

**T.C.
İNÖNÜ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE BÖLGESEL GÜÇ SİSTEMİNİN MODELLENMESİ, ANALİZİ VE
YÜK AKIŞI OPTİMİZASYONU**



DOKTORA TEZİ

OZAN AKDAĞ

Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Celaleddin Yeroğlu

HAZİRAN 2020

**T.C
İNÖNÜ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE BÖLGESEL GÜÇ SİSTEMİNİN MODELLENMESİ, ANALİZİ VE
YÜK AKIŞI OPTİMİZASYONU**

DOKTORA TEZİ

**Ozan AKDAĞ
(23615190253)**

Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Celaleddin YEROĞLU

HAZİRAN 2020

TEŞEKKÜR VE ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının her aşamasında yardım, öneri, bilgi, tecrübe ve desteklerini esirgmeden beni her konuda yönlendiren danışman hocam Sayın Prof. Dr. Celaleddin Yeroğlu'na,

Akademik eğitimim boyunca bana destek olan ve beraber çalışmalarda bulunduğum Sayın hocam Dr. Öğr. Üyesi Abdullah Ateş'e,

İnönü Üniversitesi Bilgisayar Mühendisliği Bölümü akademisyenleri kıymetli hocalarıma ve idari personellerine,

Çalışmalarında ayrıca tüm hayatım boyunca olduğu gibi bu çalışmalarım süresince benden her türlü desteklerini esirgemeyen eşim Emine AKDAĞ'a, babam İhsan AKDAĞ'a annem Şule AKDAĞ'a, kardeşim Okan AKDAĞ'a ve sevgili oğluma,

teşekkür ederim.

ONUR SÖZÜ

Doktora tezi olarak sunduğum “Türkiye Bölgesel Güç Sisteminin Modellenmesi, Analizi ve Yük Akışı Optimizasyonu ” başlıklı bu çalışmanın bilimsel ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yardıma başvurmaksızın tarafımdan yazıldığına ve yararlandığım bütün kaynakların hem metin içinde hem de kaynakçada yöntemine uygun biçimde gösterilenlerden oluştuğunu belirtir, bunu onurumla doğrularım.

Ozan Akdağ



İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR VE ÖNSÖZ	i
ONUR SÖZÜ	ii
İÇİNDEKİLER.....	iii
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	v
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	viii
SEMBOLLER VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	ixx
ÖZET.....	x
ABSTRACT	xi
1. GİRİŞ	1
2. TEORİK TEMELLER	3
2.1 Optimum Yük Akışı (OYA)	3
2.2 OYA Probleminde Kullanılan Amaç Fonksiyonları ve Kısıtlar	7
2.2.1 Yakıt maliyetininminimizasyonu	7
2.2.2 Aktif güç kayıplarının minimizasyonu	8
2.2.3 Voltaj profilinin geliştirilmesi	8
2.2.4 Yakıt emisyonunun minimizasyonu	9
2.2.5 Valf noktası yüklenmesi ile ikinci dereceden yakıt maliyetinin minimizasyonu	10
2.2.6 Amaç fonksiyonları ile kullanılan kısıtlar	11
2.3 Tez Kapsamında Kullanılan Sezgisel Optimizasyon Algoritmaları	13
2.3.1 Harris şahini optimizasyon algoritması	13
2.3.2 Hayalet vatoz beslenme optimizasyon algoritması	19
2.3.3 İyileştirilmiş su çevrim algoritması	25
2.3.4 Kesir dereceli darwinian parçacık sürü optimizasyon algoritması.....	31
2.4 Tezde Kullanılan Dağılım Fonksiyonları	35
2.5 Tezde Kullanılan Benchmark Fonksiyonları	38
3. IEEE TEST SİSTEMLERİNDE OPTİMUM YÜK AKIŞ ANALİZİ	39
3.1 Modifiye Edilmiş HŞO Algoritmasının OYA Problemine Uygulanması	40
3.2 HVBO Algoritmasının OYA Problemine Uyarlanması	72
3.3 İSÇA'nın OYA Problemine Uyarlanması	81
3.4 KDDPSO Algoritmasının Kısıtlama Eşiği Yaklaşımı ile Modifiye Edilmesi ve OYA Problemine Uyarlanması	89
4. GERÇEK ZAMANLI ÇALIŞAN GÜÇ SİSTEMELERİNİN SANAL MODELLERİNİN OLUŞTURULMASI, SİMÜLASYONU ve ANALİZİ.....	99
4.1 Doğu Anadolu Bölgesel Güç Sisteminin Modellenmesi ve Analizi	99
4.1.1 Sanal modelin HŞO algoritması ile analizi	103
4.1.2 Sanal modelin HVBO algoritması ile analizi	109
4.1.3 Sanal modelin İSÇA ile analizi	112
4.1.4 Sanal modelin KE-KDDPSO algoritması ile analizi	115
4.2 Dünyada ve Türkiyede yenilenebilir enerji politikalarına genel bakış, Türkiyenin yenilenebilir enerji potansiyeli ve kurulu güçleri	119
4.2.1 Türkiye'de rüzgar enerjisi	124
4.2.2 Türkiye'de açık deniz rüzgar enerjisi	127
4.2.3 Türkiye'de güneş enerjisi	128
4.2.4 Türkiye'de biyokütle enerjisi	130
4.2.5 Türkiye'de jeotermal enerji	131
4.2.6 Türkiye'de hidroelektrik enerji kaynakları.....	134

4.3 Karadeniz Bölgesel Güç Sisteminde Sanal Denizüstü Rüzgar Santral Modeli ve Analizi.....	136
4.3.1 Karadeniz Bölgesel güç sisteminde sanal deniz üstü rüzgar santrali.....	136
5. AŞIRI AKIM RÖLE KOORDİNASYON PROBLEMİNİN OPTİMAL ÇÖZÜMÜ.....	148
5.1 Optimal Yönlü Aşırı Akım Röle Koordinasyonu.....	148
5.1.1 Optimal YAAR koordinasyonu için önerilen yöntem.....	153
5.2 Optimal Adaptif Röle Koordinasyonu.....	163
5.2.1 Arıza akım sınırlayıcı mekanizmalı optimal adaptif koruma yöntemi	165
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	176
6.1 Sonuçlar	176
6.2 Öneriler	179
6.3 Bu Tezden Üretilen Yayınlar	180
6.1.1 Uluslararası hakemli dergilerde yayınlanan makaleler (SCI & SCI-E)	180
6.1.2 TR- Dizinde taranan dergilerde yapılan çalışmalar	180
6.1.3 Uluslararası bildiriler	181
KAYNAKLAR.....	182
ÖZGEÇMİŞ	201

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 2.1 : Tezde kullanılan Benchmark fonksiyon testleri.	38
Çizelge 3.1 : KKDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	42
Çizelge 3.2 : NDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	43
Çizelge 3.3 : ÜDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	44
Çizelge 3.4 : RDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	45
Çizelge 3.5 : SDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	46
Çizelge 3.6 : FDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	47
Çizelge 3.7 : LNDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu.	48
Çizelge 3.8 : Klasik HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	63
Çizelge 3.9 : KKDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	64
Çizelge 3.10 : ÜDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	65
Çizelge 3.11 : FDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	66
Çizelge 3.12 : LNDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	67
Çizelge 3.13 : NDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	68
Çizelge 3.14 : RDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	69
Çizelge 3.15 : SDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	70
Çizelge 3.16 : Klasik HŞO'nun literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması ...	71
Çizelge 3.17 : Klasik HŞO ile Modifiye edilmiş HŞO'ların karşılaştırılması ...	71
Çizelge 3.18 : HVBO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	79
Çizelge 3.19 : HVBO'nun literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması.	80
Çizelge 3.20 : İSÇA için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri.	87
Çizelge 3.21 : İSÇA'nın literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması.	88
Çizelge 3.22 : KE-KDDPSO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri. ...	97
Çizelge 3.23 : KE-KDDPSO'nun literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması ..	98
Çizelge 3.24 : IEEE-30 test bara sisteminde kullanılan yöntemlerin topluca karşılaştırılması	98
Çizelge 4.1 : İletim hatlarının gerçek zamanlı çalışan sistemden alınan verileri ...	102
Çizelge 4.2 : Baralara ait üretim/tüketim verileri.	102
Çizelge 4.3 : Jeneratörlerin yakıt maliyeti ve emisyon katsayıları	102
Çizelge 4.4 : HŞO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri	104
Çizelge 4.5 : NDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri	107
Çizelge 4.6 : HVBO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri	110
Çizelge 4.7 : İSÇA için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri	113
Çizelge 4.8 : KE-KDDPSO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri. ...	116
Çizelge 4.9 : 13 bara test sisteminde kullanılan yöntemlerin topluca karşılaştırılması.	119
Çizelge 4.10 : Türkiye'nin yenilenebilir kaynaklarının ve toplam kurulu gücünün yıllara göre dağılımı.	124
Çizelge 4.11 : İstasyonların Rüzgar Hızı ve Güç Yoğunluğu Sonuçları.	141
Çizelge 4.12 : 100 m'deki İstasyonların Rüzgar Hızı ve Güç Yoğunluğu Sonuçları	141
Çizelge 4.13 : İletim hattına ait veriler.	144
Çizelge 4.14 : Güç sistemine ait jeneratör ve yük verileri.	145
Çizelge 4.15 : Karadeniz Bölgesel güç sistemine ait yük akış sonuçları	146
Çizelge 4.16 : Sub1 barasındaki termik santralin tahmini emisyon katsayıları	147
Çizelge 4.17 : Karadeniz Bölgesel güç sistemine ait HVBO yöntemi ile yapılan yük akış sonuçları	147

Çizelge 5.1 : 8-bara test sistemi için optimum röle ayarları.	156
Çizelge 5.2 : 8-bara test sisteminde röle çalışma süresinin karşılaştırılması.	156
Çizelge 5.3 : 8-bara test sistemi için rölelerin çalışma ve CTI süreleri.	156
Çizelge 5.4 : 9-bara test sistemi için optimum röle ayarları..	158
Çizelge 5.5 : 9-bara test sisteminde röle çalışma süresinin karşılaştırılması.	158
Çizelge 5.6 : 9-bara test sistemi için rölelerin çalışma ve CTI süreleri.	158
Çizelge 5.7 : 15-bara test sistemi için optimum röle ayarları.	161
Çizelge 5.8 : 15-bara test sisteminde röle çalışma süresinin karşılaştırılması.	161
Çizelge 5.9 : 15-bara test sistemi için rölelerin çalışma ve CTI süreleri.	162
Çizelge 5.10 : 15-bus test sistemi için toplam röle operasyon zamanları.	163
Çizelge 5.11 : 10-bara Türkiye dağıtım sistemine ait hat parametreleri.	168
Çizelge 5.12 : Mod 1 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri	170
Çizelge 5.13 : Mod 1 için optimum röle ayarları.	170
Çizelge 5.14 : Mod 1 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri	171
Çizelge 5.15 : Kısa devre öncesi ve sonrası jeneratör bara gerilimleri.	172
Çizelge 5.16 : 10-bara Türkiye dağıtım sistemine ait Kij ve Vij değerleri	172
Çizelge 5.17 : Mod 2 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri	172
Çizelge 5.18 : Mod 2 için optimum röle ayarları.	172
Çizelge 5.19 : Mod 2 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri	173
Çizelge 5.20 : Mod 3 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri	174
Çizelge 5.21 : Mod 3 için optimum röle ayarları.	174
Çizelge 5.22 : Mod 3 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri	174
Çizelge 5.23 : Mod 4 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri	175
Çizelge 5.24 : Mod 4 için optimum röle ayarları.	175
Çizelge 5.25 : Mod 4 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri	175

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1 : OYA probleminin temel yapısı (Carpentier, 1962)	4
Şekil 2.2 : HŞO algoritmasının tüm safhaları (Heidari ve diğ, 2019)	14
Şekil 2.3 : Hayalet vatoz (Zhao ve diğ, 2020)	20
Şekil 2.4 : Hayalet vatozun yiyecek arama stratejisindeki davranışı (Zhao ve diğ, 2020).....	21
Şekil 2.5 : Hayalet vatozun spiral yiyecek arama stratejisindeki davranışı (Zhao ve diğ, 2020).	23
Şekil 2.6 : Hayalet vatozun takla atarak yiyecek arama stratejisindeki davranışı (Zhao ve diğ, 2020)	24
Şekil 2.7 : Temel su çevrim döngüsü (Eskandar ve diğ, 2012)	27
Şekil 3.1 : IEEE-30 test bara sistemi (IEEE 30 Bara, 2019).....	39
Şekil 3.2 : OYA problemi için modifiye edilmiş HŞO yönteminin akış şeması	54
Şekil 3.3 : Modifiye Edilmiş HŞO yönteminin optimizasyon modeli	55
Şekil 3.4 : Durum 1 için Klasik HŞO'nun yakınsaması	56
Şekil 3.5 : Durum 1 için SDF-HŞO'nun yakınsaması	57
Şekil 3.6 : Durum 2 için Klasik HŞO'nun yakınsaması	58
Şekil 3.7 : Durum 2 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	58
Şekil 3.8 : Durum 4 için Klasik HŞO'nun yakınsaması	60
Şekil 3.9 : Durum 4 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	60
Şekil 3.10 : Durum 5 için Klasik HŞO'nun yakınsaması	62
Şekil 3.11 : Durum 5 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	62
Şekil 3.12 : Durum 1 için HVBO'nun yakınsaması	74
Şekil 3.13 : Durum 2 için HVBO'nun yakınsaması.....	75
Şekil 3.14 : Durum 3 için HVBO'nun yakınsaması.....	76
Şekil 3.15 : Durum 4 için HVBO'nun yakınsaması.....	77
Şekil 3.16 : Durum 5 için HVBO'nun yakınsaması.....	78
Şekil 3.17 : İSÇA ile OYA probleminin çözüm süreci.....	81
Şekil 3.18 : Durum 1 için İSÇA'nın yakınsaması.....	82
Şekil 3.19 : Durum 2 için İSÇA'nın yakınsaması.....	83
Şekil 3.20 : Durum 3 için İSÇA'nın yakınsaması.....	84
Şekil 3.21 : Durum 4 için İSÇA'nın yakınsaması.....	85
Şekil 3.22 : Durum 5 için İSÇA'nın yakınsaması.....	86
Şekil 3.23 : KE-KDDPSO yöntemini OYA problemine uyarlayan akış diyagramı ..	91
Şekil 3.24 : Durum 1 için KE-KDDPSO yakınsaması.....	92
Şekil 3.25 : Durum 2 için KE-KDDPSO yakınsaması.....	93
Şekil 3.26 : Durum 3 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması	94
Şekil 3.27 : Durum 4 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması	95
Şekil 3.28 : Durum 5 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması	96
Şekil 4.1 (a ve b) : 13 Baralı Doğu Anadolu Bölgesel Güç Sisteminin tek hat şeması	101
Şekil 4.2 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için HŞO'nun yakınsaması	104
Şekil 4.3 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için HŞO'nun yakınsaması	105
Şekil 4.4 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için HŞO'nun yakınsaması	105
Şekil 4.5 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için HŞO'nun yakınsaması	106
Şekil 4.6 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	107
Şekil 4.7 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	108
Şekil 4.8 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	108
Şekil 4.9 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için NDF-HŞO'nun yakınsaması.....	109
Şekil 4.10 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için HVBO'nun yakınsaması.....	110

Şekil 4.11 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için HVBO'nun yakınsaması.....	111
Şekil 4.12 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için HVBO'nun yakınsaması.....	111
Şekil 4.13 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için HVBO'nun yakınsaması.....	112
Şekil 4.14 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için İSÇA'nın yakınsaması.....	113
Şekil 4.15 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için İSÇA'nın yakınsaması.....	114
Şekil 4.16 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için İSÇA'nın yakınsaması.....	114
Şekil 4.17 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için İSÇA'nın yakınsaması.....	115
Şekil 4.18 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için KE-KDDPSO'nın yakınsaması	116
Şekil 4.19 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için KE-KDDPSO'nın yakınsaması	117
Şekil 4.20 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için KE-KDDPSO'nın yakınsaması	117
Şekil 4.21 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için KE-KDDPSO'nın yakınsaması	118
Şekil 4.22 : Türkiye'nin 2000-2017 arası yıllık CO2 emisyon miktarları (GCP, 2018)	121
Şekil 4.23 : Türkiye 50 m'deki rüzgar hızı haritası (Rüzgar Haritası, 2020).....	125
Şekil 4.24 : Türkiye'de yıllara göre kurulan rüzgar enerji santralleri (TUREB, 2019)	126
Şekil 4.25 : Türkiye'de yapımı devam eden rüzgar santralleri (TUREB, 2019).....	127
Şekil 4.26 : 100 metre yükseklikte rüzgar hızı (TUREB, 2019).....	128
Şekil 4.27 : Avrupa ülkelerinin güneş enerji potansiyellerinin karşılaştırılması (Ortner ve diğ, 2013).....	128
Şekil 4.28 : Türkiye ait Güneş haritası (YEGM, 2020)	129
Şekil 4.29 : Türkiye biyokütle potansiyeli haritası (Toklu, 2017).....	131
Şekil 4.30 : Türkiye'nin 500 m Derinliğindeki Sıcaklık Dağılım Haritası (Karagüç, 2013)	133
Şekil 4.31 : Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyel haritası (Karagüç, 2013).....	134
Şekil 4.32 : Türkiye'nin nehirleri (Bilgili ve diğ, 2018).....	135
Şekil 4.33 : Karadeniz Bölgesindeki askeri alanlar (Shoddb, 2020).....	138
Şekil 4.34 : Türkiye'deki petrol ve doğalgaz boru hatları (Enerji raporları, 2019)	138
Şekil 4.35 : Açık deniz otomatik gözlem istasyonları (Deniz İstasyonu, 2020).....	141
Şekil 4.36 : Bartın sahilinde tahmini deniz derinliği (Shoddb, 2020).....	142
Şekil 4.37 : Açık deniz rüzgar türbini yerleştirme alanı	143
Şekil 4.38 : 7 baralı 380 kV Karadeniz enerji iletim sisteminin tek hat modeli	144
Şekil 4.39 : Açık deniz rüzgar çiftliğini ve Sub1 trafo istasyonunu bağlayan enerji iletim hattının tahmini rotası	145
Şekil 5.1 : Akım gerilim arasındaki açı 0° iken akım, gerilim, güç ani değer grafığı ile fazör karşılaştırma (Akdağ ve Yeroğlu 2018a)	149
Şekil 5.2 : 8-bara test sisteminin tek hat şeması (Boucekara ve diğ, 2017).....	155
Şekil 5.3 : 9-bara test sisteminin tek hat şeması (Boucekara ve diğ, 2017).....	157
Şekil 5.4 : 15-bara test sisteminin tek hat şeması.....	160
Şekil 5.5 : 10-bara Türkiye dağıtım sistemi	167
Şekil 5.6 : AAS mekanizmasına ait akış diyagramı.....	167
Şekil 5.7 : Adaptif koruma yapısına ait akış diyagramı	169

SEMBOLLER VE KISALTMALAR

AAAR	: Adaptif Aşırı Akım Röle
AAR	: Aşırı Akım Röle
AAS	: Arıza Akım Sınırlayıcı
ADRÇ	: Açık Deniz Rüzgar Çiftliği
AF	: Amaç Fonksiyonu
AFM	: Amaç Fonksiyonu Matrisi
DPSO	: Darwinian Parçacık Sürü Optimizasyonu
DÜ	: Dağıtık Üretim
FDf	: F Dağılım Fonksiyonu
HŞO	: Harris Şahini Optimizasyon
HVBO	: Hayalet Vatoz Beslenme Optimizasyon
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
İSÇA	: İyileştirilmiş Su Çevrim Algoritması
KD	: Kesir Dereceli
KDDPSO	: Kesir Dereceli Darwinian Parçacık Sürü Optimizasyonu
KDDPSO	: Kesir Dereceli Darwinian Parçacık Sürü Optimizasyonu
KEKDDPSO	: Kısıt Eşitlikli Kesir Dereceli Darwinian Parçacık Sürü Optimizasyonu
KKDF	: Ki-kare Dağılım Fonksiyonu
LNDF	: Log-Normal Dağılım Fonksiyonu
MAF	: Modifiye Amaç Fonksiyonu
NDF	: Normal Dağılım Fonksiyonu
OWC	: Gözlemlenen Rüzgar Ortamı (Observed Wind Climate)
OYA	: Optimal Yük Akışı
OYF	: Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu
PSO	: Parçacık Sürü Optimizasyonu
RDF	: Rayleigh Dağılım Fonksiyonu
RDFM	: Rastgele Dağılım Fonksiyonu Matrisi
SÇA	: Su Çevrim Algoritması
SDF	: Student Dağılım Fonksiyonu
TEP	: Ton Petrol Eşdeğeri
ÜDF	: Üssel Dağılım Fonksiyonu
WAsP	: Rüzgâr Atlası Analiz ve Uygulama Programı (Wind Atlas Analysis and Application Program)
YAAR	: Yönlü Aşırı Akım Röle

ÖZET

Doktora Tezi

TÜRKİYE BÖLGESEL GÜÇ SİSTEMİNİN MODELLENMESİ, ANALİZİ VE YÜK AKIŞI OPTİMİZASYONU

OZAN AKDAĞ

İnönü Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı

202+XI sayfa

2020

Danışman: Prof. Dr. Celaleddin Yeroğlu

Güç sistemleri, üretim aşamasından tüketim aşamasına kadar karmaşık bir yapıdadır. Elektrik enerjisinin tüketiciye sürekli, güvenilir, kaliteli ve ekonomik olarak ulaştırılması üretim/iletim/dağıtım aşamalarında kesintisiz ve optimize edilmiş enerji akışının sağlanmasına bağlıdır. Karmaşık yapıdaki büyük sistemlerin ve enerji ağlarının tasarlanması, kontrol altında tutulabilmesi ve yönetilmesi oldukça zor ve çok yüksek maliyetli çalışmalar yapmayı gerektirir. Üstelik bu sistemlerde yapılabilecek bir hatanın geri dönüşümsüz hasarlar verme olasılığı da çok yüksektir. Ancak bu tarz sistemlerin sanal ortamda modellerinin oluşturulması, simülasyonunun yapılması ve analiz edilmesi sınırsız özgürlükle deneme yapma ve gerçek çözüme en yakın sonuçlar üretme imkanı sağlar. Bu tez çalışmasında Türkiye Bölgesel Güç Sisteminin ve Türkiye'deki yenilenebilir enerji açısından bazı kritik bölgelerin sanal ortamda modeli oluşturulmuş, simülasyonu yapılmış ve sonuçlar analiz edilmiştir. Ayrıca bu bölgelerdeki enerji akışının sürekliliği için yük akış optimizasyonu yapılmış ve öneriler sunulmuştur. Güç sistemlerinde kullanılan teçhizatların istenilen işletme sınırları içinde kalarak, jeneratörler ve baraların birbirleri arasında uygun yük alış verişini sağlaması OYA olarak tanımlanır. Bu tezde sanal modeli oluşturulan bölgelerde yük akış analizi, kısa devre analizi ve koruma koordinasyonu gibi analizler detaylı olarak yapılmıştır. Ayrıca bu tez için modifiye edilmiş optimizasyon algoritmaları ve bu tez kapsamında önerilen amaç fonksiyonları kullanılarak sanal modellerde yük akışı, koruma koordinasyonunun optimizasyonu yapılmıştır. Önerilen optimizasyon algoritmaları, IEEE test sistemleri üzerinde uygulanarak literatürdeki diğer optimizasyon algoritmaları ile karşılaştırılması verilmiş ve önerilen yöntemlerin etkinliği tartışılmıştır. Ayrıca, yenilenebilir enerji üretimi açısından kritik öneme sahip bazı bölgeler için, sanal ortamda yenilenebilir enerji santrali modeli önerilmiş veya mevcut yenilenebilir santrallerin sanal modeli oluşturulmuş, bu modellerin simülasyonu yapılmış, sonuçlar analiz edilerek bölgesel güç sistemine etkileri incelenmiştir. Sonuç olarak bu tez ile Türkiye'nin enerji ağında OYA'nın ve koruma koordinasyonunun etkili sağlanması, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının yaygınlaştırılmasına katkı sağlanması amaçlanmıştır.

Anahtar Kelimeler: OYA, güç sistemi modelleme, optimizasyon, yenilenebilir enerji, adaptif koruma, sera gazı azaltımı

ABSTRACT

Phd. Thesis

MODELING OF TURKEY REGIONAL POWER SYSTEM, LOAD FLOW ANALYSIS AND OPTIMIZATION

Ozan Akdağ

Inonu University
Graduate School of Nature and Applied Sciences
Department of Computer Engineering

202+XI sayfa

2020

Supervisor: Prof. Dr. Celaleddin Yeroğlu

Power systems are in very complex structure from production to consumption phases. The continuous, reliable, high quality and economical delivery of electrical energy to the consumer depends on ensuring an uninterrupted and optimized energy flow during the production / transmission / distribution phases. Designing, controlling and managing such complex energy networks requires very difficult and costly operations. Moreover, the probability of an error in these systems is very likely to cause irreversible damage. However, the modelling, simulation and analysis of such systems in a virtual environment provides the opportunity to experiment with unlimited freedom and to produce results closest to the real solution. In this thesis, some regional power systems of Turkey and some critical areas in terms of renewable energy in Turkey were modelled in a virtual environment, simulation conducted and the results were analyzed. In addition, load flow optimization has been made for the continuity of the energy flow in these regions and suggestions have been presented. Providing the proper load exchange between generators and busbars by keeping equipments, used in power systems, within the desired operating limits, is defined as OPF (Optimum Power Flow). In this thesis, analyzes such as load flow, short circuit and protection coordination were carried out in detail in the virtual model of the related regions. In addition, optimizations of load flow / protection coordination were carried on by using the modified optimization algorithms and newly proposed cost functions in this thesis. The proposed optimization algorithms are applied on IEEE test systems and compared with other optimization algorithms in the literature and the effectiveness of the proposed methods are discussed. In addition, for some regions that are critical in terms of renewable energy generation, a renewable power plant model has been proposed or a virtual model of existing renewable power plants has been obtained, these models have been simulated, the results have been analyzed and the effects on the regional power system have been examined. Consequently, this dissertation aims to contribute an effective OPF and protection coordination at Turkey's power grid and the widespread use of renewable energy sources.

Keywords: OPF, power system modeling, optimization, renewable energy, adaptive protection, greenhouse gas reduction

1. GİRİŞ

19 yy. sonlarında kullanımına başlanan elektrik enerjisi, günümüze sürekli artan talep ile gelmiştir. Artan elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak için büyük ve küçük çaplı enerji üretim santrallerinin birbirine bağlı olduğu, farklı güç sistemlerini barındıran enterkonnekte şebekeler ortaya çıkmıştır. Bu durumun sonucu olarak, güç sistemleri karmaşık bir yapıya dönüşmüştür. OYA çalışmaları bu karmaşık yapıda olan güç sistemlerinde elektrik enerjisinin tüketiciye sürekli, güvenilir, kaliteli ve ekonomik olarak ulaştırılmasını sağlar. OYA çalışmaları güç sistemlerinde toplam enerji üretim maliyetini, aktif güç kayıplarını, baralardaki voltaj sınır değerleri gibi parametrelerin optimum sınırlarda tutulmasını sağlar (Öztürk ve Duman, 2009; Dommel ve Tinney, 1968; Akdağ ve diğ, 2018). OYA probleminin çözümüyle güç sistemleri arasındaki güç alış-verişleri, bu sistemlerin bara gerilim değerlerinin bulunması, güç sistemine ait kayıplar, yakıt maliyeti ve zararlı/sera gazı emisyon miktarı gibi işlemlerin hesaplanması sağlanır. Böylece OYA ile mevcut güç sistemlerinin değerlendirilmesi, artan güç ihtiyacına karşı gerekli önlemlerin alınması, toplam maliyet hesabı gibi birçok işlem öngörülebilir. OYA güç sistemlerinde eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamaları ile yük akışını sağlayarak, ilgili amaç fonksiyonunun optimizasyonunu yapmayı hedefler (Niknam ve diğ, 2011). OYA probleminin çözümü birçok kuruluşun ve araştırmacının dikkatini çeken önemli bir güç sistemi mühendisliği problemidir (Niknam ve diğ, 2011). Bu yüzden OYA problemlerinin çözümü son 60 yılda literatürde önemli bir konu olmuştur.

Bu tez çalışmasında başta Doğu Anadolu güç sistemi olmak üzere yenilenebilir enerji açısından önemli olan Türkiye'nin farklı bölgelerinde güç sistemleri modellenerek ve simülasyonu yapılarak çalışılan durum vakalarında OYA, kısa devre analizi, koruma koordinasyonu analizleri yapılmış ve revize edilmiş güç sistemi modelleri sunulmuştur. Bu durum vakalarının bazılarında son zamanlarda geliştirilen sezgisel algoritmalarından olan HŞO, HVBO, KDDPSO ve İŞÇA algoritmaları OYA probleminin çözümü için önerilmiştir. Bu tezde HŞO ve KDDPSO algoritmaları modifiye edilerek sunulmuştur. Sonrasında OYA probleminin çözümü için sunulan bu algoritmaların etkinliğini ve performansını göstermek amacıyla IEEE test sistemlerinde farklı amaç fonksiyonlarının çözümüne uygulanmış, daha sonra literatürdeki diğer güncel teknikler ile karşılaştırılmıştır. OYA probleminin çözümü

için sunulan bu algoritmalar başta gerçek bir güç sistemi olan 13 baralık Türkiye Doğu Anadolu güç sisteminin bir kesitinde ve Türkiye'nin farklı bölgelerindeki güç sistemi kesitlerine uygulanarak kıyaslanmıştır. Bu tezde ayrıca OYA analizi ile sera ve zehirli gaz emisyon azaltım çalışmalarına katkı sunacak bir model sunularak tartışılmıştır. Bu modelde ADRÇ'yi Türkiye'nin Karadeniz bölgesinin uygun bir bölümüne kurmak için bir yöntem önererek, bölgesel zehirli ve sera gazı emisyonlarının düşürülmesine katkısı araştırılmıştır. Bu önerilen yöntemde ilk olarak ADRÇ kurulumu için uygun yerler bu bölgenin teknik/coğrafi koşullarına ve ADRÇ kurulum kriterlerine göre değerlendirilerek, uygun lokasyonlar tespit edilmiştir. Bu lokasyonların meteorolojik verileri, en iyi konumu belirlemek için WASP ile analiz edilmiştir. Sonrasında, ADRÇ ve bölgesel enerji iletim sistemi DigSilent yazılımı kullanılarak modellenmiştir. Bu modelde ADRÇ işletilmesi durumunda bölgedeki sera gazı emisyonlarının miktarını tahmin etmek için reel sistemde kullanılan Newton Raphson metoduna göre yük akışı analizi yapılmıştır. Ayrıca bu modelde OYA 'yı çözmek için HVBO algoritması kullanılarak, bölgesel iletim sisteminde sera gazı emisyonlarının düşürülmesine etkisi incelenmiştir.

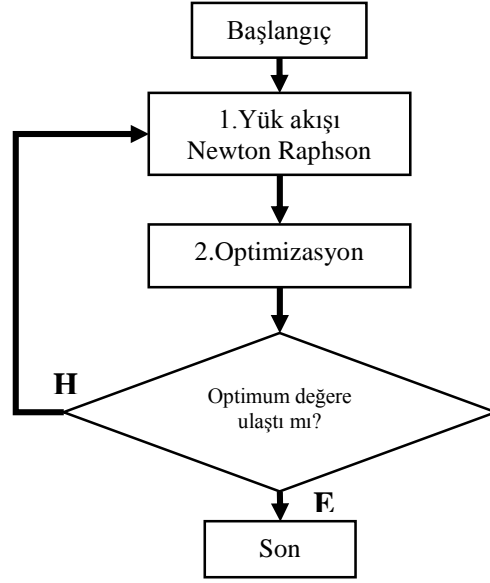
Bu tezde ayrıca güç sistemi mühendisliğinin önemli konularından biri olan YAAR ve AAAR problemlerinin optimum koordinasyonu ele alınmıştır. Burada YAAR'ın optimum koordinasyonunda MAF sunulmuştur. Bu amaç fonksiyonunun optimize edilmesinde ise HVBO algoritması kullanılmıştır. Bu MAF'lı HVBO algoritmasının YAAR'ın optimum koordinasyonunda etkinliğini göstermek için IEEE-8, IEEE-9 ve IEEE-15 bara test sistemine uygulanmıştır. Sonrasında bulunan sonuçlar literatür ile karşılaştırılmıştır. Bu yöntem sonrasında Türkiye'nin 10-bara dağıtım sistemi modelinde uygulanarak, adaptif aşırı akım koruma modeli sunulmuştur. Böylece bu tez çalışması ile güç sistemlerinde OYA, YAAR ve AAAR problemlerinin detaylı analizi yapılmıştır.

2. TEORİK TEMELLER

Bu bölümde tez kapsamında kullanılan temel teorik bilgilere ve yararlanılan optimizasyon algoritmalarına yer verilmiştir.

2.1 Optimum Yük Akışı

Yük akışı bir güç sistemindeki her baraya ait olan akım, gerilim, aktif ve reaktif güçten oluşan şebeke çözümüne verilen isimdir. Bir güç sisteminde hat, transformatör gibi güç sistemine ait teçhizatlara ait veriler sabit varsayıldığından ilgili güç sistemi doğrusal gibi düşünülürken, bunun tam aksine her baraya ait akım-gerilim arasındaki fark, aktif-reaktif güç üretim dengesi, baranın istenilen gerilim seviyesinde tutulması gibi şebeke ilişkileri doğrusal olmayan bir işlem olarak düşünülebilir (Chiang, 2013; Magnusson, 2013). OYA problemi genel olarak sürekli veya ayrık kontrol değişkenlerini içeren büyük ölçekli optimizasyon problemidir (Zihang, 2016). Bu yönü ile OYA probleminin çözümü güç sistemi kontrol değişkenlerinin ayarlanmasıyla aktif/reaktif güç kayıpları, işletme maliyetleri, voltaj kararlılığının iyileştirilmesi gibi seçilmiş bir amaç fonksiyonunu optimize eder. Bu optimizasyon işlemi eşitlik ve eşitsizlik kısıtları altında yapılmaktadır (Abido, 2002a). Literatürde OYA probleminin çözümü ilk olarak 1962’de önerilmiştir (Carpentier, 1962). Önerilen yöntemde optimum değeri buluncaya kadar dönüşümlü olarak 2 adımı tekrarlayarak çalışır. Bu yapı Şekil 2.1’de görüldüğü gibidir. İlk adım, sabit güç girişlerine göre Kircoff yasasını zorlayarak, elektrik dağıtımına ilişkin başlangıç değerlerini tahmin etmek için Newton Raphson yöntemini veya hızlı ayrıştırılmış teknik gibi yinelemeli bir yöntemi kullanır. İkinci adımda ise en dik iniş veya iç nokta yöntemi gibi teknikler kullanılarak tüm kısıtlamaların karşılanmasını sağlarken, amaç fonksiyonunu optimize etmek için bir çözüm bulur.



Şekil 2.1 : OYA probleminin temel yapısı (Carpentier, 1962)

Son yıllarda ise ikinci adımda sezgisel yöntemler kullanılmaya başlanmıştır. Bu yapı OYA için temel olmuştur. OYA problemi daha kapsamlı olarak Dommel ve Tinney (1968) tarafından klasik bir formülasyon yapısı ile sunulmuştur. Sonraki yıllarda OYA problemini çözmek için birçok farklı yöntem kullanılmıştır. Bu metotlardan bazıları lineer programlama (Mota ve Quintana, 1986; Momoh ve diğ., 1999), nonlinear programlama (Wei ve diğ. 1998; Wu ve diğ., 1994), kvadratik programlama (Burchett ve diğ., 1984; Fan ve Zhang, 1998) gibi OYA probleminin çözümünde uygulanan klasik çözümlerdir. Bu metotlar uzun yıllar kullanılmasına karşın günümüzde daha karmaşık hale gelen güç sistemleri, artan çevresel duyarlılık ve enerji verimliliği konularından dolayı bu çözüm metotları yetersiz gelmeye başlamıştır. Dolayısıyla ile, son yıllarda güç sistemlerinde OYA problemi için sezgisel algoritmalar yaygın olarak kullanılmaya başlanmıştır. Bu algoritmalar bilgisayar teknolojisinde sezgisel bir yaklaşımın problem çözümüne uygulandığı algoritmalarıdır. Sezgisel yöntemlerde karmaşık bir problemin daha basit hale gelmesi veya iyi bir sonuç bulabilmesi amaçlanır. Bunlar çoğunlukla populasyon temelli algoritmalarıdır. Sezgisel algoritmaların optimal yük akış problemine uygulanması literatürde oldukça geniş yer tutmaktadır. Örnek olarak; IEEE 30 bara test sisteminde farklı amaç fonksiyonlarının (yakıt maliyetinin minimizasyonu, voltaj profilinin iyileştirilmesi ve voltaj kararlılığının geliştirilmesi ... gibi) çözümü için parçacık sürü optimizasyon algoritması (Abido, 2002a), tabu arama algoritması (Abido, 2002b) ve genetik algoritma (Kahourzade ve diğ., 2015) kullanılmıştır. Genetik algoritma ve parçacık sürüsü optimizasyon algoritmaları bir araya

getirilerek oluşturulan hibrid algoritma örnek bir güç sisteminde OYA probleminin çözümü için kullanılmıştır (Awasthi ve diğ, 2017). Diğer bir çalışmada ise 16, 33 ve 69 bara test sisteminde ağı yeniden yapılandırılması probleminde bakteriyel yiyecek arama algoritması kullanılmıştır (Naveen ve diğ, 2015). Kaotik yapay arı koloni algoritması ile OYA problemine ek kısıtlamalar getirilerek, IEEE 30 bara test ve New England 39 bara test sistemine uygulanmıştır (Ayan ve diğ, 2015). Geliştirilmiş çarpışma optimizasyon algoritması IEEE 30 ve 118 bara test sisteminde yakıt maliyetinin minimizasyonu probleminde uygulanmıştır (Boucekara ve diğ, 2016). Levy yaklaşımı güve sürüsü algoritması kısıtlı OYA probleminin çözümü için IEEE 30, 57, 110 bara test sistemlerine uygulanmıştır (Mohamed ve diğ, 2017). Balina algoritması OYA probleminin çözümü için IEEE 14, 30 bara test sistemi ve Cezayir elektrik şebekesinin bir bölümüne uygulanmıştır (Medani ve diğ, 2018). Yusufçuk algoritması ve parçacık sürüsü algoritması kullanılarak oluşturulan hibrid algoritma IEEE 30 ve 57 bara test sistemlerinde OYA probleminin çözümü için uygulanmıştır (Khunkitti ve diğ, 2018).

OYA genel olarak,

- Güç sistemlerinin planlanması, mevcut şebekenin durumunun yorumlanmasına ve mevcut şebekede yapılacak değişikliklerin (yenilenebilir enerji santrali, yeni iletim hattı ya da transformatör ilavesi gibi işlemler) tahmin edilmesine olanak sağlar.
- Belli bir şebekeye yük giriş/çıkışı olduğunda onun elektriksel tepkisini en iyi biçimde sunar.
- Mevcut şebekelerde günlük enerji üretim/tüketim dengesinin sağlanması, enerji piyasası tahmini gibi önemli işlemleri gerçekleştirerek, enerjinin üretimden iletme ve tüketicilere en kaliteli biçimde ulaştırılmasına olanak sağlar.
- Ayrıca günümüzde oldukça popüler olan akıllı şebeke konseptinin alt yapısında kullanılarak, şebekeye anlık müdahale edilmesine olanak sağlar.

Bu bağlamda OYA'nın gerçek zamanlı olarak verimli şekilde çözülmesi, güç sisteminin kararlı işletilmesine katkı sağlar.

Yük akışının matematiksel formülasyonu güç sistemlerinde kontrol, planlama ve modelleme amacıyla yapılan tüm analizlerin temelini oluşturur. OYA'nın matematiksel formülasyonuna dayanan modellemeler güç sisteminin kontrol edilmesine olanak sağlar (Magnusson, 2013). OYA eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamalarına tabi bir amaç fonksiyonunu en aza indirmek için oluşturulan bir matematiksel denklemler bütünüdür. OYA probleminin formülasyonu Denklem 2.1-2.3'de verilmiştir (Abido, 2002a).

$$\min p(x, u) \quad (2.1)$$

$$\text{Subject to } r(x, u) = 0 \quad (2.2)$$

$$s(x, u) \leq 0 \quad (2.3)$$

Burada

i- $\min p(x, u)$ minimize edilecek amaç fonksiyonu, ii- $r(x, u)$ (eşitlik kısıtları), iii- $s(x, u)$ ise (eşitsizlik kısıtları)'dır.

OYA probleminde kontrol değişkenleri u , durum değişkenleri x ile gösterilmiştir. Bu değişkenler Denklem 2.4 ve Denklem 2.5'de verilmiştir (Abido, 2002a). OYA probleminde durum değişkenleri sistemin elektrik durumunu temsil eder. Bu değişkenler bara voltaj büyüklüğü, bara voltaj açısı, her baraya enjekte edilen aktif/reaktif güç, reaktif yük ve hat parametrelerini temsil eden değişkenleri içerir. Kontrol değişkenleri ise durum değişkenlerinin bir alt kümesidir (Zihang, 2016). Kontrol değişkenleri transformatörlere ait kademe değiştirici, şönt kapasitör ve indikatörü temsil eden değişkenlerden oluşur.

$$u_T = [P_{G2} \dots P_{GNG}, V_{G1} \dots V_{GNG}, T_1 \dots T_{NT}, Q_{C1} \dots Q_{CNC}] \quad (2.4)$$

- P_G : Üretim baralardaki aktif güç üretimini gösterir.
- V_G : Güç sistemindeki baraların voltaj büyüklüğünü gösterir.
- Q_C : Güç sistemindeki şönt kapasitörleri temsil eder.
- T : transformatörlere ait kademe değiştiricileri temsil eder.

burada NG, NC, NT sırasıyla jeneratörlerin sayısı, kondansatörlerin sayısı ve ayarlı transformatör sayısını temsil eder.

$$\mathbf{x}_T = [P_{Gx}, V_{L1} \cdots V_{LN PQ}, Q_{G1} \cdots Q_{QNG}, S_{L1} \cdots S_{LNL}] \quad (2.5)$$

burada, NPQ yük baralarını, NL hat sayısını, NG jeneratör sayısını ve Gx durum değişken vektörlerinden oluşan salınım barasını belirtir.

2.2 OYA Probleminde Kullanılan Amaç Fonksiyonları ve Kısıtlar

Bu bölümde, tez çalışmasındaki optimizasyon algoritmalarında kullanılan literatürdeki amaç fonksiyonları ve güç sistemlerinin kısıtlarına yer verilmiştir. Bu tez çalışmasında OYA probleminde minimize edilecek amaç fonksiyonu 5 adet başlık altında ele alınmıştır. Neredeyse tüm amaç fonksiyonları üretilen aktif ve reaktif gücün fonksiyonudur (Zihang, 2016). Bu amaç fonksiyonları aşağıda sıralanmıştır.

2.2.1 Yakıt maliyetinin minimizasyonu

Bu amaç fonksiyonu, güç sistemdeki toplam üretim maliyetini minimum düzeye çekmek için kullanılır. Genellikle güç sistemlerindeki termik birimlerin işletme maliyetinin en aza indirilmesi amaçlanır. Termik birimlerin maliyeti (ısı oranı eğrileri MW'a karşı maliyet) her bir jeneratörün kendi maliyetlerinin aktif güç üretiminin bir fonksiyonu olarak sunulur. Bu fonksiyon gerilim kontrollü baraların ürettiği güçlerin, her bir baraya ait olan maliyet katsayılarıyla çarpılması ile bulunur. OYA problemi için minimize edilecek saatlik yakıt maliyeti Denklem 2.6'da görüldüğü gibidir (Fergany ve Hasaniien, 2018);

$$\text{ObjF1} = \min F_{\text{tot}} = \min \sum_{n=0}^{NG} F_n(P_{Gi}) \text{ \$/h} \quad (2.6)$$

$$F_n(P_{Gi}) = a_n + b_n P_{Gi} + c_n P_{Gi}^2 \quad (2.7)$$

Burada:

- $F_n(P_{Gi})$ yakıt maliyet fonksiyonudur,
- P_{Gi} , i. baranın aktif güç üretimidir,

- a_n , i . jeneratörün temel yakıt maliyet katsayısıdır,
- b_n , i . jeneratörün ısıtıcı yakıt maliyet katsayısıdır,
- c_n , i . jeneratörün kuadratik yakıt maliyet katsayısıdır,
- NG, gevşek (slak) barada dahil toplam jeneratör sayısıdır

2.2.2 Aktif güç kayıplarının minimizasyonu

Güç sisteminde tüm iletim hatlarına ait kayıplarının en aza indirilmesi amaçlanır. Bu durum aktif güç üretimin azaltılmasına neden olur. Bu durum hem üretim maliyetinden tasarruf sağlanmasına hem de üretim rezervlerinin daha verimli kullanılmasına olanak sağlar. Güç sistemlerinde aktif güç kayıplarının minimizasyonu Denklem 2.8’de görüldüğü gibi hesaplanır (Akdag ve diğ, 2018).

$$\text{ObjF2} = f_{\text{kayıp}} = P_{GG} - P_D \quad (2.8)$$

Burada:

- Denklem 2.8’de $f_{\text{kayıp}}$ güç sisteminde aktif güç kayıplarını temsil eder,
- P_{GG} , toplam aktif güç üretimi,
- P_D , güç sisteminin toplam talep ettiği aktif güçtür.

2.2.3 Voltaj profilinin geliştirilmesi

Bir güç sisteminde her barada voltaj seviyesinin belli sınırlar içinde tutulması gerekir. Güç sisteminde baraların voltaj seviyelerinin genel durumu voltaj profili olarak bilinir. Voltaj profilinin istenilen seviyede tutulması için uluslararası standartlar belirlenmiştir (Charles, 2014). Genelde +/- % 5 seviyesinde kalması istenilen durumdur. Güç sistemlerinde voltaj seviyesinin bu sınırlar dışında düşüşü ve çıkışı istenilen durum değildir. Voltaj düşüşü uzun mesafeli hatlarda uygun yük akışının sağlanamadığı durumlarda görülür. Bir hattın uzunluğu arttıkça, endüktif reaktansı ve reaktif gücü artar. Böylece reaktif gücün artmasıyla hat üzerinde voltaj düşüşleri görülür ve hattın uzak/yakın baralarında voltaj sapsmaları oluşur (Vasiliki, 2016). Bara voltajlarını optimum seviyelerde tutmak, güç şebekesinin nominal şartlarda işletilmesine olanak sağlar. Bara voltajını optimum seviyelerde tutmak için yük

baralarının gerilim voltajının 1 pu ya da bu değere yakın olması amaçlanır. Bu durum yakıt maliyetinin minimize edilmesinde kullanılan amaç fonksiyonunda dikkate alınmaz. Bu yüzden yakıt maliyetine, voltaj profilinin iyileştirilmesine katkı sağlayan denklem eklenerek iki yönlü amaç fonksiyonunun minimize edilmesi amaçlanır (Chaib ve diğ, 2016). Bu durum Denklem 2.9 ile sağlanır.

$$\text{ObjF3} = \sum_{i=1}^{NG} a_n + b_n P_{Gi} + c_n P_{Gi}^2 + \lambda_{DE} \sum_{i=1}^{NPQ} |V_i - V_{REF}| \quad (2.9)$$

Burada,

- V_{REF} referans istenilen bara gerilimini gösterir (1pu),
- λ_{DE} (ağırlık faktörü) genelde 100 alınır,
- NPQ yük baralarının sayısını belirtir,
- V_i ilgili baranın voltaj gerilimini belirtir (pu).

2.2.4 Yakıt emisyonunun minimizasyonu

Fosil kaynaklı enerji üretim santralleri zararlı gazların (büyük çoğunluğunu NOx ve SOx oluşturduğu) atmosfere yayılmasına neden olur. Böylece atmosferdeki zararlı gaz emisyonu miktarında sürekli artış olur. Bu durumdan dolayı güç sistemlerinde yakıt emisyonunun minimizasyonu önemlidir. Denklem 2.10'da güç sistemlerinde yakıt emisyonunu minimize eden amaç fonksiyonu görülmektedir (Niknam ve diğ, 2011).

$$\text{ObjF4} = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2 + \xi_i \exp(\lambda_i P_{Gi})) \text{ ton/h} \quad (2.10)$$

Burada,

- $a_i, \beta_i, \gamma_i, \lambda_i$ i. üretim biriminin yakıt emisyon katsayılarıdır,
- γ_i (1/MW²), β_i (1/MW), a_i SO_x gazı ile ilişkilidir,

- ξ_i, λ_i (1/MW) NOx gazı ile ilişkilidir,
- P_{Gi} (MW) i . üretim biriminin aktif gücüdür.

2.2.5 Valf noktası yüklenmesi ile ikinci dereceden yakıt maliyetinin minimizasyonu

Güç sistemlerinde jeneratör maliyet fonksiyonlarının daha etkili modellenmesi amaçlanır. Bu durumdan ötürü amaç fonksiyonuna valf nokta etkisi eklenir. Üretim birimlerine valf-nokta etkisi dikkate almak için maliyet fonksiyonuna düzeltme terimi olarak sinusoidal terim eklenir (Duman, 2017). Valf nokta etkili optimum yük akışı problemi konveks olmayan karakteristiğe sahip ve çözümünün bulunması zor bir denklemdir. Bu denklem bir çok vanalı buhar tribünlerine sahip olan fosil bazlı termik üretim birimlerinde konveks olmayan yakıt maliyeti fonksiyonudur. Valf noktası etkili yakıt maliyetinin minimizasyonu Denklem 2.11 ile yapılır (Duman, 2017).

$$\text{ObjF5} = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + |d_i \sin(e_i (P_{Gi}^{\min} - P_{Gi}))| \quad (2.11)$$

Burada,

- d_i ve e_i i . üretim biriminin valf noktası etkili yakıt emisyon katsayılarıdır,
- P_{Gi}^{\min} i . üretim birimine ait minimum aktif güç üretim kapasitesidir.

2.2.6 Amaç fonksiyonları ile kullanılan kısıtlar

OYA’da optimizasyon probleminin kısıtları eşitlik ve eşitsizlik olmak üzere ikiye ayrılır.

Eşitlik kısıtları

OYA probleminin eşitlik kısıtları güç sisteminin fiziksel yapısını ifade eder. Eşitlik kısıtları aktif ve reaktif güç dengesini sağlayacak şekilde 2 adettir. Bu kısıtlar Denklem 2.12 ve Denklem 2.13’de görüldüğü gibi ifade edilir (Abido, 2002a);

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{Nb} [V_j (g_{h(i,j)} \cdot \cos(\theta_{(i,j)}) + b_{h(i,j)} \cdot \sin(\theta_{(i,j)}))] = 0 \quad (2.12)$$

$$Q_{Gi} + Q_{Ci} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{Nb} [V_j (g_{h(i,j)} \cdot \sin(\theta_{(i,j)}) - b_{h(i,j)} \cdot \cos(\theta_{(i,j)}))] = 0 \quad (2.13)$$

Burada,

- V_i, V_j sırasıyla i . ve j . baraların voltaj değeri,
- Nb bara sayısı,
- P_{Gi} ve Q_{Gi} sırasıyla i . baranın aktif güç ve reaktif güç üretimini,
- P_{Di} ve Q_{Di} ise i . baranın aktif güç ve reaktif güç talebini temsil eder,
- $g_{h(i,j)}, b_{h(i,j)}$ ise sırasıyla kondüktans, süseptans değerlerini,
- $\theta_{(i,j)}$ baraların voltaj değerleri arasındaki faz farkını belirtir.

Eşitsizlik kısıtları

Güç sistemlerinde, optimum yük akışının sağlanabilmesi için bazı değişkenlerin güç sistemi sınırları arasında olması istenilir. Bu kısıtlara operasyon kısıtları denir (Zihang, 2016). Bu kısıtlar Denklem 2.14-2.19’da görüldüğü gibidir.

Jeneratör baralarının aktif güç üretim limitleri,

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad i = 1,2, \dots NG \quad (2.14)$$

Jeneratör baralarının reaktif güç üretim limitleri,

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad i = 1,2, \dots NG \quad (2.15)$$

Tüm baralara ait voltaj limit değerleri,

$$V_i^{min} \leq |V_i| \leq V_i^{max} \quad i = 1,2, \dots Nb \quad (2.16)$$

Transformatörlere ait kademe değıştiricisinin limit değerleri,

$$T_k^{min} \leq |T_k| \leq T_k^{max} \quad k = 1,2, \dots NT \quad (2.17)$$

Tüm hatların taşıma kapasitesine ait limit değerleri (MVA),

$$S_{Li} \leq S_{Li}^{max} \quad L_i = 1,2, \dots NL \quad (2.18)$$

Güç sistemine eklenecek kapasitör bankalarının limit değerleri,

$$Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad i = 1,2, \dots NC \quad (2.19)$$

Burada,

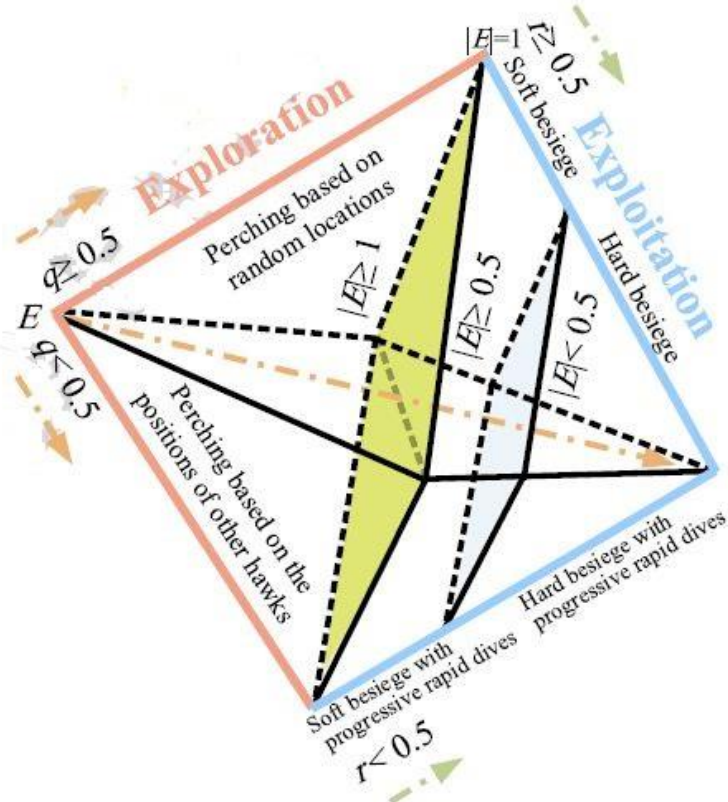
- NG voltaj kontrollü bara sayısı,
- Nb bara sayısı,
- P_{Gi} i. baradaki jeneratörün aktif gücü,
- Q_{Gi} i. baradaki jeneratöre ait reaktif güç,
- Q_{ci} i. baraya eklenecek şönt kapasitör değeri,
- V_i i. bara gerilimine ait limit voltaj değerleri,
- S_{Li} hat taşıma kapasitesi,
- NT transformatör sayısı,
- NC reaktif güç eklemesi için eklenmiş bara sayısını belirtir,
- T_k kademe değıştirici sayısıdır.

2.3 Tez Kapsamında Kullanılan Sezgisel Optimizasyon Algoritmaları

Sezgisel optimizasyon algoritmaları, güç sistemleri gibi karmaşık amaç ve kısıt fonksiyonlarına sahip problemler için uygun bir sonuç bulabilir. Sezgisel algoritmalar, bir probleminin matematiksel modelinin tam bilinmediği durumlarda, uygun bir amaç fonksiyonuyla yaklaşık bir çözüm üretme yeteneğine sahiptir (Ateş, 2018). Sezgisel algoritmalarda, bir problemin başlangıç değerleri deterministik veya sezgisel oluşturulabilir. Bu durum problemin yapısına göre değişkenlik gösterir. Bu tez çalışmasında farklı test sistemleri ve güç sistemi problemlerinde (OYA ve röle probleminde) problemin yapısına göre farklı sezgisel optimizasyon algoritmaları kullanılmıştır. Aşağıdaki alt bölümlerde tez kapsamında kullanılan literatürdeki optimizasyon algoritmalarına yer verilmiştir.

2.3.1 Harris Şahini optimizasyon algoritması

HŞO algoritmasında doğanın zeki kuşlardan biri olan Harris şahinlerinin avlanma stratejisi taklit edilmiştir. Harris şahinleri avını belirlediği zaman, önce bir keşif planı sonrasında saldırma stratejisi geliştirir. HŞO, av stratejisine göre keşif ve sömürücü aşamalarına sahiptir. Harris şahinlerinin bu özellikleri 2019 yılında Heidari tarafından matematiksel olarak modellenerek sunulmuştur (Heidari ve diğ., 2019). HŞO popülasyon temelli, gradyansız bir optimizasyon tekniğidir. HŞO, uygun bir formülasyona sahip mühendislik problemlerine uygulanabilir. Bu tezde, uygun formülasyona sahip OYA problemine HŞO uygulaması yapılmıştır. Şekil 2.2'de HŞO'nun tüm safhaları görülmektedir.



Şekil 2.2 : HŞO algoritmasının tüm safhaları (Heidari ve diğ., 2019)

Keşif aşamasında; Harris şahinlerinin keşif stratejisi modellenmiştir. Harris şahinleri çoğunlukla güçlü gözleriyle avını görebilir ancak bazı zamanlarda avını kolayca farkedebilmek için zaman zaman çöl bölgesinde bekleyip, gözlem yaparlar. Bu olay bir döngüde devam eder. Bu döngülerde olan Harris Şahinleri aday çözümlerdir. Her bir döngüde ava en iyi pozisyonda olan şahin, optimum çözümü belirtir. Harris şahinleri bir bölgede rastgele dolaşırken iki adet keşif stratejisine sahiptirler. Bu stratejiler Denklem 2.20'deki gibidir. Burada q değeri hangi stratejinin devrede olacağını belirten olasılık değeridir .

$$x(t + 1) = \begin{cases} x_{rand}(t) - r_1|x_{rand}(t) - 2r_2x(t)|, & q \geq 0.5 \\ (x_{rabbit}(t) - x_m(t)) - r_3(LB + r_4(UB - LB)), & q < 0.5 \end{cases} \quad (2.20)$$

Burada $x(t + 1)$ her iterasyondaki Harris Şahini'nin pozisyon vektörüdür. $x_{\text{rabbit}}(t)$ avın pozisyon vektörü, $x(t)$ şahinin güncel pozisyonu, r_1, r_2, r_3, r_4 ve q ise rassal sayılardır (0,1). LB, UB sırasıyla alt değer ve üst değerdir. $x_{\text{rand}}(t)$, mevcut popülasyondan rastgele seçilen bir şahini gösterirken, $x_m(t)$ mevcut şahin popülasyonunun ortalama pozisyonudur. Ortalama pozisyon Denklem 2.21 kullanılarak bulunur.

$$x_m(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i(t) \quad (2.21)$$

Burada ,

- N şahin sayısı,

- t iterasyon sayısıdır.

Keşiften saldırıya geçiş safhasında, Harris şahinleri keşif işlemini tamamladıktan sonra avın enerjisine göre farklı saldırı biçimleri geliştirebilir. Kaçma esnasında avın enerjisi önemli ölçüde azalır. Bu durumun matematiksel modeli Denklem 2.22'de görüldüğü gibidir.

$$E = 2E_0 \left(1 - \frac{t}{T}\right) \quad (2.22)$$

Burada,

- E kaçan avın enerjisi,

- E_0 avın ilk enerjisi,

- T maksimum yineleme sayısıdır.

Saldırı aşamasında, Harris Şahini avına saldırarak sürpriz sıçrama hareketini yapar. Avıda bu duruma reaksiyon göstererek, kaçmaya çalışır. Bu reaksiyona karşılık, Harris Şahini farklı stratejiler geliştirir. Algoritmada bu durum 4 farklı strateji olarak kurgulanmıştır ve bu stratejiler şöyle sıralanmıştır;

i- Yumuşak kuşatma aşamasında, Harris şahini avına yanıltıcı atlamalar yaparak onun enerjisini azaltmaya çalışır ($r \geq 0.5$, $E \geq 0.5$). Bu yumuşak kuşatma stratejisi algoritmada matematiksel olarak, Denklem 2.23 ve 2.24'deki gibidir.

$$x(t + 1) = \Delta x(t) - E|Jx_{rabbit}(t) - x(t)| \quad (2.23)$$

$$\Delta x(t) = x_{rabbit}(t) - x(t) \quad (2.24)$$

Burada,

- r kaçan avın avlanma şansı,

-E ise tavşanın enerjisi,

- $\Delta x(t)$ t. iterasyondaki mevcut konum ile avın (tavşanın) mevcut konumu arasındaki fark,

-J doğal tavşan hareketini benzetmek için her iterasyonda değişen bir değerdir.

ii- Sert kuşatma aşamasında avın enerjisi oldukça azalmış durumdadır ($r \geq 0.5$, $|E| \leq 0.5$). Harris şahini avına sürpriz pençesini atmak için neredeyse hiç kuşatmamaktadır. Bu durum matematiksel olarak Denklem 2.25'deki gibi modellenmiştir.

$$x(t + 1) = x_{rabbit}(t) - E|\Delta x(t)| \quad (2.25)$$

Bu stratejide, avın (tavşan) enerjisi önemli ölçüde azalır ($r \geq 0.5$, $|E| \leq 0.5$). Harris Şahini sürpriz saldırıyı gerçekleştirmek için şaşırmış avı neredeyse kuşatmaz.

iii- Aşamalı hızlı dalışlarla yumuşak kuşatma aşamasında, av kaçmak için yeterli enerjiye sahiptir. Harris şahini ise süpriz sıçramadan önce hala yumuşak kuşatma yapmaktadır. Bu süreç önceki strateji adımından daha akıllıdır. Şahinler yumuşak kuşatmaya başlamadan önce bir sonraki hamlesine Denklem 2.26'ye göre karar verdiği düşünülmektedir.

$$Y = x_{rabbit}(t) - E|Jx_{rabbit}(t) - x(t)| \quad (2.26)$$

Sonrasında böyle bir hareketin iyi bir dalış olup olmayacağına karar vermek için, bu durum önceki dalış ile karşılaştırılır. Eğer durum uygun değilse şahinler avına ani dalış yaparlar. Buna karar verme esnasında Levy Flight tabanlı bir hareket yapısı kullanılır. Bu durum Denklem 2.27'de verilmiştir.

$$Z = Y + SxLF(D) \quad (2.27)$$

Burada D problem boyutudur. S , $1xD$ boyutunda rastgele bir vektördür. Y , avın azalan enerjisine göre konumunu belirtirken; Z , şahinin avına hamle yapıp yapmayacağına karar veren değişkendir. LF ise levy fonksiyonudur ve Denklem 2.28 kullanılarak bulunur.

$$LF(x) = 0.01x \left(\frac{\mu x \sigma}{|\mu|^{\frac{1}{\beta}}} \right), \sigma = \left[\frac{\Gamma(1+\beta)x \sin(\frac{\pi\beta}{2})}{\Gamma(\frac{1+\beta}{2})x\beta x 2^{\frac{\beta-1}{2}}} \right] \quad (2.28)$$

Burada,

- u, v (0-1) arası rastgele sayı,

- β ise 1.5'dir.

Yumuşak kuşatma evresindeki şahinlerin pozisyonlarını güncellemek için Denklem 2.29 kullanılır.

$$x(t + 1) = \begin{cases} Y & \text{if } F(Y) < f(x(t)) \\ Z & \text{if } F(Z) < F(x(t)) \end{cases} \quad (2.29)$$

Burada Y ve Z Denklem 2.26 ve 2.27 kullanılarak bulunur.

iv- Aşamalı hızlı dalışlarla sert kuşatma aşamasında, av kaçmak için yeterli enerjiye sahip değildir. Harris şahini, avını yakalamak için sürpriz sıçramadan önce sert bir kuşatma yapar. Sert kuşatma durumu Denklem 2.30 kullanılarak bulunur.

$$x'(t + 1) = \begin{cases} Y' & \text{if } F(Y') < f(x(t)) \\ Z' & \text{if } F(Z') < F(x(t)) \end{cases} \quad (2.30)$$

burada Y' ve Z' Denklem 2.31 ve 2.32 ile bulunur.

$$Y' = x_{rabbit}(t) - E|Jx_{rabbit}(t) - x(t)| \quad (2.31)$$

$$Z' = Y + SxLF(D) \quad (2.32)$$

HŞO algoritmasına ait sözde kod aşağıda görüldüğü gibidir.

- **Algoritma 1: HŞO Algoritması Sözde Kodu**

Girişler: N populasyon boyutu, T iterasyon sayısı

Rastgele populasyon başlatılır X_i ($i = 1, 2, \dots, N$)

while (durma koşulu sağlanmadığında) do

Her şahinin optimum degerini hesapla

Xrabbit/prey tavşanın yeri olarak ayarla(en iyi konum)

for (her şahin için (Xi)) do

Başlangıç enerjisi E0 ve koçma gücü J güncelleyin

E0 = 2rand() - 1, J = 2(1 - rand())

Denklem (2.22) ile E'yigüncelleyin

if (|E| ≥ 1) olursa ☐ Keşifaşaması

Denklem. (2.20) ile konum vektörünü güncelle

if (|E| < 1) olursa ☐ Sömürge Aşaması

if (r ≥ 0.5 and |E| ≥ 0.5) olursa ☐ Yumuşak kuşatma

Denklem (2.23) ile konum vektörünü güncelle

else if (r ≥ 0.5 and |E| < 0.5) olursa ☐ Sert kuşatma

Denklem (2.25) ile konum vektörünü güncelle

else if (r < 0.5 and |E| ≥ 0.5) olursa ☐ yumuşak kuşatma

hızlı dalışlarla yumuşak kuşatma

Denklem (2.29) ile konum vektörünü güncelle

else if (r < 0.5 and |E| < 0.5) then ☐ Sert kuşatma

hızlı dalışlarla sert kuşatma

Denklem (2.30) ile konum vektörünü güncelle

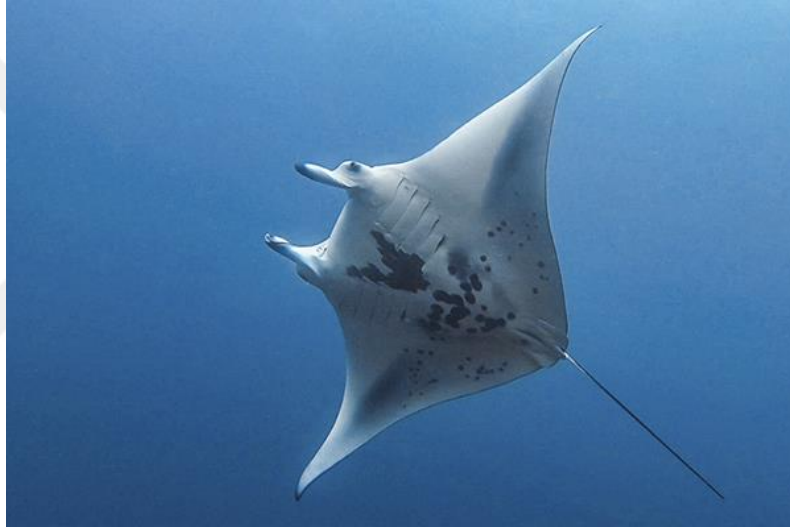
Return Xrabbit

HŞO yönteminde amaç fonksiyonu x_{rabbit} değişkeni ile tanımlanır. İlgili minimize edilecek amaç fonksiyonundaki girdilere göre amaç fonksiyonu minimize edilir. Örneğin Denklem 2.6'daki amaç fonksiyonunda girdi P_{Gi} jeneratörlerin aktif güç değeridir.

2.3.2 Hayalet vatoz beslenme optimizasyon algoritması

HVBO algoritması doğadan ilham alan gerçek mühendislik problemlerine uygulanmak için sunulan yeni bir algoritmadır (Zhao ve diğ, 2020). Şekil 2.3'de görülen hayalet vatoz doğadaki en yüksek beyin-gövde kütle oranına sahip canlılardanır. Bu yüzden

oldukça zeki oldukları kabul edilir. Bu nedenle bu canlının akıllı davranışları HVBO'ya ilham kaynağı olmuştur. HVBO, 3 adımda hayalet-vatoz beslenme stratejisini taklit eder. Bunlardan ilki yiyecek arama stratejisidir. Bu stratejide yüzlerce hayalet-vatoz peş peşe dizilir. Sonrasında en öndeki hayalet-vatoz plankton sürüsünü bulup beslenmeye başladığında, kaçırılan planktonlar arkadakiler tarafından kaldırılır. İkincisi spiral yiyecek arama stratejisidir. Bu stratejide besin çok olduğunda sürüdeki hayalet-vatozlar bir araya gelirler. Burada ağzını açan hayalet-vatozlar suyu filtre ederek, bu sudan planktonu ayırıp açık ağızlarından içeri alırlar. Üçüncüsü ise takla atarak yiyecek arama stratejisidir. Bu stratejide hayalet-vatozlar bir plankton sürüsü bulduğunda, bu sürü etrafında dönme hareketi yaparak besin alımını optimize ederler.



Şekil 2.3 : Hayalet vatoz

Hayalet-vatozlara ait 3 yiyecek arama stratejisinin matematiksel modeli aşağıdaki gibi açıklanmıştır.

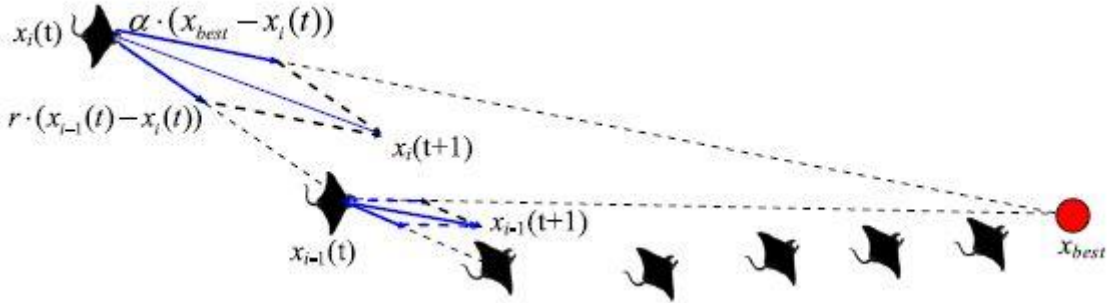
Yiyecek arama stratejisinde, hayalet vatozlar bir araya gelerek, yem zinciri oluştururlar. İlk birey harici diğer hayalet vatozlar sadece yiyeceğe değil, önündeki bireye doğru hareket ederler. Bu aşamada her yinelemede her bir birey, bulunan en iyi çözüm ve öndeki bireyin çözümü ile güncellenir. Bu strateji Şekil 2.4'de verildiği gibidir. Bu durumun matematiksel modeli Denklem 2.33 ve 2.34'de verilmiştir.

$$x_i^d(t+1) = \begin{cases} x_i^d(t) + r \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) + \alpha \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots \\ x_i^d(t) + r \cdot (x_{i-1}^d(t) - x_i^d(t)) + \alpha \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots, N \end{cases} \quad (2.33)$$

$$\alpha = 2 \cdot r \cdot \sqrt{|\log(r)|} \quad (2.34)$$

Burada $x_i^d(t)$; d . boyut, t . zamandaki i . bireyin pozisyonudur. r [0-1] arasında rassal sayıdır. α ; ağırlık katsayısıdır. $x_{best}^d(t)$, yüksek konstrasyonlu planktonun konumudur (besindir).

i . bireyin pozisyon güncellemesi, $(i - 1)$. bireyin pozisyonu ve $x_{best}(t)$ (besinin konumu) ile bulunur.



