

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**DAĞITILMIŞ ÜRETİM KAYNAKLARI BAĞLI ŞEBEKELERDE
KORUMA KOORDİNASYONU YAKLAŞIMLARININ İNCELENMESİ**

SEMİH CEM İLİK

KOCAELİ 2018

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DAĞITILMIŞ ÜRETİM KAYNAKLARI BAĞLI
ŞEBEKELERDE KORUMA KOORDİNASYONU
YAKLAŞIMLARININ İNCELENMESİ

SEMİH CEM İLİK

Doç. Dr. Ayşen Basa ARSOY
Danışman, Kocaeli Üniversitesi
Yrd. Doç. Hasbi İSMAİLOĞLU
Jüri Üyesi, Kocaeli Üniversitesi
Prof. Dr. Ömer USTA
Jüri Üyesi, İstanbul Teknik Üniversitesi



Tezin Savunulduğu Tarih: 02.01.2018

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Hayatımın her anında yanımda olan, canımdan çok sevdiğim, maddi ve manevi desteklerini hiç çekinmeden seferber eden anneme, babama ve kardeşime; Yüksek Lisans tezimin hazırlanmasında beni yönlendiren ve katkılarını esirgemeyen çok değerli danışman hocam Doç. Dr. Ayşen BASA ARSOY'a, en içten duygularıyla teşekkürlerimi sunarım.

Ocak – 2018

Semih Cem İLİK



İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR	i
İÇİNDEKİLER	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	iv
TABLOLAR DİZİNİ	vi
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	vii
ÖZET	ix
ABSTRACT	x
GİRİŞ	1
1. ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE KORUMA SİSTEMLERİ.....	4
1.1. Koruma Bölgeleri.....	6
1.2. Yapılarına Göre Röleler	7
1.3. Koruma Röle Fonksiyonları (ANSI-IEC).....	7
1.4. Aşırı Akım Koruma.....	8
1.4.1. Aşırı akım koruma röleleri.....	9
1.4.2. Yönlü aşırı akım koruma röleleri.....	12
1.4.3. Sigorta, recloser, aşırı akım röle kullanımı.....	13
1.4. Mesafe Koruma Röleleri	15
1.5. Diferansiyel Koruma Röleleri	17
2. DAĞITILMIŞ ÜRETİM KAYNAKLARININ KORUMA ÜZERİNDE OLUMSUZ ETKİLERİ.....	19
2.1. Kısa Devre Gücü ve Arıza Akımı Seviyesi.....	20
2.2. Farklı Tipteki DG Kaynaklarının Arıza Durumundaki Davranışları ve Arıza Katkıları.....	24
2.3. Farklı Tipte DÜK-Şebeke Bağlantı Topolojilerinde Potansiyel Aşırı Akım Koruma Problemleri.....	28
2.4. Mesafe Koruma Rölelerine Olumsuz Etkisi	30
3. KORUMA KOORDİNASYONU	33
3.1. Aşırı Akım Koruma Koordinasyonu.....	33
3.1.1. Aşırı akım koruma yaklaşımları	35
3.1.2. Radyal şebeke aşırı akım koruma koordinasyonu	35
3.1.3. Çoklu kaynaklı şebeke aşırı akım koruma koordinasyonu	36
3.1.4. Ağ yapılı şebeke aşırı akım koruma koordinasyonu.....	37
3.2. Mesafe Koruma Koordinasyonu	38
3.2.1. Mesafe koruma röleleri arası koordinasyon	39
3.2.2. Mesafe koruma röleleri ve aşırı akım röle koordinasyonu	40
4. DAĞITILMIŞ ÜRETİM BAĞLI SİSTEMLERİN KORUNMASINDA YENİ YÖNTEMLER.....	42
4.1. Süperiletken Arıza Akımı Sınırlayıcı Kullanımı.....	42
4.2. Mesafe Koruma Rölesi Kullanımı	46
4.3. Adaptif Röle Koruması	49
5. BİLGİSAYAR DESTEKLİ KORUMA KOORDİNASYON ANALİZLERİ	53

5.1. Test Sistemi Şebeke Modeli.....	53
5.2. DÜK Bağlı Şebekede Koruma Düzeni ve Röle Ayar Değerlerinin Belirlenmesi	54
5.2.1. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı	55
5.2.2. Mesafe koruma rölesi kullanımı	63
5.2.3. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım röle kullanımı	67
5.2.4. Aşırı akım röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması	71
5.2.5. Mesafe koruma röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması	78
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	83
KAYNAKLAR	86
EKLER.....	90
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER	126
ÖZGEÇMİŞ	127



ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1.	Koruma bölgeleri gösterilen örnek bir sistem [3].....	6
Şekil 1.2.	Elektrik rölesi lojik gösterimi [7].....	7
Şekil 1.3.	Aşırı akım rölesi blok diyagramı	9
Şekil 1.4.	Aşırı akım röleleri zaman karakteristiği [14].....	10
Şekil 1.5.	IEC ve IEEE eğri tipleri [21]	12
Şekil 1.6.	(a) Yönlü aşırı akım koruma rölesi, A-fazı için gösterim (b) Karmaşık düzlemde röle açma ve blok bölgeleri [3]	13
Şekil 1.7.	Tipik bir dağıtım fideri.....	14
Şekil 1.8.	Sigorta koruma düzenine ait aşırı-akım zaman grafiği	15
Şekil 1.9.	Empedans rölesi tipleri [19].....	16
Şekil 1.10.	Empedans rölesi koruma bölgeleri [20].....	16
Şekil 1.11.	Diferansiyel koruma akım dengesi [14].....	17
Şekil 2.1.	DÜK arıza katkısının örnek bir sistem üzerinden gösterimi.....	22
Şekil 2.2.	Üzerinden DÜK bağlantısı sağlanan transformatör vektör grupları	23
Şekil 2.3.	Farklı tipteki dağıtılmış üretim generatörlerin arıza akımı dalga formu	24
Şekil 2.4.	Çift beslemeli indüksiyon generatörü iç yapısı [23]	26
Şekil 2.5.	İnverter ara yüzlü generatörlere ait genel bağlantı şeması [17].....	27
Şekil 2.6.	(a) IIDG gerilim kontrol şeması (b) IIDG akım kontrol şeması [17]	27
Şekil 2.7.	Farklı tipteki DÜK-Şebeke bağlantı tipleri [6].....	29
Şekil 2.8.	DÜK-mesafe koruma üzerindeki bozucu etkisi.....	30
Şekil 2.9.	DÜK arıza katkısının ölçülen empedans değerine etkisi [14]	31
Şekil 3.1.	Aşırı akım rölesinin arıza durumunda davranışı.....	34
Şekil 3.2.	Aşırı akım röle parametrelerinin ters ve düz zaman karakteristiğine etkisi	35
Şekil 3.3.	Radyal şebekede zaman-aşırı akım diyagramı ve röle seçiciliği	36
Şekil 3.4.	Çoklu kaynakla beslenen şebekede zaman-aşırı akım diyagramı ve röle seçiciliği	37
Şekil 3.5.	Çoklu kaynaktan beslenen ağ yapılı şebeke.....	38
Şekil 3.6.	Mesafe koruma röle koordinasyonu [5].....	39
Şekil 3.7.	R12 ve R23 empedans rölesi R-X diyagramı	40
Şekil 3.8.	Mesafe koruma-aşırı akım röle koordinasyonu [25].....	40
Şekil 4.1.	Süperiletkene şönt rezistif baypas elemanlı SAAS şematik diyagramı [30].....	43
Şekil 4.2.	Diyot köprülü SAAS şematik diyagramı [31]	43
Şekil 4.3.	DÜK ve SAAS bağlı test sistemi tek hattı [31]	44
Şekil 4.4.	DÜK bağlı şebekede SAAS kullanımının arıza akımı, röle açma süresi ve generatör uç gerilimine etkisi [31]	45
Şekil 4.5.	Bölge 2 empedansı iki farklı arıza tipi için K-sabiti hesabı yapılan test sistemi [33]	48

Şekil 4.6.	Röle haberleşmeli adaptif koruma yapısı test sistemi [40]	51
Şekil 4.7.	Röle haberleşmeli adaptif koruma yapısı algoritması [40]	52
Şekil 5.1.	İncelenen test sistemi tek hat diyagramı	54
Şekil 5.2.	Yönlü aşırı akım röle kullanımı zaman-aşırı akım diyagramı	59
Şekil 5.3.	Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devrede	59
Şekil 5.4.	Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması.....	60
Şekil 5.5.	Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, sadece RTG3 devrede	61
Şekil 5.6.	Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, sadece RTG3 devredeyken RTG2'nin devreye alınması.....	62
Şekil 5.7.	Mesafe koruma rölesi kullanımı, R-X diyagramı	65
Şekil 5.8.	Mesafe koruma rölesi kullanımı, tüm DÜK'ler devrede zaman-mesafe diyagramı	65
Şekil 5.9.	Mesafe koruma rölesi kullanımı, zaman-mesafe diyagramı tüm DÜK'ler devredeyken, RTG2 devre dışı.....	66
Şekil 5.10.	Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm DÜK'ler devrede	69
Şekil 5.11.	Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, zaman-mesafe diyagramı, tüm DÜK'ler devreyden RTG1 devre dışı.....	70
Şekil 5.12.	Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, zaman-mesafe diyagramı, RTG2 devre dışı.....	71
Şekil 5.13.	Aşırı akım röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması.....	72
Şekil 5.14.	Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması, algoritma çıktısı	76
Şekil 5.15.	Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, sadece RTG3 ve RTG2 devrede	78
Şekil 5.16.	Mesafe koruma röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması.....	79
Şekil 5.17.	Mesafe koruma rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması, algoritma çıktısı	81

TABLolar DİZİNİ

Tablo 1.1. IEC 60617 ve ANSI C37-2 standartlarına göre röle koruma fonksiyonları	8
Tablo 1.2. Yaygın kullanılan eğri tipleri ve açma zaman formülleri [21]	11
Tablo 2.1. Generatör tipine göre kısa devre katkıları (nominal akım yüzdesi cinsinden) [10]	21
Tablo 4.1. DÜK ve SAAS bağı test sistemi elektriksel parametreleri [31]	44
Tablo 5.1. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ters zaman parametreleri	56
Tablo 5.2. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, röle açma süreleri	56
Tablo 5.3. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ani açma koşulları için aşağı ve yukarı yönlü rölelerde okunan arıza akımı değerleri	57
Tablo 5.4. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ani açma (50) parametreleri.....	58
Tablo 5.5. Ani açma fonksiyonu kullanılan yönlü aşırı akım rölesi açma süreleri.....	58
Tablo 5.6. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ani açma (50) parametreleri.....	61
Tablo 5.7. Mesafe koruma rölesi kullanımı, röle parametreleri (21).....	63
Tablo 5.8. Mesafe koruma rölesi kullanımı, röle açma süreleri.....	64
Tablo 5.9. Aşırı akım rölesi ters zamanlı açma parametreleri (67).....	67
Tablo 5.10. Aşırı akım rölesi ani açma parametreleri.....	67
Tablo 5.11. Empedans rölesi parametreleri (21).....	68
Tablo 5.12. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, röle açma süreleri.....	68
Tablo 5.13. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı röle parametreleri, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması, algoritma çıktısı	77
Tablo 5.14. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı röle parametreleri, sadece RTG3 devredeyken RTG2'nin devreye alınması	78
Tablo 5.15. Mesafe koruma rölesi kullanımı röle parametreleri, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması.....	82

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Φ	: Açık, ($^{\circ}$)
I	: Akım, (A)
$I_{DÜK}$: Dağıtılmış üretim kaynağı nominal akımı, (A)
I_{f_maks}	: Maksimum arıza akımı, (A)
I_{f_min}	: Minimum arıza akımı, (A)
I_{max}	: Maksimum yük akımı, (A)
I_p	: Pickup current (Açma akımı), (A)
mH	: Milihenri
ms	: Milisaniye
MW	: Megavat
MVA	: Megavoltamper
Ω	: Ohm
p.u.	: Per Unit (Birim değer)
R	: Direnç, (Ω)
s	: Saniye
t_{trip}	: Röle açma süresi, (ms)
t_{trip_ani}	: Röle ani açma süresi, (ms)
V	: Gerilim, (V)
X	: Reaktans, (Ω)
Z	: Empedans, (Ω)

Kısaltmalar

AC	: Alternating Current (Alternatif Akım)
ANSI	: American National Standards Institute (Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü)
ÇBİG	: Çift Beslemeli İndüksiyon Generatörü
DC	: Direct Current (Doğru Akım)
DG	: Distributed Generation (Dağıtılmış Üretim)
DÜ	: Dağıtılmış Üretim
DÜK	: Dağıtılmış Üretim Kaynağı
IEC	: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
IIDG	: Inverter Interfaced Distributed Generation (İnverter Arayüzlü Dağıtılmış Üretim)
OC	: Phasor Measurement Unit (Fazör Ölçüm Ünitesi)
OG	: Orta Gerilim
RTG	: Rüzgar Türbini Generatörü
SAAS	: Süperiletken Arıza Akımı Sınırlayıcı

SG : Senkron Generatör
TD : Time Dial (Zaman Skalası)
TMS : Time Multiplier Setting (Zaman Çarpanı Ayarı)



DAĞITILMIŞ ÜRETİM KAYNAKLARI BAĞLI ŞEBEKELERDE KORUMA KOORDİNASYONU YAKLAŞIMLARININ İNCELENMESİ

ÖZET

Son yıllarda, artan enerji talebini karşılayabilmek ve düşük maliyetlerde çevre dostu enerji üretimi sağlayabilmek adına yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı ve dağıtılmış üretim (DÜ) kaynaklarının şebeke entegrasyonu giderek yaygınlaşmaktadır. Dağıtılmış üretim kaynakları (DÜK) şebeke bağlantısı, orta gerilim (OG) seviyelerinde güç sisteminin tasarım ve işletimini, ayrıca güç akışını, gerilim profilini ve özellikle koruma seçiciliğini etkilemektedir. OG radyal şebekelerde kullanılan geleneksel aşırı akım fider koruma metodolojilerinin, DÜ sistemleri ile kullanımı sistem güvenilirliği ve sürdürülebilirliği açısından sağlıklı ve güvenilir olmamaktadır. Bu durum yeni bir koruma yaklaşımı düşünülmesini kaçınılmaz kılmaktadır.

Yapılan bu çalışmada; güç sistemlerinde kullanılan koruma sistemleri, koruma koordinasyonu, DÜK'lerin koruma üzerindeki olumsuz etkileri ve DÜK bağlı şebekelerde yeni koruma düzenleri üzerinde durulmuştur. DÜK etkisi ile karşılaşılan koordinasyon problemleri analizler ile araştırılmış ve sistem güvenilirliği ile sürdürülebilirliğinin, DÜK bağlı şebeke yapısında devam ettirilmesi amaçlanmıştır.

Analiz bölümünde; DÜK'lerin bağlı olduğu örnek bir test sistemi [2] üzerinde DIgSILENT PowerFactory programı kullanılarak kısa devre ve koruma koordinasyonu analizleri gerçekleştirilmiştir. Analizlerde yönlü aşırı akım ve empedans rölelerinin kullanıldığı üç temel koruma düzeni kullanılmıştır. DÜK'lerin üretim durumlarındaki belirsizlikler göz önüne alınarak koruma düzeninde karşılaşılan koordinasyon problemleri tesbit edilmiştir. Ayrıca farklı koruma yapıları, değişken şebeke yapısına uyum sağlayabilmeleri açısından karşılaştırılmıştır. Her iki röle tipinin ortak sorunu, şebekedeki farklı DÜK bağlantı topolojilerinde koruma bölgelerinin değişkenlik göstermesidir. Buna bağlı olarak koordinasyonun kaybedildiği çalışma durumları için uygun röle ayar değerlerini belirleyen, basit yapıda adaptif koruma algoritması her iki röle tipi için ayrı ayrı oluşturulmuş ve koordinasyon sağlanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Adaptif Röle Koruması, Aşırı Akım Röle Koruması, Dağıtılmış Üretim, Mesafe Koruma Röleleri, Röle Koordinasyonu.

INVESTIGATION OF PROTECTION COORDINATION APPROACHES IN NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION

ABSTRACT

In recent years, utilization of renewable energy sources and integration of distributed generation (DG) sources to the electrical network become more prevalent due to increasing energy demand and need of clean and cost effective energy generation. It has effects on desinging and operation, it also affects load flow directions, voltage profile, short circuit power and especially protection selectivity in medium voltage networks. Applying traditional overcurrent (OC) protection scheme is not convenient when system reliability and sustainability are considered. This compels to envision a new approach for existing protection scheme.

In this study; protection systems in power systems, protection coordination, negative effects of DG connections on protection coordination and new protection schemes for DG connected networks are investigated. Coordination problems related to DG connection is studied in analysis section and persistence of system reliability and sustainability are intended.

In analysis section; short circuit and protection coordination analysis in the test system with DG [2] is carried out by using DIgSILENT PowerFactory program. This section consists of three main protection scheme based on the usage of directional OC and impedance relays. Considering the uncertainty of DG productions, coordination issues are identified. Moreover different protection schemes are compared in terms of flexibility for changing working conditions in network. Both relay types face changing protection zone issue against to different DG connection topologies in network. Therefore simple adaptive protection algorithms are created for the each relay type to redefine proper relay settings. Eventually relay coordination is achieved.

Keywords: Adaptive Relay Protection, Overcurrent Relay Protection, Distributed Generation, Distance Relay Protection, Relay Coordination.

GİRİŞ

Güç sistemlerinin planlanması ve işletilmesi sırasında, korumanın öncelikli amacı can ve mal güvenliğini sağlamaktır. Bu nedenle koruma konusu ön plana çıkmaktadır. Buna ek olarak enerji sürekliliği açısından sadece arızalı bölgenin sistemden uzaklaştırılması, arıza olmayan bölgelerde enerji kesintilerinin yaşanmaması için kullanılan koruma ekipmanlarının birbirleri ile koordineli çalışması gerekmektedir. Bu sebeple elektrik şebekesi içerisinde kullanılacak ilgili koruma elemanlarının doğru bir şekilde boyutlandırılması ve uygun maliyette en iyi korumanın sağlanması öncelikli hedef olmalıdır. İleriye dönük sistem planlaması yapılırken bölgenin veya tesisin ihtiyaçlarına yönelik bir koruma yapısının belirlenmesi gerekmektedir. Ancak maliyetler düşük tutularak güvenlikten taviz verilmemelidir. Güç sistemlerinde oluşabilecek çeşitli arızalar hem şebeke hem de müşterileri açısından önemli hasarların meydana gelmesine sebep olabilmektedir. Bu hasarların en aza indirmek ve şebeke ile kullanıcıların en düşük şekilde etkilenmeleri açısından iyi bir koruma prensibi ile çalışan sistemlere ihtiyaç vardır. Koruma düzeni genel olarak arızayı önleyici değil, arıza meydana geldikten sonra etkilerini önleyici veya azaltıcı bir yapıda olduğu unutulmamalıdır. Elektrik güç sistemlerinde kullanılan aşırı akım koruma sistemleri ile ilgili geniş bilgiye Bölüm 1’de yer verilmiştir.

Genel olarak; elektrik güç sistemleri büyük güçlü elektrik santralleri ile üretim, üretilen enerjiyi uzak mesafeleri taşıyan iletim ve radyal yapıdaki dağıtım sistemlerinden oluşur. Bu yapı merkezi üretim sistemi olarak adlandırılır. 20. yüzyıl sonlarına doğru bu yapının yavaş yavaş terkedildiğini gösteren ilk adım başta Amerika’da yapılan deregülasyonlar ile tüm dünyaya yayıldı ve dağıtılmış üretim yapısı ortaya çıktı [3]. Dağıtılmış üretim (DÜ) yapısının ortaya çıkma sebeplerinden bazıları artan enerji talepleri, coğrafik ve çevresel sınırlamalar, yeniden yapılanma ve küçük güçlü üretim birimlerinin ortaya çıkması, kararlılık ve güvenilirlik problemleri şeklinde sıralanabilir [4]. Bu yeni yapıda merkezi üretim sistemine göre daha küçük güçteki enerji üretim kaynakları direkt olarak dağıtım sistemine bağlanmaktadır.

Yerel elektrik yüklerine yakın dağıtılmış üretim kaynakları (DÜK), üretim ve depolama sisteminden oluşmaktadır. Üretim birimi; yenilenebilir (jeotermal, güneş, rüzgar, okyanus gelgitleri) ve yenilenemez (mikrotürbin, yakıt pili, içten yanmalı türbinler) teknolojileri içermektedir.

DÜ, alçak veya orta gerilim seviyesinde birkaç Watt'tan başlayarak 100 MW'a kadar olan küçük güçlü santrallerdir. Genel olarak; 1-5 kW mikro ölçek, 5 kW-5 MW küçük ölçek, 5-50 MW orta ölçek, 50 MW ve üzeri ise büyük ölçek olarak sınıflandırılabilir.

Ülkemizde konu ile ilgili olarak; 14/03/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 14'üncü maddesi kapsamında, tüketicilerin elektrik ihtiyaçlarının tüketim noktasına en yakın üretim tesislerinden karşılanması, arz güvenliğinin sağlanmasında küçük ölçekli üretim tesislerinin ülke ekonomisine kazandırılması ve etkin kullanımının sağlanması, elektrik şebekesinde meydana gelen kayıp miktarlarının düşürülmesi amacıyla lisans alma ile şirket kurma yükümlülüğü olmaksızın, elektrik enerjisi üretebilecek gerçek veya tüzel kişilere uygulanacak usul ve esasların belirleyen "Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik" yürürlüğe girmiştir. Bu sayede lisansız enerji üretim sistemlerinin kullanımına teşvik eden büyük bir adım atılmıştır. DÜ sistemlerinin güç sistemleri üzerindeki etkileri bundan sonraki dönemlerde, güç kalitesi ve güvenilirliği açısından daha büyük önem arz edecektir.

DÜ'lerin dağıtım sistemi üzerinde olumlu ve olumsuz etkileri bulunmaktadır. Olumlu etkileri; iletim ve dağıtım sisteminde kayıpların azalması, puant yükünün aşağı çekilmesi, gerilim profilinde iyileşmeler şeklinde sıralanabilir. Olumsuz etkilerine değinilecek olursa; güç akış yönünde değişimler, şebekede minimum yüklenme durumunda gerilim yükselmesi, harmonik-kırpışma ve özellikle koruma seçiciliğinin kaybedilmesi şeklinde sıralanabilir. DÜK'lerde nominal gücüne, generatör tipine ve generatör ve şebeke arasındaki güç elektroniği ara yüzüne bağlı olarak şebekede kısa devre gücünü artıran bir etki yaratmaktadır. Bu husus, DÜ içeren dağıtım şebeke tasarımı yapılırken ekipman seçimi ve boyutlandırılmasında hesaba katılmalıdır. Bölüm 2'de DÜK'lerin koruma üzerinde olumsuz etkileri üzerinde durulmuştur.

Bağlantısı gerçekleştirilen DÜK'ler, şebekede meydana gelebilecek bir arıza durumunda, arızayı besleyen yeni branşmanlar oluşturmaktadır. Radyal yapıda işletilen ve koruma yapısı tek kaynak (şebeke) düşünülerek tasarlanan orta gerilim şebekeleri, arızayı besleyen ikinci bir kaynağın etkisini izole edebilecek düzende tasarlanmamıştır. Bu yüzden mevcut aşırı akım koruma felsefesinin DÜK bağlantılı şebekelerde yönlü korumaya elverişli hale getirilmesi, ana koruma ve yedek koruma rölelerinin belirli koordinasyon zaman aralığı bırakılarak değişen arıza akımlarına göre revize edilmesi, koruma seçiciliğın tekrar sağlanması açısından önem arz etmektedir. Yönlü aşırı akım koruma yöntemi dahil olmak üzere, çoklu kaynak ile beslenen sistemleri korumada kullanılan mevcut koruma yaklaşımları Bölüm 3'te verilmiştir.

Günümüzde; orta gerilim (OG) şebekelerinde mesafe koruma röleleri yaygın kullanılmamaktadır. DÜK bağlı OG şebekelerde koruma koordinasyonuna mesafe rölelerinin dahil edilmesi ve koruma sistemine haberleşmenin dahil edilmesi gibi literatürde bazı çalışmalar yapılmıştır [5-6]. Sözü edilen bu koruma yaklaşımlarına Bölüm 4'te yer verilmiştir. Benzer koruma felsefeleri bilgisayar ortamında oluşturulan test sistemi üzerinde kullanılarak Bölüm 5'te analiz edilmiştir. Analiz sonuçlarının özeti ise Bölüm 6'da verilmiştir.

1. ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE KORUMA SİSTEMLERİ

Güç sistemlerinde meydana gelebilecek hata, arıza vb. anormalliklerin sistemden hızla izole edilebilmesi için güç sistemini korumada kullanılan ekipmanların doğru seçimi ve bu cihazların koordinasyonu büyük önem taşımaktadır. Bahsi geçen bu yapılar mevcut elektrik sisteminin iyileştirilmesi ve sistemin enerji sürekliliği açısından oldukça önemlidir.

Güç sistemlerinin planlanması ve işletilmesi sırasında, korumanın öncelikli amacı can ve mal güvenliğini sağlamaktır. Bu nedenle koruma konusu ön plana çıkmaktadır. Buna ek olarak enerji sürekliliği açısından sadece arızalı bölgenin sistemden uzaklaştırılması, arıza olmayan bölgelerde enerji kesintilerinin yaşanmaması için kullanılan koruma ekipmanlarının birbirleri ile koordineli çalışması gerekmektedir. Bu sebeple elektrik şebekesi içerisinde kullanılacak ilgili koruma elemanlarının doğru bir şekilde boyutlandırılması ve uygun maliyette en iyi korumanın sağlanması öncelikli hedef olmalıdır. İleriye dönük sistem planlaması yapılırken bölgenin veya tesisin ihtiyaçlarına yönelik bir koruma yapısının belirlenmesi gerekmektedir. Ancak maliyetler düşük tutularak güvenlikten taviz verilmemelidir.

Güç sistemlerinde oluşabilecek çeşitli arızalar hem şebeke hem de müşterileri açısından önemli hasarların meydana gelmesine sebep olabilmektedir. Bu hasarların en aza indirmek ve şebeke ile kullanıcıların en düşük şekilde etkilenmeleri açısından iyi bir koruma prensibi ile çalışan sistemlere ihtiyaç vardır. Koruma düzeni genel olarak arızayı önleyici değil, arıza meydana geldikten sonra etkilerini önleyici veya azaltıcı bir yapıda olduğu unutulmamalıdır.

İyi bir koruma sisteminin gerçekleştirilmesinde göz önüne alınması gereken kurallar aşağıda sıralanmıştır:

Seçicilik: Bir koruma bölgesinde meydana gelen arıza ile normal koşullar arasında ayırım yapabilmesi özelliğidir. Arızanın kendi koruma bölgesinde olup olmadığını

kestirilebilmesidir. Açma-kapama darbe akımları veya transformatör inrush akımı gibi geçici rejim olaylarını ayırt edebilmelidir. Ani açma ya da gecikmeli açma gerektiren koşulları tespit edebilmelidir.

Güvenilirlik: Koruma düzeni kendi bölgesindeki hatayı güvenli bir şekilde açabilmelidir. Bir koruma sistemi için tipik güvenilirlik düzeyi %95'tir. %5'lik hatayı algılayabilmek için ek koruma sistemine ihtiyaç duyulur. Bu durumda ek maliyetler ortaya çıkacaktır.

Duyarlılık: Koruma düzeni, öngörölmüş sınır değeri aştığı anda çalışmalıdır.

Kararlılık: Koruma düzeni kendi koruma bölgesi dışında ortaya çıkan bir hatadan kaynaklanan kısa devre akımını kendi bölgesindeki elemanlardan geçse bile ani olarak çalışmamalıdır. İlgili koruma sisteminin çalışmasını beklemelidir. İlgili koruma sistemi çalışmaz ise yedek koruma düzeni olarak belirli bir süre gecikme ile açmalıdır.

Hızlı Çalışma: Hatanın meydana geldiği bölgede, hasarın en aza indirilebilmesi ve sistem kararlılığının sürdürülebilmesi için olabildiğince hızlı bir şekilde arızalı bölüm sistemden ayrılmalıdır. Koruma düzeninin çalışma süresi belli bir süreyi aşmamalıdır.

Ekonomiklik: Koruma düzeninin uygun maliyetlerde maksimum korumayı sağlaması beklenir.

Koordinasyon, enerji sürekliliğinin sağlanması açısından sadece arızalı bölgeyi ayırmak için kullanılacak koruma ekipmanının parametre ayarları ile fonksiyonlarının doğru bir şekilde belirlenmesidir. Doğru yapıldığı takdirde gerek büyük güç sistemlerinde gerekse küçük ölçekli elektrik tesislerinde hem can ve mal güvenliği hem de işletme sürekliliğinin devamlı olması sağlanmış olur.

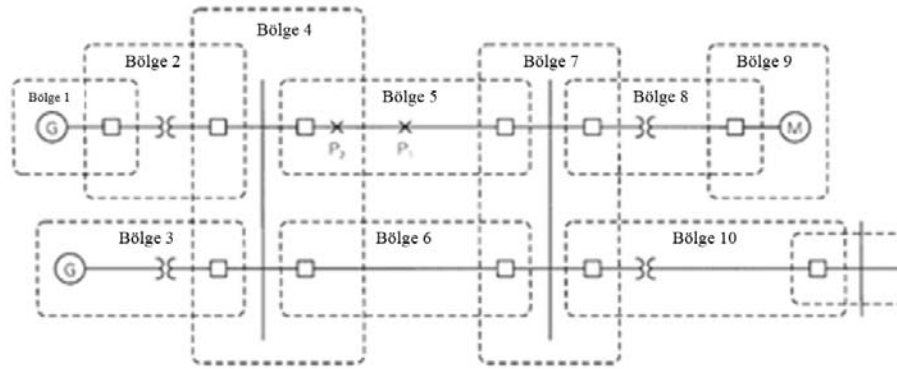
Koruma sistemi tasarımında sistemi bölgelere ayırmak ve arızalarda en az sayıda sistem parçasını ayırmak ilkesi göz önüne alınmalıdır. Bu koruma bölgeleri generatörler, transformatörler, kablolar, motorlar ve baralar için oluşturulur. Bu bölgelerden birinde meydana gelebilecek bir arıza durumunda; ilgili bölgeyi koruyan, koruma elemanı açma sinyali göndererek arızalı bölgeyi sistemden ayırır.

Bahsi geçen bu koruma bölgeleri, arızalı bölgeye ilk tepki verme durumuna göre öncelikli veya yedekli olacak şekilde ikiye ayrılır. Arıza durumunda öncelikli koruma bölgesindeki açma elemanı görevini yerine getiremediği takdirde yedek koruma elemanı belli bir gecikme ile açma sinyali üreterek arızalı bölgenin sistemden ayrılmasını sağlar.

Koordinasyon, yükten güç beslemesine kadar seri bağlı tüm koruma cihazlarının seçimini ve ayarlarını kapsar. Seçimde ve ayarda sistemde kullanılacak cihazların, aşırı akımın çeşitli seviyelerinde açma cevap sürelerini karşılandırmaktır.

1.1. Koruma Bölgeleri

Güç sistemlerinde kullanılan koruma ekipmanları temelinde; öncelikle arıza varlığını algılayabilmek için “akım ve gerilim ölçü trafoları”, arızalı bölgenin izole edilebilmesi için arıza akımlarını anahtarlama kabiliyetine sahip bir “kesici/sigortalı ayırıcı” ve anormal durumların saptanıp doğru ve en hızlı şekilde anahtarlama elemanına açma sinyali gönderen bir röleden oluşur. Sistemdeki her rölenin bir koruma bölgesi (zone) vardır. Koruma bölgeleri motorlar, baralar, hatlar, transformatörler, generatörler şeklinde tekil elemanlar olabileceği gibi bu elemanların gruplanması şeklinde de olabilir. Şekil 1.1’de koruma bölgeleri gösterilen örnek bir sistem verilmiştir.

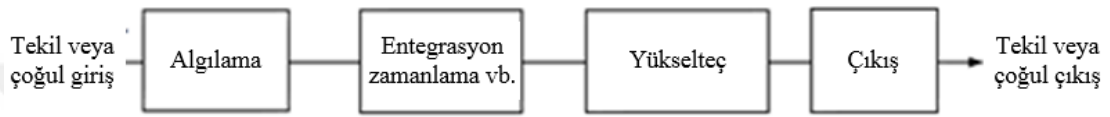


Şekil 1.1. Koruma bölgeleri gösterilen örnek bir sistem [3]

Koruma bölgeleri, şekilde görüldüğü gibi kesişmektedir ve kesiciler kesişen bölgelerde bulunmaktadır. Herhangi bir bölgede oluşabilecek bir arıza durumunda o bölgedeki bütün kesicilere açma sinyali gönderilmelidir [3].

1.2. Yapılarına Göre Röleler

Bileşenleri elektromekanik, elektronik veya her ikisini de içerebilen tipik bir koruma rölesinin lojik gösterimi Şekil 1.2’de verilmiştir. Görüldüğü gibi lojik yapı; girişleri değerlendiren bir arıza algılayıcısı, açma zaman sayacı ve sinyal kuvvetlendiriciden oluşmaktadır. Analog girişler dijitale dönüştürülerek röle içinde işlendiği için bu rölelere nümerik tip rölelerde denilmektedir. Yeni nesil bu röleler geniş kullanım alanı ve ayar seçenekleri, kolay kurulum ve az yer kaplaması, uzaktan kontrol ve geniş ayar seçenekleri, olay kaydı tutma gibi özellikleri ile öne çıkmaktadır [7].



Şekil 1.2. Elektrik rölesi lojik gösterimi [7]

Şebekede meydana gelebilecek bir arıza durumunda, rölenin arızayı algılayıp doğru çıkış sinyali üretebilmesi için aşağıda sıralanan parametre değerlendirme yöntemlerine ihtiyaç duyar:

- Seviye kontrolü
- Genlik karşılaştırma
- Faz açısı karşılaştırma
- Mesafe ölçümü
- Harmonik bileşen saptama
- Frekans ölçümü

1.3. Koruma Röle Fonksiyonları (ANSI-IEC)

Koruma rölelerinin fonksiyonlarını sembolize eden genel olarak iki farklı gösterim yaygın kullanılmaktadır. Bunlardan ilki ANSI Standart C37-2’ye tabi olup, çeşitli fonksiyonlar için numaralandırma sistemi kullanır. Diğeri ise IEC 60617 standardına tabi olup grafiksel semboller kullanır. Bu iki sembol gösterimi de Tablo 1.1’de verilmiştir.

Tablo 1.1. IEC 60617 ve ANSI C37-2 standartlarına göre röle koruma fonksiyonları

Röle Tanımlama	ANSI	IEC 60617
Aşırı hız	12	$\omega >$
Düşük hız	14	$\omega <$
Mesafe	21	$Z <$
Aşırı sıcaklık	26	$\theta >$
Düşük gerilim	27	$U <$
Yönlü aşırı güç	32	$P >$
Düşük güç	37	$P <$
Düşük akım	37	$I <$
Negatif sekans	46	$I_2 >$
Negatif sekans gerilim	47	$U_2 >$
Termal	49	τ
Ani aşırı akım	50	$I >>$
Ters zamanlı aşırı akım	51	$I >$
Ters zaman toprak aşırı akım	51G	$I_{\perp} >$
Düz zaman toprak aşırı akım	51N	$I_{\perp} >$
Gerilim sınırlamalı/kontrollü aşırı akım	51V	$\psi I >$
Güç katsayısı	55	$\cos\phi >$
Aşırı gerilim	59	$U >$
Rezidüel gerilim	59N	$U_{rsd} >$
Toprak arıza	64	$I_{\perp} >$
Yönlü aşırı akım	67	$I >$
Yönlü toprak arıza	67N	$I_{\perp} >$
Faz açısı	78	$\phi >$
Tekrar Kapama	79	$0 \rightarrow 1$
Düşük frekans	81U	$f <$
Yüksek frekans	81O	$f >$
Diferansiyel	87	$I_d >$

1.4. Aşırı Akım Koruma

Elektrik şebekelerinde her bir eleman üzerinden geçen kısa devre akımının yaratacağı aşırı ısınma etkilerine karşı korunmalıdır. Arıza durumunda ısıl zorlanmalara maruz kalan eleman yeterince kısa zaman dilim içerisinde önlenmediği takdirde öncelikle yalıtkan malzemeden başlayarak zarar görür. Elektrik sistemindeki arızaların önemli bir bölümü dengesiz (asimetrik) olup, çok düşük bir bölümü

dengelidir (simetrik). Arızaların pratikte oluşma sıklığı; şebekenin yapısına, çevre şartlarına ve bölgeye göre değişiklik gösterebilir. Arıza tiplerine göre oluşma sıklıkları genel olarak şöyle sıralanabilir [7]:

- Üç fazlı simetrik kısa devre arızası %2-%3
- İki faz kısa devre arızası %8-%10
- Faz-faz-toprak kısa devre arızası %10-%17
- Faz-toprak kısa devre arızası %70-%80

Arıza tipi her ne kadar arıza akımı genliği hakkında kesin bir bilgi vermesede; iyi bir koruma metodolojisi için korunacak elemana ait bilinmesi gereken veriler aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Maruz kalacağı maksimum ve minimum kısa devre akımları
- Dayanım limiti
- Maksimum arıza temizleme zamanı

Bu başlık altında elektrik şebekelerinde korumada kullanılan aşırı akım koruma röleleri, yönlü aşırı akım koruma röleleri, sigorta ve tekrar kapamalı kesici (recloser) gibi koruma elemanlarının işleyişi ve aralarındaki koordinasyondan bahsedilecektir.

1.4.1. Aşırı akım koruma röleleri

Aşırı akım koruması minimum düzeyde ihtiyaç duyulan ekipmanlar; sistemden veri okunabilmesi için koruma sınıfı bir akım trafosu, okunan verilerin değerlendirilmesi için aşırı akım rölesi, değerlendirme sonucunda arıza tespit edilirse açma sinyali gönderilecek bir kesiciye ihtiyaç duyulur. Tipik bir aşırı akım koruma rölesinin blok diyagramı Şekil 1.3'te verilmiştir.



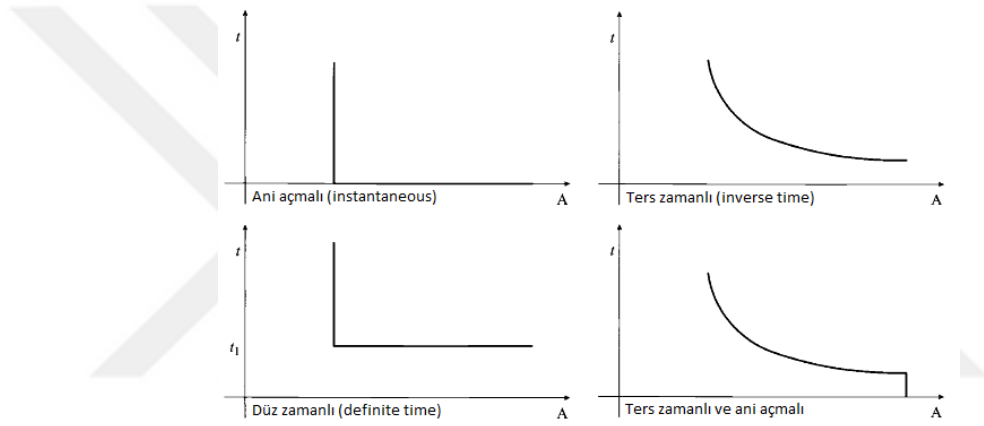
Şekil 1.3. Aşırı akım rölesi blok diyagramı

Şebekeden anlık alınan ölçümlerin seviye tespitine göre değerlendirilmektedir. Değerlendirme sonucuna göre açma sinyali gecikmeli veya gecikmesiz olarak üretilebilmektedir.

Gecikme süresi sabit/düz zamanlı veya ters zamanlı olarak karakterize edilebilir. Arızaya müdahale süresine göre aşırı akım röleleri üç gruba ayrılır [21]:

- Düz zamanlı aşırı akım röleleri (definite time)
- Ters zamanlı aşırı akım röleleri (inverse time)
- Ani açmalı aşırı akım röleleri (instantaneous)

Sıralanan bu aşırı akım rölelerine ait örnek zaman-aşırı akım diyagramı Şekil 1.4'te verilmiştir. Ani aşırı akım korumada zaman ayarı yoktur, bu yüzden yedek koruma olarak kullanıma pek uygun değildir. Düz veya sabit zamanlı korumada ise akım set değeri üzerindeki herhangi bir akım değerinde ayarlanan süre sonunda açar.



Şekil 1.4. Aşırı akım röleleri zaman karakteristiği [14]

Ters zaman karakteristiğinde ise arıza akımı ile ters orantılı olarak karşılık gelen gecikme süresinde kesiciye açma verilmektedir. Ölçülen arıza akımı değeri büyüdükçe açma zamanı küçülür. Rölelerin koruma fonksiyonlarına bağlı olarak zaman karakterlerinin birlikte kullanıldığı uygulamalar da vardır. Genel olarak üç farklı eğri tipi kullanılmaktadır:

- Normal/Standart Ters (Normaly/Standard Inverse)
- Çok Ters (Very Inverse)
- Aşırı Ters (Extremely Inverse)

Normal ters eğrileri diğer eğriler ile karşılaştırıldığında; akımdaki birim değişimde göreceli olarak küçük zaman değişimi gözlenmektedir. Genel olarak şebekelerde ve endüstriyel tesislerde yaygın kullanımı vardır. Özellikle arıza akımının büyük bir kısmı şebeke tarafından besleniyorsa tercih edilir. Çok ters eğriler, güç kaynağına

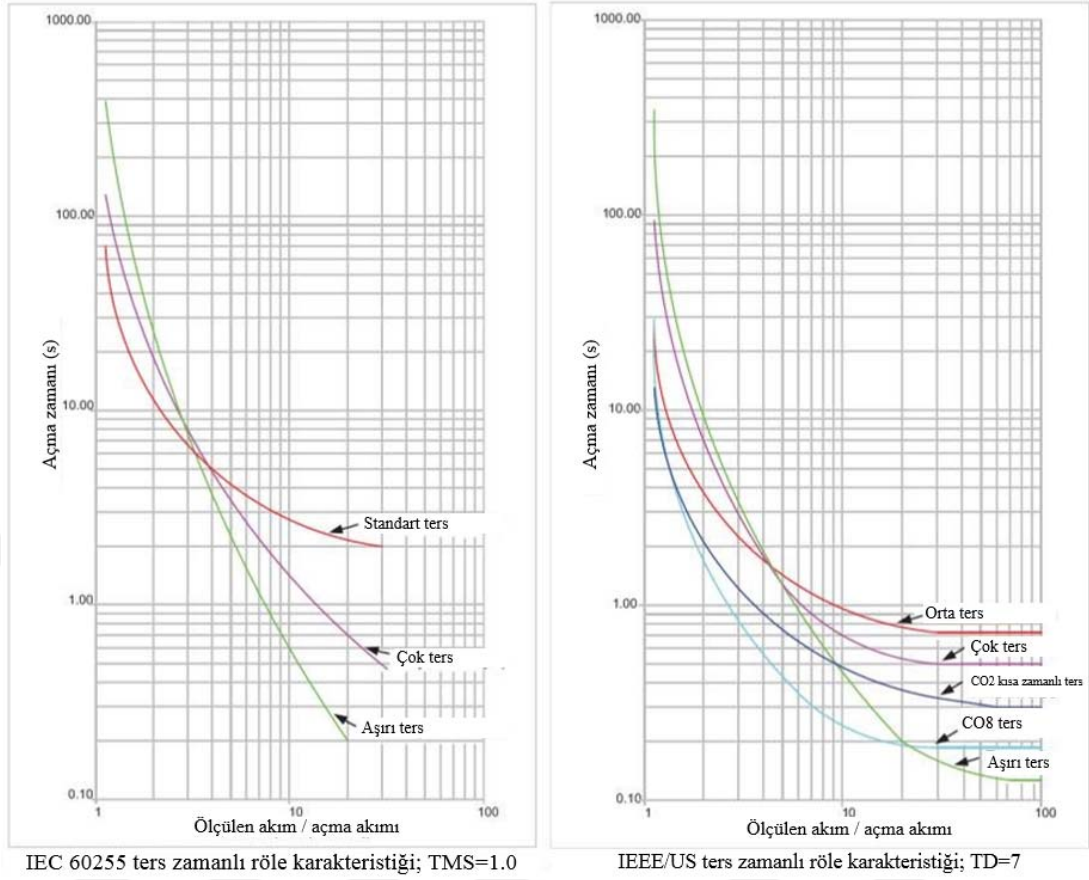
olan mesafe arttıkça arıza akımı belirgin şekilde düşüyor ise uygundur. Aşırı ters eğriler ise pik yüklü dağıtım fiderlerinin korunması için elverişlidir. Özellikle sigortalar ile koordinasyonda kolaylık sağlar.

IEC ve IEEE/ANSI standartları kapsamında en yaygın kullanılan eğri tipleri ve açma zamanları Tablo 1.2’de verilmiştir. Ek olarak aşırı akım zaman diyagramında gösterimleri Şekil 1.5’te gösterilmiştir.

