

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİMLİ ELEKTRİK ENERJİ
SİSTEMLERİNDE GERİLİM AZALTIM YÖNTEMİ İLE
ENERJİ OPTİMİZASYONU**

DOKTORA TEZİ

Selçuk EMİROĞLU

Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜH.
Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK
Tez Danışmanı : Doç. Dr. Yılmaz UYAROĞLU

Eylül 2017

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

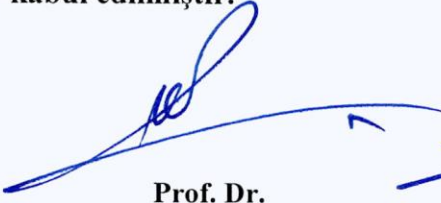
DAĞITIK ÜRETİMLİ ELEKTRİK ENERJİ
SİSTEMLERİNDE GERİLİM AZALTIM YÖNTEMİ İLE
ENERJİ OPTİMİZASYONU

DOKTORA TEZİ

Selçuk EMİROĞLU

Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ

Bu tez 29 / 09 / 2017 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği/oyçokluğu ile kabul edilmiştir.



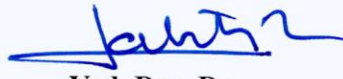
Prof. Dr.
Mehmet Ali YALÇIN
Jüri Başkanı



Doç. Dr.
Yılmaz UYAROĞLU
Üye



Prof. Dr.
Ali ÖZTÜRK
Üye



Yrd. Doç. Dr.
Salih TOSUN
Üye



Yrd. Doç. Dr.
Muhammet Server FIRAT
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.

Selçuk EMİROĞLU

29.09.2017

ÖNSÖZ

Tez çalışmalarım sırasında bana yol gösteren, bilgi ve deneyimlerini benimle paylaşan, gelişmeme katkıda bulunan ve yurtdışına gitmemi teşvik eden danışman hocam Sayın Doç. Dr. Yılmaz Uyaroğlu'na, çalışmalarımı yapmam için North Carolina State Üniversitesi'nde bulunan FREEDM araştırma merkezinde çalışmama imkân sağlayan ve çalışmalarımda benden yardımını esirgemeyen, Sayın Prof. Dr. Mesut Baran'a en derin saygılarımla teşekkürü bir borç bilirim.

Bölüm başkanımız Prof. Dr. Ertan Yanıkoğlu'na, tez izlemelerimde bana yardımcı olan Prof. Dr. M. Ali Yalçın ve Yrd. Doç. Dr. M. Server Fırat'a, çalışma arkadaşlarıma ve Sakarya Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümüne verdikleri destek ve imkânlardan dolayı teşekkür ederim.

Doktora eğitimim süresince maddi ve manevi desteğini esirgemeyen, her zaman her konuda bana destek olan ailem ve hayat arkadaşıma sonsuz teşekkür ederim.

Bu çalışma 1059B141300919 kodlu TÜBİTAK 2214/A-Yurt Dışı Doktora Sırası Araştırma Burs Programı tarafından desteklenmiş, çalışmaların bir kısmı "North Carolina State Üniversitesi FREEDM sistem merkezinde (NCSU - FREEDM) gerçekleştirilmiştir.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	i
İÇİNDEKİLER	ii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	v
ŞEKİLLER LİSTESİ	x
TABLolar LİSTESİ.....	xiv
ÖZET.....	xvi
SUMMARY	xvii
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ	1
1.1. Literatürde Yapılan Çalışmalar	7
1.2. Tezin Amacı ve İçeriği.....	19
BÖLÜM 2.	
AKILLI ŞEBEKE VE DAĞITIM GÜÇ SİSTEMLERİ	22
2.1. Akıllı Şebekeler.....	22
2.2. Dağıtım Sistemlerinde Üç Faz Hat Modeli	26
2.3. Dağıtık Üretim.....	33
2.4. Dağıtık Üretimin Dağıtım Güç Sistemlerine Etkisi	33
BÖLÜM 3.	
VOLT/VAR KONTROLÜ VE OPTİMİZASYONU	38
3.1. Gerilim Kontrolü	42
3.2. Reaktif Güç Kontrolü	43
3.3. Dağıtım Sistemlerinde Geleneksel Gerilim Regülasyonu.....	44

3.3.1. Yük altında kademe değiştiricili transformatör (LTC) ve gerilim regülatörü (VR).....	45
3.3.2. Kondansatör bankaları.....	51
3.3.3. DSTATCOM.....	55
3.4. Evirici Tabanlı Dağıtık Üretimin Reaktif Güç Kapasitesi	56
3.5. Volt/VAr Kontrol Uygulaması.....	59
3.6. Yük Modelleri	59
3.6.1. Eksponansiyel (Üssel) yük modeli.....	60
3.6.2. Polinom yük modeli (ZIP yük modeli)	61
3.7. Gerilim Azaltım Yöntemi (CVR-Conservation Voltage Reduction) .	63
3.8. Volt/VAr Kontrol ve Optimizasyon (VVK/VVO) Yaklaşımları	66
3.8.1. Geleneksel bağımsız denetleyici yaklaşımı.....	67
3.8.2. SCADA ‘Kural Tabanlı’ sistem	67
3.8.3. Dağıtım Yönetim Sistemi (DMS) ‘model odaklı’ yaklaşım	68
3.8.4. Sezgisel (kendi kendine öğrenen, otomatik uyarlanabilir) yaklaşım	69
BÖLÜM 4.	
DAğITIK REAKTİF GÜÇ KONTROLÜ TABANLI VVO/CVR	70
4.1. Kayıp Minimizasyon Probleminin Formülasyonu	70
4.1.1. Amaç fonksiyonu	70
4.1.2. Sistem ve işletimsel kısıtlar.....	71
4.2. Kayıp Minimizasyonu için Dağıtık Doğrusal Olmayan Denetleyici Tasarım Algoritması.....	74
4.3. Kademe Pozisyonu Hesaplama	77
BÖLÜM 5.	
MODEL ÖNGÖRÜLÜ KONTROL TABANLI VVO/CVR UYGULAMASI ...	79
5.1. Model Öngörülü Kontrol Teorisi	79
5.1.1. Öngörü.....	82
5.1.2. Optimizasyon	83
5.1.3. Gerileyen ufuk yapısı	83

5.2. Model Öngörülü Kontrolün VVO/CVR Problemine Uygulanması...	84
5.2.1. VVO/CVR uygulaması	85
5.2.2. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR Formülasyonu	89
BÖLÜM 6.	
BENZETİM ÇALIŞMALARI	91
6.1. Dağıtık Reaktif Güç Kontrolü Tabanlı VVO/CVR'nin IEEE 13 Baralı Test sistemine Uygulanması.....	93
6.2. Birleşik VVO/CVR Uygulaması.....	101
6.2.1. Merkezi Olmayan VVO/CVR.....	103
6.2.2. Önerilen VVO/CVR probleminin Genetik Algoritma ile çözülmesi.....	105
6.2.3. VVO/CVR algoritmasının dengeli IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması	108
6.2.4. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR algoritmasının dengeli IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması	114
6.2.5. VVO/CVR algoritmasının 3 fazlı dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması.....	119
6.2.6. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR algoritmasının dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması	124
6.3. Dengesiz IEEE 34 Baralı Test Sistemine Uygulanan Dağıtık Reaktif Güç Kontrolü Tabanlı ve Merkezi/Birleşik VVO/CVR'nin Karşılaştırılması	125
BÖLÜM 7.	
SONUÇLAR	135
KAYNAKLAR	145
EKLER	156
ÖZGEÇMİŞ	158

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

a	: Kademe değiştirici trafonun çevirme oranı
AA	: Alternatif Akım
AG	: Alçak Gerilim
AMI	: Advanced/Automated Metering Infrastructure (İleri/Otonom Ölçüm Altyapısı)
ANSI	: American National Standards Institute (Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü)
B_{ij}	: Y_{ij} admitansın imajiner bileşeni
c	: Kondansatör bankasının açık/kapalı durumu
CIGRE	: The International Council on large Electric Systems
COM	: Component Object Model (Bileşen Nesne Modeli)
CT	: Akım Trafosu
CVR	: Conservation Voltage Reduction
CVR_f	: CVR faktörü
DA	: Doğru Akım
DER	: Dağıtık Enerji Kaynakları (Distributed Energy Resources)
DG - DÜ	: Distributed Generation (Dağıtık Üretim)
DMS	: Distribution Management System (Dağıtım Yönetim Sistemi)
D-STATCOM	: Distribution Static Compansator (Dağıtım Statik Kompanzatör)
E_0	: Dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji
$E_{kayıp}$: Günlük enerji kaybı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPRI	: Electric Power Research Institute (Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü)

$f(V)$: Gerilim azaltma amaç fonksiyonu
$f(x,u)$: Amaç Fonksiyonu
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission Systems (Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri)
$g(x,u)$: Güç akışı eşitlikleri - Eşitlik kısıtı
GA	: Genetik Algoritma
G_{ij}	: Y_{ij} admitansın reel bileşeni
$h(x,u)$: İşletimsel ve sistem kısıtları - Eşitsizlik kısıtı
I	: Akım
I_{abc}	: Üç faz akım matrisi
I_{CT}	: Akım trafosunun primer oranı
IEA	: International Energy Agency
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
I_n	: Nötr akımı
I_p	: ZIP yük modeli parametrelerinden aktif güç için akım bileşen katsayısı
I_q	: ZIP yük modeli parametrelerinden reaktif güç için akım bileşen katsayısı
J	: Amaç fonksiyonu
KCL/KAY	: Kirchoff Current Law/Kirchoff Akım Yasası
KTDOP/MINLP	: Karışık Tam Sayılı Doğrusal Olmayan Programlama Mixed Integer Nonlinear Programming
LDC/HDK	: Line Drop Compansation/Gerilim Düşüm Kompanzasyonu
LTC/YAKD	: Load Tap Changer/Yük Altında Kademe Değiştirici
m	: Öngörü ufku
MBPC	: Modele Dayalı Öngörülü Kontrol
MPC/MÖK	: Model Predictive Control/Model Öngörülü Kontrol
n_b	: Bara/Düğüm sayısı
N_{cap}	: Kondansatör bankası kademe sayısı
NIST	: National Institute of Standards and Technology (Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü)

N_p	: Öngörü ufku zamanı
N_{PT}	: Gerilim trafosu oranı (Primer/Sekonder)
OG	: Orta Gerilim
OpenDSS	: Open Distribution System Simulator
OPF	: Optimal Power Flow (Optimal Güç Akışı)
P	: Aktif güç
p	: Kontrol ufku
P_0	: Anma gücünde aktif güç
P_{DER}	: Dağıtık enerji kaynaklarının ürettiği aktif güç
P_G	: Üretilen aktif güç
P_{Gi}	: i . barada/düğümde üretilen aktif güç
$P_{kayıp(puant)}$: Puant güçte kayıp
P_L	: Yükün aktif gücü
P_{Li}	: i . barada/düğümde tüketilen aktif güç
P_{loss}	: Aktif güç kaybı
P_p	: ZIP yük modeli parametrelerinden aktif güç için güç bileşen katsayısı
p^{pred}	: Dağıtık Üretimin tahmin edilen aktif gücü
P_{pv}	: PV'nin aktif gücü
P_q	: ZIP yük modeli parametrelerinden reaktif güç için güç bileşen katsayısı
PT	: Gerilim trafosu
PV	: Photovoltaic
Q	: Reaktif güç
Q_0	: Anma gücünde reaktif güç
Q_C	: Kompanzasyon reaktif gücü
Q_{DER}	: Dağıtık enerji kaynaklarının enjekte/absorbe ettiği reaktif güç
$Q_{DSTATCOM}$: DSTATCOM reaktif güç değeri
Q_{FACTS}	: FACTS cihazlarının reaktif güç değeri
Q_{Gi}	: i . barada/düğümde üretilen reaktif güç
Q_i^{cap}	: i . barada/düğümdeki kondansatör bankasının gücü
Q_{inv}	: Eviricinin reaktif gücü

$Q_{inv,maks}$: Eviricinin maksimum reaktif gücü
Q_{Li}	: i . barada/düğümde tüketilen reaktif güç
R	: Hattın direnci
R_L	: Regülatörden ayarlanan nokta arası primer hat direnci
R_{SET}	: Rezistif kompanzasyon için regülatör ayarı
RTU	: Remote Terminal Unit - Uzak Terminal Birimi
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition Danışmalı Kontrol ve Veri Toplama Sistemi
S_{inv}	: Evirici görünür gücü
SST	: Solid State Transformer
SVC	: Static VAr Compansator
t	: Zaman
tap	: Kademe değiştirici trafonun kademe pozisyonu
$tap(t)$: t anında kademe pozisyonu
u_d	: Tam sayı – süreksiz (ayrık) kontrol değişkeni
u_s	: Sürekli kontrol değişkeni
V	: Gerilim
V_0	: Anma gerilimi
V_{abc}	: Üç faz gerilim matrisi
V_{an}	: a fazı gönderici uç faz-nötr gerilimi
$V_{a'n}$: a fazı alıcı uç faz-nötr gerilimi
V_i	: i . bara/düğüm gerilim genlik değerleri
V_{min}	: Minimum gerilim
VR	: Voltage Regulator (Gerilim Regülatörü)
VRR	: Voltage Regulator Relay
VVK	: Volt/VAr Kontrolü - Gerilim/Reaktif güç kontrolü
VVO	: Volt/VAr Optimizasyonu
x	: Durum değişkeni
X	: Hattın endüktansı
X_L	: Regülatörden ayarlanan nokta arası primer hat endüktansı
X_{SET}	: Endüktif (reaktif) kompanzasyon için regülatör ayarı
Y_{abc}	: Admitans matrisi

Y_{ij}	: $i-j$ düğümleri arasındaki admitans
Z	: Empedans
Z_{aa}	: a fazı self empedans
Z_{ab}	: $a-b$ fazı kuplaj empedansı
Z_{abc}	: Primitif empedans matrisi
ZIP	: ZIP yük modeli
z_{ij}	: $i-j$ arasındaki kuplaj empedansı
z_{in}	: i -nötr arasındaki kuplaj empedansı
Z_p	: ZIP yük modeli parametrelerinden aktif güç için empedans bileşen katsayısı
Z_q	: ZIP yük modeli parametrelerinden reaktif güç için empedans bileşen katsayısı
α	: Eksponansiyel yük modelinin aktif güç üssel değeri
β	: Eksponansiyel yük modelinin reaktif güç üssel değeri
ΔE	: Enerjideki değişim
δ_i	: Bara/düğüm gerilim açısı değerleri
ΔP	: Aktif güçteki değişim
ΔP_0	: P_0 'daki değişim/azalma
$\Delta P_{kayıp}$: Kayıptaki değişim/azalma
ΔQ	: Reaktif güçteki değişim
ΔV	: Gerilimdeki değişim
θ_{ij}	: Admitans açısı

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1.	Geleneksel elektrik şebekesi	2
Şekil 1.2.	2006-2015 yılları Türkiye elektrik sisteminde gerçekleşen puant güç ve enerji tüketimi.....	2
Şekil 1.3.	Dünya’da kurulu yenilenebilir enerji güç kapasitesi.....	4
Şekil 2.1.	NIST tarafından önerilen akıllı şebeke modeli	24
Şekil 2.2.	Dört iletkenli üç fazlı çoklu topraklanmış Y bağlı hat parçası.....	27
Şekil 2.3.	Üç faz hat modeli	29
Şekil 2.4.	Şönt admitanslı üç faz hat modeli	29
Şekil 2.5.	Dağıtım şebekesinde bir hat parçasının tek faz eşdeğer devresi	34
Şekil 2.6.	DÜ ve kompanzasyon içeren tek hat dağıtım güç sistemi	35
Şekil 3.1.	Dağıtım şebekesinde gerilim limitleri	38
Şekil 3.2.	COOPER VVK uygulaması	40
Şekil 3.3.	Dağıtım fideri üzerinde kullanılan gerilim regülatörü ve kondansatör bankası	45
Şekil 3.4.	Dağıtım trafo merkezinde bulunan LTC’li güç trafosunun resmi ve üç dağıtım fiderine bağlı olan LTC’nin tek hat şeması.....	45
Şekil 3.5.	Üç tane tek fazlı gerilim regülatörü resmi ve tek hat şeması	46
Şekil 3.6.	Dağıtım trafo merkezinde birden fazla dağıtım fiderine bağlı olan üç tane tek fazlı gerilim regülatörü	46
Şekil 3.7.	Dağıtım fideri üzerinde bulunan üç tane tek fazlı gerilim regülatörü	47
Şekil 3.8.	İstenilen gerilim, bant genişliği ve gecikme zamanına göre VR kademe kontrolü.....	48
Şekil 3.9.	VR kontrol algoritması ve şeması	49
Şekil 3.10.	Gerilim Düşüm Kompanzator (LDC) devresi.....	50
Şekil 3.11.	VR tek hat şeması ve pi eş değer devresi	50
Şekil 3.12.	Dağıtım trafo merkezindeki kondansatör bankaları	52

Şekil 3.13. Dağıtım fideri üzerinde bulunan direk tepesi anahtarlamalı kondansatör bankası	52
Şekil 3.14. Sabit kondansatörün gerilim profiline etkisi (a) eşit yayılı yüklü hat (b) aşırı yükte (c) az yükte.....	53
Şekil 3.15. Günlük reaktif güç talebini karşılayan sabit ve anahtarlamalı kondansatörlerin çalışması	54
Şekil 3.16. Anahtarlamalı kondansatör kontrolü.....	55
Şekil 3.17. DSTATCOM devre şeması	56
Şekil 3.18. PV akıllı evirici reaktif güç kapasite eğrisi	57
Şekil 3.19. Benzetimlerde Volt/VAR kontrolü.....	58
Şekil 3.20. ZIP yük modeli.....	61
Şekil 3.21. Farklı tüketici tiplerinde gerilime göre güç değişimi	62
Şekil 3.22. Gerilim limitleri.....	64
Şekil 3.23. Gerilim profili	65
Şekil 3.24. Yük eğrisi	65
Şekil 3.25. Bağımsız Volt/VAR denetleyici yaklaşımı	67
Şekil 3.26. SCADA kural tabanlı yaklaşım.....	68
Şekil 3.27. Model odaklı VVO.....	69
Şekil 4.1. Dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı güç kaybı minimizasyonu.....	77
Şekil 4.2. Gerilim azaltım algoritması.....	78
Şekil 5.1. Model Öngörülü Kontrol (MÖK) yapısı	80
Şekil 5.2. MÖK'ün gerileyen ufuk yapısı	80
Şekil 5.3. MÖK algoritması.....	81
Şekil 5.4. MÖK dayalı VVO/CVR.....	84
Şekil 5.5. p adım tahmin yapılan dinamik yinelemeli yapay sinir ağları yapısı.	85
Şekil 6.1. MATLAB ve OpenDSS	91
Şekil 6.2. Endüstriyel, ticari ve konutsal müşterilere ait günlük yük eğrisi	92
Şekil 6.3. Günlük PV ve rüzgâr gücü	92
Şekil 6.4. DÜ ve DSTATCOM içeren IEEE 13 baralı test fideri.....	94
Şekil 6.5. Puant güç	96
Şekil 6.6. Bara 7 c fazı günlük gerilim profili.....	97
Şekil 6.7. Tüm düğümlerdeki c fazının gerilimleri (Saat 18.00).....	97

Şekil 6.8. CVR3pv durumu için DSTATCOM'un çıkışları.....	98
Şekil 6.9. CVR3pv durumu için PV eviricilerinin aktif ve reaktif güç çıkışı	98
Şekil 6.10. Talep Güç P_0	99
Şekil 6.11. CVR2 ve CVR3pv durumu için P_0 güç azalım miktarı	99
Şekil 6.12. BC ve CVR3pv durumu için kademe pozisyonu	100
Şekil 6.13. CVR2pv ve CVR3pv durumu için kademe pozisyonu	100
Şekil 6.14. Merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR uygulaması.....	101
Şekil 6.15. OpenDSS ve MATLAB ile algoritmanın benzetimi.....	102
Şekil 6.16. Dağıtım sisteminin bölgelere ayrıştırılması	103
Şekil 6.17. Önerilen VVO/CVR probleminin GA ile çözülmesi	106
Şekil 6.18. Dengeli IEEE 34 baralı test sistemi.....	108
Şekil 6.19. Günlük yük eğrisi	109
Şekil 6.20. CVR1 durumunda günlük kayıp	111
Şekil 6.21. DÜ içeren ve içermeyen sistem ile CVR1 durumunda günlük trafo merkezinden çekilen güç	111
Şekil 6.22. Saat 1.00'da oluşan gerilim profili.....	113
Şekil 6.23. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin 19. bara gerilim profili.....	113
Şekil 6.24. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin 34. bara gerilim profili.....	113
Şekil 6.25. Tahmin edilen yük profili	115
Şekil 6.26. Tahmin edilen PV ve rüzgâr profili	115
Şekil 6.27. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin saat 5.00'te oluşan gerilim profili	118
Şekil 6.28. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin 34. bara gerilim profili.....	118
Şekil 6.29. IEEE 34 baralı test sistemi.....	120
Şekil 6.30. Tüm durumlar için $f(V)$ amaç fonksiyonu değeri.....	122
Şekil 6.31. DÜ içeren modifiye edilmiş IEEE 34 baralı test sisteminin tüm baralardaki c fazı gerilimleri (Saat 5.00).....	123
Şekil 6.32. DÜ içeren modifiye edilmiş IEEE 34 baralı test sisteminin 33. bara b fazı gerilim profili	123

Şekil 6.33. $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR uygulandığında dağıtım trafo merkezinden çekilen güç P_0	126
Şekil 6.34. $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR uygulandığında oluşan günlük kayıp.....	126
Şekil 6.35. Tüm CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan dağıtım trafo merkezinden çekilen güçteki (P_0) azalma (PV'li sistem).....	128
Şekil 6.36. Tüm CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan dağıtım trafo merkezinden çekilen güçteki (P_0) azalma (PV'siz sistem).....	128
Şekil 6.37. Tüm CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan kayıptaki azalma (PV'li sistem).....	129
Şekil 6.38. Tüm CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan kayıptaki azalma (PV'siz sistem).....	129
Şekil 6.39. PV içeren ve içermeyen modifiye edilmiş IEEE 34 baralı test sistemine merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR uygulanması durumunda a fazı bara gerilimleri (Saat 13.00).....	130
Şekil 6.40. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda f amaç fonksiyonu değeri (PV'siz sistem) ...	130
Şekil 6.41. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda f amaç fonksiyonu değeri (PV'li sistem).....	130
Şekil 6.42. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 12. bara b fazı gerilim profili (PV'li sistem).....	131
Şekil 6.43. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 33. bara b fazı gerilim profili (PV'li sistem).....	131
Şekil 6.44. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 35. bara c fazı gerilim profili (PV'li sistem).....	132
Şekil 6.45. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 55. bara c fazı gerilim profili (PV'li sistem).....	132
Şekil 6.46. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda c fazı bara gerilimleri (PV'li sistem-saat 13.00).....	133
Şekil 6.47. Merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda b fazı bara gerilimleri (PV'li sistem-saat 13.00).....	133

TABLolar LİSTESİ

Tablo 2.1. Geleneksel ve akıllı şebekelerin karşılaştırılması	22
Tablo 2.2. Gerilim seviyesine göre hat empedansları	35
Tablo 2.3. İletim ve dağıtım sistemi arasındaki farklar	36
Tablo 3.1. Gerilim ve reaktif güç kontrolü için dağıtım sistemlerinde kullanılan geleneksel elemanlar	39
Tablo 3.2. Evde kullanılan bazı yük tipleri	60
Tablo 3.3. Yük tipleri ve üssel değerler.....	61
Tablo 3.4. Farklı tüketiciler için ZIP katsayıları	63
Tablo 3.5. CVR testleri sonucunda bulunan CVR_{enerji} faktörleri	66
Tablo 6.1. Farklı tipte tüketicilerin ZIP katsayıları ve bara numaraları	93
Tablo 6.2. Tüm durumlar için günlük enerji kaybı.....	95
Tablo 6.3. Günlük Enerji (E_0) ve geleneksel duruma göre azalma	95
Tablo 6.4. Maksimum güç azalımı, puant güçte azalım ve CVR faktörü	96
Tablo 6.5. Yüklerin aktif ve reaktif güç değerleri	109
Tablo 6.6. Günlük kayıp ve dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji	112
Tablo 6.7. Puant durumda oluşan kayıp ve çekilen güç	112
Tablo 6.8. DÜ içeren sistemde günlük kayıp ve dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji	114
Tablo 6.9. DÜ içeren sistemde puant durumda oluşan kayıp ve çekilen güç.....	114
Tablo 6.10. Gerçek yük profili kullanıldığı durumda işlem sayısı.....	116
Tablo 6.11. DÜ içeren sistemde gerçek yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda işlem sayısı.....	116
Tablo 6.12. DÜ içeren sistemde maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda işlem sayısı.....	116
Tablo 6.13. DÜ içeren sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda geleneksel duruma göre % düşümler	116

Tablo 6.14. DÜ içeren sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda geleneksel duruma göre % düşümler	116
Tablo 6.15. DÜ içeren sistemde maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük profili kullanıldığı durumda geleneksel duruma göre % düşümler.....	117
Tablo 6.16. DÜ içermeyen sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda işlem sayısı	117
Tablo 6.17. DÜ içeren sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda işlem sayısı.....	117
Tablo 6.18. DÜ içeren sistemde maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda işlem sayısı.....	117
Tablo 6.19. Günlük enerji ve kayıp	121
Tablo 6.20. Puant güç ve puant güçte kayıp.....	121
Tablo 6.21. DÜ içeren IEEE 34 baralı test sisteminde gerçek yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda oluşan kayıp, güç ve enerji	124
Tablo 6.22. DÜ içeren IEEE 34 baralı test sisteminde gerçek yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda oluşan işlem sayısı.....	124
Tablo 6.23. Günlük kayıp ve trafo merkezinden çekilen enerji	125
Tablo 6.24. Puant güç (PV'siz/PV'li saat 15.00/20.00) ve puant güçte kayıp	125

ÖZET

Anahtar kelimeler: Gerilim Azaltımı ile Enerji Optimizasyonu, Dağıtık Üretim, Enerji Verimliliği ve Tasarrufu, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Gerilim ve Reaktif Güç Kontrolü, Akıllı Şebekeler, Dağıtım Güç Sistemleri, DSTATCOM

Dağıtım sistemlerinde akıllı şebeke teknolojilerinin kurulmasıyla, dağıtım şirketleri (operatörler ve planlayıcılar) için birçok olanak sağlanmaktadır. Böylelikle, dağıtım şirketleri, şebekenin verimini, güvenilirliğini artırmak, bazı teknik ve ekonomik sorunları çözmek için haberleşme ve ileri ölçüm altyapısı gibi akıllı şebeke teknolojilerine önem vermektedir. Dağıtık üretimin (DÜ) olumsuz etkilerini yok etmek gibi zorlukların üstesinden gelmek için geleneksel kontrol yöntemlerinin geliştirilmesi gerekmektedir. Bu yüzden problemlerin üstesinden gelmek, tüketiciye kaliteli elektrik enerjisi sağlamak ve şebekenin verimini artırmak gibi akıllı şebeke işlemleri için yeni kontrol yöntemleri geliştirilmelidir. Bu tez Volt/VAr Optimizasyonu (VVO) olarak adlandırılan dağıtım şebeke gerilim ve reaktif güç optimizasyonu için yeni yaklaşımlar önermeyi amaçlamıştır. Önerilen yaklaşımlar VVO'nun önemli bir özelliği olan kullanıcıların cihazlarına zarar vermeden ve performansını etkilemeden limitler içinde gerilimi azaltarak talep gücü azaltmaya ve enerji tasarrufuna olanak sağlayan Tasarruflu Gerilim Azaltımı (CVR - gerilim azaltımı ile enerji optimizasyonu) için uygulanmıştır. İlk olarak, gerilim ve reaktif güç kontrolü ayrı ayrı ele alınarak dağıtık reaktif güç kontrol algoritması VVO için uygulanmıştır. Önerilen bu VVO/CVR'nin amacı dağıtık reaktif güç kontrol algoritması ile kayıplar minimize edilirken dağıtım trafo merkezinde bulunan gerilim regülatörü (VR) ile gerilimi olabildiğince alt limite yaklaştırmaktır. Tezde ikinci olarak gerilim ile reaktif güç birlikte ele alınarak merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR uygulanmıştır. Ele alınan problem karışık tam sayılı doğrusal olmayan programlama (KTDOP) problemi olarak modellenmiştir. KTDOP olarak modellenen VVO/CVR problemi genetik algoritma (GA) kullanılarak çözülmüştür. İki farklı VVO/CVR yaklaşımının uygulanmasıyla sadece gerilim profili iyileştirilmemiş ayrıca çekilen güç ile kayıplar azalarak günlük enerji tüketimi de azaltılmış ve enerji tasarrufu elde edilmiştir. VVO/CVR'a Model Öngörülü Kontrolün (MÖK) uygulanmasıyla sistemin gelecek durumları dikkate alınmış ve gereksiz kontrolden kaçınılarak kullanılan aygıtların işlem/anahtarlama sayısının azaldığı görülmüştür. Önerilen yöntemler sürekli durumda kontrol merkezi ve kullanıcılar arasında iki yönlü haberleşme yapısına sahip olduğu varsayılan DÜ ve DSTATCOM içeren dengesiz yüklenme ve hat yapısına sahip olan IEEE 13-34 baralı test sistemine uygulanmıştır. Benzetimler günlük değişken yük talebi, farklı tip tüketici, üç fazlı güç akışı ile üç fazlı dengesiz hat modeli ve gerilime bağlı yük modeli kullanılarak gerçekleştirilmiştir.

ENERGY OPTIMIZATION THROUGH VOLTAGE REDUCTION METHOD IN ELECTRICAL POWER SYSTEM WITH DISTRIBUTED GENERATION

SUMMARY

Keywords: Conservation Voltage Reduction/Voltage Optimization, Distributed Generation, Energy Efficiency and Conservation, Renewable Energy Sources, Voltage and Reactive Power Control, Smart Grids, Power Distribution, DSTATCOM

Deployment of smart grid technologies in distribution systems provides many opportunities for utilities. Thus, a large number of utilities intend to explore the capabilities of smart grid technologies to improve the efficiency, reliability of grid and overcome technical-economical issues of the grid. Conventional control methods need to be improved to address the challenges associated with negative influence of distributed generation (DG). Hence, new control techniques need to be developed for smart grid operations to overcome the problems, provide high quality power for the customers and increase the grid efficiency. This thesis aims to introduce novel approaches for one of the useful techniques employed for distribution network voltage and reactive power optimization called as Volt-VAR Optimization (VVO). The proposed approaches are applied for Conservation Voltage Reduction (CVR) as a part of VVO which provides energy saving by decreasing the voltage magnitudes to the minimum allowable limits without affecting the performance of the end user's devices. The first part of the study introduces distributed reactive power control based VVO/CVR approach in a decoupled way. The objective of the novel VVO/CVR approach is to minimize system power losses by distributed reactive power control while reducing the voltage down to the lower acceptable limits. The second part of the study introduces centralized and decentralized integrated VVO/CVR approach. The control problem is formulated as a mixed integer non-linear programming (MINLP) problem. The foregoing problem is solved through Genetic Algorithm (GA). Applying two different VVO/CVR approaches not only improves the voltage profile along the feeder but also reduces the daily energy demand. Model Predictive Control (MPC) technique is applied to second VVO/CVR problem and it has been seen that the operation/switching times of equipment are reduced by avoiding unnecessary control. The proposed approaches in this thesis are validated on IEEE 13-34 test feeder system with DG and DSTATCOMs assuming steady-state operating conditions and two-way communication network. The formulation is based on a three-phase power flow with variable load demand, different customer types, voltage dependent loads, unbalanced line configurations.

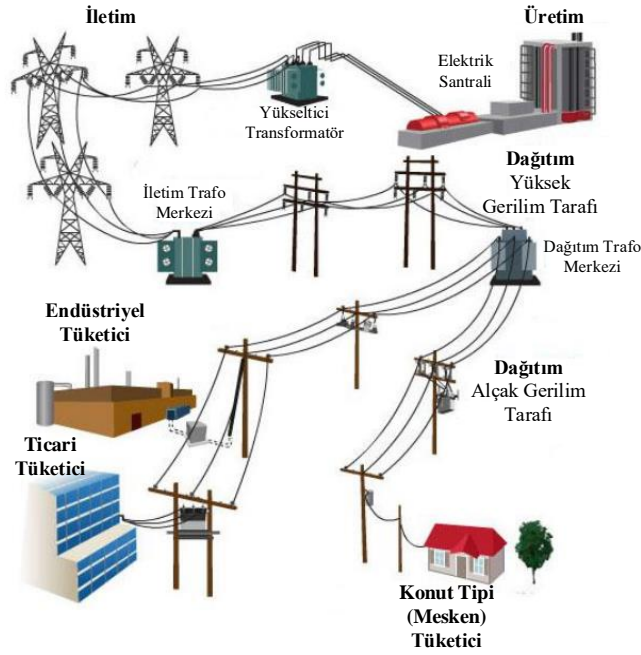
BÖLÜM 1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi ilk kez 1870'lerde ticari olarak kullanılmaya başlandı. 1880'lerin sonlarında elektrik makinelerinin icadıyla elektrik devrimi başladı ve güç sistemleri kavramı (konsepti) gelişme gösterdi. 1900'lü yıllara gelmeden önce, iletim hatlarının uzunluğunun 10 km'yi aştığı görülmüş bu da büyük çapta güç sistemlerinin gelişmesini göstermiştir [1].

Tüm bu gelişmeler sonucunda elektrik şebeke sistemi oluşmuş ve elektrik enerjisi üretiminden tüketiciye çeşitli aşamalardan geçerek ulaştırılmıştır. Temel olarak elektrik şebekesi üretim, iletim ve dağıtım olmak üzere üç ana parçadan oluşur. Geleneksel güç sisteminde elektrik üretimi şehir merkezlerinin dışına kurulan tüm şehre elektrik enerjisi sağlayabilecek büyük generatörler bulunan büyük santraller tarafından sağlanır [2].

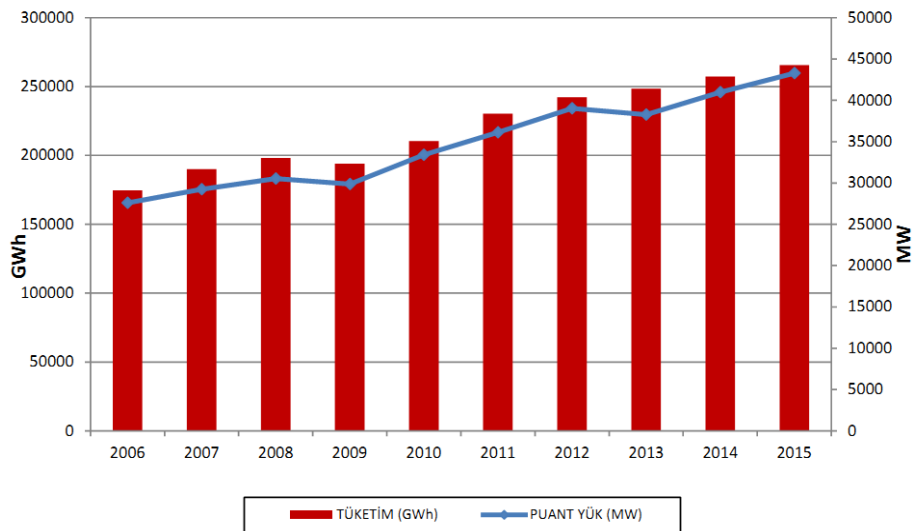
İletim sistemi ise santrallerde üretilen elektrik enerjisi iletim hatları ile şehir merkezi yakınına kurulan dağıtım trafo merkezine kadar getirilmesini sağlar. İletim ile dağıtım sisteminin bağlantı noktası olarak düşünülebilen dağıtım trafo merkezinden dağıtım hatları ile elektrik enerjisi tüketicilere iletilir.

Elektrik dağıtım sistemlerini kurmak iletim sistemlerine göre daha ucuzdur. Dağıtım sistemleri genellikle dağıtım trafo merkezinden bir ağaç gibi dallanan radyal yapıdadır. İletim sistemleri dağıtım sistemleri gibi radyal yapıda değil bir ağ şebekesi şeklindedir. Bu da daha güvenilir ve kontrol edilebilir olmasını sağlamasına rağmen kurulum maliyetini artırmaktadır [2]. Şekil 1.1.'de üretim, iletim ve dağıtım sistemlerini içeren geleneksel elektrik şebekesi görülmektedir.



Şekil 1.1. Geleneksel elektrik şebekesi [3].

Teknolojideki gelişmelerle birlikte yaşam standartlarının artmasıyla elektrik enerjisi tüketimi dolayısıyla elektrik enerjisi ihtiyacı gün geçtikçe artmaktadır. Şekil 1.2.'de görüldüğü gibi Türkiye'deki elektrik enerjisi tüketimi genellikle yıldan yıla artmış ve artmaya devam edeceği öngörülmektedir. 2014 yılında 257,2 milyar kWh olan elektrik enerjisi tüketimi 2015 yılında %3,3 artış ile 265,7 milyar kWh olarak gerçekleşmiş ve puant güç 41003 MW'tan 43289 MW'a ulaşmasıyla %5,6 arttığı görülmüştür [4].

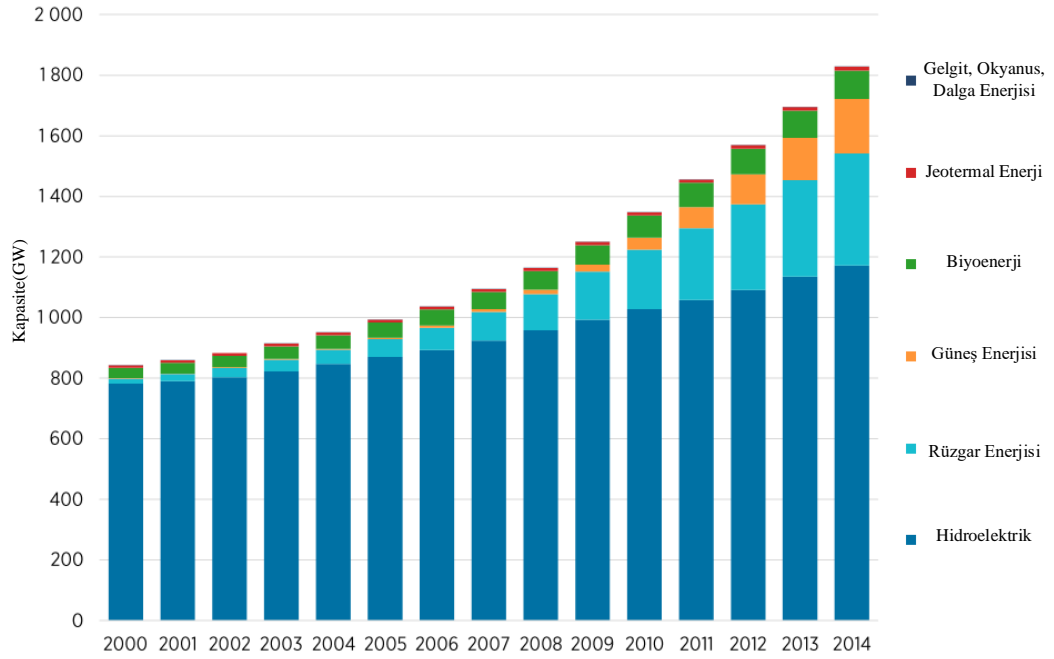


Şekil 1.2. 2006-2015 yılları Türkiye elektrik sisteminde gerçekleşen puant güç ve enerji tüketimi [4].

Artan elektrik enerjisi tüketiminin karşılanabilmesi için elektrik enerjisi üretimi günümüzde gittikçe artan bir öneme sahiptir. Kullanıcılara sağlanan elektrik enerjisinin kalitesi ve güvenilirliği elektrik güç sistemleri için temel bir gereksinimdir. Tüketiciler, cihazlarının zarar görmeden, performans kaybı olmadan çalışabilmesi için üreticinin ve elektrik dağıtım şirketlerinin kaliteli elektrik enerjisini hizmetine sunmasını bekler. Kaliteli elektrik enerjisinden kasıt, gerilimin belirlenen limitler içinde olduğu, gerilim ve frekansta dalgalanmaların olmadığı kesintisiz sağlanan elektrik enerjisidir [5].

Çevresel etkenler, enerji talebinin artması, geleneksel fosil yakıtlı elektrik santrallerine bağlılık bugünün ilgilenilmesi gereken önemli enerji sorunlarıdır. Elektrik enerji üretiminde genelde fosil yakıtlı kaynakların kullanılması havaya yaydığı atık gazlar sebebiyle hava kirliliğine neden olmaktadır. 1990'ların sonlarında, elektrik enerjisi üretimi için fosil yakıtların fazlaca kullanılmasından dolayı oluşan küresel ısınma gibi çevresel sorunlar insanların dikkatini çekmiştir [1]. Çevre kirliliğinin artması insan sağlığını olumsuz etkilemektedir ve küresel ısınmaya neden olmaktadır. Bu yüzden, fosil yakıtlı santraller ile elektrik enerjisi üretimi yapılırken atmosfere salınan karbon emisyonu sorunu da çevresel bir problem olarak görüldüğünden günümüzde gittikçe dikkat çekmektedir. Karbon emisyonunun artması ülkeler için önemli bir sorun haline gelmiştir. Bu yüzden, karbon emisyonunu ve dışa bağımlılığı azaltmak için güç sisteminin verimini artıracak birçok çalışma yapılmaktadır.

Bununla birlikte, petrol, doğalgaz ve kömür gibi fosil yakıtların tükenecek olması ve karbon emisyonu gibi olumsuz etkileri azaltmak için Dünya'da birçok ülkenin yenilenebilir enerji santrallerinin geleneksel santrallerin yerini almasını amaçlayan planları ve çalışmaları vardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesiyle, Dünya'da yenilenebilir enerji kaynaklarıyla güç üretimi artışı Şekil 1.3.'te görülmektedir. Birçok elektrik kurumu uzakta bulunan büyük merkezi üretimi yerel olarak yüklere yakın bağlanan daha küçük güçte olan yenilenebilir enerji kaynaklı dağıtık üretime (DÜ) kaydırmaya başlamıştır.



Şekil 1.3. Dünya'da kurulu yenilenebilir enerji güç kapasitesi [6].

Dünyada yenilenebilir enerji güç kapasitesi 2014'ün sonunda 1829 GW seviyesine kadar yükselmiştir. Bu seviyenin 2000 yılından itibaren yaklaşık %83 artmasıyla 1000 GW daha fazla olduğu şekilde görülmektedir. Hidroelektrik üretim 2000 yılında toplam yenilenebilir güç kapasitesinin %93'ü olmasına rağmen 2014 yılında bu oran güneş ve rüzgâr enerji kaynaklı üretimde hızlı büyüme yaşandığından %64'e düşmüştür. Yenilenebilir enerji sektöründeki gelişmeler sonucunda, yenilenebilir enerji güç kapasitesi 2011 yılından beri her yıl 100 GW'ın üzerinde artmıştır [6].

Son on yılda, enerji verimliliği ve maliyet açısından, güneş, rüzgâr, biokütle, dalga enerjisi gibi birçok yenilenebilir enerji teknolojisi önemli derecede gelişmiştir. Yüksek oranda yenilenebilir enerji kaynağının sisteme bağlanması güç sistemlerinin işletilmesine olumsuz etkileri olmasına rağmen, şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız olarak çalışabilen dağıtık üretim ile enerji üretimi popüler olmaya başlamıştır. Örneğin ABD'de yenilenebilir enerji kaynakları ile üretilen elektrik enerjisini 2017 yılına kadar %20, 2020 yılına kadar %33'e çıkarmayı hedefleyen 2002 yılında yenilenebilir enerji standartları oluşturulmuştur. Avrupa'da ise, %20 olan yenilenebilir enerji kaynaklı üretim seviyesi 2050 yılına kadar %50'ye artırılması amaçlanıyor [1].

DÜ ile birlikte pasif olan dağıtım sistemi, çift yönlü güç akışı olmasıyla aktif dağıtım sistemine dönüşmüştür. Ayrıca yenilenebilir enerji tabanlı DÜ'nün sürekli olmayan, kesikli ve öngörülemeyen yapısından dolayı üretim ile dağıtım şebekesinin kontrolünü önemli derecede değiştirmektedir.

Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ile elektrik şebekesi her geçen gün daha da karmaşık olan büyük bir sistem haline gelmektedir.

İletim ve dağıtım şirketleri yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye bağlanması, artan yakıt maliyeti ve çevre kirliliğinden dolayı güç sistemlerini ekonomik ve güvenilir işletmek için birçok zorlukla karşılaşmaktadır. Elektrik enerjisi sistemlerinin verimini artırmak veya en yüksek verimde faydalanabilmek için güç sistemlerinin ekonomik işletilmesi ve planlanması gerekmektedir. Bu yüzden elektrik üretim ve dağıtım şirketleri tüketicilere güvenilir, kaliteli ve ekonomik olarak elektrik enerjisi sağlayabilmeleri için verimli bir araca ihtiyaç duymaktadırlar. Bu da güç sistemlerinin optimizasyonu ile gerçekleşir. Yani güç sistemlerindeki aygıtların belirli bir amaca göre optimal kontrolü ile sağlanır. Böylece, talep edilen elektrik enerjisi tüketicilere kaliteli bir şekilde sağlanırken hem ekonomik hem de çevre kirliliği en aza indirilerek sağlanmış olur. Örneğin, güç sistemleri optimizasyon uygulamalarından biri olan ekonomik güç dağıtımı, güç sistemlerinin ekonomik çalışmasını sağlamak için yani maliyetin minimum olması için limitler dâhilinde generatörlerin üretmesi gereken gücü bulmaktır. Güç sistemlerinde sıkça kullanılan optimal güç akışı da, kayıpları en aza indirmek için sistemin optimal kontrol edilmesini sağlar [5].

Bu yüzden, modern bir güç sisteminden kararlı, güvenilir, gürbüz, verimli, çevre dostu olması, tüketicinin ihtiyaçlarına cevap vermesi ve siber saldırılardan etkilenmemesi beklenmektedir. Bu beklentiler akıllı şebeke konseptini getirmiştir [1].

Son yıllarda akıllı şebekelere ihtiyacın artmasıyla, haberleşme, bilgi teknolojileri, kontrol sistemleri, yenilenebilir enerji kaynakları ve yarı iletken teknolojileri gibi birçok alanı bir araya getiren disiplinler arası bir çalışma alanı oluşmuştur [7].

Bahsedilen sorunları çözmek için güç sistemlerinin işletimi ve kontrolü hakkında derinlemesine araştırma yapılmasını gerektirmiştir.

Dağıtım otomasyon sisteminde önemli bir uygulama olan Volt/Var kontrolü (VVK) tüm yüklenme koşulları altında belirlenen limitlerde gerilim regülasyonu sağlar [8]. VVK'nün diğer bir amacı ise kayıpları ve gerilim düşümünü azaltmak için güç faktörünü kabul edilebilir limitler içinde ideal olarak bire yakın tutmaya çalışmaktır [9]. Geleneksel dağıtım sistemlerinde, dağıtım merkezinden tüm fiderlere güç sağlandığından dolayı gerilim, dağıtım trafosundan fiderin sonuna kadar kademeli olarak düşer. Gerilim kontrol aygıtları dağıtım sisteminin gerilimini limitler içinde tutabilmesi için gerilimi yük arttığında artırması ve azaldığında azaltması gerekmektedir [10]. VVK'yi gerçekleştirmek için geleneksel dağıtım sisteminde, kondansatör bankaları, yük altında kademe değiştiricili trafo (LTC – Load Tap Changer), gerilim regülatörü (VR – Voltage Regulator) kullanılmaktadır.

Dağıtım şebeke operatörleri, tüketicilere her ülkede standartları belirlenen düzenlemelere göre belirli limitler içerisinde ve belirli kalitede güç sağlamaları gerekmektedir. Sürekli durumda (AG ve OG seviyesinde), ABD'de Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü [11] (ANSI - American National Standards Institute) standartlarına göre 120 V olan anma gerilimi $\pm\%5$, Birleşik Krallık'ta 400/230 V olan gerilim $+\%10/-\%6$, Türkiye'de [12] 400/230 V olan anma gerilimi $\pm\%10$ limitler içerisinde tüketiciye sağlanması gerekmektedir.

Son yıllarda, akıllı şebeke konseptinin oluşmasıyla, VVK'nin konsepti aşırı derecede değişmiştir. Güç, enerji talebini azaltmak, verimi ve güç kalitesini artırmak gibi amaçların eklenmesiyle VVK, Volt/VAr optimizasyonuna (VVO) dönüşmüştür [10].

1.1. Literatürde Yapılan Çalışmalar

Enerji talebinin artması hatların ve santrallerin yüksek kapasitelerde kullanılmasına sebep olmaktadır. Böylelikle hatta oluşan gerilim düşümü artmakta ve sürekli değişen güç talebiyle fider üzerinde ve yük bağlantı noktalarında gerilim değişimleri olmaktadır. Bu yüzden, gerilim ve reaktif güç, elektrik güç sistemleri için en önemli parametrelerdendir. Dağıtım şebeke sistem operatörleri tüketicilere limitler dahilinde gerilimi sağlamakla yükümlüdür. Dağıtım sistemi Volt ve VAr kontrolü tüm yüklenme şartları altında sistemin limitler içinde çalışmasını sağlamak için gerilim kontrolünü ve reaktif güç kompanzasyonunu birleştiren bir yöntemdir.

LTC ve VR dağıtım şebekelerinde gerilim kontrolü için kullanılan başlıca gerilim kontrol elemanıdır. Gerilim değişimlerinin nedenlerinden biri tüketicilerin reaktif güç talepleridir. Elektrik güç sistemlerinde tüketiciye kaliteli elektrik enerjisi sağlamak için değişen aktif ve reaktif yük değişimlerinin karşılanması gerekir. Reaktif güç kontrolü ise geleneksel olarak kondansatör bankaları ile sağlanmasına rağmen, güç elektroniğindeki gelişmeler ile sisteme reaktif güç sağlamak için hızlı cevap veren FACTS (Flexible AC Transmission Systems - Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri) cihazlarından olan SVC, STATCOM gibi elemanlar ve evirici tabanlı DÜ ile sağlanmaktadır. Reaktif güç kompanzasyonu sayesinde, reaktif güç akışı azalmakta ve bu da hat kayıplarının azalmasını sağlamaktadır. Reaktif güç akışını azalttığından dolayı hattın daha fazla aktif güç taşımaya olanak sağlar [13].

Sabit veya anahtarlama kondansatör bankaları hattaki reaktif güç akışını azaltarak kayıpları önemli derecede düşürmüştür. Bununla birlikte, kullanılan kondansatörler kabul edilebilir derecede gerilim kontrolü sağlamayabilir. Bu yüzden kondansatör bankalarına ek olarak, daha düzgün gerilim profili elde etmek için fider üzerine gerilim regülatörü kurmak gerekebilir.

Geleneksel dağıtım şebekesinde, trafo merkezine kurulan LTC, trafo merkezine veya dağıtım fideri üzerine kurulan gerilim regülatörü ve kondansatör bankaları

kullanılarak VVK gerçekleştirilir. VVK sayesinde bu aygıtların kontrolü ile tüm tüketiciler için gerilim profili geliştirilebilir ve aktif kayıplar azaltılabilir.

Dağıtım sistemlerinde haberleşme, sensör, otomasyon, ileri ölçüm altyapısı ve bilgisayar gibi akıllı şebeke teknolojilerinin kurulmasıyla, dağıtım şirketleri (operatörleri ve planlayıcıları) için otomasyon, kontrol izleme ve optimizasyon olanağı sağlanmaktadır.

Böylelikle akıllı şebekeler ile birlikte VVO'ya dönüşen VVK, CVR olarak adlandırılan dağıtım sistemlerinin verimini artıran önemli bir amaç içermektedir. VVO'nun önemli bir özelliği olan CVR'nin amacı, kullanıcıların cihazlarına zarar vermeden ve performansını etkilemeden limitler içinde gerilimi azaltarak talep gücü azaltmaktır. Dolayısıyla CVR, çekilen gücün ve harcanan enerjinin azalmasıyla enerji tasarrufu sağlar.

Modern dağıtım yönetim sisteminin sağlanması gereken aktif şebeke yönetim fonksiyonlarından biri Volt/VAr kontrolü ve optimizasyonudur [14]. Literatürde teknik olarak farklı VVO tanımları kullanılmaktadır. Genel olarak VVO problemi minimum ve maksimum gerilim limiti gibi işletim kısıtlarını dikkate alarak kayıp minimizasyonu amacıyla LTC veya VR kademesinin ve kondansatör bankaları gibi reaktif güç kaynaklarının durumunun belirlenmesidir [15, 16].

Genel olarak VVO kayıpları minimize eden bir optimal güç akışı (OPF-Optimal Power Flow) metodudur. OPF genellikle sistemin limitleri dikkate alınarak belirlenen amacı sağlamak için güç sistemlerinin optimal çalışma noktasını bulmaktır. Birçok makale ve kitapta derinlemesine OPF problemi ele alınmıştır [17–20]. Dağıtım şebekesinde VVO ile iletimdeki optimal güç akışı problemleri arasında bazı başlıca farklar vardır [21].

- Genellikle VVO generatörün aktif gücünü kontrol değişkeni olarak kullanmaz.

- OPF'de kontrol değişkenleri sürekli olmasına rağmen, ana VVO kontrol değişkenleri tam sayıdır (VR veya LTC transformatör kademesi ve kondansatör anahtarlama).
- VVO'da gerilim limitleri akım limitlerinden daha önemlidir.
- Hat ve yük dengesizlikleri genel olarak dağıtım şebekelerinde iletim şebekelerinden daha önemli görünmektedir. Bu da hatların üç fazı temsil eden model kullanmanın gerekliliğini ortaya koyar [22].

VVO veya VVO/CVR genel olarak (Denklem (1.1)) karışık tam sayılı doğrusal olmayan programlama (KTDOP) olarak formüle edilir [23].

$$\begin{aligned}
 \min_u f(x, u_d, u_s) \\
 g(x, u_d, u_s) &= 0 \\
 h(x, u_d, u_s) &\leq 0
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

Burada f amaç fonksiyonu, g eşitlik kısıtı olarak doğrusal olmayan güç akışı denklemleri, h eşitsizlik kısıtı olarak işletimsel ve sistem kısıtları, x bağımlı durum değişken vektörü (dolaylı kontrol edilebilen), u_d ve u_s sırasıyla süreksiz (ayrık-tam sayı) ve sürekli kontrol değişkenidir. x durum vektörü dağıtım şebekesi baralarının gerilim genliği ve açısını ifade eder.

$$x = [V_1, \dots, V_n, \delta_1, \dots, \delta_n] \tag{1.2}$$

Ayrık (tam sayı) kontrol değişkenleri vektörü ise kademe değiştiricili trafonun (LTC veya VR) kademe pozisyonu (tap) ve anahtarlama kondansatör bankalarının açık/kapalı durumunu (c) ifade eder.

$$u_d = [tap, c] \tag{1.3}$$

Sürekli kontrol değişkenleri ise akıllı şebekeler ile birlikte dağıtık enerji kaynaklarının (DER) çıkış gerilimi veya aktif ve reaktif güç referans değerleri, FACTS cihazlarının reaktif güç referans değerleri olabilir.

$$u_s = [P_{DER}, Q_{DER}, Q_{FACTS}] \quad (1.4)$$

Problem, doğrusal olmayan güç akışı eşitlik kısıtlarından dolayı doğrusal olmayan ve kademe değiştiricili transformatörün kademe pozisyonu ve kondansatör bankalarının açık/kapalı durumu tam sayı olarak ifade edildiğinden dolayı tam sayılı programlama olarak ifade edilir. Amaç fonksiyonu f aktif kayıp, talep güç veya gerilim kontrolünü sağlayan bir fonksiyon olabilir. Problemden değişkenlerin bazıları tamsayı, bazıları kesirli (sürekli), kısıtlar ve amaç fonksiyonu doğrusal olmadığı için söz konusu problem karma veya karışık tam sayılı doğrusal olmayan programlama (KTDOP) adını alır [24].

