T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DAĞITIM SİSTEMLERİNDE RÖLE KOORDİNASYONUNUN UYGULANMASI

Amir Aziz Yahya ALMODAFER

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik Tesisleri Programı

Danışman
Doç. Dr. Erdin GÖKALP

Eş-Danışman
Dr. Öğr. Üyesi Yavuz ATEŞ

Temmuz, 2023

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DAĞITIM SİSTEMLERİNDE RÖLE KOORDİNASYONUNUN UYGULANMASI

Amir Aziz Yahya ALMODAFER tarafından hazırlanan tez çalışması 13.07.2023 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Tesisleri Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Erdin GÖKALP
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Yavuz ATEŞ
Manisa Celal Bayar Üniversitesi
Eş-Danışman

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Erdin GÖKALP, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Doç. Dr. Recep YUMURTACI, Üye
Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Prof. Dr. Osman KILIÇ, Üye
Marmara Üniversitesi _____

Danışmanım Doç. Dr. Erdin GÖKALP sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Dağıtım Sistemlerinde Röle Koordinasyonunun Uygulanması başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

Amir Aziz Yahya ALMODAFER

İmza

Bu çalışma Irak Elektrik Bakanlığı / Güney Elektrik Dağıtım Genel Şirketi tarafından desteklenmiştir.

Bu çalışmayı aileme ve dünyanın her yerindeki koruma mühendislerine hediye ederim ve Allah'tan mükafatını dilerim.

TEŞEKKÜR

First of all, I thank **Allah** for enabling me to successfully complete this study. I express my gratitude to my country, Iraq, which gave me this opportunity, as well as the country of Turkey, which facilitated our residence to conduct this study, and especially to my professors in the Electrical Department. Furthermore, I would like to thank my thesis advisor Assoc. Prof. Dr. **Erdin GÖKALP** and my co-advisor Lect. Dr. **Yavuz ATES¸** for their efforts and time spent completing this study. I am also grateful to my family, friends who supported me during this time, and especially my engineering brother **Rafid Sabbar Hatem**, who supported me during this time. Thank you for all your help. In conclusion, I am deeply grateful to everyone for their support and assistance. I hope to gain **Allah**'s satisfaction and achieve success.

Öncelikle, bu çalışmayı başarıyla tamamlamama olanak tanıyan **Allah**'a şükürler olsun. Bana bu fırsatı veren ülkem Irak'a ve bu çalışmayı yürütmek için konaklamamızı kolaylaştıran Türkiye'ye minnettarım, özellikle Elektrik Bölümü'ndeki profesörlerime teşekkür ederim. Ayrıca, tez danışmanım Sayın Doç. Dr. **Erdin GÖKALP** ve birlikte danışmanlık yaptığım Öğr. Gör. Dr. **YAVUZ ATEŞ**'e bu çalışmayı tamamlamak için harcadıkları emek ve zaman için teşekkür ediyorum. Bu süreçte destek olan aileme, arkadaşlarıma ve özellikle mühendislik kardeşim **Rafid Sabbar Hatem**'a minnettarım. Tüm yardımları için teşekkür ederim. Sonuç olarak, herkesin desteği ve yardımı için derin bir minnettarlık duyuyorum. **Allah**'ın rızasını kazanmayı ve başarı elde etmeyi umuyorum.

Amir Aziz Yahya ALMODAFER

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ viii

KISALTMA LİSTESİ ix

ŞEKİL LİSTESİ xi

TABLO LİSTESİ xiv

ÖZET xvii

ABSTRACT xix

1 GİRİŞ 1

1.1 Literatür Özeti 3

1.2 Tezin Amacı 6

1.3 Hipotez 7

2 OCRC İÇİN GENEL İLKELER 9

2.1 GİRİŞ 9

2.2 TMS ve PC parametre değerlerinin TCCC üzerindeki etkisinin testleri 10

2.3 Kalibrasyon parametreleri sınırları 14

3 RADYAL ŞEBEKE İÇİN OCRC 17

3.1 Giriş 17

3.2 Irak elektrik güç sistemi 17

3.3 Hemdan trafo merkezi topolojisi 19

3.4 OCRC adımları 21

3.5 Dağıtım şebekesine DG'leri bağlamak için en iyi konum 39

3.6 Uyarlanabilir OCRC 46

4 RİNG ŞEBEKE VE ÇOK KAYNAKLI RADYAL ŞEBEKE İÇİN DOCRC 65

4.1 Ring besleyici Şebekesinde DOCRC 65

4.2 Çoklu kaynaklı radyal şebekelerde DOCRC 70

4.3 Önerilen yöntem 74

5 SONUÇ **84**

KAYNAKÇA **88**

A TMS'NİN FCbc DEĞERLERİNİ DEĞİŞTİRMENİN ETKİSİ ÜZERİNE BİR ÇALIŞMA **93**

A.1 FCbc11'in değişmesi için TMS11 93

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR **97**

SİMGE LİSTESİ

A	Ampere
CB	Devre kesici
DG	Dağıtım jeneratörü
PV	fotovoltaik
V	Gerilim
Sn	Görünür güç
OF	Hedef fonksiyon
z	Impedans
SC	Kısa devre
k	Kilo
m	Meli/Metre
Q	Reaktif güç
x(%)	Reaktansın yüzdesi
S	Saniye
IDMT	Ters Tanımlı Minimum Zaman
TMS	Zaman Çarpanı Ayarı
t	zamanı

KISALTMA LİSTESİ

3S	Seçicilik, Hız ve Güvenlik kriterleri
BBO	biyocoğrafya tabanlı optimizasyon
BBO-LP	Hibrid Biyocoğrafya Tabanlı Optimizasyon-Doğrusal Programlama Algoritması
BDOCR	Yedek yönlü aşırı akım rölesi
BOCR	Yedek aşırı akım rölesi
CCC	Merkezi kontrol bilgisayar
CTI	Koordinasyon Zaman Aralığı
CTR	Akım transformatörü oranı
CT	Akım transformatör
DOCR	Yön seçici aşırı akım rölesi
DOCRC	Yönlü aşırı akım rölesi koordinasyonu
EI	Son derece ters
FCpr	Birincil rölenin hata akımı
FCbc	Yedek rölenin hata akımı
FLC	Tam yük akımı
GA	Genetik algoritma
Gen	Jeneratör
If_{min}	Minimum kısa devre akımı
If_{max}	Maksimum kısa devre akımı
I_L	Yük akımı
IOCR	Ani aşırı akım rölesi
LP	Doğrusal programlama algoritması
NI	Normal ters

OCR	Aşırı akım rölesi
OCRC	Aşırı akım rölesi koordinasyonu
OLF	Aşırı yük faktörü
PBIL	Nüfus Tabanlı Artımsal Öğrenme algoritması
PC	Pikap akımı
%PF	Güç faktörü
PF	Güç akışı
PDOCR	Birincil yönlü aşırı akım rölesi
POCR	Birincil aşırı akım rölesi
R_i	Röle i
SLG	Tek hat-Toprak arızası
SN	Durum numarası
TCCC	Zaman-akım eğrileri koordinasyonu
TCC	Zaman-akım eğrisi
VI	Çok ters

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 IEEE 3 bara sistemi için DOCR'ler ve TCCC 8
Şekil 2.1 OCRC'nin açıklayıcı örneği 10
Şekil 2.2 Durum 1'in TCCC'si 12
Şekil 2.3 Durum 2'in TCCC'si 12
Şekil 2.4 Durum 3'in TCCC'si 13
Şekil 2.5 Durum 4'in TCCC'si 13
Şekil 2.6 Durum 5'in TCCC'si 13
Şekil 2.7 Durum 6'in TCCC'si 13
Şekil 2.8 Durum 7'in TCCC'si 14
Şekil 2.9 Durum 8'in TCCC'si 14
Şekil 2.10 Güç transformatörünün birincil tarafı için OCR'nin TCC sınırlayıcıları (termal sınırlayıcı ve transformatör enerjilendirme sınırlayıcı) 16
Şekil 3.1 Irak'ın güç sisteminin şeması 18
Şekil 3.2 ETAP'ta Hemdan trafo merkezinin (2×31,5 MVA 33/11 kV) modellenmesi 21
Şekil 3.3 R3 ve buna karşılık gelen TCCC'ye dayalı koordinasyon şeması . 26
Şekil 3.4 Hemdan alt istasyonunun fider 3'üne dayalı olarak Bölüm 1 için TCCC, burada R1 R3'ü, R2 R11-1'i ve R3 R33-1'i temsil eder . . 29
Şekil 3.5 Hemdan trafo merkezi R33-1 şartnamesi altında güç trafosunun enerjizasyon ve ısısal sınırları 30
Şekil 3.6 Fider 3'e göre Hemdan trafo merkezinin 1. bölümü için OCRC, burada R6, R11-1'i ve R7, R33-1'i ifade eder 30
Şekil 3.7 Hemdan trafo merkezinin fider 4'üne dayanan TCCC, burada R1, R4'ü, R2, R11-1'i ve R3, R33-1'i ifade eder 31
Şekil 3.8 Hemdan trafo merkezinin fider 9'una dayalı TCCC'si, burada R1 R9'a, R2 R11-2'ye ve R3 R33-2'ye atıfta bulunur 31
Şekil 3.9 Hemdan trafo merkezi R33-2 şartnamesi altında güç trafosunun enerjizasyon ve ısısal sınırları 32
Şekil 3.10 Fider 9'a göre Hemdan trafo merkezinin 2. bölümü için OCRC, burada R1 R6'yı, R2 R7'yi, R3 R8'i, R4 R9'u, R5 R11-2 ve R6, R33-2'yi ifade eder 32

Şekil 3.11 R8'e dayalı Hemdan trafo merkezinin TCCC'si, burada R1, R8'i, R2, R11-2'yi ve R3, R33-2'yi ifade eder. 33
Şekil 3.12 TMS33-1 =0,1697'de Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları 35
Şekil 3.13 TMS 33-1 = 0,109'da Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları 36
Şekil 3.14 TMS 33-2 =0,149'da Hemdan trafo merkezinin 2. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları 38
Şekil 3.15 TMS 33-2 = 0,1088'de Hemdan trafo merkezinin 2. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları 39
Şekil 3.16 YL 255 P-32b modeli kullanarak PV panelleri 40
Şekil 3.17 YL 255 P-32b modeli kullanarak inverter 40
Şekil 3.18 (a) A konumundaki bir arızadan, (b) B konumundaki bir arızadan ve (c) C konumundaki bir arızadan dolayı PV olmadan R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi 43
Şekil 3.19 (a) konum A, (b) konum B ve (c) konum C'deki bir arıza nedeniyle A konumuna bağlanan PV ile R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi 44
Şekil 3.20 (a) konum A, (b) konum B ve (c) konum C'deki bir arıza nedeniyle B konumuna bağlanan PV ile R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi 45
Şekil 3.21 PV ana baraya bağlanırken (a) konum A, (b) konum B ve (c) konum C'deki bir arıza nedeniyle R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi 46
Şekil 3.22 OCRC yapmak için temel gereksinimler 48
Şekil 3.23 Hemdan trafo merkezinin ilk bölümü, DG'lerin konumlarını ve OCR'lerin kısaltmalarını içerir 51
Şekil 3.24 Uyarlanabilir OCRC'de hangi optimizasyon algoritmalarının uygulanabileceğini sıralama 53
Şekil 3.25 LP optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC 57
Şekil 3.26 GA optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC 58
Şekil 3.27 BBO optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC 59
Şekil 3.28 BBO-LP optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC 60
Şekil 3.29 PBIL optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC 61
Şekil 3.30 DG'leri ve CCC'yi Hamdan trafo merkezinin 1. Bölümüne bağlama şeması 63

Şekil 3.31 Hamdan trafo merkezinde uyarlanabilir OCRC için önerilen yöntemin şeması 63
Şekil 3.32 MATLAB simülasyon platformunda Hemdan trafo merkezi bölüm 1 64
Şekil 4.1 IEEE 3Bus sisteminin tek hat şeması 66
Şekil 4.2 IEEE 3bus sisteminde DOCR'lerin döngüleri 66
Şekil 4.3 LP'ye dayalı döngü 1 için TCCC 68
Şekil 4.4 LP'ye dayalı döngü 2 için TCCC 68
Şekil 4.5 BBO'ya dayalı döngü 1 için TCCC 68
Şekil 4.6 BBO'ya dayalı döngü 2 için TCCC 68
Şekil 4.7 BBO-LP'ya dayalı döngü 1 için TCCC 68
Şekil 4.8 BBO-LP'ya dayalı döngü 2 için TCCC 68
Şekil 4.9 GA'ya dayalı döngü 1 için TCCC 69
Şekil 4.10 GA'ya dayalı döngü 2 için TCCC 69
Şekil 4.11 PBIL'ya dayalı döngü 1 için TCCC 69
Şekil 4.12 PBIL'ya dayalı döngü 2 için TCCC 69
Şekil 4.13 Döngü 1 ve Döngü 2 için TCCC. 70
Şekil 4.14 3- hatlı çoklu kaynaklı radyal şebeke. 72
Şekil 4.15 Döngü 1 ve Döngü 2 için bulunması gereken varsayılan TCCC'ler 72
Şekil 4.16 Çoklu başlatma LP'ye göre Döngü 1 için TCCC strateji 74
Şekil 4.17 Çoklu başlatma LP'ye göre Döngü 2 için TCCC strateji 74
Şekil 4.18 ETAP platformunda IEEE WSCC 9-Baralı Sistem 76
Şekil 4.19 ETAP platformunda IEEE WSCC 9-Baralı Sistem, yükün bölünmesi 77
Şekil 4.20 ETAP platformunda IEEE WSCC 9-Baralı Sistem, koruma bölgeleri 77
Şekil 4.21 Önerilen yönteme göre Bölge 1 için TCCC 80
Şekil 4.22 Önerilen yönteme göre Bölge 2 için TCCC 81
Şekil 4.23 Önerilen yönteme göre Bölge 3 için TCCC 82
Şekil A.1 TCCC Karşılık gelen TCCC ile Hemdan trafo merkezinin 3 numaralı fideri 94
Şekil A.2 FCbc11 değişikliklerine göre TMS11 değerlerini hesaplamak için kullanılan MATLAB kodu 95

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1 OCR işlem süresi denkleminde kullanılan IEC standart katsayıları 9
Tablo 2.2 Durum 1 için TMS ve PC değerleri 12
Tablo 2.3 Durum 2 için TMS ve PC değerleri 12
Tablo 2.4 Durum 3 için TMS ve PC değerleri 13
Tablo 2.5 Durum 4 için TMS ve PC değerleri 13
Tablo 2.6 Durum 5 için TMS ve PC değerleri 13
Tablo 2.7 Durum 6 için TMS ve PC değerleri 13
Tablo 2.8 Durum 7 için TMS ve PC değerleri 14
Tablo 2.9 Durum 8 için TMS ve PC değerleri 14
Tablo 3.1 Hemdan trafo merkezi fiderlerinin uzunlukları ve yükleri 20
Tablo 3.2 Hemdan trafo merkezinde kullanılan OCR'lerin sembolleri . . . 23
Tablo 3.3 Hemdan trafo merkezi için yük akımı ve CTR 23
Tablo 3.4 POCR ve BOCR'nin arıza akımı 24
Tablo 3.5 Hemdan trafo merkezinin OCR'lerinin PC'si 24
Tablo 3.6 Hemdan trafo merkezinin PC gradyan formu 25
Tablo 3.7 Fider 4'e göre OCRC ayarlama parametreleri 31
Tablo 3.8 Fider 9'e göre OCRC ayarlama parametreleri 31
Tablo 3.9 Fider 8'e göre OCRC ayar parametreleri 33
Tablo 3.10 OCR açma süresi ve güç trafosu çalışma sınırları için minimum ve maksimum sınırlara dayalı olarak Bölüm 1 için TMS sınırlarının hesaplanması 34
Tablo 3.11 OCR açma süresi ve güç trafosu çalışma sınırları için minimum ve maksimum sınırlara dayalı olarak Bölüm 2 için TMS sınırlarının hesaplanması 37
Tablo 3.12 Hat boyunca farklı arıza konumlarının bir sonucu olarak R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi, fider 1'in ucuna PV bağlı ve bağlı değil 41
Tablo 3.13 Hat boyunca farklı arıza konumlarının bir sonucu olarak R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi, PV bağlantısı olmadan ve B konumuna bağlanır 42

Tablo 3.14 Fider 1 boyunca farklı arıza konumlarına bağlanmadan önce ve PV'nin 11 kV ana barına bağlanması sonucu röleler R1, R11-1 ve R33-1'in açma süreleri 42
Tablo 3.15 DG'nin işletme durumu 51
Tablo 3.16 Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için CTR'ler 54
Tablo 3.17 Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için POCR/BOCR çiftleri . 54
Tablo 3.18 DG'lerin çalışma durumlarına göre LFpr 54
Tablo 3.19 Her röle çifti için birincil ve yedek minimum arıza akımı 54
Tablo 3.20 LP'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri 57
Tablo 3.21 GA'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri 58
Tablo 3.22 BBO'ya göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri 59
Tablo 3.23 BBO-LP 'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri 60
Tablo 3.24 PBIL'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri 61
Tablo 3.25 3S kriterlerini karşılamak için optimizasyon algoritmalarının test edilmesinin sonucu 62
Tablo 4.1 IEEE 3Bus sistemi, jeneratör bilgileri 66
Tablo 4.2 IEEE 3Bus sistemi, CTR bilgisi 66
Tablo 4.3 Her bir DOCR çifti için FCpr / FCbc 66
Tablo 4.4 Optimizasyon algoritmalarının başlangıç değerleri 66
Tablo 4.5 IEEE 3bus sisteminin DOCR'larının koordinasyonunda kullanılan optimizasyon algoritmalarının sonuçları 67
Tablo 4.6 3 hatlı çok kaynaklı radial şebeke için FCpr / FCbc 71
Tablo 4.7 PC_{min}=0,1, PC_{max}=1,5'te çoklu başlatma LP stratejisine göre Döngü 1 ve 2 için ayar parametreleri 73
Tablo 4.8 PC_{min}=0,1, PC_{max}=5'te çoklu başlatma LP stratejisine göre Döngü 1 ve 2 için ayar parametreleri 73
Tablo 4.9 IEEE WSCC 9-Bus Sistemi'ndeki jeneratörlerin verileri 74
Tablo 4.10 IEEE WSCC 9-Bus Sistemindeki trafo verileri 74
Tablo 4.11 IEEE WSCC 9-Bus Sistemi yük verileri 75
Tablo 4.12 IEEE WSCC 9-Bus Sistemindeki iletim hatlarının verileri 75
Tablo 4.13 Şebeke adalarına bölünmeden önceki yük akışı analizi 76
Tablo 4.14 Yük akışı analizi ve CTR 78
Tablo 4.15 POCR/BOCR çiftleri 78
Tablo 4.16 FCpr/FCbc hesaplamaları 79

Tablo 4.17 PC hesaplaması 79
Tablo 4.18 IOCR ayar parametreleri 79
Tablo 4.19 Bölge 1 için TMS'ler 79
Tablo 4.20 Bölge 2 için TMS'ler 80
Tablo 4.21 Bölge 3 için TMS'ler 81
Tablo A.1 FCbc11 değerlerindeki değişikliklere bağlı olarak TMS11 değerlerinin değiştirilmesi 96

ÖZET

Dağıtım Sistemlerinde Röle Koordinasyonunun Uygulanması

Amir Aziz Yahya ALMODAFER

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Doç. Dr. Erdin GÖKALP
Eş-Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Yavuz ATEŞ

Bu tez çalışması, aşırı akım rölelerinin(OCR) doğru koordinasyonunu sağlayan parametre seçiminin analiz edilmesi için yeni bir matematiksel yaklaşım sunmaktadır. Ayrıca, optimizasyonlu aşırı akım röle koordinasyonu (OCRC) konusunda literatürde sıkça atıfta bulunan kavramların güvenilirliğini değerlendirmektedir. Özellikle, minimum röle açma sürelerini belirlemek için amaç fonksiyonu (OF) ve koordinasyon zaman aralığı (CTI) kısıtının OCRC için kritik olduğu inancını test etmektedir.

Çalışma, radyal, çoklu kaynaklı radyal beslemeli ve ring şebekeleri olmak üzere üç farklı şebeke tipi üzerinde gerçekleştirilmiştir. Radyal şebeke modeli Abu Al-Khaseeb, Basra, Irak'taki Hemdan trafo merkezine dayanmaktadır. Ring şebeke modelleri, IEEE 3 bara ve IEEE WSCC 9 bara sistemlerini içermektedir. Çoklu kaynaklı radyal besleme şebekesi modeli ise açık IEEE 3 bara olarak belirlenmiştir.

Çalışmada, OCRC'nin doğruluğunu test etmek için OF ve CTI yerine seçicilik, hız ve güvenlik olmak üzere üç koruma kriteri kullanılmıştır. Yani, sadece optimizasyon değil, aynı zamanda koruma seviyesi, hızı ve güvenilirliği de dikkate almıştır.

Sonuçlar, beş farklı optimizasyon algoritması kullanılarak MATLAB ve ETAP programlarında test edilmiştir. Bu algoritmalar şunlardır: doğrusal programlama

algoritması (LP), genetik algoritmalar (GA), biyocoğrafya tabanlı optimizasyon (BBO), hibrid biyocoğrafya tabanlı optimizasyon-doğrusal programlama (BBO-LP) ve nüfus tabanlı artımsal öğrenme algoritması (PBIL).

Radyal şebeke çalışmalarında, farklı dağıtım şebekesi sitelerine bağlı üç fotovoltaik istasyonu (PV) ve sekiz işletme senaryosu kullanılmıştır. Ring şebeke çalışmalarında ise PV bağlantısının etkisi dikkate alınmıştır. En düşük amaç fonksiyonu (OF) değerine dayalı olarak optimizasyon algoritmalarının karşılaştırıldığı sonuçlarda, CTI kısıtının korunması yaygın olarak kabul edilen yöntemin hatalı olduğu bulunmuştur.

Bu çalışma, yönseçici aşırı akım röle koordinasyonunun (DOCRC) ring beslemeli şebekelerde mümkün olmadığını ve çoklu kaynaklı radyal beslemeli şebekelerde kullanışlı olmadığını vurgulamaktadır. Radyal bir şebeke için, beş aday algoritmadan seçilen başarılı bir optimizasyon algoritması kullanılarak dinamik bir OCRC mekanizması önerilmektedir. Ring şebekesi için ise yük akışına dayalı olarak adalar halinde bölünme ve PV bağlantısının dikkate alındığı bir koordinasyon yaklaşımı önerilmektedir.

Anahtar Kelimeler: yönselektif aşım akım röle koordinasyonu, aşırı akım röle koordinasyonu, zaman-akım eğrileri koordinasyonu, koordinasyon zaman aralığı, lineer programlama

ABSTRACT

Application of Relay Coordination in Distribution Systems

Amir Aziz Yahya ALMODAFER

Department of Electrical Engineering
Master of Science Thesis

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Erdin GÖKALP
Co-supervisor: Lect. Dr. YAVUZ ATEŞ

This study introduces a novel mathematical approach for analyzing the selection of parameters that ensure the correct coordination of overcurrent relays (OCR). The study assesses the dependability of commonly cited concepts in the literature on optimization overcurrent relay coordination (OCRC), including the objective function (OF) for finding the minimum relay tripping times and the belief that the coordination time interval (CTI) constraint is critical for valid OCRC.

The study was conducted on three types of networks: radial, multi-source radial feeding, and ring networks. The radial network model was the Hemdan substation in Abu Al-Khaseeb, Basra, Iraq; the ring network models were the IEEE 3 bus and IEEE WSCC 9 bus systems; and the multi-source radial feeding network model was the open IEEE 3 bus.

The study tested the accuracy of OCRC using the three protection criteria of selectivity, speed, and security, rather than just the OF and CTI.

The results were validated using five optimization algorithms tested on MATLAB and ETAP: linear programming (LP), genetic algorithms (GA), biogeography-based optimization (BBO), a BBO-LP hybrid, and population-based incremental learning (PBIL).

For all algorithms, the radial network study compared eight operational scenarios with three photovoltaic stations (PV) connected at different distribution network sites. The widely accepted approach of preserving the CTI constraint while comparing optimization algorithms based on the lowest OF value was found to be flawed in this study.

It highlights the incapability of directional overcurrent relay coordination (DOCRC) in ring-fed networks and its infeasibility in multi-source radial-fed networks. A dynamic OCRC mechanism is proposed for a radial network, utilizing a successful optimization algorithm selected from five candidate algorithms. For a ring network, a coordination approach is suggested to divide it into islands based on load flow while taking into consideration the connection of PV systems.

Keywords: directional overcurrent relays coordination, overcurrent relays coordination, time-current curves coordination, coordination time interval, linear programming

1
GİRİŞ

OCR, kaynaktan kaynaklanan güç akışının veya arıza akımının tek yönlü olduğu tek kaynaklı radyal dağıtım şebekelerinde kullanılır [1]. Buna karşılık, çoklu kaynaklı radyal şebekelerde veya ring şebekelerinde akım akışı veya arıza akımı yönü değiştiği için yönselektif aşırı akım röleleri (DOCR) kullanılır [2, 3]. DOCR'ler, her iki uca beslenen güç sistemleri, çok döngülü şebeke yapıları ve tek uçtan beslenen paralel besleme sistemleri de dahil olmak üzere çeşitli elektrik sistemlerinde kullanılmaktadır. DOCR'ler, belirli bir yönde oluşan arızaları tespit etmek için özel olarak oluşturulmuştur; ters yönde oluşan arızaları algılamazlar. OCR ise çift yönlü arıza tespit yeteneğine sahiptir. OCR ve DOCR arasındaki temel fark, DOCR'nin yalnızca tek yönden gelen arıza akımına tepki veren bir özelliğe sahip olmasıdır, diğer özellikler benzerdir. Bu çalışmada, koordinasyon, genel bir şebekede veya radyal bir şebekede OCRC tarafından ve çoklu kaynaklı radyal şebekelerde veya ring şebekelerinde DOCRC tarafından temsil edilir. Doğru OCRC, herhangi bir arıza durumunda enerji şebekenin en küçük kısmının izole edilmesini ve maksimum güvenilirliğin sağlanmasını sağlar [4]. Bu nedenle, OCRC, elektrik şebekesinin etkilenmeyen kısımlarına enerji sağlamak için önemlidir, gerekli zaman çerçevesi içinde hızlı izolasyon sağlayarak ekipman hasarını önler [5] ve birincil koruma arızası durumunda ekipman hasar süresini aşmayacak bir gecikmeyle yedek koruma sağlamak için hayati öneme sahiptir. Radyal şebekelerde OCRC basittir, bu nedele çeşitli çalışmalarda bir gösterim olarak kullanılmıştır [6–8]. Bununla birlikte, koruma sorunları hala radyal sistemlerde ortaya çıkmakta ve koordinasyon mekanizması belirsiz kalmaktadır.

OCR, kaynaktan kaynaklanan güç akışının veya arıza akımının tek yönlü olduğu tek kaynaklı radyal dağıtım şebekelerinde kullanılır. Ancak, çoklu kaynaklı radyal şebekelerde veya ring şebekelerinde akım akışı veya arıza akımı yönü değiştiği için yönselektif aşırı akım röleleri (DOCR) kullanılır. DOCR'ler, her iki uca beslenen güç sistemleri, çok döngülü şebeke yapıları ve tek uçtan beslenen paralel besleme sistemleri de dahil olmak üzere çeşitli elektrik sistemlerinde

kullanılmaktadır. DOCR'ler, belirli bir yönde oluşan arızaları tespit etmek için özel olarak tasarlanmıştır.

OCR ve DOCR arasındaki temel fark, DOCR'nin yalnızca tek yönden gelen arıza akımına tepki veren bir özelliğe sahip olmasıdır. OCR ise çift yönlü arıza tespit yeteneğine sahiptir. Diğer özellikler açısından OCR ve DOCR benzerlik gösterir. Bu çalışmada, koordinasyon, genel bir şebekede veya radyal bir şebekede OCR tarafından ve çoklu kaynaklı radyal şebekelerde veya ring şebekelerinde DOCR tarafından temsil edilir.

Doğru OCR veya DOCR koordinasyonu, enerji şebekenin en küçük kısmının arıza durumunda izole edilmesini ve maksimum güvenilirliğin sağlanmasını amaçlar. Bu nedenle, OCRC veya DOCRC, elektrik şebekesinin etkilenmeyen kısımlarına enerji sağlamak için önemlidir. Ayrıca, hızlı izolasyon sağlayarak ekipman hasarını önler ve birincil koruma arızası durumunda ekipman hasar süresini aşmayacak bir gecikmeyle yedek koruma sağlamak için hayati öneme sahiptir.

Radyal şebekelerde OCRC genellikle basittir ve bu nedenle çeşitli çalışmalarda gösterim olarak kullanılmıştır. Ancak, radyal sistemlerde hala koruma sorunları ortaya çıkabilir ve koordinasyon mekanizması belirsiz kalabilir.

OCRC sürecinin amacı, tüm aşırı akım röleleri için zaman çarpanı ayarını (TMS) ve çalışma akımını (PC) bulmaktır. Bu, OCR'lerin çalışacağı standart sistemi, OCR'ler için çalışma zamanı denklemi türünü ve OCR'lere bağlı akım transformatörlerini (CT) belirlemeyi içerir.

Röle açma süresi denklemindeki TMS ve PC değerleri, arıza akımının herhangi bir andaki değerine bağlı olarak ve seçilen denkleme (Normalde ters (NI), Çok ters (VI) ve Son derece ters (EV)) göre rölenin çalışması için gereken süreyi belirlemektir.

Arızaya en yakın OCR çalışmazsa, arkasında bulunan ve arıza akımının içinden geçtiği yedek OCR, bir koordinasyon zaman aralığı (CTI) süresi sonra çalışacaktır. OCR, çalışma bölgesinin en uzak noktasında meydana gelen arıza akımının en düşük değerini algılayabilmelidir. Ancak, bazı durumlarda yüksek empedansa sahip arızalarda (topraklanmamış arızalar gibi) akımlar bir yük akımı gibi davranır ve OCR'nin bu durumda en düşük arıza akımını algılaması mümkün olmayabilir.

OCR ayarlaması yapılırken, hem başlangıç akımı (enerjilendirme akımı) hem de termal sınırlar göz önünde bulundurulmalıdır. Koruma elemanları, normal çalışma koşullarında yanlış açmalara neden olmamalıdır. Örneğin, motor başlatma veya trafo enerjilendirmesi gibi anlık yüksek akımların OCR'yi etkilememesi önemlidir. Bu nedenle, OCR'nin başlatma akımını atlama yeteneğine sahip olması ve izin verilen maksimum akımı temsil eden trafoların, hatların ve bazı yüklerin termal sınırlarının aşılmamasını sağlaması gerekmektedir.

1.1 Literatür Özeti

Bu tez çalışmasının amacı, Irak'ın dağıtım şebekelerinde OCRC için bilimsel temelli bir yöntem oluşturmaktı ve ilgili literatürü kullanmaktı. Literatürün incelenmesi, önceki hipotezlerin yeterince bilimsel doğrulama eksikliğine sahip olduğunu ortaya çıkardı ve bu nedenle daha fazla araştırmaya ihtiyaç duyulduğunu gösterdi. OCRC için analitik yöntemlerin kullanımından, daha modern teknikler olan optimizasyon algoritmalarının kullanılmasına geçiş yapıldı. Bilgisayarlar, 1960'lardan itibaren zahmetli hesaplamaların yerine geçmek için kullanılmıştır [9].

OCRC'nin evrimi üzerine geleneksel LP yöntemiyle başlayan ve meta-sezgisel ve hibrit optimizasyon algoritmalarıyla ilerleyen birçok akademik makale ve kitap yazılmıştır [9–14]. Bu alanda yapılan araştırmalar, OF'nin CTI kısıtlamasına bağlı kalmanın başarılı OCRC'yi garanti ettiği şeklindeki hipotez üzerine yoğunlaşmıştır [15–19]. Bu hipotez, araştırmacılar arasında en düşük OF değerine sahip algoritmayı bulmak için bir rekabeti ateşlemiştir. Ancak, bu çalışma, OF ve CTI kısıtlamasının kullanımının doğruluğunu kontrol etmektedir ve herhangi bir optimizasyon algoritmasının sağlamlığı ve gücü, CTI kısıtlamasını sağlaması koşuluyla OF'nin en düşük sayısal değeri temelinde değerlendirilmesi gerektiğini vurgulamaktadır [11, 20–25]. Oysa, herhangi bir optimizasyon algoritmasının sağlamlığı ve gücü, CTI kısıtlamasını sağlaması koşuluyla, OF'nin en düşük sayısal değeri temelinde değerlendirilir. Bu nedenle, bu çalışmanın önemi, OCRC'de OF ve kısıtlamasının (CTI) kullanımının doğruluğunu kontrol etmekte yatmaktadır ve bu hipotezin radyal şebekelerdeki zayıflığını gösterecektir.

DOCRC üzerinde yapılan araştırmalar, çok kaynaklı radyal şebekelerde, ring şebekelerde ve birbirine geçen şebekelerde gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar genellikle aynı hipoteze dayanmış ve farklı algoritmalar kullanarak benzer bir yaklaşımı izlemiştir. Ancak, bu çalışma, OF ve CTI'nin sayısal değerlerini görüntülerken, bu hipoteze dayanmadan DOCRC'nin doğruluğunu sağlamak için

başka bir araç kullanmaktadır. Bu çalışma, ring şebekelerde DOCRC'nin zor olduğunu ve çoklu kaynaklı radyal şebekelerde uygulanmasının güç olduğunu göstermektedir. Bu nedenle, OF ve CTI kısıtlamasına dayanarak yapılan hipotezlerin zayıflığını ortaya koymaktadır.

OCRC'nin amacı, birincil OCR (POCR) ile yedek OCR (BOCR) arasındaki uygun seçiciliği sağlamaktır. Bu seçicilik, tüm olası arızalar, sistem acil durumları ve sapmaların ayrıntılı bir şekilde analiz edilmesiyle analitik olarak elde edilebilir veya optimizasyon algoritmalarının kullanımıyla hızlı bir çözüm sağlanabilir [26]. Optimal koordinasyonun amacı, OCR için en iyi ayar parametrelerini bulmaktır. Bu ayarlar, OCR'nin birincil koruma olarak çalıştığında birleşik işletme zamanını (OF) en aza indirmeli ve tüm tasarım düşüncelerini (CTI) karşılamalıdır [9, 10]. Ancak, OCR ayarlaması bile radyal şebekelerde bile basit bir işlem değildir. Çünkü birbirine bağlı bileşenler, sistem yapıları ve farklı işletme senaryoları gibi faktörlerin göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Bu nedenle, OCRC'nin amacını ve görevini yerine getirmek için analitik yöntemlerin ve optimizasyon algoritmalarının birlikte kullanılması gerekmektedir.

Koruma mühendisleri, OCR koordinasyonu için koruma mühendisliğinin uygulamalı alanında önemli miktarda araştırma ve öneriyle uğraşmaktadır. Bu çalışmalarda, koruma kriterlerini kullanarak uygulanabilir en iyi araştırmayı sıralamaya çalışırlar. Koruma kriterleri, bir koruma sisteminin değerlendirilmesi için kullanılan belirli ölçütlerdir. Bu kriterler arasında seçicilik, operasyon hızı, güvenlik, basitlik ve ekonomi gibi faktörler yer alır. Ancak, OCR koordinasyonu için birincil kriterler, seçicilik, hız ve güvenlik (3S) olarak kabul edilir.

koordinasyon yaklaşımı, nadir istisnalar dışında, OCR'nin yük tarafındaki röleden başlar ve yukarı akışında ilerler. Yüksek akış noktasından başlayarak OCR'yi koordine etme yaklaşımı yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir ve literatürde genellikle kabul görmüştür [27]. Ancak, belirli istisnalar dışında, sınırlı sayıda yayınlanmış makale, yük besleme fiderlerinin rölelerinin kaynak rölesi ile koordinasyonunu ele almıştır. Bu, tek girişli çoklu çıkışlı fiderlerin koordinasyonunu spesifik olarak ele alan çalışmalara örnek olarak verilebilir [28, 29].

Bazı çalışmalar, her bir POCR ve BOCR için minimum sürenin belirlenmesini ve

ardından TMS'nin hesaplanmasını, rölenin en uzak noktasında meydana gelen en küçük arıza akımına göre yapmayı önermiştir. Bu yaklaşımda, en küçük arızanın üçte ikisine göre PC'nin önceden belirlenmesi veya maksimum yük akımının 1.3 katı veya bu değerler arasında bir değer kullanılabilir [29]. Ancak, literatürdeki çalışmaların çoğunluğu, yük tarafındaki rölenin en düşük TMS değerine sahip olduğu varsayımını benimsemiştir. Bu varsayıma dayanarak, en küçük arıza akımı ve PC'ye dayalı olarak üst rölelere doğru koordinasyon hareketi gerçekleştirilmiştir [11, 20–25, 30].

Değişen şebeke topolojisiyle ilgili adaptif koruma sistemleri üzerine yapılan çalışmalar oldukça geniştir. Bu çalışmalar genellikle iki kategoriye ayrılabilir. Birinci kategori, şebekeden alınan sinyallere dayanarak her arıza durumu için anında ayarlamalar yapabilen nadir bir gruptur [31]. Bu çalışmalar genellikle çoklu ajan tabanlı öz-düzeltme sistemlerini, uyarlanabilir bir koruma mekanizmasıyla birleştirir. Bu yaklaşımlar, şebeke koşullarını sürekli izler ve anlık değişikliklere hızlı bir şekilde tepki vererek koruma ayarlamalarını yapar. İkinci kategori ise daha genel bir kategoridir ve anlık topolojik değişikliklere tepki veren veya topolojik değişiklikleri dikkate almayan ayarlamalar yapar [32, 33]. Bu yaklaşımlar, TMS (Zaman Çarpanı Ayarı) ve PC (Çalışma Akımı) gibi parametreleri ayarlar ve şebekede herhangi bir arıza durumunda rölelere uygun ayarlamalar gönderir. Bu yaklaşımlar, arıza durumunda sistemin korunmasını sağlamak amacıyla kullanılır. Özellikle [9] çalışmasında, PC değerlerinin belirlenmesinden sonra TMS değerlerini bulma süreci ele alınmıştır. Bu süreçte, doğrusal optimizasyon algoritmaları (örneğin GA) veya doğrusal olmayan optimizasyon algoritmaları (örneğin BBO) kullanılarak TMS ve PC değerleri belirlenebilir. Bu optimizasyon algoritmaları, genel CTI (Koordinasyon Zaman Aralığı) kısıtlamasını koruduğu sürece kullanılabilir.