Tablo 1.2. Yaygın kullanılan eğri tipleri ve açma zaman formülleri [21]

	Eğri Karakteri	Açma Zamanı
IEC (I/Is>1,5)	Standart Ters	$t=TD \times \frac{0,14}{[(I/I_s)^{0,02}-1]}$
	Çok Ters	$t=TD \times \frac{13,5}{[(I/I_s)-1]}$
	Aşırı Ters	$t=TD \times \frac{80}{[(I/I_s)^2-1]}$
IEEE/ANSI	Orta Ters	$t=\frac{TD}{7} \times \left[\left(\frac{0,0515}{[(I/I_s)^{0,02}-1]} \right) + 0,114 \right]$
	Çok Ters	$t=\frac{TD}{7} \times \left[\left(\frac{19,61}{[(I/I_s)^2-1]} \right) + 0,491 \right]$
	Aşırı Ters	$t=\frac{TD}{7} \times \left[\left(\frac{28,2}{[(I/I_s)^2-1]} \right) + 0,1217 \right]$
	US CO8 Ters	$t=\frac{TD}{7} \times \left[\left(\frac{5,95}{[(I/I_s)^2-1]} \right) + 0,18 \right]$
	US CO2 Kısa Zamanlı Ters	$t=\frac{TD}{7} \times \left[\left(\frac{0,02394}{[(I/I_s)^{0,02}-1]} \right) + 0,1694 \right]$

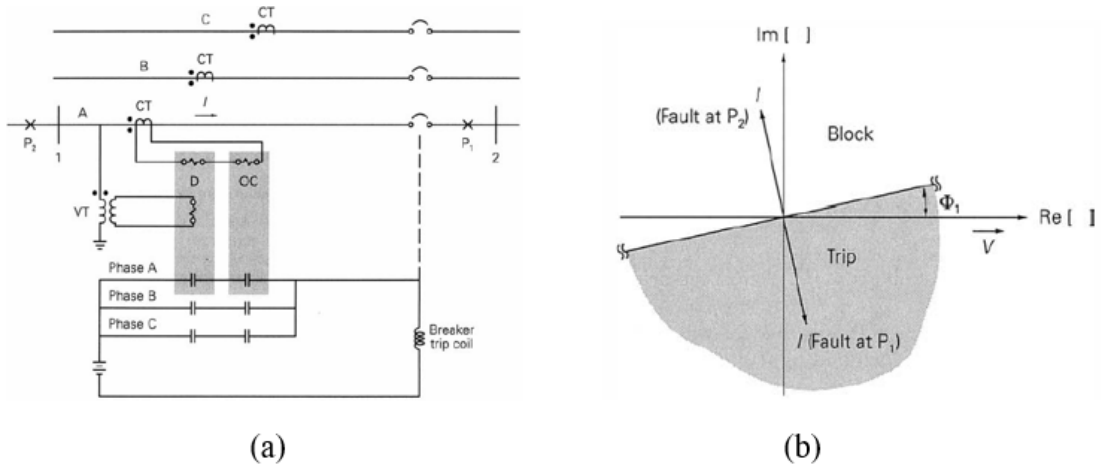
Aşırı akım koruma bağlantı şemaları incelendiğinde genel olarak aşırı akım röleleri her bir fazdan ayrı ayrı ölçüm alır. Direkt olarak topraklanmış orta gerilim elektrik sistemlerinde en çok tercih edilen toprak koruma yapısı; akım trafolarının yıldız noktasına bağlanacak olan dördüncü röle bağlantısı ile sağlanır. Bu röle diğer üç fazdan geçen akımların toplamını ölçer ve “rezidüel toprak aşırı akım rölesi (51N ya da 50/51N)” olarak isimlendirilir.



Şekil 1.5. IEC ve IEEE eğri tipleri [21]

1.4.2. Yönlü aşırı akım koruma röleleri

Yönlü koruma röleleri sadece bir yöndeki arıza akımlarında açma üretmek için tasarlanmıştır. Normal aşırı akım rölesinden farkı gerilim trafosuna sahip olmasıdır. Şekil 1.6(a)'da ilgili röleye ait çalışma yapısı A-fazı için gösterilmiştir. Genel olarak koruma sınıfı akım transformatörleri her bir faza ayrı ayrı ve her üç fazın vektörel akım toplamını ölçecek şekilde bağlanır. Daha ekonomik diğer bağlantı şekli ise iki adet fazlar üzerinde ve faz toplam akımını ölçen bir adet akım transformatörü kullanılarak sağlanabilmektedir.



Şekil 1.6. (a) Yönlü aşırı akım koruma rölesi, A-fazı için gösterim (b) Karmaşık düzlemde röle açma ve blok bölgeleri [3]

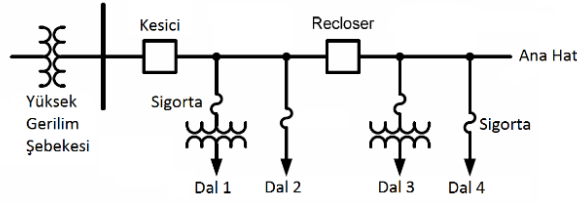
Hat empedansları reaktif bileşene sahip olduğundan P_1 arızası durumunda, (akım trafosunun sağındaki arızalarda) bara 1 tarafından gelen I arıza akımı, bara 1 tarafındaki gerilim açısının yaklaşık 90° gecikmesine (lagging) sebep olur. Bu durum arıza akımının ileri (forward) yönde olduğunu belirtir. P_2 arızası durumunda ise gerilim açısı yaklaşık olarak 90° ileridedir. Yani arıza akımının ters (reverse) yönde aktığını belirtir. Şekil 1.6(b)'de ise P_1 ve P_2 arıza durumlarında yönlü röleye ait açma blok bölgelerini göstermektedir. Bu tip röleler için referans gerilim ($V=V_{rms}\angle 0$) ve akım ($I=I_{rms}\angle \Phi$) olmak üzere iki giriş büyüklüğü bulunur. Akım ile gerilim arasındaki açı " Φ " ile ifade edilir ve " Φ_1 " genellikle 2° ve 8° arasında değerler alıp açma ve blok bölgelerini ayıran sınırı belirler [3].

1.4.3. Sigorta, recloser, aşırı akım röle kullanımı

Sigorta temel olarak seri akım yolunu belirli akım değerleri üzerinde açan koruma elemanıdır. Açma işlemi üzerinden geçen akım değerinin maksimum kısa süreli yük akımına eşit veya büyük olduğu değerler için gerçekleştirilir. Sigorta zaman-akım bandında maksimum temizleme süresi ve minimum erime süreleri arasında açma verirler. Bu zaman farkı sigorta içerisindeki ark oluşum zamanına bağlıdır. Uygun izolasyon seviyesinde, sistem X/R oranına göre seçilirler. Minimum erime süresi sigorta için termal hasar oluşum süresidir. Sigortanın yedek koruma görevi üstlendiği sistemlerde, sigortanın korunumu açısından arızalar bu sürenin altındaki zaman dilimlerinde temizlenmelidir [7].

Recloser; koruma bölgesindeki aşırı akımlara duyarlı, arızalara ani veya gecikmeli açma verebilen, buna ek olarak otomatik tekrar enerjilendirme için programlanabilen (tekrar kapatma), eğer arıza şartları devam ediyorsa tekrar açma verip kendini kilitleyen koruma elemanıdır [7].

Elektrik şebekelerinde sigorta ile rölelerin birlikte kullanımları söz konusudur. Örneğin bir dağıtım fideri ele alındığında bir ana hat ve bu hat uzunluğu boyunca yükleri besleyen ana hattan ayrılan dallardan oluşur. Şekil 1.7’de görüldüğü gibi ana hat üzerinde genellikle kesici veya recloser, yüklere ayrılan dalların başında sigorta veya sigortalı yük ayırıcıları bulunur.



Şekil 1.7. Tipik bir dağıtım fideri

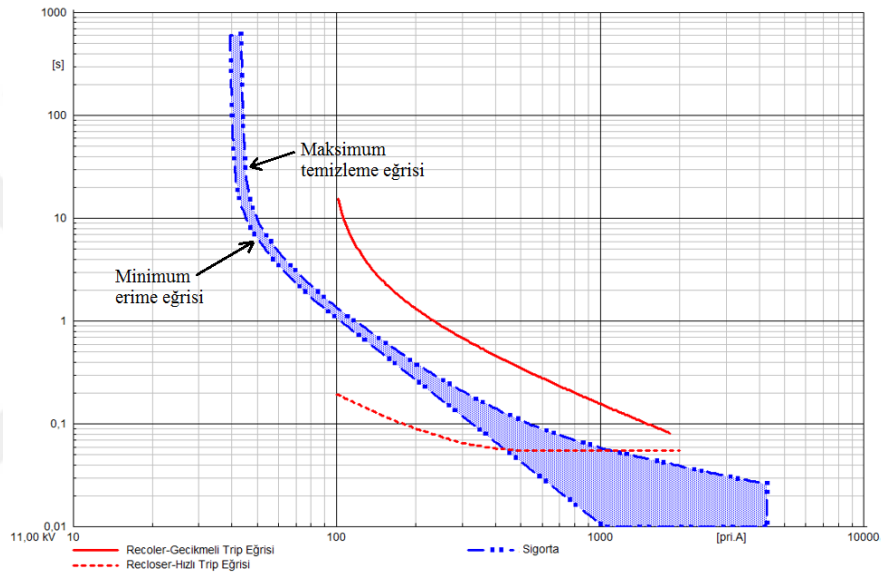
Genellikle bu fiderlerin korunmasında iki farklı yöntem izlenir [13]:

- Açma koruma düzeni
- Sigorta koruma düzeni

Sigorta koruma düzeninde; aynı arıza akımı yolu üzerindeki recloser veya kesici ile sigorta arasında bir koordinasyon bulunur. Eşit arıza akımına maruz kalan sigorta erimeden, şebeke tarafında recloser veya tekrar kapama özelliği barındıran kesici devreyi açar ve yeterli görülen bir süre sonunda tekrar enerjilendirir. Yeterli görülen süre genellikle ekipmanların termal açıdan arıza öncesi durumuna dönmesi için geçen süredir. Eğer geçici bir arıza yaşanmış ise sigorta korunmuş olur. Ancak arıza sürekli ise sigortanın değiştirilmesi gerekecektir. Açma koruma düzeninde ise böyle bir yaklaşım söz konusu değildir. Öncelikli açma görevini, yedek koruma ve koruma bölgeleri göz önüne alınarak, herhangi bir arıza durumunda sigorta yerine getirecektir.

Her iki düzende; sigortalı dalda arıza durumunda etkilenen müşteri sayısını en aza indirmek ve geçici arızaları temizlemek hedeflenmektedir. Sigorta koruma düzeni daha çok kısa süreli kesintilere sebep olmaktadır ancak açma koruma düzenine göre

daha az sayıda sürdürülebilir kesintilere sebep olmaktadır. Birçok dağıtım kurumu bu iki stratejiyi birleştirerek kullanmaktadır [13]. Şekil 1.7’de verilen sistem üzerinden recloser-sigorta koruma düzeninin nasıl işlediğini daha net görebilmek için Şekil 1.8’de recloser ve dal 4 başındaki sigorta için aşırı akım zaman grafiği verilmiştir [6]. Dallar üzerindeki arıza durumunda recloser, sigortadan önce hızlı açma eğrisine göre arızaya açma verir ve böylece sigorta korunmuş olur. Recloser kapatma verdiğiğinde ise yavaş açma eğrisine set edilir. Eğer arıza devam ediyor ise dal üzerindeki sigorta açacaktır.



Şekil 1.8. Sigorta koruma düzenine ait aşırı-akım zaman grafiği

1.4. Mesafe Koruma Röleleri

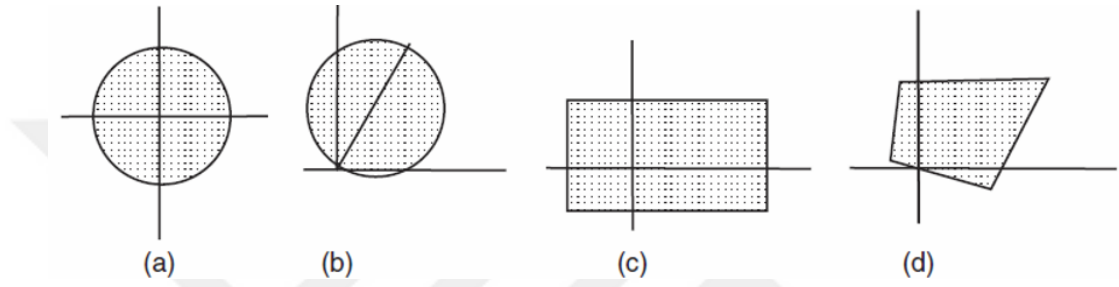
Mesafe koruma röleleri, aşırı akım rölelerinin seçicilik ve hassasiyet gibi ihtiyaçları tam anlamıyla karşılayamadığı sistemlerde kullanılabilir. Bu röleler koruduğu bölgenin ulaştığı son noktaya kadar hattın empedansını ölçerek sadece röle ile korunan son nokta arasındaki arıza durumlarında açma sinyali üretir. Koruma bölgeleri; koruduğu hat empedansının sınır karakteristikleri belirlenir. Hat empedansı ise ölçü transformatörlerinden gelen gerilim ve akım değerlerinin oranlanması ile elde edilir ve R-X diyagramları ile daha net bir şekilde ifade edilir.

Mesafe koruma röleleri koruma bölgesinin şekline göre sınıflandırılır. Geleneksel olarak elektromekanik röleler dairesel koruma bölgeleri kullanır. Daha karmaşık koruma bölgesi şekilleri katı hal (solid-state) röleler veya dijital röleler yardımı ile

elde edilebilmektedir. Koruma bölgeleri şekillerine göre dört farklı mesafe koruma rölesi tipi kullanılır:

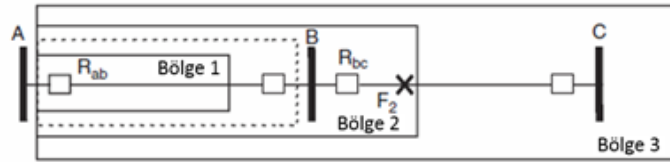
- (a) Empedans rölesi
- (b) Admitans rölesi (MHO)
- (c) Reaktans rölesi
- (d) Quadrilateral röle (dört kenarlı)

Yukarıda sayılan röle tiplerine ait görsel sırasıyla Şekil 1.9’da gösterilmiştir.



Şekil 1.9. Empedans rölesi tipleri [19]

Koruma bölgeleri birbirini kapsayacak şekilde “Zone 1”, “Zone 2” ve “Zone 3” olarak isimlendirilerek genel olarak üç bölge koruma sağlanır. Her bölge, röleden itibaren koruduğu son noktaya kadar belirli bir empedans ile ifade edilir. Ancak koruma bölgesi içindeki ulaşılan son nokta kesin olarak belirlenemez. Bu belirsizlik tipik bir zone için belirlenen empedans set değerinin 5%’i kadardır [19]. Bu nedenle korunan bölge iki bara arasındaki hattın tamamı olarak seçilemez. Şekil 1.10’da üç bölge Rab mesafe rölesine ait ana koruma ve yedek (komşu fider) koruma bölgeleri gösterilmiştir.



Şekil 1.10. Empedans rölesi koruma bölgeleri [20]

Koruma bölgeleri empedans seçimi ve arıza bölgesine göre yaygın kullanılan bölge ayar değerleri Şekil 1.10 baz alınarak Rab rölesi için aşağıda verilmiştir [19]:

- Bölge 1: Koruduğu ilk hat empedansının (Z_{AB}), %85 ile %90’ı arası,
- Bölge 2: Koruduğu ilk hat empedansının %120’si ile %150’si arasında,

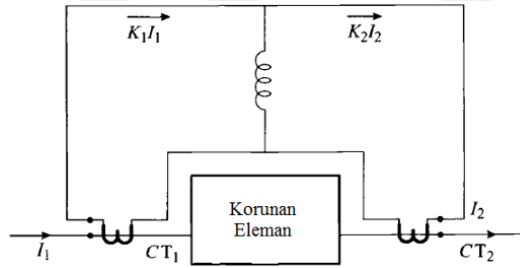
- Bölge 3: Koruduğu ilk hat empedansı (Z_{AB}) ile koruduğu ikinci hat empedansının (Z_{BC}) %120'si ile %180'i arasındaki değerinin toplamı şeklindedir.

Koruma bölgelerinin birbirini yedeleyecek şekilde çalışabilmesi için zaman gecikmeleri belirlenmiştir [19]:

- Bölge 1: Gecikme istenilmez, genellikle 1-2 periyot gecikme gerçekleşir.
- Bölge 2: Genellikle 20-30 periyot (300-600 ms) gecikme verilir.
- Bölge 3: Genellikle 1 saniye gecikme verilir.

1.5. Diferansiyel Koruma Röleleri

İki veya daha fazla benzer elektriksel büyüklüğe ait vektör farkı ile diferansiyel koruma fonksiyonu sağlanır. Neredeyse bütün röleler diferansiyel koruma fonksiyonuna sahiptir. Bunun sebebi; bu koruma fonksiyonunun röle iç yapısı ile değil de bağlantı metodu ile ilgili olmasıdır. Diferansiyel koruma akım farkı ve gerilim farkı olmak üzere akım ve gerilim trafoları dahil her iki ölçü trafosu ile sağlanabilir. İlgili koruma fonksiyonuna ait basit gösterim Şekil 1.11'de verilmiştir.



Şekil 1.11. Diferansiyel koruma akım dengesi [14]

Fonksiyonun işleyişi için sisteme bağlı iki adet akım trafosu ve ortalarında aşırı akım rölesine ait bir sargı bulunmaktadır. Normal çalışma şartları altında I_1 ve I_2 akımları farklı olabilir ancak her iki akım trafosu için uygun dönüştürme oranları ile bağlantı düzeni sağlandığında çalışma şartları sağlanmış olur. Normal işletme koşulları veya iki akım trafosu dışında oluşabilecek kısa devre durumunda, aşırı akım röle sargısından akım geçmeyecektir. Eğer iki akım trafosu arasında bir kısa devre meydana gelirse sargı üzerinde bir fark akımı oluşacaktır. Bu akım değeri eşik değerinin üzerinde ise röle açma verecektir. Her durumda ölçülen akım değeri,

diferansiyel röle üzerinde korunan elemana giren ve çıkan akımların vektör farkını açma eşik değeri ile karşılaştıracaktır. Diferansiyel koruma;

- Transformatörler
- Generatörler ve dönen makineler
- Hatlar

için kullanılabilir. Transformatörler için diferansiyel koruma yapılırken akım ölçü trafoları dönüştürme oranları seçilirken korunacak transformatörün vektör gruplarına dikkat edilmelidir. Ayrıca korunan transformatörde çıkış gerilimini ayarlamak üzere kademe değiştirici var ise diferansiyel akım farkı için uygun tolerans bırakılmalıdır.

Generatör ve dönen makineler için diferansiyel koruma bazı açılardan transformatörlere benzerdir. İlgili koruma fonksiyonu için generatör nötr noktası topraklaması iyi yapılmalıdır. Direkt topraklı yıldız noktası veya direnç-reaktör üzerinden topraklama ile kullanılabilir. Hatlarda diferansiyel koruma, uzun hatlar için akım trafoları sekonder bağlantısı açısından uygun olmasada; uygun haberleşme ile kullanılabilir. Sonuç olarak en az iki terminali olan bütün elemanlar için diferansiyel koruma uygulanabilir [14].

2. DAĞITILMIŞ ÜRETİM KAYNAKLARININ KORUMA ÜZERİNDE OLUMSUZ ETKİLERİ

Orta gerilim seviyesinde; DÜK şebeke entegrasyonunda; koruma açısında karşılaşılan temel problem; var olan dağıtım şebekelerinin pasif şebekeler olarak tasarlanması ve herhangi bir üretim birimi bağlantısı düşüncesi ile koruma sistemi dizaynı yapılmaması şeklinde tanımlanabilir. Böyle sistemlerde güç akışı genellikle tek yönlü olup, kaynaktan kullanıcılara doğrudur. DÜK bağlandığı takdirde bu şebekeler artık pasif yapısından sıyrılarak aktif yapıya geçmektedir. Değişen bu yapıda geleneksel koruma yapısı kullanılması olanaksız bir hale gelmektedir.

DÜK'ler, bağlı oldukları hat boyunca gerilim profiline etki etmektedir. Bu durum aşırı yüklü hatlarda veya zayıf şebekelerde, gerilim profiline fayda sağlarken, düşük yük taleplerinde gerilimin üst sınır değerlere yaklaşması ile sonuçlanabilir. Mevcut koruma yapısı tek yönlü güç akışını baz alarak gerçekleştirilir ancak bu durumda koruma düzeni yetersiz kalır. Yönlü aşırı akım koruması, çoklu kaynaklardan beslenen şebekeler için vazgeçilemez konuma gelmiştir.

Yerel DÜK bağlı bir elektrik şebekesinin bir bölümünün, normal veya anormal çalışma şartları altında, şebekenin geri kalanından ayrılmasına adalaşma denir. Planlı ve plansız olarak ikiye ayrılır. Plansız adalaşma, istenmeyen adalaşma, olarak da adlandırılır. IEEE 1547 standartlarına göre; DÜK enterkonnekte sistemi ada çalışma durumunu tespit ederek, 2 saniye içerisinde ada formasyonu enerjilendirmesini kesmelidir [1]. Ada çalışma durumuna geçen bir sistemde arıza durumunda aşırı akım koruma röleleri daha düşük arıza akımlarına maruz kalacaktır. Bu nedenle röle açma süreleri veya arıza temizlenme süreleri uzayacaktır. Ancak düşen kısa devre gücü veya akımlarına göre ada çalışma durumu için koruma düzeni tekrar yapılandırılabilir. Ada çalışma durumu sona erip, tekrar şebeke bağlantısı sağlandığında koruma yapısı şebeke çalışma moduna tekrar dönmelidir. Yani koruma yapısı hem ada çalışma hem şebeke çalışma durumlarını desteklemelidir [9,16].

Yeni yapılanmaya bağlı olarak en basit çözümler DÜK birimlerinin arıza durumunda devre dışı bırakılmasını sağlama düşüncesidir. Genel olarak bağlantı standartları arıza durumunda DÜK'lerin devre dışı bırakılması koşulunu içermektedir. Bu sayede kaynakların aşırı akımlara maruz kalması önlenmektedir. Ancak bu yaklaşım DÜK bağlantısının yoğun olduğu bölgelerde tercih edilmemektedir. Şebeke otomasyonu ve SCADA sistemlerinin kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır. Bunun bir getirisi olarak koruma sistemlerinin dinamik koordinasyonundan bahsedilebilmektedir. Sistemden elde edilen gerilim, frekans, yükleme seviyeleri, DÜK üretim bilgisi vb. parametrelere bağlı olarak, koruma ekipmanlarına (kesici/recloser) açma sinyali gönderilir ve DÜK kayıplarının önlenmesi hedeflenir [10].

Bu bölümde DÜK'lerin koruma sistemi üzerindeki olumsuz etkileri genel olarak dört temel başlık altında incelenmiştir.

2.1. Kısa Devre Gücü ve Arıza Akımı Seviyesi

Genellikle, şebekede gömülü dağıtılmış üretim birimleri dönen makinelerden oluşup, kısa devre seviyesine katkıda bulunur. Her iki tipteki; senkron veya indüksiyon generatörler, dağıtım sisteminde arıza şartlarına bağlı olarak arıza akımlarına katkı sağlamaktadır. Anahtarlama elemanlarına ait nominal açma akımı seviyelerine yaklaşan arıza akımları, artan üretim birimi bağlantısı önünde potansiyel bir engel oluşturmaktadır. Bu elemanların yenilenmesi durumunda ek maliyetler ortaya çıkmaktadır. Bağlı kaynakların arıza katkılarını azaltmak için generatör ile şebeke arasına transformatör veya reaktör bağlantısı sağlanabilmektedir. Bu durumda şebeke kayıpları artacak ve geniş yelpazede generatör terminal gerilimleri ile karşılaşılacaktır. Çözüm olarak bazı ülkelerde arıza akımlarını limitleyen tipte orta gerilim sigortaları kullanılmaktadır.

Arıza akımı seviyesi, arıza etkisini akıma veya gücü bağlı olarak ifade eder. Genellikle kısa devre akımı ve görünür güce ait skaler büyüklükler olarak belirtilir. Seri bağlı bir gerilim kaynağı ile thevenin empedansı Z_{th} 'dan oluşan, p.u (per unit/birim) şebeke thevenin eşdeğer devresi yardımı ile p.u kısa devre akımı Denklem (2.1)'de verilmiştir [11]. DÜK bağlı şebekelerde, paralele giren kaynakların etkisi ile şebeke thevenin empedansı azalacak, kısa devre akımı veya seviyesi artacaktır.

$$I = \frac{1}{|Z_{th}|} \quad (2.1)$$

Şebekede arıza durumlarında akan akımlar, nominal akımların çok üzerindedir. Bu durum aşırı akım röleleri ani açma fonksiyonu açısından en temel açma koşullarını oluşturur. Normal çalışma akımları ile arıza akımlarının ayırt edilebilirliği bu sayede kolaylaşır. Sonuç olarak rölelerin arıza anında tetiklenebilmesi için arızayı yüksek akımlarla besleyebilen güçlü bir kaynağa ihtiyaç duyar. Dağıtılmış üretim birimleri genel olarak güç elektroniği ara yüzü ve bir transformatör vasıtası ile şebekeye bağlanır ve dönüştürücü düzenlerinin korunması için arıza akımlarını sınırlayan bir kontrolör kullanılır. Buna istinaden arıza anında fazlardan geçen akımlarda büyük bir artış meydana gelmez ve aşırı akım röleleri bu durumu normal çalışma olarak değerlendirebilmektedir. Aşırı akım oluşmamasına rağmen bu durum tehlikeli sonuçlar doğurabilir. Faz gerilimlerinde geçici aşırı yükselmeler, yalıtkan malzeme zorlanmalarına ve atlamalara sebep olabilmektedir. Buna ek olarak tespit edilemeyen arızalar, daha büyük çapta yayılabilir ve daha fazla ekipman ve insan hayatını tehlikeye atabilir. Tablo 2.1’de bazı DÜK’lere ait kısa devre katkıları nominal akımlarının yüzdesi cinsinden verilmiştir. Bu değerler generatör terminallerinde oluşabilecek kısa devre akımlarına aittir. Orta gerilim seviyesinde hat empedansları genelde yüksek olup, arıza noktası DÜK’den uzaklaştıkça arıza katkıları hızla azalacaktır [10].

Tablo 2.1. Generatör tipine göre kısa devre katkıları (nominal akım yüzdesi cinsinden) [10]

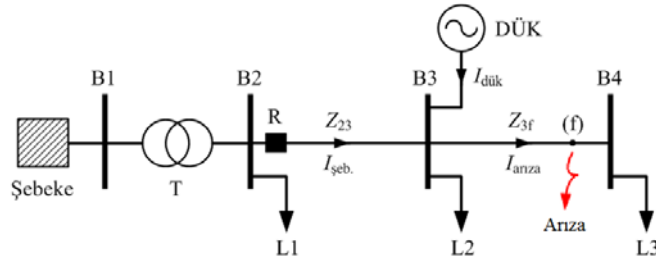
Generatör Tipi	Nominal akımının yüzdesi olarak kısa devre katkısı
İnverter ara yüzü	100-400
Harici uyartımlı SG	İlk birkaç periyot: 500-100
	Sabit: 200-400
İndüksiyon generatörü veya kendinden uyarmalı SG	İlk birkaç periyot: 500-1000
	Sabit bileşeni yoktur

SG: Senkron Generatör

Şekil 2.1’de verilen dört baralı örnek sistem üzerinde; f noktasında bir arıza meydana geldiğinde; arıza akımı Eşitlik (2.2)’deki hesaplanır.

$$I_{arıza} = I_{şeb} + I_{dük} \quad (2.2)$$

Arıza akımı şebeke ve DÜK katkısının toplamından oluşur ancak R rölesi üzerinde aşağı yönlü olarak sadece şebeke katkısını ($I_{şeb}$) görülebilir.



Şekil 2.1. DÜK arıza katkısının örnek bir sistem üzerinden gösterimi

Röle üzerinde oluşabilecek diğer bir olumsuz etki B2 barasında meydana gelebilecek bir arıza durumunda ortaya çıkmaktadır. Bu arıza durumunda ise R rölesi üzerinden sadece üretim birimi akım katkısı ($I_{dük}$), ters yönlü olarak geçecektir. Böyle bir durumda aşağı yönde ve yukarı yönde (şebeke tarafına doğru) olmak üzere iki farklı arıza akımından söz edilebilir. Bu örnek sistem üzerinde yönlü koruma yapıldığı takdirde bir veya iki anahtarlama yapılarak arıza izole edilebilmektedir.

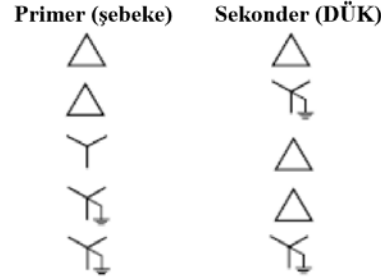
Kısa devre katkısı ve arıza akımı seviyelerinde değişikliklerin aşırı akım koruma röleleri üzerindeki olumsuz etkileri özetlenecek olursa:

- Arıza akımı genliğindeki değişimlere bağlı röle açma sürelerinde değişimlerin sebep olduğu koordinasyon problemleri
- Yönlü koruma ihtiyacının ortaya çıkması, yeni röle kesici gibi ekipman gereksinimi
- Arızanın izole edilmesi için birden fazla anahtarlama gereksinimi

şeklinde sıralanabilir. Asimetrik arıza durumlarında DÜK'lerin kısa devre katkıları simetrik bileşenlerden dolayı simetrik arızalara göre biraz daha farklı olabilmektedir. Simetrik bileşen devrelerinin transformatör vektör grubu ve yıldız noktalarının toprak durumlarına göre şekillenmesi bazı toprak arızalarında DÜK arıza katkılarını etkileyebilmektedir.

DÜK'lerin şebeke bağlantısını sağlamak amacıyla kullanılan transformatörlere ait bağlantı gruplarının; transformatörün yüksek (şebeke) veya alçak gerilim (generatör) tarafında farklı tipte oluşabilecek asimetrik arıza durumlarında önemli bir etkisi

bulunmaktadır. Şekil 2.2’de yaygın olarak kullanılan beş farklı bağlantı grubu gösterilmiştir.



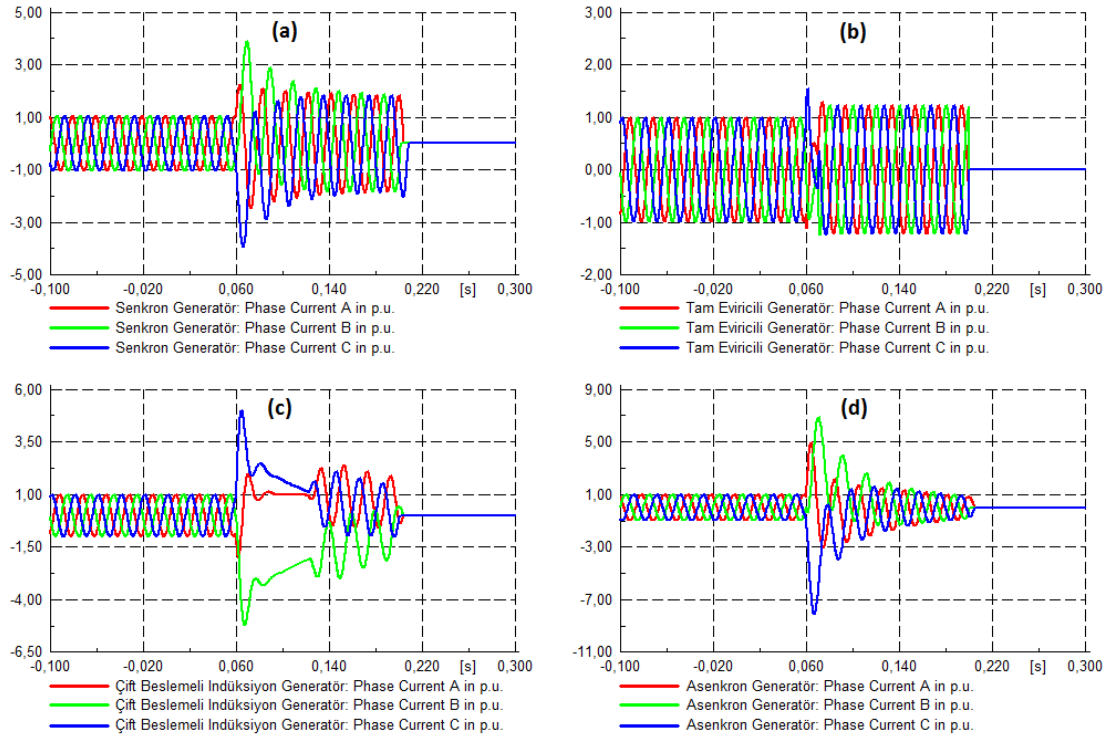
Şekil 2.2. Üzerinden DÜK bağlantısı sağlanan transformatör vektör grupları

İlk üç bağlantı tipinde yüksek gerilim veya şebeke tarafında toprak bağlantısı bulunmadığından; şebeke tarafındaki bir faz-toprak arızasında DÜK katkısı olmayacaktır. Diğer iki bağlantı tipinde ise şebeke tarafında toprak bağlantısı olduğundan, şebeke tarafında meydana gelebilecek faz-toprak arızası durumunda DÜK’lerin arıza katkısı olacaktır. Transformatör vektör gruplarına ek olarak DÜK generatörlerinin topraklanmasının sıfır bileşen devrelerine etki edeceği unutulmamalıdır [8].

Yıldız noktası veya nötrü topraklanmayan sistemlerde yine de nötr noktasının kapasitif etkisi söz konusudur. Arıza anında akan akımlar çok düşüktür ve ekipman hasarları minimum düzeydedir. Bu yüzden arızalı bölgenin sistemden hızlı bir şekilde izole edilmesi fazla önem arz etmemektedir. Bu durumda yarım kalan üretim süreçlerinin sebep olduğu yüksek maliyetli hammadde kayıplarının önüne geçilir ve enerji sürekliliğinin önemli olduğu bazı endüstriyel tesisler için avantaj sağlanır. Ancak nötrü izoleli bu sistemler arıza durumunda kısa süreli yüksek gerilimlere sebep olup, potansiyel olarak insan hayatını ve kullanılan cihazlar için tehlike oluşturmaktadır. Bu yüzden nötrü izole sistemler genel olarak tavsiye edilmemektedir [7].

2.2. Farklı Tipteki DG Kaynaklarının Arıza Durumundaki Davranışları ve Arıza Katkıları

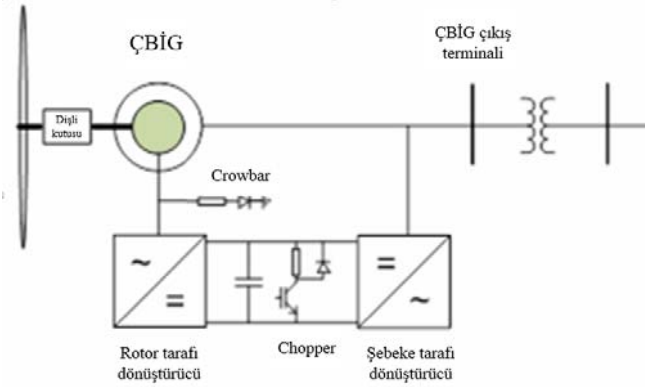
Arıza şartlarında, geleneksel senkron ve indüksiyon generatörleri; bir gerilim kaynağı ile reaktans ile modellenmektedir. Genellikle alt geçici durum ve geçici durum reaktansları ile kaynak zaman sabitleri arıza davranışını belirler. Ancak geleneksel senkron-asenkron generatörlere nazaran birçok DÜK; güç dönüştürücüleri vasıtasıyla şebekeye bağlanır. Bu yüzden inverter arayüzlü bağlantılarda arıza davranışı; dönüştürücü kontrolü ve korumasında rol oynayan üretici tasarım parametrelerine bağlıdır. Farklı tipteki dağıtılmış üretim generatörlerinin çıkış terminallerinde oluşturulan üç faz arızası durumunda; her bir fazına ait akım zaman grafiği Şekil 2.3'te verilmiştir. Görüldüğü gibi arıza başlangıç zamanı 60 ms olup, arıza $t=200$ ms'de temizlenmiştir. Generatörlerin arıza davranışları incelendiğinde nominal akımlar ile arıza akımları dalga formları arasındaki oranı daha net görebilmek adına değerler p.u olarak verilmiştir. Güç elektroniği ara yüzü kullanan çift beslemeli indüksiyon generatörü ile tam eviricili generatörlerde arıza akımlarının sınırlandırılabilirdiği göze çarpmaktadır.



Şekil 2.3. Farklı tipteki dağıtılmış üretim generatörlerin arıza akımı dalga formu

Arıza temizlenene kadar geçen süre içerisinde senkron ve asenkron generatörlere ait koruma elemanlarının alt geçici ve geçici zaman aralıklarında kararlı duruma geçerken; daha yüksek termal zorlanmalar ile karşılaştığı görülmektedir. Bu çalışmada günümüzde kullanımı giderek artan güç elektroniği bazlı bağlantılı DÜK'ler üzerinde durulacaktır.

Çift beslemeli indüksiyon generatörleri değişken rüzgar hızlarında (yaklaşık olarak senkron hızın $\pm\%30$ 'u) üretim yapabilmektedir. Generatör çıkış gerilimi düzenlenmesi ve reaktif güç çıkışı açısından hızlı (rotor ve şebeke tarafı dönüştürücüleri sayesinde iki veya üç periyot içerisinde) cevap verebilmesi açısından tipik indüksiyon generatörlerinden ayrılırlar. İlgili generatöre ait bağlantı topolojisi Şekil 2.4'te verilmiştir [15,23]. Üç faz rotor sargılarını harici olarak uyaran güç evirici bulunur. Üç faz stator sargıları ise direkt olarak şebekeye bağlıdır. Rotor sargılarına bağlı güç dönüştürücü, rotor akımının genlik ve frekansının düzenlenmesini sağlar. Böylece rotor uyarması sağlanır. Uyarma senkron makinelere benzer şekildedir ancak alternatif akım ile değişken frekanslarda uygulanarak senkron üstü ve senkron altı hızlarda uyarma sağlanır. Türbin senkron altı hızlarda işletildiğinde uygulanan uyarma akımı sonucu oluşan manyetik alan, rotor alanını destekler ve rotorun mekanik dönüş yönünü destekler. Benzer şekilde senkron üstü hızlarda ise rotorun fiziksel dönüş yönüne ters döner alan oluşturulur. Böylece senkron hıza yakın hızlarda fiziksel dönüş sağlanır. Senkron altı hızlarda rotora ileri yönde döner alan uygulanmalıdır. Bu alanı oluşturan görünür güç, sırt sırta (back-to-back) güç dönüştürücüsü ile stator çıkış gücünden elde edilir. Senkron üstü aşırı hızlarda ise görünür güç rotordan dışarı doğrudur. Bu güç şebeke frekansına dönüştürülerek stator sargılarında üretilen güce eklenir [23].

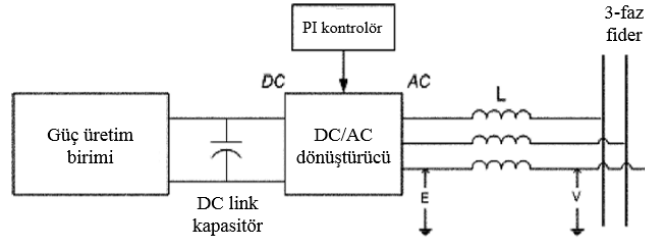


Şekil 2.4. Çift beslemeli indüksiyon generatörü iç yapısı [23]

Arıza akımlarına dayanabilecek yapıda dönüştürücüler üretmek ekonomik olmamaktadır. Bunun yerine rotor sargıları ile rotor tarafı dönüştürücüler arasında şönt bağlı “crowbar devresi” bağlanır. Crowbar kısa devre yolu akım sınırlamak amacıyla empedans bulundurulabilir. Arıza esnasında; rotor tarafı güç dönüştürücüler devre dışı bırakılarak, rotor sargıları direnç üzerinden birbirine temas ettirilir. Şekil 2.3(c)’de görüldüğü gibi, rotor sargısı kısa devre akımı direnç üzerinden sınırlandırılmış olur ve 60-120 ms arası makine arıza akımı karakterinin değişmesine sebep olur. Daha yeni koruma tasarımlarında ise “chopper devresi” daha yaygın olarak kullanılır. İlgili dönüştürücü devresi doğru akım barasına bağlanır. Rotor tarafından gelen arıza akımının, bir kısmının ya da tamamının yönünü saptırarak, doğru akım bara gerilimini sınırlandırır. Crowbar fonksiyonuna kıyasla, rotor faz sargıları direkt olarak kısa devre edilmez ve rotor tarafı dönüştürücüler devre dışı bırakılmaz ancak her iki yöntem de büyük ölçüde aynı amaca hizmet eder. Arıza durumunda çift beslemeli asenkron generatörler, indüksiyon generatörlerine benzer karakteristik sergiler fakat crowbar fonksiyonu ve yüksek kayma oranları ($\pm\%30$) ile işletilme kabiliyetleri ile indüksiyon generatörlerinden ayrılırlar [23].

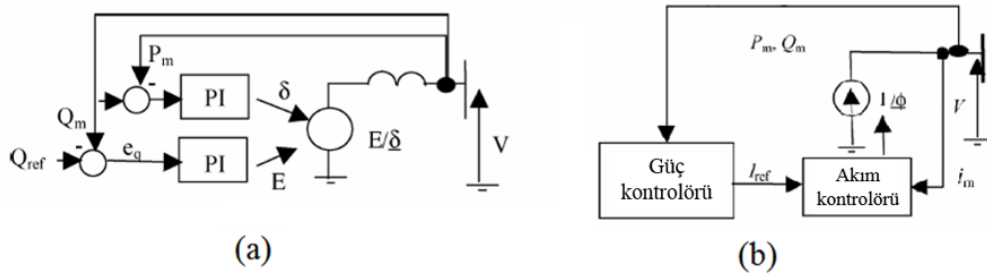
Dağıtılmış üretim kaynakları genellikle (rüzgar türbinleri, mikrotürbinler, fotovoltaik paneller) güç sistemlerine inverterler vasıtasıyla bağlanır. Bu kaynakların arıza davranışları büyük ölçüde kendi kontrol sistemlerine göre şekillenir. Şekil 2.5’te görüldüğü gibi inverter arayüzlü generatörlere ait bağlantı şeması gösterilmiştir. Üretim birimi çıkışındaki sinyalin şekline göre; DC link’den önce, ac/dc güç dönüştürücüsü kullanılabilir. Güç üretim birimi vasıtası ile üretilen doğru

akım gücü; yakıt pili, mikrotürbin veya fotovoltaik kaynaklı olabilir. Üretilen doğru gerilim, evirici ile alternatif gerilime dönüştürülür. Evirici üzerindeki kontrolör, inverter aktif ve reaktif güç çıkışını istenilen değerde düzenler. Üretim birimi ile evirici arasındaki DC link kapasitöre ait çıkış gerilimi geçici rejim (transient) olaylarında sabit kalır bu yüzden evirici giriş gerilimi sabit doğru gerilim olarak varsayım yapılabilir. Böylece inverter arayüzlü generatöre ait arıza davranışı ağırlıklı olarak evirici kontrolörü tarafından belirlenir.



Şekil 2.5. İnverter ara yüzü generatörlere ait genel bağlantı şeması [17]

Literatürde genel olarak; gerilim kontrollü ve akım kontrollü olmak üzere iki kontrol şemasından bahsedilmektedir [12]. Temel olarak her iki şemada aktif ve reaktif çıkış gücünü düzenler. Şekil 2.6(a)'da gösterilen gerilim kontrollü şemada; evirici üzerinden aktif ve reaktif çıkış gücü evirici yardımıyla üretilen "E" gerilimi genliği ile düzenlenir. Evirici çıkış gerilimi (E), terminal gerilimi "V"yi baz alır [17]. Bu şemanın temel dezavantajı akımın direkt olarak kontrol edilememesidir.



Şekil 2.6. (a) IIDG gerilim kontrol şeması (b) IIDG akım kontrol şeması [17]

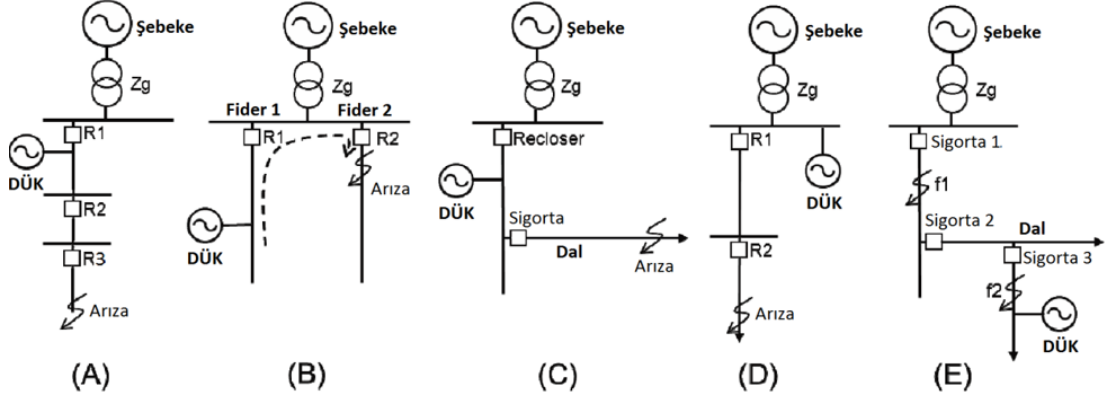
Akım kontrol şeması ise iki kapalı çevrim içerir. İçeride yer alan çevrim çıkış akım genliğini, dışarıdaki çevrim ise çıkış gücünü düzenler [18]. Dışardaki çevrim vasıtası ile içeri çevrim referans akım değeri (I_{ref}) düzenlenir. Sonuç olarak her iki şema da aktif ve reaktif çıkış gücünü kontrol eder.

İnverter arayüzlü generatörler genellikle arızayı bir veya iki şebeke periyodunda belirler. Bu süre içerisinde düşen terminal gerilimine karşı aktif ve reaktif güç çıkışını sabit tutmak için çıkış akımını arttırır. Generatör teknolojisine bağlı olarak bu akım değeri 1,1 p.u. ile 1,5 p.u. arasındadır. Bu akım değeri reziduel gerilim, rüzgar şartları ile arıza öncesi aktif ve reaktif akım işletme değerlerine bağlıdır. Genellikle bu tipteki son teknoloji generatörler simetrik veya asimetrik arıza durumlarında şebekeye sadece simetrik arıza akımı katkısı sağlar. Yani arıza akımının negatif ve sıfır bileşenleri yoktur. Ancak sabit güç çıkışı set edilip akım limitleme fonksiyonu için negatif bileşen akım katkısı sağlayabilir. Akım limitleme fonksiyonu güç dönüştürücü anma akımı değerine yakın seçilir. Üretim değerlerine bağlı olarak 1,1 p.u. anma akımı seçilir fakat inverter soğutma kabiliyetine göre büyük değerler söz konusu olabilir.

