

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

SAKARYA BÖLGESİNDE RÖLE AÇMA AKIM BİLGİLERİNİN VE KOORDİNASYONUNUN TESPİTİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Volkan ULUTAŞ

Enstitü Anabilim Dalı	:	ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
Enstitü Bilim Dalı	:	ELEKTRİK
Tez Danışmanı	:	Prof. Dr. Uğur ARİFOĞLU

Haziran 2021

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

**SAKARYA BÖLGESİNDE RÖLE AÇMA AKIM
BİLGİLERİNİN VE KOORDİNASYONUNUN TESPİTİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Volkan ULUTAŞ

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

Bu tez 02.06.2021 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği / oyçokluğu ile kabul edilmiştir.

BEYAN

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

Volkan ULUTAŞ

03.04.2021

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans eğitimim boyunca değerli bilgi ve deneyimlerinden yararlandığım, her konuda bilgi ve desteğini almaktan çekinmediğim, araştırmanın planlanmasından yazılmasına kadar tüm aşamalarında yardımlarını esirgemeyen, teşvik eden, aynı titizlikte beni yönlendiren değerli danışman hocam Prof. Dr. Uğur ARİFOĞLU'na ve her zaman her anlamda desteğini esirgemeyen Arş.Gör. Halime HIZARCI'ya teşekkürlerimi sunarım.

Eğitim hayatım boyunca maddi manevi desteklerini esirgemeyen, değerli bilgi ve tecrübeleriyle yön gösteren aileme de teşekkürü borç bilirim.

Bu tez çalışması için veri paylaşımında bulunan Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş. (SEDAŞ)'ye ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)'ye teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR	i
İÇİNDEKİLER	ii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	v
ŞEKİLLER LİSTESİ	vii
TABLOLAR LİSTESİ	ix
ÖZET	x
SUMMARY	xi
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ	1
BÖLÜM 2.	
ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM, İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİ	3
2.1. Elektrik Üretim Sistemi.....	3
2.2. Elektrik İletim Sistemi.....	4
2.3. Elektrik Dağıtım Sistemi.....	4
BÖLÜM 3.	
KISA DEVRE ANALİZİ.....	6
3.1. Simetrik Kısa Devreler	7
3.1.1. Üç fazlı kısa devre	7
3.2. Simetrik Olmayan Kısa Devreler	9
3.2.1. Faz-toprak kısa devresi	9
3.2.2. Faz-faz kısa devresi	11
3.2.3. İki faz-toprak kısa devresi.....	13

BÖLÜM 4.

KORUMA RÖLELERİ	17
4.1. Röleler İle İlgili Genel Tanım ve Kavramlar	20
4.2. Aşırı Akım Röleleri	21
4.2.1. Aşırı akım röle tipleri	21
4.2.1.1. Ani aşırı akım röleleri	21
4.2.1.2. Zamana bağlı aşırı akım röleleri	22
4.2.1.2.1. Bağımsız (sabit zamanlı) karakteristik	22
4.2.1.2.2. Bağımlı (ters zamanlı) karakteristik	23
4.2.2. Röle koordinasyonu	28

BÖLÜM 5.

DAĞITIM SİSTEMİNİN MODELLENMESİ	29
5.1. AA Gerilim Kaynakları	34
5.2. Hatlar	35
5.2.1. Direnç	35
5.2.2. Endüktans	36
5.2.3. Kapasitans	37
5.3. Trafolar	40
5.3.1. Y-Y bağlı trafolar	41
5.3.2. Y-Δ bağlı trafolar	43
5.3.3. Δ-Y bağlı trafolar	44
5.4. Kesiciler	46
5.5. Yükler.....	50
5.6. Ölçüm Blokları	52
5.7. Hata Bloğu	54

BÖLÜM 6.

DAĞITIM SİSTEMİN ANALİZİ VE RÖLE KOORDİNASYONU	56
6.1. Güç Akışı Analizi	56
6.2. Kısa Devre Analizi	60

6.3. Röle Koordinasyonu	61
BÖLÜM 7.	
SONUÇ	69
EKLER	71
KAYNAKLAR	82
�ZGE�M��	85



SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

A	: Amper
AA	: Alternatif akım
AG	: Alçak gerilim
ATO	: Akım trafo oranı
b	: Fazlar arası mesafe
C	: Kapasitans
DA	: Doğru akım
DM	: Dağıtım merkezi
E	: Gerilim kaynağı etkin değeri
F	: Farad
GMD	: Faz iletkenleri arasındaki geometrik uzaklık
H	: Henry
KD	: Kısa devre
L	: Endüktans
l	: Hat uzunluğu
ms	: Milisaniye
I	: Akım
m	: Sıcaklık
IEC	: International Electrotechnical Commission
I_k	: Kısa devre akımı
I_{R0}	: R fazı sıfır bileşen fazörü
I_{R1}	: R fazı doğru bileşen fazörü
I_{R2}	: R fazı ters bileşen fazörü
I_s	: Başlatma akımı
$I>$	: Rölelerin birinci eşik ayarı
$I>>$	: Rölelerin ikinci eşik ayarı

$I_{>>>}$	: Rölelerin ���nc� e�ik ayar�
$I_{0>}$	: Rölelerin toprak ayar�
NIA	: Normal işletmede açık
r	: Yarıçap
R	: Direnç
R_{20}	: 20 derece sıcaklıktaki direnç değeri
r_l	: İç iletken çapı
s	: Saniye
t	: Zaman
T	: Sıcaklık
TM	: Trafo merkezi
TMS	: Zaman ayar� �arpan�
V	: Volt
VA	: Volt amper
VAR	: Volt amper reaktif
Y	: Yıldız bağlantı
Z	: Empedans
Z_0	: Sıfır bileşen empedansı
Z_1	: Doğru bileşen empedansı
Z_2	: Ters bileşen empedansı
X_L	: Endüktif reaktans
X_C	: Kapasitif reaktans
W	: Watt
ω	: Açısal frekans
Δ	: Üçgen bağlantı
ρ	: İletkenin �zdirenci
Ω	: Ohm
δ	: İletkenin sıcaklık değişim katsayısı

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Örnek bir koruma sistemi tek hat şeması.....	2
Şekil 2.1. 34,5 kV gerilim seviyesinde örnek bir elektrik dağıtım şebekesinin tek hat şeması.....	5
Şekil 3.1. Üç fazlı kısa devre arızası gösterimi.....	7
Şekil 3.2. (a) Doğru bileşen devre, (b) ters bileşen devre, (c) sıfır bileşen devre.....	8
Şekil 3.3. Faz-toprak kısa devre arızası gösterimi.....	10
Şekil 3.4. Faz-toprak kısa devresi simetrlili bileşen devresi.....	10
Şekil 3.5. Faz-faz kısa devre arızası gösterimi.....	11
Şekil 3.6. Faz-faz kısa devresinin simetrlili bileşen devresi.....	12
Şekil 3.7. İki faz-toprak kısa devresi arızası gösterimi.....	14
Şekil 3.8. İki faz-toprak kısa devresinin simetrlili bileşen devresi.....	14
Şekil 4.1. Yeni bir kablo ile termal hasarlı bir kablonun karşılaştırma eğrisi.....	18
Şekil 4.2. Genel güç dağıtım sistemi.....	19
Şekil 4.3. Ani aşırı akım rölesi grafiği.....	22
Şekil 4.4. Sabit zamanlı aşırı akım rölesi grafiği.....	23
Şekil 4.5. Ters zamanlı aşırı akım rölesi grafiği.....	24
Şekil 4.6. TMS=1 iken IEC ters zamanlı koruma eğrileri.....	25
Şekil 4.7. Çeşitli zaman ve akım değerlerinde sabit zaman grafikleri.....	27
Şekil 5.1. Modellenen şebekenin tek hat şeması.....	30
Şekil 5.2. Şebekenin MATLAB/Simulink modeli.....	32
Şekil 5.3. DM1TR1 kabininin alt sistem modellemesi.....	33
Şekil 5.4. DM1TR1 kabininin alt sistem modelinin iç şeması.....	33
Şekil 5.5. MATLAB/Simulink AA gerilim kaynağı modeli.....	34
Şekil 5.6. Gerilim kaynağının bir fazına ait parametre değerleri.....	34
Şekil 5.7. İletken direncinin sıcaklığa göre değişimi.....	36
Şekil 5.8. Eşit aralıklı üçgen tertip iletken demeti.....	36

Şekil 5.9. Düz tertip iletken dizilimi.....	37
Şekil 5.10. Hat modeli.....	39
Şekil 5.11. Hat blok parametreleri araç kutusu.....	39
Şekil 5.12. 3 fazlı trafoların Y-Y bağlantı şeması.....	41
Şekil 5.13. Sakarya TM alt sistem modeli.....	42
Şekil 5.14. Sakarya TM B trafosu blok parametreleri araç kutusu.....	42
Şekil 5.15. 3 fazlı trafoların Y- Δ bağlantı şeması.....	43
Şekil 5.16. Adapazarı TM alt sistem modeli.....	43
Şekil 5.17. Adapazarı TM C trafosu blok parametreleri araç kutusu.....	44
Şekil 5.18. 3 fazlı trafoların Δ -Y bağlantı şeması.....	45
Şekil 5.19. DM1TR1 trafosu blok parametreleri araç kutusu.....	45
Şekil 5.20. (a) Kontakları açık kesici modeli, (b) kontakları kapalı kesici modeli...	47
Şekil 5.21. Kesici blok parametreleri araç kutusu.....	47
Şekil 5.22. Üç fazlı paralel RLC yük sembolü.....	50
Şekil 5.23. Yük blok parametre araç kutusu.....	50
Şekil 5.24. Trafo merkezi ana çıkış ölçüm bloğu alt sistem modeli.....	53
Şekil 5.25. Kabin içi radyal çıkışlar için ölçüm bloğu.....	53
Şekil 5.26. Kabin içi radyal çıkışlar için ölçüm bloğu alt sistem modeli.....	54
Şekil 5.27. Hata blok diyagramı.....	54
Şekil 5.28. Hata bloğu parametre diyagramı.....	55
Şekil 6.1. Sakarya TM B trafosu çıkışı ölçümleri.....	57
Şekil 6.2. DM1TR1 kabin ölçümleri.....	58
Şekil 6.3. Kısa devre analizi tek hat şeması.....	60
Şekil 6.4 TM çıkış rölesi ve ana dağıtım merkezi (DM1TR1) için ters zaman ($I>$) eğrisi.....	63
Şekil 6.5. Diğer kabinler için ters zaman ($I>$) eğrisi.....	63
Şekil 6.6. Toprak hatası için koordinasyon grafiği.....	68

TABLÖLAR LİSTESİ

Tablo 4.1. Bağımlı (ters zamanlı) karakteristik IEC standardı parametre değeri.....	26
Tablo 5.1. Modellenen şebeke hat ve akım trafosu bilgileri.....	31
Tablo 5.2. 20,8/36 Kv XLPE izoleli, tek damarlı, alüminyum iletkenlere ait katalog değerleri.....	38
Tablo 5.3. Modellenen şebekenin hat blok parametre değerleri.....	40
Tablo 5.4. Modellenen şebekenin trafo blok parametre değerleri.....	46
Tablo 5.5. Modellenen şebeke kesici blok parametre verileri.....	48
Tablo 5.6. Modellenen şebeke yük blok parametre verileri.....	51
Tablo 6.1. Modellenen şebeke akım analiz sonuçları.....	58
Tablo 6.2. Modellenen şebeke kısa devre analizi sonuçları.....	61
Tablo 6.3. Rölelerin birinci eşik ayarları.....	62
Tablo 6.4. Rölelerin ikinci eşik ayarları.....	65
Tablo 6.5. Rölelerin toprak ayarları.....	67

ÖZET

Anahtar kelimeler: Aşırı akım, koruma röleleri, devre modelleme, röle koordinasyonu, dağıtım şebekesi, güç akışı, kısa devre analizi

Gelişen sanayi ve teknolojiye paralel olarak elektrik enerjisine olan bağımlılık da her geçen gün artmaktadır. Elektrik enerjisinin kaliteli, sürekli, güvenli, ekonomik ve minimum kayıpla kullanıcılara ulaşması hedeflenmektedir. Şebekede meydana gelen bir hata durumunda, arızalı olan kısım şebekeden hızlı bir şekilde ayrılmazsa, ortaya çıkan aşırı akım can ve mal kayıplarına neden olabilmektedir. Bu gibi olumsuzluklar, ortaya çıkan bir arızayı efektif ve güvenilir bir biçimde bertaraf edebilecek koruma sistemi tasarımı ve koordinasyonu ile önlenebilmektedir. Bir koruma sisteminin tasarlanarak optimum koruma yapılabilmesi için ileri seviye otomasyon yazılımları ile sistemin analizlerinin yapılması gerekmektedir.

Bu çalışmada Sakarya İli, Serdivan İlçesi, Yazlık Bölgesi'nde bulunan elektrik dağıtım şebekesinin tüm parametreleri MATLAB/Simulink programına tanımlanarak güç akış analizi ve kısa devre hesaplamaları gerçekleştirilmiştir. Hesaplanan bu parametrelere istinaden röle koordinasyon ayarları yapılarak etkin bir koruma düzeni oluşturulmuştur.

DETERMINATION OF RELAY OPENING CURRENT INFORMATION AND COORDINATION IN SAKARYA REGION

SUMMARY

Keywords: Overcurrent, protection relays, circuit modelling, relay coordination, distribution network, power flow, short circuit analysis

Dependence of electrical energy is increasing each day with the developing industry and technology. It is aimed to reach the users of electrical energy with high quality, continuous, safe, economical and minimum loss. In case of a fault in the network, if the defective part is not separated from the network quickly, the resulting excessive current may cause loss of life and property. Such negativities can be prevented by the design and coordination of the protection system that can effectively and reliably eliminate a failure that occurs. It is necessary to analyze the system with advanced automation software in order to design a protection system and make optimum protection.

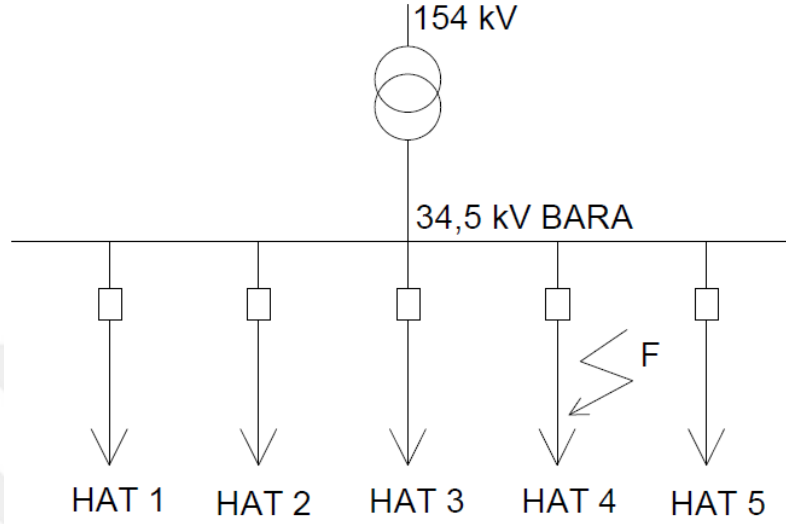
In this study, all parameters of the electricity distribution network in Sakarya Province, Serdivan District, Yazlık Region were defined to MATLAB / Simulink program and power flow analysis and short circuit calculations were performed. With these calculated parameters, an effective protection order was created by making relay coordination settings.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Ülkemizde, santrallerde üretilen elektrik enerjisinin iletimi havai hatlar aracılığıyla trafo merkezlerine 154 kV ile 380 kV gerilim seviyesinde gerçekleştirilmektedir. Elektrik enerjisinin dağıtımı genellikle 30-36 kV gerilim seviyesinde gerçekleştirilmekte olup konutlara 380~400 V gerilim seviyesinde ulaşması beklenmektedir. Şebeke gerilimi ve akımı güç transformatörleri vasıtasıyla farklı seviyelere dönüştürülmektedir. Elektrik enerjisinin üretim, iletim ve dağıtım safhalarından son kullanıcılara kadar temiz, güvenli ve güvenilir bir şekilde sağlanmasının yanı sıra sürekliliği de büyük önem arz etmektedir [1].

Elektrik şebekesine yapılan yeni yatırımlar, mevcut şebekenin bakımlı olması gibi hususlar arızanın ortaya çıkma ihtimalini azaltsa da tamamen ortadan kaldırmaz. Kesiciler yük altında ve özellikle de kısa devre esnasında açma/kapama yapabilecek şekilde tasarlanırlar. Fakat bir sistem hatası durumunda tek başlarına açma/kapama yapamazlar. Bunun için şebekeyi sürekli izleyecek ve arıza meydana geldiğinde kesme işareti üretecek uygun röle donanımları ile desteklenmelidirler. Arıza nedeni ile can kayıpları ve/veya yaralanmaların olmaması, güç sistemi ekipmanlarının kullanılamaz hale gelmemesi ve bunların kullanım ömrünün kısalması için arızanın olabildiğince hızlı giderilmesi ve kesintiden en az sayıda abonenin etkilenmesini sağlamak için seçicilik prensibi gözetilerek röle koordinasyonunun çok iyi bir şekilde yapılması gerekir [2]. Güç sisteminin bir noktasında meydana gelen kısa devre noktasından, bu kısa devreyi besleyen kaynağa doğru gidildikçe konumlandırılan rölelerin açma sürelerinin geciktirilmesi işlemine röle koordinasyonu adı verilir [3]. Şebekenin herhangi bir noktasında meydana gelen arızadan hiçbir şebeke ekipmanının zarar görmeden arızanın güvenilir şekilde temizlenmesi ve şebekenin diğer yerlerinin de bu arızadan etkilenmemesi ancak etkili bir röle koordinasyonu ile sağlanabilmektedir. Konuyla ilgili olarak Şekil

1.1.'de verilen tek hat şemasında F arıza noktasındaki bir hatadan kaynaklı yalnızca HAT 4 devre dışı kalarak diğer hatlar normal işletme koşullarında çalışmalarına devam etmelidirler.



Şekil 1.1. Örnek bir koruma sistemi tek hat şeması

Bu çalışmada öncelikle güç sistemlerinin korunmasında büyük öneme sahip olan aşırı akım rölelerinin çalışma prensipleri ve bunların koordinasyonlarının nasıl yapıldığı üzerinde durulmuş, ardından 34,5 kV gerilim seviyesinde olan örnek bir elektrik dağıtım şebekesinin röle koordinasyonu yapılmıştır. Söz konusu dağıtım şebekesi önce MATLAB/Simulink ortamında modellenmiş [4], ardından modellenen sistemin güç akış ve kısa devre analizleri yapılmış [5], yapılan bu analizlerden elde edilen sonuçlara göre röle koordinasyonuna ilişkin değerler hesaplanmıştır. Sonuç olarak bu çalışmanın çıktıları ile incelenen bölgede herhangi bir risk oluşmasına fırsat vermeden şebekenin en güvenli şekilde çalışmasını temin edecek röle koordinasyonu gerçekleştirilmiştir.

BÖLÜM 2. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM, İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİ

Geçmiş yıllarda, üretim santralleri yerel olarak faaliyet göstermekte ve küçük bölgeler halinde alıcılara enerji sağlamaktaydı. Ağır sanayinin artışı ve teknolojik gelişmelerle birlikte güç ihtiyacı artış göstermekte, yerel olarak küçük güçlü alternatörlerle üretilen gerilim seviyesi yetersiz kalmaktaydı. Bu gibi olumsuzlukları bertaraf etmek ve farklı gerilim seviyeleri ile her türlü alıcıya enerji sağlanabilmesi için üretim, iletim ve dağıtım sistemleri geliştirilmiştir [6].

Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği'ne göre etkin değeri fazlar arası 1000 Volt yada 1000 Volt'un altı alçak gerilim, etkin değeri fazlar arası 1000 Volt'un üzeri yüksek gerilim olarak tanımlanmaktadır.

2.1. Elektrik Üretim Sistemi

Elektrik enerjisi başlıca termik, hidro, nükleer ve yenilenebilir kaynaklardan üretilmektedir. Üretim aşamasından sonra 34,5 kV gerilim seviyesi ile dağıtım şebekesine, genellikle de 154/380 kV gerilim seviyesindeki iletim sistemi vasıtasıyla enterkonnekte şebekeye bağlanmaktadır. Üretim santrallerinde alternatörlerden alınan gerilimler genellikle 6,3, 6,9, 10,5, 10,8, 13,8 ve 14,4 kV şeklindedir. Bu gerilimler transformatörler aracılığı ile uygun gerilim seviyesine çıkarılarak ulusal elektrik şebekesine bağlanırlar.

Elektrik enerjisinin üretimi genellikle hammaddeye yakınlık, arazi uygunluğu ve çevre kirliliğinden dolayı şehir merkezinden uzak noktalarda gerçekleştirilmektedir.

Bu noktalarda üretilen elektrik enerjisi, uygun gerilim seviyesinde başka bir noktaya iletim sistemi ile taşınmaktadır [1].

2.2. Elektrik İletim Sistemi

Bir yerde üretilen elektrik enerjisinin başka bir yere ulaştırılması iletim sistemi ile gerçekleşmektedir. Uzaklıktan kaynaklı enerji kayıplarının minimum olması, akım seviyesinin düşük tutularak gerilim seviyesinin artırılması ile sağlanmaktadır. 34,5 kV veya alçak gerilim seviyesinden abonelerin enerjisinin sağlanması için belli noktalarda indirici trafo merkezleri tesis edilmektedir. Ülkemizde iletim şebekesinin tesisi ve işletilmesi Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) sorumluluğundadır.

2.3. Elektrik Dağıtım Sistemi

Elektrik enerjisini kullanan bütün alıcılar için uygun gerilim seviyesine dönüştürme işlemi güç transformatörleri ile gerçekleştirilmektedir. Çeşitli bağlantı gruplarına ait transformatörler (Δ -Y, Y- Δ , Y-Y, Zigzag vb.) ile dağıtım sistemi şekillenmektedir. Türkiye’de elektrik dağıtım sektörünün yatırım ve işletmelerini 21 Elektrik Dağıtım Şirketi ve dağıtım lisansına sahip organize sanayi bölgeleri yürütmektedir.

Elektrik dağıtım süreçleri 34,5, 15, 8,7 kV gibi yüksek gerilim seviyeleri (yaygın olarak 34,5 kV) ve 400 V alçak gerilim seviyesinde sağlanmaktadır. Örnek bir 34,5 kV gerilim seviyesindeki elektrik dağıtım şebekesi tek hat şeması Şekil 2.1.’de verilmiştir.

BÖLÜM 3. KISA DEVRE ANALİZİ

Kısa devreler, fazlar arasında veya yıldız noktası topraklanmış şebekelerde faz-toprak arasında herhangi bir nedenle oluşan izolasyon hatası (eskiyen veya hasarlı olan kablolar, izolatörler vb.), çevresel faktörler (buz yükü, kuş çarpılması, ağaç teması, toprak kayması vb.) veya yanlış manevralar sonucu meydana gelebilmektedir. Kısa devre noktasına kadar olan bütün şebeke ekipmanları aşırı akıma maruz kalacağı için optimum zaman içerisinde koruma ekipmanları tarafından kesme işleminin gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Bu bağlamda, kullanılan şebeke ekipmanlarının kısa devre akımına dayanabilecek kapasitede olması gerekmektedir. Aksi taktirde ısı ve mekanik zorlanmalar neticesinde şebeke ekipmanlarının tahribatına ve çevresel zararlara sebep olabilirler. Bu yüzden kısa devre analiz sonuçları, şebekenin tesis edilmesi ve işletilmesi gibi birçok aşamada oldukça önemlidir. Elektrik dağıtım şebekelerinde meydana gelen kısa devrelerin genellikle %5'i üç faz, %70'i faz-toprak, %15'i faz-faz, %10'u ise iki faz-toprak kısa devresidir [7].

Kısa devre analizlerinin, enerji üretiminden tüketimine kadar birçok aşamada göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Özellikle yüksek gerilim ve büyük akıma sahip şebekelerde kesme esnasında oluşan arkları söndürebilme kapasitesine sahip kesicilerin seçimi için kısa devre analizleri olmazsa olmazlardandır. Kesiciler genellikle sabit ve hareketli kontaklar, ark söndürme hücresi ve kumanda mekanizmasından oluşmaktadır. Bir arıza esnasında kesiciler tek başlarına koruma sağlayamazlar. Rölelerden gelecek komutlara göre devreyi açmaktadırlar.

Kısa devre akımı, kısa devre noktasından kaynağa doğru oluşturulan Thevenin eşdeğer devresi ile hesaplanır. Kısa devreler simetrik ve asimetrik kısa devre olarak

ikiye ayrılırlar. Üç fazlı kısa devre haricinde meydana gelen kısa devreler asimetrik kısa devre olarak adlandırılır [6].

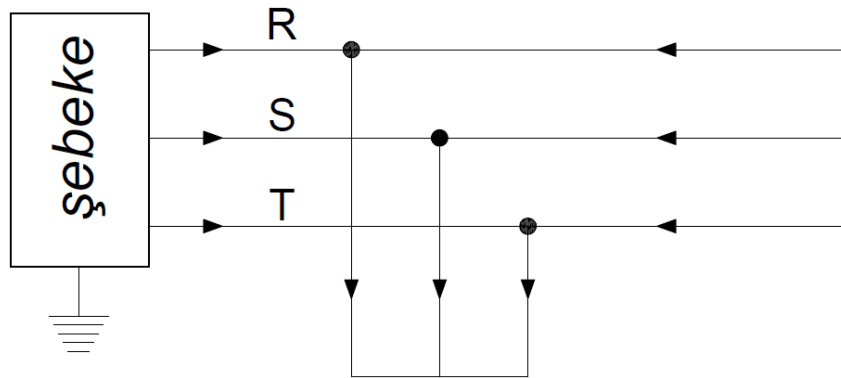
Kısa devre hesapları yapılırken büyük hatalara neden olmamaları ve işlem karmaşıklığını azaltmaları nedeniyle bazı kolaylaştırıcı kabuller yapılır. Bunlar;

- Kısa devre süresince aynı tip arızanın olduğu,
- Trafoların ana kademedeki kurulu olduğu,
- Ölçülmesi zor büyüklüklerin ihmal edildiği (kısa devre noktasının direnci vb.),
- Şebeke ekipmanlarının doğru, ters ve sıfır bileşen empedanslarının belirlenebildiği,
- 50 HP gücüne kadar olan asenkron motorların ihmal edildiğidir [7].

