASA'nın kabiliyeti ve OPF'in İSP sonuçlarına etkisi incelenmiştir.

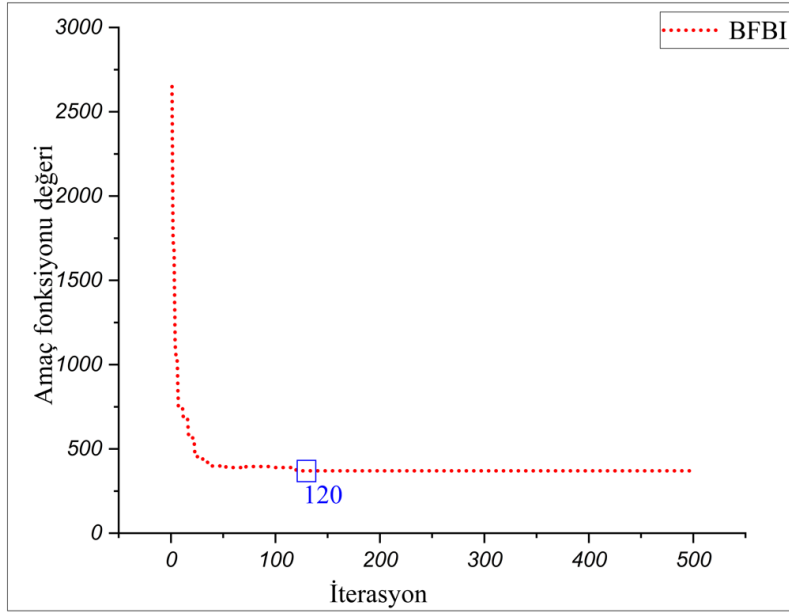
Senaryo 1A

Bu senaryoda N durumunda OPF probleminin dikkate alınmadığı durum için İSP problemi çözülmüştür. Geliştirilen İASA ve diğer 5 algoritma ile elde edilen optimal hat sonuçlarına ve toplam yatırım maliyetlerine ait sonuçlar Çizelge 3.2’de verilmiştir. Çizelge 3.2’de gösterildiği gibi, 370 M\$ maliyet ile geliştirilen İASA toplam hat yatırım maliyeti açısından en iyi çözümlerden biridir. Toplamda sisteme 11 yeni hattın ekleneceği sonucu elde edilmiştir.

Çizelge 3.2. Senaryo 1A için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları

Eklenen hatlar							
Nerden	Nereye	SOS	GMBO	ABC	CHA	MOX	BFBI
1	5	1	1	1	1	1	1
3	24	1	1	1	1	1	1
6	10	1	1	1	1	1	1
7	8	2	2	2	2	2	2
14	16	1	1	1	1	1	1
15	21	-	-	-	1	-	-
15	24	1	1	1	1	1	1
16	17	2	2	2	2	2	2
16	19	1	1	1	1	1	1
17	18	1	1	2	1	2	1
Eklenen toplam hat sayısı		11	11	12	12	12	11
Toplam maliyet (M\$)		370	370	390	438	390	370

Senaryo 1A için İASA ile elde edilen sonuçlara ait amaç fonksiyonu değerleri Şekil 3.4’te verilmektedir. 30 bağımsız çözüm arasında en iyi çözümü veren çözümde her iterasyon (toplamda 500 iterasyon) için elde edilen sonuçlara göre İASA bu senaryo için 120.iterasyonda optimal çözüme ulaşmıştır. Optimal çözüm bulunduktan sonra diğer iterasyonlarda kararlı bir şekilde aynı sonuç elde edilmektedir.



Şekil 3.4. Senaryo 1A için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları

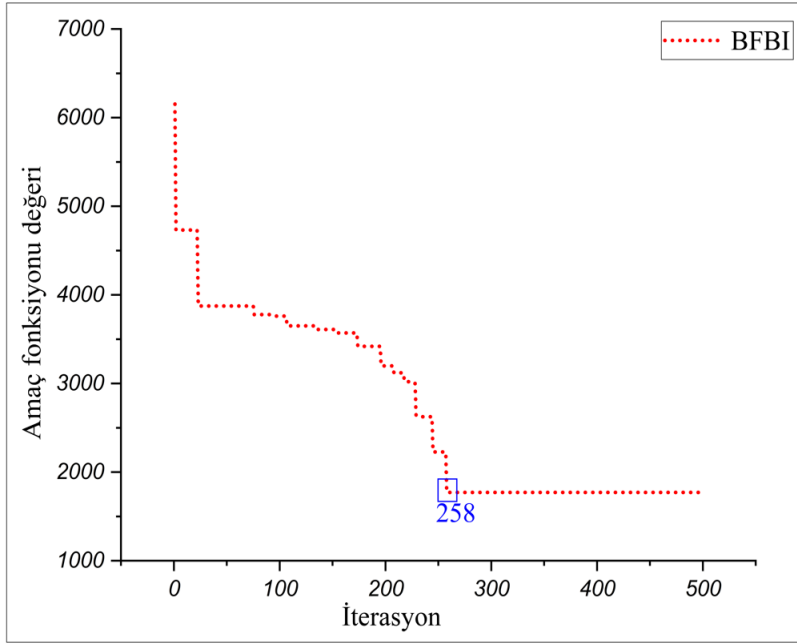
Senaryo 1B

Bu senaryoda sistem güvenliğinin dikkate alındığı N-1 durumu için Senaryo 1A'ya paralel olarak OPF probleminin dahil edilmediği İSP problemi çözülmüştür. Çizelge 3.3'te, İASA ile elde edilen optimal hat yatırım sonuçları yer almaktadır. Sonuçlara göre sistem güvenliğinin sağlandığı durumda toplam 1771 M\$ yatırım ile 39 yeni hatta ihtiyaç duyulmaktadır. Senaryo 1A ile karşılaştırıldığında sistem güvenliğinin dikkate alınması daha fazla hat yatırımına neden olmuştur.

Çizelge 3.3. Senaryo 1B için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları

Eklenen hatlar		
Nereden	Nereye	BFBI
1	8	2
2	4	1
2	6	1
3	24	2
5	10	1
6	10	3
7	8	3
10	11	2
10	12	1
11	14	2
12	13	1
14	16	2
15	16	2
15	21	2
15	24	2
16	17	3
16	19	2
17	18	2
17	22	2
18	21	2
19	20	1
Eklenen toplam hat sayısı		39
Toplam (M\$)	maliyet	1771

Senaryo 1B için İASA ile elde edilen sonuçlara ait amaç fonksiyonu değerleri Şekil 3.5'te verilmektedir. 30 bağımsız çözüm arasında en iyi çözümü veren çözümde her iterasyon (toplamda 500 iterasyon) için elde edilen sonuçlara göre İASA, bu senaryo için 258.iterasyonda optimal çözüme ulaşmıştır. Bu senaryoda N-1 güvenlik kriterinin dikkate alınmasından dolayı İSP problemi daha kompleks olurken bu da optimal çözüme ulaşmayı geciktirmiştir. N-1 durumunda sistemdeki bütün hatların sırasıyla devre dışı bırakılacağı bir N-1 hat kümesi oluşturulmuştur.



Şekil 3.5. Senaryo 1B için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları

Senaryo 2A:

Bu senaryoda N durumunda OPF probleminin dikkate alındığı durum için İSP problemi çözülmüştür. OPF'in dikkate alındığı durumda sistemdeki genaratörlerin maksimum ve minimum limitler dahilinde değerler almasına izin verilmiştir. Problemden hangi genaratörün ne kadar üreteceği problemi hatların yüklenmelerine bağlı olarak optimize edilmiştir. Yani yüklenmenin fazla olduğu hatlarda yüke yakın konumdaki genaratörlerin maksimum limitine yakın çalışması sağlanmıştır. Bu durum sisteme eklenecek hat sayısını ve toplam yatırım maliyetlerini de azaltmıştır. Bu modelde her bir genaratör için marjinal maliyet aynı (10 \$/MW) alınmıştır.

Çizelge 3.4'te, İASA ile elde edilen optimal hat yatırım sonuçları yer almaktadır. Çizelge 3.4'te gösterildiği gibi, 152 M\$ maliyet ile İASA toplam hat yatırım maliyeti açısından en iyi çözümlerden biridir. Toplamda sisteme 5 yeni hattın ekleneceği sonucu elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar Senaryo 1A ile karşılaştırıldığında optimal üretim dağıtımından kaynaklı, sistemdeki hat yüklenmeleri minimize edildiği için yeni hat yatırımı maliyetlerinde azalmaya neden olmuştur.

