

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

**DAĞITIK GÜNEŞ ENERJİ SİSTEMLERİNİN ŞEBEKE
ENTEGRASYONU VE MUHTEMEL SORUNLARIN BERTARAFI
İÇİN OPTİMUM BAĞLANTI GÜCÜ VE YERİNİN BULUNMASI**

DOKTORA TEZİ

Mehmet ÇEÇEN

Enstitü Anabilim Dalı	:	ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
Enstitü Bilim Dalı	:	ELEKTRİK
Tez Danışmanı	:	Prof. Dr. Cenk YAVUZ

Haziran 2022

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

**DAĞITIK GÜNEŞ ENERJİ SİSTEMLERİNİN ŞEBEKE
ENTEGRASYONU VE MUHTEMEL SORUNLARIN BERTARAFI
İÇİN OPTİMUM BAĞLANTI GÜCÜ VE YERİNİN BULUNMASI**

DOKTORA TEZİ

Mehmet ÇEÇEN

**Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ**
Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK

Bu tez 30/06/2022 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği ile kabul edilmiştir.

Jüri Başkanı

Üye

Üye

Üye

Üye

BEYAN

Tez içindeki tüm verilerin akademik kurallar çerçevesinde tarafımdan elde edildiğini, görsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçların akademik ve etik kurallara uygun şekilde sunulduğunu, kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapılmadığını, başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunulduğunu, tezde yer alan verilerin bu üniversite veya başka bir üniversitede herhangi bir tez çalışmasında kullanılmadığını beyan ederim.

Mehmet ÇEÇEN
26.04.2022

TEŞEKKÜR

Doktora eğitimim boyunca değerli bilgi ve deneyimlerinden yararlandığım, her konuda bilgi ve desteğini almaktan çekinmediğim, araştırmanın planlanmasından yazılmasına kadar tüm aşamalarında yardımlarını esirgemeyen, teşvik eden, aynı zamanda beni yönlendiren değerli danışman hocam Prof. Dr. Cenk YAVUZ'a, Tez izleme komitesi üyeleri Prof. Dr. Ertan YANIKOĞLU ve Doç. Dr. Cemil YİĞİT hocalarıma, son olarak her zaman ve her şekilde yanımda olan aileme sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR	i
İÇİNDEKİLER	ii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	vi
ŞEKİLLER LİSTESİ	viii
TABLolar LİSTESİ	ix
ÖZET	xi
SUMMARY	xii
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ	1
BÖLÜM 2.	
KAYNAK ARAŞTIRMASI	6
BÖLÜM 3.	
DAĞITIK ÜRETİM ve GÜNEŞ ENERJİSİ.....	16
3.1. Dağıtık Üretim.....	16
3.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Durumu.....	19
3.3. Türkiye Güneş Enerji Potansiyeli.....	21
3.4. Güneş Enerjisi Düzenleme ve Teşvikleri.....	24
3.4.1. Yenilenebilir enerji üretim modelleri.....	24
3.4.1.1. Lisansız üretim modeli.....	25
3.4.1.2. Lisanslı üretim modeli.....	27
3.4.2. Türkiye’de uygulanan teşvik politikaları.....	28
3.4.2.1. Tarife tabanlı teşvik.....	28

3.4.2.2. Yerel içerik üretim desteği.....	29
3.4.2.3. Arazi temini.....	30
3.4.2.4. Ön lisans /lisans sistem kullanım ücretleri ve vergiler için teşvikler.....	30
3.4.2.5. Yatırım teşvikleri.....	31
3.4.2.6. Mahsuplaşma.....	31
3.5. Türkiye’de Güneş Enerjisi.....	32
3.6. Türkiye Dağıtık Güneş Enerji Sistemleri SWOT Analizi.....	36
3.6.1. Güç-fırsat stratejisi: planlı ve uzun vadeli teşvik politikalarının uygulanması.....	37
3.6.2. Zayıf yön-fırsat stratejisi 1: fotovoltaiik teknoloijisi ve ar-ge çalışmaları için devlet desteğinin arttırılması.....	38
3.6.3. Zayıf yön-fırsat stratejisi 2: mevsimsel dalgalanmalar için yenilenebilir kaynaklar arasında artan tamamlayıcılık.....	38
3.6.4. Güç-tehdit stratejisi: dağıtık fotovoltaiik enerji üretim hedeflerinin iddialı hale getirilmesi.....	39
3.6.5. Zayıflık-tehdit stratejisi: halkın dağıtık güneş enerji sistemleri hakkında farkındalığını arttırmak.....	39
3.7. Güneş Enerjisi Durumunun Değerlendirilmesi.....	39

BÖLÜM 4.

OPTİMİZASYON	42
4.1. Parçacık Sürü Optimizasyonu.....	42
4.2. Zıtlık Tabanlı Parçacık Sürü Optimizasyon Algoritması.....	43
4.3. Yer Çekim Algoritması	43
4.4. Parçacık Sürü-Yer Çekim Optimizasyon Algoritması	45
4.5. Optimizasyon Algoritmalarının DGES Problemlerine Uygulanması..	46
4.6. Bara Duyarlılık Analizi	48

BÖLÜM 5.

ARAŞTIRMA BULGULARI	50
---------------------------	----

KAYNAKLAR	74
EKLER	86
ÖZGEÇMİŞ	93



SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

AB	: Avrupa Birliği
AG	: Alçak gerilim
ARGE	: Araştırma geliştirme
BDA	: Bara duyarlılık analizi
bPF	: Birim güç faktörü
CK	: Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi
CSP	: Yoğunlaştırılmış güneş enerji sistemleri
DGES	: Dağıtık güneş enerji sistemi
DÜ	: Dağıtık üretim
EPDK	: Enerji piyasası düzenleme kurumu
EPK	: Elektrik piyasası kanunu
EPLY	: Elektrik piyasası lisans yönetmeliği
EPRI	: Electric power research institute
ETBK	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EVK	: Enerji verimliliği kanunu
FiT	: Feed in Tariff
FV	: Fotovoltaik
GEPA	: Güneş enerji potansiyel atlası
GRI	: Gas research institute
GSA	: Gravitational search algorithm
GW	: Giga watt
HES	: Hidroelektrik santral
KDV	: Katma değer vergisi
kVAr	: Kilo volt amper reaktif
kW	: Kilo watt
LEÜY	: Lisanssız elektrik üretim yönetmeliği

Mtoe	: Milyon ton eşdeğer petrol
OBL	: Opposition based learning
OBPSO	: Opposition based particle swarm optimization
OG	: Orta gerilim
oPF	: Optimal güç faktörü
pf	: Güç faktörü
PSO	: Particle swarm optimization
PSOGSA	: Particle swarm optimization gravitational search algorithm
RES	: Rüzgar enerji santrali
SHC	: Güneş ısıtma ve soğutma sistemleri
sPF	: Sabit güç faktörü
TEİAŞ	: Türkiye elektrik iletim anonim şirketi
TSMS	: Türkiye Devlet Meteoroloji Servisi
YEK	: Yenilenebilir enerji kaynağı
YEKA	: Yenilenebilir enerji kaynakları alanları
YEKDEM	: Yenilenebilir enerji kaynakları destekleme mekanizması
YEKK	: Yenilenebilir enerji kaynakları kanunu
YG	: Yüksek gerilim

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Güneş enerjisi kurulu güç değişimi, Aralık 2021 sonu itibariyle.	2
Şekil 3.1. Dağıtık üretim teknolojileri	17
Şekil 3.2. Klasik merkezi üretim tek yönlü güç akışı	18
Şekil 3.3. Dağıtık üretim sistemlerinin kullanımının artmasıyla meydana gelen yapı	18
Şekil 3.4. Yıllara göre elektrik kurulu gücü değişimi	20
Şekil 3.5. Yıllara göre Türkiye'nin toplam tüketim değişimi	20
Şekil 3.6. Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası	23
Şekil 3.7. Güneş enerjisi kurulu güç değişimi	33
Şekil 3.8. Modül teknolojisine ve üreticiye göre ortalama aylık Avrupa FV modülü fiyat değişimi, Ocak 2010–Temmuz 2018	33
Şekil 4.1. 2xN boyutlu DGEŞ yerleştirme vektörü.....	47
Şekil 4.2. 3xN boyutlu DGEŞ yerleştirme vektörü.....	47
Şekil 4.3. BDA uygulama akış şeması	49
Şekil 5.1. 33 baralı dağıtım test sistemi.	53
Şekil 5.2. 69 baralı dağıtım test sistemi.	54
Şekil 5.3. 1 DGEŞ entegrasyonu aktif güç kaybı değişimi.	55
Şekil 5.4. 1 DGEŞ entegrasyonu gerilim değişimi.	56
Şekil 5.5. 2 DGEŞ entegrasyonu aktif güç kaybı değişimi.	57
Şekil 5.6. 2 DGEŞ entegrasyonu gerilim değişimi.	58
Şekil 5.7. 3 DGEŞ entegrasyonu aktif güç kaybı değişimi.	59
Şekil 5.8. IEEE 33 baralı sistem bara gerilimleri değişimi.	60
Şekil 5.9. Modifiye 33 baralı test sistem.....	62
Şekil 5.10. 33 baralı test sistemi güç kayıpları karşılaştırması.	69
Şekil 5.11. 69 baralı test sistemi güç kayıpları karşılaştırması.	71

TABLolar LİSTESİ

Tablo 3.1. Birincil kaynaklara göre kurulu güç ve santral adedi .	21
Tablo 3.2. 2023 Yenilenebilir Enerji Hedefleri .	21
Tablo 3.3. Türkiye aylık ortalama ışı nım ve güneş lenme süreleri].	22
Tablo 3.4. Türkiye bölgesel ışı nım ve güneş lenme süreleri	22
Tablo 3.5. Türkiye'nin günlük ortalama güneş ışı nımı ve süresi aylık değ iş imi	23
Tablo 3.6. Türkiye'nin hesaplanan yenilenebilir enerji potansiyeli	24
Tablo 3.7. Yenilenebilir tabanlı elektrik üretimi için teş vik	29
Tablo 3.8. 01/07/2021 Tarihinden 31/12/2025 Tarihine Kadar İş letmeye Girecek YEK Belgeli Üretim Tesisleri için Güncellemeye Esas YEK Destekleme Mekanizması ile Yerli Katkı Fiyatları ve Uygulama Süreleri (HES, RES, GES).	29
Tablo 3.9. YEK Destekleme Mekanizması Fiyatlarının Güncellenmesinde Dikkate Alınacak Üst Sınır	29
Tablo 3.10. Çatı Güneş Enerjisi Başvuruları 2020 Eylül sonu	35
Tablo 3.11. Türkiye'nin DGES için SWOT analizi sonuçları	36
Tablo 3.12. Önerilen Stratejiler	37
Tablo 5.1. IEEE 33 ve IEEE 69 test sistemleri başlangıç değ erleri.	54
Tablo 5.2. Aktif güç kaybı 1 DGES yerleş tirme sonuçları.	55
Tablo 5.3. Gerilim değ iş imi 1 DGES yerleş tirme sonuçları.	56
Tablo 5.4. Aktif güç kaybı 2 DGES yerleş tirme sonuçları.	57
Tablo 5.5. Gerilim değ iş imi 2 DGES yerleş tirme sonuçları.	57
Tablo 5.6. Aktif güç kaybı 3 DGES yerleş tirme sonuçları.	58
Tablo 5.7. Gerilim değ iş imi 3 DGES yerleş tirme sonuçları.	59
Tablo 5.8. 33 baralı sistem iki boyut 1, 2 ve 3 DGES güç kaybı yerleş tirme sonuçları.	60

Tablo 5.9. 33 baralı sistem iki boyut 1, 2 ve 3 DGES gerilim değişimi yerleştirme sonuçları.	60
Tablo 5.10. BDA 3 DGES yerleştirme sonuçları.	62
Tablo 5.11. Amaç fonksiyonu aktif güç kaybı kullanılarak elde edilen optimal değerler için modifiye 33 baralı sistem sonuçları.	63
Tablo 5.12. Amaç fonksiyonu BDA kullanılarak elde edilen optimal değerler için modifiye 33 baralı sistem sonuçları.	63
Tablo 5.13. 69 baralı sistem iki boyut 1, 2 ve 3 DGES güç kaybı yerleştirme sonuçları.	64
Tablo 5.14. 1, 2 ve 3 DGES birim güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.....	64
Tablo 5.15. PSOGSA algoritması parametre ve sabitleri.	64
Tablo 5.16. 1 DGES bPF, sPF ve oPF ile yerleştirme sonuçları.....	65
Tablo 5.17. 2 DGES bPF, sPF ve oPF ile yerleştirme sonuçları.....	66
Tablo 5.18. 3 DGES bPF, sPF ve oPF ile yerleştirme sonuçları.....	66
Tablo 5.19. 1, 2 ve 3 DGES birim güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.....	67
Tablo 5.20. 1, 2 ve 3 DGES sabit güç faktörü=0,85 ile yerleştirme sonuçları.	67
Tablo 5.21. 1, 2 ve 3 DGES optimal güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.	68
Tablo 5.22. 1, 2 ve 3 DGES birim güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.....	69
Tablo 5.23. 1, 2 ve 3 DGES sabit güç faktörü=0,85 ile yerleştirme sonuçları.	70
Tablo 5.24. 1, 2 ve 3 DGES optimal güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.	70

ÖZET

Anahtar kelimeler: Dağıtık üretim, güneş enerjisi, yenilenebilir enerji, dağıtık güneş enerji sistemleri, optimizasyon

Bu çalışmada ilk olarak, Türkiye güneş enerji potansiyeli, mevzuat bağlamında dağıtık güneş enerjisi kurulu gücü değişimi ve gelişimi verilmiştir. Bu veriler dikkate alınarak güneş enerjisinden daha fazla faydalanabilmek için Türkiye DGES SWOT analiz çalışması ve önerilere değinilmiştir. Çalışmanın öncelikli amacı ise, dağıtım sistemlerine DGES bağlantılarının optimum değerlerle yapılmasını sağlamaktır. Mevcut çalışmalarda, DGES sistemleri, sabit aktif güç kaynağı ($pf = 1$ pu) gibi ele alınmış ve optimum bağlantı barası ve gücü için analizler bu temel üzerine oturtulmuştur. Tez çalışmasında analizler yapılırken güç faktörü, problem çözümü için üçüncü bir parametre olarak ele alınmıştır. $2xN$ boyutlu yerleştirme problemi için optimum değerler, öncelikli olarak DGES biriminin bağlantı yapılacağı barayı ve bağlantı gücünü ifade etmektedir. $3xN$ boyutlu problem ise $2xN$ yerleştirme probleminin geliştirilmiş hali olup, bağlantı barası, bağlantı gücü ve güç faktörünü ifade etmektedir. $3xN$ problem çözümlerinde güç faktörü üç farklı durum için ele alınmıştır. İlk olarak güç faktörünün birim değerinde olduğu $bPF=1$ pu durum, ikinci olarak güç faktörünün sabit bir değerinde $sPF=0,85$ pu, üçüncü olarak ise güç faktörünün optimum değeri oPF olduğu durumdur. Bir optimizasyon problemi olan DGES optimal yerleştirme işlemi için optimizasyon algoritmaları kullanılmıştır. Zıtlık tabanlı öğrenme ile geliştirilmiş parçacık sürü algoritması - OBPSO ve hibrit PSOGSA algoritmaları optimizasyon problemi çözümü için önerilmiştir. DGES yerleştirmesi yapılırken, dağıtım sistemi yüklerinde meydana gelecek/gelebilecek değişimi hesaba katılmadığı durumlarda planlama yetersiz kalacaktır. Bu olumsuzluğun üstesinden gelmek için şebeke yüklerinde meydana gelecek değişimleri analiz etmek üzere, bara yük değişimi duyarlılık analizi yeni bir yöntem olarak önerilmiştir. Bara duyarlılık analizi (BDA) ile, sistemde meydana gelebilecek yük değişimlerine karşı en duyarlı baraları ve duyarlılık derecelerini belirlenebilmektedir. Analizi yapılan sistem için elde edilen bu bilgilerle, DGES ilavesine en uygun baralar kolayca elde edilebilmektedir. Ayrıca, DGES entegrasyon problemleri için BDA yeni bir amaç fonksiyonu olarak kullanılmış ve optimizasyon algoritmaları için optimum değerler elde edilmesini sağlayan yeni bir yöntem olarak kullanılmıştır. Yapılan çalışmalar sonucunda, güç faktörünün optimizasyon problemine yeni bir parametre olarak eklenmesi, güç faktörünü diğer durumlarına göre aktif güç kaybında daha fazla azalma sağladığı görülmüştür. Ayrıca BDA yönteminde sistem yüklerinde artış durumunda amaç fonksiyonu olarak kullanıldığında daha iyi sonuç vermiştir. OBPSO ve PSOGSA algoritmaları, DGES yerleştirme problem çözümü için karşılaştırıldıkları algoritmalara göre daha iyi sonuçlar veren yöntemler olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

OPTIMUM SITTING AND SIZING OF DISTRIBUTED SOLAR ENERGY GENERATION SYSTEMS FOR GRID INTEGRATION AND CLEARANCE OF POSSIBLE PROBLEMS

SUMMARY

Keywords: Distributed generation, solar energy, renewable energy, distributed solar energy systems, optimization

The present study is the first to present the solar energy potential of Türkiye and the change and development of distributed solar energy installed power within the frame of current laws and regulations. Considering the data present, DSEG SWOT analysis study of Türkiye and suggestions are presented in order to enable maximum benefit from solar energy. The primary aim of the present study is to enable DSEG connections to distribution systems with optimum values. In earlier studies DSEG systems are considered like stable active power source as $pf = 1$ pu and relevant analyzes are optimum site and size based on this assumption. While conducting analyses of the present thesis study, power factor is considered as a third parameter for problem solving. The optimum values for the $2 \times N$ size placement problem primarily express the site to which the DSEG unit will be connected and the size of connection. The $3 \times N$ dimensional problem is the development of the $2 \times N$ placement problem and expresses the site, size and power factor. In the $3 \times N$ solutions, the power factor is considered for three different cases. In the first case, the power factor unit value is $bPF = 1$ pu. In the second case, the power factor is a constant value $sPF = 0.85$ pu, and in the third, the optimum value of the power factor is oPF . Optimization algorithms are used for the DSPG optimal allocation process, which is a problem of optimization. Particle swarm algorithm improved with contrast-based learning - OBPSO and hybrid PSOGSA algorithms are proposed to solve the problem of optimization. Planning will be insufficient in cases where the change in distribution system possible loads is not considered while integrating DSEG. To overcome this disadvantage, bus load variation sensitivity analysis has been proposed as a new method to analyze the changes that will occur in the network loads. bus sensitivity analysis (BSA) enables to determine the most sensitive bus and sensitivity levels to load changes that will occur in the system. With the information obtained for the analyzed system, the most suitable busses for DSEG integration can be easily obtained. Moreover, BSA is used as a new objective function for DSEG integration problems and as a new method to obtain optimum values for optimization algorithms. The studies conducted have revealed that adding power factor as a new parameter to the optimization problem provides more reduction in the active power loss compared to other power factor cases. Furthermore, the BSA method yielded better results if used as an objective function in case of system load increases. It has been concluded that OBPSO and PSOGSA algorithms are more efficient than the other algorithms compared in solving DSEG integration problem.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Dünya genelinde elektrik enerjisine olan talep artan nüfus, büyüyen ekonomi ve gelişen teknoloji vb. nedenlerle sürekli artmaktadır. 2010 yılında dünya birincil enerji tüketimi 12002 milyon ton eşdeğer petrol (mtoe) olarak gerçekleşirken bu değer artarak 2016 yılında 13276 mtoe ulaşmıştır. Tüketilen toplam enerjinin %87'si fosil kaynaklı yakıtlardan, %5,2'si nükleer enerjiden, %7,8'lik kısmı ise hidroelektrik dâhil yenilenebilir enerji kaynaklarından (YEK) karşılanmıştır. Dünya çapında enerji ihtiyacı karşılamada fosil yakıtlar hala baskın bir etkiye sahiptir. Sürekli artan ihtiyacın karşılanmasında, yeni eklenen/eklenecek YEK'lerin öne çıkması beklenmektedir [1]. Buna bağlı olarak hızla büyümekte olan ve toplam tüketimdeki payı en hızlı artan enerji kaynağı YEK'lerdir. Yenilenebilir enerji sektörünün 2030 yılına kadar her yıl ortalama %8,2 büyümesi beklenmektedir [2].

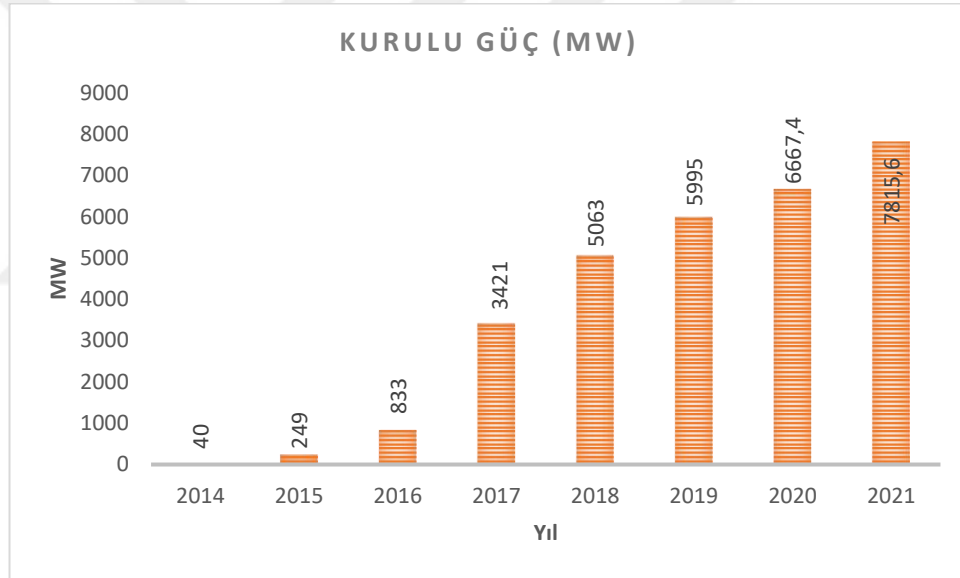
Avrupa Birliği'nin (AB) önceliklerden biri düşük karbonlu enerji sistemine geçiştir. Bu geçiş YEK'lerin enerji sistemi içerisindeki payının artırılarak gerçekleşmesi planlanmaktadır. AB toplam enerji tüketimini 2020 yılı sonuna kadar %20, 2030 yılı sonuna %32 oranında YEK'lerden karşılamayı hedeflemektedir [3,4].

Dağıtık üretim (DÜ), özellikle yenilenebilir enerjiye geçişi aşamalarında, enerji sistemi için giderek daha önemli hale gelmektedir. DÜ'lerde arttırılan verimlilik ve düşen teknoloji maliyetleriyle beraber kurulu güç içerisindeki payları artmaya devam etmektedir. Birçok ülke, geniş teknoloji seçenekleriyle YEK'lerin toplam kurulu güç içerisindeki payını artırıcı düzenlemeler yapmaya devam etmektedir [5].

2019 yılında yenilenebilir enerji kurulumları 200 GW ile en büyük değerine ulaşarak yeni bir rekor kırmıştır [6]. Dağıtık güneş enerji sistemleri (DGES) YEK'ler arasında en popüler olanlardan biridir. YEK'ler arasında güneş enerjisinin en çok tercih edilen

kaynaklardan biri olması, yerel, bağımsız, doğal, sonsuz, temiz, doğadan istenildiği kadar elde edilebilme, karbondioksit salınımı yapmama, doğa ve insan sağlığına zararsız olma, hızlı kurulum, radyoaktif etkisinin olmaması, gibi nedenler öne çıkmaktadır [7].

Türkiye DGES kurulu gücü yapılan düzenlemeler ve teşvikler sayesinde 2014 yılından itibaren hızla artmaya başlamıştır. Güneş enerjisi toplam kurulu gücü Aralık 2021 sonu itibariyle 7815,6 MW olup toplam kurulu güç içerisindeki payı %7,83'e yükselmiştir, Şekil 1.1. ile güneş enerjisi kurulu güç değişimi verilmiştir [8]. 2023 yılı sonuna kadar yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güç içerisindeki payını %38,8'e çıkarılması planlanmaktadır. Güneş enerji kurulu güç hedefi ise 10 GW olarak belirlenmiştir [9].



Şekil 1.1. Güneş enerjisi kurulu güç değişimi, Aralık 2021 sonu itibariyle [8].

Büyüyen ekonomisi, artan nüfusu ile Türkiye'nin yıllık enerji talebi hızlı bir şekilde artmaktadır. Buna karşın enerji talebinin büyük çoğunluğu fosil yakıtlardan sağlanmaktadır. Fosil yakıtların büyük çoğunluğu ise ithal edilmektedir. Bu iki bağımlılıktan kurtulmak için YEK'ler alternatif olarak görülmekte ve bununla ilgili düzenlemeler yapılmaktadır [9]. YEK'ler arasında ise DGES çok önemli bir yere ve potansiyele sahiptir.

DGES'lerin dağıtım sistemine entegrasyonu yapılırken doğru planlama yapılması çok önemlidir. Doğru yapılan entegrasyonlar, aktif güç kayıplarında azalma, sistem kararlılığında ve gerilim profilinde iyileşme sağlayabilmektedir. DGES'lerin dağıtım sistemine bağlantısı yapılırken belirtilen faydaları sağlamak ve elde edilen faydayı maksimum düzeye çıkarabilmek için detaylı sistem analizleri yapılması gerekmektedir. Bu tez çalışması ile DGES entegrasyon planlaması yapılırken optimum değerlerin elde edilmesini sağlayan yöntemler için bir çerçeve sağlanmaya çalışmaktadır.

Bu çalışmanın öncelikli amacı, dağıtım sistemlerine DGES bağlantısının optimum değerlerle yapılmasını sağlamaktır. Bu çalışma için optimum değerler, öncelikli olarak DGES biriminin bağlantı yapılacağı barayı ve bağlantı gücünü, geliştirilmiş halinde ise bağlantı barası, bağlantı gücü ve güç faktörünü ifade etmektedir. Optimum bağlantı, dağıtım sistemi aktif güç kayıplarının azalmasını, gerilim profili ve sistem kararlılığının artmasını sağlayacaktır.

Elektrik enerjisine olan talebin sürekli artmasına bağlı olarak yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla faydalanılmaya çalışılmaktadır. Bu kaynakların başında fotovoltaik tabanlı güneş enerji sistemleri gelmektedir. Enerji ihtiyacının sürekli artmasına bağlı olarak güneş enerji santrallerinin güç sistemlerindeki sayıları hızla artmaktadır. Mevcut güç sisteminin sağlamış olduğu güvenilirlik ve sürdürülebilirlik, dağıtık üretim sistemlerin entegrasyonu ile değişen/değişecek olan yeni yapıda da sağlanmalıdır. Özellikle dağıtım kademesinden gerçekleştirilecek olan üretim entegrasyonları, elektrik güç sisteminin yapısında çok önemli değişimler meydana getirecektir. Bu değişimlere karşı sistemin güvenilirliği ve sürdürülebilirliği kesintiye uğramadan, oluşabilecek problemler tasarım aşamasında belirleyebilmesidir.

Mevcut çalışmalar, dağıtım şebekelerinde DGES entegrasyonu yaparken genellikle bağlantı barası ve bağlantı yerinin optimum bulunmasını amaçlayan çalışmalardan oluşmaktadır. DGES sistemleri sabit aktif güç kaynağı (güç faktörü(pf) =1 pu) gibi düşünülüp analizler yapılmaktadır. Tez çalışmasında analizler yapılırken güç faktörü, problem çözümü için üçüncü bir parametre olarak ele alınmıştır. İlk olarak güç

faktörünün birim değerinde olduğu $pf=1$, ikinci olarak güç faktörünün birim değerden farklı olduğu sabit bir değer için ($pf=0,85$ gibi) DGES entegrasyon analizleri yapılmıştır. Üçüncü olarak ise güç faktörünün optimum değeri optimizasyon algoritmasından elde edilmiştir.

DGES entegrasyon problemlerinin optimizasyon algoritmaları ile çözümünde dağıtım sisteminden meydana gelebilecek değişimler dikkate alınmayıp, başlangıç durumuna göre optimum değerler elde edilmektedir. Bu şekilde yapılan entegrasyon analizleri, şebeke yüklerinde meydana gelecek değişimi hesaba katmadığı için yetersiz kalacaktır. Bu olumsuzluğun üstesinden gelmek için şebeke yüklerinde meydana gelecek değişimleri analiz edebilmek için bara yük değişimi duyarlılık analizi yeni bir yöntem olarak önerilmiştir. Bara duyarlılık analizi (BDA) ile, sistemde meydana gelecek yük değişimlerine karşı en duyarlı baraları ve duyarlılık derecelerini belirlenebilmektedir. Analiz yapılan sistem için elde edilen bu bilgilerle DGES ilavesine en uygun baralar kolayca elde edilebilmektedir. Ayrıca, DGES entegrasyon problemleri için BDA yeni bir amaç fonksiyonu olarak kullanılmış ve optimizasyon algoritmaları için optimum değerler elde edilmesini sağlayan yeni bir yöntem olarak kullanılmıştır.

DGES sistemlerini optimum bağlantı analizi yapılırken kullanılan yöntemde büyük önem arz etmektedir. Bu çalışma ile DGES optimum değerleri bulmak için zıtlık tabanlı öğrenme ile geliştirilmiş parçacık sürü algoritması OBPSO ve hibrit PSOGSA algoritmaları kullanılmıştır. Literatürde kullanılan diğer yöntemlerden farklı olarak OBPSO ve PSOGSA metodları, aktif güç kaybı, gerilim değişimi ve bara duyarlılık analizi amaç fonksiyonlarını minimize etmede kayda değer sonuçlar vermektedir.

Bu tezin kapsamı beş bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde, çalışılan konu ile ilgili giriş yapılmaktadır. İkinci bölüm, optimum bağlantı çalışmaları, dağıtık üretim sistemleri üzerine detaylı bir literatür araştırması sunmaktadır. Üçüncü bölümde, dağıtık üretime ait genel bilgiler, dağıtık güneş enerjisi durumu, güneş enerjisi Türkiye potansiyeli ve Türkiye DGES SWOT analizi ve öneriler verilmiştir. Dördüncü bölümde, PSO algoritması, OBL metodu, önerilen OBPSO algoritması, PSOGSA

algoritması ve bara duyarlılık analizi sunulmuştur. Beşinci bölümde, optimum entegrasyon probleminin çözümü için problem tanıtımı, amaç fonksiyonları, kısıtlar, test sistemleri verilmiştir. Daha sonra optimizasyon algoritmalarından elde edilen sonuçlar verilmiştir. Elde edilen sonuçlar diğer kullanılan yöntemlerle karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir. Son olarak ise elde edilen sonuçlar yorumlanmış ve ileriye yönelik öneriler sunulmaktadır.



BÖLÜM 2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Bu bölümde DÜ sistemlerinin optimum bağlantı noktası ve bağlantı büyüklüğünün bulunması ile ilgili literatürde bulunan mevcut çalışmalara değinilmiştir.

