

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ VE TÜBİTAK
İSTANBUL DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik-Elektronik Müh. İrfan Uğur BAYIR

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

Aralık 2006

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ VE TÜBİTAK
İSTANBUL DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik-Elektronik Müh. İrfan Uğur BAYIR

Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜH.

Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK

Bu tez 26 / 01 / 2007 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Oybirliği ile kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Uğur ARİFOĞLU
Jüri Başkanı

Yrd. Doç. Dr. Kürşat AYAN
Üye

Yrd. Doç. Dr. Yılmaz UYAROĞLU
Üye

TEŞEKKÜR

Tezimin her aŐamasında desteğini esirgemeyen ve kıymetli zamanını bana ayıran değerli danıŐman hocam Sayın Prof. Dr. Uğur ARİFOğLU'na, çalıŐmalarım boyunca bana destek olan değerli mesai arkadaŐlarıma, Ufuk ÖZDEMİR'e ve yaŐamım boyunca her konuda destekçim olan aileme ve maddi-manevi desteklerini esirgemeyen herkese teşekkür ederim.

İrfan Uğur BAYIR

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	ii
İÇİNDEKİLER	iii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ.....	ix
ŞEKİLLER LİSTESİ	xi
TABLolar LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xiv
SUMMARY.....	xv
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ.....	1
BÖLÜM 2.	
TÜDOSİS NEDİR.....	2
2.1. Tüdosıs'in Tarihçesi	2
2.2. Tüdosıs'in Amacı.....	4
BÖLÜM 3.	
ELEKTRİK ENERJİSİ İLETİM VE DAĞITIMI.....	5
3.1. Elektrik Enerjisi İletimi.....	5
3.2. Elektrik Enerjisi Dağıtımını.....	5
3.2.1. Uygun O.G. seviyesinin bulunması ile ilgili çalışmalar... ..	6
3.2.1.1. Çift O.G. seviyesi ile dağıtım.....	6
3.2.1.2. Tek O.G seviyesine geçiş.....	7
3.2.1.3. 35 kV Dağıtım.....	8

BÖLÜM 4.

DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ.....	9
4.1. Dağıtım Otomasyonuna Giriş.....	9
4.2. Tek Merkezli ve Çok Merkezli Kontrol.....	10
4.3. Dağıtım Otomasyon Sistemi.....	11
4.4. Dağıtım Otomasyon Donanımı.....	12
4.5. DAS Yazılımı.....	16
4.6. SCADA Sistemleri.....	17

BÖLÜM 5.

ORTA GERİLİM ŞEBEKELER.....	19
5.1. O.G. Şebeke Çeşitleri.....	19
5.1.1. Radyal şebekeler.....	19
5.1.2. Halka şebekeler.....	19
5.1.3. Gözlü şebekeler.....	20
5.2. Enterkonnekte Sistem.....	20
5.3. Orta Gerilim Şalt Merkezleri.....	20
5.3.1. İndirici transformatör merkezleri.....	20
5.3.2. Anahtarlama ve dağıtım merkezleri.....	21
5.3.3. Dağıtım transformatör merkezleri.....	
5.4. Orta Gerilim Yer Altı Kabloları.....	21
5.5. Yük Tahmini.....	21

BÖLÜM 6.

DAGITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNİN GEREKLİLİĞİ.....	23
6.1. Giriş.....	23
6.2. Ekonomiklik.....	23
6.2.1. İşletme maliyetlerinde azalma.....	23
6.2.2. Bakım maliyetlerinde azalma.....	24
6.2.3. Dağıtım istasyonunun kurulum maliyetinde azalma.....	25
6.2.4. Kablolama maliyetlerinde azalma.....	25
6.3. Teknik Açından.....	25

6.3.1. Veri ihtiyacı.....	26
6.3.2. Dokümantasyon.....	26
6.3.3. Fonksiyonellik.....	26
6.3.4. Güvenilirlik.....	26
BÖLÜM 7.	
KONTROL MERKEZİ.....	27
7.1. Tanımı.....	27
7.2. Kontrol Merkezinin Sistem İçerisindeki Yeri.....	27
7.3. Kontrol Merkezinin Görevleri.....	27
7.4. Kontrol Merkezi Mimarisi.....	28
7.4.1. Sistem bilgisayarı.....	28
BÖLÜM 8.	
ORTA GERİLİM TESİS ELEMANLARI.....	31
8.1. Ayırıcılar.....	31
8.2. Kısa devre topraklayıcıları.....	31
8.3. Yük ayırıcıları.....	31
8.4. Kesiciler.....	32
8.4.1. Orta gerilimde sfg, vakum ve az yağlı kesme teknikleri ve karşılaştırılması.....	33
8.4.2. Vakum kesiciler.....	34
8.4.3. SFG kesiciler.....	34
8.4.4. Yağlı kesiciler.....	34
8.5. Akım Transformatörleri.....	35
8.6. Gerilim Ölçü Transformatörleri.....	36
8.7. Koruma Röleleri.....	37
8.7.1. Seçici (selektif) koruma.....	39
8.7.2. Dağıtım şebekelerinde selektif korumanın yapılması.....	40
8.7.3. Röleler için akım trafosu seçimi.....	40
8.7.4. Röleler için yardımcı gerilim.....	40

8.7.5. Akü ile kondansatörlü besleme ünitesinin karşılaştırılması.....	41
8.8. Mahfaza Tipleri.....	43
8.8.1. Sac kaplamalı hücreler.....	43
8.8.2. Metal bölmelendirilmiş hücreler.....	44
BÖLÜM 9.	
TÜBİTAK DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMİ.....	45
9.1.T-Rtu Nedir.....	45
9.2.T-Rtu Kutusu.....	46
9.3. Ana İşlemci Kartı.....	48
9.4. Sayısal G\Ç Kartı.....	51
9.5. İzole G\Ç Kartı.....	52
9.6. İzole Rs – 232 Seri İletişim Arabirim Kartı.....	53
9.7. İzole Rs – 485 Seri İletişim Arabirim Kartı.....	54
9.8. Analog Ölçümler.....	55
9.9. Fiber Optik İletişim Kartı.....	55
9.9.1. Fiber optik kartı V2.0.....	55
9.9.2. Fiber optik kartı V5.0.....	58
9.10. Arıza Akımı Algılama Kartı.....	59
9.11. T-Rtu Güç Kaynağı.....	60
BÖLÜM 10.	
SİSTEMİN İŞLEVSEL ÖZELLİKLERİ.....	61
10.1. Bilgi Toplama Ve Gözlem.....	61
10.1.1. Analog ölçüm.....	61
10.2 Uzaktan Kumanda.....	62
10.3 Arıza Sistemi.....	63
10.3.1 Arıza algılama ve yerini bulma.....	63
10.3.2. Arıza izolasyonu.....	64
10.3.3. Yeniden enerjilendirme.....	64
BÖLÜM 11.	
SİSTEM TERMİNALLERİ.....	68

11.1. Terminal Tipleri.....	68
11.1.1. KMT.....	68
11.1.2. İMT.....	68
11.1.3. HBT.....	68
11.1.4. DTT.....	69
11.2. Ağ Mimarisi.....	69
11.2.1 Birinci seviye ağ (HBT - DTT Ağı).....	70
11.2.2. İkinci seviye ağ (İMT - HBT Ağı).....	71
11.2.3. Üçüncü seviye ağ (KMT - İMT Ağı).....	72
11.3. İletişim Protokolü.....	72
11.3.1. DNP 3.0 uyumu.....	73
11.4. Fiber Optik İletişim.....	74
11.4.1. Fiber optik kablo çeşitleri.....	74
11.4.2. Veri yolu yapısı.....	75
11.4.2.1. Veri çakışma kontrol.....	76
BÖLÜM 12.	
BÖLGE KONTROL MERKEZİ.....	77
12.1. Bölge Kontrol Merkezi Nedir.....	77
12.2. Donanım.....	77
BÖLÜM 13.	
SİSTEMİN SAHAYA UYARLANMASI.....	79
13.1. Saha Öncesi Aşamalar.....	79
13.1.1 Entegrasyon ve test.....	79
13.2. Saha Aşamaları.....	80
13.2.1. Sistem kurma.....	80
13.2.2. Entegrasyon ve test.....	81
13.3. Sonraki Aşamalar.....	82
13.3.1. Ana hususlar.....	82
13.3.1.1. Değişiklerin T-MMI programına uyarlanması....	82
13.3.1.3 Değişikliklerin ağ yapısına uyarlanması.....	83

13.3.2 Örnekler.....	83
13.3.2.1 DTT ilavesi.....	83
13.3.2.2. HBT ilavesi.....	85
13.3.2.3. Fider konfigürasyon değişikliği.....	86
BÖLÜM 14.	
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	87
KAYNAKLAR.....	90
ÖZGEÇMİŞ.....	91

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

A	: Amper
V	: Volt
MWA	: Mega volt-amper
YG	: Yüksek gerilim
AG	: Alçak gerilim
TÜDOSİS	: TÜBİTAK dağıtım otomasyon sistemi
İ.T.M.	: İndirici trafo merkezi
OG	: Orta gerilim
DA	: Dağıtım otomasyonu
DAS	: Dağıtım otomasyon sistemi
VAR	: Volt amper reaktif
RTU	: Uzak uç birim
HMI	: İnsan makine arabirimi
DLC	: Dağıtım hat taşıyıcısı
SCADA	: Denetimli kontrol ve veri toplama birimi
IT	: Bilgi teknolojisi
DMS	: Dağıtım yönetimi sistemi
EMS	: Enerji yönetimi sistemi
LAN	: Yerel ağ
WAN	: Genel ağ
Cosφ	: Güç faktörü
SFG	: Kükürt flour gazı
VA	: Volt amper
Ah	: Amper saat
DC	: Doğru akım
W	: Watt

K.M.	: Kontrol merkezi
D.T.T.	: Dağıtım transformatör terminali
H.B.T.	: Hat başı terminali
İ.M.T.	: İndirici merkez terminali
K.M.T.	: Kontrol merkezi terminali
PIC	: Programlanabilir entegre çip
XLPE	: Çapraz bağlı polietilen
kV	: Kilovolt
DSP	: Sayısal işaret işleyici

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 9.1.	T-RTU Kutusu.....	47
Şekil 9.2.	T-RTU kutusunun iç görünüşü.....	48
Şekil 9.3.	Tek portlu Ana İşlemci Kartı	50
Şekil 9.4.	Çift Portlu Ana İşlemci Kartı.....	51
Şekil 9.5.	Sayısal G/Ç Kartı.....	52
Şekil 9.6.	IO-İzole G/Ç Kartı.....	53
Şekil 9.7.	IOS-İzole G/Ç Kartı.....	53
Şekil 9.8.	I-İzole G/Ç Kart	53
Şekil 9.9.	İzole RS-232 Seri İletişim Arabirim Kartı.....	54
Şekil 9.10.	Fiber optik V2.0 kartı kullanılarak 2 BUS veya 2 T port veya 1 BUS ve 1 T port yapılması.	57
Şekil 9.11.	Fiber Optik Kartı V2.0.....	57
Şekil 9.12.	Fiber Optik Kartı V5.0.....	58
Şekil 9.13.	Arıza Akımı Algılama Kartı.....	60
Şekil 9.14.	T-Rtu Güç Kaynağı.....	60
Şekil 10.1.	Arızadan Önce Tüm Hatlar Enerjilendirilmiş.....	64
Şekil 10.2.	Arızadan Sonra, Siyah Bölgeler Enerjisiz.....	64
Şekil 10.3.	İzolasyon için Anahtarlar Açılıyor.....	65
Şekil 10.4.	Adım Anahtarları Açılıyor.....	65
Şekil 10.5.	Kesici Kapatılıyor.....	65
Şekil 10.6.	Adım Anahtarları Kapatılıyor.....	66
Şekil 10.7.	Yeniden Enerjilendirme Sona Erdi.....	66
Şekil 10.8.	Enerjilendirme Modu Menüsü.....	67
Şekil 10.9.	Tekrar Enerjilendirme Sıfırlanma Penceresi.....	67
Şekil 11.1.	Örnek Sistem Konfigürasyonu.....	70
Şekil 11.2.	Birinci Seviye Ağ Tipleri.....	70

Şekil 11.3.	Birinci ve İkinci Seviye Ağların Entegrasyonu.....	71
Şekil 11.4.	İkinci ve Üçüncü Seviye Ağ Entegrasyonu.....	72
Şekil 11.5.	DNP 3.0 Mesaj Formatı.....	73
Şekil 12.1.	Örnek Bir Kontrol Merkezi Donanımı.....	78
Şekil 13.1.	Laboratuvar Ağ Testinden Bir Görünüm.....	79
Şekil 13.2.	Dağıtım Transformatör Merkezlerinde Montajdan Görünümler...	80
Şekil 13.3.	İndirici Merkezde Montajdan Bir Görünüm.....	81
Şekil 13.4.	DTT İlavesi Yapılacak Örnek Sistem.....	84
Şekil 13.5.	DTT İlave Edilmiş Sistem.....	84
Şekil 13.6.	İlave Yapılacak Örnek Sistem.....	85
Şekil 13.7.	HBT İlave Edilmiş Sistem.....	85
Şekil 13.8.	Örnek Sistem.....	86
Şekil 13.9.	Fider Değişikliği Yapılmış Sistem.....	86

TABLULAR LİSTESİ

Tablo 3.1.	Türkiye'de mevcut OG/AG Dağıtım Transformatörlerinin gerilim seviyelerine göre dağılımı	6
Tablo 9.1.	RS-232 Kartının Harcadığı Güç Değerleri	54
Tablo 9.2.	Fiber Optik Kartı V2.0 Harcadığı Güç Değerleri	56
Tablo 9.3.	Fiber Optik Kartı V5.0 Harcadığı Güç Değerleri.....	58
Tablo 9.4.	Arıza Akımı Algılama Kartı Harcanan Güç Değerleri.....	59

ÖZET

Anahtar kelimeler: Dağıtım Otomasyon Sistemleri, TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi, Elektrik Dağıtım Şebekeleri.

Elektrik enerjisi çağımızın en önemli enerji kaynaklarından birisi durumundadır. Bu özelliği sebebiyle elektrik üretim, iletim ve dağıtımını büyük önem arz etmekte olup, bu üç sahanında otomatik kontrolü, denetimi ve korumasının çok hassas bir şekilde yapılması gerekmektedir. Özellikle büyük şehirlerimizde arıza süresi, yatırım maliyetleri ve kayıpları en aza indirmek için dağıtım otomasyon sistemlerinin kaçınılmaz bir hal aldığı görülmektedir.

Bu tez çalışmasında, elektrik dağıtım otomasyon sistemleri üzerinde durulmuş olup, 1992 yılında Boğaziçi E.D.A.Ş. bünyesinde uygulamasına başlanan TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi (TÜDOSİS) ayrıntılı bir şekilde anlatılmaya çalışılmıştır.

DISTRUBITION AUTOMATION SYSTEMS AND TÜBİTAK İSTANBUL DISTRUBITION AUTOMATION SYSTEM

SUMMARY

Key Words: Distribution Automation Systems, TUBİTAK Distrubition Automation System, Power Distribution Networks

Electric energy is the most important source of our era. Due to this feature, electric generation, transmission, distrubition is an important issue. Therefore the automatic control, test and security should be supported elaboretly. Especially in big cities distrubition automation systems becomes a must, in order to minimize the losts, investment costs and break down processes.

In this study of thesis we focus on the electric distrubition automation systems and the TUBİTAK disribution automation system (TÜDOSİS) which was applied by BOGAZİÇİ EDAŞ in 1992, is told in detail.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Bu tez çalışmasında, genel manada Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin yapısal özellikleri, çalışma prensipleri, ağ mimarileri ve uygulamaları ile özel manada İstanbul Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'de, 1992 yılında TÜBİTAK tarafından uygulanmasına başlanan ve halen çalışmaları devam eden, 34,5 kV fiderlerdeki arızaların uzaktan algılanması, izole edilmesi ve fiderlerin hızlı bir şekilde tekrar enerjilendirilmesiyle gerçekleştirilen TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi (TÜDOSİS) anlatılmaktadır.

Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. İstanbul Avrupa yakasının enerji dağıtımından ve elektriğin perakende satışından sorumlu bir şirkettir. Yaklaşık 3.500 km² bir coğrafi alanda 3,5 milyon aboneye elektrik dağıtım hizmeti sunmaktadır. Bu maksatla 12 adet işletme müdürlüğü ve 8 adet başmühendislik şeklinde bir teşkilatlanması vardır. TEDAŞ'tan 2004 yılında yaklaşık 16 milyar kWh enerji satın alınmıştır. Satın alınan enerji ile satılan enerji arasındaki 3 milyar kWh'lik kısım da (%19) kayıp ve kaçak elektrik miktarıdır. Şirket, işletme sorumluluğu TEİAŞ'a ait 6.775 MVA kurulu gücü olan 30 adet 154 / 35-10 kV İ.T.M.'den, 35 ve 10 kV enerji nakil hatları ile enerji almaktadır.

Yaklaşık olarak 6400 adedi Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye, 3.400 adedi de 3. şahıslara ait olan toplam 9.800 adet YG/AG trafo vardır. Kurulu güc yaklaşık 8.700 MVA olup bunun 2.400 MVA'sı 3. şahıslara aittir. YG ve AG havai hatların toplam uzunluğu 13.000 km, YG ve AG kablo uzunluğu 15.000 km civarındadır [1].

BÖLÜM 2. TÜDOSİS NEDİR

1992 yılında TÜBİTAK-BİLTEN’de başlatılan SCADA sistemleri konusundaki çalışmalar, 154/34,5 kV ana indirici merkezlerdeki gözlem ve kumandaları, analog ölçümleri, 34,5 kV fiderlerindeki arızaların uzaktan algılanmasını, izole edilmesini ve sistemin tekrar enerjilendirilmesini kapsamaktadır. Fider Otomasyonu için öngörülen ve yukarıda ana hatları ile belirtilen konuları kapsayan bu sisteme TÜBİTAK Dağıtım Otomasyonu Sistemi (TÜDOSİS) denir [2].

2.1. Tüdosıs’in Tarihçesi

İstanbul ili Avrupa yakası elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinin acil sorunlarına çözüm getirmek, ilerideki gelişmelerin planlama kriterlerini belirlemek ve bu kriterler doğrultusunda 2010 yılı ve ötesine yönelik gelişim projelerini hazırlamak amacı ile TÜBİTAK Bilgi Teknolojileri ve Elektronik Araştırma Enstitüsü’nde 1992-1994 yılları arasında bir master proje çalışması gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmanın ana prensipleri enerji arzının kalitesi ve sürekliliğini en yüksek seviyede tutmak, ekonomik, kolay işletilebilir ve gelişime açık bir sistem tasarlamak, yatırımları optimal bir şekilde planlamak ve mevcut malzemeleri ekonomik ömrü süresince kullanmaktır.

Bu prensiplere bağlı kalınarak, temel ilke olarak, bugün İstanbul’da dağıtım şebekesinde kullanılan iki orta gerilim seviyesinden 10,5 kV’un çifte transformasyonun getirdiği kayıplar, işletme zorlukları ve maliyet artışları nedeni ile tasfiye edilmesi ve dağıtım sistemi gelişiminin 34,5 kV seviyesinde yapılması kabul edilmiştir. Mevcut 10,5 kV sistem ekonomik ömrünün sonuna kadar kullanılacak, 34,5 kV’a dönüşüm kademeli olarak gerçekleştirilecek, master plan döneminde oluşabilecek yük artışları öncelikle 34,5 kV gerilim seviyesinden karşılanmaya çalışılacaktır. 10,5 kV sistemin yüklü ve sorunlu olduğu bölgelerde, 10,5 kV

şebekeye yeni yatırım yaparak 10,5 kV fiderleri ve 34,5/10,5 kV transformatörleri rahatlatmak yerine, 154/34,5 kV ana indirici merkezler arasında yeni 34,5 kV dağıtım fiderleri çekilerek güzergah üzerindeki 10,5/0,4 kV merkezler 34,5/0,4 kV'a dönüştürülecek veya yeni 34,5/0,4 kV merkezler devreye alınacaktır. Bu kriterler TEDAŞ'ça onaylanmış ve bu kriterlerin diğer büyük şehirlerimizde de uygulanmasına karar verilmiştir.

OG dağıtımın bundan sonra 34,5 kV seviyesinde yapılması ile 34,5 kV seviyesinde bir fiderden beslenen müşteri sayısı 10,5 kV'luk bir fidere göre 3 katı fazla olabileceğinden, belirli bir arıza durumunda etkilenecek müşteri sayısı da o kadar fazla olacaktır. Dolayısıyla, OG dağıtım fiderlerinde oluşan arızaların algılanması, yerlerinin hızla belirlenmesi ve arızalı kısmın devreden çıkarılarak sistemin diğer kısımlarına enerji beslemesinin mümkün olan en kısa kesintiyi takiben tekrar sağlanması işlevlerini gerçekleştirecek bir fider otomasyonu sistemine gereksinim olacaktır.

1992 yılında master projenin yanı sıra TÜBİTAK-BİLTEN'de başlatılan SCADA sistemleri konusundaki çalışmalar, öncelikle 154/34,5 kV ana indirici merkezlerdeki gözlem ve kumandaları, analog ölçümleri amaçlamıştır. Yukarıda bahsedilen gereksinimden dolayı daha sonra bu çalışmalarda öncelik, 34,5 kV fiderlerindeki arızaların uzaktan algılanmasını, izole edilmesini ve sistemin tekrar enerjilendirilmesini hızlı bir şekilde yapabilecek bir fider otomasyonu işlevine verilmiştir. Master proje kapsamında Fider Otomasyonu için öngörülen sistemin prototipi TÜBİTAK-BİLTEN tarafından geliştirilmiş ve değişik tarihlerde İstanbul ve Ankara'da yapılan seminer ve demonstrasyonlarla ilgililere tanıtılmıştır. Gerçekleştirilen bu sisteme TÜBİTAK Dağıtım Otomasyonu Sistemi, kısaca TUDOSİS adı verilmiştir.

Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. tarafından yürütülen, danışmanlık ve kontrolörlüğünü yine TÜBİTAK-BİLTEN' in üstlendiği, 1995 yılında planlanan ve 1996 yılında tamamlanan ilk 34,5 kV'a dönüşüm fiderleri projesi kapsamında bu sistem için gerekli iletişim ortamını sağlamak için dağıtım transformatör merkezleri arasında, 34,5 kV güç kablolarının yanına daha sonra 4 fiberli multimode fiber optik

kablolar içinden çekilmek üzere 1 inç çapında yüksek yoğunluklu polietilen (HDPE) tüp döşenmiştir.

1996 yılı başlarında Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. ile TÜBİTAK-BİLTEN arasında imzalanan sözleşme gereğince, bu dönüşüm fiderlerine kurulması için TÜBİTAK BİLTEN’de çalışmalar başlamış, buna paralel olarak fiber optik kablolar da HDPE tüpler içine döşenmiştir.

2.2 Tüdosıs’ in Amacı

34.5 kV seviyesinde bir fiderden beslenen dağıtım transformatör merkezi sayısının fazla olabilmesi, herhangi bir arıza durumunda, bu arızanın algılanması, halen uygulanmakta olan klasik deneme yanılma metodlarıyla yerinin belirlenmesi ve arızalı kısmın izole edilerek sistemin (dağıtım transformatör merkezlerinin) yeniden enerjilendirilmesi için gerekli süreyi 10,5 kV (başka büyük şehirlerde 6,3 kV veya 15 kV) fiderlere göre çok fazla artıracaktır. Böyle olunca bir arıza durumunda etkilenecek müşteri sayısı ve etkilenme süresi de o kadar fazla olacaktır. Bu nedenden dolayı, 34,5 kV fiderlerde herhangi bir arızanın otomatik olarak algılanması, yerinin belirlenmesi, arızalı yerin sistemden izole edilmesi ve sistemin tekrar enerjilendirilmesini sağlayacak bir fider otomasyonu sistemine gereksinim vardır.

İşte TUDOSİS’ in amacı, öncelikle bu fider otomasyonu sistemi fonksiyonlarını sağlamak, bunu yaparken de sistemin uzaktan gözlenmesi ve yine uzaktan kumandasına izin vermek, dağıtım SCADA sisteminin altyapısını oluşturmak ve ileride kolaylıkla indirici merkezlerden gerilim, akım güç, kademe gibi analog bilgileri de toplayabilmektir.

BÖLÜM 3. ELEKTRİK ENERJİSİ İLETİM VE DAĞITIMI

3.1. Elektrik Enerjisi İletimi

Elektriğin üretildiği santraller genelde tüketim bölgelerinden uzakta kurulmaktadır. Elektrik enerjisinin üretiminden sonra tüketicilere ulaştırılmasındaki ilk bölümdür.

Ulusal Enterkonnekte Sistem ihtiyacı sebebiyle de elektrik enerjisinin üretim tesislerinden şalt merkezlerine iletiildiği çok yüksek ve yüksek gerilimli “iletim sistemleri” ve şalt merkezlerinden tüketicilere ulaşan orta ve “alçak gerilimli” dağıtım sistemleri'dir.

İletim şebekeleri için gerilim seçiminde sürekli güç artışı sebebiyle yüksek gerilimlerle çalışma ihtiyacı duyulmaktadır.

Genel olarak dünyada kullanılan yüksek gerilimler yaygın olarak 170 kV, 220 kV, 380 kV ve 400 kV, Eski Sovyetlerde 500 kV'dur. Üzerinde çalışılan gerilimler ise 750 kV, 1000 kV ve çok yüksek gerilimli Doğru Akım Tesisleridir.

Santrallerde üretilen elektrik enerjisi, generatör çıkışı olarak yaygın olarak 10 kV, 14,4 kV, 15,8 kV seviyelerindedir. Ancak bu gerilimlerle uzak mesafelere iletim yapmak ekonomik ve teknik olarak sakıncalıdır. Üretilen gerilim Transformatörlerle yukarıda bahsedilen gerilim seviyelerine çıkartılarak iletilir [3].