Çizelge 3.4. Senaryo 2A için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları

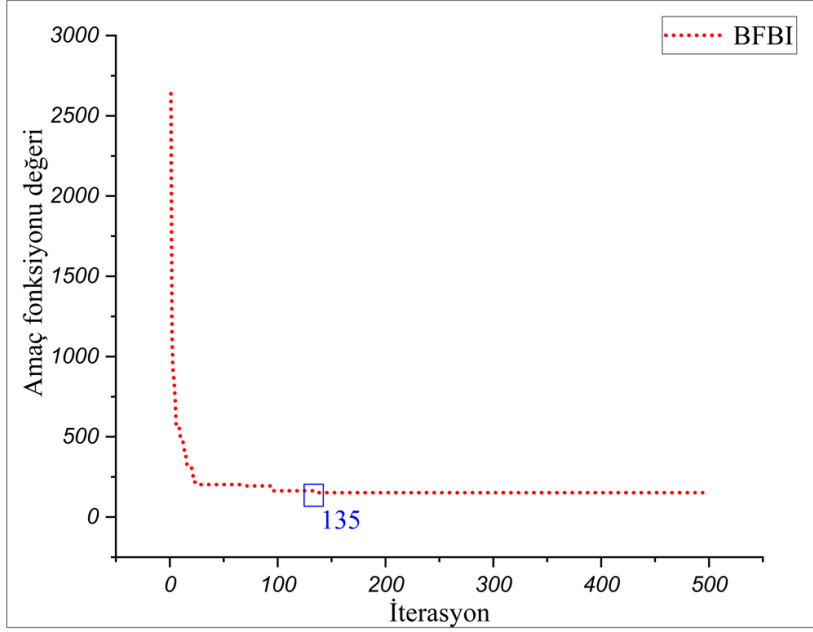
Eklenen hatlar							
Nereden	Nereye	SOS	GMBO	ABC	CHA	MOX	BFBI
6	10	1	1	1	1	-	1
7	8	2	2	2	2	-	2
10	12	1	1	1	1	-	1
14	16	1	1	1	1	-	1
16	17	-	-	-	1	-	-
20	23	-	-	-	1	-	-
Eklenen toplam hat sayısı		5	5	5	7	-	5
Toplam maliyet (M\$)		152	152	152	218	-	152

Çizelge 3.5’te OPF probleminin çözülmesi sonrası her bir baraya bağlı generatörler için elde edilen optimal üretim dağıtım değerleri ve üretim maliyetleri yer almaktadır. Çözümün doğrulanması açısından sistemde Bara 13, Bara 15 ve Bara 18’de yer alan yüksek değerli yükler, öncelikli olarak aynı baralara bağlı generatörler tarafından karşılanmıştır. Bu da temelde hatlardaki güç akışı stresini azaltmıştır.

Çizelge 3.5. Optimal üretim dağıtımı

Bara numarası	$P_{\max}$ (MW)	P_{gen} (MW)	Üretim maliyeti (\$)
1	576	465	4650
2	576	576	5760
7	900	722	7200
13	1773	1424	14240
15	645	645	6450
16	465	465	4650
18	1200	1200	12000
21	1200	1200	12000
22	900	900	9000
23	1980	953	9530
Toplam	10215	8550	85500

Senaryo 2A için İASA ile elde edilen optimal hat yatırım maliyeti sonuçlarına ait amaç fonksiyonu değerleri Şekil 3.6’da verilmektedir. 30 bağımsız çözüm arasında en iyi çözümü veren çözümde her iterasyon (toplamda 500 iterasyon) için elde edilen sonuçlara göre İASA, bu senaryo için 135.iterasyonda optimal çözüme ulaşmıştır.



Şekil 3.6. Senaryo 2A için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları

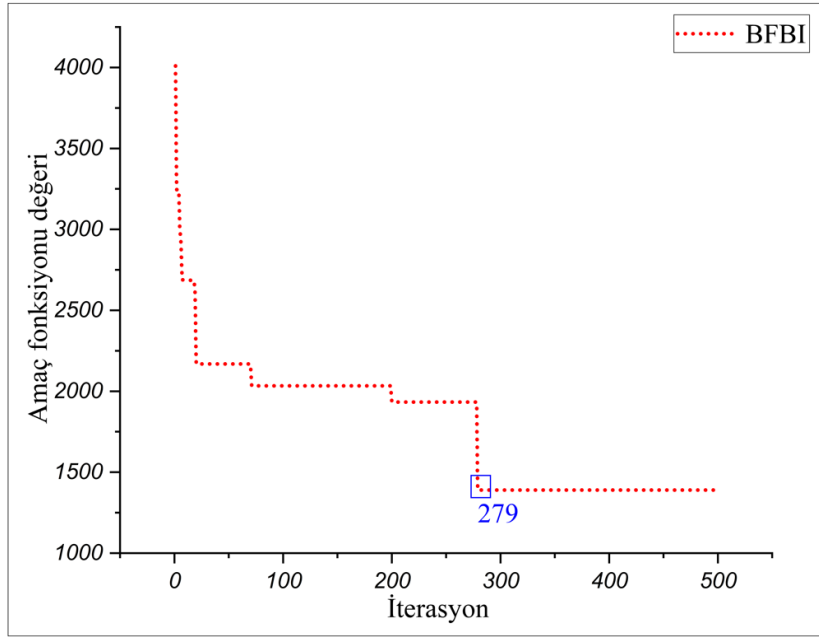
Senaryo 2B:

Bu senaryoda sistem güvenliğinin dikkate alındığı N-1 durumu için Senaryo 2A'ya paralel olarak OPF probleminin dahil edildiği İSP problemi çözülmüştür. Çizelge 3.6'da İASA ile elde edilen optimal sonuçlar yer almaktadır. Sonuçlara göre sistem güvenliğinin korunduğu durum için toplam 1390,01 M\$ yatırım ile 34 yeni hatta ihtiyaç duyulmaktadır. Senaryo 2A ile karşılaştırıldığında sistem güvenliğinin dikkate alınması daha fazla hat yatırımına neden olmuştur. Sistemdeki her bir baraya bağlı generatörler için elde edilen optimal üretim dağıtım değerleri ve üretim maliyetleri Senaryo 2A'daki değerler ile aynıdır.

Çizelge 3.6. Senaryo 2B için elde edilen optimal hat yatırım sonuçları

Eklenen hatlar		
Nereden	Nereye	BFBI
1	2	1
1	5	2
2	6	1
3	24	2
4	9	1
6	10	2
7	8	3
9	12	1
10	11	3
11	14	1
12	13	1
14	16	2
15	16	1
15	21	1
15	24	2
16	17	3
16	19	2
17	18	2
17	22	1
20	23	2
Eklenen toplam hat sayısı		34
Toplam maliyet (M\$)		1390,01

Senaryo 2B için İASA ile elde edilen optimal hat yatırım maliyeti sonuçlarına ait amaç fonksiyonu değerleri Şekil 3.7’de verilmektedir. 30 bağımsız çözüm arasında en iyi çözümü veren çözümde her iterasyon (toplamda 500 iterasyon) için elde edilen sonuçlara göre İASA, bu senaryo için 279.iterasyonda optimal çözüme ulaşmıştır. Bu senaryoda hem N-1 güvenlik kriterinin hem de OPF’in dikkate alınmasından dolayı İSP problemi daha kompleks olurken bu da optimal çözüme ulaşmayı geciktirmiştir.



Şekil 3.7. Senaryo 2B için İASA ile elde edilen optimal yatırım sonuçları

Çizelge 3.7’de tüm senaryo çalışmalarında elde edilen optimal hat yatırım sonuçlarına ait standart sapma, ortalama, maksimum ve minimum değerlerin istatistiksel olarak karşılaştırması yer almaktadır. Optimal hat yatırım sonuçları açısından OPF’in İSP probleminde dahil edildiği senaryolarda dahil edilmediği senaryolara göre toplam hat yatırım maliyetleri daha düşüktür. Sistemde yüke yakın konumdaki generatörlerin daha fazla çalışmasından dolayı hat yüklenmeleri azalacağından bu da ilave hat kapasitesi ve yatırımını azaltmaktadır. Ayrıca İASA ile elde edilen en iyi sonuçla birlikte algoritmanın ne kadar kararlı ve güvenli olduğunu değerlendirebilmek için 30 bağımsız çözüm için standart sapma değerleri yer almaktadır.

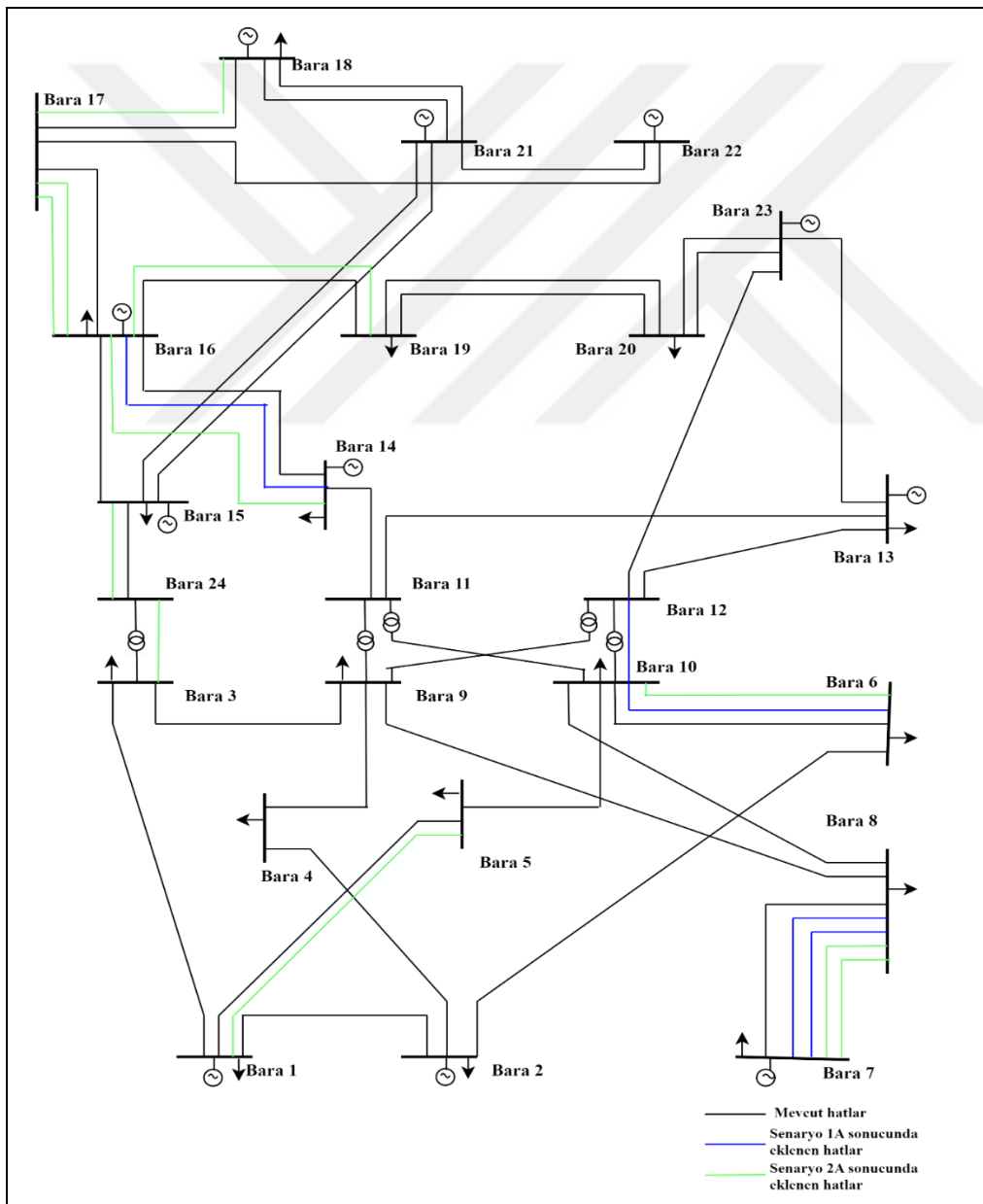
Çizelge 3.7. Bütün senaryolar için elde edilen sonuçların istatistiksel karşılaştırılması