3.1. Simetrik Kısa Devreler

3.1.1. Üç fazlı kısa devre

Üç fazlı kısa devre genellikle termik ve dinamik zorlamaların incelenmesi ve şebeke ekipmanlarının açma kapasitelerinin belirlenmesi açısından önem arz etmektedir. Şebekenin herhangi bir yerinde meydana gelen üç faz kısa devre arızası Şekil 3.1.'de gösterilmiştir.

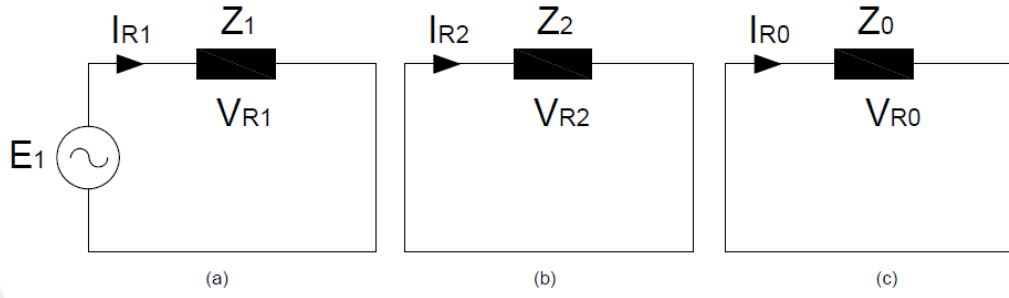


Şekil 3.1. Üç fazlı kısa devre arızası gösterimi

Böyle bir arıza durumunda;

$$V_R = V_S = V_T = 0 \quad (3.1)$$

olmaktadır. Arıza durumunun simetrlili bileşen eşdeğer devreleri Şekil 3.2.'de verilmiştir.



Şekil 3.2. (a) doğru bileşen devre, (b) ters bileşen devre, (c) sıfır bileşen devre

Eşdeğer devrelere istinaden aşağıdaki denklemler yazılabilir:

$$I_{R1} = \frac{E_1 \angle 0}{Z_1} \quad (3.2)$$

$$I_{R0} = I_{R2} = 0 \quad (3.3)$$

$$V_{R0} = 0 \quad (3.4)$$

$$V_{R1} = E_1 - I_{R1} \cdot Z_1 = 0 \quad (3.5)$$

$$V_{R2} = 0 \quad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} I_{k3(R)} \\ I_{k3(S)} \\ I_{k3(T)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{R0} \\ I_{R1} \\ I_{R2} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Eşdeğer devreden elde edilen Denlem (3.2) ve Denlem (3.3), Denlem (3.7)'de yerine konulursa:

$$I_{k3(R)} = \frac{E_1 \angle 0}{Z_1} \quad (3.8)$$

$$I_{k3(S)} = \frac{E_1 \angle 240}{Z_1} \quad (3.9)$$

$$I_{k3(T)} = \frac{E_1 \angle 120}{Z_1} \quad (3.10)$$

elde edilmektedir. (3.8), (3.9), (3.10) denklemlerinde de görüldüğü gibi simetrik üç fazlı kısa devre halinde üç fazdan akan akımlar mutlak değer olarak birbirine eşittir. Bu durumda denklem genel olarak (3.11)'deki gibi ifade edilebilir [7].

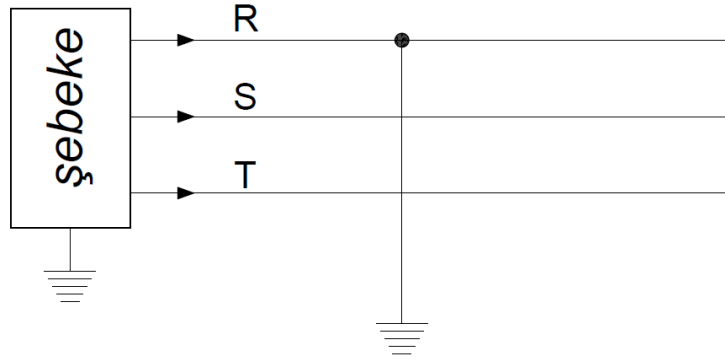
$$I_{k3} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_1} \quad (3.11)$$

Denklem (3.11)'deki c katsayısı IEC standartlarında belirtilen gerilim katsayısıdır [8].

3.2. Simetrik Olmayan Kısa Devreler

3.2.1. Faz-toprak kısa devresi

Faz-toprak kısa devresi en fazla rastlanan arıza türüdür. Havai enerji nakil hattına ağaç veya iletken cisim teması, izolasyon hatası, kazı esnasında hatalı hamleler gibi durumlar neticesinde faz-toprak arızaları meydana gelmektedir. Faz-toprak kısa devresi, simetrik bileşenler ile hesaplanmaktadır. Şekil 3.3.'te faz-toprak kısa devresi gösterilmiştir.



Şekil 3.3. Faz-toprak kısa devre arızası gösterimi

Şekil 3.3.’teki şematik gösterimden hareketle arıza noktasındaki fazların gerilim ve akım değerleri Denklem (3.12)’deki gibi yazılabilir.

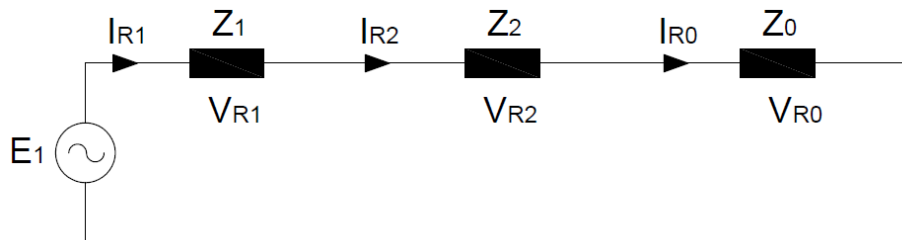
$$U_R = I_S = I_T = 0 \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Denklem (3.13)’de Denklem (3.12)’deki bilgiler kullanılırsa:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{I_R}{3} \quad (3.14)$$

elde edilir. Faz-toprak arızasının simetrlili bileşen devresi Şekil 3.4.’te gösterilmiştir.



Şekil 3.4. Faz-toprak kısa devresi simetrlili bileşen devresi

$$U_R = E_1 - I_1 \cdot Z_1 - I_2 \cdot Z_2 - I_0 \cdot Z_0 = 0 \quad (3.15)$$

$$I_1 = \frac{E_1}{(Z_0 + Z_1 + Z_2)} \quad (3.16)$$

Buradan hareketle hata akımı aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$I_k = \frac{3 \cdot E_1}{(Z_0 + Z_1 + Z_2)} \quad (3.17)$$

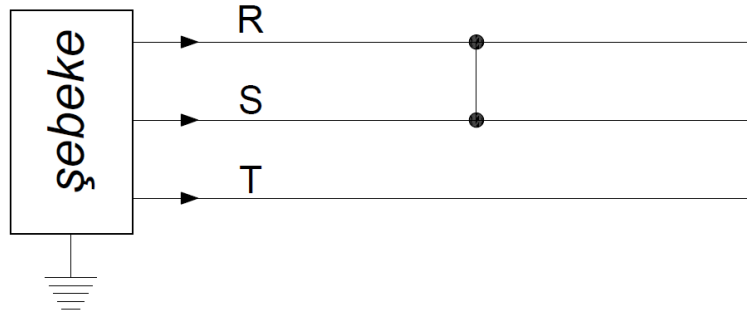
Faz-toprak kısa devresinde doğru ve ters bileşen empedansları birbirine eşit olmaktadır. Bu durumda Denklem (3.17)'nin düzenlenmiş hali aşağıdaki gibidir [9].

$$I_k = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|2 \cdot Z_1 + Z_0|} \quad (3.18)$$

Buradaki c katsayısı IEC standartlarında belirtilen gerilim katsayısıdır [8].

3.2.2. Faz-faz kısa devresi

Faz faz kısa devresi nadiren de olsa yeraltı kablolarında izolasyonun kaybolması veya yanlış kazı işlemleri nedeniyle, havai hatlarda ise herhangi bir nedenle bir fazın diğer faza atlaması ile, dış etkenlerle veya yanlış manevralar sonucu meydana gelirler. Çok sık görülmeyen bir arıza türüdür. İki faz kısa devresi Şekil 3.5.'te gösterilmiştir.



Şekil 3.5. Faz-faz kısa devre arızası gösterimi

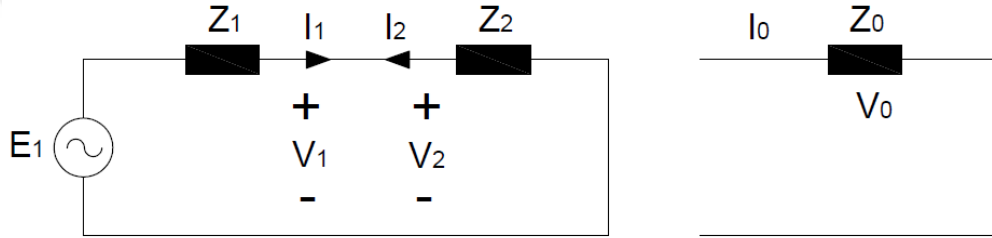
Şekil 3.5.'e göre (3.19), (3.20), (3.21) denklemleri yazılabilir.

$$U_R = U_S \quad (3.19)$$

$$I_R = -I_S \quad (3.20)$$

$$I_T = 0 \quad (3.21)$$

Faz-faz kısa devresinin simetrlili bileşen devresi Şekil 3.6.'da verilmiştir.



Şekil 3.6. Faz-faz kısa devresinin simetrlili bileşen devresi

$I_R = -I_S$ eşitliği Denklem (3.13)'te yerine konulursa:

$$I_0 + I_1 + I_2 = -(I_0 + a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2) \quad (3.22)$$

$$I_1 \cdot (1 + a^2) + I_2 \cdot (1 + a) + 2 \cdot I_0 = 0 \quad (3.23)$$

$I_T = 0$ olduğundan:

$$I_T = I_0 + a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 = 0 \quad (3.24)$$

Denklem (3.23) ve (3.24) birlikte kullanılarak Denklem (3.25) ve Denklem (3.26) elde edilmiştir.

$$I_1 = -I_2 \quad (3.25)$$

$$I_0 = 0 \quad (3.26)$$

Verilenler tekrardan Denklem (3.13)'de yerine konulursa:

$$I_S = a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0 \quad (3.27)$$

$$I_S = \sqrt{3} \cdot I_1 \quad (3.28)$$

$$I_k = \frac{3 \cdot E_m}{(Z_1 + Z_2)} \quad (3.29)$$

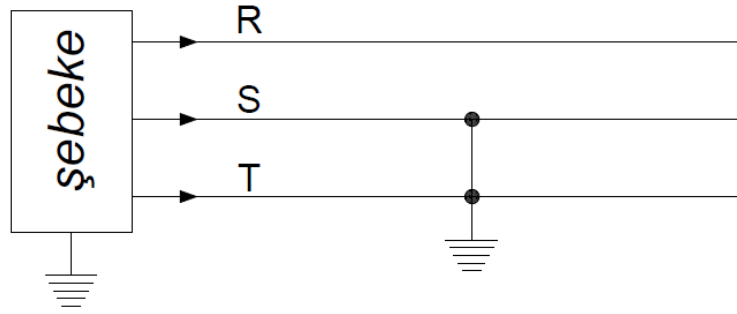
elde edilmektedir. Ayrıca Z_1 ve Z_2 birbirine eşittir. Bu durumda:

$$I_k = \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot |Z_1|} \quad (3.30)$$

elde edilmektedir. Denklem (3.30)'daki c katsayısı IEC standartlarında belirtilen gerilim katsayısıdır [8].

3.2.3. İki faz-toprak kısa devresi

İki faz-toprak kısa devresi nadiren de olsa yeraltı kablolarında izolasyonun kaybolması veya hatalı kazı işlemleri nedeniyle, havai hatlarda ise faz-toprak kısa devresi esnasında arızanın diğer faza atlamasıyla, dış etkenlerle veya yanlış manevralar sonucu meydana gelirler. Çok sık görülmeyen bir arıza türüdür. İki faz-toprak kısa devresi Şekil 3.7.'de gösterilmiştir.



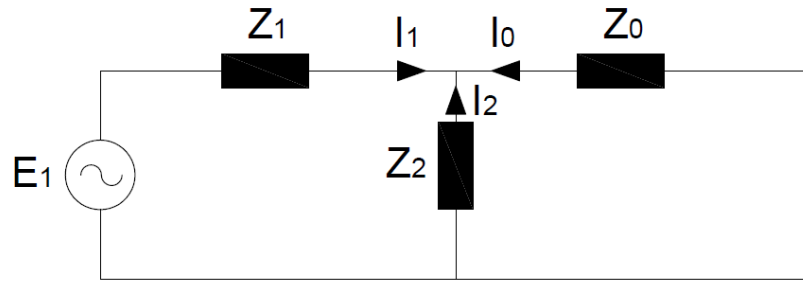
Şekil 3.7. İki faz-toprak kısa devre arızası gösterimi

Şekil 3.7.'ye göre

$$U_S = U_T = 0 \quad (3.31)$$

$$I_{kn} = I_S + I_T \quad (3.32)$$

Burada I_{kn} toprağa akan kısa devre akımını ifade etmektedir. İki faz-toprak kısa devresine ait simetrlili bileşen eşdeğer devresi Şekil 3.8.'de verilmiştir.



Şekil 3.8. İki faz-toprak kısa devresinin simetrlili bileşen devresi

Şekil 3.8.'e göre aşağıdaki denklemler elde edilmektedir.

$$U_0 = U_1 = U_2 = \frac{Z_0 \cdot Z_2 \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.33)$$

$$I_0 = \frac{-U_0}{Z_0} = \frac{-Z_2 \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.34)$$

$$I_1 = \frac{E_1 - U_1}{Z_1} = \frac{(Z_0 + Z_2) \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.35)$$

$$I_2 = \frac{-U_2}{Z_2} = \frac{-Z_0 \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.36)$$

Yukarıdaki denklemlerden ve Denklem (3.13)' den faydalanılarak aşağıdaki denklemler elde edilmektedir.

$$I_S = \frac{\left((a^2 - 1) \cdot Z_2 + (a^2 - a) \cdot Z_0 \right) \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.37)$$

$$I_T = \frac{\left((a - 1) \cdot Z_2 + (a^2 - a) \cdot Z_0 \right) \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.38)$$

$$U_R = \frac{3 \cdot Z_0 \cdot Z_2 \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.39)$$

Faz gerilimlerini simetrik bileşenler cinsinden ifade edecek olursak:

$$U_R = E_1 - Z_1 \cdot I_{1R} - Z_2 \cdot I_{2R} - Z_0 \cdot I_{0R} \quad (3.40)$$

$$U_S = E_1 - Z_1 \cdot I_{1S} - Z_2 \cdot I_{2S} - Z_0 \cdot I_{0S} \quad (3.41)$$

$$U_T = E_1 - Z_1 \cdot I_{1T} - Z_2 \cdot I_{2T} - Z_0 \cdot I_{0T} \quad (3.42)$$

Hesaplanan değerlere istinaden kısa devre akımının değeri:

$$I_k = \frac{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_2^2 + Z_0 \cdot Z_2 + Z_2^2} \cdot E_1}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0} \quad (3.43)$$

şeklinde ifade edilmektedir. Bu durumda $Z_1=Z_2$ olduğu kabul edilerek toprağa akacak olan kısa devre akımı değeri:

$$I_{kn} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|2 \cdot Z_1 + Z_0|} \quad (3.44)$$

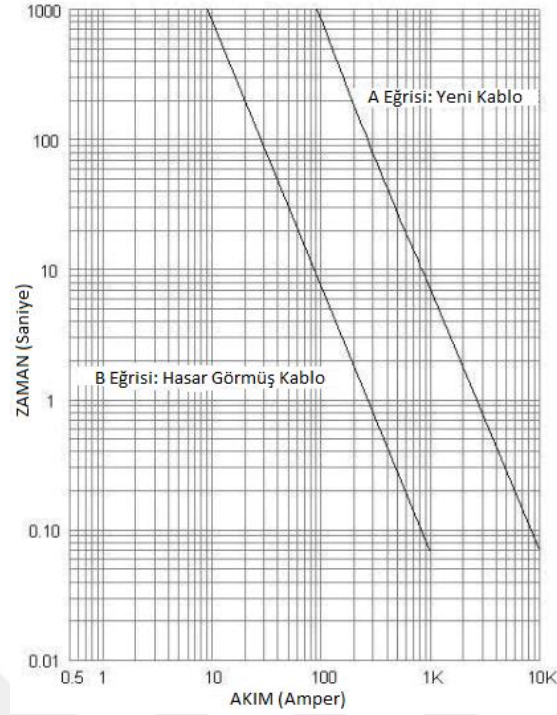
şeklinde ifade edilebilmektedir [9]. İki faz-toprak kısa devresinde hem arızalı olan fazlardan hem de topraktan arıza akımı geçmektedir. Bu durumda genellikle topraktan akan akım değeri faz-toprak kısa devre akımından az, fazlardan akan akım değeri ise faz-faz kısa devresi ile üç fazlı kısa devre akımı arasında bir değer almaktadır.

BÖLÜM 4. KORUMA RÖLELERİ

Röleler, elektriksel olarak devre kontrolü yapabilen bir anahtar modelidir. Normal şartlarda genellikle açık ve kapalı kontakları olan bu pasif devre elemanları, elektromanyetik olarak konum değiştirerek anahtarlama yapmaktadırlar. Şebekede kullanılan ve normal işletme koşullarının dışına çıkılıp çıkılmadığını denetleyerek açma sinyali üreten akıllı cihazlar da çıkışlarında rölelerin olmasından dolayı böyle anılmaktadırlar.

Şebekedeki kullanım alanlarına göre birçok koruma rölesi mevcuttur. Rölelerin genellikle birinci görevi şebeke ekipmanlarını korumaktır. Can ve mal kayıpları için de önemli rol oynayan koruma rölelerinin temel prensibi hata anında açma yapmaları, hata ortadan kalktıktan sonra normal işletme koşullarına dönmeleridir.

Şebekeye yerleştirilen ekipmanların uzun yıllar boyunca kullanılması ve arızaların mümkün olabilecek en az sayıda olması her zaman tercih edilen bir durumdur. Şebeke ekipmanlarının ömürlerini uzatmak için yaşlanma oranını en alt düzeyde tutmak şarttır. Bu amaçla gecikmeksizin yapılan bakımlar kadar elektriksel zorlanmaların şebekede meydana getirdiği termal ve dinamik etkilerin engellenmesi de gerekmektedir. Şekil 4.1.'de yeni bir kablo ile termal olarak hasar görmüş bir kablo karşılaştırılmıştır. Burada aşırı akımdan dolayı elektriksel zorlanmalara maruz kalmış olan kablonun, yeni kabloya göre akım taşıma kapasitesinde azalma olduğu görülmektedir [10]. Sonuç olarak etkili bir röle koordinasyonu yapılarak şebeke ekipmanlarının ömrünün uzatılması sağlanabilmektedir.

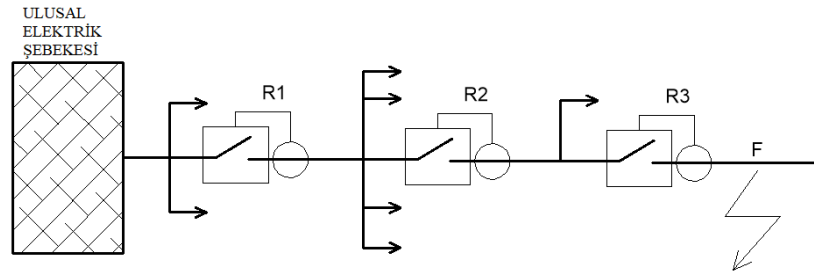


Şekil 4.1. Yeni bir kablo ile termal hasarlı bir kablonun karşılaştırma eğrisi [10]

Bir koruma sisteminde olması gereken özellikler:

Güvenirlilik: Sistemin herhangi bir noktasında meydana gelen hatanın güvenilir bir biçimde sistemden izole edilmesi gerekmektedir.

Seçicilik: Yalnızca arızalı olan kısım devreden çıkmalıdır. Şekil 4.2.'de gösterilen F noktasındaki arızayı yalnızca R3 rölesi devreden çıkarak sistemden izole etmelidir. R2 rölesinin R3 rölesinden önce açması sistemin seçicilik prensibinden uzaklaşması neticesinde arızadan etkilenen abone sayılarını artırmaktadır. Ayrıca rölelerin, güç transformatörlerinin ilk enerjilenme anında şebekeden çektikleri mıknatıslanma akımını da arıza akımı olarak görmemeleri gerekmektedir.



Şekil 4.2. Genel güç dağıtım sistemi

Hız: Sistemdeki bir arıza, alıcı cihazlara ve/veya şebeke ekipmanlarına zarar vermeden hızlı bir şekilde arızalı kısım devreden çıkarılmalıdır. Koruma sisteminin çalışma süresi senkronizasyonun kaybolmaması için kritik açma süresini aşmamalıdır.

Ekonomik: Bir koruma sistemi maksimum fayda sağlayacak şekilde tasarlanmalı, minimum ilk yatırım ve işletme maliyetine sahip olmalıdır.

Duyarlılık: Koruma sistemi, akım büyüklüğü sisteme tanımlanan değeri aştığında çalışmalıdır. Kesme akımı değerine ulaşılmadığı sürece sistemi izlemeye devam etmelidir.

Kararlılık: Bir koruma rölesi kendi bölgesi dışındaki hatadan kaynaklanan büyük bir akım geçişi olsa bile kararlı çalışmasına devam etmelidir. Ani olarak çalışmamalıdır. Hatalı bölgedeki koruma düzeni çalışmazsa röle belirsiz bir şekilde beklememelidir.

Basitlik: En az eleman ve ekipmanla en etkin koruma sağlanmalıdır.

Korumanın genel ilkesi, lokal koruma düzeni oluşturmak ve herhangi bir arıza durumunda enerji kesintisinden olabildiğince az sayıda abonenin etkilenmesini sağlamaktır [11].

İhtiyaç alanına göre birçok röle çeşidi bulunmaktadır. Röle çeşitliliğinin bu kadar çok oluşu korumanın ne denli önemli olduğunun bir göstergesidir.

Bu tez kapsamında aşırı akım röleleri incelenerek röle koordinasyonları üzerinde çalışmalar yapılmıştır.

4.1. Röleler İle İlgili Genel Tanım Ve Kavramlar

Bu bölümde röleler hakkında sıkça karşılaşılan genel tanım ve kavramlar hakkında açıklamalar yer almaktadır.

Çalışma Akımı: Aşırı akım rölelerinin ayarlandığı çalışma akımına çalışma veya başlatma akımı denir ve genellikle I_s ile gösterilir.

Çalışma Zamanı: Aşırı akım oluşması durumundan röle kontaklarının konum değiştirmesine kadar geçen zaman dilimine verilen addır ve t_c ile gösterilir.

Yük: Aşırı akım rölesinin besleme gücünü ifade etmektedir.

Kısa Süreli Dayanma Akımı: Rölenin üzerinden anlık olarak zarar vermeden geçebilecek maksimum akım değeridir.

Dinamik Dayanma Akımı: Manyetik alandan kaynaklı oluşan mekanik kuvvetler nedeniyle rölenin anlık olarak dayanabileceği maksimum akım değeridir.

Sürekli Dayanma Akımı: Rölelerin tam zamanlı çalışma halinde herhangi bir hasar veya arızalanma yaşamayacağı nominal akım değeridir.

Geri Dönüş Akımı: Aşırı akım nedeniyle kontakları konum değiştiren rölenin arıza sonrası normal çalışma düzenine dönmesini sağlayan en yüksek akım değeridir. I_{gd} ile gösterilir.

Geri Dönüş Oranı: Geri dönüş akımının çalışma akımına (I_s) oranına verilen isimdir.

$K_{gd} = \frac{I_{gd}}{I_c}$ olarak ifade edilebilir. Geri dönüş akımı, mıknatıslanma akımı (demeraj akımı) açısından da önemlidir [12].

4.2. Aşırı Akım Röleleri

Aşırı akım röleleri herhangi bir nedenle şebekede oluşan hata akımın genliğini tespit ederek, önceden ayarlanan akım-zaman karakteristiğine göre açma yapmakla görevli kontaklara açma komutu gönderir. Bu röleler elektromekanik ve elektronik olarak iki gruba ayrılırlar [11]. Genellikle sisteme akım transformatörleri üzerinden bağlanırlar. Bu yüzden sekonder aşırı akım röleleri olarak da adlandırılırlar.

Koruma rölelerinin fonksiyon ve hesaplamaları IEC (International Electrotechnical Commission), IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), ANSI (American National Standards Institute) tarafından tanımlanmış ve fonksiyonlar ayrı ayrı kodlanmıştır. Bu tez kapsamında üzerinde çalışılmış olan aşırı akım koruma ANSI kodları:

50-Instantaneous Overcurrent Relay

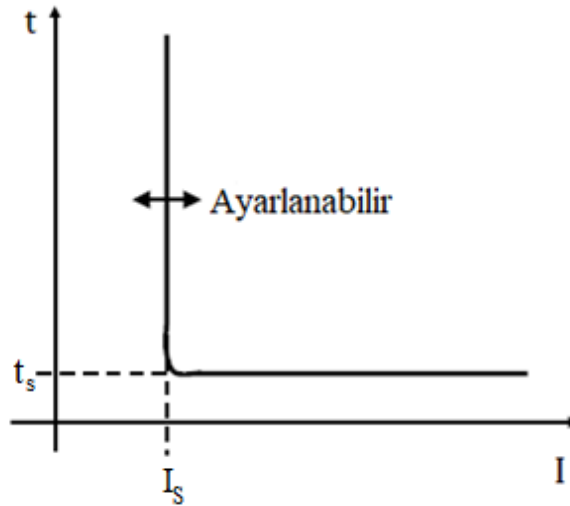
51-AC Inverse Time Overcurrent Relay

şeklindedir [13].