Çalışmalardan bir bölümü DÜ sistemlerinin optimal değerlerini analitik yöntemler kullanarak bulan yöntemlerdir. Gözel ve Hoccoğlu, radyal dağıtım sisteminde DÜ sisteminin büyüklüğü ve yerini bulan analitik bir yöntem önermişlerdir. Eşdeğer akım enjeksiyonuna dayanan bir kayıp hassasiyet faktörü dağıtım sistemi için tanımlanmıştır. Tanımlanan faktör, jacobian matris, admitans matrisin tersini ve admitans matrisini kullanmadan dağıtık üretimi sisteminin şebekeye bağlanacağı en uygun yer ve büyüklüğün elde edilmesini sağlamaktadır. Optimum değerlerin bulunması için amaç fonksiyonu olarak aktif güç kaybı minimizasyonu kullanılmıştır. Önerilen yöntemin etkinliği 12, 34 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanarak verilmiştir [10]. Acharya ve ark., DÜ sistemlerin optimum büyüklük ve yerini belirlemede analitik bir yaklaşım önermiş ve aktif güç kaybı minimizasyonu ile DÜ sisteminin yeri ve büyüklüğü elde edilmiştir. Önerilen analitik yöntem tam güç kaybı üzerine inşaa edilmiştir. Dağıtık üretim sisteminin optimum bağlantı noktası ve yerinin şebeke üzerine etkileri detaylıca çalışılmıştır. Önerilen yöntemin etkinliği değişen boyutta ve karmaşıklıkta 30 ve 33 baralı test sistemlerine uygulanarak geçerliliği gösterilmiştir [11].

Analitik yöntemlerden sonra popülasyon tabanlı ve türevleri sıklıkla yerleştirme problem çözümü için kullanılmıştır. Celli ve ark. çalışmalarında, dağıtım sistemlerinde DÜ sistemlerinin optimum yer ve büyüklüğü için çoklu amaç fonksiyonunu formülize etmişlerdir. Amaç fonksiyonu, güç kayıpları maliyeti, şebeke yenileme maliyeti ve enerji maliyeti değişkenlerinden oluşmaktadır. Dağıtım sisteminin bir parçası modellenerek GA optimizasyon metodu ile önerilen yöntemin etkinliği verilmiştir

[12]. Kim ve ark., dağıtım sistemlerine aktif güç kaybını azaltmak ve gerilim profilini iyileştirmek için yeni bir yöntem önermişlerdir. Çoklu DÜ biriminin entegrasyonu için bulanık amaç programlama (FGP) ile kombine edilmiş GA kullanılmıştır. Orjinal amaç fonksiyonları ve kısıtları bulanık setler ile çok amaçlı fonksiyonlara dönüştürülmüştür. Önerilen yöntemin etkinliği IEEE 34 baralı test sistemine uygulanarak verilmiştir [13]. Mohammad ve ark. şebeke performansını etkileyen iki önemli faktörün bağlantı noktası ve kapasitesi bulmak için genetik algoritma (GA) ve emperyalist rekabet algoritmasından (ICA) oluşan hibrit bir yöntem kullanmışlardır. Önerdikleri optimizasyon algoritması için amaç fonksiyonu olarak, aktif güç kaybı, gerilim profili iyileştirmesi, yük dengelemesi ve dağıtım sistemi iletim kapasitesi fonksiyonlarını kullanmıştır. Önerilen yöntem IEEE 33 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanmış ve sonuçlar GA ve PSO algoritmalarıyla karşılaştırılmıştır [14]. Anuradha ve ark., analitik bir yöntemle dağıtık üretim sistemi, batarya enerji depolama sistemleri (BESS) kapasitesi ve güç yerleştirme optimum bağlantı ve büyüklüğünü orta gerilim (OG) şebekesinde bulmayı önermiştir. Aktif güç kaybı ve gerilim değişim minimizasyonu aynı anda yapılamadığından, güç kaybı-gerilim hassasiyeti indeksi (LVSI) analitik bir yöntem olarak önerilmiştir. Analitik yöntem ve standart GA kullanılarak optimum değerler elde edilmiştir. Önerilen yöntem IEEE 33 ve 69 baralı dağıtım sistemlerine uygulanmıştır [15]. Moradi ve Abedini, GA ve PSO birleşimiyle dağıtık üretim sistemlerinin bağlantı yeri ve kapasitesini bulanık optimal teori ile bulanık bir yöntem önermişlerdir. Radyal dağıtım şebekelerinde sistem sınırları içerisinde gerilim düzenleyici ayarı, aktif güç kaybı minimizasyonu ve gerilim sabitliğini artırma amaç fonksiyonları olarak kullanılmıştır. Bulanık optimal teori kullanarak çoklu amaç fonksiyonları tekil amaç fonksiyonuna çevrilmiştir. Önerilen yöntemin etkinliği IEEE 33 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanarak detaylı bir şekilde analiz edilmiştir [16]. Pereira ve ark., ekonomik ve teknik parametreler üzerine geliştirdikleri dağıtık yenilenebilir enerji kaynaklarının optimum bağlantı yeri ve büyüklüğünü bulmak için yeni bir metodoloji sunmuşlardır. Rüzgar ve güneş enerjisinin stokastik ve mevsimsel değişim bağımlılığını korumak için bir model önerilmiştir. Önerilen model, sıralı Monte carlo ve diagonal genişlik Copula modeline tarihsel rüzgar hızı bilgisi, güneş radyasyonu bilgisi ve bara yük bilgisini entegrasyonun sağlayan bir yöntemdir. Önerilen modelin etkinliği GA tabanlı optimizasyon algoritmasıyla

verilmiştir [17]. Yang ve ark. çalışmalarında, güvenilirlik maliyetlerini göz önünde bulundurarak dağıtık üretimde mikro şebekenin optimum yeri ve büyüklüğünü bulmayı önermişlerdir. Önerilen yöntemle, kesinti maliyetlerinin etkisi dikkate alınarak mikro şebekelerin optimum büyüklüklerini elde etmek için yatırım, işletme ve bakım maliyetleri, yakıt maliyeti, çevresel maliyetler ve kesinti maliyetlerinin toplamından oluşan bir amaç fonksiyonu kullanılmıştır. GA optimizasyon çözümü için kullanılmış ve etkinliğini göstermek için 6 baralı test sistemine uygulanmıştır [18].

Yine aynı şekilde meta-sezgisel algoritmalarda sıklıkla DÜ problemlerinde kullanılan algoritmalar. Mohammad ve ark., dağıtım sistemine eklenecek dağıtık üretim sistemlerinin bağlantı kapasitesini belirlemek için, dağıtık olarak gürbiz bir optimizasyon yöntemi önermektedir. Yöntem, gerilim yükselmesi, bara termal kapasitesi ve kısa devre seviyesi kısıtlarını dikkate almaktadır. Önerilen yöntemin etkinliği modifiye edilmiş IEEE 33 baralı test sistemine uygulanmıştır [19]. Pesaran ve ark., tekli ve çoklu dağıtık üretim sistemi entegrasyonu için şebeke parameterelerini iyileştiren ağırlık kapsamlı arama (WES) yöntemini önermişlerdir. Optimizasyon algoritması gerilim değişimini dikkate alarak hem aktif hemde reaktif güç kayıplarını minimum yapmayı amaçlamaktadır. IEEE 6, 14 ve 30 baralı test sistemlerine uygulanarak önerilen sistemin etkinliği gösterilmiştir [20]. Bir dağıtım sisteminde, fotovoltaiik-tabanlı dağıtık üretim sistemlerinin optimal yer ve büyüklüğünün belirlenmesinde sezgisel optimizasyon tekniklerinin uygulaması verilmiştir. Çalışmanın amaç fonksiyonu, aktif güç kaybı, gerilim değişimi, ortalama gerilim toplam distorsiyonu ve sistemin ortalama gerilim sarkma büyüklüğü değişkenlerini içermektedir. IEEE 69 baralı dağıtım sisteminde, geliştirilmiş yerçekimi arama algoritması (IGSA) önerilmiş ve sonuçları yerçekimi arama algoritması (GSA) ve PSO ile karşılaştırılmıştır [21].

Pisică ve Bulac, bir dağıtım sisteminde dağıtık üretim sistemlerinin optimum büyüklük ve yerinin belirlenmesi için non-lineer optimizasyon ve genetik algoritmanın karşılaştırılmasını çalışmalarında yapmışlardır. Amaç fonksiyonu olarak aktif güç kaybı ve yatırım maliyeti minimizasyonu seçmişler ve önerilen yöntemi 69 baralı test sistemine uygulamışlardır [22]. Verilen [23] numaralı çalışma, zorlanmış öğrenme

(RL) yöntemiyle, dengesiz dağıtım sistemlerine fotovoltaik (FV) sistemlerin optimum büyüklüğü ve yeri bulunarak sisteme entegrasyonu tanıtılmaktadır. Önerilen yöntemde FV kaynaktan gelen güç çıkışıyla ilişkili belirsizlik, güç akışlarına birden çok duruma sahip bir değişken olarak dahil edilmiştir. Güç kaybı azalmasındaki mevsimsel değişim, belirsizlik modelinin etkinliğini göstermektedir. Önerilen yöntem IEEE 13 ve 37 baralı test sistemlerine uygulanmış ve etkinliği gösterilmiştir.

Mohanty ve Modi, bir güç dağıtım sistemine dağıtık üretim biriminin entegrasyonu için maliyet-fayda analizi yöntemini önermişlerdir. Yöntem ile gerilim profili ve hat kayıplarına etkisi değerlendirilmiştir. Bu işlem dağıtık üretim birimlerinin farklı baralara entegrasyonunun modellenmesi ve büyüklüğünün değiştirilerek 13 baralı test sistemine uygulanması ile gerçekleştirilmiştir. Önerilen yöntemin uygulanabilirliğini göstermek için finansal değerlendirmesi yapılmıştır [24]. Mahajan ve Vadhera, çalışmalarında gerilim profilini arttırmak ve hat kayıplarını azaltmak için en uygun yer ve büyüklük değerleri bulmak üzere üç farklı yöntem kullanmışlardır. İlki klasik Newton-Rapson yük akış analizine dayalı yöntemdir. İkincisi ise çoklu amaç fonksiyonu kullanan PSO agortmasıdır. Üçüncüsü, önerilen yeni yöntem, çoklu amaç fonksiyonu ile insan düşünce dinamiği (HOD) optimizasyon tekniğinin kullanılmasıdır. IEEE 14 ve 30 baralı test sistemleri kullanılarak yöntemleri etkinlikleri test edilmiş ve HOD yöntemi diğerlerine göre daha iyi sonuçlar vermiştir [25].

Abdelaziz ve ark., dağıtılabılır dağıtık üretim sistemlerinin optimum planlaması için modifiye ateş böceği (MFA) methodunu önermişlerdir. Önerilen yöntemle aktif güç kayıpları minimize edilerek kesin bir şekilde optimum bağlantı noktası ve büyüklüğü elde edilmiştir. Yöntem ile DÜ'ler gerilim kontrollü noktalar olarak modellenmesi önerilmiştir. Önerilen yöntemin etkinliği IEEE 33 ve 37 baralı sistemlere uygulanarak test edilmiştir [26].

Luo ve ark., STATCOM olarak kullanılan fotovoltaik eviriciler (FV-STATCOM) konseptine göre güneş enerji sitemlerinde, özellikle gerilim düşüşü veya arıza sonrası koşullarda gerilim geri kazanım süreçleri sırasında hızlı reaktif güç kompanzasyonu

sağlamada giderek önemleri artmaktadır. Çalışmalarında, bir ağırlıklandırılmış gerilim destek yetenek indeksi (WVSAI) tabanlı hassasiyet analizi hata sonrası durumlarda ve gerilim sarkması anında gerilim düzeltmede FV-STATCOM'un etkisini tanımlak için önerilmiştir. Dağıtık üretim birimlerinin planlamasında modifiye edilmiş optimum bağlantı yeri ve büyüklüğü WVSAI indeksi kullanılarak elde edilmiştir. Önerilen yöntemi etkinliği WVSAI'nın farklı kısıtları için IEEE 33 baralı test sistemine uygulanarak verilmiştir [27].

Altın ve ark., Türkiye orta gerilim dağıtım baralarının bağlantı kapasitesini hesaplamak için bir metodu tanıtmakta ve elde edilen sonuçlar yük akışı sonuçları açısından mevcut düzenlemelerle karşılaştırılmaktadır. Sunulan yöntemle dağıtık üretim entegrasyonları için teknik analizlerin kolaylaştırılmasını amaçlamaktadır. Ayrıca dağıtım sistemi işleticileri için genel bir kararlı durum analiz şeması önerilmiştir [28]. Doğanşahin ve ark., güç sistemlerinde aşırı gerilim sorunlarına neden olmadan maksimum izin verilen DÜ entegrasyon kapasitesi için hem minimum yükleme koşulu hem de maksimum üretim koşulunu dikkate alan matematiksel bir model önerilmiştir. Matematiksel modelin etkinliğini kanıtlamak için bir test sistemine farklı durumlar için uygulaması verilmiştir [29].

Chen ve ark., güç sistemlerinde gerilim değişimi ve güç kayıplarının optimizasyonunu çok amaçlı geliştirilmiş parçacık sürü optimizasyonu (MOEPSO) algoritmasıyla reaktif güç optimum yerleştirme problemlerini (RGOP) çözmeyi önermişlerdir. Önerilen yöntemin etkinliği IEEE 30 ve 57 baralı test sistemlerine uygulanarak verilmiştir [30].

Ali ve ark., fotovoltaik ve rüzgâr enerji santrallerinden oluşan dağıtık üretim birimlerinin optimum bağlantı yeri ve büyüklüğünü aslan karınca algoritması ile (ALOA) bulmayı önermişlerdir. İlk olarak hassas baralar kayıp hassasiyet indeksi kullanılarak elde edilmiştir. Daha sonra önerilen yöntemle optimum bağlantı noktası ve uygun büyüklüğü seçilen baralar arasından elde edilmiştir. Önerilen yöntemin etkinliği 69 baralı test sistemine uygulanarak verilmiştir. Yöntem güç kayıplarında ve farklı yüklenme koşullarında gerilim profili iyileştirmede daha iyi sonuçlar vermiştir [31].

Da Rosa ve ark., kesintili rüzgâr enerji sistemlerinin güç sistemine etkilerini berilemek için yeni bir yöntem vermişleridir. Önerilen stokastik yöntem optimum yük akışı ve hassasiyet analizine dayanmaktadır. Aktif güç kayıplarında azalma sağlamak amacıyla önerilen yöntem 34 ve 70 baralı dağıtım sistemlerine uygulanarak etkinliği verilmiştir [32].

Abdelaziz ve ark., karınca koloni algoritması (ACA) ve harmoni arama (HS) metodlarını kullanarak şebeke yeniden yapılandırma problemini çözümü için önermişlerdir. Önerilen yöntem aktif güç kayıplarını azaltmak için 32 ve 118 baralı test sistemlerine uygulanarak etkinliği verilmiştir [33]. Khalil ve Mohammad radyal dağıtım sisteminde yenilenebilir dağıtık üretim sistemleri ve şönt kapasitörler için optimum bağlantı noktası ve bağlantı gücünü standart salp sürüsü algoritması (SSA) ve geliştirilmiş salp sürüsü algoritmasını (MSSA) kullanarak gerçekleştirmişlerdir. Amaç fonksiyonu olarak dağıtım sistemi toplam aktif güç kayıpları kullanılmıştır. Önerdikleri yöntemi IEEE 33 ve 69 baralı test sistemlerine uygulamışlardır [34].

Phung ve ark. şebeke kayıplarını minimize etmek ve dağıtık üretim sistemleri entegrasyonunu maksimuma getirmek için diferansiyel evrim (DE) algoritmasını kullanarak optimum bağlantı gücü, yeri ve güç faktörü değerlerini elde etmişlerdir. Ayrıca güç faktörünü şebeke parametrelerine bağlı olarak dinamik olarak optimum değerlerini elde edilmiştir [35]. Ke-yan ve ark. dağıtık üretim sistemleri ve yüklerin zaman dizisi özelliklerini kullanarak optimum bağlantı noktası ve büyüklüğünü bulmak için geliştirilmiş dominant olmayan sıralamalı genetik algoritma II ile bulmayı önermişlerdir. Yatırım maliyeti, işletme maliyeti, elektrik üretim fiyatı maliyeti ve gerilim değişiminin minimum olmasını sağlayan çoklu amaç fonksiyonlarında oluşan amaç foksiyonu kullanılmış ve önerilen yöntemin etkinliği modifiye edilmiş IEEE 69 test sistemi üzerinde göstermişlerdir [36].

Mahmoud ve ark. genetik-parçacık sürü algoritmasından oluşan hibrid bir yöntemi dağıtık üretim sistemlerinin optimum bağlantı noktası ve yerini bulmak için kullanmışlardır. Önerilen metod IEEE 33 ve 69 test sistemine uygulanmış, amaç

fonksiyonu olarak ise aktif güç kaybı ve gerilim değişimi minimizasyonu kullanılmıştır [37].

Sneha ve Provas, çok amaçlı yarı-zıtlık tabanlı öğrenme optimizasyonu (QOTLBO) radyal dağıtım sistemlerine dağıtık üretim kaynaklarının optimum entegrasyonu için önermişlerdir. Önerilen yöntemle aktif güç kaybı, gerilim sabitlik indeksi ve gerilim değişimi aynı anda minimize edilmiştir. Yöntemin etkinliğini göstermek için IEEE 33, 69 ve 118 baralı sistem kullanılmıştır [38]. Hassan ve ark., güneş enerji kaynaklı dağıtık üretim sistemi şebeke entegrasyonu problemini iki alt problem şeklinde önermişlerdir. İlk olarak, dağıtık üretimin yeri olarak sistemin kritik barası, sonrasında belirlenen baraya uygun büyüklüğün bulunması şeklinde ifade edilmiştir. Güç sistemi güvenilirliğini ve kalitesini değerlendirmek için yeni bir önem derecesi performans indeksi (SPI) tanımlanmıştır. Karga arama yöntemi (CSM) PSO algoritmasına entegre edilerek IEEE 30 baralı test sistemi için kritik bara, optimum değerler bulunmuştur [39]. Seyed ve Reza, dağıtık üretim sistemlerinin son yıllarda güç sistemlerinde sayılarının hızla artması pozitif etkilerle beraber harmonik bozulma seviyelerinde bozulmalara neden olduğunu belirtmişlerdir. Dağıtık üretim sayılarında meydana gelen artmayla bozulan harmonik seviyelerini düzeltmek için şönt kapasitörlerin optimum olarak yerleştirilmesi gerekmektedir. Optimum kapasitör yerleştirilmesi yapabilmek için hibrit bal arı kolonisi algoritmasını (HHBC) önermişlerdir. Önerilen yöntem IEEE 25 ve modifiye 37 baralı test sistemlerinde dağıtık üretim birimlerinin olduğu ve olmadığı durumlar için gerçekleştirilmiştir [40].

Sultana ve ark., dağıtım sisteminde çoklu dağıtık üretim sistemlerinin optimum bağlantı noktası ve büyüklüğünü bulmak için gri kurt algoritmasını (GWO) önermişlerdir. Amaç fonksiyonları güç kaybı minimum yapılması ve gerilim profili iyileştirilmesi olarak seçilmiştir. Önerilen yöntem IEEE 69 baralı test sistemine uygulanarak uygunluğu test edilmiştir [41].

Attia ve Almoataz, guguk kuşu arama (CSA) optimizasyon algoritma ile statik şönt kapasitörlerin radyal dağıtım sistemleri boyunca yerleşimi için önerilmiştir. Amaç fonksiyonları farklı yüklenme koşullarında sistem işletme maliyetlerini minimize ve

sistem gerilim profili iyileştirmeyi hedeflemektedir. Önerilen yöntemle sabit ve ayarlanabilir kapasitörlerin optimum bağlantı noktası ve büyüklüğü hesaplanmıştır [42].

DÜ yerleştirme problemlerinde güç faktörünün optimizasyon problem çözümünde bir parametre olarak kullanıldığı çalışmalar mevcuttur. Muthukumar ve Jayalalitha, radyal dağıtım şebekesinde hibrit meta-sezgisel arama optimizasyon algoritması ile dağıtık üretim sistemleri ve şönt kapasitörlerin optimum bağlantı noktası ve büyüklüğünü aktif güç kaybını minimuma getirerek bulabilen bir yöntem önermişlerdir. Yük hassasiyet indeksi kullanılarak öncelikli olarak zayıf baralar belirlemekte, daha sonra ise önerilen yöntemle optimum büyüklük bulunmaktadır. Çalışmada güç faktörünün sadece birim değerde olduğu değil, $pf=0,85$ sabit olduğu durumlar 33 ve 119 baralı test sistemlerine uygulanarak test edilmiştir [43]. Ravindran ve Victoire, elektrik dağıtım sistemlerinde gerilim profilini iyileştirmek ve sistem kayıplarını azaltmak için çoklu dağıtık üretim sistemlerinin optimum büyüklük ve yerinin bulunması için biyo-coğrafya temelli bir optimizasyon algoritması önermişleridir. Dağıtık üretim birimlerini yüklerin yakınına koyarak kayıpları azalttığı ve güç faktörünü iyileştirmek için imkân tanıdığını belirtmişlerdir. Bir dağıtım sisteminde farklı konumlara entegre edilecek dağıtık üretim biriminin güç faktörünü önceden belirlemek için etkin bir model önermişlerdir. Sayısal sonuçlar önerilen yöntem ve modelin IEEE 33 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanması ile elde edilmiş ve diğer çalışmalar ile karşılaştırılmıştır [44].

Mouwafi ve ark., dağıtım sisteminin performansını arttırmak için iki aşamalı bir yöntemle dağıtık üretim birimlerinin ve kapasitörlerin tekli ve çoklu amaç fonksiyonları ile optimum büyüklük ve yerini bulmayı önermişlerdir. İlk aşamada gerilim duyarlılık faktörü ve gerilim stabilite indeksiyle aday baralar belirlenerek arama alanı sayısını azaltmışlardır. İkinci aşamada ise kaotik yarasa algoritmasını (CBA) ile optimum değerler bulunmuştur. Amaç fonksiyonları olarak aktif güç kaybı, gerilim değişimi minimizasyonu ve gerilim stabilite indeksi maksimumu kullanılmıştır. Önerilen yöntemin etkinliği 34 ve 118 baralı test sistemlerine uygulanarak verilmiştir [45]. Gampa ve ark., dağıtım sistemleri için dağıtık üretim,

şönt kapasitör ve elektrikli araç (EV) şarj istasyonlarının optimum büyüklük ve yerini bulmak için iki aşamalı çekirge optimizasyon algoritması (GOA) tabanlı bulanık çok amaçlı yaklaşımı önermişlerdir. Önerilen yöntemin ilk aşamasında, dağıtım sisteminin, aktif güç kaybı azaltımı, güç faktörü iyileştirmesi ve gerilim profilini iyileştirmek için dağıtık üretim birimleri ve şönt kapasitörlerin optimum değerleri elde edilmiştir. İkinci aşamada ise dağıtık üretim birimlerinin ve şönt kapasitörlerin entegre edildiği ve bulanık GOA yaklaşımı EV'lerin optimum yerini ve EV'ye bağlanabilecek araç sayısını belirlemek için kullanılmıştır. Önerilen yöntemin etkinliği 51 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanarak verilmiştir [46].

Ali ve ark., satin bowerbird optimizasyon algoritması (SBO) ve kral karınca algoritmasını (ALO) kullanarak yenilenebilir dağıtık üretim sistemlerinin optimum büyüklük ve yerini bulmak üzere kullanmışlardır. Amaç fonksiyonu olarak güç kayıplarını azaltmak ve net kazancı maksimum yapmayı seçmişlerdir. Önerilen yöntemin etkinliğini 33 ve 118 baralı test sistemlerine uygulayarak göstermişlerdir [47]. Hassan ve ark., güç kayıplarını minimize etmek ve gerilim sabitliğini iyileştirmeyi amaçlayarak optimum bağlantı noktası ve yerini binari parçacık optimizasyon algoritması ve karıştırılmış kubağa sıçraması algoritmasını (BPSO-SLFA) kullanan yöntemle çözmeyi önermişlerdir. Önerilen yöntemin etkinliği 33 ve 69 baralı test sistemlerine uygulanarak verilmiştir [48].

Roy ve Das, düşüş kontrollü adalı alternatif akım (AC) şebekesinde aktif ve reaktif güç üreten dağıtılabilir dağıtık üretim birimlerinin optimum büyük ve yerini bulmak için yeni bir sıralı optimizasyon stratejisi (SOS) yöntemini önermişlerdir. Aktif güç optimum değerini bulurken, anlık ekonomik amaç fonksiyonlarından toplam işletme maliyeti minimizasyonu, çevresel amaç fonksiyonlarından toplam emisyon maliyeti minimizasyonu ve şebeke ilişkili amaç fonksiyonu olarak aktif güç kaybı minimizasyonu temel alınarak dağıtılmıştır. Bu optimizasyon probleminin çözümü için bulanık-gömülü çok amaçlı parçacık sürü algoritması (FMOPSO) kullanılmıştır. Önerilen yöntemin etkinliği 33 baralı düşüş kontrollü adalı mikro şebekeye uygulanarak verilmiştir [49].

Yaldız ve ark. çalışmalarında, batarya enerji depolama sistemleri (BESS) ve dağıtık güneş enerji sistemlerinin optimum büyüklük ve ekonomik analizini veren bir yöntem vermişlerdir. Çalışma, müşterilerin fotovoltaik ve BESS kullanarak elde ettikleri kazancı enerji maliyetlerinden düşerek karı maksimum seviyeye çıkarmaktır. Üreten-tüketicilerin, fotovoltaik ve BESS'lerinin optimum büyüklüğü karma-tamsayılı doğrusal programlama (MILP) algoritması kullanılarak elde edilmiştir [50].

Magadum ve Kulkarni, çoklu dağıtık üretim birimlerinin optimum bağlantı noktası ve yerini belirlemek için bulanık mantık yöntemini kullanmışlardır. Amaç fonksiyonu olarak güç kaybı minimizasyonu yanısıra gerilim profilinde iyileşmeyi de hedeflemişlerdir. Önerilen yöntemin etkinliği IEEE 33 baralı test sistemine uygulanarak verilmiştir [51]. Prasetyo ve ark., dağıtım sistemlerinde fotovoltaik tabanlı dağıtık üretim birimlerinin optimum bağlantı noktası ve büyüklüğünü çiçek tozlaşma algoritması (FPA) kullanarak bulmayı önermişlerdir. Önerilen yöntemin etkinliği aktif güç kaybı minimizasyonu amacıyla yerel dağıtım sistemlerine (Semanu istasyonu, Gunung Kidul Yogyakarta) uygulanarak verilmiştir [52].

Doğan çalışmasında, rüzgâr türbinleri, fotovoltaik panelleri, enerji depolama sistemleri ve elektrikli araç şarj istasyonlarının şebekeye entegrasyonunda optimum büyüklük ve yerinin bulunarak bağlanabilmesi için hibrit futbol ligi rekabet modeli arama algoritmasını (hSLC-PS) önermiştir. Önerilen yöntem ağırlıklandırılmış güç kayıplarını azaltma, gerilim seviyesini artırma ve DÜ, EVCS, ESS'lerin bağlantı kapasiteleri toplamından oluşan amaç fonksiyonunun kullanılmaktadır. Önerilen yöntemin etkinliği farklı durumlar için 33 ve 85 baralı test sistemine uygulanarak elde edilmiş ve istatistiksel sonuçlar SLC ve GWO algoritmaları ile karşılaştırılmıştır [53].

BÖLÜM 3. DAĞITIK ÜRETİM ve GÜNEŞ ENERJİSİ

3.1. Dağıtık Üretim

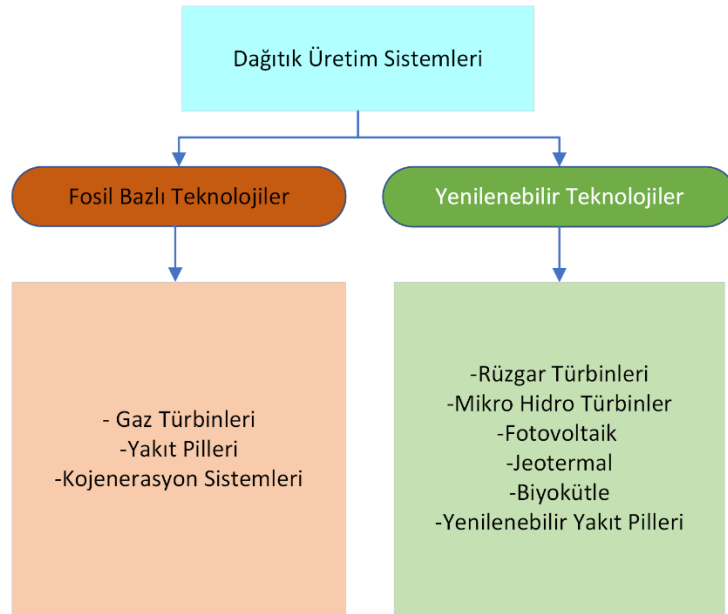
Dağıtık üretim elektrik güç sistemleri ile ilgili literatür incelendiğinde dağıtık üretim sistemleri yeri ve gücü için farklı tanımlamalar yapılmaktadır. EPRI, DÜ gücünü birkaç kW'tan 50 MW'a kadar olan santraller olarak tanımlamaktadır [54]. Amerikan GRI'ye göre 25 MW ile 50 MW arası güce sahip santraller olarak tanımlanmaktadır [55]. İngiltere güç piyasasında 100 MW kapasiteden daha küçük ve merkezi olarak güç planlamasına dâhil olmayan santraller olarak tanımlanmaktadır [56].

DÜ sistemlerinin güç kapasitesinde farklı tanımlamalar olduğu gibi, bağlantı noktası içinde farklı tanımlamalar yapılmaktadır. Birçoğu, DÜ'lerin bağlantı noktasını şebekenin dağıtım sistemi tarafı olarak, bazıları ise iletim sistemi tarafı olarak tanımlamaktadır. Daha uygun olan tanım ise, DÜ'lerin yeri, doğrudan dağıtım şebekesine bağlanan ya da müşteri tarafında ölçümün yapıldığı şebeke bağlantı noktasıdır [57].

Türkiye elektrik piyasasında ise, yapılan mevzuat çalışmalarında dünya ülkelerinin aksine dağıtık üretim sistemleri kapasitesini tanımlayan net ifadeler yoktur. Bunun yerine YEK dağıtık üretim sistemlerinin şebeke entegrasyonundan bahsedilirken sadece sistem gücüne göre şebekeye bağlantı noktaları tanımlanmıştır. DÜ kurulu gücü 11 kWe ve altında ise Alçak Gerilim (AG) seviyesinden, 11 kWe'nin üzerinde olan üretim tesislerinde Alçak Gerilim veya Yüksek Gerilim (YG) seviyesinden dağıtım sistemine bağlantısının yapılması gerektiği belirtilmiştir [58].

