

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİNİN AKILLI ŞEBEKELER ÜZERİNE
ETKİLERİNİN İNCELENMESİ**

DOKTORA TEZİ

Mikail PÜRLÜ

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

NİSAN 2022

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİNİN AKILLI ŞEBEKELER ÜZERİNE
ETKİLERİNİN İNCELENMESİ**

DOKTORA TEZİ

**Mikail PÜRLÜ
(504172011)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Belgin Emre TÜRKAY

NİSAN 2022

İTÜ, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü'nün 504172011 numaralı Doktora Öğrencisi Mikail PÜRLÜ, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİNİN AKILLI ŞEBEKELER ÜZERİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Belgin Emre TÜRKAY**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Dr. Öğr. Üyesi Canan KARATEKİN**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Nuran YÖRÜKEREN
Kocaeli Üniversitesi

Prof. Dr. Müjde GÜZELKAYA
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Mehmet BAYRAK
Sakarya Üniversitesi

Teslim Tarihi : 09 Mart 2022
Savunma Tarihi : 01 Nisan 2022





Aileme ve tüm sevdiklerime,



ÖNSÖZ

Akademik katkılarıyla çalışmalarına öncülük eden ve maddi-manevi destekleriyle beni her zaman başarıya teşvik eden, değerli danışmanım İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Prof. Dr. Belgin Emre TÜRKAY'a sonsuz teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Tez İlerleme Komitesi'nde yer alarak, değerli fikirleri ve yönlendirmeleri ile tezimin ilerlemesine ve gelişmesine katkıda bulunan, Kocaeli Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Prof. Dr. Nuran YÖRÜKEREN'e ve İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Dr. Öğr. Üyesi Canan Zobi KARATEKİN'e teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Eğitim ve tez sürecinde olduğu gibi, hayatımın her anında maddi ve manevi desteğini bir an bile esirgmeden, her zaman yanımda olan, çok değerli ve sevgili aileme teşekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

TÜBİTAK 2211-A Genel Yurt İçi Doktora Burs Programı kapsamında burs desteği sağlayan, Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu'na teşekkürlerimi sunarım.

Mart 2022

Mikail Pürlü
(Elektrik-Elektronik Mühendisi)



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
SEMBOLLER	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xvii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xix
ÖZET.....	xxiii
SUMMARY	xxv
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Tezin Amacı	2
1.2 Literatür Araştırması	5
1.3 Yenilik, Katkılar ve Tezin Organizasyonu.....	11
2. DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİ.....	13
2.1. DÜS Tipleri, Kapasiteleri ve Teknolojileri	14
2.1 DÜS'lerin Çalışma Şekilleri.....	16
2.2 Yan (Yardımcı) Hizmetler.....	16
2.3 DÜS'lerin Şebekeye Etkileri	20
3. PROBLEMİN TANIMLANMASI VE MATEMATİKSEL MODELİ.....	21
3.1 Güç Sistemlerinde Temel Hesaplamalar	21
3.2 Yenilenebilir Enerji Üretim Modelleri	23
3.3 Amaç Fonksiyonları	23
3.4 Kısıtlar	24
3.4.1 Güç dengesi eşitliği	24
3.4.2 Gerilim kısıtları	24
3.4.3 DÜS gücü ve yeri kısıtları.....	25
3.4.4 Termal kısıtlar	25
3.4.5 Diğer kısıtlar	26
3.5 Optimum DÜS Yerleştirme Çözümlerinin Değerlendirilmesi.....	26
3.6 Tahmin Sonuçlarının Değerlendirilmesi	27
3.6.1 R-Kare (R^2)	27
3.6.2 Ortalama mutlak yüzde hata (MAPE).....	28
4. ÖNERİLEN YÖNTEMLER VE PROGRAMLAR	29
4.1 Sezgisel Algoritmalar	29
4.1.1 Genetik Algoritma.....	29
4.1.2 Parçacık Sürü Optimizasyonu	32
4.2 Makine Öğrenmesi Algoritmaları	33
4.2.1 Lineer Regresyon	35
4.2.2 Yapay Sinir Ağları	36
4.2.3 Destek Vektör Regresyonu	37
4.2.4 K-En Yakın Komşu.....	37

4.2.5 Karar Ağacı	38
4.3 Kullanılan Program ve Yazılımlar.....	39
5. SEZGİSEL ALGORİTMALAR İLE OPTİMUM DÜS TAHSİSİ.....	41
5.1 Senaryo 1: Temel Durum	42
5.2 Senaryo 2: Puant Yük Durumu.....	43
5.3 Senaryo 3: Mevsimsel Yük Durumu	56
6. MÖ İLE OPTİMUM DÜS BOYUTU VE ETKİLERİNİN TAHMİNİ.....	67
6.1 Senaryo 1: Normalize Yük Verisi Kullanılarak DÜS Gücü Tahmini	67
6.2 Senaryo 2: Normalize Yük Verisi Kullanılarak Aktif Kayıpların Tahmini	71
6.3 Senaryo 3: Normalize Yük Verisi Kullanılarak Reaktif Kayıp Tahmini	76
6.4 Senaryo 4: Normalize Yük Verisi Kullanılarak Minimum Gerilimin Tahmini	80
6.5 Senaryo 5: Normalize Yük Verisi, DÜS Yeri ve DÜS Gücü Kullanılarak Aktif Kayıp Tahmini.....	84
7. SONUÇLAR	89
KAYNAKLAR.....	93
EKLER.....	105
ÖZGEÇMİŞ.....	111

KISALTMALAR

AM	: Analitik Metot (<i>Analytical Method-AM</i>)
bgf	: Birim güç faktörü (<i>unity power factor-upf</i>)
BOA	: Balina Optimizasyon Algoritması (<i>Whale Optimization Algorithm-WOA</i>)
BYA	: Bitki Yayılım Algoritması (<i>Plant Propagation Algorithm-PPA</i>)
BTA	: Benzetimli Tavlama Algoritması (<i>Simulated Annealing-SA</i>)
DÜS	: Dağıtık Üretim Sistemi (<i>Distributed Generation-DG</i>)
DS	: Dağıtım Sistemi (<i>Distribution System-DS</i>)
DUPSO	: Parçacık Sürüsü Optimizasyonu'nun Dinamik Uyarlaması (<i>Dynamic Adaptation of Particle Swarm Optimization-DAPSO</i>)
DVR	: Destek Vektör Regresyonu (<i>Support Vector Regression-SVR</i>)
FV	: Fotovoltaik (<i>Photovoltaic-PV</i>)
FPSO	: Fazör PSO (<i>Phasor PSO-PPSO</i>)
GA	: Genetik Algoritma (<i>Genetic Algorithm-GA</i>)
GÇOA	: Geliştirilmiş Çekirge Optimizasyon Algoritması (<i>Enhanced Grasshopper Optimization Algorithm-EGOA</i>)
gf	: Güç faktörü (<i>power factor-pf</i>)
HPSO	: Hibrid PSO (<i>Hybrid PSO-HPSO</i>)
HŞO	: Harris Şahini Optimizasyonu (<i>Harris Hawks Optimization-HHO</i>)
İPSO	: İkili PSO (<i>Binary PSO-HPSO</i>)
KA	: Karar Ağacı (<i>Decision Tree-DT</i>)
KAOA	: Karınca Aslan Optimizasyon Algoritması (<i>Ant Lion Optimization Algorithm-ALOA</i>)
KEK	: K-En Yakın Komşu (<i>K-Nearest Neighbor-KNN</i>)
KK	: Konvensiyonel Kaynak (<i>Conventional Source-CS</i>)
KSFA	: Kaotik Stokastik Fraktal Arama (<i>Chaotic Stochastic Fractal Search-CSFS</i>)
LR	: Lineer Regresyon (<i>Linear Regression-LR</i>)
MÖ	: Makine Öğrenmesi (<i>Machine Learning-ML</i>)
ogf	: Optimum güç faktörü (<i>optimal power factor-opf</i>)
PSO	: Parçacık Sürü Optimizasyonu (<i>Particle Swarm Optimization-PSO</i>)

RDS	: Radyal Dağıtım Sistemi (<i>Radial Distribution Network-RDN</i>)
RT	: Rüzgar Türbini (<i>Wind Turbine-WT</i>)
SDA	: Su Döngüsü Algoritması (<i>Water Cycle Algorithm-WCA</i>)
SSA	: Salp Sürüsü Algoritması (<i>Salp Swarm Algorithm-SSA</i>)
ŞOA	: Şempanze Optimizasyon Algoritması (<i>Chimp Optimization-CO</i>)
TAA	: Tabu Arama Algoritması (<i>Tabu Search Algorithm-TSA</i>)
UAA	: Uyum Arama Algoritması (<i>Harmony Search Algortihm-HSA</i>)
WEKA	: Waikato Environment for Knowledge Analysis
YA	: Yarasa Algoritması (<i>Bat Algorithm-BA</i>)
YAA	: Yerçekimi Arama Algoritması (<i>Gravitational Search Algorithm-GSA</i>)
YAK	: Yapay Arı Kolonisi (<i>Artificial Bee Colony-ABC</i>)
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı (<i>Renewable Energy Source-RES</i>)
YSA	: Yapay Sinir Ağları (<i>Artificial Neural Network-ANN</i>)

SEMBOLLER

AEL_a	: Yıllık toplam aktif enerji kaybı
AEL_r	: Yıllık toplam reaktif enerji kaybı
A_{rt}	: RT süpürülen alanı
$cos\phi_i$	: i. DÜS güç faktörü
c_1, c_2	: Bilişsel ve sosyal ivme sabitleri
EL_a	: Toplam aktif enerji kaybı
$EL_a^{DÜS\ var}$	: DÜS yerleştirildikten sonraki aktif enerji kaybı
$EL_a^{DÜS\ yok}$	: DÜS yerleştirilmeden önceki aktif enerji kaybı
EL_r	: Toplam reaktif enerji kaybı
f_{fv}	: FV değer kaybı faktörü
G_{best}^k	: Global en iyi çözüm
G_r	: Standart test koşulundaki ısıtım
$G(t)$	: Çalışma sıcaklığındaki ısıtım
I_i^{max}	: i. hattın akım taşıma kapasitesi
I_i^t	: t anında i. hattan geçen akım
k	: İterasyon numarası
KEL_a	: Yıllık aktif enerji kaybına katkı
k_{max}	: Maksimum iterasyon sayısı
KO	: Katılım oranı (penetration level-pl)
KP_L	: Aktif kayıp güce katkı
KQ_L	: Reaktif kayıp güce katkı
KU_{min}	: Minimum gerilime katkı
$L_{DÜS}$	: DÜS yeri
m_i	: i. mevsim (m_1 : kış, m_2 : ilkbahar, m_3 : yaz, m_4 : sonbahar)
N_b	: Bara sayısı
$N_{DÜS}$	: DÜS sayısı
N_{fv}	: FV modül sayısı
N_h	: Hat sayısı
N_{rt}	: RT sayısı

$P_{best_i}^k$	: Yerel en iyi çözüm
P_d	: Aktif talep gücü
$P_{d,i}$	: i. baradaki aktif talep gücü
$P_{DÜS,i}$	: i. DÜS'ün ürettiği aktif güç
$P_{DÜS,i}^{max}$	: i. DÜS maksimum aktif güç üretim sınırı
$P_{DÜS,i}^{min}$	: i. DÜS minimum aktif güç üretim sınırı
$P_{e,rt}$	: RT etkin çıkış gücü
$P_{fv}(t)$	: FV sistemin t anındaki çıkış gücü
P_{fvr}	: FV modülün nominal gücü
$P_L^{DÜS\ var}$	: DÜS yerleştirildikten sonraki toplam aktif kayıp
$P_L^{DÜS\ yok}$	: DÜS yerleştirilmeden önceki toplam aktif kayıp
P_L^t	: t anındaki aktif güç kaybı
P_r	: RT nominal gücü
$P_{\S}$	: Ana şebekeden çekilen aktif güç
Q_d	: Reaktif talep gücü
$Q_{d,i}$	: i. baradaki reaktif talep güç
$Q_{DÜS,i}$	: i. DÜS'ün ürettiği reaktif güç
$Q_{DÜS,i}^{max}$	: i. DÜS maksimum reaktif güç üretim sınırı
$Q_{DÜS,i}^{min}$	: i. DÜS minimum reaktif güç üretim sınırı
$Q_L^{DÜS\ var}$	: DÜS yerleştirildikten sonraki toplam reaktif kayıp
$Q_L^{DÜS\ yok}$	: DÜS yerleştirilmeden önceki toplam reaktif kayıp
Q_L^t	: t anındaki reaktif güç kaybı
$Q_{\S}$	: Ana şebekeden çekilen reaktif güç
R_i, X_i	: i. hattın direnci ve reaktansı
r_1, r_2	: Sıfır ve bir arasında, rastgele üretilen sayılar
$S_{DÜS}$	: DÜS toplam görünür gücü
$S_{DÜS,i}$	: i. DÜS görünür gücü
$S_{yük}$	: Yüklerin toplam görünür gücü
T	: Zaman periyodu
$T_c(t)$	: FV hücre sıcaklığı
T_{cn}	: FV modül nominal sıcaklığı
$U_i^{DÜS\ var}$	: DÜS yerleştirildikten sonra i. bara gerilimi

$U_i^{DÜS\ yok}$	: DÜS yerleştirilmeden önce i. bara gerilimi
U_i^t	: t anında i. bara gerilimi
$U_{min}^{DÜS\ var}$	: DÜS yerleştirildikten sonra minimum bara gerilimi
$U_{min}^{DÜS\ yok}$	: DÜS yerleştirilmeden önce minimum bara gerilimi
U_n	: Nominal gerilim
$U_{sınır}^{max}$	: İzin verilen maksimum gerilim değeri
$U_{sınır}^{min}$	: İzin verilen minimum gerilim değeri
v	: Rüzgar hızı
v_{ci}, v_{co}	: Alt (cut-in) ve üst (cut-out) rüzgar hızı eşikleri
VDI	: Voltage deviation index (Gerilim devinim indexi)
VDI^{DÜS var}	: DÜS yerleştirildikten sonraki gerilim devinim indeksi
VDI^{DÜS yok}	: DÜS yerleştirilmeden önceki gerilim devinim indexi
v_i	: Parçacık hızı
v_i^k	: Parçacığın mevcut hızı
v_i^{k+1}	: Parçacığın güncel hızı
v_r	: Nominal rüzgar hızı
w_i	: Lineer regresyon modelinde i. değişkenin ağırlık katsayısı
w_0	: Lineer regresyon modelinde sabit katsayısı
w_1	: Aktif kayıplar için, amaç fonksiyonu ağırlık katsayısı
w_2	: Reaktif kayıplar için, amaç fonksiyonu ağırlık katsayısı
w_3	: Gerilim devinim indeksi için, amaç fonksiyonu ağırlık katsayısı
x_i	: Lineer regresyon modelinde i. giriş değeri
x_i	: Parçacık konumu
x_i^k	: Parçacığın mevcut konumu
x_i^{k+1}	: Parçacığın güncellenmiş konumu
α_p	: FV panel için sıcaklık katsayısı
ϵ	: Tahmin hatası
ξ	: Eğitim hatası
η_{rt}	: RT verimi
ω	: Atalet katsayısı
ω_{max}	: Maksimum (başlangıç) atalet katsayısı
ω_{min}	: Minimum (son) atalet katsayısı



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 5.1 : GA parametre değerleri.	42
Çizelge 5.2 : PSO parametre değerleri.	42
Çizelge 5.3 : Alt senaryoların modellenmesi.	44
Çizelge 5.4 : Senaryo 2 için optimum çözümler.	46
Çizelge 5.5 : Senaryo 2'deki optimum çözümlerin dağıtım sistemi üzerine etkileri.	47
Çizelge 5.6 : Önerilen yöntemlerle 1 DÜS tahsisinin, literatürdeki diğer çalışmalarla karşılaştırılması.	52
Çizelge 5.7 : Önerilen yöntemlerle 2 DÜS tahsisinin, literatürdeki diğer çalışmalarla karşılaştırılması.	53
Çizelge 5.8 : Önerilen yöntemlerin yakınsama karakteristiklerinin literatürdeki çalışmalarla kıyaslanması.	54
Çizelge 5.9 : Senaryo 3'te optimal 1 DÜS tahsisi.	58
Çizelge 5.10 : Senaryo 3'te optimal 2 DÜS tahsisi.	58
Çizelge 5.11 : Senaryo 3'te optimum DÜS tahsisi sonrası etkiler.	61
Çizelge 6.1 : Tahmin senaryoları.	67
Çizelge 6.2 : Senaryo 1'de LR model denklemleri.	69
Çizelge 6.3 : Senaryo 1 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.	70
Çizelge 6.4 : Senaryo 2'de LR model denklemleri.	72
Çizelge 6.5 : Senaryo 2'de KA denklemleri ($PL = a \times \text{NormalizeYük} + b$).	74
Çizelge 6.6 : Senaryo 2 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.	75
Çizelge 6.7 : Senaryo 3 için LR model denklemleri.	77
Çizelge 6.8 : Senaryo 3'te KA denklemleri ($QL = a \times \text{NormalizeYük} + b$).	77
Çizelge 6.9 : Senaryo 3 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.	78
Çizelge 6.10 : Senaryo 4'te LR model denklemleri.	80
Çizelge 6.11 : Senaryo 4 KA denklemleri ($Umin = a \times \text{NormalizeYük} + b$).	81
Çizelge 6.12 : Senaryo 4 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.	83
Çizelge 6.13 : Senaryo 5 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.	86
Çizelge A.1 : IEEE 33-baralı radyal dağıtım sisteminin hat ve bara verileri.	106
Çizelge A.2 : Mevsimsel yük profili.	107
Çizelge A.3 : Fotovoltaik çıkış profili.	108
Çizelge A.4 : Rüzgar türbini çıkış profili.	109



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Sadece merkezi üretime dayalı (solda) ve DÜS tahsis edilmiş (sağda) elektrik şebekeleri.	3
Şekil 2.1 : DÜS kapasitelerine göre sınıflandırma.	15
Şekil 2.2 : Üretim teknolojilerine göre DÜS'ler.	15
Şekil 2.3 : DÜS'lerin çalışma tipleri.	16
Şekil 2.4 : Yan hizmet sınıflandırması.	18
Şekil 4.1 : Çaprazlama ve mutasyon gösterimi.	30
Şekil 4.2 : GA akış diyagramı.	31
Şekil 4.3 : PSO algoritmasında her bir parçacık tarafından takip edilen hız ve konum güncellemeleri için takip edilen vektörel yol.	33
Şekil 4.4 : PSO akış diyagramı.	34
Şekil 4.5 : MÖ algoritmalarının genel akış diyagramı.	34
Şekil 4.6 : 33 baralı RDS'de normalize yük ve DÜS gücü arasındaki lineer ilişki.	35
Şekil 4.7 : Üç girişli, çok katmanlı, ileri beslemeli YSA yapısı.	36
Şekil 4.8 : DVR örnekleri: a) doğrusal olmayan DVR, b) doğrusal DVR.	37
Şekil 4.9 : KEK algoritması ile sınıflandırma diyagramı.	38
Şekil 4.10 : KA sınıflandırma örneği.	39
Şekil 4.11 : a) Weka kuşu, b) program logosu ve c) programın genel görünümü.	40
Şekil 5.1 : IEEE 33-baralı radyal dağıtım sistemi tek hat şeması.	41
Şekil 5.2 : Baralar üzerindeki aktif ve reaktif puant yük talepleri.	42
Şekil 5.3 : IEEE 33-baralı RDS'nin puant yük için gerilim profili.	43
Şekil 5.4 : Mevsimsel yük profili.	43
Şekil 5.5 : Senaryo 2A için yakınsama karakteristikleri.	44
Şekil 5.6 : Senaryo 2B için yakınsama karakteristikleri.	45
Şekil 5.7 : Senaryo 2C için yakınsama grafikleri.	45
Şekil 5.8 : Senaryo 2 için güç kayıpları ve VDI'ların kıyaslanması.	48
Şekil 5.9 : Senaryo 2 için DÜS ve şebeke güçlerinin kıyaslanması.	49
Şekil 5.10 : Senaryo 2A için gerilim profili kıyaslaması.	50
Şekil 5.11 : Senaryo 2B için gerilim profili kıyaslaması.	50
Şekil 5.12 : Senaryo 2C için gerilim profili kıyaslaması.	51
Şekil 5.13 : Aktif güç kayıpları için, önerilen metotların literatür çalışmalarıyla kıyaslanması.	55
Şekil 5.14 : Reaktif güç kayıpları için, önerilen yöntemlerin literatürdeki çalışmalarıyla kıyaslanması.	56
Şekil 5.15 : En düşük bara gerilimleri için, önerilen yöntemlerin literatürdeki çalışmalarıyla kıyaslanması.	56
Şekil 5.16 : Mevsimsel FV çıkış gücü.	57
Şekil 5.17 : Mevsimsel RT çıkış gücü.	57
Şekil 5.18 : Opimum dağıtık KK yerleştirilmesinde, önerilen metotların yakınsama karakteristikleri.	59

Şekil 5.19 : Optimum dağıtık FV yerleştirilmesinde, önerilen metotların yakınsama karakteristikleri.	59
Şekil 5.20 : Optimum dağıtık RT yerleştirilmesinde, önerilen metotların yakınsama karakteristikleri.	60
Şekil 5.21 : PSO ile optimum 1 DÜS yerleştirilmesi durumunda aktif kayıplar.....	62
Şekil 5.22 : PSO ile optimum 2 DÜS yerleştirilmesi durumunda aktif kayıplar.....	62
Şekil 5.23 : PSO ile optimum 1 DÜS yerleştirilmesi durumunda reaktif kayıplar....	63
Şekil 5.24 : PSO ile optimum 2 DÜS yerleştirilmesi durumunda reaktif kayıplar....	63
Şekil 5.25 : PSO ile optimum 1 DÜS yerleştirilmesi durumunda VDI değişimi.	64
Şekil 5.26 : PSO ile optimum 2 DÜS yerleştirilmesi durumunda VDI değişimi.	64
Şekil 5.27 : DÜS öncesinde ve PSO ile DÜS yerleştirme senaryoları için çekilen enerji ve puant güç değerleri.	65
Şekil 5.28 : DÜS öncesi ve sonrası senaryolar için enerji kayıpları ve VDI kıyaslanması.....	65
Şekil 6.1 : Normalize yük ve DÜS gücü değişimi.	68
Şekil 6.2 : Senaryo 1’de a) 33 ve b) 69 baralı sistemler için YSA modelleri.....	68
Şekil 6.3 : Senaryo 1’de 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	69
Şekil 6.4 : Senaryo 1’de 33 baralı sistem için saatlik tahmin hataları.	69
Şekil 6.5 : Senaryo 1’de 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	70
Şekil 6.6 : Senaryo 1’de 69 baralı sistem için saatlik tahmin hataları.	70
Şekil 6.7 : Senaryo 1 için tahmin performanslarının kıyaslanması.	71
Şekil 6.8 : Normalize yük ve aktif kayıp değişimi.	71
Şekil 6.9 : Senaryo 2’de 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.	72
Şekil 6.10 : Senaryo 2’de 33 baralı sistem için karar ağacı.....	72
Şekil 6.11 : Senaryo 2’de 69 baralı sistem için karar ağacı.....	73
Şekil 6.12 : Senaryo 2’de 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	73
Şekil 6.13 : Senaryo 2’de 33 baralı sistem için saatlik hata değerleri.	74
Şekil 6.14 : Senaryo 2’de 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	74
Şekil 6.15 : Senaryo 2’de 69 baralı sistem için saatlik hata değerleri.	75
Şekil 6.16 : Senaryo 2 için tahmin performanslarının kıyaslanması.	75
Şekil 6.17 : Normalize yük ve reaktif kayıp değişimi.	76
Şekil 6.18 : Senaryo 3’te 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.	76
Şekil 6.19 : Senaryo 3’te 33 ve 69 baralı sistemler için karar ağacı.....	77
Şekil 6.20 : Senaryo 3’te 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	78
Şekil 6.21 : Senaryo 3’te 33 baralı sistem için saatlik tahmin hata değerleri.	78
Şekil 6.22 : Senaryo 3’te 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	79
Şekil 6.23 : Senaryo 3’te 69 baralı sistem için saatlik tahmin hata değerleri.	79
Şekil 6.24 : Senaryo 3 için tahmin performanslarının kıyaslanması.	79
Şekil 6.25 : Normalize yük ve minimum gerilim değişimi.....	80
Şekil 6.26 : Senaryo 4’te 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.	80
Şekil 6.27 : Senaryo 4 KA yapısı.....	81
Şekil 6.28 : Senaryo 4’te 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	82
Şekil 6.29 : Senaryo 4’te 33 baralı sistem için saatlik hata değerleri.	82
Şekil 6.30 : Senaryo 4’te 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	82
Şekil 6.31 : Senaryo 4’te 69 baralı sistem için saatlik hata değerleri.	83
Şekil 6.32 : Senaryo 4 için tahmin performanslarının kıyaslanması.	83
Şekil 6.33 : Senaryo 5’te 12 baralı sistem için YSA modeli.	84
Şekil 6.34 : Senaryo 5’te 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.	84
Şekil 6.35 : Senaryo 5’te 12 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	85
Şekil 6.36 : Senaryo 5’te 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	85

Şekil 6.37 : Senaryo 5’te 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.....	86
Şekil 6.38 : Senaryo 5 için tahmin performanslarının kıyaslanması.	87





DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİNİN AKILLI ŞEBEKELER ÜZERİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ

ÖZET

Teknolojinin gelişmesiyle birlikte, elektrik enerjisine olan ihtiyaç ve talep her geçen gün artmaktadır. Artan tüketici talebi karşısında, üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin yetersiz kaldığı durumlar ortaya çıkabilmektedir. Yetersiz kalan bu şebekelerde artan hat yüklenmeleri nedeniyle, kayıp güç artışları, gerilim düşümü problemleri, elektrik kesintisi ve güvenilirlik gibi çeşitli önemli problemler ortaya çıkmaktadır ve tüketiciler hem sosyal hem de ekonomik yönden rahatsız olmaktadır.

Ayrıca, artan fosil yakıt fiyatları ve azalan fosil yakıt rezervleri nedeniyle yeni üretim teknolojilerine ihtiyaç giderek artmaktadır. Artan hava kirliliği ve iklim bozulmaları gibi çevresel kaygılar, yenilenebilir enerji üretim teknolojilerinde büyük gelişmelere öncü olmuştur. Bu gelişmeler, yenilenebilir enerji sistemlerinden enerji üretim maliyetlerini giderek düşürmektedir.

Artan enerji talebini karşılamakta zorlanan şebekelerde, kayıpları azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek amacıyla, ağır yeniden yapılandırılması, kapasitör tahsis veya dağıtık üretim sistemlerinin tahsisi önerilmektedir. Yeni hatların oluşturacağı ek maliyetler ve fiziksel olarak her zaman uygulanabilir olmaması gibi nedenler ağ yeniden yapılandırmasını zorlaştırmaktadır ve dağıtık üretim ön plana çıkmaktadır.

Kayıpları azaltmak, gerilim profilini iyileştirmek, şebekeye bağlı kesintilere çözüm üretmek ve çeşitli güç kalitesi katkıları nedeniyle merkezi üretim yerine, ucuz ve sınırsız olan yenilenebilir enerji kaynaklarını da üretime kazandırabilen, dağıtık üretim teknolojilerinin kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır.

Merkezi üretimle beslenen şebekelerde tek yönlü olan yük akışı, dağıtık üretim sistemlerinin entegre edilmesiyle birlikte çift yönlü olarak gerçekleşmektedir. Bu durum güç kayıplarında artışa ve koruma sistemlerinde arıza algılama sorunları gibi çeşitli olumsuz sonuçlara yol açabilir. Ancak, dağıtık üretim sistemleri tahsis edilmeden önce çeşitli analizler yapılarak planlanırsa, kayıpları ve gerilim devinimini azaltma, gerilim profilini ve gerilim kararlılık indeksini geliştirme, güvenilirliği artırma ve şebekeye bağımlılığı azaltma gibi pek çok katkıyı beraberinde getirmektedir.

Literatürde, dağıtık üretim sistemlerinin optimum tahsisini gerçekleştirmek için analitik yöntemler, sezgisel yöntemler ve hibrit yöntemler önerilerek, çeşitli IEEE test sistemleri veya ülkelerin gerçek dağıtım şebekeleri üzerinde test edilmiştir.

Bu çalışmada, güç kayıplarını azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek amacıyla dağıtık üretim sistemlerinin optimum tahsisi gerçekleştirilmiştir. Bu amaçla, sezgisel algoritmalar olan, Genetik Algoritma ve Parçacık Sürü Optimizasyonu algoritmaları önerilmiş ve IEEE 33 baralı radyal dağıtım sistemi üzerinde uygulanmıştır.

Öncelikle, literatür kıyaslaması yapabilmek ve algoritmaların doğruluğunu kanıtlamak amacıyla, puant yük talebi için dağıtık üretim tahsisi gerçekleştirilmiştir. Tüm dağıtık

üretim tipleri ve özellikle literatürde kullanılmayan Tip IV için optimum tahsis, üç farklı senaryo özelinde gerçekleştirilmiştir. Analizlere göre en düşük fayda, reaktif güç tüketimi nedeniyle Tip IV ile ve en yüksek fayda hem aktif hem de reaktif güç üreten Tip III ile sağlanmıştır. Parçacık Sürü Optimizasyonu, Genetik Algoritma'ya nazaran daha iyi sonuçlar verirken, her ikisi de minimum kayıp, maksimum gerilim iyileşmesi ve yakınsama gibi açılardan literatürden çok daha iyi sonuçlar vererek, üstünlüklerini kanıtlamışlardır.

Algoritmaların güvenilirliği ve doğruluğu kanıtlandıktan sonra, asıl hedef olan yıllık toplam enerji kayıplarını ve gerilim devinimi azaltmak amacıyla yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye optimum tahsisi gerçekleştirilmiştir. Mevsimsel üretim ve tüketim belirsizliklerini içeren bu çalışmada, yenilenebilir enerji kaynakları olarak güneş panelleri ve rüzgar türbinleri kullanılmıştır. Yenilenebilir kaynakların sağladığı katkıyı ölçmek ve uygulanabilirliğini kıyaslamak amacıyla, fosil yakıt tüketimine dayalı konvansiyonel kaynaklar da kullanılmıştır. Yapılan çalışmalarda teknik olarak en iyi sonuçlar konvansiyonel kaynaklarla elde edilirken, en düşük katkı ise mevsimsel ve günlük olarak güneş ışınım dağılımının düzgün olmaması sebebiyle, güneş panelleri tarafından sağlanmıştır. Hem güneş ışınım dağılımına nispeten daha düzgün rüzgar dağılımı olmasından dolayı konvansiyonel kaynaklara yakın miktarda teknik katkı sağlayan hem de zararlı sera gazı salınımı olmaması nedeniyle çevreci olan rüzgar türbinlerinin optimum güç faktöründe işletilmesi en uygun dağıtık üretim çözümü olarak önerilmiştir.

Literatürde ve yapılan bu çalışmada, dağıtık üretim kaynaklarının tahsisinin yük akışı analizlerine dayanması nedeniyle çok fazla zaman aldığı görülmüştür ve bu problemin üstesinden gelmek amacıyla da makine öğrenmesine dayalı bir tahmin metodolojisi önerilmiştir. Makine Öğrenmesi algoritmalarından olan Lineer Regresyon, Yapay Sinir Ağları, Destek Vektör Regresyonu, K En Yakın Komşu ve Karar Ağacı algoritmaları kullanılarak, optimum dağıtık üretim gücünün ve şebekeye etkilerinin tahmini sağlanmıştır. Algoritmaları ve önerilen metodolojinin uygulanabilirliğini göstermek için IEEE 12, 33 ve 69 baralı standart test sistemlerinin gerekli verileri toplanmıştır. Toplanan verilerin %75'i, WEKA programında bulunan makine öğrenmesi algoritmaları ile tahmin modellerinin eğitimi için kullanılmıştır ve %25'lik test verisiyle de algoritmaların performansı ve doğruluğu değerlendirilmiştir. Değerlendirme metrikleri olarak, R-kare (R^2) analizi ve ortalama mutlak yüzde hata (Mean Absolute Percentage Error, MAPE) hesaplaması kullanılmıştır.

Tüm algoritmalar, kabul edilebilir hata aralığının dışına çıkmayan ve uygulanabilir doğrulukta tahminler gerçekleştirmiştir. Tek giriş değişkeni olan tahmin modellerinde Destek Vektör Regresyonu algoritması ve çok giriş değişkeni olan tahmin modellerinde K En Yakın Komşu algoritması daha başarılı olmuştur. Giriş ve çıkış değişkenleri arasında doğrusal bağlantı bulunmayan verilerin tahmininde ise Lineer Regresyon kabul edilebilir bir sonuç vermemiştir ve kullanımı uygun bulunmamıştır.

Dağıtık üretim sistemlerinin optimum boyutunun, yerinin ve güç faktörlerinin belirlenmesinde önerilen sezgisel algoritmalar üstün performans göstermiştir ve yeni bir metodoloji olarak sunulan, dağıtık üretim sistemi optimum boyutu ve şebekeye etkilerinin tahmininde Makine Öğrenmesi kullanımı uygun ve etkin bulunmuştur.

Daha büyük sistemler üzerinde çalışılması, enerji depolama sistemlerinin eklenmesi, yeni sezgisel veya hibrit algoritmalarla çözümler, makine öğrenmesi ile birlikte güçlendirilmiş tahmine dayalı çözümler ve farklı yenilenebilir teknolojilerin kullanımı gelecek çalışması olarak önerilmektedir.

EXAMINATION OF THE EFFECTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON SMART GRIDS

SUMMARY

With the rapid development of technology, the increase in the demand for electrical energy day by day and the transmission of electrical energy over long distribution feeders cause great power losses and voltage drop problems. These problems negatively affect both the performance of the power system and reliability of the customers' power supply.

Many approaches about the planning and operation of power systems, such as network reconfiguration and distributed (dispersed, decentralized) generation (DG), have been proposed to overcome the challenges caused by the increase in electricity consumption. Because of its numerous positive effects on distribution system planning and operation, modern electricity systems or smart grids focus on DG rather than centralized generation. DG is defined as a small-scale power generation unit close to the connection point of consumers. Generation capacity of DG is defined by the Electric Power Research Institute between a few kW and 50 MW.

The load flow is from generation stations to consumption areas in the distribution systems only with centralized generation, while it is bidirectional in the distribution systems with DGs. If this topological change is not well planned, it may cause deterioration of various power quality parameters, protection problems, and insufficient or excessive electricity generation. When DGs are optimally allocated, all relevant parameters are improved, and power losses and carbon emissions are also reduced.

The optimum DG planning has many technical, economic and environmental benefits. The economic benefits include improving the voltage profile, reliability, safety and power quality, and reducing power losses. It has economic benefits such as reducing operating, maintenance and fuel costs and deferring investment costs. Thanks to the use of renewable energy, it reduces harmful emissions and contributes to the environment by reducing both air pollution and global warming.

As pressure mounts on climate action, the more use of renewable energy sources instead of fuel-based conventional sources has started to increase even more. Thanks to advances in renewable technologies and cheaper costs, the green revolution to build an energy system with net-zero greenhouse gas emissions is happening faster than previously thought.

DGs are divided into four groups according to their generation or consumption status of active and reactive power, which depend on their operating power factor. Type I DGs, such as photovoltaic (PV) systems, micro turbines and fuel cells, operate at unity power factor and generate only active power. Type II DGs, such as synchronous compensators, operate at zero power factor and generate only reactive power. Type III DGs, such as synchronous generator and wind turbine (WT), operate at lagging power

factor and generate both active and reactive power. Type IV DGs, such as induction generators, operate at leading power factor and generate active power and consume reactive power. Based on the current IEEE 1547 standard, DGs can be integrated into the grid at the desired power factor with help of the proper invertors or convertors.

According to their production capacities, they are classified as micro DG between 1W-5 kW, small DG between 5 kW-5 MW, medium DG between 50 MW-300 MW and large DG between 50 MW-300 MW.

Fuel-based DGs such as diesel and gas turbines are referred as conventional DG technologies, while fuel cells and renewable energy sources such as photovoltaics, wind turbines, biomass, geothermal and small hydro turbines are referred to as non-conventional DG technologies. In addition, energy storage systems such as battery energy storage systems, flywhell, superconducting magnetic energy storage, compressed air energy storage and pumped storage among the DG technologies.

The typical optimal DG allocation problems aim to maximize positive effects and minimize negative effects on the power systems. In the literature, analytical methods, heuristic methods and hybrid of both methods have been used to find optimum location and size of DG for constant load (peak load) and time varying loads.

In this study, single and double optimum distributed generation allocations were realized in order to reduce the total power losses and improve the voltage profile. For this purpose, Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization algorithms, which are heuristic algorithms, were proposed and applied on the IEEE 33-bus radial distribution system.

First of all, optimal distributed generation allocation cases were performed for the peak load demand to compare with literature studies and to prove the accuracy of the algorithms. Optimum allocation for all types of distributed generation and especially for Type IV, which is not used in the literature, was carried out in three different scenarios. According to the analysis, the lowest benefit was achieved with Type IV due to reactive power consumption, and the highest benefit with Type III, which produces both active and reactive power. While the Particle Swarm Optimization has given better results than the Genetic Algorithm, both have proven their superiority by giving much better results than the literature in terms of minimum power losses, maximum voltage profile enhancement and faster convergence.

After the reliability and accuracy of the algorithms were proven, the optimum allocations of renewable energy resources to the grid were realized to reduce the annual total energy losses and voltage deviation index, which are the objective functions. In this study, which includes seasonal generation and consumption uncertainties, photovoltaic panels and wind turbines were used as renewable energy sources. Conventional sources based on fossil fuel consumption have also been used to measure the renewable contribution and compare its applicability. While the best technical results were obtained with conventional sources in the studies, the lowest contribution was provided by photovoltaic panels due to the seasonal and daily solar radiation distribution is not uniform. It has been suggested as the most appropriate distributed generation solution to operate wind turbines at optimum power factor, which both provide a better technical contribution close to conventional sources due to the more uniform wind distribution compared to the solar radiation distribution, and are environmentally friendly due to the absence of harmful greenhouse gas emissions.

Considering this study and other studies in the literature, it has been seen that the solution of the optimum distributed generation allocation with the load flow based techniques takes a lot of time. In this study, an estimation methodology based on Machine Learning were proposed to solve this problem. The optimum distributed generation size and its effects on the distribution network were estimated by using Machine Learning algorithms such as Linear Regression, Artificial Neural Networks, Support Vector Regression, K-Nearest Neighbor and Decision Tree. The data of IEEE 12, 33 and 69 bus standard test systems were collected to demonstrate the effectiveness of the proposed machine learning algorithms and the applicability of the estimation methodology. 75% of the collected data was used for the training of prediction models with Machine Learning algorithms in the WEKA program, and the performance and accuracy of the algorithms were evaluated with 25% test data. R-square (R^2) analysis and mean absolute percent error (MAPE) were calculated as evaluation metrics.

All proposed algorithms made predictions with the acceptable error range and with applicable accuracy. Support Vector Regression algorithm was more successful in prediction models with single input variable and K-Nearest Neighbor algorithm in prediction models with multiple input variables. Linear Regression did not give an acceptable result in the estimation of data that does not have a linear relationship between the input and output variables, and its use was not found appropriate.

The proposed heuristic algorithms in determining the optimum size, location and operating power factors of distributed generations have shown superior performance and the use of Machine Learning, presented as a new methodology, in estimating the optimum size of the distributed generation unit and its effects on the grid has been found appropriate and effective.

Working on larger systems, adding energy storage systems, solutions with novel metaheuristics or hybrid algorithms, using an enhanced hybrid estimation methodology based on Machine Learning and heuristic algorithms, and the use of different renewable technologies such as biomass, small-hydro turbine and geothermal have been suggested as future works.



1. GİRİŞ

Son yıllarda artan nüfus ve teknolojik gelişmeler, dünya çapında elektrik talebinde önemli bir artışa neden olmuştur. Küresel güç tüketiminin 2040 yılına kadar, 2015 yılına kıyasla yaklaşık %30 oranında artacağı tahmin edilmektedir [1]. Elektrik enerjisine olan talebin her geçen gün artması ve enerjinin uzun dağıtım fiderleri üzerinden iletilmesi büyük güç kayıplarına ve gerilim düşümü sorunlarına neden olmaktadır. Bu sorunlar hem güç sistemlerinin performansını hem de tüketicilere güvenilir ve kesintisiz güç sağlanmasını olumsuz etkilemektedir [2].

Bir elektrik şebekesinde güç kayıpları çoğunlukla iletim ve dağıtım hatlarında meydana gelir. Bu kayıplar sistemin işleyişini olumsuz etkiler ve maddi kayıplara yol açar. Bu nedenle, iletim ve dağıtım kayıplarının en verimli şekilde en aza indirilmesi önemli bir konu olarak karşımıza çıkmaktadır. Ağın yeniden yapılandırılması ve dağıtık (dağıtılmış, merkezi olmayan) üretim sistemi (DÜS) tahsisi, güç kayıplarının azaltılması ve sistem performansının iyileştirmesi için önerilen temel yaklaşımlar arasındadırlar [3]. Yüksek maliyetler ve çevresel sorunlar gibi çeşitli nedenlerle güç sistemlerini genişletme imkanlarının sınırlı olduğu göz önüne alındığında, DÜS tahsisi en uygun çözüm olarak kabul edilmiştir [4]. Dağıtım sistemi (DS) planlaması ve işletilmesi üzerindeki sayısız olumlu etkisi nedeniyle, modern elektrik sistemleri veya akıllı şebekeler, merkezi üretimden ziyade dağıtık üretime odaklanırlar.

Dağıtık üretim, genellikle dağıtım şebekelerinde veya yük merkezlerinde bulunan küçük güçlü generatörler kullanılarak elektrik üretimi şeklinde tanımlanır. Küçük ve verimli üretim teknolojilerindeki son gelişmeler, çevre konularına artan ilgi, yeni enerji iletim ve dağıtım şebekelerine yatırımın ertelenmesi, daha güvenilir ve esnek güç sistemi gereksinimi gibi farklı faktörler, dağıtık üretimlerin uygulanma nedenleri arasında yer almaktadır. Dağıtık üretimin birçok potansiyel faydası, DÜS'lerin büyüklüğüne (gücüne, boyutuna) ve konumuna bağlıdır. Bu bağlamda, DÜS'lerin en uygun (optimum, optimal) yerleşimi için önerilen, çok sayıda farklı metodolojiler bulunmaktadır [5].

Şekil 1.1’de görüldüğü gibi, sadece merkezi üretim birimleri içeren güç sistemlerinde yük akışı, üretim santrallerinden tüketim noktalarına doğruyken, DÜS içeren güç sistemlerinde yük akışı çift yönlüdür. Bu topolojik değişim iyi planlanmadığı takdirde çeşitli güç kalitesi parametrelerinin bozulmasına, koruma sorunlarına, yetersiz veya aşırı elektrik üretimine neden olabilir. Ancak, DÜS’lerin optimum tahsisi sağlandığında, güç kayıplarının azaltılması, gerilim profilinin iyileştirmesi, güvenilirliğin artırılması ve ilgili diğer tüm parametrelerin iyileştirilmesi gibi katkıların yanısıra karbon emisyonları da azaltılır.

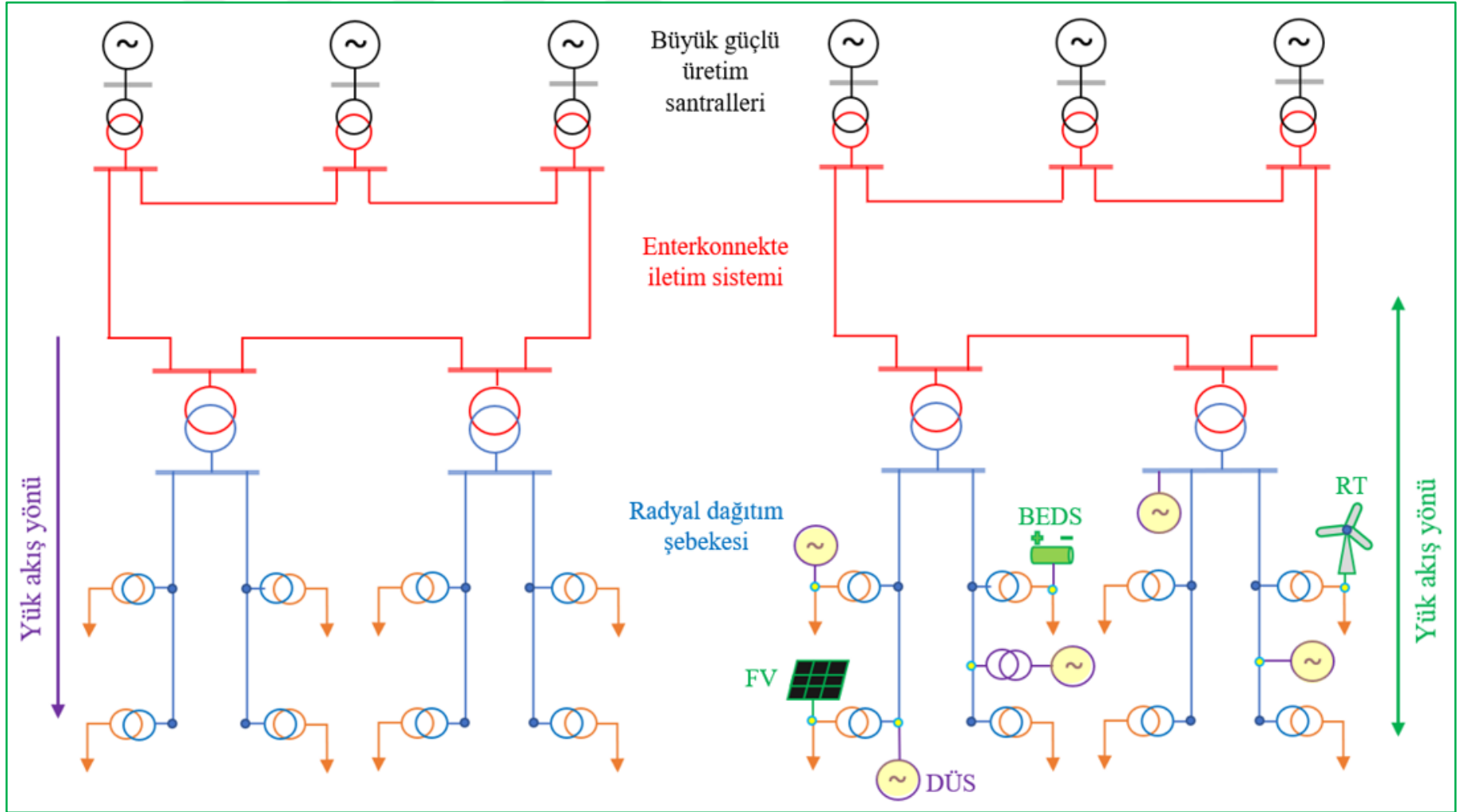
Dünya üzerindeki toplam elektrik enerjisi üretiminin %75’i, konvansiyonel enerji kaynakları olarak bilinen, fosil yakıtla dayalı üretim sistemleri tarafından karşılanmaktadır. Bu da fosil yakıtların doğal rezervlerinde büyük bir azalma olması ve gelecekte yakıt maliyetinin kademeli olarak artması anlamına gelebilir. Ayrıca, konvansiyonel kaynakların kullanımı sera gazı emisyonlarının artmasına ve dolayısıyla sıcaklık artışına sebep olmaktadır [1].

Fosil yakıt maliyetlerindeki muazzam artış ve fosil yakıt kullanımının getirdiği doğal sorunlar nedeniyle, güç üretiminde yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) alternatif üretim teknolojileri olarak önerilmektedir. Fosil yakıtla olan bağımlılığı azaltan yenilenebilir enerjiler sınırsızdır, temizdir ve dağıtık üretimde kullanılmaya uygundur. Ayrıca, ücretsiz olmaları nedeniyle de ekstra avantajlı bir konuma sahiptirler [6].

İklim eylemi üzerindeki baskı arttıkça, yakıt bazlı konvansiyonel kaynaklar (KK) yerine YEK’lerin kullanımı da daha fazla artmaya başlamıştır. Yenilenebilir enerji üretim teknolojilerindeki gelişmeler ve daha ucuz maliyetler sayesinde, net sıfır sera gazı emisyonuna sahip bir enerji sistemi oluşturmaya yönelik girişimler, düşünülenlerden daha hızlı gerçekleşmektedir.

1.1 Tezin Amacı

Bu çalışmada dağıtım sistemlerinde güç kayıplarını azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek amacıyla, farklı tiplerdeki DÜS’lerin optimum yeri, boyutu ve güç faktörlerini belirlemek için sezgisel yöntemlerden olan Genetik Algoritma (GA) ve Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO) önerilmiştir. Önerilen algoritmalar MATLAB programında kod yazılarak oluşturulmuş ve literatürde oldukça iyi bilinen IEEE 33



Şekil 1.1 : Sadece merkezi üretime dayalı (solda) ve DÜS tahsis edilmiş (sağda) elektrik şebekeleri.

baralı radyal dağıtım sistemi (RDS) üzerinde test edilmiştir. Öncelikle literatürdeki diğer çalışmalarla kıyaslayabilmek ve algoritmaların sağlamlığını doğrulamak amacıyla puant yük için çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Çok amaçlı amaç fonksiyonu ve çeşitli kısıtlar altında gerçekleştirilen çalışmalar sonucunda, önerilen algoritmaların literatürdekilerden daha iyi sonuçlar verdiği görülmüş ve ardından mevsimsel yük profili için çalışmalara başlanmıştır. Yıllık enerji kayıplarını azaltmak amacıyla hem KK'ların hem de YEK'lerin optimum tahsisi sağlanmıştır. Asıl hedef yenilenebilir enerji kaynaklarından olan fotovoltaik (FV) sistemlerin ve rüzgar türbinlerinin (RT) optimum tahsisi olsa da, elde edilen iyileştirmelerin kıyaslanabilmesi için konvansiyonel kaynaklar da kullanılmıştır. YEK'ler sayesinde karbon emisyonlarının azaltılması hedeflenmiştir. Tüm çalışmalar 1 DÜS ve 2 DÜS yerleştirilerek gerçekleştirilmiştir. Ayrıca DÜS'ler birim güç faktöründe (bgf) ve optimum güç faktöründe (ogf) işletilerek güç faktörünün etkisi de incelenmiştir.

Bu çalışmada yapılan analizlere ve literatür araştırmalarına dayanarak, yük akışı yapılarak gerçekleştirilen optimum DÜS tahsisi çalışmalarının fazla zaman aldığı ve buna bir çözüm getirilmesi gerektiği görülmüştür. Bu amaçla optimum DÜS boyutunun ve şebeke üzerine etkilerinin tahmini için Makine Öğrenmesi (MÖ) yöntemlerinden olan Lineer Regresyon (LR), Yapay Sinir Ağları (YSA), Destek Vektör Regresyonu (DVR), K-En Yakın Komşu (KEK) ve Karar Ağacı (KA) algoritmaları önerilmiştir. Tahmin modelleri tek giriş-tek çıkış ve çok giriş-tek çıkış şeklinde WEKA programında modellenerek, IEEE 12, 33 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanmıştır. Ardından, elde edilen sonuçlar yine MATLAB programında değerlendirme metrikleri ve grafikler oluşturularak değerlendirilmiştir.

Tezin amacı genel olarak aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Puant yük için aktif ve reaktif güç kayıplarını azaltmak
- Zamanla değişen yük profili için yıllık enerji kayıplarını minimize etmek
- Gerilim devinim indeksini azaltarak, gerilim profilinin iyileştirilmek ve bara gerilimlerini 0,95-1,05 pu arasında tutmak
- Şebekeye olan talebi azaltarak puant yükü azaltmak
- Tüm tiplerdeki DÜS'lerin şebeye etkilerini göstermek
- Yenilenebilir enerji kullanım oranını artırmak ve dolayısıyla zararlı sera gazları

ve karbon emisyonlarını azaltmak

- Fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltmak
- Mevsimsel yük profilini ve mevsimsel üretim profilini dikkate alarak daha gerçekçi analizler gerçekleştirmek
- Zaman alan yük akışı algoritmalarından kurtulmak amacıyla tahmin algoritmalarının kullanılabileceğini göstermek
- Optimizasyon çalışmalarında iki, tahmin çalışmalarında beş farklı algoritma kullanarak en iyi sonuçları elde etmek

1.2 Literatür Araştırması

Optimum DÜS tahsisi sağlanırken çok sayıda analitik metotlar, sezgisel algoritmalar veya her ikisini de içeren hibrit yöntemler kullanılmaktadır.