4.2.1. Aşırı akım röle tipleri

4.2.1.1. Ani aşırı akım röleleri

Ani aşırı akım röleleri, zaman gecikmesi olmadan daha önceden ayarlanmış akım değerinin üzerine çıktığında açma komutu üretirler (Şekil 4.3.). Elektromekanik rölelerin çalışma prensibinde 50 olarak ifade edilen kod faz-faz korumasını, 50N olarak ifade edilen kod ise faz-toprak korumasını ifade etmektedir [14].



Şekil 4.3. Ani aşırı akım rölesi grafiği [14]

4.2.1.2. Zamana bağlı aşırı akım röleleri

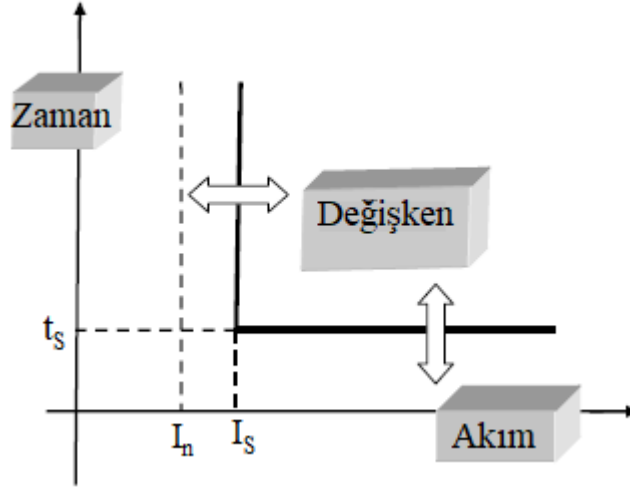
Belirli bir zaman gecikmesi prensibine göre çalışan rölelerdir. Akımın eşik değeri ve zaman gecikmesi geniş bir aralıkta çalışabilmektedir. Akım zaman ilişkisinin bulunduğu bu rölelerin beş çeşidi bulunmaktadır:

- Bağımsız (sabit zamanlı) karakteristik (50)
- Bağımlı (ters zamanlı) karakteristik (51)
 - a. Kısa zamanlı eğri (STI)
 - b. Standart eğri (SI)
 - c. Çok ters eğri (VI)
 - d. Aşırı ters eğri (EI)
 - e. Uzun zamanlı ters eğri (LTI)

4.2.1.2.1. Bağımsız (sabit zamanlı) karakteristik

Sabit zamanlı aşırı akım röleleri, ayarlanan akım değerinin üzerine çıkıldığında zaman gecikmesi ile açma komutu üretmektedir. Bir başka deyişle hata akımı (I_k) ayarlanan başlatma akımını (I_s) aştığında ayarlanan süre kadar bekledikten sonra röle kontakları konum değiştirir. Zaman gecikmesi akımın genliğinden bağımsız olduğu

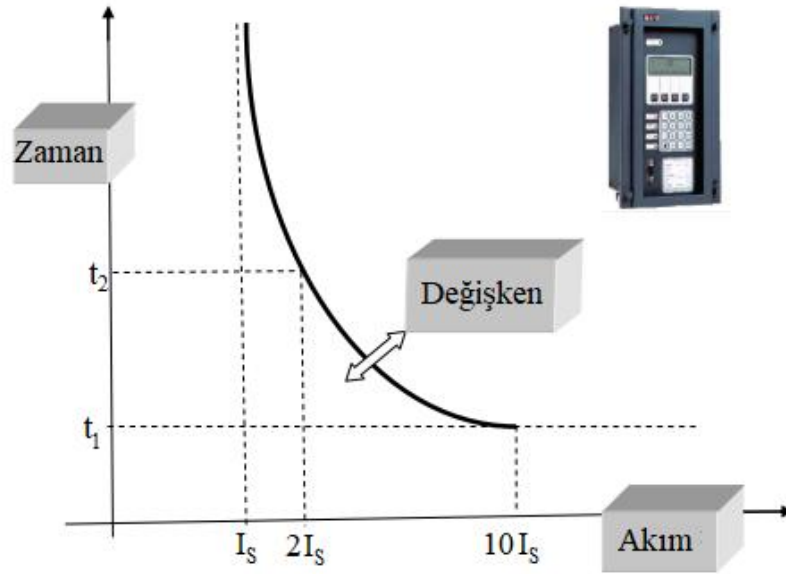
için bağımsız aşırı akım röleleri olarak anılırlar. Sabit zamanlı karakteristiğe ait grafik Şekil 4.4.'te gösterilmiştir [14].



Şekil 4.4. Sabit zamanlı aşırı akım rölesi grafiği [14]

4.2.1.2.2. Bağımlı (ters zamanlı) karakteristik

Ters zamanlı çalışmada koruma rölesinin açma işlemindeki zaman gecikmesi sabit olmayıp, bu değer (I_k/I_s) oranı ve zaman çarpanına bağlı olarak değişir. Röleler genellikle faz-faz ve üç faz kısa devrelerinde ters zamanlı, faz-toprak kısa devrelerinde ise sabit zamanlı çalışma karakteristiğine sahip olacak şekilde ayarlanırlar [15]. Ters zamanlı koruma karakteristiğine ait grafik, Şekil 4.5.'te gösterilmiştir [14].



Şekil 4.5. Ters zamanlı aşırı akım rölesi grafiği [14]

Ters zamanlı röle karakteristikleri IEC 60255 standardına göre; kısa zamanlı eğri (STI), standart eğri (SI), çok ters eğri (VI), aşırı ters eğri (EI) ve uzun zamanlı ters eğri (LTI) şeklinde tanımlanır. Ters zamanlı eğrilerin açma süresi genel Denklemi (4.1)'de verilmiştir.

$$t = \left[\frac{A}{\left(\frac{I_k}{I_s} \right)^\alpha - 1} + B \right] \cdot TMS \quad (4.1)$$

(4.1) denkleminde kullanılan değişkenler aşağıda tanımlanmıştır:

t : açma süresi (s)

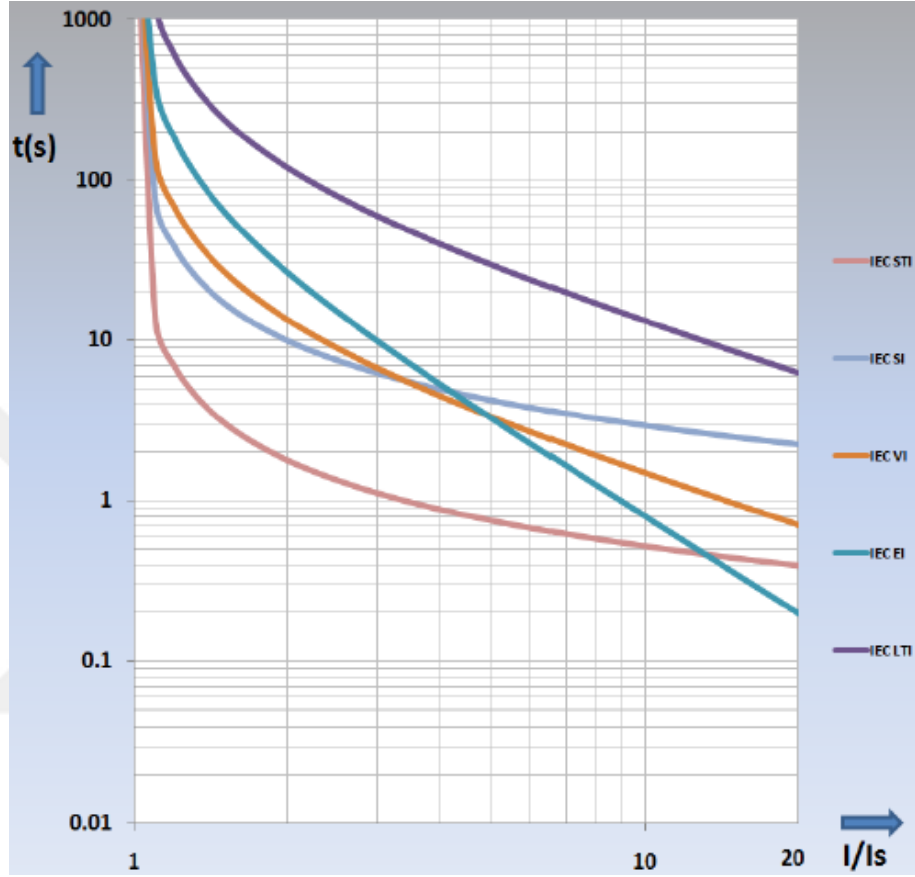
A ve B : karakteristiğe ait bir sabit (s)

I_k : anlık arıza akım değeri (A)

I_s : ayarlanan akım eşik değeri (A)

α : karakteristiğe ait bir sabit (-)

TMS (Time multiplier setting): zaman çarpanı ayarı (-)



Şekil 4.6. $TMS=1$ iken IEC ters zamanlı koruma eğrileri [16]

(4.1) denkleminde yer alan tüm sabitlerin değerleri IEC standartlarında belirtilmiştir. Şekil 4.6.'da $TMS=1$ iken IEC ters zamanlı koruma eğrileri verilmiştir [16]. Bu eğriler (4.1) denklemindeki katsayıların her biri için ayrı ayrı tanımlanmış şeklidir.

Bu çalışmada standart ters eğrileri ile röle koordinasyonu yapılacaktır. IEC standardında $A = 0,14$, $B = 0$ ve $\alpha = 0,02$ değerleri (4.1) denkleminde yerine konulduğunda (4.2) denklemi elde edilir:

$$t = \left[\frac{0,14}{\left(\frac{I_k}{I_s} \right)^{0,02} - 1} \right] \cdot TMS \quad (4.2)$$

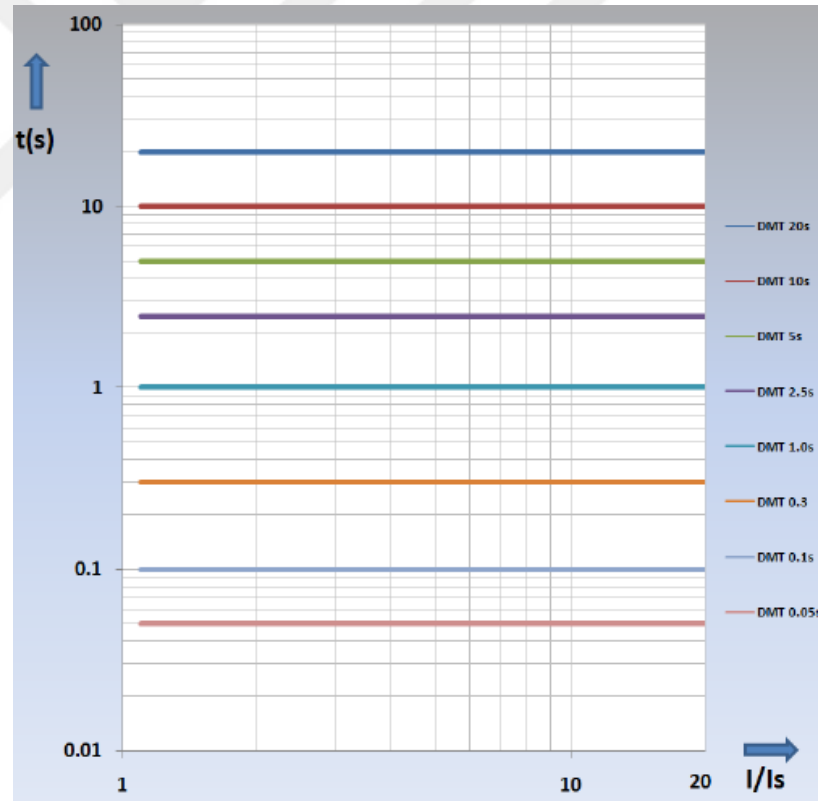
Diğer eğriler için IEC standardında belirtilen katsayılar (4.1) denkleminde yerine konulduğunda oluşan denklemler Tablo 4.1.'de verilmiştir [16].

Tablo 4.1. Bağımlı (ters zamanlı) karakteristik IEC standardı parametre değerleri

Eğri Tipi	Denklem
Kısa Zamanlı Eğri	$t = \left[\frac{0,05}{\left(\frac{I_k}{I_s} \right)^{0,04} - 1} \right] \cdot TMS$
Çok Ters Eğri	$t = \left[\frac{13,5}{\left(\frac{I_k}{I_s} \right) - 1} \right] \cdot TMS$
Aşırı Ters Eğri	$t = \left[\frac{80}{\left(\frac{I_k}{I_s} \right)^2 - 1} \right] \cdot TMS$
Uzun Zamanlı Ters Eğri	$t = \left[\frac{120}{\left(\frac{I_k}{I_s} \right) - 1} \right] \cdot TMS$

Bu tez çalışması kapsamında rölelerin birinci eşik değerleri ($I>$) için ters zamanlı eğriler ile çalışma yapılmıştır. Ters zamanlı eğriler hem akım hem de zamanın bir fonksiyonu olduklarından akımın büyüklüğüne göre açma süreleri de değişmektedir. Akım ile zaman arasında ters orantılı bir ilişki söz konusudur. Bu da büyük kısa devre akımlarının anlık olarak enerjinin kesilmesine, kısa süreli demeraj akımında (cihazların ilk çalışması esnasında çekilen akım) enerjinin kesilmemesine olanak sağlamaktadır.

Ters zamanlı eğrilerde kullanılan TMS , A , B ve α gibi değerler sabit zamanlı eğriler için geçerli değildir. Sabit zamanlı eğrilere ilişkin grafikler ise Şekil 4.7.'deki gibidir [16].



Şekil 4.7. Çeşitli zaman ve akım değerlerinde sabit zaman grafikleri [16]

Bu tez kapsamında, rölelerin birinci eşik değeri ($I>$), ikinci eşik değeri ($I>>$), üçüncü eşik değeri ($I>>>$) ve toprak ayarı ($I_0>$) üzerinde çalışılmıştır.

4.2.2. Rôle koordinasyonu

Güç sisteminin bir noktasında meydana gelen kısa devre noktasından, bu kısa devreyi besleyen kaynağa doğru gidildikçe konumlandırılan rôlelerin açma sürelerinin geciktirilmesi işlemine rôle koordinasyonu adı verilir [3]. Şekil 4.2.'deki 3 numaralı rôle, arızaya en yakın konumda olduğu için şebeke ekipmanlarına zarar gelmeden açma yapmalıdır. Eğer açma yapamaz ise 2 numaralı rôle tarafından, bu da mümkün değil ise 1 numaralı rôle tarafından güvenli zaman diliminde arıza temizlenmelidir. Bir arıza meydana geldikten sonra giderilmesi:

- Akım transformatörü ile ölçüm işleminin gerçekleşmesi,
- Geçen akım değerinin rôle tarafından analizinin gerçekleştirilmesi ve koordinasyon ayarına göre kesme sinyalinin üretilmesi,
- Kesicinin arızayı temizlemesi,

aşamaları ile tamamlanmaktadır. Bir rôle, arızayı önlemek için değil hata meydana geldikten sonra şebeke ekipmanlarına gelecek zararı minimuma indirmek için kullanılmaktadır [17].

Bu çalışmada yapılan rôle koordinasyonlarında birinci eşik ($I>$) değerleri için ters zaman eğrisi üzerinde çalışılmıştır. Böylece hem zaman hem akım değişkenleri, belirlenen başlatma değerlerinden sonra grafiğe göre fonksiyonel olarak değişmektedir. Rôlelerin ikinci eşik ($I>>$), üçüncü eşik ($I>>>$) ve toprak arızası ($I_0>$) değerleri için sabit zaman eğrileri üzerinde çalışılmıştır. Sabit zaman grafiklerinde arızalı olan yerden geriye doğru açma zamanlarının geciktirilmesi prensibine göre rôle koordinasyonları yapılmaktadır. Böylece belirlenen başlatma akım değerinden sonra belirli zaman içinde açma sinyali üretilmesi prensibi ile rôle koordinasyonu sağlanmıştır. Bir rölenin arızayı algılaması, açma sinyali üretmesi ve kesicinin açtırılması gibi anlık süreler göz önünde bulunduğunda 150-300 ms. gibi bir zaman dilimi gerekmektedir. Bu durumda bir rölenin ardındaki diğer rôle ile koordinasyonunda 150-300 ms. zaman gecikmesi ile konfigürasyonu sağlanmalıdır.

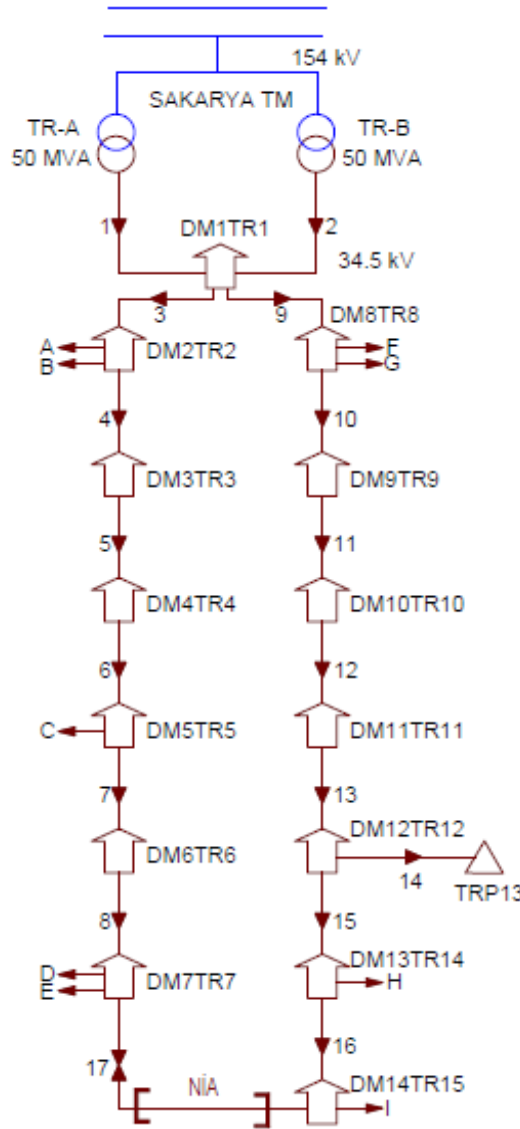
BÖLÜM 5. DAĞITIM SİSTEMİNİN MODELLENMESİ

Bu çalışmada, SEDAŞ sorumluluk bölgesinde bulunan Sakarya İli, Serdivan İlçesi, Yazlık Bölgesi'ndeki 34,5/0,4 kV gerilim seviyesindeki elektrik dağıtım şebekesi üzerinde çalışmalar yapılmıştır. Çalışma yapılacak olan bölgedeki kabin, trafo, kesici, ayırıcı, akım trafosu, gerilim trafosu, iletken kesiti ve puant saatinde çekilen yükler gibi veriler tek tek sahadan toplanmıştır. Ardından söz konusu bölgedeki elektrik dağıtım şebekesi MATLAB/Simulink programı üzerinde gerçek veriler kullanılarak modellenmiştir. Veri ve parametresi bulunmayan elemanlar için ise gerçeğe yakın değerler seçilerek analizler gerçekleştirilmiştir. Şebekeye ait veriler öncelikle güç akış analizinin yapılabilmesi için kullanılmış ve böylece gerilim düşümü, güç kaybı ve nominal güçler gibi veriler elde edilmiştir. Ardından kısa devre hesapları yapılmış ve devre elemanlarının kısa devre dayanımları gözlemlenmiştir. Elde edilen bu analizlere istinaden yönetmelik ve talimatlara göre röle koordinasyonları üzerine çalışılmıştır.

Bu çalışmada incelenen bölgenin tek hat şeması Şekil 5.1.'de verilmiştir. Fider isimleri yalnızca numaralar ile temsil edilmiştir. İçerisinde dağıtım baraları, kesici, ayırıcı, röle, trafolar ve diğer şebeke ekipmanlarının yer aldığı kabinler DMXTRY şeklinde sırasıyla numara verilerek ifade edilmiştir.

DM1TR1 dağıtım merkezine Sakarya TM'den çift devre bakır (Cu) XLPE (cross-linked polyethylene) hat gelmekte olup, incelenecek olan Yazlık bölgesinin enerjisi normal işletme koşullarında fider 1'den sağlanmaktadır. Sakarya TM nötr direnci 20 ohm olarak tesis edilmiş ve böylece toprak arızası akımı 1000 A değeri ile sınırlandırılmıştır. Normal işletme koşullarında her bir kabin birbirine radyal olarak bağlıdır. Herhangi bir arıza durumunda ring sistem devreye sokularak bölgede enerji sürekliliği sağlanabilmektedir. Burada ring olarak değerlendirilen ve NİA (normal

işletme koşullarında açık) olan kısım ifade edilmiştir. Kabindeki baradan beslenen ve radyal olarak çıkış alınarak küçük bölgeleri besleyen fiderler çalışmanın çok fazla uzamaması adına A, B, C, D, E, F, G, H, I gibi alfabetik fider numaraları ile isimlendirilmiştir. Burada ifade edilen şebeke ekipmanlarının isimleri ve fider numaraları gerçek veriler olmayıp, veri gizliliği nedeni ile bu tez çalışmasına özel olarak hazırlanmıştır.



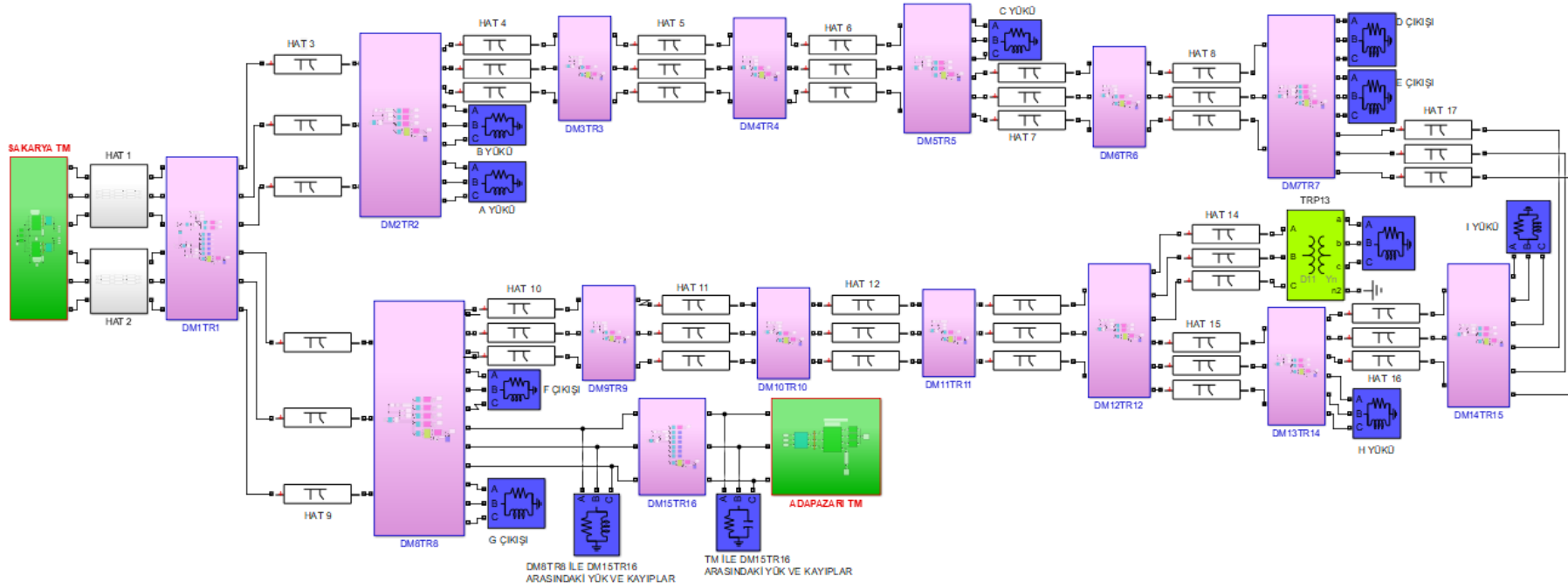
Şekil 5.1. Modellenen şebekenin tek hat şeması

Tek hat şeması verilen şebekenin hat kesiti, uzunluğu ve bu hattı koruyan kesicilerin akım trafo oranları (AT) Tablo 5.1.'de verilmiştir.

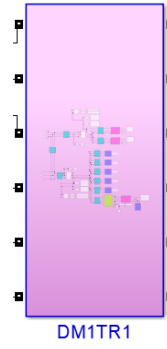
Tablo 5.1. Modellenen şebeke hat ve akım trafosu bilgileri

Fider No	Kesit	Uzunluk (m)	AT (A)
1	3(1x240/25 XLPE-CU)	942	600/5
	3x477 MCM	6644	
2	3(1x240/25 XLPE-CU)	968	600/5
	3x477 MCM	6644	
3	3(1x185/25 XLPE-AL)	645	600/5
4	3(1x185/25 XLPE-AL)	707	300/5
5	3(1x185/25 XLPE-AL)	492	300/5
6	3(1x185/25 XLPE-AL)	956	300/5
7	3(1x185/25 XLPE-AL)	508	300/5
8	3(1x185/25 XLPE-AL)	853	300/5
9	3(1x240/25 XLPE-CU)	1357	600/5
10	3(1x185/25 XLPE-AL)	821	300/5
11	3(1x185/25 XLPE-AL)	718	300/5
12	3(1x185/25 XLPE-AL)	524	300/5
13	3(1x185/25 XLPE-AL)	835	300/5
14	3xSWL	907	100/5
15	3(1x185/25 XLPE-AL)	587	300/5
16	3(1x185/25 XLPE-AL)	850	300/5
17	3(1x185/25 XLPE-AL)	708	300/5

Şebeke verileri sahadan alınan sistemin MATLAB/Simulink yazılımı üzerinden modellenmesi gerçekleştirilmiştir. Söz konusu sistemin Simulink modeli Şekil 5.2.'deki gibidir. Burada Şekil 5.1.'deki tek hat şemasında gösterilmeyen Adapazarı TM'nin de modeli, arıza durumunda besleme olabileceği için dahil edilmiştir. Kabinler, hat 1, hat 2, trafo merkezleri ve ölçüm blokları alt sistem modeli olarak tanımlanmış ve modelleme dosyasındaki karmaşıklıklar giderilmiştir. Şebekede kullanılan teçhizatların hepsinin gerçek verileri modelleme dosyasına gömülmüştür. Trafoların, ayırıcıların ve kesicilerin test raporları incelenmiş ve elde edilen laboratuvar sonuçları analize dahil edilmiştir.