Şekil 2.4 : Hayalet vatozun yiyecek arama stratejisindeki davranışı (Zhao ve diğ., 2020)

Spiral yiyecek arama stratejisinde, her birey sadece önündeki bireyi takip etmez, aynı zamanda besini spiral hareket yaparak takip eder. Bu strateji Şekil 2.5’de verildiği gibidir. Bu durumun matematiksel modeli Denklem 2.35’de verilmiştir.

$$X_i(t+1) = \begin{cases} X_{best} + r \cdot (X_{i-1}(t) - X_i(t)) + e^{bw} \cdot \cos(2\pi w) \cdot (X_{best} - X_i(t)) \\ Y_{best} + r \cdot (Y_{i-1}(t) - Y_i(t)) + e^{bw} \cdot \sin(2\pi w) \cdot (Y_{best} - Y_i(t)) \end{cases} \quad (2.35)$$

Burada, w [0,1] arası rassal sayıdır.

Bu hareket $n - D$ uzayında genişletilirse matematik modeli aşağıdaki gibi olur;

$$x_i^d(t+1) = \begin{cases} x_{best}^d(t) + r \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots \\ x_{best}^d(t) + r \cdot (x_{i-1}^d(t) - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots, N \end{cases} \quad (2.36)$$

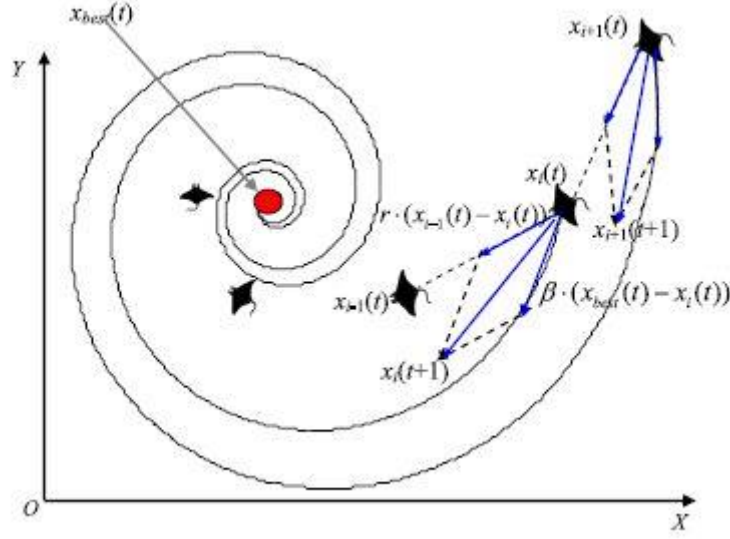
$$\beta = 2e^{r_1 \frac{T-t+1}{T}} \cdot \sin(2\pi r_1) \quad (2.37)$$

Burada β ağırlık faktörü, T maksimum iterasyon sayısı, r_1 [0-1] arası rassal sayısıdır. Bu aşamada her bireyi mevcut arama yaptığı alanın dışına çıkarmak için tüm arama alanını referans olarak yeni bir rastgele konuma atayabiliriz. Böylece HVBO kapsamlı bir global arama yapar. Bu durumun matematiksel modeli aşağıdaki gibidir;

$$x_{rand}^d = Lb^d + r \cdot (Ub^d - Lb^d) \quad (2.38)$$

$$x_i^d(t+1) = \begin{cases} x_{rand}^d + r \cdot (x_{rand}^d - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{rand}^d - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots \\ x_{rand}^d + r \cdot (x_{i-1}^d(t) - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{rand}^d - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots, N \end{cases} \quad (2.39)$$

Burada x_{rand}^d , arama uzayındaki rastgele sayıdır. Lb^d ve Ub^d sırasıyla d . boyutun sırasıyla alt ve üst limit değerleridir.

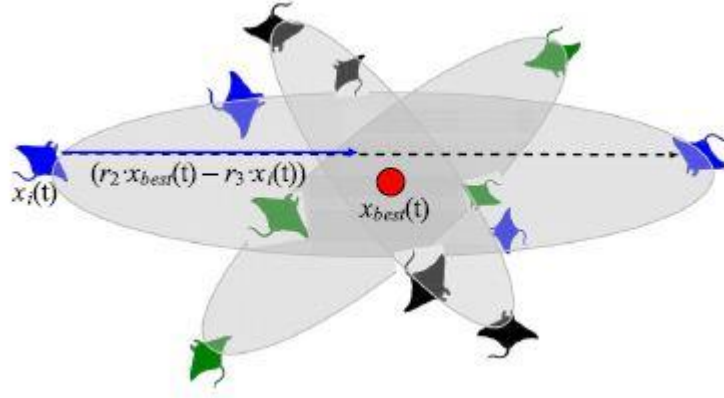


Şekil 2.5 : Hayalet vatozun spiral yiyecek arama stratejisindeki davranışı (Zhao ve diğ., 2020)

Takla atarak yiyecek arama stratejisinde, yemeğin konumu pivot olarak görülür. Her birey pivot etrafında yüzmeye, dönmeye isteklidir. Sonrasında her birey yeni bir konuma takla atarak ulaşmaya çalışır. Böylece her birey pozisyonununu daima en iyi pozisyon etrafında günceller. Bu durum Şekil 2.6’de görüldüğü gibidir. Bu durumun matematik modeli Denklem 2.40’da verilmiştir.

$$x_i^d(t+1) = x_i^d(t) + S \left(r_2 \cdot x_{best}^d - r_3 \cdot x_i^d(t) \right) \quad i = 1, \dots, N \quad (2.40)$$

S takla atma faktör değeridir. r_2 ve r_3 sırasıyla $[0-1]$ aralığında rastgele sayılardır. Denklem 2.40’e göre takla atma tanımı ile her bireyin mevcut pozisyonu ile simetrik pozisyonu arasındaki şimdiki kadarki en iyi pozisyon belirlenir. Sonrasında bu pozisyon ile yeni bir arama alanındaki herhangi bir pozisyona hareket etmesi mümkün olur. Bireylerin bulunduğu mevcut pozisyon ile şimdiki kadarki en iyi pozisyon arasındaki mesafe azaldıkça mevcut pozisyonundaki bozulmalar azalır. Böylece tüm bireyler aşamalı olarak en uygun çözüme yaklaşır.



Şekil 2.6 : Hayalet vatozun takla atarak yiyecek arama stratejisindeki davranışı (Zhao ve diğ, 2020)

HVBO algoritmasına ait sözde kod aşağıdaki gibidir,

- Algoritma 2: HVBO Algoritması Sözde Kodu

N popülasyonunun boyutunu, T maksimum yineleme sayısını belirtir. Her hayalet vatoz ile $f_i = f(x_i)$ uygunluk fonksiyonu hesaplanır (amaç fonk) ve devamında şimdiye kadar bulunan en iyi çözüm elde edilir. Burada x_u ve x_l problem uzayındaki üst ve alt limitleri belirtmektedir.

While durdurma kriterine ulaşıldımı

FOR $i=1$ *TO* N *DO*

IF $rand < 0.5$ *THEN* // Siklon yiyecek arama

IF $t/T_{max} < rand$ *THEN*

$$x_{rand}(t) = x_1 + rand(x_u - x_l)$$

$$x_i^d(t+1) =$$

$$\begin{cases} x_{rand}^d + r \cdot (x_{rand}^d - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{rand}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots \\ x_{rand}^d + r \cdot (x_{i-1}^d(t) - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{rand}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots, N \end{cases}$$

ELSE

$$x_i^d(t+1) = \begin{cases} x_{best}^d(t) + r \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots \\ x_{best}^d(t) + r \cdot (x_{i-1}^d(t) - x_i^d(t)) + \beta \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots, N \end{cases}$$

END IF

ELSE // yiyecek arama

$$x_i^d(t+1) = \begin{cases} x_i^d(t) + r \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) + \alpha \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots \\ x_i^d(t) + r \cdot (x_{i-1}^d(t) - x_i^d(t)) + \alpha \cdot (x_{best}^d(t) - x_i^d(t)) & i = 1, 2, \dots, N \end{cases}$$

END IF

Her birey için amaç fonk. hesaplanır $f(x_i(t+1))$. IF $f(x_i(t+1)) < f(x_{best})$

THEN $x_{best} = x_i(t+1)$

ELSE //Takla atma

FOR $i = 1$ TO N DO

$$x_i^d(t+1) = x_i^d(t) + S(r_2 \cdot x_{best}^d - r_3 \cdot x_i^d(t)) \quad i = 1, \dots, N$$

Her birey için amaç fonk. hesaplanır $f(x_i(t+1))$. IF $f(x_i(t+1)) < f(x_{best})$

THEN $x_{best} = x_i(t+1)$

END FOR.

END WHILE.

Return şimdiye kadarki en iyi değer sunulur x_{best}

HVBO yönteminde amaç fonksiyonu $x_i(t)$ değişkeni ile tanımlanır. İlgili minimize edilecek amaç fonksiyonundaki girdilere göre amaç fonksiyonu minimize edilir. Örneğin Denklem 2.8'deki amaç fonksiyonunda girdi P_{Gi} jeneratörlerin aktif güç değeridir.

2.3.3 İyileştirilmiş su çevrim algoritması

Su çevrim algoritması doğadan esinlenerek, 2012 yılında Eskandar tarafından sunulan doğa temelli bir optimizasyon algoritmasıdır (Eskandar ve diğ., 2012). Su, yağın kar ve yağmurun etkisi ile yüksek dağ yamaçlarından ovaya akarak vadi zemininde zamanla

dere ve nehri oluşturur. Bu nehir ve dereler her zaman yokuş aşağı akış gösterir. Bu yolculuk göl, baraj ve deniz ile sonlanır. Bu döngüye bitkilerin fotosentezi, nehir ve denizlerdeki buharlaşmada eklenince basit su çevrim döngüsü oluşur. Bu döngüde suların çoğu toprağa sızarak yer altı kanallarına ulaşır. Sonuç olarak bu döngü dereden nehre, nehirden denize akacak şekilde devam eder (Eskander ve diğ, 2012). SÇA'nın bu döngüsü Şekil 2.7'de görüldüğü gibidir. Sonrasında SÇA algoritması geliştirilerek, İSÇA önerilmiştir (Korashy ve diğ, 2019).

İSÇA algoritmasında popülasyon, yağmur yağması ile yağışın başladığı bir kurgu üzerine kurulur. En iyi birey denize, diğer en iyi bireyler nehre, diğerleri ise dereye akacak şekilde kurgulanır. Burada yağmur damlaları Denklem 2.41'deki $[1xNdeg]$ dizi ile gösterilir.

$$Yagmurdamlaları = [x_1, x_2, \dots, x_n] \quad (2.41)$$

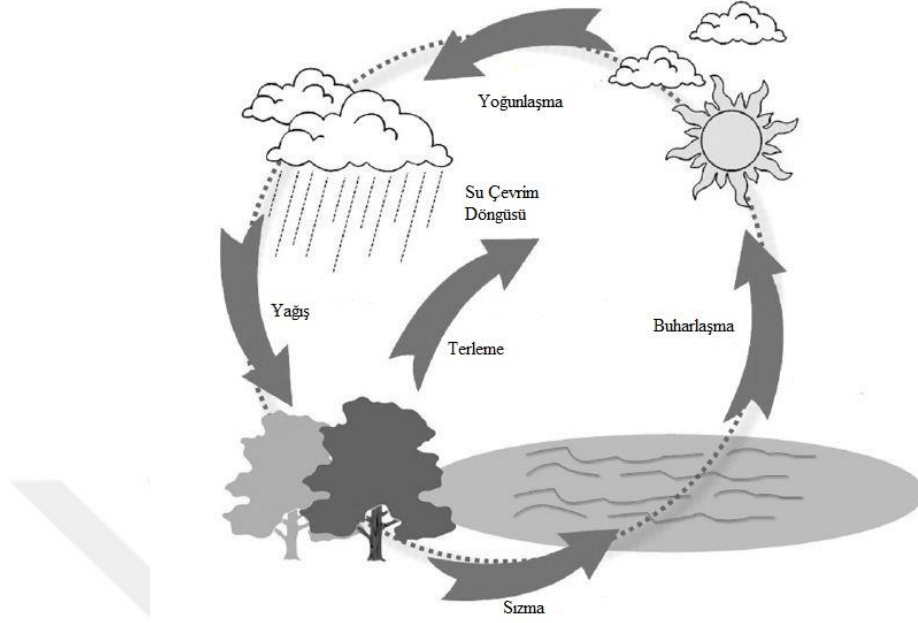
Optimizasyonda her bir yağmur damlası çözümünü gösterir (Denklem 2.42). $Npop$, yağmur damlalarının sayısını belirtir.

$$\begin{bmatrix} yagmurdamlası1 \\ yagmurdamlası2 \\ \vdots \\ yagmurdamlasıNpop \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1^1 & \dots & x_{Ndeg}^1 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_1^{Npop} & \dots & x_{Ndeg}^{Npop} \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

Bir yağmur damlasının maliyeti Denklem 2.43 ile bulunur.

$$Cost_i = f(x_1^i, x_2^i, \dots, x_{Ndeg}^i) \quad i = 1, 2, \dots, Npop \quad (2.43)$$

Denklem 2.42'de oluşturulan matriste, en iyi bireylerin bir kısmı denize ve nehre akacak şekilde seçilir. Bu seçilen bireylerin içinde en küçük değere sahip olan, deniz olarak seçilir. Geriye kalanlar ise denize ya da nehre akacak dereleri temsil eder. Bu durum Denklem 2.44 ve 2.45'de gösterildiği gibidir.



Şekil 2.7 : Temel su çevrim döngüsü (Eskandar ve diğ, 2012)

$$Ndn = Nehirtoplamsayısı + 1(\text{deniz}) \quad (2.44)$$

$$Nyagmurdamları = Npop - Ndn \quad (2.45)$$

Sonrasında yağmur akış yoğunluğu Denklem 2.46 ile bulunur. Burada NDn belli nehir ya da denize akacak derelerin numarasını belirtir.

$$NDn = \text{yuvarla} \left\{ \frac{Costn}{\sum_{i=1}^{Ndn} costi} \times Nyagmurdamları \right\} \quad n = 1, 2, \dots, Ndn \quad (2.46)$$

Denklem 2.47'de verilen rastgele uzaklığı kullanılarak, derelerin nehre doğru akış göstermesi sağlanır.

$$X \in (0, c \times d), c > 1 \quad (2.47)$$

Denklem 2.47’de c değeri 1 ile 2 arası rastgele bir değerdir. Dere ve nehir arasındaki mevcut mesafe d olarak gösterilir. c 'nin 1 değerinden büyük olması, akarsuların nehirlere doğru farklı yönlerde akmasını sağlar. Geleneksel SÇA’da c değeri genelde 2 olarak alınmaktadır (Eskander ve diğ, 2012). İSÇA algoritmasında ise c değeri (1 ve 2 değerleri arasında) iterasyon sayısına göre değişecek şekilde hesaplanmıştır (Korashy ve diğ, 2019). İSÇA’da c değeri Denklem 2.48’ya göre seçilip, yeni pozisyonlar Denklem 2.49 ve Denklem 2.50 ile bulunur.

$$c^i = 2 - \left(1 - \frac{1}{\text{maksiterasyon}}\right)^2 \quad (2.48)$$

$$x_{dere}^{i+1} = x_{dere}^i + \text{rand} \times c^i \times (x_{Nehir}^i - x_{dere}^i) \quad (2.49)$$

$$x_{Nehir}^{i+1} = x_{Nehir}^i + \text{rand} \times c^i \times (x_{Deniz}^i - x_{Nehir}^i) \quad (2.50)$$

Rand sayısı 0-1 arasında orantılı dağıtılmış rastgele bir sayıdır. Bir dere tarafından bulunan çözüm onun bağlı olduğu nehirden daha iyi ise nehir ve dere yer değişir. Aynı ilişki nehir ve deniz arasında da geçerlidir. Buharlaşma adımı ise algoritmayı erken yakınsamadan korur. Buharlaşan su tekrar yağışların oluşmasına neden olur. Bu yağışlar yeni derelerin, nehirlerin ve denizlerin oluşmasına olanak sağlar. Bu döngüye su çevrimi denilir. Aşağıdaki sözde kod nehrin denize akıp akmayacağını, nasıl tespit edileceğini göstermektedir. Böylece daha hassas problemler için optimum sonuçların bulunmasını sağlar.

Sözde kod-1: $\text{if } |x_{deniz}^i - x_{nehir}^i| < dmaks \quad i = 1, 2, \dots, Ndn - 1$

Buharlaşma ve yağış işlemi

end

Ayrıca, İSÇA’da buharlaşma koşulu denize ait dereleri kontrol etmek içinde kullanılır.

Sözde kod-2: $if |x_{deniz}^i - x_{dere}^i| < dmaks \quad i = 1, 2, \dots, Ndn - 1$

Buharlaşma ve yağış işlemi

end

Burada $dmaks$ sifira yakın bir değerdir. $dmaks$ (Nehir ve deniz arasında mesafe) çok küçüldüğünde nehrin denize yaklaştığını ve buharlaşma işleminin başlayıp, yağmurun tekrar yağacağını gösterir. $dmaks$ küçüldükçe denize yakın arama sağlar. Bu değer optimum çözüümü temsil eder. $dmaks$ 'ın değerinin, iterasyon sayısına göre azalması Denklem 2.51'da görüldüğü gibidir. Sonrasında buharlaşma adımının tamamlanmasıyla, yeni dere için yeni konum Denklem 2.52'de gösterildiği hesaplanır.

$$d_{maks}^{i+1} = d_{maks}^i - d_{maks}^i / maksyineleme \quad (2.51)$$

$$x_{dere}^{yeni} = LB + rand \times (UB - LB) \quad (2.52)$$

LB alt sınır iken UB üst sınırdır.

Eğer bu çalışmada olduğu gibi kısıtlı bir mühendislik problemine bu algoritma uygulanacak ise hesaplama hızı ve yakınsama oranı artırılmalıdır (Eskandar ve diğ, 2012). Bu durum Denklem 2.53 kullanılarak, doğrudan denize akan derelerin oluşmasının teşvik edilmesi ile sağlanır.

$$x_{dere}^{yeni} = x_{deniz} + \sqrt{\mu} \times rand(1, Ndeg) \quad (2.53)$$

μ denize yakın arama bölgesinin aralığıdır. Bu değer bu çalışmada 0,1 alınmıştır. Burada μ standart sapmadır.

İSÇA'ya ait sözde kod aşağıdaki gibidir,

- *Algoritma 3: İSÇA Sözde Kodu*

İSÇA parametreleri ayarlanır: N_{pop} , N_{sr} , d_{max} , and $Maximum_Iteration$.

Nehire ve denize akan derelerin sayısı denklem 2.51 ve 2.52 kullanılarak bulunur

İlk popülasyon rastgele oluşturulur

Akış yoğunluğu bulunur (Denize ve nehre ne kadar dere akacağı belirlenir Denklem 2.46

while (t < Maximum_Iteration) or (any stopping condition)

for i = 1 : Population Size (Npop)

Burada c değeri (1 ve 2 değerleri arasında) iterasyon sayısına göre değişecek şekilde belirlenir Denklem (2.48)

Denize ve nehre akış göstermeye karşılık gelen dere sayısı Denk. (2.49) ve (2.50) kullanılarak bulunur.

Oluşturulan dereler için amaç fonk (uygunluk) hesapla

if F_New_Stream < F_river

River = New_Stream;

if F_New_Stream < F_Sea

Sea = New_Stream;

end if

end if

Denize ulaşan nehir sayısı Denklem (2.50) ile bulunur

Oluşturulan nehirler için amaç fonk (uygunluk) hesapla

if F_New_River < F_Sea

Sea = New_River;

end if

```

end for

for i = 1 : number o f rivers ( Nsr )
    if (distance (Sea and River) < dmax) or (rand < 0.1)
        Sözde kod 1 ile yeni dereeler oluşturulur
    end if

    Oluşturulan dereelerin amaç fonksiyonu hesapla

    if F_New_Stream < F_Sea
        Sea = New_Stream;
    end if
end for

for i = 1 : number o f Stream
    if (distance (Sea and Stream) < dmax) o r (rand < 0.1 )
        Sözde kod 2 ile denize ulaşan yeni dereeler oluşturun
    end if
end for

Denklem (2.51 ) ile dmax azaltılır

end while

```

İSÇA yönteminde amaç fonksiyonu x_i değişkeni ile tanımlanır. İlgili minimize edilecek amaç fonksiyonundaki girdilere göre amaç fonksiyonu minimize edilir. Örneğin Denklem 2.9'daki amaç fonksiyonunda girdiler P_{Gi} (jeneratörlerin aktif güç değeri) ve V_i 'dir (yük baralarının voltaj değeri).

2.3.4 Kesir dereceli darwinian parçacık sürü optimizasyon algoritması

Uzun süredir kullanılan algoritmalarından biri olan PSO birçok mühendislik alanında kullanılmıştır. PSO temel olarak sürü zekası kavramından yararlanır. Yerel olmayan,

çevreleriyle etkileşim kuran, karmaşık özelliklere sahip ajanların ortak davranışlarının tutarlı, küresel ve işlevsel kalıplar oluşturduğu bir sistem oluşturur (Eberhart ve Kennedy, 1995). Geleneksel PSO'da, aday çözümlere parçacık denir. Bu parçacıklar, arama alanını dolaşarak ve komşu parçacıklarla etkileşerek en iyi çözümü elde eder. PSO algoritmasının her iterasyonunda, tüm sürü içinde elde edilen en iyi global çözüm güncellenir. Parçacıkların tümü bu bilgiyi kullanarak parçacığın yerini fark eder ve bu parçacığa yakınsamaya çalışır.

Parçacığı modellemek için t . iterasyonda her n parçacığı, konumsal x_n^s ve hız v_n^s değerlerine göre çok boyutlu bir alanda hareket eder. Bu değerler, yerel en iyi olarak bilinen $x_{1_n}^s$ ve global en iyi olarak bilinen $x_{2_n}^s$ 'ye bağlı olarak değişkenlik gösterir. Bu durum Denklem 2.54 ve 2.55'de verildiği gibidir.

$$v_n^s[t + 1] = wv_n^s[t] + \sum_{i=0}^2 p_i r_i (x_{i_n}^s[t] - x_n^s[t]) \quad (2.54)$$

$$x_n[t + 1] = x_n[t] + v_n[t + 1] \quad (2.55)$$

Burada, w atalet etkisi ağırlığı, p yerel en iyi, r global en iyi katsayı değerlerini temsil eder.

Tillet ve diğ. (2005)'de sunulan DPSO yerel optimumdan kaçma yeteneğini arttırmak için PSO'yu doğal seleksiyonla ya da uygunluk değeri yüksek olanların hayatta kalmasını kullanarak genişleten evrimsel bir algoritmadır. DPSO, PSO'ya kıyasla üstün performans sergilemesine rağmen, hesaplama karmaşıklığı bir dezavantaj olarak karşımıza çıkmaktadır. Pires ve diğ. (2010)'da önerdikleri KDDPSO algoritmasıyla, KD kavramını kullanarak DPSO'nun yakınsama oranını kontrol etmişlerdir.

Couceiro ve Ghamisi (2016)'de Kesir dereceli diferansiyel denklemlerin, bellek ve kalıtsal özelliklerin tanımlanmasında mükemmel bir araç olduklarını belirtmişlerdir. Kesir dereceli yaklaşımlardan biri olan Grünwald-Letnikov kesir dereceli diferansiyel kavramı Denklem 2.56'daki tanımla sunulmuştur (Ostalczyk, 2009):

$$D^\alpha [x(t)] = \lim_{h \rightarrow 0} \left[\frac{1}{h^\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{(-1)^k \Gamma(\alpha+1) x(t-kh)}{\Gamma(k+1) \Gamma(\alpha-k+1)} \right] \quad (2.56)$$

Burada α kesir dereceli türev katsayısı, h örnekleme aralığıdır ve $\Gamma(.)$ Euler'in Gamma fonksiyonunu tanımlar.

KDDPSO, geleneksel PSO'daki sürülerin erken yakınsaması sorununa bir çözüm arar. DPSO'ya benzer şekilde, KDDPSO algoritması çözüm havuzunda sürüleri temizler. Ayrıca, bilginin doğası gereği en iyi çözüme sahip parçacıklardan yeni sürü grupları oluşturur. Couceiro ve Ghamisi (2016) KDDPSO'yu geleneksel PSO ve DPSO ile karşılaştırmış ve birçok açıdan üstünlüğünü açıkça ortaya koymuştur. KDDPSO'yu DPSO algoritmasından ayıran temel özellik, hızın kesirli dereceli hesaplama ile belirlenmesidir. Denklem 2.54'de hız hesaplaması için $w=1$ olarak kabul edildiğinde, yeni bağıntı Denklem 2.57 ile ifade edilir,

$$v_n^s[t+1] = v_n^s[t] + \sum_{i=0}^2 p_i r_i (x_{i_n}^s[t] - x_n^s[t]) \quad (2.57)$$

Denklem 2.57 yeniden yazılırsa,

$$v_n^s[t+1] - v_n^s[t] = \sum_{i=0}^2 p_i r_i (x_{i_n}^s[t] - x_n^s[t]) \quad (2.58)$$

Kolayca $v_n[t+1] - v_n[t]$ farkının ayrık biçimde bir türevin ifadesi olarak tanımlandığı görülebilir. Denklem 2.58'deki $\alpha = 1$ olarak tanımlanır, Denklem 2.59 elde edilir.

$$D^\alpha [v_n^s[t+1]] = \sum_{i=0}^2 p_i r_i (x_{i_n}^s[t] - x_n^s[t]) \quad (2.59)$$

Kesir dereceli kavramını temel olarak aldığımızda DPSO'da belirlenen hız değerinin türevi 0 ile 1 arasındaki bir reel sayıya genellenebilir. Böylece daha pürüzsüz bir varyasyon ve daha uzun bellek etkisi elde edilebilir. Bu nedenle, Denklem 2.58'de kesirli yaklaşım kullanıldığında, Denklem 2.59 yeniden Denklem 2.60'daki gibi yazılabilir.

$$v_n^s[t+1] = - \sum_{k=0}^{\infty} \frac{(-1)^k \Gamma(\alpha+1) v_n^s[t+1-kT]}{\Gamma(k+1) \Gamma(\alpha-k+1)} + \sum_{i=0}^2 p_i r_i (x_{i_n}^s[t] - x_n^s[t]) \quad (2.60)$$

DPSO $\alpha = 1$ (hafıza yok) için özel bir KDDPSO formudur.

KDDPSO algoritmasına ait sözde kod aşağıdaki gibidir,

- **Algoritma 4: KDDPSO Algoritması Sözde Kodu**

Liste baslatilir[S] (sürü matrisi). (Varsayılan değerleri ayarla=> $v_n^s[1]$, $x_n^s[1]$, $X_1^s[1]$, $X_2^s[1]$)

Döngü (Ana Program)

For each S in List [S]

S ile ilk sürü başlatılır (Go to İlk sürüler)

Calculate group (Go to Sürü grup fonksiyonunu hesapla)

Gruptan yeni gruplar türetilir

Kill 'failed' groups (Hatalı gruplar yok edilir)

End

Until iteration

Function (Sürü grupları hesaplanır)

For each particle n in S

Calculate the fitness of n

Find out the best distribution of fitness (Fitnes değerinin en iyi dağılımı öğrenilir)

Update $X_1^s[t]$, $X_2^s[t]$

Update $v_n^s[t+1]$ with fractional calculate

Update $x_n^s[t+1]$

If group S gets better

Reward group by extending its life and spawning new groups

(Grupların yaşam süresini uzatmak ve yeni gruplar oluşturma için gruplar ödüllendirilir)

Else

Punish group by reduce its life and possibly killing particle

(Grupların yaşam süresini azaltmak ve olası grupları ödürmek için gruplar cezalandırılır)

End

Return

Function (İlk sürü)

For 1 to N (N = Population)

For 1 to N_PAR (N_PAR = Swarm count)

Swarms [i] = rand(1,1) * (X_MAX - X_MIN) + X_MIN

End

End

Return Swarms

KDDPSO-KE yönteminde amaç fonksiyonu $x_i [t]$ değişkeni ile tanımlanır. İlgili minimize edilecek amaç fonksiyonundaki girdilere göre amaç fonksiyonu minimize edilir. Örneğin, Denklem 2.9'daki amaç fonksiyonunda girdiler P_{Gi} jeneratörlerin aktif güç değeri ve V_i yük baralarının voltaj değeridir.

2.4 Tezde Kullanılan Dağılım Fonksiyonları

Bu bölümde HŞO algoritmasını iyileştirmek ve tezdeki gerçek mühendislik problemlerine esnek çözümler üretmek için kullanılan dağılım fonksiyonlarına yer verilmiştir.

KKDF, özellikle uyum iyiliği hipotez testlerinde yaygın olarak kullanılır (Doğan ve Öğretmen, 2010). KKDF'nin OYF'nu Denklem 2.61'de verilmiştir.

$$y = f\left(\frac{x}{v}\right) = \frac{x^{(v-2)} e^{-x/2}}{2^{v/2} \Gamma(v/2)} \quad (2.61)$$

Burada,

v sembolü serbestlik derecesini, Γ sembolü ise serbestlik derecesine bağlı özel bir gama fonksiyonunu göstermektedir.

NDF, gerçek değerli rastgele sayı üretmek için merkezi Limit teoremi, istatistik ve makine öğreniminin modellenmesinde kullanılır (Kiyono ve diğ, 2017). NDF'nin OYF'si Denklem 2.62'de verilmiştir (Kiyono ve diğ, 2017),

$$y = f\left(\frac{x}{\mu}, \sigma\right) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \text{ for } x \in \quad (2.62)$$

Burada, μ ve σ sırasıyla ortalama ve standart sapmadır.

ÜDF, KKDF gibi gama dağılımının özel bir durumudur ($a = 1$ ayarlanarak elde edilir). ÜDF'nin OYF'si Denklem 2.63'da verilmiştir (Kiyono ve diğ, 2017),

$$y = f\left(\frac{x}{\mu}\right) = \frac{1}{\mu} e^{-\frac{x}{\mu}} \quad (2.63)$$

Burada, μ ortalama değerdir.

RDF, Weibull dağılımının özel bir durumudur. Waloddi Weibull, adını taşıyan dağıtım malzemelerin kopma mukavemetini modellemek için uygun bir analitik araç olarak sunulmuştur. Weibull dağılımı, bu konular için üstel fonksiyonlardan daha esnektir. Weibull dağılımı Kiyona ve diğ. (2017), yalnızca x pozitif değerlerini içerir ve Denklem 2.64'de görüldüğü gibidir.

$$y = f\left(\frac{x}{b}\right) = \frac{x}{b^2} e^{-\frac{x^2}{2b^2}} \quad (2.64)$$

SDF'ye ait OYF'nu Denklem 2.65'de görüldüğü gibidir (Kiyono ve diğ, 2017).

$$y = f(x/b) = \frac{\Gamma(\frac{v+1}{2})}{\Gamma(\frac{v}{2})} \frac{1}{\sqrt{v\pi}} \frac{1}{(1 + \frac{x^2}{v})^{\frac{v+1}{2}}} \quad (2.65)$$

Burada,

v sembolü serbestlik derecesini, Γ gama fonksiyonunu belirtir.

FDF, rassal değişir ve KKDF dağılımını gösteren değişkenin oranı olarak ortaya çıkmıştır. FDF, Denklem 2.66’da verildiği gibidir (Wu ve Lin, 2016).

$$y = f(x | v_1, v_2) = \frac{\Gamma(\frac{v_1 + v_2}{2})}{\Gamma(\frac{v_1}{2})\Gamma(\frac{v_2}{2})} \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{\frac{v_1}{2}} \frac{x^{\frac{v_1-2}{2}}}{\left[1 + \left(\frac{v_1}{v_2}\right)\right]^{\frac{v_1+v_2}{2}}} \quad (2.66)$$

Burada,

v_1 , v_2 sembolü serbestlik derecesini, Γ gama fonksiyonunu belirtir.

LNDF, logaritması normal dağılıma sahip bir olasılık dağılımıdır. Log-Normal dağılım, ilgi miktarının pozitif olması gerektiğinde geçerlidir, çünkü $\log(x)$ sadece x pozitif olduğunda mevcuttur (Kiyono ve diğ, 2017). LNDF'nin OYF’si Denklem 2.67’de verildiği gibidir.

$$y = f(x / \mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left\{-\frac{(\log x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right\} \quad (2.67)$$

2.5 Tezde Kullanılan Benchmark Fonksiyonları

Bu tez kapsamında modifiye edilen optimizasyon algoritmalarının performansını test etmek için uygun Benchmark fonksiyonları kullanılmıştır. Tezde kullanılan Benchmark fonksiyonları Çizelge 2.1’de verilmiştir (Heidari, 2019).

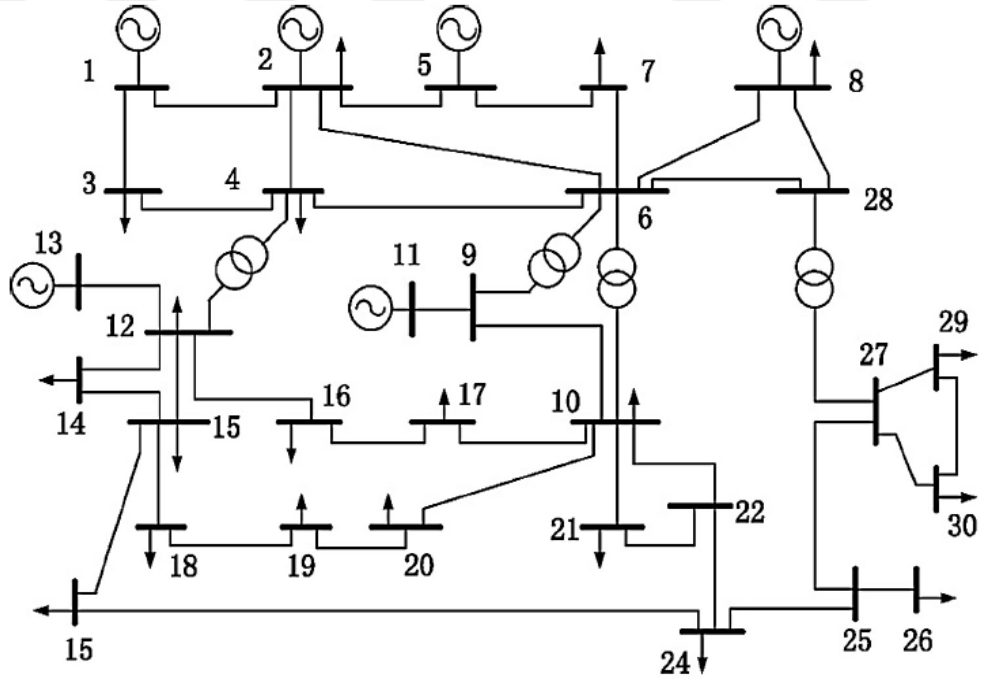
Çizelge 2.1 : Tezde kullanılan Benchmark fonksiyon testleri

Fonksiyon	Boyutlar	Aralık	f_{min}
$f_1(x) = \sum_{i=1}^n x_i^2$	30, 100, 500, 1000	[100,100]	0
$f_2(x) = \sum_{i=1}^n x_i + \prod_{i=1}^n x_i $	30, 100, 500, 1000	[10,10]	0
$f_3(x) = \sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^i x_j)^2$	30, 100, 500, 1000	[100,100]	0
$f_4(x) = \max_i \{ x_i , 1 \leq i \leq n\}$	30, 100, 500, 1000	[100,100]	0
$f_5(x) = \sum_{i=1}^{n-1} [100(x_{i+1} - x_i^2)^2 + (x_i - 1)^2]$	30, 100, 500, 1000	[30,30]	0
$f_6(x) = \sum_{i=1}^n ([x_i + 5])^2$	30, 100, 500, 1000	[100,100]	0
$f_7(x) = \sum_{i=1}^n ix_i^4 + \text{random}[0,1)$	30, 100, 500, 1000	[128,128]	0
$f_8(x) = \sum_{i=1}^n -x_i \sin(\sqrt{ x_i })$	30,100,500,1000	[500,500]	- 418.982 x n
$f_9(x) = \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 10 \cos(2\pi x_i) + 10]$	30,100,500,1000	[5.12,5.12]	0
$f_{10}(x) = -20 \exp\left(-0.2 \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^2}\right) - \exp\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \cos(2\pi x_i)\right) + 20 + e$	30,100,500,1000	[32,32]	0
$f_{11}(x) = \frac{1}{400} \sum_{i=1}^n x_i^2 - \prod_{i=1}^n \cos\left(\frac{x_i}{\sqrt{i}}\right) + 1$	30,100,500,1000	[600,600]	0

3. IEEE TEST SİSTEMLERİNDE OPTİMUM YÜK AKIŞ ANALİZİ

Bu bölümde 4 adet sezgisel optimizasyon algoritması ile IEEE-30 bara test sisteminde OYA probleminin çözümü gerçekleştirilmiştir. Sonrasında bulunan sonuçlar literatür ile karşılaştırılarak, tartışılmıştır.

Şekil 3.1’de IEEE-30 bara test sistemi görülmektedir. Bu test sistemine ait jeneratör maliyeti, yük, şönt kapasitör, iletim hatları ve sistem verileri IEEE 30 Bara (2019)’den alınmıştır. Bu güç sistemi 6 adet geleneksel termal jeneratör (1, 2, 5, 8, 11 ve 13 numaralı baralarda bulunan) ve 41 adet iletim hattından oluşur. Bu iletim hatlarından dördünde (6-9, 6-10, 4-12, 28-27) kademe değiştiricilere sahip transformatörler bulunmaktadır. Ayrıca güç sisteminde 10, 12, 15, 17, 20, 21, 23, 24 ve 29 numaralı baralar, şönt VAR kompansatörleriyle donatılmıştır. IEEE 30 baralı test sisteminde baz güç 100 MVA olarak alınmıştır. Bu güç sistemdeki tüm analizler için bara gerilimleri 0.9 pu – 1.1 pu arasındadır (IEEE 30 bara, 2019). Bu tezde IEEE-30 bara test sisteminde HVBO ve İSÇA optimizasyon algoritmaları OYA problemine uygulanmıştır. Ayrıca, HŞO ve KDDPSO algoritmaları ise modifiye edilerek OYA problemine uygulanması önerilmiştir.



Şekil 3.1 : IEEE-30 bara test sistemi (IEEE 30 Bara, 2019)

3.1 Modifiye Edilmiş HŞO Algoritmasının OYA Problemine Uygulanması

Genel olarak çoğu stokastik arama tabanlı optimizasyon algoritmaları, ilgili optimizasyon döngüsünde global optimum noktaya ulaşmak için tek tip rastgele dağılım fonksiyonu kullanır. Bu stokastik arama tabanlı optimizasyon algoritmaları OYA, model tanımlama, kontrolör tasarımı vb. gibi mühendislik problemlerini çözmek için yaygın olarak kullanılmaktadır. Örneğin, model tanımlama problemi için doğrusal olmayan Hammerstein kontrollü otomatik regresif sisteminin parametre tahmini için biyo-tabanlı hesaplama sezgisel tarama algoritmaları Raja ve diğ. (2018), bir hidrojeoloji parametre tahmin problemini çözmek için atom arama optimizasyon algoritması kullanılmıştır (Zhao ve diğ, 2019). Literatürde sadece kıyaslama fonksiyonları ve basit mühendislik problemlerinde test etmek için bazı yeni stokastik arama tabanlı optimizasyon yöntemleri önerilmiştir (Ates ve Yeroğlu, 2016; Alagoz ve diğ, 2013; Yeroğlu ve Ateş, 2014). Örneğin mühendislik problemlerini çözmek için bu tezde kullanılan HŞO popülasyon temelli, gradyansız bir optimizasyon tekniği olarak sınıflandırılabilir (Heidari ve diğ, 2019). HŞO yönteminin birçok parçası optimizasyon döngüsünde tek tip rastgele değerler kullanır. Stokastik arama tabanlı optimizasyon yöntemlerinin çoğu mühendislik problemlerini çözmek için yeterli olmayabilir. Bu nedenle, gerçek mühendislik problemlerinin çoğunda yeni stokastik tabanlı optimizasyon yöntemleri önerilmeli veya mevcut yöntemler yeni matematiksel yaklaşımlarla yeniden düzenlenmelidir. Bu tezde, HŞO algoritması farklı OYF'leri kullanılarak modifiye edilmiştir. Bu analitik katkı diğer stokastik arama tabanlı optimizasyon yöntemlerine de uygulanabilir. Bu tez çalışmasında farklı dağılım fonksiyonları kullanılarak modifiye edilen HŞO algoritmasının performansı önce Benchmark test fonksiyonları ile test edilmiş daha sonra da gerçek mühendislik problemi olan OYA analizine uygulanmıştır.

Bu tez çalışmasında, HŞO, farklı rastgele dağılım fonksiyonlarının etkisini göstermek için KKDF, NDF, ÜDF, RDF, SDF, FDF ve LNDF ile modifiye edilmiştir (Dağılım fonksiyonu, 2019). Daha sonra modifiye edilmiş olan HŞO algoritması 13 tipte kıyaslama (benchmark) testi fonksiyonu ile test edilmiştir. Sonuçlar standart sapma ve ortalama değerler kullanılarak birbirleriyle ve klasik HŞO ile karşılaştırılmıştır. Daha sonra, klasik HŞO ve modifiye edilmiş versiyonları, güç sisteminin eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamaları dikkate alınarak OYA problemi için kullanılmıştır. HŞO'nun adımları beş amaç fonksiyonu ve yedi dağılım fonksiyonu türüne göre güncellenir. Ayrıca, optimizasyon algoritması performansını artırmak için farklı dağılım fonksiyonunun etkisi analiz edilmiştir. Elde edilen

sonuçlar, bu modifikasyon yönteminin diğ­er tür stokastik arama tabanlı optimizasyon yöntemlerine de uygulanabileceği ve başarılı sonuçlar alınabileceğini göstermektedir.

Bu bölümde KKDF, HşO yönteminde rastgele hareket üretmek için kullanılmıştır. Sonrasında KKDF'li HşO, F1 ile F13 benchmark testi fonksiyonları (izelge 2.1'de verilmiştir) kullanılarak optimize edilmiştir. Modifiye edilmiş HşO, klasik HşO yöntemiyle aynı koşullar altında 30 ve 100 kez çalıştırılarak test edilmiştir. Test sonucu hesaplanan standart sapma ve benchmark testi fonksiyonlarının ortalaması hesaplanarak, klasik HşO ile karşılaştırılmıştır. Bu bölümde, bu test prosedürü aynı koşullar altında diğ­er yoğunluk fonksiyonlarına da uygulanmıştır. Böylece güvenilir sonuçları elde edilerek eşit Şartlarda karşılaştırma yapılabilir. Bu karşılaştırmalar izelge 3.1'de verilmiştir. Çizelge 3.1 optimizasyon performansına rastgele dağılım fonksiyonlarının etkilerini göstermektedir. Çizelge 3.1'de görüleceği gibi F5 - F13 benchmark test fonksiyonları için daha iyi optimizasyon performansı elde edilmiştir. Diğ­er taraftan Heidari ve diğ­, (2019) 'de HşO yönteminin 13 farklı stokastik tabanlı optimizasyon yöntemi ile karşılaştırılması sunulmuştur. Bu tezde modifiye edilmiş HşO yönteminin diğ­er stokastik tabanlı optimizasyon yöntemlerinden daha iyi optimizasyon performansı sağladığı gösterilmiştir.

NDF'li HşO'nun, optimizasyon performansı üzerindeki etkisini gösteren sonuçlar izelge 3.2'de verilmiştir. Bu izelgede F1'den F4'e ve F7'den F11'e benchmark test fonksiyonu için daha iyi optimizasyon performansları vermiştir. Ayrıca Heidari ve diğ­, (2019)'de verilen diğ­er stokastik tabanlı yöntemlerden daha iyi sonuçlar vermiştir. DF ile Modifiye edilmiş HşO sonuçları izelge 3.3'te verilmiştir. Bu izelge incelendiğinde ise DF ile modifiye edilmiş HşO algoritması F5 - F13 arası benchmark testi için hem Klasik HşO'ya göre hem de Heidari ve diğ­, (2019)'de belirtilen diğ­er yöntemlere göre daha iyi optimizasyon sağlamıştır. Çizelge 3.4'te verilen RDF ile modifiye edilmiş HşO sonuçları sunulmuştur. Ancak bu modifikasyonda sadece iki karşılaştırma testi fonksiyonu için karşılaştırılan sonuçlardan daha iyi performans sağladığı görülmektedir. Çizelge 3.5 SDF ile modifiye edilmiş HşO'nun sonuçlarını ve etkilerini göstermektedir. Bu durumda modifikasyon, sadece üç kıyaslama testi fonksiyonu için karşılaştırılan sonuçlardan daha iyi performans vermiştir. FDF ile modifikasyon sonuçlarını veren izelge 3.6'da, bu modifikasyonun klasik HşO yöntemine göre daha iyi performans üretmediğini görülmektedir. Son olarak, HşO yöntemi rastgele hareket üretmek için LNDF ile modifiye edilmiştir. Çizelge 3.7'de verilen sonuçlar, rasgele dağılım fonksiyonu tanımlarının, diğ­er dağılım fonksiyonları gibi optimizasyon algoritması performansını etkilediğini

göstermektedir. Ancak bu değişiklik, klasik HŞO yöntemine göre karşılaştırma fonksiyonları için daha iyi performans üretememiştir. Ancak bu değişiklik yine de, diğer bölümde gerçek mühendislik problemi olan OYA’da test edilecektir.

Çizelge 3.1 : KKDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Klasik HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	2.93E-24	4.95E-22	3.95E-97	1.06E-94
	STD	1.23E-23	1.00E-22	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	3.97E-12	8.74E-13	1.56E-51	2.52E-50
	STD	1.69E-11	3.03E-13	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	1.63E-06	3.60E-07	1.92E-63	1.79E-17
	STD	8.93E-06	2.78E-06	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	1.37E-11	2.82E-12	1.02E-47	1.43E-46
	STD	6.44E-11	1.073E-11	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	0.6E-02	0.9E-2	1.32E-02	5.73E-01
	STD	1.23E-02	1.4E-02	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	8.79E-05	1.1E-04	1.15E-04	3.61E-03
	STD	1.55E-04	1.85E-04	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	4.18E-04	3.62E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	3.99E-04	3.1E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-1.25E+04	1.25E+04	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	34E-02	36.6E-02	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	4.12E-13	2.78E-12	8.88E-16	8.88E-16
	STD	1.13E-12	1.58E-11	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	6.33E-06	5.75E-06	7.35E-06	1.02E-06
	STD	1.04E-05	1.07E-05	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	5.12E-05	8.02E-05	1.57E-04	8.41E-04
	STD	6.08E-05	1.1E-04	2.15E-04	1.18E-03

Çizelge 3.2 : NDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Klasik HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	2.07E-144	6.07E-140	3.95E-97	1.06E-94
	STD	1.13E-143	6.07E-139	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	1.33E-81	3.29E-78	1.56E-51	2.52E-50
	STD	5.47E-81	3.27E-77	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	1.74E-134	6.11E-131	1.92E-63	1.79E-17
	STD	9.56E-134	6.11E-130	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	6.26E-80	1.32E-74	1.02E-47	1.43E-46
	STD	2.83E-79	1.09E-73	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	22.98	18.68	1.32E-02	5.73E-01
	STD	11.65	13.73	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	0.14	0.13	1.15E-04	3.61E-03
	STD	0.13	0.12	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	1.8E-04	2.40E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	2.75E-04	4.33E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-7.06E+03	862.89	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	797.74	7.09E+03	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	8.88E-16	8.88E-16	8.88E-16	8.88E-16
	STD	0.00E+00	0.00E+00	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	0.0149	0.0191	7.35E-06	1.02E-06
	STD	0.0194	0.0237	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	0.1249	0.1974	1.57E-04	8.41E-04
	STD	0.1490	0.2216	2.15E-04	1.18E-03

Çizelge 3.3 : ÜDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Klasik HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	1.27E-30	2.39E-27	3.95E-97	1.06E-94
	STD	4.00E-30	2.31E-26	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	3.70E-16	3.51E-16	1.56E-51	2.52E-50
	STD	1.27E-15	1.49E-15	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	1.11E-17	4.04E-17	1.92E-63	1.79E-17
	STD	4.79E-17	3.87E-16	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	8.71E-16	8.20E-16	1.02E-47	1.43E-46
	STD	3.37E-15	6.24E-15	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	0.85E-02	0.0082	1.32E-02	5.73E-01
	STD	0.834-02	0.0110	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	2.30E-04	1.59E-04	1.15E-04	3.61E-03
	STD	3.54E-04	2.10E-04	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	4.27E-04	3.52E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	5.30E-04	3.71E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-1.25E+04	-1.25E+04	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	0.0985	0.2523	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	1.95E-15	3.33E-15	8.88E-16	8.88E-16
	STD	3.97E-15	1.29E-14	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	9.11E-06	8.59E-06	7.35E-06	1.02E-06
	STD	1.41E-05	1.54E-05	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	7.24E-05	1.10E-04	1.57E-04	8.41E-04
	STD	9.69E-05	1.64E-04	2.15E-04	1.18E-03

Çizelge 3.4 : RDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Klasik HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	6.67E-73	1.83E-70	3.95E-97	1.06E-94
	STD	3.36E-72	1.82E-69	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	3.42E-36	1.14E-36	1.56E-51	2.52E-50
	STD	1.85E-35	9.00E-36	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	1.03E-47	5.51E-43	1.92E-63	1.79E-17
	STD	5.65E-47	5.51E-42	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	2.12E-37	8.78E-36	1.02E-47	1.43E-46
	STD	1.03E-36	8.54E-35	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	0.0087	0.0092	1.32E-02	5.73E-01
	STD	0.0093	0.0146	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	1.07E-04	9.79E-05	1.15E-04	3.61E-03
	STD	1.66E-04	1.22E-04	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	1.47E-04	1.84E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	1.48E-04	2.83E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-1.25E+04	-1.25E+04	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	137.9021	105.1088	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	8.88E-16	8.88e-16	8.88E-16	8.88E-16
	STD	0.00E+00	0.00E+00	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	7.20E-06	8.71E-06	7.35E-06	1.02E-06
	STD	8.97E-06	1.04E-05	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	9.35E-05	7.45E-05	1.57E-04	8.41E-04
	STD	1.47E-04	1.29E-04	2.15E-04	1.18E-03

Çizelge 3.5 : SDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Klasik HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	2.26E-21	5.00E-19	3.95E-97	1.06E-94
	STD	1.09E-20	3.56E-18	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	9.44E-13	1.97E-12	1.56E-51	2.52E-50
	STD	4.76E-12	1.46E-11	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	8.93E-06	6.37E-05	1.92E-63	1.79E-17
	STD	2.92E-05	5.09E-04	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	5.45E-11	5.73E-11	1.02E-47	1.43E-46
	STD	1.38E-10	1.83E-10	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	0.0333	0.0111	1.32E-02	5.73E-01
	STD	0.0424	0.0182	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	2.37E-04	4.36E-04	1.15E-04	3.61E-03
	STD	4.93E-04	0.0010	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	4.90E-04	5.10E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	3.75E-04	4.87E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-1.25E+04	-1.25E+04	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	0.0421	0.2922	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	4.43E-11	4.49E-11	8.88E-16	8.88E-16
	STD	2.23E-10	2.54E-10	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	7.40E-18	4.44E-18	0.00E+00	0.00E+00
	STD	4.05E-17	4.44E-17	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	1.29E-05	1.16E-05	7.35E-06	1.02E-06
	STD	1.48E-05	1.99E-05	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	1.21E-04	1.05E-04	1.57E-04	8.41E-04
	STD	1.48E-04	2.06E-04	2.15E-04	1.18E-03

Çizelge 3.6 : FDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	1.06E-14	1.04E-13	3.95E-97	1.06E-94
	STD	2.85E-14	5.11E-13	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	4.87E-08	3.40E-08	1.56E-51	2.52E-50
	STD	1.31E-07	1.00E-07	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	8.70E-05	2.22E-04	1.92E-63	1.79E-17
	STD	2.83E-04	0.0015	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	1.69E-08	1.43E-08	1.02E-47	1.43E-46
	STD	5.12E-08	5.42E-08	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	0.0326	0.0459	1.32E-02	5.73E-01
	STD	0.0594	0.0951	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	6.55E-04	8.66E-04	1.15E-04	3.61E-03
	STD	0.0013	0.0016	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	0.0011	7.52E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	0.0012	6.61E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-1.25E+04	-1.25E+04	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	0.1564	0.4460	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	1.62E-13	1.29E-12	0.00E+00	0.00E+00
	STD	7.23E-13	1.21E-11	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	2.63E-08	2.89E-08	8.88E-16	8.88E-16
	STD	5.49E-08	1.47E-07	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	3.44E-14	4.75E-12	0.00E+00	0.00E+00
	STD	1.18E-13	4.69E-11	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	4.01E-05	2.98E-05	7.35E-06	1.02E-06
	STD	7.68E-05	6.67E-05	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	4.42E-04	5.51E-04	1.57E-04	8.41E-04
	STD	6.44E-04	0.0012	2.15E-04	1.18E-03

Çizelge 3.7 : LNDF için Benchmark test fonksiyonlarının sonucu

Test fonksiyonu	Metrik	Modifiye HŞO ile 30 deneme	Modifiye HŞO ile 100 deneme	Klasik HŞO ile 30 deneme	Klasik HŞO ile 100 deneme
F1	AVG	2.55e-35	1.96e-34	3.95E-97	1.06E-94
	STD	1.10e-34	1.35e-33	1.72E-96	4.97E-94
F2	AVG	1.06E-18	2.46E-18	1.56E-51	2.52E-50
	STD	2.80E-18	1.21E-17	6.98E-51	5.02E-50
F3	AVG	1.95E-07	5.75e-08	1.92E-63	1.79E-17
	STD	9.64E-07	4.25e-07	1.05E-62	9.81E-17
F4	AVG	1.83E-19	2.19e-18	1.02E-47	1.43E-46
	STD	5.82E-19	9.65e-18	5.01E-47	7.74E-46
F5	AVG	0.0453	0.0482	1.32E-02	5.73E-01
	STD	0.0677	0.0834	1.87E-02	1.40E+00
F6	AVG	0.0015	0.0021	1.15E-04	3.61E-03
	STD	0.0021	0.0028	1.56E-04	5.38E-03
F7	AVG	3.87E-04	5.54E-04	1.40E-04	1.41E-04
	STD	5.18E-04	4.08E-04	1.07E-04	1.63E-04
F8	AVG	-9.01E+03	-9.01E+03	-1.25E+04	-4.19E+05
	STD	0.0157	0.0164	1.47E+02	1.03E+02
F9	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F10	AVG	1.24E-15	1.42E-15	8.88E-16	8.88E-16
	STD	1.08E-15	1.27E-15	4.01E-31	4.01E-31
F11	AVG	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	STD	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
F12	AVG	7.21E-05	3.65E-05	7.35E-06	1.02E-06
	STD	1.38E-04	4.21E-05	1.19E-05	1.16E-06
F13	AVG	2.86E-04	2.97E-04	1.57E-04	8.41E-04
	STD	4.41E-04	4.59E-04	2.15E-04	1.18E-03

Yedi dağılım fonksiyonunun optimizasyon sonuçlarına göre KKDF, NDF ve ÜDF ile yapılan modifikasyonlarda, Benchmark fonksiyon test setleri için daha iyi optimizasyon performansı üretmişlerdir. Benchmark testi, optimizasyon sürecinin performansını analiz etmek için bazı analitik sonuçlar verebilir. Bununla birlikte, önerilen değişiklikler gerçek mühendislik probleminin çözümünde kıyaslama test seti için farklı performans gösterebilir. Gerçek mühendislik problemlerinde dağılım fonksiyonu seçiminin stokastik tabanlı arama optimizasyonu yöntemi için kritik öneme sahip olduğu açıktır.

Sonuç olarak, bir optimizasyon algoritması performansının Benchmark test setinin yanında diğer mühendislik problemleri ile de analiz edilebileceğini iddia edebiliriz. Bu nedenle, önerilen modifiye edilmiş HŞO yöntemi bu tezde gerçek OYA problemi ile de test edilmiştir.

HŞO yöntemi, özellikle optimizasyonun keşif aşamasında homojen rastgele dağılım fonksiyonundan kaynaklanan birçok rastgele sayı kullanır. Klasik HŞO'daki her rastgele sayı, aşağıdaki şekilde tanımlanan RDFM ile güncellenir; RDFM = “i” matris dizinine sahip 1×7 'lik matris ile tanımlanır [KKDF NDF ÜDF RDF SDF FDF LNDF]. Örneğin, $i = 1$ ise KKDF dağılım fonksiyonunu ifade eder. Bu problem için RDFM matrisinin maksimum uzunluğu 7'dir. Ancak önerilen metodolojiye göre bu sayı değiştirilebilir. Bu, önerilen modifikasyonun tekrarlayan bir algoritma yapısına sahip olduğu anlamına gelir. Ek olarak, HŞO yöntemine veya önerilen metodolojiye göre diğer stokastik tabanlı optimizasyon yöntemlerine başka dağılım fonksiyonları veya yapıları uygulanabilir. Bu modifikasyon yapısının, tek tip veya diğer dağılım yoğunluk fonksiyonu türlerini kullanan hemen hemen tüm stokastik arama tabanlı optimizasyon yöntemine uygulanabileceği açıkça görülmektedir. Bu nedenle önerilen bu modifikasyon yöntemi, HŞO algoritmasının performansına katkı sağlayabilir. Diğer bir önemli katkı ise amaç fonksiyonunun sayısı ve tanımıdır. Çünkü optimizasyon algoritması ilgili optimizasyon problemini amaç fonksiyonlara göre çözmeyi amaçlamaktadır. Örneğin, amaç fonksiyonu bir hata fonksiyonunu gösteriyorsa, optimizasyon yöntemi hata fonksiyonunu minimuma indirmeye çalışır.

Bölüm 2'de verilen AFM tanımlarına göre; $AFM = [ObjF1 \ ObjF2 \ ObjF3 \ ObjF4 \ ObjF5]$. “j” AFM'nin indeks değeridir. Örneğin $j=1$ olduğunda ObjF1'e göre optimizasyon algoritmasını ifade eder. Bu probleme göre AFM'nin maksimum sayısı beştir. Bu matris RDFM matrisi gibi değiştirilebilir. HŞO yönteminde amaç fonksiyon x_{rabbit} değişkeni ile tanımlanır. Önerilen amaç fonksiyon yapısına göre her x_{rabbit} değişkeni AFM ile değiştirilmelidir. Önerilen yöntemin amaç fonksiyonu, özyinelemeli yapı kazanabilir. Ayrıca, önerilen yöntem ve değişikliklerin her stokastik tabanlı optimizasyon algoritması için geçerli olduğunu açıkça göstermektedir. Optimizasyon işleminin bir akış şeması ve önerilen optimizasyon algoritması modeli sırasıyla Şekil 3.2 ve Şekil 3.3'de verilmektedir.

OYA problemi için Modifiye edilmiş HŞO Algoritmasının Adımları;

Adım 1: Algoritma başlangıç parametreleri ile başlatılır (Dağılım fonksiyonu, amaç fonksiyon tanımları, jeneratör, bara, kondansatör, transformatör ve hat verileri girilerek).

Adım 2: HŞO'nun parametrelerine göre, popülasyon büyüklüğü (N), maksimum iterasyon sayısı (T) ve alt / üst limitler OYA problemi için tanımlanır.

Adım 3: HŞO'nun başlangıç konumu (yani tüm jeneratörlerin aktif güçleri, jeneratörler/yük voltajları, transformatörlerin kademe şalteri ayarları ve reaktif güç enjeksiyonları gibi bağımsız değişkenler), RDFM kullanılarak rastgele seçilmeli ve OYA problemlerinin farklı eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamalarını AFM üreterek karşılamalıdır. Bu optimizasyon probleminde aktif ve reaktif güç değerleri optimize edilmiş ve voltaj değerleri bu optimize edilmiş parametrelere göre hesaplanmıştır. Böylece, ilk matris seçilen dağılım fonksiyonu yapısı ile aşağıdaki gibi oluşturulur.

```
for i=1:1: RDFM boyutu
    for n=1:N
        Swarm matris =
        [ $P_{i,n,1} P_{i,n,2} P_{i,n,5} P_{i,n,8} P_{i,n,11} P_{i,n,13} Q_{i,n,1} Q_{i,n,2} Q_{i,n,5} Q_{i,n,8} Q_{i,n,11} Q_{i,n,13}$ ]
    end
end
```

RDFM=7 boyutu, N=populasyon boyutu.

Adım 4: Yük akışı için Newton-Raphson yöntemini uygulanır ve yük/jeneratör voltajları, slak bara/PV (üretim) baraların aktif gücü, jeneratörler reaktif güçler vb. gibi tüm bağımlı değişkenleri belirlenir.

Adım 5: En iyi konum olarak x_{rabbit} ayarlanır. x_{rabbit} amaç fonksiyonuna göre hesaplanır. Genellikle OYA problemi x_{rabbit} için $x_{rabbit} = \min p(x, u)$ ile tanımlanır. Önerilen problem amaç fonksiyonu veya değer hesaplama prosedürüne göre eşitlikleri beş tip ile tanımlamaktadır. Bu eşitlikler Bölüm 2'de verilmiştir. AFM'de "j" indekslerinin seçimi için kullanılır.

So $x_{rabbit} (1) = \text{ObjF1} = a_n + b_n P_{Gi} + c_n P_{Gi}^2$ Sözde kod;

for j=1:1: AFM'nin uzunluğu

$X_{rabbit}(j)=ObjF(j)$

end

burada AFM=5.

Adım 6: Bu adımda, avın ilk enerjisi amaç fonksiyonu değeri ile karşılaştırılır. Fitness değeri, Adım 5'teki önerilen amaç fonksiyonu ile hesaplanır. Amaç fonksiyonu değeri avın ilk enerjisinden daha küçükse; avın ilk enerjisi amaç fonksiyonu değerine eşitlenir.

Adım 7: Avın ilk enerjisi (E) modellenir. $E = 2E_0(1 - \frac{t}{T})$

Adım 8: Avın enerjisi 1'e eşit veya daha büyük olduğunda, konum vektörünü aşağıdaki gibi güncellenir,

$$\circ \quad x(t+1) = \begin{cases} x_{rand}(t) - r_1|x_{rand}(t) - 2r_2x(t)|, & q \geq 0.5 \\ (x_{rabbit}(t) - x_m(t)) - r_3(LB + r_4(UB - LB)), & q < 0.5 \end{cases}$$

○ (Keşif aşaması).

Bu adım, modifiye edilmiş HŞO yönteminin en önemli adımıdır. Bu formülasyon güncellenenerek, optimizasyon sürecinde aşağıdaki sözde kodla çalıştırılır,

for i=1:1: RDFM'nin uzunluğu

for n:1: AFM'nin uzunluğu

$x(t+1)$

$$= \begin{cases} x_{rand}(i, t) - r_1(i)|x_{rand}(i, t) - 2r_2(i)x(i, t)|, & q \geq 0.5 \\ (x_{rabbit}(j, t) - x_m(t)) - r_3(i)(LB + r_4(i)(UB - LB)), & q < 0.5 \end{cases}$$

end

end

burada RDFM=7, AFM=5.

Adım 9: Avın enerjisi 1'den az ise, aşağıdaki koşullardan hangisi sağlanırsa, o adım işleme alınır, .

Adım 9.1: ($|E| \geq 0.5$ ve $r \geq 0.5$) koşulu sağlandığında, vektör $x(t + 1) = \Delta x(t) - E|Jx_{rabbit}(t) - x(t)|$ kullanılarak güncellenir (Yumuşak kuşatma). Yumuşak kuşatma adımı aşağıdaki kod kısmı ile çalışır.

for j=1:1: AFM'nin uzunluğu

$$x(t + 1) = \Delta x(j, t) - E|Jx_{rabbit}(j, t) - x(j, t)|$$

$$\Delta x(t) = x_{rabbit}(j, t) - x(j, t)$$

end

Adım 9.2: ($|E| \geq 0.5$ ve $r < 0.5$) koşulu sağlandığında, vektör $x(t + 1) = x_{rabbit}(j, t) - E|\Delta x(t)|$ kullanılarak güncellenir (Sert Kuşatma).

for j=1:1: AFM'nin uzunluğu

$$x(t + 1) = x_{rabbit}(j, t) - E|\Delta x(t)|$$

end

Adım 9.3: ($|E| < 0.5$ ve $r \geq 0.5$) koşulu sağlandığında aşağıdaki kod çalıştırılır, (Aşamalı hızlı dalışlarla yumuşak kuşatma).

for j=1:1: AFM'nin uzunluğu

$$x(t + 1) = \begin{cases} Y & \text{if } F(Y, j) < f(x(t)) \\ Z & \text{if } F(Z) < F(x(t)) \end{cases}$$

end

Adım 9.4: ($|E| < 0.5$ ve $r < 0.5$) koşulu sağlandığında, aşağıdaki kod çalıştırılır (Aşamalı hızlı dalışlarla sert kuşatma).

for j=1:1: AFM'nin uzunluğu

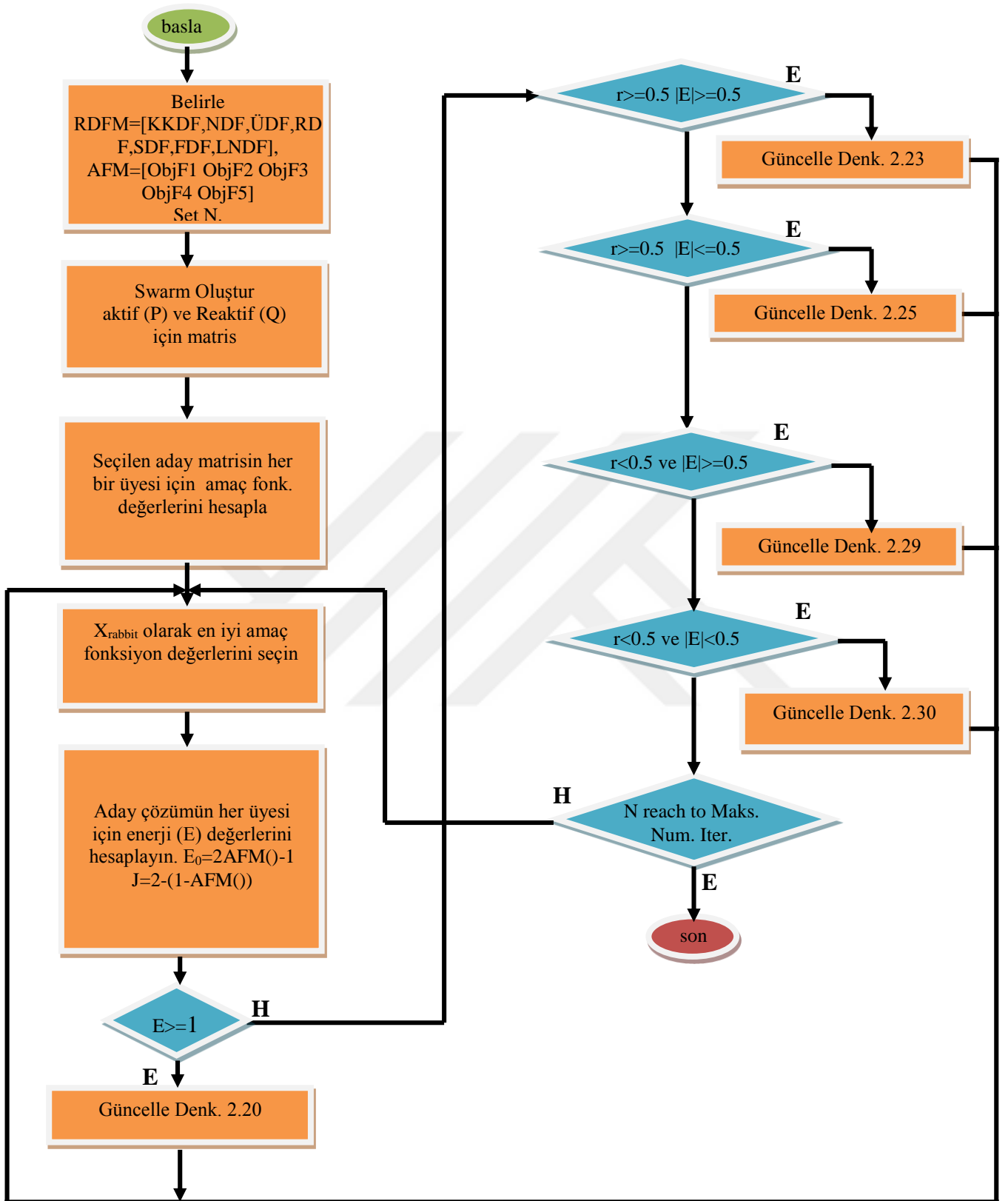
$$x(t + 1) = \begin{cases} Y & \text{if } F(Y, j) < f(x(t)) \\ Z & \text{if } F(Z) < F(x(t)) \end{cases}$$

end

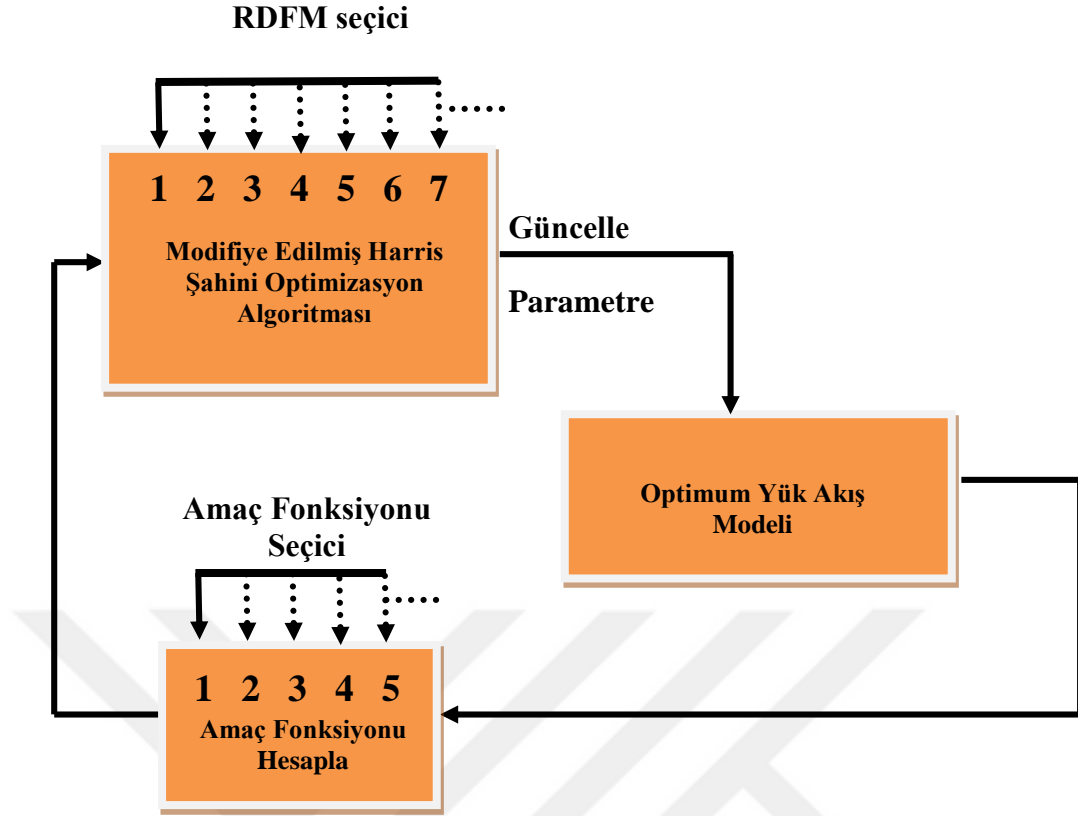
Adım 10: Durdurma kriterlerine ulaşılanaya kadar Adım 5 ila 9 tekrar edilir.