Aktif güç kayıplarını azaltmak, gerilim büyüklüğünü ve sistem kararlılığını iyileştirmek amacıyla, IEEE 33 baralı RDS'ye 1 ve 2 adet Tip-III (hem aktif hem de reaktif güç üreten) DÜS yerleştirmesi için analitik yöntemler önerildi. Öncelikle, DÜS yerini belirlemek için en zayıf baralara (en düşük gerilim büyüklüğüne sahip baralar) duyarlılık indekslerinden yararlanılarak DÜS'ler yerleştirilmiştir. Ardından, 1 DÜS tahsisi için duyarlılık indeksleri ve ikinci dereceden eğri uydurma tekniği kullanılırken, 2 DÜS yerleştirme için kayıp geliştirme indeksi ve güç kaybı azaltma indeksi kullanılmıştır [4].

IEEE 69 baralı RDS'nin yıllık enerji kaybını azaltmak için güneş, rüzgar ve biyokütle gibi yenilenebilir enerji tabanlı 1 adet DÜS'ün en uygun konumu, boyutu ve güç faktörünü belirlemek için üç analitik yaklaşım önerildi [7].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'ler üzerinde aktif ve reaktif güç kayıplarını azaltmak amacıyla, 1 ve 3 adet Tip-I (sadece aktif güç üreten) ve Tip-III DÜS yerleştirilmesi için analitik bir yöntem önerildi [8].

IEEE 15 ve 33 baralı RDS'lerde aktif güç kaybını azaltmak amacıyla, 1-3 adet arası Tip-III DÜS'ün optimum boyutu ve yerinin belirlenmesi için Analitik Metot (AM) tanıtıldı [9].

Kore'de bulunan gerçek bir dağıtım şebekesinde, toplam aktif güç kayıplarını azaltmak

amacıyla, 3 adet Tip-I DÜS'ün en uygun yerini belirlemek için optimal konumlandırıcı indeksi ve optimum boyutunu belirlemek ise için Kalman Filtresi önerildi [10].

IEEE 69 baralı RDS ve 394 baralı gerçek bir sistem üzerinde, güvenilirlik indekslerini iyileştirmek amacıyla, 1-5 adet arası Tip-I DÜS'ün optimum yerini ve boyutunu bulmak ve eş zamanlı olarak ağ yeniden yapılandırması sağlamak için GA ve Karınca Kolonisi Optimizasyon (KKO) algoritmaları önerildi [11].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lerde toplam aktif güç kayıplarını ve gerilim devinimini en aza indirmek amacıyla, 1-4 adet arası Tip-I DÜS'ün optimal yerleştirilmesi için GA önerildi [12].

Bhumkittipich ve Phuangpornpitak, Tayland'da bulunan 26 baralı gerçek RDS'nin 2 ve 26 arasındaki tüm baraları için optimum DÜS boyutunu PSO yardımıyla belirleyerek, 1 adet Tip-I DÜS'ün optimum boyutu ve konumunu belirlediler [13].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lerde aktif güç kayıplarını en aza indirmek amacıyla, 1-3 adet arası Tip-I DÜS'ün minimum çıkış gücü ile yerleştirilmesi için PSO ve Diferansiyel Evrimsel Algoritma türevi teknikler önerildi [5]. Yapılan çalışmada en iyi sonuçlar, PSO'nun dinamik uyarlaması (DUPSO) ile elde edilmiştir.

38 ve 69 baralı test sistemleri üzerinde aktif güç kayıplarını azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek amacıyla, 4 adet Tip-I DÜS yerinin belirlenmesi için Guguk Kuşu Arama algoritması önerilmiş ve ayrıca GA ve PSO ile kıyaslanmıştır [14].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lerde güç kayıplarını azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek amacıyla, 4 adet Tip-I DÜS'ün optimum yerinin ve boyutunun bulunması için Uyum Arama Algoritması (UAA) [15] ve 1- 3 adet arası Tip-I DÜS tahsisi için diferansiyel operatörlü UAA [16] önerildi.

Amaç foksiyonu toplam yıllık maliyetleri en aza indirmek olacak şekilde, dağıtım şebekesine entegre edilecek FV panellerin sayısını ve eğim açısını optimize etmek için PSO algoritması kullanıldı [17].

IEEE 16, 33 ve 69 baralı RDS'lere, 1-3 adet arası Tip-III DÜS entegre ederek, yüklenebilirliği en üst düzeye çıkarmak ve aktif güç kaybını en aza indirmek için hibrit PSO (HPSO) önerildi [18].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'ler üzerinde 3 adet Tip-I DÜS'ün optimal boyutlarını ve yerlerini bulmak için Bakteriyel Toplayıcılık Optimizasyon Algoritması kullanıldı

[19]. Şebeke güç kayıplarının ve işletme maliyetlerinin en aza indirilmesi ve gerilim kararlılığının artırılması amaç fonksiyonu olarak belirlenirken, hatların akım taşıma kapasitesi kısıt olarak seçilmiştir.

13 baralı RDS üzerinde aktif güç kayıplarını azaltmak ve gerilim harmonik bozulmasını iyileştirmek amacıyla, 1 ve 2 adet Tip-I DÜS'ün optimum tahsisi sağlanırken Yerçekimi Arama Algoritması (YAA) önerildi [20].

IEEE 33 baralı RDS'de aktif güç kayıplarını azaltmak amacıyla, 1-4 adet arası Tip-I DÜS yerleşimi için Benzetimli Tavlama Algoritması (BTA) [21] ve 3 adet solar DÜS tahsisi için Yarasa Algoritması (YA) [22] önerildi.

IEEE 69 baralı test sisteminin performansını iyileştirmek amacıyla, DÜS ve kapasitör tahsisi sağlamak için Tabu Arama Algoritması (TAA) ve GA'ya dayalı hibrit bir metot önerildi [23].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lere 1 ve 2 adet FV (Tip-I) ve RT (Tip-III) gibi yenilenebilir DÜS yerleştirme problemleri, Karınca Aslan Optimizasyon Algoritması (KAOA) ile çözüldü [24].

EEE 15, 33, 69 ve 85 baralı test sistemleri üzerinde, optimum Tip-I, Tip-II (sadece reaktif güç üreten) ve Tip-III DÜS boyutunu ve konumunu belirlemek için Balina Optimizasyon Algoritması (BOA) kullanıldı [25]. Böylece yazarlar, sistem kayıplarının azaltılmasını, gerilim büyüklüğünün artırılmasını ve güvenilirliğin artırılmasını sağlamıştır.

IEEE 33 baralı RDS ve 9 baralı örnek test sistemi üzerinde güç kayıplarını azaltmak amacıyla DÜS tahsisi sağlanırken, sistem üzerine olumsuz etkileri azaltmak amacıyla DÜS'lere seri olarak arıza akımı sınırlayıcılar kullanıldı. DÜS'lerin ve arıza akım sınırlayıcılarının optimum sayıları, yerleri ve boyutlarının bulunması için Baskın Olmayan Sıralama GA-II önerildi [26].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'ler ve 94 baralı Portekiz DS üzerinde aktif güç kaybını, toplam yıllık aktif enerji kaybını, gerilim devinim indeksini azaltmak ve gerilim kararlılık indeksini iyileştirmek amacıyla 1-3 adet FV ve RT'nin optimum tahsisinde, Harris Şahini Optimizasyonu (HŞO) ve PSO algoritmalarına dayalı hibrit bir sezgisel yöntem önerildi [27].

Gerilim profili ve gerilim harmonik bozulmaları dikkate alınarak yapılan optimum FV

tahsisinde Biyografi Tabanlı Optimizasyon algortması önerildi [28]. Önerilen algoritma IEEE 33 ve 69 baralı RDS'ler üzerinde denenmiş ve ayrıca GA, PSO ve Yapay Arı Kolonisi (YAK) algoritmaları ile karşılaştırılmıştır.

Aktif güç kayıplarını en aza indirmek amacıyla, IEEE 33, 69 ve 118 baralı RDS'lere, 1-3 adet Tip-I DÜS'ün optimum yerleştirilmesi probleminin çözümü için Kaotik Stokastik Fraktal Arama (KSFA) yöntemi önerildi [29].

Ağ yeniden yapılandırması ile birlikte 3 adet Tip-I ve Tip-III DÜS'ün optimal yerleşimi için Su Döngüsü Algoritması (SDA) tanıtıldı ve IEEE 33 ve 69 baralı RDS'ler üzerinde test edildi [30].

Kayıpları azaltmak ve sistem verimliliğini artırmak için, GA, PSO, Diferansiyel Evrim ve YAK gibi sezgisel algoritmalar kullanılarak, IEEE 69 baralı RDS'nin en uygun baralarına, en uygun boyutta 3 adet Tip-I DÜS yerleştirilmesi ve ağ yeniden yapılandırması gerçekleştirilmiştir [3].

Elektrikli araç hızlı şarj istasyonlarının ve DÜS'lerin optimum konumunun ve boyutunun belirlenmesi için Karıştırılmış Kurbağa Sıçrama ile Öğretme ve Öğrenme Algoritması'na dayalı bir hibrit optimizasyon tekniği önerilmiş ve 118 baralı test sistemine uygulanmıştır [31].

IEEE 13 ve 38 baralı test sistemlerinin toplam yıllık aktif enerji kaybını azaltmak amacıyla, çok sayıda Tip-I ve Tip-III DÜS'ün karışık olarak optimum boyutu ve yerlerinin bulunması için Karışık Tam Sayı Doğrusal Olmayan Programlama problemi olarak modellenmiş ve PSO algoritması ile çözülmesi önerilmiştir [32].

IEEE 33 baralı RDS'nin aktif güç kayıplarını azaltmayı ve gerilim profilini iyileştirmeyi dikkate alarak, yüksek katılım oranlı DÜS tahsisi için modifiye edilmiş JAYA algoritması önerildi [33].

Portekiz'de bulunan 94 baralı gerçek bir RDS'nin toplam aktif kayıplarını azaltmak ve gerilim kararlılığını iyileştirmek için 1-3 adet FV'nin optimum konumunu ve boyutunu bulmak için YAA ve fazör PSO'nun (FPSO) hibriti bir yöntem önerildi [34].

Maksimum DÜS katılım oranı limiti %41,15 olacak şekilde, sadece 1 adet Tip-I DÜS yerleştirilerek IEEE 34 baralı RDS'deki aktif kayıpları azaltmak için gelişmiş bir PSO algoritması önerildi [35].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lere 1-4 adet arası Tip-I DÜS'ü optimum tahsis ederek aktif

kayıpları azaltmak ve minimum bara gerilimini en üst düzeye çıkarmak için Bitki Yayılım Algoritması (BYA) önerildi [36].

IEEE 33, 69 ve 119 baralı RDS'ler üzerinde aktif güç kaybını en aza indirmek ve gerilim kararlılık indeksini maksimize etmek amacıyla, 1-7 adet arası Tip-I ve Tip-III DÜS'ün optimum tahsisi sağlanırken, Geliştirilmiş Ayırıştırma Tabanlı Evrimsel Algoritma önerildi [37].

[38]'deki yazarlar, maliyet analizi ile optimal DÜS yerleştirme problemini çözmek için Öğrenci Psikolojisi Tabanlı Optimizasyon ve HŞO algoritmalarını önermiş ve IEEE 33 ve 69 baralı ve Brezilya 136 baralı RDS'lere uygulamışlardır.

IEEE 33, 69 ve 119 baralı RDS'lerin aktif güç kayıplarını azaltmak amacıyla, 1-5 adet arası Tip-I ve Tip-III DÜS yerleşimi için, Şempanze Optimizasyon Algoritması (ŞOA) önerildi [39].

Zamanla değişen gerilime bağlı yük modellerine sahip IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lere, Tip-I olarak işletilen optimum RT yerleştirilmesi için Salp Sürüsü Algoritması (SSA) önerildi [40].

Modifiye edilmiş IEEE 14 baralı test sistemi üzerinde 1 günlük güç kayıplarını en aza indirmek için, GA ve PSO kullanılarak Tip-I'de solar DÜS tahsisi sağlandı [41].

Açgözlü Rastgele Uyarlamalı Arama algoritması ve TAA hibriti bir yöntem, hem yenilenebilir DÜS'lerin hem de elektrikli araçların katılım seviyesini en üst düzeye çıkarmak için önerildi ve IEEE 33, 83 ve 135 baralı RDS'lerde test edildi [42].

Tip-I ve Tip-III 3 adet DÜS'ün, 33 ve 69 baralı RDS'lere kapasitörlerle birlikte optimum tahsisi için Simbiyoz Organizma Arama ve Sinir Ağı algoritmalarının çok amaçlı yaklaşımı tanıtıldı [43].

[44]'teki yazarlar, günlük yük ve üretim profilleri için IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lerde FV (Tip-I), RT (Tip-III), biyokütle ve batarya enerji depolama sistemlerinin optimum tahsisi için Sürücü Optimizasyon Algoritması'nı önerdiler.

Güç kayıplarını en aza indirmek ve 24 saat boyunca standart IEEE 33 baralı RDS'nin gerilim profilini ve gerilim kararlılık indeksini iyileştirmek amacıyla, DÜS'leri ve şönt kapasitörleri optimal yerleştirmek için Politik Optimizasyon Algoritması önerildi [45].

IEEE 33 ve 69 baralı RDS'lerde aktif güç kayıplarını ve işletme maliyetlerini azaltmak, gerilim profilini ve gerilim kararlılık indeksini geliştirmek amacıyla,

optimum DÜS tahsisinde ve ağ yeniden yapılandırması çözümünde kullanılmak üzere Değiştirilmiş Yağış Optimizasyonu önerildi [46].

Mısır'daki 59 baralı Kahire DS'nin toplam aktif güç kaybını azaltmak amacıyla, optimum kapasitör ve DÜS tahsisinin yanı sıra ağ yeniden yapılandırması için Yapay Ekosistem Optimizasyonu önerildi [47]. Ayrıca önerilen algoritma ile karşılaştırmak için Denizanası Arama Optimizasyonu, Arz Talep Optimizasyonu, Karga Arama Optimizasyonu, PSO, Gri Kurt Optimizasyonu ve BOA gibi yöntemler kullanılmıştır.

DG'lerin ve elektrikli araçların IEEE 33 baralı RDS'de optimum tahsisini sağlayarak, 24 saat boyuncaki güç kayıplarını en aza indirmek ve gerilim profilini iyileştirmek için Gelişmiş Çekirge Optimizasyon Algoritması (GÇOA) önerildi [48].

Elektrik mühendisliği ile alakalı tahmin çalışmaları ise genel olarak yük tahmini, rüzgar hızı tahmini ve ekipmanların ömür tahmini gibi konular üzerinde çalışılmıştır.

Yıllık yük tahmini için bilgi tabanlı bir uzman sistem önerildi [49]. Tatil günlerinin kısa dönemdeki elektrik yükünü tahmin etmek için, bulanık doğrusal regresyon yöntemi kullanıldı [50]. Dünya üzerindeki iki bölgenin elektrik yükünü tahmin etmek için yerel ağırlıklı Destek Vektör Regresyonu kullanıldı [51].

Slovenya güç sistemi için kısa dönemli yük ve üretim tahminlerine ek olarak, bulanık mantık kararı kullanılarak aktif güç kayıpları tahmin edildi [52].

Akıllı Şehir Aspern Demo binalarında kısa dönem yük tahmini için KEK algoritması kullanıldı [53]. Kısa dönem yük tahmininin doğruluğunu artırmak için, dalgacık ayrıştırmasına dayalı bir yöntem ve geliştirilmiş Dickey-fuller testi ile birleştirilmiş ikinci dereceden gri sinir ağı tanıtıldı [54].

57 ülkenin saatlik çözünürlüklü yük verilerini kullanarak uzun dönem yük tahmini için çoklu doğrusal regresyon tabanlı bir metodoloji önerildi [55]. Orta dönem günlük puant yük tahmini için tekrarlayan YSA kullanıldı [56].

Pakistan'daki Muzaffarabad şehrinin meteorolojik verileri kullanılarak, geleneksel MÖ algoritmaları yardımıyla elektrik tüketimi tahmin edildi [57].

Jeju adasının elektrik yükünü tahmin etmek için, DVR, KEK ve XGBoost gibi MÖ algoritmalarından oluşan ve GA ile optimize edilmiş bir yaklaşım önerildi [58].

Maine eyaleti, Yeni İngiltere bölgesi, Singapur ve Avustralya'nın Yeni Güney Galler bölgesinin güç tüketimleri, ikinci karar mekanizmasına dayalı yöntem ve çapraz çoklu

model kullanılarak kısa vadede tahmin edildi [59].

Hindistan'ın Delhi şehrinin yük tahmini için Çok Değişkenli LR ve İleri Beslemeli Sinir Ağı önerilmiştir [60].

Q-öğrenmeye dayalı dinamik model [61], boosting tabanlı çoklu çekirdek öğrenme yöntemi [62], veri ön işleme teknolojisi, bireysel tahmin algoritması ve ağırlık belirleme teorisi kullanılarak oluşturulan hibrit bir model [63], konvensiyonel sinir ağı ve derin öğrenme hibriti bir metot [64], derin öğrenme [65] ve kümeleme ve ileri beslemeli sinir ağından oluşan bir hibrit model [66] yük tahmini çalışmalarında kullanılmıştır.

Türkiye'de, Batman ili rüzgar tahmininde YSA kullanıldı [67]. IEEE 12 baralı DS'nin bara gerilimlerini tahmin etmek için regresyon tabanlı analiz yöntemi kullanıldı [68].

1.3 Yenilik, Katkılar ve Tezin Organizasyonu

Literatürde yapılan çalışmalara bakıldığında, genellikle Tip-I ve Tip-III DÜS tahsisi sağlandığı gözükmemektedir. Ayrıca yapılan çalışmaların çoğu puant yük için veya 24 saatlik yük profili üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada ise tüm DÜS tipleri ve her mevsim için 24 saatlik ortalama yük profili olacak şekilde 96 saatlik mevsimsel yük profili dikkate alınmıştır. Tüm literatür çalışmaları yük akışına dayalı yöntemler kullanırken, bu çalışmada tahmin metodolojileri de literatüre kazandırılmıştır.

Bu çalışmada gerçekleştirilen katkı ve yenilikler genel olarak aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Literatürden farklı olarak tüm DÜS tiplerinin (özellikle Tip-IV) test sistemine uygulanarak, en uygun DÜS çalışma koşulu ve bunların çeşitli yönlerden şebekeye etkilerinin belirlenmesi,
- Toplam 96 saatlik (her mevsimden ortalama 24 saatlik) yük ve üretim profillerini içeren mevsimsel belirsizliklerin dikkate alınması,
- Tüm senaryolarda, önerilen iki sezgisel algoritma (GA ve PSO) aracılığıyla en iyi çözümlerin elde edilmesi,
- Net sıfır karbon hedefi doğrultusunda, yüksek katılım oranlı YEK kullanımı ve fosil yakıta dayalı KK'larla performans karşılaştırmasının sağlanması,

- Hem FV hem de RT kullanarak yenilenebilir çeşitlilik ve karşılaştırma fırsatları sağlama,
- En uygun güç faktörünü belirlemek ve etkilerini göstermek için tüm kaynakların güncel IEEE 1547 standardına [69] uygun olarak hem birim güç faktörü hem de optimal güç faktöründe işletilmesi,
- Özellikle FV sistemleri literatür çalışmalarında olduğu gibi sadece birim güç faktöründe değil, aynı zamanda yeni bir yaklaşımla optimal güç faktöründe de işletilmesi ve daha iyi çözüm elde edilmesi,
- Güç akışı hesaplamaları olmadan, optimum DÜS boyutu, aktif güç kayıpları, reaktif güç kayıpları ve minimum bara gerilimlerinin MÖ algoritmaları ile tahmin edilmesi ve literatüre yeni bir bakış açısı kazandırma,
- Beş farklı MÖ algoritması kullanılarak en doğru tahminlerin gerçekleştirilmesi.

Yedi bölümden oluşan bu tez, aşağıdaki gibi organize edilmiştir.

- 1. Bölüm: Genel bilgilerin sunulması, literatür araştırması, tezin amacı, kapsamı ve katkılarının ele alınması,
- 2. Bölüm: Dağıtık üretim sistemlerinin detaylı olarak tanıtılması,
- 3. Bölüm: Problemin tanıtılması, matematiksel modelinin oluşturulması ve değerlendirme metriklerinin verilmesi,
- 4. Bölüm: Önerilen sezgisel algoritmaların, MÖ metotlarının ve kullanılan programların tanıtılması,
- 5. Bölüm: Sezgisel algoritmalar aracılığıyla, DÜS'lerin optimum boyutları, yerleri ve güç faktörlerinin belirlenmesi ve şebekeye etkilerinin analizi,
- 6. Bölüm: MÖ algoritmaları kullanılarak DÜS boyutu ve şebekeye etkilerinin tahmin edilmesi ve değerlendirilmesi,
- 7. Bölüm: Sonuçlar ve önerilerin sunulması.

2. DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİ

Dağıtık üretim, tüketicilerin bağlantı noktasına yakın, küçük ölçekli elektrik üretimi olarak tanımlanmaktadır. Literatürde dağıtık üretimle ilgili çok sayıda tanım ve terim kullanılmaktadır. Örneğin Angolo-Amerikan ülkeleri “embedded generation” terimini ve Kuzey Amerika ülkeleri “dispersed generation” terimini kullanırken, Avrupa ve Asya’nın bazı bölgelerinde “decentralised generation” terimi kullanır [70]. En yaygın kullanımı ise “distributed generation” şeklindedir. Türkiye’de ise dağıtık üretim, dağıtılmış üretim ve merkezi olmayan üretim şeklinde kullanımları mevcuttur.

Orta gerilim ve alçak gerilim seviyesindeki şebekelere entegre edilebilen DÜS’ler, genellikle tüketim noktalarına yakındırlar ve üretim teknolojileri olarak çeşitlilik içerirler. DÜS’ler uygun planlanmadan yerleştirilirse dağıtım şebekesinde, fazladan üretim, gerilim yükselmeleri, koruma ve topraklama problemleri gibi çeşitli problemlere yol açabilirler. Ancak, optimal DÜS tahsisi sayesinde teknik, ekonomik ve çevresel fayda sağlarlar.

Optimum DÜS planlamasının faydaları aşağıdaki gibi kategorize edilebilir [27].

- Teknik faydalar:
 - Gerilim profilini iyileştirerek, gelişmiş gerilim desteği
 - DÜS’leri stratejik pozisyonlara entegre ederek sistem kayıplarını azaltma
 - Gelişmiş sistem güvenilirliği, sistem güvenliği ve güç kalitesi
 - Güç üretim kaynakların çeşitlendirilmesi sayesinde genel elektrik enerjisi verimliliğinin artırılması
 - Kırsal veya şebekeden izole alanlara güç özerkliği sağlama
- Ekonomik faydalar:
 - Puan yükü düşürmesi nedeniyle daha düşük işletme maliyetleri
 - Artan genel verimlilik nedeniyle azaltılmış yakıt maliyetleri
 - İşletme ve bakım maliyetlerinin düşürülmesi

- Tesislerin iyileştirilmesi için yatırım maliyetlerinin ertelenmesi
- İyileştirilmiş çevre nedeniyle sağlık bakım maliyetlerini azaltarak dolaylı bir finansal fayda
- Çevresel faydalar:
 - Yatırım risklerini azaltma
 - Yenilenebilir DÜS'ler sayesinde emisyonların azaltılması
 - Yenilenebilir enerji kullanımını teşvik ederek küresel ısınmayı azaltma

2.1. DÜS Tipleri, Kapasiteleri ve Teknolojileri

DG'ler, güç faktörlerine bağlı olarak aktif ve reaktif güç üretim veya tüketim durumlarına göre, aşağıdaki gibi dört gruba ayrılırlar [71, 72].

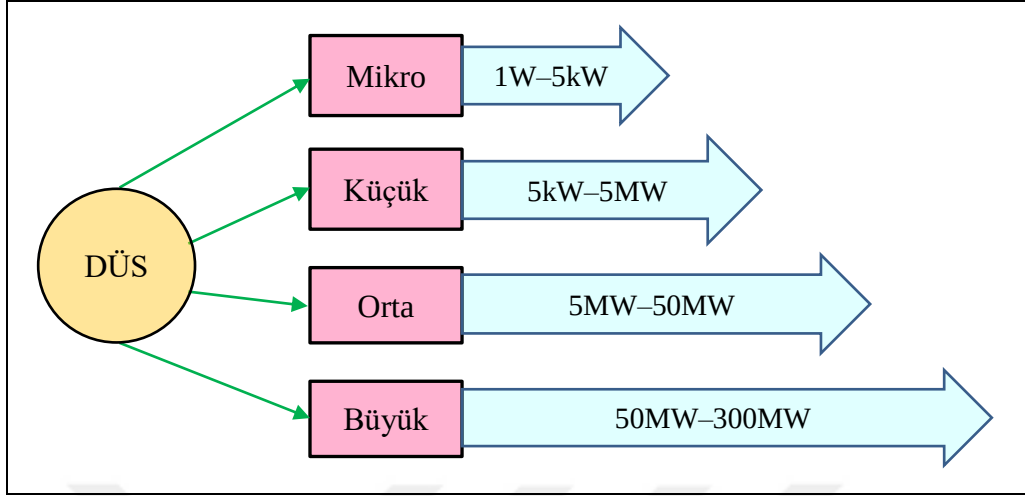
- Tip I: Birim güç faktöründe çalışan ve yalnızca aktif güç üretebilen DÜS'lerdir. Bu tip DÜS'ler güç elektroniği teknolojileri üzerinden şebekeye entegre edilirler. FV sistemler, bataryalar, yakıt hücreleri ve mikrotürbinler örnek olarak verilebilir.
- Tip II: Sıfır güç faktöründe çalışan ve yalnızca reaktif güç üretebilen DÜS'lerdir. Bu tipe senkron kompensatörler örnek olarak verilebilir.
- Tip III: Geri güç faktöründe işletilen ve bu sayede hem aktif hem de reaktif güç sağlayabilen DÜS'lerdir. Senkron generatörler ve RT'ler bu tipe örnektir.
- Tip IV: İleri güç faktöründe çalışan ve aktif güç üretmekle birlikte reaktif güç tüketen DÜS'lerdir. Bu tipe de indüksiyon generatörleri örnektir.

DÜS tipleri güç üretim ve tüketim durumlarına göre, matematiksel olarak aşağıdaki gibi modellenebilirler [72].

$$S_{DÜS,x} = \begin{cases} P_{DÜS,x} & \text{Tip I} & \text{birim güç faktöründe} \\ jQ_{DÜS,x} & \text{Tip II} & \text{sıfır güç faktöründe} \\ P_{DÜS,x} + jQ_{DÜS,x} & \text{Tip III} & \text{geri güç faktöründe} \\ P_{DÜS,x} - jQ_{DÜS,x} & \text{Tip IV} & \text{ileri güç faktöründe} \end{cases} \quad (2.1)$$

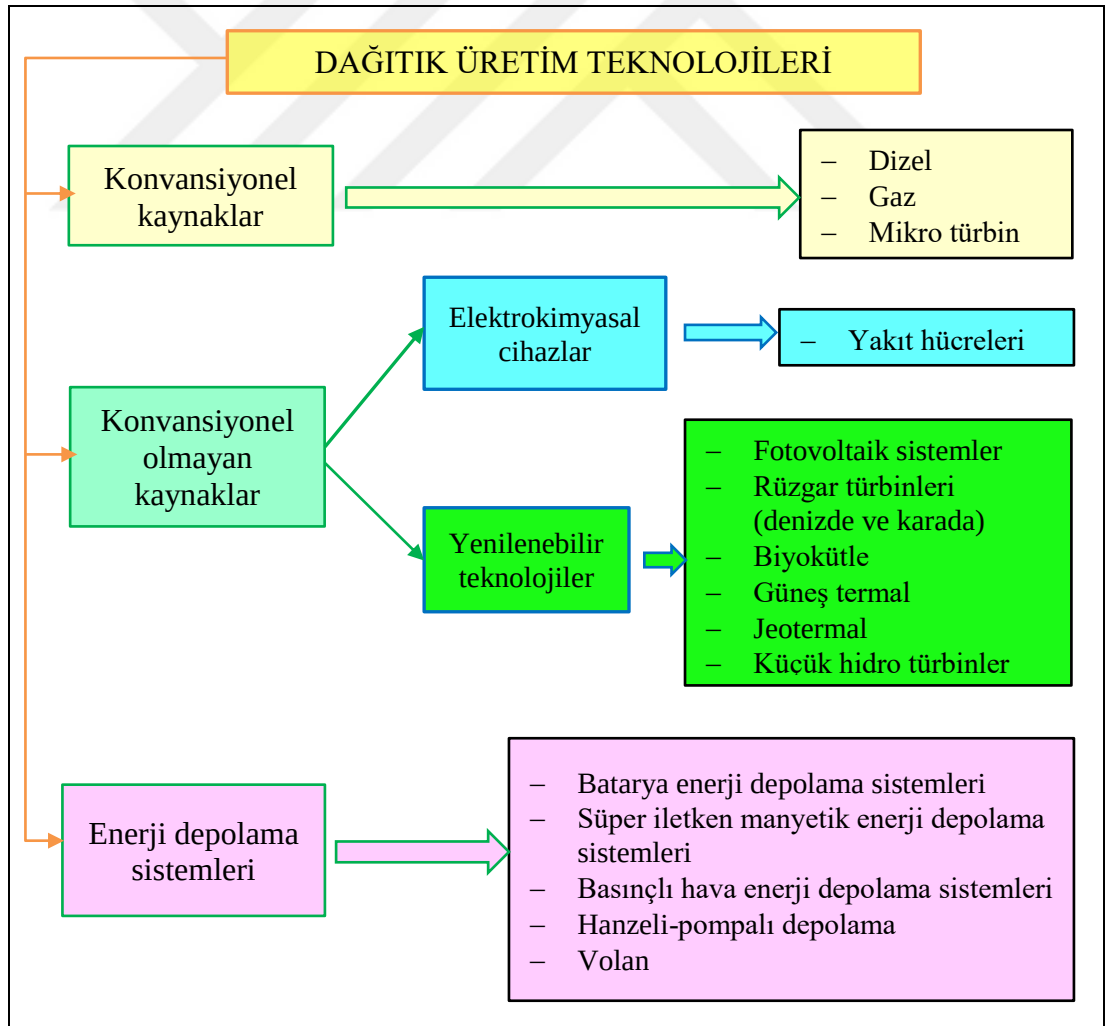
Mevcut IEEE 1547 standardına dayalı olarak, DÜS'ler uygun invertörler veya dönüştürücüler yardımıyla istenen güç faktöründe işletilecek şekilde şebekeye entegre edilebilirler [69].

DÜS'ler üretim kapasitelerine göre, mikro, küçük, orta ve büyük olmak üzere 4 gruba ayrılırlar [70] ve Şekil 2.1'deki gibi sınıflandırılırlar.



Şekil 2.1 : DÜS kapasitelerine göre sınıflandırma.

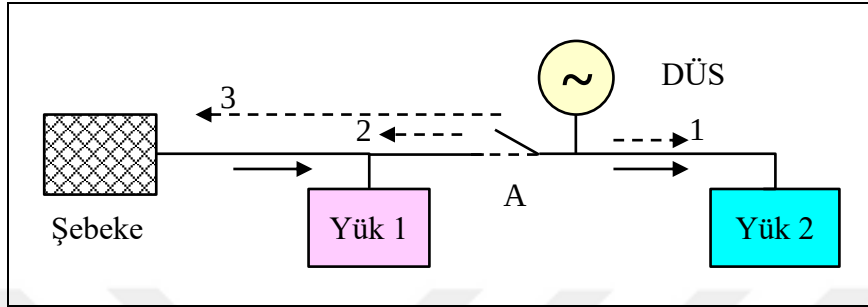
DÜS'ler, üretim teknolojilerine göre ise Şekil 2.2'deki gibi gruplara ayrılabilirler [73].



Şekil 2.2 : Üretim teknolojilerine göre DÜS'ler [73].

2.1 DÜS'lerin Çalışma Şekilleri

DÜS'ler, ada şeklinde çalışma veya bağlı oldukları şebeke ile senkron çalışma olmak üzere iki tip çalışma şekline sahiptirler. Her iki çalışma modu da, gerek tüketicilere gerekse şebekeye oldukça önemli faydalar sunmaktadır [74]. DÜS çalışma şekilleri Şekil 2.3'te gösterilmektedir.



Şekil 2.3 : DÜS'lerin çalışma tipleri.

A anahtarının açık olması durumunda, DÜS sadece Yük 2'yi besleyerek ada modunda çalışmaktadır. Bu durum çoğunlukla şebekeye uzak bir bölgede, şebekeye hiçbir bağlantı olmadan gerçekleşmektedir. Ancak dağıtık üretimde yaşanabilecek kesintilere karşı şebeke yedekte tutulabilir.

A anahtarının kapalı olması durumunda ise DÜS şebeke ile senkron çalışmaktadır. Bu durumda DÜS'ün yük akışına etkisi aşağıdaki durumlar gibi olabilir.

- Sadece 1 yönünde besleme sağlayarak Yük 2 nin talebini şebeke ile birlikte karşılayabilir.
- Sadece 1 yönünde besleme sağlayarak Yük 2'nin tamamını karşılayabilir.
- 1 ve 2 yönünde besleme sağlayarak Yük 2 nin tamamını ve Yük 1'i şebekeyle ortak olarak karşılayabilir.
- Daha büyük güçlü olması durumunda, 1, 2 ve 3 yönünde besleme sağlayarak, Yük 1 ve Yük 2'ye ek olarak şebeke tarafına da besleme sağlayabilir.
- Ayrıca şebeke tarafına bağlanarak, tamamen şebeke ile senkron çalışabilir.

2.2 Yan (Yardımcı) Hizmetler

Yan hizmetler, elektrik enerjisi sistemini daha güvenilir ve kararlı kılmak için sağlanan hizmetler olarak tanımlanabilir. Geleneksel enerji sistemlerinde elektrik enerjisi

depolanamadığından, sistem genelinde üretim ve tüketim dengesi sürekli olarak sağlanmalıdır. Sonuç olarak, enerji kalitesi, frekans ve gerilim değeri için temel parametreler belirtilen sınırlar içinde kalır.

Güç akışının tek yönlü olduğu (iletim sisteminden dağıtım sistemin doğru) geleneksel elektrik şebekelerinde iletim hattına bağlı generatörler sayesinde yan hizmetler sağlanır. Bu nedenle çeşitli uluslararası kuruluşlar iletim sistemi operatörlerinde yan hizmetlere daha fazla önem vermektedir. Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmesi yan hizmetleri, iletim sisteminin güvenliğini sağlamak için çeşitli işlevlerin uygulanması olarak tanımlar. Bu yan hizmetler frekans tepkisi, hızlı rezerv, reaktif güç sağlama gibi hizmetlerdir [75]. Bir yan hizmetin güç sistemindeki etkisi ve kontrolü yerel veya global olabilir. Yerel olarak sağlanan yan hizmetler gerilim regülasyonu, reaktif güç takviyesi ve kayıpların azaltılması gibi etkileri sağlayabilirken global yan hizmetler ise frekans kontrolü ve aktif güç rezervi sağlar [76].

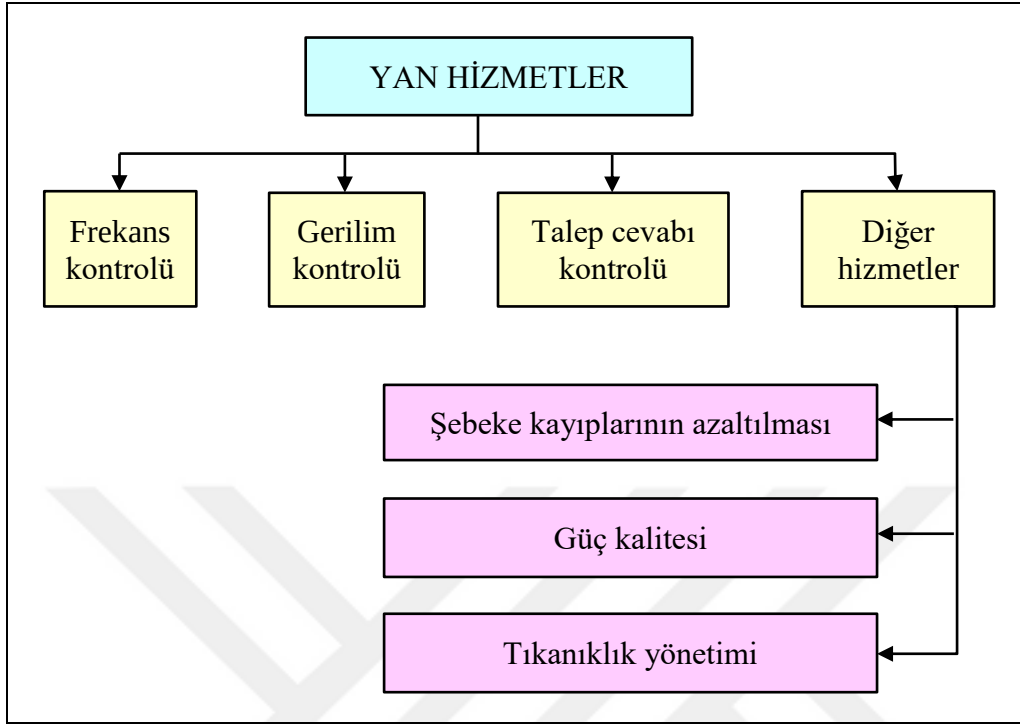
Elektrik Endüstrisi Birliği yan hizmetleri belirli bir oranda güç kalitesi sağlamak ve sistem kararlılığını korumak için gerekli olan zorunlu hizmetler olarak tanımlar. Enerjinin tüketicilere güvenli ve devamlı sağlanması için üretim, iletim ve kontrol ekipmanları aracılığıyla yan hizmetler sağlanır [77].

Yan hizmetlerin sağlanması ülkeden ülkeye veya bölgeden bölgeye göre değişiklik gösterebilir. Bazı ülkelerde hizmet alımı serbest piyasa koşullarına göre şekillendirilmiş bir yan hizmet pazarı aracılığıyla gerçekleştirilirken, bazı ülkelerde yasalar tarafından zorunlu ve uygulanabilir kılınmıştır [78, 79].

Dağıtım şebekelerinde dağıtık üretimin gelişmesi güç sistemlerinin korunmasını, kontrolünü ve güvenilirliğini etkilemiştir. Dağıtık üretim kaynaklarının sürekli bir çıkış gücü verememesinden dolayı (bulutlanma, rüzgar hızındaki azalma gibi durumlarda) aktif ve reaktif güç akışları çift yönlü olmaktadır. Ayrıca şebekenin işletme koşullarından bağımsız olarak sabit bir güç faktörüne sahip bir dağıtık üretim kaynağının kullanılması bağlantı noktasındaki gerilimi artırır. Hatta talep edilen güçteki değişim durumunda, dağıtım şebekesine sabit bir enerji aktarımı sağlanması hem kayıpların artmasına hem de güç akış yönünü tersine çevirerek dağıtımdan iletime doğru bir akışa sebep olacaktır [80].

Güç sistemlerinde üretimden son tüketiciye kadar yasaların öngördüğü kalite ve standartlara uyulmalıdır. Tek yönlü güç sistemlerinde frekans ve gerilimi izin verilen

aralıkta tutmak için iletim sistemleri işletmesi kontrolünde yan hizmetler verilmektedir. Yan hizmetler aşağıda verilen Şekil 2.4'teki gibi sınıflandırılabilir.



Şekil 2.4 : Yan hizmet sınıflandırması.

Frekans kontrolü, iletim sistemi işletmesinde yapılır. Reaktif güç kontrolü, talep kontrolü, tıkanıklık yönetimi gibi kalan yardımcı hizmetler hem iletim sistemi işletmeleri hem de dağıtım sistemi işletmeleri tarafından değerlendirilir.

Yan hizmet tedariki için DÜS'ler aşağıdaki gibidir:

- Hidroelektrik Santraller ve diğer geleneksel elektrik santralleri
- Saha Tipi Güneş Enerjisi Santralleri
- Rüzgar Enerjisi Santralleri
- Çatıda Güneş Enerjisi Santralleri
- Depolama Sistemleri
- Elektrikli Araçlar

Elektrik güç sistemindeki frekans değerini korumak için, üretilen ve / veya tüketilen aktif güç miktarı kontrol edilerek elektrik arz-talep dengesi sağlanmalıdır. Frekans kontrolü yapmak için belirli miktarda aktif güç rezervi tutulur. Frekans kontrol rezervi, sistem frekansı nominal değer altına düştüğünde kullanılır.

Gerilim kontrolü, elektrik enerji sisteminin gerilim değerin normal işletimde ve hata koşullarında gerilim kontrolü ile belirlenen limitler dahilinde tutulmasını sağlamak için zorunlu bir servistir. Gerilimin düzenlenmesi, üretilen ve tüketilen reaktif güç dengelemesine dayanır. Güç sisteminde, gerilim kontrolü genellikle reaktif güç kontrolü ile yapılır. Ağın ihtiyaç duyduğu reaktif güç uzun mesafelere aktarılamadığından, ağ boyunca reaktif güç üretim kaynakları bulundurulmalıdır. Bu nedenle gerilim kontrolü için gereken reaktif güç yerel olarak ihtiyaç duyulan noktalarda sağlanır [81].

Sistem işletmesi ile tüketiciler arasındaki anlaşmaya göre, elektrik enerjisine olan talep azalmakta ve buna dayalı olarak frekans kontrolü yapılmaktadır. Talep cevabı kontrolü, bu hizmete katılan tüketicilerin yüklerinin bir kısmının ağa olan bağlantısının kesilmesiyle gerçekleştirilir. Enerji arzının yetersiz olduğu veya talebin yüksek olduğu durumlarda, frekans kontrolü için anlık talepler yaratılır.

Güç sistemlerine entegre edilmiş yenilenebilir enerji tabanlı DÜS'lerin artmasıyla birlikte talep kontrolünün de artması bekleniyor. Avrupa'daki en büyük spot piyasa yöneticilerinden biri olan EPEX Spot tarafından, Almanya'da 24 ve 26 Aralık 2017 tarihlerinde negatif elektrik fiyatlarının raporlandığı açıklandı [82]. Özellikle geceleri, hafta sonları ve tatiller gibi uzun sürelerde mevsimsel ve iklimsel özellikler nedeniyle üretim fazlalığı ortaya çıkacaktır.

Elektrik güç sistemlerinde iletkenlerin ve trafo sargılarının ısınması nedeniyle bir miktar enerji kaybedilir. Bazı ülkelerde (Avusturya ve Belçika) bu kayıpların sistem işletmesi tarafından telafi edilmesi beklenmektedir. Bu nedenle, söz konusu ülkelerdeki ilgili zararı ortadan kaldırmak için özel pazar mekanizmaları kurulmuştur [83].

Güç kalitesi, elektrik güç sistemindeki bir çok bozucu etkiyi kapsayan çok temel bir kavramdır. Güç sisteminin temel parametreleri olan akım, gerilim ve frekans parametrelerinin izin verilen limitler dışına çıkması tüketici ekipmanının hatalı çalışmasına veya hasar görmesine neden olarak güç kalitesi problemlerini açığa çıkarırlar. Elektrik güç sistemlerinde yardımcı hizmetler kapsamında, frekans kontrolü, gerilim kontrolü ve reaktif güç hizmetleri sağlanmasıyla, gerilim ve frekansın standartlar tarafından belirlenen sınır değerler arasında tutulması, güç kalitesi parametrelerini iyileştirecektir [82].

Elektrik piyasalarının serbestleştirilmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılabilirliğinin artması nedeniyle uzun vadede yardımcı hizmetler şebekeye bağlı dağıtım seviyesindeki üreticilerinden sağlanacaktır. Yan hizmetlerin dağıtım seviyesinden tedarik edilmesini sağlamak için, iletim ve dağıtım sistemi işletmeleri arasında koordinasyon için açık bir çerçeve yoktur. Elektrik tesislerinde üretim tesisinin sunduğu esneklikten yararlanabilmek için, iletim sistemi ile dağıtım sistemi işletmeleri arasında işbirliğini sağlayacak yasal bir altyapı oluşturulması önemlidir. Sistem işletmeleri arasında güçlü bir iletişim ve işbirliği sağlanırsa tıkanma koşullarının üstesinden gelinebileceği öngörülmektedir [84].

2.3 DÜS'lerin Şebekeye Etkileri

Şebekeye DÜS entegrasyonun etkileri genel olarak aşağıdaki gibi sıralanabilir [85]:

- Gerilime etki: Genel olarak DÜS entegrasyonu gerilim profilimini olumlu yönde etkilemektedir. Ancak büyük boyutlarda entegre edildiğinde gerilim yükselmelerine ve gerilime dayalı koruma sistemlerinin olumsuz etkilenmesine sebep olabilirler.
- Kayıplara etki: Belirli katılım oranlarında DÜS'ler şebeke kayıplarını azaltmaktadır. Ancak büyük güçlere ulaştıklarında ve iyi tahsis edilemediklerinde kayıplarda artışa sebep olabilirler.
- Güç kalitesine etki: Güç elektroniği teknolojileri üzerinden şebekeye entegre edilen DÜS'ler harmoniklere ve güç kalitesinde düşüşe sebep olabilir. Düşük güç kalitesi çeşitli sorunlara ve güç kesintisine sebep olacağından, DÜS yeri ve boyutu çok iyi planlanmalıdır.
- Güvenilirliğe etki: Farklı noktalardan, çok sayıda ve çeşitli üretim teknolojilerine sahip DÜS tahsisi ile enerji talebini karşılamada süreklilik sağlanılarak sistem güvenilirliği artırılabilir.
- Korumaya etki: Kısa devre akımlarındaki artışı, çift yönlü yük akışı ve yüksek empedanslı arıza akımlarının algılanmasındaki zorluklar nedeniyle DÜS entegrasyonu korumayı olumsuz etkiler ve yeniden planlanmasını gerektirir.

Yük akışı, kısa devre analizi ve harmonik analizleri yapılarak, en uygun yer ve boyutlardaki DÜS yerleştirilmesi sistem üzerinde olumlu etkiler sağlayacaktır.

3. PROBLEMİN TANIMLANMASI VE MATEMATİKSEL MODELİ

Elektrik güç sistemlerinde, optimum DÜS yerleştirme problemlerini matematiksel olarak ifade ederken öncelikle elektriksel hesaplamaların doğru yapılması gerekir. Daha sonra bu hesaplamaların kullanılacağı amaç fonksiyonu ve kısıtlar oluşturularak problem çözülür ve uygunluğu çeşitli metrikler aracılığıyla doğrulanır.

Çoğu alanda rüzgar ve güneş enerjisinin mevcudiyeti ve bu kaynaklardan elektrik üretmek için gereken teknolojinin olgunluğu, yenilenebilir dağıtık üretim teknolojilerinde tercih edilme sebebidir. Buna dayanarak, bu çalışmada YEK olarak FV ve RT'ler tercih edilmiştir.

DÜS boyutu ve şebekeye etkilerinin tahmini için yapılan tahmin çalışmalarının doğruluğunu ve güvenilirliğini değerlendirmek çeşitli metriklerden yararlanılmıştır.

Gerekli temel hesaplamalar, yenilenebilir enerji üretim modelleri, amaç fonksiyonları, kısıtlar ve optimizasyon ve tahmin algoritmalarını değerlendirme metrikleri bu bölümde sunulmaktadır.

3.1 Güç Sistemlerinde Temel Hesaplamalar

Güç sistemlerinde aktif ve reaktif güç kayıpları aşağıdaki gibi hesaplanır [40].

$$P_L^t = \sum_{i=1}^{N_h} \{(I_i^t)^2 R_i\} \quad (3.1)$$

$$Q_L^t = \sum_{i=1}^{N_h} \{(I_i^t)^2 X_i\} \quad (3.2)$$

Burada, P_L^t t anındaki toplam aktif güç kaybını (kW), Q_L^t t anındaki toplam reaktif güç kaybını (kVAr), I_i^t t anında i. hattan akan akımı (A), N_h DS'de yer alan toplam hat sayısını, R_i i. hattın direncini (Ω) ve X_i i. hattın reaktansını (Ω) temsil etmektedir.

Belirli bir zaman aralığındaki (Δt) aktif ve reaktif enerji kayıpları ise denklem (3.3) ve (3.4) kullanılarak hesaplanırlar [2].

$$EL_a = P_L^{\Delta t} \Delta t \quad (3.3)$$

$$EL_r = Q_L^{\Delta t} \Delta t \quad (3.4)$$

Burada, EL_a yıllık toplam aktif enerji kaybını (kWh) ve EL_r yıllık toplam reaktif enerji kaybını (kVArh) temsil etmektedir.

Güç talebinin saatlik profilde ($\Delta t=1$ saat) olması durumunda, yıllık (8760 saatlik) toplam aktif ve reaktif enerji kayıpları aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$AEL_a = \sum_{i=1}^{8760} P_L^t \times 1h \quad (3.5)$$

$$AEL_r = \sum_{i=1}^{8760} Q_L^t \times 1h \quad (3.6)$$

Burada, AEL_a yıllık toplam aktif enerji kaybını (kWh) ve AEL_r yıllık toplam reaktif enerji kaybını (kVArh) temsil etmektedir.

Her bir mevsim için günlük ortalama yük profili alınarak, mevsimsel yük profili oluşturulması durumunda, yıllık toplam aktif ve reaktif enerji kayıpları 4 mevsim için olan kayıp enerjilerin toplamıdır ve aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$AEL_a = \frac{365}{4} \sum_{i=1}^4 \sum_{t=1}^{24} P_L^{t,m_i} \times 1h \quad (3.7)$$

$$AEL_r = \frac{365}{4} \sum_{i=1}^4 \sum_{t=1}^{24} Q_L^{t,m_i} \times 1h \quad (3.8)$$

Burada, m_i i. mevsimi temsil etmektedir ve m_1, m_2, m_3 ve m_4 sırasıyla kış, ilkbahar, yaz ve sonbahar mevsimlerine karşılık gelmektedir.

Bara gerilimlerinin sistem nominal gerilimine yakınlığı, gerilim devinim indeksi (voltage deviation index-VDI) olarak tanımlanır ve aşağıdaki gibi hesaplanır [86, 87].

$$VDI = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_b} (U_n - U_i^t)^2 \quad (3.9)$$

Burada, VDI gerilim devinim indeksini, T hesaplamada alınan zaman periyodunu (saat); N_b : DS'deki toplam bara sayısını, U_n dağıtım sisteminin nominal işletme gerilimini (pu, kV) ve U_i^t i. baranın t anındaki gerilimini (pu, kV) temsil etmektedir.

3.2 Yenilenebilir Enerji Üretim Modelleri

Zamanla değişen güneş ışıınımı ve sıcaklığa bağlı olarak, FV'lerin üreteceği çıkış gücü, matematiksel olarak aşağıdaki gibi modellenir [1, 88].

$$P_{fv}(t) = N_{fv} \cdot P_{fv_r} \cdot f_{fv} \cdot \frac{G(t)}{G_n} [1 + \alpha_p (T_c(t) - T_{c_n})] \quad (3.10)$$

Burada, $P_{fv}(t)$ FV sistemin t anındaki çıkış gücü (kW), N_{fv} FV modül sayısını, P_{fv_r} her bir FV modülünün nominal gücünü (kW), f_{fv} FV değer kaybı faktörünü (%), $G(t)$ çalışma sıcaklığındaki ışıınımı (kW/m^2), G_n standart test koşulundaki ışıınımı ($1 kW/m^2$), α_p sıcaklık katsayısını ($\%/^{\circ}C$), $T_c(t)$ hücre sıcaklığını ($^{\circ}C$) ve T_{c_n} FV modülünün nominal çalışma (test koşulu) sıcaklığını ($25^{\circ}C$) temsil etmektedir.