2.3. Farklı Tipte DÜK-Şebeke Bağlantı Topolojilerinde Potansiyel Aşırı Akım Koruma Problemleri

Mevcut şebeke-DÜK bağlantı topolojilerinin koruma elemanlarını üzerindeki olumsuz etkisi Şekil 2.7'de verilen beş farklı bağlantı topolojisi üzerinden gösterilmiştir. Aşırı akım koruma rölesinin arızaya kör kalması durumu (blinding effect), Şekil 2.7(a)'da gösterilmiştir. Sistemde gösterilen noktada arıza meydana geldiğinde; R2 ve R3 rölelerinde okunan arıza akımı değerleri DÜK etkisi ile, R1'de okunan akıma göre daha yüksek değerde olacaktır. R1 rölesi daha düşük arıza akımları sebebiyle daha gecikmeli bir açma sinyali üretecektir. Bu durum röleler arasında koordinasyonun bozulması veya yanlış anahtarlamalara sebebiyet verebilmektedir [6,9].

Şekil 2.7(b)'de verilen arıza durumunda; yönlü koruma sağlayan elemanlara yer verilmediği takdirde arıza olan koldan hariç, DÜK bağlı diğer kolda R1 rölesinde açma sinyali üretilir ve yanlış açmaya sebebiyet verilir (sympathetic tripping effect).



Şekil 2.7. Farklı tipteki DÜK-Şebeke bağlantı tipleri [6]

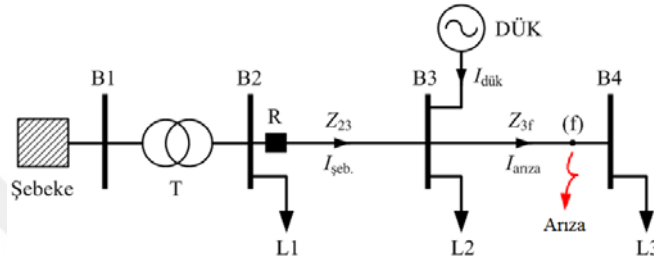
Şekil 2.7(c)'de DÜK'lerin sigorta koruma düzeni üzerindeki olumsuz etkisi gösterilmiştir. Sigorta koruma düzeni genellikle ana fider üzerinde bir kesici veya recloser ile ana fiderden ayrılan dallar üzerindeki sigortadan oluşur. Dallar üzerindeki arıza durumunda recloser, sigortadan önce hızlı açma eğrisine göre arızaya açma sinyali üretir ve böylece sigorta korunmuş olur. Recloser kapatma verdiği ise yavaş açma eğrisine set edilir. Eğer arıza devam ediyor ise dal üzerindeki sigorta açacaktır. Böylece geçici arıza durumlarında sigortanın korunması amaçlanmaktadır. DÜK bağlantısı olmadığı durumda sigorta ve recloser aynı arıza akımını okuyacaktır. Ancak DÜK bağlantısı olduğu durumda recloser sigortaya göre daha düşük akım değerleri okuyacaktır. Okunan arıza akımlarındaki tutarsızlık, sigortanın reclosera göre daha hızlı açmasına sebebiyet verebilmektedir [6,12].

Şekil 2.7(d)'de verilen arıza durumunda; DÜK etkisi ile artan kısa devre akımı, R1 ve R2 röleleri arasında koordinasyonu etkileyebilir. Aşırı akım röleleri belirli bir akım seviyesine kadar koruma sağlayabilmektedir. Bu değer aşıldığında R1 ve R2 rölelerinde okunan yüksek akım değerleri bu röleleri akım koordinasyon aralığından çıkarabilmektedir [12].

Şekil 2.7(e)'de verilen arıza durumunda ise sırasıyla farklı iki noktada arıza meydana gelebileceği düşünülmüştür. Sistemdeki f1 arızası durumunda sigorta 2, sigorta 3'e göre daha erken müdahale etmelidir. Ancak f2 arızası durumunda ise; sigorta 3, sigorta 2'ye göre arızaya daha erken müdahale ederek arızayı sistemden izole etmelidir. Bu iki farklı arıza durumunu izole edebilmek için yönlü koruma sağlayan elemanlar kullanılmalıdır [12].

2.4. Mesafe Koruma Rölelerine Olumsuz Etkisi

Mesafe koruma röleleri aşırı akım koruma rölelerinde olduğu gibi DÜK bağlantısından etkilenir. Bu olumsuz etki, yeni kaynak bağlantısından kaynaklı olup rölenin ölçtüğü empedans değişiminden ileri gelmektedir. Şekil 2.8’de R mesafe rölesinin, f noktasındaki arıza için ölçümlendiği empedans değerlerini DÜK bağlantısının önce yok iken, sonra da var olduğu iki farklı durum için karşılaştırılmıştır.



Şekil 2.8. DÜK-mesafe koruma üzerindeki bozucu etkisi

DÜK yok iken rölenin ölçümlendiği empedans değeri Eşitlik (2.3)’teki gibidir. $Z_{N_DÜK}$; mesafe rölesinin DÜK yok iken ölçtüğü empedans değerini, Z_{23} ; ikinci ve üçüncü baralar arasındaki hattın empedansını, Z_{3f} ise üçüncü bara ile f arıza noktası arasındaki empedansı ifade etmektedir.

$$Z_{N_DÜK} = Z_{23} + Z_{3f} \quad (2.3)$$

DÜK bağlantısı var olduğunda f arızası için R rölesinin ölçtüğü gerilim değeri Eşitlik (2.4)’te verilmiştir. U_R ; rölenin arıza anında ölçtüğü gerilimi, $I_{şeb}$ ve $I_{dük}$; hatlardaki arıza akımlarını ifade etmektedir.

$$U_R = I_{şeb} \cdot Z_{23} + (I_{şeb} + I_{dük}) \cdot Z_{3f} \quad (2.4)$$

Rölenin ölçtüğü akım değeri $I_{şeb}$ arıza akımı olduğu için Eşitlik (2.4)’ün, $I_{şeb}$ arıza akımına oranlanması ile rölenin DÜK bağlantısı olduğu durumda ölçtüğü empedans değeri $Z_{Y_DÜK}$, Denklem (2.5)’teki gibi elde edilir.

$$Z_{Y_DÜK} = Z_{23} + Z_{3f} + \frac{I_{dük}}{I_{şeb}} \cdot Z_{3f} \quad (2.5)$$

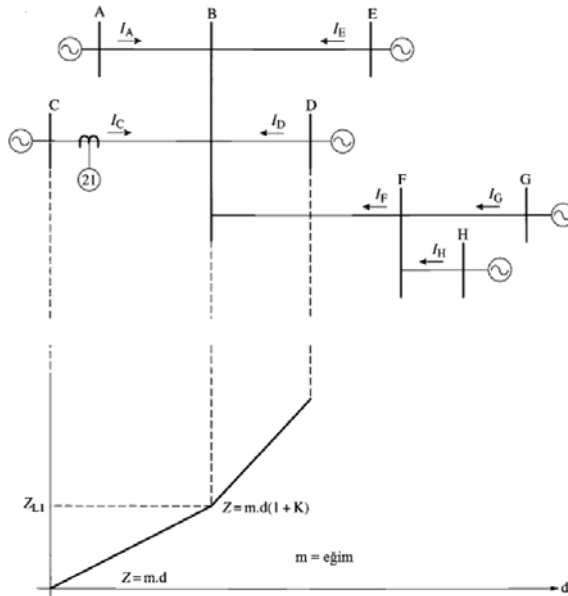
Denklem (2.3) ve Denklem (2.5) karşılaştırıldığında; bu iki durum arasında “ $(I_{dük}/I_{şeb}) \cdot Z_{3f}$ ” kadar bir empedans farkı göze çarpmaktadır. Her iki durumda da röle üzerinden geçen akım değeri aynı olsa da; ölçülen empedanslar farklıdır. Arızaya katkı sebebiyle DÜK bağlantısı, “R” mesafe rölesinde ölçülen empedansta bir artışa sebep olmaktadır. Bağlanan generatörün gücü attıkça “ $I_{dük}$ ” artacak dolayısı ile rölenin ölçtüğü empedans değeri de artacaktır. Böylece mesafe rölesinin ulaşabileceği mesafe azalacaktır [13]. Literatürde, Eşitlik (2.5)’te verilen; “ $(I_{dük}/I_{şeb})$ ” arıza akımı oranına “K” sabiti ismi verilmiştir. Eşitlik (2.6)’da görüldüğü gibi, bu sabit, radyal şebeke yapılarında geçerli arıza lokasyonundan bağımsız bir akım oranı olup; DÜK arıza katkısının (toplam infeed), röle üzerinden geçen arıza akımına oranından elde edilir.

$$K = \frac{I_{\text{toplam infeed}}}{I_{\text{röle}}} \quad (2.6)$$

Mesafe koruma rölelerinde geleneksel bölge 2 ve bölge 3 K sabiti göz önüne alınarak Eşitlik (2.7)’deki forma dönüştürülür.

$$Z_{\text{röle}} = Z_{23} + (1+K) \cdot Z_{34} \quad (2.7)$$

Şekil 2.9’da verilen sistem üzerinde; infeed akımları hesaba katılarak; C empedans rölesinin ölçtüğü empedans değerinin mesafe ile değişimi gösterilmiştir [14].



Şekil 2.9. DÜK arıza katkısının ölçülen empedans değerine etkisi [14]

Yukardaki örnek sistem üzerinde C barası üzerinden sisteme bakıldığında; herhangi bir arıza durumu için empedans rölesi üzerinde I_c değeri okunacaktır. Diğer kaynaklara ait arıza katkı (infeed) akımları kaynağın bağlı olduğu bara harfi ile indislenmiştir. Örnek sistem yardımıyla infeed akımları hesaba katılarak hesaplanan bölge koruma parametreleri, herhangi bir ölçü transformatörü dönüşümü yapılmaksızın Eşitlik (2.8), (2.9) ve (2.10)'da verilmiştir [14].

$$Z_1 = (0,8-0,85) \cdot Z_{AB} \quad (2.8)$$

$$Z_2 = Z_{CB} + 0,5 \cdot (1+K_1) \cdot Z_{BD} \quad (2.9)$$

$$Z_3 = Z_{CB} + (1+K_2) \cdot Z_{BF} + 0,25 \cdot (1+K_3) \cdot Z_{FH} \quad (2.10)$$

Eşitlik (2.8), (2.9) ve (2.10)'da verilen empedans değerleri hesaplamalarında kullanılan K sabitleri Eşitlik (2.11), (2.12) ve (2.13)'te verilmiştir.

$$K_1 = \frac{I_A + I_E + I_F}{I_C} \quad (2.11)$$

$$K_2 = \frac{I_A + I_E + I_D}{I_C} \quad (2.12)$$

$$K_3 = \frac{I_A + I_E + I_D + I_G}{I_C} \quad (2.13)$$

3. KORUMA KOORDİNASYONU

3.1. Aşırı Akım Koruma Koordinasyonu

Aşırı akım röle uygulamalarının uygun bir şekilde yapılabilmesi ve röle ayar değerlerinin doğru bir şekilde belirlenebilmesi için aşağıda sıralanan çalışmaların yapılması önerilmektedir [21]:

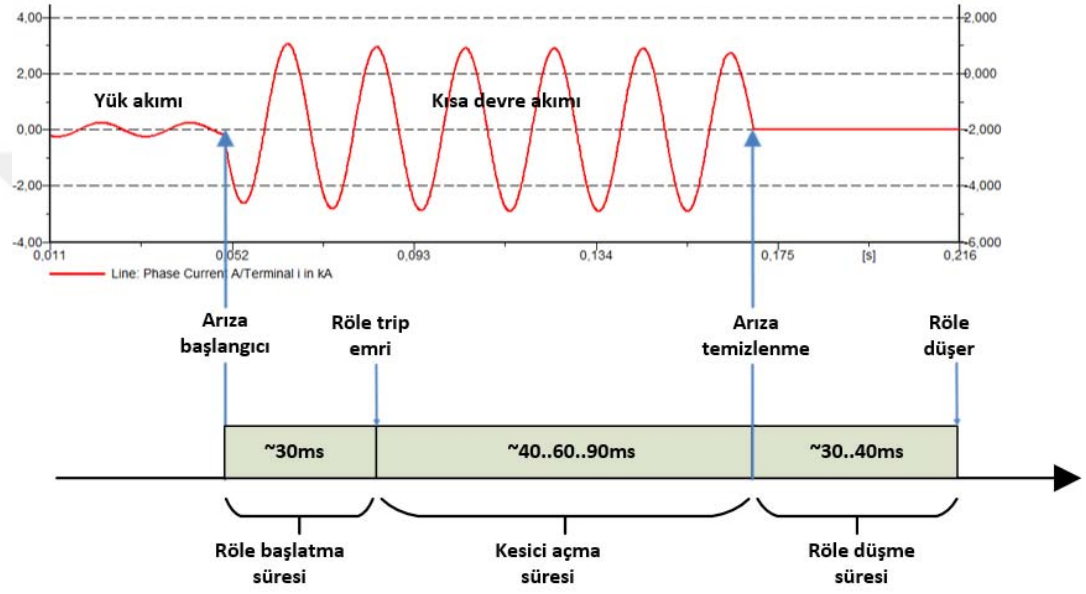
- Üzerinde çalışılacak sistemin, anahtarlama elemanları (kesici-ayırıcı) ve bu elemanlarla ilişkili olan akım transformatörlerinin plaka değerlerini gösteren tek hat şeması
- Bu şemada yer alan transformatör generatör veya fiderlere ait ohm, yüzde veya birim değer empedans bilgisi
- Her bir koruma elemanından geçen maksimum ve minimum arıza akımı değerleri
- Koruma elemanlarından geçen maksimum yük akımları
- Belirli plaka gücü üzerindeki indüksiyon motorlar için kalkış akımı ve kilitli rotor gecikme zamanı
- Transformatör mıknatıslanma (inrush), termal dayanım ve hasar karakteristikleri
- Bağlı generatörlere ait kısa devre akım katkısı azalma eğrileri
- Akım transformatörleri doyma performans eğrileri

Doğru röle koordinasyonu için temel kurallar ise aşağıdaki gibi sıralanabilir [21]:

- Mümkün olduğunca serideki diğer röleler ile aynı açma karakteristiğinde röleler kullanılmalı
- Kaynaktan en uzak olan en uçtaki röleye ait akım ayar değerleri kendisinden önceki rölenin akım değerlerine eşit veya küçük olmalıdır.

Zaman ve akım seçiciliği en yaygın kullanılan koordinasyonu sağlamada kullanılan değerlendirme yöntemleridir. Aynı ayrı kullanılabilirlikleri gibi birlikte kullanımları da mümkündür. Zaman seçiciliği için, aynı arıza akımına maruz kalan biri diğerinin yedeği olan iki röleden yedek koruma sağlayan röleye zaman gecikmesi verilerek arızaya en yakın rölenin yedeklenmesi sağlanır. Böyle bir arıza durumu için her iki

rölede arıza akımını görür ve başlatma alır. Arızaya yakın olan ana koruma rölesi gecikmeli, arızaya uzak olan yedek koruma rölesi ise gecikmeli başlatma alır. Yaklaşık 30 ms süre içerisinde kesiciye açma sinyali gönderilir. Kesici tipine göre göre 40 ile 90 ms arasında kesici kontaklarını açar ve arızayı temizler. Toplam geçen minimum süre nümerik röleler için güvenlik payı dahil olmak üzere 150 ms'dir [22]. Arıza başlangıcından itibaren arıza temizlenene kadar geçen süre içerisinde röle içerisindeki gelişen olaylar Şekil 3.1'de gösterilmiştir.



Şekil 3.1. Aşırı akım rölesinin arıza durumunda davranışı

Zaman gecikmesi ise indüksiyon disk kolu veya harici zamanlayıcı gibi çeşitli yollar ile elde edilen bağımsız bir parametredir. Gecikme rölelerin birbiri ile koordinasyonunu sağlamasına olanak verir. Aşırı akım rölelerinde; zaman gecikmesi ters zaman ve düz (sabit) zaman karakteristiğine göre şekillenir. Ters zamanlı rölelerde işletme akımı büyüdükçe gecikme zamanı azalır. Yani gecikme zamanı akım genliğine bağlıdır. Akım genliğine bağlı zaman gecikme ayarı; “zaman çarpanı” değişkenine bağlı olarak yapılır. Zaman çarpanı (TMS veya TD); ters zaman eğri ailesindeki, hangi akım-zaman karakteristiğinin kullanılacağını belirler. Düz zamanlı rölelerde ise gecikme zamanı akımdan bağımsızdır. Şekil 3.2’de verilen örnek zaman-aşırı akım diyagramı üzerinde, düz ve ters zaman karakteristikli röleler için açma akımı, zaman gecikmesi ve zaman çarpanı gibi ayar değişkenlerinin eğri karakteristiğine etkisi gösterilmiştir.



Şekil 3.2. Aşırı akım röle parametrelerinin ters ve düz zaman karakteristiğine etkisi

3.1.1. Aşırı akım koruma yaklaşımları

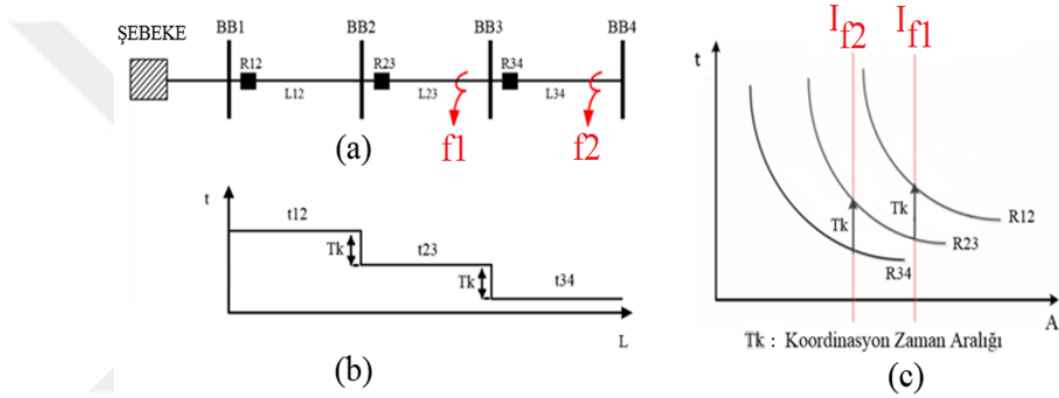
Aşırı akım koruma röleleri için “açma akımı” ve “zaman gecikmesi” olmak üzere iki parametre belirlenir. Açma akımı (I_p), aşırı yüklenme ve hat arızası gibi durumlarda rölenin açma sinyali üretebilmesi için aşılması gereken eşik akım değeridir ve algılanması akım seviye kontrolü prensibine dayanır. Bu eşik değer normal işletme veya yük akımı değerlerine eklenmiş bir tolerans değeri ile minimum arıza akımı arasında seçilen bir akım değeridir. Açma akımı seçilirken yaygın kullanılan iki yaklaşım vardır:

- İlk yaklaşımda [19]’da belirtildiği üzere; röle açma akımı; maksimum yük akımının 2 katı ya da en yakın baradaki minimum kısa devre akımının $1/3$ ’ü olarak seçilebileceği belirtilmiştir.
- İkinci yaklaşımda, [24]’te ise açma akımı; maksimum yük akımının 1,25 katı ile minimum arıza akımının $2/3$ ’ü arasında olacak şekilde seçilebilir.

3.1.2. Radyal şebeke aşırı akım koruma koordinasyonu

Aşırı akım röleleri genellikle tek kaynaktan beslenen, dolayısıyla arıza akımının tek yönlü olduğu radyal şebeke korumasında kullanılır. Radyal şebekede röleler aynı arıza akımlarını görür fakat farklı akım zaman karakteristikleri sebebiyle, açma süreleri farklıdır. Aynı arıza akımı için belirli zaman aralığı (koordinasyon zaman aralığı) bırakılarak röleler arasında seçicilik sağlanması amaçlanır.

Zaman-aşırı akım diyagramları kullanılarak röle seçiciliğinin gözlemlenmesi sağlanır. Şekil 3.3(a)'da tek kaynak ile beslenen tipik radyal şebeke, Şekil 3.3(b)'de rölelerin okuduğu maksimum arıza akımları için zaman seçiciliği, Şekil 3.3(c)'de ise röle zaman-aşırı akım diyagramı gösterilmiştir. L23 ve L34 hatları üzerindeki f1 ve f2 arızaları maksimum arıza akımlarını temsil etmektedir. Şekildeki f2 arızası için en düşük TMS değeri olan R34 rölesi ana koruma görevindedir. R34 rölesi açma yapmadığı takdirde; TMS değeri R34'göre daha yüksek olan R23 rölesi koordinasyon zaman aralığı kadar gecikme ile yedek koruma olarak açma verecektir. Benzer şekilde f1 arızasında ise R23 rölesi ana koruma rölesi, R12 ise yedek koruma rölesi olarak açma verecektir [5].

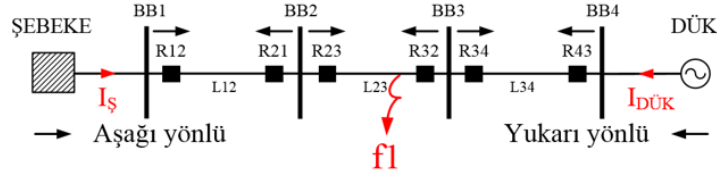


Şekil 3.3. Radyal şebekede zaman-aşırı akım diyagramı ve röle seçiciliği

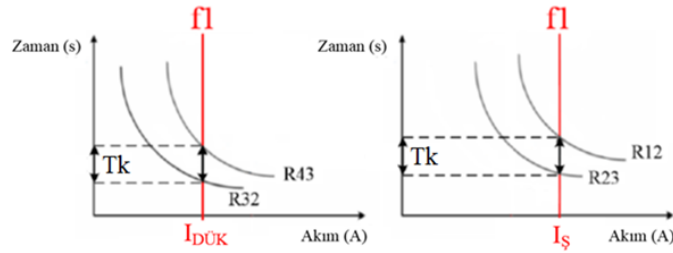
3.1.3. Çoklu kaynaklı şebeke aşırı akım koruma koordinasyonu

Radyal şebeke yapısının çoklu kaynak ile beslendiğinde durumda ise yönlü aşırı akım koruması (67) gereklidir [5]. Bu röleler sadece bir yöndeki arıza akımları için açma yaparlar. Şekil 3.4'te verilen çoklu kaynak ile beslenen şebekede, herhangi bir noktada arıza meydana geldiğinde birbirine ters yönde iki farklı arıza akımı sistemde var olacaktır. Şebeke kaynaklı arıza akımları aşağı yönlü, dağıtılmış üretim kaynaklı arıza akımları yukarı yönde akacaktır. Şekil 3.3'te verilen mevcut koruma yapısı (51) yönlü arıza akımlarına uygun tasarlanmamıştır. BB4 noktasından DÜK bağlantısı yapıldığı düşünülerek yönlü aşırı akım koruma rölelerinin kullanıldığı tek hat şeması Şekil 3.4(a)'da verilmiştir. Aşağı yönlü röleler R12, R23 ve R34, yukarı yönlü röleler ise R21, R32 ve R43 röleleri olup, röle üzerindeki oklar hangi yöndeki arıza akımları için açma yapacağını göstermektedir. Aynı yöndeki röleler kendi aralarında koordinelidir. Şekil 3.4(b)'de aralarında koordinasyon bulunan rölelere ait zaman-

aşırı akım diyagramları verilmiştir. L23 hattında meydana gelen $f1$ arızası için, R23 ve R12 aşağı yönlü arıza akımlarını algılayacaktır. R23 rölesi öncelikli olarak açma vermelidir ancak çalışmadığı takdirde, R12 rölesi açma verecektir. Benzer şekilde R32 ve R43 röleleri yukarı yönlü arıza akımlarını algılayacak, öncelikli açma görevi R32’de olup, R43 ile yedeklenecektir.



(a) Birden çok kaynakla beslenen radyal şebeke



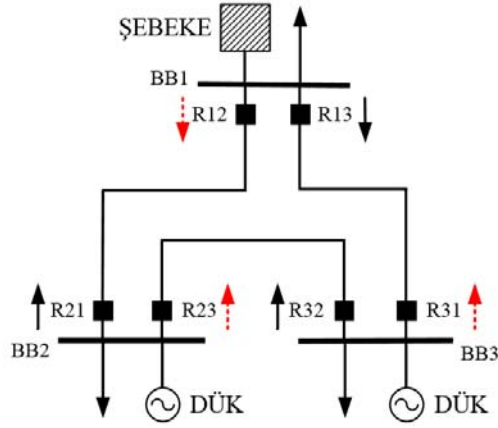
Tk : Koordinasyon zaman aralığı

(b) $f1$ arızası için aşağı ve yukarı yönlü röle seçiciliği

Şekil 3.4. Çoklu kaynakla beslenen şebekede zaman-aşırı akım diyagramı ve röle seçiciliği

3.1.4. Ağ yapılı şebeke aşırı akım koruma koordinasyonu

Modern güç sistemlerinin hızlı büyümesi ve artan kaliteli enerji talebi sonucunda çoklu kaynaklı ağ yapılı şebeke yapısı yaygın olarak kullanılmaktadır. Radyal yapıdan daha karmaşık yapıda olan bu şebeke tipi, içerisinde bir veya birkaç kapalı döngü barındırabilir. Şekil 3.5’te kapalı ring veya döngü barındıran ağ yapılı örnek bir şebeke, koruma ekipmanları ile gösterilmiştir. Sistemde bir adet harici şebeke ve iki adet generatör bulunmaktadır. Çoklu kaynaklı şebekelerde yönlü aşırı akım koruma röleleri kullanılmalıdır. Her hat başı ve hat sonunda olmak üzere toplam altı adet yönlü aşırı akım rölesi kullanılmıştır. Röleler, “R” harfi ile başlayarak, yakın bara numarası önce, uzak bara numarası sonra olmak üzere isimlendirilmiştir.



Şekil 3.5. Çoklu kaynaktan beslenen ağ yapılı şebeke

Kapalı döngü içerisindeki röle parametreleri ayarlanırken; röleye yakın arıza ve uzak bara arızası olmak üzere iki arıza tipinden söz edilir. Örnek olarak; BB1 ve BB2 baraları arasındaki hattaki arıza durumlarında, R12 ve R21 röleleri arızayı röleye yakın arıza olarak değerlendirmeli en kısa sürede açmalıdır. BB2 ve BB3 arasındaki hatta ki arıza durumlarında ise R12 rölesi uzak bara arızası olarak değerlendirmelidir ve R13 rölesi ile koordineli çalışmalıdır. Hatlarda oluşabilecek arıza durumlarında rölelerden geçen arıza akımı yönleri saat yönünde veya saat yönünün tersi yönde olacaktır. Saat yönündeki akımları algılayan R13, R32 ve R21 röleleri kendi aralarında, saat yönü tersi arıza akımlarında ise R12, R23 ve R31 röleleri koordineli çalışmalıdır.

3.2. Mesafe Koruma Koordinasyonu

Aşırı akım röle koordinasyonu aşağıda sıralanan bazı sebeplerden dolayı zorlaşmaktadır:

- Çok sayıda radyal hat ve bara bulunan sistemlerde kaynağa yakın rölede zaman gecikmesinin aşırı yüksek olması
- Çoklu kaynaklı kapalı ring sistemlerde yönlü aşırı akım röle koordinasyonunun zor sağlanması

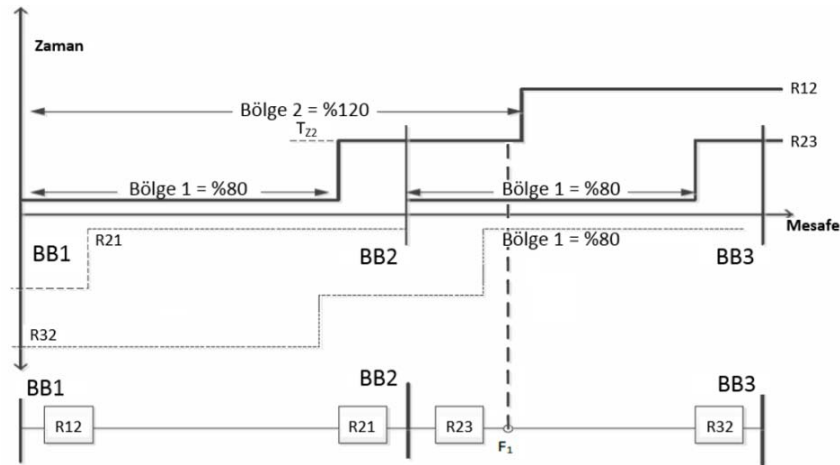
Bu problemlerin üstesinden gelebilmek için gerilim akım oranına cevap verebilen mesafe koruma veya diğer ismiyle empedans röleleri kullanılabilir [3]. Mesafe röleleri iletim veya dağıtım hatlarında meydana gelen simetrik veya asimetrik arızalar için primer veya yedek koruma elemanı olarak kullanılabilir. Tipik bir R-X

diyagramında çemberler ile belirtilen bölgeler içinde kalan empedans değerlerinde röle arıza algılayacaktır. Dışarıda kalan bölgelere denk gelen empedans değerleri için röle normal çalışma algılayacaktır. Normal çalışmada yük akımları arıza akımlarından çok küçük olacaktır. Koruma bölgesi içerisindeki arıza durumunda yük akımına nazaran akım değeri yükselecek, gerilim değeri ise işletme gerilimine göre aşırı düşecektir. Bu durumda arıza lokasyonu ve ark empedansına bağlı olarak, gerilim akım oranı R-X diyagramında belirtilen empedans çemberlerinden herhangi biri içerisine girerek açma sinyali üretilecektir.

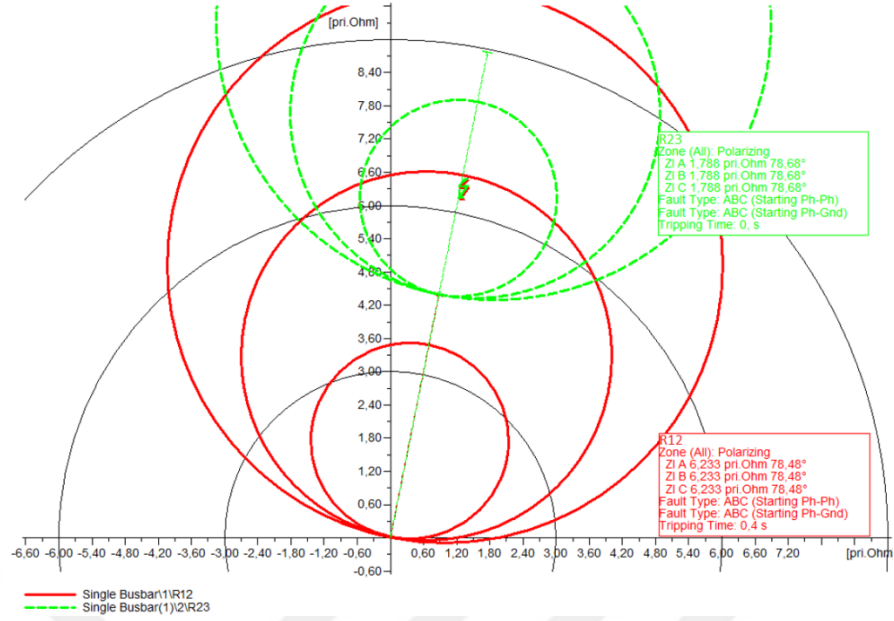
Mesafe koruma röleleri yönlü koruma sağlarlar. Yönlü aşırı akım röleleri yerine kullanımı veya bu tip röleler ile birlikte kullanımı söz konusu olabilir. Mesafe koruma rölelerinin kendi aralarında koordinasyonu veya yönlü aşırı akım röleleri ile koordinasyonu, aşağıdaki başlıklarda incelenmiştir.

3.2.1. Mesafe koruma röleleri arası koordinasyon

Zaman gecikmesi yardımı ile Şekil 3.6'da gösterilen zaman-mesafe diyagramından da görüldüğü üzere, F_1 arızası için koruma bölgeleri iç içe geçmiş R12 ve R23 röleleri arasında koordinasyon sağlanır. R12 rölesi arızayı bölge 1'de algılayıp gecikmesiz açma verirken R23 rölesi arızayı bölge 2'de algılayarak T_{22} zaman gecikmesi ile açacaktır. Bu diyagramda basamakların çakışması koordinasyonun kaybedildiği anlamına gelir. Benzer yaklaşım diğer koruma bölgeleri içinde geçerlidir. R12 ve R23 röleleri koruma bölgelerinin, R-X diyagramındaki tipik gösterimi Şekil 3.7'de verilmiştir.



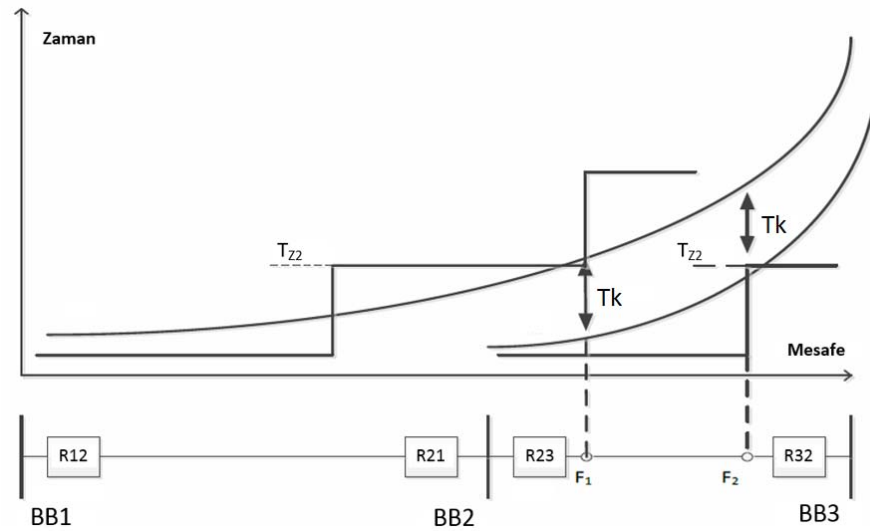
Şekil 3.6. Mesafe koruma röle koordinasyonu [5]



Şekil 3.7. R12 ve R23 empedans rölesi R-X diyagramı

3.2.2. Mesafe koruma röleleri ve aşırı akım röle koordinasyonu

Mesafe koruma röleleri ile aşırı akım koruma röleleri arası koordinasyon Şekil 3.8.'de verilen örnek sistem üzerinde açıklanmıştır [5,25,26].



Şekil 3.8. Mesafe koruma-aşırı akım röle koordinasyonu [25]

R12 empedans rölesi, R23 rölesi aşırı akım rölesi olduğu durumda, F₁ arızası için;

- R23 aşırı akım rölesi ana koruma rölesidir, en kısa sürede açma vermelidir.
- R23 rölesini yedekleyen R12 rölesi bölge 2 açma süresi, R23 rölesi açma süresini koordinasyon zaman aralığı (Tk) kadar gecikme ile yedeklemez.

R12 aşırı akım rölesi, R23 empedans rölesi olduğu durumda, F1 arızası için;

- R23 empedans rölesi ana koruma rölesidir, arıza bölge 1’de olduğu için gecikmesiz açma vermelidir.
- R23 empedans rölesini yedekleyen R12 aşırı akım rölesi, R23 bölge 1 açma süresini koordinasyon zaman aralığı (Tk) kadar gecikme ile yedeklemedir.

R12 aşırı akım rölesi, R23 empedans rölesi olduğu durumda, F2 arızası için;

- R23 empedans rölesi ana koruma rölesidir, arıza bölge 2 gecikme süresi ile temizlenmelidir.
- R23 empedans rölesini yedekleyen R12 aşırı akım rölesi, R23 bölge 2 açma süresini (T_{z2}) koordinasyon zaman aralığı (Tk) kadar gecikme ile yedeklemedir [5,25,26].

4. DAĞITILMIŞ ÜRETİM BAĞLI SİSTEMLERİN KORUNMASINDA YENİ YÖNTEMLER

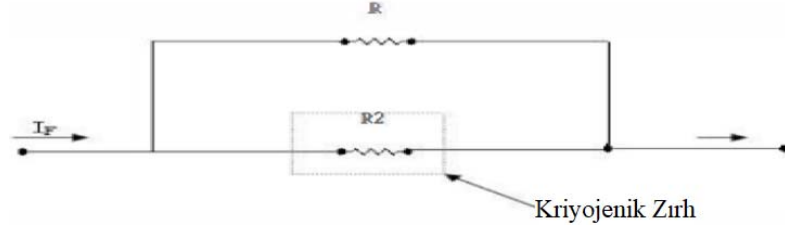
4.1. Süperiletken Arıza Akımı Sınırlayıcı Kullanımı

Arıza akımı sınırlayıcılar şebekede devrede olma durumlarına göre ikiye ayrılır. Genel olarak normal çalışma ve arıza esnasında devrede olan eski yapıdaki sınırlayıcılar ile sadece arıza esnasında devrede olan yeni nesil akım sınırlayıcılar kullanılmaktadır. Eski yapıdaki sınırlayıcılar genel olarak sisteme seri bağlı direnç ve reaktör devrelerinde oluşur. Benzer şekilde reaktör veya direnç devresi yerine yüksek empedanslı transformatör kullanımı da arıza akımı sınırlama yöntemlerinden biridir. Seri akım yoluna bağlanan empedans yapısı, normal çalışma koşullarında devrede olduğunda; şebeke kayıplarının artmasına, gerilim düşümüne ve güç faktörü dengesizliğine sebep olmaktadır. Sadece arıza koşullarında devrede olan akım sınırlayıcılar bu bakımdan çok daha avantajlıdır. İdeal arıza akımı sınırlayıcısında olması gereken özellikler aşağıda sıralanmıştır [29]:

- Normal çalışma halinde gerilim düşümü kayıplara sebep olmamalıdır.
- Güç faktörüne etki etmemelidir.
- Röle, kesici gibi elemanların normal çalışmasını etkilememelidir.
- Arıza durumunda gecikmeden yüksek empedans moduna geçmelidir.
- Arıza temizlendiğinde normal çalışma moduna müdahalesiz dönebilmelidir.

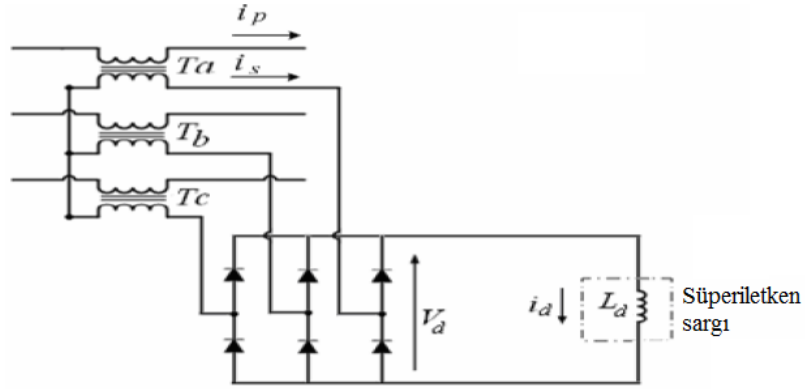
Dağıtılmış üretimin yaygınlaşması ile şebekede artan kısa devre akımları, kesici gibi anahtarlama elemanlarının yanı sıra röle, sigorta gibi koruma cihazlarının koordineli çalışmasını olumsuz yönde etkiler. Bu yüzden DÜK bağlı şebeke korumasında, röleler ile birlikte süperiletken arıza akımı sınırlayıcı (SAAS) kullanılabilir. Hat başı, sonu veya ortasında kurulumu yapılmaktadır. Süperiletkene şönt rezistif geçiş elemanına ait görsel Şekil 4.1'de verilmiştir. Rezistif geçiş elemanı arıza anında akımı sınırlar. SAAS üzerindeki akım genliği kritik seviyeye ulaştığında,

rezistif çalışma moduna geçer. Akım limitlendiğinde, süperiletken çalışma modu tercih edilir.



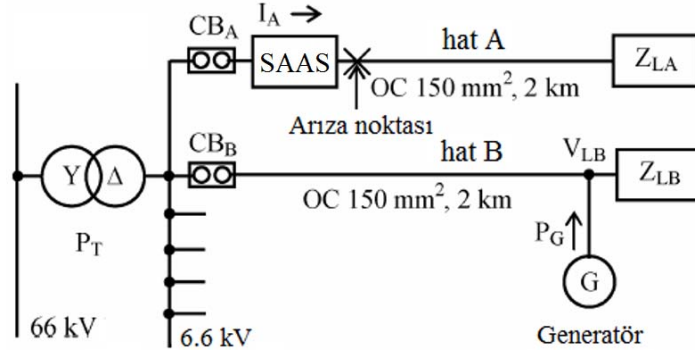
Şekil 4.1. Süperiletkene şönt rezistif baypas elemanlı SAAS şematik diyagramı [30]

Normal çalışma durumunda $R2$ direnci sıfıra yakındır ancak arıza durumunda $R2$ direnci yükselir ve arıza akımı sınırlanır. R direnci ise baypas elemanıdır. Arıza sırasında akım $R2$ direnci üzerinden R direncine aktarılır. Harici bir kaynak veya manyetik alan yardımıyla süper iletken çalışma kapalı duruma getirilir [30]. Rezistif yapıda olabileceği gibi endüktif ve diyot köprülü tipte SAAS bulunur. Şekil 4.2’de diyot köprülü tipte SAAS şematik diyagramı verilmiştir. Bu tipteki sınırlayıcılar; seri transformatör çıkışına bağlı süperiletken sargı ve diyot köprüsünden oluşur. Diyot köprüsü alternatif akımı doğru akıma dönüştür ve süper iletken sargıya gönderir.



Şekil 4.2. Diyot köprülü SAAS şematik diyagramı [31]

Şekil 4.2’de verilen yapı kullanılarak, diyot köprülü akım sınırlayıcıların DÜK bağlı sistem üzerindeki etkileri incelenmiştir. İlgili çalışmaya ait test sistemi tek hattı Şekil 4.3’te, sistemin elektriksel parametreleri ise Tablo 4.1’de verilmiştir [31].



Şekil 4.3. DÜK ve SAAS bağlı test sistemi tek hattı [31]

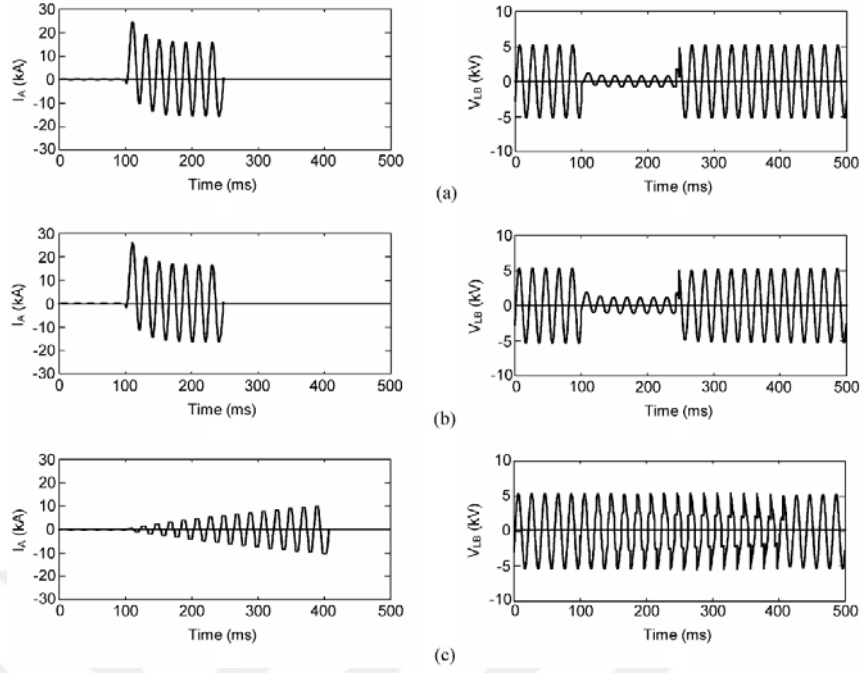
Tablo 4.1. DÜK ve SAAS bağlı test sistemi elektriksel parametreleri [31]

Eleman	Elektriksel parametre
transformatör PT	66 kV/6,6 kV, 20MVA, %7,5
generatör G	6,6 kV, 1,9 MVA
hat A, hat B	0,26 ohm, 2,04 mH
ZLA, ZLB yükleri	2 MVA (0,95 end.)
SAAS endüktansı	200 mH

Test sistemi 6,6 kV gerilim seviyesinde işletilen iki adet fiderden oluşmaktadır. Hat başında kesici, hat sonunda yükler bulunan sistemde, hat B üzerinde bir adet 1,9 MVA DÜK generatörü bulunmaktadır. Hat A üzerinde hat başı kesicisinden sonra diyot köprülü SAAS bağlantısı vardır. Yapılan analizlerde hat A üzerindeki arıza noktasında 3-faz arızası oluşturularak; I_A akımı ile Z_{LB} yükü üzerinde ölçümlenen V_{LB} gerilim üç farklı çalışma durumu için incelenmiştir:

- (a) SAAS ve generatör devre dışı
- (b) SAAS devre dışı, generatör devrede
- (c) SAAS ve generatör devrede

Bu üç çalışma durumu için I_A arıza akımı ve V_{LB} geriliminin zamana bağlı değişimi Şekil 4.4'te verilmiştir. Oluşturulan 3-faz arızası $t=100$ ms'de başlamıştır. Şekil 4.4(a)'da; I_A arıza akımı tepe değeri 24 kA ulaşmış ve 140 ms sonra aşırı akım rölesi C_{BA} kesicini açarak arızayı temizlemiştir. Şekil 4.4(b)'de, generatörün etkisi ile 26 kA akım ölçülmüş, ilk durumla yakın sürelerde arıza temizlenmiştir. Şekil 4.4(c)'de ise SAAS endüktans etkisi ile I_A , 10 kA'de sınırlandırılıp, arıza 300 ms içerisinde



Şekil 4.4. DÜK bağlı şebekede SAAS kullanımının arıza akımı, röle açma süresi ve generatör uç gerilimine etkisi [31]

temizlenmiştir. Gerilimin zamanla değişimi incelendiğinde ilk iki durumda V_{LB} gerilimi 5,9 kV seviyesinden, 1,9 kV ve 1,2 kV seviyelerine kadar gerilim çökmesi gerçekleşmiştir. Son olarak (c) durumda gerilim SAAS endüktansı sebebiyle gerilim yavaş bir düşüş sergilemiştir. CBA kesicisi 300 ms sürede arızayı temizlediğinde, 5 kV seviyesine kadar düşen V_{LB} gerilimi tekrar arıza öncesi seviyesine gelmiştir. Ani gerilim çökmesi gerçekleşmemiştir. Gerilim düşmesi %77'den, %8 seviyesine gelmiştir. Analiz sonuçları DÜK bağlı şebekede SAAS kullanımının artan arıza akımlarının sınırlamada uygulanabilir bir çözüm olduğunu, buna ek olarak arızalı fidere komşu fider üzerindeki gerilim çökmelerinin önüne geçildiği vurgulanmıştır [31].