Adım 11: Avın yeri ve kondisyon değeri bulunur.





Şekil 3.2 : OYA problemi için modifiye edilmiş HŞO yönteminin akış şeması



Şekil 3.3 : Modifiye edilmiş HŞO yönteminin optimizasyon modeli

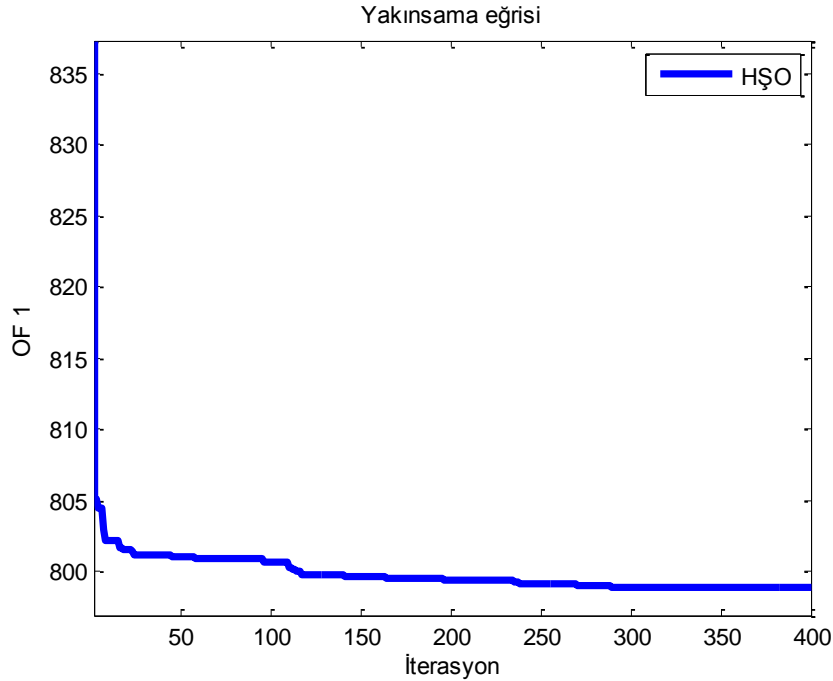
Bu tezde önerilen Modifiye edilmiş HŞO tekniğinin etkinliğini göstermek için algoritma, Matlab ortamında IEEE-30 bara test sisteminde OYA problemine uygulanmıştır. Klasik HŞO 7 farklı dağılım fonksiyonu ile modifiye edilmiş, IEEE-30 bara test sistemi üzerinde 5 farklı amaç fonksiyonuna uygulanmış ve sonuçlar tartışılmıştır. Bu amaç fonksiyonları ile 5 durum için sonuçlar irdelenmiştir. Klasik HŞO ile elde edilen kontrol değişkenlerinin optimal sonuçları Çizelge 3.8'de verilmiştir.

Tezin bundan sonraki bölümlerinde, KKDF, NDF, ÜDF, RDF, SDF, FDF ve LNDF fonksiyonları ile modifiye edilmiş HŞO algoritması sırasıyla KKDF-HŞO, NDF-HŞO, ÜDF-HŞO, RDF-HŞO, SDF-HŞO, FDF-HŞO ve LNDF-HŞO olarak adlandırılacaktır.

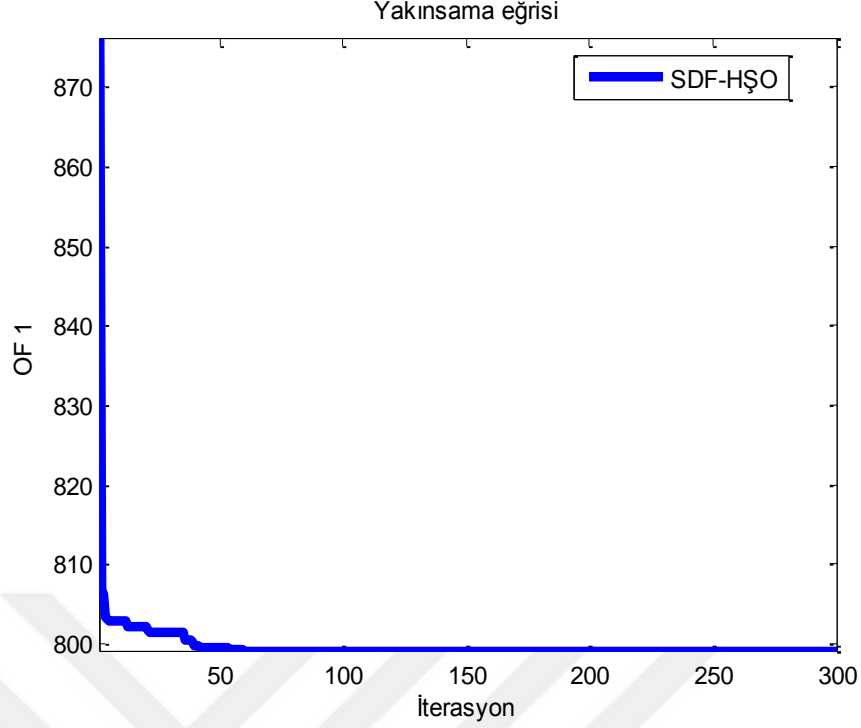
Durum 1: Yakıt maliyetinin minimizasyonu

Bu tezde Durum 1, toplam yakıt maliyetinin en aza indirilmesi için dikkate alınmıştır (Denklem 2.6'nın minimize edilmesi için). HŞO yaklaşımı kullanan, IEEE 30 bara test sisteminin sonuçları Çizelge 3.8'de verilmiştir. Şekil 3.4, HŞO yaklaşımının yakınsama

eğrisini göstermektedir. HŞO'nun Çizelge 3.8'de verilen kontrol değişkenleri ile yakıt maliyeti 798.9105 \$/s hesaplanmıştır. Bu değer ve temel durumla (901.9516 \$/s) karşılaştırıldığında toplam yakıt maliyetinin % 11.42 azalmıştır. Temel durum güç sistemine sezgisel optimizasyon algoritmaları uygulanmadan bulunan sonuçları ifade eder. Çizelge 3.16' da, aynı koşullar kullanılarak, HŞO ile Durum 1'de elde edilen sonuçlar, literatürde verilen diğer bazı tekniklerle karşılaştırılmıştır. Çizelge 3.16'da HŞO'nun literatürdeki birçok teknikten daha iyi sonuç verdiği görülebilir. Daha sonra, IEEE-30 bara test sisteminde yakıt maliyetini en aza indirmek için KKDF, ÜDF, FDF, LNDF, NDF, RDF ve SDF fonksiyonları ile modifiye edilmiş HŞO'lar kullanılmıştır. KKDF, ÜDF, FDF, LNDF, NDF, RDF VE SDF fonksiyonları ile modifiye edilmiş HŞO ile elde edilen sonuçlar ise sırasıyla Çizelge 3.9-3.15'de sunulmuştur. Sonuçlar Çizelge 3.17'de görüldüğü gibi birbiri ile karşılaştırılmaktadır. Çizelge 3.17'de SDF ile Modifiye Edilmiş HŞO'nun Durum 1 için diğer metotlara göre en iyi sonucu verdiği görülmektedir. SDF-HŞO 798.66 \$/s yakıt maliyeti ile klasik HŞO ve Çizelge 3.16'daki verilen en iyi çözüme sahip olan GSA (798.6751 \$/s) yönteminden daha iyi sonuçlara sahiptir. Şekil 3.5'de SDF-HŞO'nun IEEE 30 bara test sistemi üzerindeki yakınsamasını göstermektedir. Görüldüğü gibi, SDF-HŞO algoritması klasik HŞO'ya göre daha hızlı yakınsamaktadır.



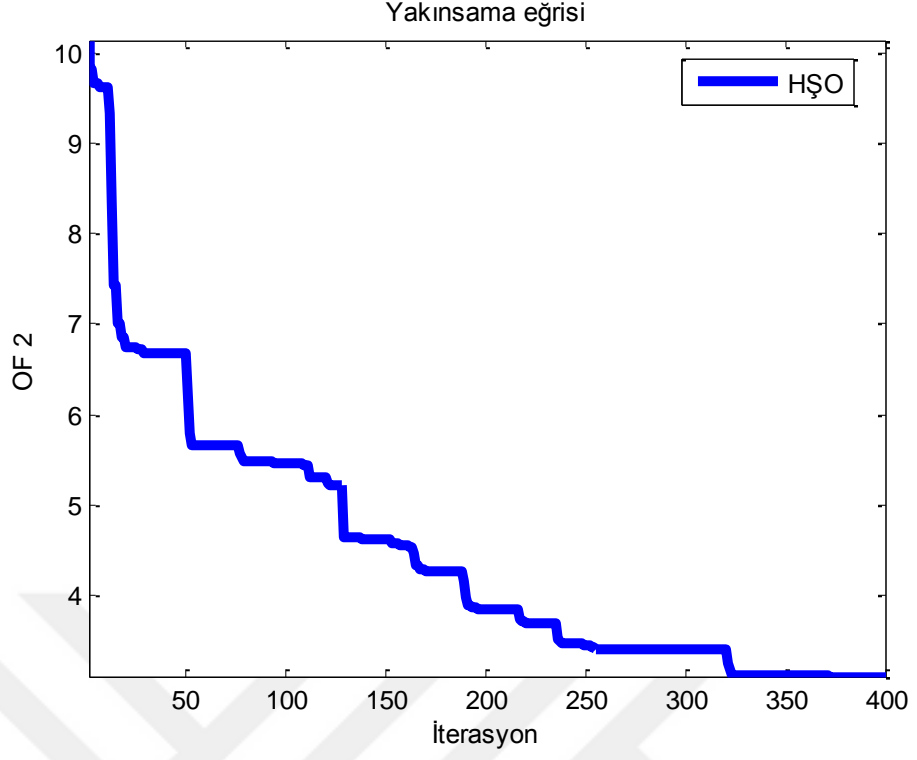
Şekil 3.4 : Durum 1 için Klasik HŞO'nun yakınsaması



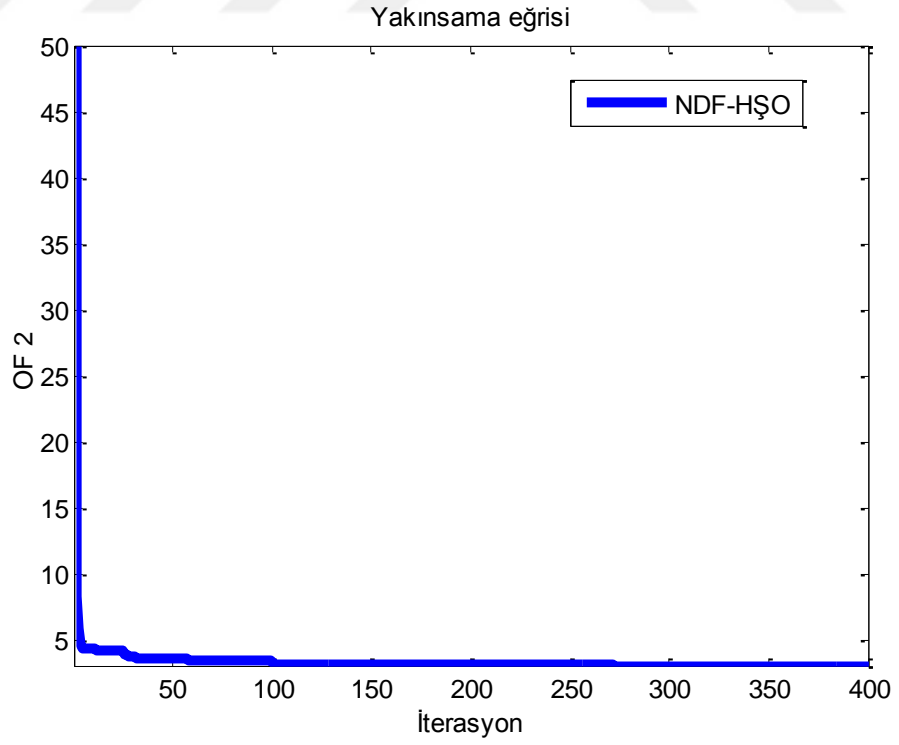
Şekil 3.5 : Durum 1 için SDF-HŞO'nun yakınsaması

Durum 2: Aktif güç kayıplarının minimizasyonu

Durum 2'de, aktif güç kayıplarının en aza indirilmesi Denklem 2.8 kullanılarak yapılmaktadır. Durum 2'deki sonuçlar Çizelge 3.8'de verildiği gibidir. Durum 2 ile aktif güç kaybı 3.1069 MW'tır. Bu hesaplanan aktif güç kaybı sonucu, temel durumun sonucuyla 5.822 MW sonucu ile karşılaştırıldığında, önemli ölçüde azaldığı görülmektedir. Ek olarak, HŞO kullanılarak Durum 2'de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.16'da verilen diğer tekniklerle karşılaştırılmıştır. HŞO çoğu teknikten daha iyi performans göstermiştir. Ayrıca, aktif güç kayıplarını en aza indirmek için yedi farklı dağılım fonksiyonuna sahip Modifiye HŞO, IEEE 30 bara test sistemine uygulanmıştır. Sonuçlar Çizelge 3.9-3.15'de verilmiştir. Çizelge 3.17'da NDF fonksiyonlu modifiye HŞO ile bulunan aktif güç kaybı 3.1041 MW, klasik HŞO'dan 3.1069 MW bulunan aktif güç kaybından daha iyi sonuç vermiştir. RDF ve SDF dağılım fonksiyonlarına sahip Modifiye HŞO'nun sonuçları ise klasik HŞO sonucuna yakındır. Şekil 3.7'de verilen, NDF-HŞO'nun yakınsama eğrisi, Şekil 3.6'de verilen klasik HŞO'a ait yakınsama eğrisine göre daha iyi yakınsadığı görülmektedir.



Şekil 3.6 : Durum 2 için Klasik HŞO'nun yakınsaması



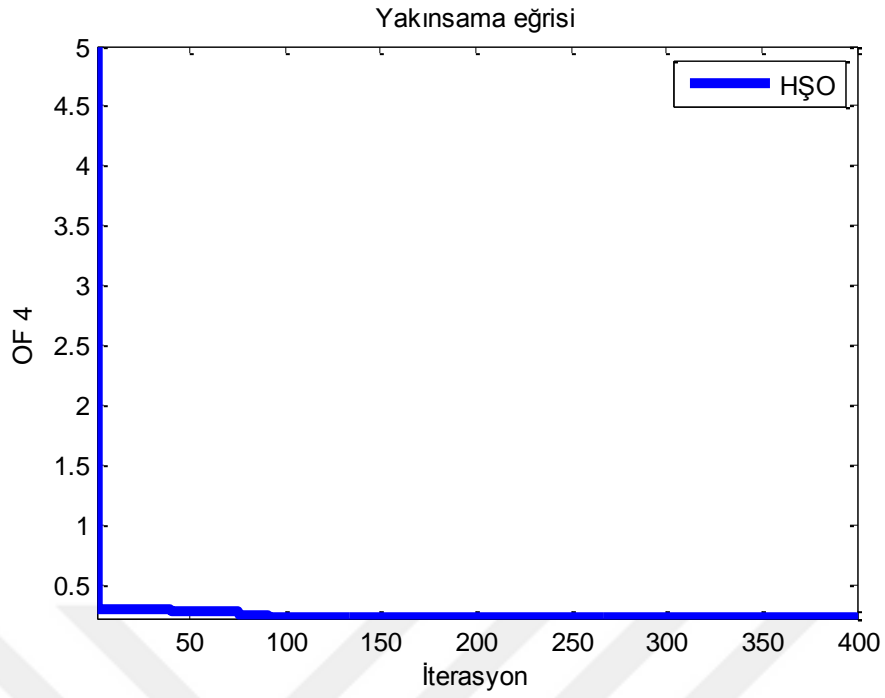
Şekil 3.7 : Durum 2 için NDF-HŞO'nun yakınsaması

Durum 3: Voltaj Profilinin Geliştirilmesi

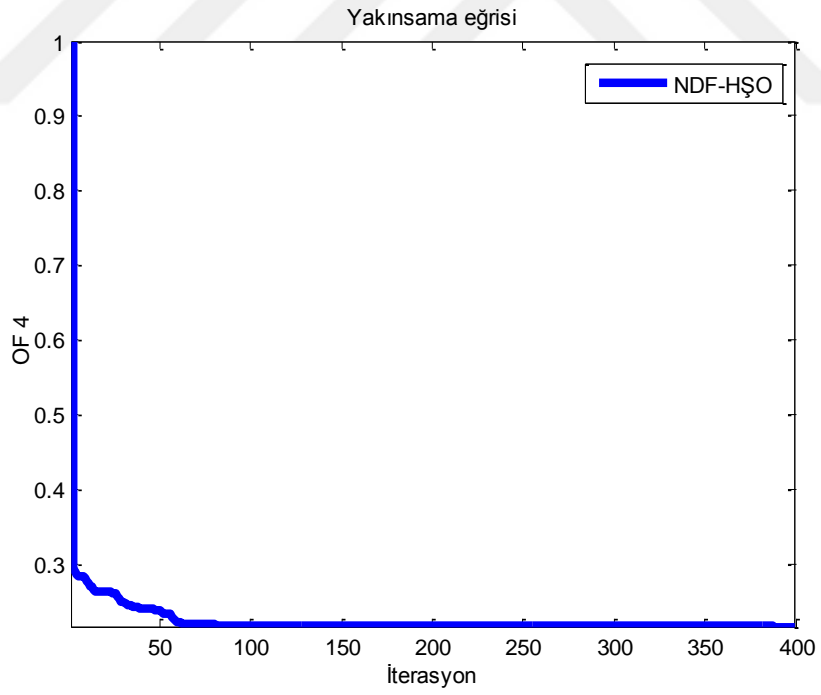
Durum 3'te yakıt maliyeti ve voltaj çöküşünden oluşan çoklu amaç fonksiyonu en aza indirilerek voltaj profilinin iyileştirilmesi amaçlanmıştır (Denklem 2.9). Çizelge 3.8'de voltaj profili, temel durum ile karşılaştırıldığında önemli ölçüde iyileştirilmiştir. Voltaj sapması temel durumda 1.1496 pu'den Durum 3'te 0.1099 pu'ye düşürülmüştür. Bu çalışmada yük baralarının Durum 3 ile gerilim ihlalleri düzeltilmeye çalışılmıştır. Ek olarak, Çizelge 3.16'da, literatürdeki diğer tekniklerin voltaj profili sonuçlarını gösterir (Çizelge 3.16'de, 3. durumda, ilk terim voltaj çökmesini / ikincisi durum yakıt maliyetini belirtir). Çizelge 3.16 incelendiğinde, Durum 3'teki HŞO ile elde edilen sonuçların genellikle literatürdeki diğer sonuçlarla tutarlı olduğu görülebilir. Daha sonra, modifiye edilmiş 7 adet HŞO, IEEE 30 bara test sisteminde voltaj çökmesi ve yakıt maliyetinin en aza indirilmesine uygunlanmıştır (Çizelge 3.9-3.15). Çizelge 3.17'de klasik HŞO'ya (0.1099 pu) kıyasla yedi farklı modifikasyon için voltaj çöküşünün iyileştirildiği görülebilir. NDF ile modifiye edilmiş HŞO'da en iyi sonuç bulunmuştur (0.0997 pu).

Durum 4: Yakıt Emisyonunun Minimizasyonu

Durum 4, Denklem 2.10'u kullanarak zehirli gaz emisyonlarının en aza indirilmesi amaçlanmaktadır. Durum 4'ün optimal ayarları Çizelge 3.8'de verilmiştir. Durum 4, Durum 1 ile karşılaştırıldığında zehirli gaz emisyonları % 40.93 azaltılmıştır. Ancak yakıt maliyeti % 16.71 artmıştır. Durum 4'teki yakıt emisyonu sonucunun Çizelge 3.16'da verilen diğer tekniklere kıyaslandığında tutarlı sonuçlar verdiği görülmektedir. NDF'li HŞO'nun (0.21749) sonuçları klasik HŞO'dan (0.21766) daha iyi sonuç vermiştir (Çizelge 3.17). Klasik HŞO'a ait yakınsama eğrisi Şekil 3.8'deki gibidir. Şekil 3.9'da ise NDF-HŞO'nun yakınsama eğrisi görülmektedir. Burada iki yakınsamanın birbirine yakın olduğu görülmektedir.



Şekil 3.8 : Durum 4 için Klasik HŞO'nun yakınsaması

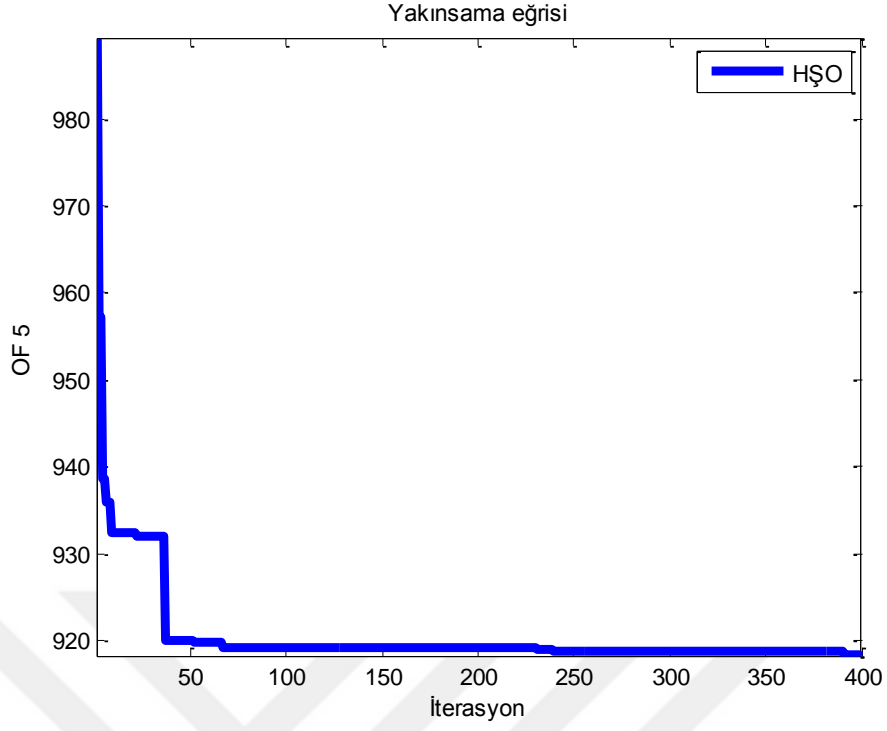


Şekil 3.9 : Durum 4 için NDF-HŞO'nun yakınsaması

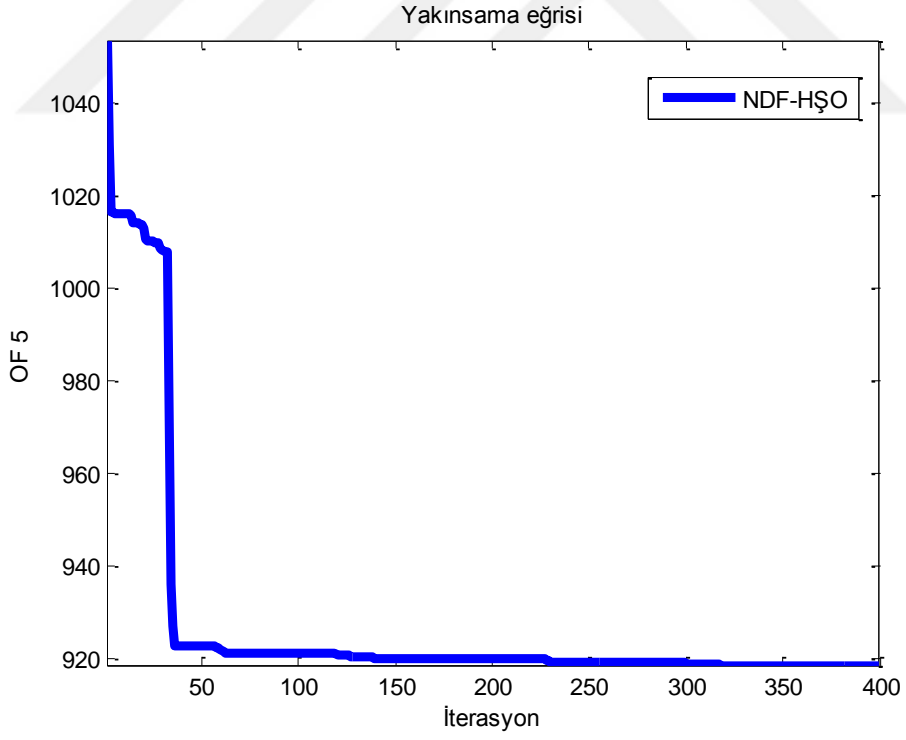
Durum 5: Valf noktası yüklenmesi ile ikinci dereceden yakıt maliyetinin minimizasyonu

Durum 5'te, üretim birimlerinin katsayıları Duman (2017) 'den alınmıştır. Durum 5'te, valf noktası etkisi tüm jeneratörler göz önünde bulundurularak amaç fonksiyonuna eklenir (Denklem 2.11'i kullanarak). Durum 5 için elde edilen optimal sonuçlar Çizelge 3.8'de verildiği gibidir. Aynı koşullar altında literatürdeki diğer tekniklerin sonuçları Çizelge 3.16'da verildiği gibidir. Çizelge 3.16 incelendiğinde, HŞO'nun yakıt maliyeti sonucunun (920.5094 \$/s) literatürdeki diğer algoritmalarından daha iyi olduğu görülmektedir. Modifiye edilmiş HŞO'lar içinden ise en iyi sonucun NDF-HŞO (918.4944 \$/s) değeri olduğu görülmektedir. Ayrıca ÜDF, KKDF, SDF ve RDF ile modifiye edilmiş HŞO'ların, klasik HŞO'dan daha optimal sonuçlar verdiği görülmektedir (bakınız Çizelge 3.17). Klasik HŞO'a ait yakınsama eğrisi Şekil 3.10'daki gibidir. Şekil 3.11'da ise NDF-HŞO'nun yakınsama eğrisi görülmektedir. Burada iki yakınsamanın birbirine yakın olduğu görülmektedir.

Çizelge 3.17'de NDF-HŞO'nun tüm durumlar için klasik HŞO'dan daha iyi sonuçlar verdiği görülebilir. Ayrıca bir önceki bölümde NDF-HŞO benchmark fonksiyonlarında da etkili çözümler üretmiştir. NDF-HŞO, RDF-HŞO ve SDF-HŞO Durum 1 ve 5 için literatürden daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir.



Şekil 3.10 : Durum 5 için Klasik HŞO'nun yakınsaması



Şekil 3.11 : Durum 5 için NDF-HŞO'nun yakınsaması

Çizelge 3.8 : Klasik HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P _{G1} (MW)	50	200*	99.22	177.1489	52.5775	177.4518	69.0633	199.2975
P _{G2} (MW)	20	80	80	48.5908	79.7632	48.9834	68.0021	20.1942
P _{G5} (MW)	15	50	50	21.3147	49.9997	21.8547	50	19.7448
P _{G8} (MW)	10	35	20	20.933	35	23.8097	34.9050	18.9518
P _{G11} (MW)	10	30	20	12.001	29.6619	12	29.8510	15.2090
P _{G13} (MW)	12	40	20	12	39.5046	12	34.8346	19.6718
V ₁ (PU)	0.95	1.1	1.05	1.1	1.0679	1.0142	1.0627	1.095
V ₂ (PU)	0.95	1.1	1.04	1.0806	1.0612	1.0023	1.0563	1.0804
V ₅ (PU)	0.95	1.1	1.01	1.0544	1.0436	0.997	1.0377	1.053
V ₈ (PU)	0.95	1.1	1.01	1.0618	1.0504	1.009	1.0439	1.058
V ₁₁ (PU)	0.95	1.1	1.05	1.1	1.0454	1.0506	1.0752	1.1
V ₁₃ (PU)	0.95	1.1	1.05	1.0410	1.0687	1.0175	1.0537	1.0441
T ₁₁ (PU)	0.9	1.1	1.078	1.0221	0.9906	1.07	1.09931	1.0225
T ₁₂ (PU)	0.9	1.1	1.069	0.9201	0.9737	0.9	0.921	0.9206
T ₁₅ (PU)	0.9	1.1	1.033	0.9665	1.0143	0.995	0.9958	0.9664
T ₃₆ (PU)	0.9	1.1	1.0681	0.9842	0.9822	0.9659	0.9759	0.984
Q _{C10} (MVAR)	0	5	0	4.9951	2.8914	5	4.986	-
Q _{C12} (MVAR)	0	5	0	4.9617	2.5196	2.2444	4.994	-
Q _{C15} (MVAR)	0	5	0	4.9584	3.5481	4.7597	3.349	-
Q _{C17} (MVAR)	0	5	0	4.9988	2.04	0.2719	4.978	-
Q _{C20} (MVAR)	0	5	0	4.3254	3.1852	4.992	4.94	-
Q _{C21} (MVAR)	0	5	0	4.9985	2.7309	4.9143	4.99	-
Q _{C23} (MVAR)	0	5	0	2.6714	3.1663	4.8235	2.942	-
Q _{C24} (MVAR)	0	5	0	4.9978	3.3136	4.94	4.988	-
Q _{C29} (MVAR)	0	5	0	2.3791	1.8528	2.2551	2.241	-
OF1 (\$/s)			901.951	798.9105	965.1211	813.691	932.4159	920.5094
OF2(MW)			5.822	8.5874	3.1069	12.6995	3.2561	9.6692
OF3(p.u.)			1.1496	1.3271	0.8676	0.1099	0.8679	0.8844
OF4(ton/s)				0.3685	0.2212	0.3688	0.21766	0.3738

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.9 : KKDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P_{G1}(MW)	50	200*	176.8107	63.94	175.3185	59.503	198.5905
P_{G2}(MW)	20	80	48.2378	71.0025	41.0498	79.33	20.6487
P_{G5}(MW)	15	50	21.3143	49.955	24.8755	48.372	24.0912
P_{G8}(MW)	10	35	21.2234	34.1488	23.4195	34.9024	22.034
P_{G11}(MW)	10	30	12.3	28.7299	20.0086	29.819	13.911
P_{G13}(MW)	12	40	12	38.8977	12.0216	34.7	13.5168
V₁(PU)	0.95	1.1	1.1	1.0618	1.0033	1.0635	1.0989
V₂(PU)	0.95	1.1	1.0802	1.0577	1.0021	1.0565	1.0805
V₅(PU)	0.95	1.1	1.0563	1.0381	1.0001	1.04	1.0515
V₈(PU)	0.95	1.1	1.0617	1.0440	1.0102	1.043	1.058
V₁₁(PU)	0.95	1.1	1.0440	1.0710	1.0083	1.0721	1.1
V₁₃(PU)	0.95	1.1	1.0411	1.0581	1.0071	1.0534	1.0442
T₁₁(PU)	0.9	1.1	1.0599	1.0897	1.0707	1.0989	1.0223
T₁₂(PU)	0.9	1.1	0.9983	0.9030	0.9021	0.9271	0.9204
T₁₅(PU)	0.9	1.1	0.9997	0.9968	0.9953	0.9934	0.966
T₃₆(PU)	0.9	1.1	1.01	0.9704	0.9704	0.973	0.9836
Q_{C10}(MVAR)	0	5	5	4.999	4.06	4.985	-
Q_{C12}(MVAR)	0	5	5	1.7672	3.64	4.94	-
Q_{C15}(MVAR)	0	5	4.9584	4.2296	5	3.339	-
Q_{C17}(MVAR)	0	5	5	5	0.001	4.967	-
Q_{C20}(MVAR)	0	5	4.8254	3.9570	4.9	4.94	-
Q_{C21}(MVAR)	0	5	4.9835	5	4.8	5	-
Q_{C23}(MVAR)	0	5	3.6725	3.0134	5	2.25	-
Q_{C24}(MVAR)	0	5	4.9978	4.99	5	4.989	-
Q_{C29}(MVAR)	0	5	2.4791	2.327	2.6	5	-
OF1 (\$/s)			798.6955	943.6199	821.1567	945.318	918.8817
OF2(MW)			8.4862	3.274	13.2935	3.2264	9.3923
OF3(p.u.)			0.9887	0.938	0.1009	0.9098	0.8898
OF4(ton/s)			0.3675	0.2197	0.3596	0.2194	0.3731

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.10 : ÜDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P_{G1}(MW)	50	200*	177.0009	61.7809	160.8661	65.5965	198.9458
P_{G2}(MW)	20	80	48.1423	75.0555	42.3001	77.3267	20.4203
P_{G5}(MW)	15	50	21.1378	48.0125	21.373	49.8355	21.2871
P_{G8}(MW)	10	35	21.8919	33.0597	33.366	34.3685	18.9085
P_{G11}(MW)	10	30	11.4539	28.8461	21.7378	29.3504	14.7316
P_{G13}(MW)	12	40	12.2663	39.992	16.0166	30.2562	18.6566
V₁(PU)	0.95	1.1	1.1	1.0617	1.0032	1.061	1.0986
V₂(PU)	0.95	1.1	1.0808	1.0554	1.002	1.0564	1.0802
V₅(PU)	0.95	1.1	1.0562	1.0392	1.001	1.037	1.051
V₈(PU)	0.95	1.1	1.0617	1.0431	1.0101	1.043	1.058
V₁₁(PU)	0.95	1.1	1.09	1.07	1.0505	1.0723	1.1
V₁₃(PU)	0.95	1.1	1.0420	1.0572	1.0171	1.0536	1.0441
T₁₁(PU)	0.9	1.1	1.0394	1.0874	1.0708	1.0984	1.0224
T₁₂(PU)	0.9	1.1	0.9987	0.9032	0.9021	0.9272	0.922
T₁₅(PU)	0.9	1.1	0.9906	0.9955	0.9954	0.945	0.9661
T₃₆(PU)	0.9	1.1	0.9999	0.972641	0.9705	0.9376	0.984
Q_{C10}(MVAR)	0	5	5	5	4.03	5	-
Q_{C12}(MVAR)	0	5	4.9617	2.765	3.66	4.96	-
Q_{C15}(MVAR)	0	5	4.9583	4.2296	5	3.35	-
Q_{C17}(MVAR)	0	5	5	5	0.01	4.977	-
Q_{C20}(MVAR)	0	5	4.8254	4	5	4.94	-
Q_{C21}(MVAR)	0	5	5	5	5	5	-
Q_{C23}(MVAR)	0	5	3.6714	3.0135	5	1.2	-
Q_{C24}(MVAR)	0	5	5	5	5	4.989	-
Q_{C29}(MVAR)	0	5	2.3771	1.32467	2.61	5	-
OF1 (\$/s)			798.6875	943.7095	823.2064	937.0926	919.7738
OF2(MW)			8.4932	3.346	12.2597	3.333	9.55
OF3(p.u.)			1.0015	0.881	0.1042	0.8903	0.8845
OF4(ton/s)			0.3682	0.2217	0.3245	0.2186	0.3731

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.11 : FDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P _{G1} (MW)	50	200*	179.4950	64.1375	186.5599	86.4328	198.6975
P _{G2} (MW)	20	80	49.0776	80	25.481	52.84	20.58
P _{G5} (MW)	15	50	21.0366	49.9274	25.8775	49.958	18.4453
P _{G8} (MW)	10	35	14.3060	33.1441	17.4069	34.915	18.4273
P _{G11} (MW)	10	30	15.5222	27.9184	17.9408	24.8169	18.4238
P _{G13} (MW)	12	40	12.6924	31.753	23.9472	38.0532	18.4224
V ₁ (PU)	0.95	1.1	1.1	1.0616	1.0031	1.0631	1.0987
V ₂ (PU)	0.95	1.1	1.0802	1.0551	1.0015	1.056	1.0802
V ₅ (PU)	0.95	1.1	1.0563	1.0391	1	1.038	1.0516
V ₈ (PU)	0.95	1.1	1.0677	1.043	1.01	1.042	1.058
V ₁₁ (PU)	0.95	1.1	1.09	1.0701	1.0076	1.0711	1.099
V ₁₃ (PU)	0.95	1.1	1.0451	1.0273	1.0172	1.0531	1.0443
T ₁₁ (PU)	0.9	1.1	1.0549	1.0867	1.07	1.0988	1.0224
T ₁₂ (PU)	0.9	1.1	0.9983	0.9032	0.9022	0.927	0.921
T ₁₅ (PU)	0.9	1.1	0.9906	0.9964	0.995	0.9931	0.966
T ₃₆ (PU)	0.9	1.1	0.9983	0.9713	0.9705	0.9732	0.9836
Q _{C10} (MVAR)	0	5	5	5	4.04	4.984	-
Q _{C12} (MVAR)	0	5	5	2.767	3.62	4.94	-
Q _{C15} (MVAR)	0	5	4.9584	4.239	5	3.334	-
Q _{C17} (MVAR)	0	5	5	5	0.01	4.6	-
Q _{C20} (MVAR)	0	5	4.8255	3.9171	5	4.941	--
Q _{C21} (MVAR)	0	5	4.9835	5	4.998	5	-
Q _{C23} (MVAR)	0	5	3.8724	3.01354	4.98	2.55	-
Q _{C24} (MVAR)	0	5	4.9978	5	5	5	-
Q _{C29} (MVAR)	0	5	2.4491	3.32767	2.54	5	-
OF1 (\$/s)			799.4286	941.9675	834.1582	912.1129	921.1891
OF2(MW)			8.7297	3.4803	13.8133	3.656	9.5963
OF3(p.u.)			1.0099	0.7746	0.1033	0.895	0.894
OF4(ton/s)			0.3746	0.2204	0.3935	0.2265	0.3723

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.12 : LNDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P _{G1} (MW)	50	200*	183.5863	145.3827	188.4672	139.99	193.9725
P _{G2} (MW)	20	80	31.6913	35.7505	46.2497	29.89	20
P _{G5} (MW)	15	50	17.8072	26.4297	15.3455	30.204	19.2238
P _{G8} (MW)	10	35	16.1599	27.9655	13.99	29.74	19.5970
P _{G11} (MW)	10	30	20.7851	27.9382	14.3142	29.799	20.4653
P _{G13} (MW)	12	40	21.9643	26.6147	19.9874	29.783	19.3432
V ₁ (PU)	0.95	1.1	1.1	1.06	1.008	1.06	1.0987
V ₂ (PU)	0.95	1.1	1.0804	1.0557	1.005	1.05	1.0805
V ₅ (PU)	0.95	1.1	1.0562	1.0351	1.001	1.037	1.0512
V ₈ (PU)	0.95	1.1	1.0612	1.0441	1.0101	1.043	1.0584
V ₁₁ (PU)	0.95	1.1	1.0441	1.073	1.0079	1.07	1.1
V ₁₃ (PU)	0.95	1.1	1.0411	1.0551	1.017	1.05	1.0444
T ₁₁ (PU)	0.9	1.1	1.0592	1.0817	1.0709	1.097	1.0226
T ₁₂ (PU)	0.9	1.1	0.9963	0.9621	0.903	0.9241	0.9218
T ₁₅ (PU)	0.9	1.1	0.9902	0.9958	0.99	0.993	0.97
T ₃₆ (PU)	0.9	1.1	1.01	0.9759	0.97	0.976	0.984
Q _{C10} (MVAR)	0	5	5	5	4.05	5	-
Q _{C12} (MVAR)	0	5	4.99	1.9662	3.7	5	-
Q _{C15} (MVAR)	0	5	4.9583	4.4286	5	3.32	-
Q _{C17} (MVAR)	0	5	5	5	0.2	4.97	-
Q _{C20} (MVAR)	0	5	4.8255	3.9581	5	4.94	-
Q _{C21} (MVAR)	0	5	5	5	5	5	-
Q _{C23} (MVAR)	0	5	3.6724	3.01454	4.9	2	-
Q _{C24} (MVAR)	0	5	4.9978	5	5	4.98	-
Q _{C29} (MVAR)	0	5	2.4491	2.35	2.4	4.99	-
OF1 (\$/s)			810.0202	823.3037	823.66	835.8	956.8693
OF2(MW)			8.594	6.6813	14.951	6.02	9.2063
OF3(p.u.)			0.9584	0.7839	0.1061	0.9	0.889
OF4(ton/s)			0.385	0.2925	0.4019	0.2838	0.3637

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.13 : NDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P _{G1} (MW)	50	200*	177.0921	52.7504	189.1023	67.0614	199.4035
P _{G2} (MW)	20	80	48.6258	79.0938	29.7133	70.5555	20.1261
P _{G5} (MW)	15	50	21.1735	49.9505	27.6021	50	20.5447
P _{G8} (MW)	10	35	21.1254	35	17.1671	34.9803	20.9209
P _{G11} (MW)	10	30	11.9079	29.8376	19.8325	29.8918	15.2196
P _{G13} (MW)	12	40	12	39.8719	14.1033	34.1751	16.599
V ₁ (PU)	0.95	1.1	1.1	1.0618	1.001	1.062	1.099
V ₂ (PU)	0.95	1.1	1.0806	1.0556	1.002	1.0563	1.0804
V ₅ (PU)	0.95	1.1	1.0564	1.0391	1	1.0377	1.0514
V ₈ (PU)	0.95	1.1	1.0618	1.0431	1.01	1.0432	1.0581
V ₁₁ (PU)	0.95	1.1	1.09	1.07	1.0083	1.038	1.099
V ₁₃ (PU)	0.95	1.1	1.0410	1.0571	1.017	1.0723	1.0441
T ₁₁ (PU)	0.9	1.1	1.0399	1.08774	1.0706	1.0984	1.0224
T ₁₂ (PU)	0.9	1.1	0.9988	0.9031	0.9020	0.9271	0.9206
T ₁₅ (PU)	0.9	1.1	0.9905	0.9968	0.9955	0.9945	0.9664
T ₃₆ (PU)	0.9	1.1	0.9997	0.9714	0.9704	0.9737	0.9841
Q _{C10} (MVAR)	0	5	5	4.999	4.03	4.986	-
Q _{C12} (MVAR)	0	5	4.9617	1.767	3.69	4.965	-
Q _{C15} (MVAR)	0	5	4.9584	4.2296	5	3.34	-
Q _{C17} (MVAR)	0	5	4.9988	5	0	4.97	-
Q _{C20} (MVAR)	0	5	4.8254	3.9571	5	4.94	-
Q _{C21} (MVAR)	0	5	4.9885	5	5	4.99	-
Q _{C23} (MVAR)	0	5	3.6714	3.01354	5	1	-
Q _{C24} (MVAR)	0	5	4.9978	5	5	4.98	-
Q _{C29} (MVAR)	0	5	2.3791	2.3276	2.59	5	-
OF1 (\$/s)			798.6877	964.7646	829.819	935.405	918.4944
OF2(MW)			8.5248	3.1041	14.1206	3.2641	9.4137
OF3(p.u.)			1.0317	0.9154	0.0997	0.8865	0.8884
OF4(ton/s)			0.3684	0.2211	0.4005	0.21749	0.3475

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.14 : RDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P _{G1} (MW)	50	200*	177.989	52.3825	175.682	64.8989	199.3243
P _{G2} (MW)	20	80	48.9119	80	41.0855	73.48	20.1769
P _{G5} (MW)	15	50	21.299	49.9981	25.6506	49.17	24.3443
P _{G8} (MW)	10	35	20.0107	34.7485	20.497	34.83	21.9096
P _{G11} (MW)	10	30	11.7588	29.4866	17.1194	29.97	13.5898
P _{G13} (MW)	12	40	12.0219	39.909	16.7994	34.5	13.4827
V ₁ (PU)	0.95	1.1	1.1	1.062	1.002	1.052	1.0988
V ₂ (PU)	0.95	1.1	1.0805	1.0556	1.002	1.0563	1.0805
V ₅ (PU)	0.95	1.1	1.0564	1.0361	1	1.0357	1.0514
V ₈ (PU)	0.95	1.1	1.0619	1.0401	1.01	1.043	1.0581
V ₁₁ (PU)	0.95	1.1	1.049	1.0701	1.008	1.0724	1.099
V ₁₃ (PU)	0.95	1.1	1.0412	1.0573	1.017	1.0576	1.0441
T ₁₁ (PU)	0.9	1.1	1.0359	1.08474	1.0705	1.0981	1.022
T ₁₂ (PU)	0.9	1.1	0.9986	0.908	0.902	0.926	0.9203
T ₁₅ (PU)	0.9	1.1	0.9902	0.9964	0.9954	0.995	0.9661
T ₃₆ (PU)	0.9	1.1	0.9996	0.9715	0.9705	0.974	0.9837
Q _{C10} (MVAR)	0	5	5	4.99	4.02	4.98	-
Q _{C12} (MVAR)	0	5	4.9617	1.9672	3.691	4.96	-
Q _{C15} (MVAR)	0	5	4.9585	4.249	5	3.34	-
Q _{C17} (MVAR)	0	5	5	5	0	4.971	-
Q _{C20} (MVAR)	0	5	4.8254	3.957	5	4.2	-
Q _{C21} (MVAR)	0	5	4.9885	5	5	4.99	-
Q _{C23} (MVAR)	0	5	3.6714	2.9013	5	0.8	-
Q _{C24} (MVAR)	0	5	5	5	5	4.88	-
Q _{C29} (MVAR)	0	5	2.39	2.3276	2.595	5	-
OF1 (\$/s)			798.663	965.9872	821.559	937.864	918.7041
OF2(MW)			8.5914	3.1248	13.4339	3.455	9.4276
OF3(p.u.)			1.0429	0.8814	0.1004	0.8736	0.889
OF4(ton/s)			0.371	0.227	0.3606	0.21807	0.3748

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.15 : SDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P _{G1} (MW)	50	200*	177.7677	55.2138	176.0425	70.6107	198.2332
P _{G2} (MW)	20	80	48.883	80	49.0341	71.0108	20.8784
P _{G5} (MW)	15	50	21.1010	48.8507	25.78	49.9532	18.4345
P _{G8} (MW)	10	35	20.5261	32.7833	17.9	34.2527	18.4176
P _{G11} (MW)	10	30	11.655	30	13.1508	29.6386	18.4315
P _{G13} (MW)	12	40	12.0446	39.81	15.3249	31.3	18.4341
V ₁ (PU)	0.95	1.1	1.1	1.0608	1.0019	1.063	1.0991
V ₂ (PU)	0.95	1.1	1.0804	1.055	1.002	1.0565	1.0804
V ₅ (PU)	0.95	1.1	1.0564	1.0361	1	1.0376	1.0514
V ₈ (PU)	0.95	1.1	1.0617	1.0433	1.0101	1.043	1.059
V ₁₁ (PU)	0.95	1.1	1.049	1.072	1.0074	1.0722	1.099
V ₁₃ (PU)	0.95	1.1	1.0411	1.0541	1.017	1.053	1.044
T ₁₁ (PU)	0.9	1.1	1.0359	1.0807	1.0709	1.0983	1.0225
T ₁₂ (PU)	0.9	1.1	0.9986	0.9601	0.902	0.927	0.9205
T ₁₅ (PU)	0.9	1.1	0.9903	0.9968	0.9953	0.9932	0.9663
T ₃₆ (PU)	0.9	1.1	0.9997	0.9754	0.9704	0.9722	0.984
Q _{C10} (MVAR)	0	5	4.99	4.99	4.04	4.985	-
Q _{C12} (MVAR)	0	5	4.9617	1.96	3.68	4.94	-
Q _{C15} (MVAR)	0	5	4.9585	4.429	4.99	3.339	-
Q _{C17} (MVAR)	0	5	5	5	0.01	4.967	-
Q _{C20} (MVAR)	0	5	4.8253	4	5	4.94	-
Q _{C21} (MVAR)	0	5	4.9885	5	5	5	-
Q _{C23} (MVAR)	0	5	3.6714	3.013	5	2.21	-
Q _{C24} (MVAR)	0	5	5	5	5	5	-
Q _{C29} (MVAR)	0	5	2.41	2.32	2.6	5	-
OF1 (\$/s)			798.66	958.8794	820	928.6717	920.8409
OF2(MW)			8.5773	3.258	13.836	3.3662	9.4293
OF3(p.u.)			1.0426	0.779	0.099	0.9148	0.8921
OF4(ton/s)			0.3704	0.2221	0.3635	0.218	0.3713

* Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.16 : Klasik HŞO'nun literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Metot	Durum 2	Metot	Durum 3	Metot	Durum 4	Metot	Durum 5
HŞO	798.9105	HŞO	3.1069	HŞO	0.1098-813.691	HŞO	0.21766	HŞO	920.5094
GSA (Duman ve diğ., 2012)	798.6751	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1005	PSO (Singh ve diğ., 2016)	0.0891-806.38	ABC (Adaryani ve Karami, 2013)	0.2048	SOS (Duman, 2017)	921.3288
ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	799.0353	BBO (Kumar ve Premalatha, 2015)	3.1009	GSA (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.0932-804.314	ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	0.2056	BSA (Kılıç, 2015)	921.357
GSO (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.06	MPSO (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1031	TLBO (Boucekara ve diğ., 2014)	0.0945-803.787	EBBO (Raviprabakaran ve Subramanian, 2018)	0.226	PSO (Özyön ve diğ., 2011)	925.8265
IABC (Bai ve diğ., 2017)	799.321	MDE (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1619	ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	0.1014-803.39	MPPO (Mohamed ve diğ., 2017)	0.23246	ABC (Özyön ve diğ., 2011)	928.437
ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	799.3881	ALCPSO (Singh ve diğ., 2016)	3.17	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	0.0108-803.312	PSO (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.377	IEP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	953.573
SA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.45	GWO (Fergany ve Hasanien, 2015)	3.41	BSO (Chaib ve diğ., 2016)	0.1147-803.4294			EP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	955.508
GA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.52	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	3.5035	FPA (Trivedi ve diğ., 2016)	0.185			TS-SA (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	959.563
BHBO (Boucekara, 2014)	799.9217	FPA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.5661	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	0.1262-804.59			NSOA (Malik ve diğ., 2010)	984.936
PSO (Abido, 2002a)	800.41	PSO (Singh ve diğ., 2016)	3.629	EM (Boucekara ve diğ., 2014)	0.127-816.96			GA (Malik ve diğ., 2010)	996.0369
MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	800.5099			DE (Boucekara ve diğ., 2014)	0.1357-818.831				
FPSO (Liang ve diğ., 2011)	800.72								
TMM (Ghasemi ve diğ., 2014)	801.0119								

Çizelge 3.17 : Klasik HŞO ile Modifiye edilmiş HŞO'ların karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
HŞO	798.9105	3.1069	0.1099-813.691	0.21766	920.5094
KKDF-HŞO	798.6955	3.274	0.1009-821.156	0.2194	918.8817
ÜDF-HŞO	798.6875	3.346	0.1042-823.206	0.2186	919.7738
FDH-HŞO	799.4286	3.4803	0.1033-834.1582	0.2265	921.1891
LNDF-HŞO	810.0202	6.6813	0.1061-823.66	0.2838	956.8693
NDF-HŞO	798.6877	3.1041	0.0997-829.819	0.21749	918.4944
RDF-HŞO	798.663	3.1248	0.1004-821.559	0.21807	918.7041
SDF-HŞO	798.66	3.258	0.099-820	0.218	920.8409

3.2 HVBO Algoritmasının OYA Problemine Uyarlanması

HVBO yönteminde, OYA probleminin ilgili amaç fonksiyonundaki tüm değişkenler $x_i(t)$ ile tanımlanır. Seçilen amaç fonksiyonunun yapısına göre her $x_i(t)$ değişkeni ile amaç fonksiyonu hesaplanır. HŞO yönteminde kullanılan tüm amaç fonksiyonları HVBO yönteminde de kullanılmıştır. Bölüm 2'de tanımlanan AFM tanımlarına göre; $AFM = [ObjF1 \text{ ObjF2} \text{ ObjF3} \text{ ObjF4} \text{ ObjF5}]$. "j" AFM'nin indeks değeridir. Örneğin $j = 1$ olduğunda $ObjF1$ 'li amaç fonksiyonu seçilir. HŞO'da tanımlanan bu yapı HVBO yönteminde de kullanılmıştır. Aynı zamanda bu yöntem İSÇA ve KE-KDDPSO'da da kullanılmıştır. HVBO yönteminin OYA problemine uyarlanma aşamaları aşağıdaki gibi sıralanmıştır.

OYA problemi için HVBO yöntemlerinin Adımları;

Adım 1: Algoritma, başlangıç parametreleri ve değişkenleri yerine koyularak başlatılır. (Dağılım fonksiyonu, amaç fonksiyon tanımları, jeneratör, bara, kondansatör, transformatör ve hat verileri girilerek).

Adım 2: HVBO'nun parametrelerine göre, popülasyon büyüklüğü (*Dim*), maksimum iterasyon sayısı (*MaxIteration*) ve alt / üst değerler OYA problemi için tanımlanır.

Adım 3: Bu optimizasyon probleminde aktif ve reaktif güç değerleri optimize edilmiş ve voltaj değerleri bu optimize edilmiş parametrelere göre hesaplanmıştır. OYA probleminde her bir değişkenin başlangıç konumu oluşturulur;

$$x_i = x_1 + rand(x_u - x_1) \text{ (for } = i, \dots, N \text{ and } t = 1).$$

Sonrasında bu konumlar seçili ilgili amaç fonksiyonunda yerine koyulur.

Adım 4: Yük akışı için Newton-Raphson yöntemi uygulanır ve yük/jeneratör voltajları, slak (salınım) bara/PV (üretim) baraların aktif gücü, jeneratörler reaktif güçleri vb. gibi tüm bağımlı değişkenler belirlenir.

Adım 5: En iyi konum olarak x_i (her bir hayalet vatozun konumu rastgele olacak şekilde) ayarlanır. x_i amaç fonksiyonuna göre hesaplanır. Genellikle OYA problemi x_i için $x_i = minp(x, u)$ ile tanımlanır. Önerilen problem amaç fonksiyonu veya

değer hesaplama prosedürüne göre eşitlikleri beş tip ile tanımlamaktadır. Bu eşitlikler Bölüm 2'de tanımlanmıştır. AFM'de "j" indekslerinin seçimi için kullanılır.

$$x_i(1) = \text{ObjF1} = a_n + b_n P_{Gi} + c_n P_{Gi}^2$$

for j=1:1:AFM'nin uzunluğu

$x_i(j) = \text{ObjF}(j)$

end

where, AFM=5.

(Adım 6-8 'de belirtilen yiyecek arama stratejileri arası geçiş algoritma rassal olarak karar vermektedir)

Adım 6: Yiyecek arama stratejisi ile (Denklem 2.33) her bir hayalet vatoz önündeki hayalet vatozun durumuna ve mevcut küresel en iyi çözüme göre konumu güncellenir.

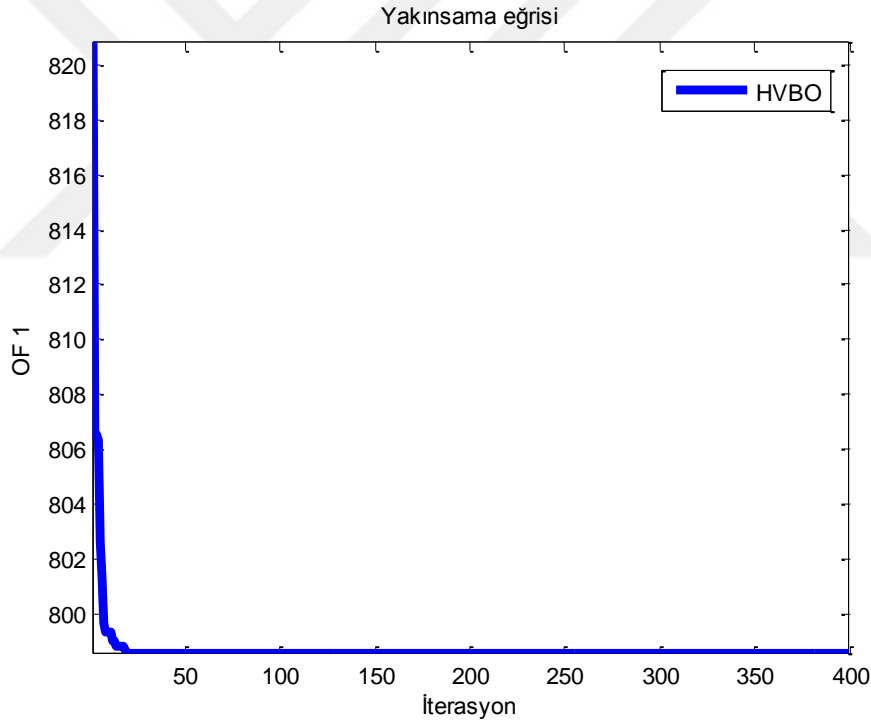
Adım 7: Spiral yiyecek arama stratejisi ile her bireyin hem önündeki hemde önceki bireyin (Denklem 2.35-2.37) referans konumuna göre konumu güncellenir.

Adım 8: Takla atarak yiyecek arama stratejisi ile her bireyin konumu değişen bir arama aralığında Denklem 2.40'a göre adaptif olarak arama yapmasına olanak sağlar.

Adım 9: Herbir hayalet vatozun konumu için amaç fonksiyonu değeri hesaplanır ve en iyi pozisyon güncellenir.

Durum 1: Yakıt maliyetinin minimizasyonu

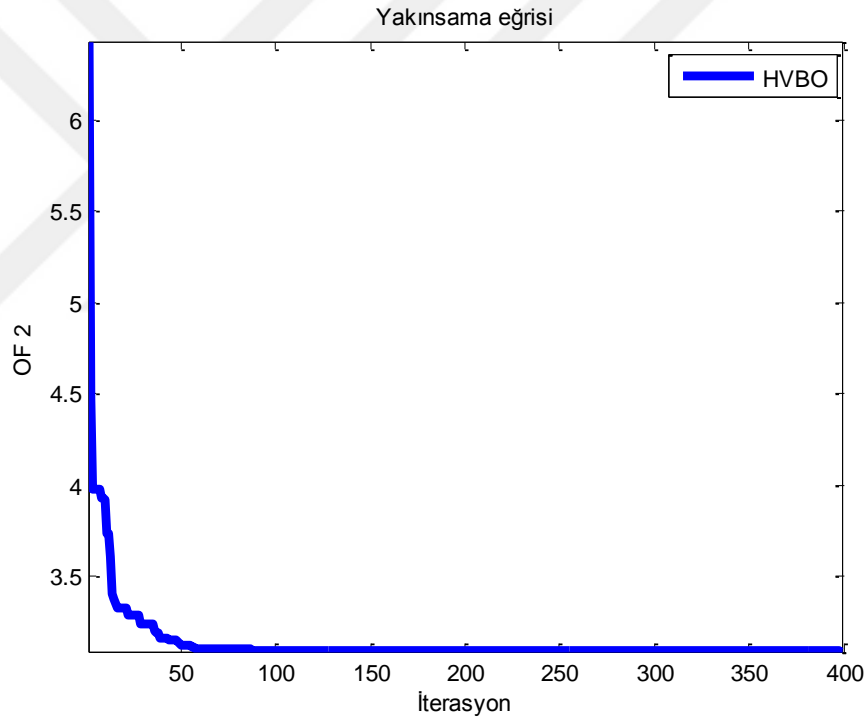
Bu tezde, toplam yakıt maliyetinin en aza indirilmesi için HVBO yöntemi kullanılmıştır (Denklemler 2.6'nın minimize edilmesi için). HVBO yaklaşımı IEEE 30 bara test sisteminde denenmiş ve elde edilen sonuçlar Çizelge 3.18'de sunulmuştur. Şekil 3.12'de, HVBO yaklaşımının yakınsama eğrisini göstermektedir. HVBO ile Çizelge 3.18'de verilen toplam yakıt maliyeti 798.5574 \$/s olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan yakıt maliyeti değeri temel duruma göre (901.951 \$) % 11.419 iyileştirilmiştir. Çizelge 3.19'da, aynı koşullar kullanılarak, HVBO ile Durum 1'de elde edilen sonuçlar, literatürde verilen diğer bazı tekniklerle karşılaştırılmıştır. Çizelge 3.19'da HVBO'nun bu tez çalışmasında karşılaştırılan tekniklerden daha iyi sonuç verdiği görülmektedir. Ayrıca Çizelge 3.18'de tüm kontrol değişkenleri istenilen kısıt aralığında kalmıştır (Durum 1 -5).



Şekil 3.12 : Durum 1 için HVBO'nun yakınsaması

Durum 2: Aktif güç kayıplarının minimizasyonu

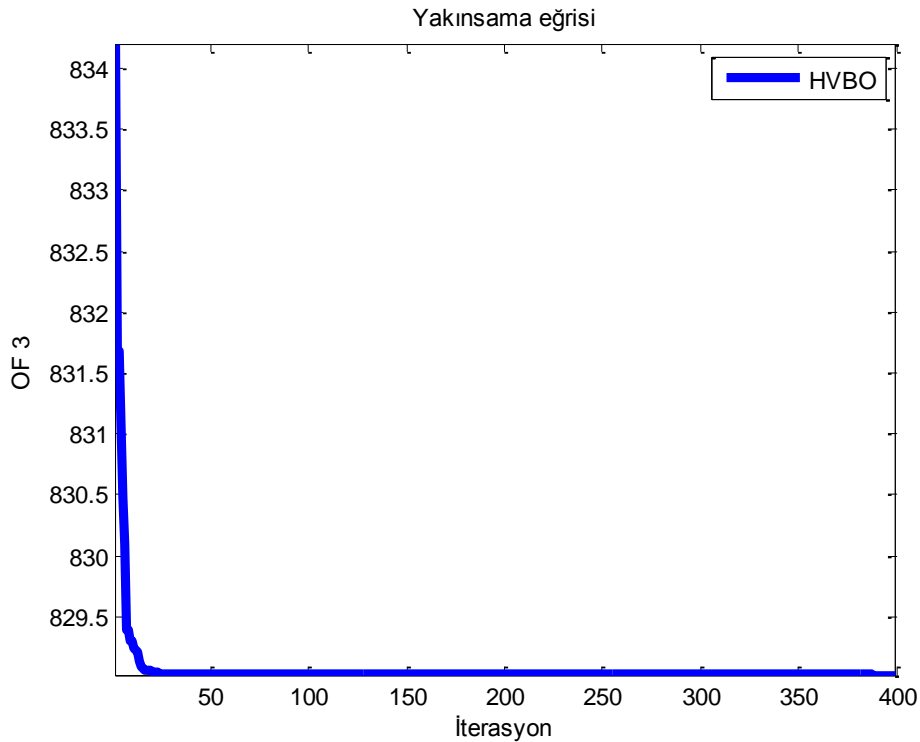
Durum 2'de HVBO yöntemi ile aktif güç kayıplarının en aza indirilmesi (Denklem 2.8'nin) amaçlanmaktadır. HVBO yöntemi ile elde edilen sonuçlar Çizelge 3.18'de verildiği gibidir. HVBO yönteminde aktif güç kaybı 3.0861 MW'tır. Temel durumun sonucuyla (5.822 MW) karşılaştırıldığında, aktif güç kayıplarının önemli ölçüde azaldığı görülmektedir. HVBO yöntemi ile elde edilen yakınsama eğrisi Şekil 3.13'de verilmiştir. Şekil 3.13'de yaklaşık 100. iterasyonda optimal sonuca ulaşıldığı görülmektedir. Ek olarak, HVBO kullanılarak Durum 2'de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.19'de verilen diğer tekniklerle karşılaştırılmıştır. HVBO'nun, Çizelge 3.19'de bildirilen tüm tekniklerden daha iyi sonuç bulduğu görülmektedir.



Şekil 3.13 : Durum 2 için HVBO'nun yakınsaması

Durum 3: Voltaj Profiline Geliştirilmesi

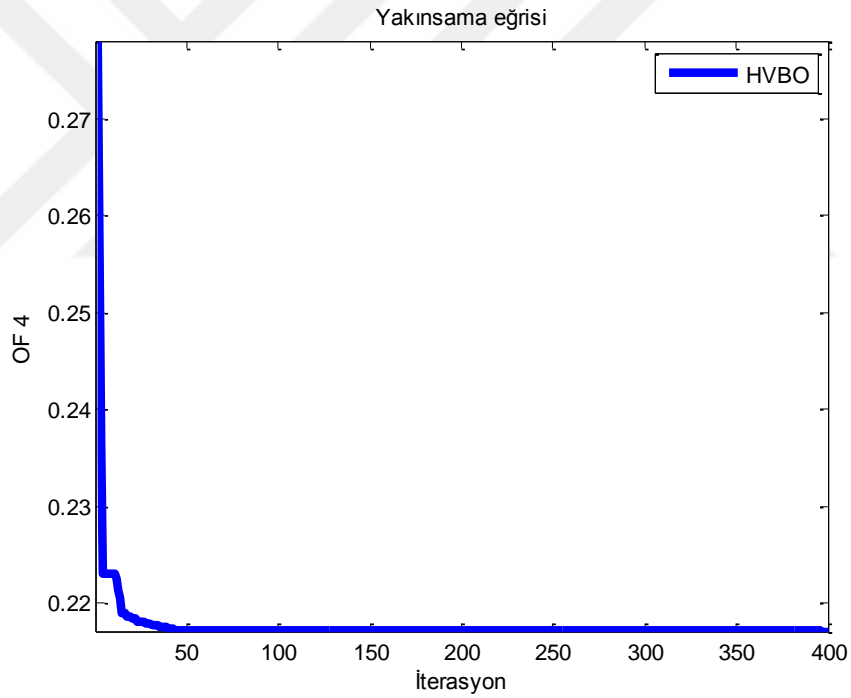
Durum 3'te HŞO yönteminde olduğu gibi HVBO yönteminde de sistem kalitesi için önemli olan voltaj profiline iyileştirilmesi durumu ele alınmıştır. Voltaj profiline iyileştirilmesi, yük bara voltajının sapsmasının azaltılmasına bağlıdır. Bu işlem, yakıt maliyeti ve voltaj çöküşünden oluşan çoklu amaç fonksiyonu değerleri en aza indirilerek sağlanır (Denklem 2.9). HVBO yöntemi ile Durum 3'de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.18'de verildiği gibidir. HVBO yöntemi kullanılarak yakıt maliyeti ve elde edilen voltaj sapsması sırasıyla (819.213 \$/s) ve (0.0981 p.u.) 'dır. Voltaj profili, temel durum ile karşılaştırıldığında 1.1496 pu.'dan 0.0981 pu iyileşme sağlamıştır. Bu çalışmada yük baralarının Durum 3 ile gerilim ihlalleri önemli ölçüde düzeltilmiştir. Ek olarak, Çizelge 3.19'da, literatürdeki diğer tekniklerin voltaj profili sonuçları ile HVBO yönteminin sonuçları karşılaştırılmıştır (Çizelge 3.19'da, 3. durumda, ilk terim voltaj çökmesini / ikincisi durum yakıt maliyetini belirtir). Çizelge 3.19 incelendiğinde, Durum 3'teki HVBO ile elde edilen sonuçların genellikle literatürdeki diğer sonuçlarla tutarlı olduğu görülebilir. Çoklu amaç fonksiyonlu HVBO yöntemine ait yakınsama eğrisi Şekil 3.14'de verildiği gibidir.



Şekil 3.14 : Durum 3 için HVBO'nun yakınsaması

Durum 4: Yakıt Emisyonunun Minimizasyonu

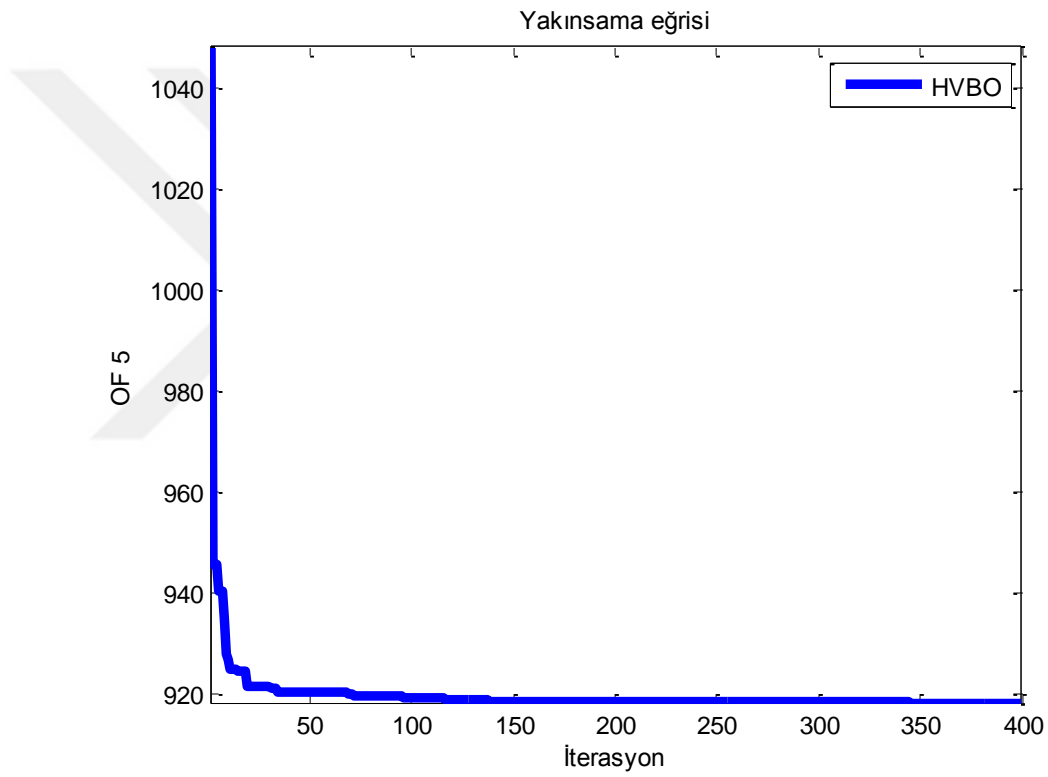
HVBO yönteminde Denklem 2.10'u kullanılarak zehir gaz emisyonlarının en aza indirilmesi amaçlanmaktadır. Burada, tüm üreticilerin maliyet özellikleri ikinci dereceden temsil edilmiştir. HVBO yöntemiyle Durum 4'de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.18'de verildiği gibidir. HVBO ile toplam emisyon maliyeti 0.21709 ton/saat olarak hesaplanmıştır. Durum 4, Durum 1 ile karşılaştırıldığında zehirli gaz emisyonları % 39.89 azaltılmıştır. Durum 4'teki yakıt emisyonu sonucunun Çizelge 3.19'da verilen diğer tekniklere kıyaslandığında ise tutarlı sonuçlar verdiği görülmektedir. HVBO yönteminde yakıt emisyonunun minimizasyonu problemine ait yakınsama eğrisi Şekil 3.15'de verildiği gibidir. Yakınsama eğrisi incelendiğinde yaklaşık 50. iterasyonda yakınsadığı görülmektedir.