Zamanla değişen rüzgar hızına göre, rüzgar türbinlerinin üreteceği etkin çıkış gücü, matematiksel olarak aşağıdaki gibi modellenir [1, 89].

$$P_{e,rt} = N_{rt} \cdot \eta_{rt} \cdot A_{rt} \times \begin{cases} 0, & v \leq v_{ci} \text{ veya } v > v_{co} \\ P_r \left(\frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right), & v_{ci} < v \leq v_r \\ P_r, & v_r < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (3.11)$$

Burada, $P_{e,rt}$ RT etkin çıkış gücünü (kW), N_{rt} RT sayısını, η_{rt} RT verimini (%), A_{rt} RT süpürülen alanını, P_r her bir RT'nin nominal gücünü (kW), v rüzgar hızını (m/s), v_r nominal rüzgar hızını, v_{ci} (cut-in) ve v_{co} (cut-out) rüzgar hızı alt ve üst eşik değerlerini temsil etmektedir.

3.3 Amaç Fonksiyonları

Tipik optimum DÜS yerleştirme problemlerinin amacı güç sistemi üzerindeki pozitif etkileri en üst düzeyde, negatif etkileri ise minimum seviyede tutmaktır. Bu çalışmada çok amaçlı ve tek amaçlı olmak üzere iki farklı amaç fonksiyonu kullanılmıştır. Aktif ve reaktif güç kayıplarını minimize eden ve gerilim profili iyileştirilmesini maksimize eden, çok amaçlı amaç fonksiyonu denklem (3.12)'de ve aktif enerji kaybını minimize eden, tek amaçlı amaç fonksiyonu ise denklem (3.13)'te verilmiştir.

$$\min F_1 = w_1 \frac{P_L^{DÜS \text{ var}}}{P_L^{DÜS \text{ yok}}} + w_2 \frac{Q_L^{DÜS \text{ var}}}{Q_L^{DÜS \text{ yok}}} + w_3 \frac{VDI^{DÜS \text{ var}}}{VDI^{DÜS \text{ yok}}} \quad (3.12)$$

$$\min F_2 = AEL_a \quad (3.13)$$

Burada, w_1 aktif güç kaybı için ağırlık katsayısını, w_2 reaktif güç kaybı için ağırlık katsayısını, w_3 gerilim devinim indeksi için ağırlık katsayısını $P_L^{DÜS\ var}$ DÜS yerleştirilmesinden sonraki aktif güç kaybını, $P_L^{DÜS\ yok}$ DÜS yerleştirilmeden önceki aktif güç kaybını, $Q_L^{DÜS\ var}$ DÜS yerleştirilmesinden sonraki reaktif güç kaybını, $Q_L^{DÜS\ yok}$ DÜS yerleştirilmeden önceki reaktif güç kaybını, $VDI^{DÜS\ var}$ DÜS yerleştirilmesinden sonraki gerilim devinim indeksini ve $VDI^{DÜS\ yok}$ DÜS yerleştirilmeden önceki gerilim devinim indeksini temsil etmektedir.

3.4 Kısıtlar

3.4.1 Güç dengesi eşitliği

Güç sistemlerinde, üretilen tüm güçlerin toplamı, tüketilen güçlerin ve kayıpların toplamına eşit olmalıdır. Bu durum güç dengesi olarak tanımlanır ve aşağıdaki gibi ifade edilir [90].

$$P_\varsigma + \sum_{i=1}^{N_{DÜS}} P_{DÜS,i} = P_d + P_L \quad (3.14)$$

$$Q_\varsigma + \sum_{i=1}^{N_{DÜS}} Q_{DÜS,i} = Q_d + Q_L \quad (3.15)$$

Burada, P_ς ana şebekeden çekilen aktif gücü, Q_ς ana şebekeden çekilen reaktif gücü, $P_{DÜS,i}$ i. DÜS'ün ürettiği aktif gücü, $Q_{DÜS,i}$ i. DÜS'sün ürettiği reaktif gücü, P_d aktif talep gücü, Q_d reaktif talep gücü ve $N_{DÜS}$ DÜS sayısını temsil etmektedir.

3.4.2 Gerilim kısıtları

Bu çalışmada iki farklı gerilim kısıtı kullanılmıştır. Gerilim kısıtı-1'de, DÜS yerleştirildikten sonra herhangi bir baradaki gerilim değeri, yerleştirilmeden önceki gerilim değerinden küçük olamaz ve denklem (3.16) ile ifade edilir. Gerilim kısıtı-2'de ise DÜS yerleştirilirken bara gerilimleri, belirlenen minimum ve maksimum gerilim limitleri arasında kalmalıdır ve denklem (3.17) ile ifade edilir.

$$U_i^{DÜS\ yok} \leq U_i^{DÜS\ var} \quad (3.16)$$

$$U_{sinir}^{min} \leq |U_i| \leq U_{sinir}^{max} \quad (3.17)$$

Burada, $U_i^{DÜS yok}$ i. baranın DÜS yerleştirilmeden önceki gerilimini, $U_i^{DÜS var}$ i. baranın DÜS yerleştirildikten sonraki gerilimini, $U_{sınır}^{min}$ minimum gerilim sınır değerini ve $U_{sınır}^{max}$ maximum gerilim sınır değerini temsil etmektedir.

Bu çalışmada, $U_{sınır}^{min} = 0,95 pu$ ve $U_{sınır}^{max} = 1,05 pu$ olarak alınmıştır [5, 35, 38].

3.4.3 DÜS gücü ve yeri kısıtları

Üretim ünitelerinin minimum ve maksimum olmak üzere üretim sınırları mevcuttur ve yalnızca bu aralıkta üretim yapabilirler. DÜS'ler için aktif ve reaktif güç üretim limitleri aşağıdaki gibidir [91].

$$P_{DÜS,i}^{min} \leq P_{DÜS,i} \leq P_{DÜS,i}^{max} \quad (3.18)$$

$$Q_{DÜS,i}^{min} \leq Q_{DÜS,i} \leq Q_{DÜS,i}^{max} \quad (3.19)$$

Burada, $P_{DÜS,i}$ i. DÜS aktif üretim gücünü, $Q_{DÜS,i}$ i. DÜS reaktif üretim gücünü, $P_{DÜS,i}^{min}$ i. DÜS'ün minimum aktif güç üretim değerini, $P_{DÜS,i}^{max}$ i. DÜS'ün maksimum aktif güç üretim değerini, $Q_{DÜS,i}^{min}$ i. DÜS'ün minimum reaktif üretim değerini ve $Q_{DÜS,i}^{max}$ i. DÜS'ün maksimum reaktif üretim değerini temsil etmektedir.

Ayrıca, birinci baraya DÜS tahsisi yapılamaz ve her bir baraya en fazla bir DÜS tahsis edilebilir. Burada bahsedilen DÜS konumu sınırı aşağıdaki gibi ifade edilir [18, 29].

$$2 \leq L_{DÜS_i} \neq L_{DÜS_j} \leq N_b \quad (3.20)$$

Burada, $L_{DÜS_i}$ ve $L_{DÜS_j}$ i. ve j. DÜS'ün konumlarını temsil etmektedir.

Ayrıca, yenilenebilir DÜS'ler için günlük ve mevsimsel belirsizlikler de dikkate alınmalıdır. Örneğin akşam saatlerinde güneş olmaması veya kış aylarında daha az ısıtım olması gibi durumlar değerlendirilmelidir.

3.4.4 Termal kısıtlar

Dağıtım sisteminde bulunan iletkenlerin (hatların) üzerinden geçen akım ısı kayıplarına ve hatların ısınmasına neden olur. Hattın çok fazla ısınarak zarar görmesini ve dağıtım ağında oluşacak arızaları engellemek amacıyla her bir hattın iletken özelliğine uygun olarak, maksimum akım taşıma kapasitesi belirlenir ve aşağıdaki gibi ifade edilir [92].

$$I_i^t \leq I_i^{max} \quad (3.21)$$

Burada, I_i^{max} hattın akmasına izin verilen maksimum akım değeridir (kA).

DÜS tahsisi, hat akım taşıma kapasiteleri aşılmayacak şekilde gerçekleştirilmelidir.

3.4.5 Diğer kısıtlar

Dağıtım sistemi üzerinde herhangi bir güç kalitesi parametresi veya indeksinin DÜS yerleştirildikten sonra, önceki duruma göre daha kötü olmaması istenilir ve bu durumu sağlayarak, sistem güvenliğini ve güvenilirliğini sağlamak amacıyla çok sayıda kısıt eklenebilir. Bunlardan bazıları aşağıdaki gibidir.

$$P_L^{DÜS var} \leq P_L^{DÜS yok} \quad (3.22)$$

$$Q_L^{DÜS var} \leq Q_L^{DÜS yok} \quad (3.23)$$

$$U_{min}^{DÜS var} \geq U_{min}^{DÜS yok} \quad (3.24)$$

$$VDI^{DÜS var} \leq VDI^{DÜS yok} \quad (3.25)$$

Burada, $U_{min}^{DÜS yok}$ temel durumdaki en düşük bara gerilimini ve $VDI^{DÜS var}$ DÜS yerleştirildikten sonraki en düşük bara gerilimini ifade etmektedir.

3.5 Optimum DÜS Yerleştirme Çözümlerinin Değerlendirilmesi

Dağıtım sistemlerine DÜS yerleştirildikten sonra, sistem üzerindeki önemli parametrelerin ne yönde ve ne kadar etkilendiğini, sisteme sağlanan katkıları belirleyen katkı indeksleri ile değerlendirebiliriz. Pozitif etkiler için artışın ve negatif etkiler için azalışın yüzdesini gösteren bu indeksler aşağıdaki gibi hesaplanırlar.

$$KP_L = \frac{P_L^{DÜS yok} - P_L^{DÜS var}}{P_L^{DÜS yok}} \times 100 \quad (3.26)$$

$$KQ_L = \frac{Q_L^{DÜS yok} - Q_L^{DÜS var}}{Q_L^{DÜS yok}} \times 100 \quad (3.27)$$

$$KU_{min} = \frac{U_{min}^{DÜS var} - U_{min}^{DÜS yok}}{U_L^{DÜS yok}} \times 100 \quad (3.28)$$

$$KEL_a = \frac{EL_a^{DÜS yok} - EL_a^{DÜS var}}{EL_a^{DÜS yok}} \times 100 \quad (3.29)$$

Burada, KP_L aktif kayıplara katkısı, KQ_L reaktif kayıplara katkısı, KU_{min} minimum gerilime katkısı ve KEL_a yıllık aktif enerji kaybına katkısı temsil etmektedir.

Ayrıca DÜS'lerin toplam talebin yüzde kaçını karşıladığını gösteren, katılım oranı (KO) (penetration level, pl) aşağıdaki gibi hesaplanır [18, 40].

$$KO = \frac{S_{DÜS}}{S_{yük}} \times 100 \quad (3.30)$$

Burada, $S_{DÜS}$ DÜS'lerin toplam görünür gücünü (kVA) ve $S_{yük}$ yüklerin toplam görünür gücünü (kVA) temsil etmektedir.

Bu görünür güçler aşağıdaki gibi hesaplanırlar.

$$S_{DÜS} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{N_{DÜS}} P_{DÜS,i} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^{N_{DÜS}} Q_{DÜS,i} \right)^2} \quad (3.31)$$

$$P_{DÜS,i} = S_{DÜS,i} \times \cos\varphi_i \quad (3.32)$$

$$Q_{DÜS,i} = S_{DÜS,i} \times \sin\varphi_i \quad (3.33)$$

$$S_{yük} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{N_b} P_{d,i} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^{N_b} Q_{d,i} \right)^2} \quad (3.34)$$

Burada, $\cos\varphi_i$ i. DÜS'ün işletildiği güç faktörünü, $P_{d,i}$ i. baradaki aktif güç talebini, ve $Q_{d,i}$ i. baradaki reaktif güç talebini temsil etmektedir.

3.6 Tahmin Sonuçlarının Değerlendirilmesi

3.6.1 R-Kare (R^2)

Tahmin modellerinin doğruluğunu test etmek için gerçek değerlerden yararlanılır. Modelin performansını güvenilirliğini test etmek için, hataya dayalı R^2 analizi gerçekleştirilir [55]. R^2 aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$R^2 = 1 - \left\{ \left(\sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2 \right) / \left(\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \right) \right\} \quad (3.35)$$

Burada, N örnekleme sayısı, y_i i. gerçek değeri, $\hat{y}_i$ i. tahmin değerini ve $\bar{y}$ gerçek değerlerin ortalamasını simgelemektedir.

R^2 sıfır ile bir arasında değerler alır ($0 \leq R^2 \leq 1$) ve 1'e yaklaştıkça tahmin güvenilirliği artar.

3.6.2 Ortalama mutlak yüzde hata (MAPE)

Mutlak tahmin hataları ile gerçek değerler arasındaki oran, ortalama mutlak yüzde hata (Mean Absolute Percentage Error, MAPE) olarak tanımlanır. MAPE, tahminlerin performansını ölçmek ve sonuçları değerlendirmek için kullanılır ve aşağıdaki gibi hesaplanır [93].

$$MAPE = \frac{\%100}{N} \times \sum_{i=1}^N \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \quad (3.36)$$

4. ÖNERİLEN YÖNTEMLER VE PROGRAMLAR

Bu çalışmada, DÜS'lerin optimum yerleri, boyutları ve güç faktörlerinin bulunması için sezgisel algoritmalar kullanılmıştır ve bu algortitmalar MATLAB programında kod yazılarak geliştirilmiştir.

DÜS boyutu ve etkilerinin tahmininde ise MÖ algoritmaları kullanılmıştır ve WEKA programı üzerinde geliştirilmiştir.

4.1 Sezgisel Algoritmalar

İngilizcede “heuristik” veya “metaheuristik” olarak bilinen, sezgisel algoritmalar, büyük ölçekli optimizasyon problemleri için optimuma yakın çözümleri, kabul edilebilir derecede kısa zaman sınırları içerisinde sağlayabilir. Bu algoritmalar genel olarak biyoloji tabanlı, fizik tabanlı, sürü tabanlı, sosyal tabanlı, müzik tabanlı ve kimya tabanlı olmak üzere altı farklı grupta sınıflandırılır. Sürü zekası tabanlı optimizasyon algoritmaları, kuş, balık, kedi ve arı gibi sürülerin hareketleri incelenerek geliştirilmiştir [94].

GA, PSO, HŞO, BYA, YA, BTA, SDA, KAOA, SSA, TAA, KKO, YAK, BOA, YAA, Diferansiyel Değerlendirme Algoritması, Orman Optimizasyonu Algoritması, Kara Delik Optimizasyon Algoritması, Ateş Böceği Algoritması, Isı Transferi Arama, Ağırlıklı Süperpozisyon Çekimi, Meyve Sineği Optimizasyon Algoritması ve Gri Kurt Optimizasyonu ve daha bir çok algoritma sezgisel algoritmalar grubunda yer alır.

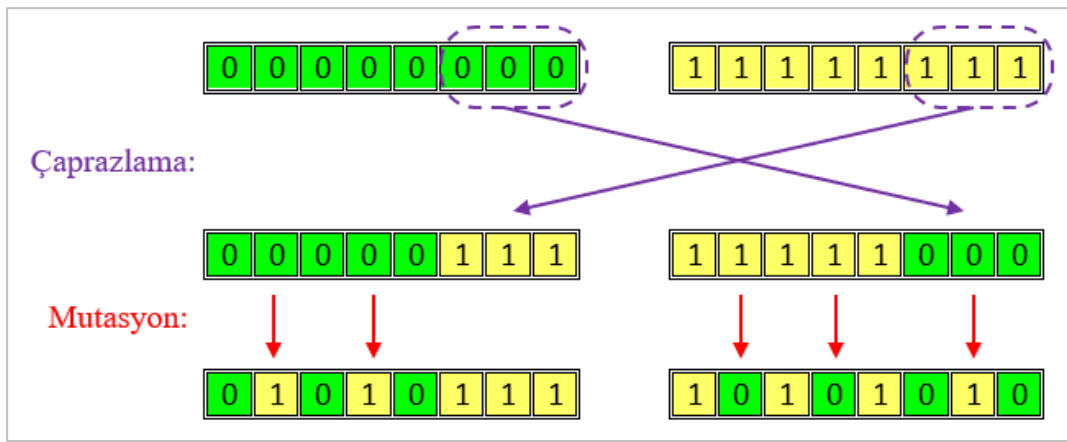
Bu çalışmada, optimal DÜS yerleştirme problemini çözmek için önerilen sezgisel algoritmalar GA ve PSO'dur.

4.1.1 Genetik Algoritma

Darwin'in evrim teorisinden esinlenen GA ilk olarak 1975'te John Henry Holland tarafından tanıtıldı [95] ve daha sonra 1989'da David Goldberg tarafından geliştirildi [96]. GA'da canlı organizmaların doğumu, üremesi ve neslinin tükenmesi yapay olarak taklit edilmektedir.

İlk olarak, rastgele bir başlangıç popülasyonu oluşturulur ve her bir bireyin uygunluk değeri hesaplanır. Durdurma kriterleri karşılanırsa, arama işlemi durdurulur. Aksi takdirde, genetik operatörler tarafından yeni bireyler üretilir [97]. Genetik operatörler üreme, çaprazlama, rekombinasyon ve mutasyondur [98]. Elitizm operatörü ise daha iyi bireyleri eski nesillerden korumak için kullanılır [99]. Algoritma durdurma kriteri olarak belirlenen sürenin dolması, ardışık yinelemelerin mevcudiyeti ve maksimum iterasyon sayısına ulaşma seçilebilir.

İkili sisteme göre kodlanmış bir GA için çaprazlama ve mutasyon örnekleri Şekil 4.1’de görülmektedir.



Şekil 4.1 : Çaprazlama ve mutasyon gösterimi.

GA'nın uygulama adımları genel olarak aşağıdaki gibidir [100]:

Adım 1: Rastgele bir başlangıç popülasyonu üretilir ve ardından iterasyon sayacı sıfıra ayarlanır.

Adım 2: Problemin kısıtlarını sağlayan kromozomlar (çözümler) istenilen sayıya ulaştığında bir sonraki aşamaya geçilir.

Adım 3: Her bir kromozom için, uygunluk fonksiyonu aracılığıyla uygunluk değerleri hesaplanır. En iyi uygunluk değerine sahip olanları koruyarak, elitizm gerçekleştirilir.

Adım 4: Elit olmayan bireyler arasından uygunluk değerine göre seçilen bireylere çaprazlama işlemi uygulanır ve yeni popülasyon oluşturulur.

Adım 5: Yeni popülasyondan seçilen bireylerin bir kısmı rastgele mutasyona uğratılır ve bir kısmı mutasyona uğramadan rastgele seçilerek yeni bireyler oluşturulur.

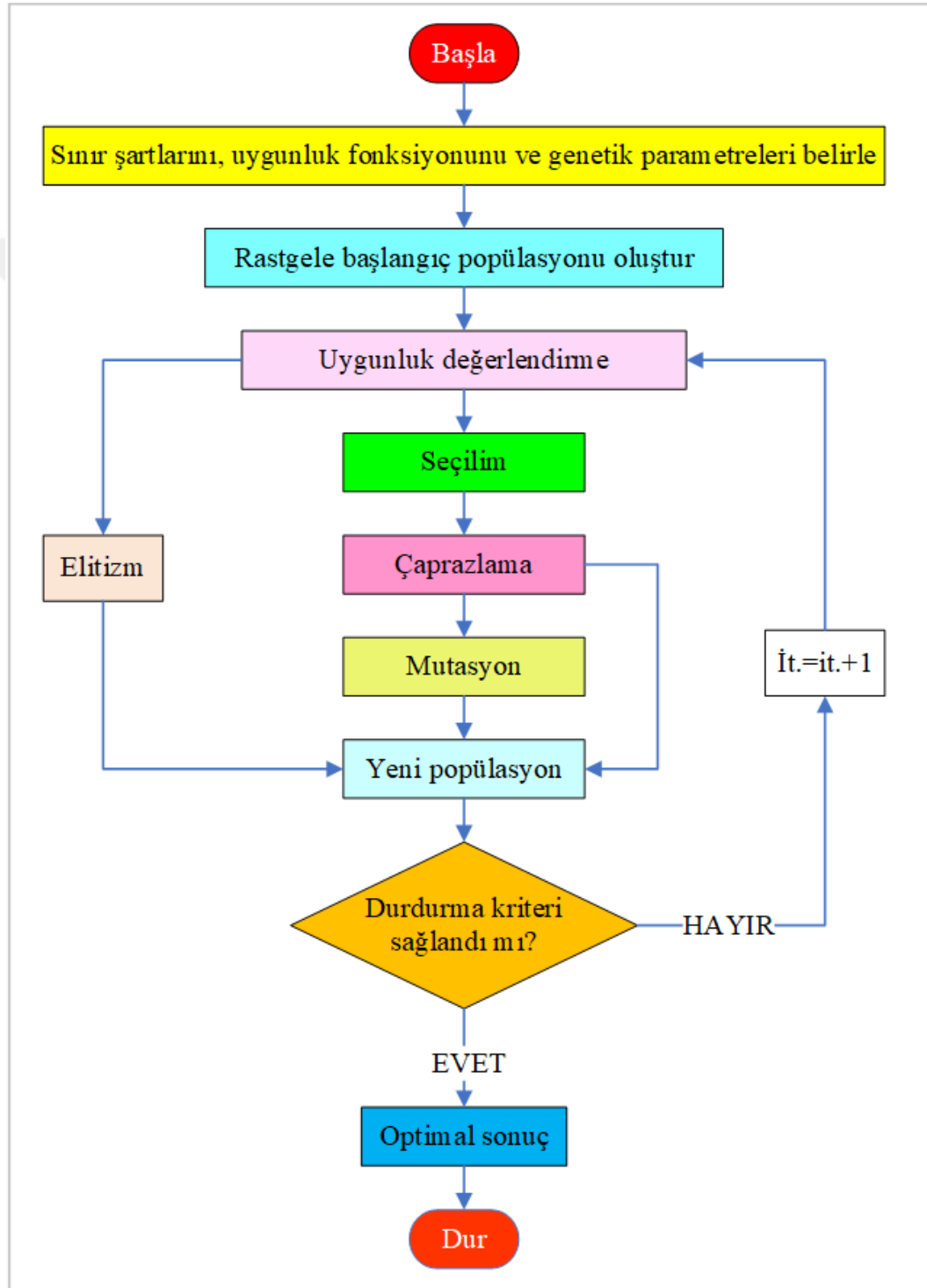
Adım 6: Bazı yeni bireyler rastgele mutasyona uğratılır ve yeni bireyler oluşturulur.

Adım 7: Popülasyonun bir kısmı mutasyona uğratılmadan korunur.

Adım 8: Oluşturulan tüm popülasyonların uygunluk değerleri hesaplanır ve bu işlemler durdurma kriterleri sağlanana kadar tekrarlanır.

Adım 9: Durdurma kriterleri sağlandığında algoritma sonlandırılır ve optimum sonuçlar yazdırılır.

GA'nın basitleştirilmiş akış diyagramı Şekil 4.2'de gösterilmektedir [101, 102].



Şekil 4.2 : GA akış diyagramı [101, 102].

4.1.2 Parçacık Sürü Optimizasyonu

Balık yetiştiriciliği ve kuş sürüleri gibi organizmaların sosyal davranışlarından esinlenen PSO algoritması, ilk olarak 1995 yılında J.Kennedy ve R. Eberhart tarafından tanıtıldı [103].

Sistem (sürü), rastgele çözümler (parçacıklar) içerecek bir popülasyon ile başlatılır. Ardından, nesiller güncellenir ve sosyal faktörler kullanılarak optimum çözümler araştırılır. Parçacıklar, her parçacığın ve komşularının en iyi hızlarına ve konumlarına doğru rastgele yönlendirilir [104].

PSO'nun uygulama adımları genel olarak aşağıdaki gibidir [105]:

Adım 1: Rastgele konumlara ($\mathcal{X}_i$) ve hızlara ($\mathcal{V}_i$) sahip n-boyutlu başlangıç parçacıkları oluşturulur ve iterasyon sayacı sıfıra ayarlanır. Parçacıkların konum ve hız vektörleri aşağıdaki gibi ifade edilirler.

$$\mathcal{X}_i = (x_{i1}, \dots, x_{in}) \quad (4.1)$$

$$\mathcal{V}_i = (v_{i1}, \dots, v_{in}) \quad (4.2)$$

Adım 2: Oluşturulan her parçacık için uygunluk değerleri (F) hesaplanır.

Adım 3: $Pbest_i^k$ ve $Gbest^k$ sırasıyla problemin yerel ve global en iyi çözümleri olarak kaydedilir [106].

$$Pbest_i^k = (Pbest_{i1}^k, \dots, Pbest_{in}^k) \quad (4.3)$$

$$Gbest^k = (Gbest_1^k, \dots, Gbest_n^k) \quad (4.4)$$

Adım 4: Parçacık hızı ve konumu denklem (4.5) ve (4.6) kullanılarak güncellenir [107]. Her bir parçacık için hız ve konum güncellemeleri Şekil 4.3'te gösterilmektedir [108, 109].

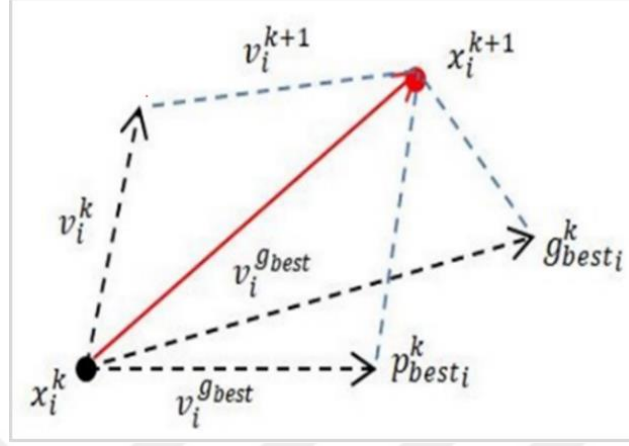
$$\mathcal{V}_i^{k+1} = \omega \mathcal{V}_i^k + c_1 r_1 (Pbest_i^k - x_i^k) + c_2 r_2 (Gbest^k - x_i^k) \quad (4.5)$$

$$\mathcal{X}_i^{k+1} = \mathcal{X}_i^k + \mathcal{V}_i^{k+1} \quad (4.6)$$

Burada, i parçacık numarasını, k iterasyon numarasını, $\mathcal{V}_i^k$ ve $\mathcal{X}_i^k$ parçacığın mevcut hızını ve konumunu, $\mathcal{V}_i^{k+1}$ ve $\mathcal{X}_i^{k+1}$ parçacığın güncellenmiş hızını ve konumunu, r_1 ve r_2 sıfır ve bir arasında rastgele sayıları, c_1 ve c_2 bilişsel ve sosyal ivme (hızlandırma) katsayılarını ifade eder. ω ise atalet katsayısıdır ve aşağıdaki gibi hesaplanır [106].

$$\omega = \omega_{max} - \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{k_{max}} \times k \quad (4.7)$$

Burada, ω_{min} minimum (son) atalet değerini, ω_{max} maksimum (başlangıç) atalet değerini ve k_{max} maksimum iterasyon sayısını temsil eder.



Şekil 4.3 : PSO algoritmasında her bir parçacık tarafından takip edilen hız ve konum güncellemeleri için takip edilen vektörel yol [108, 109].

Adım 5: Güncellenen tüm parçacıkların uygunluk değerleri hesaplanır ve bu işlemler durdurma kriterleri sağlanana kadar tekrarlanır.

Adım 6: Durdurma kriterleri sağlandığında algoritma sonlandırılır ve optimum sonuçlar yazdırılır.

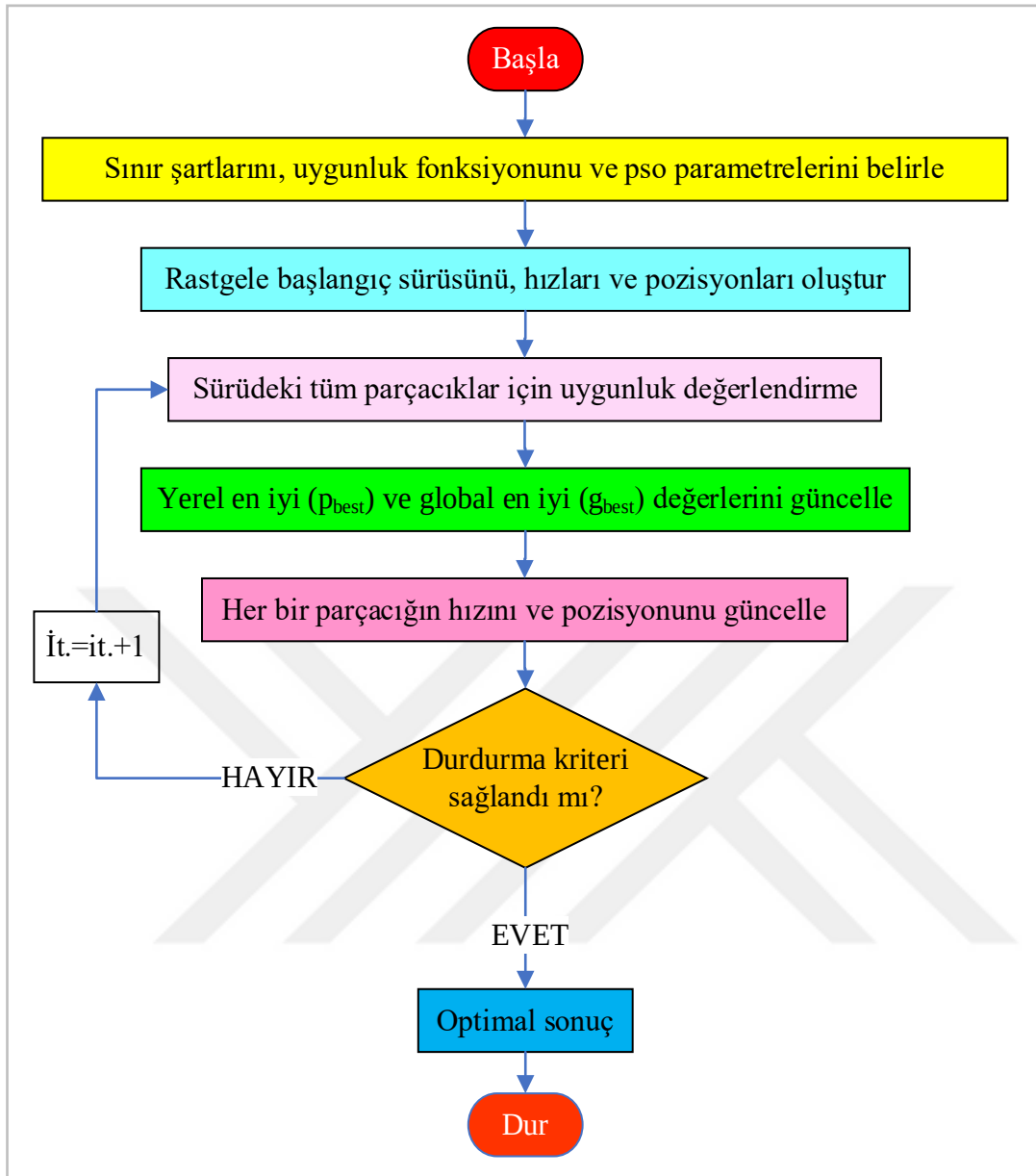
PSO'nun basitleştirilmiş akış diyagramı Şekil 4.4'te gösterilmektedir [110].

4.2 Makine Öğrenmesi Algoritmaları

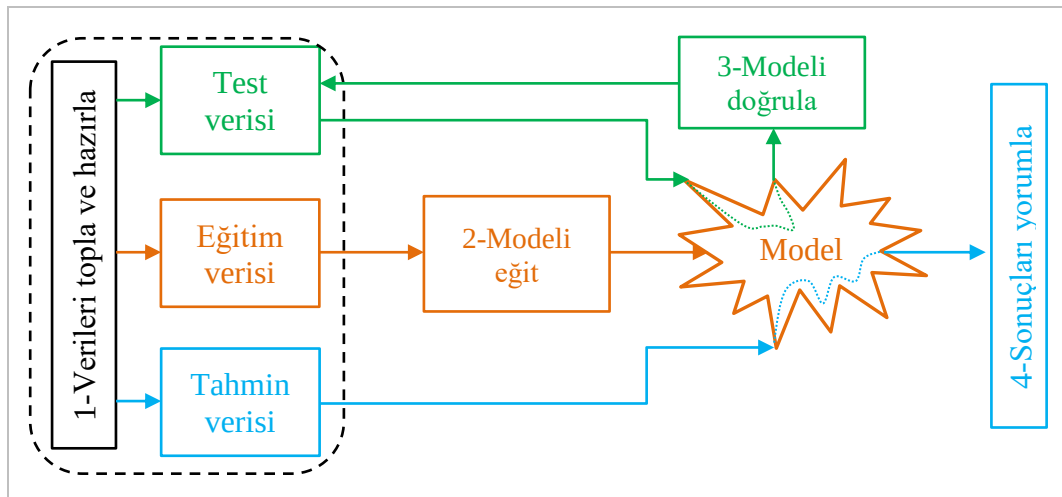
Makine öğrenmesi, matematiksel ve istatistiksel işlemler yardımıyla verilerden çıkarımlar yaparak, tahminler yapan sistemlerin bilgisayarla modellenmesidir. Bilgisayarların son yıllarda daha güçlü hale gelmesiyle daha popüler hale gelmiştir.

MÖ algoritmaları hedefledikleri sonuçlara göre, gözetimli öğrenme, gözetimsiz öğrenme, yarı gözetimli öğrenme, pekiştirmeli öğrenme ve öğrenmeyi öğrenme gibi temel sınıflara ayrılırlar [111].

MÖ ile problemlerin çözümünde izlenen yol Şekil 4.5'te görülmektedir. Toplanan verilerin büyük çoğunluğu tahmin modelinin eğitiminde kullanılırken, bir kısmı da test için ayrılır. Test verisinin giriş değişkenleri, tahmin modeline uygulanarak çıkış değerleri tahmin edilir. Test verisindeki gerçek çıkış değerleri ve tahmin edilen değerlerle karşılaştırılarak, eğitilen modelin doğruluğu onaylanır ve tahminler yapılır.



Şekil 4.4 : PSO akış diyagramı [110].



Şekil 4.5 : MÖ algoritmalarının genel akış diyagramı.

Bu çalışmada MÖ yöntemlerinden olan, LR, YSA, DVR, KEK ve KA algoritmaları kullanılmıştır.

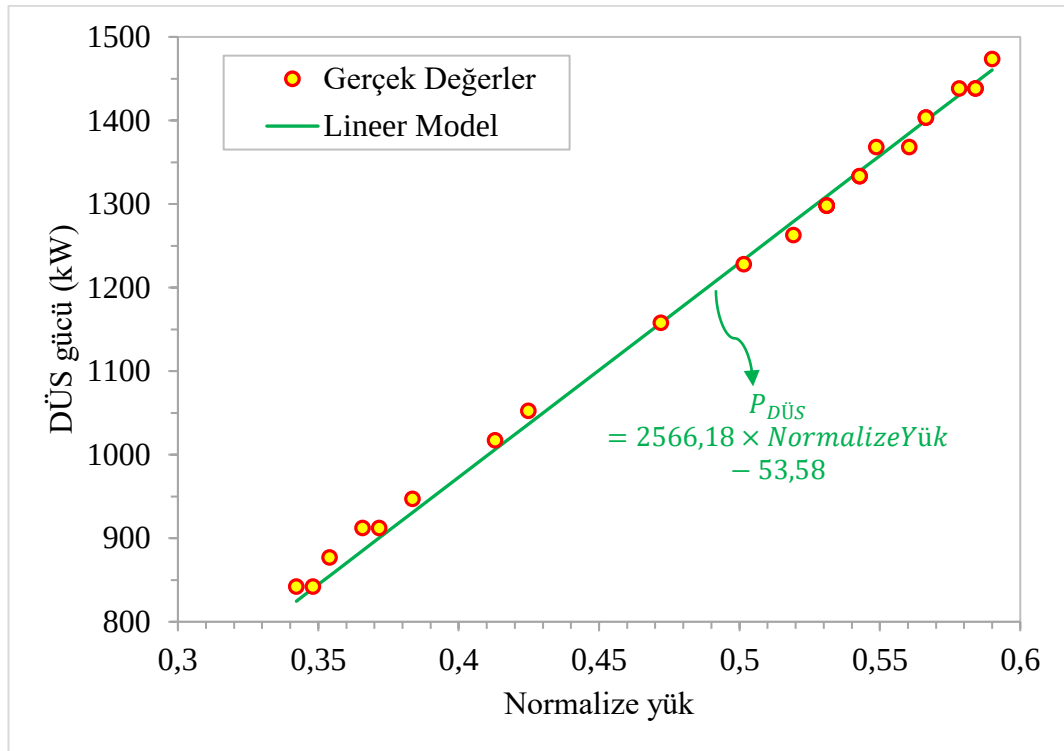
4.2.1 Lineer Regresyon

Bu yöntemde iki veya daha fazla değişken arasındaki ilişkiyi açıklamak için matematiksel bir model kullanılır ve bu modele “lineer (doğrusal) regresyon modeli” adı verilir. İki tür regresyon modeli vardır. Bunlar, bir bağımsız değişkenli basit LR ve birden fazla bağımsız değişkenli olan çok değişkenli LR analizidir. Lineer denklem şu şekilde yazılabilir:

$$y = w_0 + \sum_{i=1}^n w_i x_i + \varepsilon \quad (4.8)$$

Burada, y bağımlı değişkeni (tahmin edilen değer), w_0 sabit değeri, x_i i. bağımsız değişkeni, w_i i. bağımsız değişkenin ağırlık katsayısını, ε hata değerini temsil eder ve ağırlık katsayıları en küçük kareler yöntemiyle hesaplanabilir.

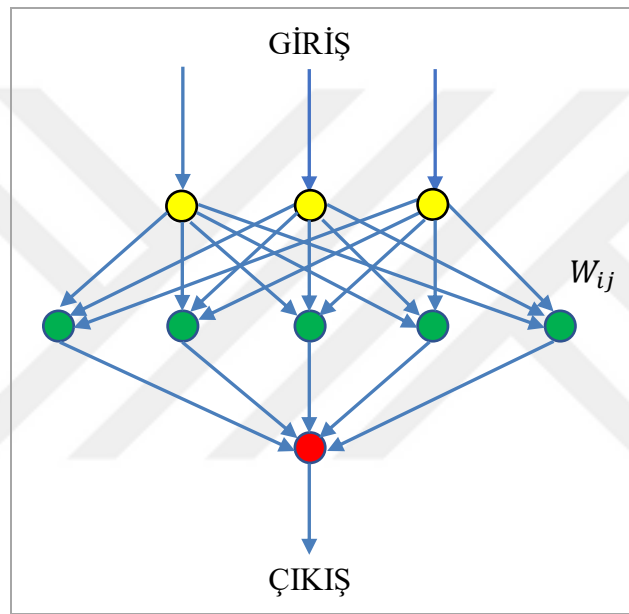
Bu çalışmada WEKA programı aracılığıyla basit lineer modeller oluşturulmuştur. Örnek olarak, normalize yük ve DÜS gücü arasındaki lineer ilişki Şekil 4.6’da verilmiştir.



Şekil 4.6 : 33 baralı RDS’de normalize yük ve DÜS gücü arasındaki lineer ilişki.

4.2.2 Yapay Sinir Ağları

İlk olarak 1943 yılında nörofizyolog Warren McCulloch ve matematikçi Walter Pitts tarafından modellenen YSA, yapay zeka algoritmalarından biridir ve geniş bir kullanım alanına sahiptir [112]. YSA, insan beynini taklit ederek modellendiğinden, bilgiyi öğrenmenin yanı sıra yeni bilgi üretme, oluşturma ve yorumlama özelliklerine de sahiptir. Tekrar tekrar ölçülen veri kümelerinin analizinde başarılı sonuçlar veren iyi bir sınıflandırıcı algoritmadır. YSA'nın ileri beslemeli, geri yayımlı, tek katmanlı ve çok katmanlı gibi çeşitleri vardır. Şekil 4.7, üç girişli, çok katmanlı bir ağ yapısını göstermektedir.



Şekil 4.7 : Üç girişli, çok katmanlı, ileri beslemeli YSA yapısı.

Bilgiler tüm ağ üzerinde dağıtık hafıza olarak saklanır ve kaybolan veya eksik olan bilgiler YSA'nın çalışmasını engellemez. Aynı anda birçok işi yapabilirler ve ağdaki bozulmalar aniden değil, yavaş yavaş bozulmaya uğrarlar.

YSA'nın birçok avantajı olmasına rağmen bazı dezavantajları da bulunmaktadır. Bu dezavantajlar ise şu şekilde verilebilir [113]:

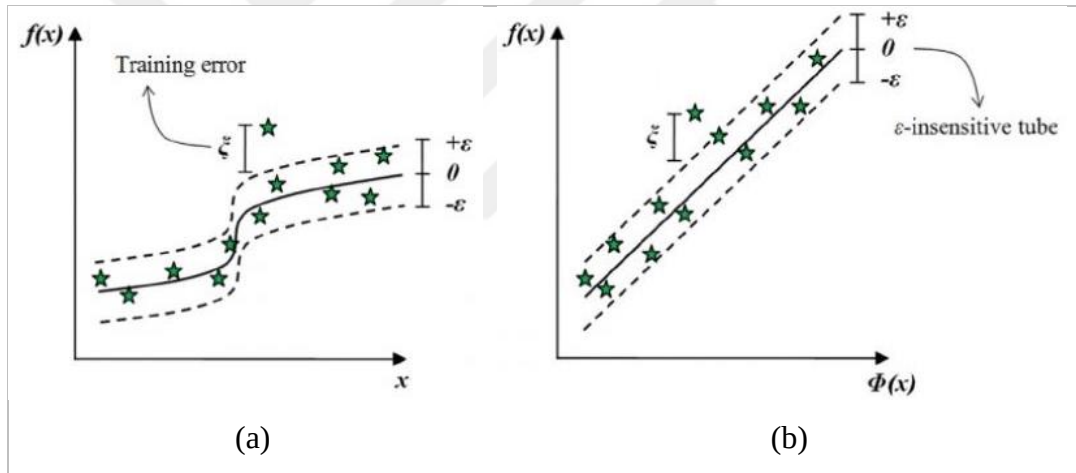
- Ağ yapısı açıklanamaz ve sistemde ne olduğunu bilmek mümkün değildir. Bu durum ağa olan güveni azaltır.
- Kararlılık analizi bazı ağlar dışında sorunludur,
- Farklı sistemlere uygulamadaki zorluklar,
- İstenilen hatanın altına düşene kadar eğitilen ağın, eğitim süresi kestirilemez.

4.2.3 Destek Vektör Regresyonu

DVR, destek vektör makineleri kullanılarak Drucker, Burges, Kaufman, Smola ve Vapnik tarafından modellenmiştir [114]. Sınıflandırma ve regresyon için kullanılan çekirdek tabanlı bir MÖ algoritmasıdır. Bu yöntem, diğer geleneksel öğrenme yöntemlerine kıyasla çok daha iyi bir performans gösterir ve doğrusal olmayan problemleri çözme yeteneğine sahiptir.

Doğrusal ve doğrusal olmayan olmak üzere iki tip SVR sınıflandırması mevcuttur ve örnekleri Şekil 4.8’de gösterilmiştir. ε olarak tanımlanan alan içindeki veriler için hata toleransı sıfırdır. Özellikle, ξ değişkeni hassas alanın dışındaki hata toleransını temsil eder ve literatürde eğitim hatası olarak da adlandırılır. Hassas alan içindeki bölgede ξ değeri sıfırdır. Hata toleransı denklem 4.9’daki ile ifade edilebilir [115].

$$L(\xi) = \begin{cases} |\xi| - \varepsilon & , \quad |\xi| > \varepsilon \\ 0 & , \quad |\xi| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (4.9)$$



Şekil 4.8 : DVR örnekleri: a) doğrusal olmayan DVR, b) doğrusal DVR [115].

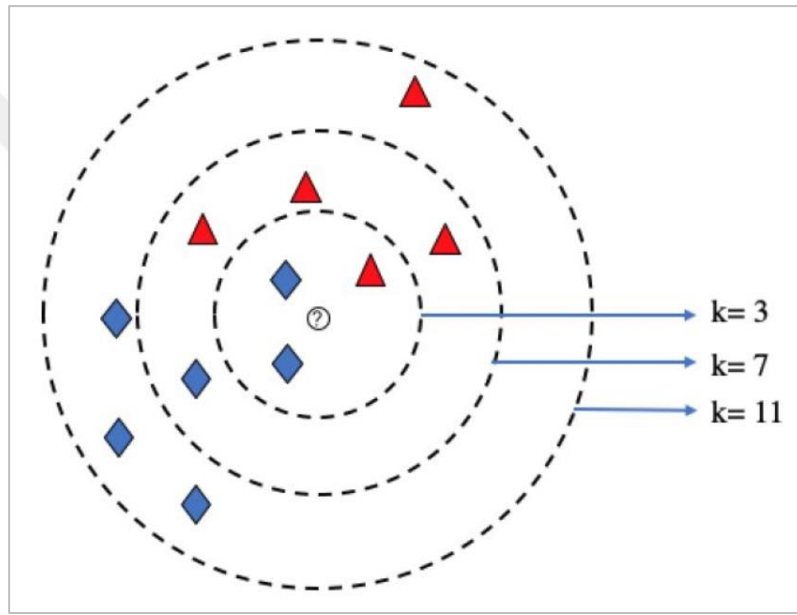
Yüksek doğruluklu destek vektörü regresyon modellemesi için, cost (maliyet) olarak ifade edilen, deneysel hata ile ağırlık vektörü arasındaki dengeyi sağlamaya yarayan C sabitinin iyi belirlenmesi gerekir. Hata oranı ne kadar küçük girilirse, işlem zamanı o kadar uzun olacaktır.

4.2.4 K-En Yakın Komşu

İlk olarak 1951 yılında Fix ve Hodges tarafından tanıtılan KEK, değişkenler arasında en yakın komşuyu bulan öğrenme algoritmasıdır [116]. KEK, literatürde tembel (lazy) öğrenci olarak da bilinir ve yüksek performansı nedeniyle, çok geniş kullanım alanlarında yüksek sıklıkla tercih edilir. Buradaki en önemli nokta, veri noktaları ile k

değeri arasındaki mesafedir. K mesafeleri belirlemek için kullanılan önemli bir parametredir ve tek sayı olarak seçilir. Manhattan, Minkowski, Mahalanobis ve Öklid uzaklık ölçüleri genellikle veriler arasındaki uzaklığı hesaplamak için kullanılır [117].

Şekil 4, KNN'nin şematik bir diyagramını göstermektedir. $K=3$ olarak alındığında, numune sınıflandırma sonucu prizmatiktir. $K=7$ ve $k=11$ olduğunda, sonuçlar sırasıyla üçgen ve prizmatiktir. Şekil 4'ten, k farklı değerler aldığında sınıflandırma sonuçlarının önemli ölçüde değiştiği açıktır. Kullanılan uzaklık hesaplama yöntemine bağlı olarak, sınıflandırma sonuçlarını etkileyen farklı en yakın komşular bulunabilir [118].

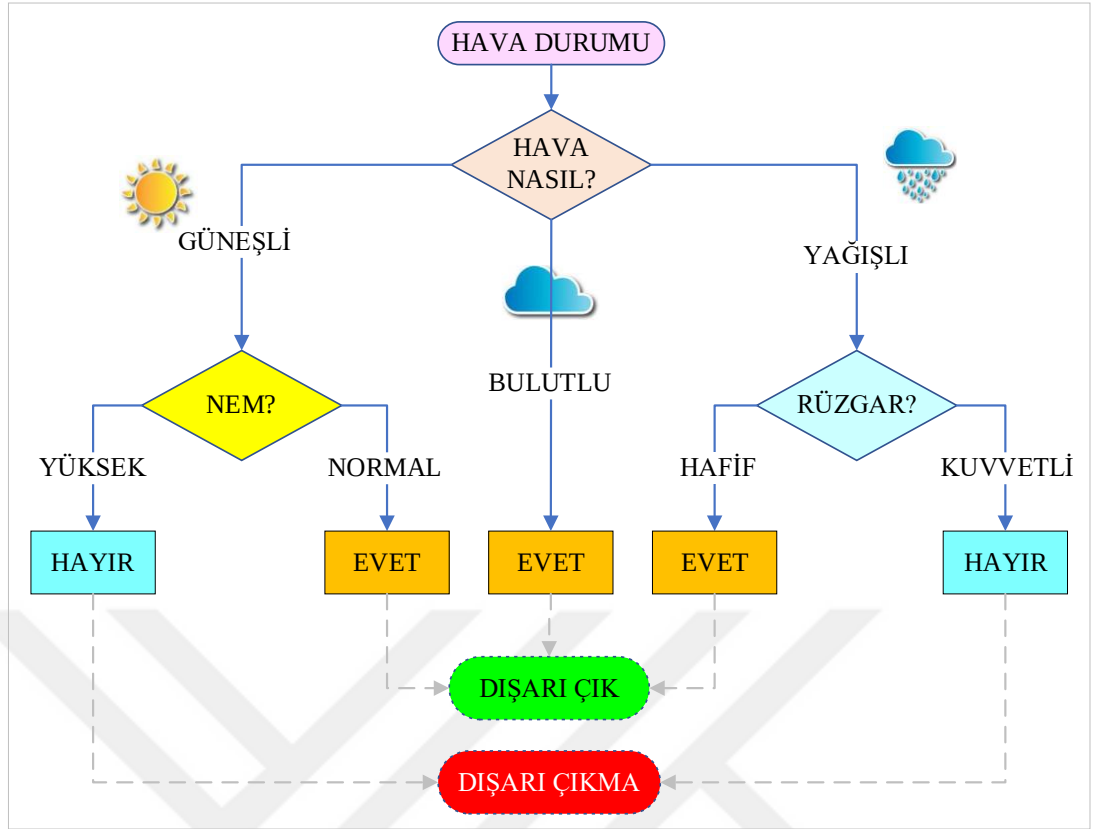


Şekil 4.9 : KEK algoritması ile sınıflandırma diyagramı [118].

4.2.5 Karar Ağacı

KA, yapraklar, dallar ve kök düğümlerden oluşan bir ağaç yapısı şeklinde bir sınıflandırma algoritmasıdır. KA, diğer MÖ algoritmalarına benzer şekilde çalışır. Algoritma, bilgi kazancı ve entropiyi kullanarak karar ağaçları üretir.

Şekil 5'te bir karar ağacı sınıflandırma örneği görülebilir [119]. Bu örnekte dışarı çıkma kararı hava durumuna bağlı olarak evet veya hayır olarak sınıflandırılmaktadır. Hava durumu, kök düğüm olarak tanımlanır. Hava olasılıkları öncelikle güneşli, kapalı (bulutlu) ve yağmurlu olarak sınıflandırılır ve bunlar dal düğüm değerleridir. İkinci dal düğüm değerleri nem ve rüzgar değişkenleridir. Havanın güneşli ve nemin yüksek olduğu veya yağmurlu ve rüzgarın kuvvetli olduğu durumlarda dışarı çıkma kararı hayır olarak belirlenir, diğer durumlarda ise evet olarak sınıflandırılır.



Şekil 4.10 : KA sınıflandırma örneği [119].

4.3 Kullanılan Program ve Yazılımlar

Sezgisel algoritmaların oluşturulması ve güç sistemine optimum DÜS tahsisi için uygulanması ve tahmin algoritmalarının değerlendirilmesinde MATLAB programı (R2019a sürümü) kullanılmıştır.