VVO problemi, amaç fonksiyonu ve kısıtları konveks olmayan, kombinatoriyal (discrete-ayrık optimizasyon) ve çözümü oldukça zor olan bir problemdir. VVO probleminin çözümü için aşırı miktarda hesaplama yükü gerekmektedir. Bu da zaman aldığından dolayı VVO problemini çözmek için matematiksel programlama ve sezgisel yaklaşımlara dayalı çeşitli yöntemler önerilmiştir. Newton tabanlı teknikler [25], doğrusal programlama [21, 26], doğrusal olmayan programlama [27, 28], kuadratik programlama [29], iç nokta (interior point) metotları [30], ardışıl minimizasyon teknikleri [31] gibi birçok geleneksel optimizasyon tekniği güç sistemlerinin optimizasyonu için uygulanmıştır.

Daha hızlı ve kısa sürede VVO problemini çözmek için Alberto ve arkadaşları karışık tam sayılı doğrusal programlama yöntemini önermişlerdir. Doğrusal olmayan güç eşitlikleri yerine doğrusal güç akışı eşitlikleri kullanarak problemi doğrusal problem olarak formüle edip doğrusal programlama ile çözmüşlerdir [21].

Bazı çalışmalarda ise tam sayılı problemleri çözmenin zorluğundan dolayı tam sayılı (ayrık) değişken kesirli (sürekli) değişken gibi problem çözülmüş ve bulunan sonuç en yakın tam sayıya yuvarlanıp optimal çözüm bulunmaya çalışılmıştır [32, 33].

Doğrusal olmayan problemlerde hızlı çözüm elde etmek için problem çalışma noktasında doğrusallaştırılmakta veya doğrusal modeller kullanılmaktadır. Yapılan çalışmalara bakıldığında, doğrusallaştırma veya doğrusal güç akışı modelleri ile tam güç akışı modellerinin sonuçları arasında yapılan varsayımlardan dolayı farklılık olduğundan hata oluştuğu görülmektedir [34]. Bu hatanın OPF veya VVO gibi güç sistemleri optimizasyon problemi sonuçlarını ters yönde etkileyeceği görülmektedir [35].

Bazı gerçek zamanlı uygulamalar çok büyük sistemleri içerdiğinden matematiksel yani deterministik yöntemler ile çözülemeyebilir. Ek olarak, deterministik yöntemlerde başlangıç noktası uygun olmadığı zaman global optimal sonucu bulamayabilir ve yerel optimal sonuca takılabilir. Bu durumlarda, optimal çözümü bulmayı beklemek yerine hızlıca optimale yakın sonuç bulmak daha caziptir. Çünkü gerçek zamanlı uygulamalarda problemin diğer örnekleme zamanı gelene kadar gerçek zamanda çözülmesi gerekir. Bu gibi durumlarda optimal sonuç garanti olmamasına rağmen optimal veya optimale yakın sonuç bulabilen sezgisel algoritmalar kullanılmaktadır [36].

Volt/VAr kontrolü ve optimizasyonu koordineli ve koordineli olmayan olmak üzere ikiye ayrılabilir [37]. Koordineli olmayan VVK'de, fider üzerindeki gerilimlerin limit içinde olmasını sağlamak için LTC, VR, kondansatör bankaları gibi kullanılan VVK aygıtlarının kontrolü yerel olarak diğerleri ile haberleşme olmaksızın sağlanır. Koordineli olmayan kontrol (yerel kontrol) ile gerilim profili ve reaktif güç akışı optimumdan uzak olabilir. Bu yüzden optimum veya optimuma yakın gerilim profilini ve reaktif güç akışını elde etmek için gerilim ve reaktif güç kontrol elemanları koordineli veya aynı anda birlikte kontrol edilmesi gerekmektedir [38].

Literatürde, Volt/VAr kontrol ve optimizasyon probleminin çözümü ile ilgili yapılan başlıca çalışmalar şunlardır:

Grainger genel VVK problemini belirlenen gerilim limitleri içinde kayıpları ve puant gücü minimize etmek için iki alt probleme ayırdı. Gerilim ve reaktif güç kontrolü

gerilim regülatörü ve kondansatör ile sağlanan iki ayrı problem olarak çözülmüştür. Bu ayrıştırılmış model kayıpları azaltmak için birinci alt problemde gerilim regülatörünün yerine ve kontrolüne göre enerji tasarrufunun aktif bileşenini maksimum yapmaya çalışırken, ikinci alt problemde kondansatör bankalarının yerine ve kontrolüne göre enerji tasarrufunun reaktif bileşenini maksimum yapmaya çalışmıştır [16].

Baran ve arkadaşları da Volt ve VAr kontrol problemini ayrı olarak ele almıştır. Dağıtım trafo merkezinde bulunan kondansatör bankaları reaktif güç ölçülerek kural tabanlı kontrol edilmiştir. Gerilim ise gerilim düşüm kompanzator (LDC - Line drop Compansation) ayarları yapılan gerilim regülatörü kullanılarak kontrol edilmiştir. Zamanla yük değiştiğinden VR üzerinden akan akım, VR çıkış ve hat sonu gerilimi ölçülmüş, buna göre LDC parametreleri sürekli hesaplanarak değişen yük altında uyarlamalı olarak gerilim kontrol edilmiştir [39].

Bazı çalışmalarda basit kural tabanlı Volt ve VAr kontrolü geliştirilmiştir. Önceki çalışmada Volt ve VAr kontrol problemleri arasındaki ilişkinin zayıf olduğu belirtilmiş [16] ve bu çalışmada da problem Volt ve VAr kontrol problemi olarak ikiye ayrılarak çözülmüştür. Ayrıştırılmış modelde, gerilimi limitler içinde tutmak için gerilim kontrolü gerilim regülatörü ile sağlanmıştır. Diğer alt problemde ise kayıpları minimize etmek için kondansatör bankalarının kontrolü sağlanmıştır. Problem çözümünde, kondansatörler ile kayıplar minimize edildikten sonra gerilim regülatörünün kontrolü ile gerilim limitler içinde tutulmaya çalışılmıştır [40, 41].

Yutian Liu ve arkadaşları, günlük olarak kayıpları minimize etmek ve gerilim profilini iyileştirmek için radyal dağıtım sisteminde optimal reaktif güç ve gerilim kontrolü amacıyla yeni bir yaklaşım önermişlerdir. Dağıtım trafo merkezinde ve fider üzerinde bulunan şönt kondansatör bankalarını ve LTC'nin kademe pozisyonunu temsil eden optimal kontrol işaretlerini bulmayı amaçlamışlardır. Hesaplama yükünü azaltmak için, genel kontrol algoritması dağıtım trafo merkezinde ve fider seviyesinde uygulanmak üzere iki alt probleme ayrıştırılmıştır. Dağıtım trafo merkezi seviyesinde uygulanan alt problemin amacı kayıpları minimize etmek ve gerilim

dalgalanmasını (1 pu'ya yakın olması için) azaltmak için dağıtım trafo merkezinde bulunan LTC'nin kademe pozisyonunu ve kondansatörlerin durumunu bulmaktır. Alt Problem 1'de ayrıca gerilim limitleri ve kullanılan aygıtların kontrol anlamında anahtarlama sayısı kısıt olarak probleme dahil edilmiştir. Alt Problem 1'deki optimizasyon dinamik programlama kullanılarak çözülmüştür. Alt Problem 2'de ise aynı şekilde kayıpları ve gerilim dalgalanmasını minimize etmek için fider üzerinde bulunan kondansatör bankaları uzman bilgileri kullanılarak tasarlanan bulanık denetleyici ile kontrol edilmiştir. Daha sonra LTC ve kondansatör bankaları arasındaki koordinasyon güç akışı hesaplamaları ile sağlanmıştır [42].

Shen ve arkadaşları VVO probleminin çözümünde gerilimi ayarlamak ve reaktif güç kompanzasyonu için sırasıyla VR ve katı hal transformatörü (KHT-SST/Solid State Transformer) kullanmışlardır. Kayıpları minimize etmek için KHT'nin sisteme vermesi gereken reaktif güç gradient metodu ile hesaplanmış, reaktif güç kompanzasyonu sonrasında gerilim limitler dışında ise VR'nin kademesi ayarlanarak gerilim limitler içine getirilmeye çalışılmıştır [25].

Yukarıda bahsedilen çalışmalara bakıldığında Volt/VAr kontrol problemi Volt ve VAr arasındaki ilişkinin zayıf olmasından dolayı gerilim ve reaktif güç kontrolü ayrı olarak ele alınmış ve dağıtım şebekesinde kullanılan tüm aygıtların aynı anda kontrolü araştırılmamıştır. En uygun kontrol tüm problem ikiye ayrıştırılarak bulunmaya çalışılmıştır. Kondansatörlerin ve VR'lerin optimal kontrolü için ayrıştırılmış model oluşturulmuştur. Ana problem ikiye ayrıştırılıp ayrı ayrı çözüldüğünden dolayı optimale yakın kontrol sağlanabilir ama optimal kontrol sağlanabileceği garanti değildir. Ayrıştırılmış model iyi sonuç verebilmesine rağmen optimal gerilim ve reaktif güç kontrolü sağlamak için problemin bütün olarak değerlendirilmesi gerekir. Bu yüzden, Volt/VAr kontrolünde gerilim ve reaktif güç kontrolü için kullanılan aygıtların optimal kontrolünde bir bütün olarak ele alınması gerekir. Yani optimal çözümü bulmak için tüm problem ayrıştırılmadan aygıtların hep birlikte aynı anda kontrol edilmesi gerekir.

Ruey - Hsun Liang ve arkadaşları dağıtım sistemindeki reaktif güç ve gerilim kontrol problemini çözmek için dinamik programlama metodunu önermişlerdir. Çalışmanın amacı, kayıpları minimize etmek için LTC, trafo merkezinde ve fider üzerinde bulunan kondansatör bankalarının optimal kontrolü aynı anda sağlanmaya çalışılmış ve böylelikle aynı anda hem kayıplar minimize edilmiş hem de gerilim profili geliştirilmiştir [43].

Akıllı şebekeyle birlikte yenilenebilir enerji tabanlı dağıtık üretim (DÜ) kaynaklarının yerel şebekeye bağlanması ve yenilenebilir enerji kaynaklı DÜ'lerin kesikli, süreksiz enerji üretiminden dolayı fider üzerinde gerilimi etkileyeceği görülmektedir ve bundan dolayı VVO etkilenmektedir. Bu yüzden akıllı şebekelere veya dağıtım şebekesine yerel olarak bağlanan güç sağlayan DÜ'lerin etkisinin de araştırılması gerekir. Birim güç faktöründe çalışan yenilenebilir enerji kaynaklı DÜ'ler aktif güç sağlayarak dağıtım trafo merkezinden sağlanan güç akışını azaltarak fider üzerinde gerilimi ve kayıpları etkileyeceğinden dolayı Volt/VAR kontrolünün etkileneceği açıkça görülmektedir [37]. DÜ'nün güç üretimi yerel yüklerden fazla olduğunda ters güç akışına neden olmaktadır. Ayrıca modern ve gelecek dağıtım sistemi veya akıllı şebekelerde, geleneksel şebekede bulunan aygıtlara ek olarak DÜ ve batarya gibi güç elektroniği dönüştürücüsüyle bağlı olan sistemlerin kontrolünün de sağlanması gereklidir [28]. Bu sebeplerden dolayı, DÜ'lerin Volt/VAR kontrolü ve optimizasyonu üzerindeki etkisinin araştırılması gerekir.

Xiangsheng Lai ve arkadaşları, özellikle büyük güçte DER'nin sisteme bağlanmasıyla yenilenebilir enerji kaynakları tabanlı DER kesikli, süreksiz üretim yapısından dolayı dağıtım şebekesinde gerilimi, reaktif güç profilini aşırı derecede etkilediğini ve gerilim dalgalanmalarına sebep olduğunu göstermiştir. Bu sorunu çözmek için yenilenebilir enerji kaynaklı DER içeren aktif dağıtım sisteminin VVK için kontrol algoritması önermişlerdir. Önerilen kontrol algoritmasıyla, DER'nin kesikli üretiminden dolayı limitler dışına çıkabilen gerilimi ve oluşan gerilim dalgalanmaları azaltılarak limitler içine getirilmiştir [44].

Geleneksel olarak VVO'da kullanılan şönt kondansatör bankaları şebekeye reaktif güç sağlamak veya sistem gerilimini yükseltmek için kullanılmaktadır [45]. Bununla birlikte, bu aygıtlar reaktif güç akışına ve gerilim değişimlerine yavaş tepki vermektedir. Bu yüzden güç elektroniği elemanlarının gelişmesiyle sisteme daha hızlı cevap veren FACTS cihazlarının ve evirici tabanlı DÜ'nün sisteme reaktif güç verebileceğini ve sistemden reaktif güç çekebileceğini gösteren birçok çalışma yapılmıştır.

Geleneksel olarak birçok ülkede, DÜ'lerin şebekeye reaktif güç sağlamasına veya gerilimi kontrol etmesine izin verilmemektedir [46]. Bununla birlikte, evirici tabanlı DÜ'lerin aktif olarak gerilimi kontrol etmesi ve reaktif güç kompanzasyonu yapması gibi bir takım önerilerde bulunulmuştur [47].

Victor ve arkadaşları DÜ kaynaklarının üretimin artmasıyla güç sistemlerinde oluşan kayıpların nasıl değiştiğini incelemişlerdir. DÜ'nün güç sistemi kayıplarını her zaman azaltmadığını ve bunun da üretim miktarına bağlı olduğunu göstermişlerdir. DÜ üretiminin belli bir yere kadar artmasıyla kayıpların azaldığı görülmüş ve o noktadan sonra üretimin artması kayıpların artmasına sebep olduğu gösterilmiştir. Son olarak, reaktif gücü kontrol edilen DÜ ile kayıpların daha da azalacağını ve daha iyi bir gerilim profili elde edileceğini belirtmişlerdir [48].

Richaard ve arkadaşları PV eviricilerinin kontrolü ile daha esnek ve hızlı bir şekilde şebekeye reaktif güç verme ve şebekeden reaktif güç çekme yeteneğini göstermişlerdir. PV eviricilerinin reaktif güç yeteneği ile gerilimin kontrol edildiği gösterilmiştir. Ek olarak, verimi artırmak ve hattan daha fazla aktif güç akışına izin vermek için PV eviricilerinin reaktif güç yeteneğinin VVO'da kullanılabileceğini dile getirmişlerdir [45].

Siddharth ve arkadaşları VVK için sadece DER'nin reaktif güç sağlama yeteneğini kullanmışlar. Normalde dağıtım şebekesinde gerilim regülatörü ve kondansatör bankaları kullanılmasına rağmen, bu çalışmada VVK için sadece DER'nin reaktif gücü ile sağlanacağını dile getirmişlerdir. Gerilimin limitler içinde kalması için

reaktif güç optimizasyonu sonucunda DER'nin şebekeye vermesi gereken reaktif güç değeri hesaplanmıştır [31].

Alessia ve arkadaşları PV eviricilerinin kontrolü ile sisteme aynı anda hem aktif hem reaktif güç sağlayarak reaktif güç optimizasyon problemini çözmüşlerdir. Hesaplama yükünü azaltmak için Lyapunov teorisi tabanlı merkezi olmayan denetleyiciler kullanarak PV eviricilerinin şebekeye reaktif güç sağlamasıyla kayıpların azaldığını göstermişlerdir [49].

Viawan ve arkadaşları gerilim ve reaktif güç kontrolünde geleneksel olarak kullanılan LTC ve kondansatör bankaları ile birlikte sabit güç ve değişken güç faktöründe çalışan DÜ'de kullanmışlardır. Birim güç faktöründe ve sabit gerilim altında çalışan DÜ'lerin VVO'ya dahil edilmesiyle kayıpların azaldığını göstermişlerdir. Sabit gerilim altında çalışan DÜ'lerin VVO'da kullanılmasıyla LTC transformatörün, kondansatörlerin işletim sayısının ve gerilim dalgalanmalarının azaldığını göstermişlerdir [37].

Bakhshideh ve arkadaşları orta gerilim dağıtım şebekesinde gerilim kontrolü için bir yöntem önermişlerdir. Önerilen yöntem ile gerilim kontrolü için LTC ve Dağıtım-STATCOM (D-STATCOM)'un koordinasyonu sağlanmaktadır. DÜ içeren dağıtım sisteminde LTC ve D-STATCOM'un koordinasyonu ile hem gerilim kontrolü sağlanmış hem de kayıpların azaldığı gösterilmiştir [50].

VVO'nun kayıp minimizasyonu ve gerilim profili iyileştirme amaçlarına ek olarak, tasarruflu/ekonomik gerilim azaltım yöntemi (Conservation Voltage Reduction-CVR) veya gerilim optimizasyonu olarak adlandırılan diğer bir önemli dağıtım yönetim sistemi aracı da bulunmaktadır. CVR'nin amacı verimi artırmak için gerilimi tüketici cihazlarına zarar vermeden ve performansını etkilemeden kabul edilebilir limitler içinde kalacak şekilde azaltarak çekilen talep gücün azaltılmasıdır [29]. Ek olarak CVR, ANSI gibi uluslararası standartları veya her ülkenin belirlemiş olduğu gerilim limitlerini sağlamalıdır. Çünkü bu limitler tüketici cihazlarının zarar görmeden ve performansının etkilenmeden çalışabildiği değerler olarak belirlenir [51].

Teknik olarak VVO ile aynı yapıda olan CVR, VVO/CVR olarak adlandırılmış ve geleneksel anlamda VVO'da kullanılan kayıp veya gerilim dalgalanması minimizasyonu amaç fonksiyonu yerine ana amacı tüm baralardaki gerilimi alt limite yaklaştırmaya çalışmak amacı olmasına rağmen toplam talep güç minimizasyonu gibi farklı amaç fonksiyonları da kullanılmaktadır. Yukarıda VVO ile ilgili yapılan çalışmalar gibi VVO/CVR için de çeşitli çalışmalar yapılmıştır.

Abdullah Bokhari ve arkadaşları DÜ'nün VVO/CVR üzerindeki etkisi üzerine çalışma yapmış ve küçük güçte DÜ'nün gerilimin limitler içinde kalmasına yardımcı olduğunu göstermişlerdir. DÜ'nün sisteme bağlanmasıyla, daha fazla gerilim azaltımına izin verdiği ve böylelikle daha fazla enerji ve ekonomik olarak tasarruf edildiği gösterilmiştir. Ama bu çalışmada DÜ birim veya sabit güç faktöründe çalışmış, DÜ'nün aktif olarak reaktif güç yeteneğinin CVR'ye etkisi incelenmemiştir [52].

CVR birçok ülkenin dağıtım şirketleri tarafından test edilmiş ve birçok dağıtım şebekesine uygulanmaktadır. CVR uygulanan dağıtım güç sistemleri ve şirketleri önemli derecede enerji ve ekonomik olarak tasarruf ettiğini göstermiştir [53].

Dominion Virginia Power dağıtım şirketi CVR uygulandığında yıllık olarak %2,8 enerji tasarrufu elde ettiğini bildirdi [54]. Snohomish County PUD şirketi tüketicilere daha kaliteli gerilim sağlarken, yılda hem 11,226 MWh kaybı azalmış hem de 53,856 MWh enerji tasarrufu etmiş [55]. İrlanda CVR teknolojisini dağıtım fiderlerine uygulayarak %1 gerilim azaltımı ile enerjide %1,7 azalma elde etti [56]. Idaho Power şirketi %0,9 - 1,8 arasında enerji tasarrufu elde ettiğini raporladı [57]. Avustralya'da konut tipi tüketicilerin bağlı olduğu dağıtım şebekesine %2,5 gerilimi azaltarak CVR'nin uygulanmasıyla %1 enerji tasarrufu elde edildiği gösterilmiştir [56]. Northeast Utilities dağıtım şirketi 32 dağıtım şebekesine %1 gerilim azaltımı ile CVR uygulayarak enerjide %1 tasarruf elde etmiştir [58]. Hydro Quebec (HQ) şirketi %1 gerilim azaltımı ile enerji tüketiminde yaklaşık 1,5 TWh (%0,4) azalma sağlayarak tasarruf elde etmiştir [59].

Gustavo Valverde ve arkadaşları çok miktarda DÜ içeren aktif dağıtım şebekesinde gerilimi kontrol etmek için Model Öngörülü Kontrol (MÖK) algoritmasını önermiştir. Öngörü için doğrusal model kullanılarak tasarlanan MÖK algoritmasının model ve ölçüm hatalarını kompanze ettiğini dile getirmiştir. Denetleyici sistemin gelecekteki durumlarını öngördüğü için kontrol değişkenlerinin geçici ve gereksiz değişimlerini engellemiştir [60].

Önceki bahsedilen VVO çalışmalarının çoğunda yükün gerilime bağımlılığı yok sayılmış ve yük modeli olarak sabit güç modeli kullanılmıştır. Gerçekte bakıldığında güç sistemleri her bir yük modelini yani sabit empedans, sabit akım ve sabit güç yük modelini içermektedir. Dağıtım güç sistemlerindeki yükler bu modellerin karışımı olarak modellenmektedir [61]. Yük modellerinin güç sistemleri analizinde ve işletiminde önemli etkisi olduğu bazı çalışmalarda gösterilmiş ve doğru VVO kontrolü elde etmek için doğru yük modeli kullanılması gerekliliği belirtilmiştir [62].

Güç sistemlerinin kontrolünde merkezi yaklaşımlar haberleşme, ölçüm ve kontrol sistemleri yeterli olduğunda en iyi sonucu sağlamaktadır. Ama büyük çapta güç sisteminde VVO problemini çözmek zor, zaman alıcı ve hesaplama olarak pratik değildir. Bu yüzden, optimizasyon probleminde hesaplama yükünü azaltmak için tüm güç sistemi alt bölgelere ayrılır. Her bir bölgede optimizasyon problemi çözülür ve bölgeler arası bilgi alışverişi yapılarak iteratif yöntemlerle koordine edilir [63].

Bahsedilen çalışmaların çoğunda VVO problemini çözmek için dengeli güç sistemi modeli kullanılmıştır [16, 29, 64]. Fakat dağıtım şebekesi dengesiz üç fazlı, tek ve iki fazlı fiderler içermektedir. Dengesiz hat yapısından, her fazda farklı yüklenme seviyesinden (dengesiz yüklenme), iki ve üç fazlı hatların arasındaki etkileşiminden (kuplaj) dolayı dengeli güç sistemi modeli kullanmak doğru sonucu vermeyecektir [65]. Bu yüzden daha doğru VVO kontrolü elde etmek için üç fazlı dengesiz hat modelini kullanmak gerekmektedir. VVO/CVR probleminin çözümünde CVR'nin amacı gerilimi azaltarak talep gücü azaltmak olduğundan dolayı gerilime duyarlı yük modeli kullanılmak zorundadır.

VVO/CVR için uygulanan optimal kontrol algoritmaları, kullanılan Volt/VAr aygıtlarının o anki optimal kontrol işaretlerini bulur. Optimizasyon sonucunda anlık optimal kontrolü sağlamak için VR, LTC'nin kademe pozisyonu ve kondansatörlerin durumu geleneksel duruma göre çok sık değişmektedir. Kullanım süresinin azalmasından ve yüksek bakım maliyeti yüzünden kullanılan aygıtların anahtarlama/işletim sayısını da dikkate almak gerekir. Genel olarak birçok çalışmada probleme maksimum anahtarlama sayısı kısıt olarak tanımlanmıştır. Fakat yapılan bu çalışmalarda maksimum anahtarlama sayısına yetişen aygıtların kontrolü son şekildeki gibi kalmaktadır. Yani maksimum sayıya ulaştıktan sonra o aygıtın durumu değişmediği için optimal kontrolü sağlanmamış olmaktadır. Bu yüzden, aygıtların anahtarlama sayısını dikkate almak için yük, varsa PV ve rüzgâr profili tahmininin yapılması gerekir. MÖK algoritması ile yük, varsa PV ve rüzgâr profili tahmin edilerek sistemin gelecek durumları VVO/CVR optimizasyon problemine dahil edilmiştir. Sistemin gelecek durumlarını tahmin edilerek MÖK algoritması VVO/CVR problemine uygulanmıştır. VVO/CVR problemine uygulanan MÖK ile gereksiz kontrol değişimi engellenerek kullanılan aygıtların işletim/anahtarlama sayısının azaldığı görülmüştür.

1.2. Tezin Amacı ve İçeriği

Bu tez çalışmasında, güç sistemlerinin verimini artırmak için dağıtım baralarındaki gerilimi kabul edilebilir alt limite kadar azaltılarak gerilim optimizasyonu uygulanmıştır. Gerilim azaltımı ile özellikle ticari ve konutsal tüketicilerin olduğu bölgelerdeki hatlarda oluşan kayıpların ve yüklerin çektiği güçlerin böylelikle dağıtım trafo merkezinden çekilen gücün azalması amaçlanmıştır. Talep gücün azalması yüklere bağlı olmakla birlikte sabit empedans ve sabit akım yüklerinin olduğu bölgelerde hatlardan akan akım ve kayıplar azalır. Böylelikle aynı hattın bulunduğu yere daha fazla yük bağlanabilir. Özellikle en yoğun talep gücünün olduğu zamanlarda CVR uygulandığında çekilen yük dolayısıyla talep güç azaltılarak güç sisteminin rahatlanması sağlanmıştır. Ayrıca kesikli ve süreksiz üretimi olan yenilenebilir enerji kaynaklı DÜ'nün VVO/CVR üzerinde etkisi de araştırılmıştır.

Bunu sağlamak için dağıtım güç sistemlerinin optimizasyonu ile en fazla güç azaltımı ve enerji tasarrufu elde edilebilir. Bu yüzden optimizasyon problemi olarak formüle edilen VVO/CVR sonucunda dağıtım sistemlerinde bulunan gerilim ve reaktif güç düzenleyen aygıtların optimal kontrolü sağlanmaktadır.

İlk olarak gerilim ve reaktif güç kontrolü ayrı ele alınarak dağıtık reaktif güç kontrol algoritması VVO/CVR için uygulanmıştır. Geleneksel olarak kullanılan reaktif güç kaynağı olan kondansatör bankalarının yerine DSTATCOM ve evirici tabanlı DÜ'nün reaktif güç kapasitesi kullanılabilceği gösterilmiştir. Önerilen bu VVO/CVR'nin amacı dağıtık reaktif güç kontrol algoritması ile kayıplar minimize edildikten sonra dağıtım trafo merkezinde bulunan gerilim regülatörü (VR) ile gerilim olabildiğince standartlara göre belirlenen alt limite yaklaştırılması amaçlanmıştır. Dağıtık reaktif güç kontrol algoritması sayesinde kayıpları minimize etmek için reaktif güç kaynaklarının referans değerleri sistemin tüm bilgisine sahip olmadan hesaplanmıştır.

İkinci olarak gerilim ve reaktif güç birlikte ele alınarak birleşik VVO/CVR uygulanmıştır. Karışık tam sayılı doğrusal olmayan programlama (KTDOP) problemi olarak modellenen VVO/CVR problemi Genetik Algoritma (GA) kullanılarak çözülmüştür. VVO/CVR gibi dağıtım güç sistemleri optimizasyonu kullanılan elemanların işletim sayısının artmasına neden olmaktadır. Artan işletim sayısı elemanların kullanım süresini azaltmakta ve bakım maliyetini artırmaktadır. Bu yüzden aygıtların işlem sayısını azaltmak için sistemin gelecek durumlarını göz önüne alan MÖK algoritması VVO/CVR'a uygulanmıştır. MÖK algoritması ile sistemin gelecek durumları göz önüne alınarak gereksiz kontrolden sakınıldığı gösterilmiştir.

Birinci bölümde, genel olarak güç sistemlerinin sorunları, konu ile ilgili daha önce yapılmış çalışmalar ve tezin kapsamı sunulmuştur.

İkinci bölümde, akıllı şebekelerin yapısı ve özellikleri, dağıtım güç sistemlerinin yapısı ve üç faz hat modeli, DÜ kaynaklarının güç sistemlerine etkisi anlatılmıştır.

Üçüncü bölümde, Volt/Var kontrolü ve optimizasyonunun tanımı, çeşitli yaklaşımları anlatılmıştır. VVO'nun bir uygulaması olan CVR açıklanmış ve dağıtım güç sistemlerine uygulanışından bahsedilmiştir.

Dördüncü bölümde, Volt ve VAr problemi ayrıştırılarak VVO/CVR uygulanmıştır. Kayıp minimizasyonu için reaktif güç kaynakları ve gerilim kontrolü için VR, LTC birbirinden bağımsız kontrol edilmiştir. Kayıp minimizasyonu amacı ile tasarlanan doğrusal olmayan dağıtık reaktif güç denetleyicileri yardımıyla DSTATCOM ve evirici tabanlı DÜ'nün reaktif güçleri kontrol edilmiştir. Dağıtım trafo merkezinde bulunan gerilim regülatörü ile gerilimin standartlara göre belirlenen alt limite olabildiğince yaklaştırılmaya çalışılmıştır. Dağıtık reaktif güç kontrolü tabanlı reaktif güç kaynaklarının ve VR, LTC'nin bağımsız kontrolü sağlanarak VVO/CVR gerçekleştirilmesi detaylı olarak anlatılmıştır.

Beşinci bölümde, MÖK teorisi ve birleşik VVO/CVR probleminin formülasyonu verilmiştir. Normal olarak formüle edilen VVO/CVR problemi belirli bir ufukta yazılarak MÖK tabanlı VVO/CVR formülasyonu elde edilmiştir. MÖK'nün VVO/CVR problemine nasıl uygulandığı anlatılmıştır.

Altıncı bölümde, dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı ayrıştırılmış VVO/CVR ile merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR'ye ait benzetim sonuçları verilmiştir. Ayrıca MÖK tabanlı merkezi-birleşik VVO/CVR'ye ait sonuçlar verilmiştir. Dengeli ve dengesiz IEEE dağıtım test sistemlerine uygulanan dağıtık/ayrıştırılmış ve birleşik VVO/CVR uygulama sonuçları elde edilmiş, gerekli karşılaştırmalar yapılmıştır. KTDOP olarak modellenen birleşik VVO/CVR optimizasyon probleminin GA ile çözümü anlatılmıştır. Merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR uygulanışından bahsedilmiştir.

Yedinci bölümde, elde edilen uygulama sonuçları irdelenmiş, uygulanan VVO/CVR yaklaşımlarının avantajları ve dağıtım sistemine sağladığı yararlar belirtilmiştir.

BÖLÜM 2. AKILLI ŞEBEKE VE DAĞITIM GÜÇ SİSTEMLERİ

2.1. Akıllı Şebekeler

Nüfusun artmasıyla enerji talebinin artması, fosil yakıta dayalı enerji rezervlerinin azalması, teknolojinin gelişmesiyle insanların yaşamında enerjiye olan bağımlılığın artması, çevresel sorunların artması gibi etmenler akıllı enerji dağıtımını ve yönetimini gündeme getirmiştir. Teknolojinin gelişmesiyle, elektrik enerjisinin üretimden itibaren iletim, dağıtım ve tüketimi aşamasında daha güvenli, verimli, çevreye az zarar vermesi için yapılan çalışmalar akıllı şebeke konseptini oluşturmaya başlamıştır. Geleneksel elektrik şebekesinin bugünün ihtiyaçlarını karşılayamadığı ve beklentilerini tam olarak yerine getiremediği için günümüzde elektrik şebekelerinin tam otomasyonu ve verimliliğini artırmayı amaçlayan çalışmaların yapılmasıyla akıllı şebeke kavramı kullanılmaya başlanmıştır [66].

Tablo 2.1. Geleneksel ve akıllı şebekelerin karşılaştırılması [7].

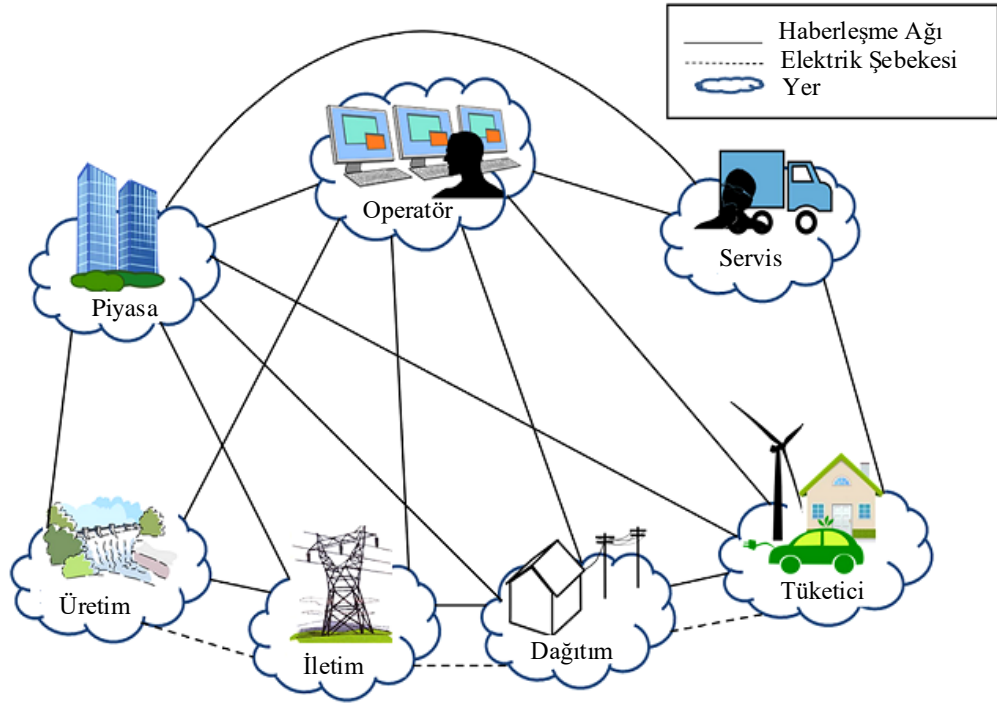
Geleneksel Şebeke	Akıllı şebeke
Mekanik/analog	Dijital/otomasyon
Tek yönlü haberleşme	Çift yönlü haberleşme
Radyal şebeke	Dağıtık şebeke
Merkezi güç üretimi	Dağıtık güç üretimi
Az miktarda veri	Çok miktarda veri
Az sayıda sensör	Çok sayıda sensör ve izleme
Manuel kontrol ve düzelme	Otomatik kontrol ve düzelme
Sınırlı kontrol	Gelişmiş kontrol
Yavaş sistem cevabı	Hızlı sistem cevabı

Akıllı şebekeler iki yönlü haberleşme, bilgisayar tabanlı kontrol, ölçüm sistemleri, fazör ölçüm birimi, FACTS cihazlarını kullanarak sistemin koordineli çalışmasını sağlayarak sistemi modern ve verimli hale getirmektedir. Bunu sağlamak için geleneksel sistemle arasında bazı farklar bulunmaktadır. Geleneksel ve akıllı şebekelerin başlıca farkları Tablo 2.1.'de gösterilmiştir.

Literatürde akıllı şebekenin evrensel tanımı olmamasına rağmen, US enerji resmi olarak ilk akıllı şebekenin tanımı yapmış ve akıllı şebekenin 10 karakteristiğini belirtmiştir [1].

- Elektrik şebekesinin güvenilirliği, güvenliği ve verimini artırmak için dijital bilgi ve kontrol teknolojilerinin kullanımının artması,
- Güvenilir bir şekilde şebeke kaynakları ve işletilmesinin dinamik optimizasyonu,
- Yenilenebilir enerji kaynakları içeren dağıtık kaynakların ve üretimin entegrasyonu,
- Talep katılımının, tüketici tarafı kaynakların, verimli kaynakların kurulması ve gelişmesi,
- Ölçüm, haberleşme ve dağıtım otomasyonu için akıllı teknolojilerin kullanılması (gerçek zamanlı, otomatik, tüketici aletlerini optimize eden teknolojiler),
- "Akıllı" cihazların ve tüketici cihazlarının entegrasyonu,
- Gelişmiş elektrik depolama ve puant güç azaltımı (peak shaving), hibrid ve elektrikli araçların entegrasyonu,
- Tüketicilere zamanında bilgi ve kontrol seçeneklerinin sağlanması,
- Haberleşme standartlarının gelişmesi,
- Akıllı şebeke teknolojilerinin, uygulamalarının ve hizmetlerinin kabulü için makul olmayan veya gerekli engellerin tanımlanması ve azaltılmasıdır.

Ayrıca, Fan tarafından, “akıllı şebeke, kendisine bağlanan bütün kullanıcıların işlevlerini entegre eden, ileri düzey bilgi, kontrol ve haberleşme teknolojilerini kullanarak ucuz, verimli, güvenilir ve her zaman erişilebilir enerji sağlayan zeki bir elektrik ağı” olarak tanımlanmıştır [67]. Ulusal Standartlar ve Teknoloji Enstitüsü (National Institute of Standards and Technology – NIST) tarafından önerilen akıllı şebeke modeli Şekil 2.1.’de verilmiştir.



Şekil 2.1. NIST tarafından önerilen akıllı şebeke modeli [68].

Elektrik Güç Araştırma Enstitüsüne (EPRI-Electric Power Research Institute) göre, verimi artırmak, güvenilirliği sağlamak, yenilenebilir enerjiyi sisteme dahil etmek akıllı şebekelerin başlıca rolüdür [69].

Bu yüzden, akıllı şebekelerin planlama ve işletilme evresinde aşağıda verildiği gibi farklı tipte optimizasyonu gerekir.

Planlama evresinde,

- Üretim planlama,
- Bakım planlama,
- Optimal koruma ve anahtarlama elemanı yerleşimi,
- Dağıtım şebekesinde yatırımların sıralanmasıdır.

İşletilme kontrol evresinde,

- Kısıtlı güç akışı,
- Güç santrali işletiminin optimize edilmesi,
- Birim yüklenme – ekonomik yük dağıtımı,

- Optimal güç akışı,
- FACTS kontrolü,
- Volt/Var ve kayıp minimizasyonu,
- Dinamik yük modelleme,
- Kısa süreli yük tahmini,
- Şebeke yeniden yapılandırma ve yük azaltımı,
- Denetleyici ayarlama olarak sayılabilir.

Yukarıda yazılan amaçlar kısıtlı, kısıtsız, doğrusal, doğrusal olmayan, kuadratik, deterministik ve stokastik programlama problemleri, tek veya çok amaçlı programlama problemleri gibi farklı tipte optimizasyon tekniği ile formüle edilebilir. [1].

Dağıtım güç sistemlerinin analizini etkileyecek akıllı şebekelerin yapısı aşağıdaki özelliklerden oluşmaktadır.

- Dağıtık kaynaklar
 - a. Dağıtık Üretim (DG-Distributed Generation)
 - b. Yenilenebilir üretim (Renewable generation–değişken kaynaklar)
 - c. Enerji depolama
 - d. Talep katılımı (Demand response)
- Haberleşme ve kontrol
 - a. Otonom/İleri ölçüm altyapısı (Automated/Advanced Metering Infrastructure-AMI)
 - b. Ölçüm ve kontrol arasında yüksek hızlı haberleşme
 - c. Durum kestirimi
 - d. Birleşik Volt/VAr kontrolü (Integrated Volt/VAr Control/IVVC)
- Gelişmiş güvenilirlik
 - a. Otomatik arıza yeri
 - b. Otomatik yeniden yapılanma
 - c. Planlama (anahtarlama yerleri)
 - d. Gelişmiş ekipman/aygıt kullanımı

- Gelişmiş enerji verimliliği
 - a. Hat sonu kullanıcı verimliliği
 - b. Dağıtım verimliliği
 - c. Planlama esnasında verimlilik
 - d. Uygulama verimliliği (aktif gerilim düzenleme vs.)

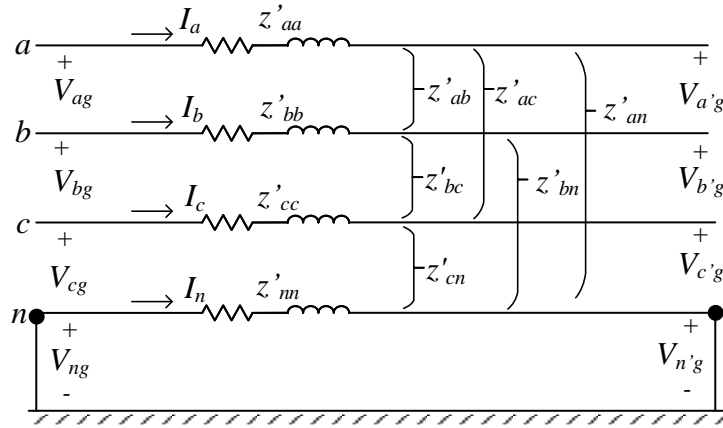
Akıllı şebekeler dağıtım güç sistemleri analizinde optimizasyon, gerçek zamanlı çalışma ve zeki algoritmalarla gelişmeyi hızlandıracaktır. Güç, kontrol, sensör, iletişim sistemlerinin ve elemanlarının güç sistemlerinin planlanmasında ve entegre edilmesinde birlikte benzetimine ihtiyaç vardır. Geçmişte, veri belirsizliklerinden dolayı yaklaşık analiz yöntemleri kullanılmıştır. Gelecekte bu birleşik sistemlerde ve gerçek zamanlı durum kestiriminde en uygun modeller gerekecektir [70].

2.2. Dağıtım Sistemlerinde Üç Faz Hat Modeli

Dengesiz üç fazlı dağıtım sistemlerinde güç akışı yapabilmek için üç fazlı, iki fazlı ve tek fazlı doğru olarak modellenmesi gerekir. Modelleme ilk olarak iletkenin ve iletkenler arasındaki uzaklığa bağlı olan öz ve karşılıklı endüktansların hesaplanmasıyla başlar.

Endüktanslar hesaplandıktan sonra hatların direnciyle Carson denklemleri kullanılarak 3 faz 1 nötr olarak 4 iletkenli bir sistem olduğundan 4x4'lük primitif empedans matrisi elde edilir. Birçok uygulamada üç faz için primitif empedans matrisi öz ve karşılıklı eşdeğer endüktansları içeren 3x3'lük matrise indirgenmesi gerekir. Bu matris Kron indirgeme yöntemi kullanılarak 3x3'lük faz empedans matrisi $[Z_{abc}]$ hesaplanır.

Şekil 2.2.'de dört iletkenli çoklu topraklanmış hat parçası görülmektedir.



Şekil 2.2. Dört iletkenli üç fazlı çoklu topraklanmış Y bağlı hat parçası

Şekil 2.2.'de görüldüğü gibi nötr hattı başından ve sonundan olmak üzere çoklu topraklanmış. KVL (Kirchoff Gerilim Kanunu) uygulanırsa gönderici uçtaki gerilim aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a'g} \\ V_{b'g} \\ V_{c'g} \\ V_{n'g} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} z'_{aa} & z'_{ab} & z'_{ac} & z'_{an} \\ z'_{ba} & z'_{bb} & z'_{bc} & z'_{bn} \\ z'_{ca} & z'_{cb} & z'_{cc} & z'_{cn} \\ z'_{na} & z'_{nb} & z'_{nc} & z'_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Matriste nötr ayrı olarak yazılırsa, Denklem (2.1) Denklem (2.2) şeklini alır.

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{abc} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} z'_{ij} & z'_{in} \\ z'_{nj} & z'_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Nötr iletkeni topraklı olduğundan V_{ng} ve V'_{ng} gerilimleri sıfırdır. Bu yüzden, Denklem (2.2)'de yerine yazılırsa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [z'_{ij}][I_{abc}] + [z'_{in}][I_n] \quad (2.3)$$

$$0 = 0 + [z'_{nj}][I_{abc}] + [z'_{nn}][I_n] \quad (2.4)$$

Yukarıdaki Denklem (2.4)'ten I_n elde edilir.

$$[I_n] = -[z'_{nm}]^{-1} [z'_{nj}] [I_{abc}] \quad (2.5)$$

Denklem (2.5)'teki I_n Denklem (2.3)'te yerine yazılırsa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\begin{aligned} [V_{abc}] &= [V'_{abc}] + \left([z'_{ij}] - [z'_{in}] [z'_{nm}]^{-1} [z'_{nj}] \right) [I_{abc}] \\ [V_{abc}] &= [V'_{abc}] + [Z_{abc}] [I_{abc}] \end{aligned} \quad (2.6)$$

Burada,

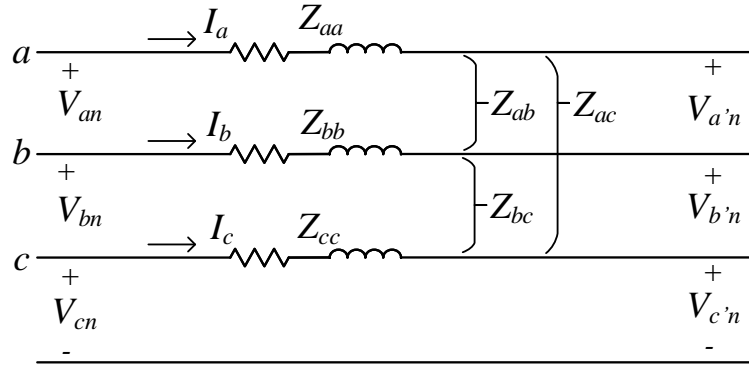
$$[Z_{abc}] = [z'_{ij}] - [z'_{in}] [z'_{nm}]^{-1} [z'_{nj}] \quad (2.7)$$

Yukarıdaki Denklem (2.7) Kron indirgeme tekniğinin formudur. Son faz empedans matrisi aşağıdaki gibi olur.

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Transpoze edilmemiş dağıtım hatları için, empedans matrisinin (Denklem (2.8)) köşegen ve köşegen olmayan elemanları birbirine eşit değildir. Fakat simetrik matristir. İki ve tek faz için aynı şekilde Kron tekniği ile 2x2'lik matrise ve tek elemana dönüşecektir. Bu matrisler olmayan fazların yerine sıfır yazılarak 3x3'lük matrise dönüştürülebilir. 3 iletkenli üçgen bağlı hat için Carson denklemleri kullanılarak kron indirgeme gerekmeden direk olarak hesaplanır. Faz empedans matrisi kullanılarak hat parçası üzerinde oluşan gerilim düşümü iletkenler arasındaki mesafe ve fazlar arasındaki kuplaj dikkate alınarak doğru hesaplanmış olur [71].

Şekil 2.3.'te genel üç faz hat parçası modeli görülmektedir. Primitif empedans matrisi kullanılarak gerilim denklemi yazılabilir.



Şekil 2.3. Üç faz hat modeli

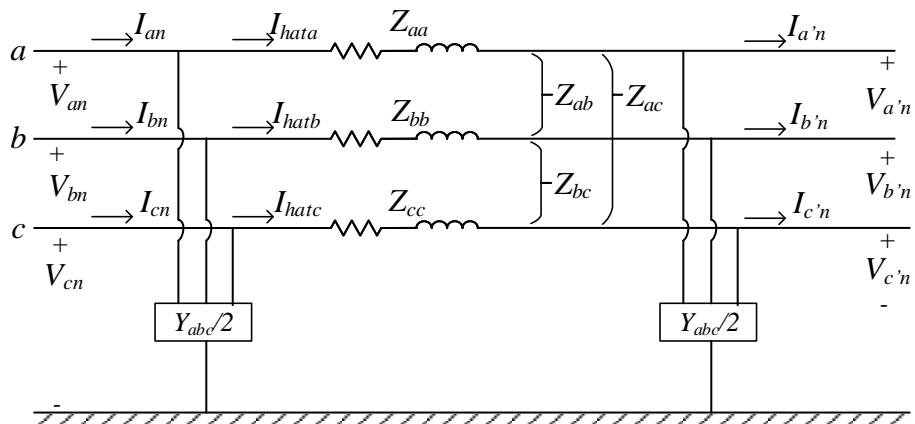
$[Z_{abc}]$ matrisi kullanılarak, üç fazlı hat modeli için gönderici uçtaki gerilim,

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a'n} \\ V_{b'n} \\ V_{c'n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

olarak hesaplanır. Yukarıdaki Denklem (2.9) blok formda aşağıdaki gibi yazılmıştır.

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [Z_{abc}][I_{abc}] \quad (2.10)$$

Denklemdeki $[Z_{abc}]$ terimi faz empedans matrisi olarak adlandırılmaktadır. Bu matrisin elemanları Carson'un denklemlerinden, Denklem (2.7)'deki gibi Kron indirgeme yönteminin uygulanmasıyla elde edilir [72].



Şekil 2.4. Şönt admitanslı üç faz hat modeli

Şekil 2.4.'te şönt admitanslı üç faz hat modeli görülmektedir. Şönt admitanslar dahil edilerek tam olarak model elde edilir.

n düğümüne KCL (Kirchoff Akım Kanunu) uygulanmasıyla aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\begin{bmatrix} I_{hata} \\ I_{hatb} \\ I_{hatc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a'n} \\ I_{b'n} \\ I_{c'n} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a'n} \\ V_{b'n} \\ V_{c'n} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Yukarıdaki Denklem (2.11) genel formda aşağıdaki gibi yazılır.

$$[I_{hat-abc}] = [I_{abc'}] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V_{abc'}] \quad (2.12)$$

Modele KVL uygulanırsa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a'n} \\ V_{b'n} \\ V_{c'n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{hata} \\ I_{hatb} \\ I_{hatc} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Denklem (2.13) genel formda aşağıdaki gibi yazılır.

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [Z_{abc}] [I_{hat-abc}] \quad (2.14)$$

Denklem (2.12) Denklem (2.14)'te yerine yazılmasıyla aşağıdaki denklem elde edilir.

$$[V_{abc}] = [V_{abc'}] + [Z_{abc}] \left\{ [I_{abc'}] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V_{abc'}] \right\} \quad (2.15)$$

Tüm denklemler toplu olarak yazılmasıyla V_{abc} aşağıdaki gibi elde edilir.

$$[V_{abc}] = \left\{ [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} [V'_{abc}] + [Z_{abc}] [I_{abc}'] \quad (2.16)$$

$$\text{Burada } [U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Denklem (2.16) genel formda aşağığıdaki gibi yazılır.

$$[V_{abc}] = [a] [V'_{abc}] + [b] [I_{abc}'] \quad (2.17)$$

Burada $[a] = [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}]$ ve $[b] = [Z_{abc}]$ olmaktadır.

n düğümündeki giriş akımı aşağığıdaki gibi hesaplanır.

$$\begin{bmatrix} I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{hata} \\ I_{hatb} \\ I_{hatc} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Yukarıdaki Denklem (2.18) genel formda yazılmasıyla aşağığıdaki denklem elde edilir.

$$[I_{abc}] = [I_{hat-abc}] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V_{abc}] \quad (2.19)$$

Denklem (2.12) Denklem (2.19)'da yerine yazılarak aşağığıdaki denklem elde edilir.

$$[I_{abc}] = [I'_{abc}] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V_{abc}] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V'_{abc}] \quad (2.20)$$

Denklem (2.16) Denklem (2.20)'de yerine yazılmasıyla I_{abc} elde edilir.

$$\begin{aligned}
[I_{abc}] &= [I'_{abc}] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][V_{abc}] + \\
&\frac{1}{2}[Y_{abc}]\left(\left\{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\right\}[V'_{abc}] + [Z_{abc}][I'_{abc}]\right)
\end{aligned} \tag{2.21}$$

Denklem (2.21)'de terimler toplu olarak yazılırsa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$[I_{abc}] = \left\{ [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \right\} [V'_{abc}] + \left\{ [U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}] \right\} [I'_{abc}] \tag{2.22}$$

Denklem (2.22) genel formda yazılarak I_{abc} 'nin son hali elde edilir.

$$[I_{abc}] = [c][V'_{abc}] + [d][I'_{abc}] \tag{2.23}$$

Burada,

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \tag{2.24}$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}] \tag{2.25}$$

olmaktadır. Gerilim ve akım eşitlikleri (Denklem (2.17) ve (2.23)) bir arada iki kapılı devre olarak aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [I_{abc}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [I'_{abc}] \end{bmatrix} \tag{2.26}$$

Denklem (2.26) iletim hatları analizinde kullanılan ABCD parametrelerinin kullanıldığı denkleme benzemektedir. Dağıtım sistemlerinde abcd parametrelerinin her biri tek değişken olmayıp 3x3'lük matris şeklinde ifade edilir.

2.3. Dağıtık Üretim

Dağıtık Üretim (DÜ), genel olarak dağıtık şebekede tüketicilerin güç talebini hızlı bir şekilde karşılayabilecek bir üretimdir. Bununla birlikte, bazı kuruluşlar çeşitli dağıtık üretim tanımını vermişlerdir [73].

- EPRI'ye göre, dağıtık üretim düşük kW mertebelerinden 50 MW'a kadar olan üretim olarak tanımlanır [74].
- IEA (International Energy Agency)'ya göre, dağıtım gerilim seviyesinden şebekeye bağlı, tüketiciye veya şebekeye destek sağlayan üretim santrali olarak tanımlanır [75].
- CIGRE'ye göre, 50-100MW'tan az gücü olan üretim olarak adlandırılır [74].

DÜ'nün tanımlanmasında bazı farklılıklar olmasına rağmen, konseptleri neredeyse tamamen aynıdır. DÜ, şebekeden çekilen tüketicinin enerji güç talebini azaltmak için kullanılan küçük güçte üretimdir.

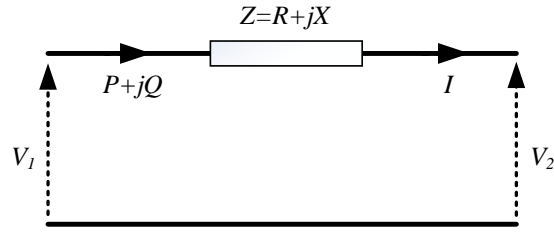
DÜ aşağıdaki faydaları sağlamalıdır [76].

- Merkez üretim kapasitesinin azalması,
- İletim ve dağıtım şebekesinin kapasitesinin kullanımının artması,
- Gelişmiş güvenlik,
- Maliyetin ve CO₂ emisyonunun azalması olarak sayılabilir.

Ayrıca, DÜ ile birlikte, iletim hatlarındaki güç akışı değişecektir. İletim kayıpları değişecek ve genellikle azalacaktır.

2.4. Dağıtık Üretimin Dağıtım Güç Sistemlerine Etkisi

DÜ'nün dağıtım güç sistemlerine özellikle gerilim profiline ve VVO'yu etkilediğini görmek için DÜ ile gerilimin ve hattaki reaktif güç değişiminin anlaşılması gerekir. Şekil 2.5.'te dağıtım hattının tek hat şeması verilmiştir [77].



Şekil 2.5. Dağıtım şebekesinde bir hat parçasının tek faz eşdeğer devresi

$R + jX$ empedansa sahip bir hatta Şekil 2.5.'te görüldüğü gibi, hat empedansından dolayı oluşan gerilim düşümü [76];

$$\begin{aligned} \Delta V = V_1 - V_2 &= (R + jX)I = (R + jX) \left(\frac{P - jQ}{V_1} \right) = \frac{RP + XQ}{V_1} + j \frac{XP - RQ}{V_1} \\ &= \Delta V_r + j\Delta V_i \end{aligned} \quad (2.27)$$

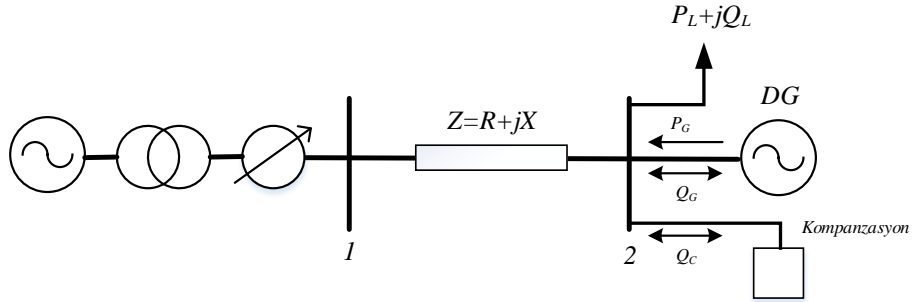
olur. V_1 gönderici uç gerilimi, V_2 alıcı uç gerilimi (veya yük gerilimi) I hattan akan akım, P ve Q hattan iletilen aktif ve reaktif güçtür. ΔV_r ve ΔV_i , ΔV 'nin reel ve imajiner bileşenidir. ΔV_i , V_1 ve V_2 arasındaki açıyı yansıtan imajiner bileşendir.

