

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

**ELEKTRİK ŞEBEKESİ İLE PARALEL ÇALIŞAN YEREL
ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ŞEBEKE KORUMA
SİSTEMLERİNE ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

İsmail SINIRCI

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Bilim Dalı

HAZİRAN 2024

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK ŞEBEKESİ İLE PARALEL ÇALIŞAN YEREL
ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ŞEBEKE KORUMA
SİSTEMLERİNE ETKİLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

İsmail SINIRCI

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Bilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mehmet Ali YALÇIN

HAZİRAN 2024

İsmail SINIRCI tarafından hazırlanan “Elektrik Şebekesi İle Paralel Çalışan Yerel Elektrik Santrallerinin Şebeke Koruma Sistemlerine Etkileri” adlı tez çalışması 11.06.2024 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği/oy çokluğu ile Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Mühendisliği Bilim Dalı’nda Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi

Jüri Başkanı :	Prof. Dr. Mehmet Ali YALÇIN (Danışman)
	Sakarya Üniversitesi
Jüri Üyesi :	Dr. Öğr. Üyesi Talha Enes GÜMÜŞ
	Sakarya Üniversitesi
Jüri Üyesi :	Dr. Öğr. Üyesi Erdal BÜYÜKBIÇAKÇI
	Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi



ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ

Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Lisansüstü Eğitim-Öğretim Yönetmeliğine ve Yükseköğretim Kurumları Bilimsel Araştırma ve Yayın Etiği Yönergesine uygun olarak hazırlamış olduğum “ELEKTRİK ŞEBEKESİ İLE PARALEL ÇALIŞAN YEREL ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ŞEBEKE KORUMA SİSTEMLERİNE ETKİLERİ ” başlıklı tezin bana ait, özgün bir çalışma olduğunu; çalışmamın tüm aşamalarında yukarıda belirtilen yönetmelik ve yönergeye uygun davrandığımı, tezin içerdiği yenilik ve sonuçları başka bir yerden almadığımı, tezde kullandığım eserleri usulüne göre kaynak olarak gösterdiğimi, bu tezi başka bir bilim kuruluna akademik amaç ve unvan almak amacıyla vermediğimi ve 20.04.2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince Sakarya Üniversitesi’nin abonesi olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Enstitü tarafından belirlenmiş ölçütlere uygun rapor alındığını, çalışmamla ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun ortaya çıkması halinde doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi beyan ederim.

(11/06/2024).

İsmail SINIRCI





Eşime ve oğluma



TEŞEKKÜR

Yüksek lisans eğitimim boyunca değerli bilgi ve deneyimlerinden yararlandığım, her konuda bilgi ve desteğini almaktan çekinmediğim, araştırmanın planlanmasından yazılmasına kadar tüm aşamalarında yardımlarını esirgemeyen, teşvik eden, aynı titizlikte beni yönlendiren değerli danışman hocam Prof. Dr. Mehmet Ali YALÇIN'a teşekkürlerimi sunarım.

İsmail SINIRCI



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ	v
TEŞEKKÜR	ix
İÇİNDEKİLER	xi
KISALTMALAR	xiii
TABLO LİSTESİ	xv
ŞEKİL LİSTESİ	xvii
ÖZET	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ	1
1.1. Tezin Kapsamı.....	1
1.2. Tezin Amacı	1
2. DAĞITIM SANTRALLERİ VE YEREL ELEKTRİK SANTRALLERİ	3
2.1. Dağıtım Sistemleri.....	3
2.2. Yerel Elektrik Santrali.....	8
2.3. Yerel Elektrik Santrallerinin Dağıtım Sistemine Etkileri.....	12
2.4. Elektrik Enerji Talebi	13
2.5. Yerel Elektrik Santrali İle Dağıtım Sistemlerinde Güç Akış Analizi	15
2.6. Dağıtım Sistemlerine Yerel Elektrik Santrallerinin Yerleştirilmesi.....	17
3. ELEKTRİK TESİSLERİNDE KORUMA.....	21
3.1. Koruma Sistemini Oluşturan Elemanlar	21
3.2. Koruma Sisteminden Beklenen Özellikler(Etkin Koruma)	22
3.2.1. Seçicilik.....	22
3.2.2. Hızlı çalışma	23
3.2.3. Güvenilir çalışma	23
3.2.4. Yedek koruma	24
3.2.5. Ekonomik olma	24
3.2.6. Kararlı olma	24
4. KORUMA RÖLELERİNİN STANDART KORUMA FONKSİYONLARI..	25
4.1. Koruma	25
4.2. Ölçüm	26
4.3. Kontrol	26
4.4. Haberleşme	26
4.5. Raporlama ve Alarmlar	26
4.6. Koruma Sisteminin Temel Ekipmanları.....	27
4.7. Aşırı Akım Koruma.....	29
4.7.1. Ani (instantaneous) aşırı akım koruma	30
4.7.2. Sabit zamanlı (definite time) aşırı akım koruma.....	31
4.7.3. Ters zamanlı (inverse time) aşırı akım koruma	31
4.7.4. Yönlü (directional) aşırı akım koruma	31
4.8. Aşırı Akım Korumasunda Koordinasyon Kriterleri.....	32
4.9. Koruma Koordinasyon Durumunun Kontrolünde Kullanılan Yöntem	34

4.10. Dağıtık Santrallerde Adalaşma (Islanding)	34
4.11. Asenkron Motorların Kısa Devreye Etkisi	35
5. İNCELENEN HES VE TERFİ MERKEZİ	37
5.1. HES ve terfi merkezi genel yapısı	37
5.2. Hızırilyas HES ve Terfi Merkezinin Paralel Çalışması Durumu	38
5.3. Kısa Devre Analizi	38
5.3.1. Asenkron Motorların Sadece Şebekeden Beslenmesi Durumu.....	39
5.3.2. Asenkron Motorların Şebeke ve HES ile Beslenmesi Durumu	41
5.3.3. Asenkron Motorların HES ile Beslenmesi Durumu.....	44
5.3.4. Şebeke ve Hızırilyas HES Bağlantıda Olması Durumu	47
6. SONUÇ	51
KAYNAKLAR.....	53
ÖZGEÇMİŞ	57



KISALTMALAR

A	: Amper
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AG	: Alçak Gerilim
CT	: Akım Trafosu
GES	: Güneş Enerji Santralleri
HES	: Hidroelektrik Enerji Santralleri
I	: Akım
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
KIGS	: Kombine Isı ve Güç Sistemleri
kV	: Kilovolt
kW	: Kilowatt
MVA	: Mega Volt Amper
MW	: Mega Watt
MWh	: Mega Watt Saat
OG	: Orta Gerilim
R	: Direnç
RES	: Rüzgar Enerji Santralleri
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition
TC	: Türkiye Cumhuriyeti
W	: Watt
X	: Reaktans
YES	: Yerel Elektrik Santralleri
YG	: Yüksek Gerilim
YH	: Yakıt Hücreleri



TABLO LİSTESİ

Sayfa

Tablo 2.1. YES'in kapasitesine göre sınıflandırılması.....	9
Tablo 4.1. Sayısal rölelerin koruma fonksiyonları ve bu fonksiyonların ANSI/IEEE standardındaki kodları: Koruma Fonksiyonu Adı (IEEE,2008)	25
Tablo 4.2. Akım transformatörleri hassasiyet sınıfları.....	29
Tablo 5.1. Asenkron Motorların Sadece Şebekeden Beslenmesi Durumunda Kısa Devre Akımları.....	41
Tablo 5.2. Asenkron Motorların Şebeke ve HES ile Beslenmesi Durumunda Kısa Devre Akımları.....	44
Tablo 5.3. Asenkron Motorların Hızırilyas HES ile Beslenmesi Durumunda Kısa Devre Akımları.....	46
Tablo 5.4. Şebeke ve Hızırilyas HES Devrede Olması Durumunda Kısa Devre Akımları	48
Tablo 5.5. Hızırilyas HES Tek Hat Şeması Ekipman Özellikleri	49



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1. Farklı gerilim seviyeleri ile iletim ve dağıtım sistemlerinden oluşan geleneksel güç sistemi (Wilis ve Scott, 2000)	4
Şekil 2.2. Dağıtım sistemlerinin beş farklı yapısı(IEEE, 1993).....	7
Şekil 2.3. YES Teknolojileri.....	10
Şekil 2.4. Farklı müşteri tiplerinin yük profili (Wilis ve Scott, 2000).....	14
Şekil 3.1. Koruma Sistemlerinde Seçicilik Prensibi (URL-1)	22
Şekil 5.1. Hızırilyas Hes Tek Hat Şeması (ETAP Programında)	38
Şekil 5.2. Şebeke Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	39
Şekil 5.3. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	40
Şekil 5.4. Hızırilyas HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	40
Şekil 5.5. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	41
Şekil 5.6. Şebeke Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	42
Şekil 5.7. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	42
Şekil 5.8. HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	43
Şekil 5.9. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	43
Şekil 5.10. Şebeke Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	44
Şekil 5.11. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	45
Şekil 5.12. Hızırilyas HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	45
Şekil 5.13. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	46
Şekil 5.14. Şebeke Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	47
Şekil 5.15. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	47
Şekil 5.16. Hızırilyas HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları	48
Şekil 5.17. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anı	48



ELEKTRİK ŞEBEKESİ İLE PARALEL ÇALIŞAN YEREL ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ŞEBEKE KORUMA SİSTEMLERİNE ETKİLERİ

ÖZET

Günümüzde enerji ihtiyacının artması ile talebi karşılamak amacıyla dağıtık (embedded) enerji adı ile; GES (Güneş Enerji Santralleri), RES (Rüzgar Enerji Santralleri), HES (Hidroelektrik Enerji Santralleri), KİGS (Kombine Isı ve Güç Santralleri), YH (Yakıt Hücreleri) gibi yerel elektrik santralleri (YES) yaygınlaşmaktadır. Dağıtık (Embedded) santrallerin mevcut şebeke ağıyla entegrasyonu sırasında bir takım istenmeyen durumlar ortaya çıkabilmektedir.

"Şebeke", enerji talep edilen iki nokta arasında elektriğin iletimi için birden fazla yol olduğu anlamına gelir. Besleyici, dağıtım gerilim seviyesine ve iletken boyutuna bağlı olarak 2 MVA'dan 30 MVA'ya kadar güç dağıtabilen küçük bir iletim sistemidir. Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (IEEE), YES'in iletim sistemine yakın yerleştirildiğini ve merkezi generatör setlerinden önemli ölçüde daha küçük (1 kW ile ~10 MW aralığında) olduğunu belirlemiştir.

YES, coğrafi ve maliyet kısıtlamaları, mevcut iletim hatlarının ihtiyacı karşılayamadığı durumlarda trafik sıkışıklığının ve şebeke kayıplarının azaltılması, nüfus artışı ve endüstriyel gelişme nedeniyle iletim hatlarının yeniden yapılandırılması gibi konularda da büyük avantajlara sahiptir. YES ile şebekelerin altyapısı için yapılacak masraflar ertelenebilir ve kaliteli enerji sağlanabilir. YES ile elektrik satmanın yanı sıra şebeke yatırımlarını geciktirme, şebeke kayıplarını azaltma, güç kaynağı güvenilirliğini artırma ve karbon vergisinden kaçınma gibi finansal faydaları da vardır.

Elektriğin sağlanmasını ve tüketicinin ihtiyaç duyduğu elektriğin kalitesini yani güvenilirliğini ve kesintisiz çalışmasını sağlamak önemlidir. Tüketilen elektriğin miktarı ve kalitesi her tüketici için kendi ihtiyaçlarına göre değişmektedir. YES'in dağıtım sistemi üzerindeki olumlu etkisi, sistemde oluşacak kayıplarda azalma, gerilim profilinde düzelme, güç kalitesini iyileştirme, sistemin güvenilirliğini iyileştirme, iletim ve dağıtımını basitleştirmesi ve yeni veya geliştirilmiş iletim ve dağıtım altyapısına yapılan yatırımları geciktirmesidir.

Elektrik tesisatları ve şebekeler istenmeyen bir durumda olabilir ve güç kaynağının devamlılığı için olumsuz sonuçlar doğurabilir. Bu olumsuzluğu ortadan kaldırmak için enerji hatlarının ve bu enerjiyi kullanan cihazların güvenli çalışma koşullarında çalışmasını sağlamak ve bu koşullar altında ortaya çıkan parçayı (arızalı parçayı) şebekeden ayırmak için tasarlanan sistemlere koruma sistemleri denir. Koruma sistemlerinin başlıca işlevlerine seçicilik, hızlı çalışma, güvenilir çalışma, yedek koruma, ekonomik olma, kararlı olma örnek verilebilir. Koruma rölesinin ana görevi, şebekede oluşan arızaları veya acil durumları tespit etmek ve arızalı kısmı sistemin servis verilebilir kısmından izole eden anahtarlama cihazına seçici ve uygun komutlar vermektir.

Güç kaynağı sistemlerinde oluşan anormal durumlar yüksek akımların oluşmasına sebep olur. Bu akımlar koruma röleleri ile tespit edilir ve gereken koruma işlevi gerçekleştirilir. Savunma koordinasyonu temel olarak; Güç sistemindeki olası her arıza noktasında, rölelerin hangi sırayla ve hangi gecikmeyle açılacağına karar vermek gerekir.

Dağıtık elektrik üretim tesislerinde koruma sistemleri adalaşma durumunu tespit edebilir olmalıdır. Herhangi bir arıza oluştuğunda ana şebekeden ayrılarak adalaşma durumu meydana gelir. Adalaşma oluştuğunda dağıtık elektrik üretim tesisleri enerji üretmeye devam ettiğinden hatlar da enerjili durumda kalacaktır. Adalaşma durumunun önlenmesi için Vektör Dalgalanma (gerilim değişim oranı tespit) röleleri veya frekans röleleri kullanılabilir. Bu yöntemlerde rölelerin koruma hassasiyeti önem arz etmektedir.

Asenkron motorlar şebeke ile paralel çalışması durumunda asenkron motorlar da herhangi bir kısa devre anında kısa devre akımını etkileyecek bir akım oluşturur.



EFFECTS OF LOCAL POWER PLANTS OPERATING IN PARALLEL WITH THE ELECTRIC GRID ON THE GRID PROTECTION SYSTEMS

SUMMARY

Electricity is delivered from the generation units, transmission levels and sub-transmissions that make up the transmission system to the distribution system, to the main load station (substation), then to the medium voltage (primary feeder) and low voltage (secondary feeder) levels that make up the distribution system and to the consumer at the lowest voltage level. The term "network" means that there are multiple paths for the transmission of electricity between any two points in the system. Transmission systems are usually networked. Transformers, which convert the energy from high voltage transmission to medium voltage distribution, are the most important equipment of the main load centre. Most distribution systems are both medium voltage (MV) and low voltage (LV) radial.

A feeder is a small transmission system capable of distributing power from 2 MVA to 30 MVA, depending on the distribution voltage level and conductor size. Usually two to twelve branches emerge from the main sub-centre. The feeder, which has a "tree-like" structure, moves from the main loading centre and goes to the consumer in small branches. In the power system, all feeders form a radial system. Some distribution systems do not have a radial structure but have a ring (point secondary) structure. In these systems, the low voltage network is designed as a grid and is fed from several medium voltage networks. The low voltage network is very reliable. In case of failure of the medium voltage network, loads can be easily transferred to another network without interrupting customer services.

There is no generally accepted definition of a local power plant in the literature. Many terms and definitions are used for LPS. For example, the International Council for Large Electricity Systems (CIGRE) defines LPS as all generation facilities with a maximum capacity of 50-100 MW located in distribution systems that were not originally planned as centralised generation units. The Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) has determined that HPP are located close to the transmission system and are significantly smaller (in the range of 1 kW to ~10 MW) than centralised generator sets.

The LPS has great advantages in terms of geographical and cost constraints, reduction of traffic congestion and network losses in cases where the existing transmission lines cannot meet the needs, and restructuring of transmission lines due to population growth and industrial development. With the LPS, infrastructure investments of the networks can be postponed and uninterrupted and high quality energy can be provided. In addition to selling electricity, the LPS also has financial benefits such as delaying grid investments, reducing grid losses, increasing power supply reliability and avoiding carbon tax.

Distribution systems are not designed to include cash-generating units like transmission systems. For example, adding a RES can change the fault current level. Therefore, local fault-tolerant devices may need to be redesigned. In addition, the resistance (R) of overhead lines commonly used at high voltage is usually smaller than the reactance (X) ($X/R \sim 5$). Line resistance has little effect on voltage drop. Line reactance affects voltage drop and line losses. However, in distribution networks, line resistance is usually larger than reactance. Therefore, since line losses are a function of the square of current and resistance (I^2R), distribution line resistance significantly affects both line losses and distribution line voltage drop.

It is important to ensure the provision of electricity and the quality of the electricity required by the consumer, i.e. reliability and uninterrupted operation. The quantity and quality of electricity consumed varies according to the needs of each consumer. Today, FACTS units are included in the system to meet the electricity needs of distribution systems to a certain extent. In addition to DC units, voltage regulation is performed in the reactive power compensation system with power electronics elements called FACTS elements and STATCOM type SVC active compensators developed in recent years. Therefore, such distribution systems deviate from radiality and the power in the system can also flow towards the source.

The positive impact of LPS on the distribution system is that it reduces system losses, corrects the voltage profile, improves power quality, improves system reliability, simplifies transmission and distribution, and delays investments in new or upgraded transmission and distribution infrastructure. In practice, it is quite difficult to utilise the positive effects of HPP. In order to make the best use of LPS in a distribution system, LPS should be placed in a suitable location with appropriate power, taking into account the characteristics of the distribution system and LPS. If the DC power installed in the power system is not suitable for its location, the advantages of DC may turn into disadvantages such as overvoltage fluctuations or line overload.

Electrical installations and networks may be in an undesirable condition and may have negative consequences for the continuity of the power supply. In order to eliminate this negativity, systems designed to ensure that power lines and devices using this energy operate in safe operating conditions and to separate the part (faulty part) that occurs under these conditions from the network are called protection systems. Examples of elements used in protection systems are breakers, measuring transformers, protection relays. The main functions of protection systems are selectivity, fast operation, reliable operation, backup protection, being economical, being stable. The main functions of protection relays used in protection systems are listed as protection, measurement, control, communication, reporting and alarm.

The main task of the protection relay is to detect abnormal or emergency situations occurring in the power system and to give selective and appropriate commands to the switching device that isolates the faulty part from the serviceable part of the system. Protection relays are connected to power systems on current and voltage transformers. False signals from the transformer may cause false tripping in the protection system. For this reason, current values under normal operating and fault conditions must be outside the saturation zone of current transformers. The selection of current transformers used for measurement and protection purposes is made by considering the following factors. These are insulation level, conversion ratio and secondary load.

Faults in power supply systems cause high currents to flow. These currents are detected by the protection elements and the relevant protection function is performed.

Overcurrent protection can be performed by thermomagnetic circuit breaker, moulded case circuit breaker, fuse and overcurrent relay. Overcurrent protection is divided into four according to its operating characteristics. They are instantaneous overcurrent protection, constant-time overcurrent protection, reverse-time overcurrent protection and directional overcurrent protection.

In relays operating in instantaneous maximum current characteristic, when the current amplitude value is equal to or more than the set current value, it operates instantly without time delay. These overcurrent relays used in substations far from the grid have a small amount of current to switch in the circuit, this amount gradually increases as they approach the grid.

The protection function is realised for different current levels with different tripping times. The circuit breaker closest to the fault trips in the shortest time, while the other circuit breakers trip sequentially as they move towards the source of the fault.

As can be seen from the characteristic curve of the reverse-time overcurrent relay, when the current is greater than the set value, the operating time changes in the opposite direction, that is, the operating time shortens as the current increases. Its advantage over constant time overcurrent protection is that it switches on in a shorter time at high currents.

Directional overcurrent relay is used to provide more selective protection in systems where the fault current can be fed from two or more points. For example, in a system consisting of two parallel feeders and a source, if a fault occurs in one of the feeders, both parallel protection elements on the source side will open unless the directional overcurrent relay is used. Thus, while both feeders are de-energised, only the faulty feeder is isolated at opposite ends with the directional overcurrent relay.