[34] makalesinde, IEEE 4 düğümlü bir dağıtım şebekesinde DOCR'leri koordine etmek için uyarlanabilir bir teknik tanımlanırken, dağıtım generatörünün (DG) işletme durumu dikkate alınmıştır. Bu çalışmada, DG'lerin şebeke üzerindeki etkisi ve işletme durumları göz önünde bulundurularak DOCR'lerin koordinasyonu sağlanmıştır.

[35] makalesinde ise, 33 düğümlü bir radyal şebekede DOCR'leri koordine etmek için uyarlanabilir bir yöntem sunulmuştur. Bu yöntemde, DG'lerin işletme durumu da dikkate alınarak DOCR'lerin koordinasyonu gerçekleştirilmiştir.

[36] makalesinde ise, DG'leri dikkate alan etkili bir DOCRC yöntemi mikroşebeke için önerilmiştir. Bu yöntem, önceki DOCRC yöntemlerinden farklı olarak, PC'nin üst sınırını sabit bir sayı yerine bir değişken olarak ele almaktadır. En iyi DOCRC PC sınırlarını belirlemek için bir genetik algoritma (GA) kullanılmıştır.

[37] makalesinde, üç hat ortasında aynı hata akımının uygulandığı bir senaryo üzerinden (3 bara sistemi kullanılarak), DOCRC'nin teorik olarak mümkün olamayacağı belirtilmiştir. Ancak daha sonra, hata akımının aslında eşit olmadığı fikri gibi üç nedenin göz önünde bulundurulmasıyla DOCRC'nin mümkün olduğu düzeltme yapılmıştır.

[38] makalesinde, büyük güç şebekelerinde basit döngülerin belirlenmesinin engellendiği ifade edilerek, bu koşullar altında DOCRC'nin imkansız olduğu ifade edilmiştir.

[39] makalesinde, çeşitli kaynaklara sahip sistem topolojilerinde tüm bileşenler için seçiciliğin sağlanmasının imkansız olduğu belirtilmiştir.

[40]makalesinde ise, DOCRC'nin adalı bağlantı koşullarında şebekeleri korumada sıklıkla başarısız olduğu ifade edilmiştir.

Birçok araştırmacı, OCR'yi koordine etmek için özellikle zaman akım eğrisi (TCC) formlarını kullandığından, DOCRC'nin sağlanabilmesi için şebekenin açılması ve radyal bir yapıya dönüştürülmesinin tercih edildiği belirtilmiştir [41].

1.2 Tezin Amacı

Bu tez, Irak'ın dağıtım şebekelerinde, sabit veya uyarlanabilir OCRC için geleceğe yönelik bir bilimsel yaklaşım geliştirmeyi amaçlamaktadır. Özellikle, Irak'ta küresel güneş enerjisi yatırımlarının artmasıyla birlikte, önceki çalışmalarda yük akışı, güç kayıplarının azaltılması, gerilim profili geliştirilmesi, güç kalitesinin artırılması ve sistem güvenilirliğinin artırılması gibi konulara odaklanılmıştır [13]. Ancak, DG bağlantısı için en uygun koruma yeri konusu ele alınmamıştır. Bu çalışma, OCRC üzerinde en az etkisi olan en iyi bağlantı yerini belirlemeyi amaçlamaktadır.

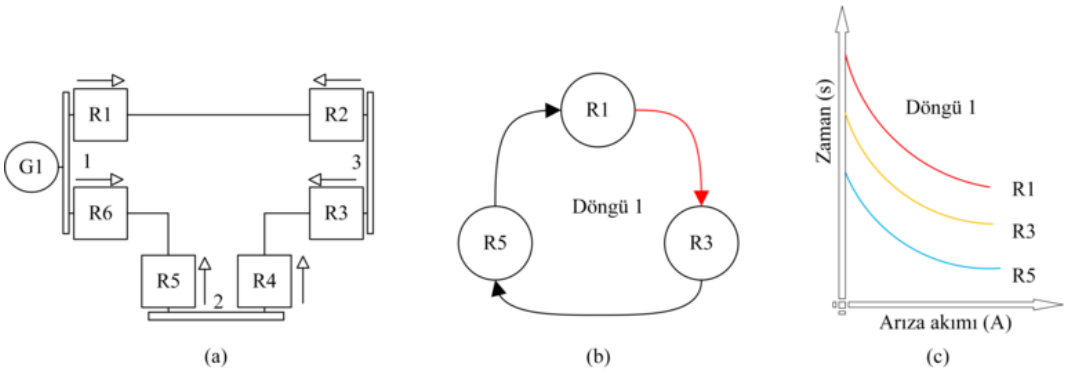
Ayrıca, optimizasyon için OCRC literatüründe yaygın olarak belirtilen kavramların güvenilirliğini ve OF dahil olmak üzere minimum açma sürelerini bulmaya yönelik yaklaşımların doğruluğunu ve CTI kısıtlamasının doğru OCRC için kritik olduğuna

dair inancı değerlendirmeyi hedeflemektedir. Ayrıca, çok kaynaklı ring ve radyal sistemlerde DOCRC'nin fizibilitesini incelemeyi ve uygulanabilir bir dinamik OCRC mekanizması önermeyi amaçlamaktadır.

1.3 Hipotez

OCRC'deki OF ve kısıtı (CTI) benimsemenin neden olduğu hatalar, varsayılan hata konumunda BOCR ve POCR arasındaki açma zamanı farkını yansıtan CTI sayısal değerlerine bağımlılıktan kaynaklanır. Zaman-akım eğrileri koordinasyonu (TCCC) formatını benimsemek, tüm hata akımı değerleri için OCRC ve CTI'ı eğriler boyunca gösterir, yalnızca varsayılan hata konumunda değil. OCR'lere karşılık gelen eğriler, aşağıdan yukarıya doğru yükselir ve kesişmemeleri koordinasyonun doğruluğunu görsel olarak belirtir. Herhangi bir hata akımında CTI, eğriler arasındaki dikey mesafelerle belirtilir. En düşük ve en yüksek CTI değerleri kriterleri karşılarsa, OCRC geçerlidir.

Doğrusal ve doğrusal olmayan değişkenler ve parametreler, OCR çalışma denklemi karakteristik eğrisini TCC oluşturmak için birleştirilir. OCRC'ye göre, bu eğriler, yük tarafındaki OCR'den kaynak tarafındaki OCR'ye doğru ilerleyici vebirbirleriyle kesişmez olarak koordine edilir [42]. Koordinasyon, sadece bir kaynağa sahip olan en basit ring şebeke türünde daha zordur, bu Şekil 1.1a'de gösterilmiştir. Her ring şebekesi iki DOCR döngüsüne sahiptir ve her biri kaynaktan başlar ve kaynağa kadar devam eder, Şekil 1.1b'de döngü 1 olarak gösterilir. Bu, koordinasyon üzerinde daha sonra etkisi olduğu gösterilecek olan arıza akımı gradyanının olmamasına neden olur. Zorluk veya imkansızlık, DOCR'lerin yolunun kapalı bir döngü olması gerçeğinde yatar. Sonuç olarak, Şekil 1.1c'de gösterildiği gibi, kaynağa en yakın R1 eğrisinin TCC'si en yüksek olmalıdır, en uzaktaki R5 eğrisinin TCC'si ise en düşük olmalıdır; R5 aynı zamanda R1 için bir yedek röle olarak hizmet eder ve BOCR'un TCC'si POCR'un TCC'sinden daha yüksek olmalıdır. Bu, R5'in TCC'sinin aynı anda iki kartezci konuma sahip olmasını imkansız kılar.



Şekil 1.1 IEEE 3 bara sistemi için DOCR'ler ve TCCC

Bu tez, doğru OCRC'nin test edilmesinde TCCC kullanımının önemine ilişkin bir açıklama ile TMS ve PC parametrelerinin TCCC üzerindeki etkisinin matematiksel olarak anlaşılmasına katkıda bulunmaktadır. Ayrıca, OCRC üzerinde en az etki açısından PV'yi dağıtım şebekelerine bağlamak için en uygun konumu bulmayı amaçlamaktadır. Tez ayrıca, optimizasyon algoritmalarında bir CTI kısıtlamasının sürdürülmesinin doğru OCRC'nin garantisi olmadığına dair bir ifadeyi vurgulamaktadır; OF değeri ne kadar düşükse, OCRC'nin o kadar kötü olduğuna dair bir ifade; ve değişen şebeke topolojisine uyarlanmış bir OCRC mekanizması için bir öneri sunmaktadır.

Bu tezin en önemli katkısı, ring beslemeli şebekelerde DOCRC'nin imkansızlığı ve bunun çok kaynaklı radyal beslemeli şebekelerde optimizasyon algoritmaları veya analitik yöntemler kullanarak zorluğu veya uygulanamazlığı ve bunun için bir yöntem önermesidir. DOCRC, ring şebekelerde yük akışına dayalı adalar ilkesini kullanır.

2
OCRC İÇİN GENEL İLKELER

2.1 GİRİŞ

OCR açma süresi, akımın şiddeti ile farklı tiplerinin (NI, VI ve EI) zamanın ters ilişkisine (Ters Tanımlı Minimum Zaman, IDMT) bağlıdır. Denklem 2.1 ve Tablo 2.1'deki katsayılar kullanılarak hesaplanır.

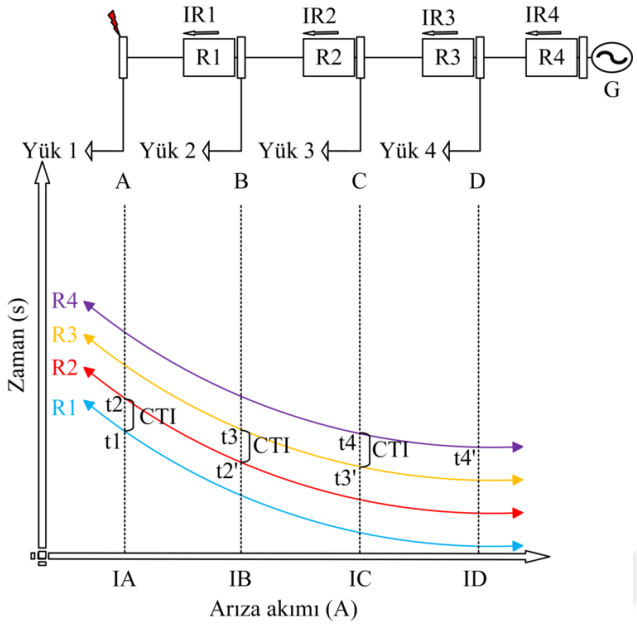
$$t = TMS \times \frac{K}{(\frac{I}{PC})^L - 1} \tag{2.1}$$

burada t, OCR açma süresidir ve I, OCR'den geçen akımdır.

Tablo 2.1 OCR işlem süresi denkleminde kullanılan IEC standart katsayıları

katsayılar	NI	VI	EI
K	0,14	13,5	80
L	0,02	1	2

OCRC, OCR'lerin açma süreleri arasındaki koordinasyon olarak tanımlanabilir. Şekil 2.1'de gösterilen şebekeye bakıldığında, R1, R2, R3 ve R4 OCR'leridir ve ilgili TCC'ler aynı OCR sembolleri ile etiketlenmiştir ve NI denklemiyle matematiksel olarak temsil edilir. Bu eğrilerin karakteristikleri hem TMS hem de PC değerlerine bağlıdır. TCCC şekli düzenli olmalı ve kesişmemeli, bir eğri ile diğer eğri arasındaki dikey mesafe CTI'den büyük veya eşit olmalıdır. OCRC, orijinal olarak yük tarafındaki OCR'den yukarı OCR'ye kademeli bir şekilde TCCC'dir ve kesişmemelidirler. Eğrilerin kesişmesi koordinasyon bozukluğu anlamına gelirken, iki eğrinin kesişmesi, iki rölenin de kesişim noktasında birlikte çalışmasını ve yedek rölenin kesişim noktasından sonra veya öncesinde ana röleden önce bölgede çalışmasını veya tersi anlamına gelir. Bu özellikler, OCRC işlemi için tam olarak gerekenlerdir. Denklem 2.1'in incelenmesi matematiksel olarak TCCC'yi anlamamıza yol açar.



Şekil 2.1 OCRC'nin açıklayıcı örneği

2.2 TMS ve PC parametre değerlerinin TCCC üzerindeki etkisinin testleri

Denklem 2.2'de açıklandığı gibi, Denklem 2.1'in NI'sindeki eğrilerin davranışı üzerinde TMS ve PC parametrelerini değiştirmenin etkisi incelenirken, aşağıda gösterildiği gibi, parametre değerlerinin değişmesi için beklenen durum sayısı sekizdir. Sekiz durum için OCR'den geçen akımın (I) değişim aralığı 0:0,1:10'dur.

$$t = TMS \times \frac{0,14}{(\frac{I}{PC})^{0,02} - 1} \tag{2.2}$$

Durum 1: TMS için dört farklı değer kullanarak ve PC parametresinin değerini Tablo 2.2'deki gibi sabit tutarak, Şekil 2.2 gösterilen TCCC şekli elde edilmiştir. TCCC şekli, eğrilerin PC değerindeki minimum I değerlerinden başladığını gösterir. PC, eğrilerin başlangıç noktalarının hizalanmasını temsil eder ve tüm eğriler I aralığının son değerlerinde birleşir. Yani, yatay değerler PC hizalama noktalarının sonrasında başlar. PC parametresinin sabit değerleriyle eğriler aynı değerde başlar. TMS parametresi ise genlik olarak işlev görerek, eğriler en düşük TMS değerinden en yüksek TMS değerine doğru derecelendirilir. Bu nedenle, eğriler neredeyse paralel görünür ve I değerleri aralığı ne kadar uzaksa kesişmez. Elektriksel olarak, mavi eğri yük tarafındaki OCR'yi, üstündeki eğri yedek OCR'yi temsil eder ve mor eğri yukarı akış OCR'yi temsil eder. Bu şekilde devam ederken

OCRC kabul edilebilir hale gelir.

Durum 2: PC parametresinin değerini Tablo 2.3'te olduğu gibi sabit tutarak ve TMS değerlerinin hiyerarşisini tersine çevirerek (TMS değerlerini en yüksekten en düşüğe sıralayarak), Şekil 2.3'te gösterilen TCCC şekli elde edilmiştir. Bu durumda, TMS değerlerinin eğrilerin sırasını yukarıdan aşağıya doğru değiştirdiği gözlemlenir. Bu durum, PC parametre değerlerini sabit tutarken TMS değerlerinin eğrilerin koordinatları üzerindeki etkisini gösterir. Eğrilerin gradyan formatının doğrudan TMS değerleriyle orantılı olduğunu belirtmek önemlidir. Elektriksel olarak, bu koordinasyon kabul edilemezdir çünkü üstteki OCR önce çalışacak ve diğer OCR'leri etkisiz hale getirecektir.

Durum 3: TMS parametresinin değerini sabit tutarak, Tablo 2.4'te belirtilen dört farklı PC parametresi değeri kullanarak, Şekil 2.4'te gösterilen TCCC şeklini gözlemleyerek, PC parametresi değerlerinin artması eğrinin sağa doğru kaymasına neden olur. Durum 1'de belirtildiği gibi, yatay başlangıç noktası PC hizalama noktasının sonrasında başlar. Ancak burada fark, PC parametre değerlerinin genlik olarak işlev görmesidir. Bu durumda, eğri sağa doğru kayar ve başlangıç noktasından doğrudan yukarı doğru yükselir. Elektriksel olarak, PC değerlerinin gradyanı yukarı doğru yükselen OCRC'yi temsil eder. Bu durum, tek bir kaynağa sahip olan bir radyal şebeke içinde beklenen bir gradyandır, burada empadans değeri yukarı doğru azalır.

Durum 4: Elektriksel olarak bu durum, Tablo 2.5 ve Şekil 2.5'da gösterilen gibi, PC parametresinin gradyanını tersine çevirerek ve TMS parametresinin değerini sabit tutarak Durum 2'ye benzer. Bu durumda, TCCC'de eğrilerin sırası TMS değerlerine bağlı olarak yukarıdan aşağıya doğru değişir.

Durum 5: PC için dört farklı değer ve TMS için dört farklı değer kullanarak, Tablo 2.6'da belirtilen derecelendirme yönüne ve Şekil 2.6'deki TCCC şekline sahip olarak, matematiksel ve elektriksel olarak bu durum Durum 3'e benzer.

Durum 6: Durum 5'in derecelendirme yönünü tersine çevirerek, Tablo 2.7'de belirtildiği gibi ve 2.7'de gösterilen TCCC şeklini gözlemleyerek, matematiksel ve elektriksel olarak bu durum Durum 4'e benzer.

Durum 7: Tablo 2.8'de gösterildiği gibi PC parametresi için dört farklı değer ve TMS parametresi için dört farklı değer kullanarak ters derecelendirme yönü ile ve Şekil 2.8'da gösterilen TCCC şekli ile elektriksel olarak, bu OCR formu kabul edilemezdir. Eğriler üst üste biner, bu da OCR çalışmasının rastgeleliğini gösterir.

Durum 8: Durum 7'nin gradyan yönünü tersine çevirerek ve Tablo 2.9'da belirtilen şekilde, Şekil 2.9'daki gösterilen TCCC şeklini gözlemleyerek, elektriksel olarak bu durum, OCR çalışmasının üst üste binmesi açısından Durum 7 ile aynıdır.

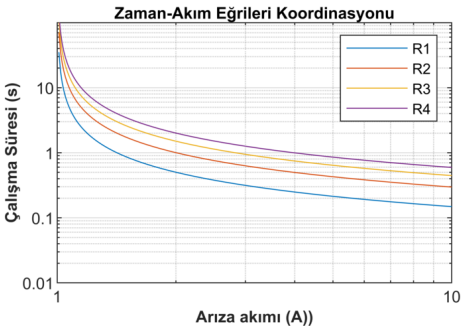
Yukarıda belirtilen 1, 3 ve 5 durumlarından çıkarımlar yaparak, OCRC'nin kurulum parametrelerinin TMS ve PC değerleriyle karakterize edildiği sonucuna varırız: PC parametresi ya sabit veya aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiştir. TMS parametresi ya sabit tutulan PC parametresi ile aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiştir veya TMS parametresi, PC parametresi aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiş şekilde sabit tutulmuştur veya hem TMS hem de PC parametreleri aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiştir. Hem TMS hem de PC parametrelerinin sayısal değerlerine bakarak TCCC'nin nasıl görüneceğini tahmin edebiliriz. Bu prensiplere dayanarak OCR'yi koordine etmeye devam ederiz.

Tablo 2.2 Durum 1 için TMS ve PC değerleri

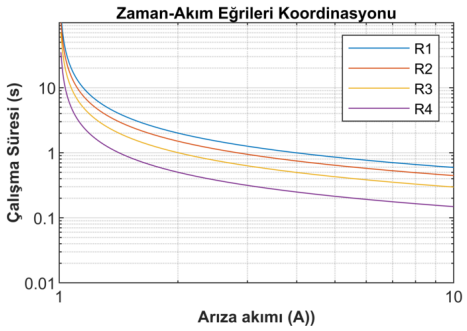
Durum	TMS	PC
1	0,05	1
2	0,10	1
3	0,15	1
4	0,20	1
I=0:0,1:10		

Tablo 2.3 Durum 2 için TMS ve PC değerleri

Durum	TMS	PC
1	0,02	1
2	0,15	1
3	0,10	1
4	0,05	1
I=0:0,1:10		



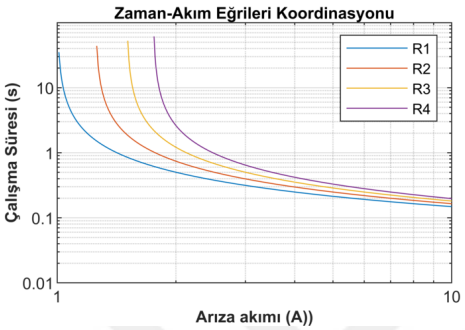
Şekil 2.2 Durum 1'in TCCC'si



Şekil 2.3 Durum 2'in TCCC'si

Tablo 2.4 Durum 3 için TMS ve PC değerleri

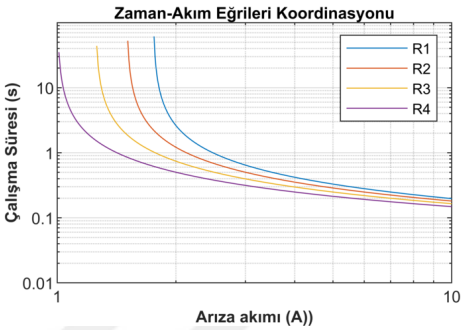
Durum	TMS	PC
1	0,05	1,00
2	0,05	1,25
3	0,05	1,50
4	0,05	1,75
I=0:0,1:10		



Şekil 2.4 Durum 3'in TCCC'si

Tablo 2.5 Durum 4 için TMS ve PC değerleri

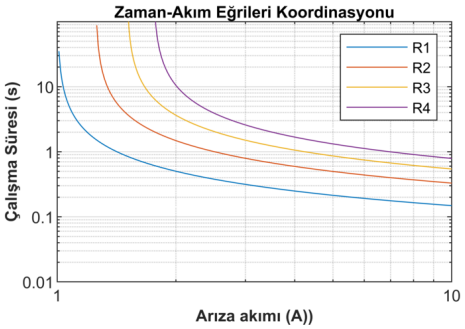
Durum	TMS	PC
1	0,05	1,75
2	0,05	1,50
3	0,05	1,25
4	0,05	1,00
I=0:0,1:10		



Şekil 2.5 Durum 4'in TCCC'si

Tablo 2.6 Durum 5 için TMS ve PC değerleri

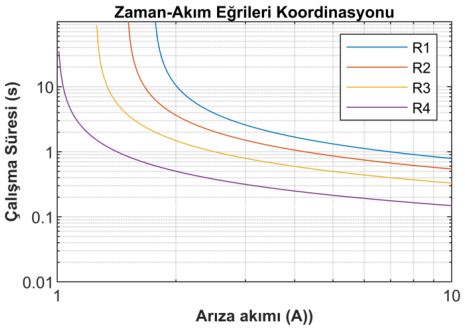
Durum	TMS	PC
1	0,05	1,00
2	0,10	1,25
3	0,15	1,50
4	0,20	1,75
I=0:0,1:10		



Şekil 2.6 Durum 5'in TCCC'si

Tablo 2.7 Durum 6 için TMS ve PC değerleri

Durum	TMS	PC
1	0,02	1,75
2	0,15	1,50
3	0,10	1,25
4	0,05	1,00
I=0:0,1:10		



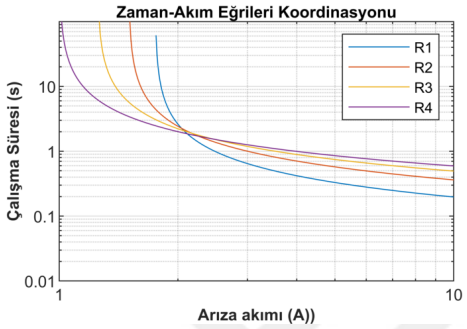
Şekil 2.7 Durum 6'in TCCC'si

Tablo 2.8 Durum 7 için TMS ve PC değerleri

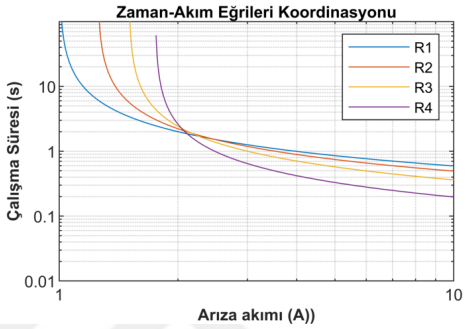
Durum	TMS	PC
1	0,05	1,75
2	0,10	1,50
3	0,15	1,25
4	0,20	1,00
I=0:0,1:10		

Tablo 2.9 Durum 8 için TMS ve PC değerleri

Durum	TMS	PC
1	0,02	1,00
2	0,15	1,25
3	0,10	1,50
4	0,05	1,75
I=0:0,1:10		



Şekil 2.8 Durum 7'in TCCC'si



Şekil 2.9 Durum 8'in TCCC'si

2.3 Kalibrasyon parametreleri sınırları

2.3.1 PC parametresi sınırları

OCR tipi IDMT'de, PC (Çalışma Akımı) OCR'nin açma sinyalini devre kesiciye iletmek için geçen akımın yoğunluğu ile ters orantılı bir zaman gecikmesi başlattığı akımın büyüklüğünü temsil eder [43]. PC değerlerinin seçimi için birkaç hipotez bulunmaktadır. Örneğin, [44] makalesinde PC değeri, maksimum yük akımının iki katı ile minimum kusur akımının üçte biri arasında sınırlandırılmalıdır. [45] makalesinde ise, PC değeri matematiksel olarak [44]'teki sınırların ortalaması olarak gösterilir ve minimum kusur akımı maksimum kusur akımı ile değiştirilir. [46] makalesine göre, OCR genellikle akımın maksimum yük akımının 1,15'i olduğunda aşırı yüklenmeyi tespit eder ve üst sınır maksimum yük akımının 1,45'ine ayarlanır. Minimum sınır çok düşük olduğundan, herhangi bir geçiş yük akımı gibi ağır başlangıç motor akımlarına karşı hassastır. [47] makalesinde, OCR çalışma akımının minimum değerinin yanlış açma durumlarını önlemek için nominal akımın 1,25'i veya daha büyük seçilmesi önerilir. Her rölenin çalışma akımının maksimum değeri, röle hassasiyetinin küçük miktarda kısa devre akımı varlığında bile sağlanması için minimum kısa devre akımının üçte ikisi olarak seçilir. [48] makalesinde ise aşırı yük akımının tam yük akımının 1,2'sine eşit

olduğu belirtilir ve her rölenin PC'si 0,5 ile 2,5 arasında olmalıdır. [32] makalesinde ise, çoklu fazlı arızalar için minimum arıza akımının genellikle en düşük olduğu 2 fazlı kısa devreler için hesaplandığı ve 2 fazlı arızaların hesaplanması gereken yerin rölenin birincil veya yedek koruma bölgesinin sonunda olduğu belirtilir. Bu nedenle, PC değeri maksimum yük akımının 1,368'i ve minimum arıza akımının 0,7'si arasında sınırlanmalıdır. Bu tezde, rölenin normal işlem sırasında açmaması ve aşırı yük koruması sunmak için minimum çalışma akımının tam yük akımının 1,3'ü olacağı değer dikkate alınmıştır.

2.3.2 TMS parametre sınırları

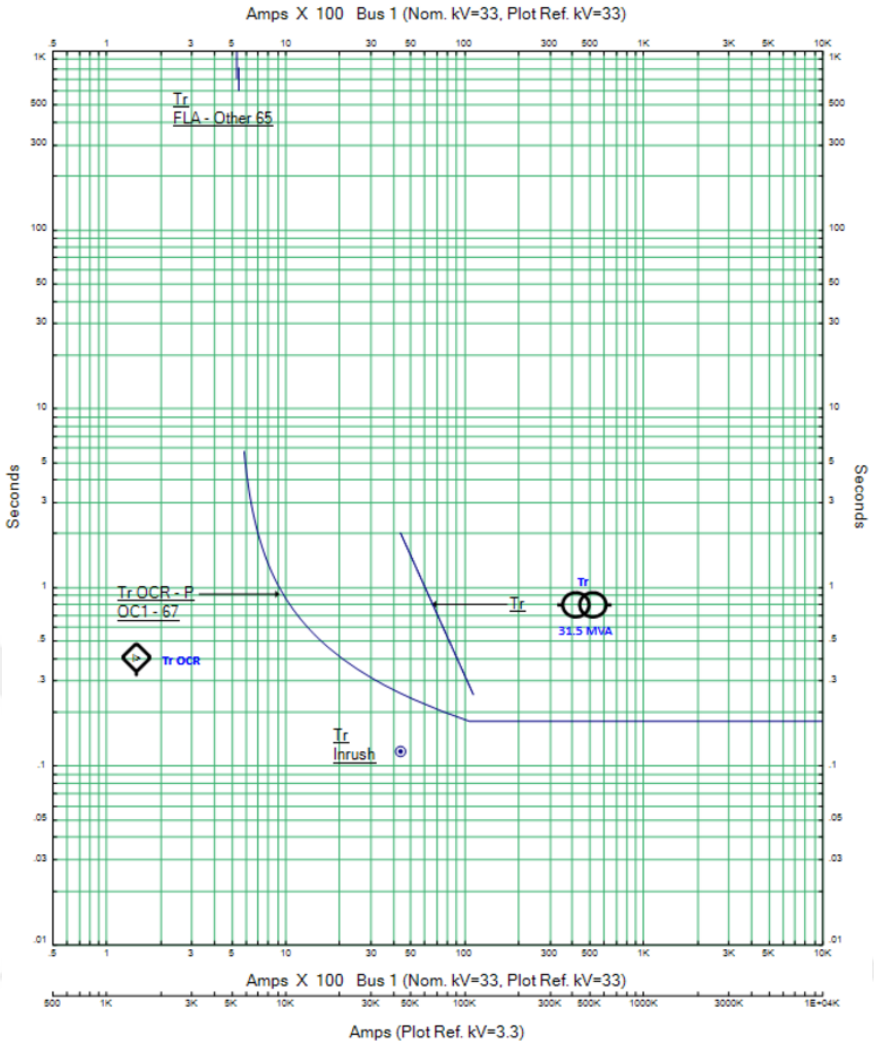
TMS (Zaman Ayar Sınırları) parametresinin iki tür sınırı vardır: birincisi, OCR üreticisi tarafından belirtilen sınırlar ve ikincisi, trafo merkezi ekipmanı ve ilgili dağıtım şebekesinin özelliklerine bağlı olan sınırlardır. Bu tezde, örneğin, AlSTOM P139 OCR kullanılmış ve OCR'un sekonder sargısının TMS aralığı 0,1-4 olarak belirlenmiştir. Ayrıca, röle istendiğinde yönlendirme özelliğini de aktif hale getirebilmektedir. Diğer sınırların türü, 3. Bölüm'ün 3.4.3 alt başlığında daha detaylı olarak açıklanacaktır.

2.3.3 CTI sınırları

Akım ve zamanlama aletleri kullanılarak zaman gecikme ayarı doğru bir şekilde yapıldığında, cihaz çalışma sürelerini minimumda tutmak istendiği durumlarda zaman payı güvenli bir şekilde yaklaşık 0,30 s azaltılabilir. Hızlı bir şekilde sıfırlanan katı hal röleleri ile bu pay daha da azaltılabilir ve yaklaşık 0,20-0,25 s aralığında olabilir [49].

2.3.4 Güç transformatörü çalışma sınırları

Aşırı akım genellikle 10 ila 40 milisaniye sürer [50]. Trafo uyarımı sırasında kaynaktan çekilen başlangıç akımı, trafo tam yük akımı için 8 ila 12 aralığına sahiptir [51]. Bu nedenle OCR, trafo uyarımı sırasında açılmamalıdır. Sonuç olarak, OCR'un trafo primer tarafındaki işletme süresi, başlangıç akımı süresinden daha uzun olmalıdır [52] ve trafo için zaman-akım eğrileri (TCC), mekanik ve termal hasar eğrilerinin altında olmalıdır.



Şekil 2.10 Güç transformatörünün birincil tarafı için OCR'nin TCC sınırlayıcıları (termal sınırlayıcı ve transformatör enerjilendirme sınırlayıcı)

2.3.5 Açma süresi sınırları (t)

[53]'de POCR için minimum ve maksimum açma sürelerinin sırasıyla 0,05 s ve 0,25 s olduğu, BOCR için ise minimum ve maksimum açma sürelerinin sırasıyla 0,3 s ve 1,6 s olduğu belirtilmektedir. [54]'de OCR için minimum ve maksimum açma sürelerinin sırasıyla 0,05 s ve 1 s olduğu belirtilirken, [55]'de OCR için minimum ve maksimum açma sürelerinin sırasıyla 0,1 s ve 2,5 s olduğu belirtilmektedir. 0,05 s'lik minimum değerin seçilmesi, en küçük geçici olaydan dolayı çoğu alanın güçsüz kalması nedeniyle dağıtım ağlarının kararlılığını kaybettirir, bu nedenle açma süresinin minimum sınırı 0,1 s tercih edilir. Elektrik sisteminin çoğu bileşeni nominal kusur akımına bir saniye dayanabilir [55], bu nedenle maksimum açma süresi 1 s olarak tercih edilir.

3
RADYAL ŞEBEKE İÇİN OCRC

3.1 Giriş

Bölüm 1'de özetlendiği gibi, bu araştırmanın amacı, Irak'ın dağıtım şebekelerinde OCRC'nin uygulanması için bilimsel temelli bir yaklaşım geliştirmektir. Elektrik enerjisi sistemi, Irak'taki altyapının ayrılmaz bir parçasıdır ve milyonlarca kişiye, işletmeye ve temel hizmetlere elektrik sağlamaktadır. Bu sistemin istikrarı ve güvenilirliği, ülkenin ekonomik ve sosyal gelişimi için büyük bir öneme sahiptir. Bu kararlılık ve güvenilirlik, kesintisiz elektrik arzının sağlanmasıyla mümkündür. Ancak, Irak'ta mevcut koruma sistemi, yaşanan ekonomik büyüme ve artan talep karşısında yetersiz kalmıştır. Bu durum, elektrik kesintilerinin sık yaşanmasına ve enerji sisteminin istikrarsız hale gelmesine yol açmıştır. Bu nedenle, mevcut koruma sistemini iyileştirmek ve güç sistemi üzerindeki olumsuz etkileri minimize etmek için bilimsel temelli bir yaklaşımın benimsenmesi gerekmektedir.
Bu çalışma, Irak'taki elektrik enerjisi sistemi ve mevcut durumu hakkında genel bir bakış sunmakta ve özellikle dağıtım şebekesine odaklanarak mevcut koruma sorunlarına çözüm aramaktadır. Araştırmanın amacı, OCRC'nin uygulanması için bilimsel bir temel oluşturmak ve bu sayede dağıtım şebekelerindeki koruma sisteminin etkinliğini artırmaktır.

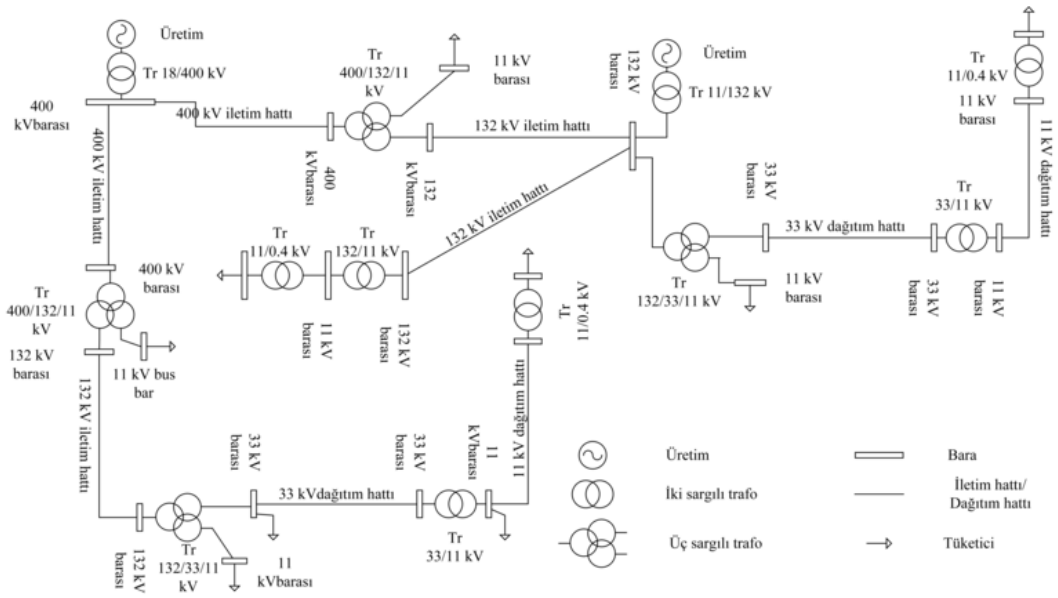
3.2 Irak elektrik güç sistemi

Irak'taki elektrik enerjisi altyapısı 50 Hz frekansında çalışmakta olup, üretim santralleri, iletim sistemi ve dağıtım şebekeleri olmak üzere üç ana bölümden oluşmaktadır. Üretim, çoğunlukla fosil yakıtlar (petrol ve doğal gaz) ve sınırlı miktarda hidroelektrik ve yenilenebilir kaynaklar kullanılarak gerçekleştirilmektedir. Gelecekte, enerji üretim karışımının çeşitlendirilmesi ve yenilenebilir enerji kullanımının artırılması planlanmaktadır. Üretim gerilim seviyeleri genellikle 11 kV ve 18 kV arasında yer almaktadır.
Irak'ın iletim şebekesi, 132 kV ve 400 kV olmak üzere iki sistemden oluşmaktadır.

132 kV şebekesi, talep artışını karşılamakta yetersiz kaldığı için 1970'lerde 400 kV şebekesi ile güçlendirilmiştir. Irak'ın merkezi, kuzeyi ve güneyi, açık havada geçen hatlarla 400 kV iletim şebekesi ile birbirine bağlanmıştır. Bu durum, birçok güç üretim tesisinin kurulmasına da olanak sağlamıştır.