Normal şartlar altında dağıtım hat parçasında, genellikle V_1 ve V_2 arasındaki açı çok küçük olduğundan dolayı ΔV_i ihmal edilir [78]. Böylelikle, gerilim düşümü ΔV aşağıdaki gibi elde edilebilir:

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_1} \quad (2.28)$$

Denklem (2.28)'e göre, gerilim düşümü hattan akan P ve Q güçlerine yani sistemde bulunan yüklere bağlıdır. Talep güç fazla olduğunda hatlardan fazla güç akışı olmaktadır. Bu da daha fazla gerilim düşümüne sebep olmaktadır. Gerilim düşümünü azaltmak için yükün olduğu yerde kompanzasyon yapılarak hattan akan reaktif güç azaltılır ve böylelikle gerilim düşümü azalmış olur. Fazla miktarda P veya Q zıt yönde aktığı zaman ΔV negatif olabilir. Yani alıcı ucun gerilimi gönderici ucun

geriliminden fazladır. Bu da fazla miktarda sisteme güç veren DÜ'nün olduğu zaman bağlandığı noktada gerilim yükselmesine sebep olduğunu açıklar.



Şekil 2.6. DÜ ve kompanzasyon içeren tek hat dağıtım güç sistemi

Şekil 2.6.'da verilen DÜ ve kompanzasyon içeren bir tek faz dağıtım hattında gerilim düşümü aşağıdaki denklem ile yaklaşık olarak hesaplanır [32, 38].

$$\Delta V \approx \frac{R(P_L - P_G) + X(\pm Q_G + Q_L \pm Q_C)}{V_1} \quad (2.29)$$

Burada P_L , P_G , Q_L , Q_G , yükün ve DÜ'nün aktif ve reaktif güçleri, Q_C kompanzasyon sisteminin sağladığı reaktif güçtür. Z hattın empedansı ve V_1 , V_2 gönderici ve alıcı uçtaki gerilimdir.

Tablo 2.2. Gerilim seviyesine göre hat empedansları [79].

Hat	$R(\Omega/\text{km})$	$X(\Omega/\text{km})$	$R/X(\text{pu})$
Yüksek Gerilim	0,06	0,191	0,31
Orta Gerilim	0,161	0,190	0,85
Alçak Gerilim	0,642	0,083	7,7

Tablo 2.2.'de çeşitli gerilim seviyelerinde kullanılan hattın empedansları verilmiştir. Alçak gerilim dağıtım şebekesinde R/X oranının fazla olduğu görülmektedir. Alçak gerilim dağıtım şebekesi gibi yüksek oranlı resistif şebekelerde, gerilim düşümünü reaktif güçten çok aktif gücün etkilediği görülmektedir. İletim hatlarında ise oran olarak hattın reaktansı daha fazla olduğundan dolayı gerilim düşümü reaktif güce daha bağımlı olmaktadır.

Yüksek gerilim hatları endüktif, orta gerilim resistif ve endüktif karışımı, alçak gerilim hatları ise ağırlıklı olarak resistiftir. Tablo 2.2. ve Tablo 2.3.'te görüldüğü gibi yüksek gerilim hatlarında hattın resistif bileşeni endüktif bileşenden az olmasına rağmen, alçak gerilim hattında resistif bileşenin büyük olduğu görülmektedir. Yüksek gerilim hatlarında resistif bileşenin endüktif bileşene oranla az olduğundan dolayı ihmal edilmesine rağmen alçak gerilim hattında resistif bileşenin sistemi daha fazla etkileyeceği görülmektedir. Alçak gerilim hatlarında R/X oranı fazla olduğundan dolayı alçak gerilim hatlarında gerilim düşümü Denklem (2.28)'den görüldüğü gibi hattaki aktif güç akışından daha fazla etkileneceği görülmektedir.

Tablo 2.3.'te iletim ve dağıtım sistemi arasındaki başlıca farklar gösterilmiştir.

Tablo 2.3. İletim ve dağıtım sistemi arasındaki farklar [65, 71, 80, 81].

	İletim hatları	Dağıtım hatları
Hat boyu	Uzun	Kısa
R/X oranı	Az	Yüksek
Güç akışı	Fazla	Az
Gerilim açısı	Fazla	Az
Hat parametresi	X büyük	R büyük
Sistem	Dengeli	Fazlar arası dengesiz
Hat	Havai hat	Havai ve genellikle yer altı kablosu
Besleme	Ağ şebeke birçok yerden besleme	Genellikle radyal tek noktadan besleme
Birleştirme	Üretimi birleştirme	Yükler tüketicileri birleştirme
Güç Akışı	Çift yönlü	Tek yönlü güç akışı (pasif sistem)

Denklem (2.29)'dan görüldüğü gibi, R/X oranı büyük ve Q , P 'den az olduğunda, gerilimi $DÜ$ 'nün aktif gücü reaktif gücünden daha fazla etkileyecektir. R/X oranı büyük olduğundan dolayı aktif güçten oluşan gerilim düşümünü reaktif güç kompanzasyonu ile bazı şebekelerde kompanze etmek zor olabilmektedir.

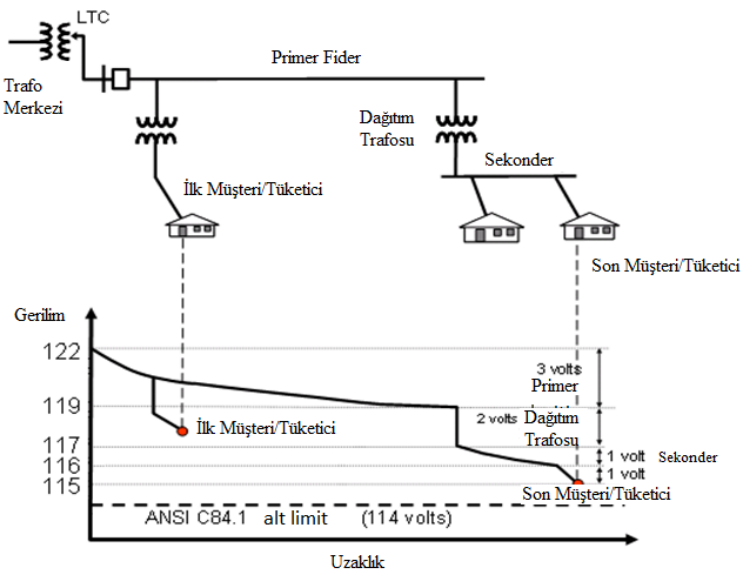
Gerilim düşümü, $DÜ$ 'nün ve yükün aktif ve reaktif gücüne, kompanzasyondan sağlanan reaktif güce ve hattın R/X oranına bağlıdır. Normal de hattın R/X oranına ve yükün gücüne müdahale edemediğimizden dolayı $DÜ$ ve kompanzasyon sisteminin gücü ayarlanarak gerilimi kontrol etmenin mümkün olduğu görülmektedir. Ancak yenilenebilir enerji kaynaklı $DÜ$ 'lerin kesikli, değişken ve öngörülemez enerji üretiminden dolayı gerilimde dalgalanmalar gibi bir takım sorunlar görülmektedir.

Ayrıca geleneksel dağıtım güç sistemlerinde dağıtım trafo merkezinden yüklere doğru olan tek yönlü yük akışı, DÜ'nün gücü yükün gücünü aştığında ters yönde yani yük tarafından dağıtım trafo merkezine doğru olacağı denklemden anlaşılmaktadır. Böylelikle, DÜ'lerin yerel şebekeye bağlanmasıyla dağıtım güç sistemlerinde çift yönlü yük akışı olabilmektedir. Çift yönlü yük akışından dolayı geleneksel dağıtım şebekesi kontrol anlamında zorluklar ile karşılaşmaktadır.

BÖLÜM 3. VOLT/VAR KONTROLÜ VE OPTİMİZASYONU

Güç dağıtım sistemleri günlük çalışma sırasında yüksek ve düşük gerilime maruz kalabilir [80]. Geleneksel dağıtım sistemlerinde dağıtım trafo merkezi tüm sisteme güç sağlayan tek kaynaktır. Böylelikle transformator ve hat üzerinden akan akım gerilim düşümüne neden olur. Geleneksel sistemlerde akım tek yönlü olduğundan dolayı Şekil 3.1.'de görüldüğü gibi dağıtım trafo merkezinde maksimum olan gerilim genliği hattın sonunda minimum olur. Yüklenme şartları değiştiğinde, fider üzerindeki gerilim profili de değişecektir. Volt/VAr kontrolü olmadığı zaman hafif yüklenme altında aşırı gerilimler, aşırı yüklenme esnasında düşük gerilimler oluşabilmektedir.

Volt/VAr kontrolünün ilk amacı, tüm tüketici gerilimlerinin tüm yüklenme koşullarında limitler içinde olmasını sağlamaktır. Diğer amacı ise, güç kayıplarını minimize etmek ve fider üzerindeki gerilim düşümünü azaltmak için güç faktörünü ayarlayarak kabul edilebilir limitler içinde tutmasıdır (yakın olarak güç faktörünün 1 olması istenir) [8, 10].






Şekil 3.1. Dağıtım şebekesinde gerilim limitleri [82].

Şekil 3.1.'de ANSI tarafından tanımlanan tüm tüketiciler için gerilim seviyeleri gösterilmiştir.

ANSI standartlarına göre, maksimum servis gerilimi 126 V ve minimum servis gerilimi 114 V'dir. Bu yüzden, dağıtım şirketleri tüm tüketiciler için normal çalışma koşullarında tüm yüklenme şartları altında (düşük veya yüksek yüklenme şartları altında) gerilimi 114 V ve 126 V arasında tutmaları gerekir [11].

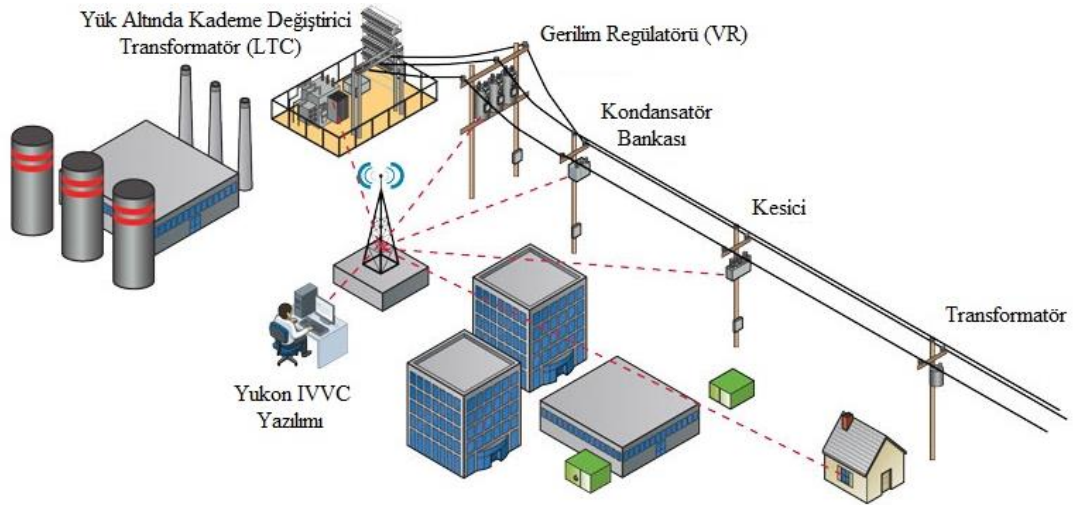
Türkiye'de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından belirlenen limitlere göre, tüketiciye sağlanan besleme gerilimi sürekli durumda anma etkin gerilim değerinin +%10 değerini aşmamalı ve -%10 değerinin altına düşmemelidir. Böylelikle anma faz-nötr gerilimi 230 V olan Türkiye'de tüm yüklenme şartları altında ve kararlı durumda tüketicilere sağlanan gerilimin genliği 207 V ile 253 V arasında olmalıdır [12].

Tablo 3.1. Gerilim ve reaktif güç kontrolü için dağıtım sistemlerinde kullanılan geleneksel elemanlar [83].

Eleman	Resim	Yer	Fonksiyon
LTC		Dağıtım trafosunda	Trafo merkezinde fider gerilimini ayarlama
VR		Dağıtım fiderinde veya trafo merkezinde	Trafo merkezinde veya fider üzerinde gerilim ayarlama
Kondansatör Bankası		Dağıtım fiderinde veya trafo merkezinde	Reaktif güç kompanzasyonu ve gerilim desteği

Gerilimi bu limitler içinde tutmak için, dağıtım güç sistemlerinde kondansatör bankaları, yük altında kademe değiştircili transformatör ve gerilim regülatörleri gibi bazı güç sistem elemanları kullanılmaktadır (Tablo 3.1.). Bu aygıtların kullanılmasıyla, gerilimi limitler içinde tutmak gibi bazı amaçları yerine getirmek için bu aygıtların kontrolü önemli hale gelmiştir.

Bugünlerde, geleneksel merkezi VVK uygulamaları COOPER [84] ve ABB [85] gibi birçok firma tarafından sağlanmaktadır. Örnek olarak COOPER Volt/VAr yönetim sistemini ele alırsak, Şekil 3.2.'de gösterildiği gibi VVK uygulaması tarafından kademe değiştirci transformatörlerden (LTC ve VR), kondansatörlerden, tüketici sayaçları gibi bazı gerilim sensörlerinden ve izleme noktalarından gerçek zamanlı gerilimleri, aktif güç (watt) ve reaktif güç (VAr) değerleri ölçülerek izlenir ve alınır. Kontrol merkezinde bulunan VVK uygulama yazılımı, gerçek zamanlı ölçümleri kullanarak belirlenen amaca göre kullanılan elemanların kontrolünü sağlayacaktır.



Şekil 3.2. COOPER VVK uygulaması [84].

VVK uygulamasının amacı gerçek zamanlı güç faktörünü ve gerilimleri kontrol ederek belirlenen amaç fonksiyonunu minimize etmektir. EATON firmasının sağladığı birleşik VVK (COOPER VVK) uygulaması gerçek zamanlı hem gerilim regülasyonu hem de güç faktörü düzeltmesini sağlayarak sistemin optimum performansta çalışmasını sağlar.

Birçok çalışmada gerilim regülatörünün (VR) periyodik olarak (genellikle her 15 dakikada bir) güç sistemlerinin durumunu aldığı bahsedilmiştir [86]. ABB'nin raporuna göre, işletim frekansı tüketici ihtiyaçlarına göre ayarlanabilir [85].

Son yıllarda, akıllı şebeke konseptinin geliştirilmesiyle elektrik dağıtım şirketleri tarafından dağıtım şebekelerinin kolayca tasarlanması ve işletilmesi sağlanmıştır. Bu yüzden, akıllı şebekeyle VVK hızlı bir şekilde değişmiş ve gelişmiştir. Akıllı şebeke konseptiyle, Volt/VAr kontrolünün amaçları genişletilerek Volt/VAr optimizasyonuna dönüşmüştür. Böylelikle, Volt/VAr kontrol amaçlarına ek olarak, güç ve enerji talebi azaltma, verimi artırma ve güç kalitesini iyileştirme gibi bazı amaçlar Volt/VAr optimizasyonu ile sağlanabilir hale gelmiştir. Ek olarak, yük altında kademe değiştiricili transformatör, gerilim regülatörleri ve kondansatör bankalarının kontrol hareketlerinin sınırlandırılması da amaç veya kısıt olarak kullanılabilir hale gelmiştir [8, 10, 87].

Akıllı şebeke VVO/CVR'nin sistemlere uygulanmasına birçok yönden yardım edebilir. İlk önce, geleneksel dağıtım şebekelerinde dağıtım fideri üzerinde bulunan gerilim regülatörleri ile haberleşme olmadığından dağıtım trafo merkezi dışından gerilim kontrolü zordur. Fakat akıllı şebekeler ile birlikte dağıtım şebekesine haberleşme ağının eklenmesi fider üzerinde bulunan aygıtların kontrol edilmesini ve AMI (Advanced Metering Infrastructure – ileri ölçüm altyapısı) ile ölçümlerin alınması sağlanmıştır [87]. İleri ölçüm altyapısı ile dağıtım sisteminin izlenmesi, gerekli bilgi ve ölçümlerin alınmasıyla VVO/CVR amaçlarının yerine getirilerek aynı anda optimal gerilim ve reaktif güç kontrolü yapılmasına olanak sağlamıştır.

Volt/VAr kontrolü ve optimizasyonu Volt ve VAr kontrolü olmak üzere iki ana parçaya ayrılabilir.

3.1. Gerilim Kontrolü

Gerilim kontrolü veya Volt kontrolü, dağıtım fideri üzerindeki tüm noktalarda gerilimin kontrolünü sağlamaktır. Gerilim kontrolünün ilk amacı, tüm yüklenme şartları altında, tüm tüketicilerin gerilimini kabul edilebilir limitler arasında tutmaktır. Dağıtım şebekesinde gerilim kontrolü için kullanılacak birçok aygıt ve yöntem vardır. Bunların bazıları aşağıda sıralanmıştır [80, 88].

- Dağıtım trafo merkezinde kondansatör bankalarının kullanılması,
- Yük altında kademe değiştirici trafo ve gerilim regülatörü kullanılması,
- Seri ve şönt kondansatör kullanımı,
- Generator uyarması,
- Fider üzerindeki yüklerin dengelenmesi,
- Fider iletken kesitinin artırılması,
- Fider bölümlerinin tek fazdan çoklu faza değiştirilmesi,
- Yeni trafo merkezlerinin kurulmasıdır.

Değişen yük talebi altında yük altında kademe değiştiricili transformatör ve gerilim regülatörü önceden ayarlanan parametrelerle gerilimi istenilen değerde otomatik olarak tutmaya çalışır. Örneğin yük arttığında, yük tarafından çekilen akım arttığı için hat üzerinde oluşan gerilim düşümü artar. Bu yüzden, dağıtım merkezinde veya fider üzerinde bulunan gerilim regülatörü veya LTC gerilimi artırmalıdır. Dağıtım şirketleri dağıtım merkezi dışında gerilimi limitler arasında tüketicilere ulaştırmak için fider veya hat üzerinde herhangi bir yere VR, LTC veya kondansatör bankaları koymaktadır.

Kondansatörler hat/fider üzerinde veya dağıtım trafo merkezinde genellikle güç faktörünü düzeltmek için kullanılır. Sabit kondansatörler gerilim kontrolü için kullanılmamasına rağmen anahtarlamalı kondansatörler gerilim kontrolü için kullanılabilir [81].

3.2. Reaktif Güç Kontrolü

Reaktif güç kontrolü veya VAr kontrolünün amacı dağıtım şebekesindeki reaktif güç akışını kontrol etmektir. VAr kontrolü, kayıpları azaltmak ve ana generatörden iletim sistemine ve iletimden dağıtım şebekesine gelen reaktif gücü azaltmak için güç faktörünü düzeltmeye hatta bire yaklaştırmaya çalışır. VAr kontrolü geleneksel olarak dağıtım trafo merkezinde veya hat üzerine kurulan sabit veya anahtarlamalı kondansatör bankaları ile sağlanmaktadır. Bağımsız denetleyiciye sahip olan anahtarlamalı kondansatör bankaları için kullanılan bazı kontrol parametreleri [10];

- Gerilim,
- Zaman,
- Sıcaklık,
- VAr kontrolü,
- Akım kontrol stratejileri,
- Gerilim/Sıcaklık,
- Ve bunlardan bazılarının kombinasyonudur.

Yaklaşık 20 yıl önce anahtarlamalı kondansatörlerin uzaktan kontrol edilme imkânı yoktu. Fakat bugün, denetleyicilerin çoğu tek veya çift yönlü haberleşme yeteneğine sahiptir. Eğer haberleşme yeteneğine sahip değilse, tüm bilgiler yerel olarak denetleyiciye girilmesi gerekir. Fakat haberleşme varsa, denetleyici farklı bilgilere sahip olabileceğinden daha iyi kontrol olanağı sağlanabilir [87].

20 yıl önce zamana dayalı olarak kontrol edilen kondansatör bankalarının maliyeti düşük olduğundan dolayı kullanımı yaygındı. Çünkü ek bir sensör veya ölçüme ihtiyaç duymamaktadır. Bu tarz kontrol hafta sonu, tatil, insanların işe gitme ve işe başlama zamanı dikkate alınarak programlanır. Kurulum maliyeti az olmasına rağmen zaman kontrollü kondansatörler yükün değişken ve tahmin edilemediğinden dolayı kullanımı azalmıştır [82, 87].

Önceden belirlenen sıcaklık değerine göre çalışan sıcaklık kontrollü kondansatörler zaman kontrollü kondansatörler gibi ek bir sensöre gerek duymadığından maliyeti azdır. Aynı şekilde, yüklerin sıcaklığa bağlı olarak tahmin edilememesinden dolayı, zaman kontrolü de çok sık kullanılmamaktadır [81].

Gerilim kontrolü için kullanılan kondansatörler gerilim ölçümünden başka bir sensöre ihtiyaç duymadığından ölçülen gerilime göre kontrol edilmektedir [88].

Akım, güç faktörü ve akım kontrolü tabanlı daha gelişmiş kondansatör denetleyicileri dağıtım fideri üzerinden akan akımı ölçmesi gerekmektedir. Genel olarak en popülerleri, geri güç faktörü olduğunda reaktif güç desteği sağlayan VAR kontrol tabanlı kondansatör bankalarıdır [87].

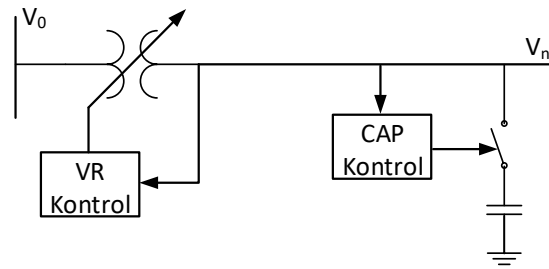
VAR kontrolünde, akıllı şebekeler ile birlikte, ileri veya geri güç faktöründe çalışabilen dağıtık enerji kaynakları ve FACTS cihazları da kullanılmaya başlanmıştır [10].

3.3. Dağıtım Sistemlerinde Geleneksel Gerilim Regülasyonu

Dağıtım şirketleri tüm tüketicilerine belli tolerans dahilinde gerilimi limitler içinde tutmakla sorumludur. Geleneksel dağıtım sistemlerinde, dağıtım trafo merkezi tüm hattın tek güç sağlayıcısı olduğu varsayılır. Böylelikle gerilim dağıtım merkezinden hattın sonuna kadar kademeli olarak düşer. Bu yüzden sistemdeki gerilimi artırmak için gerilim düzenleyici ekipmanlara ihtiyaç duyulur. Gerilim düzenleyici bu aygıtlar aşağıdaki gibi sınıflandırılabilir;

- Reaktif güç kaynağı (şönt kondansatör, şönt reaktör, SVC (Static VAR Kompanzatörü), STATCOM (Static Compansator)),
- Hat reaktans kompanzatörü (seri kondansatörler),
- LTC veya VR gibi oto trafolar.

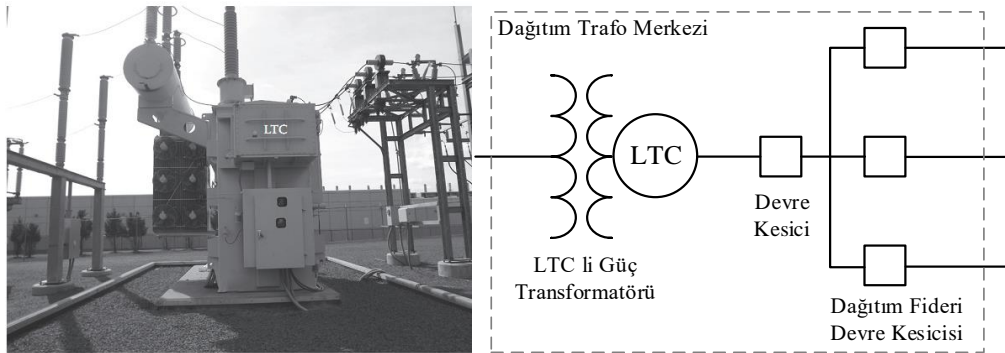
Genellikle dağıtım trafo merkezlerinde yük altında otomatik olarak çalışan LTC trafo veya gerilim regülatörü bulunur [88]. Yük arttığında dağıtım hattında oluşan gerilim düşümünü kompanze etmek için dağıtım merkezinde LTC veya VR'nin kontrol devresiyle gerilimi yükseltir. Dağıtım merkezinden çok uzak tüketicilere hat üzerinde oluşan gerilim düşümü çok fazla olacağından ek olarak fider üzerine kondansatör bankaları veya VR kurulması gerekebilir. VR ve kondansatörlerin geleneksel kontrolü yerel ölçüm ile bağımsız olarak sağlanır. Şekil 3.3. bu iki elemanın basit uygulamasını göstermektedir.



Şekil 3.3. Dağıtım fideri üzerinde kullanılan gerilim regülatörü ve kondansatör bankası

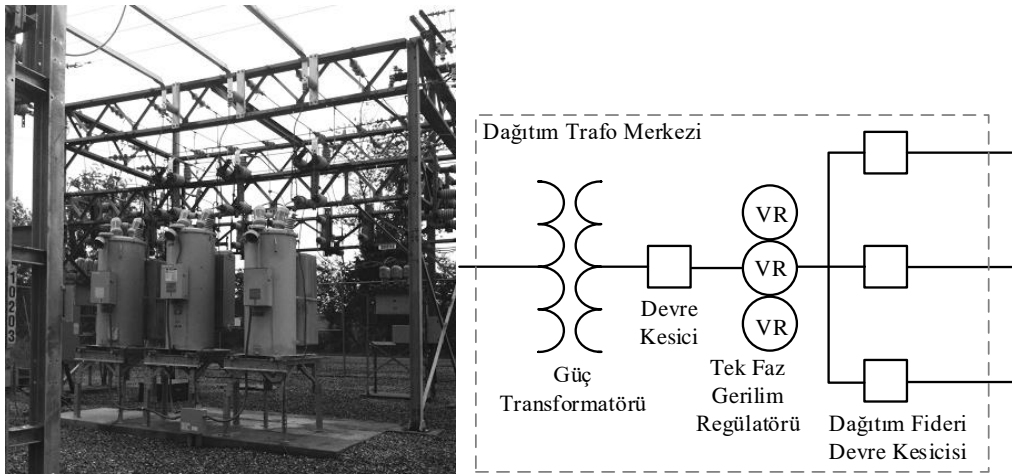
3.3.1. Yük altında kademe değıştiricili transformatör ve gerilim regülatörü

Gerilim kontrolü için dağıtım şebekesinde yük altında kademe değıştiricili transformatörler (LTC) kullanılmaktadır. Dağıtım trafo merkezlerinde üç fazlı LTC, dağıtım trafo merkezlerinde veya fider üzerinde tek fazlı ve üç fazlı gerilim regülatörleri (VR) gerilim kontrolü için kullanılmaktadır. Yük değıştiğinde VR'nin veya LTC'nin kademesi kontrol edilerek gerilim istenilen değere getirilir.

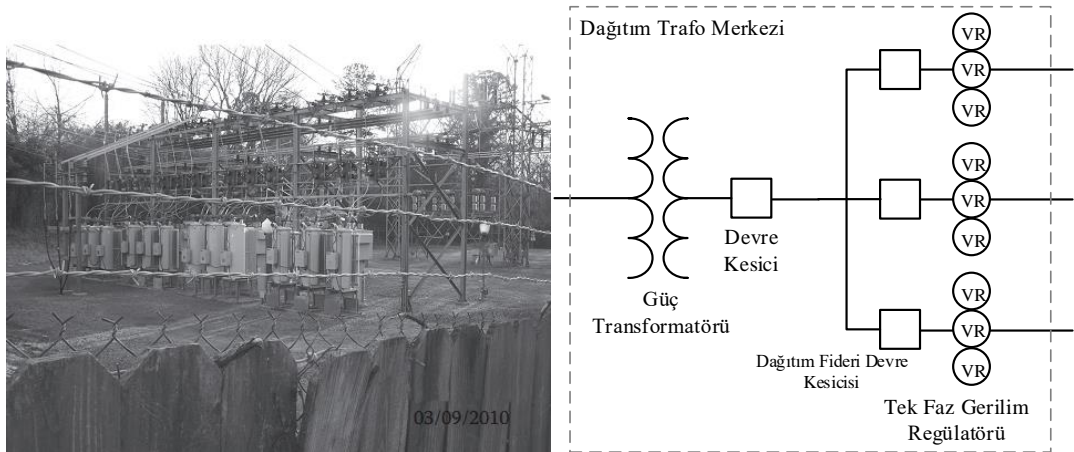


Şekil 3.4. Dağıtım trafo merkezinde bulunan LTC'li güç trafosunun resmi ve üç dağıtım fiderine bağlı olan LTC'nin tek hat şeması [87].

Şekil 3.4.'te dağıtım trafo merkezinde bulunan LTC'li güç trafosunun resmi ve üç dağıtım fiderine bağlı olan LTC'nin tek hat şeması verilmiştir. Şekil 3.5.'te dağıtım trafo merkezinde bulunan güç transformatöründen sonra her bir faza birbirinden bağımsız bağlanan üç tane tek fazlı gerilim regülatörü gösterilmiştir. Şekil 3.6.'da dağıtım trafo merkezinde birden fazla dağıtım fiderine bağlı olan birbirinden bağımsız üç tane tek fazlı gerilim regülatörü gösterilmiştir. Şekil 3.7.'de ise dağıtım fideri üzerinde bulunan üç tane tek fazlı gerilim regülatörü gösterilmiştir.



Şekil 3.5. Üç tane tek fazlı gerilim regülatörü resmi ve tek hat şeması [87].



Şekil 3.6. Dağıtım trafo merkezinde birden fazla dağıtım fiderine bağlı olan üç tane tek fazlı gerilim regülatörü [87].

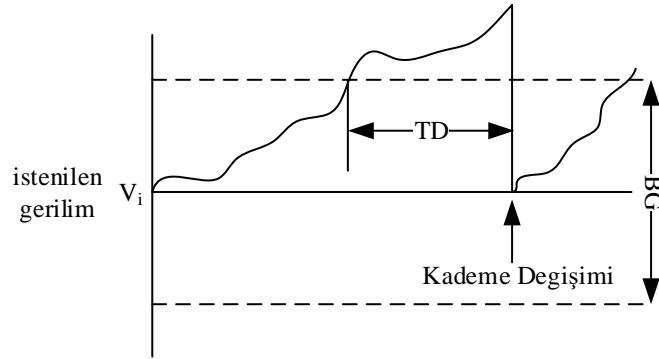


Şekil 3.7. Dağıtım fideri üzerinde bulunan üç tek fazlı gerilim regülatörü [87].

Kademe değiştiricili transformatörlerin kademenin pozisyonu LDC'yi (Gerilim Düşüm Kompanzatorü-Line Drop Compensator) kullanan kontrol devresiyle bulunur. Standart adım gerilim regülatörü 32 adım ile gerilimi $\pm\%10$ azaltma veya artırma özelliğine sahiptir. Bu da her adımda gerilimde $\%5/8$ 'lik değişim veya 220 V'lik baz gerilimde 1,375 V, 120 V'lik baz gerilimde 0,75 V değişim sağlar. Regülatörler kademe pozisyonunu kontrol eden gerilim düzenleme rölesine (Voltage Regulating Relay - VRR) sahiptirler. Bu rölenin kademe kontrolü için üç ana ayar parametresi vardır (Şekil 3.8.):

- İstenilen gerilim değeri (set voltage): Gerilim regülatörünün (VR) çıkış (terminal) gerilimi veya fider üzerindeki bir noktadaki istenilen gerilim değeridir.
- Bant değişliği (BG-Bandwith): VR kontrol algoritması istenilen gerilim ve ölçülen gerilim değerini karşılaştırır. Sadece aradaki fark bant değişliğinin yarısını geçtiyse, kademe değişir. Bant değişliği en az adım geriliminin iki katı olarak hesaplanır. 32 adım $\pm\%10$ gerilim değişimine sahip olan VR için bant değişliği 1,5 V'dir (120 V'lik bazda). Örneğin VR'de istenilen değer 122 V ve bant değişliği 2 V olarak ayarlandıysa, gerilim 121 V ve 123 V arasında olana kadar kademe değişirilir.

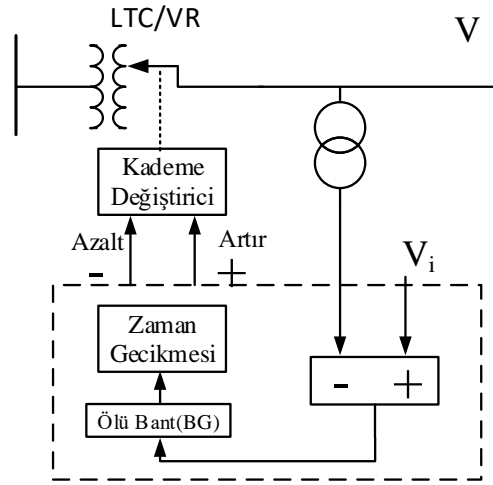
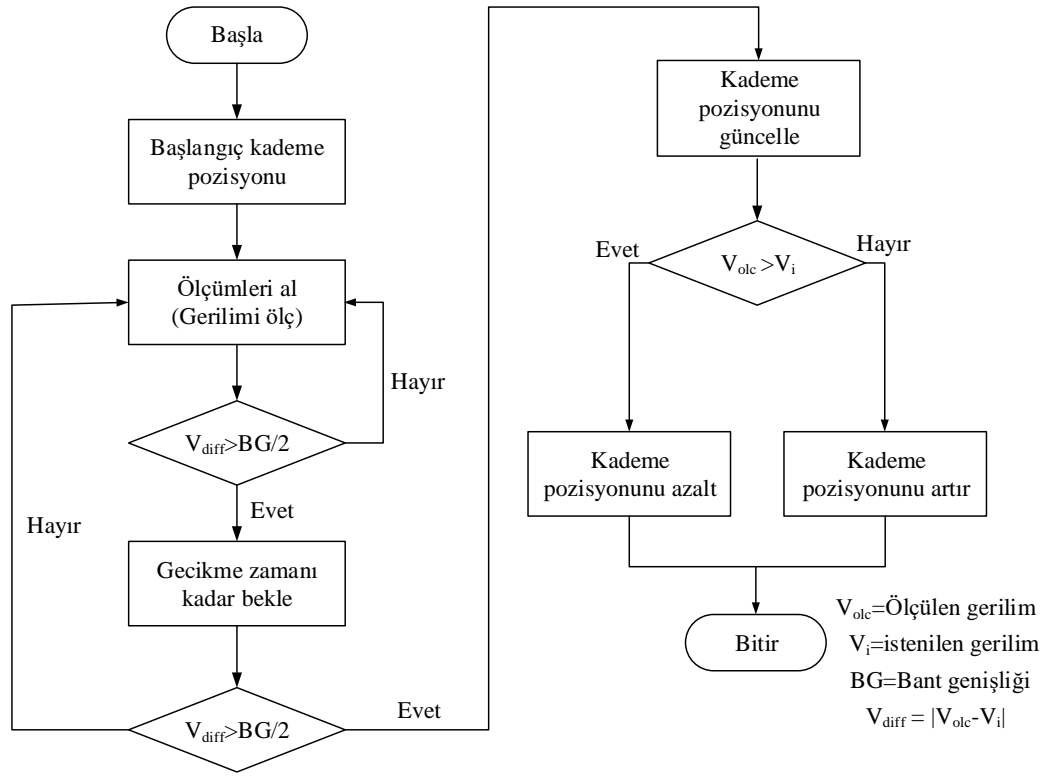
- Zaman Gecikmesi (Bekleme zamanı – time delay (TD)): Gerilimin bant dışına çıkmasıyla kademenin değişme sinyalinin gönderilmesi arasındaki bekleme zamanıdır.
- Gerilim Düşüm Kompanzatorü (Line Drop Compensator): VR ve yük merkezi arasında oluşan gerilim düşümünü kompanze etmek için volt cinsinden R ve X değerleri ayarlanması gerekir. VR terminal çıkış gerilimini kontrol etmek istiyorsak R ve X değerleri sıfır olarak alınır [71].



Şekil 3.8. İstenilen gerilim, bant genişliği ve gecikme zamanına göre VR kademe kontrolü [81].

VR kontrol akış diyagramı Şekil 3.9.'da gösterilmiştir. VR gerilim V_{VRR} ile istenilen gerilim değerini karşılaştırır ve bu fark bant genişliğinin yarısından fazla ise zamanlayıcı (timer) saymaya başlar. Zaman gecikme zamanına (time delay) ulaştığında hala gerilim limitler içinde değilse, V_{VRR} gerilime göre kademenin azaltılması veya artırılması için kontrol işareti gönderilir.

LDC devresiyle, VR denetleyicisi fazla yükte gerilimi fazla, az yükte gerilimi az artırır. LDC hatta oluşan gerilim düşümünü hesaplamak için hattın empedans değerlerini kullanır. Kullanıcı hattın R ve X değerlerini girer. Denetleyici gerilim regülasyon rölesinde gerilime göre kademeyi ayarlar. Çıkış gerilimini kontrol etmek için R ve X değerleri sıfır olduğundan gerilim trafosu gerilimine göre ayarlanır. Şekil 3.10.'da kademe değiştiricili trafonun LDC devresi verilmiştir [81].



Şekil 3.9. VR kontrol algoritması ve şeması

Girilmesi gereken R_{set} ve X_{set} değerleri aşağıdaki gibi hesaplanır [81].

$$R_{set} = \frac{I_{CT}}{N_{PT}} R_L$$

$$X_{set} = \frac{I_{CT}}{N_{PT}} X_L$$
(3.1)

3.3.2. Kondansatör bankaları

Yükün reaktif gücü geleneksel sistemlerde kondansatörlerden veya dağıtım merkezinden, akıllı şebekelerde ise bunlara ek olarak dağıtık enerji kaynaklarından veya FACTS cihazlarından sağlanmaktadır. Kondansatör bankaları yükün reaktif güç talebini karşılayabilir. Böylelikle şebekeden çekilen akım azalır ve bulunduğu noktadaki gerilimi yükseltir. Kondansatörler güç sistemlerinde seri veya şönt olarak bağlanabilmektedir. Seri kondansatörler toplam olarak hattın endüktif reaktansını azaltırken, şönt kondansatörler yükün bağlandığı noktada güç faktörünü değiştirirler [88].

Kondansatör bankaları gerilim ve VAr desteği için dağıtım trafo merkezine (Şekil 3.12.) ve fider üzerine (Şekil 3.13.) kurulabilir. Trafo merkezinde kullanılan kondansatör bankalarının bazı dezavantajları vardır. İlk olarak, trafo merkezinde kullanılan kondansatörlerin kapasitesi oldukça büyüktür. Bu yüzden, kondansatörlerin açılıp kapandığında kapasitesi büyük olduğundan gerilimi büyük ölçüde etkiler. Bu da trafo merkezinde bulunan LTC veya VR'nin kademesinin değişmesine neden olur. Kondansatör bankalarının açılıp veya kapanmasıyla LTC 5-8 kere kademesi değiştiği görülmüştür. Bu yüzden LTC veya VR'nin bakımı pahalı olduğu ve ömrünün kısalmaması için işlem sayısının yükselmesi istenmez.

Diğer bir negatif etkisi ise, kondansatör bankaları trafo merkezinde VAr desteği sağlarken dağıtım sisteminde reaktif güç kompanzasyonu sağlamaz. Bu yüzden dağıtım hattındaki kayıpları azaltmaz. Kondansatör bankaları dağıtım şebekesi üzerine dağıtılırsa ve endüktif yüke yakın konumlandırılırsa reaktif güç kompanzasyonu ve kayıpları azaltmak için çok daha etkili olur [87].



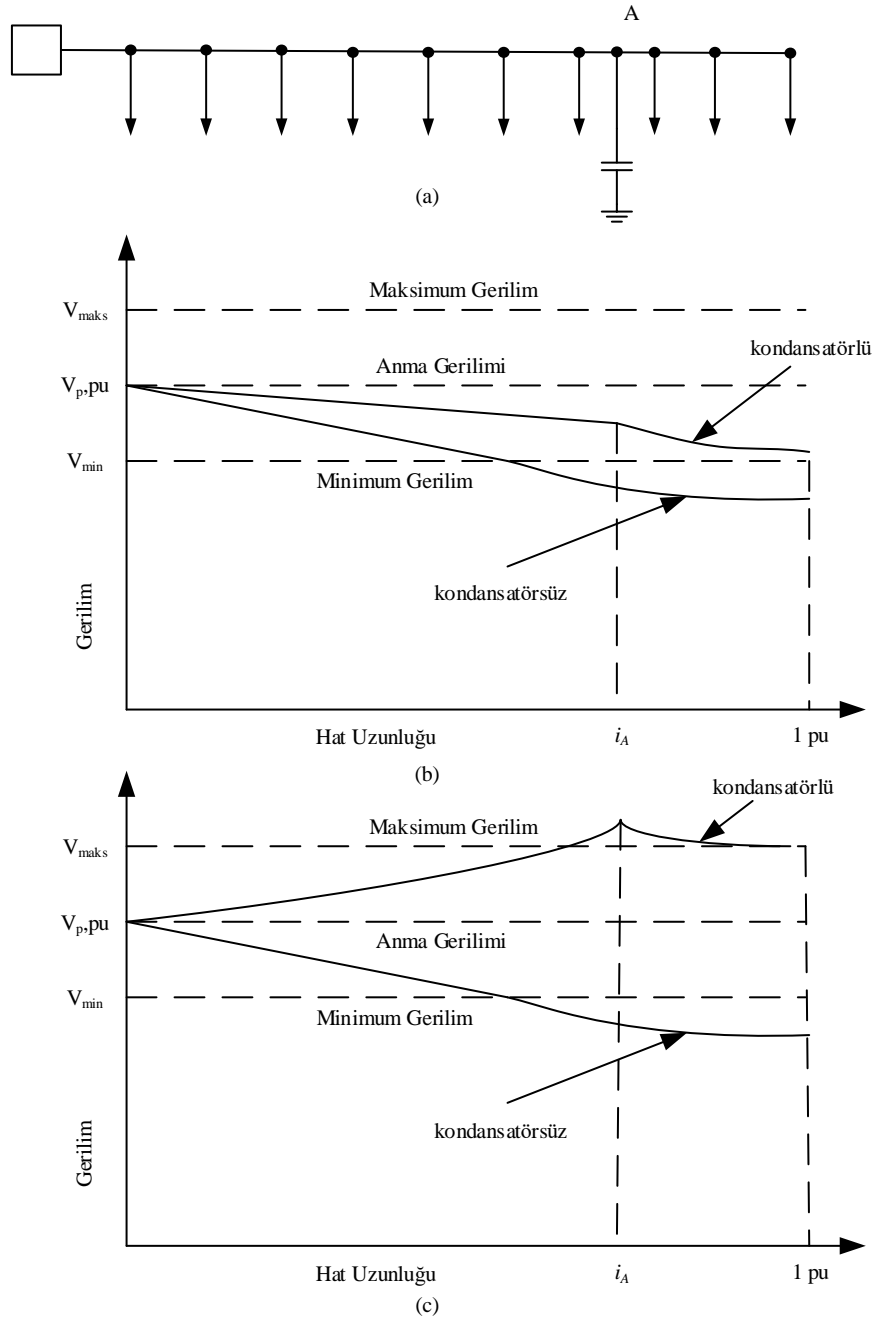
Şekil 3.12. Dağıtım trafo merkezindeki kondansatör bankaları [87].



Şekil 3.13. Dağıtım fideri üzerinde bulunan direk tepesi anahtarlamalı kondansatör bankası [87].

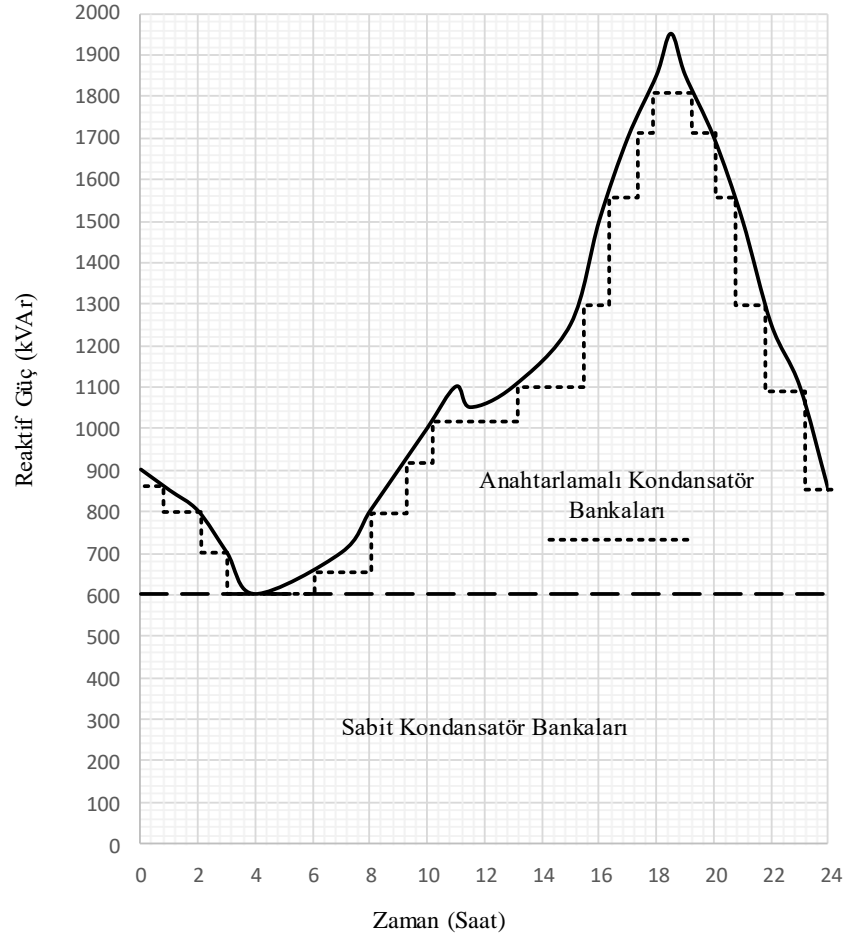
Kondansatör bankaları seri ve şönt olmak üzere iki şekilde güç sistemlerine bağlanmaktadır: sabit veya anahtarlamalı.

Sabit kondansatör bankaları normal yüklenme koşullarında ihtiyaç duyulan minimum gerilim yükselmesi ve reaktif güç için kurulur. Şekil 3.14.'ten görüldüğü gibi sabit kondansatörlerin fazlalığı ileri güç faktörüne ve hafif yüklenmede gerilim yükselmesine neden olur.



Şekil 3.14. Sabit kondansatörün gerilim profiline etkisi (a) eşit yayılı yüklü hat (b) aşırı yükte (c) az yükte [88].

Anahtarlamalı kondansatör bankaları aşırı yüklenme altında ihtiyaç duyulan ekstra gerilim yükselmesini ve reaktif gücü sağlar. Anahtarlamalı kondansatör bankaları örneğin hattan çekilen güç belli bir seviyeyi geçtiğinde anahtar kapalı konuma gelerek aktif hale gelir ve hafif yük şartları altında yüksek gerilimi engellemek için anahtar açık konuma gelerek kondansatör devreden çıkarılır.

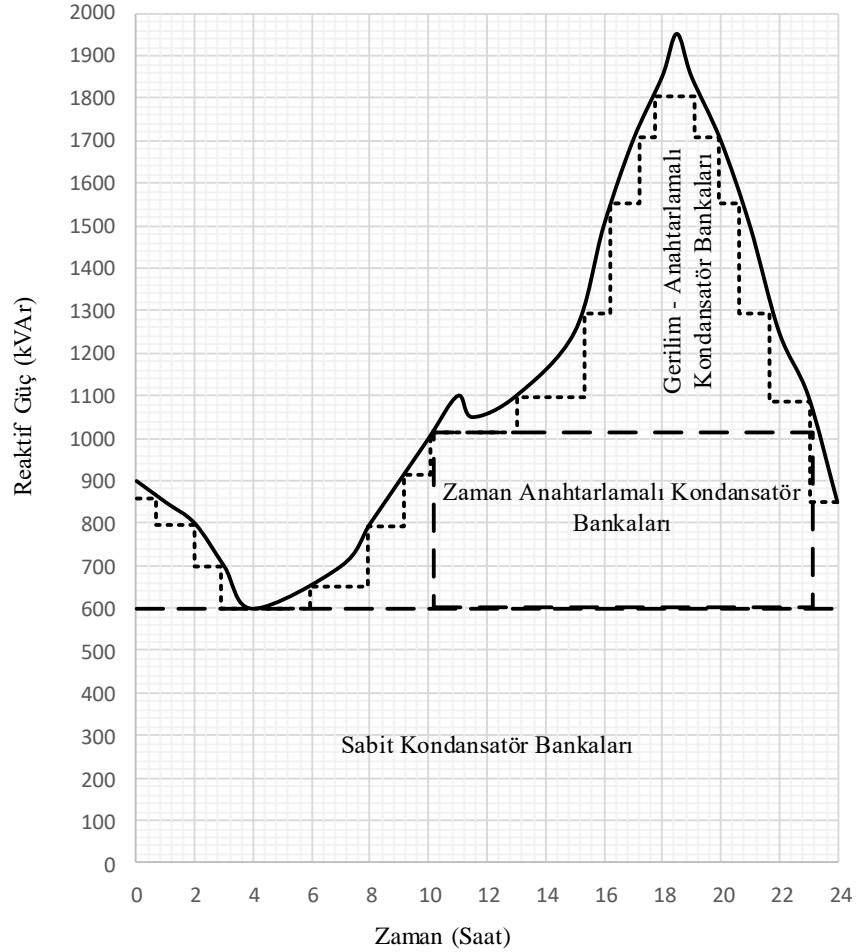


Şekil 3.15. Günlük reaktif güç talebini karşılayan sabit ve anahtarlamalı kondansatörlerin çalışması [88]

Şekil 3.15.'te günlük sabit ve anahtarlamalı kondansatör bankalarının çalışmasını göstermektedir. Şekil 3.15.'ten açıkça görüldüğü gibi, sabit kondansatörler sadece ihtiyaç duyulan minimum miktarda reaktif gücü sağlarken, anahtarlamalı kondansatörler yük arttıkça kademeli olarak devreye alınır veya yük azaldıkça kademeli olarak devreden çıkarılır.

Anahtarlamalı şönt kondansatörlerin iki türlü kontrolü mümkündür. Biri dağıtım merkezinden operatör yardımıyla manuel kontrol ve diğeri gerilim, akım, zaman, sıcaklık ve bunları birleşik kontrolü gibi kural tabanlı kontroldür [14].

Zaman kontrollü kondansatör bankaları en ucuz olanlardan biridir. Şekil 3.16.'da en çok ve farklı zamanlarda kullanılan iki farklı tipte kontrol edilen kondansatör bankaları görülmektedir.

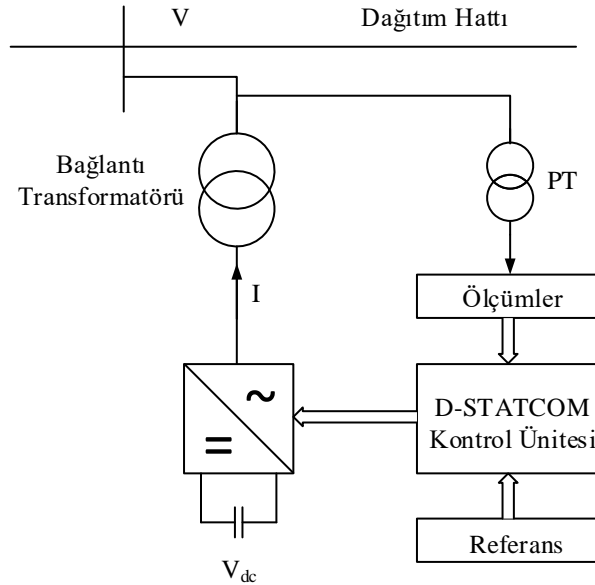


Şekil 3.16. Anahtarlamalı kondansatör kontrolü [88].

3.3.3. DSTATCOM

Kayıpları ve gerilim düşümünü azaltmak için gerilim kontrolü, reaktif güç kompanzasyonu enerji iletim ve dağıtım güç sistemleri için önemlidir. Son zamanlarda hassas yüklerin kullanımının yaygınlaşması ve dağıtık üretimin kesikli, değişken güç üretiminden dolayı reaktif güç kompanzasyonunun ve gerilim kontrolünün önemi giderek artmaktadır. Bu yüzden bağlı olduğu noktanın geriliminden bağımsız olarak reaktif güç verebilen ve çekebilen evirici tabanlı

FACTS cihazları kullanılmaya başlanmıştır. FACTS cihazlarından olan iletim ve dağıtım güç sistemlerinde fazlaca kullanılmaya başlanan STATCOM devre şeması şekilde verilmiştir [90].



Şekil 3.17. DSTATCOM devre şeması

STATCOM iletim güç sistemlerinde ‘iletim STATCOM (T-STATCOM)’ veya sadece STATCOM, dağıtım güç sistemlerinde ise ‘dağıtım STATCOM (Distribution-STATCOM/DSTATCOM)’ olarak adlandırılmaktadır. STATCOM hızlı reaktif güç kompanzasyonu sağlayabilme yeteneğine sahiptir. Yani hızlıca sisteme reaktif güç verebilen veya sistemden reaktif güç çekebilen, reaktif güç problemlerini ve güç kalitesi problemlerini düzenleyen sisteme paralel bağlanan aygıtlardır. Şekil 3.17.’de görüldüğü gibi STATCOM bir doğru akım (DA) baranın evirici ve trafo üzerinden alternatif akım (AA) şebekeye bağlanır.

3.4. Evirici Tabanlı Dağıtık Üretimin Reaktif Güç Kapasitesi

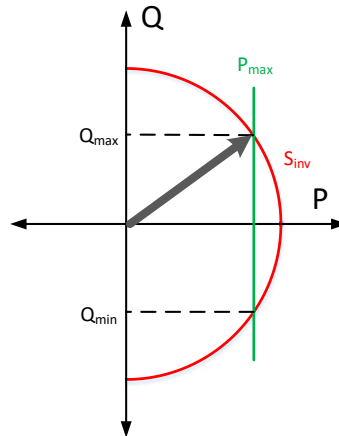
Dağıtık Üretimin (DÜ) güç kapasitesinin artmasıyla, dağıtım sisteminde fider üzerinde gerilim profili değişmektedir. Böylelikle yenilenebilir enerji kaynaklı DÜ’nün değişken ve kesikli güç üretim yapısından dolayı VVO’nun ve dağıtım güç sisteminin büyük ölçüde etkileneceği görülmektedir [51].

Bu yüzden DÜ'nün etkisini araştırılarak birçok çalışma yapılmış ve bu çalışmalar göstermiştir ki; DÜ sistemleri düzgün bir şekilde planlanıp kontrol edildiğinde, dağıtım sisteminde gerilim profilini iyileştirebileceğini ve kayıpları azaltabileceğini göstermişlerdir [91]. Böylelikle reaktif güç verebilen/çeken evirici tabanlı DÜ'ler VVK/VVO uygulamasında kullanılabileceği görülmüştür [92].

Geleneksel olarak birçok ülkedeki düzenlemeler, DÜ kaynaklarının sisteme reaktif güç vermesine, sistemden reaktif güç çekmesine veya gerilimi aktif olarak kontrol etmesine izin vermemektedir [46]. Fakat bu düzenlemeleri değiştirmek için evirici tabanlı DÜ kaynaklarının reaktif güç desteğinin kullanılması gibi birçok öneri yapılmaktadır [47]. Bununla ilgili de birçok çalışma yapılmıştır [45, 49, 93].