3.2. Elektrik Enerjisi Dağıtımı

Ülkemizdeki dağıtım sisteminde kullanılan Orta Gerilim Seviyeleri 6.3 kV, 10.5 kV, 15 kV ve 34.5 kV (31.5 ve 33 kV olarak da kullanılabilir) şeklinde alt iletim ve dağıtım sistemleridir.

Tablo 3.1 Türkiye'de mevcut OG/AG Dağıtım Transformatörlerinin gerilim seviyelerine göre dağılımı (TEDAŞ,2001)

OG/AG (kV)	Adet	Güç (MVA)
34.5/0.4	170128	50517.0
15.0/0.4	30356	7403.0
10.5/0.4	7143	5453.1
6.3/0.4	7906	3670.1
3.3/0.4	3	0.8
TOPLAM	215536	67044

Yüklerin yoğun olduğu büyük şehirlerde dağıtım sistemi genelde çift OG seviyelidir. 380 kV veya 154 kV'luk Enerji Nakil Hatları ile Şehir kenarına veya şehrin uygun yerine getirilen elektrik enerjisi, burada kurulan salt transformatör merkezleri ile 154/O.G. dağıtım sistemi ile yük noktalarına taşınmıştır. Bahsedilen yük noktaları önceleri şehir merkezlerinde OG/OG alt gerilim seviyesi olarak kırsalda ise OG/AG gerilim seviyesi olarak tüketiciye ulaştırılmıştır.

Son zamanlarda yapılan master planlar arasında özellikle yük yoğunluğunun bulunduğu bölgelerde çift OG seviyesinin kullanımının ekonomik olmadığı belirtilmiş ve 34,5 kV tek tip OG Dağıtım sistemine geçilmesi öngörülmüştür.

3.2.1. Uygun O.G. Seviyesinin Bulunması ile İlgili Çalışmalar

3.2.1.1. Çift O.G. seviyesi ile dağıtım

İkinci bir O.G. seviyesi olan Tali Merkezlere ihtiyaç olmakta ve alt gerilim (15 kV, 10,5 kV ve 6,3 kV) ile ekonomik olarak dağıtım yapılmaktadır. Ayrıca 34,5/O.G. Transformatörlerdeki demir ve bakır kayıpları da önemli yer tutmaktadır. Büyük şehirlerde artan sürekli yük sebebi ile gerilim seviyesinin artırılması ihtiyacı doğmaktadır. (Optimal gerilim aktarılacak gücün karekökü ile orantılıdır. 4 kat artan güç için gerilim seviyesinin 2 kat artması optimaldir).

Çift O.G. seviyeli dağıtım sistemi zamane teknolojilerinin getirdiği kısıtlamalar sonucu ortaya çıkmıştır. Çünkü 154/O.G. indirici şalt merkezleri için çok geniş, açık hava sahalarına ihtiyaç duyulmakta ve 34,5 kV gerilimin yer altı şebekesi ile taşınması mümkün olmamıştır. Ancak günümüz teknolojilerinin getirdiği imkanlarla 154 kV ve 34,5 kV XLPE yer altı kabloları ve az yer kaplayan GIS şalt Merkezleri sayesinde mümkün olmaktadır.

Ayrıca 34,5/O.G. tali merkezlerinin 154/O.G. merkezleri olarak veya anahtarlama merkezleri olarak düzenlenmesi de mümkündür.

3.2.1.2. Tek O.G seviyesine geçiş

İki O.G. Gerilim Seviyesinden birinin dondurularak zamanla ömrünü doldurdukça devre dışı bırakılması ve bütün yeni gelişmelerin tek bir gerilim seviyesinde karşılanması bütün dünyada daha ekonomik ve basit bir işletmeye yönelmesi içindir.

Ayrıca yüklerin zamanla artması ile daha düşük gerilim seviyesine çift fiderlerin dublikasyonu artmıştır. 34,5 kV malzeme imalatında gerçekleşen aşamalar sonucunda bu tür malzemelerin güç taşıma kapasitesi 10,5 kV malzemeye göre aynı kesitte 3 kat iken, malzemenin türüne göre maliyet 1 -2 katı arasında olmaktadır.

TÜBİTAK tarafından 1992 yılında hazırlanan Master Proje kapsamında İstanbul Bölgesi ile ilgili olarak iki orta gerilim seviyesinden 10,5 kV (benzer olarak 15 kV dahil) sistemindeki çifte transformasyonun getirdiği kayıplar, işletme zorlukları ve maliyet artışları nedeni ile tasfiye edilmesi ve dağıtım sistemi gelişiminin 34,5 kV seviyesinde yapılması kabul edilmiştir [2].

Mevcut 10,5 kV sistem ekonomik ömrünün sonuna kadar kullanılacak 34,5 kV'a kademeli dönüşüm gerçekleştirilecektir. Plan döneminde oluşabilecek yük artışları öncelikle 34,5 kV gerilim seviyesinde karşılanmaya çalışılacaktır. 10,5 kV sistemin yüklü ve sorunlu olduğu bölgelerde 10,5 kV fiderler ve 34,5/10,5 kV transformatörleri rahatlatmak yerine, prensip olarak 154/34,5 kV indirici merkezler

arasına yeni 34,5 kV fiderler tesis edilerek 34,5/0,4 kV'a dönüşüm gerçekleştirilecektir. Bu amaçla her yıl yeterli ve gerekli sayıda 10,5 kV dağıtım transformator merkezi sistemli olarak 34,5 kV'a dönüştürülecektir [4].

3.2.1.3. 35 kV Dağıtım

Prensip olarak 34,5 kV besleme düzeni 154/34,5 kV Ana indirici merkezler arasında açık çalıştırılan ring olarak tasarlanmalı ancak ringin ekonomik ve kolay olmayacağı kırsal alanlarda radyal besleme yapılacaktır.

34,5 kV transformator merkezlerin fider tasarımı en az iki yönden beslenebilir şekilde yapılacaktır.

Dünyada uygulamaları yoğunlaşan SF6 gaz ortamında çalışan yük ayırıcılar ile metal-clad hücreli modüller sistemler, dar alanlardaki transformatorler için çözüm olabilmektedir. 34,5 kV seviyesinde bir fiderden beslenen abone sayısı 10,5 kV'luk bir fidere göre 3 katı olabileceğinden, belirli bir arıza durumunda benzer yoğunlukta abone etkilenecektir. O.G. Dağıtım Fiderlerinde oluşan arızaların algılanması yerlerinin hızla belirlenmesi ve arızalı kısmın devreden çıkartılarak sistemin diğer kısımlarının beslenmesinin sağlanması ve bu işlevleri yerine getirecek bir fider otomasyonunun tesisi gerekmektedir.

BÖLÜM 4. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİ

4.1. Dağıtım Otomasyonuna Giriş

Otomasyon, devamlı yinelenerek yapılan bir işin bilgisayar tabanlı bir sistem tarafından otomatik olarak yapılması ve bu işlem esnasında insan müdahalesinin en aza indirilmesi manasına gelir. İnsan müdahalesi en aza indirilerek sistemin daha iyi ve güvenilir çalışması amaçlanır. Dağıtım Otomasyon Sistemleri (DAS) de yukarıdaki tanım dikkate alındığında elektrik dağıtım sistemlerinin kontrolü ve yönetilmesi için bilgisayar tabanlı bir sistem tarafından yapılmasıdır. DAS tarafından yapılması istenen belli başlı görevlerden bazıları şunlardır: Sayaçların ve sistemdeki değerlerin okunması, kesicilere ve ayırıcılara açma-kapama komutlarının verilmesi, yük kontrolü, re-konfigürasyonlar, arızalı bölgelerin izolasyonu ve onarımı, güç talebinin ölçülmesi, kapasitörlerin kontrolü vb. işlemler...

DAS'tan bahsedildiği zaman, elektrik dağıtımını için gerekli veri akış ve kontrollerinin tümüne sahip bir sistem anlaşılmalıdır. İlerleyen zamanla birlikte DAS'ın daha iyi hizmet verebilmesi için Otomasyon katmanlarının genişleyebilmesi gereklidir.

DAS uzak birimlerden haberleşme sistemleri sayesinde elde edilen verilerle elektrik dağıtımını kontrol eder. Dolayısıyla haberleşme ve bilgisayar ağları, DAS'ın omurgası durumundadır ve performansları sistemin de performansını doğrudan etkilemektedir. Sistem omurgasının en iyi şekilde çalışabilmesi ve yüksek performans gösterebilmesi için son teknolojiye ait gelişmiş cihazlar kullanılmalıdır. DAS'da kullanılan cihazlardan bazıları şunlardır: Alıcılar, elektronik sayaçlar, IED'ler (akıllı elektronik cihazlar-Intelligent Electronic Devices), RTU'lar (Uzak Uç Birimler-Remote Terminal Unit), Ana Kontrol Merkezleri endüstriyel ve kişisel bilgisayarlar, modemler, çeşitli kontrolörler vb... şeklinde liste daha da arttırılabilir. Bu cihazlar kendi aralarında birer alt sistem oluşturarak DAS'ta görev alırlar.

DAS, sistematik bir düzen içerisinde uzak birimlerden gelen sinyalleri birleştirerek gerekli işlemleri yapan bir cihaz gibi tasarlanmalıdır. Esnek ve modüler bir yapıya sahip olduğu için tüketicilere en iyi şekilde hizmet verebilir. Günden güne değişen ve artan ihtiyaçlar en iyi şekilde karşılayabilir. Bu amaçla da yüzlerce DA (Dağıtım Otomasyonu) fonksiyonu tanımlanmıştır: Sayaçların ve değerlerin okunması, yük kontrolü, kesici ve ayırıcıların anahtarlanması, arıza izolasyonu ve onarımı, Volt/VAR kontrolü, gerilim kontrolü, re-konfigürasyonlar, görüntüleme vb... yüzlerce fonksiyon. DAS'ın iyi hizmet verebilmesi sahip olduğu fonksiyonlara ve kullanılan cihazların özelliğine bağlıdır.

DAS'ın en iyi şekilde hizmet verebilmesi, yüksek performansta çalışabilmesi ve geliştirilebilmesi için gerekli yüksek teknolojiler günümüzde mevcut durumdadır. Artık bundan sonrası elektrik dağıtım sistemlerine hangi hizmetlerin verileceği, bu hizmetlerin gerçekleştirilmesi için hangi fonksiyonların ve haberleşme ağlarının seçileceği ve değerlendirileceği soruları önem kazanır. Tüm elektrik dağıtım sistemleri sonuçta aynı hizmeti verse de, hiçbiri birbirine benzemez. Çünkü her elektrik dağıtım birimi farklı düzenlemeler, ekonomik şartlar ve coğrafi yapılarla şekillenmiştir. Bu çalışmanın son bölümünde Hindistan'da kurulması düşünülen DAS'ın, fonksiyonlarının ve haberleşme ağlarının nasıl belirlendiği ayrıntılı biçimde anlatılmıştır.

DAS ile elektrik dağıtımının hem ekonomik kazancı hem de kararlılığı kontrol altındadır. Sistemde ek olarak operatörlere, arıza sonucu hizmet dışı kalan bölgelere yük akışı sağlama kontrolü, yük kontrolü, kararlılık için gerilim ve reaktif güç kontrolü ve kesicilere açma-kapama kontrol yetkileri de verilebilmektedir [5].

4.2. Tek Merkezli ve Çok Merkezli Kontrol

Tek merkezli bir sistemde bütün hesaplama ve kontrol işlemleri tek bir merkezi bilgisayara yüklenmiştir. Bu tip bir kontrol daha çok küçük sistemler için uygundur. Böyle bir konfigürasyon yapısında işletim, bakım ve onarım işlerinin daha kolay olması ve tüm kontrol ile görüntüleme fonksiyonlarına tek bir yerden ulaşabilme imkanı büyük bir üstünlüktür. Ancak daha büyük bir alana yayılmış sistemin

kontrolünde ise bu tip konfigürasyon kullanmak sakıncalar yaratabilir. Geniş bir alana yayılmış olan haberleşme sisteminin tek bir merkeze bağlanacak olması hem oldukça pahalı hem de karmaşık olacaktır. Ayrıca bilgisayar veya haberleşmenin özelliğinden dolayı sistemde oluşan kayıplar da artacaktır.

Tek merkezden kontrolü sakıncalı olan ve idare edilemeyen sistemlerde, geniş bir coğrafi bölgeye yayılmış çeşitli bilgisayarlar kullanılır. Bu tip konfigürasyonun üstünlüğü geniş bir alana yayılmış sistemi kontrol etmek, iletişimi sağlamak ve örneğin hizmet dışı kalmış bir bölgenin bundan etkilenmesini en aza indirmek için bölgesel daha küçük bilgisayarların kullanılmasıdır.

İlerisi de düşünülerek DAS'ın merkezileştirilmeden yönetilmesi daha uygun olacaktır. Bu yüzden sistemde kontrol edilen cihazlarda (kesici, ayıncı, kademe değiştirici...) küçük mikroişlemciler kullanılan ve bu mikroişlemciler üzerinde de kontrol işlemleri yapılabilir.

4.3. Dağıtım Otomasyon Sistemi

DAS, insanlar tarafından planlanmış ve planlanabilen otomatik işlemler içerir. DAS'a operatör müdahalesi (aracılığı) HMI (İnsan-Makine Arabirimi - Human-Machine Interface) ile sağlanmaktadır. Bu arabirimde tek hat diyagramında karışıklıkları azaltmak için renkli grafiklerin kullanıldığı uçlar, arızaları gösteren ışıklar veya arızanın bulunduğu bölgeyi gösteren lambaların bağlı olduğu uçlar bulunmaktadır. Okuma hatalarını azaltmak için bilgisayarlarda "Yüksek Işık Tekniği" kullanılır. HMI, ilgili bölgeyi doğru bir şekilde seçebilmek için ışıklı kalem, mouse ve izleme topu gibi aletlerle desteklenmiştir. Sistemin uygulanmasında insan faktörü, hangi tekniğin kullanılacağına seçiminde yatmaktadır. HMI, DAS'i gözlemlemek ve kontrol etmek için kullanılan programlar ve donanım ile sürekli iletişindedir. DAS operatörü ve kontrol sistemi arasındaki temel bağlantı çok yönlü ve etkin bir araç olan renkli grafik ekranıdır [5].

HMI, DAS'ta seçilmiş, herhangi bir noktada operatörün işlem yapmasına izin verir. Operatörün yapılmasını uygun gördüğü veya yapmak zorunda olduğu işler, sistemin

omurgası durumundaki DAS haberleşme ağı ile cihaza iletilir. Daha iyi bir çalışma için gerekli uygun cihazlar sisteme sonradan da eklenerek DAS genişletilebilmekte ve haberleşme ağı daha da uzatılabilmektedir (modüler olma özelliği). DAS haberleşme ağı, bir ve/veya birden çok haberleşme hatlarından oluşabilir. Bir çok değişik haberleşme teknolojisi aynı anda tek bir DAS'ta kullanılabilir. Böylesine geniş bir alana yayılmış sistemde kiralanmış telefon hatları, mikrodalga ve radyo haberleşmesi veya fiber optik kablolarla haberleşme enterkonnekte bir bilgisayar sisteminde kullanılabilir. Yine dağıtım sisteminde işletmeciyi dağıtım istasyonlarına (indirici merkezlere) ve anahtarlama elemanlarına (kesici, ayırıcı...) bağlayan uyuyla iletişim, DLC (Distribution Line Carrier) ve VHP radyo kanalı ile haberleşme teknolojileri de kullanılabilir. Burada önemli olan nokta seçilecek olan iletişim ağının bir veya iki yönlü iletişim kapasitesine sahip olup olmayacağı ve bunun seçimidir.

Enerjiye ihtiyaç duyan tüketiciler DAS'a bireysel, ticari veya endüstriyel kol olarak bağlıdır. DAS tarafından tüm yüklerin beslenip beslenmediği, burada kullanılan cihazların durumları görüntülenebilmeli; sayaçlar ve değerler uzaktan okunabilmelidir. İşletmeci tarafından istenilen bir işlem yapılmak istendiğinde, kontrol edilebilen cihazlar üzerindeki bilgisayarlara bu işlem uzaktan doğrudan uygulanacaktır. Örneğin sıcak su ihtiyacının karşılanması veya havalandırmanın düzenlenmesi gibi tüketici hizmetlerinin doğrudan kontrolü tek yönlü bir sistem kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir; ancak, tüketicilerin tüm ihtiyaçlarını sağlayan enerjinin tedarik edilmesini ve enerji tüketiminin hem kontrol edilebilmesi hem de görüntülenebilmesi için iki yönlü haberleşme hattına ihtiyaç duyulacaktır.

Ana dağıtım sistemindeki cihazlar kontrol edildiği zaman kondansatörler, gerilim regülatörleri trafolar, kesici ve ayırıcı gibi elemanlar kontrol işlevi için kontrol sistemine uygun ve hazır olmak zorundadır [5].

4.4. Dağıtım Otomasyon Donanımı

Ana Kontrol Merkezinin işlevi, operatörü HMI aracılığıyla sistemi kontrol etmesini sağlamak; dağıtım sisteminde binlerce noktadan (yerden) elde ettiği verilerle DAS'ta yapılan işlemlerin görüntülenmesini ve gerekli kontrol işlemlerinin yapılmasını

sağlamaktır. Kullanılacak olan cihaz sayısı ve kontrol edilecek olan elemanların sayısı ihtiyaca göre belirlenmektedir. DAS için sistem bilgisayarlarının seçimi sistemin büyüklüğüne, mesajların çeşidine ve hızına, yapılacak kontrol ve kumanda işlemlerinin hızının belirlenmesine bağlıdır. Genelleme yapılırsa DAS, enerji iletim ve dağıtımını sağlayan sistemdeki (bu sistemin yönetilmesi için gerekli) yoğun mesaj ve bilgi akışını sağlar. Yoğun akış içerisindeki veriler sık sık kaydedilir ve kaydedilen veriler daha sonra analiz yapmak için kullanılır. Bu veriler bilgisayarın sürücüsünde saklanır ve yedeklenir. Sistem tasarımı daha sonraki genişlemelere adapte olabilmek için modüler bir yapıda olmalıdır. Sistemi yeni kullanacak olan operatörler tüm kaydedilmiş verileri inceleyerek sistemi daha iyi tanıma imkanına sahip olacaklardır. Böylelikle yapılacak bir tahmin veya hesaplanacak istatistiksel bir ortalama; örneğin pikler, kesin doğrulukta bilinir.

Ana bilgisayar, küçük bilgisayarlardan veya ana işlemlerin yapılması için giriş- çıkış fonksiyonların yerine getiren mikroişlemcilerden oluşur. Bu mikroişlemciler ön-uç vazifesi görürler. Merkezi bilgisayarlardaki bu on Uçlar, merkezi bilgisayarlara DAS'ta kontrol edilebilen diğer cihazları haberleşme ve bilgisayar ağını kullanarak birbirine bağlar. Bu ön-uç sayesinde ana bilgisayarın yükü azalır ve işlem hızı artar.

DAS donanımının birincil görevi haberleşme ağı ile kapalı veya açık çevrim iletişimi sağlamak; dağıtım istasyonlarında, fiderlerde ve tüketici bölgelerindeki cihazları kontrol etmek ve yapılan işlemlerin görüntülenmesini sağlamaktır [5].

Bazı yerlerde kontrol kapalı çevrim şeklinde olup, kontrol işlemi ayarlanabilen referans değerlerine göre sistem tarafından daha hassas kontrol edilebilecektir. Yine bazı yerlerde ise kontrol açık çevrim şeklinde olacak; fakat yapılan işlevler doğrudan değil de, on-line (çevrim-içi) şeklinde görüntülenecektir. Geri besleme, yapılan müdahalelerden sonra durumlardaki değişimleri gösterecektir. Tek yönlü tüketici yük kontrolü, açık çevrime örnek olarak verilebilir. Analog görüntüleme ise dağıtım sisteminde sürekli olarak değişen gerilim, akım, güç talebi, aktif güç, reaktif güç ve güç faktörü gibi değerlerin ölçülmesinde kullanılır.

Durum görüntülenmesi, örneğin bir kesicinin açık mı kapalı mı olduğunu ya da kapalı iken açıldığında nasıl değiştiğinin anlaşılması için gereklidir. Trafoların ayar kademe konumları da buna bir örnek olarak verilebilir.

Kontrol işlemleri sistem değişkenlerinden birinde yaşanan değişim sonucu başlar. (örneğin yük talebindeki değişim, sistem veriminin değişimi veya ani elektrik kesintileri gibi...) Kontrol işlemleri görüntüleme sisteminden alınan analog değerler ve cihazların durumlarına göre yapılır.

DAS'da dört tip bilgisayar kullanılır [5].

(i) Kişisel Bilgisayarlar: Kontrol merkezinde alarm ve raporların alınmasında, istatistiksel analizlerle, RTU'lar ve IED'lerle haberleşme ve ek ünitelerin kontrolü amacıyla kullanılır.

(ii) Mini Bilgisayarlar: Kontrol merkezinde ana bilgisayarlara bilgi sağlama, ek üniteleri kontrol etme; dolayısıyla sistemin genel performansını yükseltmek amacıyla kullanılır.

(iii) Süper Mini Bilgisayarlar: Kontrol sistemiyle donatıldıklarından, kontrol merkezinde ana bilgisayarlar olarak kullanılabilirler.

(iv) Mainframe Bilgisayarlar: (çok yüksek kapasiteli veri işleme hızına sahiptirler ve çok kullanıcıya bir işletim sistemi içerirler. Kontrol merkezinde ana bilgisayar olarak kullanılırlar.

Bir enerji sisteminde DAS için belirlenmiş gerekli donanımları ve teçhizatlar şunlardır:

Dağıtım İstasyonları İçin;

- Trafolar
- Elektronik Röleler (aşırı akım, kaçak toprak akımı...)
- Gerilim Regülâtörleri
- Kaydediciler
- Yedek güç kaynakları
- Kondansatörler
- Fider kesicileri, recloser'lar ve ayırıcıları
- Sayaçlar

Dağıtım Fiderleri İçin;

- Hat kesici ve ayırıcıları
- Trafolar
- Güç faktörünü iyileştiren kondansatörler
- Sensörler
- Gerilim trafoları
- Seksiyonerler
- Gerilim regülatörleri
- Arıza Göstergeleri
- Akım trafoları
- Sayaçlar
- Transdüserler

Tüketiciler İçin;

- Sayaçlar
- Evlerin bağlantıları
- Çeşitli cihazlar

Dağıtım fiderleri güç kaynağı ile aydınlatma tüketicilerinin arasındaki son hattır. Varolan sistem (enerji sistemi) çeşitli dağıtım seviyelerine uzatılabilir. Donanım, havai veya yeraltı kablolarının klasik fider elemanlarıyla kontrolüne ve görüntülenmesine uygun olmalıdır. Donanım yapısı dağıtım sisteminde dağılmış birçok noktadan paralel bir şekilde veri toplayıp, görüntüleme ve kontrol işlevlerini yapmalıdır. Bunun içinse sık sık yüksek seviyeli işaretleri (sinyalleri), DAS'in ölçebileceği ve sayabileceği alçak seviyeli işaretlere çeviren sensörlere ve transdüserlere ihtiyaç duyulur. Ayrıca tek mi yoksa üç fazlı görüntülemeye mi ihtiyaç duyulduğu belirlenmelidir. Tek fazlı görüntüleme yapıldığı zaman tüm sistemin dengeli olduğu varsayılır. Tek fazlı görüntülemenin üç fazlı görüntülemeye göre daha ekonomik olduğu da kesindir.

4.5. DAS Yazılımı

DAS'i destekleyen bilgisayar yazılımı üç kısma ayrılmıştır: gerçek-zaman, etkileşimli ve yığınsal yazılım. Gerçek-zaman yazılımı sistem fonksiyonlarını belirlenen koşullar altında çalıştırır. Etkileşimli yazılımı, örneğin yük kontrolü veya veri elde etme gibi işlemlerde, operatörün yapmak istediği fonksiyonları yerine getirir. Gerçek-zaman ve etkileşimli yazılım programları bir durumu değiştirmek için bilgisayar sisteminde sabit bir şekilde dururlar; fonksiyonları tasarlandıkları şekilde uygularlar. Yığınsal modda, yapılacak işlem için bilgisayar programı devreye girer; işaret gelene kadar bekler ve başladığı zamandan diğer programın başlangıcına kadar program çevrimi tamamlanır. Örneğin sistem çalışmasını, gidişatını, geçmiş döneme ait bilgilerin analizini yansıtan raporlar veya grafikler için bu tip bir işlem söz konusudur. Yığınsal yazılım, gerçek zamanda (real-time) işlemleri ve görevleri yerine getiren etkileşimli yazılıma destekleyici bir yardımda bulunur. DAS uygulama yazılım programları dağıtım sisteminin çalışmasını simule etmek veya uzaktan kontrolünü sağlamak için gerekli eşitliklerle ve matematiksel işlemlerle donatılmıştır. Bu yazılım sistemi aşağıdaki birçok DAS fonksiyonunun yerine getirilmesi için gereklidir:

- Baraların otomatik açılıp-kapanması (kesici, ayırıcı kontrolü)
- Fiderlerin otomatik açılıp kapanması
- Volt / VAR kontrolü
- Dağıtım trafo yüklerinin ayarlanması
- Fider yüklerinin ayarlanması
- Uzaktan sayaç ve değer okunması
- Yük kontrolü...

Dağıtım Otomasyon Sistemleri oldukça karmaşık bir yapı sahiptir. Bu yüzden sistem birçok alt yazılımlardan oluşmaktadır. Bu alt yazılımlarını birbirleriyle kolay entegre edilebilir, geliştirilebilir, iletişim sistemiyle uyum içinde çalışabilir ve kolay kullanılabilir olabilmesi için standart programlara dilleriyle geliştirilmiş olması gerekir. Dağıtım otomasyonu sistemi yazılımlarına en uygun programlanma tekniği Nesneye Dayalı Yazılım (Object Oriented Programming) teknikleridir. Bu teknikleri

destekleyen ve en yaygın kullanılan programlama dili C++' dir. Aynı zamanda C++ tabanlı olduğundan UNIX , DAS için en' uygun işletim sistemidir [6].