Dağıtım şebekesi, 33 kV fiderler, 33/11,5 kV trafo merkezleri, 11 kV fiderler, 11/0,4 kV transformatörler ve 0,4 kV fiderlerden oluşur. Gelen 33kV fiderleri, 400 mm^2 kablo (tek çekirdekli) Cu/XLPE, Cu/XLPE kablosu (3 çekirdekli) ve çıplak ACSR iletken 120/20 mm^2 havai hatlar olabilir. Irak'taki dağıtım trafo merkezlerinin çoğunluğu 33/11,5kV (2×31,5MVA) özelliktedir. Çıkış 11kV fiderleri, Cu/XLPE kablosu (3 çekirdekli) ve çıplak ACSR iletken 120/20 mm^2 açık hatlardan oluşur. Havai hatlar, dağıtım şebekesinin çoğunu oluşturur. İç tüketim, ticari ve küçük sanayi müşterileri genellikle 0,4 kV güç kaynağından faydalanırken, büyük sanayi tesisleri ihtiyaçlarına göre 132, 33 veya 11 kV güç alırlar.

Irak'ın elektrik güç sistemi, çeşitli zorluklarla karşı karşıyadır. Arz, talebin altında kalmakta ve iletim şebekelerinin genişletilmesi gerekmektedir. Dağıtım istasyonlarının eklenmesi, nüfus artışı ve arazi kullanımındaki değişiklikler nedeniyle oluşan aşırı yük sorunlarını çözmek için yeterli olmamaktadır. Zayıf koruma sistemi, ekipmanlara, çalışanlara ve sakinlere zarar verme riski taşımaktadır. Dağıtım şebekelerinde kullanılan ana koruma cihazlarından biri OCR'dir.



Şekil 3.1 Irak'ın güç sisteminin şeması

Bu çalışmada, radyal topolojiye sahip olan Irak'taki Hemdan trafo merkezini ele alınacaktır. Araştırmanın objektifliğini ve sonuçlarının doğruluğunu sağlamak için, hem çoklu kaynaklı radyal şebekeler hem de ring şebekeleri incelenecektir. Günlük dağıtım şebekesi olayları, OCRC ile ilgili sorunları özetlemek için analiz edilmiştir:

1. Dağıtım trafo merkezine yakın 11 kV fiderlerdeki arızaların çoğu, gelen 33 kV OCR fideri ve hatta bazen iletim istasyonunun çıkışındaki 33 kV OCR fideri için bir açma işlemiyle sonuçlanır.
2. OCR, arızanın yüksek direnci nedeniyle düşen 11 KV kablo gibi uzak arızalara yanıt vermeyebilir.
3. Sıklıkla, 11 kV fiderler arasında bir sempati etkisi görülebilir, yani bir fiderde meydana gelen bir arıza durumunda diğer bir fider tetiklenebilir.
4. OCR, uzak arızalar gibi düşük dirençli arızalara (örneğin, düşen 11 kV kablo) yanıt verme konusunda sınırlı olabilir.
5. OCR genellikle bir fiderdeki bir faz kaybını algılamaz, örneğin topraklamasız kesilen bir iletken nedeniyle oluşan bir durumda, ve sonuç olarak tüketici, 3 fazlı yerine 2 fazlı bir fiderde 0, 100 ve 180 V gerilimle beslenebilir.

Bu ve diğer faktörler göz önüne alındığında, özellikle mevcut yetersizlikler ve modern bilimsel standartlardan sapmalar dikkate alındığında, dağıtım trafo merkezleri için kapsamlı bir OCRC yaklaşımının rehberlik görevi görmesi gerekmektedir.

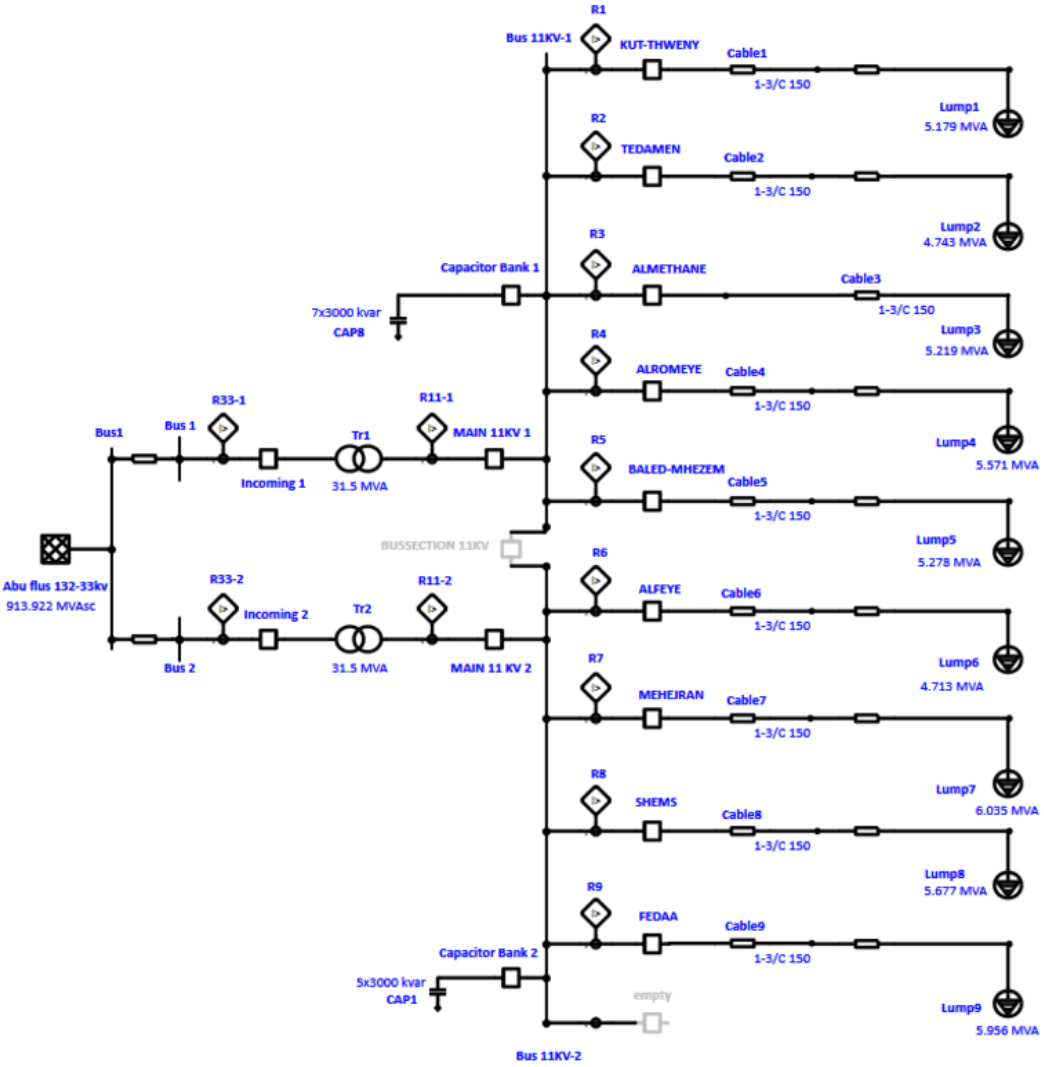
3.3 Hemdan trafo merkezi topolojisi

Hemdan trafo merkezi, diğer Irak dağıtım trafo merkezleri gibi iki bölümden oluşmaktadır. Şekil 3.2'te gösterildiği gibi, her iki bölümde de aşağıdaki bileşenler bulunmaktadır: bir gelen 33kV fider, bir gelen 33kV devre kesici (CB), bir 31,5-33/11,5kV güç trafosu, ana 11kV CB, ana 11kV bara, giden 11kV CB ve yedi giden 11kV fider. Beş fider, müşterilere doğrudan güç sağlamak için kullanılırken, bir fider yardımcı 11/0,4 kV trafoya ve bir fider ise kapasitör bankasına yönlendirilmektedir. 2. bölümde, fider sayısı 4 olarak belirlenmiştir ve kalan bir fider yedek olarak kullanılmaktadır. Fiderlerin yükleri ve özellikleri Tablo 3.1'dedetaylı olarak verilmektedir.
Diğer trafo merkezi ekipmanları ve özellikleri [56] kaynağında detaylı bir şekilde açıklanmıştır. Irak Elektrik Bakanlığı'na (MoE) göre, 132 kV bara noktasında

kısa devre akımı (SC) 159,895kA değerindedir [28]. Şekil 3.2, Hemdan trafo merkezinin ETAP yazılım platformundaki modelini göstermektedir.

Tablo 3.1 Hemdan trafo merkezi fiderlerinin uzunlukları ve yükleri

Fiderler	Yeraltı 3×150 mm^2 (m)	havai 3×120 mm^2 (km)	Yük (MVA)
Fider 1	150	2,5	5,179
Fider 2	150	1,5	4,743
Fider 3	1000	/	5,219
Fider 4	300	3	5,517
Fider 5	800	2	5,278
Fider 6	1000	2,5	4,713
Fider 7	800	2,5	6,035
Fider 8	2000	2	5,677
Fider 9	150	2	5,966



Şekil 3.2 ETAP'ta Hemdan trafo merkezinin (2×31,5 MVA 33/11 kV) modellenmesi

3.4 OCRC adımları

OCRC, genellikle iki ana yaklaşımla özetlenebilir: analitik yaklaşım ve optimizasyon algoritma teknikleri yaklaşımı. Her iki yaklaşım da birden fazla yöntemi içerir. Yayınlanan araştırma çalışmalarının çoğu, uzun ve ayrıntılı analitik yaklaşımdan kaçınarak optimizasyon algoritma tekniklerini tercih etmiştir. Bu nedenle, yeni başlayanlar için OCRC'yi analitik olarak anlamak zor olabilir, çünkü analitik yöntemler yayınlanmış araştırmalarda sınırlıdır ve analitik yaklaşımın anlaşılmaması, optimizasyon algoritma tekniklerinin uygulanmasının nasıl yapıldığının anlaşılmamasına yol açabilir. Ancak, analitik yaklaşımın önemi, OCRC'nin mantığını anlamak için vazgeçilmezdir.

OCRC'de kullanılan yöntemin belirlenmesinin yanı sıra, hem analitik yaklaşım

hem de optimizasyon algoritma teknikleri, başlangıç değerlerinin belirlenmesini gerektirir.

3.4.1 İlk değerlerin başlatılması

1. Her OCR ile kullanılan sembollerin etiketlenmesi, Şekil 3.2'te ve Tablo 3.2'de gösterildiği gibi belirlenir.

2. 551/1581 A değerine göre bir güç trafosu için akım trafosu oranını (CTR) belirlemek için, yüksek gerilim tarafı için 600/5 A ve alçak gerilim tarafı için 2000/5 A değerlerini kullanarak bir güç trafosunun akım trafosu oranı (CTR) belirlenir. Fiderlere bağlı olarak, ETAP yazılım platformunda bir yük akış analizi yapılarak CTR, IEC 60044-1 standardına göre Tablo 3.3'de açıklandığı gibi belirlenir. Bu analizde, OCR'ye bağlı her bir CTR, üzerinden geçen akımı hesaplamak için kullanılır.

3. POCR ve BOCR çiftlerinin belirlenmesi ve kısa devre analizi: OCR'nin şebekenin tüm bileşenlerini mümkün olan en düşük arıza akımında koruyabilmesi için, en düşük arıza akımını (tek fazdan toprağa (SLG)) fiderlerdeki en uzak noktada hesaplarız. OCRC'nin seçicilik gereklilikleri nedeniyle, POCR başarısız olursa, BOCR bir CTI'den sonra devreye girer. Bu nedenle, aynı arıza durumu için POCR'den geçen kısa devre akımı (FCpr) ve BOCR'den geçen kısa devre akımı (FCbc) Tablo 3.4'te belirtildiği gibi hesaplanmalıdır.

4. OCR'lerin PC'sinin hesaplanması: Bu çalışmada, giden fiderler için OCR'ye bağlı CT'nin birincil tarafından geçen tam yük akımının (IL) 1,3 katı alınarak OCR'nin PC değeri hesaplanmaktadır. Ancak ALSTOM P139 rölesinde dahili bir CT (5/1) bulunduğu için bölme CT'si birincil bobinler tarafından gerçekleştirilir. Bu durumu göstermek için Tablo 3.5 kullanılmaktadır. Ayrıca, güç trafosunun alçak gerilim tarafındaki OCR'ler için PC (R11-1 ve R11-2) ve güç trafosunun yüksek gerilim tarafındaki OCR'ler için PC (R33-1 ve R33-2) hesaplanmıştır, bu hesaplama güç trafosu değeri (551/1581 A) dikkate alınarak yapılmıştır.

   R33-1 (veya R33-2) için PC = 551/600=0,9184,
   ve
   R11-1 (veya R11-2) için PC = 1581/2000=0,7905.

PC değerlerindeki gradyan formunu belirlemek için, PC'lerin aynı gerilim seviyelerine atanması ve karşılaştırılması gereklidir. Bu nedenle, 33 kV tarafındaki

PC değeri, 33/11,5 ile çarpılarak 11,5 kV tarafına atfedilir. Bu atama işlemi, Tablo 3.6'te gösterildiği gibi gerçekleştirilir. Dikkat edilmesi gereken nokta, ondalık kesir değerlerine özen göstererek PC değerlerinin güç trafosunun 11,5 kV tarafına atanmasıdır. Bu şekilde PC değerleri aynı kaldığında, TCCC eğrilerinde örtüşme olasılığının düşük olduğunu gösterir.

Tablo 3.2 Hemdan trafo merkezinde kullanılan OCR'lerin sembolleri

kısaltma	açıklama
R1	Bölüm 1'deki Fider 1'in OCR'si
R2	Bölüm 1'deki Fider 2'in OCR'si
R3	Bölüm 1'deki Fider 3'in OCR'si
R4	Bölüm 1'deki Fider 4'in OCR'si
R5	Bölüm 1'deki Fider 5'in OCR'si
R11-1	Bölüm 1'deki ana baranın OCR'si
R33-1	Bölüm 1'deki güç trafosu için birincil tarafın OCR'si
R6	Bölüm 2'deki Fider 6'in OCR'si
R7	Bölüm 2'deki Fider 7'in OCR'si
R8	Bölüm 2'deki Fider 8'in OCR'si
R9	Bölüm 2'deki Fider 9'in OCR'si
R11-2	Bölüm 2'deki ana baranın OCR'si
R33-2	Bölüm 2'deki güç trafosu için birincil tarafın OCR'si

Tablo 3.3 Hemdan trafo merkezi için yük akımı ve CTR

OCR	Yük (A)	CTR
R33-1	412,4	600/5
R11-1	1183	2000/5
R1	255,3	300/5
R2	236,3	300/5
R3	262,3	300/5
R4	272	300/5
R5	260,5	300/5
R33-2	325,7	600/5
R11-2	934,2	2000/5
R6	227,4	300/5
R7	289,6	300/5
R8	272,5	300/5
R9	288,4	300/5

Tablo 3.4 POCR ve BOCR'nin arıza akımı

POCR	FCpr (A)	BOCR	FCbc (A)
R1	3065	R11-1	3065
R2	3625	R11-1	3625
R3	4624	R11-1	4624
R4	2763	R11-1	2763
R5	3193	R11-1	3193
R11-1	5035	R33-1	1755
R33-1	2670	/	/
R6	2920	R11-2	2920
R7	2953	R11-2	2953
R8	2973	R11-2	2973
R9	3320	R11-2	3320
R11-2	5035	R33-2	1755
R33-2	2670	/	/

Tablo 3.5 Hemdan trafo merkezinin OCR'lerinin PC'si

OCR	IL	CT	PC=1,3*IL (A)	PC=1,3*IL /CT	PC=1,3*Irated /CT
R1	255,3	300	331,89	1,1063	1,3
R2	236,3	300	307,19	1,024	1,3
R3	262,3	300	340,99	1,136	1,3
R4	272	300	353,6	1,178	1,3
R5	260,5	300	338,65	1,128	1,3
R6	227,4	300	295,62	0,985	1,3
R7	289,6	300	376,48	1,255	1,3
R8	272,5	300	354,25	1,181	1,3
R9	288,4	300	374,92	1,250	1,3

Tablo 3.6 Hemdan trafo merkezinin PC gradyan formu

OCR	PC/CT	PC birincil
R1	1,1063	331,89
R2	1,024	307,19
R3	1,136	340,99
R4	1,178	353,6
R5	1,128	338,6
R11-1	0,7905	1581
R33-1	**0,9184**	**551**
R33-1/11,5kV	**2,6354**	**1581**
R6	0,985	295,6
R7	1,255	376,5
R8	1,181	354,2
R9	1,250	374,9
R11-2	0,7905	1581
R33-2	**0,918**	**551**
R33-2/11,5kV	**2,6354**	**1581**

3.4.2 Analitik yaklaşım

Hem PC hem de TMS, TCCC veya OCRC'nin ana parametreleridir. Yayınlanan makalelerin çoğunda olduğu gibi PC başlangıç değerleri arasında sayılırsa, TMS hesaplama mekanizması OCRC'nin ana ve son adımıdır.

Bölümdeki beş fidere rölesinin R11-1 ile koordinasyonunu sağlamak için, R11-1'in beş ayarı aynı anda etkinleştirildiği varsayılmalıdır ki bu mümkün değildir. Bu nedenle, tüm fider rölelerinin koordinasyonu için referans olarak tek bir ayar seçilmelidir. Bu çalışmada, en kısa fider (en yüksek arıza akım değerine sahip) temel alınarak bir kez ve en uzun fider (en düşük arıza akımı değeri olan) temel alınarak bir kez OCRC testleri yapılacaktır [28]. Aynı prensip, trafo merkezinin 2. Bölümü için de geçerlidir.
Birinci bölüm için:

- En kısa ider 3. Fider (ALMETHANE) olup, uzunluğu 1000 m'dir.
- En uzun fider 4. Fider (ALROMEYE) olup, uzunluğu 3300 m'dir.

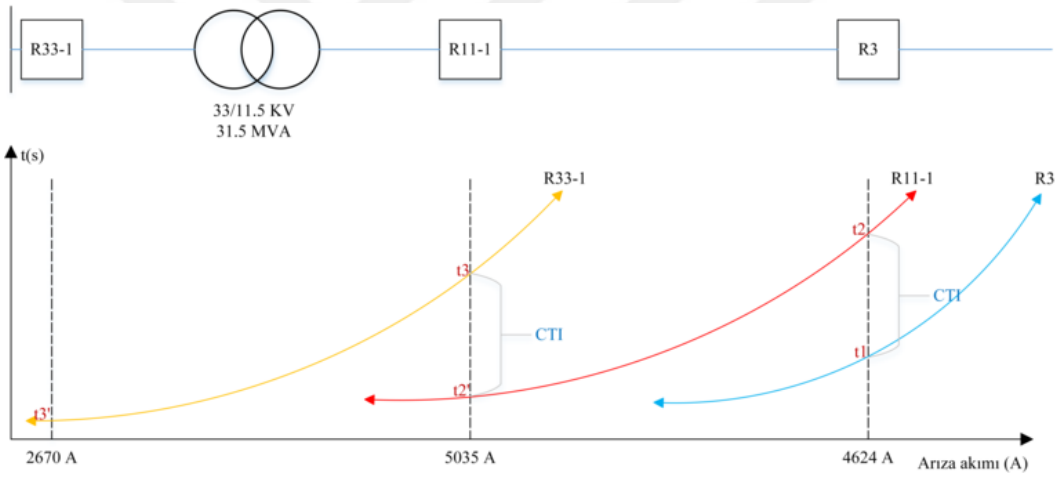
İkinci bölüm için:

- En kısa fider 9. Fider (FEDAA) olup, uzunluğu 2150 m'dir.
- En uzun fider 8. Fider (SHEMS) olup, uzunluğu 4000 m'dir.

Birinci bölüm için TMS: Sondan başlayıp kademeli olarak başa doğru ilerlediğimizde, TMS3'ün minimum değerinin 0,05 s olduğunu varsayıyoruz ve bu değere göre TMS11-1'i hesaplıyoruz. Ardından TMS 33-1 aşağıdaki gibidir:

Tablo 3.4'ten, CT'nin düşük tarafına göre Fider 3'ün (IF3) uç noktasındaki minimum arıza akımı 4624/300 = 15,413'e eşittir (Not: bölme CT'nin birincil tarafında yapılmıştır çünkü çünkü röle içinde yerleşik CT, 5/1 değerini tutar.); ve Tablo 3.5'ten R3'ün PC'si (PC3) 1,136'ya eşittir.

Şekil 3.3'te açıklandığı gibi t_1, Fider 3'ün sonunda SLG hatası olduğunda R3'ün açma süresidir. Denklem 2.2'ye göre hesaplanır.



Şekil 3.3 R3 ve buna karşılık gelen TCCC'ye dayalı koordinasyon şeması

$$t_1 = TMS_3 \times \frac{0,14}{(\frac{I_{F3}}{PC_3})^{0,02} - 1} \tag{3.1}$$

$$t_1 = 0,05 \times \frac{0,14}{(\frac{15,413}{1,136})^{0,02} - 1} \tag{3.2}$$

$$t_1 = 0,1307\,\mathrm{s} \tag{3.3}$$

Eğer R3 arızayı izole edemezse, Fider 3'ün son noktasında meydana gelen arıza akımı altında R3 için belirlenen sürenin (t_1) CTI'sından sonra R11-1 BOCR olarak çalışır. Bu tezde, dağıtım trafo merkezleri için CTI değeri 0,25 olarak alınacaktır.

$$t_2 = t_1 + CTI \tag{3.4}$$

$$t_2 = 0,1307 + 0,25 \tag{3.5}$$

$$t_2 = 0,3807\,\mathrm{s} \tag{3.6}$$

Dolayısıyla R11-1, R3 için BOCR olarak çalıştığında, Tablo 3.4'ten, CT'nin düşük tarafına göre Fider 3'ün sonunda meydana gelen arıza için R11-1'den geçen minimum arıza akımı 4624/2000'e eşittir = 2,3115 ve Tablo 3.6'ten, R11-1'in PC'si (PC11-1) 0,7905'e eşittir.

$$t_2 = TMS_{11-1} \times \frac{0,14}{(\frac{I_{F11-1}}{PC_{11-1}})^{0,02} - 1} \tag{3.7}$$

$$0,3807 = TMS_{11-1} \times \frac{0,14}{(\frac{2,3115}{0,7905})^{0,02} - 1} \tag{3.8}$$

$$TMS_{11-1} = 0,0590 \tag{3.9}$$

Not: Burada, geçen akım PC'den küçükse, t'nin değeri negatif olacaktır, yani FCbc'nin PC'den büyük olması gerekir.

R11-1'in bölgesinde arıza meydana geldiğinde (R11-1 POCR olarak çalışır), Tablo 3.4'ten R11-1'in son bölgesinde oluşan arıza için düşük tarafından CT'ye (IF11-1) göre geçen minimum arıza akımı 5035/2000 = 2,5175'e eşit olduğunda, R11-1'in açma zamanı.

$$t_2{}' = TMS_{11-1} \times \frac{0,14}{(\frac{I_{F11-1}}{PC_{11-1}})^{0,02} - 1} \tag{3.10}$$

$$t_2{}' = 0,0590 \times \frac{0,14}{(\frac{2,5175}{0,7905})^{0,02} - 1} \tag{3.11}$$

$$t_2{}' = 0,3524\,\mathrm{s} \tag{3.12}$$

R11-1 arızayı izole edemezse, R11-1 bölgesinde meydana gelen arıza akımı altında R11-1 için belirlenen sürenin $t_2{}'$ CTI'sinden sonra R33-1 BOCR olarak çalışır.

$$t_3 = t_2{}' + CTI \tag{3.13}$$

$$t_3 = 0,3524 + 0,25 \tag{3.14}$$

$$t_3 = 0,6024\,\mathrm{s} \tag{3.15}$$

R33-1, R11-1 için BOCR olarak çalıştığında, dolayısıyla, transformatörün 11,5 kV tarafında meydana gelen arıza akımı, 33 kV tarafına atfedilir. Tablo 3.4'e göre, R11-1 bölgesinin son noktasında oluşan arızaya bağlı olarak R33-1 üzerinden geçen minimum arıza akımı (IF33-1), CT'nin düşük tarafına göre 1755/600=2,925 A'ya

eşittir ve Tablo 3.6'e göre R33-1'in PC'si ((PC33-1) 0,9184'e eşittir.

$$t_3 = TMS_{33-1} \times \frac{0,14}{(\frac{I_{F33-1}}{PC_{33-1}})^{0,02} - 1} \tag{3.16}$$

$$0,6024 = TMS_{33-1} \times \frac{0,14}{(\frac{2,925}{0,9184})^{0,02} - 1} \tag{3.17}$$

$$TMS_{33-1} = 0,1009 \tag{3.18}$$

TCCC, şeklin OCR'lerin doğru koordinasyonunu gösterdiği Şekil 3.4'te gösterilmektedir.
R33-1 rölesinin TCC'sinin güç transformatörü işletme sınırlarını karşıladığından emin olmak için, ayarları Şekil 3.5'de gösterildiği gibi ETAP platformunda test ediyoruz.

R33-1'in TCC'si, trafo enerjilendirme akımının yanlış açma olmadan geçmesine izin verdiğinden ve akımın röleden geçerek trafonun termik sınırlayıcısına ulaşmasına izin vermediğinden, güç trafosu çalışma sınırlayıcısı içindedir.
Şekil 3.6, en kısa fider olan Fider 3'e göre koordine edilen Bölüm 1'in doğru OCRC'sini göstermektedir; burada her bir yük fiderinin rölelerinin TMS'si 0,05 olacaktır ve PC, Tablo 3.5 ve 3.6'e göre olacaktır.
Hemdan trafo merkezi iki bölümü için en uzun ve en kısa fiderlere dayalı TMS hesaplamalarının diğer senaryoları, ilk bölüm için en kısa fidere dayalı TMS hesaplama yaklaşımı ile aynı şekilde yapıldı ve sonuçlar şu şekildedir:
Bölüm 1 için TMS: En uzun fider olan Fider 4'e göre sonuçlar Tablo 3.7 ve Şekil 3.7'de gösterilmiştir.
Tablo 3.6'ten görüldüğü gibi, R4 ve R11-1'in ayarlama parametreleri, 2.2 paragrafindaki 6. Durum gibi ve bu nedenle Fider 4'e göre OCRC'yi 0,05'e eşit TMS ile yaparken, 10 kA'dan büyük akımlar için eğrilerin örtüşmesine yol açar.

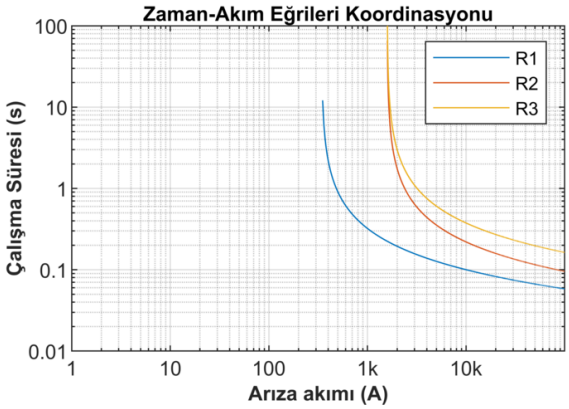
Bölüm 2 için TMS: En kısa fider olan Fider 9'a göre sonuçlar Tablo 3.8 ve Şekil 3.8'da gösterilmiştir.
Şekil 3.8'dan, doğru OCRC'yi fark ediyoruz. R33-2 rölesinin TCC'sinin güç trafosu işletme sınırlayıcılarını karşıladığından emin olmak için ETAP platformunda ayarları test ediyoruz. Şekil 3.9'de gösterildiği gibi, R33-2'in TCC'si, trafo enerjilendirme akımının yanlış açma olmadan geçmesine izin verdiğinden ve akımın röleden geçerek trafonun termik sınırlayıcısına ulaşmasına izin vermediğinden, güç trafosu çalışma sınırlayıcısı içindedir.

Şekil 3.10, en kısa fider olan Fider 9'e göre koordine edilen Bölüm 2'in

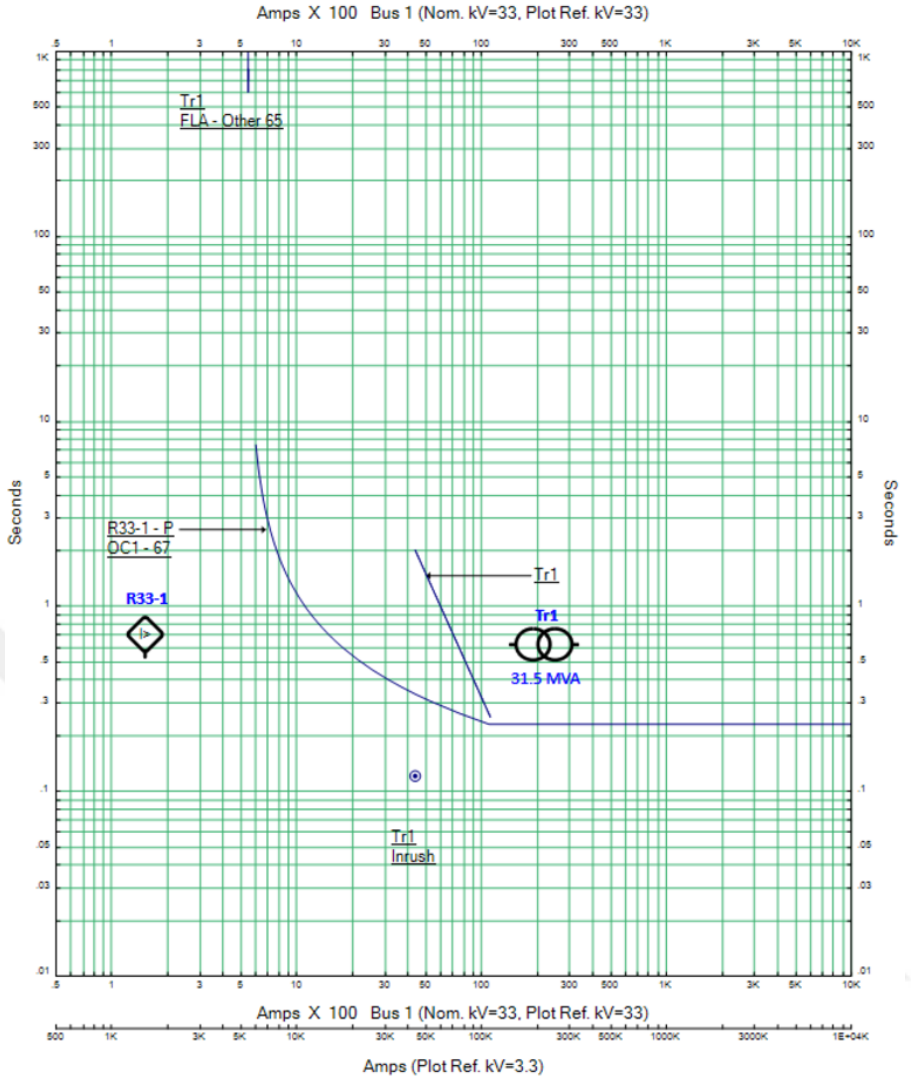
doğru OCRC'sini göstermektedir; burada her bir yük fiderinin rölelerinin TMS'si 0,05 olacaktır ve PC, Tablo 3.5 ve 3.6'de verilen değerlere göre hesaplanmıştır.

Bölüm-2 için TMS: En uzun fider olan Fider 8'e göre yapılan OCRC sonuçları Tablo 3.9 ve Şekil 3.11'de gösterilmiştir. Fider 8'e göre 0,05'e eşit TMS ile yapılan OCRC, 10kA'dan büyük arıza akımları için eğrilerin örtüşmesine yol açmaktadır.

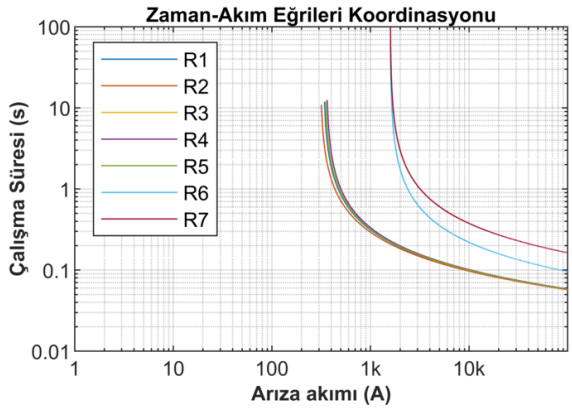
Yukarıdaki sonuçlardan, bir kaynağın OCRC'sinin birkaç fiderinin en kısa fiderine dayandırılması gerektiği sonucuna vardık. Ayrıca, Denklem 2.2'yi çalışmamızda kullanmak ve TCCC eğrilerini çizmek, OCRC'nin doğruluğu için önemli bir kriter olduğunu ortaya çıkardı; burada CTI değeri, her bölümdeki en uzun fiderlere göre koordine edildiğinde OCRC'nin geçerliliğini garanti etmez. TCCC şekillerini gözlemlemek, OCRC'nin doğruluğu için gerçek bir kriterdir.



Şekil 3.4 Hemdan alt istasyonunun fider 3'üne dayalı olarak Bölüm 1 için TCCC, burada R1 R3'ü, R2 R11-1'i ve R3 R33-1'i temsil eder



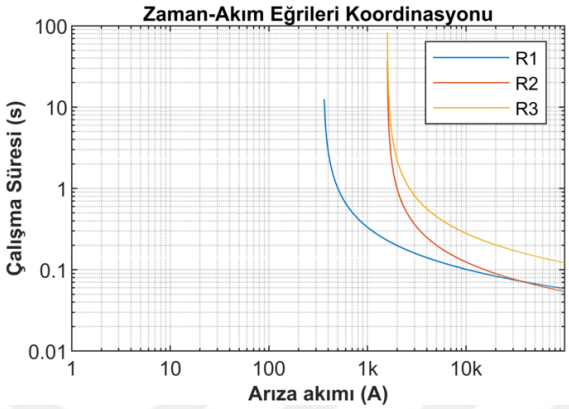
Şekil 3.5 Hemdan trafo merkezi R33-1 şartnamesi altında güç trafosunun enerjizasyon ve ısısal sınırları



Şekil 3.6 Fider 3'e göre Hemdan trafo merkezinin 1. bölümü için OCRC, burada R6, R11-1'i ve R7, R33-1'i ifade eder

Tablo 3.7 Fider 4'e göre OCRC ayarlama parametreleri

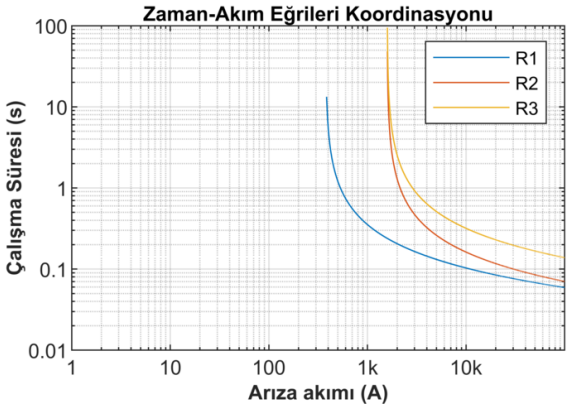
Röleler	R4	R11-1	R33-1
PC	1,178	0,7905	0,9184
TMS	0,05	0,0334	0,0752



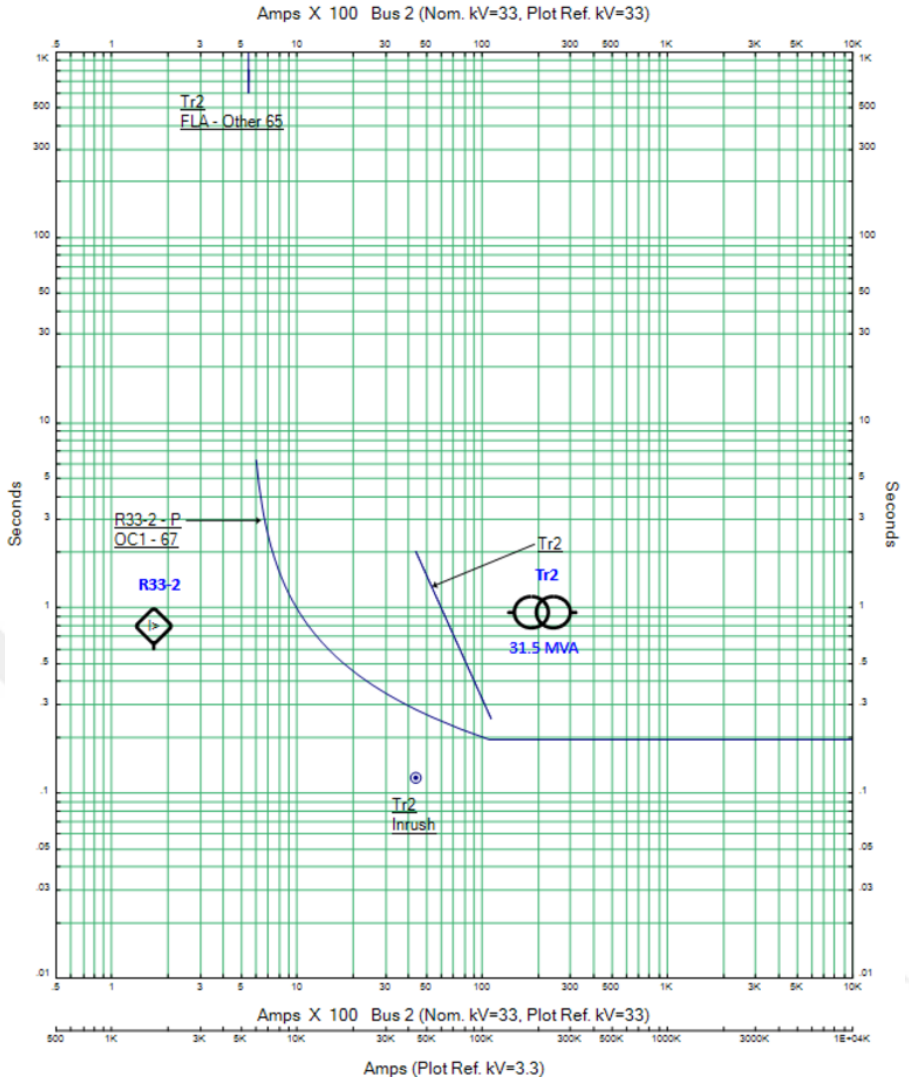
Şekil 3.7 Hemdan trafo merkezinin fider 4'üne dayanan TCCC, burada R1, R4'ü, R2, R11-1'i ve R3, R33-1'i ifade eder

Tablo 3.8 Fider 9'e göre OCRC ayarlama parametreleri

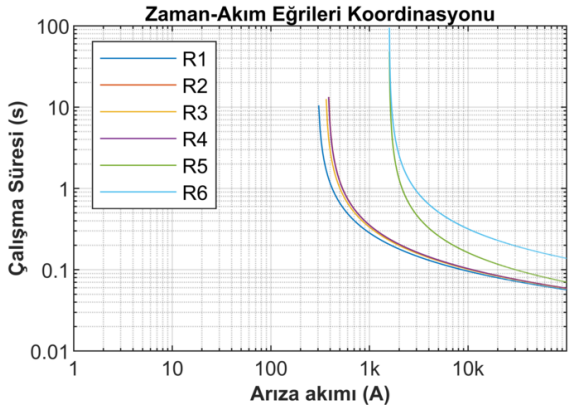
Röleler	R9	R11-2	R33-2
PC	1,250	0,7905	0,9184
TMS	0,05	0,0435	0,0853



Şekil 3.8 Hemdan trafo merkezinin fider 9'una dayalı TCCC'si, burada R1 R9'a, R2 R11-2'ye ve R3 R33-2'ye atıfta bulunur



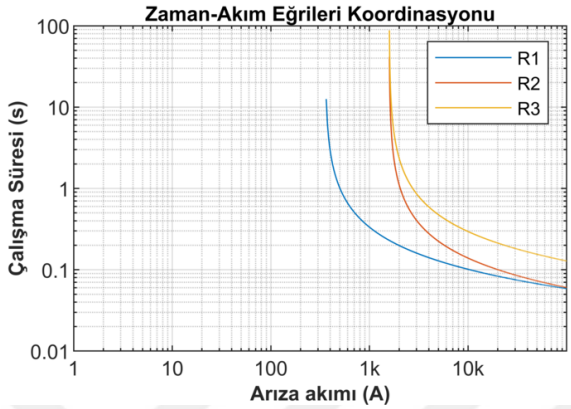
Şekil 3.9 Hemdan trafo merkezi R33-2 şartnamesi altında güç trafosunun enerjizasyon ve ısısal sınırları



Şekil 3.10 Fider 9'a göre Hemdan trafo merkezinin 2. bölümü için OCRC, burada R1 R6'yı, R2 R7'yi, R3 R8'i, R4 R9'u, R5 R11-2 ve R6, R33-2'yi ifade eder

Tablo 3.9 Fider 8'e göre OCRC ayar parametreleri

Röleler	R8	R11-2	R33-2
PC	1,181	0,7905	0,9184
TMS	0,05	0,0373	0,0792



Şekil 3.11 R8'e dayalı Hemdan trafo merkezinin TCCC'si, burada R1, R8'i, R2, R11-2'yi ve R3, R33-2'yi ifade eder.