Şekil 3.15 : Durum 4 için HVBO'nun yakınsaması

Durum 5: Valf noktası yüklenmesi ile ikinci dereceden yakıt maliyetinin minimizasyonu

Durum 5'te, HŞO yönteminde olduğu gibi HVBO yönteminde valf noktası etkisi tüm jeneratörler göz önünde bulundurularak amaç fonksiyonuna eklenmiştir (Denklem 2.11'i kullanarak). Durum 5 için HVBO yönteminde elde edilen optimal kontrol değişkenleri Çizelge 3.18'de verildiği gibidir. Aynı koşullar altında literatürdeki diğer tekniklerin sonuçları ise Çizelge 3.19'da verilmiştir. Çizelge 3.19 incelendiğinde, HVBO'nun yakıt maliyeti sonucunun (918.1603 \$/s) literatürdeki diğer yöntemlerden daha iyi olduğu görülmektedir. Durum 5'de HVBO'a ait yakınsama eğrisi Şekil 3.16'deki gibidir.



Şekil 3.16 : Durum 5 için HVBO'nun yakınsaması

Çizelge 3.18 : HVBO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P_{G1}(MW)	50	200*	99.22	177.0629	51.4862	176.4605	68.1872	199.5792
P_{G2}(MW)	20	80	80	48.5634	80	49.5198	71.0113	20.0126
P_{G5}(MW)	15	50	50	21.2682	50	21.9034	50	23.2028
P_{G8}(MW)	10	35	20	21.1328	35	24.8455	35	24.0783
P_{G11}(MW)	10	30	20	11.8551	30	12.6928	30	13.0520
P_{G13}(MW)	12	40	20	12	40	12.1331	32.8316	12.90377
V₁(PU)	0.95	1.1	1.05	1.099	1.064	1.0012	1.082	1.094
V₂(PU)	0.95	1.1	1.04	1.0796	1.0571	1.0024	1.058	1.0844
V₅(PU)	0.95	1.1	1.01	1.0554	1.0392	1.01	1.0317	1.0522
V₈(PU)	0.95	1.1	1.01	1.0674	1.0434	1.01	1.0331	1.0555
V₁₁(PU)	0.95	1.1	1.05	1.098	1.0702	1.0522	1.0143	1.1
V₁₃(PU)	0.95	1.1	1.05	1.054	1.0581	1.014	1.0477	1.0431
T₁₁(PU)	0.9	1.1	1.078	1.0349	1.0861	1.0704	1.0077	1.0244
T₁₂(PU)	0.9	1.1	1.069	0.9978	0.9041	0.904	0.913	0.9236
T₁₅(PU)	0.9	1.1	1.033	0.9923	0.9977	0.9945	0.9724	0.9639
T₃₆(PU)	0.9	1.1	1.0681	0.9987	0.9724	0.9791	0.9418	0.9855
Q_{C10}(MVAR)	0	5	0	5	4.99	5	5	-
Q_{C12}(MVAR)	0	5	0	4.9557	2.4672	3.99	5	-
Q_{C15}(MVAR)	0	5	0	4.9887	4.448	5	4.349	-
Q_{C17}(MVAR)	0	5	0	4.7888	5	0.001	4.99	-
Q_{C20}(MVAR)	0	5	0	4.6654	3.75	5	4.94	-
Q_{C21}(MVAR)	0	5	0	4.7741	5	5	4.99	-
Q_{C23}(MVAR)	0	5	0	3.7851	3.2354	5	5	-
Q_{C24}(MVAR)	0	5	0	4.9478	5	5	5	-
Q_{C29}(MVAR)	0	5	0	3.4891	3.87	2.2551	5	-
OF1 (\$/s)			901.951	798.5574	965.1211	819.213	934.43	918.1603
OF2(MW)			5.822	8.4824	3.0861	14.1551	3.6301	9.4286
OF3(p.u.)			1.1496	1.1751	0.8676	0.0981	1.0806	0.8505
OF4(ton/s)				0.368	0.2212	0.3654	0.21709	0.3758

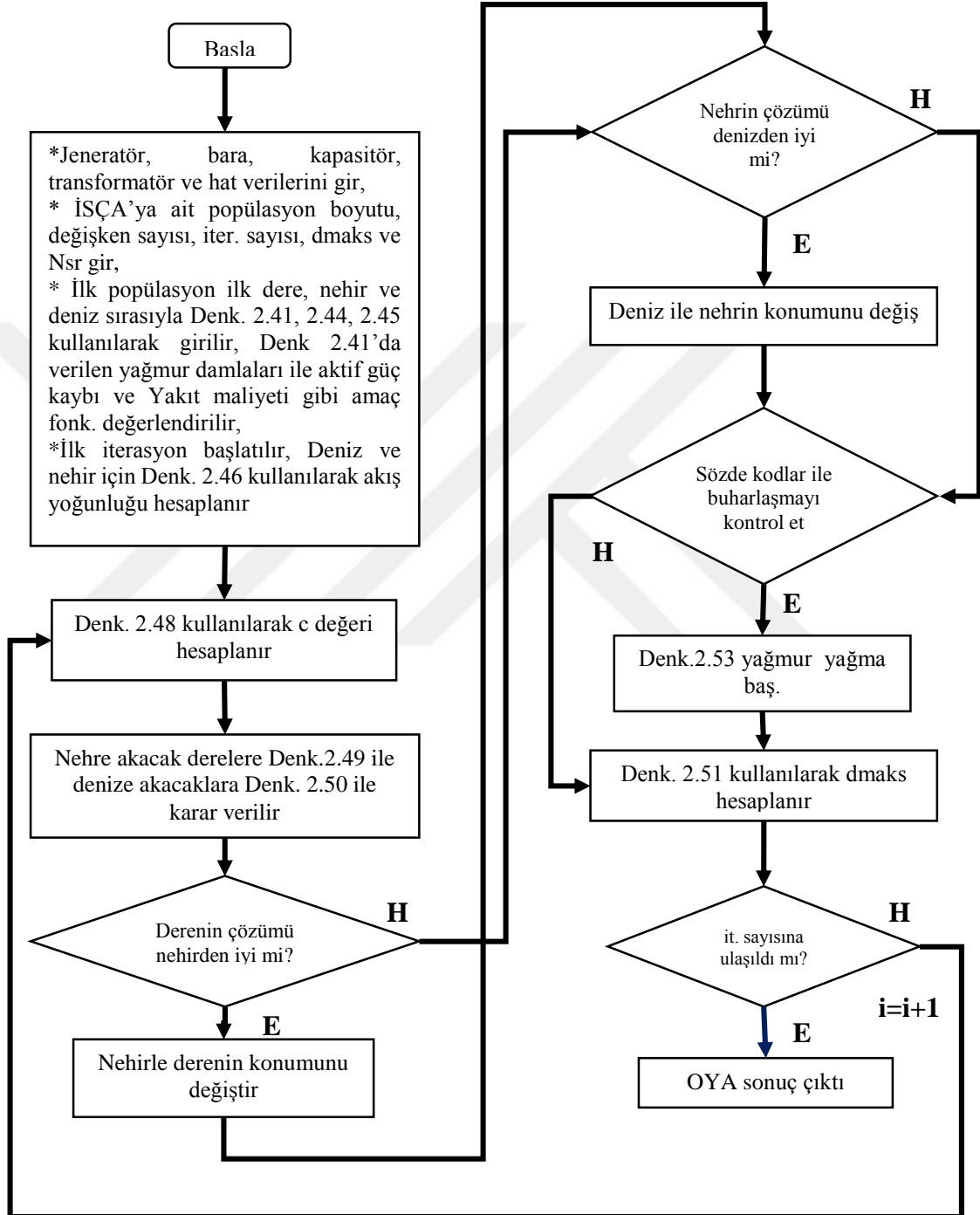
- Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.19 : HVBO'nun literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Metot	Durum 2	Metot	Durum 3	Metot	Durum 4	Metot	Durum 5
HVBO	798.5574	HVBO	3.0861	HVBO	0.0981-819.213	HVBO	0.21709	HVBO	918.1603
GSA (Duman ve diğ., 2012)	798.6751	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1005	PSO (Singh ve diğ., 2016)	0.0891-806.38	ABC (Adaryani ve Karami, 2013)	0.2048	SOS (Duman, 2017)	921.3288
ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	799.0353	BBO (Kumar ve Premalatha, 2015)	3.1009	GSA (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.0932-804.314	ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	0.2056	BSA (Kılıç, 2015)	921.357
GSO (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.06	MPSO (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1031	TLBO (Boucekara ve diğ., 2014)	0.0945-803.787	EBBO (Raviprabakaran ve Subramanian, 2018)	0.226	PSO (Özyön ve diğ., 2011)	925.8265
IABC (Bai ve diğ., 2017)	799.321	MDE (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1619	ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	0.1014-803.39	MPPO (Mohamed ve diğ., 2017)	0.23246	ABC (Özyön ve diğ., 2011)	928.437
ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	799.3881	ALCPSO (Singh ve diğ., 2016)	3.17	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	0.0108-803.312	PSO (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.377	IEP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	953.573
SA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.45	GWO (Fergany ve Hasanien, 2015)	3.41	BSO (Chaib ve diğ., 2016)	0.1147-803.4294			EP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	955.508
GA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.52	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	3.5035	FPA (Trivedi ve diğ., 2016)	0.185			TS-SA (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	959.563
BHBO (Boucekara, 2014)	799.9217	FPA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.5661	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	0.1262-804.59			NSOA (Malik ve diğ., 2010)	984.936
PSO (Abido, 2002a)	800.41	PSO (Singh ve diğ., 2016)	3.629	EM (Boucekara ve diğ., 2014)	0.127-816.96			GA (Malik ve diğ., 2010)	996.0369
MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	800.5099			DE (Boucekara ve diğ., 2014)	0.1357-818.831				
FPSO (Liang ve diğ., 2011)	800.72								
TMM (Ghasemi ve diğ., 2014)	801.0119								

3.3 İSÇA'nın OYA Problemine Uyarlanması

Bölüm 2.3.3'te verilen İSÇA yönteminin OYA problemine uyarlanması aşamaları Şekil 3.17'de verilen akış diyagramında gösterilmiştir.

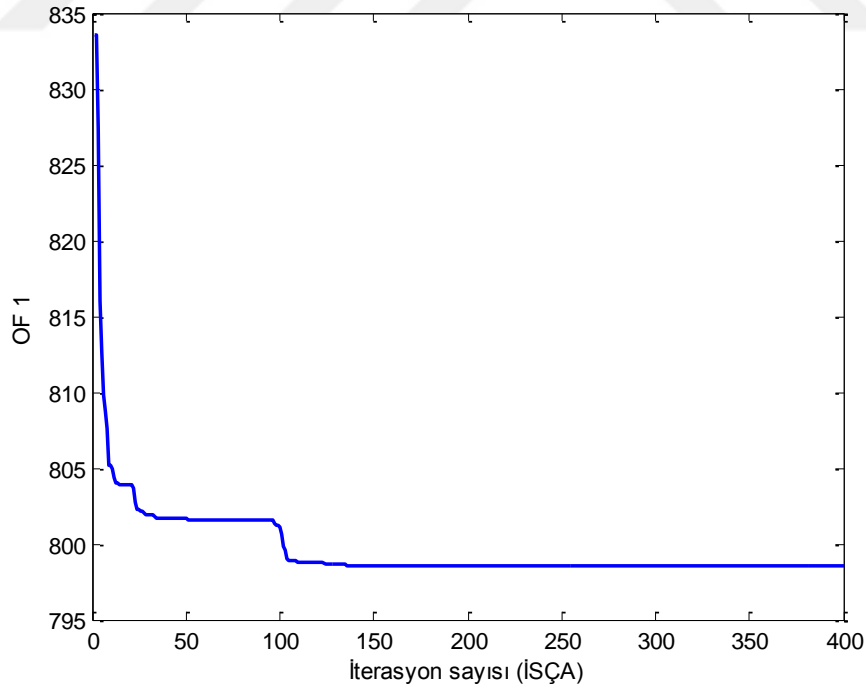


Şekil 3.17 : İSÇA ile OYA probleminin çözüm süreci

Önerilen İSÇA yöntemi IEEE-30 bara test sistemi kullanılarak test edilmiş ve diğer güncel literatürdeki yöntemler ile karşılaştırılmıştır.

Durum 1: Yakıt maliyetinin minimizasyonu

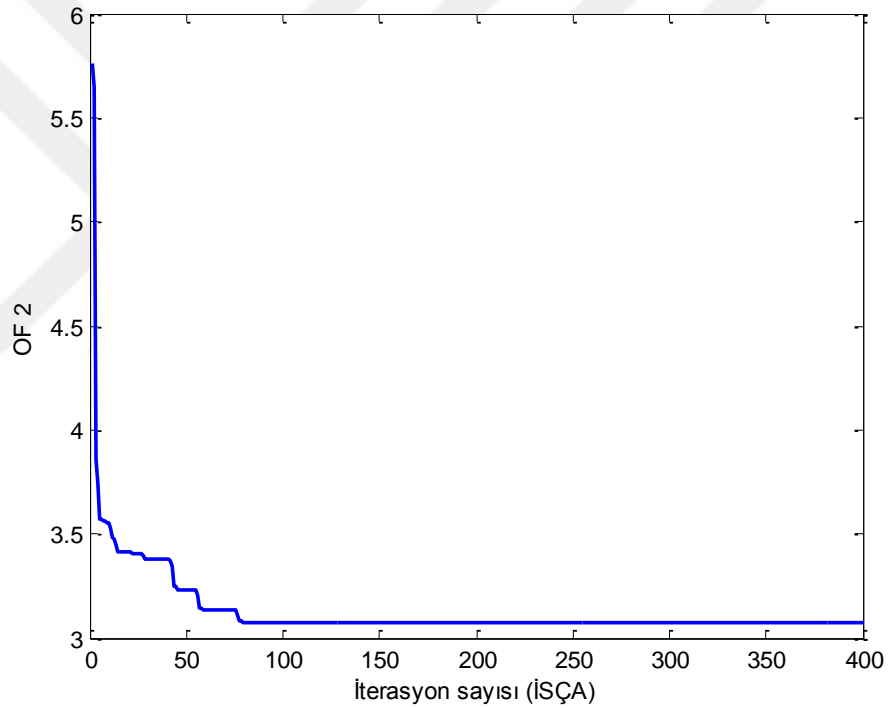
Durum 1’de IEEE 30 bara test sisteminde HŞO ve HVBO yöntemlerinde olduğu gibi İSÇA yöntemi ile de Denklem 2.6 kullanılarak, yakıt maliyetinin minimizasyonu hedeflenmiştir. İSÇA yöntemi ile Durum 1’de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.20’de verilmiştir. Şekil 3.18’de, Durum 1 için İSÇA yaklaşımının yakınsama eğrisini göstermektedir. İSÇA ile toplam yakıt maliyeti 798.56 \$/s hesaplanmıştır. Bu maliyet değeri temel durum ile kıyaslandığında, maliyet (901.9516 \$/s) 103.3916 \$/s azalmıştır. Çizelge 3.21’de, aynı koşullar kullanılarak, İSÇA ile Durum 1’de elde edilen sonuçlar, literatürde verilen diğer teknikler ile karşılaştırılmıştır. İSÇA ile hesaplanan yakıt maliyeti (798.56 \$/s), Çizelge 3.21’de bildirilen tüm yöntemlerden daha başarılı sonuç üretmiştir. Ayrıca Çizelge 3.20’de tüm kontrol değişkenleri istenilen kısıt aralığında kalmıştır.



Şekil 3.18 : Durum 1 için İSÇA'nun yakınsaması

Durum 2: Aktif güç kayıplarının minimizasyonu

Durum 2’de diğer iki yöntemde olduğu gibi İSÇA yönteminde de (IEEE 30 baralı test sisteminde) aktif güç kayıplarının minimizasyonu sağlatılmıştır (Denklem 2.8 ile). İSÇA yöntemi ile elde edilen sonuçlar Çizelge 3.20’de verildiği gibidir. İSÇA yönteminde aktif güç kaybı 3.027 MW hesaplanmıştır. Bu aktif güç kaybı, temel durumun sonucuyla (5.822 MW) karşılaştırıldığında, önemli ölçüde azaldığı görülmektedir. Aynı koşullar kullanarak (kontrol değişkenlerinin limitleri, başlangıç koşulları ve sistem verileri) literatürde diğer güncel yöntemlere ait sonuçların İSÇA ile karşılaştırılması, Çizelge 3.21’de verilmiştir. İSÇA, Çizelge 3.21’de verilen tüm yöntemlerden daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir. Şekil 3.19’de Durum 2’de İSÇA yönteminin yakınsaması görülmektedir.

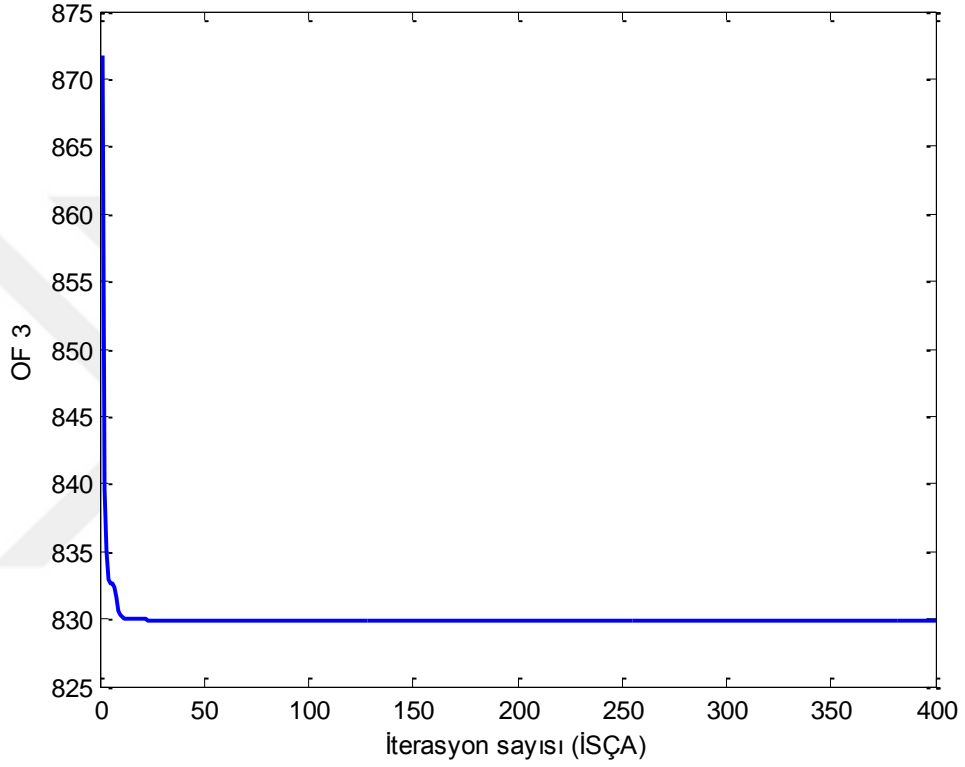


Şekil 3.19 : Durum 2 için İSÇA'nun yakınsaması

Durum 3: Voltaj Profiline Geliştirilmesi

Durum 3’te HŞO ve HVBO yönteminde olduğu gibi İSÇA yönteminde de sistem kalitesi için önemli olan voltaj profiline iyileştirilmesi ele alınmıştır. İSÇA yöntemi ile Durum 3’de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.20’de verildiği gibidir. İSÇA yöntemi kullanılarak yakıt maliyeti ve elde edilen voltaj sapması sırasıyla (818.95 \$) ve (0.109 pu) 'dır. Voltaj profili, temel durum ile karşılaştırıldığında 1.1496 pu.'dan 0.109 pu

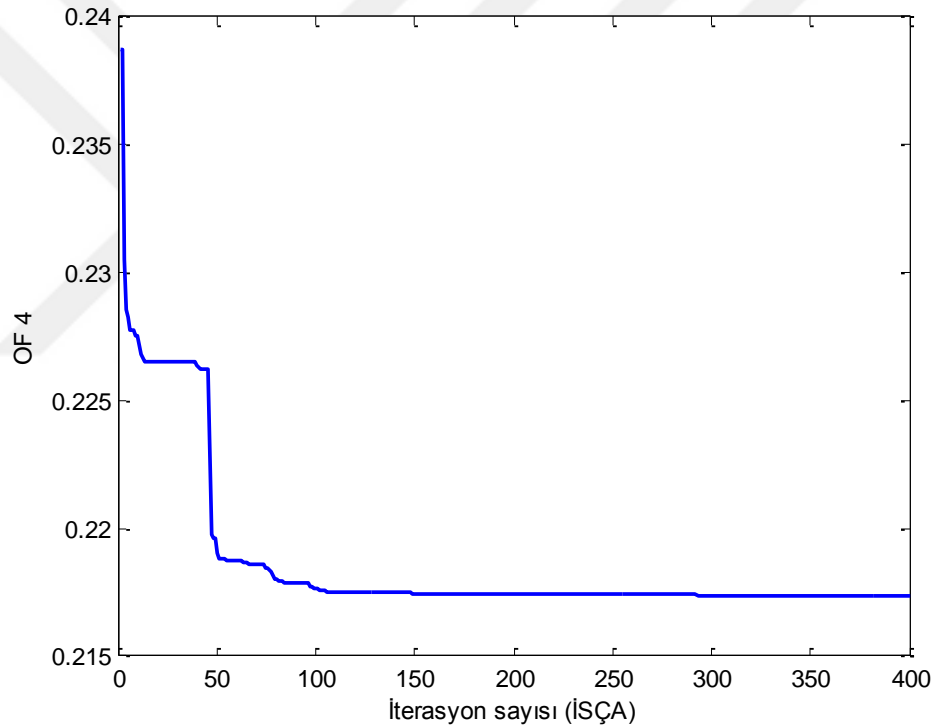
iyileştirilmiştir. Ek olarak, Çizelge 3.21’de, literatürdeki diğer tekniklerin voltaj profili sonuçları ile İSÇA yönteminin sonuçları karşılaştırılmıştır. Çizelge 3.21 incelendiğinde, Durum 3’teki İSÇA ile elde edilen sonuçların genellikle literatürdeki diğer sonuçlara yakın olduğu görülmektedir. Çoklu amaç fonksiyonlu İSÇA yöntemine ait yakınsama eğrisi Şekil 3.20’de verildiği gibidir.



Şekil 3.20 : Durum 3 için İSÇA’nun yakınsaması

Durum 4: Yakıt Emisyonunun Minimizasyonu

HŞO ve HVBO yöntemlerinde olduğu gibi İSÇA'da Denklem 2.10 kullanılarak zehir gaz emisyonlarının en aza indirilmesi amaçlanmıştır. İSÇA yöntemiyle Durum 4'de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.20'de verildiği gibidir. Toplam emisyon maliyeti 0.2174 ton / saat olarak hesaplanmıştır. Durum 4'teki yakıt emisyonu sonucunun Çizelge 3.21'da verilen diğer tekniklere kıyaslandığında EBBO, MPSO ve PSO yöntemlerine göre iyi sonuç verirken, ABC ve ESDE yöntemlerine yakın sonuçlar üretmiştir. İSÇA yönteminde yakıt emisyonunun minimizasyonu problemine ait yakınsama eğrisi Şekil 3.21'de verildiği gibidir. Yakınsama eğrisi incelendiğinde yaklaşık 150. iterasyonda yakınsadığı görülmektedir.

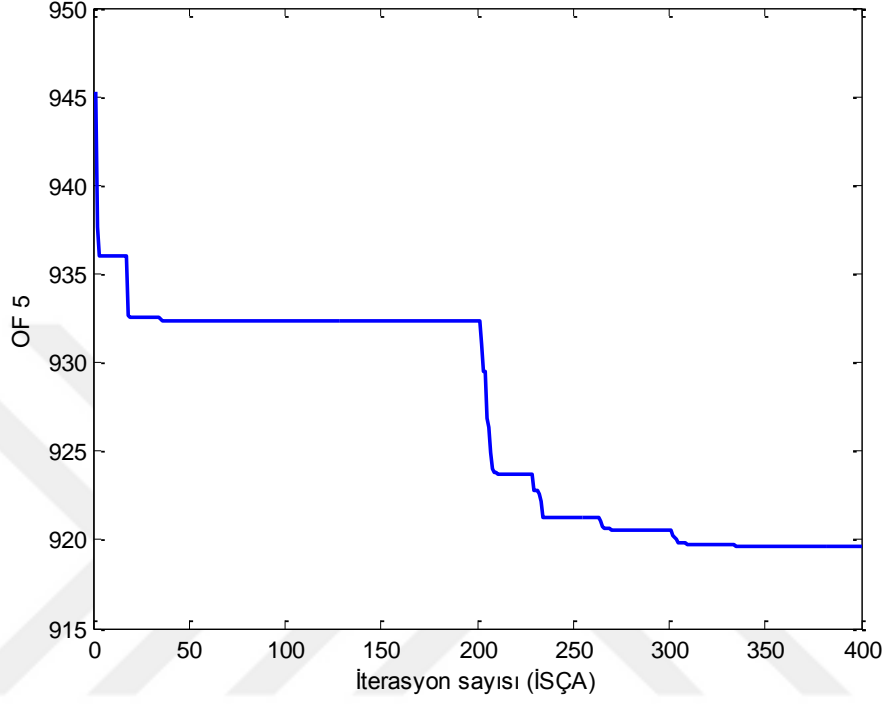


Şekil 3.21 : Durum 4 için İSÇA'nın yakınsaması

Durum 5: Valf noktası yüklenmesi ile ikinci dereceden yakıt maliyetinin minimizasyonu

Durum 5'te, valf noktası etkisi tüm jeneratörler için göz önünde bulundurularak yakıt maliyetinin minimizasyonu sağlatılmıştır. Durum 5'de İSÇA yönteminde elde edilen optimal kontrol değişkenleri Çizelge 3.20'de verildiği gibidir. Aynı koşullar altında

literatürdeki diğer tekniklerin sonuçları ise Çizelge 3.21’de verilmiştir. Çizelge 3.21 incelendiğinde, İSÇA’nın yakıt maliyeti sonucunun (918.2938 \$/s) literatürdeki diğer yöntemlerden daha iyi olduğu görülmektedir. Durum 5’de İSÇA’ya ait yakınsama eğrisi Şekil 3.22’deki gibidir.



Şekil 3.22 : Durum 5 için İSÇA'nın yakınsaması

Çizelge 3.20 : İSÇA için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P_{G1}(MW)	50	200*	99.22	177.076	51.477	177.31	67.9218	199.5996
P_{G2}(MW)	20	80	80	48.557	79.99	49.704	70.8233	20.00
P_{G5}(MW)	15	50	50	21.2684	49.99	21.9042	50	23.6712
P_{G8}(MW)	10	35	20	21.1282	34.99	24.8021	35	25.9908
P_{G11}(MW)	10	30	20	11.8536	29.99	11.8338	30	11.2701
P_{G13}(MW)	12	40	20	12	39.99	12	33.0429	12.2687
V₁(PU)	0.95	1.1	1.05	1.0992	1.0634	1.008	1.07284	1.0941
V₂(PU)	0.95	1.1	1.04	1.0793	1.058	1.0022	1.05652	1.0845
V₅(PU)	0.95	1.1	1.01	1.0555	1.0355	1.005	1.03783	1.0533
V₈(PU)	0.95	1.1	1.01	1.0673	1.0534	1.012	1.04258	1.0556
V₁₁(PU)	0.95	1.1	1.05	1.0981	1.0782	1.0498	1.036	1.1
V₁₃(PU)	0.95	1.1	1.05	1.0542	1.0571	1.015	1.0594	1.0432
T₁₁(PU)	0.9	1.1	1.078	1.0344	1.075	1.0702	1.0796	1.0242
T₁₂(PU)	0.9	1.1	1.069	0.9977	0.9057	0.9038	0.9005	0.9237
T₁₅(PU)	0.9	1.1	1.033	0.9921	0.981	0.9919	0.9862	0.9634
T₃₆(PU)	0.9	1.1	1.0681	0.9988	0.977	0.975	0.976	0.985
Q_{C10}(MVAR)	0	5	0	5	5	5	5	-
Q_{C12}(MVAR)	0	5	0	5	3	4.99	5	-
Q_{C15}(MVAR)	0	5	0	5	5	4.87	4.83	-
Q_{C17}(MVAR)	0	5	0	4.8	5	0.002	5	-
Q_{C20}(MVAR)	0	5	0	4.7	4	5	5	-
Q_{C21}(MVAR)	0	5	0	4.77	5	5	5	-
Q_{C23}(MVAR)	0	5	0	3.785	3.01	4.8	3	-
Q_{C24}(MVAR)	0	5	0	4.9578	5	5	5	-
Q_{C29}(MVAR)	0	5	0	3.411	3.9	3.99	2.66	-
OF1 (\$/s)			901.951	798.56	967.5594	818.95	933.9557	918.2938
OF2(MW)			5.822	8.4832	3.027	14.154	3.388	9.4005
OF3(p.u.)			1.1496	1.1759	1.1147	0.109	0.9042	0.8555
OF4(ton/s)				0.3683	0.2214	0.3683	0.2174	0.3763

*Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.21 : İSÇA'nın literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Metot	Durum 2	Metot	Durum 3	Metot	Durum 4	Metot	Durum 5
İSÇA	798.56	İSÇA	3.027	İSÇA	0.109-818.95	İSÇA	0.2174	İSÇA	918.2938
GSA (Duman ve diğ., 2012)	798.67 51	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1005	PSO (Singh ve diğ., 2016)	0.0891-806.38	ABC (Adaryani ve Karami, 2013)	0.204 8	SOS (Duman, 2017)	921.328 8
ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	799.03 53	BBO (Kumar ve Premalatha, 2015)	3.1009	GSA (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.0932-804.314	ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	0.205 6	BSA (Kılıç, 2015)	921.357
GSO (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.06	MPSO (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1031	TLBO (Boucekara ve diğ., 2014)	0.0945-803.787	EBBO (Raviprabakaran ve Subramanian, 2018)	0.226	PSO (Özyön ve diğ., 2011)	925.826 5
IABC (Bai ve diğ., 2017)	799.32 1	MDE (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1619	ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	0.1014-803.39	MPSO (Mohamed ve diğ., 2017)	0.232 46	ABC (Özyön ve diğ., 2011)	928.437
ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	799.38 81	ALCPSO (Singh ve diğ., 2016)	3.17	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	0.0108-803.312	PSO (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.377	IEP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	953.573
SA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.45	GWO (Fergany ve Hasanien, 2015)	3.41	BSO (Chaib ve diğ., 2016)	0.1147-803.4294			EP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	955.508
GA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.52	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	3.5035	FPA (Trivedi ve diğ., 2016)	0.185			TS-SA (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	959.563
BHBO (Boucekara, 2014)	799.92 17	FPA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.5661	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	0.1262-804.59			NSOA (Malik ve diğ., 2010)	984.936
PSO (Abido, 202)	800.41	PSO (Singh ve diğ., 2016)	3.629	EM (Boucekara ve diğ., 2014)	0.127-816.96			GA (Malik ve diğ., 2010)	996.036 9
MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	800.50 99			DE (Boucekara ve diğ., 2014)	0.1357-818.831				
FPSO (Liang ve diğ., 2011)	800.72								
TMM (Ghasemi ve diğ., 2014)	801.01 19								

3.4 KDDPSO Algoritmasının Kısıtlama Eşiği Yaklaşımı ile Modifiye Edilmesi ve OYA Problemine Uyarlanması

Bu tezde ele alınan OYA problemi elektrik güç sisteminin kısıtlamaları altında iyi bir çözüm elde etmeyi amaçlamaktadır. Çünkü, elektrik enerjisi sistemlerindeki kısıtlamalar sistem performansını ve arızaları çok ciddi şekilde etkilemektedir. Kısıtlamalarda limitleri aşmanın olumsuz etkilerini ortadan kaldırmak için, bu tezde KDDPSO algoritmasını kısıtlama eşik mekanizması ile birleştirilerek, KDDPSO'ya Kısıtlama Eşiği mekanizması eklenerek Kısıt Eşikli KDDPSO (KE-KDDPSO) algoritması önerilmiştir. KE-KDDPSO algoritması, kısıtlamaların belirtilen eşiği dahilinde uygunluk fonksiyonunu karşılamayan parçacıkları ortadan kaldırır. Bu kısıtlama eşik mekanizması çözümlerin güvenilirliğini artırır. Algoritma, hedef fonksiyonu, kısıtlama fonksiyonları ve minimum-maksimum değerleri değişken olarak kabul eder. Amaç ve kısıtlama fonksiyonlarında her değişken için minimum ve maksimum değerler arasında rastgele sürü ve sürü grupları oluşturulur. Kısıtlı amaç fonksiyonu için elde edilen sonucun güvenilirliğini sağlamak amacıyla kısıtlamaların test edilmesi gerekir. Güven testini sağlamak için, her bir değişkene ait minimum ve maksimum değerler arasında oluşturulan sürü gruplarındaki her parçacığın kısıtlama fonksiyonu değeri ölçülür. Değer istenen aralıkta değilse, parçacık gruptan çıkarılır. Grupta kalan her parçacık için uygunluk değeri (amaç fonksiyonu) hesaplanır. Grubun en iyi yerel çözümü varsa, en iyi çözüm güncellenir. Eğer grup en iyi çözüme ulaşamazsa, cezalandırılır ve çözüm havuzundan çıkarılır. Bu işlem en iyi değere sahip bir grup ve parçacık üretilmesine neden olur. KE-KDDPSO algoritmasının bir önceki bölümünde verilen sözde kod (Algoritma 4) yeniden düzenlenerek KE-KDDPSO algoritması elde edilir;

KE-KDDPSO algoritması Sözde Kodu;

Liste baslatilir[S] (sürü matrisi). (Varsayılan değerleri ayarla=> $v_n^s[1]$, $x_n^s[1]$, $X1^s[1]$, $X2^s[1]$)

Döngü (Ana Program)

For each S in List [S]

S ile ilk sürü başlatılır(Go to İlk sürüler)

Calculate group (Go to Sürü grup fonksiyonunu hesapla)

Gruptan yeni gruplar türetilir

Kill 'failed' groups (Hatalı gruplar yok edilir)

End

Until iteration

Function (Sürü grupları hesaplanır)

For each particle n in S (Kısıtlamaları ihlal eden parçacıklar yok edilir)

Calculate and sum the constraints of n

If sum of the constraints value doesn't get better

Kill 'failed' swarm

End

For each particle n in S

Calculate the fitness of n

Find out the best distribution of fitness (Fitnes değerinin en iyi dağılımı öğrenilir)

Update $X_1^s[t]$, $X_2^s[t]$

*Update $v_n^s[t+1]$ **with fractional calculate***

Update $x_n^s[t+1]$

If group S gets better

Reward group by extending its life and spawning new groups

(Grupların yaşam süresini uzatmak ve yeni gruplar oluşturma için gruplar ödüllendirilir)

Else

Punish group by reduce its life and possibly killing particle

(Grupların yaşam süresini azaltmak ve olası grupları öldürmek için gruplar cezalandırılır)

End

Return

Function (İlk sürü)

For 1 to N ($N = \text{Population}$)

For 1 to N_PAR ($N_PAR = \text{Swarm count}$)

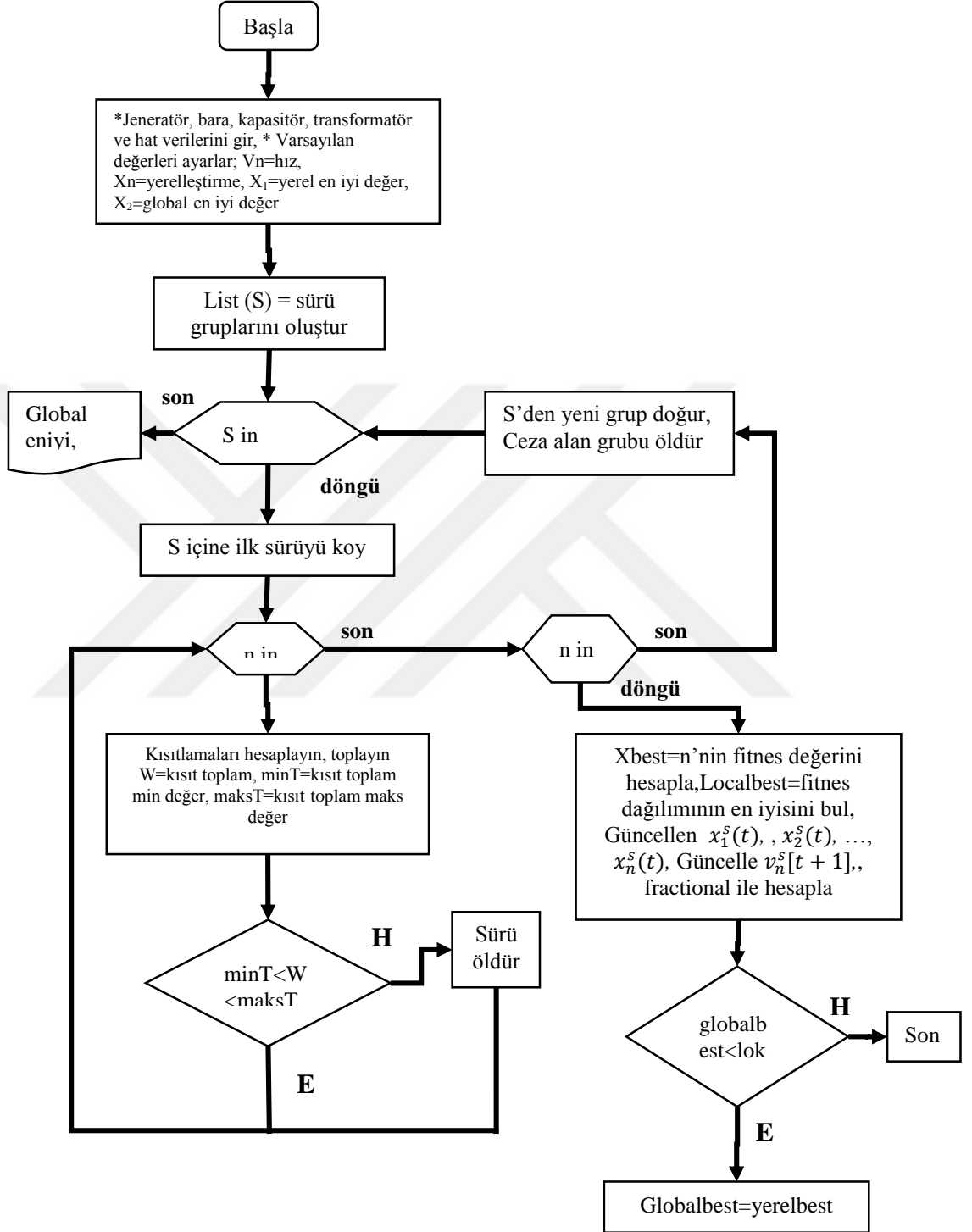
*Swarms $[i] = \text{rand}(1,1) * (X_{MAX} - X_{MIN}) + X_{MIN}$*

End

End

Return Swarms

Önerilen KE-KDDPSO yönteminin OYA problemine uyarlanması aşamaları Şekil 3.23’de verilen akış diyagramında gösterilmiştir.

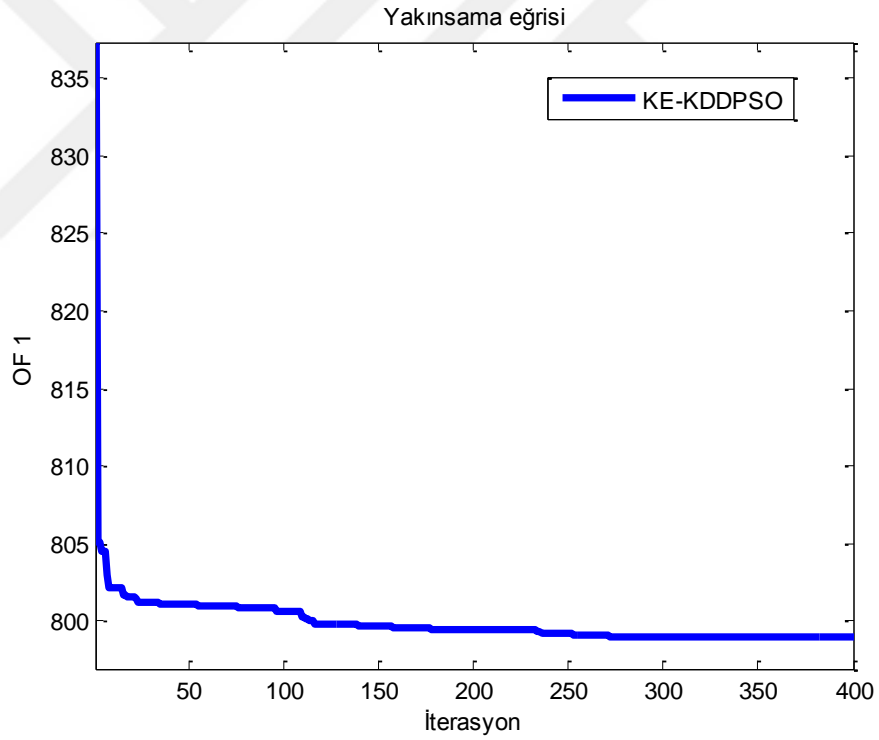


Şekil 3.23 : KE-KDDPSO yöntemini OYA problemine uyarlayan akış diyagramı

Önerilen KE-KDDPSO yöntemi IEEE-30 bara test sistemi kullanılarak test edilmiş ve diğer iyi bilinen literatürdeki yöntemler ile karşılaştırılmıştır.

Durum 1: Yakıt maliyetinin minimizasyonu

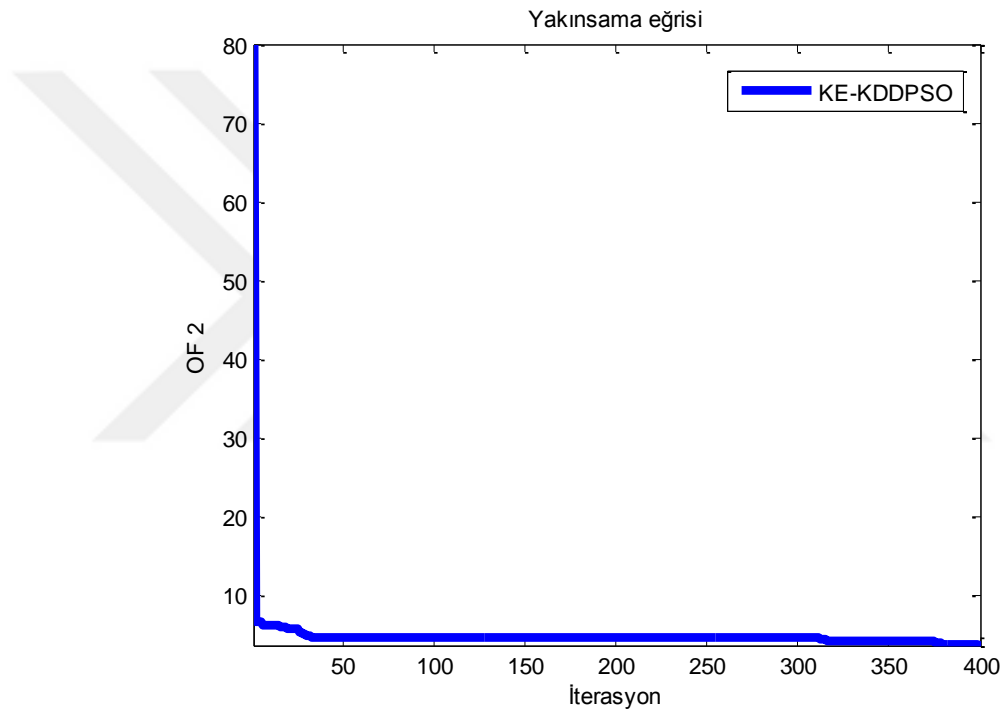
Durum 1’de IEEE 30 bara test sisteminde KE-KDDPSO yöntemi ile Denklem 2.6 kullanılarak, yakıt maliyetinin minimizasyonu hedeflenmiştir. KE-KDDPSO yöntemi ile Durum 1’de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.22’de sunulmuştur. Şekil 3.24’de, KE-KDDPSO yaklaşımının yakınsama eğrisini göstermektedir. HVBO'nun Çizelge 3.22’de verilen toplam yakıt maliyeti (799.1645 \$/s), temel hale göre (901.9516 \$/s) 102.7871 \$/s azaltılmıştır. Çizelge 3.23’de, literatürde verilen diğer bazı tekniklerle karşılaştırılmıştır. GSA, ICBO ve GSO hariç diğer tekniklere göre iyi sonuçlar üretmiştir. Ayrıca Çizelge 3.23’de tüm kontrol değişkenleri istenilen kısıt aralığında kalmıştır.



Şekil 3.24 : Durum 1 için KE-KDDPSO’nun yakınsaması

Durum 2: Aktif güç kayıplarının minimizasyonu

Durum 2'de KE-KDDPSO yöntemi ile aktif güç kayıplarının en aza indirilmesi (Denklemler 2.8'nin) amaçlanmaktadır. KE-KDDPSO yöntemi ile elde edilen sonuçlar Çizelge 3.22'de verildiği gibidir. KE-KDDPSO yönteminde aktif güç kaybı 3.0728 MW'tır. Temel durumun sonucuyla (5.822 MW) karşılaştırıldığında, 2.74 MW aktif güç kaybının azaltıldığı görülmektedir. KE-KDDPSO yöntemine ait yakınsama eğrisi Şekil 3.25'de verildiği gibidir. KE-KDDPSO yönteminde elde edilen aktif güç kaybı sonucu, Çizelge 3.23'de literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma sonucu, bu yöntemle bulunan sonuçların tüm yöntemlerden başarılı olduğu görülmektedir.

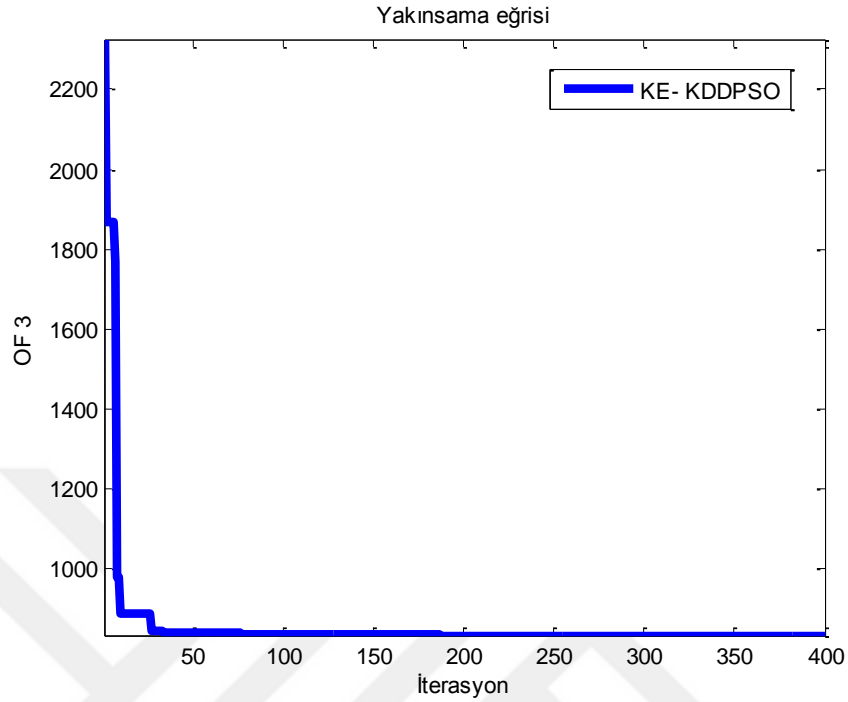


Şekil 3.25 : Durum 2 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması

Durum 3: Voltaj Profiline Geliştirilmesi

Durum 3'te KE-KDDPSO yöntemi ile voltaj profiline iyileştirilmesi ele alınmıştır. Sonuçlar Çizelge 3.22'de verildiği gibidir. Elde edilen sonuçlar yakıt maliyeti için 818.81 \$/s voltaj sapması için 0.1475 pu bulunmuştur. Voltaj profili, temel durum ile karşılaştırıldığında 1.1496 pu'dan 0.1475 pu iyileşme sağlanmıştır. KE-KDDPSO Çizelge 3.23'de literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırıldığında iyi sonuçlar üretememiştir.

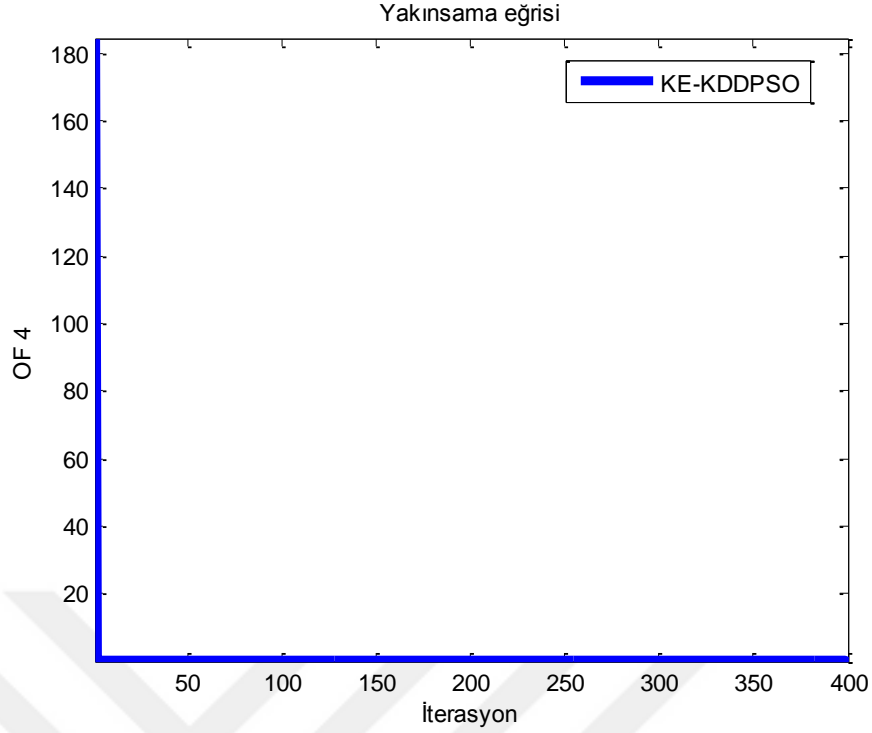
Böylece KE-KDDPSO çoklu amaç fonksiyonunda başarılı sonuçlar verememiştir. Durum 3’de KE-KDDPSO ait yakınsama eğrisi Şekil 3.26’de verildiği gibidir.



Şekil 3.26 : Durum 3 için KE-KDDPSO’nun yakınsaması

Durum 4: Yakıt Emisyonunun Minimizasyonu

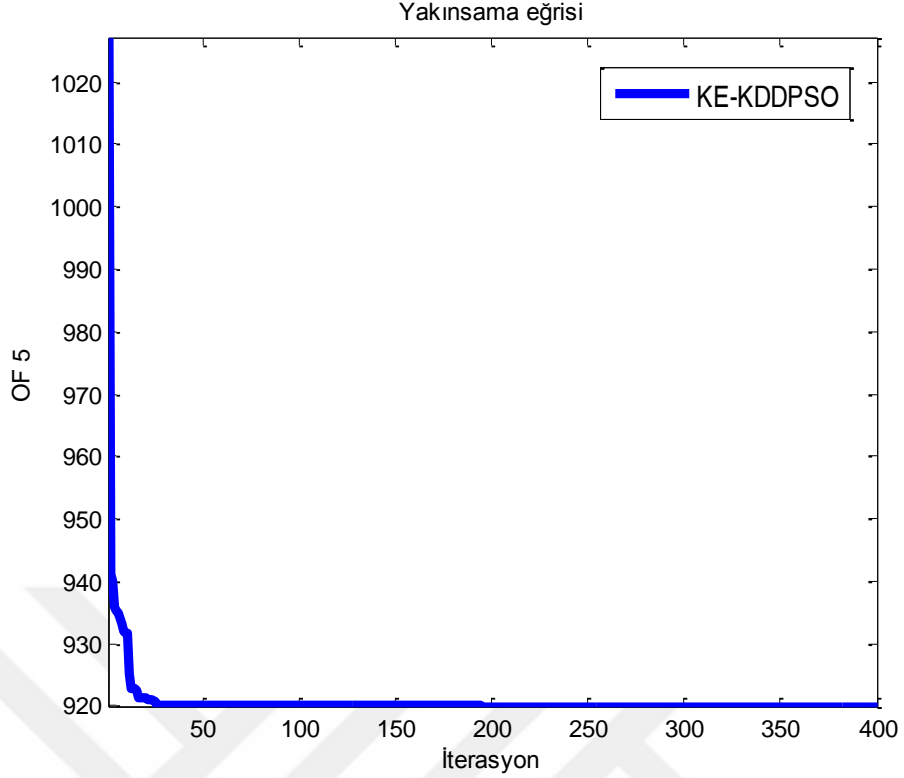
Durum 4’de KE-KDDPSO yönteminde Denklem 2.10 kullanılarak zehir gaz emisyonlarının en aza indirilmesi amaçlanmıştır. KE-KDDPSO yönteminde Durum 4’de elde edilen sonuçlar Çizelge 3.22’de verildiği gibidir. Toplam emisyon maliyeti 0.2171 ton / saat olarak hesaplanmıştır. Durum 4’teki yakıt emisyonu sonucunun Çizelge 3.23’de verilen diğer tekniklere kıyaslandığında EBBO, MPSO ve PSO yöntemlerine göre iyi sonuç verirken, ABC ve ESDE yöntemlerine yakın sonuçlar üretmiştir. KE-KDDPSO yönteminde yakıt emisyonunun minimizasyonu problemine ait yakınsama eğrisi Şekil 3.27’de verildiği gibidir.



Şekil 3.27 : Durum 4 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması

Durum 5: Valf noktası yüklenmesi ile ikinci dereceden yakıt maliyetinin minimizasyonu

Durum 5'te, valf nokta etkisi gözönünde bulundurularak KE-KDDPSO yöntemi ile yakıt maliyetinin minimizasyonu sağlatılmıştır. Durum 5 için KE-KDDPSO yönteminde elde edilen optimal kontrol değişkenleri Çizelge 3.22'de verildiği gibidir. Durum 5'de yakıt maliyeti 917.9501 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu hesaplanan değer aynı koşullar altında literatürdeki diğer tekniklerin sonuçları ile karşılaştırıldığında hepsinden iyi sonuç ürettiği görülmektedir (Çizelge 3.23). Durum 5'de KE-KDDPSO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 3.28'deki gibidir.



Şekil 3.28 : Durum 5 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması

Bu bölümde 4 yöntem IEEE-30 bara test sisteminde OYA problemine uygulanmıştır. OYA problemi için uyarlanan veya kullanılan optimizasyon algoritmalarından elde edilen toplu sonuçlar Çizelge 3.24'de verilmiştir. Çizelge 3.24 incelendiğinde Durum 1'de en iyi sonucun 798.5574 \$/s ile HVBO yöntemine en kötü sonucun ise 810.02 \$/s ile LD-HŞO yöntemine ait olduğu görülmektedir. Durum 2 'de İŞÇA (3.027 MW) yöntemi en iyi sonuca, LNDF-HŞO (6.6813 MW) ise en kötü sonuca sahiptir. Çoklu amaç fonksiyonu olan Durum 3'de voltaj sapması baz alındığından HVBO (0.0981 pu) ile en iyi sonuç bulunmuş iken KE-KDDPSO yöntemi (0.1475 pu) Durum 3'de en kötü performansı sergilemiştir. Durum 4'de ise en iyi performansı HVBO (0.21709 ton/s) göstermiştir. En kötü performansı ise LD-HŞO yöntemi (0.2838 ton/s) sergilemiştir. Durum 5'de KE-KDDPSO (917.9501 \$/s) en iyi performansı sergilerken, en kötü performansı LNDF-HŞO yöntemi (956 \$/s) sergilemiştir. Bu sonuçlardan yararlanılarak gelecek çalışmalarda en iyi sonucu veren durumlar için en uygun algoritmayı kullanan adaptif bir algoritma geliştirilebilir.

Çizelge 3.22 KE-KDDPSO için Durum 1'den, Durum 5'e kontrol değişkenleri

Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
P_{G1}(MW)	50	200*	99.22	177.1087	51.4828	177.89	68.0538	199.5851
P_{G2}(MW)	20	80	80	48.5743	80	49.786	70.935	20.009
P_{G5}(MW)	15	50	50	21.2784	50	21.886	50	22.5627
P_{G8}(MW)	10	35	20	21.2198	35	24.586	35	25.3451
P_{G11}(MW)	10	30	20	11.8735	30	11.408	30	12.6678
P_{G13}(MW)	12	40	20	12	39.99	12	32.8083	12.6337
V₁(PU)	0.95	1.1	1.05	1.099	1.0637	1.0018	1.0728	1.0954
V₂(PU)	0.95	1.1	1.04	1.0796	1.0585	1.0024	1.0564	1.0637
V₅(PU)	0.95	1.1	1.01	1.0554	1.0357	1.0051	1.0382	1.0543
V₈(PU)	0.95	1.1	1.01	1.0674	1.0537	1.0124	1.0444	1.0566
V₁₁(PU)	0.95	1.1	1.05	1.098	1.0788	1.0495	1.037	1.1
V₁₃(PU)	0.95	1.1	1.05	1.054	1.0575	1.0152	1.0587	1.046
T₁₁(PU)	0.9	1.1	1.078	1.0349	1.0751	1.0704	1.0777	1.0334
T₁₂(PU)	0.9	1.1	1.069	0.997	0.9056	0.9035	0.9022	0.9243
T₁₅(PU)	0.9	1.1	1.033	0.9925	0.9877	0.9917	0.9855	0.9649
T₃₆(PU)	0.9	1.1	1.0681	0.9985	0.9774	0.9735	0.9757	0.9867
Q_{C10}(MVAR)	0	5	0	5	5	5	5	-
Q_{C12}(MVAR)	0	5	0	5	3.7282	4.988	5	-
Q_{C15}(MVAR)	0	5	0	4.99	5	4.875	4.831	-
Q_{C17}(MVAR)	0	5	0	4.98	5	5	5	-
Q_{C20}(MVAR)	0	5	0	4.77	4.22	5	5	-
Q_{C21}(MVAR)	0	5	0	4.78	5	5	4.999	-
Q_{C23}(MVAR)	0	5	0	3.7	3.785	4.801	3.22	-
Q_{C24}(MVAR)	0	5	0	4.9	5	5	4.987	-
Q_{C29}(MVAR)	0	5	0	3.7	4.99	3.994	4.662.66	-
OF1 (\$/s)			901.951	799.1645	967.572	818.81	933.6695	917.9501
OF2(MW)			5.822	8.654	3.0728	14.1564	3.3971	9.4034
OF3(p.u.)			1.1496	1.1844	1.167	0.1475	0.9737	0.8354
OF4(ton/s)				0.3681	0.22124	0.3698	0.2171	0.376

*Duman (2017)'e göre bu değer 250 MW alınır (P_{G1} (MW)).

Çizelge 3.23 KE-KDDPSO'nun literatürdeki diğer teknikler ile karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Metot	Durum 2	Metot	Durum 3	Metot	Durum 4	Metot	Durum 5
KE-KDDPSO	799.1645	KE-KDDPSO	3.0728	KE-KDDPSO	0.1475-818.81	KE-KDDPSO	0.2171	KE-KDDPSO	917.9501
GSA (Duman ve diğ., 2012)	798.6751	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1005	PSO (Singh ve diğ., 2016)	0.0891-806.38	ABC (Adaryani ve Karami, 2013)	0.2048	SOS (Duman, 2017)	921.3288
ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	799.0353	BBO (Kumar ve Premalatha, 2015)	3.1009	GSA (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.0932-804.314	ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	0.2056	BSA (Kılıç, 2015)	921.357
GSO (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.06	MPSO (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1031	TLBO (Boucekara ve diğ., 2014)	0.0945-803.787	EBBO (Raviprabakaran ve Subramanian, 2018)	0.226	PSO (Özyön ve diğ., 2011)	925.8265
IABC (Bai ve diğ., 2017)	799.321	MDE (Mohamed ve diğ., 2017)	3.1619	ICBO (Boucekara ve diğ., 2016)	0.1014-803.39	MPSO (Mohamed ve diğ., 2017)	0.23246	ABC (Özyön ve diğ., 2011)	928.437
ESDE (Pulluri ve diğ., 2017)	799.3881	ALCPSO (Singh ve diğ., 2016)	3.17	MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	0.0108-803.312	PSO (Ghasemi ve diğ., 2014)	0.377	IEP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	953.573
SA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.45	GWO (Fergany ve Hasanien, 2015)	3.41	BSO (Chaib ve diğ., 2016)	0.1147-803.4294			EP (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	955.508
GA (Reddy ve Rathnam, 2016)	799.52	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	3.5035	FPA (Trivedi ve diğ., 2016)	0.185			TS-SA (Ongsakul ve Tantimapon, 2006)	959.563
BHBO (Boucekara, 2014)	799.9217	FPA (Mohamed ve diğ., 2017)	3.5661	BHBO (Adaryani ve Karami, 2013)	0.1262-804.59			NSOA (Malik ve diğ., 2010)	984.936
PSO (Abido, 2002a)	800.41	PSO (Singh ve diğ., 2016)	3.629	EM (Boucekara ve diğ., 2014)	0.127-816.96			GA (Malik ve diğ., 2010)	996.0369
MSA (Mohamed ve diğ., 2017)	800.5099			DE (Boucekara ve diğ., 2014)	0.1357-818.831				
FPSO (Liang ve diğ., 2011)	800.72								
TMM (Ghasemi ve diğ., 2014)	801.0119								

Çizelge 3.24 IEEE-30 test bara sisteminde kullanılan yöntemlerin topluca karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4	Durum 5
HŞO	798.9105	3.1069	0.1099-813.691	0.21766	920.5094
KKDF-HŞO	798.6955	3.274	0.1009-821.156	0.2194	918.8817
ÜDF-HŞO	798.6875	3.346	0.1042-823.206	0.2186	919.7738
FDH-HŞO	799.4286	3.4803	0.1033-834.158	0.2265	921.1891
LNDF-HŞO	810.02	6.6813	0.1061-823.66	0.2838	956.8693
NDF-HŞO	798.6877	3.1041	0.0997-829.8193	0.21749	918.4944
RDF-HŞO	798.663	3.124	0.1004-821.559	0.21807	918.7041
SDF-HŞO	798.66	3.258	0.099-820	0.218	920.8409
HVBO	798.5574	3.0861	0.0981-819.213	0.21709	918.1603
İŞÇA	798.56	3.027	0.109-818.95	0.2174	918.2938
KE-KDDPSO	799.1645	3.0728	0.1475-818.81	0.2171	917.9501

4. GERÇEK ZAMANLI ÇALIŞAN GÜÇ SİSTEMELERİNİN SANAL MODELLERİNİN OLUŞTURULMASI, SİMÜLASYONU ve ANALİZİ

Bu bölümde Türkiye’de iki bölgedeki gerçek zamanlı 2 güç sisteminin sanal modeli oluşturulmuş, bu güç sistemlerinden birine ise sanal modelde yenilenebilir enerji santrali eklenmesi önerilmiş, eklenen bu santral ile birlikte sistemin simülasyonu yapılmış ve farklı amaç fonksiyonlarına göre analiz edilerek sonuçları tartışılmıştır. Ayrıca bu bölümde dünyada ve Türkiye’deki sera gazı emisyonu azaltımı projeleri, Türkiye’nin yenilenebilir enerji potansiyeli ve kullanımını artıracak projeler ele alınarak incelenmiştir.

4.1 Doğu Anadolu Bölgesel Güç Sisteminin Modellenmesi ve Analizi

Bu tezde 154 kV Doğu Anadolu Bölgesi Güç Sisteminin bir bölümünde bulunan yükler, enerji iletim hatları ve diğer teçhizatların DigSilent yazılımı ile sanal ortamda modeli oluşturularak, enerjiden verimli yararlanmak için yük akış analizi yapılmıştır. Sanal modelde bu tezde kullanılan 4 adet sezgisel optimizasyon algoritması olan HŞO, HVBO, İŞÇA, KE-KDDPSO ile OYA probleminin çözülmesi hedeflenmiştir. Daha sonra bu modelde optimizasyon algoritmalarının performansı tartışılmıştır. Ayrıca optimizasyon sonuçlarının gerçek zamanlı sistemde çalışan güç sistemi ile karşılaştırılması için bu güç sisteminin sanal ortamda modellenmesi yapılmıştır. Böylece oluşturulan sanal model için en etkili optimizasyon algoritması önerilerek 2023 ulusal strateji hedeflerimizden biri olan enerji tasarrufu ve verimliliği konusuna, katkı sağlanması hedeflenmiştir.