Defence coordination is basically; at each possible fault point in the power system, it is necessary to decide in which sequence and with which delay the relays will open. The connection margin, connection speed or connection time interval is defined as the time delay between the primary and backup protections. This time delay is typically used between 0.20 and 0.40 s. To implement selective overcurrent protection in electrical power systems, it is necessary to comply with the conditions for matching the overcurrent protection relay. Otherwise, energy losses will occur in the power system due to unnecessary or incorrect switch-offs.

In the event of a fault in the power supply system; the main protection element closest to the fault must operate, if the main protection cannot perform its functions for any reason, the backup protection must operate, the faulty part must be isolated as quickly and as little as possible and synchronisation current must be provided. Protection relay settings must be calculated and used in such a way that the maximum short-circuit current will not damage electrical equipment. Similarly, they must be sensitive enough to detect the minimum short-circuit current. The protection relays of the equipment they protect under normal operating conditions must allow for dimensions such as current, voltage, etc.

In a radial system, reverse-time overcurrent protection is coordinated in series with each relay, starting from the farthest relay in the system and moving towards the source. The protection equipment is coordinated with each other in terms of current and time. Coordination control between protective devices in an electrical power system must be implemented in a practical and efficient way by analysing the available time characteristics of the protective equipment.

Distribution systems utilise multiple generation sources to ensure continuity of power supply. Since the power flow is no longer unidirectional and is also more costly and complex than single-source distribution systems, this needs to be corrected by coordinating protection with the changing system topology.

Protection systems in distributed electricity generation facilities must be able to detect islanding. When any fault occurs, islanding occurs by separating from the main grid. When islanding occurs, the lines will remain energised as distributed electricity generation facilities continue to generate energy. If there is energy in the system, it creates safety risks in line repair. In addition, it causes a decrease in energy quality and damage to the energy source and loads. In order to prevent these situations, the protection system must be activated in a stable and reliable manner and prevent this situation. Vector Fluctuation (voltage change rate detection) relays or frequency relays can be used to prevent islanding. In these methods, the protection sensitivity of the relays is important. If the sensitivity is high, the distributed power plant may be disabled in small frequency or voltage changes. If the sensitivity is low, the relays may not recognise the islanding situation. Adjusting the sensitivity exactly will be healthy in terms of operation.

In the case of asynchronous motors operating in parallel with the mains, asynchronous motors also generate a current that will affect the short circuit current in the event of any short circuit. This current is caused by the rotor moving due to the residual magnetic field effect when there is no voltage in the network. The short-circuit contribution time is usually reset in 0.1 s. According to IEC/EN 60909-0 standard, if there is a motor output of more than 25% of the installed output power, the short circuit contribution of the motors integrated into the system is taken into account.

1. GİRİŞ

Günümüzde enerji ihtiyacının artması ile talebi karşılamak amacıyla dağıtık (embedded) enerji adı ile; GES (Güneş Enerji Santralleri), RES (Rüzgar Enerji Santralleri), HES (Hidroelektrik Enerji Santralleri), KİGS (Kombine Isı ve Güç Santralleri), YH (Yakıt Hücreleri) gibi santraller yaygınlaşmaktadır. Dağıtık (Embedded) üretim santrallerinin mevcut şebeke ağıyla entegrasyonu sırasında bir takım istenmeyen durumlar ortaya çıkabilmektedir. Bu durumlar kurulum aşamasında belirlenebilmelidir. Literatürde bu sorunlar entegrasyon analizleri ve optimizasyon çalışmaları yapılarak minimum düzeye indirilmeye çalışılmaktadır. Bu sorunlardan bazıları; Gerilim ve kısa devre etkisi, Frekans, sistem kayıpları, adalaşma problemi, sistemin güvenilirliği ve kararlılığı gibi durumlardır.

1.1. Tezin Kapsamı

Dağıtık santrallerin mevcut şebeke ağıyla entegrasyonu sırasında ortaya çıkabilecek istenmeyen durumlar incelenmiştir. Bu durumlar açıklanarak literatürde bu durumlara engel olmak amacıyla yapılan entegrasyon analizleri ve optimizasyon çalışmaları açıklanmıştır. Söz konusu olumsuz durumlar mevcut örnek üzerinde incelenmiş ve simüle edilerek analizler yapılmıştır.

1.2. Tezin Amacı

Bu çalışmada mevcut bir örnekten yola çıkarak Sakarya İli Serdivan İlçesi sınırları içinde bulunan Hızırilyas Hidroelektrik Santrali, Asenkron motorların bulunduğu terfi merkezi ve ana şebekeden oluşan sistem ETAP (Electrical Transient Analysis Program) programında modellenecek ve modelin elemanları açıklanacaktır. Örnek üretim santralinin ve asenkron yüklerin ana şebekeye bağlantısı ile ortaya çıkan problemler açıklanacaktır. Ortaya çıkan problemlerin nedenleri ve çözülmesi amacıyla yapılması gerekenler açıklanacaktır.

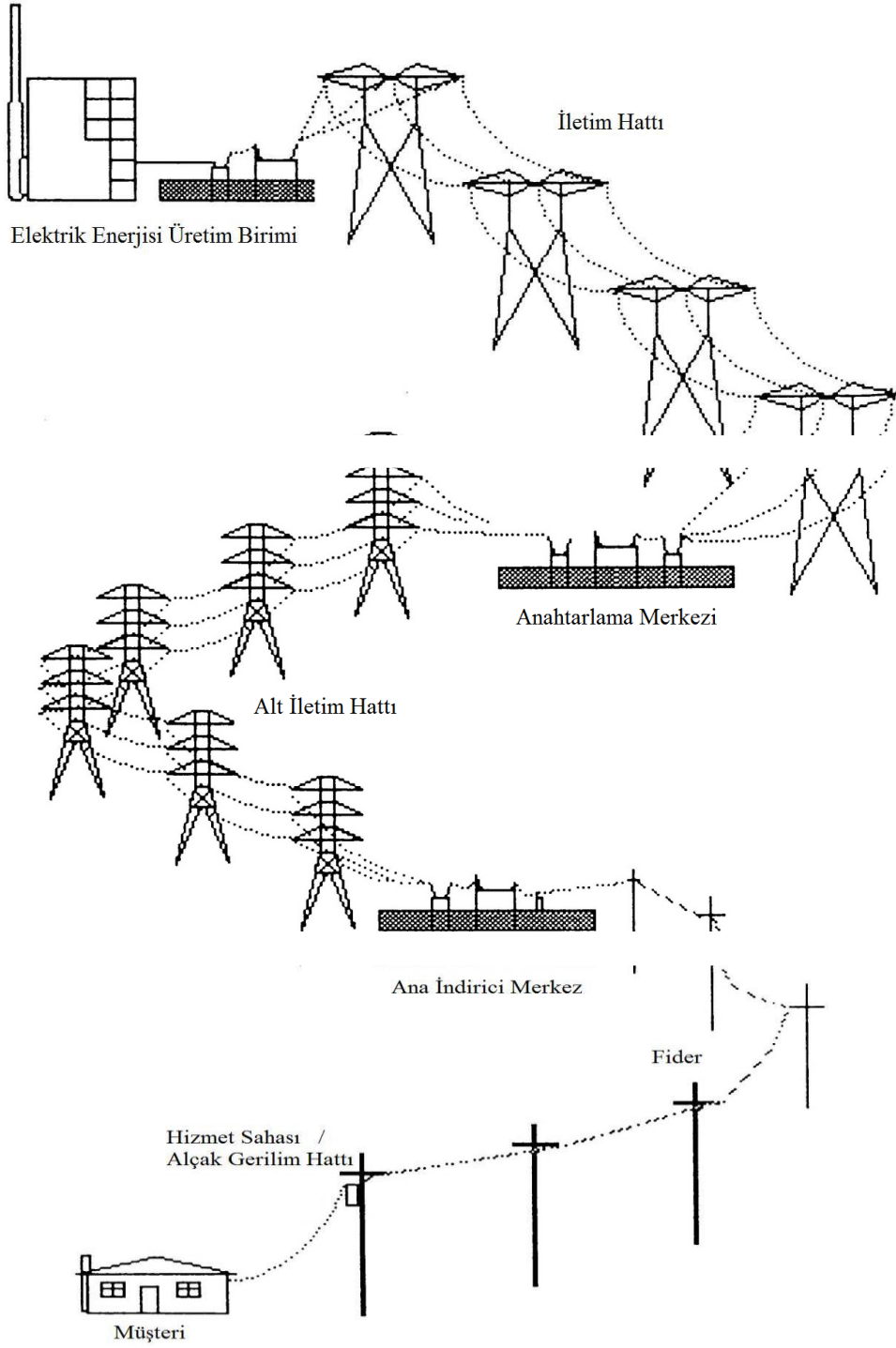


2. DAĞITIM SANTRALLERİ VE YEREL ELEKTRİK SANTRALLERİ

2.1. Dağıtım Sistemleri

Konvansiyonel güç sistemlerinde; merkezi üretim tesislerinde üretilen enerji, elektrik enerjisi şeklinde elektrik hatları aracılığıyla tüketim için tüketiciye aktarılır. Geleneksel güç sistemleri birkaç donanım katmanından oluşmaktadır (Şekil 1.1.). Her seviye, aşağı yukarı aynı işi yapan ancak sistemin farklı bölümlerinde bulunan benzer donanıma sahiptir. Örnek olarak transformatörlerin tasarlanması ve yerleştirilmesinde aynı standartlar kullanılır. Birçok güç sisteminde, elektriğin üretim merkezlerinden tüketiciye iletilmesi, farklı voltaj düzeylerindeki nesneler aracılığıyla gerçekleştirilir (Şekil 1.1). Elektrik, iletim sistemini oluşturan üretim birimlerinden, iletim kademelerinden ve alt iletimlerden dağıtım sistemine, ana yük istasyonuna (trafo merkezi), ardından orta gerilim (birincil fider) ve alçak gerilime (ikincil fider) dağıtım sistemini oluşturan seviyelerden ve en düşük voltaj seviyesinde tüketiciye verilir.

İletim sistemi; kural olarak, 115 kV ila 765 kV arasında gerilime sahip üç fazlı bir doğrusal ağıdır. "Şebeke" terimi, sistemdeki herhangi iki nokta arasında elektriğin iletimi için birden fazla yol olduğu anlamına gelir. İletim sisteminin güvenilirliği ve güç akışının sürekliliği şebeke yapısı ile sağlanmaktadır. İletim sisteminin güç ünitesinin arızalanması, sisteme yük girerken sistemin kesintisiz çalışması anlamına gelmektedir (Wilis ve Scott, 2000). İletim sistemleri, üretim tesisleri arasında elektriksel iletişim sağlar. Bu, üretim birimlerinin birbirleriyle ve sistemle senkronize çalışmasına izin verebilir. Bu, sistemin yükteki değişimden bağımsız olarak çalıştığı ve üretim ünitesinin arızalanması durumunda yük sisteme girdiğinde hatasız çalıştığı anlamına gelmektedir (Wilis ve Scott, 2000).



Şekil 2.1. Farklı gerilim seviyeleri ile iletim ve dağıtım sistemlerinden oluşan geleneksel güç sistemi (Wilis ve Scott, 2000)

Başlıca indirme merkezleri, iki farklı voltaj düzeyinin iletim ve dağıtım sistemlerinin buluştuğu noktalardır. İletim sistemleri çoğunlukla ağ bağlantılıdır. Enerji farklı iki noktaya birden çok yolla akabilir. Ana indirme merkezlerinden tüketiciye bir ağ kurmak maliyet olarak çok yüksektir. Ana yük merkezi, güç akışı için yüksek ve orta gerilime sahip kabin ve baralar, iletim ve dağıtım düzeyleri için kesiciler, röleli bir

kontrol odası, bir kontrol ve sayaç cihazı içerir. Yüksek gerilim iletiminden gelen enerjiyi orta gerilim dağıtımına çeviren transformatörler, ana yük merkezinin en önemli ekipmanlarıdır. (Wilis ve Scott, 2000).

Kademe değıştirciler ve kontrol ekipmanları genellikle transformatörlerin dönüşüm oranlarını değıştirmek için kullanılır. Bu sayede iletim düzeyinde oluşan büyük dalgalanmalardan dağıtım gerilimi fazla etkilenmeden küçük bir bant aralığında kalması sağlanır (Wilis ve Scott, 2000).

Birçok dağıtım sistemi orta gerilim (OG) ve alçak gerilim (AG) radyal yapıdadır. Ağ yapısına göre radyal sistemler daha avantajlıdır:

- Kısa devre koruması basittir
- Sistemde düşük kısa devre akımları
- Gerginliği kontrol etmesi kolay
- Güç akışını kontrol etmek ve tahmin etmek kolay
- Bütçe uygundur (Wilis ve Scott, 2000).

Bir dağıtım sistemindeki orta gerilim fiderleri, elektriği ana akış merkezinden havai hatlar veya yeraltı kabloları aracılığıyla servis alanlarına taşır. Besleyiciler orta gerilim seviyesinde çalışır. Dünyadaki en düşük orta gerilim seviyesi 1.1 kV, en yüksek orta gerilim seviyesi 66 kV'dur. Bazı dağıtım sistemleri 34,5 kV, 13,8 kV ve 4,16 kV gibi farklı orta gerilim seviyeleri kullanır (Wilis ve Scott, 2000).

Besleyici, dağıtım voltajı seviyesine ve iletken boyutuna bağlı olarak 2 MVA'dan 30 MVA'ya kadar güç dağıtabilen küçük bir iletim sistemidir. Genellikle iki ila on iki şube ana alt merkezden çıkar. "Ağaç benzeri" bir yapıya sahip olan besleyici, ana yükleme merkezinden hareket ederek küçük dallarda tüketiciye gitmektedir. Güç sisteminde tüm besleyiciler radyal bir sistem oluşturur. Orta alt merkezden sekize kadar daldan ayrılır. Ancak dünya çapında bu sayı kırka kadar değışmektedir (Wilis ve Scott, 2000).

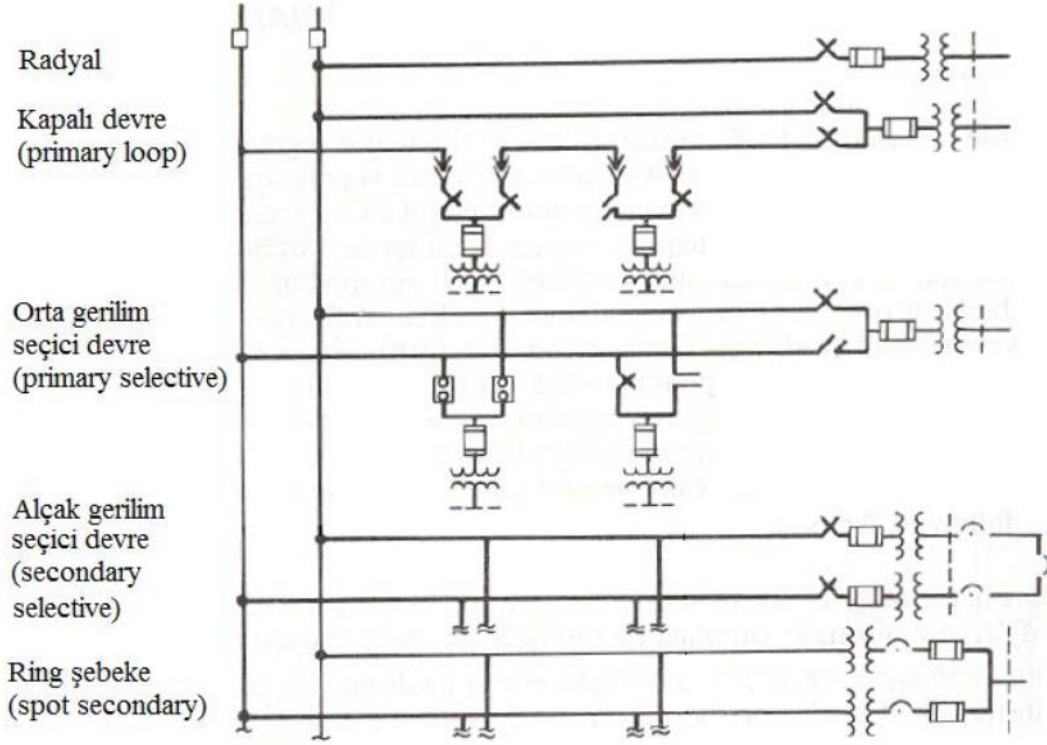
Üç fazlı bir ana güç grubu oluşturan ana hat, birkaç ana hatta ayrılır. Bu ana dallar kırılma noktalarında (açılma noktası, boşaltma noktası), yani bir besleyicinin başka bir besleyicinin ucuyla birleştiği yerdedir. Bu açık noktalarda, acil bir durumda iki besleyiciyi birbirine bağlayacak ortak bir anahtar bulunur. Besleyicilerin bağlantısı, devre kesiciler açılarak kesilebilir. Bu, acil bir durumda tehlikeli parçanın bir anahtar

vasıtasıyla diğer parçalardan ayrılabilmesini ve arızalı parçanın hizmet verdiği tüketicilerin başka bir şekilde elektriği alabilmesini sağlar. Ayrıca anahtarların kapatılması kapalı bir devre oluşturabilir. Sistemdeki tüm düğümler bir halkada bağlıysa, bu "kapalı döngü ağı" olarak tanımlanır (Laptante, 2000).

ABD'deki çoğu dağıtım sistemi " weakly meshed", yani radyal veya gevşek bağlı sistemlerdir. Besleyicileri normalde açık portlar veya hat kesicilerle birleştirerek çoklu kapalı devreler oluşturulur. Kapalı devrelerin bulunduğu bu zayıf sisteme, kapalı bir dağıtım sistemi anlamına gelen gevşek ağ besleyiciler denilmektedir. (Baran ve Kelley, 1995).

Tanım olarak, bir besleyici, ana akış aşağı merkezi ile açık nokta arasındaki tüm orta gerilim bölümlerini bulundurur. Dağıtım düzeyindeki anahtarlama üç fazlı, iki fazlı veya tek fazlı hatlar ana hattın bir parçası olarak kabul edilir. Ana hatlar ve anahtarlama parçaları çoğunlukla dağıtım iletkeninin en büyük kesiti ile üç fazlı yapılır. Besleyici, acil bir durumda diğer besleyicileri yedeklemek için yüksek bir bant genişliğine sahiptir. Dağıtım besleyicilerinin büyük çoğunluğu havai hatlar şeklinde yapılır. Yalnızca yoğun nüfuslu kentsel alanlarda veya estetiğin önemli olduğu yerlerde, yeraltı kabloları havai hatlardan üç ila on kat daha pahalıya mal olabilir. Yardımcı fiderler (yan seviye), ana fiderin yan dallarıdır ve yardımcı fiderler, ana alt merkezden tüketiciye güç aktaran orta gerilim seviyesinin son kısmıdır. Yardımcı hat ana hat ile aynı gerilim düzeyine sahiptir ve ana hatta bağlıdır (Wilis ve Scott, 2000).

Dağıtım sistemleri radyal dışında birkaç farklı yapıya sahiptir. Şekil 2.1. dağıtım sistemlerinin çeşitli yapılarını gösterir. Hastaneler gibi kritik yüklerin bulunduğu alanlar gibi yüksek güvenilirlik gerektiren alanlarda dağıtım sistemi kapalı döngü ağı (birincil döngü) olarak yapılandırılabilir. Anahtarlama donanımının çalışması ve korunması için olduğu kadar kapalı ağlardaki güç hatlarının korunması içinde röle eşleştirmesi gereklidir (Short, 2004).



Şekil 2.2. Dağıtım sistemlerinin beş farklı yapısı(IEEE, 1993).

Kapalı çevrime (birincil çevrim) ek olarak, iki orta gerilim şebekesini besleyerek kritik yüklerin daha güvenilir bir şekilde iletebileceği üç seçenek daha vardır. Bu seçeneklerden; orta gerilim seçici devresi (birincil seçici) ve alçak gerilim seçici devresi (ikincil seçici) şebekeden beslenir. Bu seçici devreler doğada radyaldır. Alçak gerilim seçici devre tasarımında, ek transformatörler ve yüksek maliyet nedeniyle genellikle birincil seçici devre tercih edilir. Normalde kapalı bir orta gerilim gelen devre kesici, bir gerilim düşüşü algılandığında açılır.(Short, 2004).