3.4.3 Hemdan trafo merkezi için TMS sınırları

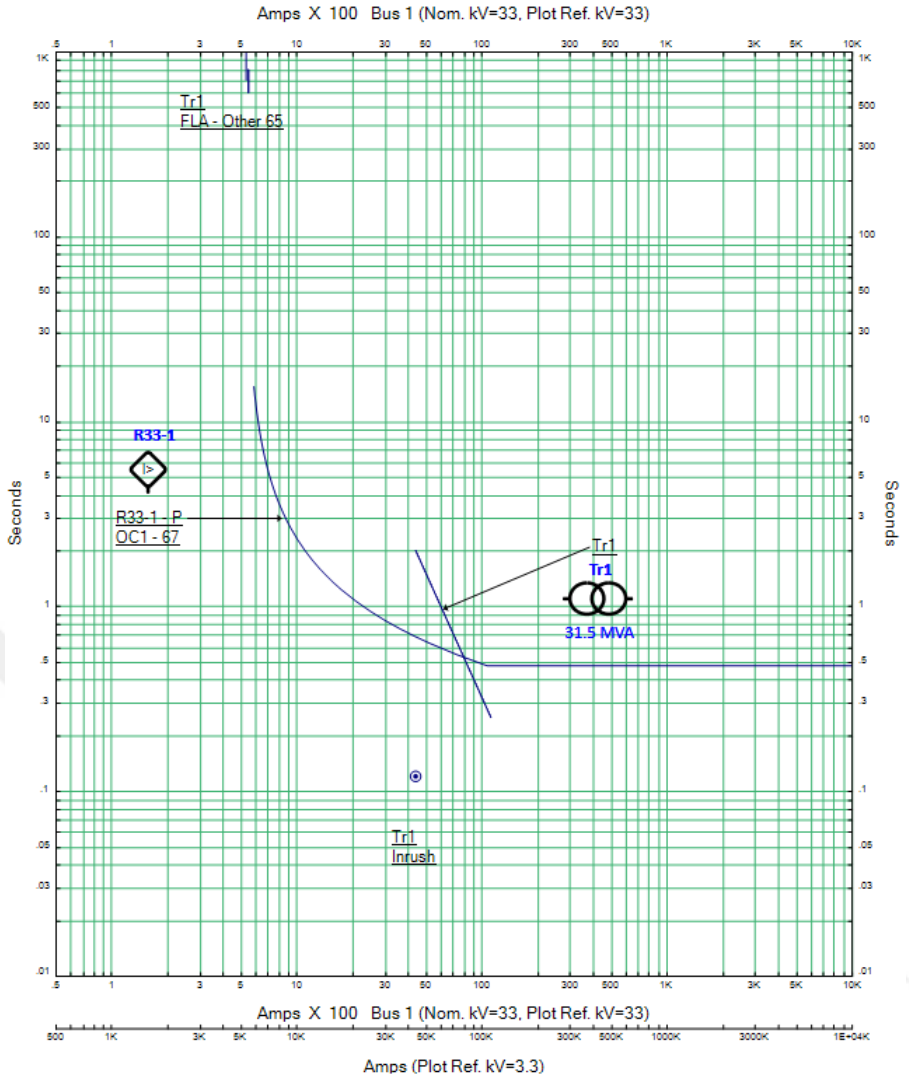
Yük tarafındaki rölenin TMS'si (Time Multiplier Setting), rölenin açma süresini belirleyen önemli bir parametredir ve bu değere göre OCRC sürecindeki diğer değerler hesaplanır. Bu nedenle, TMS sınırları belirlenmesi önemlidir. Bölüm 2 Paragraf 2.3.2'de bahsettiğimiz gibi, kullanılan OCR'nin (AlSTOM P139 OCR) TMS aralığı 0,1 ila 4 olarak belirlenmiştir. Açma süresi için izin verilen minimum ve maksimum sınırları belirlemek, güç trafosu işletme sınırları (ani akımı ve termal akım sınırlayıcıları) içinde olmasını sağlamak için gereklidir. TMS değerleri, OCR'nin üretici belgeleri veya standartlarda belirtilen değerler arasında seçilmelidir. OCR'nin teknik özelliklerine göre TMS sınırları belirlenir ve bu değerler, güç trafosu ve diğer koruma cihazlarının sınırlarına uygun olmalıdır.

Bölüm 1 için, Tablo 3.10'da gösterildiği gibi, Bölüm 1 için TMS3 değerini alt sınırından (0,01) başlayarak kademeli olarak arttırıyoruz. Fider 3'ün sonunda meydana gelen en küçük kısa devre akımı için TMS3'ün alt sınırı (0,01) kullanılarak R3'ün açma süresi (t_1) 0,0261 s'den başlayarak, TMS3 değeri 0,04 olduğunda 100 milisaniyeyi aşacak şekilde artmaya devam eder. TMS3 değeri 0,22'ye ulaştığında, t_3 1 saniyeyi aşmaya başlar. ETAP platformunda Şekil 3.12'te gösterildiği gibi, TMS33-1'in maksimum değerini test ettiğimizde (0,1697), güç trafosunun termal sınırlayıcısıyla TCC'nin müdahale ettiğini fark ettik. R33-1'in TCC'sinin güç

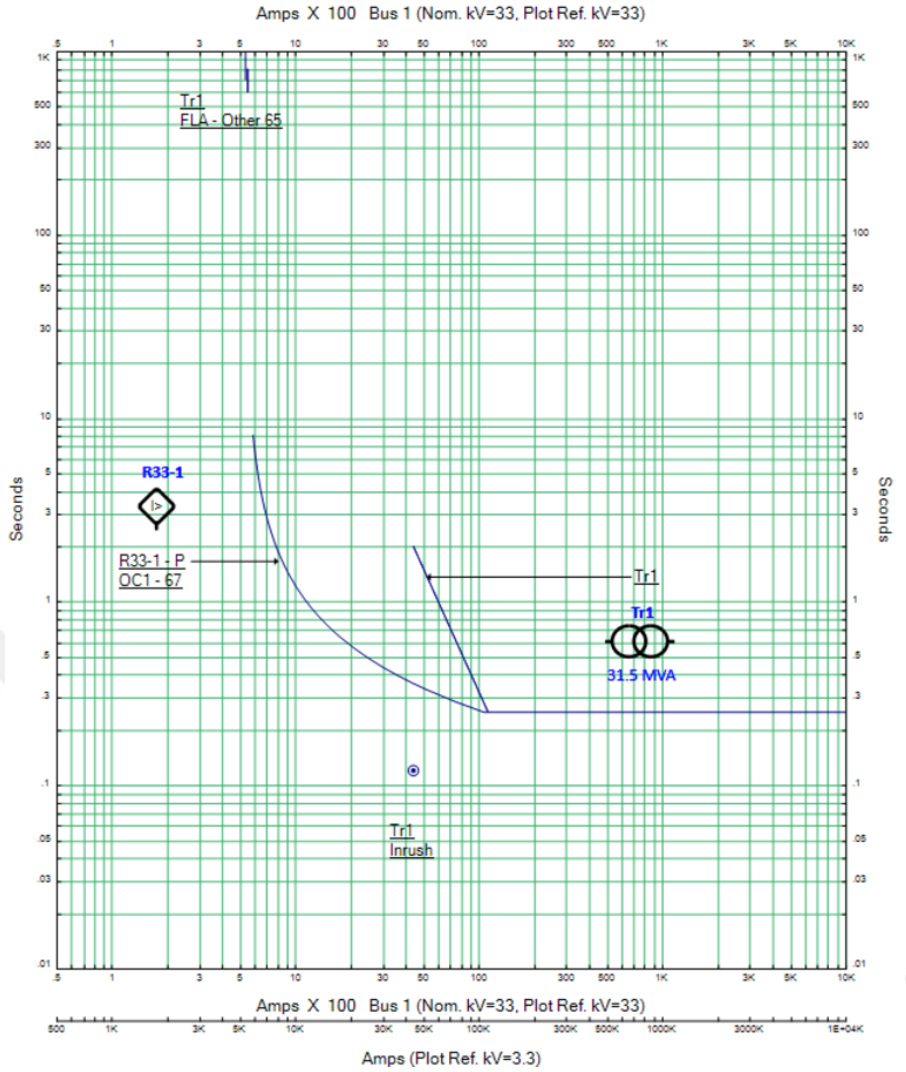
trafosunun termal sınırlayıcısıyla müdahale etmemesini sağlayan TMS33-1'in maksimum değeri Şekil 3.13'te gösterildiği gibi 0,109'dur. Bu nedenle, Hemdan trafo merkezinin Bölüm 1'i için kullanılabilecek TMS sınırları şunlardır: TMS3 için 0,04-0,07, TMS11-1 için 0,0549-0,0671 ve TMS33-1 için 0,0968-0,109.

Tablo 3.10 OCR açma süresi ve güç trafosu çalışma sınırları için minimum ve maksimum sınırlara dayalı olarak Bölüm 1 için TMS sınırlarının hesaplanması

TMS3	TMS11-1	TMS33-1	t1	t2	t2'	t3
0,01	0,0428	0,0846	0,0261	0,2761	0,2556	0,5056
0,02	0,0468	0,0887	0,0523	0,3023	0,2798	0,5298
0,03	0,0509	0,0927	0,0784	0,3284	0,304	0,554
0,04	**0,0549**	**0,0968**	**0,1046**	**0,3546**	**0,3282**	**0,5782**
0,05	0,059	0,1009	0,1307	0,3807	0,3524	0,6024
0,06	0,063	0,1049	0,1569	0,4069	0,3766	0,6266
0,07	**0,0671**	**0,109**	**0,183**	**0,433**	**0,4008**	**0,6508**
0,08	0,0711	0,113	0,2092	0,4592	0,425	0,675
0,09	0,0752	0,1171	0,2353	0,4853	0,4492	0,6992
0,1	0,0793	0,1211	0,2615	0,5115	0,4734	0,7234
0,11	0,0833	0,1252	0,2876	0,5376	0,4976	0,7476
0,12	0,0874	0,1292	0,3138	0,5638	0,5218	0,7718
0,13	0,0914	0,1333	0,3399	0,5899	0,546	0,796
0,14	0,0955	0,1373	0,3661	0,6161	0,5702	0,8202
0,15	0,0995	0,1414	0,3922	0,6422	0,5944	0,8444
0,16	0,1036	0,1454	0,4184	0,6684	0,6186	0,8686
0,17	0,1076	0,1495	0,4445	0,6945	0,6428	0,8928
0,18	0,1117	0,1535	0,4707	0,7207	0,667	0,917
0,19	0,1157	0,1576	0,4968	0,7468	0,6912	0,9412
0,2	0,1198	0,1616	0,523	0,773	0,7154	0,9654
0,21	0,1238	0,1657	0,5491	0,7991	0,7396	0,9896
0,22	0,1279	0,1697	0,5753	0,8253	0,7638	1,0138
0,23	0,1319	0,1738	0,6014	0,8514	0,788	1,038
0,24	0,136	0,1778	0,6276	0,8776	0,8122	1,0622
0,25	0,14	0,1819	0,6537	0,9037	0,8364	1,0864
0,26	0,1441	0,1859	0,6799	0,9299	0,8606	1,1106
0,27	0,1481	0,19	0,706	0,956	0,8848	1,1348
0,28	0,1522	0,194	0,7322	0,9822	0,909	1,159
0,29	0,1562	0,1981	0,7583	1,0083	0,9332	1,1832
0,3	0,1603	0,2021	0,7845	1,0345	0,9574	1,2074



Şekil 3.12 TMS33-1 =0,1697'de Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları



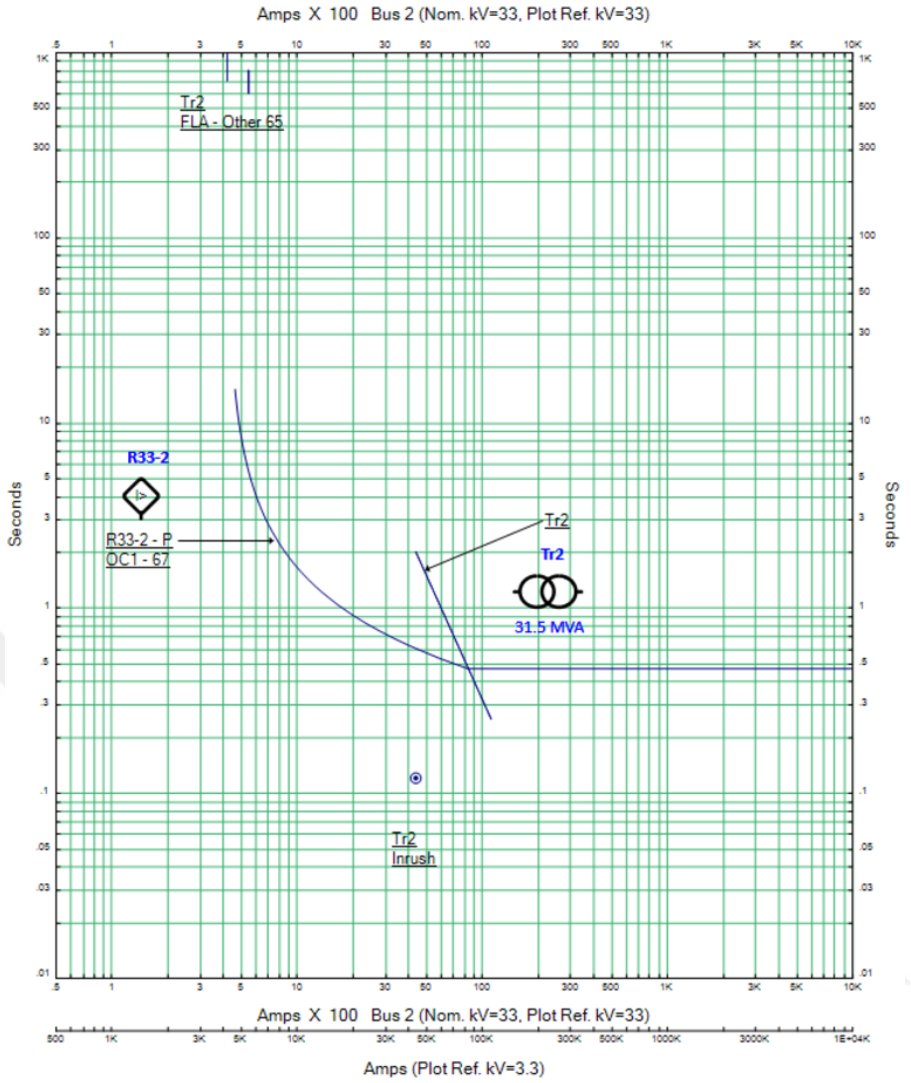
Şekil 3.13 TMS 33-1 = 0,109'da Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları

Bölüm 2 için, Tablo 3.11'da gösterildiği gibi, Bölüm 2 için TMS9 değerini alt sınırından (0,01) başlayarak kademeli olarak arttırıyoruz. Fider 9'un sonunda meydana gelen en küçük kısa devre akımı için TMS9'un alt sınırı (0,01) kullanılarak R9'un açma süresi (t_1) 0,0314 s'den başlayarak, TMS9 değeri 0,04 olduğunda 100 milisaniyeyi aşacak şekilde artmaya devam eder. TMS9 değeri 0,24'e ulaştığında, t_2 1 saniyeyi aşmaya başlar. ETAP platformunda Şekil 25'te gösterildiği gibi, TMS33-2'nin maksimum değerini test ettiğimizde (0,149), güç trafosunun termal sınırlayıcısıyla TCC'nin müdahale ettiğini fark ettik. R33-2'in TCC'sinin güç trafosunun termal sınırlayıcısıyla müdahale etmemesini sağlayan TMS33-1'in maksimum değeri Şekil 3.15'da gösterildiği gibi 0,1088'dur. Bu nedenle, Hemdan trafo merkezinin Bölüm 2'si için kullanılabilecek TMS sınırları şunlardır: TMS9 için 0,04-0,12, TMS11-2 için 0,0401-0,0669 ve TMS33-2 için 0,0820-0,1088. Şebeke yapısal olarak radyal olsa da, birçok karmaşıklık ve

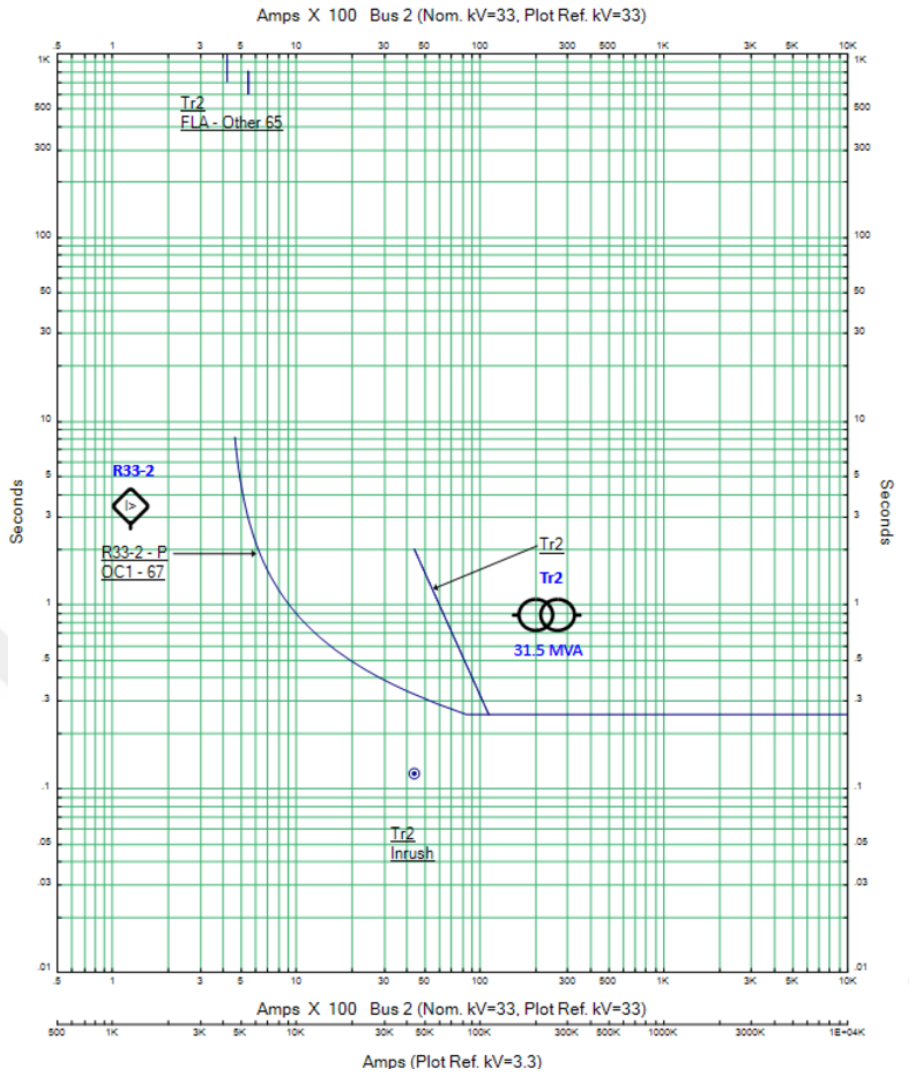
kısıtlama gözlemlenmiştir ve bunların ele alınması gerekmektedir. Bu nedenle, 3.2 paragrafta bahsedilen tekrarlayan birçok kazanın nedenleri belirlenebilir. Bazı koruma mühendisleri, geçici arızaları atlatmak için OCR açma süresini artırmak zorunda kalmış olabilirler ancak bu sırada güç trafosunun termal sınırlayıcısına veya TCCC çakışması dikkat etmemiş olabilirler.

Tablo 3.11 OCR açma süresi ve güç trafosu çalışma sınırları için minimum ve maksimum sınırlara dayalı olarak Bölüm 2 için TMS sınırlarının hesaplanması

TMS9	TMS11-2	TMS33-2	t1	t2	t2'	t3
0,0100	0,0300	0,0719	0,0314	0,2814	0,1795	0,4295
0,0200	0,0334	0,0753	0,0628	0,3128	0,1995	0,4495
0,0300	0,0368	0,0786	0,0942	0,3442	0,2195	0,4695
0,0400	**0,0401**	**0,0820**	**0,1256**	**0,3756**	**0,2396**	**0,4896**
0,0500	0,0435	0,0853	0,1570	0,4070	0,2596	0,5096
0,0600	0,0468	0,0887	0,1884	0,4384	0,2796	0,5296
0,0700	0,0502	0,0920	0,2198	0,4698	0,2997	0,5497
0,0800	0,0535	0,0954	0,2512	0,5012	0,3197	0,5697
0,0900	0,0569	0,0987	0,2826	0,5326	0,3397	0,5897
0,1000	0,0602	0,1021	0,3140	0,5640	0,3597	0,6097
0,1100	0,0636	0,1054	0,3454	0,5954	0,3798	0,6298
0,1200	**0,0669**	**0,1088**	**0,3768**	**0,6268**	**0,3998**	**0,6498**
0,1300	0,0703	0,1121	0,4082	0,6582	0,4198	0,6698
0,1400	0,0736	0,1155	0,4396	0,6896	0,4399	0,6899
0,1500	0,0770	0,1189	0,4711	0,7211	0,4599	0,7099
0,1600	0,0803	0,1222	0,5025	0,7525	0,4799	0,7299
0,1700	0,0837	0,1256	0,5339	0,7839	0,5000	0,7500
0,1800	0,0871	0,1289	0,5653	0,8153	0,5200	0,7700
0,1900	0,0904	0,1323	0,5967	0,8467	0,5400	0,7900
0,2000	0,0938	0,1356	0,6281	0,8781	0,5600	0,8100
0,2100	0,0971	0,1390	0,6595	0,9095	0,5801	0,8301
0,2200	0,1005	0,1423	0,6909	0,9409	0,6001	0,8501
0,2300	0,1038	0,1457	0,7223	0,9723	0,6201	0,8701
0,2400	0,1072	0,1490	0,7537	1,0037	0,6402	0,8902
0,2500	0,1105	0,1524	0,7851	1,0351	0,6602	0,9102
0,2600	0,1139	0,1557	0,8165	1,0665	0,6802	0,9302
0,2700	0,1172	0,1591	0,8479	1,0979	0,7003	0,9503
0,2800	0,1206	0,1624	0,8793	1,1293	0,7203	0,9703
0,2900	0,1239	0,1658	0,9107	1,1607	0,7403	0,9903
0,3000	0,1273	0,1692	0,9421	1,1921	0,7603	1,0103



Şekil 3.14 TMS 33-2 =0,149'da Hemdan trafo merkezinin 2. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları



Şekil 3.15 TMS 33-2 = 0,1088'de Hemdan trafo merkezinin 2. Bölümü için termik ve trafo enerjilendirme sınırlayıcıları

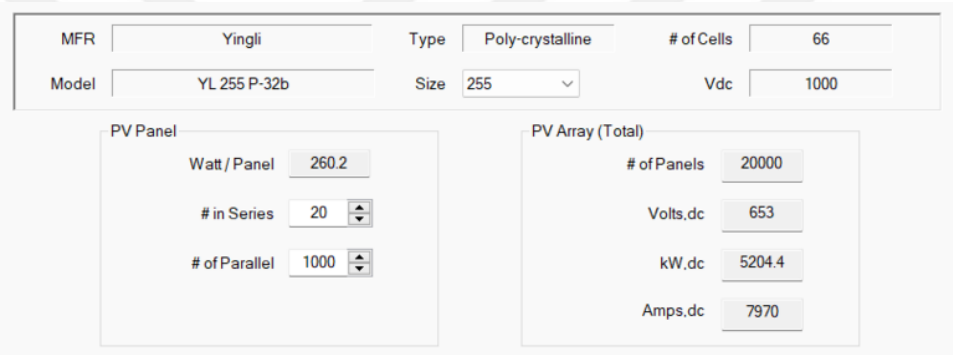
3.5 Dağıtım şebekesine DG'leri bağlamak için en iyi konum

Dünya genelinde ve özellikle Irak'ta güneş enerjisine yatırım yapma trendinin artmasıyla, DG'leri şebekeye bağlama konusunda en uygun yerin belirlenmesi önem kazanmaktadır. Konuyla ilgili yapılan çalışmaların çoğu, yük akışı, güç kayıplarının en aza indirilmesi, gerilim profilinin iyileştirilmesi, güç kalitesinin artırılması, sistem güvenilirliğinin artırılması vb. açılardan ele alındı, ancak en uygun koruma yeri belirtilmedi. Bu bölümde, DG'lerin dağıtım şebekelerine bağlanması için en uygun konumu, OCRC üzerindeki en az etki açısından belirlemeye çalışacağız.

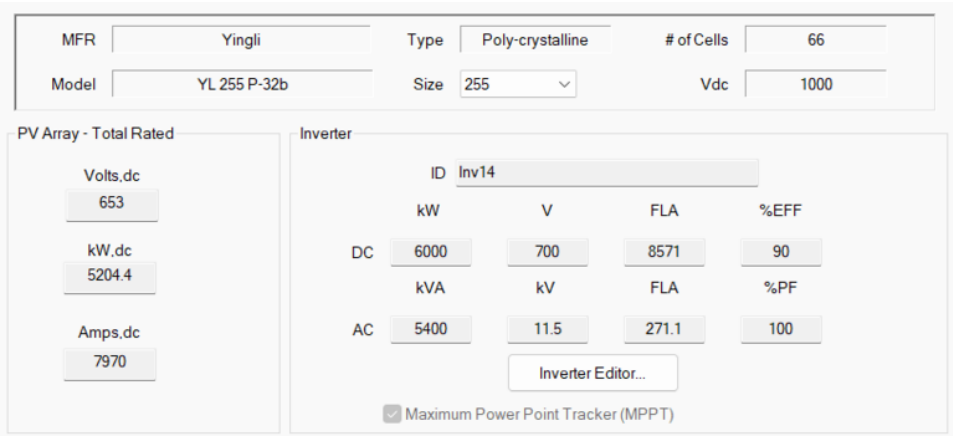
3.5.1 PV santrali bilgisi

ETAP platformu kullanarak 5 MVA'lık bir PV istasyonu tasarladık ve aşağıdaki özelliklere sahip:

- Konum (Hemdan trafo merkezinin konumu): Enlem 40,994727 kuzey derecesi, Boylam 28,851811 batı derecesi..
- PV panelleri: YL 255 P-32b modeli kullanılarak, 20 hücre seri bağlanarak 1000 diziyi bağlıyoruz ve bu diziler paralel bağlanıyor. Güneş enerjisi istasyonunun geri kalan özellikleri Şekil 3.16'de gösterilmektedir.
- İnvertör: YL 255 P-32b modeli, maksimum SC akımı 407 A olan 700 VDC'yi 11,5 kVAC'ye dönüştürür. İnvertörün geri kalan özellikleri Şekil 3.17'de gösterilmektedir.



Şekil 3.16 YL 255 P-32b modeli kullanarak PV panelleri



Şekil 3.17 YL 255 P-32b modeli kullanarak inverter

3.5.2 Testler

OCRC, Şekil 3.18'da gösterildiği gibi PV'yi Hemdan trafo merkezinin 1 numaralı fiderine bağlamadan önce üç arıza konumu için OCR'lerin açma sürelerinin

okunmasıyla test edilecektir. Sonuçlar Tablo 3.12'de verilmiştir. PV'nin fidere hatlarının sonlarına bağlandığında OCRC üzerinde herhangi bir etkinin olmadığına dikkat edilir.

1. PV, Hemdan trafo merkezinin Fider 1'inin sonuna Şekil 3.19'de gösterildiği gibi A konumuna bağlanır. Sonuçlar Tablo 3.12'de belgelenir. PV'nin fidere hatlarının sonlarına bağlandığında OCRC üzerinde herhangi bir etkinin olmadığına dikkat edilir.

2. PV, Şekil 3.20'de de gösterildiği gibi B konumuna bağlanır. Sonuçlar Tablo 3.13'de verilmiştir. Fider hattının sonu ile PV bağlantı noktası arasındaki hat üzerindeki arıza nedeniyle, ana dağıtım şebekesinden sağlanan arıza akımı azaldığından PV'nin arıza akımına katkısı nedeniyle OCRC etkilendi. PV'nin arıza akımına katkısı büyük olmadığından, etki küçük oldu ve koordinasyon kaybına neden olmadı. İnverter tarafından sağlanan maksimum arıza akımı 407 amper idi. Etki R1 için 2 ms, R11-1 için 21 ms ve R33-1 için 37 ms artış olarak gözlendi.

3. Şekil 3.21'de gösterildiği gibi, PV 11 kV ana barına bağlandığında, sonuçlar Tablo 3.14'te verilmiştir. PV'nin ana bara bağlanması, çift etkiye sahiptir: Hem PV hem de ana dağıtım şebekesinden sağlanan hata akımını artırmak için (artan ana bar gerilim seviyesi nedeniyle) R1'in tüm Fider 1'deki hata konumları için açma süresi azalırken, ana dağıtım şebekesi tarafından sağlanan akımın PV tarafından telafi edilmesi nedeniyle R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi artar.

Yukarıdaki üç durumdan, koruma koordinasyonu üzerindeki en az etkiye sahip olan optimum PV bağlantı noktasının fiderlerin sonlarına bağlamak olduğu görülmektedir. PV'nin sağlayabileceği arıza akımı daha yüksekse, testler 2 ve 3'te koordinasyon kaybına neden olabilir.