Dağıtık üretim teknolojileri elektrik güç sistemleri için yeni değildir, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke entegrasyonun artmasıyla güncel konulardan biri haline

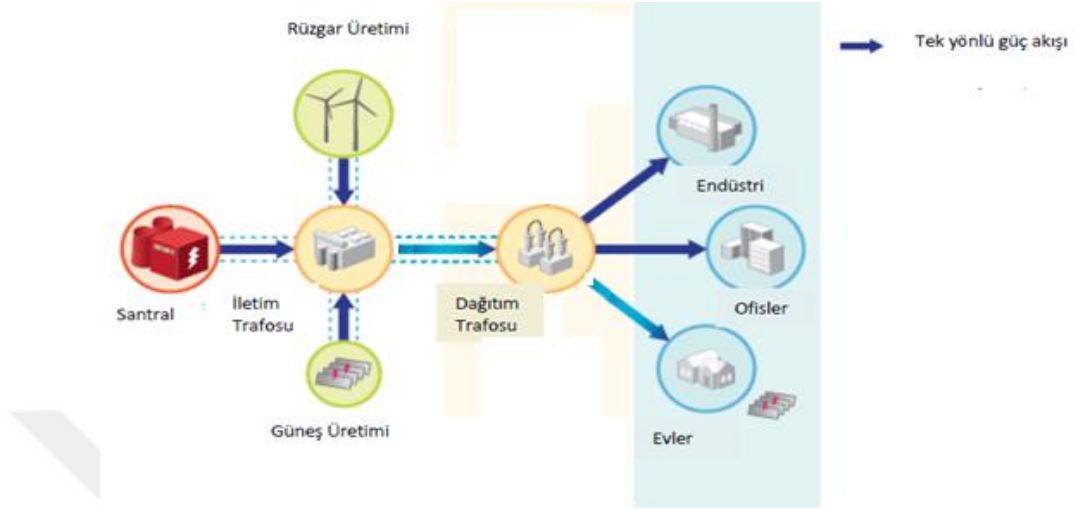
gelmiştir. Dağıtık üretim, elektrik üretmek için son kullanıcıya yakın küçük güçlü üretim teknolojilerini tanımlayan bir yaklaşımdır. Dağıtık üretim birçok durumda geleneksel elektrik üretimine göre çevresel etkileriyle beraber daha az maliyetli, daha yüksek elektrik güç kararlılığı ve güvenilirliği sağlar. Yük merkezlerinden oldukça uzak yerlere konumlanmış büyük güçlü birkaç santral kullanımının aksine, dağıtık üretim sistemleri çok sayıda fakat küçük güçlü santrallerden oluşan, yerinde üretim yaptığından iletim ve dağıtım sistemine daha az ihtiyaç duyan sistemlerdir [59-60]. Dağıtık üretim sistemleri, küçük güçlü rüzgâr, küçük hidrolik, fotovoltaik güneş, biyokütle, küçük türbinler ve yakıt hücrelerini kapsar. Dağıtık üretim sistemleri için farklı güç aralıkları olsa da genel olarak 1 kW-10 MW arasında kapasiteye sahip elektrik güç üretim tesisleridir [61]. Hidrolik ve rüzgâr gibi büyük güçlü yenilenebilir enerji kaynakları yüksek gerilim iletim hattı seviyesinden sisteme bağlanmaktadır. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları ise genellikle orta gerilim ve alçak gerilim dağıtım sistemlerinden şebekeye bağlanmaktadır. Şekil 3.1. ile dağıtık üretim sistem çeşitleri verilmiştir.



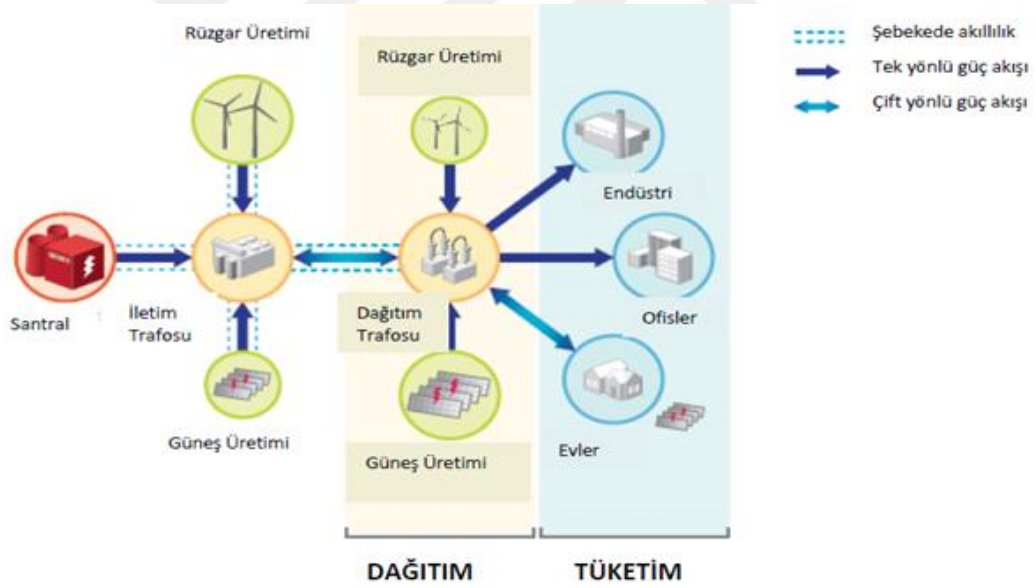
Şekil 3.1. Dağıtık üretim teknolojileri [61].

Dağıtık üretim sistemleri arasında ise fotovoltaik tabanlı güneş enerji sistemlerinden elektrik üretimi hızla artmaktadır. Bu gelişme, teşvikler, fotovoltaik tabanlı sistemlerin maliyetlerinde meydana gelen ciddi azalmalar, geleneksel devre iyileştirmelerine

dağıtık üretim sistemlerinin bir alternatif olarak değerlendirilmesi vb. nedenlerle hızla gerçekleşmektedir [62].



Şekil 3.2. Klasik merkezi üretim tek yönlü güç akışı [63].



Şekil 3.3. Dağıtık üretim sistemlerinin kullanımının artmasıyla meydana gelen yapı [63].

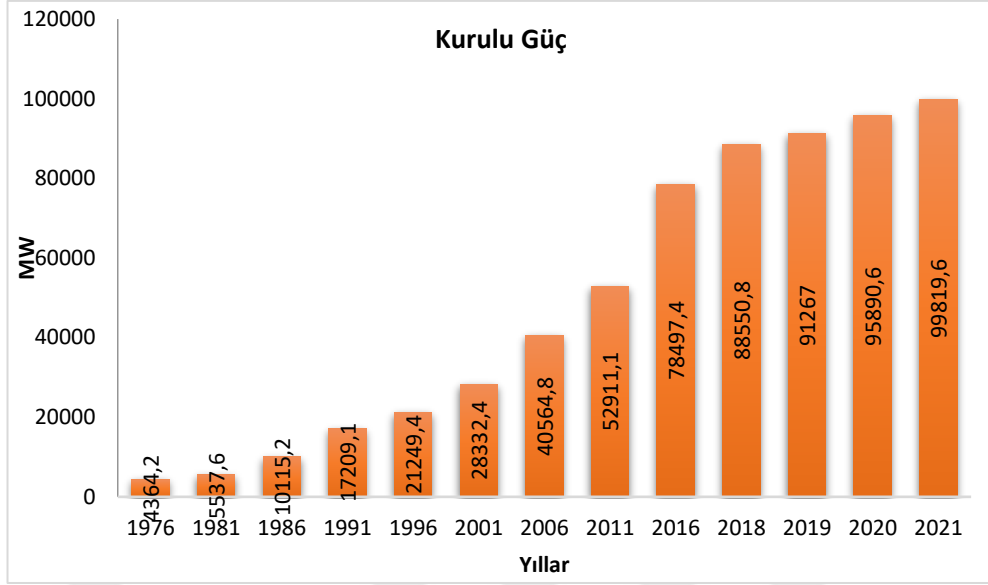
Merkezi güç santrallerinin aksine, dağıtık üretim birimleri doğrudan dağıtım sistemine bağlanır. Klasik merkezi üretim sistemleri Şekil 3.2.'de gösterildiği gibi, merkezi üretim istasyonundan müşteriye doğru tek yönlü güç akışı ile radyal konfigürasyonda işletilmekte ve tasarlanmaktadır. Elektrik şebekesine dağıtık üretim sistemlerinin bağlanmasındaki artış, Şekil 3.3.'te gösterildiği gibi klasik şebeke tasarımlarını ihlal

ederek iki yönlü güç akışına neden olabilir. Bu durumda mevcut dağıtım sisteminin kontrol ve işletmesinde karışıklık oluşturur ve dağıtık üretim sisteminin entegrasyonunda pek çok teknik zorluğa neden olur.

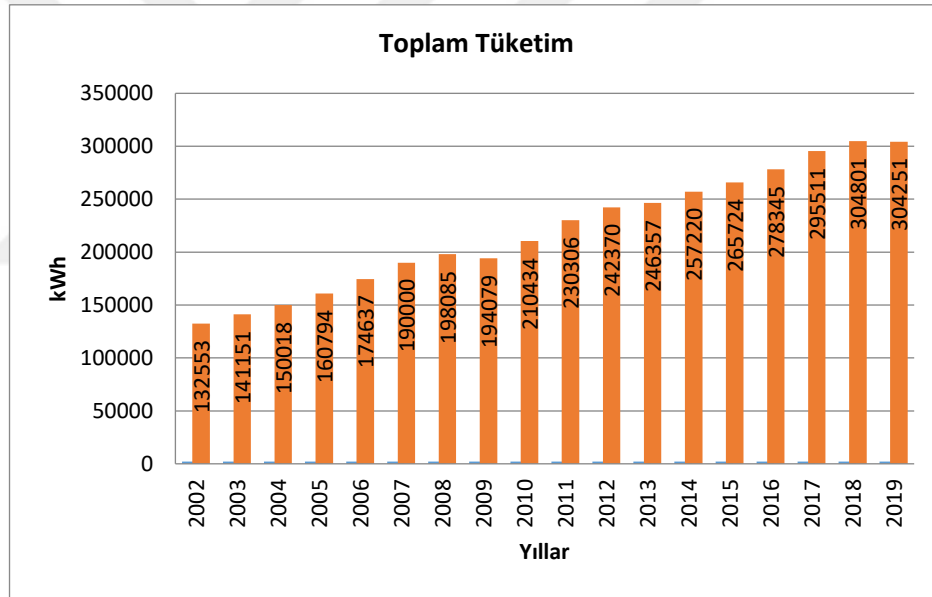
3.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Durumu

Günümüz şartlarında dünyanın genelinde olduğu gibi Türkiye’de de elektrik enerji ihtiyacının büyük bölümü fosil yakıtlardan sağlanmaktadır. Ülkenin 2021 yılı sonu elektrik üretiminde kullanılan birincil kaynaklara göre dağılımı ve santral sayıları Tablo 3.1.’de verilmiştir. Enterkonnekte sisteme güç sağlayan santrallerin sayısı, 2015 yılı sonunda 1521 iken, 2016 yılı sonunda 2321, 2017 yılı sonunda 5021, 2018 yılı sonunda 7234’e, 2019 yılı sonunda 8589, 2021 sonu itibariyle 10457 ulaşmıştır. Santral sayılarında 2016 yılında itibaren hızlı artışın en önemli nedeni lisansız elektrik üretim santrallerinin sayısında, özellikle de güneş enerji santrallerinde meydana gelen artıştır. Santral sayılarındaki artış, küçük güçlü güneş enerji sistemleri için çatı mevzuatının devreye girmesi ve kurulumların başlamasıyla daha da hızlanmıştır. Kaynakların dağılımı, doğalgaz %25,62, kömür (yerli+ithal) %20,40, hidrolik (akarsu+barajlı) %31,54, rüzgâr %10,62, güneş %7,83, diğerleri %2,3 şeklindedir. Kaynakların dağılımından da anlaşılacağı üzere kurulu gücün %46 dan fazlası fosil yakıt kullanan santrallerden oluşmaktadır [8,64,65].

Türkiye’nin elektrik enerji tüketimi ekonomik büyüme ve artan nüfusa doğru orantılı olarak sürekli artmaktadır. 2008 yılındaki ekonomik yavaşlamaya rağmen, 2002-2019 dönemi arasında ülkenin tüketimi ortalama %5,4 oranında artmıştır. Türkiye toplam elektrik kurulu gücünün yıllara göre değişimi ise Şekil 3.4.’te verilmiştir. Elektrik enerjisi kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 73173 MW iken, 2016 yılı sonu itibariyle %7,4 artışla 78586 MW, 2017 yılı sonu itibariyle %8,42 artışla 85200 MW, 2018 yılı sonu itibariyle %3,93 artışla 88551 MW, 2019 yılı sonu itibariyle %3,07 artışla 91267 MW, 2020 sonu itibariyle 95890,6 MW, 2021 yılı sonu ile 99819,6 MW değerine ulaşmıştır [8,66]. Şekil 3.5.’te verilen elektrik enerji tüketim verilerine bakıldığında, yaklaşık olarak her on yılda bir enerjinin tüketiminin ikiye katlandığı görülmektedir.



Şekil 3.4. Yıllara göre elektrik kurulu gücü değişimi [8].



Şekil 3.5. Yıllara göre Türkiye'nin toplam tüketim değişimi [64].

Türkiye sürekli artan enerji talebini karşılamak ve dışa bağımlılığını azaltmak için büyük potansiyele sahip olduğu güneş, rüzgâr, jeotermal, mikro hes, bio-çevrim gibi YEK'lerin üretimdeki payını artırmayı hedeflemektedir. Türkiye'de yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik kurulu gücünün toplam kurulu güce oranının 2023 yılına kadar %59'dan %65 seviyesine yükseltilmesi hedeflenmektedir, hedefler Tablo 3.2.'de verilmiştir [67,64]. Güneş enerjisi için 10000 MW kurulu güç hedef olarak belirlenmiştir. Avrupa Birliği (AB) ülkelerinin hedefi ise, 2020 yılına

kadar elektrik enerji üretiminin %20'sini YEK'lerden sağlamaktır. 2030 hedefleri ise, elektrik enerjisinin %32'sini YEK'lerden sağlamak şeklindedir. Belirtilen hedeflere ulaşmada dağıtık ve yenilenebilir kaynaklı enerji santrallerinin kullanımının yaygınlaşması kritik önem taşımaktadır. Bu şekilde fosil yakıtlara ve dış kaynaklara bağımlılık azalacağı gibi, yerinde üretim-yerinde tüketim yapılacağı için iletim ve dağıtım kayıpları da en aza indirgenecektir [68-70].

Tablo 3.1. Birincil kaynaklara göre kurulu güç ve santral adedi [8].

Birincil Kaynak	Santral Adedi	Kurulu Güç (MW)
Akarsu	604	8212,20
Asfaltit Kömür	1	405
Atık Isı	94	390,9
Barajlı	141	23280,40
Biyokütle	380	1644,50
Doğalgaz	352	25573,6
Fuel Oil	9	251,9
Güneş	8.389	7815,60
İthal Kömür	15	8993,80
Jeotermal	63	1676,20
Linyit	47	10119,90
Lng	1	2
Motorin	1	1
Nafta	1	4,7
Rüzgâr	355	10607,00
Taşkömür	4	840,8
Toplam	10457	99819,6

Tablo 3.2. 2023 Yenilenebilir Enerji Hedefleri [67].

YEK Kaynak	Hedefler
Güneş enerjisi kurulu gücü (MW)	10000
Rüzgâr enerjisi kurulu gücü (MW)	11883
Hidroelektrik enerji kurulu gücü (MW)	32037
Jeotermal enerji ve biyokütle (biyogaz dahil) enerjisi kurulu gücü (MW)	2884

3.3. Türkiye'nin Güneş Enerji Potansiyeli

Genel olarak kullanım şekillerine göre güneş enerji sistemlerini iki temel gruba ayrılabilir. Birincisi elektrik enerjisi üreten sistemler, ikincisi ise ısıtma ve soğutma için kullanılan sistemlerdir. Elektrik enerjisi üretmek için kullanılan sistemlerde iki farklı teknoloji yoğun olarak kullanılmaktadır, FV sistemler ve yoğunlaştırılmış güneş enerji sistemleri (CSP). FV teknoloji ile elektrik, yarı iletken malzemelerin doğrudan güneş ışınlarını elektrik enerjisine çevirmesiyle üretilir. CSP sistemleri ise,

yoğunlaştırılmış güneş ışınımını bir alıcıyı yüksek sıcaklıklara ısıtmak için kullanılır ve daha sonra yüksek ısı türbin veya motorlar vasıtasıyla mekanik enerjiye oradanda elektrik enerjisine çevrilir [66]. Güneş ısıtma ve soğutma sistemleri (SHC) ise güneşten gelen ısı enerjisini doğrudan su veya ortam ısıtma veya soğutmasında kullanan sistemlerdir [72,73].

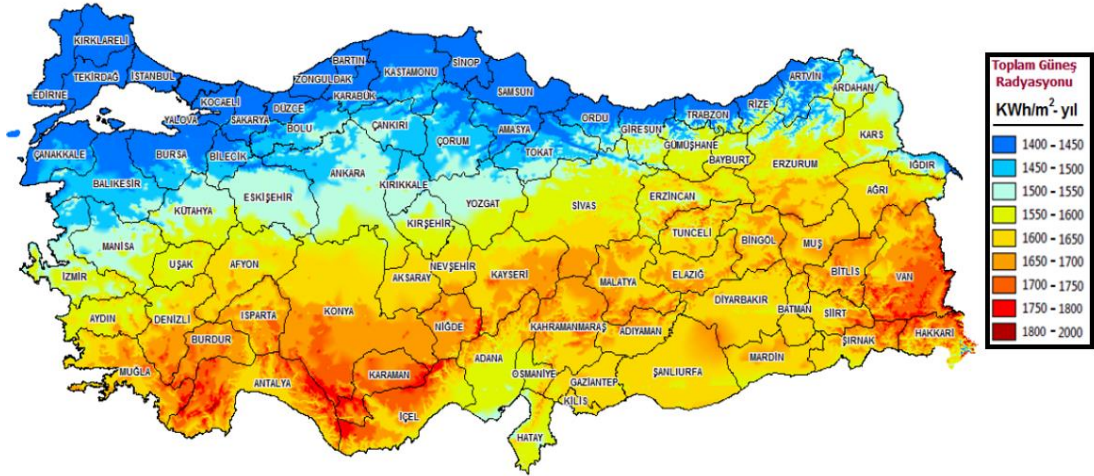
Türkiye Devlet Meteoroloji Servisi (TSMS) tarafından ölçülen verilere dayanarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) Türkiye'nin ilk güneş enerjisi potansiyel değerlendirmesini yapmıştır. Bu değerlendirme, Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat (7,2 saat/gün) ve ortalama yıllık güneş ışınımının 1311 kWh / m²-yıl (3,6 kWh / m²-gün) olduğunu ortaya koymuştur. Daha sonra TSMS, Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyelini güneşlenme süresini ve 1971 ve 2000 yıllarında TSMS'nin 157 hava istasyonu tarafından ölçülen radyasyon verilerini kullanarak modellenmiştir. TSMS modellemesine göre, Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2573 saat (7 saat / gün) ve yıllık ortalama toplam radyasyon 1527 kWh/m²-yıl (4 kWh / m²-gün) olarak elde edilmiştir. Tablo 3.3. ve Tablo 3.4., Türkiye'nin sırasıyla TSMS tarafından belirlenen aylık ve bölgesel güneş enerjisi potansiyelini göstermektedir [58].

Tablo 3.3. Türkiye aylık ortalama ısıtım ve güneşlenme süreleri [73].

	Aylık ortalama ısıtım		Güneşlenme süreleri
	kcal/cm ² -ay	kWh/m ² -ay	s/ay
Ocak	4,45	51,75	103
Şubat	5,44	63,27	115
Mart	8,31	96,65	165
Nisan	10,51	122,23	197
Mayıs	13,23	153,86	273
Haziran	14,51	168,75	325
Temmuz	15,08	175,38	365
Ağustos	13,62	158,4	343
Eylül	10,6	123,28	280
Ekim	7,73	89,9	214
Kasım	5,23	60,82	157
Aralık	4,03	46,87	103
Yıllık Toplam	112,74	1311	2640
Günlük Ortalama	0,308 kcal/cm ² -gün	3,6 kW s/m ² -gün	7,2 s/gün

Tablo 3.4. Türkiye bölgesel ısıtım ve güneşlenme süreleri [73].

Coğrafi bölge	Aylık toplam güneş ısıtım (kWh/m ² -ay)	Güneşlenme süresi (s/ay)
Güneydoğu Anadolu	1648	2845
Akdeniz	1548	2737
Doğu Anadolu	1523	2519
İç Anadolu	1481	2563
Ege	1528	2615
Marmara	1329	2250
Karadeniz	1305	1929



Şekil 3.6. Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası [74].

2010 yılında ETKB, güneş enerjisi fizibilite çalışmaları için önemli bir kaynak olan Şekil 3.6.'da verilen Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası'nı (GEPA) yayınlamıştır. GEPA elde edilirken, bölgenin güneş radyasyonu, topografyası ve mevsimsel verilerini birleştiren ESRI güneş radyasyon modeli kullanılmıştır. 1985 ve 2006 yıllarında 148 TSMS istasyonu ve 8 ETKB istasyonu ile ölçülen uzun dönem verileri model parametrelerini hesaplamak ve modeli kalibre etmek için kullanılmıştır [74]. Şekil 3.6.'dan görüldüğü gibi, Türkiye'nin yıllık güneş radyasyonu seviyesi Karadeniz bölgesinde 1400 kWh / m²-yıl ile Güney Doğu ve Akdeniz bölgelerinde 2000 kWh/m²-yıl arasında değişmektedir. Tablo 3.5. ile, Türkiye'deki ortalama günlük güneş radyasyonu ve güneşlenme süresinin aylık değişimi göstermektedir [75,76].

Tablo 3.5. Türkiye'nin günlük ortalama güneş ışıınımı ve süresi aylık değişimi [75-76].

Ay	Günlük ortalama ışıınım (kWh/m ² -gün)	Günlük ortalama ışıınım süreleri (saat/gün)
Ocak	1,79	4,11
Şubat	2,5	5,22
Mart	3,87	6,27
Nisan	4,93	7,46
Mayıs	6,14	9,1
Haziran	6,57	10,81
Temmuz	6,5	11,31
Ağustos	5,81	10,7
Eylül	4,81	9,23
Ekim	3,46	6,87
Kasım	2,14	5,15
Aralık	1,59	3,75

Türkiye’de, son 10 yıla kadar güneş enerjisi temel olarak su ısıtmak için kullanılmıştır. 2019 yılı itibariyle, çatı üstü su ısıtma için kurulu güneş enerji sistemleri yaklaşık olarak 19,6 milyon m² yer kaplamaktadır. Termal kolektörlerde 16 GWth üzerinde kurulu güçle dünyada en büyük kurulu güce sahip üçüncü ülke konumunda bulunmaktadır [77]. Tablo 3.6.’da Türkiye için teorik ve ekonomik hesaplanan yenilenebilir enerji potansiyel kapasiteleri verilmiştir [78].

Tablo 3.6. Türkiye’nin hesaplanan yenilenebilir enerji potansiyeli [78].

Yenilenebilir Enerji	Teorik	Ekonomik
Güneş-Elektrik (TW h/yıl)	6105	305
Güneş-Isı (Mtoe)	500	25
Hidroelektrik (TW h/yıl)	240	130
Rüzgâr (TW h/yıl)	120	60
Jeotermal-Elektrik (TW h/yıl)	2	1
Jeotermal-Isı (Mtoe)	7500	2850
Klasik-Biokütle (Mtoe)	10	8
Modern-Biokütle (Mtoe)	40	25

3.4. Güneş Enerjisi Düzenleme ve Teşvikleri

Türkiye elektrik piyasasında güneş enerjisi ve diğer YEK’ler ile ilgili düzenlemeler için ayrı birer mevzuat bulunmamaktadır. Yasal açıdan, güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanılması ve güneş enerjisine yatırımı teşvik etmeye yönelik desteklemeler genellikle diğer YEK’ler ile değerlendirilmektedir. Bu düzenlemeler içerisinde birinci derecede önemli olanlar, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEKK), 5346 sayılı kanunda değişiklik yapan 6094 sayılı kanun, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ve 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu’dur (EVK). Bu kanunların nasıl anlaşılacağı ve uygulanacağı ise, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği (EPLY), Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği (LEÜY), YEK’lerden Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Alan (YEKA) Yönetmeliği yer almaktadır.

3.4.1. Yenilenebilir enerji üretim modelleri

Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını arttırmak için oluşturulan yasal düzenlemeler ve destek mekanizmaları genel olarak

iki üretim ve uygulama modeli şeklinde gerçekleşmektedir. Bu modeller, yenilenebilir enerji kaynaklarından lisansız ve lisanslı üretimden oluşmaktadır.

Lisanssız üretim modeline göre üretim yapan DÜ santrallerin kurulu gücü maksimum 5MW ile sınırlandırılmıştır [58].

Güneş enerjisinden lisanslı üretim modeline göre üretim yapan 25 santralin toplam kurulu gücü 258,9 MW'tır [79]. Yine lisanslı üretim modeli altında değerlendirilen YEKA yönetmeliğine göre üretim yapacak ilk santralin ihalesi 2017 yılında yapılmıştır. YEKA-GES-1 adlı bu proje tek parça, 1 GW kurulu güçte ve tamamlandığında Türkiye'nin en büyük GES projesi olacaktır [80]. YEKA-GES-3 ihalesi planlanmış ve takvim açıklanmıştır. Bu çağrı ile YEKA-GES-1'den farklı olarak 10-15-20 MWe kurulu güçlerde Türkiye genelinde 74 farklı proje hayata geçirilecektir [81]. Bu makalede, kurulu güçlerinden dolayı YEKA-GES-1 projesi hariç şebeke bağlantılı tüm güneş enerji santralleri DGES olarak değerlendirilmiştir. Mevcut mevzuat ve uygulama şekilleri ile DGES sistemleri iki model içerisinde de kendisine yer bulabilmektedir.

3.4.1.1. Lisanssız üretim modeli

2005 yılında çıkarılan 5346 sayılı YEKK ile, gerçek veya tüzel kişiler lisans almaya gerek kalmadan 500 kW'a kadar enerji üreten yenilenebilir enerji sistemleri kurabilmelerine izin verilmiştir [82]. Lisanssız üretim yapılabilecek maksimum kurulu güç, 2007 yılında çıkarılan EVK ile önce 1 MW'a, 9 Mayıs 2019 tarihli ve 1044 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi (CK) ile 5 MW'a yükseltilmiştir [83,49].

Lisanssız kurulumlar, lisanslı kurulumlardan farklı olarak, şirket kurma, bağlantı içi beklenmesi gereken bir zaman çizelgesi, kurulum yapılacağı alan için ölçüm verilerini toplama zorunluluğu yoktur. Yeni yönetmeliğe göre, özel gerçek kişiler veya tüzel kuruluşlar sadece 5 MW'a kadar kapasiteye sahip olan ve ilgili tesisinin sözleşme gücünü geçmemek şartı ile çatı veya cephe kurulumları için başvuru yapabileceklerdir. Yapılan düzenleme ile kurulumlar tüketim tesisi ile aynı bağlantı noktasında olmalıdır.

Sözleşme gücünü aşmaması şartıyla tüketim tesislerinden farklı bağlantı noktasına sahip zemine monte edilmiş üretim tesisleri kurma hakkını sadece kamu kurumlarına verilmiştir.

Arazi kurulum izinleri 2018 yılı itibari ile sonlandırılmıştır. CK ile arazi kurulumları sadece kamu kurum ve kuruluşları tarafından yapılabilecektir. İlgili DGES sistemleri ve bileşenleri yerli üretim yönetmeliği uyarınca, lisanssız projeler için lisanslı projelerden farklı olarak yerel içerik desteği sonlandırılmıştır [84].

12.05.2019 tarih ve 30772 sayılı resmî gazetede yayımlanan lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmeliğin 24. Maddesi gereğince, yeni yönetmelikten önce kurulan ve faaliyete geçen üretim tesisleri, faaliyetin ilk on yılı için 13,3 USD sent/kWh'den yararlanmaya devam edecektir. Bu tarihten sonra devreye girecek tesislerin elektrik alım bedeli, ilgili tüketim tesisinin elektrik alım fiyatı ile aynı perakende satış fiyatı olacaktır [85].

Lisanssız üretim yönetmeliği kapsamında, 10 kW'a kadar olan çatı ve cephe kurulumları, uygulama işlemleri açısından 10 kW'tan fazla diğer kurulumlardan ayrı değerlendirilmiştir. Ocak 2018'de Enerji Piyasası Denetleme Kurumu (EPDK), 10 kW'a kadar olan güneş enerji kurulumlarını kolaylaştırmak ve teşvik etmek amacıyla 28/12/2018 tarih ve 7590 sayılı kurul kararını yayınlamıştır [86]. Karar ile, tüketim tesisi ile aynı bağlantı noktasına sahip lisanssız güneş enerjisi üretim tesislerinin uygulama ve fazla güç satın alma usul ve esasları belirlenmiştir. Yine teşvik ve kolaylaştırmak amacıyla 27/03/2018 tarihli resmî gazete ile, hane halkı oturdukları konutların çatı veya cephelerinde 10 kW'a kadar kurulu DGES'den elde edilen fazla elektriği satanlar gelir vergisinden muaf tutulmuştur [87].

CK ile, lisanssız elektrik üretim tesislerinin kurulum ve teşviki için önemli değişiklikler yapılmıştır. Kararname ile lisanssız üretim kapasite limiti 1 MW'tan 5 MW'a yükseltilmiştir. İlgili düzenleme il ilk defa aylık mahsuplaşma getirilmiştir. Elektrik satın alma fiyatı, kurulum devreye alındıktan sonra ilk on yıl için 10 kW ve üzeri tüm lisanssız üretim santralleri için standart perakende satış fiyatı olarak

belirlenmiştir. Hane halkı için çatı ve cephe kurulumlarında DGES kurulu gücü maksimum 10 kW olarak belirlenmiştir. Aylık mahsuplaşmaya tabi perakende elektrik fiyatları, sektör kullanıcıları, ticari kullanıcılar, ev, tarımsal sulama ve aydınlatma gibi farklı tüketici türleri için EPDK tarafından üç ayda bir güncellenmektedir [84].

3.4.1.2. Lisanslı üretim modeli

Kaynağına bakılmaksızın elektrik enerji santrallerinin çoğu, 5 MW ve daha büyük kurulu güç kapasiteli santraller lisanslı üretim modeli ile kurulup işletilmektedir. Güneş ve rüzgâr enerjisi kurulumları için, ilk aşamada ön lisans için başvuru yapılması gerekmektedir. Başvuru ön koşulu ise kurulum yapılacak bölge için Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) tarafından kapasite tahsisi yapılmış olması ve ilan edilmesi gerekmektedir. Başvuru sahipleri elektrik santrali kurum yapacakları bölgenin son beş yıl içinde toplanan en az bir yıllık süreye ait yerinde ölçüm verilerine sahip olması gerekmektedir. Güneş enerji kurulumları için, verilen yarısı yerinde toplanmak şartıyla en az bir yıllık ölçüm verilerine sahip olması gerekmektedir.

Aynı şebeke bağlantı noktası/ bölgesi için EPDK'ya başvuran yatırımcılar YEK Destek Mekanizması (YEKDEM) tarifelerinden indirim isteyen bir ihale sürecine tabidirler (ekli 1 sayılı cetvel) [47]. Yapılan ihaleyi kazananlar, faaliyetin ilk on yılı için sabit tarife yerine indirimli YEKDEM tarifesine tabi olurlar. Ancak 5346 sayılı kanunla getirilen yerli üretim malzeme kullanım teşviki hakları saklıdır ve o teşviktan YEKDEM tarifesi üzerinden yararlanırlar. Kapasite tahsisi sadece lisanslı güneş ve rüzgâr santral kurulumları için geçerlidir. Diğer yenilenebilir kaynaklı santral kurulumları için söz konusu tahsis zorunluluğu yoktur [88].

9 Ekim 2016 tarihinde ETBK tarafından Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği yayınlanmıştır. Yönetmelik, yenilenebilir enerji yatırımlarını desteklemek, yenilenebilir üretim varlıklarının yerel üretimi teşvik etmek, yerli üretilen ekipman/bileşenleri kullanımını arttırmak ve teknoloji transferi yoluyla araştırma ve geliştirme faaliyetlerine katkıda bulunmayı temin etmeyi amaçlamaktadır. Lisanslı projeler 5346 sayılı kanun gereği YEKDEM fiyatları üzerinden indirimli

tarifeye tabi olup, yerel üretim desteğinden yararlanabilirken, YEKA projeleri için teklif süreci hem YEKDEM fiyatından hem de yerel içerik desteğini kapsayan belirli bir tavan fiyattan indirim çağrısında bulunmaktadır. Bunun anlamı YEKA yarışmasını kazan yarışmacının ekstra yerel üretim desteğine hak sahibi olmadığı anlamına gelir. YEKA projelerinde destekler diğer YEK projelerin aksine on yıl değil on beş yıl olarak belirlenmiştir [80].