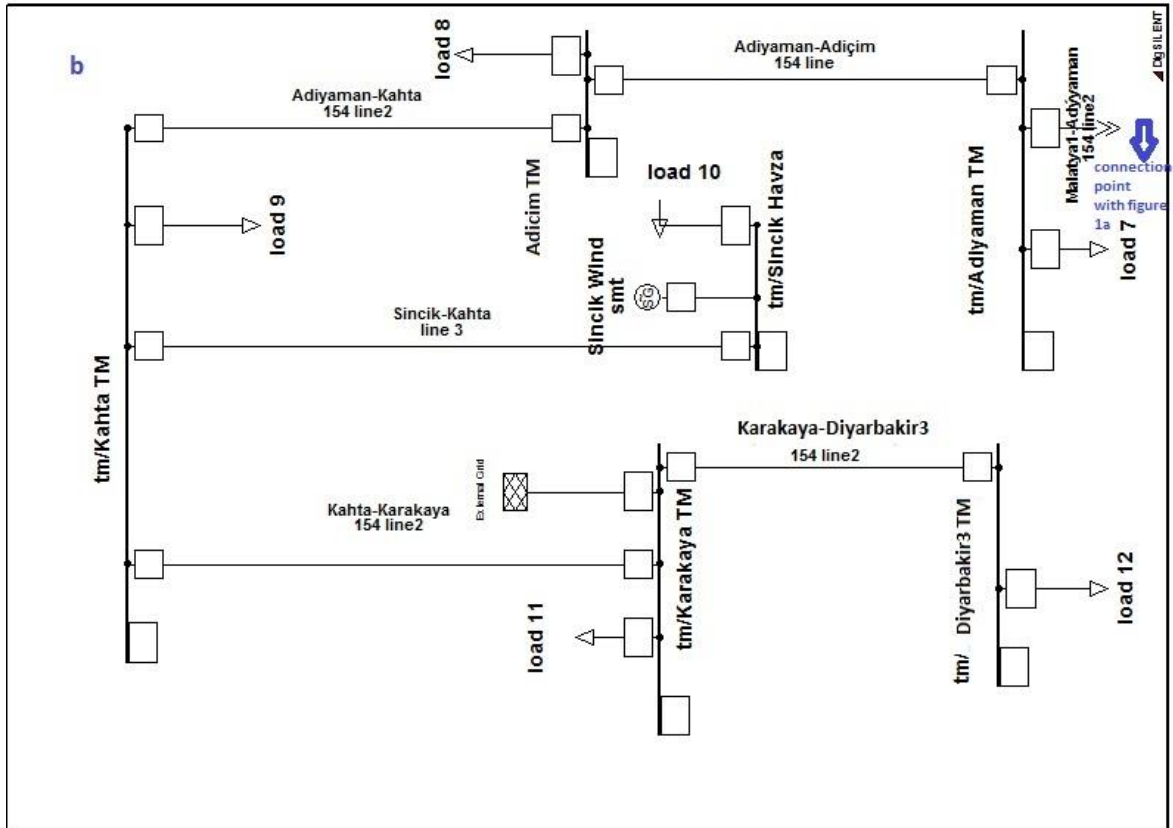
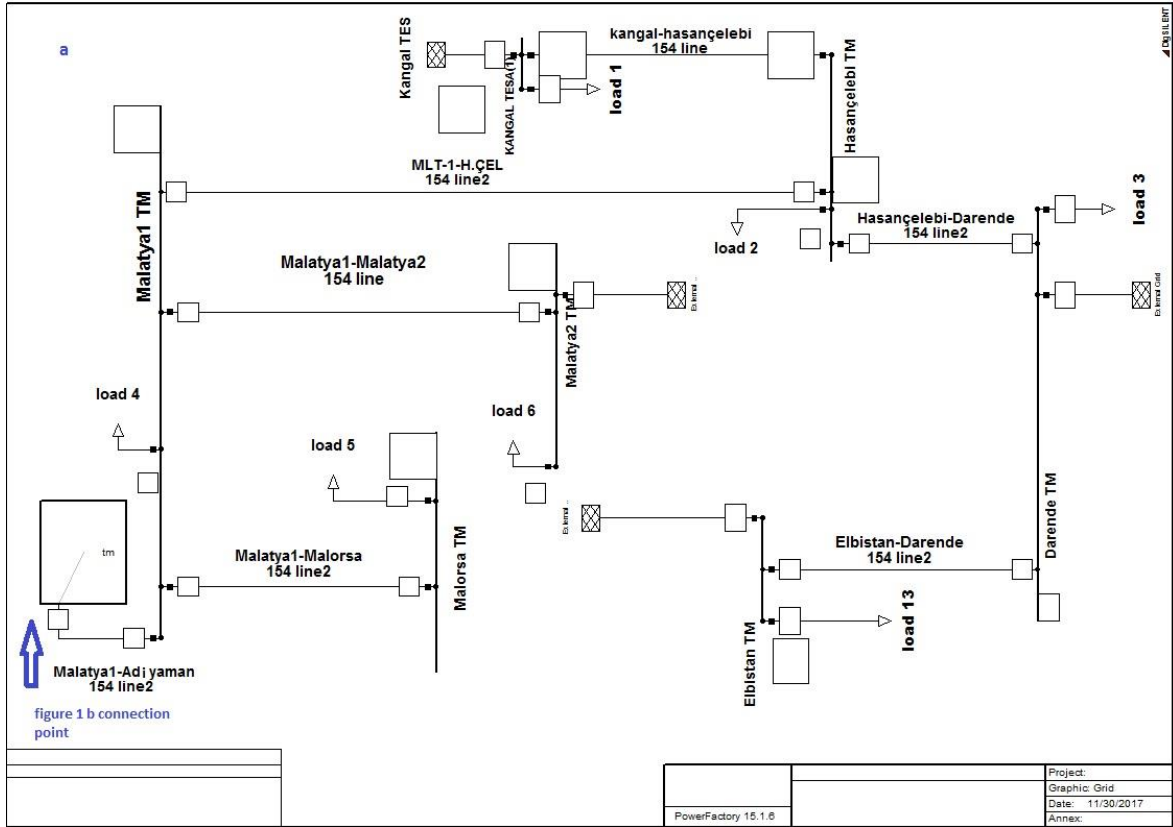
Bu bölümde yük akış optimizasyonu yapılacak 13 Baralı Doğu Anadolu Bölgesel Güç Sisteminin tek hat şeması Şekil 4.1’de görüldüğü gibidir. Bu güç sisteminin sanal modeli DigSilent yazılımı ile oluşturulmuştur. İletim hatlarının gerçek zamanlı çalışan sistemden alınan verileri ise Çizelge 4.1’de görüldüğü gibidir. Bu güç sistemi toplam 13 bara, 6 jeneratör ve 12 iletim hattından oluşmaktadır. Bu güç sisteminde 1 ve 13 nolu baralarda bulunan jeneratörler fosil bazlı üretim santralleridir. Baralara ait üretim/tüketim verileri, gerçek zamanlı çalışan sistemin verilerinin ortalama değerleri alınarak bulunmuştur. Bu veriler Çizelge 4.2’de verildiği gibidir. Güç sisteminin toplam aktif güç talebi 361 MW iken reaktif güç talebi 49.5 MVAR’dır. İlgili güç sisteminde Bölüm 2’de formülasyonu verilen 4 adet amaç fonksiyonu ele alınmıştır. Bunlar yakıt maliyetinin minimizasyonu, aktif güç kayıplarının minimizasyonu, voltaj profilinin geliştirilmesi ve yakıt emisyonunun minimizasyonudur. Bu güç sisteminde ilk 3 amaç fonksiyonu Bölüm 2 ile aynı iken sadece

yakıt emisyonunun minimizasyonuna ait amaç fonksiyonu modifiye edilmiştir. Modifiye edilen amaç fonksiyonu Denklem 4.1’de verilmiştir. Denklem 4.1’de önemli sera gazlarından CO₂ emisyonu ele alınmıştır. İlgili güç sistemine ait jenaratörlerin yakıt maliyeti ve emisyonu katsayıları Çizelge 4.3’de verildiği gibidir.

$$\text{ObjF4(MOF)} = \sum_{i=1}^{N_g} (s_i P_{Gi}^1) \text{ ton/h} \quad (4.1)$$

Burada,

- s_i i. üretim biriminin yakıt emisyon katsayılarıdır,



Şekil 4.1 (a ve b) : 13 Baralı Doğu Anadolu Bölgesel Güç Sisteminin tek hat şeması

Çizelge 4.1 : İletim hatlarının gerçek zamanlı çalışan sistemden alınan verileri

nl	nr	R pu	X pu	½ B pu	Tap
1	2	0.0292 pu	0.0871 pu	0.01730 pu	1
2	3	0.0356 pu	0.1142 pu	0.01955 pu	1
2	4	0.0493 pu	0.1583 pu	0.02710 pu	1
3	13	0.0308 pu	0.0921 pu	0.01825 pu	1
4	5	0.0121 pu	0.0389 pu	0.00667 pu	1
4	6	0.0102 pu	0.0312 pu	0.00593 pu	1
4	7	0.0422 pu	0.1354 pu	0.06579 pu	1
7	8	0.0088 pu	0.0255 pu	0.00485 pu	1
7	9	0.0179 pu	0.0477 pu	0.00985 pu	1
9	10	0.0050 pu	0.0423 pu	0.01400 pu	1
9	11	0.0445 pu	0.1427 pu	0.02440 pu	1
11	12	0.0538 pu	0.1727 pu	0.0296 pu	1

Çizelge 4.2 : Baralara ait üretim/tüketim verileri

Bara No	Bara Kod	Yük		Jeneratör		Jeneratör	
		P	Q	P(min)	P(maks)	Q(min)	Q(maks)
1	1	14 MW	4 MVAR	0 MW	250 MW	-2 MVAR	5 MVAR
2	0	10 MW	3 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
3	2	15 MW	3 MVAR	20 MW	170 MW	-10 MVAR	30 MVAR
4	0	40MW	4 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
5	0	44 MW	4 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
6	2	38 MW	2 MVAR	20 MW	110 MW	-30 MVAR	30 MVAR
7	0	40 MW	7 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
8	0	5 MW	0.5 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
9	0	30 MW	4 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
10	2	10 MW	2 MVAR	0 MW	130 MW	-20 MVAR	40 MVAR
11	2	30 MW	6 MVAR	15 MW	120 MW	-50 MVAR	40 MVAR
12	0	70 MW	5 MVAR	0 MW	0 MW	0 MVAR	0 MVAR
13	2	15 MW	5 MVAR	30 MW	160 MW	-20 MVAR	50 MVAR

* Bara Kod: 1= slak buses, 2=jenaratör bara, 0= yük bara

Çizelge 4.3 : Jeneratörlerin yakıt maliyeti ve emisyon katsayıları

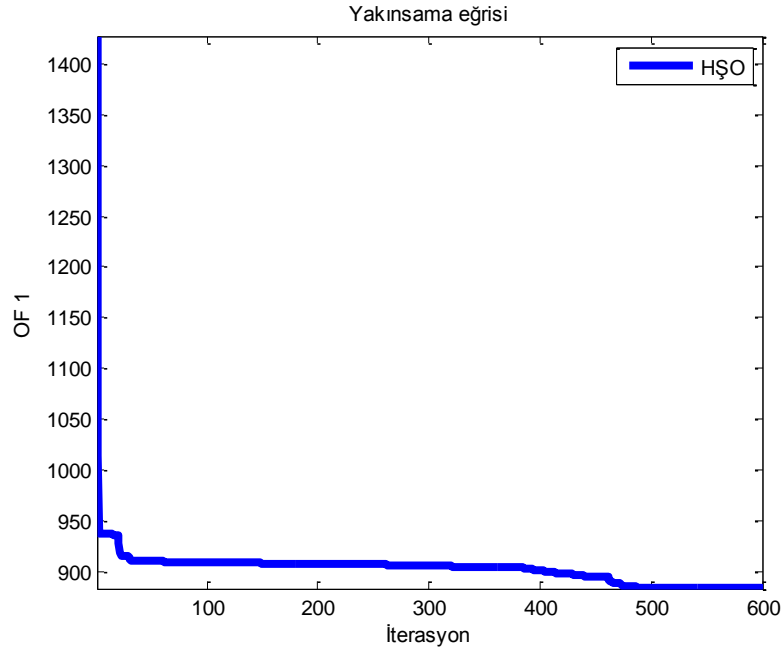
c_n	b_n	a_n	s_i
0.0102	1.55	0	0.852
0.0101	1.4	0	0.009
0.0200	2.35	0	0.088
0.0102	1.41	0	0.012
0.0099	1.54	0	0.015
0.0202	2.4	0	0.857

4.1.1 Sanal modelin HŞO algoritması ile analizi

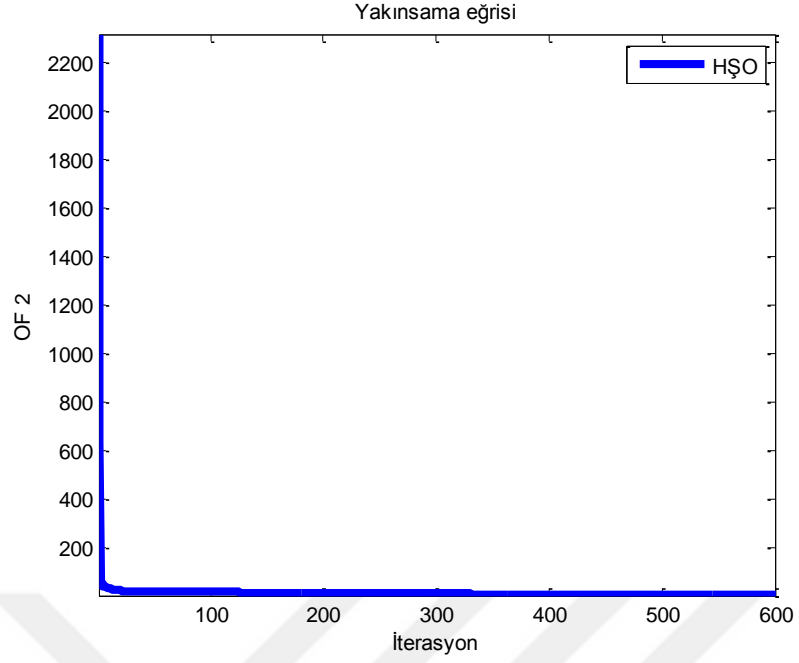
Bu tezde 13 baralı Doğu Anadolu güç sisteminde farklı amaç fonksiyonlarına göre OYA probleminin çözümü sağlatılarak, optimal kontrol değişkenleri bulunmuştur. Bulunan sonuçlar güç sisteminin gerçek zamanlı çalışan kontrol değişkenleri (temel durum olarak ele alınmıştır), farklı sezgisel optimizasyon algoritmaları ile karşılaştırılarak, sonuçlar tartışılmıştır. Bu güç sisteminde, HŞO yönteminin OYA problemine uygulanması Bölüm 3.1’de verildiği gibi ele alınmıştır. Bu çalışmada ayrıca bir önceki bölümde iyi sonuçlar üreten HŞO’nun modifiye edilmiş hali olan NDF-HŞO, OYA probleminin çözümüne uygulanmıştır. HŞO ve NDF-HŞO ile elde edilen optimal kontrol değişkenleri sırasıyla Çizelge 4.4, 4.5’de verilmiştir. Çizelge 4.4’de klasik HŞO ile toplam yakıt maliyeti 883.158 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu değer temel durumda (reel güç sistemindeki yük akışı) 1508.38 \$/s olarak hesaplanan değere göre toplam % 41.44 azaltılmıştır. Durum 2’de toplam aktif güç kaybı 1.7942 MW hesaplanırken, temel durumda 28.55 MW hesaplanmıştır. Toplam 26.7558 MW enerjiden tasarruf sağlanmıştır. Durum 3’de ise voltaj sapması 0.2309 pu bulunmuştur. Bu değer temel halde 0.24 pu’dur. Böylece Durum 3’de baraların voltaj profili iyileştirilmiştir. Durum 4’de atmosfere yayılan CO₂ miktarı 34.0155 ton/s hesaplanmıştır. Temel durum ile karşılaştırıldığında saatlik bazda 124.41 ton CO₂ atmosfere az salınmıştır. Böylece güç sistemlerinde öncelikli işletme durumuna göre de seçilen amaç fonksiyonları ile OYA probleminin sezgisel algoritmalar ile çözülmesi önemli avantajlar sağlayabilir. HŞO algoritması ile Durum 1’den Durum 4’e elde edilen yakınsama eğrileri sırasıyla Şekil 4.2-4.5’de verilmiştir.

Çizelge 4.4 : HŞO için Durum 1’den, Durum 4’e kontrol değişkenleri

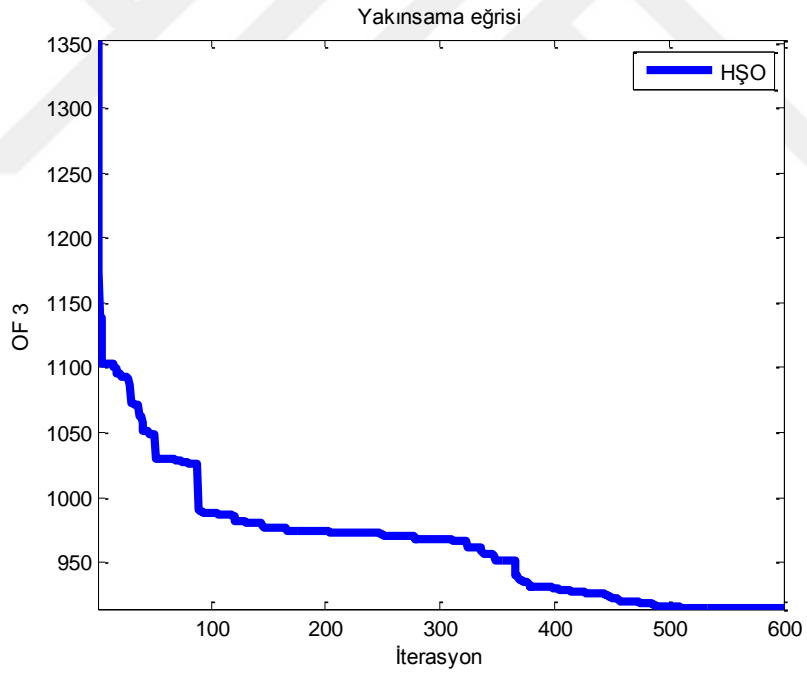
Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
P _{G1} (MW)	0	250	25.2	67.7082	21.1596	67.829	0.1527
P _{G3} (MW)	20	170	17	68.3747	20.2139	69.8743	39.2842
P _{G6} (MW)	20	110	40	24.6358	100.2566	25.4325	49.99
P _{G10} (MW)	0	130	50	92.4981	89.9139	90.2528	129.4542
P _{G11} (MW)	15	120	117.4	87.5123	100.796	89.9341	116.9868
P _{G13} (MW)	30	160	159.9	30.004	30.4543	30.0301	30.1335
V ₁ (PU)	0.9	1.1	1	1.048	1.045	1.055	1.019
V ₃ (PU)	0.9	1.1	1.03	1.044	1.044	1.027	1.021
V ₆ (PU)	0.9	1.1	0.96	1.035	1.045	1.041	1.061
V ₁₀ (PU)	0.9	1.1	0.99	1.062	1.062	1.042	1.042
V ₁₁ (PU)	0.9	1.1	0.99	1.0175	1.0126	1.0115	1.049
V ₁₃ (PU)	0.9	1.1	1.06	1.045	1.047	1.013	1.023
Q _{C2} (MVAR)	-10	10	0	4.155	5.45	6.215	7.35
Q _{C4} (MVAR)	-10	10	0	2.22	2.114	3.252	3.84
Q _{C5} (MVAR)	-10	10	-7.1	1.315	1.315	2.915	4.615
Q _{C7} (MVAR)	-10	10	-3.7	6.02	1.02	6.52	3.52
Q _{C8} (MVAR)	-10	10	-6.4	-0.95	1.002	-1.455	-1.255
Q _{C9} (MVAR)	-10	10	-1.6	0.02	2.02	0.82	7.82
Q _{C12} (MVAR)	-10	10	-4	5.155	4.375	4.335	2.735
OF1 (\$/s)			1508.75	883.1580	1063	891.0297	998.06
OF2(MW)			28.55	9.7331	1.7942	12.3267	5.0014
OF3(p.u.)			0.24	0.2833	0.3121	0.2309	0.2782
OF4(MOF)(ton/s)			158.43	88.6	55.72	88.8256	34.0155



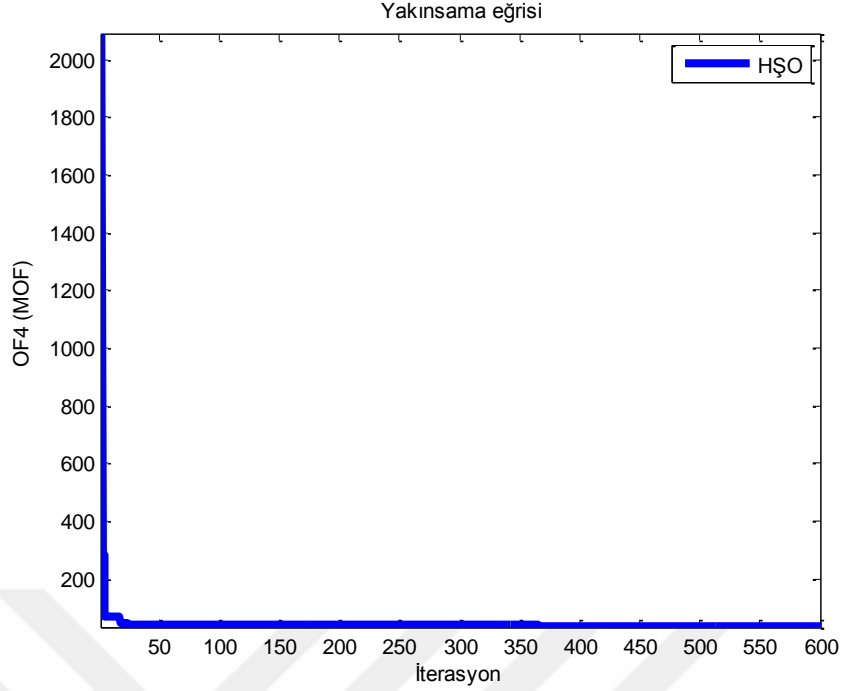
Şekil 4.2 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için HŞO’nun yakınsaması



Şekil 4.3 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için HŞO'nun yakınsaması



Şekil 4.4 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için HŞO'nun yakınsaması

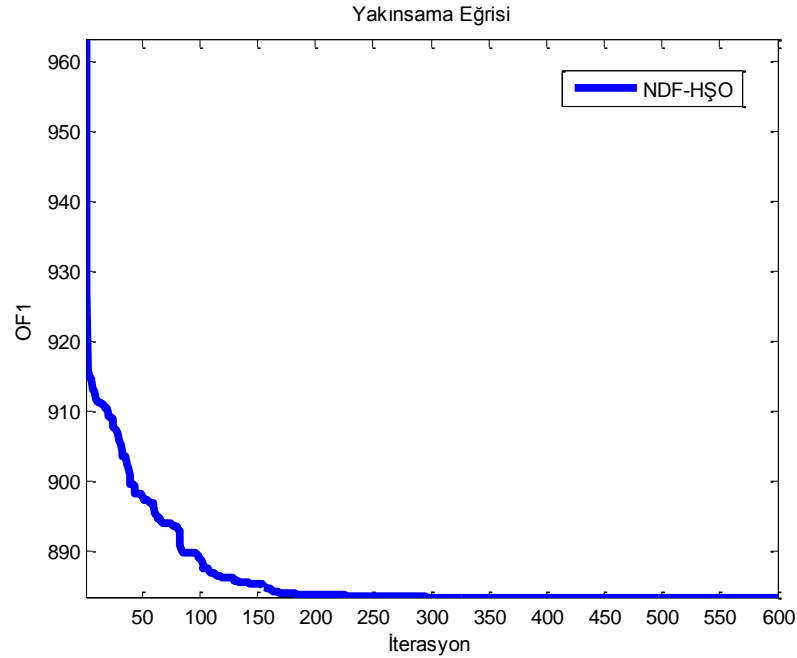


Şekil 4.5 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için HŞO'nun yakınsaması

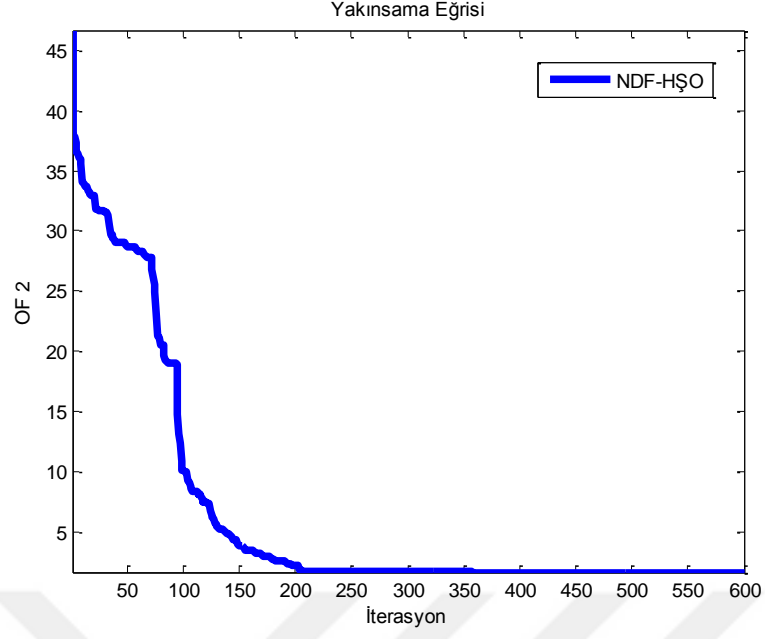
Çizelge 4.5'de NDF-HŞO ile toplam yakıt maliyeti 883.1377 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu değer temel durumda 1508.38 \$/s olarak hesaplanan değere göre toplam % 41.45 azaltılmıştır. Ayrıca klasik HŞO'ya göre bir miktar daha azaltılmıştır. NDF-HŞO'nun yakınsama eğrisi Şekil 4.6'de verilmiştir. Bu yakınsama eğrisi, Şekil 4.2'de verilen klasik HŞO'ya göre daha iyi yakınsamıştır. Durum 2'de NDF-HŞO ile aktif güç kaybı 1.6977 MW hesaplanmıştır. Bu değer ile klasik HŞO'dan 0.0965 MW, temel durumdan 26.8523 MW aktif güçten tasarruf sağlanmıştır. Durum 2'de NDF-HŞO'a ait yakınsama eğrisi Şekil 4.7'de verildiği gibidir. Durum 3'de ise voltaj sapması 0.2285 pu bulunmuştur. Böylece NDF-HŞO ile hem temel duruma hem de klasik HŞO'ya göre voltaj profili iyileştirilmiştir. Durum 3'e ait NDF-HŞO'nun yakınsama eğrisi Şekil 4.8'de verilmiştir. Bu yakınsama eğrisi, Şekil 4.2'de verilen klasik HŞO'ya göre daha iyi yakınsamıştır. Durum 4'de atmosfere yayılan CO₂ miktarı 33.7894 ton/s hesaplanmıştır. Temel durum ile karşılaştırıldığında saatlik bazda 124.6404 ton CO₂, klasik HŞO ile karşılaştırıldığında 0.2261 ton CO₂ atmosfere az salınmıştır. Durum 4'de NDF-HŞO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.9'de verilmiştir. Böylece dört durumda da NDF-HŞO ile klasik HŞO'ya göre daha iyi sonuçlar elde edilmiştir.

Çizelge 4.5 : NDF-HŞO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri

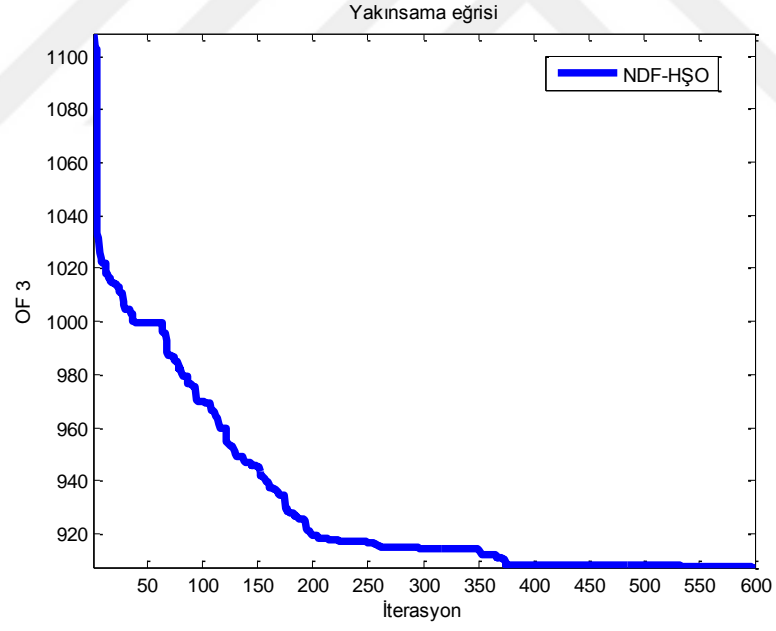
Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
P _{G1} (MW)	0	250	25.2	64.6774	18.2186	59.3705	0.0131
P _{G3} (MW)	20	170	17	69.6518	20	78.2315	167.7687
P _{G6} (MW)	20	110	40	24.5183	109.0593	24.4469	34.8459
P _{G10} (MW)	0	130	50	92.1582	81.4333	93.3732	119.8351
P _{G11} (MW)	15	120	117.4	89.5552	103.9795	85.7985	31.1681
P _{G13} (MW)	30	160	159.9	30.00001	30.0069	30.0044	31.851
V ₁ (PU)	0.9	1.1	1	1.0482	1.0451	1.0551	1.018
V ₃ (PU)	0.9	1.1	1.03	1.0344	1.0442	1.0368	1.038
V ₆ (PU)	0.9	1.1	0.96	1.038	1.0444	1.0301	1.0477
V ₁₀ (PU)	0.9	1.1	0.99	1.0661	1.0621	1.0421	1.0411
V ₁₁ (PU)	0.9	1.1	0.99	1.0178	1.0127	1.0114	1.0055
V ₁₃ (PU)	0.9	1.1	1.06	1.029	1.0472	1.0232	1.0215
Q _{C2} (MVAR)	-10	10	0	4.35	5.415	6.244	7.251
Q _{C4} (MVAR)	-10	10	0	6.42	2.014	3.257	3.456
Q _{C5} (MVAR)	-10	10	-7.1	1.385	1.345	2.901	4.215
Q _{C7} (MVAR)	-10	10	-3.7	7.02	1.0012	6.332	3.258
Q _{C8} (MVAR)	-10	10	-6.4	-0.915	1.0022	-1.055	-1.311
Q _{C9} (MVAR)	-10	10	-1.6	0.08	2.012	1.01	7.821
Q _{C12} (MVAR)	-10	10	-4	5.5	4.365	4.311	2.633
OF1 (\$/s)			1508.75	883.1377	1097	884.5075	1095
OF2(MW)			28.55	9.5608	1.6977	10.225	24.48
OF3(p.u.)			0.24	0.2846	0.3106	0.2285	0.2464
OF4(MOF)(ton/s)			158.43	86.0489	53.5525	81.5603	33.7894



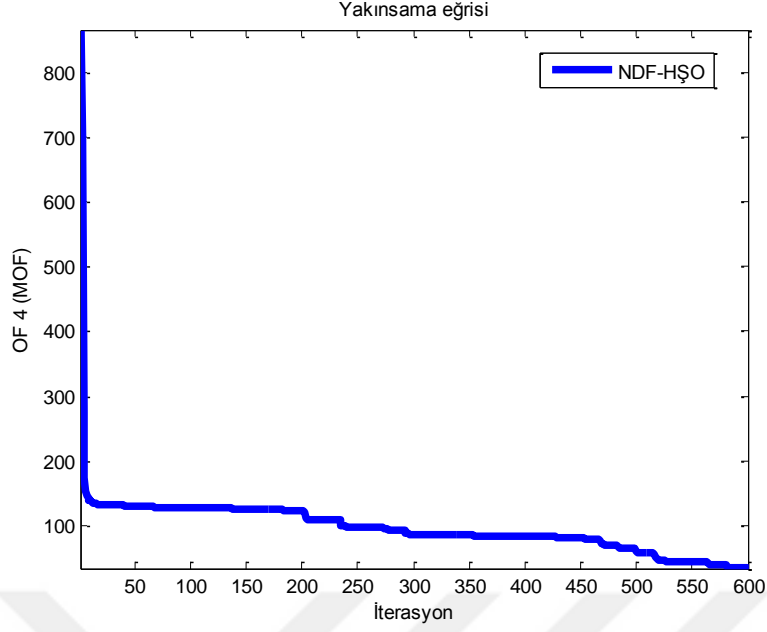
Şekil 4.6 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için NDF-HŞO'nun yakınsaması



Şekil 4.7 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için NDF-HŞO'nun yakınsaması



Şekil 4.8 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için NDF-HŞO'nun yakınsaması



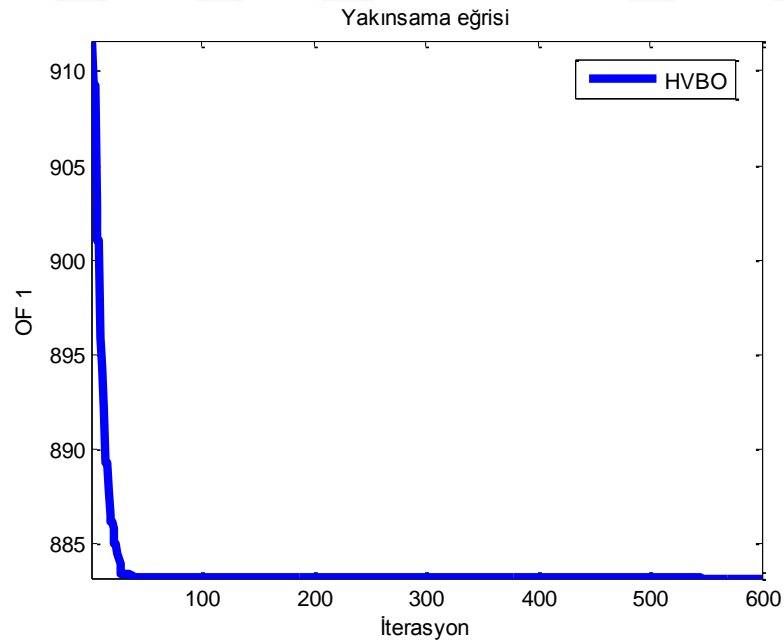
Şekil 4.9 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için NDF-HŞO'nun yakınsaması

4.1.2 Sanal modelin HVBO algoritması ile analizi

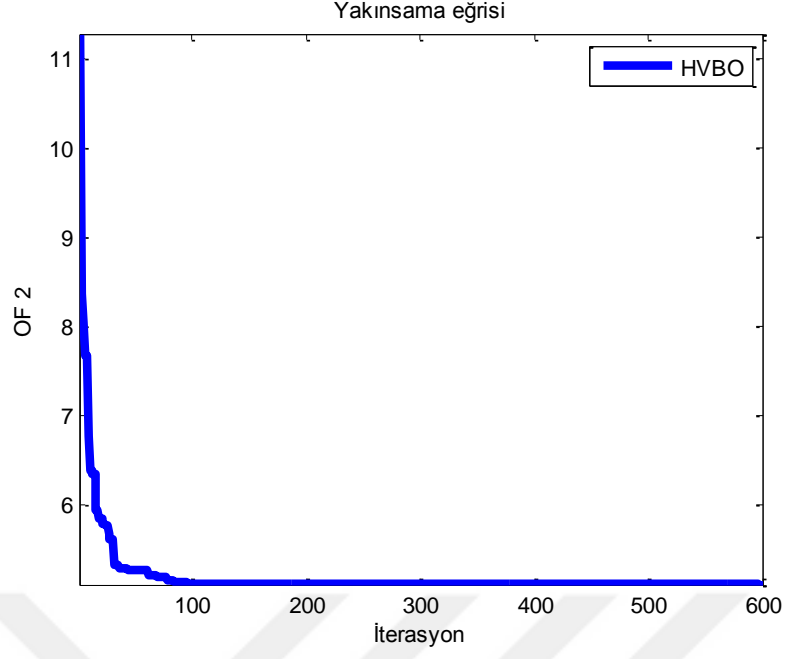
Bu tezde 13 baralı güç sisteminin sanal modelinde HVBO yöntemi OYA probleminin çözümüne uygulanmıştır. HVBO ile elde edilen optimal kontrol değişkenleri Çizelge 4.6'da verilmiştir. Çizelge 4.6'da klasik HVBO yöntemi ile Durum 1'de toplam yakıt maliyeti 883.2132 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu değer gerçek zamanlı çalışan güç sistemini temsil eden temel durumda 1508.75 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu iki değer karşılaştırıldığında Durum 1'de temel duruma göre yakıt maliyeti % 41.46 iyileştirilmiştir. Durum 1'de HVBO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.10'de verilmiştir. Durum 2'de toplam aktif güç kaybı 2.03 MW hesaplanırken, temel durumda 28.55 MW hesaplanmıştır. Toplamda temel duruma göre HVBO ile 26.52 MW enerjiden tasarruf sağlanmıştır. Durum 2'de HVBO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.11'de verilmiştir. Durum 3'de HVBO yöntemi ile voltaj sapması 0.2108 pu bulunmuştur. Bu değer temel halde 0.24 pu'dur. Böylece Durum 3'de temel duruma göre baraların voltaj profili önemli ölçüde iyileştirilmiştir. Durum 3'de HVBO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.12'de verilmiştir. Durum 4'de atmosfere yayılan CO₂ miktarı 31.3001 ton/h hesaplanmıştır. Temel durum ile karşılaştırıldığında saatlik bazda 127.1299 ton CO₂ atmosfere az salınmıştır. Durum 4'de HVBO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.13'de verilmiştir.

Çizelge 4.6 : HVBO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri

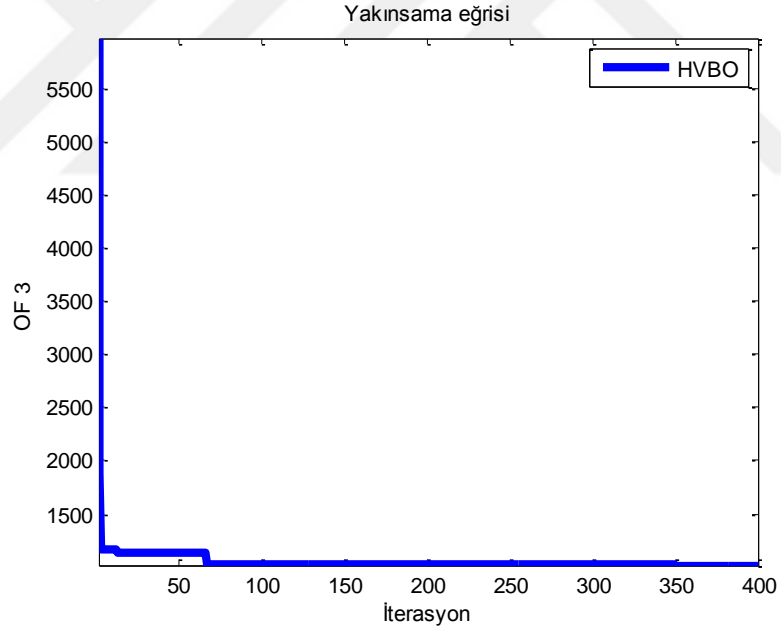
Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
P_{G1} (MW)	0	250	25.2	65.7706	19.856	87.1237	0.0
P_{G3} (MW)	20	170	17	69.2940	20	79.7908	126.828
P_{G6} (MW)	20	110	40	24.3153	108.2125	68.412	20.4324
P_{G10} (MW)	0	130	50	91.5087	81.9201	29.0837	97.8201
P_{G11} (MW)	15	120	117.4	89.7776	103.0415	76.5503	98.4403
P_{G13} (MW)	30	160	159.9	30	30	39.7351	30.000
V_1 (PU)	0.9	1.1	1	1.068	1.0681	1.065	1.0169
V_3 (PU)	0.9	1.1	1.03	1.0414	1.0413	1.033	1.0175
V_6 (PU)	0.9	1.1	0.96	1.0345	1.0347	1.031	1.0588
V_{10} (PU)	0.9	1.1	0.99	1.0681	1.0681	1.043	1.0424
V_{11} (PU)	0.9	1.1	0.99	1.015	1.018	1.0145	1.0487
V_{13} (PU)	0.9	1.1	1.06	1.045	1.044	1.025	1.0222
Q_{C2} (MVAR)	-10	10	0	4.25	4.45	6.415	7.051
Q_{C4} (MVAR)	-10	10	0	2.421	2.52	4.252	3.466
Q_{C5} (MVAR)	-10	10	-7.1	2.315	2.315	3.4	4.216
Q_{C7} (MVAR)	-10	10	-3.7	6.79	6.8	4.52	3.238
Q_{C8} (MVAR)	-10	10	-6.4	-1.955	-1.925	-1.495	-1.111
Q_{C9} (MVAR)	-10	10	-1.6	1.021	1.021	2.82	7.851
Q_{C12} (MVAR)	-10	10	-4	5.91	5.87	4.535	2.77
OF1 (\$/s)			1508.75	883.2132	1093	953.454	969.6317
OF2(MW)			28.55	9.6661	2.03	19.69	12.5215
OF3(p.u.)			0.24	0.2964	0.2982	0.2108	0.2588
OF4(MOF)(ton/s)			158.43	86.9547	54.8587	116.518	31.3001



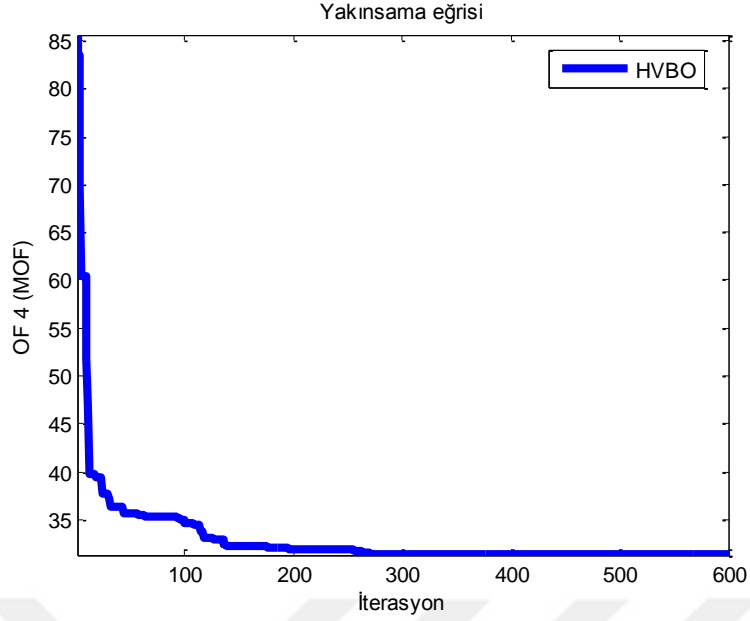
Şekil 4.10 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için HVBO'nun yakınsaması



Şekil 4.11 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için HVBO'nun yakınsaması



Şekil 4.12 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için HVBO'nun yakınsaması



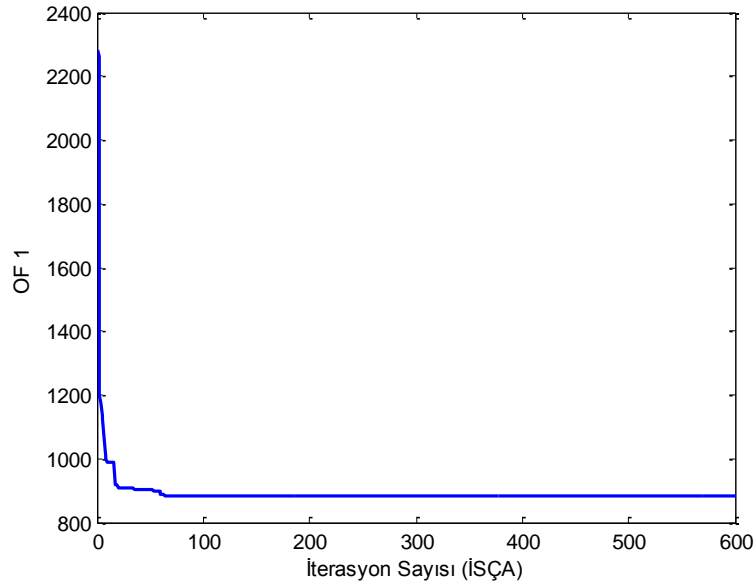
Şekil 4.13 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için HVBO'nun yakınsaması

4.1.3 Sanal modelin İSÇA ile analizi

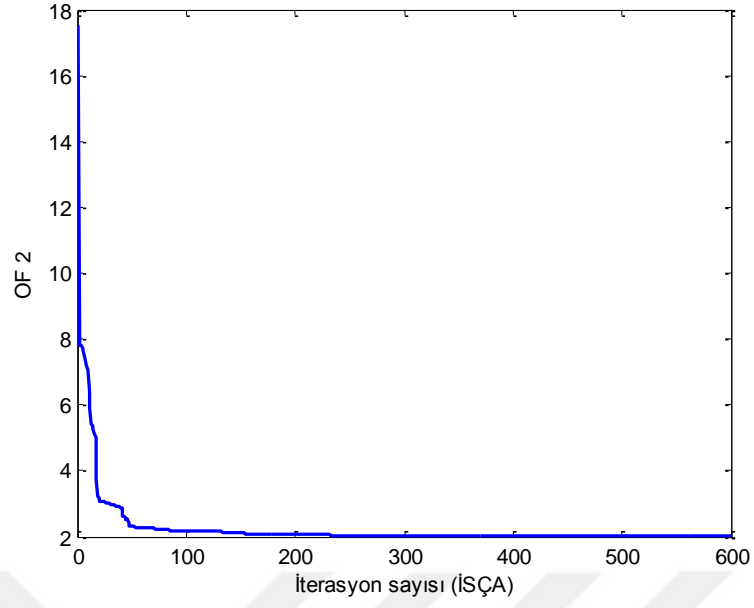
Bu bölümde 13 baralı güç sisteminin sanal modelinde yük akış probleminin çözümü için İSÇA yöntemi uygulanmıştır. İSÇA ile bu güç sistemi için hesaplanan optimal kontrol değişkenleri Çizelge 4.7'de verilmiştir. Çizelge 4.7'de İSÇA yöntemi ile Durum 1'de toplam yakıt maliyeti 883.199 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu değer temel durumda 1508.75 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu iki değer karşılaştırıldığında Durum 1'de temel duruma göre yakıt maliyeti % 41.46 iyileştirilmiştir. Durum 1'de İSÇA'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.14'de verilmiştir. Durum 2'de İSÇA ile toplam aktif güç kaybı 2.021 MW hesaplanırken, temel durumda bu değer 28.55 MW hesaplanmıştır. Böylece toplamda temel duruma göre İSÇA ile 26.529 MW enerjiden tasarruf sağlanmıştır. Durum 2'de İSÇA'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.14'da verilmiştir. Durum 3'de İSÇA yöntemi ile voltaj sapması 0.2367 pu bulunmuştur. Bu değer temel halde 0.24 pu'dur. Böylece Durum 3'de temel duruma göre baraların voltaj profili önemli ölçüde iyileştirilememiştir. Durum 3'de İSÇA'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.16'de verilmiştir. Durum 4'de atmosfere yayılan CO₂ miktarı 32.983 ton/h hesaplanmıştır. Temel durum ile karşılaştırıldığında saatlik bazda 125.447 ton CO₂ atmosfere az salınmıştır. Durum 4'de İSÇA'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.17'de verilmiştir.

Çizelge 4.7 : İSÇA için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri

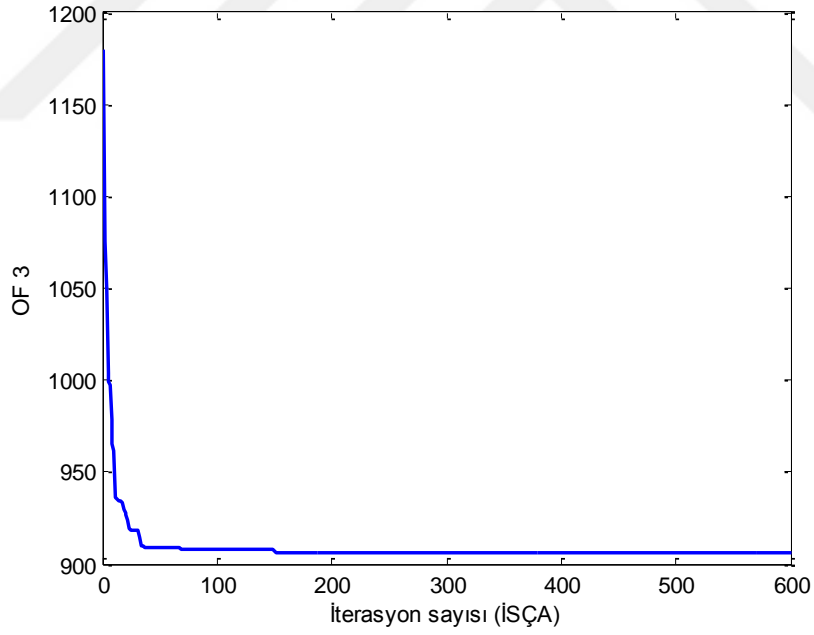
Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
$P_{G1}(MW)$	0	250	25.2	65.756	19.881	67.2657	0.0
$P_{G3}(MW)$	20	170	17	69.355	20	70.73	108.33
$P_{G6}(MW)$	20	110	40	24.307	108.16	23.1326	41.726
$P_{G10}(MW)$	0	130	50	91.491	81.92	89.656	74.278
$P_{G11}(MW)$	15	120	117.4	89.759	103.06	90.069	115.654
$P_{G13}(MW)$	30	160	159.9	30	30	30.0021	30.000
$V_1(PU)$	0.9	1.1	1	1.0681	1.0682	1.0665	1.0162
$V_3(PU)$	0.9	1.1	1.03	1.0415	1.0414	1.0345	1.0368
$V_6(PU)$	0.9	1.1	0.96	1.03466	1.0346	1.0335	1.0475
$V_{10}(PU)$	0.9	1.1	0.99	1.0678	1.0682	1.0454	1.043324
$V_{11}(PU)$	0.9	1.1	0.99	1.0147	1.0181	1.0175	1.0478
$V_{13}(PU)$	0.9	1.1	1.06	1.0455	1.0442	1.022	1.0245
$Q_{C2}(MVAR)$	-10	10	0	4.37	4.25	6.652	7.451
$Q_{C4}(MVAR)$	-10	10	0	2.48	2.442	4.152	3.766
$Q_{C5}(MVAR)$	-10	10	-7.1	2.229	2.515	3.455	4.515216
$Q_{C7}(MVAR)$	-10	10	-3.7	6.775	6.785	4.358	3.438238
$Q_{C8}(MVAR)$	-10	10	-6.4	-1.755	-1.924	-1.285	-1.051111
$Q_{C9}(MVAR)$	-10	10	-1.6	1.035	1.025	2.752	7.80151
$Q_{C12}(MVAR)$	-10	10	-4	6.115	5.767	4.652	2.57
OF1 (\$/h)			1508.75	883.199	1093.09	882.643	964.8
OF2(MW)			28.55	9.669	2.021	9.857	8.988
OF3(p.u.)			0.24	0.2964	0.2984	0.2367	0.2527
OF4(MOF)(ton/h)			158.43	86.942	54.876	88.121	32.983



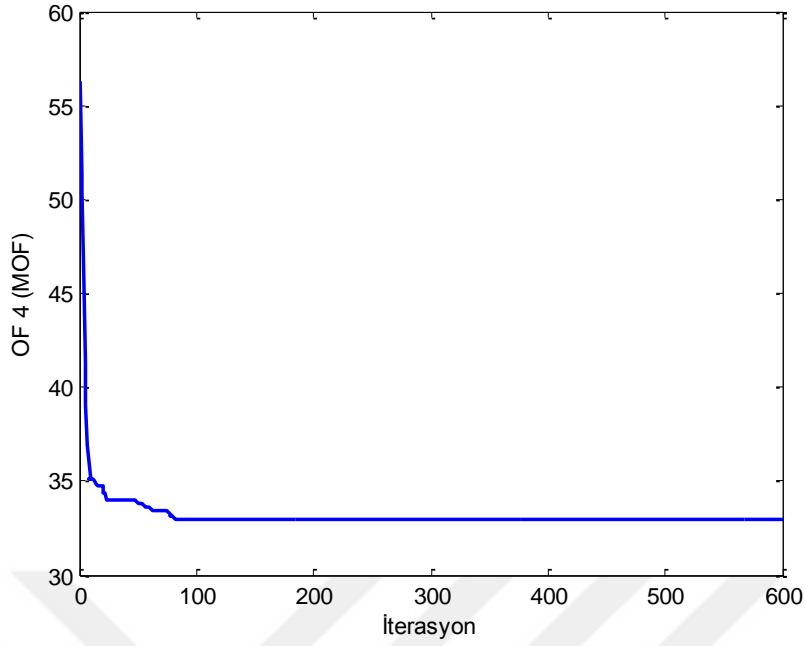
Şekil 4.14 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için İSÇA'nın yakınsaması



Şekil 4.15 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için İSÇA'nın yakınsaması



Şekil 4.16 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için İSÇA'nın yakınsaması



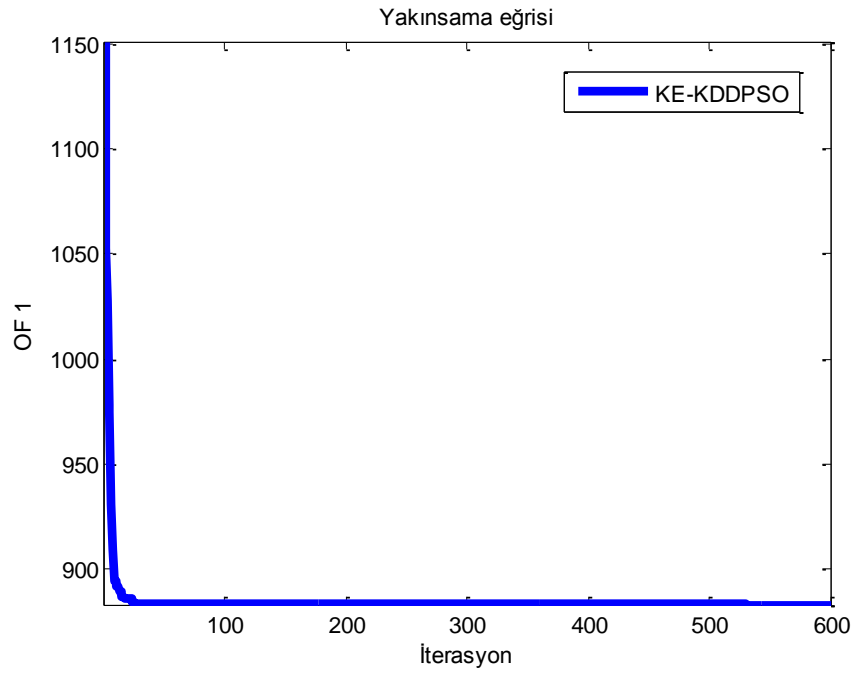
Şekil 4.17 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için İSÇA'nın yakınsaması

4.1.4 Sanal modelin KE-KDDPSO algoritması ile analizi

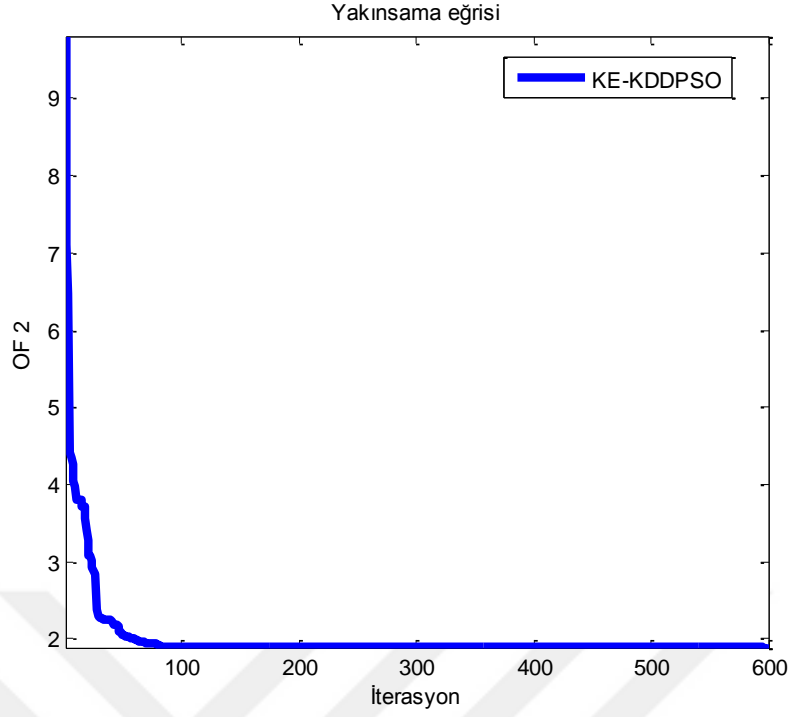
Bu bölümde 13 baralı Doğu Anadolu güç sisteminin sanal modelinde KE-KDDPSO algoritması, OYA probleminin çözümü için uygulanmıştır. Bu algoritma ile hesaplanan optimal kontrol değişkenleri Çizelge 4.8'de verilmiştir. Bu çizelgede görüleceği gibi KE-KDDPSO yöntemi ile Durum 1'de toplam yakıt maliyeti 883.338 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu değer temel durumda 1508.75 \$/s olarak hesaplanmıştır. Bu iki değer karşılaştırıldığında Durum 1'de temel duruma göre yakıt maliyeti % 41.45 iyileştirilmiştir. Durum 1'de KE-KDDPSO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.18'de verilmiştir. Durum 2'de KE-KDDPSO ile toplam aktif güç kaybı 1.889 MW hesaplanırken, temel durumda bu değer 28.55 MW hesaplanmıştır. Böylece toplamda temel duruma göre KE-KDDPSO ile 26.661 MW enerjiden tasarruf sağlanmıştır. Durum 2'de KE-KDDPSO'ya ait yakınsama eğrisi Şekil 4.19'da verilmiştir. Durum 3'de KE-KDDPSO ile voltaj sapması 0.236 pu bulunmuştur. Bu değer temel halde 0.24 pu'dur. Böylece Durum 3'de temel duruma göre baraların voltaj profili önemli ölçüde iyileştirilememiştir. Durum 4'de yakınsama eğrisi Şekil 4.20'de verilmiştir. Durum 4'de atmosfere yayılan CO₂ miktarı 31.31 ton/s hesaplanırken, bu değer temel durum ile karşılaştırıldığında saatlik bazda 127.12 ton CO₂ atmosfere az salınmıştır. Durum 4'de yakınsama eğrisi Şekil 4.21'de görülmektedir.

Çizelge 4.8 : KE-KDDPSO için Durum 1'den, Durum 4'e kontrol değişkenleri

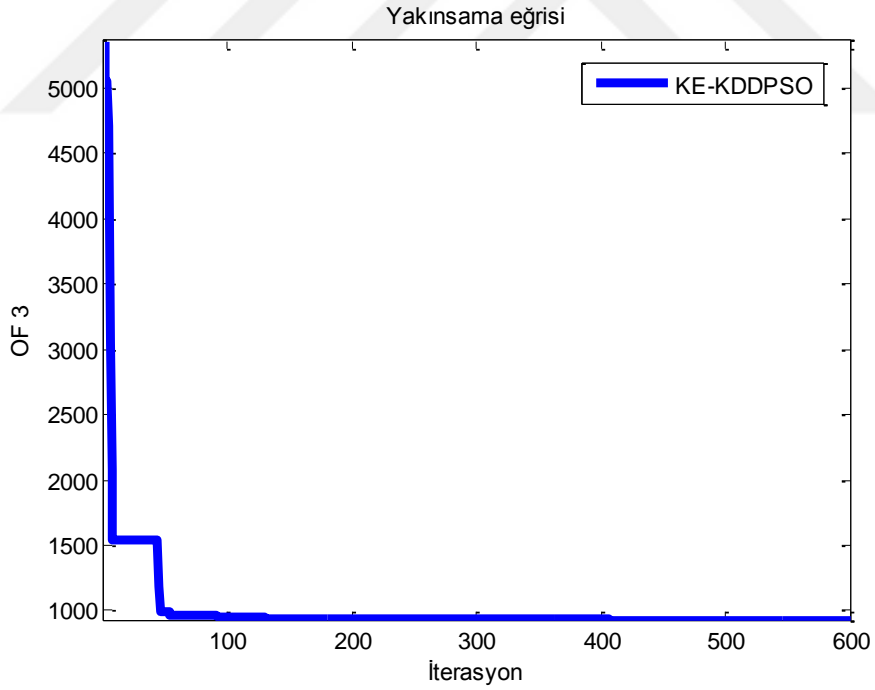
Kontrol Değişken	Min	Maks	Temel durum	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
P_{G1}(MW)	0	250	25.2	65.811	18.398	67.421	0.0
P_{G3}(MW)	20	170	17	69.388	20	71.077	130.308
P_{G6}(MW)	20	110	40	24.317	109.253	22.545	20
P_{G10}(MW)	0	130	50	91.541	82.465	90.426	79.835
P_{G11}(MW)	15	120	117.4	89.665	102.772	89.587	113.994
P_{G13}(MW)	30	160	159.9	30	30	30	30.000
V₁(PU)	0.9	1.1	1	1.07	1.0581	1.065	1.0171
V₃(PU)	0.9	1.1	1.03	1.0445	1.0243	1.043	1.0344
V₆(PU)	0.9	1.1	0.96	1.0402	1.0358	1.031	1.0495
V₁₀(PU)	0.9	1.1	0.99	1.074	1.0682	1.043	1.0433
V₁₁(PU)	0.9	1.1	0.99	1.015	1.0702	1.0145	1.0486
V₁₃(PU)	0.9	1.1	1.06	1.048	1.018	1.035	1.0225
Q_{C2}(MVAR)	-10	10	0	4.235	5.45	6.415	7.851
Q_{C4}(MVAR)	-10	10	0	3.022	2.52	4.252	3.712
Q_{C5}(MVAR)	-10	10	-7.1	2.685	2.98	3.4	4.452
Q_{C7}(MVAR)	-10	10	-3.7	6.75	7.535	4.52	3.2998
Q_{C8}(MVAR)	-10	10	-6.4	-1.925	-1.9254	-1.495	0.95
Q_{C9}(MVAR)	-10	10	-1.6	2.05	1.121	2.82	7.9
Q_{C12}(MVAR)	-10	10	-4	4.99	5.257	4.535	2.75
OF1 (\$/s)			1508.75	883.338	1098.139	883.058	980.893
OF2(MW)			28.55	9.722	1.889	10.056	13.138
OF3(p.u.)			0.24	0.3287	0.3097	0.236	0.2562
OF4(MOF)(ton/s)			158.43	86.989	53.71	88.205	31.31



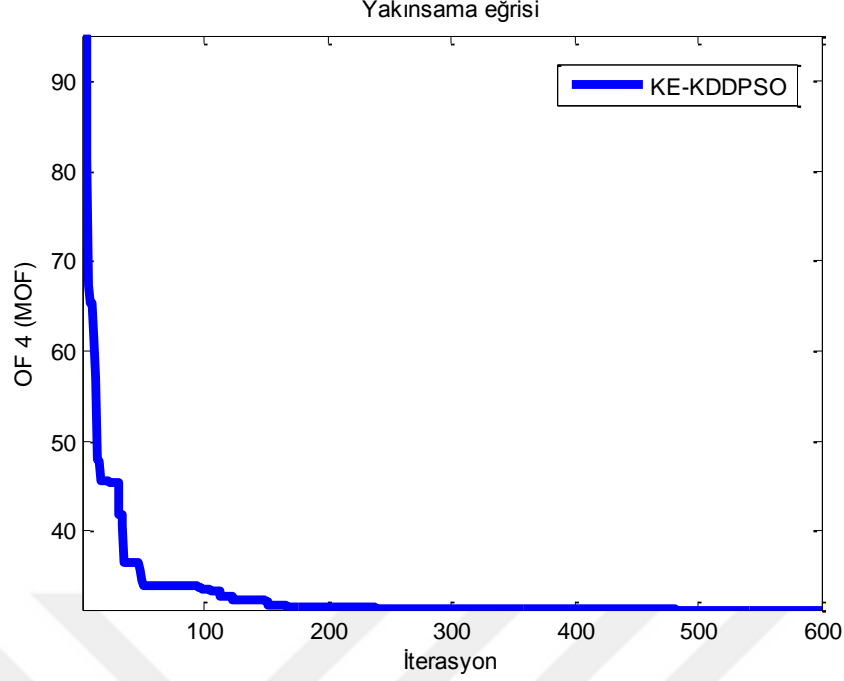
Şekil 4.18 : 13 bara güç sisteminde Durum 1 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması



Şekil 4.19 : 13 bara güç sisteminde Durum 2 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması



Şekil 4.20 : 13 bara güç sisteminde Durum 3 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması



Şekil 4.21 : 13 bara güç sisteminde Durum 4 için KE-KDDPSO'nun yakınsaması

Bu bölümde dört adet yöntem gerçek bir güç sistemi olan 13 baralı Doğu Anadolu güç sisteminin sanal modelinde OYA problemine uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar Çizelge 4.9'da toplu olarak verilmiştir. Çizelge 4.9'da bulunan tüm sonuçlar, gerçek zamanlı çalışan güç sistemine ait (temel durum) sonuçlardan iyidir. Çizelge 4.9'da, Durum 1'de en iyi sonucun 883.1377 \$/s ile NDF-HŞO yöntemine, bu 4 yöntem içinde en kötü sonucun ise 883.3382 \$/s ile KE-KDDPSO ait olduğu görülmektedir. Ama genel olarak Durum 1'de, tüm yöntemlere ait sonuçlar oldukça birbirine yakındır. Durum 2 'de aktif güç kayıplarına ait en iyi sonuç 1.6977 MW ile NDF-HŞO yöntemine, en yüksek aktif güç kaybı sonucu ise 2.03 MW ile HVBO yöntemine aittir. Çoklu amaç fonksiyonu olan Durum 3'de voltaj sapması baz alınarak en iyi sonuç 0.2108 pu değeri ile HVBO yöntemine ait iken (fakat HVBO çoklu amaç fonksiyonunda yakıt maliyetini çok kötü hesaplamıştır), en kötü sonuç 0.2367 pu değeri ile İŞÇA yöntemine aittir. Fakat, İŞÇA (882.643 \$/s) yöntemi Durum 3'de yakıt maliyeti sonucunu KE-KDDPSO (883.058 \$/s) yöntemine göre daha iyi bulmuştur. Durum 4'de ise en iyi performansı HVBO (31.3001 ton/s) göstermiştir. En kötü performansı ise HŞO yöntemi (34.0155 ton/s) sergilemiştir. Genel olarak tekli amaç fonksiyonunda ve yakınsamada NDF-HŞO ve HVBO yöntemleri başarılı sonuç gösterirken, çoklu amaç fonksiyonu olan Durum 3'de en iyi performansı (yakıt maliyeti ve voltaj sapması aynı anda baz alındığı için) NDF-HŞO yöntemi sergilemiştir.

Çizelge 4.9 : 13 bara test sisteminde kullanılan yöntemlerin topluca karşılaştırılması

Metot	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
HŞO	883.1580	1.7942	891.0297/0.2309	34.0155
NDF-HŞO	883.1377	1.6977	884.5074/0.2285	33.7814
HVBO	883.2132	2.03	953.454/0.2108	31.3001
İŞÇA	883.199	2.021	882.643/0.2367	32.983
KE-KDDPSO	883.338	1.889	883.058/0.236	31.31

Bu sonuçlardan yola çıkılarak gelecek çalışmalarda gerçek sistemlerin sanal modelinde de önceki bölümde olduğu gibi, en iyi sonucu veren durumlar için en uygun algoritmayı kullanan yeni adaptif bir algoritma geliştirilebilir.

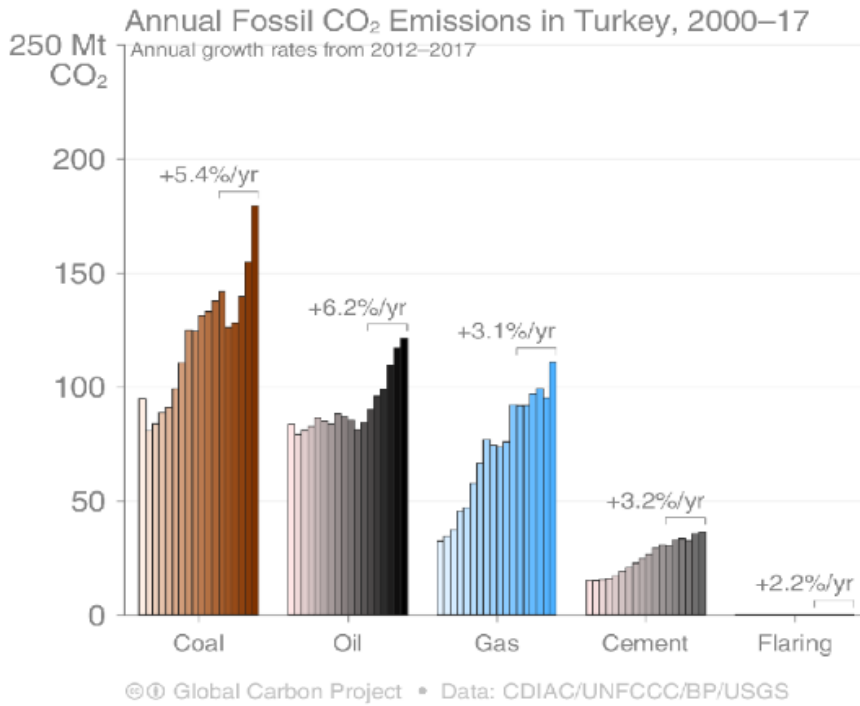
4.2 Dünyada ve Türkiyede yenilenebilir enerji politikalarına genel bakış,Türkiyenin yenilenebilir enerji potansiyeli ve kurulu güçleri

Enerji dünyada en önemli gündem konularından biridir. Günümüzde dünya genelinde yüksek miktarlarda fosil yakıtlardan enerji üretimi yapılmaya devam edilmektedir. Bu durum dünyanın geleceğini sıkıntıya sokan bir konudur. Bu konu küresel ölçekte ciddi çevre sorunlarına yol açmaktadır. Fosil yakıtlar zehirli gazların doğaya salınmasına neden olarak çevre/ hava kirliliğine ve küresel ısınmanın yaşanmasına neden olur. Günümüzde bu gibi konular ve mevcut yasal zorunluluklardan ötürü dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim artmaktadır. Dünyada çeşitli ülkelerde yenilenebilir enerji politikaları ilgili ülkelerin gündeminde önemli yer tutmaktadır. Avrupa Birliği: çevre sorunları ile mücadele etmek için sera gazı emisyonlarını azaltarak, ithal petrol-kömür-doğalgaz bağımlılığını en aza indirecek düşük karbon ekonomisine geçmeyi hedeflemektedir (Demirbaş, 2006). Avrupa birliği ayrıca 2020 Enerji strateji hedeflerinde sera gazlarını %20'ye düşürülmesi ve yenilenebilir enerji payının %20'ye çıkarılması yer alır. 2030 hedeflerinde sera gazı emisyonları 1990 yılına göre %40 azaltarak, enerji üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını % 27'ye çıkarmak vardır. Fransa enerji üretiminin büyük bir kısmını nükleer santrallerden karşılamaktadır (Zarnegar, 2018). Son yıllarda yaşanan nükleer santral kazalarından sonra Fransa hükümeti 2030 yılına kadar enerji tüketiminin %32'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamayı hedeflemektedir (Arık, 2016). Uluslar arası Yenilenebilir Enerji Ajansı IRENA tarafından 2018 yılında Brükselde yapılan toplantı raporuna göre, Avrupa Birliği ülkelerinin yenilenebilir enerjiden üretilen

toplam enerji miktarını %34'e çıkarmayı hedeflediğine yer verilmiştir. Almanya hükümeti dünyadaki nükleer santral kazalarından sonra 2011 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarına dönüşüm yasa tasarısını kabul etmiştir (Tepp ve diğ, 2012). Hindistan hükümeti 2020 yılına kadar mevcut enerji üretiminin %15'ini yenilenebilir enerji kaynaklarından üretmeyi hedeflemektedir (Sangroya ve Nayak, 2015). Ayrıca Hindistan 2030 yılına kadar emisyon seviyesini 2005 yılı oranlarını baz alarak bu yıllara göre %33-%35 daha aşağı çekmeyi hedeflemektedir. Çin hükümeti 2020 yılı sonrasında 'sera gazı' emisyon hedeflerini duyurmuştur. 2030 yılına kadar Çin yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretimindeki payını %20'ye çıkarmayı hedeflemektedir (Bayraktar ve Kaya, 2016). Greenpeace Doğu Asya ofisinin raporunda Çin 2030'da rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinden 300 milyon ton kömürün enerjisine eşit üretim yapacağını belirtmiştir (GreenPeace, 2019). ABD Enerji Bakanlığı 2008 yılında yayınladığı raporda, enerji üretiminin %20'sini rüzgar enerjisinden üreteceğini bildirmiştir (Saidur ve diğ, 2010). Ayrıca ABD sera gazı salınımını yıllık 500 milyon ton azaltılmasını sağlayarak, yenilenebilir enerji kaynaklarına daha fazla yöneleceğini bildirmiştir. Rusya hükümeti yayınladığı bölgesel enerji Planına göre 2030 yılına kadar 4.5 GW (15 adet toplam) kapasiteli rüzgar santrali yapmayı öngörmüştür. Japonya hükümeti 2011 yılında yaşadığı Fukuşima kazasından sonra yayınladığı enerji raporuna göre 2030'a kadar Japonya elektrik üretiminin %22'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından üretmeyi hedeflediğini bildirmiştir. İsveç hükümeti, 2040 yılında enerjisinin %100'nü yenilenebilir enerji kaynaklarından üretmek istediğini bildirmiştir. Somali hükümeti çoğunlukla sürdürülebilir enerjiye odaklanacak bir yeşil iklim fonu üzerinde çalıştığını bildirmiştir. Somali halihazırda dünyada kurulu güç üzerinde yenilenebilir enerji payı en yüksek ülke olmayı sürdürmektedir (Senturk, 2018). Mısır hükümeti sürdürülebilir enerji politikaları kapsamında güneş enerjisini en verimli şekilde kullanma konusunda çalışmalarını hızlandırmaya başlamıştır (Elshafey ve diğ, 2018). Yapılan çalışmalar çerçevesinde Mısır, 2019-2020 yılları arasında 2.0 GW bir güneş santrali kurmayı hedeflemektedir. Brezilya hükümeti 2024 yılına kadar tamamlanacak olan toplam 1572 MW'lık yenilenebilir enerji projesini onayarak yapım çalışmalarına başlamıştır (PDE24, 2018).

Türkiye'nin enerji ihtiyacı sürekli artan nüfusu, gelişen teknolojisi ve hızlı şehirleşme gibi etkenlerden dolayı sürekli artmaktadır. Türkiye enerji üretiminde büyük oranda kullandığı kömürü, petrolü, doğalgazı ve türevli ham maddeleri çoğunlukla ithal etmektedir. Bu nedenle Türkiye fosil yakıtların birincil üretimdeki payını azaltmak için yeni

uzun vadeli enerji politikaları gerçekleştirmektedir (Demirbaş, 2006). Ayrıca, dünyanın fosil yakıtların enerji üretimindeki payını azaltma stratejileri bu politikaların oluşturulmasında etkili olmuştur. Halen dünyada artış eğiliminde olan fosil kaynaklı enerji üretimi ve büyük çoğunluğunu CO₂ (CH₄, N₂O) oluşturduğu sera gazlarının emisyonlarında ciddi artışın yaşanmasına neden olmaktadır. Bu artış sonrası dünyada küresel ısınma yaşanmasıyla buzul erimeleri yaşanarak dünyanın ekolojik dengesi tehlikeye girmektedir. 2015 IEA raporunda, 2010 yılında yayılan sera gazlarının %68'nin enerji kökenli olduğu bildirilmiştir (IEA, 2015). IEA 2018 raporunda ise dünyada mevcut olan fosil yakıt projelerinin devreye girmesiyle uluslar arası iklim hedeflerini bozmadan bu yapıların inşasının yapılamayacağı bildirilmiştir (IEA, 2018). Dünya İklim Araştırma Programı 2018 yılında yayınladığı raporda 2018 yılında tüm zamanların en üst düzeyinde emisyon miktarı yayıldığını bildirmiştir (WCRP, 2018). Bu küresel emisyon miktarının artmaya devam etmesi dünya üzerinde 1.5 C° bir ısı artışı olacağını göstermektedir (IPC, 2018). Küresel Karbon Projesi tarafından 2018 yılında yayınlanan karbon bütçesi raporunda, Türkiye 2000-2017 döneminde kömür kaynaklı emisyonlarda % 5.4, petrol kaynaklı emisyonlarda % 6.2 artış kaydetmiştir. Bu durum Şekil 4.22' de görüldüğü gibidir (GCP, 2018).



Şekil 4.22 : Türkiyenin 2000-2017 arası yıllık CO₂ emisyon miktarları (GCP, 2018)

Özetle Türkiye’de fosil kaynaklı enerji üretiminin halen önemli miktarda olması Türkiye’yi ekonomik ve çevreci politikalara yönlendirmiştir. Bu durumun neticesinde Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklı politikaların uygulanması artırmıştır.