Tablo 3.12 Hat boyunca farklı arıza konumlarının bir sonucu olarak R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi, fider 1'in ucuna PV bağlı ve bağlı değil

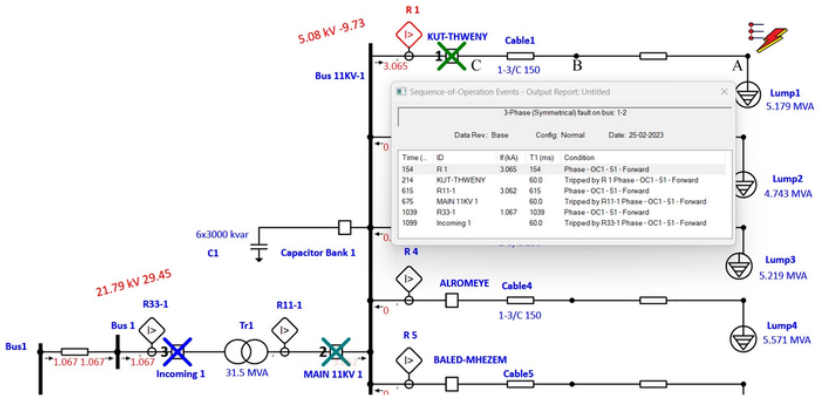
Arıza yeri	R33-1 açma süresi(ms)		R11-1 açma süresi(ms)		R1 açma süresi(ms)	
	PV bağlı	PV bağlı değil	PV bağlı	PV bağlı değil	PV bağlı	PV bağlı değil
C	601	601	355	355	125	125
B	607	607	359	359	126	126
A	1039	1039	615	615	154	154

Tablo 3.13 Hat boyunca farklı arıza konumlarının bir sonucu olarak R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi, PV bağlantısı olmadan ve B konumuna bağlanır

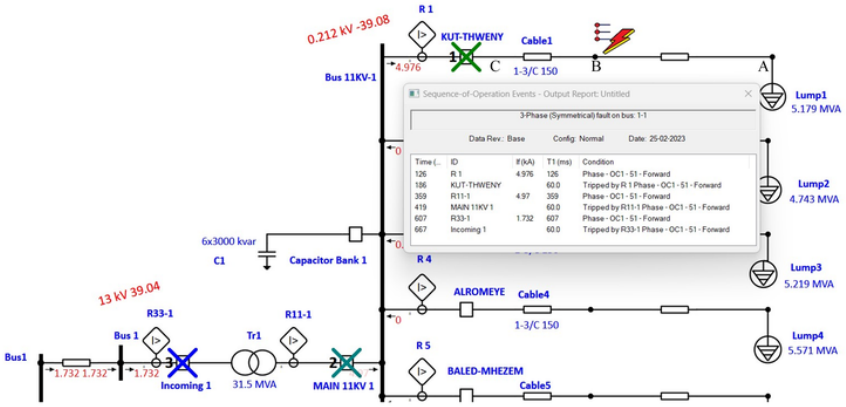
Arıza yeri	R33-1 açma süresi(ms)		R11-1 açma süresi(ms)		R1 açma süresi(ms)	
	PV bağlı	PV bağlı değil	PV bağlı	PV bağlı değil	PV bağlı	PV bağlı değil
C	601	601	355	355	125	125
B	607	607	359	359	126	126
A	1076	1039	636	615	156	154

Tablo 3.14 Fider 1 boyunca farklı arıza konumlarına bağlanmadan önce ve PV'nin 11 kV ana barına bağlanması sonucu röleler R1, R11-1 ve R33-1'in açma süreleri

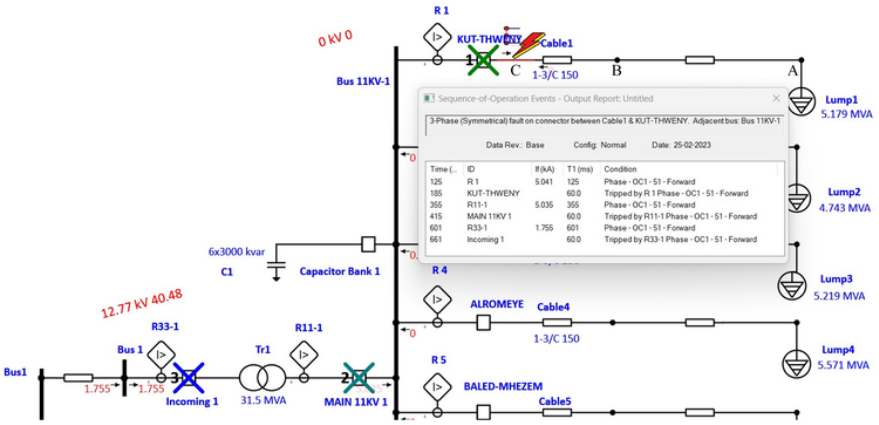
Arıza yeri	R33-1 açma süresi(ms)		R11-1 açma süresi(ms)		R1 açma süresi(ms)	
	PV bağlı	PV bağlı değil	PV bağlı	PV bağlı değil	PV bağlı	PV bağlı değil
C	601	601	355	355	124	125
B	608	607	360	359	125	126
A	1078	1039	637	615	152	154



(a)

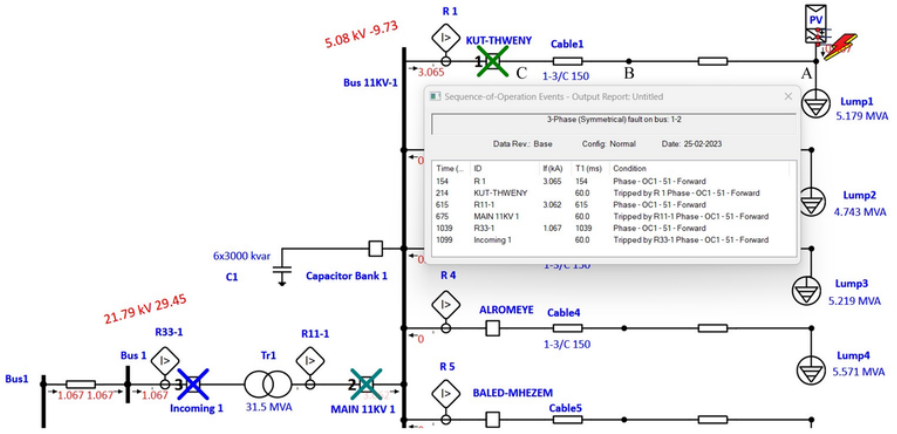


(b)

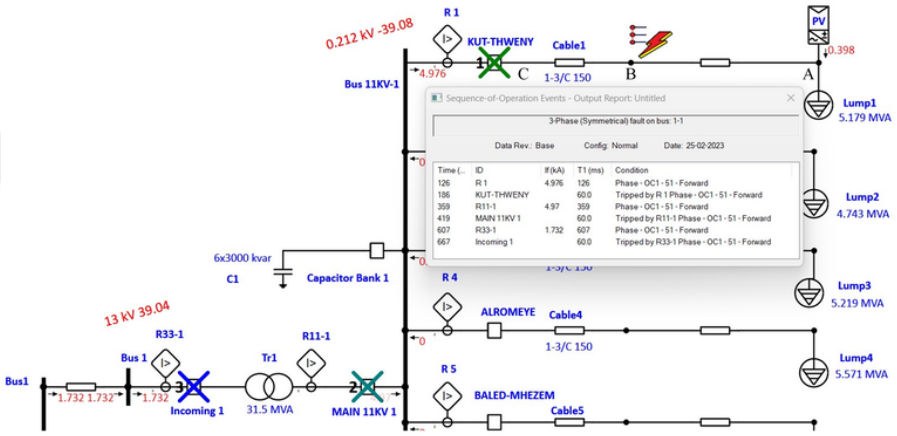


(c)

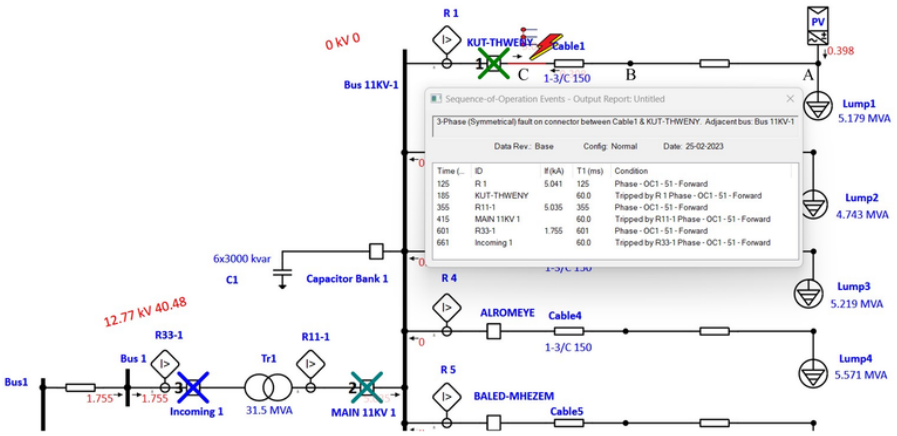
Şekil 3.18 (a) A konumundaki bir arızadan, (b) B konumundaki bir arızadan ve (c) C konumundaki bir arızadan dolayı PV olmadan R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi



(a)

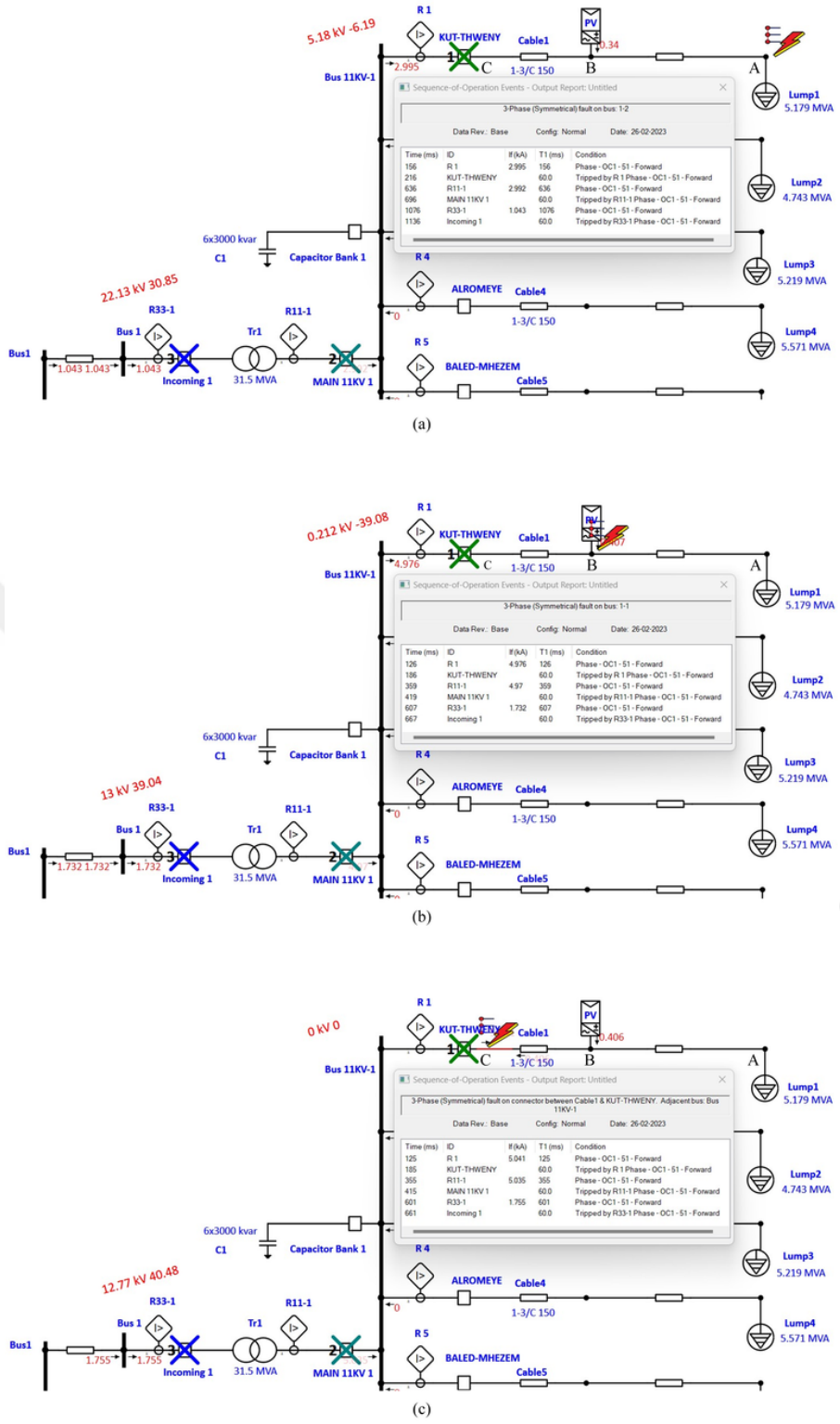


(b)

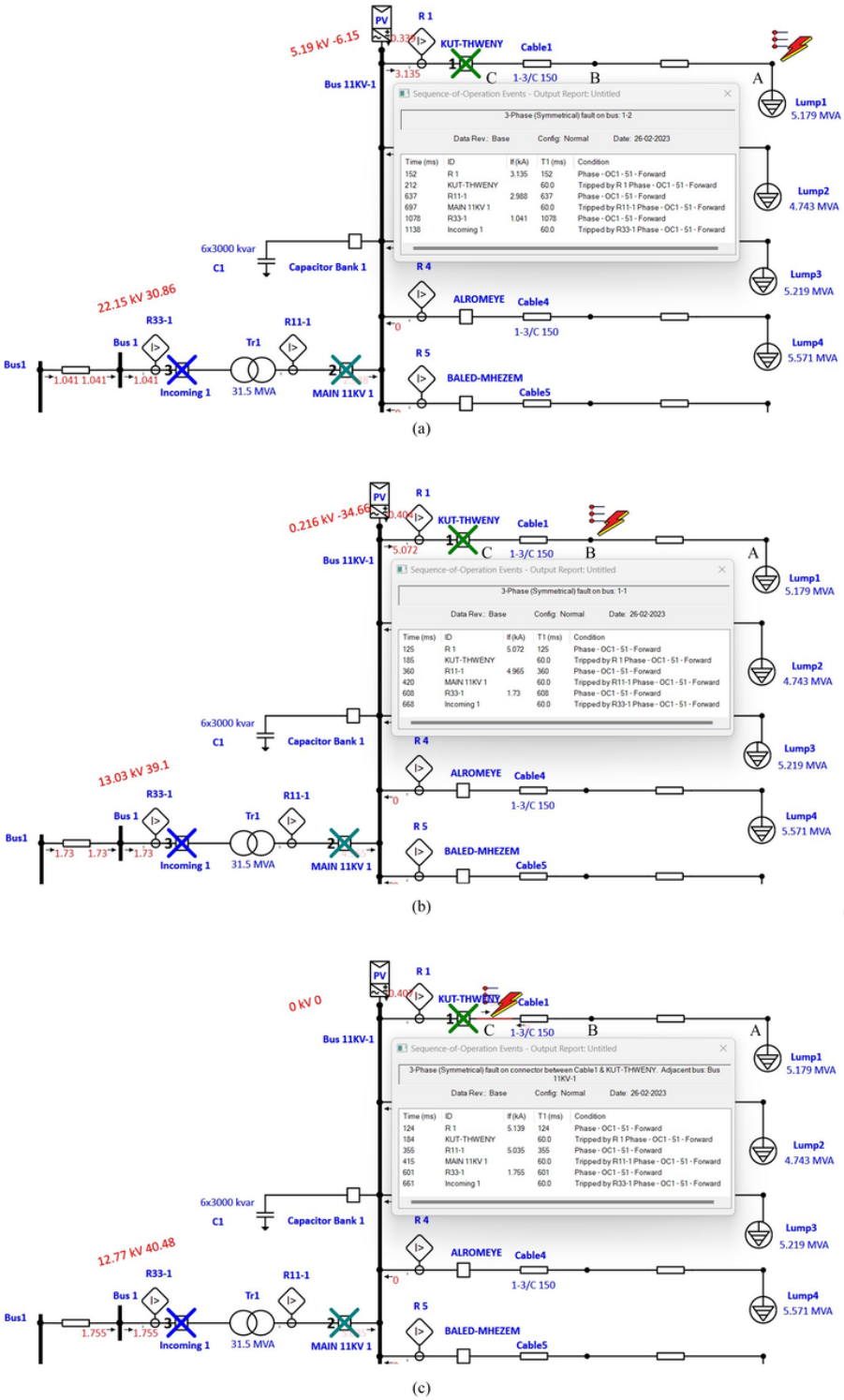


(c)

Şekil 3.19 (a) konum A, (b) konum B ve (c) konum C'deki bir arıza nedeniyle A konumuna bağlanan PV ile R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi



Şekil 3.20 (a) konum A, (b) konum B ve (c) konum C'deki bir arıza nedeniyle B konumuna bağlanan PV ile R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi



Şekil 3.21 PV ana baraya bağlanırken (a) konum A, (b) konum B ve (c) konum C'deki bir arıza nedeniyle R1, R11-1 ve R33-1 rölelerinin çalışma süresi

3.6 Uyarlanabilir OCRC

Güç sistemlerinde, sisteme ait arızaları tespit etmek ve izole etmek için tasarlanmış aşırı akım koruma rölelerinin düzgün çalışmasını sağlamak için OCRC'den

yararlanılır. Ancak bu röleler, yük veya şebeke konfigürasyonundaki değişiklikler gibi şebekedeki dalgalanmalara karşı hassas olabilir. Uyarlanabilir koordinasyon, sistemi analiz etmek ve optimum çalışmayı sürdürmek ve gereksiz açmayı önlemek için röle ayarlarını dinamik olarak ayarlamak için algoritmaların kullanılmasını içerir.

Uyarlanabilir OCRC'nin amacı, arızalara karşı etkili koruma sağlamaya devam ederken güç sisteminin kararlılığını ve güvenilirliğini artırmaktır. PV istasyonlarının trafo merkezi fiderlerinin uçlarına bağlanmasının mümkün olmayabileceği durumlar, uygun arazinin bulunmayışı gibi çeşitli faktörlerle karşılaşılabilir. Bu nedenle, Hemdan trafo merkezi dağıtım şebekesi içindeki farklı konumlardaki PV'leri bağlamak için OCRC'nin incelenmesi gerekli hale gelir.

DG'ler ve dağıtım şebekelerinin davranışı, topolojik değişiklikler ve işletimsel değişiklikler olmak üzere iki tipe ayrılabilir. Topolojik değişiklikler, bir kaynak veya besleme hattının çıkarılması veya eklenmesini içerir ve bu değişiklikler koruma sistemi üzerinde etkili olur. POCR/BOCR çiftleri, POCR'dan geçen yük akımları (LFpr) ve FCpr/FCbc gibi unsurların değişimleri bu tür değişiklikler arasında yer alır. Diğer yandan işletimsel değişiklikler, bir üretim biriminin talep veya arz tarafındaki yükteki değişikliklerle ilgili olup farklı etkileri içerir.

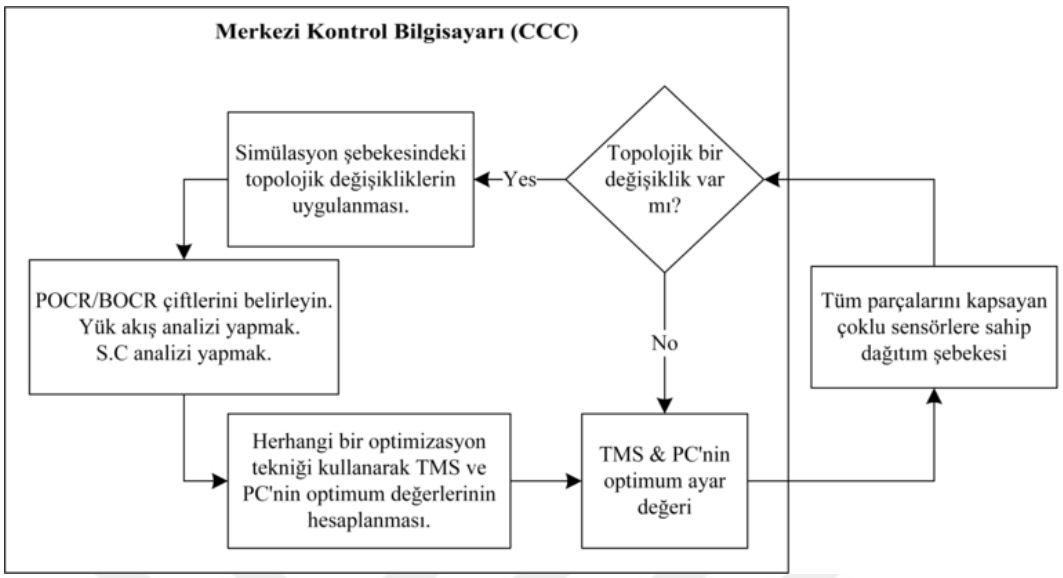
3.6.1 Uyarlanabilir OCRC için genel gereksinimler

Şekil 3.22, etkili bir şekilde çalışmak için bir uyarlanabilir OCRC sisteminin birkaç gereksinimi karşılaması gerektiğini göstermektedir. İşletimsel durumdaki herhangi bir değişikliği ve şebekenin topolojisini takip etmek için öncelikle tüm şebeke sensörlerle kaplanmalıdır. Ayrıca, güvenilir ve hızlı bir iletişim sistemi, verilerin sensörlerden aktarılması için gereklidir ve verileri alıp şifreleyerek merkezi kontrol bilgisayarına (CCC) aktarmak için çeşitli cihazlar kurulmalıdır.

CCC, aldığı verileri kendi veritabanıyla karşılaştırarak şebekenin topolojisinde herhangi bir değişiklik olup olmadığını kontrol eder. Bir değişiklik meydana geldiğinde, CCC, POCR/BOCR çiftlerini, LFpr'yi ve hata analizini (Fcpr/Fcbc) belirlemek için simülasyon yazılımını kullanır ve en uygun OCR ayarlarını belirler. Bu prosedür, ara dönemde herhangi bir arıza oluşmasını önlemek için ayrılan süreden daha uzun sürmemelidir.

Son olarak, OCR, olası dağıtım şebekesi arızalarına hazır olabilmeleri için TMS ve PC ayarlarıyla birlikte verilir. Bu, sistemin güvenilirliğini artırır ve

dağıtılmış jeneratörlerin (DG'ler) ve dağıtım şebekelerinin güç kalitesini ve kararlılığını optimize ederek verimli bir şekilde çalışmasını sağlar.



Şekil 3.22 OCRC yapmak için temel gereksinimler

3.6.2 Uyarlanabilir OCRC Optimizasyon Algoritmaları

OCR'leri ayarlamak için parametreleri hesaplamak için optimizasyon algoritmasının seçimi, şebeke topolojisinin dinamik modu ile senkronize edilmiş gerekli tüm bilgileri sağladıktan sonra uyarlanabilir OCRC'nin en önemli parçasıdır.

Optimizasyon için çok sayıda farklı algoritma türü vardır. Genellikle iki ana kategoriye ayrılabilirler: geleneksel ve meta-sezgisel veya üç ana kategori: klasik, modern ve hibrit [9].

Klasik optimizasyon algoritmaları, çok hızlı optimizasyon algoritmalarıdır. İlk tahmin doğruysa, bu stratejiler güç sistemi koruması gibi hızlı kararlar gerektiren sistemlerde uygulanabilir ve oldukça faydalı olabilir. Tek noktalı algoritmalar oldukları ve basit yapıları olduğu için hesaplamaları yüksek bir hızda gerçekleştirirler. Bu nedenle, her döngüde sadece bir popülasyonla çalışmak, hesaplamayı hızlandıracak ve bazı bellek tasarrufları sağlayacaktır. Çoğu, özellikle başlangıç tahmini kötüyse, hızlı bir şekilde yerel optimuma düşme eğilimindedir, ancak hepsi aynı başlangıç ayarlarıyla çalıştırıldığında her seferinde tek bir benzersiz çözüm sunarlar.

Modern ve hibrit optimizasyon algoritmaları (meta-sezgisel optimiza-

syon algoritmaları), olasılıksal ve stokastik algoritmalar olarak adlandırılır. Küresel optimum alanına yakınsayabilir ve son derece sağlamdır. Ancak, modern optimizasyon algoritmalarının temel dezavantajlarından biri, zaman alıcı olmalarıdır. Popülasyon tabanlı yaklaşımların işlem süresi, popülasyonun büyüdükçe önemli ölçüde artacaktır. Algoritmalar doğaları gereği stokastik veya olasılıksaldır, bu nedenle sonuç birkaç iterasyondan sonra rafine edilir.
OCRC'de kullanılan optimizasyon algoritmalarının çoğu, bir OF ve onun kısıtlamalarını paylaşır. OF, POCR'lerin açma sürelerinin toplamının en az olduğu optimal TMS ve PC değerlerini bulmaktır.
OF, 3.19Denklemle temsil edilir ve kısıtlamalar Denklem 3.20 3.27 ile temsil edilir [9].

$$OF = \sum_{i=1}^{n} t_{pi} \tag{3.19}$$

burada n, röle numarasıdır, t_p, i numarasına sahip POCR'nin açma süresidir. OF aşağıdaki kısıtlamalara tabidir:

- Açma süresi sınırları:

  $$t_{i,k}^{min} \leq t_{i,k} \leq t_{i,k}^{max} \tag{3.20}$$

  burada $t_{i,k}^{min}$ ve $t_{i,k}^{max}$, k konumunda meydana gelen bir arıza için i numaralı OCR'nin minimum ve maksimum açma süreleridir.
  Denklem 3.20, aşağıdaki şekilde bölünür:

  $$t_{i,k}^{min} - t_{i,k} \leq 0 \tag{3.21}$$

  ve

  $$t_{i,k} - t_{i,k}^{max} \leq 0 \tag{3.22}$$

- TMS sınırları:

  $$TMS_i^{min} \leq TMS_i \leq TMS_i^{max} \tag{3.23}$$

  burada TMS_i^{min} ve TMS_i^{max}, i numaralı OCR için TMS'nin minimum ve maksimum değerleridir.

- PC sınırları:

  $$PC_i^{min} \leq PC_i \leq PC_i^{max} \tag{3.24}$$

  burada PC_i^{min} ve PC_i^{max}, i numaralı OCR için PC'nin minimum ve

maksimum değerleridir. PC'nin minimum ve maksimum değerlerini şu şekilde alabiliriz:

$$PC_i^{min} = \frac{OFL \times I_{L,i}^{max}}{CTR_i} \tag{3.25}$$

ve

$$PC_i^{max} = \frac{2 \times I_{f,i}^{min}}{3 \times CTR_i} \tag{3.26}$$

burada $I_{L,i}^{max}$, i numaralı OCR'den geçen maksimum yük akımı akışıdır ve OLF, 1,25–1,5 aralığında alınan aşırı yük faktörüdür [57]. $I_{f,i}^{min}$, fiderin bitiş noktasında SLG hatası olarak alınan minimum arıza akımıdır.

- Koordinasyon kısıtlaması:

$$t_{j,k} - t_{i,k} \geq CTI \tag{3.27}$$

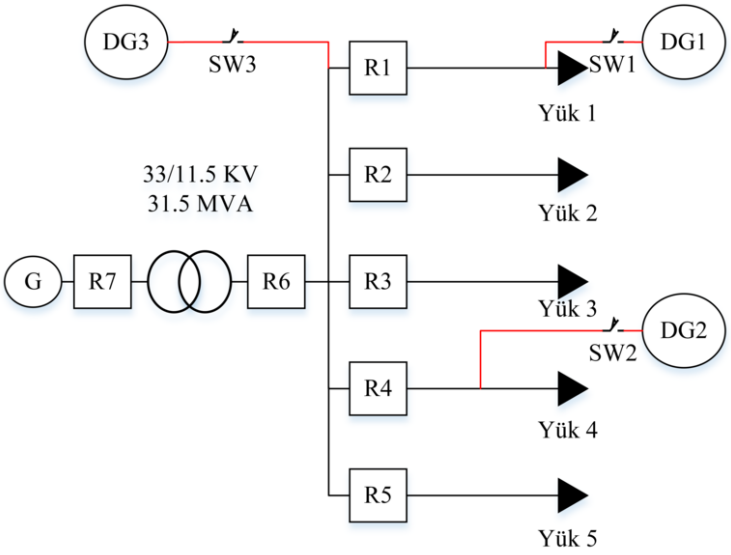
Bu, POCR (i) ve BOCR (j) çiftleri arasındaki seçicilik açma süresi kısıtlamasıdır; burada CTI, POCR ve BOCR arasındaki izin verilen minimum koordinasyon zaman aralığıdır, $t_{j,k}$ ve $t_{i,k}$ ise k pozisyonunda meydana gelen arıza için POCR ve BOCR açma süreleridir.

3.6.3 Uyarlanabilir OCRC için çalışabilecek optimizasyon algoritmalarını sıralama

Hemdan trafo merkezinde uyarlanabilir OCRC için en etkili optimizasyon algoritmasını belirlemek için LP, BBO, hibrit BBO-LP, GA ve PBIL dahil olmak üzere çeşitli algoritmalar değerlendirilecektir. Spesifik olarak, analiz, trafo merkezinin başka bir bölümle benzerlikler taşıyan 1. Bölümüne odaklanacaktır.

Irak'taki gelecekteki enerji planlaması göz önüne alındığında, üç PV istasyonunun (paragraf 3.5 farklı konumlarda şebekeye entegre edileceği varsayılmaktadır. Spesifik olarak DG1, 1. Fider hattının sonuna, DG2 4. Fider hattının ortasına ve DG3, 11 kV'da ana dağıtım barasına bağlanacaktır. Bu düzenlemeler Şekil 3.23'te gösterilmektedir ve MATLAB platformunda simüle edilmiştir.

Bu çalışmada, topolojideki bir değişiklik, DG'nin operasyonel durumundaki bir değişiklik olarak yorumlanmaktadır. Özellikle, 0 işletim durumu DG kapalı olduğunu, 1işletim durumu ise DG'nin açık olduğunu gösterir. DG'den gelen bu çalışma durumu sinyalleri, Tablo 3.15'te özetlendiği gibi karşılık gelen durum numarasını belirlemek için bunları kullanan CCC tarafından alınır.



Şekil 3.23 Hemdan trafo merkezinin ilk bölümü, DG'lerin konumlarını ve OCR'lerin kısaltmalarını içerir

Tablo 3.15 DG'nin işletme durumu

Durum numarası (SN)	DG.1	DG.2	DG.3
1	0	0	0
2	0	0	1
3	0	1	0
4	0	1	1
5	1	0	0
6	1	0	1
7	1	1	0
8	1	1	1

Uyarlanabilir OCRC'de optimizasyon algoritmalarının etkinliğini değerlendirmek için aşağıdaki kriterleri içeren 3S kriterini uyguluyoruz:

- **Seçicilik:** Seçicilik kriteri, TCCC'nin şekli incelenerek değerlendirilir. Bu, kaynaktan en uzakta bulunan OCR'yi temsil eden eğriden başlayarak kaynağa en yakın OCR'yi temsil eden eğriye doğru yükselen bir mezuniyetli artış deseni sergilemelidir. Eğriler birbirleriyle kesişmemeli ve böylece OCRC'de uygun seçicilik sağlanmalıdır.
- **Güvenlik:** Güvenlik kriteri, CTI'nin sayısal değerlerinin incelenerek değerlendirilir. Bu çalışmada belirlenen minimum değer olan 0.25 s'yi geçmemelidir. Ek olarak, ekipman hasarına neden olabilecek bir eşik değeri

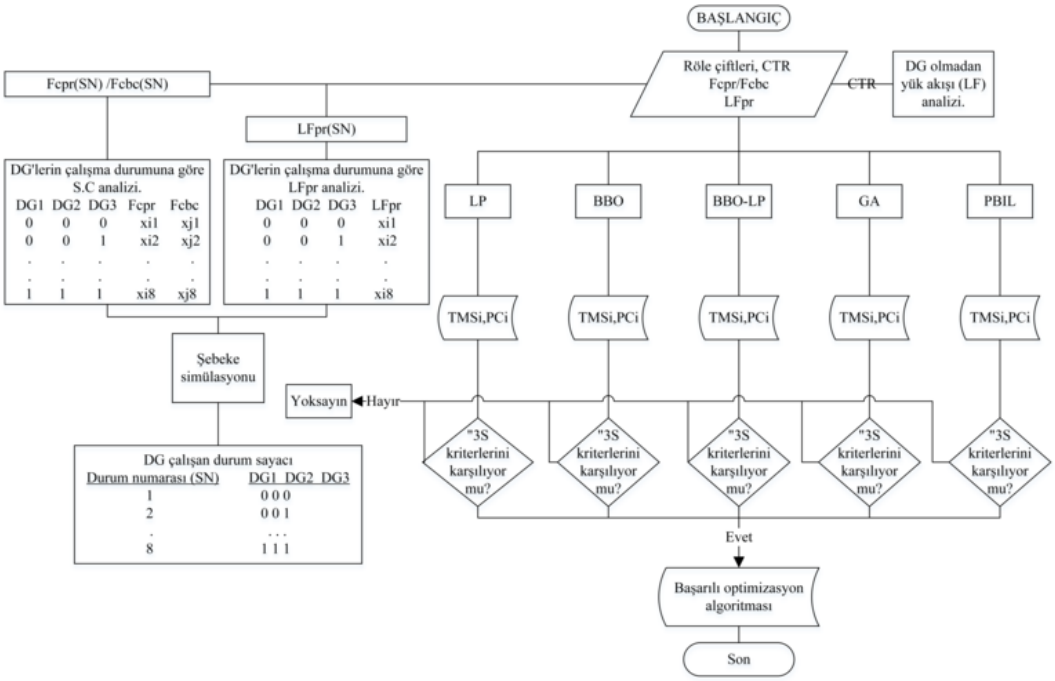
olan 1 s'yi aşmamalıdır. Bu koşulların sağlandığından emin olarak, OCRC gereken güvenlik seviyesini korur ve ekipmana potansiyel zararları engeller.

- **Hız:** OCRC'de hata ayırma hızıyla ilgili önceki çalışmalar, optimizasyon algoritmalarını uygulamak için gereken süre ve ağ sinyallerini ve röle ayarlarını iletmek için gereken süre gibi önemli faktörleri ihmal ederek, öncelikle OF değerlerinin değerlendirilmesine odaklandı. Bu dar yaklaşım, ağ topolojisindeki değişiklikler ile rölenin gözden kaçan güncellenmiş ayarları alması arasındaki zaman aralığını dikkate almadan yalnızca en düşük OF değerini bulmayı amaçlıyordu. Bu eksiklikleri gidermek için bu çalışma, açma süresi sınırlarının önemini vurgulayarak uyarlanabilir OCRC'ye yeni bir bakış açısı getiriyor. Benimsenen hız kriteri, dağıtım ağındaki topolojik değişiklere tepki hızıdır. Uyarlanabilir OCRC ayarlarının belirlenmesinde kullanılan algoritmaların çalışma hızlarını ölçmek için MATLAB platformunun Tic-toc özelliğinden yararlanılmıştır. Bu araştırma, uyarlanabilir OCRC'nin hız performansının hem hata açma süresini hem de algoritma yürütme süresini kapsayan kapsamlı bir değerlendirmesini sağlamayı amaçlamaktadır.

Şekil 3.24'te gösterildiği gibi, uyarlanabilir OCRC'de kullanılabilir optimizasyon algoritmalarını belirlemek için kullanılan metodoloji, aşağıdaki adımları içermektedir:

1. Tablo 3.15'e göre DG'lerin beklenen tüm işletim durumları için bir veritabanı oluşturmak, DG'lerin işletim durumuna dayalı olarak LFpr ve FCpr ile FCbc'nin tanımlanmasını içerir.
2. Beş optimizasyon algoritması kullanılarak veritabanına kaydedilen DG'lerin tüm çalışma durumları için OCR'lerin ayar parametrelerinin (TMS ve PC) bulunması.
3. Adım 2'den elde edilen tüm ayarları yukarıda belirtilen 3S kriterlerine göre test etme.
4. DG'lerin beklenen tüm çalışma durumları için yukarıdaki testlerden başarılı algoritmayı belirleme.

Bu adımları izleyerek, metodoloji uyarlanabilir OCRC'de kullanılabilen en iyi algoritmayı belirler.



Şekil 3.24 Uyarlanabilir OCRC'de hangi optimizasyon algoritmalarının uygulanabileceğini sıralama

3.6.3.1 CCC için veritabanının hazırlanması

1. Tablo 3.16'te gösterilen OCR'leri işaretlemek için kullanılan kısaltmalar Şekil 3.23'te gösterilir.

2. CTR'ler için değerler Tablo 3.16'te belirtilmiştir.

3. Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için POCR/BOCR çiftleri Tablo 3.17'da gösterilmektedir.

4. DG'lerin çalışma durumlarına göre LFpr, Tablo 3.18'de gösterilir.

5. Aynı hataya karşı POCR/BOCR çiftleri için FCpr ve FCbc Tablo 3.19'de gösterilir.

6. Optimizasyon algoritmaları için başlangıç değerleri şu şekildedir:

    - Paragraf 3.4.3'te, Hemdan trafo merkezinin Bölüm 1'i için TMS sınırları, sabit bir PC'ye dayalı olarak belirlenmiştir. Aynı çalışma karakteristiklerini korumak için TMS sınırları 0,04-0,109 olarak tanımlanmış ve TMS sınırlarına karşılık gelen açma süresi sınırları 0,1307-0,6508 olarak ayarlanmıştır.
    - PC için, iki tür algoritmamız var: LP, GA ve PBIL doğrusal olmayan çözümleri bulma imkanına sahip değillerken, BBO ve BBO-LP doğrusal

olmayan çözümleri bulma imkanına sahiptir. Bu nedenle, çıkış fiderleri için LP, GA ve PBIL algoritmalarına ait PC, DG'lerin SN'sine göre Tablo 3.18'de gösterilen LFpr değerinin 1,3 katı olan bir OLF değeri ile Denklem 3.25 kullanılarak hesaplanır ve R6 (1581 A) ve R7 (551 A) için sabit PC'ler kullanılır. Tablo 3.6'te açıklandığı gibi, R6'nın TCC'si ile R7'nin TCC'si arasında örtüşmenin önlenmesi için. BBO ve BBO-LP algoritmaları için PC değerleri, PCmin = 1 ve PCmax = 1,5 sınırlarıyla hesaplanır.

- CTI = 0,25.
- GA, BBO, Hybrid BBO-LP ve PBIL algoritmaları için mutasyon oranı = 0,02; nüfus tutma oranı = 0,5; yinelemeler = 10; nüfus büyüklüğü = 1500.

Tablo 3.16 Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için CTR'ler

OCR	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
CTR	300/5	300/5	300/5	300/5	300/5	2000/5	600/5

Tablo 3.17 Hemdan trafo merkezinin 1. Bölümü için POCR/BOCR çiftleri

POCR	R1	R2	R3	R4	R5	R6
BOCR	R6	R6	R6	R6	R6	R7

Tablo 3.18 DG'lerin çalışma durumlarına göre LFpr

SN	R1 (A)	R2 (A)	R3 (A)	R4 (A)	R5 (A)	R6 (A)	R7 (A)
0 0 0	250	231,4	256,8	266,4	255,1	1236	429,8
0 0 1	248,2	229,7	255	264,4	253,3	956,8	333,2
0 1 0	248,4	229,9	255,2	168,1	253,5	968,4	337,2
0 1 1	247,1	228,7	253,9	153,5	252,2	726	253,5
1 0 0	171,6	230	255,3	264,8	253,6	975,3	339,5
1 0 1	156,1	228,8	253,9	263,4	252,3	731,7	255,4
1 1 0	157	229	254,2	154,8	252,5	741,3	258,7
1 1 1	145	228,1	253,2	143,8	251,5	529,2	185,8

Tablo 3.19 Her röle çifti için birincil ve yedek minimum arıza akımı

POCR	FCpr, SLG (A) olarak								BOCR	FCbc, SLG (A) olarak							
	0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1		0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1
R1	3503	3600	3595	3688	3504	3600	3595	3688	R6	3895	3721	3729	3564	3897	3721	3729	3564
R2	4279	4436	4428	4581	4279	4436	4428	4581	R6	4583	4452	4458	4331	4583	4452	4458	4331
R3	5753	6060	6044	6353	5740	6061	6044	6353	R6	5867	5847	5849	5829	5855	5848	5849	5828
R4	3106	3177	3011	3079	3106	3177	3011	3080	R6	3538	3346	3444	3255	3537	3346	3444	3257
R5	3672	3780	3775	3880	3671	3780	3775	3880	R6	4042	3876	3883	3726	4041	3876	3883	3726
R6	6440	6440	6464	6484	6460	6526	6463	6484	R7	1517	1517	1456	1399	1521	1439	1456	1399
R7	2630	2630	2630	2630	2630	2630	2630	2630									

3.6.3.2 Optimizasyon algoritmalarının testi:

1. **LP algoritması:** Tablo 3.20'da LP optimizasyon algoritmaları ile elde edilen DG'lerin toplam senaryosuna ait sonuçlar gösterilmiştir. TCCC eğrileri DG'lerin doğru şekilde koordine edildiğini göstermektedir. Şekil 3.25, 8. çalışma durumu için TCCC modelini gösterir. LP'nin uygulanması için ortalama süre 0,014 saniyedir ve bu, uyarlanabilir OCR'lerin koordinasyonunda bir başarıyı temsil eder. LP, ortalama OF değeri 1,381 elde etti.

    - **Seçicilik:** başarılı
    - **Hız** (geçen süre ortalama değeri 0,014 sn'dir)**:** başarılı
    - **Güvenlik:** başarılı

2. **GA optimizasyonu:** Tablo 3.21'da, DDG'lerin tüm çalışma durum senaryoları için GA optimizasyon yöntemi sonuçları gösterilmektedir. TCCC, OCR'lerin tüm DG'lerin çalışma durumu senaryolarında uygun şekilde koordine edildiğini göstermektedir. Şekil 3.26, 8'in çalışma durumu için bir TCCC modelini göstermektedir. GA'nın uygulanması için geçen ortalama süre 3,656 saniyedir ve bu, uyarlanabilir OCR'lerin koordinasyonundaki bir başarısızlığı temsil eder. GA ortalama 1,386 OF değeri elde etmiştir.

    - **Seçicilik:** başarılı
    - **Hız** (geçen zaman ortalama değeri 3,656 s)**:** başarısızlık
    - **Güvenlik:** başarılı

3. **BBO algoritması:** Tablo 3.22'de, DG'lerin çalışma durumlarının tüm senaryosu için BBO yöntemi sonuçları gösterilmektedir. Şekil 3.27, 8'in çalışma durumu için bir TCCC modelini göstermektedir. BBO'nun uygulanması için geçen ortalama süre 10,279 saniyedir ve bu, uyarlanabilir OCR'lerin koordinasyonundaki bir başarısızlığı temsil eder. BBO, ortalama 0,833 OF değeri elde etmiştir. Tablo 3.22'deki sayısal bulgular, uyarlanabilir OCR'lerin CTI gereksinimini ihlal etmediğini, ancak R6 ile R4 arasındaki CTI'nin 1 saniyeyi geçtiğini ve bunun güç trafoları için gerçek bir tehlike oluşturduğunu göstermektedir. Ayrıca, TCCC eğrileri, R6'nın çalışmasının R7 ile örtüştüğünü ortaya çıkarmıştır.