Geleneksel PV sistemleri sadece aktif güç verebilen standart eviriciler yardımıyla şebekeye bağlanmaktadır. Son zamanlarda, PV sistemleri reaktif güç verebilen ve çekebilen akıllı eviriciler ile kullanılmaya başlanmıştır. PV eviricilerinin reaktif güç kontrolü sağlama yeteneğiyle PV'ler aktif olarak gerilim regülasyonu ve güç faktörü düzeltmesini sağlayabilir konuma gelmiştir. Bu akıllı eviriciler sabit güç faktöründe çalıştırılabileceği gibi gerilimi veya reaktif güç akışını düzenlemek için otomatik olarak değişken güç faktöründe çalıştırılabilmektedir [94].

PV eviricisinin çıkışı aktif güç üretiminden ziyade görünür güç limitine bağlıdır. Eviricinin görünür gücü PV'nin aktif güç üretiminden fazla ise sisteme verilecek veya sistemden çekilecek reaktif güç evirici tarafından kontrol edilebilir [95].

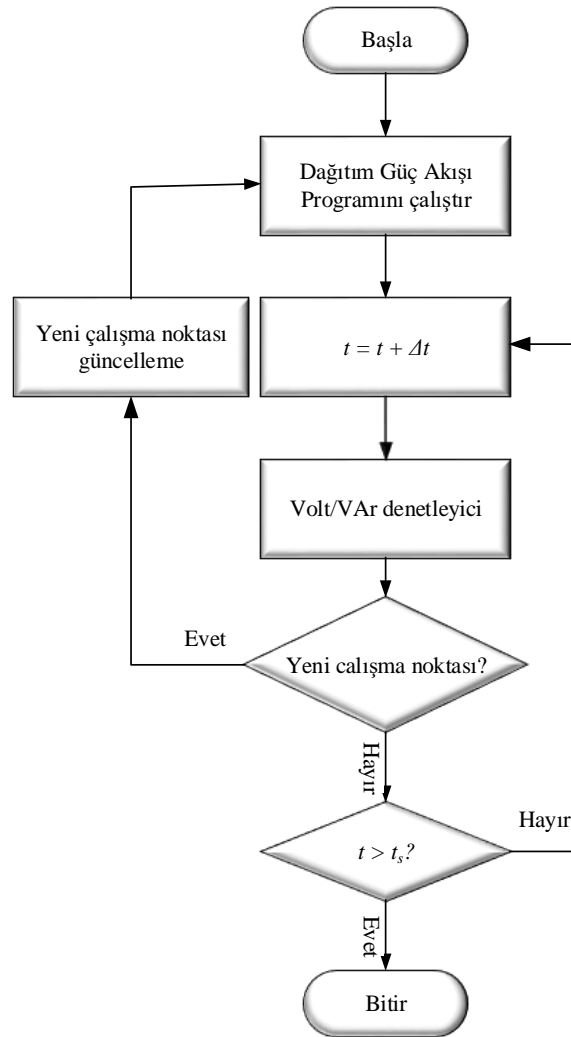


Şekil 3.18. PV akıllı evirici reaktif güç kapasite eğrisi

PV evirici güç kapasite eğrisi Şekil 3.18.'te gösterilmiştir. PV tarafından üretilen ve şebekeye basılan aktif güç ile verilebilecek/çekilebilecek maksimum reaktif güç değeri denkleme göre belirlenir. Böylelikle PV gece esnasında yani aktif güç üretimi yokken tamamen reaktif güç kaynağı olarak kullanılabilir. Eviricinin şebekeye verebileceği veya şebekeden çekebileceği maksimum reaktif güç, eviricinin görünür gücü ve o anda üretilen aktif güç değerleri ile hesaplanır [32].

$$-\sqrt{S_{inv}^2 - P_{pv}(t)^2} \leq Q_{inv} \leq \sqrt{S_{inv}^2 - P_{pv}(t)^2} \quad (3.2)$$

S_{inv} (Şekil 3.18.'de kırmızı çizgi ile gösterilmiş) eviricinin görünür gücü ve $P_{pv}(t)$, t anında DÜ tarafından üretilen aktif güçtür.



Şekil 3.19. Benzetimlerde Volt/VAr kontrolü

3.5. Volt/VAr Kontrol Uygulaması

VVK algoritmasının akış şeması Şekil 3.19.'da verilmiştir. Volt/VAr denetleyicisi farklı yüklenme şartları altında ve yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimine cevap vererek yani o şartlar altında aygıtlar için kontrol işaretini göndererek sistem yeni çalışma noktasında (LTC kademesi, kondansatör açık/kapalı durumu) çalışmaya başlar. İşletim şartları güncellenerek, dağıtım güç akış programı çalıştırılır, yeni çalışma noktasındaki gerilimler ve akımla hesaplanır. Benzetimi yapılan Volt/VAr kontrolünün akış diyagramı Şekil 3.19.'da verilmiştir.

3.6. Yük Modelleri

Yük modeli, yükün gerilimi ile aktif ve reaktif gücü arasındaki ilişkiyi gösteren matematiksel ifadedir. Diğer bir deyişle, şebekede yükün davranışını gösteren ifadedir.

Güç sistemlerinde sürekli durum güç akışı analizi için, yükler basit statik yük olarak temsil edilebilir. Geleneksel güç sistemleri analizinde statik yükler sabit güç, sabit akım ve sabit empedans yükü olmak üzere üçe ayrılır:

- Sabit empedans yükü - yükün aktif ve reaktif güç talebi gerilimin karesiyle doğru orantılıdır.
- Sabit akım yükü - yükün aktif ve reaktif güç talebi gerilim ile doğru orantılıdır.
- Sabit güç yükü - yükün aktif ve reaktif güç talebi gerilim değişiminden bağımsızdır.

Sabit güç, sabit akım ve sabit empedans yükü olmak üzere üç çeşit statik yük modeli yukarıda belirtilmiştir. Sabit güç modelinde, güç gerilim değişiminden bağımsızdır. Sabit akım modelinde, güç ile gerilim arasında doğrusal bir ilişki vardır. Sabit empedans yük modelinde ise, güç gerilimin karesiyle (kuadratik) doğru orantılıdır.

Literatürde yapılan çalışmalarda, bu yük modelleri sürekli durum sistem analizlerinde halen çokça kullanılmaktadır. Sabit güç veya sabit PQ yük modeli halen birçok çalışmada kullanılmaktadır. Güç sistemlerinde doğru bir şekilde analiz yapabilmek için yük modellerinin gerçeğe yakın olması gerekmektedir. Bu yüzden güç sistemlerinde, sabit güç, empedans ve akım yük modelleri doğrusal olmayan yükleri doğru olarak temsil etmediği için eksponansiyel ve polinomsal yük modelleri kullanılmaya başlanmıştır [2].

Normal ev tipi tüketicilerde kullanılan farklı yük çeşitleri Tablo 3.2.'de gösterilmiştir. Birçok yük modeli karışık yük model karakteristiklerini gösterdiğinden dolayı, benzetim çalışmalarından doğru sonuç almak için, yüklerin doğru bir şekilde modellenmesine ihtiyaç vardır. Literatürde eksponansiyel ve polinom yük modeli olan ZIP yük modeli olmak üzere iki model kullanılmaktadır.

Tablo 3.2. Evde kullanılan bazı yük tipleri

Sabit empedans	Sabit akım	Sabit güç
Akkor telli lamba	Floresan lamba	Bilgisayar
Su ısıtıcısı	Akım kontrollü yük	Klima

3.6.1. Eksponansiyel (Üssel) yük modeli

Bu model de güç ile gerilim arasındaki ilişki eksponansiyel fonksiyon olarak verilir. Denklemde aktif ve reaktif güç olarak yük modeli verilmiştir [96, 97].

$$P_i = P_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \text{ ve } Q_i = Q_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta \quad (3.3)$$

α ve β parametreleri yükün davranışını tanımlayan katsayılardır. α ve β parametreleri sıfır olduğunda yük sabit güç, her iki parametre bir olduğunda sabit akım ve ikiye eşit olduğunda yük sabit empedans olarak modellenmiş olur.

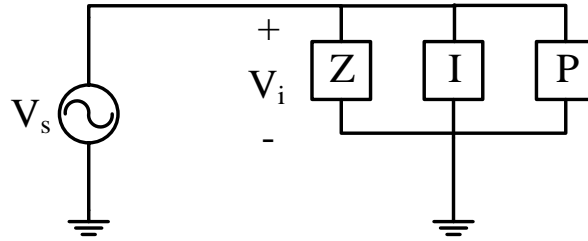
Bazı çalışmalarda endüstriyel, konutsal ve ticari yükler için kullanılan aktif ve reaktif üssel değerler Tablo 3.3.'te verilmiştir.

Tablo 3.3. Yük tipleri ve üssel değerler [62].

Yük Modeli	α	β
Sabit güç	0	0
Endüstriyel	0,18	6
Evsel/Konutsal	0,92	4,04
Ticari	1,51	3,4

3.6.2. Polinom yük modeli (ZIP yük modeli)

Bu modellerden biri, tüm yük modellerini içeren ZIP katsayılı model olan polinom yük modelidir. Şekil 3.20.'de sabit empedans, sabit akım ve sabit güç yük modelini içeren ZIP yük modeli gösterilmiştir. ZIP parametreleri sabit empedans Z , sabit akım I , sabit güç P yüklerinin birleşiminden oluşan her bir yükün oranını ifade eden katsayılarıdır. Evsel, ticari ve endüstriyel yükler için ZIP yük modelleri geliştirilmiştir. Yükleri modellemede, ZIP katsayılarını hesaplamak için en küçük kareler yöntemi, regresyon analizi gibi bazı yöntemler geliştirilmiştir.



Şekil 3.20. ZIP yük modeli

ZIP yük modelinin aktif ve reaktif güç ifadeleri aşağıda verilmiştir [52].

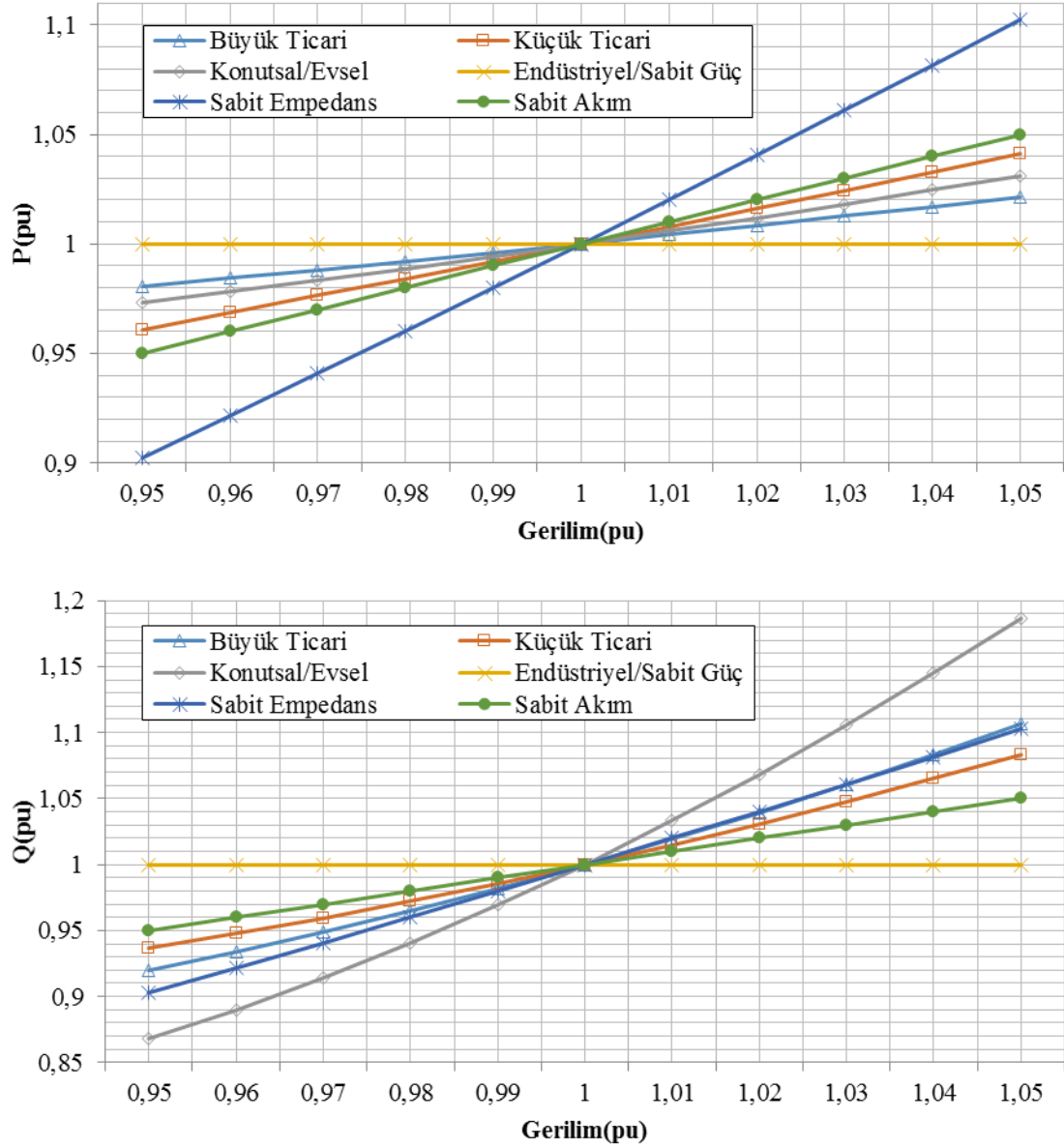
$$P_i = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_p \right] \text{ ve} \quad (3.4)$$

Z_p, I_p, P_p katsayıları $Z_p + I_p + P_p = 1$ denklemini sağlamalıdır.

$$Q_i = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_q \right] \text{ ve} \quad (3.5)$$

Z_q, I_q, P_q katsayıları $Z_q + I_q + P_q = 1$ denklemini sağlamalıdır.

P_i ve Q_i normal şebeke geriliminde (V_i) aktif ve reaktif gücü; P_0 ve Q_0 anma gerilimindeki (V_0) aktif ve reaktif güç; Z_p , I_p ve P_p aktif güç için ZIP katsayıları; Z_q , I_q ve P_q reaktif güç için ZIP katsayılarıdır.



Şekil 3.21. Farklı tüketici tiplerinde gerilime göre güç değişimi

Şekil 3.21. farklı tüketici sınıfları için Tablo 3.4.'teki ZIP katsayıları kullanılarak gerilim değişimiyle aktif ve reaktif güç tüketimlerini göstermektedir. Ev tipi tüketici sınıfı büyük ticari ve endüstriyel tüketici sınıflarından daha çok gerilimden etkilendiği ve endüstriyel tüketici burada sabit güç olarak modellendiği için

endüstriyel yükün gerilim değişiminden etkilenmediği görülmektedir. Tablo 3.4.'teki endüstriyel tipi tüketici sabit güç olarak modellenmesine rağmen bazı çalışmalarda endüstriyel tipi tüketici sabit güç yük modeli ağırlıklı sabit akım ve sabit empedans içeren ZIP yük modeli olarak modellenmektedir.

Tablo 3.4. Farklı tüketiciler için ZIP katsayıları [98].

Yük	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
Büyük Ticari	0,47	-0,53	1,06	5,3	-8,73	4,43
Küçük Ticari	0,43	-0,06	0,63	4,06	-6,65	3,59
Evsel/Konutsal	0,85	-1,12	1,27	10,96	-18,73	8,77
Endüstriyel	0	0	1	0	0	1

3.7. Gerilim Azaltım Yöntemi (CVR-Conservation Voltage Reduction)

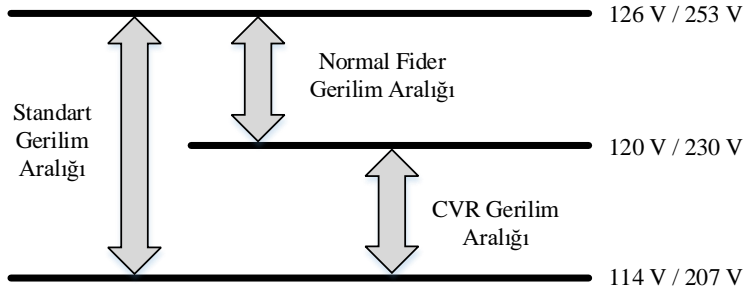
Kayıp minimizasyonu ve gerilim profili iyileştirme gibi VVO'nun amaçlarına ek olarak, VVO'nun amaçlarına enerji ve güç azaltımının eklenmesi CVR kavramını oluşturmuştur. Tasarruflu gerilim azaltımı veya gerilim optimizasyonu, dağıtım sistemlerindeki gerilim seviyesini azaltarak enerji tasarruf etmek için önerilmiş bir yöntemdir. CVR birçok sistemde deneysel olarak test edilip birçok dağıtım şirketi tarafından uygulanmıştır. Yapılan uygulamalar ve çalışmalar CVR uygulanan test veya gerçek dağıtım sisteminin önemli bir enerji ve ekonomik olarak tasarruf ettiğini göstermiştir [53].

CVR ile enerji tüketiminin azalmasıyla fosil yakıtla üretim yapan santrallerde enerji üretiminin sebep olduğu karbon emisyonu azalması gibi çevresel yararları bulunmaktadır. Gerilimin azalmasıyla [99, 100];

- Sabit empedans yükünde, yükün ve hatta harcanan enerji azalır.
- Sabit güç yükünde, yükün çektiği güç sabit kalmasına rağmen yükün çektiği akım arttığı için toplam enerji tüketimi artar.
- Sabit akım yükünde, yükün enerji tüketimi azalır.

ABD gibi bazı ülkelerde dağıtım şirketlerinden tüketicilere gerilimin $\pm\%5$ limitler dahilinde ulaştırılması istenmektedir. Avrupa ve Türkiye standartlarında 230 V olan AG seviyesi anma gerilimi $\pm\%10$ limitler içinde tüketicilere sağlanmalıdır [12].

Örneğin anma gerilimi 120 V olduğunda kullanıcılara gerilim 114–126 V arasında sağlanması gerekir. Şekil 3.22.'de görüldüğü gibi normalde dağıtım şirketleri fiderde gerilim 120–126 V (ABD'de) veya 230-253 V (Türkiye'de) arasında olacak şekilde yani limitin üst yarısında işletilmektedir. Fakat CVR'de gerilim 114–120 V (ABD'de) veya 207-230 V (Türkiye'de) olacak şekilde limitin alt yarısında çalıştırılmak istenir. Bununla birlikte, sisteme CVR uygulandığında fider üzerindeki gerilim alt limite yakın olduğundan dolayı beklenmedik bir durumda gerilim limitin dışına kolay çıkabileceğinden dolayı tüm gerilimlerin ölçülüp cihazların etkilenmemesi için hızlıca cevap verilmesi gerekir. Yani sistemin hızlıca kontrol edilip gerilimin limitler içerisine getirilmesi gerekir.



Şekil 3.22. Gerilim limitleri

Örneğin ANSI C84.1 [11] standartlarına göre normal şartlar altında gerilimin $\pm\%5$ limitler içinde olması gerekmektedir. Yani fider üzerindeki tüm baralarda gerilim 0,95 pu ile 1,05 pu arasında olması gerekmektedir. CVR'nin amacı ise tüm bara gerilimlerinin kullanıcı cihazlarına ve yüklerine zarar vermeden alt limit olan 0,95 pu'ya olabildiğince yaklaştırmaktır. ANSI standartlarına göre gerilim aralığı belirlenirken kullanıcı cihazlarının ve yüklerinin zarar görmeden ve performansını etkilemeyecek şekilde belirlenmektedir [29, 51, 101].

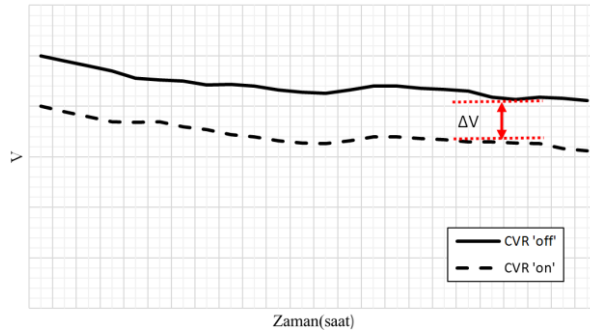
CVR'nin etkisini veya performansını, enerji veya güç tasarrufunu tahmin edebilmek için CVR faktörü ile değerlendirilip belirlenebilir [102]. CVR faktörü gerilimdeki birim yüzde azalmanın neden olduğu güçteki yüzde azalmadır ve aşağıdaki gibi hesaplanır [103].

$$CVR_f = \frac{\% \text{Miktardaki azalım}}{\% \text{Gerilim azaltımı}} \quad (3.6)$$

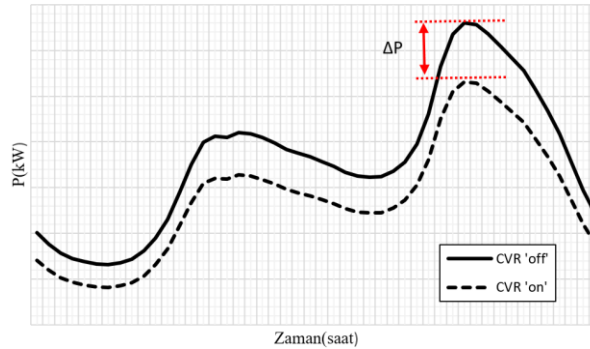
Böylelikle CVR_f aktif güç (kW), reaktif güç (kVAr) ve enerji (kWh) cinsinden yazılabilir. Matematiksel olarak CVR faktörleri aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\begin{aligned} CVR_{f-aktif} &= \frac{\% \Delta P}{\% \Delta V} \\ CVR_{f-reaktif} &= \frac{\% \Delta Q}{\% \Delta V} \\ CVR_{f-enerji} &= \frac{\% \Delta E}{\% \Delta V} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Burada $\% \Delta P = (P_{Geleneksel} - P_{CVR}) / P_{Geleneksel} \times 100$ talep güçteki yüzde azalma, $\% \Delta V = (V_{Geleneksel} - V_{CVR}) / V_{Geleneksel} \times 100$ ise yüzde gerilim azaltımıdır. $V_{Geleneksel}$ ve $P_{Geleneksel}$ geleneksel kontrol altındaki, V_{CVR} ve P_{CVR} ise CVR uygulandığı andaki gerilimleri ve aktif güçleri temsil etmektedir.



Şekil 3.23. Gerilim profili



Şekil 3.24. Yük eğrisi

Genel olarak CVR'nin amacı Şekil 3.23.'te görüldüğü gibi gerilimin azaltılmasıdır. CVR ile gerilimin azalmasıyla Şekil 3.24.'te gücün azaldığı gösterilmektedir.

ABD'de yapılan CVR uygulamaları için bazı deneysel sonuçlar Tablo 3.5.'te verilmiştir. Tablo 3.5.'te görüldüğü gibi CVR kazancı veya tasarrufu evsel/konutsal (yerleşim bölgelerinde) bölgelerde her %1 gerilim azaltımında genellikle %0,6 ile %0,8 arasında değiştiği ve bu kazancın ticari bölgelerde daha yüksek ve endüstriyel bölgelerde daha az olduğu görülmektedir.

Tablo 3.5. CVR testleri sonucunda bulunan CVR_{enerji} faktörleri [56].

Yıl	Kaynak	Konutsal/Evsel	Ticari	Endüstriyel	Genel
1973	[104]	%0,61	%0,89	%0,35	%0,62
1977	[105]	%0,76	%0,99	%0,41	
1979	[106]	%0,73	%0,84	%0,49	%0,71
1989	[55]				%0,62

Deneysel olarak elde edilen CVR faktör bölgeden bölgeye yani şebekeden şebekeye değişmektedir. Böylelikle CVR faktörü şebeke topolojisine ve yük çeşitlerine bağlıdır.

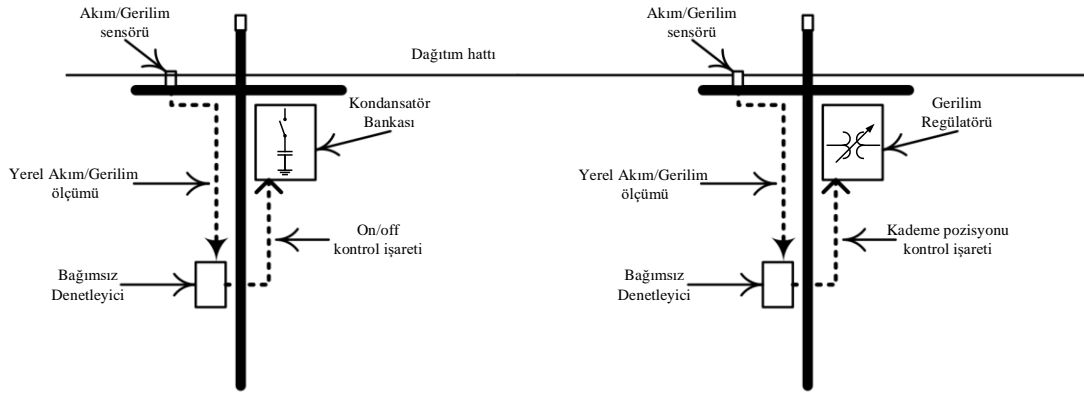
3.8. Volt/VAr Kontrol ve Optimizasyon Yaklaşımları (VVK/VVO)

Elektrik dağıtım şebekesi için Volt/VAr kontrolü ve optimizasyonu son yıllarda önemli derecede ilerlemiştir. Elektrik dağıtım şebeke gereksinimlerini yerine getirmek amacıyla Volt/VAr kontrolü ve optimizasyonu için çeşitli yaklaşımlar önerilmiştir [8, 10].

- Geleneksel bağımsız (yerel) denetleyici yaklaşımı
- SCADA (Danışmalı Kontrol ve Veri Toplama Sistemi) 'Kural tabanlı' sistem
- DMS (Distribution Management System – Dağıtım Yönetim Sistemi) 'Model tabanlı' yaklaşım
- Sezgisel (kendi kendine öğrenen, otomatik uyarlanabilir) yaklaşım

3.8.1. Geleneksel bağımsız denetleyici yaklaşımı

Geleneksel olarak elektrik dağıtım sistemlerinde, anahtarlamalı kondansatör bankaları, VR, LTC ve diğer VVO aygıtlarının işletilmesi ve kontrol edilmesi için bağımsız denetleyiciler kullanılır [8].



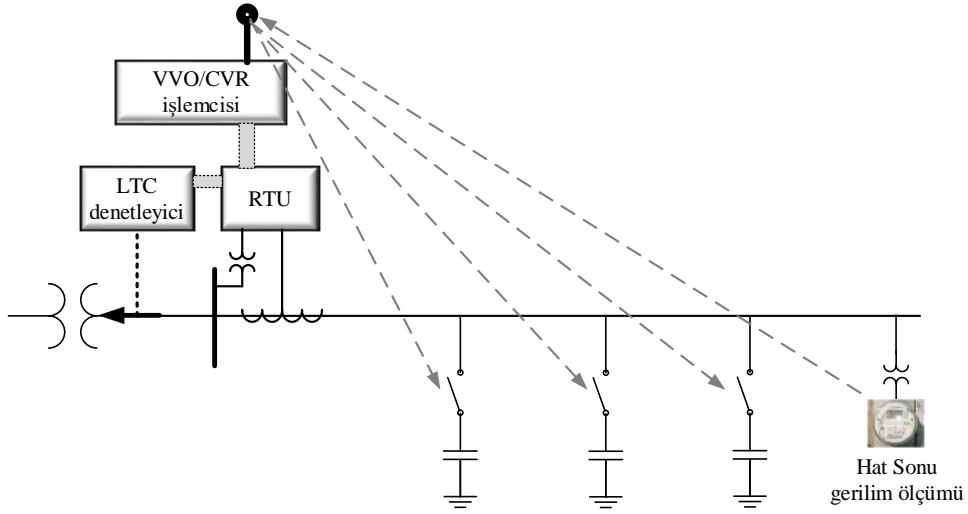
Şekil 3.25. Bağımsız Volt/VAr denetleyici yaklaşımı [9].

Bu bağımsız denetleyiciler haberleşme olmadığı için olduğu yerde denetleyici ayarları yapılır ve yerel olarak ölçülen gerilim akım vs. gibi ölçümleri kullanarak VVO aygıtları için kontrol işareti üretirler. Şekil 3.25.'te yerel denetleyici yaklaşımı verilmiştir.

3.8.2. SCADA 'Kural Tabanlı' sistem

SCADA kural tabanlı sistem (Şekil 3.26.) bugünlerde, en çok kullanılan VVK/VVO yaklaşımıdır. Bu yaklaşımda dağıtım trafo merkezinden ve fider üzerinden alınan gerçek zamanlı ölçümleri ve önceden belirlenen kurallar kullanılarak kontrol işaretleri oluşturulur. Örneğin, 'belirli bir noktada ölçülen gerilim 220 V'den az ve dağıtım trafo merkezinden ölçülen reaktif güç akışı 900 kVAr'dan fazla ise kondansatör bankalarını çalışır konuma getir veya güç faktörü 0,95'den az ise 1. kondansatör bankasını aç'. Bu kurallar, dağıtım mühendisleri ve operatörleri tarafından önceden belirlenir. SCADA kural tabanlı VVO yaklaşımı geleneksel bağımsız denetleyici yaklaşımına benzer olmasına rağmen bu yaklaşımları birbirinden ayıran en önemli fark haberleşme olanağına sahip olmasıdır. Haberleşme

sistemi ölçümlerin VVO işlemcisi tarafından alınmasını ve kontrol işaretlerinin VVO aygıtlarına iletilmesini sağlar [8, 14].



Şekil 3.26. SCADA kural tabanlı yaklaşım [8].

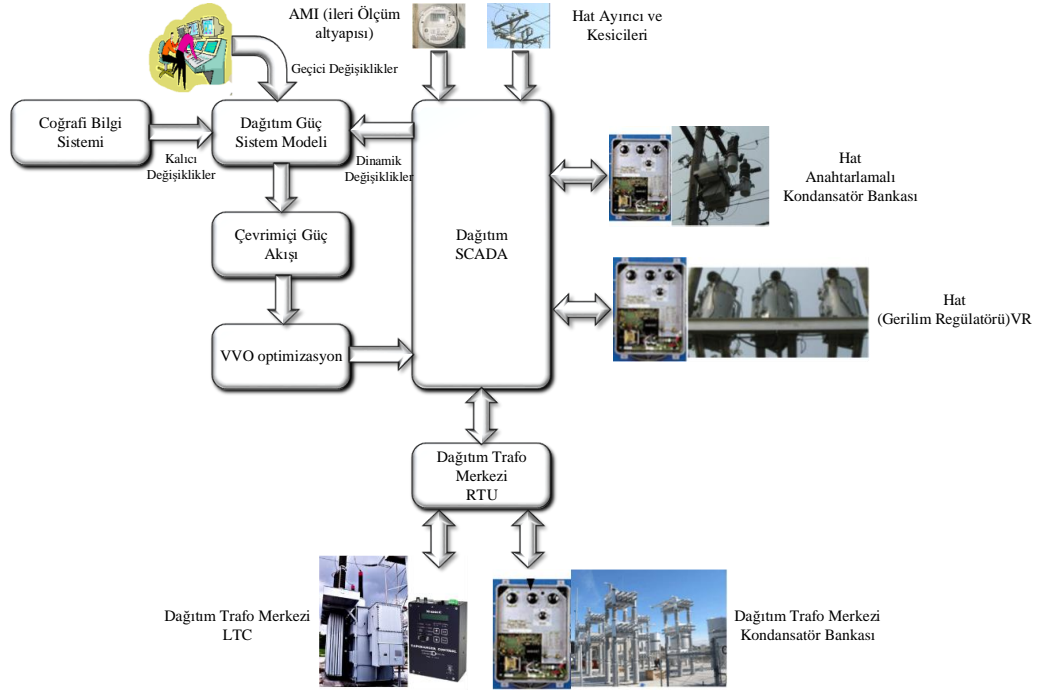
SCADA kural tabanlı VVO, dağıtım şirketleri tarafından en çok kullanılan yaklaşım olmasına rağmen, gelecekte akıllı şebekelerde DÜ'lerin artmasıyla, dağıtım şirketlerinin bir sonraki bölümde açıklanan model tabanlı VVO sistemlerinin uygulanması beklenmektedir.

3.8.3. Dağıtım Yönetim Sistemi 'model odaklı' yaklaşım

Bu yaklaşımda VVO amaçlarını yerine getiren gerekli optimal kontrol işaretlerini bulmak için elektrik dağıtım sisteminin modeli kullanılır. Şekil 3.27.'de gösterilen model odaklı VVO başlıca aşağıdaki amaç fonksiyonlarını içerebilir [9, 10].

- Kayıp minimizasyonu,
- Enerji minimizasyonu (enerji tasarrufu maksimizasyonu),
- Güç talebi minimizasyonu,
- Yukarıdaki fonksiyonların kombinasyonu olabilir.

Yukarıdaki amaç fonksiyonlarına ek olarak, LTC gibi aygıtların yüksek bakım maliyetinden dolayı kontrol sayılarının azaltılması da amaç fonksiyonu olarak önerilmektedir [10].



Şekil 3.27. Model odaklı VVO [9].

Dağıtım Yönetim Sistemi'nin (DMS-Distribution Management System) bir parçası olarak uygulanan Model odaklı VVO yaklaşımı Şekil 3.27.'de gösterilmiştir.

Bu yaklaşımda optimal kontrol için sistemin tam ve doğru olarak modellenmesi gerekir. Örneğin gerilime duyarlı yüklerin doğru olarak modellenmesi güç akışı sonucunda bara gerilimleri, açıları ve kayıplar doğru olarak hesaplanmış olacaktır.

3.8.4. Sezgisel (kendi kendine öğrenen, otomatik uyarlanabilir) yaklaşım

Diğer yaklaşımlar gibi sezgisel yaklaşım da VVO için gerçek zamanlı ölçümleri almak zorundadır. Sezgisel yaklaşım önceden alınan ölçüm ve geçmiş kontrol işaretine bakarak otomatik olarak kendini ayarlar ve kendi kendine öğrenen yapısıyla optimal kontrol işaretini hesaplamaya çalışır. Bu yaklaşım belirlenen kurallar ve modeli kullanmak yerine ileri sinyal işleme tekniklerini kullanır. Modele ve daha önceden belirlenen kurallara ihtiyaç duymaması önemli bir avantajdır [8].

BÖLÜM 4. DAĞITIK REAKTİF GÜÇ KONTROLÜ TABANLI VVO/CVR

Bu bölümde dağıtık reaktif güç kontrolü tabanlı VVO/CVR uygulamasının formülasyonu verilecektir. Problemden gerilim ve reaktif güç kontrolü Volt ve VAR problemi olarak ayrı ele alınıp VVO/CVR problemi iki aşamada gerçekleştirilmiştir. Ayrıştırılmış modelde, ilk başta dağıtık reaktif güç denetleyicileri ile güç kaybı minimizasyonu için reaktif güç kaynakları kontrol edilmiştir. Daha sonra, gerilimi limitler içinde tutmak ve alt limite kadar azaltmak için gerilim kontrolü gerilim regülatörü veya LTC ile sağlanmıştır.

Reaktif güç kaynağı olarak geleneksel sistemde kullanılan kondansatör bankaları yerine DSTATCOM ile değiştirilmiştir. DSTATCOM'a ek olarak PV içeren güç sisteminde PV eviricisinin reaktif güç sağlama yeteneği de kullanılmıştır.

4.1. Kayıp Minimizasyon Probleminin Formülasyonu

4.1.1. Amaç fonksiyonu

Dağıtım sistemlerinde toplam aktif güç kaybı toplam üretimle tüketim arasındaki farkla hesaplanabilir. Aktif kayıp minimizasyonu amaç fonksiyonu aşağıdaki denklemdeki gibi formüle edilir.

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{n_b} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{n_b} P_{Li} = \sum_{i=1}^{n_b} \sum_{j=1}^{n_b} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_{ji}) \quad (4.1)$$

Burada P_{Gi} ve P_{Li} i . baradaki aktif güç üretimi ve tüketimidir. Y_{ij} ve θ_{ij} i . ve j . baraları arasındaki admitansın genliği ve açısıdır. V_i , V_j ve $\delta_{ji} = \delta_j - \delta_i$, i . ve j . baralarının gerilim genlikleri ve açılarıdır.

4.1.2. Sistem ve işletimsel kısıtlar

Optimizasyon probleminde, güç akışı denklemleri, bara gerilimleri, DÜ kapasitesi ve kademe değiştiricili transformatörlerin kademe pozisyon limiti eşitlik ve eşitsizlik kısıtları olarak ele alınır.

- Eşitlik kısıtları (güç akışı denklemleri)

Aktif ve reaktif güç akışı eşitlikleri aşağıdaki gibi tanımlanır:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Li} - P_i = 0 \quad (4.2)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} - Q_i = 0 \quad (4.3)$$

Burada P_i ve Q_i aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$P_i = V_i \sum_{j=0}^{n_b} V_j (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) \quad (4.4)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=0}^{n_b} V_j (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) \quad (4.5)$$

P_{Gi} ve P_{Li} , Q_{Gi} ve Q_{Li} baradaki aktif ve reaktif güç üretimi ve tüketimi, G_{ij} ve B_{ij} admitans matrisi Y_{ij} 'nin reel ve imajiner kısmıdır.

Kademe değiştiricili transformatör olduğunda ise, Şekil 3.11.'de verilen kademe değiştiricili transformatörün pi eşdeğer devresi kullanılarak admitans matrisinin elemanları aşağıdaki denklemler ile hesaplanır.

$$y_{ij} = ay_{ij}, y_{ii} = a^2 y_{ij}, y_{jj} = y_{ij}, y_{ij} = y_{ji} = G_{ij} + jB_{ij} \text{ ve } Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (4.6)$$

y_{ij} , i . ve j . baraları arasındaki admitanstır. a ve tap kademe değiştiricili transformatörün girişi ile çıkışı arasındaki gerilim ilişkisini veren kademe değiştiricili transformatörün çevirme oranı ve kademe pozisyonu olmak üzere,

$$a = V_0 + tap\Delta_{tap}, \Delta_{tap} = 0,00625 \text{ ise, } a = 1 + tap.0,00625 \quad (4.7)$$

olur. Benzetimlerde 16 kademe ile gerilimi -%10 azaltma ve 16 kademe ile gerilimi +%10 artırma olanağına sahip 32 kademeli VR veya LTC kullanılmıştır. Böylelikle 32 kademe ile %20 gerilimi değiştirme olanağı olan kademe değiştiricili transformatörün bir kademe değişimi ile gerilimi %0,625 ($V_0=1$ pu olduğunda $\Delta_{tap}=0,00625$) oranında değiştirebilir. Şekil 3.11.'de gösterilen pi eş değer devresi kullanıldığında kademe değiştiricili transformatörün olduğu baradaki güç akışı eşitlikleri aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$P_{ij} = a^2 V_i^2 G_{ii} + a V_i V_j (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) \quad (4.8)$$

$$Q_{ij} = -a^2 V_i^2 B_{ii} + a V_i V_j (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) \quad (4.9)$$

$$P_{ji} = V_i^2 G_{ii} + V_i V_j a (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) \quad (4.10)$$

$$Q_{ji} = -V_i^2 B_{ii} + V_i V_j a (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) \quad (4.11)$$

Burada a kademe değiştiricili transformatörün çevirme oranını temsil etmektedir.

Yükleri temsil eden P_{Li} ve Q_{Li} , yükler gerilime bağımlı Denklem (3.4) ve (3.5)'te verilen ZIP yük modeli olarak aşağıdaki Şekilde ifade edilir.

$$P_{Li} = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_p \right] \text{ ve} \quad (4.12)$$

Z_p, I_p, P_p katsayıları $Z_p + I_p + P_p = 1$ denklemini sağlamalıdır.

$$Q_{Li} = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_q \right] \text{ ve} \quad (4.13)$$

Z_q, I_q, P_q katsayıları $Z_q + I_q + P_q = 1$ denklemini sağlamalıdır.

- Eşitsizlik kısıtları

DSTATCOM'un reaktif güç limiti:

$$[Q_{\min}] \leq [Q_{DSTATCOM}] \leq [Q_{\max}] \quad (4.14)$$

DÜ olarak kullanılan PV'nin akıllı evirici limiti:

$$[Q_{inv,\min}] \leq [Q_{inv}] \leq [Q_{inv,\max}] \quad (4.15)$$

PV'ler sisteme akıllı eviriciler ile bağlanmaktadır. PV eviricisinin reaktif güç çıkışı her zaman periyodunda PV'nin aktif güç çıkışı ve eviricinin görünür güç değerine bağlı olarak hesaplanır.

$$Q_{inv,maks} = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{pv}^2} \quad (4.16)$$

Burada S_{inv} eviricinin görünür güç limiti, P_{pv} PV'nin aktif güç üretimi, $Q_{inv,maks}$ PV eviricisi tarafından üretilebilecek veya tüketilebilecek maksimum reaktif güç değeridir.

VR ve LTC kademe pozisyon limiti:

$$[tap_{\min}] \leq [tap] \leq [tap_{\max}] \quad (4.17)$$

32 kademeli VR veya LTC kullanıldığında $tap = [-16, -15 \dots -1, 0, 1 \dots 15, 16]$ olduğu için kademe pozisyonu limiti aşağıdaki gibi olur.

$$[-16] \leq [tap] \leq [16] \quad (4.18)$$

Tüm baralardaki gerilimlerin limitler içinde olmasını sağlamak için aşağıda verilen gerilim limitinin dahil edilmesi gerekir.

$$[|V_{\min}|] \leq [|V|] \leq [|V_{maks}|] \quad (4.19)$$

Yukarıda verilen VVO/CVR problemi Volt ve VAr problemi olarak iki alt probleme ayrıştırılmıştır. VAr problemi dağıtık reaktif güç algoritması ile DSTATCOM ve PV eviricisinin reaktif güç referans değerleri hesaplanarak gerçekleştirilmiştir. Volt problemi de gerilim alt limite yakın olacak şekilde VR veya LTC'nin kademesi azaltılarak gerçekleştirilmiştir.

4.2. Kayıp Minimizasyonu için Dağıtık Doğrusal Olmayan Denetleyici Tasarım Algoritması

Yukarıda verilen doğrusal olmayan kayıp minimizasyon problemini çözmek için DÜ olarak PV eviricilerinin ve DSTATCOM'un reaktif güç referans değerleri hesaplanmıştır.

Doğrusal olmayan kontrol teorisine göre, amaç fonksiyonun azalması için şart aşağıda verilmiştir [107].

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \sum_{i \in N_G} \frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} \frac{\partial Q_{Gi}}{\partial t} \leq 0 \quad (4.20)$$

Lyapunov teorisine göre amaç fonksiyonunun zamana göre türev ifadesinin kesin negatif olması için, kontrol kuralı aşağıdaki gibi tasarlanır.

$$\frac{\partial Q_{Gi}}{\partial t} = - \frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} \quad (4.21)$$

Denklem (4.21) Denklem (4.20)'de yerine yazılırsa;

$$\frac{\partial f}{\partial t} = - \sum_{i \in N_G} \left(\frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} \right)^2 \leq 0 \quad (4.22)$$

elde edilir. Denklem (4.21)'de kullanılan kontrol kuralı aşağıdaki yaklaşımla kolayca gerçekleştirilebilir [108].

$$\frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} \approx \frac{f(Q_{Gi}[k]) - f(Q_{Gi}[k-1])}{Q_{Gi}[k] - Q_{Gi}[k-1]} \quad (4.23)$$

Kontrol doğruluğunu artırmak için amaç fonksiyonunun Q_{Gi} 'ye göre kısmi türevini de hesaplamak gerekir. Kaynak [109, 110]'deki çalışmalarda gösterildiği gibi hesaplanmıştır.

$$\frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} = \frac{\partial f}{\partial V_i} \frac{\partial V_i}{\partial Q_{Gi}} = \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_i} \frac{\partial V_i}{\partial Q_{Gi}} \quad (4.24)$$

Denklem (4.24)'te gösterildiği gibi, güç kaybının Q_{Gi} 'ye göre gradienti iki terimin çarpılması ile elde edilir. İlk terim olan aktif güç kaybının gerilime göre kısmi türevi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial V_i} = 2 \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_{ji}) \quad (4.25)$$

ZIP yük modeli (Denklem (3.4) ve (3.5)) kullanılarak, ikinci terim reaktif güç akışı Denklemi (4.3) kullanılarak hesaplanabilir [107, 109, 110].

$$\frac{\partial V_i}{\partial Q_{Gi}} = \frac{V_i}{Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i^2 B_{ii} + 2V_i^2 Z_q + V_i I_q} \quad (4.26)$$

İki terimin çarpılmasıyla (Denklem (4.25) ve (4.26)), güç kaybının gradienti aşağıdaki gibi elde edilir.

$$\frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} = \frac{2V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_{ji})}{Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i^2 B_{ii} + 2V_i^2 Z_q + V_i I_q} \quad (4.27)$$

Denklem (4.27)'den görüldüğü gibi, bu ifadeyi hesaplamak için sadece hat empedansları, ZIP katsayıları ve gerilimler, reaktif güç üretim değerleri gibi yerel bilgiler gerekmektedir. Sistemin global parametrelerine ihtiyacı yoktur. Denklem (4.27) kayıpları minimize eden gerekli reaktif güç üretim değerini güncellemek için kullanılır. Q_{Gi} 'nin türevi yaklaşık olarak aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\frac{\partial Q_{Gi}}{\partial t} \approx \frac{Q_{Gi}[k+1] - Q_{Gi}[k]}{\Delta t} \quad (4.28)$$

Denklem (4.28) Denklem (4.29) gibi yazılabilir.

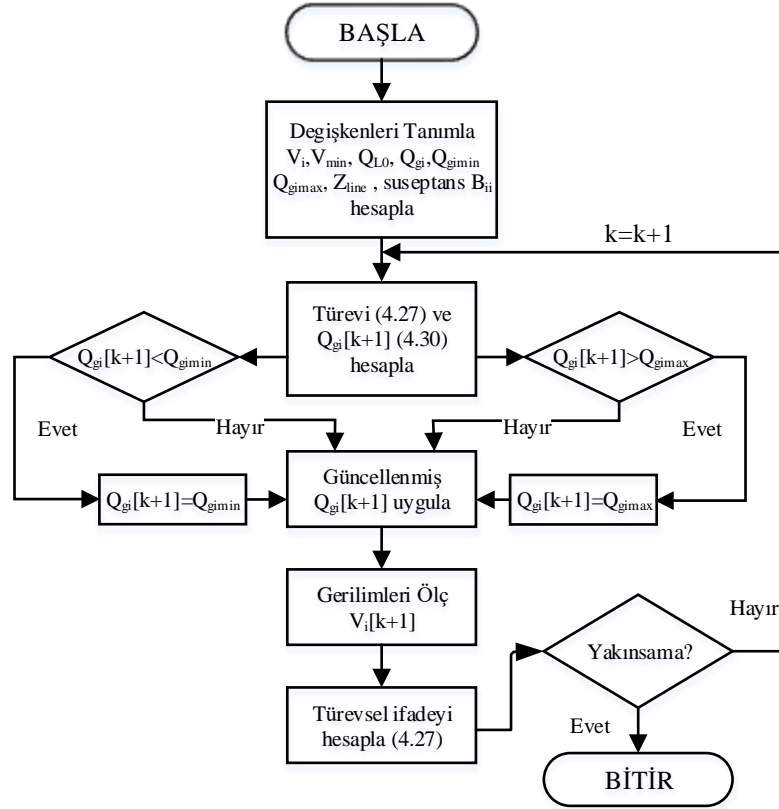
$$Q_{Gi}[k+1] = Q_{Gi}[k] + \frac{\partial Q_{Gi}}{\partial t} \Delta t \quad (4.29)$$

Δt kontrol ayarlarını güncellemek için zaman aralığıdır (örnekleme).

Sonuç olarak, kontrol değişkenleri aşağıda verilen doğrusal olmayan denetleyiciye göre güncellenir.

$$Q_{Gi}[k+1] = Q_{Gi}[k] - \frac{\partial f}{\partial Q_{Gi}} \Delta t \quad (4.30)$$

Dağıtık algoritmayı uygulamak için, her bir bara birbiri ile komşu olan baralar ile haberleşir ve yerel bilgileri günceller. İki bara birbirine bağlı ise, bu iki bara komşu sayılmaktadır. Her bir bara yerel ölçümle elde edilen gerilim genliğini ve açısını komşu barasına sağlamalıdır. Bu bilgileri alan her bir dağıtık denetleyici de Denklem (4.27)'yi kullanarak türevsel ifadeyi hesaplar ve Denklem (4.30) kullanılarak kontrol değişkeni güncellenir. Şekil 4.1.'de dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı güç kaybı minimizasyon algoritması verilmiştir.



Şekil 4.1. Dağıttık reaktif güç kontrol tabanlı güç kaybı minimizasyonu

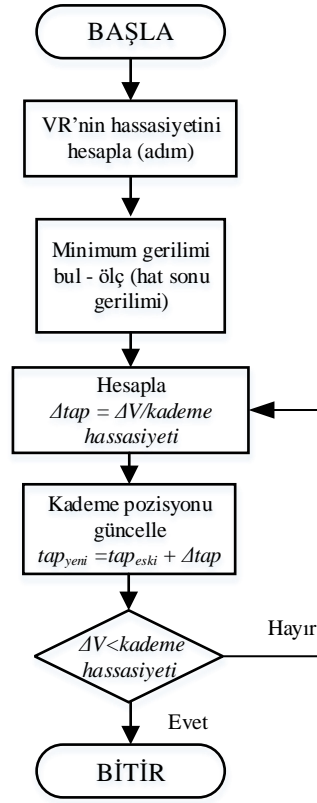
4.3. Kademe Pozisyonu Hesaplama

İlk önce, dağıtım sistemindeki tüm baralardaki gerilimler güç akışı yardımıyla hesaplanır ve en düşük gerilim (hat sonu gerilimi) elde edilir. İkinci olarak, bir kademe değişimdeki gerilim değişimini ifade eden kademe pozisyonu hassasiyeti VR veya LTC'nin kontrol edilebilen gerilim aralığının (0,9 - 1,1 pu) kademe sayısına oranıyla hesaplanır.

Referans kademe pozisyon değeri minimum gerilim ile alt limit arasındaki farkın kademe pozisyon hassasiyetine oranı ile aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\Delta kademe = \frac{\Delta V}{kademe\ hassasiyeti} \quad (4.31)$$

Bu işlem $\Delta V < kademe\ hassasiyeti$ olana kadar Şekil 4.2.'deki algoritma gibi devam eder.



Şekil 4.2. Gerilim azaltım algoritması

BÖLÜM 5. MODEL ÖNGÖRÜLÜ KONTROL TABANLI VVO/CVR UYGULAMASI

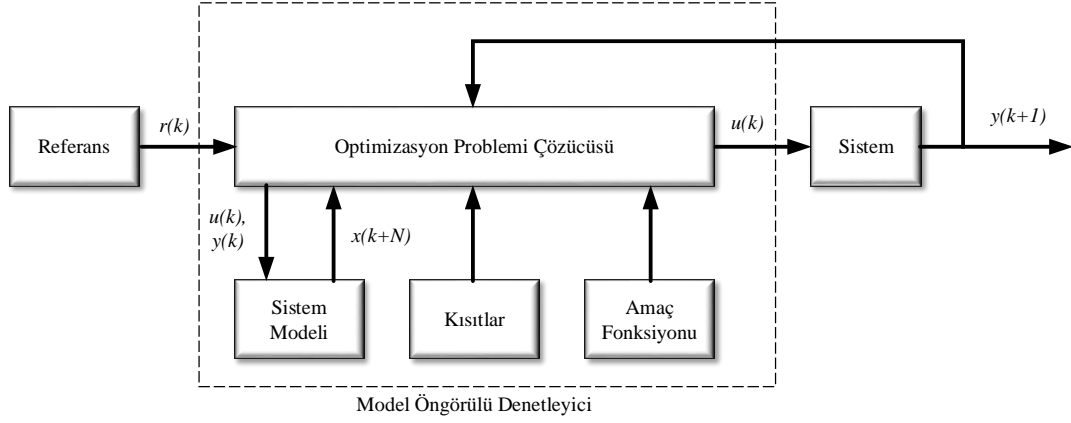
Bu bölümde MÖK tabanlı VVO/CVR uygulamasının formülasyonu verilecektir. Bu uygulamada önceki bölümde anlatılan algoritma gibi gerilim ve reaktif güç kontrolü ayrı ele alınmayıp VVO/CVR problemi bir bütün olarak tüm aygıtların kontrolü aynı anda gerçekleştirilmiştir.

MÖK ile güç sisteminin gelecek durumları göz önüne alınarak KTDOP olarak modellenen VVO/CVR problemi genetik algoritma (GA) yardımıyla çözülecektir.

5.1. Model Öngörülü Kontrol Teorisi

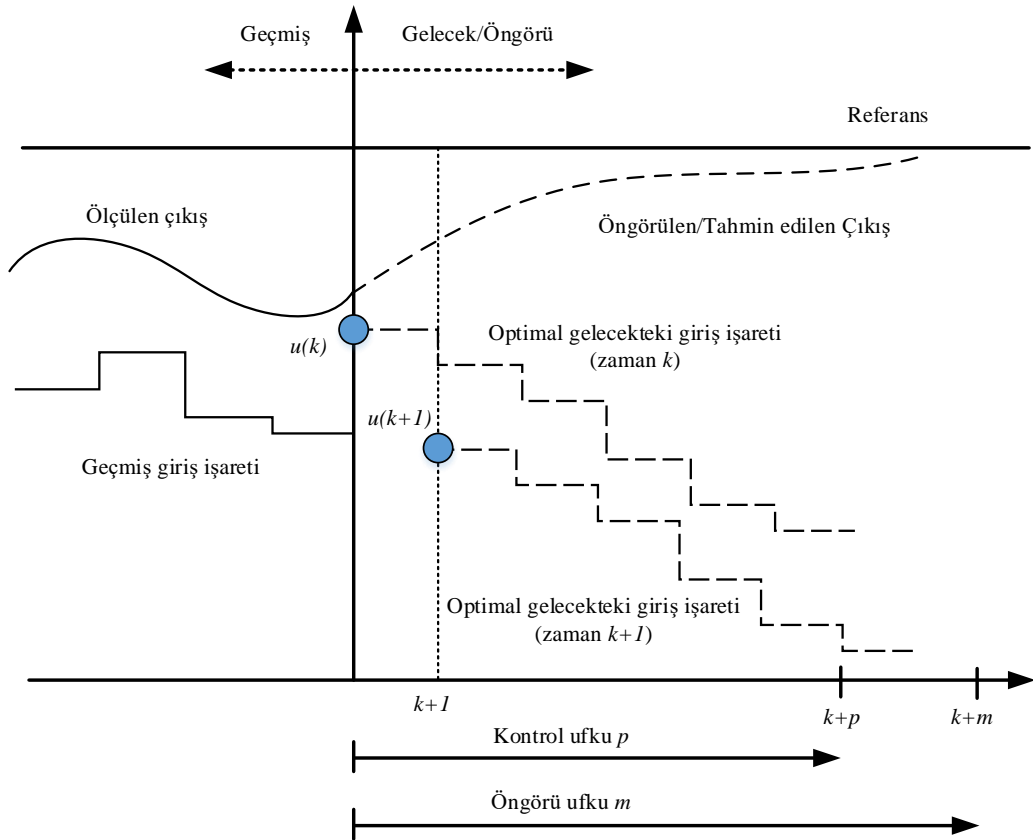
Model öngörülü kontrol (MÖK – Model Predictive Control / MPC) veya Modele Dayalı Öngörülü Kontrol (MBPC) son zamanlarda kontrol uygulamalarında sıkça kullanılmaya başlanan bir kontrol yöntemidir. MÖK sistemin belirli bir ufukta gelecekteki kontrol işaretlerini ve sistemin davranışını hesaplayan numerik optimizasyona dayalı bir optimal kontrol algoritmasıdır. MÖK sistemin modelini kullanarak sistemin gelecekteki durumunu optimize etmek için, optimal kontrol işaretini hesaplar [111]. MÖK kontrol algoritması belirlenen ufukta sistemin o anki durum değişkeni değerlerini başlangıç durum değerleri olarak kullanıp, öngörülen sonlu ufukta optimal kontrol problemini çözer [112]. Sistem modelini kullanarak kontrol girişleri ve gelecek sistem cevabını tahmin ederek belirli ufukta sistemi optimize edecek optimal kontrol giriş dizisi hesaplanır [113]. Hesaplanan kontrol giriş dizisinin ilk elemanı sisteme uygulanır ve bir sonraki örnekleme anında bu işlemler tekrarlanarak kontrol işaretleri tekrar hesaplanır.