4.6. SCADA Sistemleri

SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition kelimelerinin bas harflerinden türetilmiş bir kelimedir. Denetimli Kontrol ve Veri Toplama Birimi olarak Türkçe'ye çevrilebilir. Enerji üretim ve dağıtım tesisi uygulamalarında, Enerji Yönetim Sistemleri ve Dağıtım Yönetim Sistemlerinin alt yapısını oluşturur. SCADA sistemi; sistem kullanıcılarına, merkezi bir kontrol noktasından, geniş bir coğrafi alana yayılmış, petrol, gaz, boru sistemleri, su ve elektrik şebekelerinin açma kapama ve ayar cihazları vasıtasıyla kontrol ve kumanda imkânı verir. Bu sistemler hakkında bilgi toplar; topladığı bu verilere dayanarak tesislerin güvenilir, emniyetli ve ekonomik olarak çalıştırılmasını sağlar. SCADA esas olarak üç ana bileşenden oluşur:

- 1) Uzaktan Bilgi Toplama ve Denetleme Sistemi (RTU)
- 2) İletişim Sistemi
- 3) Kontrol Merkezi (MTU)

SCADA sistemleri uzun yıllardan beridir enerji iletim ve alt-iletim sistemlerinde kullanılmaktadır. Bunun bir sonucu olarak teknolojinin de yardımıyla oldukça geliştirilmiştir. Buna karşın SCADA sistemlerinin, DAS'da kullanılması ise henüz yenidir. DAS'ın kullanımına olan ilginin artması, elektrik dağıtım sistemlerinde SCADA sisteminin kullanılmasında bir artışa neden olmuştur. DAS'in bir bölümü ile birleştirilecek olan SCADA sistemi, örneğin veri elde etme gibi birçok işlemi yapacak kapasitededir. Sistemden alınacak veriler kontrol için gereklidir. Ancak SCADA sistemi DAS'dan oldukça farklı bir yapıdadır. SCADA sistemi yalnızca operatöre (isletmeciye) bilgi sağlar. Operatör, elde ettiği bu bilgiyi değerlendirir ve ne türlü bir kontrol işlemi yapacağına karar verir. Buna karşın DAS'da birçok karar verme işlemi bir bilgisayar sistemi tarafından yapılır ve operatörün bu kontrol işlemine aracılığı oldukça sınırlıdır.

Bazı otomatik kontrol fikirlerinden hariç, SCADA ile DAS birbirine çok benzer. Bu yüzden DAS'in SCADA tabanlı olarak düşünülmesi ve geliştirilmesi doğaldır. Ancak

başlangıçta DAS, SCADA sisteminden bağımsız olarak geliştiği için ilk tasarlanan DAS'lardaki iletişim yapısı, su andaki SCADA iletişim sisteminden farklıdır. Bunun dışında, SCADA teknolojisi şu anda yeteri kadar geliştirilememiştir. Bu yüzden DAS işletmecileri, sistemleri için farklı bilgisayar programlama dilleri ve yazılım paketleri kullanırlar. Günümüzde artık DAS ve SCADA sistemleri üretici firmaları tarafından birleştirilmektedir.

BÖLÜM 5. ORTA GERİLİM ŞEBEKELER

Elektrik enerjisinin dağıtımının yapıldığı şebekelerdir. Ülkemizdeki O.G. şebekeler 6,3, 10,5, 15 ve 34,5 kV gerilim seviyeleridir. Dağıtım sistemleri elektrik güç sisteminin büyük güç kaynaklarını tüketicinin kullanımına bağlayan bölümüdür. Yayılı ve noktasal yüklerin bulunduğu ana besleme hatları (main feeder), dağıtım transformatörleri salt merkezleri, anahtarlama merkezleri ve tüketici bağlantıları ana unsurlardır.

O.G. şebeke çeşitleri işletim olarak değişiklik arz etmektedir.

5.1. O.G. Şebeke Çeşitleri

5.1.1. Radyal şebekeler

Besleme tek taraflı ve çoğu zaman tek kaynaktır. Kırsalda ve küçük yerleşim birimlerinde uygulanır. Genelde uzun mesafeler dolayısıyla da havai hat şeklinde tesis edilirler.

İletken kesitleri merkezden uzaklaştıkça küçülür. İşletme ve bakımı diğer şebeke türlerine nazaran daha kolaydır. Besleme radyal olarak yapılır. Merkezden uzaklaştıkça hat verimi ve gerilim düşmekte merkeze yakın arızalarda daha çok abone enerjisiz kalabilmektedir.

5.1.2. Halka şebekeler

Kapalı şebeke türündedir. Beslemenin tek kaynaktan yapılması hali halka olarak, değişik kaynaklardan yapılması hali ring olarak adlandırılır.

Arıza hallerinde arızalı kısım sistemden ayrılarak iki kollu radyal şebeke haline getirilir. Bu basit çalışma abonelerin mağduriyetini kısa sürede önler. İletken kesiti

her yerde aynıdır. Basit bir yönlü şebeke gibi düşünülebilir. Bu şebekelerde enerjinin sürekliliği açısından selektif koruma çok önemlidir.

Ülkemizdeki yaygın uygulama açık halka veya açık ring şeklindedir. Radyal şebekeden farklı olarak kesit her yerde aynı ve anında yedek besleme yapılabilir.

5.1.3. Gözlü şebekeler

Ring şebekelerde olduğu gibi bir ya da daha fazla kaynaktan besleme yapılabilir. Baralar en az iki koldan enerji alacak şekilde çok yedekli ve anahtarlamalı olarak tesis edilirler. Tesisi, işletmesi ve bakımı oldukça zordur. Kısa devre gücü daha etkilidir. Büyük güçlü şebekeler için kullanımı idealdir [7].

5.2. Enterkonnekte Sistem

Bir bölgenin ya da ülkenin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere, o yerin basta elektrik santralleri, transformatör merkezleri ve aboneleri arasında kurulmuş olan şebeke sistemidir. Kesintisiz enerji için uygun sistemdir. Üst ve alt gerilim şebekeleri için ayrı ayrı düşünülebilir.

Santraller uygun yerlerde kurulacağı için kuruluş ve işletme masrafları azdır. Generatör gücü düşük ve verim yüksektir. Ancak sisteme ait kısa devre gücü çok yüksek olduğundan, işletmesine itina gösterilmelidir. Sistemin kararlılığı sağlanmalıdır.

5.3. Orta Gerilim Şalt Merkezleri

5.3.1. İndirici transformatör merkezleri

Çift O.G gerilim seviyeli dağıtım sisteminde alt iletimin yapıldığı orta gerilimi ikinci bir orta gerilime dönüştüren güç transformatörlerinin olduğu Tali Merkezlerdir. Amaca göre değişik bara sistemi kullanılabilir. Yaygın olan gerilimler; 34,5/10,5, 34,5/15 ve 34,5/6,3 kV gerilimlerdir.

5.3.2. Anahtarlama ve dağıtım merkezleri

Bir veya daha fazla kaynağın şebeke türlerine göre dağıtılıp çıkışlarının yapıldığı merkezlerdir. Yedek bara sistemine haizdir. Birçok yedek besleme yapılabilir. Kolay yük bölümü yapılabilir. Birçok açık halkalar oluşturulabilir.

5.3.3. Dağıtım transformatör merkezleri

Orta gerilimin alçak gerilime dönüştürüldüğü transformatörün bulunduğu şalt merkezlerdir. Noktasal yük yerleridir. Tipik olarak giriş, çıkış, transformatör yedek veya ölçü hücrelerinden oluşur. Bütün şalt merkezleri tek tip veya kablo girişli olabilir [8].

5.4. Orta Gerilim Yer Altı Kabloları

Orta gerilim yer altı kabloları kağıt termoplastik yalıtkanlı olmak üzere iki çeşittir. Günümüzde kağıt yalıtkanlı kablolar ekonomik olmaması ve işletme zorlukları nedeniyle yerini termoplastik yalıtkanlı kablolarla bırakmıştır. Termoplastik yalıtkanlı kabloların işletmesi daha kolay ve daha emniyetlidir. Orta gerilimde kablo tipinin seçimi, kablonun döneceği ortama ve şebekenin teknik özelliklerine göre değişebilir. Kabloların yeraltına, tuzlu suya, tavaşına ve mekanik darbelere maruz ortamlarına döneceğine göre seçilebilir. Bu kabloların belli ortamlarda dayanabilecekleri kısa devre akımları, nominal akım taşıma kapasiteleri, nominal gerilim ve nominal kesitleri imalatçı firmalar tarafından verilir. Kablo kanalları yaklaşık 60 cm genişliğinde ve 80 cm derinliğinde açılır.

5.5. Yük Tahmini

Tüketimlerin denetim altına alınması başta fiziksel enerji akımlarının sağlıklı şekilde bilinmesini gerektirir. Enerji sisteminin bu fiziksel görünümü bir enerji akış diyagramı ile gösterilebilir. Bunun yanında her enerjinin günlük ve mevsimlik dalgalanmalarının da dikkate alınması gerekir.

Elektrik enerjisi talebi, ekonomik etkinlikler ve mevsimlerin değişimi ile ilgili olarak büyük değişiklik gösterir. Elektrik depolanamama özelliğine sahip olduğundan, herhangi bir sistemin ürettiği elektrik enerjisi miktarı üretim anındaki talebin miktarıyla dengeli olmak zorundadır. Günlük yük eğrileri dikkate alındığında günün çeşitli saatleriyle, haftanın çeşitli günlerine ve ayrıca mevsimlere göre büyük değişiklikler göstermektedir. Yük eğrisinin şekline abonelerin karakterleri, bölgenin meteorolojik şartlan, iş saatleri, çalışma süreleri, halkın alışkanlıkları, ekonomik düzeyleri vs. hususları etkili olmaktadır.

Bir şehrin yük eğrisi adeta o şehrin fotoğrafı gibidir. Bu eğri ile şehrin yaşantısı ve ekonomik etkinliklere ilişkin fikir edinilebilir.

Bir elektrik şebekesinin günlük yük eğrisi genelde iki yüksek nokta (puant) sabah puantı ve akşam puantı. Tepe noktası çevresindeki yükler zamanın sadece küçük parçalarında meydana gelir.

BÖLÜM 6. DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMLERİNİN GEREKLİLİĞİ

6.1. Giriş

Günümüzde enerji sektörü, güç sistemlerini daha etkin ve daha optimal kullanabilme ve kontrol edebilme amacıyla büyük bir gelişme içerisinde. Güç sistemlerinin optimum kontrolünü ve yönetimini doğrudan etkileyecek iki konu üzerinde yoğunlaşmak gerekecektir: Ekonomiklik ve teknik açıdan [9].

6.2. Ekonomiklik

Ekonomik nedenler DAS'ın kullanılmasında büyük bir öneme sahiptir.

6.2.1. İşletme maliyetlerinde azalma

Özellikle de işletme maliyetleri enerji sisteminin ekonomik performansını büyük oranda etkilemektedir. DAS ile birlikte aşağıda yazılı ekonomik kazançları sağlamak mümkün olacaktır:

- Dağıtım istasyonları uzaktan kontrol edilebildiği için personel sayısında azalma olacaktır.
- Geniş bir alandan elde edilecek bilgiler sayesinde, işletmeden ve bakımdan sorumlu personeller arasında daha iyi bir koordinasyon sağlanacaktır.
- Sistem içerisinde oluşacak arızaların çok hızlı bir şekilde belirlenip, arızalı fiderlerin diğer kaynaklardan beslenmesi ve böylece arızanın daha kısa bir sürede onarılmasıyla ekonomik kayıplar azaltılacaktır.
- DAS'ın sahip olduğu uzman sistemler, kompleks işlemleri operatörden daha hızlı ve daha hassas yapabilecektir.

- Arıza sonrasında ve devamında Volt/VAR kontrolü, re-konfigürasyon... gibi fonksiyonlar DAS sayesinde daha iyi yapılabilecektir.

6.2.2. Bakım maliyetlerinde azalma

İşletme maliyetlerinin yanında, bakım maliyetlerinde de azalma olacaktır. Bakım maliyetlerindeki bu azalmalar şunlardır:

- Arızalarda ve onarımda azalma
- Temel cihazların bakımında azalma
- Koruma ve kontrol işlevi gören cihazların bakımında azalma

Mevcut sistemlerde farklı elektrik panoları, kontrol ve koruma cihazları arasında yoğun bir kablolama olması yüzünden arızayı bulmak ve onarmak hem güç olmakta hem de zaman almaktadır. DAS la birlikte kablolama daha azalacak ve arızaların bulunması daha kolay olacaktır. Arızaların birçoğu da yazılım tarafından saptanabilecektir.

Sistemde kurulu temel cihazlardan gelecek verilerle birlikte bu cihazların çalışması sürekli denetim altında olacaktır. Böylece cihazların ihtiyaçları önceden ve daha kısa sürede karşılanacak, performansları takip edilebilecektir. Örneğin; yeni bir fider koruma rölesinin karakteristiği, mevcut kesicilerin arıza esnasında nasıl ve kaç kez çalıştığı bilgisine göre belirlenebilir. Dolayısıyla kesici arıza esnasındaki performansına göre belirlenerek seçilmiş olur. Ancak bu tip verilere otomasyonun olmadığı sistemlerde ulaşılamaz.

Yeni yazılım ve dijital haberleşme teknolojilerinin, dijital role ve kontrol cihazlarının geliştirilmesi ile birlikte; işletme esnasında operatörlerin çalışma saatlerinde, yarıiletken role ve kontrol cihazlarının günlük rutin test ve bakımlarında azalma olacaktır. Birçok kontrol fonksiyonunun DAS tarafından otomatik olarak gerçekleştirilmesi ile birlikte, operatör daha az zaman harcayacak ve daha az çaba sarf edecektir. Bununla birlikte değişken sinyaller ve komponentler sürekli denetim altında olacağı için, işletme esnasında tüm diagnostikler ve görüntüleme işlemleri daha iyi olacaktır.

6.2.3. Dağıtım istasyonunun kurulum maliyetinde azalma

Yeni ve modern bir cihazla birlikte maliyetlerde daima bir azalma beklenir. Maliyetlerde azalma bir ünite içerisindeki tüm cihazların dikkate alınmasıyla görülebilir. Ancak bu da dağıtımdan istenen fonksiyonlara ve boyutlara bağlıdır.

Yeni bir dağıtım istasyonunun kurulması ile birlikte konvansiyonel sistemlere göre maliyetlerde bir azalma olduğu bugünkü veriler doğrultusunda gözlenmemiştir.

6.2.4. Kablolama maliyetlerinde azalma

Kontrol odası ile istasyondaki arabirimler arasında yoğun bir kablolama işlemi olacaktır. Kablolardaki bozulmalar, kopmalar, magnetik alana maruz kalmalar ve sinyal kayıpları gibi çevresel faktörlerden kaynaklanan sorunlar olacaktır. Örneğin; kablo kopmalarını bulmak ve onarmak oldukça çok zaman alacaktır.

DSP (Digital Signal Process) ile birlikte kablolama sorunu çözülebilir ve kullanılacak olan kablo miktarında da azalma olur. Yalnızca cihazlarla, cihazın yerel arabirim kartı arasında bir kablolamaya gerek kalır. Kontrol odasındaki ana istasyona yapılacak diğer bağlantılar dijital olarak gerçekleştirilir. Ayrıca gerekli kablolama maliyetlerindeki azalma ile birlikte, yeni istasyonların kurulum maliyetlerinde de azalma olacaktır.

6.3. Teknik Açıdan

Dağıtım istasyonlarına otomasyon sistemlerini kurmak ve daha ekonomik işletmek için fazlaca bilgiye ihtiyaç vardır. Bu yüzden tüketici tipleri, yük tahminleri, enerji yönetimi vb... bilgilere ihtiyaç vardır. Tam olarak ne kadarlık bir veriye ihtiyaç duyulduğu ve bu bilgilerin ne kadar güvenilir olduğu bilinmelidir. Var olan istasyonların geliştirilebilmesi için aşağıdaki teknik ihtiyaçlara gerek vardır [9].

6.3.1. Veri ihtiyacı

Bilgi veya veri güç sistemlerinin optimum yönetiminde büyük bir öneme sahiptir. Sistemdeki cihazlardan kesin bilgiler alınmadığı sürece, dağıtımı yapacak olan kurum kendisini geliştiremeyecektir. Bu yüzden ana kontrol ünitesine sürekli veri aktarılmalıdır: Alarmlar, kesicilerin durumu, gerçek-zamanda watt, volt, amper değerleri, enerji ölçümleri... Modern bir güç sisteminde doğru ve kesin bir bilginin elde edilmesi vazgeçilmez bir unsur olduğu için; ileriki yıllarda güç kontrol merkezleri birer Bilgi Teknolojisi-IT (Information Technology) merkezi haline gelecektir.

6.3.2. Dokümantasyon

Yeni kurulacak olan bir DAS'da yapılan değişikliklerin ve güncellemelerin raporlanması gerekir. Yeni sayısal sistemlerin yardımıyla enerji sistemine ait verilerin raporlanması mümkün olacaktır. Sistemde yapılan değişiklikler yeni sisteme eklenerek yazılım sayesinde güncellenebilir hale getirilebilir. Güncelleme işlemi devamlı bilgisayarlar tarafından otomatik olarak yapılır.

6.3.3. Fonksiyonellik

Yeni kontrol sistemleri mevcut fonksiyonların yanı sıra yeni fonksiyonların eklenebilmesine izin verir. Kontrol sistemi modüler olduğu için genişleyebilme esnekliğine sahiptir. Herhangi bir fonksiyon farklı donanımlar yardımıyla ana kontrol ünitesine aktarılabilir.

6.3.4. Güvenilirlik

Enerji şebekesinden daha fazla bilgi alınması ve sistemdeki problemlerin daha hızlı bir şekilde bulunup onarılması, dağıtımın güvenilirliğini arttırdığı gibi, diagnostik sürelerini de azaltacaktır. Böylece arızalı istasyonların onarım hızı artacaktır.

BÖLÜM 7. KONTROL MERKEZİ

7.1. Tanımı

Kontrol Merkezi; geniş, bir coğrafi alana yayılmış tesislerin, bilgisayar esaslı bir yapıyla uzaktan kontrol edildiği, izlendiği ve yönetildiği yer olarak tanımlanabilir. Kontrol Merkezleri genelde DAS'in ve kontrol edilecek tesislerin merkezi bir yerine kurulur.

7.2. Kontrol Merkezinin Sistem İçerisindeki Yeri

Kontrol Merkezleri DAS'in tüm kontrol, görüntüleme ve koruma fonksiyonlarının idare edildiği ve tüm sistemin denetlendiği merkezi bir yapıdır. Kontrol Merkezleri için sistem için de, sisteminin büyüklüğüne göre ayrı bir mekân oluşturulmalıdır. Bu ayrı Kontrol Merkezinden; tüm DAS kontrol edilir, gerekli bilgiler toplanır, yoğun bir veri tabanı programı ile bilgiler depolanır, gelen veriler ve alarmlar analiz programları ile yorumlanır, veriler üzerinde işlem yapılır, bunların yazılım programları vasıtası ile görüntülenmesi ve yazıcı çıktıları alınabilir.

Kontrol Merkezi DAS içerisinde bir tane olabileceği gibi, sistemin büyüklüğüne göre birkaç tane de olabilir. Hatta çok büyük sistemlerde Ana Kontrol Merkezlerinin altında Alt Kontrol Merkezleri de bulunabilir.

7.3. Kontrol Merkezinin Görevleri

Kontrol Merkezleri kısaca bilgisayarlardan, giriş çıkış birimlerinden, insan makine arabiriminden, uzak birimlerle haberleşme ünitelerinden, bilgi depolama birimleri ve bunların ek ünitelerinden oluşur.

Kontrol Merkezleri yukarıda kısaca bahsedilen donanımları ile şu görevleri yerine getirir [10].

- 1)Uzaktaki birimlerinden verilerin toplanması
- 2)Toplanmış verilerin yazılım programları ile islenerek ekrana veya yazıcıya gönderilmesi
- 3)Sistemde kontrol edilecek cihazlara kontrol komutu gönderilmesi
- 4)Belli olaylar karşısında alarm üretme ve gelen alarmları operatöre en hızlı şekilde iletme
- 5)Meydana gelen olayları ve verileri zaman sırasına göre kaydetme
- 6)Başka bilgisayar sistemleriyle iletişimde olma
- 7)Dağıtım Yönetim Sistemi (DMS) ve Enerji Yönetim Sistemi (EMS) gibi üst seviye uygulama programlarını çalıştırma
- 8)Yazıcı, Çizici, Haberleşme Üniteleri gibi ek ünitelerin kontrolü

7.4. Kontrol Merkezi Mimarisi

Kontrol Merkezleri şu bölümlerden oluşur [10].

- 1)Sistem Bilgisayarları
- 2)Kullanıcı Arabirimleri, İnsan Makine Arabirimleri (HMI), operatör arabirimi de denir
- 3)Veri Toplama Giriş-Çıkış Birimleri (Front-End bilgisayarlar)
- 4)Mimik Diyagram ya da Ekran projeksiyon sistemleri
- 5)Yazıcılar ve çiziciler
- 6)Veri Toplama Birimleri
- 7)Kesintisiz Güç Kaynağı
- 8)Zaman Ayar Sistemi
- 9)Yerel İletişim Network'ü
- 10) İzole, Yükseltilmiş tabanlı Kumanda Odası veya Odaları

7.4.1. Sistem bilgisayarı

Bilgisayarlar, Kontrol Merkezindeki her türlü ek üniteler üzerinde, denetimi ve koordinasyonu sağlayan birimlerdir. Bu işlevleri giriş, çıkış, bellek, merkezi işlem

birimi, bilgisayar işletim sistemi ve uygun yazılım programları vasıtasıyla yerine getirmektedir.

Giriş Birimi: Giriş birimi, merkezi işlem birimine dış birimlerden verilerin gelmesini sağlar. Bu birimin kontrol ettiği üniteler şunlardır:

- a) Klavye
- b) Grafikselsel Giriş Üniteleri
- c) Haberleşme Üniteleri
- d) Depolama üniteleri

a) Klavye: Yazıların girilmesi için kullanılır.

b) Grafikselsel giriş ünitesi: Mouse, Digitizer, Scanner gibi şekil ve benzeri şeylerin bilgisayara aktarılmasında kullanılır.

c) Haberleşme Üniteleri: Bilgisayarların diğer bilgisayarlarla iletişim kurmasını sağlar. Bu iletişim genellikle MODEM (telefon hatları) ya da veri ağlarıyla (LAN, WAN gibi) sağlanır.

d) Depolama Üniteleri: Depolama birimleri gelen verileri ya da bilgisayarlarda çalışan programları depolamak için kullanılır. Bu birimler sabit disk, manyetik teyp gibi ünitelerdir.

Çıkış Birimi: Çıkış birimi verilerin dış dünyadaki ünitelere ulaştırılmasını sağlar. Örneğin ekrandaki bir bilginin yazıcıya aktarılması için bu birim kullanılır. Çıkış birimine bağlı olan bir kaç ünite şöyle sıralanabilir.

- a) Yazıcılar
- b) Çiziciler
- c) Depolama birimleri
- d) Grafikselsel gösterim birimleri

a) Yazıcılar: Raporlar, alarmlar gibi bilgilerin kağıt üzerine aktarılmasını sağlar

b) Depolama Birimleri: Yedekleme ve depolama amacıyla kullanılır.

c)Grafiksel Gösterim Birimleri: Bilgisayarlar içindeki verilerin kullanıcıya gösterilmesinde kullanılır. Bu birimlerden bir kaçını monitör, ekran projeksiyon makineleri, mapboard'lardır.

Bellek: Bilgisayarın çalıştırdığı programların bulunduğu ve verilerin depolandığı birimdir. RAM (Rastgele Erişimli Bellek), ROM (Sadece Okunabilir Bellek), CACH (Hızlı, Tampon Bellek) olmak üzere üç çeşit bellek vardır. Bilgisayarların içinde bulunan veri yolu birçok üniteye gitmektedir. Bu yüzden veri yolu üzerinden hafızaya erişimin bir ünite tarafından denetlenmesi gerekir. Bilgisayarda bu işlev Bellek Erişim Denetleyicisi tarafından yerine getirilmektedir.

Merkezi İşlem Birimi: Merkezi işlem birimi, bilgisayarın içindeki birimlerin koordinasyonunu sağlar. Veriler üzerinde aritmetiksel ve mantıksal işlemler yapar. Farklı birimler arasında verilerin transferini sağlar.

BÖLÜM 8. ORTA GERİLİM TESİS ELEMANLARI

8.1. Ayırıcılar

VDE 0670/Bölüm 2: ayırıcıyı şu şekilde tanımlar.

“Açıldıktan sonra akım yolunda bir ayırma aralığı oluşturan ve yaklaşık akımsız şalterleme yapabilen veya iki kontağı arasında büyük bir gerilim oluşmayan akımların şalterlenmesinde kullanılan cihazlara ayırıcı” denir.

Yaklaşık akımsız deyiminden, izolatörlerin, ana baraların kısa kabloların şarj akımları ile gerilim trafolarının akımları anlaşılır. Tesis bölümlerini birbirinden ayırıp, bakım ve kontrol işlemlerinin tehlikesizce yapılabilmelerini sağlarlar. Ayrıca birden fazla ana bara bulunan sistemlerin şalterleme manevralarına hazırlanmasında ve kuplaj operasyonlarında kullanılırlar.

Ayırıcı seçiminde dikkat edilmesi gereken hususlar; Akım, gerilim, darbe akım değeri, dolayısıyla termik akım, kullanım yeri (dahili-harici), ortam sıcaklığıdır.