MATLAB (**matrix laboratory**), ilk olarak 1970 yılında Cleve Moler tarafından New Mexico Üniversitesi'nde geliştirilmiştir ve şuanda MathWorks tarafından geliştirilmeye devam edilmektedir. MATLAB ile fonksiyon oluşturma, matris işleme, verileri grafikleştirme ve algoritma uygulamaları gibi sayısal analizlerin yanı sıra, MuPAD aracılığıyla sembolik hesaplama ve Simulink'te dinamik ve gömülü sistem tasarımları yapılabilmektedir. C, C++, Java ve Fortran dillerinde yazılmış, diğer programlarla ara bağlantı kurabilen bu programdan, akademi, endüstri, mühendislik, ekonomi ve hemen hemen tüm bilim dalları yararlanmaktadır [120].

Bu çalışmada geliştirilen tahmin modelleri, Waikato Environment for Knowledge Analysis'in baş harflerinden oluşan WEKA programı (3.8.4 sürümü) tarafından oluşturulmuştur. WEKA, birçok MÖ algoritması içeren ücretsiz bir veri madenciliği yazılımıdır. Java dilinde geliştirilmiştir ve WEKA'ya özel olarak geliştirilen ARFF

(Attribute Relationship File Format) dosyasını kullanır [121]. Program logosu olarak Weka kuşunu kullanan programın genel görünümü, logosu ve Weka kuşu Şekil 4.11’de görülmektedir.



(a)



(b)



(c)

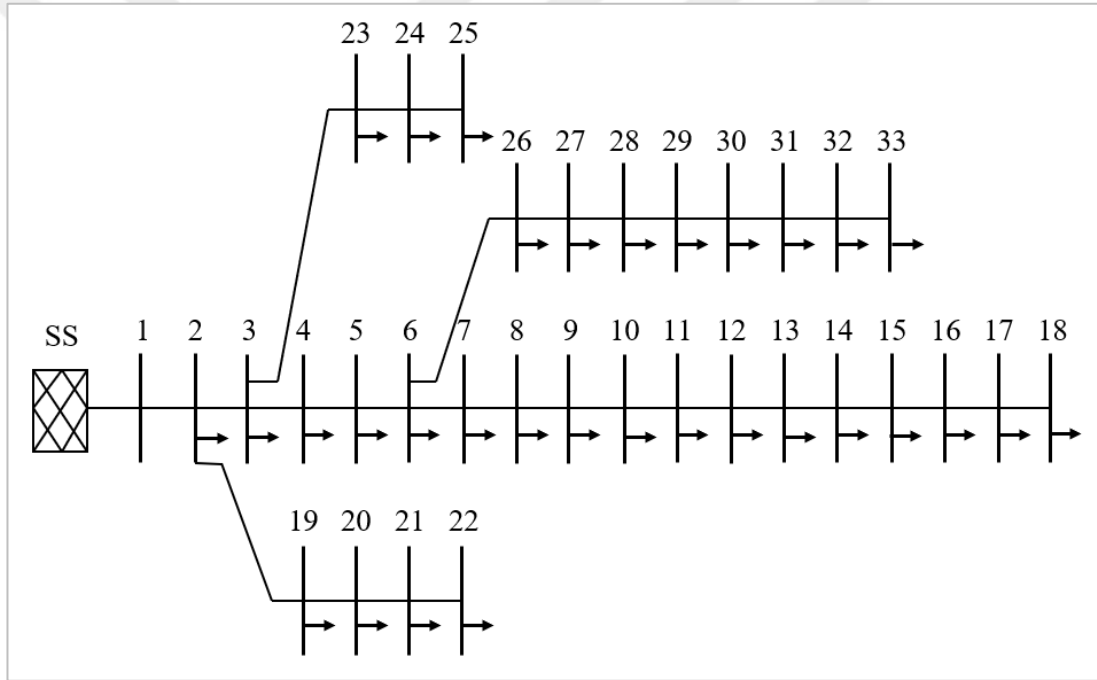
Şekil 4.11 : a) Weka kuşu, b) program logosu ve c) programın genel görünümü.

WEKA’da tahminler yapılırken verilerin %75’i eğitim için, %25’i de test için kullanılmıştır ve MÖ yöntemlerinin gerekli parametreleri optimize edilerek tahminler yapılmıştır. WEKA çıktılarının MATLAB yazılımı ile işlenmesi sonucunda ilgili grafikler ve hata performans analizleri elde edilmiştir.

Bu çalışmada, i7-8550U CPU @1.80 GHz (4 CPUs) ve 12 GB RAM’e sahip bir bilgisayar kullanılmıştır.

5. SEZGİSEL ALGORİTMALAR İLE OPTİMUM DÜS TAHSİSİ

Bu çalışmada test sistemi olarak, literatürde iyi tanınan IEEE 33-baralı RDS seçilmiştir. 32 hat ve 33 baradan oluşan DS'nin tek hat şeması Şekil 5.1'de verilmiştir [4]. Baralar üzerindeki yükler ile hatların dirençleri, reaktansları ve maksimum akım taşıma kapasiteleri Çizelge A.1'de verilmiştir [122]. Test sistemi nominal gerilimi 12,66 kV olup, toplam 3715 kW aktif ve 2300 kVAr reaktif puant güç talebi vardır. Her bir baranın toplam aktif ve toplam reaktif yük talepleri Şekil 5.2'de verilmiştir.



Şekil 5.1 : IEEE 33-baralı radyal dağıtım sistemi tek hat şeması [4].

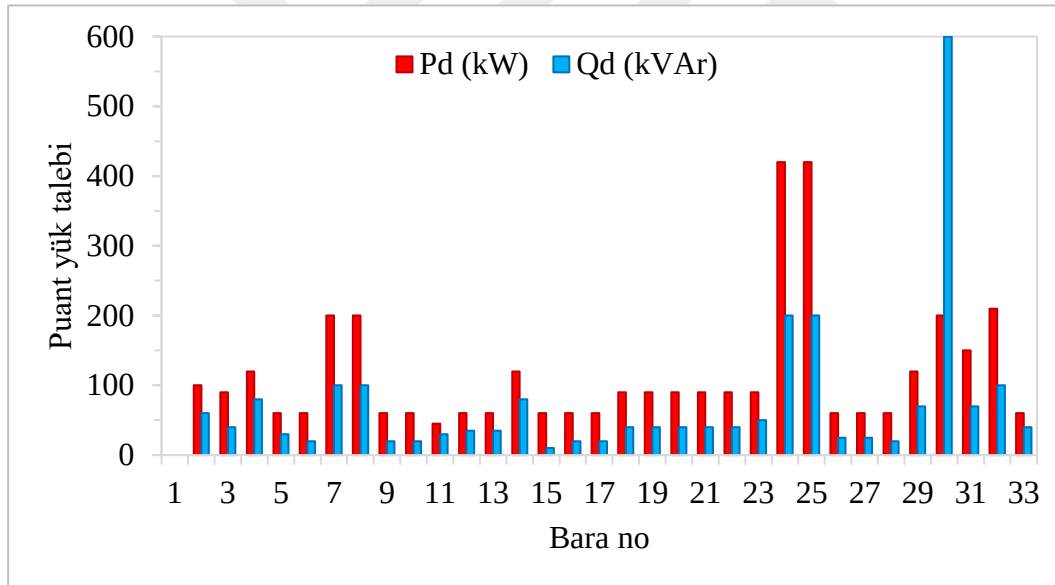
Bu çalışmada üç farklı senaryo üzerinde durulmuştur. Bunlardan ilki, DÜS yerleştirilmeden önceki durumu incelemek ve DÜS yerleştirildikten sonraki etkileri karşılaştırmak için, DÜS yerleştirilmemiş temel durumdur. İkincisi puant yük için DÜS yerleştirilmesi durumudur. Üçüncüsü ise mevsimsel yük profili için, yakıt tüketen KK'lar ve YEK'ler kullanılarak DÜS yerleştirilmesidir. Temel durum hariç tüm senaryolarda, optimum 1 ve 2 adet DÜS tahsisi, hem GA hem de PSO aracılığıyla gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada kullanılan GA ve PSO parametre değerleri, sırasıyla Çizelge 5.1 ve Çizelge 5.2'de listelenmiştir.

Çizelge 5.1 : GA parametre değerleri.

Parametre	Değeri
Kontrol değişkenleri	DÜS boyutu, yeri ve GF
Popülasyon boyutu	20
Çaprazlama oranı	0,6
Mutasyon oranı	0,05
Elitizm oranı	0,05
Maksimum iterasyon	100

Çizelge 5.2 : PSO parametre değerleri.

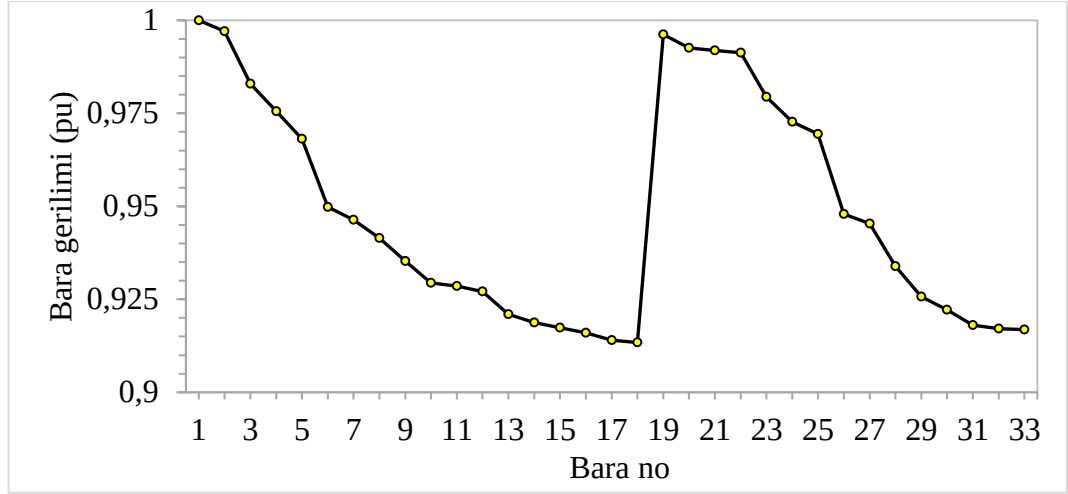
Parametre	Değeri
Kontrol değişkenleri	DÜS boyutu, yeri ve GF
Parçacık sayısı	20
c_1	2
c_2	2
ω_{min}	0,1
ω_{max}	0,9
Maksimum iterasyon	100



Şekil 5.2 : Baralar üzerindeki aktif ve reaktif puant yük talepleri.

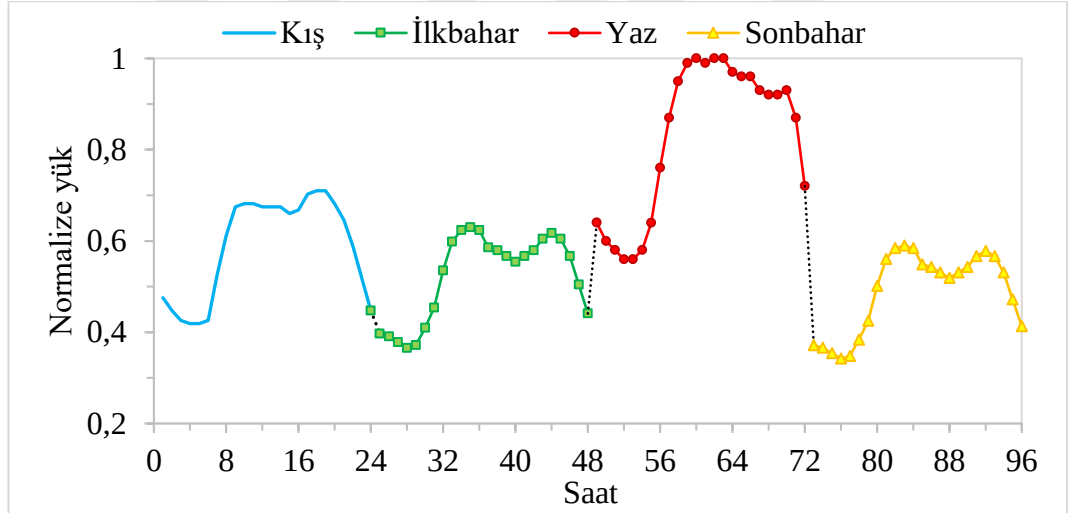
5.1 Senaryo 1: Temel Durum

Bu kısımda, IEEE 33 baralı RDS yük akışı ile analiz edilerek, DÜS ihtiyacı gözlemlenmiş ve DÜS yerleştirildikten sonra kıyaslamada kullanılacak veriler elde edilmiştir. Puant saat için, toplam aktif güç kaybı 201,99 kW ve toplam reaktif güç kaybı 134,77 kVAr olarak hesaplanmıştır. Gerilim profili Şekil 5.3’de verilmiştir ve minimum bara gerilimi 18. barada 0,91337 pu olarak gözlenmiştir. Bu gerilim değerleri kullanılarak gerilim devinim indeksi 0,11642 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.3 : IEEE 33-baralı RDS'nin puant yük için gerilim profili.

Mevsimsel yük profili Çizelge A.2'de ve grafiksel olarak da Şekil 5.4'te verilmiştir [119]. Yıllık aktif ve reaktif enerji kayıpları 680,8 MWh ve 453,8 MVarh olarak hesaplanırken, ana şebekeden yıllık 20,5 GWh ve 12,7 GVarh aktif ve reaktif enerji çekilmiştir. En düşük bara gerilimi yine puant saatte ve 18. Barada gözlemlenmiş olup, yıllık gerilim devinim indeksi 4,29 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.4 : Mevsimsel yük profili [119].

Şekil 5.4'e göre, en büyük güç tüketimi yaz mevsiminde görülürken, kışın daha azdır. Bahar mevsimlerinde ise neredeyse eşit ve en az güç tüketimleri gözlemlenmektedir.

5.2 Senaryo 2: Puant Yük Durumu

Bu kısımda puant yük için, farklı DÜS tipleri, amaç fonksiyonları ve kısıtlar içeren üç alt senaryo oluşturularak, optimum DÜS yerleştirilmesi gerçekleştirilmiştir. Oluşturulan alt senaryo modelleri Çizelge 5.1'de verilmiştir ve aşağıdaki gibidirler:

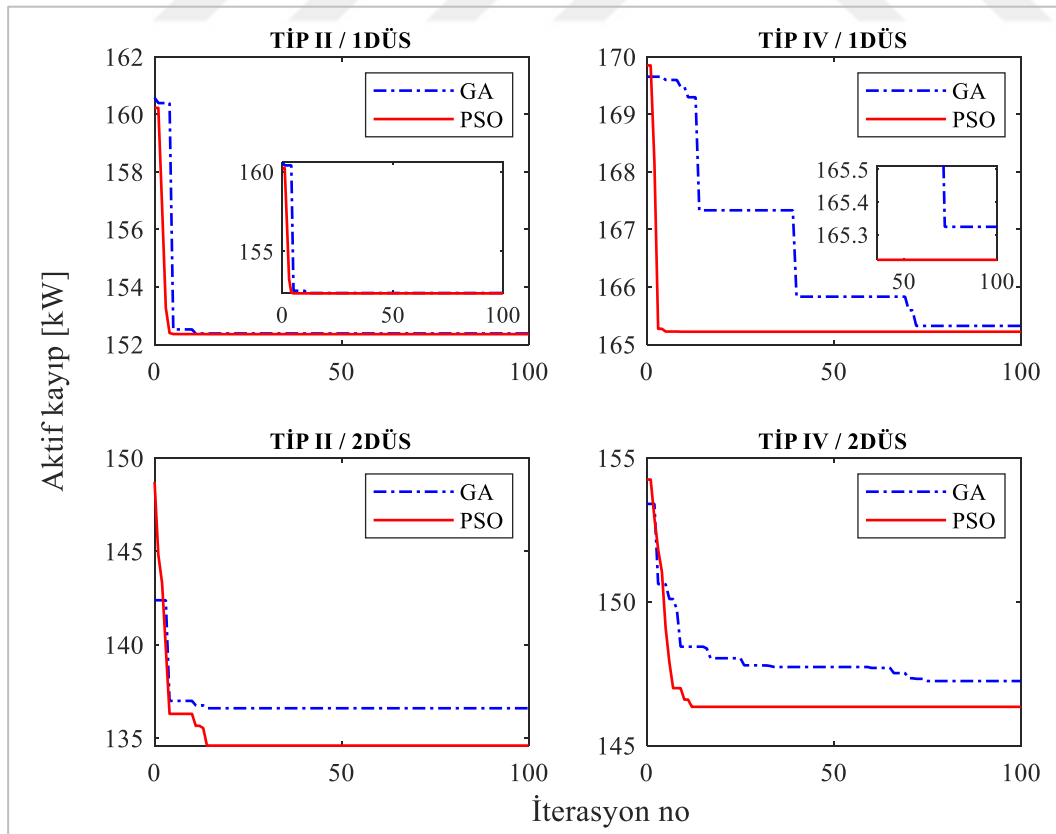
- Senaryo 2A: Gerilim kısıtı-1 altında, aktif kayıpların en aza indirilmesi amacıyla, Tip II ve Tip IV DÜS yerleştirilmesi.
- Senaryo 2B: Gerilim kısıtı-2 altında, aktif kayıpların minimizasyonu amacıyla, Tip I ve Tip III DÜS yerleştirilmesi.
- Senaryo 2C: Gerilim kısıtı-2 altında, çok amaçlı problem (aktif ve reaktif kayıpların minimizasyonu ve gerilim profili iyileştirilmesinin maksimizasyonu) çözümünde Tip I ve Tip III DÜS yerleştirilmesi.

Çizelge 5.3 : Alt senaryoların modellenmesi.

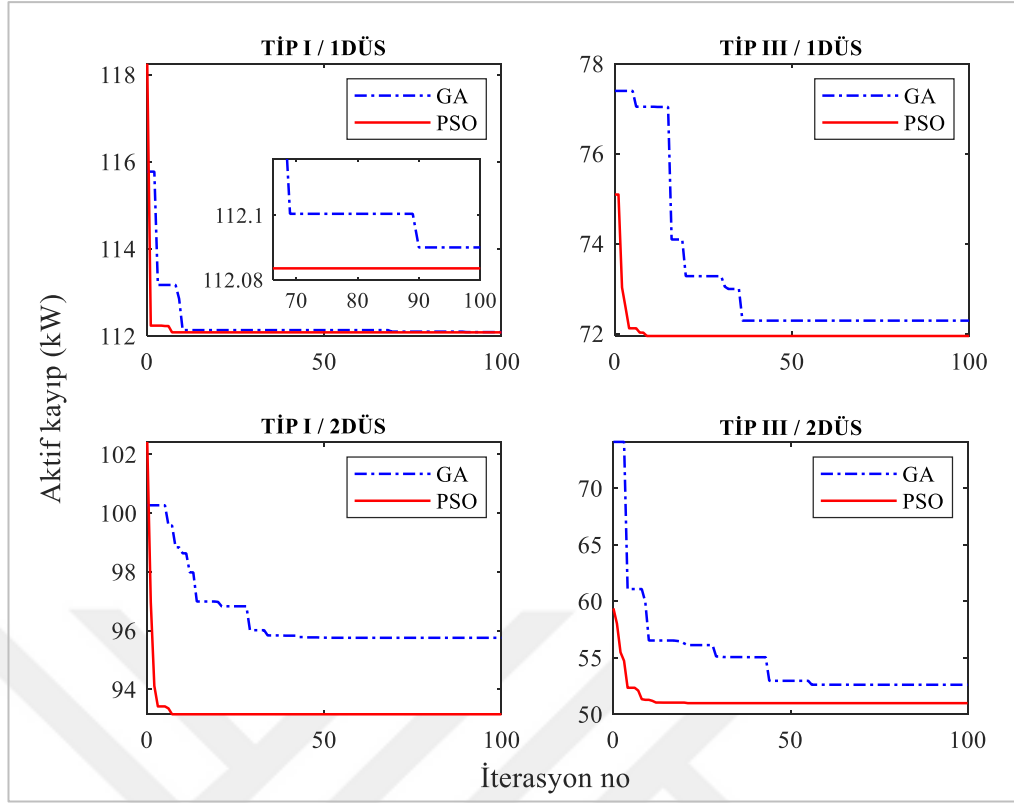
Senaryo	GK*		Minimum			DÜS tipi ve sayısı					Yöntem		
	1	2	P _L	Q _L	VDI	I	II	III	IV	1	2	GA	PSO
2A	✓		✓				✓		✓	✓	✓	✓	✓
2B		✓	✓			✓		✓		✓	✓	✓	✓
2C		✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓

*GK: Gerilim kısıtı

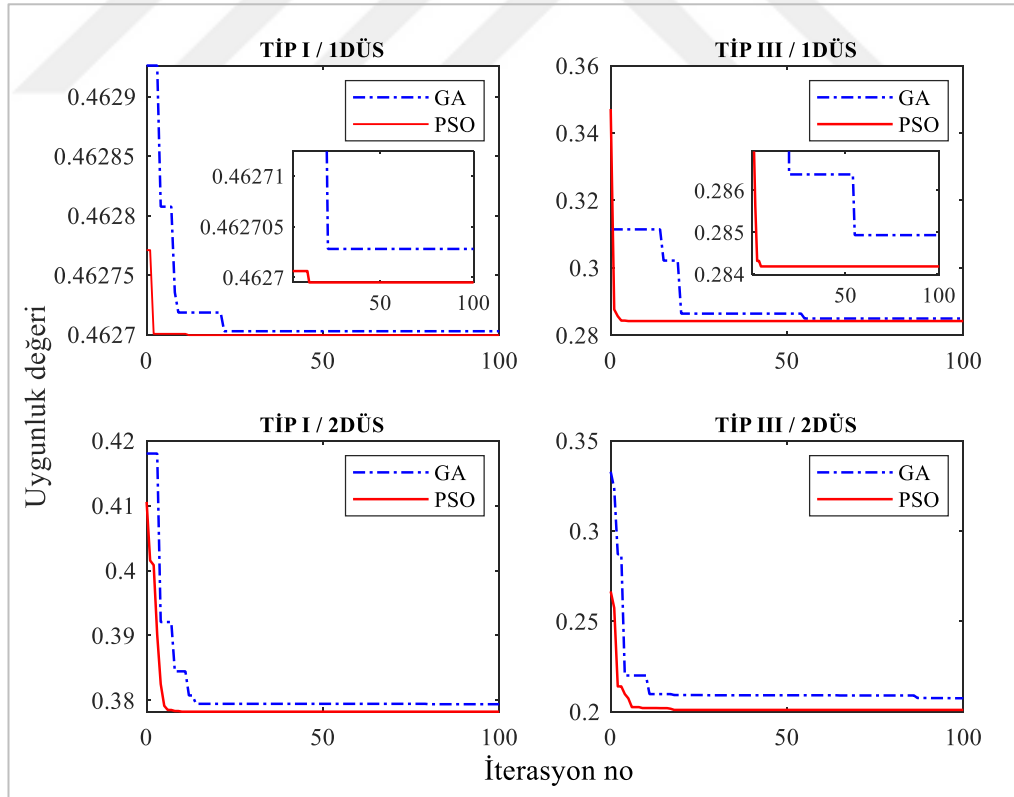
Önerilen metotların yakınsama karakteristikleri, senaryo 2A, 2B ve 2C için sırasıyla Şekil 5.5, 5.6 ve 5.7’de verilmiştir. Senaryo 2 için, DÜS yerleri, güçleri ve güç faktörlerini içeren optimum çözümler Çizelge 5.4’te verilmiştir.



Şekil 5.5 : Senaryo 2A için yakınsama karakteristikleri.



Şekil 5.6 : Senaryo 2B için yakınsama karakteristikleri.



Şekil 5.7 : Senaryo 2C için yakınsama grafikleri.

Şekil 5.5, Şekil 5.5 ve Şekil 5.7'deki yakınsama grafiklerine bakıldığında, PSO'nun GA'dan daha hızlı yakınsadığı ve daha iyi sonuç verdiği görülmektedir.

Çizelge 5.4 : Senaryo 2 için optimum çözümler.

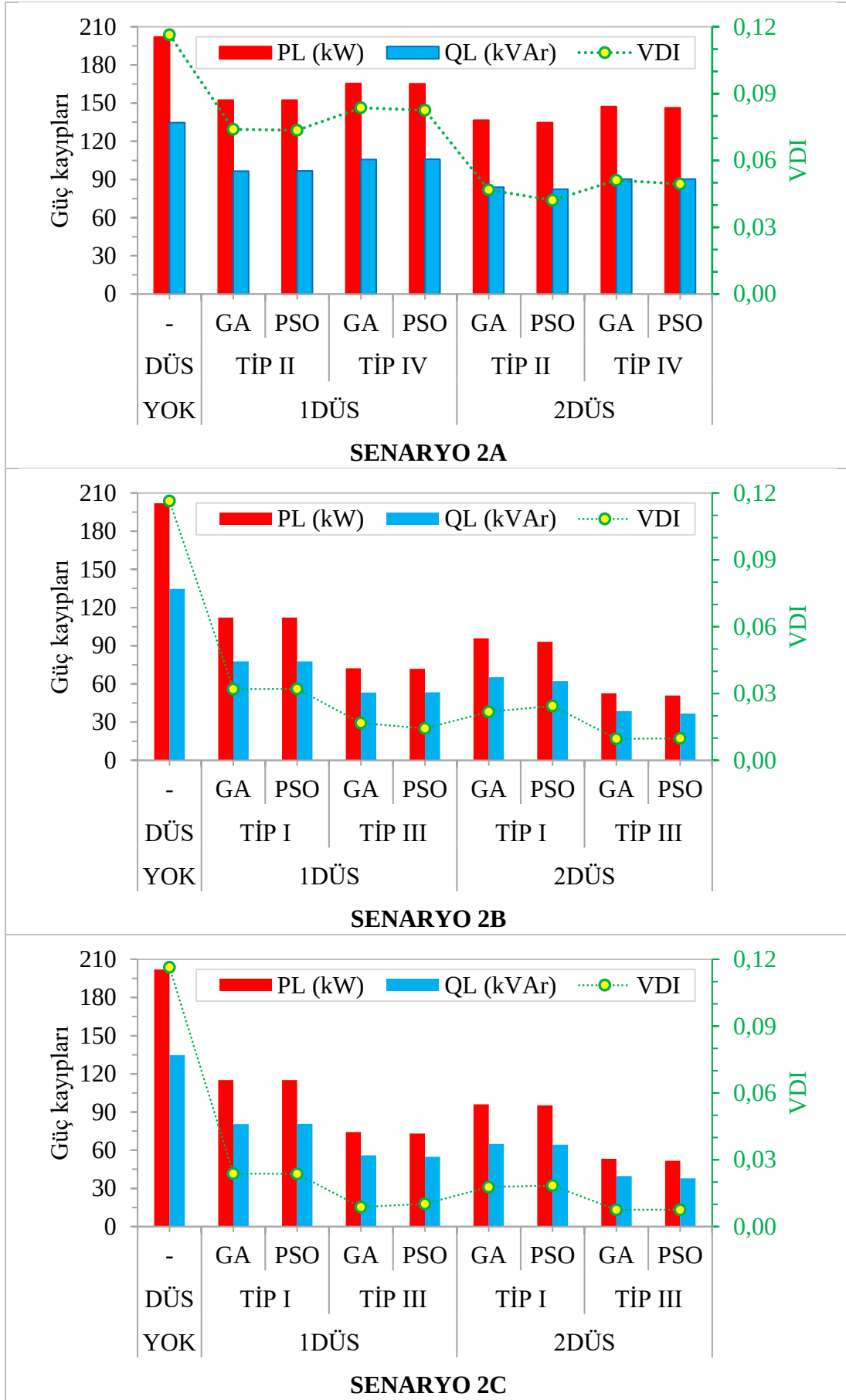
DÜS sayısı ve parametreleri		Senaryo 2A				Senaryo 2B				Senaryo 2C				
		Tip II		Tip IV**		Tip I		Tip III		Tip I		Tip III		
		GA	PSO	GA	PSO	GA	PSO	GA	PSO	GA	PSO	GA	PSO	
1 DÜS	DÜS1/1	L	30	30	29	29	6	6	6	6	6	6	6	6
		gf	0	0	0,9	0,9	1	1	0,84	0,83	1	1	0,84	0,83
		kW	0	0	675,3	733,5	2685,3	2679,8	2536,6	2635,7	3117,9	3125,0	3025,1	2888,1
		kVAr	1038,2	1069,7	-327,0	-355,2	0	0	1638,5	1771,2	0	0	1954,0	1940,8
		kVA	1038,2	1069,7	750,3	815,0	2685,3	2679,8	3019,8	3175,6	3117,9	3125,0	3601,3	3479,7
		pl (%)	23,76	24,48	17,17	18,65	61,46	61,33	69,11	72,68	71,36	71,52	82,42	79,64
2 DÜS	DÜS1/2	L	30	30	29	29	30	29	32	30	29	29	32	30
		kVA	791,8	933,0	432,7	584,4	169,0	97,8	657,8	557,3	155,2	43,7	745,4	523,4
		gf	0	0	0,9	0,9	1	1	0,7141	0,44	1	1	0,65	0,47
		kW	0	0	389,4	526,0	169,0	97,8	469,7	245,2	155,2	43,7	486,6	246,0
		kVAr	791,8	933,0	-188,6	-254,7	0	0	460,5	500,5	0	0	564,6	462,0
	DÜS2/2	L	12	13	13	13	6	6	6	6	6	6	6	6
		kVA	532	300	404,7	351,6	2553	2584	2522	2690	2956	3000	2681	2943
		gf	0	0	0,9	0,9	1	1	0,8564	0,88	1	1	0,87	0,88
		kW	0	0	364,2	316,4	2552,5	2584,4	2160,2	2367,2	2955,7	2999,8	2332,6	2590,3
		kVAr	532,1	299,8	-176,4	-153,3	0	0	1302,4	1277,7	0	0	1321,9	1398,1
	Toplam	kW	0	0	753,7	842,4	2721,5	2682,2	2629,9	2612,5	3110,9	3043,5	2819,2	2836,3
		kVAr	1323,9	1232,8	-365,0	-408,0	0,0	0,0	1762,9	1778,2	0,0	0,0	1886,5	1860,1
		kVA	1323,9	1232,8	837,4	936,0	2721,5	2682,2	3166,1	3160,2	3110,9	3043,5	3392,2	3391,8
		pl (%)	30,30	28,21	19,17	21,42	62,29	61,39	72,46	72,33	71,20	69,66	77,64	77,63

**Reaktif gücün negatif işaretli olması, DÜS'ün reaktif güç tükettiğini göstermektedir.

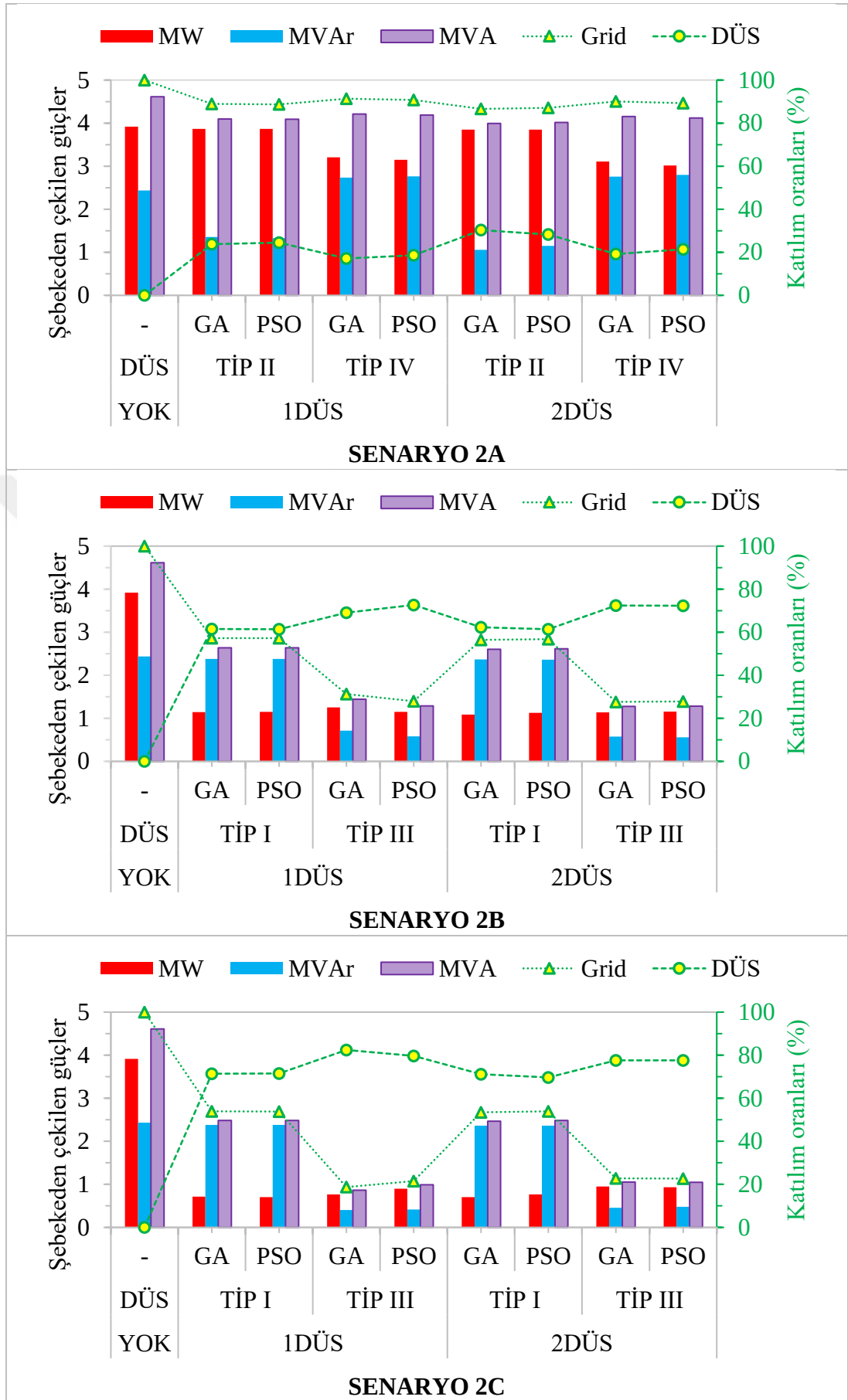
Çizelge 5.4'teki optimum çözümlerin, güç kayıpları, gerilim profili, gerilim devinim indeksi ve şebekeden çekilen güçlere olan etkileri Çizelge 5.5'te verilmiştir. Güç kayıplarındaki değişim Şekil 5.8'de ve gerilim devinim indekslerindeki değişim Şekil 5.9'da kıyaslanmıştır.

Çizelge 5.5 : Senaryo 2'deki optimum çözümlerin dağıtım sistemi üzerine etkileri.

DÜS sayısı ve tipi		Metot	DÜS				VDI	U _{min} (pu)	K _{P_L} (%)	K _{Q_L} (%)	K _{U_{min}} (%)	Ana şebekeden çekilen güç				
			Yeri	% KO	kW	kVAr						kW	kVAr	KVA	(%)	
BC	-	-	-	-	201,99	134,74	0,11642	0,91337	-	-	-	3917,0	2434,7	4612,0	100	
Senaryo 2A	1DÜS	II	GA	30	23,76	152,38	96,61	0,07397	0,92437	24,56	28,30	1,20	3867,4	1358,4	4099,0	88,9
			PSO	30	24,48	152,36	96,66	0,07352	0,92464	24,57	28,26	1,23	3867,4	1326,9	4088,7	88,7
		IV	GA	29	17,17	165,32	105,72	0,08360	0,92141	18,15	21,54	0,88	3205,1	2732,8	4211,9	91,3
			PSO	29	18,65	165,22	105,98	0,08253	0,92192	18,20	21,34	0,94	3146,8	2761,2	4186,5	90,8
	2DÜS	II	GA	30/12	30,30	136,61	83,87	0,04678	0,94412	32,37	37,76	3,37	3851,6	1059,9	3994,8	86,6
			PSO	30/13	28,21	134,61	82,45	0,04209	0,95177	33,36	38,81	4,20	3849,6	1149,7	4017,6	87,1
		IV	GA	29/13	19,17	147,24	90,43	0,05112	0,94425	27,10	32,89	3,38	3108,6	2755,4	4154,0	90,1
			PSO	29/13	21,42	146,35	90,31	0,04940	0,94392	27,55	32,98	3,34	3018,9	2798,3	4116,4	89,3
Senaryo 2B	1DÜS	I	GA	6	61,46	112,09	77,74	0,03201	0,95008	44,51	42,30	4,02	1141,8	2377,7	2637,7	57,2
			PSO	6	61,33	112,08	77,72	0,03212	0,95001	44,51	42,32	4,01	1147,3	2377,7	2640,1	57,2
		III	GA	6	69,11	72,29	53,25	0,01673	0,96176	64,21	60,48	5,30	1250,7	714,8	1440,5	31,2
			PSO	6	72,68	71,94	53,38	0,01427	0,96415	64,38	60,39	5,56	1151,2	582,2	1290,0	28,0
	2DÜS	I	GA	30/6	62,29	95,76	65,35	0,02180	0,95055	52,59	51,50	4,07	1089,2	2365,4	2604,1	56,5
			PSO	29/6	61,39	93,15	62,15	0,02447	0,95004	53,88	53,87	4,01	1126,0	2362,2	2616,8	56,7
		III	GA	32/6	72,46	52,61	38,56	0,00962	0,96401	73,95	71,38	5,54	1137,7	575,7	1275,0	27,6
			PSO	30/6	72,33	50,98	36,80	0,00986	0,96392	74,76	72,69	5,53	1153,5	558,6	1281,7	27,8
Senaryo 2C	1DÜS	I	GA	6	71,36	115,03	80,56	0,02376	0,95570	43,05	40,21	4,63	712,2	2380,6	2484,8	53,9
			PSO	6	71,52	115,12	80,64	0,02363	0,95579	43,01	40,15	4,64	705,1	2380,6	2482,9	53,8
		III	GA	6	82,42	74,33	55,94	0,00878	0,97068	63,20	58,49	6,27	764,2	401,9	863,4	18,7
			PSO	6	79,64	73,14	54,86	0,01017	0,96881	63,79	59,28	6,07	900,0	414,0	990,7	21,5
	2DÜS	I	GA	29/6	71,20	96,08	64,98	0,01777	0,95561	52,43	51,78	4,62	700,2	2365,0	2466,5	53,5
			PSO	29/6	69,66	95,27	64,28	0,01846	0,95473	52,84	52,29	4,53	766,8	2364,3	2485,5	53,9
		III	GA	32/6	77,64	53,35	39,69	0,00757	0,96747	73,59	70,54	5,92	949,2	453,2	1051,8	22,8
			PSO	30/6	77,63	51,65	37,83	0,00756	0,96747	74,43	71,92	5,92	930,4	477,7	1045,8	22,7

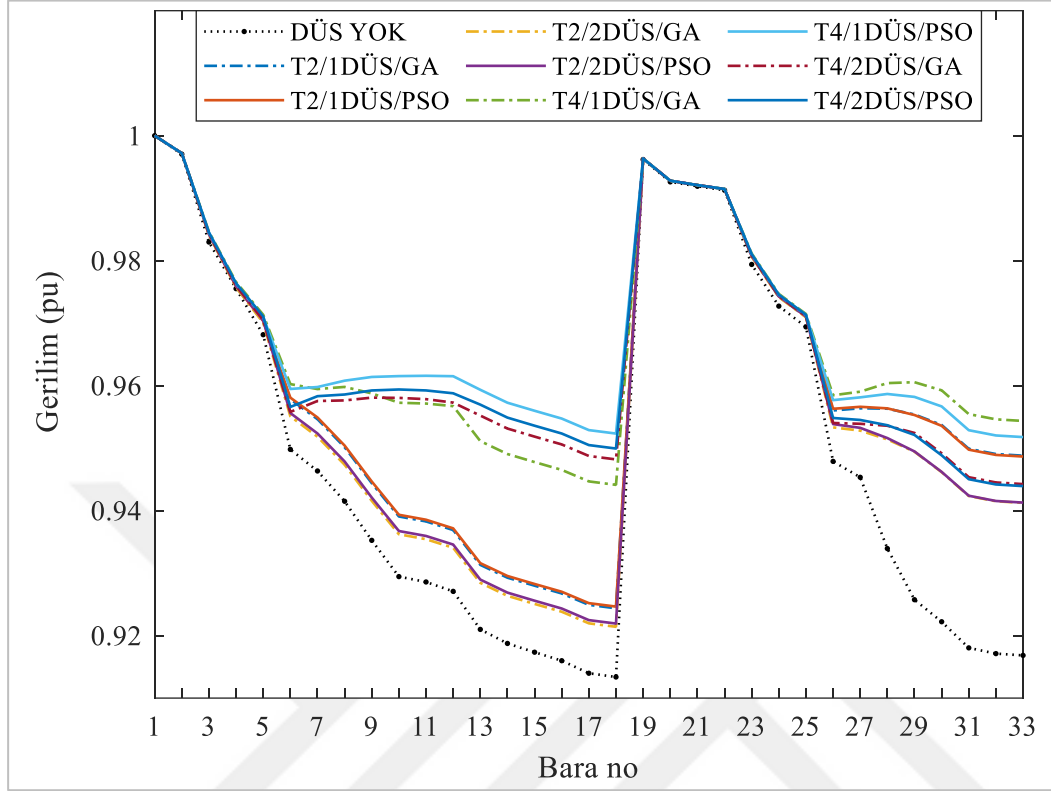


Şekil 5.8 : Senaryo 2 için güç kayıpları ve VDI'ların kıyaslanması.

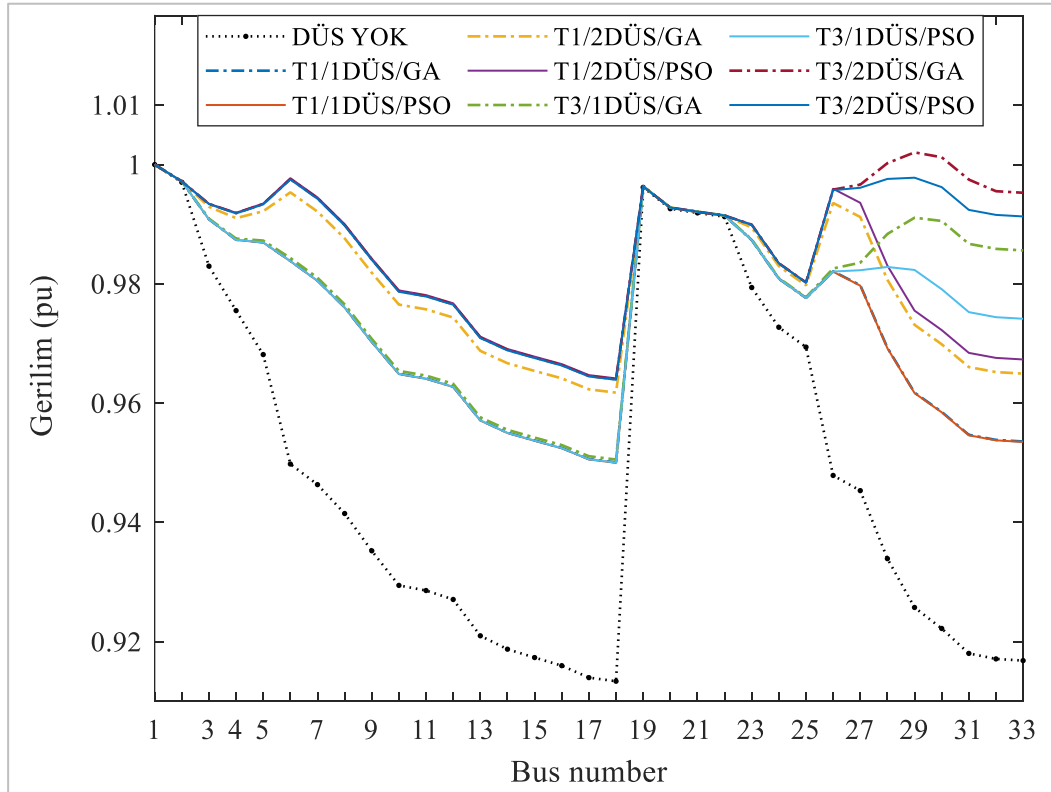


Şekil 5.9 : Senaryo 2 için DÜS ve şebeke güçlerinin kıyaslanması.

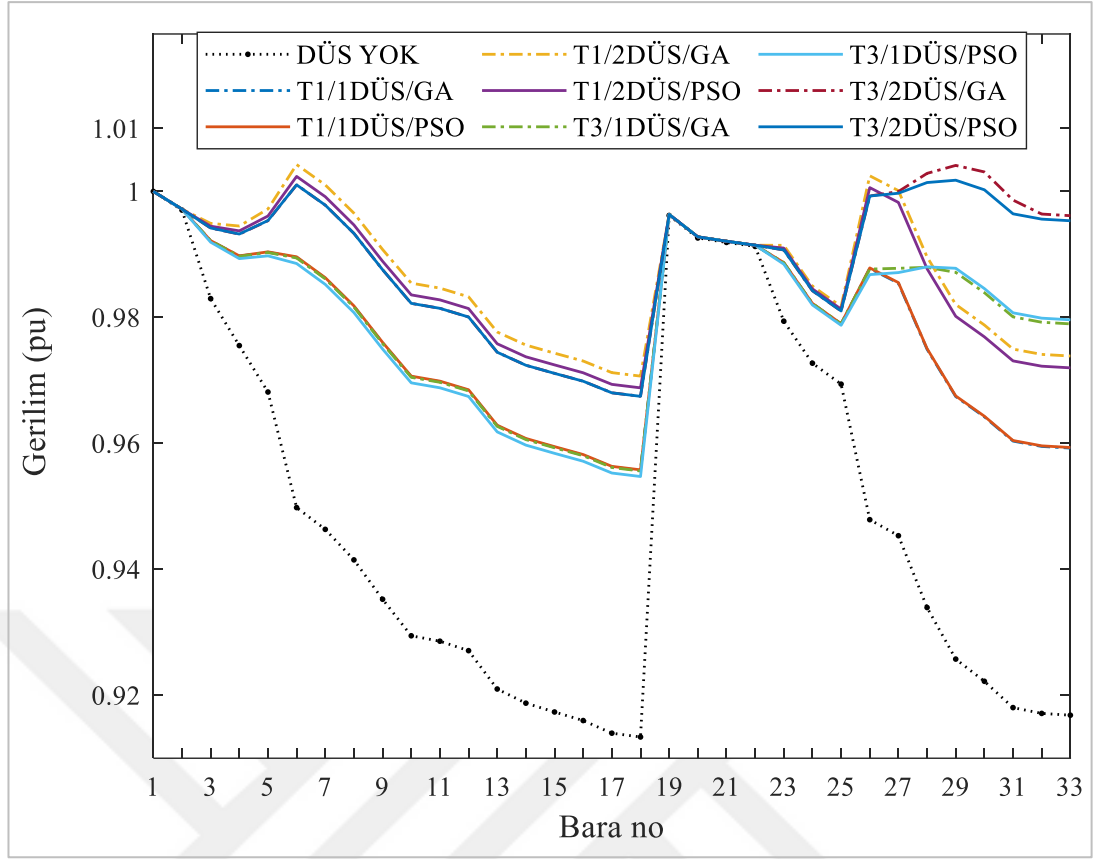
Gerilim profiline olan etkilerinin kıyaslanması ise senaryo 2A, 2B ve 2C için sırasıyla Şekil 5.10, Şekil 5.11 ve Şekil 5.12’de verilmiştir.



Şekil 5.10 : Senaryo 2A için gerilim profili kıyaslaması.



Şekil 5.11 : Senaryo 2B için gerilim profili kıyaslaması.



Şekil 5.12 : Senaryo 2C için gerilim profili kıyaslaması.

Çizelge 5.5 ve Şekil 5.8-5.12'ye bakıldığında, güç kayıplarının azaltılması, gerilim devinim indeksinin azaltılması, şebekeden çekilen güçlerin azaltılarak puant talebin azaltılması, minimum gerilim değerlerinin yükseltilmesi ve genel gerilim profilinin iyileştirilmesi gibi en iyi katkılar, Senaryo 2C'de PSO ile 2 adet Tip III DÜS tahsisinde elde edilmiştir.

En iyi sonuçların elde edildiği Tip III DÜS tahsisi için, önerilen metotların literatürle karşılaştırılması, 1 DÜS yerleştirme için Çizelge 5.6'da ve 2 DÜS yerleştirme için Çizelge 5.7'de verilmiştir. Aktif güç kayıplarının, reaktif güç kayıplarının ve en düşük bara gerilimlerinin, literatür çalışmalarıyla kıyaslanması sırasıyla Şekil 5.13, Şekil 5.14 ve Şekil 5.15'de görülmektedir. Önerilen yöntemlerin yakınsama karakteristiklerinin, literatürdeki yöntemlerin yakınsama karakteristikleriyle kıyaslanması Çizelge 5.8'de verilmiştir.

Çizelge 5.6 : Önerilen yöntemlerle 1 DÜS tahsisinin, literatürdeki diğer çalışmalarla karşılaştırılması.

Yıl	Yöntem	L _{DÜS} (@bara)	S _{DÜS} (kVA)	P _{DÜS} (kW)	Q _{DÜS} (kVAr)	g ^f	P _L (kW)	Q _L (kVAr)	U _{min} (pu)
2010	GA [12]	6	2380	2380	0	1	132,64	--	0,92
2013	DUPSO [5]	8	1212	1212	0	1	127,17	--	0,9349
2014	HPSO [18]	14	1747,7	1485,5	920,7	0,85	112,8	81,92	--
2015	BT [21]	31	168	168	0	1	180,37	--	--
2015	AM [9]	24	1656,1	1585,2	479,6	0,9572	130,86	--	--
2016	YA [22]	15	816,3	816,3	0	1	137,2	--	--
2018	KAOA [123]	30	1940,3	1746,3	845,8	0,9	78,43	58,97	0,9386
2018	KAOA [87]	6	2590,2	2590,2	0	1	111,03	--	0,9424
2019	FPSO [2]	6	2574,3	2574,3	0	1	103,90	--	--
2019	KSFA [29]	6	2590	2590	0	1	111,02	--	--
2020	BYA [36]	6	3640	3640	0	1	91,09	--	0,96
2021	İPSO-BOA [124]	18	2054,4	1645,5	1230	0,801	94,01	63,45	--
2021	GÇOA [48]	17	902,9	902,9	0	1	141,12	--	0,9302
2021	PSO [106]	3	592,1	592,1	0	1	130,03	--	--
2022	Önerilen GA	6	3019,8	2536,6	1638,5	0,84	72,29	53,25	0,9618
2022	Önerilen PSO	6	3175,6	2535,7	1771,2	0,83	71,94	53,38	0,9642

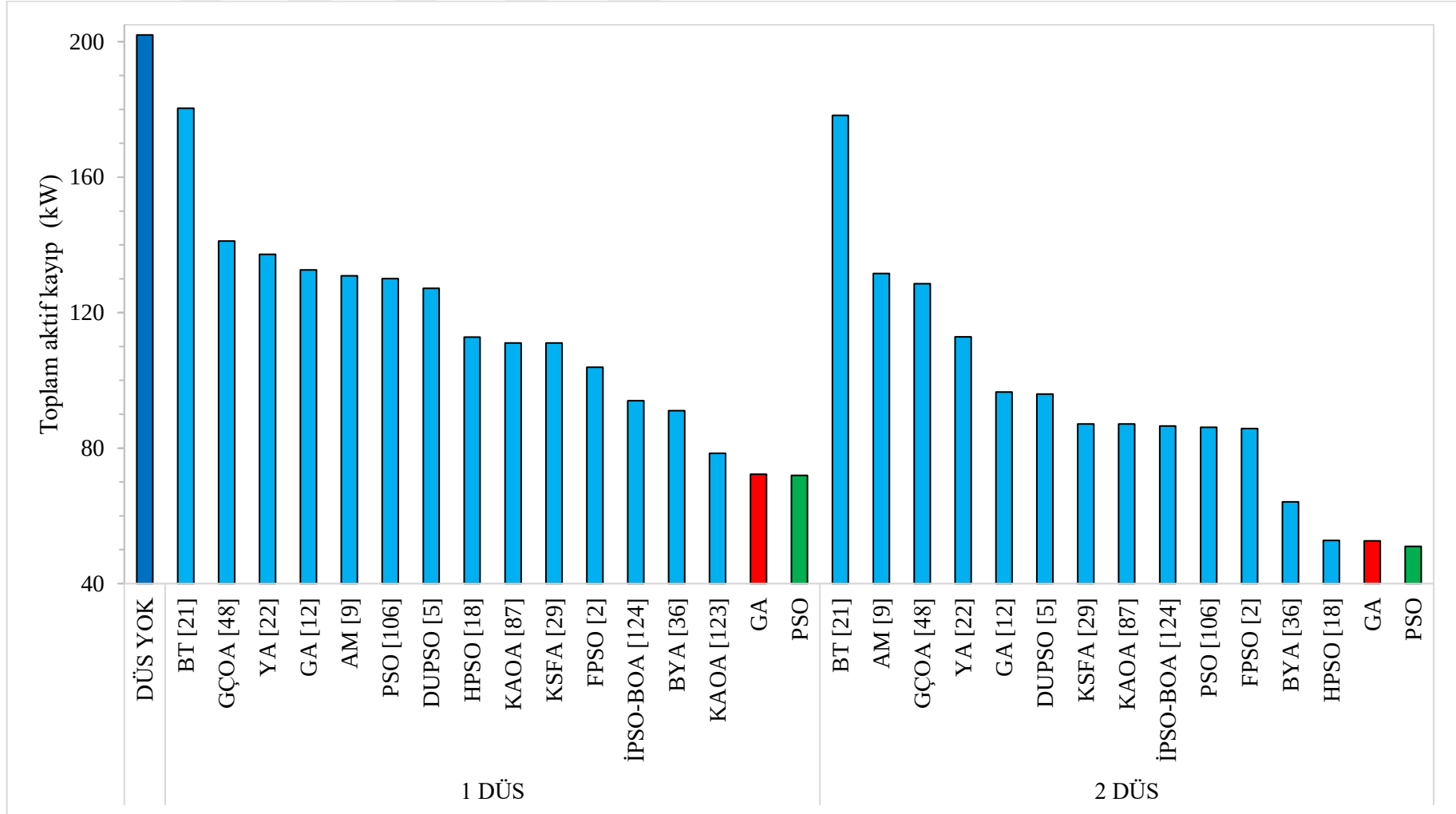
Çizelge 5.7 : Önerilen yöntemlerle 2 DÜS tahsisinin, literatürdeki diğer çalışmalarla karşılaştırılması.