3.4.2. Türkiye’de uygulanan teşvik politikaları

Genel olarak ülkeler YEK geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması için destek mekanizmalarını kullanmaktadır. Ülkeler YEK kullanımı arttırarak belirledikleri emisyon hedeflerine ulaşmayı amaçlamaktadır [90,91]. Destek mekanizmaları, bir veya birden çok desteğin karışımı olarak uygulanabilmektedir. Ülkelerin kullandığı YEK destek mekanizmalarından yaygın olarak kullanılanlar, tarife garantisi, üst tarife garantisi, yatırım desteği, vergi teşvikleri, yeşil sertifikalar, AR-GE teşvikleri ve ihale çağrısı olarak verilebilir [91-97].

Türkiye’de dünya ülkelerine benzer şekilde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını arttırmak ve yaygınlaşmasını sağlamak amacıyla teşvik politikaları uygulanmaktadır. Uygulanan teşvikler aşağıda sıralanmıştır.

3.4.2.1. Tarife tabanlı teşvik (feed-in tariffs-FiT)

Tarife tabanlı teşvik uygulaması ilk olarak 5346 sayılı Kanun ile başlamıştır. Kanun, yenilenebilir enerjiden üretilen elektriğe satın alma garantisi sağlamaktadır. Destek mekanizmasına göre, 31 Aralık 2020 tarihinden önce faaliyete başlayan yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten lisanslı ve lisanssız tesisler, çalışma tarihinden itibaren en fazla 10 yıl süreyle Tablo 3.7.’te verilen kanuna ekli I sayılı Cetvel ‘deki tarifelerden yararlanabilecektir [82].

30 Ocak 2021 tarih ve 31380 sayılı Resmî Gazete de yayınlanan Cumhurbaşkanlığı kararı ile I sayılı Cetvel ile destek oranları yeniden belirlenmiştir [94]. Yeni belirlenen

oranlar Tablo 3.7.'de verilmiştir. Uygulama 01/07/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerini kapsamaktadır. Karar Ek-1'inde verilen fiyatlar karşılığında belirtilen süreler boyunca uygulanır, Tablo 3.8.'de verilmiştir. YEKDEM süresi yine on yıl olarak belirlenmiştir. Yerli katkı fiyatı 8 Türk lirası kuruş/ kWh'e sabitlenmiş ve destek süresi beş yıl olarak belirlenmiştir. Tablo 3.8. ile verilen fiyatlar üçer aylık dönemler halinde aşağıda verilen yöntemle göre güncellenecektir. Yeni kararlar her bir kaynak için ABD doları cinsinden alınabilecek toplam üst sınırdan belirlenmiştir. Tablo 3.9.'da belirlenen üst sınırlar verilmiştir.

Tablo 3.7. Yenilenebilir tabanlı elektrik üretimi için teşvik [82].

Üretim tipi	Teşvik tarifesi (\$sent/kWh)
Hidroelektrik	7,3
Rüzgar	7,3
Jeotermal	10,5
Biyokütle	13,3
Güneş	13,3

Tablo 3.8. 01/07/2021 Tarihinden 31/12/2025 Tarihine Kadar İşletmeye Girecek YEK Belgeli Üretim Tesisleri için Güncellemeye Esas YEK Destekleme Mekanizması ile Yerli Katkı Fiyatları ve Uygulama Süreleri (HES, RES, GES) [98].

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesisleri Tipi	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı (Türk lirası kuruş/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı Uygulama Süresi (yıl)	Yerli Katkı Fiyatı (Türk lirası kuruş/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı Uygulama Süresi (yıl)
a. Hidroelektrik üretim tesisi	40,00	10	8,00	5
b. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	32,00	10	8,00	5
c. Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	32,00	10	8,00	5

Tablo 3.9. YEK Destekleme Mekanizması Fiyatlarının Güncellenmesinde Dikkate Alınacak Üst Sınır [98].

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesisleri Tipi	Güncellemeye Esas Üst Sınır (ABD doları-sent/kWh)
a. Hidroelektrik üretim tesisi	6,40
b. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	5,10
c. Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	5,10

3.4.2.2. Yerel içerik üretim desteği

5346 sayılı kanun, YEK lisanslı üretim tesislerinde kullanılan yerli üretim ekipmanlar için yerel içerik üretim desteği de sağlamaktadır. Lisanssız üretim modeline göre elektrik üretimi yapan tesisler bu destekten yararlanamazlar. 01/07/2021 tarihinden

önce devreye giren santraller için, bir bileşenin teşvik kapsamına alınabilmesi en az %55 oranında yerel içeriğe sahip olması gerekmektedir. Ancak bu teşvike tam olarak hak kazandığı anlamına gelmez. Yatırımcı bir bileşen için %55’lik minimum eşiğe uyarsa, teşvikin %55’i verilir. %55 yerel içerik oranının üzerindeki her parça için yatırımcıya ilave destek sağlanmaktadır [99]. 01/07/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar devreye girecek YEK tesisler için yerel içerik üretim desteği tüm kaynak türleri için değiştirilmiş ve 8 Türk lirası kuruş/kWh olarak sabitlenmiştir. Tablo 3.7.’de verildiği gibi yerel içerik üretim süresi ise beş yıl olarak belirlenmiştir [98]. Yerli içerik üretim oranları da fiyatlarda olduğu gibi üçer aylık periyotlarla güncellenecektir.

3.4.2.3. Arazi temini

Tarım ve Orman Bakanlığı veya Hazine ve Maliye Bakanlığı tarafından izin verilmesi halinde, belirlenen ormanlık alanlar, Hazineye ait araziler veya devletin tamamen bertaraf ettiği araziler yenilenebilir enerji üretimi amacıyla kullanılabilir. Devlete ait arazi kullanımından kaynaklı diğer tahsilatlar yenilenebilir enerji üretim tesislerinden tahsil edilmez. İzin, kiralama, kullanım hakkı izin ücretleri, faaliyette olanlar da dahil olma üzere enerji nakil hatlarının ilk on yıl içinde yenilenebilir enerji tesisleri için %85 oranında indirimli olarak uygulanacaktır [83].

3.4.2.4. Ön lisans/ lisans sistem kullanım ücretleri ve vergiler için teşvikler

Elektrik lisans yönetmeliğinin ilgili maddesi uyarınca yerel doğal kaynaklardan ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten tesisler için, ruhsat sahiplerinin santrallerinin tamamlanma tarihini takip eden ilk sekiz yıl için yıllık lisans ücretlerinden muaftırlar. 6446 sayılı elektrik Piyasası Kanunun geçici 4. Maddesi uyarınca, 31 Aralık 2025 tarihine kadar faaliyete geçecek her türlü üretim tesisi (yenilenebilir enerji dahil) için iletim sistemi kullanım ücretleri ilk beş yıl için %50 oranında indirimli uygulanacaktır [100].

3.4.2.5. Yatırım teşvikleri

Bakanlar Kurulu'nun 2012/3305 sayılı "Yatırımlar için Devlet Yardımları" hakkında aldığı karar uyarınca, yenilenebilir enerji üretim tesisleri, ilgili enerji santralinde kullanılan tüm makine ve teçhizat için Katma Değer Vergisi (KDV) ve Gümrük Vergilerinden muafiyeti kapsayan Genel Yatırım Teşvik Planı'ndan yararlanmaktadır. Yatırımın gerçekleştiği bölgeye bakılmaksızın hem özel kapasite koşullarını hem de asgari sabit yatırım tutarını karşılayan tüm projeler Genel Yatırım Teşvikleri Programı çerçevesinde desteklenir. Ancak Genel Teşvik Programı sadece yerel olarak üretilen paneller kullananlar için uygulanır. Başlıca yatırım teşvik araçları, yatırım teşvik belgesi ile projeler için ithal makine ve teçhizat için gümrük vergisi muafiyeti, Yatırım teşvik belgesi ile projeler için ithal veya yurt içinde satın alınan makine ve teçhizat için KDV muafiyetlerinden oluşmaktadır [101,102].

3.4.2.6. Mahsuplaşma

Türkiye'de mahsuplaşma uygulaması ilk olarak 5346 kanun ile başlamıştır [82]. Saatlik olarak başlayan mahsuplaşma desteği, 2019 yılı CK ile, ilgili düzenleme yürürlüğe girdiği tarihten itibaren aylık mahsuplaşma olarak uygulanmaya başlanmıştır. Yeni mahsuplaşma desteği, bağlantı anlaşması YEKDEM'e tabi üretim tesislerinden, kurulu gücü tüketim tesisinin bağlantı anlaşma sözleşme gücü ile sınırlı olmak koşuluyla, üretim ile tüketimi aynı ölçüm noktasında olmak üzere, mesken aboneleri için 10 kW'a kadar ve sanayi, ticarethane ve aydınlatma aboneleri için kurulan çatı ve cephe uygulamaları için sözleşme gücü kadar kurulu güce izin verilmiştir. Üretilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi için EPDK tarafından ilan edilen kendi abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedeli, tesisin işletmeye giriş tarihinden itibaren on yıl süreyle uygulanır [84]. Son düzenlemeden önce Türkiye'de çatı tipi güneş sistemlerinden üretilen ve şebekeye verilen net elektrik saatlik olarak değerlendirilmekteydi. Güneş enerjisi kaynaklı fazla elektrik üretimi diğer zaman dilimlerinde kullanmalarına izin vermediğinden üreticiye bir avantaj sağlamamaktaydı. Tek katkısı bireysel hane kullanıcılarının belirli bir zaman içerisinde

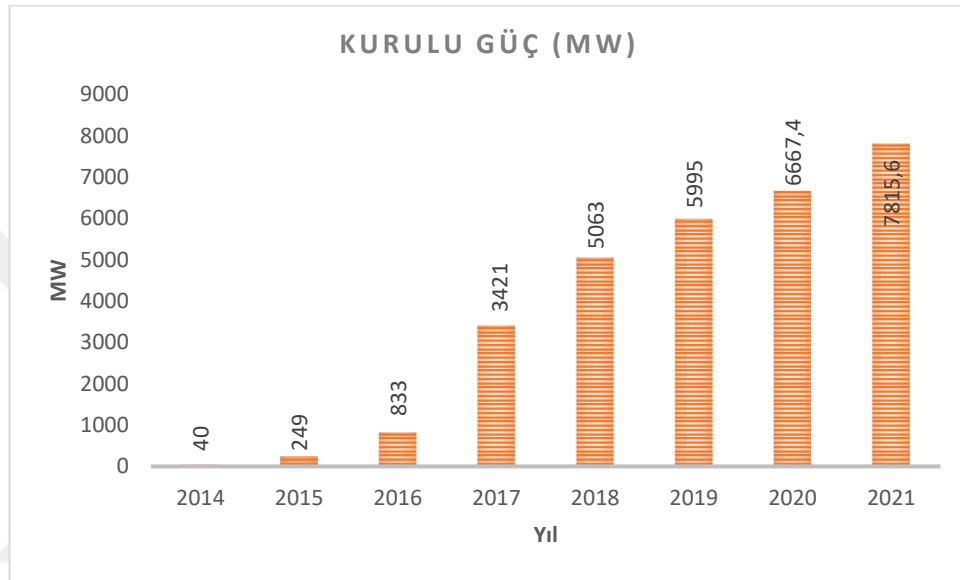
güneşten ürettikleri elektriği, şebekeden çekecekleri elektrik enerjisini azaltmak için kullanabilmelerini olarak belirtilebilir. Mahsuplaşmada yapılan yeni düzenleme şebekeye verilen elektrikle şebekeden talep edilen miktarı aylık olarak hesaplamaktadır. Böylece üreten kullanıcılar(prosumer) şebekeye verdikleri güneş enerjisinden üretilen elektrikle şebekeden kullandıkları elektriği bütün bir ay için hesaplayabilmektedirler. Aylık mahsuplaşma, fazla üretim durumunda güncel elektrik birim fiyatından elektriğin şebekeye verilmesini, fazla tüketim durumunda ise toplam faturaya yansıyacak elektrik tüketiminin azalmasını sağlayarak çatı kurulumlarını cazip hale getirmeyi amaçlamıştır [84].

3.5. Türkiye’de Güneş Enerjisi

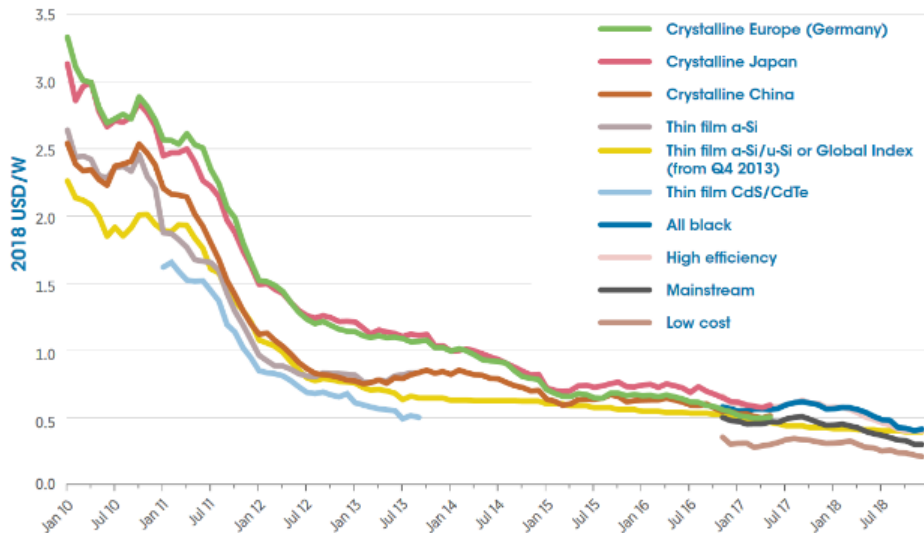
YEK’lerden elektrik üretilmesini sağlayan yasal düzenlemeler ve beraberinde yapılan teşvik düzenlemeleri sayesinde YEK’lerin toplam elektrik kurulu güç içerisindeki payı hızla artmaktadır. Aralık 2021 sonu itibariyle YEK’lerin toplam kurulu gücü 53235,9 MW olup toplam kurulu güç içerisindeki oranı ise %53,3’tür [8]. Güneş enerjisi toplam kurulu gücü ise 7815,6 MW’tır. Yıllara göre GES kurulu gücünde meydana gelen değişim Şekil 3.7. ile verilmiştir. 2014 yılından itibaren GES kurulu gücünde ve santral sayısında hızlı bir artış meydana gelmiştir. Bu artışın iki ana sebebi vardır, birincisi yasal mevzuat ve teşviklerle GES kurulumlarının rekabetçi seviyeye gelmesi, ikincisi dünya genelinde 2010 yılından itibaren FV modül birim fiyatları meydana gelen ciddi maliyet düşüşleridir. Şekil 3.8.’de verilen grafik yıllara göre FV modül fiyatlarında meydana gelen düşüşü göstermektedir. 2009 yılı sonundan başlayarak 2018 yılı sonu itibariyle modül fiyatlarında meydana gelen %90’lara varan düşüşler meydana gelmiştir. Bu orandaki düşüş GES kurulum maliyetlerini geleneksel enerji santralleriyle rekabet edilebilir durumu getirmiş hatta bazı teknolojiler için daha ucuz olmasını sağlamıştır [72].

6446 sayılı EPK ile lisanssız elektrik üretimi kurulu güç sınırının 1 MW’a çıkarılması ve getirilen yeni teşvik mekanizması ile güneş enerjisi piyasasındaki lisanssız GES üretimi başvurularının hızlı bir şekilde artmasına neden olmuştur. İlk aşamada lisanssız GES’ler çoğunlukla arazi kurulumu şeklinde devam etmiştir. Şekil 3.7.’de görüldüğü

gibi uygun piyasa koşulları oluşması ile 2016 ve 2017 yıllarında GES sayı ve kapasitelerinde hızlı yükselişler meydana gelmiştir. 2021 Aralık ayı sonu itibarıyla 8389 adet lisanssız GES olup toplam kurulu gücü ise 7815,6 MW olarak gerçekleşmiştir. Lisanssız GES'lerin toplam GES santralleri içindeki oranı ilgili dönem için %95,93 toplam kurulu güç içerisindeki oranı ise %7,83 değerine ulaşmıştır [8].



Şekil 3.7. Güneş enerjisi kurulu güç değişimi [8].



Şekil 3.8. Modül teknolojisine ve üreticiye göre ortalama aylık Avrupa FV modülü fiyat değişimi, Ocak 2010–Temmuz 2018 [72].

YEKK yayımlanmasından sonra Türkiye’de lisanslı güneş enerjisi yatırımlarına olan ilgide hızla artmaya başlamıştır. Kanun ile ilk aşamada 600 MW’lık lisanslı üretim kapasitesinin oluşturulması öngörülmüştür. Belirlenen kapasite, toplam ortalama yıllık ışıyım değerleri ve güneşlenme süreleri dikkate alınarak 27 bölgede 38 ile dağıtılmıştır. İller arasında en büyük kapasite Konya’ya (Konya I ve Konya II olmak üzere toplam 92 MW) verilmiş olup bu ili sırasıyla Van (77 MW) ve Mersin (35 MW) takip etmiştir. 2020 Eylül ayı sonu itibariyle lisanslı GES kurulu gücü toplam 258,9 MW olup 25 santral kurulmuştur.

YEKA yönetmeliği kapsamında rüzgâr ve güneş enerjisi alanlarında yapılan/yapılacak yarışmalar ile toplam kurulu güç içerisindeki YEK’lerin oranının artırılması planlanmaktadır. YEKA GES-1 kapsamında ilk olarak Konya-Karapınar da 1000 MW santral tahsis yapıldığı ve ilgili GES için yarışma yapılacağı belirtilmiştir. Karapınar YEKA ihalesi 4 konsorsiyumun katılımıyla ETKB tarafından yapılmış ve ihalede en düşük 0.0699 USD/kWh teklifi veren grup ihaleyi kazanmıştır. Proje kapsamında, Türkiye’de yılda minimum 500 megavat fotovoltaiik modül üretim kapasitesine sahip güneş paneli fabrikası kurulmuştur. On yıl boyunca Karapınar YEKA’da bin megavatlık bağlantı kapasitesi tahsis yapılacaktır. Şartnameye göre, ilk 500 megavattaki yerlilik oranının yüzde 60 olması planlanmıştır. YEKA GES-1 projesi 2020 yılının başında başlamış ve 2023 yılı sonuna kadar tam kapasite ile devreye alınması planlanmaktadır. Proje için 1,1 milyar dolarlık yatırım yapılması planlanmıştır. Santral inşası sürecinde 800, işletmeye alındığında ise 100 kişiye istihdam sağlaması beklenmektedir. 22 bin hektarlık alana kurulacak olan santralin büyüklüğü 14 bin 386 futbol sahasına eşdeğer olacak. Bir ucundan diğerine 12 kilometrelik uzunluğa sahip olan santralde, yaklaşık 3,5 milyon güneş paneli kullanılacak. Santral yılda 2,5 milyar kWh elektrik üretecek ve 1 milyondan fazla hanenin enerji ihtiyacını karşılayacak. Güneş enerjisinden 1 GW’lık elektrik üretimi yapacak olan santral ile yılda yaklaşık 1,5 milyon ton karbon salınımına da engel olunması hedeflenmektedir. Karapınar YEKA tamamlandığında Türkiye’nin ilk tek parça ve en büyük GES yatırımı olma özelliğini de eline geçirmiş olacak [80].

ETKB tarafından, ikincisi yapılması planlanan YEKA GES 2 ihalesi Resmi Gazete’de 5 Ekim 2018 tarihinde ilanına çıkmış olup, son tekliflerin 31 Ocak 2019’da alınacağı duyurulmuştu. Söz konusu ihalenin, Şanlıurfa-Viranşehir’de 500 MW, Niğde-Bor’da 300 MW ve Hatay-Erzin’de 200 MW kapasite için gerçekleştirilmesi planlanmıştı. Ancak ihalenin ETKB tarafından iptal edildiği açıklanmıştır. İptal gerekçesi olarak sektör temsilcileri tarafından; halen ülkenin içinde bulunduğu finansal koşullar, bu tür büyük bir projenin uygun finansal koşullarda hayata geçmesini zorlaştırdığından, sektör beklentisi paralelinde iptal edildiğini belirtmiştir [103].

Yine YEKA GES kapsamında Resmî Gazete’de yayınlanan Düzeltme İlanı’na göre daha önce 19-23 Ekim 2020 tarihlerinde yapılacağı açıklanan YEKA GES-3 ihalesinin Covid-19 pandemisi nedeniyle 18-21 Ocak 2021 tarihlerinde yapılması kararlaştırılmıştır. 09/10/2016 tarih ve 29852 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan YEKA Yönetmeliği’nin 5 inci maddesinin üçüncü fıkrasında belirtilen “YEKA Amaçlı Bağlantı Kapasite Tahsisi Yöntemi” ve bu Yönetmelik’te yer alan “Yerli Malı Kullanım Karşılığı Tahsis (YMKT) Yöntemi”ne göre toplam 1.000 MWe gücündeki bağlantı kapasitesinin tahsisi amacıyla belirtilen bağlantı bölgeleri için 10 MWe, 15 MWe veya 20 MWe kapasitelerinde olacak şekilde güneş enerjisine dayalı toplam 74 adet yarışma yapılması planlanmaktadır. YEKA GES-3 yarışmalarının adları ve bağlantı kapasiteleri bakanlık sayfasında ilan edilmiştir [104].

Tablo 3.10. Çatı Güneş Enerjisi Başvuruları 2020 Eylül sonu [58].

Müşteri tipi	Zaman	Kurulu Güç (MW)	Sayı
Ticari	Önce 10/05/2019	670,52	2429
	Sonra 10/05/2019	2420,1	3697
	Toplam	3090,62	6126
Hane	Önce 10/05/2019	10,07	1090
	Sonra 10/05/2019	13,61	1354
	Toplam	23,68	2444
Toplam		3114,3	8570

Çatı ve cephe uygulamalı güneş enerji sistemleri için potansiyelimiz coğrafi konum ve güneşlenme süreleri itibariyle hayli uygundur. Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) verilerine göre Türkiye’de 9,1 milyon adet bina bulunmakta olup bu miktarın yaklaşık %87’sini konut nitelikli binalardır. Türkiye’nin bina stokuna her yıl 100.000’den fazla yeni bina eklenmektedir. Bu binaların çatı ve cephelerine önümüzdeki 10 yıl içinde

toplam 2.000 ile 4.000 MW seviyelerinde güneş modülü sistemlerinin kurulabileceği öngörülmektedir. Ülkemizde değerlendirilebilecek çatı alanları; sanayi, konutlar veya bireysel amaçlı kullanımlar için gerek duyulan enerji ihtiyacını karşılamada önemli rol üstleneceği aşıkardır. 16 Ekim 2020 itibariyle ETKB'ya yapılan çatı başvurularına ait bilgiler Tablo 3.10.'da verilmiştir [58].

3.6. Türkiye Dağıtık Güneş Enerji Sistemleri SWOT Analizi

Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye'nin elektrik enerji talebi sürekli artmaktadır. Enerji talebinin %59,14 fosil kaynaklı yakıtlardan sağlanmaktadır. Fosil kaynakların %43,14'ü ithal olarak temin edilmektedir [105]. Enerji seviyelerinin makul seviyede tutulması, ithal kömür ve doğalgaza bağımlılığın azaltılması ve fosil yakıtların çevresel etkilerinin azaltılması ülkenin gelişmesinin sürdürülebilirliği için büyük önem taşımaktadır. Sayılan nedenler, endüstrileşen ve gelişmekte olan Türkiye gibi ülkeler için geçerli bir durumdur. Türkiye, yeni ve temiz enerji teknolojilerine geçişi hızlandırmak için çaba sarf ediyor. DGES sistemleri ise artan ihtiyaç ve talepleri karşılamada önemli bir alternatif olarak karşımıza çıkmaktadır.

Tablo 3.11. Türkiye'nin DGES için SWOT analizi sonuçları [106].

Güç	Zayıflık
1- Güneşlenme süresi ve ısıtım değeri	1- Güneş enerjisi için ayrı bir düzenleme ve teşvik mekanizmasının olmaması
2- Yenilenebilir enerji, FiT, mahsuplaşma, satın alma garantisi desteği, yerli ekipman kullanımına yönelik mevcut desteklere ek destekler ile ilgili yasal düzenlemeler	2- Yenilenebilir enerji sistemleri için yetersiz yüksek teknoloji üretimi ve Ar-Ge kapasitesi
3- Yeni tesisler için yeterli ve nitelikli alan	3-Hammadde ithalatına yüksek bağımlılık
4- Coğrafi konum	4- FiT'lerde sabit dolar fiyatından TL'ye geçiş
	5-Teşvik miktarlarında azalma
	6- Sürekli yükselen kurlar
	7- Güneş ışığının süresi ve güneş enerjisinin yoğunluğu yıl boyunca önemli ölçüde değişmektedir.
	8-Güneş enerjisi santralleri için geniş arazi kullanım gereksinimleri
Fırsat	Tehdit
1- Ekonominin sürekli büyümesi ve enerji talebindeki sürekli artış	1-Dağıtılmış fotovoltaik enerji üretim hedefleri konusunda iddia
2- Ulusal yıllık hedefler konusunda AB desteği	2-Halk desteği yetersizliği
3-Yükselen enerji fiyatları	
4- Tecrübeli mühendislik ve müşavirlik firmalarının sayısı	
5- Kurulum maliyetlerinde azalma	

DGES sistemleri tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de gelişmektedir. Ülkenin 2021 yılı sonu itibarıyla toplam kurulu gücü 99819,6 MW’dır. Güneş enerjisi kurulu gücü ise 7815,60 MW ile %7,83 paya sahiptir. Mevcut durum, güneş enerjisi santrallerinin hem kurulu güç hem de elektrik üretimindeki payının yüksek potansiyeline kıyasla oldukça düşük olduğunu göstermektedir. Bu bölümde, önceki bölümlerde yapılan mevcut durum değerlendirmesiyle Türk DGEs sektörünün güçlü yönleri (S), zayıf yönleri (W), fırsatlar (O) ve tehditler (T) analizini sunmakta ve DGEs sistemlerinin yayılmasını hızlandırmak için acil stratejiler önermektedir [106].

Tablo 3.12. ile, Tablo 3.11.’de sunulan SWOT analizine göre, fırsatları yakalayarak ve tehditlerin üstesinden gelerek dağıtık fotovoltaik enerji üretiminin yaygınlaştırılmasını artırmak için olası stratejiler önerilmektedir.

Tablo 3.12. Önerilen Stratejiler [106].

	Güç	Zayıflık
Fırsat	Planlanmış ve uzun süreli teşvik politikaları	FV teknolojileri ve Ar-Ge çalışmaları için destekleri arttırmak Mevsimsel değişkenlik için yenilenebilir kaynaklar arasında tamamlayıcılığı arttırmak
Tehdit	Dağıtılmış fotovoltaik enerji üretim hedeflerinin iddialılığını artırmak	Halkın DGEs hakkında farkındalığını artırmak

3.6.1. Güç-fırsat stratejisi: planlı ve uzun vadeli teşvik politikalarının uygulanması

Büyük ölçüde ithal fosil yakıtlara bağımlı olan elektrik enerjisi üretiminin dönüştürülmesi ve yerlilik oranının artırılması için güneş enerjisi sistemlerine özel bir düzenleme ve kapsam tanımı yapılmalıdır. DGEs sistemlerinin geliştirilmesinin güçlü bir şekilde teşvik edilmesi, uzun vadeli, planlı ve sistematik teşvik politikalarının benimsenmesi ve uygulanması gerekmektedir. Bu bağlamda, FiT’lerin perakende birim elektrik fiyatlarında yapılacak bir ayarlama, yerel güneş enerjisi pazarını hızlandırabilir. Ayrıca 2014-2018 yılları arasında DGEs kurulu gücündeki artışa büyük katkı sağlayan lisanssız arazi kurulumları yeniden etkin kullanılabilir ve sektörde yeni bir ivme kazanılabilir. Aylık mahsuplaşma ise yıllık periyotlara dönüştürülerek üreten-tüketici için avantajlı hale getirilebilir. Ayrıca, halihazırda 10 kW olan çatı ve cephe ev uygulamaları için kurulu güç sınırının artırılması, DGEs

sistemlerinde kamuoyunun dikkatini çekebilir. Son olarak DGES'nin hızla yaygınlaşması için uzun vadeli ve faizli kredi destekleri ile kullanıcılar teşvik edilmelidir.

3.6.2. Zayıf yön-fırsat stratejisi 1: fotovoltaik teknolojisi ve Ar-Ge çalışmalarını için devlet desteğinin artırılması

Şu anda Türkiye'deki güneş enerjisi sistemleri uygulamaları büyük ölçüde yabancı fotovoltaik pazarlarına bağımlıdır. Dağıtılmış fotovoltaik enerji üretim sistemlerinin temel bileşenlerinin düşük yerli üretim oranı, DGES uygulamalarının maliyetinin döviz kuru değişikliklerinden büyük ölçüde etkilenmesine neden olmaktadır. Bu durum, uzun vadeli planlama ve yatırımları olumsuz etkilemekte ve DGES sistemlerinin kurulu güç içindeki payının artışı yavaşlatmaktadır. Güneş enerjisi bileşenlerine yönelik Ar-Ge çalışmalarının kapsamını geliştirmek için devam eden yerel bileşen kullanım desteğinin geliştirilmesi ve uzun vadeli planlamaların yapılması gerekmektedir.

3.6.3. Zayıf yön-fırsat stratejisi 2: mevsimsel dalgalanmalar için yenilenebilir kaynaklar arasında artan tamamlayıcılık

Türkiye elektrik enerjisi üretiminin %40,86'sı yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında en büyük paya %69,08 ile hidroelektrik enerjisi, ikinci sırada ise %19,68 pay ile rüzgar enerjisi gelmektedir. Güneş enerjisinin güneşlenme süresi ve yoğunluğu azaldığında, yağışlı mevsim olasılığı artar ve rüzgar rejiminde dramatik bir yükselme meydana gelir. Hidroelektrik ve rüzgar enerjisi üretimi, güneş enerjisinin minimum olduğu aylarda en üst düzeyde ve verimde gerçekleşir. Türkiye için, Mayıs-Eylül döneminde güneşlenme süresi ve güneş yoğunluğu en yüksek seviyededir. Hidroelektrik ve rüzgar enerjisi üretimi ise en düşük seviyededir. Aralık ayından Nisan ayına kadar ise tersi geçerlidir. Bu nedenle, mevsimsel enerji tamamlayıcılık uygulamaları sağlamak için Türkiye'de hidro-güneş ve rüzgar-güneş hibrit yaklaşımlarına eğilmek mümkündür.

3.6.4. Güç-tehdit stratejisi: dağıtılmış fotovoltaik enerji üretim hedeflerinin iddialı hale getirilmesi

Sürdürülebilir kalkınma planlarında Türkiye'nin ulusal güneş enerjisi stratejilerinin acilen daha net ve iddialı bir şekilde tanımlanması gerekmektedir.

3.6.5. Zayıflık-tehdit stratejisi: halkın DGES hakkında farkındalığını artırmak

DGES sistemlerinin yaygınlaşması ve büyük bir ivme kazanması için toplumun tüm bireylerinin güneş enerjisi konusunda bilinçlendirilmesi büyük önem taşımaktadır. Halkın güneş enerjisi sistemlerine karşı önyargı, kaygı ve yanlışlarını değiştirmek için bilgilendirmeli ve bilgiye erişim kolaylaştırılmalıdır. Bu amaçla hükümet, güneş enerjisi sistemlerine karşı halkın tepkisini geliştirmek ve incelemek için üniversiteler ve yerel yönetimlerle iş birliği yaparak seminerler düzenleyebilir.