    - **Seçicilik:** başarısızlık
    - **Hız** (geçen zaman ortalama değeri 10,279 s)**:** başarısızlık
    - **Güvenlik:** başarısızlık

4. **Hibrid BBO-LP algoritması:** Tablo 3.23'de, hibrit BBO-LP optimizasyon algoritmalarının DG'lerin işletme durumlarının toplam senaryosu için elde edilen sonuçlar gösterilmektedir. Sayısal sonuçlar, CTI koşulunun ihlal edilmediği için uyarlanabilir aşırı akım rölelerinin doğru koordinasyonunu önermektedir. Ancak, R7 ve R6 arasındaki CTI çok fazla olduğundan R6 rölesinin yedek koruması olarak güvenilmez hale gelmiştir. Şekil 3.28, işletme durumu 8 için TCCC eğrileri modelini göstermektedir. BBO-LP'nin uygulanması için geçen ortalama süre 107,774 saniyedir ve bu, uyarlanabilir OCR'lerin koordinasyonunda bir açığı temsil eder, yani OCRC sırasında hatalara yanıt vermede hız kriterinde bir kayıp anlamına gelir. BBO-LP ortalama OF değeri 0,834 elde etmiştir.

    - **Seçicilik:** başarılı
    - **Hız** (geçen zaman ortalama değeri 107,774 s)**:** başarısızlık
    - **Güvenlik:** başarısızlık

5. **PBIL algoritması:** Tablo 3.24 , PBIL optimizasyon algoritmalarından DG'lerin çalışma durumlarının toplam senaryosunun sonucunu göstermektedir. DG'ler için tüm çalışma durumu senaryolarında, TCCC eğrileri OCR'lerin doğru şekilde koordine edildiğini göstermiştir. Şekil 3.29, çalışma durumu 8 için bir TCCC modelini temsil etmektedir. PBIL'in uygulanması için geçen ortalama süre 51,347 saniye olmuştur ve bu, uyarlanabilir OCR'lerin koordinasyonunda bir açığı temsil eder, yani OCRC sırasında hatalara yanıt vermede hız kriteri kaybı anlamına gelir. PBIL, ortalama 1,386 OF değeri elde etmiştir.

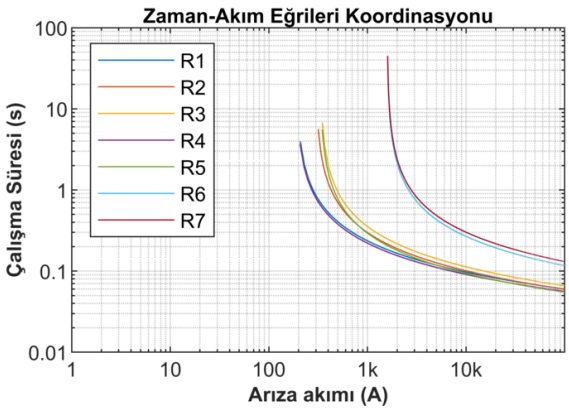
    - **Seçicilik:** başarılı
    - **Hız** (geçen zaman ortalama değeri 51,347 s)**:** başarısızlık
    - **Güvenlik:** başarılı

Tablolar 3.20, 3.21, 3.22, 3.23 ve 3.24'ten elde ettiğimiz sonuçlara göre, LP, GA ve PBIL, BBO ve BBO-LP yöntemlerine göre daha başarılıdır, ancak BBO ve BBO-LP'nin sağladığı OF değerleri, LP, GA ve PBIL yöntemlerine kıyasla daha düşüktür. Bu, OF'nin ve onun CTI kısıtının optimizasyon algoritmalarının gücü veya sağduyusu göstergesi olmadığını göstermektedir. Ayrıca, Şekiller 3.25, 3.26, 3.27, 3.28 ve 3.29, LP, GA ve PBIL yöntemleri için başarılı sonuçları ve BBO ve BBO-LP yöntemleri için başarısız sonuçları göstermektedir. Tüm testleri başarıyla geçen tek algoritma LP olmuştur ve bu algoritma, Hemdan şebekesi Bölüm 1 için uyarlanabilir OCRC'nin uygulanması için aday bir algoritmadır. LP algoritması,

yürütme süresi açısından oldukça hızlıdır ve ortalama 14 milisaniye sürmektedir.

Tablo 3.20 LP'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri

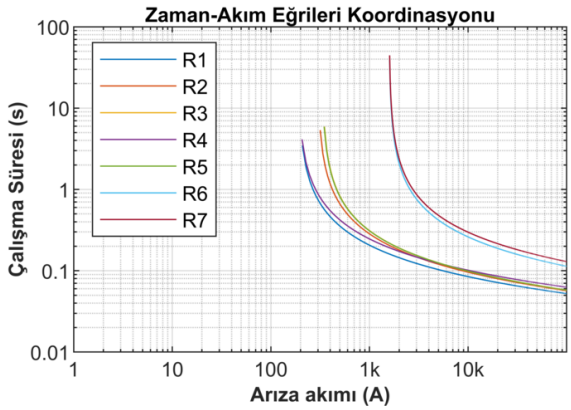
LP								
DG'lerin durumu	0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1
Durum	1	2	3	4	5	6	7	8
TMS1	0,0455	0,0461	0,0461	0,0467	0,0529	0,0553	0,0551	0,0572
TMS2	0,0509	0,0518	0,0517	0,0525	0,051	0,0518	0,0518	0,0525
TMS3	0,0547	0,0559	0,0558	0,0569	0,0548	0,056	0,0559	0,0569
TMS4	0,0419	0,0425	0,0503	0,0525	0,042	0,0425	0,0519	0,0538
TMS5	0,046	0,0467	0,0467	0,0473	0,0461	0,0468	0,0467	0,0474
TMS6	0,0723	0,0721	0,0721	0,0719	0,0721	0,0721	0,0721	0,0719
TMS7	0,0884	0,0883	0,0846	0,0808	0,0885	0,0832	0,0846	0,0808
PC1	1,0833	1,0755	1,0764	1,0708	0,7436	0,6764	0,6803	0,6283
PC2	1,0027	0,9954	0,9962	0,991	0,9967	0,9915	0,9923	0,9884
PC3	1,1128	1,105	1,1059	1,1002	1,1063	1,1002	1,1015	1,0972
PC4	1,1544	1,1457	0,7284	0,6652	1,1475	1,1414	0,6708	0,6231
PC5	1,1054	1,0976	1,0985	1,0929	1,0989	1,0933	1,0942	1,0898
PC6	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905
PC7	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183
T6(bc) - T1(pr)	0,4252	0,4537	0,4523	0,4834	0,4241	0,4537	0,4523	0,4834
T6(bc) - T2(pr)	0,3395	0,3515	0,351	0,3637	0,3388	0,3516	0,351	0,3636
T6(bc) - T3(pr)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
T6(bc) - T4(pr)	0,4922	0,5372	0,5124	0,5612	0,4912	0,5373	0,5124	0,5605
T6(bc) - T5(pr)	0,4031	0,4268	0,4259	0,4513	0,4024	0,4269	0,4259	0,4513
T7(bc) - T6(pr)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
OF	1,3985	1,397	1,3797	1,3615	1,3973	1,3712	1,3797	1,3614
Geçen zaman	0,014	0,014	0,013	0,016	0,013	0,017	0,014	0,013
Ortalama OF değeri								1,381
Geçen zaman ortalama değeri								0,014



Şekil 3.25 LP optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC

Tablo 3.21 GA'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri

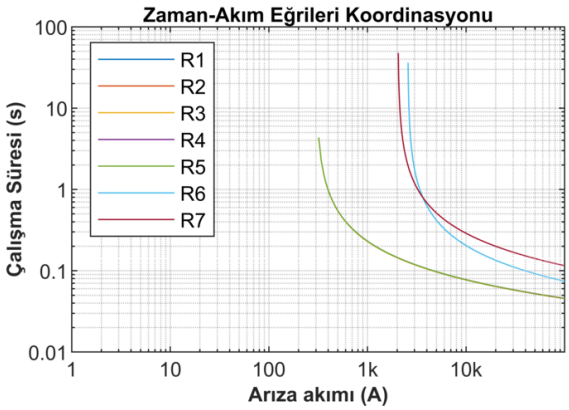
GA								
DG'lerin durumu	0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1
Durum	1	2	3	4	5	6	7	8
TMS1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05
TMS2	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS3	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS4	0,05	0,05	0,06	0,06	0,05	0,05	0,06	0,06
TMS5	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,05	0,05
TMS6	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
TMS7	0,1	0,1	0,1	0,08	0,1	0,09	0,09	0,08
PC1	1,0833	1,0755	1,0764	1,0708	0,7436	0,6764	0,6803	0,6283
PC2	1,0027	0,9954	0,9962	0,991	0,9967	0,9915	0,9923	0,9884
PC3	1,1128	1,105	1,1059	1,1002	1,1063	1,1002	1,1015	1,0972
PC4	1,1544	1,1457	0,7284	0,6652	1,1475	1,1414	0,6708	0,6231
PC5	1,1054	1,0976	1,0985	1,0929	1,0989	1,0933	1,0942	1,0898
PC6	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905
PC7	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183
T6(bc) - T1(pr)	0,4718	0,507	0,4244	0,458	0,4146	0,4493	0,4239	0,4837
T6(bc) - T2(pr)	0,3666	0,4091	0,3414	0,3568	0,3275	0,3424	0,3416	0,357
T6(bc) - T3(pr)	0,302	0,2822	0,2526	0,2558	0,2501	0,2529	0,2527	0,2559
T6(bc) - T4(pr)	0,5336	0,5875	0,4685	0,5243	0,4478	0,4951	0,4734	0,5273
T6(bc) - T5(pr)	0,4489	0,479	0,4004	0,4285	0,3755	0,3739	0,4006	0,4287
T7(bc) - T6(pr)	0,2911	0,2911	0,3703	0,2531	0,3392	0,3092	0,2989	0,2531
OF	1,4644	1,4195	1,3952	1,337	1,4084	1,392	1,3673	1,3079
Geçen zaman	3,716	3,606	3,631	3,617	3,647	3,668	3,698	3,664
Ortalama OF değeri								1,386
Geçen zaman ortalama değeri								3,656



Şekil 3.26 GA optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC

Tablo 3.22 BBO'ya göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri

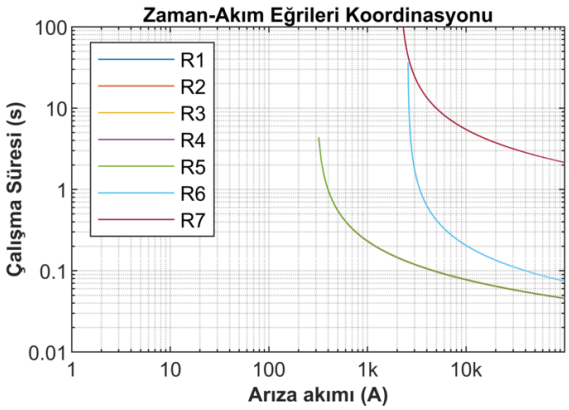
BBO								
DG'lerin durumu	0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1
Durum	1	2	3	4	5	6	7	8
TMS1	0,0401	0,0403	0,0401	0,04	0,0403	0,04	0,0405	0,0402
TMS2	0,0402	0,0404	0,04	0,0401	0,0403	0,0402	0,04	0,04
TMS3	0,0402	0,0401	0,04	0,0401	0,0403	0,04	0,0402	0,0401
TMS4	0,0402	0,0401	0,0402	0,04	0,04	0,0401	0,0401	0,0403
TMS5	0,0401	0,0401	0,0401	0,0401	0,04	0,0401	0,04	0,0402
TMS6	0,041	0,0431	0,0401	0,0401	0,0405	0,0411	0,0414	0,0403
TMS7	0,1	0,0938	0,0995	0,102	0,1076	0,0697	0,0652	0,0668
PC1	1	1	1	1	1	1	1	1
PC2	1	1	1	1	1	1	1	1
PC3	1	1	1	1	1	1	1	1
PC4	1,01	1	1	1	1	1	1	1
PC5	1	1	1	1	1	1	1	1
PC6	1,28	1,22	1,3	1,29	1,29	1,27	1,26	1,28
PC7	1,04	1,44	1,05	1,12	1,33	1,37	1,46	1,18
T6(bc) - T1(pr)	0,5697	0,6004	0,6647	0,7577	0,5721	0,6405	0,6255	0,7405
T6(bc) - T2(pr)	0,387	0,396	0,416	0,4393	0,3869	0,408	0,404	0,4336
T6(bc) - T3(pr)	0,2509	0,2513	0,2526	0,2527	0,2501	0,2516	0,2504	0,251
T6(bc) - T4(pr)	0,766	0,8352	0,8756	1,0881	0,777	0,9249	0,8062	1,0504
T6(bc) - T5(pr)	0,5163	0,5402	0,5884	0,6544	0,5194	0,5697	0,5597	0,6416
T7(bc) - T6(pr)	0,4729	0,8524	0,5195	0,6648	0,8545	0,5638	0,5894	0,3809
OF	0,8424	0,8351	0,8344	0,8245	0,8396	0,8284	0,8353	0,8245
Geçen zaman	10,342	10,212	10,215	10,327	10,142	10,255	10,570	10,17
Ortalama OF değeri								0,833
Geçen zaman ortalama değeri								10,279



Şekil 3.27 BBO optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC

Tablo 3.23 BBO-LP 'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri

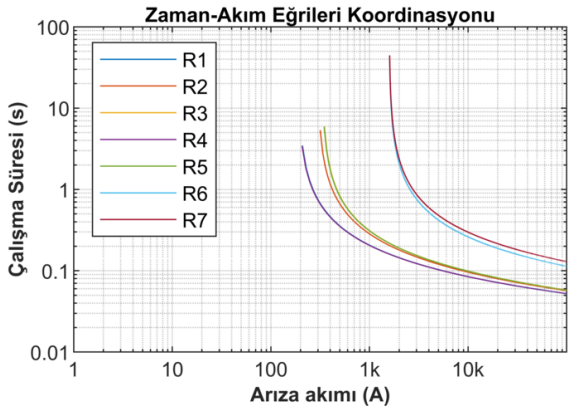
BBO-LP								
DG'lerin durumu	0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1
Durum	1	2	3	4	5	6	7	8
TMS1	0,0405	0,0401	0,0403	0,0402	0,0402	0,0405	0,0401	0,0401
TMS2	0,0401	0,0401	0,0403	0,0403	0,0401	0,0402	0,0402	0,0402
TMS3	0,0402	0,04	0,0401	0,04	0,04	0,0401	0,0401	0,0401
TMS4	0,04	0,0402	0,0403	0,0402	0,0403	0,0403	0,04	0,0403
TMS5	0,0405	0,0402	0,0406	0,0403	0,04	0,0402	0,0401	0,0406
TMS6	0,0417	0,0447	0,0403	0,0417	0,0421	0,0402	0,0404	0,0404
TMS7	1,17	1,11	1,23	1,16	1,29	1,42	1	1,23
PC1	1	1	1	1	1	1	1	1
PC2	1	1	1	1	1	1	1	1
PC3	1	1	1	1	1	1	1	1
PC4	1	1	1	1	1	1	1	1
PC5	1	1	1	1	1	1	1	1
PC6	1,26	1,18	1,29	1,24	1,25	1,29	1,29	1,28
PC7	1,27	1,29	1,31	1,5	1,01	1,16	1,14	1,23
T6(bc) - T1(pr)	0,5551	0,5743	0,6527	0,6936	0,5497	0,6547	0,655	0,7438
T6(bc) - T2(pr)	0,3825	0,3886	0,4113	0,4204	0,3808	0,4115	0,4127	0,4352
T6(bc) - T3(pr)	0,2502	0,2515	0,2514	0,2501	0,2514	0,2506	0,2522	0,2521
T6(bc) - T4(pr)	0,7407	0,777	0,8547	0,9536	0,7282	0,9634	0,858	1,0546
T6(bc) - T5(pr)	0,5048	0,5196	0,5782	0,6076	0,502	0,5806	0,581	0,6432
T7(bc) - T6(pr)	11,5047	11,1605	13,5757	18,0255	9,4149	13,2851	8,8904	13,0745
OF	0,8436	0,8354	0,8366	0,8257	0,8411	0,8288	0,8347	0,8269
Geçen zaman	107,65	106,86	107,537	108,13	107,306	109,322	107,1	108,29
Ortalama OF değeri								0,8341
Geçen zaman ortalama değeri								107,774



Şekil 3.28 BBO-LP optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC

Tablo 3.24 PBIL'ye göre farklı DG'lerin çalışma durumları için OCR'lerin uyarlamalı ayar parametresi değerleri

PBIL								
DG'lerin durumu	0 0 0	0 0 1	0 1 0	0 1 1	1 0 0	1 0 1	1 1 0	1 1 1
Durum	1	2	3	4	5	6	7	8
TMS1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS2	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS3	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS4	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS5	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
TMS6	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07
TMS7	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09	0,08
PC1	1,0833	1,0755	1,0764	1,0708	0,7436	0,6764	0,6803	0,6283
PC2	1,0027	0,9954	0,9962	0,991	0,9967	0,9915	0,9923	0,9884
PC3	1,1128	1,105	1,1059	1,1002	1,1063	1,1002	1,1015	1,0972
PC4	1,1544	1,1457	0,7284	0,6652	1,1475	1,1414	0,6708	0,6231
PC5	1,1054	1,0976	1,0985	1,0929	1,0989	1,0933	1,0942	1,0898
PC6	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905	0,7905
PC7	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183	0,9183
T6(bc) - T1(pr)	0,3948	0,426	0,5053	0,458	0,4146	0,4493	0,5285	0,4837
T6(bc) - T2(pr)	0,3272	0,3422	0,4083	0,3568	0,3275	0,3424	0,4084	0,357
T6(bc) - T3(pr)	0,2493	0,2528	0,3054	0,2558	0,2501	0,2529	0,3055	0,2559
T6(bc) - T4(pr)	0,4474	0,4948	0,5837	0,5492	0,4478	0,4951	0,5878	0,5516
T6(bc) - T5(pr)	0,375	0,4016	0,4776	0,4285	0,3755	0,4018	0,4778	0,4287
T7(bc) - T6(pr)	0,2718	0,2718	0,25	0,2531	0,2709	0,3092	0,2499	0,2531
OF	1,4644	1,4195	1,3952	1,337	1,4084	1,392	1,3673	1,3079
Geçen zaman	51,514	51,4	51,23	51,3	51,36	51,377	51,348	51,252
Ortalama OF değeri								1,386
Geçen zaman ortalama değeri								51,347



Şekil 3.29 PBIL optimizasyon algoritmasına göre çalışma durumu 8 için TCCC

Tablo 3.25 3S kriterlerini karşılamak için optimizasyon algoritmalarının test edilmesinin sonucu

3S kriterleri	Optimizasyon algoritmaları				
	LP	GA	BBO	BBO-LP	PBIL
Seçicilik	başarılı	başarılı	başarısızlık	başarılı	başarılı
Hız	başarılı	başarısızlık	başarısızlık	başarısızlık	başarısızlık
Güvenlik	başarılı	başarılı	başarısızlık	başarısızlık	başarılı

3.6.4 Hemdan trafo merkezi için önerilen dinamik OCRC yöntemi

Şekil 3.30'de DG'lerden gelen operasyonel durum sinyalleri CCC'ye aktarılır. Çalışma durumu ve çalışma durumuyla ilgili veriler, önceden saklanan veri tabanından belirlenir. Önerilen yöntemin akış şeması Şekil 3.31'de gösterilmiştir ve veri tabanı ve başlatma değerleri, paragraf 3.6.3.1'de açıklandığı şekilde belirtilmiştir.

OCRC için gerekli LFpr, FCpr ve FCbc değerlerini hesaplamak için, yük ve SC akımlarının anlık analitik değerlerine güvenmek yerine bir analitik veritabanı kullanmayı tercih ettik. Bu karar, iletişime bağımlılığı en aza indirmeyi amaçlayan tasarım ilkeleri tarafından yönlendirilmiştir. Bu nedenle, sadece DG1 ve DG2'nin çalışma durumunu aktarmak için iletişime ihtiyacımız vardır ve DG3'ün çalışma durumunu kablolu bir bağlantı aracılığıyla elde edebiliriz.

Operasyonel durumun değişip değişmediği test edilir. Eğer operasyonel durumda bir değişiklik yoksa, önceki işlemin aynı ayarları korunur, ancak operasyonel durumda bir değişiklik varsa, operasyonel durum verileri belirlenir.

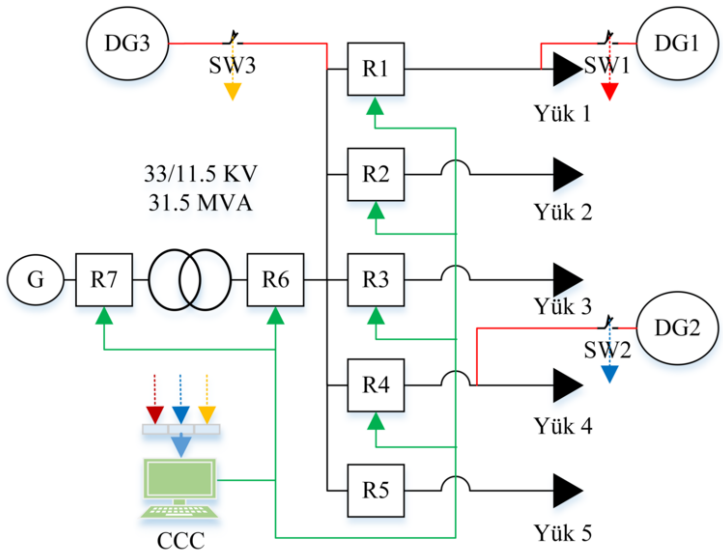
DG'lerin operasyonel durum sinyali, veritabanı için bir erişim adresi olarak hizmet eder. Bu adrese göre, tüm OCR'ler için PC değerlerini hesaplamak için LFpr değerleri belirlenir ve POCR/BOCR çiftleri aracılığıyla geçen FCpr/FCbc değerleri de belirlenir.

Her OCR için TMS değerleri, Tablo 3.20'da gösterildiği gibi yukarıdaki veritabanını LP algoritması kullanarak işleyerek elde edilir.

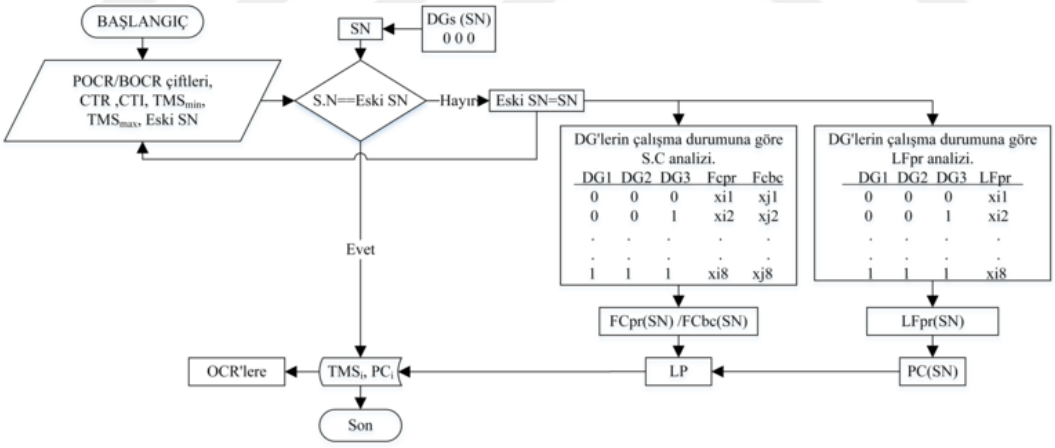
Ayarlar, Şekil 3.30'de gösterildiği gibi Hemdan trafo merkezi salonundaki tüm OCR'lere kablolu bağlantı aracılığıyla iletilir.

Önerilen yöntem, MATLAB platformunda test edilmiştir. Çalışma alanı platformu,

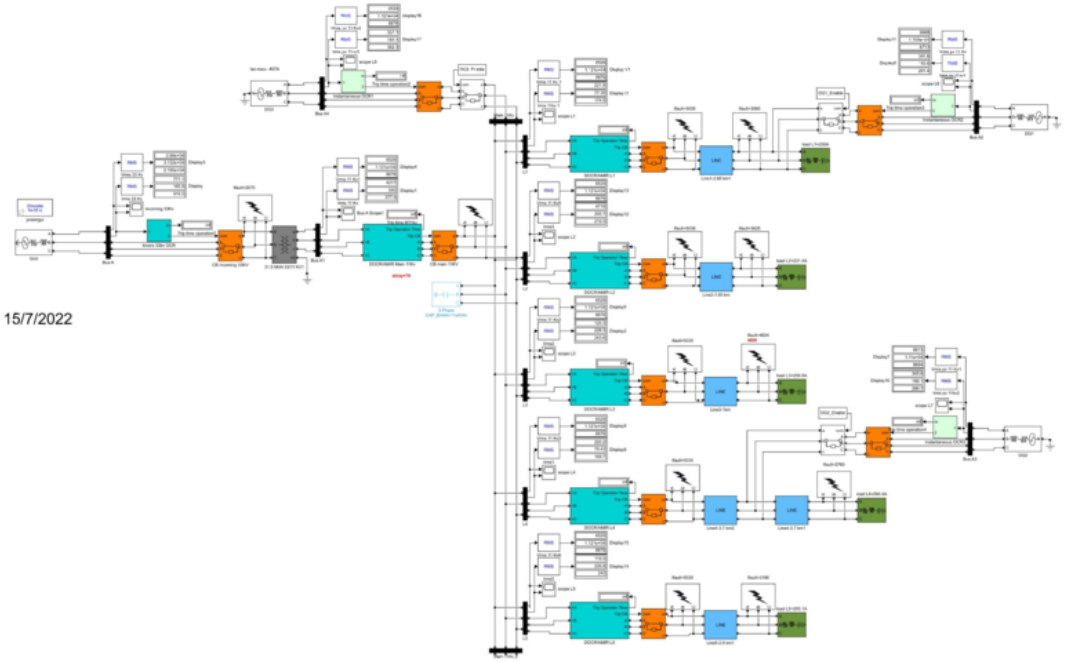
veritabanının depolandığı CCC'yi temsil eder ve LP algoritması yürütülür. Bu sırada, MATLAB programındaki simülasyon platformu gerçek ağı taklit eder ve Şekil 3.32'te gösterildiği gibi tüm hata türleri ve tüm DG işletme durumu senaryoları için OCRC'nin doğruluğu sağlanır.



Şekil 3.30 DG'leri ve CCC'yi Hamdan trafo merkezinin 1. Bölümüne bağlama şeması



Şekil 3.31 Hamdan trafo merkezinde uyarlanabilir OCRC için önerilen yöntemin şeması



Şekil 3.32 MATLAB simülasyon platformunda Hemdan trafo merkezi bölüm 1

4
RİNG ŞEBEKE VE ÇOK KAYNAKLI RADYAL ŞEBEKE İÇİN DOCRC

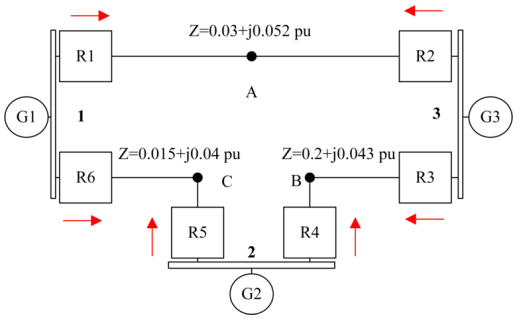
4.1 Ring besleyici Şebekesinde DOCRC

Birinci bölümde gösterildiği gibi, OCRC üzerinde yapılan araştırmaların çoğu, özellikle CTI olmak üzere kısıtlamaları ihlal etmeden OF'nin minimum değerini belirleme amacını paylaşmaktadır. Bu hedefe ulaşmak için, çalışmaların çoğu OF değerlerini karşılaştırmak için iki veya daha fazla algoritma kullanır ve en düşük OF değerini üreten algoritma en etkili olarak kabul edilir.

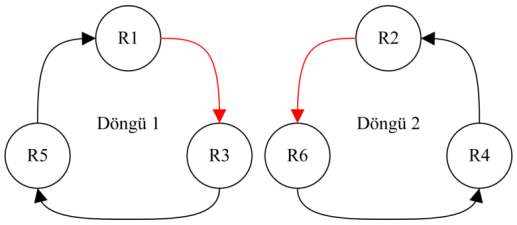
Bu bölümde, IEEE 3 bara sistemi üzerinde beş optimizasyon algoritması kullanarak, yani LP, BBO, hibrit BBO-LP, GA ve PBIL, OCRC'nin performansını inceleyeceğiz. Şekil 4.1 ve Tablolar 4.1, 4.2 ve 4.3, referans [9]'da bulunan IEEE 3 bara sistemi için bilgi kaynağını göstermektedir.

Şebeke, OCRC'nin çalışma yönüne göre iki döngüde düşünülebilir. Döngü 1 R1, R3 ve R5'i içerirken Döngü 2 R2, R6 ve R4'ü içerir. Şekil 4.2, 1. Döngüde R3'ün R5 için yedek OCR (BDOCR) işlevi gördüğünü, R5'in R1 için BDOCR işlevi gördüğünü ve R1'in R3 için BDOCR işlevi gördüğünü göstermektedir. Öte yandan, 2. Döngüde R6, R4 için BDOCR görevi görür, R4, R2 için BDOCR görevi görür ve R2, R6 için BDOCR işlevi görür.

Optimizasyon algoritmalarının başlangıç değerleri Tablo 4.4'de sunulmuştur. LP ve PBIL algoritmalarının PC değerleri, her röle ile ilişkili CTR'in birincil bobin değerinin 1,3 katı olan nominal akıma göre hesaplanmıştır. LP, BBO ve BBO-LP kodlarına ait referanslar [9]'da mevcuttur. GA ve PBIL kodlarına ait referanslar sırasıyla [58] ve [59]'da bulunmaktadır.



Şekil 4.1 IEEE 3Bus sisteminin tek hat şeması



Şekil 4.2 IEEE 3bus sisteminde DOCR'lerin döngüleri

Tablo 4.1 IEEE 3Bus sistemi, jeneratör bilgileri

Gen.	Sn(MVA)	Vp(KV)	x(%)
G1	100	69	20
G2	25	69	12
G3	50	69	18

Tablo 4.2 IEEE 3Bus sistemi, CTR bilgisi

Röle	R1	R2	R3	R4	R5	R6
CTR	300:5	200:5	200:5	300:5	200:5	400:5

Tablo 4.3 Her bir DOCR çifti için FCpr / FCbc

PDOCR	R1	R2	R3	R4	R5	R6
CTR	300:5	200:5	200:5	300:5	200:5	400:5
FCpr (A)	1978,9	1525,7	1683,9	1815,4	1499,66	1766,3
BDOCR	R5	R4	R1	R6	R3	R2
CTR	200:5	300:5	300:5	400:5	200:5	200:5
FCbc (A)	175	545	617,22	466,17	384	145,34

Tablo 4.4 Optimizasyon algoritmalarının başlangıç değerleri

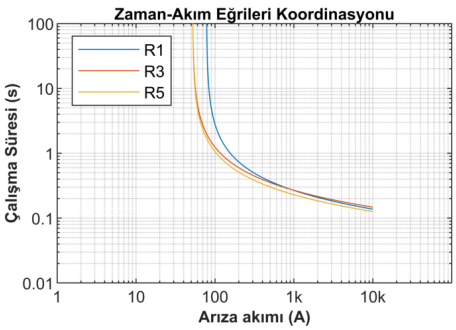
Başlangıç değerleri	LP	BBO	BBO-LP	GA	PBIL
CTI	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
TMS_{min}	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TMS_{max}	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
t_{min}	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
t_{max}	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PC_{min}	1,3× CTRi	1	1	1	1
PC_{max}		1,5	1,5	1,5	1,5
Döngü	/	1000	1000	1000	1000
Denemeleri	10	10	10	10	10

4.1.1 Optimizasyon algoritmalarını uygulamanın sonuçları

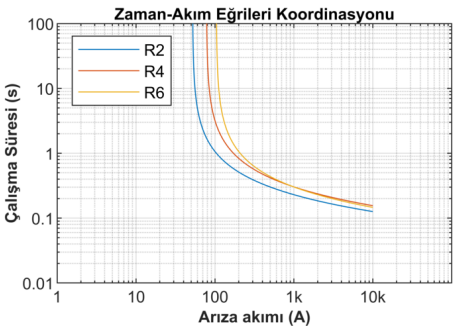
Tablo 4.5, IEEE 3 bara sisteminin DOCR'larının koordinasyonunda kullanılan optimizasyon algoritmalarının sonuçlarını göstermektedir. LP için, döngü 1 ve döngü 2 için TCCC'ler sırasıyla Şekil 4.3 ve Şekil 4.4'de gösterilmektedir. BBO için, döngü 1 ve döngü 2 için TCCC'ler sırasıyla Şekil 4.5 ve Şekil 4.6'da gösterilir. BBO-LP için döngü 1 ve döngü 2 için TCCC'ler Şekil 4.7 ve Şekil 4.8'de görüntülenmektedir. GA için, döngü 1 ve döngü 2 için TCCC'ler sırasıyla Şekil 4.9 ve Şekil 4.10'de sunulmaktadır. Son olarak, PBIL için döngü 1 ve döngü 2 için TCCC'ler sırasıyla Şekil 4.11 ve Şekil 4.12'te bulunabilir.

Tablo 4.5 IEEE 3bus sisteminin DOCR'larının koordinasyonunda kullanılan optimizasyon algoritmalarının sonuçları

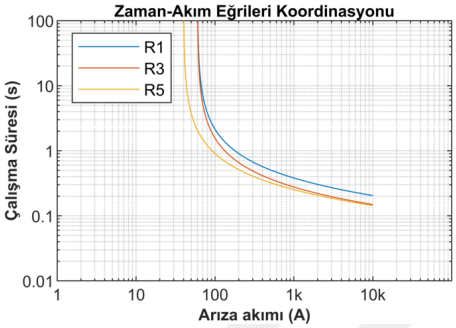
Ayar parametresi	LP	BBO	BBO-LP	GA	PBIL
PC1	1,3	1	1,5	1	1,3
PC2	1,3	1	1,5	1	1,3
PC3	1,3	1,5	1,5	1	1,3
PC4	1,3	1,5	1	1	1,3
PC5	1,3	1	1,5	1,11	1,3
PC6	1,3	1	1	1	1,3
TMS1	0,1	0,1576	0,11426	0,1	0,1
TMS2	0,1	0,10378	0,18625	0,1	0,1
TMS3	0,11695	0,11449	0,26829	0,1	0,11
TMS4	0,11335	0,10845	0,10841	0,1	0,1
TMS5	0,1	0,11983	0,14387	0,1	0,1
TMS6	0,1	0,11503	0,10382	0,1	0,11
OF	1,3229 s	1,4499 s	1,9599 s	1,5216 s	2,643 s
Geçen zaman	0,0165 s	6,355 s	0,678047 s	2,339663s	53,168 s
T5(bc) - T1(pr)	0,0472 s	0,25532 s	0,25915 s	0,31011 s	-2,199 s
T4(bc) - T2(pr)	0,0314 s	0,22166 s	-0,062102 s	0,12498 s	1,696 s
T1(bc) - T3(pr)	0,0005 s	0,22994 s	-0,16542 s	0,11312 s	1,150 s
T6(bc) - T4(pr)	0,0103 s	0,20366 s	0,034389 s	0,19182 s	-7,502 s
T3(bc) - T5(pr)	0,0434 s	0,2006 s	0,31278 s	0,11058 s	1,395 s
T2(bc) - T6(pr)	0,0513 s	0,30358 s	0,34311 s	0,31631 s	-1,832 s



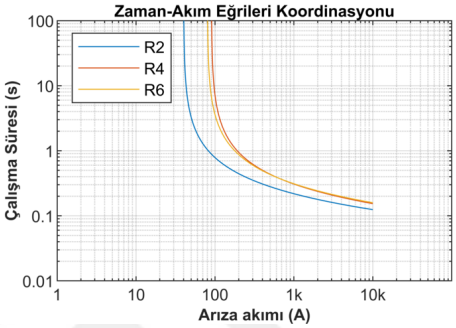
Şekil 4.3 LP'ye dayalı döngü 1 için TCCC



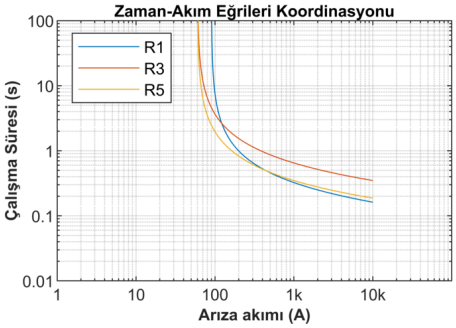
Şekil 4.4 LP'ye dayalı döngü 2 için TCCC



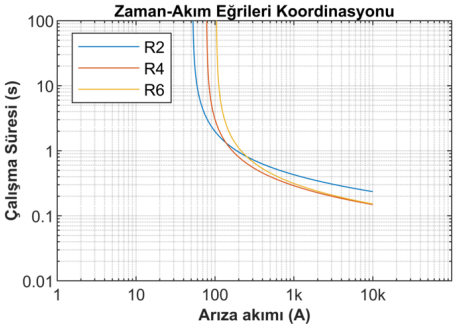
Şekil 4.5 BBO'ya dayalı döngü 1 için TCCC



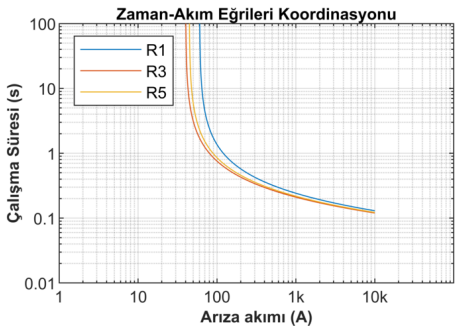
Şekil 4.6 BBO'ya dayalı döngü 2 için TCCC



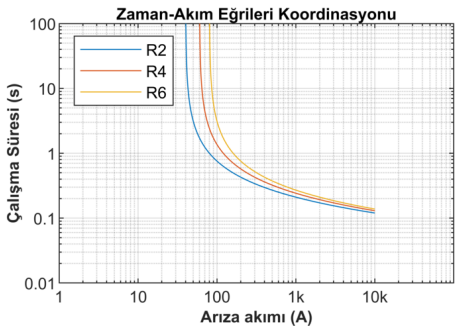
Şekil 4.7 BBO-LP'ya dayalı döngü 1 için TCCC



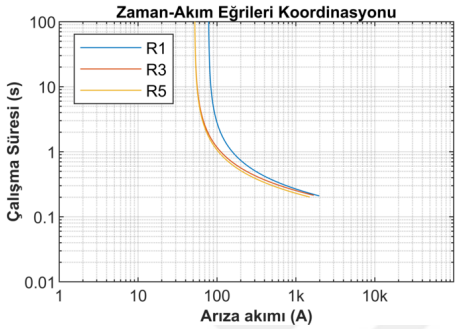
Şekil 4.8 BBO-LP'ya dayalı döngü 2 için TCCC



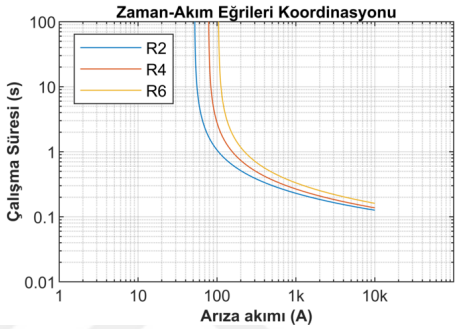
Şekil 4.9 GA'ya dayalı döngü 1 için TCCC



Şekil 4.10 GA'ya dayalı döngü 2 için TCCC



Şekil 4.11 PBIL'ya dayalı döngü 1 için TCCC



Şekil 4.12 PBIL'ya dayalı döngü 2 için TCCC

4.1.2 Sonuçların tartışılması

Tablo 4.5, kullanılan optimizasyon algoritmaları arasında yalnızca BBO algoritmasının CTI kısıtlamasını karşıladığını göstermektedir. Ancak, Şekil 4.5'de, R1'in R3 için BDOCR görevi gördüğü ve R3'ün R5 için BDOCR işlevi gördüğü bir yanlış koordinasyon vardır. Bu, R5'in R1 için BDOCR olması gerekmesine rağmen, R1'i bir yedek röle olmadan bırakır. Bu arada, Şekil 4.6, R4 ve R6'nın örtüşen eğrilerini gösterir. Bu, CTI kısıtının ihlal edilmediği tek yerin DOCR'nin koordine edildiği ve kusur akımının okunduğu yer olduğunu göstermektedir. Bu, TCC'ler boyunca değil, varsayılan hata noktaları (hatların ortası) için koordinasyon yapıldığı anlamına gelir. BBO algoritması kullanılarak elde edilen koordinasyon ETAP platformunda test edildiğinde, tam olarak bu gerçekleşti. Doğal olarak, bu kod yazılırken yapılan hataların sonucu değil, besleme ring şebekesi içinde DOCRC'nin imkansız olması nedeniyle gerçekleşti. Şekil 4.1'te gösterilen şebekenin tek bir kaynağı olup olmaması fark etmeksizin, durum aynı kalır, çünkü Bölüm 2'de gösterildiği gibi, DOCR'nin her TCC'si TMS ve PC parametrelerine bağlıdır ve uygun TCCC'yi garanti eden üç farklı format vardır.