Yıl	Yöntem	L _{DÜS1} (@bara)	P _{DÜS1} (kW)	Q _{DÜS1} (kVAr)	L _{DÜS2} (@bus)	P _{DÜS2} (kW)	Q _{DÜS2} (kVAr)	S _{DÜS} (kVA)	P _L (kW)	Q _L (kVAr)	U _{min} (pu)
2010	GA [12]	6	1718	0	8	840	0	2558	96,58	--	0,93
2013	DUPSO [5]	13	1227	0	32	738	0	1965	95,93	--	0,9651
2014	HPSO [18]	17	742,8	460,3	31	742,8	460,3	1747,7	52,72	38,15	--
2015	BT [21]	30	79,5	0	13	96	0	175,5	178,28	--	--
2015	AM [9]	6	1120,3	1053,8	14	775	370,3	2370,6	131,53	--	--
2016	YA [22]	15	952,4	0	25	952,4	0	1904,7	112,88	--	--
2018	KAOA [87]	13	851,5	0	30	1157,6	0	2009,1	87,17	--	0,9685
2019	FPSO [2]	13	846,1	0	30	1158,2	0	2004,3	85,80	--	0,9712
2019	KSFA [29]	13	852	0	30	1158	0	2010	87,17	--	--
2020	BYA [36]	3	1271	0	6	2255	0	3526	64,11	--	0,97
2021	İPSO-BOA [124]	18	1779,9	900	33	279,1	600	2547,4	86,55	51,23	--
2021	GÇOA [48]	17	962,3	0	18	184,5	0	1146,8	128,56	--	0,9364
2021	PSO [106]	18	438,6	0	33	394,7	0	833,2	86,12	--	--
2022	Önerilen GA	32	469,7	460,5	6	2160,2	1302,4	3166,1	52,61	38,56	0,964
2022	Önerilen PSO	30	245,2	500,5	6	2367,2	1277,7	3160,2	50,98	36,8	0,9639

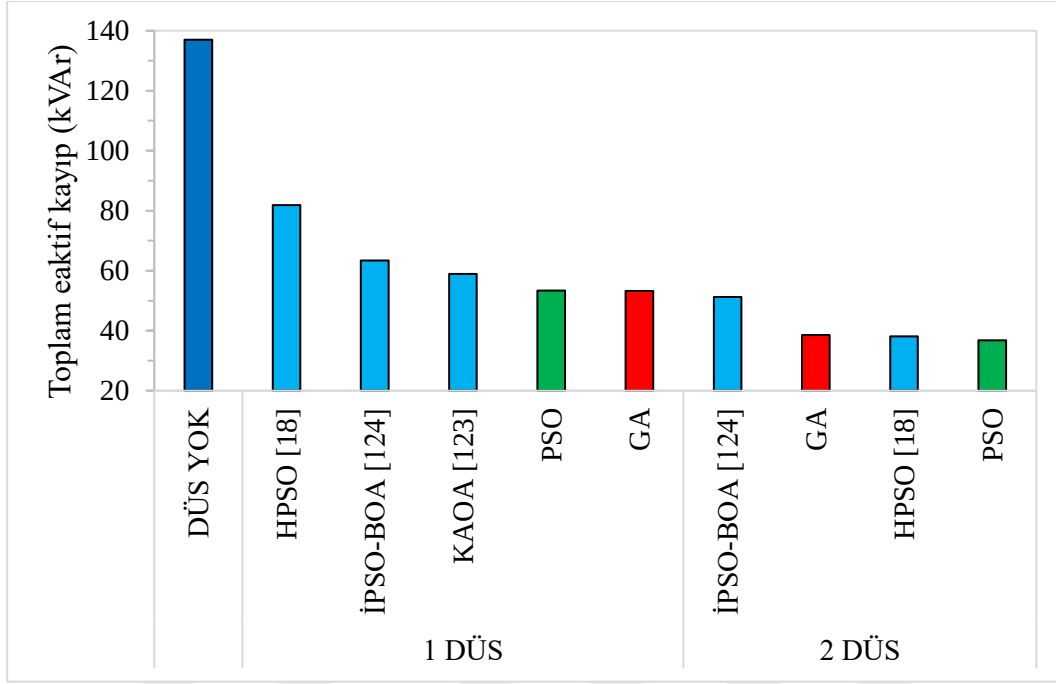
Literatür kıyaslamasında, hem aktif hem de reaktif güç kayıpların azaltılması, minimum gerilimin yükseltilmesi ve hızlı yakınsama karakteristiği açısından önerilen algoritmalar üstün performans göstermişlerdir. Ayrıca minimum gerilim değerinin 0,95 pu üzerinde tutulmasıyla da literatüre göre ayrı bir üstünlük sağlanmıştır.

Çizelge 5.8 : Önerilen yöntemlerin yakınsama karakteristiklerinin literatürdeki çalışmalarla kıyaslanması.

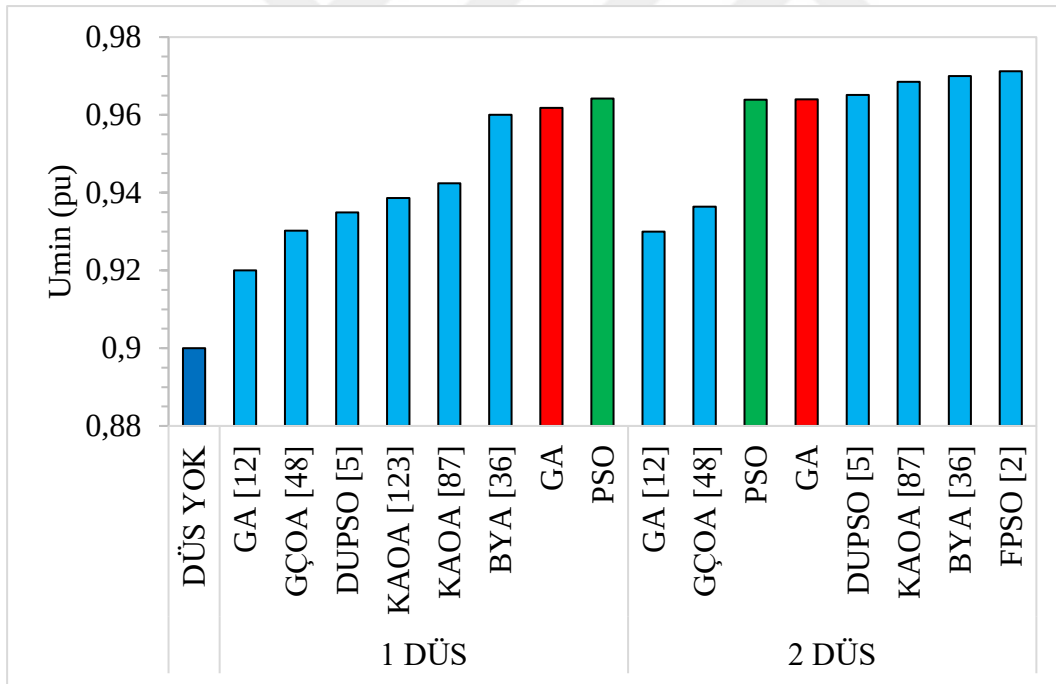
Test sistemi	Kaynak	Yöntem	DÜS sayısı	DÜS tipi	Yakınsama	Maks. iter.
IEEE 33-baralı RDS	Şekil 10 [2]	PSO FPSO	3 DÜS	Tip I	195 45	200
	Şekil 3 [29]	KSFA	-	Tip I	100	100
	Şekil 16 [27]	PSO	2 FV	Tip I	100	100
		HŞO			85	
		HŞO-PSO			18	
		PSO	97			
		HŞO	18			
		HŞO-PSO	47			
	Şekil 7 [36]	BYA	1 DÜS	Tip I	16	30
			2 DÜS		17	
			3 DÜS		18	
			4 DÜS		21	
	Şekil 12 [18]	HPSO	1 DÜS	Tip III	70	-
	Şekil 4 ve Şekil 6 [87]	KAOA	1 DÜS	Tip I	15	100
			2 DÜS		18	
	Şekil 12 [39]	ŞO	2 DÜS	Tip III	425	500
	Bu çalışmada önerilen yöntemler		GA	1 DÜS	Min. 10, ort. 30 ve maks. 55	100
				2 DÜS		
			PSO	1 DÜS	Min. 2, ort. 5 ve maks. 7	
				2 DÜS		
Portekiz 94-baralı RDS	Şekil 8 [34]	FPSO-YAA	1 FV	Tip I	10	200
			2 FV		45	
			3 FV		65	
13-baralı RDS	Şekil 1 ve Şekil 2 [20]	YAA	1 DÜS	Tip I	60	300
			2 DÜS		140	
		PSO	1 DÜS		120	
			2 DÜS		200	



Şekil 5.13 : Aktif güç kayıpları için, önerilen metotların literatür çalışmalarıyla kıyaslanması.



Şekil 5.14 : Reaktif güç kayıpları için, önerilen yöntemlerin literatürdeki çalışmalarla kıyaslanması.

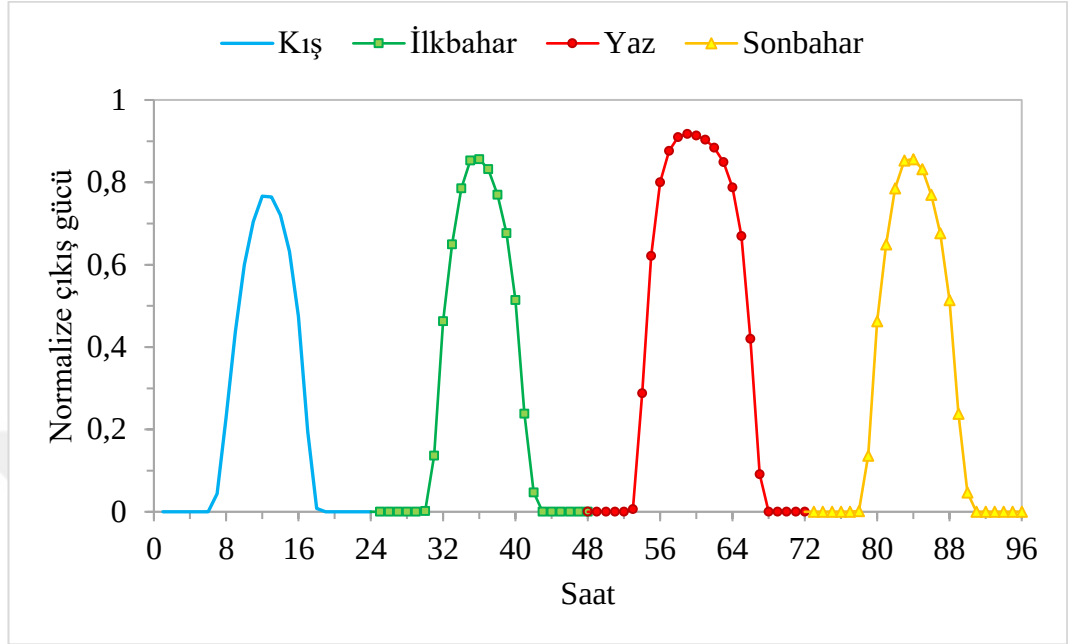


Şekil 5.15 : En düşük bara gerilimleri için, önerilen yöntemlerin literatürdeki çalışmalarla kıyaslanması.

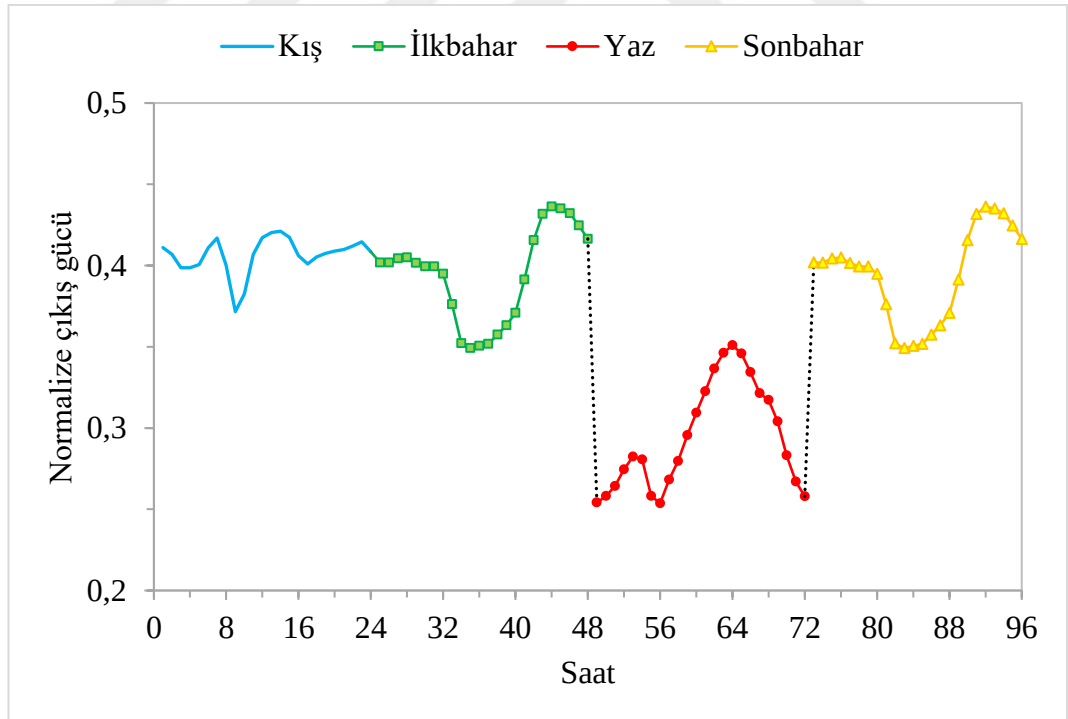
5.3 Senaryo 3: Mevsimsel Yük Durumu

Bu kısımda, mevsimsel yük ve üretim profili kullanılarak, yıllık aktif enerji kayıplarını minimize etmek amacıyla optimum DÜS tahsisi gerçekleştirilmiştir. DÜS olarak hem konvansiyonel kaynaklar (KK) hem de yenilenebilir enerji kaynaklarından olan FV ve

RT'ler kullanılmıştır. FV çıkış gücü Çizelge A.3'te ve RT çıkış gücü Çizelge A.4'te verilmiştir. Bahsedilen mevsimsel üretim profilleri, grafiksel olarak Şekil 5.16 ve Şekil 5.17'de görülmektedir.



Şekil 5.16 : Mevsimsel FV çıkış gücü.



Şekil 5.17 : Mevsimsel RT çıkış gücü.

Şekil 5.16 ve Şekil 5.17'ye bakıldığında, yazın FV'lerin kışınsa RT'lerin daha yüksek çıkış gücü gösterdiği görülmektedir. FV'ler genel olarak 6-18 arası güç üretimi yapabilirken, rüzgar türbinleri daha kesintisiz bir güç çıkışı sağlayabilmektedir.

Konvensiyonel kaynaklar yakıt tükettikleri ve zararlı gaz saldıkları için, sadece yükleri beslemelerine izin verilmiştir ve ana şebeke tarafına güç akışına izin verilmemiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarında emisyon olmadığı için ve fazla gücün israf edilmemesi için ana şebeke tarafına verilmesine müsaade edilmiştir.

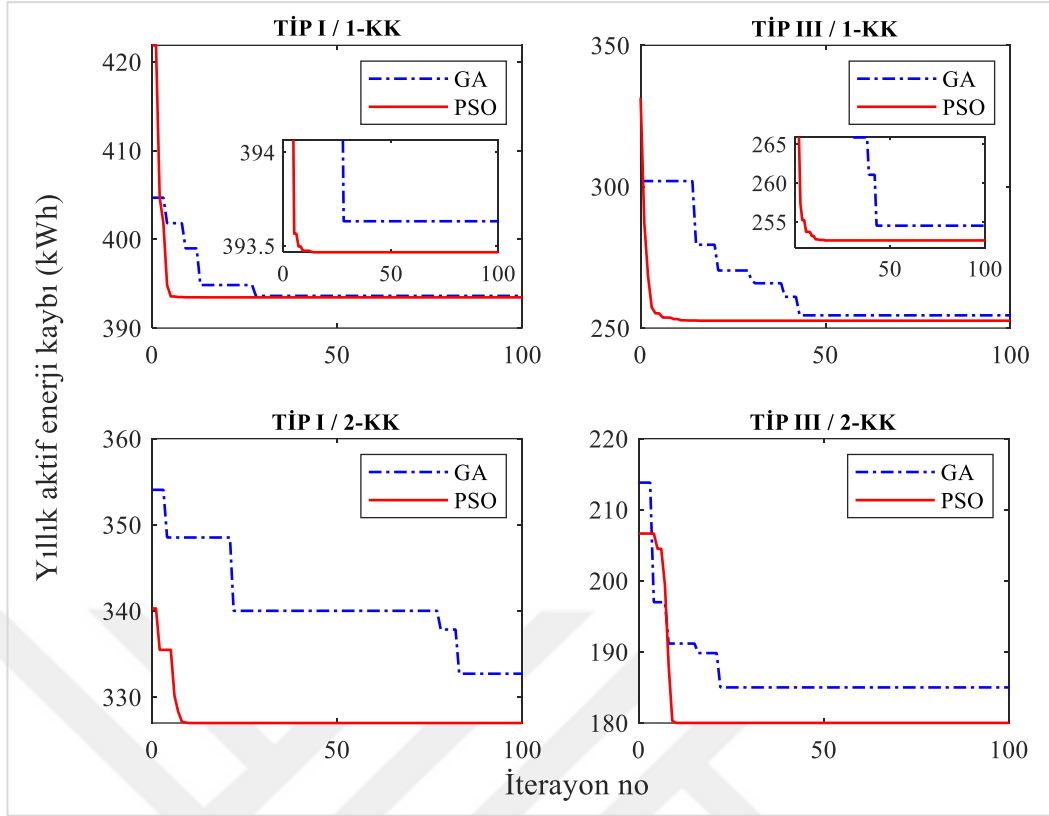
Mevcut IEEE 1547 standardı gereğince, bütün dağıtık üretim sistemleri hem birim güç faktöründe hem de optimal güç faktöründe işletilmiştir. GA ve PSO ile optimal tahsis çözümleri Çizelge 5.9 ve Çizelge 5.10'da verilmiştir. Önerilen yöntemlerin yakınsama karakteristikleri ise KK, FV ve RT için sırasıyla Şekil 5.18, Şekil 5.19 ve Şekil 5.20'de gösterilmektedir ve yine PSo en iyi sonuç ve hızlı yakınsamayı sağlamıştır.

Çizelge 5.9 : Senaryo 3'te optimal 1 DÜS tahsisi.

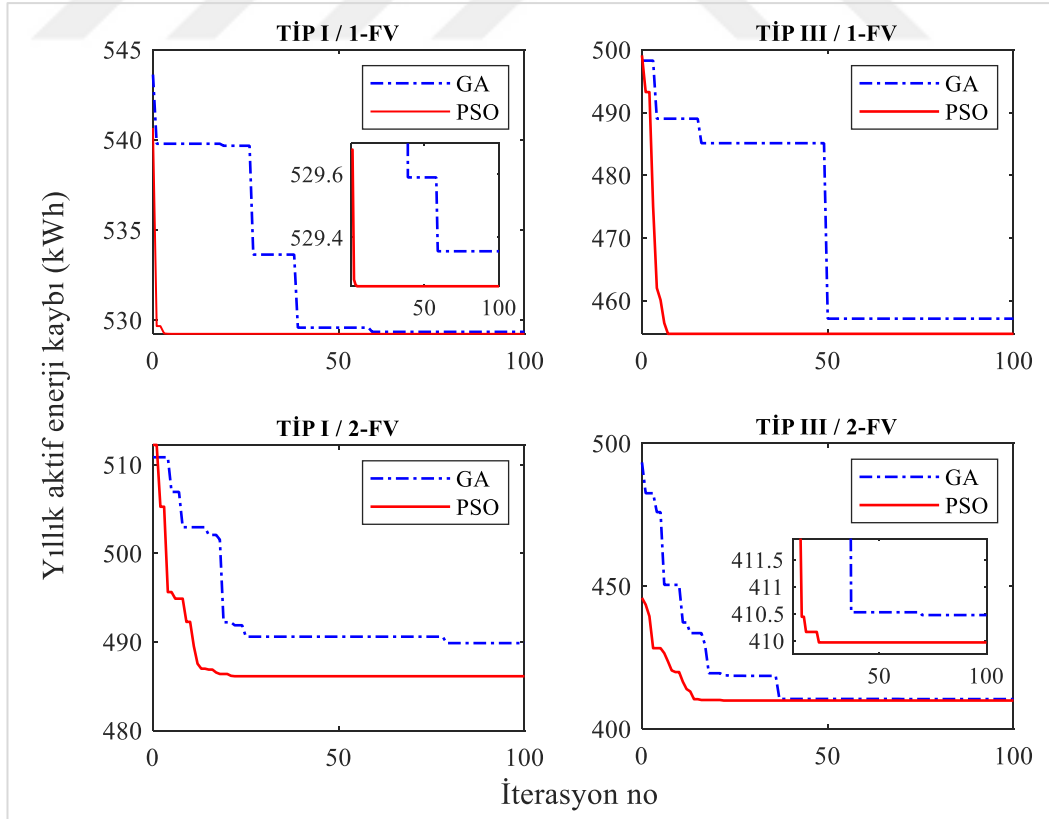
DÜS tipi	Metot	bgf	ogf	gf	Yeri	kVAp
KK	GA	✓		1	6	2576
	PSO	✓		1	6	2629
	GA		✓	0,865	6	3170
	PSO		✓	0,83	6	3168
FV	GA	✓		1	6	2322
	PSO	✓		1	6	2379
	GA			0,84	6	2582
	PSO			0,83	6	2908
RT	GA	✓		1	6	1718
	PSO	✓		1	6	1802
	GA		✓	0,845	6	1873
	PSO		✓	0,83	6	1906

Çizelge 5.10 : Senaryo 3'te optimal 2 DÜS tahsisi.

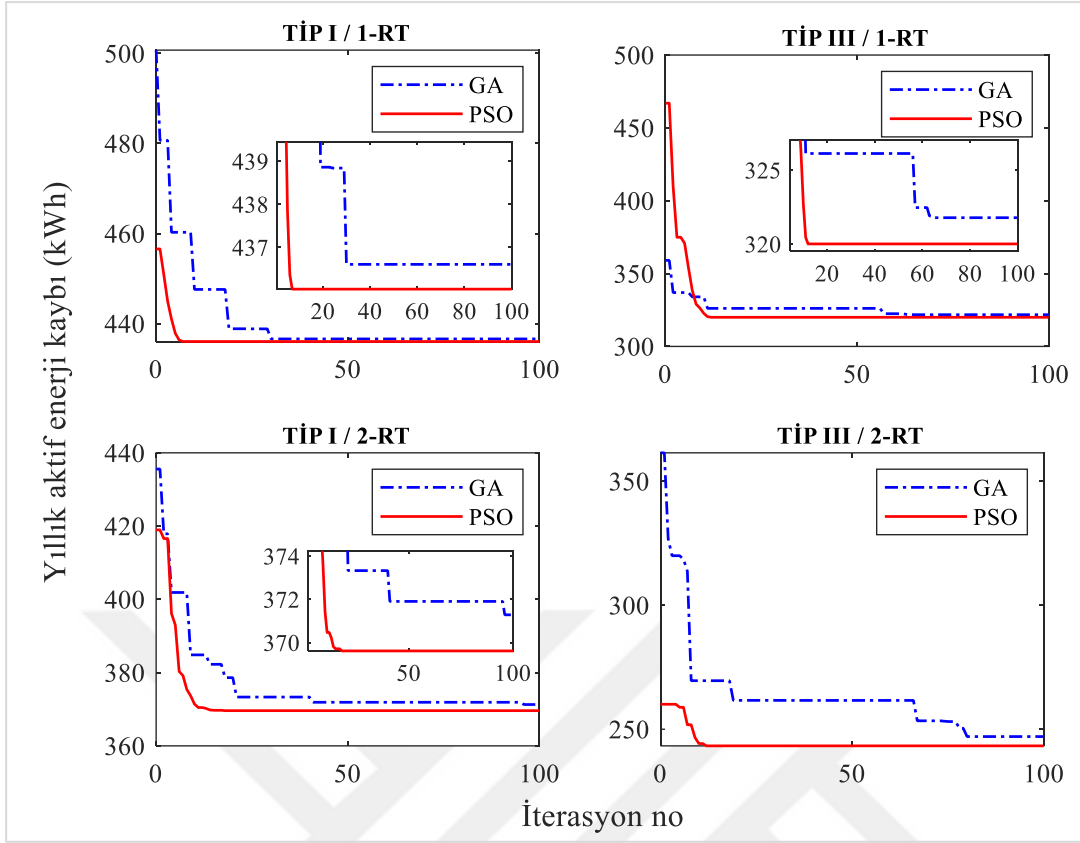
DÜS tipi	Method	bgf	ogf	DÜS1			DÜS2		
				gf	Yeri	kVAp	gf	Yeri	kVAp
KK	GA	✓		1	29	383	1	6	2436
	PSO	✓		1	29	102	1	6	2547
	GA		✓	0,7259	32	711	0,8603	6	2467
	PSO		✓	0,33	30	580	0,89	6	2876
FV	GA	✓		1	29	424	1	6	1915
	PSO	✓		1	29	42	1	6	2337
	GA		✓	0,6059	30	376	0,84	6	2486
	PSO		✓	0,63	30	453	0,85	6	2423
RT	GA	✓		1	29	195	1	6	1584
	PSO	✓		1	29	71	1	6	1741
	GA		✓	0,6092	30	456	0,8267	6	1781
	PSO		✓	0,37	30	400	0,9	6	1851



Şekil 5.18 : Opimum dağıtık KK yerleştirilmesinde, önerilen metotların yakınsama karakteristikleri.



Şekil 5.19 : Optimum dağıtık FV yerleştirilmesinde, önerilen metotların yakınsama karakteristikleri.



Şekil 5.20 : Optimum dağıtık RT yerleştirilmesinde, önerilen metotların yakınsama karakteristikleri.

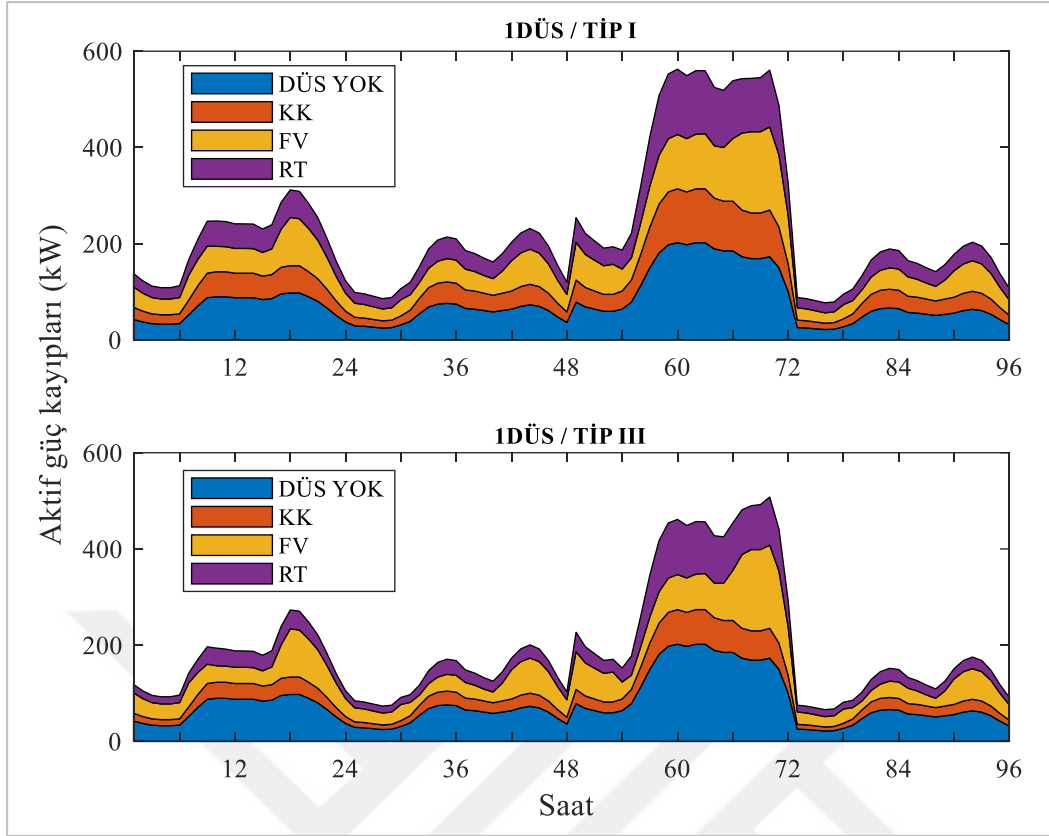
Çizelge 5.9 ve Çizelge 5.10'daki optimum çözümlerin, yıllık aktif ve reaktif enerji kayıpları, gerilim devinim indeksi ve 1 yılda şebekeden çekilen aktif ve reaktif enerjilere olan etkileri Çizelge 5.11'de verilmiştir. Buradan PSO ile daha iyi sonuçlar elde edildiği görülmektedir. PSO ile DÜS yerleştirilmesi durumunda, aktif enerji kayıplarındaki değişim Şekil 5.21 ve Şekil 5.22'de, reaktif enerji kayıplarındaki değişim Şekil 5.23 ve Şekil 5.24'te ve gerilim devinim indeksindeki değişim Şekil 5.25 ve Şekil 5.26'da mevsimsel olarak kıyaslanmıştır.

Tüm senaryolar için PSO ile DÜS yerleştirilmesi durumunda, şebekenin ve DÜS'lerin sağladığı enerjiler ve puant güçlerin birbirleriyle ve başlangıç durumuyla kıyaslanması Şekil 5.27'de görülmektedir.

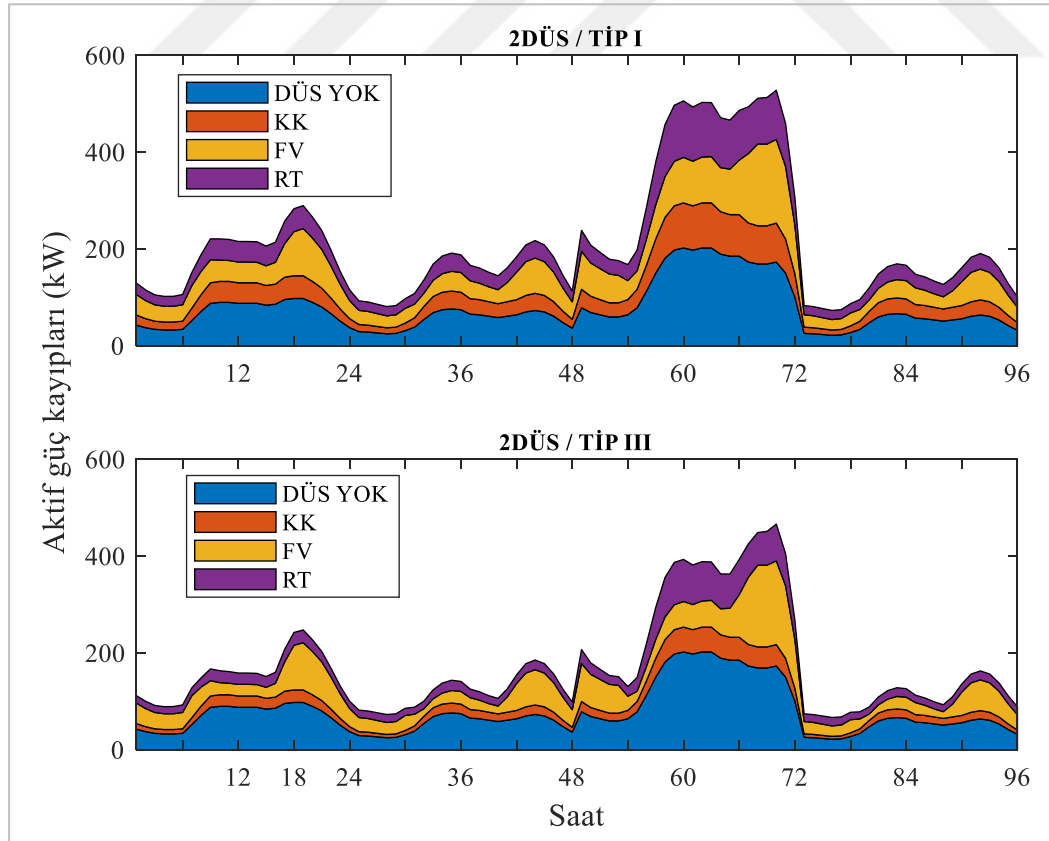
Her iki metotla yapılan DÜS yerleştirme senaryoları ve başlangıç durumu için, aktif ve reaktif kayıplar ve gerilim devinim indekslerinin kıyaslanması Şekil 5.28'de görülmektedir.

Çizelge 5.11 : Senaryo 3’te optimum DÜS tahsisi sonrası etkiler.

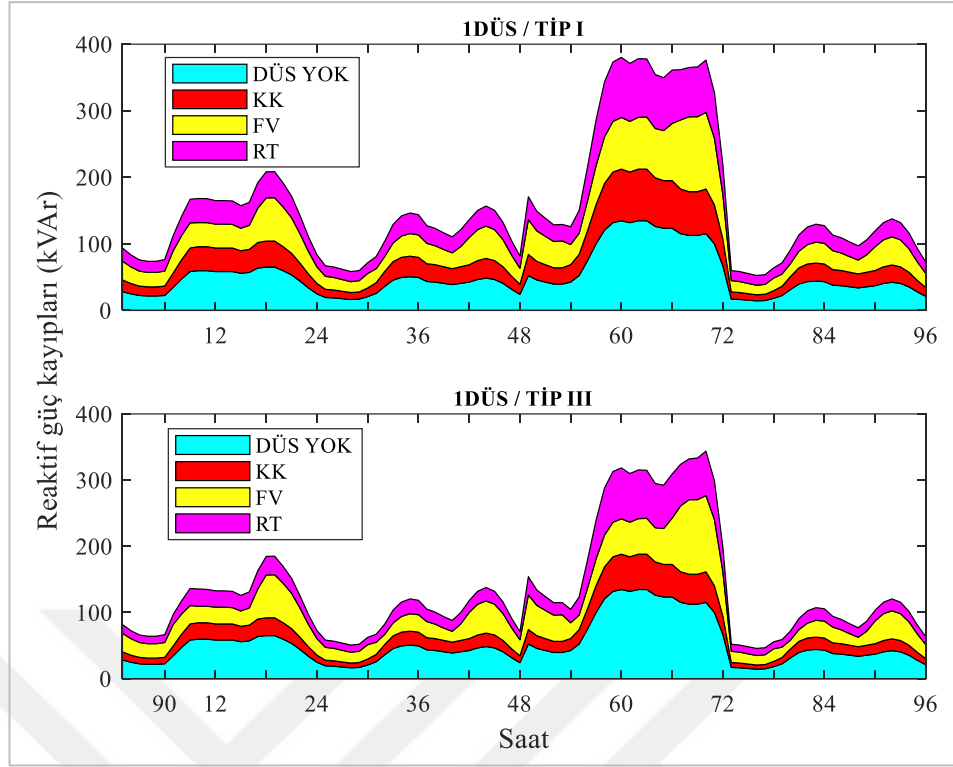
Senaryo	gf	Metot	Enerji kayıpları		VDI	U (pu)		DÜS üretimi			Şebekeden çekilen			
			MWh	MVArh		Min.	Maks.	MWh	MVArh	(%)	MWh	MVArh	%	
DÜS yok	-	-	680,82	453,84	4,29224	0,91337	1				20460	12699	100	
KK DÜS	1 KK	bgf	GA	393,63	272,19	1,32476	0,94866	1	13714	0	56,95	6459	12517	58,49
			PSO	393,46	272,48	1,28098	0,94935	1	13999	0	58,13	6173	12518	57,96
		ogf	GA	254,51	188,78	0,55432	0,96399	1	14599	8468	70,09	5435	3966	27,94
			PSO	252,61	187,35	0,55384	0,96404	1	13999	9407	70,04	6033	3025	28,03
	2 KK	bgf	GA	332,72	223,78	0,89294	0,95182	1	15012	0	62,34	5100	12469	55,94
			PSO	327,00	217,93	0,96771	0,94961	1	14103	0	58,57	6003	12463	57,45
		ogf	GA	185,01	135,87	0,37263	0,96398	1,00109	14048	9299	69,96	5916	3083	27,70
			PSO	180,01	131,08	0,31635	0,96636	1,00046	14645	9896	73,40	5314	2480	24,35
FV DÜS	1 FV	bgf	GA	529,36	356,27	2,71576	0,91989	1	6730	0	27,95	13581	12602	76,94
			PSO	529,25	356,44	2,68854	0,91989	1	6895	0	28,63	13420	12602	76,45
		ogf	GA	457,16	311,66	2,41026	0,91989	1,00793	6287	4061	31,08	13949	8496	67,82
			PSO	454,74	311,62	2,28945	0,91989	1,01245	6997	4702	35,01	13253	7924	64,12
	2 FV	bgf	GA	489,88	323,96	2,49880	0,91989	1	6779	0	28,15	13494	12569	76,58
			PSO	486,14	320,96	2,44789	0,91989	1	6898	0	28,64	13376	12566	76,22
		ogf	GA	410,48	276,80	2,10518	0,91989	1,01150	6712	4776	34,21	13477	7839	64,74
			PSO	409,97	276,36	2,10364	0,91989	1,01170	6798	4720	34,37	13396	7880	64,54
RT DÜS	1 RT	bgf	GA	436,60	297,16	1,78226	0,93112	1,00315	12843	0	53,33	7576	12542	60,85
			PSO	436,03	297,57	1,69452	0,93189	1,00417	13473	0	55,95	7064	12543	59,78
		ogf	GA	321,78	225,87	1,31495	0,93578	1,00921	11833	7489	58,15	8344	5046	40,49
			PSO	320,00	224,99	1,28411	0,93613	1,00968	11829	7949	59,19	8345	4649	39,67
	2 RT	bgf	GA	371,28	244,14	1,39147	0,93168	1,00389	13300	0	55,23	7145	12489	59,75
			PSO	369,61	243,01	1,33978	0,93198	1,00429	13546	0	56,25	6952	12488	59,35
		ogf	GA	247,04	170,81	0,77651	0,93931	1,01402	13084	10194	68,88	7194	2984	32,34
			PSO	243,29	168,09	0,79413	0,93880	1,01335	13564	8813	67,17	6820	3927	32,68



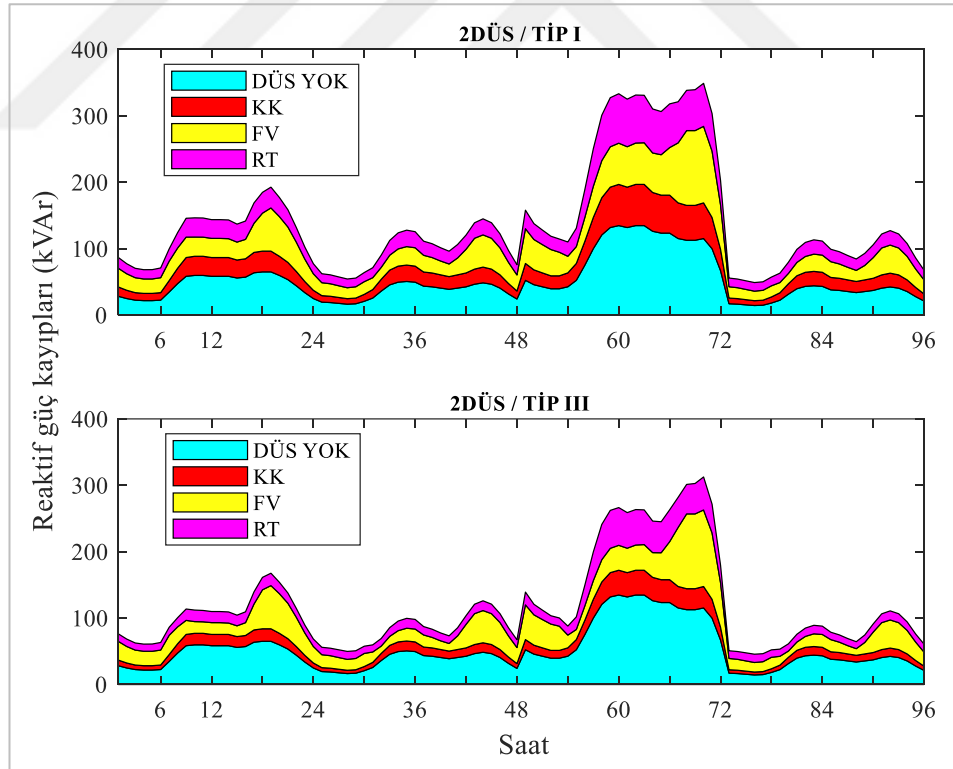
Şekil 5.21 : PSO ile optimum 1 DÜS yerleştirilmesi durumunda aktif kayıplar.



Şekil 5.22 : PSO ile optimum 2 DÜS yerleştirilmesi durumunda aktif kayıplar.



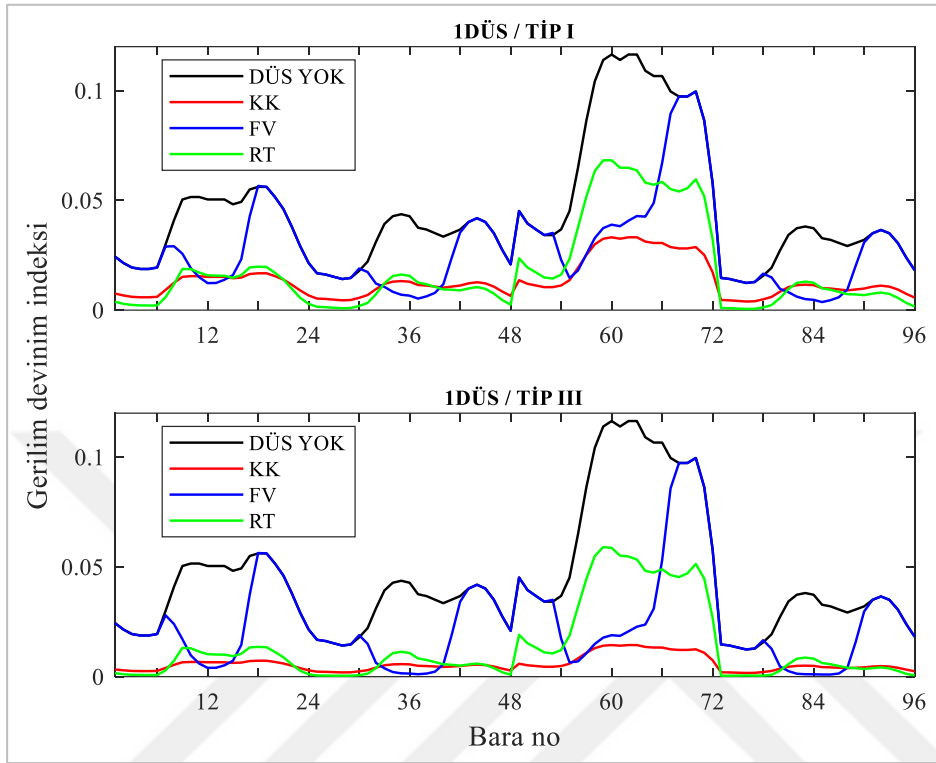
Şekil 5.23 : PSO ile optimum 1 DÜS yerleştirilmesi durumunda reaktif kayıplar.



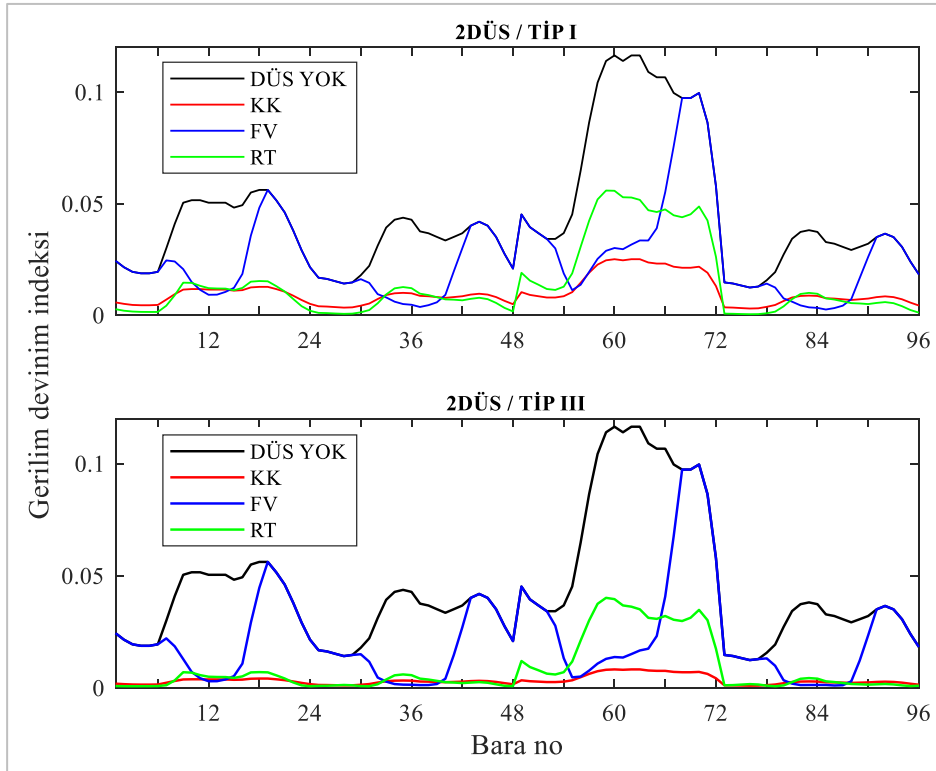
Şekil 5.24 : PSO ile optimum 2 DÜS yerleştirilmesi durumunda reaktif kayıplar.

Şekil 5.21-5.24'e bakıldığında, KK'lar istenilen güç çıkışını verebildikleri için en iyi güç kaybı azaltmalarını vermiştir. Güneş ışıınım dağılımı gün içinde ve yıl içinde homojen olmadığından kayıplara katkısı daha zayıf kalmıştır. RT'ler ise daha düzenli

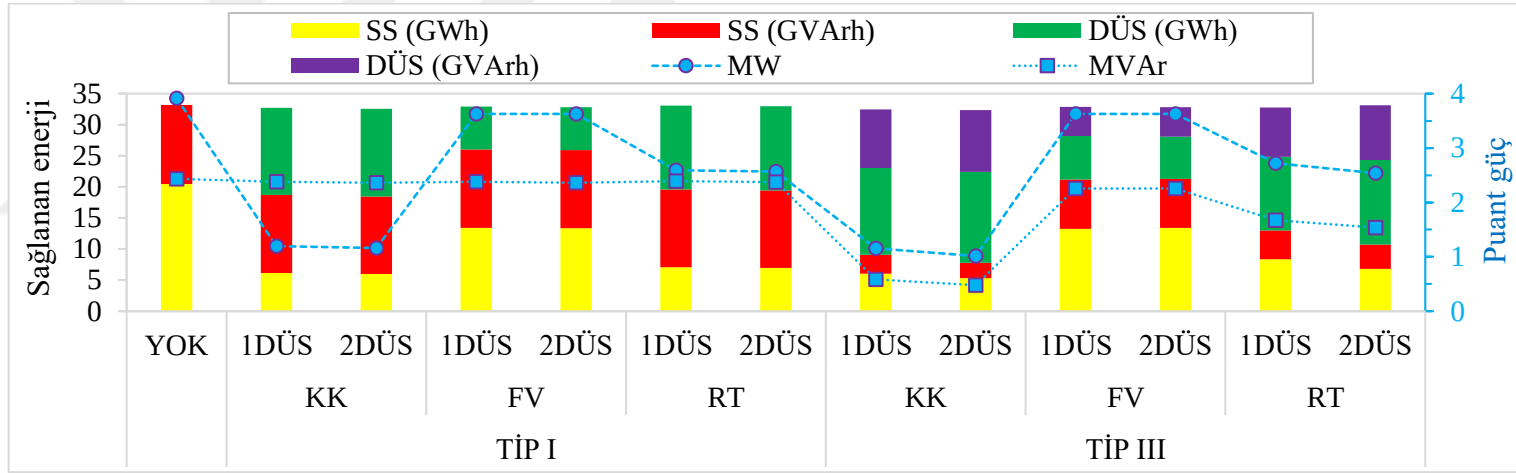
rüzgar dağılımı nedeniyle konvansiyonel kaynaklara yakın sonuç vermiştir. Ayrıca reaktif güç üretemedikleri için, Tip I DÜS'ler Tip III'lere göre daha az reaktif güç kaybı katkısı sağlamıştır.