3.7. Güneş enerjisi durumu değerlendirilmesi

Türkiye'nin enerji ihtiyacını karşılamak için büyük ölçüde fosil yakıtlara bağımlı olduğu bir gerçektir. Doğalgaz, ülkenin enerji üretiminde kullandığı fosil yakıtlar arasında en büyük paya sahiptir. Her yıl milyarlarca dolarlık enerji ithalatı gerçekleştirilmektedir. Enerji ithalatına olan bu yoğun bağımlılık hem enerji bağımsızlığını tehlikeye atmakta hem de cari açığın artmasına neden olmaktadır.

Şebeke bağlantılı FV sistemleri, ülkenin coğrafi konumu nedeniyle güneş radyasyonu ve güneşlenme süresi açısından birçok AB ülkesine kıyasla Türkiye için avantajlıdır. Dolayısıyla elektrik enerjisi kaynaklarını çeşitlendirme potansiyeli bulunmaktadır. Ancak bazı teknik, finansal ve politik engeller FV sistemlerinin yaygın olarak kullanılmasını engellemektedir.

Türkiye güneş enerjisi verileri 2014 yılına kadar güneş enerjisi santrali kurulu kapasitesinde önemli bir büyüme olmadığını göstermektedir. Ancak 2014-2018 yılları arasında yapılan düzenlemelerin etkisiyle hızlı bir büyüme gözlemlenmiştir. Toplam

kurulu güneş santrali kapasitesi 5064 MW olarak kaydedildi. 2014-2018 yılları arasındaki hızlı artış, lisanssız santrallerin arazi desteklerinin iptal edilmesi, teşvik kapsamının daraltılması ve aşırı kur gibi etkilerle yavaşlamış ve 2019 ortalarına kadar neredeyse durma noktasına gelmiştir. Çatı ve cephe GES uygulamalarına ilişkin düzenlemeler 2019 yılı ortalarında tamamlanmıştır. Yönetmelikte çatı tipi güneş enerjisi santrali yatırımları için aylık mahsuplaşma uygulaması getirilmiştir. Bir dizi ön onay başvurusu, yeni düzenlemelerle önümüzdeki yıllarda kurulu güçte ve güneş enerjisi santrallerinin sayısında hızlı ve sürekli bir artışın muhtemel olduğunu kanıtlamaktadır.

2015 yılından itibaren kurulu kapasitedeki ani artış, DGES sistemlerinin teşvik politikalarının etkili olduğunu göstermektedir. Ancak 2019 sonrasında meydana gelen yavaşlama, teşvik politikalarıyla da doğrudan ilişkilidir. 2018 yılı sonunda lisanssız karasal güneş enerjisi santrali kurulum teşvikleri sonlandırılmıştır. 31 Ocak 2021 tarihli kararlar önümüzdeki beş yıl için FiT oranı 13,3 \$ sent/kWh'den maksimum 5,1 \$ sent/kWh'ye düşürülmüştür. Geçtiğimiz yıllarda kurulu güç ve teşvik politikaları arasındaki ilişki göz önüne alındığında, kurulumlarda meydana gelen ani beklenen bir sonuçtur [106].

Ülkedeki dağıtık fotovoltaik enerji üretiminin farklı aşamalarındaki tüm bu güçlülük ve eksikliklere dayalı bir SWOT analizi yapmaktadır. SWOT analizinin sonuçları, aşağıda verilen acil stratejiye dayalı bir acil durum eylem planı ile DGES'nin yayılmasının hızlandırılabileceğini göstermektedir:

1. Planlı ve uzun vadeli teşvik politikalarının uygulanması
2. Fotovoltaik teknolojisi ve Ar-Ge çalışmaları için artan devlet desteği
3. Mevsimsel dalgalanmalar için yenilenebilir kaynaklar arasında artan tamamlayıcılık
4. Dağıtılmış fotovoltaik enerji üretim hedefleri konusundaki iddialılığı artırmak
5. DGES hakkında kamu bilincinin artırılması.

Bu bölümde yapılan araştırmalar ve SWOT analizi sonuçlarından görüldüğü üzere DGES'lerin sayı ve kapasitelerinin artırılması büyük önem taşımaktadır. Bu amacı gerçekleştirebilmenin yolu ise DGES planması yaparken optimal değerlerin hesaplanmasından geçmektedir. Bu tez çalışmasında, şebeke parametrelerini iyileştirmek üzere optimal değerleri hesaplamak için yeni algoritmaların yerleştirme probleminde kullanılması, yeni amaç fonksiyonu önerilmesi ve güç faktöründe optimizasyon problemlerine yeni bir parameter olarak ilave edilmesi önerilmiştir. Bu yeni yöntemler ile şebeke parametrelerini iyileştirecek şekilde entegrasyonlar yapılabilineceği gösterilmiştir.

Tezin bundan sonraki bölümünde DGES'lerin entegrasyon planlaması yapılırken kullanılacak optimizasyon algoritmaları, amaç fonksiyonları, test sistemleri ve algoritmaların test sistemlerine uygulanması ile elde edilen sonuçlar verilmiştir.

BÖLÜM 4. OPTİMİZASYON

4.1. Parçacık Sürü Optimizasyonu

PSO algoritması ilk olarak Kennedy ve Eberhart tarafından önerilmiştir [107]. PSO fikri, bir kuş veya balık sürüsü gibi sosyal sistemin basitleştirilmiş halidir. PSO popülasyon tabanlı bir algoritmadır, her bir parçacık problemin tek bir çözümü olarak görülebilir. Her parçacığın konumu X ile ifade edilir. PSO ilk çözümler rastgele seçilir ve ardından PSO her iterasyonda çözümleri güncelleyerek sürekli olarak optimum değeri arar. Parçacığın uygunluk değeri, amaç fonksiyonu ile ilişkilidir. Parçacıkların hızı V ile gösterilir ve global en iyi pozisyon ve yerel en iyi pozisyon bileşenlerinden oluşmaktadır. Hız, bir sonraki iterasyon için tüm parçacıkların yönlerini gösterir. Yerel olarak en iyi bilinen pozisyon, o ana kadar her bir parçacık arasında elde edilen en iyi çözümdür. Global olarak en iyi bilinen pozisyon ise, elde edilen tüm çözümler arasında en iyi çözümdür. Parçacıkların hız ve pozisyonları aşağıda verilen eşitliklere göre değişmektedir.

$$V_i^{t+1} = wV_i^t + c_p r_p (pbest_i^t - x_i^t) + c_g r_g (gbest^t - x_i^t) \quad i=1,\dots,N \quad (4.1)$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \quad (4.2)$$

V_i ve X_i sırasıyla i . parçacığın hız vektörü ve pozisyon vektörüdür. N ise sürü büyüklüğünü göstermektedir. c_p ve c_g sırasıyla bilişsel katsayılar ve sosyal katsayılardır. $c_g=c_p=2$, r_p ve r_g $[0,1]$ aralığında değişen rastgele sayılardır. Yukarıda verilen başlangıç ağırlık değeri w ise aşağıdaki şekilde iterasyona bağlı değişmektedir.

$$w = w_{Mak} - 1 * \left(\frac{w_{Mak} - w_{Min}}{iter} \right) \quad (4.3)$$

Bu çalışma için wMak ve wMin sırasıyla 0.9 ve 0.4 olarak alınmış olup, iter ise iterasyon sayısını göstermektedir.

4.2. Zıtlık Tabanlı Parçacık Sürü Optimizasyon Algoritması

Zıtlık tabanlı öğrenme (opposition based learning-OBL) ilk olarak Tizhoosh tarafından önerilmiştir [108]. OBL popülasyon tabanlı algoritmalar için uygulanması kolay bir tekniktir. PSO geliştirilmesi için OBL yöntemi kullanılmış ve zıtlık tabanlı parçacık sürü optimizasyonu (opposition-based particle swarm optimization (OBPSO)) elde edilmiştir. OBL şu anki mevcut arama alanına zıt yönünde bir alanda optimal nokta için arama yapar. Temel mantığı bir yönde çözüm araştırılırken, zıt yöndeki çözümlerin de dikkate alınması şeklindedir. OBL yaklaşımı zıt sayılar tanımı üzerinedir ve aşağıdaki eşitlikle verilmiştir.

$$\tilde{x} = a + b - x \quad (4.4)$$

x [a,b] arasında değişen bir reel sayıdır. $\tilde{x}$ ise x'in zıt sayısıdır.

4.3. Yer Çekim Algoritması

GSA algoritması ilk olarak 2009 yılında Rashedi tarafından önerilmiştir [109]. Algoritma yerçekimi yasası ve kütle etkileşiminden esinlenerek oluşturulmuştur. Önerilen algoritmada, arama ajanları (candidate solutions), Newton yerçekimi ve hareket yasalarına dayalı olarak birbirleriyle etkileşime giren bir kütleler topluluğudur.

N adet ajan içeren bir sistem için i. ajanın konumu aşağıda verildiği ifade edilir.

$$X_i = (x_i^1, \dots, x_i^d, \dots, x_i^n) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (4.5)$$

x_i^d i. ajanın d. boyuttaki konumunu gösterir.

Belirli bir t zamanında, j kütlesinden i kütlesine etki eden kuvveti aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır.

$$F_{ij}^d(t) = G(t) \frac{M_{pi}(t)xM_{aj}(t)}{R_{ij}(t)+\varepsilon} (x_j^d(t) - x_i^d(t)) \quad (4.6)$$

M_{aj}, j ajanıyla ilgili aktif yerçekimi kütlesi, M_{pi} i ajanıyla ilgili pasif yer çekim kütlesi, $G(t)$ t anında yerçekimi sabiti, $R_{ij}(t)$ i ve j ajanları arasındaki öklidian mesafesi, ε bir sabit değerlerini ifade etmektedir.

Arama uzayında, ajana etki eden toplam kuvvetler aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$F_i^d(t) = \sum_{j=1, i \neq j}^N rand_j F_{ij}^d(t) \quad (4.7)$$

$rand_j$ $[0,1]$ aralığında değişen rastgele sayıdır.

Dolayısıyla, hareket yasasına göre, i ajanının t zamanında ve d . yönündeki ivmesi,

$$a_i^d(t) = \frac{F_i^d(t)}{M_{ii}(t)} \quad (4.8)$$

M_{ii} , i ajanının eylemsizlik kütlesidir. Ayrıca, bir ajanın bir sonraki hızı, ivmesine eklenen mevcut hızının bir kısmı olarak kabul edilir.

Geleneksel GSA'nın hızı ve konumu aşağıdaki denklemlerle hesaplanır.

$$v_i^d(t+1) = rand_i x v_i^d(t) + a_i^d(t) \quad (4.9)$$

$$x_i^d(t+1) = x_i^d(t) + v_i^d(t+1) \quad (4.10)$$

$rand_i$, $[0, 1]$ aralığında tek tip bir rastgele değişkendir.

Yerçekimi ve eylemsizlik kütleleri aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$M_{ai} = M_{pi} = M_{ii} = M_i, i = 1, 2, \dots, N \quad (4.11)$$

$$m_i(t) = \frac{fit_i(t) - worst(t)}{best(t) - worst(t)} \quad (4.12)$$

$$M_i(t) = \frac{m_i(t)}{\sum_{j=1}^N m_j(t)} \quad (4.13)$$

$fit_i(t)$, i ajanının t anındaki uygunluk değerini temsil eder, $worst(t)$ ve $best(t)$ ise aşağıdaki gibi verilmiştir (minimizasyon problemi için).

$$best(t) = \min_{j \in \{1, \dots, N\}} fit_j(t) \quad (4.14)$$

$$worst(t) = \max_{j \in \{1, \dots, N\}} fit_j(t) \quad (4.15)$$

4.4. Parçacık Sürü- Yer Çekimi Optimizasyon Algoritması

Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO) ve Yerçekimi Arama Algoritmasının (GSA) kombinasyonu ile yeni bir hibrit popülasyon tabanlı algoritma (PSOGSA) ilk olarak Mirjalili tarafından önerilmiştir [110]. PSOGSA'nın ana fikir, her iki algoritmanın gücünü sentezlemek için PSO'daki arama yeteneği ile GSA'daki keşif yeteneğinin bütünleştirilmesidir. Her iki algoritma düşük seviyeli ortak evrimsel heterojen olarak hibritleştirilmiştir.

$$v_i(t+1) = w \times v_i(t) + c'_1 \times rand \times ac_i(t) + c'_2 \times rand \times (gbest - x_i(t)) \quad (4.16)$$

$v_i(t)$, t yinlemesinde i ajanının hızı olduğunda, c'_1 ve c'_2 birer ağırlık faktörü, w bir ağırlık fonksiyonu, $rand$ $[0,1]$ arasında rastgele bir sayı, $ac_i(t)$ t iterasyonunda i ajanının ivmesidir ve $gbest$ ise o ana kadar ulaşılan en iyi çözümdür.

Her iterasyonda parçacıkların konumları aşağıdaki gibi güncellenir.

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1) \quad (4.17)$$

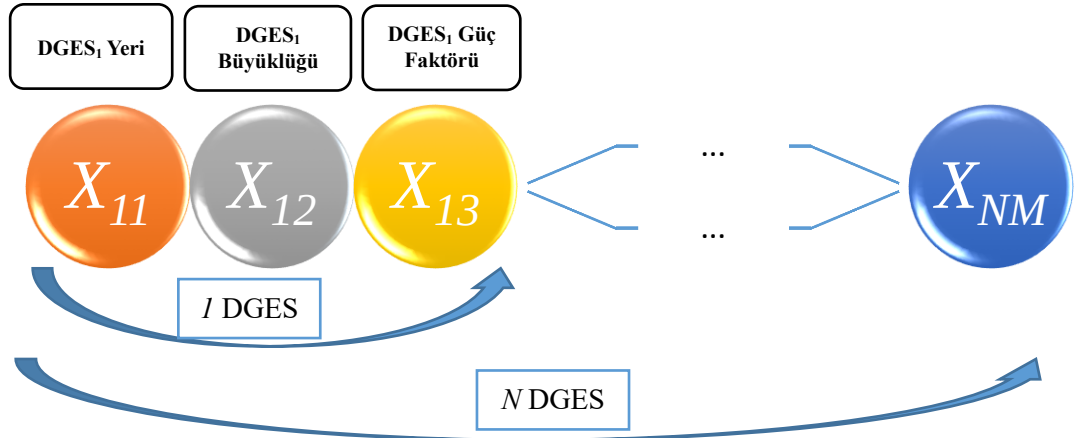
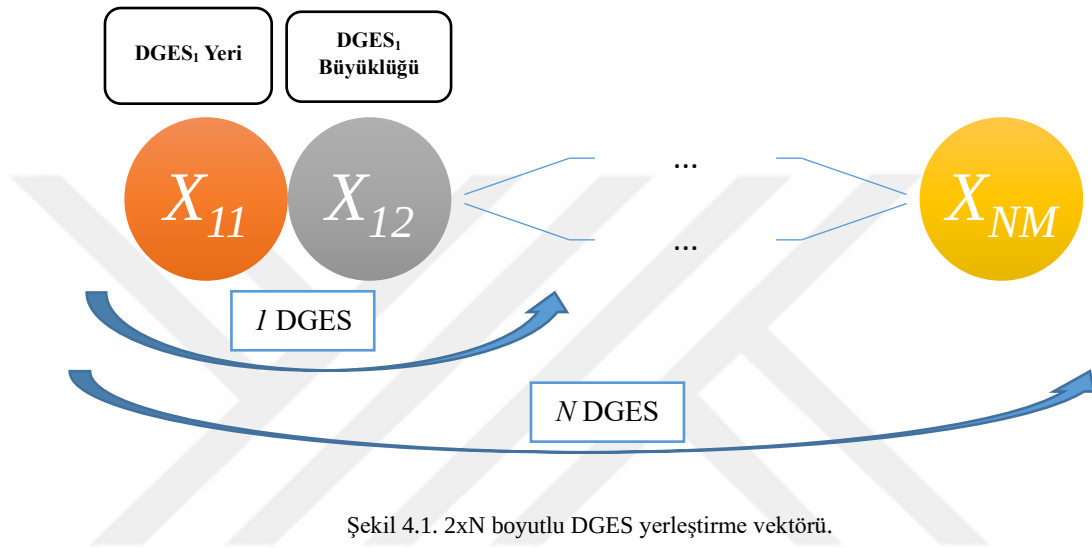
PSOGSA'da ilk olarak tüm ajanlar rastgele başlatılır. Her ajan bir aday çözüm olarak kabul edilir. Başlatmadan sonra, yerçekimi kuvveti, yerçekimi sabiti ve ajanlar arasındaki bileşke kuvvetler sırasıyla (4.6) ve (4.7) kullanılarak hesaplanır. Bundan sonra parçacıkların ivmeleri (4.8) olarak tanımlanır. Her iterasyonda, şimdiye kadarki en iyi çözüm güncellenmelidir. İvmeler hesaplandıktan sonra ve şimdiye kadarki en iyi çözüm güncellenerek, tüm ajanların hızları (4.16) kullanılarak hesaplanabilir. Son olarak, ajanların pozisyonları (4.17) olarak tanımlanmıştır. Bir bitiş kriteri sağlandığında hızların ve konumların güncellenmesi süreci durdurulacaktır ve iterasyon sona erecektir.

4.5. Optimizasyon Algoritmalarının DGES Problemlerine Uygulanması

DGES entegrasyon problemlerin çözümünde optimizasyon algoritmalarının kullanılması etkili bir yöntemdir. Önerilen optimizasyon algoritması/algoritmaları yerleştirme problemine verilen sırayla uygulanır. Sistem sınırları dikkate alınarak, amaç fonksiyonunun minimum değerini veren en uygun kontrol değişkenlerinin değerlerinin bulunmasını hedeflemektedir. Metodun probleme uygulama adımları aşağıda verildiği gibidir:

1. Optimizasyon algoritması için başlangıç değerleri tanımlanır. PSO tabanlı algoritmalar için, N adet parçacıktan oluşan sürü tanımlanır. Her bir parçacık amaç fonksiyonunu minimum yapacak, DGES sayısına göre bağlantı barası ve bağlantı büyüklüğü bilgilerini içerir. Başlangıç sürüsünden hız, pozisyon ve amaç fonksiyon değerleri oluşturulur.
2. Her iterasyon için yük akışı yapılır. Standart sürü için amaç fonksiyonu değerleri elde edilir. İterasyon bitmeden parçacığın değerleri hız, pozisyon ve amaç fonksiyonu olarak belirlenir.

3. İterasyonlar boyunca standart PSO işlemleri devam eder, yani P_{best} ve G_{best} değerlerinde iyileşme varsa güncelleme işleme yapılır, eğer iyileşme yoksa bir sonraki adıma geçilir.
4. Maksimum iterasyona ulaşılmışsa program sonlandırılır ve sonuçlar elde edilir, ulaşılmamışsa 2. adımdan işlemlere maksimum iterasyona ulaşana kadar devam edilir.



Optimizasyon algoritması paramaterleri belirlenirken entegrasyon yapılacak DGES sayısı kontrol parametreleri boyutunu belirlemektedir. DGES entegrasyonu çalışması yapılırken DGES'e ait bulmak istenen değerler sadece optimum büyüklük ve yeri ise, 1 DGES entegrasyonu yapılan durumda optimizasyon probleminin boyutu 2 olarak

seçilecektir. Eğer optimum değerler büyüklük, yer ve güç faktörü ise 1 DGES entegrasyonu durumunda problemin boyutu 3 olarak seçilecektir. 3 DGES entegrasyonu durumunda problem boyutu 9 olarak seçilmiştir. Belirtilen problem için bir parçacığın boyutunun grafiksel gösterimi Şekil 4.1. ve Şekil 4.2. ile verilmiştir.

4.6. Bara Duyarlılık Analizi

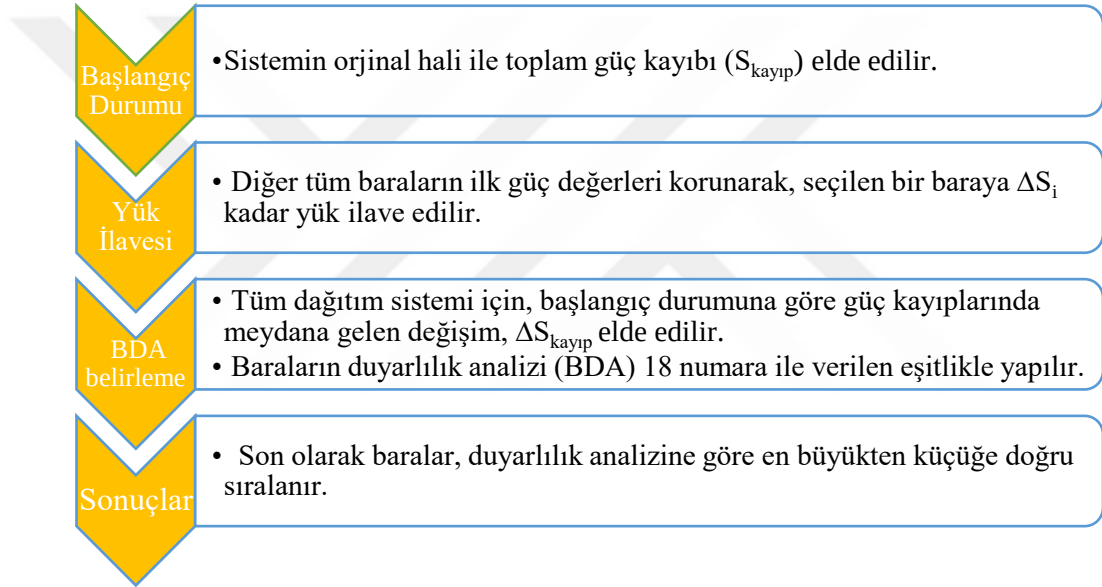
Dağıtım sisteminin aktif güç kayıplarını azaltmak için, DGES'in sisteme ekleneceği barayı belirlemek çok önemlidir. Gerçek dünyada zaman içerisinde dağıtım sistemleri genişlemekte ve toplam yük artmaktadır. Bundan dolayı DGES bağlantısı optimum değerleri hesaplanırken, bara yüklerinde meydana gelecek değişimi dikkate almak önemli bir detaydır. Yüklerde meydana gelen artışa bağlı olarak aktif güç kaybında meydana gelen değişimi belirleyebilmek için, her bir baranın yük artışına duyarlılığı hesaplanır. Duyarlılık analizi olarak adlandırılan bu işlem, güç kayıpları açısından şebeke performansını en çok etkileyen baraların tespit edilmesini sağlamaktadır. Yük artışına duyarlı baralar tespit edildikten sonra, duyarlılıklarına göre sıralanır ve amaca uygun olarak kullanılabilir. Duyarlılık analizi hesaplaması aşağıdaki gibi yapılır:

- 1- Başlangıç durumu için, sistemin orijinal hali ile toplam güç kaybı elde edilir $S_{kayıp}$.
- 2- Diğer tüm baraların ilk güç değerleri sabit kalmak şartıyla, seçilen bir baraya ΔS_i kadar yük ilave edilir.
- 3- Tüm dağıtım hattı için, başlangıç durumuna göre güç kayıplarında meydana gelen değişim, $\Delta S_{kayıp}$ elde edilir.
- 4- Baraların duyarlılık analizi (BDA) 18 numara ile verilen eşitlikle yapılır.
- 5- Son olarak baralar, duyarlılık analizine göre en büyükten küçüğe doğru sıralanır.

$$BDA_i = \frac{\Delta S_{kayıp}}{100}, i=1,2,\dots,N_B \quad (4.18)$$

N_B bara sayısını, DA_i i. baranın duyarlılık analizini, ΔS_i şebekeye verilen toplam görünür gücü, $\Delta S_{kayıp}$ ise başlangıç durumuna göre güç kaybı değişimini ifade etmektedir [111].

Duyarlılık analizi yapılmasında temel amaç, bara yük değişimlerini dikkate alarak, güç sistemi kayıplarını azaltmak için eklenecek DGES bağlanabileceği optimum noktaların belirlenmesidir. Duyarlılığı yüksek baralardan başlanarak sisteme yeni kaynaklar eklenebilir ve böylece güç kayıplarının azaltılması sağlanabilir. Şekil 4.3. ile işlem adımları verilmiştir.



Şekil 4.3. BDA uygulama akış şeması [111].

BÖLÜM 5. ARAŞTIRMA BULGULARI

5.1. Problem Tanıtımı

5.1.1. Amaç fonksiyonları

Bu çalışmada, amaç fonksiyonu olarak aktif güç kaybı, gerilim değişimi ve bara duyarlılık analizi kullanılmıştır. Amaç fonksiyonları minimzasyonu yapılmıştır. DGES optimum bağlantı gücü ve yerini elde edebilmek için amaç fonksiyonları, kısıtlar dikkate alarak optimize edilmiştir.

5.1.1.1. Aktif güç kayıpları

DGES'lerin optimum yer ve büyüklüğünü bulmak için genellikle aktif güç kayıplarının minimizasyonu amaç fonksiyonu olarak kullanır. $F1$ fonksiyonu birinci amaç fonksiyonudur, dağıtım sistemi toplam güç kayıplarını göstermektedir.

$$\text{Min } (F1) \quad (5.1)$$

$$F1 = \text{Toplam } P_{Kayıp} = \sum_{L=1}^{Nl} P_{Kayıp} \quad L=1,2,3,\dots,Nl \quad (5.2)$$

$\text{Toplam } P_{Kayıp}$ dağıtım sistemi toplam aktif güç kayıplarını, Nl ise dağıtım sistemi hat sayısını göstermektedir.

5.1.1.2. Gerilim değişimi

İkinci amaç fonksiyonu elektrik güç sistemi gerilim profilini iyileştirmek için kullanılır ve yük baralarının gerilim değişimini göstermektedir. $F2$ ile verilmiştir.

$$\text{Min}(F2), F2=VD(x,u) = \sum_{i=1}^{Nd} |V_i - 1,0|^2 \quad (5.3)$$

Nd ise yük baralarının sayısıdır. V_i , i. baranın gerilimi ve 1,0 pu ise referans gerilim değeridir.

5.1.1.3. Bara duyarlılık analizi yöntemi

Dağıtım sisteminin aktif güç kayıplarını azaltmak için, DGES sisteme ekleneceği barayı belirlemek çok önemlidir. Gerçek dünyada zaman içerisinde dağıtım sistemleri genişlemekte ve toplam yük artmaktadır. Bundan dolayı DGES bağlantısı optimum değerleri hesaplanırken, bara yüklerinde meydana gelecek değişimi dikkate almak önemli bir detaydır. Yüklerde meydana gelen artışa bağlı olarak aktif güç kaybında meydana gelen değişimi belirleyebilmek için, her bir baranın yük artışına duyarlılığı hesaplanır. Duyarlılık analizi olarak adlandırılan bu işlem, güç kayıpları açısından şebeke performansını en çok etkileyen baraların tespit edilmesini sağlamaktadır. Yük artışına duyarlı baralar tespit edildikten sonra, duyarlılıklarına göre sıralanır ve amaca uygun olarak kullanılabilir.

$$F3 = BDA_i = \frac{\Delta S_{Kayıp}}{100}, i=1, 2, \dots, N_B \quad (5.4)$$

$$\Delta S_{Kayıp} = Kayıp_{baş} - Kayıp_{son} \quad (5.5)$$

N_B bara sayısını, BDA_i i. baranın bara duyarlılık analizi index, $\Delta S_{Kayıp}$ ise başlangıç durumuna göre güç kaybı değişimini, $Kayıp_{baş}$ başlangıç durumu güç kaybını, $Kayıp_{son}$ dağıtım sistemine yük ilavesi sonundaki oluşan güç kaybını ifade etmektedir.

5.1.2. Kısıtlar

Sisteme ait kısıtlar, standartlar ve ilgili çalışmalar [34-39] kapsamında belirlenmiştir.

5.1.2.1. Bara gerilim limitleri

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{mak} , \quad i=1,2,\dots,m \quad (5.6)$$

V_i i. bara gerilimini, V_i^{min} ve V_i^{mak} i. baranın minimum ve maksimum gerilim limit değerlerini, m ise bara sayısını ifade etmektedir. Bara gerilim değerleri, $V_i^{min}=0,95$ pu ve $V_i^{mak}=1,05$ pu aralığında olmalıdır.

5.1.2.2. Hat kapasitesi

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{mak} , \quad i,j=1,2,\dots,n \quad (5.7)$$

S_{ij} i barasından, j barasına bağlanan hattan geçen güç akışıdır. S_{ij}^{mak} hat için müsaade edilen maksimum güç limitini, n ise hat sayısını göstermektedir.

5.1.2.3. DGES limitleri

$$P_{FV,i}^{min} \leq P_{FV,i} \leq P_{FV,i}^{mak} \quad i=1,2,\dots,nFV \quad (5.8)$$

$P_{FV,i}^{min}$ ve $P_{FV,i}^{mak}$ sırasıyla i. DGES minimum ve maksimum değerlerini, nFV ise dağıtım sistemine eklenecek toplam DGES sayısını göstermektedir. $P_{FV,i}^{min}=0$ ve $P_{FV,i}^{mak} \leq P_{Yük}^{Top}$ aralığında olacak şekilde seçilmiştir.

5.1.2.4. Toplam aktif güç entegrasyon limitleri

$$P_{FV}^{Top} \leq 3 * P_{Yük}^{Top} \quad (5.9)$$

P_{FV}^{Top} , dağıtım sistemine bağlanacak toplam DGES gücünü, $P_{Yük}^{Top}$ ise dağıtım sistemi toplam yükünü göstermektedir.

5.1.2.5. Güç faktörü limitleri

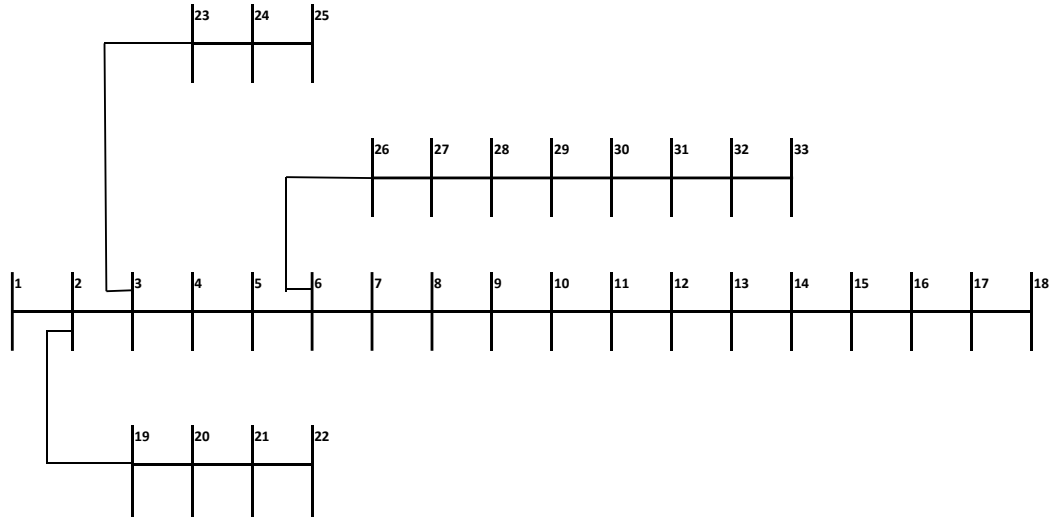
Yerleştirilecek her bir DGES'in güç faktörü oPF 0,8 ile 1 güç faktörleri arasında sınırlandırılmıştır.

$$0,8 \leq pf_{DGES} \leq 1 \quad (5.10)$$

5.2. Test Sistemleri

5.2.1. 33 baralı radyal dağıtım sistemi

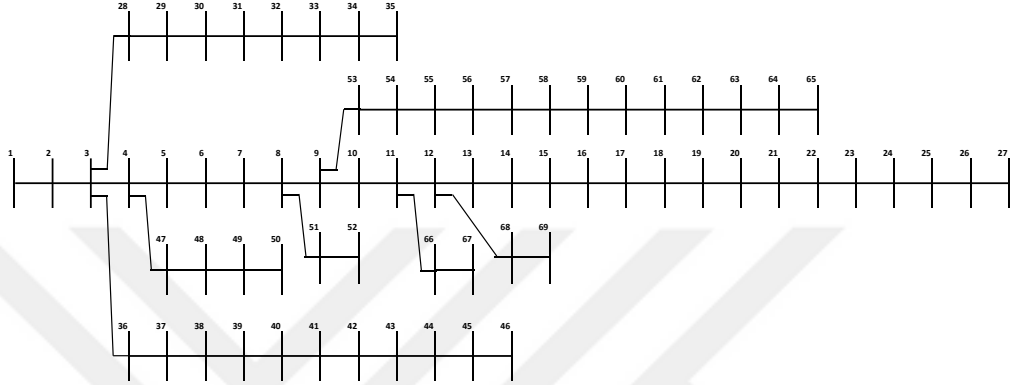
IEEE 33 baralı test sistemi radyal dağıtım sistemidir. 3,72 MW aktif ve 2,3 MVar reaktif yüke sahip bir sistemdir. Başlangıç durumu için 211 kW aktif güç kaybına sahiptir. 33 ve 69 test sistemi başlangıç durumu değerleri Table 5.1. ile verilmiştir. Şekil 5.1. ile 33 baralı, Şekil 5.2. ile 69 baralı test sisteminin tek hat diyagramı verilmiştir. Bara ve hat bilgileri için [112] numaralı kaynaktan yararlanılmıştır. 33 baralı sistem hat ve bara bilgileri EK A ile verilmiştir.