8.2. Kısa Devre Topraklayıcıları

Topraklayıcılar ve kısa devre topraklayıcıları, enerjisiz bırakılan tesis bölümlerinin topraklanmasında ve kısa devre yapılmasında kullanılırlar. Sıçramalı tahrik mekanizması ile donatılmış kısa devre topraklayıcıları kısa devre üzerine kapayabilirler.

Seçiminde dikkat edilmesi gereken hususlar; Gerilim, darbe akımı dolayısıyla termik dayanım akımı, kullanım yeri (dahili-harici).

8.3. Yük Ayırıcıları

Şalt tesisleri tekniğinde özellikle orta gerilim düzeyinde arızasız işletme koşullarında şebeke elemanları ve bölümlerini, işletme akımlarını, kesiciler yerine daha az yatırım gerektiren şalt cihazları ile şalterlemek gereği duyulmuştur. Yük ayırıcıları güç faktörü $\cos\phi = 0.7$ olan anma akımındaki değerlerle işletme akımını şalterleyebilirler.

Transformatörlerin kablo şebekelerinin ve enerji nakil hatlarının boşa çalışma akımını şalterleyebilirler. Kısa devre üzerine kapatabilirler ve kısa devre akımını da bir süre taşıyabilirler. Yük ayırıcılarında akımın kesilmesinde gerekli söndürme ortamı, ark ısısı ile ısıtılan ve ısınınca gaz üreten bir malzeme ile sağlanır.

Seçiminde dikkat edilecek değerler, Gerilim, akım, darbe akımı, termik dayanım akımı, kullanım yeri (dahili-harici), ortam sıcaklığı.

8.4. Kesiciler

Belirli bir şalterleme kapasitesi ile şebeke elemanlarını ve bölümlerini normal arızalı durumlarda, özellikle kısa devre şartlarında, kapama ve açma yapan ve bu durumlarda meydana gelen zorlamalara da dayanabilen şalt cihazlarına kesici denir[11].

Yani kesiciler, her türlü normal şartlarda devresinden geçen akımı taşır, keser ve kısa devre gibi olağan dışı hallerde de devresinden geçen akımı bir süre taşır ve keser. Kesici seçiminde dikkat edilecek hususlar şunlardır; Kullanım yeri, kullanım sıcaklığı, akım, gerilim, kesme akımı, kapama akımı, kumanda düzeni, ortam sıcaklığı, deniz seviyesinden yükseklik.

Kesici IEC 298'de kapama akımına göre tanımlanmıştır. Pratikte kapama akımı akımının 2.5 katı alınır.

MVA olarak tanımlanan devre gücünün. kesicinin açma akımı değerini tam olarak tanımlamadığı hepimiz tarafından bilinen bir gerçektir. Güç yazıldığında mutlaka yanına hangi gerilim değerinde bu gücü verdiği belirtilmelidir[12].

Kesicide kısa devreyi kesme işlemi arkı koparmayla sağlanmaktadır. Kapamada ise kontaklar arkın üzerine doğru olmaktadır. Kesicilerin, arıza üzerine de kapanabileceği düşünülürse en az kapama + açma işlemini yapabilmelidir.

Kısa devre gücünün projelerde kullanımında oluşan bir yanlışı ifade etmek istersek; kesicilerin nominal kısa devre güçlerinin maksimum gerilim değerinde olduğu düşünülmeden, 12 kV'luk bir kesici 500 MVA'ya sahipse, 3.3 kV'luk bir şebekede kullanılan aynı kesici içinde 500 MVA kullanılmaktadır. Bu ise çok büyük bir kısa devre varmış gibi düşünüleceğinden yanlışı olacaktır. Burada ya kısa devre akımı verilmeli ya da çalışma gerilimindeki kısa devre gücü verilmelidir [12].

Kesiciler için tanımlanmış açma akımları verilen gerilim sınıfının maksimum değeri için geçerlidir

8.4.1. Orta gerilimde sfg, vakum ve az yağlı kesme teknikleri ve karşılaştırılması

O.G.'de bir elektrik devresinin açılıp kapanması, A.G.'de olduğu gibi yan iletken elemanlarla yapılması mümkün olmadığından mekanik olarak yapılmak zorundadır.

Kontakların kapanması sırasında, kapamayı önleyici yönde etki yapan manyetik kuvvetlerin yenilmesi için mekanik kuvvete ihtiyaç vardır. Kısa devreler üzerine kapama yaptığı anda ise bu mekanik kuvvetler daha büyük değerler alırlar.

İçinden akım geçen bir devrenin açılmasında kontaklar arasında ark oluşur. Bu ark normal işletme durumundaki akımdan, büyük kısa devrelere kadar büyük değerler alırlar. Kesici teknolojisinde, üreticileri ve işletmecileri en fazla zorlayan ve bu yönde teknolojilerin gelişmesini gerektiren neden kısa devrelerde meydana gelen büyük akımların meydana gelmesidir. Hatta bu sadece kesici teknolojisini değil diğer malzeme üreticilerini ve yeni bir tesis kuran mühendislerde etkileyen durumdur.

Baraların, akım trafolarının, ayırıcıların, panoların ve bunun gibi üzerinden kısa devre akımı geçen tüm elemanlarını, kısa devrede meydana gelecek dinamik ve termik etkilere kesici kısa devreyi açana kadar dayanması gerekmektedir.

Bu yüzden kesiciler hem açma hem kapama hem de hatanın bertaraf edilmesi amacıyla kullanılır. Kesiciler kontakların içinde bulunan maddeye göre adlandırılırlar. Bugün pratikte bu dört ayrı ortam sağlanmaktadır. Bunlar yağ, hava, SFG ve vakumdur.

8.4.2. Vakum kesiciler

Açma sırasında kontaklar arasında bir metal buharı arkı oluşur ve bu gaz ortamında ark söner. Küçük endüktif akımların (kompanzasyon bobinler, motor ve trafo akımları) kesilmesi sırasında, ark direnci aniden çok yükselerek akımın sıfır noktasına ulaşmadan akım kopmasına neden olur. Akımdaki bu hızlı değişme nedeniyle oluşan aşırı gerilimler vakum kesicilerde parafudurlar ile zararsız hale getirilirler [13].

8.4.3. SFG kesiciler

Ark sırasında SFG kükürt ve Flour atomları meydana getirerek ayrıştır. Elektro-negatif olan Flour atomları arkın iletkenliğini sağlayan elektronları yakalayarak arkın sınırlandırılmasını sağlar. Akım doğal sıfır civarına gelince, ark eksenini boyunca ısı iletimi ile soğur.

Az yağlı ve SFG kesicilerde ayırma aralığının yalıtkanlığı ayarlanabildiğinden kesiciye yumuşak ark söndürme özelliği kazandırılarak akımın kopma değeri çok düşük bir düzeyde tutulabilir.

8.4.4. Yağlı kesiciler

Açma sırasında oluşan yüksek sıcaklık, yağın ayrışıp yüksek basınçlı bir gaz kitlesi oluşumuna neden olur. Bu gaz kitlesi yağ buharı, asetilen gazı, hidrojen ve kesici kontaklarından ayrılmış olan metal iyonlarından oluşur. Akım değerinin sıfıra ulaşması sırasında, ark merkezinden dışarıya yeterli ısı iletimi olmuşsa ark çevresindeki ısı düşer ve ark söner. Çok kısa bir zaman olan akımın sıfırdan geçme anında yeterli ısı iletimi olmamışsa, akım sıfırdan başlayarak tekrar yükselir ve arkın yeniden termik olarak tutuşmasına neden olur. Burada artık iletken olmayan ama sıcaklığını koruyan gazların delinme gerilimi yükselttilerek, kontaklar arasında meydana gelecek toparlanma gerilimi

ile ayırma aralığında atlama ve arkın tekrar tutuşması engellenir. Ayırma aralığının delinme gerilimi, burada bulunan gazın basıncı ile doğru orantılı olarak artar [13].

8.5. Akım Transformatörleri

Primer sargıları üzerinden sisteme girerek, sekonderlerine bağlanacak ölçü, kayıt, koruma/kontrol elemanlarının ilgili fonksiyonlarını yerine getirebilmeleri için gerekli sistemden geçen akımı güvenilir sınırlar içinde sağlayan küçük güçlü transformatörlerdir. Bu transformatörler, sekonder devrelerine bağlı olan cihazları, şebekeden izole ederler ve magnetik devrelerin özelliklerinden dolayı sistemde oluşacak aşırı akımların zararlı olabilecek etkilerini de ortadan kaldırır.

Akım transformatörleri, magnetik olarak birbirinden tamamen izole edilmiş aynı veya farklı karakteristikli nüveler ile birden fazla sekonder sargıya sahip olabilirler. Böylece bir transformatör, farklı aşırı akım faktörlerine sahip nüvelerle koruma ve ölçü devresini besleyebilirler.

Ölçü akım transformatörleri;

Bu transformatörler, ölçü aletleri ve benzeri cihazlara sistem akımını belirli bir oranda dönüştürerek uygulayan elemanlardır.

Koruma akım transformatörleri;

Bu sınıfa dahil olan transformatörler özellikle koruma sistemlerinde kullanılmak üzere imal edilirler.

Anma akım In: Etiketle verilen primer ve sekonder akımlarının anma değeridir.

Sürekli termik anma akımı: Sekonder devre yükü anma yüküne eşit iken primerden, transformatörde sıcaklık artışının belirli sınırları aşmadan, sürekli olarak geçebilecek akımdır. Bu değer 1.2In veya akım alanı genişletilmiş transformatörlerinde 1.5 veya 2In alınır.

Aşırı akım altındaki doğruluk karakteristikleri:

Ölçme ve koruma nüveleri, aşırı akım şartları altında farklı karakteristikler gösterirler. Ölçme nüvelerinde bileşik hata aşırı akım faktörü M5'de %15'den büyük ve M10'da %15'den küçüktür (M5 veya M10, nominal akımla çarpılır).

Koruma akım transformatörleri kullanıldığında, aşırı akım hatası daha küçük değerlerde kalır. Ölçü akım transformatörlerinde anma yükünde, doğruluk sınır primer akımında bileşik hata %5 ve 10P sınıfında ise %10'dur. Ölçü akım transformatörlerinde sekondere bağlanacak olan cihazları koruyabilmek için, aşırı akım faktörü olabildiğince küçük olmalıdır [12].

Akım trafosu seçiminde dikkat edilmesi gereken özellikler; ölçü devrelerinde hata sınıfı daha küçük seçilir (0.5, 1) ve aşırı akım faktörü de genellikle 5 'ten küçük seçilir. Gücü, sekonder devrede kullanılan cihazların güç ihtiyacını karşılayacak şekilde ve kablolarda da göz önünde alınarak seçilir. Genelde 15 veya 30 VA seçilir.

Sınıfı: 3, $n > 10$, 30 VA değerlerine sahip bir takım transformatörü 10 p 10, 30 VA olarak tanımlanmaktadır. Herhangi bir transformatör beslemesinde sekonderi iki sargılı akım transformatörleri kullanılmakta olup; biri ölçü, diğeri koruma devresi içindir.

Transformatör gücü diferansiyel role kullanımını gerektiriyorsa, diferansiyel role devresi diğeri koruma devresinden ayırmakta yarar vardır. Bu durumda akım transformatörleri 3 sekonderli kullanılmaktadır.

Akım transformatörleri seçiminde dikkat edilmesi gereken diğeri önemli büyüklük, termik dayanım akımıdır. Türkiye'de üretilen akım transformatörleri nominal primer akımının 100 katı değeri termik akımına göredir. Yani $I_{th} = 100 I_n$ 'dir. Akım transformatörünün olması gerekli termik akım: Dinamik akım değeri $I_{din} = 2.5 I_{th}$ 'dir.

8.6. Gerilim Ölçü Transformatörleri

Gerilim transformatörleri, primeri faz arası gerilime göre ya da faz gerilimine göre imal edilirler. Sekonder değeri 100V, 110V ya da $100/\sqrt{3}$ V 'dur. Ölçü hücrelerinde kullanılan gerilim transformatörleri bağlantı şekline göre 2 adet (aron bağlı) ya da 3

adet kullanılır. Sınıfı genelde 1 ya da 0.5 seçilir. Gücü ise 30 VA, 45 VA, 60 VA, 90 VA veya 120 VA olabilir.

T.E.K.'nun istediği 1 adet kWh ve 2 adet kVarh bağlantıları için mutlaka 3 adet gerilim transformatörü kullanılmalıdır. Bazı projelerde 2 adet gerilim transformatörü ile bu bağlantı gösterilmekte ise de DIN normunda ARON montajına göre hem endüktif hem de kapasitif sayaç bağlantısı tanımlanmamıştır. Bağlandığı takdirde doğru olmayan okumalara neden olmaktadır.

Sistemde besleme kablo ile yapılıyorsa ve bunun uzunluğu yaklaşık 200 m gibi ise kablonun yayılı kapasiteleri ile gerilim transformatörünün (self reaktansı) rezonansa girmekte ve aşırı gerilimler endüklenmektedir. Bu da gerilim transformatörünün patlamasına neden olmaktadır.

Bu nedenle bu durumu önlemek için gerilim transformatörü 2 sekonderli projelendirilir. 2.sekonder üçgen bağlanır ve devreye bir direnç konularak rezonans olayı önlenmiş olur.

8.7. Koruma Röleleri

Elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtımında ana problemlerin birisi "koruma"dir. Genel anlamda koruma enerji üretim cihazlarının, iletim hatlarının ve bu enerjiyi kullanan cihazların, emniyet işletme şartları içerisinde çalışmasını sağlamak ve herhangi bir nedenle önceden belirlenmiş bu şartların dışına çıkan bölümü (arızalı bölüm) şebekenin bütününden ayırmak ve izole etmektir. Bu sağlandığı takdirde "koruma" şebeke için iki yönde anlam kazanır. Birinci arızalı bölümü şebekeden ayırarak tahrip olmamasını sağlamak, ikincisi ise, arızanın şebekede daha geniş bir alana dağılmasını önlemektir. Koruma röleleri, özelliklerine göre, yukarıda belirtilen koruma fonksiyonlarından yalnız bir tanesini veya her ikisini birden gerçekleştirirler.

Örneğin bir sanayi tesisinin enerji dağıtım istasyonunda bulunan düşük ve aşırı gerilim röleleri yalnız tesisi, aynı dağıtım istasyonu ana girişinde bulunan Aşırı akım-zaman karakteristiği bağımsız karakteristiktir. Seçiciliğin tam sağlanabilmesi için ters

zamanlı röleler de uygun olmaktadır. Ancak klasik olarak uygulanan sistem bağımsız karakteristiktir. Yurt dışındaki uygulamalarda Arap ülkeleri dahil uygulanan sistem ters zaman karakteristiktir.

Transformatör çıkışlarında sistemin A.G. tarafında kullanılan termik-manyetik şalterler de göz önüne alınırsa seçicilik için bağımsız karakteristik uygun değildir.

Dağıtım transformatörü çıkışlarında aşırı akım kısa devre ve toprak koruma rölesi uygun gelmektedir. Toprak rölesinin seçimi de sistemin direkt topraklı ya da izole olması durumuna bağlıdır. İzole sistemlerde akım rölesi ile toprak koruması sağlanamaz. Bunun için yönlü akım rölesi kullanılmaktadır. Bu nedenle ana barada bulunan gerilim transformatörünün açık üçgen sargısındaki U_0 ile her bir çıkıştaki kablo akım transformatöründen gelecek I_0 akımı uçları röleye bağlanır.

İzole sistemlerde 1 fazın toprağa değmesi toprak kısa devresini oluşturmaz. Sadece toprak teması olup, hattaki yayılı kapasiteler üzerinden devresini tamamlayan kapasitif akım akmasına neden olur. Bu akım değeriyle çalışan bu röle aslında reaktif güç rölesi olup merkezi bir kumanda ünitesi ile her çıkışı teker teker kontrol ederek hangi çıkışta toprak teması olduğunu yakalar ve ihbar verir. Böylece hatalı kısım giderilmeye çalışılır. Sistemin çalışması devam eder. Ayrıca U_0 ile çalışan ve gerilim transformatörüne bağlanan gerilim röleleri ile de hangi fazda bir hata olduğu bulunabilir. Bu tür uygulama genelde 1 fazlı kısa devre sistemin enerjisinin kesilmesinin istenmediği yerlerde yapılır.

Büyük güçlü transformatör çıkışlarında aşırı akım korunmasından başka diferansiyel korumada uygulanır. Burada dikkat edilecek husus ara adaptasyon trafosunun sarım hesabının iyi yapılması, transformatörün iki tarafındaki akım transformatörlerinin birbirinin aynı özelliklere sahip olması ve transformatörde aynı faz özelliğinin sağlanması gerekmektedir. Transformatörlerin ayrıca kendi korumaları (Buchholz, termometre koruması)vardır.

Büyük güçlü motor beslemelerinde kullanılan ve bu motorlarla ilgili tüm korumaları bünyesinde toplayan motor koruma röleleri mevcut olup (termik aşırı akım, kısa

devre, yol alamama, rotor kilitlenmesi, asimetri ya da tek faza kalma (I_2) korumalarını ayrıca ana barada düşük gerilim röleleri ile takviye edilmelidir.

Vakum kontaktörlü yol verici düzenlerde kapama sırasında özellikle 75 m ve daha uzun kablo bağlantılı motorlarda, sargılarını zorlayıcı yürüyen dalgalar meydana gelir. Bunu önlemek için devresine çinko oksitli (ark aralığı olmayan) parafudurlar konulur. Bu parafudur gerilimleri izole sistemlerde $1.05U_n$, topraklı sistemlerde $1.05U_n/\sqrt{3}$ formülleri ile bulunur.

Uluslar arası projelerde rastlanan bazı yerli projelerde de görülen numaralandırma sistemi vardır. Bir tesiste kullanılan tüm cihazlara ve rölelere bir numara verilmiştir (ANSI standardı). Proje üzerinde bu numaralar görüldüğü zaman ne tip röle istendiği anlaşılır [14].

8.7.1. Seçici (selektif) koruma

Selektif (secici) korumanın amacı şebekenin herhangi bir bölümünde meydana gelen arızanın yayılma sahasını minimumda sınırlamak için, yalnız arızalı bölümü en kısa zamanda devre dışı etmektir.

Selektif koruma planlaması yapılırken şebekenin tümü göz önünde bulundurulmalı, ayrıca gelecekte yapılacak ilavelerle göz önüne alınmalıdır. Şebekenin teknik değerlerine göre seçilen koruma sisteminin, fonksiyonlarını tam olarak yerine getirip getiremeyeceği önemle incelenmeli ve buna göre seçim yapılmalıdır.

Koruma rölelerinde "Basamak zamanı" röle üzerinde ayarlanan ve şebekenin herhangi bir bölümünde meydana gelecek arızada, yalnız o bölüme ait rölenin açtırma yapmasını sağlayacak olan zaman değeridir. Bir şebekede mevcut bağımsız aşırı akım rölelerinin açma zamanları "Basamak zamanı" şeklinde ayarlanır. Bu durumda arızanın bulunduğu şebeke bölümünü koruyan rölenin açma zamanı, bu bölgeyi besleyen akım yolu üzerinde mevcut diğer bütün koruma rölelerinden daha küçük değerde olur.

Bu şekilde dizayn edilen selektif koruma sadece tek yönlü beslenen şebekeler için uygundur. Ayrıca böyle bir şebekede, şebekeyi besleyen kaynağa en yakın olan koruma rölesinin açma zamanı selektiviteyi sağladıktan başka, besleme kaynağının da bu zaman zarfında korunması sağlayacak değerde olmalıdır.

8.7.2. Dağıtım şebekelerinde selektif korumanın yapılması

Dağıtım şebekelerini uygulamadaki dallı budaklı yapısı nedeniyle selektivitenin tam olarak yapılabilmesi kolay değildir. Hem şebekenin durumu hem de kullanılacak koruma cihazlarının fonksiyonlarını çok iyi bilinmesi gerekmektedir. Ayrıca dağıtım şebekesinin iletim şebekesine bağlandığı noktadaki rölenin ayarlarının ve eğri zaman fonksiyonlarının da çok iyi bilinmesi gerekmektedir.

8.7.3. Röleler için akım trafosu seçimi

Koruma tertibatında genellikle 30 VA ve aşırı akım faktörü $n > 10$ akım trafoları seçilir. 30 VA ve secondary akımı $I_N = 5 A$ olarak seçilen akım trafosuna bağlanacak nominal yük 1.2Ω 'dur $I_N = 1A$ olursa bu yük 300Ω 'dur. N faktörü bağlanan yükün değeri ile ters orantılıdır. Mesela yük yarı değere düştüğünde n iki katına yükselir.

Nominal akımda koruma cihazlarının empedansları kataloglarda verilmiştir. Bir çok rölelerde cihazın çektiği güç VA olarak akım ayar sahasının minimum değeri için verilir. Buradan hareketle nominal akım değerinde cihazın sarf edeceği güç VA olarak bulunabilir.

8.7.4. Röleler için yardımcı gerilim

Selektif koruma sistemlerinde, rölelerin aşırı akım ünitesine bağlı zaman ünitesi, yardımcı röleler ve sinyal lambaları için yardımcı DC gerilime ihtiyaç vardır. Koruma rölelerinin emniyetli çalışması için bu DC kumanda gerilimi çok önemlidir. O nedenle tesiste bulunan Akü-redresör grubu daima bakım ve kontrole tabi tutulmalı ve akü geriliminin, nominal gerilimden %20' den daha fazla düşmesine izin verilmemelidir.

8.7.5. Akü ile kondansatörlü besleme ünitesinin karşılaştırılması

Akü: aküler bir şarj cihazı ile tampon bağlanarak, orta ve yüksek gerilim hücrelerinde röle, kesici ve ayırıcıların yardımcı DC beslemelerini sağlayan önemli ünitelerdir. Görevlerini yerine getirmedikleri takdirde elektrik tesislerinde arızalarda tesise çok büyük zarar verirler.

Kondansatörlü besleme ünitesi: Bir kondansatörün şarj edilerek, röle ve kesicilerin yardımcı DC beslemesini sağlayan, üzerinde kısa süreli DC enerji alabilen ünitelerdir. Eğer sürekli AC giriş gerilimi sağlanabilirse çıkış DC gerilimi de sürekli alınabilir.

Kondansatörlü besleme ünitesinin özellikleri:

a) Olumlu tarafları:

- Kısa süreli DC enerji ile çalışabilen sistemlerde kullanılabilir. Mekanik göstergeli elektromekanik röleler bu sistem için ideal rölelerdir.
- Titizlikle bakım gerektirmez.
- Ömürleri uzundur.
- Sağlam cihazlardır.
- Montajı için özel bir yer gerektirmez.
- İnsanların sık sık uğramadığı yerlerde başarıyla kullanılabilirler.

b) Olumsuz Tarafları:

- Sürekli DC besleme gerektiren yerlerde kullanılamazlar.
- LED göstergeler, seksiyoner kilitleme bobini, kesici ON-OFF lambaları gibi uzun süreli enerji çeken elektrikli aksamlar bu sistemde çalışamazlar. Kesici ON-OFF lambalarına seri bağlı bir butonla kısa süreli bakılabilir.
- 220 V besleme kesildikten sonra kesici uzaktan bir defa devreye alınabilir. Arıza kısa devre ise ve devam ediyorsa motor çalışmaz kesiciyi el ile kurmak gerekir.

- Kesiciyi devreye alma ise uzaktan ON butonu ile yapılabilir.
- Besleme ünitesinin mantığını kavramış bilinçli montörler montajı yapılmalıdır. Bilinçli kullanıldığı takdirde besleme ünitesi dağıtım ve trafo merkezlerinde elektromekanik rölelerle birlikte başarıyla kullanılabilir. Bunların olabilmesi için besleme ünitelerinin speklere tam uygun üretilmesi birinci şarttır. Kullanıcı ise montajdan sonra 220 V beslemeyi verip DC çıkışından, arızasız ortamda hiç akım çekilmediğini ölçmelidir, termik röle, buchholz ve termometre röleleri açmalardan sonra hemen reset olamazlar bu nedenle bu tür açmalarda kesicinin normalde açık kontağını seri bağlayarak açma sonrası besleme ünitesi DC çıkışından enerji çekilmesi önlenebilir (DEMA,2002).

Akülü Sistemler: Bir Şarjör ile paralel bağlanarak yardımcı DC beslemeyi sürekli verebilen kaynaklardır. Son zamanlarda işletmelerde 24V / 6.5Ah bakımsız aküler kullanılmak istendiği düşünülerek bu tip aküler üzerinde durulacaktır.

a) Olumlu Taraflar:

- Sürekli DC enerji gereken cihazlar için şarttır. Elektronik veya elektro mekanik rölelerde, ihbar ve ışık sistemlerinde emniyetle kullanılabilir.
- Led göstergeler, seksiyoner kilitleme bobinleri, kesici on-off sinyalleri bu sistemde çalışabilirler
- Orta ve yüksek gerilim hücrelerindeki bilgiler uzak merkezlere taşınacaksa, uzaktan SCADA sistemi ile açma ve kapama yapılacaksa akü muhakkak kullanılması gerekir.
- Kesici motorlarını kurabildikleri için tekrar kapama rölesi ile çalışabilirler (Ancak 24V/6.5Ah akü ile kesici motorların birkaç defa kurmak mümkün değildir, ileride kesici motorlarının güçleri düşerse o zaman kurma sorunu ortadan kalkabilir).

b) Olumsuz Tarafları:

- Titizlikle kontrol edilmeleri gerekmektedir.
- Ömürleri, sürekli kontrole ve Şarj cihazının görevini yapmasına bağlıdır.
- İşletilmesinde yeterince titizlik gösterilmezse vereceği fayda bakımından, kondansatörlü besleme ünitesinden çok daha aşağılarda kalacaktır.

Akü şarj Cihazından İstenen Özellikler:

- Akü şarj cihazları yaptıkları görev itibarı ile akülerden daha çok dikkat edilmesi

gereken cihazlardır. Örnek olarak şarj cihazının giriş veya çıkış sigortası atarsa ve aküden de sürekli küçük bir enerji çekilse bile akülerin ömrü çok kısa bir sürede sona erer. Bu durumda hem tesis korumasız kalır ve olay fark edilince de aküyü yenilemek gerekir. Bu ise tesise maddi ve manevi birçok zararlar verebilir.