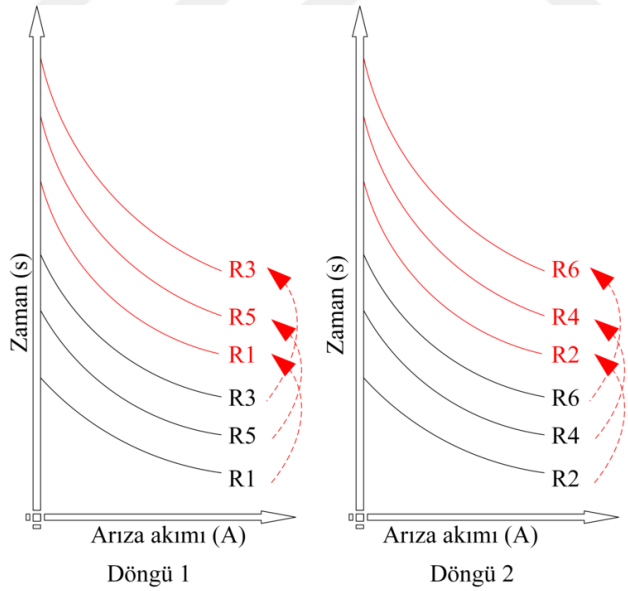
- Döngü 1 için:

1. $PC1 = PC5 = PC3$ ve $TMS1 < TMS5 < TMS3 < TMS1 < TMS5 \ldots$ veya
2. $PC1 < PC5 < PC3 < PC1 < PC5 \ldots$ ve $TMS1 = TMS5 = TMS3$ veya
3. $PC1 < PC5 < PC3 < PC1 < PC5 \ldots$ ve $TMS1 < TMS5 < TMS3 < TMS1 < TMS5 \ldots$

- Döngü 2 için:

1. $PC2 = PC4 = PC6$ ve $TMS2 < TMS4 < TMS6 < TMS2 < TMS4 \ldots$ veya
2. $PC2 < PC4 < PC6 < PC2 < PC4 \ldots$ ve $TMS2 = TMS4 = TMS6$ veya
3. $PC2 < PC4 < PC6 < PC2 < PC4 \ldots$ ve $TMS2 < TMS4 < TMS6 < TMS2 < TMS4 \ldots$

Döngü 2'deki 3. durum düşünülemez çünkü Şekil 4.13'da gösterildiği gibi parametreler aynı anda hem minimum hem de maksimum değerlere sahip olamazlar.



Şekil 4.13 Döngü 1 ve Döngü 2 için TCCC.

4.2 Çoklu kaynaklı radyal şebekelerde DOCRC

Şekil 4.1'te gösterilen şebeke A noktasından açılmış olduğunu varsayalım, böylece Şekil 4.14'de gösterildiği gibi çoklu kaynaklı radyal bir şebeke elde edilmiştir.

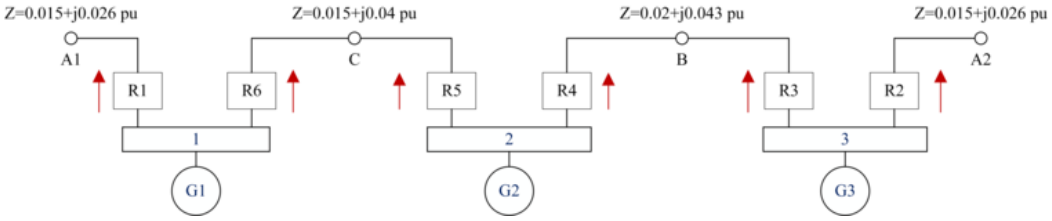
Tablo 4.6, şebeke topolojisinde yapılan değişiklik nedeniyle güncellenmiş FCpr ve FCbc'yi göstermektedir. Verilerde yük olmadığından, PC nominal akıma (CT'nin birincil sargısı) göre hesaplanır. 1. döngü için CTR değerlerinin artan sırada olmadığı, koordinasyonun doğru olmayabileceğine işaret ettiği görülmektedir. Öte yandan, 2. Döngü için CTR değerleri artan düzende düzenlenerek doğru koordinasyon beklememize yol açar. Bununla birlikte, BDOCR'nin açma süresinin PDOCR ile koordinasyonu, öncelikle FCbc'ye dayanır. Tek kaynaklı bir radyal şebekede FCbc'nin FCpr'den büyük veya ona eşit olduğu gözlenir. Bu, kaynağa yaklaştıkça eşdeğer direncin azalması, arızalarda yük akımı ve senkron motorların katkısı nedeniyle oluşur. Ancak, çok kaynaklı şebekelerde, arızalı hattın her iki ucundaki kaynakların arıza akımına katkısı, bitişik hattın uçtaki kaynağı tarafından sağlanan FCbc değerini azaltır.

Örneğin, Şekil 4.14'da gösterilen şebekede C noktasındaki bir arızada, G3'ün arıza akımına katkısı (yani, C noktasındaki arıza anında R3'ten geçen FCbc) G2'nin arıza akımına katkısı nedeniyle azalacaktır. Bu, PC değerleri sabit kalsa veya yükseliş eğilimi gösterse bile, POCR ve BOCR arasındaki TMS gradyanının azalmasına neden olur. Bu durumda, azalan PC değerleri ve azalan FCbc değerlerinin etkisiyle birleştiğinde, Bölüm 2 Paragraf 2.2'de tasvir edilen Durum 6'ya benzer şekilde, TMS değerlerinde azalan bir gradyanla sonuçlanır. Bu ikili etkinin OCRC için olumsuz sonuçları vardır.

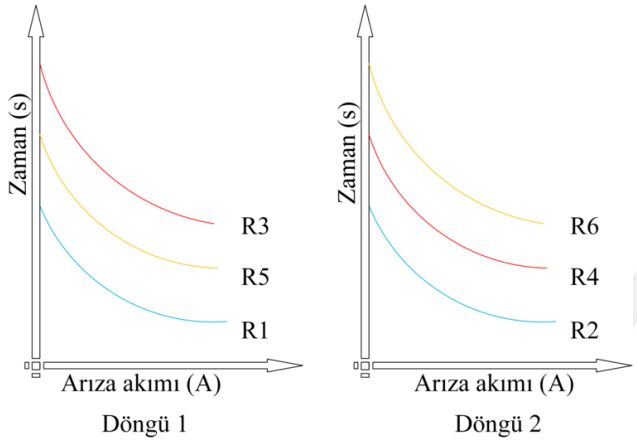
Dolayısıyla, doğru formatı sağlamak için, Bölüm 2 Paragraf 2.2'de özetlenen üç durumdan birinin karşılanması koşuluyla, FCbc'nin FCpr'den büyük veya ona eşit olması tercih edilir. Koordinasyon adımlarını uygulamak için, BDOCR'den geçen akımlara göre PC'lerin (PC, OLF çarpı CTR'ye eşittir) seçilmesi gerekir. Ancak, Şekil 4.15'deki varsayılan TCCC ile aynı olana kadar her seferinde OLF değerlerini uygulamak ve parametre değerlerini TCCC çizimine test etmek gerektiğinden, analitik yöntemle OLF değerlerini seçmek zordur.

Tablo 4.6 3 hatlı çok kaynaklı radial şebeke için FCpr / FCbc

PDOCR	R1	R2	R3	R4	R5	R6
CTR	300:5	200:5	200:5	300:5	200:5	400:5
FCpr (A)	2090	1648	1188	1922	1533	1698
BDOCR	R5	R4		R6	R3	
CTR	200:5	300:5	/	400:5	200:5	/
FCbc (A)	463	767		657	481	



Şekil 4.14 3- hatlı çoklu kaynaklı radyal şebeke.



Şekil 4.15 Döngü 1 ve Döngü 2 için bulunması gereken varsayılan TCCC'ler

Çoklu başlangıç LP stratejisi, çok hızlı sonuçlar sağladığından, tercih edilen bir yaklaşımdır. Bu yöntemde, belirli bir sayıda döngü için kesikli sayılar oluşturmak için rastgele sayıları yuvarlama ile kullanarak, orijinal arama alanını daraltmak ve optimal veya neredeyse optimal çözümler elde etmek için hassas bir arama yapmak mümkündür. TMS değerleri, 100 deneme sonucunda bulunan en iyi PC kümesi için ayarlanır. Daha düşük PC değerlerine daha fazla ağırlık vererek, optimal PC kümesine karar verilir.

PC_{min} = 0,1 ve PC_{max} = 1,5 limitleri seçilirken, Şekil 58'de gösterilen formatı sağlayan koordinasyon sonuçları Tablo 4.7'de gösterilir. Ancak, elde edilen PC değerleri, R1 için yük akımının 0,3'ü ve R2 için yük akımının 0,19'u olması nedeniyle normal yükleme koşullarında yanlış açmaya yol açabilir ve bu çözüm uygun değildir.

KKabul edilebilir ayar değerleri elde etmek için, bazı güvenlik seviyelerinden ödün verilmesi gerekebilir. Bu durumda, PC_{min} sınırını 0,1 ve PC_{max} sınırını 5 olarak ayarlayarak elde edilebilir. Şekil 4.15'deki formata uygun koordinasyon sonuçları Tablo 4.8 ve Şekil 4.16 ve 4.17'ta gösterilmiştir. Güvenlikten bir miktar ödün verilmesine rağmen, R1'den geçmesine izin verilen yük akımı hala nominal yükün

%80'ine ulaşmazken, R3'den geçmesine izin verilen yük akımı iki katına çıkmıştır. Döngü 2'nin koordinasyon parametreleri, her iki testte de Döngü 1'inkinden nispeten daha kabul edilebilirdir.

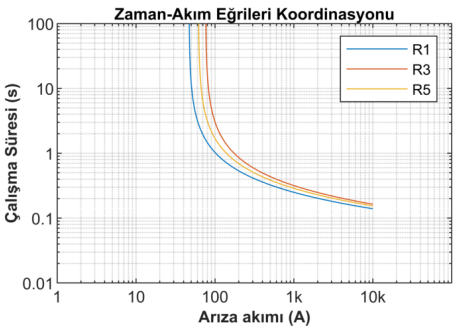
Yukarıda bahsedilen gözlemlere dayanarak, hatta tek bir kaynağı olan ring şebekelerde bile DOCR'ların koordinasyonunun analitik teknikler veya optimizasyon algoritmalarıyla gerçekleştirilmesinin mümkün olmadığı sonucuna varılabilir. Ayrıca, çoklu kaynaklı radyal şebekelerde DOCR'ların koordinasyonunun her zaman güvenliği tehlikeye atmadan, bir dereceye kadar güvenliği tehlikeye atarak veya işletme yeteneğini feda ederek mümkün olmayabileceği anlaşılmaktadır. Bu nedenle, bu tür şebeke yapılarında DOCR'ların etkili bir şekilde koordine edilmesi için alternatif yaklaşımların araştırılması gerekmektedir.

Tablo 4.7 PC_{min}=0,1, PC_{max}=1,5'te çoklu başlatma LP stratejisine göre Döngü 1 ve 2 için ayar parametreleri

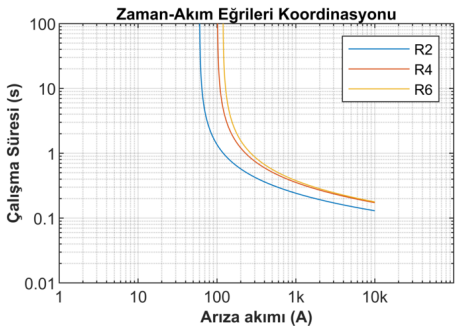
PC_{min}=0,1'de, PC_{max}=1,5'te						
	Döngü 1			Döngü 2		
DOCR	R1	R3	R5	R2	R4	R6
TMS	0,1	0,156	0,125	0,1	0,111	0,135
PC	0,3	0,99	0,95	0,19	1,23	0,96

Tablo 4.8 PC_{min}=0,1, PC_{max}=5'te çoklu başlatma LP stratejisine göre Döngü 1 ve 2 için ayar parametreleri

PC_{min}=0,1'de, PC_{max}=5'te						
	Döngü 1			Döngü 2		
DOCR	R1	R3	R5	R2	R4	R6
TMS	0,1128	0,12	0,118	0,1	0,119	0,118
PC	0,78	1,9	1,54	1,5	1,68	1,48



Şekil 4.16 Çoklu başlatma LP'ye göre Döngü 1 için TCCC strateji



Şekil 4.17 Çoklu başlatma LP'ye göre Döngü 2 için TCCC strateji

4.3 Önerilen yöntem

Bu bölümde, ring şebekelerde Optimal Coordinating Relay Coordination (OCRC) için bir yöntem tanımlamak amacıyla IEEE WSCC 9-Bus sistemi modeli kullanılmıştır [60]. OÖnerilen yaklaşım, 3S standartlarını karşılamayı hedefleyerek ekonomik ve kolay uygulanabilirliği vurgulamaktadır. Bu yöntem, şebekenin arızalı olmayan bölgelerine güç sağlamak ve koruma önlemlerini uygun şekilde ayarlamak için şebekenin radyal adalara bölünmesini içermektedir.

4.3.1 EEE WSCC 9-Bus sistem verileri

Tablolar 4.9, 4.10, 4.11 ve 4.12 sırasıyla kaynaklar, transformatörler, yükler ve iletim hatları hakkında bilgi sağlar. IEEE WSCC 9-Bus Sisteminin bir simülasyonu ETAP platformunda gerçekleştirilmiştir.

Tablo 4.9 IEEE WSCC 9-Bus Sistemi'ndeki jeneratörlerin verileri

Jeneratörler	Güç (MW)	Vanma (kV)	%PF	%Vanma (kV)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)
G1	247,5	16,5	100	104		
G2	163,2	18	85	102,5	100	-50
G3	108,8	13,8	85	102,5	100	-50

Tablo 4.10 IEEE WSCC 9-Bus Sistemindeki trafo verileri

Trafo	Sn (MVA)	Yerler	V birincil (kV)	V ikincil (kV)
T1	100	Bus1 & bus4	16,5	230
T2	100	Bus2 & bus7	18	230
T3	100	Bus3 & bus9	13,8	230

Tablo 4.11 IEEE WSCC 9-Bus Sistemi yük verileri

Yük (MW)	Baraya bağlı
A=125	5
B= 87	6
C= 96	8

Tablo 4.12 IEEE WSCC 9-Bus Sistemindeki iletim hatlarının verileri

Hatlar	Seri Z pu		Paralel Y pu
	R	X	B
Hat 1-4	0	0,0576	
Hat 3-9	0	0,0586	
Hat 2-7	0	0,0625	
Hat 4-5	0,01	0,085	0,176
Hat 4-6	0,017	0,092	0,158
Hat 5-7	0,032	0,161	0,306
Hat 6-9	0,039	0,17	0,358
Hat 7-8	0,0085	0,072	0,149
Hat 8-9	0,0119	0,1008	0,209

4.3.2 Şebekenin adalara dönüştürülme süreci

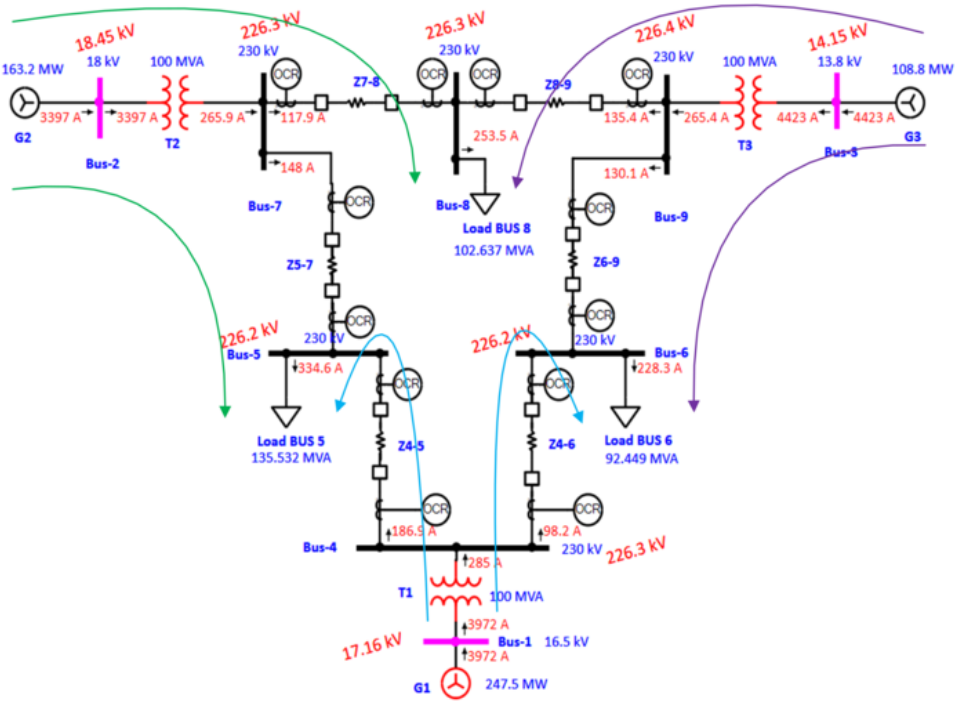
Tablo 4.13 ve Şekil 4.18 yük akış analizini ve değerlerini göstermektedir. Kaynaklar ve yükler arasındaki elektriksel bağlantı noktalarının 5, 6 ve 8 numaralı baralarda bulunduğu gözlemlenebilir. Bara 5'te, yük G1'den 186,9 A ve G2'den 148 A akım çeker, bu nedenle bara 5'teki yükü G1 ve G2'den sağlanan akıma göre bölmemiz mümkündür. G1'den 75,3 MVA ve G2'den 60,35 MVA. Diğer yükler için de aynı yöntem uygulanır, örneğin: Bara 6'da, yük G1'den 98,2 A ve G3'den 130,1 A akım çeker, bu nedenle bara 6'daki yükü G1 ve G3'den sağlanan akıma göre bölmemiz mümkündür. G1'den 39,56 MVA ve G3'ten 52,89 MVA. Bara 8'de, yük G2'den 117,9 A ve G3'den 135,4 A akım çeker, bu nedenle bara 8'deki yükü G2 ve G3 tarafından sağlanan akıma göre bölmemiz mümkündür. G2'den 48 MVA ve G3'ten 55 MVA, Şekil 4.19'de açıklandığı gibi.

Daha önce açıklanan oranlara dayalı olarak yükler arasına kesiciler kurarak, bu teknik bir şebeke arızası durumunda şebekenin üç ayrı bölgeye bölünmesini sağlar. Her bölge, iki fiderli bir radyal besleme şebekesi haline gelir ve aşırı akım rölelerini (OCR'ler) gösteren semboller Şekil 4.20'te gösterilmektedir. Bir arıza akımı algılandığında, yükler arasında konumlanan devre kesiciler, güç trafolarının

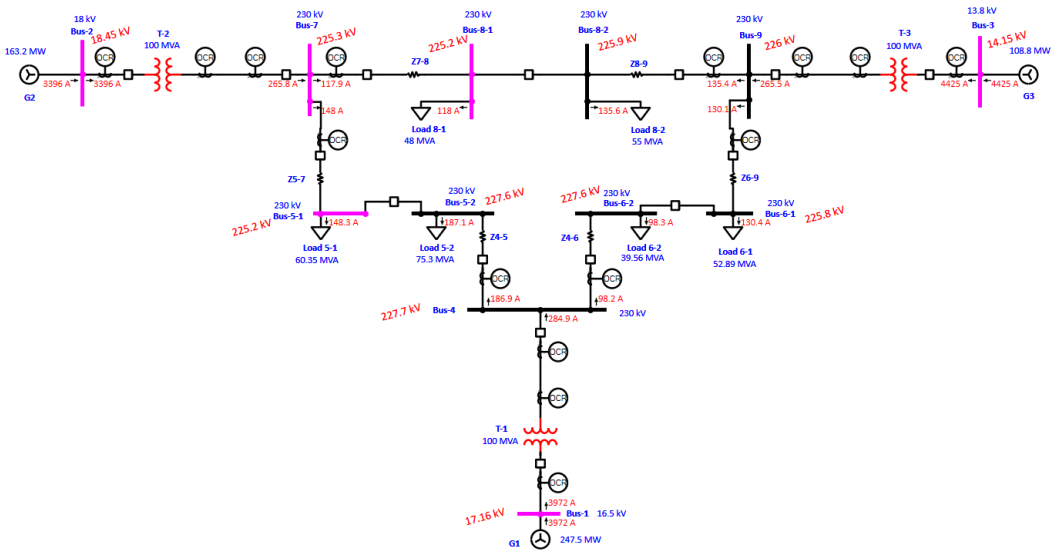
230 kV tarafına yerleştirilen ani aşırı akım rölesinden (IOCR) gelen açma sinyalleri ile harekete geçer.

Tablo 4.13 Şebeke adalarına bölünmeden önceki yük akışı analizi

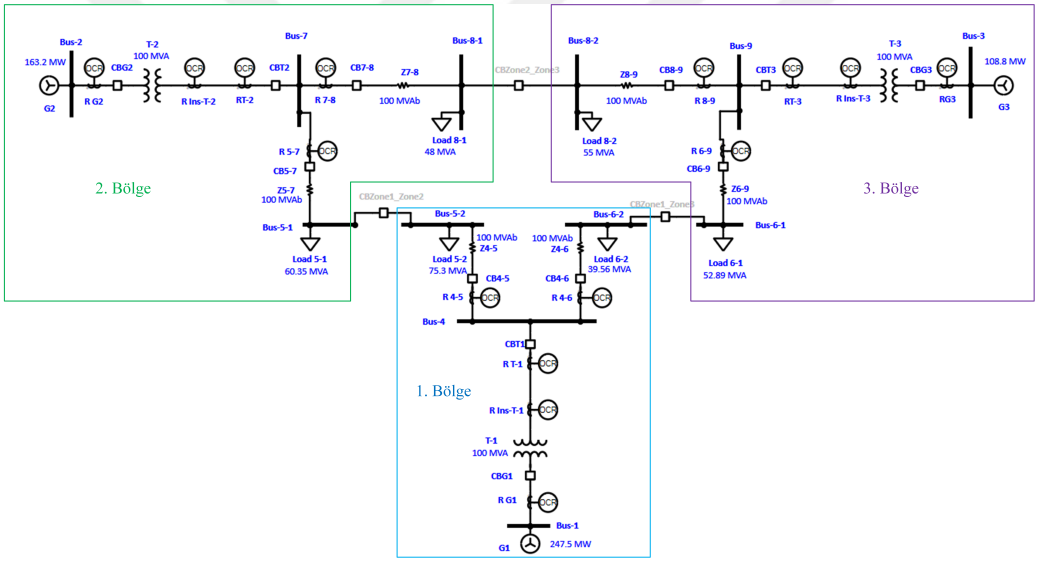
Nereden - Nereye	Akım (A)
G1 - Bara1	3972
T1 - Bara 4	285
Bara 4 - Bara 5	186,9
Bara 4 - Bara 6	98,2
G2 - Bara 2	3397
T2 - Bara 7	265,9
Bara 7 - Bara 5	148
Bara 7 - Bara 8	117,9
G3 - Bara 3	4423
T3 - Bara 9	265,4
Bara 9 - Bara 6	130,1
Bara 9 - Bara 8	135,4



Şekil 4.18 ETAP platformunda IEEE WSCC 9-Baralı Sistem



Şekil 4.19 ETAP platformunda IEEE WSCC 9-Baralı Sistem, yükün bölünmesi



Şekil 4.20 ETAP platformunda IEEE WSCC 9-Baralı Sistem, koruma bölgeleri

4.3.3 Yöntem için OCRC adımları

1. Tablo 4.14'de LFpr ve CTR belirleme yöntemi gösterilmiştir. Şebeke üç adaya bölündükten sonra kollardan akan akımların Tablo 4.13'de gösterilen ilk şebekedeki akımlardan değişmeden kaldığı görülmektedir. Bu yaklaşımın kesin amacı, akımların doğru şekilde bölündüğünden emin olmaktır.

2. Tablo 4.15'daki gibi POCR/BOCR çiftlerinin belirlenmesi.

3. FCpr/FCbc hesaplamaları Tablo 4.16'de gösterilmektedir.

4. PC Hesaplamaları Tablo 4.17'de gösterilmektedir.
   OCR'ler için TMS hesaplamalarına girmeden önce, Tablo 4.18'de gösterildiği gibi IOCR'ler için PC'yi ve zaman gecikmesini belirliyoruz. Zaman gecikmesi, şebekeyi adalara dönüştüren belirlenmiş devre kesicilere açma sinyallerini göndermek için gereken süreyi hesaba katarak, mümkün olduğu kadar kısa olacak şekilde seçilir. Bu araştırma için zaman gecikmesi 10 ms olarak belirlenmiştir.

5. TMS Hesaplamaları: OCRC, daha önce bahsedildiği gibi besleyicilerden daha kısa olanı temel alır. Bölge 2 (L7-8) ve Bölge 3'teki (L8-9) en kısa fiderler, bölge 1 hariç, eşittir.

   - **Bölge 1 için OCRC**
     OCRC işlemi, TMS için minimum değerin 0,1 olduğunu varsayarak yük tarafındaki röleden başlar ve kullandığımız CTI değeri 0,3'tür. Sonuçlar Tablo 4.19'te ve TCCC Şekil 4.21'te gösterilmektedir.
   - **Bölge 2 için OCRC**
     OCRC işlemi, en kısa fider olan L7-8'e dayanarak yük tarafındaki röleden başlar ve TMS için minimum değer olarak 0,1'i ve kullandığımız CTI değeri olarak 0,3'ü varsayar. Sonuçlar Tablo 4.20'te ve TCCC Şekil 4.22'te gösterilmiştir.
   - **Bölge 3 için OCRC**
     OCRC işlemi, TMS için minimum değerin 0,1 olduğunu varsayarak yük tarafındaki rölesinden başlar ve kullandığımız CTI değeri 0,3'tür. En kısa besleyici L8-9'a göre sonuçlar Tablo 4.21'te ve TCCC Şekil 4.23'da gösterilmektedir.

Tablo 4.14 Yük akışı analizi ve CTR

	1. Bölge				2. Bölge				3. Bölge			
Yerler	R4-5	R4-6	RT-1	RG1	R5-7	R7-8	RT-2	RG2	R6-9	R8-9	RT-3	RG3
LFpr	186,9	98,2	284,9	3972	148	117,9	265,8	3396	130,1	135,4	265,5	4425
CTR	200/5	100/5	300/5	4000/5	200/5	200/5	300/5	4000/5	200/5	200/5	300/5	4500/5

Tablo 4.15 POCR/BOCR çiftleri

	1. Bölge			2. Bölge			3. Bölge		
POCR	R4-5	R4-6	RT-1	R5-7	R7-8	RT-1	R6-9	R8-9	RT-3
BOCR	RT-1	RT-1	RG1	RT-2	RT-2	RG2	RT-3	RT-3	RG3

Tablo 4.16 FCpr/FCbc hesaplamaları

	1. Bölge			2. Bölge			3. Bölge		
POCR	R4-5	R4-6	RT-1	R5-7	R7-8	RT-1	R6-9	R8-9	RT-3
FCpr	1412	1412	1419	1251	1256	1261	1000,3	1000,6	1010
BOCR	RT-1	RT-1	RG1	RT-2	RT-2	RG2	RT-3	RT-3	RG3
FCbc	1412	1412	19784	1251	1256	16111	1000,3	1000,6	16827

Tablo 4.17 PC hesaplaması

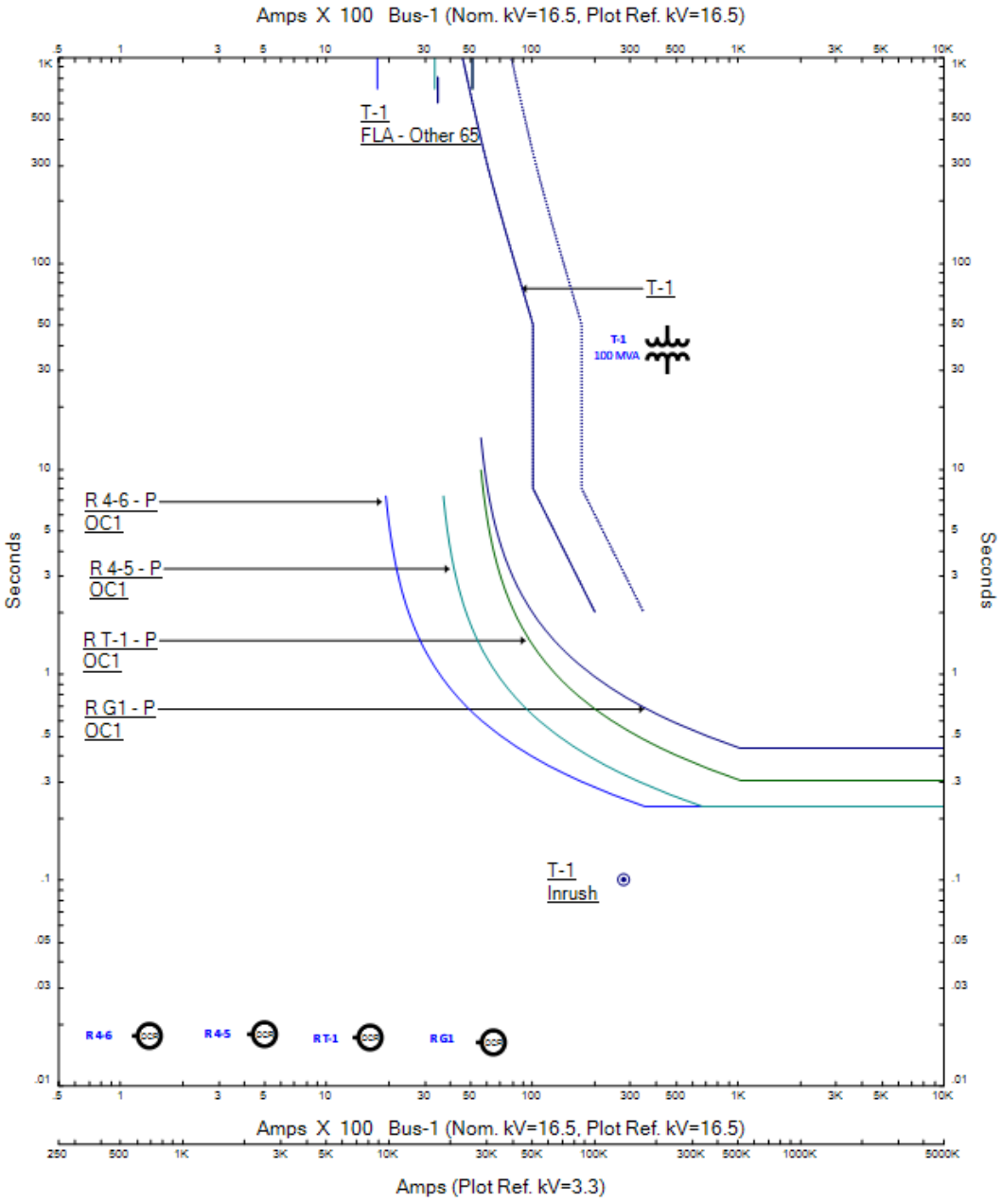
	1. Bölge				2. Bölge				3. Bölge			
Yerler	R4-5	R4-6	RT-1	RG1	R5-7	R7-8	RT-2	RG2	R6-9	R8-9	RT-3	RG3
LFpr	186,9	98,2	284,9	3972	148	117,9	265,8	3396	130,1	135,4	265,5	4425
C.T	200	100	300	4000	200	200	300	4000	200	200	300	4500
1,3*IL	242,97	127,66	370,37	5163,6	192,4	153,27	345,54	4414,8	169,13	176,02	345,15	5752,5
PC=1,3*IL/CT	1,2148	1,2766	1,2346	1,291	0,962	0,766	1,152	1,104	0,8456	0,88	1,15	1,278

Tablo 4.18 IOCR ayar parametreleri

	1. Bölge	2. Bölge	3. Bölge
PC	1,234	1,151	1,150
Gecikme süresi (s)	0,01	0,01	0,01

Tablo 4.19 Bölge 1 için TMS'ler

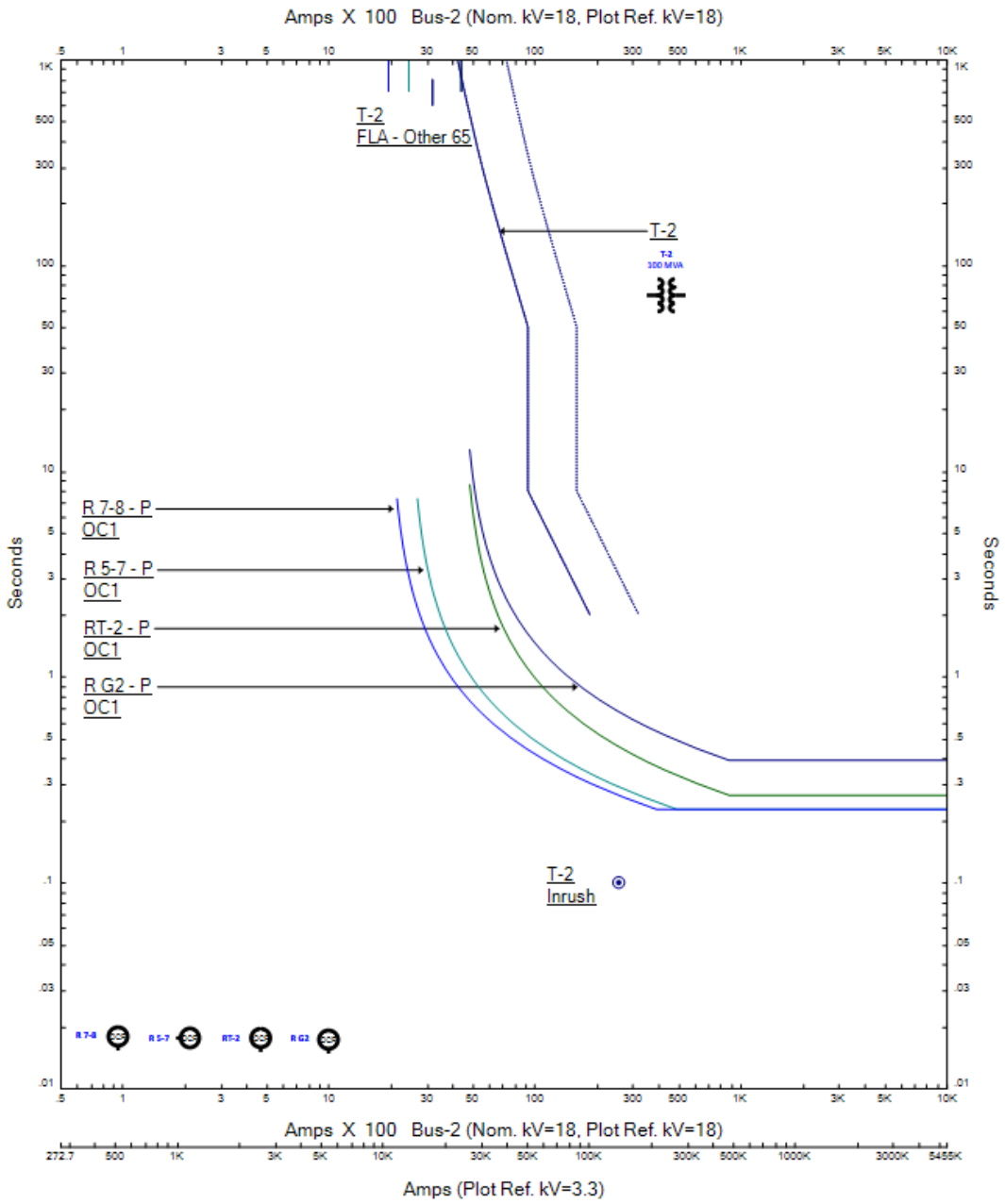
OCR	R4-5	R4-6	RT-1	RG1
TMS	TMS4-5	TMS4-6	TMST-1	TMSG1
	0,1	0,1	0,134	0,192