İstatistik	Senaryo 1A	Senaryo 1B	Senaryo 2A	Senaryo 2B
Standart sapma	67,51	167,46	2,91	134,18
Ortalama sonuç	449,21	2089,40	152,95	1701,19
Maksimum sonuç	583,07	2404,00	164,01	2007,69
Minimum sonuç	370,00	1771,00	152,00	1390,01

Sistemdeki bütün santrallerin tevzi edilebilir ve aynı koşul ve çalışma şartlarına sahip olduğu varsayıldığında genel olarak yüke yakın konumlanan santrallerin daha düşük marjinal

maliyetle teklif vermesi beklenebilir. Bu da doğal olarak piyasada yüke yakın santrallerin daha fazla çalışmasını sağlamaktadır.

Şekil 3.8’de, Senaryo 1A ve Senaryo 2A için planlama dönemleri sonunda önerilen İSP modelinde geliştirilen İASA ile elde edilen optimal planlama sonucunda oluşan şebekenin yeni topolojisi yer almaktadır. Düz siyah çizgiler mevcut hatları, düz yeşil çizgiler Senaryo 1A sonucunda eklenen hatları ve düz mavi çizgiler Senaryo 2A sonucunda eklenen hatları göstermektedir.



Şekil 3.8. IEEE 24-baralı test sisteminin İSP sonrası yeni topolojisi



4. SONUÇ VE ÖNERİLER

Son yıllarda tüm dünyada, küresel ısınma, iklim değişikliği, çevresel kaygılar ve fosil kaynakların yetersizliği gibi nedenlerden dolayı enerji sektöründe temiz enerji dönüşümü yaşanmaktadır. Elektrik üretimindeki kaynak bazlı dağılımın değişimi sektördeki bu dönüşümün ilk sonuçlarından biridir. Uygulanan politikalar çerçevesinde geleneksel üretim santralleri yerini temiz enerji kaynağı olan özellikle rüzgâr ve güneş enerji santralleri olarak YEK'lere bırakmaktadır. YEK'lerin sistem içerisindeki artan payı ile birlikte elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımdaki dönüşüm, iletim sisteminin yapısında da önemli değişimlere sebep olmaktadır. Özellikle görece daha küçük kurulu güce sahip yenilenebilir santrallerin yük merkezlerinden uzak noktalarda sayıca fazla bir şekilde dağılması iletim sistemi işletmeciliği açısından yeni zorlukları ve ihtiyaçları beraberinde getirmektedir. Karşılaşılan en önemli ihtiyaçlardan biri iletim sistemlerinde kaçınılmaz olarak ilave iletim kapasitesi ihtiyacıdır. Temelde yük talebindeki artış ve yük merkezlerinden uzak bölgelerde kurulan yenilenebilir santrallerin artan payı, ilave iletim kapasitesi ihtiyacına neden olmaktadır.

Sistemde ilave iletim kapasitesinin sağlanması için iletim sisteminin güçlendirilmesi ve/veya genişlemesine yönelik şebeke yatırımlarının yapılması gerekmektedir. Bunun yanında ilave kapasite ihtiyacının karşılanması amacıyla gerekli yatırımların yapılmaması veya farklı nedenlerden dolayı gecikmesi durumunda şebekede hatların aşırı yüklenmesinden kaynaklı hat kısıtlılığı ve darboğazlar oluşabilecektir. Bu durum doğal olarak üretim ve talep yönlü projelerin şebeke entegrasyonunda gecikmelere neden olacaktır. Özellikle YEK projelerinin şebeke bağlantılarında gecikmeler, projelerin uygulanamaması ve nihai olarak da temiz enerji dönüşümü hedefinden sapmalar yaşanabilecektir. Ayrıca iletim sistemi işletmecileri sistem güvenliğinin korunması amacıyla sistemde oluşan hat kısıtlılığının ve darboğazların giderilmesi için bölgesel olarak yük alma-yük atma talimatları ile üretim-tüketim dengesi yeniden tevzi edilerek sistem yeni bir denge noktasında işletilmektedir. Bu da sistem işletmeciliği açısından ilave işletmesel maliyetlere neden olacaktır. Nihai olarak da bu maliyet İSİ'lerin iletim tarifi üzerinden şebeke kullanıcılarına ve dolaylı olarak da son kullanıcılara ilave maliyet olarak yansıtacaktır. Bu bağlamda artan yük talebinin karşılanması, YEK'lerin sisteme entegrasyonu ve temiz enerji dönüşümünün gerçekleştirilmesi için konulan hedeflerin tutturulması ve sistem güvenliği açısından şebeke yatırımları kritik öneme sahiptir.

Bu tez çalışmasında, uzun dönem iletim sistemi planlama çalışmalarının gerçekleştirilmesinde iletim sistemi planlamacılarına yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir İSP modeli geliştirilerek planlama dönemleri için yeni iletim hattının planlanmasında gereğinden fazla veya gereğinden az yatırımın önüne geçilerek bu iki önemli durumun dengelendiği maliyet etkin en uygun çözümlerin elde edilmesi incelenmiştir.

Önerilen İSP modeli farklı amaç fonksiyonları ve kısıtları içeren İSP problemlerinin modellenmesine ve farklı optimizasyon algoritmalarının uygulanmasına imkân verecek esneklik ve kabiliyette tasarlanmıştır. Şebekeye eklenecek yeni hatların yatırım maliyetlerinin, işletmesel maliyetlerinin ve karşılanamayan yük maliyetlerinin problemin amaç fonksiyonuna dahil edildiği İSP problemlerinin yanında OPF'in göz önünde bulundurulduğu İSP problemi de modellenmiştir. İSP problemleri formüle edilirken güç dengesi, güç akışı, iletim hatlarının termik limitleri, generatörlerin üretim limitleri gibi eşitlik ve eşitsizlik içeren şebekedeki elemanlara ve güç akışına ait kısıtlar dikkate alınmıştır. Şebekenin sistem güvenliğinin korunması bağlamında şebekede herhangi bir elemanın kaybı durumunda şebekenin yeterli dayanıklılıkta olma durumu olarak ifade edilen N-1 sistem güvenliği kriteri iletim sistemi planlama çalışmalarında kritik öneme sahip olması nedeniyle modele dahil edilmiştir.

İSP çalışmalarında belirlenen planlama probleminin çözümünde şebekenin modellenmesi büyük önem taşımaktadır. Bu tez çalışmasında, İSP probleminin doğası gereği karmaşık ve zor denklemler barındırması ve AC şebeke modelinin lineer olmayan ve konveks olmayan özelliklerinden dolayı AC şebeke modeli üzerinde doğrusallaştırma ve sadeleştirme yapılarak elde edilen ve planlama çalışmaları için literatürde araştırmacılar tarafından yaygın olarak önerilen DC şebeke modeli kullanılmıştır.

İSP çalışmalarında, temelde şebekeye eklenecek yeni hatların nereye, hangi karakteristikle, ne zaman tesis edileceği veya maliyetin ne olacağı gibi problemlere optimal çözümleri içeren bir optimizasyon problemi olarak ele alınmaktadır. Bu kapsamda, İSP probleminin çözümünde birçok farklı optimizasyon yöntemi kullanılmakla birlikte son yıllarda avantajları nedeniyle özellikle metasezgisel yöntemler yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında önerilen İSP modelinde; farklı amaç ve kısıtları içeren İSP problemlerinin çözümü için literatürde farklı sektörlerdeki optimizasyon problemlerinin çözümündeki performansı ve kabiliyeti nedeniyle metasezgisel bir yöntem olarak orijinal FBI

algoritmasının modifiye edilmesi sonucunda elde edilen İASA geliştirilmiştir. Geliştirilen İASA çözüm yöntemi olarak farklı İSP problemleri ve test sistemlerinde başarıyla uygulanmıştır.