Bazı dağıtım sistemleri radyal bir yapıya sahip olmayıp halka (nokta ikincil) bir yapıya sahiptir. Bu düzende alçak gerilim hattı şebeke olarak tasarlanır ve birkaç orta gerilim hattından beslenirler. Alçak gerilim şebekesi çok güvenilirdir. Orta gerilim şebekesinin arızalanması durumunda, müşteri hizmetleri kesintiye uğramadan yükler kolaylıkla başka bir şebekeye aktarılabilir (Short, 2004).

Etkin şiddeti 1000 Volt'un altında olan gerilim düzeylerine alçak gerilim denir, etkin şiddeti 1000 Volt ile 36000 Volt arasında olan gerilim düzeylerine orta gerilim, etkin şiddeti 36000 Volt'un üzerinde olan gerilim düzeyleri de yüksek gerilim olarak adlandırılır. Dağıtım sistemlerinde müsaade edilen orta gerilim düzeyleri 34.5, 33, 31.5 ve 6.3 kV olarak, alçak gerilim düzeyi ise fazlar arası 400 V, faz nötr arası 230 V

olarak belirtilmiştir. İletim sisteminin nominal gerilim düzeyleri ise 380, 154 ve 66 kV'tur. Bu düzeyler Türkiye Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından belirlenmektedir (RG, 2003).

2.2. Yerel Elektrik Santrali (YES)

Konvansiyonel bölgesel üretim sisteminde, güç arttıkça üretim birimlerinin verimliliği artar ve büyük üretim birimlerinin MW maliyeti, benzer küçük üretim birimlerinden olduğu için düşüktür. Büyük üretim tesislerinin avantajı, büyük miktarda yakıt depolamak için alan olmasıdır. Kömür, özellikle YES için depolama ve nakliye açısından ekonomik değildir; En verimli fosil yakıttır, dünya çapında istikrarlı tedarikçilere sahiptir ve petrol ve doğal gazdan daha az fiyat değişkenliği vardır. Büyük generatör setlerinin fazlalığı, bir iletim sistemi kullanılarak ve en verimli generatör seti seçilerek en aza indirilebilir. Ayrıca küçük ekipler büyük üretim tesislerini yönetebilir. Büyük üretim tesislerinin teknolojik gelişimini tamamlaması ve küçük üretim tesislerinin teknolojik olarak halen gelişmekte olması küçük üretim tesislerini ekonomik olarak avantajlı yapmaktadır. Enerjiye olan talep dünya nüfusunun artması, teknolojinin yenilenmesi ve sanayinin gelişmesi ile sürekli artmaktadır. Bu talebi karşılamak amacıyla geleneksel üretim tesislerinin fosil yakıt kullanması çevre kirliliğini artırmaktadır. Ayrıca fosil enerji kaynaklarının tükenmesi ve fiyatların hızla artmasıyla birlikte enerji maliyeti de artmaktadır. Ancak son yıllarda enerji sektöründe çevre düzenlemeleri, enerji verimliliği iyileştirmeleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması, enerji sektöründe enerjide dışa bağımlılığın azaltılması gibi politikalar TC'nin bir parçası olmalarına neden olmuştur.

Literatürde yerel bir elektrik santralinin genel kabul görmüş bir tanımı yoktur. YES için birçok terim ve tanım kullanılmaktadır. Örneğin, Anglo-Amerikan ülkeleri "embedded generation" terimini, Kuzey Amerika ülkeleri " decentralised generation " terimini ve Avrupa ve Asya'nın bazı kısımları "merkezi olmayan nesil" terimini kullanmaktadır (Ackermann ve Anderson, 2001). Dağıtım sistemlerine katılan elektrik üretim birimi için "distributed generation" veya "embedded generation" terimi kullanılırken, "dispersed generation" terimi, merkezi üretim biriminden ayrı olarak kullanılan bir üretim birimi için kullanılmaktadır (Jenkins v.d. 2000).

YES, boyut (watt cinsinden), konum ve voltaj seviyesi gibi çeşitli tanımlara sahiptir. Örneğin; Uluslararası Büyük Elektrik Sistemleri Konseyi (CIGRE), YES'i, başlangıçta

merkezi üretim birimleri olarak planlanmayan dağıtım sistemlerinde bulunan maksimum 50-100 MW kapasiteli tüm üretim tesisleri olarak tanımlamıştır (CIGRE, 1998). Bu tanım, YES'in iletim sisteminin kontrolü dışında olduğunu gösterir. Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (IEEE), YES'in iletim sistemine yakın yerleştirildiğini ve merkezi generatör setlerinden önemli ölçüde daha küçük (1 kW ila ~10 MW aralığında) olduğunu belirlemiştir (Pepermans v. d. ,2005). Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) 2002 yılında YES'i yerel dağıtım şebekesinde veya tüketici tarafında elektrik üreten birimler olarak tanımlamıştır (IEA, 2002). IEA, tanımında bir üretim biriminin boyutunu belirtmemiştir (Pepermans v.d. ,2005). YES'in birkaç tanımı vardır ve bazılarında burada bahsedilmiştir. Bazı tanımlar iletim sistemine bağlı yüksek güç üretim birimlerini ele alırken, diğerleri dağıtım sistemlerine bağlanması gereken düşük güç üretim birimlerine odaklanmaktadır. Tüm tanımlarda, en azından, dağıtım sistemlerine bağlı küçük güç tesisatları, doğru akımın bir parçası olarak kabul edilmektedir (Pepermans v.d. ,2005).

Ackermann ve diğerleri, dağıtım sistemlerinde veya ağı tüketici tarafında elektrik üreten bir cihaz olarak YES'in genel bir tanımını yapmışlardır. Tartışılan konular, bir YES'in tanımında farklılık gösteren YES'in amacı, konumu, boyutu ve teknolojisiydi. (Acıelman ve Anderson, 2001). YES aktif elektrik enerjisi üretmek için vardır. YES'in amacı üzerinde fikir birliği vardır.

Pozisyon YES; güç ünitelerinin kurulumu ve çalıştırılması, bir tüketim ölçer aracılığıyla doğrudan dağıtım sistemlerine veya ağına bağlanır. Bu tanım ile YES hükmünün elektrik üretiminin dağıtım düzeyinde olduğu belirtilmektedir.

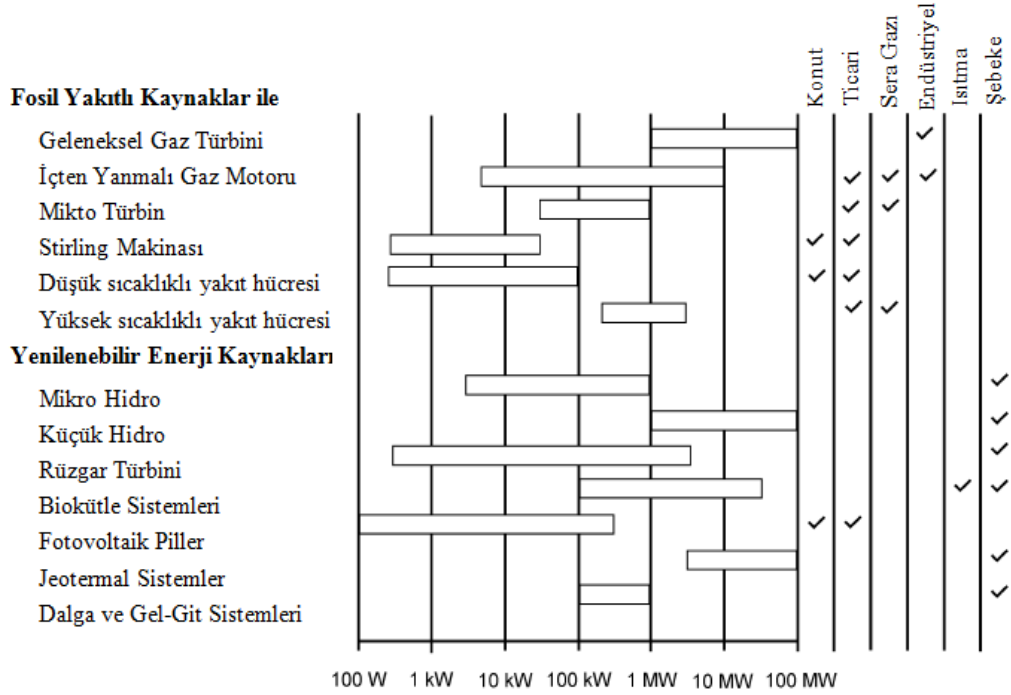
Kapasite YES; maksimum çıkışı, voltaj seviyesi, dağıtım sisteminin boyutu gibi yerel dağıtım ağının koşullarına bağlı olarak değişebilir.

YES'in kapasitesine göre sınıflandırılırsa;

Tablo 2.1. YES'in kapasitesine göre sınıflandırılması

Mikro YES	1 W	5 kW
Küçük YES	5 kW	5 MW
Orta YES	5 MW	50 MW
Büyük YES	50 MW	300 MW

YES Teknoloji; fosil ve yenilenebilir kaynaklar olarak sınıflandırılır: Fosil yakıt kaynakları; buna konvansiyonel gaz türbini, gaz motoru, mikro türbin, yakıt hücresi gibi kaynaklar dâhildir. Yenilenebilir kaynaklar, mikro ve küçük hidrolikler, rüzgâr türbinleri, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı ve gelgit enerjisi gibi fosil olmayan kaynakları içermektedir (Ackermann ve Anderson, 2001). Çeşitli YES teknolojileri sınıflandırılmış ve Tablo 3.2'de listelenmiştir (Van Werven, ve Scheepers, 2005).



Şekil 2.3. YES Teknolojileri

YES'ler, modülerdir ve genellikle küçüktür. YES'in modüler yapısı kurulumu basitleştirir ve maliyeti düşürür. Ancak istenirse YES'in performansı çok kısa sürede ve minimum maliyetle arttırılabilir. Finansal modülerlik, maliyet azaltma, risk azaltma ve maliyet erteleme anlamına gelir. YES, coğrafi ve maliyet kısıtlamaları, mevcut iletim hatlarının ihtiyacı karşılayamadığı durumlarda trafik sıkışıklığının ve şebeke kayıplarının azaltılması, nüfus artışı ve endüstriyel gelişme nedeniyle iletim hatlarının yeniden yapılandırılması gibi konularda da büyük avantajlara sahiptir. YES ile şebekelerin altyapı yatırımları ertelenebilir ve kaliteli ve kesintisiz enerji sağlanabilir. Müşterilerin güvenilirliği yüksek olan elektrik enerjisi talebindeki artış da YES yoluyla karşılanabilmektedir.

Yenilenebilir enerjiden yapılan YES'ler, fosil yakıt bazlı enerji kaynaklarına kıyasla daha temiz enerji üretir. Ayrıca yakıt fiyatlarına daha az bağımlıdırlar. Bu sistemlerin

en büyük dezavantajı, ilk yatırımlarının diğer kaynaklara göre çok yüksek olmasıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının bir diğer dezavantajı, coğrafi konum gerektirmeleri ve ürettikleri elektriğin tahmin edilememesidir.

Yenilenebilir kaynaklardan üretilecek enerji tahmin edilemediği için şebekinin dengesini ve voltaj düzeyini sabit tutmak maliyeti arttırmaktadır. Doğru akımı ekonomik açıdan değerlendirebilmek için elektrik üretim maliyetinin birçok değişken dikkate alınarak hesaplanması gerekmektedir. Elektrik üretim maliyetleri; yatırım, işletme ve finansal maliyetlerden oluşmaktadır. Mühendislik maliyetleri, tesis inşaatı, lisans ücretleri ve MW başına şebeke bağlantısı gibi yatırım maliyetleri sabit maliyetlerken, MWh başına şebeke bağlantı maliyetleri değişken maliyetlerdir. Santral işletimi, sabit vergiler, bakım maliyetleri, sigorta maliyetleri ve MW başına enerji tarifi gibi işletme maliyetleri sabit maliyetlerdir; plansız bakım maliyetleri, yakıt maliyeti, yakıt vergisi, MWh başına elektrik tarifi de değişken maliyetlerdir. Finansman maliyeti aynı zamanda yatırımcılara ve bankalara yapılan ödemelerden oluşmaktadır (Wilis ve Scott, 2000).

Yenilenemeyen enerji kaynakları başta olmak üzere hidroelektrik şebekelerin tasarım ve bağlantı maliyetleri toplam maliyet içinde önemli bir yer tutmaktadır. YES ile elektrik satmanın yanı sıra şebeke yatırımlarını geciktirme, şebeke kayıplarını azaltma, güç kaynağı güvenilirliğini artırma ve karbon vergisinden kaçınma gibi finansal faydalar da vardır. Temiz elektrik üretimini teşvik etmek için genellikle çeşitli çevresel sübvansiyonlar ve vergiler getirilir. Kyoto Protokolü'ne imza atan ülkeler, fosil yakıtların kullanımını azaltmak için yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarını destekler nitelikte politikalar geliştirmektedirler. Örneğin, ülkeler yenilenebilir enerji kaynakları kullanabilir veya geleneksel enerji kaynaklarına ek vergiler getirebilir. Mali yardım, nakit bağış şeklinde sağlanabilir veya yenilenebilir enerjinin satışı maliyetin üzerinde olabilir veya gelir vergisinden muaf olabilir. Vergi önlemleri, geleneksel yakıtlardan veya yakıt oksidasyonunun yan ürünlerinden enerji üretiminin (örneğin enerji veya karbon) vergilendirilmesini içerebilir.

Ancak, geleneksel üretim tesislerinden elde edilen elektriğin maliyeti hesaplanırken çoğunlukla asit yağmuru, petrol sızıntısı tepkisi ve iklim değişikliğinin etkileri gibi çevresel faktörleri hesaba katmaz. Hesapta yer almaları konusunda çalışmalar olmasına rağmen, henüz genel kabul görmüş bir metodoloji yoktur. Sosyal maliyetler, çevreye ve insan sağlığına verilen zararın ekonomik maliyeti olarak yatırım

maliyetlerine eklenmez (Wilis ve Scott, 2000). YES, sosyal, çevresel ve operasyonel nedenlerle merkezi üretim tesislerinden daha pahalıdır.

2.3. Yerel Elektrik Santrallerinin Dağıtım Sistemine Etkileri

Konvansiyonel güç sistemlerinde iletim sistemi, güç iletiminin sürekliliğini ve güvenilirliğini sağlamak için tasarlanmıştır. İletim sistemi, güç üniteleri ve uzun hatlardan oluşan bir ağ yapısıdır. Dağıtım sistemleri ise sistemi güç dağıtım arızalarından korumak ve güç dalgalanmalarını ve kayıplarını en aza indirmek için tasarlanmıştır. Dağıtım sistemlerindeki elektriğin yönü, iletim sistemlerinden birçok son kullanıcıya tek yönlüdür. Dağıtım sistemleri, iletim sistemleri gibi nakit yaratan birimleri içerecek şekilde tasarlanmamıştır. Örneğin, YES eklemek, arıza akımı seviyesini değiştirebilir. Bu nedenle, yerel hataya dayanıklı cihazların yeniden tasarlanması gerekebilir. Ek olarak, çoğu dağıtım sistemi radyal bir yapıya veya kapalı bir tedarik ve yardımcı tedarik hatları ağına sahiptir. İletim sistemlerinde kullanılan güç akışı analiz algoritmaları, bir iletim sistemi gibi ağ değil, radyal oldukları için genellikle başarısız olur. Algoritmalar, dağıtım sistemlerinin doğasına göre tek yönlü güç akışı işlevi kullanılarak tasarlanır (Ackermann ve Anderson, 2001). Bu nedenle, dağıtım sistemindeki güç dağıtım algoritmalarının, DA dâhil olmak üzere yeniden yapılandırılması gerekir.

Ek olarak, yüksek voltajda yaygın olarak kullanılan havai hatların direnci (R), genellikle reaktanstan (X) ($X/R \gg 5$) daha küçüktür. Hat direncinin voltaj düşüşü üzerinde çok az etkisi vardır. Hat reaktansı, voltaj düşüşünü ve hat kayıplarını etkiler. Ancak dağıtım ağlarında, hat direnci genellikle reaktanstan daha büyüktür. (Ackermann ve Anderson, 2001). Bu nedenle, hat kayıpları akım ve direncin (I^2R) karesinin bir fonksiyonu olduğundan, dağıtım hattı direnci hem hat kayıplarını hem de dağıtım hattı voltaj düşüşünü önemli ölçüde etkilemektedir (Short, 2004).

Ayrıca SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) alçak gerilim dağıtım sistemlerinde yaygın olarak kullanılmamaktadır. SCADA sistemleri; sistem verilerini toplar ve analiz ederek enerjinin üretimden dağıtıma kadar yönetir. Böylece sistemin emniyetli ve ekonomik çalışmasını sağlar. Alçak gerilim düzeyinde SCADA olmadığından veriler toplanamamaktadır ve dağıtım sisteminin kontrol edilmesi zordur. Bu nedenle, YES'i merkezi üretim birimleri olarak kontrol etmek kolay değildir (Ackermann ve Anderson, 2001).

YES ve geleneksel merkezi üretim üniteleri arasında hem yapı hem de şebeke bağlantı teknolojisi açısından önemli farklılıklar olabilir. Büyük güç ünitelerinde, senkron generatörler esas olarak elektrik enerjisini mekanik enerjiden elde etmek için kullanılır. Tasarımları gereği bu üniteler hem aktif hem de reaktif güç üretebilmektedir. Bu nedenle bağlı oldukları busbar üzerindeki gerilimi rahatlıkla izleyebilirler. Senkron generatörler ayrıca yüksek kapasiteli ısıtma, havalandırma ve iklimlendirme sistemlerinden çıkan doğalgaz gibi kojenerasyon tesislerinde de kullanılmaktadır. Bu nedenle onları reaktif gücün kontrolü altına almak kolaydır (Ackermann ve Anderson, 2001).

Asenkron generatörler esas olarak orta gücü ve özellikle düşük gücü elektrik enerjisine dönüştürmek için kullanılır. Asenkron generatörlerin performans özellikleri, senkron generatörlerden farklıdır. Örneğin doğrudan şebekeye bağlı bir endüksiyon generatörü reaktif güç üretmez, devreye alma ve işletme sırasında şebekeden reaktif güce ihtiyaç duyarlar. Şebekeye bağlı asenkron generatörlerin eksikliklerinin üstesinden gelmek için çeşitli teknik seçenekler vardır. YES teknolojilerinin üretiminde kondansatör, elektronik dönüştürücü gibi birçok seçenek kullanılmıştır. Ancak, bu ek bir maliyetle gelmektedir (Ackermann ve Anderson, 2001).

Son olarak, fotovoltaik hücreler, pil depolama sistemleri, yakıt hücreleri ve küçük hidroelektrik santralleri gibi kaynaklar, doğru akım ürettikleri için bir arayüz aracılığıyla şebekeye bağlanmalıdır. Modern elektronik arayüzler, belirli bir frekansta DC gerilimi AC gerilime ve aktif/reaktif akıma dönüştürmek için çeşitli çözümler sunarlar. Elektronik güç dönüştürücüler, bir dağıtım ağındaki voltajı düzenlemek için de kullanılabilir. Bazı durumlarda, dağıtım ağı ve dağıtılmış dönüştürücüler birbirleriyle etkileşerek bir kontrol sorunu yaratır. Nadir durumlarda bu, dağıtım şebekelerinde güç dalgalanmalarına neden olabilmektedir (Ackermann ve Anderson, 2001).