IEEE Standart 1547'ye göre, anormal gerilim düşmesi durumlarında, şebeke gerilimi 0,5 p.u. seviyesine düştüğünde, DÜK'ler 160 ms içerisinde, şebekeden ayrılmalıdır [1]. Bu kurala göre, yukarıdaki analizlerde SAAS ve DÜK bağlı olduğu çalışma durumunda, arızalı fidere komşu fider üzerindeki DÜK generatörünün, düşük gerilime bağlı olarak sistemden ayrılma ihtimali büyük ölçüde azalacaktır.

Bu konuda yapılan bir başka çalışma olan [32]'de; DÜK bağlı bir güç sisteminde, rezistif yapıda optimum arıza akımı sınırlayıcı direncinin hesaplanması yapılmıştır.

SAAS cihazlarının sadece arıza koşullarında devrede olduğu varsayılmıştır. Burada SAAS kullanım amacı, DÜK bağlantısı ile artan arıza akımları sınırlamak, aşırı akım röle koordinasyonunu röle parametreleri değiştirmeksizin sürdürülmesini sağlamaktır. SAAS direnci hesaplanırken primer ve yedek koruma röleleri arasındaki koordinasyon zaman aralığının sınır değerinin üzerinde tutulmaya çalışılmıştır. Koordinasyon şartlarının bütün röleler için sağlandığı koruma yapısı için gerekli olan minimum SAAS direnci hesaplanmıştır. Bunun için önerilen algoritma, IEEE 30 baralı test sistemi üzerinde, sırasıyla aşağıdaki adımlar uygulanarak kullanılır [32]:

- DÜK'ler devre dışı bırakılarak yük akışı analizi yapılır, hat akımları ile arıza öncesi bara gerilimleri hesaplanır.
- Kısa devre analizi yaparak primer ve yedek röle çiftlerinde okunan akımlar hesaplanır.
- Aşırı akım röle TMS ve açma akımı değerleri, genetik algoritma ile belirlenir.
- DÜK'leri devreye alarak yük akışı ve kısa devre hesaplarını tekrarlayıp, primer ve yedek rölelerde okunan arıza akımları hesaplanır.
- Koordinasyon zaman aralığı şartını sağlamayan primer ve yedek röleler tespit edilir.
- Değişken dirençli SAAS bağlantısı şebekede gereken lokasyonlarda sağlanır.
- SAAS için gerekli direnç değerleri genetik algoritma yardımıyla hesaplanır.

Önerilen bu algoritma kullanılarak gerekli SAAS kurulumu sağlandığında, aşırı akım röle parametreleri yenileme ihtiyacı, DÜK bağlı olsun veya olmasın ortadan kalkmaktadır. Bunun yanı sıra hesaplanan minimum direnç değerleri ile SAAS kullanımının getirdiği ek maliyetlerin düşürülmesi amaçlanmıştır [32].

4.2. Mesafe Koruma Rölesi Kullanımı

Mesafe koruma röleleri dağıtım sistemlerinde henüz yaygın kullanılmasa bile iletim sistemlerinde kullanılmaktadır. Mesafe bazlı fider koruması aşırı akım röleleri ile karşılaştırıldığında doğrudan yönlü koruma sağlar. Ayrıca ani açma kabiliyeti sahip olup, röle arkasında değişen şebeke şartlarından etkilenmez ve sabit koruma bölgelerine sahiptirler. Koruduğu hat çok kısa olmamak koşulu ile yüksek rezistif direnç üzerinden gerçekleşen arızalar için koruma kapsamı kolaylıkla şekillendirilebilir.

Aşırı yüklenme durumlarında; yük empedansının küçülmesi sonucu yanlış açmalara mahal vermemek için açma bloke bölgeleri (load encroachment) şekillendirilebilir. Geçici arızaları hızlı temizleyerek, sigorta koruma yapısını destekler. Radyal yapıdan daha karmaşık şebeke topolojilerine geçişe olanak verirler. Fider üzerinde bulunan DÜK'ler için besleme (infeed) akımlarına karşı hassas empedans ayarları yapabilirler [13].

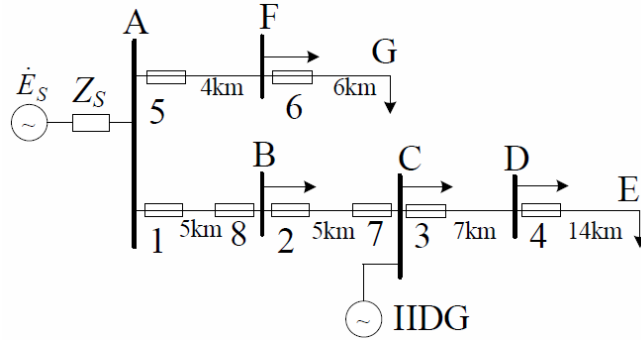
Empedans röleleri doğru çalışması gerilim transformatöründen okuduğu gerilimin doğruluğuna bağlıdır. Şebekede bir arıza oluştuğunda, röleden arıza noktasına kadar fider üzerinde gerilim azalarak sıfıra yaklaşacaktır. Arızaya belirli mesafede bulunan rölede bir gerilim değeri okunacaktır. Eğer okunan gerilim değeri sıfıra çok yakın olursa röle açma sinyali üretemeyebilir. Rölede okunan çok küçük veya sıfır gerilim durumları röle polarizasyonu için yeterli olmayabilir [5].

Mesafe koruma rölelerinin DÜK bağlı şebekelerde kullanımı ile ilgili [28]'de yapılan çalışmada radyal yapıda açık ring işletilen 20 kV seviyesinde yedi baralı bir test sistemi kullanılmıştır. Hat başı ve hat sonlarında mesafe koruma röleleri kullanılmış olup, dinamik izleme, kontrol ve haberleşme birimleri ile donatılmış, ana barasında yaklaşık 10 MW gücünde kojenerasyon santrali bulunan, alt baralarında rüzgar türbinleri ile desteklenmiş bir mikrogrid üzerinde çalışılmıştır. Mesafe koruma empedans röle ayarları geleneksel ayarlar kullanılarak yapılmıştır. Çalışmada karşılıklı olarak arızayı temizleyen primer röle çiftleri haberleştirilerek arızaların gecikmesiz temizlenmesi amaçlanmıştır. Hatta meydana gelen arızanın en az bir röle için koruma bölgesi 1'de olacağı aşıkardır. Yani rölelerden biri, bir yönden gelen arıza akımını gecikmesiz temizleyecektir. Ancak karşı rölede arıza koruma bölgesi 2'de olabilir. Bu durumda karşı röle bölge 2 zaman gecikmesi (350 ms) ile arızayı temizleyecektir. Karşı röleden geçen arıza akımı alt baradan bağlı rüzgar türbinleri tarafından sağlanmaktadır. Raporda baz alınan şebeke koduna göre rüzgar türbinleri 150 ms arıza akımını desteklemek durumunda kalacaktır. Rüzgar türbinleri bölge 2 gecikmesini (350 ms) beklemeden sistemden düşecektir. Bunun önüne geçmek için; rölelerden herhangi biri gecikmesiz açma verdiğiinde karşısındaki röleye haberleşme kanalı ile sinyal gönderecek ve karşısındaki röle bölge 2 zaman gecikmesi olmadan gecikmesiz açma verecektir. Bu sayede rüzgar türbinlerinin şebekeye bağlı kalması

sağlanmıştır. Yazarlar önceki çalışmasında aynı sistem üzerinde adaptif aşırı akım röleleri ile ilgili bir çalışma daha yapmıştır. Bu iki rapordan elde ettiği sonuca göre, adaptif aşırı akım röleleri ile adaptif mesafe koruma rölelerinin yakın yatırım maliyetlerinde olduğunu belirtmiştir [16,28].

Yenilebilir enerji kaynaklarının bulunduğu dağıtım şebekesinde mesafe korumasını konu alan [26]'da, test sistemi üzerinde üç farklı koruma metodolojisi uygulanmıştır. Bunlardan ilkinde aşırı akım röleleri 50/51 fonksiyonları, ikincisinde yönlü aşırı akım koruma röleleri 67 fonksiyonu ve üçüncüsünde 21 fonksiyonu kullanılmıştır. Mesafe koruma röleleri empedans hesaplarında besleme (infeed) akımları hesaba katılmış ve R-X diyagramlarında yük empedansları ile birlikte koruma bölgeleri gösterilmiştir. Sonuç olarak kullanılan koruma yapıları karşılaştırıldığında; aşırı akım röle kullanılan senaryonun bazı arıza durumları için yetersiz kaldığı, yönlü röle kullanımının koordinasyon açısından elverişli olduğu, mesafe koruma rölesi kullanımının empedans bazlı koruma sağlayarak röle parametre hesaplarını kolaylaştırdığı öne sürülmüştür.

DÜK bağlı dağıtım şebekelerinde; adaptif mesafe koruma düzeni konulu [33]'de; yazarlar basit yapıda 10 kV gerilim seviyesinde iki fiderli test sistemi kullanmıştır. Fiderlerin birinde DÜK kaynağı bağlıdır. Test sistemi Şekil 4.5'te verilmiştir.



Şekil 4.5. Bölge 2 empedansı iki farklı arıza tipi için K-sabiti hesabı yapılan test sistemi [33]

Yazarlar sadece koruma bölgesi 2 empedansı üzerinde yoğunlaşmıştır. İnverter arayüzlü generatörlerin, arıza tipi ne olursa olsun sadece pozitif bileşen akım katkısı sağladığı belirtilmiştir. Analizlerde 3-faz ve 2-faz arızaları kullanılmıştır. Besleme (infeed) akımlarına bağlı olarak, K branşman sabitinin bu iki farklı arıza tipi için test

sistemi üzerindeki, röle 8 bölge 2 empedans değeri hesaplarında kullanılmak üzere sırasıyla Eşitlik (4.1) ve (4.2)'deki gibi elde etmiştir.

$$K_b = 1 + \frac{I_s}{I_8} \quad (4.1)$$

$$K_b = 1 + \frac{I_{s,b} - I_{s,c}}{I_{8,b} - I_{8,c}} \quad (4.2)$$

Yukarıda verilen Denklem (4.1)'de, “ I_s ” bölge 2 şebeke arıza akımı katkısı, “ I_8 ” ise rölede okunan arıza akımıdır ve sadece bölge 2, 3-faz arızaları için geçerlidir. Eşitlik (4.2)'de ise K-sabiti, b ve c fazlarında meydana gelen 2-faz arıza için hesaplanmıştır. Hesaplamalar, Bölüm 2.4'te açıklanan K-sabiti elde edilmesine benzerdir, [33]'de detaylı olarak açıklanmıştır.

4.3. Adaptif Röle Koruması

Tipik koruma sistemi anormal durumlara, önceden belirlenmiş bir karakteristiğe göre cevap verir. Adaptif röle koruması ise; rölelerin şebekede hakim olan çalışma koşullarına göre, cevap karakteristiğini değiştirebildiği bir koruma yapısıdır. Röle fonksiyonlarını belirleyen bir yazılım, haberleşme kapasiteli röleler ile bu sistemi uzaktan denetleyen bir kontrol merkezi bu yapıya hayat verir [19]. Literatürde, adaptif röle koruma yaklaşımı içerisinde; değişken çalışma koşullarına ayak uyduracak optimum koruma ayarlarını belirlemede, aşağıda sıralanan metotlar kullanılmaktadır:

- Genetik algoritma [34]
- Bulanık mantık [35]
- Yapay sinir ağları [36]
- Parçacık sürü optimizasyonu [25,37]
- Simbiyotik organizma arama tekniği [38]
- Doğrusal programlama [39]

Optimizasyon yöntemlerinden biri kullanılırken, öncelikle optimize edilmek istenen problemin matematiksel ifadesi veya diğer ismiyle amaç fonksiyonu oluşturulur. Amaç fonksiyonun belirlenen aralıklarda minimize veya maksimize edilmesi amaçlanır. Mevcut kısıtları sağlayan ve amaç fonksiyonunun minimum veya

maksimum değerine yakınsatan değişkenlere optimal çözüm denir. Adaptif röle koordinasyonu için örnek bir amaç fonksiyonu ve kısıt denklemleri; Denklem (4.3), (4.4), (4.5), (4.6) ve (4.7) 'de verilmiştir [38].

$$\text{Minimum } T(s) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M (T_{p_{ij}} + T_{b_{ij}}) W_i \quad (4.3)$$

$$T_b - T_p > CTI \quad (4.4)$$

$$TDS_{\min} \leq TDS \leq TDS_{\max} \quad (4.5)$$

$$T_{\min} \leq T(s) \leq T_{\max} \quad (4.6)$$

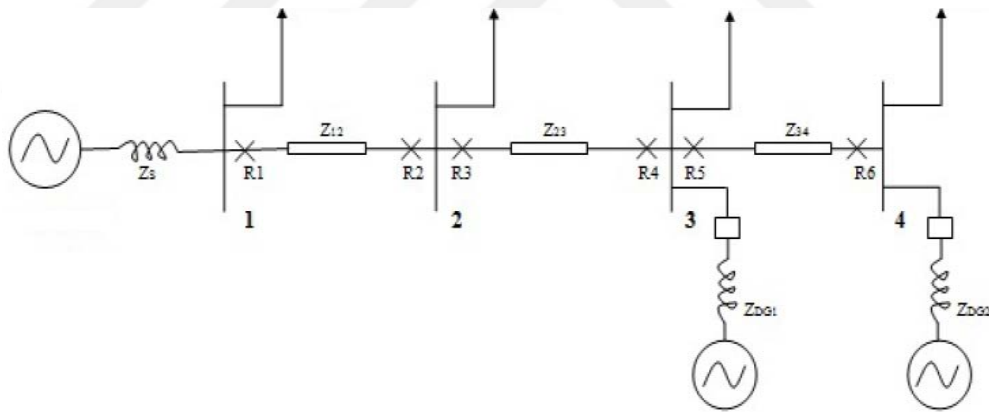
$$I_{p_{\min}} \leq I_p \leq I_{p_{\max}} \quad (4.7)$$

Yukarıda verilen denklemlerde; “N” toplam röle sayısı, “M” toplam arıza yeri sayısı, “i” röle belirleyici, “j” arıza yeri belirleyici, “Tp” primer röle açma süresi, “Tb” yedek röle açma süresi, “Wi” ağırlık faktörü, “CTI” koordinasyon zaman aralığı, “TDS” röle zaman çarpanı ve “Ip” röle açma akımını ifade etmektedir. Röle açma zamanı “T(s)” fonksiyonu IEC standart ters zaman formülünü ile kullanılmıştır. Bu denklem setine benzer yapıda amaç ve kısıt denklemleri içeren [30]’daki çalışmada yazarlar; beş farklı optimizasyon tekniği kullanarak (lineer programlama, parçacık sürü optimizasyonu, genetik algoritma vb.), DÜK bağlı test sistemi üzerinde röle koordinasyonunu sağlamıştır. Optimizasyon tekniklerini yakınsama hızı, amaç fonksiyonu minimum değeri ve DÜK bağlı veya bağlı değil durumları için incelemiştir [30].

Referans [16]’da adaptif röle koruması; yönlü aşırı akım rölesi ayar değerleri önceden oluşturulan çalışma senaryolarına göre hesaplanmış sistemin, şebekeye bağlı veya şebekeden bağımsız ada çalışma durumları için kullanılmıştır. Şebekeye bağlı veya ada çalışma durumlarını tespit eden algoritma, yerel ölçümler yardımıyla frekans ve ortalama gerilim değişimini baz alır ve ada çalışma durumu tespit edilir. Buna göre röle parametreleri yenilenir ve güvenilir koruma düzeni sürdürülür.

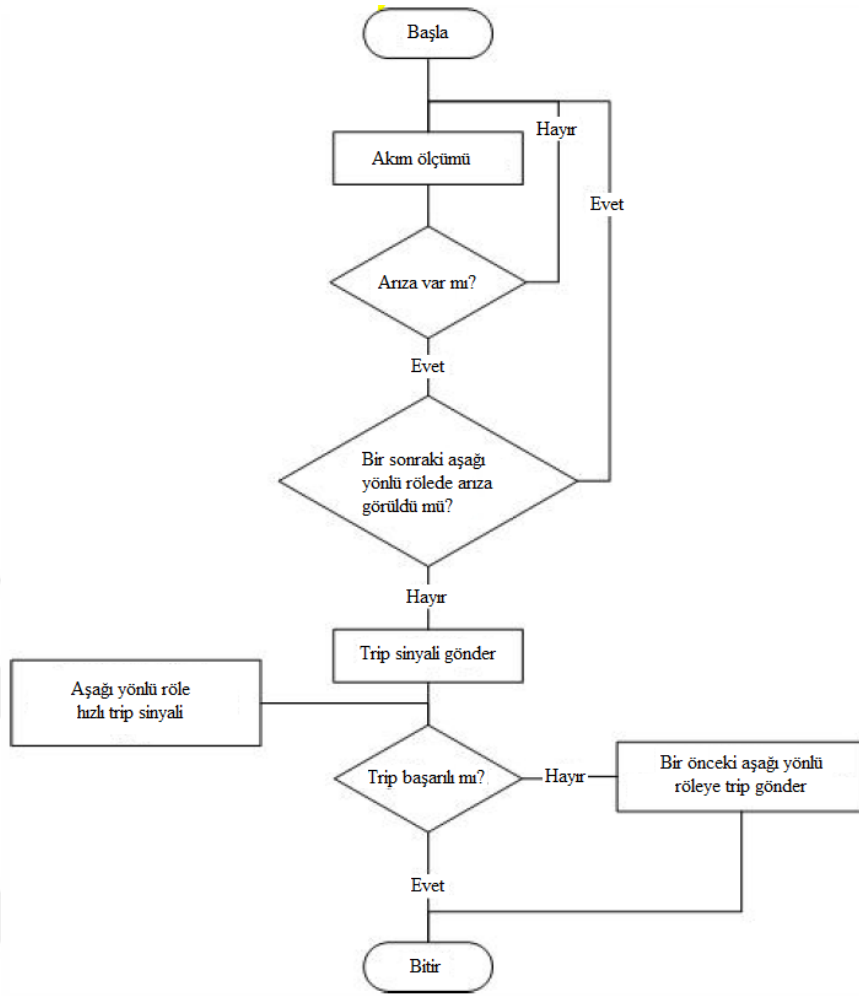
Kaynak [40]’da; inverter üzerinden bağlı DÜK’lerin bağlı olduğu şebekede, yukarı yönlü arıza akımlarını tespit edilmesinin zor olduğu belirtilmiştir. Bunun sebebi

inverterlerin akım sınırlaması olup (2 p.u.) arıza durumunda küçük akım katkıları sağlaması şeklinde açıklanmıştır. Aşağı yönlü arıza akımları ise şebeke ve DÜK katkıları ile beslenmektedir. Sınırlı DÜK katkılarının aşağı yönlü röleler için ihmal edilebilir olduğu belirtilmiştir. Bu sebeplerden ötürü aşağı yönlü röleler için ters zamanlı, yukarı yönlü rölelerde ise sabit zamanlı açma fonksiyonları kullanıştır. Sistemdeki bağlı DÜK kapasitesi veya sayısına bağlı olarak, değişen sistem topolojilerinde kendini yenileyebilecek haberleşme altyapısının kullanıldığı bir koruma düzeni önerilmiştir. Primer koruma görevindeki aşağı ve yukarı yönlü rölelerin kendi aralarında haberleşmesi sağlanmıştır. Anormal akım okuyan röleler durumlarını 0'dan 1'e, normal akım değerleri okuyan röleler ise durumlarını 0 olarak kaydetmektedir. Örneğin Şekil 4.6'da verilen test sistemi üzerinde bara 3 ve bara 4 arası hat arızası için aşağı yönlü R1, R3 ve R5 aşırı akım röleleri durumlarını 1 olarak değiştirecektir. Arıza durumu algılayan en son rölenin (R5) kesicisi açarak aşağı yönlü akım katkısı izole edilecektir. Aynı mantık yukarı yönlü röleler için de geçerlidir.



Şekil 4.6. Röle haberleşmeli adaptif koruma yapısı test sistemi [40]

Yedek koruma söz konusu olduğunda veya haberleşmede kanalında bir problem olduğunda, röleler başta hesaplanan ters ve düz zaman karakterli koruma yapısına tekrar dönecektir. Bu durumda birden fazla DÜK kaynağı olması sebebiyle sistem koruması tüm çalışma durumları için yeterli olmayacaktır. Bunun için yazarlar Şekil 4.7'deki algoritmayı önermişlerdir. Algoritma aşağı yönlü röleler için gösterilmiştir, benzer yapı yukarı yönlü röleler için de geçerlidir. Aşağı yönlü rölelerde arıza akımını son gören röle kesicisi açamamış ise röle durumu 1 olan bir önceki rölenin açması hedeflenmiştir [40].



Şekil 4.7. Röle haberleşmeli adaptif koruma yapısı algoritması [40]

5. BİLGİSAYAR DESTEKLİ KORUMA KOORDİNASYON ANALİZLERİ

Bu bölümde; DÜK bağlı radyal bir test şebekesi üzerinde, koruma düzeni parametrelerinin belirlenmesi, röle koordinasyonunun test edilmesi, kaybedildiği durumlarda yeniden tesis edilmesi amaçlanmıştır. Aşırı akım koruma röleleri ile mesafe koruma röleleri kullanılarak farklı koruma senaryoları oluşturulmuştur. Analizler DIGSILENT PowerFactory dijital simülasyon ve şebeke hesabı programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Analizlerde ihtiyaç duyulan maksimum ve minimum arıza akımı hesaplamaları Ek-A'da, kısa devre analizlerinde simülasyon programında kullanılan metot hakkında bilgi Ek-B'de verilmiştir.

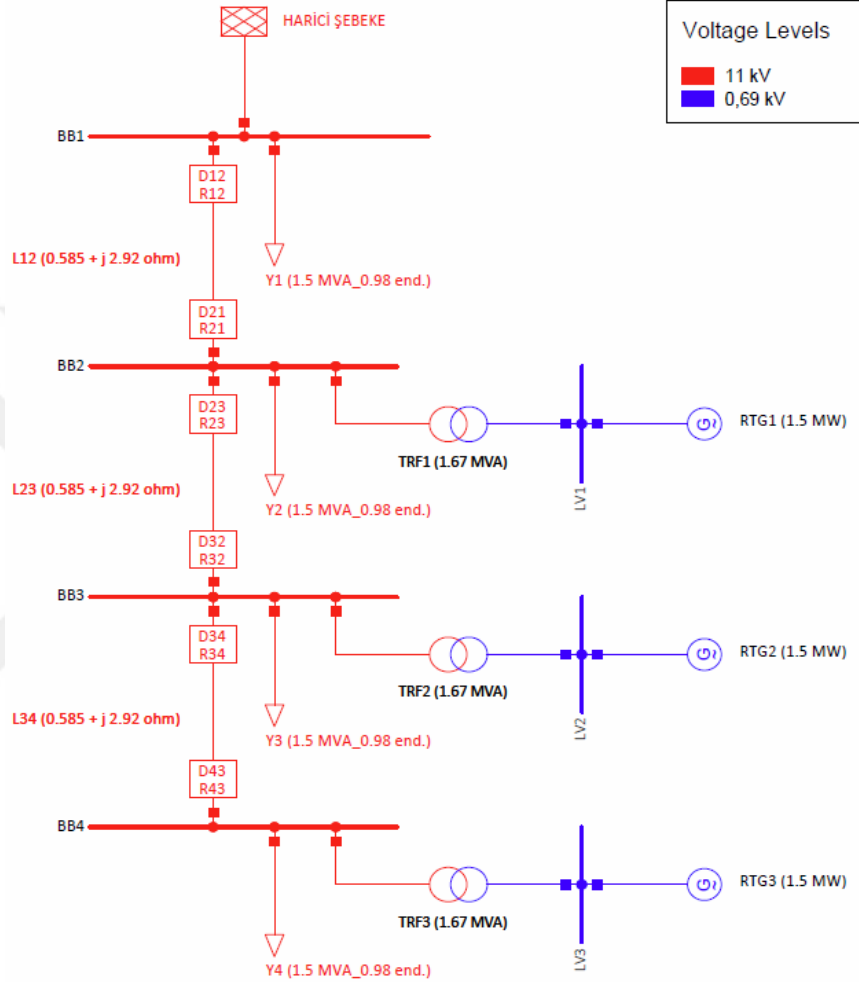
Tekrarlayan röle parametreleri hesapları ile röle açma süresi-koordinasyon testlerinin hızlı yapılabilmesi için DIGSILENT Programming Language (DPL) kullanılmıştır. Hazırlanan DPL kaynak kodu Ek-C'de verilmiştir. Ayrıca programa ait koruma koordinasyonu çalışmaları için vazgeçilmez koruma aracı "Protection Tool" kullanılarak röle koruma bölgeleri, zaman-mesafe diyagramları ile elde edilmiştir.

5.1. Test Sistemi Şebeke Modeli

Test sistemi olarak 11 kV gerilim seviyesinde, dört baralı radyal orta gerilim dağıtım şebekesi kullanılmıştır [2]. İlgili sisteme ait tek hat diyagramı Şekil 5.1'de verilmiştir. Test sisteminde yer alan baralar BB1'den BB4'e kadar ardışık olarak isimlendirilmiştir. Üç adet radyal fider ise L12, L23 ve L34 olmak üzere, aralarında bulunduğu bara numaraları kullanılarak isimlendirilmiştir. Kendi aralarında eşdeğer elektriksel parametrelere sahip olan; yükler "Y", transformatörler "TRF", rüzgar türbini generatörleri RTG şeklinde kısaltılarak numaralandırılmıştır.

Sistemde yer alan 1,5 MW gücündeki çift beslemeli asenkron rüzgar türbini generatörleri; BB2, BB3 ve BB4 baralarından, 1,67 MVA gücündeki (11 kV-0,69 kV) transformatörler üzerinden bağlanmıştır. Her bir bara altında 1,5 MW gücünde, güç katsayısı endüktif 0,98 olan tekil yükler bulunmaktadır. Test sisteminde yer alan röle isimleri kutucuklar içinde gösterilmiştir. "R" harfi ile başlayan röleler aşırı akım

rölelerini, "D" harfi ile başlayan röleler ise empedans rölelerini temsil etmektedir. Röleler yakın bara numarası başlayıp, uzak bara numarası ile devam ederek isimlendirilmiştir. Akım ve gerilim transformatörleri dahil test sistemine ait elektriksel parametreler Ek-D'de verilmiştir.



Şekil 5.1. İncelenen test sistemi tek hat diyagramı

5.2. DÜK Bağlı Şebekede Koruma Düzeni ve Röle Ayar Değerlerinin Belirlenmesi

Test sistemi üzerinde koruma yapısında kullanılan röle tiplerine göre; üç temel çalışma senaryosu oluşturulmuştur. Bu senaryolarda hat başı ve sonlarında bulunan rölelerde; aşırı akım koruması (50-51), yönlü aşırı akım koruması (67) ve mesafe koruması (21) birlikte veya tekil olarak kullanılmıştır. Senaryo bazında kullanılan röle tipine göre (aşırı akım veya mesafe) röle koordinasyonu aşağı yönlü (R12, R23, R34, D12, D23 ve D34) ve yukarı yönlü röleler için (R21, R32, R43, D21, D32 ve

D43) için test edilmiştir. Değişen çalışma koşullarına karşı; röle gecikme zaman aralığı 200 ms'den büyük ise koordinasyonun sürdürüldüğü, değilse röle parametrelerinin yenilenmesi hedeflenmiştir. Röle parametreleri belirlenirken aşırı akım ve mesafe koruma röleleri için bazı varsayımlar yapılmıştır. Aşırı akım röle parametreleri belirlenirken:

- IEC 255-3 standart ters zamanlı eğriler ile sabit zamanlı eğri tipleri kullanılmıştır.
- Ters zamanlı röle parametreleri [24]'te belirtilen yaklaşım baz alınarak, röle açma akımları; maksimum yük akımının 1,25 katı ile minimum arıza akımının 2/3'ü arasında seçilmiştir.
- Maksimum yük akımları aşağı yönlü röleler için DÜK'ler ihmal edilerek, yukarı yönlü röleler için yükler ihmal edilerek seçilmiştir.
- Birbirini yedekleyen röleler arasında 300 ms zaman gecikmesi bırakılmıştır.
- Yukarı yönlü uzak uçtaki röle için (R21), zaman çarpanı (TMS) değeri 0,015 alınmıştır [16].
- Aşağı yönlü uzak uçtaki röle için (R34), zaman çarpanı (TMS) değeri 0,025 alınmıştır [9].

Empedans röle parametreleri belirlenirken:

- Çember şekilli, orijinden geçen (mho) tipte koruma bölgeleri kullanılmıştır.
- Koruma bölgesi 1 için empedans değeri; rölenin koruduğu hat empedansının %85'i seçilerek, gecikmesiz açma vermesi sağlanmıştır.
- Koruma bölgesi 2 için empedans değeri; koruduğu hat empedansının %150'si seçilerek, 300 ms zaman gecikmesi bırakılmıştır.
- Koruma bölgesi 3 için empedans değeri; koruduğu hattın empedansı ile bir sonraki uzun hat empedansının %120'sinin toplamı seçilerek, 600 ms zaman gecikmesi bırakılmıştır.
- DÜK arıza katkıları söz konusu olduğunda, koruma bölgesi 2 ve 3 için; Bölüm 2.4'te verilen, "K" sabitleri ile yeniden düzenlenmiş formüller kullanılarak empedans değerleri hesaplanmıştır.

5.2.1. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı

Bu senaryoda R12 ve R43 röleleri için aşırı akım koruma fonksiyonu (51), geriye kalan diğer röleler için yönlü aşırı akım koruma fonksiyonu (67) kullanılmıştır. Röle

parametreleri bütün DÜK'lerin devre olduğu durum için hesaplanmıştır. Benzer yapıda bir sistem üzerinde yönlü aşırı akım koruma hesapları Ek-E'de, DPL algoritma çıktısı olan hesaplamalar ise Ek-F'de verilmiştir. Algoritma sonucunda elde edilen röle parametreleri düzenlenerek Tablo 5.1'de verilmiştir.

Tablo 5.1. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ters zaman parametreleri

Yönlü aşırı akım röle kullanımı						
Eğri karakteri	Yön	Röle	Açma akımı (A)		TMS	Çevirme oranı
			Primer	Sekonder		
IEC 255-3 standart ters	Aşağı	R12	313	3,91	0,047	400A/5A
		R23	231	3,85	0,049	300A/5A
		R34	193	4,82	0,025	200A/5A
	Yukarı	R21	332	4,15	0,015	400A/5A
		R32	282	4,69	0,021	300A/5A
		R43	117	2,92	0,059	200A/5A

Tablo 5.2'de, bütün DÜK'ler devrede iken aşağı ve yukarı yönlü rölelerin açma performansını değerlendirmek üzere test sistemi üzerinde çeşitli yerlerde 3-faz arıza durumları oluşturularak rölelerin açma süreleri verilmiştir.

Tablo 5.2. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, röle açma süreleri

Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı						
3-faz arıza yeri	Açma süresi aşağı yön (s)			Açma süresi yukarı yön (s)		
	R12	R23	R34	R21	R32	R43
BB1 barası	---	---	---	0,142	0,442	0,969
BB2 barası	0,306	---	---	---	0,204	0,504
BB3 barası	0,567	0,267	---	---	---	0,362
BB4 barası	2,829	0,422	0,122	---	---	---
L12 hat başı	0,201	---	---	0,142	0,438	0,962
L12 hat sonu	0,305	---	---	0,093	0,206	0,507
L23 hat başı	0,308	0,192	---	---	0,204	0,503
L23 hat sonu	0,563	0,266	---	---	0,142	0,363
L34 hat başı	0,573	0,268	0,092	---	---	0,361
L34 hat sonu	2,742	0,42	0,122	---	---	0,311

Röle performans testi sonucunda; özellikle hat başı veya hat sonu arızalarında (röleye yakın arızalarda); R12-R23, R23-R34, R21-R32 ve R32-R43 röleleri arası zaman gecikmelerinin 200 ms altında olduğu görülmektedir. Röleye yakın arıza durumlarında, koordinasyonun sağlanabilmesi açısından; R23, R34 ve R21 röleleri için ani açma fonksiyonu kullanımı ihtiyacı doğmuştur. Tablo 5.3'te her bir rölenin

ani açma akım değerleri verilmiştir. Bu açma akım değerleri her bir rölenin birincil öncelikte koruduğu hattın %85’inde oluşturulan 3-faz arıza akımlarını baz alır. Ani açma gecikme süreleri aşağı yönlü röleler için 50 ms, yukarı yönlü röleler için gecikmesiz olarak ayarlanmıştır. R21 rölesi için de ani açma fonksiyonu kullanılarak, benzer şekilde R21-R32 koordinasyonunu sağlanmıştır. Şebeke tarafından bakıldığında, L12 hattı %15’inde 3-faz arızası durumunda, R21 rölesinde 0,726 kA arıza akımı okunmuştur. R21 rölesi ani açma akımı 720 A ve açma süresi ise gecikmesiz seçilmiştir. Burada asıl amaç; her üç DÜK generatörü sistemden düşmeden L12 hattı 3-faz arızasını temizlemektir. Bu yaklaşım kullanılarak, R32 ve R21 röleleri ani açma koşulları oluşturulmuştur. Bu sayede aşağı yönlü R12-R23 ve R23-R34 röleleri arası koordinasyon problemi de çözülebilmıştır.

Tablo 5.3. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ani açma koşulları için aşağı ve yukarı yönlü rölelerde okunan arıza akımı değerleri

3-faz arıza yeri	Röle arıza akımları (kA)					
	R12	R23	R34	R21	R32	R43
L12 hattı %85	0,978	---	---	---	---	---
L23 hattı %85	---	0,878	---	---	---	---
L34 hattı %85	---	---	0,840	---	---	---
L12 hattı %15	---	---	---	0,726	---	---
L23 hattı %15	---	---	---	---	0,608	---
L34 hattı %15	---	---	---	---	---	0,373

Tablo 5.2 göz önüne alındığında; yukarı yönlü R43 rölesi için ani açma fonksiyonu kullanımı, radyal hat üzerindeki diğer röleler ile koordinasyon açısından zorunlu değildir. Ancak röleye yakın bir arıza durumunda; uzak uçtaki son röle olması sebebiyle BB3 barası 3-faz arızasında 362 ms açma süresi hesaplanmıştır. Rüzgar türbinlerinin arıza kaynaklı düşük voltaj durumunda, arızayı belirli bir süre (150-160 ms) beslemesi istenmektedir. Bu koşullar altında RTG3, R43 röle açmasını beklemeden kendini koruma altına alacaktır. RTG3 sistemden düşmeden arıza R43 rölesi ile temizlenebilir. Bu yüzden ani açma koşulları; 367 A için, gecikmesiz açma şeklinde set edilmiştir. Bu sayede R43 rölesi tarafından şebekeye bakıldığında L34 hattının yaklaşık %80’nini kapsayan bölümü 3-faz arızaları için RTG3 generatörü devre dışı kalmadan arıza temizlenebilecektir. Sistemdeki tüm rölelerin ani açma koşulları Tablo 5.4’te verilmiştir.

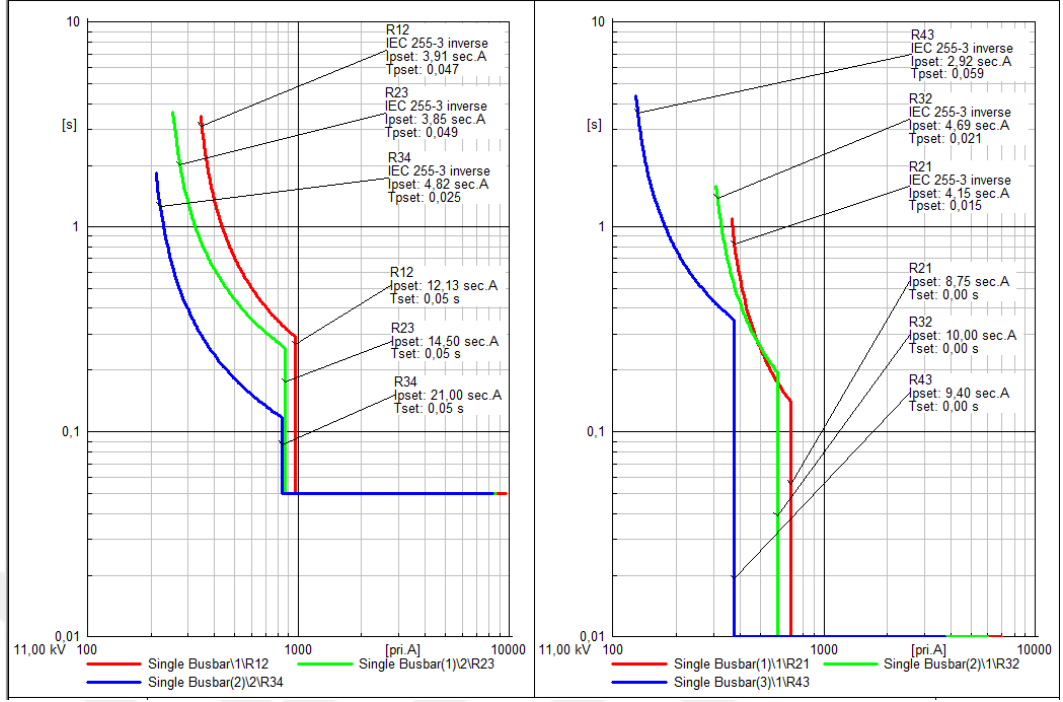
Tablo 5.4. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ani açma (50) parametreleri

Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı						
Eğri karakteri	Yön	Röle	Ani açma akımı (A)		Açma süresi (s)	Çevirme oranı
			Primer	Sekonder		
Sabit zamanlı	Aşağı	R12	970	12,12	0,050	400A/5A
		R23	870	14,5	0,050	300A/5A
		R34	840	21	0,050	200A/5A
	Yukarı	R21	720	9	Gecikmesiz	400A/5A
		R32	607	10,13	Gecikmesiz	300A/5A
		R43	376	9,40	Gecikmesiz	200A/5A

Ani açma fonksiyonlarının dahil edildiği aşağı ve yukarı yönlü rölelere ait açma süresi test sonuçları Tablo 5.5'te verilmiştir. Minimum koordinasyon zaman aralığı (200 ms) sağlanmıştır. Rölelere ait zaman-aşırı akım diyagramı Şekil 5.2'de verilmiştir.

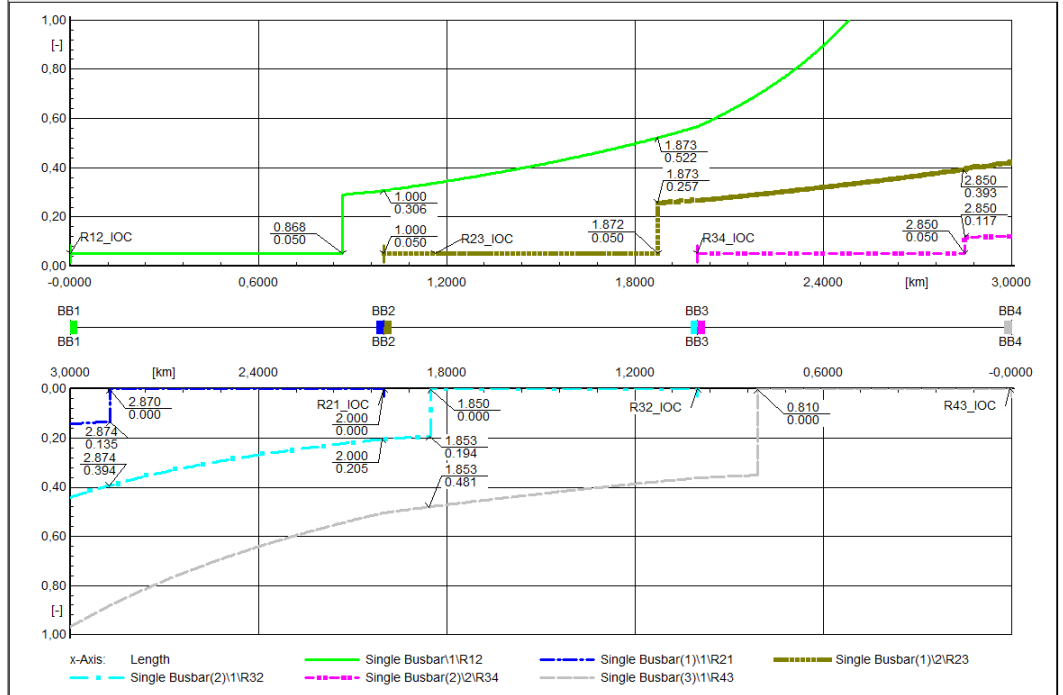
Tablo 5.5. Ani açma fonksiyonu kullanılan yönlü aşırı akım rölesi açma süreleri

Yönlü aşırı akım röle kullanımı						
3-faz arıza yeri	Açma süresi aşağı yön (s)			Açma süresi yukarı yön (s)		
	R12	R23	R34	R21	R32	R43
BB1 barası	---	---	---	0,142	0,442	0,969
BB2 barası	0,306	---	---	---	0,204	0,504
BB3 barası	0,567	0,267	---	---	---	0,362
BB4 barası	2,829	0,422	0,122	---	---	---
L12 hat başı	0,050	---	---	0,142	0,438	0,962
L12 hat sonu	0,305	---	---	0,000	0,206	0,507
L23 hat başı	0,308	0,050	---	---	0,204	0,503
L23 hat sonu	0,563	0,266	---	---	0,000	0,363
L34 hat başı	0,573	0,268	0,050	---	---	0,361
L34 hat sonu	2,742	0,420	0,122	---	---	0,000



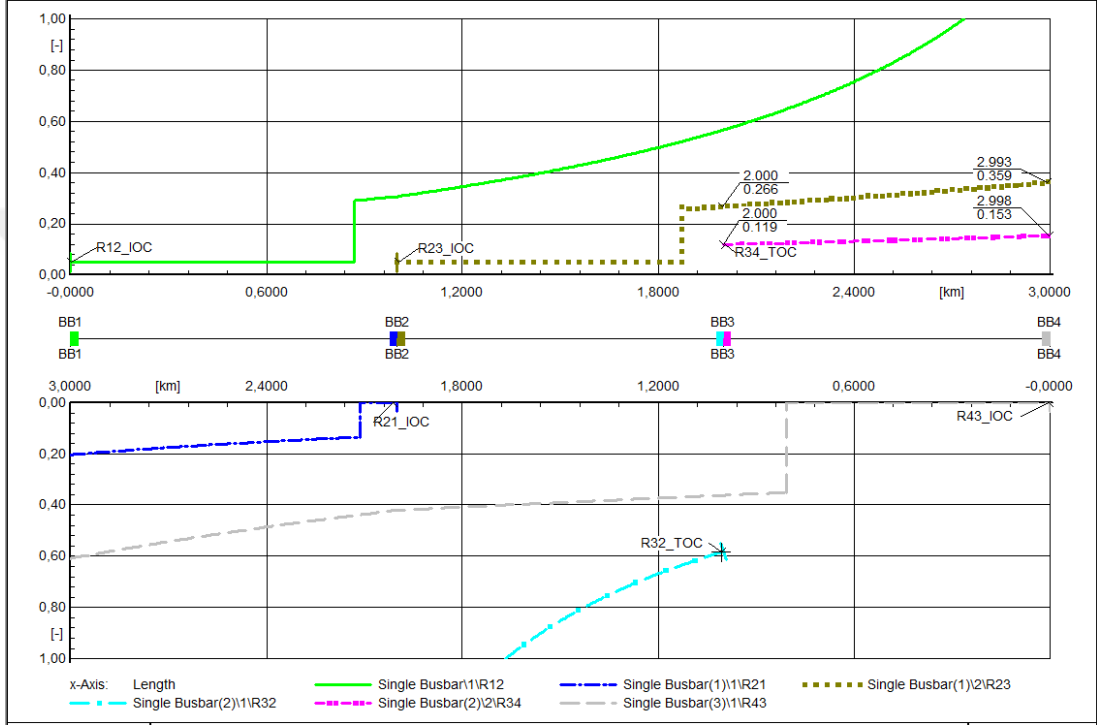
Şekil 5.2. Yönlü aşırı akım röle kullanımı zaman-aşırı akım diyagramı

Hesaplanan röle parametrelerinin 3-faz arıza durumu için şebeke üzerinde koruma bölgeleri Şekil 5.3'te verilmiştir. Radyal hat boyunca röle eğrilerinde herhangi bir çakışmaya rastlanmamıştır.



Şekil 5.3. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devrede

Bütün DÜ kaynakları devredeyken koruma düzeni beklenildiği gibi çalışmaktadır. Ancak RTG2 kaynağı devre dışı bırakıldığında, röle ayarları değiştirilmediği takdirde; röle açma süreleri Şekil 5.4'te incelenmiştir. Zaman-mesafe diyagramında görüldüğü gibi aşağı yönlü R23-R34 röle koordinasyonu, L34 hat başında oluşabilecek 3-faz arızalar için kaybedilmiştir. Yukarı yönlü röle koordinasyonu ise tamamen kaybedilmiştir. R32 röle eğrisi R21 ile R43 röle eğrisi arasından çıkmıştır.