Önerilen İSP modelinin etkinliği ve geliştirilen İASA'nın kabiliyeti farklı amaç fonksiyonlarını içeren İSP problemlerinin çözümü için farklı test sistemleri kullanılarak test edilmiştir. Test sistemi olarak, literatürde iyi bilinen ve yaygın kullanılan Garver 6-baralı test sistemi, IEEE-24 baralı test sistemi ve 400 kV Türkiye şebekesi kullanılmıştır. Ayrıca, önerilen İSP modelinde benzer İSP problemlerinin çözümü için GA ve PSO algoritmaları aynı test sistemleri üzerinde uygulanarak elde edilen sonuçlar İASA ile elde edilen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır.

Garver 6-baralı test sistemi, basitliği ve küçük boyutunun yanında İSP çalışmalarında yaygın olarak kullanılmasından dolayı sonuçların karşılaştırılmasına olanak sağlaması nedeniyle tercih edilmiştir. İSP problemi, YM ve KYM'nin dikkate alındığı amaç fonksiyonu şebekeye ait kısıtlar için N ve N-1 durumları için önerilen İSP modeli üzerinde modellenerek BFBI, GA ve PSO algoritmaları ile Garver 6-baralı test sistemi için çözülerek optimal hat yatırımı sonuçları elde edilmiştir. İASA ile 200 M\$, N durumu için elde edilen optimal sonuç olurken 298 M\$, N-1 durumu için elde edilen optimal sonuç olmuştur. Sonuçlara göre, N durumu için İASA ile elde edilen sonuçlar GA ve PSO ile elde edilen sonuçlarla aynıdır. Bunun yanında N-1 durumu için GA ile aynı sonuçlar elde edilirken 563 M\$ sonuçlu PSO'dan daha iyi sonuçlar elde edilmiştir.

Garver 6-baralı test sistemi üzerinde yapılan çalışmada geliştirilen İASA'nın performansı yakınsama, popülasyon çeşitliliği ve keşif ve sömürü gibi performans göstergeleri kullanılarak değerlendirilmiştir. Bu kapsamda, yakınsama sonuçları açısından; 30 bağımsız çözümünden en iyi çözümü veren çözümde GA, 22. iterasyonda optimal çözüme ulaşan en hızlı algoritma olurken, İASA 28. iterasyonda optimal sonuca ulaşmaktadır. PSO algoritması ise 386. iterasyonda optimal çözüme ulaşarak optimal çözüme yakınsamada en kötü algoritma olmuştur. Popülasyon çeşitliliği açısından, GA'da en umut verici arama yönleri bulunur bulunmaz sıfıra giderken BFBI ve PSO algoritmalarında tüm iterasyonlardan sonra bile sıfıra düşmemektedir. Ayrıca problem çözme sürecinde optimal çözüme yakınsamadan çeşitliliğin azalması istenmeyen bir durumdur. Optimal çözüm 28. iterasyonda bulunmasına rağmen İASA popülasyon çeşitliliğini yüksek tutmayı başarmaktadır. Keşif ve sömürü

açısından, İASA keşif ve sömürü arasında oldukça iyi bir denge kurmayı başarmıştır. Bu da algoritmanın dengeli bir algoritma olduğunu göstermiştir. Ayrıca 30 bağımsız çözümden elde edilen sonuçlar için standart sapmalar değerlendirildiğinde İASA ile elde edilen sonuçlara ait standart sapmalar GA ve PSO'ya göre daha düşüktür.

Bu tez çalışmasının ana motivasyonlarından biri, gerçek şebeke koşullarında iletim sistemi planlama çalışmalarının gerçekleştirilmesinde planlamacılara yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir modelin ortaya konularak maliyet etkin çözümlerin bulunmasını sağlamaktır. Bu kapsamda önerilen İSP modeli ve geliştirilen İASA'nın büyük ve gerçek şebekelerdeki etkinliğini değerlendirebilmek için 400 kV Türkiye şebekesinin modeli oluşturularak test sistemi olarak kullanılmıştır. Bu bağlamda, planlama dönemlerinde gerçek bir şebeke olarak Türkiye şebekesi için mevcut iletim hatlarının yeterliliğinin değerlendirilerek sistem dengesinin korunması için gereken yeni iletim hatlarının optimal şekilde belirlenmesi incelenmiştir. Önerilen İSP modelinde, çalışmanın gerçek planlama koşullarına yakınması için yatırım maliyetleri ve işletmesel maliyetlerin dikkate alındığı amaç fonksiyonu ve kısıtları içeren İSP problemi için N-1 durumunda çözülmüştür. Burada işletmesel maliyetler sistemde işletme güvenliğinin korunması için şebekede hatların kapasite yetersizliğinin neden olduğu hat kısıtlılığının ve bölgesel olarak oluşabilecek izole bölgelerin giderilmesi için üretim ve yükün yeniden tevzi edilmesi (üretim ve yükün yeni bir denge noktasına getirilmesi) sonucu ortaya çıkan iletim sistemi işletmecileri tarafından dikkate alınması gereken maliyetler olup sistem işletmeciliği açısından önemi nedeniyle amaç fonksiyonuna dahil edilmiştir.

Bu tez çalışmasında, referans şebeke olarak kullanılan 400 kV Türkiye şebekesi oluşturulurken, aşağıdan yukarıya (bottom-to-up) yöntemiyle 36 kV ve 154 kV gerilim seviyesindeki üretim ve yük değerleri 400 kV seviyesine taşınarak üretim ve yük baraları (trafo merkezleri) ve hatlar modellenmiştir. Ayrıca şebekede işletmesel nedenlerden dolayı iki ana bara şeklinde dizayn edilen trafo merkezleri birleştirilerek (aggregate) tek bara olarak modellenmiştir. Referans şebeke topolojisi 187 bara ve 319 hattan oluşmakta olup sistemin toplam yükü ve kurulu gücü sırasıyla 53,2 GW (yılın puant saati-yaz) ve 100,6 GW'tır. 5 yıllık planlama döneminin sonunda sistemin toplam yükünün yaz senaryosu için %18 artarak 62,1 GW, 10 yıllık planlamanın sonunda ise %37 artarak 73,1 GW olacağı, toplam kurulu gücün ise sırasıyla %18 ve %40 artarak 118,5 GW ve 141,7 GW olacağı varsayılmıştır. 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için mevcut ve planlama dönemlerine ait yük ve üretim

tahminleri ve gelişimleri temelinde referans şebekeye sırasıyla 14 ve 23 yeni üretim ve yük barasının ekleneceği öngörülmüştür. Aday hat koridoru sayısı, mevcut referans şebekedeki güç akışları dikkate alınarak mevcut hat koridorlarından seçilen 187 mevcut koridor ve planlama dönemlerinde olası güç akışlarının olabileceği 96 yeni koridor olmak üzere toplamda 283 olarak belirlenmiştir. Sistem güvenliği kaygıları nedeniyle her bir koridor için tek devreli bir hattın tesis edileceği varsayılmıştır. Planlama çalışmaları için şebekeye eklenecek yeni hat türünün 3 Bundle Pheasant (3P) olacağı ve maliyetinin 1 M\$/km olacağı varsayılmıştır.

Gelecek planlama dönemlerinde şebekenin güvenli ve kararlı bir şekilde işletilmesini sürdürmek için şebekedeki farklı işletme noktaları için üretim ve yük koşullarını içeren senaryo setleri oluşturularak İSP çalışmalarının yapılması önemli olup bu tez çalışmasında 5 ve 10 yıllık planlama dönemleri için üretim ve yük beklentileri baz alınarak mevsimsel olarak sekiz farklı senaryo oluşturulmuştur. Her bir senaryo için üretim ve yük değerleri mevsimsel özellikleri yansıtacak şekilde istatistiksel olarak üretim ve yük profilleri baz alınarak belirlenmiştir. Böylece, farklı üretim ve yük koşulları için şebeke zorlanarak optimal yeni hat gereksinimleri bulunmuştur. Senaryolar oluşturulurken olası mevsimsel farklılıklar göz önünde bulundurulmuştur. Bu bağlamda, bu senaryolar ile şebekenin olası tüm üretim ve yük durumları için alanların taranması hedeflenmiştir.

Önerilen İSP modelinde; BFBI, GA ve PSO algoritmaları oluşturulan bütün mevsimsel senaryolar için 400 kV Türkiye şebekesi üzerinde uygulanarak N-1 durumu için 5 ve 10-yıllık planlama dönemleri için optimal iletim hattı yatırımları elde edilmiştir. Yatırım maliyetleri açısından elde edilen sonuçlar değerlendirildiğinde BFBI ve GA algoritmaları ile elde edilen sonuçların çoğu senaryoda birbirine yakın olduğu bazı senaryolarda İASA daha ucuz çözümler önerirken bazı senaryolarda GA daha ucuz maliyetli çözümler önermiştir. PSO algoritması ise tüm senaryolar için en pahalı maliyetli çözümler önermiştir. 5 yıllık planlama için sonbahar ve kış senaryolarında İASA, GA'ya göre sırasıyla %8,3 ve %0,005 daha ucuz çözümler önermektedir. 10 yıllık planlama için ise ilkbahar ve sonbahar senaryolarında İASA, GA'ya göre sırasıyla %4,68 ve %0,92 daha ucuz çözümler önermektedir. Bunun yanında diğer senaryolarda GA, İASA'ya göre daha ucuz çözümler önermektedir. Türkiye şebekesi örneğinde 10 yıllık planlama döneminin sonunda N-1 sistem güvenliğinin dikkate alındığı durum için İASA ile elde edilen çözümler arasında sonbahar

senaryosu için bulunan 3752,65 M\$ maliyetli çözüm en ucuz çözüm olurken yaz senaryosu için bulunan 5112,64 M\$ maliyetli çözüm en pahalı çözüm olmuştur.