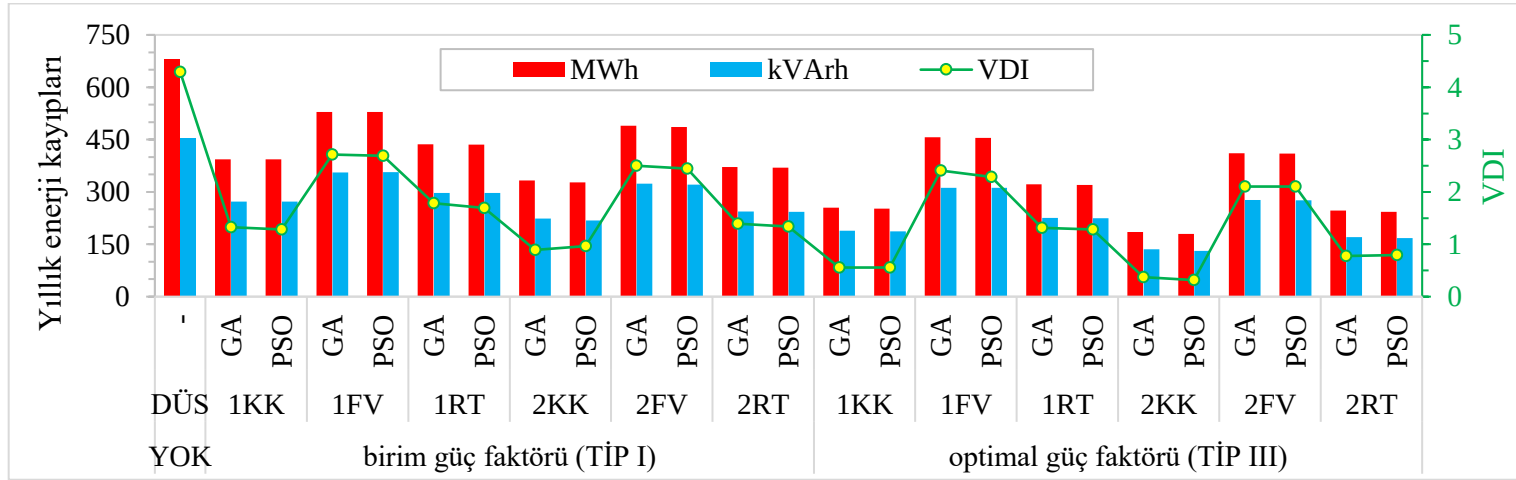
Şekil 5.25 : PSO ile optimum 1 DÜS yerleştirilmesi durumunda VDI değişimi.



Şekil 5.26 : PSO ile optimum 2 DÜS yerleştirilmesi durumunda VDI değişimi.



Şekil 5.27 : DÜS öncesinde ve PSO ile DÜS yerleştirme senaryoları için çekilen enerji ve puant güç değerleri.



Şekil 5.28 : DÜS öncesi ve sonrası senaryolar için enerji kayıpları ve VDI kıyaslanması.

Şekil 5.25 ve Şekil 5.26’da, güneş ışıını olrnması nedeniyle akşam saatlerinde FV’lerin gerilim devinimine bir etkisi olmadığı, RT’lerin az da olsa günün her saatinde devinimi azalttığı ve KK’ların gerilim devinimini en aza indirgediğı görölmektedir. Yine Tip III DÜS’ler Tip I’lere göre daha iyi sonuç vermiştir.

Şekil 5.27’de KK’lar dağıtık üretim olarak entegre edildiğinde maksimum enerji sağladıkları ve şebekeden çekilen enerjiyi azalttıkları görölmektedir. FV’ler düzenli üretim yapamadıkları için şebekeye bağımlılık daha fazlayken, RT’lerde bağımlılık daha düşük seviyelere inmiştir.



6. MÖ İLE OPTİMUM DÜS BOYUTU VE ETKİLERİNİN TAHMİNİ

Bu bölümde MÖ yöntemlerinden LR, YSA, DVR, KEK ve KA kullanılarak, IEEE 12, 33 ve 69 baralı radyal dağıtım sistemleri üzerinde, DÜS gücü, aktif kayıplar (P_L), reaktif kayıplar (Q_L) ve en düşük gerilim (U_{min}) tahmin edilmiştir. Tahminde kullanılan veriler GitHub deposundan alınmıştır [125].

Farklı giriş değişkenleri ve çıkış değişkenleri (tahmin edilen değişkenler) ve tahmin metotları kullanılarak 5 farklı tahmin senaryosu oluşturulmuştur. Metotların doğruluğu 3 farklı test sistemi üzerinde test edilmiştir ve ilgili senaryolar Çizelge 6.1’de özetlenmiştir.

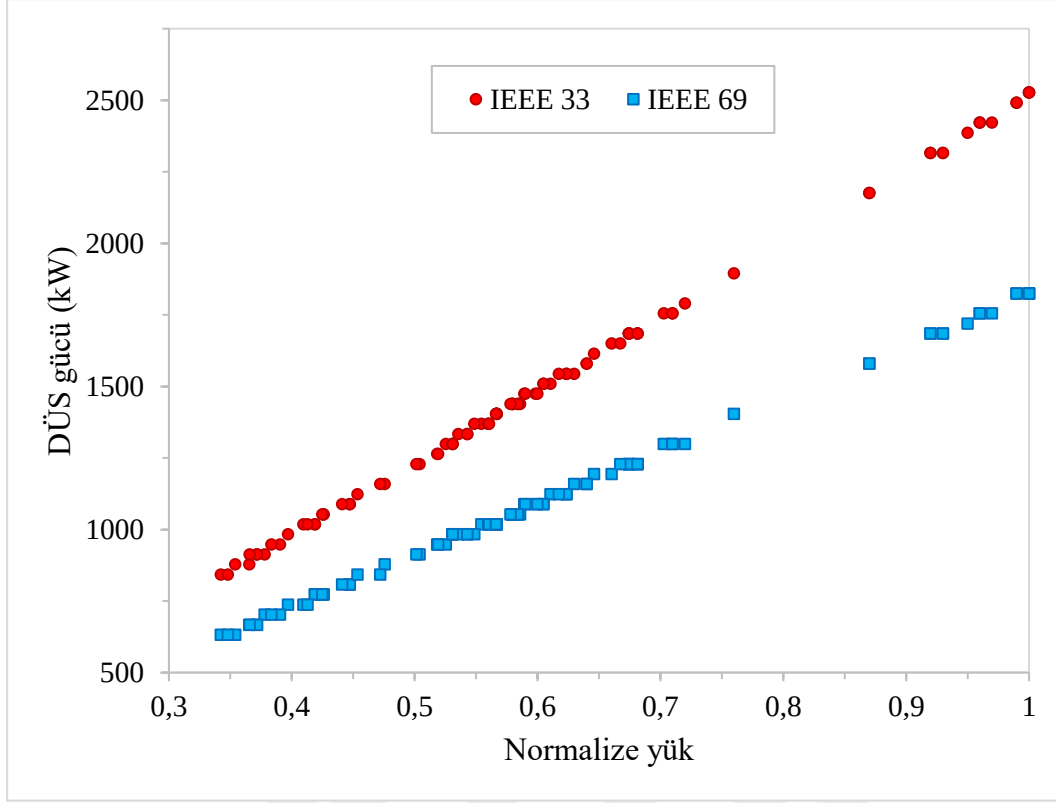
Çizelge 6.1 : Tahmin senaryoları.

Senaryo		S1	S2	S3	S4	S5
Giriş değişkenleri	Normalize yük	✓	✓	✓	✓	✓
	DÜS yeri					✓
	DÜS gücü					✓
Çıkış değişkenleri	$P_{DÜS}$	✓				
	P_L		✓			✓
	Q_L			✓		
	U_{min}				✓	
Tahmin yöntemleri	LR	✓	✓	✓	✓	
	YSA	✓	✓	✓	✓	✓
	DVR	✓	✓	✓	✓	✓
	KRK	✓	✓	✓	✓	✓
	KA	✓	✓	✓	✓	✓
IEEE test sistemleri	12 baralı RDS					✓
	33 baralı RDS	✓	✓	✓	✓	✓
	69 baralı RDS	✓	✓	✓	✓	✓

Algoritmalar WEKA programında uygulanarak, MATLAB üzerinde mutlak hata, MAPE ve R^2 hesaplanarak güvenilirlikleri belirlenmiş ve ilgili çıktılar üretilmiştir. Tüm çalışmalarda verilerin %75’i eğitim ve %25’i test için ayrılmıştır.

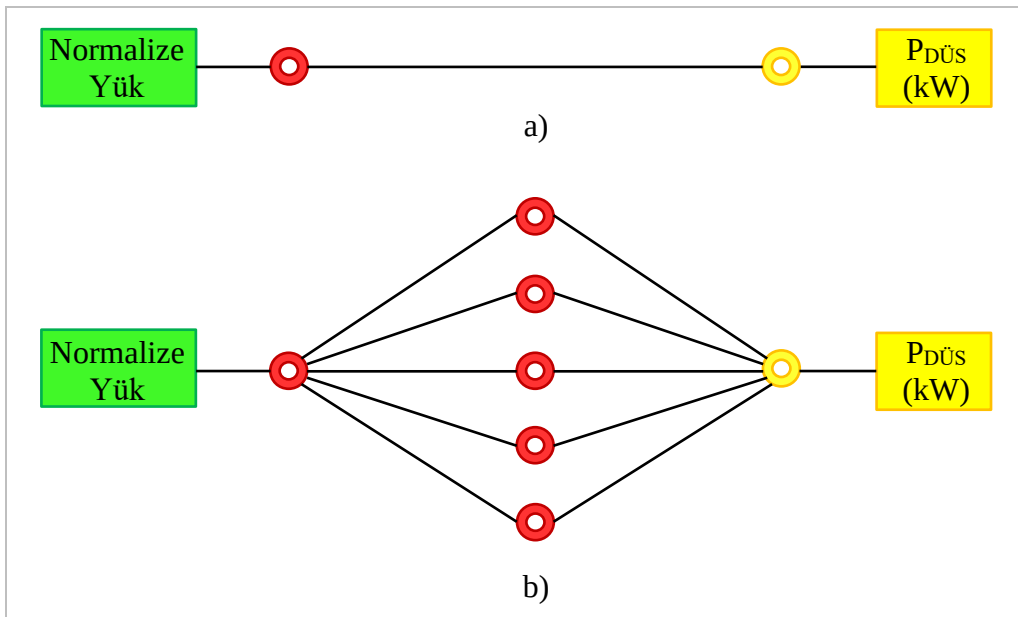
6.1 Senaryo 1: Normalize Yük Verisi Kullanılarak DÜS Gücü Tahmini

Bu kısımda normalize yük değişimi verisi kullanılarak, DÜS gücü tahmin edilmiştir. DÜS gücünün, normalize yük değişimine göre dağılımı Şekil 6.1’de verilmiştir.



Şekil 6.1 : Normalize yük ve DÜS gücü değişimi.

Önerilen MÖ yöntemlerinin tamamı, IEEE 33 ve 69-baralı RDS üzerinde test edilmiştir. LR model denklemleri Çizelge 6.2’de ve YSA ağ modeli Şekil 6.2’de verilmiştir. RBF çekirdek fonksiyonlu DVR algortimasında 33 baralı sistem için $C=6$ ve 69 baralı sistem için ise $C=23$ olarak ayarlanmıştır. KEK algoritmasında, her iki sistem için de $K=1$ alınmıştır ve KA denklemleri LR modelleri ile aynıdır.



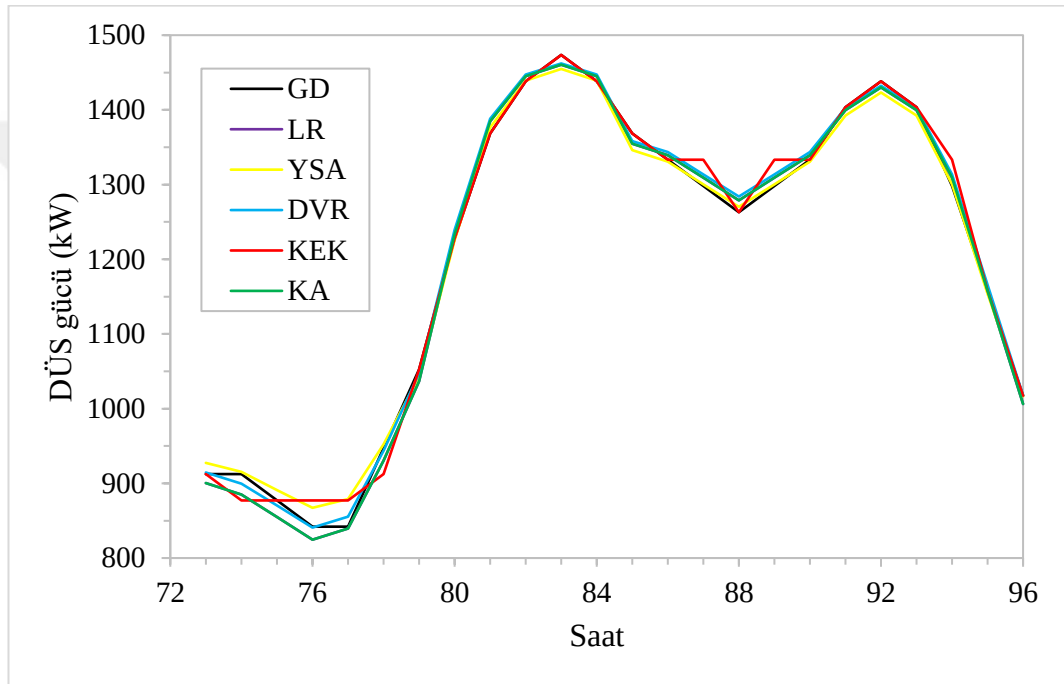
Şekil 6.2 : Senaryo 1’de a) 33 ve b) 69 baralı sistemler için YSA modelleri.

Çizelge 6.2 : Senaryo 1’de LR model denklemleri.

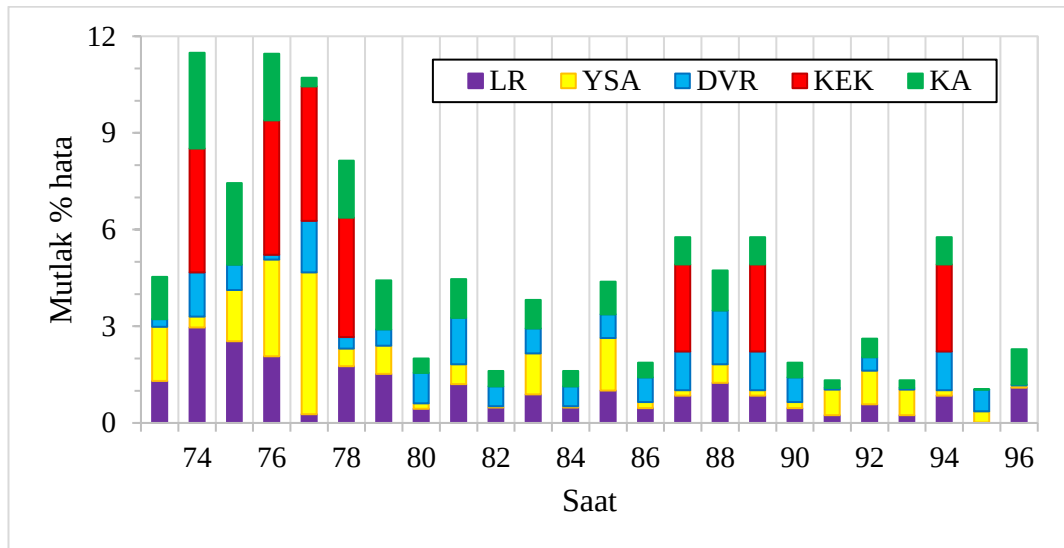
Test sistemi	Model denklemleri
33 baralı RDS	$P_{DÜS} = 2566,1833 \times Normalizasyon - 53,5766$
69 baralı RDS	$P_{DÜS} = 1827,2793 \times Normalizasyon - 4,7110$

Tahmin sonuçlarının gerçek değerlerle karşılaştırılması ve saatlik mutlak hata yüzdelere karşılaştırılması, 33 baralı sistem için Şekil 6.3 ve Şekil 6.4’de verilirken, 69 baralı sistem için Şekil 6.5 ve Şekil 6.6’da verilmiştir.

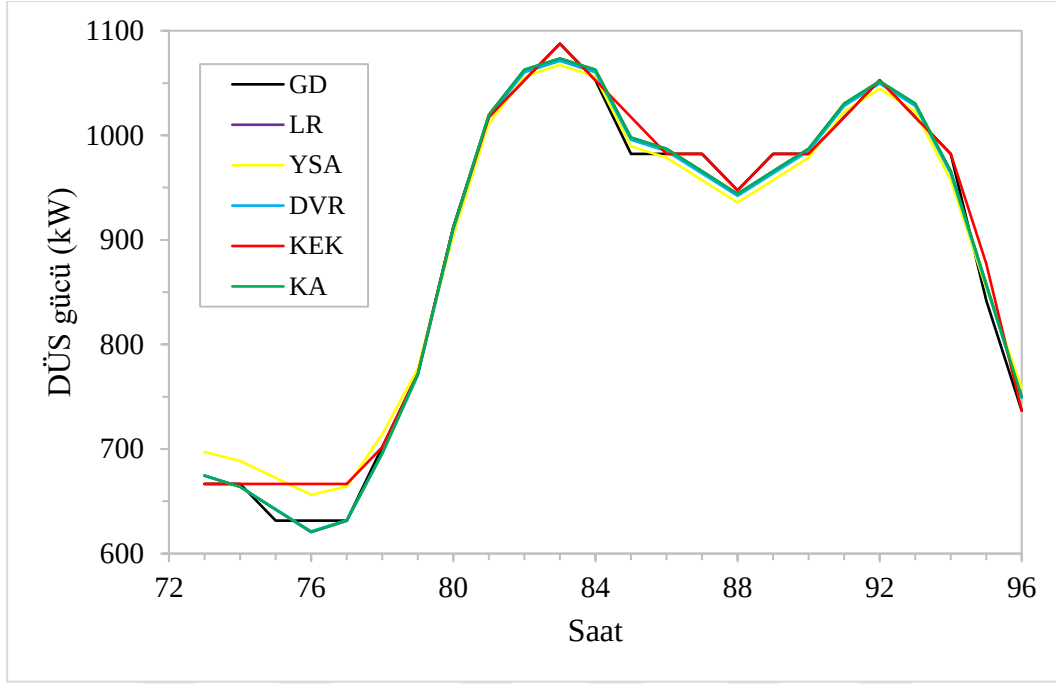
Hesaplanan hata ve performans analizi değerleri Çizelge 6.3’te verilmiştir ve Şekil 6.7’de kıyaslanmıştır. En iyi tahmin sonuçları DVR ile elde edilmiştir.



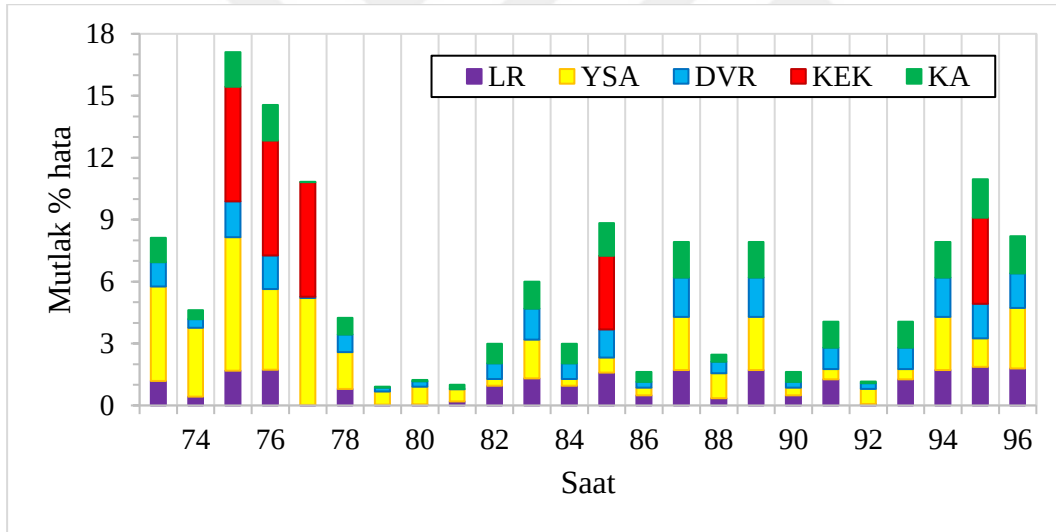
Şekil 6.3 : Senaryo 1’de 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.



Şekil 6.4 : Senaryo 1’de 33 baralı sistem için saatlik tahmin hataları.



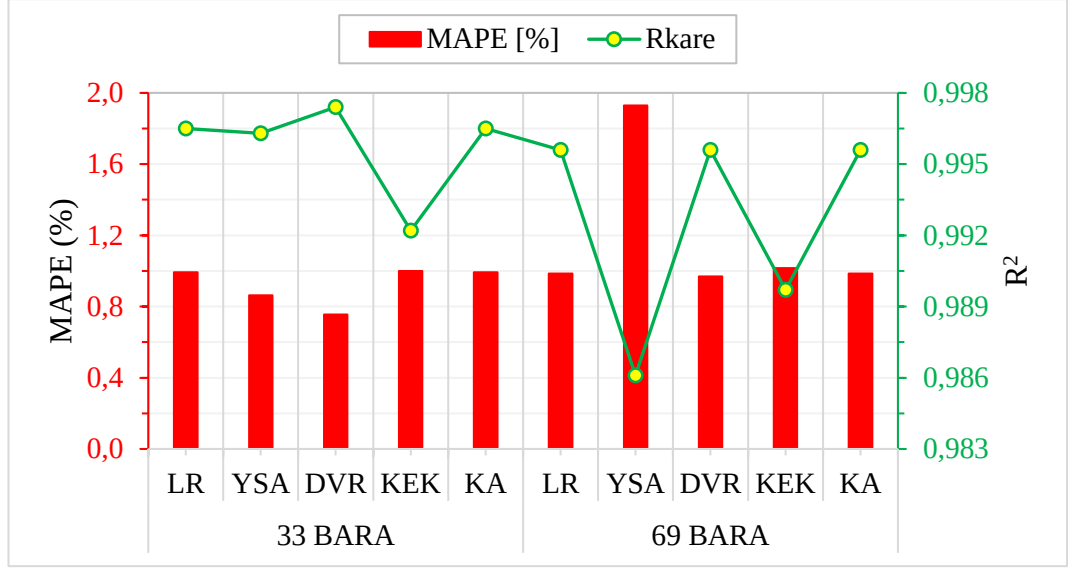
Şekil 6.5 : Senaryo 1’de 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.



Şekil 6.6 : Senaryo 1’de 69 baralı sistem için saatlik tahmin hataları.

Çizelge 6.3 : Senaryo 1 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi

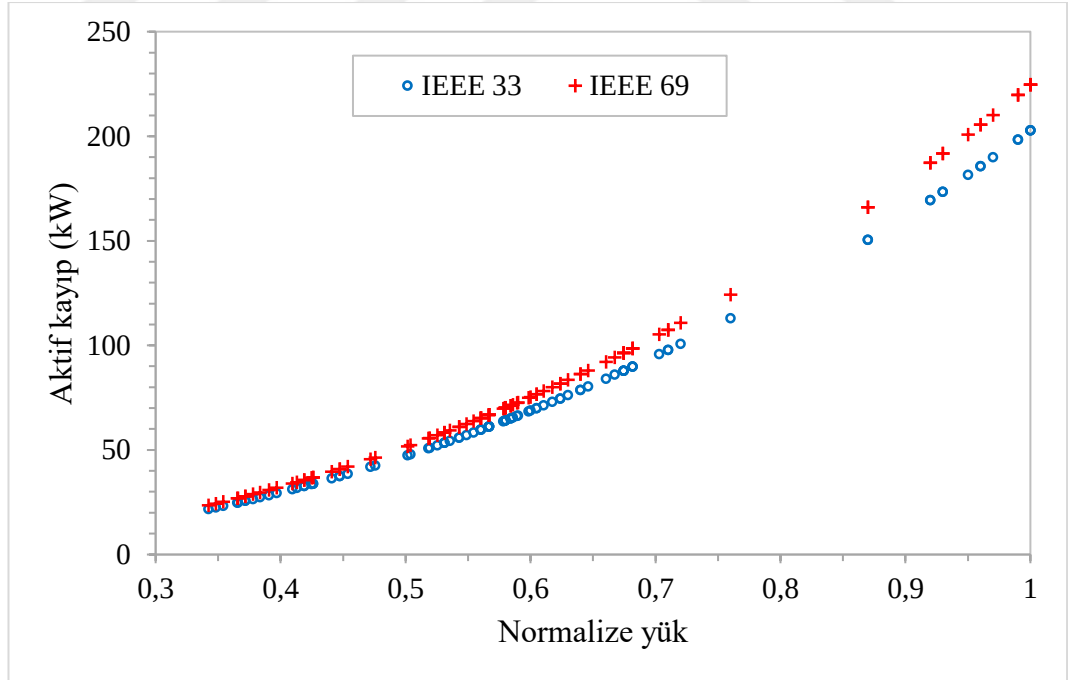
RDS	Yöntem	R^2	MAPE [%]	Eğitim	Test
33 Baralı	LR	0,9965	0,9923	72 saat	24 saat
	YSA	0,9963	0,8630		
	DVR	0,9974	0,7560		
	KEK	0,9922	0,9997		
	KA	0,9965	0,9923		
69 Baralı	LR	0,9956	0,9856	72 saat	24 saat
	YSA	0,9861	1,9299		
	DVR	0,9956	0,9695		
	KEK	0,9897	1,0168		
	KA	0,9956	0,9856		



Şekil 6.7 : Senaryo 1 için tahmin performanslarının kıyaslanması.

6.2 Senaryo 2: Normalize Yük Verisi Kullanılarak Aktif Kayıpların Tahmini

Bu kısımda normalize yük değişimi verisi kullanılarak, aktif güç kayıpları tahmin edilmiştir. Aktif kayıpların, normalize yük değişimine göre dağılımı, 33 ve 69 baralı sistemler için Şekil 6.8’de verilmiştir.



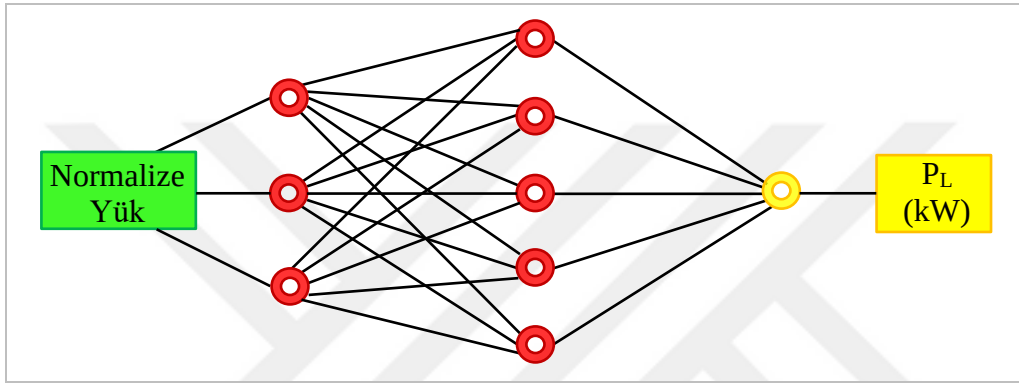
Şekil 6.8 : Normalize yük ve aktif kayıp değişimi.

Önerilen MÖ yöntemlerinin tamamı, IEEE 33 ve 69-baralı RDS üzerinde test edilmiştir. LR model denklemleri Çizelge 6.4’te ve YSA ağ modeli Şekil 6.9’da verilmiştir. Her iki sistem için DVR parametreleri C=400 ve çekirdek fonksiyonu RBF

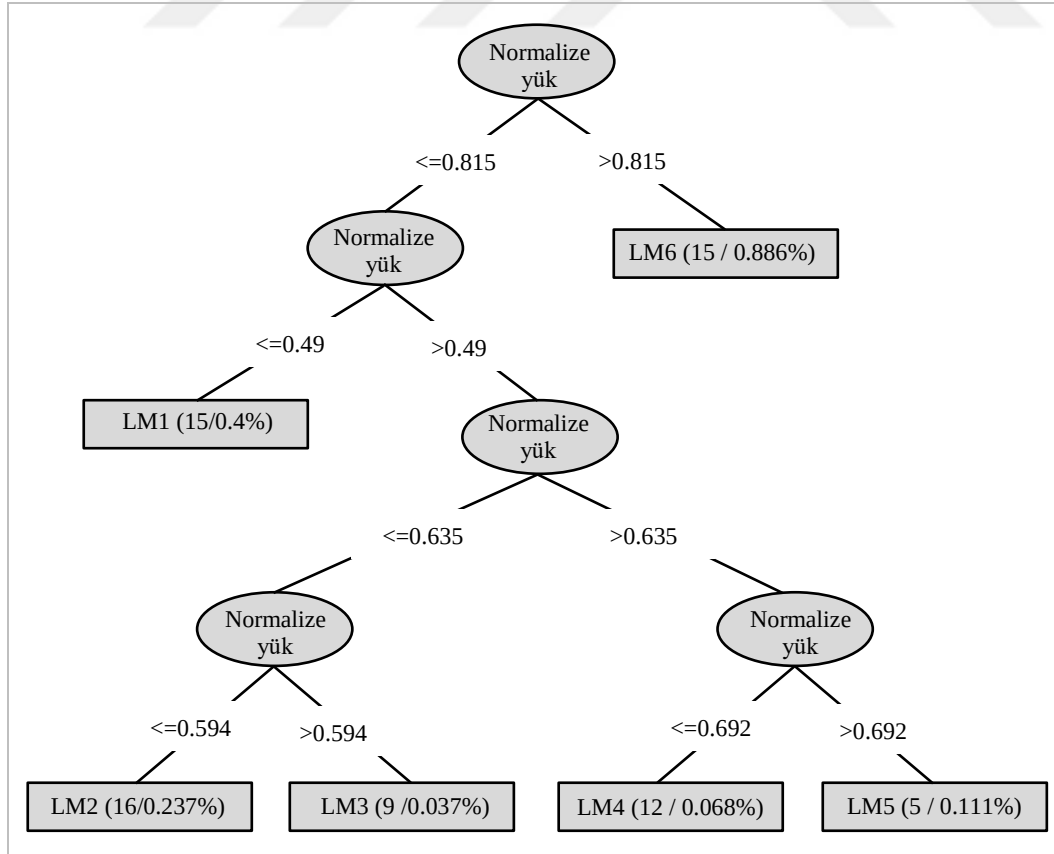
olarak ayarlanırken, KEK algoritmasında K=1 alınmıştır. 33 baralı RDS için 6 KA kuralı uygulanmış olup, karar ağacı yapısı Şekil 6.10’da verilirken, 69 baralı RDS için 5 KA kuralı uygulanmıştır ve karar ağacı yapısı Şekil 6.11’de verilmiştir. Her iki sistem için KA denklemleri Çizelge 6.5’te verilmiştir.

Çizelge 6.4 : Senaryo 2’de LR model denklemleri.

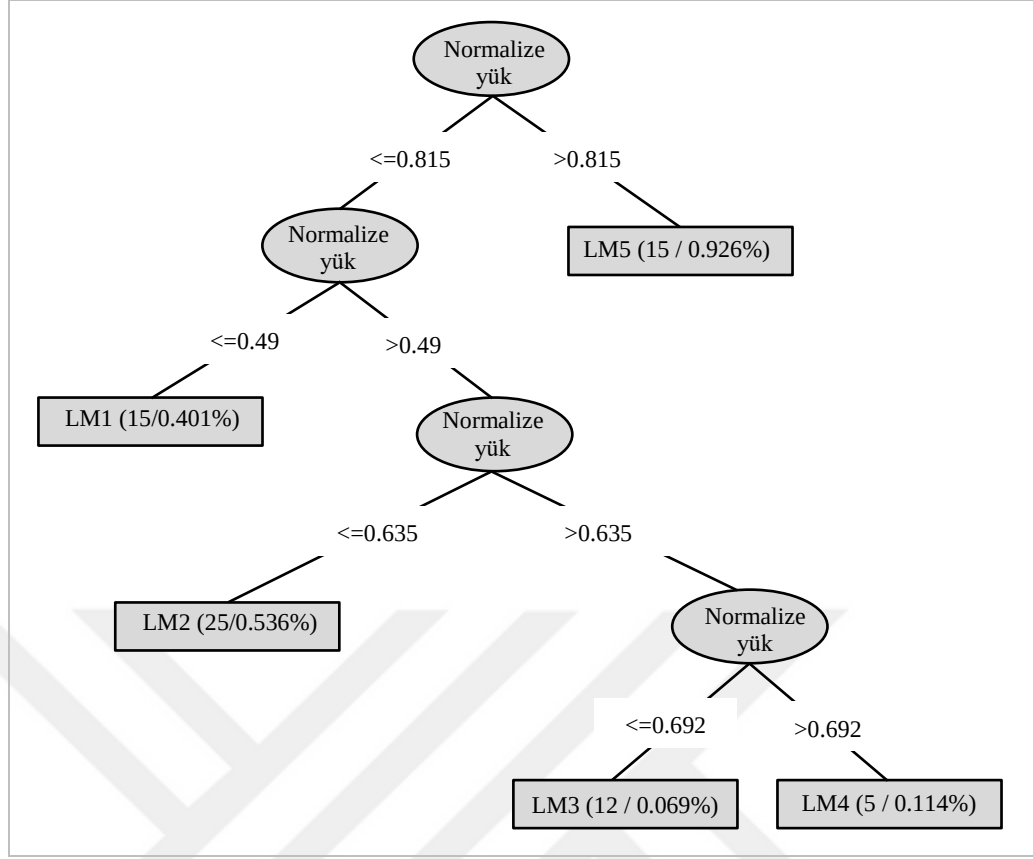
Test sistemi	Model denklemleri
33 baralı RDS	$P_L = 286,3641 \times \text{NormalizeYük} - 97,0291$
69 baralı RDS	$P_L = 318,0325 \times \text{NormalizeYük} - 108,6805$



Şekil 6.9 : Senaryo 2’de 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.

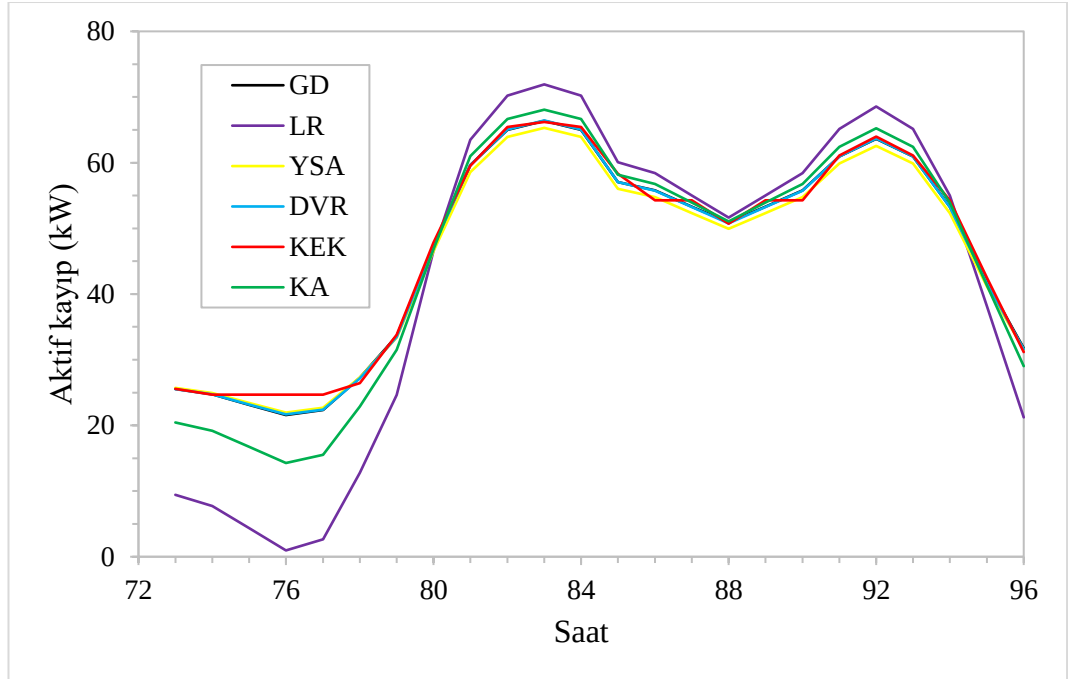


Şekil 6.10 : Senaryo 2’de 33 baralı sistem için karar ağacı.



Şekil 6.11 : Senaryo 2’de 69 baralı sistem için karar ağacı.

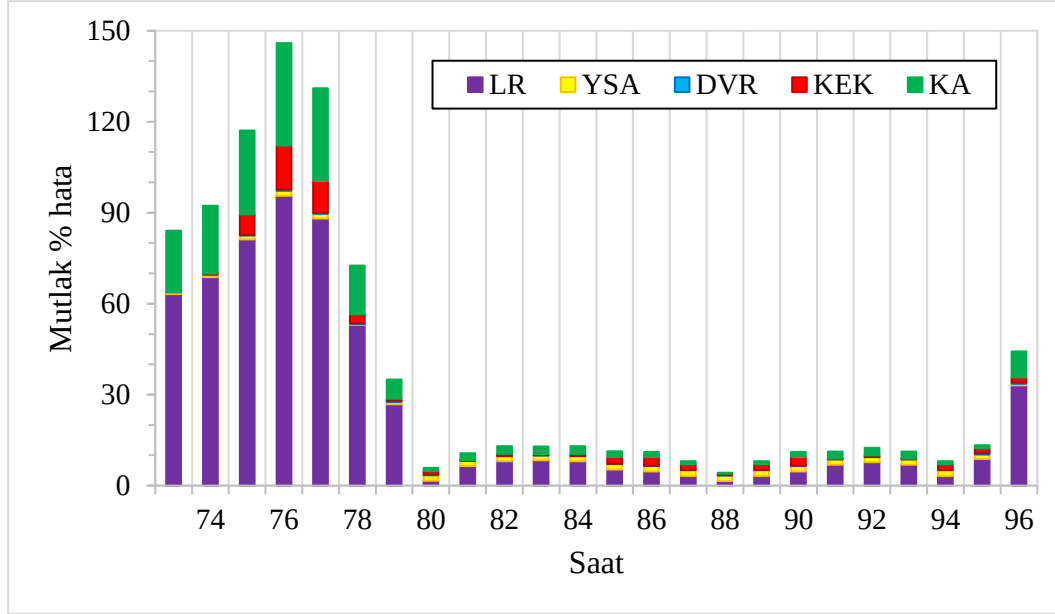
Tahmin sonuçlarının gerçek değerlerle karşılaştırılması ve saatlik mutlak hata yüzdelerinin karşılaştırılması, 33 baralı sistem için Şekil 6.12 ve Şekil 6.13’te verilirken, 69 baralı sistem için Şekil 6.14 ve Şekil 6.15’te verilmiştir.



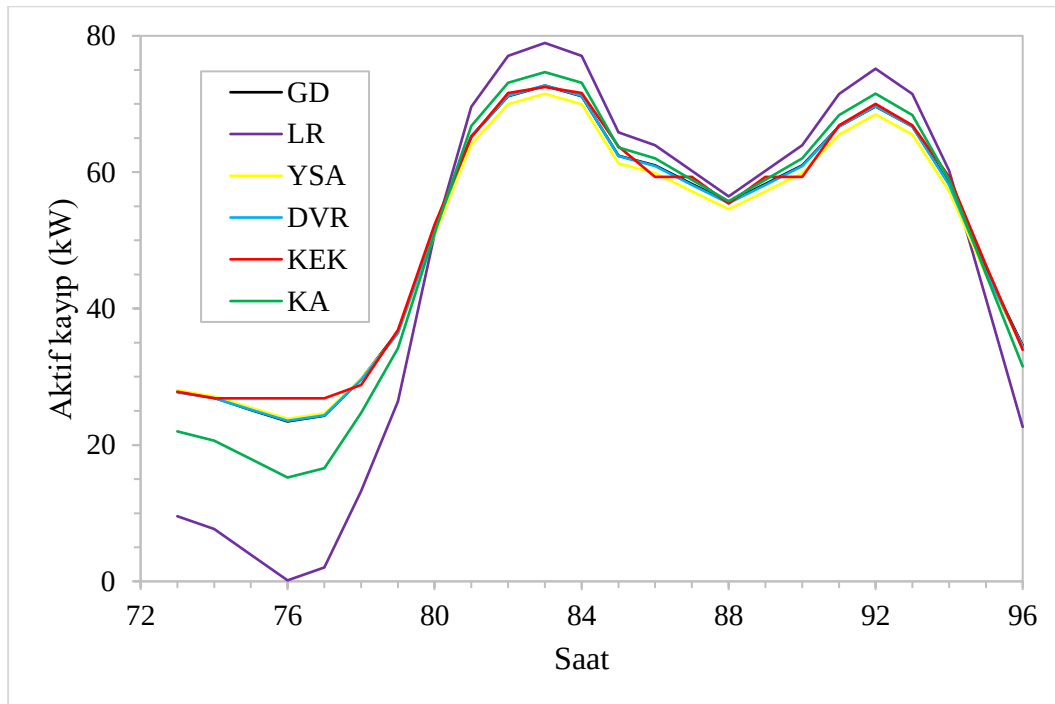
Şekil 6.12 : Senaryo 2’de 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.

Çizelge 6.5 : Senaryo 2’de KA denklemleri ($P_L = a \times \text{NormalizeYük} + b$).

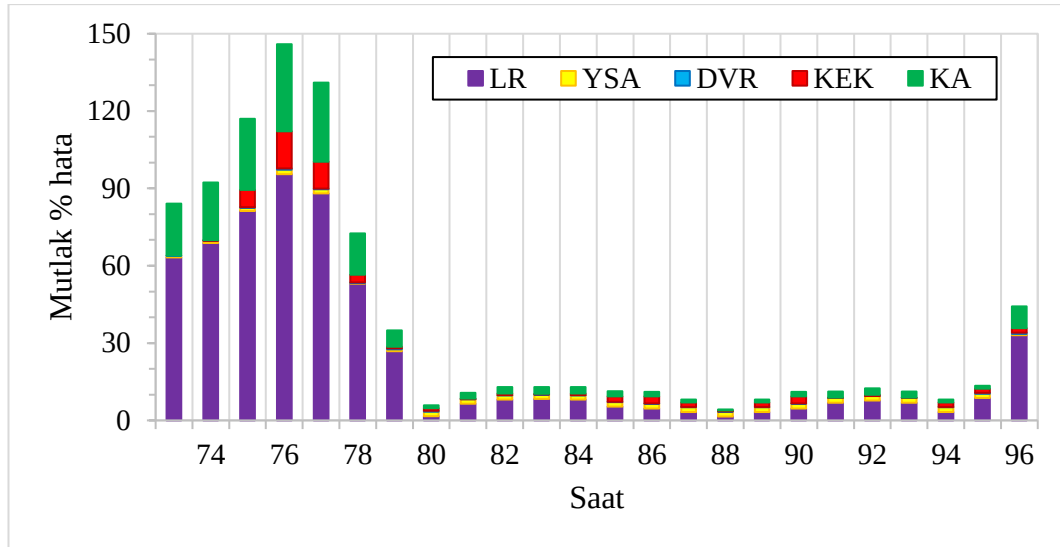
LM	33 baralı RDS		69 baralı RDS	
	a	b	a	b
1	208,3927	-57,0369	229,8470	-63,4216
2	240,0133	-73,5340	267,3222	-83,0402
3	244,4849	-76,1367	286,1740	-94,8130
4	258,5418	-84,9672	290,2684	-97,6272
5	262,1460	-87,4443	385,6127	-168,9375
6	345,4046	-149,6411	-	-



Şekil 6.13 : Senaryo 2’de 33 baralı sistem için saatlik hata değerleri.



Şekil 6.14 : Senaryo 2’de 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.

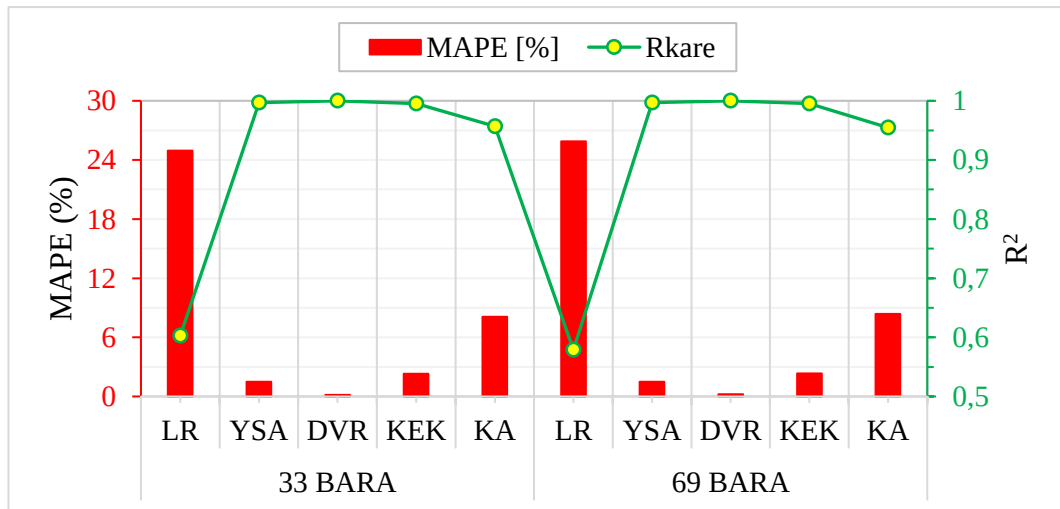


Şekil 6.15 : Senaryo 2’de 69 baralı sistem için saatlik hata değerleri.

Hesaplanan hata ve performans analizi değerleri Çizelge 6.6’da verilmiştir ve Şekil 6.16’da kıyaslanmıştır. En iyi sonuçları neredeyse sıfıra yakın hata ile DVR vermiştir.

Çizelge 6.6 : Senaryo 2 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.

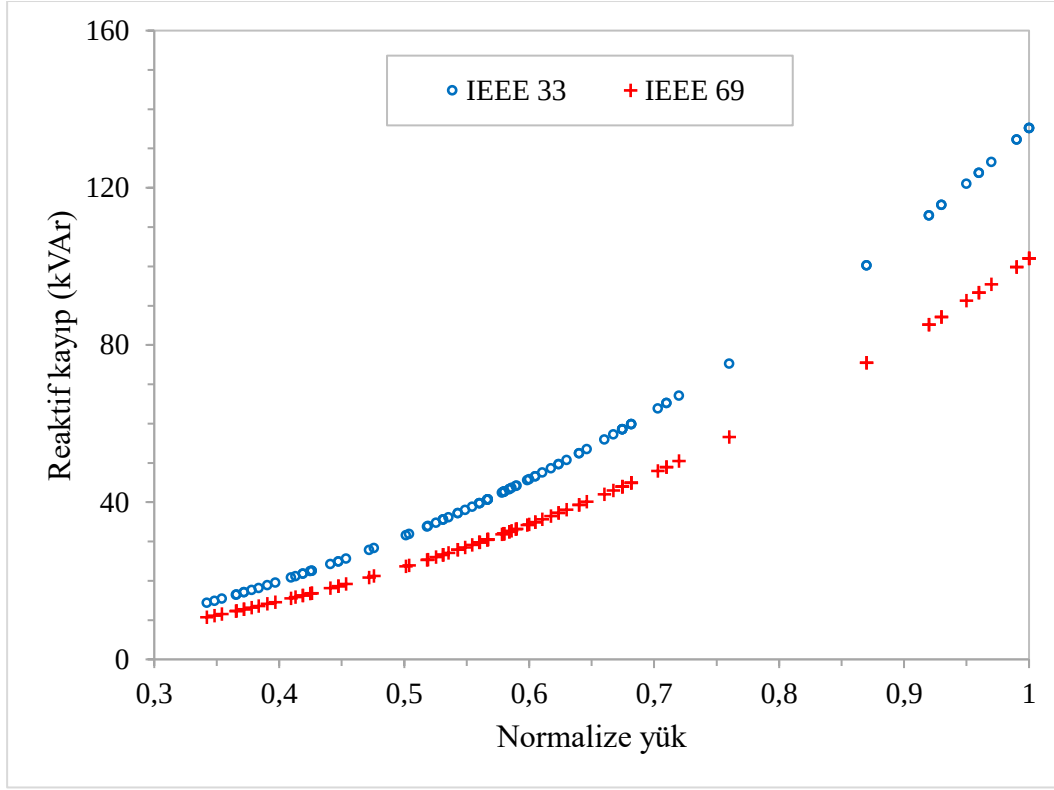
RDS	Metot	R ²	MAPE [%]	Eğitim	Test
33 baralı	LR	0,6027	24,9303	72 adet	24 adet
	YSA	0,9972	1,4877		
	DVR	1	0,1683		
	KEK	0,9951	2,3198		
	KA	0,9571	8,0833		
69 baralı	LR	0,5789	25,9041	72 adet	24 adet
	YSA	0,9972	1,4793		
	DVR	1	0,2203		
	KEK	0,9951	2,3349		
	KA	0,9547	8,3852		



Şekil 6.16 : Senaryo 2 için tahmin performanslarının kıyaslanması.

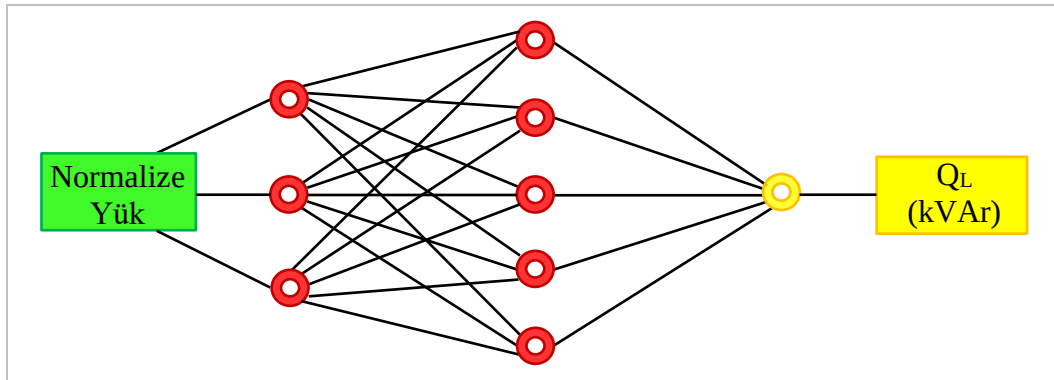
6.3 Senaryo 3: Normalize Yük Verisi Kullanılarak Reaktif Kayıp Tahmini

Bu kısımda normalize yük değişimi verisi kullanılarak, reaktif güç kayıpları tahmin edilmiştir. Reaktif kayıpların, normalize yük değişimine göre dağılımı Şekil 6.17’de verilmiştir.



Şekil 6.17 : Normalize yük ve reaktif kayıp değişimi.

Önerilen MÖ yöntemlerinin tamamı, IEEE 33 ve 69-baralı RDS üzerinde test edilmiştir. LR model denklemleri Çizelge 6.7’de ve YSA ağ modeli Şekil 6.18’de verilmiştir. RBF çekirdek fonksiyonlu DVR algoritmasında, C değerleri 33 baralı sistem için 400 ve 69 baralı sistem için 370 seçilirken, KEK algoritmasında her iki sistem için $K=1$ alınmıştır.