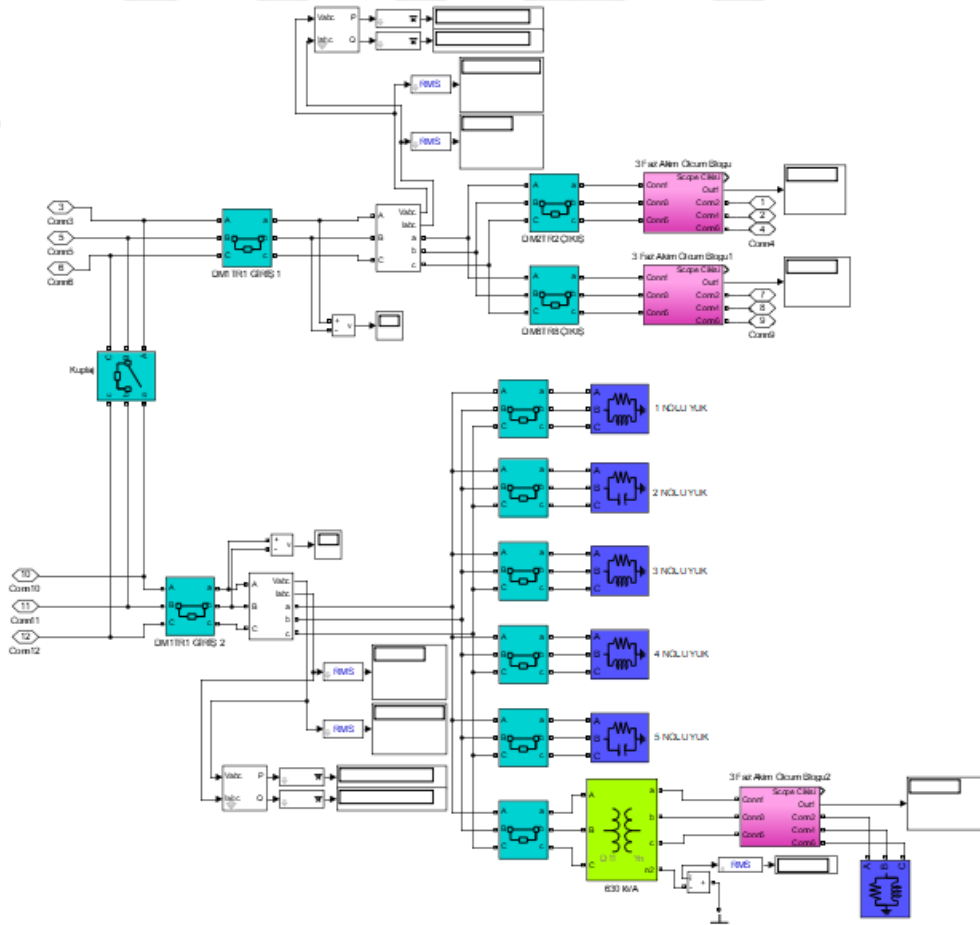


Şekil 5.2. Şebekenin MATLAB/Simulink modeli



Şekil 5.3. DM1TR1 kabininin alt sistem modellemesi

Kabinler sistemin basitleştirilmesi ve karmaşayı engellemek için alt sistem bloğu olarak tanımlanmış ve kabin içindeki teçhizatlar (kesici, ayırıcı, trafo koruma hücresi, ölçüm aletleri, trafo, yükler) gerçek veriler kullanılarak modellenmiştir. Şekil 5.3.'te DM1TR1 kabininin alt sistem modellemesi, Şekil 5.4.'te ise modellenen kabinin iç yapısı verilmiştir.

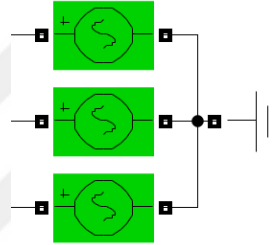


Şekil 5.4. DM1TR1 kabininin alt sistem modelinin iç şeması

Sistemdeki diğer kabinlerin alt sistem modelleri Ek A'da yer almaktadır.

5.1. AA Gerilim Kaynakları

Çalışma yapılacak olan bölge için enerji tedarikinin üretim ve iletim safhaları basite indirgenerek 154 kV ve 380 kV trafo merkezlerindeki sonsuz büyük güçlü şebekeyi modellemek için kullanılmıştır. Bu tez çalışmasında Sakarya TM ve Adapazarı TM trafo merkezlerinin modellenmesinde kullanılmıştır. Gerilim kaynağının MATLAB/Simulink modeli Şekil 5.5.'te gösterilmiştir.



Şekil 5.5. MATLAB/Simulink AC gerilim kaynağı modeli

Şekil 5.5.'te gösterilen modelde her faza ait gerilim kaynağı bulunmaktadır. Söz konusu gerilim kaynaklarının verileri Şekil 5.6.'da verilen Simulink araç kutusunda bulunmaktadır. Blok parametreleri içinde gerilimin tepe değeri, faz açısı ve frekans yer almaktadır. Bu çalışmada faz açısı R, S, T fazları için sırasıyla 0°, 120° ve 240° olarak girilmiştir.

Şekil 5.6. Gerilim kaynağının bir fazına ait parametre değerleri

5.2. Hatlar

Elektrik dağıtım şebekelerinde havai ve yeraltı iletkenleri kullanılabilmektedir. Bir iletken seçimi esnasında ısınma, gerilim düşümü, mekanik dayanım, güç kaybı, iletken ağırlığı gibi faktörler göz önünde bulundurulmalıdır. Yük ve uzunlukla doğru orantılı olan gerilim düşümü, elektrik dağıtım şebekesindeki alçak gerilim tesislerinde %5, yüksek gerilim tesislerinde %7-%10 olarak değerlendirilmektedir [18].

Elektrik iletim ve dağıtım hatlarında bulunan direnç, kapasitans, endüktans ve kaçak geçirgenlik gibi elektrik hat sabitleri güç katsayısı, gerilim, güç ve verim gibi elektriksel büyüklükleri önemli ölçüde etkilemektedirler. Kaçak geçirgenlik hatların izolasyonuna bağlı olarak genellikle ihmal edilebilmektedir.

5.2.1. Direnç

Bir iletken doğası gereği elektrik akımına karşı dirence sahiptir. Hatlarda gerilim düşümü ve aktif güç kaybına neden olmasından dolayı önemlidir. İletkenin bulunduğu ortamın sıcaklığı, iletken sarımı, yakınlık etkisi, deri etkisi, izolasyonu ve iletkenin hammadde gibi faktörler direnç değeri üzerinde aktif rol oynamaktadır [19].

$$R = \rho \cdot \frac{l}{A} \quad (5.1)$$

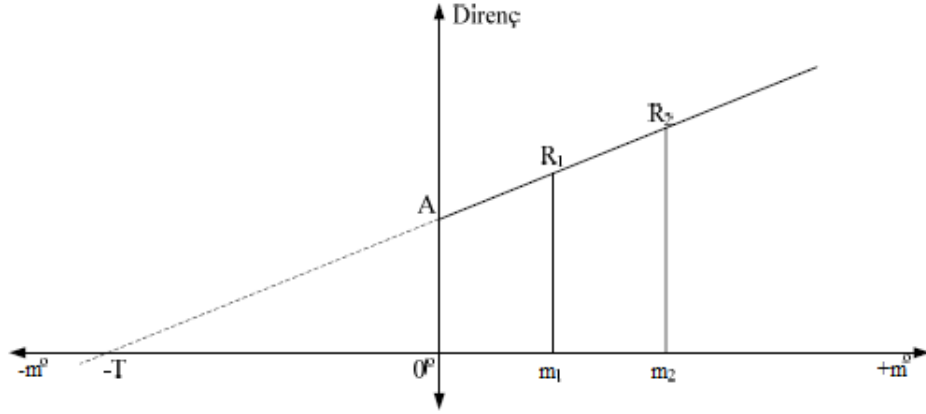
Bir iletkenin doğru akım direnci (5.1) denklemi ile hesaplanabilir. Buradaki;

ρ : iletkenin öz direnci,

l : iletken uzunluğu,

A : iletken kesitidir.

Bir iletkenin AA direnci, DA direncine yukarıda bahsedilen faktörlerin etkileri hesaplanarak eklenmesi ile bulunur. Ortam sıcaklığının iletken direncine olan etkisi, Şekil 5.7.'de gösterilmiştir ve Denklem (5.3) ile hesaplanabilmektedir.



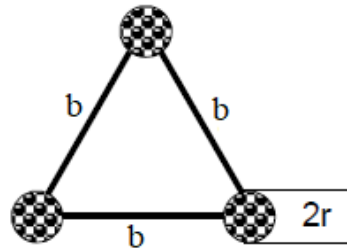
Şekil 5.7. İletken direncinin sıcaklığa göre değişimi [20]

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{(T + m_1)}{(T + m_2)} \quad (5.2)$$

$$R_T = R_{20} [1 + \delta_{20} \cdot (m - 20)] \quad (5.3)$$

5.2.2. Endüktans

Hatlarda gerilim düşümüne neden olan endüktans, malzemenin cinsine, iletken örgü şekline, faz iletkenlerinin tespit şekline bağlıdır. Endüktif reaktans (X_L) hatların reaktif güç ile yüklenmesine neden olur. Hatların uzunluğu ile doğru orantılıdır. Eş uzaklıklı üç fazlı bir iletim hattının her bir fazına ait endüktans Denklem (5.4) ile hesaplanabilmektedir.



Şekil 5.8. Eşit aralıklı üçgen tertip iletken demeti [21]

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{l}{0,779 \cdot r_1} \right) \text{ H/km faz} \quad (5.4)$$

Burada;

b : fazlar arası mesafe (mm)

r_l : İç iletken çapı (mm)

Olarak anılmaktadır. İletkenler arası mesafenin eşit olmadığı iletken tertiplerinde (örn. düz tertip, Şekil 5.9.) Denklem (5.5) ile hesaplanabilmektedir.



Şekil 5.9. Düz tertip iletken dizilimi [21]

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{b'}{0,779 \cdot r_1} \right) \text{ H/km faz} \quad (5.5)$$

Burada;

$b' = \sqrt[3]{2} \cdot b$: geometrik ortalama

b : fazlar arası mesafe (mm)

r_l : iç iletken çapı (mm)

olarak anılmaktadır. İndüktif reaktans ise Denklem (5.6) ile hesaplanabilmektedir [21].

$$X_L = \omega \cdot L \quad \Omega / \text{km} \quad (5.6)$$

Burada;

ω : açısal frekans (1/s) olarak anılmaktadır.

5.2.3. Kapasitans

Enerji nakil hatlarının birbirleri ile olan konumları kondansatör gibi davranmalarına neden olmakta ve hatların reaktif güç ile yüklenmesine neden olmaktadır. Ayrıca hat üzerinde şarj gerilimi olmasına da sebep olmaktadır. Hatlardaki kapasite değeri Denklem (5.7) ile hesaplanmaktadır.

$$C = \frac{l}{18 \cdot 10^9 \cdot \log\left(\frac{GMD}{r}\right)} \quad (5.7)$$

Burada;

l : hat uzunluğu (km),

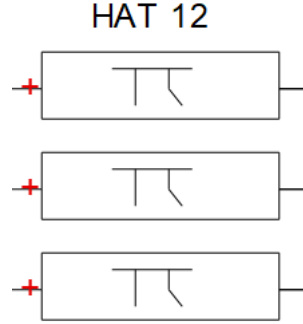
GMD : faz iletkenleri arasındaki geometrik uzaklık olarak anılmaktadır.

Bu tez kapsamında analizi yapılan şebekenin hat uzunlukları daha önceden Tablo 5.1.'de verilmişti. Modelleme yapılırken güç akışı ve kısa devre analizinin gerçek değere yakın sonuçlar vermesi için hat verileri, kablo katalog değerlerine göre hesaba katılmıştır. Bu tez çalışması kapsamında yararlanılan kablo kataloğunun alüminyum iletkenlere ait bir sayfası Tablo 5.2.'de verilmiştir [22]. Ayrıca çalışma yapılan bölgedeki kablolar yan yana (düz tertip) ve kablo katalog değerine uygun tesis edilmiştir.

Tablo 5.2. 20,8/36 kV XLPE izoleli, tek damarlı, alüminyum iletkenlere ait katalog değerleri [22]

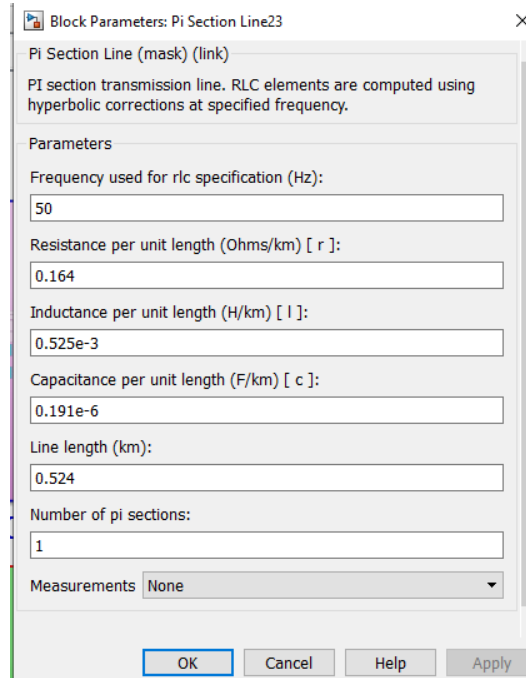
Kesit (mm ²)	İletken DA 20 °C Max (ohm/km)	İletken DA 90 °C Max (ohm/km)	Çalışma İndüktansı (mH/km)	İşletme Kapasitesi (µF/km)
1x25/16	1,2	1,5360	0,683	0,105
1x35/16	0,868	1,1110	0,657	0,115
1x50/16	0,641	0,8205	0,632	0,125
1x70/16	0,443	0,5670	0,601	0,140
1x95/16	0,320	0,4096	0,577	0,153
1x120/16	0,253	0,3238	0,558	0,165
1x150/25	0,206	0,2637	0,541	0,178
1x185/25	0,164	0,2099	0,525	0,191
1x240/25	0,125	0,1600	0,506	0,209
1x300/25	0,100	0,1280	0,490	0,226
1x400/35	0,0788	0,1009	0,471	0,252
1x500/35	0,0605	0,0774	0,456	0,274
1x630/35	0,0469	0,0600	0,440	0,300

MATLAB/Simulink araç kutusunda bulunan pi eşdeğer devresi bloğu kullanılarak hatlar modellenmiştir. Bu çalışma kapsamında modellenen 12 numaralı hat için alt sistem modeli Şekil 5.10.'da gösterilmiştir.



Şekil 5.10. Hat modeli

Her bir faz için hat parametreleri araç kutusuna Şekil 5.11.'deki örnekteki gibi tanımlanmıştır. Bu araç kutusuna frekans, direnç, endüktans, kapasitans ve hat uzunluğu gibi parametre değerleri tanımlanabilmektedir. Böylece hatlar modellenebilmektedir.



Şekil 5.11. Hat blok parametreleri araç kutusu

Bu çalışma kapsamında modellenen şebekenin hatların direnç, endüktans ve kapasitans verileri Tablo 5.3.'teki gibi tanımlanmıştır.

Tablo 5.3. Modellenen şebekenin hat blok parametre değerleri

ENH Adı	Uzunluk (km)	İletken Kesiti	R (Ω /km)	L (mH/km)	C (μ F/km)
Sakarya TM-DM1TR1 (HAT 1)	0,942	3(1x240/25 XLPE-CU)	0,075	0,531	0,209
	6,644	3x477 MCM	0,119	1,348	0,0085
Sakarya TM-DM1TR1 (HAT2)	0,968	3(1x240/25 XLPE-CU)	0,075	0,531	0,209
	6,644	3x477 MCM	0,120	1,348	0,0085
DM1TR1 - DM2TR2 (HAT 3)	0,645	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM2TR2 - DM3TR3 (HAT 4)	0,707	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM3TR3 - DM4TR4 (HAT 5)	0,492	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM4TR4 - DM5TR5 (HAT 6)	0,956	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM5TR5 - DM6TR6 (HAT 7)	0,508	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM6TR6 - DM7TR7 (HAT 8)	0,853	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM1TR1 - DM8TR8 (HAT 9)	1,357	3(1x240/25 XLPE-CU)	0,075	0,531	0,209
DM8TR8 - DM9TR9 (HAT10)	0,821	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM9TR9-DM10TR10(HAT11)	0,718	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM10TR10-DM11TR11(HAT12)	0,524	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM11TR11-DM12TR12 (HAT13)	0,835	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM12TR12 - TRP13 (HAT 14)	0,907	3xSWL	1,074	1,202	0,0085
DM12TR12-DM13TR14 (HAT 15)	0,587	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM13TR14-DM14TR15 (HAT 16)	0,850	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191
DM14TR15 - DM7TR7 (HAT 17)	0,708	3(1x185/25 XLPE-AL)	0,164	0,525	0,191

5.3. Trafolar

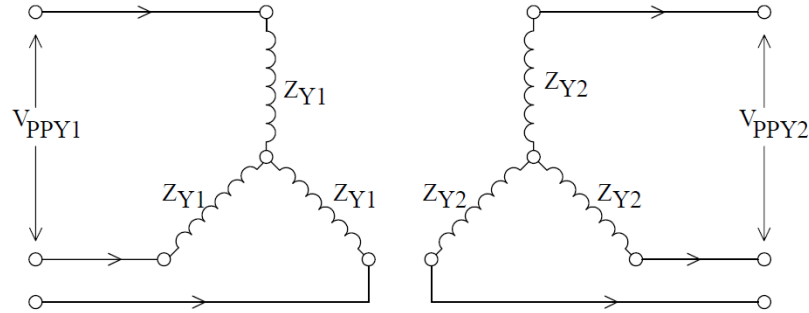
Bir gerilim seviyesini başka bir gerilim seviyesine aynı güç değerinde (trafo kayıpları hariç) dönüştüren elektrik makinalarıdır. Trafonun giriş uçları primer, çıkış uçları sekonder olarak isimlendirilmekte, tek fazlı ve üç fazlı olarak imal edilmektedirler. Kullanım yerlerine göre yıldız, üçgen ve zigzag bağlantı kombinasyonlarıyla

bağlanırlar. Bu tez çalışmasında Y-Y, Y- Δ ve Δ -Y bağlı transformatörler modellenmiştir.

Trafoların test raporlarından alınan kısa devre kayıpları, boşa çalışma kayıpları, bağlı kısa devre gerilimi ve boşa çalışma akımı yüzdesi gibi verilerle trafoların R_1 , L_1 , R_2 , L_2 , R_m ve L_m değerleri MATLAB yazılımında hesaplanmıştır. Ek-B'de MATLAB yazılımı verilmiştir.

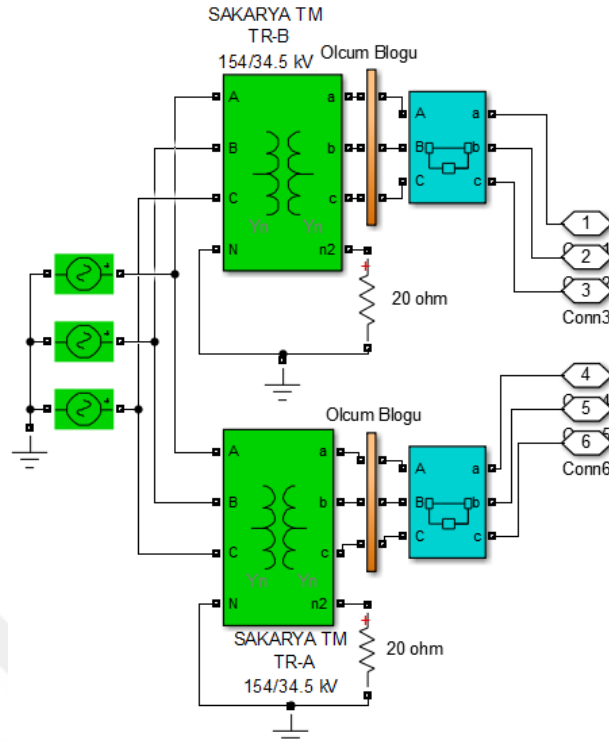
5.3.1. Y-Y bağlı trafolar

Primer ve sekonderi yıldız bağlı olan trafolardır. Bu bağlantı grubunda bir fazdaki gerilim hat geriliminin üçte biri kadardır. Paralel çalışmaya en elverişli bağlantı grubudur. Faz gerilimlerinin düşük oluşu nedeniyle sargıların yalıtılması daha kolaydır. Dengeli olmayan yüklerde faz gerilimlerinin dengesizliği ve üçüncü harmonik gerilimleri üretilebilmesi gibi dezavantajları vardır. Bu dezavantajlı çalışmanın engellenebilmesi için farklı metotlar uygulanmaktadır. Şekil 5.12.'de yıldız yıldız bağlantıya ait prensip şeması yer almaktadır [23].



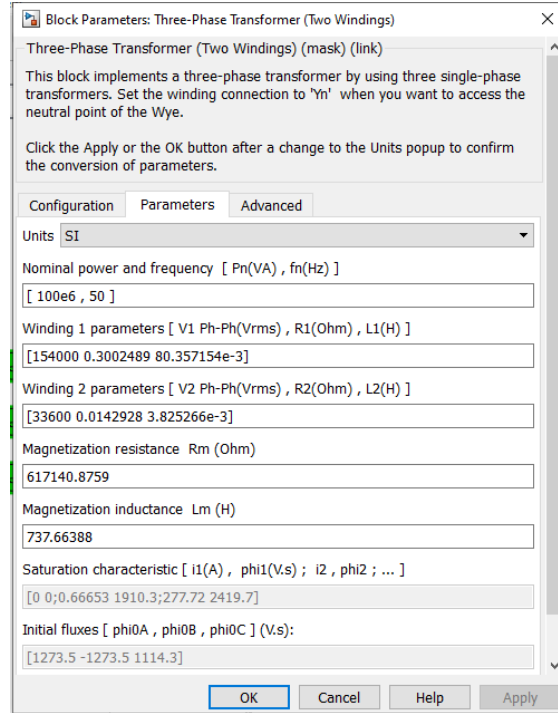
Şekil 5.12. 3 fazlı trafoların Y-Y bağlantı şeması

Bu çalışma kapsamında Sakarya Trafo Merkezi A ve B trafoları bu bağlantı grubundadır. Sakarya TM alt sistem modeli Şekil 5.13.'teki gibidir.



Şekil 5.13. Sakarya TM alt sistem modeli

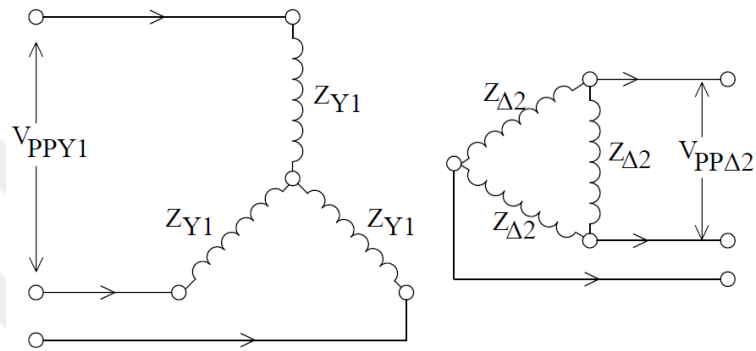
Modellenen trafo merkezinde bulunan B trafosunun blok parametre penceresi Şekil 5.14.'te verilmiştir. Söz konusu veriler TEİAŞ'ın trafo test raporlarından alınmıştır.



Şekil 5.14. Sakarya TM B trafosu blok parametreleri araç kutusu

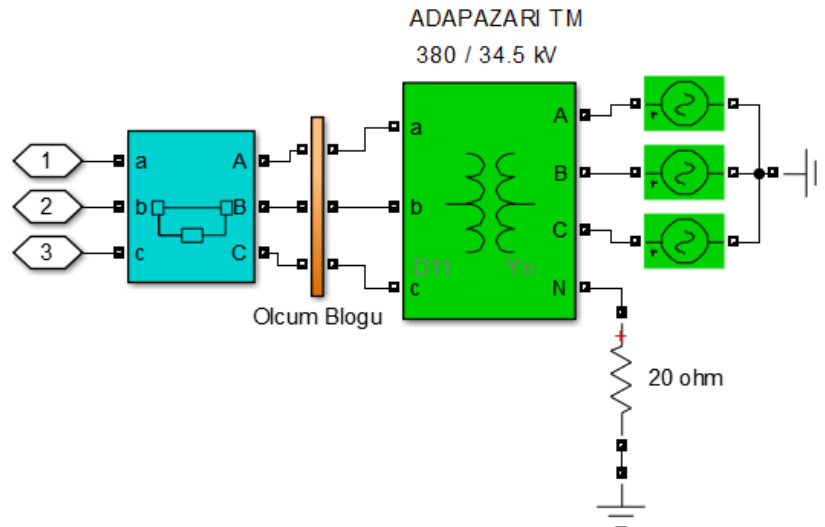
5.3.2. Y-Δ bağı trafolar

Bu bağlantı grubunda sekonder tarafın üçgen bağı oluşu nedeniyle üçüncü harmonikler bulunmamaktadır. Bu bağlantı grubu genellikle yüksek gerilimi düşürmek amaçlı kullanılmaktadır. Primer hat gerilimi, primer faz geriliminin $\sqrt{3}$ katıdır. Şekil 5.15.'te yıldız üçgen bağlantıya ait prensip şeması yer almaktadır [23].