İASA bütün senaryolarda işletmesel maliyetlerin çıktığı çözümler önermezken GA ve PSO algoritmaları bazı senaryolarda işletmesel maliyetli çözümler önermiştir. Ek işletmesel maliyet, aslında daha düşük yatırım maliyetine ve daha kısa iletim hattı yatırımına neden olurken toplam maliyeti artırmasına neden olmuştur. Hatların aşırı yüklenmesinden dolayı hat kısıtlılığının oluşması veya ana şebekeden kopuk izole bölgelerin oluşması sistem işletmeciliği açısından istenmeyen durumlardır. Bu iki işletmesel durum, sistem işletmecisi tarafından atılacak adımlar ile giderilebilmekle birlikte sistem güvenliği riskini artırmaktadır. Önemli bir çıktı olarak, elde edilen sonuçlar gerçek ve büyük şebekelerde BFBI ve GA algoritmalarının optimal sonuca yakınsamada başarılı olduğu PSO algoritmasının ise başarısız olduğu görülmüştür.

Türkiye şebekesi için 5 ve 10 yıllık planlama dönemlerinin sonunda her bir senaryo için ayrı optimal iletim hattı sonucu elde edilmiştir. Bu çözümlerde önerilen hatların bir kısmı aynı olsa da bazı senaryolarda yük ve üretim dengesinden dolayı daha fazla/az ve farklı hat önerileri olmuştur. Bu kapsamda sistemin bütün yıl boyunca güvenilir ve kararlı bir şekilde işletilmesini sağlayacak tüm senaryoları kapsaması için deterministik olarak tek bir optimal sonuç elde edilmiştir. İASA ile 5 ve 10 yıllık planlama dönemlerinin sonunda elde edilen optimal iletim hatlarının toplam maliyeti ve uzunluğu sırasıyla 3132,31 km-M\$ ve 6436,9 km-M\$'dir.

Son olarak bu tez çalışmasında, şebekedeki üretim santrallerinin üretim değerlerinin optimal olarak belirlenmesinde kullanılan OPF, İSP problemine dahil edilerek OPF'in optimal hat çözümleri üzerindeki etkileri incelenmiştir. Önerilen İSP modelinde, DC-OPF probleminin dahil edilmesiyle formüle edilen İSP problemi İASA kullanılarak IEEE-24 baralı test sistemi üzerinde N ve N-1 durumları için dört farklı senaryo için çözülmüştür. İASA ile elde edilen sonuçlar literatürde aynı senaryolar için IEEE-24 baralı test sistemi üzerinde yapılan çalışmalarla karşılaştırılarak İASA'nın etkinliği değerlendirilmiştir. Ardından DC-OPF probleminin dahil edildiği ve edilmediği senaryolar için elde edilen sonuçlar karşılaştırılarak OPF'in İSP çalışmalarında optimal hat sonuçları üzerindeki etkisi değerlendirilmiştir.

İSP modelinde OPF probleminin İSP problemine dahil edilmediği N ve N-1 durumları için İASA uygulanması ile optimal hat yatırım maliyeti sonuçları sırasıyla 370 M\$ ve 1771 M\$

olarak elde edilirken OPF probleminin dikkate alındığı N ve N-1 durumları için elde edilen optimal hat yatırım maliyeti sonuçları sırasıyla 152 M\$ ve 1390,01 M\$ olarak elde edilmiştir. BFBI ile elde edilen sonuçların literatürde farklı metasezgisel algoritmalarla elde edilen sonuçlara göre benzer veya daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür. Ayrıca optimal hat yatırım sonuçları açısından OPF'in İSP problemine dahil edildiği senaryolarda dahil edilmediği senaryolara göre toplam hat yatırım maliyetleri daha düşüktür. Sistemde yüke yakın konumdaki generatörlerin daha fazla çalışmasından dolayı hat yüklenmeleri azalmış olup, bu da ilave hat kapasitesi ve yatırım ihtiyacını azaltmıştır.

Bu tez çalışması kapsamında farklı İSP problemlerinin çözülmesi ile elde edilen sonuçların, çalışmanın ortaya çıkmasındaki ana motivasyon olarak konulan iletim sistemi planlama çalışmalarının gerçekleştirilmesinde planlamacılara yardımcı olabilecek yeni ve etkin bir modelin ortaya konularak maliyet etkin çözümlerin bulunması hedefine ulaşıldığını gösterdiği değerlendirilmektedir.

bu tez çalışması kapsamında yapılan çalışmalar ve literatürdeki diğer çalışmalar ışığında, temiz enerji dönüşümü kapsamında konulan hedeflere ulaşılması için ihtiyaç duyulan büyük ölçekli şebeke yatırımlarının verimli ve doğru bir şekilde belirlenmesinde kritik bir öneme sahip olan İSP çalışmalarında aşağıdaki konuların geliştirilmesi gerekliliği ortaya çıkmaktadır:

- YEK'lerin şebekedeki payının artması ile birlikte ortaya çıkan şebeke esnekliği, şebeke ataleti ve RoCoF gibi şebeke kararlılığı ile bağlantılı kriter ve unsurların korunması için önerilen enerji depolama sistemleri, elektrikli araçlar, ısı pompaları ve elektrolizör gibi yeni araçları dikkate alan piyasa analizleri ve çıktılarının iletim sistemi planlama çalışmalarına ve modellerine entegre edilmesi önemlidir.
- İSP çalışmalarının YEK'lerin kesintili ve değişken yapısı ile iletim şebekelerinin stokastik davranışlarının ve ilgili planlama yıllarında yaşanabilecek tüm durumlar için 8760 saatlik çözünürlükte piyasa sonuçlarının dahil edildiği İSP modelleri için gerçekleştirilmesi optimal sonuçların bulunması açısından önemlidir.
- Son yıllarda HVDC teknolojisi, teknolojik gelişmelere paralel olarak maliyetlerin kısmi olarak ucuzlaması, ülkelerin temiz enerji dönüşümü bağlamında koymuş oldukları hedefler ve HVAC'ye göre ilave avantajları nedeniyle şebeke dönüşümü ve yatırımları temelinde önemli bir yer tutmaktadır. İSİ'ler, HVDC şebekelerin oluşturulmasına yönelik

olarak önemli yatırımlar gerçekleştirmektedir. Bu kapsamda İSP modellerine geleneksel HVAC şebekeleri ile birlikte HVDC şebekelerinin de dahil edildiği müstakil ve hibrit formda çalışmaların gerçekleştirilmesi önemlidir.

- Büyük ve gerçek şebekelere örnek olması için test sistemi olarak kullanmak amacıyla modellenen 400 kV Türkiye şebekesinin yanında 154 kV gerilim seviyesi de modellenerek çalışmalar tam şebeke modeli üzerinde yapılabilir. Ayrıca önerilen model ve geliştirilen İASA TEİAŞ'ta iletim sistemi planlama mühendislerince uygulanarak elde edilen sonuçların geleneksel planlama çalışmaları ile elde edilen sonuçlarla karşılaştırılabilir.



KAYNAKLAR

1. Kat, B., Paltsev, S., Yuan, M. (2018). Turkish energy sector development and the paris agreement goals: a cge model assessment. *Energy Policy*, 122(1),84-96.
2. İnternet: Net sıfır 2053: enerji sektörü için politikalar. URL: <https://www.shura.org.tr/net-sifir-2053-enerji-sektoru-icin-politikalar>, Son Erişim Tarihi: 16.03.2024.
3. İnternet: Türkiye ulusal enerji planı. URL: <https://www.enerji.gov.tr/duyuru-detay?id=20317>, Son Erişim Tarihi: 16.03.2024.
4. İnternet: Power systems in transition. URL: <https://www.iea.org/reports/power-systems-in-transition>, Son Erişim Tarihi: 16.03.2024.
5. İnternet: Electricity grids and secure energy transition. URL: <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>, Son Erişim Tarihi: 16.03.2024.
6. Gonen, T. (2015). *Electrical Power Transmission System Engineering in Electrical Power Transmission System Engineering* (Dördüncü Baskı). ABD: CRC Yayınevi.
7. Latorre, G., Darío Cruz, R., Areiza, J. M., Villegas, A. (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 938-946.
8. Thomas, R. J., Whitehead, J. T., Outhred, H., Mount, T. D. (2005). Transmission system planning- the old world meets the new. *Proceedings of the IEEE*, 93(11), 2026-2035.
9. Sepasian, M. S., Seifi, H., Foroud, A. A., Hatami, A. R. (2009). A multiyear security constrained hybrid generation-transmission expansion planning algorithm including fuel supply costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1609-1618.
10. Tor, O. B., Guven, A. N., Shahidehpour, M. (2008). Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 781-789.
11. Schlabbach, J., Rofalski, K. H. (2014). *Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment* (Birinci Baskı). ABD: Wiley-VCH Yayınevi.
12. Momoh, J., Mili, L. (2009). *Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems* (İkinci Baskı). ABD: Wiley-IEEE Yayınevi.
13. Li, W. (2011). *Probabilistic Transmission System Planning* (Birinci Baskı). ABD: Wiley Yayınevi.
14. De Dios, R., Soto, F., Conejo, A. J. (2007). Planning to expand. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(11), 64-70.