Türkiye’de 2000’li yıllara kadar yenilenebilir enerji alanında kayda değer gelişmeler olmamıştır. Sonrasında 2001 yılında Enerji Piyasası Kanunu ile yenilenebilir enerji alanında hareketlenmeler yaşanmıştır. Bu kanun ile ilk kez yenilenebilir enerji kaynaklarına teşvik gelmiştir. 2005 yılında 5346 sayılı kanun ile yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimine ilişkin, enerji kaynakları tariflenmiştir (Kanun1, 2005). 2007 yılında 5686 sayılı kanun ile jeotermal kaynakların etkin aranıp, çevre ile uyumlu kullanılması amaçlanmıştır (Kanun2, 2007). 2009 yılında orta vadeli enerji planı açıklanmıştır. Türkiye, 5836 sayılı kanun ile Kyoto Protokolü’ne taraf olmuştur. Bu protokolde, enerji alanındaki yerel ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması yer almıştır. Kyoto Protokolü ile Türkiye 2009 yılından itibaren sera gazı emisyonlarını azaltmaya başlamıştır (Açıklan, 2018). Bununla birlikte Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırarak, enerjinin verimli kullanımına yönelik düzenlemelere hız vererek, iklim değişikliği konusunda toplumsal bilinci arttıracak çalışmaları artırmıştır (Açıklan, 2018). Türkiye’nin 2009/28/EC sayılı Direktif kapsamında hazırlanan, ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı ile Türkiye’de hem yenilenebilir enerjinin geliştirilip hem de bu alanda yapılacak santrallerin sayısının artırılması hedeflenmiştir. Bu doğrultuda bir çok strateji açıklanmıştır (Kanun3, 2018). Bu stratejiler doğrultusunda 2023 yılına kadar yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretiminin toplam üretimdeki payının en az yüzde 30’a yükseltilmesi, ulaştırma sektöründe yenilenebilir enerji kullanım düzeyinin %10 seviyesine çıkarılması hedeflenmektedir (Kanun3, 2018). 2010 yılında Yenilenebilir Enerji Kanununda yapılan değişikliklerle bazı yenilenebilir enerji kaynaklarına daha fazla kullanılması teşvik edilmiştir (Kanun4, 2005). Bu politikalar ile 2005-2010 yılları arasında yenilenebilir enerji alanında önemli atılımlar olmuştur. 2011 yılına gelindiğinde çıkarılan enerji kaynaklarının verimli kullanılma yönetmeliğiyle enerjinin üretim, iletim, dağıtım ve tüketim aşamalarında, endüstriyel işletmelerde, binalarda, verimli kullanılması hedeflenmiştir. Ayrıca toplum genelinde enerji bilincinin geliştirilmesine, yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılmasına yönelik uygulamalara yer verilmiştir (Kanun5, 2011). Bu geliştirilen politikalar ile Türkiye 2012 yılında, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak üretilen toplam enerji miktarını 12.1 milyon TEP seviyesine, bir diğer ifadeyle toplam birincil enerji tüketiminin %10 seviyesine ulaşmıştır. 2012 yılında yayınlanan enerji strateji belgesi ile 2012-2023 Enerji Verimliliği

Strateji Belgesi, 2023 yılına kadar Türkiye'nin birim GSYH başına harcadığı enerji miktarının 2008 yılı referans alınarak en az %20 azaltılması hedeflenmiştir. Bu strateji belgesinde özetle ülke genelinde enerji kayıplarının ve karbon emisyon miktarının azaltılması sağlanarak, yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik çevre dostu bir planlama hedef alınmıştır (Kanun6, 2012). 2013 yılında, 6446 sayılı yeni elektrik piyasası yasasıyla güneş enerjisi başvuruları, lisanssız elektrik üretimi ve yerel ekipman destekleri yeniden yapılandırılmıştır. Böylece güneş enerjisi kurulu gücünün artırılması sağlanmıştır (Kanun7, 2018). 2014 yılında Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı yayınlanmıştır. Bu planın içeriğinde Türkiye'nin enerji politikaları, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretilmesi ve enerji verimliliği konuları yer almıştır. Bu eylem planında en çarpıcı konu, yenilenebilir enerjinin gelişimini kısıtlayacak her türlü engelin bertaraf edilerek sektörün desteklenmesi olmuştur. Eylem planında Türkiye'nin 2023 enerji hedeflerinde, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin toplam üretim içindeki payı % 38'e, kurulu güç içindeki payını ise % 49'a çıkarılması, yer almıştır. Toplamda hidrolikte 34000 MW, rüzgârda 20000 MW, jeotermalde 1000 MW, güneşte 5000 MW, biyokütlede 1000 MW'a ulaşılması ve toplamda 61 GW santral kapasitesine ulaşılması öngörülmüştür (Kanun8, 2018). 2016 yılında Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği yayımlanmıştır. Bu yönetmelik ile yenilenebilir enerji yatırımlarının hızlı bir şekilde gerçekleştirilerek, yenilenebilir enerji teknolojilerinin yurt içinde üretilmesi sağlanarak, ülkeye teknoloji transferi yapılması vurgulanmıştır (Kanun9, 2016). Böylece yenilenebilir enerji kaynaklı yatırımlara yeni bir model getirilmiştir. Türkiye 2017 yılına geldiğinde yenilenebilir güç kapasitesinde büyük bir artışı yakalamıştır. Bu kapasite artışı ile yenilenebilir enerji kaynaklardan elektrik üretimi payı %32'ye ulaşmıştır. Böylece 2023 enerji vizyonu hedeflerinden % 30'luk hedefe, 6 yıl önceden ulaşılmıştır. Türkiye 2018 yılına geldiğinde artık enerjiye daha çok ihtiyaç duyan bir ülke konumuna gelmiştir. British Petrolün 2018 Dünya Enerjisinin İstatiksel Değerlendirmesi raporuna göre Türkiye'nin 2017 yılı sonu itibarıyla elektrik üretimi 295.5 milyar kWh iken tüketimi 294.9 milyar kWh olmuştur (BP, 2018). Türkiye'nin yıllık elektrik enerjisi tüketim artış hızı son yıllarda %5'in üzerinde gerçekleşmiştir. Elektrik enerjisi talebindeki artış ise % 6'nın üzerinde olmuştur. Türkiye büyüyen enerji talebini yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılamada önemli bir paya ulaşmıştır (TEİAŞ, 2020). Bu payda şüphesiz son yıllardaki enerji politikaları etkili olmuştur. Bu durum Çizelge 4.10'da açıkça görülmektedir. Çizelge 4.10'da Türkiye'de geçmişten günümüze kurulu güç miktarı görülmektedir.

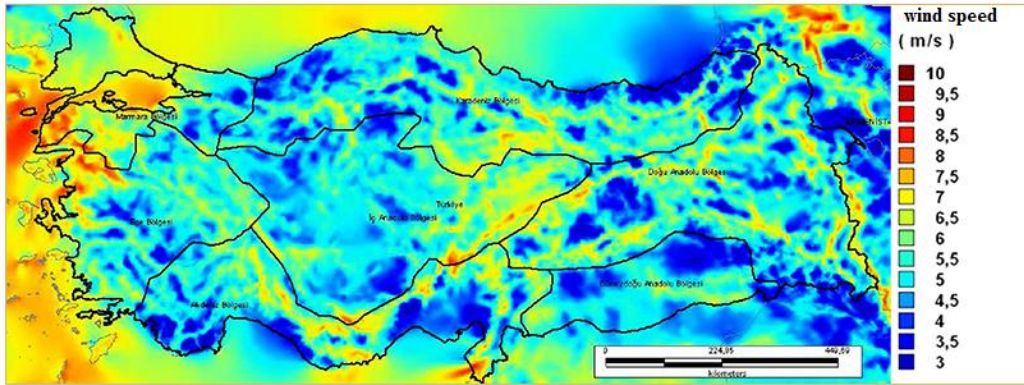
Çizelge 4.10 : Türkiye'nin yenilenebilir kaynaklarının ve toplam kurulu gücünün yıllara göre dağılımı

Yıllar	Hidrolik (MW)	Jeotermal (MW)	Rüzgar (MW)	Güneş (MW)	Atık (MW)	Yenilenebilir Toplam Kurulu Güç	Toplam Kurulu Güç	Rewable Payı %
2000	11 175.2	17.5	18.9	-	23.8	11235.4	27264.1	41.2
2001	11 672.9	17.5	18.9	-	23.6	11732.9	28332.4	41.4
2002	12 240.9	17.5	18.9	-	27.6	12304.9	31845.8	38.6
2003	12 578.7	15	18.9	-	27.6	12640.2	35587	35.5
2004	12 645.4	15	18.9	-	27.6	12706.9	36824	34.5
2005	12 906.1	15	20.1	-	35.3	12976.5	38843	33.4
2006	13 062.7	23	59	-	41.3	13186	40564	32.5
2007	13 394.9	23	147.5	-	42.7	13608.1	40835	33.3
2008	13 828.7	29.8	363.7	-	59.7	14281.9	41817	34.2
2009	14 553.3	77.2	791.6	-	86.5	15508.6	44761	34.6
2010	15 831.2	94.2	1320.2	-	107.2	17352.8	49524	35
2011	17 137.1	114.2	1728.7	-	125.7	19105.7	52911	36.1
2012	19 609.4	162.2	2260.6	-	168.8	22201	57059	38.9
2013	22 289	310.8	2759.7	-	235	25594.5	64007	40
2014	23643	404.9	3629.7	40.2	299.1	28016.9	69519.8	40.3
2015	25 867.8	623.9	4503.2	248.8	370.1	31613.8	73146.7	43.2
2016	26 681.1	820.9	5751.3	832.5	496.4	34582.2	78497.4	44.1
2017	27265	1063	6960	3417	580	39285	85002	43.3
2018	28358	1303	7505	4792.9	811	42610	88300	42.8
2019	28503	1514	7591	6901	812	45321	91300	49.63

4.2.1 Türkiye'de rüzgar enerjisi

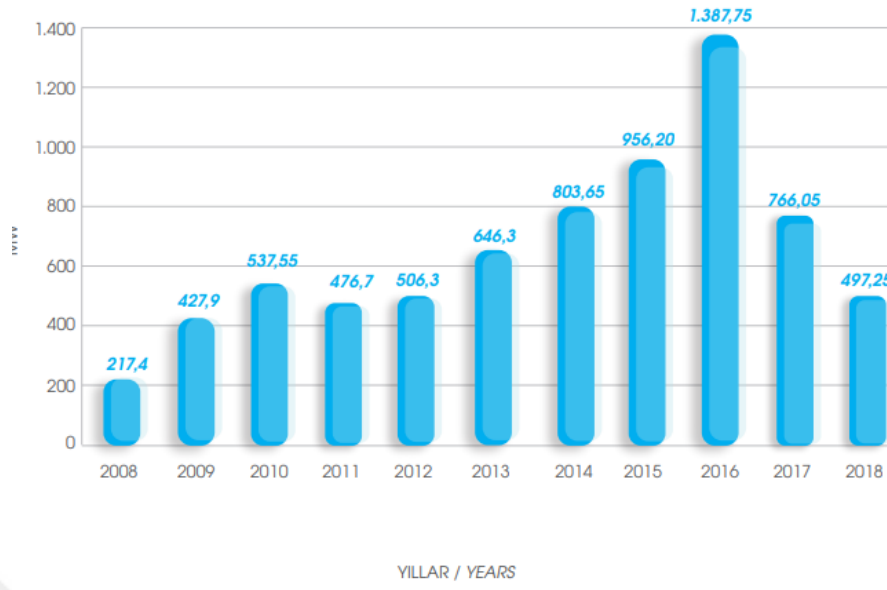
Türkiye'nin 2016 yılı kurulu gücü yaklaşık 78497 MW'dır. Bu rakam 2020 Şubat itibari ile yaklaşık 91341 MW seviyesine ulaşmıştır. Türkiye'de son yıllarda (Çizelge 4.10 incelendiğinde) rüzgar enerjisinde önemli bir artış olduğu görülmektedir. Türkiye 3 tarafının denizlerle çevrili oluşu, ülke içinde yükselti farkının fazlalığı, iklim geçişlerinin keskin olması, güneşlenme süresinin fazla olması gibi nedenler ötürü rüzgar potansiyeli oldukça yüksek bir ülkedir. Türkiye Avrupada İngiltereden sonra en büyük rüzgar potansiyeline sahip 2. ülkedir. Türkiye'nin teknik hesaplamalara göre rüzgar potansiyeli 88 GW seviyesindedir (İlkılıç, 2012). Türkiye'de yapılan bir çalışmada rüzgâr potansiyelinin hidroelektrik santral kapasitesinden çok yüksek olduğunu ortaya koymuştur (İkiliç, 2012). Global Rüzgar Enerji Konseyi raporuna göre rüzgâr gücü 2015-2016 yıllarında durgun geçmiştir. Ama 2017 yılına gelindiğinde dünya genelinde 52 GW artış göstererek 539 GW seviyesine ulaşmıştır. En büyük artış Avrupa ve Hindistan da yaşanmıştır. Aynı raporda Türkiye'nin 2017 yılında 2016'ya göre 0.8 GW daha rüzgâr enerji payını artırarak 6.96 GW seviyesine ulaştığına yer verilmiştir. Bu yeni kapasite ile Türkiye dünyada ilk 10'da yer

almıştır. Türkiye rüzgar potansiyeli tam kapasiteye yakın olarak kullanabilirse enerji ihtiyacının %57'sini bu enerjiden karşılayabilir (GWEC, 2017). Türkiye yedi coğrafi bölgeden oluşmaktadır. Bu bölgelerden Marmara, Ege ve Güneydoğu Anadolu'da rüzgar potansiyeli oldukça iyi seviyededir (Celik, 2004). Bu nedenle rüzgar hızları bu üç bölgede daha yüksektir. Devlet Meteoroloji Genel Müdürlüğü verilerine göre, Türkiye'nin yıllık ortalama rüzgar hızı 2.58 m/s, rüzgar enerjisi yoğunluğu 25.82 W/m²'dir (İlkiliç, 2012). Türkiye'nin 50 m rüzgar hızı haritası Şekil 4.23 'de görüldüğü gibidir (Rüzgar haritası, 2020). Şekil 4.23 incelendiğinde Türkiye'de rüzgâr enerjisi kaynakları uzun sahil şeridi boyunca yayıldığı görülmektedir. Bu bölgeler haricinde Güneydoğu bölgesinde bulunan Adıyaman, Mardin, Siverek civarlarında, Akdeniz bölgesinde yer alan Antakya ilinin doğu kesimlerinde ve kuzey Osmaniye'de, yüksek rüzgar potansiyeli bulunmaktadır. Teknik olarak yararlanılabilecek bu alanlar, yıllık ortalama rüzgar enerjisi yoğunluğu 200-300 W / m²'yi aşan bölgelerdir.

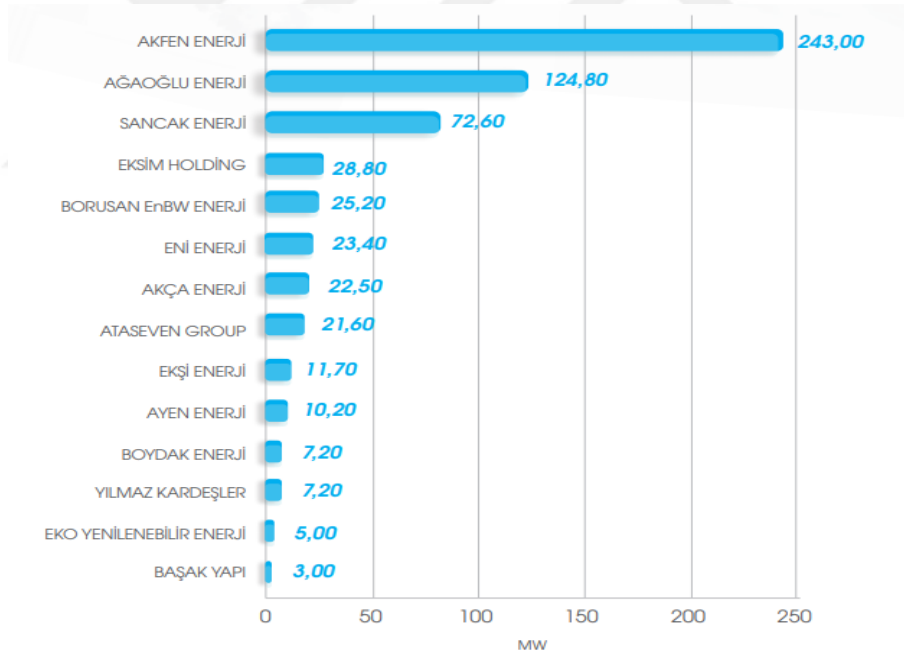


Şekil 4.23 : Türkiye 50 m'deki rüzgar hızı haritası (Rüzgar Haritası, 2020)

Son yıllardaki yenilenebilir enerji politikalarıyla Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklı santral sayısında önemli artışlar olmuştur. 2023 yılı hedefleri kapsamında rüzgar enerjisi kurulu gücünü 20 GW seviyesine çıkarıp, elektrik üretimindeki ithal kömür ve doğalgaz payının düşürülmesi TC Enerji Bakanlığının en önemli enerji politikalarından biridir. Bu vizyon ile beraber son yıllarda ciddi rüzgar santral kurulumu gerçekleştirilmiştir. Şekil 4.24'de bu durum görülmektedir (TUREB, 2019). Şekil 4.25'de ise 2019-2021 yılları arasında tamamlanması beklenen rüzgar santralleri görülmektedir (TUREB, 2019).



Şekil 4.24 : Türkiye'de yıllara göre kurulan rüzgar enerji santralleri (TUREB, 2019)

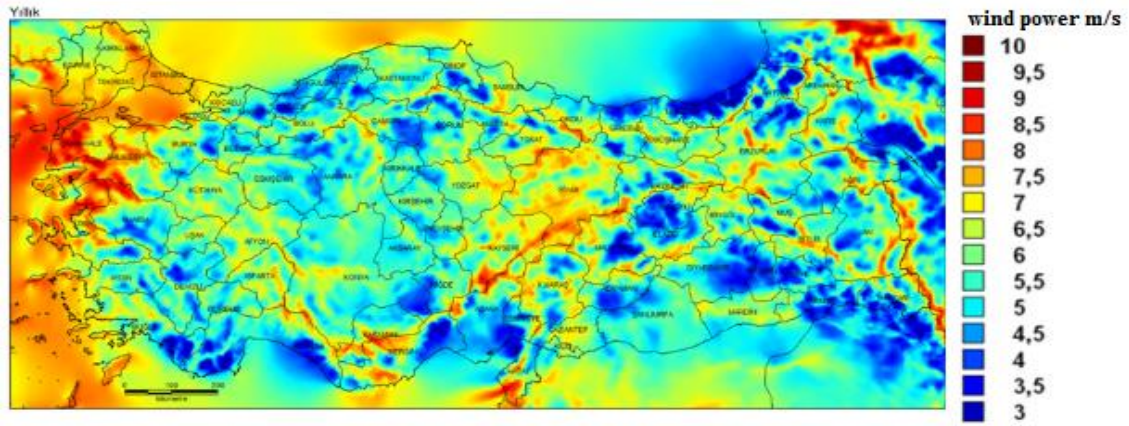


Şekil 4.25 : Türkiye'de yapımı devam eden rüzgar santralleri (TUREB, 2019)

4.2.2 Türkiye’de açık deniz rüzgar enerjisi

Açık deniz rüzgâr santrali kurulumuna karar verilmesinde rüzgâr potansiyelinin belirlenmesi, deniz derinliğinin seviyesi, deniz tabanının genel yapısı ve santralin kıyıdan uzaklığı önemlidir. Açık deniz rüzgâr santrallerinde yerden çok yüksek rüzgâr tribünlerine ihtiyaç yoktur. Çünkü açık denizde rüzgâr potansiyeli karaya göre daha yüksektir (Castro-Santos ve diğ., 2019). Türkiye’de özellikle Ege ve Akdeniz kıyıları deniz derinliği ve rüzgâr hızının uygun olmasından dolayı denizüstü (açık deniz) rüzgâr santrali kurulumu için uygun bölgelerdir. Deniz üstü rüzgâr gücünü verimli kullanabilmek için 100 metre yükseklikte yıllık ortalama 7 m/s hızın olması gerekir (Suwan, 2017). Şekil 4.26’de Yenilenebilir Enerji Müdürlüğünden alınan Türkiye’ye ait 100 metrede global rüzgar hızı haritası görülmektedir. Şekil 4.26 incelendiğinde Akdeniz ve Ege kıyı şeridinde özellikle Bozcaada-Çanakkale (yıllık 8m/s), Datça (yıllık 7.84 m/s), Çeşme (yıllık 7.02 m/s), Samandağ (yıllık 7 m/s) mevkieinde rüzgâr hızının 7 m/s’nin üstünde olduğu görülmektedir (TUREB, 2019). Ayrıca bu bölgeler deniz derinliği (20/50 metre derinlik) ve rüzgâr kapasitesi açısından da elverişlidir (Suwan, 2017). Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği Türkiye için açık deniz rüzgâr potansiyelinin 32000 MW seviyesinde olabileceğini bildirmiştir. Türkiye’de yapılan farklı bir çalışmada ise deniz derinliğinin 50 metreden az olduğu bölgelerde 12 GW, 50-100 metre arasındaki derinliklerde ise 57 GW olmak üzere toplamda yaklaşık 70 GW deniz üstü rüzgâr enerjisi potansiyele sahip olduğu düşünülmektedir (Akdag ve Yeroğlu, 2020). Bu yüzden Türkiye’de offshore rüzgâr potansiyeli üzerine yapılacak çalışmalar ile küresel sera gazı emisyonlarının azaltılmasına katkı sağlanabilir.

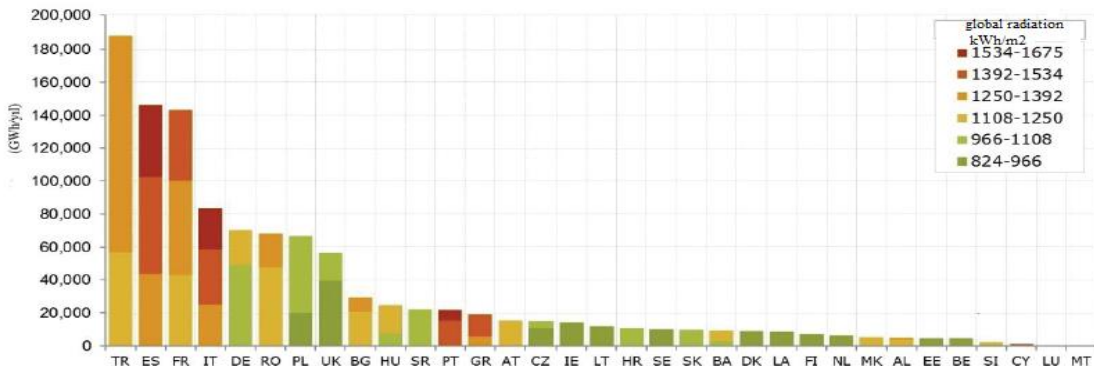
Türkiye var olan açık deniz rüzgâr potansiyelinden yararlanmak için Türkiye Enerji Bakanlığı ülkenin ilk offshore rüzgâr santralinin (1200 MW) yapılma çalışmalarına 2020 yılı ile başlamıştır.



Şekil 4.26 : 100 metre yükseklikte rüzgar hızı (TUREB, 2019)

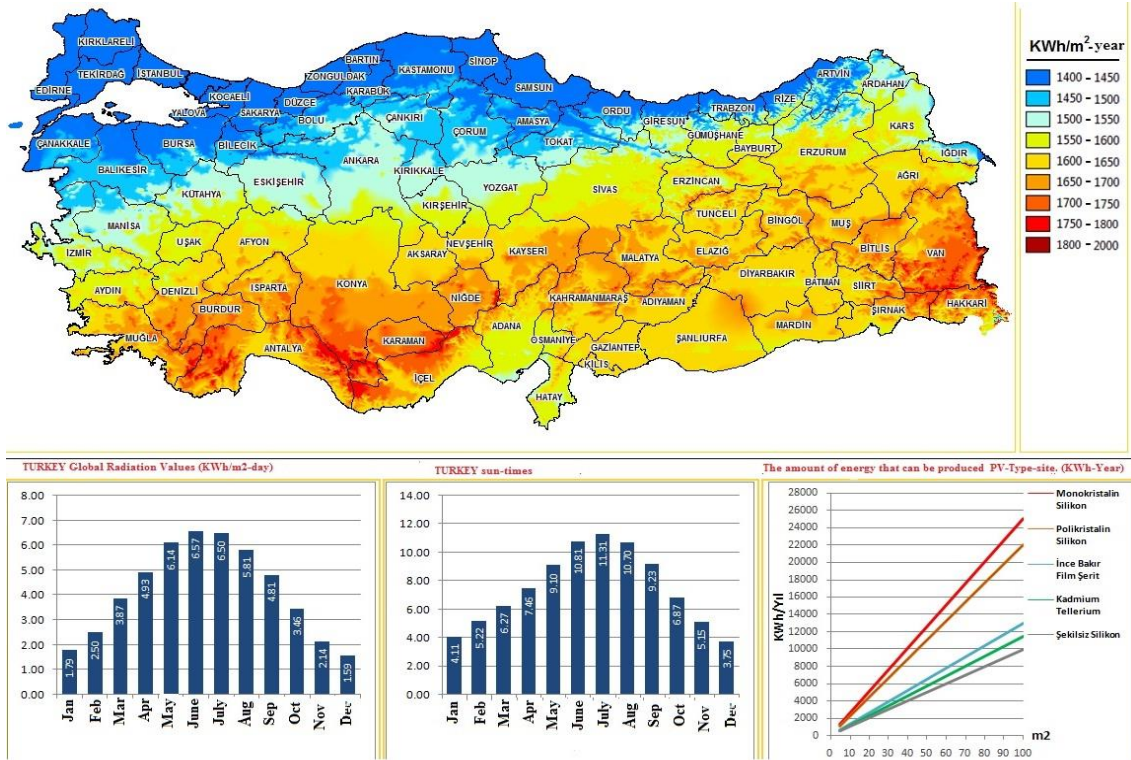
4.2.3 Türkiye’de güneş enerjisi

Dünya güneş enerjisinden, 2 farklı enerji formu ile yararlanmaktadır. Bunlar termal ve elektrik enerjisidir (Akdağ ve Yeroğlu, 2019a). Özellikle 2000’li yıllara gelindiğinde gelişen teknoloji ile güneş enerjisinden elektrik enerjisi olarak da yararlanılmaya başlanmıştır. Güneş enerjisi dünyaya 150 milyon km uzaklıktan ulaşır. Güneşin dünyaya ulaşan enerjisi, tüm dünyanın kullandığı enerjinin 15000 katına denk gelir. Güneşin dünyaya ulaşan enerjisi 0-1/100 W/m²’dir (Ceylan, 2016). Türkiye güneş enerjisi potansiyeli coğrafi konumundan dolayı çok yüksek olan bir ülkedir. Viyana Teknik Üniversitesinin 2014 yılında yaptığı bir çalışmada Türkiye’nin güneş potansiyelinin Avrupa’da 1. Sırada olduğunu belirtmiştir (Ortner ve diğ, 2013). Bu durum Şekil 4.27’de görülmektedir.



Şekil 4.27 : Avrupa ülkelerinin güneş enerji potansiyellerinin karşılaştırılması (Ortner ve diğ, 2013)

Türkiyede ortalama 2640 saat yıllık, 7.2 saat günlük ortalama güneşlenme süresine sahiptir. Ortalama ışınım miktarı ise 1.311 kwh/m²-yıllık, günlük 3.6 kwh/m² günlük olarak tespit edilmiştir (YEGM, 2020). Bu değerler TEP olarak, 36.2 milyon TEP'e denk gelir. Türkiye'nin güneş haritası Şekil 4.28'de görüldüğü gibidir (YEGM, 2020). Bu haritadan özellikle iç kesimlerden güneye doğru muazzam bir güneş enerjisi potansiyelinin olduğu görülmektedir.



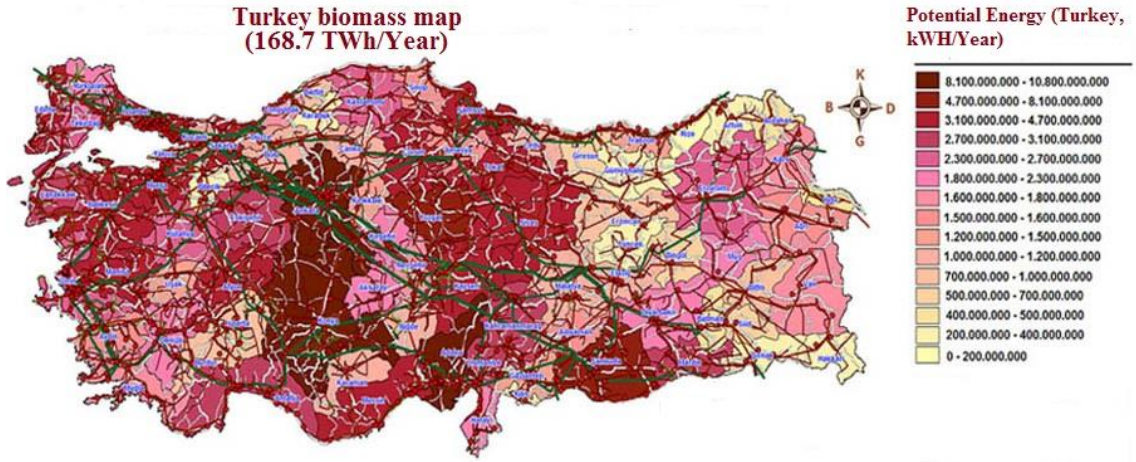
Şekil 4.28 : Türkiye ait Güneş haritası (YEGM, 2020)

Türkiye 2023 enerji vizyonu ve politikaları doğrultusunda her geçen gün güneş enerjisi potansiyelini kullanıma yönelik, artırıcı çalışmalar yapmaktadır. Bu politikalar neticesinde Türkiye'de son yıllarda güneş enerjisi kurulu gücünde ciddi artışlar olmuştur. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansının raporuna göre Türkiye Güneş Enerjisi kurulu gücü açısından 2016'da dünya sıralamasında 844 MW'lık kapasitesi ile 25.'inci olmuştur. Aynı raporda 2017 yılında ise 3422 MW'lık kapasite ile 13. sıraya yükseldiğine yer verilmiştir (IRENA, 2017). Türkiye 2017 sonlarında 1.8 GW'ın üzerinde artan güneş kurulu gücü ile de Avrupada birinci olmuştur. 2018 sonu ile Türkiye'nin lisanslı/lisanssız güneş santral kurulu gücü 4.8 GW seviyesine yaklaşmıştır. Böylece Türkiye 2023 Yenilenebilir enerji politika hedeflerinden biri olan 5 GW güneş santrali kurulu gücünü, 2019 yılının ilk aylarında yakalamayı

başarmıştır. Avrupa Güneş Enerjisi Derneği Genel Sekreteri James Watson, Türkiye’de yaşanan gelişmeler neticesinde 2020 yılına kadar güneş enerjisi santrali kapasitesinin 8.4 GW olacağını öngörmüştür. Bu yeni kapasitesiyle Türkiye’nin Almanya’nın ardından ikinci sırada olacağını vurgulamıştır (SPE, 2020).

4.2.4 Türkiye’de biyokütle enerjisi

Biyokütle enerjisi temelinde yakacak odun, hayvan/bitki atıkları ve biyolojik kaynaklardan elde edilen yakıt türüdür (Kaygusuz ve Türker, 2002). Biyokütle biyolojik kökenli katı karbona karşılık gelen bir üründür. Biyokütle enerjisi ulaşılması kolay, sosyal ekonomik gelişmelere olanak sağlayan, çevre dostu bir enerjidir. Bu enerjinin kullanımı dünya genelinde 2000’li yılların başı ile yaygınlaşmıştır. Özellikle AB ülkelerinde devreye giren, 2003 Biyoyakıt Yönergesi ve Biyoyakıt direktifleri biyoyakıt kullanımı ciddi oranda artırmıştır. ABD biyoyakıt enerji üretiminde artışı üst seviyeye taşımak için 2010 yılında biyokütle pazarına 53.6 milyar dolarlık katkı sağlamıştır (Elitas, 2016). Çin ise 2011 yılında 530 milyon ton biyokütle kaynağına ulaşmıştır. 2020 hedefi olarak da 750 milyon ton biyokütle hedefi koymuştur. Son yıllarda Türkiye tarımsal ve hayvansal atıklarını enerji üretmede kullanmak için birçok girişimde bulunmuştur (Toklu, 2017). Türkiye büyük bir tarım/hayvancılık potansiyeline ve dolayısıyla biyokütle rezervine sahiptir. Türkiye’de 24 milyon hektar tarım alanı bulunmaktadır. Bu alanların %70’inde hububat geri kalanında ise sebze, bahçe ya da nadasa bırakılan alan olarak kullanılmaktadır (Avcıoğlu ve diğ., 2019). Ayrıca biyokütle yakıt rezervi açısından Türkiye’nin %25’nin ormanlık olması önemlidir. Türkiye’de tarımcılık faaliyetlerinin yanında ülkenin birçok noktasında hayvancılık faaliyetleri yürütülmektedir. Tüm bu faaliyetler neticesinde Türkiye’nin biyokütle potansiyeli oldukça yüksektir. Türkiye’de tarım atıklarından elde edilecek enerji potansiyeli 5.6 milyon TEP’e, ağaç/orman atıkları 6 milyon TEP ve hayvansal atıklar 1.7 milyon TEP’e eşittir (Toklu, 2017). Türkiye biyokütle enerji potansiyeli haritası Şekil 4.29’de görüldüğü gibidir.



Şekil 4.29 : Türkiye biyokütle potansiyeli haritası (Toklu, 2017)

Türkiye bu biyokütle enerji potansiyelini kullanmak için çeşitli enerji politikalarını hayata geçirmiştir. Enerji Bakanlığı 2010-2014 stratejik planına göre, toplam elektrik enerjisi arzı içerisindeki yenilenebilir enerji kaynaklı üretiminin payının % 30 seviyesinde olmasını hedeflemiştir (Kanun3, 2018). Bu doğrultuda Türkiye 2023 enerji politikası kapsamında biyokütle kurulu gücünü 2000 MW çıkarma hedefini koymuştur. 5346 sayılı yenilenebilir enerji kanunu biyokütle yatırımlarını da kapsamaktadır. Bu kanun ile biyokütle yatırımcılarına en yüksek sabit alım garanti seviyesi olan 13.3 cent/kwh bedeli belirlenmiştir (Kanun1, 2005). Ayrıca yerli ekipmanların kullanılması durumunda bu desteği 18.1 cent seviyesine çıkacağını belirtmiştir. Bu ve benzeri politikalar ile 2000 yıllarda 25 MW seviyesinde olan biyokütle kurulu gücü, 2018 yılı sonu itibari ile 811 MW seviyesine taşınmıştır. Bu artışa Birleşmiş Milletler Gıda ve Tarım örgütü dikkat çekerek, Türkiye'nin 2023 hedefleri doğrultusunda koyduğu 2000 MW biyokütle hedefini kısa sürede yakalayacağını belirtmiştir (FAO, 2019). Ayrıca Türkiye 2020-2021 yılları arasında biyokütle santralleri ile ilgili yeni teşvik paketlerinin açıklanmasını beklemektedir.

4.2.5 Türkiye'de jeotermal enerji

Jeotermal enerji yer kabuğunun derinliklerinde biriken ısının oluşturduğu sıcak su, buhar ve gazlar olarak tanımlanır. Jeotermal kaynaklar genelde aktif faylar, volkanik magma birikimleri ve yeryüzü çatlakları etrafında oluşmaktadır. Jeotermal enerji yerin çekirdeğinde üretilen ve burada depolanan ısı sayesinde yeryüzüne 350°C 'a varan sıcaklıklarda ulaşabilir (Melikoglu, 2017; Aksoy, 2014). Bu enerji sıcaklığa bağlı olarak düşük/orta/yüksek ısı kaynakları olarak 3 sınıfa ayrılır. Jeotermal enerjinin kullanımı çok eski yıllara dayanmaktadır. Eskiden ısınma ve şifa için kullanılırken günümüzde ek olarak elektrik

üretiminde kullanılmaktadır. Jeotermal enerji temiz ve güvenilir bir enerji kaynağıdır. Rüzgar ve güneş enerjisinden farklı olarak süreklilik gösteren bir enerji türüdür. Dünyada jeotermal kaynakların kullanımı yaygınlaştırmak için çeşitli politikalar geliştirilmiştir. 1958 yılında dünyada ilk kez Yeni Zelanda'da jeotermal elektrik santrali kurulmuştur. Bu tarihten itibaren özellikle 1973 yılında patlak veren petrol krizi ile jeotermal enerji yaygınlaşmıştır (Kolasi, 2013). 1980 yılında enerji kaynakları üzerine yapılan bir çalışmada jeotermal kaynakların, dünyadaki potansiyelinin 1.14×10^8 MW/yıl olduğu belirtilmiştir. Bu değer dünya enerji üretiminin yüzlerce katıdır (Arslan ve diğ, 2014). 1999 yılında Jeotermal Enerji Birliği'nin yayınladığı raporda, dünya jeotermal enerjisinin (1999 yılına ait teknolojiye göre) tamamını kullanabilirse dünya enerji tüketiminin % 8.3'ne tekabül edeceği belirtilmiştir. Ayrıca 21 yy. sürdürülebilir kalkınmaya teşvik, fosil yakıtların azaltılması ve çevreyi koruma amacıyla dünya genelinde jeotermal enerji önem kazanmıştır.

Jeotermal enerji Amerika, Orta Amerika, Türkiye ve İtalya da önemli potansiyele sahiptir. Dünyada ABD Ağustos 2018 itibari ile 3639 MW kurulu güç ile 1. iken onu Endonezya (1948 MW), Filipinler (1868 MW) takip etmektedir. Türkiye, 2018 sonunda jeotermal enerjide 1303 MW kurulu güce ulaşmıştır. Kurulu gücü ile dünyada dördüncü, Avrupa'da ise birinci olmuştur. Türkiye jeotermal potansiyeli yüksek ülkelerden birisidir. Türkiyede 35000 MW civarında bir jeotermal enerji potansiyeli olduğu tahmin edilmektedir (Agacayak, 2017). Türkiye Alp-Himayala dağ kuşağı üzerinde yer alan genç tektonik yapısı, sıcak ve minarel kaynaklarının varlığından dolayı önemli bir jeotermal merkezidir. Türkiye hareketli genç tektonik yapısı sonucu oluşan grabenler, yaygın volkanizmalar, aktif fay hatları, doğal buhar ve gaz çıkışları sayesinde bu potansiyele sahiptir (Aksoy, 2014). Türkiyede yaklaşık 1000 adet doğal çıkış gösteren jeotermal kaynak mevcuttur. Türkiyede jeotermal potansiyel oluşturan alanların %78'i Batı Anadolu'da, %9'u İç Anadolu'da, %7'si Marmara Bölgesinde, %5'i Doğu Anadolu'da ve %1'i diğer bölgelerde yer almaktadır. Jeotermal kaynakların %90'ı düşük ve orta sıcaklıkta olup doğrudan uygulamalar (ısıtma, termal turizm, mineral eldesi vb.) için kullanılmaktadır. Kalan %10'luk potansiyeli ise dolaylı uygulamalar (elektrik enerjisi üretimi) için uygundur. Şekil 4.30'da 500 metre derinlikte Türkiye'nin sıcaklık dağılım haritası görülmektedir. Şekil 4.31'de ise Türkiye'nin jeotermal potansiyel haritası görülmektedir. Dünyada son yıllarda gelişen teknoloji ile orta derece kaynaklardan elektrik üretiminin mümkün olmasıyla, Türkiye jeotermal enerjide daha da önemli bir ülke olacaktır.



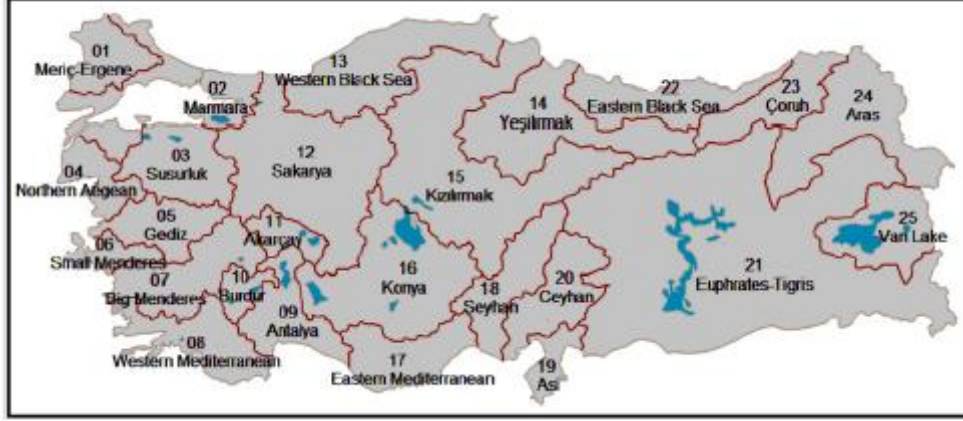
Şekil 4.31 : Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyel haritası (Karagüc, 2013)

4.2.6 Türkiye'de hidroelektrik enerji kaynakları

Su hayat döngüsüne okyanus, deniz, göl, nehir ile devam eder. Sonrasında güneşin etkisi ile buharlaşarak, yükselir. Bu yükselmeye soğuyup yağmur ve kar olarak yeryüzüne iner. Suyun sonsuz döngüsünden dolayı hidroelektrik enerji bir yenilenebilir enerji kaynağı olarak kabul edilir. Hidroelektrik santraller çevreye uyumlu, temiz, yenilenebilir, yüksek verimli, yakıt gideri olmayan, uzun ömürlü ve hızlıca devreye girmesi gibi özelliklerinden dolayı son yıllarda kullanımı artmaktadır. Ama hidroelektrik santrallerin diğer yenilenebilir santrallere göre bazı dezavantajları vardır. Bunlar akarsu rejimini bozması, bölgedeki iklimi doğrudan etkilemesi, erozyon ve sel oluşumuna katkı sağlaması, yapım aşamasında çevreyi kirletmesidir. Bununla birlikte dünyada hidroelektrik santral kurulumu hızla gerçekleşmektedir. Uluslararası Hidroelektrik Birliği'nin son yayınladığı raporda (2017), dünya çapında üretilen 4.185 TWh'lik hidroelektrik enerji ile dünyada şu ana kadar üretilen en yüksek potansiyele ulaşılmıştır (IHA, 2017). Hidroelektrik ve Gelecekteki Enerji Sistemleri Pekin Forumunda yayınlanan 2018 Hidroelektrik Durum Raporu, geçen yıl 21.9 GW'lık bir artışla küresel hidroelektrik santral kapasitesinin 1267 GW kurulu güce ulaşmıştır (Bilgili ve diğ, 2018).

Türkiye Avrupada hidroelektrik potansiyelinde birinci ülkedir (Bilgili ve Şahin, 2009). Türkiye hidroelektrikte yüksek olan bu potansiyelinin en büyük sebebi 25 adet nehir havzasına sahip olmasıdır (Bilgili ve Şahin, 2009). Türkiye'nin bu nehir havzaları Şekil

4.32’de görüldüğü gibidir. Bu su havzaları genellikle dağlık bölgelerde bulunur. Bu su havzaları Türkiye hidroelektrik potansiyelinin % 97’sini oluşturur (Bilgili ve diğ, 2018).



Şekil 4.32 : Türkiye’nin nehirleri (Bilgili ve diğ, 2018)

Türkiye hidroelektrik potansiyelinin %30’unu Fırat Nehri’nin olduğu doğu ve güneydoğu anadolu bölgesi oluşturur. Bu bölgede büyük çaplı santraller bulunmaktadır. Bunlardan başlıcaları Atatürk barajı (2405 MW), Karakaya (1800 MW), Keban (1330 MW), Birecik (703 MW), Yukarı Kaleköy (627 MW) barajıdır. Türkiye’nin 2. Hidroelektrik potansiyelinin olduğu bölge ise Doğu Karadeniz bölgesidir. Bu bölgenin dağlık oluşu ve yüksek irtifada akış oranlarına sahip olması hidroelektrik potansiyelini artıran etkidir. Bu bölgede bulunan büyük çaplı barajlardan başlıcaları Deriner Barajı (670 MW), Artvin Barajı (332 MW), Borçka barajı (301 MW)’dır. Türkiye halihazırda 2020 yılı itibari ile birçok hidroelektrik santrali yapımı devam etmektedir. Bu yapımı devam hidroelektrik barajlardan en büyük 5 tanesi şunlardır: Ilısu barajı (1200 MW), Yusufeli barajı (558 MW), Çetin barajı (517 MW), Aşağı Kaleköy (500 MW), Pervani barajı (409 MW)’dır. Türkiyede irili ufaklı 640 hidroelektrik santrali bulunmaktadır. 2018 sonu itibari ile hidroelektrik de kurulu güç 29000 MW seviyelerine ulaşmıştır. Türkiye’nin hidroelektrik potansiyelinin artmasında uyguladığı enerji politikaları etkili olmuştur. Bu politikalardan en önemlileri arasında 2006 yılı 5539 sayılı kanun ile enerji santral kurulumunda yap işlet modelinin getirilmesi, 6446 Elektrik piyasa yönetmeliği ile santral kurulumuna getirilen teşvikler yer alır. Sonrasında 2011 yılında Elektrik Piyasa Denetleme Kurulu’nun enerjide toptan fiyatına satın alma zorunluluğunun oluşu ve 5346 sayılı yenilenebilir enerjide teşvik kanununda yer alan santral rezervuar alanında olan hazine arazilerinin bedelsiz kullanılması önemli politikalardandır

(Kanun1, 2005). Ayrıca Türkiye'nin 2023 enerji vizyonunda açıkladığı hidroelektrik santral kurulu gücünün 42000 MW çıkarılmasında etkili olmuştur.

4.3 Karadeniz Bölgesel Güç Sisteminde Sanal Denizüstü Rüzgar Santral Modeli ve Analizi

Bu kısımda Türkiye'de Karadeniz Bölgesinde örnek bir güç sisteminde bölgesel zehirli ve sera gazı emisyonlarının azaltımına katkı sağlamak amacıyla sanal bir model oluşturulmuş ve bölgesel güç sistemine yapabileceği etkiler tartışılmıştır. Sonrasında Karadeniz bölgesinde yenilenebilir enerji santralleri ile zehirli ve sera gazı emisyonlarının nasıl optimize edileceği sanal model üzerinde incelenmiş ve gerçek sisteme uyarlanabilecek öneriler sunulmuştur.

4.3.1 Karadeniz Bölgesel güç sisteminde sanal deniz üstü rüzgar santrali

Tezin bu kısmında Türkiye'nin yenilenebilir enerji üretiminde henüz kullanımı bulunmayan ve önemli bir potansiyeli olan açık deniz rüzgar santralleri üzerine çalışma yapılmıştır. Bu bağlamda Karadeniz Bölgesel güç sisteminin sanal modeline entegre edilebilecek örnek bir ADRÇ'nin sanal modeli oluşturulmuş ve bölgesel zehirli ve sera gazı emisyonlarının düşürülmesine katkısı araştırılmıştır.

Bu bölümde ilk olarak ADRÇ kurulumu için uygun yerler bu bölgenin teknik/coğrafi koşullarına ve ADRÇ kurulum kriterlerine göre değerlendirilerek, uygun lokasyonlar tespit edilmiştir. Bu lokasyonların meteorolojik verileri, en iyi konumu belirlemek için WASP ile analiz edilmiştir (Akdag ve Yeroglu, 2020). Sonrasında, ADRÇ ve bölgesel enerji iletim sistemi DigSilent yazılımı kullanılarak modellenmiştir. Bu modelde ADRÇ işletilmesi durumunda bölgedeki sera gazı emisyonlarının miktarını tahmin etmek için yük akışı analizi yapılmıştır. Ayrıca bu bölümde yük akış problemini çözmek için bir önceki bölümde başarılı performans gösteren yeni bir sezgisel algoritma olan HVBO kullanılmıştır. Böylece, hem ADRÇ'nin varlığıyla hem de HVBO'nun etkisiyle Karadeniz bölgesel iletim sisteminde zehirli ve sera gazı emisyonlarının azaltılması incelenmiştir.

Bu bölümde yapılan çalışmalarla, son derece yüksek maliyetli yatırımlar gerektirebilecek ADRÇ kurulumları için bir kılavuz oluşturulması ve ADRÇ'nin kurulması

ile termik santrallere daha az ihtiyaç duyulması nedeniyle sera gazı azalımına katkı sağlanması hedeflenmiştir. Önerilen yöntemde, HVBO algoritması ile yapılan OYA'da zehirli ve sera gazı emisyonlarının azaltımı amaç edinilerek, elde edilen sonuçlar gerçek güç sistemi modeli ile karşılaştırılmıştır. Sunulan yöntemi uygulamak için aşağıdaki adımlar kullanılmıştır:

Adım 1: ADRÇ kurulumu için rüzgar potansiyeli ve yer tespiti çok önemlidir. Aşağıda sıralanan ADRÇ kurulum kriterlerine göre, açık denizde kurulum için uygun yerler, Şekil 4.33'de gösterilen kısıtlı askeri alana ve Şekil 4.34'te verilen doğal gaz ve petrol boru hatlarına göre belirlenebilir.

- i. Denizin derinliği ve deniz tabanının genel yapısı,
- ii. Güvenilir meteorolojik veriler,
- iii. Kıta sahanlığı,
- iv. Askeri bölgeler ve sivil havacılık gibi bölgeler,
- v. Deniz trafiği,
- vi. Boru hatları ve yeraltı kablolarının yaklaşma mesafeleri,
- vii. Sosyal ve çevresel faktörler (Şehirleşme, turizm vb).



Şekil 4.33 : Karadeniz Bölgesindeki askeri alanlar (Shoddb, 2020)



Şekil 4.34 : Türkiye'deki petrol ve doğalgaz boru hatları (Enerji Raporları, 2019).

Adım 2: İstatistiksel analiz, açık deniz rüzgar potansiyelini ve rüzgar türbinlerinin yerleşimi için en uygun yeri belirlemek amacıyla WASP yazılımı kullanılarak gerçekleştirilir. WASP yazılımı, rüzgar çiftlikleri için rüzgar enerjisi kaynak değerlendirmesi ve enerji verimi

hesaplamaları için kullanılabilir (Bilgili ve Şahin, 2009). WAsP yazılımının OWC araç kutusu, saatlik rüzgar verilerini kullanarak rüzgar hızının istatistiksel analizini yapmak için kullanılır (Bilgili ve Şahin, 2009). Bir bölgenin yıllık ortalama rüzgar hızı zamanla değişir. Güvenilir verileri sağlayarak, rüzgar hızı tahmini enerji üretimini belirlemek için önemlidir. Bu tahminler genellikle zor olmakla birlikte, literatürde çoğunlukla Weibull olasılık dağılım fonksiyonu kullanılarak hesaplanmaktadır (Satir ve diğ., 2018). OWC araç kutusunda Weibull olasılık dağılım fonksiyonu parametreleri ile elde edilen ilgili konumların yıllık ortalama rüzgar hızı ve ortalama güç yoğunluğu bulunabilir. Böylece, ilgili yerin rüzgar potansiyeli tahmin edilebilir (Bilgili ve Şahin, 2009; Satir ve diğ., 2018). Genel olarak, açık deniz rüzgar potansiyeli değerlendirilirken 100 metre yüksekliğindeki rüzgar hızı dikkate alınır (Bilgili ve Şahin, 2009; Satir ve diğ., 2018). 100 metre yükseklikte rüzgar hızı [m / s] Denklem 4.2 ile hesaplanabilir (Bilgili ve Şahin, 2009):

$$V_{ref} = V_h / \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^\mu \quad (4.2)$$

burada V_{ref} [m/s] 100 m'deki rüzgar hızı, h [m] V_h [m/s] 'ye karşılık gelen yüksekliktir ve OWC araç kutusu ile hesaplanabilir, h_{ref} [m] 100 metre yüksekliği belirtir ve μ yüzey pürüzlülüğü katsayısıdır.

Adım 3: Rüzgar türbini seçimi ilgili lokasyonun rüzgar hızına, rüzgar gücü yoğunluğuna göre belirlenir. Rüzgar türbini temel yapısı ise deniz derinliğine ve yapısına göre belirlenir. Rüzgar türbini ve temeli seçildikten sonra, ilgili lokasyonda uluslararası standartlara göre rüzgar türbini yerleştirme işlemi başlatılır. Daha sonra ADRÇ'nin tahmini kurulu güç kapasitesi, ilgili yere yerleştirilecek olan rüzgar türbinlerinin sayısı ile belirlenir.

Adım 4: ADRÇ'nin çevreye ve termik santral içeren mevcut şebekeye etkilerini analiz etmek için, ADRÇ ile bölgesel enerji iletim sistemi DigSilent yazılımı kullanılarak sanal ortamda modellenenir. Daha sonra bu modelde yük akış analizi yapılır. Yük akış analizi sonucu bulunan termik santrale ait aktif güç üretimi ile Denklem 4.3 kullanılarak, termik santralin toplam yakıt emisyon miktarı bulunur.

$$\text{Total emisyon (ton/s)} = \sum_{i=1}^1 ((\alpha_i + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i P_{Gi}^2) 10^{-2} + \xi_i \exp(\lambda_i P_{Gi}) + \mu_i P_{Gi}) \quad (4.3)$$

burada, α_i , β_i , γ_i , λ_i , i .nci yakıt biriminin emisyon katsayılarıdır, burada γ_i (1 / MW²), β_i (1 / MW), α_i SO_x ile ilgilidir ve ξ_i , λ_i (1 / MW) NO_x ile ilişkilidir. P_{Gi} , (MW) fosil yakıt bazlı enerji santralının aktif güç çıkışıdır, μ_i (1 / MW) CO₂ emisyon katsayısını temsil eder (Duman, 2017). Bu bağıntının orijinal halinde atmosferi kirleten zehirli gazlar olan SO_x ve NO_x tartışılmaktadır. Bu gazlardan olan NO_x gazı ayrıca sera gazı etkisine neden olarak atmosferi 100 yıldan fazla olumsuz etkilemektedir (Lammel ve Grabi, 1995). Bu tezde, Denklem 2.10 modifiye edilerek termik santral tarafından salınan sera gazlarının toplam etkilerini tahmin etmek için sera gazlarından biri olan CO₂ denkleme dahil edilmiş ve Denklem 4.3 oluşturulmuştur.

Adım 5: Bu adımda sanal güç sistemi modelinde Denklem 4.3'de verilen amaç fonksiyonunun minimizasyonu HVBO algoritması kullanılarak gerçekleştirilmiştir (Bölüm 3.3 belirtilen adımlara göre). Bulunan sonuçlar Adım 4'de hesaplanan değerler ile karşılaştırılarak, HVBO yöntemi ile zehirli ve sera gazlarının ne kadar daha azaltılacağı tahmin edilmiştir.

Bu çalışmada düşük nüfus yoğunluğu, düşük kentleşme, deniz turizmi azlığı ve bölgedeki yoğun termik santral faaliyetleri nedeniyle Batı-Orta Karadeniz bölgesi ADRÇ kurulumu için tercih edilmiştir. Bu bölgede Adım 1'de belirtilen hususlara göre ADRÇ kurulumu için 4 uygun lokasyon belirlenmiştir. Bu lokasyonlar sırasıyla Karasu, İnebolu, Bartın ve Sinop'tur. Bu lokasyonlara ait deniz istasyonlarının yeri Şekil 4.35'de verilmiştir. Şekil 4.35'de gösterilen deniz ölçüm istasyonuna ait 2017-2018 rüzgar verileri kullanılmıştır (Deniz İstasyonu, 2020). Ardından bu lokasyonların rüzgar enerjisi potansiyelini belirlemek için rüzgar hızı verileri WAsP yazılımının OWC modülü kullanılarak, istatistiksel analiz edilir (Adım 2). İstatistiksel analiz sonuçları Çizelge 4.11'de verildiği gibidir. Daha sonra bu 4 lokasyonun 100 metredeki (ADRÇ kurulumunda 100 metre'deki rüzgar hızı baz alındığından) rüzgar hızları Denklem 4.2 kullanılarak hesaplanır. 100 metredeki sonuçlar Çizelge 4.12'de verildiği gibidir.



Şekil 4.35 : Açık deniz otomatik gözlem istasyonları (Deniz İstasyonu, 2020)

Çizelge 4.11 : İstasyonların Rüzgar Hızı ve Güç Yoğunluğu Sonuçları

İstasyon/No	Rüzgar hızı (m/s)	Güç yoğunluğu (W/m ²)
Karasu-Kefken/1	4.4	159
Inebolu/2	4.51	170
Bartın/3	6.66	352
Sinop/4	6.1	347

*İstasyonların konumu Şekil 4.35'de işaretlenmiştir.

Çizelge 4.12 : 100 m'deki İstasyonların Rüzgar Hızı ve Güç Yoğunluğu Sonuçları

İstasyon	Rüzgar hızı (m/s)	Güç yoğunluğu (W/m ²)	100 m yükseklikteki rüzgar hızı (m/s)
Karasu/Kefken	4.4	159	6.68
Inebolu	4.51	170	6.19
Bartın	6.56	352	8.94
Sinop	6.1	347	7.05

Çizelge 4.12'de 100 metrede 8.94 m/s rüzgar hızı ve 352 W/m² güç yoğunluğu ile en iyi lokasyonun Bartın olduğu görülmektedir. Adım 3'e göre, Bartın'daki rüzgar hızı ve rüzgar enerjisi yoğunluğu değerleri ile ilgili olarak, önerilen ADRÇ için MHI Vestas Offshore V117-4.2 MW tipi rüzgar türbini önerilebilir (MHI, 2020). Rüzgar türbini seçildikten sonra rüzgar türbini için temel yapısı seçilir. Navigasyon Hidrografi ve Oşinografi Dairesi tarafından temin edilen Şekil 4.36'teki haritada görüldüğü gibi deniz

derinliği Bartın sahilinde 50 metreye ulaşmaktadır (Shodb, 2020). Bu verilere göre, Veritas (2004)'de verilen referansta belirtilen tripod temel yapısı ADR için önerilebilir. Rüzgar türbini ve temeli seçildikten sonra rüzgar türbininin yerleştirilmesine başlanır. Türbin yerleşiminde, uluslararası standartlara göre, türbinler arasındaki mesafe yatay ekseninde 2D-5D ve dikey ekseninde 8D-10D olmalıdır (D= Rotor apı) (Gasch ve Twele, 2011). Bu çalışmada türbinler arasında yatayda 3D, dikeyde 8D mesafe bırakılmıştır. Bu mesafe aralıklarına göre ilgili lokasyonda 4.2 MW gücünde 108 rüzgar türbini yerleştirilebilir (Toplam $4.2 \cdot 108 = 453.6$ MW). Bu yerleşim alanı yaklaşık 65-70 km² arasındadır. En uzak deniz rüzgar türbininin kıyıya uzaklığı yaklaşık 3.2 km'dir. 453.6 MW kurulu güce sahip olacak ADR'nin bölgedeki yerleşimi Şekil 4.37'da görüldüğü gibidir.

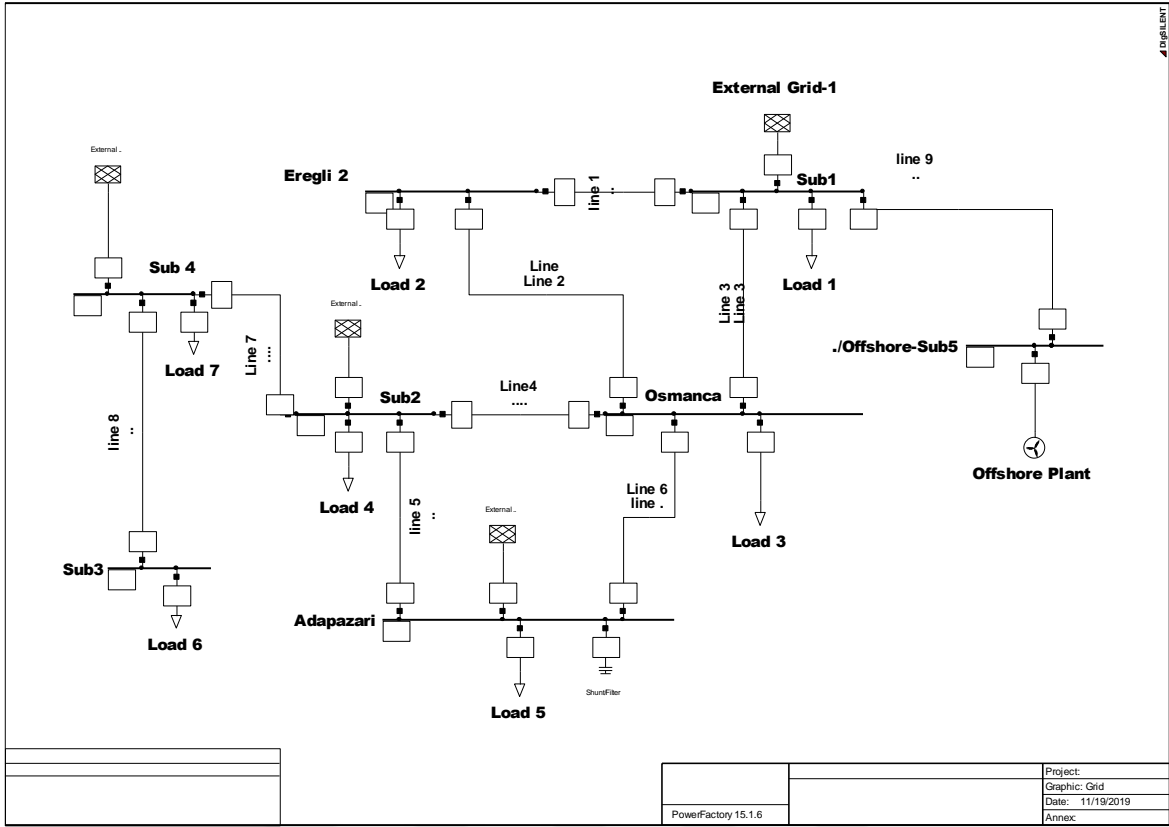


Şekil 4.36 : Bartın sahilinde tahmini deniz derinliği (Shodb, 2020)



Şekil 4.37 : Açık deniz rüzgar türbini yerleştirme alanı

Bu çalışmada, Karadeniz Bölgesi 7 bara 380 kV iletim sistemi ve bu iletim sistemine entegre edilen ADRÇ'nin sanal modeli DigSilent Power Factory yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir (PowerFactory, 2020). Bu iletim sistemi 5 jeneratör ve 9 iletim hattından oluşmaktadır. Bu iletim sistemin tek hat diyagramı Şekil 4.38'de verildiği gibidir. Toplam yük talebinin aktif güç 3105 MW ve reaktif güç 73.4 MVAR olduğu bu iletim sistemi modelinde, Sub1 barasındaki jeneratör fosil bazlı (kömür bazlı) termik santraldir. Sub 5 barasındaki jeneratör ise ADRÇ'dir. Bu iletim sistemine ait hat parametreleri Çizelge 4.13'de, yük ve jeneratör verileri ise Çizelge 4.14'de verilmiştir. Bu iletim sisteminde ADRÇ ve Sub1 transformatör merkezini bağlayan enerji iletim hattının tahmini güzergahı Şekil 4.39'de görüldüğü gibidir. Bu iletim hattının tahmini güzergahı yaklaşık 45-46 km'dir.



Şekil 4.38 : 7 baralı 380 kV Karadeniz enerji iletim sisteminin tek hat modeli

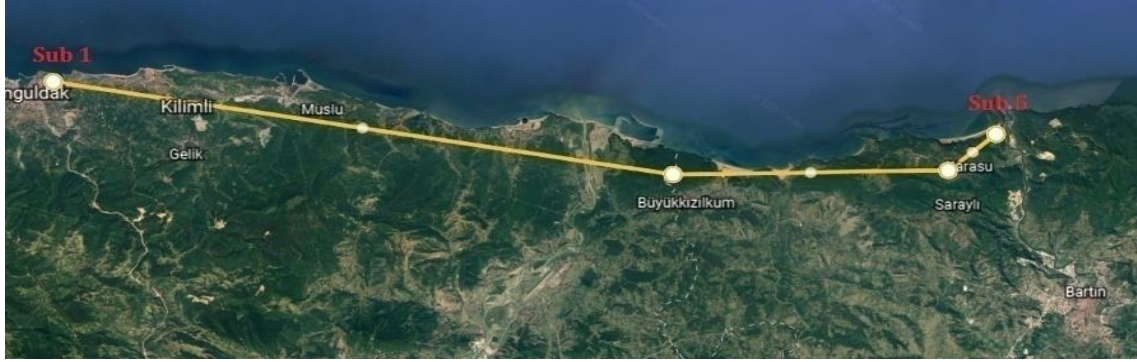
Çizelge 4.13 : İletim hattına ait veriler

Bara başlangıç	Bara bitiş	R pu (ohm)	X pu (ohm)	B/2 pu (µS)
Sub1	Eregli 2	0.000663	0.009907	0.1703
Eregli 2	Osmanca	0.001106	0.01007	0.11745
Osmanca	Sub1	0.000654	0.00978	0.1682
Sub2	Osmanca	0.001625	0.014806	0.17265
Sub2	Adapazari	0.00023	0.00344	0.05915
Adapazari	Osmanca	0.001275	0.01464	0.2405
Sub4	Sub2	0.001417	0.01291	0.1509
Sub3	Sub4	0.000126	0.0018825	0.03235
Sub1	Sub5	0.000643	0.009607	0.1503

Çizelge 4.14 : Güç sistemine ait jeneratör ve yük verileri

Bara adı	Bara kodu	Yük		Jeneratör		Jeneratör	
		P MW	Q MVAR	P _{min} MW	P _{maks} MW	Q _{min} MW	Q _{maks} MW
Sub1 (Pg1)	1	50	3	300	1400	-10	60
Eregli 2	0	400	10	-	-	-	-
Osmanca	0	335	15	-	-	-	-
Sub2 (Pg2)	2	610	10.4	550	900	-10	40
Adapazari (Pg3)	2	600	10	400	850	-10	30
Sub3	0	555	15	-	-	-	-
Sub4 (Pg4)	2	555	10	550	750	-20	80
Sub5 (Pg5)	2	0	0	400	460	-5	40

Bara kodu 1= slak bara, 2= jeneratör barası, 0= yük barası



Şekil 4.39 : Açık deniz rüzgar çiftliği ve Sub1 trafo istasyonunu bağlayan enerji iletim hattının tahmini rotası

DigSilent programında modellenen bölgesel enerji iletim sisteminde, ADRÇ'nin ana şebekeye bağlı olup/olmama durumuna göre yük akış analizi yapılmıştır. Yük akış analizi sonuçları Çizelge 4.15'de verildiği gibidir. Burada yapılan yük akış metodunda gerçek güç sisteminde kullanılan Newton-Raphson metodu kullanılmıştır (DigSilent programında).

Çizelge 4.15 : Karadeniz Bölgesel güç sistemine ait yük akış sonuçları

ADRÇ'nin anaşebekeye bağlı değil iken				ADRÇ'nin anaşebekeye bağlı iken			
P _{G1}	1342.1 MW	V ₁ (Sub3)	0.95 pu	P _{G1}	896.06 MW	V ₁ (Sub3)	0.95 pu
P _{G2}	582 MW	V ₂ (Sub4)	0.95 pu	P _{G2}	582 MW	V ₂ (Sub4)	0.96 pu
P _{G3}	649 MW	V ₃ (Sub2)	0.97 pu	P _{G3}	649 MW	V ₃ (Sub2)	0.97 pu
P _{G4}	550 MW	V ₄ (Adapazari)	0.97 pu	P _{G4}	550 MW	V ₄ (Adapazari)	0.97 pu
P _{G5}	-	V ₅ (Osmanca)	0.97 pu	P _{G5}	453.6 MW	V ₅ (Osmanca)	0.97 pu
Q _{G1}	19.3 MVAR	V ₆ (Eregli)	0.97 pu	Q _{G1}	1.7 MVAR	V ₆ (Eregli)	0.98 pu
Q _{G2}	10 MVAR	V ₇ (Sub1)	0.98 pu	Q _{G2}	10 MVAR	V ₇ (Sub1)	0.98 pu
Q _{G3}	10.3MVAR	V ₈ (OWF)	-	Q _{G3}	10.3MVAR	V ₈ (OWF)	1 pu
Q _{G4}	9 MVAR	Q _{loss}	-24.8 MVAR	Q _{G4}	9 MVAR	Q _{loss}	-17.4 MVAR
Q _{G5}	-	SOx	4.94(tons/s)	Q _{G5}	25 MVAR	SOx	2.1819(tons/s)
P _{loss}	18.1 MW	NOx	0.0301(tons/s)	P _{loss}	25.66 MW	NOx	0.0238(tons/s)
P _{demand}	3105 MW	CO ₂	1143.4(tons/s)	P _{demand}	3105 MW	CO ₂	763.44(tons/s)

Çizelge 4.15'de, ADRÇ ana şebekeye bağlı olmadığına, P_{G1} fosil yakıt bazlı enerji santrali 1342.1 MW aktif güç ve 19.3 MVAR reaktif güç üretir. Bu durumda, güç sisteminde 18.1 MW aktif güç kayıpları / -24.8 MVAR reaktif güç kayıpları hesaplanır. ADRÇ ana şebekeye bağlandığında P_{G1} jeneratörü 896.06 MW aktif güç/1.7 MVAR reaktif güç üretmiştir. ADRÇ ana şebekeye bağlandığında aktif güç kaybı 25.66 MW aktif güç/-17.4 MVAR reaktif güç kaybı hesaplanmıştır. Reaktif güç kaybı iki durumdada negatif çıkmıştır. Güç sistemlerinde reaktif güç kayıpları negatif çıkabilir (Boucekara, 2014). Güç sistemlerinde fosil bazlı üretim tesislerinin ürettiği saatlik aktif güce göre zehirli gaz ve sera gazı emisyonları tahmin edilebilir (MWH/ton). Örnek güç sisteminde Sub1 barasındaki fosil bazlı (kömür) santralin saatlik tahmini emisyon katsayıları Çizelge 4.16'da verildiği gibidir (Zeydan, 2008). Bu çalışmada, ADRÇ ana şebekeye bağlandığında salınım barasındaki fosil yakıt bazlı enerji santralinin üretim kapasitesi azalır. Bu güç sisteminde Sub1 barasındaki fosil bazlı jeneratörün toplam zehirli gaz ve yakıt emisyonunu Adım 4'de verilen Denklem 4.3 ile hesaplanır. ADRÇ anaşebekeye bağlı olmadığına termik santral saatlik bazda toplam 4.94 ton/saat SOx, 0.0301 ton/saat NOx ve 1143.4 ton/saat CO₂ gazı atmosfere salınım yapar. ADRÇ anaşebekeye bağlandığında ise termik santral saatlik bazda toplam 2.1819 ton/saat SOx, 0.0238 ton/saat NOx ve 763.44 ton/saat CO₂ gazı atmosfere salınım yapmıştır. Böylece ADRÇ'nin devreye alınması ile toplam 2.7644 ton/saat zehirli gaz (SOx ve NOx) ve 379.96 ton/saat sera gazı emisyonu (CO₂) azaltılmıştır.

Çizelge 4.16 : Sub1 barasındaki termik santralin tahmini emisyon katsayıları

α_i	β_i	γ_i	ξ_i	λ_i	μ_i
0.004	-0.0074	0.00028	0.015	0.00052	0.852

Bu çalışmada Adım 5’de belirtildiği gibi 7 baralı 380 kV bölgesel iletim sisteminde HVBO yöntemi kullanılarak zehirli ve sera gazlarının emisyonunun azaltılması hesaplanmıştır. Emisyon salınımı probleminde sera gazlarının emisyonunu temsil etmek için Denklem 4.3 optimizasyonda amaç fonksiyonu olarak kullanılmıştır. İlgili iletim sisteminde ADRÇ devrede olduğunda HVBO yöntemi (Çizelge 4.13 ve Çizelge 4.14 verilere göre) ile yapılan yük akışı sonuçları Çizelge 4.17’de verilmiştir.