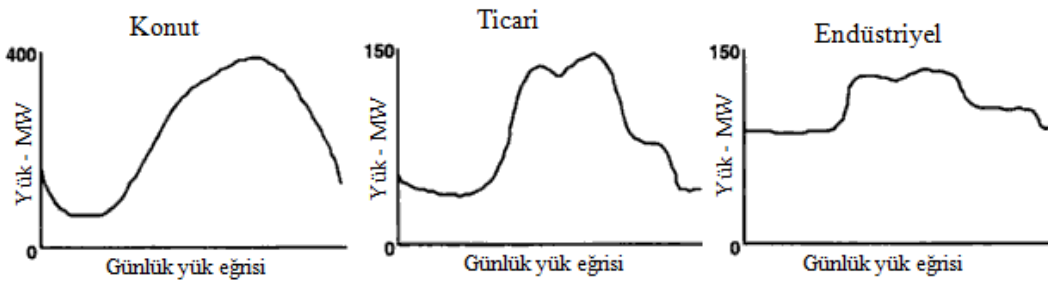
2.4. Elektrik Enerji Talebi

Elektrik tüketicileri, elektriği şebekeden veya en yakın yerel elektrik santralinden alırlar. Elektrikğin sağlanmasını ve tüketicinin ihtiyaç duyduğu elektrikliğin kalitesini yani güvenilirliğini ve kesintisiz çalışmasını sağlamak önemlidir. Tüketilen elektrikliğin miktarı ve kalitesi her tüketici için kendi ihtiyaçlarına göre değişmektedir. Tüketiciler

genel olarak elektrik tüketim alışkanlıklarına göre konut, ticari ve endüstriyel olmak üzere üç farklı sınıfa ayrılmaktadırlar (Wilis ve Scott, 2000).

Elektrik, su ısıtma, ev ısıtma, aydınlatma ve benzeri işlerde kullanılır. Her evin farklı günlük aktiviteleri, aletleri ve markaları vardır. Kullanılan elektrik miktarı zamanla değişir ve elektriğin kalitesi evde kullanılan cihazlara bağlıdır. Konut binaları gibi ticari işyerleri elektriği aydınlatma, soğutma ve ısıtmak için kullanır. İşyerleri ise içerisinde bulunan elektrikli aletlerin çeşidine göre farklı ihtiyaçlara sahiptir. Fabrikalarda ve çeşitli endüstriyel tesislerde kompresör, motor gibi farklı farklı endüstriyel ekipmanlar bulunmaktadır (Wilis ve Scott, 2000).

Tüketiciler, hava sıcaklığı, tatiller ve mevsimler gibi değişkenlere bağlı olarak farklı zamanlarda farklı miktarlarda elektriğe ihtiyaç duyarlar. Tüketicilerin talep ettiği güç zamanın bir fonksiyonu olarak ifade edildiğinde, sınıfları içindeki taleplerin aynı olduğu görülmektedir. Bu nedenle çoğu yardımcı program yükü her sınıfın yük derecesine böler. Şekil 4.1'e göre, her sınıfın performansı, her sınıftaki müşterilerin bir gün veya bir yıl boyunca ortalama yük kullanımını gösteren bir "yük eğrisi" kullanılarak belirlenebilir. Yük eğrisine benzer bir "zaman yük eğrisi", gerekli gücün en yüksekten en düşüğe sıralanmasıyla oluşturulur. Zamana değil, yük seviyesine bağlı olarak inşa edilir. Bu, maksimum ve minimum güç gereksinimleri ve yıllık yük eğrisi altındaki toplam alan dikkate alınarak hesaplanan enerji yük eğrisi ile aynıdır (Wilis ve Scott, 2000).



Şekil 2.4. Farklı müşteri tiplerinin yük profili (Wilis ve Scott, 2000)

Müşterinin belirli bir zaman diliminde ihtiyaç duyduğu gücü gösteren yük eğrisi analizi, müşterinin ihtiyaçlarının ve de ihtiyaç duyulan gücün belirlenmesinde önemli bir eğerdir. Dağıtım sistemlerindeki yük analizi, güvenilir ve kesintisiz güç aktarımı için kritik öneme sahiptir. Dağıtım planlamacıları için en önemli yük eğrisi analiz bilgileri;

- Gerekli maksimum güç, zaman ve süre
- Enerji kullanımı (yıllık yük eğrisinin altındaki toplam alan)
- Minimum güç tüketimi, zaman ve süre.

Yük eğrisi analizi elektrik üretiminde kullanılan tesislerin seçiminde eve üretim planlamasında kullanılır. Yük profili, Dağıtık üretim veya güç transformatörleri modellenirken, büyüklükleri ve konumları belirlenirken de dikkate alınmaktadır (Wilis ve Scott, 2000).

2.5. Yerel Elektrik Santrali İle Dağıtım Sistemlerinde Güç Akışı Analizi

Dağıtım sistemlerinde yeraltı kablolarının kullanılması ve genellikle radyal yapıda olması nedeniyle enerji hatlarının aksine hatların X/R oranı birden azdır. Ayrıca dağıtım sistemleri tek fazlı, iki fazlı ve üç fazlı hatlara sahip olabileceğinden dengesiz bir yapıda olabilir. Ayrıca, sistem matrisleri mutlaka koşullu matrisler değildir. Yani matris elemanlarının değerlerinde çok küçük bir değişiklik, sistemin çözümünde çok büyük değişikliklere neden olur. Bu sebeplerden dolayı iletim sistemlerinde güç akışı analizi için kullanılan Newton-Raphson, Gauss-Seidel gibi geleneksel güç akışı hesaplama yöntemleri ve benzeri yöntemler dağıtım sistemlerindeki güç akışını hesaplamak için yeterli olmayabilir. Bu sebeple dağıtım sistemlerinde dengeli veya dengesiz sistemler için algoritmalar geliştirilmiştir. Bu algoritmalar iki gruba ayrılabilir (Eminoğlu, 2007).

Bunlar;

- Radyal sistemler için geleneksel algoritmaların geliştirilmiş versiyonları. (Zhang ve Cheng, 1997).
- Kirchhoff'un akım ve gerilim yasasını kullanarak radyal bir sistemde doğrudan ve/veya ters hesaplamalara dayalı algoritmalar, iletim hattı parametrelerinden oluşan gerilim denklemi (ikinci dereceden denklem), aktif ve reaktif güç veya dağıtım hatları için çeşitli gerilim formülasyonları ve tarama adı verilen algoritmalar (Shirmohammadi v.d,1988).

Dağıtım sistemleri için geliştirilen ikinci grup algoritmalar, sistem voltajının (tarama tabanlı), yüksek yakınsama hızının, kısa hesaplama süresinin ve sistem parametrelerinin ileri ve/veya geriye doğru hesaplanmasına dayanmaktadır. Böylece radyal dağıtım sistemi, kaynaktan uca ileri gerilimi ve uçtan uca zıt yönde hatlarda

akan akımı ve/veya gücü hesaplar. Ters yöndeki hesaplamalar için akım ve/veya güç hesaplamalarının yanı sıra gerilim hesaplama algoritmaları da mevcuttur (Thukaram v.d.,1999).

Geliştirilen güç akışı tarama algoritmalarının çoğunda, bara gerilimleri, Kirchhoff'un gerilim kanunu (Teng, 2000) ile hat akımı ve hat gerilimi kullanılarak veya aktif ve reaktif güç kullanılarak ikinci dereceden bir denklem ile üretilir. Bara gerilimleri hattan iletilen son gerilim için hesaplanır (Satyanarayana, 2007). Mevcut algoritmaların hesaplama süresinin azaltılması, yakınsama fonksiyonunun iyileştirilmesi veya bu fonksiyonlarla yeni güç akışı algoritmalarının geliştirilmesi üzerine yapılan araştırmalar her geçen gün büyümeye devam etmektedir (Eminoğlu, 2007).

Günümüzde Yes üniteleri dağıtım sistemlerinin elektrik ihtiyacının karşılanması için sisteme dâhil edilmiştir. YES ünitelerine ek olarak, FACTS elemanları adı verilen güç elektroniği elemanları ve son yıllarda geliştirilen STATCOM tipi SVC aktif kompensatörler ile reaktif güç kompanzasyon sisteminde voltaj regülasyonu yapılmaktadır. Bu nedenle, bu tür dağıtım sistemleri radyallikten sapar ve sistemdeki güç kaynağa doğru da akabilir. Böylece güç her iki yönde de akabilir. Bu durumda, güç akışı analizine YES blokları ve/veya aktif kompensatörler dâhil edilmelidir. Bu tür elektrik tesisatlarının aktif güçleri ve sisteme bağlantı noktalarındaki gerilimler bilindiğinden, güç akışı analiz edilirken gerilim kontrollü bir bara (VSR) seçilir. Geleneksel güç akışı algoritmaları ve dağıtım sistemleri için geliştirilenlerle, dağıtım sistemini bir fotovoltaiik veri yolu olarak simüle ederek güç akışı üretilebilir. Ancak dağıtım sistemlerinin doğası gereği bu tür algoritmalarda yakınsama oluşabilmekte ve güç akışı analizi tamamlanamamaktadır (Eminoğlu, 2007).

Dağıtım sistemleri için ikinci gruba ait tarama tabanlı güç akışı algoritmaları geliştirilmiştir. Algoritmalar tek yönlü güç akışına dayalı olarak tasarlandığından, YES üniteleri veya aktif kompanzatörler doğrudan güç akışına bir PV bara olarak dâhil edilemezler, genellikle sabit bir güç barası (PQ barası) olarak modellenirler. Sabit PQ bara olarak modellenirse bu ünitelerin bağlı olduğu baraların gerilimleri kontrol edilemez ve normal yük baralarında olduğu gibi güç değerleri, gerilim ve akım değerlerine göre akım hesaplanır. Herkes için aynı şekilde hesaplanmıştır. Bu nedenle yük barası gibi güç akışına dâhil edilir. Bu blokların bir PV bus olarak modellendiği

algoritmalar da vardır, ancak sayıları sınırlıdır (Shirmohammadi v.d,1988; Eminoğlu, 2007; Eminoğlu ve Hoccoğlu, 2009).

MATLAB, GUIDE kullanılarak geliştirilen analiz paketi, dağıtım sistemleri için tarama tabanlı algoritmaları ve hem dağıtım hem de iletim sistemleri için geleneksel güç akışı analiz algoritmalarını içerir. Shirmohammadi ve diğerleri (1988), Tukaram ve diğerleri (1999), Kirchhoffun voltaj yasası kullanılarak geliştirilen tarama tabanlı algoritmalar ile Haque'nin ikinci dereceden denklemine dayalı güç akışı algoritmaları Haque, (2000) ve diğerleri tarafından geliştirilen Luo algoritmaları arasında bir çalışma yürütmüştür. Analiz paketinde Newton-Raphson, Gauss-Seidel algoritmaları gibi geleneksel algoritmalar kullanılarak güç akışı analizi yapılmaktadır.

Dağıtım sistemi güç akışı analiz paketinde, dağıtım sistemi kullanıcı hattı ve yük bilgileri girilerek veya IEEE formatında içe aktararak yedi farklı algoritma kullanılarak güç akışı analizi yapılabilir ve analiz sonuçları arayüz penceresinde görüntülenebilir. Kullanıcı tarafından oluşturulan sistemlerle ilgili bilgiler daha sonra kaydedilebilir ve yüklenebilir. Ayrıca sistem yükleri, analiz paketinde (Dugan ve diğ. 2000) statik yükler (voltaj bağımlı yük) olarak modellenilebilir ve analize dâhil edilebilmektedir.

2.6. Dağıtım Sistemlerine Yerel Elektrik Santrallerinin Yerleştirilmesi

Bir dağıtım sisteminde konuşlandırılan YES'ler, bir dağıtım sistemindeki müşterileri ve ekipmanı yüksek oranda etkileyebilir. Bu etkiler, dağıtım sisteminin ve YES'in özelliklerine göre olumlu veya olumsuz olabilir. YES'in dağıtım sistemi üzerindeki olumlu etkisi, sistem kayıplarını azaltması, gerilim profilini düzeltmesi, güç kalitesini iyileştirmesi, sistem güvenilirliğini iyileştirmesi, iletim ve dağıtım basitleştirmesi ve yeni veya geliştirilmiş iletim ve dağıtım altyapısına yapılan yatırımları geciktirmesidir. Uygulamalarda YES'in olumlu etkilerinden yararlanmak oldukça zordur. Bir dağıtım sisteminde YES'den en iyi şekilde yararlanmak için, dağıtım sisteminin ve YES'in özellikleri dikkate alınarak YES'in uygun güçte uygun bir yere yerleştirilmesi gerekmektedir (Dugan vd,2000).

Güç sisteminde kurulu YES gücü bulunduğu yere uygun değilse YES'in avantajları aşırı voltaj dalgalanmaları veya hat aşırı yüklenmesi gibi dezavantajlara dönüşebilir. Örneğin, ana indirme merkezinde YES'i ayarlamak, besleyici kapasite sorununu çözmez (Dugan vd, 2000).

Voltaj regülatöründen sonra YES ayarlan rsa fider yükü düzgün ölçülmez ve regülasyon doğru yapılmaz, bu da voltaj profilini olumsuz etkileyecektir (Barkeve Mello, 2000). Ayrıca YES, fider besleme kapasitesini aştığında, bazı durumlarda fiderler gerilim sorunu yaşamadan hatların termal sınırlarını aşabilecektir (Barkeve Mello, 2000).

Dugan ve arkadaşları YES, konum sorunu, kapasitör yerleştirme sorunuyla karşılaştırılır. Dugan ve diğerleri, YES'in yerini ve boyutunu belirlerken hat kayıplarını en aza indirmek için kapasitör yerleştirme optimizasyon algoritmalarını kullanır (Dugan vd, 2000). Kondansatörler sadece reaktif gücü etkiler. Temelde YES, aktif g c akışını etkiler. Bazıları 1 ile 0.85 arasında (gecikmeli) bir g c faktörü ile çalışabildikleri için reaktif g c akışını da etkileyebilir. Yüksek kayıplı fiderlerde, YES gücü belirlenerek ve konumlandırılarak sistem kayıpları büyük ölçüde azaltılabilir. Ne yazık ki, “YES” pozisyonu genellikle enerji şirketlerinin kontrolü dışındadır. Bağımsız enerji üreticileri,  evrimi i olarak YES'i zorlamak için yasadaki boşluklardan yararlanabilir. Elektrik şirketi planlamacılarına bu kadar çok alternatif sunulamaz (Dugan vd, 2000). Ancak dağıtım sistemlerindeki sorunları azaltmak için planlamacılar dağıtım sistemine YES verebilir. YES gücünü belirlemek için optimum g c akışını da kullanabilirler. Optimum g c akışı ile arızalar dâhil olmak üzere ağ kısıtlamalarına bağlı olarak YES gücü elde edilebilir. Optimum g c akışı; İlk olarak 1962 yılında Carpentier tarafından geliştirilen bir algoritma ile tartışılmıştır. Sistem güvenilirliği göz önünde bulundurularak optimum çözüme ulaşmak için optimum g c akışı halen geliştirilmektedir (Wood ve Wollenberg, 1996).

Geleneksel optimum g c akışı; sistem kurulum maliyetlerini ve sistemdeki kayıpları en aza indirmek için, ekonomik yükün, dengeli g c akışı koşullarında üretici birimler arasında dağıtılmasına karar verilmiştir. G c akışı kontrolü, stabilizasyon düzeltmesi, voltaj profili kontrolü, g c faktörü düzeltmesi, kayıp azaltma gibi alanlarda kondansatör yerleşimi yapılır. Dağıtım şebekelerine yerleştirilmesi gereken kapasitörlerin yerini, boyutunu ve sayısını belirlemek için kapasitörlerin optimal yerleşimi sorunu çözülmüştür. Dağıtım sistemlerindeki kayıpları azaltmak için kapasitörlerin optimal yerleşimi ile ilgili analitik, dinamik ve metasezgisel gibi birçok yöntem kullanılmıştır (Carlisle,v.d.1997).

Kayıpları azaltmak için kapasitörlerin yerleştirilmesine dayanan metasezgisel araştırma yöntemleri: bulanık genetik algoritma, tabu arama algoritması, analitik

yöntemler: 2/3 kuralı, yaklaşık optimal bulma algoritması ve son olarak analitik analiz kullanarak kayıpları azaltmak için YES eklemek gerekmektedir. Ancak YES'in stres profilini düzeltmesi için en uygun yeri belirleyen çalışmalar da bulunmaktadır. Bu çalışmalardan birinde, sistem değiştirme maliyeti ve boşa harcanan enerji maliyeti gibi çeşitli maliyetlerin amaç fonksiyonuna eklenmesiyle çok amaçlı bir evrimsel algoritma kullanılarak YES'in boyutu ve konumu elde edilmektedir (Celli vd, 2005).





3. ELEKTRİK TESİSLERİNDE KORUMA

Elektrikli işletme ekipmanları, cihazları ve ağırları, elektrik enerjisinin sürekli olarak üretilebileceği, iletileceği ve dağıtılacağı şekilde kurulur ve çalıştırılır (Yumurtacı, 1995). Ancak elektrik tesisatları ve şebekeler istenmeyen bir durumda olabilir ve güç kaynağının devamlılığı için olumsuz sonuçlar doğurabilir. Bu olumsuzluğu ortadan kaldırmak için enerji hatlarının ve bu enerjiyi kullanan cihazların güvenli çalışma koşullarında çalışmasını sağlamak ve bu koşullar altında ortaya çıkan parçayı (arızalı parçayı) şebekeden ayırmak için tasarlanan sistemlere koruma sistemleri denir (Bozkurt, 2005).

Koruma sistemleri, arızalı kısmı en kısa sürede şebekeden izole ederek daha fazla hasarın önüne geçmekle kalmaz, aynı zamanda arızanın şebekeye ve/veya iyi bölümlere yayılmasını da engeller.

3.1. Koruma Sistemini Oluşturan Ekipmanlar

Bir güvenlik sistemini oluşturan unsurlar şu şekilde sıralanabilir:

- Kesiciler: Kısa devre akımını kesmek ve arızalı bölümü ağın geri kalanından izole etmek için kullanılır.
- Ölçü transformatörleri: Gerilim ve akım değerlerini koruma rölelerinin çalışabileceği değerlere düşürmek ve yüksek gerilimlerden izolasyon için kullanılır.
- Koruma röleleri: Bir arızayı tespit etmek ve devre kesiciyi açmak için gereken komut sinyalini oluşturmak için kullanılır.
- Yardımcı elemanlar: Elektrikli ekipmanların çalışması için gerekli voltajı sağlayan aküler ve yardımcı röleler de koruma sisteminin elemanlarıdır. Bu grup ayrıca personeli uyarmak için kullanılan ses cihazları ve sinyal lambalarını da içerir.

Geçmiş yıllarda koruma rölesi kontakları kesici bobinden akan akıma dayanamadığı için koruma rölesi kontakları doğrudan kesici açma bobinine bağlanamıyor ve açma bobini bir yardımcı röle üzerinden bağlanıyordu. Yardımcı röle koruma röleli bu

yapıda; yardımcı röle tarafından kontrol edilen devre kesici açma bobinidir. Bu ek bağlantı sadece koruma sisteminin arızalanma olasılığını artırmakla kalmamış, sisteme eklenen her bir ekipmanın arızalanma olasılığını da artırmış, aynı zamanda devre kesicinin süresini de artırarak kısa devre olasılığını daha da artırmıştır.

Günümüzde teknolojinin gelişmesiyle birlikte koruma rölesi kontakları yüksek akımlara dayanabilecek durumdadır. Bu şekilde koruma rölesi doğrudan devre kesicinin açma bobinlerine bağlanır ve bu da devre kesicinin çalışma süresinde önemli bir azalmaya neden olur.

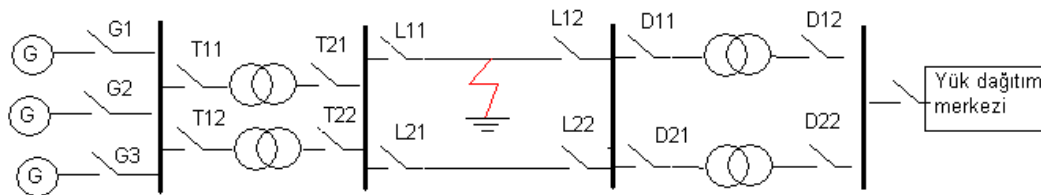
3.2. Koruma Sisteminden Beklenen Özellikler(Etkin Koruma)

Koruma sistemlerinin görevi, elektrik tesisatlarında ve şebekelerde gözlemlenen değerleri, arızaları ve elektrik türlerini hızlı ve güvenilir bir şekilde tespit etmek ve ayrıca arızalı bir çalışma elemanını (hat, trafo, generatör, motor vb.) kapatmaktır (Gençaydın, 2006). Bu görevi gerçekleştirecek koruma sistemi aşağıdaki işlevlere sahip olmalıdır.