15. Zhang, X., Conejo, A. J. (2018). Robust transmission expansion planning representing long- and short-term uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 1329-1338.
16. Zhan, J., Chung, C. Y., Zare, A. (2017). A fast solution method for stochastic transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6), 4684-4695.
17. Mahdavi, M., Sabillon Antunez, C., Ajalli, M., Romero, R. (2019). Transmission expansion planning: literature review and classification. *IEEE Systems Journal*, 13(3), 3129-3140.
18. Xu, Z., Dong, Y. (2004). Transmission planning in a deregulated environment. *IEEE Proceedings-Generation, Transmission*, 151(3), 201-212.
19. Ova, A., Demirbas, S. (2021). *Estimating wind power plant outputs in transmission system planning studies based on probability approaches*. 10th IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications, İstanbul, 102-109.
20. Kim, H., Kim, W. (2014). Integrated optimization of combined generation and transmission expansion planning considering bus voltage limits. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 9(4), 1202-1209.
21. Urganlı, F. (2016). *Rüzgar enerji santralleri entegre edilmiş elektrik şebekelerinde iletim hattı planlaması*. Yayınlanmış Doktora Tezi, Ege Üniversitesi Eğitim Bilimleri Enstitüsü, İzmir.
22. İnternet: Türkiye elektrik üretim iletim istatistikleri. URL: <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-iletim-istatistikleri>, Son Erişim Tarihi: 17.03.2024.
23. Morquecho, E. G., Torres, S. P., Astudillo Salinas, F., Castro, C. A., Ergun, H., Hertem, D. (2023). Security constrained ac dynamic transmission expansion planning considering reactive power requirements. *Electric Power Systems Research*, 221(6), 1810-1832.
24. Dini, A., Azarhooshang, A., Pirouzi, S., Norouzi, M., Lehtonen, M. (2021). Security-constrained generation and transmission expansion planning based on optimal bidding in the energy and reserve markets. *Electric Power Systems Research*, 193(5), 2525-2545.
25. Punzo, A., Università, S., Di, D., In, R. (2023). *Models and algorithms for real-world optimization problems*. Yayınlanmış Doktora Tezi, Biyomedikal, Elektrik ve Sistem Mühendisliği, Bologna Üniversitesi, Bologna.
26. Almeida, J., Macedo, L. H., Vale, Z., Romero, R., Lezama, F., Soares, J. (2023). *Metaheuristic optimization for transmission network expansion planning: testbed 2 of the competition on evolutionary computation in the energy domain*. In Genetic and Evolutionary Computation Conference, Lizbon, 1668-1675.

27. Arabali, A., Ghofrani, M., Etezadi Amoli, M., Fadali, M. S., Moeini Aghtaie, M. (2014). A multi-objective transmission expansion planning framework in deregulated power systems with wind generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), 3003-3011.
28. Gomes, P. V., Saraiva, J. T. (2020). A two-stage strategy for security-constrained ac dynamic transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 180(11), 1110-1125.
29. Gutiérrez Alcaraz, G., González Cabrera, N., Gil, E. (2020). An efficient method for contingency-constrained transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 182(12), 2851-2870.
30. Vilaça, P., Oliveira, L., Saraiva, J. (2023). A congestion-based local search for transmission expansion planning problems. *Swarm and Evolutionary Computation*, 83(3), 5125-5142.
31. Shaheen, A. M., El-sehiemy, R. A., Kharrich, M., Kamel, S. (2023). Transmission network planning for realistic egyptian systems via encircling prey based algorithms. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 31(1), 77-96.
32. Refaat, M. M., Aleem, Atia, Y., Ali, Sayed, M. M. (2021). Multi-stage dynamic transmission network expansion planning using lshade-spacma. *Applied Sciences*, 11(5).
33. Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A., Haffner, S. (2002). Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 149(1), 27-36.
34. Hernández-Fuentes, H. E. (2018). *Transmission expansion planning based on an ant colony algorithm including distributed generation and security constraints*. IEEE Congress on Evolutionary Computation, Rio, 1-8.
35. Mehrtash, M., Cao, Y. (2022). A new global solver for transmission expansion planning with ac network model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(1), 282-293.
36. Çelik, Y., Yıldız, İ., Karadeniz, A. T. (2019). Son üç yılda geliştirilen metasezgisel algoritmalar hakkında kısa bir inceleme. *European Journal of Science and Technology, October*, 16(6), 463-477.
37. Mahdavi, M., Sabillon Antunez, C., Ajalli, M., Romero, R. (2019). Transmission expansion planning: literature review and classification. *IEEE Systems Journal*, 13(3), 3129-3140.
38. Wang, J., Zhong, H., Xia, Q., Kang, C. (2018.). Transmission network expansion planning with embedded constraints of short circuit currents and n-1 security. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 3(3), 312-320.
39. Mahmoud Al-Hamouz, Z., Sadiq Al-Faraj, A. (2003). Transmission expansion planning based on a non-linear programming algorithm. *Applied Energy*, 76(1), 169-177.

40. Vilaça, P., Street, A., Colmenar, J. M. (2022). A MILP-based heuristic algorithm for transmission expansion planning problems. *Electric Power Systems Researches*, 208(5), 1503-1528.
41. Zoppei, R. T., Delgado, M. A. J., Macedo, L. H., Rider, M. J., Romero, R. (2022). A branch and bound algorithm for transmission network expansion planning using nonconvex mixed-integer nonlinear programming models. *IEEE Access*, 10(6), 39875-39888.
42. Romero, R., Monticelli, A. (1994). A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 373-380.
43. Haghighat, H., Zeng, B. (2023). Security-constrained robust dynamic power system planning with discrete recourse. *Electric Power Systems Research*, 214(3), 1620-1643.
44. Tunç, A., Taşdemir, Ş., Sağ, T. (2022). *Comparison of heuristic and metaheuristic algorithms*. 7th International Conference on Computer Science and Engineering, Diyarbakır, 76-81.
45. Arslan, S. (2023). Güncel metasezgisel algoritmalarının performansları üzerine karşılaştırılmalı bir çalışma. *Düzce Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 11(4), 1861-1884.
46. Rajwar, K., Deep, K., Das, S. (2023). An exhaustive review of the metaheuristic algorithms for search and optimization: taxonomy, applications, and open challenges. *In Artificial Intelligence Review*, 56(11), 13187-13257.
47. Assis, F. A., Leite da Silva, A. M., Manso, L. A. F., Castro, J. F. C. (2021). Transmission expansion planning of large power networks via constructive metaheuristics with security constraints and load uncertainty analysis. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 31(1), 1321-1341.
48. Poubel, R. P. B., De Oliveira, E. J., Manso, L. A. F., Honório, L. M., Oliveira, L. W. (2017). Tree searching heuristic algorithm for multi-stage transmission planning considering security constraints via genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 142(6), 290-297.
49. Abdi, H., Moradi, M., Lumbreras, S. (2021). Metaheuristics and transmission expansion planning: a comparative case study. *Energies*, 14(12), 85-102.
50. Jangid, J., Saxena, A., Kumar, R., Gupta, V. (2022). Transmission expansion planning using composite teaching learning based optimisation algorithm. *Evolutionary Intelligence*, 15(4), 2691-2713.
51. Shandilya, S., Izonin, I., Kumar Shandilya, S., Kant Singh, K. (2022). Mathematical modelling of bio-inspired frog leap optimization algorithm for transmission expansion planning. *Mathematical Biosciences and Engineering*, 19(7), 7232-7247.
52. Verma, S., Chandan, Shiva, K. (2020). A novel salp swarm algorithm for expansion planning with security constraints. *Iranian Journal of Science and Technology Transactions of Electrical Engineering*, 44(4), 1355-1344.

53. Refaat, M. M., Aleem, S., Atia, Y., Ali, Z. M., Sayed, M. M. (2021). *Ac and dc transmission line expansion planning using coronavirus herd immunity optimizer*. 22nd International Middle East Power Systems Conference, Assiut, 313-318.
54. Şenyiğit, E., Mutlu, S., Babayiğit, B. (2019). Transmission expansion planning based on a hybrid genetic algorithm approach under uncertainty. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 27(4), 2922-2937.
55. Saldarriaga-Zuluaga, S. D., López-Lezama, J. M., Villada, F. (2019). Transmission network expansion planning considering security constraints through nodal indexes. *Engineering Letters*, 27(2), 342-351.
56. Alvarez, R., Rahmann, C., Palma-Behnke, R., Estévez, P. A. (2019). A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 107(5), 523-537.
57. Asghar Ghadimi, A., Amani, M., Bayat, M., Ahmadi, S., Reza Miveh, M., Jurado, F., Jurado fjurado, F. (2022). Stochastic transmission expansion planning in the presence of wind farms considering reliability and n-1 contingency using grey wolf optimization technique. *Electrical Engineering*, 104(6), 727-740.
58. Mahdavi, M., Kimiyaghalam, A., Alhelou, H. H., Javadi, M. S., Ashouri, A., Catalao, J. P. S. (2021). Transmission expansion planning considering power losses, expansion of substations and uncertainty in fuel price using discrete artificial bee colony algorithm. *IEEE Access*, 9(9), 135983-135995.
59. Mutlu, S., Şenyiğit, E. (2021). Literature review of transmission expansion planning problem test systems: detailed analysis of ieee-24. *Electric Power Systems Research*, 201(12), 183-198.
60. Gomes, P. V., Saraiva, J. T. (2019). State of the art of transmission expansion planning: a survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 111(10), 411-424.
61. Latorre, G., Darío Cruz, R., Areiza, J. M., Villegas, A. (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 938-946.
62. Teymourifar, A. (2023). A Comparison among optimization software to solve bi-objective sectorization problem. *Heliyon*, 9(8), 1725-1751.
63. Thi Lan Vi, N., Truong Thi, N., Thi Kim Phung, P., Van Can, N. (2021). A comparative study of optimization software performance in vehicle routing problem. *Journal of Science and Technology*, 226(16), 141-148
64. Varol, A. (2021). Güncel metasezgisel optimizasyon algoritmalarının cec2020 test fonksiyonları ile karşılaştırılması. *DÜMF Mühendislik Dergisi*, 12(5), 729-741.
65. Chou, J. S., Nguyen, N. M. (2020). FBI inspired meta-optimization. *Applied Soft Computing Journal*, 93(8), 2813-2987.