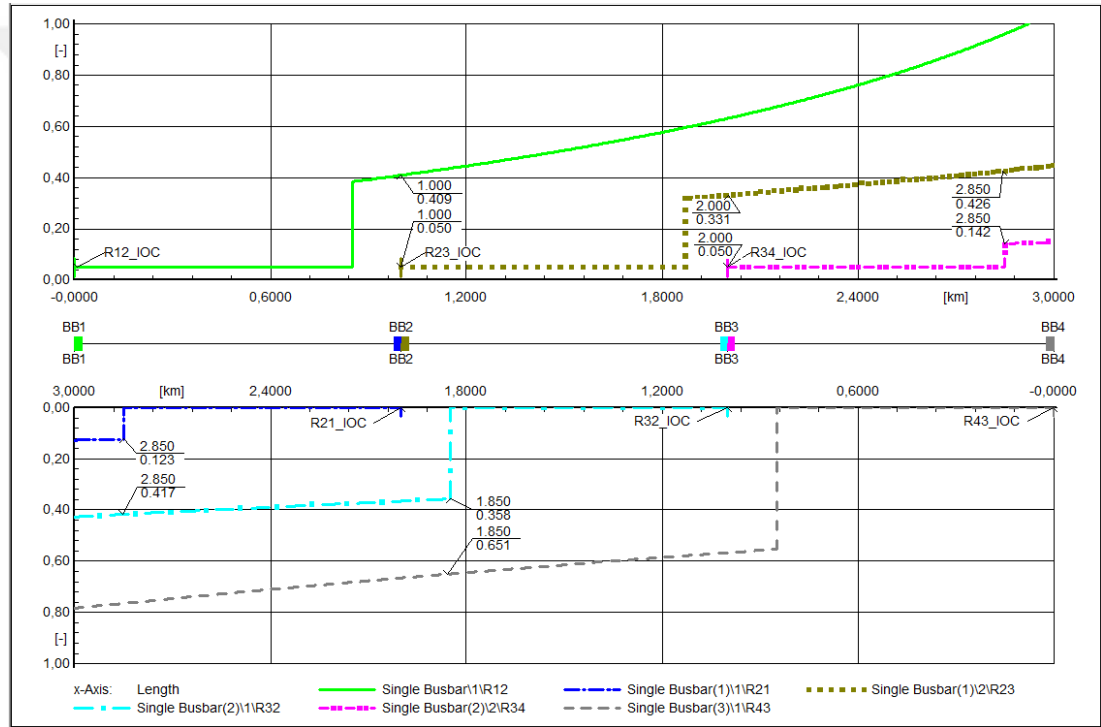


Şekil 5.4. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması

Yukarıda yapılan analizlere ek olarak, radyal test sisteminin her iki ucundan beslendiği (sadece RTG3 devrede), diğer DÜK'lerin devre dışı bırakıldığı çalışma duruma ait hesaplanan yeni röle parametreleri Tablo 5.6'da, zaman-mesafe diyagramı ise Şekil 5.5'te verilmiştir.

Tablo 5.6. Yönlü aşırı akım röle kullanımı, ani açma (50) parametreleri

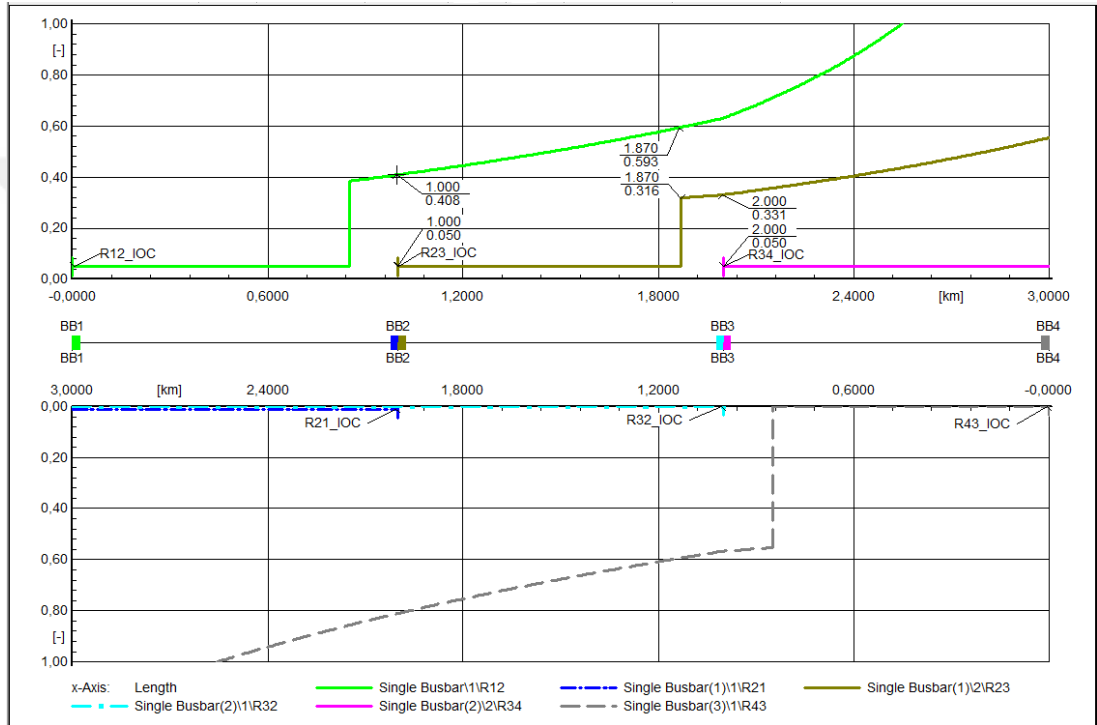
Yönlü aşırı akım röle kullanımı									
Eğri karakteri	Yön	Röle	Açma akımı (A)		TMS	Ani açma akımı (A)		Açma süresi (s)	Çevirme oranı
			Pri.	Sek.		Pri.	Sek.		
IEC 255-3 standart ters	Aşağı	R12	329	4,12	0,06	978	12,22	0,05	400A/5A
		R23	231	3,85	0,049	666	11,11	0,05	300A/5A
		R34	151	3,78	0,025	510	12,75	0,05	200A/5A
	Yukarı	R21	120	1,49	0,015	277	3,46	Gecikmesiz	400A/5A
		R32	120	1,99	0,05	318	5,3	Gecikmesiz	300A/5A
		R43	125	3,13	0,087	373	9,33	Gecikmesiz	200A/5A



Şekil 5.5. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, sadece RTG3 devrede

Bu çalışma durumuna ait röle parametreleri değiştirilmeksizin, RTG2 kaynağı devreye alındığında; röle açma süreleri ve röle koordinasyonu, Şekil 5.6'da verilen zaman-mesafe diyagramında yardımıyla incelenmiştir. RTG2 kaynağı devreye alındığında; aşağı yönlü R34 rölesi ani açma fonksiyonu koruma bölgesi, L34 hattının %85'inden %100'üne ulaşmıştır. RTG2'nin devreye girmesiyle L34 hattında hesaplanan aşağı yönlü arıza akımları artmıştır. L34 hat sonuna kadar, oluşabilecek arızalarda; RTG2'nin arıza katkısından ötürü, R34 rölesi ani açma eşik değerinin

düşük kalması, rölenin ters zamanlı açma fonksiyonunun devre dışı kalmasına yol açmıştır. Ancak bu durum aşağı yönlü röle koordinasyonu açısından sorun teşkil etmemektedir. Yukarı yönlü R32-R21 rölelerinin ani açma koruma bölgeleri zaman farkı olmaksızın üst üste gelmiştir. L12 ve L23 hattı 3-faz arızaları için; RTG2'nin yukarı yönlü arıza akımı katkısı, R32 ve R21 rölelerinde okunan arıza akımlarının aşırı yükselmesine yol açmıştır. Bunun sonucunda her iki rölenin ters zamanlı açma fonksiyonunu kullanılamaz hale gelmiştir.



Şekil 5.6. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, sadece RTG3 devredeyken RTG2'nin devreye alınması

Analiz sonuçları incelendiğinde; DÜK bağlantılı şebekede aşırı akım röle koordinasyonu yapılırken;

- Bara arızalarında röle açma süreleri, koordinasyon açısından sorunsuz gözükse de; röleye yakın arıza durumlarının (hat sonu veya hat başı arızaları) dikkatli incelenmesi gerekir.
- Röle ani açma fonksiyonu sayesinde; korunan hattın büyük bir bölümünde (%80-%90), meydana gelen 3-faz arızaları için röleden önce generatör açmaları azaltılabilir. Bu oran, daha düşük arıza akımlarında (2-faz arızalar), hattın yüzde olarak daha küçük bölümleri (%40-%50) için geçerlidir.

- Herhangi bir generatörün devre harici olması veya devreye alınması röle koordinasyonunu her iki yönde bozulmasına sebep olabilmektedir. Maksimum yük akımlarının değişmesi, yük veya generatör anahtarlamaları vb. durumlarda koordinasyonun gözden geçirilmesi gerekmektedir.
- DÜK generatörü devre dışı kalması halinde, yukarı yönlü röle koordinasyonu, aşağı yönlü röle koordinasyonuna göre daha fazla etkilenmektedir.

5.2.2. Mesafe koruma rölesi kullanımı

Bu senaryoda sistemdeki bütün röleler için mesafe koruma fonksiyonu (21) kullanılmıştır. Röle parametreleri DÜK'ler devre olduğu durum için hesaplanmıştır. Örnek bir sistem üzerinde mesafe koruma rölelerine ait parametre hesapları Ek-G'de, DPL algoritma çıktısı olan hesaplamalar Ek-H'de verilmiştir. Ek-H'den elde edilen röle empedans parametreleri ile açma süreleri düzenli bir şekilde Tablo 5.7'de verilmiştir.

Tablo 5.7. Mesafe koruma rölesi kullanımı, röle parametreleri (21)

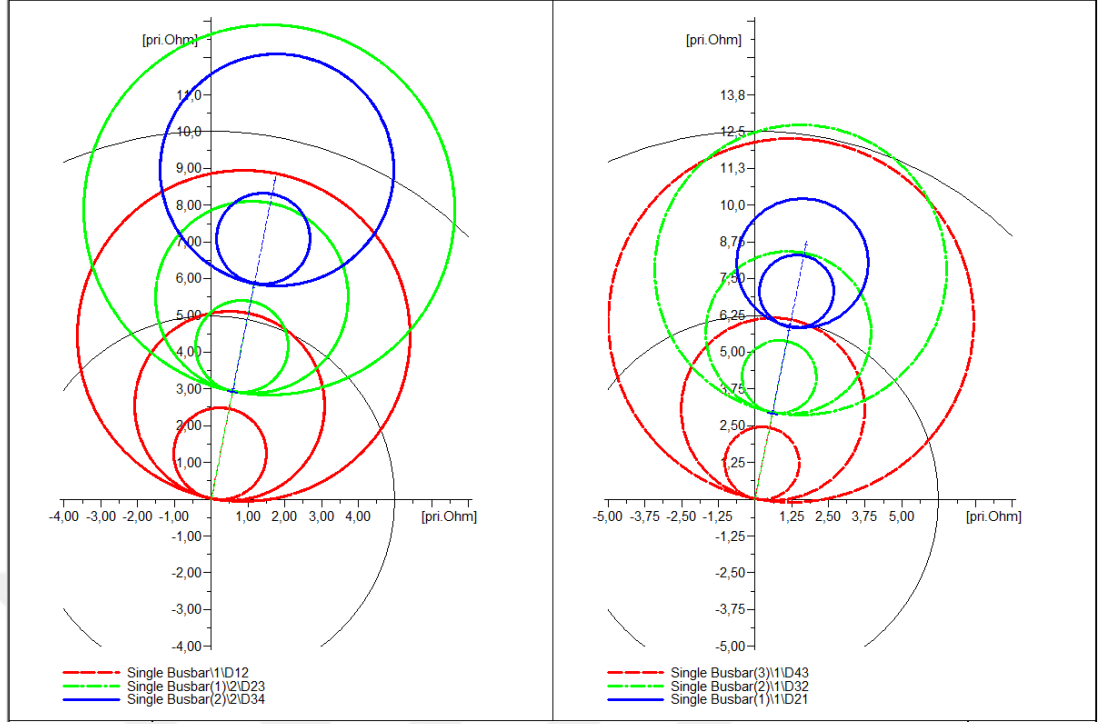
Mesafe Koruma Rölesi Kullanımı										
Yön	Röle (mho)	Bölge 1 (Ω) (gecikmesiz)		Bölge 2 (Ω) (t=0,3 s)		Bölge 3 (Ω) (t=0,6 s)		Akım trafosu	Gerilim trafosu	Röle çevirme oranı
		Pri.	Sek.	Pri.	Sek.	Pri.	Sek.			
Aşağı	D12	2,533	1,842	5,178	3,766	9,055	6,586	400A/5A	11kV/ 0,1kV	0,727
	D23	2,533	1,381	5,257	2,867	10,113	5,516	300A/5A		0,545
	D34	2,533	0,921	6,354	2,311	----	----	200A/5A		0,364
Yukarı	D21	2,533	1,842	4,470	3,251	----	----	400A/5A		0,727
	D32	2,533	1,381	5,589	3,048	9,926	5,414	300A/5A		0,545
	D43	2,533	0,921	6,264	2,278	12,426	4,518	200A/5A		0,364

Bütün DÜK'ler devrede iken aşağı ve yukarı yönlü rölelerin açma performansını değerlendirmek üzere test sistemi üzerinde bazı yerlerde, 3-faz arıza durumları analiz edilmiştir. Tablo 5.8'de yönlü rölelerin açma süreleri çeşitli arıza durumları için verilmiştir. Röle parametreleri hesaplanırken, besleme (infeed) akımları hesaba katıldığı için röle açma sonuçlarında anormal bir durum gözle çarpmamaktadır.

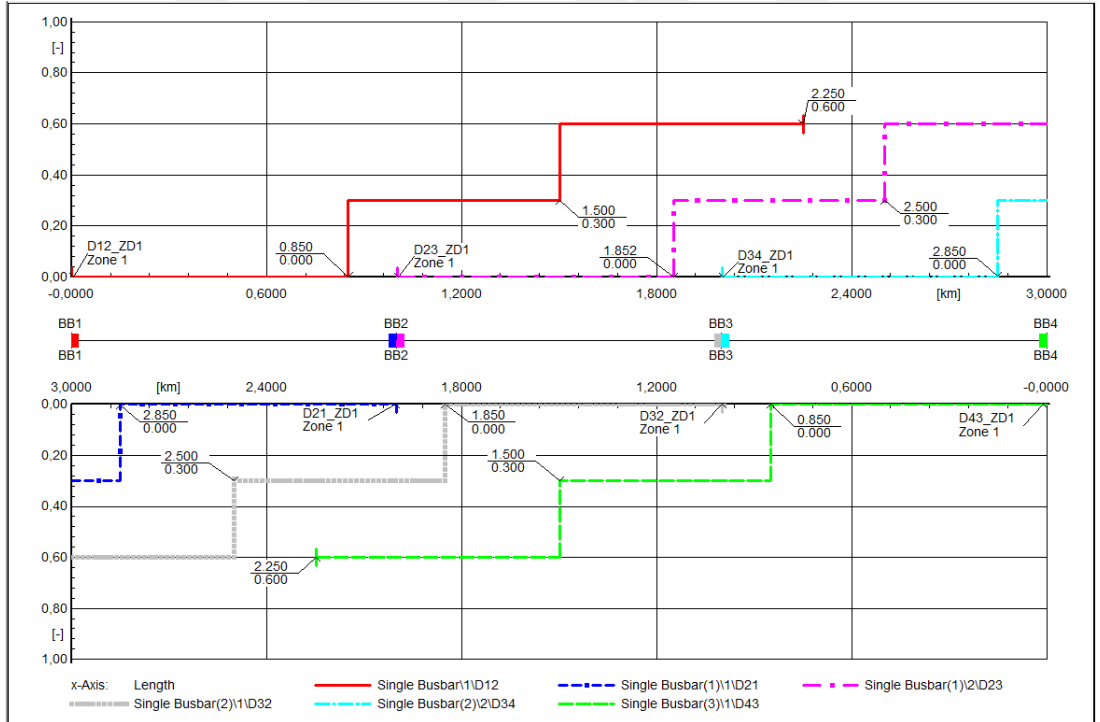
Tablo 5.8. Mesafe koruma rölesi kullanımı, röle açma süreleri

Mesafe Koruma Rölesi Kullanımı						
3-faz arıza yeri	Açma süresi aşağı yön (s)			Açma süresi yukarı yön (s)		
	D12	D23	D34	D21	D32	D43
BB1 barası	---	---	---	0,300	0,600	---
BB2 barası	0,300	---	---	---	0,300	0,600
BB3 barası	0,600	0,300	---	---	---	0,300
BB4 barası	---	0,600	0,300	---	---	---
L12 hattı %50	0,000	---	---	0,000	0,300	---
L12 hattı %80	0,000	---	---	0,000	0,300	0,600
L23 hattı %50	0,300	0,000	---	---	0,000	0,300
L34 hattı %50	---	0,300	0,000	---	---	0,000
L34 hattı %20	0,600	0,300	0,000	---	---	0,000

Hesaplanan mesafe koruma empedans parametrelerine ait R-X diyagramı Şekil 5.7'de, rölelerin 3-faz arıza durumları için şebeke üzerinde koruma menzillerini gösteren zaman-mesafe diyagramı Şekil 5.8'de verilmiştir. R-X diyagramı DÜK arıza katkıları sebebiyle geleneksel koruma bölgesi menzil değerlerine göre farklı şekillenmiştir. Ancak Şekil 5.8'de, koruma bölgelerini ifade eden zaman-mesafe diyagramında herhangi bir üst üste gelmeye rastlanmamıştır. R-X diyagramlarında görünen menzil ile zaman-mesafe diyagramında görülen menzil değerleri farklıdır. Bunun sebebi generatör arıza katkılarıdır. Örneğin D43 rölesi bölge 3 primer empedans değeri $12,42 \Omega$ olarak hesaplanmıştır. İki bara arası hat empedanslarının eşit ve $2,98 \Omega$ olduğu düşünüldüğünde, bölge 3 menzili koruduğu hattın yaklaşık 4,16 katı mesafeye ulaşmaktadır. Şekil 5.7'de verilen sağdaki R-X diyagramı bu hesabı doğrulamaktadır. Bu matematiksel hesap sonucunda elde edilen menzil değerleri, DÜK akım katkılarını görmezden gelir ve generatörlerin devre dışı olduğu durumu baz alır. Şekil 5.8'de ise ulaşılan menzil değerleri, DÜK arıza akım katkılarını hesaba katmaktadır. D43 rölesi bölge 3 koruma menzili tekrar incelendiğinde, koruduğu hat empedansının 2,25 katına kadar ulaşmaktadır. Sonuç olarak DÜK bağlı şebekelerde, R-X diyagramı yerine mesafe-zaman diyagramları daha faydalı sonuçlar vermektedir.



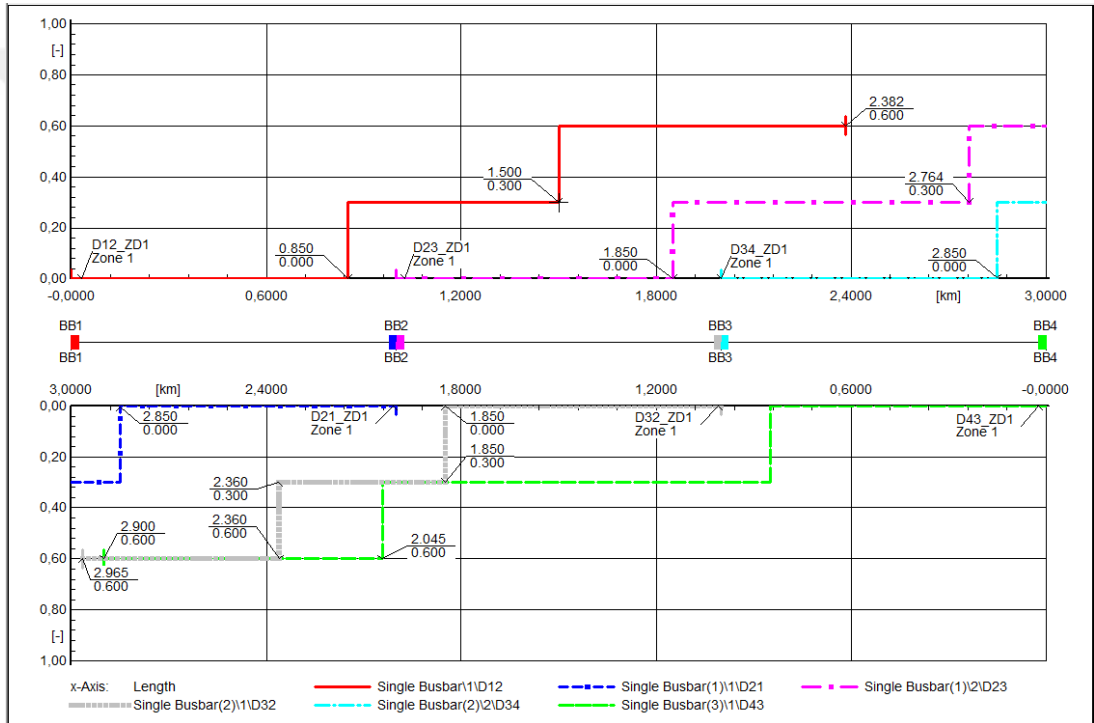
Şekil 5.7. Mesafe koruma rölesi kullanımı, R-X diyagramı



Şekil 5.8. Mesafe koruma rölesi kullanımı, tüm DÜK'ler devrede zaman-mesafe diyagramı

Şekil 5.8'de görüldüğü gibi bütün DÜK kaynakları devredeyken koruma düzeni beklenildiği gibi çalışmaktadır. Ancak BB3 barasından bağlı, RTG2 kaynağı devre

dışı bırakıldığında; röle ayarları değiştirilmediği takdirde, Şekil 5.9’da verilen zaman-mesafe diyagramında değişen koruma bölgeleri ve koordinasyon durumu özetlenmektedir. Aşağı yönde D12 koruma bölgesi 3 bir miktar (L23 hattının %13’ü kadar) aşırı menzile kaymıştır. Benzer şekilde D23 koruma bölgesi 2 ve 3 aşırı menzile kaymıştır. Ancak RTG2 yokluğunda oluşan aşırı menzile kayma durumları aşağı yönlü röle koordinasyonuna zarar vermemiştir. Yukarı yönde D43 ve D32 koruma bölgesi 2 ve 3’te zaman gecikmesi olmaksızın üst üste gelmiştir. RTG2 yokluğunda; D43 bölge 2 ve bölge 3’te aşırı menzile kaymıştır. D32 rölesi ise bölge 2 ve bölge 3’te düşük menzile kaymıştır.



Şekil 5.9. Mesafe koruma rölesi kullanımı, zaman-mesafe diyagramı tüm DÜK’ler devredeyken, RTG2 devre dışı

Analiz sonuçları incelendiğinde; DÜK bağlantılı şebekede mesafe koruma röle koordinasyonu yapılırken;

- Aşırı akım rölelerinde olduğu gibi mesafe koruma röleleri de DÜK arıza katkılarından etkilenmektedir. Bölge 2 ve bölge 3 empedansları hesaplanırken K-sabitlerinin doğruluğu önem arz etmektedir. Ayar değerlerinin hesaplanması aşırı akım rölelerine göre daha kolaydır. Aşırı akım rölelerinin, ani açma fonksiyonuna koordinasyon açısından ihtiyaç duyulmuştur. Ancak mesafe rölelerinde, herhangi bir ek ayara ihtiyaç duyulmamıştır.

- Herhangi bir generatörün devreye alınması veya devre dışı bırakılması halinde; koruma bölgeleri aşırı veya düşük menzile kayabilmektedir. Zaman-mesafe diyagramları yardımıyla koruma bölgeleri, eşit gecikme sürelerinde üst üste gelmemesi için kontrol edilmelidir.
- Mesafe koruma röleleri bölge 1 ayar değerleri, aşırı akım koruma rölelerindeki ani açma fonksiyonu görevini yerine getirebilmektedir.
- Her iki röle tipinin; adaptif yapıda koruma sağladığı metodolojiler maliyet açısından karşılaştırıldığında büyük maliyet farkları bulunmamaktadır [16,28].

5.2.3. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım röle kullanımı

Bu senaryoda, sistem radyal hattın başı ve sonundaki rölelerde (D12 ve D43) mesafe koruma fonksiyonu (21), geriye kalan röleler için aşırı akım koruma (67) fonksiyonu kullanılmıştır. Her iki röle tipi için oluşturulan parametre hesaplama algoritmaları kullanılmıştır. Algoritma çıktısı olan hesaplamalar Ek-I’da verilmiştir. Ardından röle test algoritması ve program dahilinde “Protection Tools” çıktısı olan zaman-mesafe diyagramları ile koordinasyon test edilmiştir. Röle parametreleri, DÜK’ler devrede olduğu durum için hesaplanmıştır. Elde edilen ters zamanlı röle parametreleri Tablo 5.9’da, sabit zamanlı röle parametreleri Tablo 5.10’da, mesafe koruma röle parametreleri ise Tablo 5.11’de verilmiştir.

Tablo 5.9. Aşırı akım rölesi ters zamanlı açma parametreleri (67)

Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım röle kullanımı, aşırı akım röle parametreleri						
Eğri karakteri	Yön	Röle	Açma akımı (kA)		TMS	Çevirme oranı
			Primer	Sekonder		
IEC 255-3 standart ters	Aşağı	R23	0,231	3,85	0,049	300A/5A
		R34	0,193	4,82	0,025	200A/5A
	Yukarı	R21	0,332	4,15	0,015	400A/5A
		R32	0,282	4,69	0,021	300A/5A

Tablo 5.10. Aşırı akım rölesi ani açma parametreleri

Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım röle kullanımı, aşırı akım röle parametreleri						
Eğri karakteri	Yön	Röle	Ani açma akımı (A)		Açma süresi (s)	Çevirme oranı
			Primer	Sekonder		
	Aşağı	R23	870	14,5	0,050	300A/5A
		R34	840	21	0,050	200A/5A
	Yukarı	R21	720	9	Gecikmesiz	400A/5A
		R32	607	10,13	Gecikmesiz	300A/5A

Tablo 5.11. Empedans rölesi parametreleri (21)

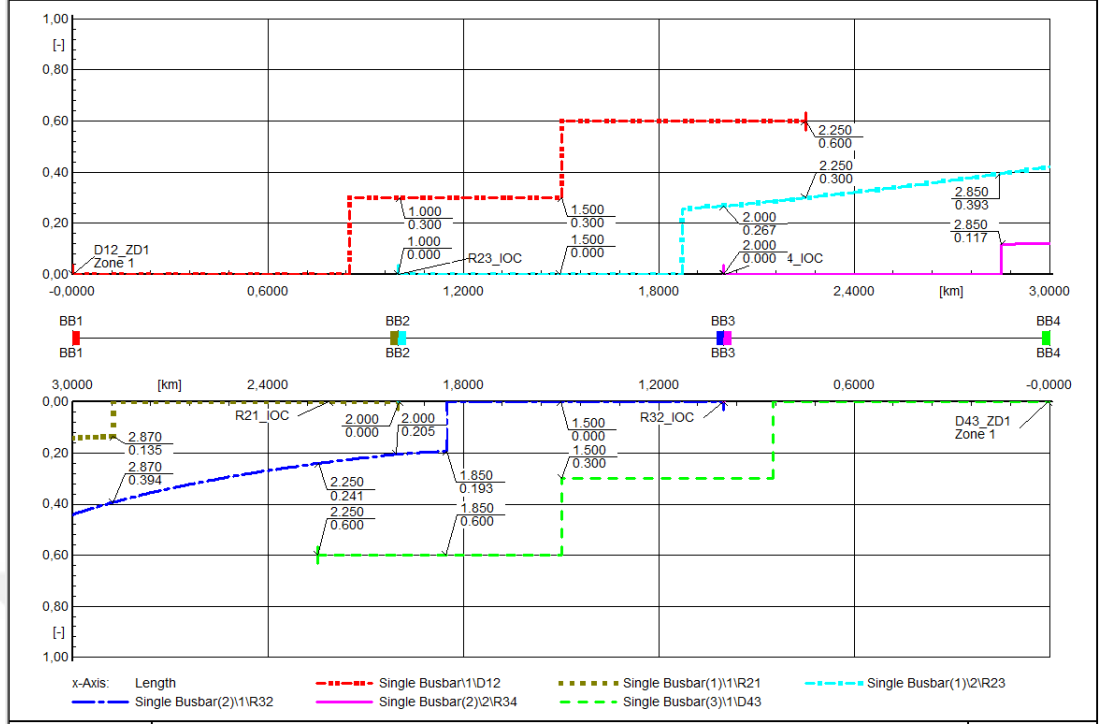
Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım röle kullanımı, empedans röle parametreleri										
Yön	Röle (mho)	Bölge 1 (Ω)		Bölge 2 (Ω)		Bölge 3 (Ω)		Akım trafosu	Gerilim trafosu	Röle çevirme oranı
		Pri.	Sek.	Pri.	Sek.	Pri.	Sek.			
Aşağı	D12	2,533	1,842	5,178	3,766	9,055	6,586	400A/5A	11kV/ 0,1kV	0,727
		(gecikmesiz)		(t=0,3 s)		(t=0,6 s)				
Yukarı	D43	2,533	0,921	6,264	2,278	12,426	4,518	200A/5A	11kV/ 0,1kV	0,364
		(gecikmesiz)		(t=0,3 s)		(t=0,6 s)				

Bütün DÜK'ler devrede iken aşağı ve yukarı yönlü rölelerin açma performansını değerlendirmek üzere test sistemi üzerinde 3-faz arıza durumları analiz edilmiştir. Tablo 5.12'de yönlü rölelerin açma süreleri çeşitli arıza durumları için verilmiştir. Minimum koordinasyon zaman aralığı (200 ms) sağlanmıştır.

Tablo 5.12. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, röle açma süreleri

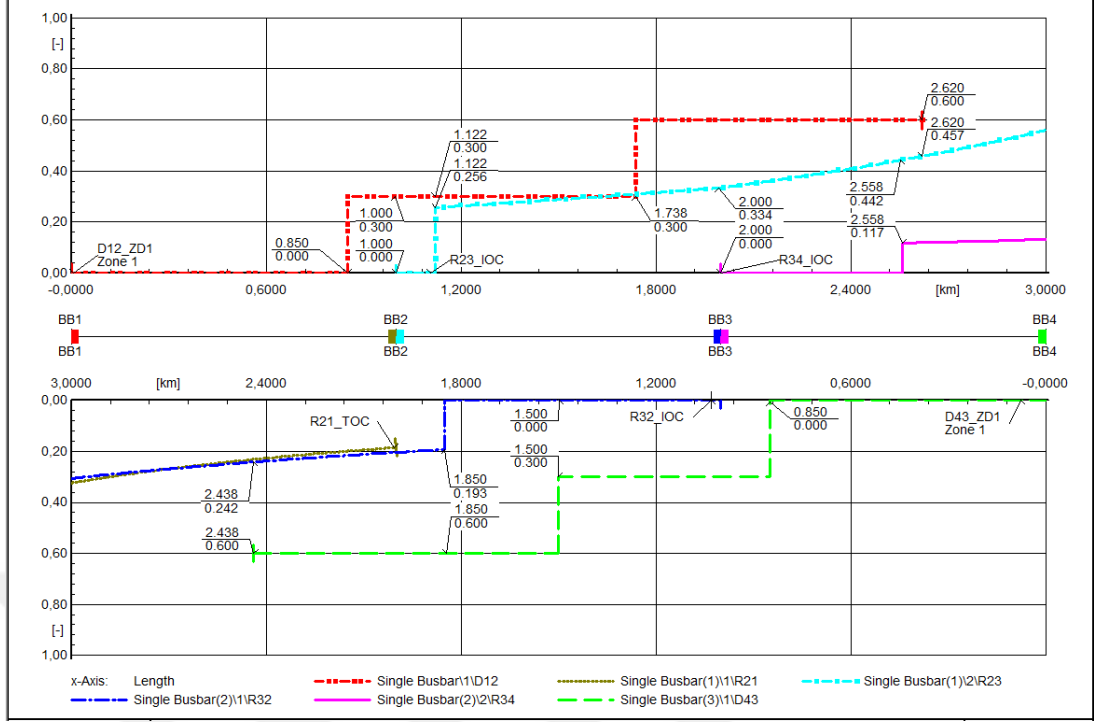
3-faz arıza yeri	Açma süresi aşağı yön (s)			Açma süresi yukarı yön (s)		
	D12	R23	R34	R21	R32	D43
BB1 barası	---	---	---	0,142	0,442	---
BB2 barası	0,300	---	---	---	0,204	0,600
BB3 barası	0,600	0,267	---	---	---	0,300
BB4 barası	---	0,422	0,122	---	---	---
L12 hattı %50	0,000	---	---	0,000	0,290	---
L12 hattı %80	0,000	---	---	0,000	0,234	0,600
L23 hattı %50	0,300	0,000	---	---	0,000	0,300
L34 hattı %50	---	0,300	0,000	---	---	0,000
L34 hattı %20	0,600	0,293	0,000	---	---	0,000

Hesaplanan mesafe koruma ve aşırı akım röle parametrelerine göre 3-faz arıza durumu için şebeke üzerinde röle koruma menzilleri Şekil 5.10'da verilmiştir. Bölüm 3.2.2'de verilen, aşırı akım-mesafe koruma röle koordinasyonu kuralları dikkate alınmıştır. Koruma bölgelerini ifade eden çizgilerde herhangi bir üst üste gelmeye rastlanmamıştır.



Şekil 5.10. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm DÜK'ler devrede

Bütün DÜK kaynakları devredeyken koruma düzeni beklenildiği gibi çalışmaktadır. Ancak RTG1 kaynağı devre dışı bırakıldığında; röle ayarları değiştirilmediği takdirde, Şekil 5.11'de verilen zaman-mesafe diyagramından anlaşıldığı gibi R32-R21 ile D12-R23 röle koordinasyonu hat üzerindeki bazı bölgelerde oluşabilecek üç faz arızalar için kaybedilmiştir.



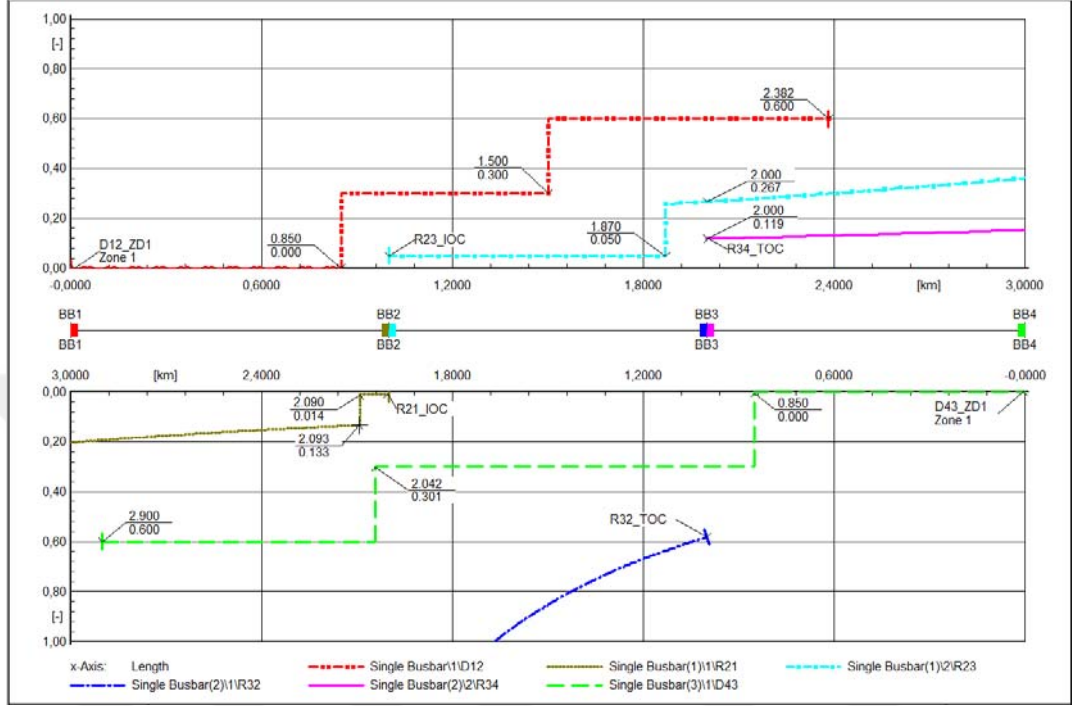
Şekil 5.11. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, zaman-mesafe diyagramı, tüm DÜK'ler devreyden RTG1 devre dışı

Aşağı yönde D12 rölesi koruma bölgesi 2 ve 3 aşırı menzile kaymıştır. Empedans değerleri ile açma süreleri gözden geçirilmelidir. R23 ve R34 rölelerinde okunan arıza akımlarındaki azalmaya bağlı olarak açma süreleri bir miktar uzamıştır. Aşırı akım röleleri için, ani açma bölgelerinin kapsama alanları gözle görülür biçimde azalmıştır.

Yukarı yönde D43 rölesi koruma bölgesi 3 aşırı menzile kaymıştır fakat bölge 2 koruması, RTG1'in devre dışı kalmasından etkilenmemiştir. BB2 barasından itibaren yukarı yönlü arıza akımlarındaki büyük düşüşe bağlı olarak; R21 rölesi ani açma fonksiyonu, akım eşik değeri yüksek kaldığı için kullanım dışı kalmıştır. Bu yüzden R21 ve R32 röle eğrilerinde çakışma olmuştur.

Son olarak, tüm DÜK'ler devredeyken, röle parametreleri değiştirilmeksizin RTG2'yi devre dışı bırakarak, koruma düzeninin davranışı incelenmiştir. Şekil 5.12'de gösterilen diyagrama bakıldığında; aşağı yönlü R23-R34 röle eğrileri arası zaman gecikmesi yeterli değildir. R34 rölesi ani açma fonksiyonu L34 hat arızaları için kullanılamaz duruma gelmiştir. D12 mesafe rölesi ise bölge 3'te bir miktar aşırı menzile kaymıştır. Yukarı yönde R32 röle eğrisi R21 ve D43 röle eğrileri arasından

uzaklaşmıştır. R21 rölesi L12 hattında oluşabilecek arıza durumları için, azalan yukarı yönlü arıza akımlarına bağlı olarak ani açma koruma bölgesi daralmıştır. RTG2 yokluğunda, D43 röle koruma bölgesi 2 ve 3'te aşırı menzile kaymıştır.



Şekil 5.12. Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, zaman-mesafe diyagramı, RTG2 devre dışı

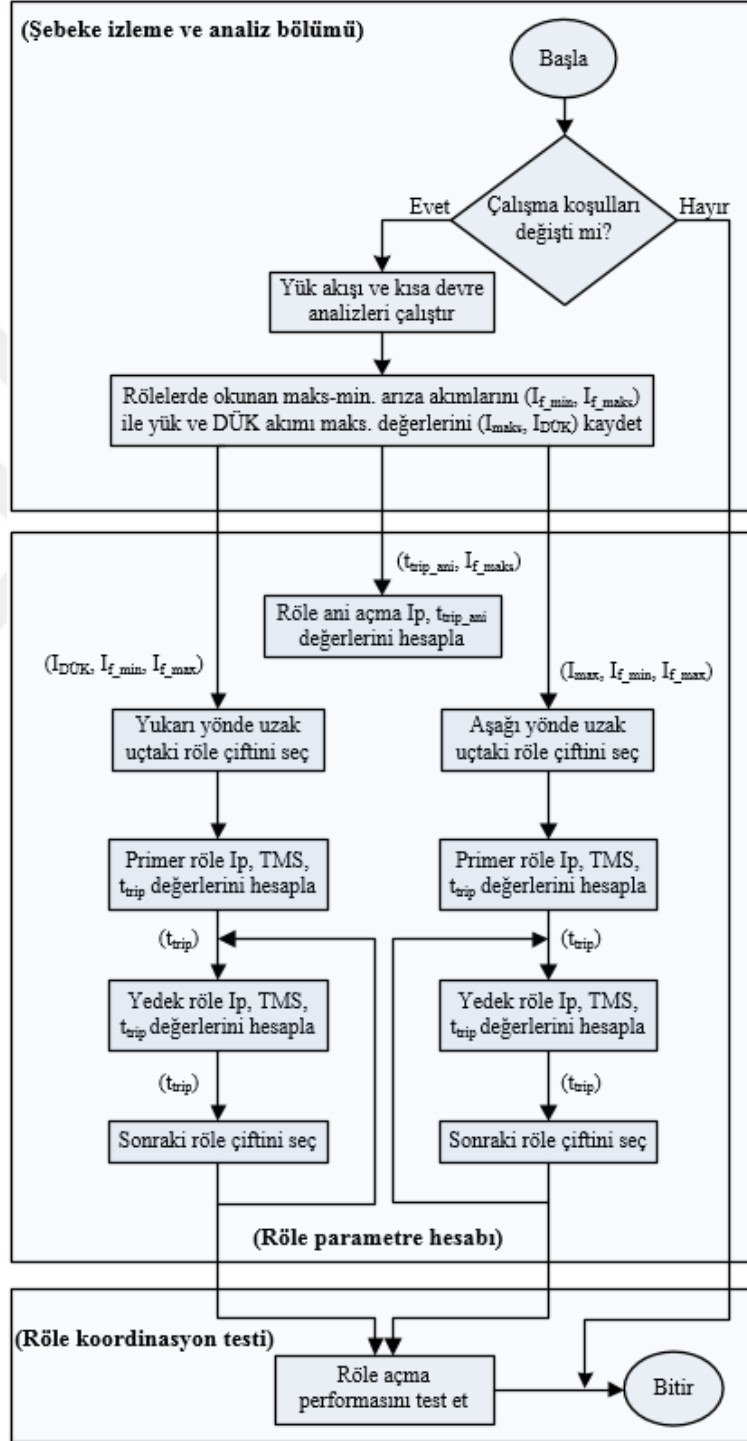
Analiz sonuçları incelendiğinde; DÜK bağlantılı şebekede aşırı akım rölesi ve mesafe koruma rölesi birlikte kullanıldığında:

- Her iki röle tipi için de koruma menzili herhangi bir kaynağın sistemden ayrılması veya dahil olmasıyla değişkenlik gösterir.
- Mesafe koruma röleleri, sisteme DÜK dahil olduğunda düşük menzil, sistemden DÜK ayrıldığında ise aşırı menzil problemleri ile karşılaşmaktadır.
- Aşırı akım röleleri ani açma bölgesi, sisteme DÜK dahil olduğunda, genişlemeye eğilimlidir. Sistemden ayrılan DÜK'ler ise aşırı akım rölesinin ani açma fonksiyonunu kullanılamaz hale getirmektedir.

5.2.4. Aşırı akım röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması

Yukarıda yapılan analizler; DÜK bağlı şebekede, değişen sistem koşullarının koruma üzerindeki olumsuz etkisini göstermiştir. Röle koordinasyonun sürdürülebilmesi, aşırı akım veya empedans röle parametrelerinin, değişen sistem koşullarında

yenilenmesine ve yenilenen parametrelerin koordinasyon şartları açısından tekrar değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu görevi yerine getirebilecek basit yapıda bir algoritma aşırı akım röleleri için Şekil 5.13'te verilmiştir. Ayrıca kaynak kodu Ek-C'de verilmiştir. Algoritma temel olarak üç bölümden oluşur. Bu bölümler; izleme



Şekil 5.13. Aşırı akım röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması

ve analiz, röle parametre hesapları ve röle koordinasyonu testi şeklindedir. İzleme ve analiz bölümünde; röle parametre hesabına etki edebilecek şebeke değişkenleri; rölede okunan maksimum yük akımları ve maksimum-minimum kısa devre akımları hesaplanır. Bu iki değişkene ait büyüklükleri algoritma yardımıyla teşhis edebilmek için test sistemi üzerinde;

- DÜK generatör anahtarlamaları
- Sistemdeki üretim ve tüketim yük profili maksimum noktası

değişkenleri takip edilmektedir. Böylece herhangi bir şebeke işletme koşulu için aşağı ve yukarı yönlü röle parametreleri kolaylıkla hesaplanacaktır. Aşırı akım röle açma akımı ve TMS değerleri Bölüm 5.2’de verilen varsayımlar göz önüne alarak hesaplanmıştır. Takip edilen şebeke işletme koşulları baz alınarak yük akışı ve kısa devre analizleri gerçekleştirilir. Yük akışı analizi ile aşağı ve yukarı yönlü rölelerde okunan maksimum yük akımları tespit edilir. Aşağı yönlü maksimum yük akımları (I_{max}), DÜK’ler devre dışı olduğu durumda gözlemlenecektir. Bu yüzden aşağı yönlü rölelerde okunan maksimum yük akımları, DÜK’ler devre dışı olduğunda bara altından çekilen toplam yük akımları baz alınarak hesaplanmıştır. Yukarı yönlü rölelerde okunan maksimum yük akımları ise yükler devre dışı bırakıldığında, şebekeye doğru akan DÜK akımlarını ($I_{DÜK}$) baz alarak hesaplanmıştır. Kısa devre analizlerinde ise her bir rölenin okuduğu maksimum ve minimum kısa devre akımları hesaplanır. Sistemde okunan maksimum arıza akımları 3-faz arıza durumunda, minimum arıza akımları ise 2-faz arıza durumlarında hesaplanmıştır. Bu yüzden hesaplanan röle parametreleri, röle faz elemanları için geçerlidir. Uzak uçlardaki röleler hariç diğer röleler için başta yük akışı daha sonra koruma bölgesindeki iki barada, maksimum ve minimum arıza analizleri olmak üzere toplamda beş akım değeri hesaplanır. Bu analizler sadece ters zamanlı röle faz elementi için kullanılır. Hem röleye yakın arıza durumlarında koordinasyon problemlerini gidermek, hem de hattı koruyan röleden önce DÜK açmalarını azaltmak amacıyla, röle ani açma fonksiyonuna ihtiyaç duyulur. Röle ani açma akım değeri için rölenin koruduğu hattın %85’inde 3-faz arızası hesaplanır ve röle noktasından okunan altıncı akım değeri de ani açma eşik değeri için kullanılır.