- Akü şarj cihazı akü gerilimini belirli aralıklarla şarj gerilimini keserek yük altında test etmeli sınırının aşağısına düşmüşse uyarı vermeli.
- Ortam sıcaklığının akü ömrü üzerindeki etkisi oldukça fazladır. Bu nedenle şarj cihazı aküye verdiği şarj gerilimini ortam sıcaklığını dikkate alarak arttırıp azaltmalıdır.
- Akü şarj cihazı aküye sabit bir gerilim ve dalgalanma oranı düşük düzgün bir DC gerilim vermelidir.
- Akü şarj cihazının giriş gerilim çalışma aralığı geniş olmalıdır ve girişin değişmesine karşılık çıkış hiç değişmemelidir [14].

8.8. Mahfaza Tipleri

Temel ihtiyaçları teknik ve ekonomik olarak karşılayabilmek için, üreticiler, standart ve tavsiyeler doğrultusunda, örneğin IEC 298, metal mahfazalı teçhizatlar geliştirmişlerdir. Fabrika yapısı teçhizatın başlıca üstünlükleri şunlardır:

- Tüm deney ve kontrolleri yapılmıştır.
- Standart malzeme olduklarından, göreceli olarak düşük maliyetle sen imalatın kalitesi ile sağlanabilirler.
- Fabrika yapısı olma, zaman içinde karakteristik ve performansların değişmezliği sağlanmıştır.
- Yerine çabuk ve kolay takılır.

IEC standartları mahfazaları 3 sınıfa ayırmıştır.

8.8.1. Sac kaplamalı hücreler

Bu tanım oldukça geneldir ve “sac kaplamalı” tanımına uyarak çeşitli işletme ve güvenlik avantajları da sağlamak mümkündür.

Bu tanıma göre tablolar:

- Üçten az bölmelidir.

- Bölmeler, eğer varsa metal veya yalıtkan olabilir.
- Kesici veya ayırıcılar çekmeceli, sürgülü veya sabit olabilir.
- Herhangi bir bileşendeki bir hata diğer malzeme ve baralara yayılabilir.

8.8.2. Metal bölmelendirilmiş hücreler

Tanım olarak üç bölmeden meydana gelmiştir:

- Devre kesici veya ayırıcı bölmesi,
- Baralar,
- Kablo bağlantıları ve akım trafoları.

Bölmeler arası parçalar ve perdeler genelde yalıtkan malzemeden yapılmıştır. Bir bölmeden diğerine geçişler yalıtkan geçit izolatörleri ile yapılmamaktadır. Bu tip bir hücrede kesici veya ayırıcı cihaz çekmeceli olup herhangi bir bölmede oluşabilecek bir hata diğer bölmelere sirayet edebilir.

BÖLÜM 9. TÜBİTAK DAĞITIM OTOMASYON SİSTEMİ

Bu bölüme kadar genel itibariyle dağıtım sistemleri, dağıtım otomasyon sistemleri, bu sistemlerin genel yapıları, sağladıkları yararlar hakkında bilgiler verilmiş olup bu bölümde TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi(TÜDOSİS) anlatılacaktır.

9.1.T-Rtu Nedir

RTU, SCADA sözlüğünde sıkça kullanılan bir kısaltmadır. 'Remote Terminal Unit' teriminin kısaltması olan RTU Türkçeye 'Uzak Uç Birim' diye çevrilebilir. Bir SCADA sisteminde, gerek teknisyen ve mühendis, gerekse işletmeci için aynı derecede önem taşıyan temel özellik, bilgilerin doğru biçimde toplanması ve gerekli kontrollerin doğru ve zamanında gerçekleşmesidir. O halde RTU için şöyle bir resmi tanım verilebilir: RTU,bir elektrik şebekesinde, bulunduğu merkezin akım, voltaj, aktif ve reaktif güç, kesici ve yük ayırıcısı durumları ve bunun gibi sistem değişkenlerini toplayan, gerektiğinde depolayan, ayrıca bu bilgileri kontrol merkezine belirli bir iletişim ortamı yoluyla gönderen ve kontrol merkezinden gönderilen kumandaları kesici ve yük ayırıcısı gibi elemanlar üzerinde gerçekleştiren bir SCADA birimidir.

TÜDOSİS Remote Terminal Unit (T-RTU), bir Elektrik Dağıtım SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) sistemi olan TÜDOSİS Dağıtım Otomasyonu Sistemi için özel olarak yüksek teknoloji kullanılarak tasarlanmış bir cihazdır. T-RTU'nun, dağıtım otomasyonu projelerinde yaygın olarak kullanılan RTU'lara göre en büyük işlevsel farkı fider hattı üzerinde meydana gelen bir arızanın yerini tesbit edip arızayı izole edebilmesidir. Bu özellik 34.5kV dönüşüm çalışmaları sonucunda dağıtım transformator merkezi sayısının artması ile çok önemli bir hale gelmiştir. Artan dağıtım transformator merkezi sayısı ile beraber arıza yerinin alışılmış yöntemlerle tesbit süresi fazlasıyla artarak, ortalama birkaç saati bulmuştur,

ancak T-RTU'ların arıza algılama üniteleri sayesinde aynı süre ortalama olarak yalnızca bir dakikanın altına inmiştir.

T-RTU'ların önemli özelliklerinden birisi de monte edildiği merkezde elektrik kesintisi olması, yani cihazın şebekeden beslenememesi durumunda bile yaklaşık 4 saat kesintisiz çalışabilmesidir. T-RTU'nun bu özelliği, güç kaynaklarında bulunan aküler ve cihazın oldukça düşük olarak tasarlanan güç tüketimi sayesinde sağlanmıştır.

Bu bölümde T-RTU'nun bütün parçalarından ve dış aksesuarlarından bahsedilecektir. İlk olarak T-RTU cihazının kendisi daha sonra da yardımcı aksesuarları anlatılacaktır. Parçalar sırasıyla şunlardır[15].

- T-RTU kutusu,
- Ana işlemci kartı,
- Sayısal G/Ç kartı,
- İzole G/Ç kartı,
- İzole RS – 232 seri iletişim arabirim kartı,
- İzole RS – 485 seri iletişim arabirim kartı,
- Fiber optik iletişim kartı,
- Arıza akım algılama kartı,
- T-RTU güç kaynağı,
- Yardımcı aksesuarlar.

9.2. T-Rtu Kutusu

Tüm T-RTU çeşitleri için ortak kullanılan, 675x380x240mm. boyutlarındaki kutu, cihazın tüm kartlarını, T-RTU güç kaynağını ve sıra klemensleri içinde barındırır. 1.5 mm DKP saçtan üretilmiş olan kutular açık gri renkte antistatik fırın boya ile boyanmıştır.

T-RTU kutusunun tamamı elektriksel olarak aynı gerilim seviyesindedir ve koruma toprağına bağlanır. Böylece kutu içindeki kartların dışarıdan gelen elektromanyetik gürültüye karşı direnci artmış ve aynı zamanda operatörlerin can güvenliği için önlem alınmış olur. İletişim kartlarının T-RTU kutusu dışında kalan parçaları için uygun boşluklar sağlamak amacıyla kullanılan kart panelleri ise 1.2 mm DKP sacdan üretilip, galvaniz ile kaplanmıştır.

T-RTU güç kaynağı ve yardımcı aksesuarların kutuları ise T-RTU kutusu ile benzer özellikte üretilmiştir. Ancak güç kaynaklarında kullanılan sacın kalınlığı 2.5 mm'dir. Yardımcı aksesuarların kutu boyutları ilgili aksesuarın anlatımında verilmiştir



Şekil 9.1. T-RTU Kutusu



Şekil 9.2. T-RTU kutusunun iç görünüşü

9.3. Ana İşlemci Kartı

Ana işlemci kartı, Bu kart T-RTU'ların gözlem, kumanda ve iletişim merkezidir. Ana işlemci kartı'nın görevleri aşağıdaki gibi sıralanabilir.

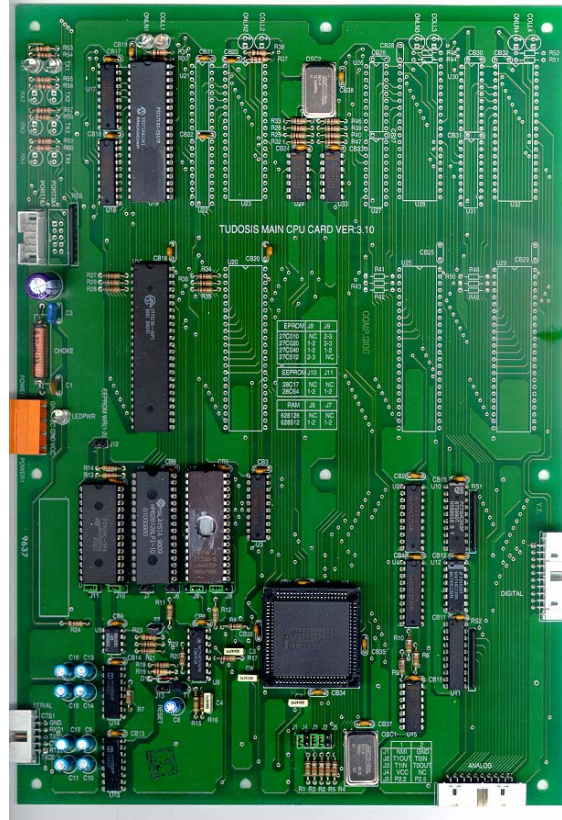
1. Protokole uygun olarak mesajları oluşturur.
2. T-RTU tipine bağlı olarak arızayı algılar ve izolasyonu yapar (HBT)
3. Üst seviyelerden gelen komutları yerine getirir.
4. Gerektiğinde aynı seviye veya bir alt seviyede bulunan T-RTU'lara kumanda ve gözlem komutları gönderir.
5. Durum değişikliklerini algılayıp iş istasyonuna bildirir.
6. Analog değerlerin okunması için RS-485 izole seri arabirim kartı ile iletişim kurup, analog değer değişikliklerini algılayıp, üst seviyeye bildirir.
7. T-RTU'nun ağdaki yerini, adresini, kumanda ettiği ve gözlediği noktaları (kesici, ayırıcı, aydınlatma kontaktörleri gibi), güç ölçerden okunacak analog değerleri ve T-RTU yazılımını kalıcı hafızalarda bulundurur.
8. HBT, KMT ve İMT link kontrolünü yapar.

Ana işlemci kartı, güç kaynağından aldığı +5 Volt ve toprak seviyesi ile beslenir. Ana işlemci kartının ihtiyacı olan güç, 455mW'tır.

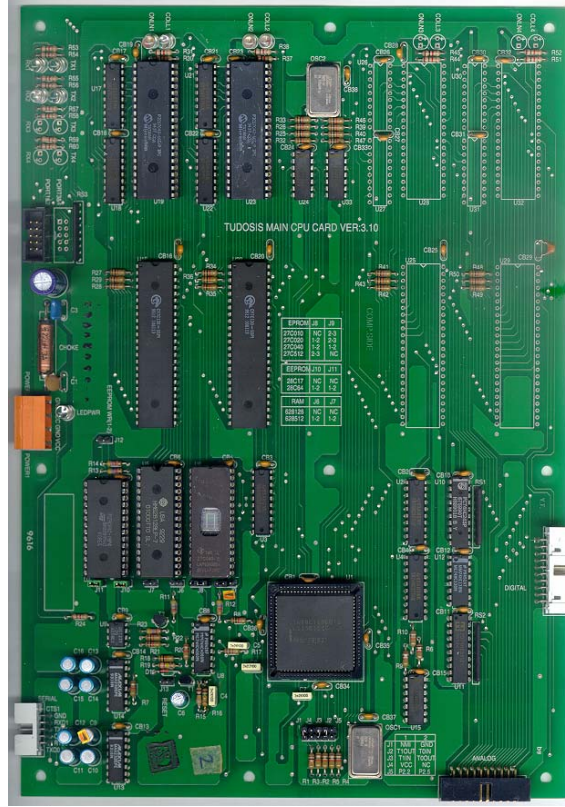
Ana işlemci kartı iki ana blok halinde incelenebilir. Birinci blok kartın T-RTU'ya yerleştirilmiş hali gözönüne getirildiğinde, kartın alt kısmında yer alan, ana işlemci, EEPROM, EPROM, RAM ve bunlara yardımcı diğer çipleri bulunduran, ana işlemci ve hafıza bloğu olarak adlandırabileceğimiz bloktur. İkinci blok ise kartın üst kısmında yer alan iletişim işlemcisinin/işlemcilerinin ve DPRAM (Dual Port RAM – çift portlu RAM)'in(lerin) bulunduğu iletişim bloğudur.

Ana işlemci ve hafıza bloğunun en önemli parçası aynı zamanda Ana işlemci kartının da kalbi sayılan, Intel 80C188EB modeli mikro işlemcidir. Bu işlemci üzerinde çalışan program T-RTU'nun kontrolünü sağlar. Bu yazılımın ayrıntısı için T-RTU Yazılımı bölümüne bakınız. T-RTU yazılımı kalıcı olarak bir EPROM çipinde saklanır. Kartın çalışması sırasında ana işlemci, programı EPROM'dan okur ve gerekli değişken değerlerini RAM'de saklar. EEPROM çipinde ise her T-RTU için özel olan T-RTU tipi, adres, ağdaki yer, ilgili merkezde ölçülecek analog değerler, kumanda edilecek ve gözlenecek cihazlar gibi bilgiler saklanır. Ana işlemciye bağlı 2 adet seri iletişim portu bulunmaktadır. İletişim bloğunun üzerindeki iletişim işlemcilerinin görevi ana işlemcinin gönderdiği mesajları protokole uygun hale getirip fiber optik kartlarına göndermektir. T-RTU'nun port sayısına bağlı olarak 1'den 4'e kadar değişen sayılarda iletişim işlemcisi bulunabilir. İletişim işlemcileri, PIC (Programmable Integrated Chip – programlanabilir entegre çip) diye bilinen, EPROM'unu kendi içinde barındıran, böylece programını saklamak için ayrı bir bellek çipi gerektirmeyen, bir denetleyicidir. PIC'ler ve ana işlemci arasındaki iletişim ise DPRAM'ler aracılığı ile sağlanır. DPRAM'ler, iki portu olan ve bu iki porttan da hem yazıp hem okunabilecek bir bellek çipidir. Her PIC işlemcisi için, o PIC ile ana işlemci arasında bir adet DPRAM bulunur. DPRAM'lerin bir portu ana işlemciye bağlıyken diğeri de PIC'e bağlıdır. İletişim bloğunda göze çarpan diğer önemli kısım ise LED'lerdir. PIC'lerin solunda kalan LED'ler, her bir PIC için iletişim durumunu gösterir. Soldaki bir kırmızı LED'in yanması ona karşılık gelen PIC'e mesaj geldiğini sağdaki bir yeşil LED'in yanması ise PIC'in mesaj göndermekte olduğu anlamına gelir. PIC'lerin üstünde kalan LED'ler ise o PIC'in

çalışır durumda olup olmadığını ve fiber hattında mesaj çakışması olup olmadığını gösterir.



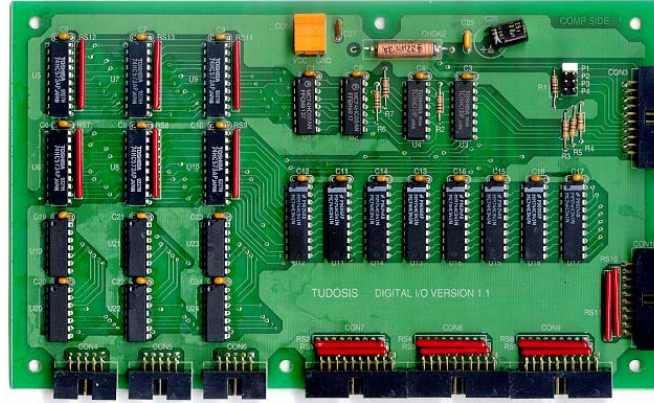
Şekil 9.3 Tek Portlu Ana İşlemci Kartı



Şekil 9.4 Çift Portlu Ana İşlemci Kartı

9.4. Sayısal G\Ç Kartı

Bir T-RTU'ya bu kartlardan en fazla 4 tanesi, kart üzerindeki adresleme jumperı yardımı ile, karta adres verilerek takılır. Sayısal G\Ç kartının, üzerindeki giriş ve çıkış portları ile İzole G\Ç kartına bağlantıları yapılır. Bu kartın işlevi, ana işlemci kartından gelen verilere göre izole G\Ç kartı üzerindeki girişler ve çıkışlar arasında gerekli adreslemeyi sağlamaktır. Ana işlemciden gelen “SELECT BEFORE OPERATE” (SBO) sinyali ile çıkışa gelen sinyalin yolu açılır, ve ana işlemciden gelen gönder sinyali ile çıkıştaki sinyal gönderilir. Bu kartı içeren T-RTU tipinde kullanılacak kart sayısı, dağıtım transformatör merkezindeki transformatör sayısına, yani giriş ve çıkışlardaki nesne sayısına, ve bu nesnelerin karakteristiklerine bağlı olarak değişir. Bu kart sayısal veri yolu portuna bağlanan yassı kablo ile ana işlemci kartına, giriş/çıkış portlarına bağlanan yassı kablolar ile izole G\Ç kartlarına ve beslenme portundan ise esnek kablo ile gene ana işlemci beslenme portuna bağlanır.



Şekil 9.5. Sayısal G\Ç Kartı

9.5. İzole G\Ç Kartı

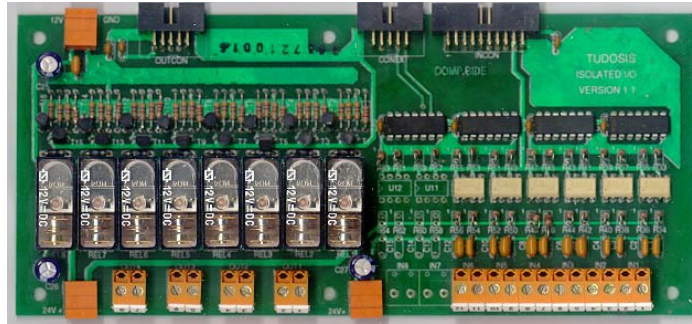
İzole G\Ç kartı, sayısal G\Ç kartından gelen giriş-çıkış sinyallerinin, T-RTU toprağından izole olarak taşınmasını sağlar. Çıkış röleleri normalde enerjisiz olarak bekler. Kumanda yapılacağı zaman röleler enejilendirilir. Her bir röle bir bitlik bilgiye karşılık gelir. Kumanda edilecek cihazın karakteristiğine bağlı olarak, bu cihaza kumanda edecek rölelerin sayısı belirlenir. Bu sayı bazı cihazlar için 1'ken, bazı cihazlar için 2'dir. İzolasyon, kumanda tarafında röleler, gözlem tarafında ise optokuplör yardımı ile sağlanır. İzolasyon seviyesi röle için 4 kVrms, optokuplör için ise 2.5 kVrms dir. Gözlem yapılacak elemanın karakteristiğine göre, gözlem bir bit ya da iki bit ile yani bir yada iki optokuplör ile yapılır. Her izole G\Ç kartında toplam sekiz röle vardır, yani her izole G\Ç kartı bir byte lık çıkış bilgisine karşılık gelir. Bunun yanısıra, bu kartta onaltı bit yani 2 byte lık gözlem bilgisi girişi vardır. Bu bilgiler ışığında her sayısal G\Ç kartına dört adet izole G\Ç kartı bağlanabileceği sonucu çıkartılabilir. Bu kartın T-RTU'da kullanılan üç tipi bulunmaktadır.

- Kumanda için 8 bit çıkış, gözlem için 16 bit giriş monte edilmiş (IO-izole kartı)
- Giriş ve çıkış kısımları ile T-RTU güç kaynağı bilgilerini almak için ekstra konnektör montajlı (IOS-izole kartı).
- Sadece gözlem için giriş kısmı monte edilmiş (I-izole kartı)

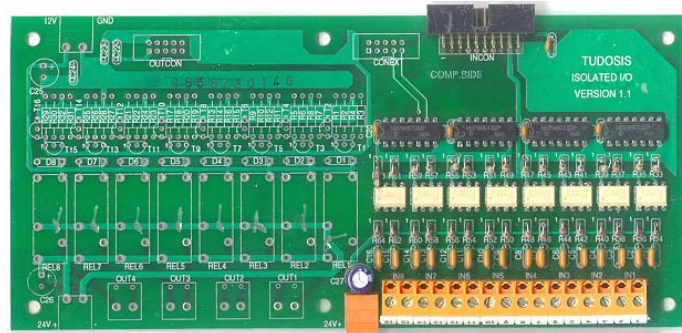
Bu kartın, gözlem tarafındaki optokuplör girişleri ve kumanda tarafındaki röle çıkış konnektörleri T-RTU kutusunun altındaki ray klemenslere bağlanır.



Şekil 9.6. IO-İzole G/Ç Kartı



Şekil 9.7 IOS-İzole G/Ç Kartı



Şekil 9.8 I-İzole G/Ç Kartı

9.6. İzole Rs-232 Seri İletişim Arabirim Kartı

Kartın temel işlevi, ana işlemci kartı ile T-RTU'ya dışarıdan bağlanabilecek notebook ya da PC arasında, T-RTU güç kaynağı toprak seviyesinden izole seri

iletişim sinyalleri için bir arabirim sağlamaktır. Böylece T-RTU'nun RS – 232 portundan notebook ya da PC ile bağlanıp, T-RTU ile iletişim kurmak mümkün olacaktır.

Kartın beslenmesi için gerekli +5 Volt ve +12 Volt ile toprak **T-RTU güç** kaynağından alınır. Kartın harcadığı güç 12 Volt ve 5 Volt gerilim kaynaklarına göre ayrı ayrı Tablo 9.1 de verilmiştir.



Şekil 9.9. İzole Rs – 232 Seri İletişim Arabirim Kartı

Tablo 9.1. RS-232 Kartının Harcadığı Güç Değerleri

	5 Volt		12 Volt	
	Maksimum (mW)	Minimum (mW)	Maksimum (mW)	Minimum (mW)
Alma Modu (Rx)	24.5	24.5	352.8	322.8
Gönderme Modu (Tx)	135	134.5	452.4	421.2

9.7. İzole Rs – 485 Seri İletişim Arabirim Kartı

Kartın temel işlevi, ana işlemci kartı ile T-RTU'ya dışarıdan bağlanabilecek akıllı elektronik cihazlar arasında T-RTU güç kaynağı toprak seviyesinden izole, RS – 485 standardına uygun seri iletişim sinyalleri için bir arabirim sağlamaktır. Böylece T-

RTU'nun RS – 485 portuna güç ölçer gibi cihazları bağlayıp, T-RTU ile cihaz arasında iletişim kurmak mümkün olacaktır.

Kartın beslenmesi için gerekli +5 Volt ve +12 Volt ile toprak seviyesi T-RTU güç kaynağından alınır. Kartın harcadığı güç 12 Volt ve 5 Volt gerilim kaynaklarına göre ayrı ayrı tablo 2.2 de verilmiştir.

9.8. Analog Ölçümler

T-RTU'ların yapabildiği önemli gözlemlerden birisi de bağlı bulunduğu merkezlerde hem alçak gerilim hem de orta gerilim düzeyinde akım, voltaj, toplam aktif ve reaktif güç gibi ölçümlerdir. Ancak şu anki sistem voltaj ve akım gözlemlerini yapmaktadır Bu ölçümler T-RTU'ya izole RS 485 seri iletişim arabirim kartı üzerinden bağlanmış güç ölçer(ler) aracılığı ile yapılır. Bir T-RTU'ya birden fazla birbirinden değişik adresi olan güç ölçer bağlanabilir. Güç ölçer ve T-RTU arasındaki iletişim hızı 9600 bps'tir.

T-RTU periyodik olarak güç ölçer(ler)i sorgulayarak gerekli ölçümleri alır. Alınan değerler bir önceki ölçüm ile karşılaştırılır ve aradaki fark belli eşik değerleri geçmemişse kontrol merkezine bildirilmez ancak eşik değerler aşılmışsa durum değişikliği olarak bildirim yapılır.

9.9. Fiber Optik İletişim Kartı

Bütün T-RTU çeşitlerinde fiber optik iletişim ortamı ile T-RTU cihazı arasında arabirim olarak çalışan bu kartın iki versiyonu bulunmaktadır

9.9.1. Fiber optik kartı V2.0

Kart beslemesi, +5V dur. Kartta harcanan güç tablo 9.2'de verilmiştir.

Tablo 9.2 Fiber Optik Kartı V2.0 Harcadığı Güç Değerleri

B PORT	T PORT
345mW	350mW

Bu kart temel olarak ışık sinyallerinin elektrik sinyallerine, elektrik sinyallerinin ise ışık sinyallerine dönüştürüldüğü bir çevirgeçtir. Kartın alıp gönderebildiği ışığın dalga boyu 820nm dir. Bu kartta, gönderici lazer değil LED'dir. Fiber optik V2.0 kartında her biri, bir port haline getirilebilecek iki kısım bulunur.

Fiber optik V2.0 kartını veri transferi için kullanmanın iki yolu vardır;

- Kartı BUS modunda kullanmak,
- Kartı Terminasyon modunda kullanmak.