Şekil 5.1. 33 baralı dağıtım test sistemi.

5.2.2. 69 baralı radyal dağıtım sistemi

IEEE 69 baralı test sistemi radyal dağıtım sistemidir. 3,8 MW aktif ve 2,69 MVar reaktif yüke sahip bir sistemdir. Başlangıç durumu için 225 kW aktif güç kaybına sahiptir. 69 baralı sistem hat ve bara bilgileri EK B ile verilmiştir.



Şekil 5.2. 69 baralı dağıtım test sistemi.

Tablo 5.1. IEEE 33 ve IEEE 69 test sistemleri başlangıç değerleri.

Parametreler	IEEE 33 Bara	IEEE 69 Bara
Aktif ve Reaktif Güç Talepleri	3720 kW & 2300 kVAr	3800 kW & 2690 kVAr
İşletme Gerilimi	12,66 kV	12,66 kV
Maks. ve Min. Gerilimler, Baraları	1,00 @ 1, 0,9038 @ 18	1.00 @ 1, 0,9092 @ 65
Aktif Güç Kaybı (kW)	211	225,461
Gerilim Değişimi	0,5587	0,0993
DGES yerleştirme için BDA aday baralar	1, 18, 17, 16, 2, 19	65, 64, 63, 62, 61, 60

5.3. Sayısal Sonuçlar ve Tartışma

5.3.1. İki boyutlu (2xN) DGES yerleştirme sonuçları

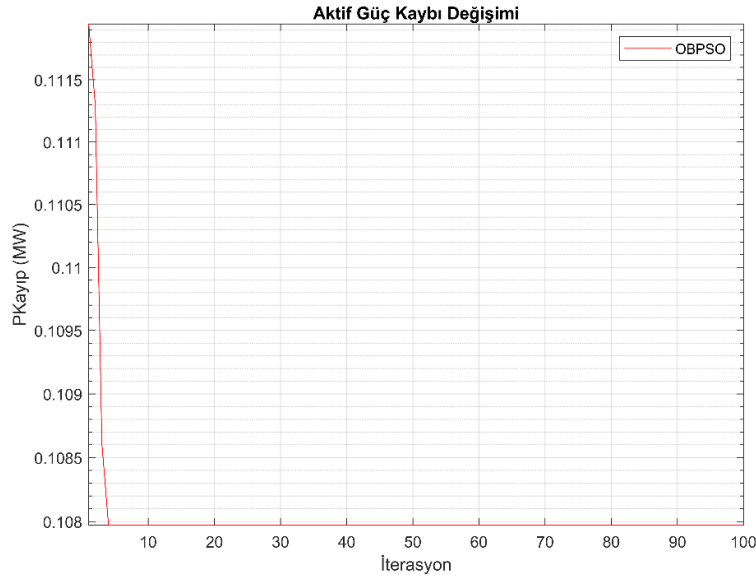
OBPSO yöntemi, 2 boyutlu DGES optimum büyüklük ve yerini bulma problemini çözmek için kullanılmıştır. MATLAB kullanılarak simülasyonlar ve optimizasyon sonuçları elde edilmiştir. IEEE 33 ve 69 baralı test dağıtım sistemleri OBPSO yönteminin etkinliğini göstermek için kullanılan standart test sistemleridir. Test sistemi yük akış sonuçlarını elde etmek için Zimmerman ve arkadaşları tarafından geliştirilen MATPOWER paket programı kullanılmıştır [113]. Çalışma boyunca iterasyon sayısı, mevcut çalışmalarla karşılaştırma için 200 olarak seçilmiştir.

5.3.1.1. 33 baralı sistem 1 DGES sonuçları

Bu bölümde, 33 baralı standart test sistemine birim güç faktöründe (bPF) 1 DGES yerleştirmesi yapılmıştır. Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu aktif güç kaybı minimizasyonu, algoritma ise OBPSO algoritmasıdır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.2. ile, aktif güç kaybının optimizasyon boyunca değişimi ise Şekil 5.3. ile verilmiştir. Optimizasyon sonucunda 3 numaralı bara optimum bara, 2 MW ise DGES optimum gücü olarak bulunmuştur. Tablo 5.2.'den görüleceği üzere, 33 baralı sisteme 1 DGES ilave edildiğinde sistem aktif güç kaybı %48,83 azalarak 107,97 kW değerine düşmüştür.

Tablo 5.2. Aktif güç kaybı 1 DGES yerleştirme sonuçları.

1 DGES	
Güç Faktörü Tipi	bPF
DGES Bara Numarası	3
DGES Gücü (MVA)	2
Güç Faktörü	pf=1
Aktif Güç Kaybı(kW)	107,97
Güç Kaybı Azalması (%)	48,83



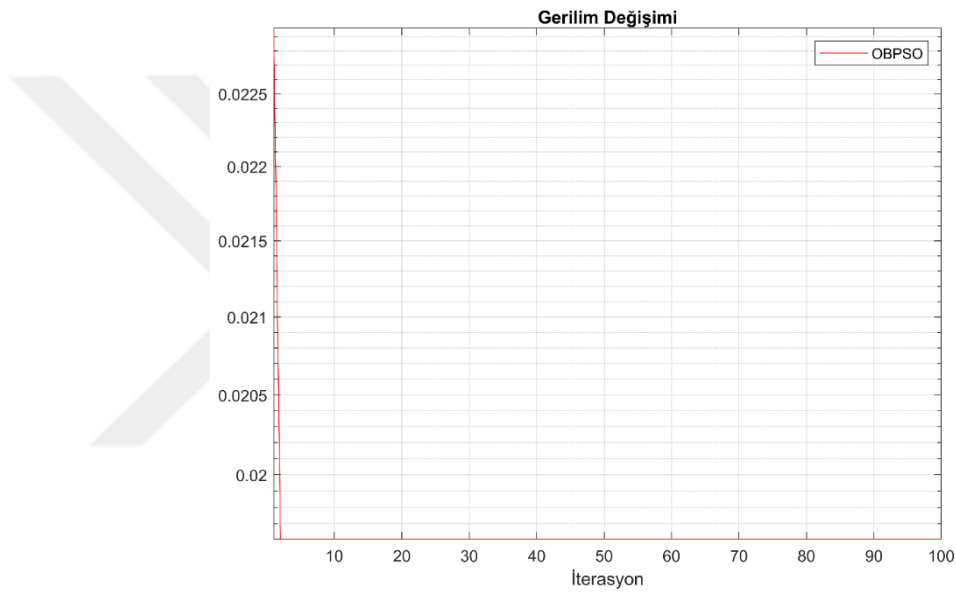
Şekil 5.3. 1 DGES entegrasyonu aktif güç kaybı değişimi.

Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu gerilim değişimi minimizasyonu olduğu durum ve algoritmanın ise OBPSO algoritması olduğu durumda elde edilen sonuçlar Tablo 5.3. ile, gerilim değişiminin optimizasyon boyunca değişimi ise Şekil 5.4. ile verilmiştir. Optimizasyon sonucunda 12 numaralı bara optimum bara, 2 MW ise

DGES optimum gücü olarak bulunmuştur. Tablo 5.3.'ten görüleceği üzere, 33 baralı sisteme 1 DGES ilave edildiğinde sistem gerilim değişimi %83,26 azalarak 0,019607 değerine gerilemiştir.

Tablo 5.3. Gerilim değişimi 1 DGES yerleştirme sonuçları.

	DGES ₁
Güç Faktörü Tipi	bPF
DGES Bara Numarası	12
DGES Gücü (MVA)	2
Güç Faktörü	pf=1
Gerilim Değişimi	0,019607
Gerilim Değişimi Azalması (%)	83,26



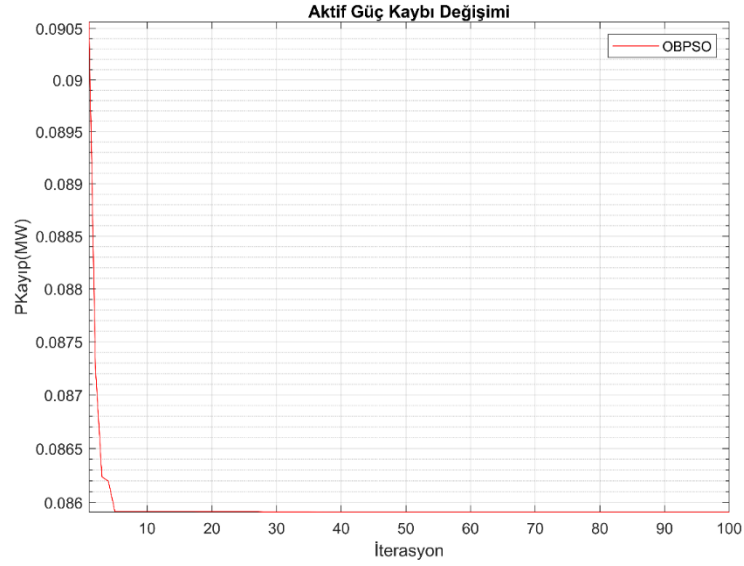
Şekil 5.4. 1 DGES entegrasyonu gerilim değişimi.

5.3.1.2. 33 baralı sistem 2 DGES sonuçları

33 baralı standart test sistemine bPF ile 2 DGES yerleştirmesi yapılmıştır. Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu aktif güç kaybı minimizasyonu, algoritma ise OBPSO algoritmasıdır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.4. ile, aktif güç kaybının optimizasyon boyunca değişimi ise Şekil 5.5. ile verilmiştir. Optimizasyon sonucunda 30 ve 13 numaralı baralar optimum bara, sırasıyla 1,159 ve 0,846 MW ise DGES optimum gücü olarak bulunmuştur. Tablo 5.4.'ten görüleceği üzere, 33 baralı sisteme 2 DGES ilave edildiğinde sistem aktif güç kaybı %59,28 azalarak 85,91 kW değerine düşmüştür.

Tablo 5.4. Aktif güç kaybı 2 DGES yerleştirme sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	30	13
DGES Gücü (MVA)	1,159	0,846
Güç Faktörü	pf=1	
Aktif Güç Kaybı(kW)	85,91	
Güç Kaybı Azalması (%)	59,28	

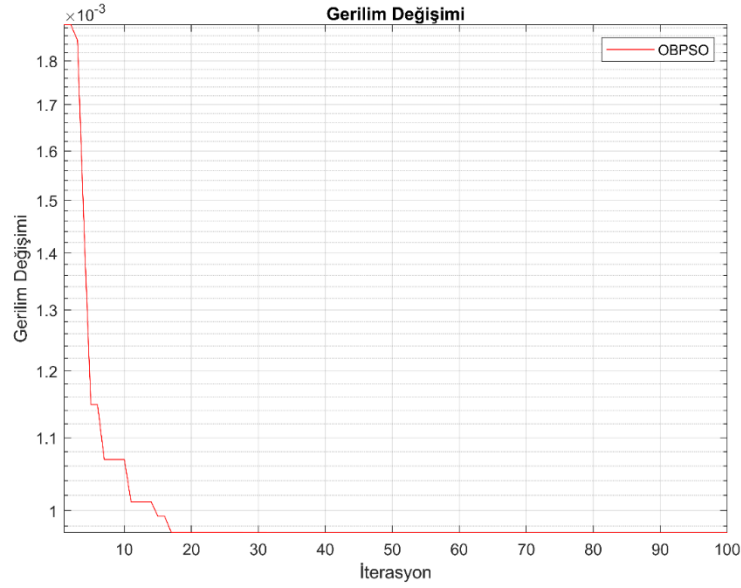


Şekil 5.5. 2 DGES entegrasyonu aktif güç kaybı değişimi.

Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu gerilim değişimi minimizasyonu olduğu ve algoritmanın ise OBPSO algoritması olduğu durumda elde edilen sonuçlar Tablo 5.5. ile, gerilim değişiminin optimizasyon boyunca değişimi ise Şekil 5.6. ile verilmiştir. Optimizasyon sonucunda 12 ve 29 numaralı baralar optimum bara, sırasıyla 2 ve 1,448 MW ise DGES optimum gücü olarak bulunmuştur. Tablo 5.5.'den görüleceği üzere, 33 baralı sisteme 2 DGES ilave edildiğinde sistem gerilim değişimi %99,17 azalarak 0,000972 değerine düşmüştür.

Tablo 5.5. Gerilim değişimi 2 DGES yerleştirme sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	29	12
DGES Gücü (MVA)	2	1,448
Güç Faktörü	pf=1	
Gerilim Değişimi	0,000972	
Gerilim Değişimi Azalması (%)	99,17	



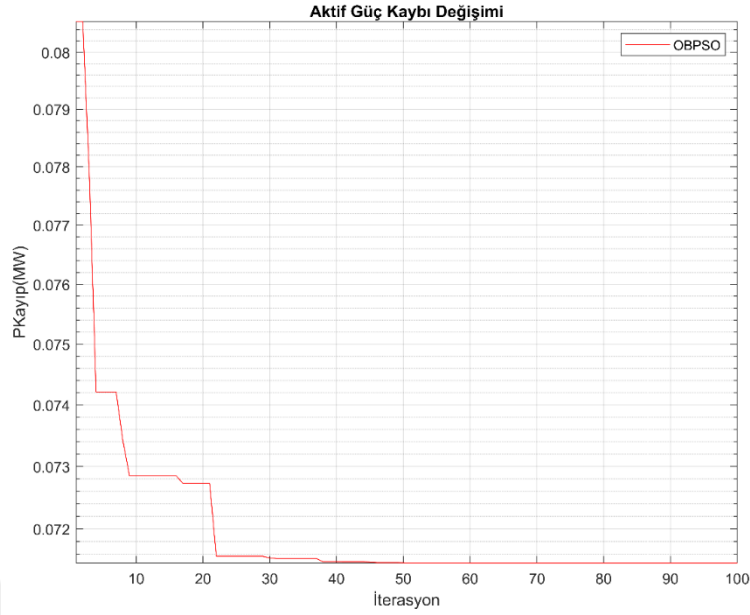
Şekil 5.6. 2 DGES entegrasyonu gerilim değişimi.

5.3.1.3. 33 baralı sistem 3 DGES sonuçları

Bu durumda ise, 33 baralı standart test sistemine bPF ile 3 DGES yerleştirmesi yapılmıştır. Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu aktif güç kaybı minimizasyonu, algoritma ise OBPSO algoritmasıdır. Elde edilen sonuçlar Tablo 5.6. ile, aktif güç kaybının optimizasyon boyunca değişimi ise Şekil 5.7. ile verilmiştir. Optimizasyon sonucunda 14, 24 ve 30 numaralı baralar optimum bara, sırasıyla 1,1, 0,754 ve 1,071 MW ise DGES optimum güçleri olarak bulunmuştur. Tablo 5.6.'dan görüleceği üzere, 33 baralı sisteme 3 DGES ilave edildiğinde sistem aktif güç kaybı %66,13 azalarak 71,457 kW değerine düşmüştür.

Tablo 5.6. Aktif güç kaybı 3 DGES yerleştirme sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	24	14	30
DGES Gücü (MVA)	1,1	0,754	1,071
Güç Faktörü	pf=1		
Aktif Güç Kaybı(kW)	71,457		
Güç Kaybı Azalması (%)	66,13		



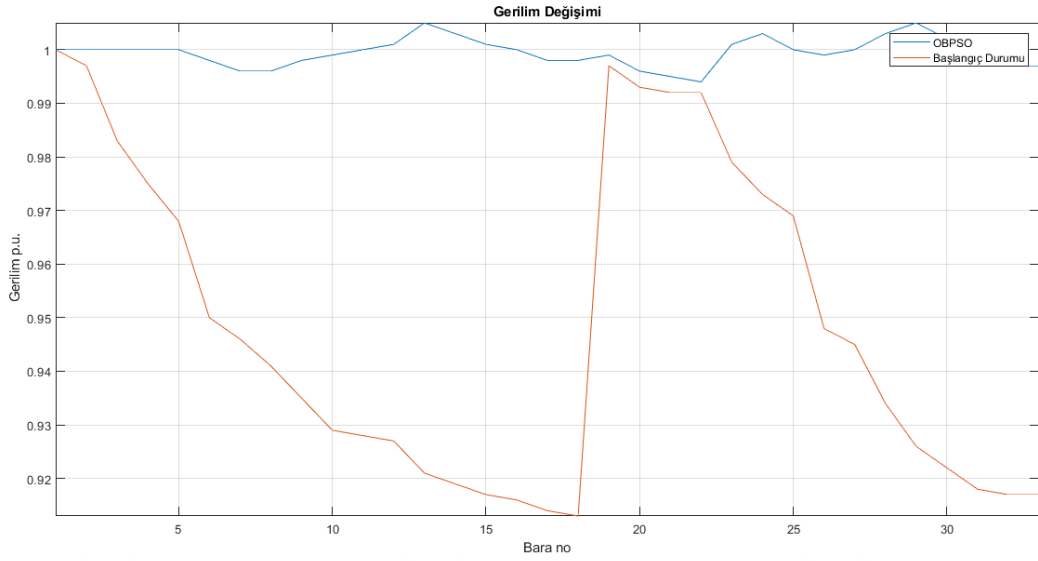
Şekil 5.7. 3 DGES entegrasyonu aktif güç kaybı değişimi.

Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu gerilim değişimi minimizasyonu olduğu ve algoritmanın ise OBPSO algoritması olduğu durumda elde edilen sonuçlar Tablo 5.7. ile, gerilim değişiminin optimizasyon boyunca değişimi ise Şekil 5.8. ile verilmiştir. Optimizasyon sonucunda 2, 13 ve 24 numaralı baralar optimum bara, sırasıyla 2, 1,068 ve 1,511 MW ise DGES optimum güçleri olarak bulunmuştur. Tablo 5.7.'den görüleceği üzere, 33 baralı sisteme 3 DGES ilave edildiğinde sistem gerilim değişimi %99,81 azalarak 0,0002 değerine düşmüştür.

Tablo 5.7. Gerilim değişimi 3 DGES yerleştirme sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	13	24	2
DGES Gücü (MVA)	1,068	1,511	2
Güç Faktörü		pf=1	
Gerilim Değişimi		0,0002	
Gerilim Değişimi Azalması (%)		99,81	

Tablo 5.8.'de 33 baralı test sistemine bPF ile 1, 2 ve 3 DGES ilavesi yapıldığı durumlarda elde edilen sonuçlar verilmiştir. Tablodan görüldüğü üzere, sisteme optimum olarak yerleştirilen DGES sayı ve gücü arttıkça optimizasyon amaç fonksiyonu olan aktif güç kaybında meydana gelen azalma belirgin bir şekilde artmaktadır.



Şekil 5.8. IEEE 33 baralı sistem bara gerilimleri değişimi.

Tablo 5.8. 33 baralı sistem iki boyut 1, 2 ve 3 DGES güç kaybı yerleştirme sonuçları.

	Başlangıç Durumu	1 DGES	2 DGES	3 DGES
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası		3	30 13 24	14 30
DGES Gücü (MVA)		2	1,159 0,846	1,1 0,754 1,071
Güç Faktörü	pf=1	pf=1	pf=1	pf=1
Aktif Güç Kaybı(kW)	211	107,97	85,91	71,457
Güç Kaybı Azalması (%)		48,83	59,28	66,13

Tablo 5.9.'da yine aynı şekilde, 33 baralı test sistemine bPF 1, 2 ve 3 DGES yerleştirilmesi yapıldığı ve amaç fonksiyonun gerilim değişimi olduğu durum sonuçları verilmiştir. Amaç fonksiyonu aktif güç kaybı azalması olduğu durumdaki sonuçlara benzer şekilde, sisteme ilave edilen DGES sayı ve gücü arttıkça, amaç fonksiyonundaki iyileşme artmaktadır.

Tablo 5.9. 33 baralı sistem iki boyut 1, 2 ve 3 DGES gerilim değişimi yerleştirme sonuçları.

	Başlangıç Durumu	1 DGES	2 DGES	3 DGES
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası		12	29 12	13 24 2
DGES Gücü (MVA)		2	2 1,447	1,068 1,511 2
Güç Faktörü	pf=1	pf=1	pf=1	pf=1
Gerilim Değişimi	0,1171	0,019	0,0009	0,0002
Gerilim Değişimi Azalması (%)		83,26	99,17	99,81

5.3.1.4. 33 baralı sistem 3 DGES BDA sonuçları test edilmesi

Dağıtım sistemlerinde elektrik enerjisi kullanan cihazların sayısı, artan nüfus, işyeri, hane vb. nedenlerle zamanla artması olağan bir durumdur. Buna ilave olarak son yıllarda elektrikli araçların kullanımının yaygınlaşması ve hatta teşvik edilmesi

dağıtım sistemlerinden çekilen elektrik enerjisini artmasını hızlandıracağı görülmektedir. Bu nedenlerden dolayı artan enerji talebi dağıtım sisteminin yapısını değiştirmeden karşılamak önemli hale gelmektedir. Bunu sağlamanın en kolay yollarından biride hiç şüphesiz sisteme optimum değerler ile yerleştirilmiş DGES sayı ve kapasitini arttırmaktan geçmektedir.

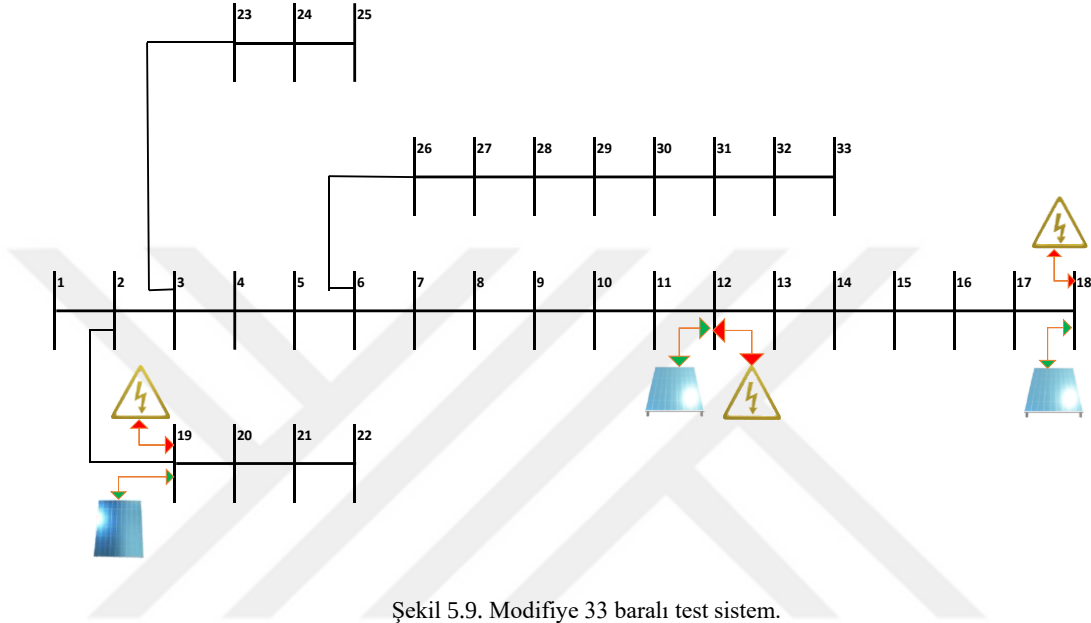
Bu çalışmayla yeni bir amaç fonksiyonu olarak önerilen BDA indeksi, dağıtım sistemi yük baralarında meydana gelen yük artışını dikkate alarak, DGES'lerin optimum bağlantı gücü ve yerinin hesabını yapma temeline dayanmaktadır. Önerilen yöntemin etkinliği bu bölümde verilmiştir.

1. İlk olarak, dağıtım sistemi baralarında meydana gelen yük artışlarını modelleyebilmek için IEEE 33 baralı test sisteminde düzenleme işlemi yapılması gerekmektedir.
2. BDA amaç fonksiyonu kullanılarak optimizasyon algoritması ile optimum değerler elde edilir.
3. Daha sonra optimal baralarda yük artışları (bu çalışma için 3 barada toplam 2 MW yük artışı gerçekleşeceği varsayılmıştır) gerçekleştirilir.
4. Modifiye edilmiş test sistemi yük akış analizi yapılarak başlangıç durumu aktif güç kayıpları elde edilir.
5. Daha sonra amaç fonksiyonu aktif güç kaybı olduğu durum da elde edilen optimum değerler modifiye test sistemine uygulanarak tekraren yük akış analizi yapılır ve güç kayıpları hesaplanır.
6. Amaç fonksiyonu BDA olduğu durumda elde edilen optimal değerler modifiye test sistemine uygulanarak yük akış analizi yapılır ve aktif güç kayıpları hesaplanır.
7. Son olarak ise aktif güç kayıpları karşılaştırılarak önerilen yöntemin geçerliliği test edilmiş olur.

Tablo 5.10. amaç fonksiyonu BDA, güç faktörünün bPF olduğu, 33 baralı standart test sistemine 3 DGES ilavesi ile elde edilen durum sonuçlarını göstermektedir.

Tablo 5.10. BDA 3 DGES yerleştirme sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	18	12	19
DGES Gücü (MVA)	0,951	2	1,003
Güç Faktörü		pf=1	
Aktif Güç Kaybı (kW)		203	
Güç Kaybı Azalması (%)		3,79	
BDA Değeri		2,28 ⁻¹⁰	



Şekil 5.9. Modifiye 33 baralı test sistem.

Modifiye IEEE 33 baralı test sistemi radyal dağıtım sistemidir. 5,72 MW aktif ve 2,3 MVar reaktif yüke sahip bir sistemdir. Başlangıç durumu için 482 kW aktif güç kaybına sahiptir. IEEE 33 baralı standart test sistemine 2 MW yük eklenerek sistem modifiye edilmiştir. Yük artışının 2MW olarak seçilmesi ise başlangıç durumunda BDA analizi yaparken baraya yapılan yük ilave değeri olup, başlangıç durumu ile uyumlu olması içindir. 2 MW yük 12, 18 ve 19 numaralı baralara sırasıyla 600, 800 ve 600 kW olarak dağıtılmıştır. Modifiye 33 baralı sistem hat ve bara bilgileri EK C ile, modifiye test sistemi ise Şekil 5.9. ile verilmiştir.

Tablo 5.11. modifiye 33 baralı test sistemine, standard 33 baralı test sistemi aktif güç amaç fonksiyonuyla elde edilen optimum değerlerin uygulanması ile elde edilen değerlerin aktif güç kaybı sonuçlarını göstermektedir. Başlangıç durumunda modifiye 33 baralı test sistemi 482 kW iken, aktif güç kaybı optimal 3 DGES ilavesiyle bu değer %57,68 azalarak 204 kW'a gerilemiştir.

Tablo 5.11. Amaç fonksiyonu aktif güç kaybı kullanılarak elde edilen optimal değerler için modifiye 33 baralı sistem sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	14	24	30
DGES Gücü (MVA)	0,754	1,1	1,071
Güç Faktörü		pf=1	
Modifiye Sisteme Başlangıç Durumu Aktif Güç Kaybı (kW)		482	
Aktif Güç Kaybı (kW)		204	
Güç Kaybı Azalması (%)		57,68	

Tablo 5.12. ise, amaç fonksiyonu BDA olduğu durumda elde edilen optimal 3 DGES ilavesi durumunda elde edilen aktif güç kaybı sonuçlarını göstermektedir. Bu durumda yapılan ilavede, aktif güç kaybı %75,11 azalarak 120 kW değerine düşmüştür.

Tablo 5.12. Amaç fonksiyonu BDA kullanılarak elde edilen optimal değerler için modifiye 33 baralı sistem sonuçları.

	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası	18	12	19
DGES Gücü (MVA)	0,951	2	1,003
Güç Faktörü		pf=1	
Modifiye Sisteme Başlangıç Durumu Aktif Güç Kaybı (kW)		482	
Aktif Güç Kaybı (kW)		120	
Güç Kaybı Azalması (%)		75,11	

Tablo 5.11. ve 5.12. ile verilen sonuçlar karşılaştırıldığında, sistem yüklerinde meydana gelecek bir artışı hesaba katarak optimum yerleştirme yapılacağı zaman önerilen yöntemin etkinliğini göstermektedir.

5.3.1.5. 69 baralı test sistemi 1, 2 ve 3 DGES yerleştirme sonuçları

Bu durumda test sistemi olarak 69 baralı standart test sistemi kullanılmıştır. Test sistemine bPF ile 1, 2 ve 3 DGES ilavesi yapıldığında elde edilen sonuçlar Tablo 5.13. ile verilmiştir. Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu aktif güç kaybı minimizasyonu, algoritma ise PSOGSA algoritmasıdır. Tablodan görüldüğü üzere 61 numaralı bara tüm durumlar için optimum bara olarak elde edilmiştir. Tablo 5.14. ise bu durumlardan elde edilen sonuçların mevcut literatürle karşılaştırılması yapılarak verilmiştir. PSOGSA algoritması aktif güç minimizasyonunda diğer algoritmalara göre daha fazla azalma sağlamış ve üstünlüğü görülmüştür.

Tablo 5.13. 69 baralı sistem iki boyut 1, 2 ve 3 DGES güç kaybı yerleştirme sonuçları.

	Başlangıç Durumu	1 DGES	2 DGES	3 DGES
Güç Faktörü Tipi	bPF	bPF	bPF	bPF
DGES Bara Numarası		61	17 61	18 53 61
DGES Gücü (MVA)		1,873	0,531 1,781	0,466 0,547 1,685
Güç Faktörü	pf=1	pf=1	pf=1	pf=1
Aktif Güç Kaybı(kW)	211	83,224	71,677	69,429
Güç Kaybı Azalması (%)		63,01	68,14	69,15

Tablo 5.14. 1, 2 ve 3 DGES birim güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.