Röle parametre hesaplarına geçildiğinde, algoritma her iki yönde uzak uçtaki röle çiftinden başlar, devamında parametresi hesaplanan primer rölenin yedeği olan bir üst röleye geçer. Her bir röle için hesaplanan parametreler daha sonra isim filtrelemesi kullanılarak ilgili röleye aktarılır. Örneğin aşağı yönlü ilk röle çiftinde, primer R34 rölesi ters zamanlı koruma parametreleri için BB4 barasında hesaplanan maksimum ve minimum arıza akımları (I_{f_max} , I_{f_min}) ile BB4 altından çekilen maksimum yük akımı (I_{max}) ile hesaplanır. Röle ters zamanlı açma akımı; maksimum yük akımının 1,25 katı ile minimum arıza akımının 2/3'ü arasında, orta nokta yöntemi kullanılarak iki iterasyon içinde yük akımına yakın değerde seçilir. R34 rölesi için yük akışı analizinden gelen maksimum yük akımı (I_{max}) ile BB4 barası 2-faz arıza analizinden gelen minimum arıza akımı (I_{f_min}) bilinenleri ile orta nokta yöntemi kullanılarak açma akımı (I_p) hesaplanır. Aşağı yönlü uzak uçtaki primer röle için mümkün olan en düşük TMS değeri (0,025) seçilir. Seçilen açma akımı (I_p) ve TMS değerleri ile BB4 barası 3-faz arızası için R34 rölesi açma süresi (t_{trip}) hesaplanır. Ani açma fonksiyonu için R34 rölesinde okunan, L34 hattı %85 3-faz arıza akımı baz alınır, ani açma süresi 50 ms'ye ayarlanır. Ardından röle çiftindeki yedek R23 rölesine geçilir. Ters zamanlı açma akımı için I_{max} değeri BB3 ve BB4 baraları altından çekilen yük akımları toplamı olacaktır. Rölenin okuduğu minimum arıza akımı (I_{f_min}) ise BB4 2-faz arızası durumunda gerçekleşecektir. Bu bilinenler ile R23 ters zamanlı açma akımı (I_p) hesaplanır. TMS değeri hesabında R34 rölesi için hesaplanan açma süresi (t_{trip}) üzerine, 300 ms zaman gecikmesi bırakılarak R23 rölesi TMS değeri hesaplanır. BB3 barası 3-faz arızası için açma süresi (t_{trip}) hesaplanır. R23 ani açma akımı L23 hattı %85 3-faz maksimum arıza akımı baz alınarak seçilir. Aşağı yönlü ilk röle çifti R23-R34 röleleri için parametre hesapları tamamlanır, sonraki röle çifti R12-R23 röleleri parametre hesaplarına geçilir. Bu sefer primer röle R23, yedek röle ise R12 rölesi olmuştur. Önceki röle çifti hesaplarından, primer röle R23 için TMS, I_p ve t_{trip} değerleri bilindiği için direkt olarak R12 yedek rölesine geçilir. DÜK'ler ihmal edildiğinde; R12 ters zamanlı açma akımı için maksimum yük akımı değeri (I_{max}) BB2, BB3 ve BB4 baraları altından çekilen yük akımları toplamı olacaktır. Rölenin okuduğu minimum arıza akımı (I_{f_min}) ise BB3 2-faz arızası durumunda gerçekleşecektir. Bu bilinenler ile R23 ters zamanlı açma akımı (I_p) hesaplanır. R12 TMS değeri için, R23 rölesi BB3 3-faz arızası açma süresi (t_{trip}) üzerine, 300 ms zaman gecikmesi bırakılarak R12 rölesi

TMS değeri hesaplanır. R12 ani açma akımı L12 hattı %85 3-faz maksimum arıza akımı baz alınarak seçilir ve zaman gecikmesi diğer aşağı yönlü rölelerde olduğu gibi 50 ms olarak ayarlanır.

Yukarı yönlü röleler için aynı yöntem kullanılır. Bu röleler herhangi bir arıza durumunda DÜK akımlarını ölçümlendiği için baralarda hesaplanan maksimum ve minimum arıza akımlarının yukarı yönlü bileşenlerini baz alır. Ayrıca yük akışı analizinde, şebeke yüklerinin ihmal edildiği durumda; aktif üretimde olan DÜK akımları şebekeye doğru akacaktır. Bu durumda yukarı yönlü rölelerde okunan en yüksek akım değerleri, DÜK nominal akım değerleri ($I_{DÜK}$) toplamı olacaktır. Algoritma ilk olarak yukarı yönlü en uzak R21-R32 röle çifti için parametre hesabını yapacaktır. R21 rölesinde ölçülebilecek maksimum yük akımı, yükler ihmal edildiğinde BB2, BB3 ve BB4 baralarında aktif olarak üretimde olan DÜK nominal akımları ($I_{DÜK}$) toplamı kadar olacaktır. Rölenin okuyabileceği minimum arıza akımı ise BB1 barası 2-faz arızasını besleyen DÜK akımları toplamı kadar olacaktır. R21 rölesi açma akımı; ilgili rölede okunan yukarı yönlü maksimum yük akımının 1,25 katı ile BB2 minimum arıza akımının (I_{f_min}) 2/3'ü arasında, yük akımına yakın olacak şekilde seçilir. TMS değeri yukarı yönde uzak uç rölesi için olabilecek en düşük değerinde (0,015) seçilir. Seçilen bu değerler için R21 rölesi, BB1 maksimum arızasında açma süresi (t_{trip}) hesaplanır. Akabinde R32 rölesi açma akımı; R32'de okunan maksimum DÜK akımı (aktif üretimdeki RTG2 ve RTG3 nominal akımları toplamı) ile BB1 barası 2-faz arızası akım değerleri arasında seçilir.

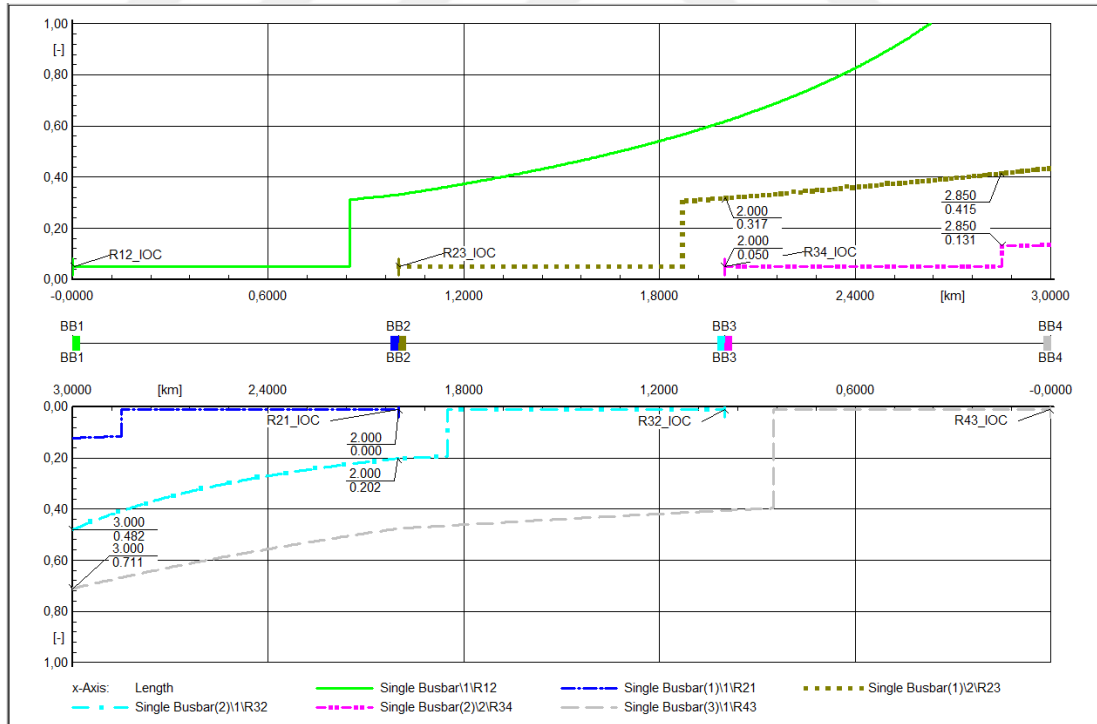
R21 rölesini BB1 barasına kadar yedekleyebilecek, R32 TMS değeri 300 ms zaman gecikmesi verilerek hesaplanır. R32 rölesi TMS ve açma akımı değerleri ile BB2 barası 3-faz arızası temizleme süresi (t_{trip}) hesaplanır ve sonraki röle çifti olan R32-R43 rölesine geçilir. R32 rölesi parametreleri bilindiği için yedek R43 rölesine geçilir. R43 rölesi açma akımı alt değeri sadece RTG3 kaynağı nominal akım değerine bağlıdır. Açma akımı üst değeri ise BB2 2-faz arıza akımının (I_{f_min}) 2/3'ü kadar olacaktır. Orta nokta yöntemi ile açma akımı seçilen R43 rölesi TMS değeri ise R32 rölesi BB3 barası 3-faz arızası temizlenme süresine 300 ms gecikme verilerek hesaplanır. Bütün yukarı yönlü röleler için; rölelerde okunan, rölenin koruduğu hattın %85 indeki 3-faz arıza akımı açma eşiği seçilerek, zaman gecikmesi verilmeksizin

ani açma vermesi sağlanır. Zaman gecikmesi verildiği takdirde aşırı akım rölesinden önce generatör açmaları oluşma olasılığı artacaktır.

Bölüm 5.2.1 (Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı) başlığı altında, röle parametreleri belirlenen sistemde; aşağıda verilen iki farklı çalışma durumu için röle koordinasyonu kaybedilmiştir:

- Tüm generatörler devredeyken RTG2 kaynağının devre dışı bırakılması
- Sadece RTG3 ile harici şebekenin sistemi iki ucundan beslediği durumda RTG2 kaynağının devreye alınması

Tüm generatörler devredeyken RTG2 kaynağının devre dışı bırakılması halinde röle ayarları değiştirilmediği takdirde; koruma koordinasyonu Şekil 5.4'te verilen zaman mesafe diyagramında verilmiştir. Diyagramda aşağı yönlü R23-R34 rölelerinde ve yukarı yönlü tüm rölelerde koordinasyon kaybedilmiştir. Şekil 5.13'te akış diyagramı verilen algoritma çalıştırıldığında; elde edilen zaman-mesafe diyagramı Şekil 5.14'te verilmiştir.



Şekil 5.14. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması, algoritma çıktısı

Algoritma işletildiğinde; R34 rölesi ani açma fonksiyonu akım eşik değeri ile R23 rölesi TMS değerleri mevcut işletme koşulları için yeniden hesaplanmış ve bu iki röle arasındaki zaman gecikmesi 200 ms sınırının üzerine çıkarılmıştır. Şekil 5.4'te R21 ve R43 röle eğrileri arasında olması gereken R32 röle eğrisi, Şekil 5.14'te görüldüğü üzere olması gereken aralığa dönerek yukarı yönlü röle koordinasyonunu sağlamıştır. Hat yüzdesi olarak koruma bölgesi küçülen R21 ani açma koruma bölgesi tekrar koruduğu hattın %85'lik bölümüne set edilmiştir. Tüm kaynaklar devreyken RTG2'nin devre dışı bırakılması halinde koordinasyonun tekrar sağlanabilmesi için algoritmanın hesapladığı röle parametreleri Tablo 5.13'te verilmiştir.

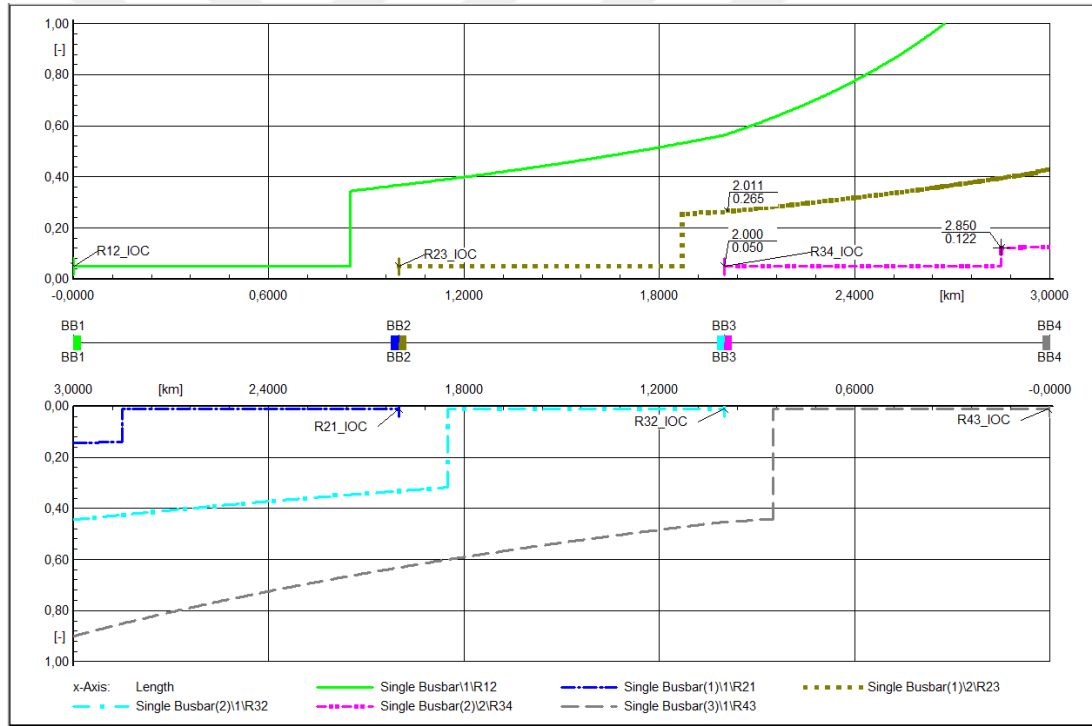
Tablo 5.13. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı röle parametreleri, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması, algoritma çıktısı

Yönlü aşırı akım röle kullanımı RTG2 hariç DÜK'ler devrede									
Eğri karakteri	Yön	Röle	Açma akımı (A)		TMS	Ani açma akımı (A)		Açma süresi (s)	Çevirme oranı
			Pri.	Sek.		Pri.	Sek.		
IEC 255-3 standart ters	Aşağı	R12	316	3,95	0,050	978	12,22	0,05	400A/5A
		R23	244	4,07	0,055	870	14,50	0,05	300A/5A
		R34	165	4,14	0,025	621	15,54	0,05	200A/5A
	Yukarı	R21	236	2,95	0,015	577	7,21	Gecikmesiz	400A/5A
		R32	185	3,09	0,015	317	5,29	Gecikmesiz	300A/5A
		R43	124	3,11	0,066	373	9,33	Gecikmesiz	200A/5A

Sadece RTG3 ile harici şebekenin sistemi iki ucundan beslediği durumda RTG2 kaynağının devreye alınması durumunda röle ayarları değiştirilmediği takdirde; koruma koordinasyonu Şekil 5.6'da verilen zaman mesafe diyagramında verilmiştir. Diyagramda aşağı yönlü röle koordinasyonu zarar görmemiştir ancak yukarı yönlü rölelerde koordinasyon kaybedilmiştir. Şekil 5.14'te verilen algoritma çalıştırıldığında; elde edilen zaman-mesafe diyagramı Şekil 5.15'te verilmiştir. Şekil 5.6'da, ters zaman fonksiyonu kullanılamaz halde olan R32 ve R21 röle koordinasyonu, tekrar sağlanmıştır. İlgili çalışma durumu için yenilenen röle parametreleri Tablo 5.14'te verilmiştir.

Tablo 5.14. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı röle parametreleri, sadece RTG3 devredeyken RTG2'nin devreye alınması

Yönlü aşırı akım röle kullanımı RTG2 ve RTG3 devrede									
Eğri karakteri	Yön	Röle	Açma akımı (A)		TMS	Ani açma akımı (A)		Açma süresi (s)	Çevirme oranı
			Pri.	Sek.		Pri.	Sek.		
IEC 255-3 standart ters	Aşağı	R12	326	4,07	0,054	978	12,22	0,05	400A/5A
		R23	218	3,64	0,040	666	11,10	0,05	300A/5A
		R34	182	4,55	0,025	754	18,82	0,05	200A/5A
	Yukarı	R21	223	2,79	0,015	473	5,91	Gecikmesiz	400A/5A
		R32	223	3,72	0,046	608	10,13	Gecikmesiz	300A/5A
		R43	117	2,92	0,074	373	9,33	Gecikmesiz	200A/5A

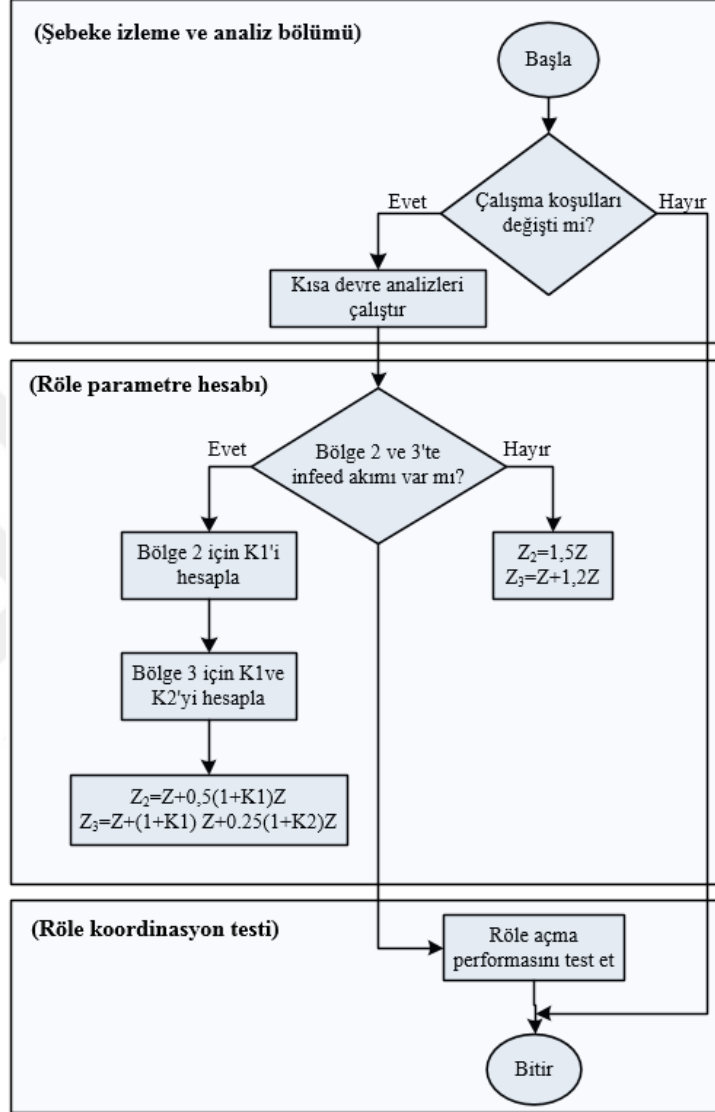


Şekil 5.15. Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, sadece RTG3 ve RTG2 devrede

5.2.5. Mesafe koruma röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması

Yukarıda yapılan analizler; DÜK bağlı şebekede, değişen DÜK anahtarlamalarının mesafe koruma röleleri üzerindeki olumsuz etkilerini de göstermiştir. Mesafe koruma röle koordinasyonun sürdürülebilmesi, empedans röle parametrelerinin değişen

sistem koşullarında yenilenmesi ve koordinasyon şartları açısından tekrar değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu görevi yerine getirebilecek basit yapıda bir algoritma mesafe koruma röleleri için Şekil 5.16'da verilmiştir. Ayrıca kaynak kodu



Şekil 5.16. Mesafe koruma röleleri için basit yapıda adaptif koruma algoritması

Ek-C'de verilmiştir. Algoritma temel olarak üç bölümden oluşur. Bu bölümler; izleme ve analiz, röle parametre hesapları ve röle koordinasyonu testi şeklindedir. İzleme ve analiz bölümünde; röle empedans hesabına etki edecek K1 ve K2 sabitleri için koruma bölgesinin ulaştığı son noktada arıza analizleri hesaplanır. Sisteme bağlanan veya sistemden ayrılan her bir DÜK, K sabitlerini değiştireceği için; sistemde aktif üretimde olan kaynaklar veya sistemden ayrılan kaynaklar takip

edilmektedir. Böylece herhangi bir şebeke işletme koşulu için aşağı ve yukarı yönlü röle parametreleri kolaylıkla hesaplanacaktır. Empedans röle parametreleri Bölüm 5.2’de verilen varsayımlar göz önüne alarak hesaplanmıştır. Algoritma sistemde tüm rölelerin mesafe koruma rölesi olduğu durum için kullanılmıştır ve sistemdeki tüm röleleri sırası ile gezerek, koruma bölgelerinin şekillenmesini sağlar.

Yapılan hesaplamalarda hat empedansları eşit olduğu için algoritma içerisinde her hat “Z” empedansı ile gösterilmiştir. Örneğin D12 röle parametreleri yapılandırılırken bölge 1’de; koruduğu hattın (L12 hattı) %85’ empedansına gecikmesiz olarak ayarlanır. Besleme (infeed) akımları koruma bölgesi 1’e etki etmediği için bütün rölelerde her çalışma koşulunda sabit kalacaktır. Bu yüzden algoritma içerisine dahil edilmemiştir. D12 rölesi koruma bölgesi 2 parametre hesapları yapılırken; BB2 barasından bağlı RTG1 kaynağının aktif veya pasif olma durumlarına göre farklı hesaplanacaktır. Eğer RTG1 aktif olarak üretimde değil ise; D12 rölesi bölge 2 empedansı koruduğu hat empedansının 1,5 katına, 300 ms gecikme ile ayarlanacaktır. RTG1 devrede ise D12 rölesi koruma bölge 2 için besleme akımı var olacaktır. Algoritma kısa devre analizleri esnasında D12 rölesi için L23 hattı %50’inde 3-faz arızası hesaplayarak, D12 ve D23 röle noktasında ölçülen akım değerlerini karşılaştırır. Fark akımı tespit edilirse, D12 bölge 2 empedansı için K1 düzeltme faktörünü hesaplar. Benzer yaklaşım koruma bölgesi 3 için uygulanır. D12 bölge 3 empedansı için çalışma koşullarına göre dört farklı empedans hesabı yapılabilir. Bu hesaplamalar aşağıdaki çalışma durumları için geçerlidir:

- Sadece RTG1 kaynağı devrede
- Sadece RTG2 kaynağı devrede
- RTG1 ve RTG2 devrede
- RTG1 ve RTG2 devrede değil

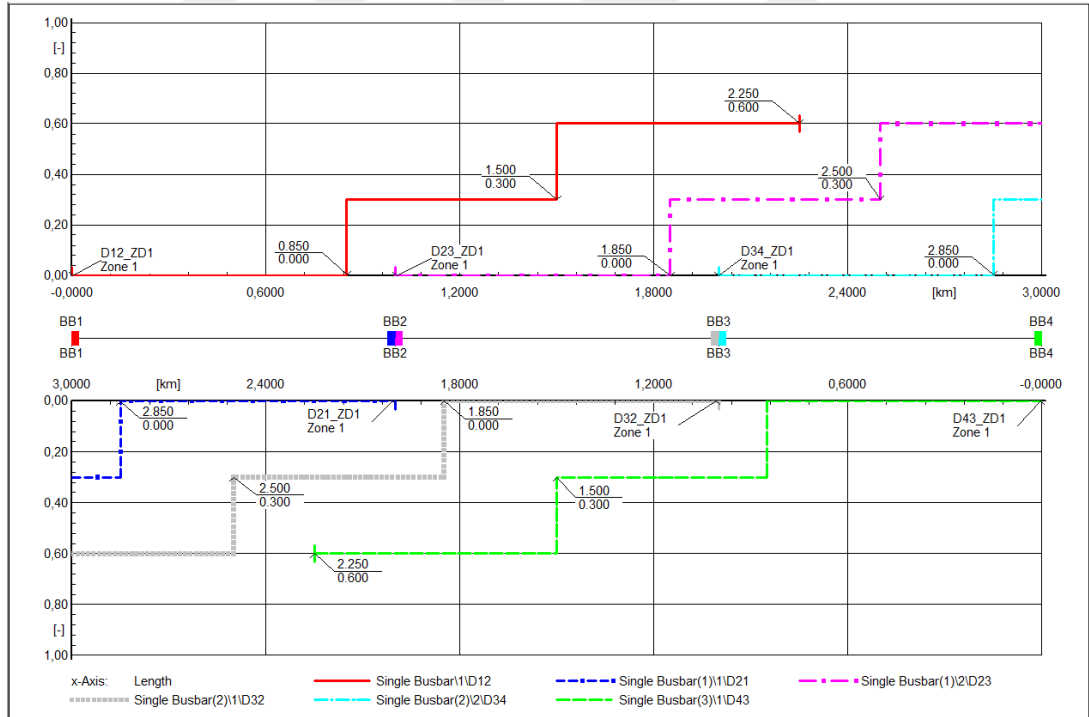
Belirtilen çalışma durumlarından hangisinin gerçekleştiği L34 hattı %20’sinde oluşturulan 3-faz arızası ile tespit edilir. Bu analiz sırasında D23 ve D34 röle lokasyonlarında ölçülen akım değerleri D12 ölçüm noktasından alınan akım değeri ile karşılaştırılır. Fark akımı tespit durumuna göre; K sabiti kullanılmadan, sadece K1 veya K2 ‘den birinin kullanıldığı ya da K sabitlerinin her ikisinin kullanıldığı koruma

bölgesi 3 empedansı hesaplanır. Algoritma bütün röleleri gezdikten sonra röle koordinasyonu; zaman-mesafe diyagramları kullanılarak veya röle test algoritması yardımıyla test edilir.

Bölüm 5.2.2 (Mesafe koruma rölesi kullanımı) başlığı altında, röle parametreleri belirlenen sistemde, aşağıdaki durum için koordinasyon kaybedilmiştir:

- Tüm generatörler devredeyken RTG2 kaynağının devre dışı bırakılması

Tüm generatörler devredeyken RTG2 kaynağının devre dışı bırakılması halinde röle ayarları değiştirilmediği takdirde; koruma koordinasyonu Şekil 5.9’da verilen zaman mesafe diyagramında verilmiştir. Diyagramda yukarı yönlü D32-D43 rölelerinde koordinasyon kaybedilmiştir. Şekil 5.16’da verilen algoritma çalıştırıldığında; elde edilen zaman-mesafe diyagramı Şekil 5.17’de, empedans parametreleri ise Tablo 5.15’te verilmiştir. Algoritma yardımıyla mesafe koruma röle koordinasyonu tekrar sağlanmıştır.



Şekil 5.17. Mesafe koruma rölesi kullanımı zaman-mesafe diyagramı, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması, algoritma çıktısı

Tablo 5.15. Mesafe koruma rölesi kullanımı röle parametreleri, tüm generatörler devreyken, RTG2 devre dışı bırakılması

Mesafe Koruma Rölesi Kullanımı										
Yön	Röle (mho)	Bölge 1 (Ω) (gecikmesiz)		Bölge 2 (Ω) (t=0,3 s)		Bölge 3 (Ω) (t=0,6 s)		Akım trafosu	Gerilim trafosu	Röle çevirme oranı
		Pri.	Sek.	Pri.	Sek.	Pri.	Sek.			
Aşağı	D12	2,533	1,842	5,177	3,765	8,474	6,163	400A/5A	11kV/0,1kV	0,727
	D23	2,533	1,381	4,469	2,437	7,845	4,279	300A/5A		0,545
	D34	2,533	0,921	6,752	2,455	---	---	200A/5A		0,364
Yukarı	D21	2,533	1,842	4,469	3,250	---	---	400A/5A		0,727
	D32	2,533	1,381	6,569	3,583	12,537	6,838	300A/5A		0,545
	D43	2,533	0,921	4,469	1,625	7,754	2,819	200A/5A		0,364

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Yapılan bu çalışmada; öncelikle elektrik şebeke korumasında kullanılan sigorta, aşırı akım ve empedans röleleri gibi koruma elamanlarının çalışması, birbiri ile olan koordinasyonu ve koruma metodolojileri üzerinde durulmuştur. Kullanılan mevcut koruma yapısı anlaşıldıktan sonra DÜK bağlantısının koruma koordinasyonu üzerindeki olumsuz etkileri incelenmiştir. Genel olarak yenilebilir enerji kaynaklarının üretim durumlarındaki belirsizliklerin sebep olduğu bu olumsuz etkiler aşağıda özetlenmiştir:

- Kısa devre seviyesine bağlı olarak rölenin arızaya kör kalması (blinding effect)
- DÜK bağlı arızalı fiderin, komşu fider koruma elemanını açtırması (sympathetic tripping effect, false trip)
- Röle koruma menziline değışmesi (overreach-underreach of relay)
- Sigorta koruma düzeninin bozulması
- Röle koordinasyonunda seçiciliğın kaybedilmesi (loss of selectivity)

Ardından bu konuda literatür çalışmaları ile çözüm yöntemleri araştırılmıştır. Bu yöntemleri genel olarak; adaptif aşırı akım röle kullanımı, adaptif mesafe rölesi kullanımı, yerel ölçümler ve röle haberleşmenin dahil edildiğı yöntemler, arıza akımı sınırlayıcı kullanımı şeklinde ana başlıklar altında toplanabilir. Yapılan analizlerde yönlü aşırı akım ve mesafe koruma röleleri kullanılarak; DÜK bağlı test sistemi üzerinde, değışen DÜK üretim koşullarına bağlı olarak mevcut koruma sisteminin karşılaştığı problemler çalışma senaryoları ile incelenmiştir. Bu senaryolarda test sistemi üzerinde;

- Sadece yönlü aşırı akım röle kullanımı
- Sadece mesafe koruma rölesi kullanımı
- Yönlü aşırı akım ve mesafe rölelerinin birlikte kullanımı

gerçekleştirilerek, mevcut koruma yapısının değışken DÜK üretim varyasyonlarındaki cevabı, DIGSILENT PowerFactory programı yardımıyla, oluşturulan röle test algoritması ve zaman mesafe diyagramları kullanılarak, röle

koordinasyonu analizleriyle incelenmiştir. DÜK bağlı şebekede röle koordinasyonu açısından bu üç çalışma durumu göz önüne alınarak elde edilen sonuçlar aşağıda maddeler halinde verilmiştir:

- Aşırı akım röleleri için röle noktasına yakın arıza durumlarının (hat başı veya hat sonu arızaları) röle koordinasyonu yapılırken dikkatli incelenmesi gerekir.
- Aşırı akım rölesi ani açma fonksiyonu vasıtası ile korunan hattın büyük bir bölümünde, meydana gelen 3-faz arızaları için röleden önce DÜK generatörü açmaları azaltılabilir.
- Herhangi bir generatörün devre harici olması veya devreye alınması, röle koordinasyonunun her iki yönde bozulmasına sebep olabilmektedir.
- DÜK devreye alınması veya devre dışı bırakılması durumunda yukarı yönlü röle koordinasyonu, aşağı yönlü koordinasyona göre, daha fazla olumsuz etkilenmektedir.
- Aşırı akım rölelerinde olduğu gibi mesafe koruma röleleri de, DÜK arıza katkılarından etkilenmektedir. Bölge 2 ve bölge 3 empedansları hesaplanırken K-sabitlerinin doğruluğu önem arz etmektedir.
- Empedans röleleri ayar değerlerinin hesaplanması, aşırı akım rölelerine göre daha kolaydır. Aşırı akım rölelerinin ani açma fonksiyonu, ek hesaplamalar gerektirmiştir.
- Herhangi bir generatörün devreye alınması veya devre dışı bırakılması halinde; koruma bölgeleri aşırı veya düşük menzile kayabilmektedir. Zaman-mesafe diyagramları yardımıyla koruma bölgeleri, eşit gecikme sürelerinde üst üste gelmemesi için kontrol edilmelidir.
- Mesafe koruma röleleri bölge 1 ayar değerleri, aşırı akım koruma rölelerindeki ani açma fonksiyonu görevini yerine getirebilmektedir.

DÜK bağlantısının röle koordinasyonu üzerindeki olumsuz etkileri bu üç senaryo ile daha net anlaşılmıştır. Çıkarımlar göz önüne alınarak, koordinasyonun kaybedildiği çalışma durumları için basit yapıda adaptif koruma algoritması oluşturulmuştur. Aşırı akım ve mesafe koruma röle tipleri için ayrı ayrı oluşturulup, birbirinden bağımsız çalıştırılmıştır.

Basit yapıdaki adaptif aşırı akım röle algoritmasının, röle koordinasyonunu sürdürebilmesi için değişen sistem koşullarını takip etmesi gerekmektedir. DÜK generatör anahtarlama ile üretim ve tüketim yük profili maksimum noktası, röle ayar değerleri için yeterlidir. Generatör anahtarlama; aşağı ve yukarı yönlü röle açma akımı üst değeri hesabında, tüketim yük profili; aşağı yönlü röle açma akımı alt değeri hesabında, üretim yük profili ise yukarı yönlü röle açma akımı alt değeri hesabı için gereklidir. Algoritma bu bilgiler ışığında her iki yönde, röle parametrelerini (ters ve sabit zaman için) hesaplar. Yönlü aşırı akım röle kullanımı senaryosunda koordinasyonun kaybedildiği durumlar için algoritma çalıştırılarak röle koordinasyonu tekrar sağlanmıştır.

Mesafe koruma röleleri için oluşturulan algoritmada ise DÜK bağlantısına göre değişen röle koruma menzillerinin çakışması K-sabitleri ile düzeltilmiştir. Algoritmanın arıza akım oranlarını baz alan K-sabitini doğru hesaplayabilmesi için besleme (infeed) akımlarını doğru hesaplaması gerekir. Bunun için her bir empedans rölesi, koruma bölgesindeki arıza akımına katkı sağlaması muhtemel DÜK generatörlerinin, anahtarlama durumunu takip etmelidir. Algoritma besleme akımı tespit ettiği rölelerde düzeltilmiş empedans değerlerini hesaplayacaktır. Aksi takdirde geleneksel empedans hesaplamalarına uyacaktır. İlgili algoritma, sadece mesafe koruma rölesi kullanımı senaryosunda, koordinasyonun kaybedildiği durumlar için çalıştırıldığında, koordinasyon tekrar sağlanmıştır.

Her iki algoritmanın uygun röle parametrelerini hesaplayabilmesi için, DÜK generatörleri ile haberleşmesi gerekmektedir. Her iki röle tipi için gerekli olan haberleşme kanalları karşılaştırıldığında mesafe koruma röleleri daha az sayıda haberleşme kanalı kullanacaktır. Bunun sebebi; mesafe koruma rölelerinin arkasında bulunan kaynakların kısa devre gücü değişimi, röle menzili açısından önem arz etmemektedir. Aşırı akım röleleri kaynak gücüne bağlı olarak arıza akımı okuyacağı için röle arkasında kalan DÜK'ler ile haberleşmelidir. Empedans röleleri için böyle bir zorunluluk olmasa bile, bu röle tipinin gerilim transformatörü ihtiyacı olması maliyet açısından dezavantajı olacaktır. Sonuç olarak kullanılan röle tipi ne olursa olsun; DÜK bağlı şebekelerde koruma yapısı; şebeke çalışma koşullarına göre kendi kendini adapte edebilen bir yapıya ihtiyaç duymaktadır.

KAYNAKLAR

- [1] IEEE 1547, IEEE Standart For Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2003.
- [2] Dewaadasa M., Ghosh A., Ledwich G., Protection of Distributed Generation Connected Networks with Coordination of Overcurrent Relays, *IECON 2011 -37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Melbourne, Australia, 7-10 Kasım 2011.
- [3] Glover J. D., Sarma M. S., Overbye T. J., *Power System Analysis and Desing*, 5th ed. SI, Cengage Learning, Stamford, 2012.
- [4] Hadjsaid N., Canard J-F, Dumas F., Dispersed Generation Impacts on Distribution Networks, *IEEE Computer Applications in Power*, 1999, **12**(2), 22-28.
- [5] Han Z., Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources, Master of Philosophy, University of Manchester, Faculty of Engineering and Physical Sciences, Manchester, 2014.
- [6] Pan Y., Voloh İ., Ren W., Protection Issues and Solutions for Protecting Feeder wirh Distributed Generation, *2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Texas, Amerika, 8-11 Nisan 2013.
- [7] Blackburn J. L., Domin T. J., *Protective Relaying Principles and Applications*, 3rd ed., CRC Press, Boca Raton-London-New York, 2006.
- [8] Mahadanaarachchi V. P., and Ramakumar R., Impact of Distributed Generation On Distance Protection Performance – A Review, *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pensilvanya, Amerika, 12 Ağustos 2008.
- [9] Choudhary N. K., Mohanty S. R., Singh R. K., Coordination Of Overcurrent Relay in Distributed System For Different Network Configuration, *Journal of Power and Energy Engineering*, 2015, **3**(10), 1-9.
- [10] Ackermann T., Knyazkin V., Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, Yokohama, Japonya 6-10 Ekim 2002.

- [11] Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D., Strbac G., *Embedded Generation*, The Institution of Engineering and Technology, Londra, 2000.
- [12] Pan Y., Ren W., Ray S., Wailing R., Reichard M., Impact of Inverter Interfaced Distributed Generation on Overcurrent Protection in Distribution Systems, *2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference*, Wuhan, Çin, 8-9 Kasım 2011.
- [13] Sinclair A., Finney D., Martin D., Sharma P., Distance Protection in Distribution Systems: How It Assists with Integrating Distributed Resources, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2014, **50**(3), 2186 - 2196.
- [14] Gers J. M., Holmes E. J., *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2nd Edition IEE Power & Energy Series, The Institution of Electrical Engineers, London, 2004.
- [15] Pannell G., Atkinson D. J., and Zahawi B., Analytical Study of Grid-Fault Response of Wind Turbine Doubly Fed Induction Generator, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2010, **25**(4), 1081-1091.
- [16] Mahat P., Chen Z., Bak-Jensen B., Bak C. L., Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems with Distributed Generation, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2011, **2**(3), 428-437.
- [17] Baran M. E., El-Markaby I., Fault Analysis on Distribution Feeders with Distributed Generators, *IEEE Transaction on Power Systems*, 2005, **20**(4), 1757-1764.
- [18] Lasseter R., Dynamic Models for Micro-Turbines and Fuel Cells, *Power Engineering Society Summer Meeting Conference Proceedings*, Vancouver, Canada, 15-19 Temmuz 2001.
- [19] Horowitz S. H., Phandke A. G., *Power System Relaying*, 3rd ed., John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 2008.
- [20] Phandke A. G., Thorp J. S., *Computer Relaying for Power Systems*, 2nd ed., John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 2009.
- [21] Engineers of AREVA T&D Automation & Information Systems, *Network Protection and Automation Guide*, 1st ed., AREVA T&D Ltd, Paris, 2002.
- [22] Engineers of ABB Group, *ABB Distribution Automation Handbook Section 8.2 Relay Coordination*, 1st ed., ABB Oy, Distribution Automation, Vaasa, 2011.
- [23] Walling R., Harley R., Miller D., Henneberg G., Fault Current Contributions from Wind Plants, *IEEE Power and Energy Society*, 15110582, 17-49, 2015.
- [24] Soman S. A., Overcurrent Protection, Department of Electrical Engineering IIT Bombay, <http://www.nptel.ac.in/courses/108101039/download/Lecture-16.pdf>/ (Ziyaret tarihi: 28 Aralık 2016).

- [25] Sadeh J., Amintojjar V., Bashir M., Coordination of Overcurrent and Distance Relays Using Hybrid Particle Swarm Optimization, *International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Pekin, Çin, 16-20 Ekim 2011.
- [26] Uthitsunthorn D., Kulworawanichpong T., Distance Protection of a Renewable Energy Plant in Electric Power Distribution Systems, *International Conference on Power System Technology*, Hangzhou, Çin, 13 Aralık 2010.
- [27] DIgSILENT PowerFactory User Manual, Online ed., DIgSILENT GmbH, Gomaringen, 2014.
- [28] Lin H., Guerrero J. M., Vasquez J. C., Liu C., Adaptive Distance Protection for Microgrids, *41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Yokohama, Japonya, 9-12 Kasım 2015.
- [29] Akay N., Arıkan O., Karacasu Ö., Investigation of Fault Current Limiting Methods in Power Systems, *Electrical, Electronics and Biomedical Engineering*, Bursa, Türkiye, 1-3 Aralık 2016.
- [30] Alex M. and A. Josephine A., Impact due to the Application Location of a Dispersed Generation on the Distribution System Protection with SFCL Application Using PSCAD, *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, Nagercoil, Hindistan, 18 Haziran 2013.
- [31] Sato T., Yamaguchi M., Terashima T., Fukui S., Ogawa J., Shimizu H., Study on the Effect of Fault Current Limiter in Power System with Dispersed Generators, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 2007, **17**(2), 2331–2334.
- [32] Jayasree M. S., V. Parvathy S., Ramalyer S., Bindu G. R., Determination of Optimum Resistance for Resistive Fault Current Limiter for Protection of a Power System with Distributed Generation, *11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, Nakhon Ratchasima, Tayland, 14-17 Mayıs 2014.
- [33] Ma J., Li J., Wang Z., An Adaptive Distance Protection Scheme for Distribution System with Distributed Generation, *5th International Conference on Critical Infrastructure*, Pekin, Çin, 20-22 Eylül 2010.
- [34] Pujiantara M., Hafidz I., Setiawan A., Priyadi A., Purnomo M. H., Anggriawan D. O., Tjahjono A., Optimization Technique Based Adaptive Overcurrent Protection in Radial System with DG Using Genetic Algorithm, *International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications*, Lombok, Endonezya, 28-30 Temmuz 2016.
- [35] Kumar D. S., Radhakrishnan B. M., Srinivasan D., Reindl T., An Adaptive Fuzzy Based Relay for Protection of Distribution Networks, *IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, İstanbul, Türkiye, 2-5 Ağustos 2015.

- [36] Javadian S. A. M., Haghifam M. R., Rezaei N., A Fault Location and Protection Scheme for Distribution Systems in Presence of DG Using MLP Neural Networks, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, Kanada, 26-30 Temmuz 2009.
- [37] Kheshti M., B. Tekpeti S., Kang X., The Optimal Coordination of Over-current Relay Protection in Radial Network Based on Particle Swarm Optimization, *Power and Energy Engineering Conference*, Xi'an, Çin, 25-28 Ekim 2016.
- [38] Saha D., Datta A., Das P., Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Power Systems Using Symbiotic Organism Search Optimisation Technique, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016 **10**(11), 2681-2688.
- [39] Adhishree, Tripathi J. M., Mohanty S. R., Kishor N. A Simulation Based Comparative Study of Optimization Techniques for Relay Coordination with Distributed Generation, *2014 Students Conference on Engineering and Systems*, Allahabad, Hindistan, 28-30 Mayıs 2014.
- [40] Singh M. K., Reddy P. N., A Fast Adaptive Protection Scheme for Distributed Generation Connected Networks with Necessary Relay Coordination, *2013 Students Conference on Engineering and Systems*, Allahabad, Hindistan, 12-14 Nisan 2013.



EKLER

Ek-A

Maksimum ve minimum arıza akımlarının hesaplanması

Çok baralı güç sistemlerinde kısa devre arıza analizlerine ilişkin hesaplamalar bilgisayar ortamında şebeke modeli üzerinde yapılır. Sistemin pozitif, negatif ve sıfır bara empedans ve bara admitans matrislerinin oluşturulması kısa devre hesaplamaları için önemli bir gereksinimdir. Oluşturulan bu matrislerin kullanılmasıyla hem arıza akımı, hem de arıza sonrası bara gerilimleri hesaplanabilir. Bara sayısı “n” olan bir güç sisteminin “k.” barasında meydana gelen simetrik kısa devre arızası için empedans matrisi ile kısa devre akımı ve arıza sonrası bara gerilimlerini veren bağıntılar Denklem (1.1), (1.2) ve (1.3)’den elde edilebilir. Burada empedans matrisi içerisindeki Z₁₁-Z_{nn} köşegeni üzerindeki empedanslar, her bir baraya ait p.u. thevenin eşdeğerleridir.

$$\begin{bmatrix} \overline{\Delta V_1} \\ \overline{\Delta V_2} \\ \dots \\ \overline{-V_k} \\ \dots \\ \overline{\Delta V_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & \dots & Z_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{k1} & Z_{k2} & Z_{k3} & Z_{kk} & Z_{kn} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & Z_{n3} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ \overline{-i_{k3\phi}} \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

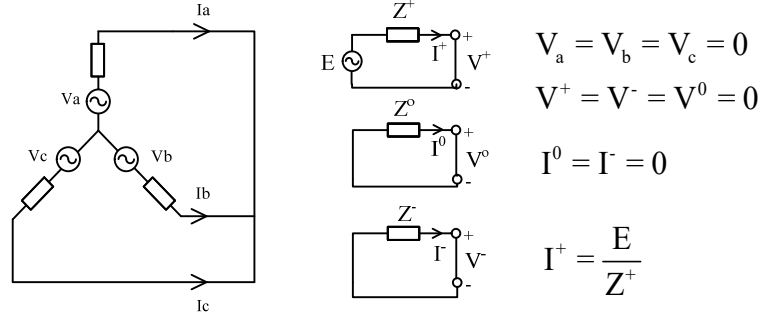
$$\overline{i_{k3\phi}} = \frac{\overline{V_k}}{Z_{kk}} \quad (1.2)$$

$$\overline{V_n^{as}} = \overline{V_n} - \left(\frac{Z_{nk}}{Z_{kk}} \right) \cdot \overline{V_k} \quad (1.3)$$

Dengeli arızalarda sisteme ilişkin empedansların pozitif bileşen değeri kullanılmaktadır. Simetrik olmayan arızalarda ise (akımlar dengesiz olduğundan) sistemdeki empedansların pozitif bileşen değerleri ile birlikte negatif ve sıfır bileşen değerleri de göz önüne alınır.

Üç Faz Kısa Devre Arıza Akımı Hesaplamaları

Analizlerde kullanılan test sistemi üzerinde maksimum arıza akımları; üç faz kısa devre arıza tipinde hesaplanmıştır. Şebeke üç fazlı bir kaynak gibi düşünüldüğünde, “üç fazlı kısa devre arızası” Şekil A.1’deki gibi gösterilebilir. Kısa devre anında faz-nötr gerilimleri sıfıra eşitlenir.