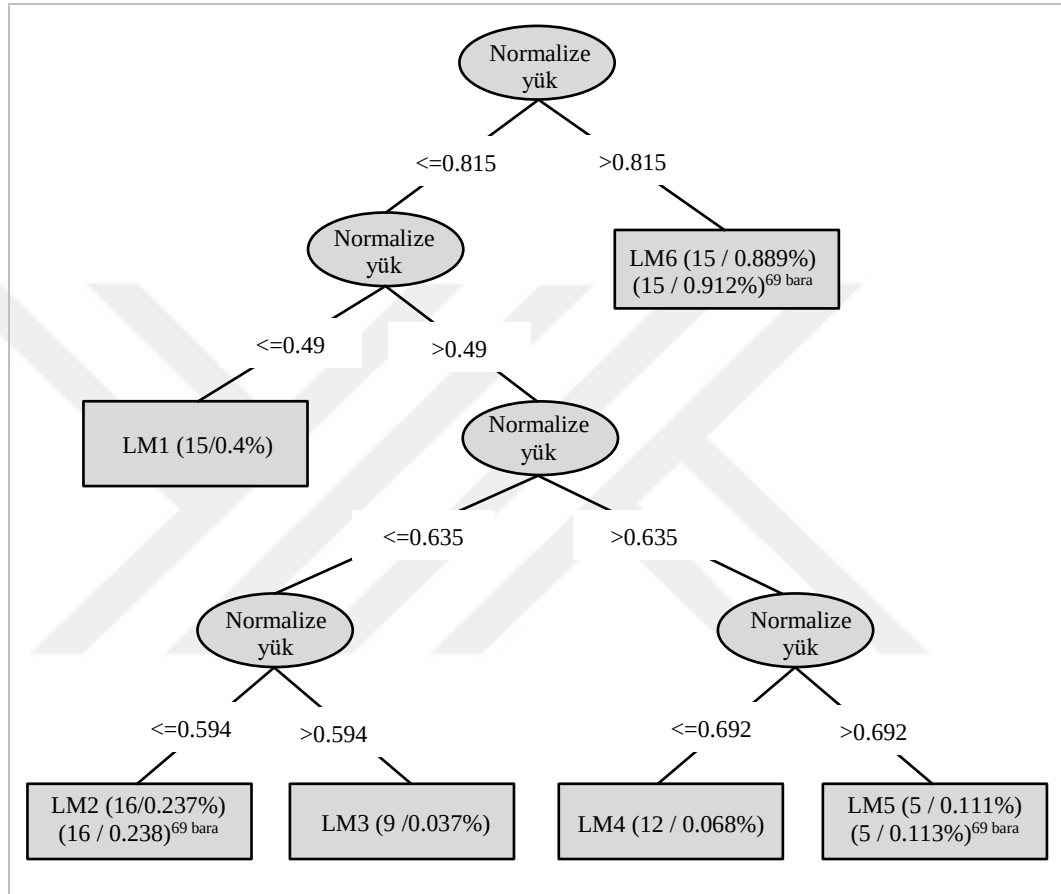


Şekil 6.18 : Senaryo 3’te 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.

Çizelge 6.7 : Senaryo 3 için LR model denklemleri.

Test sistemi	Model denklemi
33 baralı RDS	$Q_L = 190,9770 \times \text{NormalizeYük} - 64,7527$
69 baralı RDS	$Q_L = 144,3074 \times \text{NormalizeYük} - 49,1576$

Her iki sistem için 6 KA kuralı uygulanmıştır ve KA yapısı Şekil 6.19’da, KA denklemleri ise Çizelge 6.8’de verilmiştir.

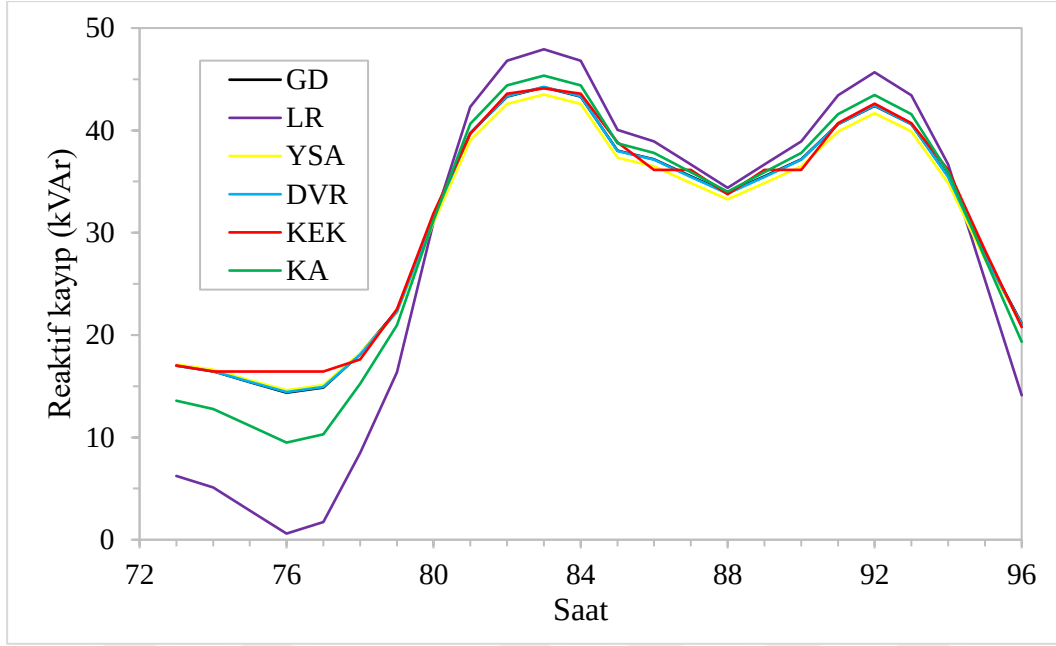


Şekil 6.19 : Senaryo 3’te 33 ve 69 baralı sistemler için karar ağacı.

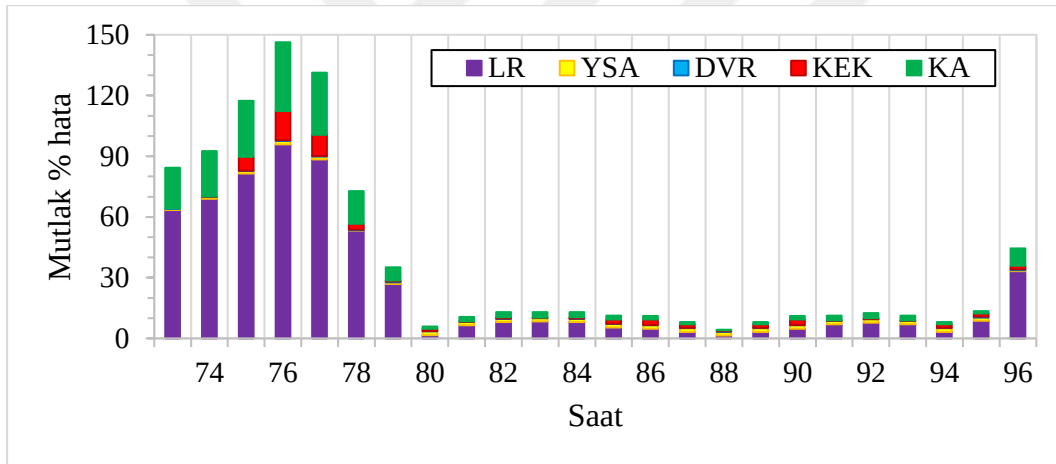
Çizelge 6.8 : Senaryo 3’te KA denklemleri ($Q_L = a \times \text{NormalizeYük} + b$).

LM	33 baralı RDS		69 baralı RDS	
	a	b	a	b
1	138,8988	-38,0399	104,5603	-28,7626
2	160,0013	-49,0499	120,5741	-37,1196
3	162,9868	-50,7877	122,8459	-38,4420
4	172,3754	-56,6856	130,0075	-42,9412
5	174,7836	-58,3408	131,8500	-44,2075
6	230,4485	-99,9280	174,6483	-76,2056

Tahmin sonuçlarının gerçek değerlerle karşılaştırılması ve mutlak hataların karşılaştırılması, 33 baralı sistem için Şekil 6.20 ve Şekil 6.21’de verilirken, 69 baralı sistem için Şekil 6.22 ve Şekil 6.23’te verilmiştir.



Şekil 6.20 : Senaryo 3'te 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.

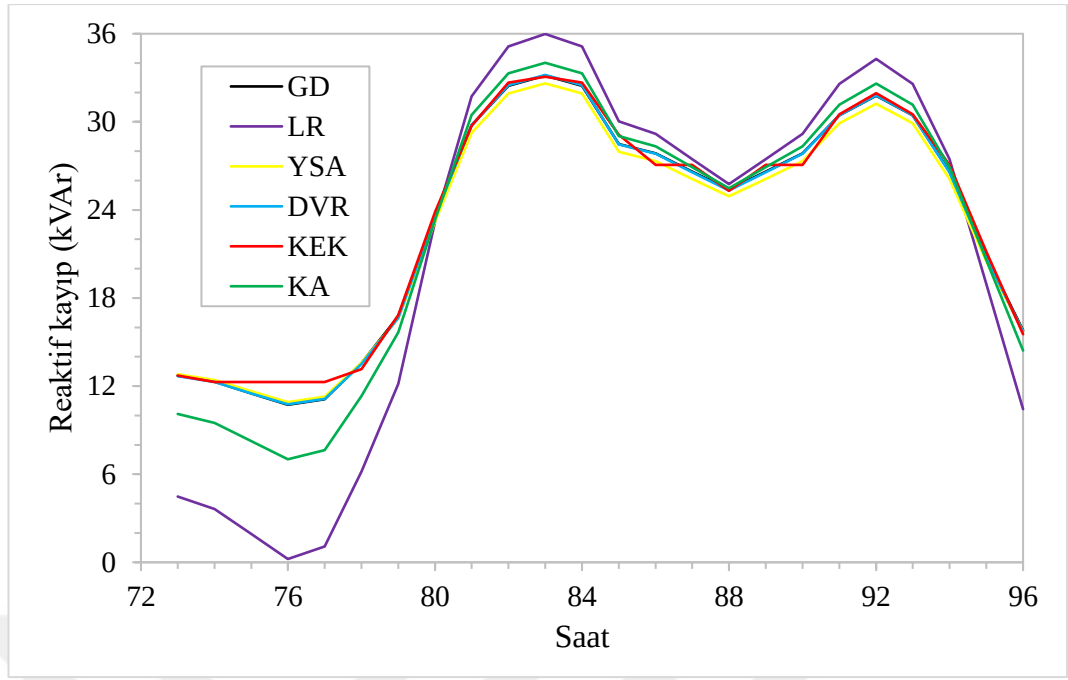


Şekil 6.21 : Senaryo 3'te 33 baralı sistem için saatlik tahmin hata değerleri.

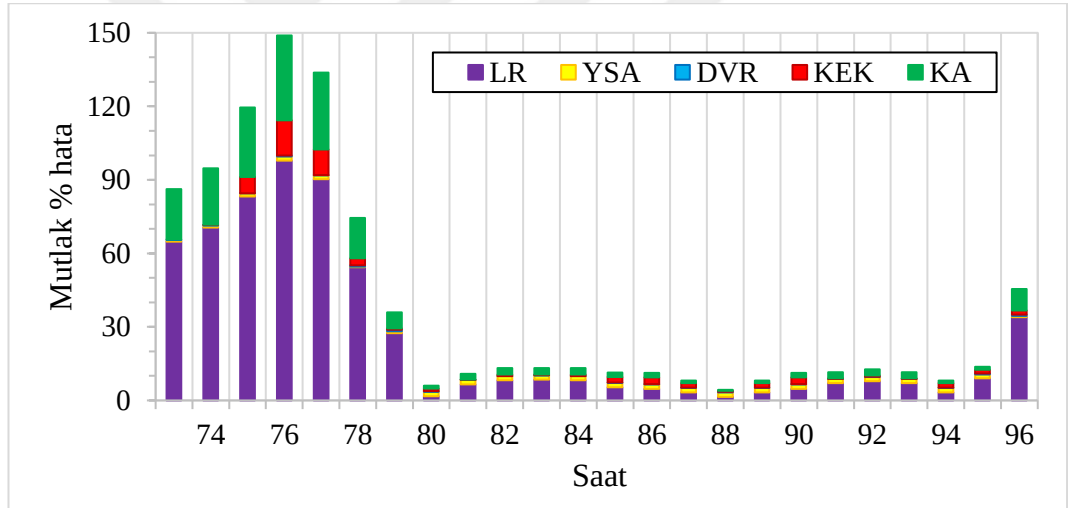
Hesaplanan hata ve performans analizi değerleri Çizelge 6.9'da verilmiştir ve Şekil 6.24'te kıyaslanmıştır. En iyi sonuçlar yine DVR ile elde edilmiştir.

Çizelge 6.9 : Senaryo 3 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.

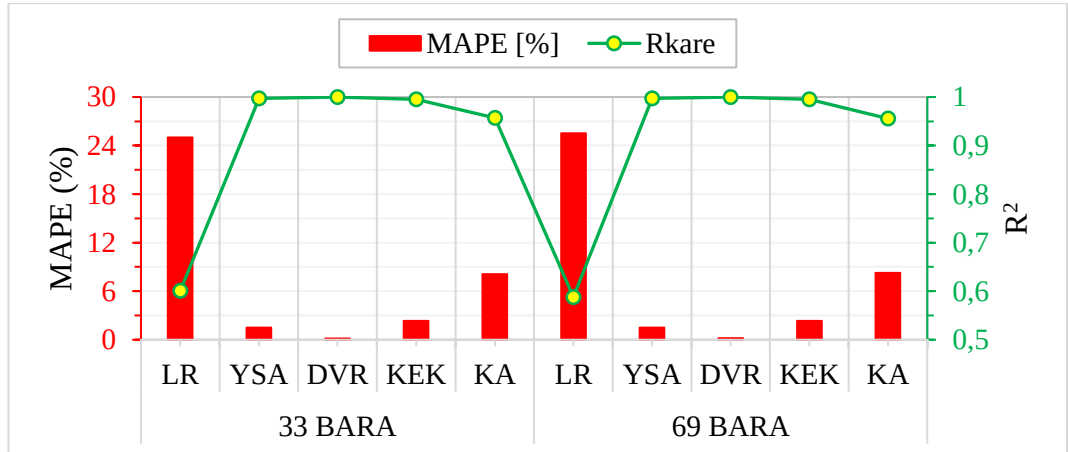
RDS	Metot	R^2	MAPE [%]	Eğitim	Test
33 Baralı	LR	0,6008	25,0064	72 adet	24 adet
	YSA	0,9972	1,4869		
	DVR	1	0,1716		
	KEK	0,9951	2,3208		
	KA	0,9569	8,1057		
69 Baralı	LR	0,5879	25,5357	72 adet	24 adet
	YSA	0,9972	1,4834		
	DVR	1	0,1905		
	KEK	0,9951	2,329		
	KA	0,9557	8,2615		



Şekil 6.22 : Senaryo 3'te 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.



Şekil 6.23 : Senaryo 3'te 69 baralı sistem için saatlik tahmin hata değerleri.



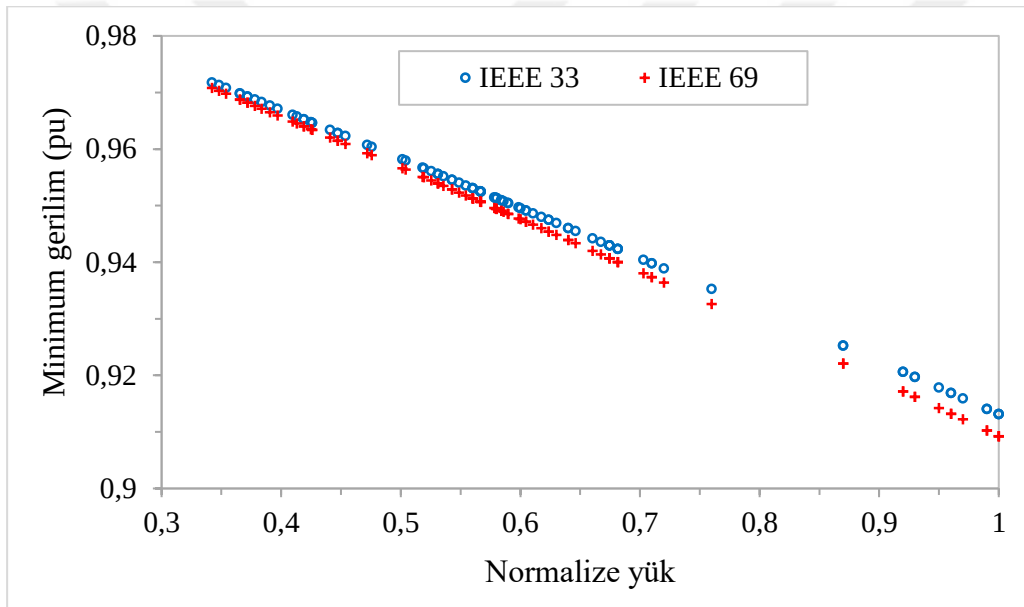
Şekil 6.24 : Senaryo 3 için tahmin performanlarının kıyaslanması.

6.4 Senaryo 4: Normalize Yük Verisi Kullanılarak Minimum Gerilimin

Tahmini

Bu kısımda normalize yük değişimi verisi kullanılarak, minimum gerilim değeri tahmin edilmiştir. Minimum gerilimlerin, normalize yük değişimine göre dağılımı Şekil 6.25'te verilmiştir.

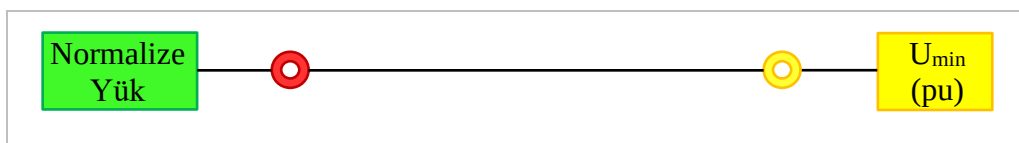
Önerilen MÖ yöntemlerinin tamamı, IEEE 33 ve 69-baralı RDS üzerinde test edilmiştir. LR model denklemleri Çizelge 6.10'da ve YSA modeli Şekil 6.26'da verilmiştir. RBF çekirdek fonksiyonlu DVR algoritmasında 33 baralı sistem için $C=100$, 69 baralı sistem için $C=300$ olarak ayarlanmıştır ve KEK algoritmasında $K=1$ alınmıştır.



Şekil 6.25 : Normalize yük ve minimum gerilim değişimi.

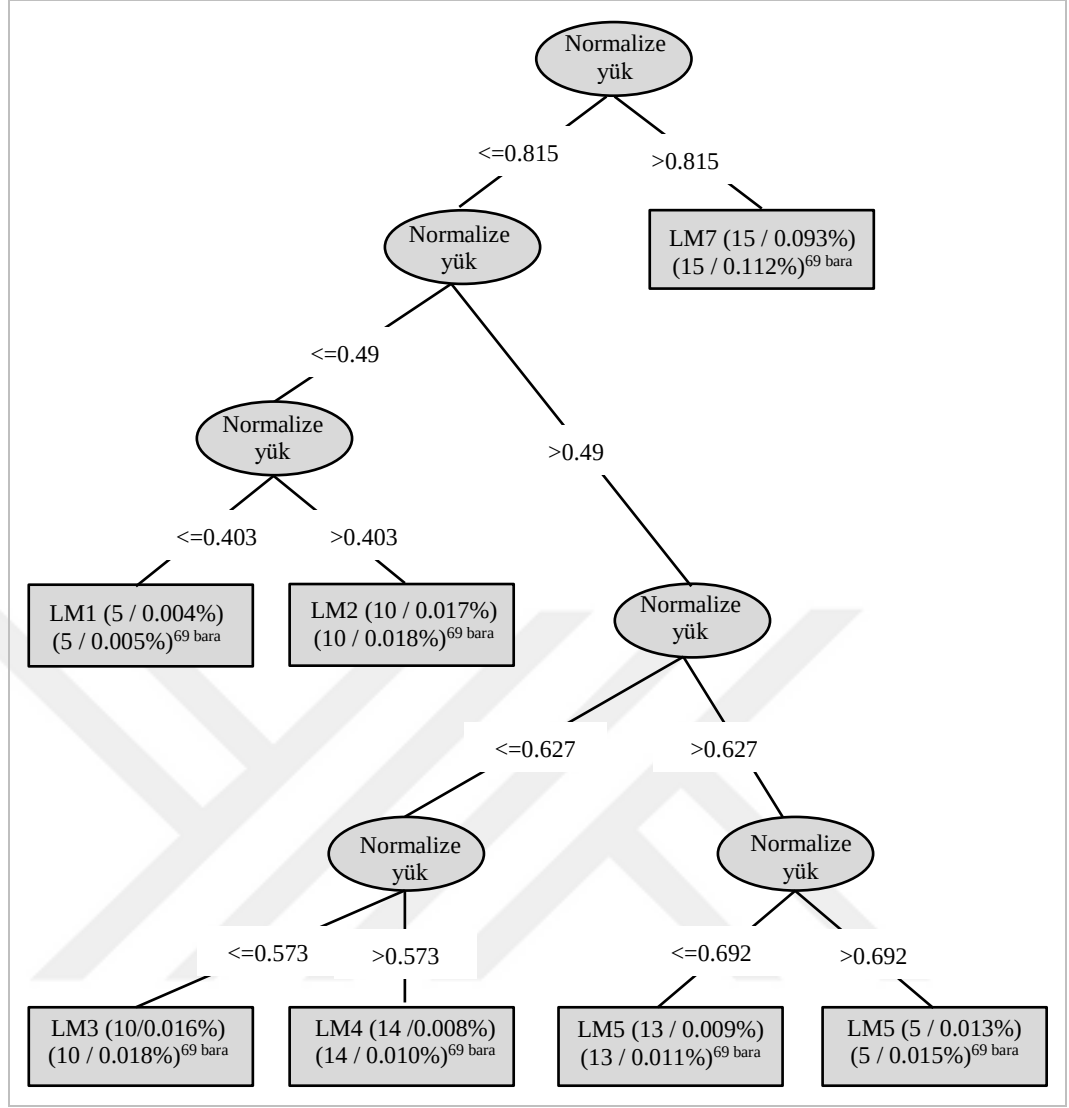
Çizelge 6.10 : Senaryo 4'te LR model denklemleri.

Test sistemi	Model denklemleri
33 baralı RDS	$P_L = -0,0896 \times \text{NormalizeYük} + 1,0031$
69 baralı RDS	$P_L = -0,0940 \times \text{NormalizeYük} + 1,0037$



Şekil 6.26 : Senaryo 4'te 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.

33 ve 69 baralı sistemler için 7 KA kuralı uygulanmış olup, karar ağacı yapısı Şekil 6.27'de verilirken, KA denklemleri Çizelge 6.11'de verilmiştir.

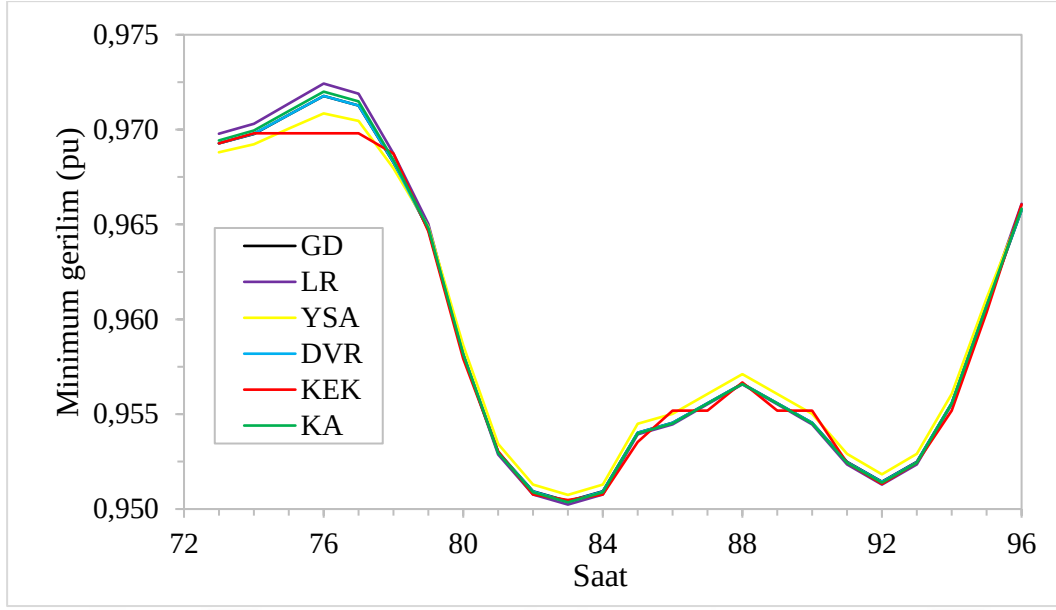


Şekil 6.27 : Senaryo 4 KA yapısı.

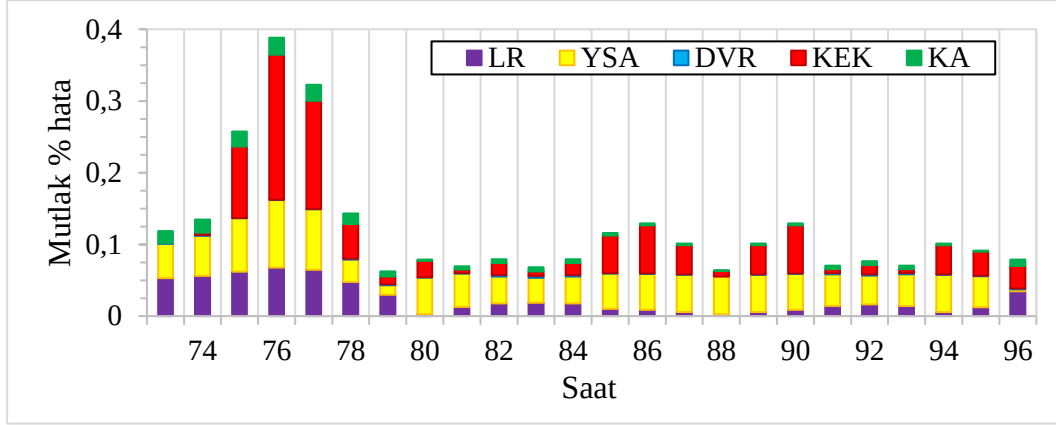
Çizelge 6.11 : Senaryo 4 KA denklemleri ($U_{min} = a \times \text{NormalizeYük} + b$).

LM	33 baralı sistem		69 baralı sistem	
	a	b	a	b
1	-0,0870	1,0018	-0,0909	1,0022
2	-0,0871	1,0018	-0,0910	1,0022
3	-0,0881	1,0023	-0,0922	1,0028
4	-0,0882	1,0024	-0,0923	1,0029
5	-0,0887	1,0027	-0,0929	1,0033
6	-0,0888	1,0028	-0,0930	1,0034
7	-0,0914	1,0048	-0,0963	1,0058

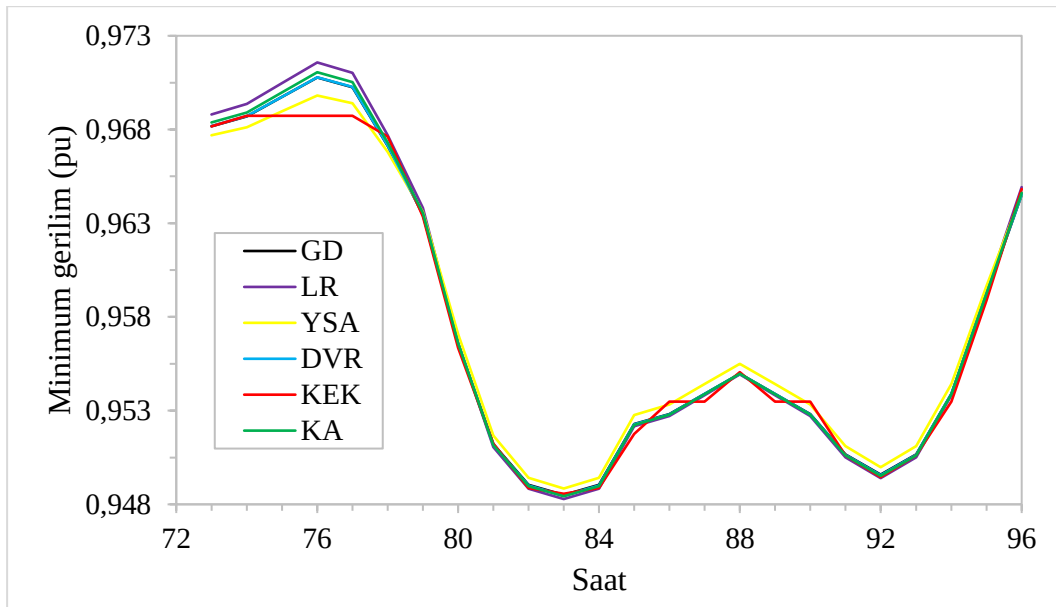
Tahmin sonuçlarının gerçek değerlerle karşılaştırılması ve mutlak hataların karşılaştırılması, 33 baralı sistem için Şekil 6.28 ve Şekil 6.29’da verilirken, 69 baralı sistem için Şekil 6.30 ve Şekil 6.31’de verilmiştir. Hesaplanan hata ve performans analizi değerleri Çizelge 6.12’de verilmiştir ve Şekil 6.32’de kıyaslanmıştır. Değişim lineer olduğundan tüm algoritmalar iyi sonuç vermiştir.



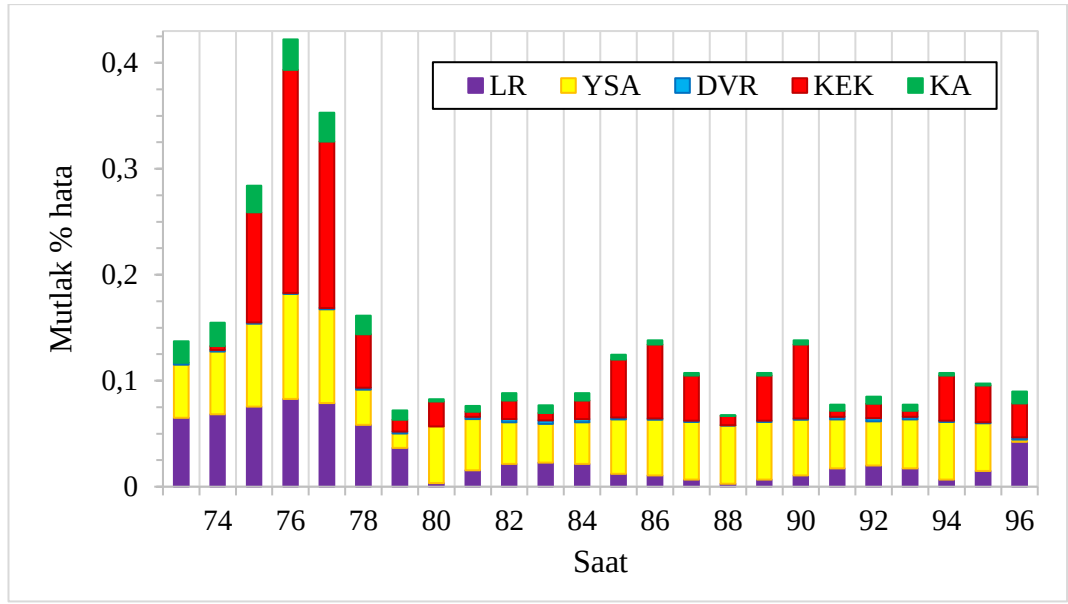
Şekil 6.28 : Senaryo 4'te 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.



Şekil 6.29 : Senaryo 4'te 33 baralı sistem için saatlik hata değerleri.



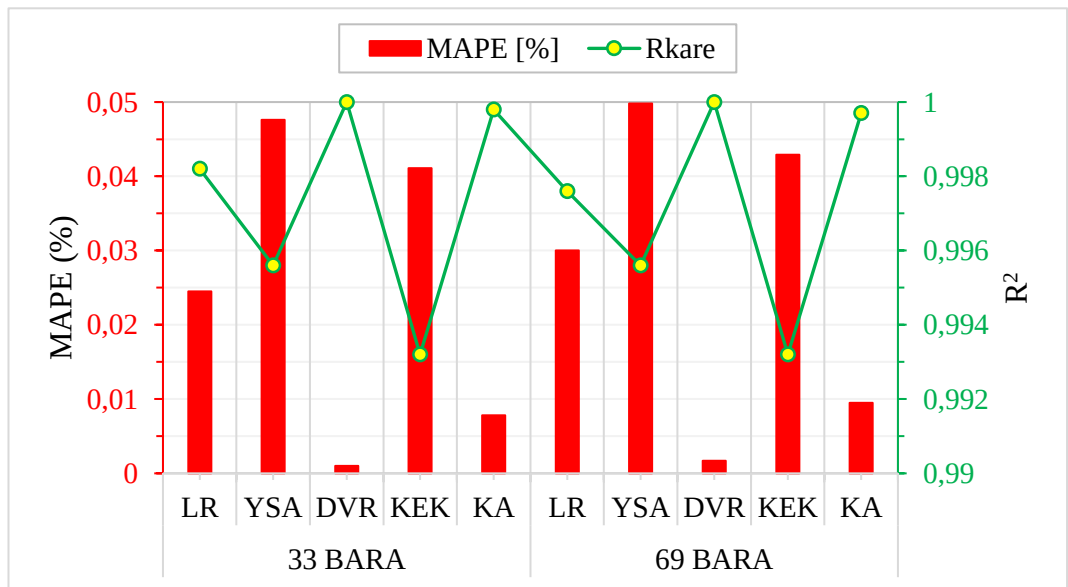
Şekil 6.30 : Senaryo 4'te 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.



Şekil 6.31 : Senaryo 4’te 69 baralı sistem için saatlik hata değerleri.

Çizelge 6.12 : Senaryo 4 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.

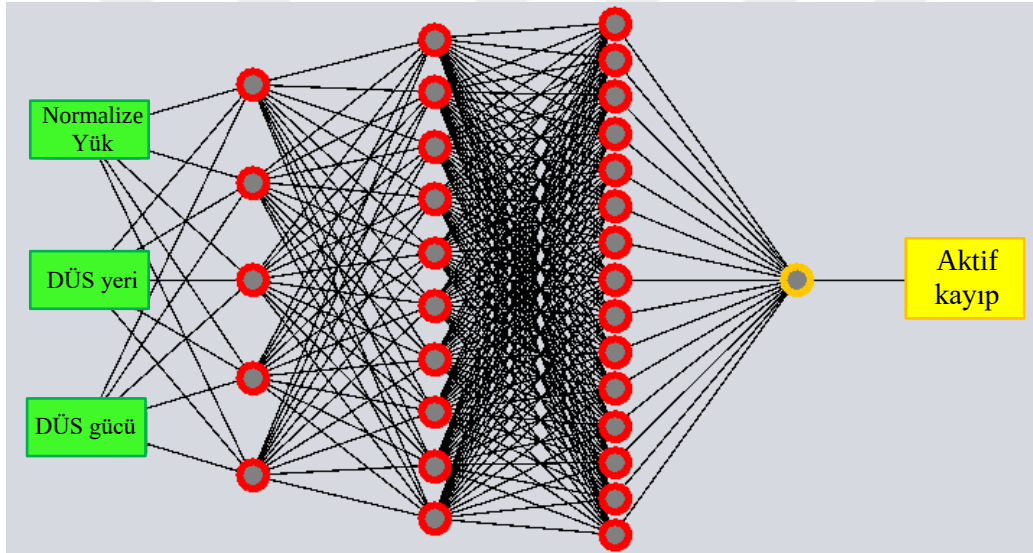
RDS	Metot	R^2	MAPE [%]	Eğitim	Test
33 BARA	LR	0,9982	0,0245	72 adet	24 adet
	YSA	0,9956	0,0476		
	DVR	1	0,0010		
	KEK	0,9932	0,0411		
	KA	0,9998	0,0078		
69 BARA	LR	0,9976	0,03	72 adet	24 adet
	YSA	0,9956	0,0498		
	DVR	1	0,0017		
	KEK	0,9932	0,0429		
	KA	0,9997	0,0095		



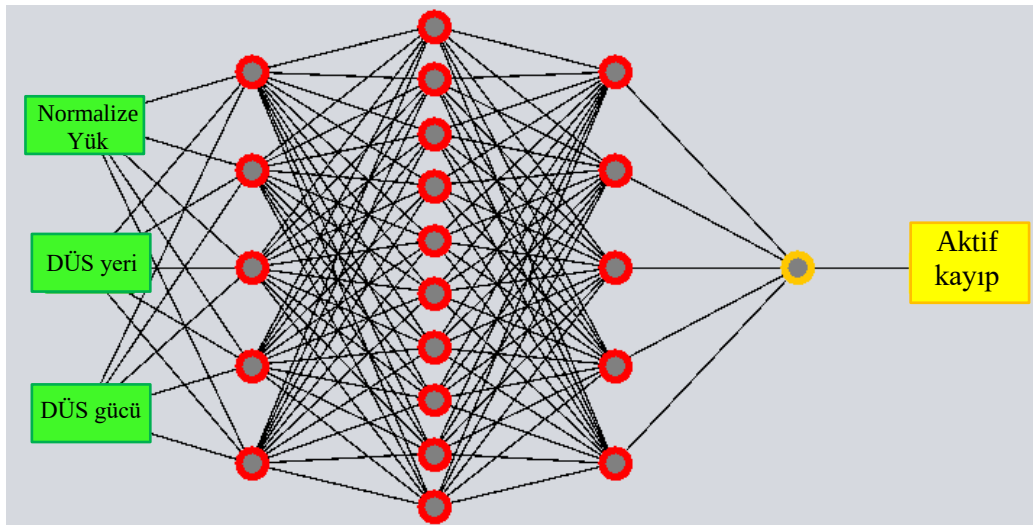
Şekil 6.32 : Senaryo 4 için tahmin performanslarının kıyaslanması.

6.5 Senaryo 5: Normalize Yük Verisi, DÜS Yeri ve DÜS Gücü Kullanılarak Aktif Kayıp Tahmini

Bu kısımda normalize yük değişimi verisi, DÜS yeri ve DÜS gücü kullanılarak, aktif kayıplar tahmin edilmiştir. Önerilen yöntemlerden olan LR, çok büyük hata değerleri verdiği için bu bölümde tahmin yaparken kullanılmamıştır. LR hariç önerilen MÖ metotları 12, 33 ve 69 baralı RDS üzerinde test edilmiştir. YSA modelleri, 12 baralı sistem için Şekil 6.33'te ve 33 ve 69 baralı sistemler için Şekil 6.34'te verilmiştir. PUK çekirdek fonksiyonlu DVR algortimasında 12 ve 69 baralı sistemler için $C=10$ alınırken, 33 baralı sistem için $C=1$ alınmıştır ve tüm sistemler için KEK algoritmasında $K=1$ alınmıştır. KA algoritmasında binlerce daldan oluşan karar ağacı ve denklemleri oluşturulmuştur.

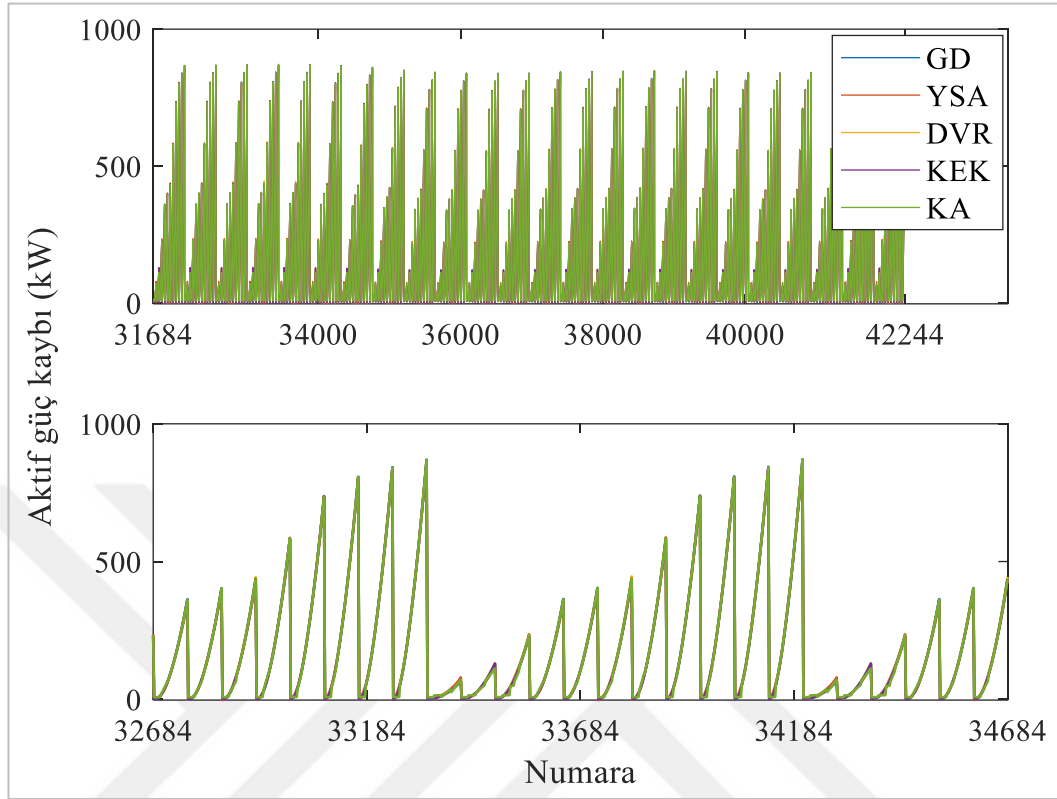


Şekil 6.33 : Senaryo 5'te 12 baralı sistem için YSA modeli.

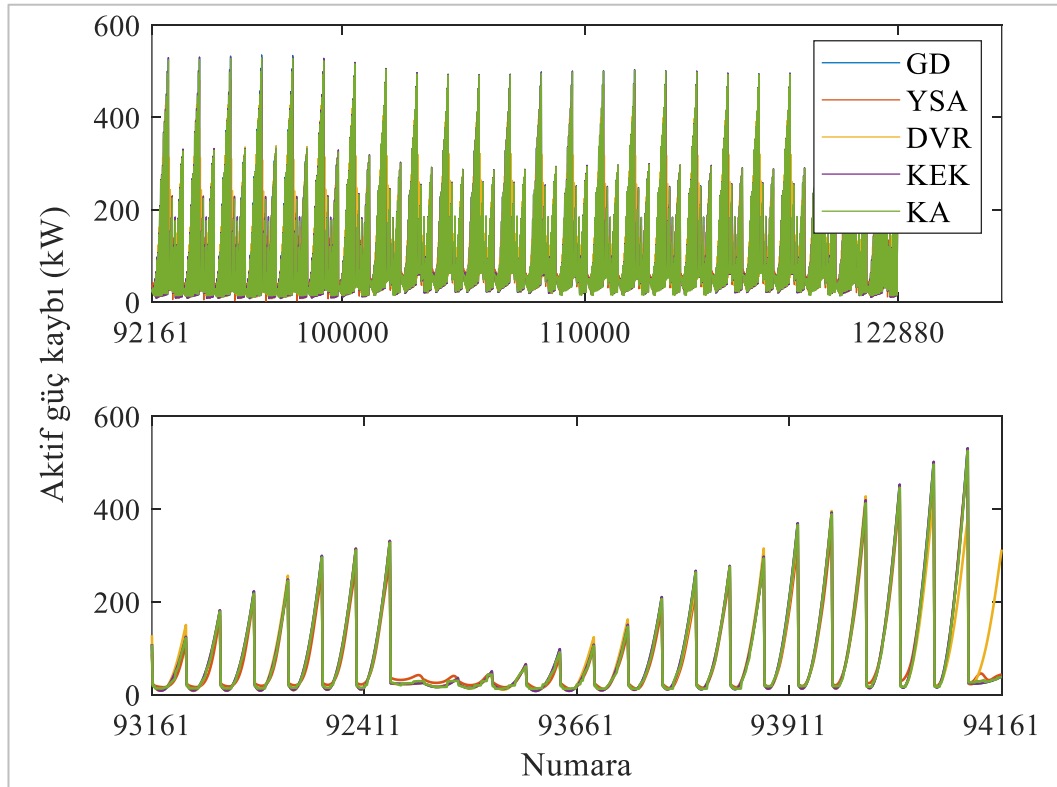


Şekil 6.34 : Senaryo 5'te 33 ve 69 baralı sistemler için YSA modeli.

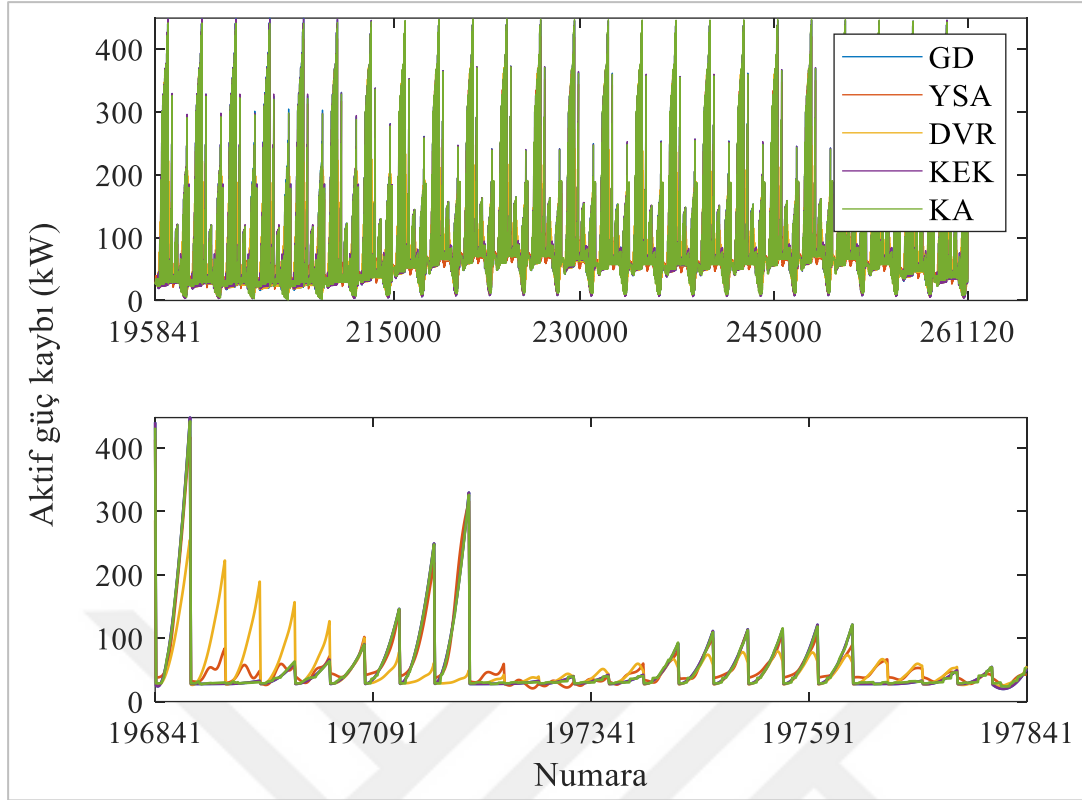
Tahmin sonuçlarının gerçek değerlerle karşılaştırılması 12, 33 ve 69 baralı sistemler için sırasıyla Şekil 6.35, Şekil 6.36 ve Şekil 6.37’de verilmiştir.



Şekil 6.35 : Senaryo 5’te 12 baralı sistem için tahmin sonuçları.



Şekil 6.36 : Senaryo 5’te 33 baralı sistem için tahmin sonuçları.

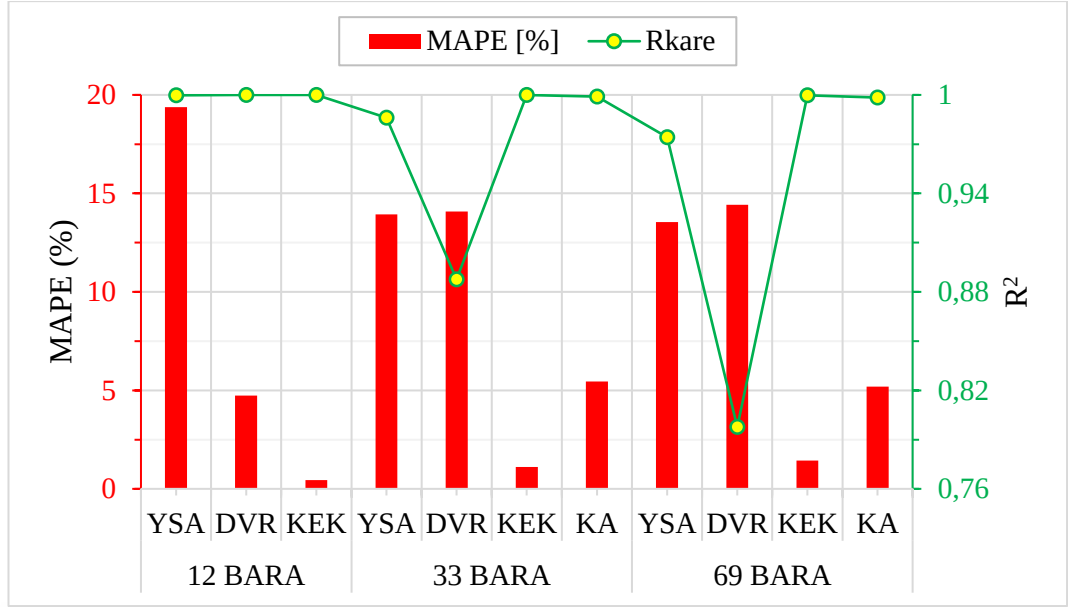


Şekil 6.37 : Senaryo 5’te 69 baralı sistem için tahmin sonuçları.

Hesaplanan hata ve performans analizi değerleri Çizelge 6.13’te verilmiştir ve Şekil 6.38’de kıyaslanmıştır. 12 baralı sistem için DVR ve KEK, 33 baralı sistem için KA ve KEK ve 69 baralı sistem için KA ve KEK algoritmaları kabul edilebilir tahmin gerçekleştirmiştir. En iyi sonuçları ise 3 sistem içinde KEK algoritması vermiştir.

Çizelge 6.13 : Senaryo 5 için tahmin sonuçlarının değerlendirilmesi.

RDS	Metot	R^2	MAPE [%]	Eğitim	Test
12 Baralı	YSA	0,9997	19,3755	31680 adet	10560 adet
	DVR	1	4,7413		
	KEK	1	0,4473		
	KA	0,9994	44,2325		
33 Baralı	YSA	0,9861	13,9403	92160 adet	30720 adet
	DVR	0,8876	14,0762		
	KEK	0,9999	1,1118		
	KA	0,9989	5,4546		
69 Baralı	YSA	0,9743	13,5462	195840 adet	65280 adet
	DVR	0,7977	14,4224		
	KEK	0,9998	1,4433		
	KA	0,9983	5,1876		



Şekil 6.38 : Senaryo 5 için tahmin performanslarının kıyaslanması.

Genel olarak tek tahmin değişkeni olan modellerde DVR ve çok tahmin değişkeni olan modellerde KEK algoritması daha başarılı olmuştur. Giriş ve çıkış değişkenleri arasında lineer ilişki olması durumunda tüm algoritmalar başarılı olurken, ilişkinin olmadığı durumlarda LR yeterli olmamıştır. Düşük hatalı ve güvenilir sonuçlar elde edilerek, Makine Öğrenmesi'nin DÜS boyutu ve şebekeye etkilerinin tahmininde kullanılabileceği görülmüştür.



7. SONUÇLAR

Bu çalışmada, dağıtım şebekelerinde güç kayıplarını azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek amacıyla, sezgisel algoritmalarla optimum DÜS tahsisi önerilmiştir ve yük akışı algoritmalarının uzun zaman alması problemine çözüm olarak da, optimum DÜS boyutu ve şebekeye etkilerini makine öğrenmesi teknikleriyle tahmin eden bir metodoloji önerilmiştir. Sezgisel algoritmalar IEEE 33 baralı RDS üzerinde test edilirken, MÖ algoritmaları IEEE 12, 33 ve 69 baralı RDS'ler üzerinde test edilmiştir.

Puant yük için yapılan optimizasyon çalışmalarında, en kötü optimum çözüm Tip IV DÜS'lerle elde edilmiştir ve maksimum DÜS katılım oranı %17-21 aralığında kalarak, tüm tipler içerisinde en düşük katılım oranını göstermişlerdir. Bunu, %23-30 KO ile Tip II, %61-71 KO ile Tip I ve en yüksek KO olarak %69-82 ile Tip III izlemiştir.