1. Seçicilik
2. Hızlı çalışma
3. Güvenilir çalışma
4. Yedek koruma
5. Ekonomik olma
6. Kararlı olma

3.2.1. Seçicilik

Seçici koruma sistemleri, bir arızanın türünü ve yerini tespit eder ve arızanın başka bir kısma yayılmasını önlemek amacıyla sadece arızalı kısmı kapatır. Bu şekilde arıza olmayan emniyetli parçalar üzerinde çalışmaya devam edebilirsiniz. Seçici davranmayan bir koruma sisteminin neden olduğu yanlış açmalar, daha geniş bir alanın enerjisinin kesilmesine neden olabilir.



Şekil 3.1. Koruma Sistemlerinde Seçicilik Prensipli (URL-1)

Şekil 5.1 de gösterilen L11 ve L12 anahtarları tarafından seçici kısa devre koruması sağlamak için yalnızca L11 ve L12 anahtarları açık olmalıdır. Bir arızayı gidermek için başka bir anahtarın veya devre kesicilerin açılması, sağlıklı parçalara gereksiz yere güç vererek istenmeyen ve yanlış çalışmaya neden olabilir. (URL-1).

3.2.2. Hızlı çalışma

Bir arıza durumunda elektrikli bileşenlerin zarar görmesini en aza indirmek için koruma sistemi mümkün olan en kısa sürede etkinleştirilmelidir. Hızlı sorun giderme, sorunların büyümesini engeller ve onarım maliyetlerini azaltır.

Modern koruma röleleri istenilen hızda çalışabilir. Burada koruma rölesinin hızının geçici durumlarda istenmeyen açmalara neden olacak kadar yüksek olmamasına ve bir arıza sırasında etkilenen bölgeye zarar verecek kadar yavaş olmamasına dikkat edilmelidir. Bu durumda, açılış saatleri kasıtlı olarak ertelenir. Bu gecikme, hızlı çalışma amacını ortadan kaldırırsa da genellikle seçiciliği sağlamaktadır.

3.2.3. Güvenilir çalışma

Bir koruma sisteminin güvenilirliği, genel hatasız çalışması, yanlış pozitiflerin olmaması ve bir arıza durumunda çalışacağına olan güven olarak tanımlanabilir (Gençaydın, 2006). Sayısal olarak, koruma sisteminin toplam doğru eylem sayısının kontrol sırasındaki toplam arıza sayısına oranı, koruma sisteminin güvenilirliği hakkında bilgi verebilir. Bu boyutsuz katsayı ne kadar yüksek olursa, koruma sisteminin güvenilirliği de o kadar yüksek olur.

Koruma şemalarındaki hatalar üç farklı gruba ayrılabilir:

- Açma yapmama: Arıza olmasına rağmen koruma rölesi açma komutu vermiyor. Bunun nedeni, koruma rölesinin arızalı, yanlış yapılandırılmış olması veya koruma rölesinin ölçüm sisteminin arızanın karakteristik boyutunu belirleyememesi olabilir.
- Arıza halinde yanlış açma: Bunun nedeni, koruma rölesinin, hatanın türü ve yerinin yanlış ölçümü nedeniyle seçici olmayan bir açma komutu oluşturmaktır.
- Gereksiz açma: Sistemde herhangi bir arıza olmasa dahi koruma rölesini devre dışı bırakma komutudur. Bunun en iyi örneği, kötü yapılandırılmış bir güvenlik rölesinin başlatma sırasında asenkron motor tarafından çekilen ani akımı bir arıza akımı olarak algılaması ve bir açma komutu vermesidir.

Koruma sisteminin güvenilirliğini artırmak için, aynı korumayı ancak farklı çalışma yöntemleriyle gerçekleştiren birden fazla koruma şeması kullanılmalıdır. Tasarruf açısından maliyeti artıran bu yöntem, korunacak unsurun önemi dikkate alınarak uygulanabilir.

3.2.4. Yedek koruma

Bir koruma sisteminin güvenilirliğini artırmanın en ekonomik yolu, ana koruma işlevine ek olarak yedek koruma işlevine sahip koruma devreleri kullanmaktır. Örneğin; hat korumada bu, aşırı akım ve mesafe koruma rölelerinin zaman kademeleri kullanılarak yapılır. Buna göre arızaya en yakın istasyonda koruma rölesi arıza yaptığında, bu istasyonlardan sonraki istasyonlardaki koruma röleleri kaskad planına göre gecikmeli açma gerçekleştirir. Yani arızadan uzakta bulunan koruma röleleri arızaya daha yakın bulunan koruma röleleri için artçı koruma görevi görür (Gençaydın, 2006).

3.2.5. Ekonomik olma

Ekonomik olmak, minimum maliyetle maksimum koruyucu etkiye sahip olmak demektir. Çok güçlü ama çok maliyetli bir savunma planı oluşturmak mükemmel bir mühendislik çözümü değildir. Ayrıca maliyeti ve güvenilirliği çok düşük olan bir koruma sisteminin arızalanmasının vereceği zararın bu sistemi ekonomik olmaktan çıkaracağı da göz önünde bulundurulmalıdır. Sonuç olarak, koruma sistemleri dizayn edilirken güvenilirlik ve ekonomi açısından en optimal çözümü bulmaya ve korunan ekipmanlardan daha pahalı bir koruma sistemi oluşturmamaya özen gösterilmelidir.

3.2.6. Kararlı olma

Kararlılık, koruma bölgesi dışında bir arıza olması durumunda, koruma sisteminin bir açma komutu vermeden sistemde kalması gerçeğinde yatmaktadır (Weedyve Cory, 1988).

4. KORUMA RÖLELERİNİN STANDART KORUMA FONKSİYONLARI

Tek fonksiyonlu elektromekanik röle ve çok fonksiyonlu dijital röle arasındaki çalışma prensibi çok benzerdir. Her iki röle türü de bir iletken aracılığıyla korunan sistemden bilgi alır ve bir bağlantı kombinasyonunda çalışır. Tek fonksiyonlu veya elektromekanik rölelerde anahtarlar, sayaçlar, sinyal lambaları vb. Sayısal rölelerde bu bağlantılar lojik devreler ile değiştirilir ve bu devreler yardımıyla konvansiyonel rölelerde olduğu gibi ilgili koruma fonksiyonları yerine getirilir. Rölenin işlevleri kısaca şu şekilde açıklanabilir.

- Koruma
- Ölçüm
- Kontrol
- Haberleşme
- Raporlama ve Alarmlar

4.1. Koruma

Tablo 4.1. Sayısal rölelerin koruma fonksiyonları ve bu fonksiyonların ANSI/IEEE standardındaki kodları: Koruma Fonksiyonu Adı (IEEE,2008)

	ANSI/IEEE Sembolü	IEC Sembolü
Mesafe	21	$Z <$
Düşük gerilim	27	$U <$
Aşırı/Düşük ikaz	40	
Negatif bileşen aşırı akım	46	$I_2 >$
Sabit zamanlı aşırı akım	50	$I >>$
Sabit zamanlı toprak aşırı akım	50N	$IE >>$
Ters zamanlı aşırı akım	51	I_p
Ters zamanlı toprak aşırı akım	51N	$I_p E$
Kesici izleme	52	
Aşırı gerilim	59	$U >$
Kesici arıza	62BF	
Yönlü aşırı akım	67	$I_{dir} >>$
Yönlü toprak aşırı akım	67N	$I_{Edir} >>$
Kesici açma bobini izleme	74TC	
Otomatik tekrar kapama	79	$0 \rightarrow I$
Aşırı/Düşük frekans	81	$f >, f <$
Diferansiyel	87	I_d

4.2. Ölçüm

Sayısal işaretler saldırgan savunmayı içerir. Split Quadruple triad sisteminde ana harmonik bileşen şekildeki gibi elde edilir. Gerilim, akım, frekans, hız, görünür güç, aktif sıcaklık ve güç sıcaklık artışının ölçümü. Aracın limanından ölçülebilir veya mümkünse görsel olarak önlenabilir.

Ön panelde röle tarafından görüntülenen veriler ile iletişim portu üzerinden iletilen veriler eşleşmeyebilir. Veri belgelerinde hangi bilgilerin iletişime açık olduğuna dikkat edilmelidir.

4.3. Kontrol

Genellikle dijital röleler, en az bir sanal kesici kontrol seçeneği ve kesicinin açık/kapalı durumunu bir iletişim portu aracılığıyla veya yerel olarak bir röle aracılığıyla uzaktan kontrol etme yeteneği sunar. Mevcut sanal anahtarlardan biri veya daha fazlası, birden fazla anahtarı kontrol edebilir ve ayrıca belirli özellikleri etkinleştirmek veya devre dışı bırakmak için kullanılabilir.

4.4. Haberleşme

Dijital röleler, uzaktan erişim yoluyla kullanıcıya kendileri ve güç sistemi hakkında birçok önemli veri sağlar. ASCII komut arayüzü sayesinde uzaktan erişim ve iletişim bununla da sınırlı kalmıyor, röle ayarları, raporlar, ölçüm bilgileri ve komut kontrol işlemleri uzaktan mümkün hale geliyor. Rölenin önündeki iletişim portu, geçici bir iletişim aracı sağlar. Bu bağlantı noktası esas olarak programlama ve test için kullanılır. Rölenin arkasındaki iletişim portuna bağlantı kalıcıdır ve bu port üzerinden uzaktan erişim özelliklerine erişim sağlar. Birçok dijital röle, ASCII ve ikili verileri iletebilir. ASCII verileri insan tarafından okunabilen veriler ve komutlar içerirken, ikili veriler bilgisayarlar için altyapı ve ham osiloskop kayıtlarının iletimi için altyapı sağlar. Bulunulan bölgedeki dağıtım şirketine teknik altyapısı dikkate alınarak hangi iletişim seçeneklerine sahip olunacağına karar verilir.

4.5. Raporlama ve Alarmlar

Arıza raporlama işlevleri, röle tarafından tespit edilen arızaların günlüğe kaydedilmesini ve raporlanmasını içerir. Hata raporlamanın en temel özellikleri arasında görsel bayraklar ve hata türleri ile ilgili uyarılar yer alır. Hata özetleri, olay

kuyruğu günlükleri ve kapsam günlüğü gibi birçok hata raporlama özelliği de uygulanabilir.

4.6. Koruma Sisteminin Temel Ekipmanları

Koruma röleleri, genellikle elektrik güç sistemlerini korumak için kullanılan temel bir koruma elemanıdır. Koruma rölesinin ana görevi, güç sisteminde meydana gelen anormal veya acil durumları tespit etmek ve arızalı kısmı sistemin servis verilebilir kısmından izole eden anahtarlama ekipmanına seçici ve uygun komutlar vermektir. Koruma röleleri, akım ve gerilim trafoları üzerinde güç sistemlerine bağlanır. Röleler genellikle giriş parametrelerine dayalıdır; akım, gerilim veya frekans gibi ve çalışma prensibine göre; Aşırı akım koruma, aşırı/düşük gerilim koruma, mesafe koruma veya diferansiyel koruma rölesi olarak sınıflandırılırlar. Röle, koruduğu fonksiyona göre akım ve/veya gerilim trafoları üzerinde ölçtüğü değerleri set değeri yani eşik değerleri ile karşılaştırarak karar verir ve gerekli sinyali ilgili kişiye gönderir. Devre kesiciler, koruma röleleri, akım ve gerilim trafoları gibi temel öğelerin yanı sıra; Devre kesicinin kontrol devresini besleyen piller, yardımcı röleler, kontaklar, uyarı ve sinyal lambaları gibi yardımcı elemanlara karşı koruma sisteminin donanımı olarak kabul edilir.

Ölçü transformatörleri; Koruma, kontrol ve ölçüm ekipmanlarını yüksek değerdeki primer akım ve geriliminden izole etmek amacıyla kullanılır. Ekipmanlara uygun akım ve gerilim değerleri ile ekipmanları beslerler. Akım trafosu sekonder akımı genellikle 1 A ve 5 A iken, gerilim trafosu sekonder gerilimi çoğunlukla 115 V ve 120 V gibi değerlere standardize edilir. Akım ve gerilim trafolarının arıza sırasında ve sonrasındaki davranışı koruma sistemini doğrudan etkiler. Transformatörden gelen yanlış sinyaller, koruma sisteminde yanlış açmalara neden olabilir. Bu nedenle normal çalışma ve arıza koşullarındaki akım değerleri, akım trafolarının doyma bölgesinin dışında olmalıdır. Ölçme ve koruma amaçlı kullanılan akım trafolarının seçimi aşağıdaki faktörler dikkate alınarak yapılır. Bunlar;

- Yalıtım Seviyesi: Akım trafosunun çalışacağı sistemin maksimum gerilim düzeyini gösterir. Transformatörün tasarımı, izolasyon mesafeleri ve boyutları, çalışacağı sistemin maksimum gerilim düzeyi dikkate alınarak hesaplanır.
- Çevirme Oranı: Bu, akım trafosunun anma primer akımının anma sekonder akımına oranıdır.

- Sekonder Yüğü (Burden): Akım trafosunun sekonder sargısına bağlanabilecek cihazların (akım devrelerinin) toplam gücü ile cihazları bağlamak için kullanılan kablonun gücünün toplamı akım trafosunun gücünü belirler. Uzun bir kablonun gerekli olduğu durumlarda (örn. TR Tank Koruma), sekonder akımı 1 A olan bir akım trafosu seçilmesi kablo üzerindeki ek yüğü azaltır. Diğer bir çözüm ise kablo kesitini arttırmaktır. Sekonder yükün değeri, akım trafosunun doyma özelliğini etkiler. Bu nedenle, sekonder sargıya bağlanan ekipmanın güçlerinin toplamı, nominal yüğe eşit veya ona yakın olmalıdır. Aksi takdirde, düşük güç yüklerinde doyma faktörü artacaktır.

Ölçü devrelerinde kullanılan akım trafolarının sekonder sargılarından geçecek büyük akımın ölçü aletlerine zarar vermemesi için doyma faktörü küçük ($n < 5$) olmalıdır. Böylece trafo hızlı doyma bölgesine girerek sekonder sargıya bağlı ekipmanın büyük akımlara maruz kalmamasını sağlanır.

Koruma devrelerinde durum tersine çevrilir ve primer sargıdan geçen büyük akımlar tercihen akım katsayısına göre sekondere yansıtılır. Bunun gibi; Arızanın neden olduğu bu aşırı akım, röle tarafından algılanacak ve bu akım için ayarlanan süre boyunca arıza izole edilecektir. Ancak 1A sekonder zaman transformatörü seçmek kablo üzerindeki gerilimi azaltır. Diğer bir çözüm ise kablo kesitini arttırmaktır. Sekonder yükün değeri, akım trafosunun doyma özelliğini etkiler. Bu nedenle, sekonder sargıya bağlanan ekipmanın güçlerinin toplamı, nominal yüğe eşit veya ona yakın olmalıdır. Aksi takdirde, düşük güç yüklerinde doyma faktörü artacaktır.

- Termik Kısa Devre Akımı (I_{th}): CT sekonder kısa devre yapıldığında, yalıtımının kısa sürelerle (tipik olarak 1 veya 3 saniye) başarısız olacağı bir sıcaklığa ulaşmadan önce CT'nin idare edebileceği maksimum primer akım olarak tanımlanır.
- Dinamik Dayanma Akımı (I_{dyn}): Kısa devre anında oluşan akımın ilk olan tepe değeridir. Yaklaşık termik kısa devre akımının 2,5 katıdır.
- Hassasiyet (Doğruluk, Klas) Sınıfı: Primerden geçen akım sebebiyle sekonderde oluşan akımın yüzde olarak ne kadar sapma gösterebileceğini ifade eder. Akım trafolarının hassasiyet sınıfları, ölçüm ve koruma amaçlı kullanımlarına göre farklılık göstermektedir.
- Doyma Katsayısı (n): Bir CT'nin birincil sargısından geçen akım arttıkça, ikincil sargısından geçen akım da artar (akım faktörü tarafından belirlenir). Bu

artış, anma primer akımı aşıldığında bir süre devam eder. Primer akımdaki kademeli bir artışla, önce akım katsayısı bozulur ve ardından sekonder akımdaki artış durur. Primer akım bu değeri ne kadar geçerse geçsin sekonderden geçen akım artık değişmez. Primer akım değerindeki artışa rağmen sekonder akım değişmediğinde akım trafosu doymuş hale gelmiştir.

Ölçme amaçlı kullanılan akım trafolarının standart doğruluk sınıfları; 0.1-0.2-0.5-1-3-5 (IEC, 1996). Tablo 4.1, uygulama alanlarına bağlı olarak kullanılan akım trafolarının sınıflarını göstermektedir.

Tablo 4.2. Akım transformatörleri hassasiyet sınıfları

Uygulama	Akım Transformatörü Sınıfı
Laboratuvar Ölçümleri	0,1 - 0,2
Kalibrasyon Cihazları	0,1 - 0,2
Endüstriyel Ölçme	0,5 - 1
Sayaç Ölçme	0,2 – 0,5 – 0,2S – 0,5S
Pano Ölçüm Cihazlarında	0,5 - 1

Normal çalışma koşulları altında; 0.2S ve 0.5S sınıfı sargıları ölçerken, sistem akımı, nominal primer akımın %1-12'si içinde ölçülmeli ve sistem akımı, sınıf 0.1, 0.2, 0.5 ve 1 sargılı CT'lerde ölçülmelidir. Nominal birincil akımın %'si. Koruma için kullanılan akım trafoları için standart doğruluk sınıfları 5 ve 10'dur.

4.7. Aşırı Akım Koruma

Güç kaynağı sistemlerindeki anormal durumlar aşırı akımların oluşmasına sebep olur. Bu akımlar koruma ekipmanları tarafından tespit edilir ve koruma işlevi gerçekleştirilir. Aşırı akım koruması, termomanyetik devre kesici, kalıplı devre kesici, sigorta ve yüksek akım rölesi ile gerçekleştirilebilir. Alçak gerilim koruması için termomanyetik anahtarlar ve kompakt devre kesiciler kullanılmaktadır. Sigortalar ayrıca özellikle hatlardaki düşük gerilime karşı koruma ve dağıtım trafolarının korunması için kullanılmaktadır (Juan ve Gers,2004).

Yüksek Akım Elektrik Tesisatı Kuralları'nın 8 inci maddesinin c bendinde aşırı akıma maruz kalmaya karşı alınması gereken önlemler şu şekildedir:

- Nesnelerin tüm parçaları, herhangi bir çalışma koşulunda, kısa devre akımının kesilmesi ve yangın sonucu insanlara, yangına veya nesnelere zarar verme tehlikesi olmayacak şekilde yerleştirilmelidir. Bu kesme torku dâhil maksimum kısa devre akımı boyutlu olmalıdır.
- Sürücüyü hemen yukarı yönde korumak ve gerekirse bir sonraki için yedek koruma olarak hareket etmek için her koruma elemanı o elemanın değerine ayarlanmalıdır.
- Koruma rölesinin toplam çalışma süresi, kullanılan kontrollerin tip testleri ile onaylandığı üzere, anma kısa devre akımına dayanma süresini aşmamalıdır.
- Isıtma için kısa devre akımının sabit değeri ve elektrodinamik eylem için geçici darbenin maksimum değeri dikkate alınmalıdır.
- Aşırı akım koruma rölesinin aktivasyon arıza akımının minimum değerine göre ayarlanmalıdır. Faz-toprak kısa devresi gibi durumlarda kısa devre akımının yük akımından düşük olduğu tesislerde, rölelerin iki akımı veya tesisin topraklama direncini ayırt edecek ölçü aletleri ile donatılması gerekmektedir (RG, 2000).

Aşırı akım koruma çalışma karakteristiğine göre üçe ayrılır:

- Ani Aşırı Akım Koruma
- Sabit Zamanlı Aşırı Akım Koruma
- Ters Zamanlı Aşırı Akım Koruma
- Yönlü (directional) Aşırı Akım Koruma

4.7.1. Ani (instantaneous) aşırı akım koruma

Anlık maksimum akım karakteristiğinde çalışan rölelerde, akım genlik değeri set akım değerine eşit veya daha fazla olduğunda gecikme olmadan anında çalışır. Şebekeden uzak üretim merkezlerinde kullanılan aşırı akım röleleri devrede anahtarlama için az miktarda akıma sahiptir, şebekeye yaklaştıkça bu miktar giderek artar. Böylece akım değeri düşük olan röle önce çalışacak ve yükü kesecektir. Bu tip korumanın dezavantajlarından biri, yüksek kısa devre akımlarında düşük seçiciliğidir. Diğer bir dezavantaj, herhangi iki nokta arasındaki direncin şebeke empedansından

küçük olması durumunda, bu iki nokta arasındaki akımın kısa devre akımı mı yoksa yük akımı mı olduğunu ayırt etmenin mümkün olmamasıdır.