Şekil 5.15. 3 fazlı trafoların Y-Δ bağlantı şeması

Bu çalışma kapsamında Adapazarı TM C trafosu bu bağlantı grubundadır. Adapazarı TM alt sistem modeli Şekil 5.16.'daki gibidir.



Şekil 5.16. Adapazarı TM alt sistem modeli

Modellenen trafo merkezinde bulunan C trafosunun blok parametre penceresi Şekil 5.17.'de verilmiştir. Söz konusu veriler de TEİAŞ'ın trafo test raporlarından alınmıştır.

Block Parameters: Three-Phase Transformer (Two Windings)1

Three-Phase Transformer (Two Windings) (mask) (link)

This block implements a three-phase transformer by using three single-phase transformers. Set the winding connection to 'Yn' when you want to access the neutral point of the Wye.

Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Configuration Parameters Advanced

Units SI

Nominal power and frequency [Pn(VA) , fn(Hz)]

[125e6 , 50]

Winding 1 parameters [V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H)]

[380000 1.78938 32.3023e-3]

Winding 2 parameters [V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H)]

[34500 0.0410998 0.74194e-3]

Magnetization resistance Rm (Ohm)

753401.788

Magnetization inductance Lm (H)

4500.043

Saturation characteristic [i1(A) , phi1(V.s) ; i2 , phi2 ; ...]

[0 0;0.66653 1910.3;277.72 2419.7]

Initial fluxes [phi0A , phi0B , phi0C] (V.s):

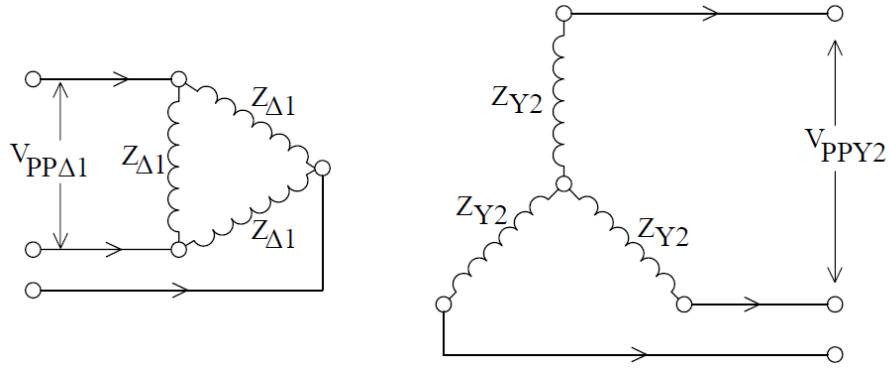
[1273.5 -1273.5 1114.3]

OK Cancel Help Apply

Şekil 5.17. Adapazarı TM C trafosu blok parametreleri araç kutusu

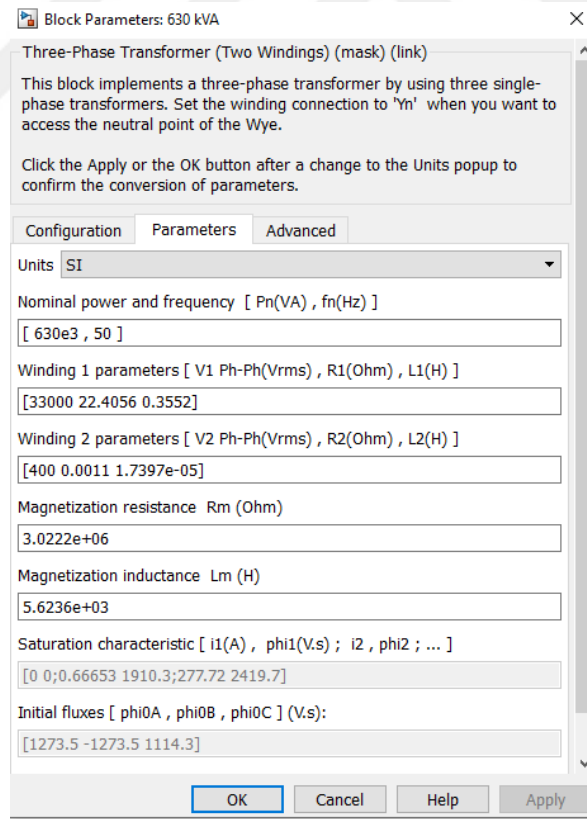
5.3.3. Δ-Y bağlı trafolar

Bu bağlantı grubunda harmonikler primer sargıda yok edilebilmektedir ve sekonderinin topraklanarak nötr hattının meydana gelebilmesi en büyük avantajlarındandır. Genellikle dağıtım şebekelerinde kullanılmaktadırlar. Sekonder tarafının sıfır noktasının topraklanması neticesinde faz nötr gerilimi elde edilebilmektedir. Böylece şebekedeki son kullanıcıların farklı gerilim seviyelerinden beslenmesi mümkün olmaktadır. Primer sargının iki ucu faz arası gerilime maruz kaldığı için yalıtım maliyeti ortaya çıkmaktadır. Bu yüzden yüksek gerilimlerde üçgen sargıdan kaçınılmaktadır. Şekil 5.18.'de üçgen yıldız bağlantıya ait prensip şeması yer almaktadır [23].



Şekil 5.18. 3 fazlı trafoların Δ-Y bağlantı şeması

Bu çalışma kapsamında dağıtım şebekesinde kullanılan bütün 36/0,4 kV çevirme oranına sahip trafolar bu bağlantı grubunda çalışmaktadır. Bu trafoların parametre değerleri de trafo test raporlarından alınarak modellenmiştir. Daha evvel Şekil 5.4.'te kabin yerleşim planı verilen DM1TR1 kabinindeki trafonun blok parametre penceresi araç kutusu Şekil 5.19.'da verilmiştir.



Şekil 5.19. DM1TR1 trafosu blok parametreleri araç kutusu

Trafo test raporlarından alınarak modelleme yapılan trafoların blok parametre değerleri Tablo 5.4.'te verilmiştir.

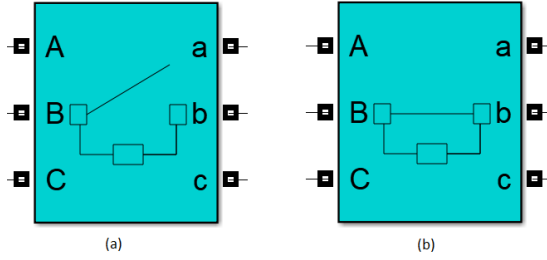
Tablo 5.4. Modellenen şebekenin trafo blok parametre değerleri

Trafo Adı	Güç (kVA)	Bağlantı Gr.	Gerilim (kV)	R1 (Ω)	L1 (H)	R2 (Ω)	L2 (mH)	Rm (MΩ)	Lm (kH)
S.TM (TR-A)	50000	YNYn0	154/34,5	0,68685	0,0713	0,0357	3,576	0,7534	4500,1
S.TM (TR-B)	100000	YNYn0	154/34,5	0,30025	0,0804	0,0143	3,825	0,6171	737,66
Ada TM	125000	YNd	380/34,5	1,78938	0,0323	0,0411	0,742	0,7534	4500,0
DM1TR1	630	DYn11	34,5/0,4	22,4056	0,3552	0,0011	0,017	3,0222	5,6236
DM2TR2	630	DYn11	34,5/0,4	22,4056	0,3552	0,0011	0,017	3,0222	5,6236
DM3TR3	1000	DYn11	34,5/0,4	14,4336	0,2881	0,0007	0,014	2,3987	6,0191
DM4TR4	630	DYn11	34,5/0,4	22,4138	0,3586	0,0011	0,018	3,2219	9,2719
DM5TR5	630	DYn11	34,5/0,4	22,4056	0,3552	0,0011	0,017	3,0222	5,6236
DM6TR6	630	DYn11	34,5/0,4	22,4426	0,3611	0,0011	0,018	3,0792	7,8216
DM7TR7	630	DYn11	34,5/0,4	21,9734	0,3664	0,0011	0,018	3,3653	22,991
DM8TR8	630	DYn11	34,5/0,4	21,8541	0,3673	0,0011	0,018	3,3242	24,434
DM9TR9	630	DYn11	34,5/0,4	22,3603	0,3628	0,0011	0,018	3,2347	10,009
DM10TR10	630	DYn11	34,5/0,4	22,4220	0,3569	0,0011	0,017	3,0306	10,740
DM11TR11	1000	DYn11	34,5/0,4	14,4042	0,2912	0,0007	0,014	2,4075	6,4887
DM12TR12	630	DYn11	34,5/0,4	22,4303	0,3569	0,0011	0,017	2,9972	9,9241
TRP13	250	DYn11	34,5/0,4	77,2842	0,8360	0,0038	0,041	6,2586	15,502
DM13TR14	630	DYn11	34,5/0,4	22,4220	0,3569	0,0011	0,017	3,0306	10,740
DM14TR15	630	DYn11	34,5/0,4	22,4220	0,3603	0,0011	0,018	3,2411	9,9903
DM15TR16	630	DYn11	34,5/0,4	22,3603	0,3628	0,0011	0,018	3,2347	10,009

5.4. Kesiciler

Şebekede bir kısa devre oluştuğundan sonra kısa devre olan kısım şebekeden hızlı bir şekilde ayrılmazsa, meydana gelen aşırı akımdan dolayı şebeke ekipmanları ve elektrikli cihazlar zarar görebilmektedir. Bunu engelleyebilmek için genellikle kesiciler kullanılmaktadır. Kesiciler yük altında ve özellikle de kısa devre esnasında açma yapabilecek şekilde tasarlanırlar. Fakat tek başlarına kesme/açma yapamazlar.

Bunun için şebekeyi sürekli izleyecek ve arıza meydana geldiğinde kesme işareti üretecek uygun röle donanımları ile desteklenmeleri şarttır. Kesicilerin en önemli özellikleri hızlı çalışabilme ve ark söndürme sistemine sahip olmalarıdır. Aşağıdaki Şekil 5.20.'de MATLAB yazılımı Simulink araç kutusundaki kesici sembolleri bulunmaktadır.



Şekil 5.20. (a) Kontakları açık kesici modeli, (b) kontakları kapalı kesici modeli

Şekil 5.21.'de bu çalışmada kullanılan bir kesicinin blok parametre diyagramı bulunmaktadır. Eğer kesicinin herhangi bir zamanda kontaklarının konum değiştirmesi istenirse bu araç kutusundan zaman tanımlaması yapılabilir.

Şekil 5.21. Kesici blok parametreleri araç kutusu

Aşağıdaki Tablo 5.5.'te bu tez çalışması kapsamında kullanılan kesicilerin blok parametreleri yer almaktadır. Bu veriler, kesici test raporlarından alınarak hesaba katılmıştır.

Tablo 5.5. Modellenen şebeke kesici blok parametre verileri

Kabin No	Fider İsmi	Ron (m Ω)	Rs (M Ω)	Cs (F)
DM2TR2	Giriş	0,181	1	Inf
	DM3TR3 Çıkışı	10	1	Inf
	1 Nolu Yük Çıkışı	0,175	1	Inf
	2 Nolu Yük Çıkışı	0,125	1	Inf
	TR Koruma	10	1	Inf
DM3TR3	Giriş	0,193	1	Inf
	DM4TR4 Çıkışı	0,188	1	Inf
	TR Koruma	0,115	1	Inf
DM4TR4	Giriş	0,18	1	Inf
	DM5TR5 Çıkışı	0,18	1	Inf
	TR Koruma	0,133	1	Inf
DM5TR5	Giriş	0,182	1	Inf
	C Çıkışı	0,18	1	Inf
	DM6TR6 Çıkışı	0,181	1	Inf
	TR Koruma	0,118	1	Inf
DM6TR6	Giriş	0,18	1	Inf
	DM7TR7 Çıkışı	0,188	1	Inf
	TR Koruma	0,125	1	Inf
DM7TR7	Giriş	0,18	1	Inf
	D Çıkışı	0,2	1	Inf
	E Çıkışı	0,174	1	Inf
	DM14TR15 Çıkışı	0,168	1	Inf
	TR Koruma	0,123	1	Inf

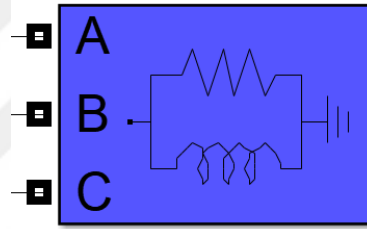
Tablo 5.5. (Devam)

Kabin No	Fider İsmi	Ron (m Ω)	Rs (M Ω)	Cs (F)
DM8TR8	Giriş	0,109	1	Inf
	DM9TR9 Çıkışı	0,185	1	Inf
	F Çıkışı	0,177	1	Inf
	DM15TR16 Çıkışı	0,106	1	Inf
	G Çıkışı	0,189	1	Inf
	TR Koruma	0,120	1	Inf
DM9TR9	Giriş	0,177	1	Inf
	DM10TR10 Çıkışı	0,106	1	Inf
	TR Koruma	0,189	1	Inf
DM10TR10	Giriş	0,120	1	Inf
	DM11TR11 Çıkışı	0,18	1	Inf
	TR Koruma	0,13	1	Inf
DM11TR11	Giriş	0,195	1	Inf
	DM12TR12 Çıkışı	0,178	1	Inf
	TR Koruma	0,112	1	Inf
DM12TR12	Giriş	0,204	1	Inf
	TRP13 Çıkışı	0,2	1	Inf
	DM13TR14 Çıkışı	0,179	1	Inf
	TR Koruma	0,115	1	Inf
DM13TR14	Giriş	0,18	1	Inf
	H Çıkışı	0,188	1	Inf
	DM14TR15 Çıkışı	0,188	1	Inf
	TR Koruma	0,18	1	Inf
DM14TR15	Giriş	0,182	1	Inf
	I Çıkışı	0,195	1	Inf
	DM7TR7 Çıkışı	0,195	1	Inf
	TR Koruma	0,132	1	Inf

5.5. Yükler

Bu tez çalışması kapsamında  fazlı paralel RLC yükü kullanılarak modelleme yapılmıştır. Adapazarı TM ile DM15TR16 ve DM8TR8 ile DM15TR16 kabinlerinin yük değerleri bilindiği için birbirleri ile bağlantıyı sağlayan hat verilerinin yerine yük olarak modelleme yapılmıştır.

MATLAB/Simulink yazılımında  fazlı paralel RLC yükünün sembollü şekil 5.22.'de verilmiştir. Araç kutusunda yer alan bu bloğun blok parametre değerleri şekil 5.23.'teki gibi tanımlanabilmektedir. Buradan gerilim, aktif ve reaktif güç değerlerinin girişi sağlanabilmektedir.



şekil 5.22.  fazlı paralel RLC yk sembolü

şekil 5.23. Yük blok parametre araç kutusu

Bu çalışma kapsamında modellenen şebekenin yük verileri aşağıda Tablo 5.6.'da verilmiştir. Tabloda, kabinlerin YG baralarından alınan radial besleme çıkışları ve kabinlerdeki trafoların AG ana kol güçleri yer almaktadır.

Tablo 5.6. Modellenen şebeke yük blok parametre verileri

Yük Adı	Gerilim (kV)	P _A (kW)	P _B (kW)	P _C (kW)	Q _A (kVAR)	Q _B (kVAR)	Q _C (kVAR)
DM1TR1-1	34,5	564,75	519,57	537,16	7,5574	6,9525	7,1882
DM1TR1-2	34,5	138,44	149,26	151,86	-16,111	-17,37	-17,672
DM1TR1-3	34,5	1551,0	1496,5	1570,9	65,899	63,585	66,745
DM1TR1-4	34,5	1,0060	1,0060	1,0063	165,65	165,65	165,65
DM1TR1-5	34,5	1,7140	2,1140	2,5397	-4,850	-5,982	-7,186
DM1TR1-AG	0,4	85,487	85,487	74,880	2,157	1,7191	1,8892
DM2TR2-A	34,5	21,297	23,663	26,030	26,030	3,3718	3,7090
DM2TR2-B	34,5	54,426	52,059	52,059	7,7552	7,4180	7,4180
DM2TR2-AG	0,4	134,39	116,49	144,41	19,149	16,599	20,577
DM3TR3-AG	0,4	92,100	108,20	102,88	13,123	15,418	14,660
DM4TR4-AG	0,4	57,263	57,294	63,656	1,5700	1,5700	1,5700
DM5TR5-C	34,5	5,7000	3,4706	0,4536	0,8121	0,4945	0,0646
DM5TR5-AG	0,4	70,542	63,665	73,411	10,051	9,0718	10,460
DM6TR6-AG	0,4	62,162	61,023	60,841	8,8576	8,6953	8,6694
DM7TR7-D	34,5	42,594	42,594	40,228	6,0693	6,0693	5,7321
DM7TR7-E	34,5	337,79	337,79	337,79	48,132	48,133	48,133
DM7TR7-AG	0,4	44,346	42,967	39,980	1,9847	1,9230	1,7893
DM8TR8-F	34,5	59,158	56,792	54,426	8,4296	8,0924	7,7552
DM8TR8-G	34,5	94,653	94,653	94,653	13,487	13,487	13,487
DM8TR8-AG	0,4	117,49	132,75	121,59	16,742	18,916	17,326
DM9TR9-AG	0,4	96,306	82,260	109,78	1,8850	1,8856	1,8856
DM10TR10-AG	0,4	23,000	27,528	32,102	0,2600	0,2600	0,2600
DM11TR11-AG	0,4	72,645	72,718	73,811	10,351	10,362	10,518
DM12TR12-AG	0,4	61,206	56,333	65,395	8,7213	8,0270	9,3183
TRP13-AG	0,4	5,3010	0,6739	1,2570	0,7553	0,0960	0,1791

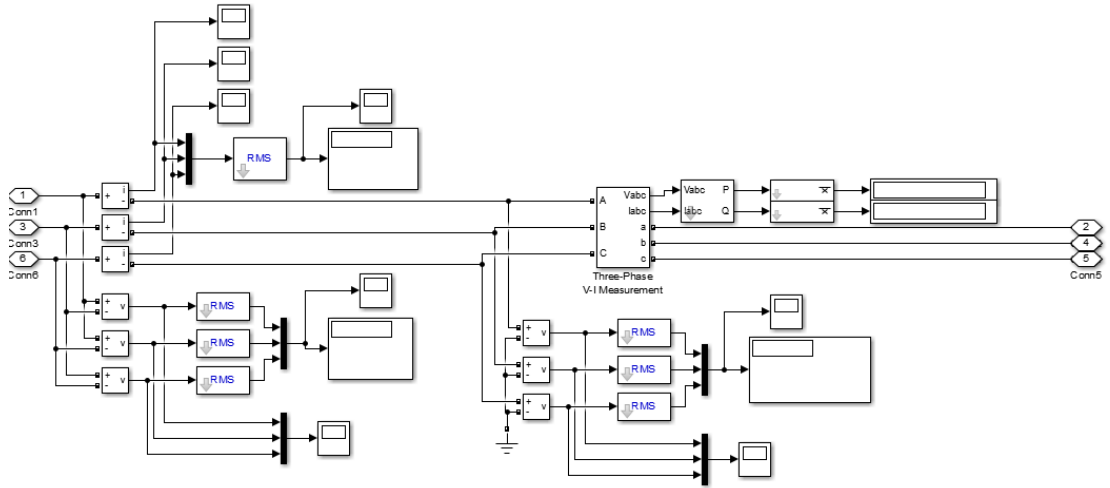
Tablo 5.6. (Devam)

Yük Adı	Gerilim (kV)	P _A (kW)	P _B (kW)	P _C (kW)	Q _A (kVAR)	Q _B (kVAR)	Q _C (kVAR)
DM13TR14-H	34,5	19,719	19,719	19,719	2,8099	2,8098	2,8099
DM13TR14-AG	0,4	81,972	52,826	61,934	11,680	7,5273	8,8252
DM14TR15-I	34,5	99,386	101,75	108,85	14,162	14,499	15,510
DM14TR15-AG	0,4	22,178	19,582	25,639	3,1610	2,7903	3,6534
DM15TR16-J	34,5	2,0940	2,3509	0,8253	0,2197	0,2467	0,0866
DM15TR16-K	34,5	863,31	788,95	834,45	63,846	58,347	61,711
DM15TR16-L	34,5	229,52	214,10	223,98	20,052	18,705	19,568
DM15TR16-M	34,5	72,501	72,769	83,784	9,9051	9,9417	11,447
DM15TR16-N	34,5	1969,9	1975,9	1907,1	-71,62	-71,85	-69,34
DM15TR16-O	34,5	44,633	51,918	47,625	0,0335	0,0389	0,0357
DM15TR16-AG	0,4	139,22	133,78	157,76	12,890	12,386	14,606

Yukarıdaki tabloda verilen yük değerleri, analizi yapılan şebekenin puant saatte alınan yük profilleridir. Bu verilere istinaden gerçekleştirilen güç akış analizleri gerçeğe en yakın değerleri verecek şekilde yapılmıştır.

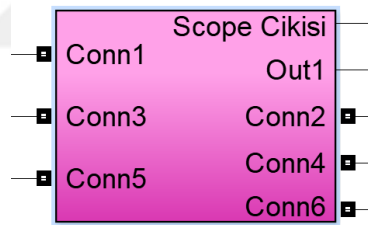
5.6. Ölçüm Blokları

Modellenen şebekenin analiz sonuçlarının görsel ve sayısal olarak çıktılarının alınabilmesi için sık kullanılan araçlardandır. Güç, akım, gerilim gibi elektriksel büyüklüklerin ölçümü için birçok araç bulunmaktadır. Bu araçlar ile ölçülen büyüklüklerin tepe genliği, rms, harmonik gibi parametrelerinin dönüşümü için çeşitli araçlar da bulunmaktadır. Trafo merkezi ana çıkışındaki ölçümler için Şekil 5.16.'daki trafo merkezi modellemesinde ölçüm bloğu yer almaktadır. Bu ölçüm bloğunun alt sistem modeli Şekil 5.24.'te gösterilmiştir. Ölçüm bloğunun alt sistem modellemesinde analizlerde ihtiyaç duyulan her türlü verinin ölçümü gerçekleştirilmektedir.



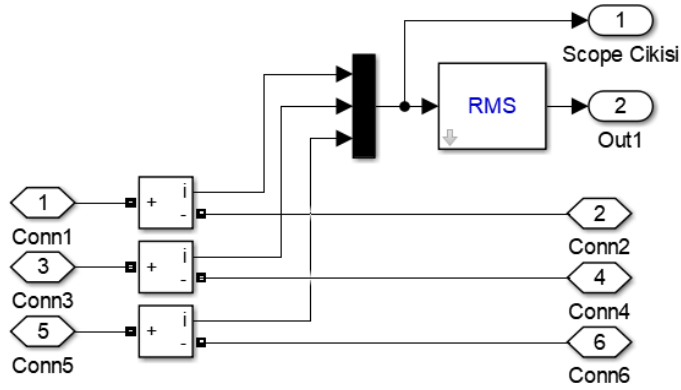
Şekil 5.24. Trafo merkezi ana çıkış ölçüm bloğu alt sistem modeli

Kabinlerin ana giriş ölçümlerinden yalnızca güç verilerine ihtiyaç olduğu için alt sistem modeli tanımlanmadan direk olarak ölçüm blokları yerleştirilmiştir. Radyal kol çıkışları için her faz için akım ölçümü gerektiğinden ölçüm bloğu tanımlanmıştır. Bu ölçüm bloğunun şeması Şekil 5.25.'te gösterilmiştir.



Şekil 5.25. Kabin içi radyal çıkışlar için ölçüm bloğu

Şekil 5.25.'teki ölçüm bloğunun alt sistem modeli Şekil 5.26.'da gösterilmiştir. Buradaki ölçüm sonuçları scope ve display ekranı vasıtalılarıyla incelenebilmektedir. Her kabinde bu ölçümlere sürekli olarak ihtiyaç olmadığından ve anlık olarak ihtiyaç olması halinde kullanılabilmesi için bu tarz bir tasarım yapılmıştır.

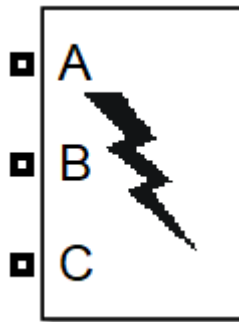


Şekil 5.26. Kabin içi radyal çıkışlar için ölçüm bloğu alt sistem modeli

5.7. Hata Bloğu

Şebekede çeşitli nedenlerle meydana gelen kısa devreler, enerji kayıplarının yanı sıra can ve mal kayıplarına da sebebiyet verebilmektedir. Bu kadar önemli bir konunun her türlü faktörler göz önünde bulundurularak, şebekenin tasarlanması aşamasında tüm çeşitlilikleriyle analizi yapılmalıdır. Ayrıca şebekenin işletilmesi ve bakım çalışmalarında da kısa devre analizlerinin güncel şebeke bilgileri ile yapılması da gerekmektedir.

MATLAB/Simulink yazılımında kısa devre analizlerinin yapılabilmesi için üç fazlı hata bloğu bulunmaktadır. Bu blok Şekil 5.27.'de gösterilmiştir.



Şekil 5.27. Hata blok diyagramı

Bu blok ile faz ve/veya toprak arıza kombinasyonlarının detaylı analizi yapılabilmektedir. Şekil 5.28.'de hata blok diyagramı parametre ekranı gösterilmiştir.

Bu ekran üzerinden arıza noktasının direnci, toprak direnci gibi faktörler tanımlanabilmektedir. Ayrıca arıza durumunun fazlar ile toprak arasındaki tüm kombinasyonları da seçilebilmektedir. Anahtarlama zamanı kısmında arızanın, analizin hangi anında başlaması ve bitmesi belirtilebilmekte, ayrıca harici bir lojik etki ile arızanın başlaması ve bitirilmesi de sağlanabilmektedir.