Şekil A.1. Üç faz kısa devre arızası gösterimi ve simetrik bileşen devre bağlantıları

Denklem (1.4) ve (1.5) yardımıyla simetrik bileşen gerilimleri hesaplanır.

$$\begin{bmatrix} V^0 \\ V^+ \\ V^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

$$(a = 1 \angle 120)$$

$$(a^2 = 1 \angle 240 = 1 \angle -120) \quad (1.5)$$

$$(a^3 = 1)$$

Hesaplanan simetrik bileşen gerilimleri, Denklem (1.6)'da yerine yazılırsa, pozitif bileşen akımı elde edilir. Negatif ve sıfır bileşen devrelerinde akım akmadığı görülür.

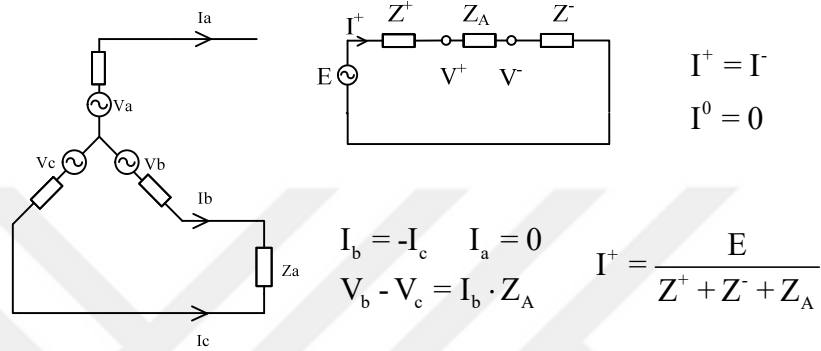
$$\begin{bmatrix} V^0 \\ V^+ \\ V^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^+ & 0 \\ 0 & 0 & Z^- \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^0 \\ I^+ \\ I^- \end{bmatrix} \quad (1.6)$$

Simetrik bileşen akım değerleri Denklem (1.7)'de yerine yazıldığında faz akımlarının gerçek değerleri (p.u.) elde edilir.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^0 \\ I^+ \\ I^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{E}{Z^+} \\ a^2 \frac{E}{Z^+} \\ a \frac{E}{Z^+} \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

İki Faz Kısa Devre Arıza Akımı Hesaplamaları

Analizlerde kullanılan test sistemi üzerinde minimum arıza akımları; iki faz kısa devre arıza tipinde hesaplanmıştır. Şebekede, iletim hattının herhangi bir noktasında, iki faza ait iletkenlerin, Z_A empedansı üzerinden köprülenmesiyle Şekil A.2.'de görülen "iki faz kısa devre arızası" meydana gelir. Arıza anında köprülenen fazlar arasında Z_A empedansı nedeniyle bir gerilim farkı oluşur. "b" ve "c" fazlarından akan hat akımları birbirinin ters işaretlisine eşit olur. Yüksüz durum varsayımı yapıldığında "a" fazına ait hat akımı sıfır olur.



Şekil A.2. İki fazlı kısa devre arızası ve simetrik bileşen devre bağlantısı

Şekil A.2'den bilinen eşitlikler, Denklem (1.8)'de yerine yazıldığında simetrik bileşen akımları elde edilir.

$$\begin{bmatrix} I^0 \\ I^+ \\ I^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{3}(a - a^2)I_b \\ \frac{1}{3}(a^2 - a)I_b \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

Z_A empedansı üzerindeki gerilim düşümü bağıntısı ve Eşitlik (1.9)'dan faydalanarak Eşitlik (1.10) elde edilir.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V^0 \\ V^+ \\ V^- \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^0 \\ I^+ \\ I^- \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

$$(V^0 + a^2V^+ + aV^-) - (V^0 + aV^+ + a^2V^-) = Z_A(I^0 + a^2I^+ + aI^-) \quad (1.10)$$

Şekil 1.2'deki simetrik bileşen devresinden; $I^0=0$, $I^-=-I^+$ elde edilir. Simetrik bileşen akımları, Eşitlik (1.9)'da verilen akım matrisinde yerine yazılırsa, hat akımlarının gerçek değerleri (p.u.) elde edilir.

Ek-B

DIGSILENT PowerFactory Kısa Devre Akımı Hesaplama Metotları

Kısa devre hesapları için DIGSILENT PowerFactory programında kullanılan bazı metotlar vardır. Bu metotlar; VDE 0102, IEC60909, ANSI, Complete, IEC 61363, IEC 61660 (DC), ANSI IEE 946 (DC) ve DIN EN 61660 (DC) şeklindedir.

Bu çalışmada yer alan kısa devre hesaplamalarında Complete metodu kullanılmıştır. İlgili hesaplama yöntemi süper pozisyon yöntemi olarak bilinir ve arıza akımı hesaplamalarında en doğru sonuçları veren yöntemdir. Metot kısa devre analizine başlamadan, sağlıklı şebeke üzerinde yük akışı analizi yapar. Daha sonra tüm gerilim kaynakları sıfıra set edilir ve arıza noktasında negatif gerilim kaynağı bağlar. Bu sayede arıza önce oluşturulan başlangıç koşulları generatör uyarma durumlarını, transformatör kademe ayarları ve kesici ayırıcı gibi anahtarlama elemanları durumu hakkında işletme varyasyonlarını elde eder. [27]

Ancak yapılan analizlerde; minimum arıza akımlarının tespiti için yapılan asimetrik arıza durumlarında; arıza akımlarının fazlarda balanslı olarak dağılabilmesi açısından; yüklere ait pozitif bileşen verileri hesaplara katılmamıştır. Buna ek olarak arıza akımları hesaplamalarında kullanılan c-faktörüne müdahale edebilmek açısından Complete metodunda yer alan yük akışı analizi kullanılmayıp, c-faktörü 1 kabul edilmiştir.

Ek-C

DİgSILENT PowerFactory DPL Kodları

Basit yapıda yönlü aşırı akım adaftif röle algoritması

main(1.5 MVA DG)_oc_1

```
object aGen, aRel, ldf, a123, aLine, aLoad, aTrf, aCT;
set Gens, Rels, AllObjs, Lines, Loads, Trfs, CTs;
int a,b,x,z,y,t,t1,t2,t3,t4,y1,y2,i,j,k,i1,i2,
    IpR21,IpR32,IpR43,
    pCT21,pCT32,pCT43,stapsetCT,
    CT21r,CT32r,CT43r,
    TMS21,TMS32,TMS43,
    t21BB1,t32BB2,t43BB3,
    Ialt, Iust, IDG21, IpR21_pre, IpR21_post,
    IDG32, IpR32_pre, IpR32_post,IDG43, IpR43_pre, IpR43_post;
ClearOutput();
ldf = GetCaseObject('ComLdf');
ldf.Execute();
!-----
i=0;
Lines = AllRelevant('ElmLne', 1, 1);
aLine = Lines.First();
while (aLine) {
    i=i+1;
    i1 = aLine.m:I:bus1;
    if (aLine.m:S:bus1-aLine.m:S:bus2>0) !negatif yük akımları gücün
        {
            !yük tarafına aktığını gösterir.
            Vector_3.Set(i,-i1);
        }
    else {
        Vector_3.Set(i,i1);
    }
    printf('hat nominal akımları %6f%6f%%', i1,i2);
    aLine = Lines.Next();
}
!-----
j=0;
Trfs = AllRelevant('ElmTr2', 1, 1);
aTrf = Trfs.First();
while (aTrf) {
    j=j+1;
    i1 = aTrf.m:I:bushv;
    Vector_4.Set(j,i1);
    printf('DG nominal akımları HV side %6f%6f%%', i1,i2);
    aTrf = Trfs.Next();
}
!-----
!-----
j=0;
Loads = AllRelevant('ElmLod', 1, 1);
aLoad = Loads.First();
while (aLoad) {
```

```

j=j+1;
i1 = aLoad:m:I:bus1;
    Vector_9.Set(j,i1);
    aLoad:slimi = Load_S_value;
    aLoad:coslini = Cosfi;
    aLoad:scale0 = Load_Scale;
printf('nominal yük akımları Vector_9 %6f, i1);
aLoad = Loads.Next();
}
!-----
shc3ph.Execute();
i=0;
Lines = AllRelevant('ElmLne', 1, 1);
aLine = Lines.First();
while (aLine) {
i=i+1;
y1 = aLine:m:Ikss:bus1;
y2 = aLine:m:Ikss:bus2;
Vector_1.Set(i,y1); !3ph kısa devre DG akım katkısı
Vector_2.Set(i,y2); !3ph kısa devre şebeke akım katkısı
printf('max arıza akımları röle primer bölge %6f %6f %%', y1,y2);
aLine = Lines.Next();
}
!-----
shc2ph.Execute();
k=0;
Lines = AllRelevant('ElmLne', 1, 1);
aLine = Lines.First();
while (aLine) {
k=k+1;
y1 = aLine:m:Ikss:bus1;
y2 = aLine:m:Ikss:bus2;
Vector_5.Set(k,y1); !Upstream rölelerin gördüğü min arıza akımları
Vector_6.Set(k,y2); !Downstream rölelerin gördüğü min arıza akımları
printf('min arıza akımları röle primer bölge');
aLine = Lines.Next();
}
!-----
shc3phBB1.Execute();
Lines = AllRelevant('*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
y2 = aLine:m:Ikss:bus2;
Vector_7.Set(1,y2); !BB1 3ph arızasında R32 nin okudugu değer
aLine = Lines.NextFilt();
}
!-----
shc3phBB2.Execute();
Lines = AllRelevant('*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
y2 = aLine:m:Ikss:bus2;
Vector_7.Set(2,y2); !BB2 3ph arızasında R43 nin okudugu değer
aLine = Lines.NextFilt();
}
!-----
shc2phBB1.Execute();
Lines = AllRelevant('*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
y2 = aLine:m:Ikss:bus2;
Vector_8.Set(1,y2); !BB1 2ph arızasında R32 nin okudugu değer
aLine = Lines.NextFilt(); !R32 açma akımı bu değerın 2/3 ü ne eşittir.
}
!-----
shc2phBB2.Execute();

```

```

Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
y2 = aLine.m:Ikss:bus2;
Vector_8.Set(2,y2); !BB2 2ph arızasında R43 nin okudugu değerdır.
aLine = Lines.NextFilt(); !R43 açma akımı bu değerin 2/3 ü ne eşittir.
}
!-----
stapsetCT =5; !Tüm akım trafoları için sekonder akım değeri 5
CTs = AllRelevant(*.StaCt',1,1);
aCT = CTs.FirstFilt('CT21*.StaCt');
while(aCT) {
pCT21=aCT:ptapset; printf('CT21 primer akım değeri %6f,pCT21);
aCT = CTs.FirstFilt('CT32*.StaCt');
while(aCT) {
pCT32 = aCT:ptapset; printf('CT32 primer akım değeri %6f,pCT32);
aCT = CTs.FirstFilt('CT43*.StaCt');
while(aCT) {
pCT43 = aCT:ptapset; printf('CT43 primer akım değeri%6f,pCT43);
aCT = CTs.NextFilt();
}
}
}
!Akım trafoları dönüştürme oranları hesaplanıyor
CT21r = stapsetCT / pCT21; Vector_10.Set(1,CT21r);
CT32r = stapsetCT / pCT32; Vector_10.Set(2,CT32r);
CT43r = stapsetCT / pCT43; Vector_10.Set(3,CT43r);
!-----
!-----
!-----
!Upstream röle parametrelerinin belirlenmesi
!R21 relay settings
b = Vector_3.Get(1); !R21 nominal yük akımını b'ye ata
x = Vector_4.Get(1); !DG1 nominal yük akımını x'ye ata
y = Vector_4.Get(2); !DG2 nominal yük akımını y'ye ata
z = Vector_4.Get(3); !DG3 nominal yük akımını z'ye ata
t = Vector_1.Get(1); !R21 in ölçebileceği max arıza akımı(3phsch at BB1)
t1= Vector_5.Get(1); !R21 in ölçebileceği min arıza akımı(2phsch at BB1)
IDG21=(x+y+z); !DÜK üretilen akımlar toplamı
Ialt=IDG21*1000*1.5;
Iust=(t1*1000*2)/3;
IpR21_pre = (Iust + Ialt) * 0.5;
IpR21_post = (IpR21_pre + Ialt) * 0.5;
IpR21 = IpR21_post * CT21r;
printf('R21 rölesi açma akımı için max akımının 1.5 katı ile min arıza akımı 2/3 arasında alındı %6f, IpR21);
Rels = AllRelevant(*.RelToc',1,1);
aRel = Rels.FirstFilt('R21*.RelToc');
while(aRel) {
aRel:Ipsetr = IpR21;
aRel:Tpset = TMS_lowest;
aRel = Rels.NextFilt();
}
t21BB1 = (0.14*TMS_lowest)/(pow((t/(IpR21/(1000 * CT21r))),0.02)-1);
t2 = t1 * 1000 * CT21r;
if (IpR21>t2) { printf('R21 için IpR21>Ifmin!'); }
else { printf('R21 için Ip = %f TMS = %f%%',IpR21, TMS_lowest);}
printf('R21 3phschBB1 açma süresi t(s) = %f,t21BB1);
!-----
!R32 relay settings
b = Vector_3.Get(2); !R32 nominal yük akımını b'ye ata
lx = Vector_4.Get(1); !DG1 nominal yük akımını b'ye ata
y = Vector_4.Get(2); !DG2 nominal yük akımını b'ye ata
z = Vector_4.Get(3); !DG3 nominal yük akımını b'ye ata
t = Vector_1.Get(2); !R32 in ölçebileceği max arıza akımı(3phsc at BB2)
t1= Vector_5.Get(2); !R32 in ölçebileceği min arıza akımı(2phsc at BB2)
t3= Vector_8.Get(1); !R32 nin R21'i yedeklerken ölçtüğü min akım deperi(3phsc at BB1)
t4= Vector_7.Get(1); !TMS yedek için akım değeri

```

```

IDG32=(y+z); !DÜK üretilen akımlar toplamı
Ialt=IDG32*1000*1.5;
Iust=(t1*1000*2)/3;
IpR32_pre = (Iust + Ialt) * 0.5;
IpR32_post = (IpR21_pre + Ialt) * 0.5;
IpR32 = IpR32_post * CT32r;
printf('R32 rölesi açma akımı için max akımının 1.5 katı ile min arıza akımı 2/3 arasında alındı %6f, IpR32);
Rels = AllRelevant(*.RelToc',1,1);
aRel = Rels.FirstFilt('R32*.RelToc');
while(aRel) {
    aRel:Ipsetr = IpR32;

    aRel = Rels.NextFilt();    }

TMS32 = (CTI+t21BB1)/(0.14/(pow((t4/(IpR32/(1000 * CT32r))),0.02)-1));

Rels = AllRelevant(*.RelToc',1,1);
aRel = Rels.FirstFilt('R32*.RelToc');
while(aRel) {
    aRel:Tpset = TMS32;
    aRel = Rels.NextFilt();    }

t32BB2 = (0.14*TMS32)/(pow((t/(IpR32/(1000 * CT32r))),0.02)-1);
printf('R32 için Ip = %f TMS = %f %%',IpR32, TMS32);
printf('R32 3phscBB2 açma süresi t(s) = %f,t32BB2);
!-----
!-----
!R43 relay settings
b = Vector_3.Get(3); !R43 nominal yük akımını b'ye ata
x = Vector_4.Get(1); !DG1 nominal yük akımını x'ye ata
y = Vector_4.Get(2); !DG2 nominal yük akımını y'ye ata
z = Vector_4.Get(3); !DG3 nominal yük akımını z'ye ata
t = Vector_1.Get(3); !R43 in ölçebileceği max arıza akımı(3phsc at BB3)
t1= Vector_5.Get(3); !R43 in ölçebileceği min arıza akımı(2phsc at BB3)
t3= Vector_8.Get(2); !R43 nin R32'i yedeklerken ölçtüğü min akım deperi(3phsc at BB1)
t4= Vector_7.Get(2); !TMS yedek için akım değeri
IDG43=z; !DÜK üretilen akımlar toplamı
Ialt=IDG43*1000*1.5;
Iust=(t1*1000*2)/3;
IpR43_pre = (Iust + Ialt) * 0.5;
IpR43_post = (IpR43_pre + Ialt) * 0.5;
IpR43 = IpR43_post * CT43r;
printf('R32 rölesi açma akımı için max akımının 1.5 katı ile min arıza akımı 2/3 arasında alındı %6f, IpR43);
Rels = AllRelevant(*.RelToc',1,1);
aRel = Rels.FirstFilt('R43*.RelToc');
while(aRel) {
    aRel:Ipsetr = IpR43;

    aRel = Rels.NextFilt();    }

TMS43 = (CTI+t32BB2)/(0.14/(pow((t4/(IpR43/(1000 * CT43r))),0.02)-1));
Rels = AllRelevant(*.RelToc',1,1);
aRel = Rels.FirstFilt('R43*.RelToc');
while(aRel) {
    aRel:Tpset = TMS43;
    aRel = Rels.NextFilt();    }
t43BB3 = (0.14*TMS43)/(pow((t/(IpR43/(1000 * CT43r))),0.02)-1);
printf('R43 için Ip = %f TMS = %f %%',IpR43, TMS43);
printf('R43 3phscBB3 açma süresi t(s) = %f,t43BB3);
!-----

```

Basit yapıda adaftif empedans rölesi algoritması

main(1.5 MVA DG)_dist_2

```
object aGen,aRel,ldf,aLine,aLoad,aTrf,aCT,aDismho;
set Gens, Rels, AllObjs, Lines, Loads, Trfs, CTs,Dismhos;
int i,stapsetCT,nv,!gerilim trf. çevirme oranı
    R1,X1,Z1,R0,X0,Z0, !(+)ve (0) bileşen hat parametreleri
    Z12,Z23,Z34,Zs,Zt,
    pCT21,pCT12,pCT32,pCT23,pCT43,pCT34,!Akım trafoları primer akımları
    D12r,D21r,D32r,D23r,D34r,D43r,!Röle empedans dönüştürme oranları
    r_D12,r_D23,r_D34,r_D43,r_D32,r_D21,r_TR3,!Infeed kontrol rölede okunan akımlar
    infeed_Z2,infeed_Z3,K1,K2,
    D12_Z1,D12_Z2,D12_Z3,D23_Z1,D23_Z2,D23_Z3,D34_Z1,D34_Z2,D34_Z3,
    D21_Z1,D21_Z2,D21_Z3,D32_Z1,D32_Z2,D32_Z3,D43_Z1,D43_Z2,D43_Z3;
ClearOutput();
!-----
!Hat empedans değerleri
Zs=3.9463; !Şebeke empedansı Zşebeke = (0,39 + j3,927)
Zt=0.06; !Trafo empedansı
i=0;
Lines = AllRelevant('ElmLne', 1, 1);
aLine = Lines.First();
while (aLine)
{
    i=i+1;
    R1 = aLine:e:R1; R0 = aLine:e:R0;
    X1 = aLine:e:X1; X0 = aLine:e:X0;
    Z1 = aLine:e:Z1; Z0 = sqrt(sqr(R0)+sqr(X0));
    Zhat_P.Set(i,Z1);!hat pozitif bileşen empedansları
    Zhat_S.Set(i,Z0);!hat sıfır bileşen empedansları
    aLine = Lines.Next();
}
!-----
!Röle empedans dönüştürme oranlarının okunması
stapsetCT =5;!Tüm akım trafoları için sekonder akım değeri 5 seçildi
nv=11000/100;!Tüm gerilim trafoları dönüştürme oranı 110'dur
CTs = AllRelevant(*.StaCt',1,1);
    aCT = CTs.FirstFilt('CT21*.StaCt');
        while(aCT) {
            pCT21=aCT:ptapset; !printf('CT21 primer akım değeri %6f,pCT21);
        aCT = CTs.FirstFilt('CT32*.StaCt');
            while(aCT) {
                pCT32 = aCT:ptapset; !printf('CT32 primer akım değeri %6f,pCT32);
            aCT = CTs.FirstFilt('CT43*.StaCt');
                while(aCT) {
                    pCT43 = aCT:ptapset; !printf('CT43 primer akım değeri%6f,pCT43);
                aCT = CTs.FirstFilt('CT12*.StaCt');
                    while(aCT) {
                        pCT12=aCT:ptapset; !printf('CT12 primer akım değeri %6f,pCT12);
                    aCT = CTs.FirstFilt('CT23*.StaCt');
                        while(aCT) {
                            pCT23 = aCT:ptapset; !printf('CT23 primer akım değeri %6f,pCT23);
                        aCT = CTs.FirstFilt('CT34*.StaCt');
                            while(aCT) {
                                pCT34 = aCT:ptapset; !printf('CT34 primer akım değeri%6f,pCT34);
                                aCT = CTs.NextFilt();
                            }
                        }
                    }
                }
            }
        }
!Empedans rölesi çevirme oranları hesaplanıyor
D12r = (pCT12/stapsetCT)/nv; Role_cevirme_orani.Set(1,D12r);
D23r = (pCT23/stapsetCT)/nv; Role_cevirme_orani.Set(2,D23r);
D34r = (pCT34/stapsetCT)/nv; Role_cevirme_orani.Set(3,D34r);
D21r = (pCT21/stapsetCT)/nv; Role_cevirme_orani.Set(4,D21r);
D32r = (pCT32/stapsetCT)/nv; Role_cevirme_orani.Set(5,D32r);
```

```

D43r = (pCT43/stapsetCT)/nv; Role_cevirme_orani.Set(6,D43r);
!-----
!Downstream röle parametlerinin belirlenmesi
!D12 relay "ZONE 1" settings
D12_Z1=(A*Z1)*D12r; !ZONE 1 AYARI 0,85*Z12
printf('D12 "Zone 1" Z1 = 0,85 * Z12 = %f6',D12_Z1);
!-----
!D12 relay "ZONE 2" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phLine_1.Execute();!BB2 veya Line(1) hat başı arızasında rölede okunan akım ile infeed akımını kaydeder
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
  aLine = Lines.FirstFilt('L12*.ElmLne');
  while(aLine) {
    r_D12 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(1,r_D12);
    aLine = Lines.NextFilt();
  }
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
  aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
  while(aLine) {
    r_D23 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(2,r_D23);
    aLine = Lines.NextFilt();
  }
infeed_Z2 = r_D23-r_D12;!Vector_5.Set(1,infeed_Z2);
!-----
if (infeed_Z2<(D)) !Infeede göre Zone 2 ayarları yapılıyor
{
  D12_Z2=(B*Z1)*D12r;!B=1.5
  printf('D12 "Zone 2"de infeed akımı yoktur');
  printf('D12 "Zone 2" Z2 = 1,5* Z1 = %f6',D12_Z2);
}
else
{
  K1=infeed_Z2/r_D12;
  D12_Z2=(Z1+0.5*(1+K1)*Z1)*D12r; Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
  !printf('K1 = %f6%',K1);
  !printf('D12 Z1 = 0,85 * Z12 = %f6', D12_Z1);
  printf('D12 "Zone 2"de infeed akımı var!%f6',infeed_Z2);
  printf('D12 "Zone 2" Z2 = Z12 + 0,5(1+K1) Z23 = %f6', D12_Z2);
}
!-----
!D12 relay "ZONE 3" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phLine_2.Execute();
!BB3 veya Line(2) hat başı arızasında rölede
!okunan akım ile infeed akımını kaydediliyor
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
  aLine = Lines.FirstFilt('L12*.ElmLne');
  while(aLine) {
    r_D12 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(5,r_D12);
    aLine = Lines.NextFilt();
  }
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
  aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
  while(aLine) {
    r_D23 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(6,r_D23);
    aLine = Lines.NextFilt();
  }
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
  aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
  while(aLine) {
    r_D34 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(7,r_D34);
    aLine = Lines.NextFilt();
  }
infeed_Z2 = r_D23-r_D12; Vector_5.Set(1,infeed_Z2);
infeed_Z3 = r_D34-r_D12; Vector_5.Set(2,infeed_Z2);
!-----

```



```

if ({infeed_Z2<D}.and.{infeed_Z3<D})
  {!Infeede göre Zone 3 ayarları yapılıyor
  D12_Z3=(Z1+Z1*C)*D12r;
  printf('D12 "Zone 3" de infeed akımı yoktur');
  printf('D12 "Zone 3" Z3 = (Z12 + Z23*1.2) = %6f, D12_Z3);}
else
  {
  !-----
  !D12 "Zone 3" için K1 hesabı
  if (infeed_Z2<(D))
    {K1=0;printf('K1= %6f, K1);}
    else
    {K1=infeed_Z2/r_D12;
    printf('K1= %6f, K1);}
  !-----
  !D12 "Zone 3" için K2 hesabı
  if (infeed_Z3<(D))
    {K2=0;printf('K2= %6f, K2);}
    else
    {K2=infeed_Z3/r_D12;
    printf('K2= %6f, K2);}
  !-----
  if ({infeed_Z2<D}.or.{infeed_Z3<D})
    {
    D12_Z3 = (Z1+Z1*(1+K1)+0.25*Z1*(1+K2))*D12r;
    printf('D12 "Zone 3" de infeed akımı var! %6f %6f%%%',infeed_Z2,infeed_Z3);
    printf('D12 "Zone 3" Z3 = (Z12 + Z23*(1+K1)+0,25*Z34*(1+K2)= %6f, D12_Z3);
    }
    else
    {
    D12_Z3 = (Z1+Z1*(1+K1)+0.25*Z1*(1+K2))*D12r;
    printf('D12 "Zone 3" de infeed akımı var! %6f %6f%%%',infeed_Z2,infeed_Z3);
    printf('D12 "Zone 3" Z3 = (Z12 + Z23*(1+K1)+0,25*Z34*(1+K2)= %6f, D12_Z3);
    }
  }
  !-----
}
printf('-----');
!-----
!D23 relay settings
!D23 relay "ZONE 1" settings
D23_Z1=(A*Z1)*D23r; !ZONE 1 AYARI 0,85*Z23
printf('D23 "Zone 1" Z1 = 0,85 * Z12 = %f6',D23_Z1);
!-----
!D23 relay "ZONE 2" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phLine_2.Execute();!BB3 veya Line(2) hat başı arızasında rölede okunan akım ile infeed akımını kaydeder
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D23 = aLine:m:Ikss:bus1;
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D34 = aLine:m:Ikss:bus1;
aLine = Lines.NextFilt();
}
infeed_Z2 = r_D34-r_D23; !printf('infeed_Z2 = %6f,infeed_Z2);
!-----
!Infeede göre Zone 2 ayarları yapılıyor
if (infeed_Z2<(D))
  {
  D23_Z2=(B*Z1)*D23r;!B=1.5
  printf('D23 "Zone 2"de infeed akımı yoktur');
  printf('D23 "Zone 2" Z2 = 1,5* Z23 = %f6',D23_Z2);
  }

```

```

}
else
{
K1=infeed_Z2/r_D23;
D23_Z2=(Z1+0.5*(1+K1)*Z1)*D23r; !Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
printf('D23 "Zone 2" K1 = %6f,K1);
!printf('D12 Z1 = 0,85 * Z12 = %6f, D12_Z1);
printf('D23 "Zone 2"de infeed akımı var!%6f,infeed_Z2);
printf('D23 "Zone 2" Z2 = Z23 + 0,5(1+K1) Z34 = %6f, D23_Z2);
}
!-----
!D23 relay "ZONE 3" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phBB4.Execute();
!BB4 veya Line(2) hat sonu arızasında rölede
!okunan akım ile infeed akımını kaydediliyor
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D23 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(6,r_D23);
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D34 = aLine:m:Ikss:bus1; Vector_4.Set(7,r_D34);
aLine = Lines.NextFilt();
}
infeed_Z3 = r_D34-r_D23; !printf('infeed_Z3 = %6f,infeed_Z3);

if (infeed_Z3<(D))
{
D23_Z3=(Z1+Z1*C)*D23r;!C=1.2
printf('D23 "Zone 3"de infeed akımı yoktur');
printf('D23 "Zone 3" Z3 = Z23 + Z34*1.2 = %f6',D23_Z3);
}
else
{
K1 = infeed_Z3/r_D23; printf('K1 = %6f,K1);
D23_Z3=(Z1+(1+K1)*Z1+0.25*(1+K1)*Zt)*D23r; !Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
!printf('D23 "Zone 3" K1 = %6f,K2);
printf('D23 "Zone 3"de infeed akımı var!%6f,infeed_Z3);
printf('D23 "Zone 3" Z3 = Z23 + (1+K1)Z34 + 0.25*(1+K2)*Zt = %6f, D23_Z3);
}
!-----
!-----
printf('-----');
!D34 relay settings
!D34 relay "ZONE 1" settings
D34_Z1=(A*Z1)*D34r; !ZONE 1 AYARI 0,85*Z12
printf('D34 "Zone 1" Z1 = 0,85 * Z34 = %f6',D34_Z1);
!-----
!D34 relay "ZONE 2" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phBB4.Execute();!BB4 veya Line(2) hat sonu arızasında rölede okunan akım ile infeed akımını kaydeder
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D34 = aLine:m:Ikss:bus1;
aLine = Lines.NextFilt();
}
Trfs = AllRelevant('ElmTr2', 1, 1);
aTrf = Trfs.FirstFilt('Trf(3)*.ElmTr2');
r_TR3 = aTrf:m:Ikss:bushv; printf('%6f,r_TR3);
aTrf = Trfs.NextFilt();
infeed_Z2 = r_TR3;

```

```

!-----
!Infeede göre Zone 2 ayarları yapılıyor
if (infeed_Z2<(E))
{
D34_Z2=(B*Z1)*D34r;!B=1.5
printf('D34 "Zone 2"de infeed akımı yoktur');
printf('D34 "Zone 2" Z2 = 1,5* Z34 = %f6',D34_Z2);
}
else
{
K1 = infeed_Z2/r_D34;
D34_Z2=(Z1+0.5*(1+K1)*Z1)*D34r; !Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
printf('D34 "Zone 2" K1 = %6f,K1);
!printf('D12 Z1 = 0,85 * Z12 = %6f, D12_Z1);
printf('D34 "Zone 2"de infeed akımı var! %6f,infeed_Z2);
printf('D34 "Zone 2" Z2 = Z34 + 0,5(1+K1) Z34 = %6f, D34_Z2);
}
!D34 relay "ZONE 3" settings
printf('D34 "Zone 3" Aşağı yönde şebeke hattı yoktur!');
!-----
printf('-----');
printf('-----');
printf('-----');
!-----
!Downstream röle parametlerinin belirlenmesi
!D21 relay settings
!D21 relay "ZONE 1" settings
D21_Z1=(A*Z1)*D21r; !ZONE 1 AYARI 0,85*Z21
printf('D21 "Zone 1" Z1 = 0,85 * Z12 = %f6',D21_Z1);
!-----
!D21 relay "ZONE 2" settings
D21_Z2=(B*Z1)*D21r; !ZONE 2 AYARI 0,85*Z21
printf('D21 "Zone 2" Z2 = 1,5 * Z12 = %f6',D21_Z2);
!-----
!D21 relay "ZONE 3" settings
printf('D21 "Zone 3" Z12 hattı devamında şebeke yönünde hat yoktur');
printf('-----');
!-----
!D32 relay settings
!D32 relay "ZONE 1" settings
D32_Z1=(A*Z1)*D32r; !ZONE 1 AYARI 0,85*Z23
printf('D32 "Zone 1" Z1 = 0,85 * Z23 = %f6',D32_Z1);
!-----
!D32 relay "ZONE 2" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phL12_HS.Execute();
!BB4 veya Line(2) hat sonu arızasında rölede
!okunan akım ile infeed akımını kaydediliyor
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D32 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_6.Set(1,r_D23);
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('L12*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D21 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_6.Set(2,r_D34);
aLine = Lines.NextFilt();
}
infeed_Z2 = r_D21-r_D32; !printf('infeed_Z2 = %6f,infeed_Z2);
if (infeed_Z2<(E))
{
D32_Z2=(Z1*B)*D32r;!B=1.5
printf('D32 "Zone 2"de infeed akımı yoktur');
printf('D32 "Zone 2" Z2 = Z23*1.5 = %f6',D32_Z2);
}

```

```

}
else
{
K1 = infeed_Z2/r_D32; printf('K1 = %6f,K1);
D32_Z2=(Z1+0.5*(1+K1)*Z1)*D32r; !Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
printf('D32 "Zone 2"de infeed akımı var!%6f,infeed_Z2);
printf('D32 "Zone 2" Z2 = Z23 + 0,5(1+K1)Z12 = %6f, D32_Z2);
}
!-----
!D32 relay "ZONE 3" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phBB1.Execute();
!BB1 veya L12 hat başı arızasında rölede
!okunan akım ile infeed akımını kaydediliyor
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D32 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_6.Set(3,r_D23);
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('L12*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D21 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_6.Set(4,r_D34);
aLine = Lines.NextFilt();
}
infeed_Z3 = r_D21-r_D32; !printf('infeed_Z3 = %11f,infeed_Z3);
if (infeed_Z3<(E))
{
D32_Z3=(Z1+Z1*C)*D32r;!C=1.2
printf('D32 "Zone 3"de infeed akımı yoktur');
printf('D32 "Zone 3" Z3 = Z23 + Z12*1.2 = %f6',D32_Z3);
}
else
{
K1=infeed_Z3/r_D32; printf('D32 "Zone 3" K1 = %6f,K1);
D32_Z3=(Z1+(1+K1)*Z1+0.25*(1+K1)*Zs)*D32r; !Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
!printf('D23 "Zone 3" K1 = %6f,K2);
!printf('D12_Z1 = 0,85 * Z12 = %6f, D12_Z1);
printf('D32 "Zone 3"de infeed akımı var!%6f,infeed_Z3);
printf('D32 "Zone 3" Z3 = Z23 + (1+K1)Z34 + 0.25*(1+K1)*Zs) = %6f, D32_Z3);
}
!-----
printf('-----');
!-----
!D43 relay settings
!D43 relay "ZONE 1" settings
D43_Z1=(A*Z1)*D43r; !ZONE 1 AYARI 0,85*Z34
printf('D43 "Zone 1" Z1 = 0,85 * Z43 = %f6',D43_Z1);
!-----
!D43 relay "ZONE 2" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phLine_1_HS.Execute();!BB3 veya Line(1) hat sonu arızasında rölede okunan akım ile infeed akımını
kaydeder
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D43 = aLine:m:Ikss:bus2;
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D32 = aLine:m:Ikss:bus2;
aLine = Lines.NextFilt();
}

```

```

    }
infeed_Z2 = r_D32-r_D43;
!-----
!Infeede göre Zone 2 ayarları yapılıyor
if (infeed_Z2<(E))
{
D43_Z2=(B*Z1)*D43r;!B=1.5
printf('D43 "Zone 2"de infeed akımı yoktur');
printf('D43 "Zone 2" Z2 = 1,5* Z34 = %6f',D43_Z2);
}
else
{
K1 = infeed_Z2/r_D43;
D43_Z2=(Z1+0.5*(1+K1)*Z1)*D43r; !Vector_4.Set(3,K1); Vector_4.Set(4,D12_Z2);
printf('D43 "Zone 2" K1 = %6f',K1);
printf('D43 "Zone 2"de infeed akımı var! %6f,infeed_Z2);
printf('D43 "Zone 2" Z2 = Z34 + 0,5(1+K1) Z34 = %6f, D43_Z2);
}
!-----
!D43 relay "ZONE 3" settings
!Infeed akım kontrolü
shc3phL12_HS.Execute();
!BB2 veya L12 hat sonu arızasında rölede
!okunan akım ile infeed akımını kaydediliyor
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(2)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D43 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_7.Set(1,r_D43);
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('Line(1)*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D32 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_7.Set(2,r_D32);
aLine = Lines.NextFilt();
}
Lines = AllRelevant(*.ElmLne',1,1);
aLine = Lines.FirstFilt('L12*.ElmLne');
while(aLine) {
r_D21 = aLine:m:Ikss:bus2; Vector_7.Set(3,r_D21);
aLine = Lines.NextFilt();
}
infeed_Z2 = r_D32-r_D43; Vector_5.Set(1,infeed_Z2);
infeed_Z3 = r_D21-r_D43; Vector_5.Set(2,infeed_Z3);
!-----
if ({infeed_Z2<E}.and.{infeed_Z3<E})
{!Infeede göre Zone 3 ayarları yapılıyor
D43_Z3=(Z1+Z1*C)*D43r;
printf('D43 "Zone 3" de infeed akımı yoktur');
printf('D43 "Zone 3" Z3 = (Z34 + Z23*1.2) = %6f, D43_Z3);}
else
{
!-----
!D43 "Zone 3" için K1 hesabı
if (infeed_Z2<(E))
{K1=0;printf('K1= %6f, K1);}
else
{K1=infeed_Z2/r_D43;
printf('K1= %6f, K1);}
!-----
!D43 "Zone 3" için K2 hesabı
if (infeed_Z3<(E))
{K2=0;printf('K2= %6f, K2);}
else
{K2=(infeed_Z3)/r_D43;
printf('K2= %6f, K2);}
}

```

```

!-----
if ({infeed_Z2<E}.or.{infeed_Z3<E})
{
D43_Z3 = (Z1+Z1*(1+K1)+0.25*Z1*(1+K2))*D43r;
printf('D43 "Zone 3" de infeed akımı var! %6f%6f%%',infeed_Z2,infeed_Z3);
printf('D43 "Zone 3" Z3 = (Z34 + Z23*(1+K1)+0,25*Z12*(1+K2)= %6f, D43_Z3);
}
else
{
D43_Z3 = (Z1+Z1*(1+K1)+0.25*Z1*(1+K2))*D43r;
printf('D43 "Zone 3" de infeed akımı var! %6f%6f%%',infeed_Z2,infeed_Z3);
printf('D43 "Zone 3" Z3 = (Z34 + Z23*(1+K1)+0,25*Z12*(1+K2)= %6f, D43_Z3);
}
}
!-----
}
printf('-----');
!-----
!Hesaplanan D12 empedans ayarları yerine yazılıyor
Dismhos = AllRelevant(*.RelDismho',1,1);
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D12_ZD1*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D12_Z1;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D12_ZD2*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D12_Z2;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D12_ZD3*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D12_Z3;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
!Hesaplanan D23 empedans ayarları yerine yazılıyor
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D23_ZD1*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D23_Z1;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D23_ZD2*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D23_Z2;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D23_ZD3*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D23_Z3;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
!Hesaplanan D34 empedans ayarları yerine yazılıyor
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D34_ZD1*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D34_Z1;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D34_ZD2*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D34_Z2;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D34_ZD3*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D34_Z3;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
!Hesaplanan D21 empedans ayarları yerine yazılıyor
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D21_ZD1*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D21_Z1;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D21_ZD2*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D21_Z2;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}

```

```

aDismho = Dismhos.FirstFilt('D21_ZD3*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D21_Z3;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
!Hesaplanan D32 empedans ayarları yerine yazılıyor
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D32_ZD1*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D32_Z1;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D32_ZD2*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D32_Z2;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D32_ZD3*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D32_Z3;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
!Hesaplanan D43 empedans ayarları yerine yazılıyor
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D43_ZD1*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D43_Z1;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D43_ZD2*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D43_Z2;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}
aDismho = Dismhos.FirstFilt('D43_ZD3*.RelDismho');
while(aDismho) {
aDismho:Zm = D43_Z3;
aDismho = Dismhos.NextFilt();}

```

Ek-D

DIgSILENT PowerFactory Test Sistemine Ait Parametreler

Tablo D.1. Test sistemine ait elektriksel parametreler

Şebeke	Gerilim	11 kV (Faz-Faz)
	Sk"	30,484 MVA
	Ik"	1,6 kA
	xo/x1	1,2
Hatlar Z12=Z23=Z34	Z+	0,585+j2,921 Ω
	Z0	0,8775+j4,3825 Ω
	Z0/Z+	1,50
Transformatörler TRF1- TRF2-TRF3 Uk1=Uk2=Uk3	S	1,67 MVA
	U	11/0,4 kV
	Uk%	0,06 pu
	Uk0%	0,09 pu
Sargı		YNyn5
	Yükler Y1=Y2=Y3=Y4	S
RTG1=RTG2=RTG3	S	1,67 MVA
	Sk"	11,66 MVA
	R/X	0,429
	Ir/In	7 pu

Tablo D.2. Sistemdeki akım transformatörü çevirme oranları

Akım Transformatörü	Primer [A]	Sekonder [A]	Akım Transformatörü	Primer [A]	Sekonder [A]
CT12	400	5	CT21	400	5
CT23	300	5	CT32	300	5
CT34	200	5	CT43	200	5

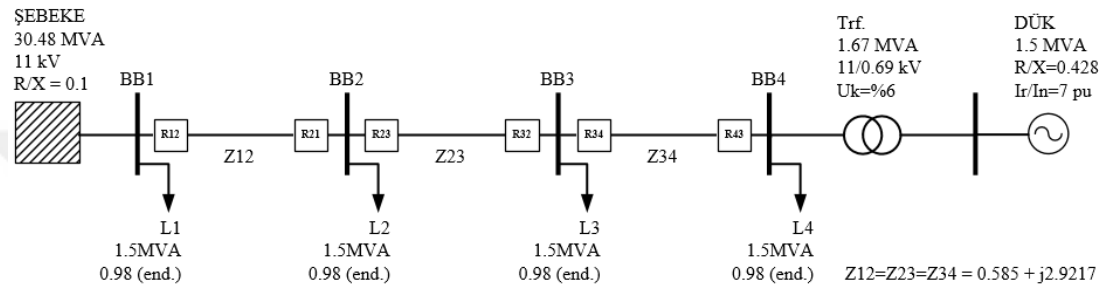
Tablo D.3. Sistemdeki gerilim transformatörü çevirme oranları

Gerilim Transformatörü	Primer [V]	Sekonder [V]
VT	11000	100

Ek-E

Aşırı Akım Yönlü Koruma İçin Örnek Bir Sistem Üzerinde Parametrelerin Hesaplanması

Şekil E.1’de verilen iki uçtan beslenen 11 kV radyal sistemde, kutu içerisinde numaralarla gösterilen, aşağı ve yukarı yönlü aşırı akım koruma rölelerine ait parametreleri hesaplayalım. Tablo E.1 ve Tablo E.2’de sırasıyla her bir röleye ait akım transformatörleri ve rölelerin ölçebileceği maksimum ve minimum akım değerleri verilmiştir.



Şekil E.1. Yönlü aşırı akım koruma röleleri parametre hesabı için örnek sistem

Tablo E.1. Akım transformatörleri çevirme oranları

CT12	400/5A	CT21	400/5A
CT23	300/5A	CT32	300/5A
CT34	200/5A	CT43	200/5A

Tablo E.2. Rölelerin ölçebileceği maksimum ve minimum arıza akımı değerleri

Röle	Aşağı Yönlü Röleler						Yukarı Yönlü Röleler					
	R12		R23		R34		R43		R32		R21	
Arıza yeri	maks.	min.	maks.	min.	maks.	min.	maks.	min.	maks.	min.	maks.	min.
B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	271 A	235 A
B2	915 A	792 A	-	-	-	-	-	-	311 A	269 A	-	-
B3	-	-	640 A	555 A	-	-	364 A	315 A	-	-	-	-
B4	-	-	-	-	492 A	427 A	-	-	-	-	-	-

Röle parametreleri hesaplanırken:

- Röle parametrelerinin hesaplanmasında açma akımı maksimum yük akımının 1,5 katı ile minimum arıza akımının 2/3’ü arasında seçilecektir.
- Aşağı ve yukarı yönlü röleler için minimum TMS değeri sırasıyla 0,025 ve 0,015 olarak belirlenmiştir.
- Koordinasyon zaman aralığı 300 ms seçilecektir.

- IEC standart ters zaman eğrileri kullanılacaktır.

Sistemde yer alan 1,5 MVA gücündeki her bir tekil yük işletme koşullarında 78 A akım çekecektir. Bu yük akımı baralar altında çekilen maksimum yük akımını temsil etmektedir. Buna göre aşağı yönlü röleler için maksimum yük akımları aşağıda verilen Tablo E.3'teki gibi olacaktır. Yukarı yönlü rölelerde okunabilecek maksimum yük akımı DÜK üretim gücünün maksimum olup, yük tüketim değerlerinin minimum olduğu durumda gerçekleşecektir. Yani sistemde yükler ihmal edildiğinde şebeke tarafına 1,5 MVA gücündeki DÜK'den şebekeye 78 A akım akacaktır. Buna göre yukarı yönlü röleler için maksimum yük akımı 78 A'dır.