Çizelge 4.17 : Karadeniz Bölgesel güç sistemine ait HVBO yöntemi ile yapılan yük akış analizi sonuçları

ADRÇ anaşebekeye bağlı iken (HVBO ile)			
P_{G1}	722.19 MW	V_1 (Sub3)	1.0095 pu
P_{G2}	700 MW	V_2 (Sub4)	1.005 pu
P_{G3}	700 MW	V_3 (Sub2)	1.02 pu
P_{G4}	550 MW	V_4 (Adapazari)	1.026 pu
P_{G5}	453.6 MW	V_5 (Osmanca)	1.0379 pu
Q_{G1}	6 MVAR	V_6 (Eregli)	1.0434 pu
Q_{G2}	12 MVAR	V_7 (Sub1)	1.05 pu
Q_{G3}	11 MVAR	V_8 (OWF)	1.02 pu
Q_{G4}	10 MVAR	Q_{loss}	-10.4 MVAR
Q_{G5}	24 MVAR	SO _x	1.407(tons/h)
P_{loss}	20.79 MW	NO _x	0.0218(tons/h)
P_{demand}	3105 MW	CO ₂	615.31(tons/h)

ADRÇ’nin devrede olduğu durumda HVBO ile hesaplanan yük akış sonuçları incelendiğinde zehirli ve sera gazı emisyonlarının, ADRÇ’nin devrede olduğu Newton Raphson metoduna göre yapılan yük akış sonuçlarına göre daha da azaltıldığı görülmektedir. Bu iletim sisteminde saatlik zehirli ve sera gazı emisyonlarının miktarı Çizelge 4.17’de verilmiştir. ADRÇ devrede iken Newton Raphson metoduna göre CO₂ emisyonu saatlik bazda 763.44 ton bulunmuşken, HVBO yöntemi ile bu miktar saatlik bazda 615.31 tona düşürülmüştür. Toplamda saatlik bazda 148.13 ton CO₂ emisyonu atmosfere az salınmıştır. Zehirli gaz ise toplamda saatlik bazda 0.7769 ton atmosfere daha az salınmıştır.

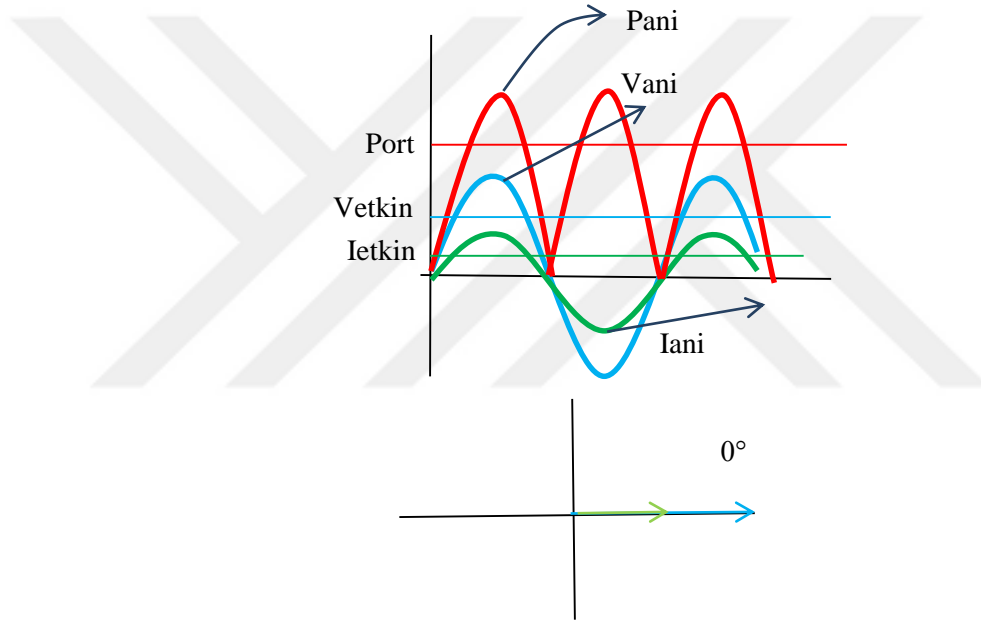
5. AŞIRI AKIM RÖLE KOORDİNASYON PROBLEMİNİN OPTİMAL ÇÖZÜMÜ

Elektrik enerjisi; üretim şekli çeşitli olan santrallerde üretilerek, iletim sistemlerine oradan da dağıtım sistemlerine aktararak tüketicilere ulaştırılır. Üretim santralleri genel olarak çeşitli nedenlerden dolayı şehirlerden uzaklara kurulur. Bu yüzden enerjinin üretilip başka bir bölgeye taşınmasında kilometrelerce yol gerekir. Enerjinin taşınması işlemi enerjinin nakil hatları ile sağlanır. Ülkemizde enerjinin iletilmesinde 380 kV ve 154 kV nominal gerilimler kullanılır. Bu nominal gerilim seviyesindeki enerji iletim hatları ile santrallerdeki enerji 380 kV, 154 kV trafo merkezlerine getirilir. Trafo merkezlerdeki güç trafoları ile 154/380 kV gerilim düzeyinde olan gerilim, dağıtım sistemine uygun 30-36 kV seviyesine çevrilir (Akdağ ve Yeroğlu, 2018a; Akdağ ve Yeroğlu, 2018b). Enerjinin bu safhaları geçerek tüketicilere ulaşmasında süreklilik oldukça önemlidir. Enerjinin bu sürekliliği iyi bir güç işletmeciliği ile olur. İyi bir güç işletmeciliğinin şartlarından biriside koruma koordinasyonudur. Örneğin iyi bir koruma koordinasyonu ile dağıtım sisteminde bir fider de olan arıza sadece o fider ile sınırlı kalır. Eğer sınırlı kalmaz ise dağıtım sisteminde arızanın olduğu fiderdeki arıza iletim sistemindeki güç transformatörüne yansiyarak onu devre dışı bırakır ya da arızalanmasına neden olur (Akdağ ve Yeroğlu, 2019b). Bu olumsuz durumun yaşanmaması için koruma koordinasyonu konularından olan, aşırı akım röle koordinasyonu konusunun istenilen şartlarda sağlanması önemlidir. Özellikle son yıllarda OYA probleminin çözümüne benzer şekilde yüksek kısıtlara sahip aşırı akım röle koordinasyonu probleminin çözümünde sezgisel algoritmalar kullanılmaya başlanmıştır. Bu tezde aşırı akım röle koordinasyonu 2 önemli başlık altında ele alınmıştır. Bu başlıklardan ilki yönlü aşırı akım röle koruma koordinasyonu problemi, ikincisi adaptif aşırı akım koruma koordinasyonu problemidir.

5.1 Optimal Yönlü Aşırı Akım Röle Koordinasyonu

Güç sistemlerinde aşırı akım röleleri ileri ve geri yönde koruma yapabilir. İleri ve geri yönde koruma kavramının anlaşılması için akım transformatörlerinde polarite kavramının bilinmesi gerekir. Genel olarak bir akım transformatörünün polaritesi, primerden akımın girdiği uç ile sekonderden akımın çıktığı uç kabul edilir. Aşırı akım röleleri mevcut koruma işlemini gerçekleştirmek için bağlı olduğu akım transformatörünün sekonder

tarafından akan akım değerini baz alır. İleri yön kavramı yük akışının baradan hatta doğru aktığı durumu belirtirken, geri yön güç akışının baraya aktığı durumu ifade eder. Güç sisteminde ileri yönde yük akışında mevcut güç pozitif iken, geri yönlü negatif olarak kabul edilir. Akımla gerilim arasındaki açı 0° 'den -90° 'ye kadar olan kısımda yük ileri yönlü, -90° 'den $+90^\circ$ (-270°)'ye kadar kısımda yük geri yönlü, $+90^\circ$ ile 0° arasındaki kısımda ise yük tekrar ileri yönlüdür (Akdag ve Yeroğlu, 2018a). Şekil 5.1'de akım ile gerilim arasındaki açı 0° iken yük akışının ileri yönlü olduğu ifade edilmiştir. Yönlü aşırı akım röleleri, arızanın farklı noktalardan beslediği durumlarda yönsüz aşırı akım rölelerinin yetersiz geldiği durumlarda kullanılır.



Şekil 5.1 : Akım gerilim arasındaki açı 0° iken akım, gerilim, güç anideğer grafiği ile fazör karşılaştırma (Akdag ve Yeroğlu, 2018a)

YAAR'lar genellikle dağıtım ve iletim sistemlerini korumada yaygın olarak kullanılır. Bu rölelerin çeşitli işletme koşullarına göre uygun ayarlarının belirlenmesi, güç sisteminde arızalı bölümün zamanında izole edilmesinde önemli rol oynar (Moravej ve Ooreh, 2018). Güç sistemlerinde YAAR'lar ileri ve geri yönde koruma sağlayabilir. Bu yüzden YAAR'ların optimum koordinasyonu güç sistemi mühendisliği için önemli bir konudur. Bu koordinasyonda korunan bölgedeki hataların ilk olarak ileri röleleri ile giderilmesi ve başarısız olursa ilgili geri (yedek) rölenin belli bir koordinasyon gecikmesi

ile hatayı gidermesi amaçlanır (Boucekara ve diğ, 2017). Bu nedenle YAAR'lerin optimal koordinasyonu bir optimizasyon problemi olarak formüle edilebilir. Bu problem oldukça fazla kısıtlara sahiptir ve farklı amaç fonksiyonları ile formüle edilebilir (Moravej ve Ooreh, 2018). Son yıllarda YAAR'ların optimal koordinasyonunda bir çok optimizasyon algoritması kullanılmıştır. Bunlardan bazıları Gri Kurt Optimizasyon Algoritması (Moravej ve Ooreh, 2018), Yerçekim Arama Algoritması (Srivastava ve diğ, 2017), Elektromagnetik Alan Optimizasyon Algoritması (Boucekara ve diğ, 2017), Harmoni Arama Algoritması (Rajput ve Pandya, 2018), Yabani Ot Optimizasyon Algoritması (Castillo ve diğ, 2018), Yeni Köklü Ağaç Optimizasyon Algoritmasıdır (Wadood ve diğ, 2018). Özellikle günümüzde dağıtım sistemlerinden eklenen yenilenebilir enerji kaynaklı DÜ'lerin artması ile YAAR'ın optimum koordinasyonu daha da önemli olmuştur.

Son birkaç yılda YAAR probleminde, koordinasyon kısıtlamalarının sayısını en aza indirmenin yanı sıra rölelerin çalışma süresini en aza indirmek için problem formülasyonunun geliştirilmesine dayanan çeşitli yaklaşımlar sunulmuştur (Godwal ve diğ, 2020). Günümüzde büyüyen güç sistemlerinde ileri ve geri koruma yapacak röle çiftleri için koordinasyon kısıtlamalarının sayısı oldukça yüksektir. Bu durumda, ileri yönde koruma yapan rölelerin yanıt verme süresi, geri yönde koruma yapan rölelere göre daha kısa olmalıdır. Bu durumu göz önünde bulundurarak, geri ve ileri rölelerin çalışma süresini azaltmak için literatürde en çok kullanılan AF'ler referansta verilmiştir (Shah ve diğ, 2020). Ancak, bazı durumlarda bu amaç fonksiyonlarında yanlış koordinasyon sorunları ile karşılaşmıştır. Bu çalışmada, bu yanlış koordinasyon vakalarının en aza indirilmesine katkı sağlayabilecek, modifiye edilmiş bir amaç fonksiyonu sunularak, çeşitli örnek güç sistemlerinde test edilmiştir. Bu tezde MAF'lı HVBO yönteminin YAAR koordinasyon probleminde etkinliğini göstermek için 8-bara, 9-bara ve 15- bara test sistemi kullanılarak, YAAR'ların optimum koordinasyonu (MAF ile) sağlatılmıştır ve devamında bulunan sonuçların literatür ile karşılaştırılması verilmiştir.

Denklem 5.1'de röle koordinasyon probleminde ileri yönlü rölelerinin çalışma süresini azaltan amaç fonksiyonu verilmiştir (Rajput ve Pandya, 2018).

$$AF1 = \sum_{i=1}^M T_{pr,i} \cdot w \quad (5.1)$$

Bu rölelerin operasyonel zamanı aşağıdaki gibi ifade edilir;

$$T_{pr,i} = \frac{\beta_1 \times TDS_i}{\left(\frac{I_{f(i)}}{I_{p(i)}}\right)^{\beta_2 - \beta_3}} \quad i = 1, 2, \dots, M \quad (5.2)$$

Burada, M toplam güç sistemindeki röle sayısı, $T_{pr,i}$ ileri yönde koruma yapan rölelerin operasyonel zamanı, $\beta_1 = 0.14$, $\beta_2 = 0.02$, $\beta_3 = 1$ ise sırasıyla IEC standartlarına göre verilen sabitlerdir. $I_{f(i)}$ (A) 3-faz kısa devre akım değeridir, $I_{p(i)}$ (A) arıza (eşik) başlatma akım değeridir.

Optimal röle koordinasyonu probleminde iki tür kısıtlama vardır bunlar (Srivastava ve diğ., 2017);

(i) röle ayar kısıtları

Denklem 5.3, aşırı akım rölelerinin çalışmaya başlayacağı arıza akım eşik değeridir,

$$I_{p(i)min} \leq I_{p(i)} \leq I_{p(i)maks} \quad (5.3)$$

Denklem 5.4 'te röle çalışma zaman eğrisi için sınır değerler gösterilmiştir. Bu değer röle çalışma süresini etkileyen bir kavramdır,

$$TDS_{imin} \leq TDS_i \leq TDS_{imaks} \quad (5.4)$$

Denklem 5.5, röle operasyon zamanının limitlerini göstermektedir. Röle çalışması çok uzun sürmemelidir aksi takdirde arıza akımı şebekede uzun süre kalır. Bu yüzden bu çalışma süresi bir limit dâhilinde tutulur.

$$T_{pr,imin} \leq T(i) \leq T_{pr,imaks} \quad (5.5)$$

(ii) koordinasyon kısıtı;

YAAR'ların optimal koordinasyonu, korunan bölgedeki hataların ilk olarak ilgili ileri yönlü rölelerle giderilmesini sağlamak için uygun ayarları belirlemeyi amaçlar. Şayet bu durum başarısız olursa, ilgili yedek röleler bir koordinasyon gecikme süresinden sonra

arızayı temizlemesi beklenir. Birincil (ileri) ve yedek (geri) rölelerinin yanlış koordinasyonunu önlemek için eklenen koordinasyon zaman aralığı Denklem 5.6'da verilmiştir.

$$CTI(i)min \leq T_{br,i} - T_{pr,i} \leq CTI(i)maks \quad (5.6)$$

burada, CTI (sn) röle koordinasyonu zaman aralığıdır (ayrım zamanı).

Birbirine bağlı güç sistemlerinde birincil/yedek rölelerinin koordinasyon kısıtlamalarının sayısı oldukça çoktur. Böyle güç sistemlerinde yedek rölelerinin herhangi bir arızaya tepki süresi ve birincil/yedek röleleri arasındaki ayrım zaman farkı oldukça yüksek çıkabilmektedir (Rivas ve diğ, 2019). Bu gibi koordinasyon problemlerini düzeltmek için literatürde birçok AF önerilmiştir (Shah ve diğ, 2020). Literatürde en çok kullanılan ve önerilmiş AF'ler aşağıdaki denklemlerde sıralandığı gibidir (Denklem 5.7-11).

$$AF2 = a_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{pr,i} + a_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{br,j} \quad (5.7)$$

$AF2$ (Godwal ve diğ, 2020) birincil ve yedek rölelerin operasyon zamanlarını optimize eder. $AF2$ 'nin en büyük dezavantajı, amaç fonksiyonunun toplam değerinin $AF1$ 'ye kıyasla artmasıdır (Godwal ve diğ, 2020). Ayrıca $AF1$ 'de olduğu gibi birincil ve yedek rölelerin ayrım zamanı yüksek hesaplanır.

$$AF3 = a_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{pr,i}^2 + a_2 \cdot \sum_{k=1}^N (\Delta k)^2 \quad (5.8)$$

$AF3$ So ve diğ., (1997) ile birincil rölelerin operasyon zamanı ve röle çiftleri arasındaki ayrım zamanının optimize edilmesi amaçlanmıştır. $AF3$ 'ün en büyük dezavantajı röle çiftleri arasındaki zaman farkının negatif çıkması durumunda yanlış koordinasyon problemine sebep olabilmesidir (Godwal ve diğ, 2020).

$$AF4 = a_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{pr,i}^2 + a_2 \cdot \sum_{k=1}^N (\Delta k - \beta(\Delta k - |\Delta k|))^2 \quad (5.9)$$

AF4 Razavi ve diğ. (2008) ile β 'nın pozitif değeri için *AF3* ile ilişkili yanlış koordinasyon sorunu çözülmüştür. Ancak bazı durumlarda *AF4*'de rölelerin operasyonel zamanlarının yüksek çıkması durumu ile karşılaşmıştır (Godwal ve diğ, 2020).

$$AF5 = a_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{pr,i}^2 + \beta_2 \cdot \sum_{k=1}^N (\Delta k - |\Delta k|)^2 \quad (5.10)$$

AF5 Mohammadi ve diğ. (2010) *AF4*'ün sadeleşmiş hali olarak sunulmuştur. *AF5*, *AF1*'de karşılaşılan aynı problemlere maruz kalmıştır (Shah ve diğ, 2020).

$$AF6 = a_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{pr,i}^2 + a_2 \cdot \sum_{k=1}^N (\Delta k - |\Delta k| \cdot (T_{pr,i}^2 / T_{br,j}^2)^1 + (\Delta k + |\Delta k|) T_{br,j}^2) \quad (5.11)$$

AF6 Adelnia ve diğ. (2015) *AF5* ve *AF4*'de karşılaşılan problemlerin giderilmesi için geliştirilmiştir. *AF6* yedek rölelerin çalışma süresinin üstesinden gelmesine rağmen, ayırım süresi sorunu devam etmiştir (Godwal ve diğ, 2020).

5.1.1 Optimal YAAR koordinasyonu için önerilen yöntem

Bu kısımda, optimal YAAR koordinasyonu için kullanılacak olan optimizasyon algoritmalarında kritik öneme sahip olan amaç fonksiyonu için yeni bir yaklaşım geliştirilmiştir. Bu kısımda Teorem 1'de önerilen amaç fonksiyonu ile *AF1* - *AF6*'da karşılaşılan koordinasyon problemi sorunlarını önlemek, hem birincil/yedek rölelerin çalışma süreleri hem de ayırım süresini azaltmak amaçlanmıştır.

Teorem 1: Birincil/yedek rölelerin çalışma süreleri ve ayırım süresini azaltmak için, röle ayar kısıtları amaç fonksiyonuna bir ağırlık fonksiyonu ile dâhil edilerek MAF oluşturulur.

$$\begin{aligned} \text{MAF} = & \gamma_1 \cdot \sum_{i=1}^M T_{pr,i}^2 + \gamma_2 \cdot \sum_{k=1}^N (\Delta k - |\Delta k|)^2 + \gamma_3 \cdot \sum_{k=1}^N (\Delta k + \\ & |\Delta k|)^1 \cdot \Delta k^2 + \gamma_4 \cdot \sum_{k1=1}^{N1} \left((c_{k1} - c_{k1,\min}) - |(c_{k1} - c_{k1,\min})| \right)^2 + \left((-c_{k1} + c_{k1,\max}) - \right. \\ & \left. |(-c_{k1} + c_{k1,\max})| \right)^2 \end{aligned} \quad (5.12)$$

Burada M röle sayısı, $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \gamma_4$ ağırlık fonksiyonlarıdır. $T_{br,i}$ yedek rölenin operasyon zamanıdır. c_{k1} , röle ayar kısıtlarını belirtir. 2. terimde bulunan Δi birincil ($T_{pr,i}$) ve yedek ($T_{br,j}$) röleleri arasındaki ayırım zamanını belirtir (röle koordinasyon kısıtları) ve,

$$\Delta k = (T_{br,j} - T_{pr,i} - CTI) \quad (5.13)$$

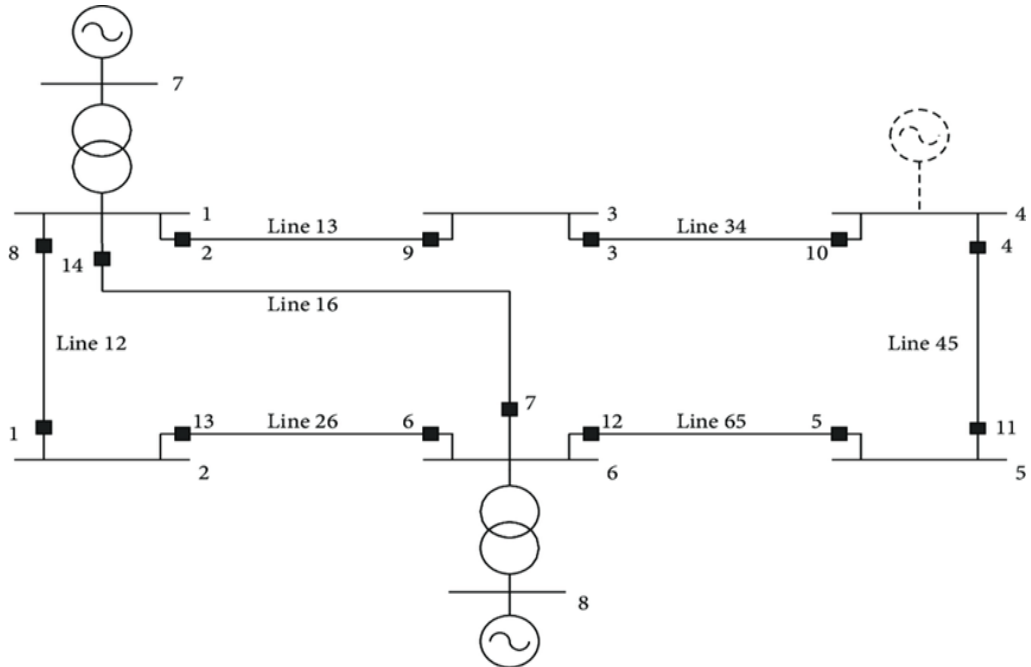
İspat: -Denklem 5.12’de, birinci terim; birincil rölelerinin operasyon zamanını optimize ederken ikinci terim ayırım zamanının istenen düzeyde kalması için amaç fonksiyonuna dâhil edilmiştir.

- Denklem 5.12’de üçüncü terim yüksek ayırım zamanı ve yedek/birincil röle zamanının istenilen aralıkta minimize edilmesi için amaç fonksiyonuna bir ağırlık faktörü ile dâhil edilmiştir. Burada Δk pozitif olduğunda (istenen durum) ikinci terimde bulunan $(\Delta k - |\Delta k|)^2$ sıfır olurken, üçüncü terimde bulunan $(\Delta k + |\Delta k|)^1 \cdot \Delta k^2$ pozitif olmaktadır. Böylece ikinci terim ile ayırım zamanı istenilen limit aralığında olması sağlanırken, üçüncü terim ile birincil ve yedek rölelerinin operasyon zamanı azaltılarak ayırım zamanı minimize edilebilir. Burada Δk ’nin negatif durumunun oluştuğunda ise ikinci terim pozitif, üçüncü terim sıfır olur. Bu durumun oluşmaması için uygun ağırlık fonksiyonu seçilmesi gerekir (ikinci terimin ağırlık faktörü üçüncü terime göre yüksek seçilir).

- 4. Terimde ise Denklem 5.3-5.5 ‘de belirtilen röle ayar kısıtları bir ağırlık faktörü ile amaç fonksiyonuna dâhil edilmiştir. Böylece tek amaç fonksiyonunda hem röle ayar kısıtları hem de koordinasyon kısıtları (ayırım süresi) istenilen limitlerde tutularak, optimizasyon işlemi gerçekleştirilebilir.

Bu bölümde Teorem 1 ile verilen modifiye edilmiş amaç fonksiyonlu HVBO yöntemi 8-bara, 9-bara ve 15-bara test sistemleri olmak üzere üç farklı test sisteminde YAAR'ların koordinasyon problemini çözmek için uygulanmıştır. Sonrasında bulunan sonuçlar literatür ile karşılaştırılarak yorumlanmıştır. HVBO'da 3 test sistemi için Popülasyon boyutu = 50, Maksimum iterasyon= 5000 alınmıştır.

8-bara test sistemin tek hat şeması ve rölelerin konumları Şekil 5.2'de verilmiştir. 8-bara test sistemi 2 jeneratör, 2 transformatör, 8 bara, 7 hat ve 14 röleden oluşmaktadır. Güç sisteminin ana karakteristikleri ve kısa devre akım değerleri (Boucekara ve diğ, 2017)'den alınmıştır. Optimum röle ayarlarını bulmak için TDS değeri 0.05-1.1 aralığında ayarlanır ve CTI değeri minimum 0.3 sn, maksimum değeri ise 1.2 sn olarak seçilir (Boucekara ve diğ, 2017). 8 bara test sisteminde röle koordinasyon probleminde 28 değişken ve 40 kısıtlama vardır. HVBO yöntemi kullanılarak elde edilen optimum röle ayarları Çizelge 5.1'de verilmiştir. Bu algoritma ile elde edilen sonuçlar Çizelge 5.2'deki literatürdeki diğer algoritmalar ile karşılaştırılmıştır. HVBO yöntemi ile elde edilen rölelerin ve CTI'nin çalışma süreleri ise Çizelge 5.3'de verildiği gibidir. 8-bara test sisteminin YAAR'lerini optimize etmek için Denklem 5.12'de belirtilen MAF kullanılmıştır.



Şekil 5.2 : 8-bara test sisteminin tek hat şeması (Boucekara ve diğ, 2017)

Çizelge 5.1 : 8-bara test sistemi için optimum röle ayarları

Röle	MAF'lı HVBO	
	<i>TDS</i>	<i>I_p(A)</i>
1	0.0723	480
2	0.233	480
3	0.180	320
4	0.0761	480
5	0.05	273
6	0.314	120
7	0.219	320
8	0.3	120
9	0.05	274.2
10	0.0799	480
11	0.148	480
12	0.235	480
13	0.0724	480
14	0.222	320
MAF(s)	6.37 s	

Çizelge 5.2 : 8-bara test sisteminde röle çalışma süresinin karşılaştırılması

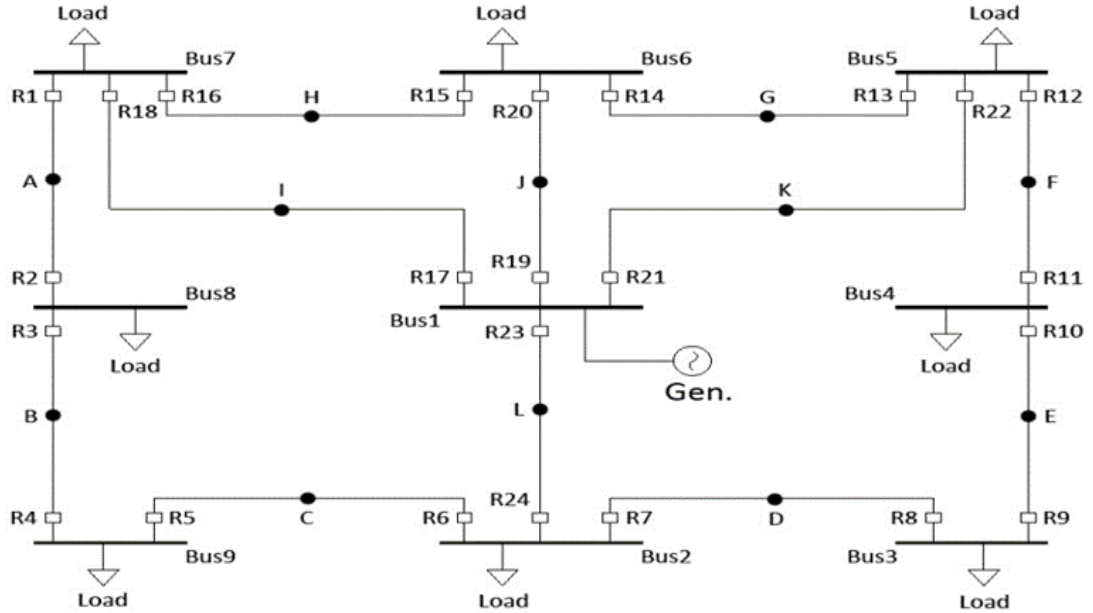
METOT	Toplam röle zamanı(s)	METOT	Toplam röle zamanı(s)
HVBO	6.37	MEFO(Boucekara ve diğ, 2017)	6.349
BBO(Korashy ve diğ, 2019)	11.76	GA (Amraee, 2012)	11
PSO(Boucekara ve diğ, 2017)	10.42	Seeker (Amraee, 2012)	8.42
BH(Boucekara ve diğ, 2017)	11.401	MILP (Damchi ve diğ, 2018)	8
EM(Boucekara ve diğ, 2017)	15.913	MWCA(Korashy ve diğ, 2019)	6.4

Çizelge 5.3 : 8-bara test sistemi için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil Röle	Yedek Röle	MAF'lı HVBO		
		<i>Op. süre (s)</i>	<i>Op. süre (s)</i>	<i>CTI</i>
1	6	0.29	0.686	0.396
2	1	0.662	0.977	0.315
2	7	0.662	0.969	0.307
3	2	0.529	0.831	0.302
4	3	0.344	0.644	0.3
5	4	0.217	0.519	0.302
6	5	0.568	0.893	0.325
6	14	0.568	0.978	0.41
7	5	0.58	0.893	0.313
7	13	0.58	0.98	0.4
8	7	0.547	0.969	0.422
8	9	0.547	0.904	0.357
9	10	0.209	0.512	0.303
10	11	0.351	0.652	0.301
11	12	0.516	0.818	0.302
12	13	0.667	0.98	0.313
12	14	0.667	0.978	0.311
13	8	0.304	0.678	0.374
14	1	0.586	0.904	0.318
14	9	0.586	0.979	0.393

Çizelge 5.1'de görüldüğü gibi, röle toplam çalışma süresi HVBO kullanılarak 6.37 saniye hesaplanmıştır. HVBO yöntemi, literatürdeki birçok yöntemden daha iyi sonuç vermiştir. Çizelge 5.3, HVBO tarafından bulunan CTI değerlerinin her durumda kısıtlamaları karşıladığını göstermektedir.

9-bara test sisteminin tek hat şeması ve rölelerin konumları Şekil 5.3'de verilmiştir. 9-bara test sistemi 1 jeneratör, 12 hat ve 24 röleden oluşmaktadır. Güç sisteminin ana karakteristikleri ve kısa devre akım değerleri (Boucekara ve diğ, 2017) 'den alınmıştır. Optimum röle ayarlarını bulmak için TDS değeri 0.25-1.2 aralığında ayarlanır ve CTI değeri minimum 0.2 s, maksimum 1.2 s olarak seçilir (Boucekara ve diğ, 2017). 9 bara test sisteminde röle koordinasyon probleminde 48 değişken ve 108 kısıt vardır. MAF'lı HVBO yöntemi ile hesaplanmış optimum röle ayarları Çizelge 5.4 verildiği gibidir. Bu yöntem ile elde edilen sonuçlar Çizelge 5.5'deki literatürdeki diğer yöntemler ile karşılaştırılmıştır. HVBO yöntemi ile elde edilen rölelerin ve CTI'nın çalışma süreleri ise Çizelge 5.6'da verildiği gibidir. 9-bara test sisteminin YAAR'larını optimize etmek için Denklem 5.12'de verilen MAF kullanılmıştır.



Şekil 5.3 : 9-bara test sisteminin tek hat şeması (Boucekara ve diğ, 2017)

Çizelge 5.4 : 9-bara test sistemi için optimum röle ayarları

Röle	TDS	$I_p(A)$	Röle	TDS	$I_p(A)$
1	0.0614	383.1	14	0.0251	721.1
2	0.025	386	15	0.025	733.9
3	0.025	703.3	16	0.0251	594.2
4	0.0251	27.15	17	0.036	663.2
5	0.031	474	18	0.025	551.7
6	0.0552	261.7	19	0.025	721.1
7	0.031	598	20	0.025	514
8	0.0308	474	21	0.0255	852.9
9	0.025	625.1	22	0.025	731
10	0.025	703.1	23	0.0262	790.5
11	0.025	433.8	24	0.0416	685.6
12	0.025	467.5	MAF($T_{pr,i}$)	2.99	
13	0.1367	53.4			

Çizelge 5.5 : 9-bara test sisteminde röle çalışma süresinin karşılaştırılması

Metot	AF	Metot	AF
MAF'lı HVBO	2.990	FFA (Rajput ve Pandya, 2018)	6.340
WOA (Wadood ve diğ, 2019)	8.385	CSA (Rajput ve Pandya, 2018)	5.180
IFA (Khurshaid ve diğ, 2019)	13.340	GA-NLP (Rajput ve Pandya, 2017)	4.801
FA (Khurshaid ve diğ, 2019)	14.220	EFO(Boucekara ve diğ, 2017)	6.050
Hybrid GSA-SQP (Radosavljević ve Jevtić, 2016)	8.890	MEFO(Boucekara ve diğ, 2017)	5.225
SQP (Radosavljević ve Jevtić, 2016)	14.040	DE(Boucekara ve diğ, 2017)	5.264
GSA (Radosavljević ve Jevtić, 2016)	14.730	PSO(Boucekara ve diğ, 2017)	6.895
MWCA (Korashy, ve diğ, 2019)	3.707	JAYA (Yu ve diğ, 2020)	7.130
MEFO (Korashy, ve diğ, 2019)	6.088	HHO (Yu ve diğ, 2020)	7.020

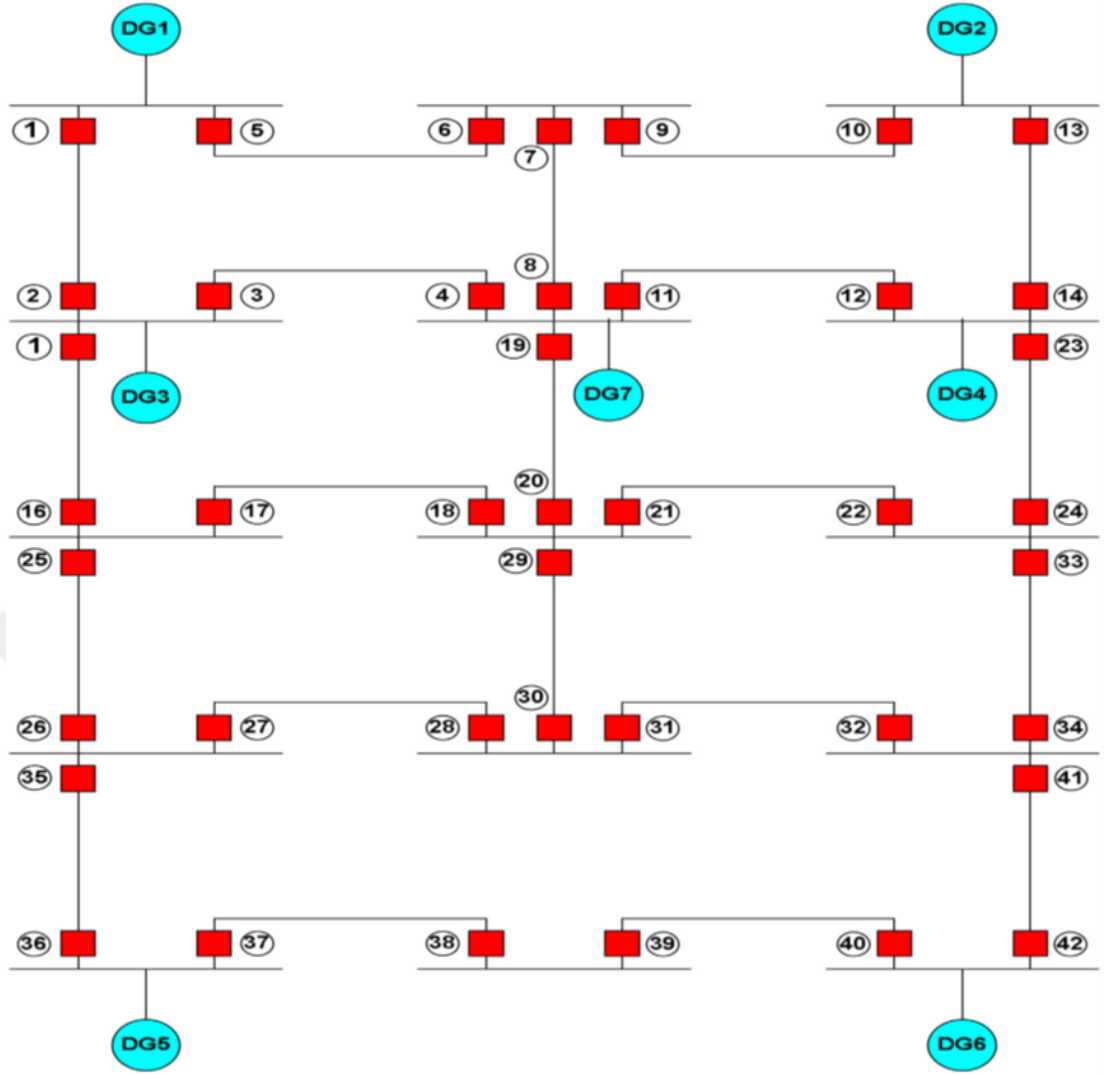
Çizelge 5.6 : 9-bara test sistemi için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil Röle	Yedek Röle	MAF'lı HVBO			Birincil Röle	Yedek Röle	MAF'lı HVBO		
		$T_{pr,i}$ (s)	$T_{br,j}$ (s)	CTI			$T_{pr,i}$ (s)	$T_{br,j}$ (s)	CTI
1	15	0.164	0.375	0.201	14	19	0.098	0.31	0.212
1	17	0.164	0.374	0.2	15	13	0.099	0.313	0.214
2	4	0.119	0.325	0.206	15	19	0.099	0.31	0.211
3	1	0.124	0.334	0.2	16	2	0.094	0.331	0.237
4	6	0.036	0.246	0.2	16	17	0.094	0.374	0.28
5	3	0.162	0.371	0.209	17	-	0.1		
6	8	0.133	0.534	0.401	18	2	0.121	0.331	0.21
6	23	0.133	0.343	0.21	18	15	0.121	0.375	0.254
7	5	0.108	0.534	0.426	19	-	0.0734		
7	23	0.108	0.343	0.235	20	13	0.1055	0.313	0.2075
8	10	0.161	0.371	0.21	20	16	0.1055	0.316	0.2105
9	7	0.089	0.3	0.211	21	-	0.0796		
10	12	0.124	0.324	0.2	22	11	0.152	0.426	0.274
11	9	0.13	0.33	0.2	22	14	0.152	0.362	0.21
12	14	0.095	0.362	0.267	23	-	0.077		
12	21	0.095	0.426	0.331	24	5	0.325	0.5345	0.2095
13	11	0.216	0.426	0.21	24	8	0.325	0.5343	0.2093
13	21	0.216	0.426	0.21					
14	16	0.098	0.316	0.298					

Çizelge 5.4’de görüldüğü gibi, önerilen yöntem kullanılarak röle açma süresi 2.99 s olarak hesaplanmıştır. MAF ‘lı HVBO kullanılarak önerilen optimizasyon işlemi, literatürdeki diğer yöntemler olan WOA (64.3%), IFA (77.5%), FA (78.97%), GSA-SQP (66.36%), SQP (78.7%), GSA (79.7%), MWCA (19.1%), MEFO (50.82%), FFA (52.83%), CSA (42.27%), GA-NLP (37.7%), EFO (50.57%), MEFO (42.72%), DE (43.15%), PSO (56.9%) ve JAYA’ya (58.06%) göre başarılı sonuçlar üretmiştir.

YAAR çalışma süresini en aza indirmek için, 9-bara test sistemi için HVBO 50 kez çalıştırılmıştır. En düşük MAF değeri 2.99 s ve maksimum MAF değeri 3.45 s olarak hesaplanırken, ortalama zaman 3.227 s olarak hesaplanır. 50 deneme için standart sapma 0.146 olarak hesaplanmıştır.

15-bara test sisteminin tek hat şeması ve rölelerin konumları Şekil 5.4’te verilmiştir. Toplam 7 adet DÜ birimi içeren bu güç sistemi, çeşitli DÜ birimleri ile son derece geniş bir dağıtım ağıdır. 15-bara test sistemi 21 hat ve 42 röleden oluşmaktadır. Güç sisteminin ana karakteristikleri ve kısa devre akım değerleri (Boucekara ve diğ., 2017)’dan alınmıştır. Optimum röle ayarlarını bulmak için TDS değeri 0.1-1.1 aralığında ayarlanırken, CTI değeri minimum 0.2 sn, maksimum 2 sn olarak seçilir (Boucekara ve diğ, 2017). 15-bara test sisteminde röle koordinasyon probleminde 84 değişken ve 164 kısıtlama vardır. MAF’lı HVBO yöntemi ile hesaplanmış 15- bara test sistemine ait optimum röle ayarları Çizelge 5.7 verildiği gibidir. Çizelge 5.8’de ise bu yöntemin literatürdeki diğer yöntemler ile karşılaştırılması verilmiştir. HVBO yöntemi ile elde edilen rölelerin (birincil ve yedek) ve CTI’nın çalışma süreleri ise Çizelge 5.9’da verildiği gibidir. 15-bara test sisteminin YAAR’larını optimize etmek için Denklem 5.12’de verilen MAF kullanılmıştır.



Şekil 5.4 : 15-bara test sisteminin tek hat şeması

Çizelge 5.7 : 15-bara test sistemi için optimum röle ayarları

Röle	TDS	$I_p(A)$	Röle	TDS	$I_p(A)$
1	0.1	227.1	22	0.1099	146.8
2	0.1	285.7	23	0.101	297
3	0.122	289.8	24	0.1	223.3
4	0.1396	177.3	25	0.152	149.5
5	0.1752	146.3	26	0.1253	154.9
6	0.1392	147.7	27	0.1434	148.2
7	0.1013	296.2	28	0.1458	180.9
8	0.1004	423.5	29	0.1	566.7
9	0.1207	234.6	30	0.1	177.8
10	0.1742	119.6	31	0.118	189.9
11	0.1024	403	32	0.1445	129.2
12	0.1881	125.9	33	0.1183	270.6
13	0.1827	116.4	34	0.1136	201.7
14	0.1809	124.6	35	0.1002	254.2
15	0.1	298	36	0.1	338.7
16	0.1	198	37	0.1035	401.3
17	0.1	157.4	38	0.1297	148.4
18	0.101	401.7	39	0.102	201.6
19	0.163	129	40	0.1081	400.9
20	0.1768	162.5	41	0.146	123.8
21	0.1387	256.7	42	0.1	268.7
$MAF(T_{pr,i})$				7.214	

Çizelge 5.8 : 15-bara test sisteminde röle çalışma süresinin karşılaştırılması

Metot	OF	Metot	OF
MAF'lı HVBO	7.214	PSO-LP (Papaspiliotopoulos, 2014)	15.002
MILP (Srinivas ve Swarup, 2019)	11.908	EFO(Boucekara ve diğ, 2017)	17.906
MINLP (Amraee, 2012)	12.227	MEFO(Boucekara ve diğ, 2017)	13.953
IGWO (Jamal ve diğ, 2018)	12.6446	BBO(Boucekara ve diğ, 2017)	16.58
GS (Chawla ve diğ, 2018)	8.41	MWCA (Korashy, ve diğ, 2019)	13.3

Çizelge 5.7'te görüldüğü gibi röle süresi HVBO kullanılarak 7.214 s olarak hesaplanmıştır. Bu yöntem Çizelge 5.8'de verilen MILP (% 39.3), MINLP (% 40.96), IGWO (% 42.92), GS (% 14.22), PSO-LP (% 51.9), EFO (% 59.6), MEFO (% 48.1), BBO (% 56.48) ve MWCA (% 45.7) ile kıyaslandığında daha başarılı sonuç üretmiştir. Çizelge 5.9, HVBO tarafından hesaplanan CTI değerlerinin her durumda kısıtlamaları karşıladığını göstermektedir. YAAR röle çalışma süresini en aza indirmek için, HVBO 15-bara test sistemi için 50 kez çalıştırılmıştır. Minimum MAF değeri 7.214 s, maksimum MAF değeri 7.55 s iken ortalama değer 7.327 s olarak hesaplanmıştır. 50 deneme için standart sapma 0.1 olarak hesaplanır.

Çizelge 5.9 : 15-bara test sistemi için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil Röle	Yedek Röle	MAF'lı HVBO			Birincil Röle	Yedek Röle	MAF'lı HVBO		
		$T_{pr,i}$ (s)	$T_{br,j}$ (s)	CTI			$T_{pr,i}$ (s)	$T_{br,j}$ (s)	CTI
1	6	0.245	0.449	0.204	20	30	0.309	0.514	0.205
2	4	0.245	0.451	0.206	21	17	0.268	0.516	0.248
2	16	0.245	0.522	0.277	21	19	0.268	0.471	0.203
3	1	0.317	0.522	0.205	21	30	0.268	0.514	0.246
3	16	0.317	0.522	0.205	22	23	0.289	0.589	0.3
4	7	0.295	0.529	0.234	22	34	0.289	0.498	0.209
4	12	0.295	0.523	0.228	23	11	0.245	0.545	0.3
4	20	0.295	0.501	0.206	23	13	0.245	0.568	0.323
5	2	0.3808	0.59	0.209	24	21	0.293	0.581	0.288
6	8	0.328	0.535	0.207	24	34	0.293	0.498	0.205
6	10	0.328	0.537	0.209	25	15	0.379	0.586	0.207
7	5	0.325	0.531	0.206	25	18	0.379	0.587	0.208
7	10	0.325	0.537	0.212	26	28	0.316	0.531	0.215
8	3	0.285	0.527	0.242	26	36	0.316	0.583	0.267
8	12	0.285	0.523	0.238	27	25	0.374	0.58	0.206
8	20	0.285	0.501	0.216	27	36	0.374	0.583	0.209
9	5	0.325	0.531	0.206	28	29	0.377	0.591	0.214
9	8	0.325	0.535	0.21	28	32	0.377	0.589	0.212
10	14	0.347	0.551	0.204	29	17	0.253	0.516	0.263
11	3	0.294	0.527	0.233	29	19	0.253	0.471	0.218
11	7	0.294	0.529	0.235	29	22	0.253	0.513	0.26
11	20	0.294	0.501	0.207	30	27	0.3	0.5	0.2
12	13	0.36	0.56	0.2	30	32	0.3	0.589	0.289
12	24	0.36	0.569	0.209	31	27	0.298	0.505	0.207
13	9	0.366	0.57	0.204	31	29	0.298	0.591	0.293
14	11	0.338	0.545	0.207	32	33	0.354	0.559	0.205
14	24	0.338	0.569	0.231	32	42	0.354	0.568	0.214
15	1	0.246	0.522	0.276	33	21	0.378	0.581	0.203
15	4	0.246	0.451	0.205	33	23	0.378	0.585	0.207
16	18	0.282	0.587	0.305	34	31	0.363	0.563	0.2
16	26	0.282	0.482	0.2	34	42	0.363	0.568	0.205
17	15	0.275	0.586	0.311	35	25	0.325	0.58	0.255
17	26	0.275	0.488	0.213	35	28	0.325	0.531	0.206
18	19	0.225	0.471	0.246	36	38	0.301	0.501	0.2
18	22	0.225	0.513	0.288	37	35	0.336	0.542	0.206
18	30	0.225	0.514	0.289	38	40	0.395	0.596	0.2
19	3	0.321	0.527	0.206	39	37	0.356	0.561	0.205
19	7	0.321	0.529	0.208	40	41	0.36	0.56	0.2
19	12	0.321	0.521	0.2	41	31	0.359	0.565	0.206
20	17	0.309	0.516	0.207	41	33	0.359	0.559	0.2
20	22	0.309	0.513	0.204	42	39	0.272	0.472	0.2

Çizelge 5.10, 15-bara test sistemi için farklı AF'lere (Bölüm 5.1'de verilen) HVBO uygulanarak elde edilen sonuçları özetlemektedir. Bu tabloda sadece birincil rölelerin çalışma süreleri sunulmaktadır. Çizelge 5.10'da AF2, AF3 ve AF6 için sırasıyla 10, 24 ve 6 adet koordinasyon kısıtlamaları ihlal edilmiştir. AF1'deki birincil rölelerin çalışma süresi ve ayırım süresi oldukça yüksektir. AF5 ve AF4'te koordinasyon sorunu olmamasına rağmen,

birincil rölelerin çalışma süresi yüksek hesaplanmıştır. Bununla birlikte, önerilen MAF AF1-AF6'dan daha iyi sonuç vermiştir.

Çizelge 5.10 : 15-bus test sistemi için toplam röle operasyon zamanları

	AF1	AF2	AF3	AF4	AF5	AF6	MAF
$T_{pr,i}$	10.47	12.8	7.89	8.16	7.77	7.3	7.214
Δk_{max}	0.396	0.58	0.129	0.13	0.24	0.128	0.123
Δk_{min}	0	-0.03	-0.021	0	0	-0.016	0
Kısıt ihlali sayısı	0	10	24	0	0	6	0
İterasyon sayısı	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000

5.2 Optimal Adaptif Röle Koordinasyonu

Bu bölümde bir önceki bölümde önerilen modifiye amaç fonksiyonlu HVBO yöntemi ile gerçek bir güç sisteminde adaptif röle koordinasyonu uygulaması yapılmıştır. Burada gerçek güç sistemi olarak, rüzgar enerjili DÜ barındıran 10 baralı Türkiye dağıtım sisteminin yaklaşık modeli kullanılmıştır.

AAR'ler dağıtım sistemlerini korumak için etkin bir cihaz olarak kullanılmaktadır. AAR'lerin, güç sistemi ekipmanlarının hasar görmesini en aza indirmek için hızlı ve seçici bir şekilde çalışması önemlidir. Özellikle son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarına artan ilgiden güç sistemlerinde dağıtım seviyesinden entegre edilen DÜ'lerin sayısı artmıştır (Wang ve diğ, 2018). Bu artış ile güç sistemlerinde DÜ'lerin sebekeye bağlanırken ve bağlantısı kesilirken ortaya çıkan problemlerden biri olan koruma koordinasyonunun sağlanması önemli olmuştur. Özellikle çoklu DÜ barındıran şebekelerde AAR'ler arasındaki önceden belirlenmiş koordinasyon, artan arıza akımları ve ters akış nedeniyle (enerjinin tertem verilmesi) daha ciddi durum haline gelir. Bu gibi durumlarda koruma koordinasyonunu sağlayabilmek için adaptif koruma sistemleri kullanılabilir. Adaptif koruma sisteminde, AAR'ler şebeke koşullarındaki değişiklikleri tespit ettikten sonra koruma ayar parametrelerini doğrudan veya içerisinde önceden belirlenmiş olan ayar gruplarına göre değiştirebilme yeteneğine sahiptir. Bu sayede, adaptif koruma sisteminde meydana gelebilecek çeşitli işletme senaryolarına uyum sağlayarak, sistemin hatalı çalışma

ihtimalini en aza indirebilir. Bundan dolayı, adaptif koruma sistemleri klasik koruma sistemleri ile karşılaştırıldığında sistem için daha güvenilir ve seçici koruma sağlayabilir (Ates ve diğ., 2016). Bu nedenle, literatürde dijital teknolojinin gelişmesiyle DÜ tabanlı adaptif koruma ile ilgili birçok çalışma yapılmıştır. Adaptif koruma felsefesinin temel kavramı 1970'lerde güç sistemlerinde ortaya çıkmıştır (Mann ve Morrison, 1971). 1990'lı yıllarda, güç sistemindeki değişen koşullar dikkate alınarak, aşırı akım röle koordinasyonu probleminde değişkenler ve kısıtlamalar kullanarak en uygun röle ayar değerlerini bulmayı amaçlayan doğrusal programlama teknikleri kullanılmıştır (Elrafie ve Irving, 1993; Urdaneta ve diğ., 2001). Ek olarak, adaptif aşırı akım koordinasyonu için doğrusal olmayan programlama teknikleri kullanılmıştır (Birla ve diğ., 2006). Son yıllarda YAAR'ların optimum koordinasyonu, optimizasyon problemi olarak formüle edilmiştir. Bu problem oldukça fazla kısıta sahiptir ve farklı amaç fonksiyonları ile formüle edilebilir. Bu nedenle son yıllarda adaptif koruma metotunda YAAR'ların optimum koordinasyonunda birçok optimizasyon algoritması kullanılmıştır. Literatürde adaptif koruma için sezgisel algoritmaların kullanıldığı bazı örnekler; DÜ barındıran mikrogrid şebekede YAAR'ın optimum koordinasyonu Çizge Teorisi ile sağlanmıştır Swathika ve Hemamalini (2020), IEEE 19 bara test sistemi DÜ'lerin etkisini görebilmek için modifiye edilmiş evrimsel algoritma ile YAAR koordinasyonu sağlatılmıştır Orazgaliyev ve diğ. (2019), DÜ barındıran güç sisteminde farklı işletme koşullarına göre AAR'lerin farklı ayar gruplarını ve röle koordinasyonunun sağlatılmasında hybrid GA–LP algoritması kullanılmıştır Chabanloo ve diğ. (2018), DÜ ilavesi ile modifiye edilmiş bir IEEE 9 test bara sisteminde Yapay Sinir Ağları ve Ateş Böceği algoritması ile YAAR röle koordinasyonu sağlatılmıştır Lestari ve diğ. (2018). DÜ barındıran bir şebekede koordinasyon kısıtlarından oluşacak problemi ortadan kaldırmak için YAAR probleminde modifiye edilmiş ateş böceği algoritması kullanılmıştır (Tjahjono ve diğ., 2017). Bu bölümde ise güç sistemlerinin herhangi bir yerinde meydana gelebilecek olan kısa devre arızasına karşı güç sisteminin kararlılığını en iyi şekilde sağlayacak olan, arıza akım limitleyici teçhizatların yerleşim noktasının bulunmasına yardımcı olacak bir yöntem önerilmiştir. Özellikle DÜ barındıran şebekelerde değişen kısa devre akımlarından dolayı arıza akımlarının limitlenmesi üzerine çalışmalar önemli olmaktadır. Literatürde, güç sisteminde kritik arıza noktasının bulunması konusunda yapılan çalışmalar genel olarak iletim hattı akımının değişiminin dikkate alındığı çalışmalar üzerine yoğunlaşmaktadır (Jangale ve Thakur, 2017; Kalage ve diğ., 2016). Diğer yandan literatürde kritik arıza noktasının bulunmasında, arıza sonrası generatör terminal gerilimi değişimini de dikkate alan çalışmalarda bulunmaktadır (Mansour ve Yehia, 2013). Bu

çalışmada ise aynı anda hem akım hem de gerilim indeksini baz alan bir formülasyon ile kritik arıza noktasının belirlenmesine çalışılmıştır. Bu çalışmada sunulan kritik arıza noktasını belirleyen metot Türkiye 10 bara test sistemine uygulanarak, metotun etkinliği tartışılmıştır.

Geleneksel koruma yöntemleri bazen DÜ'leri içeren güç sistemleri için yetersizdir. Bu tür koruma sorunlarını önlemek için, güç sistemlerinde yeni koruma yöntemleri önerilmelidir. Bu nedenle, bu tezde, HVBO yöntemi kullanılarak değişen güç sistemi koşullarına göre uygun koruma ayarlarını belirlemek için, AAS mekanizmalı bir adaptif aşırı akım röle modeli önerilmiştir.

5.2.1 Arıza akım sınırlayıcı mekanizmalı optimal adaptif koruma yöntemi

Güç sistemlerinde kısa devre arızalarından kaynaklanan zararları önleme çalışmaları yıllardır devam etmektedir. Bu çalışmaların temel amacı kısa devre akımını sınırlamak ve jeneratör çıkış voltajını hata öncesi değerinin üzerine çıkarmaktır. Güç sistemlerindeki kısa devre akımları yalıtım ekipmanına, koruma elemanlarına, sistem yüklerine ve koruma koordinasyonuna... (vb.) zarar verebilir (Ngoc ve Singh, 2017). Bu durumda güç sisteminde bara kısa devre arıza akımlarını gözlemleyerek, kısa devre arıza akımlarının limit değerlere ulaşmasını sınırlamak önemlidir (Mafra ve diğ, 2016). Güç sistemlerinde arıza akımlarının limitlenmesinde kritik arıza noktalarının belirlenmesi oldukça önemlidir. Bu çalışmada genel olarak aynı anda hem akım hem de gerilim indeksini baz alan bir formülasyon ile kritik arıza noktasının belirlenmesine çalışılmıştır. Daha sonra güç sisteminde belirlenen kritik arıza noktalarında arıza akımını sınırlaması için seri reaktörler kullanılmıştır. Seri reaktörler çoğu durumda kısa devre akımını sınırlayan tek çözüm olabilir (Bağriyanik ve diğ, 2013). Ayvaz ve Ayvaz (2018)'da verilen denklem akım endeksi belirlemek için kullanılır. Genel olarak arızadan sonra jeneratör geriliminin normal işletme voltajına yükseltilmesi önemlidir. Bu çalışmada literatürden farklı olarak gerilim endeksi değeri tanımlanarak, akım endeksi ile dikkate alınmıştır. Böylece, Denklem 5.14 (akım endeksi) Ayvaz ve Ayvaz (2018) ve 5.15 (gerilim endeksi, bu çalışmada önerilen) birlikte değerlendirilerek, güç sisteminde seri reaktör yerleşimi için uygun yerler belirlenir. Bu çalışmada literatürdeki benzer çalışmalarda olduğu gibi güç sistemlerindeki en zor koşullar olan üç fazlı kısa devre arızaları dikkate alınmış ve analizlerde 3 faz kısa devre akım değerleri kullanılmıştır.

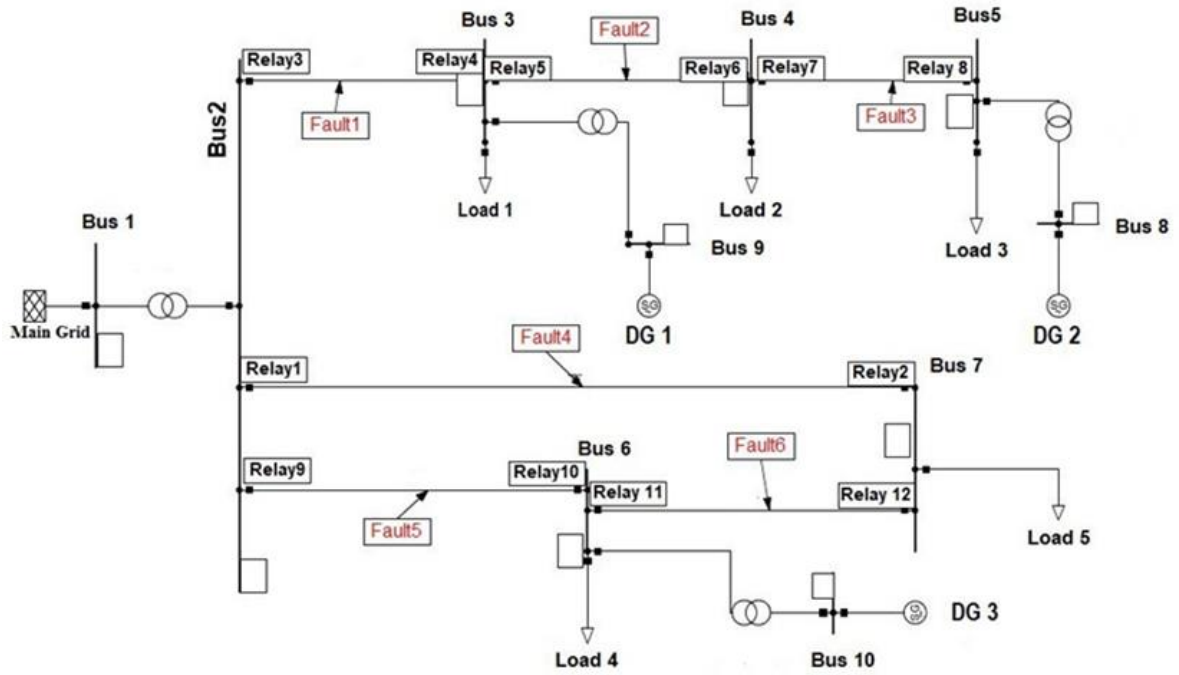
$$K_k = I_{max}' \cdot a_{sum_k} \quad (5.14)$$

$$V_k = V_{DGpf,n} - V_{DGaf,n} \quad (5.15)$$

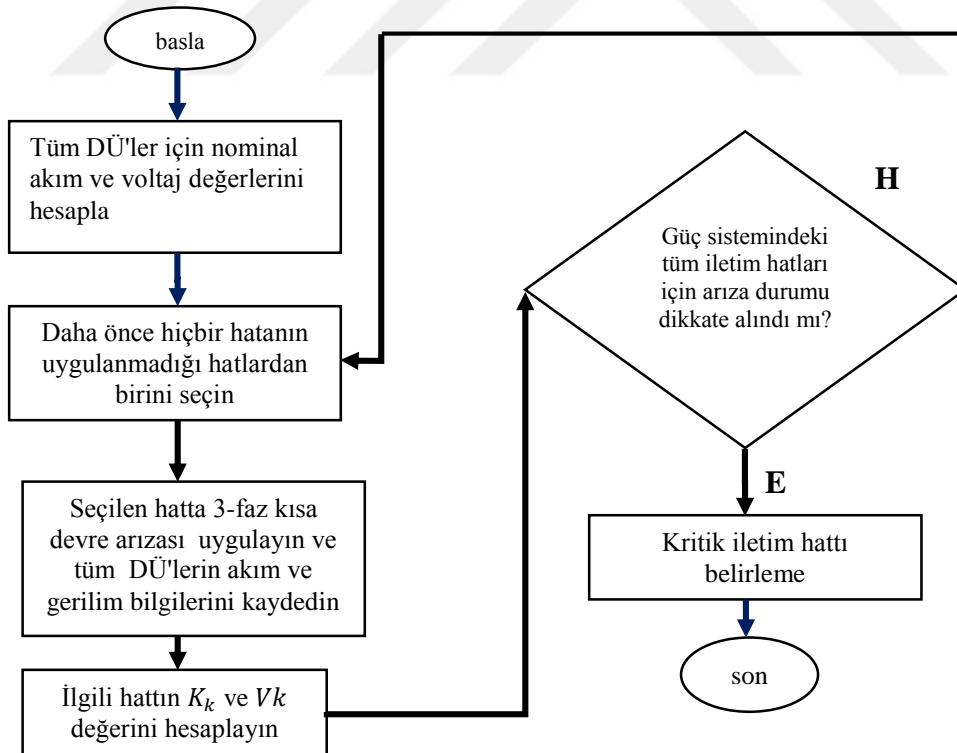
$$a_k = (I_{max_n} - I_{nom_n}) / I_{nom_n} \quad (5.16)$$

$$a_{sum_k} = \sum_{k=1}^n a_k \quad (5.17)$$

Denklem 5.16'de a_k k. arıza noktasındaki n. generatörün arıza akımının artış oranıdır, I_{max_n} k. arıza noktasındaki n. generatörün maksimum arıza akımı iken; I_{nom_n} n. generatörün nominal akımıdır. Denklem 5.17'de a_{sum_k} k. arıza noktasındaki toplam arıza akım artış oranıdır. Denklem 5.14'de K_k kritik akım endeksini ifade ederken, I_{max}' k. arıza noktasındaki tüm jeneratörler (ilgili arıza noktası) arasındaki en yüksek maksimum arıza akım değerini gösterir. Denklem 5.15'de V_k , gerilim kritik indeksidir. V_{DGpf} n. jeneratöre ait arıza öncesi gerilim değeri iken, V_{DGaf} arıza sonrası gerilim değeridir. Şekil 5.5 'de 10 baralı güç sistemi ve farklı iletim hatlarına uygulanmış kısa devre arızaları görülmektedir. Simulasyon uygulamasında ilgili iletim hattı için kısa devre arızasının iletim hattının tam orta noktasında olduğu kabul edilmiştir. Kısa devre analizleri DigSilent programında oluşturulmuş ve farklı iletim hatlarına ayrı ayrı 3 Faz Toprak kısa devre arızaları uygulanarak, önerilen metoda göre en kritik arıza noktasının bulunması amaç edinilmiştir. Bu çalışmada önerilen kritik arıza noktasının belirlenmesine ait akış diyagramı Şekil 5.6'de görüldüğü gibidir.



Şekil 5.5 :10-bara Türkiye dağıtım sistemi



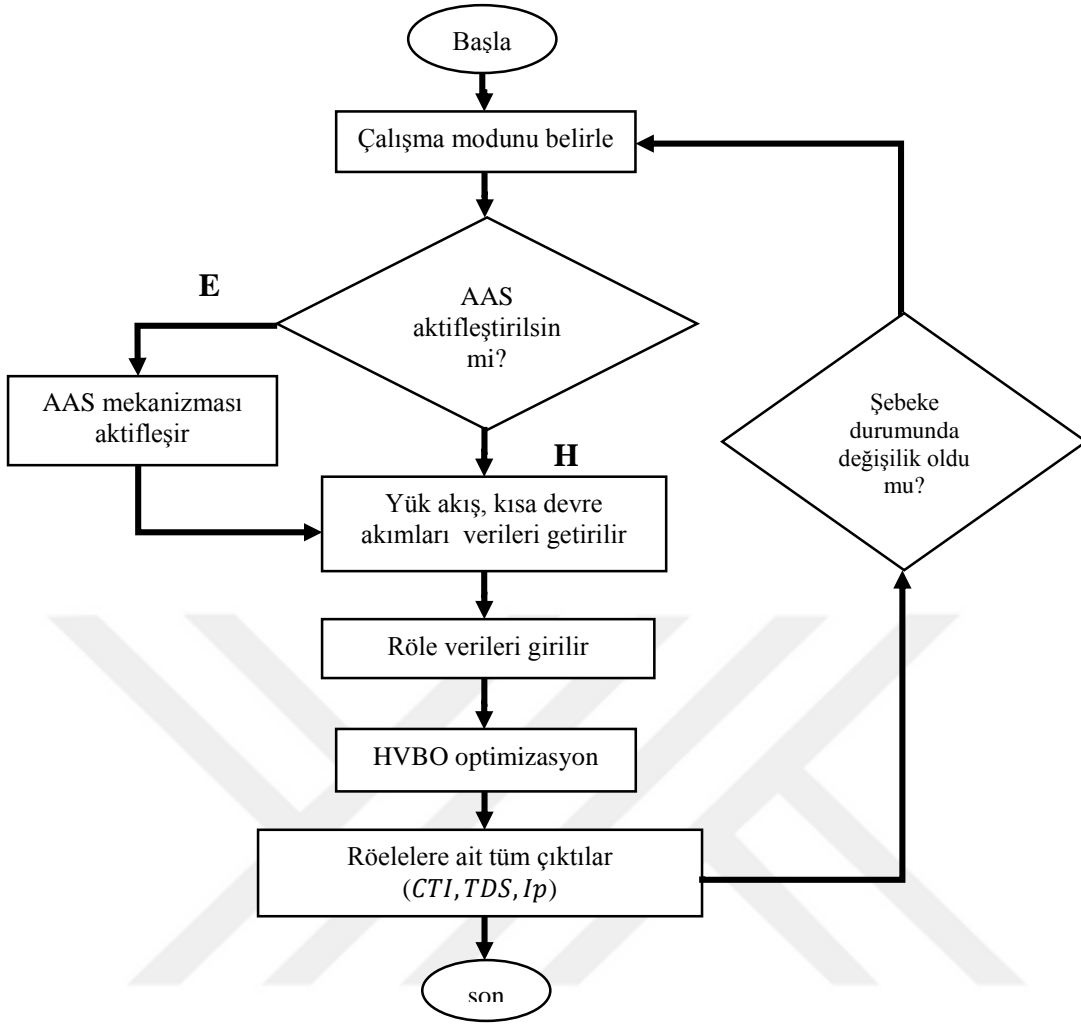
Şekil 5.6 : AAS mekanizmasına ait akış diyagramı

Şekil 5.6'da, adaptif korumanın gerçekleştirileceği DigSilent PowerFactory simülasyon yazılımı kullanılarak modellenmiş olan 10-bara test sistemi görülmektedir (PowerFactory, 2020). Bu test sistemi 3 DÜ, 1 transformatör, 10 bara, 6 hat ve 12 röleden (yönlü aşırı akım rölesi) oluşur. 1 ve 2 numaralı baralar arasında 154 / 34.5 kV (62.5 MVA-% 10.62 uk) güç transformatörü bulunmaktadır. Bara 3, Bara 5 ve Bara 6'da bulunan DÜ'lerin kurulu gücü sırasıyla 15 MW, 15 MW ve 20 MW'dir. Bu güç sisteminin hat parametreleri Çizelge 5.11'de verilmiştir. Yük parametreleri ise Yük1; 15 MW/0.4 MVAR, Yük 2; 11 MW/0.5 MVAR, Yük 3; 11MW/1.1 MVAR, Yük4; 7 MW/0.8 MVAR, Yük5; 5 MW/ 1.02 MVAR'dır.

Çizelge 5.11 : 10-bara Türkiye dağıtım sistemine ait hat parametreleri

nl	nr	R (ohm/km)	X (ohm/km)	B (μ S/km)	km
2	3	0.3366	0.373	4	16.75
3	4	0.3366	0.373	4	3.5
4	5	0.3366	0.373	4	16
2	7	0.3366	0.373	4	5.3
2	6	0.3366	0.373	4	5.3
6	12	0.3366	0.373	4	5.36

Günümüzde DÜ barındıran güç sistemlerinde geleneksel korumalar yeterli gelmeyebilir. Bu nedenle, DÜ barındıran güç sistemlerinde değişen işletme koşullara göre adaptif koruma yapılabilir. Bu bölümde, yeni bir adaptif koruma yapısı önerilmiş ve Türkiye güç şebekesinin 10-bara test sisteminde (yaklaşık modeli) denenmiştir. Önerilen adaptif koruma yapısında, DÜ'lerin durumuna göre 4 çalışma modu belirlenmiştir. Bu adaptif koruma metotunda mod 2'de, önerilen kritik arıza bulma metodu göz önüne alınarak kısa devre arıza limitlenmesi gösterilmiştir. Ayrıca adaptif koruma metodunda HVBO yöntemiyle YAAR röle parametrelerinin bulunmasında modifiye edilmiş amaç fonksiyonu kullanılmıştır (Denklem 5.12). Önerilen adaptif koruma metodunun akış diyagramı Şekil 5.7'de verilmiştir.



Şekil 5.7 : Adaptif koruma yapısına ait akış diyagramı

Bu çalışmada, önerilen adaptif röle koordinasyonu için HVBO parametreleri; $N_{pop} = 50$, Maksimum_ İterasyon = 500 ve UB (Üst değer) = 2 LB (Alt değer) = 0.05 seçilmiştir. TDS için röle kısıtlamaları 0.05-1.1 arasında ve CTI için 0.2-2 saniye arasında alınmıştır. Tüm çalışma modları için MATLAB platformu, önerilen adaptif koruma algoritması için kullanılır. Adaptif koruma yapısı, farklı çalışma koşulları dikkate alınarak geliştirilmiştir. Her çalışma modu için hata noktalarında 3 fazlı kısa devre arızaları üretilir ve sonuçlar gözlemlenir (DigSilet programında). Bu röle koordinasyon problemi için toplam 24 değişken ve 32 kısıtlama dikkate alınmıştır. Aşağıdaki alt bölümlerde 4 çalışma modu açıklanmaktadır.