Block Parameters: Three-Phase Fault

Three-Phase Fault (mask) (link)

Implements a fault (short-circuit) between any phase and the ground. When the external switching time mode is selected, a Simulink logical signal is used to control the fault operation.

Parameters

Initial status: 0

Fault between:

☒ Phase A ☒ Phase B ☒ Phase C ☐ Ground

Switching times (s): 1/50 5/50 ☐ External

Fault resistance R_{on} (Ohm): 0.001

Ground resistance R_g (Ohm): 0.01

Snubber resistance R_s (Ohm): 1e6

Snubber capacitance C_s (F): inf

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

Şekil 5.28. Hata bloğu parametre diyagramı

Analizlerin MATLAB/Simulink yazılımı ile bu kadar detaylı bir şekilde incelenebilmesi gerçeğe en yakın sonuçların elde edilmesine olanak sağlamaktadır. Gerçek verilerin elde edilmesi, şebekenin ilk yatırım maliyetinden optimum işletme koşullarının sağlanmasına kadar birçok aşamada önemli bir girdi olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu çalışmada da tüm şebeke ekipmanlarının gerçek verileri ile analizler gerçekleştirilmiş, böylece çalışmanın asıl amacı olan röle koordinasyonu için en doğru veriler elde edilmiştir.

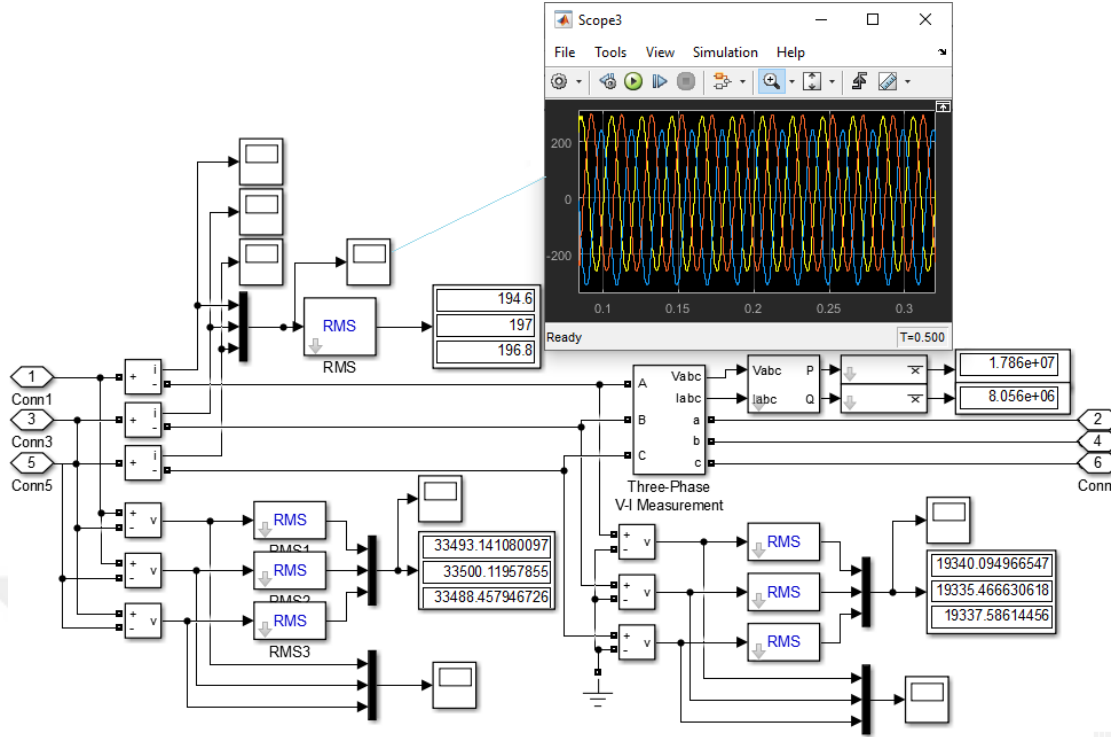
BÖLÜM 6. DAĞITIM SİSTEMİN ANALİZİ VE RÖLE KOORDİNASYONU

Bu bölümde öncelikle röle koordinasyonu için gerekli olan verileri elde etmek için güç akışı ve kısa devre analizi üzerinde durulmuştur. Güç akışı analizinde nominal fider akımları yeterli olmakla birlikte her yönüyle analizler yapılmış ve şebekenin mevcut durumu ile gelecekte yapılabilecek çalışmalar düşünülmüştür. Yapılan analizler ile gerçek veriler karşılaştırılmış ve yorumlanmıştır. Ardından analizi yapılan bu değerlere istinaden röle koordinasyonu gerçekleştirilmiştir.

6.1. Güç Akışı Analizi

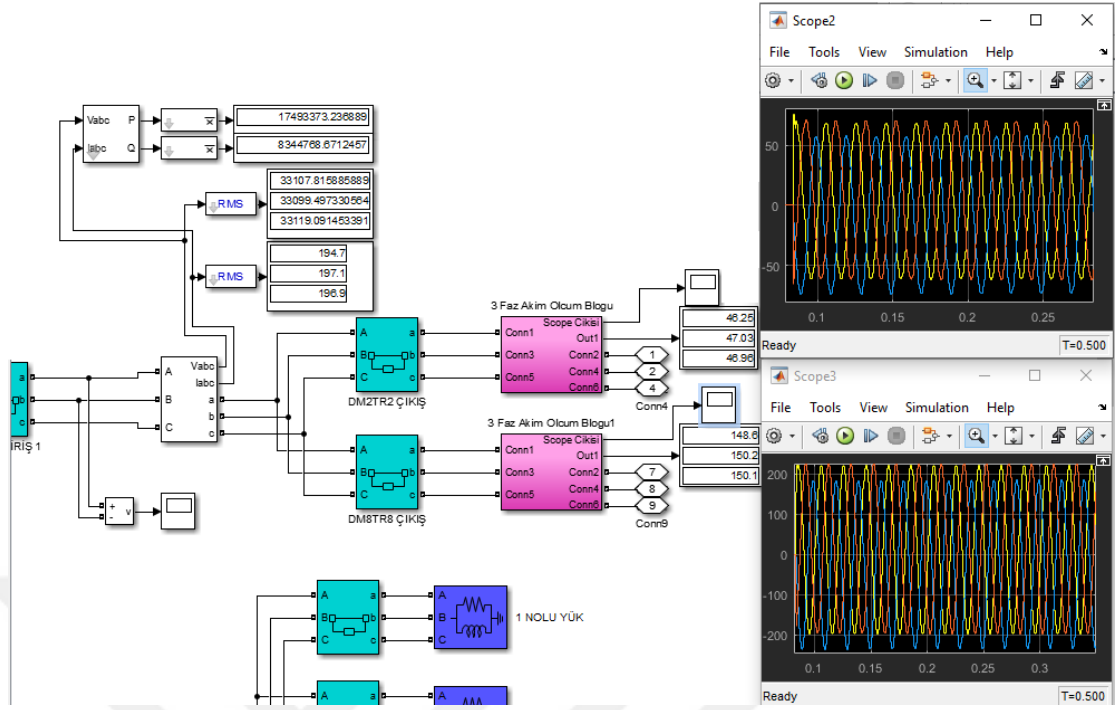
Güç akış analizi bir sistemin özellikle gelecek planlamalarında alınacak aksiyonlar için büyük öneme sahiptir. Gerilim düşümü, trafo gücü, hat kapasitesi, aktif-reaktif güçler ve hatta harmonikler için yapılacak çalışmalarda güç akışı sonuçları belirleyici rol oynamaktadır [24]. Röle koordinasyonundaki akım ayar değerini belirlerken sistemin demeraj akımı değeri de göz önüne alınmalıdır. Yapılan çalışmada demeraj akımının belirlenmesinde sistemin güç akış analizinden faydalanılacaktır.

Bu tez kapsamında asıl çalışmanın yapılacağı bölge Sakarya TM B trafosundan enerjilenmektedir. Söz konusu trafo merkezi çıkışından alınan ölçümler Şekil 6.1.'de yer almaktadır. Scope ile ana çıkış kol akımlarının tepeden tepeye genlik değerleri ölçülmekte, RMS akım değerleri ise display ekranında yer almaktadır. DM1TR1 ana kabini besleyen iletim hattının fider aktif gücü yaklaşık 17,86 MW, reaktif gücü 8 MVAR, akım değerleri yaklaşık 195 A olarak ölçülmüştür.



Şekil 6.1. Sakarya TM B trafosu çıkışı ölçümleri

Trafo Merkezi çıkışından sonra ana dağıtım merkezi olarak kullanılmakta olan DM1TR1'in ölçümleri Şekil 6.2.'de yer almaktadır. Burada ana çıkış kesicilerinden okunan akım genlikleri scope ekranlarında gösterilmiştir. RMS akım değerleri ise display ekranında yer almaktadır. Ana kabin girişine trafo merkezinden gelen kablodan yaklaşık 17,5 MW, yaklaşık 8 MVAR'lık bir güç iletilmektedir. DM2TR2 çıkışı için rms akım değeri 46 A, DM8TR8 çıkışı için rms akım değeri yaklaşık 149 A olarak ölçülmüştür. Ayrıca tepeden tepeye genlik değerleri scope ekranlarında gösterilmiştir.



Şekil 6.2. DM1TR1 kabin ölçümleri

Diğer kabinlerin ölçüm sonuçları ve açıklamaları Ek-A'da yer almaktadır. Sistemin tamamının analiz sonuçlarına göre kabin bazındaki akım değerleri Tablo 6.1.'de verilmiştir. Buradaki fider numaraları Şekil 5.2.'ye istinaden yazılmıştır.

Tablo 6.1. Modellenen şebeke akım analiz sonuçları

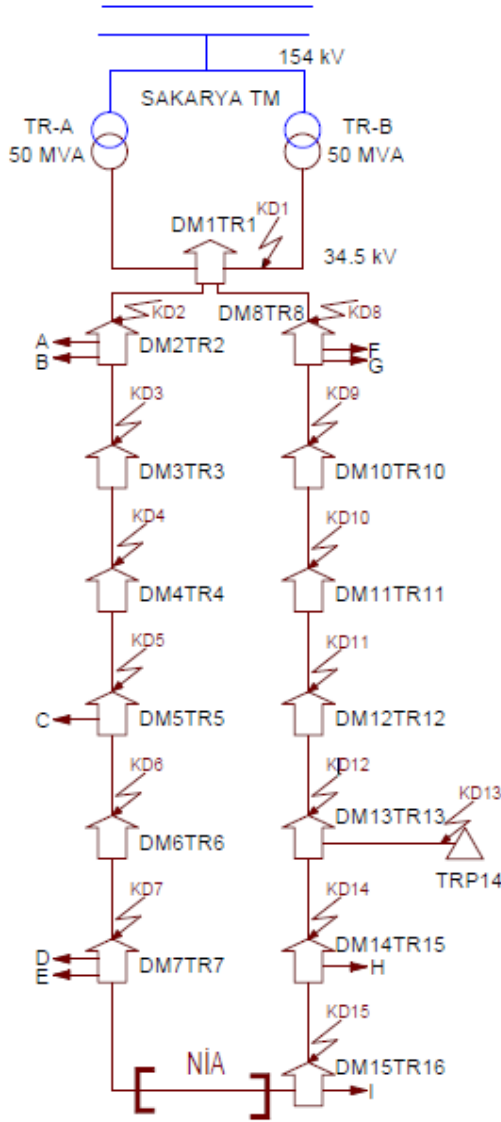
Fider İsmi	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)
Hat 1	194,6	197	196,8
Hat 3	46,25	47,03	46,96
Hat 9	148,6	150,2	150,1
DM2TR2-AG	583,7	510,3	631,2
Hat 4	35,99	36,53	35,88
B Çıkışı	2,656	2,565	2,542
A Çıkışı	1,039	1,166	1,271
DM3TR3-AG	401,9	475,5	452,5
Hat 5	30,76	30,92	30,72
DM4TR4-AG	248	248,1	275,5
Hat 6	27,74	27,75	27,54

Tablo 6.1. (Devam)

Fider İsmi	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)
C Çıkışı	0,2779	0,1708	0,02213
Hat 7	23,93	23,98	23,74
DM5TR5-AG	307,6	280	322,7
Hat 8	20,69	20,74	20,5
DM6TR6-AG	271,2	268,4	267,7
D Çıkışı	2,077	2,096	1,962
E Çıkışı	16,47	16,62	16,48
DM7TR7-AG	192,1	186,3	173,3
Hat 10	23,81	23,92	25,55
F Çıkışı	2,884	2,795	2,655
G Çıkışı	4,615	4,658	4,618
Hat 18	111,5	112,6	111,6
DM8TR8-AG	510,5	580,2	532,1
Hat 11	19,04	18,92	20,1
DM9TR9-AG	416	355,5	473,6
Hat 12	17,64	17,33	18,61
DM10TR10-AG	99,67	119,2	139
Hat 13	13,82	13,43	14,74
DM11TR11-AG	317,1	319,9	324,8
TRP13-YG	0,1944	0,06504	0,1804
Hat14	10,5	10,15	11,23
DM12TR12-AG	266,9	247,7	287,4
H Çıkışı	0,961	0,9698	0,9615
Hat 16	5,919	6,162	6,54
DM13TR14-AG	356,9	232,3	272,3
I Çıkışı	4,843	5,004	5,307
DM14TR15-AG	96,99	86,36	113,1

6.2. Kısa Devre Analizi

Koruma rölelerinin arıza anında açma yapması için ayarlanan başlatma akım değerinin kısa devre akım değerinin altında olması gerekir. Kısa devre analizi ise röleden maksimum akım geçişine sebep olan şebeke noktalarında yapılmalıdır [25]. Bu çalışmada Şekil 6.3.'de gösterilen kısa devre numaraları belirtilerek hat sonunda kısa devre olması durumuna göre bu hattın koruma rölesinden geçecek akım değeri röle koordinasyonunda göz önüne alınmıştır. MATLAB/Simulink programı ile modellenen sistemin kısa devre akımları Tablo 6.2.'de gösterilmiştir.



Şekil 6.3. Kısa devre analizi tek hat şeması

Tablo 6.2. Modellenen şebeke kısa devre analizi sonuçları

Kısa	3 Faz Kısa	2 Faz Kısa	Faz-Toprak	İki Faz-Toprak
Devre No	Devre (kA)	Devre (kA)	Kısa Devre (kA)	Kısa Devre (kA)
KD1	4,87	4,24	0,88	0.4862
KD2	4,74	4,13	0,87	0.484
KD3	4,61	4,01	0,87	0.4818
KD4	4,53	3,94	0,86	0.4801
KD5	4,34	3,78	0,85	0.4766
KD6	4,25	3,7	0,85	0.4748
KD7	4	3,57	0,84	0.4715
KD8	4,66	4,05	0,87	0.4828
KD9	4,51	3,92	0,86	0.4801
KD10	4,37	3,8	0,86	0.4775
KD11	4,28	3,72	0,85	0.4756
KD12	4,15	3,61	0,84	0.4729
KD13	3,368	2,93016	-	0.2151
KD14	4,07	3,54	0,84	0.4711
KD15	3,94	3,42	0,83	0.468

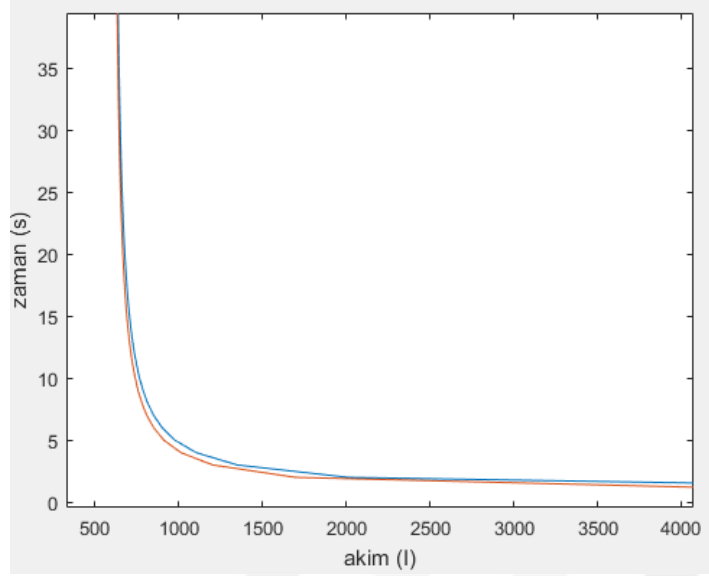
6.3. Röle Koordinasyonu

Rölelerin birinci eşik ($I>$) değerleri için ters zaman eğrisi üzerinde çalışılmıştır. Trafo merkezi çıkışındaki röle için birinci eşik değeri hat kapasite değerine göre belirlenir ve TMS çarpanı 0,3-0,4 aralığına ayarlanır [26]. Bu çalışmada her kabin için çarpan 0,05 düşürülerek çalışma yapılmıştır. Başlatma akım değerleri ise trafo merkezi ve DM1TR1 için 600 A, sonrası için (ring haricindeki kabin çıkışları hariç) 300 A olarak ayarlanmıştır. Ters zamanlı röle koordinasyonu Tablo 6.3.'de yer almaktadır. Röle numaraları Şekil 5.1.'deki hat ve yük numaralarına göre verilmiştir.

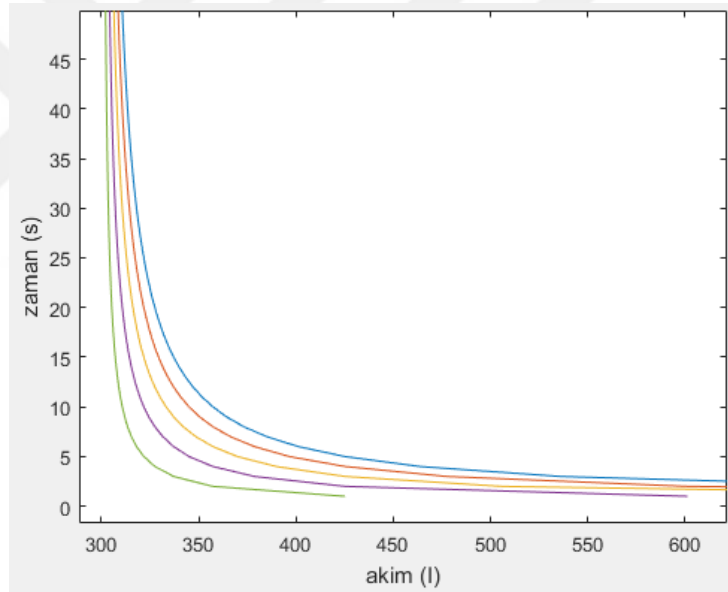
Tablo 6.3. Rölelerin birinci eşik ayarları

Röle	I_s (A)	TMS
Sakarya TM (1)	600	0,35
DM1TR1 (3)	600	0,3
DM2TR2 (A)	100	0,05
DM2TR2 (B)	100	0,05
DM2TR2 (4)	300	0,25
DM3TR3 (5)	300	0,2
DM4TR4 (6)	300	0,15
DM5TR5 (C)	100	0,05
DM5TR5 (7)	300	0,1
DM6TR6 (8)	300	0,05
DM7TR7 (D)	100	0,05
DM7TR7 (E)	100	0,05
DM1TR1 (9)	600	0,3
DM8TR8 (F)	100	0,05
DM8TR8 (G)	100	0,05
DM8TR8 (10)	300	0,25
DM9TR9 (11)	300	0,2
DM10TR10 (12)	300	0,15
DM11TR11 (13)	300	0,1
DM12TR12 (14)	100	0,05
DM12TR12 (15)	300	0,05
DM13TR14 (16)	Inf	0
DM14TR15 (I)	100	0,05

Tablo 6.3.’teki değerlerin grafik çizimleri Sakarya TM (1) ve DM1TR1(3)-(9) için Şekil 6.4.’te, diğer kabinler için Şekil 6.5.’te yer almaktadır.



Şekil 6.4. TM çıkış rölesi ve ana dağıtım merkezi (DM1TR1) için ters zaman ($I >$) eğrisi



Şekil 6.5. Diğer kabinler için ters zaman ($I >$) eğrisi

Yapılan birinci eşik ters zaman koordinasyon ayarının sisteme uygunluğunu ve rölelerin ne kadar sürede kesme komutu göndereceğini test etmek amacı ile (6.1)-(6.4) denklemleri boyunca hesaplamalar yapılmıştır. Bu hesaplamalarda DM3TR3 çıkışında yer alan Fider 5'te meydana geldiği düşünülen 2 kA değerindeki kısa devre akımı referans alınmıştır.

DM3TR3 (Fider 5):

$$TMS=0,2, I_s=300 A$$

$$t = \left[\frac{0,14}{\left(\frac{2000}{300} \right)^{0,02} - 1} \right] \cdot 0,2 = 0,724 s \quad (6.1)$$

DM2TR2 (Fider 4):

$$TMS=0,25, I_s=300 A$$

$$t = \left[\frac{0,14}{\left(\frac{2000}{300} \right)^{0,02} - 1} \right] \cdot 0,25 = 0,9051 s \quad (6.2)$$

DM1TR1 (Fider 3):

$$TMS=0,3, I_s=600 A$$

$$t = \left[\frac{0,14}{\left(\frac{2000}{600} \right)^{0,02} - 1} \right] \cdot 0,3 = 1,723 s \quad (6.3)$$

TM Çıkışı (Fider 1):

$$TMS=0,35, I_s=600 A$$

$$t = \left[\frac{0,14}{\left(\frac{2000}{600} \right)^{0,02} - 1} \right] \cdot 0,35 = 2,0105 s \quad (6.4)$$

Rölelerin ikinci eşik değerleri ($I >>$) için sabit zaman eğrisi üzerinde çalışılmıştır. Bu ayar, trafo merkezi çıkışlarındaki röleler için ikinci veya üçüncü kabindeki kısa devre akımının 1,1 katı olarak alınır ve zaman değeri 0-0,3 s. aralığında seçilir [26]. Bu ayarlamadan sonra ilk kabin olan DM1TR1 ana dağıtım merkezinde $t=0,15$ s. olarak seçilmiştir. Ardından gelen kabinler birbirine çok yakın olduğundan dolayı

hesaplamalar sonunda elde edilen kısa devre akım değerleri birbirine çok yakın çıkmıştır. Dolayısı ile röle koordinasyonunun en etkin biçimde sağlanması için bazı kabinlerin ikinci eşik değerleri, yük yoğunluğu ve kesintiden en az abonenin etkilenmesi için pasif duruma getirilmiştir. Bu çalışmada ikinci eşik için röle koordinasyon değerlerinin Tablo 6.4.’teki gibi olmasına karar verilmiştir.

Tablo 6.4. Rölelerin ikinci eşik ayarları

Röle	$I_{>>}$	$t_{>>} (s)$
Sakarya TM (1)	4,8	0,3
DM1TR1 (3)	4,8	0,15
DM2TR2 (A)	Inf	0
DM2TR2 (B)	Inf	0
DM2TR2 (4)	Inf	0
DM3TR3 (5)	Inf	0
DM4TR4 (6)	3,8	ani
DM5TR5 (C)	Inf	0
DM5TR5 (7)	Inf	0
DM6TR6 (8)	3,5	ani
DM7TR7 (D)	Inf	0
DM7TR7 (E)	Inf	0
DM1TR1 (9)	4,8	0,15
DM8TR8 (F)	Inf	0
DM8TR8 (G)	Inf	0
DM8TR8 (10)	Inf	0
DM9TR9 (11)	Inf	0
DM10TR10 (12)	3,8	ani
DM11TR11 (13)	Inf	0
DM12TR12 (14)	Inf	0
DM12TR12 (15)	3,6	ani
DM13TR14 (16)	Inf	0
DM14TR15 (I)	Inf	0

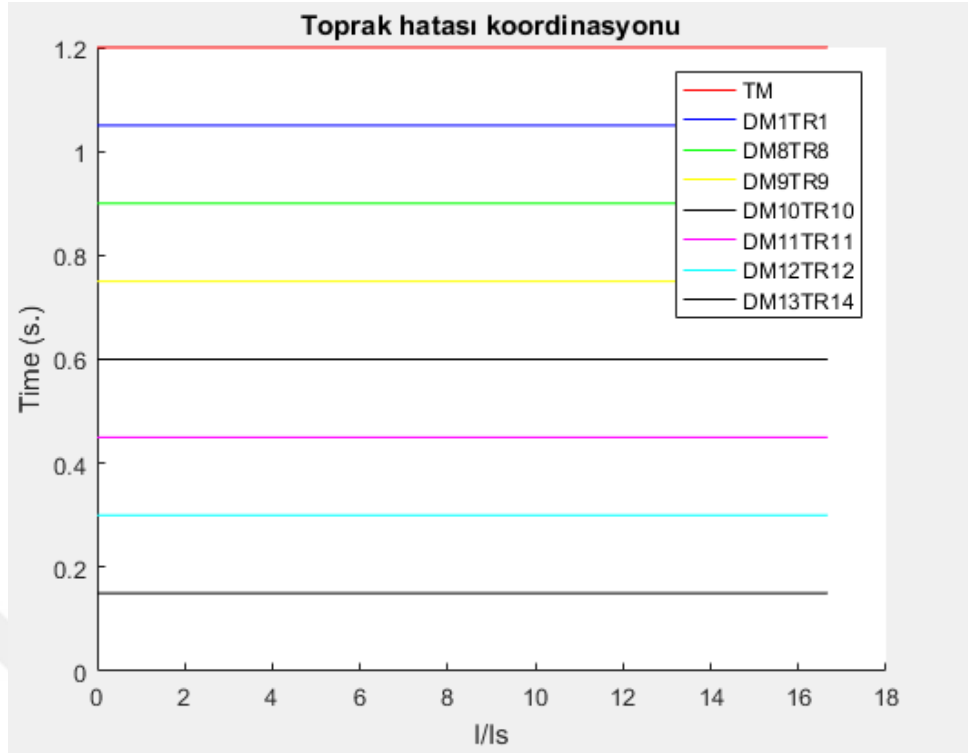
Rölelerin üçüncü eşik değerleri ($I_{>>>}$) için sabit zaman eğrisi üzerinde çalışılmıştır. Birinci eşik ve ikinci eşik değerlerinden dolayı çoğu zaman üçüncü eşığa ihtiyaç duyulmaz. Fakat uygulamanın sağlıklı olması açısından bu çalışmada trafo merkezi ve ana dağıtım merkezi (DM1TR1) için üçüncü eşik değeri kullanılmıştır. Trafo merkezi çıkışındaki röleler için üçüncü eşik değeri birinci kabindeki kısa devre akımının 1,1 katı olarak ayarlanmış ve zaman değeri 0-0,15 s. aralığında seçilmiştir [26]. Trafo merkezi çıkışı için üçüncü eşik değeri 5,2 kA ani zamanlı, DM1TR1 için ise 5 kA ani zamanlı olarak tasarlanmıştır. Böylece birinci eşik değerinde ve ikinci eşik değerinde arızanın fark edilerek kesilmemesi durumunda üçüncü eşik değeri ile koruma sağlanmış olur. Sabit zamanlı grafikler ile gerçekleştirilen koordinasyon çalışmalarında akım değerinin Inf olarak ifade edildiği değerler sonsuzluğu, yani rölenin o eşik değeri için deaktif olduğunu ifade etmektedir.