MÖK algoritması çevrimiçi çalıştığından dolayı sistemin gelecekteki davranışını tahmin etmesi için sistem modelinin önemli olduğu görülmektedir.

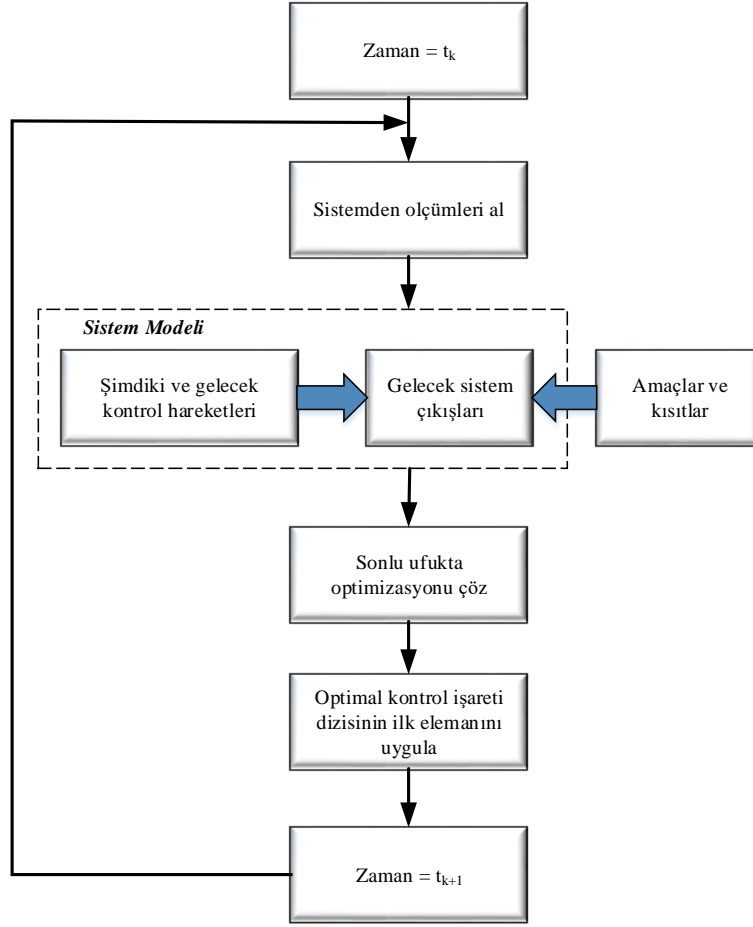


Şekil 5.1. Model Öngörülü Kontrol (MÖK) yapısı

Şekil 5.1.'de MÖK yapısı ve MÖK'ün gerileyen ufuk yapısı Şekil 5.2.'de gösterilmiştir.



Şekil 5.2. MÖK'ün gerileyen ufuk yapısı



Şekil 5.3. MÖK algoritması

MÖK algoritması genel olarak aşağıdaki gibi strateji izler [114].

- Her t anında gelecek çıkış değerleri, belirli bir öngörü ufku boyunca geçmiş giriş ve çıkış değerlerine ayrıca gelecekteki kontrol işaretlerine bağlı olarak sistem modeli kullanılarak hesaplanır.
- Gelecek kontrol işaretleri sistemin referansa gitmesi için sistemi optimize edecek kontrol işaretleri hesaplanır.
- Hesaplanan kontrol işaretleri dizisinin sadece ilki sisteme uygulanır, bir sonraki örneklemede çıkış işareti ölçülür ve tekrar kontrol işaret dizisi hesaplanarak ilki sisteme uygulanır. Bu durum gerileyen ufuk kavramı olarak bilinmektedir.

Bu anlatılan stratejinin akış şeması Şekil 5.3.'te verilmiştir.

5.1.1. Öngörü (Tahmin-Prediction)

MÖK algoritması sistemin matematiksel modeline göre tasarlanır. Durum uzayı modeli aşağıdaki denklemde verilmiştir. Şu anda sistemin gelecekteki durumlarını ve kontrol girişlerini tahmin etmek için bu andaki durum değişkenlerinin değerleri gerekmektedir [115]. Denklem (5.1)'de verilen sistemin modeli kullanılarak sistemin gelecek cevabı hesaplanabilir.

$$x(k+1) = Ax(k) + Bu(k) \quad (5.1)$$

x ve u sırasıyla k zamanında durum ve giriş vektörleridir. Belirli ufukta, sistemin modeli kullanılarak gelecekteki durum dizisi elde edilir [116].

$$u(k) = \begin{bmatrix} u(k|k) \\ u(k+1|k) \\ \vdots \\ u(k+N-1|k) \end{bmatrix}, \quad x(k) = \begin{bmatrix} x(k+1|k) \\ x(k+2|k) \\ \vdots \\ x(k+N|k) \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Burada $x(k+i|k)$ ve $u(k+i|k)$, k zamanında modele göre tahmin edilen $k+1$ zamanındaki durum ve giriş vektörleridir.

$$\begin{aligned} x(k|k) &= x(k) \\ x(k+1|k) &= Ax(k) + Bu(k|k) \\ x(k+2|k) &= A^2x(k) + ABu(k|k) + Bu(k+1|k) \\ &\vdots \\ x(k+i+1) &= Ax(k+i|k) + Bu(k+i|k), \quad i = 0, 1, \dots, N \end{aligned} \quad (5.3)$$

Genel formula,

$$x(k+i+1) = A^i x(k+i|k) + C_i u(k), \quad i = 0, 1, \dots, N \quad (5.4)$$

veya

$$x(k) = Mx(k) + Cu(k) \quad (5.5)$$

olarak yazılabilir.

$$x(k|k) = x(k) \text{ başlangıç şartı olarak kullanılır.}$$

5.1.2. Optimizasyon

MÖK giriş değişkenleri tahmin edilen durum değişkenleri kullanılarak hesaplanan amaç fonksiyonu minimize edilerek hesaplanır [117]. MÖK belirli bir algoritma yapısı olmamasına rağmen bir optimal kontrol yaklaşımıdır. Bu yüzden, literatürde MPC için farklı amaç fonksiyonları kullanılmaktadır. Genel olarak kuadratik amaç fonksiyonu aşağıdaki gibi verilir [116].

$$J(k) = \sum_{i=0}^N x^T(k+i|k) Q x(k+i|k) + u^T(k+i|k) R u(k+i|k) \quad (5.6)$$

Q yarı kesin ve R kesin artı matrislerdir. Optimal giriş dizisi aşağıdaki $J(k)$ fonksiyon minimize edilerek hesaplanır.

$$u^*(k) = \min_u J(k) \quad (5.7)$$

Giriş ve durum değişkenleri için kısıtlar varsa optimizasyona dâhil edilir.

5.1.3. Gerileyen ufuk yapısı (Receding horizon implementation)

Gelecekteki giriş değişkenleri amaç fonksiyonu kullanılarak hesaplanır ve tahmin edilen giriş değişkenleri dizisinin sadece ilk elemanı sisteme giriş olarak uygulanır [116].

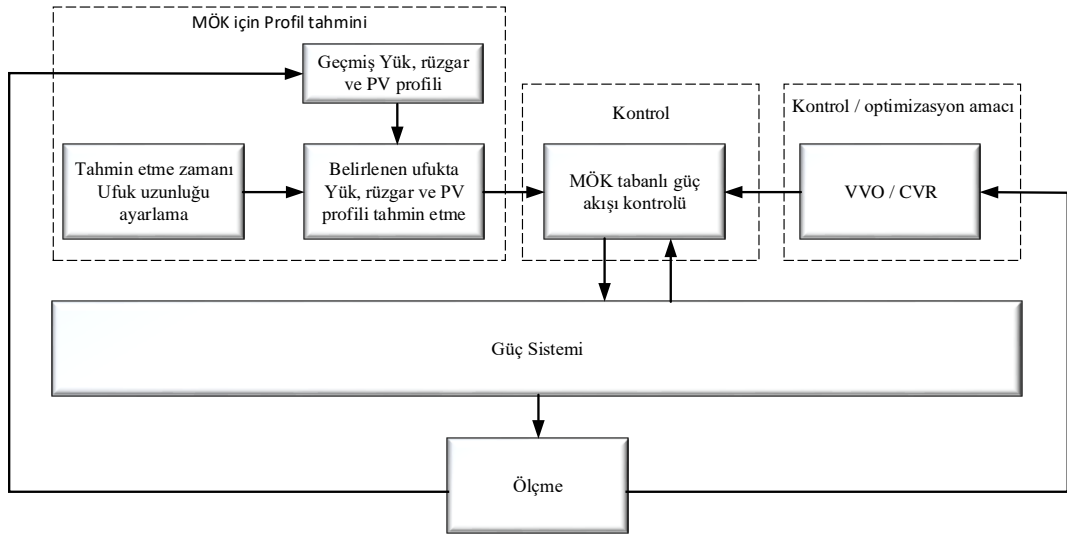
$$u(k) = u^*(k|k) \quad (5.8)$$

Bu işlem bir sonraki örneklemede tekrar edilir. $u^*(k)$ amaç fonksiyonu minimize edilerek hesaplanır ve sadece $u^*(k)$ 'nin ilk elemanı uygulanır, sonra bu işlem her örnekleme anında tekrar edilir. Bu yüzden bu optimizasyon çevrimiçi optimizasyon olarak bilinir.

5.2. Model Öngörülü Kontrolün VVO/CVR Problemine Uygulanması

Model öngörülü kontrol metodunda optimizasyon belirlenen sürede tahmin edilen ufukta sağlanır.

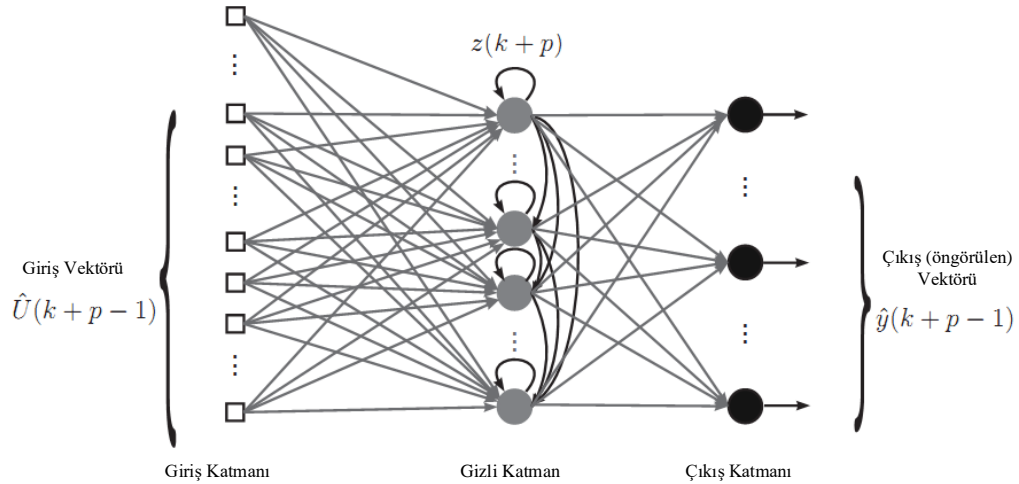
Güç sistemlerinin MÖK kontrolünde tahmin etme algoritması uygun yük profilini varsa PV ve rüzgâr enerji santrallerinin güçlerini tahmin etmesi gerekir. MÖK tabanlı VVO/CVR uygulaması Şekil 5.4.'te gösterilmiştir.



Şekil 5.4. MÖK dayalı VVO/CVR

Yük, rüzgâr ve PV profili tahmini için literatürde çeşitli yöntemler önerilmiştir. Yapay sinir ağları ve polynomial yaklaşım tabanlı algoritmalar yük tahmini için kullanılmaktadır.

Yapay sinir ağı yük, rüzgâr ve PV profilinin geçmiş ölçümlerini giriş vektörü olarak kullanır. Geçmiş ölçümleri kullanarak gelecek yük profilini hesaplayarak çıkış vektörü olarak verir. Genel yapay sinir ağı şeması Şekil 5.5.'te verilmiştir.



Şekil 5.5. p adım tahmin yapılan dinamik yinelemeli yapay sinir ağı yapısı [118]

Yapay sinir ağı algoritması kullanılarak tahmin edilen yük, rüzgâr ve PV profili gerekli kontrol değişkenlerini bulmak için MÖK'de kullanılmıştır. Tahmin etme performansı yapay sinir ağlarının eğitimi için kullanılan eski yük profillerinin sayısına ve parametre sayısına bağlıdır [118].

Bununla birlikte öngörü modeli her zaman olmayabilir veya iyi öngörü yapabilen model mevcut olmayabilir. Model doğruluğu MÖK algoritmasının performansını etkileyeceğinden dolayı iyi modelleme MÖK'nün önemli bir basamağıdır. İyi model olması gerektiği kadar gerçek zamanlı uygulamalarda kullanılabilmesi için mümkün olduğu kadar basit olmalıdır.

5.2.1. VVO/CVR uygulaması

CVR tüm baralardaki gerilimleri ülkeler tarafından belirlenen standartların izin verdiği alt limite kadar azaltmaktır. Diğer bir amaç ise dağıtım trafo merkezinden çekilen gücü azaltmaktır. Böylelikle CVR amaç fonksiyonu aşağıda verilmiştir.

$$\min f(V) = \sum_{i=1}^{n_b} (V_i - V_{\min})^2 \quad (5.9)$$

Burada n_b bara sayısı, V_i i . baranın gerilimi ve V_{\min} standartlara göre belirlenen minimum gerilimi temsil etmektedir. CVR'nin ana amacı Denklem (5.9)'daki gibi olmasına rağmen aşağıda verilen amaç fonksiyonu da (5.10) kullanılmaktadır.

$$\min P_0 = P_{\text{loss}} + P_L = V_0 \sum V_j (\cos \theta_{0,j} G_{0j} + \sin \theta_{0,j} B_{0j}) \quad (5.10)$$

P_0 dağıtım trafo merkezinden çekilen toplam aktif güç olmak üzere, P_{loss} ve P_L toplam aktif güç kaybını ve talep gücünü temsil etmektedir. Aktif ve reaktif güç akışı denklemleri optimizasyonda eşitlik kısıtı olarak ele alınır.

$$g(x, u) = 0 \quad (5.11)$$

Burada $g(x, u)$ aşağıda yazıldığı gibi güç akışı eşitliklerini temsil etmektedir.

$$\Delta P_i = P_{gi} - P_{li} - P_i = 0 \quad (5.12)$$

$$\Delta Q_i = Q_{gi} - Q_{li} - Q_i = 0 \quad (5.13)$$

Burada,

$$P_i(x) = V_i \sum_{j=0}^{n_b} V_j (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) \quad (5.14)$$

$$Q_i(x) = V_i \sum_{j=0}^{n_b} V_j (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) \quad (5.15)$$

olarak hesaplanır. Eğer kademe değiştiricili transformatör varsa, Şekil 3.11.'de verilen kademe değiştiricili transformatörün pi eşdeğer devresi kullanılarak admitans matrisinin elemanları aşağıdaki denklemler ile hesaplanır.

$$y_{ij} = ay_{ij}, y_{ii} = a^2 y_{ij}, y_{jj} = y_{ij}, y_{ij} = y_{ji} = G_{ij} + jB_{ij} \text{ ve } Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (5.16)$$

a ve tap kademe değiştiricili transformatörün çevirme oranı ve kademe pozisyonu olmak üzere,

$$a = V_0 + tap\Delta_{tap}, \Delta_{tap} = 0,00625 \text{ ise, } a = 1 + tap.0,00625 \quad (5.17)$$

olur. Kademe değiştiricili transformatör varsa güç akışı denklemleri aşağıdaki gibi yazılır.

$$P_{ij} = a^2 V_i^2 G_{ii} + a V_i V_j (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) \quad (5.18)$$

$$Q_{ij} = -a^2 V_i^2 B_{ii} + a V_i V_j (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) \quad (5.19)$$

$$P_{ji} = V_i^2 G_{ii} + V_i V_j a (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) \quad (5.20)$$

$$Q_{ji} = -V_i^2 B_{ii} + V_i V_j a (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) \quad (5.21)$$

Böylelikle eşitlik kısıtları aşağıdaki gibi yazılır.

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Li} - V_i \sum_{j=0}^{n_b} V_j (\cos \theta_{ij} G_{ij} + \sin \theta_{ij} B_{ij}) = 0 \quad (5.22)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i \sum_{j=0}^{n_b} V_j (\sin \theta_{ij} G_{ij} - \cos \theta_{ij} B_{ij}) = 0 \quad (5.23)$$

Reaktif güç kaynağı olarak kondansatör bankaları probleme eşitlik kısıtı olarak eklenir.

$$Q_{gi} = c_i Q_i^{cap} \quad (5.24)$$

Burada Q_i^{cap} , bir kondansatörün gücü ve c_i kondansatör bankalarının kaç kademesinin açık/kapalı olduğunu göstermektedir.

Buradan durum değişkenleri $x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}$ ve kontrol değişkenleri, $u = \begin{bmatrix} tap \\ cap \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} tap \\ c \end{bmatrix}$, dir.

Kondansatör bankasının yerine DSTATCOM varsa kontrol değişkenleri $u = \begin{bmatrix} tap \\ Q_{DSTATCOM} \end{bmatrix}$ olur. Sabit parametreler ise $y = \begin{bmatrix} V_0, \theta_0 \\ P_1, P_2 \dots P_{bs}, Q_1, Q_2 \dots Q_{bs} \end{bmatrix}$, dir.

Değişkenlerin alt ve üst limitleri eşitsizlik kısıtlarını temsil eder. Kontrol değişkenlerinin alt ve üst limitleri aşağıdaki gibi probleme dahil edilir.

$$[u_{\min}] \leq [u] \leq [u_{\max}] \quad (5.25)$$

u kontrol değişkeni olarak kademe değiştiricili transformatörlerin kademe pozisyonu, kondansatör bankalarının açık/kapalı-kademe durumunu ve DSTATCOM'un güç limitini temsil eder. Kontrol değişkenlerinin limitleri eşitsizlik kısıtı olarak probleme dahil edilir.

- Kademe değiştiricili transformatörün kademe pozisyonu (LTC veya VR):

$$\begin{aligned} [tap_{\min}] &\leq [tap] \leq [tap_{\max}] \\ [-16] &\leq [tap] \leq [16] \end{aligned} \quad (5.26)$$

- Kondansatör bankası kademe sayısı (N_{cap}):

$$[0] \leq [c_i] \leq [N_{cap}] \quad (5.27)$$

Bir kondansatör varsa açık/kapalı durumu için $[0] \leq [c_i] \leq [1]$ kullanılır.

- DSTATCOM reaktif güç limiti ($Q_{DSTATCOM}$):

$$[Q_{\min}] \leq [Q_{DSTATCOM}] \leq [Q_{maks}] \quad (5.28)$$

Durum değişkeni olan gerilim, eşitsizlik kısıtı olarak probleme dahil edilir.

- Bara gerilim limiti:

$$[|V_{\min}|] \leq [|V|] \leq [|V_{maks}|] \quad (5.29)$$

gibi yazılır.

5.2.2. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR Formülasyonu

Aynı şekilde MÖK tabanlı VVO/CVR uygulaması için verilen formülasyon belirli bir ufuk zamanında yazılırsa amaç fonksiyonu;

$$\min \sum_{k=0}^{N_p} f = \sum_{k=0}^{N_p} \sum_{i=1}^{n_b} (V_{i,k} - V_{\min})^2 \quad (5.30)$$

olarak yazılır. Burada N_p öngörü ufku ve n_b bara sayısıdır.

- Eşitlik Kısıtı

Eşitlik kısıtı olan güç akışı denklemleri aşağıda verilmiştir.

$$\begin{aligned} \Delta P_{i,k} &= P_{gi,k} - P_{li,k} - P_{i,k} = 0 \\ \Delta Q_{i,k} &= Q_{gi,k} - Q_{li,k} - Q_{i,k} = 0 \end{aligned} \quad (5.31)$$

Burada,

$$P_{i,k} = V_{i,k} \sum_{j=0}^{N_b} V_{j,k} (\cos \theta_{ij,k} G_{ij} + \sin \theta_{ij,k} B_{ij}) \quad (5.32)$$

$$Q_{i,k} = V_{i,k} \sum_{j=0}^{N_b} V_{j,k} (\sin \theta_{ij,k} G_{ij} - \cos \theta_{ij,k} B_{ij})$$

$$Q_{gi,k} = c_{i,k} Q_i^{cap} \quad (5.33)$$

olarak yazılır. Rüzgâr veya PV üretimi varsa,

$$P_{gi,k} = P_{i,k}^{pred} \quad (5.34)$$

olur. Burada $P_{i,k}^{pred}$ tahmin edilen rüzgâr ve PV gücüdür. Yükler sabit güç değil de gerilime bağımlı olarak modellenip Denklem (3.4) ve (3.5)'teki ZIP yük modeli kullanılmıştır.

$$P_{i,k} = P_{0,k} \left[Z_p \left(\frac{V_{i,k}}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V_{i,k}}{V_0} \right) + P_p \right] \text{ ve} \quad (5.35)$$

$Z_p + I_p + P_p = 1$ denklemini sağlamalıdır.

$$Q_{i,k} = Q_{0,k} \left[Z_q \left(\frac{V_{i,k}}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V_{i,k}}{V_0} \right) + P_q \right] \text{ ve} \quad (5.36)$$

$Z_q + I_q + P_q = 1$ denklemini sağlamalıdır.

- Eşitsizlik kısıtları

Kontrol ve durum değişkenlerinin alt ve üst limitlerini temsil eden eşitsizlik kısıtları aşağıda verilmiştir. Kontrol değişkenleri olan LTC ve VR'nin kademe pozisyonu (5.37), kondansatör bankalarının durumu (5.38) ile durum değişkeni olan gerilim limiti (5.39) aşağıda verilmiştir.

$$[tap_{\min}] \leq [tap_k] \leq [tap_{\max}] \quad (5.37)$$

$$0 \leq [c_{i,k}] \leq N_{cap} \quad (5.38)$$

$$[V_{\min}] \leq [V_{i,k}] \leq [V_{\max}] \quad (5.39)$$

BÖLÜM 6. BENZETİM ÇALIŞMALARI

VVO/CVR için önerilen yaklaşımlar IEEE dağıtım test sistemlerine uygulanmıştır. Kontrol algoritmaları Matlab'da gerçekleştirilmiş ve güç akışı benzetimleri için açık kaynak kodlu OpenDSS [70, 119] programı kullanılmıştır. Matlab ve OpenDSS COM ara yüzü ile haberleşip bilgi alışverişi sağlanmıştır.

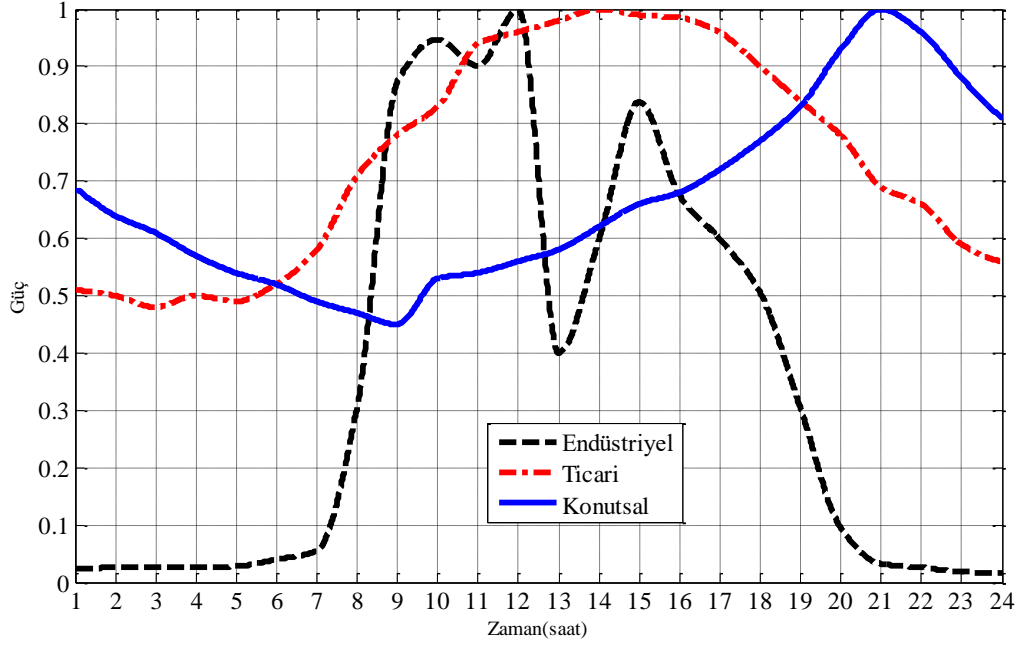


Şekil 6.1. MATLAB ve OpenDSS

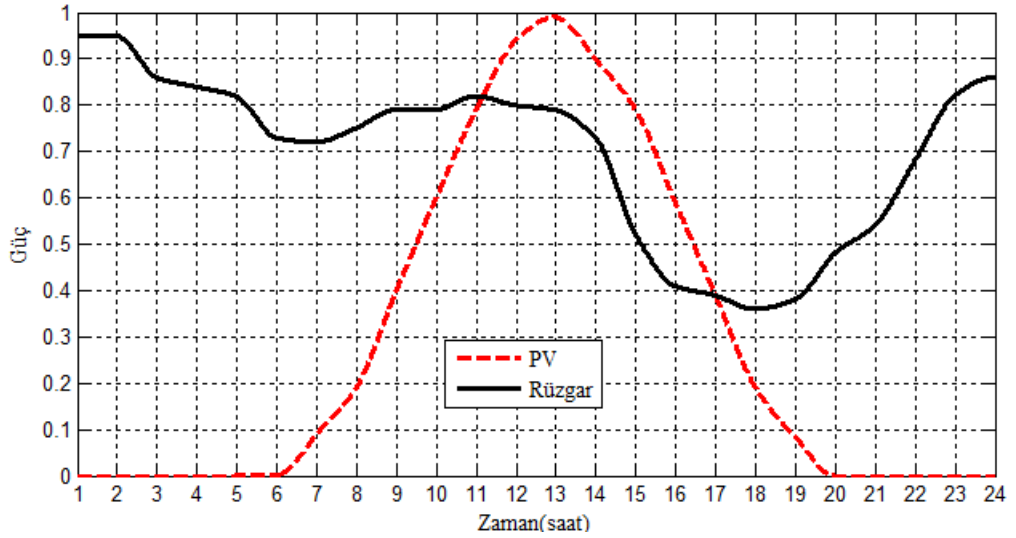
OpenDSS ve MATLAB'ın iletişimi Şekil 6.1.'de görüldüğü gibi Bileşen Nesne Modeli (COM - component object model) ile sağlanmıştır.

Tüm benzetimlerde, gerçek sisteme daha yakın olması için sabit güç, sabit akım ve sabit empedans yükü içeren IEEE dağıtım test sistemlerindeki tüm yükler gerilime bağımlı olarak modellenmiştir. Daha doğru sonuç elde etmek ve doğruluğu artırmak için konutsal/evsel, küçük ticari, büyük ticari ve endüstriyel tip tüketici gibi farklı tüketiciler için Bölüm 3.6.2.'de anlatılan ZIP yük modeli kullanılmıştır. Farklı tip tüketici yükleri için Tablo 3.4.'te verilen ZIP katsayıları kullanılmıştır. Yükler konutsal/evsel, küçük ticari, büyük ticari ve endüstriyel tip olmak üzere dört farklı tüketici olarak kullanılmıştır. Şekil 6.2.'de her tüketici tipi için verilen günlük yük eğrisi [29] ve Şekil 6.3.'te verilen günlük PV-rüzgâr profili [30, 120] kullanılmıştır.

Benzetimler bir gün 24'e bölünerek her saat başı gerçekleştirilmiştir. Akıllı sayaçlar yardımıyla saatte bir ölçülen veriler alınarak saat başı güncellendiği varsayılmaktadır.



Şekil 6.2. Endüstriyel, ticari ve konutsal tüketicilere ait günlük yük eğrisi



Şekil 6.3. Günlük PV ve rüzgâr gücü

6.1. Dağıtık Reaktif Güç Kontrolü Tabanlı VVO/CVR'nin IEEE 13 Baralı Test Fiderine Uygulanması

BÖLÜM 4.'te açıklanan dağıtık reaktif güç kontrolü tabanlı VVO/CVR algoritması IEEE 13 baralı test fiderine [121] uygulanmıştır. Test sisteminin gerekli parametreleri [122] numaralı kaynaktan alınmıştır. Test sistemi;

- Havai ve yer altı hat,
- 1 kesici,
- Dağıtım trafo merkezinde 1 ana transformatör (Δ/Y - 115/4,16 kV),
- Fider üzerinde bağlı 1 güç transformatörü (4,16/0,480 kV),
- Her biri 32 kademeli 3 tane tek fazlı gerilim regülatörü,
- 2 şönt kondansatör bankası (7. barada 3 fazlı 600 kVAr – 15. barada tek fazlı 100 kVAr),
- 3 fazlı dengesiz yüklenme ve hat konfigürasyonu (2 fazlı yük, 2 fazlı ve tek fazlı hatlar) içermektedir.

Sistemin toplam aktif ve reaktif talep gücü sırasıyla 3466 kW ve 2102 kVAr'dır. $\pm\%10$ (0,9-1,1 pu) gerilimi değiştirmeyi sağlayan 32 kademeli gerilim regülatörü bir kademe değişiminde $\%0,625$ (0,2/32) gerilim değiştirme olanağına sahiptir.

Tablo 6.1. Farklı tipte tüketicilerin ZIP katsayıları ve bara numaraları

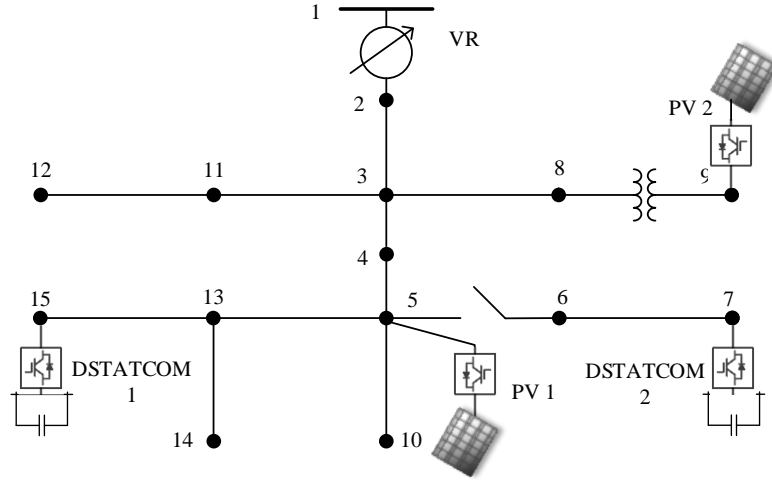
Sınıf	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Bara
Ticari	0,43	-0,06	0,63	4,06	-6,65	3,59	5-9-14-15
Konutsal/Evsel	0,85	-1,12	1,27	10,96	-18,73	8,77	6-11-12
Endüstriyel	0	0	1	0	0	1	4-7

Daha iyi analiz yapmak için IEEE 13 baralı test sisteminde bazı değişiklikler yapılmıştır.

- Test sistemi yeniden numaralandırılmıştır.
- Hat üzerinde (3. ve 5. bara arasında) bulunan dağıtık yük hattın ortasına koyularak güç akışı yapılmıştır.

- 7. ve 15. barada bulunan kondansatörler DSTATCOM (faz başına 200 kVAr) ile değiştirilmiştir.
- 5. ve 9. baraya DÜ olarak PV eklenmiştir (faz başına 100 kW'lık PV'ler 125 kVAr kapasiteli akıllı eviriciler ile baraya bağlanmıştır).

Elde edilen test sisteminin tek hat şeması Şekil 6.4. ile verilmiştir.



Şekil 6.4. DÜ ve DSTATCOM içeren IEEE 13 baralı test fideri

Yapılan benzetimlerde 3 farklı durum ele alınmıştır. Benzetimlerde Tablo 6.1.'de verilen ZIP yük modeli katsayıları kullanılmıştır. Her bir yük tipi için Şekil 6.2.'de verilen günlük yük eğrisi kullanılmıştır.

Durum 1: Bu durum sistemin temel durumunu yani geleneksel olarak kontrol edilen sistemi ifade eder. Sistemde geleneksel olarak VR LDC ile kontrol edilmiştir ve kondansatör bankaları sabittir. VR'nin LDC parametreleri [122]'de bulunmaktadır. Bu durum PV'siz (BC) ve (5 ve 9. baraya bağlı olan ve birim güç faktöründe çalışan) PV'li (BCpv) olmak üzere incelenmiştir.

Durum 2: CVR durumu olan bu durumda geleneksel sistemde bulunan kondansatör bankaları dağıtık reaktif güç kontrol algoritmasına göre kontrol edilen DSTATCOM ile değiştirilmiştir ve VR'yi minimum gerilime göre hesaplanan kademe referansına göre kontrol edilmektedir. Bu durum PV'siz (CVR2) ve (5 ve 9. baraya bağlı olan ve birim güç faktöründe çalışan) PV'li (CVR2pv) olmak üzere incelenmiştir.

Durum 3 (CVR3pv): CVR durumu olan bu durumda DSTATCOM'a ek olarak değişken güç faktöründe çalışan PV eviricilerinin de reaktif gücü dağıtık reaktif güç kontrol algoritmasına göre kontrol edilmiştir.

Tablo 6.2.'de ' P_{loss} ' reaktif güç kaynakları güç kaybı minimizasyonu için kullanıldıktan sonraki durumu ifade eder (kademe azaltımı olmadan önceki durum). 'CVR' ise algoritmanın tamamını ifade eder. İlk aşamada güç kaybı minimizasyonu için reaktif güç kaynaklarının reaktif güç referans değerleri bulunur ve sisteme uygulandıktan sonra VR ile gerilim alt limite yaklaşacak şekilde VR'nin kademesi azaltılır.

Tablo 6.2. Tüm durumlar için günlük enerji kaybı

Enerji Kaybı $E_{kayıp}$ (kWh)			
BC	878,46	BCpv	765,49
	CVR	P_{loss}	
CVR2	898,04	870,55	
CVR2pv	776,25	755,06	
CVR3pv	747,80	701,32	

Reaktif güç kontrol tabanlı güç kayıp minimizasyon algoritması uygulandıktan sonra tüm durumlar için güç kaybının azaldığı Tablo 6.2.'den görülmektedir. Güç kayıp minimizasyon algoritması ile CVR2 durumunda 870,55 kWh olan enerji kaybı gerilim azaltım algoritması uygulandıktan sonra artarak 898,04 kWh olmuştur.

Gerilim azaltım algoritması uygulandıktan sonra enerji kayıpları baralardaki gerilim azalımından dolayı artmıştır. Sabit güç içeren endüstriyel tip yüklerde gerilim azaldığında çekilen akım artacağından dolayı kayıplar artacaktır.

Tablo 6.3. Günlük Enerji (E_0) ve geleneksel duruma göre azalma

	Enerji (kWh)	Azalma%
BC	49832,34	
BCpv	45548,87	
CVR2	48507,03	%2,66
CVR2pv	44216,2	%2,926
CVR3pv	44155,94	%3,06

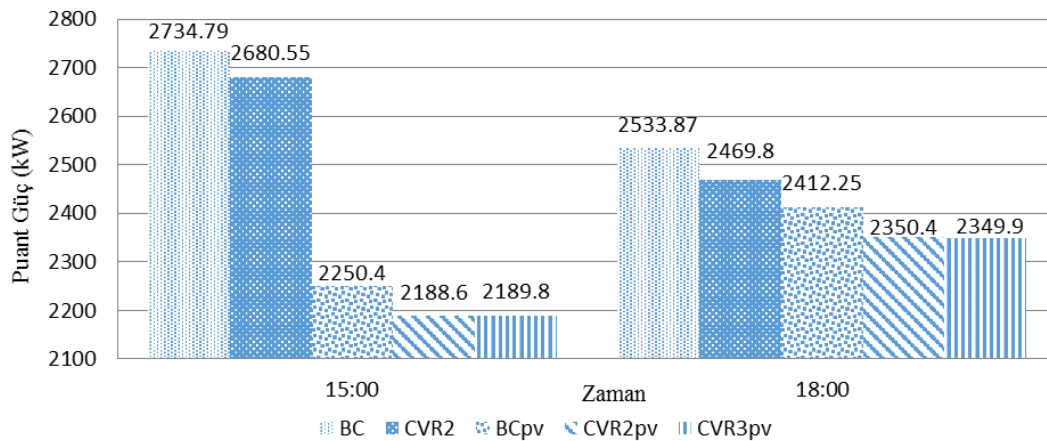
VVO/CVR algoritması uygulandıktan sonra dağıtım trafo merkezinden çekilen güç tüm durumlar için azalmıştır. Maksimum güç azalımı DSTATCOM ve PV eviricinin reaktif güç kapasitesi kullanılan CVR3pv durumunda elde edildiği Tablo 6.3.'ten görülmektedir. Maksimum enerji azalımı geleneksel durumdan %3,06 azalarak CVR3pv durumunda meydana gelmiştir.

Tablo 6.4. Maksimum güç azalımı, puant güçte azalım ve CVR faktörü

Durum	Zaman	$\Delta P\%$	CVR_{fp}
CVR2	4.00	3,587235	0,64
	15.00	1,983399	0,396
CVR2pv	13.00	4,05	0,69
	18.00	2,563929	0,49
CVR3pv	7.00	4,05	0,695
	18.00	2,582948	0,496

Maksimum güç azalımı ve zamanı Tablo 6.4. ile verilmiştir. Ayrıca, bu durumlar için CVR faktörü hesaplanmıştır. Maksimum CVR faktörü CVR3pv durumunda olduğu görülmektedir.

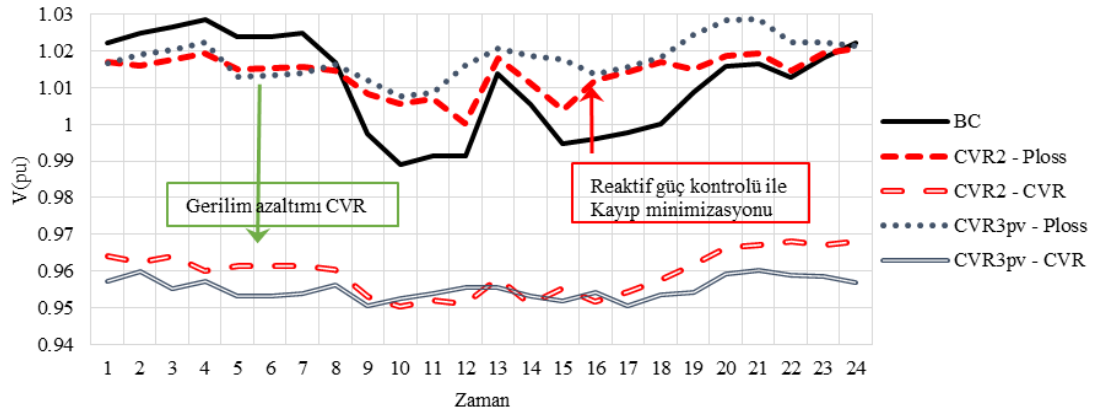
Yük çeşitlerinin oranı ve değeri (Konutsal/Evsel, ticari ve endüstriyel tipi yük çeşitlerinin oranının değişmesi) zamanla değiştiği için güç azalımı ve CVR faktörünün farklı olduğu görülmektedir. Fakat, puant güçlerin geleneksel duruma göre herbir durum için %1,98, %2,56 ve %2,58 oranında azaldığı görülmektedir. CVR2pv ve CVR3pv durumunu karşılaştırdığımızda DÜ olarak PV eviricisinin reaktif güç kapasitesi kullanılan CVR3pv durumundaki CVR faktörünün fazla olduğu görülmektedir.



Şekil 6.5. Puant güç

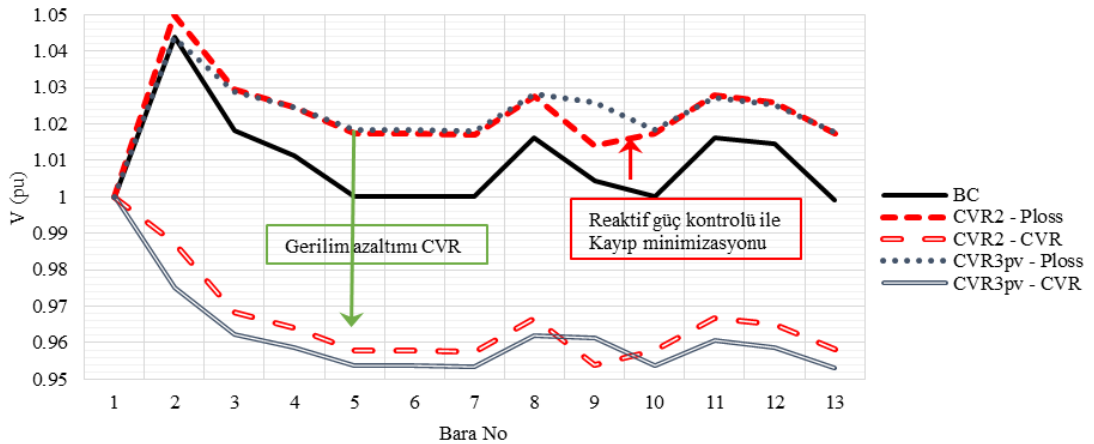
VVO/CVR algoritması uygulandıktan sonra, puant gücün azaldığı Şekil 6.5. ile görülmektedir. Dağıtım trafo merkezindeki puant gücün PV olmadığı durumda saat 15:00 ve PV olduğu durumda saat 18:00'de olmaktadır.

Şekil 6.6. ve Şekil 6.7.'den görüldüğü gibi güç kayıp minimizasyon algoritması reaktif güç kaynaklarını (DSTATCOM ve PV evircisinin reaktif güç kapasitesi) kullanarak sadece kayıpları minimize etmez ek olarak gerilim profilini düzleştirir. Gerilim azaltım algoritmasıyla hesaplanan kademeye getirilerek düzleşen gerilim profili izin verilen alt limite kadar indirilir.



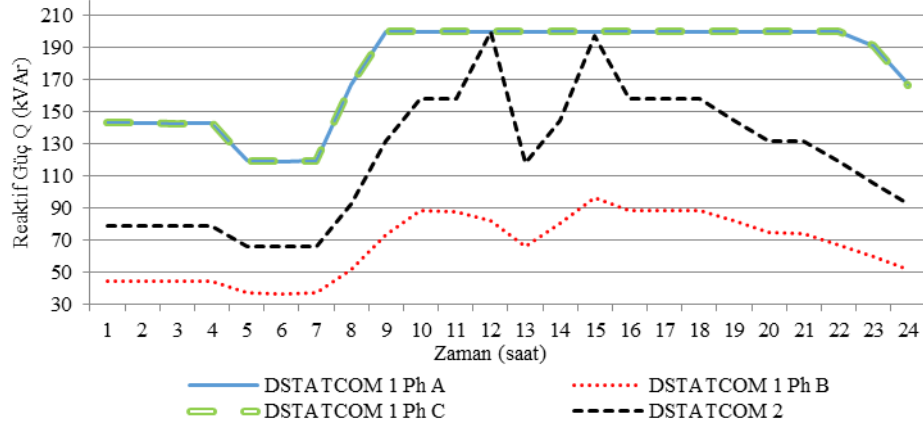
Şekil 6.6. Bara 7 c fazı günlük gerilim profili

Şekil 6.6. ve Şekil 6.7.'den görüldüğü gibi ne kadar daha düz bir gerilim profili elde edilirse o kadar fazla gerilim azaltılabilir. Fazla gerilim azaltımı veya düşük gerilim profili de daha fazla güç azaltımı ve enerji tasarrufuna olanak sağlar.



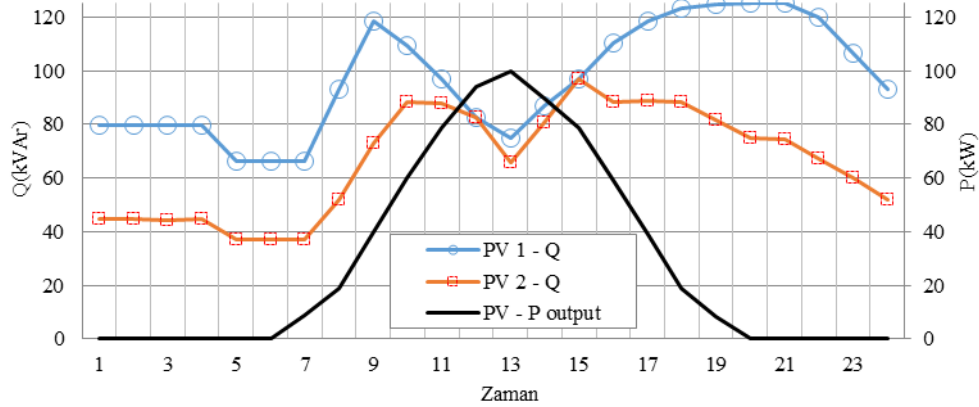
Şekil 6.7. Tüm baralardaki c fazının gerilimleri (Saat 18.00)

DSTATCOM'ların reaktif güç çıkışı Şekil 6.8.'de gösterilmiştir. Diğer fazlara göre B fazındaki az yüklenmeden dolayı B fazındaki DSTATCOM daha az reaktif güç şebekeye bastığı görülmektedir.



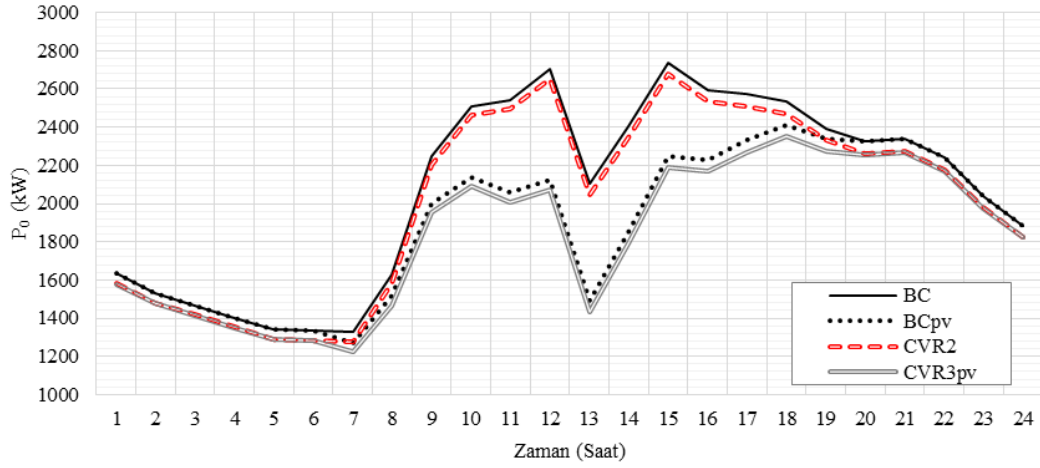
Şekil 6.8. CVR3pv durumu için DSTATCOM'un çıkışları

PV eviricisinin zamana göre aktif ve reaktif güç değişimi Şekil 6.9. ile verilmiştir. Şekil 6.9.'dan görüldüğü gibi PV'nin aktif gücü maksimum olduğu anda (saat 13:00), eviricinin görünür güç kapasitesinden dolayı reaktif güç çıkışı azalmıştır.

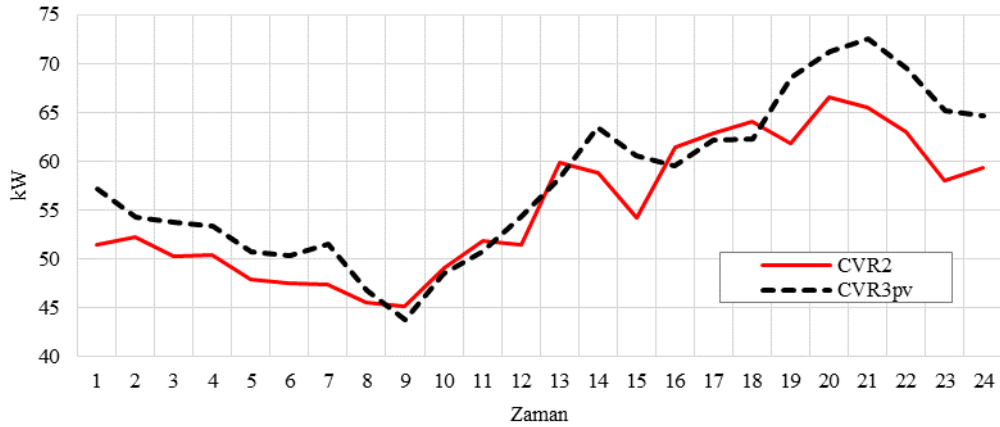


Şekil 6.9. CVR3pv durumu için PV eviricilerinin aktif ve reaktif güç çıkışı

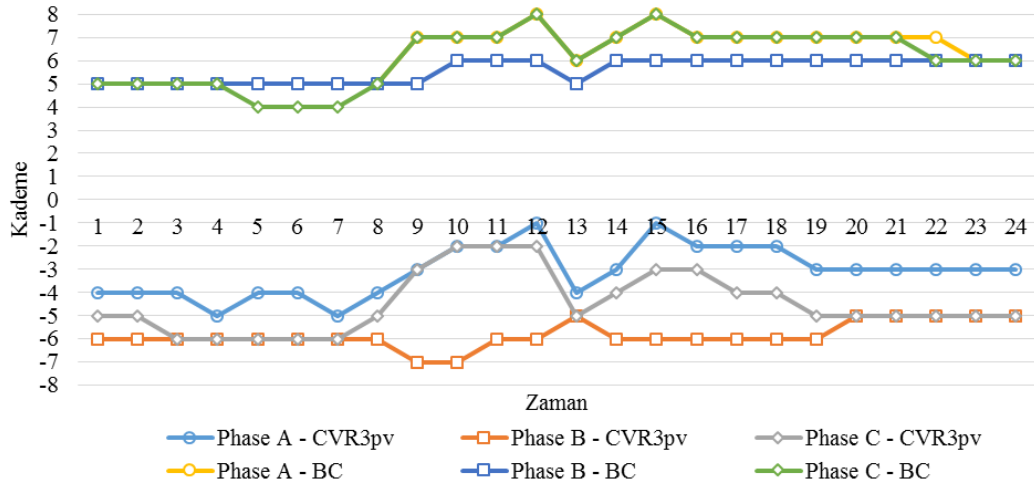
24 saat boyunca dağıtım trafo merkezinden çekilen aktif güç tüm durumlar için Şekil 6.10. ile gösterilmiştir.

Şekil 6.10. Talep Güç P_0

CVR3pv durumu için Şekil 6.11.'de minimum ve maksimum güç azalımı sırasıyla saat 9:00 ve 21:00'de olduğu görülmektedir. Saat 9.00'da dağıtım güç sistemi konutsal/evsel ve ticari tip yüklerle oranla daha fazla endüstriyel tip yük içermektedir. Saat 21:00'de ise, sistemdeki yüklerin büyük çoğunluğu gücün gerilime daha hassas olan konutsal/evsel ve ticari tip yük içermektedir. Sonuç olarak her tüketicinin CVR davranışı yük tipine bağlıdır.

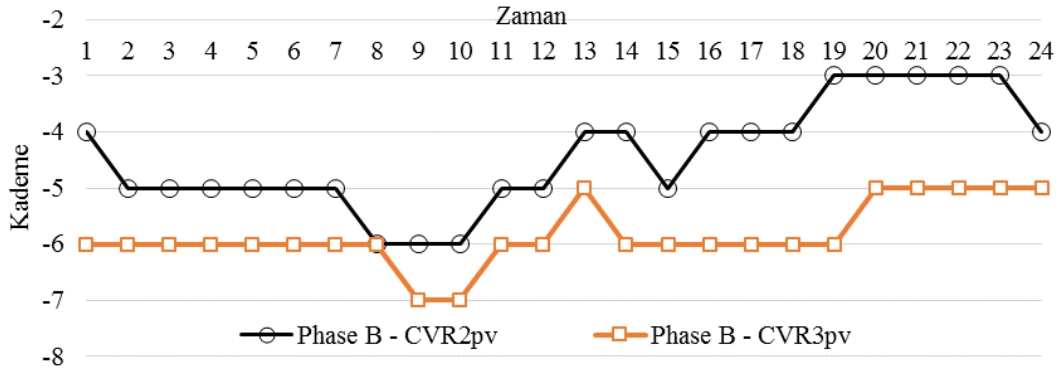
Şekil 6.11. CVR2 ve CVR3pv durumu için P_0 güç azalım miktarı

Geleneksel kontrol altında (BC) ve CVR3pv durumunda VR'nin kademe pozisyonu Şekil 6.12. ile gösterilmiştir. CVR'yi gerçekleştirmek için gerilimi alt limite kadar azaltmak için VR'nin kademesinin azaldığı görülmektedir.



Şekil 6.12. BC ve CVR3pv durumu için kademe pozisyonu

CVR3pv durumunda elde edilen VR'nin kademe pozisyonu CVR2pv durumunda elde edilen kademe pozisyonundan daha az olduğu Şekil 6.13.'te görülmektedir. CVR3pv durumunda PV eviricisinin reaktif güç kapasitesinin kullanılması limitler içinde daha fazla gerilim azaltımına olanak sağladığından dolayı CVR3pv durumunda elde edilen kademe pozisyonu daha azdır.

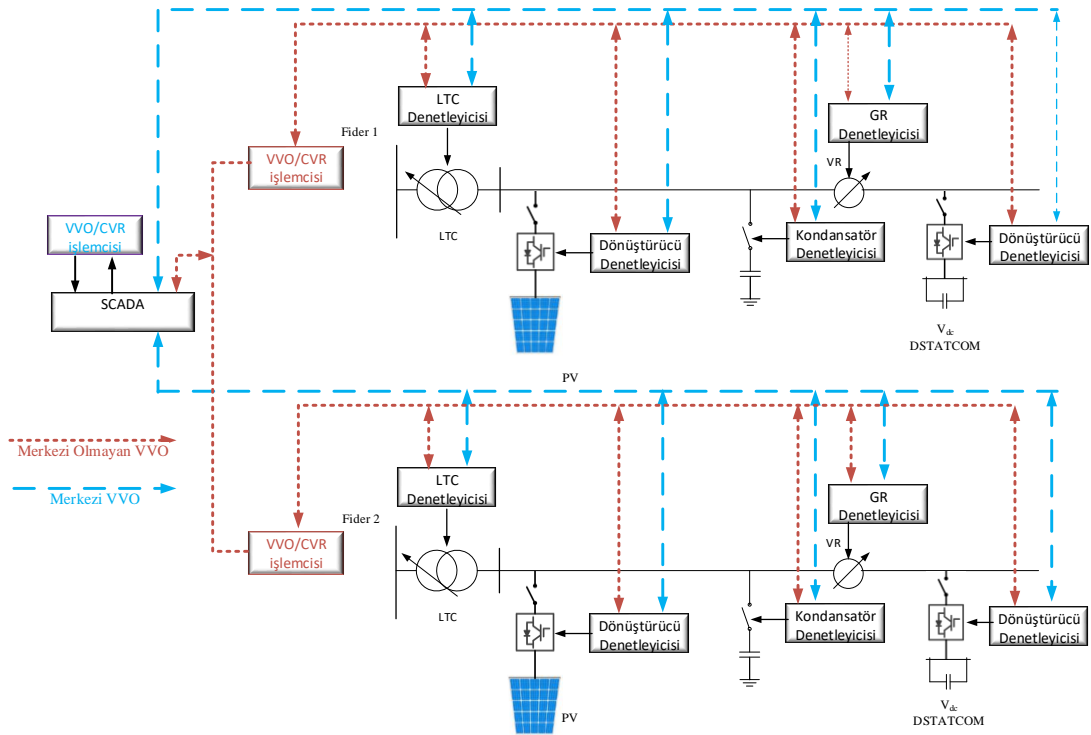


Şekil 6.13. CVR2pv ve CVR3pv durumu için kademe pozisyonu

Sonuç olarak, yapılan benzetimlerle, DÜ kaynaklarının sisteme bağlanması ve evirici tabanlı DÜ'nün reaktif güç kapasitesinin kullanılmasıyla daha fazla gerilim azaltımına olanak sağladığından dolayı hem fider üzerinde gerilim profili geliştirilmiş hem de daha fazla enerji tasarrufu ve ekonomik tasarruf elde edilmiştir.