4.7.2. Sabit zamanlı (definite time) aşırı akım koruma

Bu tip rölede koruma fonksiyonunu uygulamak için iki koşulun karşılanması gerekir:

- Röle tarafından ölçülen akım, ayarlanan akım değerinden yüksek.
 - Ayarlanan gecikme süresi boyunca röleye yüksek akım vermeye devam edin.
- Koruma işlevi, farklı açma sürelerine sahip farklı akım seviyeleri için gerçekleştirilir. Arızaya yakın olan devre kesici en kısa sürede açılırken, diğer devre kesiciler arızanın kaynağına doğru hareket ettikçe sırayla açılır. Zaman adımları, anahtarların farklı zamanlarda aynı seviyede açılmasını sağlar. Zaman adımları sabit aralıklarla ayarlandığında koruma daha seçici hale gelir. Bu yöntemin en önemli dezavantajı, kaynağa yakın büyük kısa devre akımlarının kısa sürede giderilememesidir.

4.7.3. Ters zamanlı (inverse time) aşırı akım koruma

Ters zamanlı aşırı akım rölelerinde akım set değerinden büyük olduğunda çalışma süresi ters yönde değişir yani akım arttıkça çalışma süresi kısalır. Sabit zamanlı aşırı akım korumasına göre avantajı, yüksek akımlarda daha kısa sürede açmasıdır. Akım-zaman eğrileri, aynı akım yolu üzerindeki farklı koruma bölgeleri arasındaki rölelerin seçiciliğini ve koordinasyonunu sağlamak için önemlidir. IEC 60255-151'e göre ters zamanlı aşırı akım koruması üç bölüme ayrılmıştır (IEC, 2009):

- Normal Ters (Inverse)
- Çok Ters (Very Inverse)
- Aşırı Ters (Extremely inverse)

Tersine işleme için işlem süresi IEC 60255-151:2009'da tanımlanmıştır.

4.7.4. Yönlü (directional) aşırı akım koruma

Yönlü aşırı akım rölesi, arıza akımının birçok noktadan beslenebildiği sistemlerde daha seçici koruma sağlamak için kullanılmaktadır. Örneğin iki paralel hat ve bir kaynaktan oluşan bir sistemde hatlardan birinde arıza meydana gelirse, yönlü aşırı akım rölesi kullanılmadığı takdirde kaynak tarafındaki her iki paralel koruma elemanı da açılacaktır. Böylece, her iki fiderin enerjisi kesilirken, yönlü aşırı akım rölesi ile sadece arızalı fider zıt uçlarda izole edilir. Bu yön korumalı elemanlarda bu, daha

küçük zaman ve akım ayarları ile elde edilebilir. Bir arıza durumunda, normal çalışmasının bir sonucu olarak kaynak tarafı yönsüz aşırı akım rölesi açtıktan sonra, yönlü eleman ikinci bir açma gerçekleştirir veya yönlü aşırı akım rölesi önce açar ve bir açma sinyali gönderir. Böylece sadece arızanın tespit edildiği fider üzerindeki devre kesiciler kapanırken diğer paralel fider kapalı kalır.

4.8. Aşırı Akım Korumasunda Koordinasyon Kriterleri

Savunma koordinasyonu temel olarak; Güç sistemindeki olası her arıza noktasında, rölelerin hangi sırayla ve hangi gecikmeyle açılacağına karar vermek gerekir. Bağlantı marjı, bağlantı hızı veya bağlantı zaman aralığı, birincil ve yedek korumalar arasındaki zaman gecikmesi olarak tanımlanır. Bu zaman gecikmesi tipik olarak 0,20 ile 0,40 s arasında kullanılır. Kesicinin açılma süresi 0,080 s, elektromekanik rölelerin çalışma süresi 0,10 s, akım trafosu arıza süresi ve röle tolerans süresi 0,12 s olduğundan adaptasyon gecikmesi 0,30 s olarak seçilmiştir (IEEE ,2001).

$$\Delta t = tR + tK + tT$$

Δt : Koordinasyon zaman aralığı

tR : Röle çalışma zamanı

tK : Röle kesici zamanı

tT : Röle tolerans süresi

Elektronik rölelerin yaygın şekilde kullanılmasıyla rölelerin gecikme süreleri ortadan kaldırılmıştır, bu nedenle 0.20 s'lik eşleşen bir gecikme süresi kullanılabilir.

Elektrik güç sistemlerinde seçici aşırı akım korumasını uygulamak için aşırı akım koruma rölesini eşleştirme koşullarına uymak gerekir. Aksi takdirde, gereksiz veya hatalı kapatmalar nedeniyle güç sisteminde enerji kayıpları meydana gelecektir.

Bu sebeple aşağıda verilen koşullar sağlanmalıdır:

- Güç kaynağı sisteminde bir arıza olması durumunda; Arızaya en yakın asil koruma elemanı çalışmalı, ana koruma herhangi bir nedenle fonksiyonlarını yerine getiremiyorsa yedek koruma çalışmalı, arızalı parça mümkün olduğunca çabuk ve az izole edilmeli ve senkronizasyon akımı sağlanmalıdır.

- Koruma rölesi ayarları, maksimum kısa devre akımından elektrikli ekipmanlara zarar vermeyecek şekilde hesaplanmalı ve ayarlanmalıdır. Aynı zamanda, minimum kısa devre akımını algılayacak kadar hassas olmalıdır.
- Normal çalışma koşullarında korudukları ekipmanların koruma röleleri, akım, gerilim vb. boyutlara izin vermelidir (Juan ve Gers, 2004).

Ters zamanlı aşırı akım koruma fonksiyonu, güç sistemlerinde kullanımı çok yaygındır. Bu koruma fonksiyonunun kullanıldığı uygulamalarda zaman çarpanı ve ani akım ayarı ön plana çıkmaktadır. Başlangıç akımı, koruma ekipmanının çalışacağı minimum akım değerini gösterir. Röle akımının anlık değeri normal çalışma koşullarında maksimum yük akımında açma işlemi yapmayacak şekilde ayarlanmalı iken, eşit olduğunda ilgili anahtarlama elemanına açma sinyali gönderebilecek şekilde ayarlanmalıdır. Bir zaman çarpanı ayarlamak, korumalar arasında koordinasyonu sağlar. İki veya daha fazla röle aynı kısa devre akımını tespit ederse, bu rölelerin akım-zaman eğrileri farklı zaman çarpanları kullanılarak düzeltilir. Koordinasyon zaman aralığı ile sistemi korumak için kullanılan seri röle eğrileri arasındaki minimum zaman gecikmesini kontrol eder. Koordinasyon zaman aralığındaki eğriler arasındaki minimum zaman gecikmesi küçük ise zaman çarpanı ayarı değiştirilir ve tekrar kontrol edilir.

Radyal bir sistemde, sistemdeki en uzak röleden üretim kaynağına doğru gelinerek her röle ile seri olarak ters zamanlı aşırı akım koruma işlemi yapılır. Koruma ekipmanı, akım açısından ve zaman açısından birbirleriyle koordinelidir. Bir elektrik güç sistemindeki koruyucu cihazlar arasındaki koordinasyon kontrolü, koruyucu ekipmanın mevcut zaman özelliklerini analiz ederek pratik ve verimli bir şekilde uygulanmalıdır.

Radyal korumada röle hatları yedek ve asil olmak üzere ikiye ayrılır. Arıza oluşan noktaya yakın olan röle asil röle olduğunda oluşan maksimum akıma karşı bir start sinyali üretecektir. Böylece hattın arızalı kısmını sistemin sağlıklı kısmından izole etmek için bir zaman çarpanı ayarlanır ve arızaya en yakın rölenin devre kesicisine akan arıza akımına karşı bir açma sinyali verilir. Ana koruma rölesi koruma işlevini yerine getiremediğinde, yedek koruma ana koruma rölesinden daha hatasız bir röle tarafından kontrol edilir. Ana koruma rölesi koordinasyon zaman aralığında koruma işlevini yerine getiremediğinde yedek koruma rölesi devreye girer.

Dağıtım sistemleri, güç kaynağının sürekliliğini sağlamak için çoklu üretim kaynakları kullanır. Güç akışı artık tek yönlü olmadığından ve ayrıca tek kaynaklı dağıtım sistemlerinden daha maliyetli ve karmaşık olduğundan, bunun değişen sistem topolojisi ile koruma koordine edilerek düzeltilmesi gerekir.

4.9. Koruma Koordinasyon Durumunun Kontrolünde Kullanılan Yöntem

Elektrik güç sistemleri, DRC bağlantılı paralel hatlara geçiş yaparken, koruma rölelerinin koordinasyonunu kontrol ederek veya farklı kaynaklardan sistemi besleyen farklı devre kesiciler ile şebeke topolojisindeki değişikliklerle olası arızalara karşı seçici korumaya ihtiyaç duyar. Bu nedenle, ağ topolojisi değişirse, röle eşleşmesinin yeniden kontrol edilmesi gerekir.

Şebeke topolojisi değiştiğinde röle korumasını kontrol etmek ve koordine etmek için çeşitli akış şemalarının olduğu literatür çalışmalarında gözlemlenmiştir. Bilgisayar koordinasyon çalışmalarında kullanılan koruma şemalarının yük noktalarındaki güvenilirlik göstergeleri üzerindeki etkisini dikkate aldı. Bu çalışmada sunulan akış şeması, incelenen sistemdeki baralarda veya hatlarda meydana gelen arızaları ve arıza yerinde ilgili devre kesicinin açılma zamanını ve ayrıca sistemden izole edilen baralar hakkında bilgileri göstermektedir (Meeuwsen, vd.1997).

So ve Lee'nin çalışmasında, zaman seçici savunmayı test sisteminde yarattıkları amaç ve marjinal fonksiyonlarla eşleştirmişlerdir (So ve Li ,2004).

Aslinezhad ve diğerleri (2011), kısa devre akım sınırlamalı zaman aralığı koordinasyonunu kullanarak bir IEEE 30 bus sistemini test etmiştir. Veritabanı test sistemine bağlandığında, tüm koruma röleleri arasındaki zaman koordinasyonu aralıkları, kullanılan blok diyagramın adımlarına uygun olarak oluşturulur ve minimum aralıkta yeni röle ayar değerleri oluşturulur.

4.10. Dağıtık Santrallerde Adalaşma (Islanding)

Dağıtık elektrik üretim tesislerinde koruma sistemleri adalaşma durumunu tespit edebilir olmalıdır. Herhangi bir arıza oluştuğunda ana şebekeden ayrılarak adalaşma durumu meydana gelir. Adalaşma oluştuğunda dağıtık elektrik üretim tesisleri enerji üretmeye devam ettiğinden hatlar da enerjili durumda kalacaktır. (Loss of Main) (Jenkins,2000). Sistemde enerji olması durumunda hat onarımında güvenlik riskleri oluşturur. Bunun yanında enerji kalitesinin düşmesine ve enerji kaynağının, yüklerin

zarara uğramasına sebep olur. Bu durumların oluşmaması için koruma sisteminin kararlı ve güvenilir şekilde devreye girmesi ile birlikte bu durumu engellemesi gerekir.

Adalaşma durumunun önlenmesi için Vektör Dalgalanma (gerilim değişim oranı tespit) röleleri veya frekans röleleri kullanılabilir. Bu yöntemlerde rölelerin koruma hassasiyeti önem arz etmektedir. Hassasiyetin fazla olması durumunda küçük frekans yada gerilim değişikliğinde dağıtık elektrik santrali devre dışı kalabilir. Hassasiyetin düşük olması durumunda da adalaşma durumunu röleler fark etmeyebilir. Hassasiyetin tam olarak ayarlanması işletme açısından sağlıklı olacaktır. (IEEE standard, 2003).

4.11. Asenkron Motorların Kısa Devreye Etkisi

Asenkron motorlar herhangi bir kısa devre anında kısa devre akımını etkileyecek bir akım oluşturur. Bu akım, şebekede gerilim olmadığı durumda artık manyetik alan etkisiyle hareket eden rotor sebebiyle oluşur. Kısa devre katkısı süresi genellikle 0,1 saniyede sıfırlanır. Hızırilyas HES ile Terfi Merkezi paralel çalışması durumunda asenkron motorların kısa devreye etkisi incelenmiştir.

IEC/EN 60909-0 standardına göre kurulu çıkış gücünün %25'inden fazla motor çıkışı varsa sisteme entegre motorların kısa devreye katkısı dikkate alınır.



5. İNCELENEN HES VE TERFİ MERKEZİ

5.1. HES ve terfi merkezi genel yapısı

Örnek dağıtık üretim santrali olarak Sakarya ili Serdivan İlçesi sınırları içinde bulunan Hızırilyas HES tesisi ele alınmıştır. Bu tesiste; 2 adet 1000 kVA 0,96 MWe 6,3 kV generatör bulunmaktadır. Terfi merkezinde ise 3 adet 160 kW 3 adet 250 kW ve 2 adet 45 kW dan oluşan toplamda 1320 kW güçte Asenkron motorlar bulunmaktadır. Söz konusu sistemde HES ve Terfi Merkezi paralel çalışmaktadır. HES yapısında koruma elemanı olarak her bir generatörü koruyan enerji analizörleri (PC PLUS UMD96 EL) ve koruma röleleri (DEIF GPC-3) vardır. Bu analizörler ölçümleri yaparak arıza durumunda generatörü sistemden ayırarak koruma altına almaktadır. Bu sistem içerisinde senkronizasyon rölesi, düşük gerilim rölesi, aşırı gerilim rölesi, kısa devre rölesi, aşırı yük rölesi, nötr akımı rölesi, dengesiz gerilim rölesi ve dengesiz akım rölesi bulunmaktadır.

Trafo koruma hücreleri içerisinde koruma röleleri bulunmaktadır. Bu koruma röleleri (SEPAM T20) aşırı akım koruma rölesi ve toprak hata rölesidir. Arıza durumunda kesici sinyali göndererek sistem trafolarının bağlantısını koparmaktadır.

Trafo koruma hücreleri ve ölçüm hücrelerinde sonra HES çıkışında da koruma rölesi (SEPAM S42) bulunmaktadır. Bu koruma rölesi Düşük gerilim rölesi, Aşırı gerilim rölesi, Aşırı düşük frekans rölesi, Aşırı akım koruma rölesi, Toprak hata rölesi, Yönlü aşırı akım rölesi, Yönlü nötr aşırı akım rölesi, Dengesiz Akım Rölesi, Kısa Devre Rölesi ve Aşırı Yük Rölesi gibi tüm röleleri içermekte olup tek cihaz ile koruma sağlanmaktadır.

1. Durum : Terfi Merkezinin Sadece Şebekeden Beslenmesi Durumu

Söz konusu 1. durumda terfi merkezinde bulunan asenkron motorlar şebeke ile paralel çalışmakta olup Hızırilyas HES çalışmadığı durum için kısa devre analizleri yapılmıştır.

2. Durum : Terfi Merkezinin Şebeke ve Hızırilyas HES ile Beslenmesi Durumu

Söz konusu 2. durumda terfi merkezinde bulunan asenkron motorlar şebeke ve Hızırilyas HES ile paralel çalıştığı durum için kısa devre analizleri yapılmıştır.

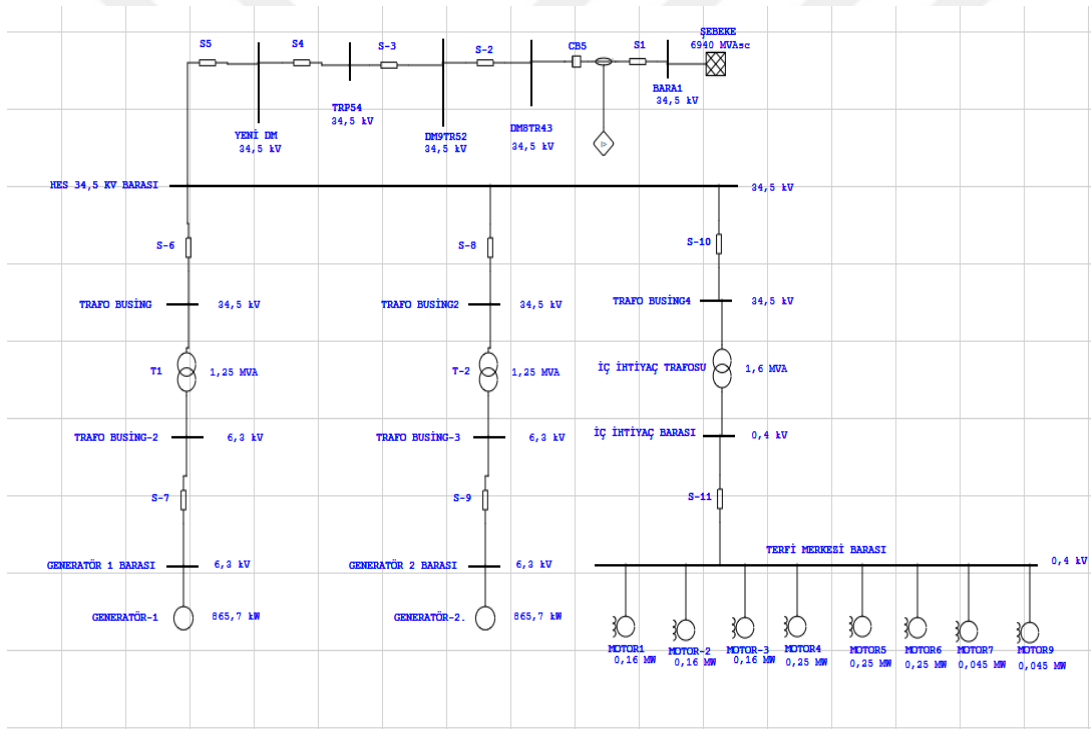
3. Durum : Terfi Merkezinin Hızırilyas HES ile Beslenmesi Durumu

Söz konusu 3. durumda terfi merkezinde bulunan asenkron motorlar Hızırilyas HES ile paralel çalışması durumunda kısa devre analizleri yapılmıştır.

4. Durum : Şebeke ve Hızırilyas HES Devrede Olması Durumu

Söz konusu 4. durumda terfi merkezi çalışmayıp şebeke ve Hızırilyas HES'in paralel çalışması durumu için kısa devre analizleri yapılmıştır.