Bir rölenin koruma bölgesinde meydana gelen arıza akımının röle tarafından herhangi bir nedenle algılanamamış olması veya mekanik bir hata durumunun ortaya çıkması sonucu arızanın giderilememesi durumunda bir önceki röle bölgesi bu arızayı algılamalıdır. Bu korumaya artçı koruma denilmektedir. Örneğin DM7TR7(17) rölesinde yukarıda sayılan nedenlerden birisiyle arızanın giderilememesi durumunda DM6TR6(8) rölesi bu arızayı temizleyebilmelidir. Bu çalışmada da bir röle bölgesinde meydana gelen arıza akımının hızlı bir şekilde temizlenemediği durumlarda bir önceki röle bölgesi bu arızayı giderebilecek şekilde tasarım yapılmıştır.

Bu çalışmada rölelerin toprak arızalarına karşı şebekeyi korumaları için de sabit zaman eğrileri üzerinde çalışılmıştır. Trafo merkezi çıkışındaki röleler için toprak koruma ayarı 30-120 A ve $\leq 1,4$ s. olarak ayarlanmıştır [26]. Bu çalışmada trafo merkezinde $t=1,2$ s. olarak alınmış olup röle koordinasyonundaki zaman değerleri; arızanın olduğu noktaya en yakın kabinden başlayarak, arızaya en uzak olan son kabine doğru azalacak şekilde ayarlanmıştır. Bu şartlar altında elde edilen koordinasyon parametreleri Tablo 6.5.'te, grafik çizimleri ise Şekil 6.6.'da gösterilmiştir.

Tablo 6.5. Rölelerin toprak ayarları

Röle	$I_0 > (A)$	t (s)
Sakarya TM (1)	60	1,2
DM1TR1 (3)	60	1,05
DM2TR2 (A)	60	0,03
DM2TR2 (B)	60	0,03
DM2TR2 (4)	60	0,9
DM3TR3 (5)	60	0,75
DM4TR4 (6)	60	0,6
DM5TR5 (C)	60	0,03
DM5TR5 (7)	60	0,45
DM6TR6 (8)	60	0,3
DM7TR7 (D)	60	0,03
DM7TR7 (E)	60	0,03
DM1TR1 (9)	60	1,05
DM8TR8 (F)	60	0,03
DM8TR8 (G)	60	0,03
DM8TR8 (10)	60	0,9
DM9TR9 (11)	60	0,75
DM10TR10 (12)	60	0,6
DM11TR11 (13)	60	0,45
DM12TR12 (14)	60	0,03
DM12TR12 (15)	60	0,3
DM13TR14 (16)	60	0,15
DM14TR15 (I)	60	0,03



Şekil 6.6. Toprak hatası için koordinasyon grafiği

Çalışma yapılan bölgedeki kabinlerin birbirine çok yakın olması nedeniyle hem güç akışı hem de kısa devre akımı değerleri peşpeşe olan kabinler için yaklaşık sonuçlar vermiştir. Bu da koordinasyon esnasında özellikle ikinci ve üçüncü eşik değerleri için bazı rölelerin pasifize edilmesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Pasif edilmesinde bölgenin yük durumu ve kritiklik seviyesi de göz önüne alındığında olumsuz bir sonucun ortaya çıkmayacağı değerlendirilmiştir. Toprak arızası akımı için bölge gerekliliklerine istinaden 60 A değeri uygun görülmüş ve koordinasyon zaman değeri değiştirilerek sağlanmıştır. Herhangi bir toprak arızası durumunda analizlere de istinaden yeterli olduğu incelenmiş olup sabit zaman grafikleri ile çalışılmıştır. İki faz-toprak arızalarının rölelerden hem toprak hem de faz akımlarının yüksek oluşu ile yorumlanabilmektedir. Faz-toprak arızalarında toprak akımı izlenerek tespit edilmektedir. Diğer faz arızalarında ise fazların akım değerleri rölelerden okunarak yorum yapılabilir.

BÖLÜM 7. SONUÇ

Bir güç sisteminde röle koordinasyonu yapılırken birçok faktör göz önünde bulundurularak analizler yapılır. Bunların en başında ise kısa devre ve güç akış analizleri gelmektedir. Bu çalışmada öncelikle incelenen şebekeye ilişkin bu iki analiz MATLAB/Simulink programı yardımı ile yapılarak güç sisteminin genel durumu hakkında bilgi sahibi olunmuştur. Bu bilgiler ışığında röle koordinasyonu için başlatma akımları belirlenmiş ve zaman çarpanları hesaplanmıştır. Röle koordinasyonu sanal olarak yapılmış olsa da şu ana kadar incelenen şebekede daha önce elde edilen tecrübelerle harmanlanmış bir çalışma ortaya konulmuştur. Rölelerin koordinasyonunda şebekenin işletme düzenine göre farklı senaryolar tanımlanabilmektedir. Bu çalışmada yalnızca (DM7TR7 ile DM14TR15 arasının normal işletme düzeninde açık olduğu) birinci senaryo üzerinde çalışılmıştır. Arzu edilirse, çeşitli arıza halleri, yük yoğunlukları ve abone sayıları gibi faktörleri de göz önünde bulunduran yeni ve farklı senaryolar için de bu çalışma genişletilebilir.

Simülasyon çalışmaları; tasarım aşamasındaki bir projeyi sahada uygulamadan önce, proje aşamasında yapılan bir takım hataları tespit edip, doğru değerlere ulaşmak açısından oldukça önemlidir. Şebekenin yenilenmesi, ek tesis çalışması, şebekeye yeni yüklerin ilavesi gibi çeşitli projeler önce simülasyon ortamında analiz edilerek projenin sahaya olacak muhtemel etkileri çeşitli yönlerden gerçeğe yakın biçimde analiz edilebilir. Bu çalışmada da gerçek çalışma koşulları göz önünde bulundurularak incelenen şebeke için lazım olan veri girişi simülasyon programı kullanılarak sağlanmıştır.

Bir arıza ortaya çıktığında en yakında bulunan röle tarafından enerjinin kesilmesi ve mümkün olan en dar alanda kesintinin sınırlandırılması beklenmektedir. Arıza

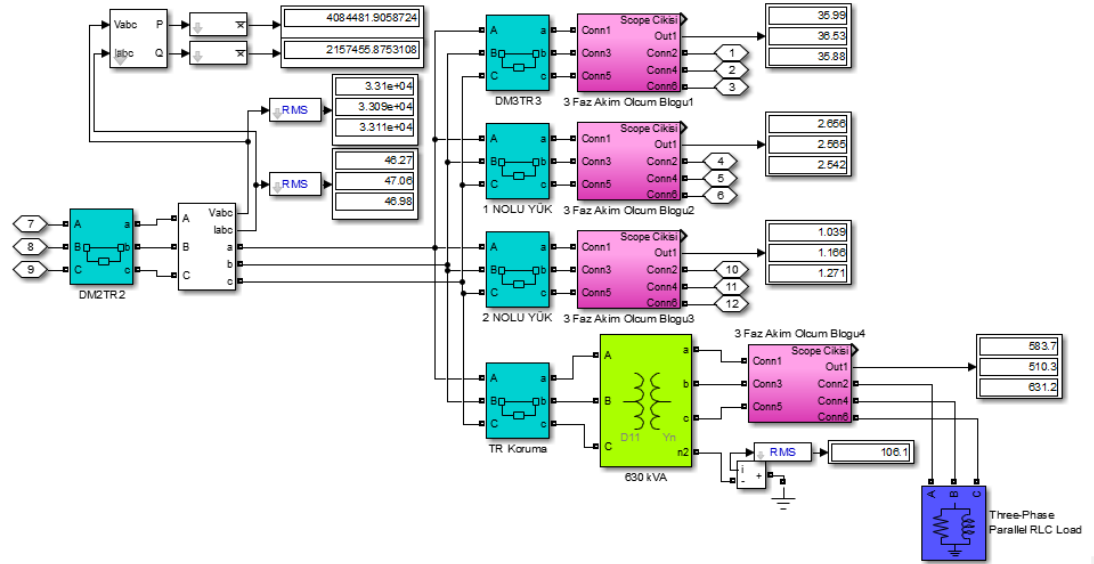
noktasından uzakta olan indirici merkez çıkışındaki rölelerin bu arızayı kesmesi istenmeyen bir durum olmaktadır. Bu bağlamda röle koordinasyonlarında uygulama birliği ve optimum koruma düzeninin sağlanması için belli kıstaslar çerçevesinde yönetmelik ve talimatlara uyularak koordinasyonlar yapılmıştır. Özellikle TEİAŞ indirici merkez çıkışındaki röleler, yönetmelik ve talimatlarda belirtilen bu değerlere ayarlanmış ve sonrasında gelen rölelerin ayarlarında belirleyici bir rol oynamıştır.



EKLER

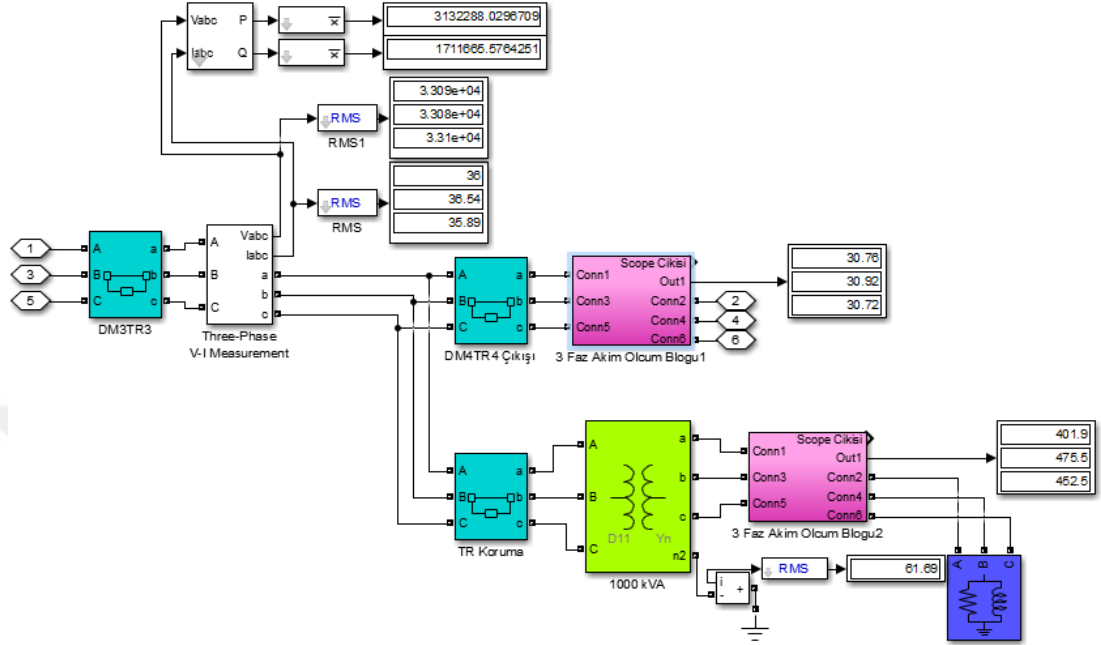
Ek A. Kabinlerin Alt Sistem Modelleri ve Analiz Sonuçları

Ana dağıtım merkezi DM1TR1'den sonra radyal çıkışlardan bir tanesi olan DM2TR2'nin dağıtım çıkışlarının akımları ile kabin ana giriş akım, gerilim ve güç değerleri Şekil A.1.'de gösterilmiştir. Burada kabin ana giriş gücü yaklaşık 4,1 MW'tır. DM3TR3 çıkış akımı 36 A, A yükü 1,1 A, B yükü 2,5 A civarındadır. Dağıtım şebekelerindeki trafoların sekonder faz akımlarının dengeli olması zor bir durumdur. Bu yüzden yıldız noktasındaki toprak irtibatından 106,1 A akım dönüşü olduğu görülmektedir.



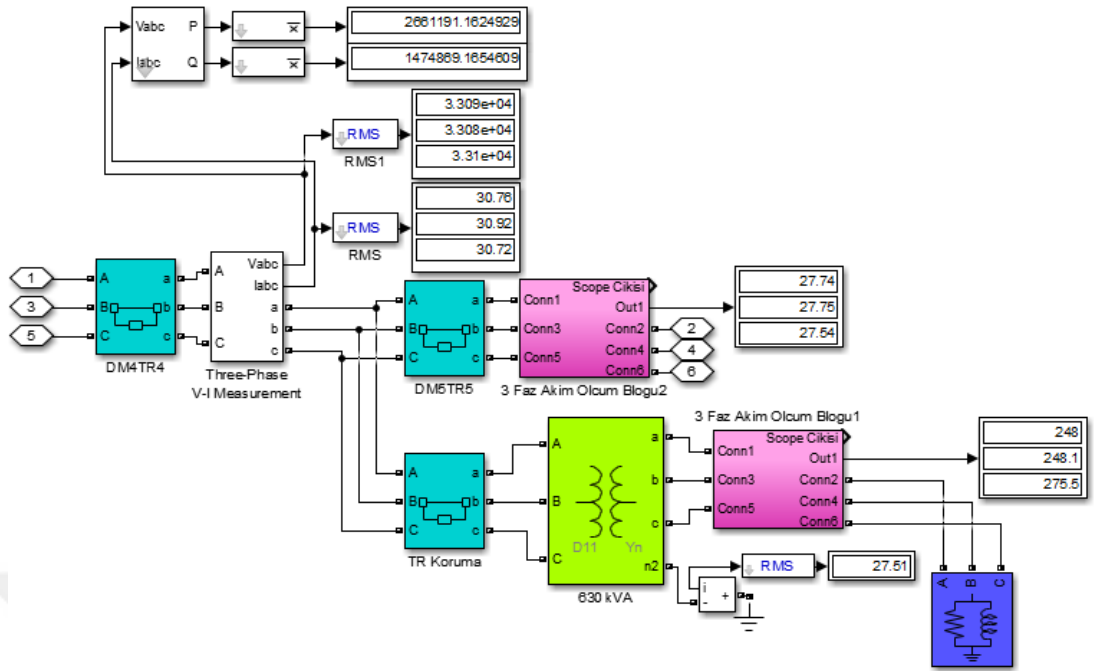
DM3TR3 kabininde giriş, çıkış ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabinin ana giriş gücü 3,1 MW civarındadır. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından

61,69 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM3TR3 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.2.'de gösterilmiştir.



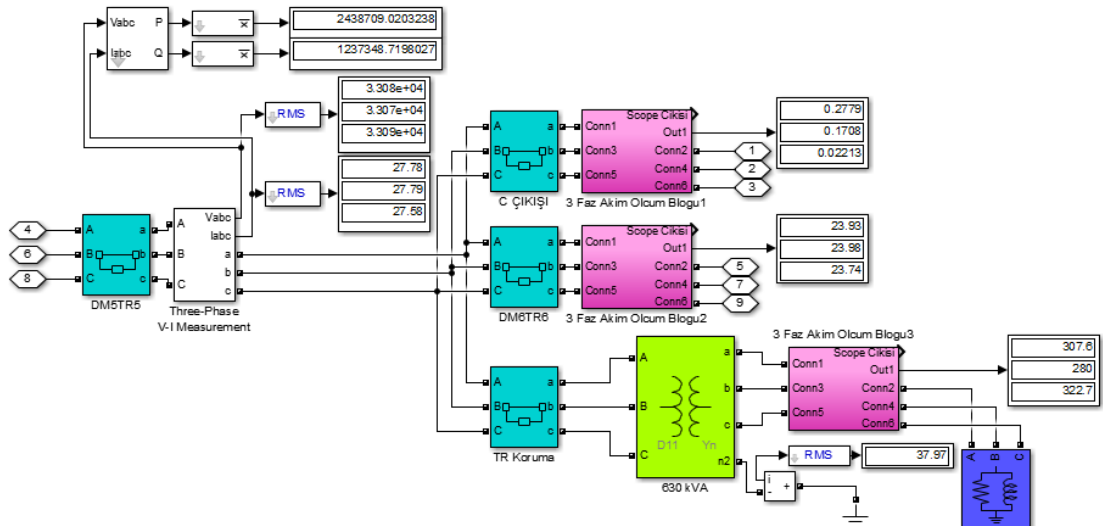
Şekil A.2. DM3TR3 kabin ölçümleri

DM4TR4 kabininde giriş, çıkış ve trafo koruma hücreleri bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 2,6 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 27,51 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM4TR4 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.3.'te gösterilmiştir.



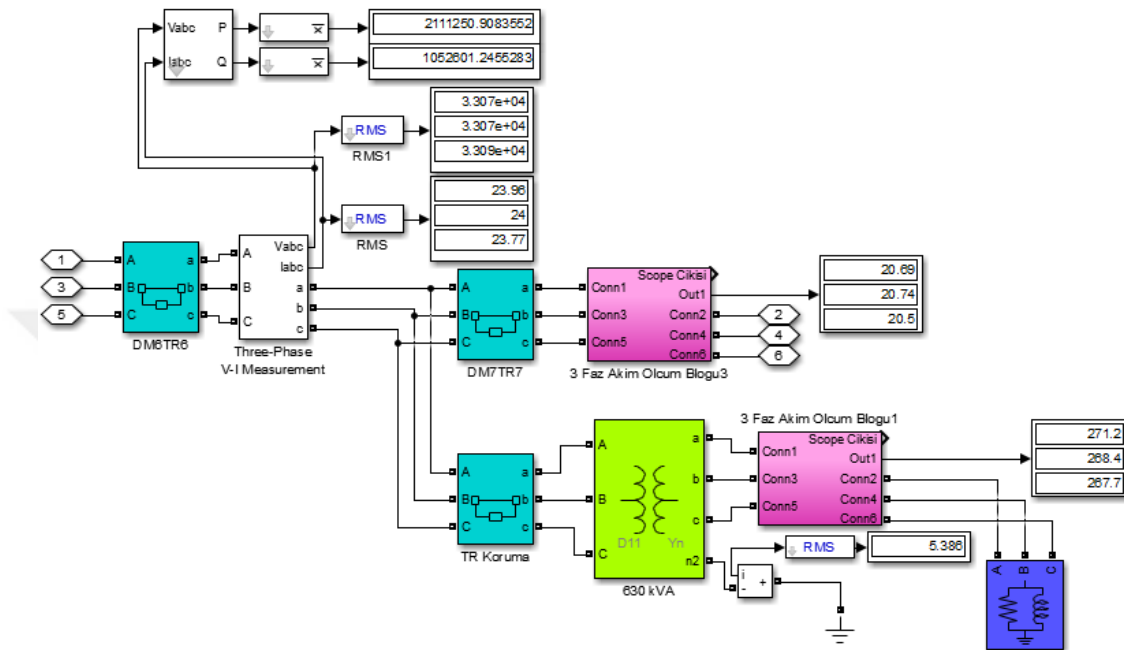
Şekil A.3. DM4TR4 kabin ölçümleri

DM5TR5 kabininde giriş, DM6TR6 çıkışı, C çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 2,4 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 37,97 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM5TR5 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.4.'te gösterilmiştir.



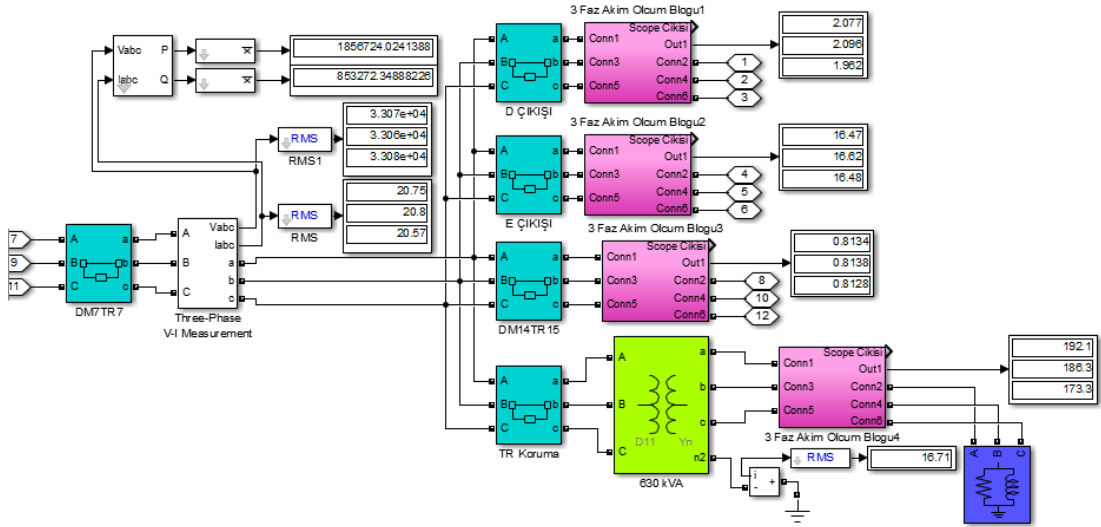
Şekil A.4. DM5TR5 kabin ölçümleri

DM6TR6 kabininde giriş, DM7TR7 çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 2,1 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 5,386 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM6TR6 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.5.'te gösterilmiştir.



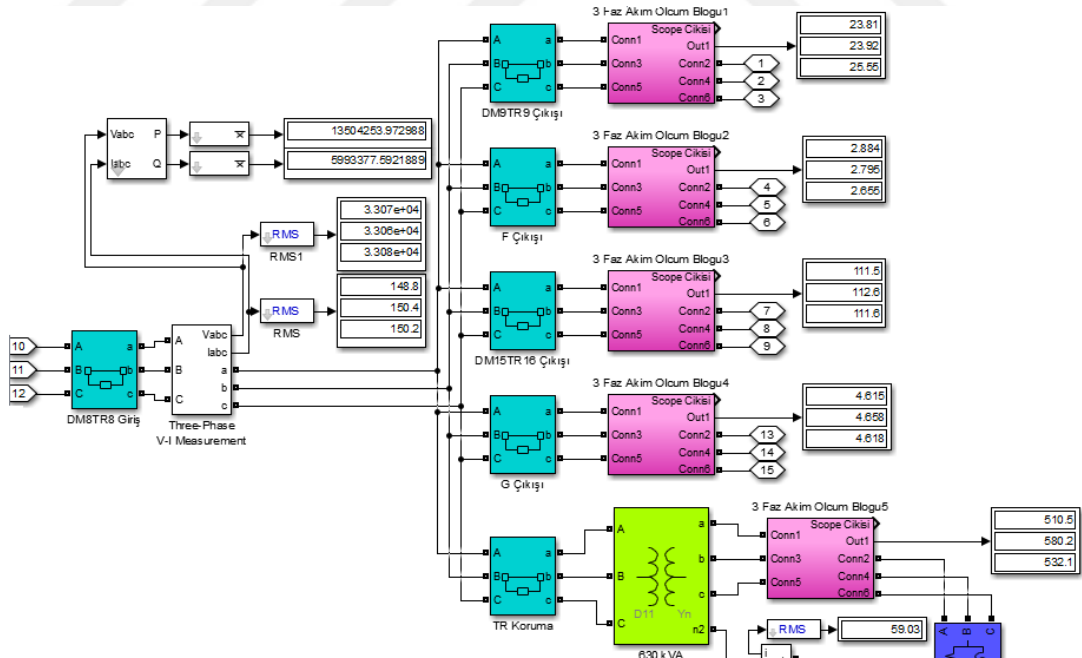
Şekil A.5. DM6TR6 kabin ölçümleri

DM7TR7 kabininde giriş, DM8TR8 çıkışı, D çıkışı, E çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 1,8 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 16,71 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM7TR7 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.6.'da gösterilmiştir.