Şekil 4.21 Önerilen yönteme göre Bölge 1 için TCCC

Tablo 4.20 Bölge 2 için TMS'ler

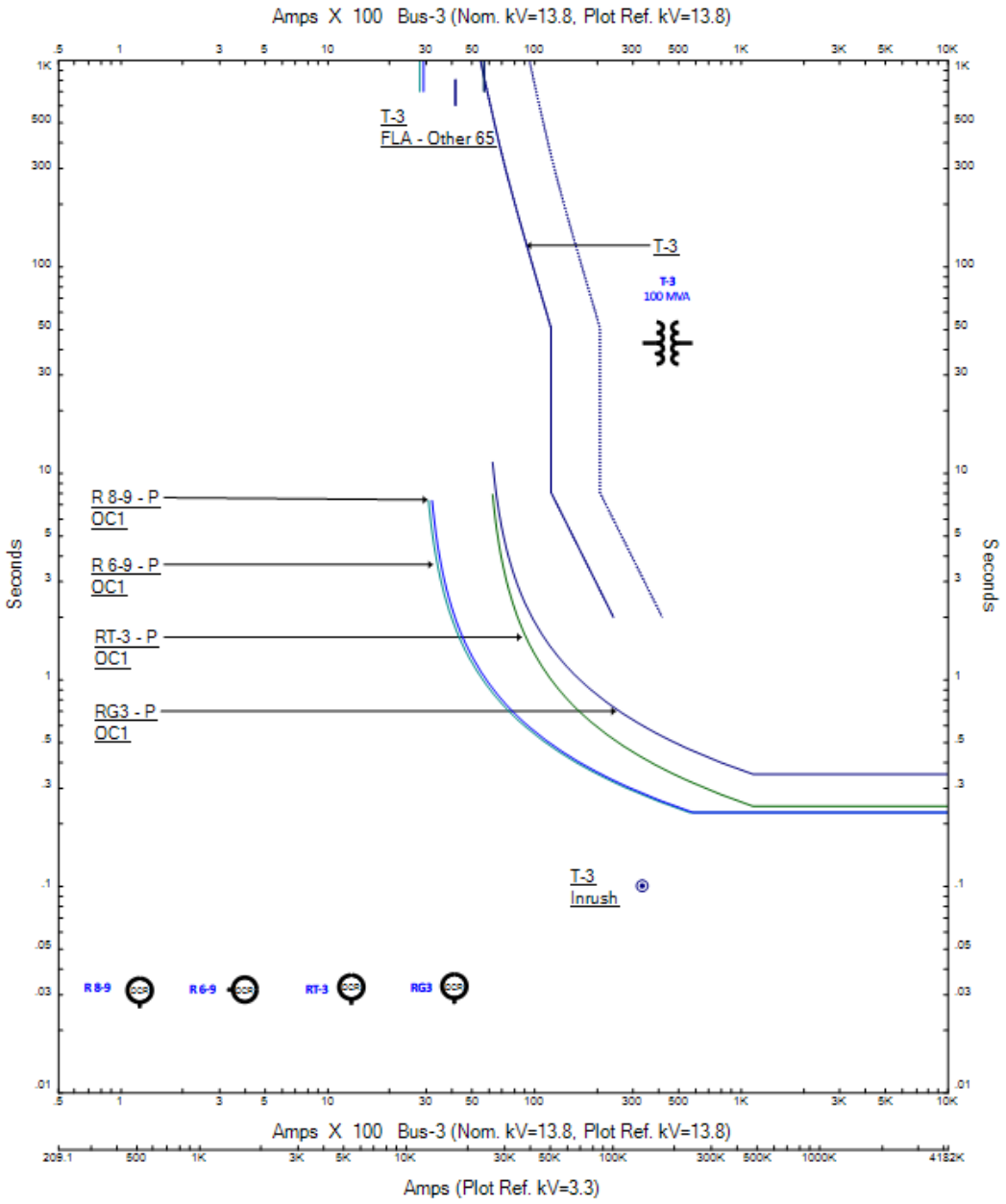
OCR	R5-7	R7-8	RT-2	RG2
TMS	TMS5-7	TMS7-8	TMST-2	TMSG2
	0,1	0,1	0,117	0,173



Şekil 4.22 Önerilen yönteme göre Bölge 2 için TCCC

Tablo 4.21 Bölge 3 için TMS'ler

OCR	R6-9	R8-9	RT-3	RG3
TMS	TMS6-9	TMS8-9	TMST-3	TMSG3
	0,1	0,1	0,107	0,153



Şekil 4.23 Önerilen yönteme göre Bölge 3 için TCCC

Bu yaklaşımı uygulayarak, üç IOCR dahil edildi ve bu da 230 kV tarafında röle sayısının 12 DOCR'den 6 OCR'ye düşmesine neden oldu. Koruma mekanizmasının etkin bir şekilde işlemesini sağlamak öncelikli hedefimiz olmuştur. Arıza durumunda, izole edilmiş yükler, mümkünse, arızalı kısım eski haline gelene kadar bitişik uçtan beslenebilir.

Arızalar sırasında şebeke radyal hale geldiğinden, DG'nin OCRC'ye dahil edilmesinin etkisi dikkate alınmadı. Paragraf 3.5'te belirtildiği gibi, radyal besleme şebekesinin sonuna DG eklenmesinin OCRC veya OCR'lerin açma süresi üzerinde herhangi bir etkisi yoktur.

Bu şekilde, şebeke düzenlemesi ve koruma ayarlamaları ile şebeke arızalarına hızlı ve etkili bir şekilde tepki vermek mümkündür. Bu, kesinti sürelerini en aza indirir ve şebekenin güvenilirliğini artırır. Ayrıca, yüklerin mümkün olduğunca kesintisiz bir şekilde beslenmesi için izole edilmiş yüklerin bitişik uçlardan beslenmesi sağlanır.

5
SONUÇ

OCRC, güç sistemi korumasının kritik bir yönüdür. Amacı, güç sisteminin arızalı kısmını yalıtmak ve ekipmanın hasar görmesini, elektrik kesintilerini ve insanların yaralanmasını önlemektir. Etkili ve güvenilir koruma sağlamak için OCR'nin uygun şekilde koordine edilmesi gerekir. Uygun koordinasyon, sistemin geri kalanının çalışmaya devam etmesine izin verirken güç sisteminin arızalı bölümünü izole ederek arızaya en yakın rölenin önce çalışmasını sağlar.

OCRC, her bileşenin elektriksel özellikleri, sistemin çalışma koşulları ve her rölenin koruma ayarları dahil olmak üzere güç sisteminin ayrıntılı bir analizini gerektirir.

Bu tezin amacı, güç sistemlerinde OCRC'yi araştırmak, özellikle güç sistemi mühendislerinin optimal koordinasyonu sağlamada karşılaştıkları zorluklara ve sorunlara odaklanmaktır. Araştırma, çeşitli faktörlerin OCRC üzerindeki etkisini inceler ve etkili ve güvenilir koruma sağlamak için en iyi uygulamaları araştırır.

Çalışma, radyal, çok kaynaklı radyal ve ring şebeke gibi çeşitli şebeke türleri üzerine literatürü gözden geçirerek, önceki literatürdeki bazı yanlış anlamaları tespit etmiş ve OCRC'nin daha net bir anlayışını oluşturmuştur. Bu araştırmanın bulguları, bu konudaki önceki literatürün çoğunlukla geçersiz olduğunu ortaya koymaktadır.

Analitik çalışma ve araştırma bulgularından yararlanarak, bu tez aşağıdaki sonuçları sunar:

- IEC normal tersi denklemi üzerinden röle açma zamanı standart denklemi incelenerek, doğru OCRC'yi elde eden ayarlama parametre değerlerinin formu belirlenmiştir. Böylece, PC parametresi ya sabit ya da aşağıdan

yukarıya doğru derecelendirilmiştir. TMS parametresi ya sabit tutulan PC parametresi ile aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiştir ya da TMS parametresi, PC parametresi aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiş ile sabit tutulmuştur veya hem TMS hem de PC parametreleri aşağıdan yukarıya doğru derecelendirilmiştir.

- Paragraf 3.4.3'te özetlendiği gibi, trafo merkezinin her iki bölümü için izin verilen ve trafo merkezi ve şebeke özelliklerine dayalı olarak izin verilen OCR açma süreleri için üst ve alt limitleri belirleyen TMS değerlerini tanımlamak çok önemlidir. Bu değerler, ani akım ve termal sınırlamalar dahil olmak üzere güç trafosunun çalışma limitlerine de uygun olmalıdır.
- Paragraf 3.5'te ayrıntıları verilen araştırma, koruma koordinasyonu üzerinde minimum etkiyle DG'yi bağlamak için en uygun yerin fider uçlarında olduğunu ortaya çıkardı. Tablo 21, bu durumun koordinatör OCR'ler veya OCR'lerin açma süresi üzerinde herhangi bir etkisinin olmadığını göstermektedir.

Radyal dağıtım şebekeleri basit olmasına rağmen, her optimizasyon yaklaşımının OCRC'de başarılı olması mümkün değildir. Geleneksel yöntemler ve minimum değerine dayalı optimizasyon algoritmalarının, CTI kısıtına uyum sağlamak için yetersiz olduğu tespit edilmiştir. Tablo3.20, 3.21, 3.22, 3.23 ve 3.24, OF değeri ne kadar düşük olursa OCRC'nin o kadar kötüleştiğini göstermektedir. Sorun, TCCC formlarının çoğunlukla araştırmacılar tarafından göz ardı edilmesidir. Sonuçlarda sunulan CTI değerleri, TCCC boyunca değil, fider hattın varsayılan arıza konumundaki yerindeki değerlerdir. Bizim durum çalışmamızda, fider hatlarının sonlarındadır. Bu nedenle, OCRC'nin doğruluğunu doğrulamak için, simulasyona ek olarak TCCC de çizilmelidir.

Optimizasyon algoritmalarının hızı da önemli bir etkendir. Hız genellikle literatürde OF'nin en düşük değeri olarak kabul edilir. Algoritmaların uygulama süresi, özellikle uyarlanabilir OCRC durumunda dikkate alınmadı. GA, BBO, BBO-LP ve PBIL algoritmaları olasılıksal ve stokastiktir, bu da sonucu iyileştirmenin birden fazla yineleme gerektirdiği anlamına gelir. Popülasyon arttıkça, işleme süresi de önemli ölçüde artar, bu da bu algoritmaları uyarlanabilir OCRC için uygun olmayan hale getirir. Örneğin Hamdan trafo merkezinde, bilgisayar özelliklerine göre GA ortalama 3,656 s, BBO 10,279 s, BBO-LP 107,774 s ve PBIL 51,347 s sürmektedir. Diğer yandan, LP teknolojisi klasik bir yöntemdir, hızlı çalışır ve benzer başlatma koşullarında tek bir çıktı üreterek uyarlanabilir OCRC için idealdir. LP teknolojisi, ortalama 0,014 sn işlem süresiyle uyarlanabilir OCR'lerin

koordinasyonunda başarı sağlar.

Tez çalışmasında, en basit ring şebeke türlerinden biri olan IEEE 3 bara sistemini incelemiş ve onu çok kaynaklı bir radyal şebekeye dönüştürmüş bulunmaktayız. Ancak, yapılan analizler ve incelemeler sonucunda, ring şebekelerde OCRC'nin çok kaynaklı bir radyal şebekesinde uygulanmasının zor ve pratik olmadığını keşfettik. Bu sonucu aşağıdaki çeşitli nedenlerle açıklamak mümkündür:

- PC ve TMS'in aynı anda minimum ve maksimum değerlere sahip olmasını önleyen matematiksel bir mantık vardır. PC (Pratik Açma Zamanı) ve TMS (Toplam Makineli Açma Zamanı), OCRC'nin temel parametreleridir ve her bir rölenin koruma ayarlarını belirlemek için önemlidir. Ancak, çok kaynaklı bir radyal şebekede PC ve TMS'in aynı anda minimum ve maksimum değerlere sahip olması mümkün değildir ve bu nedenle OCRC uygulaması için uygun değildir.
- PC ve TMS, Bölüm 2 Paragraf 2.2'de belirlediğimiz üç başarılı koordinasyon durumundan biri olarak derecelendirilemez. Bu durum, çok kaynaklı bir radyal şebekenin karmaşıklığı nedeniyle PC ve TMS değerlerinin uygun bir şekilde derecelendirilmesinin zorluğundan kaynaklanmaktadır.
- Tablo 4.5'da minimum PC değeri 1 olarak belirtilmiştir ve bu değer her bir rölenin koruma ayarları için temel alınmaktadır. Ancak, Tablo 4.3'ye göre R1 ve R6'nın FCbc (Minimum Kesme Akımı Faktörü) değerleri, ilgili akım transformatörlerinin birincil değerinden daha düşüktür. Bu durum, OCRC'nin analitik yöntemi kullanılarak yapılan hesaplamalarda negatif bir zaman değeri elde edilmesine ve sonuç olarak FCbc değerinin PC değerinden büyük olması gerektiği sonucuna ulaşmamıza neden olur.
- Koordinasyon bozukluğuna katkıda bulunan birincil faktörler, Ek A'da açıklandığı gibi, PC değerlerinin azalan gradyanı ve FCpr > FCbc koşuludur; bu, TMS'nin azalan gradyanıyla sonuçlanır.

TCCC'nin doğruluğu, OCRC'nin güvenilirliği açısından önemli bir gösterge olarak hizmet eder ve eğrilerinin şekli, değerlendirme yaparken dikkate alınabilir. Planlanan TCCC'nin başarılı bir şekilde elde edilmesinin ardından, CTI kısıtlamasının ihlal edilmemesine özen gösterilir. Ancak, CTI kısıtlamasının sadece ihlal edilmemesi, OCRC'nin geçerliliğine garanti olarak kabul edilemez. Bu durum, OCRC literatüründe kullanılan optimizasyon algoritmalarında da geçerlidir.

Önerilen yöntem, yük akış analizi yoluyla bir ring şebekesini adalara dönüştürürken, enerji besleme sürekliliğini ve şebeke kararlılığını korurken, tüm şebeke parçaları için kapsamlı koruma sağlar. Bu yöntem, basit bir uygulama ve düşük maliyetli koruma cihazları ve kurulum süresi ile avantaj sağlar. Üç IOCR'nin dahil edilmesi, röle sayısını 230 kV tarafında 12 DOCR'den altı OCR'ye düşürerek koruma mekanizmasının etkin çalışmasını sağlamayı amaçlar.

Arıza durumlarında, izole edilmiş yükler, arızalı bölüm onarıldığı veya DG kullanılarak güç sağlandığı sürece bitişik uçlardan güç alabilir. Önerilen yöntem, Paragraf 3.5'te belirtildiği gibi yük konumlarında DG kullanımına izin verir ve radyal besleme şebekesinin sonuna DG eklenmesinin OCRC veya OCR'lerin çalışma süresi üzerinde herhangi bir etkisi olmadığını gösterir. Şebekenin dengeli yük ve üretimle birden çok adaya bölünmesi, önerilen yöntemin şebeke esnekliğini artırmasına ve yaygın kesinti riskini azaltmasına, ek güç kaynakları sağlamasına ve ana şebekeye olan bağımlılığı azaltmasına olanak tanır.

Gelecekteki araştırmalarımız, CTI kısıtlamasını TCC boyunca sağlayan DOCRC parametrelerini verimli bir şekilde bulabilen optimizasyon algoritmaları için bir OF geliştirmeye odaklanacaktır. Bu OF, Bölüm 2 Paragraf 2.2'de belirtilen üç durumdan birini dikkate alacak ve DOCRC veya OCRC'nin doğruluğunu sağlarken CTI kısıtlamasını karşılamayı içerecektir.

Optimal DOCRC parametrelerinin bulunmasıyla, koruma mekanizmasının etkili ve verimli bir şekilde çalışmasını sağlayabiliriz ve şebeke stabilitesi ile enerji kaynağı sürekliliğini koruyabiliriz. Önerilen amaç fonksiyonu, yüksek düzeyde DG ve mikroşebekelerin bulunduğu güç sistemleri için daha karmaşık koruma şemaları gerektiren durumlarda DOCRC'lerin tasarımını kolaylaştıracaktır.

Bu tez, enerji dağıtım şebekelerinin performansını ve dayanıklılığını artırmak için kapsamlı bir çözüm sunmaktadır. Gelecekteki araştırmalarımız, bu çalışmanın temelini oluşturarak koruma mekanizmasını daha da geliştirmeyi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunu mümkün kılmayı hedeflemektedir.

KAYNAKÇA

[1] S. V. Khond, G. A. Dhomane, "Optimum coordination of directional overcurrent relays for combined overhead/cable distribution system with linear programming technique," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 4, pp. 1–7, 2019.

[2] A. R. Adly, Z. M. Ali, A. M. Abdel-hamed, S. A. Kotb, H. M. Abdel Mageed, S. H. Abdel Aleem, "Enhancing the performance of directional relay using a positive-sequence superimposed component," *Electrical Engineering*, vol. 102, pp. 591–609, 2020.

[3] S. El-Tawab, H. S. Mohamed, A. Abdel-Aziz, *et al.*, "A novel proposed algorithm to enhance the overcurrent relays' performance in active distribution networks," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 2022, 2022.

[4] S. D. Godwal, K. S. Pandya, "An ımproved method for overcurrent relay coordination of highly dg penetrated network & adaptive relay setting of distributed network using proper location of multiple standardized tripping relays," *Available at SSRN 4212096*,

[5] I. S. Association *et al.*, *242-2001. ıeee recommended practice for protection and coordination of ındustrial and commercial power systems (ansı)*, 2001.

[6] M. Azari, K. Mazlumi, M. Ojaghi, "Novel stepwise and combined stepwise–piece-wise linear tripping characteristics for coordinating numerical overcurrent relays," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 18, pp. 3719–3737, 2020.

[7] D. Alcala-Gonzalez, E. M. Garcia del Toro, M. I. Mas-Lopez, S. Garcia-Salgado, S. Pindado, "Linear programming coordination for overcurrent relay in electrical distribution systems with distributed generation," *Applied Sciences*, vol. 12, no. 9, p. 4279, 2022.

[8] R. Prenc, M. Rojnic, D. Frankovic, S. Vlahinic, "On the development of overcurrent relay optimization problem for active distribution networks," *Energies*, vol. 15, no. 18, p. 6528, 2022.

[9] A. R. Al-Roomi, *Optimal Coordination of Power Protective Devices with Illustrative Examples*. John Wiley & Sons, 2021.

[10] S. P. Ramli, H. Mokhlis, W. R. Wong, M. A. Muhammad, N. N. Mansor, M. H. Hussain, "Optimal coordination of directional overcurrent relay based on combination ofimproved particle swarm optimization and linear programming consideringmultiple characteristics curve," *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 29, no. 3, pp. 1765–1780, 2021.

[11] H. T. Kahraman, H. Bakir, S. Duman, M. Kati, S. Aras, U. Guvenc, "Dynamic fdb selection method and its application: Modeling and optimizing of directional overcurrent relays coordination," *Applied Intelligence*, pp. 1–36, 2022.

[12] M. El-kordy, A. El-fergany, A. F. A. Gawad, "Various metaheuristic-based algorithms for optimal relay coordination: Review and prospective," *Archives of Computational Methods in Engineering*, vol. 28, pp. 3621–3629, 2021.

[13] S.-E. Razavi *et al.*, "Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 105, pp. 157–167, 2019.

[14] P. H. A. Barra, D. V. Coury, R. A. S. Fernandes, "A survey on adaptive protection of microgrids and distribution systems with distributed generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109 524, 2020.

[15] Z. Moravej, F. Adelnia, F. Abbasi, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using nsga-ıı," *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 228–236, 2015.

[16] H. Bawayan, M. Younis, "Microgrid protection through adaptive overcurrent relay coordination," *Electricity*, vol. 2, no. 4, pp. 524–553, 2021.

[17] E. Cuevas, E. Barocio Espejo, A. Conde Enriquez, E. Cuevas, E. Barocio Espejo, A. Conde Enriquez, "Non-conventional overcurrent relays coordination," *Metaheuristics Algorithms in Power Systems*, pp. 23–59, 2019.

[18] D. Orazgaliyev, A. Tleubayev, B. Zholdaskhan, H. K. Nunna, A. Dadlani, S. Doolla, "Adaptive coordination mechanism of overcurrent relays using evolutionary optimization algorithms for distribution systems with dgs," in *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, IEEE, 2019, pp. 1–6.

[19] A. Shrivastava, A. Sharma, M. Pandit, V. Jately, B. Azzopardi, "Hybrid protection scheme based optimal overcurrent relay coordination strategy for re ıntegrated power distribution grid," *Energies*, vol. 14, no. 21, p. 7192, 2021.

[20] A. R. Al-Roomi, M. E. El-Hawary, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using hybrid bbo-lp algorithm with the best extracted time-current characteristic curve," in *2017 IEEE 30th Canadian conference on electrical and computer engineering (CCECE)*, IEEE, 2017, pp. 1–6.

[21] M. N. Alam, "Adaptive protection coordination scheme using numerical directional overcurrent relays," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 1, pp. 64–73, 2018.

[22] J. P. Nascimento, N. S. Brito, B. A. Souza, "An adaptive overcurrent protection system applied to distribution systems," *Computers & Electrical Engineering*, vol. 81, p. 106 545, 2020.

[23] S. P. Ramli, H. Mokhlis, W. R. Wong, M. A. Muhammad, N. N. Mansor, "Optimal coordination of directional overcurrent relay based on combination of firefly algorithm and linear programming," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 13, no. 6, p. 101 777, 2022.

[24] A. R. Al-Roomi, M. E. El-Hawary, "Optimal coordination of double primary directional overcurrent relays using a new combinational bbo/de algorithm," *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 42, no. 3, pp. 135–147, 2019.

[25] F. A. Albasri, A. R. Alroomi, J. H. Talaq, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using biogeography-based optimization algorithms," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, pp. 1810–1820, 2015.

[26] A. S. Noghabi, J. Sadeh, H. R. Mashhadi, "Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid ga," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 1857–1863, 2009.

[27] O. Aliman, I. Musirin, "Overcurrent relays coordination for commercial building," in *2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, IEEE, 2013, pp. 608–612.

[28] T. Abdul-Wahhab, Y. M. Obied, "Protection coordination of 33/11 kv power distribution substation in ıraq," *Engineering and Technology Journal*, vol. 39, no. 5, pp. 723–737, 2021.

[29] C. S. Mardegan, R. Rifaat, "Considerations in applying ıeee recommended practice for protection coordination in industrial and commercial power systems—part ı," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 5, pp. 3705–3713, 2016.

[30] P. Naresh, R. H. Sudarshana, "Optimal over current relay coordination of ıeee 9 bus system using mipower," *International Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE)*, vol. 8, no. 5, 2020.

[31] F. C. Sampaio, R. P. Leao, R. F. Sampaio, L. S. Melo, G. C. Barroso, "A multi-agent-based integrated self-healing and adaptive protection system for power distribution systems with distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 188, p. 106 525, 2020.

[32] M. Rojnic, R. Prenc, H. Bulat, D. Frankovic, "A comprehensive assessment of fundamental overcurrent relay operation optimization function and its constraints," *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1271, 2022.

[33] A. R. Al-Roomi, "Directional overcurrent relays and the ımportance of relay coordination," 2022.

[34] Y. Ates, M. Uzunoglu, A. Karakas, A. R. Boynuegri, A. Nadar, B. Dag, "Implementation of adaptive relay coordination in distribution systems including distributed generation," *Journal of Cleaner Production*, vol. 112, pp. 2697–2705, 2016.

[35] S. S. Fatemi, H. Samet, "Considering dgs voltage protection in optimal coordination of directional overcurrent relays to minimize the energy not supplied," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 3, pp. 4037–4045, 2020.

[36] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. Lopez-Lezama, N. Munoz-Galeano, "Optimal coordination of overcurrent relays in microgrids considering a non-standard characteristic," *Energies*, vol. 13, no. 4, p. 922, 2020.

[37] A. Yazdaninejadi, D. Nazarpour, V. Talavat, "Fast protection scheme for active distribution networks: Breaking chains by utilizing auxiliary relays," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 540–548, 2020.

[38] R. Gokaraju, "Ece 4310: Energy systems ıı power system protection rama gokaraju (visiting professor) department of electrical & computer engineering university of manitoba,"

[39] E. Sorrentino, N. Gupta, "Summary of useful concepts about the coordination of directional overcurrent protections," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 382–390, 2019.

[40] S. Wahyuni, M. Nasir, *et al.*, "Overcurrent relay coordination with grid-connected and islanding capability on distribution network with distributed generation," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, IOP Publishing, vol. 602, 2019, p. 012 002.

[41] A. Shobole, M. Baysal, M. Wadi, M. R. Tur, "Protection coordination practices for ındustrial ring distribution network case study of organized ındustrial zone (gebze, turkey)," in *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, IEEE, 2018, pp. 1027–1031.

[42] M. Yousaf, T. Mahmood, "Protection coordination for a distribution system in the presence of distributed generation," *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 25, no. 1, pp. 408–421, 2017.

[43] G. Benmouyal *et al.*, "Ieee standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 868–872, 1999.

[44] S. H. Horowitz, A. G. Phadke, C. F. Henville, *Power system relaying*. John Wiley & Sons, 2022.

[45] P. Sudhakar, S. Malaji, B. Sarvesh, "Reducing the impact of dg on distribution networks protection with reverse power relay," *Materials Today: Proceedings*, vol. 5, no. 1, pp. 51–57, 2018.

[46] V. R. Mahindara, D. F. C. Rodriguez, M. Pujiantara, A. Priyadi, M. H. Purnomo, E. Muljadi, "Practical challenges of inverse and definite-time overcurrent protection coordination in modern industrial and commercial power distribution system," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, pp. 187–197, 2020.

[47] P. P. Bedekar, S. R. Bhide, "Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid ga-nlp approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 1, pp. 109–119, 2010.

[48] V. Perumal, V. U. Chitra, V. Jayalakshmi, "Optimal relay co-ordination for microgrid power system,"

[49] T. I. of Electrical, E. Engineers, I. I. A. Society, *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants: IEEE Std 141-1993*. Institute of Electrical and Electronics Engineering Incorporated, 1994.

[50] S. Lotfifard, J. Faiz, M. Kezunovic, "Over-current relay implementation assuring fast and secure operation in transient conditions," *Electric Power Systems Research*, vol. 91, pp. 1–8, 2012.

[51] A. Draz, M. M. Elkholy, A. El-Fergany, "Over-current relays coordination ıncluding practical constraints and dgs: Damage curves, ınrush, and starting currents," *Sustainability*, vol. 14, no. 5, p. 2761, 2022.

[52] M. Al Talaq, M. Al-Muhaini, "Optimal coordination of time delay overcurrent relays for power systems with ıntegrated renewable energy sources," *Energies*, vol. 15, no. 18, p. 6749, 2022.

[53] L. R. Chandran, A. P. VS, K. Ilango, M. G. Nair, "Adaptive over current relay protection in a pv penetrated radial distribution system with fuzzy ga optimisation.," in *2022 IEEE 19th India Council International Conference (INDICON)*, IEEE, 2022, pp. 1–7.

[54] A. Draz, M. M. Elkholy, A. A. El-Fergany, "Slime mould algorithm constrained by the relay operating time for optimal coordination of directional overcurrent relays using multiple standardized tripping curves," *Neural Computing and Applications*, vol. 33, pp. 11 875–11 887, 2021.

[55] A. Yazdaninejadi, S. Golshannavaz, D. Nazarpour, S. Teimourzadeh, F. Aminifar, "Dual-setting directional overcurrent relays for protecting automated distribution networks," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 2, pp. 730–740, 2018.

[56] T. R. O. I. M. O. E. (E. D. OFFICE, *Construction of 33/11kv substations (2 x 31.5 mva) section (1) technıcal specıfıcatıons*, 2018.

[57] J. M. Gers, E. J. Holmes, *Protection of electricity distribution networks*. IET, 2004, vol. 47.

[58] A. Babileh, "Optimization of overcurrent relay coordination in a mesh distribution system with genetic algorithm (ga) and teaching-learning-based optimization (tlbo) algorithm," Ph.D. dissertation, California State University, Northridge, 2020.

[59] N. M. Stenane, "Application of evolutionary algorithms for optimal directional overcurrent relay coordination," M.S. thesis, University of Cape Town, 2014.

[60] R. Shakya, "Over current relay harmonic performance," Ph.D. dissertation, California State University, Northridge, 2018.

A
TMS'NİN FCbc DEĞERLERİNİ DEĞİŞTİRMENİN ETKİSİ ÜZERİNE BİR ÇALIŞMA

Şekil A.1'de gösterildiği gibi, Hamdan trafo merkezindeki Fider 3'e DG'nin R3 ve R11 arasına bağlı olduğu varsayılırsa, DG'nin kısa devre empedansının ayarlanabilir olduğu düşünüldüğünde, DG'nin ürettiği arıza akımı da değişken olacaktır. Bu nedenle, DG'nin arıza akımı katkısındaki herhangi bir değişiklik, R11'den geçen FCbc'de ters bir varyasyona yol açacaktır.

FCbc11'de herhangi bir değişiklik olması durumunda, Üçüncü Bölüm'ün 3.4.2 paragrafında açıklanan TMS hesaplamaları buna göre yeniden hesaplanmalıdır.

A.1 FCbc11'in değişmesi için TMS11

Çoğu metodolojide olduğu gibi, yük tarafındaki röleden başlayarak kaynak tarafındaki röleye doğru ilerleriz. Bu nedenle, TMS3 için minimum değer olarak 0,05 varsayıyoruz ve bu değere dayanarak aşağıdaki gibi TMS11'i hesaplıyoruz:
Fider 3'ün son noktasındaki minimum arıza akımı (IF3), CT'nin düşük tarafına göre 4624/300 = 15,413'e eşittir ve R3'ün PC'si (PC3) 1,136'dır.

Şekil A.1'de gösterildiği gibi, t_1, Fider 3'ün terminasyonunda meydana gelen tek fazlı kısa devre hatasının gerçekleştiği anda R3'ün açma süresini ifade eder. Bu değer Denklem 2.2 kullanılarak belirlenir.

Eğer R3 arızayı izole edemezse, R11, Fider 3'ün sonundaki arıza akım koşulları altında CTI + t_1'den sonra BOCR olarak hareket eder. Dağıtım trafo merkezleri için CTI değeri 0,25 olarak varsayılır.

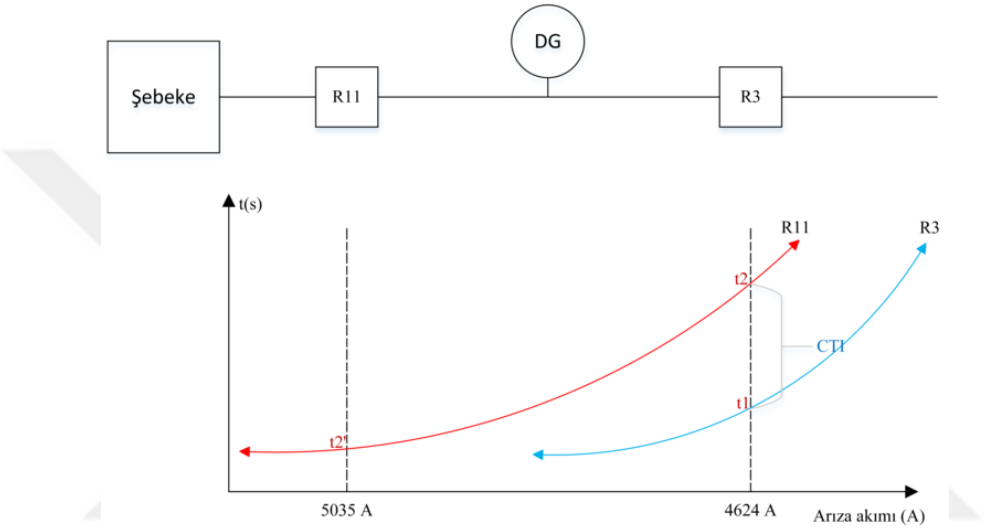
R11, R3 için BOCR görevi gördüğünde, Fider 3'ün sonunda meydana gelen arıza için FCbc11 değeri, DG bağlanmadan maksimum 4624 değerinden, daha düşük kısa devre empadansına sahip bir DG varlığında PC11'in altında minimum bir değere düşürülür.

Tablo A.1, FCbc11 değerlerindeki değişimleri dikkate alarak Şekil A.2'de gösterilen MATLAB kodunu kullanarak hesaplanan TMS3 ve TMS11 değerlerini

gösterir.

Bölüm 2, Paragraf 2.2'de sunulan bilgilere dayalı olarak Tablo A.1, FCbc11 değeri düştükçe TMS11 değerinin de TMS3'ün altına düşene kadar azaldığını göstermektedir. Ayrıca FCbc11, PC11'den küçük olduğunda, TMS11 negatif olur. Bu durum, TMS açısından Durum 2'ye benzer, burada PC değerlerinin yukarı doğru gradyanı nedeniyle belirli azalan değerler için koordinasyon korunur, ancak sonunda kaybolur.

Bu ek, FCbc değerlerinin OCRC'deki hayati rolünü ve Bölüm 2, Paragraf 2.2'de sunduğumuz gibi TMS ve PC değerlerinin nasıl olması gerektiğini göstermektedir.



Şekil A.1 TCCC Karşılık gelen TCCC ile Hemdan trafo merkezinin 3 numaralı fideri

```
format short

% FCbc 11'in değiştirilmesi için fider 3'e dayalı TMS11'in
hesaplanması.
CTI = 0.25;
PC3 = 1.136;  % CT3'ün birincil tarafında PC3=340,99
PC11 = 0.7905;% CT11'in birincil tarafında PC11=1581
CT3= 300;     % CT3'ün birincil tarafı
CT11= 2000;   % CT11'in birincil tarafı
FCpr1 =4624;  % birincil röle 3'ten geçen arıza akımı
TMS3=0.05;
OT_matrix = []; % OT matrisini başlat
% Fcbcll=4624 DG'yi bağlamadan
for FCbcll= 4624:-100:1521
IF3 = FCpr1 / CT3;
tl = TMS3 * 0.14 ./ ((IF3./PC3).^ 0.02 - 1);
t2 = tl + CTI;
% PC11 ile Besleyici 3'ün sonunda meydana gelen hatada Rll,
% R3 için BOCR görevi gördüğünde
IF11 = FCbcll/ CT11;
TMS11 = (t2 ./ 0.14) * ((IF11./PC11).^ 0.02 - 1);
OT = [TMS3,TMS11];
OT_rounded = round(OT, 4);% OT değerlerini 4 ondalık basamağa
yuvarlama
% Fcbcll ve OT yuvarlak dizilerini birleştirin ve OT matrisine
ekleyin
OT_matrix = [OT_matrix;[FCbcll, OT_rounded]];
end
%OT_matrix'i Excel dosyasına yaz
filename = 'Table56.xlsx';
xlswrite(filename, OT_matrix);
% Başarı mesajını göster
disp('Data written to Table56.xlsx successfully.');
```

Şekil A.2 FCbc11 değişikliklerine göre TMS11 değerlerini hesaplamak için kullanılan MATLAB kodu

Tablo A.1 FCbc11 değerlerindeki değişikliklere bağlı olarak TMS11 değerlerinin değiştirilmesi

FCbc11	TMS3	TMS11
4624	0,05	0,059
4524	0,05	0,0578
4424	0,05	0,0565
4324	0,05	0,0553
4224	0,05	0,054
4124	0,05	0,0527
4024	0,05	0,0513
3924	0,05	0,0499
3824	0,05	0,0485
3724	0,05	0,047
3624	0,05	0,0455
3524	0,05	0,0439
3424	0,05	0,0424
3324	0,05	0,0407
3224	0,05	0,039
3124	0,05	0,0373
3024	0,05	0,0355
2924	0,05	0,0337
2824	0,05	0,0317
2724	0,05	0,0298
2624	0,05	0,0277
2524	0,05	0,0256
2424	0,05	0,0233
2324	0,05	0,021
2224	0,05	0,0186
2124	0,05	0,0161
2024	0,05	0,0135
1924	0,05	0,0107
1824	0,05	0,0078
1724	0,05	0,0047
1624	0,05	0,0015
1581	0,05	0
1561	0,05	-0,0007
1541	0,05	-0,0014
1521	0,05	-0,0021

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirisi

1. Almodafer, A. A., Gökalp, E., & Ateş, Y., (2022). The Coordination Time Interval Constraint Does Not Guarantee Optimal Overcurrent Relays Coordination . 10th international congress on engineering architecture and design (pp.1351-1362). İstanbul, Turkey.