6.2. Birleşik VVO/CVR Uygulaması

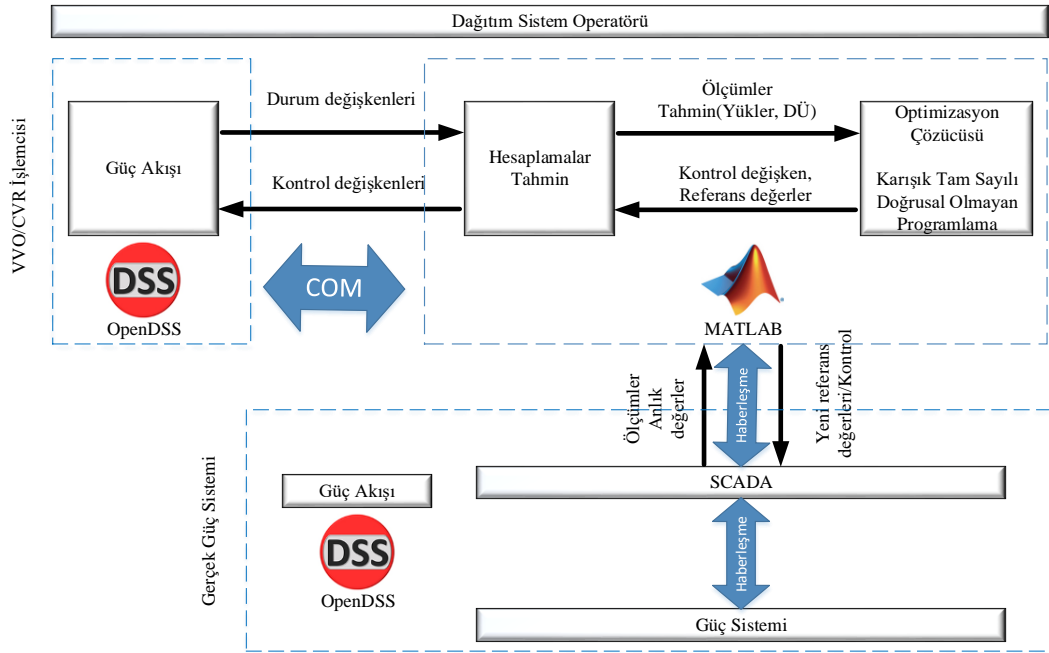
Şekil 6.14.'te gösterildiği gibi merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR olarak gerçekleştirilebilir. Merkezi-birleşik VVO/CVR'de SCADA ile alınan tüm ölçümler bir merkezde (DMS-Dağıtım Yönetim Sistemi) toplanır ve merkezde bulunan bir işlemci tarafından algoritma çalıştırılır. Algoritma sonucunda bulunan kontrol değişkenleri haberleşme ile kontrol edilecek aygıtlara gönderilir. Merkezi olmayan VVO/CVR de ise ayrıştırılmış her bir bölgenin veya fiderin sahip olduğu VVO/CVR işlemcileri birbirleriyle ve merkez ile haberleşerek kendi bölgelerinde algoritma çalıştırılır ve algoritmalar sonucunda elemanların durumlarını temsil eden kontrol değişkenleri haberleşme ile iletir. Merkezi olmayan VVO/CVR'da yerel olarak alınan ölçümlerin merkezi VVO/CVR'deki gibi merkez DMS'ye gönderilmesine gerek yoktur. Yerel alınan ölçümler yerel VVO/CVR işlemcisine gönderilerek kendi bölgelerinde algoritma çalıştırılır, bölgeler arası bilgi alışverişi yapılır ve gerekli bilgiler merkez DMS'e gönderilir. Tüm ölçülen verilerin merkez DMS'ye gönderilmesine gerek olmadığından haberleşme altyapısı merkezi algoritmaya göre daha azdır ve yerel bölgenin verilerini aldığı için daha az veri ile işlem yapılacaktır. Böylelikle daha kısa sürede çözüm elde edilir.



Şekil 6.14. Merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR uygulaması

Karışık tam sayılı doğrusal olmayan programlama (KTDOP) olarak modellenen birleşik VVO/CVR uygulaması IEEE 34 baralı test sistemi ile gerçekleştirilmiştir. KTDOP olarak modellenen optimizasyon problemi GA yardımıyla çözülmüştür.

Benzetimler günlük olarak her saatte olacak şekilde gerçekleştirilmiştir. İleri ölçüm altyapısı (AMI - akıllı sayaçlar) ile saatte bir ölçülen her saatte güncellenen parametreler kullanılmıştır.



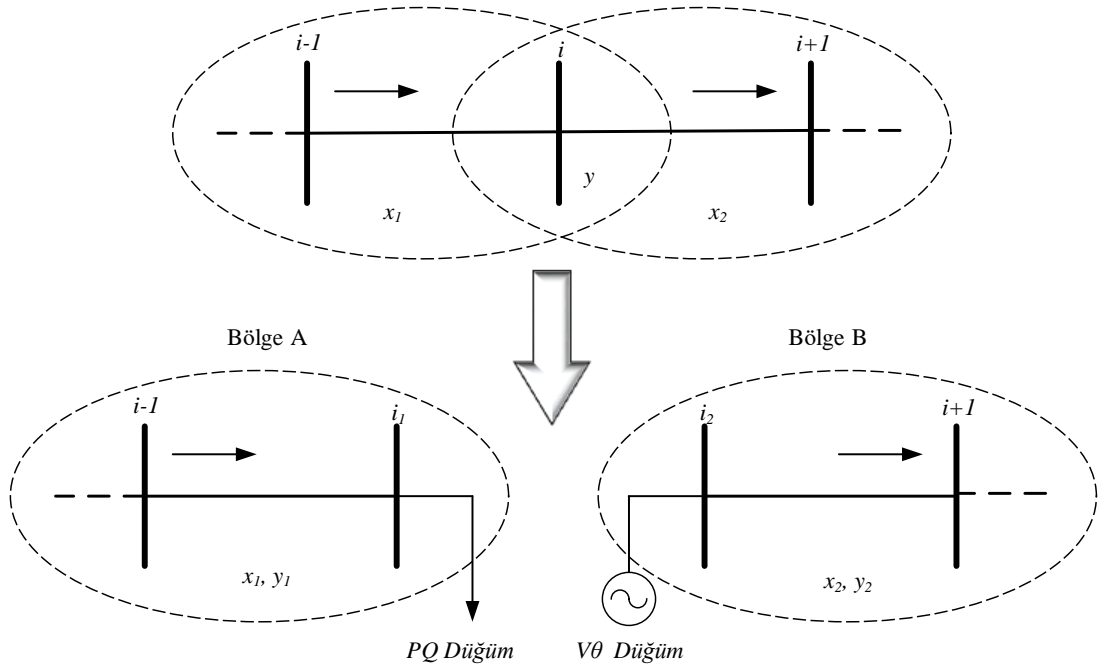
Şekil 6.15. OpenDSS ve MATLAB ile algoritmanın benzetimi

Şekil 6.15.'ten görüldüğü gibi açık kaynak kodlu OpenDSS programında test sisteminin dengeli veya 3 fazlı dengesiz güç akışı yapıp MATLAB ile haberleşmektedir. Test sisteminin modeli OpenDSS programında oluşturulmuştur. MATLAB programından OpenDSS'de bulunan sistemin modeli kullanılarak güç akışı yapıp COM ara yüzü yardımıyla güç akışı sonuçları MATLAB'den okunmaktadır. OpenDSS'den okunan durum değişkenleri MATLAB programında optimizasyon algoritmasında kullanılarak amaç fonksiyonuna göre kontrol değişkenlerinin durumu hesaplanmaktadır. Optimizasyon algoritması sonucunda bulunan kontrol değişkenlerinin değerleri COM ara yüzü yardımıyla OpenDSS'e gönderilmektedir. Yeni kontrol değişkenleri ile tekrar güç akışı yapıp yeni çalışma noktasındaki durum değişkenleri elde edilmektedir.

6.2.1. Merkezi Olmayan VVO/CVR

Bu bölümde, Volt/VAr optimizasyonunda hesaplama yükünü azaltmak ve daha hızlı optimal sonucu elde etmek için merkezi olmayan VVO/CVR yaklaşımından bahsedilecektir. Tüm sistemde optimizasyon yapılması yerine tüm sistem bölgelere ayrıldıktan sonra her bir bölgede optimizasyon işlemi yapılır [63, 123].

Her bir bölgede bulunan VVO elemanları iç iterasyonda birbirinden bağımsız olarak optimize edilir. Sonra, bölgeler arası koordinasyonu sağlayan dış iterasyon çalışır. Her bir bölgede koordinasyonu sağlayan veriler karşılıklı bölgelere iletilir. Yakınsama sağlanana kadar iterasyon devam eder. Ayrılan bölgelerde optimizasyon ve bölgeler arasında koordinasyon ile iki seviye optimizasyonu kullanılan paralel optimizasyon sayesinde hızlı çözüm sağlanır [123].



Şekil 6.16. Dağıtım sisteminin bölgelere ayrıştırılması

Şekil 6.16.'da görüldüğü gibi dağıtım sistemi iki bölgeye ayrılmıştır. x_1 Bölge A'nın x_2 Bölge B'nin değişkenlerini temsil etmektedir. y ise her iki bölgenin kesişim bölgesine ait iki bölge arasında transfer edilen değişkenlerdir. Böylelikle x_1 , y_1 ve x_2 ,

y_2 sırasıyla Bölge A ve Bölge B'ye ait değişkenlerdir. y baradaki gerilim genliği ve faz açısı veya baradan akan aktif ve reaktif güçtür.

Dağıtım trafo merkezine yakın olan bölge ana bölge ve ana bölgede sanal PQ barasından sağlanan gerilim genliği ve açı ile oluşturulan sanal generatörün olduğu bölge veya bölgeler yardımcı bölgedir. Ayrılan yerde sanal bara oluşturulur. Bu sanal bara Bölge A'da PQ bara ve Bölge B'de V- θ yani sanal generatör barasıdır.

Tüm problemin amaç fonksiyonu $f(x)$ olmak üzere Bölge A ve Bölge B'yi içeren optimizasyon probleminin amaç fonksiyonunu aşağıda verilmiştir.

$$\min f(x) = f_A(x_1) + f_B(x_2) \quad (6.1)$$

Burada $f_A(x_1)$ Bölge A ve $f_B(x_2)$ Bölge B'nin amaç fonksiyonudur.

Bölgelere ayrıştırılan problem y_1 ve y_2 değişkenleri birbirine yaklaştığı zaman koordinasyon sağlanıp dış iterasyon sonlanmış olur ($y_1 - y_2 \cong 0$).

Böylelikle, Bölge A'nın amaç fonksiyonu,

$$\min f_A(x_1) + (y_1 - y_2)^2 \quad (6.2)$$

ve Bölge B'nin amaç fonksiyonu,

$$\min f_B(x_2) + (y_2 - y_1)^2 \quad (6.3)$$

olmaktadır.

Algoritmanın akışı sırasıyla yazılmıştır.

- Şekil 6.16.'daki gibi tüm sistem bölgelere ayrılır.

- Ana Bölge A'da VVO çözülür ve PQ barası olduğu için o baradaki gerilim genliği (V) ve açı (θ) değerlerini diğer bölgeye iletir.
- Yardımcı Bölge B Bölge A'dan aldığı V ve θ ile VVO problemi çözülür, P ve Q değerleri Bölge A'ya iletilir.
- Bölgeler arası alınan değerler birbirine yaklaşıncaya dek iterasyon devam eder ($|y_2 - y_1| \leq \varepsilon$).

Sistem genel olarak coğrafi veya her bir fider olmak üzere bölgelere ayrıştırılmasına rağmen merkezi olmayan optimizasyon problemlerinde bölgelere ayrıştırmak için çeşitli yöntemler bulunmaktadır [123].

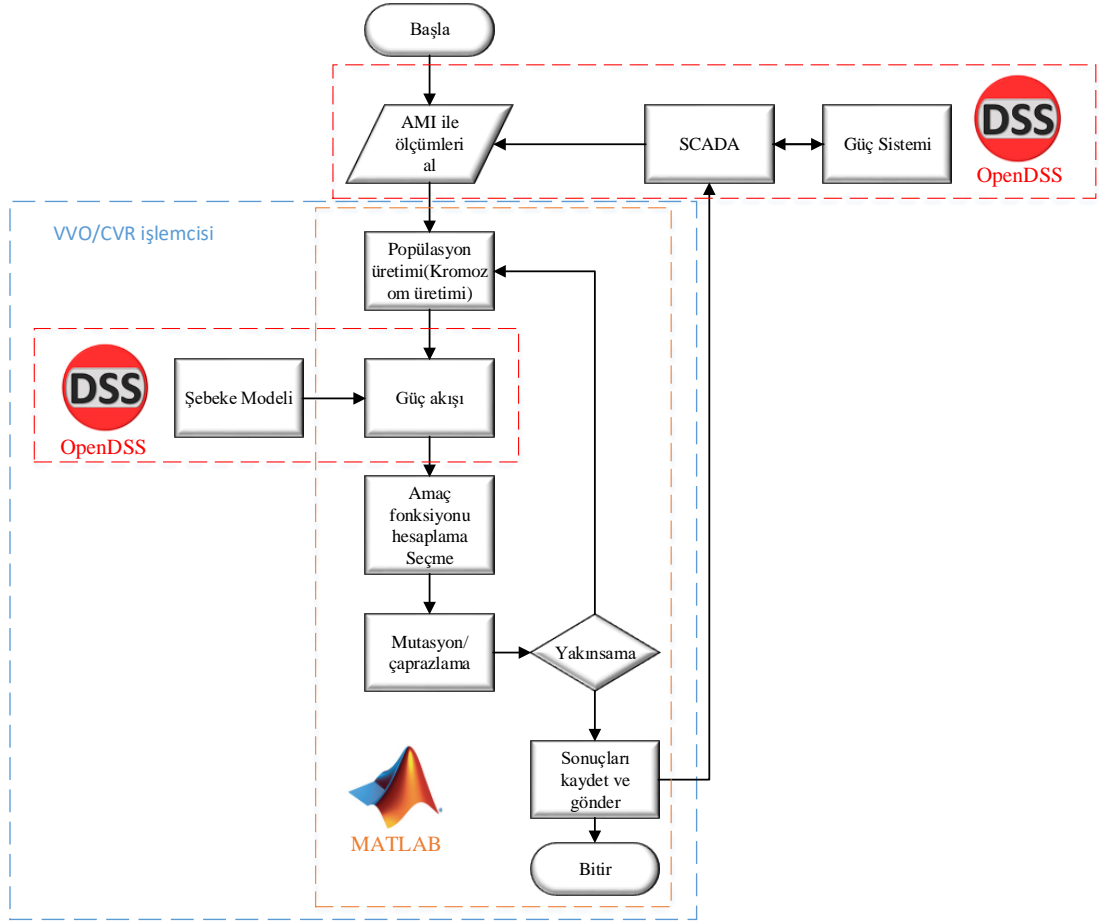
Merkezi olmayan VVO/CVR'da her bir bölgede merkezi VVO/CVR'daki gibi gerilim azaltım amaç fonksiyonu ve kısıtlar kullanılarak optimizasyon çözülür.

6.2.2. Önerilen VVO/CVR probleminin Genetik Algoritma ile çözülmesi

Bu bölümde, KTDOP olarak modellenen VVO/CVR problemin çözümü kullanılan için genetik algoritma (GA) anlatılacaktır. GA, doğal seçim (seleksiyon-natural evolution) üzerine kurulu bir arama sezgisel optimizasyon metodudur [124–126].

Genetik algoritmalar geniş arama algoritmaları gibi, optimal çözümü bulmak için tüm farklı durumları üretmez. Bu yüzden, optimal çözüme ulaşamayabilir ve lokal optimal değere takılabilir. Her problemin çözümü için GA kullanmak iyi bir yol olmamasına rağmen GA'lar şartlara uyum sağlayabilir. Bunun anlamı, önceden hiç bilgisi olmamasına rağmen, olayları ve bilgiyi öğrenme ve toplama yeteneğine sahip olmasıdır. Birkaç parametrelili analitik fonksiyonun çözümünde klasik metotlar daha hızlı sonuç verebildiğinden dolayı nümerik metotlar kullanılmalıdır. Paralel bilgisayarlar kullanılmasını olanak sağlayan GA ile daha hızlı sonuçlar elde edilebilir [127].

Optimize edilmiş çözüme ulaşmak dört önemli adımdan oluşur.



Şekil 6.17. Önerilen VVO/CVR probleminin GA ile çözülmesi

Başlangıç: İlk adım tipik olarak arama alanında olası yüzlerce veya binlerce çözümü temsil eden ilk popülasyon rastgele oluşturulur. Mümkün çözümler kümesinin rastgele üretilmesiyle başlar. Popülasyon büyüklüğü problemin niteliğine bağlıdır.

Seçme (Selection): İkinci adım olan seçmede yeni nesil oluşturmak için başlangıç popülasyonun belli bir oranı seçilir. Olası çözümler, problemin amaç fonksiyon değerine göre seçilir.

Genetik operasyon: Üçüncü adımda ise geçiş ve mutasyon işlemleri kullanılarak seçilen kümeden ikinci çözümler popülasyonu üreten genetik operatör adımıdır.

Yakınsama: Son adım ise yakınsama koşulu sağlanıncaya kadar GA üretim süreci tekrarlanır. Yakınsama koşulları probleme göre değişiklik gösterebilir. Genellikle, art

arda yinelemeler daha iyi sonuç üretmediğinde algoritma optimuma yakınsadığı söylenebilir.

KTDOP olarak modellenen önerilen VVO/CVR probleminin çözümü için kullanılan GA tekniğinin adımlarını içeren akış şeması Şekil 6.17. ile verilmiştir.

GA ile klasik optimizasyon arasındaki başlıca farklar aşağıda verilmiştir [128].

- GA, parametrelerin kendileri ile değil, parametre seti kodlamasıyla çalışır.
- Tek bir noktadan değil, bir parametrenin popülasyonundan arama yapar.
- GA, türev veya diğer yardımcı bilgileri değil, amaç fonksiyon değerini kullanır.
- GA, deterministik kuralları değil, olasılık geçiş kurallarını kullanır.
- Daha iyi çözümler oluşturmak için popülasyon nesilden nesile geliştikçe kötü çözümlerin yok olması ve böylelikle iyi çözümlerin kullanılması sağlanmaya çalışılır.
- Çözüm uzayının tamamını değil yalnızca bir kısmını taramasıyla etkin arama yaparak çok daha kısa bir sürede çözüme ulaşırlar.
- Çözümlerden oluşan popülasyonun eş zamanlı incelenmesiyle yerel en iyi çözümlere takılmamaları GA'nın önemli bir özelliğidir.
- Problemi etkileyen faktörlerin fazla olduğu yani fazla parametreye sahip olan problemlerde kullanılır.
- Genetik algoritmalar olasılık kurallarına göre çalıştığından dolayı ne kadar iyi çalışacağı önceden bilinemez.

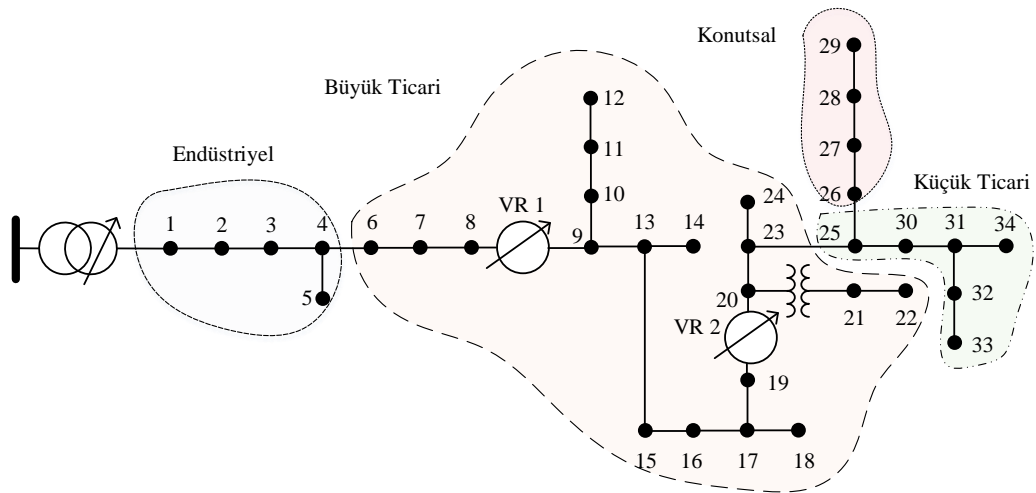
GA'ların avantajları [126, 127];

- Sürekli ve ayırık parametrelere sahip olan problemleri optimize etmesi,
- Sistemin/problemin türevsel bilgilerine ihtiyaç duymaması,
- Amaç fonksiyonunu geniş arama ve çözüm alanında araştırması,
- Çok sayıda parametrelere sahip olan problem ile çalışma imkânı olması,
- Paralel PC'ler ile problemi daha hızlı çözme imkanı,

- Lokal minimum veya maksimumlara takılmadan optimize edebilmesi,
- Sadece tek çözüm değil, birden fazla parametrelerin optimum çözümlerini elde edebilmesi olarak sıralanabilir.

6.2.3. VVO/CVR algoritmasının dengeli IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması

IEEE 34 baralı test fideri modifiye edilip normalde 3 fazlı dengesiz olan sistem dengeli olarak kabul edilmiştir. Şekil 6.18.'den görüldüğü gibi IEEE 34 baralı sistem [121] dağıtım trafo merkezinde bir Δ - Y bağlı 69/24,9 kV LTC (yük altında kademe değıştici)'li ana transformatör, her biri 32 kademeli olmak üzere iki tane gerilim regülatörü (VR) ve bir 24,9/4,16 kV güç transformatörü içermektedir. LTC ve VR 32 kademeye sahip olup gerilimi 0,9 – 1,1 pu ($\pm\%10$) arasında değıştirebilmektedir. Her bir kademe $\%0,625$ değışim sağlamaktadır. Test sistemi ile ilgili hat bilgileri [129] nolu kaynaktan alınmıştır. Test sistemine ait yük bilgileri kaynak [130, 131]'dan bulunabilir. Ayrıca DÜ olarak 9. baraya 50 kW gücünde PV ve 23. baraya 50 kW gücünde rüzgâr türbini bağlanarak benzetimler yapılmıştır.

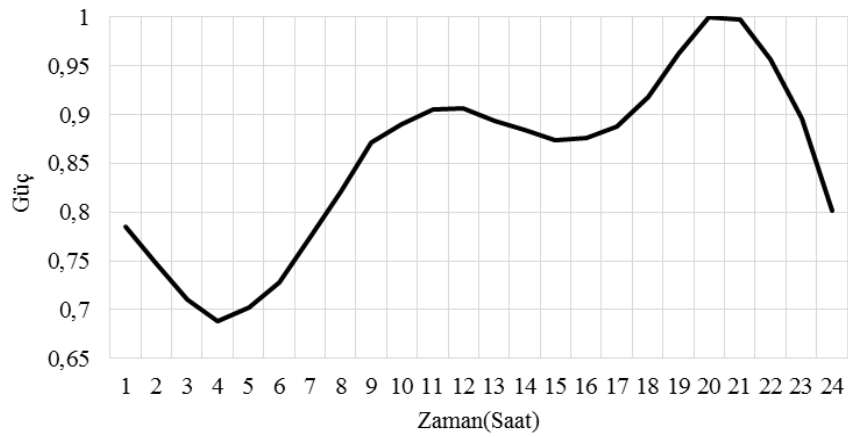


Şekil 6.18. Dengeli IEEE 34 baralı test sistemi

Tablo 6.5. Yüklere aktif ve reaktif güç değerleri

No	P(kW)	Q(kVAr)	No	P(kW)	Q(kVAr)
1	20	10	18	1,2	0,8
2	30	15	19	1,2	0,5
3	10	5	20	2	1,5
4	10	5	21	2	1,5
5	2	1	22	1,1	0,5
6	5	2,5	23	17	8
7	2	1	24	5	2,5
8	5	2,5	25	110	55
9	5	2	26	9	5
10	34	17	27	25	12
11	135	70	28	23	1
12	3	1,5	29	3	1,5
13	40	20	30	38	19
14	1,2	0,5	31	11	5,5
15	6	3,5	32	24	12
16	2	1	33	3	1,5
17	2	1	34	3	1,5

Tablo 6.5.'te yüklerin aktif ve reaktif güç değerleri verilmiştir. Dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin benzetimlerinde kullanılan günlük yük eğrisi [29] Şekil 6.19.'da gösterilmiştir.



Şekil 6.19. Günlük yük eğrisi

Benzetimlerde ele alınan durumlar aşağıda açıklanmıştır.

Temel Durum (Geleneksel): Bu durumda kullanılan aygıtlar geleneksel kontrol altında kontrol edilmektedir. Gerilim regülatörleri LDC ile kontrol edilmektedir ve kondansatör bankaları sabit olarak yerleştirilmiştir.

Durum 1 (CVR1): Her biri 100 kVAr ve 2 kademeli (her bir kademe 50 kVAr) olmak üzere anahtarlama kondansatör bankaları 11, 17 ve 25. baralarına konulmuştur. CVR algoritması sonucunda gerilim regülatörleri ve kondansatör bankaları kontrol edilmektedir.

Durum 2 (CVR2): Sistemde bulunan kondansatör bankaları bir reaktif güç kaynağı olan her biri 100 kVAr olan DSTATCOM ile değiştirilmiştir.

Durum 3 (MÖK-CVR): Durum 1'deki şartlar altında MÖK uygulanmıştır. Sistemde LTC, VR ve kondansatör bankaları kontrol edilmektedir.

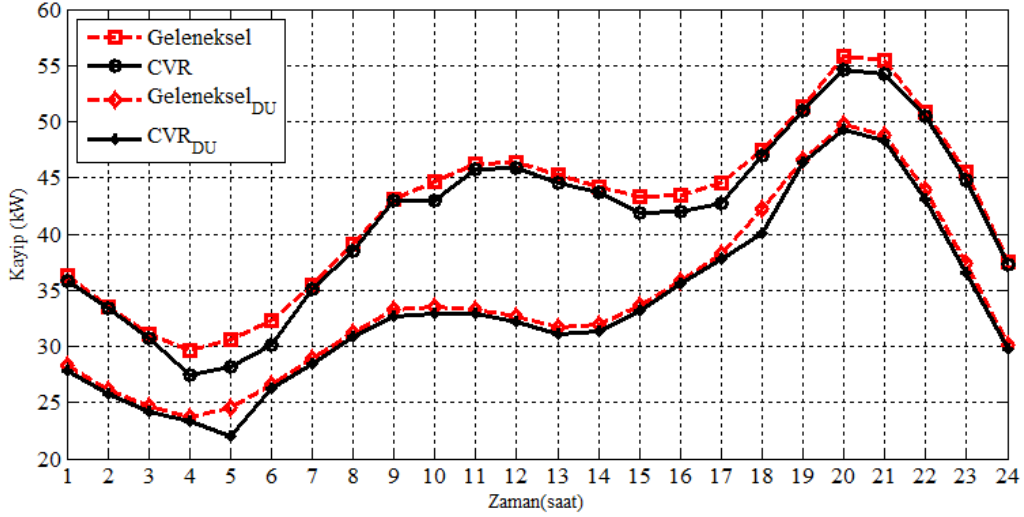
CVR durumlarında (CVR1, CVR2 ve MÖK-CVR) amaç fonksiyonu olarak sadece $f(V)$ kullanılmıştır. CVR1 ve CVR2 durumlarında Denklem (5.9)'da verilen amaç fonksiyonu, Denklem (5.11)'den (5.29)'a kadar verilen işletimsel ve sistem kısıtları ile KTDOP olarak modellenen VVO/CVR problemi GA ile çözülmüştür. MÖK-CVR durumunda ise Denklem (5.30)'dan (5.39)'a kadar verilen denklemler kullanılarak çözülmüştür.

Merkezi olmayan VVO/CVR'de ise VVO/CVR algoritmasındaki gibi Denklem (5.9) amaç fonksiyonu ile Denklem (5.11)'den Denklem (5.29)'a kadar verilen eşitlik ve eşitsizlik kısıtları ile formüle edilen KTDOP, GA yardımıyla her bir bölgede (Denklem (6.2) ve (6.3)) bağımsız olarak çözülür. Tüm sistemin optimal çözümü elde edebilmesi için bölgeler arası gerekli parametreler iletilerek koordinasyon sağlanır. Tüm bara gerilimlerinin limitler içinde kalabilmesi için IEEE 34 baralı test sistemi 19. baraya kadar ana bölge 19. baradan sonra yardımcı bölge olmak üzere iki bölgeye ayrılmıştır.

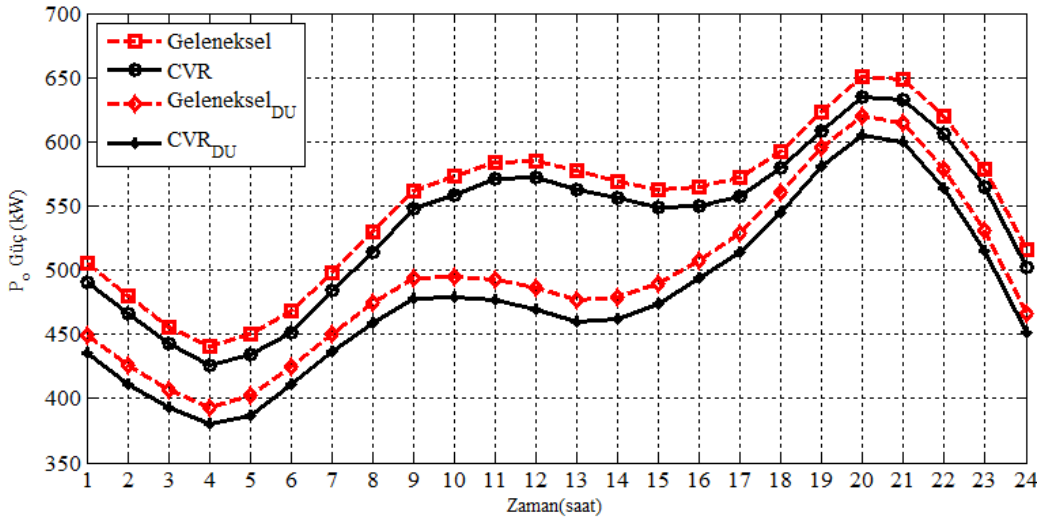
Yukarıda anlatılan her bir durum için benzetim çalışmaları yapılmıştır.

Şekil 6.20. ve Şekil 6.21.'de geleneksel ve CVR1 durumunda günlük oluşan kayıp ve dağıtım trafo merkezinden çekilen aktif güç gösterilmiştir. DÜ içeren ve içermeyen sistem ile benzetim sonuçları elde edilmiştir. (Geleneksel_{DU} ve CVR_{DU} DÜ içeren

sistem ile elde edilen sonuçlardır.) Şekil 6.20. ve Şekil 6.21.'den görüldüğü gibi DÜ sistemde olduğu ve olmadığı her iki durumda da CVR uygulandığında kayıpların ve çekilen aktif gücün azaldığı görülmektedir. Ayrıca DÜ içeren sistemde oluşan kayıpların ve dağıtım trafo merkezinden çekilen aktif gücün azaldığı görülmektedir.



Şekil 6.20. CVR1 durumunda günlük kayıp



Şekil 6.21. DÜ içeren ve içermeyen sistem ile CVR1 durumunda günlük trafo merkezinden çekilen güç

DÜ olarak PV ve rüzgâr türbin sistemleri içeren sistem ile saat 1.00'de oluşan tüm baralardaki gerilim profili Şekil 6.22.'de gösterilmiştir. Geleneksel kontrol altında CVR durumuna göre gerilimin yüksek olduğu görülmektedir. Geleneksel durumda baralardaki yüksek gerilim, CVR uygulandığında azaldığı görülmektedir. CVR2 durumdaki gerilim profili CVR1 durumuna göre daha az olduğu görülmektedir.

CVR2 durumunda CVR1 durumunda olan kondansatör bankalarının yerini DSTATCOM almıştır.

DSTATCOM daha esnek kontrol sağladığından dolayı daha düşük gerilim profili elde edilmiştir. Kondansatör bankalarının sadece açık kapalı durumu olmasına rağmen DSTATCOM ile limitler dâhilinde istenilen miktar kadar reaktif güç sağlama olanağından dolayı gerilimin daha esnek kontrol edilmesini sağlamaktadır.

Şekil 6.23.'te en düşük gerilim seviyesine sahip baralardan 19. baraya ait, Şekil 6.24.'te ise hat sonu olan 34. baradaki gerilim profili gösterilmiştir. CVR uygulandığında gerilimlerin alt limite kadar azaltıldığı görülmektedir.

DÜ içeren ve içermeyen sistem ile günlük oluşan kayıp enerji ve dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji miktarı, CVR uygulandığında oluşan azalma Tablo 6.6. ve Tablo 6.8. ile verilmiştir. Aynı şekilde puant durumda çekilen güç ve kayıp Tablo 6.7. ve Tablo 6.9. ile verilmiştir.

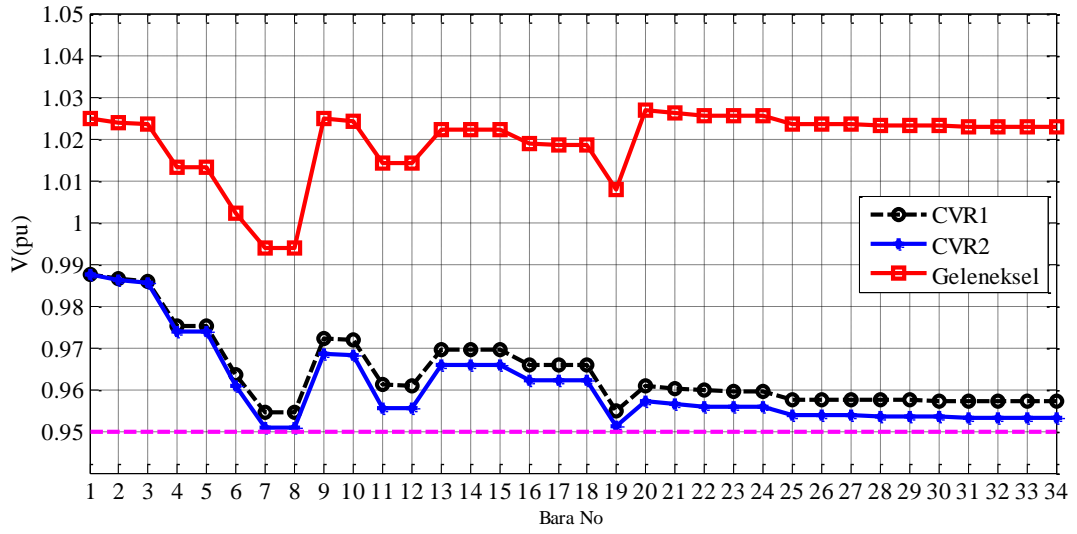
Tablo 6.6. Günlük kayıp ve dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji

Durum	Kayıp ($E_{kayıp}$)		Dağıtım Trafo Merkezi	
	Enerji(kWh)	%Azalma	Enerji(kWh)	%Azalma
Geleneksel	1013,3		13203	
CVR_{f(V)}	CVR1	991,45	12863,76	%2,57
	CVR2	971,82	12837	%2,77

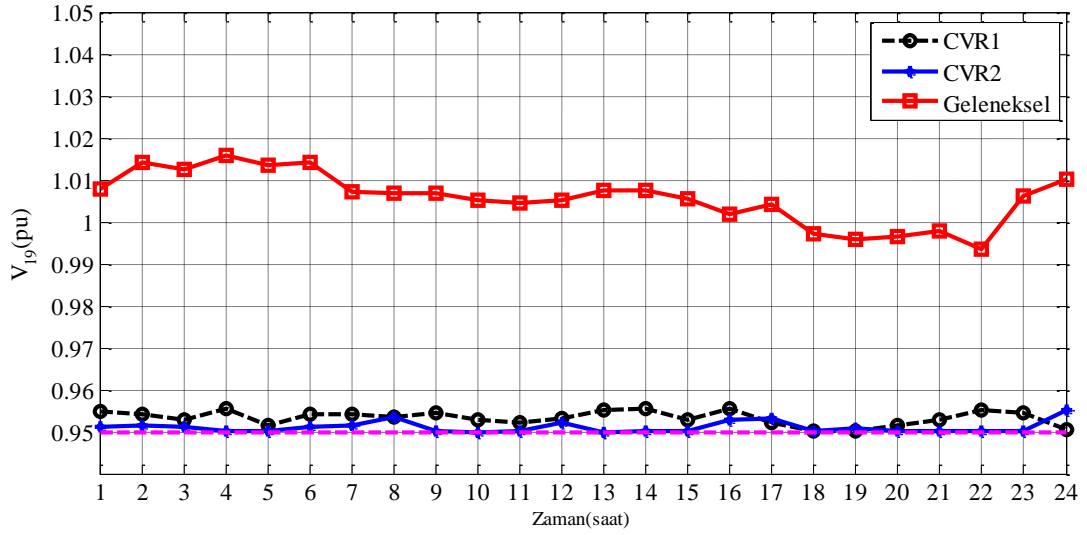
Tablo 6.7. Puant durumda oluşan kayıp ve çekilen güç

Durum	Puant Durum		Saat 20.00	
	Kayıp(kW)	%Azalma	Güç(kW)	%Azalma
Geleneksel	55,76		650,95	
CVR_{f(V)}	CVR1	54,624	634,64	%2,51
	CVR2	54,166	634,08	%2,59

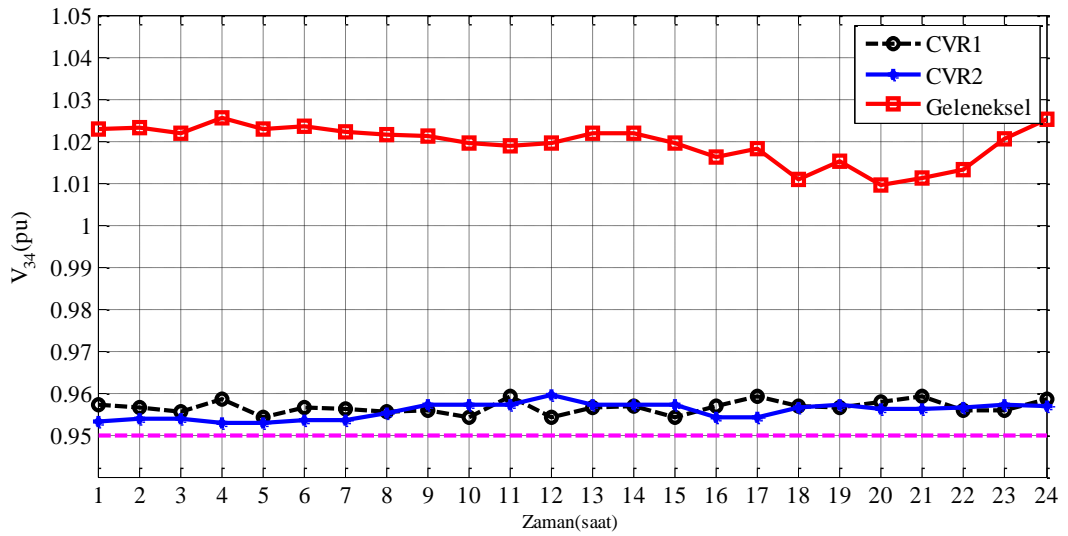
Örneğin DÜ içeren sistem ile CVR1 durumunda puant gücün %1,5, CVR2 durumunda %3,1 oranında azalma elde edilmiştir. Günlük enerji ise CVR1 durumunda %3,22, CVR2 durumunda %3,3 oranında azalmıştır. Sistemde DÜ olması durumunda daha fazla enerji düşümü ve enerji tasarrufu elde edildiği Tablo 6.6. ve Tablo 6.8.'den görülmektedir.



Şekil 6.22. Saat 1.00'de oluşan gerilim profili



Şekil 6.23. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin 19. bara gerilim profili



Şekil 6.24. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin 34. bara gerilim profili

Merkezi olmayan VVO/CVR'nin tüm sistemin bilgisine değil sadece kendi bölgesinin verilerine sahip olmasına rağmen neredeyse merkezi VVO/CVR ile aynı sonucu verdiği Tablo 6.8. ile görülmektedir.

Tablo 6.8. DÜ içeren sistemde günlük kayıp ve dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji

Durum	Kayıp ($E_{kayıp}$)		Dağıtım Trafo Merkezi	
	Enerji(kWh)	%Azalma	Enerji(kWh)	%Azalma
Geleneksel	817,08		11843	
CVR _{f(V)}	Merkezi	799,73	11460,968	%3,226
	Merkezi olmayan	797,92	11461,274	%3,223
	CVR2	781,56	11452	%3,3

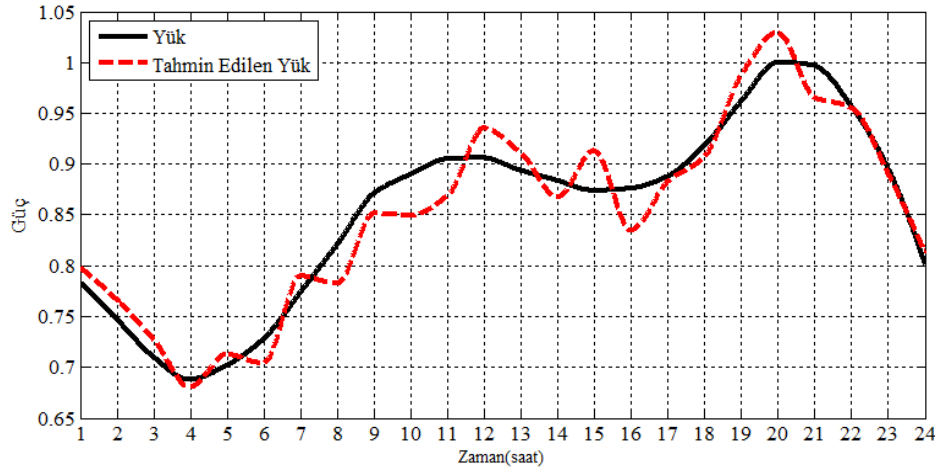
Tablo 6.9. DÜ içeren sistemde puant durumda oluşan kayıp ve çekilen güç

Durum	Puant Durum		Saat 20.00	
	Kayıp(kW)	%Azalma	Güç(kW)	%Azalma
Geleneksel	49,773		619,93	
CVR _{f(V)}	CVR1	49,026	603,92	%2,58
	CVR2	48,230	603,75	%2,61

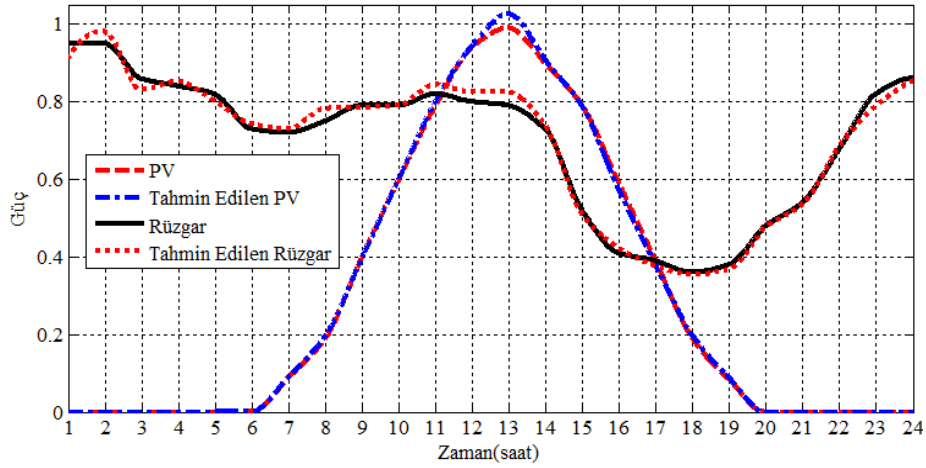
6.2.4. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR algoritmasının dengeli IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması

Güç sistemlerin optimal kontrolü ile kullanılan aygıtların işlem sayısının arttığı görülmektedir. VVO/CVR ile enerji tasarrufu ve güç azaltımı sağlanırken kullanılan aygıtların optimizasyon ile artan işlem sayısını azaltmak için VVO/CVR problemine MÖK uygulanmıştır (Durum 3 MÖK-CVR). MÖK-CVR için amaç fonksiyonu olarak sadece $f(V)$ kullanılmıştır. MÖK algoritması sistemin gelecek durumlarını dikkate almak için sistemin gelecek durumlarını tahmin etmesi gerekir. Tahmin etmek için elde edilen model tam olarak sistemin gelecek durumlarını doğru tahmin edemeyebilir. Yani tahmin etme algoritması veya tahmin etme için elde edilen model tam olarak doğru model olmayabilir. Bu yüzden sistemin gelecek durumları tam olarak doğru tahmin edilemeyebilir. Bu yüzden sistemin gelecek durumları doğruyken ve maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük ve varsa PV-rüzgâr gücü profili VVO/CVR'ye uygulanan MÖK'de kullanılmıştır. Şekil 6.25.'te gerçek ve maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük profili Şekil 6.26.'da ise gerçek ve

maksimum %5 hatalı tahmin edilen PV ve rüzgâr enerjisinin günlük güç profili verilmiştir.



Şekil 6.25. Tahmin edilen yük profili



Şekil 6.26. Tahmin edilen PV ve rüzgâr profili

Tablo 6.10. ve Tablo 6.11.'de DÜ içeren ve içermeyen sistemde geleneksel, CVR1 ve MÖK – CVR durumlarında elde edilen enerji kaybı, saat 20.00'de meydana gelen puant güçte kayıp, trafo merkezinden çekilen günlük toplam enerji ve puant güç verilmiştir. CVR durumlarında günlük toplam harcanan enerji, enerji kaybı ve puant gücün azaldığı görülmektedir. MÖK – CVR durumunda CVR1 durumuna göre daha az azalma olduğu görülmektedir. Ayrıca MÖK'nün öngörü ufkunun artmasıyla enerjinin ve kaybın arttığı görülmektedir. MÖK'nün sistemin gelecekteki durumlarını hatalı tahmin etme veya hatalı ölçüm olasılığına karşı maksimum %5 hata ile tahmin edilen yük, PV-rüzgâr profilleri kullanıldığında elde edilen benzetim sonuçları Tablo 6.12.'de verilmiştir.

Tablo 6.10. Gerçek yük profili kullanıldığı durumda işlem sayısı

	Geleneksel	CVR _{1f(v)}	MÖK - CVR			
			$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
E_{kayıp} (kWh)	1013,3	991,45	993,6	993,85	997,72	1000,1
P_{kayıp}(puant) (kW)	55,76	54,617	54,617	54,618	54,618	54,62
E₀ (kWh)	13203,2	12863	12866,25	12869,53	12874,8	12880
P_{puant} (kW)	650,95	634,64	634,64	634,65	634,65	634,7

Tablo 6.11. DÜ içeren sistemde gerçek yük ve PV- rüzgâr profili kullanıldığı durumda işlem sayısı

	Geleneksel	CVR _{1f(v)}	MÖK - CVR			
			$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
E_{kayıp}(kWh)	817,08	801,49	803,28	803,42	806,07	806,09
P_{kayıp}(puant) (kW)	49,773	49,268	49,268	49,268	49,268	49,268
E₀ (kWh)	11843	11479	11481	11482	11489	11508
P_{puant} (kW)	619,93	605,2	605,2	605,2	605,2	605,2

Tablo 6.12. DÜ içeren sistemde maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda işlem sayısı

	Geleneksel	CVR _{1f(v)}	MÖK - CVR			
			$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
E_{kayıp}(kWh)	817,08	801,49	805,62	803,08	806,34	806,67
P_{kayıp}(puant) (kW)	49,773	49,268	49,268	49,268	49,268	49,268
E₀ (kWh)	11843	11479	11491	11482	11491	11501
P_{puant} (kW)	619,93	605,2	605,2	605,2	605,2	605,2

Tablo 6.10., Tablo 6.11. ve Tablo 6.12.'de verilen parametrelerin geleneksel duruma göre % azalmaları Tablo 6.13., Tablo 6.14. ve Tablo 6.15. ile verilmiştir. MÖK-CVR da elde edilen değerler öngörü ufku arttıkça % olarak hesaplanan azalma değerlerinin azaldığı görülmektedir.

Tablo 6.13. DÜ içeren sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda oluşan % düşümler

	CVR _{1f(v)}	MÖK - CVR			
		$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
E_{kayıp}(kWh)	%2,16	%1,94	%1,92	%1,54	%1,3
P_{kayıp}(puant) (kW)	%2,05	%2,05	%2,048	%2,048	%2,445
E₀ (kWh)	%2,577	%2,552	%2,527	%2,487	%2,448
P_{puant} (kW)	%2,506	%2,506	%2,504	%2,504	%2,496

Tablo 6.14. DÜ içeren sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda geleneksel duruma göre % düşümler

	CVR _{1f(v)}	MÖK - CVR			
		$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
E_{kayıp}(kWh)	%1,91	%1,69	%1,67	%1,35	%1,345
P_{kayıp}(puant) (kW)	%1,015	%1,015	%1,015	%1,015	%1,015
E₀ (kWh)	%3,074	%3,057	%3,048	%2,99	%2,83
P_{puant} (kW)	%2,376	%2,376	%2,376	%2,376	%2,376

Tablo 6.15. DÜ içeren sistemde maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük profili kullanıldığı durumda geleneksel duruma göre % düşümler

	CVR	MÖK - CVR			
		$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
$E_{kayıp}(kWh)$	%1,91	%1,69	%1,71	%1,31	%1,27
$P_{kayıp}(puant) (kW)$	%1,015	%1,015	%1,015	%1,015	%1,015
$E_o (kWh)$	%3,074	%2,97	%3,048	%2,97	%2,89
$P_{puant} (kW)$	%2,376	%2,376	%2,376	%2,376	%2,376

Tablo 6.16., Tablo 6.17. ve Tablo 6.18.'de geleneksel, CVR1 ve MÖK-CVR durumunda oluşan kullanılan aygıtların günlük işlem sayısı ve geleneksel duruma göre % azalmaları verilmiştir. Benzetimler dağıtım trafo merkezinde bir LTC, fider üzerinde iki VR ve fider üzerinde üç kondansatör bankası bulunan DÜ içermeyen ve içeren dengeli IEEE 34 baralı test fideri ile gerçekleştirilmiştir. Tablo 6.16.'dan görüldüğü gibi geleneksel durumda 23 olan günlük işlem sayısı optimizasyon uygulandığında yani CVR1 durumunda %100 artarak 46'ya yükselmiştir. MÖK'nün VVO/CVR'a uygulanmasıyla günlük işlem sayısının CVR1 durumuna göre azaldığı görülmektedir. Öngörü ufku (N_p) arttığında işlem sayısının azaldığı görülmüştür. Öngörü ufkunun artmasıyla gelecek sistem durumlarının daha ilerisi tahmin edilerek sistemin gelecek durum değişimleri dikkate alınmıştır. Aynı şekilde DÜ devrede iken gerçek ve hatalı yük, PV-rüzgâr profili kullanıldığında elde edilen günlük işlem sayısı sonuçları Tablo 6.17. ve Tablo 6.18. ile verilmiştir.

Tablo 6.16. DÜ içermeyen sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda işlem sayısı

Günlük	Geleneksel	CVR1	MÖK - CVR			
			$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
İşlem sayısı	23	46	37	36	32	30
% azalma		-%100	%19,56	%21,74	%30,45	%34,78

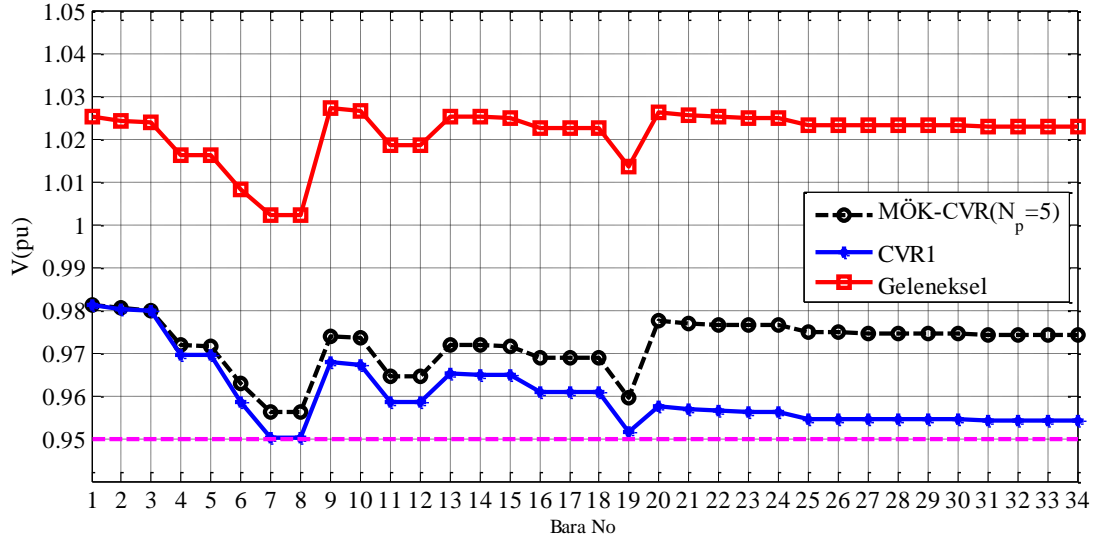
Tablo 6.17. DÜ içeren sistemde gerçek yük profili kullanıldığı durumda işlem sayısı

Günlük	Geleneksel	CVR1	MÖK - CVR			
			$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
İşlem sayısı	16	31	25	23	20	19
% azalma		-%93,75	%19,35	%25,8	%35,5	%38,7

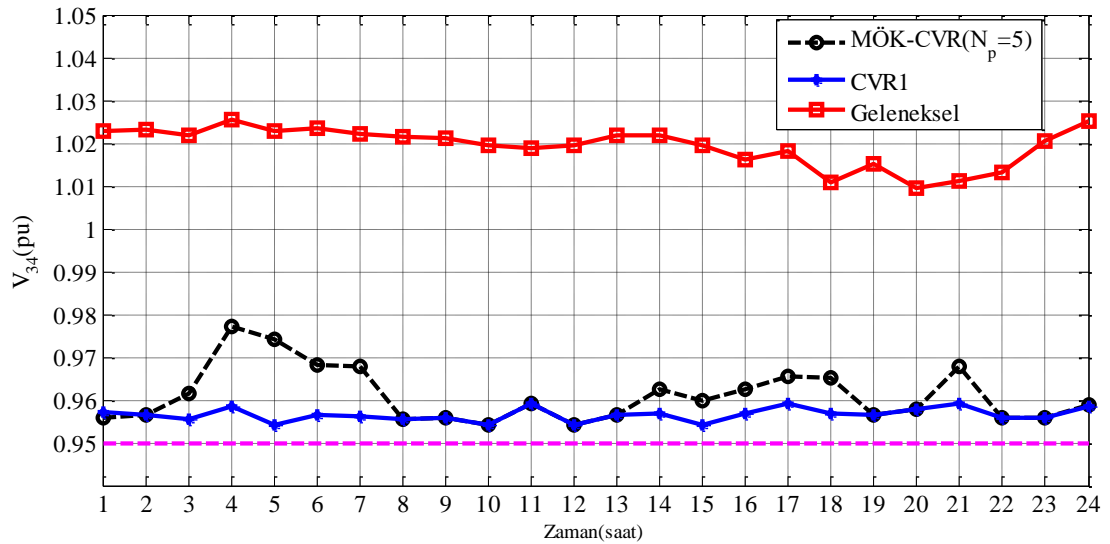
Tablo 6.18. DÜ içeren sistemde maksimum %5 hatalı tahmin edilen yük ve PV rüzgâr profili kullanıldığı durumda işlem sayısı

Günlük	Geleneksel	CVR1	MÖK - CVR			
			$N_p=2$	$N_p=3$	$N_p=4$	$N_p=5$
İşlem sayısı	16	31	28	26	25	21
% azalma		-%93,75	%9,68	%16,13	%19,35	%32,26

MÖK'ün öngörü modeli sistemin gelecek durumlarını maksimum %5 hatalı tahmin etmesine rağmen gerçek yük ve DÜ profili kullanıldığında (hatasız tahmin durumunda) elde edilen enerji tüketimine (Tablo 6.11.) yakın olduğu Tablo 6.12.'den görülmektedir. Ayrıca maksimum %5 hatalı yük ve DÜ profili kullanılmasına rağmen işlem sayısının azaldığı Tablo 6.18.'den görülmektedir.