66. Kaveh, A., Hamedani, K. B., Kamalinejad, M. (2021). An enhanced forensic-based investigation algorithm and its application to optimal design of frequency-constrained dome structures. *Computers and Structures*, 256(11),512-531.
67. Chou, J. S., Truong, D. N. (2022). Multiobjective forensic-based investigation algorithm for solving structural design problems. *Automation in Construction*, 134(8), 48-75
68. Shaheen, A. M., Ginidi, A. R., El-Sehiemy, R. A., Ghoneim, S. S. M. (2021). A forensic-based investigation algorithm for parameter extraction of solar cell models. *IEEE Access*, 9(12), 1-20.
69. Hoang, N. D., Huynh, T. C., Tran, V. D. (2021). Computer vision-based patched and unpatched pothole classification using machine learning approach optimized by forensic-based investigation metaheuristic. *Complexity*, 2021(9),1002-1025.
70. Fathy, A., Rezk, H., Alanazi, T. M. (2021). Recent approach of forensic-based investigation algorithm for optimizing fractional order pid-based mppt with proton exchange membrane fuel cell. *IEEE Access*, 9(1), 18974-18992.
71. Youssef, H., Kamel, S., Hassan, M. H. (2021). *A new application of forensic-based investigation optimizer for parameter identification of transformer*. 22nd International Middle East Power Systems Conference, Assiut, 445-448.
72. Kuyu, Y. Ç., Vatansever, F. (2022). Modified forensic-based investigation algorithm real-world problems. *Engineering with Computers*, 38(2), 3197-3218.
73. Chou, J. S., Truong, D. N. (2022). Multiobjective forensic-based investigation algorithm for solving structural design problems. *Automation in Construction*, 134(2), 1702-1723.
74. Fathy, A., Rezk, H., Alanazi, T. M. (2021). Recent approach of forensic-based investigation algorithm for optimizing fractional order pid-based mppt with proton exchange membrane fuel cell. *IEEE Access*, 9(1), 18974-18992.
75. Kuyu, Y. Ç., Vatansever, F. (2022). Modified forensic-based investigation algorithm real-world problems. *Engineering with Computers*, 38(2), 3197-3218.
76. Kaveh, A., Biabani Hamedani, K., Kamalinejad, M. (2021). An enhanced forensic-based investigation algorithm and its application to optimal design of frequency-constrained dome structures. *Computers & Structures*, 256(11), 2028-2047.
77. Crawford, B., Soto, R., Astorga, G., García, J., Castro, C., Paredes, F. (2017). Putting continuous metaheuristics to work in binary search spaces. *Complexity*, 2017(5)- 611-632.
78. Becerra-Rozas, M., Lemus-Romani, J., Cisternas-Caneo, F., Crawford, B., Soto, R., Astorga, G., Castro, C., García, J. (2022). Continuous metaheuristics for binary optimization problems: an updated systematic literature review. *Mathematics*, 11(1), 48-69.

79. Mirjalili, S., Lewis, A. (2012). S-shaped versus v-shaped transfer functions for binary particle swarm optimization. *Swarm and Evolutionary Computation*, 9(4), 1-14.
80. Pashaei, E., Pashaei, E. (2022). An efficient binary chimp optimization algorithm for feature selection in biomedical data classification. *Neural Computing and Applications*, 34(8), 6427-6451.
81. Feng, Y., An, H., Gao, X. (2018). The importance of transfer function in solving set-union knapsack problem based on discrete moth search algorithm. *Mathematics*, 7(1), 41-62.
82. Beheshti, Z. (2021). A novel x-shaped binary particle swarm optimization. *Soft Computing*, 25(4), 3013-3042.
83. Guo, S. S., Wang, J. S., Guo, M. W. (2020). Z-shaped transfer functions for binary particle swarm optimization algorithm. *Computational Intelligence and Neuroscience*, 2020(6), 105-125.
84. Banaie-Dezfouli, M., Nadimi-Shahraki, M. H., Beheshti, Z. (2023). Be-gwo: binary extremum-based grey wolf optimizer for discrete optimization problems. *Applied Soft Computing*, 146(10), 1002-1025.
85. Pashaei, E., Aydin, N. (2017). Binary black hole algorithm for feature selection and classification on biological data. *Applied Soft Computing*, 56(7), 94-106.
86. Hussien, A. G., Houssein, E. H., Hassanien, A. E. (2017). *A binary whale optimization algorithm with hyperbolic tangent fitness function for feature selection*. IEEE 8th International Conference on Intelligent Computing and Information Systems, Xi'an, 1999-2002.
87. Zolfaghari, S., Akbari, T. (2018). Bilevel transmission expansion planning using second-order cone programming considering wind investment. *Energy*, 154(7), 455-465.
88. Ding, T., Li, C., Li, F., Chen, T., Liu, R. (2017). A bi objective dc optimal power flow model using linear relaxation-based second order cone programming and its pareto frontier. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 88(6), 13-20.
89. Refaat, M. M., Aleem, S. H. E. A., Atia, Y., Ali, Z. M., Sayed, M. M. (2022). *AC and dc transmission line expansion planning using coronavirus herd immunity optimizer*. 22nd International Middle East Power Systems Conference, Assiut, 25-30.
90. Stott, B., Jardim, J., Alsac, O. (2009). DC power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1290-1310.
91. Zhang, N., Kang, C., Du, E., Wang, Y. (2019). *Analytics and Optimization for Renewable Energy Integration* (Birinci Baskı). ABD: CRC Yayınevi.
92. Zhang, Z. J., Mana, P. T., Yan, D., Sun, Y., Molzahn, D. K. (2020). *Study of active line flow constraints in dc optimal power flow problems*. IEEE Southeast Conference, North Caroline, 1-8.

93. Jizhong, Z. (2015). *Optimization of Power System Operation* (Birinci Baskı). ABD: Wiley Yayınevi.
94. Allan, R., Billinton, R. (1992). Power system reliability and its assessment: part 1 background and generating capacity. *Power Engineering Journal*, 6(4), 191-198.
95. Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., Sfora, M. (2020). Quantification of the benefits for power system of resilience boosting measures. *Applied Sciences*, 10(16), 102-123.
96. Gomes, P. V. (2018). *Transmission expansion planning-a dynamic multiobjective approach considering uncertainties*. Yayımlanmış Doktora Tezi, Porto Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Porto.
97. Garcés, F. (2004). Electric power: transmission and generation reliability and adequacy. *Encyclopedia of Energy*, 11(2), 301-308.
98. Doherty, R., O'Malley, M. (2005). A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 587-595.
99. Orfanos, G. A., Georgilakis, P. S., Hatziargyriou, N. D. (2013). Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1355-1362.
100. Poubel, R. P. B., De Oliveira, E. J., Manso, L. A. F., Honório, L. M., Oliveira, L. W. (2017). Tree searching heuristic algorithm for multi-stage transmission planning considering security constraints via genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 142(1), 290-297.
101. Gomes, P. V., Saraiva, J. T. (2020). A two-stage strategy for security-constrained ac dynamic transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, 180(6), 45-66.
102. Shahzad, U. (2021). A review of challenges for security constrained transmission expansion planning. *Journal of Electrical Engineering, Electronics, Control and Computer Science*, 7(24), 21-30.
103. Liu, D., Liu, L., Cheng, H. (2019). A contingency-aware method for n-2 security-constrained transmission expansion planning. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7(5), 1008-1019.
104. Verma, S., Shiva, C. K. (2020). A novel salp swarm algorithm for expansion planning with security constraints. *Iranian Journal of Science and Technology*, 44(4), 1335-1344.
105. Al-Saba, T., El-Amin, I. (2002). The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem. *Electric Power Systems Research*, 62(2), 117-126.
106. Fathy, A. A., Elbages, M. S., El-Sehiemy, R. A., Bendary, F. M. (2017). Static transmission expansion planning for realistic networks in egypt. *Electric Power Systems Research*, 151(10), 404-418.

107. Hussain, K., Salleh, M. N. M., Cheng, S., Shi, Y. (2019). On the exploration and exploitation in popular swarm-based metaheuristic algorithms. *Neural Computing and Applications*, 31(11), 7665-7683.
108. Doğan, E. (2016). *Bara bölme metodunu kullanarak şebeke topoloji optimizasyonu*, Yayınlanmış Doktora Tezi, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli.
109. Joaquin, D., Salvador, G., Daniel, M., Francisco, H. (2011). A practical tutorial on the use of nonparametric statistical tests as a methodology for comparing evolutionary and swarm intelligence algorithms. *Swarm and Evolutionary Computation*, 1(1), 3-18.
110. İnternet: Yük tevzi bilgi sistemi. URL: https://www.ytbs.teias.gov.tr/ytbs/frm_login.jsf, Son Erişim Tarihi: 17.04.2024.
111. İnternet: Eneji piyasası düzenleme kurumu. URL: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-6730/elektrik--sebeke-yonetmeligi>, Son Erişim Tarihi: 17.02.2024.
112. Li, H., Ren, Z., Fan, M., Li, W., Xu, Y., Jiang, Y., Xia, W. (2022). A review of scenario analysis methods in planning and operation of modern power systems: methodologies, applications, and challenges. *Electric Power Systems Research*, 205(4), 128-147.
113. Zamzam, A. S., Baker, K. (2020). *Learning optimal solutions for extremely fast ac optimal power flow*. 2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids, Paris, 40-48.
114. Nadimi-shahraki, M. H., Fatahi, A., Zamani, H., Mirjalili, S., Oliva, D. (2022). Hybridizing of whale and moth-flame optimization algorithms to solve diverse scales of optimal power flow problem. *Electronics*, 11(5), 1028-1047.
115. Ghasemi, M., Ghavidel, S., Mehdi Ghanbarian, M., Massrur, H. R., Gharibzadeh, M. (2014). Application of imperialist competitive algorithm with its modified techniques for multi-objective optimal power flow problem: a comparative study. *Information Sciences*, 281(10), 225-247.
116. Jizhong, Z., (2015). *Optimization of Power System Operation* (Birinci Baskı). ABD: IEEE-Wiley Yayınevi.
117. İnternet: An introduction to optimal power flow: theory, formulation, and examples figshare. URL: <http://www.rebennack.net/files/papers/FraReb16.pdf>, Son Erişim Tarihi: 17.02.2024.
118. Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., Belmans, R. (2005). Usefulness of dc power flow for active power flow analysis. *IEEE Power Engineering Society*, 2005(1), 454-459.
119. Stott, B., Jardim, J., Alsaç, O. (2009). Dc power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1290-1300.
120. Roviato, E., Wibowo, R. S., Lystianingrum, V., Delfianti, R. (2020). *Dynamic dc optimal power flow considering losses and different battery charge-discharge cost*. 2020 International Seminar on Intelligent Technology and Its Application: Humanification of Reliable Intelligent Systems, Bumi Surabaya, 48-57.