Şekil A.6. DM7TR7 kabin ölçümleri

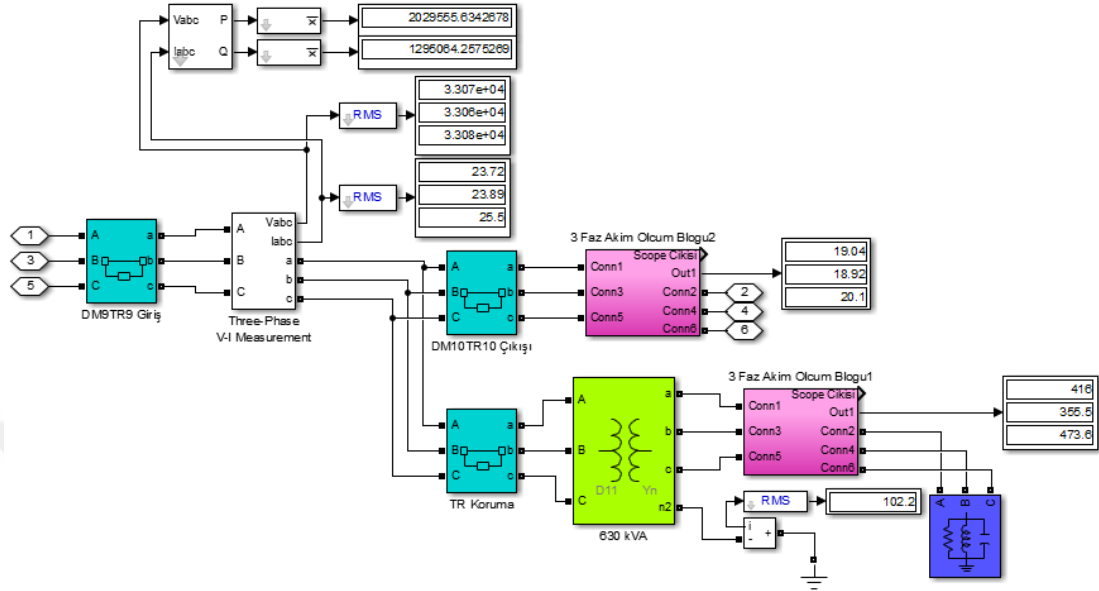
DM8TR8 kabininde giriş, DM9TR9 çıkışı, F çıkışı, G çıkışı, DM15TR16 çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 1,35 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 59,03 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM8TR8 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.7.'de gösterilmiştir.



Şekil A.7. DM8TR8 kabin ölçümleri

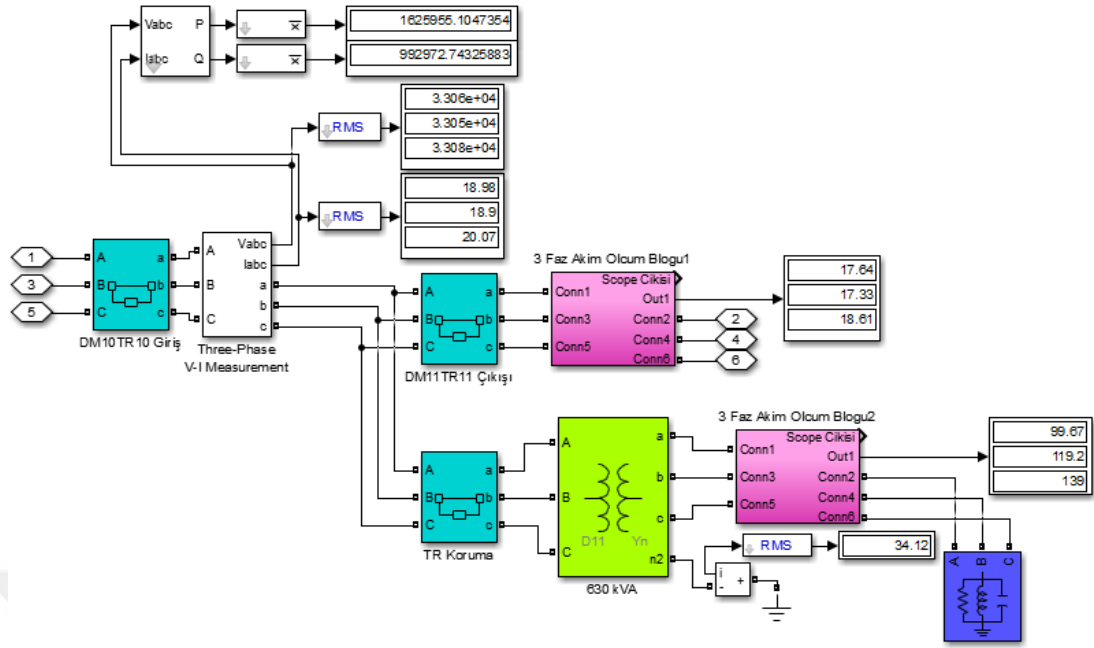
DM9TR9 kabininde giriş, DM10TR10 çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 2,02 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız

noktasındaki toprak irtibatından 102,2 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM8TR8 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.8.'de gösterilmiştir.



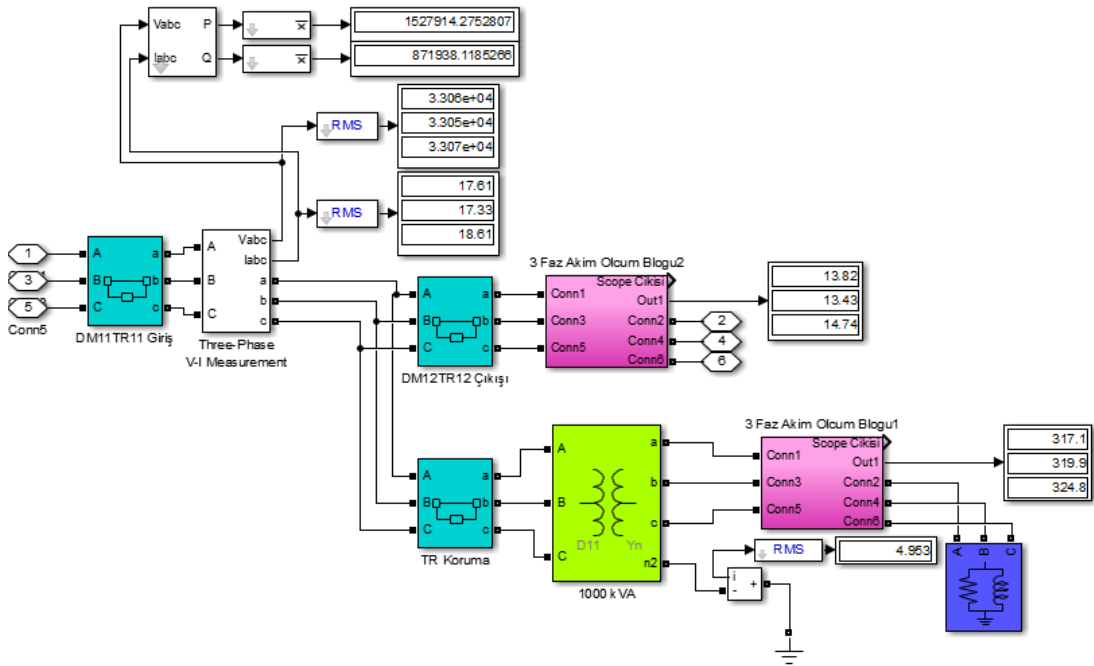
Şekil A.8. DM9TR9 kabin ölçümleri

DM10TR10 kabininde giriş, DM11TR11 çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 1,6 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 34,12 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM10TR10 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.9.'da gösterilmiştir.



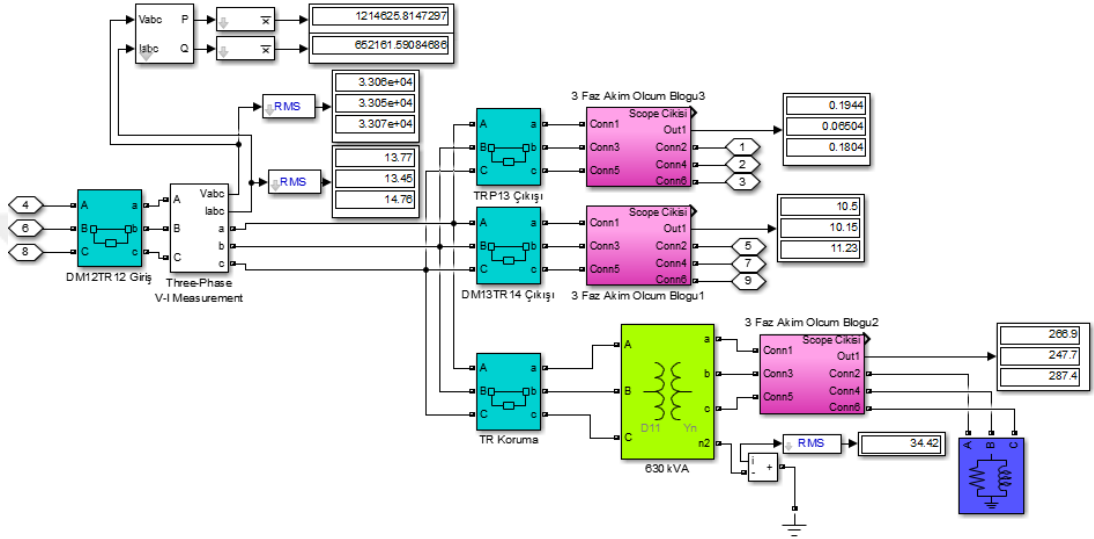
Şekil A.9. DM10TR10 kabin ölçümleri

DM11TR11 kabininde giriş, DM12TR12 çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 1,5 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 4,953 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM11TR11 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.10.'da verilmiştir.



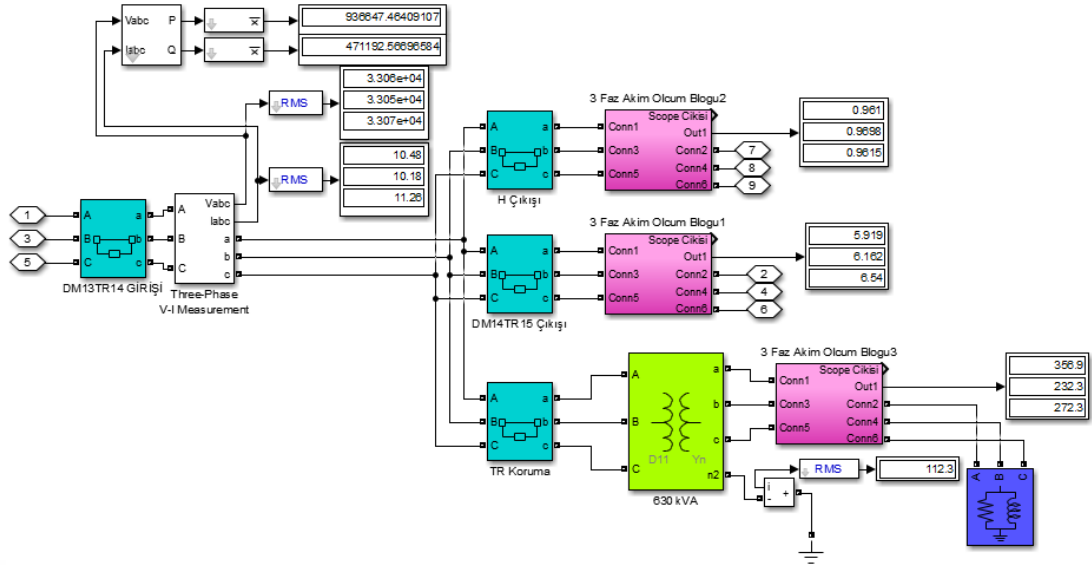
Şekil A.10. DM11TR11 kabin ölçümleri

DM12TR12 kabininde giriş, DM13TR14 çıkışı, TRP13 çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 1,2 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 34,42 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM12TR12 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.11.'de verilmiştir.



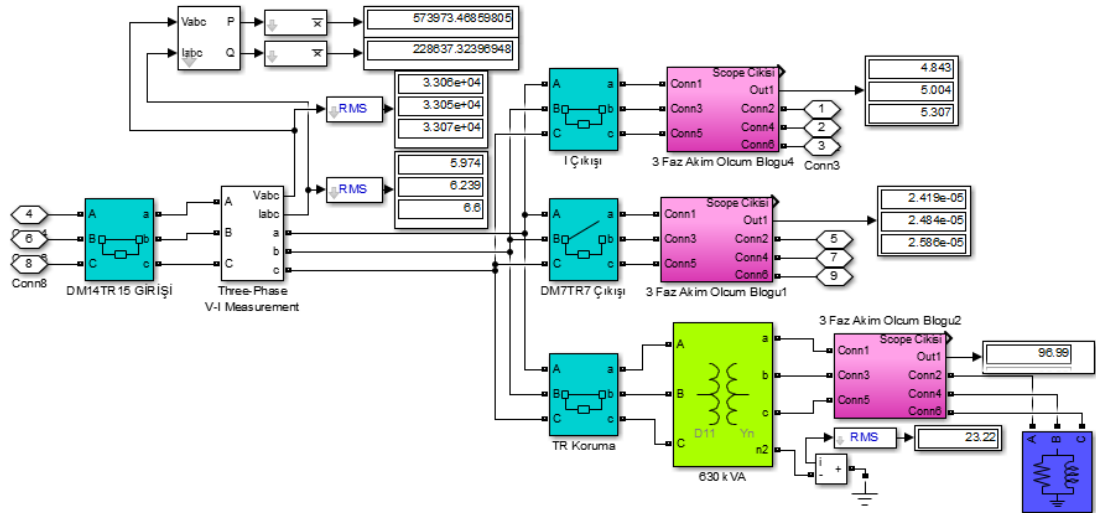
Şekil A.11. DM12TR12 kabin ölçümleri

DM13TR14 kabininde giriş, DM14TR15 çıkışı, H çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 0,93 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 112,3 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM13TR14 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.12.'de verilmiştir.



Şekil A.12. DM13TR14 kabin ölçümleri

DM14TR15 kabininde giriş, DM7TR7 ring hattı (normal işletme koşullarında açık) çıkışı, I çıkışı ve trafo koruma hücresi bulunmaktadır. Bu kabin ana girişinden 0,5 MW civarında güç ölçülmüştür. Trafonun yıldız noktasındaki toprak irtibatından 23,22 A akım dönüşü olduğu görülmektedir. DM14TR15 kabininin alt sistem modeli ve analiz sonuçları Şekil A.13.'de verilmiştir.

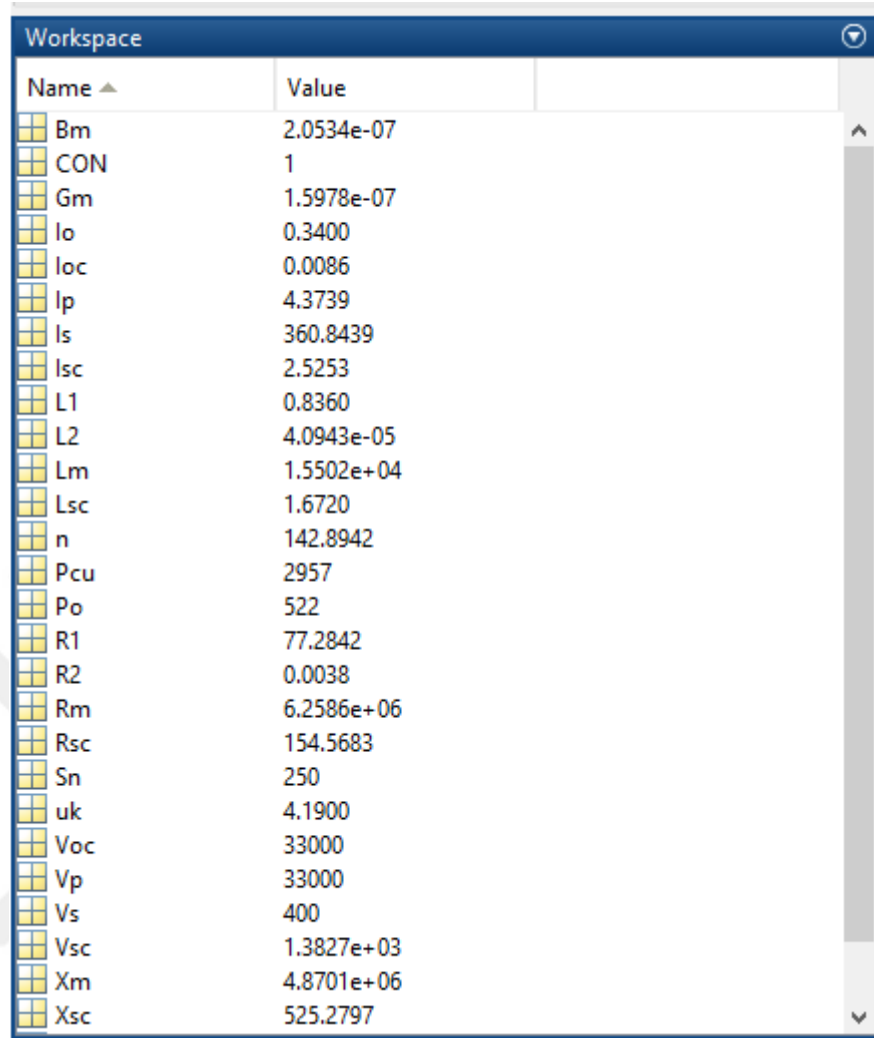


Şekil A.13. DM14TR15 kabin ölçümleri

Ek B. Trafo Parametreleri Hesaplama MATLAB Yazılımı

```
Sn=input('Trafo Gücünü Giriniz (kVA) : ');
Vp=input('Trafo Primer Gerilimini Giriniz (V) : ');
Vs=input('Trafo Sekonder Gerilimini Giriniz (V) : ');
CON=menu('Trafo Bağlantı Grubunu Seciniz','Dyn11','Dyn5','Yzn11','Yzn5');
Pcu=input('Trafo Kısa Devre Deneyi Kayıplarını Giriniz (W): ');
Po=input('Trafo Boşta Çalışma Deneyi Kayıplarını Giriniz (W): ');
uk=input('Trafo Kısa Devre Gerilimini(%uk) Giriniz (%): ');
Io=input('Trafo Boşta Çalışma Akımı Yüzdesini Giriniz (% Io/In): ');
Ip=Sn/sqrt(3)/Vp*1000 ; Is=Sn/sqrt(3)/Vs*1000 ;
if CON==1 || CON==2 ; Voc=Vp ; else Voc=Vp/sqrt(3); end
Gm=Po/3/(Voc^2); Rm=1/Gm ;
if CON==1 || CON==2 ; Ioc=Ip*Io/sqrt(3)/100 ; else Ioc=Ip*Io/100 ; end
Ye=Ioc/Voc ; Bm=sqrt(Ye^2-Gm^2);Xm=1/Bm ; Lm=Xm/(2*pi*50) ;
if CON==1 || CON==2 ; Vsc=uk*Vp/100 ; else Vsc=uk*Vp/100/sqrt(3); end
if CON==1 || CON==2 ; Isc=Ip/sqrt(3) ; else Isc=Ip ; end
if CON==1 || CON==2 ; n=Vp/(Vs/sqrt(3)) ; else n=Vp/Vs ; end
Zsc=Vsc/Isc ; Rsc=Pcu/3/(Isc^2); Xsc=sqrt(Zsc^2-Rsc^2);Lsc=Xsc/(2*pi*50);
R1=0.5*Rsc ; R2=R1/n^2 ; L1=0.5*Lsc ; L2=L1/n^2 ;
```

Bu yazılım kullanılarak trafoların parametreleri trafo test raporlarından da faydalanılarak hesaplanmıştır. Böylece gerçek verilerle çalışma fırsatı bulunmuş ve gerçeğe en yakın sonuçlar elde edilmiştir [4]. Şekil B.1.'de MATLAB yazılımında TRP13 için hesaplanan verilerin workspace ekranı verilmiştir.



Name ▲	Value
Bm	2.0534e-07
CON	1
Gm	1.5978e-07
Io	0.3400
Ioc	0.0086
Ip	4.3739
Is	360.8439
Isc	2.5253
L1	0.8360
L2	4.0943e-05
Lm	1.5502e+04
Lsc	1.6720
n	142.8942
Pcu	2957
Po	522
R1	77.2842
R2	0.0038
Rm	6.2586e+06
Rsc	154.5683
Sn	250
uk	4.1900
Voc	33000
Vp	33000
Vs	400
Vsc	1.3827e+03
Xm	4.8701e+06
Xsc	525.2797

Şekil B.1. TRP13 trafo parametreleri hesap sonuçları

KAYNAKLAR

- [1] Akdağ, O. (2018). 154 / 33 , 6 kV Malatya1 Trafo Merkezinde Aşırı Akım Röle Koordinasyonu Benzetimi. DÜMF Mühendislik Dergisi. 9:1. 27–38..
- [2] Gürsu, B. (2014). Elektromanyetizm Algoritması İle Radyal Şebekelerde Ters Zamanlı Yönsüz Selektif Aşırı Akım Röle Koordinasyonu. Eleco 2014 Elektrik-Elektronik-Bilgisayar ve Biyomedikal Mühendisliği Sempozyumu. (27–29 Kasım 2014). Bursa
- [3] C. Aggarwal, H. A. Mangalvedekar, H. B. Chaudhari (2008). Effect of fault location on optimal coordination of directional over current relay. IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON, no. 1. 1–5, 2008.
- [4] U. Arifoğlu, “Simulink 10.1 ve Uygulamaları”, Alfa Yayım Basım Dağıtım, 2021.
- [5] U. Arifoğlu, “Güç Sistemlerinin Analizi.” Papatya Yayıncılık, 2019.
- [6] Soysal, S. (2008). Bolu - Düzce Bölgesi 154 kV / 34,5 kV İletim VE Dağıtım Şebekesinin Bilgisayar Ortamında Modellenmesi. Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [7] S. Küçük, "Elektrik Tesislerinde Arızalar." PapatyaBilim Üniversite Yayıncılığı,2018.
- [8] Y. Saner, Güç Dağıtım 4-Kısa Devre Hesapları”, Birsan Basım Yayın, 2012.
- [9] Arifoğlu, U. (1987). Kısa Devre Olaylarında Hata Analizi. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [10] S. M. Mousavi, H. A. Abyaneh, and M. Mahdavi (2009). Optimum setting and coordination of overcurrent relays considering cable damage curve. 2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Towar. Electr. Grid Futur., 1–5.
- [11] Akbaba, S. (2008). Harmoniklerin Dijital Aşırı Akım Röleleri Üzerindeki Etkisi. Yüksek Lisans Tezi. Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.

- [12] Öcalan, G. (2005). Koruma Rölesi Fonksiyonlarının PLC VE SCADA Kullanılarak Gerçekleştirilmesi. Yüksek Lisans Tezi. Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [13] Akkan, R. (2019). Röle Koordinasyonu Ve Kesici Seçimi İhsaniye Örneği. Yüksek Lisans Tezi. Afyon Kocatepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [14] M. Tawfeeq, Power System Protection. Overcurrent Protective Relays. Part 5. 99-122.
www.philadelphia.edu.jo/academics/mlazim/uploads/Power%20System%20protection%20-%20Part%2005.pdf, Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.
- [15] Akdağ, O. ve Yeroğlu, C. (2019). Güç Sistemlerinde Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Modelinin Oluşturulması, Benzetimi ve Optimizasyonu. Erzincan Üniversitesi Fen Bilim. Enstitüsü Dergisi. 202–214, 2019.
- [16] Köseoğlu, A. (2011). CPM 31OG Dijital Aşırı Akım Koruma Rölesi Genel Broşürü. Dema Röle.
www.demarole.com.tr/images/uploads/47b02994f92349dabedae72d927d3eb1_5.-cpm-310g-kullanım-kilavuzu.pdf, Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.
- [17] Anupreyaa, K. and Sabari, K. (2016) , Relay coordination for distribution system. 2nd Int. Conf. Sci. Technol. Eng. Manag. (ICONSTEM). 337-341.2016.
- [18] Adak, S. (2007). Orta Gerilim Tesislerinde İletken Seçimi. Mardin Artuklu Üniversitesi Meslek Yüksek Okulu. Kaynak Elektrik. 148-151.
- [19] Megep (2011). "Havai Enerji Hatları".
www.megep.meb.gov.tr/mte_program_modul/moduller_pdf/Havai%20Enerji%20Hatlar%C4%B1.pdf, Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.
- [20] Dirençlerin Sıcaklıkla Değişimi Nasıl Olur?.
www.elektrikelektronikegitimi.blogspot.com/2020/02/direnclerin-scaklkla-degisimi-nasl-olur.html., Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.
- [21] Brugg Cable Academy (2006). High Voltage XLPE Cable Systems Technical User Guide. www.nepa.ru.com/brugg_files/02_hv_cable_xlpe/03_web_xlpe_guide_en.pdf., Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.
- [22] HES Hacılar Elektrik Sanayi ve Ticaret A.Ş. (2011). Enerji Kabloları Ürün Kataloğu. www.hes.com.tr/assets/doc/Enerji_Katalog.pdf., Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.

- [23] Leblebicioğlu, E. (2018). 3 Fazlı Trafo (Transformatör) Nedir?. www.muhendistan.com/3-fazli-trafo-nedir/, Erişim Tarihi: 15 Nisan 2021.
- [24] O. Aliman and I. Musirin (2013). Overcurrent relays coordination for commercial building. IEEE 7th Int. Power Eng. Optim. Conf. (PEOCO 2013). 608–612.
- [25] A. Shobole, M. Baysal, M. Wadi, and M. R. Tur. (2017). Protection Coordination Practice in Electrical Substation Part-1 Overcurrent and Earth Fault Protection Case Study of Siddik Kardesler Substation (SKS). Gazi Univ. J. Sci., 180–198.
- [26] “Koruma Sistemi Felsefesi”, (2019), İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı, TEİAŞ, Ankara.

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Volkan ULUTAŞ

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Yılı
Yüksek Lisans	Sakarya Üniversitesi / Fen Bilimleri Enstitüsü / Elektrik Elektronik Mühendisliği	Devam ediyor.
Lisans	Abant İzzet Baysal Üniversitesi / Mühendislik-Mimarlık Fakültesi / Elektrik Elektronik Mühendisliği	2016
Lise	Bartın Teknik Lisesi / Elektrik Elektronik Teknolojisi Alanı	2012

İŞ DENEYİMİ

Yıl	Yer	Görev
2017-Halen	Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.	Elektrik Müh.
2016-2017	İTÜ Çekirdek	Girişimci

YABANCI DİL

İngilizce

ESERLER (makale, bildiri, proje vb.)

- İnsansız hava araçları ile enerji nakil hatlarındaki buz yükünün temizlenmesi, arıza ve bakım tespiti.
- Elektrik alanın, hücreler üzerindeki patolojik etkilerinin araştırılmasında kullanılabilecek prototip deney düzeneğinin tasarımı ve düzenek içindeki sıcaklık, basınç, nem ve CO2 oranı kontrolü.
- C# yazılım dili kullanılarak OPC Server ile Endüstriyel Ethernet üzerinden PLC S7-300 için SCADA sistemi tasarımı.