5.2. Hızırilyas HES ve Terfi Merkezinin Paralel Çalışması Durumu

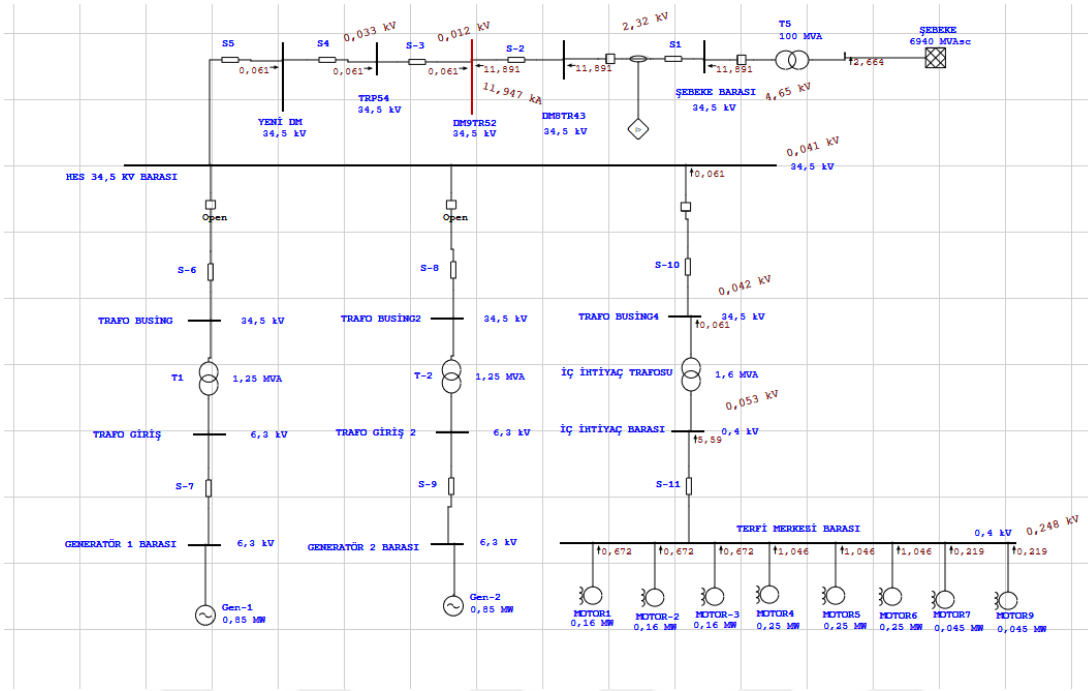


Şekil 5.1. Hızırilyas Hes Tek Hat Şeması (ETAP Programında)

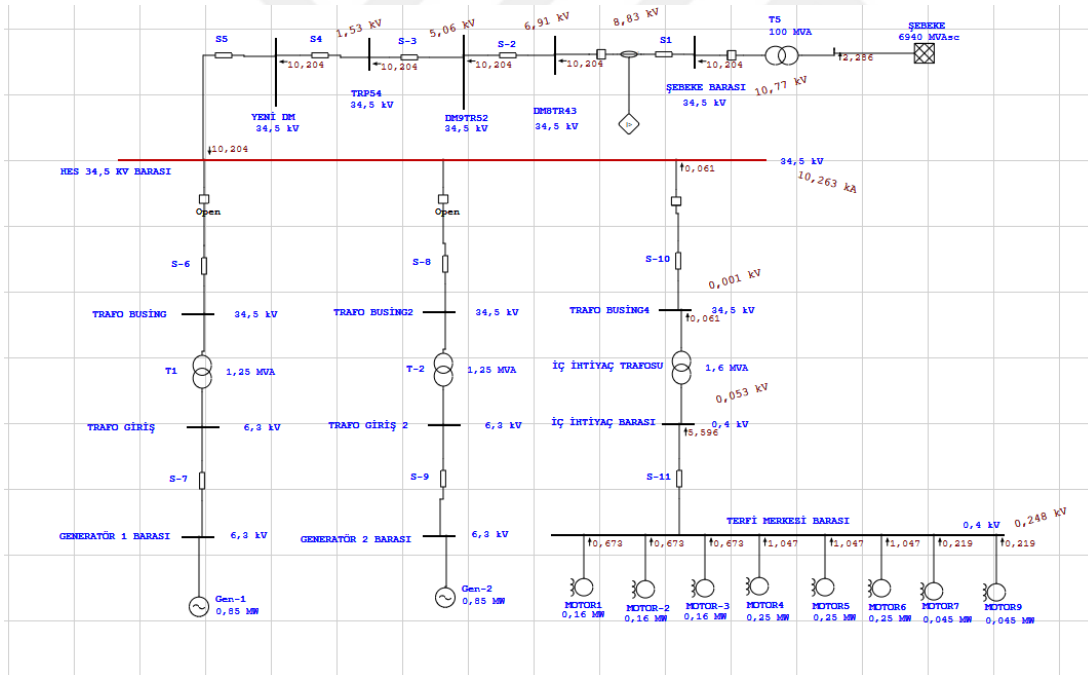
5.3. Kısa Devre Analizi

Eş zamanlı olarak 3 fazda da meydana gelen kısa devreye 3 faz kısa devre denir. Mevcut sistemde 4 farklı barada 3 faz kısa devre olması durumu analiz edilmiştir. Tüm baralarda kısa devre analizlerinde 4 farklı durum için inceleme yapılmıştır.

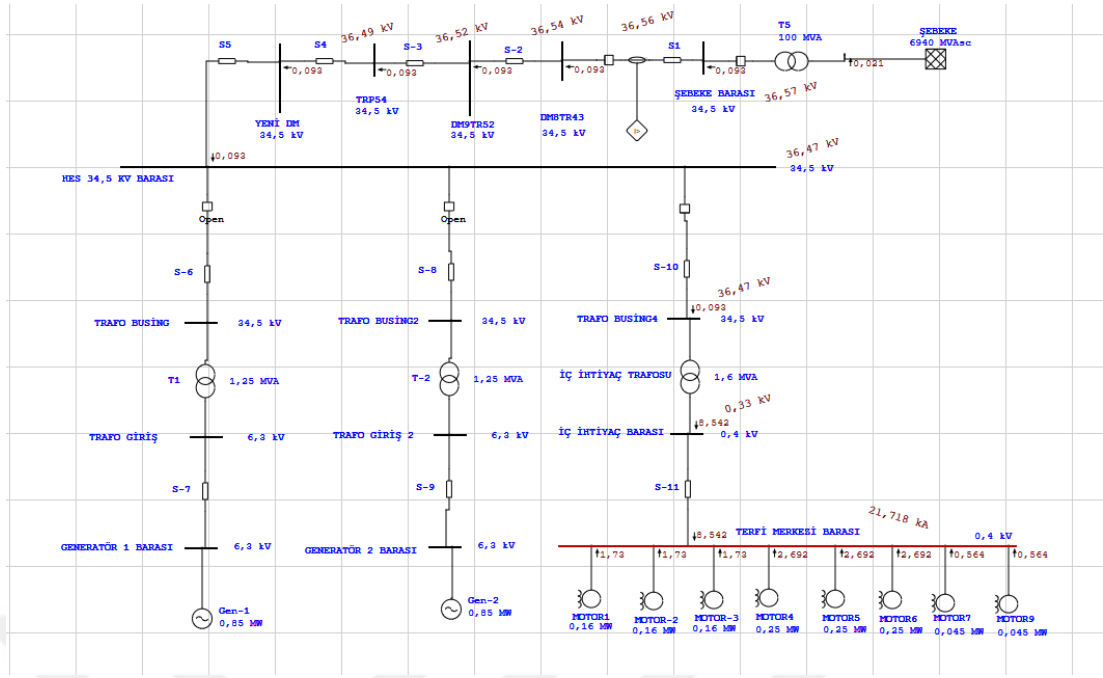
1. Durum : Asenkron Motorların Sadece Şebekeden Beslenmesi Durumu
2. Durum : Asenkron Motorların Şebeke ve Hızırilyas HES ile Beslenmesi Durumu



Şekil 5.3. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



Şekil 5.4. Hızırilyas HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



Şekil 5.5. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları

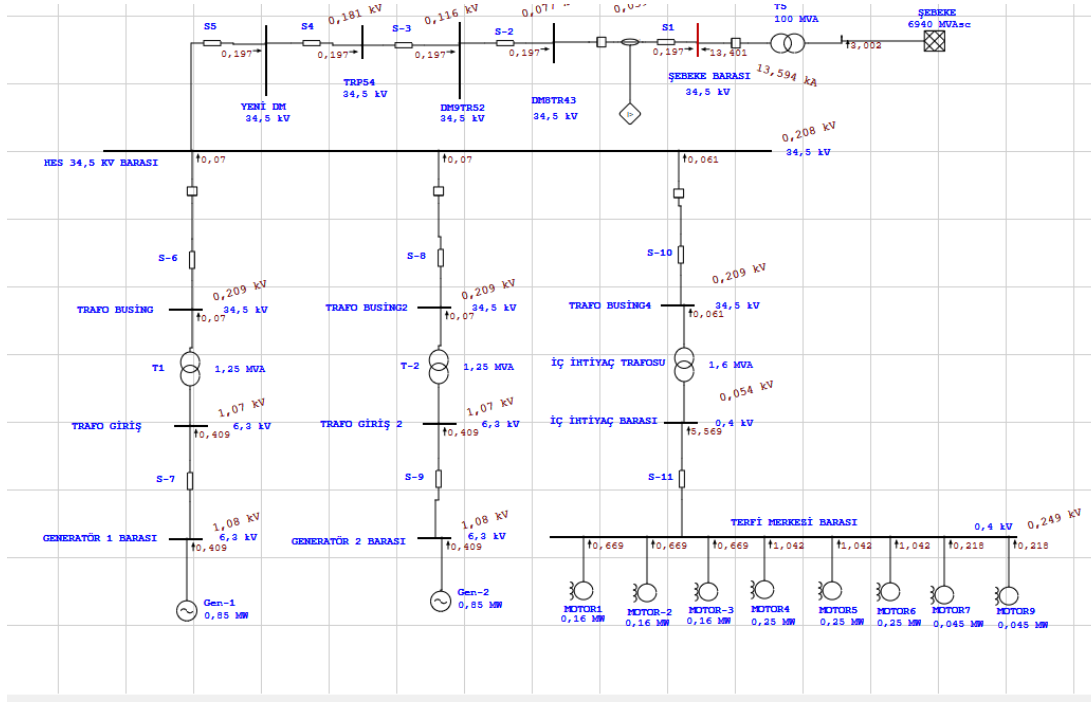
Tablo 5.1. Asenkron Motorların Sadece Şebekeden Beslenmesi Durumunda Kısa Devre Akımları

BARALAR	Şebeke Barası	DM9TR52 Barası	34,5 kV Barası	Terfi Merkezi Barası
Akım (kA)	13,455	11,947	10,263	21,718

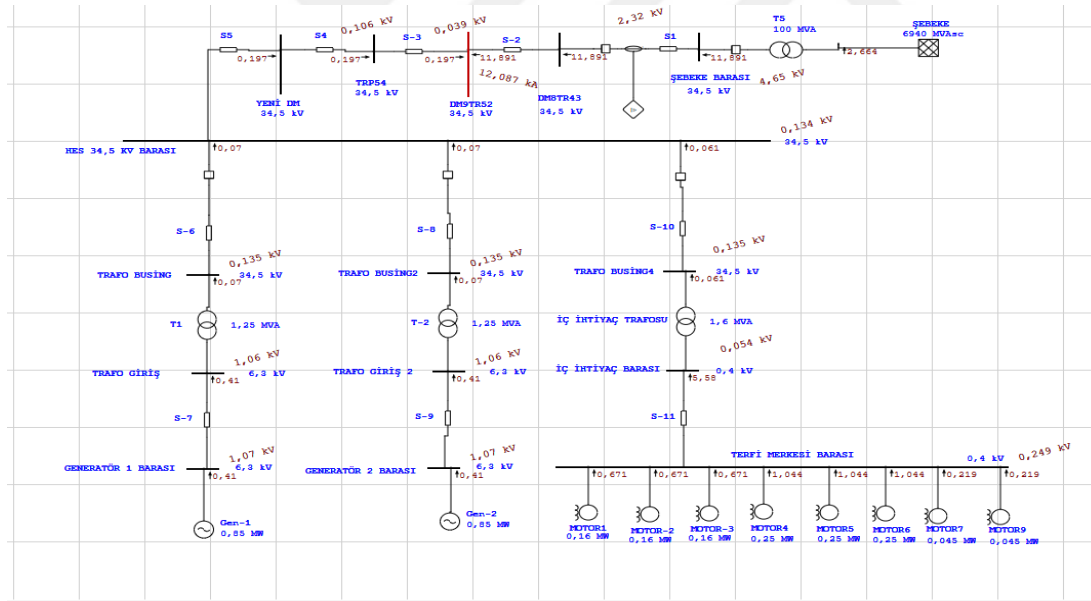
Söz konusu tablo incelendiğinde 1. Durumda şebeke barasında 3 faz kısa devre olması durumunda toplamda 13,455 kA kısa devre akımı oluşmaktadır.

5.3.2. Asenkron Motorların Şebeke ve HES ile Beslenmesi Durumu

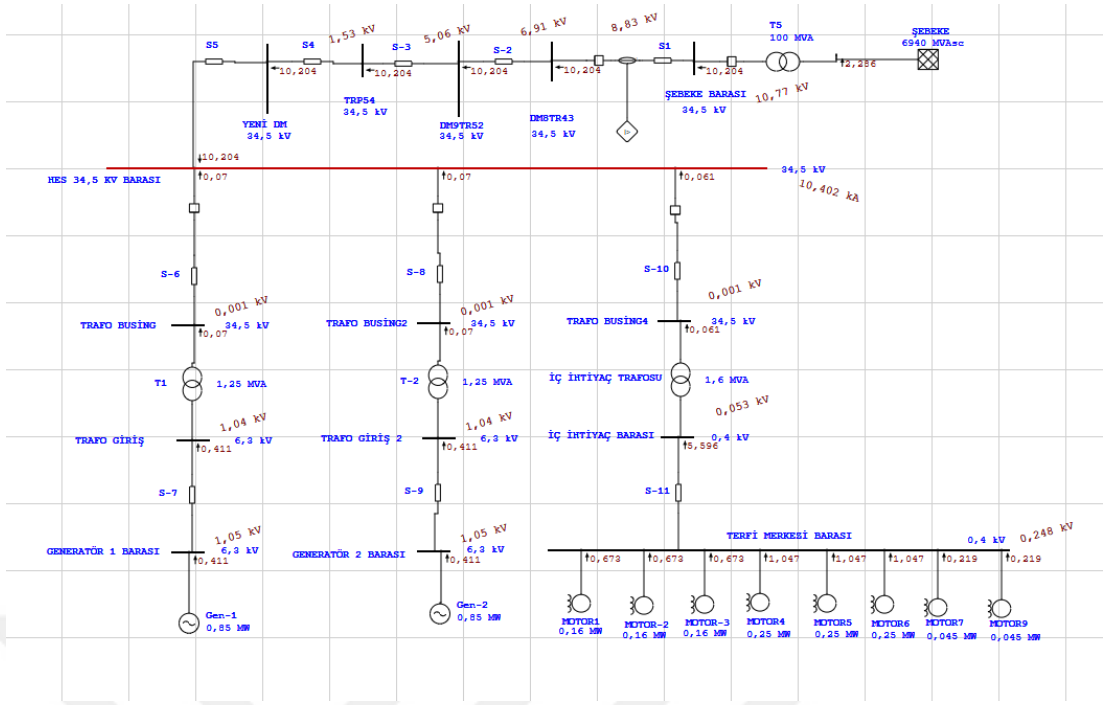
Asenkron motorların şebeke ve HES ile beslenmesi durumu için 4 farklı barada 3 faz kısa devre oluşması durumunda inceleme yapılmıştır.



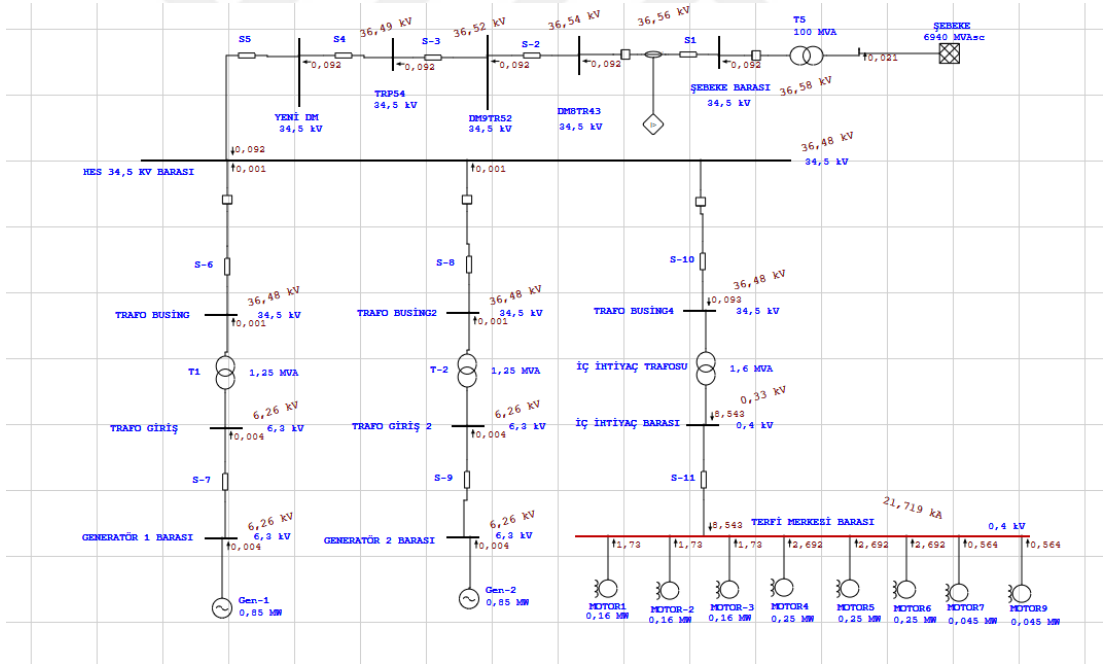
Şekil 5.6. Şebeke Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



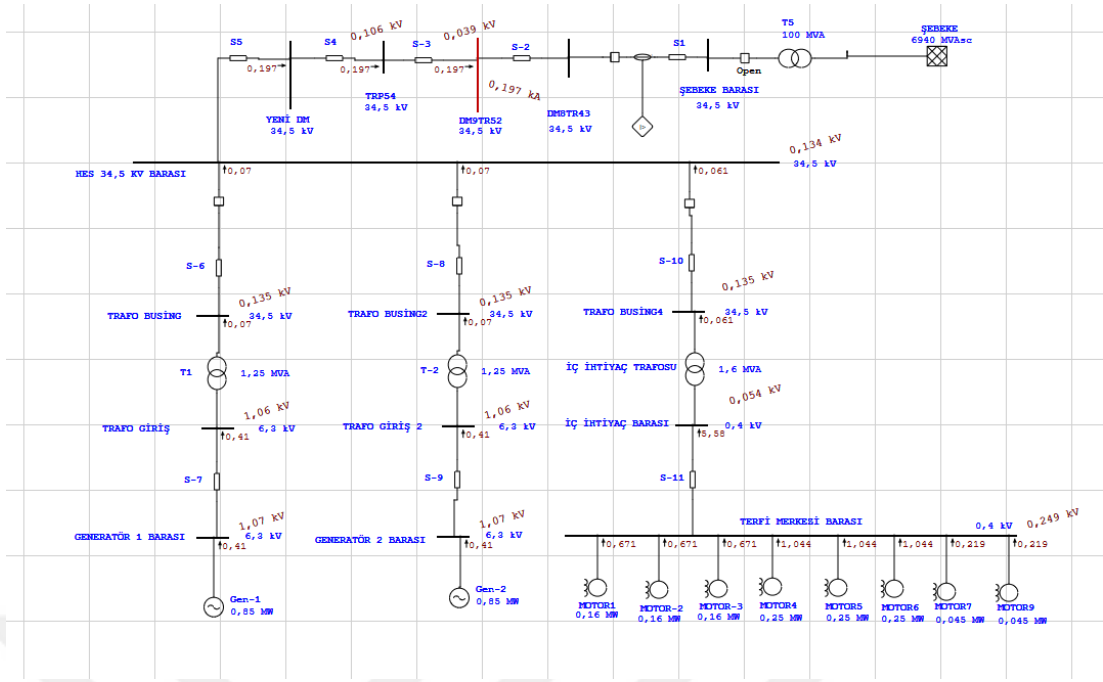
Şekil 5.7. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