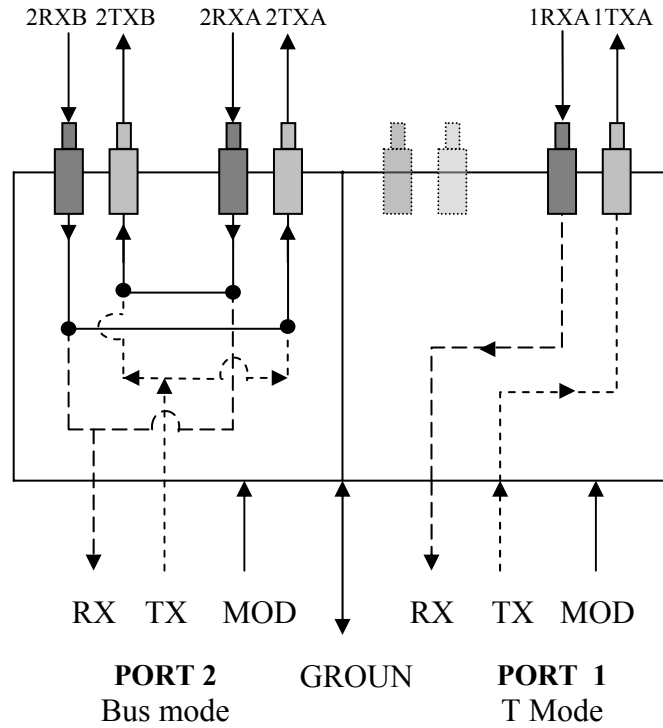
BUS Modu;

BUS modunda iletişimde tekrarlama vardır. BUS modda kullanılan porta kısaca B port denir. Fiber optik iletişim ortamından gelen veriler, BUS modda kullanılan portta birinci alıcı-gönderici grubunun alıcısına geldiği zaman hem ana işlemci kartına hem de aynı porttaki ikinci alıcı-gönderici grubunun göndericisinden tekrar fiber optik iletişim ortamına gönderilir. Böylece bu porta gelen veri, hiçbir değişime uğramadan fiber optik iletişim ortamında yoluna devam eder. Ana işlemci kartından gelen veri ise bu porttaki her iki (birinci ve ikinci) alıcı-gönderici grubunun göndericisinden fiber optik iletişim ortamına gönderilir. Bu kart üzerindeki bir portun BUS modunda çalışabilmesi için bu porta iki çift alıcı ve gönderici takılmalıdır.

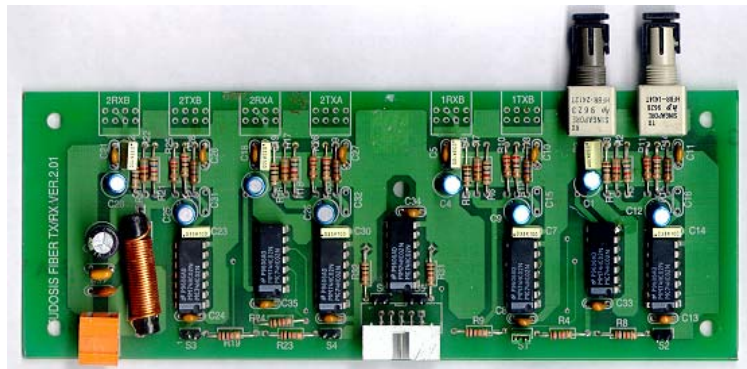
Terminasyon Modu;

Terminasyon modunda, iletişimde tekrarlama yoktur. Terminasyon modunda kullanılan porta kısaca T port denir. Fiber optik iletişim ortamı aracılığıyla gelen veri sadece ana işlemciye iletilir ve ana işlemciden gelen veri ise fiber optik iletişim ortamına aktarılır. Fiber optik V2.0 kartındaki bir portun T port olabilmesi için sadece 1 çift alıcı ve gönderici takılmalıdır.

Bazı T-RTU'larda takılı olan Fiber optik V2.0 kartının ana işlemci kartı ile hiçbir bağlantısı yoktur. Bu kartlar sadece fiber optik iletişim ortamındaki zayıflamanın etkisini giderme amaçlı kullanılmış tekrarlayıcılardır. Tekrarlayıcıların kullanılma sebebi ise ışık sinyallerinin uzun mesafelerdeki zayıflamadan dolayı güç yitirmesidir. Bu sayede tekrarlayıcıya güç yitirmiş olarak gelen sinyali elektrik sinyaline, elektrik sinyalinden de tekrar ışık sinyaline çevrilir böylece ışık sinyali tekrar güçlendirilerek fiber optik iletişim ortamında yoluna devam eder.



Şekil 9.10. Fiber optik V2.0 kartı kullanılarak 2 BUS veya 2 T port veya 1 BUS ve 1 T port yapılması.



Şekil 9.11. Fiber Optik Kartı V2.0

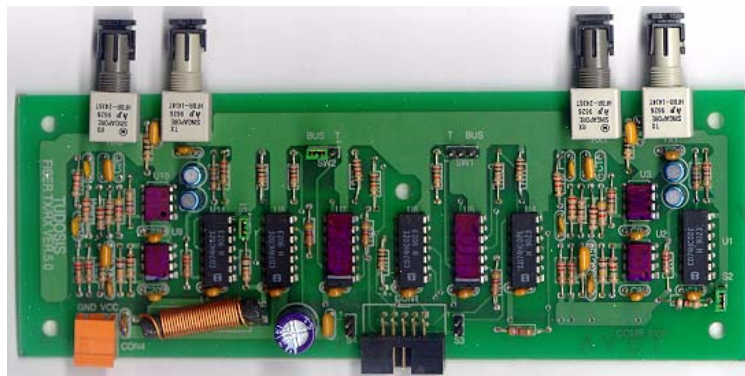
9.9.2 Fiber optik kartı V5.0

Bu kartta fiber optik V2.0 kartı gibi ışık sinyallerinin elektrik, elektrik sinyallerinin ise ışık sinyallerine dönüştürüldüğü bir çevirgeçtir. Bu kart hem B port hem de T port olarak kullanılabilir. Bu ayar kart üzerindeki bir jumper yardımı yapılmaktadır. Fiber optik V5.0 kartının üzerine gerekli alıcı ve göndericiler yerleştirilerek 2 T veya 1 BUS port elde etmek mümkündür.

Fiber optik iletişim ortamındaki zayıflamanın etkisinin giderilmesi açısından tekrarlayıcıların öneminden daha önce bahsedilmiştir. Uzun mesafelerde tekrarlayıcılar kullanmak yerine buna alternatif olarak kullanılan ışığın dalgaboyu büyütülmelidir ve fiber optik kablonun büyük dalga boyundaki düşük zayıflama karakteristiğinden yararlanılmalıdır. Bu yüzden fiber optik V5.0 kartında 820nm nin yanısıra 1320nm lik dalgaboyunu kullanan alıcı ve göndericiler kullanılmıştır.

Tablo 9.3. Fiber Optik Kartı V5.0 Harcadığı Güç Değerleri

BUS PORTU	T PORTU
570mW	540Mw



Şekil 9.12. Fiber Optik Kartı V5.0

9.10. Arıza Akımı Algılama Kartı

Bu kartın fonksiyonu, dağıtım transformatör merkezlerinde, merkeze giren ve çıkan yeraltı enerji kabloları üzerindeki olası arıza akımlarını, OG hücreleri içinde bu kablolar üzerinde her faza yerleştirilen akım trafoları yardımıyla algılamaktır. Bu kartın besleme gerilimleri, +12 ve +5 voltur. Bu kartın çektiği güç Tablo 9.4'te verilmiştir.

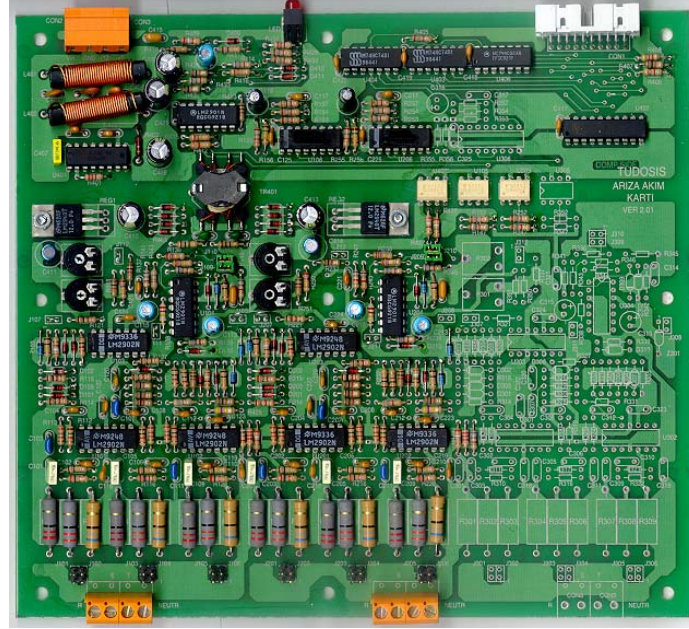
Tablo 9.4.Arıza Akımı Algılama Kartı Harcanan Güç Değerleri

+12V	+5V
1,6W	70mW

Dağıtım transformatör merkezlerinde, merkez giriş ve çıkışlarında her fazda bulunan akım trafolarının sekonderlerindeki akımlar, arıza akımı algılama kartı üzerindeki burden dirençleri ile gerilime dönüştürülür. Burden dirençlerinin değerleri, arıza akımının geçtiği kablo kesitine göre ayarlanır. Böylece gözlenen voltaj değeri değişmemiş olur. Bu gerilim sayesinde kablo kesitine bağlı olan arıza akım eşliğinin geçilip geçilmediği kontrol edilir. Gerilim eşik seviyesini geçtiğinde, bu olası arıza akımına işaret eder. Bu gözlem sonucunda üretilen sinyal, belirli bir süre sonrasında yapılacak diğer kontrollerle birlikte kullanılmak üzere optokuplör aracılığıyla T-RTU toprağıyla aynı seviyedeki karar devresine gönderilir. Karar devresi, arıza algılama devresinden gelen sinyalleri belirli bir süre sonrasında diğer verilerle birlikte kontrol edip algılanan aşırı akımın gerçek bir arıza akımı olup olmadığına karar verir ve bu bilgiyi de ana işlemci tarafından okunup, silinene kadar tutar. Ana işlemci tarafından okunmak üzere tutulan bilgide o merkeze olan her giriş için arıza akımı geçti/geçmedi bilgisi ile birlikte akım algılama devresinin besleme bilgisi de yer alır. Bu besleme bilgisi aynı zamanda kart üzerindeki LED vasıtasıyla görsel olarak bildirilir. (Problem var ise LED yanar)

Akım trafosu sekonderi ile T-RTU toprağı arasındaki izolasyon, sinyallerde optokuplör, akım algılama devresi için gerekli olan +12V ve -12V besleme ise anahtarlama modlu güç kaynağı devresindeki izole trafo ile sağlanır. +12V ve -12V

beslemedeki herhangi bir problem yine optokuplör aracılığıyla karar devresine bildirilir.



Şekil 9.13. Arıza Akımı Algılama Kartı

9.11. T-Rtu Güç Kaynağı

T-RTU'nun içerisindeki kartların gerektirdiği +12V ve +5V'u şebekeden izole bir şekilde sağlar. İçinde bulundurduğu kuru akü sayesinde enerji kesilmesi durumunda da belirli bir süre T-RTU kartlarını beslemeye devam eder. T-RTU güç kaynağı, 220V 50Hz şebeke gerilimi ile beslenir. Şebeke gerilimindeki 160V ile 253V arasındaki oynamalarda çalışmasını sürdürür.



Şekil 9.14 T-Rtu Güç Kaynağı

BÖLÜM 10. SİSTEMİN İŞLEVSEL ÖZELLİKLERİ

Fider otomasyonu sistemi temel olarak üç ana işleve sahip olacaktır:

- Bilgi toplama ve gözlem,
- Uzaktan kumanda,
- Arıza algılama ve yerini bulma, izolasyon ve yeniden enerjileendirme.

10.1. Bilgi Toplama ve Gözlem

Sistem terminallerinde gözlemlenen herhangi bir elemanda durum değişikliği olduğu zaman, sistem terminali KM' ye durum değişikliklerini iletir. Ayrıca operatör herhangi bir sistem terminalinin herhangi bir elemanına ya da bütün elemanlarına durum sorgusu sorduğunda, ilgili sistem terminali durum sorgusunun cevabını da KM' ye iletir. KM' de operatöre bu bilgiler insan-makina arabirimi aracılığı ile gösterilir.

Bu esaslara göre; TUDOSİS, terminal cihazları aracılığıyla, Dağıtım transformatör merkezlerinden; yük ayırıcılarının açık/kapalı konumlarının, trafonun alçak gerilim tarafındaki termik röle durum bilgisinin, en fazla 12 adet alçak gerilim fiderinin sigortalarının durum bilgilerinin, en fazla 2 adet aydınlatma kontaktörünün açık/kapalı konumlarının, Termometre ve Bucholz röle (ihbar ve açma) bilgilerinin, İndirici merkezlerdeki fider çıkışlarından da kesicilerin açık/kapalı konumlarının ve toprak, faz rölelerinin durum bilgilerinin toplanıp, Bölge Kontrol Merkezi' ne iletilmesine ve operatörlerce gözlenmesine olanak sağlamaktadır.

10.1.1. Analog ölçüm

Bu sistemde, Voltaj, Akım, Güç gibi analog bilgiler, T-RTU' ların seri portuna bağlı

olan güç ölçer(ler) tarafından sağlanır. T-RTU periyodik olarak kendine bağlı olan güç ölçer(ler)i sorgular ve alınan bilgilerde belli bir düzeyin üstünde değişiklik varsa o değişikliği üst seviyelere iletir. Her bir T-RTU' ya birden fazla güç ölçer bağlanabilmektedir. T-RTU, bu güç ölçerlerle RS-485 protokolünü kullanarak iletişim kurar. Her güç ölçer kendine ait bir adrese sahiptir. Bu adresler T-RTU'nun EEPROM'unda da yüklenmiş durumdadır. Sorgulama döngüsel olarak yapılır. Başka bir deyişle T-RTU, güç ölçerleri ayrı ayrı sorgular. Ayrıca hangi güç ölçerin hangi analog değerleri ölçtüğü bilgisi de T-RTU'nun EEPROM'unda bulunmaktadır.

10.2. Uzaktan Kumanda

Bölge Kontrol Merkezindeki operatör, orta gerilim dağıtım şebekesinde bilgileri gözlenmekte olan kesici, ayırıcı ve yük ayırıcısı vb. elemanlar üzerinde açma ve kapama operasyonlarını uzaktan gerçekleştirebilmektedir. Sistemin güvenilirliğini arttırmak amacıyla, açma ya da kapama yapılacak eleman üzerinde normalde, ancak ve ancak donanımsal olarak adreslendikten sonra (Operatör, kumanda etmek amacıyla bir elemanı monitörden insan-makina arabirimi üzerinde seçtiğinde, sistem sahada ilgili terminal cihazına erişir ve elemanı seçer. Elemana komut, ancak sahadaki bu seçme işleminin sonucu ilgili terminal cihazı tarafından iş istasyonuna geri bildirildikten sonra verilebilir ve bu komut terminal cihazına eriştiğinde seçilen eleman üzerinde açma/kapama işlemi gerçekleşir.) işlem yapılabilir (select-before-operate özelliği). Bu sayede yetkili bir kişinin dahi hatalı bir işlem yapma olasılığı minimuma indirgenmiş olur. Bununla birlikte, gerektiğinde hızlı açma ve/veya kapama işlemi yapılabilmesi için, donanımsal adreslemeye gerek olmaksızın doğrudan kumanda (direct-operate özelliği) olanağı da bulunmaktadır.

Bu esaslara göre TUDOSİS, terminal cihazları aracılığıyla; dağıtım transformatör merkezlerinde yük ayırıcılarını veya kesicileri ve iki adet aydınlatma kontaktörlerini, indirici merkezlerdeki fider çıkışlarında kesicileri açıp kapayarak operatöre uzaktan kumanda olanağı sağlamaktadır. Sistem ileride, ikiden daha fazla kontaktör ve yeni yük ayırıcılarının uzaktan kumandasının yapılmasına da olanak tanımaktadır.

10.3. Arıza Sistemi

Bu sistem 34.5 kV (orta gerilim) fiderlerin her hangi bir yerinde arasındaki dağıtım transformatör merkezleri arasındaki kablolarda veya merkezlerdeki baralarda oluşabilecek toprak ve faz arızalarının algılanmasından, yerinin tespitinden ve bu arızanın sistemden izole edilmesinden ve sistemin sorunsuz bir şekilde tekrar enerjilendirilmesinden sorumlu olacaktır. Aşağıdaki bölümlerde bu işlev detaylı olarak açıklanmıştır.

10.3.1. Arıza algılama ve yerini bulma

34.5 kV (orta gerilim) fiderlerin her hangi bir yerinde arasındaki dağıtım transformatör merkezleri arasındaki kablolarda veya merkezlerdeki baralarda oluşabilecek toprak ve faz arızaları sistem tarafından algılanır. Arıza algılama iki şekilde yapılır. İlki hat başlarında kesici varsa, arıza sırasında kesici atar ve toprak ve faz röleleri ve kesicideki durum değişikliği T-RTU tarafından arıza varlığı olarak değerlendirilir. Eğer hat başında kesici yoksa, arıza algılama, hat başlarındaki terminallerde bulunan ve arıza akımını 34,5 kV kabloların üzerine yerleştirilmiş akım trafoları aracılığı ile algılayabilen bir elektronik kart tarafından algılanır. Bu kartın sayısal bilgileri periyodik olarak T-RTU'nun mikroişlemcisi tarafından sorgulanır ve arıza akımı geçtiğine dair bir bilgi ulaşırsa, bu bilgi derhal değerlendirilmeye alınır. Her iki durumda, arıza yerini tespit etmek için , HBT kendine bağlı olan fider üzerinde bulunan DTT'leri teker teker sorgulamaya başlar. Bu sorgulama sırasında HBT her DTT'ye Arıza akım kartı verisini sorar ve aldığı bu veriler doğrultusunda arıza yerini tespit eder. Şöyle ki, bu bilgiler içerisinde ilk geçmedi bilgisi ve ondan sonra gelen tüm verilerde geçmedi bilgisi olması şarttır. Bunun dışındaki durumlarda, HBT bir hata oluşuna karar verir ve izolasyon yapmayıp, durumu kontrol merkezine bildirir. Eğer gelen tüm bilgiler uyumlu ise HBT son geçti ve ilk geçmedi arasında arıza yerine karar verir ve izolasyonu başlatır. Sonuç olarak, DTT'lerden alınan arıza bilgilerinde her hangi bir uyumsuzluk olmaması gerekmektedir. Uyumsuzluk durumunda, bir veya bir kaç DTT'de arıza algılama

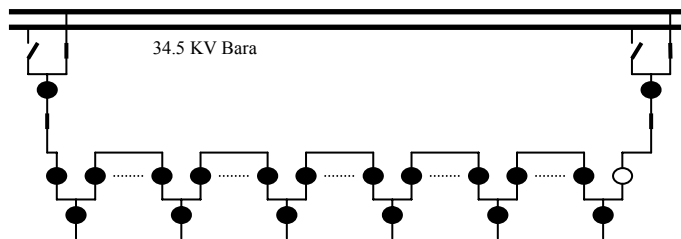
donanımında bir sorunun işaretçisidir, ki buda en kısa zamanda çözülmesi gereken bir durumdur. Aksi taktirde gelecekte meydana gelen arızaların tespiti de mümkün olmayacaktır. Arıza tespitini engelleyen bir başka durumda HBT ve DTT'lerin arasındaki iletişim kopukluğudur. Bu durumda HBT, arıza sorgusuna yanıt alamazsa arıza tespiti ve izolasyonu yapmaz ve bu durumu kontrol merkezine bildirir.

10.3.2. Arıza izolasyonu

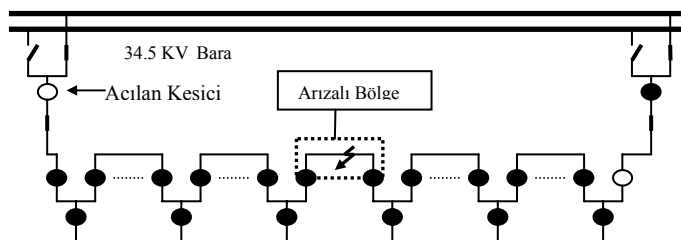
HBT, arıza yerini tespit ettikten sonra, arıza izolasyonuna başlar. Bunun için, o bölgede bulunan DTT' lere gerekli anahtarların açılması için 'AÇMA' komutları gönderir. DTT bu komutları alınca, O anahtarları açar ve bunu durum değişikliği olarak yukarıya bildirir. Ayrıca arızanın yeri kendine bağlı olan barada ise, HBT gerekli anahtarları otomatik olarak açar. Her iki durumda da HBT izolasyonu yaptığına dair iş istasyonuna bir mesaj gönderir.

10.3.3. Yeniden enerjileendirme

TÜDOSİS sistemi, istendiği zaman otomatik olarak servis restorasyonu yapmaktadır. Servis restorasyonu, arıza durumunda arızalı bölge dışındaki enerjisiz kalan bölgelere elektriği yeniden vermektir. Arıza oluştuğu zaman arızalı bölgeyi besleyen kesici attığı için, kesicinin beslediği tüm alan enerjisiz kalır.

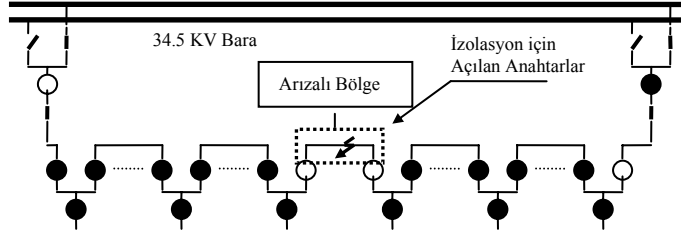


Şekil 10.1. Arızadan Önce, Tüm Hatlar Enerjileendirilmiş.

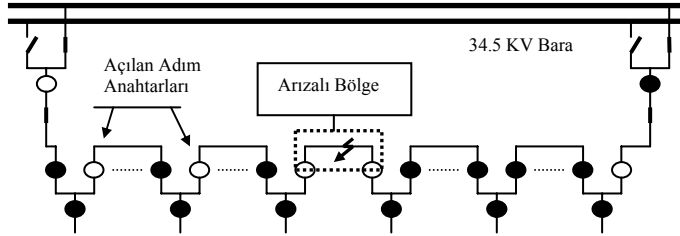


Şekil 10.2. Arızadan Sonra, Siyah Bölgeler Enerjisiz

Yeniden enerjilemenin, başlangıç akımlarını azaltmak için adım adım yapılması gerekmektedir. Bunu sağlamak için kendisini açmış olan kesiciye bağlı adım anahtarları ilk önce açılırlar.

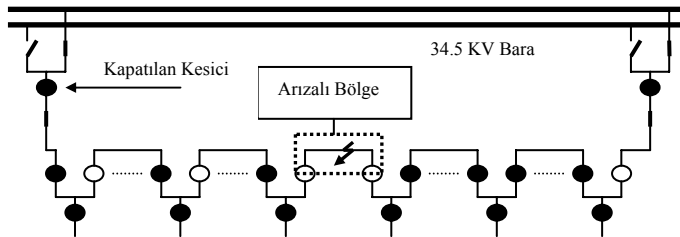


Şekil 10.3. İzolasyon için Anahtarlar Açılıyor

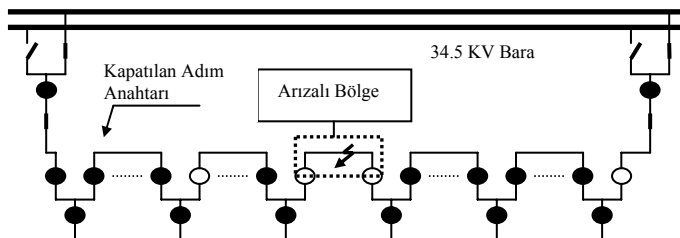


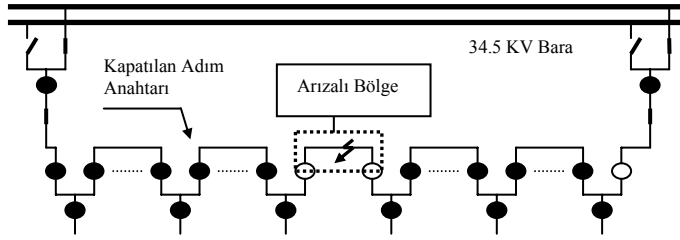
Şekil 10.4 Adım Anahtarları Açılıyor

Daha sonra atılmış olan kesici kapatılır, ve adım anahtarları da teker teker, belli bir zaman aralığıyla kapatılırlar.



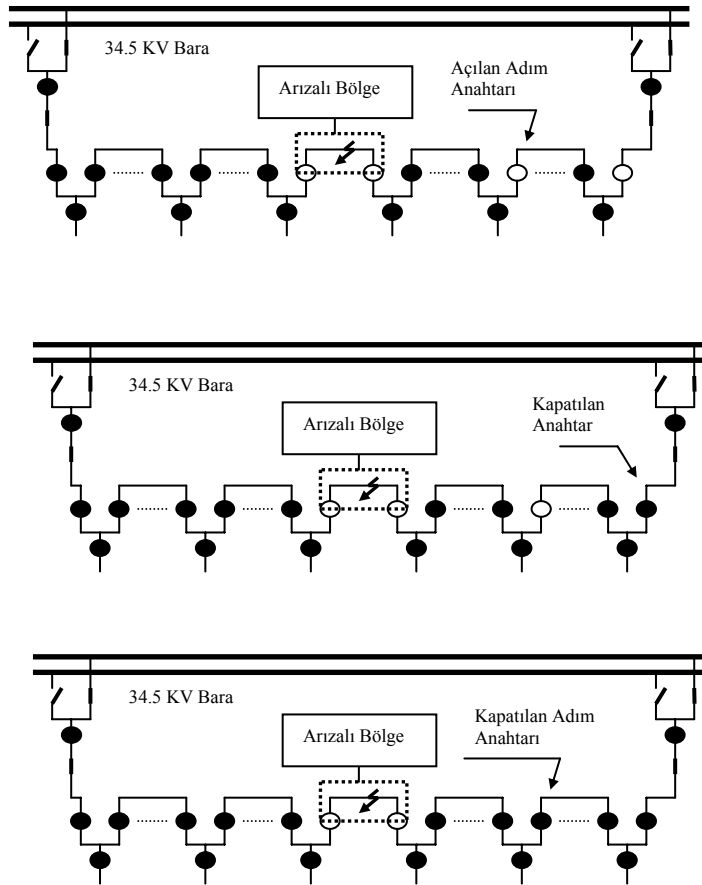
Şekil 10.5. Kesici Kapatılıyor





Şekil 10.6. Adım Anahtarları Kapatılıyor

Kesicinin attığı taraftaki işlem bittikten sonra, arızanın diğer tarafındaki enerjisiz kalan bölgelerin enerjilendirilmesine geçilir. İlk önce arızanın diğer tarafında besleme yapılacak bir enerji kaynağı belirlenir. Beslenmeyen bölgelerdeki adım anahtarları açılır, ve ilk tarafta olduğu gibi birer birer kapatılır. Böylece arıza olan bölge dışındaki tüm bölgelere enerji verilmiş olur.