121. Luburić, Z., Pandžić, H., Carrión, M. (2020). Transmission expansion planning model considering battery energy storage, tcsc and lines using ac opf. *IEEE Access*, 8(11), 203429-203439.
122. Baker, K. (2021). *Solutions of dc opf are never ac feasible*. 12th ACM International Conference On Future Energy Systems, Torino, 40-48.
123. Chen, X., Lai, Y., Zhang, P., Meng, Z., Xue, F., Huang, J. (2020). *A comprehensive benefits evaluation of transmission investment plans based on multiscenario ac opf simulation*. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Xiaman, 102-110.
124. İnternet: History of optimal power flow and formulations. URL: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/acopf-1-history-formulation-testing>, Son Erişim Tarihi: 17.01.2024.
125. Frank, S., Rebennack, S. (2016). An introduction to optimal power flow: theory, formulation, and examples an introduction to optimal power flow: theory, formulation, and examples. *IIE Transactions*, 48(12), 1172-1197.
126. Sharifian, Y., Abdi, H. (2024). Multi area economic dispatch problem: methods, uncertainties, and future directions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 191(3), 48-67.
127. Kunya, A. B., Abubakar, A. S., Yusuf, S. S. (2023). Review of economic dispatch in multi-area power system: state-of-the-art and future prospective. *Electric Power Systems Research*, 217(9), 785-806.
128. Marzbani, F., Abdelfatah, A. (2024). Economic dispatch optimization strategies and problem formulation: a comprehensive review. *Energies*, 17(3), 1-31.
129. Mingtian, F., Zupin, Z., Wang, C., (2019). *Mathematical Models and Algorithms for Power System Optimization: Modelling Technology for Practical Engineering Problems* (Birinci Baskı). İngiltere: Akademi Yayınevi.
130. İnternet: The reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. URL: <https://www.ieeexplore.ieee.org/document/780914>, Son Erişim Tarihi: 10.03.2024.
131. Verma, S., Mukherjee, V. (2018). Investigation of static transmission expansion planning using the symbiotic organisms search algorithm. *Engineering Optimization*, 50(9), 1544-1560.
132. Rathore, C., Roy, R. (2014). A novel modified gbmo algorithm based static transmission network expansion planning. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62(7), 519-531.
133. Rathore, C., Roy, R., Sharma, U., Patel, J. (2013). *Artificial bee colony algorithm based static transmission expansion planning*. 2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, Nagercoil, 102-109.

134. Mantovaniand, J.R.S., Sanchez, I.G., Romero R. (2004). Constructive heuristic algorithm for the dc model in network transmission expansion planning. *IEEE Proceedings-Generation, Transmission*, 151(3), 201-212.
135. Rathore, C., Roy, R., Raj, S., Sinha, A. K. (2013). *Mosquitoes-behaviour based (mox) evolutionary algorithm in static transmission network expansion planning*. 2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, Nagercoil, 76-81.





EKLER

EK-1. Garver-6 baralı test sistemine ait veriler

Çizelge 1.1. Bara bazlı yük verisi

Bara	Baz yük (MW)	Planlanan yük (MW)
1	20	80
2	60	240
3	10	40
4	40	160
5	60	240
6	0	0

Çizelge 1.2. Bara bazlı üretim verisi

Bara	Baz üretim (MW)	Planlanan üretim (MW)	Min. üretim (MW)	Max. üretim (MW)
1	150	50	0	150
2	0	0	0	0
3	120	165	0	360
4		0	0	0
5		0	0	0
6		545	0	600

Çizelge 1.3. Hat verisi

Nereden	Nereye	Uzunluk (km)	R (ohm)	X (ohm)	Kapasite (MW)
1	2	40	0.4761	1.9044	100
1	4	60	0.4761	1.9044	80
1	5	20	0.4761	1.9044	100
2	3	20	0.4761	1.9044	100
2	4	40	0.4761	1.9044	100
3	5	20	0.4761	1.9044	100

EK-2. IEEE-24 baralı test sistemine ait veriler

Çizelge 2.1. Bara bazlı yük verisi

Bara	Baz yük (MW)	Planlanan yük (MW)
1	108	324
2	97	291
3	180	540
4	74	222
5	71	213
6	136	408
7	125	375
8	171	513
9	175	525
10	195	585
13	265	795
14	194	582
15	317	951
16	100	300
18	333	999
19	181	543
20	128	384

Çizelge 2.2. Bara bazlı üretim verisi

Bara	Baz üretim (MW)	Planlanan üretim (MW)	OPF (MW)	Min. üretim (MW)	Max. üretim (MW)
1	192	576	465	0	576
2	192	576	576	0	576
7	300	900	722	0	900
13	591	1773	1424	0	1773
15	215	645	645	0	645
16	155	465	465	0	465
18	400	1200	1200	0	1200
21	400	1200	1200	0	1200
22	300	900	900	0	900
23	105	315	953	0	1980

EK-2. (devam) IEEE-24 baralı test sistemine ait veriler

Çizelge 2.3. Hat verisi

Nereden	Nereye	Uzunluk (km)	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Kapasite (MW)	Maliyet (M\$)	Gerilim (kV)
1	2	3	0.0026	0.0139	0.4611	175	3	138
1	3	55	0.0546	0.2112	0.0572	175	55	138
1	5	2	0.0218	0.0845	0.0229	175	22	138
2	4	33	0.0328	0.1267	0.0343	175	33	138
2	6	50	0.0497	0.192	0.052	175	50	138
3	9	31	0.0308	0.119	0.0322	175	31	138
3	24	50	0.0023	0.0839	0	400	50	138
4	9	27	0.0268	0.1037	0.0281	175	27	138
5	10	23	0.0228	0.0883	0.0239	175	23	138
6	10	16	0.0139	0.0605	2.459	175	16	138
7	8	16	0.0159	0.0614	0.0166	175	16	138
8	9	43	0.0427	0.1651	0.0447	175	43	138
8	10	43	0.0427	0.1651	0.0447	175	43	138
9	11	50	0.0023	0.0839	0	400	50	138
9	12	50	0.0023	0.0839	0	400	50	138
10	11	50	0.0023	0.0839	0	400	50	138
10	12	50	0.0023	0.0839	0	400	50	138
11	13	33	0.0061	0.0476	0.0998	500	66	230
11	14	29	0.0054	0.0418	0.0879	500	58	230
12	13	33	0.0061	0.0476	0.0999	500	66	230
12	23	67	0.0124	0.0966	0.203	500	134	230
13	23	60	0.0111	0.0865	0.1818	500	120	230
14	16	27	0.005	0.0389	0.0818	500	54	230
15	16	12	0.0022	0.0173	0.0364	500	24	230
15	21	34	0.0063	0.049	0.103	500	68	230
15	24	36	0.0067	0.0519	0.1091	500	72	230
16	17	18	0.0033	0.0259	0.0545	500	36	230
16	19	16	0.003	0.023	0.0485	500	32	230
17	18	10	0.0018	0.0144	0.0303	500	20	230
17	22	73	0.0135	0.1053	0.2212	500	146	230
18	21	18	0.0033	0.0259	0.0545	500	36	230
19	20	27.5	0.0051	0.0396	0.0833	500	55	230
20	23	15	0.0028	0.0216	0.0455	500	30	230
21	22	47	0.0087	0.0678	0.1424	500	94	230
2	8	33	0.0328	0.1267	0	175	33	138
6	7	50	0.0497	0.192	0	175	50	138
13	14	31	0.0057	0.0447	0	500	62	230
14	23	43	0.008	0.062	0	500	86	230
16	23	57	0.0105	0.0822	0	500	114	230
19	23	42	0.0078	0.0606	0	500	84	230

EK-2. (devam) IEEE-24 baralı test sistemine ait veriler

Çizelge 2.4. Trafo verisi

Nereden	Nereye	Kapasite	HV (kV)	LV (kV)	X (ohm)	R (ohm)	%uk
11	9	400	230	138	0.0839	0.0023	8.39
11	10	400	230	138	0.0839	0.0023	8.39
12	9	400	230	138	0.0839	0.0023	8.39
12	10	400	230	138	0.0839	0.0023	8.39
24	3	400	230	138	0.0839	0.0023	8.39
24	3	400	230	138	0.0839	0.0023	8.39



Gazili olmak ayrıcalıktır