Bu çalışmanın uygun şekilde belirlenen kısıtları sayesinde tüm tiplerdeki DÜS'ler için optimum çözümler sağlanabilmiş ve herhangi bir olumsuz etki gözlemlenmemiştir. Şebeke üzerindeki olumlu etkilerin oranının, seçilen DÜS tipinin özelliklerine bağlı olarak değiştiği gözlemlenmiştir. Puant yükde DÜS tahsisi için en iyi sonuçlar, senaryo 1 B'de (aktif kayıp minimizasyonu ve gerilim kısıtı 2) optimum güç faktöründe işletilen (Tip III) 2 adet DÜS tahsisi ile elde edilmiştir. Bu durumda, aktif kayıplar, PSO ile %74,76 azalma göstererek, 201,99 kW'dan 50,98 kW'a ve GA ile de %73,95 azalma göstererek 52,61 kW'a düşürülmüştür. Ek olarak, VDI 0,11642'den 0,00962'ye (PSO ile) ve 0,0986'ya (GA ile) düşürülmüştür ve minimum gerilim değeri GA ve PSO tarafından sırasıyla 0,91337 pu'dan 0,96401 pu'ya ve 0,96392 pu'ya (>0,95 pu) yükselecek şekilde gerilim profili iyileştirilmiştir. Çizelge 6-8 ve Şekil 13-15'deki literatür karşılaştırmalarına dayanarak, önerilen algoritmaların, aktif ve reaktif güç kaybı minimizasyonu, gerilim profili iyileştirme ve hızlı yakınsama açısından, önerilen algoritmaların literatürdeki çalışmalardan daha iyi performans gösterdiği görülmektedir.

Mevsimsel belirsizlikler altında DÜS tahsisinde, KK, FV ve RT'nin birim güç faktöründe çalıştırılmasıyla, yıllık aktif enerji kaybı 453,84 MWh'den, sırasıyla 327 MWh, 486,14 MWh ve 369,31 MWh'ye düşürülmüştür. DÜS optimal güç faktöründe

çalıştırıldığında, yıllık aktif enerji kayıpları daha da azalarak 180,01 MWh, 409,97 MWh ve 243,29 MWh'ye düşmüştür. Başlangıçta 4,29 olan VDI ise, birim güç faktöründe işletilen KK tahsisi ile 0,97'ye, FV tahsisi ile 2,45'e ve RT tahsisi ile 1,34'e düşürülmüştür. Optimum güç faktöründe ise sırasıyla, 0,32, 2,10 ve 0,79 olmuştur. Minimum gerilim değeri 0,91337 pu'dan 0,96636 pu'ya KK ile, 0,91989 pu'ya FV ile ve 0,93880 pu'ya RT tahsisi ile yükseltilmiştir.

En iyi sonuçlar, her durum için DÜS'lerin optimum güç faktöründe işletilmesi ile elde edilmiştir. GA ve PSO tüm çalışma senaryoları için çok yakın sonuçlar sağlamasına rağmen, en iyi sonuçlar PSO ile elde edilmiştir. Yakınsama grafikleri, PSO'nun GA'dan daha hızlı yakınsadığını açıkça göstermektedir.

33 ve 69 baralı sistemlerde optimum DÜS gücü tahmininde, önerilen tüm yöntemlerle yapılan tahminler gerçek değerlere çok yakındır ve en iyi sonuçlar DVR ile elde edilmiştir. DVR için MAPE değerleri, 33 baralı sistemde %0,756 ve 69 baralı sistemde %0,9695 olarak hesaplanmıştır.

Aktif ve reaktif güç kayıplarının tahmininde, LR dışındaki diğer dört yöntemle yapılan tahminler çok başarılı olurken, LR'de yüksek MAPE (%25) ve düşük R-kare (0,6) değerleri elde edilmiştir. DVR ise %0,2 ile en iyi sonuçları vermektedir.

Minimum bara gerilimi tahmininde, tüm yöntemler neredeyse sıfır ($< \%0,05$) hata ile başarılı tahminler yapmaktadır ve en iyisi %0,001 ile yine DVR olmuştur.

DÜS yeri, DÜS boyutu ve normalize yük gibi 3 farklı giriş değişkeni ile aktif güç kayıplarının tahmini 12, 33 ve 69 baralı sistemler üzerinde gerçekleştirilmiştir. Burada LR uygun olmayacağından kullanılmamıştır ve en iyi tahmin $\sim\%1,5$ MAPE ile, KEK algoritması tarafından elde edilmiştir.

Tek giriş değişkeni olan tahmin modellerinde en iyi sonuçlar DVR ile elde edilirken, çok girişli tahminler için en iyi sonuçlar KEK ile elde edilmiştir. Yani, DÜS içermeyen dağıtım sistemlerinde güç kayıpları ve gerilim tahminleri için DVR kullanılmasının ve DÜS tahsisinden sonraki durum tahminleri için ise KEK kullanılmasının daha uygun olacağı görülmüştür. Giriş ve çıkış verileri arasında doğrusal bir ilişki yoksa LR ile tahmin yapmak anlamlı olmamaktadır. Analiz sonuçları, önerilen yaklaşımın DÜS boyutu ve DÜS'lerin DS üzerindeki etkilerini belirlemek için yeterli ve faydalı olacağını göstermektedir.

Bu çalışmada yapılan analizlere dayanan ana sonuçlar aşağıdaki gibi özetlenebilir.

- Tip IV DÜS'ler, reaktif güç tüketimi nedeniyle tüm tipler arasında en düşük optimum çözüme ulaşırlar.
- Tip III DÜS'ler, hem aktif hem de reaktif güç sağlama yetenekleri nedeniyle en iyi sonuçları sunar.
- DÜS'lerin optimum güç faktöründe işletilmesiyle, yıllık aktif enerji kaybı azalmaları, KK, FV ve RT için sırasıyla %73,6, %39,8 ve %64,3 olmuştur. Birim güç faktöründe işletilen DÜS'lerin tahsisiyle gerçekleşen enerji kaybı azalmaları, optimum güç faktörüne göre yaklaşık %30 daha azdır.
- En iyi mevsimsel sonuçlar, güç çıkışı kontrollü KK'larda, en kötü sonuçlar ise düzgün olmayan günlük ve mevsimsel ışıyım dağılımı nedeniyle FV tahsisinde elde edilmiştir.
- Rüzgar hızının nispeten düzenli dağılımı sayesinde, RT tahsisi ile KK'lara yakın optimum sonuçlar elde edilmiştir ve yenilenebilir enerji tabanlı olmaları nedeniyle de emisyonları azalttığından RT'ler en uygun DÜS yerleştirme çözümü olarak önerilmiştir.
- IEEE 1547 standardına dayanarak DÜS'ler hem birim hem de optimum güç faktörlerinde işletilmiştir ve DÜS'lerin optimum güç faktöründe işletilmesinin birim güç faktöründe işletilmesine göre çok daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür.
- Önerilen sezgisel yöntemler güç kayıplarını azaltma, gerilim profilini iyileştirme ve yakınsama açısından literatürdeki çalışmalardan daha iyi sonuçlar sağlayarak (özellikle PSO), sağlamlığını ve uygulanabilirliğini kanıtlamıştır.
- Minimum hata ile yapılan tahminler neticesinde, optimum DÜS tahsisi problemlerinin çözümünde tahmin metodolojisinin kullanılabileceği ve makine öğrenmesinin etkili olacağı gösterilmiştir.

Dağıtım şebekelerine, DÜS tahsisinde, DÜS konumu, boyutu ve işletildiği güç faktörünün çok önemli olduğu, uygun şekilde tahsis edildiğinde kayıpları ve karbon emisyonlarını önemli ölçüde azalttığı ve sistemin gerilim profilini, güvenilirliğini ve esnekliğini geliştirdiği görülmektedir.

Optimal DÜS tahsis problemleri için, gelecekte aşağıdaki uygulamalar düşünülebilir:

- Önerilen algoritmalar, IEEE 69, 118-baralı veya gerçek yerel RDS'ler gibi bir veya birden fazla daha büyük test sistemlerine uygulanabilir.
- DÜS tahsisi, özellikle FV'ler için, enerji depolama sistemleri veya elektrikli araçlarla birlikte gerçekleştirilebilir.
- Güç kalitesi, güvenilirlik indeksleri ve koruma üzerindeki etkileri incelenebilir.
- Ekonomik ve çevresel analizler yapılarak geliştirilebilir.
- Yılın tüm saatlerini içeren yük ve üretim verilerini kullanarak daha gerçekçi bir model oluşturulabilir.
- Yakın zamanda geliştirilmiş sezgisel optimizasyon algoritmaları veya mevcut algoritmaların hibrit uygulamaları kullanılarak çözüm aranabilir.
- Makine öğrenmesi ve sezgisel algoritmalar birlikte kullanılarak ilerlenilebilir.

KAYNAKLAR

- [1] Ma, Q., Huang, X., Wang, F., Xu, C., Babaei, R., & Ahmadian, H. (2022). Optimal sizing and feasibility analysis of grid-isolated renewable hybrid microgrids: Effects of energy management controllers. *Energy*, 240, 122503. doi: [10.1016/j.energy.2021.122503](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122503)
- [2] Ullah, Z., Wang, S., & Radosavljević, J. (2019). A novel method based on PPSO for optimal placement and sizing of distributed generation. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 14(12), 1754-1763. doi: [10.1002/tee.23001](https://doi.org/10.1002/tee.23001)
- [3] Dogan, A., & Alci, M. (2019). Simultaneous optimization of network reconfiguration and DG installation using heuristic algorithms. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 25(1), 8-13. doi: [10.5755/j01.eie.25.1.22729](https://doi.org/10.5755/j01.eie.25.1.22729)
- [4] Essallah, S., Bouallegue, A., & Khedher, A. (2018). Optimal sizing and placement of DG units in radial distribution system. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 8(1), 166-177.
- [5] Manafi, H., Ghadimi, N., Ojaroudi, M., & Farhadi, P. (2013). Optimal placement of distributed generations in radial distribution systems using various PSO and DE algorithms. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 19(10), 53-57. doi: [10.5755/j01.eee.19.10.1941](https://doi.org/10.5755/j01.eee.19.10.1941)
- [6] Ghose, S., El Shahat, A., & Haddad, R. J. (2017, March). Wind-solar hybrid power system cost analysis using HOMER for Statesboro, Georgia. In *SoutheastCon 2017* (pp. 1-3). IEEE. doi: [10.1109/SECON.2017.7925324](https://doi.org/10.1109/SECON.2017.7925324)
- [7] Hung, D. Q., Mithulananthan, N., & Bansal, R. C. (2013). Analytical strategies for renewable distributed generation integration considering energy loss minimization. *Applied Energy*, 105, 75-85. doi: [10.1016/j.apenergy.2012.12.023](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.023)
- [8] Naik, S. N. G., Khatod, D. K., & Sharma, M. P. (2014). Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(3), 209-220. doi: [10.1049/iet-gtd.2014.0603](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0603)
- [9] Viral, R., & Khatod, D. K. (2015). An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67, 191-201. doi: [10.1016/j.ijepes.2014.11.017](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.11.017)
- [10] Lee, S. H., & Park, J. W. (2013). Optimal placement and sizing of multiple DGs in a practical distribution system by considering power loss. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 49(5), 2262-2270. doi: [10.1109/TIA.2013.2260117](https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2260117)

- [11] **Wang, L., & Singh, C.** (2008). Reliability-constrained optimum placement of reclosers and distributed generators in distribution networks using an ant colony system algorithm. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, 38(6), 757-764. doi: [10.1109/TSMCC.2008.2001573](https://doi.org/10.1109/TSMCC.2008.2001573)
- [12] **Shukla, T. N., Singh, S. P., Srinivasarao, V., & Naik, K. B.** (2010). Optimal sizing of distributed generation placed on radial distribution systems. *Electric power components and systems*, 38(3), 260-274. doi: [10.1080/15325000903273403](https://doi.org/10.1080/15325000903273403)
- [13] **Bhumkittipich, K., & Phuangpornpitak, W.** (2013). Optimal placement and sizing of distributed generation for power loss reduction using particle swarm optimization. *Energy procedia*, 34, 307-317. doi: [10.1016/j.egypro.2013.06.759](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.759)
- [14] **Moravej, Z., & Akhlaghi, A.** (2013). A novel approach based on cuckoo search for DG allocation in distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1), 672-679. doi: [10.1016/j.ijepes.2012.08.009](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.08.009)
- [15] **Nekooei, K., Farsangi, M. M., Nezamabadi-Pour, H., & Lee, K. Y.** (2013). An improved multi-objective harmony search for optimal placement of DGs in distribution systems. *IEEE Transactions on smart grid*, 4(1), 557-567. doi: [10.1109/TSG.2012.2237420](https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2237420)
- [16] **Kollu, R., Rayapudi, S. R., & Sadhu, V. L. N.** (2014). A novel method for optimal placement of distributed generation in distribution systems using HSDO. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24(4), 547-561. doi: [10.1002/etep.1710](https://doi.org/10.1002/etep.1710)
- [17] **Khare, A., & Rangnekar, S.** (2014). Optimal sizing of a grid integrated solar photovoltaic system. *IET Renewable Power Generation*, 8(1), 67-75. doi: [10.1049/iet-rpg.2012.0382](https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2012.0382)
- [18] **Aman, M. M., Jasmon, G. B., Bakar, A. H. A., & Mokhlis, H.** (2014). A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm. *Energy*, 66, 202-215. doi: [10.1016/j.energy.2013.12.037](https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.12.037)
- [19] **Kowsalya, M.** (2014). Optimal size and siting of multiple distributed generators in distribution system using bacterial foraging optimization. *Swarm and Evolutionary computation*, 15, 58-65. doi: [10.1016/j.swevo.2013.12.001](https://doi.org/10.1016/j.swevo.2013.12.001)
- [20] **Daud, S. A., Abdul Kadir, A. F., Gan, C. K., Abdullah, A. R., Sulaima, M. F., & Shamsudin, N. H.** (2015). Optimal Placement and Sizing of Renewable Distributed Generation via Gravitational Search Algorithm. *In Applied Mechanics and Materials*, 785, 556-560. Trans Tech Publications Ltd. doi: [10.4028/www.scientific.net/AMM.785.556](https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.785.556)

- [21] **Dharageshwari, K., & Nayanatara, C.** (2015, March). Multiobjective optimal placement of multiple distributed generations in IEEE 33 bus radial system using simulated annealing. In *2015 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2015]* (pp. 1-7). IEEE. doi: [10.1109/ICCPCT.2015.7159428](https://doi.org/10.1109/ICCPCT.2015.7159428)
- [22] **Sudabattula, S. K., & Kowsalya, M.** (2016). Optimal allocation of solar based distributed generators in distribution system using Bat algorithm. *Perspectives in Science*, 8, 270-272. doi: [10.1016/j.pisc.2016.04.048](https://doi.org/10.1016/j.pisc.2016.04.048)
- [23] **Pereira, B. R., da Costa, G. R. M., Contreras, J., & Mantovani, J. R. S.** (2016). Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3), 975-984. doi: [10.1109/TSTE.2015.2512819](https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2512819)
- [24] **Ali, E. S., Abd Elazim, S. M., & Abdelaziz, A. Y.** (2017). Ant Lion Optimization Algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generations. *Renewable Energy*, 101, 1311-1324. doi: [10.1016/j.renene.2016.09.023](https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.023)
- [25] **Reddy, P., Reddy, V. C., & Manohar, T. G.** (2017). Whale optimization algorithm for optimal sizing of renewable resources for loss reduction in distribution systems. *Renewables: wind, water, and solar*, 4(1), 1-13. doi: [10.1186/s40807-017-0040-1](https://doi.org/10.1186/s40807-017-0040-1)
- [26] **Hamidi, M. E., & Chabanloo, R. M.** (2018). Optimal allocation of distributed generation with optimal sizing of fault current limiter to reduce the impact on distribution networks using NSGA-II. *IEEE Systems Journal*, 13(2), 1714-1724. doi: [10.1109/JSYST.2018.2867910](https://doi.org/10.1109/JSYST.2018.2867910)
- [27] **Elkadeem, M. R., Abd Elaziz, M., Ullah, Z., Wang, S., & Sharshir, S. W.** (2019). Optimal planning of renewable energy-integrated distribution system considering uncertainties. *IEEE Access*, 7, 164887-164907. doi: [10.1109/ACCESS.2019.2947308](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2947308)
- [28] **Duong, M. Q., Pham, T. D., Nguyen, T. T., Doan, A. T., & Tran, H. V.** (2019). Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems. *Energies*, 12(1), 174. doi: [10.3390/en12010174](https://doi.org/10.3390/en12010174)
- [29] **Nguyen, T. P., & Vo, D. N.** (2019). Improved stochastic fractal search algorithm with chaos for optimal determination of location, size, and quantity of distributed generators in distribution systems. *Neural Computing and Applications*, 31(11), 7707-7732. doi: [10.1007/s00521-018-3603-1](https://doi.org/10.1007/s00521-018-3603-1)
- [30] **Muhammad, M. A., Mokhlis, H., Naidu, K., Amin, A., Franco, J. F., & Othman, M.** (2019). Distribution network planning enhancement via network reconfiguration and DG integration using dataset approach and water cycle algorithm. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(1), 86-93. doi: [10.35833/MPCE.2018.000503](https://doi.org/10.35833/MPCE.2018.000503)
- [31] **Battapothula, G., Yammani, C., & Maheswarapu, S.** (2019). Multi-objective optimal planning of FCSs and DGs in distribution system with future EV load enhancement. *IET Electrical Systems in Transportation*, 9(3), 128-139. doi: [10.1049/iet-est.2018.5066](https://doi.org/10.1049/iet-est.2018.5066)

- [32] Pasha, A. M., Zeineldin, H. H., El-Saadany, E. F., & Alkaabi, S. S. (2019). Optimal allocation of distributed generation for planning master–slave controlled microgrids. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(16), 3704-3712. doi: [10.1049/iet-gtd.2018.5872](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5872)
- [33] Hraiz, M. D., García, J. A. M., Castañeda, R. J., & Muhsen, H. (2020). Optimal PV Size and Location to Reduce Active Power Losses While Achieving Very High Penetration Level With Improvement in Voltage Profile Using Modified Jaya Algorithm. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(4), 1166-1174. doi: [10.1109/JPHOTOV.2020.2995580](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.2995580)
- [34] Ullah, Z., Elkadeem, M. R., Wang, S., & Akber, S. M. A. (2020). Optimal planning of RDS considering PV uncertainty with different load models using artificial intelligence techniques. *International Journal of Web and Grid Services*, 16(1), 63-80. doi: [10.1504/IJWGS.2020.106126](https://doi.org/10.1504/IJWGS.2020.106126)
- [35] Hantash, N., Khatib, T., & Khammash, M. (2020). An Improved Particle Swarm Optimization Algorithm for Optimal Allocation of Distributed Generation Units in Radial Power Systems. *Applied Computational Intelligence and Soft Computing*, vol. 2020, pp. 1-8. doi: [10.1155/2020/8824988](https://doi.org/10.1155/2020/8824988)
- [36] Waqar, A., Subramaniam, U., Farzana, K., Elavarasan, R. M., Habib, H. U. R., Zahid, M., & Hossain, E. (2020). Analysis of optimal deployment of several DGs in distribution networks using plant propagation algorithm. *IEEE Access*, 8, 175546-175562. doi: [10.1109/ACCESS.2020.3025782](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3025782)
- [37] Ali, A., Keerio, M. U., & Laghari, J. A. (2020). Optimal Site and Size of Distributed Generation Allocation in Radial Distribution Network Using Multi-objective Optimization. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9(2), 404-415. doi: [10.35833/MPCE.2019.000055](https://doi.org/10.35833/MPCE.2019.000055)
- [38] Balu, K., & Mukherjee, V. (2021). Optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution system using a novel student psychology-based optimization algorithm. *Neural Computing and Applications*, 33, 15639-15667. doi: [10.1007/s00521-021-06185-2](https://doi.org/10.1007/s00521-021-06185-2)
- [39] Fathy, A., Yousri, D., Abdelaziz, A. Y., & Ramadan, H. S. (2021). Robust approach based chimp optimization algorithm for minimizing power loss of electrical distribution networks via allocating distributed generators. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47, 101359. doi: [10.1016/j.seta.2021.101359](https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101359)
- [40] Ahmed, A., Khan, M. F. N., Khan, I., Alquhayz, H., Khan, M. A., & Kiani, A. T. (2021). A Novel Framework to Determine the Impact of Time Varying Load Models on Wind DG Planning. *IEEE Access*, 9, 11342-11357. doi: [10.1109/ACCESS.2021.3050307](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3050307)

- [41] **Khenissi, I., Sellami, R., Fakhfakh, M. A., & Neji, R.** (2021). Power Loss Minimization Using Optimal Placement and Sizing of Photovoltaic Distributed Generation Under Daily Load Consumption Profile with PSO and GA Algorithms. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 32, 1317-1331. doi: [10.1007/s40313-021-00744-7](https://doi.org/10.1007/s40313-021-00744-7)
- [42] **da Silva, E. C., Melgar-Dominguez, O. D., & Romero, R.** (2021). Simultaneous Distributed Generation and Electric Vehicles Hosting Capacity Assessment in Electric Distribution Systems. *IEEE Access*, 9, 110927-110939. doi: [10.1109/ACCESS.2021.3102684](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3102684)
- [43] **Nguyen, T. P., Nguyen, T. A., Phan, T. V. H., & Vo, D. N.** (2021). A comprehensive analysis for multi-objective distributed generations and capacitor banks placement in radial distribution networks using hybrid neural network algorithm. *Knowledge-Based Systems*, 231, 107387. doi: [10.1016/j.knosys.2021.107387](https://doi.org/10.1016/j.knosys.2021.107387)
- [44] **Khasanov, M., Kamel, S., Rahmann, C., Hasanien, H. M., & Al-Durra, A.** (2021). Optimal distributed generation and battery energy storage units integration in distribution systems considering power generation uncertainty. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 15(24), 3400-3422. doi: [10.1049/gtd2.12230](https://doi.org/10.1049/gtd2.12230)
- [45] **Dharavat, N., SUDABATTULA, S. K., & Velamuri, S.** (2021). Optimal allocation of Multiple Distributed Generators and Shunt Capacitors in a Distribution System using Political Optimization Algorithm. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 11(4), 1478-1488. doi: [10.20508/ijrer.v11i4.12240.g8349](https://doi.org/10.20508/ijrer.v11i4.12240.g8349)
- [46] **Arulprakasam, S., & Muthusamy, S.** (2021). Modified rainfall optimization based method for solving distributed generation placement and reconfiguration problems in distribution networks. *International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields*, e2977. doi: [10.1002/jnm.2977](https://doi.org/10.1002/jnm.2977)
- [47] **Shaheen, A., Elsayed, A., Ginidi, A., El-Sehiemy, R., & Elattar, E.** (2021). Reconfiguration of electrical distribution network-based DG and capacitors allocations using artificial ecosystem optimizer: Practical case study. *Alexandria Engineering Journal*, 61(8), 6105-6118. doi: [10.1016/j.aej.2021.11.035](https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.11.035)
- [48] **Velamuri, S., Cherukuri, S. H. C., Sudabattula, S. K., Prabakaran, N., & Hossain, E.** (2021). Combined approach for power loss minimization in distribution networks in the presence of gridable electric vehicles and dispersed generation. *IEEE Systems Journal*, early access, Nov. 22, 2021. doi: [10.1109/JSYST.2021.3123436](https://doi.org/10.1109/JSYST.2021.3123436)
- [49] **Kandil, M. S., El-Debeiky, S. M., & Hasanien, N. E.** (2002). Long-term load forecasting for fast developing utility using a knowledge-based expert system. *IEEE transactions on Power Systems*, 17(2), 491-496. doi: [10.1109/TPWRS.2002.1007923](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.1007923)

- [50] **Song, K. B., Baek, Y. S., Hong, D. H., & Jang, G.** (2005). Short-term load forecasting for the holidays using fuzzy linear regression method. *IEEE transaction on power systems*, 20(1), 96-101. doi: [10.1109/TPWRS.2004.835632](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.835632)
- [51] **Elattar, E. E., Goulermas, J., & Wu, Q. H.** (2010). Electric load forecasting based on locally weighted support vector regression. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, 40(4), 438-447. doi: [10.1109/TSMCC.2010.2040176](https://doi.org/10.1109/TSMCC.2010.2040176)
- [52] **Rejc, M., & Pantos, M.** (2011). Short-term transmission-loss forecast for the slovenian transmission power system based on a fuzzy-logic decision approach. *IEEE Transactions on Power systems*, 26(3), 1511-1521. doi: [10.1109/TPWRS.2010.2096829](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2096829)
- [53] **Valgaev, O., Kupzog, F., & Schmeck, H.** (2017). Building power demand forecasting using K-nearest neighbours model—practical application in Smart City Demo Aspern project. *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 1601-1604. doi: [10.1049/oap-cired.2017.0419](https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0419)
- [54] **Li, B., Zhang, J., He, Y., & Wang, Y.** (2017). Short-term load-forecasting method based on wavelet decomposition with second-order gray neural network model combined with ADF test. *IEEE Access*, 5, 16324-16331. doi: [10.1109/ACCESS.2017.2738029](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2738029)
- [55] **Toktarova, A., Gruber, L., Hlusiak, M., Bogdanov, D., & Breyer, C.** (2019). Long term load projection in high resolution for all countries globally. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 111, 160-181. doi: [10.1016/j.ijepes.2019.03.055](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.055)
- [56] **Baek, S. M.** (2019). Mid-term Load Pattern Forecasting With Recurrent Artificial Neural Network. *IEEE Access*, 7, 172830-172838. doi: [10.1109/ACCESS.2019.2957072](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2957072)
- [57] **Jawad, M., Nadeem, M. S. A., Shim, S. O., Khan, I. R., Shaheen, A., Habib, N., ... & Aziz, W.** (2020). Machine Learning Based Cost Effective Electricity Load Forecasting Model Using Correlated Meteorological Parameters. *IEEE Access*, 8, 146847-146864. doi: [10.1109/ACCESS.2020.3014086](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014086)
- [58] **Khan, P. W., & Byun, Y. C.** (2020). Genetic Algorithm Based Optimized Feature Engineering and Hybrid Machine Learning for Effective Energy Consumption Prediction. *IEEE Access*, 8, 196274-196286. doi: [10.1109/ACCESS.2020.3034101](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3034101)
- [59] **Zeng, P., Jin, M., & Elahe, M. F.** (2020). Short-Term Power Load Forecasting Based on Cross Multi-Model and Second Decision Mechanism. *IEEE Access*, 8, 184061-184072. doi: [10.1109/ACCESS.2020.3028649](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3028649)
- [60] **Selvi, M. V., & Mishra, S.** (2020). Investigation of Performance of Electric Load Power Forecasting in Multiple Time Horizons With New Architecture Realized in Multivariate Linear Regression and Feed-Forward Neural Network Techniques. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 56(5), 5603-5612. doi: [10.1109/TIA.2020.3009313](https://doi.org/10.1109/TIA.2020.3009313)

- [61] **Feng, C., Sun, M., & Zhang, J.** (2019). Reinforced Deterministic and Probabilistic Load Forecasting via Q -Learning Dynamic Model Selection. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(2), 1377-1386. doi: [10.1109/TSG.2019.2937338](https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2937338)
- [62] **Wu, D., Wang, B., Precup, D., & Boulet, B.** (2019). Multiple Kernel Learning-Based Transfer Regression for Electric Load Forecasting. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(2), 1183-1192. doi: [10.1109/TSG.2019.2933413](https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2933413)
- [63] **Bo, H., Nie, Y., & Wang, J.** (2020). Electric load forecasting use a novelty hybrid model on the basic of data preprocessing technique and multi-objective optimization algorithm. *IEEE Access*, 8, 13858-13874. doi: [10.1109/ACCESS.2020.2966641](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2966641)
- [64] **Alhussein, M., Aurangzeb, K., & Haider, S. I.** (2020). Hybrid CNN-LSTM Model for Short-Term Individual Household Load Forecasting. *IEEE Access*, 8, 180544-180557. doi: [10.1109/ACCESS.2020.3028281](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3028281)
- [65] **Hong, Y., Zhou, Y., Li, Q., Xu, W., & Zheng, X.** (2020). A Deep Learning Method for Short-Term Residential Load Forecasting in Smart Grid. *IEEE Access*, 8, 55785-55797. doi: [10.1109/ACCESS.2020.2981817](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2981817)
- [66] **Panapakidis, I. P., Skiadopoulos, N., & Christoforidis, G. C.** (2020). Combined forecasting system for short-term bus load forecasting based on clustering and neural networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(18), 3652-3664. doi: [10.1049/iet-gtd.2019.1057](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1057)
- [67] **Akinci, T. C.** (2011). Short term wind speed forecasting with ANN in Batman, Turkey. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 107(1), 41-45.
- [68] **Soni, Y. P., & Fernandez, E.** (2020, October). Bus Voltage Estimation of IEEE-12 Bus Radial Structured Microgrid Feeder: A Regression-Based Approach. In *2020 IEEE International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)* (pp. 619-622). IEEE. doi: [10.1109/GUCON48875.2020.9231231](https://doi.org/10.1109/GUCON48875.2020.9231231)
- [69] **IEEE Standard Association.** (2018). IEEE Std. 1547-2018. *Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces*. doi: [10.1109/IEEESTD.2018.8332112](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112)
- [70] **Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L.** (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195-204. doi: [10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- [71] **Hung, D. Q., Mithulananthan, N., & Bansal, R. C.** (2010). Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks. *IEEE Transactions on energy conversion*, 25(3), 814-820. doi: [10.1109/TEC.2010.2044414](https://doi.org/10.1109/TEC.2010.2044414)
- [72] **Jagtap, K. M., & Khatod, D. K.** (2016). Loss allocation in radial distribution networks with various distributed generation and load models. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 75, 173-186. doi: [10.1016/j.ijepes.2015.07.042](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.042)

- [73] **Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E.** (2010). Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(2), 724-734. doi: [10.1016/j.rser.2009.10.025](https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.025)
- [74] **Karaarslan, K.** (2010). *Dağıtılmış üretim kaynaklarının elektrik dağıtım sistemlerine etkileri* (Master's thesis, Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü).
- [75] **URL-1** <<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/market/balancing-and-ancillary-services-markets/Pages/default.aspx>>, erişim tarihi 18.01.2017.
- [76] **Balamurugan, K., Srinivasan, D., & Reindl, T.** (2012). Impact of distributed generation on power distribution systems. *Energy Procedia*, 25, 93-100. doi: [10.1016/j.egypro.2012.07.013](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013)
- [77] **Kling, W. L., Scarpellini, P., Alonso-Llorente, J. F., Auer, W., Beune, R. J., Braun, J., ... & Delabre, J. Y.** (2000). Connection rules for generation and management of ancillary services. Union of the Electricity Industry-EURELECTRIC, Tech. Rep.
- [78] **Singh, H., & Papalexopoulos, A.** (1999). Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2), 498-504. doi: [10.1109/59.761872](https://doi.org/10.1109/59.761872)
- [79] **Rebours, Y. G., Kirschen, D. S., Trotignon, M., & Rossignol, S.** (2007). A survey of frequency and voltage control ancillary services-Part I: Technical features. *IEEE Transactions on power systems*, 22(1), 350-357. doi: [10.1109/TPWRS.2006.888963](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.888963)
- [80] **Delfanti, M., Galliani, A., & Olivieri, V.** (2014, June). The new role of DSOs: Ancillary Services from RES towards a local dispatch. In *Cired Workshop*, Rome.
- [81] **Holtinen, H., Kiviluoma, J., Cutululis, N., Gubina, A., Keane, A., & Van Julle, F.** (2012). Ancillary services: technical specifications, system needs and costs: REServiceS Deliverable D2. 2
- [82] **URL-2** <http://www.independent.co.uk/news/business/news/germany-energy-cons-umer-christmas-paid-supply-demand-outstrip-renewables-wind-solar-a8129716.html> >, erişim tarihi 20.02.2017.
- [83] **Gustavsson, R., Hussain, S., & Saleem, A.** (2013, June). Ancillary services for smart grids-Power quality markets. In *2013 IEEE Grenoble Conference* (pp. 1-6). IEEE. doi: [10.1109/PTC.2013.6652232](https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652232)
- [84] **Zipf, M., & Möst, D.** (2016, June). Cooperation of TSO and DSO to provide ancillary services. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (pp. 1-6). IEEE. doi: [10.1109/EEM.2016.7521273](https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521273)
- [85] **Sarıkaya, Y., Yumurtacı R.** (2017). Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Dağıtım Sistemlerine Etkilerinin DIGSILENT Powerfactory Programı ile Analizi, *V. Ulusal Elektrik Tesisat Kongre ve Sergisi*, 18 Ekim 2017, ss.1-15

- [86] **Le, A. D., Kashem, M. A., Negnevitsky, M., & Ledwich, G.** (2007). Minimising voltage deviation in distribution feeders by optimising size and location of distributed generation. *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 3(2), 147-155. doi: [10.1080/1448837X.2007.11464155](https://doi.org/10.1080/1448837X.2007.11464155)
- [87] **Ali, A. H., Youssef, A. R., George, T., & Kamel, S.** (2018, February). Optimal DG allocation in distribution systems using Ant lion optimizer. In *2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)* (pp. 324-331). IEEE. doi: [10.1109/ITCE.2018.8316645](https://doi.org/10.1109/ITCE.2018.8316645)
- [88] **Ghayoor, F., Swanson, A. G., & Sibanda, H.** (2021). Optimal sizing for a grid-connected hybrid renewable energy system: A case study of the residential sector in Durban, South Africa. *Journal of Energy in Southern Africa*, 32(4), 11-27. doi: [10.17159/2413-3051/2021/v32i4a10356](https://doi.org/10.17159/2413-3051/2021/v32i4a10356)
- [89] **Memon, S. A., Upadhyay, D. S., & Patel, R. N.** (2021). Optimal configuration of solar and wind-based hybrid renewable energy system with and without energy storage including environmental and social criteria: A case study. *Journal of Energy Storage*, 44, 103446. doi: [10.1016/j.est.2021.103446](https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103446)
- [90] **Ullah, Z., Elkadeem, M. R., Wang, S., Sharshir, S. W., & Azam, M.** (2020). Planning optimization and stochastic analysis of RE-DGs for techno-economic benefit maximization in distribution networks. *Internet of Things*, 11, 100210. doi: [10.1016/j.iot.2020.100210](https://doi.org/10.1016/j.iot.2020.100210)
- [91] **Ali, M. H., Kamel, S., Hassan, M. H., Tostado-Véliz, M., & Zawbaa, H. M.** (2022). An improved wild horse optimization algorithm for reliability based optimal DG planning of radial distribution networks. *Energy Reports*, 8, 582-604. doi: [10.1016/j.egy.2021.12.023](https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.12.023)
- [92] **Nguyen, T. T., Nguyen, T. T., & Duong, M. Q.** (2022). An improved equilibrium optimizer for optimal placement of photovoltaic systems in radial distribution power networks. *Neural Computing and Applications*, 34, 6119-6148. doi: [10.1007/s00521-021-06779-w](https://doi.org/10.1007/s00521-021-06779-w)
- [93] **Quilumba, F. L., Lee, W. J., Huang, H., Wang, D. Y., & Szabados, R. L.** (2014). Using smart meter data to improve the accuracy of intraday load forecasting considering customer behavior similarities. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2), 911-918. doi: [10.1109/TSG.2014.2364233](https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2364233)
- [94] **URL-3** <<https://en.wikipedia.org/wiki/Metaheuristic>>, erişim tarihi 01.03.2022.
- [95] **Holland, J. H.**, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, 1st ed. Cambridge, MA, USA: MIT Press, 1975
- [96] **Goldberg, D. E.**, *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Reading, MA, USA: Addison-Wesley, 1989.

- [97] **Xiong, J., Liu, X., Zhu, X., Zhu, H., Li, H., & Zhang, Q.** (2020). Semi-supervised fuzzy c-means clustering optimized by simulated annealing and genetic algorithm for fault diagnosis of bearings. *IEEE Access*, 8, 181976-181987. doi: [10.1109/ACCESS.2020.3021720](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3021720)
- [98] **Jafari, A., Khalili, T., Babaei, E., & Bidram, A.** (2019). A hybrid optimization technique using exchange market and genetic algorithms. *IEEE Access*, 8, 2417-2427. doi: [10.1109/ACCESS.2019.2962153](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2962153)
- [99] **Lakshmi, G. N., Jayalaxmi, A., & Veeramsetty, V.** (2021). Optimal Placement of Distribution Generation in Radial Distribution System Using Hybrid Genetic Dragonfly Algorithm. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, 6(1), 1-13. doi: [10.1007/s40866-021-00107-w](https://doi.org/10.1007/s40866-021-00107-w)
- [100] **Shirazi, S. A. G., & Menhaj, M. B.** (2006). A new genetic based algorithm for channel assignment problems. In *Computational Intelligence, Theory and Applications* (pp. 85-91). Springer, Berlin, Heidelberg. doi: [10.1007/3-540-34783-6_10](https://doi.org/10.1007/3-540-34783-6_10)
- [101] **Viet, D. T., Phuong, V. V., Duong, M. Q., & Tran, Q. T.** (2020). Models for short-term wind power forecasting based on improved artificial neural network using particle swarm optimization and genetic algorithms. *Energies*, 13(11), 2873. doi: [10.3390/en13112873](https://doi.org/10.3390/en13112873)
- [102] **Gao, J. T., Shih, C. H., Lee, C. W., & Lo, K. Y.** (2022). An Active and Reactive Power Controller for Battery Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Access*, 10, 10490–10499. doi: [10.1109/ACCESS.2022.3145009](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3145009)
- [103] **Kennedy, J., and Eberhart, R.,** "Particle swarm optimization," in *Proc. 4th IEEE Int. Conf. Neural Netw.*, Nov.-Dec. 1995, pp. 1942-1948
- [104] **Hien, N. C., Mithulananthan, N., & Bansal, R. C.** (2013). Location and sizing of distributed generation units for loadability enhancement in primary feeder. *IEEE systems journal*, 7(4), 797-806. doi: [10.1109/JSYST.2012.2234396](https://doi.org/10.1109/JSYST.2012.2234396)
- [105] **Perez, R. E., & Behdinan, K.** (2007). "Particle swarm optimization in structural design," in *Swarm intelligence: Focus on ant and particle swarm optimization*, (532).
- [106] **Jumaa, F. A., Neda, O. M., & Mhawesh, M. A.** (2021). Optimal distributed generation placement using artificial intelligence for improving active radial distribution system. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, 10(5), 2345-2354. doi: [10.11591/eei.v10i5.2949](https://doi.org/10.11591/eei.v10i5.2949)
- [107] **Gopalakrishnan, K.** (2010). Neural network–swarm intelligence hybrid nonlinear optimization algorithm for pavement moduli back-calculation. *Journal of Transportation Engineering*, 136(6), 528-536. doi: [10.1061/\(ASCE\)TE.1943-5436.0000128](https://doi.org/10.1061/(ASCE)TE.1943-5436.0000128)

- [108] **Aydin, E., Purlu, M., & Turkay, B. E.** (2021, November). Economic Dispatch of Multi-Microgrid Systems by Using Particle Swarm Optimization. In *2021 13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)* (pp. 268-272). IEEE. doi: [10.23919/ELECO54474.2021.9677839](https://doi.org/10.23919/ELECO54474.2021.9677839)
- [109] **Zubair, M., & Moinuddin, M.** (2013). Joint optimization of microstrip patch antennas using particle swarm optimization for UWB systems. *International Journal of Antennas and Propagation*, 1-8. doi: [10.1155/2013/649049](https://doi.org/10.1155/2013/649049)
- [110] **Kaya, A., & Bozkurt, A.** (2021). Determining Optimum Location and Sizing of Distributed Generation Systems in a Real Radial Distribution Network. *Electrica*, 21(3), 342-351. doi: [10.5152/electrica.2021.21038](https://doi.org/10.5152/electrica.2021.21038)
- [111] **URL-4** <https://tr.wikipedia.org/wiki/Makine_öğrenimi>, erişim tarihi 02.03.2022.
- [112] **McCulloch, W. S., & Pitts, W.** (1943). A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity. *The bulletin of mathematical biophysics*, 5(4), 115-133. doi: [10.1007/BF02478259](https://doi.org/10.1007/BF02478259)
- [113] **URL-5** <https://tr.wikipedia.org/wiki/Yapay_sinir_ağları>, erişim tarihi 03.03.2022.
- [114] **Drucker, H., Burges, C. J., Kaufman, L., Smola, A., & Vapnik, V.** (1996). Support vector regression machines, in *Proc. of the 9th International Conference on Neural Information Processing Systems*, 1996, pp. 155–161.
- [115] **Mahdevari, S., Shahriar, K., Yagiz, S., & Shirazi, M. A.** (2014). A support vector regression model for predicting tunnel boring machine penetration rates. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 72, 214-229. doi: [10.1016/j.ijrmms.2014.09.012](https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2014.09.012)
- [116] **URL-6** <https://en.wikipedia.org/wiki/K-nearest_neighbors_algorithm> erişim tarihi 03.03.2022.
- [117] **URL-7** <<https://machinelearningmastery.com/distance-measures-for-machine-learning/>>, erişim tarihi 03.03.2022.
- [118] **Zhang, W., Chen, X., Liu, Y., & Xi, Q.** (2020). A distributed storage and computation k-nearest neighbor algorithm based cloud-edge computing for cyber-physical-social systems. *IEEE Access*, 8, 50118-50130. doi: [10.1109/ACCESS.2020.2974764](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2974764)
- [119] **Purlu, M., & Turkay, B. E.** (2021). Estimating the Distributed Generation Unit Sizing and Its Effects on the Distribution System by Using Machine Learning Methods. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 27(4), 24-32. doi: [10.5755/j02.eie.28864](https://doi.org/10.5755/j02.eie.28864)
- [120] **URL-8** <<https://tr.wikipedia.org/wiki/MATLAB>>, erişim tarihi 03.03.2022.
- [121] **URL-9** <<https://tr.wikipedia.org/wiki/Weka>>, erişim tarihi 03.03.2022.

- [122] **Ahmed, E. M., Rakočević, S., Čalasan, M., Ali, Z. M., Hasanien, H. M., Turkey, R. A., & Aleem, S. H. A.** (2022). BONMIN solver-based coordination of distributed FACTS compensators and distributed generation units in modern distribution networks. *Ain Shams Engineering Journal*, 13(4), 101664. doi: [10.1016/j.asej.2021.101664](https://doi.org/10.1016/j.asej.2021.101664)
- [123] **VC, V. R.** (2018). Ant Lion optimization algorithm for optimal sizing of renewable energy resources for loss reduction in distribution systems. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 5(3), 663-680. doi: [10.1016/j.jesit.2017.06.001](https://doi.org/10.1016/j.jesit.2017.06.001)
- [124] **Rudresha, S. J., Ankaliki, S. G., Ananthapadmanabha, T., & Girish, V.** (2021). Application of hybrid techniques for optimal position and sizing of distributed generation units in radial distribution system. *International Journal of Electrical Engineering and Technology (IJEET)*, 12(2), 90-99. doi: [10.34218/IJEET.12.2.2021.009](https://doi.org/10.34218/IJEET.12.2.2021.009)
- [125] **URL-10** <<https://github.com/VasuBalan/RA>>, erişim tarihi 04.03.2022.

EKLER

EK A: Test sistemi ve yenilenebilir enerji kaynakları verileri.



EK A: Test sistemi ve yenilenebilir enerji kaynakları verileri.

Çizelge A.1 : IEEE 33-baralı radyal dağıtım sisteminin hat ve bara verileri [122].

Hat no	Hat başı	Hat sonu	R (ohm)	X (ohm)	P (kW)	Q (kVAr)	Imax (A)
1	1	2	0,0922	0,0470	100	60	400
2	2	3	0,4930	0,2511	90	40	400
3	3	4	0,3660	0,1864	120	80	400
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30	400
4	5	6	0,8190	0,7070	60	20	400
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100	300
7	7	8	0,7114	0,2351	200	100	300
8	8	9	1,0300	0,7400	60	20	200
9	9	10	1,0440	0,7400	60	20	200
10	10	11	0,1966	0,0650	45	30	200
11	11	12	0,3744	0,1238	60	35	200
12	12	13	1,4680	1,1550	60	35	200
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80	200
14	14	15	0,5910	0,5260	60	10	200
15	15	16	0,7463	0,5450	60	20	200
16	16	17	1,2890	1,7210	60	20	200
17	17	18	0,7320	0,5740	90	40	200
18	2	19	0,2640	0,2565	90	40	200
19	19	20	1,5042	1,3554	90	40	200
20	20	21	0,4095	0,4784	90	40	200
21	21	22	0,7089	0,9373	90	40	200
22	3	23	0,4512	0,3083	90	50	200
23	23	24	0,8980	0,7091	420	200	200
24	24	25	0,8960	0,7011	420	200	200
25	6	26	0,2030	0,1034	60	25	300
26	26	27	0,2842	0,1447	60	25	300
27	27	28	1,0590	0,9337	60	20	300
28	28	29	0,8042	0,7006	120	70	200
29	29	30	0,5075	0,2585	200	600	200
30	30	31	0,9744	0,9630	150	70	200
31	31	32	0,3105	0,3619	210	100	200
32	32	33	0,3410	0,5302	60	40	200

Çizelge A.2 : Mevsimsel yük profili [119].

No	Saat	Kış	İlkbahar	Yaz	Sonbahar
1	00-01	0,4757	0,3969	0,6400	0,3717
2	01-02	0,4473	0,3906	0,6000	0,3658
3	02-03	0,4260	0,3780	0,5800	0,3540
4	03-04	0,4189	0,3654	0,5600	0,3422
5	04-05	0,4189	0,3717	0,5600	0,3481
6	05-06	0,4260	0,4095	0,5800	0,3835
7	06-07	0,5254	0,4536	0,6400	0,4248
8	07-08	0,6106	0,5355	0,7600	0,5015
9	08-09	0,6745	0,5985	0,8700	0,5605
10	09-10	0,6816	0,6237	0,9500	0,5841
11	10-11	0,6816	0,6300	0,9900	0,5900
12	11-12	0,6745	0,6237	1,0000	0,5841
13	12-13	0,6745	0,5859	0,9900	0,5487
14	13-14	0,6745	0,5796	1,0000	0,5428
15	14-15	0,6603	0,5670	1,0000	0,5310
16	15-16	0,6674	0,5544	0,9700	0,5192
17	16-17	0,7029	0,5670	0,9600	0,5310
18	17-18	0,7100	0,5796	0,9600	0,5428
19	18-19	0,7100	0,6048	0,9300	0,5664
20	19-20	0,6816	0,6174	0,9200	0,5782
21	20-21	0,6461	0,6048	0,9200	0,5664
22	21-22	0,5893	0,5670	0,9300	0,5310
23	22-23	0,5183	0,5040	0,8700	0,4720
24	23-00	0,4473	0,4410	0,7200	0,4130

Çizelge A.3 : Fotovoltaik çıkış profili.

No	Saat	Kış	İlkbahar	Yaz	Sonbahar
1	00-01	0	0	0	0
2	01-02	0	0	0	0
3	02-03	0	0	0	0
4	03-04	0	0	0	0
5	04-05	0	0	0	0
6	05-06	0	0,001535274	0,287908553	0,001535274
7	06-07	0,043500164	0,136744096	0,621574290	0,136744096
8	07-08	0,229020093	0,462591393	0,799845285	0,462591393
9	08-09	0,437429308	0,649662512	0,876330783	0,649662512
10	09-10	0,599329978	0,785687141	0,909453696	0,785687141
11	10-11	0,704848050	0,852694211	0,917958954	0,852694211
12	11-12	0,766418623	0,856292732	0,913951673	0,856292732
13	12-13	0,764404534	0,832127579	0,903577597	0,832127579
14	13-14	0,720392139	0,769940423	0,883978865	0,769940423
15	14-15	0,632092429	0,676451831	0,849403341	0,676451831
16	15-16	0,474469935	0,514273888	0,787477127	0,514273888
17	16-17	0,195542111	0,238276554	0,669292662	0,238276554
18	17-18	0,007911205	0,046628199	0,419883670	0,046628199
19	18-19	0	0	0	0
20	19-20	0	0	0	0
21	20-21	0	0	0	0
22	21-22	0	0	0	0
23	22-23	0	0	0	0
24	23-00	0	0	0	0

Çizelge A.4 : Rüzgar türbini çıkış profili.

No	Saat	Kış	İlkbahar	Yaz	Sonbahar
1	00-01	0,41112453	0,40185174	0,25411043	0,40185174
2	01-02	0,40688166	0,40179913	0,25823355	0,40179913
3	02-03	0,39868693	0,40435892	0,26422687	0,40435892
4	03-04	0,39853425	0,40497435	0,27445157	0,40497435
5	04-05	0,40068085	0,40161913	0,28239835	0,40161913
6	05-06	0,41083271	0,39944360	0,28067238	0,39944360
7	06-07	0,41685956	0,39943620	0,25819480	0,39943620
8	07-08	0,40015310	0,39481291	0,25368636	0,39481291
9	08-09	0,37163776	0,37625038	0,26823148	0,37625038
10	09-10	0,38249755	0,35207169	0,27955329	0,35207169
11	10-11	0,40680658	0,34925580	0,29565764	0,34925580
12	11-12	0,41724071	0,35056184	0,30944426	0,35056184
13	12-13	0,42026335	0,35175048	0,32260720	0,35175048
14	13-14	0,42111958	0,35742301	0,33648684	0,35742301
15	14-15	0,41726238	0,36316903	0,34625927	0,36316903
16	15-16	0,40618670	0,37091708	0,35097435	0,37091708
17	16-17	0,40103227	0,39126012	0,34584783	0,39126012
18	17-18	0,40538381	0,41563364	0,33441259	0,41563364
19	18-19	0,40746404	0,43180404	0,32131316	0,43180404
20	19-20	0,40892509	0,43626836	0,31716440	0,43626836
21	20-21	0,40992045	0,43515651	0,30402939	0,43515651
22	21-22	0,41201731	0,43207318	0,28318984	0,43207318
23	22-23	0,41452930	0,42470335	0,26697873	0,42470335
24	23-00	0,40838961	0,41641411	0,25787727	0,41641411



ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Mikail PÜRLÜ

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2013, Sivas Cumhuriyet Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği
- **Yükseklisans** : 2017, İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- (2013) Sivas Cumhuriyet Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi birinciliği.
- (2017-2021) TÜBİTAK 2211-A Genel Yurt İçi Doktora Bursu.
- (2014-2022) İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü'nde Araştırma Görevlisi olarak çalıştı.

DOKTORA TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Purlu, M., & Turkay, B. E.** (2022). Optimal Allocation of Renewable Distributed Generations Using Heuristic Methods to Minimize Annual Energy Losses and Voltage Deviation Index. *IEEE Access*, 10, 21455-21474. doi: [10.1109/ACCESS.2022.3153042](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3153042)
- **Purlu, M., & Turkay, B. E.** (2021). Estimating the Distributed Generation Unit Sizing and Its Effects on the Distribution System by Using Machine Learning Methods. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 27(4), 24-32. doi: [10.5755/j02.eie.28864](https://doi.org/10.5755/j02.eie.28864)

DİĞER YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Purlu, M., Beyarslan, S., & Turkay, B. E.** (2021, November). Optimal Design of Hybrid Grid-connected Microgrid with Renewable Energy and Storage in a Rural Area in Turkey by Using HOMER. In *2021 13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)* (pp. 263-267). IEEE. doi: [10.23919/ELECO54474.2021.9677788](https://doi.org/10.23919/ELECO54474.2021.9677788)

- Aydin, E., **Purlu, M.**, & Turkey, B. E. (2021, November). Economic Dispatch of Multi-Microgrid Systems by Using Particle Swarm Optimization. In *2021 13th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)* (pp. 268-272). IEEE. doi: [10.23919/ELECO54474.2021.9677839](https://doi.org/10.23919/ELECO54474.2021.9677839)
- **Purlu, M.**, & Turkey, B. E. (2018, October). Dynamic economic dispatch with valve point effect by using GA and PSO algorithm. In *2018 6th International Conference on Control Engineering & Information Technology (CEIT)* (pp. 1-6). IEEE. doi: [10.1109/CEIT.2018.8751770](https://doi.org/10.1109/CEIT.2018.8751770)
- Delkhooni, M., Ayan, O., **Purlu, M.**, & Turkey, B. (2017). Optimal capacitor placement in radial distribution system using genetic algorithm method. In *2017 10th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)* (pp. 1491-1495). IEEE.
- **Purlu, M.**, Beyarslan, S., & Turkey, B. E. (2022). On-grid and Off-grid Hybrid Renewable Energy System Designs with HOMER: A Case Study of Rural Electrification in Turkey. *Turkish Journal of Electrical Power and Energy Systems (TEPES)*, Yayınlanacak.