Durum	Algoritma	Optimal büyüklük kVA (Bara no)			Pkayıp(kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	—	—	—	—	225,030	—
1 DGES	MGSA[121]	1,820(B61)	—	—	83,280	62,99
	EA-OPF[122]	1,870(B61)	—	—	83,230	63,01
	MTLBO [123]	1,819(B61)	—	—	83,320	62,97
	PSOGSA*	1,872(B61)	—	—	83,224	63,02
2 DGES	AF [124]	1,750(B60)	0,526(B16)	—	71,780	68,10
	MGSA[121]	1,781(B61)	0,531(B17)	—	71,730	68,12
	PSO [125]	0,591(B61)	0,818(B18)	—	71,960	68,02
	PSOGSA*	1,781(B61)	0,531(B17)	—	71,677	68,15
3 DGES	QOTLBO [126]	0,591(B63)	0,818(B61)	0,900(B15)	72,410	67,82
	MGSA[121]	0,522(B63)	0,117(B61)	0,562(B15)	71,900	68,05
	AF [124]	1,169(B60)	0,381(B17)	0,514(B10)	69,440	69,14
	PSOGSA*	1,719(B61)	0,380(B17)	0,526(B11)	69,429	69,15

* Önerilen Yöntem

5.3.2. Üç boyutlu (3xN) DGES yerleştirme sonuçları

3 boyutlu DGES problemi PSOGSA optimizasyon algoritması ile çözümü bu bölümde verilmiştir. DGES optimum büyüklük, yer ve güç faktörünü bulma etkinliğini göstermek için, IEEE 33 ve 69 baralı test dağıtım sistemleri kullanılan standart test sistemleridir. PSOGSA için parçacık sayısı 50, iterasyon sayısı 200 olarak seçilmiştir. PSOGSA algoritmasına ait parametreler ve sabitler Table 5.15. ile verilmiştir. Sisteme eklenecek DGES'lerin güçlerinin maksimum 2MW olduğu ve güç faktörünün sırasıyla birim güç faktöründe (bPF=1), sabit (sPF=0,85 [35]) ve optimal (oPF) olduğu durumlar ele alınmıştır.

Tablo 5.15. PSOGSA algoritması parametre ve sabitleri.

PSOGSA kontrol parametreleri	
Kontrol Parametresi	Değer
Popülasyon Sayısı	50
Maksimum İterasyon	200
Başlangıç Sabiti	0,9-0,2
c1, c2	2
Yerçekim Sabiti	1
α	23

5.3.2.1. 33 baralı sistem 1 DGES sonuçları

Bu durumda, bir tane DGES birimini üç farklı güç faktörü ile (sırasıyla bPF, sPF ve oPF olarak) eklendiği durum verilmiştir. 33 baralı dağıtım sistemi başlangıç durumuna, yani hiçbir DGES entegrasyonu olmadığı duruma ait bilgiler Tablo 5.1. ile verilmiştir. Güç faktörünün üç farklı değerinde olduğu durumlardan 1 DGES entegrasyonu yapılması ile PSOGSA algoritmasının kullanıldığı 33 baralı test sistemi için elde edilen sonuçlar ve başlangıç durumuna göre güç kayıplarında meydana gelen azalma yüzde olarak Tablo 5.16. ile verilmiştir. Güç faktörü bPF olduğu durumda optimal bağlantı noktası 26 numaralı bara, sPF ve oPF güç faktörü olduğu durumlarda 29 numaralı bara optimal bağlantı barası olarak bulunmuştur. Tablo 5.16.'dan görülebileceği gibi başlangıç durumuna göre aktif güç kaybı bPF ile %48,46 oranında azalmıştır. sPF güç kaybı azalması başlangıç durumuna göre %68,75 ve bPF'ye göre %20,29 oranında gerçekleşmiştir. Benzer şekilde oPF ile başlangıç durumuna göre %69,55, bPF'ye göre %21,09 ve sPF'ye göre ise %0,8 azalma gerçekleşerek en iyi sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 5.16. 1 DGES bPF, sPF ve oPF ile yerleştirme sonuçları.

	1 DGES		
Güç Faktörü Tipi	bPF	sPF	oPF
DGES Bara No	26	29	29
DGES Gücü (MVA)	2	2,684	2,407
Güç Faktörü	pf=1	pf= 0,85	pf=0,8
Aktif Güç Kaybı(kW)	108,730	65,863	64,243
Güç Kaybı Azalması (%)	48,46	68,78	69,55

5.3.2.2. 33 baralı sistem 2 DGES sonuçları

Bu durum, iki DGES birimi entegrasyonu yapıldığı senaryo verilmiştir. Tablo 5.17. ile farklı güç faktörleri için optimum bara ve kapasiteleri verilmiştir. Güç faktörünün tüm değerleri için optimum bağlantı noktaları 13 ve 30 numaraları baralar olarak aynı değerler bulunmuştur. Güç faktörünün bPF olduğu durumda güç kaybı başlangıç durumuna göre %59,28 azalmıştır. sPF durumunda güç kaybı başlangıç durumuna göre %85,26 azalmıştır. oPF durumunda yine bölüm 5.3.2.1.'de olduğu gibi en iyi sonuç elde edilmiş ve güç kaybında %86,12 azalma sağlamıştır. Bölüm 5.3.2.1.

sonuçlarına göre, güç faktörü bPF olduğu durumda %10,82, sPF durumunda %16,48 ve oPF durumunda ise güç kaybında %16,57 oranında daha fazla azalma sağlamıştır.

Tablo 5.17. 2 DGES bPF, sPF ve oPF ile yerleştirme sonuçları.

Güç Faktörü Tipi	bPF		sPF		oPF	
DGES	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₁	DGES ₂
DGES Bara No	30	13	30	13	13	30
DGES Gücü (MVA)	0,846	1,159	1,534	0,923	0,919	1,553
Güç Faktörü	pf=1		pf= 0,85		pf=0,880	
Aktif Güç Kaybı(kW)	85,910		31,092		29,279	
Güç Kaybı Azalması (%)	59,28		85,26		86,12	

5.3.2.3. 33 baralı sistem 3 DGES sonuçları

Bu bölümde ise, 33 baralı test sistemine 3 DGES biriminin üç farklı güç faktörü senaryosu ile şebeke entegrasyonu yapıldığı durumdur. Bu duruma ait sonuçlar Tablo 5.18. ile verilmiştir. Güç faktörünün bPF olduğu durumda optimal baralar 14, 24 ve 30 numaralı baralar olarak bulunmuştur. Başlangıç durumuna göre güç kaybında %66,13 azalma sağlamıştır. Güç faktörünün sPF olduğu durumda 3, 14 ve 30 numaralı baralar optimal bağlantı barası olarak bulunmuştur. Başlangıç durumuna göre güç kaybında %90,18 azalma sağlamıştır. Güç faktörünün oPF olduğu durumda 14, 24 ve 33 numaralı baralar optimal bara olarak bulunmuştur. Başlangıç durumuna göre güç kaybında %94,07 azalma sağlanmıştır. Güç faktörünü sPF olduğu durumda güç kaybı azalması bPF %24,05 daha fazla gerçekleşmiştir. oPF olduğu durumda ise sPF'ye göre %3,89, oPF'ye göre ise %27,94 oranında daha iyi sonuç vermiştir.

Tablo 5.18. 3 DGES bPF, sPF ve oPF ile yerleştirme sonuçları.

Güç Faktörü Tipi	bPF			sPF			oPF		
DGES	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃	DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃
DGES Bara No	30	24	14	30	14	3	33	24	14
DGES Gücü (MVA)	1,099	0,754	1,071	1,372	0,789	1,827	1,091	1,955	1,650
Güç Faktörü	pf=1			pf= 0,85			pf=0,806		
Aktif Güç Kaybı(kW)	71,457			20,723			12,514		
Güç Kaybı Azalması (%)	66,13			90,18			94,07		

Yük ve üretimin sabit olduğu durumlar için, amaç fonksiyonu güç kaybı minimizasyonudur. Tablo 5.19. 1, 2 ve 3 DGES biriminin birim güç faktörü bPF ile bağlantı yapıldığı durumlarda elde edilen optimal sonuçları göstermektedir. Önerilen yöntemin etkinliği göstermek için sonuçlar literatürde bulunan mevcut çalışmalarla karşılaştırılmıştır. Önerilen yöntem (PSOGSA) 1,2 ve 3 DGES birimi entegrasyonu

yapıldığı tüm durumlar karşılaştırıldığı çalışmalara [114-115] göre güç kaybı minimizasyonunda daha iyi sonuç vermiştir. Sisteme eklenecek DGES birimin sayısı arttıkça önerilen yöntemin amaç fonksiyonu minimizasyonunda daha iyi sonuçlar elde edildiği görülmektedir. DGES birimlerinin güç sistemlerinde optimal bağlantı ile sayılarının artması, güç kayıplarının azalmasında önemli rol oynadığı görülmektedir.

Tablo 5.19. 1, 2 ve 3 DGES birim güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.

Durum	Algoritma	Optimal büyüklük kVA (Bara no)			Pkayıp (kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	-	-	-	-	210,987	-
1 DGES	Analitik [114]	2,601(B6)	-	-	111,100	47,39
	BSOA [115]	1,857(B8)	-	-	118,12	44,01
	DLBBO [116]	2,590(B8)	-	-	111,01	47,41
	PSOGSA*	2(B26)	-	-	108,730	48,46
2 DGES	Analitik [114]	1,020(B30)	1,020(B12)	-	88,630	57,99
	BSOA [115]	1,355(B29)	0,730(B13)	-	88,180	58,20
	DLBBO [116]	1,157(B30)	0,851(B13)	-	87,165	58,68
	PSOGSA*	0,846 (B30)	1,158(B13)	-	85,910	59,28
3 DGES	BSOA [115]	0,550(B31)	0,487(B28)	0,632(B13)	89,050	57,79
	PSOGSA*	1,099(B30)	0,754(B24)	1,071(B14)	71,457	66,13

* Önerilen Yöntem

Güç faktörünü sabit bir değerde olduğu sPF durumunda elde edilen sonuçlar ise Tablo 5.20. ile verilmiştir. sPF=0,85 pu değerinde sabit olduğu kabul edilmiştir. 1, 2 ve 3 DGES birimi entegrasyonu yapıldığı tüm durumlarda önerilen yöntem PSOGSA karşılaştırıldığı mevcut çalışmalara [114,116-118] göre daha iyi sonuç vermiştir. Elde edilen sonuçlar bPF durumunda elde edilen sonuçlarla karşılaştırıldığında sPF durumunda tüm DGES ilavesi durumları için daha iyi sonuç elde edilmiştir. Sonuçlar çoklu DGES durumu ve güç faktörünün hesaba katıldığı durumlarda güç kaybı minimizasyonu için daha iyi neticeler elde edildiğini göstermektedir.

Tablo 5.20. 1, 2 ve 3 DGES sabit güç faktörü=0,85 ile yerleştirme sonuçları.

Durum	Algoritma	Optimal büyüklük kVA (Bara no)			Pkayıp (kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	-	-	-	-	210,987	-
1 DGES	Analitik [114]	3,103/pf0,85 (B6)	-	-	68,200	67,67
	DLBBO [116]	3,103/pf0,85 (B6)	-	-	68,158	67,69
	PSOGSA*	2,684(B29)	-	-	65,863	68,78
2 DGES	Hybrid PSO [117]	2,212(B22)	1,313(B16)	-	87,65	58,45
	Analitik [31114]	2,684(B30)	2,684(B6)	-	44,84	78,77
	PSOGSA*	1,534(B30)	0,923(B13)	-	31,092	85,26
3 DGES	CLPF [118]	1,059(B30)	0,741(B14)	1,059(B6)	23,05	89,09
	PSOGSA*	1,372(B30)	0,789(B14)	1,827(B3)	20,723	90,18

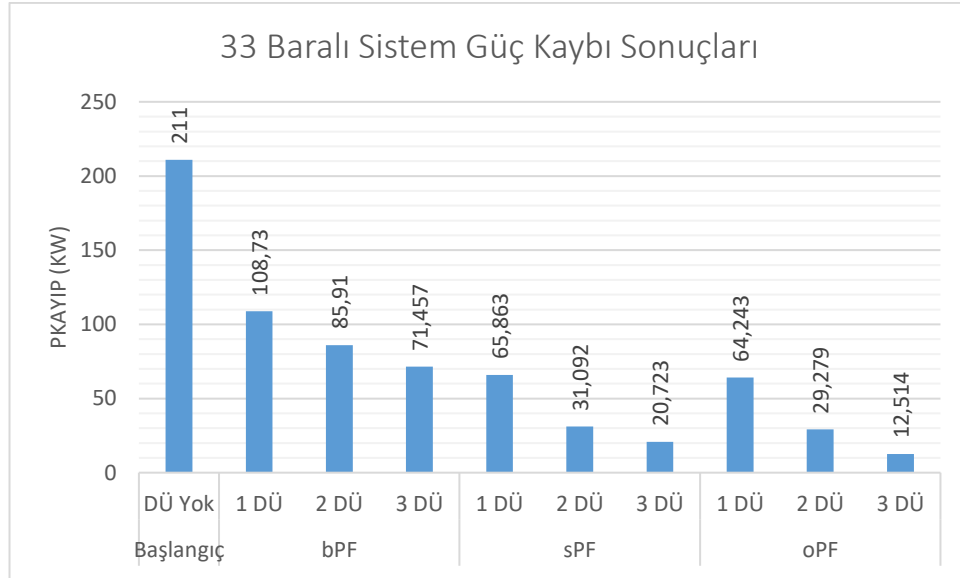
* Önerilen Yöntem

Tablo 5.21. ise 1, 2 ve 3 DGES birimi entegrasyonun sabit bir güç faktörü olmayıp optimal-oPF olduğu durumu göstermektedir. Yani, DGES birimi bağlantı barası, gücü ve güç faktörünün optimal olarak optimizasyon algoritması tarafından amaç fonksiyonunu minimum yapacak değerler olarak belirlendiği durumu göstermektedir. Tekil ve çoklu entegrasyon durumları için PSOGSA karşılaştırıldığı optimizasyon algoritmalarına göre daha iyi sonuç vermiştir. Elde edilen sonuçlar mevcut diğer çalışmalarla [115,116,118-120] karşılaştırıldığında önerilen yöntemin güç kaybı minimizasyonun da daha iyi sonuçlar verdiğini ve yöntemin etkinliğini göstermektedir. Table 5.21. ile güç faktörünü sabit olmadığı durumda oPF durumu, birim güç faktörü bPF ve sabit güç faktörü durumu sPF'ye göre daha iyi sonuç vermiştir. Bu sonuçlar güç faktörünün de optimal olarak optimizasyon algoritması tarafından elde edilmesinin etkili bir yöntem olduğunu göstermektedir. Şekil 5.10. ile 33 baralı test sistemi bPF, sPF ve oPF güç faktörü durumlarında elde edilen güç kayıplarının karşılaştırılması verilmiştir.

Tablo 5.21. 1, 2 ve 3 DGES optimal güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.

Durum	Algoritma	Optimal büyüklük MVA/Optimal Güç Faktörü (Bara no)			Pkayıp (kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	-	-	-	-	210,987	-
1 DGES	DLBBO [116]	3105/pf 0,81 (B6)	-	-	67,943	67,79
	ALO [119]	2,238/pf 0,87 (B6)	-	-	71,750	65,99
	BSOA [115]	2,238/pf 0,87 (B6)	-	-	82,780	60,76
	PSOGSA*	2,407/pf 0,8(B29)	-	-	64,243	69,55
2 DGES	PSO [120]	2,531/pf 1 (B6)	1,225/pf 0,01 (B30)	-	58,450	72,29
	BSOA [115]	1,032/pf 0,70 (B29)	0,777/pf 0,89 (B13)	-	31,98	84,84
	PSOGSA*	1,553/pf 0,8(B30)	0,919/pf 0,880(B13)	-	29,279	86,12
3 DGES	CLPF [118]	1,098/pf 0,82 (B30)	0,768/pf 0,82 (B14)	1,098/pf 0,82 (B6)	22,290	89,45
	BSOA [115]	0,658/pf 0,70 (B31)	0,402/pf 0,71 (B29)	0,698/pf 0,86 (B13)	29,650	85,94
	PSOGSA*	1,091/pf 0,806(B30)	1,955/pf 0,999(B24)	1,650/pf 0,8(B14)	12,514	94,07

* Önerilen Yöntem



Şekil 5.10. 33 baralı test sistemi güç kayıpları karşılaştırması.

5.3.2.4. 69 baralı test sistemi 1, 2 ve 3 DGEs yerleştirme sonuçları

Bu bölümde 69 baralı test sistemine 1, 2 ve 3 DGEs uygulandığı durum sonuçları verilmiştir. 69 baralı test sistemi tüm durumlar içinde 61 numaralı bara optimal bağlantı barası olarak elde edilmiştir. Bu sonuçlar ile, 61 numaralı baranın en çok güç kaybı meydana geldiği bara olduğu sonucunu varılabilir. Başlangıç durumuna göre güç kayıplarında azalmanın 33 baralı test sistemine göre daha fazla meydana geldiği görülmektedir. Buradan dağıtım sistemi büyüdükçe, çoklu DGEs birimi entegrasyonu yapmanın sistem kayıplarını azaltmada büyük etkiye sahip olduğunu rahatlıkla söylenebilir.

Tablo 5.22. 1, 2 ve 3 DGEs birim güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.

Durum	Algoritma	Optimal büyüklük kVA (Bara no)			Pkayıp(kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	—	—	—	—	225,030	—
1 DGEs	MGSA[121]	1,820(B61)	—	—	83,280	62,99
	EA-OPF[122]	1870(B61)	—	—	83,230	63,01
	MTLBO [123]	1819(B61)	—	—	83,320	62,97
	PSOGSA*	1,872(B61)	—	—	83,224	63,02
2 DGEs	AF [124]	1,750(B60)	0,526(B16)	—	71,780	68,10
	MGSA[121]	1,781(B61)	0,531(B17)	—	71,730	68,12
	PSO [125]	0,591(B61)	0,818(B18)	—	71,960	68,02
	PSOGSA*	1,781(B61)	0,531(B17)	—	71,677	68,15
3 DGEs	QOTLBO [126]	0,591(B63)	0,818(B61)	0,900(B15)	72,410	67,82
	MGSA[121]	0,522(B63)	0,117(B61)	0,562(B15)	71,900	68,05
	AF [124]	1,169(B60)	0,381(B17)	0,514(B10)	69,440	69,14
	PSOGSA*	1,719(B61)	0,380(B17)	0,526(B11)	69,429	69,15

* Önerilen Yöntem

Tablo 5.22. güç faktörünün bPF olduğu 1, 2 ve 3 DGES entegrasyonu yapıldığı senaryolar için elde edilen sonuçların mevcut çalışmalarla karşılaştırılmasını göstermektedir. Tablo 5.23. ve Tablo 5.24.'te benzer şekilde sırasıyla güç faktörünün sPF ve oPF olduğu durumlarda elde edilen sonuçların mevcut çalışmalarla karşılaştırılmasını göstermektedir. Sonuçlar önerilen PSOGSA yöntemi mevcut çalışmaların tamamına göre daha iyi sonuçlar verdiğini ve önerilen yöntemin etkinliğini göstermektedir. Şekil 5.11. ise 69 baralı test sistemi bPF, sPF ve oPF güç faktörü durumlarında elde edilen güç kayıplarının karşılaştırılmasını göstermektedir.

Tablo 5.23. 1, 2 ve 3 DGES sabit güç faktörü=0,85 ile yerleştirme sonuçları.

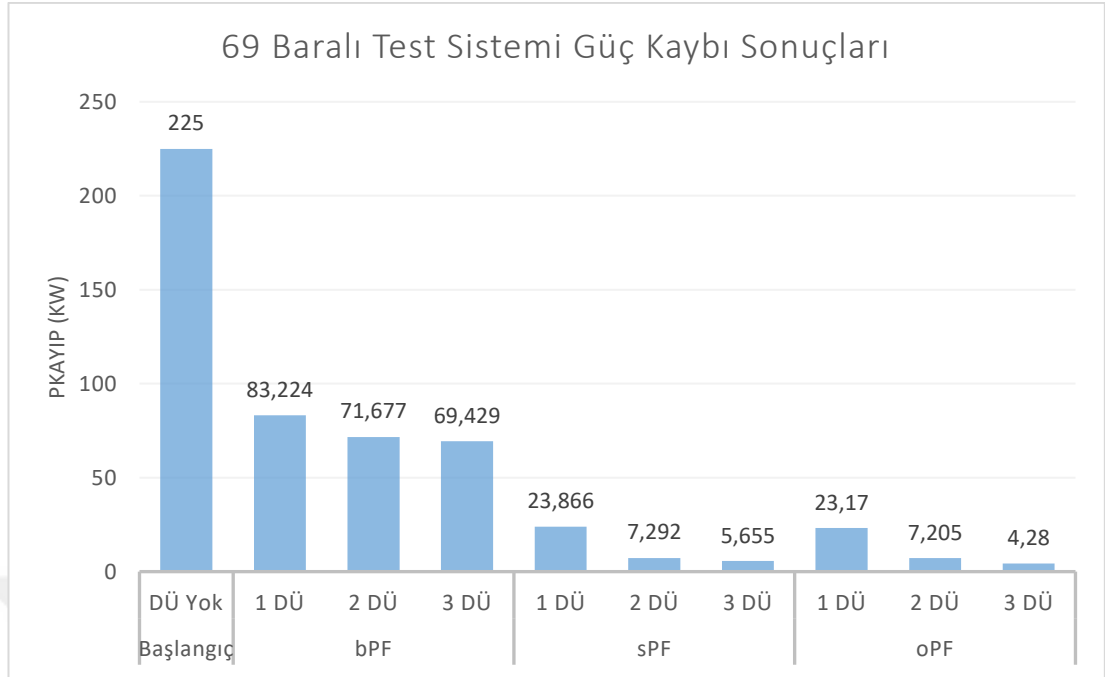
Durum	Algoritma	Optimal büyüklük kVA (Bara no)			Pkayıp(kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	—	—	—	—	225,030	—
1 DGES	ABC [127]	2,200(B61)	—	—	23,920	89,37
	HCF [128]	2,300(B61)	—	—	23,984	89,34
	PSOGSA*	2,240(B61)	—	—	23,866	89,39
2 DGES	ABC [127]	2,100(B61)	0,600(B17)	—	7,999	96,44
	PSOGSA*	2,127(B61)	0,630(B17)	—	7,292	96,76
3 DGES	PSOGSA*	2,127(B61)	0,882(B50)	0,629(B18)	5,655	97,49

* Önerilen Yöntem

Tablo 5.24. 1, 2 ve 3 DGES optimal güç faktörü ile yerleştirme sonuçları.

Durum	Algoritma	Optimal büyüklük kVA/Optimal Güç Faktörü (Bara no)			Pkayıp (kW)	Güç Kaybı Azalması (%)
		DGES ₁	DGES ₂	DGES ₃		
DGES Yok	—	—	—	—	225,030	—
1 DGES	IA [118]	2,243/pf 0,82(B61)	—	—	23,184	89,69
	CF-PSO [129]	2,207/pf 0,824(B61)	—	—	23,260	89,66
	DLBBO [116]	2,244/pf 0,815(B61)	—	—	23,462	89,57
	PSOGSA*	1,828/pf 0,815(B61)	—	—	23,170	89,70
2 DGES	MGSA[121]	0,552/pf 0,825(B18)	2,026/pf 0,81(B61)	—	7,890	96,49
	IA [118]	0,659/pf 0,82(B17)	2,195/pf 0,82(B61)	—	7,410	96,70
	CF-PSO [129]	0,641/pf 0,816(B17)	2,107/pf 0,827(B61)	—	7,309	96,75
	PSOGSA*	2,131/pf 0,813(B61)	0,630/pf 0,828(B18)	—	7,205	96,80
3 DGES	MGSA[121]	0,801/pf 0,902(B64)	1,356/pf 0,715(B61)	0,761/pf 0,78(B17)	8,610	96,17
	CF-PSO [129]	2,086/pf 0,82(B61)	0,613/pf 0,82(B50)	0,845/pf 0,82(B17)	5,168	97,70
	IA [118]	2,073/pf 0,82(B61)	0,829/pf 0,82(B50)	0,622/pf 0,82(B17)	5,071	97,74
	PSOGSA*	2,057/pf 0,814(B61)	0,429/pf 0,832(B20)	0,634/pf 0,81(B11)	4,280	98,09

* Önerilen Yöntem



Şekil 5.11. 69 baralı test sistemi güç kayıpları karşılaştırması.

BÖLÜM 6. SONUÇ VE ÖNERİ

Bu tez çalışmasında öncelikli olarak Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü, kurulu güç içerisindeki yenilenebilir oranları ve ilgili mevzuatlar verilmiştir. Daha sonra DGES kurulu gücü durumu, yıllara göre değişimi ve mevzuat açısından gelişimi incelenmiştir. Kurulu güç içerisindeki DGES oranını arttırmak için SWOT analizi yapılmış, sonuç ve öneriler verilmiştir. SWOT analizi sonuçlarından anlaşılabilecek üzere basit düzenleme ve teşviklerle DGES kapasitesini artırmanın mümkün olduğu düşünülmektedir.

DGES optimum yer ve optimum büyüklük parametrelerinden oluşan 2 boyutlu yerleştirme probleminin çözümü için zıtlık tabanlı öğrenme ile geliştirilen OBPSO algoritması kullanılmıştır. Önerilen algoritmanın etkinliği standart test sistemlerine uygulanarak verilmiştir. Dağıtım sisteminde optimum olarak yerleştirilen DGES sayısı ve kapasitesi arttıkça aktif güç kaybı, gerilim değişimi ve amaç fonksiyonu olarak önerilen BDA indekslerinde belirgin azalmalar meydana gelmiştir.

Dağıtım sistemlerinde meydana gelecek yük değişimini hesaba katmak oldukça önemlidir. Çünkü dağıtım sistemlerinde batarya depolama çözümleri ve elektrikli araç istasyonları sayısında hızlı bir artış beklenmektedir. Bu durumlarda şüphesiz sistemde ilave yük anlamına gelmektedir. Bu problemin üstesinden gelmek için BDA yöntemi önerilmiş ve etkinliği modifiye 33 baralı sisteme uygulanarak verilmiştir. DGES yerleştirme probleminde amaç fonksiyonu olarak kullanıldığı ve dağıtım sistemi toplam yüklerinde artış olacağı varsayıldığı durumda karşılaştırıldığı aktif güç kaybı azalması amaç fonksiyonuna belirgin üstünlük sağlamıştır.

3 boyutlu DGES optimum yerleştirme problemi tanımlanmıştır. DGES birimlerinin optimum büyüklük, yer ve güç faktörü ile entegrasyonu problemi çözümü için PSO ve

GSA algoritmalarının hibritleştirilmesi ile oluşturulan PSOGSA algoritmasının kullanımı önerilmiştir. Farklı durumlarda yapılan entegrasyonlar için karşılaştırmalı çalışmalar gerçekleştirilmiştir. DGES planlamasında, tekli ve çoklu entegrasyon durumlarında güç kayıplarını minimize etmek için çalışmalar yapılmıştır. Farklı durumlar için yapılan çalışma sonuçları mevcut diğer çalışmalarla karşılaştırıldığında önerilen metodun güç kaybı azalmasında daha iyi sonuçlar verdiğini göstermektedir. Ayrıca sabit güç faktörü yerine DGES güç faktörleri optimal olarak ayarlandığında, bunun güç kaybı azalmasına büyük bir pozitif katkı yaptığı saptanmıştır. DGES birimi optimal büyüklük, yer ve güç faktörü hesaplaması yapıldığı durumda başlangıç durumuna göre güç kaybında %98,09 oranı ile en yüksek azalma sağlanan durum olmuştur. Ayrıca optimizasyon problemini 3 boyutlu optimizasyon problemi olarak çözülmesi ile 2 boyutlu optimizasyon problem çözümüne göre belirgin üstünlük sağlamıştır. 33 baralı test sistemine 3 DGES yerleştirilmesi problemi çözümünde 2 boyutlu çözüm ile aktif güç kaybı 71,457 kW'a gerilemiştir. 3 boyutlu çözüm oPF ile çözümde ise aktif güç kaybı 12,514 kW'a kadar düşmüştür. DGES yerleştirme problemi çözümüne güç faktörünün optimal değerlerle eklenmesi problemin sonuçlarına büyük etki göstermiştir. Sonuçlar, önerilen optimal güç faktörü ile entegrasyonunun güç kayıplarını azaltmada ve dağıtım sistemi parametrelerini iyileştirmede başarılı olduğunu ve böylece ilave kompanzasyon veya tesis büyültmeye ihtiyaç olmaksızın sistemin güç işleme kapasitesini arttırdığı göstermektedir.

Bu çalışma; güç faktörünün DGES entegrasyon planlamalarında dinamik bir değişken olarak hesaba katılmasının etkili bir yöntem olduğunu gözler önüne sermiştir. BDA yöntemi yük artış durumlarını hesaba katarak planlama yapmada büyük avantaj sağlayacağı görülebilmektedir. Yapılan çalışma sonuçları ayrıca, PSOGSA'nın elektrik güç sistem problemleri çözümünde etkili bir yöntem olarak kullanılabilmesinin mümkün olduğunu göstermiştir. Elde edilen sonuçlara bakarak PSOGSA optimum kapasitör yerleştirme, reaktif güç optimizasyonu gibi elektrik güç sistemleri ile ilgili diğer optimizasyon problemlerinin çözümünde kullanılabilecek bir yöntem olarak önerilmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [2] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [3] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [4] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0952&from=GA>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [5] <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8b727bfb-82ee-4b8e-9811-64ee8278f7b4/MTRMR2016.pdf>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [6] https://www.ren21.net/gsr-2020/chapters/chapter_01/chapter_01/, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [7] <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>, Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [8] <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/kurulu-guc-raporlari/2021-Aralik>, Erişim Tarihi: 20.01.2022.
- [9] https://sp.enerji.gov.tr/ETKB_2019_2023_Stratejik_Plan.pdf, Erişim Tarihi: 12.02.2021.
- [10] Gözel, T., Hocaoglu, M. H., An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. Electric power systems research, 79(6), 912-918, 2009.

- [11] Acharya, N., Mahat, P., Mithulananthan, N., An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(10), 669-678, 2006.
- [12] Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo, F., A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *IEEE Transactions on power systems*, 20(2), 750-757, 2005.
- [13] Kim, K. H., Song, K. B., Joo, S. K., Lee, Y. J., Kim, J. O., Multiobjective distributed generation placement using fuzzy goal programming with genetic algorithm. *European Transactions on Electrical Power*, 18(3), 217-230, 2008.
- [14] Moradi, M. H., Zeinalzadeh, A., Mohammadi, Y., Abedini, M., An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54, 101-111, 2014.
- [15] Anuradha, K. B. J., Jayatunga, U., Perera, H. R., Loss-Voltage Sensitivity Analysis Based Battery Energy Storage Systems Allocation and Distributed Generation Capacity Upgrade. *Journal of Energy Storage*, 36, 102357, 2021.
- [16] Moradi, M. H., Abedini, M., A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal distributed generation location and sizing in distribution systems with fuzzy optimal theory. *International Journal of Green Energy*, 9(7), 641-660, 2012.
- [17] Pereira, L. D., Yahyaoui, I., Fiorotti, R., de Menezes, L. S., Fardin, J. F., Rocha, H. R., Tadeo, F., Optimal allocation of distributed generation and capacitor banks using probabilistic generation models with correlations. *Applied Energy*, 118097, 2021.
- [18] Yang, M., Li, D., Liu, Y., Li, Z., Optimization of Sitting and Sizing of Microgrid in Distributed Generation Considering Reliability Costs. In 2020 IEEE International Conference on Information Technology, Big Data and Artificial Intelligence (ICIBA) (Vol. 1, pp. 575-580), IEEE, 2020.
- [19] Seydali Seyf Abad, M., Ma, J., Ahmadyar, A. S., Marzooghi, H., Distributionally robust distributed generation hosting capacity assessment in distribution systems. *Energies*, 11(11), 2981, 2018.
- [20] Pesaran, M., Mohd Zin, A. A., Khairuddin, A., Shariati, O., Optimal sizing and siting of distributed generators by a weighted exhaustive search. *Electric Power Components and Systems*, 42(11), 1131-1142, 2014.