Şekil 10.7. Yeniden Enerjilendirme Sona Erdi

Servis restorasyonunun otomatik olarak yapılıp yapılmayacağı T-MMI yazılımı arabirimi kullanılarak değiştirilebilir. Bunu yapmak için T-MMI yazılımı ana penceresindeki Yapı butonuna farenin menü tuşuyla basılır. Çıkan menüde Enerjilendirme Modu butonu üzerinde yine farenin menü tuşuna basılır. Oluşan menüde Tam Otomatik, Yarı Otomatik, El İle butonları yer alır.



Şekil 10.8. Enerjilendirme Modu Menüsü

Şu andaki enerjilendirme modu, basılı durumda olan butonla gösterilir. Modu değiştirmek için butonlardan birinin üzerine fareyle tıklanır.

TEKRAR ENERJİLENDİRME OPERASYONU SIFIRLANDI!! yazan bir pencere çıkacaktır. Bu pencere **Tamam** butonuna basarak kapatılır.



Şekil 10.9. Tekrar Enerjilendirme Sıfırlanma Penceresi

El İle modunda servis restorasyonu otomatik olarak yapılmaz. Yalnızca izolasyon yapılır. Tekrar enerjilendirme işleminin operatör tarafından el ile, ya da yer ekipleri tarafından yapılması gerekmektedir. Yarı Otomatik modunda yalnızca atan kesicinin bulunduğu taraf otomatik olarak enerjilendirilir. Tam Otomatik modundaysa, hem atan kesicinin olduğu taraf, hem de karşı taraf otomatik olarak tekrar enerjilendirilir. T-MMI yazılımının açılışta otomatik olarak konulan varsayılan enerjilendirme modu T-Önyüz yazılımının Ayarlar arabirimi aracılığıyla değiştirilebilir. Önce Ayarlar ana penceresinde T-MMI butonuna, daha sonra yeni açılan pencerede sistem butonuna basılarak, bu özelliğin yazdığı sayfa açılır. Buradaki restoration_mode alanına yeni değer yazılır.

BÖLÜM 11. SİSTEM TERMİNALLERİ

11.1. Terminal Tipleri

Sistem terminallerini 4 grupta toplamak mümkündür. Bunlar sırasıyla KMT, İMT, HBT, ve DTT dir.

11.1.1. KMT

KM ve İMT'ler arasındaki haberleşmeyi sağlayan cihazdır. Bu cihazların görevi KM'deki iş istasyonundan gelen verileri ilgili İMT'lere, İMT'lerden gelen verileri de KM'ye ulaştırmaktır.

11.1.2. İMT

İndirici Merkezlerde bulunan ve KMT ile HBT' ler arasındaki haberleşmeyi sağlayan cihazlardır. Bu cihazların görevi HBT'lerden gelen verileri KM' ye, KM' den gelen verileri de HBT' lere ulaştırmaktır.

11.1.3. HBT

İndirici merkezlerde hat başlarına ve fider üzerindeki dallanma noktalarına konan cihazlardır. Hat Başı Terminali (HBT) nin kısaltılmasıdır. Bu cihazların görevleri, fider çıkışındaki güç sistemleri donanımlarının (kesici gibi) ya da dallanmanın olduğu merkezdeki donanımın durum bilgilerini toplamak, kontrol merkezi tarafından verilen komutları gerçekleştirmektir. Bunun yanında fider üzerinde bulunan DTT' ler ile İMT arasındaki haberleşmeyi sağlar. DTT' lerden gelen verileri İMT' ye, İMT' den gelen verileri de DTT' lere ulaştırır. Ayrıca bu kendi sorumluluk

bölgesi içine giren fiderler üzerinde elektriksel bir arıza olduğunda bu arızanın yerini bulmakla ve izole etmekle sorumludur.

11.1.4. DTT

Dağıtım Transformatör Merkezlerine yerleştirilen, bu merkezlerdeki durum bilgilerini toplayıp, HBT' lere ileten cihazlardır. Aynı şekilde HBT' lerden gelen komutları gerçekleştirir. Bu cihazlara Dağıtım Transformatör Terminali (DTT) adı verilir.

11.2. Ağ Mimarisi

Dağıtım otomasyon sistemi, genel anlamı ile coğrafi olarak dağılmış uzak uç terminalleri ile bunların bağlı olduğu bölge kontrol merkezinden oluşmakta ve belirleyici birtakım koşullar altında farklı topolojik yapılarda ortaya çıkabilmektedir. Sistem terminalleri arası ağ mimarisini belirleyen etkenler şunlardır:

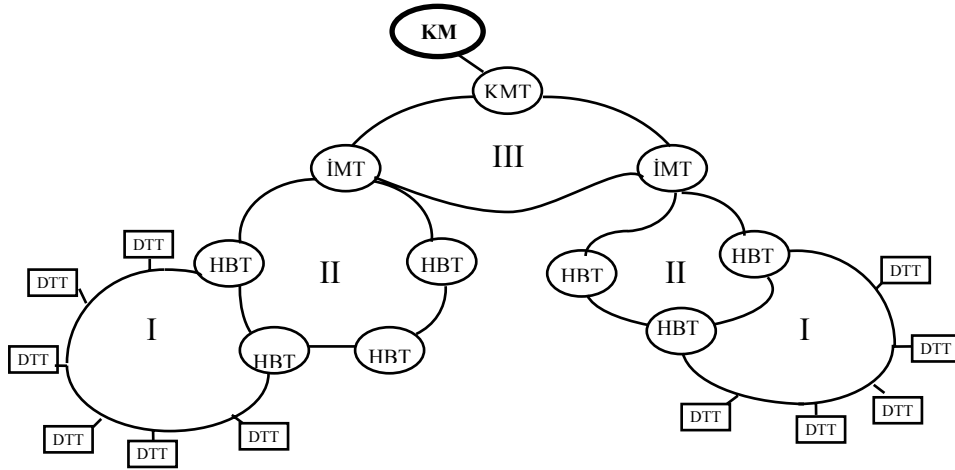
- İleri uç birimlerinin (T-RTU) sayısı: Ağın tüm seviyelerinde, her iki T-RTU arasında en fazla 64 adet alt seviye T-RTU yerleştirilebilmektedir. Örneğin her iki HBT arasına en çok 64 adet DTT yerleştirilebilir.

- Orta gerilim dağıtım sisteminin yapısı: Büyük şehirlerimizde karmaşık hale gelmiş olan orta gerilim şebekelerindeki olası temel yapılar şunlardır:

- İki indirici merkez arası fider yapısı.
- Tek bir indirici merkezden beslenen fideri döngüsü.
- Sadece bir tarafından beslenebilen fider yapısı.
- Bir indirici merkez ve anahtarlama istasyonu arası fider yapısı.
- İki anahtarlama istasyonu arası fider yapısı.

- Orta gerilim sisteminin gelişim yönü: Giderek büyüyen şehirlerimizde yeni orta gerilim dağıtım transformatör merkezlerinin kurulması gerekmektedir.

TÜDOSİS ağ mimarisi, yukarıda anlatılanlar ışığında elektrik dağıtım sistemine paralel bir mimaride kurulmuş ve ileride elektrik dağıtım sistemindeki değişikliklere kolay adapte olmak amacıyla hiyerarşik bir yapıda tasarlanmıştır.

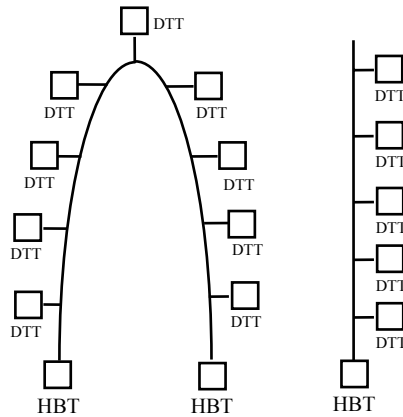


Şekil 11.1. Örnek Sistem Konfigürasyonu.

Bu mimarideki temel ağlar şunlardır:

11.2.1. Birinci Seviye Ağ (HBT - DTT Ağı)

Bir orta gerilim dağıtım transformatör merkezinde, kesici ve yük ayırıcıları konumları, trafo bilgileri ile arıza akımı bilgisini toplayan Dağıtım Transformatörü Terminali bulunur. DTT'lerin saha testleri, bir dizüstü bilgisayarla yerinde, ya da kontrol merkezinden gerçekleştirilir. DTT'ler uzaktan sayaç okuma, yük yönetimi vb. amaçlı Akıllı Elektronik Cihaz (AEC) bağlanabilme özellikleriyle bir alt seviye oluşumuna açıktır.



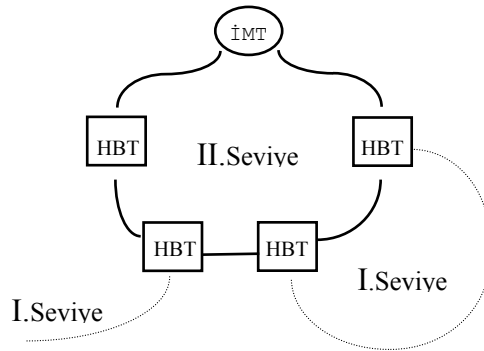
Şekil 11.2. Birinci Seviye Ağ Tipleri

İndirici merkezlerden çıkan fider başlarında ve anahtarlama istasyonlarında ise, Hat Başı Terminali adı verilen cihazlar bulunur.

Birinci seviye ağ içerisinde, HBT, bir DTT'nin görevlerine ek olarak, o ağ içindeki tüm DTT'lerden toplanan verilerin bir üst ağ seviyesine iletilmesinden sorumludur. Ayrıca, arıza yerinin bulunması ve izolasyonun gerçekleştirilmesi HBT'nin görevidir. Birinci seviye ağ, HBT ve DTT'lerden oluşmaktadır (Şekil 11.2.). HBT'lerin durum sorguları, DTT'lerde meydana gelen durum değişiklik mesajları, bir üst seviyeden gelebilecek DTT'lere yönelik komutlar ile arıza yerinin bulunması ve izolasyonu işlemlerini kapsayan mesajlar bu ağ içerisinde taşınır. Her ağ terminali arası ortalama hat uzunluğu yaklaşık 500 m. olup, bu uzaklık 300 ile 2000 m. arasında değişiklik göstermektedir.

11.2.2. İkinci seviye ağ (İMT - HBT Ağı)

İndirici merkezlerde yer alan bir başka uzak uç terminali İndirici Merkez Terminali'dir. İMT, aynı merkezdeki tüm HBT'lerle bir döngü üzerinde bağlanarak, ikinci seviye ağı oluşturur.



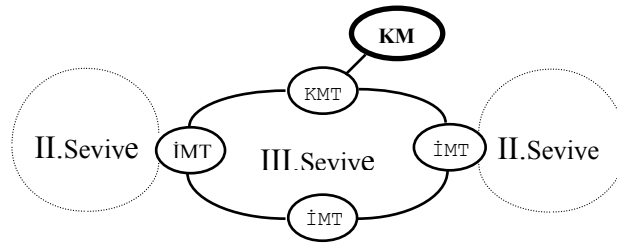
Şekil 11.3 Birinci ve İkinci Seviye Ağların Entegrasyonu

Bir üst seviyede, İMT'nin üzerine KMT ve iş istasyonu bağlanmasıyla HBT'lerin birinci seviye ağlardan topladıkları bilgiler, bu seviyedeki ağ aracılığıyla İMT'ye ve bir üst seviyedeki KMT'ye ve ona bağlı iş istasyonuna ulaştırılır. HBT ve İMT'ler

arasında kurulan bu ağ, bina içi bir ağ olduğundan terminaller arası mesafe en fazla 50 m. olmaktadır. (Şekil 11.3)

11.2.3. Üçüncü seviye ağ (KMT - İMT Ağı)

Bu ağ, İMT'lerden ve iş istasyonuna bağlı bir KMT'den oluşan en üst seviye döngü olup, indirici merkezler arası bir uzak mesafe ağıdır. Bu döngüde, bir alt seviyede filtrelenmiş tüm sisteme ait mesajlar taşınır. Sistemde daha önceden Kontrol Merkezi olmasına karar verilmiş bir indirici merkezdeki iş istasyonu, bir KMT aracılığı ile bu seviye ağına bağlanır. (Şekil 11.4)



Şekil 11.4 İkinci ve Üçüncü Seviye Ağ Entegrasyonu

11.3. İletişim Protokolü

TÜDOSİS' de kullanılan iletişim protokolünün sağladığı minimum özellikler şunlardır:

- Bilinen standartlara, ISO/OSI yapısına ve asenkron (byte-oriented) iletişime uygunluk,
- Ortamdan bağımsız olma,
- İletişime katılan en küçük birimden (AEC), en büyük birime (KM Bilgisayarı) kadar destek verebilecek nitelikte olma,
- Sistem konfigürasyon bilgilerinin iki yönlü yüklenebilirliği, sorgulu (polled) ve sorgusuz (unsolicited) mesaj trafiğini destekleme,
- Alarm öncelik seviyeleri bulundurma.

İletişim protokolü International Electrotechnical Commission'ın telekontrol uygulamaları ile ilgili IEC 870-5 standardı, OSI' nin 7 katmanlı modelinin 3 katmanını kullanan EPA (Enhanced Performance Architecture) adlı protokol mimarisini temel almaktadır. Sözkonusu katmanlar aşağıdaki gibi sıralanabilir:

Fiziksel Katman (Physical Layer): Bilginin hatasız iletimini sağlayacak fiziksel ortamla arabirimi oluşturur.

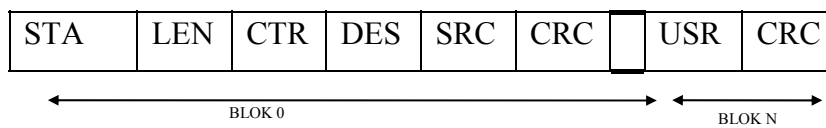
Link Katmanı (Data Link Layer): Veri bloklarının düzgün sıralanması, kaynaktan alıcıya doğru biçimde yönlendirilmesi, hata bulma ve düzeltme işlevlerini yürüten katmandır.

Uygulama Katmanı (Application Layer): Kullanıcının uygulama yazılımı ile iletişim ağı arasındaki arabirimi oluşturur.

11.3.1. DNP 3.0 uyumu

TÜDOSİS' in ağ yapısı üzerine kurulmuş olan iletişim protokolü, Harris Controls firmasının uluslararası kabul görmüş olan Distributed Network Protocol-DNP3.0 (Dağıtık Ağ Protokolü) dir.

DNP 3.0'in esas aldığı ve sistemde kullanılan mesaj formatı aşağıdaki gibidir:



Şekil 11.5 DNP 3.0 Mesaj Formatı

START: Mesaj başlangıcı (2 byte). (STA)

LENGTH: USER DATA'nın uzunluğu. (1 byte) (LEN)

CONTROL: Mesaj bloğuna ait kontrolleri içerir. Mesajların lokal ya da global, sorgu ya da cevap, direkt adreslenmiş ya da broadcast olduğu belirler. (1 byte) (CTR)

DESTINATION: Mesajın ulaşacağı bir sonraki cihaz adresidir. (2 byte) (DES)

SOURCE: Mesajı üreten ve/veya son gönderen cihazın adresidir. (2 byte) (SRC)

CYCLIC REDUNDANCY CHECK: Mesaj hata dedektörü. Her 16 byte'lık User Data bloğunun sonuna eklenir. (CRC)

USER DATA: Üst katmanları ilgilendiren kullanıcıya ait bilgileri içeren byte dizisidir. (en fazla 255 byte). İççe geçmiş durumdaki Ağ (Network), Taşıma (Transport) ve Uygulama (Application) Katmanları, bu dizide yer alırlar. (USR)

11.4. Fiber Optik İletişim

Fiber optik iletişimde elektrik sinyalleri ışığa dönüştürülerek fiber optik kablo üzerinden iletilir. Böylece veri iletişimi açısından, elektromanyetik girişimden, darbeden ve toprak problemlerinden etkilenmeyen, çok güvenilir bir ortam sağlanır. Geniş bir band sağladığından dolayı çok yüksek veri hızlarına çıkmak mümkündür. Ayrıca, fiber optik kabloda kısa devre durumları olmadığından yangın gibi problemlere yol açmaz. Bu iletişim yöntemi özel alıcı-vericilere, kablo uçlarında özel konnektörlere ve bu konnektörlerin takılması için eğitim görmüş personele ihtiyaç duyar. İlk yatırım masrafları fazla olmasına rağmen kullanım sırasında ek maliyet getirmediğinden, tercih edilebilir. Ayrıca bu yöntem sayesinde iletişim ortamının işletim, bakım ve onarım sorumluluğu her hangi bir kurum ile paylaşılmamaktadır. Yukarıda açıklanan nedenlerden ötürü TUDOSİS için fiber optik kablolar tercih edilmiştir. Bu kabloların yerleştirilmesi, 34.5 kV yeraltı güç kablolarının döşenmesi sırasında onlara paralel olarak döşenen yüksek yoğunluklu polietilen tüp (HPDE) içinden yapıldığından, ayrıca bir kazı işlemi gerekmemekte, böylece ilk yatırım maliyeti düşmektedir. Fiber optik kablo maliyetleri ise güç kablolarının maliyetlerinin % 1-2'si kadar olmaktadır.

11.4.1. Fiber optik kablo çeşitleri

Fiber optik iletişimde kullanılan kablolar üç ana grupta toplanabilir; Basamak İndisli Çok-Modlu Fiber (Step Index Multimode) kablolar, fibere değişik açılardan enjekte edilen ışıklar farklı sayılarda tam yansımalarla yol alırlar. Bundan dolayı fiberin öbür ucuna değişik zamanlarda ulaştıklarından sinyalin bozulmasına sebep olurlar.

Dereceli İndisli Çok Modlu Fiber (Graded Index Multimode) kablolarda, çekirdekdeki mod yayılmasını en aza indirmek ve fibere değişik açılardan gelen ışıkların diğer uca aynı zamanlarda ulaşmaları için parabolik kırılma indisi dağılımı gerçekleştirilmiştir.

Basamak İndisli Tek-Modlu Fiber (Step Index Singlemode) kablolarda, mod yayılmasını önlemek için fiber içindeki çekirdek çok küçültülerek sadece tek bir ışık modunu geçirecek hale getirilmiştir.

TÜDOSİS' de kısa aralıklarla, çok sayıda sistem terminali (154/34.5 kV indirici merkezlerde, birkaç metre aralıkla 20-25 adet 34.5 kV dağıtım fideri çıkışında, 34.5 kV dağıtım fideri üzerinde ise 200m –3000m arasında değişen aralıkla 20-40 adet 34/0.4 kV dağıtım transformatör merkezinde) ile iletişim kurulur. Her sistem terminalinde kullanılan fiber-optik alıcı-vericilerin nispeten ucuz olmaları ve bu uzaklıklarda performanslarının yeterli olması gerekmektedir. Bu koşullar göz önüne alınarak, TÜDOSİS' de 62.5/125µm dereceli indisli çok-modlu dörtlü fiber optik kablo tercih edilmiştir.

11.4.2. Veri yolu yapısı

TÜDOSİS ağ mimarisindeki tüm seviyelerdeki iletişim komşu terminaller arasındaki noktadan noktaya iletişim bağlantıları kullanılarak gerçekleştirilen bir veri yolu (bus) konfigürasyonu özelliğine sahip fiber optik iletişim ağı üzerinden yapılır. Her iki sistem terminali arasındaki iletişim fiber optik kablolar üzerinden gerçekleşir. Her bir terminalde, alınan optik sinyaller elektriğe ve terminalden çıkan elektrik sinyaller optik sinyallere çevrilir. Tüm seviyelerdeki veri yolunu sonlandıran cihazlarda terminasyon port yapısı, veri yolu üzerindeki noktadan noktaya bağlantılar arasında tekrarlayıcı olarak vazife gören cihazlarda da bus port yapısı kullanılır. Bu veri yolunu kurmak için dörtlü fiber optik kablodaki bir çift fiber kullanılır.

Bu yapı sayesinde, DTT' ler arasındaki mesafelerin kısa olmasından yararlanılarak, 15 km.' yi aşan HBT' ler arasındaki mesafeler aşılabilmektedir. 3. seviyedeki KMT ve İMT' lerden oluşan veri yolunu kurmak için iki indirici merkez arasında 34,5 kV

fiderdeki HBT ve DTT'leri birbirine bağlayan veri yolunu oluşturan fiber optik kablodaki diğer çift fiber kullanılır. 15 km.' yi aşan mesafeler için, aradaki bazı DTT' lere ilave bir fiber optik kart takılır. Bu kartın tekrarlayıcı özelliği kullanılarak yine noktadan noktaya iletişim bağlantıları kullanılarak yeni bir veri yolu gerçekleştirilir.

Ağ mimarisinde, tüm seviyelerdeki sistem terminalleri, çok modlu fiber optik kablo üzerinden aralarında 38400 bit/sn hızıyla temel banttan haberleşirler.

11.4.2.1. Veri çakışma kontrolü

Tüm seviyelerdeki veri yolu (bus) konfigürasyonu özelliğine sahip fiber optik iletişim ağı üzerindeki herhangi bir sistem terminali bir mesaj göndereceğinde mesajı göndermeden önce öncelikle iletişim hattını dinleyerek, hattın meşgul olup olmadığını kontrol eder. Hat meşgul ise önce hattın boşalmasını bekler. Hat boş olduğunda mesajı basar. Mesaj gönderimi sürerken de hattı dinlemeye devam eder. Eğer bu sırada, hatta bir çakışma olursa, bunu algılayarak mesaj göndermeyi keser. Rastgele bir süre sonra aynı mesajı tekrar göndermeyi dener. Bu süreç Taşıyıcı Algılayan Çoklu Erişim/Çakışma Yakalama (CSMA-CD) metodunun uyarlanmasıdır.

BÖLÜM 12. BÖLGE KONTROL MERKEZİ

12.1. Bölge Kontrol Merkezi Nedir

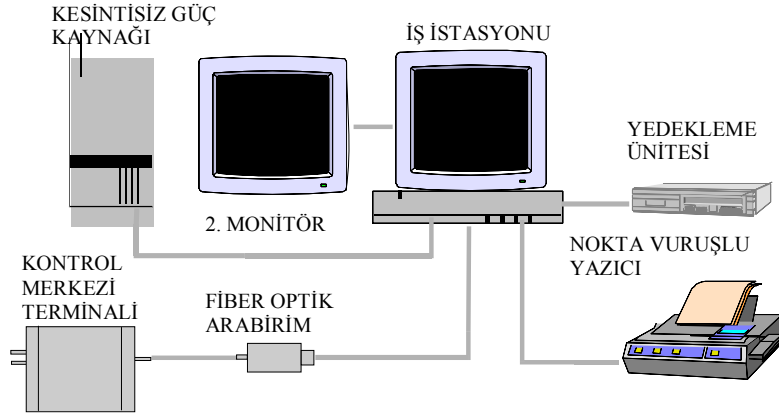
TÜDOSİS' de, dağıtım sistemi yapısı gereği hiyerarşik bir yapıda tasarlanmış, mevcut İşletme ve Bakım Müdürlüklerinin sorumluluk alanları ve coğrafi koşullar gözönüne alınarak, dağıtım şebekesi değişik bölgelere ayrılmıştır. Bu bölgelerin herbirinde, bir 154/34.5 kV ana indirici merkeze Kontrol Merkezi (KM) kurulması öngörülmüştür. KM' lerde elektrik şebekesi elemanlarına bağlı veri toplama donanımı, dağıtık halde bulunan bu donanım ile iletişim kurmayı sağlayacak iletişim ağı bulunur. Pekçok yazılım, donanım ve iletişim teknolojisinin içiçe kullanıldığı TÜDOSİS' de KM' nin görevi, iletişim ağı üzerinden uç birimlerden toplanan verileri operatörlere sunmak ve operatör aracılığı ile sistemin işletimine olanak vermektir. Bunu sağlamak için KM iş istasyonları, iletişim ağı içerisinde hierarşik yapıya uygun olarak KMT ye fiber optik ara birim aracılığıyla bağlanmıştır. Bu ara birim, elektrik sinyallerini optik sinyallere optik sinyalleri ise elektrik sinyallerine dönüştürerek, iletişim sistemini tamamlayan ve KM nin işlevsel özelliklerini yerine getirmesini sağlayan bir cihazdır.

Bu özet tanımdan KM' nin genel anlamda operatörle donanım (iletişim ağı ve uç birimler) arasında bir insan-makine arabirimi (MMI: Man-Machine Interface) üzerine dayalı olduğu söylenebilir.

12.2. Donanım

KM donanımı, Şekil 12.1'de görüldüğü gibi, veri iletişim cihazları, iş istasyonları, projeksiyon makinası veya mimik tahtası, yedekleme ünitesi, yazıcı ve çizicilerden oluşur. İş istasyonları günümüzde birden fazla monitör sürebilen ve X protokolü

sayesinde yerel ağ üzerinden diğer terminallere görüntü verebilen yapıdadır. Sisteme sadece görüntü ve veri giriş kapasitesi olan X terminaller de eklenebilmektedir.