Tablo E.3. Rölelerin ölçebileceği maksimum ve minimum arıza akımı değerleri

Aşağı yönlü röleler	R12	R23	R34
Maks. yük akımı (A)	236	156	78

Aşağı yönlü röle parametrelerinin hesaplanması:

R34 rölesi:

Açma akımı alt değeri (I_{s_alt}) ve açma akımı üst değeri ($I_{s_üst}$); Eşitlik (5.1) ve Eşitlik (5.2)'deki gibi hesaplanır.

$$I_{s_alt} = 1,5 \cdot I_{yük} = 1,5 \cdot 78 = 117A \quad (5.1)$$

$$I_{s_üst} = I_{f_min} \cdot (2/3) = 427 \cdot (2/3) = 284A \quad (5.2)$$

Açma akımı (I_s), hesaplanan alt ve üst değerler arasında 140 A olarak seçilir. İlgili röleye ait zaman çarpanı (TMS) aşağı yönlü en uçtaki röle için 0,025 belirlenmiştir. Buna göre BB4 barası üç faz arızası için R34 rölesi açma süresi Eşitlik (5.3)'ten 137 ms olarak hesaplanır.

$$t(s) = TMS \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^{0,02} - 1} = 0,025 \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{492}{140}\right)^{0,02} - 1} = 137ms \quad (5.3)$$

R23 rölesi:

Açma akımı alt değeri (I_{s_alt}) ve açma akımı üst değeri ($I_{s_üst}$); Eşitlik (5.4) ve Eşitlik (5.5)'teki gibi hesaplanır.

$$I_{s_alt} = 1,5 \cdot I_{yük} = 1,5 \cdot 156 = 234A \quad (5.4)$$

$$I_{s_üst} = I_{f_min} \cdot (2/3) = 427 \cdot (2/3) = 285A \quad (5.5)$$

Açma akımı (I_s), hesaplanan alt ve üst değerler arasında 240 A olarak seçilir. R34 rölesinin 300 ms gecikme ile yedeklediği düşünülürse, Eşitlik (5.6)'dan R23 rölesi zaman çarpanı 0,045 olarak hesaplanır.

$$TMS_{R23} = \frac{(0,137 + 0,3)s}{\left(\frac{0,14}{\left(\frac{492}{240} \right)^{0,02} - 1} \right)} = 0,045 \quad (5.6)$$

Hesaplanan açma akımı ve zaman çarpanı değerlerine göre; BB3 barası üç faz arızası için R23 rölesi açma süresi Eşitlik (5.7)'den 319 ms olarak hesaplanır.

$$t(s) = TMS \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I_f}{I_s} \right)^{0,02} - 1} = 0,045 \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{640}{240} \right)^{0,02} - 1} = 319ms \quad (5.7)$$

R12 rölesi:

Açma akımı alt değeri (I_{s_alt}) ve açma akımı üst değeri ($I_{s_üst}$); Eşitlik (5.8) ve Eşitlik (5.9)'daki gibi hesaplanır.

$$I_{s_alt} = 1,5 \cdot I_{yük} = 1,5 \cdot 236 = 354A \quad (5.8)$$

$$I_{s_üst} = I_{f_min} \cdot (2/3) = 555 \cdot (2/3) = 370A \quad (5.9)$$

Açma akımı (I_s), hesaplanan alt ve üst değerler arasında 360 A olarak seçilir. R34 rölesinin 300 ms gecikme ile yedeklediği düşünülürse, Eşitlik (5.10)'dan R12 rölesi zaman çarpanı 0,051 olarak hesaplanır.

$$TMS_{R12} = \frac{(0,319 + 0,3)s}{\left(\frac{0,14}{\left(\frac{640}{360} \right)^{0,02} - 1} \right)} = 0,051 \quad (5.10)$$

Hesaplanan açma akımı ve zaman çarpanı değerlerine göre; BB2 barası üç faz arızası için R12 rölesi açma süresi Eşitlik (5.11)'den 381 ms olarak hesaplanır.

$$t(s) = TMS \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I_f}{I_s} \right)^{0,02} - 1} = 0,051 \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{915}{360} \right)^{0,02} - 1} = 381ms \quad (5.11)$$

Yukarı yönlü röle parametrelerinin hesaplanması:

R21 rölesi:

Açma akımı alt değeri (I_{s_alt}) ve açma akımı üst değeri ($I_{s_üst}$); Eşitlik (5.12) ve Eşitlik (5.13)'teki gibi hesaplanır.

$$I_{s_alt} = 1,5 \cdot I_{yük} = 1,5 \cdot 78 = 117A \quad (5.12)$$

$$I_{s_üst} = I_{f_min} \cdot (2/3) = 235 \cdot (2/3) = 157A \quad (5.13)$$

Açma akımı (I_s), hesaplanan alt ve üst değerler arasında 125 A olarak seçilir. İlgili röleye ait zaman çarpanı (TMS) yukarı yönlü en uçtaki röle için 0,015 belirlenmiştir. Buna göre B1 barası üç faz arızası için R21 rölesi açma süresi Eşitlik (5.14)'ten 135 ms olarak hesaplanır.

$$t(s) = TMS \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^{0,02} - 1} = 0,015 \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{271}{125}\right)^{0,02} - 1} = 135ms \quad (5.14)$$

R32 rölesi:

Açma akımı alt değeri (I_{s_alt}) ve açma akımı üst değerleri ($I_{s_üst}$); Eşitlik (5.15) ve Eşitlik (5.16)'daki gibi hesaplanır.

$$I_{s_alt} = 1,5 \cdot I_{yük} = 1,5 \cdot 78 = 117A \quad (5.15)$$

$$I_{s_üst} = I_{f_min} \cdot (2/3) = 271 \cdot (2/3) = 157A \quad (5.16)$$

Açma akımı (I_s), hesaplanan alt ve üst değerler arasında 140 A olarak seçilir. R21 rölesinin 300 ms gecikme ile yedeklendiği düşünülürse, Eşitlik (5.17)'den R32 rölesi zaman çarpanı 0,041 olarak hesaplanır.

$$TMS_{R32} = \frac{(0,135 + 0,3)s}{\left(\frac{0,14}{\left(\frac{271}{140}\right)^{0,02} - 1}\right)} = 0,041 \quad (5.17)$$

Hesaplanan açma akımı ve zaman çarpanı değerlerine göre; BB2 barası üç faz arızası için R32 rölesi açma süresi Eşitlik (5.18)'den 359 ms olarak hesaplanır.

$$t(s) = TMS \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^{0,02} - 1} = 0,041 \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{311}{140}\right)^{0,02} - 1} = 359ms \quad (5.18)$$

R43 rölesi:

Açma akımı alt değeri (I_{s_alt}) ve açma akımı üst değerleri ($I_{s_üst}$) değerleri Eşitlik (5.19) ve Eşitlik (5.20)'deki gibi hesaplanır.

$$I_{s_alt} = 1,5 \cdot I_{yük} = 1,5 \cdot 78 = 117A \quad (5.19)$$

$$I_{s_üst} = I_{f_min} \cdot (2/3) = 269 \cdot (2/3) = 179A \quad (5.20)$$

Açma akımı (I_s), hesaplanan alt ve üst değerler arasında 150 A olarak seçilir. R32 rölesinin 300 ms gecikme ile yedeklendiği düşünülürse, Eşitlik (5.21)'den R43 rölesi zaman çarpanı 0,069 olarak hesaplanır.

$$TMS_{R43} = \frac{(0,359 + 0,3)s}{\left(\frac{0,14}{\left(\frac{311}{150} \right)^{0,02} - 1} \right)} = 0,069 \quad (5.21)$$

Hesaplanan açma akımı ve zaman çarpanı değerlerine göre; BB3 barası üç faz arızası için R43 rölesi açma süresi Eşitlik (5.22)'den 541 ms olarak hesaplanır.

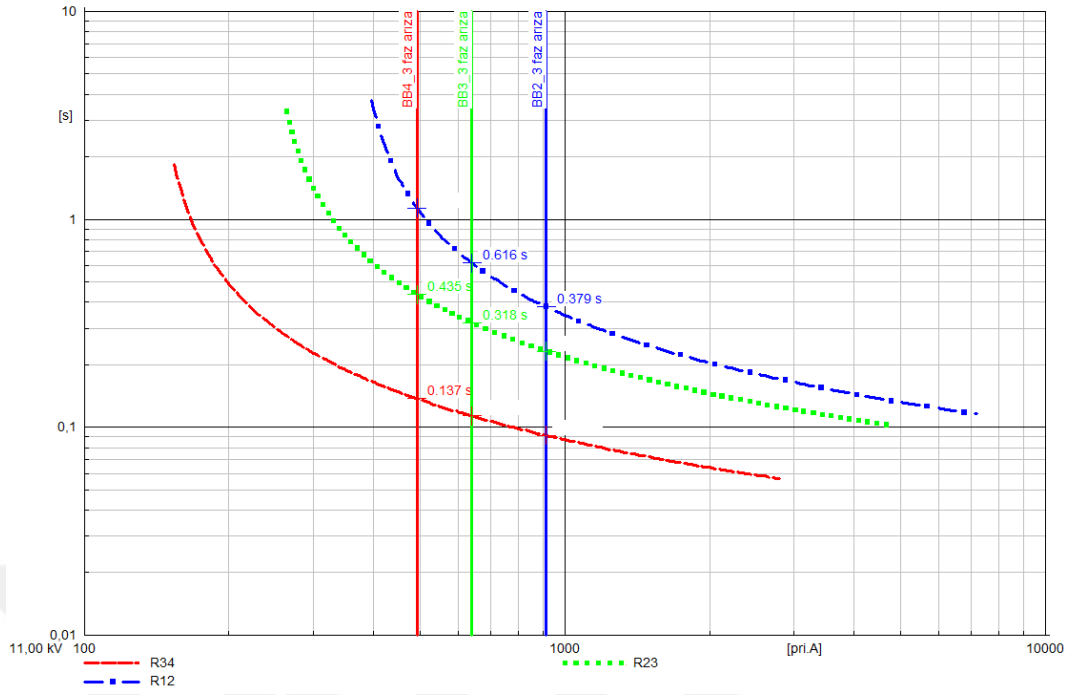
$$t(s) = TMS \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{I_f}{I_s} \right)^{0,02} - 1} = 0,069 \cdot \frac{0,14}{\left(\frac{364}{150} \right)^{0,02} - 1} = 541ms \quad (5.22)$$

Hesaplamalar sonunda elde edilen röle parametreleri akım çevirme oranları hesaba katılarak Tablo E.3.'te verilmiştir.

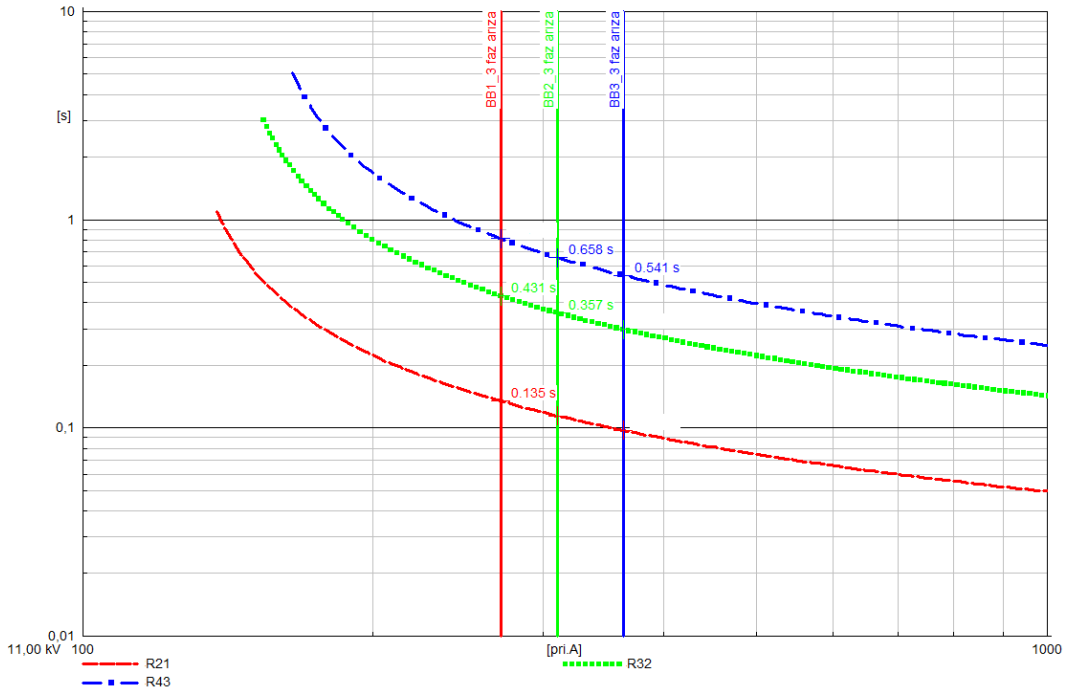
Tablo E.3. Rölelerin ölçebileceği maksimum ve minimum arıza akımı değerleri

Röle parametreleri	Aşağı yönlü röleler			Yukarı yönlü röleler		
	R12	R23	R34	R43	R32	R21
Açma akımları primer ve sekonder (A)	360	240	140	150	140	125
	4,50	4,00	3,50	3,75	2,33	1,56
Zaman çarpanı	0,051	0,045	0,025	0,069	0,041	0,015

Tablo E.3'te verilen parametreler ile Şekil E.1'de verilen örnek sistem DIGSILENT PowerFactory programında modellenerek, röle açma sürelerinin doğruluğu kontrol edilmiştir. Şekil E.2 ve Şekil E.3'te sırasıyla aşağı ve yukarı yönlü rölelere ait zaman aşırı akım diyagramları verilmiştir. Hesaplanan röle açma zamanları ile diyagramlarda görülen röle açma zamanlarının birbirini doğruladığı görülmektedir.



Şekil E.2. Aşağı yönlü rölelere ait açma süreleri



Şekil E.3. Yukarı yönlü rölelere ait açma süreleri

Ek-F

Yönlü aşırı akım rölesi kullanımı, röle parametreleri hesabı

DG generatörü 11 kV tarafı yük akımları (kA)

RTG1 nominal akımları HV side = 0,081 (kA) %
RTG2 nominal akımları HV side = 0,083 (kA) %
RTG3 nominal akımları HV side = 0,084 (kA) %

Bara altı yüklerin çektiği akım değerleri (kA)

Y1 nominal yük akımı = 0,079 (kA) %
Y2 nominal yük akımı = 0,081 (kA) %
Y3 nominal yük akımı = 0,083 (kA) %
Y4 nominal yük akımı = 0,084 (kA) %

Akım trafoları dönüştürme oranları

CT12r = 0,0125 CT23r = 0,0167 CT34r = 0,0250 %
CT12r = 0,0125 CT32r = 0,0167 CT43r = 0,0250 %

Yukarı yönlü röle parametrelerinin belirlenmesi

R21 röle parametre ayarları

Ifmax (BB1 3-faz arızası) = 0,691 (kA)
Ifmin (BB1 2-faz arızası) = 0,598 (kA)
Imax = 0,248 (kA)
Ip_alt = 1,250 * Imax = 309,556 (A) %
Ip_ust = Ifmin * (2/3) = 398,857 (A)
Ip_primer = 331,882 (A) Ip_sekonder = 4,149 (A) %
TMS = 0,015
R21 BB1 3-faz arızası açma süresi t(s) = 0,142 (s)

R32 röle parametre ayarları

Ifmax (BB2 3-faz arızası) = 0,583 (kA)
Ifmin (BB2 2-faz arızası) = 0,505 (kA)
R32 nin R21 i yedeklerken ölçtüğü minimum akım değeri(BB1 2-faz arızası) = 0,342 (kA)
BB1 3-faz arızası için R32 nin okudugu değer = 0,394 (kA)
Imax = 0,167 (kA)
Ip_alt = 1,250 * Imax = 208,132 (A) %
Ip_ust = 0,342 (kA) * (2/3) = 227,748 (A) %
Ip_primer = 281,169 (A) Ip_sekonder = 4,686 (A) %
TMS = 0,021
R32 BB2 3-faz arızası için açma süresi t(s) = 0,204

R43 röle parametre ayarları

Ifmax (BB3 3-faz arızası) = 0,364 (kA)
Ifmin (BB3 2-faz arızası) = 0,315 (kA)
R43 nin R32 yi yedeklerken ölçtüğü minimum akım değeri(BB2 2-faz arızası) = 0,229 (kA)
BB2 3-faz arızası için için R43 ün okudugu değer = 0,264 (kA)
Imax = 0,084 (kA)
Ip_alt = 1,250 * Imax = 104,611 (A) %

$I_{p_ust} = 0,229 \text{ (kA)} * (2/3) = 152,693 \text{ (A)} \%$
 $I_{p_primer} = 116,631 \text{ (A)}$ $I_{p_sekonder} = 2,916 \text{ (A)} \%$
TMS = 0,059
R43 BB3 3-faz arızası açma süresi $t(s) = 0,362 \text{ (s)}$

Aşağı yönlü röle parametrelerinin belirlenmesi

R34 röle parametre ayarları

$I_{fmax} \text{ (BB4 3-faz arızası)} = 0,793 \text{ (kA)}$
 $I_{fmin} \text{ (BB4 2-faz arızası)} = 0,687 \text{ (kA)}$
 $I_{max} = 0,084 \text{ (kA)}$
 $I_{p_alt} = 1,250 * I_{max} = 104,523 \text{ (A)} \%$
 $I_{p_ust} = I_{fmin} * (2/3) = 457,984 \text{ (A)}$
 $I_{p_primer} = 192,888 \text{ (A)}$ $I_{p_sekonder} = 4,822 \text{ (A)} \%$
TMS = 0,025
R34 BB1 3-faz arızası açma süresi $t(s) = 0,122 \text{ (s)}$

R23 röle parametre ayarları

$I_{fmax} \text{ (BB3 3-faz arızası)} = 0,826 \text{ (kA)}$
 $I_{fmin} \text{ (BB3 2-faz arızası)} = 0,716 \text{ (kA)}$
R23 ün R34 ü yedeklerken ölçtüğü minimum akım değeri(BB4 2-faz arızası) = 0,449 (kA)
BB4 3-faz arızası için R23 ün okuduğu değer (kA) = 0,519
 $I_{max} \text{ (kA)} = 0,166$
 $I_{p_alt} = 1,250 * I_{max} = 207,963 \text{ (A)} \%$
 $I_{p_ust} = 0,449 \text{ (kA)} * (2/3) = 299,621 \text{ (A)} \%$
 $I_{p_primer} = 230,878 \text{ (A)}$ $I_{p_sekonder} = 3,848 \text{ (A)} \%$
TMS = 0,049
R23 BB3 3-faz arızası açma süresi $t(s) = 0,267 \text{ (s)}$

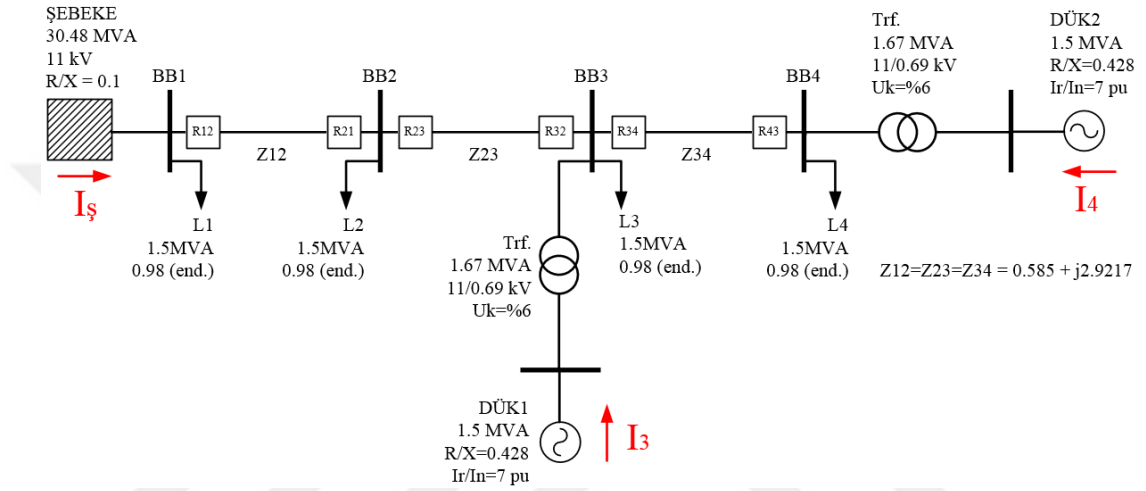
R12 röle parametre ayarları

$I_{fmax} \text{ (BB2 3-faz arızası)} = 0,915 \text{ (kA)}$
 $I_{fmin} \text{ (BB2 2-faz arızası)} = 0,792 \text{ (kA)}$
R12 nin R23 ü yedeklerken ölçtüğü minimum akım değeri(BB3 3-faz arızası) = 0,485 (kA)
3phsch at BB3 için R12 ün okuduğu değer = 0,560 (kA)
 $I_{max} = 0,247 \text{ (kA)}$
 $I_{p_alt} = 1,250 * I_{max} = 309,318 \text{ (A)} \%$
 $I_{p_ust} = 0,485 \text{ (kA)} * (2/3) = 323,435 \text{ (A)} \%$
 $I_{p_primer} = 312,847 \text{ (A)}$ $I_{p_sekonder} = 3,911 \text{ (A)} \%$
TMS = 0,047
R12 BB2 3-faz arızası açma süresi $t(s) = 0,306 \text{ (s)}$

Ek-G

Mesafe Koruması İçin Örnek Bir Sistem Üzerinde Parametrelerin Hesaplanması

Şekil G.1'de verilen örnek 11 kV sistemde, kutu içerisinde numaralarla isimlendirilen röleler için, mesafe koruma empedans parametrelerini hesaplayalım. Tablo G.1'de her bir röleye ait akım transformatörleri ve değerleri verilmiştir. Gerilim transformatörleri çevirme oranı 11/0,1 kV'tur.



Şekil G.1. Mesafe koruma röleleri parametre hesabı için örnek sistem

Tablo G.1. Akım transformatörleri çevirme oranları

CT12	400/5A	CT21	400/5A
CT23	300/5A	CT32	300/5A
CT34	200/5A	CT43	200/5A

Akım ve gerilim transformatörleri dönüştürme oranları verilen röleler için ölçülen gerçek empedansa uygulanması gereken röle dönüştürme oranları Tablo G.2.'de verilmiştir.

Tablo G.2. Röleye yansıyan dönüştürme oranları

Röle	R12	R23	R34	R43	R32	R21
Oran(ni/nv)	0,727	0,545	0,364	0,364	0,545	0,727

Mesafe koruma röleleri bölge (zone) ayar empedanslarının hesaplanması için örnek sistem üzerindeki DÜK arıza besleme (infeed) akımları hesaba katılmalıdır. Bunun için her koruma bölgesinin geleneksel empedansı ayarları için ulaşması gereken son menzillerinde (%85-%150-%220), üç faz simetrik arıza oluşturularak; arıza katkı akımlarının, mesafe koruma röleleri üzerinden geçen akımlara oranı hesaplanarak Tablo G.3'te verilmiştir. Baralarda oluşturulan arıza durumlarında; kaynaklardan gelen arıza akımları sırasıyla $I_{\text{ş}}$ şebeke katkısını, I_3 ve I_4 ise BB3 ve BB4'ten bağlı DÜK akım katkılarını temsil etmektedir.

Tablo G.3. Röle menzil hesabı için K-sabitleri

Röle	Aşağı Yönlü Röleler			Yukarı Yönlü Röleler		
	R12	R23		R34	R43	
Arıza yeri	I3/I _ş	I3/I _ş	I3/I _ş	I4/I _ş	I3/I4	I3/I4
Z23 hattı	-	-	-	-	-	1,20
Z34 hattı	0,68	0,68	-	-	1,20	-
BB4	-	-	0,68	0,61	-	-

Röle parametreleri hesaplanırken:

- Empedans röleleri birinci koruma bölgesi ayarları, besleme (infeed) akımlarından etkilenmediği için koruduğu hat empedansının %85'i olarak belirlenmiştir.
- İkinci koruma bölgesinde; besleme akımı yok ise koruduğu hat empedansının %150'si baz alınacaktır.
- Üçüncü koruma bölgesinde; besleme akımı yok ise koruduğu ilk hattın empedansı ile ikinci koruduğu hattın empedansının %120'sinin toplamı baz alınacaktır.
- Koruma bölgelerinde besleme (infeed) akımı var ise [14]'te verilen besleme akımları hesaba katılarak düzeltilmiş bölge empedans ayarları kullanılacaktır.

Sistemde verilen hatların eşit uzunlukta ve aynı hat parametrelerine sahiptir. Verilen direnç ve reaktans parametrelerine göre iki bara arasında yer alan her bir hattın empedansı $2,98 \Omega$ olarak hesaplanır. Her bir röleye ait koruma bölgesi empedans değerlerini sırası ile aşağıda hesaplanmıştır.

R12 rölesi:

Koruma bölgesi empedans değeri; hat empedansı, ölçü transformatörleri çevirme oranları ve besleme akımı düzeltme katsayıları ile röle parametreleri Eşitlik (7.1), (7.2) ve (7.3)'teki gibi hesaplanır.

$$Z_1 = [0,85 \cdot Z_{12}] \cdot 0,727 = 0,85 \cdot 2,98 \cdot 0,727 = 1,842\Omega \quad (7.1)$$

$$Z_2 = [1,5 \cdot Z_{12}] \cdot 0,727 = 1,5 \cdot 2,98 \cdot 0,727 = 3,251\Omega \quad (7.2)$$

$$Z_3 = [Z_{12} + Z_{23} + 0,25 \cdot (1 + K) \cdot Z_{34}] \cdot 0,727 \quad (7.3)$$

$$Z_3 = [2,98 + 2,98 + 0,25 \cdot (1 + 0,68) \cdot 2,98] \cdot 0,727 = 5,247\Omega$$

R23 rölesi:

Koruma bölgesi empedans değeri; hat empedansı, ölçü transformatörleri çevirme oranları ve besleme akımı düzeltme katsayıları ile röle parametreleri Eşitlik (7.4), (7.5) ve (7.6)'daki gibi hesaplanır.

$$Z_1 = [0,85 \cdot Z_{23}] \cdot 0,545 = 0,85 \cdot 2,98 \cdot 0,545 = 1,381\Omega \quad (7.4)$$

$$Z_2 = [Z_{23} + 0,5 \cdot (1 + K) \cdot Z_{34}] \cdot 0,545 \quad (7.5)$$

$$Z_2 = [2,98 + 0,5 \cdot (1 + 0,68) \cdot 2,98] \cdot 0,545 = 2,994\Omega$$

$$Z_3 = [Z_{23} + (1 + K) \cdot Z_{34} + 0,25 \cdot (1 + K) \cdot Z_{trf}] \cdot 0,545 \quad (7.6)$$

$$Z_3 = [2,98 + (1 + 0,68) \cdot 2,98 + 0,25 \cdot (1 + 0,68) \cdot 4,347] \cdot 0,545 = 5,970\Omega$$

R34 rölesi:

Koruma bölgesi empedans değeri; hat empedansı, ölçü transformatörleri çevirme oranları ve besleme akımı düzeltme katsayıları ile röle parametreleri Eşitlik (7.7) ve (7.8)'deki gibi hesaplanır. İkinci koruma bölgesinden sonra şebeke devam etmediği için üçüncü koruma bölgesi empedansı hesaplanmamıştır.

$$Z_1 = [0,85 \cdot Z_{34}] \cdot 0,364 = 0,85 \cdot 2,98 \cdot 0,364 = 0,921\Omega \quad (7.7)$$

$$Z_2 = [Z_{34} + 0,5 \cdot (1 + K) \cdot Z_{34}] \cdot 0,364 \quad (7.8)$$

$$Z_2 = [2,98 + 0,5 \cdot (1 + 0,61) \cdot 2,98] \cdot 0,364 = 2,358\Omega$$

R21 rölesi:

Koruma bölgesi empedans değeri; hat empedansı, ölçü transformatörleri çevirme oranları ve besleme akımı düzeltme katsayıları ile röle parametreleri Eşitlik (7.9) ve (7.10)'daki gibi hesaplanır.

$$Z_1 = [0,85 \cdot Z_{12}] \cdot 0,364 = 0,85 \cdot 2,98 \cdot 0,727 = 1,381\Omega \quad (7.9)$$

$$Z_2 = [1,5 \cdot Z_{12}] \cdot 0,364 = 1,5 \cdot 2,98 \cdot 0,727 = 3,251\Omega \quad (7.10)$$

R32 rölesi:

Koruma bölgesi empedans değeri; hat empedansı, ölçü transformatörleri çevirme oranları ve besleme akımı düzeltme katsayıları ile röle parametreleri Eşitlik (7.11), (7.12) ve (7.13)'teki gibi hesaplanır.

$$Z_1 = [0,85 \cdot Z_{23}] \cdot 0,364 = 0,85 \cdot 2,98 \cdot 0,364 = 0,921\Omega \quad (7.11)$$

$$Z_2 = [Z_{34} + 0,5 \cdot (1+K) \cdot Z_{23}] \cdot 0,364 \quad (7.12)$$

$$Z_2 = [2,98 + 0,5 \cdot (1+1,20) \cdot 2,98] \cdot 0,364 = 2,277\Omega$$

$$Z_3 = [Z_{34} + (1+K) \cdot Z_{23} + 0,25 \cdot (1+K) \cdot Z_{12}] \cdot 0,364 \quad (7.13)$$

$$Z_3 = [2,98 + (1+1,2) \cdot 2,98 + 0,25 \cdot (1+1,2) \cdot 2,98] \cdot 0,364 = 4,068\Omega$$

R43 rölesi:

Koruma bölgesi empedans değeri; hat empedansı, ölçü transformatörleri çevirme oranları ve besleme akımı düzeltme katsayıları ile röle parametreleri Eşitlik (7.14), (7.15) ve (7.16)'daki gibi hesaplanır.

$$Z_1 = [0,85 \cdot Z_{34}] \cdot 0,364 = 0,85 \cdot 2,98 \cdot 0,364 = 0,921\Omega \quad (7.14)$$

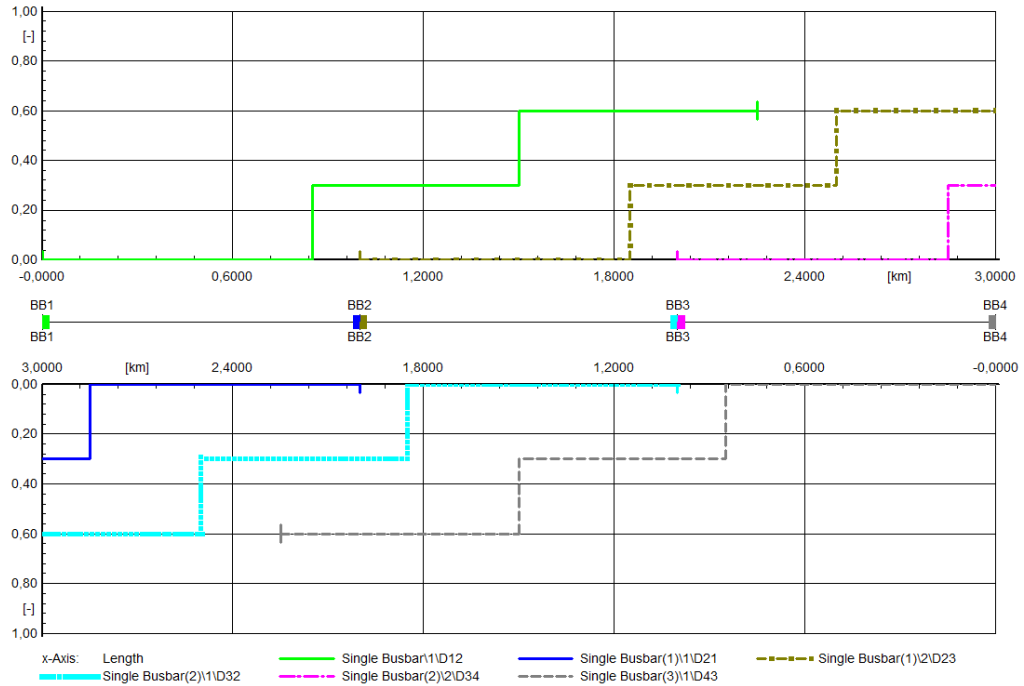
$$Z_2 = [Z_{34} + 0,5 \cdot (1+K) \cdot Z_{23}] \cdot 0,364 \quad (7.15)$$

$$Z_2 = [2,98 + 0,5 \cdot (1+1,2) \cdot 2,98] \cdot 0,364 = 2,277\Omega$$

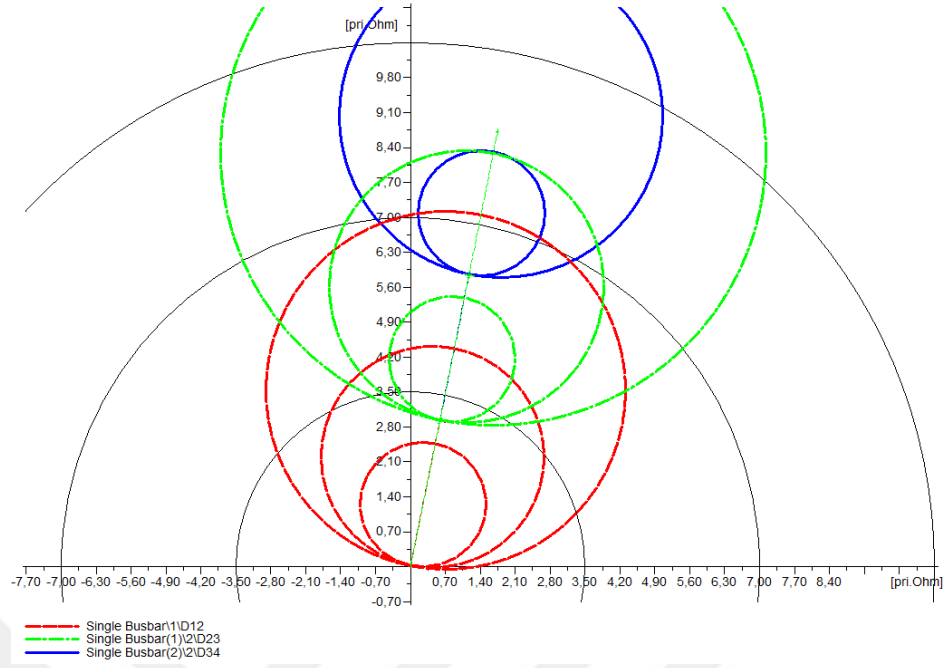
$$Z_3 = [Z_{34} + (1+K) \cdot Z_{23} + 0,25 \cdot (1+K) \cdot Z_{12}] \cdot 0,364 \quad (7.16)$$

$$Z_3 = [2,98 + 2,98 \cdot (1+1,2) + 0,25 \cdot (1+1,21) \cdot 2,98] \cdot 0,364 = 4,068\Omega$$

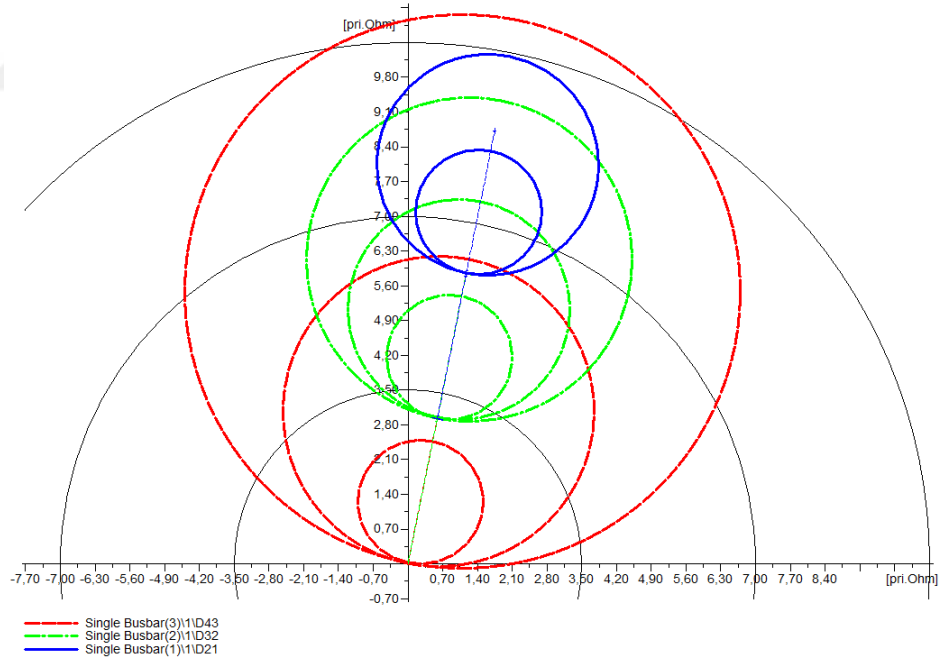
Hesaplanan veriler sonucu elde edilen zaman-mesafe diyagramı Şekil G.2'de verilmiştir. Aşağı ve yukarı yönlü mesafe koruma röleleri R-X diyagramları Şekil G.3 ve Şekil G.4'te verilmiştir.



Şekil G.2. Mesafe koruma röleleri zaman-mesafe diyagramı



Şekil G.3. Aşağı yönlü mesafe koruma röleleri R-X diyagramı



Şekil G.4. Yukarı yönlü mesafe koruma röleleri R-X diyagramı

Ek-H

Mesafe koruma rölesi kullanımı, röle parametreleri hesabı

Harici şebeke empedansı $Z_s = 3,946$ ohm
Sistemdeki trafo empedansları $Z_t = 4,347$ ohm
Hat empedansları $Z_{12} = Z_{23} = Z_{34} = 2,980$ ohm
D12r röle çevirme oranı = 0,727
D23r röle çevirme oranı = 0,545
D34r röle çevirme oranı = 0,364
D21r röle çevirme oranı = 0,727
D32r röle çevirme oranı = 0,545
D43r röle çevirme oranı = 0,364

Aşağı yönlü röle parametrelerinin belirlenmesi

D12 "Zone 1" $Z_1 = [0,85 * Z_{12}] * D_{12r} = 1,842$ ohm
D12 "Zone 2" de infeed akımı = 0,330 kA
D12 "Zone 2" K1 oranı L23 hattı yüzde 50 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.
D12 "Zone 2" $K_1 = 0,475$
D12 "Zone 2" $Z_2 = [Z_{12} + 0,5*(1+K_1)*Z_{23}] * D_{12r} = 3,766$ ohm
D12 "Zone 3" de K1 ve K2 oranları L34 hattı yüzde 20 sinde 3-faz arızası ile elde edildi.
D12 "Zone 3" $K_1 = 0,475$
D12 "Zone 3" $K_2 = 1,255$
D12 "Zone 3" de infeed akımları 0,238 kA ve 0,629 kA %
D12 "Zone 3" $Z_3 = [(Z_{12} + Z_{23}*(1+K_1)+0,25*Z_{34}*(1+K_2))] * D_{12r} = 6,586$ ohm

D23 "Zone 1" $Z_1 = [0,85 * Z_{12}] * D_{23r} = 1,381$ ohm
D23 "Zone 2" de infeed akımı = 0,337 kA
D23 "Zone 2" de K1 oranı L34 hattı yüzde 50 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.
D23 "Zone 2" $K_1 = 0,529$
D23 "Zone 2" $Z_2 = [Z_{23} + 0,5*(1+K_1)*Z_{34}] * D_{23r} = 2,867$ ohm
D23 "Zone 3" de K1 ve K2 oranları BB4 barasında 3-faz arızası ile elde edildi.
 $K_1 = 0,529$
 $K_2 = 1,373$
D23 "Zone 3" de infeed akımları 0,274 kA ve 0,713 kA %
D23 "Zone 3" $Z_3 = [(Z_{23} + Z_{34}*(1+K_1)+0,25*Z_t*(1+K_2))] * D_{23r} = 5,516$ ohm

D34 "Zone 1" $Z_1 = [0,85 * Z_{34}] * D_{34r} = 0,921$ ohm
D34 "Zone 2" de infeed akımı 0,438 kA
D34 "Zone 2" de K1 oranı BB4 barası üç faz arızası oluşturularak elde edildi.
D34 "Zone 2" $K_1 = 0,552$
D34 "Zone 2" $Z_2 = [Z_{34} + 0,5*(1+K_1)*Z_t] * D_{34r} = 2,311$ ohm
D34 "Zone 3" Aşağı yönde şebeke hattı yoktur!

Yukarı yönlü röle parametrelerinin belirlenmesi

D21 "Zone 1" $Z_1 = [0,85 * Z_{12}] * D_{21r} = 1,842$ ohm
D21 "Zone 2" $Z_2 = [1,5 * Z_{12}] * D_{21r} = 3,251$ ohm
D21 "Zone 3" Z12 hattı devamında şebeke yönünde hat yoktur

D32 "Zone 1" $Z_1 = [0,85 * Z_{23}] * D_{32r} = 1,381$ ohm
D32 "Zone 2" de infeed akımı 0,354 kA

D32 "Zone 2" K1 oranı L12 hattı yüzde 50 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.

$K1 = 0,751$

$D32 \text{ "Zone 2" } Z2 = Z23 + 0,5(1+K1)Z12 = 3,048473$

D32 "Zone 3" K1 oranı BB1 barası 3-faz arızası oluşturularak elde edildi

D32 "Zone 3" K1 = 0,751

D32 "Zone 3" de infeed akımı 0,296 kA

$D32 \text{ "Zone 3" } Z3 = [Z23 + (1+K1)Z34 + 0,25*(1+K1)*Zs] * D32r = 5,414 \text{ ohm}$

D43 "Zone 1" $Z1 = [0,85 * Z43] * D43r = 0,921 \text{ ohm}$

D43 "Zone 2" de infeed akımı 0,369 kA

D43 "Zone 2" K1 oranı L23 hattı yüzde 50 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.

D43 "Zone 2" K1 = 1,205

$D43 \text{ "Zone 2" } Z2 = [Z34 + 0,5*(1+K1)*Z34] * D43r = 2,278 \text{ ohm}$

D43 "Zone 3" K1 ve K2 oranları L12 hattı yüzde 80 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.

D43 "Zone 3" K1 = 1,205

D43 "Zone 3" K2 = 2,861

D43 "Zone 3" de infeed akımları 0,291 kA ve 0,691 kA %

$D43 \text{ "Zone 3" } Z3 = [(Z34 + Z23*(1+K1)+0,25*Z12*(1+K2)] * D43r = 4,518 \text{ ohm}$

Ek-I

Mesafe koruma ve yönlü aşırı akım röle kullanımı, röle parametreleri hesabı

Aşağı yönlü röle parametrelerinin belirlenmesi

D12 röle parametreleri

D12 "Zone 1" $Z1 = [0,85 * Z12] * D12r = 1,842$ ohm
D12 "Zone 1" $t = 0,000$ s
D12 "Zone 2" de infeed akımı = 0,330 kA
D12 "Zone 2" K1 oranı L23 hattı yüzde 50 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.
D12 "Zone 2" $K1 = 0,475$
D12 "Zone 2" $Z2 = [Z12 + 0,5*(1+K1)*Z23] * D12r = 3,766$ ohm
D12 "Zone 2" $t = 0,300$ s
D12 "Zone 3" de K1 ve K2 oranları L34 hattı yüzde 20 sinde 3-faz arızası ile elde edildi.
D12 "Zone 3" $K1 = 0,475$
D12 "Zone 3" $K2 = 1,255$
D12 "Zone 3" de infeed akımları 0,238 kA ve 0,629 kA %
D12 "Zone 3" $Z3 = [(Z12 + Z23*(1+K1)+0,25*Z34*(1+K2)] * D12r = 6,586$ ohm
D12 "Zone 3" $t = 0,600$ s

R23 röle parametre ayarları

Ifmax (BB3 3-faz arızası) = 0,826 (kA)
Ifmin (BB3 2-faz arızası) = 0,716 (kA)
R23 ün R34 ü yedeklerken ölçtüğü minimum akım deperi(BB4 2-faz arızası) = 0,449 (kA)
BB4 3-faz arızası için R23 ün okuduğu değer = 0,519 (kA)
Imax = 0,166 (kA)
Ip_alt = 1,250 * Imax = 207,963 (A) %
Ip_ust = 0,449 (kA) * (2/3) = 299,621 (A) %
Ip_primer = 230,878 (A) Ip_sekonder = 3,848 (A) %
TMS = 0,049
R23 BB3 3-faz arızası açma süresi t(s) = 0,267 (s)

R34 röle parametre ayarları

Ifmax (BB4 3-faz arızası) = 0,793 (kA)
Ifmin (BB4 2-faz arızası) = 0,687 (kA)
Imax = 0,084 (kA)
Ip_alt = 1,250 * Imax = 104,523 (A) %
Ip_ust = Ifmin * (2/3) = 457,984 (A)
Ip_primer = 192,888 (A) Ip_sekonder = 4,822 (A) %
TMS = 0,025
R34 3phseBB1 açma süresi t(s) = 0,122 (s)

Yukarı yönlü röle parametrelerinin belirlenmesi

R21 röle parametre ayarları

Ifmax (BB1 3-faz arızası) = 0,691 (kA)
Ifmin (BB1 2-faz arızası) = 0,598 (kA)
Imax = 0,248 (kA)
Ip_alt = 1,250 * Imax = 309,556 (A) %
Ip_ust = Ifmin * (2/3) = 398,857 (A)
Ip_primer = 331,882 (A) Ip_sekonder = 4,149 (A) %
TMS = 0,015

R21 BB1 3-faz arızası açma süresi $t(s) = 0,142$ (s)

R32 röle parametre ayarları

Ifmax (BB2 3-faz arızası) = 0,583 (kA)

Ifmin (BB2 2-faz arızası) = 0,505 (kA)

R32 nin R21 i yedeklerken ölçtüğü minimum akım deperi(BB1 2-faz arızası) = 0,342 (kA)

BB1 3-faz arızası için R32 nin okuduğu değer = 0,394 (kA)

Imax = 0,167 (kA)

Ip_alt = 1,250 * Imax = 208,132 (A) %

Ip_ust = 0,342 (kA) * (2/3) = 227,748 (A) %

Ip_primer = 281,169 (A) Ip_sekonder = 4,686 (A) %

TMS = 0,021

R32 BB2 3-faz arızası için açma süresi $t(s) = 0,204$

D43 röle parametreleri

D43 "Zone 1" $Z1 = [0,85 * Z43] * D43r = 0,921$ ohm

D43 "Zone 1" $t = 0,000$ s

D43 "Zone 2" de infeed akımı 0,369 kA

D43 "Zone 2" K1 oranı L23 hattı yüzde50 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.

D43 "Zone 2" $K1 = 1,205$

D43 "Zone 2" $Z2 = [Z34 + 0,5*(1+K1)*Z34] * D43r = 2,278$ ohm

D43 "Zone 2" $t = 0,300$ s

D43 "Zone 3" K1 ve K2 oranları L12 hattı yüzde 80 sinde 3-faz arıza oluşturularak elde edildi.

D43 "Zone 3" $K1 = 1,205$

D43 "Zone 3" $K2 = 2,861$

D43 "Zone 3" de infeed akımları 0,291 kA ve 0,691 kA %

D43 "Zone 3" $Z3 = [(Z34 + Z23*(1+K1)+0,25*Z12*(1+K2)] * D43r = 4,518$ ohm

D43 "Zone 3" $t = 0,600$ s

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

- [1] **İlik S. C.**, Basa Arsoy A., Effects of Distributed Generation on Overcurrent Relay Coordination and an Adaptive Protection Scheme, *IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science*, 2017, **73**(12026), 1-10.



ÖZGEÇMİŞ

1989 yılında Kayseri’de doğdu. İlk ve ortaöğrenimini TED Kayseri Koleji’nde, lise öğrenimini Nuh Mehmet Küçükçalık Anadolu Lisesi’nde tamamladı. 2008 yılında girdiği Kocaeli Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü’nden 2012 yılında mezun oldu. 2013 yılında Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Yüksek Lisans Programına başladı.