Şekil 6.27. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin saat 5.00'de oluşan gerilim profili



Şekil 6.28. DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin 34. bara gerilim profili

Tek basamak optimizasyon (Anlık optimizasyon) olan CVR1 durumunda en düşük gerilim profili olduğu görülmektedir. Çok basamaklı optimizasyon olan (belirli bir öngörü ufkunda olduğu için) MÖK-CVR durumunda ise sistemin gelecek durumları dikkate alınarak kullanılan aygıtların işlem sayısı sınırlandırıldığından CVR1

durumuna göre daha yüksek gerilim profili elde edildiği Şekil 6.27. ve Şekil 6.28.'den görülmektedir.

Daha yüksek gerilim profili daha az enerji tasarrufuna neden olmaktadır. Yani MÖK-CVR durumunda CVR1 durumuna göre daha yüksek gerilim profili (Şekil 6.27. ve Şekil 6.28) elde edildiğinden dolayı daha az enerji tasarrufu elde edilmektedir (Tablo 6.13. ve Tablo 6.14.).

Tablo 6.14.'ten görüldüğü gibi CVR1 durumunda elde edilen %3,074 enerji tasarrufu MÖK-CVR ($N_p=5$) durumunda daha yüksek gerilim profili oluştuğundan %2,89 enerji tasarrufu elde edilmiştir.

6.2.5. VVO/CVR algoritmasının 3 fazlı dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması

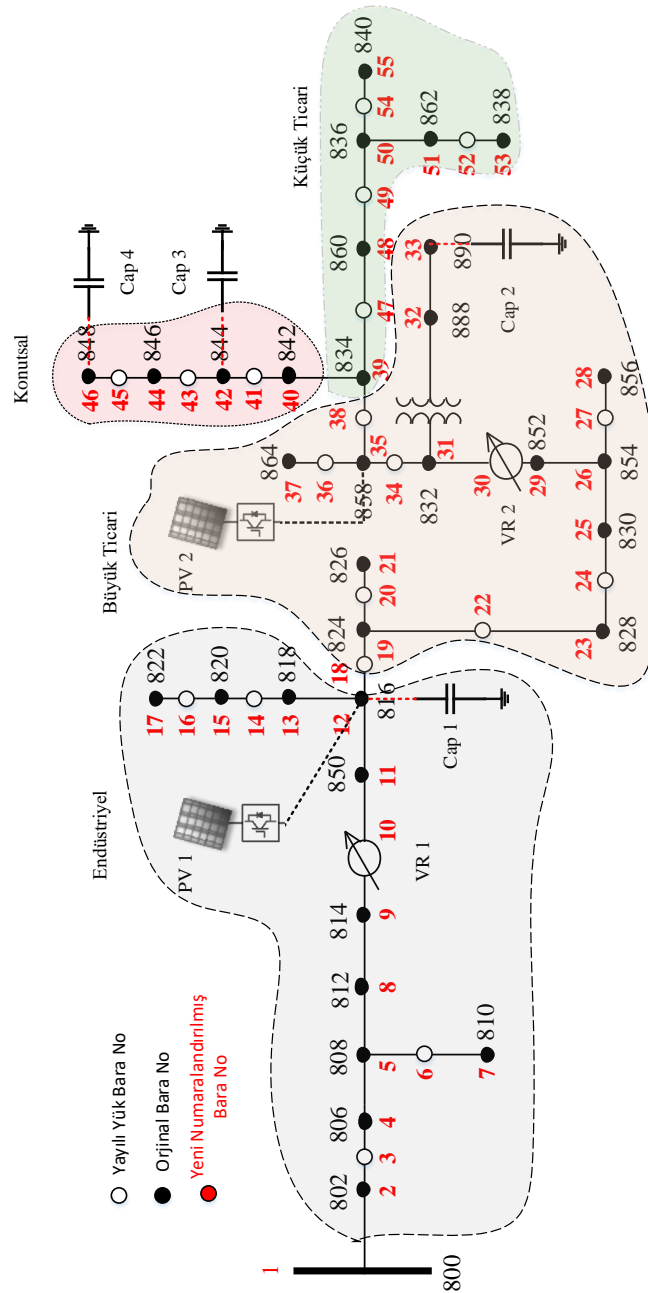
Bu bölümde dengesiz yüklenme ve dengesiz hat konfigürasyonuna sahip olan IEEE 34 baralı test sistemi benzetimlerde kullanılmıştır. Şekil 6.29.'dan görüldüğü gibi IEEE 34 baralı test sistemi [121] dağıtım trafo merkezinde bir Δ - Y bağlı 69/24,9 kV ana transformator, her biri 32 kademeli olmak üzere iki tane gerilim regülatörü (VR) ve bir 24,9/4,16 kV güç transformatorü içermektedir. VR 32 kademeye sahip olup gerilimi 0,9 – 1,1 pu ($\pm\%10$) arasında değiştirebilmektedir. Her bir kademe %0,625 değişim sağlamaktadır.

Test sistemi yeniden numaralandırılıp eski-yeni bara numaraları Şekil 6.29.'da görülmektedir. Test sistemi farklı tipte tüketiciler için konutsal/evsel, küçük ticari, büyük ticari ve endüstriyel tip tüketici olmak üzere dört bölgeye ayrılmıştır. Test sistemi ile ilgili bilgiler [129] nolu kaynaktan alınmıştır (Ek-1.). Farklı tüketici tipleri için Şekil 6.2.'deki günlük yük eğrisi ve Şekil 6.3.'teki günlük PV eğrisi kullanılmıştır. Tüm yükler gerilime bağımlı ZIP yük modeli olarak modellenmiş ve ZIP katsayıları Tablo 3.4.'te verilmiştir. İki bara arasındaki yayılı yükler hattın ortasına koyularak modellenmiş ve yeni bara numarası verilmiştir.

Sistemde 42 ve 46. barada bulunan kondansatör bankalarına ek olarak 12 ve 33. baraya faz başına 75 kVAr gücünde kondansatör bankaları eklenmiştir (4 barada ve her biri 225 kVAr).

12 ve 35. baralarına DÜ olarak her biri 300 kW olmak üzere 2 tane PV eklenmiştir.

Bu bölümde sadece Durum 1 (CVR1 durumu) ele alınmıştır. CVR algoritmaları sonucunda gerilim regülatörleri ve kondansatör bankaları kontrol edilmektedir.



Şekil 6.29. IEEE 34 baralı test sistemi

VVO/CVR problemini çözmek için Denklem (5.9) ve (5.10)'da verilen gerilim azaltımı ($f(V)$) ve dağıtım trafo merkezinden çekilen toplam aktif güç (P_0) fonksiyonu olmak üzere iki farklı amaç fonksiyonu kullanılmıştır. Bu amaç fonksiyonlarıyla güç akışı eşitlikleri, sistem ve işletim kısıtları dikkate alınarak karışık tam sayılı doğrusal olmayan bu optimizasyon problemi GA ile çözülmüştür.

Günlük dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji ve toplam günlük enerji kaybı Tablo 6.19. ile verilmiştir. Ayrıca saat 20.00'de oluşan puant güçteki durum ve kayıp Tablo 6.20. ile verilmiştir.

Tablo 6.19. Günlük enerji ve kayıp

Durum	Kayıp		Dağıtım Trafo Merkezi	
	Enerji(kWh)	%Azalma	Enerji(kWh)	%Azalma
Geleneksel	2122,1		25555	
CVR1	$f(V)$	2007,4	24592	%3,77
	P_0	1863,2	24465	%4,27

Tablo 6.20. Puant güç ve puant güçte kayıp

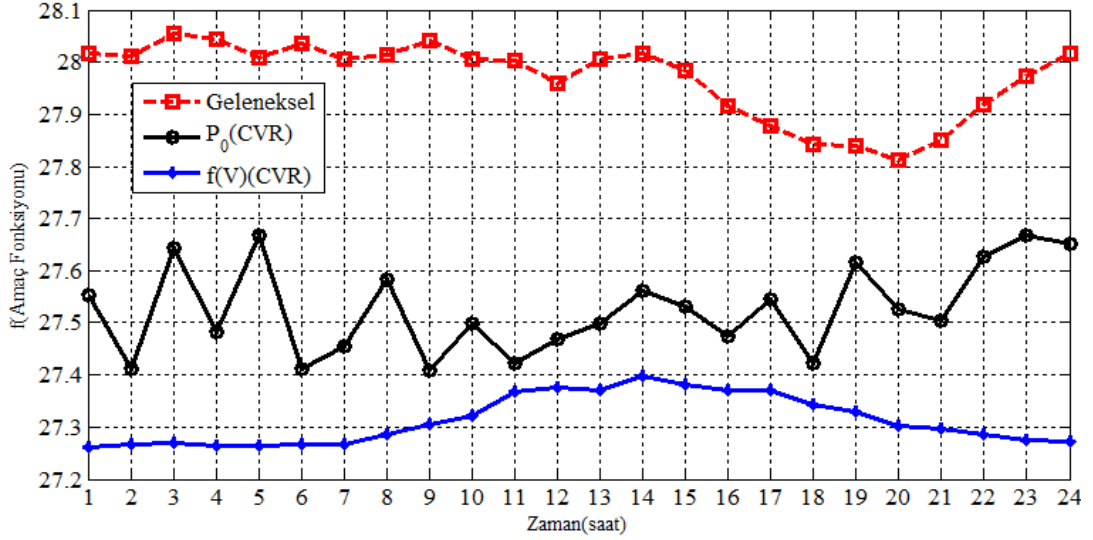
Durum	Puant Durum		Saat 20.00	
	Kayıp(kW)	%Azalma	Güç(kW)	%Azalma
Geleneksel	135,6		1448,59	
CVR1	$f(V)$	132,2	1409	%2,7
	P_0	126,5	1404,2	%3,06

İki farklı amaç fonksiyonu kullanılan VVO/CVR uygulaması ile geleneksel duruma göre enerji kaybının düştüğü görülmektedir. $f(V)$ amaç fonksiyonu kullanıldığı zaman geleneksel kontrol altında 2122,1 kWh olan enerji kaybı 2007,4 kWh'e düşerek %5,4 azalmıştır. P_0 amaç fonksiyonu kullanıldığı zaman ise 2122,1 kWh olan enerji kaybı 1863,2 kWh'e düşerek %12,2 azaldığı görülmektedir.

VVO/CVR ile dağıtım trafo merkezinden çekilen toplam günlük enerji ise 25555 kWh iken $f(V)$ amaç fonksiyonu ile %3,77 azalarak 24592 kWh ve P_0 amaç fonksiyonu ile %4,27 azalarak 24465 kWh'e düşmüştür.

Optimizasyon probleminde amaç ne ise o fonksiyon minimum olacağı için amaç P_0 olduğunda P_0 , gerilimleri alt limite yani 0,95 pu'ya yaklaştırmak olduğunda o fonksiyon minimum olmaktadır. $f(V)$ amaçlı VVO/CVR olduğunda gerilimler Şekil

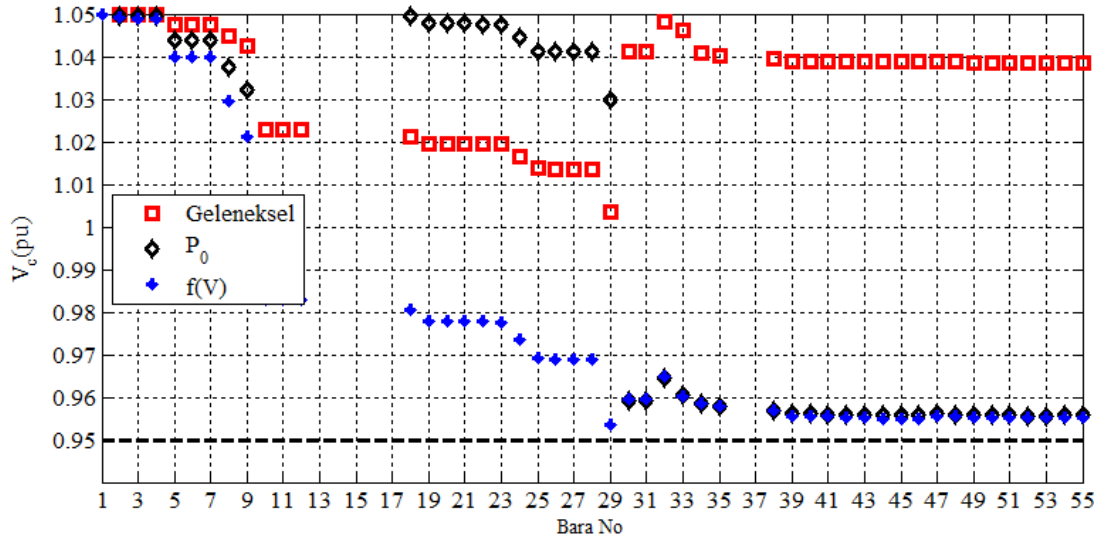
6.30. ile görüldüğü gibi 0,95 pu'ya daha yakın olmasına rağmen, P_0 amaçlı VVO/CVR sonucunda P_0 daha az çıkmaktadır. $f(V)$ amaçlı VVO/CVR uygulamasında tüm bara gerilimleri alt limite yaklaştırıldığından endüstriyel yüklerin olduğu bölgelerde gerilim azaltıldığında çekilen akım ve böylelikle kayıplar artacağından çekilen toplam güçte belli bir oranda artmaktadır.



Şekil 6.30. Tüm durumlar için $f(V)$ amaç fonksiyonu değeri

P_0 amaçlı VVO/CVR ile endüstriyel yüklerin olduğu bölgelerde gerilimin yüksek, ticari ve konutsal/evsel tip yüklerin olduğu bölgelerde gerilimin düşük olmasından dolayı P_0 amaçlı VVO/CVR uygulamasında P_0 daha az olmaktadır.

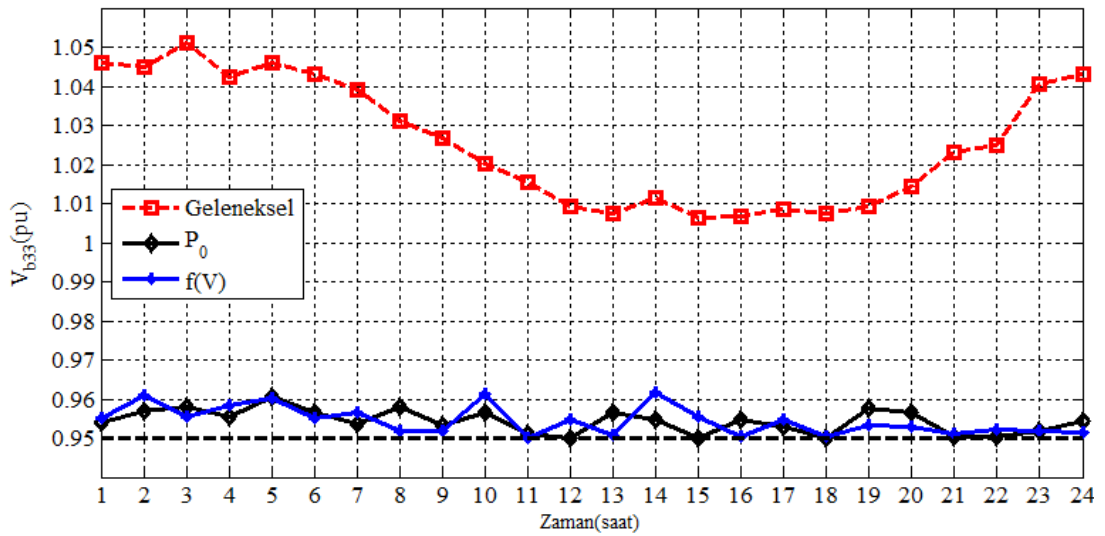
P_0 amaçlı VVO/CVR sonucunda endüstriyel yüklerin olduğu yerde gerilimin yüksek olması için VR1 gerilim regülatörü gerilimin yüksek olmasını sağlarken gerilime duyarlı yani konutsal/evsel ve ticari tip tüketicilerin olduğu yerde VR2 gerilim regülatörü gerilimi alt limite kadar azaltmaya çalışmaktadır. Bu durum saat 5.00'de oluşan gerilim profili gösterilen Şekil 6.31.'de görülmektedir. VR1 gerilim regülatörü ile endüstriyel tipte yani ağırlıklı sabit güç yüklerin olduğu baralarda gerilim yükseltmekte ve 29 ile 30. baraları arasına bağlanan VR2 gerilim regülatörü ise gerilime duyarlı yüklerin olduğu baralarda gerilimi alt limite kadar azaltmaktadır. $f(V)$ amaçlı VVO/CVR'de ise her iki gerilim regülatörü de tüm baralardaki gerilimin minimum limite yakın olacak şekilde azaltmaya çalışmaktadır.



Şekil 6.31. DÜ içeren modifiye edilmiş IEEE 34 baralı test sisteminin tüm baralardaki c fazı gerilimleri (Saat 5.00)

Hat sonu ve en düşük gerilime sahip olan 33. baraya ait gerilimin zamana göre değişimi Şekil 6.32. ile verilmiştir. Geleneksel kontrol altında bu baraya ait saat 3.00'de gerilimin ANSI standartlarına göre üst limit olan 1,05 pu değerini aşmasına rağmen, her iki VVO/CVR uygulamasında gerilimin limitler içinde olduğu ve alt limit olan 0,95 pu değerine yakın olduğu görülmektedir.

Şekil 3.22.'de olduğu gibi geleneksel durumda genellikle gerilimler yaklaşık 1 - 1,05 pu limitleri arasında iken CVR durumunda 0,95 – 1 pu arasında olması sağlanmaya çalışılmaktadır.



Şekil 6.32. DÜ içeren modifiye edilmiş IEEE 34 baralı test sisteminin 33. bara b fazı gerilim profili

6.2.6. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR algoritmasının 3 fazlı dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanması

Şekil 6.29.'da verilen dengesiz yüklenme ve dengesiz hat konfigürasyonuna sahip olan IEEE 34 baralı test sistemine Bölüm 5.2.2.'de anlatılan MÖK tabanlı merkezi/birleşik VVO/CVR uygulanmıştır. Benzetimler fider üzerinde iki VR ve fider üzerinde dört kondansatör bankası bulunan DÜ içeren dengesiz IEEE 34 baralı test fideri ile gerçekleştirilmiştir. Her bir eleman üç fazlı ve fazları birbirinden bağımsız kontrol edilmektedir. Üç fazlı iki VR ve üç fazlı dört kondansatör bankası olmak üzere toplam on sekiz kontrol değişkeni vardır. Altısı VR'nin kademe pozisyonu, on ikisi kondansatör bankalarının açık/kapalı durumunu göstermektedir.

Benzetimler ile elde edilen sonuçlar Tablo 6.21. ve Tablo 6.22.'de verilmiştir. Tablo 6.21.'de öngörü ufkuna göre elde edilen kayıp ve günlük enerji miktarları verilmiştir. Tablo 6.22.'de geleneksel, CVR1 ve MÖK-CVR durumunda oluşan kullanılan aygıtların günlük işlem sayısı verilmiştir.

Tablo 6.21. DÜ içeren IEEE 34 baralı test sisteminde gerçek yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda oluşan kayıp, güç ve enerji

	Geleneksel	CVR1	MÖK - CVR $N_p = 5$
$E_{kayıp}(kWh)$	2122,2	2007,4	2046
$P_{kayıp}(puant) (kW)$	135,6	132,2	132,2
$E_0 (kWh)$	25555	24592	24783
$P_{puant} (kW)$	1448,59	1409	1409

Tablo 6.22. DÜ içeren IEEE 34 baralı test sisteminde gerçek yük ve PV-rüzgâr profili kullanıldığı durumda oluşan işlem sayısı

Günlük	Geleneksel	CVR1	MÖK - CVR $N_p = 5$
İşlem sayısı	58	184	135
% azalma		-%	%26,6

CVR durumlarında günlük enerjinin ve kaybın daha az olduğu görülmektedir. MÖK-CVR durumunda elde edilen enerji ve kayıp CVR1 durumuna göre fazla olmasına, yani daha az enerji tasarrufu elde edilmesine rağmen kullanılan aygıtların işlem sayısının daha az olduğu görülmektedir.

6.3. Dengesiz IEEE 34 Baralı Test Sistemine Uygulanan Dağıtık Reaktif Güç Kontrolü Tabanlı ve Merkezi/Birleşik VVO/CVR'nin Karşılaştırılması

Şekil 6.29.'da verilen dengesiz yüklenme ve dengesiz hat konfigürasyonuna sahip olan IEEE 34 baralı test sistemine BÖLÜM 4.'te anlatılan Dağıtık Reaktif Güç Kontrolü tabanlı VVO/CVR ile Bölüm 5.2.1.'de anlatılan $f(V)$ ve P_0 amaçlı Merkezi/Birleşik VVO/CVR uygulanmıştır. Her iki yöntemde de reaktif güç kaynağı olarak kondansatör bankaları yerine DSTATCOM'lar kullanılmıştır. Yani Durum 2 (CVR2 durumu) ele alınmıştır. CVR algoritmaları sonucunda gerilim regülatörleri ve reaktif güç kaynağı olarak DSTATCOM'lar kontrol edilmektedir.

Benzetim sonuçları aşağıdaki şekiller ve tablolarda verilmiştir. Uygulanan farklı VVO/CVR algoritmalarının karşılaştırılması yapılmıştır.

Tablo 6.23.'te günlük kayıp enerji ve dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji miktarları verilmiştir. Ayrıca geleneksel duruma göre yüzde olarak ne kadar azaldığı da gösterilmiştir. PV içeren sistemde puant güç saat 20.00'de PV içermeyen sistemde saat 15.00'te gerçekleşmiştir. Tablo 6.24.'te PV içeren ve içermeyen sistemde puant güç ve puant güçte oluşan kayıp miktarları ve % azalmaları verilmiştir.

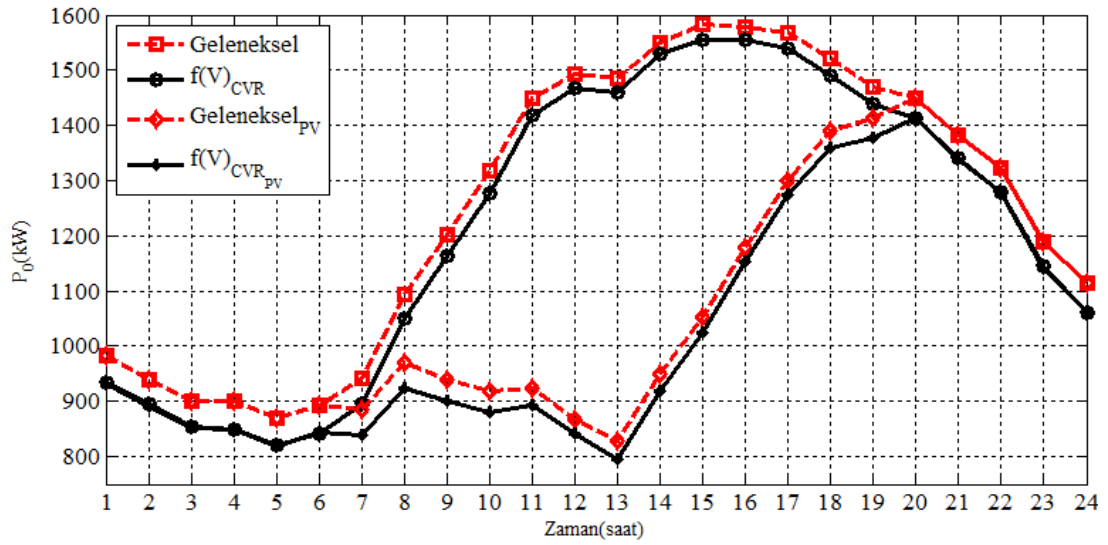
Tablo 6.23. Günlük kayıp ve trafo merkezinden çekilen enerji

Durum	Kayıp Enerji(kWh)		Azalma		Dağıtım Trafo Merkezi Enerji(kWh)		Azalma	
	PVsiz	PVli	PVsiz	PVli	PVsiz	PVli	PVsiz	PVli
Geleneksel	2631,9	2122,1			30198	25555		
Dağıtık	2405,1	1900,5	%8	%10,44	29273	24604	%3,06	%3,72
CVR2								
$f(V)$	2484	1972,6	%5,62	%7,05	29271	24594	%3,07	%3,76
P_0	2331	1834,1	%11,4	%13,5	29127	24468	%3,55	%4,25

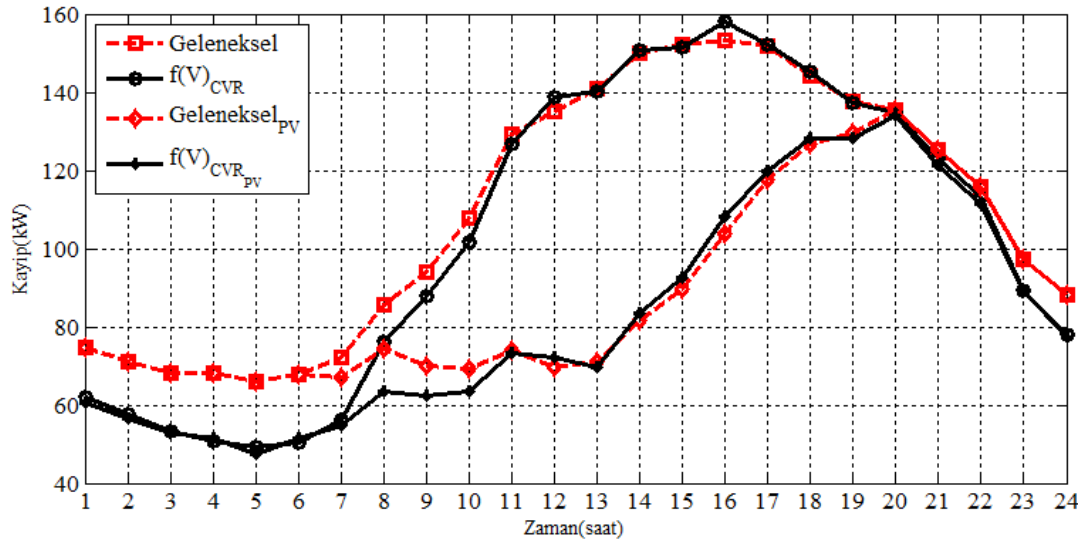
Tablo 6.24. Puant güç (PV'siz/ PV'li saat 15.00/20.00) ve puant güçte kayıp

Durum	Kayıp (kW)		Azalma		Puant Güç (kW)		Azalma	
	PVsiz	PVli	PVsiz	PVli	PVsiz	PVli	PVsiz	PVli
Geleneksel	152,22	135,6			1582,5	1448,59		
Dağıtık	149,9	130	%1,52	%4,13	1556,5	1410,7	%1,64	%2,62
CVR2								
$f(V)$	151,4	133,9	%0,54	%1,25	1555,3	1410	%1,72	%2,66
P_0	145,66	126,33	%4,3	%6,8	1549,6	1404	%2,08	%3,07

Sisteme PV bağlandığında geleneksel durumda günlük oluşan kayıp enerji 2631,9 kWh'ten 2122,1 kWh'e düşerek yaklaşık %19 azalmıştır. Günlük dağıtım trafo merkezinden çekilen toplam enerji ise 30198 kWh'ten 25555 kWh'e düşerek %15 azalmıştır. Aynı şekilde CVR durumlarında da sisteme PV bağlandığında dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji ve kayıp enerjinin azaldığı Tablo 6.23.'ten görülmektedir. PV ile birlikte güç ve enerji değerlerinde daha fazla azalma meydana gelmiştir. Sistemde PV'nin olması daha fazla enerji tasarrufuna olanak sağlamıştır.



Şekil 6.33. $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR uygulandığında dağıtım trafo merkezinden çekilen güç P_0



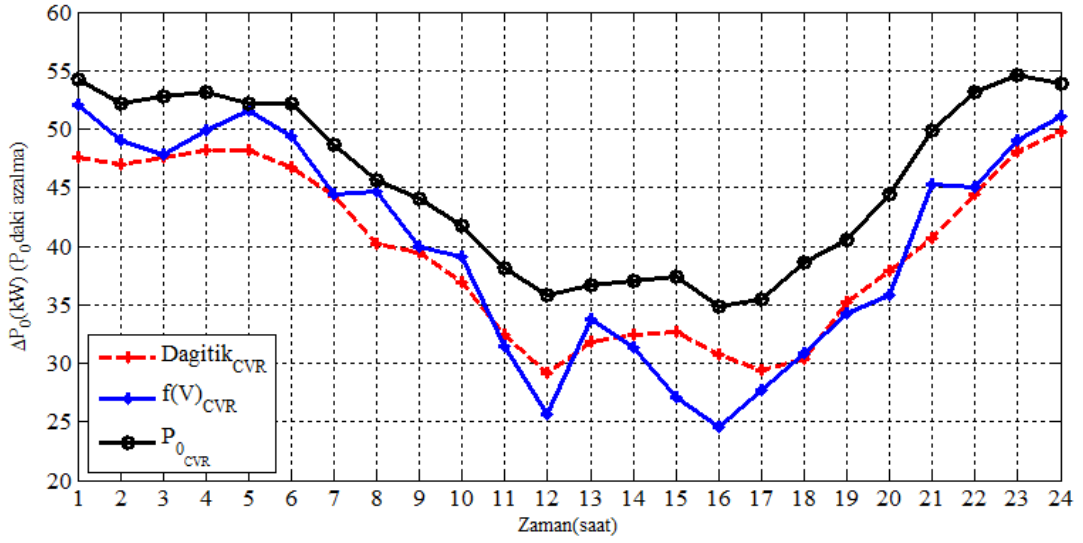
Şekil 6.34. $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR uygulandığında oluşan günlük kayıp

Benzetimler PV içeren ve içermeyen sistem ile gerçekleştirilmiştir. $f(V)$ amaçlı CVR durumunda genel olarak dağıtım trafo merkezinden çekilen gücün azaldığı görülmektedir (Şekil 6.33.). Ancak bu CVR durumunda kayıp çoğu zaman azalmasına rağmen her zaman azalmamış hatta bazen artmıştır (Şekil 6.34.). CVR'in amacı kayıpların azaltılması değil gerilimi azaltarak gücün azaltılmasıdır. Bu yüzden kayıpların bazı zamanlarda artmasına rağmen çekilen güç azalmıştır. Bu da CVR'in amacını karşılar. CVR'da gerilimin azaltılmasıyla gücün ve kaybın değişimi şebekenin yapısına, hatların konfigürasyonuna, yüklerin durumuna bağlıdır. Bazı durumlarda gerilimin azalmasıyla kayıpların artması ve az enerji tasarrufunun olması sistemin o anda sabit güç ağırlıklı yüklerin oranının fazla olmasıdır. Gerilimin azaltılması sabit güç yüklerinin çektiği akımı artıracığından dolayı kayıpları artıracaktır. Ayrıca PV devreye girdiğinde dağıtım trafo merkezinden çekilen güç ve kaybın azaldığı görülmektedir.

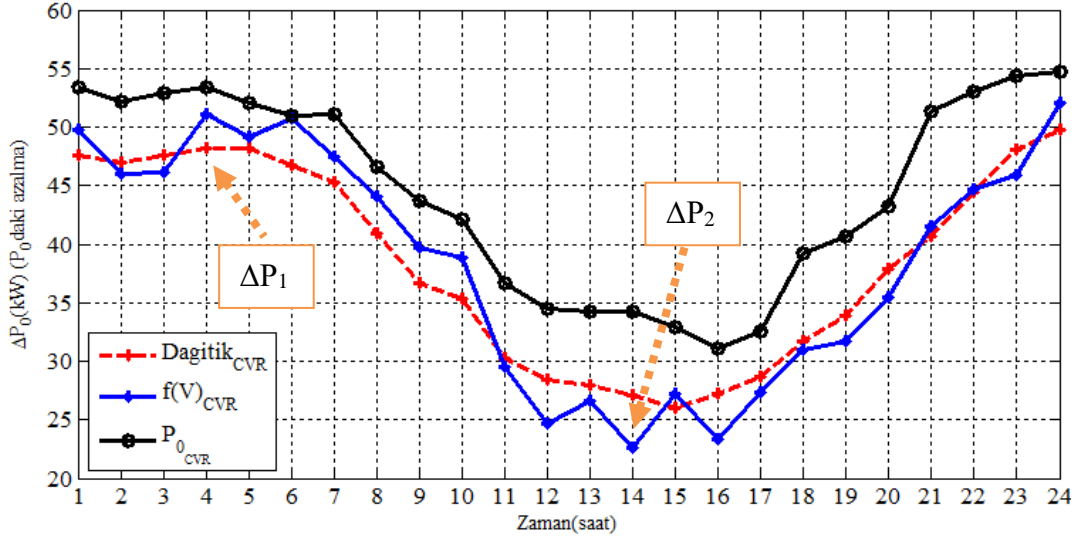
Şekil 6.35. ve Şekil 6.36.'da tüm CVR durumlarında geleneksel duruma göre meydana gelen dağıtım trafo merkezinden çekilen güçteki azalma gösterilmektedir. Grafikler geleneksel durumda çekilen güç ile CVR durumlarında çekilen güç arasında fark alınarak çizdirilmiştir ($\Delta P_0 = P_{0-Geleneksel} - P_{0-CVR}$).

P_0 amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR ile dağıtım trafo merkezinden çekilen güçte en fazla azalma elde edilmiştir. $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR çoğu zaman Dağıtım VVO/CVR'den daha fazla güç azalması elde edilmiştir.

Ayrıca her CVR durumunda PV içeren sistem ile genellikle PV içermeyen duruma göre daha fazla güç azalımı elde edilmiştir. Yani PV ile güçte daha fazla azalma meydana gelmiştir. PV'nin devreye girmesi gerilim yükselmesine neden olmakta bu da CVR açısından daha fazla gerilim azaltılmasına olanak sağladığından dolayı daha fazla güç azalımı meydana gelmiştir.

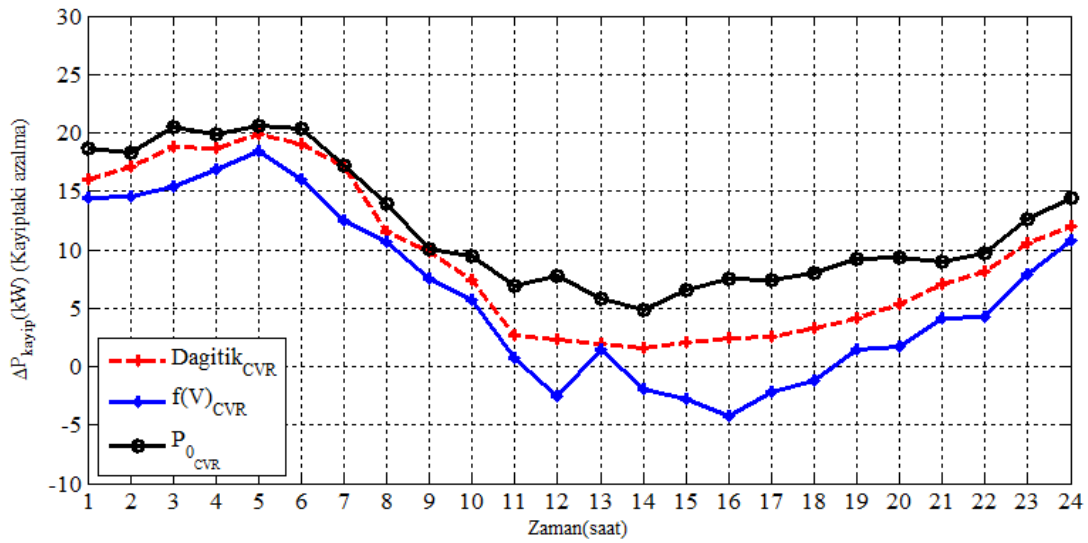


Şekil 6.35. Tümü CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan dağıtım trafo merkezinden çekilen güçteki (P_0) azalma (PV'li sistem)

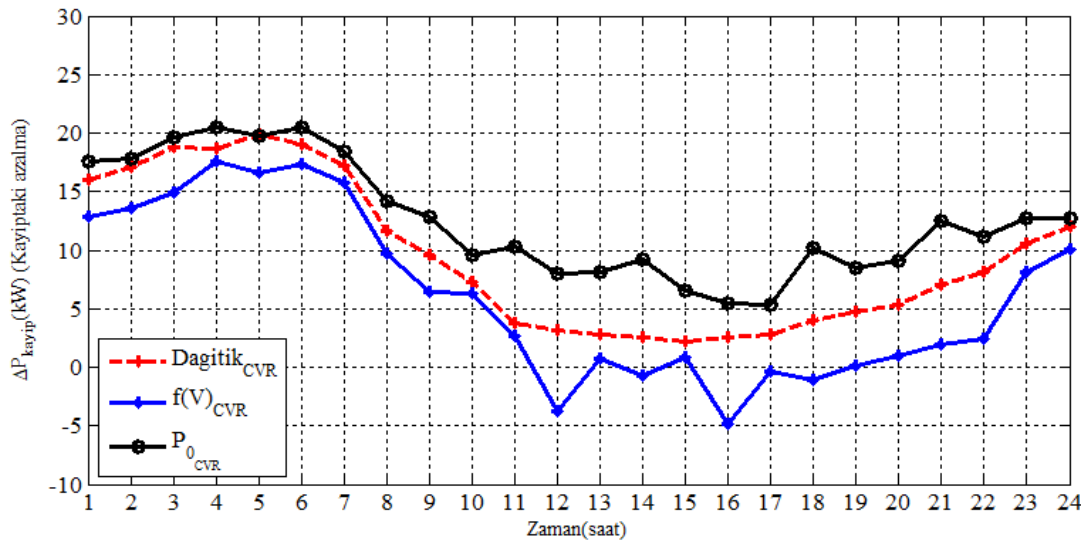


Şekil 6.36. Tümü CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan dağıtım trafo merkezinden çekilen güçteki (P_0) azalma (PV'siz sistem)

Aynı şekilde Şekil 6.37. ve Şekil 6.38.'de tüm CVR durumlarında geleneksel duruma göre meydana gelen kayıptaki azalma gösterilmektedir. Grafikler geleneksel durumda oluşan kayıp ile CVR durumlarında oluşan kayıp arasında fark alınarak çizdirilmiştir. ($\Delta P_{kayıp} = P_{kayıp-Geleneksel} - P_{kayıp-CVR}$)

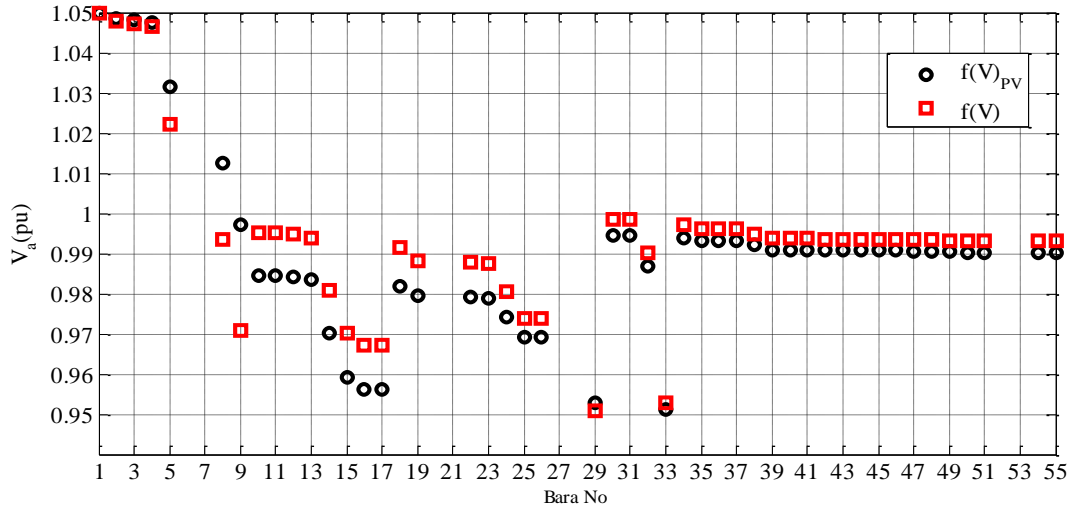


Şekil 6.37. Tüm CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan kayıptaki azalma (PV'li sistem)

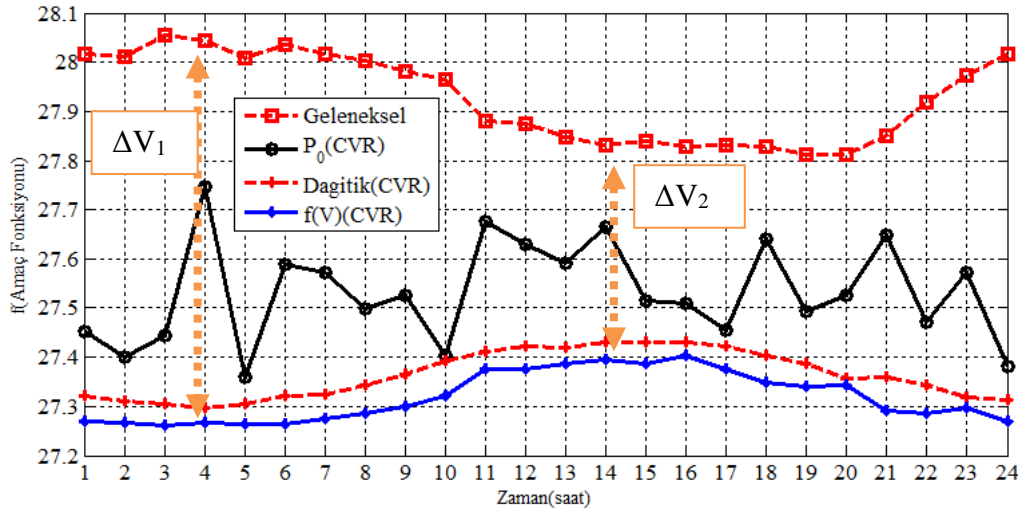


Şekil 6.38. Tüm CVR durumlarının geleneksel duruma göre oluşan kayıptaki azalma (PV'siz sistem)

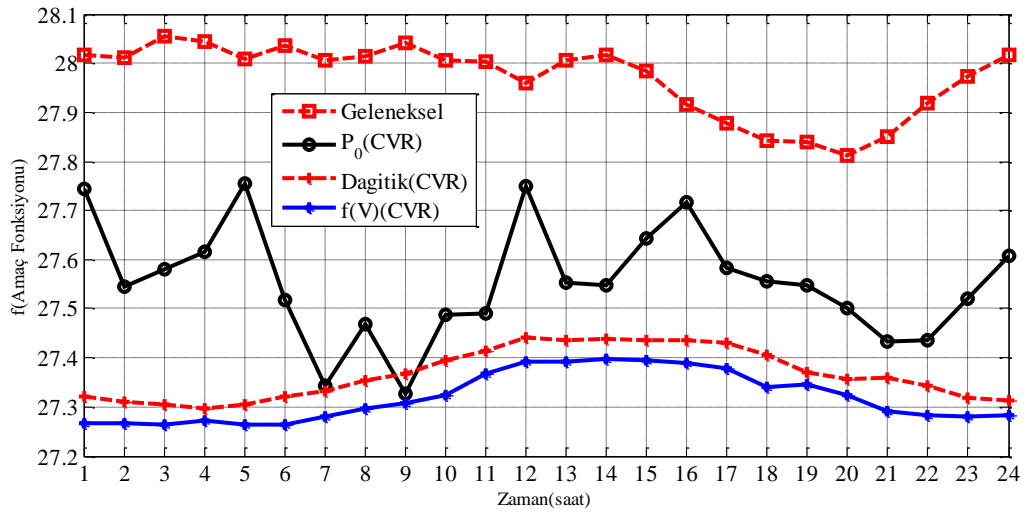
Şekil 6.39.'da $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR durumunda sistemde PV olduğunda daha fazla gerilim azalmasına olanak sağladığı görülmektedir. Geleneksel ve tüm CVR durumları için Denklem (5.9) kullanılarak hesaplanan $f(V)$ amaç fonksiyonunun değişimi Şekil 6.40. ve Şekil 6.41.'te verilmiştir. $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR durumunda $f(V)$ değerinin daha az olduğu görülmektedir. Böylelikle $f(V)$ amaçlı merkezi/birleşik VVO/CVR durumunda bara gerilimlerinin daha düşük olduğu yani daha düşük gerilim profiline sahip olduğu anlaşılmaktadır.



Şekil 6.39. PV içeren ve içermeyen modifiye edilmiş IEEE 34 baralı test sistemine merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR uygulanması durumunda a fazi bara gerilimleri (Saat 13.00)

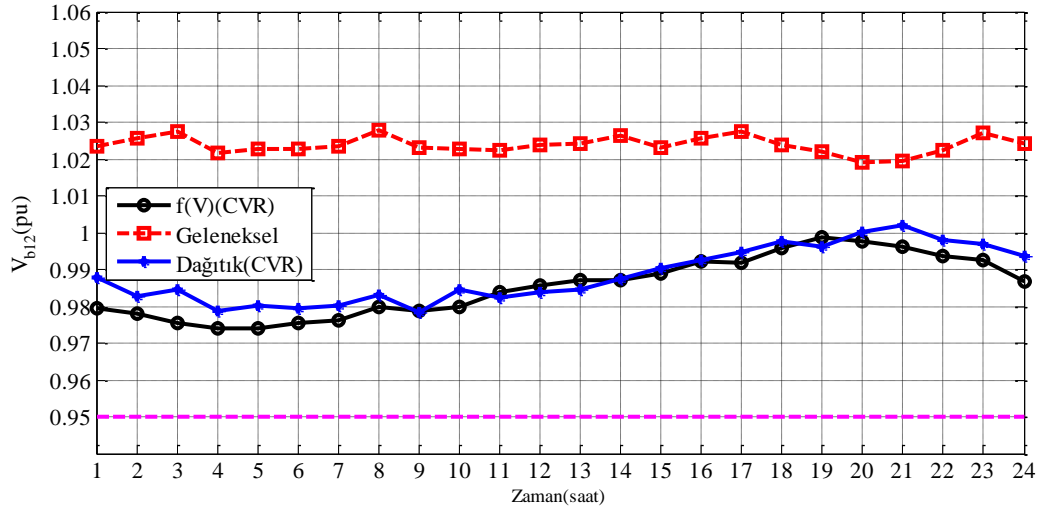


Şekil 6.40. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda f amaç fonksiyonu değeri (PV'siz sistem)

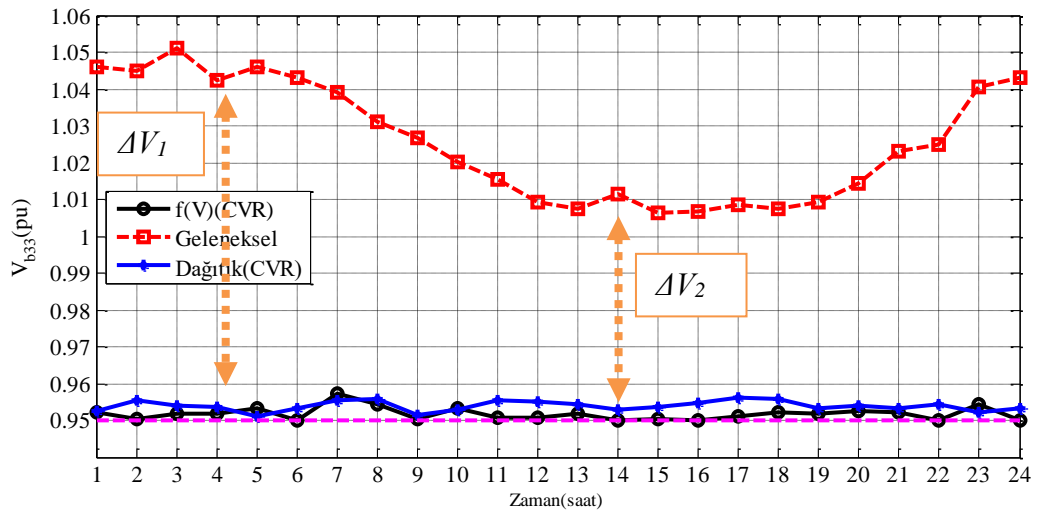


Şekil 6.41. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda f amaç fonksiyonu değeri (PV'li sistem)

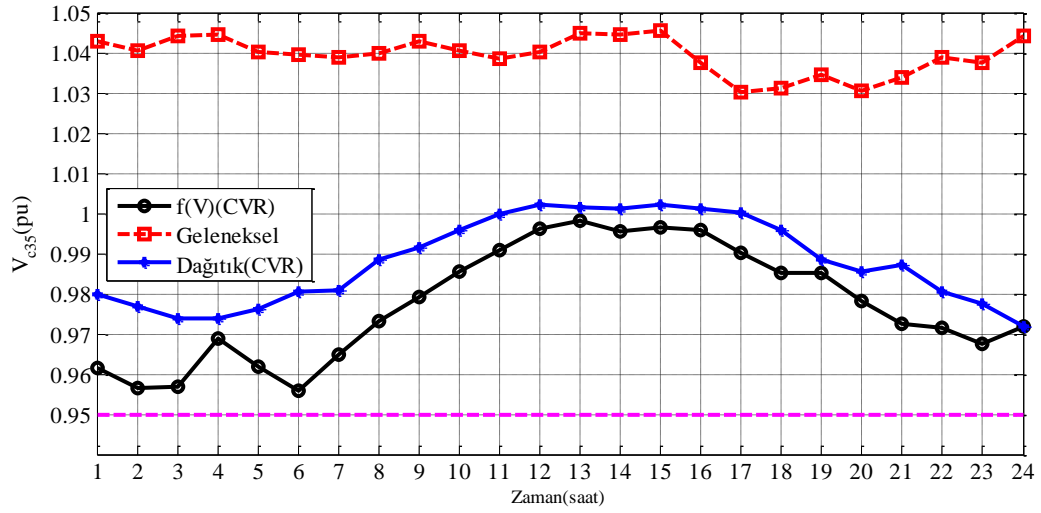
Şekil 6.34.'te görüldüğü gibi az yüklenmenin olduğu sırada (yaklaşık saat 1.00 - 7.00) CVR ile gerilimin daha fazla düşürülmesine, yüklenme arttığında (yaklaşık 10.00-20.00 arası) gerilimin daha az düşürülmesine olanak sağlandığı Şekil 6.40.'tan görülmektedir. Bu da daha fazla gerilim düşürülmesiyle daha fazla güç azaltımına daha az gerilim düşürülmesiyle daha az güç azaltımına olanak sağlandığı Şekil 6.36.'dan görülmektedir. Yüklenme arttığında daha az gerilim düşümüne olanak sağlandığından daha az güç azaltımına olanak sağlanmıştır. Şekil 6.40. ve Şekil 6.43.'te $\Delta V_1 > \Delta V_2$ olduğu görülmektedir. Şekil 6.36.'da ise ΔV_1 zamanında oluşan ΔP_1 'in ΔV_2 zamanında oluşan ΔP_2 'den büyük olduğu görülmektedir ($\Delta P_1 > \Delta P_2$).



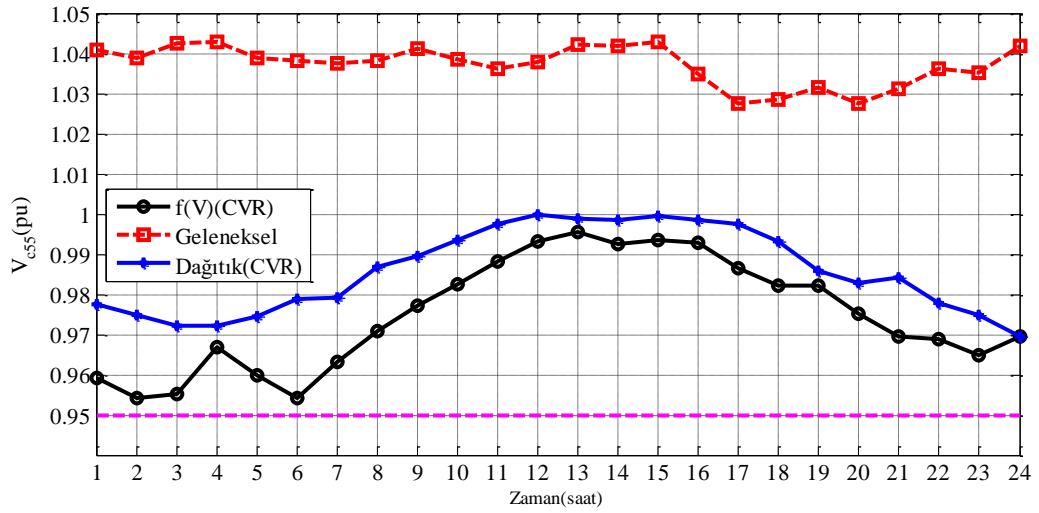
Şekil 6.42. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 12. bara b fazı gerilim profili (PV'li sistem)



Şekil 6.43. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 33. bara b fazı gerilim profili (PV'li sistem)



Şekil 6.44. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 35. bara c fazı gerilim profili (PV'li sistem)

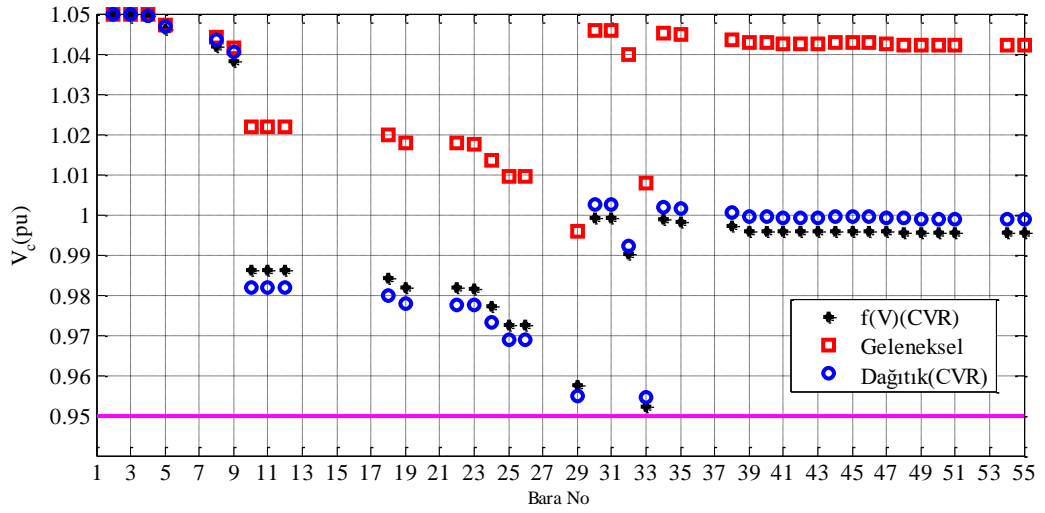


Şekil 6.45. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda 55. bara c fazı gerilim profili (PV'li sistem)

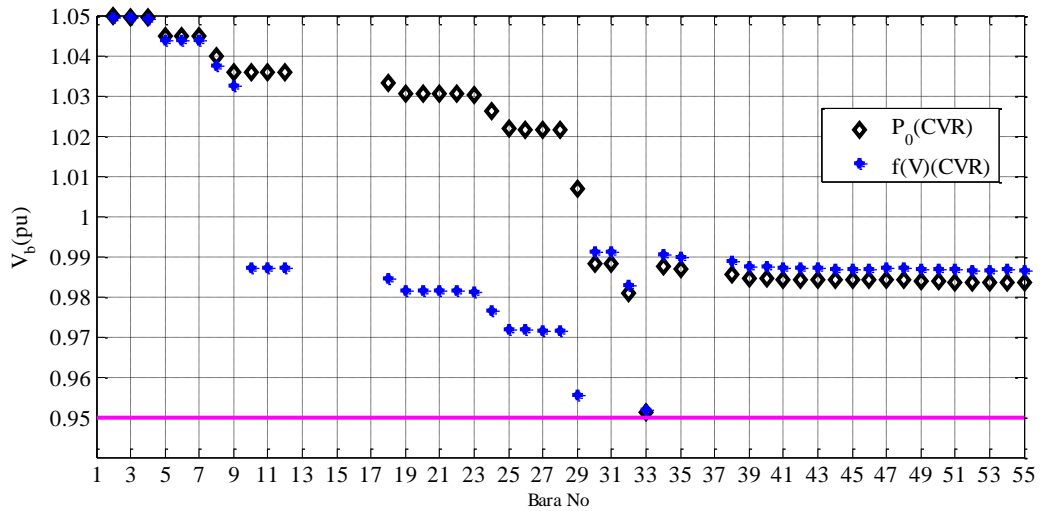
Geleneksel, Dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda PV'lerin bağlı olduğu 12. ve 35. baralarının günlük gerilim değişimleri Şekil 6.42. ve Şekil 6.44.'te verilmiştir.

Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda hat sonu olan 33. ve 55. baralarının günlük gerilim profilleri Şekil 6.43. ve Şekil 6.45.'te verilmiştir. 33. baranın gerilimi tüm CVR durumlarında alt limit olan 0,95 pu'ya yakın olduğu görülmektedir. 33. baranın yükü ve bu baraya giden hat uzunluğu fazla olduğundan dolayı fazla gerilim düşümü olmaktadır. İkinci gerilim regülatöründen sonra (VR2) 33. baranın gerilimi en düşük olduğundan dolayı CVR

optimizasyonunda 33. bara gerilim limitleri içindeyse bu baradan sonraki baralar limit içinde olmaktadır. Örneğin saat 13.00'de CVR durumunda 33. baradaki gerilim 0,95 pu'ya (Şekil 6.43.) yakın olmasına rağmen hat sonu olan 55. barada 1 pu'ya (Şekil 6.45.) yakın olduğu görülmektedir. Çünkü saat 13.00'e doğru yük arttığında 33. barada gerilim düşümü fazla olmaktadır. İkinci regülatörden sonra da en düşük gerilim seviyesine 33. bara sahip olduğundan dolayı teknik olarak CVR durumunda yük arttığında VR2 gerilim seviyesini artırarak 33. bara gerilimi alt limite yakın olacak şekilde ayarlamaktadır. Yük arttığında 33. baraya giden hatta daha fazla gerilim düşümü olduğundan dolayı hat sonu olan 55. barada gerilim alt limit olan 0,95 pu'dan fazla olmaktadır.



Şekil 6.46. Geleneksel, dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda c fazı bara gerilimleri (PV'li sistem-saat 13.00)



Şekil 6.47. Merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda b fazı bara gerilimleri (PV'li sistem-saat 13.00)

Şekil 6.46.'da Geleneksel, Dağıtık ve merkezi/birleşik $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda oluşan tüm baraların c fazı gerilimleri verilmiştir. CVR durumlarında tüm baraların gerilimi limitler içinde olduğu ve alt limit olan 0,95 pu'ya mümkün olduğunca yaklaştırıldığı görülmektedir. Şekil 6.47.'de merkezi/birleşik $f(V)$ ve P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda tüm baraların b fazı bara gerilimleri verilmiştir. $f(V)$ amaçlı VVO/CVR durumunda gerilimlerin olabildiğince alt limit olan 0,95 pu'ya yaklaştırıldığı görülmektedir. P_0 amaçlı VVO/CVR durumunda ise P_0 'i azaltmak için endüstriyel yüklerin yoğun olduğu bölgede VR1 ile gerilimi artırdığı ve ticari-konutsal yüklerin yoğun olduğu bölgelerde gerilimi VR2 ile azalttığı görülmektedir.

BÖLÜM 7. SONUÇLAR

Günümüzde artan nüfus ve teknolojiadaki gelişmelerle birlikte yaşam standartlarının artmasıyla elektrik enerji ihtiyacı giderek artmaktadır. Enerji ihtiyacının artması ile artan elektrik enerji tüketiminin karşılanabilmesi için elektrik üretimi ve enerji sistemlerinde verimlilik günümüzde daha da önemli hale gelmiştir.

Tüketiciler, cihazlarının zarar görmeden, performans kaybı olmadan çalışabilmesi için üreticinin ve elektrik dağıtım şirketlerinin kaliteli elektrik enerjisini ulaştırmasını bekler. Dağıtım şirketleri tüketicilere kaliteli elektrik sağlaması gerektiğinden dağıtım güç sistemlerinde kullanılan aygıtların planlı ve düzenli bir şekilde kontrol edilmesi gerekmektedir.

Ölçüm ve haberleşme altyapısının eksikliği, kullanılan aygıtların geleneksel veya yerel denetleyiciye sahip olması, kullanılan aygıtların haberleşme olmadığından koordinesizliği gibi bazı eksikliklerden dolayı geleneksel dağıtım sistemlerinde tüketicilere kaliteli elektrik sağlanmayabilir. Geleneksel dağıtım sistemlerinde aşırı yüklenme anında hattın sonundaki tüketici düşük gerilime ve az yüklenme anında ise hat başındaki tüketiciler yüksek gerilime maruz kalabilmektedir. Bu yüzden akıllı şebekelerle birlikte ileri ölçüm altyapısı sayesinde gerekli ölçüm alınabilmekte ve haberleşme altyapısı ile dağıtım şebekesi izlenip limitler içinde kalması sağlanabilmektedir. Haberleşme altyapısı sayesinde gerekli ölçümlerin alınarak sistem kolayca izlenebilmekte ve kullanılan aygıtların yeni yöntemler ile koordineli bir şekilde kontrol edilebilmektedir.

Bu tez çalışmasında, dağıtım sistemlerinde VVO/CVR için yeni yöntemler araştırılmıştır. Gerçek hayatta dağıtım sistemlerinin dengesiz yapısını dikkate almak için çalışmalarda detaylı üç faz model gerektiğinden dolayı yapılan benzetimlerde üç

fazlı model kullanılmıştır. Ayrıca gerilime bağlı yük modeli olan ZIP yük modeli kullanılarak daha doğru sonuç elde edilmeye çalışılmıştır. Benzetimlerde gerilime bağımlı ZIP yük modeli ve konutsal, ticari, endüstriyel tüketicilere ait günlük yük eğrisi kullanılmıştır.

İlk olarak dağıtık reaktif güç kontrol algoritması VVO/CVR için uygulanmıştır. Bu VVO/CVR yaklaşımında gerilim ile reaktif güç kontrolü ayrı ele alınmıştır. Geleneksel olarak kullanılan kondansatör bankalarının yerine limitler dahilinde istenilen reaktif güç kompanzasyonuna olanak sağlayan DSTATCOM kullanılmıştır. Ayrıca, DÜ olarak eklenen PV sisteminin dağıtım sistemini etkilediği görülmüştür. PV içeren dağıtım sisteminde, PV gerilim yükselmesine neden olmaktadır ve bu da daha fazla gerilim azaltımına olanak sağladığından dolayı PV daha fazla enerji tasarrufuna olanak sağlamıştır. Dağıtık reaktif güç kontrol algoritması global parametrelere yani sistemin tüm bilgisine ihtiyaç duymadığından dolayı diğer yöntemlere göre daha az haberleşme altyapısına sahiptir. Kullanılan reaktif güç kaynakları dağıtık denetleyiciye sahip olduğundan dolayı algoritma daha hızlı sonuç vermektedir.

Ayrıca evirici tabanlı DÜ'nün reaktif güç kompanzasyonu yapabileceği gösterilmiştir ve planlı bir şekilde kontrol edildiğinde gerilim profilinin iyileştirildiği görülmüştür. PV tarafından üretilen aktif güç etkilenmeden DÜ sisteminin eviricisi yardımıyla reaktif güç kompanzasyonu yapılmıştır. Böylelikle PV'nin aktif güç üretimi maksimum olduğunda bile evirici kapasitesi biraz büyük seçildiğinden dolayı limitler dahilinde reaktif güç sağlanabilmektedir. Gece esnasında PV'nin aktif güç üretimi olmadığı için eviricinin tüm kapasitesi gerektiği kadar reaktif güç kompanzasyonu için kullanılabilir. Evirici tabanlı PV'nin reaktif güç kapasitesi VVO/CVR'de kullanılmasıyla daha fazla enerji tasarrufu ve güç azalımına olanak sağladığı gösterilmiştir. DSTATCOM'lara ek olarak evirici tabanlı DÜ'nün reaktif güç kapasitesi VVO/CVR algoritmasında kullanılmasıyla daha düzgün bir gerilim profili elde edilmiş bu da daha fazla gerilim azaltımına olanak sağlamıştır. Böylece daha fazla güç azalımı meydana gelerek daha fazla enerji tasarrufu elde edilmiştir.

Dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR talep gücü 3466 kW ve 2102 kVAr olan üç fazlı dengesiz IEEE 13 baralı test sistemine uygulanmıştır. Geleneksel durumda gerilim-reaktif güç kontrolü dağıtım trafo merkezinde bulunan LDC parametreleri ayarlanan gerilim regülatörü ve sabit kondansatör bankaları ile sağlanmaktadır. Dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR algoritması uygulanırken kondansatör bankaları aynı kapasitede DSTATCOM ile değiştirilmiştir. Aktif güç kaybı minimizasyonu amaçlı tasarlanan dağıtık reaktif güç denetleyicileri ile reaktif güç referans değerleri hesaplanarak DSTATCOM ve evirici tabanlı DÜ'nün reaktif gücü kontrol edilmektedir. Gerilim kontrolü, dağıtım trafo merkezinde bulunan gerilim regülatörü ile sağlanmıştır. Tüm bara gerilimleri, en düşük gerilim ölçülerek standartlara göre belirlenen alt limite olabildiğince gerilim regülatörü ile yaklaştırılmaya çalışılmıştır. Gerilim regülatörü ile olabildiğince en düşük bara geriliminin alt limite yaklaştırılmasıyla yüklenme ve faz durumlarına göre 24 saat içinde minimum %5,35 (A fazı saat 12.00'de) ve maksimum %7,83 (B fazı saat 10.00) gerilim düşümü sağlanmıştır.

Geleneksel durumda reaktif güç kaynağı olarak kullanılan kondansatör bankaları DSTATCOM ile değiştirilerek dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR uygulanmasıyla (CVR2 durumu) günlük enerji kaybının 878,46 kWh'ten 898,04 kWh'e artmasına rağmen günlük dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji 49832,34 kWh'ten 48507,03 kWh'e düşerek %2,66 azaltılmıştır. Bu durumda saat 15.00'de oluşan puant güç %1,98 azaltılmış ve maksimum güç azalımı %3,587 ile saat 4.00'de gerçekleşmiştir. Tüketicilerin günlük yük profiline bakıldığında saat 4.00'de endüstriyel tüketici yüklerinin konutsal ve ticari tüketici yüklerine göre daha az olduğu görülmektedir. Benzetimlerde, endüstriyel tüketici yükleri ağırlıklı olarak sabit güç yükü olarak modellendiğinden endüstriyel yüklerin oranının azalması ve gerilime daha duyarlı olan konutsal ve ticari yüklerin oranının artmasından dolayı daha fazla güç azaltımı ile daha fazla enerji tasarrufu elde edilmiştir.

Geleneksel durumda oluşan 878,46 kWh günlük enerji kaybı, sisteme iki tane 375 kVA evirici kapasiteli 300 kW'lık PV eklendiğinde 765,49 kWh'e düşerek %12,86

azalmıştır. Dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji ise DÜ'nün devreye girmesiyle yaklaşık %8,6 azalarak 49832,34 kWh'ten 45548,87 kWh'e düşmüştür.

DÜ'lerin devreye girmesiyle uygulanan dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR ile geleneksel durumda oluşan günlük enerji kaybı 765,49 kWh'ten 776,25 kWh'e yükselmesine rağmen günlük trafo merkezinden çekilen enerji 45548,34 kWh'ten 44216,2 kWh'e düşerek % 2,926 azaltılmıştır. Bu durumda sisteme DÜ olarak PV'lerin eklenmesiyle elde edilen enerji tasarrufu %2,66'dan %2,926'ya yükselmesi DÜ içeren dağıtım sisteminde daha fazla enerji tasarrufu elde edildiğini göstermiştir. Böylelikle sisteme DÜ'nün eklenmesi gerilim yükselttiğinden dolayı VVO/CVR'de daha fazla gerilim azaltımına olanak sağlayarak daha fazla enerji azaltımı meydana gelmiştir. DÜ'lerin devreye girmesiyle puant güç saat 15.00'den 18.00'e kaymış ve saat 15.00'de 2734,79 kW olan puant güç %1,98 azalarak 2680,55 kW'a, DÜ'ler ile saat 18.00'de 2533,87 kW olan puant güç 2350,4 kW'a düşerek %2,56 azaltılmıştır.

DSTATCOM ile birlikte evirici tabanlı PV sistemlerinin reaktif güç kapasitesinin kullanılmasıyla (CVR3pv durumu) geleneksel durumda dağıtım trafo merkezinden çekilen 45548,87 kWh günlük enerji %3,06 azalarak 44155,94 kWh'e düşerek en fazla enerji azaltımı (ele alınan durumlar arasında) elde edilmiştir. Aynı şekilde saat 18.00'de oluşan 2412,25 kW puant güç ise 2349,9 kW'e düşerek %2,58 azaltılmış ve en fazla güç azaltımı elde edilmiştir.

Dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR'de gerilim ve reaktif güç kontrolü ayrı ayrı gerçekleştirilmiştir. Yani kademe değiştircili transformatörler ve reaktif güç kaynakları birbirinden bağımsız kontrol edilmiştir. Bununla birlikte birleşik VVO/CVR olarak adlandırılan uygulamada gerilim ve reaktif güç kontrolü aynı anda gerçekleştirilerek kullanılan aygıtlar aynı anda koordineli kontrol edilmiştir. Bu uygulanan VVO/CVR yaklaşımda ise gerilim ve reaktif güç aynı anda ele alınarak merkezi ve merkezi olmayan algoritma ile kontrol edilmiştir. Birleşik VVO/CVR uygulaması dengeli ve dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanmıştır. Bölüm 4.'te birleşik VVO/CVR problemi KTDOP olarak modellenmiş ve KTDOP genetik

algoritma ile çözülmüştür. Bu yaklaşım ile VVO/CVR problemi doğrusallaştırma, tam sayı değerleri sürekli kabul edip daha sonradan yakın tam sayıya yuvarlama gibi çeşitli varsayımlar yapılmadan çözülmüştür. Merkezi yaklaşım dengeli ve dengesiz yüklenme ve hat yapısına sahip olan dengesiz IEEE 34 baralı radyal test sistemine uygulanmıştır.

Dengeli IEEE 34 baralı test sisteminin talep gücü 590,7 kW ve 287,8 kVAR'dır. Dengeli IEEE 34 baralı sisteme DÜ olarak herbiri 50 kW güce sahip PV ve rüzgar türbini bağlanarak VVO/CVR üzerinde etkileri gösterilmiştir. Ayrıca 3 baraya herbiri 2 kademeli 100 kVAR gücünde kondansatör bankaları yerleştirilmiştir. Geleneksel durumda 1013,3 kWh olarak oluşan günlük enerji kaybı birleşik VVO/CVR uygulanmasıyla LTC, VR ve kondansatör bankalarının optimal kontrolü (CVR1 durumu) ile %2,16 azalarak 991,45 kWh olarak gerçekleşmiştir. Dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji ise %2,57 azalarak 13203 kWh'ten 12863,76 kWh'e düşürülmüştür. Aynı şekilde DÜ içermeyen sistemde saat 20.00'de oluşan puant güç 650,95 kW'tan 634,64 kW'a düşerek %2,51 azaltılmıştır. Kondansatör bankaları aynı kapasitede DSTATCOM ile değiştirilerek birleşik VVO/CVR uygulanmasıyla (CVR2 durumu) 1013,3 kWh olan günlük enerji kaybı 971,82 kWh'e düşerek %4,09, dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji 13203 kWh'ten 12837 kWh'e düşerek %2,77 azaltılmıştır. Puant güç ise 634,08 kW'e düşerek %2,59 azaltım elde edilmiştir. Ele alınan durumlar karşılaştırıldığında kondansatör bankaları DSTATCOM ile yer değiştirildikten sonra DSTATCOM istenilen miktarda reaktif güç sağlama olanağı olduğundan dolayı daha düşük gerilim profili elde edilmiştir. CVR1 durumunda (kondansatör bankaları olan durum) 12863,76 kWh olan dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji, kondansatör bankalarının DSTATCOM ile değiştirilmesiyle (CVR2 durumu) 12837 kWh olarak gerçekleşmiştir. Daha esnek kontrol olanağı sağlayan DSTATCOM ile daha düşük gerilim profili elde edildiğinden dolayı daha fazla enerji düşümü elde edilmiştir.

Dengeli IEEE 34 baralı test sistemine DÜ olarak herbiri 50 kW güce sahip PV ve rüzgar türbini bağlanarak kondansatör bankalı (CVR1 durumu) ve DSTATCOM (CVR2 durumu) durumunda ayrı ayrı VVO/CVR benzetimleri gerçekleştirilmiştir.

DÜ'nün devreye girmesiyle geleneksel durumda 1013,3 kWh olan günlük enerji kaybı 817,08 kWh'e, 13203 kWh olan dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji 11843 kWh'e düşmüştür. DÜ'nün sisteme bağlanmasıyla geleneksel durumda oluşan günlük enerji kaybı VVO/CVR uygulanmasıyla CVR1 durumunda 817,08 kWh'ten %2,34 azalarak 799,73 kWh'e ve CVR2 durumunda 817,08 kWh'ten %4,347 azalarak 781,56 kWh'e, dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji ise CVR1 durumunda 11843 kWh'ten %3,22 azalarak 11460,97 kWh'e ve CVR2 durumunda 11843 kWh'ten %3,3 azalarak 11452 kWh'e düşmüştür. Aynı şekilde DÜ ile saat 20.00'de geleneksel durumda oluşan puant güç 619,93 kW'tan birleşik VVO/CVR ile 603,92 kW'a düşürülerek %2,58 azaltılmıştır.

DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sistemine uygulanan merkezi-birleşik VVO/CVR'de daha hızlı çözüme ulaşmak için sistem bölgelere ayrılarak merkezi olmayan birleşik VVO/CVR uygulanmıştır. Merkezi birleşik VVO/CVR uygulandığında dağıtım trafo merkezinden çekilen enerjide %3,226 azaltım elde edilirken merkezi olmayan birleşik VVO/CVR'de %3,223 enerji azaltım elde edilmiştir. Fakat merkezi VVO/CVR'de yaklaşık 195 sn'de çözüme ulaşılmasına rağmen merkezi olmayan birleşik VVO/CVR'de aynı bilgisayar ile yaklaşık 95 sn'de çözüme ulaşılmıştır. Böylelikle daha hızlı sonuç almak için uygulanan merkezi olmayan VVO/CVR ile merkezi VVO/CVR'a hem yakın sonuç vermiş ve hem de daha hızlı sonuç elde edilmiştir.

Dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanan VVO/CVR, fider üzerinde bulunan iki tane gerilim regülatörü ve dört baraya bağlanan herbiri 225 kVAr gücünde olan kondansatör bankaları ile sağlanmıştır (CVR1 durumu). 1769 kW ve 1044 kVAr talep gücüne sahip olan ve DÜ olarak herbiri 300 kW gücünde iki tane PV içeren dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine birleşik VVO/CVR uygulanmasıyla günlük enerji kaybı 2122,1 kWh'ten %5,4 azalarak 2007,4 kWh'e, dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji 25555 kWh'ten %3,77 azalarak 24592 kWh'e düşürülmüştür. Saat 20.00'de oluşan puant güç ise 1448,59 kW iken %2,7 azaltılarak 1409 kW'a düşürülmüştür. Birleşik VVO/CVR'de gerilim azaltım amaç fonksiyonu ($f(V)$) yerine dağıtım trafo merkezinde çekilen aktif güç olan P_0 da kullanılmaktadır.

Birleşik VVO/CVR’de gerilim azaltım ($f(V)$) amacı yerine dağıtım trafo merkezinden çekilen aktif güç (P_0) kullanılmasıyla günlük enerji kaybı %12,2 azaltılırken dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji %4,27 azaltılmıştır. P_0 amaçlı VVO/CVR ile puant güç %6,7 azaltılırken puant güçte oluşan kayıp %3,06 azaltılmıştır.

Doğrusal olmayan amaç fonksiyonu ve kısıtları, tam sayı değişkenleri içeren KTDOP olarak modellenen merkezi ve merkezi olmayan birleşik VVO/CVR problemini GA rahatlıkla çözüme olanağı sağlamıştır. Çok sayıda değişkene sahip olan sisteme uygulanmış ve optimal veya optimale yakın sonuç elde edilmiştir. Çok sayılı parametrelere sahip olan optimizasyon probleminde yeterli süre verildiğinde optimal veya optimale yakın sonuç elde edildiği görülmüştür.

Güç sistemlerinin optimizasyonu ile kontrol edilen aygıtların işlem/anahtarlama sayısı artmaktadır. Geleneksel Volt/VAr kontrol elemanları içeren dağıtım sistemine birleşik/merkezi VVO/CVR uygulandığında LTC, VR ve kondansatör bankalarının optimal durumu elde etmek için işlem/anahtarlama sayısının arttığı görülmüştür. Artan işlem/anahtarlama sayısı kullanım süresini azalttığından ve bakım maliyetini artırdığından dolayı kullanılan aygıtların işlem/anahtarlama sayısının artması istenmez. Bu yüzden artan işlem/anahtarlama sayısının azalması için birleşik VVO/CVR uygulamasına sistemin gelecek durumlarını dikkate alan Model Öngörülü Kontrol (MÖK) uygulanmıştır. Model öngörülü kontrol tabanlı VVO/CVR ile çekilen puant güç, enerji ve günlük enerji kaybı azaltılırken işlem/anahtarlama sayısı da azaltılmıştır. Böylelikle MÖK tabanlı VVO/CVR ile normal VVO/CVR yaklaşımına göre daha az enerji tasarrufu elde edilmesine rağmen kullanılan aygıtların işlem sayısının azaldığı görülmüştür. İşlem sayısının azalmasıyla bakım maliyeti azalmış ve kullanım süresinin arttığını söyleyebiliriz.

DÜ içeren dengeli IEEE 34 baralı test sisteminde, geleneksel durumda 817,08 kWh olan günlük enerji kaybı birleşik VVO/CVR uygulandığında 801,49 kWh’e, MÖK tabanlı VVO/CVR uygulandığında ($N_p=2$) 803,28 kWh’e düşmüştür. MÖK tabanlı VVO/CVR’de öngörü ufku (N_p) 2’den 5’e kadar artırıldığında oluşan günlük enerji kaybı sırasıyla 803,28 kWh, 803,42 kWh, 806,07 kWh ve 806,09 kWh olmaktadır.

Birleşik VVO/CVR ile anlık (o anda) optimizasyon olduğundan dolayı gelecek durumları dikkate alan MÖK tabanlı VVO/CVR'den daha iyi sonuç elde edileceği yani daha fazla enerji tasarrufu elde edileceği görülmektedir. O yüzden birleşik VVO/CVR'de daha fazla enerji azaltımı elde edilmesine rağmen MÖK tabanlı VVO/CVR'de daha az işlem/anahtarlama sayısı meydana gelmektedir. Böylelikle birleşik VVO/CVR durumunda %1,91 enerji kaybı azalırken artan öngörü ufkuyula geleneksel duruma göre sırasıyla %1,69, %1,67, %1,35 ve %1,345 enerji kaybı azalması elde edilmiştir. Birleşik VVO/CVR ile dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji 11479 kWh iken artan öngörü ufkuyula sırasıyla 11481 kWh, 11482 kWh, 11489 kWh ve 11508 kWh olmaktadır. Geleneksel durumda 16 olan işlem/anahtarlama sayısı birleşik VVO/CVR ile 31'e yükselmiştir. VVO/CVR durumunda 31 olan işlem/anahtarlama sayısı öngörü ufku (N_p) 2'den 5'e kadar artırıldığında sırasıyla 25, 23, 20, 19 olmaktadır. Birleşik VVO/CVR durumunda 31 olan işlem/anahtarlama sayısı MÖK tabanlı VVO/CVR ile öngörü ufku (N_p) 2'den 5'e kadar artırıldığında sırasıyla %19,35, %25,8, %35,5 ve %38,7 azaltılmıştır. MÖK ile sistemin gelecek durumları tahmin edilip optimizasyon problemine dahil edilerek işlem/anahtarlama sayısı sınırlandırıldığından birleşik VVO/CVR'ye göre daha yüksek gerilim profili elde edilmektedir. Bu da daha az enerji tasarrufu sağlamaktadır. MÖK ile geleneksel duruma göre enerji azaltılmasına rağmen birleşik VVO/CVR'ye göre daha az enerji azalması meydana gelmiş fakat birleşik VVO/CVR'de oluşan işlem/anahtarlama sayısından daha az işlem/anahtarlama sayısı meydana gelmiştir.

Görüldüğü gibi artan öngörü ufkuyula geleneksel duruma göre enerji tasarrufu azalırken CVR durumuna göre işlem/anahtarlama sayısı azalmaktadır. MÖK'de model sistemin gelecek durumlarını yani günlük yük ve varsa PV-rüzgar profillerini hatalı etme ihtimali olduğundan maksimum %5 hatalı yük ve PV-rüzgar profilleri de kullanılarak benzetimler yapılmıştır. Hatalı yük ve PV-rüzgar profili olmasına rağmen gerçek yük ve PV-rüzgar profili kullanıldığı duruma yakın enerji azalması elde edilmiştir. Hatalı yük ve PV-rüzgar profillerine rağmen güç, enerji ve kayıp azaltılırken anahtarlama sayısı da azaltılmıştır.

MÖK tabanlı VVO/CVR'nin dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine uygulanmasıyla geleneksel durumda 2122,2 kWh olan günlük enerji kaybı ve 25555 kWh olan dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji $N_p=5$ olduğunda 2046 kWh'e ve 24873 kWh'e düşerek %3,59 ve %2,67 azaltılmıştır. Geleneksel durumda günlük 58 olan işlem sayısının birleşik VVO/CVR ile 184'e çıkmış ve MÖK tabanlı birleşik VVO/CVR ile 135'e düşürülmüştür.

MÖK ile sistemi optimize ederken kısıtları rahatlıkla optimizasyon problemine dahil edilip dikkate alınmıştır. Denetleyici yapısını değiştirmeden rahatlıkla MÖK amacını değiştirebilme gibi esneklik sağlar. Örneğin amaç fonksiyonunu kayıp minimizasyonu, gerilim dalgalanması, toplam talep güç minimizasyonu veya herhangi bir fonksiyon seçebilme esnekliği sağlamaktadır. Yani amaç fonksiyonu minimize edilebilecek herhangi bir fonksiyon olarak formüle edilebilir. Ayrıca MÖK ile işlem/anahtarlama sayısı kısıtlara dahil edilmeden anlık ve çevrim içi olarak MÖK tabanlı optimizasyon sayesinde gereksiz kontrolden kaçınılarak kayıplar ve enerji azaltımı elde edilirken işlem/anahtarlama sayısı azaltılmıştır.

Son olarak algoritmaların karşılaştırılması için dengesiz IEEE 34 baralı test sistemine dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR, $f(V)$ ve P_0 amaçlı birleşik VVO/CVR uygulanmıştır. VVO/CVR'yi sağlamak için VR'ler ve reaktif güç kaynağı olarak DSTATCOM'lar kullanılmıştır (CVR2 durumu). Tüm uygulanan VVO/CVR algoritmaları DÜ'nün etkisini görmek için sistemde PV varken ve yokken uygulanmıştır. Dağıtık reaktif güç kontrolü tabanlı VVO/CVR uygulandığında 30198 kWh olan günlük dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji 29273 kWh'e düşerek %3,06 azaltılmıştır. Sisteme PV eklenmesiyle 25555 kWh olan günlük dağıtım trafo merkezinden çekilen enerji 24604 kWh'e düşerek %3,72 azalmıştır. Buradan görüldüğü gibi DÜ'nün eklenmesi gerilim yükselmesine neden olmaktadır bu da daha fazla gerilim düşümüne olanak sağladığından dolayı daha fazla enerji azalımı meydana gelmiştir. $f(V)$ ve P_0 amaçlı birleşik VVO/CVR ile dağıtım trafo merkezinden çekilen günlük enerji PV varken geleneksel duruma göre %2,66 ve %3,07 düşerek 24594 kWh ve 24468 kWh'e azaltılmıştır. Aynı şekilde $f(V)$ amaçlı birleşik VVO/CVR uygulandığında sisteme PV eklenmesiyle puant güçteki azalma

%1,72'den %2,66'ya yükselmiştir. Bu da DÜ içeren sistemde daha fazla puant güçte azalma olduğunu göstermektedir. Uygulanan dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR, $f(V)$ ve P_0 amaçlı birleşik VVO/CVR arasında en fazla enerji ve güç azaltımı P_0 amaçlı VVO/CVR'de meydana gelmiştir. $f(V)$ amaçlı birleşik VVO/CVR'de tüm baralardaki gerilimin minimum yapılması amaçlandığından dolayı endüstriyel bölgelerde gerilimin azalmasıyla çekilen akım artmaktadır. P_0 amaçlı birleşik VVO/CVR'de çekilen gücü azaltmak için endüstriyel tüketicilerin olduğu bölgelerde gerilim yükseleterek ve konutsal, ticari tüketicilerin olduğu bölgelerde gerilim azaltıldığından dolayı P_0 amaçlı VVO/CVR'de daha fazla enerji ve güç azaltımı elde edilmiştir. Dağıtık reaktif güç kontrol tabanlı VVO/CVR'de kontrol edilen aygıtlar birbirinden bağımsız kontrol edildiğinden $f(V)$ ve P_0 amaçlı birleşik VVO/CVR'ye göre daha az enerji azaltımı elde edilmiştir.

Uygulanan ayrıştırılmış/dağıtık ve merkezi/birleşik VVO/CVR yaklaşımları yukarıda verilen değerler ile karşılaştırılmıştır. Ayrıştırılmış modelin global parametrelere ihtiyaç duymaması ve daha hızlı çözülmesi gibi avantajları olmasına rağmen ayrıştırılmış modelde bazı varsayımlar yapıldığı, gerilim ve reaktif güç kontrolü ayrı olarak gerçekleştirildiği için birleşik VVO/CVR yaklaşımına yakın olmasına rağmen daha az enerji tasarrufu meydana gelmiştir.

VVO/CVR ile hem tüketicilere limitler içinde gerilim sağlanmış hem de gerilim azaltılarak çekilen güç azaltılmış ve böylelikle enerji tüketimi azaltılarak enerji tasarrufu elde edilmiştir. Bu tasarruf hat uzunluğu, yüklerin çeşidi ve yerleşimi gibi şebekenin yapısına bağlı olarak değişmektedir. Aynı şekilde kayıp ta şebekenin yapısına bağlı olmakla beraber azalmıştır.

Çekilen gücün/enerjinin azalmasıyla fosil yakıtlı santraller ile daha az üretim yapılarak CO₂ emisyonu azalmış olmaktadır. CVR puant gücün olduğu zamanlarda uygulandığında puant gücün azalmasıyla sistemin ve hatların rahatlamasını sağlamaktadır. Gerilimin azalmasıyla trafoların demir kayıpları gerilimin karesiyle orantılı olduğundan demir kayıpları azalmış ve kullanım süresinin arttığı söylenebilir.

KAYNAKLAR

- [1] IET, Communication, Control and Security Challenges for the Smart Grid, IET Power and Energy Series 95, 2017.
- [2] Tareila C. P., A Single-Phase D-STATCOM Inverter for Distributed Energy Sources, Kansas State University, Yüksek Lisans Tezi, 2011.
- [3] Seychelles Energy Commission (SEC), Structure of the Electricity Sector, 2014, <http://www.sec.sc/index.php/electricity-sector>. Erişim Tarihi:06.08.2017
- [4] Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Başkanlığı, Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2016-2020), 2016.
- [5] Tiryaki H., Modern Kontrol Yöntemlerinin Yük Dağıtım Sistemlerinde Uygulanması, İstanbul Üniversitesi, Doktora Tezi, 2013.
- [6] International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Capacity Statistics 2015, Irena, p. 44, 2015.
- [7] Lorena M., Lochinvar M., A review of the development of Smart Grid technologies, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 59, pp. 710–725, 2016.
- [8] Uluski B., Volt / VAR Control and Optimization Concepts and Issues, 2011.
- [9] Uluski R. W., VVC in the smart grid era, IEEE PES Gen. Meet. PES 2010, pp. 1–7, 2010.
- [10] IEEE, P1885TM/D01 - Draft Guide for Assessing Measuring and Verifying Volt-Var Control Optimization on Distribution Systems, IEEE Power and Energy Society, New York, 2015.
- [11] ANSI C84.1-2006, American National Standard for Electric Power Systems and Equipment, Natl. Electr. Manuf. Assoc., no. 44494, pp. 1–24, 2006.
- [12] EPDK, Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği, 2012.
- [13] Köse E., Gerilim Kararlılığı İyileştiricilerinin Akıllı Algoritma Tabanlı Kayan Kipli Kontrolü, Sakarya Üniversitesi, Doktora Tezi, 2012.

- [14] Rahimi S., Marinelli M., Silvestro F., Evaluation of requirements for Volt/Var control and optimization function in distribution management systems, 2012 IEEE Int. Energy Conf. Exhib., ENERGYCON 2012, pp. 331–336, 2012.
- [15] Roytelman I., Wee B. K., Lugtu R. L., Volt/var control algorithm for modern distribution management system, IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, no. 3, pp. 1454–1460, 1995.
- [16] Civanlar S., Grainger J.J., Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators Part II: The Solution Method, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-104, no. 11, pp. 3284–3290, 1985.
- [17] Baldick R., Applied Optimization: Formulation and Algorithms for Engineering Systems, New York: Cambridge University Press, 2006.
- [18] Jizhong Zhu, Optimization of Power System Operation, New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2009.
- [19] W. M., Philip E. Gill, Practical Optimization, Elsevier Academic Press, 1983.
- [20] Sun D. I., Ashley B., Brewer B., Hughes A., Tinney W. F., Optimal Power Flow by Newton Approach, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-103, no. 10, pp. 2864–2880, 1984.
- [21] Borghetti A., Napolitano F., Nucci C. A., Volt/var optimization of unbalanced distribution feeders via mixed integer linear programming, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 72, no. 2015, pp. 40–47, 2015.
- [22] Kersting W. H., Fellow L., The Whys of Distribution System Analysis, Rural Electr. Power Conf. REPC 2010 IEEE, no. 10, pp. A4-A4-7, 2010.
- [23] Sarić A. T., Stanković A. M., A robust algorithm for Volt/Var control, IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE, 2009.
- [24] Kulmala A., Repo S., Jarventausta P., Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 2010–2020, 2014.
- [25] Shen Z., Wang Z., Baran M. E., Optimal volt/var control strategy for distribution system with multiple voltage regulating devices, Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf., no. 1, pp. 1–7, 2012.
- [26] Shen Z., Centralized and Decentralized Volt/Var Control Schemes for FREEDM System, North Carolina State University, Doktora Tezi, 2013.

- [27] Le B., Canizares C. A., Bhattacharya K., Incentive Design for Voltage Optimization Programs for Industrial Loads, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2015.
- [28] Paaso E. A., Liao Y., Cramer A. M., Formulation and solution of distribution system voltage and VAR control with distributed generation as a mixed integer non-linear programming problem, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 108, no. 2014, pp. 164–169, 2014.
- [29] Ahmadi H., Martí J. R., Dommel H. W., A Framework for Volt-VAR Optimization in Distribution Systems, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1473–1483, 2015.
- [30] Abdelfatah Ali K. M., Raisz David, Adaptive Multi-objective optimization for Power Loss Minimization and voltage regulation in distribution systems, in 2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2016, pp. 2–7.
- [31] Deshmukh S., Natarajan B., Pahwa A., Voltage / VAR Control in Distribution Networks via Reactive Power Injection Through Distributed Generators, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1226–1234, 2012.
- [32] Degefa M. Z., Lehtonen M., Millar R. J., Alahäivälä A., Saarijärvi E., Optimal voltage control strategies for day-ahead active distribution network operation, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 41–52, 2015.
- [33] Ibrahim M., Salama M. M. A., Smart distribution system volt/VAR control using distributed intelligence and wireless communication, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 4, pp. 307–318, 2015.
- [34] Zhang W., Li F., Tolbert L. M., Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms, vol. 22, no. 4, pp. 2177–2186, 2007.
- [35] Emiroglu S., Ozdemir G., Baran M., Assessment of Linear Distribution Feeder Models Used in Optimization Methods, *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2016, pp. 1–5.
- [36] Belotti P., Kirches C., Leyffer S., Linderoth J., Luedtke J., Mahajan A., Mixed-integer nonlinear optimization, Argonne, Illinois, 2012.
- [37] Viawan F. A., Karlsson D., Coordinated voltage and reactive power control in the presence of distributed generation, *Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, 2008 IEEE, pp. 1–6, 2008.
- [38] Vovos P. N., Kiprakis A. E., Wallace A. R., Harrison G. P., Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 476–483, 2007.

- [39] Baran M. E., Hsu M. Y., Volt/var control at distribution substations, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 312–318, 1999.
- [40] Borazan V., Baran M. E., Novosel D., Integrated Volt Var Control in Distribution, in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001, no. C, pp. 1485–1490.
- [41] Ozdemir G., Emiroglu S., Baran M., Supervisory Control for Coordinating Volt/VAr Control Devices on a Distribution System, in *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2016.
- [42] Liu Y., Zhang P., Qiu X., Optimal Volt/VAr control in distribution systems, *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 24, pp. 271–276, 2002.
- [43] Liang R. H., Cheng C. K., Dispatch of main transformer ULTC and capacitor in a distribution system, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, no. 4, pp. 625–630, 2001.
- [44] Lai X., Yang Z., Liu G., Gao S., Wang D., Tang J., Chen Z., Jia H., Coordinated Volt-VAR Control in Active Distribution Systems for Renewable Energy Integration, in *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2015, pp. 99–104.
- [45] Bravo R. J., Robles S. A., Bialek T., VAr support from solar PV inverters, 2014 *IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, pp. 2672–2676, 2014.
- [46] IEEE Standards Coordinating Committee 21, 1547TM *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, New York, NY, USA, 2003.
- [47] IEEE Standards Coordinating Committee 21, 1547a-2014 - *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1*, New York, NY, USA, 2014.
- [48] Méndez Quezada V. H., Rivier Abbad J., Gómez San Román T., Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, 2006.
- [49] Cagnano A., De Tuglie E., Liserre M., Mastromauro R. A., Online Optimal Reactive Power Control Strategy of PV Inverters, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 10, pp. 4549–4558, 2011.
- [50] Bakhshideh Zad B., Lobry J., Vallée F., Coordinated control of on-load tap changer and D-STATCOM for voltage regulation of radial distribution systems with DG units, 2013 *3rd Int. Conf. Electr. Power Energy Convers. Syst. EPECS 2013*, pp. 3–7, 2013.

- [51] Singh S. P., Thakur A. K., Singh S. P., Energy Savings in Distribution Network With Smart Grid-Enabled CVR and Distributed Generation, in National Power Systems Conference (NPSC), 2016.
- [52] Bokhari A., Raza A., Diaz-Aguilo M., De Leon F., Czarkowski D., Uosef R., Wang D., Combined Effect of CVR and DG Penetration in the Voltage Profile of Low-Voltage Secondary Distribution Networks, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 286–293, 2016.
- [53] Sandraz J. P. A., Macwan R., Diaz-Aguiló M., McClelland J., De León F., Czarkowski D., Comack C., Energy and economic impacts of the application of CVR in heavily meshed secondary distribution networks, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1692–1700, 2014.
- [54] Peskin M. A., Powell P. W., Hall E. J., Conservation Voltage Reduction with feedback from Advanced Metering Infrastructure, *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 1–8, 2012.
- [55] Kennedy R. H. F., Barry W., Conservation Voltage Reduction (CVR) at Snohomish County PUD, *Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 986–998, 1991.
- [56] Ellens W., Berry A., West S., A quantification of the energy savings by Conservation Voltage Reduction, 2012 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2012, pp. 1–6, 2012.
- [57] Bokhari A., Alkan A., Dogan R., Diaz-Aguilo M., De Leon F., Czarkowski D., Zabar Z., Birenbaum L., Noel A., Uosef R. E., Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 3, pp. 1372–1381, 2014.
- [58] Lauria D. M., Conservation Voltage Reduction (CVR) At Northeast Utilities, *IEEE Trans. Power Deliv.*, no. 4, pp. 1186–1191, 1987.
- [59] Lefebvre S., Gaba G., Ba A. O., Asber D., Ricard A., Perreault C., Chartrand D., Measuring the efficiency of voltage reduction at Hydro-Quebec distribution, *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–7, 2008.
- [60] Valverde G., Van Cutsem T., Model Predictive Control of Voltages in Active Distribution Networks, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 2152–2161, 2013.
- [61] Milanovi J., Yamashita K., Martinez S., Djoki S., Korunovi L., International Industry Practice on Power System Load Modelling, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, p. 6415, 2013.
- [62] Singh D., Verma K. S., Multiobjective optimization for DG planning with load models, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 427–436, 2009.

- [63] Malekpour A. R., Pahwa A., Natarajan B., Distributed Volt / Var Control in Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation, in IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG), 2014, pp. 1–6.
- [64] Liu H. J. Overbye T. J., Smart-grid-enabled distributed reactive power support with Conservation Voltage Reduction, 2014 IEEE Power Energy Conf. Illinois, PECO 2014, pp. 1–5, 2014.
- [65] Vaahedi D., Practical Power System Operation, 1st ed. New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2014.
- [66] Alagöz B. B., Değişken Üretim ve Değişken Talep Koşullarında Akıllı Şebekelerde Enerji Dengeleme, İnönü Üniversitesi, Doktora Tezi, 2015.
- [67] Fan Z., Kulkarni P., Gormus S., Efthymiou C., Kalogridis G., Sooriyabandara M., Zhu Z., Lambotharan S., Chin W. H., Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities, IEEE Commun. Surv. Tutorials, vol. 15, no. 1, pp. 21–38, 2013.
- [68] Nist, N. S. Publication, and National Institute of Standards and Technology, NIST Special Publication 1108 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Nist Spec. Publ., vol. 0, pp. 1–90, 2010.
- [69] Clark W. Gellings, The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response, CRC Press, 2009.
- [70] Dugan R. C., McDermott T. E, An open source platform for collaborating on smart grid research, in IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, pp. 1–7.
- [71] Kersting W. H., Distribution system modelling and analysis, CRC Press, 2013.
- [72] Kersting W. H., Phillips W. H., Distribution feeder line models, IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 31, no. 4, pp. 715–720, 1995.
- [73] Anwar A., Pota H. R., Loss reduction of power distribution network using optimum size and location of distributed generation, Univ. Power Eng. Conf. (AUPEC), 2011 21st Australas., pp. 1–6, 2011.
- [74] Ackermann T., Andersson G., Söder L., Distributed generation: a definition, Electr. Power Syst. Res., vol. 57, no. 3, pp. 195–204, Apr. 2001.
- [75] International Energy Agency, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, 2002.
- [76] Jenkins, N., Ekanayake, J.B., Strbac, G.: Distributed Generation, The Institution of Engineering and Technology, United Kingdom, 2010.

- [77] Chen, L., *Distribution Network Supports for Transmission System Reactive Power Management*, University of Manchester, 2015.
- [78] Miller T.J.E., *Reactive power control in electric systems*. New York: John Wiley & Sons Inc, 2010.
- [79] Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., Rodriguez, P.: Control of power converters in AC microgrids., *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012.
- [80] Kundur, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [81] Short, T., *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, 2004.
- [82] Burke J. J., *Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications*. New York: CRC Press, 1994.
- [83] Smart Grid Investment Grant Program, *Application of Automated Controls for Voltage and Reactive Power Management - Initial Results*, 2012.
- [84] Cooper Power Systems, *Volt/VAR Management - Yukon IVVC*, EATON, http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/solutions/ivvc.html. Erişim Tarihi: 18.06.2017.
- [85] ABB, *Volt-VAR Management Software (V VMS) for Smart grid Distribution Automation Applications*.
- [86] Lin, M., Rayudu, R.K., Samarasinghe S., *A Review of Voltage/Var Control*, Australasian Universities Power Engineering Conference, pp. 1–5, 2003.
- [87] Stuart Borlase B. W., Bossart S., Dodrill K., Joe Miller, Pullins S., Bruce A. Renz, “Smart Grid Technologies,” in *Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions*, S. Borlase, Ed. CRC Press, Taylor and Francis Group, 2013, p. 607.
- [88] Gonen T., *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, 1986.
- [89] Das J . C ., *Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics*, 2nd ed. CRC Press, 2011.
- [90] Ertay, M.M., Dijle, M., Yücedağ, İ., *Dinamik kompanzasyon cihazlarında kullanılan evirici yapıları: STATCOM ve DSTATCOM topolojileri*,” SAU Fen Bilim. Enst. Derg., vol. 20, no. 2, p. 265, May 2016.
- [91] Liu H. J., *Smart-Grid Enabled Distributed Reactive Power Support with Conservation of Voltage Reduction*, University of Illinois at Urbana-Champaign, Yüksek Lisans Tezi, 2013.

- [92] Paaso E. A., Coordinated Voltage and Reactive Power Control of Power Distribution Systems with Distributed Generation, University of Kentucky, Dكتورا Tezi, 2014.
- [93] Bakhshideh Zad, B., Hasanvand, H., Lobry, J., Valle, F.: Optimal reactive power control of DGs for voltage regulation of MV distribution systems using sensitivity analysis method and PSO algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 52–60, 2015.
- [94] Ding, F., Nagarajan, A., Chakraborty, S., Nguyen, A., Walinga, S., Mccarty, M., Ding, F., Nagarajan, A., Chakraborty, S.: Photovoltaic Impact Assessment of Smart Inverter Volt-VAR Control on Distribution System Conservation Voltage Reduction and Power Quality, *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. December, 2016.
- [95] Turitsyn, K., Sulc, P., Backhaus, S., Chertkov, M.: Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators, *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1063–1073, 2011.
- [96] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, “Load representation for dynamic performance analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, 1993.
- [97] Hajagos L. M., Danai B., Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 584–592, May 1998.
- [98] Diaz-Aguilo, M., Sandraz, J., Macwan, R., De Leon, F., Czarkowski, D., Comack, C., Wang, D.: Field-validated load model for the analysis of CVR in distribution secondary networks: Energy conservation, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 4, pp. 2428–2436, 2013.
- [99] Tesfasilassie, M., Zarghami, M., Vaziri, M., Rahimi, A.: An estimative approach for CVR effectiveness using aggregated load modeling, 2014 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2014, no. 1, pp. 1–5, 2014.
- [100] Wilson T. L., Measurement and verification of distribution voltage optimization results for the IEEE power & energy society, *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–9, 2010.
- [101] Wang Z., Begovic M., Wang J., Analysis of conservation voltage reduction effects based on multistage SVR and stochastic process, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 431–439, 2014.
- [102] Sen P. K., Lee K. H., Conservation Voltage Reduction Technique: An Application Guideline for Smarter Grid, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 3, pp. 2122–2128, 2016.

- [103] Singh, R., Tuffner, F., Fuller, J., Schneider, K.: Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (CVR), 2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., pp. 1–7, 2011.
- [104] Preiss, R.F., Warnock, V.J., Impact of Voltage Reduction on Energy and Demand, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-97, no. 5, pp. 37–38, 1978.
- [105] Kirshner, D., Giorsetto, P.: Statistical Test of Energy Saving Due to Voltage Reduction, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-103, no. 6, pp. 1205–1210, 1984.
- [106] Warnock, V.J., Kirkpatrick, T.L., Impact of Voltage Reduction on Energy and Demand: Phase II, IEEE Trans. Power Syst., vol. PWRS-1, no. 2, pp. 92–95, 1986.
- [107] Khan, I., Li, Z., Xu, Y., Gu, W., Distributed control algorithm for optimal reactive power control in power grids, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 83, pp. 505–513, 2016.
- [108] Ahn, C., Peng, H.: Decentralized voltage control to minimize distribution power loss of microgrids, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 4, no. 3, pp. 1297–1304, 2013.
- [109] Zhang, W., Liu, W., Wang, X., Liu, L., Ferrese, F.: Distributed multiple agent system based online optimal reactive power control for smart grids, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 5, pp. 2421–2431, 2014.
- [110] Maknouninejad, A., Qu, Z., Realizing unified microgrid voltage profile and loss minimization: A cooperative distributed optimization and control approach, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1621–1630, 2014.
- [111] Maciejowski J. M., Predictive Control with Constraints. Prentice Hall, 2002.
- [112] Wang, Z., Wang, J., Chen, B., Begovic, M.M., He, Y., MPC-based Voltage/VAr optimization for distribution circuits with distributed generators and exponential load models, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 5, pp. 2412–2420, 2014.
- [113] Basil Kouvaritakis M. C., Model Predictive Control: Classical, Robust and Stochastic. Springer, 2016.
- [114] Kömürcü E., Bulanık Model Öngörülü Kontrol, İstanbul Teknik Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, 2009.
- [115] Wang L., Model Predictive Control System Design and Implementation Using MATLAB. Springer, 2009.
- [116] Cannon M., Model Predictive Control, Ders Notları, 2013. www.eng.ox.ac.uk/~conmrc/mpc. Erişim Tarihi: 28.08.2014.

- [117] Kalbasenka, A.N., Huesman, A.E.M., Kramer, H.J.M.: Model Predictive Control. In: Angelo Chianese. and Kramer, H.J.M. (eds.) Industrial Crystallization Process Monitoring and Control, Wiley-VCH Verlag, 2012, pp. 185–201.
- [118] Parlos, A.G., Rais, O.T., Atiya, A.F., Multi-Step-Ahead Prediction using Dynamic Recurrent Neural Networks, *Neural Networks*, vol. 13, no. 7, pp. 765–786, 2000.
- [119] EPRI, Open Distribution System Simulator™ OpenDSS, Smart Grid Resource Center, 1997. <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>. Erişim Tarihi: 28.08.2016.
- [120] Homaee, O., Zakariazadeh, A., Jadid, S., Real-time voltage control algorithm with switched capacitors in smart distribution system in presence of renewable generations, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, no. 2014, pp. 187–197, 2014.
- [121] Distribution System Analysis Subcommittee Report, Radial Distribution Test Feeders, *Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, 1991.
- [122] Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 13 Node Test Feeder, <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>, 2010.
- [123] Liu, K.Y., Sheng, W., Meng, X., Liu, Y.: Decentralized voltage optimization and coordinated method in smart distribution grid, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015–Septe, pp. 1–5, 2015.
- [124] Holland J. H., *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*. MIT Press, 1992.
- [125] Miranda, V., Ranito, J.V., Proenca, L.M., Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 1927–1933, 1994.
- [126] Beasley, D., Bull, D.R., Martin, R.R.: An overview of genetic algorithms : Part 1, fundamentals, *Univ. Comput.*, vol. 2, no. 15, pp. 1–16, 1993.
- [127] Çunkaş M., *Genetik Algoritmalar ve Uygulamaları, Ders Notları*, 2006.
- [128] Mantawy A. H., Genetic Algorithms Application to Electric Power Systems, in *Genetic Algorithms in Applications*, Rustem Popa, Ed. InTech, 2012, pp. 91–124.
- [129] Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE 34 Node Test Feeder, <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>, 2010. Erişim Tarihi: 28.08.2015.

- [130] Manbachi M., Smart Grid Adaptive Volt-VAR Optimization in Distribution Networks, Simon Fraser University, Doktora Tezi, 2015.
- [131] Manbachi, M., Shahabi, B., Farhangi, H., Palizban, A., Real-Time Adaptive VVO / CVR Topology Using Multi-Agent System and IEC 61850-Based Communication Protocol, IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 5, no. 2, pp. 587–597, 2014.

EKLER

EK 1:

Bu bölümde benzetimlerde kullanılan IEEE 34 Baralı test sisteminin gerekli parametreleri verilmiştir.

Tablo Ek-1.1. Gerilim regülatörlerinin yeri ve LDC parametreleri

Regülatör Verileri			
Regülatör ID:	1		
Hat Parçası:	814 - 850		
Yer:	814		
Fazlar:	A - B -C		
Bağlantı:	3-Ph,LG		
İzlenen Fazlar:	A-B-C		
Band genişliği:	2.0 volts		
PT Oranı:	120		
Primer CT Oranı:	100		
Kompanzatör ayarları:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Ayarı:	2.7	2.7	2.7
X - Ayarı:	1.6	1.6	1.6
Gerilim Seviyesi:	122	122	122
Regülatör ID:	2		
Hat Parçası:	852 - 832		
Yer:	852		
Fazlar:	A - B -C		
Bağlantı:	3-Ph,LG		
İzlenen Fazlar:	A-B-C		
Band genişliği:	2.0 volts		
PT Oranı:	120		
Primer CT Oranı:	100		
Kompanzatör ayarları:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Ayarı:	2.5	2.5	2.5
X - Ayarı:	1.5	1.5	1.5
Gerilim Seviyesi:	124	124	124

Tablo Ek-1.2. Transformatör verileri

Transformatör Verileri					
	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Trafo Merkezi:	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

Tablo Ek-1.3. Noktasal Yükler

Bara	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-4
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	20	16	20	16	20	16
840	9	7	9	7	9	7
844	135	105	135	105	135	105
848	20	16	20	16	20	16
890	100	50	100	50	100	50
830	10	5	10	5	25	10
Toplam	344	224	344	224	359	229

Tablo Ek-1.4. Yayılı/Dağıtık Yükler

Bara	Bara	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
A	B	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	0	0	30	15	25	14
808	810	0	0	16	8	0	0
818	820	34	17	0	0	0	0
820	822	135	70	0	0	0	0
816	824	0	0	5	2	0	0
824	826	0	0	40	20	0	0
824	828	0	0	0	0	4	2
828	830	7	3	0	0	0	0
854	856	0	0	4	2	0	0
832	858	7	3	2	1	6	3
858	864	2	1	0	0	0	0
858	834	4	2	15	8	13	7
834	860	16	8	20	10	110	55
860	836	30	15	10	6	42	22
836	840	18	9	22	11	0	0
862	838	0	0	28	14	0	0
842	844	9	5	0	0	0	0
844	846	0	0	25	12	20	11
846	848	0	0	23	11	0	0
Toplam		262	133	240	120	220	114

ÖZGEÇMİŞ

Selçuk Emiroğlu, 18.06.1987'de Sakarya'da doğdu. İlk, orta ve lise eğitimini Sakarya'da tamamladı. 2004 yılında Adapazarı Atatürk Lisesi'nden mezun oldu. 2004 yılında başladığı Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünü 2009 yılında bitirdi. 2009 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi'nde Yüksek Lisans eğitimine başladı. 2009 yılında Sakarya Üniversitesi'nde araştırma görevliliğini kazanması sebebi ile yüksek lisans eğitimini Sakarya Üniversitesi'ne yatay geçişle aldırdı. Yüksek lisans eğitimini 2011 yılında tamamladı. 2014 yılında TÜBİTAK bursu ile doktora çalışmalarının bir kısmını yapmak üzere araştırmacı olarak North Carolina State Üniversitesi FREEDM sistem merkezinde görev yaptı. Şu anda Sakarya Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği'nde Araştırma Görevlisi olarak görev yapmaktadır.