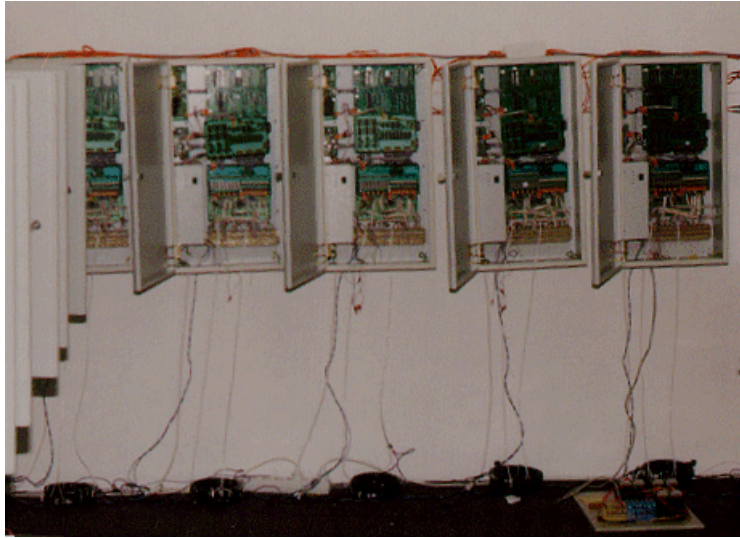
Şekil 12.1 Örnek Bir Kontrol Merkezi Donanımı

BÖLÜM 13. SİSTEMİN SAHAYA UYARLANMASI

13.1. Saha Öncesi Aşamalar

13.1.1. Entegrasyon ve Test

Sistemin sahaya uyarlanması ve montajının yapılabilmesi için öncelikle ağı oluşturan tüm T-RTU' ların önce teker teker daha sonra ise ağ yapısı içerisinde test edilmesi gerekmektedir. Bunun için, T-RTU' larını oluşturan tüm kartlar testten geçirildikten sonra montajı yapılan cihaz fonksiyonel testten geçirilir. Bu testte, T-RTU' nun içerisindeki kartların birlikte düzgün çalışıp çalışmadığı test edilir. Fonksiyonel testten geçen cihazlar ağ testine girmeye hazır durumdadırlar. Ağ testi için, tek hat şemasına göre sahada kurulacak sistemin bir benzeri laboratuvar ortamında kurulur. Burada cihazların hepsi, sistem içerisinde mesaj alışverişi ve arıza izolasyonu gibi testlerden geçirilerek, saha öncesi son testten de geçirilmiş olur.



Şekil 13.1. Laboratuvar Ağ Testinden Bir Görünüm

13.2. Saha Aşamaları

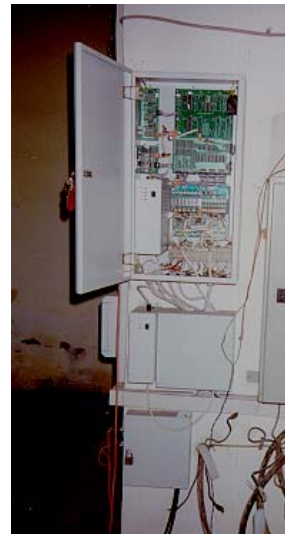
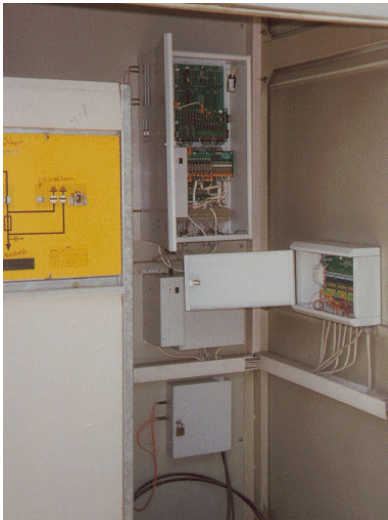
13.2.1 Sistem kurma

Dağıtım Transformatör Merkezlerinde öncelikle klemens kutusu, AG pano kutusu, 24 Volt güç kaynağı, arıza akım trafoları, yük ayırıcısı ve/veya kesici, termik röle, aydınlatma kontaktörleri, AG fider sigortaları, bucholz, termometre uyarı ve açma kontakları ve arıza akım algılama ile ilgili gözlem ve kumanda bağlantıları yapılır.

24 Volt kumanda ve gözlem bağlantısı da yapılarak, bağlantıların ön testi yapılır ve trafo koruması devreye alınır. Bu arada fiber optik terminasyon kutusu montajı ve fiber optik kablunun konnektörlenmesi ve diğer fiber optik kabloya eklenmesi gerçekleştirilir.

En son aşamada ise T-RTU montajı yapılarak, klemens ve fiber optik terminasyon kutusuna bağlantıları yapılır.

İndirici merkezlerde, hat başlarına klemens kutusu ve 24 Volt kumanda gözlem güç kaynağı monte edilerek, fider kesicisinin toprak ve faz röleleri ile ilgili kumanda ve gözlem bağlantıları gerçekleştirilir ve ön testleri yapılır. Daha sonra da HBT, İMT ve KMT'lerin montajı da gerçekleştirilerek, fiber optik bağlantıları yapılır.



Şekil 13.2. Dağıtım Transformatör Merkezlerinde Montajdan Görünümler



Şekil 13.3. İndirici Merkezde Montajdan Bir Görünüm

13.2.2. Entegrasyon ve test

Bağlantıları tamamlanan sistem terminallerinin (HBT, DTT) fiber optik portlarına fiber optik arabirim aracılığı ile diz üstü bilgisayar bağlanarak, T-RTU' nun, TÜBİTAK-BİLTEN' de geliştirilen fonksiyonel test programı vasıtasıyla merkez içi tüm gözlem ve kumanda fonksiyonları test edilir ve bütün bağlantıları kontrol edilmiş olur. merkeze gelen ve sonlandırılmış olan fiber optik kabloların yönleri ve alma veya gönderme için kullanılan uçları belirlenir. Bu belirlemeye göre yerleştirilen uçlar T-RTU' nun fiber optik portlarına bağlanır.

Diğer cihazların da bu şekilde bağlanmasıyla sistemin entegrasyonu gerçekleştirilir. KM' den operatör tarafından gönderilen komutlarla sistemin kumanda ve gözlem fonksiyonları test edilir. Böylece sistem işletilmeye hazır hale getirilir.

13.3. Sonraki Aşamalar

Saha sonrası aşamalar olarak belirtilen husus, tek hat şemasında meydana gelebilecek değişiklikler ve bunların sisteme uygulanmasıdır. Alt bölümlerde, meydana gelebilecek belli başlı değişiklikler ve bu değişikliklerin sisteme nasıl uygulanabileceği ve işleyişini bozmadan sisteme nasıl dahil edilebileceğini gösterir bazı temel örnekler verilmiştir. Öncelikle cihazın sisteme nasıl tanıtılacağı konusunda bilgiler verilmiş ve daha sonra da bu örnekler üzerinde durulmuştur.

13.3.1. Ana hususlar

Sisteme yeni bir cihaz ilavesi, cihaz çıkartılması veya fider konfigürasyon değişikliği söz konusu olduğu zaman, yapılması gereken iki ana iş söz konusudur:

- Sisteme cihazın veya değişikliklerin fiziksel olarak ilavesi veya uygulanması,
- Cihazın veya değişikliklerin sisteme tanıtılması.

Burada anlatılacak asıl konu cihazın sisteme tanıtılması için yapılması gerekenlerdir. Kendi içinde de, cihazın sisteme tanıtılmasını iki aşamaya ayırmak daha doğru olur. İlk aşama cihaz veya değişikliklerin T-MMI programına tanıtılması, ikinci aşama ise cihaz veya değişikliklerin oluşturdukları ağ yapısına tanıtılması ve uygulanması. Alt başlıklarda bu konu detaylı olarak anlatılmıştır.

13.3.1.1. Değişiklerin T-MMI programına uyarlanması

Otomasyon sistemine yeni donanım elemanları eklenmesi veya konfigürasyon değişiklikleri durumunda, TÜDOSİS Kontrol Merkezi Yazılımı alt sisteminin konfigürasyonunun yeni yapıya uygun olarak yenilenmesi gereklidir. Yenileme işlemi temel olarak şu basamaklardan oluşur:

- Sisteme eklenen elektriksel elemanların ve analog metre elemanlarının T-EDIT yazılımı kullanılarak varolan şemalara eklenmesi.

- Sisteme yeni HBT veya DTT eklenmiş olması durumunda **veya** varolan HBT ve DTT'ler arası iletişim ağının yapısında bir değişiklik yapılmış olması durumunda, iletişim ağının yapısını betimleyen konfigürasyon dosyalarının değiştirilmesi.

- Yeni şemaların SCADA'ya Hazırlanması ve sistemin yeniden başlatılması.

Sistemin güvenilir bir biçimde çalışması için, sistemin iletişim ağının yapısında yapılan değişikliklerin, iletişim ağının yapısını betimleyen konfigürasyon dosyalarına, tam ve doğru yansıtılması gereklidir. Bu konfigürasyon dosyalarının değiştirilmesi ile ilgili işlemler bir sonraki bölümde anlatılmaktadır. Söz konusu dokümantasyondaki bilgiler, konfigürasyon dosyalarının sıfırdan oluşturulması amacı ile kullanılabilmesi gibi, varolan dosyaların yeni sistem yapısına uygun olarak yenilenmesi amacı ile de kullanılabilir.

Son aşama, yeni oluşturulan şemaların T-MMI yazılımına aktarılması ve T-MMI yazılımının yeniden başlatılmasıdır. Bu aşamada, önce T-MMI yazılımından çıkılır ve T-EDIT yazılımı çalıştırılır. Yenilenen şemalar T-EDIT yazılımı kullanılarak açılır ve yeni şemalar SCADA'ya Hazırla işlemi kullanılarak T-MMI yazılımına aktarılır. İletişim Ağı Konfigürasyon Dosyalarındaki değişikliklerin de tamamlanmış olması önkoşuluna bağlı kalınarak T-MMI programı yeniden başlatılır.

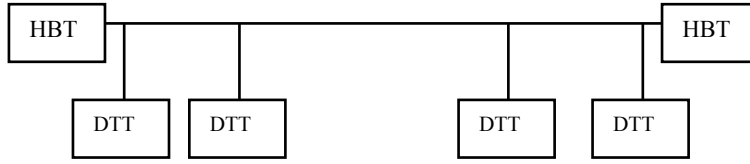
13.3.1.3. Değişikliklerin ağ yapısına uyarlanması

Bu aşama, cihazların buldukları ağ yapısına tanıtılmasını ve iletişime sorunsuz katılmasını amaçlamaktadır. Bu aşamada çeşitli senaryolar olabileceğinden, bu konu detaylı olarak örneklerde anlatılmıştır.

13.3.2. Örnekler

13.3.2.1. DTT ilavesi

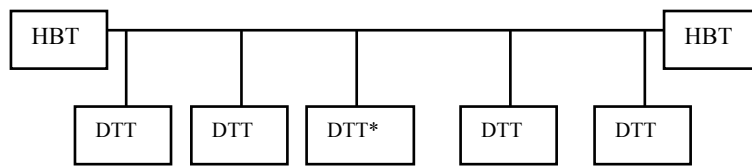
Bir fidere, herhangi iki HBT arasına, DTT ilavesi sözkonusu olabilir. Şekil 5.5'te görülen örnek sistemde, iki HBT arasına yeni bir DTT ilave edilecektir. Yukarıda da bahsedildiği gibi bu cihazın sistemi oluşturan ağa ilave edilmesi gerekmektedir.



Şekil 13.4. DTT İlavesi Yapılacak Örnek Sistem

Bunun için öncelikle cihaza bir adres verilmesi gerekmektedir. Bu adreslendirme diğer cihazların adresleri göz önüne alınarak yapılır. Adreslemeden sonra ise, bu cihazın EEPROM dosyasının oluşturulması gerekmektedir. Bu dosyalar, ait oldukları cihazların tüm cihaz özelliklerini ve ağ özelliklerini kapsayan bir dosyadır. Sistemdeki tüm T-RTU' ların EEPROM dosyası bulunur ve bunlar her bir T-RTU' nun CPU kartı üzerindeki EEPROM' unda kayıtlı bulunmaktadır.

Şekil 13.5'de gösterilen DTT ilavesi için yukarıdaki işlemlerin yanısıra ağ üzerindeki komşu iki HBT' ninde EEPROM' unun da değiştirilmesi gerekir. Her iki HBT' nin EEPROM dosyalarına, DTT' nin bulunduğu yere göre adresinin ve nesnelere yazılması gerekmektedir. Tüm bu işlemlerden sonra sistem tekrar testten geçirilmeli ve sorunsuz çalıştığından emin olunmalıdır.

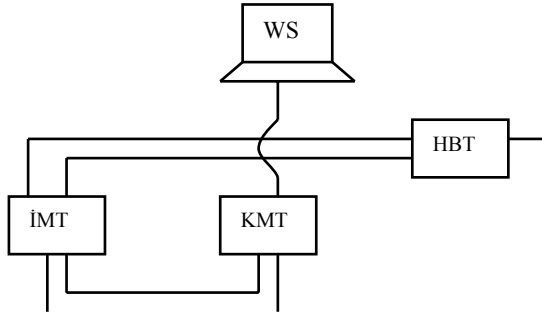


DTT* : Yeni ilave edilen DTT

Şekil 13.5. DTT İlave Edilmiş Sistem

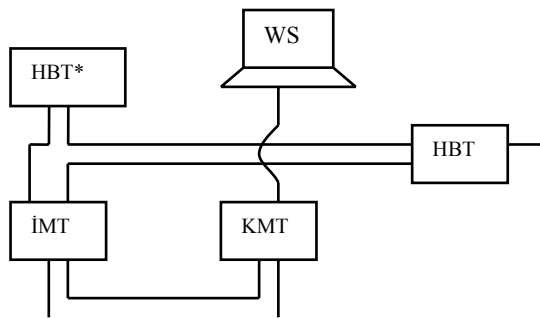
13.3.2.2. HBT ilavesi

Şekil 13.6’da HBT ilavesi yapılması olası örnek bir sistem verilmiştir. Bu örnekte, bir tane HBT bulunan İMT döngüsüne bir tane daha HBT ilavesinin nasıl yapılacağı anlatılacaktır.



Şekil 13.6. İlave Yapılacak Örnek Sistem

Şekil 13.7’de de görüldüğü gibi İMT döngüsüne ikinci bir HBT (HBT*) ilave edilecektir. Bu ilavede de DTT ilave edilmesi durumundaki gibi aşamalar söz konusudur. Yine ilave edilecek HBT’ ye yeni bir adres verilmeli ve bu yeni HBT’ nin EEPROM dosyası oluşturulmalıdır. Buna ilaveten, bu cihaz bağlı bulunacağı İMT’ ye ve gerekli durumlarda sorumlu olduğu fiderdeki karşı HBT’ ye tanıtılmalıdır. Bunu gerçekleştirmek için tanıtılacağı cihazların EEPROM’ unun değiştirilmesi gerekmektedir.

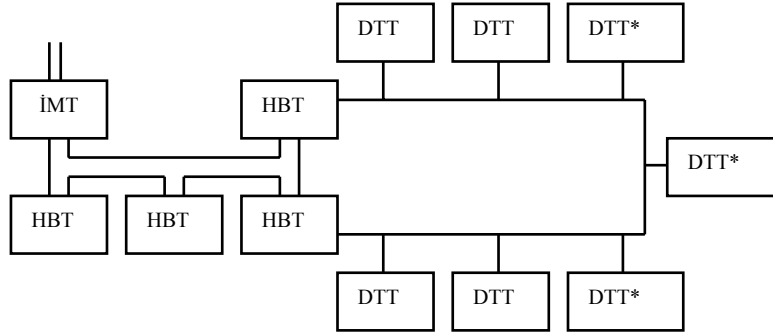


HBT* : Yeni ilave edilen HBT

Şekil 13.7 HBT İlave Edilmiş Sistem

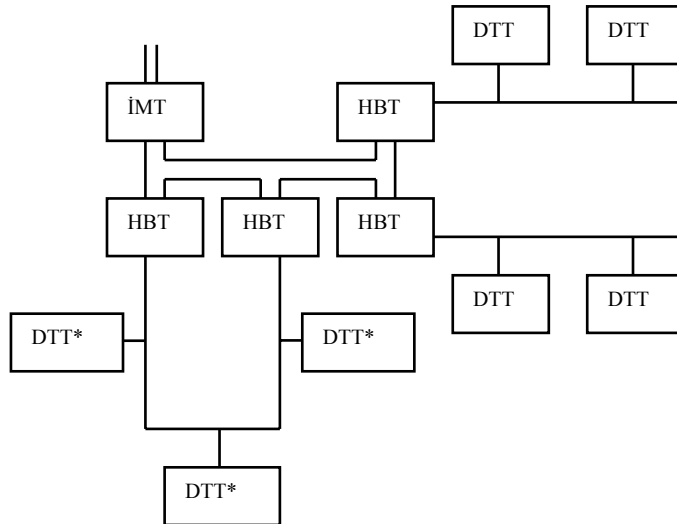
13.3.2.3. Fider konfigürasyon değişikliği

Aşağıda görülen örnek sistemde, iki HBT arasındaki DTT' ler, buldukları fiderden koparılıp İMT döngüsündeki diğer iki HBT arasına ilave edilecektir.



Şekil 13.8. Örnek Sistem

Şekil 13.9'da gösterilen değişiklikte, sistemde eskiden bulunan DTT' lerin sadece arasında bulunduğu HBT adresleri değiştiğinden, ilgili DTT EEPROM'larının değiştirilmesi gerekmektedir. Buna bağlı olarak İMT döngüsünde bulunan ilgili tüm HBT' lerin de EEPROM dosyalarının değiştirilip yeni EEPROM'ların takılması gerekmektedir.



Şekil 13.9. Fider Değişikliği Yapılmış Sistem

BÖLÜM 14. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada elektrik dağıtım sistemlerini daha etkin, daha verimli ve daha güvenilir işletmek ve kontrol etmek amacıyla tasarlanmış olan Dağıtım Otomasyon Sistemleri hakkında genel bilgiler verilmiş olup, TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi hakkında geniş bilgi verilmiştir. Bu bilgiler ışığında mevcut sistemlerle, dağıtım otomasyon sistemlerinin uygulanması durumunda elde edilecek avantajların neler olabileceği hakkında fikir verilmeye çalışılmıştır.

Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin, elektrik dağıtım sistemlerine adapte edilmesiyle genel olarak şu gibi faydalar elde edilmektedir:

- Elektrik dağıtım sistemleri daha güvenilir ve daha verimli işletilebilmektedir.
- Enerjinin kalitesi artmaktadır.
- Daha verimli ve daha etkin yönetimle birlikte, işletme ve bakım maliyetleri azalmıştır.
- Tüm sistem merkezi ve yerel bilgisayarlar tarafından otomatik olarak kontrol edildiği için, sistemde oluşan tüm olaylar operatörler tarafından gözlemlenebilmektedir.
- Sistemdeki tüm verilerin kaydedilebilmesi ile, geleceğe yönelik planlamalar yapmak daha kolay olacaktır.
- Dağıtım Otomasyon Sistemi, dağıtım istasyonları üzerindeki yükleri fiderler boyunca otomatik olarak dengeli bir şekilde dağıtarak hem sistemdeki cihazlar üzerindeki aşırı yüklenmeleri hem de sistemdeki kayıpları azaltacaktır.
- Azalan kayıplarla birlikte bu yönde gelen gelir kayıpları da azalacaktır.
- Kayıpların çeşitli fonksiyonlar vasıtasıyla azaltılması, üretim ve iletim maliyetlerini de azaltacaktır. Böylece yeni bir enerji santralinin, yeni bir iletim hattının veya yeni bir dağıtım istasyonunun yatırımı da daha ileriki yıllara ertelenmiş olacaktır.
- Dağıtım Otomasyon Sistemleri ile birlikte elektrik kesintileri en düşük seviyelere indirilebilecek, arızalı bölgeler hemen belirlenebilecek ve arızalı bölgelere en kısa sürede

(1-2 dakika, otomasyon sisteminin olmadığı yerlerde saatler alabilmektedir) müdahale edilebilecektir.

- Arızalı bölgelere hemen müdahale edilmesi ve elektrik kesinti sürelerinin azaltılması ile

bu yönde oluşan gelir kayıpları azaltılmış olacaktır.

- Elektrik kesinti sürelerinin azaltılması ile tüketicinin dağıtım yapan kuruma karşı güveni artacaktır.

- Tüketici memnuniyeti ile birlikte kurumun saygınlığı artacaktır.

- Gerilim seviyeleri istenilen toleranslarda tutulduğu için, düşük gerilim şikayetleri olmayacaktır.

- Tüm sistem merkezi noktalardan yönetildiği için, örneğin arıza veya açma-kapama olaylarına müdahale eden personel sayısında azalmalar olacaktır. Bu da personel giderlerinin azaltılmasına ya da bu yönde elde edilecek tasarrufların planlama harcamalarına kaydırılmasına zemin sağlayacaktır.

- Elde edilen tasarruflarla daha yüksek performans gösteren cihazların alımı söz konusu olabilecektir. Yüksek performanslı cihazlarla birlikte sistemin performansı da artacaktır.

- Pik yüklenme saatleri önceden belirlenebildiği için, bu saatlerde gerekli anahtarlama işlemleriyle kayıplar cihazlar aşırı yüklenmeden azaltılabilecektir.

- Sistemde kullanılan tüm cihazların bakım periyotları önceden tahminen belirlenebilecektir. Böylece cihazlar daha etkin kullanılacaktır.

- Yüksek enerji tüketen yerlerin enerji kullanılan uzaktan okunabileceği için hem kuruma daha çabuk para akışı olacak hem de sayaç okuyan personel sayısında azalma olacaktır.

- Esnek yazılımlar sayesinde daha üst düzey fonksiyonların adaptasyonu mümkün olabilecektir; böylece daha üst düzeyde yönetim imkanına kavuşulabilecektir. Yukarıda açıklanan maddeler Dağıtım Otomasyon Sisteminin kurulduğu yere bağlı olarak daha da genişletilebilir.

Dağıtım Otomasyon Sistemleri ile birlikte hem sistemin yönetilmesinde hem de maliyetlerin azaltılarak ekonomik kazançlar elde edilmesinde birçok faydalar

sağlandığı için; günümüzde gelişmiş ve gelişmekte olan tüm ülkeler tarafından tercih edilmektedir.

Hem dağıtımını yapan kuruma hem de elektriği tüketen tüketicilere sayısız faydalar sağladığı için, özellikle son yıllarda yaşanan enerji krizleri de dikkate alındığında ülkemizde de Dağıtım Otomasyon Sistemlerinin artık kurulması kaçınılmaz olmuştur. Her ne kadar bu yönde son beş yıldır çeşitli pilot uygulamalar yapılsa da, su an için yetersiz olduğu ve daha kısa sürede büyük şehirlerden başlanarak diğer şehirlerimizin de elektrik Dağıtım Sistemlerinin Otomasyon sistemleriyle kontrol edilme gerekliliği görölmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü, A.P.K. Müdürlüğü Faaliyet Raporları, 2004
- [2] TÜBİTAK, TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi Tanıtım Kılavuzu, 1992
- [3] YÜCEL, F.B., Enerji Ekonomisi, 1992
- [4] TÜBİTAK-BİLTEN, İstanbul İli Elektrik İletim ve Dağıtım Sistemi Master Planlaması ve Dağıtım Otomasyonu Seminer Notları, 1995
- [5] BASSET, D.S., IEEE Tutorial Course: “Distribution Automation , IEEE Working Group on Distribution Automation”, 1988
- [6] GÜÇSAV, M. H., ŞAHİN, S. H., ŞENYURT, G. Ş., YUNUSOĞLU, H., ONAY, O., GÜVEN, O., Dağıtım Otomasyon Sistemi Yazılımlarında Açık Sistem Yaklaşımı, Elektrik Mühendisliği 6. Ulusal Kongresi, 1995
- [7] NACAR, M., Elektrik Şebeke ve Tesisleri, 2003
- [8] ALPERÖZ, N., Elektrik Enerjisi Dağıtımı, 1987
- [9] BAASS, W., AL-UMAIR, R., “The Automation of New and Existing Substations: Why and How?” Sponsored CIGRE Study Committee, 2002
- [10] BERÇİN, N., “Scada Sisteminin İncelenmesi ve OG Elektrik Dağıtım Sistemlerine Uygulanması” İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, 1997
- [11] BAYRAM, M., Elektrik Tesisleri, 2000
- [12] SANER, Y., Güç Dağıtımı 1-2-3, 2000
- [13] GÜNEY, İ., Orta Gerilim Projelendirilmesi, 1992
- [14] DEMA, Koruma Röleleri ve Yardımcı Cihazlar Tanıtım Kataloğu, 2002
- [15] TÜBİTAK, T-RTU Tanıtım Kılavuzu, 1995

ÖZGEÇMİŞ

1980 yılında Ankara'nın Güdül ilçesinde doğdu. Lise öğrenimini İSTANBUL TUZLA TEKNİK LİSESİ'nde tamamladıktan sonra 1998 yılında Sakarya Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik -Elektronik Mühendisliği bölümünde lisans eğitimine başladı ve 2003 yılında mezun oldu. Aynı yıl Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'nde Lisansüstü eğitime başladı ve halen yüksek lisans öğrenimine devam etmektedir. 2003 yılında İSKİ TUZLA ATIKSU ARITMA TESİSİ'nde elektrik sorumlusu olarak çalışma hayatına başladı. 2004 Aralık ayında Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'de elektrik mühendisi olarak göreve başladı. 2006 Ocak ayında kısa dönem olarak askerliğini tamamladıktan sonra görevine tekrar başladı ve halen bu kurumda çalışmaya devam etmektedir.