- [21] Daud, S., Kadir, A. F. A., Gan, C. K., Mohamed, A., Khatib, T., A comparison of heuristic optimization techniques for optimal placement and sizing of photovoltaic based distributed generation in a distribution system. *Solar Energy*, 140, 219-226, 2016.
- [22] Pisica, I., Bulac, C., Eremia, M., Optimal distributed generation location and sizing using genetic algorithms. In 2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (pp. 1-6), IEEE, 2009.
- [23] Maya, K.N., Jasmin, E.A., Optimal integration of distributed generation (DG) resources in unbalanced distribution system considering uncertainty modelling. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 27(1), e2248, 2017.
- [24] Mohanty, A., Modi, P. K., Optimal location and sizing of distributed generation in a power distribution system. *Cogeneration and Distributed Generation Journal*, 25(4), 20-39, 2010.
- [25] Mahajan, S., Vadhera, S., Optimal location and sizing of distributed generation unit using human opinion dynamics optimization technique. *Distributed Generation & Alternative Energy Journal*, 33(2), 38-57, 2018.
- [26] Abdelaziz, A. Y., Hegazy, Y. G., El-Khattam, W., Othman, M. M., Optimal planning of distributed generators in distribution networks using modified firefly method. *Electric Power Components and Systems*, 43(3), 320-333, 2015.
- [27] Luo, L., Gu, W., Zhang, X. P., Cao, G., Wang, W., Zhu, G., Wu, Z., Optimal siting and sizing of distributed generation in distribution systems with PV solar farm utilized as STATCOM (PV-STATCOM). *Applied Energy*, 210, 1092-1100, 2018.
- [28] Altin, M., Oguz, E. U., Bizkevelci, E., Simsek, B., Distributed generation hosting capacity calculation of MV distribution feeders in Turkey. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe* (pp. 1-7), IEEE, 2014.
- [29] Doğanşahin, K., Kekezoğlu, B., Yumurtacı, R., Erdinç, O., Catalão, J. P., Maximum permissible integration capacity of renewable DG units based on system loads. *Energies*, 11(1), 255, 2018.
- [30] Chen, G., Liu, L., Guo, Y., Huang, S., Multi-objective enhanced PSO algorithm for optimizing power losses and voltage deviation in power systems. *COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, 2016.

- [31] Ali, E. S., Abd Elazim, S. M., Abdelaziz, A. Y., Optimal allocation and sizing of renewable distributed generation using ant lion optimization algorithm. *Electrical Engineering*, 100(1), 99-109, 2018.
- [32] Da Rosa, W. M., Teixeira, J. C., Belati, E. A., New method for optimal allocation of distribution generation aimed at active losses reduction. *Renewable Energy*, 123, 334-341, 2018.
- [33] Abdelaziz, A. Y., Osama, R. A., Elkhodary, S. M., Distribution systems reconfiguration using ant colony optimization and harmony search algorithms. *Electric Power Components and Systems*, 41(5), 537-554, 2013.
- [34] Gholami, K., Parvaneh, M. H., A mutated salp swarm algorithm for optimum allocation of active and reactive power sources in radial distribution systems. *Applied Soft Computing*, 85, 105833, 2019.
- [35] Huy, P. D., Ramachandramurthy, V. K., Yong, J. Y., Tan, K. M., Ekanayake, J. B., Optimal placement, sizing and power factor of distributed generation: A comprehensive study spanning from the planning stage to the operation stage. *Energy*, 195, 117011, 2020.
- [36] Liu, K. Y., Sheng, W., Liu, Y., Meng, X., Liu, Y., Optimal sitting and sizing of DGs in distribution system considering time sequence characteristics of loads and DGs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 69, 430-440, 2015.
- [37] Ha, M. P., Nazari-Heris, M., Mohammadi-Ivatloo, B., Seyedi, H., A hybrid genetic particle swarm optimization for distributed generation allocation in power distribution networks. *Energy*, 209, 118218, 2020.
- [38] Sultana, S., Roy, P. K., Multi-objective quasi-oppositional teaching learning based optimization for optimal location of distributed generator in radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63, 534-545, 2014.
- [39] Farh, H. M., Al-Shaalan, A. M., Eltamaly, A. M., Al-Shamma'a, A. A., A novel severity performance index for optimal allocation and sizing of photovoltaic distributed generations. *Energy Reports*, 6, 2180-2190, 2020.
- [40] Taher, S. A., Bagherpour, R., A new approach for optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distorted distribution systems using hybrid honey bee colony algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 49, 430-448, 2013.

- [41] Sultana, U., Khairuddin, A. B., Mokhtar, A. S., Zareen, N., Sultana, B., Grey wolf optimizer based placement and sizing of multiple distributed generation in the distribution system. *Energy*, 111, 525-536, 2016.
- [42] El-Fergany, A. A., Abdelaziz, A. Y., Capacitor allocations in radial distribution networks using cuckoo search algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8(2), 223-232, 2014.
- [43] Muthukumar, K., Jayalalitha, S., Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78, 299-319, 2016.
- [44] Ravindran, S., Victoire, T. A. A., A bio-geography-based algorithm for optimal siting and sizing of distributed generators with an effective power factor model. *Computers & Electrical Engineering*, 72, 482-501, 2018.
- [45] Mouwafi, M. T., El-Sehiemy, R. A., Abou El-Ela, A. A., A two-stage method for optimal placement of distributed generation units and capacitors in distribution systems. *Applied Energy*, 118188, 2021.
- [46] Gampa, S. R., Jasthi, K., Goli, P., Das, D., Bansal, R. C., Grasshopper optimization algorithm based two stage fuzzy multiobjective approach for optimum sizing and placement of distributed generations, shunt capacitors and electric vehicle charging stations. *Journal of Energy Storage*, 27, 101117, 2020.
- [47] Ali, S. M., Mohamed, A. A. A., Hemeida, A. M., Impact of optimal allocation of renewable distributed generation in radial distribution systems based on different optimization algorithms. In *2019 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)* (pp. 472-478), IEEE, 2019.
- [48] Hassan, A. S., Sun, Y., Wang, Z., Multi-objective for optimal placement and sizing DG units in reducing loss of power and enhancing voltage profile using BPSO-SLFA. *Energy Reports*, 6, 1581-1589, 2020.
- [49] Roy, N. B., Das, D., Optimal allocation of active and reactive power of dispatchable distributed generators in a droop controlled islanded microgrid considering renewable generation and load demand uncertainties. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 27, 100482, 2021.

- [50] Yıldız, A., Gökçek, T., Şengör, İ., Erdiñç, O., Optimal sizing and economic analysis of Photovoltaic distributed generation with Battery Energy Storage System considering peer-to-peer energy trading. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 28, 100540, 2021.
- [51] Magadum, R. B., Kulkarni, D. B., Optimal placement and sizing of multiple distributed generators using fuzzy logic. In *2019 Fifth International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)* (pp. 1-6), IEEE, 2019.
- [52] Prasetyo, T., Sarjiya, S., Putranto, L. M., Optimal sizing and siting of PV-based distributed generation for losses minimization of distribution using flower pollination algorithm. In *2019 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT)* (pp. 779-783), IEEE, 2019.
- [53] Dogan, A., Optimum sitting and sizing of WTs, PVs, ESSs and EVCSs using hybrid soccer league competition-pattern search algorithm. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 24(3), 795-805, 2021.
- [54] https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Distributed_generation&oldid=1060704222., Erişim Tarihi:05.03.2022.
- [55] <https://e-cigre.org/publication/137-impact-of-increasing-contribution-of-dispersed-generation-on-the-power-system>., Erişim Tarihi:05.03.2022.
- [56] Watson, J., Perspective of Decentralised Energy Systems in a liberalised Market: The UK Perspective, in: Rolf Wustenhagen, Thomas Dyllick, St. Gallen, Institute for Wirtschaft und Ökologie (IWÖ)- Diskussionsbeiträge Nr. 72: Nachhaltige Marktchancen Dank dezentraler Energie? Ein Blick in die Zukunft der Energiedienstleistung, Switzerland, pp. 38–47, 1999.
- [57] Ackermann, T., Göran A., and Lennart S., Distributed generation: a definition. *Electric power systems research* 57.3: 195-204, 2001.
- [58] <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-gunes>., Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [59] <http://www.ren21.net/>., Erişim Tarihi: 21.03.2021.
- [60] Von Appen, J., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., Geibel, D., Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol.11, pp.55-64, Mar. 2013.
- [61] <http://www.dg.history.vt.edu/ch1/introduction.html>., Erişim Tarihi: 08.11.2017.

- [62] <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/63114.pdf>, Erişim Tarihi: 08.11.2019.
- [63] <https://www3.eurelectric.org/10stepstosmartgrids/>., Erişim Tarihi: 21.03.2022.
- [64] <https://enerji.mmo.org.tr/>., Erişim Tarihi: 21.03.2022.
- [65] <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/kurulu-guc-raporlari/2021-Eylul>., Erişim Tarihi: 01.12.2021.
- [66] <https://euas.gov.tr>., Erişim Tarihi: 01.12.2021.
- [67] https://sp.enerji.gov.tr/ETKB_2019_2023_Stratejik_Plani.pdf., Erişim Tarihi: 12.02.2021.
- [68] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3A127067>., Erişim Tarihi: 12.02.2021.
- [69] https://energy.ec.europa.eu/topics/research-and-technology/strategic-energy-technology-plan_en., Erişim Tarihi: 12.02.2021.
- [70] <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0169:FIN:en:PDF>., Erişim Tarihi: 22.03.2022.
- [71] https://iea.blob.core.windows.net/assets/663fabad-397e-4518-802f-7f1c94bc2076/csp_roadmap.pdf., Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [72] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf., Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [73] <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>., Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [74] <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-gunes>., Erişim Tarihi: 21.03.2021.
- [75] Sensoy, S., Ulupınar, Y., Demircan, M., Alan, I., Akyurek, Z., Bostan, PA., Modeling solar energy potential in Turkey, BALWOIS 2010, Ohrid, Republic of Macedonia, 25–29 May 2010.
- [76] Topkaya, SO., A discussion on recent developments in Turkey’s emerging solar power market. Renew Sustain Energy Rev 16:3745–65, 2012.
- [77] Weiss, W., Spörk-Dür, M., Solar Heat World wide Detailed Market Figures 2017, 2019 Edition, May 2019.

- [78] Kotcioglu, I., Clean and sustainable energy policies in Turkey. *Renew Sustain Energy Rev*, 15:5111–9, 2011.
- [79] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [80] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [81] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [82] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [83] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [84] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [85] <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2019/05/20190512-1.htm>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [86] <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2018/01/20180118-9.pdf>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [87] <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2018/03/20180327M2-1.htm>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [88] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [89] Ramirez, FJ., Escribano, AH., Lazaro, EG., Pham, DT., Combining feed-in-tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: comparative economic assessment and policy implications for European countries. *Energy Pol*, 102:440–52, 2017.
- [90] <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/>, Erişim Tarihi: 21.02.2021.
- [91] <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed>, Erişim Tarihi: 06.12.2019.
- [92] <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/>, Erişim Tarihi: 06.12.2019.
- [93] <https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/previous-energy-strategies?redir=1>, Erişim Tarihi: 06.12.2019.

- [94] https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2018/11/IEA-PVPS_T14-1_TSO_DSO_Cooperation_-FINAL_20181102.pdf, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [95] <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [96] <https://www.pv-magazine.com/features/archive/solar-incentives-and-fits/feed-in-tariffs-in-europe/#spain>, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [97] https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_S__custom_526506/default/table?lang=en, Erişim Tarihi: 25.01.2021.
- [98] <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/01/20210130-9.pdf>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [99] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [100] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [101] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [102] <https://www.resmigazete.gov.tr>, Erişim Tarihi: 07.02.2021.
- [103] <http://www.guyad.org/EN,185/yeka-2-ges-ihalesi-hakkinda.html>, Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [104] https://enerjiapi.etkb.gov.tr/media/common/0b9b07d7-a639-424c-9b24-d4323ba8b4b2_YEKA_GES_3_RG_ILAN_METNI_03_07_2020.pdf, Erişim Tarihi: 20.12.2020.
- [105] <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/gerceklesen-uretim/gercek-zamanli-uretim.xhtml>, Erişim Tarihi: 01.10.2021.
- [106] Çeçen, M., Yavuz, C., Tırmıkçı, C. A., Sarıkaya, S., Yanıkoğlu, E., Analysis and evaluation of distributed photovoltaic generation in electrical energy production and related regulations of Turkey. Clean Technologies and Environmental Policy, 1-16, 2022.
- [107] Kennedy, J., Eberhart, R., Particle swarm optimization, in Proceedings of ICNN'95-international conference on neural networks, vol. 4: IEEE, pp. 1942-1948, 1995.

- [108] Tizhoosh, H.R., Opposition-based learning: a new scheme for machine intelligence, in International conference on computational intelligence for modelling, control and automation and international conference on intelligent agents, web technologies and internet commerce (CIMCA-IAWTIC'06), vol. 1: IEEE, pp. 695-701, 2005.
- [109] Rashedi, E., Nezamabadi-Pour, H., Saryazdi, S., GSA: a gravitational search algorithm. *Information sciences*, 179(13): p. 2232-2248, 2009.
- [110] Mirjalili, S., Hashim, S.Z.M., A new hybrid PSOGSA algorithm for function optimization. in 2010 international conference on computer and information application, IEEE, 2010.
- [111] Çeçen, M., Yavuz, C., OBPSO Kullanılarak Dağıtık Güneş Enerji Sistemlerinin Optimum Bağlantı Gücü ve Yerinin Belirlenmesi. *Belirlenmesi. Düzce Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 10(2): 940-952. DOI:10.29130/dubited.953283, 2022.
- [112] Baran, M.E., Wu, F.F., Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2): p. 1401-1407, 1989.
- [113] Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E., Thomas, R.J., MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on power systems*, 26(1): p. 12-19, 2010.
- [114] Caponetto, R., Fortuna, L., Fazzino, S., Xibilia, M.G., Chaotic sequences to improve the performance of evolutionary algorithms. *IEEE transactions on evolutionary computation*, 7(3): p. 289-304, 2003.
- [115] El-Fergany, A., Optimal allocation of multi-type distributed generators using backtracking search optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64: p. 1197-1205, 2015.
- [116] Ravindran, S., Victoire, T.A.A., A bio-geography-based algorithm for optimal siting and sizing of distributed generators with an effective power factor model. *Computers & Electrical Engineering*, 72: p. 482-501, 2018.
- [117] Aman, M.M., Jasmon, G.B., Bakar, A.H.A., Mokhlis H., 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: p. 202-215, 2014.

- [118] Hung, D.Q., Mithulanathan, N., Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 60(4): p. 1700-1708, 2011.
- [119] Ali, E.S., Abd Elazim, S.M., Abdelaziz, A.Y., Ant Lion Optimization Algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generations. *Renewable Energy*, 101: p. 1311-1324, 2017.
- [120] Devi, S., Geethanjali, M., Optimal location and sizing of Distribution Static Synchronous Series Compensator using Particle Swarm Optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62: p. 646-653, 2014.
- [121] Eid, A., Allocation of distributed generations in radial distribution systems using adaptive PSO and modified GSA multi-objective optimizations. *Alexandria Engineering Journal*, 59(6): p. 4771-4786, 2020.
- [122] Babu, K.B., Maheswarapu, S., A solution to multi-objective optimal accommodation of distributed generation problem of power distribution networks: An analytical Approach. *International Transactions On Electrical Energy Systems*, 29(10), 2019.
- [123] García, J.A.M., Mena, A.J.G., Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm. *International journal of electrical power & energy systems*, 50: p. 65-75, 2013.
- [124] Abdelkader, M., Elshahed, M., Osman, Z., An analytical formula for multiple DGs allocations to reduce distribution system losses. *Alexandria Engineering Journal*, 58(4): p. 1265-1280, 2019.
- [125] Prakash, D., Lakshminarayana, C., Multiple DG placements in distribution system for power loss reduction using PSO Algorithm. *Procedia technology*, 25: p. 785-792, 2016.
- [126] Sultana, S., Roy, P.K., Multi-objective quasi-oppositional teaching learning based optimization for optimal location of distributed generator in radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63: p. 534-545, 2014.
- [127] Abu-Mouti, F.S., El-Hawary, M., Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. *IEEE transactions on power delivery*, 26(4): p. 2090-2101, 2011.

- [128] Abu-Mouti, F., El-Hawary, M., Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 5(2): p. 172-180, 2011.
- [129] Jain, N., Singh, S., Srivastava, S., A generalized approach for DG planning and viability analysis under market scenario. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(11): p. 5075-5085, 2012.



EKLER

EK A: 33 Barah Test Sistemi

```
function mpc = case33bw
%CASE33BW Power flow data for 33 bus distribution system from Baran & Wu
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Data from ...
% M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution
% systems for loss reduction and load balancing," in IEEE Transactions
% on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, Apr 1989.
% doi: 10.1109/61.25627
% URL: https://doi.org/10.1109/61.25627

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [ %% (Pd and Qd are specified in kW & kVAr here, converted to MW & MVAR
below)
1 3 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1 1;
2 1 100 60 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
3 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
4 1 120 80 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
5 1 60 30 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
6 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
7 1 200 100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
8 1 200 100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
9 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
10 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
11 1 45 30 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
12 1 60 35 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
13 1 60 35 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
14 1 120 80 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
15 1 60 10 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
16 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
17 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
18 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
19 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
20 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
21 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
22 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
23 1 90 50 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
24 1 420 200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
25 1 420 200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
26 1 60 25 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
27 1 60 25 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
28 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
29 1 120 70 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
30 1 200 600 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
31 1 150 70 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
32 1 210 100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
33 1 60 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
];
```

```

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 0 0 10 -10 1 100 1 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch = [ % (r and x specified in ohms here, converted to p.u. below)
1 2 0.0922 0.0470 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3 0.4930 0.2511 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
3 4 0.3660 0.1864 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4 5 0.3811 0.1941 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
5 6 0.8190 0.7070 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 7 0.1872 0.6188 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
7 8 0.7114 0.2351 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
8 9 1.0300 0.7400 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9 10 1.0440 0.7400 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
10 11 0.1966 0.0650 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
11 12 0.3744 0.1238 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
12 13 1.4680 1.1550 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 14 0.5416 0.7129 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
14 15 0.5910 0.5260 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
15 16 0.7463 0.5450 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
16 17 1.2890 1.7210 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
17 18 0.7320 0.5740 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19 0.1640 0.1565 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
19 20 1.5042 1.3554 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
20 21 0.4095 0.4784 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
21 22 0.7089 0.9373 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
3 23 0.4512 0.3083 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
23 24 0.8980 0.7091 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 25 0.8960 0.7011 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 26 0.2030 0.1034 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
26 27 0.2842 0.1447 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
27 28 1.0590 0.9337 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
28 29 0.8042 0.7006 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
29 30 0.5075 0.2585 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
30 31 0.9744 0.9630 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
31 32 0.3105 0.3619 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
32 33 0.3410 0.5302 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
21 8 2.0000 2.0000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
9 15 2.0000 2.0000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
12 22 2.0000 2.0000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
18 33 0.5000 0.5000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
25 29 0.5000 0.5000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 3 0 20 0;
];

%% convert branch impedances from Ohms to p.u.
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] = idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;
Vbase = mpc.bus(1, BASE_KV) * 1e3; % in Volts
Sbase = mpc.baseMVA * 1e6; % in VA
mpc.branch(:, [BR_R BR_X]) = mpc.branch(:, [BR_R BR_X]) / (Vbase^2 / Sbase);

%% convert loads from kW to MW
mpc.bus(:, [PD, QD]) = mpc.bus(:, [PD, QD]) / 1e3;

```

EK B: 69 Barah Test Sistemi

```
function mpc = case69
%CASE69 Power flow data for 69 bus distribution system
%   Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
%   Data from ...
%       D. Das, Optimal placement of capacitors in radial distribution
%       system using a Fuzzy-GA method, International Journal of Electrical
%       Power & Energy Systems, Volume 30, Issues 6&7, July&September 2008,
%       Pages 361-367
%       https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2007.08.004

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%% system MVA base
mpc.baseMVA = 10;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
2 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
3 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
4 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
5 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
6 1 0.0026 0.0022 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
7 1 0.0404 0.0300 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
8 1 0.0750 0.0540 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
9 1 0.0300 0.0220 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
10 1 0.0280 0.0190 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
11 1 0.1450 0.1040 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
12 1 0.1450 0.1040 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
13 1 0.0080 0.0055 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
14 1 0.0080 0.0055 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
15 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
16 1 0.0455 0.0300 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
17 1 0.0600 0.0350 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
18 1 0.0600 0.0350 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
19 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
20 1 0.0010 0.0006 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
21 1 0.1140 0.0810 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
22 1 0.0053 0.0035 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
23 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
24 1 0.0280 0.0200 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
25 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
26 1 0.0140 0.0100 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
27 1 0.0140 0.0100 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
28 1 0.0260 0.0186 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
29 1 0.0260 0.0186 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
30 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
31 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
32 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
33 1 0.0140 0.0100 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
34 1 0.0195 0.0140 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
35 1 0.0060 0.0040 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
36 1 0.0260 0.0186 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
37 1 0.0260 0.0186 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
38 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
39 1 0.0240 0.0170 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
40 1 0.0240 0.0170 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
41 1 0.0012 0.0010 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
42 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
43 1 0.0060 0.0043 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
44 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
45 1 0.0392 0.0263 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
46 1 0.0392 0.0263 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
47 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
48 1 0.0790 0.0564 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
49 1 0.3847 0.2745 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
```

```

50 1 0.3847 0.2745 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
51 1 0.0405 0.0283 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
52 1 0.0036 0.0027 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
53 1 0.0043 0.0035 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
54 1 0.0264 0.0190 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
55 1 0.0240 0.0172 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
56 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
57 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
58 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
59 1 0.1000 0.0720 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
60 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
61 1 1.2440 0.8880 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
62 1 0.0320 0.0230 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
63 1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
64 1 0.2270 0.1620 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
65 1 0.0590 0.0420 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
66 1 0.0180 0.0130 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
67 1 0.0180 0.0130 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
68 1 0.0280 0.0200 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
69 1 0.0280 0.0200 0.0000 0.0000 1 1 0 12.7 1 1.1 0.9
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl Pc2 Qc1min Qc1max
Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 0.0000 0.0000 999 -999 1.0000 100 1 999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.00003120 0.00007487 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
2 3 0.00003120 0.00007487 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
3 4 0.00009359 0.00022461 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
4 5 0.00156605 0.00183434 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
5 6 0.02283567 0.01162997 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
6 7 0.02377777 0.01211039 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
7 8 0.00575259 0.00293245 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
8 9 0.00307595 0.00156605 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
9 10 0.05109948 0.01688966 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
10 11 0.01167988 0.00386210 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
11 12 0.04438605 0.01466848 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
12 13 0.06426430 0.02121346 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
13 14 0.06513780 0.02152542 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
14 15 0.06601130 0.02181243 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
15 16 0.01226637 0.00405551 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
16 17 0.02335976 0.00772420 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
17 18 0.00029324 0.00009983 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
18 19 0.02043979 0.00675711 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
19 20 0.01313987 0.00434252 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
20 21 0.02131329 0.00704412 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
21 22 0.00087350 0.00028701 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
22 23 0.00992665 0.00328185 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
23 24 0.02160653 0.00714394 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
24 25 0.04671953 0.01544215 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
25 26 0.01927305 0.00637028 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
26 27 0.01080639 0.00356885 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
27 28 0.00027453 0.00067384 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
28 29 0.00399312 0.00976443 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
29 30 0.02481975 0.00820462 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
30 31 0.00437996 0.00144751 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
31 32 0.02189978 0.00723753 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
32 33 0.05234733 0.01756974 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
33 34 0.10656644 0.03522682 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
34 35 0.09196659 0.03040388 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
35 36 0.00027453 0.00067384 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
36 37 0.00399312 0.00976443 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
37 38 0.00656993 0.00767428 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
38 39 0.00189673 0.00221493 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
39 40 0.00011231 0.00013102 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
40 41 0.04544048 0.05308980 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360
41 42 0.01934168 0.02260481 0.00000000 999 999 999 0 0 1 -360 360

```

42	43	0.00255809	0.00298236	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
43	44	0.00057401	0.00072375	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
44	45	0.00679455	0.00856649	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
45	46	0.00005615	0.00007487	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
4	47	0.00021213	0.00052410	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
47	48	0.00530960	0.01299636	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
48	49	0.01808135	0.04424254	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
49	50	0.00512867	0.01254714	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
8	51	0.00579003	0.00295117	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
51	52	0.02070808	0.00695053	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
9	53	0.01085630	0.00552798	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
53	54	0.01266568	0.00645139	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
54	55	0.01773196	0.00902820	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
55	56	0.01755102	0.00894085	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
56	57	0.09920412	0.03329889	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
57	58	0.04889702	0.01640924	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
58	59	0.01897981	0.00627669	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
59	60	0.02408976	0.00731240	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
60	61	0.03166421	0.01612847	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
61	62	0.00607703	0.00309467	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
62	63	0.00904692	0.00460457	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
63	64	0.04432989	0.02257986	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
64	65	0.06495062	0.03308052	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
11	66	0.01255338	0.00381218	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
66	67	0.00029324	0.00008735	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
12	68	0.04613304	0.01524873	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360
68	69	0.00029324	0.00009983	0.00000000	999	999	999	0	0	1	-360	360

1;

EK C: Modifiye 33 Baralı Test Sistemi

```
function mpc = case33bwmc3dg_loadupv1
%CASE33BW Power flow data for 33 bus distribution system from Baran & Wu
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Data from ...
% M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution
% systems for loss reduction and load balancing," in IEEE Transactions
% on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, Apr 1989.
% doi: 10.1109/61.25627
% URL: https://doi.org/10.1109/61.25627
%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [ %% (Pd and Qd are specified in kW & kVAr here, converted to MW & MVA
below)
1 3 0 0 0 0 1 1 0 12.66 1 1 1;
2 1 100 60 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
3 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
4 1 120 80 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
5 1 60 30 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
6 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
7 1 200 100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
8 1 200 100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
9 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
10 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
11 1 45 30 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
12 1 660 35 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
13 1 60 35 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
14 1 120 80 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
15 1 60 10 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
16 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
17 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
18 1 890 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
19 1 690 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
20 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
21 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
22 1 90 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
23 1 90 50 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
24 1 420 200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
25 1 420 200 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
26 1 60 25 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
27 1 60 25 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
28 1 60 20 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
29 1 120 70 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
30 1 200 600 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
31 1 150 70 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
32 1 210 100 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
33 1 60 40 0 0 1 1 0 12.66 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 0 0 10 -10 1 100 1 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
33 0 0 10 -10 1 100 1 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
32 0 0 10 -10 1 100 1 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
31 0 0 10 -10 1 100 1 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch = [ %% (r and x specified in ohms here, converted to p.u. below)
```

```

1 2 0.0922 0.0470 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3 0.4930 0.2511 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
3 4 0.3660 0.1864 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4 5 0.3811 0.1941 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
5 6 0.8190 0.7070 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 7 0.1872 0.6188 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
7 8 0.7114 0.2351 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
8 9 1.0300 0.7400 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9 10 1.0440 0.7400 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
10 11 0.1966 0.0650 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
11 12 0.3744 0.1238 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
12 13 1.4680 1.1550 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 14 0.5416 0.7129 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
14 15 0.5910 0.5260 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
15 16 0.7463 0.5450 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
16 17 1.2890 1.7210 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
17 18 0.7320 0.5740 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19 0.1640 0.1565 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
19 20 1.5042 1.3554 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
20 21 0.4095 0.4784 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
21 22 0.7089 0.9373 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
3 23 0.4512 0.3083 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
23 24 0.8980 0.7091 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
24 25 0.8960 0.7011 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6 26 0.2030 0.1034 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
26 27 0.2842 0.1447 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
27 28 1.0590 0.9337 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
28 29 0.8042 0.7006 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
29 30 0.5075 0.2585 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
30 31 0.9744 0.9630 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
31 32 0.3105 0.3619 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
32 33 0.3410 0.5302 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
21 8 2.0000 2.0000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
9 15 2.0000 2.0000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
12 22 2.0000 2.0000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
18 33 0.5000 0.5000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
25 29 0.5000 0.5000 0 0 0 0 0 0 0 -360 360;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 3 0 20 0;
2 0 0 3 0 20 0;
2 0 0 3 0 20 0;
2 0 0 3 0 20 0;
];

%% convert branch impedances from Ohms to p.u.
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] = idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;
Vbase = mpc.bus(1, BASE_KV) * 1e3; %% in Volts
Sbase = mpc.baseMVA * 1e6; %% in VA
mpc.branch(:, [BR_R BR_X]) = mpc.branch(:, [BR_R BR_X]) / (Vbase^2 / Sbase);

%% convert loads from kW to MW
mpc.bus(:, [PD, QD]) = mpc.bus(:, [PD, QD]) / 1e3;

```

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Mehmet ÇEÇEN

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Yılı
Doktora	Sakarya Üniversitesi / Fen Bilimleri Enstitüsü / Elektrik-Elektronik Mühendisliği	Devam ediyor
Yüksek Lisans	Sakarya Üniversitesi / Fen Bilimleri Enstitüsü / Elektrik-Elektronik Mühendisliği	2015
Lisans	Sakarya Üniversitesi / Mühendislik Fakültesi / Elektrik-Elektronik Mühendisliği	2011
Lise	Karaman Lisesi (Süper Lise)	2006

İŞ DENEYİMİ

Yıl	Yer	Görev
2018-Halen	Selçuk Üniversitesi	Öğretim Görevlisi
2016-2018	Aksaray Üniversitesi	Öğretim Görevlisi
2014-2016	Muş Alparslan Üniversitesi	Araştırma Görevlisi

YABANCI DİL

İngilizce

ESERLER

1. Çeçen, M., Yavuz, C., Tırmıkçı CA., Sarıkaya S. & Yanıkoğlu, E. Analysis and evaluation of distributed photovoltaic generation in electrical energy production and related regulations of Turkey. Clean Techn Environ Policy (2022). <https://doi.org/10.1007/s10098-021-02247-0> (SCI E-Makale)

2. Çeçen, M., Yavuz, C. (2021). Optimal reactive power dispatch using OBPSO algorithm. 5th International Conference, ICENTE Konya, Turkey, 171-175. (Bildiri)
3. Çeçen, M. & Yavuz, C. (2022). OBPSO Kullanılarak Dağıtık Güneş Enerji Sistemlerinin Optimum Bağlantı Gücü ve Yerinin Belirlenmesi. Düzce Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi, 10 (2), 940-952. DOI:10.29130/dubited.953283. (Tr Dizin-Makale)
4. Çeçen, M., Yavuz, C. (2022). Dağıtık Üretim Sistemlerinin Optimum Güç Faktörü ile Gri Kurt Optimizasyon Algoritması Kullanılarak Yerleştirilmesi. Politeknik Dergisi, (Değerlendirme aşamasında). (ESCI, Tr Dizin-Makale)
5. Çeçen, M., Yanıkoğlu, E., & Yavuz, C. (2016). Zamanla Değişen Kısa Süreli Gerilim Sarkmaları İçin Bulanık Mantık Kullanarak Tanımlama Sisteminin Oluşturulması. Presented at the 1st International Conference on Engineering Technology and Applied sciences. (Bildiri)
6. Sarıkaya S., Yavuz C., Tırmıkçı C.A., Çeçen M., Gümüş T.E., Yavuz B.Ç., Afacan İ.E., Yalçın M.A. (2022). An innovative adaptive perturb and observe maximum power point tracking method for photovoltaic systems using illuminance level as perturbation signal. Light and Engineering. (SCI E Makale, Baskıda)
7. Çeçen, M., Yavuz, C. (2022). Optimum Site, Size, and Power Factor of Distributed Generation Systems via PSOGSA Optimization Algorithm in Radial Distribution Systems. Neural Computing & Applications, (Değerlendirme aşamasında). (SCI E, Makale)