Mod 1

Mod 1'de dağıtım sistemi ana şebekeye bağlanır ve tüm DÜ'ler etkinleştirilir. Arıza akımı verileri ve bu çalışma modunun ana karakteristikleri Çizelge 5.12'de verilmiştir. Ardından, röle ayar değerleri adaptif koruma algoritmasına göre hesaplanır ve röle koordinasyonu sağlanır. Bu güç sisteminde bulunan optimum röle ayarları Çizelge 5.13'deki gibidir. Bu durumda önerilen adaptif röle algoritması kullanılarak elde edilen birincil ve yedek rölelerin / CTT'nin çalışma süreleri Çizelge 5.14'de verilmiştir.

Çizelge 5.12 : Mod 1 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri

Birincil Röle	$I_f(A)_p$	Yedek Röle	$I_f(A)_b$	Röle no	$I_p(A)_{min}$	$I_p(A)_{max}$
1	5900	-	-	1	761	1000
2	1609	-	-	2	731	932
3	3567	-	-	3	660	1000
4	1527	6	507	4	660	842
4	1529	8	508	5	250	1000
5	2153	3	1286	6	250	446
6	806	8	800	7	210	630
7	1170	5	1170	8	200	630
7	1170	3	712	9	600	1000
8	1141	-	-	10	590	1000
9	5742	-	-	11	150	1000
10	2153	12	897	12	150	1000
11	3540	9	2400			
12	2700	-	-			

Çizelge 5.13 : Mod 1 için optimum röle ayarları

Röle no	$I_p(i)$ A	TDS	Röle no	$I_p(i)$ A	TDS
1	734.27	0.05	7	211.58	0.05
2	731	0.05	8	208.43	0.104
3	660.19	0.05	9	637.79	0.059
4	660.3	0.05	10	590.52	0.05
5	312.53	0.076	11	159.14	0.05
6	287.6	0.05	12	518.27	0.05
MAF(s)	3.2254				

Çizelge 5.14 : Mod 1 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil röle	Yedek röle	Mod 1			Birincil röle	Yedek röle	Mod 1		
		(s)	(s)	CTI			(s)	(s)	CTI
1	-	0.164	-	-	7	5	0.201	0.401	0.2
2	-	0.44	-	-	7	3	0.201	1.75	1.549
3	-	0.2044	-	-	8	-	0.422	-	-
4	6	0.414	0.614	0.2	9	-	0.185	-	-
4	8	0.414	0.815	0.201	10	12	0.267	0.634	0.367
5	3	0.275	0.521	0.246	11	9	0.109	0.309	0.2
6	8	0.336	0.536	0.2	12	-	0.208	-	-

Çizelge 5.12'de, 10-bara test sistemindeki toplam röle açma süresi 3.2254 s olarak bulunmuştur. Çizelge 5.14'de, algoritma tarafından bulunan CTI değerlerinin her durumda kısıtlamaları sağladığını görülmektedir. Örneğin, Röle 5 ile korunan iletim hattında (ileri yönde) bir hata oluşursa ve röle 5 (0.275 s) aktif değilse, bu hattı koruyan yedek röle 3 (0.521 s) hatayı gidermek için 0.246 s'lik bir gecikme ile çalışır. Böylece arızadan sonra ilgili röle veya röleler en hızlı şekilde devreye girer ve koruma sağlanır.

Mod 2

Mod 2'de dağıtım sistemi ana şebekeye bağlanır ve tüm DÜ'ler etkinleştirilir. Mod 2'de Mod 1'den farklı olarak AAS mekanizması etkinleştirilmiştir. Şekil 5.7'de verilen akış diyagramına göre bu dağıtım sisteminde kritik arıza noktaları belirlenmeye çalışılmıştır. Öncelikle, kısa devre arıza akımları Şekil 5.5'de belirtilen arıza noktalarına uygulandığında DÜ 'lerin bulunduğu baradaki voltaj değişiklikleri Çizelge 5.15'de verildiği gibi olur. Sonrasında Denklem 5.14-5.17'ye göre 10 baralı 6 iletim hattı barındıran bu güç sistemindeki K_{ij} (akım indeksi) ve V_{ij} (gerilim indeksi) değerleri hesaplanır. Hesaplanan bu değerler topluca Çizelge 5.16'da verilmiştir. Çizelge 5.16 incelendiğinde, kritik akım indeksi için en yüksek değerler sırasıyla K_{26} , K_{23} , K_{27} , K_{34} , K_{45} , K_{67} iken kritik gerilim indeksi için V_{26} , V_{27} , V_{23} , V_{34} , V_{45} , V_{67} olmuştur. Bu verilere göre bu dağıtım sisteminde kritik arıza noktaları hat 2-6 ve 2-7 olarak belirlenmiştir. Sonrasında bu noktalara DigSilent programında seri reaktör eklenerek, arıza akımlarının limitlenmesi sağlatılmıştır. Arıza akımı limitlenmesi sonucu elde edilen kısa devre akım değerleri Çizelge 5.17'de görüldüğü gibidir. Bu güç sisteminde bulunan optimum röle ayarları Çizelge 5.18'deki gibidir. Bu durumda önerilen adaptif röle algoritması kullanılarak elde edilen birincil ve yedek rölelerin / CTI'nın çalışma süreleri Çizelge 5.19'de verilmiştir.

Çizelge 5.15 : Kısa devre öncesi ve sonrası jeneratör bara gerilimleri

Arıza noktası	DÜ1 (pu)		DÜ2 (pu)		DÜ3(pu)	
	V_{DGpf}	V_{DGaf}	V_{DGpf}	V_{DGaf}	V_{DGpf}	V_{DGaf}
1	1	0.46	1	0.81	1	0.84
2	1	0.56	1	0.61	1	1
3	1	0.8	1	0.38	1	1
4	1	0.73	1	0.94	1	0.45
5	1	0.31	1	0.78	1	0.96
6	1	0.38	1	0.86	1	1

Çizelge 5.16 : 10-bara Türkiye dağıtım sistemine ait K_{ij} ve V_{ij} değerleri

Hat	K_k	V_k	Hat	K_k	V_k
Hat23	7.21	0.87	Hat27	5.89	0.88
Hat34	5.86	0.83	Hat26	7.46	0.95
Hat45	5.79	0.82	Hat67	5.43	0.76

Çizelge 5.17 : Mod 2 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri

Birincil Röle	$I_f(A)p$	Yedek Röle	$I_f(A)b$	Röle no	$I_p(A)min$	$I_p(A)max$
1	3540	-	-	1	565	1000
2	1912	-	-	2	470	1000
3	3500	-	-	3	470	1000
4	1527	6	507	4	470	800
4	1522	8	507	5	170	1000
5	2112	3	1285	6	170	440
6	806	8	806	7	123	640
7	1170	5	1100	8	123	630
7	1170	3	712	9	500	1000
8	1411	-	-	10	500	1000
9	3457	-	-	11	135	1000
10	2300	12	1170	12	135	1000
11	3110	9	1900			
12	2100	-	-			

Çizelge 5.18 : Mod 2 için optimum röle ayarları

Röle no	$I_p(i) A$	TDS	Röle no	$I_p(i) A$	TDS
1	563.13	0.05	7	123.3	0.05
2	998.7	0.05	8	127.53	0.14
3	559	0.05	9	674.8	0.0763
4	470.32	0.05	10	508.75	0.05
5	383.44	0.0537	11	1000	0.05
6	212.7	0.0617	12	220.36	0.104
MAF(s)	3.54				

Çizelge 5.19 : Mod 2 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil röle	Yedek röle	Mod 2			Birincil röle	Yedek röle	Mod 2		
		(s)	(s)	CTI			(s)	(s)	CTI
1	-	0.187	-	-	7	5	0.152	0.352	0.2
2	-	0.535	-	-	7	3	0.152	0.952	0.8
3	-	0.187	-	-	8	-	0.436	-	-
4	6	0.293	0.493	0.2	9	-	0.321	-	-
4	8	0.293	0.698	0.405	10	12	0.228	0.428	0.2
5	3	0.217	0.417	0.2	11	9	0.305	0.505	0.2
6	8	0.32	0.52	0.2	12	-	0.315	-	-

Maksimum kısa devre akımları AAS mekanizması olmadan Röle1 (5900A) ve Röle 9 (5742A) için hesaplanmıştır (bkz. Çizelge 5.12). AAS etkinleştirildiğinde, bu değerler sırasıyla 3450A, 3457A'ya düşürülür (bkz. Çizelge 5.17). Böylece, bu mod için önerilen AAS mekanizması başarılı sonuç vermiştir. Böylece, Çizelge 5.18'te verilen optimal röle ayarları, Çizelge 5.17'deki kısıtlamalara göre adaptif koruma algoritması ile hesaplanmaktadır. Bu durum için önerilen adaptif röle algoritması kullanılarak elde edilen birincil ve yedek rölelerin / CTI'nin çalışma süreleri Çizelge 5.19'da verilmiştir. Böylece AAS aktifleştirilmeden 3.2254 s olarak hesaplanan röle açma zamanı, AAS aktifleştirildiğinde 3.54 s olarak hesaplanmıştır.

Mod 3

Mod 3'de DÜ2 ve DÜ3 etkinleştirilir. Arıza akımı verileri ve bu çalışma modunun ana özellikleri Çizelge 5.20'de verilmiştir. Sonrasında bu verilere göre adaptif koruma algoritmasında röle ayar parametreleri hesaplanır. Hesaplanan röle ayar parametreleri Çizelge 5.21'de verildiği gibidir. Bu modda önerilen adaptif röle algoritması kullanılarak, elde edilen birincil ve yedek rölelerin / CTI'nin çalışma süreleri Çizelge 5.22'de verilmiştir. Örneğin, Röle 6 ile korunan hatta (ileri yönde) bir arıza oluşursa ve röle 6 (0.269 s) bu arızada etkinleştirilmezse, bu hattı koruyan yedek röle 8 (0.469 s) hatayı 0.2 sn zaman gecikmesi ile temizler. Böylece röle koordinasyonunda gerekli seçicilik sağlanır.

Çizelge 5.20 : Mod 3 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri

Birincil Röle	$I_f(A)p$	Yedek Röle	$I_f(A)b$	Röle no	$I_p(A)min$	$I_p(A)max$
1	5700	-	-	1	590	1000
2	1500	-	-	2	590	910
3	3567	-	-	3	550	1000
4	619	6	519	4	300	515
4	619	8	500	5	250	800
5	1500	3	806	6	202	490
6	1500	8	800	7	202	533
7	960	5	950	8	202	630
7	960	3	950	9	478	1000
8	1410	-	-	10	470	1000
9	5520	-	-	11	140	1000
10	2110	12	853	12	140	1000
11	3470	9	2320			
12	2700	-	-			

Çizelge 5.21 Mod 3 için optimum röle ayarları

Röle No	$I_p(t) A$	TDS	Röle No	$I_p(t) A$	TDS
1	539.5	0.05	7	202.5	0.05
2	590	0.05	8	258.6	0.0765
3	550.4	0.0609	9	849	0.05
4	300	0.05	10	470.2	0.05
5	419.3	0.0705	11	140	0.05
6	255.7	0.0691	12	158.7	0.1049
MAF(s)	3.11				

Çizelge 5.22 Mod 3 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil röle	Yedek röle	Mod 3			Birincil röle	Yedek röle	Mod 3		
		(s)	(s)	CTI			(s)	(s)	CTI
1	-	0.151	-	-	7	5	0.221	0.424	0.203
2	-	0.372	-	-	7	3	0.221	0.778	0.557
3	-	0.224	-	-	8	-	0.355	-	-
4	6	0.479	0.679	0.2	9	-	0.187	-	-
4	8	0.479	0.807	0.328	10	12	0.229	0.429	0.2
5	3	0.271	1.11	0.839	11	9	0.105	0.344	0.235
6	8	0.269	0.469	0.2	12	-	0.251	-	-

Mod 4

Mod 4'te önerilen adaptif röle koordinasyon algoritması, ada modunda mikro şebeke sistemi için röle koordinasyon problemini çözmek için kullanılır. Ada modunda, ağın kısa devre arıza akım ve röle arıza başlatma akım değerlerinde önemli değişiklikler olacaktır. Arıza akımı verileri ve bu çalışma modunun ana karakteristikleri Çizelge 5.23'te verilmiştir.

Mod 4 için hesaplanan röle parametreleri Çizelge 5.24 ve Çizelge 5.25'de verilmiştir. Ada modunda, toplam röle açılma süresi 2.72 s olarak bulunmuştur. Örneğin, Röle 6 ile korunan hatta (ileri yönde) bir hata oluşursa ve röle 6 (0.257 s) bu arızada etkinleşmezse, bu hattı koruyan yedek röle 8 (0.457 s) hatayı 0.2 saniye gecikme ile temizler. Bu durum diğer rölelerde de görülmektedir. Böylece gerekli koruma koordinasyonu sağlanabilir.

Çizelge 5.23 : Mod 4 için 10-bara test sistemi birincil / yedek rölelerin arıza akım verileri

Birincil Röle	$I_f(A)p$	Yedek Röle	$I_f(A)b$	Röle no	$I_p(A)min$	$I_p(A)max$
1	1511	-	-	1	150	803
2	794	-	-	2	152	436
3	1050	-	-	3	200	295
4	1527	6	507	4	215	842
4	1527	8	806	5	160	896
5	1622	3	623	6	180	446
6	806	8	800	7	196	557
7	1000	5	1000	8	146	283
7	1000	3	388	9	173	626
8	1141	-	-	10	173	854
9	1139	-	-	11	133	870
10	1282	12	163	12	133	400
11	1586	9	315			
12	729	-	-			

Çizelge 5.24 : Mod 4 için optimum röle ayarı

Röle No	$I_p(i) A$	TDS	Röle No	$I_p(i) A$	TDS
1	150.3	0.05	7	199.2	0.0527
2	150.28	0.05	8	211.7	0.0869
3	223.6	0.0791	9	172.51	0.05
4	214.4	0.05	10	172.5	0.05
5	160	0.1134	11	140.8	0.05
6	201.6	0.05	12	133.6	0.0501
MAF(s)	2.74				

Çizelge 5.25 : Mod4 için rölelerin çalışma ve CTI süreleri

Birincil röle	Yedek röle	Mod 4			Birincil röle	Yedek röle	Mod 4		
		(s)	(s)	CTI			(s)	(s)	CTI
1	-	0.148	-	-	7	5	0.212	0.412	0.2
2	-	0.206	-	-	7	3	0.212	1.01	0.798
3	-	0.338	-	-	8	-	0.368	-	-
4	6	0.175	0.375	0.2	9	-	0.182	-	-
4	8	0.175	0.672	0.497	10	12	0.171	1.57	1.39
5	3	0.322	0.522	0.2	11	9	0.138	0.578	0.44
6	8	0.257	0.457	0.2	12	-	0.202	-	-

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

6.1 Sonuçlar

Bu tez çalışmasında güç sisteminin önemli problemlerinden olan OYA ve röle koruma koordinasyonu probleminin çözümü sezgisel optimizasyon algoritmaları kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Bu problemlerin çözümü çeşitli IEEE test bara sistemleri ve farklı reel güç sistemlerinde uygulanarak gerçekleştirilmiştir. Tezin bütününde gerek algoritmik gerekse problemlerin çözümünün uygulanmasına sağlanan katkılar detaylı bir biçimde açıklanarak tartışılmıştır.

Tezin 2. bölümünde HŞO, HVBO, İŞÇA ve KDDPSO algoritmaları detaylı açıklanmıştır. Daha sonra Bölüm 3’de HŞO ve KDDPSO algoritmaları modifiye edilerek ele alınmıştır. Popülasyon temelli, doğadan ilham alan, yakın zamanda yayınlanmış olan HŞO algoritmasının performansını artırmak için yedi farklı rastgele dağılım fonksiyonu tanımı ile modifiye edilmiştir. Bu önerilen yöntem, stokastik optimizasyon yöntemi için farklı dağılım fonksiyonu tanımını kullanma yönteminin etkili çözümler sağlayabileceğini ve optimizasyon performansını artırabileceğini göstermiştir. KDDPSO algoritmasında ise amaç fonksiyonlarına ait kısıtlamalarda limitleri aşmanın olumsuz etkilerini ortadan kaldırmak için, algoritma kısıtlama eşik mekanizması ile birleştirilerek, KE-KDDPSO algoritması önerilmiştir.

Tezin 3. bölümünde klasik HŞO ve onun modifiye edilmiş 7 hali olan KKDF-HŞO, NDF-HŞO, ÜDF-HŞO, RDF-HŞO, SDF-HŞO, FDF-HŞO ve LNDF-HŞO algoritmaları ayrıca KE-KDDPSO algoritması, İŞÇA ve HVBO algoritmaları IEEE-30 bara test sisteminde OYA problemine uygulanmıştır. OYA probleminde beş amaç fonksiyonu dikkate alınarak ve bunların minimizasyon problemini çözmek için kullanılmıştır. Bu amaç fonksiyonlarında voltaj profilinin iyileştirilmesi çoklu amaç fonksiyonu olarak ele alınırken diğerleri tekli amaç fonksiyonu olarak ele alınmıştır. Optimizasyon işlemi sonrası elde edilen sonuçlar literatürdeki en güncel teknikler ile karşılaştırılmıştır. Durum 1’de yakıt maliyetinin minimizasyonu probleminde en iyi sonucu 798.5574 \$/h değeri ile HVBO algoritması hesaplamıştır. Bu değer bu tezde verilen en güncel teknikler ile de karşılaştırıldığında en iyi sonucu vermiştir. Durum 2 ‘de aktif güç kayıplarının minimizasyonu probleminde ise en iyi sonucu 3.027 MW ile İŞÇA algoritması vermiştir. Bu değer tezde verilen güncel teknikler ile karşılaştırıldığında en iyi sonucu vermiştir. Çoklu amaç fonksiyonu olan voltaj profilinin iyileştirildiği Durum 3’de 0.0981 pu ile HVBO en iyi sonucu vermiştir. Durum 4’de yakıt

emisyonunun minimizasyonu probleminde ise en iyi performansı 0.21709 ton/h ile HVBO algoritması göstermiştir. Durum 5’de ise valf etkili yakıt maliyeti minimizasyonu probleminde 917.9501 \$/h ile en iyi sonucu KE-KDDPSO sergilemiştir. Bu değer tezde verilen güncel teknikler ile karşılaştırıldığında en iyi sonucu vermiştir.

Tezin 4. bölümünün 1. kısmında ise HŞO, NDF-HŞO, İŞÇA, HVBO ve KE-KDDPSO algoritmaları gerçek bir güç sistemi olan 13 baralı Doğu Anadolu güç sisteminde OYA probleminde uygulanmıştır. Bu yöntemler ile elde edilen tüm sonuçlar, gerçek zamanlı çalışan güç sistemine ait Newton Raphson metodu ile bulunan (temel durum) sonuçlardan iyidir. Bu güç sisteminde OYA probleminde dört amaç fonksiyonu dikkate alınarak ve bunların minimize edilmesini çözmek için kullanılmıştır. Durum 1’de yakıt maliyetinin minimizasyonunda en iyi sonucu 883.1377 \$/h ile NDF-HŞO algoritması vermiştir. Durum 2 ‘de aktif güç kayıplarına ait en iyi sonuç 1.6977 MW ile NDF-HŞO algoritmasına aittir. Çoklu amaç fonksiyonu olan Durum 3’de voltaj profilinin iyileştirilmesi baz alınarak (yakıt maliyeti sonucu göz önüne alınmaz ise) bulunan sonuçlardan en iyisi 0.2108 pu değeri ile HVBO algoritmasına aittir. Durum 4’de ise sera gazı emisyonunun azaltımını baz alan amaç fonksiyonunda en iyi performansı 31.3001 ton/h ile HVBO algoritması göstermiştir.

Tezin 4. bölümünün 2. kısmında ise öncelikle Türkiye’nin yenilenebilir enerji politikaları, potansiyeli ve sera gazı azaltımı çalışmaları ele alınmıştır. Sonrasında Tezin 2. bölümünün 3. kısmında Türkiye’nin yeşil enerji politikalarına katkı sağlayacak bir çalışma sunulmuştur. Bu çalışma, Karadeniz bölgesi için açık deniz rüzgar enerjisi potansiyel değerlendirmesini ve bu bölgede yeni bir açık deniz rüzgar çiftliği kurulum aşamasını içermektedir. Öncelikle çalışmada, ADRÇ kurulum kriterleri göz önünde bulundurularak Batı/Orta Karadeniz Bölgesi’nde Karasu, Bartın, İnebolu ve Sinop dahil olmak üzere rüzgar enerjisi potansiyel değerlendirmesi için dört yer belirlenmiştir. Bu 4 lokasyonun rüzgar verileri edinilerek, WaSP yazılımında istatistiksel analiz yapılmıştır. Analiz sonucu rüzgar gücü yoğunluğu 352 W / m² ve rüzgar hızı 8.94 m / s olan Bartın bölgesi, 453.6 MW kapasiteli ADRÇ kurulumu için en uygun lokasyon olarak belirlenmiştir. Daha sonra, bu ADRÇ ve 7 bara 380 kV Karadeniz iletim sistemi DigSilent yazılımı kullanılarak modellenmiştir. Bu güç sistemi modelini kullanarak, açık deniz rüzgar santralının durumuna göre, Sub1 barasındaki fosil bazlı termik santralin saatlik ve yıllık emisyon miktarı gerçek güç sisteminde kullanılan Newton Raphson metodu ile yapılan yük akışı analizi ile tahmin edilmiştir. Bu analiz ile bölgesel enerji sisteminde toplam yakıt emisyonunun atmosfer üzerindeki etkisinin ne kadar azalabileceği belirlenmiştir. Böylece bölgede yıllık 10.01

milyon ton olan (CO₂) sera gazı emisyonu ADRÇ işletilmesi gerçekleşirse 6.687 milyon ton seviyesine düşürüleceği gösterilmiştir. Bu çalışmada ek olarak bölgesel iletim sisteminde sera gazı emisyonlarının azaltılmasında HVBO algoritması kullanılmıştır. HVBO ile yapılan yük akış analizi sonrası bölgesel sera gazı emisyonları yıllık 5.39 milyon ton seviyesine düşürülmüştür. Böylece bu çalışma küresel sera gazı emisyon hedeflerine katkıda bulunarak, Türkiye'nin çevre dostu yatırımları için faydalı olabilir.

Tezin 5. bölümünde farklı bir güç sistemi mühendisliği problemi olan koruma koordinasyonu konusu ele alınmıştır. Bu tezde, YAAR koordinasyonu için HVBO temelli yeni bir yöntem önerilmiştir. Önerilen yöntemde sunulan yeni MAF ile birincil (ileri) rölelerin çalışma süresini azaltmayı ve röle çiftleri arasındaki ayırım süresini en aza indirme problemini HVBO algoritması ile çözmeyi amaçlamaktadır. Çalışmada, MAF'lı HVBO'nun etkinliğini göstermek için 8-bara, 9-bara ve 15- bara test sistemine uygulanmıştır. Sonuçlar literatürdeki diğer algoritmalarla karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak, HVBO algoritması her üç test sisteminde de daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür. Çalışmada, 15-bara test sistemi için literatürde bildirilen farklı AF'ler HVBO algoritmasına uygulanmış ve bu tezde önerilen MAF ile karşılaştırılmıştır. MAF'ın YAAR koordinasyon probleminde diğer AF'lere kıyasla etkili çözümler ürettiği ortaya çıkmıştır. Bu bölümde ayrıca yeni bir adaptif koruma yöntemi önerilmiştir. Bu yöntemde YAAR'ların optimum koordinasyonunda MAF'lı HVBO algoritması kullanılmıştır. Bu adaptif koruma yöntemi farklı çalışma modlarına göre 10-bara Türkiye dağıtım sistemine uygulanmıştır. Bu bölümde sunulan adaptif koruma yapısında, güç sistemine eklenen DÜ'lerin durumuna göre 4 çalışma modu (ada modu dahil) belirlenmiştir. Bu adaptif koruma yapısında, ayrıca güç sistemlerinin herhangi bir yerinde meydana gelebilecek olan kısa devre arızasına karşı güç sisteminin kararlılığını en iyi şekilde sağlayacak olan, arıza akım limitleyici teçhizatların yerleşim noktasının bulunmasına yardımcı olacak bir yöntem önerilmiştir. Bu yöntemde, literatürden farklı olarak aynı anda akım ve voltajdaki artışını baz alan bir yöntem önerilerek, kritik arıza noktasının (hattın) bulunması amaçlanmıştır. Önerilen adaptif koruma yönteminde, ağ durumu bilgilerinin belirlenmesi, kısa devre akımlarının hesaplanması, DÜ'lerin durum bilgileri ve hem ağ hem de ada moduna göre seçicilik hesaplaması gibi tüm sistem parametreleri dikkate alınmıştır. Önerilen algoritmanın başarısı ve etkinliği çeşitli senaryolar ile test edilmiş ve değerlendirilmiştir. Böylece, bu çalışmada, güç sistemindeki koruma koordinasyonunu etkileyebilecek tüm değişkenlerden bilgi sağlayarak, aşırı akım rölelerinin açma süresi hesaplanabilir.

6.2 Öneriler

Bu tez çalışmasının sonuçlarından yararlanılarak şu çalışmalar yapılabilir.

- Bu tezde HŞO ve KDDPSO algoritmalarına önerilen yöntem farklı sezgisel optimizasyon algoritmalarında denenerek, etkinliği tartışılabilir. Sonrasında tezde belirtilen OYA ve YAAR problemlerine uygulanabilir. Bu sonuçlardan yararlanılarak gelecek çalışmalarda en iyi sonucu veren durumlar için en uygun algoritmayı kullanan adaptif bir algoritma geliştirilebilir.
- Ayrıca bu yöntemler başka zor mühendislik problemlerine uygulanabilir.
- Bu çalışmada güç sistemi mühendisliği probleminin en önemli konularından olan OYA ve YAAR koordinasyon problem konuları detaylı bir biçimde sezgisel algoritmalar ile kullanımı ele alınarak incelenmiştir. Farklı sezgisel algoritmaların bu problemere nasıl uygulanacağı konusunda çalışma yapacak araştırmacılar bu tezdeki metotları kullanarak, güvenli bir biçimde uygulama yapabilir.
- Çalışmada farklı güç sistemi mühendisliği için modellenen reel güç sistemi modelleri farklı çalışmalar için güvenli bir biçimde araştırmacılar tarafından kullanılabilir.
- Bu tezde ADRÇ kurulumu ve sera gazı emisyonu azaltımı için önerilen metot, benzer Türkiye'nin yeşil geleceğine katkı sağlayacak çalışmalar için güvenli bir kaynak olabilir.
- Bu tezde YAAR koordinasyonu için sunulan modifiye edilmiş amaç fonksiyonu farklı sezgisel algoritmalar ile kullanılarak YAAR koordinasyon problemine uygulanabilir.
- Bu konuda çalışma yapacak araştırmacılar ya da saha mühendisleri Türkiye'nin enerji şebekesi için geliştirici, daha optimum yük akışının ve koruma koordinasyonun sağlanacağı çalışmaları bu tezdeki verileri de kullanarak yapabilir. Ayrıca bu tezdeki verilerden de yararlanılarak Türkiye'nin mevcut talep ettiği enerjinin büyük bir çoğunluğunu ya da tamamının yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlayacağı, tüm Türkiye için revize edilmiş bir enerji modeli

önerilebilir. Ayrıca bu modelde revize edilmiş enerji ağının hem teknik hem de çevresel etkileri sayısal veriler üzerinden tahmini hesaplanarak sunulabilir.

6.3 Bu Tezden Üretilen Yayınlar

6.3.1 Uluslararası hakemli dergilerde yayınlanan makaleler (SCI & SCI-E)

- [1] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2020). An evaluation of an offshore energy installation for the Black Sea region of Turkey and the effects on a regional decrease in greenhouse gas emissions. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2020 (SCI-Expanded).
- [2] Akdağ, O., Okumuş, F., Kocamaz, A. F., & Yeroğlu, C. (2018). Fractional Order Darwinian PSO with Constraint Threshold for Load Flow Optimization of Energy Transmission System. *Gazi University Journal of Science*, 31(3), 831-844, 2018 (E-SCI).
- [3] Akdağ, O., Ates, A. & Yeroğlu, C. (2020). Modification of Harris hawks optimization algorithm with random distribution functions for optimum power flow problem. *Neural Comput & Applic* (2020). <https://doi.org/10.1007/s00521-020-05073-5> (SCI-Expanded).

6.3.2 TR- Dizinde taranan dergilerde yapılan çalışmalar

- [4] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2018). Darende Rüzgâr Santral Modeli ve Şebekeye Olan Etkilerinin İncelenmesi. *Afyon Kocatepe Üniversitesi Fen Ve Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 18(2), 504-515, 2018.
- [5] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). Offshore/Onshore Rüzgâr Santralinin Modellenmesi ve Şebekeye Bağlantısı. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, (16), 505-520, 2019.
- [6] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). Malatya yöresi için örnek bir güneş santrali modelinin benzetimi ve şebekeye etkilerinin incelenmesi. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 7(3), 552-560, 2019.
- [7] Akdağ, O., Peköz, D., & Yeroğlu, C. (2018). 154/34, 5 kV Güç Transformatörleri için Diferansiyel Koruma Rölesi Koordinasyonu Benzetimi. *Süleyman Demirel Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 22(2), 1070-1077, 2018.
- [8] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). Güç Sistemlerinde Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Modelinin Oluşturulması, Benzetimi ve Optimizasyonu. *Erzincan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 12(1), 202-214, 2019.
- [9] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2017). 154/33, 6 kV Malatya1 Trafo Merkezinde Aşırı Akım Röle Koordinasyonu Benzetimi. *DÜMF Mühendislik Dergisi*, 9(1), 27-38, 2017.

- [10] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2018). 154 kV İletim Hatlarındaki Akım Transformatörlerinde Simülasyon Modeli ile Harmonik Bozulmaya Dayalı Doygunluk Algılama Yöntemi. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi, (14), 353-363, 2018.
- [11] Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). 154 KV iletim hatlarında arıza tespiti için mesafe koruma rölesi tasarımı ve koordinasyonu benzetimi. Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 8(2), 741-754, 2019.
- [12] Akdağ, O., Ateş, A., & Yeroğlu, C. (2020). Harris Şahini Optimizasyon Algoritması ile Aktif Güç Kayıplarının Minimasyonu Minimization of Active Power Losses Using Harris Hawks Optimization Algorithm. Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Fen ve Mühendislik Dergisi, 22(65), 481-490.

6.3.3 Uluslararası bildiriler

- [13] Akdağ, O., Karadoğan, İ., Okumuş, F., Yeroğlu, C., & Karci, A. (2017, September). Load flow optimization of 154 kV Malatya transmission line using differential evolution algorithm. In 2017 International Artificial Intelligence and Data Processing Symposium (IDAP) (pp. 1-6). IEEE.
- [14] Seyyarer, A., Akdağ, O., Hark, C., Karci, A., & Yeroğlu, C. (2017, September). Overcurrent relay coordination of 154/34,5 kV Hasançelebi substation by league championship algorithm. In 2017 International Artificial Intelligence and Data Processing Symposium (IDAP) (pp. 1-6). IEEE.

KAYNAKLAR

- Abido, M. A.** (2002a). Optimal power flow using particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 24(7), 563-571.
- Abido, M. A.** (2002b). Optimal power flow using tabu search algorithm. *Electric power components and systems*, 30(5), 469-483.
- Abrahart, R. J. & See, L.** (1998). Neural Network vs. ARMA Modelling: Constructing Benchmark Case Studies of River Flow Prediction. In J.Blenc, (Ed.), *GeoComputation '98. Proceedings of the Third International Conference on GeoComputation*, (pp.145-154). United Kingdom: University of Bristol, September 17-19.
- Acikalin, N.** (2018). The Role Of Renewable Energy Sources In Sustainable Development: An Official And Institutional Evaluation On The Wind Energy In Turkey And German (Doktora Tezi), Bursa Teknik University, Bursa.
- Adaryani, M. R., & Karami, A.** (2013). Artificial bee colony algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53, 219-230.
- Adelnia, F., Moravej, Z., & Farzinfar, M.** (2015). A new formulation for coordination of directional overcurrent relays in interconnected networks. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 25(1), 120-137.
- Agacayak, A. C.** (2017) Investigation Of The Factors Affecting The Electric Energy Production Of Thermoelectric Generators By Using Geothermal Energy: (Master Thesis), Afyon Kocatepe University, Afyon.
- Akdağ, O., & Yeroğlu, C.** (2019b) 154 KV İLETİM HATLARINDA ARIZA TESPİTİ İÇİN MESAFE KORUMA RÖLESİ TASARIMI VE KOORDİNASYONU BENZETİMİ. Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 8(2), 741-754.
- Akdağ, O., & Yeroğlu, C.** (2018a). 154/33, 6 kV Malatya1 Trafo Merkezinde Aşırı Akım Röle Koordinasyonu Benzetimi. DÜMF Mühendislik Dergisi, 9(1), 27-38.
- Akdağ, O., & Yeroğlu, C.** (2018b). 154 kV İletim Hatlarındaki Akım Transformatörlerinde Simülasyon Modeli ile Harmonik Bozulmaya Dayalı Doğrunluk Algılama Yöntemi. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi, (14), 353-363.

- Akdağ, O., & Yeroğlu, C.** (2019a) MALATYA YÖRESİ İÇİN ÖRNEK BİR GÜNEŞ SANTRALİ MODELİNİN BENZETİMİ VE ŞEBEKEYE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 7(3), 552-560.
- Akdağ, O., & Yeroğlu, C.** (2020). An evaluation of an offshore energy installation for the Black Sea region of Turkey and the effects on a regional decrease in greenhouse gas emissions. *Greenhouse Gases: Science and Technology*.
- Akdağ, O., Okumuş, F., Kocamaz, A. F., & Yeroğlu, C.** (2018). Fractional Order Darwinian PSO with Constraint Threshold for Load Flow Optimization of Energy Transmission System. *Gazi University Journal of Science*, 31(3), 831-844.
- Aksoy, N.** (2014). Power generation from geothermal resources in Turkey. *Renewable energy*, 68, 595-601.
- Aksoy, N.** (2014). Power generation from geothermal resources in Turkey. *Renewable energy*, 68, 595-601.
- Alagoz, B. B., Ates, A., & Yeroğlu, C.** (2013). Auto-tuning of PID controller according to fractional-order reference model approximation for DC rotor control. *Mechatronics*, 23(7), 789-797.
- Amraee, T.** (2012) Coordination of directional overcurrent relays using seeker algorithm, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 27, No. 3, pp.1415–1422.
- Arık, A.** (2016). *Yenilenebilir enerji politikalarının sürdürülebilirliği: AB Ülkeleri ve Türkiye açısından bir değerlendirme* (Master's thesis), Ordu Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ordu.
- Arslan, S., Darıcı, M., & Karahan, Ç.** (2001). Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli. *Jeotermal Enerji Semineri*, Ankara, 21-28.
- Ates, A.** (2018). *Sezgisel Algoritmalarla Çoklu Denetçi Parametrelerinin Optimizasyonu* (Doktora tezi). İnönü Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Malatya.
- Ateş, A., & Yeroğlu, C.** (2016). Optimal fractional order PID design via Tabu Search based algorithm. *ISA transactions*, 60, 109-118.

- Ates, Y., Uzunoglu, M., Karakas, A., Boynuegri, A. R., Nadar, A., & Dag, B.** (2016). Implementation of adaptive relay coordination in distribution systems including distributed generation. *Journal of Cleaner Production*, 112, 2697-2705.
- Avcioğlu, A. O., Dayioğlu, M. A., & Türker, U.** (2019). Assessment of the energy potential of agricultural biomass residues in Turkey. *Renewable energy*, 138, 610-619.
- Awasthi, A., Venkitusamy, K., Padmanaban, S., Selvamuthukumar, R., Blaabjerg, F., & Singh, A. K.** (2017). Optimal planning of electric vehicle charging station at the distribution system using hybrid optimization algorithm. *Energy*, 133, 70-78.
- Ayan, K., Kılıç, U., & Baraklı, B.** (2015). Chaotic artificial bee colony algorithm based solution of security and transient stability constrained optimal power flow. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 136-147.
- Ayvaz, A., & Ayvaz, B. B.** (2018). Güç sistemlerinde meydana gelen kısa devre arızalarına karşı akım sınırlayıcı yapısının en uygun yerleşim yerinin belirlenmesi. *Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 22(2), 613-621.
- Bagriyanik, M., Cakal, G., & Bagriyanik, F. G.** (2013). The effect of fault current limiters on distribution systems with wind turbine generators. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 3(1), 149-154.
- Bai, W., Eke, I., & Lee, K. Y.** (2017). An improved artificial bee colony optimization algorithm based on orthogonal learning for optimal power flow problem. *Control Engineering Practice*, 61, 163-172.
- Bayraktar, Y., & Kaya, H. İ.** (2016). Yenilenebilir enerji politikaları ve rüzgâr enerjisi açısından bir karşılaştırma: Çin, Almanya ve Türkiye örneği. *Uluslararası Ekonomik Araştırmalar Dergisi*, 2(4), 1-18.
- Ben oualid Medani, K., Sayah, S., & Bekrar, A.** (2018). Whale optimization algorithm based optimal reactive power dispatch: A case study of the Algerian power system. *Electric Power Systems Research*, 163, 696-705.
- Bilgili, M., & Şahin, B.** (2009). Electric power plants and electricity generation in Turkey. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 5(1), 81-92.

- Bilgili, M., Bilirgen, H., Ozbek, A., Ekinci, F., & Demirdelen, T.** (2018). The role of hydropower installations for sustainable energy development in Turkey and the world. *Renewable Energy*, 126, 755-764.
- Birla, D., Maheshwari, R. P., & Gupta, H. O.** (2006). A new nonlinear directional overcurrent relay coordination technique, and banes and boons of near-end faults based approach. *IEEE transactions on power delivery*, 21(3), 1176-1182.
- Boucekara, H. R. E. H.** (2014). Optimal power flow using black-hole-based optimization approach. *Applied Soft Computing*, 24, 879-888.
- Boucekara, H. R. E. H., Abido, M. A., & Boucherma, M.** (2014). Optimal power flow using teaching-learning-based optimization technique. *Electric Power Systems Research*, 114, 49-59.
- Boucekara, H. R. E. H., Zellagui, M., & Abido, M. A.** (2017). Optimal coordination of directional overcurrent relays using a modified electromagnetic field optimization algorithm. *Applied Soft Computing*, 54, 267-283.
- Boucekara, H. R., Chaib, A. E., Abido, M. A., & El-Sehiemy, R. A.** (2016). Optimal power flow using an Improved Colliding Bodies Optimization algorithm. *Applied Soft Computing*, 42, 119-131.
- BP.** (2018). Erişim: 1 Mart 2020. BP Statistical Review of World Energy 2018, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>.
- Burchett, R. C., Happ, H. H., & Vierath, D. R.** (1984). Quadratically convergent optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (11), 3267-3275.
- Carpentier, J.** (1962). Contribution a l'étude du dispatching économique. *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, 3(1), 431-447.
- Castillo, C. A., Conde, A., & Shih, M. Y.** (2018). Improvement of non-standardized directional overcurrent relay coordination by invasive weed optimization. *Electric Power Systems Research*, 157, 48-58.
- Castro-Santos, L., Garcia, G. P., Simões, T., & Estanqueiro, A.** (2019). Planning of the installation of offshore renewable energies: A GIS approach of the Portuguese roadmap. *Renewable Energy*, 132, 1251-1262.

- Celik, A. N.** (2004). A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable energy*, 29(4), 593-604.
- Ceylan, Y.** (2016). The Analysis Of Turkey's Solar Energy Potential And The Position Of Solar Power In The Energy Policy: (Master Thesis). Bahcesehir University, İstanbul.
- Chabanloo, R. M., Safari, M., & Roshanagh, R. G.** (2018). Reducing the scenarios of network topology changes for adaptive coordination of overcurrent relays using hybrid GA-LP. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(21), 5879-5890.
- Chaib, A. E., Bouchekara, H. R. E. H., Mehasni, R., & Abido, M. A.** (2016). Optimal power flow with emission and non-smooth cost functions using backtracking search optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 81, 64-77.
- Charles, J. K.** (2014). Loss reduction and voltage profile improvement by optimal placement and sizing of distributed generation (DG) using a hybrid of genetic algorithm (GA) and improved particle swarm optimization (IPSO) (Master's Thesis). The University of Nairobi, Department of Electrical and Information Engineering, Nairobi.
- Chawla, A., Bhalja, B. R., Panigrahi, B. K., & Singh, M.** (2018). Gravitational search based algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays using user defined characteristic. *Electric Power Components and Systems*, 46(1), 43-55.
- Chiang, N. Y.** (2013). Structure-Exploiting Interior Point Methods for Security Constrained Optimal Power Flow Problems (PhD thesis). School of Mathematics.
- Couceiro, M., & Ghamisi, P.** (2016). Fractional-order Darwinian PSO. In *Fractional order darwinian particle swarm optimization* (pp. 11-20). Springer, Cham.
- Dağılım Fonksiyonu.** (2019). Erişim: 31 Aralık 2019. <https://www.mathworks.com/help/stats/prob.normaldistribution.random.html>.

- Damchi, Y., Dolatabadi, M., Mashhadi, H. R., & Sadeh, J.** (2018). MILP approach for optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. *Electric Power Systems Research*, 158, 267-274.
- Demirbaş, A.** (2006). Turkey's renewable energy policy. *Energy Sources, Part A*, 28(7), 657-665.
- Deniz İstasyonu.** (2020). Erişim: 15 şubat 2020. Turkish State Meteorological Service, Marine Automatic Observation Stations 2019. <https://www.mgm.gov.tr/deniz/deniz-omgi.aspx>.
- Didier, G., Leveque, J., & Rezzoug, A.** (2012). A novel approach to determine the optimal location of SFCL in electric power grid to improve power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 978-984.
- Dogan, B. T., şolakoglu, A., & Kıncay, O.** (2012). RETScreen Analiz Programı ile Hatay'da Rüzgar Enerji Santrali Fizibilite Analizi. *Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği, Makine Mühendisleri Odası*, 131, 22-27.
- Doğan, N., & Öğretmen, T.** (2010). Değişen madde fonksiyonunu belirlemede mantel-haenszel, ki-kare ve lojistik regresyon tekniklerinin karşılaştırılması. *Eğitim ve Bilim*, 33(148), 100-112.
- Dommel, H. W., & Tinney, W. F.** (1968). Optimal power flow solutions. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, (10), 1866-1876.
- Duman, S.** (2017). Symbiotic organisms search algorithm for optimal power flow problem based on valve-point effect and prohibited zones. *Neural Computing and Applications*, 28(11), 3571-3585.
- Duman, S., Güvenç, U., Sönmez, Y., & Yörükeren, N.** (2012). Optimal power flow using gravitational search algorithm. *Energy Conversion and Management*, 59, 86-95.
- Eberhart, R., & Kennedy, J.** (1995). A new optimizer using particle swarm theory. In MHS'95. *Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*: 39-43.
- El-Fergany, A. A., & Hasanien, H. M.** (2018). Tree-seed algorithm for solving optimal power flow problem in large-scale power systems incorporating validations and comparisons. *Applied Soft Computing*, 64, 307-316.

- El-Fergany, A. A., & Hasanien, H. M.** (2015). Single and multi-objective optimal power flow using grey wolf optimizer and differential evolution algorithms. *Electric Power Components and Systems*, 43(13), 1548-1559.
- Elitas, M. N. T.** (2016). Investigation Of Biomass Energy Resources In Turkey And Comparison With Oecd Countries: Master Thesis, Karabuk University, Karabük.
- Elrafie, H. B., & Irving, M. R.** (1993). Linear programming for directional overcurrent relay coordination in interconnected power systems with constraint relaxation. *Electric power systems research*, 27(3), 209-216.
- Elshafey, S., Shchadeh, M., Bayoumi, A., Díaz, J., Pernía, A. M., Jose-Prieto, M. A., & Abdelmessih, G. Z.** (2018). Solar Thermal Power in Egypt. In *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)* (pp. 1-8). IEEE.
- Enerji Raporları.** (2019). Erişim: 5 Nisan 2020. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, energy report 2019, <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Dogal-Gaz-Boru-Hatlari-ve-Projeleri>.
- Eskandar, H., Sadollah, A., Bahreininejad, A., & Hamdi, M.** (2012). Water cycle algorithm—A novel metaheuristic optimization method for solving constrained engineering optimization problems. *Computers & Structures*, 110, 151-166.
- Fan, J. Y., & Zhang, L.** (1998). Real-time economic dispatch with line flow and emission constraints using quadratic programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2), 320-325.
- FAO.** (2019). Erişim:15 Mart 2020. Food and Agriculture Organization, turkey targets <http://www.fao.org/countryprofiles/index/en/?iso3=TUR>.
- Gasch, R., & Twele, J. (Eds.).** (2011). Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation. Springer Science & Business Media.
- GCP.** (2018). Erişim: 14 Şubat 2019, The Global Carbon Project Report (Turkey carbon emission) 2018, <https://www.globalcarbonproject.org/>.
- Ghasemi, M., Ghavidel, S., Akbari, E., & Vahed, A. A.** (2014). Solving non-linear, non-smooth and non-convex optimal power flow problems using chaotic invasive weed optimization algorithms based on chaos. *Energy*, 73, 340-353.

Godwal, S. D., Pandya, K. S., Rajput, V. N., & Vora, S. C. (2020). A Review on Approaches Employed for Solving Directional Overcurrent Relays' Coordination Problem. In *Advances in Electric Power and Energy Infrastructure* (pp. 35-51). Springer, Singapore.

GreenPeace, 2019. Erişim: 5 şubat 2019, <https://www.greenpeace.org>.

GWEC. (2017). Erişim: 1 Nisan 2020. Mart Global Wind Report 2017, <http://files.gwec.net/register?file=/files/GWR2017.pdf>.

Heidari, A. A., Mirjalili, S., Faris, H., Aljarah, I., Mafarja, M., & Chen, H. (2019). Harris hawks optimization: Algorithm and applications. *Future generation computer systems*, 97, 849-872.

IEA. (2015). Erişim : 11 şubat 2019, International Energy Agency, Renewable energy essentials (2015 report), <http://www.iea.org/>.

IEA. (2018). Erişim: 11 şubat 2019, International Energy Agency, Renewable energy essentials (2018 report), <http://www.iea.org/>.

IEEE 30 bara (2019). Erişim: Ocak 11, 2019. <https://tr.scribd.com/doc/282453109/IEEE-30-Bus-System-Data>.

IHA, (2017). Erişim: 16 şubat 2020. International Hydropower Association, 2017 Hydropower Status Report <https://www.hydropower.org/2017-hydropower-status-report>.

İlkiliç, C. (2012). Wind energy and assessment of wind energy potential in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1165-1173.

IPC. (2018). Erişim: 14 şubat 2019, IPC Global Postal Industry Report 2018, <https://www.ipc.be/>.

IRENA. (2017). Erişim: 5 şubat 2020. International Renewable Energy Agency, Renewable Capacity Statistics 2017, <http://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2017>.

- Jamal, N. Z., Sulaiman, M. H., Aliman, O., & Mustafa, Z.** (2018). Optimal Overcurrent Relays Coordination using an Improved Grey Wolf Optimizer. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ADVANCED COMPUTER SCIENCE AND APPLICATIONS*, 9(11), 117-125.
- Jangale, M., & Thakur, K. D.** (2017). Optimum positioning of superconducting fault current limiter for wind farm fault current in smart grid. In 2017 International conference of Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA) 312-316.
- Kahourzade, S., Mahmoudi, A., & Mokhlis, H. B.** (2015). A comparative study of multi-objective optimal power flow based on particle swarm, evolutionary programming, and genetic algorithm. *Electrical Engineering*, 97(1), 1-12.
- Kalage, A. A., Ghawghawe, N. D., & Deokar, T. V.** (2016). Optimum location of superconducting fault current limiter to mitigate DG impact. In 2016 2nd International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB).
- Kanun1.** (2005). Erişim: 16 Şubat 2019, Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2005. Law No. 5346, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/05/20050518-1.htm>.
- Kanun10.** (2006). Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2006. Law No. 5539, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2006/07/20060718-2.htm>.
- Kanun11.** (2019). Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2013. Law No. 6446, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2013/03/20130330-14.htm>.
- Kanun2.** (2007). Erişim: 17 Şubat 2019, Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2007. Law No. 5686, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2007/06/20070613-1.htm>.
- Kanun3.** (2018). Erişim: 16 Şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, National Energy Action plan, http://www.yegm.gov.tr/document/20180102M1_2018.pdf.
- Kanun4.** (2010). Erişim: 16 Şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2005. Law No. 5346- 29/12/2010-6094/2 md., <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2005/05/20050518-1.htm>.

- Kanun5.** (2011). Erişim: 16 şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2011. Official Gazette: 28097, http://www.yegm.gov.tr/duyurular_haberler/document/en_yon_27_10_2011.pdf.
- Kanun6.** (2012). Erişim: 16 şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2012. Official Gazette: 28215, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2012/02/20120225-7.htm>.
- Kanun7.** (2018). Erişim 17 şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, Law of Electricity Market, http://www.yegm.gov.tr/document/20180102M1_2018.pdf.
- Kanun8.** (2018). Erişim: 17 şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, Turkey's Nation Renewable Energy Plan, <http://kusip.gov.tr/kusip/yonetici/tematikAlanEkGoster.htm?id=75>.
- Kanun9.** (2016). Erişim: 17 şubat 2019. Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, Official Gazette: 29852 <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/10/20161009-1.htm>.
- Karagüc, B.** (2013) Geothermal Energy Potential And Economic Impacts Of The Province Of Balıkesir: Master Thesis, Balıkesir University, Balıkesir.
- Kaygusuz, K., & Türker, M. F.** (2002). Biomass energy potential in Turkey. *Renewable Energy*, 26(4), 661-678.
- Khunkitti, S., Siritaratiwat, A., Premrudeepreechacharn, S., Chatthaworn, R., & Watson, N. R.** (2018). A hybrid DA-PSO optimization algorithm for multiobjective optimal power flow problems. *Energies*, 11(9), 2270.
- Khurshaid, T., Wadood, A., Farkoush, S. G., Kim, C. H., Yu, J., & Rhee, S. B.** (2019). Improved firefly algorithm for the optimal coordination of directional overcurrent relays. *IEEE Access*, 7, 78503-78514.
- Kılıç, U.** (2015). Backtracking search algorithm-based optimal power flow with valve point effect and prohibited zones. *Electrical Engineering*, 97(2), 101-110.
- Kiyono, C. Y., Silva, E. C. N., & Reddy, J. N.** (2017). A novel fiber optimization method based on normal distribution function with continuously varying fiber path. *Composite Structures*, 160, 503-515.

- Kolasi, K.** (2013). Soğuk Savaş'ın barışçıl olarak sona ermesi ve uluslararası ilişkiler teorileri. *Ankara Üniversitesi SBF Dergisi*, 68 (2) (2013) 158.
- Korashy, A., Kamel, S., Youssef, A. R., & Jurado, F.** (2019). Modified water cycle algorithm for optimal direction overcurrent relays coordination. *Applied Soft Computing*, 74, 10-25.
- Kumar, A. R., & Premalatha, L.** (2015). Optimal power flow for a deregulated power system using adaptive real coded biogeography-based optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 393-399.
- Lammel, G., & Graßl, H.** (1995). Greenhouse effect of NO X. *Environmental Science and Pollution Research*, 2(1), 40-45.
- Lestari, D. S., Pujiantara, M., Purnomo, M. H., & Rahmatullah, D.** (2018). Adaptive DOCR coordination in loop distribution system with distributed generation using firefly algorithm-artificial neural network. In 2018 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT) 579-584).
- Liang, R. H., Tsai, S. R., Chen, Y. T., & Tseng, W. T.** (2011). Optimal power flow by a fuzzy based hybrid particle swarm optimization approach. *Electric Power Systems Research*, 81(7), 1466-1474.
- Mafra, G. R., Vidaurre, R. M., Fortes, F. Z., Fortes, M. Z., & Sotelo, G. G.** (2016). Application of a resistive superconducting fault current limiter in a distribution grid. *Electric Power Components and Systems*, 44(18), 2084-2098.
- Magnusson, S.** (2013). A distributed approach to the optimal power flow problem and its privacy properties (Master's Thesis). Royal Institute of Technology School of Engineering Sciences, Stockholm.
- Malik, T. N., ul Asar, A., Wyne, M. F., & Akhtar, S.** (2010). A new hybrid approach for the solution of nonconvex economic dispatch problem with valve-point effects. *Electric Power Systems Research*, 80(9), 1128-1136.
- Mann, B. J., & Morrison, I. F.** (1971). Digital calculation of impedance for transmission line protection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (1), 270-279.

- Mansour, D. E. A., & Yehia, D. M.** (2013). Analysis of 3-phase superconducting fault current limiters in power systems with inhomogeneous quenching. *IEEE transactions on applied superconductivity*, 23(3), 5602605-5602605.
- Melikoglu, M.** (2017). Geothermal energy in Turkey and around the World: A review of the literature and an analysis based on Turkey's Vision 2023 energy targets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 485-492.
- MHI.** (2020). Erişim: 3 Nisan 2020. https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v117-4_2_mw.
- Mohamed, A. A. A., Mohamed, Y. S., El-Gaafary, A. A., & Hemeida, A. M.** (2017). Optimal power flow using moth swarm algorithm. *Electric Power Systems Research*, 142, 190-206.
- Mohammadi, R., Abyaneh, H., Razavi, F., Al-Dabbagh, M., & Sadeghi, S.** (2010). Optimal relays coordination efficient method in interconnected power systems. *Journal of Electrical Engineering*, 61(2), 75-83.
- Moirangthem, J., Krishnanand, K. R., Dash, S. S., & Ramaswami, R.** (2013). Adaptive differential evolution algorithm for solving non-linear coordination problem of directional overcurrent relays. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(4), 329-336.
- Momoh, J. A., El-Hawary, M. E., & Adapa, R.** (1999). A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), 105-111.
- Moravej, Z., & OOREH, O. S.** (2018). Coordination of distance and directional overcurrent relays using a new algorithm: grey wolf optimizer. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 26(6), 3130-3144.
- Mota-Palomino, R., & Quintana, V. H.** (1986). Sparse reactive power scheduling by a penalty function-linear programming technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(3), 31-39.
- Naveen, S., Kumar, K. S., & Rajalakshmi, K.** (2015). Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 69, 90-97.

- Ngoc, P. T., & Singh, J. G.** (2017). Short circuit current level reduction in power system by optimal placement of fault current limiter. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 27(12), e2457.
- Niknam, T., rasoul Narimani, M., Jabbari, M., & Malekpour, A. R.** (2011). A modified shuffle frog leaping algorithm for multi-objective optimal power flow. *Energy*, 36(11), 6420-6432.
- Ongsakul, W., & Tantimaporn, T.** (2006). Optimal power flow by improved evolutionary programming. *Electric power components and systems*, 34(1), 79-95.
- Orazgaliyev, D., Tleubayev, A., Zholdaskhan, B., Nunna, H. K., Dadlani, A., & Doolla, S.** (2019). Adaptive Coordination Mechanism of Overcurrent Relays using Evolutionary Optimization Algorithms for Distribution Systems with DGs. In 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST) (pp. 1-6).
- Ortner, A., Resch, G., & Totschnig, G.** (2013). RENEWABLE ENERGIES–OVERVIEW OF THE EU-PROJECT BETTER.
- Ostalczyk, P. W.** (2009). A note on the Grünwald–Letnikov fractional-order backward-difference. *Physica Scripta*, 2009(T136), 014036.
- Ozşahin, E., & Kaymaz, Ç.** (2013). Rüzgâr Enerji Santrallerinin (Res) Kuruluş Yeri Seçiminin CBS İle Analizi: Hatay Örneği. *TÜBAV Bilim Dergisi*, 6(2), 1-18.
- Öztürk, A., & Duman, S.** (2009). Genetik Algoritma Kullanılarak Güç Sistemlerinde Optimal Çalışma Şartlarının Belirlenmesi. *Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi*, 24(3).
- Özyön, S., Yasar, C., Özcan, G., & Temurtas, H.** (2011). An artificial bee colony algorithm (ABC) approach to environmental economic power dispatch problems. *The*, 222-228.
- Papaspiliotopoulos, V. A., Kurashvili T. S. & Korres, G. N.** (2014). Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays for Distribution Systems with Distributed Generation based on a Hybrid PSO-LP Algorithm. In Proceedings of 9th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission Distribution and Energy Conversion, Athens, Greece, November 2–5, 2014.
- PDE24.** (2018). Erişim: 8 Şubat 2019, Electricity in the 2024 Brazilian Energy Plan, <https://http://www.mme.gov.br//>.

- Pires, E. S., Machado, J. T., de Moura Oliveira, P. B., Cunha, J. B., & Mendes, L.** (2010). Particle swarm optimization with fractional-order velocity. *Nonlinear Dynamics*, 61(1-2), 295-301.
- PowerFactory.** (2020). Erişim: 10 Haziran 2019. *User Manual* 2019. <https://www.digsilent.de/en/downloads.html>.
- Pulluri, H., Naresh, R., & Sharma, V.** (2017). An enhanced self-adaptive differential evolution based solution methodology for multiobjective optimal power flow. *Applied Soft Computing*, 54, 229-245.
- Radosavljević, J., & Jevtić, M.** (2016). Hybrid GSA-SQP algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(8), 1928-1937.
- Rahmani, K., Kavousifard, F., & Abbasi, A.** (2017). Consideration effect of wind farms on the network reconfiguration in the distribution systems in an uncertain environment. *Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence*, 29(5), 995-1009.
- Raja, M. A. Z., Shah, A. A., Mehmood, A., Chaudhary, N. I., & Aslam, M. S.** (2018). Bio-inspired computational heuristics for parameter estimation of nonlinear Hammerstein controlled autoregressive system. *Neural Computing and Applications*, 29(12), 1455-1474.
- Rajput, V. N., & Pandya, K. S.** (2018). A hybrid improved harmony search algorithm-nonlinear programming approach for optimal coordination of directional overcurrent relays including characteristic selection. *International Journal of Power and Energy Conversion*, 9(3), 228-253.
- Raviprabakaran, V., & Subramanian, R. C.** (2018) Enhanced ant colony optimization to solve the optimal power flow with ecological emission. *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, 9(1), 58-65.
- Razavi, F., Abyaneh, H. A., Al-Dabbagh, M., Mohammadi, R., & Torkaman, H.** (2008). A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. *Electric Power Systems Research*, 78(4), 713-720.
- Reddy, S. S., & Rathnam, C. S.** (2016). Optimal power flow using glowworm swarm optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 80, 128-139.

- Rivas, A. E. L., Pareja, L. A. G., & Abrão, T.** (2019). Coordination of distance and directional overcurrent relays using an extended continuous domain ACO algorithm and an hybrid ACO algorithm. *Electric Power Systems Research*, 170, 259-272.
- Rüzgar Haritası.** (2020). Erişim: 1 Mart 2020. Turkey wind map http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html.
- Saidur, R., Islam, M. R., Rahim, N. A., & Solangi, K. H.** (2010). A review on global wind energy policy. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(7), 1744-1762.
- Sangroya, D., & Nayak, J. K.** (2015). Development of wind energy in India. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 5(1), 1-13.
- Satir, M., Murphy, F., & McDonnell, K.** (2018). Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2552-2562.
- Senturk, A.** (2018). Renewable energy sources in the context of sustainable economic growth: An assessment on the European Union (EU) and Turkey case: (Master Thesis), Fen Bilimleri Enstitüsü, Gaziantep.
- Shah, J., Khristi, N., Rajput, V. N., & Pandya, K. S.** (2020). A New Objective Function for Optimal Coordination of Directional Over-current Relays. In *Advances in Electric Power and Energy Infrastructure* (pp. 1-11). Springer, Singapore.
- Shih, M. Y., Salazar, C. A. C., & Enríquez, A. C.** (2015). Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(14), 2040-2049.
- Shodb.** (2020). Erişim: 6 Mart 2020. Republic of Turkey Turkish naval forces command office of navigation, hydrography and oceanography 2019. http://www.shodb.gov.tr/shodb_esas/index.php/en/.
- Singh, D. K., & Gupta, S.** (2012). Optimal coordination of directional overcurrent relays: A genetic algorithm approach. In *2012 IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science* (pp. 1-4). IEEE.

- Singh, R. P., Mukherjee, V., & Ghoshal, S. P.** (2016). Particle swarm optimization with an aging leader and challengers algorithm for the solution of optimal power flow problem. *Applied Soft Computing*, 40, 161-177.
- So, C. W., Li, K. K., Lai, K. T., & Fung, K. Y.** (1997). Application of genetic algorithm for overcurrent relay coordination, 6th International Conference on Developments in Power Systems Protection, 66 – 69.
- SPE.** (2020). Erişim:5 Şubat 2020. Solar Power Europe, <http://www.solarpowereurope.org/>.
- Srinivas, S. T. P., & Swarup, K. S.** (2019). A New Mixed Integer Linear Programming Formulation for Protection Relay Coordination Using Disjunctive Inequalities. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, 6(2), 104-112.
- Srivastava, A., Tripathi, J. M., Krishan, R., & Parida, S. K.** (2017). Optimal coordination of overcurrent relays using gravitational search algorithm with DG penetration. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(2), 1155-1165.
- Suwan, M. A.** (2017). Jordanien, Modeling and Control of VSC-HVDC Connected Offshore Wind Farms: (Doctoral Thesis). Von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Duisburg, Germany.
- Swathika, O. G., & Hemamalini, S.** (2020). Graph Theory and Optimization Algorithms Aided Adaptive Protection in Reconfigurable Microgrid. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 15(1), 421-431.
- TEİAŞ.** (2020). Erişim: 2 Nisan 2020. Turkish electricity transmission corporation (TEİAŞ) - Turkey Electricity Generation Capacity (2002–2018). Ankara; 2018.
- Tepp, M., Schachtschneider, R., & Brückmann, R.** (2012). The promotion of wind power in Germany and Finland. *A Comparative Overview on Legislation, Eclareon, Berlin*.
- Tillett, J., Rao, T.M., Sahin, F., Rao, R., Brockport, S.** (2005). Darwinian particle swarm optimization, *Proceedings of the 2nd Indian International Conference on Artificial Intelligence*, Pune: 1474–1487.
- Tjahjono, A., Anggriawan, D. O., Faizin, A. K., Priyadi, A., Pujiantara, M., Taufik, T., & Purnomo, M. H.** (2017). Adaptive modified firefly algorithm for optimal coordination of overcurrent relays. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(10), 2575-2585.

- Toklu, E.** (2017). Biomass energy potential and utilization in Turkey. *Renewable Energy*, 107, 235-244.
- Trivedi, I. N., Bhoje, M., Jangir, P., Parmar, S. A., Jangir, N., & Kumar, A.** (2016, March). Voltage stability enhancement and voltage deviation minimization using BAT optimization algorithm. In *2016 3rd International conference on electrical energy systems (ICEES)* (pp. 112-116). IEEE.
- TUREB.** (2019). Erişim: 5 Mart 2020. Turkish Wind Energy Association, <https://www.tureb.com.tr/>.
- Urdaneta, A. J., Perez, L. G., Gomez, J. F., Feijoo, B., & Gonzalez, M.** (2001). Presolve analysis and interior point solutions of the linear programming coordination problem of directional overcurrent relays. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 23(8), 819-825.
- Vasiliki, V.** (2016). Electricity distribution networks' analysis with particular references to distributed generation and protection (PHD Thesis). School of Engineering and Mathematical Sciences Department of Electrical and Electronic Engineering, London.
- Veritas, D. N.** (2004). Design of Offshore Wind Turbine Structure. Offshore Standard DNV-OS-J101.
- Vijayakumar, D., & Nema, R. K.** (2008). A novel optimal setting for directional over current relay coordination using particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering*, 1(4).
- Wadood, A., Khurshaid, T., Farkoush, S. G., Yu, J., Kim, C. H., & Rhee, S. B.** (2019). Nature-inspired whale optimization algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems. *Energies*, 12(12), 2297.
- Wadood, A., Kim, C., Loon, T. K., Hassan, K., Farkoush, S. G., & Rhee, S. B.** (2018). Optimal coordination of directional overcurrent relays using new rooted tree optimization algorithm. In *Proceedings of the International Conference on Information, System and Convergence Applications (ICISCA/ICW 2018)*, Bangkok, Thailand (Vol. 31).
- Wang, Y., Huang, Y., Wang, Y., Zeng, M., Li, F., Wang, Y., & Zhang, Y.** (2018). Energy management of smart micro-grid with response loads and distributed

generation considering demand response. *Journal of cleaner production*, 197, 1069-1083.

WCRP. (2018). Erişim: 11 Şubat 2019, WEF Global Risks Report 2018 published, <https://www.wcrp-climate.org/>.

Wei, H., Sasaki, H., Kubokawa, J., & Yokoyama, R. (1998). An interior point nonlinear programming for optimal power flow problems with a novel data structure. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(3), 870-877.

Wu, H., & Lin, J. (2016). A scaled F distribution as an approximation to the distribution of test statistics in covariance structure analysis. *Structural Equation Modeling: A Multidisciplinary Journal*, 23(3), 409-421.

Wu, Y. C., Debs, A. S., & Marsten, R. E. (1994). A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows. *IEEE Transactions on power systems*, 9(2), 876-883.

YEGM, (2020). Erişim: 11 Şubat 2020, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Malatya yöresine ait güneş verileri, <http://www.enerjiatlası.com/gunes-enerjisi-haritasi/malatya>

Yeroğlu, C., & Ateş, A. (2014). A stochastic multi-parameters divergence method for online auto-tuning of fractional order PID controllers. *Journal of the Franklin Institute*, 351(5), 2411-2429.

Yu, J., Kim, C. H., & Rhee, S. B. (2020). The Comparison of Lately Proposed Harris Hawks Optimization and Jaya Optimization in Solving Directional Overcurrent Relays Coordination Problem. *Complexity*, 2020.

Zarnegar, M. (2018). Renewable energy utilization in Iran. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 40(7), 765-771.

Zeydan, O. (2008). Determining the amounts of greenhouse gas emissions in Zonguldak region (Master's thesis). Zonguldak Karaelmas University, Environmental Engineering, Zonguldak.

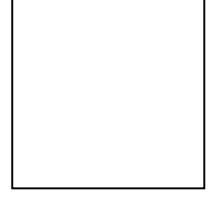
Zhao, W., Wang, L., & Zhang, Z. (2019). Atom search optimization and its application to solve a hydrogeologic parameter estimation problem. *Knowledge-Based Systems*, 163, 283-304.

Zhao, W., Zhang, Z., & Wang, L. (2020). Manta ray foraging optimization: An effective bio-inspired optimizer for engineering applications. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 87, 103300.

Zihang, J. (2016). On Distributed Optimization Methods for Solving Optimal Power Flow Problem over Electricity Grids (Master's Thesis). The Pennsylvania State University, Department of Industrial and Manufacturing Engineering, Pennsylvania.



ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad : Ozan AKDAĞ
Doğum Tarihi ve Yeri : 18.09.1987 MALATYA
E-posta : ozanakdag@live.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2010, İnönü Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği
- **Yüksek Lisans** : 2013, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği
- **Doktora** : 2020, İnönü Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Bilgisayar Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM:

- 2010-2011 Tempo Cam'da kontrol mühendisi olarak çalıştı.
- 2011-2014 (Ağustos) Rota Textile'de elektrik mühendisi olarak çalıştı.
- 2014- devam Türkiye Elektrik İletim Aş'de işletme mühendisi olarak çalışmaktadır.
-

DOKTORA TEZİNDEN TÜRETİLEN ÇALIŞMALAR (Makaller, Bildiriler, Patentler v.b.)

Uluslararası hakemli dergilerde yayınlanan makaleler (SCI & SCI-E)

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2020). An evaluation of an offshore energy installation for the Black Sea region of Turkey and the effects on a regional decrease in greenhouse gas emissions. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2020 (SCI-E).

Akdağ, O., Okumuş, F., Kocamaz, A. F., & Yeroğlu, C. (2018). Fractional Order Darwinian PSO with Constraint Threshold for Load Flow Optimization of Energy Transmission System. *Gazi University Journal of Science*, 31(3), 831-844, 2018 (E-SCI).

Akdağ, O., Ates, A. & Yeroğlu, C. (2020). Modification of Harris hawks optimization algorithm with random distribution functions for optimum power flow problem. *Neural Comput & Applic* (2020). <https://doi.org/10.1007/s00521-020-05073-5> (SCI).

TR- Dizinde taranan dergilerde yapılan çalışmalar

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2018). Darendede Rüzgâr Santral Modeli ve Şebekeye Olan Etkilerinin İncelenmesi. Afyon Kocatepe Üniversitesi Fen Ve Mühendislik Bilimleri Dergisi, 18(2), 504-515, 2018.

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). Offshore/Onshore Rüzgâr Santralının Modellenmesi ve Şebekeye Bağlantısı. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi, (16), 505-520, 2019.

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). Malatya yöresi için örnek bir güneş santrali modelinin benzetimi ve şebekeye etkilerinin incelenmesi. Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi, 7(3), 552-560, 2019.

Akdağ, O., Peköz, D., & Yeroğlu, C. (2018). 154/34, 5 kV Güç Transformatörleri için Diferansiyel Koruma Rölesi Koordinasyonu Benzetimi. Süleyman Demirel Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, 22(2), 1070-1077, 2018.

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). Güç Sistemlerinde Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Modelinin Oluşturulması, Benzetimi ve Optimizasyonu. Erzincan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, 12(1), 202-214, 2019.

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2017). 154/33, 6 kV Malatya1 Trafo Merkezinde Aşırı Akım Röle Koordinasyonu Benzetimi. DÜMF Mühendislik Dergisi, 9(1), 27-38, 2017.

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2018). 154 kV İletim Hatlarındaki Akım Transformatörlerinde Simülasyon Modeli ile Harmonik Bozulmaya Dayalı Doğrunluk Algılama Yöntemi. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi, (14), 353-363, 2018.

Akdağ, O., & Yeroğlu, C. (2019). 154 KV iletim hatlarında arıza tespiti için mesafe koruma rölesi tasarımı ve koordinasyonu benzetimi. Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 8(2), 741-754, 2019.

Akdağ, O., Ateş, A., & Yeroğlu, C. (2020). Harris Şahini Optimizasyon Algoritması ile Aktif Güç Kayıplarının Minimasyonu Minimization of Active Power Losses Using Harris Hawks Optimization Algorithm. Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Fen ve Mühendislik Dergisi, 22(65), 481-490.

Uluslar arası Bildiriler

Akdağ, O., Karadoğan, İ., Okumuş, F., Yeroğlu, C., & Karci, A. (2017, September). Load flow optimization of 154 kV Malatya transmission line using differential evolution algorithm. In 2017 International Artificial Intelligence and Data Processing Symposium (IDAP) (pp. 1-6). IEEE.

Seyyarer, A., Akdağ, O., Hark, C., Karci, A., & Yeroğlu, C. (2017, September). Overcurrent relay coordination of 154/34,5 kV Hasaңcelebi substation by league championship algorithm. In 2017 International Artificial Intelligence and Data Processing Symposium (IDAP) (pp. 1-6). IEEE.