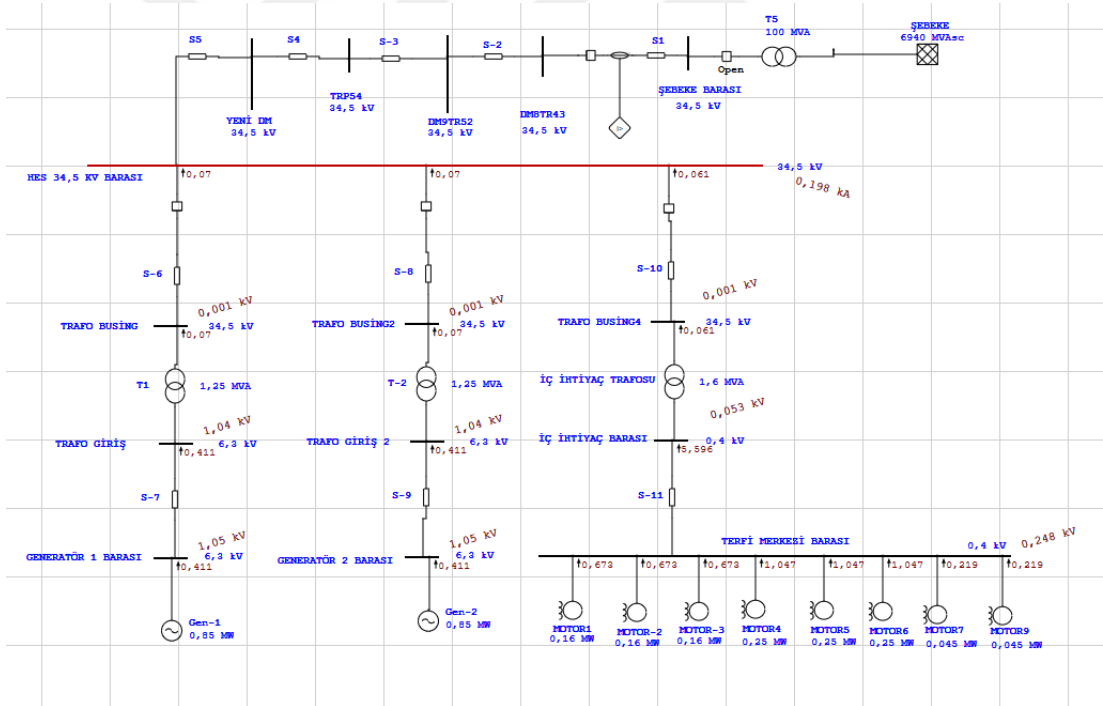
Şekil 5.8. HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



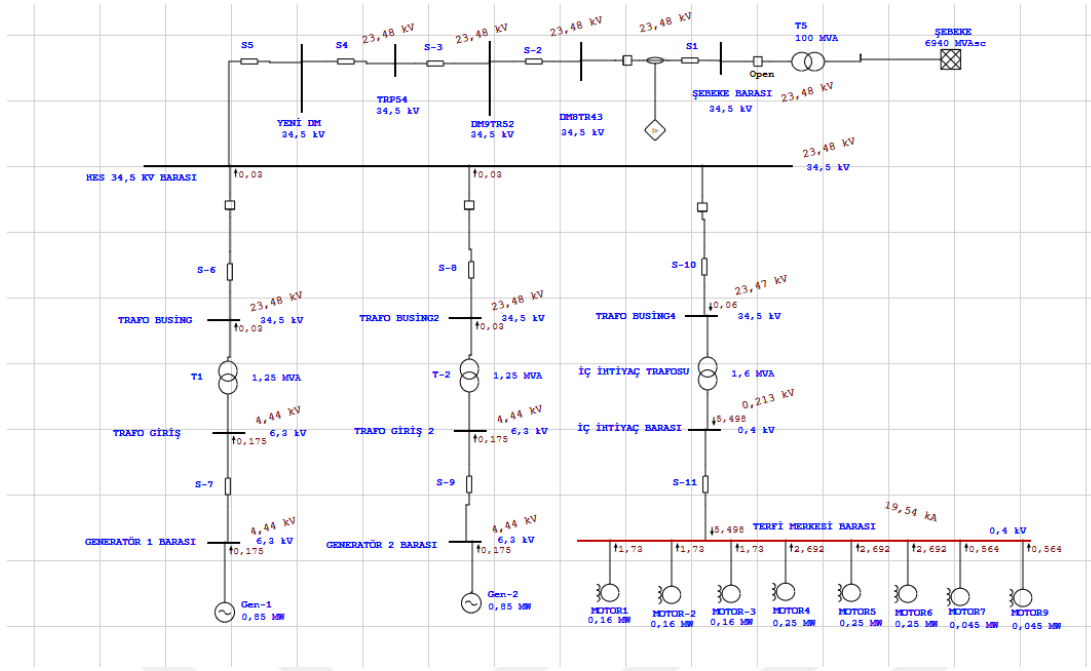
Şekil 5.9. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



Şekil 5.11. DM9TR52 Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



Şekil 5.12. Hızırilyas HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



Şekil 5.13. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları

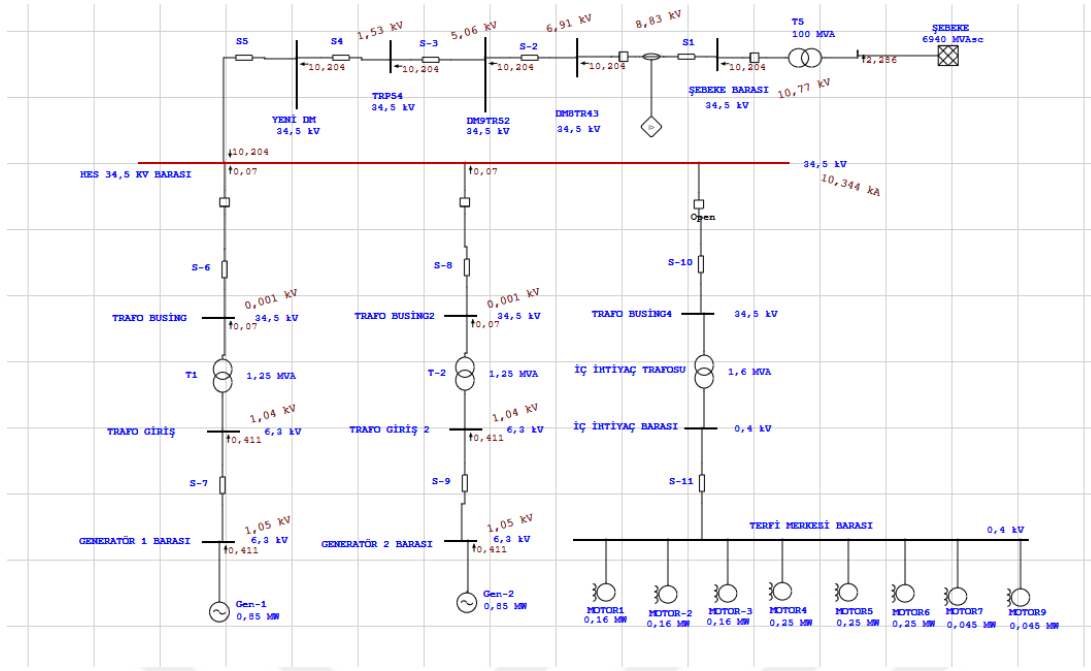
Tablo 5.3. Asenkron Motorların Hızırilyas HES ile Beslenmesi Durumunda Kısa Devre Akımları

BARALAR	Şebeke Barası	DM9TR52 Barası	34,5 kV Barası	Terfi Merkezi Barası
Akım (kA)	0,197	0,197	0,198	19,54

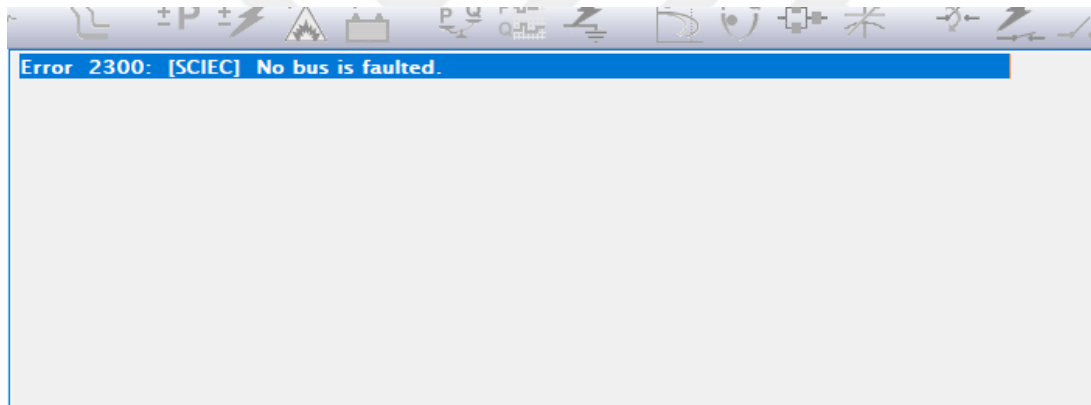
Söz konusu tablo incelendiğinde 3. Durumda şebeke barasında 3 faz kısa devre olması durumunda toplamda 27,106 kA kısa devre akımı oluşmaktadır. Asenkron motorların bulunduğu terfi merkezi de devrede olduğundan 0,061 kA akım değeri asenkron motorlardan sağlanmaktadır. 2. Durumda tüm sistem devrede olduğundan Hızırilyas HES 34,5 barasında kısa devre akımı 27,224 kA akım oluşmaktadır. Kısa devreye hes generatörlerinin her biri 0,07 kA katkı sağlayarak toplamda 0,14 kA kısa devre akımına katkı sağlamaktadır. Asenkron motorlar ise 0,061 kA katkı sağlamaktadır. 3. Durumda şebeke devrede olmadığından HES ve asenkron motorlardan oluşan 0,198 kA akım oluşmaktadır. 4. Durumda Şebeke ve HES devrede olduğundan 27,164 kA kısa devre akımı oluşmaktadır.

Şebeke ve Hızırilyas HES bağlantıda olması durumu için 4 farklı barada 3 faz kısa devre oluşması durumunda inceleme yapılmıştır.





Şekil 5.16. Hızırilyas HES 34,5 KV Barası 3 Faz Kısa Devre Anında Bara Akımları



Şekil 5.17. Terfi Merkezi Barası 3 Faz Kısa Devre Anı

Tablo 5.4. Şebeke ve Hızırilyas HES Devrede Olması Durumunda Kısa Devre Akımları

BARALAR	Şebeke Barası	DM9TR52 Barası	34,5 kV Barası	Terfi Merkezi Barası
Akım (kA)	13,541	12,032	10,344	-

Söz konusu tablo incelendiğinde 4. Durumda Terfi Merkezi barasında 3 faz kısa devre olması durumunda kısa devre akımı oluşmamaktadır.

Tüm tablolar incelendiğinde şebeke barasında 4 farklı durumda kısa devre oluşması halinde maksimum 13,594 kA akım oluşmaktadır. Hızırilyas HES ile beslenmediği durumda 13,455 kA akım oluşmaktadır. Şebekeden beslenmediği durumda ise 0,197 kA akım oluşmaktadır.

DM9TR52 barasında 4 farklı durumda kısa devre oluşması halinde maksimum 12,087 kA akım oluşmaktadır. HES ile beslenmediği durumda 11,947 kA akım oluşmaktadır. Şebekeden beslenmediği durumda ise 0,197 kA akım oluşmaktadır.

34,5 KV barasında 4 farklı durumda kısa devre oluşması halinde maksimum 10,402 kA akım oluşmaktadır. HES ile beslenmediği durumda 10,263 kA akım oluşmaktadır. Şebekeden beslenmediği durumda ise 0,198 kA akım oluşmaktadır.

Terfi Merkezi barasında 4 farklı durumda kısa devre oluşması halinde maksimum 21,719 kA akım oluşmaktadır. HES ile beslenmediği durumda 21,719 kA akım oluşmaktadır. Şebekeden beslenmediği durumda ise 19,54 kA akım oluşmaktadır. 4. Durumda şebeke ve hes devrede olduğundan terfi merkezi barasında kısa devre akımı oluşmamaktadır.

Tablo 5.5. Hızırilyas HES Tek Hat Şeması Ekipman Özellikleri

Ekipman Adı	Özelliği	Uzunluğu
ŞEBEKE (HES Bağlantı Noktası)	2018 TEİAŞ Yaz Puanı Verilerine Göre Ik:26,02 kA	-
S1	1x240/25 xlpe (cu)	0,795 km
S2	477 MCM	0,756 km
S3	3 AWG	0,742 km
S4	1x95/16 xlpe (cu)	0,8 km
S5	1x95/16 xlpe (Al)	0,23 km
S6 VE S8	1x95/16 xlpe (cu)	0,03 km
T1 VE T2	34,5/6,3 Kv 1,25 MVA %Uk: 6,55	-
S7 VE S9	1x95/16 xlpe (cu)	0,05 km
GENERATÖR1 VE GENERATÖR2	1000 Kva 6300 V	



6. SONUÇ

Söz konusu akımlar incelendiğinde asenkron motorların sadece şebekeden beslenmesi durumunda şebeke barasında 3 faz kısa devre oluşması durumunda 13,455 kA kısa devre akımı oluşurken asenkron motorların şebeke ve hes ile beslenmesi durumunda 13,594 kA kısa devre akımı oluşmaktadır. 34,5 kV barasında 3 faz kısa devre oluşması durumunda asenkron motorların sadece şebekeden beslendiği durum için 10,263 kA kısa devre akımı oluşmaktadır. Asenkron motorların hes ve şebekeden beslenmesi durumunda ise 10,402 kA kısa devre akımı oluşmaktadır.

Söz konusu hes şebeke ve asenkron motorlar ile paralel çalıştığı durumda şebeke barasında ve 34,5 kV barasında 3 faz kısa devre oluşması halinde kısa devreye 0,139 kA katkıda bulunmaktadır. Asenkron motorların ise kısa devreye katkısı resimde de görüldüğü üzere 0,061 kA olarak görülmektedir.

Bu çalışmada gösterildiği üzere, Yerel Elektrik Santrallerinin (YES) şebekeye eklenmesi, arıza büyüklükleri üzerine önemli etkiler yapmakta ve dolayısı ile koruma sistemlerinin ve elektriksel ekipmanlarının özellikle ayar değerinin yeniden gözden geçirilmesi gerekmektedir.

Bundan sonra yapılacak yerel elektrik santrali bağlantılarında tüm sistem analizleri yapıp koruma sistemlerinde gerekli düzenlemeler yapılmalıdır. Kısa devre akımlarındaki artış da göz önünde bulundurularak elektriksel ekipmanların kısa devre dayanım gücü maksimum kısa devre akımından yüksek seçilmelidir.



KAYNAKLAR

- Allen J. Wood; Bruce F. Wollenberg, Power Generation Operation and Control, John Wiley, NY, 2nd ed, 1996,
- Aslinezhad, M. H., Sadeghzadeh, S. M. ve Olamaei, J. (2011). Overcurrent relays protective coordination in distribution systems in presence of distributed generation. International Journal On Technical And Physical Problems Of Engineering, vol. 3, no. 2, pp. 40-46.
- Bozkurt, A. (2005). Harmoniklerin Aşırı Akım Rölelerine Olan Etkisinin Yapay Sinir Ağları Destekli Olarak İncelenmesi, Yıldız Teknik Üniversitesi
- D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution And Transmission Networks, IEEE Trans. on Power System, vol. 3 (2), pp. 753–762, May 1988.
- D. Thukaram, H. M. W. Banda, and J. Jerome, A Robust Three-Phase Power Flow Algorithm for Radial Distribution Systems, Electric Power Systems Research, vol. 50 (3), pp. 227-236, June 1999.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği Ticari Ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik, Resmi Gazete, Sayı:26287, 12/09/2006.
- F. Zhang and C. S. Cheng, A modified Newton method for radial distribution system power flow analysis, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 12, no.1, pp. 389–397, 1997.
- Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul D. Rajicic, R. Ackovski, and R. Taleski, Voltage correction power flow, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 9 (2), pp. 1056–1062, April 1994.
- G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci and F. Pilo, A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation, IEEE Trans. On Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 750-757 May 2005.
- G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans and W. D'haeseleer, Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy vol. 33 no.6, pp. 787–798, 2005.
- G. X. Luo and A. Semlyen, Efficient Load Flow for Large Weakly Meshed Networks, IEEE Trans. on Power System, vol. 5 (4), pp. 1309–1316, November 1990.
- Gençaydın, E. (2006). Enerji İletim Hatlarının Nümerik Mesafe Koruma Röleleri İle Korunması, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
- H. L. Willis, W. G. Scott, Distributed Power Generation, Marcel Dekker, New York, 2000.
- H.W. Dommel, W.F. Tinney, Optimal Power Flow Solutions, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp 1866-1876, October 1968.

<https://www.teias.gov.tr/ilgili-raporlar>

- IEA (International Energy Agency), Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Paris, p. 128, 2002.
- IEC. (1996). IEC 60044-1:1996 Instrument transformer Part 1: Current transformers.
- IEEE. (2001). IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems, New York: IEEE Inc.
- IEEE. (2008). IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.
- J. H. Teng, A Network-Topology Based Three-Phase Load Flow for Distribution Systems, Proceedings of National Science Council ROC (A), vol. 24 (4), pp. 259-264, 2000
- J.C.Carlisle, A.A.El-Keib, D.Boyd, K.Nolan, A Review of Capacitor Placement Techniques on Distribution Feeders, Proceedings of the 29th Symposium on System Theory, Cookeville, Tennessee, Mar. 1997.
- Juan, E. J. H. ve Gers, M. (2004). Protection of Electricity Distribution Networks. London, UK: The Institution of Engineering and Technology.
- M. E. Baran, A. W. Kelley, A Branch-Current-Based State Estimation Method For Distribution Systems, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp.483-491, February 1995.,
- M. J. N. Van Werven, M J J Scheepers, DISPOWER, The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Report ECN-C-05- 048, June 2005 (<http://www.ecn.nl/library/reports/index.html>).
- M.H. Haque, A General Load Flow Method for Distribution Systems, Electric Power System Research, vol. 54 (1), pp.106-114, April 2000.
- Meeuwsen, J. J., Kling, W. L. ve Rombouts, S. P. J. (1997). The influence of protective relay schemes on the reliability indices of load points in meshed operated MV networks. Electricity Distribution. Part 1: Contributions. CIRED. 14th International Conference and Exhibition on IEE Conf. Publ. No. 438, Birmingham, UK.
- N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, Embedded Generation, IEE, London, pp. 245, 2000.
- P. A. Laptante, Electrical Engineering Dictionary, C.R.C. press LLC, Boca Raton, 2000.
- P. P. Barker, R. W. de Mello, Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems, in Proc. of IEEE PES Summer Meeting, vol. 3, pp.1645-1656, 2000
- R. C. Dugan, T. E. McDermott and G. J. Ball, Distribution Planning for Distributed Generation, Rural Electric Power Conference, pp. C4.1-C4.7, May 2000.
- S. Satyanarayana, T. Ramana, S. Sivanagaraju, G. K. Rao, An efficient load flow solution for radial distribution network including voltage dependent load models, electric Power Components and Systems, vol. 35 (5), pp. 539-551, 2007.

- So, C. W. ve Li, K. K. (2004). Intelligent method for protection coordination. IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, Hong Kong
- T. A. Short, Electric Power Distribution Handbook, CRC Press, 2004
- T. Ackermann, G. Anderson, L. Söder, Distributed Generation: a Definition, Electric Power System Research, vol. 57, pp. 195-204, 2001
- U. Eminoglu, and M. H. Hocaoglu, Distribution Systems Forward/Backward Sweep-based Power Flow Algorithms: A Review and Comparison Study, Electric Power Components and Systems, 37:1, pp. 91-110, 2009.
- U. Eminoglu, T. Gözel, M. H. Hocaoglu, DSPFAP: Distribution Systems Power Flow Analysis Package Using MATLAB Graphical User Interface (GUI), Computer Applications in Engineering Education, accepted at 05/10/2007, in press.
- U. Eminoğlu, Dağıtım sistemleri için yeni bir güç akışı algoritmasının geliştirilmesi, Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, 176 Sayfa, 2007.
- Url-1 http://www.elektrikrehberi.net/teknik_yazilar/koruma_sistemleri.doc Koruma Sistemlerinin Genel Prensipleri, Şebeke Ve Transformator Koruması, alındığı tarih 02/10/2022
- Weedy, B. M. ve Cory, B. J. (1988). Electric Power Systems. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.
- Yumurtacı, R. (1995). Elektrik Güç Sistemlerinde Hatların Mesafe Röleleri İle Korunması, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, İstanbul



ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : İsmail SINIRCI

ÖĞRENİM DURUMU:

- Lisans** : 2017, Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- 2019 yılından itibaren Sakarya Büyükşehir Belediyesi Su ve Kanalizasyon İdaresi'nde Mühendis olarak çalışıyor.

TEZDEN TÜRETİLEN ESERLER:

- İsmail S., Mehmet Ali Y.(2024, 29-31, Ocak). 3rd Eurasia International Scientific Research And Innovation Congress. *Impacts Of Locals Electric Plants On The Grid*, Ankara, Turkey.

DİĞER ESERLER: