

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ENERJİ İLETİM HATLARINDA ARIZA YERİNİN  
BELİRLENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
Müh. Şahin HAÇEMANAYVALYAN**

**Anabilim Dalı : ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ**

**Programı : ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ**

**OCAK 2007**

**ENERJİ İLETİM HATLARINDA ARIZA YERİNİN  
BELİRLENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
Müh. Şahin HAÇEMANAYVALYAN  
504031043**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 25 Aralık 2006  
Tezin Savunulduğu Tarih : 30 Ocak 2007**

**Tez Danışmanı      Doç. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK  
Diğer Jüri Üyeleri    Prof. Dr. Ömer USTA (İ.T.Ü.)  
Y. Doç. Dr. Mehmet BAYRAK (S.Ü.)**

**OCAK 2007**

## **ÖNSÖZ**

Yüksek lisans öğrenimim süresince, özellikle bu tez çalışmasının tamamlanması aşamasında gösterdikleri sabır, anlayış ve yardımlar için Doç. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK'a ve yorum ve yönlendirmeleriyle bu çalışmaya büyük katkısı bulunan Dr. Fatma Gül BAĞRIYANIK'a en içten teşekkürlerimi sunarım.

Gerek lisans gerekse yüksek lisans öğrenimim süresince çok değerli maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman esirgemeyerek bu çalışmanın meydana gelmesini mümkün kılan; Elk. Müh. Arto SEMERCİYAN'a, Prof. Dr. Oruç BİLGİÇ'e, Prof. Dr. Jan KALAYCI'ya ve Cemal APELİGAN şahsında TEKNİK DÖKÜM A.Ş. ailesine müteşekkirim.

Her türlü yardım ve desteğiyle her zaman yanımda olan babama duyduğum sonsuz minnettarlığımı ve anısının erişilmez yüceliğine layık olmasa da bu çalışmayı annemin anısına ithaf ettiğimi belirtmek isterim.

**Aralık 2006**

**Şahin HAÇEMANAYVALYAN**

## İÇİNDEKİLER

<b>KISALTMALAR</b>	<b>V</b>
<b>TABLO LİSTESİ</b>	<b>VI</b>
<b>ŞEKİL LİSTESİ</b>	<b>VII</b>
<b>SEMBOL LİSTESİ</b>	<b>VIII</b>
<b>ÖZET</b>	<b>IX</b>
<b>SUMMARY</b>	<b>XI</b>
<b>1. GİRİŞ</b>	<b>1</b>
<b>2. ENERJİ İLETİM HATLARINDA ARIZA YERİNİN BELİRLENMESİ</b>	<b>5</b>
2.1. Arıza Yerini Belirlemek İçin Kullanılan Cihazlar	6
2.2. İdeal Bir Arıza Yeri Belirleme Yönteminin Özellikleri	7
2.3. Arıza Yeri Belirleme Yöntemlerinin Sınıflandırılması	8
<b>3. ARIZA YERİ BELİRLEME YÖNTEMLERİ</b>	<b>15</b>
3.1. Fazör Domeni Yöntemleri	16
3.1.1. Bir Uçlu Algoritmalar	18
3.1.1.1 Basit Reaktans Yöntemi	23
3.1.1.2 Yük Akımı ve Reaktans Etkisini Azaltan Yöntemler	25
3.1.1.3 Kaynak Empedansı Kullanan Yöntemler	26
3.1.2 İki Uçlu Algoritmalar	27
3.2. Zaman Domeni Yöntemleri	33
3.3. Yürüyen Dalga Yöntemleri	37
<b>4. EŞZAMANLI FAZÖRLERLE ARIZA YERİ BELİRLEME</b>	<b>42</b>
4.1. Ölçülen Değerlerle Kaynak Empedanslarının Hesaplanması	42
4.2. Arıza Yeri Belirleme Algoritması	43
<b>5. ÖRNEK SİSTEM İNCELEMESİ</b>	<b>49</b>
5.1. Örnek Sistemde Basit Reaktans Yöntemi İle Arıza Yerinin Belirlenmesi	49
5.1.1. Arıza Direncinin Etkisi	50
5.1.2. Arıza Tipinin Etkisi	51
5.1.3. Arızanın Meydana Geliş Zamanının Etkisi	52
5.1.4. Hat Üzerinde Arıza Konumunun Etkisi	53
5.1.5. Arıza Tipinin Yanlış Tespitinin Etkisi	54

5.2. Örnek Sistemde Eşzamanlı Fazörlerle Arıza Yerinin Belirlenmesi	56
5.2.1. Arıza Direncinin Etkisi	56
5.2.2. Arıza Tipinin Etkisi	57
5.2.3. Arızanın Meydana Geliş Zamanının Etkisi	58
5.2.4. Hat Üzerinde Arıza Konumunun Etkisi	58
5.2.5. Yineleme Adım Aralığının Etkisi	59
5.2.6. İletim Hattının Toplam Boyunun Etkisi	60
5.3. Büyükçekmece-BOTAŞ İletim Hattı İncelemesi	62
<b>6. SONUÇ VE ÖNERİLER</b>	<b>65</b>
<b>KAYNAKLAR</b>	<b>68</b>
<b>EK-A İLETİM HATTI MODELLERİ</b>	<b>72</b>
A.1. Giriş	72
A.2. Kısa Hat Modeli	72
A.3. Orta Uzunluktaki Hat Modeli	74
A.4. Uzun Hat Modeli	76
<b>EK-B FAZ TOPRAK ARIZASI İÇİN HESAPLAMA</b>	<b>81</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ</b>	<b>84</b>

## **KISALTMALAR**

<b>CCVT</b>	: Capacitor Coupling Voltage Transformer
<b>DFR</b>	: Digital Fault Recorder
<b>EMTP</b>	: Electromagnetic Transients Program
<b>GPS</b>	: Global Positioning System
<b>MATLAB</b>	: Matrix Laboratory
<b>ATP</b>	: Alternative Transients Program
<b>DFT</b>	: Discrete Fourier Transform
<b>ANN</b>	: Artificial Neural Network
<b>MLS</b>	: Minimum Least Squares
<b>PMU</b>	: Phasor Measurement Unit

## TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
<b>Tablo 3.1</b> Basit empedans eşitlikleri .....	18
<b>Tablo 3.2</b> Basit reaktans yöntemi için VG ve IG değerleri .....	24
<b>Tablo 5.1</b> Basit reaktans yönteminde arıza direncinin etkisi.....	51
<b>Tablo 5.2</b> Basit reaktans yönteminde arıza tipinin etkisi .....	52
<b>Tablo 5.3</b> Basit reaktans yönteminde arıza oluşum anının etkisi .....	53
<b>Tablo 5.4</b> Basit reaktans yönteminde arıza uzaklığının etkisi. ....	54
<b>Tablo 5.5</b> Arıza tipinin faz-toprak arızası olarak yanlış tespitinin etkisi. ....	55
<b>Tablo 5.6</b> Arıza tipinin iki-faz ya da iki-faz-toprak arızası olarak yanlış tespitinin etkisi .....	55
<b>Tablo 5.7</b> İki uçlu yöntemde arıza direncinin etkisi .....	56
<b>Tablo 5.8</b> İki uçlu yöntemde arıza tipinin etkisi .....	57
<b>Tablo 5.9</b> İki uçlu yöntemde arızanın meydana geliş zamanının etkisi.....	58
<b>Tablo 5.10</b> İki uçlu yöntemde arıza uzaklığının etkisi.....	59
<b>Tablo 5.11</b> Arıza direnci $1\Omega$ için adım aralığının etkisi.....	59
<b>Tablo 5.12</b> Arıza direnci $10\Omega$ için adım aralığının etkisi .....	60
<b>Tablo 5.13</b> 200 km toplam boyundaki iletim hattı sonuçları.....	61
<b>Tablo 5.14</b> Büyükçekmece-BOTAŞ hattında bir uçlu yöntemin arıza konumu sonuçları.....	63
<b>Tablo 5.15</b> Büyükçekmece-BOTAŞ hattında iki uçlu yöntemin arıza konumu sonuçları.....	64

## ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1 : Arıza yeri belirlemede kullanılan cihazlar .....	6
Şekil 3.1 : Arızalı iletim hattı devresi .....	17
Şekil 3.2 : Bir iletim hattı arızası için tek hat şeması ve eşdeğer devre .....	20
Şekil 3.3 : Yük akımı ve arıza direnci etkisi.....	21
Şekil 3.4 : Faz toprak arızasında dizi devreleri bağlantısı.....	29
Şekil 3.5 : Boyutsuz konum-zaman düzleminde karakteristikler.....	34
Şekil 3.6 : Dalga hareket diyagramı .....	39
Şekil 3.7 : Tipik dalga şekilleri.....	40
Şekil 4.1 : Hat sonlarının kaynak modeli. ....	43
Şekil 4.2 : Arızalı iki uçlu bir hat.....	44
Şekil 4.3 : Arızalı bir hattın pozitif dizi eşdeğeri .....	44
Şekil 4.4 : Arıza yerini bulmak için geliştirilen algoritmanın sembolik gösterimi.....	46
Şekil 4.5 : Arıza yeri belirleme algoritması akış diyagramı.....	47
Şekil 5.1 : Örnek sistem.....	49
Şekil 5.2 : Toplam hat boyu farklı iki hat için belirlenen arıza konumlarındaki hatalar.....	61
Şekil 5.3 : Faz toprak (a-g) arızası için düzeltilmiş arıza akımıyla bulunan sonuçlar.....	62
Şekil 5.4 : Büyükçekmece-BOTAŞ hattında iki farklı yöntemle belirlenen arıza konumu sonuçları.....	64
Şekil A.1 : Kısa hat modeli.....	72
Şekil A.2 : İletim hattının iki uçlu gösterimi .....	73
Şekil A.3 : Orta uzunluktaki hat için nominal $\pi$ modeli.....	74
Şekil A.4 : Dağılmış parametrelili uzun hat.....	77
Şekil A.5 : Uzun hatlar için eşdeğer $\pi$ modeli.....	80
Şekil B.1 : Bir faz toprak arızası devre modeli.....	81



## SEMBOL LİSTESİ

$f_0$	: Sistemin temel frekansı
$t$	: Zaman
$x$	: Konum
$l$	: Birim uzunluk indüktansı
$r$	: Birim uzunluk direnci
$c$	: Birim uzunluk kapasitesi
$g$	: Birim uzunluk iletkenliği
$v$	: Gerilim
$i$	: Akım
$\theta$	: Faz açısı
$f_s$	: Örnekleme frekansı
$N$	: Örnekleme frekansının sistemin temel frekansına oranı
$Z_L$	: Birim uzunluk başına hat empedansı
$L$	: Toplam hat uzunluğu
$m$	: Arızanın hat başından uzaklığı
$Z_F$	: Arıza empedansı
$V_F$	: Arıza gerilimi
$Z_0, Z_1, Z_2$	: Simetrik bileşen dizi empedansları
$R_F$	: Arıza direnci
$I_F$	: Arıza akımı
$Z_{FG}$	: Hat başında ölçülen, arızaya kadar olan görünür empedans
$\Delta I_G$	: Fark akımı
$d_s$	: Akım dağılım çarpanı
$n_s$	: Yükleme akımı çarpanı
$Z_G, Z_H$	: Hat başı ve hat sonu kaynak empedansları
$\beta$	: Akım dağılım çarpanı açısı
$\gamma$	: Yükleme akımı çarpanı açısı
$V_a, V_b, V_c$	: Hat başı faz gerilimleri
$V_{ab}, V_{bc}, V_{ac}$	: Hat başı fazarası gerilimleri
$k_1, k_2, k_3$	: Yerel gerilim, akım ve kaynak empedanslarının fonksiyonları
$\delta$	: Faz açısı farkı
$\Delta t$	: Zaman farkı
$V_{2F}$	: Negatif dizi arıza gerilimi
$J$	: Hata ölçü fonksiyonu
$\rho, s$	: İki karakteristik boyunca uzunluk
$M_1$	: Modal dönüşüm matrisi
$\tau$	: Zaman kayması
$R(\tau), \Phi(k)$	: Otokorelasyon fonksiyonları
$T$	: Otokorelasyon penceresinin uzunluğu
$Z_{bara}$	: Bara empedans matrisi
$Y_{sh1,2,3,4}$	: Şönt admitanslar
$\Delta L$	: Yineleme adımı hat uzunluğu

## ENERJİ İLETİM HATLARINDA ARIZA YERİNİN BELİRLENMESİ

### ÖZET

Elektrik enerjisi, yaygın kullanım alanıyla bireysel ve kurumsal hayatın en önemli ihtiyaçları arasındadır. Hem tüketiciler, hem de güç sistemini oluşturan üretim, iletim ve dağıtım birimleri açısından özellikle ekonomik rekabetin yoğunlaştığı günümüz koşullarında, elektrik enerjisindeki kısa süreli bir kesinti dahi pek çok problemi de beraberinde getirecektir. Bu nedenle güç sisteminin temel yapı taşı olarak enerji iletim hatları göz önüne alındığında, meydana gelen bir arıza en kısa sürede giderilmelidir.

Arızanın giderilebilmesi, iletim hattının tekrar devreye alınarak sistemin normal çalışma koşullarına dönebilmesi için de öncelikle arızanın nerede oluştuğunun belirlenmesi gerekir. Böylece tamir ekibinin en kısa sürede hattın arızalı kısmına yönlendirilmesi sağlanarak tamir süresi kısaltılır, muhtemel enerji kesintisi süresi ve kesinti nedeniyle oluşacak maddi kayıplar asgari seviyede tutulur. Ayrıca güç sistemine bütün olarak bakıldığında arıza sonrasında verilecek kontrol kararlarında da arıza yerinin önemi vardır.

Enerji iletim hatlarında arıza yerinin belirlenmesi için çeşitli yöntemler geliştirilmiştir. Bu çalışmada; fazör domeni yöntemleri, zaman domeni yöntemleri ve yürüyen dalga yöntemleri olmak üzere üç büyük grupta toplanan bu yöntemler incelenmiştir. Bu gruplar içerisinde farklı nitelikler gözönüne alınarak oluşturulan alt grupların olumlu ve olumsuz özellikleri hakkında, genel olarak ideal bir arıza yeri belirleme yönteminden beklenenler çerçevesinde bilgi verilmiştir. Her bir grubun arıza yerini belirlemek için takip ettiği yol hakkında temel içerikli bilgi verilmekle birlikte daha çok empedans temelindeki fazör domeni yöntemleri üzerinde durulmuştur.

Ekonomik ve kolay uygulanabilir oluşu sebebiyle tercih edilen fakat arıza direncinin değeri ve hattın diğer ucundan gelen akım beslemesi etkilerine karşı hassas olan bir

uçlu algoritmalardan bir tanesi olan basit reaktans yöntemine ilişkin ayrıntılı bilgi verilmiştir.

İki uçtan yapılan eşzamanlı fazör ölçümlerini kullanan ve bara empedans matrisi temelinde yinelemeli olarak arıza yerini belirleyen diğer bir yöntem ayrıntılarıyla incelenerek olumlu ve olumsuz özellikleri ortaya konulmaya çalışılmıştır.

rnek bir sistemin modeli üzerinde arıza direnci, arıza tipi ve arıza uzaklığı açısından farklı koşullarda arızalar oluşturularak benzetimler yoluyla arızalı sisteme ilişkin veriler toplanmıŐtır. Elde edilen veriler; basit reaktans ve iki uçlu yöntemin algoritmalarını gerçeklemek üzere yazılan programlarda kullanılarak arıza uzaklığı sonuçları retilmiŐtir. Sonuçlar tablo ve grafikler Şeklinde sunularak irdelenmiŐtir.

## **FAULT LOCATION ON POWER TRANSMISSION LINES**

### **SUMMARY**

Electricity power, with its widespread using area, is one of the most important requirements for personal and corporational life. In the point of view of both consumers and the generation, transmission and distrubition parts of power system, any outage even of short duration will cause many problems in such recent increased economic competition conditions. Therefore, considering the power transmission lines as the backbone of the power system any fault on these lines must be cleared immediately.

It must firstly be determined that where the fault occurs to repair the fault and to restore the system back to its normal working conditions by reclosing the transmission line. By immediately providing to direct the line crew towards the location of the fault, restoration time is shortened and possible outage duration and financial loss will be kept at minimum. Also, considering the power system as a whole widespread system, the location of the fault has implications on the control action decisions that will be taken after the fault.

Many different methods to estimate transmission line fault location have been developed. In this study, these methods which are classified in three big groups such as phasor domain methods, time domain methods and travelling wave methods are examined. Information about the advantages and disadvantages of the subgroups, which are formed considering the different properties of these big groups, is given through the frame of general expectations from an ideal fault location method. Basic information about the algorithm for fault location of each group is given, however mostly concentrated on the impedance based phasor domain methods.

Detailed information is given about the simple reactance method which is preferred because of being simple and economical but which is one of the one ended algorithms that are sensitive to the effects of fault resistance and remote end current infeed.

By examining in detail another method that using synchronized phasor measurements from both ends and estimating the fault location by the iterations based on the bus impedance matrix, it is tried to find out favourable and unfavourable features of the method.

Faulted system data is collected by using the model of a sample system simulations performed for different conditions of fault resistance, fault type and fault distance. The results of fault location distance have been produced by using the data, collected in this way, in the programs written to implement the algorithms of the simple reactance method and the two ended method. The results are discussed and presented in tables and graphs.

## 1 GİRİŞ

Başlangıçta sadece aydınlatma amacıyla kullanılması planlanmış olan elektrik enerjisi bugün artık, endüstriyel kuruluşların üretim tesislerinde kullanımından bireylerin günlük ihtiyaçlarının karşılanmasına kadar uzanan çok geniş bir alanda kullanımı kaçınılmaz olan bir enerji kaynağı durumuna gelmiştir. Vazgeçilmez nitelikteki bu enerjinin, en genel anlamda, üretim birimlerinde elde edilip tüketicilere ulaştırılması hizmeti elektrik güç sistemleri tarafından yerine getirilmektedir.

Üretim merkezleriyle tüketiciler arasındaki bağı oluşturan ve enerji akışını sağlayan enerji iletim hatları, güç sistemlerinin belkemiği konumundadır. Enerji iletim hatlarında bir arıza oluşması durumunda iletim sisteminin yapısına bağlı olarak tüketicilere enerji akışında kesintiler oluşabilir. Enerji sektöründeki güvenilir, kararlı ve sürekli enerji sağlamak şeklindeki hizmet bilincinin özelleştirme çalışmalarıyla birlikte rekabete dönüştüğü günümüz koşullarında arıza nedeniyle oluşacak bir kesinti ekonomik ve sosyal problemleri de beraberinde getirecektir.

Arızaya sebep olan etkenlerin (direklere ya da iletkenlere yıldırım düşmesi gibi doğal çevresel koşullar, iletim hattının yapım özellikleri vb.) rastgele olduğu, dolayısıyla herhangi bir zamanda herhangi bir yerde arıza oluşmasının mümkün olduğu göz önünde bulundurulduğunda arızanın giderilmesi çalışmalarında hareket noktasının arıza yerinin belirlenmesi olduğu açıktır. Kalıcı arıza durumunda arıza yerinin doğru şekilde belirlenmesi tamir ekibinin muhtemel kötü hava koşulları veya zorlu, engebeli arazi şartlarında en kısa sürede iletim hattının arızalı kısmına ulaşmasını sağlayacaktır. Böylece hem arızanın aranması sırasındaki zaman kaybı ve maddi kayıplar engellenmiş olur hem de olası enerji kesintisi süresi kısaltılarak kesintinin sebep olacağı ekonomik kayıplar en aza indirilmiş olur. Geçici arıza durumunda çoğunlukla hattın tekrar devreye alınmasını sağlayan otomatik geri kapama girişimleri, arızanın generatöre yakın olması durumunda sistemde kararsızlığa sebep olabilir [1]. Bunun yanısıra geçici arızaların da kalıcı hasarlar bırakabileceği göz önünde bulundurulduğundan arızanın geçici olması durumunda da hattaki arızalı yerin belirlenmesi ihtiyacı vardır.

Arıza yeri belirleme yöntemleri, bir iletim hattındaki arızanın yerinin belirlenmesi için kullanılan yöntemlerdir. Bu konuda çok sayıda araştırma yapılmıştır. Bu araştırmalar çeşitli açılardan birbirinden farklılıklar göstermektedir. Bu farklılıklar; kullanılan hat modeli, hattın bir ucundan ya da bütün uçlarından veri elde edilip işlenmesi, akım ve gerilim bilgilerinin fazör ya da zaman domeninde olması, birden fazla uçtan veri alındığında ölçümlerin eşzamanlı olup olmaması, arızaya yönelik olarak yapılan kabuller gibi başlıklar altında toplanabilir [2].

Araştırmalar sonucunda ortaya çıkan yöntemler bu farklılıklar da gözönünde bulundurulmak suretiyle

- Fazör domeni yöntemleri [3-20]
- Zaman domeni yöntemleri [21-23]
- Yürüyen dalga yöntemleri [24]

olmak üzere üç temel grupta incelenebilir. Bu gruplardan üzerinde çalışmalara başlama tarihi açısından en eskisi fazör domeni yöntemleridir. Son yıllarda özellikle veri işleme ve iletişim teknolojilerindeki büyük ivmeli gelişmelere paralel olarak zaman domeni ve yürüyen dalga yöntemlerinin uygulanmasında sonucun doğruluğu ve güvenilirliği bakımından karşılaşılan zorluklar da üstesinden gelinebilir durumdadır. Bu yöntemlerin birlikte kullanımı şeklinde de ileri sürülen yöntemler, bulanık mantık, yapay sinir ağları ve genetik algoritmalar gibi modern yaklaşımlarla da desteklenmektedir [25]. Buna rağmen günümüzde enerji iletim hatlarının korunması ve arıza yerinin belirlenmesi amacıyla çoğunlukla kullanılan fazör temelli algoritmaları gerçekleyen yöntemlerdir.

Arıza yeri belirleme yöntemleri üzerine yapılan araştırmalar içerisinde mikroişlemci kullanımını öneren ilk araştırmalardan biri 1982 yılında yayınlanmıştır [3]. Burada iletim hattının bir ucundan yapılan gerilim ve akım ölçümleri kullanılmıştır. Bir uçlu arıza yeri belirleme yöntemlerinin doğruluğunu sınırlayan yük akışı, arıza direnci ve hattın diğer ucundan arıza noktasına olan akım beslemesi etkilerini; arıza öncesi ve arızalı durumdaki gerilim ve akımları kullanarak azaltan bir yöntem ve bu yöntemin saha uygulamasından alınan sonuçlar açıklanmıştır. Değişken dirençli bir arıza oluşu nedeniyle algoritmanın yakınsamadığı belirtilen bir arıza dışında elde edilen sonuçlardaki en yüksek hata % 2.6 olarak hesaplanmıştır.

Ekonomik ve kolay uygulanabilir oluşu sebebiyle tercih edilen fakat arıza direncinin değeri ve hattın diğer ucundan gelen akım beslemesi etkilerine karşı hassas olan bir uçlu algoritmalar pek çok araştırmacı tarafından da iyileştirilmeye çalışılmıştır [4,5]. Bazı araştırmacılar da arıza yerinin belirlenmesi için hattın her iki ucundan alınan gerilim ve akım örneklerini kullanan iki uçlu algoritmaların kullanımını önermişlerdir [2,8,19]. İki uçlu algoritmalar iletim hattına ait daha fazla bilgiyi kullandığı için daha doğru sonuçlar vermektedir. Fakat bu algoritmaların uygulanabilmesi için iletim hattının iki ucu arasında bir iletişim kanalına ihtiyaç vardır. Ayrıca yapılan ölçümlerin eşzamanlı olması sağlanabilirse daha doğru sonuçlar elde edilmektedir. Her ne kadar iletişim teknolojisinde önemli gelişmeler sağlanmış olsa da bu teknolojilerin uygulanması maliyet artışını da beraberinde getirmektedir. Dolayısıyla eşzamanlılığına bakılmaksızın iki uçlu yöntemler bir uçlu yöntemlerden daha doğru sonuçlar vermesine karşılık daha pahalıdır.

Zaman domeni yöntemleri, bir uçlu ve iki uçlu algoritmaların kullandığı fazör büyüklükleri yerine; iletim hattını modelleyen kısmi diferansiyel denklemleri temel alarak gerilim ve akımların ani değerleriyle arıza yerini belirlemeye çalışan yöntemlerdir [2,21-23]. Hattın dağılmış parametrelili modeli kullanıldığı için kapasiteler de hesaba katılmaktadır.

Yürüyen dalga yöntemleri iletim hattında bir arıza oluştuğunda, arıza noktasından hattın her iki ucuna doğru hareket eden yüksek frekanslı dalgalar oluşmasından yararlanır [1,24]. Dalgaların hattın her iki ucuna ulaştıkları zamanları belirleyerek, dalganın hattaki toplam hareket süresi bilgisinden hareketle arızaya olan uzaklık hesaplanabilir. Bununla birlikte, dalgalar yaklaşık ışık hızında ( $3 \times 10^8$  m/s) hareket ettiğinden, arıza uzaklığının hesaplanmasında örneğin 300 m' lik bir doğruluk elde etmek için dalgaların hattın iki ucuna ulaştıkları zamanın belirlenmesinde 1  $\mu$ s' den daha az bir doğruluk gerekir. Yüksek frekanslı (35 kHz - 250 kHz) bu dalgaları tespit edebilmek için özel ekipmanlara ihtiyaç vardır.

Bu çalışmada, bahsedilen yöntemlerden hareket ederek enerji iletim hatlarında arıza yerinin belirlenmesi çalışmalarının incelenmesi hedeflenmiştir. Bu doğrultuda, öncelikle iletim hatlarındaki arızaların yerinin belirlenmesinin gerekliliği üzerinde durulmuş, gerekli ekipmanlar ve maliyetleri hakkında değerlendirmeler yapılmıştır. Arıza yeri belirleme algoritmalarından genel olarak beklenenler açıklanmış ve bu



beklentiler ışığında yöntemler ayrıntılarıyla incelenerek olumlu ve olumsuz özellikleri ortaya konulmuştur.

Çalışmanın son bölümünde iki uçtan elde edilen eşzamanlı verilerin kullanıldığı, bara empedans matrisi temelinde yinelemeli olarak arıza yerini belirleyen bir algoritma detaylı olarak anlatılmış ve bir örnek sistem üzerinde uygulanmıştır. Uygulama; MATLAB/SIMULINK'te kurulan güç sistem modeli üzerinde farklı mesafelerde değişik tipte ve değişik arıza direnci değerinde arızalar oluşturularak elde edilen verilerin algoritmayı gerçeklemek üzere MATLAB ortamında yazılan programda kullanılması şeklinde yapılmıştır. Buradan elde edilen sonuçlar tablo ve grafikler şeklinde sunulmuştur.

## 2 ENERJİ İLETİM HATLARINDA ARIZA YERİNİN BELİRLENMESİ

Enerji iletim hatlarında meydana gelen bir arızanın yerinin belirlenmesi, öncelikle sistem güvenilirliği açısından önemli olup arızanın giderilerek sistemin tekrar normal çalışma koşullarına dönebilmesi için de başlangıç noktasıdır.

Kalıcı bir arıza meydana gelmesi durumunda, arızayı giderecek olan tamir ekibinin en doğru noktaya yönlendirilmesi gerekir. Böylece hem ekibin olası kötü hava şartları ve zor arazi koşullarında arızayı aramakla kaybedeceği zaman en aza indirilmiş olur hem de arama maliyeti azaltılmış olur. Dolayısıyla arıza yerinin doğru belirlenmesi sayesinde onarım süresi kısılacak ve muhtemel enerji kesintisi daha kısa süreli olacaktır. Enerji kesintisinden kaynaklanan ekonomik kayıplar azaltılacak ve müşteri şikayetlerinin önüne geçmek mümkün olacaktır.

Güç sistemi bütün olarak gözönüne alındığında arıza sonrasında yapılacak kontrol hareketi üzerinde arıza yerinin belirlenmesinin de etkileri vardır. Örneğin otomatik geri kapama için arıza yeri etkili bir parametredir. Arızanın koruma rölesi tarafından tespit edilip kesicilerin açılarak arızalı hattı sistemden ayırmasını takiben, belirli bir süre sonra kesicilerin otomatik olarak kapanıp hattı tekrar devreye alması otomatik geri kapama olarak adlandırılır. Otomatik geri kapama sayesinde geçici bir arıza kısa süreli kesinti ile ortadan kaldırılmış ve özellikle radyal bir sistemde tüketicinin uzun süre enerjisiz kalması engellenmiş olur. Fakat geri kapatma hareketi, arızanın generatöre ne kadar yakın olduğuna bağlıdır [2,26]. Arıza generatöre çok yakınsa, kesicilerin geri kapanması sistemin kararsızlığa daha yakın hale gelmesine sebep olabilir.

Geçici arızaların yerinin belirlenmesi röle kalibrasyonu bakımından da önemlidir [6].

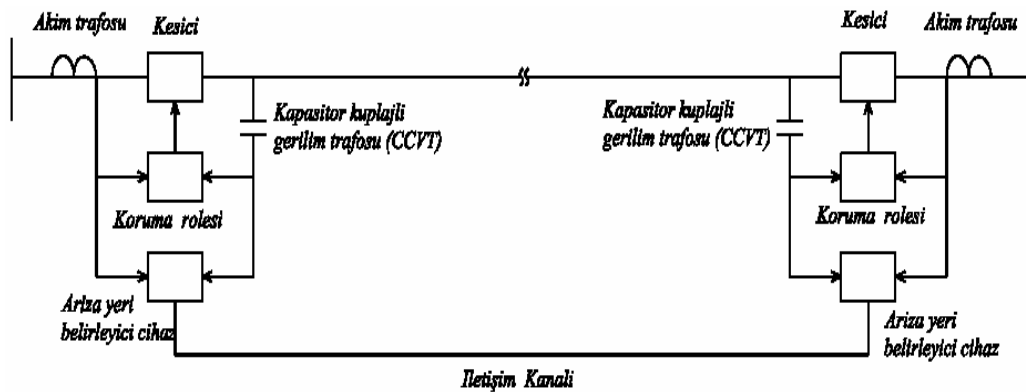
Bütün bu sebeplerden dolayı enerji iletim hatlarında meydana gelen bir arızanın yerinin tam olarak belirlenmesi gereklidir. Bu amaçla kullanılan cihazlar ve bu cihazların genel özellikleri bir sonraki bölümde incelenmiştir.

## 2.1 Arıza Yerini Belirlemek İçin Kullanılan Cihazlar

Enerji iletim hatlarında arızanın yerini belirleyebilmek için gerekli olan veriler; hattın koruma sistemi elemanlarından olan ölçüm transformatörleri, koruma röleleri ve devre kesiciler tarafından sağlanır. Akımlar; akım transformatörleri yardımıyla, gerilimler de kapasitör kuplajlı gerilim transformatörleri yardımıyla ölçülür. Belirlenecek olan arıza uzaklığının doğruluğunda, giriş verisi olarak kullanılan bu ölçümlerin doğruluğu önem kazanır. Giriş akım ve gerilim bilgileri doğru olmalıdır ki elde edilecek sonuçlarda hataya sebep olmasın. Akım transformatörlerinde çoğunlukla karşılaşılan hata kaynağı, yüksek arıza akımları nedeniyle demir çekirdeğin doymasıdır.

Koruma rölelerinden arızayı tespit etmesi, sistem tehlikeye girmeden ve daha fazla hasara uğramadan hattı ayırması beklenir. Tipik bir iletim hattı rölesi için arızayı giderme süresi dört periyot civarındadır [1]. Bu süre içinde arıza yerinin belirlenmesi için gereken veriler alınmış olmalıdır. Çünkü kesiciler koruma rölelerinden aldıkları komutla hattı devreden çıkaracağından gerilim ve akım ölçümü artık mümkün olmayacaktır. Arıza yeri belirleme hesaplamalarında kesici açmadan önce alınan dalga şekilleri kullanıldığı zaman kesici geri kapatmaları ve ferrezonans bozulmaları önemlidir.

Şekil 2.1’de bir iletim hattının iki ucunda ölçüm transformatörleri, koruma rölesi ve kesici yerleşimi görülmektedir. Burada arıza yeri belirleme hesaplamalarını gerçekleştiren cihaz ayrı bir arıza yeri belirleyici cihaz olarak gösterilmiştir.



Şekil 2.1: Arıza yeri belirlemede kullanılan cihazlar [1].

Uygulamada arıza yeri belirleme hesaplamaları

- Arıza yeri belirleme cihazları
- Koruma röleleri
- Dijital arıza kaydediciler

kullanılarak gerçekleştirilebilir. Bu seçenekler arasında arıza yeri belirleme cihazları, bütün tasarımın arıza yeri belirleme uygulaması için optimize edilebilmesi nedeniyle en esnek seçenektir. Bununla birlikte cihaz sadece bir fonksiyon için yani arıza yerini belirlemek için kullanılacağından en pahalı çözümdür. Bazı satıcılar kendi arıza yeri belirleme cihazlarının emsalsiz bir doğruluk performansını garanti ettiğini iddia ederek maliyetin yüksek olmasını haklı göstermekte ve bu çözümü tercih etmektedirler [1].

Uygulamada en çok benimsenen gerçekleştirme yaklaşımı, iletim hattı koruma rölelerini arıza yeri belirleme ortamı olarak kullanmaktır. Bu yaklaşım ayrı bir cihaz gerektirmeden, çok az fiyat artışı ile arıza yeri belirleme algoritmasının gerçekleşmesini sağlamaktadır. Hemen hemen bütün koruma rölesi üreticileri bir arıza yeri belirleme yöntemini röle tasarımlarının standart özelliği olarak sunmaktadırlar [1].

Arıza yeri belirleme gerçekleştirme ortamı olarak başka bir seçenek de dijital arıza kaydedici (DFR) kullanmaktır. DFR'ler çoğunlukla yüksek gerilim iletim alt istasyonlarında arıza durumunda iletim hatlarındaki gerilim ve akımları kaydetmek için kullanılırlar. Yine, çoğu DFR üreticisi bir arıza yeri belirleme yöntemini gerçekleştirmiş ve ürünlerinin standart bir özelliği olarak sunmaktadır.

## **2.2 İdeal Bir Arıza Yeri Belirleme Yönteminin Özellikleri**

Enerji iletim hatlarında meydana gelen bir arızanın, hattın ölçüm yapılan ucundan ne kadar uzakta olduğunun belirlenmesi için kullanılan yöntemlerin sağlaması gereken birtakım şartlar vardır [1]:

- Yöntemin elde ettiği sonucun doğruluğu, arızayı iki direk arasındaki mesafede (200m - 500m) konumlandırmaya yeterli olmalıdır. Çoğunlukla % 0.1 hata kabul edilebilir bir hatadır, fakat % 0.01'lik bir doğruluk arzu edilir.

- Yöntemin kullanacağı giriş verisi olarak, arıza nedeniyle ortaya çıkan geçici bileşenleri de içeren bozulmuş dalga şeklinin bir kısmı ölçülmüş olsa bile doğruluk sağlanmalıdır. Genellikle, birkaç periyotluk veriden daha fazlasının hesaplamalar için gerekli olmaması istenmektedir.
- Arıza tipinin, arıza empedansının, arıza yerinin ve meydana geliş anının yöntemin doğruluğunu etkilememesi gerekir. Genellikle arıza süresince arıza direncinin değiştiği bazı zor arızalarda doğruluk değerinin azalması, kötüye gitmesi kabul edilebilir. Fakat yine de doğruluğun bu koşullar altında dahi sabit olması arzu edilir.
- Çok sayıda otomatik geri kapama talepleri ve yapı farklılıkları bulunan hatlar (kısa ve uzun hatlar, paralel hatlar, çok uçlu hatlar, çaprazlanmış ve çaprazlanmamış hatlar, seri kompanzasyonlu hatlar) göz önüne alındığında doğruluk bozulmamalıdır.
- Arıza yeri belirleme yönteminin gerçekleştirilmesi için gereken maliyet artışı en az seviyede olmalıdır. Yöntemin uygulanması için özel ekipmanlara ve özellikle pratik olmayacak derecede yüksek frekanslı örnekleme ihtiyacı duyulmamalıdır.

### 2.3 Arıza Yeri Belirleme Yöntemlerinin Sınıflandırılması

Araştırmacılar tarafından önerilen çok sayıdaki arıza yeri belirleme yöntemi değişik yönlerden birbirlerinden farklılıklar gösterir. Bu farklılıkları aşağıdaki başlıklar altında sıralamak mümkündür:

#### a) Kullanılan iletim hattı modeli

Arıza yeri belirleme algoritmalarında iki çeşit iletim hattı matematiksel modeli kullanılır: Dağılmış parametrelili model ve toplu parametrelili model. Dağılmış parametrelili model çoğunlukla uzun iletim hatları için uygundur. Toplu parametrelili model dağılmış parametrelili modelin basitleştirilmişidir ve sadece daha kısa hatlar için kullanılır. Bu modeller sırasıyla uzun hat modeli ve kısa hat modeli olarak da adlandırılır. Hat modellerine ilişkin ayrıntılı bilgi Ek A'da verilmiştir.

#### b) Verilerin iletim hattının hangi noktalarından alındığı

Arıza yeri belirleme yöntemleri iletim hattının bir ucundan ya da bütün uçlarından alınan verileri kullanabilir. Hattın iki ucundan ya da bütün uçlarından ölçüm yapılarak elde edilen verilerin bir arıza yeri belirleme algoritmasında kullanılması durumunda; hattın uçları arasında ya da bir değerlendirme merkezi ile ölçüm yapılan noktalar arasında veri transferini sağlayacak bir iletişim kanalına ihtiyaç vardır (Şekil 2.1). Hattın bir ucundan yapılan ölçümleri veri olarak kullanan bir uçlu algoritmalar, veri transferine ihtiyaç duymadıkları için daha ekonomik ve veri kaybına karşı daha güvenilirdirler. Buna karşılık bir uçlu algoritmaların bazı doğruluk sınırlamaları vardır.

c) Ölçümlerin eşzamanlı olup olmaması

Hattın iki ya da daha fazla ucundan ölçüm yapılması durumunda arıza yeri belirleme algoritmaları, bu ölçümlerin eşzamanlı olmasını gerektirebilir. Ölçümlerin eşzamanlı olması; birbirinden uzak noktalardaki ölçümlerin mutlak olarak aynı anda alınmış olmasını ifade etmektedir. Bunun için bir ortak zaman referansına ihtiyaç vardır. Ortak zaman referansı sağlamak amacıyla kullanılacak sistemler [27] içerisinde güç sistemi uygulamaları için en uygun olanı  $\pm 0.5 \mu s$  zaman aralığı ile Global Positioning System (GPS) uydu sistemidir [2]. GPS sisteminden gelen sinyallerin belirlediği zamanlarda gerilim ve akım örnekleri alınarak eşzamanlılık sağlanır. Maliyet artışına sebep olan eşzamanlılığı benimsemeyen yöntemler, yerel zaman referansına göre yapılan ölçümlerde ortaya çıkan  $\delta$  faz açısı farkını ilave bir bilinmeyen olarak düşünür. Bilinmeyen faz açısı farkı,  $\delta$  (eşzamanlılık açısı) bazı yöntemlerde matematiksel düzenlemelerle yok edilirken bazı yöntemlerde arıza öncesi ya da arıza sırasındaki veriler kullanılarak hesaplanır [7-9].

d) Fazörlerin hesaplanması ya da gerilim ve akımın saf örnekleme verilerinin kullanılması

Arıza yeri belirleme algoritmaları fazör ya da zaman domenindeki verileri kullanabilir. Zaman domenindeki algoritmalar, kısa süreli arızalarda fazör hesaplanmasını beklemedikleri için daha doğru sonuç verirler.

e) Verilere uygulanan filtreleme çeşitleri

f) Kaynak empedanslarıyla ve arızayla ilgili yapılan kabuller

Özellikle bir uçlu empedans tabanlı algoritmalar sonuca ulaşabilmek için birtakım kabuller yaparlar. Arıza direncinin sıfır ya da arıza süresince sabit olması, arıza akımı ile ölçülen akımın aynı fazda olması, kaynak empedansının kullanımı vb. konularda yöntemler arasında farklı yaklaşımlar bulunmaktadır.

Bu kriterler de gözönüne alınarak arıza yeri belirleme yöntemleri üç büyük grupta incelenebilir:

- Fazör domeni yöntemleri
- Zaman domeni yöntemleri
- Yürüyen dalga yöntemleri

Bu grupların incelenmesine geçmeden önce arıza yeri belirleme yöntemlerinin farklılıklarını da ortaya koymak amacıyla yayınlanmış olan araştırmalardan bazıları aşağıda verilmiştir.

Mikroişlemci kullanımını öneren ilk araştırmalardan biri 1982 yılında yayınlanmıştır [3]. Burada iletim hattının bir ucundan yapılan gerilim ve akım ölçümleri kullanılmıştır. Arıza öncesi ve arızalı durumdaki gerilim ve akımları kullanan bir yöntem tanıtılmış ve bu yöntemin saha uygulamasından alınan sonuçlar açıklanmıştır. Geliştirilen yöntemin arıza öncesindeki akım bilgisini kullanması bir dezavantaj olarak görülebilirse de bir uçlu arıza yeri belirleme yöntemlerinin doğruluğunu sınırlayan yük akımı, arıza direnci ve hattın diğer ucundan arıza noktasına olan akım beslemesi etkilerini azaltmaktadır. Değişken dirençli bir arıza oluşu nedeniyle algoritmanın yakınsamadığı belirtilen bir arıza dışında elde edilen sonuçlardaki en yüksek hata % 2.6 olarak hesaplanmıştır.

Arıza sırasındaki ölçümlerle birlikte arızadan önceki ölçümleri de kullanan başka bir yöntemde simetrik bileşenler kullanılmıştır [4]. Kaynak empedansı değeri ve arıza direnci üzerindeki gerilim düşümü ifadesinde akım dağılım çarpanı,  $d_s$  kullanılarak; hattın diğer ucundan arıza noktasına olan akım beslemesinin, arıza yerinin belirlenmesi üzerindeki etkisi giderilmeye çalışılmıştır. Burada  $d_s$  değerinin doğruluğu önem kazanmaktadır.

Wiszniewski tarafından yapılan bir araştırmada arıza yeri belirleme algoritması iteratif olmayan bir eşitlik üzerine kurularak arıza direncinin sebep olduğu hata giderilmeye çalışılmıştır [10]. Bir fazlı bir sistem için geliştirilen yöntem daha sonra üç fazlı bir sisteme uygulanmıştır.

Hattın iki ucundan eşzamanlı olarak 20 kHz mertebesindeki örnekleme frekansında yapılan ölçümleri kullanan ve hattaki seri kayıpları da gözönüne alarak geliştirilen bir araştırmada [21] dağılmış parametrelili hat modeli kullanılmış ve zaman domeninde zm yapılmıştır. EMTP programı yardımıyla değişik arıza senaryoları için benzetimler verilmiştir. Burada yöntem; hem 200 mil uzunluğundaki basit bir iletim hattı hem de 525 kV'luk Western Area Power Administration'a ait gerçek bir iletim hattı verileri kullanılarak gerçeklenmiştir.

C. E. M. Pereira ve L.C. Zanetta, Jr. tarafından yapılan bir araştırmada [12] iki uçtan yapılan gerilim ve akım ölçümleri bir optimizasyon probleminin verileri gibi düşünülerek arıza yeri bulunmaya çalışılmıştır. Tanıtılan yöntemin en önemli katkısı, akım transformatörlerinin doyuma ulaşması ya da başka bir sebeple olası akım ölçümü eksikliklerinde de sonuç verebiliyor oluşudur. Çaprazlanmış ve çaprazlanmamış hatlara uygulanabileceği belirtilen yöntem diğer iki uçlu yöntemlerinden farklı olarak, arıza tipi bilgisine ihtiyaç duymaktadır. Gerilim ve akım fazörlerini, bu fazörlerin senkronizasyonu için önerilen algoritmayı, optimizasyon için MATLAB programını ve çeşitli arıza durumlarının benzetimi için ATP programını kullanarak elde edilen arıza yerinin uzaklığı ve eşzamanlılık açısının değerleri tablolar halinde verilmiştir. Arıza yerinin uzaklığı; 5 derecelik eşzamanlılık hatası ve bir akım transformatörünün eksik olduğu durumda %1.2, iki akım transformatörünün eksik olduğu durumda %1.5 hata ile bulunmuştur.

Eşzamanlılığı gerektirmeyen bir başka yöntemde her iki uçtan gerilim ve akımın temel bileşenleri ölçülmektedir [11]. Simetrikli bileşenler tabanlı bir model kullanılmakta ve arıza yeri, her iki uçtan alınan veriler birbirleriyle karşılaştırılarak hesaplanmaktadır. Benzetimlerle, farklı arıza dirençlerinde de algoritmanın doğru sonuçlar verdiği belirtilmektedir.

A. A. Girgis ve E. B. Makram arızanın tespiti, arıza tipinin ve yerinin belirlenmesi için Kalman filtresi kullanarak bir yöntem geliştirmiştir [13]. Bir uçtan ölçüm yapılan yöntemde arıza nedeniyle oluşan geçici bileşenlerden ve gürültüden yararlanılmaktadır. İki uçtan yapılan akım ve gerilim ölçümlerini kullanan başka bir



yöntemde eşzamanlı ya da eşzamanlı olmayan örneklerin kullanılması mümkündür [16]. Geliştirilen iteratif algoritma ayrıca üç uçlu hatlara da uygulanabilmektedir. Görünür empedanstan hareket eden algoritmanın EMTP verilerinin kullanıldığı testlerindeki en yüksek hata %2 olarak verilmektedir.

Bir başka araştırmada hattın bir ucundan dijital arıza kaydedicilerin kaydettiği verilerden yararlanılmaktadır [14]. Radyal bir sistemin bir ucunda dijital arıza kaydedici tarafından kaydedilen verileri kullanarak arıza yeri belirlenirken görünür empedans hesaplanmaktadır. 69 kV'luk radyal bir sistemin bir ucundan kaydedilen gerçek verilerle arıza yeri belirlenmiş ve test sonuçları verilmiştir. Ayrıca 115 kV'luk kapalı bir iletim hattında kaydedilen gerçek değerlerle yöntem test edilmiştir. %0.5 oranında bir doğruluk elde edildiği ve yöntemin arıza direncinden bağımsız olduğu sonucuna varılan araştırmada, ara yüklerin gerçek değerlerinden farklı olması durumunda belirlenen arıza yerindeki hatanın artması dikkat çekmektedir.

Bir araştırmada arızalı iletim hattının toplu parametrelili modeliyle modellenmesine ilişkin farklı bir yaklaşım tanıtılmaktadır [22]. Burada arıza yeri belirleme algoritması, hat boyunca bir gerilim grafiği oluşturmak ve bu grafiğin arıza yerini gösteren minimum noktasını bulmak hedefi üzerine kurulmuştur. Gerilim grafiğini oluşturmak için; gerilimin karesinin integralini almak yerine, gerilimin mutlak değerinin integralini alarak oluşturulan bir  $G(x)$  fonksiyonu kullanılmıştır. Bu  $G(x)$  fonksiyonunun minimum olduğu nokta arıza yerini vermektedir. Araştırmada farklı arıza meydana gelme açıları ve faz-toprak, iki-faz-toprak, faz-faz ve üç-faz arızaları için elde edilen sonuçlar verilmiştir. Yöntemin doğruluğu, hat boyunca hesaplama yapılan noktalar arasındaki uzaklık azaldıkça artmaktadır.

Arızalı durumdaki akım ve gerilimlerin kullanıldığı başka bir yöntemde de hattın iki ucundan yapılan ölçümler kullanılmaktadır [15]. Gerilim ve akımın temel frekans bileşenlerini kullanan yöntem arıza direncinden bağımsız olup kaynak empedansı bilgisini de ihtiyaç duymamaktadır. Benzetimlerle test edilen algorithmada %2 oranında bir doğruluk verilmekle birlikte kullanılan parametrelerdeki küçük bir değişiklik hatanın artmasına sebep olmaktadır.

Üç uçlu çok yüksek gerilim hatlarında arıza yerinin belirlenmesine farklı bir yaklaşım getirilen bir yöntemde bütün uçlarından alınan akım ve gerilim ölçümleri kullanılmıştır [17]. Eşzamanlı hale getirilen ölçümler ayrık Fourier dönüşümü (DFT) kullanılarak filtrelenmiş ve temel bileşenleri elde edilmiştir. Daha sonra bir modal

dönüşüm uygulanarak akım ve gerilimler üç yeni moda dönüştürülmüş ve basit bir matris bağıntısı kullanılarak arıza yeri belirlenmiştir. Algoritma 400 kV'luk bir hattaki gerçek arızalar sırasında kaydedilen arıza verileriyle test edilmiş ve en yüksek hatanın %3 mertebesinde olduğu belirtilmiştir.

Arıza yerinin belirlenmesi için ayrık Fourier dönüşümünü (DFT) kullanarak geliştirilen başka bir yöntemde, hattın bir ucundan yapılan gerilim ve akım ölçümleri kullanılmaktadır [18]. Algoritmanın uzak uçtaki kaynak empedansından etkilenmediği belirtilmektedir. Fakat, arıza sonrasındaki ölçümlerin gürültü içermesi sebebiyle yöntemin doğruluğunu olumsuz etkileyeceğinden, arıza öncesindeki üç periyotluk bilgiye ihtiyaç duyulması dezavantaj olarak görülebilir.

Akım ölçümü doğruluğunun kullanılan akım transformatörünün doğruluğuna bağlı olduğunu vurgulayan başka bir çalışmada [19], iletim hattının iki ucundan eşzamanlı olarak yapılan gerilim ölçümlerini kullanan, böylece akım transformatörü hatalarını ortadan kaldıran bir yöntem tanıtılmıştır. Bara admitans matrisini kullanan yöntem çaprazlanmış ve çaprazlanmamış hatlara uygulanabilmektedir. Benzetimlerde 500 kV, 200 mil uzunluğundaki bir hat kullanılmış ve %0.073 - %3 oranında doğru sonuçlar elde edilmiştir. Yüksek olan hata sebebinin, yöntem tarafından gözönüne alınmayan arıza noktasındaki kapasite olduğu, bunu gözardı ederek yapılan benzetim sonuçları ile gösterilmiştir.

İki uçtan yapılan ve eşzamanlı olmayan gerilim ve akım ölçümlerini kullanan bir başka yöntemde [20] arıza yeri ve eşzamanlılık açısı önce hattın toplu parametreler modelini kullanarak elde edilmekte; bulunan bu sonuçlar daha sonra, dağılmış parametreler modelini kullanan ve Newton-Raphson iterasyonunu temel alan hesaplamalar için başlangıç değerlerini oluşturmaktadır. Birinci aşamada, dağılmış parametrelili modelde yapılacak olan hesaplamalar için başlangıç değerleri hesaplanırken, ikinci bir simetrik bileşen dizisi ile de hesaplama yapmak gerekebilmektedir. ATP-EMTP ile 300 km uzunluğunda 400 kV'luk bir iletim hattının simülasyonu 1000 Hz örnekleme frekansı ile yapılmıştır. Sadece yöntemin hatalarını ortaya çıkarabilmek amacıyla akım ve gerilim transformatörleri kayıpsız olarak modellenmiştir. Sonuçlar, % 0.04 doğruluk mertebesinde verilmektedir.

Bir uçtan yapılan ölçümleri kullanan farklı yöntemlerin test edildiği bir çalışmada, arıza yeri belirleme algoritmalarının bozucu etkilere karşı dayanıklılığı incelenmiştir [28]. Farklı arıza direnci, farklı tipteki arızalar, akım trafosunun doyması ya da hat

boyunun uzun olması gibi farklı arıza koşullarında bir algoritmanın hala kararlı kalabilmesi ve kabul edilebilir yaklaşıklıkta sonuçlar vermesi dayanıklılık (robustness) olarak tanımlanmaktadır. Temel frekans büyüklüklerini kullanan beş farklı tipik bir uçlu arıza yeri belirleme yönteminin test edildiği incelemede, belirtilen koşullar altında yeterli doğruluğu sağlamasa da en dayanıklı algoritmanın; arızalı durumdaki hat reaktansının normal koşullardaki hat reaktansına oranından yararlanarak arıza yerini belirleyen bir algoritma [29] olduğu sonucuna varılmaktadır. Bunun yanısıra arıza yeri belirleme algoritmalarında sonucun doğruluğuna verilen değer kadar algoritmanın dayanıklılığına da önem verilmesi gereğinin altı çizilmektedir.

Bir uçlu arıza yeri belirleme algoritmasında yapay sinir ağlarının (ANN) uygulandığı bir araştırmada [30], arıza öncesi ve arıza sonrasındaki akım ve gerilim bilgileri giriş olarak kullanılmakta ve arıza yeri ve arıza direnci sonuçları elde edilmektedir. Geliştirilen yöntemin uzak uç kaynak empedansı değişikliklerine kendisini adapte ettiği belirtilmektedir.

### 3 ARIZA YERİ BELİRLEME YÖNTEMLERİ

Bir arıza yeri belirleme yöntemi; hattın bir ya da daha fazla ucundan yapılan gerilim ve akım ölçümlerini kullanarak arızanın yerini belirlemek için gerekli olan adımları tanımlar. Yöntemi oluşturan algoritmayı tanımlamak için arızalı iletim hattının matematiksel modelini belirten bir grup eşitliklere ihtiyaç duyulur. Eşitliklerde ortaya çıkan büyüklükler; gerilimler ve akımlar, iletim hattı parametreleri ve arıza parametreleridir.

Güç sisteminde gerilim ve akım dört çeşit işaret bileşeninin kombinasyonudur: Temel, yüksek ya da düşük frekans, geçici bileşenler ve gürültü. Temel bileşen  $f_0$  sistem frekansında sinüstür. ( $f_0 = 50$  Hz ya da 60 Hz) Yüksek ya da düşük frekans bileşenler de temel frekanstan farklı bir frekansa sahip sinüslerdir. Geçici bileşenler farklı matematik gösterime sahip geçici kavramlardır. Gerilim ve akımların ani değişimlerinden kaynaklanmaktadır. Herhangi bir arıza, geçici bileşenlerin ortaya çıkmasına sebep olabilir. Gürültü, genellikle ölçüm hatalarına bağlı olarak ortaya çıkan rastgele işaret bileşenidir. İletim hattının normal çalışmasında temel bileşen baskındır.

Arıza yeri belirleme algoritmalarında kullanılan matematiksel modellerden biri olan dağılmış parametrelili hat modelinde gerilim ve akımlar zamanın, ( $t$ ) ve konumun, ( $x$ ) fonksiyonudur. Model iki tane birinci dereceden lineer kısmi diferansiyel denklemden oluşur. Denklemler bir fazlı iletim hattı durumu için gözönüne alınırsa

$$-v_x(x,t) = li_t(x,t) + ri(x,t) \quad (3.1)$$

$$-i_x(x,t) = cv_t(x,t) + gv(x,t) \quad (3.2)$$

yazılabilir. Bu denklemlerde, hat parametreleri  $l$ ,  $r$ ,  $c$  ve  $g$  sırasıyla birim uzunluk başına indüktans, direnç, kapasite ve iletkenliktir.  $v(x,t)$  gerilim,  $i(x,t)$  akım olmak üzere  $x$  ve  $t$  alt indisleri konum ve zamana göre kısmi türevleri ifade etmektedir.

Toplu parametreler modeli hat iletkenliği  $g$ 'yi ve hat kapasitesi  $c$ 'yi ihmal eder. Bu durumda Denklem (3.2)'deki akımın konuma göre kısmi türevi sıfır olur. Dolayısıyla hat boyunca akım değişmez. Hat boyunca bir uçtan (hat başı) itibaren  $x$  uzaklığındaki bir noktaya kadar integral alınırsa aşağıdaki diferansiyel denklem ortaya çıkar:

$$v_x(t) - v_s(t) = xri(t) + lx[di(t)/dt] \quad (3.3)$$

(3.3) denkleminde;  $v_s(t)$  hat başındaki gerilim,  $v_x(t)$  hat başından  $x$  kadar uzaklıktaki noktanın gerilimi ve  $i(t)$  hattaki akımdır. Çok iletkenli bir hat olması durumunda model yine (3.3) denkleminin benzer bir matris eşitliğidir. Hattın, eleman olarak öz ve karşılıklı dirençler ile indüktanslardan oluşan bir matris modeli vardır.

Bütün hat parametreleri sabitse (3.3) denkleminin Fourier dönüşümü yapılabilir. Ayrıca denklemin lineer olması sayesinde her iki modelde de akım ve gerilimler bileşenleriyle yer değiştirebilir. Örneğin, gerilim ve akımlar sadece temel bileşenden ya da sadece geçici bir bileşenden oluşabilir.

### 3.1 Fazör Domeni Yöntemleri

Fazör domeni yöntemleri, arıza yerini belirlemek için yapılan hesaplamalarda fazör olarak adlandırılan, gerilim ve akım gibi parametrelerin temel frekanslı bileşenlerini kullanan yöntemlerdir. Fazörler, belirli zamanlarda alınan parametre örneklerinden hesaplanır. Keyfi bir sinüs örneğin gerilim,  $v(t)$ ,  $V$  fazörü ile gösterilecek olursa; bu fazör  $\text{Re}\{V\}$  şeklindeki reel değer ve  $\text{Im}\{V\}$  şeklindeki sanal değer ile tanımlanır. Fazörü ayrıca faz açısı  $\theta$  ve genliği  $|V|$  ile de tanımlamak mümkündür. Fazör parametrelerin hesabında Fourier analizi kullanılır. Fazörün reel ve sanal kısımları için kullanılan formüller

$$\text{Re}\{V\} = f_s \sum_{n=0}^{N-1} v(n/Nf_0) \cos(2\pi n/N) \quad (3.4)$$

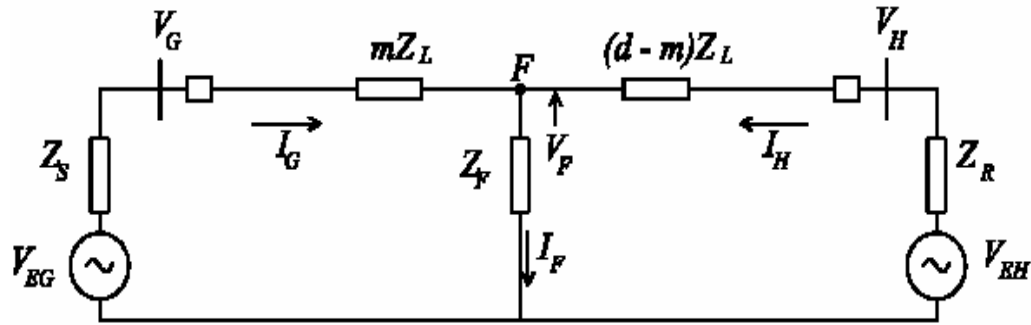
$$\text{Im}\{V\} = f_s \sum_{n=0}^{N-1} v(n/Nf_0) \sin(2\pi n/N) \quad (3.5)$$

şeklinde verilir [1]. Burada  $N$ , örnekleme frekansı  $f_s$ 'nin sistem frekansı  $f_0$ 'a oranına eşit bir tamsayıdır. Zaman domeninde  $v(t)$  işaretine karşılık gelen örnekleme

$v(n/Nf_0)$  değerine eşittir. Reel ve sanal kısımları belirlenmiş kompleks bir sayı olan fazörün genliği,  $|V|$  ve faz açısı,  $\theta$  hesaplanarak  $|V| \angle \theta$  şeklinde de ifade edilebilir.

Fazör hesaplanması sırasındaki olası hatalara engel olabilmek için örneklenecek işaretin filtrelenmesi (antialiasing filter) gerekir [26,31].

Fazör temelli algoritmalar hattı modellemek için (3.3) denkleminin bir Fourier dönüşümünü kullanırlar. İletim hattı birim uzunluk başına hattın empedansı  $Z_L = r + j2\pi f_0 l$  ve uzunluğu  $d$  ile temsil edilir. Arızalı bir hattın devre şemasını gösteren Şekil 3.1'de üç grup büyüklük vardır. Bunlardan gerilim ve akımların fazörleri, yapılan ölçümlerden hesaplanabileceği için bilinmektedir, hattın yapım verilerinden iletim hattı empedansı  $Z_L$  ve hattın uzunluğu da bilinmektedir. Arıza konumu  $m$ , arıza empedansı  $Z_F$ , ve arıza gerilimi  $V_F$  bilinmeyenlerdir. Algoritmanın amacı bilinmeyen arıza uzaklığı  $m$ 'yi bulmaktır. Fazör temelli bir algoritmadaki iki önemli adım; işaret örneklerinden fazörlerin hesaplanması ve oluşturulan denklem takımının bilinmeyen arıza uzaklığı için çözümüdür.



Şekil 3.1: Arızalı iletim hattı devresi

Fazör temelli algoritmalar ölçümlerin yapıldığı noktalara bağlı olarak da farklılık gösterirler. Bir uçlu algoritmalar sadece hattın bir ucundan ölçülen verileri kullanır. Hattın ölçüm yapılan bu ucu genellikle hat başı ya da gönderici uç olarak adlandırılır. İki uçlu algoritmalar, hattın her iki ucundan yani hat başından ve hat sonu olarak adlandırılan diğer uçtan alınan verileri kullanır. Bir uçlu algoritmalar, iki uçlu algoritmalar için gerekli olan haberleşme kanalına ihtiyaç duymadıkları için daha çok kullanılırlar [1].

### 3.1.1 Bir Uçlu Algoritmalar

Bir-uçlu empedans-tabanlı arıza yeri belirleme algoritmaları, hatta bir ucundan bakıldığında, arızaya kadar olan görünür empedanstan arızanın yerini hesaplarlar. Bütün arıza tiplerinde arızanın yerini belirleyebilmek için, herbir fazın faz-toprak gerilim ve akımları ölçülmelidir. Sadece fazarası gerilimler erişilebilir durumdaysa, faz-faz arızalarının yeri belirlenebilir. Eğer kaynak empedansının sıfır dizi empedansı,  $Z_0$ , biliniyorsa faz-toprak arızalarının yeri belirlenebilir [32].

Arıza direnci sıfır kabul edilirse, arıza yerini belirlemek için Tablo 3.1'de verilen empedans hesaplamaları kullanılabilir [32].

**Tablo 3.1:** Basit empedans eşitlikleri

Arıza tipi	Pozitif dizi empedans eşitliği ( $mZ_{1L} =$ )
a-toprak	$V_a / (I_a + k \cdot 3 \cdot I_0)$
b-toprak	$V_b / (I_a + k \cdot 3 \cdot I_0)$
c-toprak	$V_c / (I_a + k \cdot 3 \cdot I_0)$
a-b ya da a-b-g	$V_{ab} / I_{ab}$
b-c ya da b-c-g	$V_{bc} / I_{bc}$
c-a ya da c-a-g	$V_{ca} / I_{ca}$
a-b-c	$V_{ab} / I_{ab}, V_{bc} / I_{bc}$ ya da $V_{ca} / I_{ca}$

Tabloda adı geçen büyüklükler:

$$k = (Z_{0L} - Z_{1L}) / 3Z_{1L}$$

$Z_{0L}$  Hattın sıfır dizi empedansı

$Z_{1L}$  Hattın pozitif dizi empedansı

$m$  Birim değer olarak arıza uzaklığı (km birimindeki arıza uzaklığı, km birimindeki hattın toplam uzunluğuna bölünür.)

Gerilim ve akım verileri Tablo 3.1'de gösterilen formüllerde kullanılarak arızanın meydana geldiği yere kadar olan empedans hesaplanır. Hat empedansının birim değeri de yapım değeri olarak bilinmektedir. Dolayısıyla arızaya kadar olan birim

uzaklık hesaplanabilir. Fakat bu arıza yeri tahmini, Tablo 3.1’de verilen eşitliklerde belirtilmeyen çok sayıdaki etkenden etkilenir [32]:

- Yük akımı ve arıza direncinin birleşik etkisi (reaktans etkisi).  
Hava iletim hattı arızalarının çoğunda olduğu gibi, toprak arızalarında, burada gözönüne alınmayan arıza direncinin değeri özellikle yüksek olabilir.
- Arıza tipinin yanlış tespit edilmesi.
- Sıfır dizi kuplaj (mutual) etkilerinin bileşenler üzerindeki etkisi.
- Hat parametrelerinin, özellikle de sıfır dizi empedansının kesin olmayışı. Çoğunlukla hat için doğru bir sıfır dizi empedansı bileşeni ( $Z_{0L}$ ) elde etmek zordur.  $Z_{0L}$  değeri, ölçülmesi zor olan ve değeri değişken olabilen toprak direncine bağlıdır. Ayrıca bu empedans değeri hat boyunca düzgün dağılmış değildir.  $Z_{0L}$  değerindeki %20’ lik bir hata arıza yerinin %15 yanlış belirlenmesine sebep olabilir.
- Hat modelinin yeterli doğrulukta olmayışı.  
Çaprazlanmamış hatların çaprazlanmış olarak gösterilmesi ve yükleme kapasitesinin gözönüne alınmaması gibi.
- Paralel bobin ve kapasitörlerin varlığı.
- Yük akışı dengesizliği.
- Ölçüm hataları, akım ve gerilim transformatörü hataları, A/D sistemin bit çözünürlüğü.
- Gerilim ve akım fazörlerini elde edebilmek için gerekli olan filtreleme sistemi. Örneğin, eğer arıza gerilim ve akımları, zamanla değişen dirençli bir arızada olduğu gibi sürekli hal değerine ulaşmazsa veya arıza, filtrenin cevap verme süresinden daha kısa süreli bir gecikme ile giderilirse arıza yerinin belirlenmesinde önemli hatalar olabilir.

Bir uçlu arıza yeri belirleme yöntemlerinde arıza direncinin ve yük akımının etkilerini incelemek amacıyla; arızalı bir hattı gösteren Şekil 3.2 ’deki eşdeğer devreden yararlanarak G ucundaki gerilim denklemi aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$V_G = mZ_L I_G + R_F I_F \quad (3.6)$$



Burada;

$V_G$  : G ucundaki gerilim

$m$  : Birim değer olarak arızanın uzaklığı

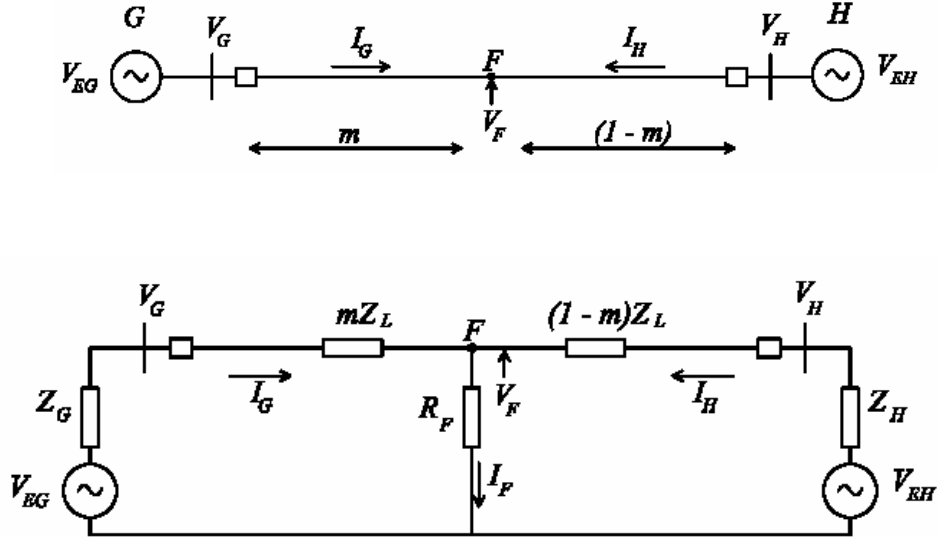
$Z_L$  : G ve H uçları arasındaki hat empedansı

$I_G$  : G ucundan gelen hat akımı

$R_F$  : Arıza direnci

$I_F$  : Arıza akımı

olarak alınmıştır. G ve H uçları arasındaki herhangi bir noktada meydana gelen  $R_F$  direnç değerindeki arıza sırasında arıza akımı,  $I_F$  hattın her iki ucundan gelen  $I_G$  ve  $I_H$  akımlarının toplamına eşittir. (3.6) denklemini G ucundan ölçülen akım değeri  $I_G$ 'ye bölmek suretiyle bu uçtan bakıldığında görünen hattın görünür empedans değeri bulunabilir:



Şekil 3.2: Bir iletim hattı arızası için tek hat şeması ve eşdeğer devre.

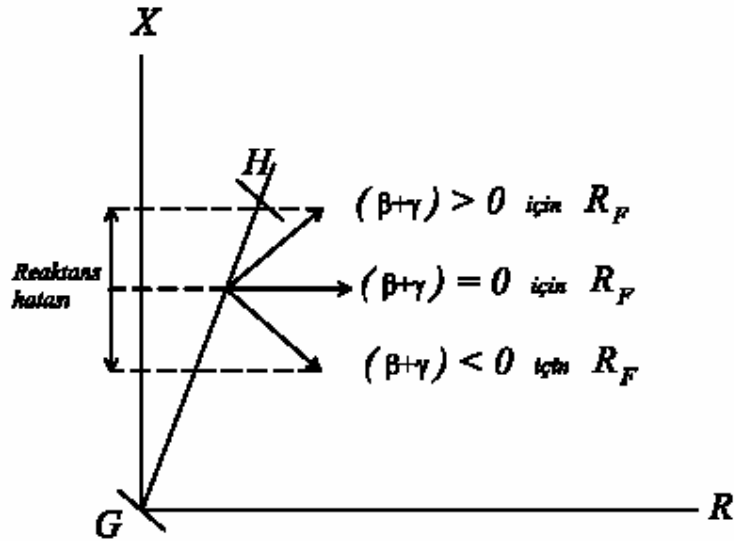
$$Z_{FG} = \frac{V_G}{I_G} = mZ_L + R_F \frac{I_F}{I_G} \quad (3.7)$$

Burada,

$Z_{FG}$  : G ucunda ölçülen, arızaya kadar olan görünür empedans

şeklinde ifade edilir. Eğer arıza akımı  $I_F$  ile arıza yeri belirleyicisinin bulunduğu yerdeki akım  $I_G$  arasındaki oran bir kompleks sayıysa, arıza direnci reaktif bileşene sahip bir empedans olarak gösterilecektir. Reaktif bileşen, iki akımın oranının açısına bağlı olarak endüktif ya da kapasitif olabilir. Arıza direncinin reaktif bileşenin sıfır olması ancak iki akımın faz açıları arasındaki farkın sıfır olması durumunda mümkündür. Bu da,  $I_H$  uzak uç akımının sıfır olduğu ya da ölçüm yapılan uçtaki  $I_G$  akımı ile aynı fazda olduğu durumdur. Reaktif bileşen, arıza yeri tahmininde Şekil 3.3'de gösterildiği gibi bir hata üretebilir.

$I_F / I_G$  oranının açısının, dolayısıyla arıza direncinin reaktif bileşeninin hangi parametrelerden etkilendiğini analiz etmek amacıyla; arızalı sistem, arıza öncesi ve arıza sırasındaki bileşenlerin toplamı gibi düşünülebilir [3]. Süperpozisyon yöntemi olarak adlandırılan bu yöntemde arızalı sistem; yük akımının geçtiği bir sistem olarak gösterilen arıza öncesi bileşeni ile arıza nedeniyle oluşan fark (superimposed) akımlarının geçtiği bir sistem olan fark bileşeninin toplamından oluşur. Arıza öncesindeki yük akımı  $I_L$  ile gösterilirse, G ucu için fark akımı aşağıdaki gibi tanımlanabilir:



Şekil 3.3: Yük akımı ve arıza direnci etkisi [32].

$$\Delta I_G = I_G - I_L \quad (3.8)$$

Fark akımı tanımına ilave olarak (3.9) ve (3.10) denklemleriyle akım dağılım çarpanı,  $d_s$  ve yükleme akımı çarpanı,  $n_s$  olmak üzere iki tanım daha verilmiştir [32]:

$$d_s = \frac{\Delta I_G}{I_F} = \frac{Z_H + (1-m)Z_L}{Z_H + Z_L + Z_G} = |d_s| \angle \beta \quad (3.9)$$

$$n_s = \frac{I_G}{I_G - I_L} = \frac{I_G}{\Delta I_G} = |n_s| \angle \gamma \quad (3.10)$$

$d_s$  Akım dağılım çarpanı

$\beta$  Akım dağılım çarpanı açısı

$n_s$  Yükleme akımı çarpanı

$\gamma$  Yükleme akımı çarpanı açısı

$Z_G$  Hattın G ucundaki kaynak empedansı

$Z_H$  Hattın H ucundaki kaynak empedansı

$\Delta I_G$  Fark akımı

$I_L$  Arıza öncesindeki yük akımı

Verilen bu tanımlar kullanılarak (3.7) denklemini yeniden yazılırsa,

$$Z_{FG} = \frac{V_G}{I_G} = mZ_L + R_F \frac{1}{d_s n_s} \quad (3.11)$$

elde edilir. Buradan,  $I_F / I_G$  akım oranının açısının ve buna bağlı olarak arıza direncinin sebep olduğu reaktif bileşenin iki etken tarafından belirlendiği görülür. Bunlardan birisi akım dağılım çarpanı,  $d_s$  diğeri de yükleme akımı çarpanı,  $n_s$  'dir. Akım dağılım çarpanı sistem empedansları tarafından belirlenir. (3.9) denkleminde görüldüğü üzere eğer sistem homojense  $d_s$  çarpanının açısı,  $\beta$  sıfırdır. Eğer sistemde yük akışı varsa (3.10)'dan görüleceği gibi  $n_s$  çarpanının açısı,  $\gamma$  sıfır olmayacaktır. Fakat arıza akımı  $I_G$ 'nin genliği, yük akımı  $I_L$ 'nin genliğinden çok büyük olursa  $\gamma$  açısı sıfıra yaklaşacaktır.  $\beta$  ve  $\gamma$  açılarının toplamı,  $(\beta + \gamma)$  da  $R_F$  arıza direncinin

sebebi olduğu reaktif bileşeni ya da başka bir ifadeyle arıza yerinin belirlenmesindeki reaktans etkisi hatasını belirleyecektir.  $\beta$  ve  $\gamma$  açılarının toplamı ne kadar sıfıra yakın olursa reaktans etkisi de o ölçüde azalacaktır.

Arıza direnci  $R_F$  'nin etkisini azaltmak amacıyla çeşitli yöntemler kullanılabilir. Bir uçtan ölçüm yapan yöntemlerin çoğu arıza yerini belirleyebilmek için bir takım basitleştirici kabuller yapmak zorundadır. Dolayısıyla arıza yeri belirleme yönteminin doğruluğu ve değişik arıza koşullarındaki davranışı yapılan kabullere bağlıdır. Bu kabuller ve buna bağlı olarak performansı incelenen yöntemler aşağıda verilmiştir.

### 3.1.1.1 Basit Reaktans Yöntemi

Basit reaktans yönteminde, arıza yerini belirlemek için görünür empedans ölçülür ve ölçülen reaktansın tüm hattın reaktansına oranı bulunur. Bu oranın, arıza uzaklığı ile orantılı olmasından yararlanılarak arıza yeri belirlenmiş olur. Bu yöntem arıza direncinden geçen akımın ölçüm yapılan noktadaki akımla aynı fazda olduğunu ve arıza öncesinde yük akımının olmadığını kabul eder. Bu durumda (3.11) denklemini reel ve sanal kısımlarına ayırdığında arıza direncinin reaktif bileşeni sıfır olacağından sanal kısım eşitliği

$$\text{Im}(Z_{FG}) = \text{Im}(V_G / I_G) = \text{Im}(mZ_L) \quad (3.12)$$

şeklinde yazılır. Buradan arıza uzaklığının birim değeri

$$m = \frac{\text{Im}(V_G / I_G)}{\text{Im}(Z_L)} \quad (3.13)$$

olarak elde edilir. Basit reaktans yöntemi, görünür hat empedansı  $Z_L$  'nin sadece sanal kısmını ölçmek suretiyle arıza direncini kompanze eden ilk algoritmalarından bir tanesidir [32]. Faz-toprak arızası (a-g) için Ek- B'de ayrıntısı verilen hesaplama sonucunda arızanın birim uzaklığı (3.14) denkleminde verilen şekilde elde edilir.

$$m = \text{Im} \left[ \frac{V_a}{I_a + k_0 I_0} \right] / \text{Im}(Z_{1L}) \quad (3.14)$$

$V_a$  G ucundan ölçülen arızalı durumdaki a fazı gerilimi

$I_a$  G ucundan ölçülen arızalı durumdaki a fazı akımı

$$k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L}) / Z_{1L}$$

$Z_{0L}$  Hattın sıfır dizi empedansı

$Z_{1L}$  Hattın pozitif dizi empedansı

$I_0$  Sıfır dizi akımı

(3.13) denklemi ile (3.14) denklemi karşılaştırıldığında a fazı ile toprak arasında oluşan arıza için

$$V_G = V_a \quad (3.15)$$

$$I_G = I_a + k_0 I_0 \quad (3.16)$$

olarak alındığı görülür. Diğer arıza tipleri için belirlenen değerler Tablo 3.2'de verilmiştir [14].

**Tablo 3.2:** Basit reaktans yöntemi için  $V_G$  ve  $I_G$  değerleri.

Arıza tipi	$V_G$	$I_G$
a-toprak (a-g)	$V_a$	$I_a + k_0 I_0$
b-toprak (b-g)	$V_b$	$I_b + k_0 I_0$
c-toprak (c-g)	$V_c$	$I_c + k_0 I_0$
a-b ya da a-b-g	$V_{ab}$	$I_{ab}$
b-c ya da b-c-g	$V_{bc}$	$I_{bc}$
c-a ya da c-a-g	$V_{ca}$	$I_{ca}$
a-b-c	$V_{ab}, V_{bc}$ ya da $V_{ca}$	$I_{ab}, I_{bc}$ ya da $I_{ca}$
$k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L}) / Z_{1L}$		

Basit reaktans yönteminde, arıza direnci sıfırsa ya da  $I_F$  ile  $I_G$  akımları aynı fazda ise arıza yerinin belirlenmesindeki hata sıfır olacaktır. Arıza direncinin yüksek olması durumunda algoritma, Şekil 3.3'de gösterildiği gibi önemli bir reaktans hatası ortaya çıkarabilir. Reaktans etkisi, hattın arızaya kadar olan kısmının görünür reaktansını yükseltir ya da azaltır. Bu da görünür empedanstan yararlanarak arıza yerinin

belirlenmesinde hataya sebep olur. Örnek bir sistem üzerindeki çeşitli arıza durumları için bu etkilerin incelendiği benzetim sonuçları dördüncü bölümde verilmiştir. Reaktans etkisini azaltmak için geliştirilen yöntemler bir sonraki bölümde açıklanmıştır.

### 3.1.1.2 Yük Akımı ve Reaktans Etkisini Azaltan Yöntemler

Basit reaktans yönteminde arıza yerini belirleyebilmek için yapılan kabullerden birisi arıza öncesinde yük akımının sıfır olarak alınmasıdır. Dolayısıyla arıza öncesindeki akım hakkında bilgi sahibi olunması ve bu bilginin yöntem içine dahil edilmesi bahsedilen kabul nedeniyle oluşan hatayı giderecektir. Bu amaçla, bir arıza oluşması durumunda akımdaki değişimi belirleyerek yük akımını elimine etmeye çalışan yöntemler geliştirilmiştir [3,4]. Bu yöntemleri incelemek üzere; (3.9) denklemi ile verilen fark akımı ve akım dağılım çarpanı kullanılarak (3.6) denklemi aşağıdaki gibi yazılabilir [32]:

$$V_G = mZ_L I_G + R_F \frac{\Delta I_G}{d_s} \quad (3.17)$$

Denklem (3.17)'de eşitliğin her iki tarafının  $\Delta I_G$ 'nin kompleks eşleniği olan  $\Delta I_G^*$  ile çarpılıp, elde edilen denklemin sanal kısmı kullanılır. Bu noktada, (3.9) denklemindeki akım bölücü ifadede yeralan bütün empedansların yaklaşık olarak aynı fazda olduğu bu nedenle de  $\beta = 0$  olduğu kabul edilir. Dolayısıyla, sanal kısımlarını kullanmak üzere elde edilen denklemde

$$\text{Im}\left(\frac{1}{d_s}\right) = 0 \quad (3.18)$$

olarak alınmak suretiyle arıza yerini belirleyen ifade aşağıdaki gibi bulunur:

$$m = \frac{\text{Im}(V_G \Delta I_G^*)}{\text{Im}(Z_L I_G \Delta I_G^*)} \quad (3.19)$$

Bu şekildeki arıza yeri belirleme yöntemi, devrenin yüklenmesinden kaynaklanan hatayı başka bir ifadeyle yükleme akımı çarpanı  $n_s$ 'nin genliği ve açısı  $\gamma$ 'dan kaynaklanan hatayı kompanse eder. Arıza noktasındaki akımla ölçümlerin yapıldığı noktadaki akımların faz açıları aynıysa bu yöntem doğru sonuç verir. Bununla

birlikte yöntemin hatası arıza direnci ve  $\sin \beta$  ile orantılıdır.  $\beta$  açısının değeri genellikle arıza uzaklığıyla değişir ve kaynak empedansları tam olarak bilinmediği sürece hesaplanamaz [32]. Genellikle, yerel kaynak (hattın ölçüm yapılan tarafı) kuvvetlendikçe  $\beta$  açısının değeri sıfıra yaklaşır, hata oranı düşer.

Başka bir yöntemde, negatif dizi şebekesinde akım dağılım faktörünün bir reel sayı olduğu şeklinde bir kabul kullanılır [5]. Negatif dizi devresi kullanıldığı için, bu yöntem arıza öncesi akımlara gerek duymaz ve sıfır dizi devresi akım dağılım çarpanı arıza yeri tahminini etkilemez. Fakat yine bu yöntem de yapılan kabul nedeniyle yük ve arıza direncini kompanze etmesine rağmen homojen olmayan sistemlerde sıfıra eşit olmayan akım dağılım faktörü açısına ( $\beta$ ) karşı duyarlıdır. Bu nedenle bu yöntemin bir uygulamasında, (3.19) denkleminin pay ve paydası birim genlikte ve  $\beta$  açısında bir fazörle çarpılır [32]. Negatif dizi devresinin kullanımının başka bir sakıncası da nadir de olsa simetrik bir arıza durumunda negatif dizi fazörlerinin arızadan sonra da sıfır olarak kalmasıdır [1].

### 3.1.1.3 Kaynak Empedansı Kullanan Yöntemler

Kaynak empedansları bilinirse, arıza yeri herhangi bir kabul yapılmaksızın doğru olarak belirlenebilir [32]. Kaynak empedanslarının kullanıldığı yöntemde, (3.9) denklemi (3.17)'de yerine yazılır [4]. Akım dağılım çarpanı  $d_s$  kaynak empedanslarının, hat empedansının ve bilinmeyen arıza uzaklığı  $m$ 'nin bir fonksiyonu olduğundan aşağıdaki gibi ikinci dereceden bir denklem elde edilir:

$$m^2 - mk_1 + k_2 - k_3 R_F = 0 \quad (3.20)$$

burada  $k_1$ ,  $k_2$  ve  $k_3$  yerel gerilim, akım ve kaynak empedanslarının birer kompleks fonksiyonudur. Denklem (3.20) reel ve sanal kısımlarına ayrılırsa,  $m$  ve  $R_F$  olmak üzere iki bilinmeyene karşılık iki denklem elde edilir. Birim arıza uzaklığı  $m$ , arıza direnci  $R_F$  yok edilerek hesaplanabilir.

Kaynak empedansını kullanan yöntemler reaktans etkisine (yük akımı, arıza direnci ve akım dağılım çarpanı açısı) karşı duyarlı değildirler. Fakat, buna karşılık kaynak empedansları bilgisi gerekmektedir. Ayrıca, kaynak empedansı değerlerinin arıza yeri belirleme hesaplarında kullanılan farklı olması elde edilecek sonucun hatalı olmasına sebep olacaktır.

### 3.1.2 İki Uçlu Algoritmalar

Günümüzde, iletişim teknolojisinde yaşanan gelişmeler bir elektrik enerjisi iletim hattının her iki ucundan yapılan ölçümlerin arıza yerini belirleme algoritmalarında kullanımında büyük kolaylık sağlamıştır. Bu sayede, iki uçlu yöntemlerin daha doğru sonuçlar vermesi; hattın uçlarının birbirleri arasındaki ya da bir kontrol merkeziyle hattın iki ucu arasındaki veri alışverişini sağlayan bir iletişim kanalının getirdiği zorunlu maliyet artışını ikinci planda bırakabilmektedir. Temel olarak bir-uçlu yöntemlere benzemekle birlikte iki-uçlu arıza yeri belirleme yöntemlerinde yük akımı ve arıza direncinin elde edilecek sonucun doğruluğuna etkisi yoktur. İki uçlu arıza yeri belirleme yöntemlerinde arıza tipinin hesaplanmasına gerek yoktur. Sıfır dizi bileşenlerinden çok pozitif dizi bileşenleri kullanılarak sıfır dizinin belirsizliği ve değişkenliğinden kaynaklanan olumsuzluklar giderilir.

İki uçlu arıza yeri belirleme yöntemleri, algoritmalarında kullanılan verilerin elde edilme zamanına bağlı olarak iki şekilde olabilir:

- Eşzamanlı algoritmalar

Gerilim ve akım örneklerini alma zamanını hattın her iki ucunda da bir GPS alıcısının belirlediği, böylece mutlak olarak hattın iki ucundan aynı anda alınan gerilim ve akım ölçümlerini kullanan algoritmalar.

- Eşzamanlı olmayan algoritmalar

Hattın iki ucunda yerel zaman referansına göre, diğer uçtan bağımsız olarak alınan gerilim ve akım örneklerini kullanan algoritmalar. Bu algoritmalar iki uçtan alınan fazörlerin açı farkını,  $\delta$ , ilave bir bilinmeyen olarak gözönüne alırlar.

İki uçlu arıza yeri belirleme yöntemlerinde fazörler yerel olarak hesaplanırlar. Hattın bir ucu gönderici uç diğer ucu da alıcı uç olarak adlandırılırsa; gönderici uç ve alıcı uçlardaki veri elde etme zamanını belirleyen saat darbeleri arasında bir zaman kayması varsa alıcı uç ve gönderici uç fazörlerinin açıları birbirlerine göre aynı olmaz. İki fazör arasındaki bu açı farkı bir açıyı diğerinden çıkararak hesaplanamaz. Bu durumu daha açık olarak ifade etmek üzere alıcı uçtaki gerilim fazörünün iki ayrı örnek takımından hesaplandığını varsayalım. Birinci örnek takımı gönderici uç tarafından belirlenen zamanlardaki örnekleri kullanarak elde edilmiş olsun ve



buradan hesaplanan fazör  $V_F$  ile gösterilsin.  $V_F'$  ile gösterilen ikinci gerilim fazörü de alıcı uç tarafından bağımsız olarak belirlenen zamanlarda alınan örneklerden oluşan ikinci takımdan hesaplanmış olsun. İki örnek takımı arasında  $\Delta t$  kadar bir zaman kayması varsa her iki fazörün faz açıları arasında

$$\delta = 2\pi f \Delta t \quad (3.21)$$

kadar bir fark olacaktır. Bu matematiksel olarak aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$V_F = V_F' e^{j\delta} \quad (3.22)$$

$\delta$  açısı kayması, alıcı uç verilerini kullanarak elde edilen fazörün gönderici uç referansına göre eşzamanlı olmadığını gösterir. Bu açı farkı bütün akım ve gerilimler için aynıdır fakat değeri önceden bilinmez. Fazörlerin genliğinin ise her iki zaman referansına göre de aynı olduğunu belirtmek gerekir. Eşzamanlı olmayan yöntemler,  $\delta$  açısı farkını ilave bir bilinmeyen olarak düşünür. Bilinmeyen bu açı farkı,  $\delta$  bazı yöntemlerde matematiksel düzenlemelerle yok edilirken bazı yöntemlerde arıza öncesi ya da arıza sırasındaki veriler kullanılarak hesaplanır [7-9].

Eşzamanlı olmayan verileri kullanan bir algorithmada hat modeli olarak negatif dizi devresi kullanılmıştır. Şekil 3.1 incelenerek, bütün fazörleri negatif dizi fazörleri ve bütün empedansları negatif dizi empedansları olarak yorumlayıp Kirchhoff'un gerilim yasası uygulanırsa

$$V_F = V_G - mZ_L I_G \quad (3.23)$$

$$V_F' = V_H' - (d - m)Z_L I_H' \quad (3.24)$$

elde edilir [1]. Her iki denklemde de arıza geriliminin genliği aynı olduğu için, (3.23) ve (3.24) denklemlerinin mutlak değeri alınarak,  $|V_F|$  yokedildiğinde

$$|V_G - mZ_L I_G| = |V_H' - (d - m)Z_L I_H'| \quad (3.25)$$

şeklinde skalar bir denklem elde edilir. Bu,  $m$ 'ye bağlı ikinci dereceden bir denklem olup kolayca çözülebilir.

Eşzamanlı olmayan verileri kullanan başka bir algorithmada; benzer bir yaklaşım uygulanmış ve Şekil 3.4'te verilen simetrikli bileşen dizi devrelerinden negatif dizi devresi kullanılarak

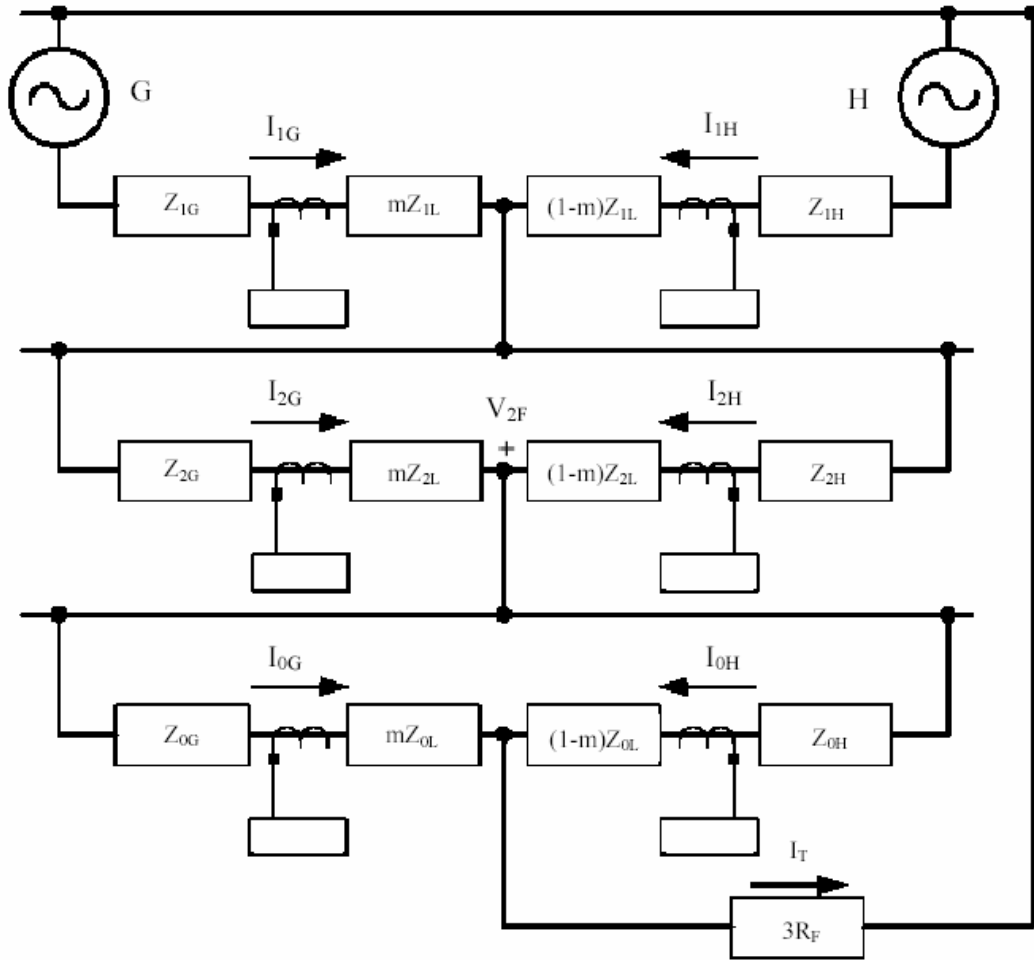
$$V_{2F} = -I_{2G}(Z_{2G} + mZ_{2L}) \quad (3.26)$$

$$V_{2F} = -I_{2H}(Z_{2H} + (1-m)Z_{2L}) \quad (3.27)$$

yazılmıştır. Bu iki denklemde  $V_{2F}$  yok edilerek

$$I_{2H} = I_{2G} \frac{Z_{2G} + mZ_{2L}}{Z_{2H} + (1-m)Z_{2L}} \quad (3.28)$$

elde edilir. Burada akımlar eşzamanlı olmadığı için (3.28) eşitliğinin her iki tarafının genliği alınarak



Şekil 3.4: Faz-toprak arızasında dizi devreleri bağlantısı [33].

$$|I_{2H}| = \frac{|I_{2G}Z_{2G} + mI_{2G}Z_{2L}|}{|(Z_{2H} + Z_{2L}) - mZ_{2L}|} \quad (3.29)$$

şeklinde ikinci dereceden bir denklem elde edilir ve bu denklem çözülerek bilinmeyen arıza uzaklığı değeri,  $m$  bulunur.

Eşzamanlı olmayan verileri kullanan başka bir yaklaşımda önce eşzamanlılık açısı,  $\delta$  bulunmakta sonra da bulunan açı değeri kullanılarak arıza yeri belirlenmektedir [9,20]. (3.23) ve (3.24) denklemleri herhangi bir dizi bileşeni,  $i$ . bileşen için yazılarak reel ve sanal kısımlarına ayrılıp bilinmeyen arıza uzaklığı yok edilerek,

$$A_i \cos(\delta_i) + B_i \sin(\delta_i) = C_i \quad (3.30)$$

şeklinde kompakt bir ifade bulunur [24]. Burada  $A_i$ ,  $B_i$  ve  $C_i$  aşağıdaki gibidir.

$$A_i = \text{imag}(Z_{iL}^* ((V_{iH} - Z_{iL} I_{iH}) I_{iG}^* - V_{iG} I_{iH}^*)) \quad (3.31)$$

$$B_i = \text{real}(-Z_{iL}^* ((V_{iH} - Z_{iL} I_{iH}) I_{iG}^* + V_{iG} I_{iH}^*)) \quad (3.32)$$

$$C_i = \text{imag}(-Z_{iL}^* ((V_{iH} - Z_{iL} I_{iH}) I_{iH}^* - V_{iG} I_{iG}^*)) \quad (3.33)$$

[9]'de Newton-Raphson iterasyonu ve  $\delta_i = 0$  başlangıç değeriyle eşzamanlılık açısı bulunurken [20]'de (3.30) denklemi

$$\sin(\alpha_i) = A_i / \sqrt{A_i^2 + B_i^2} \quad (3.34)$$

$$\sin(\alpha_i) = B_i / \sqrt{A_i^2 + B_i^2} \quad (3.35)$$

tanımlarıyla

$$\sin(\delta_{i-1(2)} + \alpha_i) = C_i / \sqrt{A_i^2 + B_i^2} \quad (3.36)$$

şeklinde yeniden yazılır. Yazılan denklemin çözümünün

$$\delta_{i-1(2)} = \sin^{-1}(C_i / \sqrt{A_i^2 + B_i^2}) - \alpha_i \quad (3.37)$$

olarak verildiği bu yöntemde; bulunacak iki açı değerinin de kullanılabilir olması durumunda hesaplanacak

$$m_{i-1(2)} = \text{real} \left( \frac{V_{iG} e^{j\delta_{i-1(2)}} - (V_{iH} - Z_{iL} I_{iH})}{Z_{iL} (I_{iG} e^{j\delta_{i-1(2)}} + I_{iH})} \right) \quad (3.38)$$

şeklindeki iki arıza uzaklığının da hat uzunluğu içerisinde kalması durumunda  $i$ . tipten farklı bir dizi bileşeni ile arıza uzaklığının tekrar hesaplanarak birinin seçilmesi önerilir. İletim hattının toplu parametrelili modeli göz önünde bulundurularak hesaplanan arıza uzaklığının bu değeri, bir sonraki adımda dağılmış parametrelili hat modeliyle kurulan denklemin Newton-Raphson iterasyonu ile çözümünde başlangıç değeri olarak kullanılır. Bu yöntemde, hattın dağılmış parametrelili modelini de kullanıp hat kapasitelerini de dikkate alarak arıza yerinin belirlenmesindeki doğruluğu artırmaya çalışılmıştır.

Eşzamanlı verileri kullanan iki uçlu algoritmalar (3.23) ve (3.24) denklemlerinin matris olarak ifade edilmiş şekillerinden yola çıkar [1]. Bütün fazörler aynı zaman belirleyiciden türetilmiş aynı anda alınan örnekleri kullanarak hesaplandığı için bu iki denklem birleştirilebilir. Bu iki denklemden arıza gerilimi elimine edildiği zaman aşağıdaki matris eşitliği ortaya çıkar.

$$V_G - V_H - mZ_L I_G + (d - m)Z_L I_H = 0 \quad (3.39)$$

Bu denklem altı tane reel skalar denkleme eşittir. Sadece bir bilinmeyen,  $m$  olduğu için denklem sayısı fazladır. Böyle bir durumda bir seçenek sadece yeterli sayıda denklemi kullanmaktır [1]. Başka bir seçenek de [16]'de olduğu gibi en küçük kareler yöntemini (MLS) kullanmaktır. Bu yöntem çoğunlukla Gaussian gürültüsü ile bozulmaya uğramış ölçümleri kullanan bir lineer sistemin parametrelerini tanımak için kullanılır [34].

En küçük kareler yönteminin temel prensibi gerekli olandan fazla ölçüm kullanarak ölçüm hatalarını kompanse etmek ve böylece ortalama olarak ölçüm hataları etkisini azaltmaktır. En küçük kareler yönteminden elde edilen çözüm denklemlerinin hiç birini tam olarak sağlamaz [1]. Sonuç, denklemlerde yerine konulduğunda her bir skalar denklemin sağ tarafı sıfır olmayacaktır. Fakat sıfır olması gereken değer belirli bir hata miktarına eşit olur. En küçük kareler yönteminin önerdiği sonuç, her bir

denklemin hatalarının kareleri alınıp toplandığında elde edilecek değerin mümkün olan en küçük değerinde olacağını garanti eder. (3.39) denklemindeki matris eşitliği, en küçük kareler yönteminde

$$A\mathbf{m} + \mathbf{B} = \mathbf{E} \quad (3.40)$$

şeklinde gösterilir. Buradaki  $A$  ve  $B$  vektörleri

$$A = -Z_L(I_G + I_H) \quad (3.41)$$

$$B = V_G - V_H + dZ_L I_H \quad (3.42)$$

olarak tanımlanmıştır.  $E$  ise hata vektörüdür. En küçük kareler yönteminin  $m$  için elde ettiği sonuç

$$\mathbf{J} = \mathbf{E}^T \mathbf{E} \quad (3.43)$$

şeklindeki ölçü fonksiyonunu minimize eder ve

$$\mathbf{m} = -(\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} (\mathbf{A}^T \mathbf{B}) \quad (3.44)$$

şeklinde verilir [1].

Uygulanan bu arıza yeri belirleme yöntemi çok fazla hesaplama gerektirmektedir. Fakat bu yöntem, ölçümlerin önemli miktarda gürültü içermesi durumunda belirlenecek arıza yerinin doğruluğunu büyük oranda artırmaktadır [1].

Fazörleri kullanan bütün yöntemler, iletim hattının ve arıza parametrelerinin arıza boyunca sabit olduğunu ve iletim hattının gönderici ucu ile alıcı ucu arasında homojen olduğunu kabul eder. Fakat bu kabuller her zaman geçerli olmayabilir. Örneğin bir ark arızası varsa arıza empedansının değeri zamanla değişebilir [1]. İletim hattına seri bir kondansatör bağlanmış (seri kompanzasyonlu hat) olabilir ya da hattın iki ucu arasında arıza yeri belirleme hesaplamalarında dikkate alınmayan yük çıkışları bulunabilir. Ayrıca, (3.23) ve (3.24) denklemleri elde edilirken yapıldığı gibi, iletim hattı modeli olarak toplu parametrelili modelin kullanılması, hat kapasitelerinin ihmal edilmesi, özellikle uzun iletim hatlarında arıza yerinin belirlenmesi uygulamalarında önemli hatalar meydana getirebilir.

Fazör domeni yöntemlerinde diğ̈er bir hata kaynağı bir uçtan ya da iki uçtan yapılan ölçümlere dayalı fazör hesabıdır. Çünkü bir arıza oluşması durumunda ölçülen gerilim ve akımlar, bozucu etki olarak değerlendirilmesi gereken geçici bileşen ve gürültülere sahiptir. Dolayısıyla (3.4) ve (3.5) denklemleriyle yapılan fazör hesabı hatalı olacağından ölçülen değerlerin filtrelenmesi gerekir.

### 3.2 Zaman Domeni Yöntemleri

İletim hatlarında arıza yerini zaman domeninde belirleyen yöntemler, kullanılan hat modeline bağılı olarak elde edilen kısmi diferansiyel denklemlerden hareket ederler. Lineer bir kısmi diferansiyel denklemin çözümü karakteristikler yöntemi kullanılarak bulunabilir [1,35]. (3.1) ve (3.2) denklemlerinde verilen iletim hattı modeli kısmi diferansiyel denklemlerinin, konum ve zaman fonksiyonları olan iki karakteristiğı vardır [1]. Hat boyunca gerilim ve akımın genel çözümü iki tane keyfi fonksiyonun lineer bir kombinasyonudur. Bu keyfi fonksiyonların herbirinin değışkeni karakteristiklerden birisidir. Bu fonksiyonların özel değeri sınır koşulları ile belirlenir. Sınır koşulları olarak hattın aynı noktasında ölçülen akım ve gerilimler kullanılabilir. Keyfi iki fonksiyon öyle seçilir ki bu noktadaki genel çözüm ölçülen değerlere eşit olur.

Arıza yeri belirlemek için kısmi diferansiyel denklem modelini temel alan iki yaklaşım ileri sürülmektedir [1]. Birinci yöntem, hat başı gerilim ve akımını sınır koşullar olarak alıp sayısal yöntemler kullanarak kısmi diferansiyel denklemi çözer. Hat boyunca gerilim çözümü incelenir ve gerilimin değeri arızanın yerini açığa çıkarır. İkinci yöntem kısmi diferansiyel denklemlerin çözümünü gerektirmez fakat bunun yerine hat başı akım ve geriliminin kendine has bir özelliğini kullanır ve uygun işaret işleyerek uzaklığı bulur.

Kısmi diferansiyel denklemlerin çözümü yoluyla arıza yerinin belirlenmesi yöntemi ilk olarak J. Kohlas tarafından bir fazlı iletim hattı için önerilmiştir [1]. Kohlas, birim değerler cinsinden ifade edilen bir hiperbolik dalga denklemi elde etmek için (3.2) denklemindeki iletkenliğı ihmal etmiştir [23]:

$$u_x(x,t) - \chi^2 i_t(x,t) = \eta i(x,t) \quad (3.45)$$

$$u_t(x,t) - i_x(x,t) = 0 \quad (3.46)$$

Bu denklemlerde,

$$u = -c v(x, t) \quad (3.47)$$

$$\eta = rc \quad (3.48)$$

dir. Bu denklem çiftinin iki karakteristiği vardır:

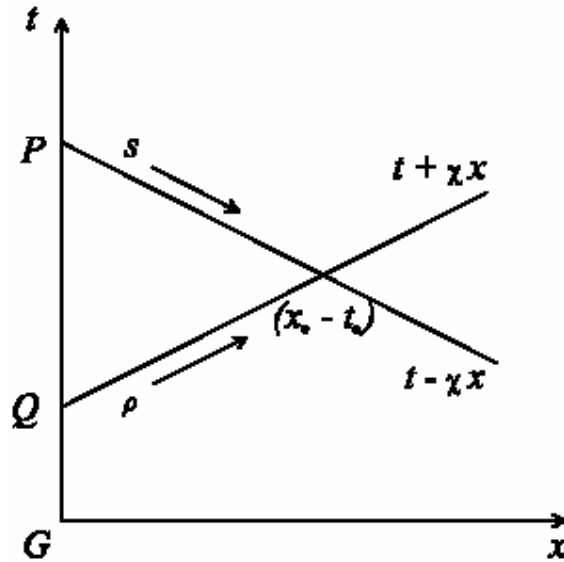
$$t - \chi x \quad (3.49)$$

$$t + \chi x \quad (3.50)$$

(3.49) ve (3.50) ile ifade edilen karakteristikler konum-zaman düzleminde paralel çizgilerdir. Şekil 3.5'de bu çizgilerden iki tanesi örnek olarak verilmiştir. İki karakteristik boyunca uzunluk, sırasıyla  $\rho$  ve  $s$  ile gösterilmiştir. Bir karakteristik boyunca  $u$  ve  $i$  fonksiyonları arasındaki ilişki iki diferansiyel denklemle ifade edilir [1]:

$$\frac{du}{ds} - \chi \frac{di}{ds} = (1 + \chi^2)^{-0.5} \eta i \quad (3.51)$$

$$\frac{du}{d\rho} + \chi \frac{di}{d\rho} = -(1 + \chi^2)^{-0.5} \eta i \quad (3.52)$$



Şekil 3.5: Boyutsuz konum-zaman düzleminde karakteristikler [1].

Bu iki denklem, ağ (meshes) yöntemini kullanarak sayısal olarak çözülebilir [2,35]. Gönderici uç gerilim ve akımını sınır koşulları olarak kullanmak suretiyle çözüm elde edilir. Çözümle ilgili olarak,  $v(x_0, t_0)$  gerilim değerinin gönderici uçtan alınan gerilim ve akım ölçümlerinin tümüne bağlı olmadığını özellikle belirtmek gerekir. Gerilim sadece belirli bir zaman aralığındaki sınır koşullarına bağlıdır. Bu zaman aralığını bulmak için Şekil 3.5'deki  $(x_0, t_0)$  noktasından geçen iki karakteristiğin belirlenmesi gerekir. Bu iki karakteristiğin  $t$  eksenini kestiği noktalar  $P$  ve  $Q$  olarak adlandırılırsa, sadece bu iki nokta arasındaki  $t$  değerleri  $v(x_0, t_0)$  değerini etkiler.  $P$  ve  $Q$  noktaları tarafından belirlenen bu zaman aralığı etki bölgesi olarak adlandırılır [1].

Hat boyunca gerilim, bir özelliği kullanılarak incelenmek suretiyle arıza yeri belirlenir. [23]'de belirtildiği gibi, eğer arıza direnci sıfırsa arıza noktasında gerilimin değeri de sıfır olmalıdır. Buradan yola çıkarak; herhangi bir zamanda gerilimi sıfırlayan  $x$  değeri arıza yerini verecektir. Ölçümlerde gürültü bulunduğu veya arıza empedansının değeri küçük olmasına rağmen sıfır değilse  $v(x, t)$  geriliminin tam olarak sıfırlanması beklenemez. Fakat en düşük değerinde olması beklenebilir. Dolayısıyla,  $v(x, t)$  için çözüm bulduktan sonra arıza yerinin belirlenmesi için yapılacak sıradaki iş gerilimi minimum yapan  $x$  değerinin aranmasıdır. Bu noktaya gelindiğinde ortaya çıkan problem gerilimin hem  $x$  uzaklığına hem de  $t$  zamanına bağlı olmasıdır. [23]'de zaman ve konuma bağlı bir fonksiyon olarak gerilimi incelemek yerine; etki bölgesi tarafından belirlenen özel bir zaman aralığında ortalaması alınan gerilimin karesi şeklinde tanımlanan bir uzaklık fonksiyonu,  $F(x)$ 'in incelenmesi önerilmiştir:

$$F(x) = \int_{z^x}^{T-z^x} v^2(x, t) dt \quad (3.53)$$

$F(x)$  fonksiyonunu minimize eden  $x$  değeri, arızaya olan uzaklık için belirlenen değerdir. [24]'de bu düşünce genişletilmiş ve üç fazlı iletim hatları için ayrıntılı olarak verilmiştir. Burada, üç fazlı iletim hattı iki matris eşitliği ile tanımlanmıştır:

$$V_x = L I_t + R I \quad (3.54)$$

$$I_x = C V_x \quad (3.55)$$



Bu denklemlerde  $x$  ve  $t$  alt indisleri kısmi türevleri göstermektedir.

L, C ve R matrislerinin hem köşegen hem de köşegen dışı elemanları vardır. Dolayısıyla yukarıdaki matris denklemleri [23]'de tarif edilen yöntemlerle çözülemez. Bu matrislerin elemanları iletim hattında toprak dönüş olarak kullanılmamışsa iletim hattının geometrisine ve kullanılan iletkenin bakır direncine bağlıdır. Hat topraklanmışsa matris elemanları toprak iletkenliğine de bağlıdır. Toprak iletkenliği parametresi de hava koşullarına ve toprak türüne bağlı olabilir ve belirlenmesi kolay değildir. Problemi daha da karmaşık yapacak şekilde hat parametreleri de frekansa bağımlı hale gelir [1]. Karşılaşılan bu problemleri gidermek amacıyla modal dönüşüm uygulanarak, iki kısmi diferansiyel matris denklemleri (3.54) ve (3.55), üç çift ayrıştırılmış kısmi diferansiyel denkleme indirgenir. Burada modal dönüşüm simetrik bileşenlere benzer bir kolaylık sağlamaktadır.

Modal dönüşüm LC matris çarpımının üç özvektörünün bulunmasıyla başlar [1]. Bu vektörler  $M_1$  dönüşüm matrisinin sütunlarıdır.  $M_2$ ,  $M_1$  matrisinin transpozesidir. Fazör V, I gerilim ve akımları aşağıdaki eşitlikler kullanılarak  $V^{(m)}$  ve  $I^{(m)}$  modal gerilim ve akımlara dönüştürülür:

$$V^{(m)} = M_1^{-1}V \quad (3.56)$$

$$I^{(m)} = M_2^{-1}I \quad (3.57)$$

R, L ve C matrisleri de  $R^{(m)}$ ,  $L^{(m)}$  ve  $C^{(m)}$  modal matrislere dönüştürülür:

$$R^{(m)} = M_1^{-1}RM_2 \quad (3.58)$$

$$L^{(m)} = M_1^{-1}LM_2 \quad (3.59)$$

$$C^{(m)} = M_1^{-1}CM_2 \quad (3.60)$$

Modal matrislerin en belirgin özelliği köşegen dışı elemanlarının sıfır olmasıdır. Bu bakımdan modal dönüşüm simetrik bileşenler dönüşümü ile aynı avantaja sahiptir. Bir hat tamamen çaprazlanmışsa simetrik bileşenler dönüşümü ya da Clarke dönüşümü modal dönüşümle aynı ayrıştırma sonucunu verir [1]. Modal dönüşüm

uygulandıktan sonra iletim hattı modeli üç çift ayrıştırılmış lineer kısmi diferansiyel denklemden oluşur:

$$\frac{\partial v_{kk}^{(m)}}{\partial x} + l_{kk}^{(m)} \frac{\partial i_{kk}^{(m)}}{\partial x} = r_{kk}^{(m)} i_{kk}^{(m)} \quad (3.61)$$

$$c_{kk}^{(m)} \frac{\partial v_{kk}^{(m)}}{\partial t} + \frac{\partial i_{kk}^{(m)}}{\partial x} = 0 \quad (3.62)$$

Burada  $k$  alt indisi  $k = 1,2,3$  şeklinde üç mod,  $x$  ve  $t$  de kısmi türevleri göstermektedir. Modlardan bir tanesi , havai olarak bilineni, frekansa en az bağımlı parametrelere sahiptir. Genellikle, arıza yeri belirlemek için sadece havai modu gözönüne alınır. Mod seçildikten sonra iletim hattı modeli çözümü için takip edilen işlem sırası bir fazlı iletim hattı ile aynıdır [1].

### 3.3 Yürüyen Dalga Yöntemleri

Yürüyen dalga yöntemleri kısmi diferansiyel denklemlerin çözümünü gerektirmez. Bu yaklaşımda hat iletkenliği  $c$  ihmal edildiği gibi hat direnci  $r$  de ihmal edilir. Kayıpsız hat olarak bilinen bu hattı tanımlayan denklemler telegrapher denklemleri olarak bilinir. Bu çeşit bir basitleştirme yüksek gerilimli ve uzun iletim hatları için uygundur [1]. Bu basitleştirmeden sonra (3.1) ve (3.2) denklemlerinin daha kolay bir çözümü vardır. Gerilim ve akım ileri ve geri yürüyen dalga olarak adlandırılan ve sırasıyla  $S_F$  ve  $S_B$  ile gösterilen iki bileşenin lineer bir kombinasyonudur:

$$v(x,t) = [S_F(t - \chi x) + S_B(t + \chi x)]/2 \quad (3.63)$$

$$i(x,t) = [S_F(t - \chi x) - S_B(t + \chi x)]/2Z_0 \quad (3.64)$$

Burada hattın dalga (surge) empedansı  $Z_0$  ve  $\chi^2$ ,

$$Z_0 = \sqrt{l/c} \quad (3.65)$$

$$\chi^2 = lc \quad (3.66)$$

şeklinde verilir. İleri ve geri yürüyen dalgalar

$$v(0, t) = v_G(t) \quad (3.67)$$

$$i(0, t) = i_G(t) \quad (3.68)$$

şeklindeki hat başı gerilim ve akımından yararlanarak aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$S_F(t) = v_G(t) + Z_0 i_G(t) \quad (3.69)$$

$$S_B(t) = v_G(t) - Z_0 i_G(t) \quad (3.70)$$

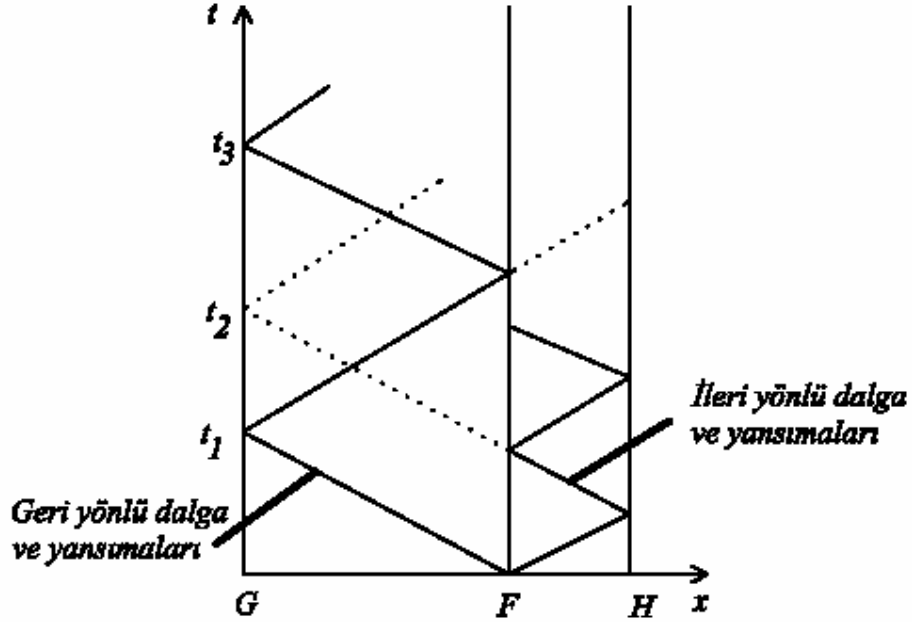
Arıza yerini belirlemek için yürüyen dalgaların sadece geçici bileşenleri kullanılır. İletim hatlarında geçici yürüyen dalgalar gerilim ve akımdaki herhangi bir ani değişimde ortaya çıkar. Bir arıza meydana geldiğinde arıza noktasındaki gerilim düşer. Gerilimdeki bu düşüş arıza noktasında bir tanesi ileri ve bir tanesi geri yürüyen iki dalga üretir. Geri yürüyen dalga  $\chi^{-1}$  hızıyla gönderici uca, ileri yürüyen dalga da aynı hızla alıcı uca hareket eder [1].

Bu yürüyen dalgalar iletim hattında bir devamsızlığa ulaşıncaya kadar şekillerini değiştirmezler. İletim hattındaki devamsızlık noktaları gönderici uç, alıcı uç ve arızanın kendisidir. İleri ya da geri yürüyen dalga bir devamsızlığa geldiğinde, orjinal şeklini kaybeder ve iki yeni dalga ortaya çıkar. Bunlardan birincisi orjinal dalga şeklinin yansıma katsayısı kadar zayıflatılmışı olan ve orjinal dalganın tersi yönde hareket eden yansıyan dalgadır. Dolayısıyla, ileri yönlü dalganın yansıması geri yönlü bir dalga olacak demektir. İkincisi orjinal dalga şeklinin başka bir katsayı ile zayıflatılmışı olarak orjinal dalga şekline sahip olan ve orjinal dalga ile aynı yönde hareketine devam eden kırılan dalgadır. Her iki yeni dalganın da büyüklüklerini etkileyen katsayılar arıza tipine bağlıdır. Düşük empedanslı arızalar yüksek yansıma katsayısına ve yüksek empedanslı arızalar düşük yansıma katsayısına sahiptir [1].

İletim hattı boyunca yürüyen dalgaların hareketi ve devamsızlık noktalarında yeni dalgaların oluşumu Şekil 3.6.'daki dalga hareket diyagramı ile gösterilmiştir. Geri yönlü dalga gönderici uca  $t_1$  süresinde ulaşır. Onun yansıması ileri yönlü dalga olarak arıza noktasına doğru hareket eder. Arıza noktasında tekrar yansır ve geri yönlü dalgaya dönüşür. Geri yönlü dalganın birinci yansıması ile ikinci yansıma arasında geçen  $\Delta t = t_2 - t_1$  süresi arızaya olan  $x$  uzaklığı ve hareket hızına bağlıdır:

$$\Delta t = 2x \times \chi \quad (3.71)$$

Yansımaları arıza yerinin belirlenmesinde kullanma fikri 1930 yılında, yeraltı kablolarındaki arıza yerini bulmak için ortaya çıkmıştır. Bir kabloya kısa süreli gerilim darbesi uygulanarak darbe yansımalarıyla birlikte kaydedilir ve hareket zamanı bulunur. Daha sonra, aktif yöntem olarak adlandırılan benzer bir yaklaşım iletim hatlarının arıza yerinin belirlenmesi amacıyla kullanılmıştır [1].



Şekil 3.6: Dalga hareket diyagramı

Yansımalar arasında geçen süreyi hesaplamak, uygulanan darbe ve yansıması yeterli güce sahipse kolaydır. Bununla birlikte bir arızanın sebep olduğu yürüyen dalgalar, özellikle arıza noktasındaki gerilimin ani değeri sıfıra yakınsa düşük bir güçte olabilir. Bu durumda bu sürenin hesaplanması için özel işaret işleme yöntemlerinin kullanılması gerekir.

En çok kullanılan işaret işleme yöntemlerinden birisi korelasyon (karşılıklı bağıntı) tekniğidir [36].

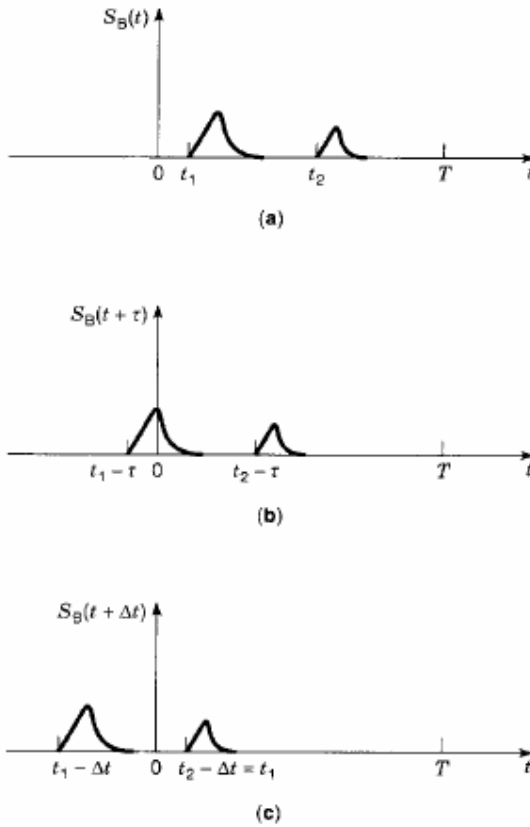
$x(t)$  işaretlerinin zaman otokorelasyonu

$$R(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^T x(t)x(t+\tau)dt \quad (3.72)$$

şeklinde tanımlanır. Gerçek durumlarda, integrasyon sonlu zamanlarda başlamak ve sona ermek zorundadır.

$$R(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T x(t)x(t+\tau)dt \quad (3.73)$$

Verilen bir işaret için otokorelasyon, zaman kayması  $\tau$ 'nın bir fonksiyonudur. Şekil 3.7a' da gösterilen gönderici uçtaki yürüyen dalğanın tipik bir şeklini ve Şekil 3.7b'de verilen zamanda kaydırılmış değerini göz önüne alalım. (3.73) denkleminde görüleceği üzere otokorelasyon, iki işaretin alanları çarpımı ile orantılıdır. Bu alan, en büyük değerini, Şekil 3.7c' de görüldüğü gibi birinci yansıma ile ikinci yansıma aynı eksene geldiğinde alacaktır. Bu durumda, Şekil 3.7b'de  $\tau$  ile gösterilen zaman kayması iki yansımanın aynı eksene gelmesi için geçen süreye,  $t_2 - t_1$  eşit olur. Dolayısıyla, yansıyan dalgaların, ölçüm yapılan noktaya ulaşma zamanları arasındaki fark,  $\Delta t$ , (3.73) denkleminde verilen otokorelasyon fonksiyonunun maksimum değeri araştırılarak bulunabilir.



**Şekil 3.7:** Tipik dalga şekilleri.(a) Tipik geri yönlü dalga. (b) Kaydırılmış geri yönlü dalga (c)  $\tau = \Delta t$  [1].

Arıza yeri belirleme algoritmalarında, otokorelasyon fonksiyonunun dijital versiyonu olan  $\Phi(k)$ ,  $f_c$  frekansında alınan ve  $x(i)$  ile gösterilen  $N$  tane örnek kullanılarak hesaplanır:

$$\Phi(k) = \sum_{k=1}^N x(i)x(i+k) \quad (3.74)$$

Arıza yerinin belirlenmesindeki doğruluk otokorelasyon penceresinin uzunluğuna,  $T$  ve alınan örnek sayısına,  $N$  karşı çok duyarlıdır.  $T$  zamanı çok küçük olursa işaretin önemli bir bölümü yakalanamayabileceği için maksimumu belirlemedeki yaklaşıklık iyi olmaz. Diğer taraftan,  $T$  çok büyük olursa ileri yönlü dalga şekli, hem orjinal geri yönlü hem de orjinal ileri yönlü dalgaların çok sayıda yansımalarını içerecektir. Örneğin böyle bir yansıma Şekil 3.6'da verilen dalga hareket diyagramındaki  $t_3$  anında ortaya çıkacaktır. Ayrıca simetrik olmayan arızalarda bir moddaki yürüyen dalganın bir kısmı başka bir modda olabilir. Dolayısıyla otokorelasyon daha çok maksimuma sahip olacak ve birinci ve ikinci yansıma karşılık gelen maksimumun belirlenmesi zor olacaktır. Genellikle arıza gönderici uca yaklaştıkça daha kısa bir pencere gereklidir. Diğer önemli bir etken örnekleme frekansıdır. Genellikle, otokorelasyon fonksiyonunun iyi bir yaklaşıklığını sağlamak için çok yüksek bir örnekleme frekansı (onlarca kilohertz mertebesinde) gereklidir [1].

Yürüyen dalga yöntemlerinin;

- Örnek penceresinin seçiminde, arıza uzaklığına karşı duyarlılığından dolayı katı kuralların olmayışı,
- Arızanın oluşum zamanına karşı aşırı duyarlılığı,
- Çoklu yansımaların varlığı nedeniyle yanlış bir sonuç elde etme ihtimali,
- Yüksek örnekleme frekansı,

şeklinde özetlenebilecek doğruluk sınırlamaları bulunmaktadır.

## 4 EŞZAMANLI FAZÖRLERLE ARIZA YERİ BELİRLEME

Bu bölümde, enerji iletim hattında meydana gelen bir arızanın yerini belirlemek için [37]'de geliştirilen yöntem ayrıntılı olarak incelenecektir. Hattın iki ucundan eşzamanlı olarak arıza öncesinde ve arızalı durumda yapılan gerilim ve akım fazör ölçümlerinin kullanıldığı bu yöntemde iletim hattının çaprazlanmış olduğu kabul edilmiştir. Yapılan ölçümlerin pozitif dizi bileşenleri kullanılarak hattın her iki ucundaki pozitif dizi kaynak empedansları hesaplandıktan sonra empedans matrisini temel alan yinelemeli bir yöntemle arıza yeri belirlenir.

### 4.1 Ölçülen Değerlerle Kaynak Empedanslarının Hesaplanması

Enerji iletim hatlarının bütün uçları için Şekil 4.1'de gösterilen şekilde bir Thevenin eşdeğer devresi elde etmek mümkündür. Şekilde  $E$ ,  $Z_S$  kaynak empedanslı gerilim kaynağının gerilimini,  $V$  bara gerilimini ve  $I$  da akımı göstermekte olup bütün değerler pozitif dizi bileşeni değerleridir. 'L' alt indisi arıza öncesi çalışma durumundaki değerleri göstermek üzere

$$E = V_L + Z_S I_L \quad (4.1)$$

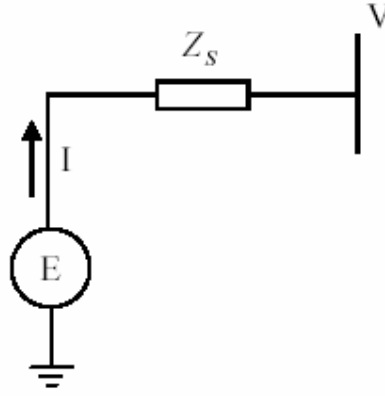
yazılabilir. Benzer şekilde, 'F' alt indisi ile arızalı durumdaki değerler gösterilerek

$$E = V_F + Z_S I_F \quad (4.2)$$

yazılabilir. (4.2) denklemini (4.1) denkleminde çıkararak

$$V_L - V_F = Z_S (I_F - I_L) \quad (4.3)$$

elde edilir. (4.3) eşitliğinde  $(V_L - V_F)$ , bara geriliminin pozitif dizi bileşeninde arıza nedeniyle meydana gelen değişimi;  $(I_F - I_L)$  de bara akımının pozitif dizi bileşeninde meydana gelen değişimi göstermektedir. Bu değişimleri  $\Delta V$  ve  $\Delta I$  ile göstererek; (4.3) denklemi



Şekil 4.1: Hat sonlarının kaynak modeli [37].

$$Z_s = \frac{\Delta V}{\Delta I} \quad (4.4)$$

şeklinde yeniden yazılabilir. Hattın her iki ucunda da arıza öncesi ve arızalı durumdaki gerilim ve akımlar veri olarak hazır bulunduğuna göre (4.4) kullanılarak kaynak empedansları hesaplanabilir ve iletim hattının bara empedans matrisi oluşturulurken kullanılabilir. Sistemde kayıtlı bulunan kaynak empedansı yerine hesaplanan bu değer alınarak olası kaynak empedansı değeri hataları engellenmiş olur.

#### 4.2 Arıza Yeri Belirleme Algoritması

Enerji iletim hatlarında arıza yerini belirlemek için kullanılacak yöntemin temelinde bara empedans matrisi elemanları için verilen tanım yer almaktadır. Bu tanım N boyutlu bir bara empedans matrisi  $Z_{bara}$  için,

$$Z_{bara}(I, J) = \frac{V_I}{I_J} \Big|_{I_K = 0, K = 1, 2, 3, \dots, N, K \neq J} \quad (4.5)$$

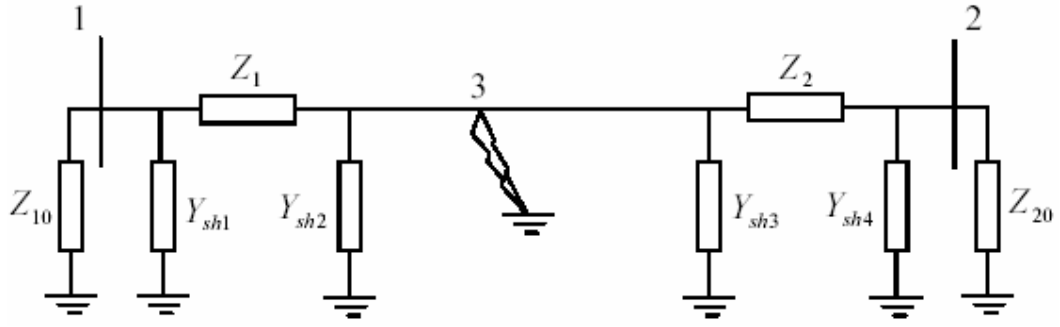
şeklinde verilir. Burada, bütün diğer kaynaklar sıfır olmak üzere J düğümünden uygulanan birim akımın I düğümünde oluşturduğu gerilimin bara empedans matrisinin I. satır ve J. sütun elemanına eşit olduğu ifade edilir. Ayrıca J barasında oluşan bir arıza durumunda arıza akımı, J barasından sisteme uygulanan bir akım olarak gözönüne alınır. J barasındaki bir arızada I barasının pozitif dizi geriliminde meydana gelen değişim



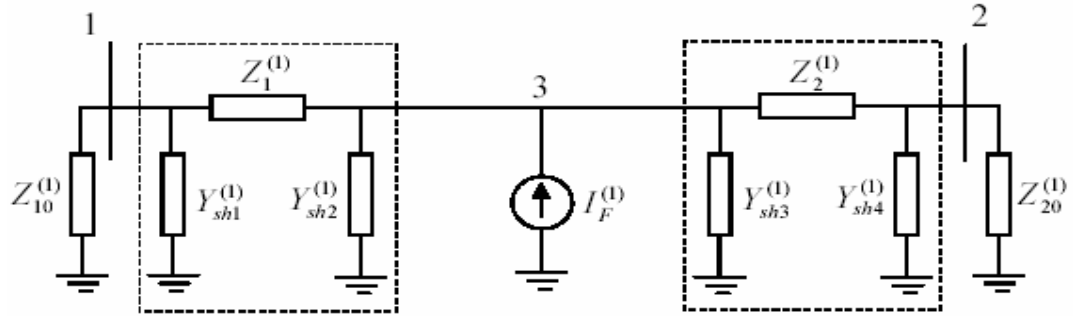
$$\Delta V_{I-J}^{(1)} = Z_{bara}^{(1)}(I, J) \cdot I_F^{(1)} \quad (4.6)$$

olarak tanımlanır [38]. (4.6) denkleminde,  $\Delta V_{I-J}^{(1)}$  terimi J barasından uygulanan  $I_F^{(1)}$  arıza akımı pozitif dizi bileşeni sebebiyle I barasında oluşan pozitif dizi gerilim değişimini göstermektedir.

Şekil 4.2’de arızalı iki uçlu bir iletim hattı görülmektedir. Arıza tipi, arıza yeri ve arıza direnci hakkında herhangi bir kısıtlama yoktur. Arızanın iki tarafında kalan hat parçaları  $\pi$  modeliyle gösterilmiştir. Bu modeldeki admitanslar, hat parçasının uzunluğuna dolayısıyla da arızanın meydana geldiği yere bağlı olarak değişmektedir.



Şekil 4.2: Arızalı iki uçlu bir hat [37].



Şekil 4.3: Arızalı bir hattın pozitif dizi eşdeğeri [37].

Şekil 4.3’de arızalı hattın pozitif dizi eşdeğeri görülmektedir. Burada arıza akımı  $I_F^{(1)}$  arıza noktasından devreye bağlanan bir akım kaynağı durumundadır. Arıza noktası üçüncü bir bara olarak kabul edilirse 1 barasındaki gerilim değişimi (4.6) denkleminde yararlanılarak bulunabilir.

Hattın her iki ucundan da akım ölçümleri yapıldığı için arıza akımı  $I_F^{(1)}$  bu akımların pozitif dizi bileşenlerinin toplamını alarak belirlenebilir. Arıza akımı nedeniyle 1 barasında oluşan gerilim değişiminin gerçek değeri  $\Delta V_{gözlenen}^{(1)}$  olarak adlandırılırsa bu değer de yapılan gerilim ölçümleri sayesinde bilinir durumdadır.

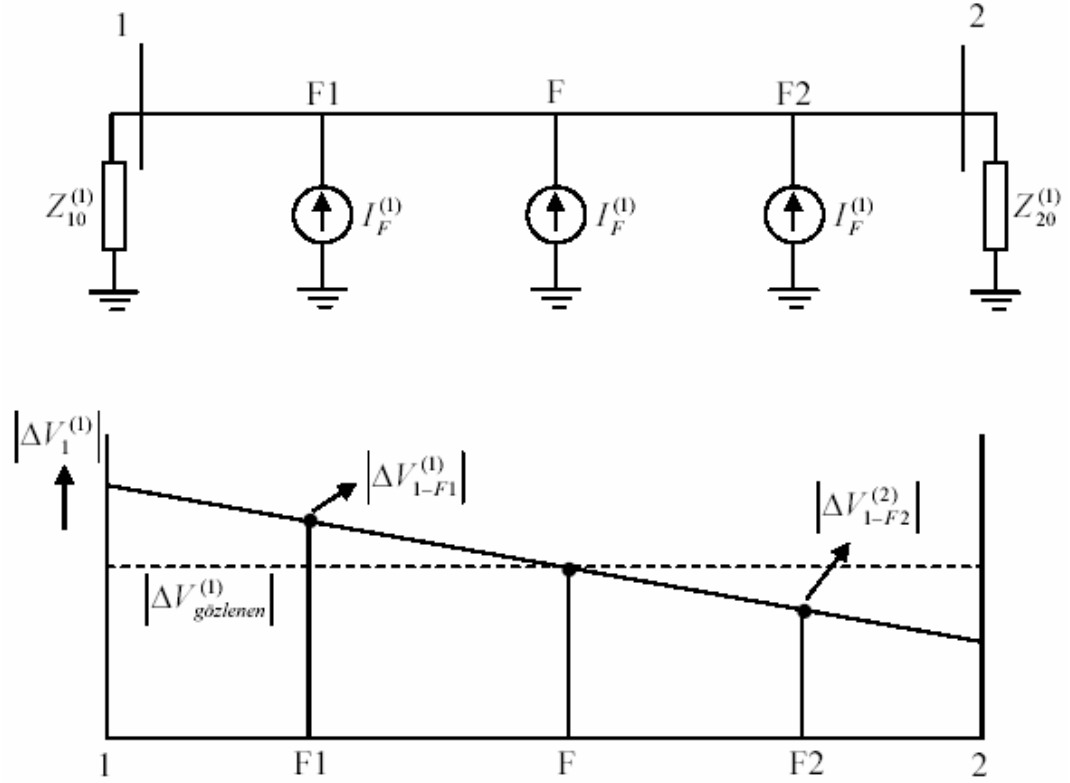
Bu hazırlıklara ilave olarak, son hazırlık aşamasında; kaynak empedanslarının önceki bölümde anlatıldığı şekilde hesaplanan değerlerini ve iletim hattının tüm uzunluğunun  $\pi$  modelini kullanarak sistemin arıza öncesindeki bara empedans matrisi oluşturulur. Bu aşamadan sonra yöntem bir iterasyon başlatır. Bu iterasyonda hattın 1 ucundan küçük bir  $\Delta L$  uzaklığı kadar ileride yeni bir bara oluşturacak şekilde  $Z_{bara}^{(1)}$  değiştirilir. Değişim basamakları şu şekildedir: [38] ve [39]'da ayrıntılarıyla verilen bara empedans matrisinin adım adım oluşturulması yöntemiyle önce 1-2 arasındaki hat çıkarılır, arıza öncesindeki tüm hattın şönt admitansları olarak alınan admitanslar çıkarılır; sonra dal ekleme yoluyla 1 barasından  $\Delta L$  kadar uzakta yeni bir bara (3. bara) oluşturulur, eklenen bara ile 2. bara arasına bir giriş ve son olarak da Şekil 4.3'de  $Y_{sh1}^{(1)}$ ,  $Y_{sh2}^{(1)}$ ,  $Y_{sh3}^{(1)}$  ve  $Y_{sh4}^{(1)}$  olarak gösterilen pozitif dizi şönt admitansları eklenir. Şönt admitanslar  $\Delta L$  uzaklığı ve hattın geri kalan uzunluğu olmak üzere iki hat parçasının  $\pi$  modeli için ayrı ayrı hesaplanır. Arıza akımı pozitif dizi bileşeni  $I_F^{(1)}$ , 3. baradan enjekte edildiğinde 1. bara geriliminin pozitif dizi bileşeninde oluşturacağı gerilim değişimi  $\Delta V_{1-3}^{(1)}$  (4.6) denklemi kullanılarak hesaplanır. Bu prosedür, eklenen yeni bara (3.bara) her seferinde 1. baradan biraz daha uzakta seçilerek yinelenir.

Hesaplanan gerilim değişiminin genliği  $|\Delta V_{1-3}^{(1)}|$  Şekil 4.4'de sembolize edilen şekilde bir değişim gösterecektir. Şekildeki F noktası arızanın olduğu gerçek nokta olarak kabul edildiğinde teorik olarak

$$|\Delta V_{1-3}^{(1)}| = |\Delta V_{gözlenen}^{(1)}| \quad (4.7)$$

sağlanırken; F noktasından önceki bütün noktalarda, örneğin F1 noktasında hesaplanan  $|\Delta V_{1-3}^{(1)}|$  değeri şebekenin yapısı gereği  $|\Delta V_{gözlenen}^{(1)}|$  değerinden büyük olacaktır. Aynı mantıktan hareket ederek, hat üzerindeki gerçek arıza noktası olan F noktasından daha sonraki bütün noktalar için de hesaplanan  $|\Delta V_{1-3}^{(1)}|$  değeri,

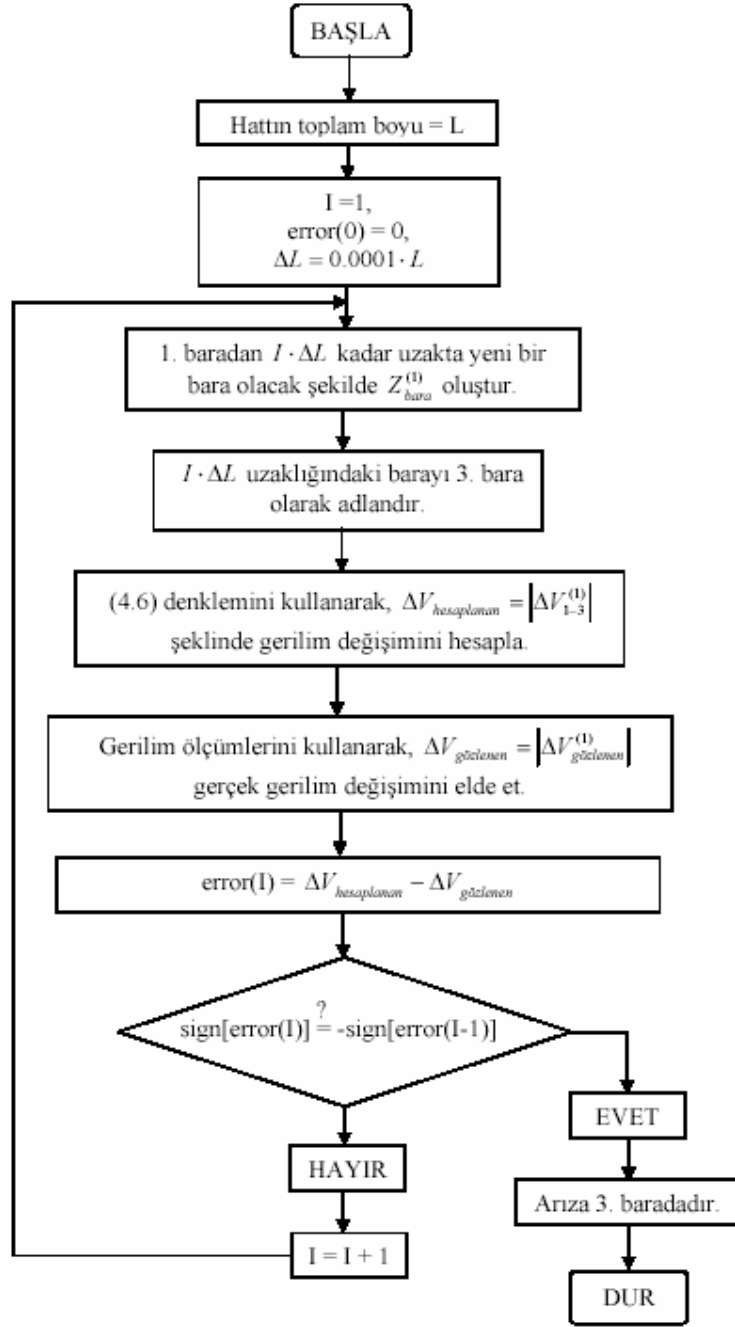
$|\Delta V_{gözlenen}^{(1)}|$  değerinden küçük olacaktır. Burada kullanılan yöntem bu yaklaşımı temel alan bir algoritma ile arıza yerini belirlemektedir.



**Şekil 4.4:** Arıza yerini bulmak için geliştirilen algoritmanın sembolik gösterimi [37].

Yöntemin uygulaması sırasında iterasyon adımlarını belirleyecek olan  $\Delta L$  değeri, başka bir ifadeyle hattın ne kadar küçük parçalara bölünerek arıza yerinin aranacağı, arıza yeri için istenilen doğruluğa bağlıdır. Bu çalışmada yapılan örnek sistem incelemelerinde ve [37]'de  $\Delta L$  değeri toplam hat uzunluğunun % 0.01 'i olarak alınmıştır.

İncelenen yöntemin uygulamasında aşağıda verilen akış şeması kullanılır.



Şekil 4.5: Arıza yeri belirleme algoritması akış diyagramı [37].

Kullanılan arıza belirleme yönteminin önemli bir hata kaynağı  $\Delta V_{hesaplanan} = |\Delta V_{1-3}^{(I)}|$  değeri bulunurken (4.6) denklemindeki  $I_F^{(I)}$  arıza akımının, hattın her iki ucundan arızalı durumda ölçülen akımların pozitif dizi bileşenlerinin toplamı olarak alınmasıdır. Çünkü bu şekilde hesaplanan arıza akımı, arıza nedeniyle olduğu kabul edilen baradan teorik olarak sisteme enjekte edilen akımın yanısıra hattın kapasitesi

(paralel admitanslar) nedeniyle oluşan yüklem akımlarının pozitif dizi bileşenlerini de içermektedir. Bununla birlikte, hesaplamada kullanılacak arıza akımı; yöntemin özündeki mantık gereği, Şekil 4.3’de gösterildiği gibi, sadece arıza noktasından sisteme enjekte edilen akımdan ibaret olmalıdır. Bu nedenle özellikle uzun hatlarda belirlenen arıza yeri çok doğru olmaz, hatta bazı durumlarda arıza yeri belirlenemeyebilir.

İletim hattının paralel kapasitelerinin oluşturduğu hata; arıza akımının

$$I_{F-düzeltilmiş}^{(1)} = I_F^{(1)} - V_{F-1}^{(1)} \frac{Y_{sh}^{(1)}}{2} - V_{F-2}^{(1)} \frac{Y_{sh}^{(1)}}{2} \quad (4.8)$$

şeklindeki düzeltilmiş değeri kullanılarak azaltılmıştır. (4.8) denkleminde  $V_{F-1}^{(1)}$  ve  $V_{F-2}^{(1)}$  hattın 1 ve 2 uçlarında arızalı durumda ölçülen gerilimlerin pozitif dizi bileşenlerini,  $Y_{sh}^{(1)}$  hattın toplam pozitif dizi admitansını ifade eder.

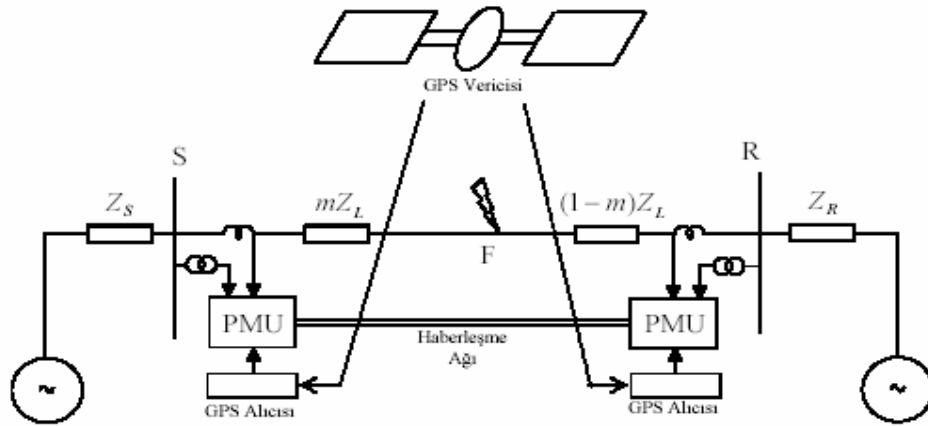
(4.8) denkleminde; iletim hattının arıza öncesindeki  $\pi$  modeli gözönünde alınmış ve bu modelde paralel kol admitansları üzerinden geçen yüklem akımları,  $I_F^{(1)}$  arıza akımından çıkarılarak daha doğru bir arıza akımı olan  $I_{F-düzeltilmiş}^{(1)}$  elde edilmiştir. Algoritmada  $I_{F-düzeltilmiş}^{(1)}$  akımının kullanılması özellikle uzun hatlarda, belirlenen arıza yerindeki hata önemli oranda azaltılır. Fakat,  $I_{F-düzeltilmiş}^{(1)}$  akımı yine de Şekil 4.3’de gösterildiği gibi arıza barasından sisteme enjekte edilen akımın tam doğru ifadesi değildir. Çünkü burada iletim hattı, arıza noktasının iki tarafında iki ayrı  $\pi$  modeli ile modellenmiş ve dolayısıyla  $Y_{sh1}^{(1)}$ ,  $Y_{sh2}^{(1)}$ ,  $Y_{sh3}^{(1)}$ ,  $Y_{sh4}^{(1)}$  admitansları arıza yerine bağlı olarak değişmesine rağmen (4.8)’de arıza nerede olursa olsun hattın iki ucunda toplu parametrelili modelin aynı admitansları kullanılmaktadır.

## 5 ÖRNEK SİSTEM İNCELEMESİ

Bu bölümde bir iletim hattının MATLAB/SIMULINK programında kurulan modeli kullanılarak değişik arıza koşulları altında sistemden veri alınmış, bu veriler daha sonra MATLAB programında yazılan kodlarda kullanılarak arıza yeri belirlenmiştir. Arıza yeri belirlenmesinde önce bir uçlu basit reaktans yöntemi kullanılmış, elde edilen sonuçlar ışığında yöntemin performansı değerlendirilmiştir. İkinci olarak da iki uçlu bara empedans matrisini temel alan yinelemeli yöntemle arıza yeri belirlenmiş, sonuçlar değerlendirilmiştir.

### 5.1 Örnek Sistemde Basit Reaktans Yöntemi İle Arıza Yerinin Belirlenmesi

Basit reaktans yöntemiyle arıza yerini belirlemek amacıyla Şekil 5.1’de görülen örnek sistemin MATLAB/SIMULINK modelinden çeşitli arıza koşullarında alınan veriler Tablo 3.1’den yararlanarak denklem (3.13)’de kullanılmış ve arıza yeri belirlenmiştir. Örnek sistemde S barasından alınan gerilim ve akım ölçümleri kullanılarak bu bara ile arızanın oluşturulduğu F noktası arasındaki uzaklık hesaplanmıştır. [37]’den yararlanılan örnek sistem bilgileri aşağıda verilmiştir.



Şekil 5.1: Örnek sistem.

S barası kaynak gerilimi	: 154 kV , 15° (fazarası gerilim)
S barası kaynak empedansı pozitif dizi bileşeni	: $Z_{S1} = 1.8979 + j18.0577 \ \Omega$
S barası kaynak empedansı sıfır dizi bileşeni	: $Z_{S0} = 0.3555 + j10.1788 \ \Omega$
R barası kaynak gerilimi	: 148 kV , 0° (fazarası gerilim)
R barası kaynak empedansı pozitif dizi bileşeni	: $Z_{R1} = 1.4215 + j16.2482 \ \Omega$
R barası kaynak empedansı sıfır dizi bileşeni	: $Z_{R0} = 0.4187 + j9.5755 \ \Omega$
Hat empedansı pozitif dizi bileşeni	: $Z_1 = 0.011 + j0.272 \ \Omega / \text{km}$
Hat empedansı sıfır dizi bileşeni	: $Z_0 = 0.309 + j1.297 \ \Omega / \text{km}$
Hat kapasitesi pozitif dizi bileşeni	: $C_1 = 5 \times 10^{-9} \ \text{F/km}$
Hat kapasitesi sıfır dizi bileşeni	: $C_0 = 3 \times 10^{-9} \ \text{F/km}$
Toplam hat boyu	: 100 km
Frekans	: 50 Hz

### 5.1.1 Arıza Direncinin Etkisi

Basit reaktans yöntemiyle arıza yerinin belirlenmesinde arıza yerinin etkisini incelemek amacıyla arıza direncinin dört farklı değeri için belirlenen arıza uzaklıkları Tablo 5.1'de verilmiştir. İki farklı tipte arıza oluşturulmuş ve belirlenen arıza uzaklıklarının hatası

$$\% \text{ Hata} = \frac{|\text{Gerçek uzaklık} - \text{Hesaplanan uzaklık}|}{\text{Toplam hat boyu}} \times 100 \quad (5.1)$$

şeklinde hesaplanarak tabloda belirtilmiştir. (Diğer örnek sistem incelemelerinde verilen hata oranları da (5.1) denklemini kullanılarak hesaplanmıştır.) Arızanın S ucundan gerçek uzaklığı 5 km ve örnekleme frekansı 2 kHz alınmıştır.

Tablo 5.1 incelendiğinde küçük dirençli bir arızada, arızanın yerinin, üç faz arızası için %0.14 ve faz toprak arızası için %0.20 mertebesinde bir hata ile belirlenebilmesine rağmen, arıza direnci arttığında; üç faz arızası için %20.56, faz toprak arızası için de %18.38 gibi kabul edilemeyecek oranda hatalı bir şekilde

belirlendiği görülmektedir. Daha açık bir ifadeyle, arıza direncinin yüksek olması durumunda basit reaktans yöntemiyle elde edilen sonuçlardaki hata çok büyük oranda artmaktadır. Bu durum bir uçlu algoritmalar incelenirken öngörülmüş ve sebepleri ayrıntılı olarak incelenmiştir.

**Tablo 5.1:** Basit reaktans yönteminde arıza direncinin etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı: 5km				
Arıza Direnci [Ω]	Üç faz (a-b-c) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
1	4,8577	0,14	5,1988	0,20
10	4,8565	0,14	7,2291	2,23
50	11,7188	6,72	15,1712	10,17
100	25,5647	20,56	23,3803	18,38

### 5.1.2 Arıza Tipinin Etkisi

Basit reaktans yönteminde arıza tipinin yöntemin doğruluğu üzerindeki etkisini görmek amacıyla, hattın ortasında 10 Ω ve 100 Ω arıza direnci değerleri için farklı tipte arızalar oluşturulmuş ve elde edilen veriler kullanılarak hesaplanan arıza uzaklıkları Tablo 5.2’de verilmiştir.

Tablo 5.2’ye genel olarak bakıldığında, verilen arıza tiplerini; sonuçlar açısından, faz toprak arızalarından oluşan grup ve iki ya da üç fazlı arızalardan oluşan grup olmak üzere başlıca iki grup altında değerlendirmek mümkündür. Küçük dirençli arızada, faz toprak arızalarında belirlenen uzaklıklar diğer grubun yaklaşık yarısı oranında hatalyken; büyük arıza direncinde bu fark azalarak bir faz toprak arızalarında %11.45 mertebesindeki hata; iki faz, iki faz toprak ve üç faz arızalarında %12.72 mertebesinde olmaktadır. Tabloda belirgin olan bir başka özellik de toprak teması iki faz arızası ile toprak teması olmayan iki faz arızası sonuçlarının birbirine çok yakın olmasıdır.



**Tablo 5.2:** Basit reaktans yönteminde arıza tipinin etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı: 50 km				
Arıza tipi	Arıza direnci 10 $\Omega$		Arıza direnci 100 $\Omega$	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
a-g	51,4201	1,42	61,4466	11,45
b-g	51,4411	1,44	61,4928	11,49
c-g	51,3891	1,39	61,4463	11,45
a-b	47,0808	2,92	62,7165	12,72
a-b-g	47,0745	2,93	62,7368	12,74
b-c	47,1041	2,90	62,7138	12,71
b-c-g	47,1006	2,90	62,7125	12,71
a-c	47,0613	2,94	62,6679	12,67
a-c-g	47,0602	2,94	62,6597	12,66
a-b-c	47,1021	2,90	62,708	12,71

### 5.1.3 Arızanın Meydana Geliş Zamanının Etkisi

Basit reaktans yönteminde arızanın oluştuğu anın arıza yerinin belirlenmesi üzerindeki etkisini görmek amacıyla, hattın ortasında 10  $\Omega$  arıza direncinde değişik zamanlarda bir faz toprak ve üç faz arızası oluşturulmuş ve benzetim sonucunda elde edilen veriler kullanılarak hesaplanan arıza uzaklıkları Tablo 5.3'de verilmiştir.

Tablo 5.3'de hem üç faz arızası hem de bir faz toprak arızası için hesaplanan arıza uzaklıklarında küçük farklılıklar görülmekle beraber arızanın meydana geliş zamanı basit reaktans yönteminin doğruluğunu etkilememektedir.

**Tablo 5.3:** Basit reaktans yönteminde arıza oluşum anının etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı: 50km, Arıza direnci 10 $\Omega$				
Arızanın meydana geliş zamanı [s]	Üç faz (a-b-c) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
0,02	47,1001	2,90	51,42	1,42
0,025	47,053	2,95	51,3603	1,36
0,03	47,1006	2,90	51,42	1,42
0,035	47,0665	2,93	51,3606	1,36

#### 5.1.4 Hat Üzerinde Arıza Konumunun Etkisi

Arıza yerinin belirlenmesi için basit reaktans yöntemi kullanıldığında arızanın meydana geldiği uzaklığın etkisini incelemek amacıyla hattın değişik noktalarında 10  $\Omega$  arıza direncinde bir faz toprak (a-g) ve üç faz (a-b-c) arızaları oluşturulmuş, benzetim sonuçlarından hesaplanan arıza uzaklıkları Tablo 5.4’de verilmiştir.

Tablo 5.4 incelendiğinde; arızanın hattın orta noktalarına yakın olması durumunda özellikle faz toprak arızasındaki doğruluğun % 0.96 değerini aldığı görülür. Hattın gerilim ve akım ölçümlerinin kullanılmadığı ucuna (R ucu) yakın mesafelerde meydana gelen arızalarda ise göz önünde bulundurulmayan uç akımları nedeniyle elde edilen sonuçlardaki hata artmaktadır. Hesaplamalarda kullanılan verilerin alındığı hat başından (S ucu) hat sonuna yaklaştıkça belirlenen arıza uzaklığında; üç faz (a-b-c) arızası için %7.44, faz toprak arızası için de %6.24 gibi yüksek oranda hatalı sonuçlar elde edilmektedir. Dolayısıyla, basit reaktans yöntemiyle uzaktaki arızaların yerinin belirlenmesinde hata oranı yüksektir sonucuna ulaşmak mümkündür.

**Tablo 5.4:** Basit reaktans yönteminde arıza uzaklığının etkisi.

Arıza direnci 10 $\Omega$				
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
5	4,8552	0,14	7,2291	2,23
10	9,6115	0,39	12,1856	2,19
20	19,0821	0,92	22,0772	2,08
40	37,8160	2,18	41,7231	1,72
60	56,3241	3,68	60,9640	0,96
80	74,2736	5,73	78,8935	1,11
90	82,9658	7,03	86,2323	3,77
95	87,5618	7,44	88,7635	6,24

### 5.1.5 Arıza Tipinin Yanlış Tespitinin Etkisi

Arıza tipinin yanlış tespit edilmesinin arızanın konumlandırılması üzerindeki etkisini incelemek amacıyla; hattın ortasında 1  $\Omega$  arıza direncinde oluşturulan arızalar farklı tiplerde tespit edildiği varsayılarak arıza yeri hesaplanmış ve Tablo 5.5 ve Tablo 5.6'da verilmiştir. Tablolar oluşturulurken hat boyunu aşan veya negatif değerli olarak belirlenen arıza uzaklıkları için hata oranı hesaplanmamıştır.

Bir uçlu algoritmalarda arıza tipinin doğru tespit edilmesi gerekir. Aksi halde, belirlenen arıza yerinde önemli hatalar oluşacaktır. Tablo 5.5 ve Tablo 5.6 bu sonucu doğrulamaktadır. Örneğin doğru tespit edildiğinde %0.07 hata ile belirlenen bir faz toprak (a-g) arızasının farklı tipte tespit edilmesi halinde geçerli sonuç elde edilememektedir. [33]'de 115 kV'luk 77.88 km uzunluğundaki bir hat için rapor edilen benzer bir durumda, c fazı toprak arızasının a-b-g arızası olarak tespit edilmesi nedeniyle arıza yerini belirleyen röle -230.4088 km şeklinde bir çıkış vermiştir. Arıza kayıtları incelenerek arızanın c-g arızası olduğu tespit edilmiş ve arıza uzaklığı için de 10.94 km uzaklık hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar sahada doğrulanmıştır [33].

**Tablo 5.5:** Arıza tipinin faz-toprak arızası olarak yanlış tespitinin etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı 50 km, Arıza direnci 1 $\Omega$						
Gerçek arıza tipi	Arızanın tespit edilen tipi					
	a-g arızası		b-g arızası		c-g arızası	
	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata
a-g	49,922	0,08	-37,016	-	-110,381	-
b-g	-108,777	-	50,506	0,51	-40,580	-
c-g	-39,376	-	-104,571	-	48,914	1,09
a-b	36,754	13,25	68,531	35,66	100,358	-
a-b-g	51,814	1,81	47,769	2,23	-173,602	-
b-c	100,351	-	33,864	7,67	68,777	18,78
b-c-g	-174,005	-	53,224	3,22	46,457	3,54
a-c	64,909	14,91	100,359	-	35,558	14,44
a-c-g	47,560	2,44	-178,290	-	50,922	0,92
a-b-c	48,991	1,01	49,737	0,26	47,650	2,35

**Tablo 5.6:** Arıza tipinin iki-faz ya da iki-faz-toprak arızası olarak yanlış tespitinin etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı 50 km, Arıza direnci 1 $\Omega$						
Gerçek arıza tipi	Arızanın tespit edilen tipi					
	a-b ya da a-b-g arızası		b-c, b-c-g ya da a-b-c arızası		a-c ya da a-c-g arızası	
	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata
a-g	265,890	-	167,241	-	129,344	-
b-g	126,600	-	269,790	-	167,235	-
c-g	167,234	-	124,260	-	260,401	-
a-b	50,366	0,37	112,047	-	33,788	16,21
a-b-g	50,362	0,36	158,003	-	62,809	12,81
b-c	28,240	21,76	49,158	0,84	118,487	-
b-c-g	57,790	7,79	49,154	0,85	153,804	-
a-c	104,035	-	32,586	17,41	48,164	1,84
a-c-g	146,386	-	59,140	9,14	48,165	1,83
a-b-c	50,362	0,36	49,154	0,85	48,164	1,84

## 5.2 Örnek Sistemde Eşzamanlı Fazörlerle Arıza Yerinin Belirlenmesi

Bu bölümde; Şekil 5.1’deki örnek sistem üzerinde farklı noktalarda, farklı koşullarda arızalar oluşturularak arızalı sisteme ilişkin veriler elde edilmiş ve bu verilerle, dördüncü bölümde anlatılan yinelemeli yöntem kullanılarak arıza yeri belirlenmiştir. Bu amaçla, akış diyagramı Şekil 4.5’de verilen algoritma MATLAB programında yazılan kodlarla gerçekleştirilmiştir. Bu kodlarda, bara empedans matrisini oluşturma aşamasında [39]’da verilen ‘Zbuild’ fonksiyonundan yararlanılmıştır. Farklı arıza koşulları için elde edilen veriler bu kodlarla işlenerek arızanın S ucuna olan uzaklığı belirlenmiştir.

### 5.2.1 Arıza Direncinin etkisi

Dördüncü bölümde anlatılan yöntemde arıza direncinin etkisini incelemek amacıyla örnek sistemde hat başından (S ucu) 4 km uzaklıkta dört farklı direnç değerinde arızalar oluşturulmuş, elde edilen verilerle yapılan hesaplama sonuçları Tablo 5.7 de verilmiştir.

Tablo 5.7 incelendiğinde, arıza direncinin, belirlenecek olan arıza uzaklığı üzerinde özellikle basit reaktans yöntemiyle karşılaştırıldığında; çok fazla etkisinin olmadığı görülür. Basit reaktans yönteminde görülen ve temel bir problem olan arıza direnci etkisi bu yöntem için problem değildir. Hatta bazı durumlarda; yüksek arıza direnci nedeniyle arıza akımı değerinin düşmesi tam tersi bir etkiyle belirlenen arıza uzaklığındaki hatanın azalmasına sebep olmaktadır.

**Tablo 5.7:** İki uçlu yöntemde arıza direncinin etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı: 5 km								
Arıza Direnci [Ω]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		İki-faz-toprak (a-b-g) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata
1	5,1200	0,12	4,1600	0,84	4,5400	0,46	4,2100	0,79
10	4,9200	0,08	4,5400	0,46	4,7000	0,30	4,1000	0,90
50	4,9900	0,01	4,7200	0,28	4,8000	0,20	4,3000	0,70
100	5,0700	0,07	4,9200	0,08	4,9400	0,06	4,6400	0,36

### 5.2.2 Arıza Tipinin Etkisi

Örnek sistemde hattın ortasında 1  $\Omega$  ve 10  $\Omega$  olmak üzere iki farklı arıza direncinde arızalar oluşturulmuş, benzetimlerden elde edilen veriler iki uçlu yöntemin gerektirdiği hesaplamalarda kullanılmış ve sonuçları Tablo 5.8’de verilmiştir.

Tablo 5.8’de verilen on farklı tipteki arıza durumunda belirlenen arıza yerindeki hata çoğunlukla %1 değerinin altında olmakla birlikte özellikle bir faz toprak arızalarında hatanın yüksek olması dikkati çekmektedir. İki faz ve iki faz toprak arızalarındaki hata oranları birbirine çok yakın olup en yüksek hata oranı % 0.35’dir. En doğru şekilde belirlenen arıza % 0.01 hata oranıyla üç faz arızasıdır.

Arıza tipinin etkisiyle ilgili olarak belirtilmesi gereken önemli bir konu da bu yöntemde arıza yerini bulabilmek için arıza tipi bilgisine ihtiyaç duyulmamasıdır. Dolayısıyla arıza tipinin yanlış tespit edilmiş olması sonucu değiştirmez.

**Tablo 5.8:** İki uçlu yöntemde arıza tipinin etkisi

Gerçek arıza uzaklığı: 50 km				
Arıza tipi	Arıza direnci 1 $\Omega$		Arıza direnci 10 $\Omega$	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
a-g	48,9800	1,02	48,9500	1,05
b-g	48,9200	1,08	48,9600	1,04
c-g	49,0700	0,93	48,9900	1,01
a-b	49,6500	0,35	49,6600	0,34
a-b-g	49,7400	0,26	49,7300	0,27
b-c	49,7800	0,22	49,6700	0,33
b-c-g	49,8400	0,16	49,7400	0,26
a-c	49,7600	0,24	49,6900	0,31
a-c-g	49,8300	0,17	49,7500	0,25
a-b-c	50,0100	0,01	49,9400	0,06

### 5.2.3 Arızanın Meydana Geliş Zamanının Etkisi

Arıza meydana geliş zamanının ele alınan iki uçlu yöntem üzerindeki etkisini incelemek amacıyla; örnek sistemde hattın ortasında, 1  $\Omega$  arıza direncinde, değişik zamanlarda oluşturulan üç farklı tipteki arızaya ait veriler kullanılarak belirlenen arıza konumları Tablo 5.9'da verilmiştir.

Tablo 5.9'dan arızanın meydana geliş zamanının yöntemin arızayı konumlandırması üzerinde çok büyük oranlı bir hataya sebep olmadığı görülmektedir.

**Tablo 5.9:** İki uçlu yöntemde arızanın meydana geliş zamanının etkisi.

Gerçek arıza uzaklığı: 50km, Arıza direnci 1 $\Omega$						
Arızanın meydana geliş zamanı [s]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
0.0200	50,01	0,01	49,68	0,32	49,23	0,77
0.0250	49,91	0,09	49,73	0,27	49,01	0,99
0.0300	50,01	0,01	49,65	0,35	48,98	1,02
0.0350	50,01	0,01	49,66	0,34	48,96	1,04

### 5.2.4 Hat Üzerinde Arıza Konumunun Etkisi

İki uçlu yinelemeli yöntemde gerçek arıza uzaklığının hesaplanan arıza uzaklığı üzerindeki etkisini incelemek amacıyla örnek sistemde hattın değişik noktalarında farklı tipte arızalar oluşturulmuş, elde edilen veriler kullanılarak hesaplanan arıza uzaklıkları Tablo 5.10'da verilmiştir.

Tablo 5.10'da verilen sonuçlar sırasıyla incelendiğinde, üç faz arızası için yöntem özellikle hattın orta noktalarında daha doğru sonuçlar verirken toprak temaslı arızalarda, tam tersine, orta bölgeye yakın arızalar için hata oranı daha yüksek olan sonuçlar vermektedir. İki faz arızasıdaysa, arızanın olduğu nokta hat başından uzaklaştıkça belirlenen arıza uzaklığındaki hata oranı azalmakta, daha doğru sonuçlar elde edilmektedir. Hatanın en yüksek olduğu faz toprak arızalarında hata oranı % 1 mertebesinde olmak üzere, genel olarak hat boyunca %1'in altındadır.

**Tablo 5.10:** İki uçlu yöntemde arıza uzaklığının etkisi.

Arıza direnci 1 $\Omega$						
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
5	5,1200	0,12	4,1600	0,84	4,2100	0,79
10	10,1700	0,17	9,2400	0,76	9,1100	0,89
20	20,1300	0,13	19,3300	0,67	18,9900	1,01
40	39,9600	0,04	39,5000	0,50	38,9300	1,07
60	59,8800	0,12	59,7500	0,25	59,0600	0,94
80	79,7900	0,21	79,9600	0,04	79,2700	0,73
90	89,7000	0,30	90,0300	0,03	89,3600	0,64
95	94,7400	0,26	95,1000	0,10	94,4000	0,60

### 5.2.5 Yineleme Adım Aralığının Etkisi

Algoritmanın Şekil 4.5’de verilen akış şemasında belirtildiği üzere,  $\Delta L$  ( $\Delta L = 0.0001$  x toplam hat boyu) uzunluğundaki hat parçaları eklenerek arıza yeri bulunmaktadır. Bu anlamda yineleme sayısını ve yineleme aralığını belirleyen  $\Delta L$ ’nin etkisini görmek amacıyla  $\Delta L = 0.01$  x 80 km alınarak çeşitli arıza koşulları için bulunan sonuçlar Tablo 5.11 ve 5.12’de verilmiştir.

**Tablo 5.11:** Arıza direnci 1 $\Omega$  için adım aralığının etkisi.

Arıza direnci 1 $\Omega$ , $\Delta L = 0.01 \cdot 100$ km						
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata
5	6,0000	1,00	5,0000	0,00	5,0000	0,00
10	11,0000	1,00	10,0000	0,00	10,0000	0,00
20	21,0000	1,00	20,0000	0,00	19,0000	1,00
40	40,0000	0,00	40,0000	0,00	39,0000	1,00
60	60,0000	0,00	60,0000	0,00	60,0000	0,00
80	80,0000	0,00	80,0000	0,00	80,0000	0,00
90	90,0000	0,00	91,0000	1,00	90,0000	0,00
95	95,0000	0,00	96,0000	1,00	95,0000	0,00



**Tablo 5.12:** Arıza direnci  $10\Omega$  için adım aralığının etkisi.

Arıza direnci $10\Omega$ , $\Delta L = 0.01 \cdot 100$ km						
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata	uzaklık [km]	% Hata
5	5,0000	0,00	5,0000	0,00	5,0000	0,00
10	10,0000	0,00	10,0000	0,00	10,0000	0,00
20	20,0000	0,00	20,0000	0,00	19,0000	1,00
40	40,0000	0,00	40,0000	0,00	39,0000	1,00
60	60,0000	0,00	60,0000	0,00	60,0000	0,00
80	80,0000	0,00	80,0000	0,00	80,0000	0,00
90	90,0000	0,00	90,0000	0,00	90,0000	0,00
95	95,0000	0,00	95,0000	0,00	95,0000	0,00

Tablo 5.11 ve Tablo 5.12 birlikte değerlendirildiğinde bazı arızalar için tam doğru olarak arıza yeri belirlenmiş olmasına rağmen, adım aralığı arttığı için hassasiyetin azaldığı ve en düşük hata oranının % 1 değerine yükseldiği görülür.

### 5.2.6 İletim Hattının Toplam Boyunun Etkisi

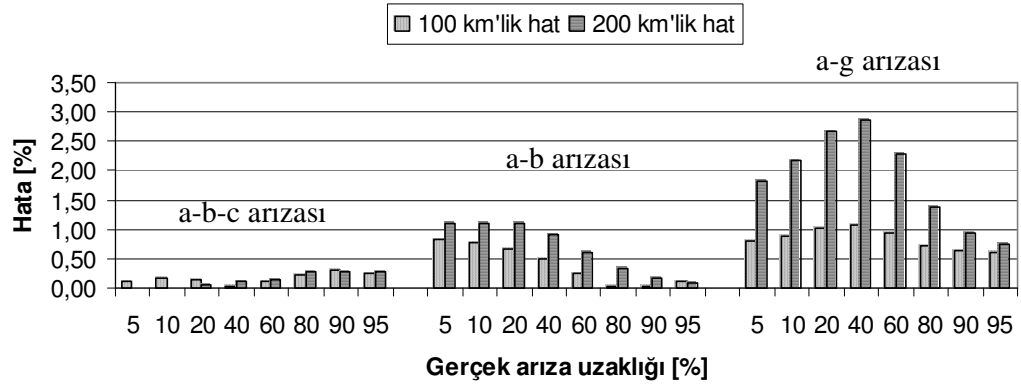
İletim hattının boyunun uzun olması durumunda arıza yeri belirleme yönteminin doğruluğunu incelemek amacıyla örnek sistemde hattın boyu 200 m alınarak sekiz farklı konumda arızalar oluşturulmuştur. Elde edilen veriler Şekil 4.5’de akış diyagramı verilen algoritmada kullanılmış ve arıza konumu olarak hesaplanan uzaklıklar Tablo 5.13’ de verilmiştir.

Genel olarak Tablo 5.13 incelendiğinde hesaplama sonucunda elde edilen arıza uzaklıklarındaki hatanın arttığı gözlenmektedir. Bu sonucu daha kolay görebilmek amacıyla Tablo 5.10 ve Tablo 5.13’de verilen sonuçlar Şekil 5.2’de grafik olarak ifade edilmiştir. Grafik oluşturulurken arıza konumları, hattın toplam uzunluğunun yüzdesi olarak göz önüne alınmıştır. Şekil 5.2’den daha kolay görülmektedir ki toplam hat boyu 200 km olduğunda arızayı konumlandırmadaki hata artmaktadır. İletim hattı boyunca dağılmış olan admitans parametresinin etkisi nedeniyle oluşan bu hata, yöntemin hesaplamada kullandığı arıza akımı değerinde, hattın  $\pi$  modelindeki paralel kol akımlarını çıkarmak suretiyle yapılan bir iyileştirme ile azaltılabilir. Düzeltilmiş arıza akımı olarak (4.8) denklemiyle verilen bu akım değerini hesaplamalarda kullanarak

**Tablo 5.13:** 200 km toplam boyundaki iletim hattı sonuçları.

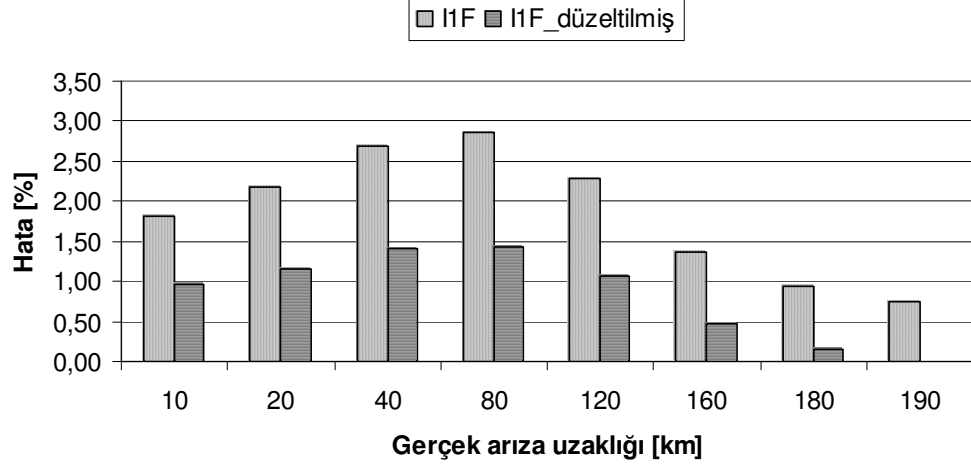
Arıza direnci 1 $\Omega$						
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
10	10,0000	0,00	7,7800	1,11	6,3800	1,81
20	20,0000	0,00	17,8000	1,10	15,6600	2,17
40	39,8800	0,06	37,8200	1,09	34,6400	2,68
80	79,7800	0,11	78,2000	0,90	74,2800	2,86
120	119,7000	0,15	118,7800	0,61	115,4200	2,29
160	159,4400	0,28	159,3600	0,32	157,2600	1,37
180	179,4400	0,28	179,6800	0,16	178,1200	0,94
190	189,4400	0,28	189,8200	0,09	188,5000	0,75

**Toplam hat uzunluğunun etkisi**



**Şekil 5.2:** Toplam hat boyu farklı iki hat için belirlenen arıza konumlarındaki hatalar.

faz toprak (a-g) arızası için arıza konumları yeniden belirlenmiştir. Elde edilen arıza konumu sonuçları Tablo 5.13'deki sonuçlarla karşılaştırılarak Şekil 5.3'de verilen grafik oluşturulmuştur. Bu grafikten de görüldüğü gibi 200 km uzunluğundaki hat için, düzeltilmiş arıza akımının kullanıldığı hesaplama sonucunda belirlenen arıza konumlarındaki hata önemli oranda azalmaktadır.



**Şekil 5.3:** Faz toprak (a-g) arızası için düzeltilmiş arıza akımıyla bulunan sonuçlar.

### 5.3 Büyükçekmece-Botaş İletim Hattı İncelemesi

Büyükçekmece – BOTAŞ hattına ait aşağıdaki verilerden yararlanılarak bir iletim hattı modeli oluşturulmuştur. Modelde hattın değişik noktalarında arızalar meydana getirilerek yapılan benzetimlerden yararlanılarak arıza sırasındaki gerilim ve akım bilgileri üretilmiştir. Bu bilgiler hattın bir uçlu basit reaktans yönteminde ve 4.2’de ayrıntıları verilen iki uçlu yöntemin gerçekleştirildiği programlarda kullanılarak arızaların konumları belirlenmiştir. Elde edilen sonuçlar ve hata oranları tablolar şeklinde verilmiştir.

Büyükçekmece-BOTAŞ iletim hattı bilgileri [41]:

BOTAŞ barası gerilimi	: 158.6 kV, -14.4° (fazarası gerilim)
Büyükçekmece barası gerilimi	: 155.9 kV, -18.3° (fazarası gerilim)
Hat empedansı pozitif dizi bileşeni	: $Z_1 = 5.6 + j26.3 \ \Omega$
Hat empedansı sıfır dizi bileşeni	: $Z_0 = 20 + j89.8 \ \Omega$
Hattın paralel admitans pozitif dizi bileşeni	: $Y_1 = 200 \ 1/\Omega$
Hattın paralel admitans sıfır dizi bileşeni	: $Y_0 = 104.1 \ 1/\Omega$
Toplam hat boyu	: 68.273 km
Frekans	: 50 Hz

Büyükçekmece-BOTAŞ hattında benzetimlerle meydana getirilen çeşitli arızalar için; bir uçlu bir arıza yeri belirleme yöntemi olan, basit reaktans yöntemiyle hesaplanan arıza uzaklıkları Tablo 5.14’de verilmiştir. Bu uzaklıklar, gerilim ve akım ölçümlerinin alındığı BOTAŞ barasına göre verilmiştir. Tablo 5.14 incelendiğinde Büyükçekmece barasına yakın konumlarda meydana gelen arızaların yerinin belirlenmesindeki hatanın arttığı, % 2.60 seviyesine çıktığı gözlenmektedir.

**Tablo 5.14:** Büyükçekmece-BOTAŞ hattında bir uçlu yöntemin arıza konumu sonuçları.

Arıza direnci 1 $\Omega$						
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
3,41365	3,6686	0,37	3,6687	0,37	3,4175	0,01
6,8273	7,1321	0,45	7,1356	0,45	6,8196	0,01
13,6546	14,0558	0,59	14,0758	0,62	13,5958	0,09
27,3092	27,9195	0,89	27,9621	0,96	27,1142	0,29
40,9638	41,8098	1,24	41,8678	1,32	40,6343	0,48
54,6184	55,7571	1,67	55,8250	1,77	54,1385	0,70
61,4457	62,8589	2,07	62,8843	2,11	60,6757	1,13
64,85935	66,6294	2,59	66,6317	2,60	63,3157	2,26

Eşzamanlı fazörleri kullanan iki uçlu yöntemle yapılan hesaplamalar sonucunda elde edilen arıza konumları da Tablo 5.15’de verilmiştir. Bu tabloda da uzaklıklar yinelemenin başladığı BOTAŞ barasına göre verilmiştir.

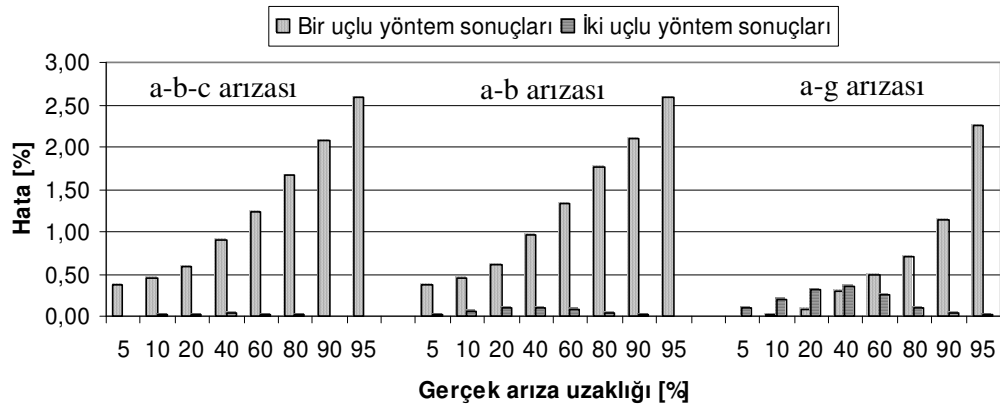
Tablo 5.15 incelendiğinde iki faz ve üç faz arızalarında hesaplanan arıza uzaklıklarının, gerçek arıza konumu ne olursa olsun % 0.1 hata oranının altında belirlendiği görülmektedir. Faz toprak arızasında ise hattın orta bölgesindeki arızalar için belirlenen uzaklıklarda % 0.36 mertebesinde hata oluşmaktadır. Bu durum hesaplamalarda kullanılan arıza akımı değerinden kaynaklanmaktadır. Hesaplamalar sırasında arıza akımı değeri; arızalı durumda hattın iki ucundan ölçülen akımların toplamı alınarak belirlenmektedir. Fakat iletim hattının toprağa karşı olan kapasite etkisi nedeniyle bu akım gerçek arıza akımı değerine göre hatalıdır. Hattın orta

bölgesine doğru bu hata da artacağından belirlenen arıza uzaklıkları da hatalı olmaktadır.

Bir uçlu ve iki uçlu yöntemler kullanılarak Büyükçekmece-BOTAŞ hattında belirlenen arıza uzaklıklarının karşılaştırıldığı Şekil 5.4’de görüldüğü gibi; iki uçlu yöntem kullanıldığında, özellikle uzak arızalarda olmak üzere hata oranları belirgin şekilde düşmektedir.

**Tablo 5.15:** Büyükçekmece-BOTAŞ hattında iki uçlu yöntemin arıza konumu sonuçları.

Arıza direnci 1 $\Omega$						
Gerçek arıza uzaklığı [km]	Üç faz (a-b-c) arızası		İki faz (a-b) arızası		Faz-toprak (a-g) arızası	
	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata	Hesaplanan uzaklık [km]	% Hata
3,41365	3,4137	0,00	3,4000	0,02	3,3454	0,10
6,8273	6,8205	0,01	6,7932	0,05	6,6976	0,19
13,6546	13,6409	0,02	13,5932	0,09	13,4430	0,31
27,3092	27,2887	0,03	27,2409	0,10	27,0634	0,36
40,9638	40,9501	0,02	40,9092	0,08	40,7931	0,25
54,6184	54,6116	0,01	54,5979	0,03	54,5570	0,09
61,4457	61,4457	0,00	61,4389	0,01	61,4252	0,03
64,85935	64,8593	0,00	64,8593	0,00	64,8525	0,01



**Şekil 5.4:** Büyükçekmece-BOTAŞ hattında iki farklı yöntemle belirlenen arıza konumu sonuçları.

## 6 SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik enerjisi artık, büyük sanayi tesislerindeki kullanımından bireysel ihtiyaçlarımızın karşılanmasına kadar uzanan çok geniş bir alanda her an için kullanıma hazır durumda bulunması gereken bir enerji kaynağı konumuna gelmiştir. Tüketicilerin bu doğrultudaki talepleri ve bu taleplerden kaynaklanan ekonomik sebeplere paralel olarak güç sistemi bütünü oluşturulan üretim, iletim ve dağıtım birimlerinin herbir parçası; güvenilir, kararlı ve sürekli bir enerjinin sağlanması hedefinde birleşmek zorundadır. Bu şartlarda, özellikle şebeke parçalarının birleşmesini sağlayan iletim biriminin sorumluluğundaki bir bölümde meydana gelecek bir arızanın ve olası elektrik kesintisinin sosyal ve özellikle de ekonomik sorumluluğu çok ağır olacaktır. Dolayısıyla, iletim biriminin temel yapı taşı olan enerji iletim hatlarında meydana gelen bir arıza da mümkün olan en kısa sürede giderilmelidir.

Enerji iletim hatlarında meydana gelen bir arızanın, özellikle kalıcı nitelikteki bir arızanın giderilmesinde öncelikli koşul arızanın nerede olduğunun belirlenmesidir. Arızanın nerede meydana geldiği bilinmelidir ki tamir ekibi arızalı bölgeye gönderilebilsin. Hattın arızalı kısmı ne kadar doğru belirlenirse tamir ekibi muhtemel zor koşullar altında arızayı aramak için o kadar az zaman kaybedecektir. Böylece onarım süresi kısaltılarak arızanın sebep olabileceği enerji kesintisi süresi ve kesintinin sebep olacağı ekonomik kayıplar en aza indirilmiş olacaktır. Meydana gelen arızanın geçici olması durumunda her ne kadar otomatik geri kapama yapılarak arıza giderilse de arızanın generatöre yakın olması durumunda otomatik geri kapama kararsızlığa sebep olabileceği için yine arızanın nerede olduğu belirlenmelidir. Ayrıca geçici bir arızanın sebep olabileceği bir hasar nedeniyle de arıza yerinin belirlenmesi gerekebilir.

Arıza yerini belirlemek için çok sayıda yöntem geliştirilmiştir. Bu yöntemleri; fazör domeni yöntemleri, zaman domeni yöntemleri ve yürüyen dalga yöntemleri olarak üç

büyük başlık altında değerlendirmek mümkündür. Bununla birlikte, bu başlıklar altındaki yöntemler de; kullanılan hat modeli, veri toplama yeri, şekli ve zamanı, arızaya yönelik olarak yapılan kabuller v.b. birçok farklı alt başlıkta değerlendirilebilir. En genel anlamda fazör domeni yöntemleri; şebekenin temel frekansındaki verilerini empedans temelinde kullanan yöntemleri, zaman domeni yöntemleri; iletim hattının ani değerlerini diferansiyel denklem çözümü temelinde kullanan yöntemleri, yürüyen dalga yöntemleri de arıza nedeniyle oluşan yüksek frekanslı dalgaları işleyen yöntemleri ifade etmektedir. Bu çalışmada özellikle fazör domeni yöntemleri üzerinde yoğunlaşmıştır.

Enerji iletim hattının bir ucundan yapılan akım ve gerilim fazör ölçümlerini kullanan algoritmalarla en az maliyetle ve en basit şekilde arıza yeri belirlenir. Hattın bir ucundan bakıldığında arızaya kadar olan görünür empedansı belirlemeye çalışan bu algoritmalar içinde temel olan basit reaktans yönteminin bu çalışmadaki örnek sistem uygulamaları, diğer bir uçlu algoritmalar için de geçerli olan temel problemleri ortaya koymuştur:

- Arıza direncinin yöntemin doğruluğu üzerinde çok büyük etkisi vardır.
- Arıza direncinin yüksek olması durumunda hata artmaktadır.
- Uzaktaki arızalar için hata artmaktadır.
- Arıza tipi doğru olarak belirlenmelidir.

Bunların dışında; yük akımı etkisi, sıfır dizi empedansı etkisi gibi problemleri de gidermek amacıyla çeşitli iyileştirmeler getiren bir uçlu yöntemler geliştirilmiştir. Fakat bu iyileştirmelere rağmen, özellikle iletişim ve bilgi işleme teknolojilerindeki gelişmelere paralel olarak gerçekleşmesi kolaylaşan ve ekonomik hale gelen iki uçlu yöntemler daha doğru sonuçlar vermektedir. İki uçtan ölçüm yapılarak, yük akımı ve reaktans etkisi gibi bir uçlu yöntemlerin temel problemleri giderilmektedir.

İki uçlu fazör domeni yöntemlerinden [37]'de verilen, iki uçtan yapılan eşzamanlı ölçümleri kullanarak bara empedans matrisi temelindeki yinelemelerle arıza yerini

belirleyen bir yöntem incelenmiştir. Arıza tipinin tespit edilmesinin gerekmediği bu yöntem kullanılarak elde edilen sonuçlar, basit reaktans yöntemi sonuçlarından daha doğru olup yüksek arıza dirençlerinde de bu doğruluğunu korumaktadır. Fakat yine de elde edilen sonuçlar iletim hattının dağılmış kapasitelerinin etkisi nedeniyle; [1]'de kabul edilebilir hata oranı olarak verilen % 0.1 değerinin üzerindedir. Yöntemin bu dezavantajı uzun iletim hattında daha belirgin olarak ortaya çıkmaktadır. Arıza öncesinde hattın  $\pi$  modelindeki admitans akımlarını arıza akımından çıkarmak suretiyle yapılan iyileştirme uzun hatlar için de olumlu sonuç vermekle birlikte; yeterli olmadığı ve yöntemin daha çok orta uzunluktaki hatlar için uygun olduğu ortaya çıkmaktadır.

Bu çalışma sırasında; uzak noktalardaki arızalarda, daha fazla yineleme yapılması gerektiği için arıza yerinin daha geç belirlendiği gözlenmiştir. Fakat bu durum, yöntem hattın korunması amacıyla kullanılmadığı için problem oluşturmamaktadır.

İncelenen yöntemde ayrıca, kaynak empedansı kullanımında; empedans değerini arıza anındaki verilerden hesaplayan bir bakış açısı da geliştirilmiştir.

Çaprazlanmamış hatlar, seri kompanzasyonlu hatlar, çok uçlu hatlar gibi yapı farklılıklarını ve özellikle uzun iletim hatlarındaki dağılmış parametre etkisi gibi etkileri de daha doğru şekilde göz önüne alan algoritmaların kullanılması ve geliştirilmesi arıza yerinin belirlenmesindeki hatayı azaltarak daha iyi sonuçların elde edilmesini sağlayacaktır.



## KAYNAKLAR

- [1] **Kezunovic, M. and Perunicic, B.**, 1999. Wiley Encyclopaedia of Electrical and Electronics Terminology, Vol. 7, pp. 276-285, John Wiley,
- [2] **Gopalakrishnan, A.**, 2000. Fault Location and Parameter Estimation on Overhead Transmission Lines Using Synchronized Sampling, *PhD. Dissertation*, Texas A&M University, USA.
- [3] **Takagi, K., Yomakoshi, Y., Yamaura, M., Kondow, R. and Matsushima, T.**, 1982. Development of a new fault locator using the one-terminal voltage and current data, *IEEE Transactions on Power App.Syst.*, vol. **PAS-101**, no.8, pp. 2892-2898, Aug.
- [4] **Eriksson, L., Saha, M. and Rockfeller, G. D.**, 1985. An accurate fault locator with compensation for apparent reactance in the fault resistance resulting from remote-end infeed, *IEEE Transactions on Power App.Syst.*, vol. **PAS-104**, no.2, pp. 424-436, Feb.
- [5] **Novosel, D., Hart, D.G., Udren, E. and Phadke, A.**, 1994. Accurate fault location using digital relays, *ICPST Conference*, China, October 1994, pp.1120-1124.
- [6] **Pereira, C.E.M. and Zanetta Jr, L.C.**, 2004. Fault location in transmission lines using one-terminal postfault voltage data, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. **19**, no.2, pp. 570-575, April.
- [7] **Tziouvaras, D. A., Roberts, J. and Benmmouyal, G.**, 1999. New multi-ended fault location design for two -or three-terminal lines, in *CIGRE—Study Committee 34 Colloq. Meet.*, Florence, Italy. Preferential Subject 2—Fault Location and System Restoration, Paper 213, 11-15.10.
- [8] **Saha, M. M., Izykowski, J. and Rosolowski, E.**, 2004. A two-end method of fault location immune to saturation of current transformers,” *Proc. Inst. Elect. Eng., 8th Int. Conf. Developments in Power System Protection*, pp. 172–175.

- [9] **Novosel, D., Hart, D. G., Udren, E. and Garitty, J.**, 1996. Unsynchronized two terminal fault location estimation, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. **11**, no. 1, pp. 130–138, Jan.
- [10] **Wiszniewski, A.**, 1983. Accurate fault impedance locating algorithm, *IEE Proceedings*, Part C, Vol. **130**, pp. 311 – 314.
- [11] **Sachdev, M. S. and Agarwal, R.**, 1988. A technique for estimating transmission line fault locations from digital impedance relay measurements, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **3**, pp. 121 – 129.
- [12] **Pereira, C.E.M. and Zanetta Jr, L.C.**, 2005. Optimization algorithm for fault location in transmission lines considering current transformers saturation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. **20**, no.2, pp. 603-608, April.
- [13] **Girgis, A. A. and Makram, E. B.**, 1988. Application of adaptive Kalman filtering in fault classification, distance protection, and fault location using microprocessor, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. **3**, pp. 301-309.
- [14] **Girgis, A. A. and Fallon, C. M.**, 1992. Fault location techniques for radial and loop transmission systems using digital fault recorded data, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **7**, pp. 1936-1945.
- [15] **Johns, A. T. and Jamali, S.**, 1990. Accurate fault location technique for power transmission lines, *IEE Proceedings, Part C*, Vol. **137**, pp.395-402.
- [16] **Girgis, A. A., Hart D. G. and Peterson W. L.**, 1992. A new fault location technique for two and three-terminal lines, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **7**, pp. 98-107.
- [17] **Aggarwal, R. K., Coury, D. V., Johns, A. T. and Kalam A.**, 1993. A practical approach to accurate fault location on extra high voltage teed feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **8**, pp. 874-883.
- [18] **Johns, A. T., Moore, P. J. and Whittard, R.**, 1995. New technique for the accurate location of earth faults on transmission systems, *IEE Proceedings, Part C*, Vol. **142**, pp. 1119-1127.
- [19] **Brahma, S. M., Girgis A. A.**, 2004. Fault location on a transmission line using synchronized voltage measurements, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **19**, No. 4, pp. 1619-1622, Oct.

- [20] **Izykowski, J., Molag, R., Rosolowski, E. and Saha, M. M.**, 2006. Accurate location of faults on power transmission lines with use of two-end unsynchronized measurements, *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp.1-7.
- [21] **Gopalakrishnan, A., Kezunovic, M., McKenna, S. M. and Hamai, D.M.**, 2000. Fault location using the distributed parameter transmission line model, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **15**, No. 4, pp. 1169-1174, Oct.
- [22] **Ranjbar, A. M., Shirani A. R. and Fathi, A. F.**, 1992. A new approach for fault location problem on power lines, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. **7**, pp. 146-151.
- [23] **Kohlas, J.**, 1973. Estimation of fault location on power lines , *3rd IFAC Symp.*, Hauge/Delft, The Netherlands, pp. 393-402.
- [24] **Ibe, A. O. and Cory, B. I.**, 1985. A traveling wave-based fault locator for two and three terminal networks, *IEEE Power Ind. Comput. Appl. Conf.*, San Francisco.
- [25] **Tawfik, M. M.**, 2000. Computer Algorithms and Applications for Fault Location on Transmission Lines, *PhD. Dissertation*, Kansas State University, Manhattan Kansas
- [26] **Elmore, W. A.**, 2003. Protective relaying theory and applications, Marcel Dekker Inc, New York.
- [27] **IEEE STD 1344-1995(R2001)** ,2001. IEEE Standart for synchrophasors for power systems, New York.
- [28] **Zheng, C., Xinzhou D. and Chengmu, L.**, 2002. Robustness of one-terminal fault location algorithm based on power frequency quantities, pp. 1118-1122.
- [29] **Sant, M. T. and Paithankar, Y. G.**, 1979. On line digital fault locator for overhead transmission line, *IEE Proceedings, Part C*, Vol. **126**, pp. 1181-1185, Nov.
- [30] **Chen, Z. and Maun, J. C.**, 2000. Artificial neural network approach to single-ended fault locator for transmission lines, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. **15**, no. 1, pp. 370-375, Feb.
- [31] **Nuqui, R. F.**, 2001. State estimation and voltage security monitoring using synchronized phasor measurements, *PhD. Dissertation*, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, VA.

- [32] **IEEE STD C37.114-2004**, 2004. IEEE guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines, New York.
- [33] **Zimmerman, K. and Costello, D.**, 2005. Impedance based fault location experience, 58<sup>th</sup> Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 211-226, April.
- [34] **Courant, R. and John, F.**, 1974. Calculus and Analysis, vol. 2, Wiley-Interscience, New York
- [35] **Collatz, L.**, 1960. The numerical Treatment of Differential Equations, Springer-Verlag. New York.
- [36] **Ancell, G. B. and Pahalawatha, N. C.**, 1994. Maximum likelihood estimation of fault location on transmission lines using traveling waves, *IEEE Trans. Power Deliv.*, **9**: 680-689.
- [37] **Brahma, S.**, 2006. New Fault Location Scheme for a Two-Terminal Transmission Line Using Synchronized Phasor Measurements, *IEEE Transmission and Distribution Conf. Expo.*, Dallas, USA, May.
- [38] **Grainger, J and Stevenson Jr, W.**, 1994. Power System Analysis, Mc. Graw-Hill.
- [39] **Saadat, H.**, 2002. Power System Analysis, Mc Graw Hill, Singapore.
- [40] **MATLAB**, 2004. Release 14, www.mathworks.com, The Math Works Inc., USA.
- [41] **TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı Etüd ve Raporlama Müdürlüğü**, Türkiye Ulusal Elektrik Ağındaki Havai Hatların, Trafoların ve Generatörlerin Elektriki Karakteristikleri, **SA-2004/1**.

## İLETİM HATTI MODELLERİ

### A.1. GİRİŞ

İletim hatları faz başına uygun devre parametreleri olan eşdeğer bir modelle gösterilir. Uç gerilimleri bir fazla nötr arasında, akımlar bir faz için ifade edilir ve böylece üç fazlı sistem eşdeğeri olan bir fazlı sisteme indirgenmiş olur [39].

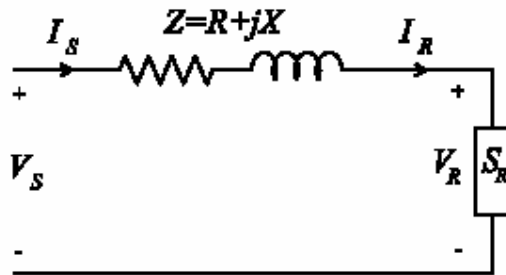
Akım, gerilim, yük akışı vb. hesaplarda kullanılan model, hattın uzunluğuna bağlıdır.

### A.2. KISA HAT MODELİ

Hat uzunluğu 80 km (50 mil)'den düşükse veya gerilim 69 kV'dan fazla değilse çoğunlukla çok fazla hataya sebep olmaksızın hat kapasitesi ihmal edilebilir [39]. Kısa hat modeli seri empedans per unit değerini hat uzunluğuyla çarparak elde edilir.

$$Z = (r + j\omega L)l = R + jX \quad (\text{A.2.1})$$

Burada,  $r$  ve  $L$  sırasıyla faz başına direnç ve indüktansın birim uzunluk için değerleri,  $l$ 'de hat uzunluğudur. Bir faz için kısa hat modeli Şekil A.1.'de gösterilmiştir.  $V_S$  ve  $I_S$  hat başındaki faz gerilim ve akımı,  $V_R$  ve  $I_R$  de hat sonundaki faz gerilim ve akımıdır.



Şekil A.1: Kısa hat modeli

İletim hattının sonuna görünür gücü  $S_{R(3\phi)}$  olan üç fazlı bir yük bağlanırsa hat sonu akımı

$$I_R = \frac{S_{R(3\phi)}^*}{3V_R^*} \quad (\text{A.2.2})$$

şeklinde elde edilir. Hat başındaki faz gerilimi

$$V_S = V_R + ZI_R \quad (\text{A.2.3})$$

olur. Paralel kapasite ihmal edildiği için hattın iki uç akımları eşittir.

$$I_S = I_R \quad (\text{A.2.4})$$

İletim hattını Şekil A.2.'de gösterildiği gibi iki uçlu bir şebeke olarak göstermek mümkündür [39]. Yukarıdaki eşitlikler de ABCD sabitleri olarak bilinen genelleştirilmiş devre sabitleri cinsinden yazılabilir.



Şekil A.2: İletim hattının iki uçlu gösterimi

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (\text{A.2.5})$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (\text{A.2.6})$$

Matris formunda

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{A.2.7})$$

yazılan ABCD sabitlerinin değeri (A.2.3) ve (A.2.4)'e göre aşağıdaki gibi verilir:

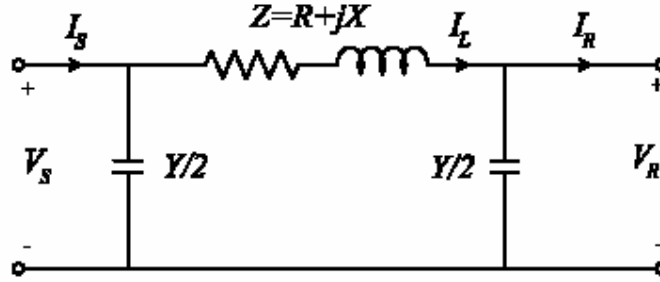
$$A = 1 \quad B = Z \quad C = 0 \quad D = 1 \quad (\text{A.2.8})$$

### A.3. ORTA UZUNLUKTAKİ HAT MODELİ

Hat uzunluğu arttıkça hattın yükleme akımı önemli hale gelir ve bu nedenle paralel kapasiteler gözönüne alınmalıdır. 80 km (50 mil)'den uzun ve 250 km (150 mil)'den kısa hatlar orta uzunlukta hatlar olarak adlandırılır. Orta uzunlukta hatlar için paralel kapasitenin yarısı hattın her iki ucunda toplanmış gibi düşünülebilir [39]. Şekil A.3.'de gösterilen bu model nominal  $\pi$  modeli olarak adlandırılır. Burada  $Z$ , (A.2.1)'de verilen hattın toplam seri empedansı ve  $Y$

$$Y = (g + j\omega C)l \quad (\text{A.3.1})$$

şeklinde verilen hattın toplam paralel admitansdır. Normal şartlarda, izolatörler üzerindeki korona nedeniyle oluşan kaçak akımları temsil eden paralel iletkenlik ihmal edilir ve  $g$  sıfır kabul edilir [39].  $C$  kilometre başına faz nötr arasındaki kapasite,  $l$ 'de hattın uzunluğudur. Nominal  $\pi$  modeli için hat başındaki gerilim ve akım aşağıdaki gibi elde edilir:



Şekil A.3: Orta uzunlukta hat için nominal  $\pi$  modeli.

$I_L$  ile gösterilen seri empedans akımı

$$I_L = I_R + \frac{Y}{2}V_R \quad (\text{A.3.2})$$

$V_S$  hat başı gerilimi,

$$V_S = V_R + ZI_L \quad (\text{A.3.3})$$

şeklinde yazılabilir.  $I_L$  akımı ifadesi (A.3.3) eşitliğinde yerine yazılırsa

$$V_S = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) V_R + Z I_R \quad (\text{A.3.4})$$

elde edilir. Hat sonundaki akım

$$I_S = I_L + \frac{Y}{2} V_S \quad (\text{A.3.5})$$

ifadesinde  $I_L$  ve  $V_S$  yerlerine yazılırsa

$$I_S = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) I_R \quad (\text{A.3.6})$$

elde edilir. (A.3.4) ve (A.3.6) ifadeleri (A.2.5) ve (A.2.6) ile karşılaştırılarak nominal  $\pi$  modeli için  $ABCD$  sabitleri aşağıdaki gibi verilir:

$$A = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \quad B = Z \quad (\text{A.3.7})$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \quad D = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \quad (\text{A.3.8})$$

Genellikle,  $ABCD$  sabitleri kompleksdir ve  $\pi$  modeli simetrik iki uçlu bir şebeke olduğundan  $A = D$ 'dir. Ayrıca lineer pasif, bilateral iki uçlu bir şebeke ile ilgilenildiği için (A.2.7)'de görülen iletim matrisinin determinantı 1'dir:

$$AD - BC = 1 \quad (\text{A.3.9})$$

(A.2.7) ifadesi çözülerek hat sonu büyüklükleri hat başı büyüklükleri cinsinden ifade edilebilir:

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D & -B \\ -C & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.10})$$



#### A.4. UZUN HAT MODELİ

Hat parametrelerini toplu kabul ederek kısa ve orta uzunluktaki hatlar için makul doğrulukta modeller elde edilmiştir. 250 km (150 mil) ve daha uzun hatlarda daha doğru çözüm için dağılmış parametre etkisini gözönüne almak gerekir. Bu bölümde hat üzerindeki herhangi bir noktadaki gerilim ve akım ifadeleri çıkarılmıştır. Daha sonra bu eşitliklerden hareketle uzun hat için bir eşdeğer  $\pi$  modeli elde edilmiştir. Şekil A.4.'de  $l$  km uzunluğundaki dağılmış parametrelili bir hattın bir fazı gösterilmiştir.

Birim uzunluk başına seri empedans  $z$  ile ve faz başına paralel admitans  $y$  ile gösterilmiştir.  $z = r + j\omega L$  ve  $y = g + j\omega C$ 'dir. Hattın sonundan  $x$  kadar uzaklıkta  $\Delta x$  uzunluğundaki küçük bir hat parçasını gözönüne alalım. Bu parçanın her iki ucundaki gerilim ve akımların fazörleri uzaklığın fonksiyonu olarak gösterilmiştir. Kirchhoff'un gerilim yasasından

$$V(x + \Delta x) = V(x) + z\Delta x I(x) \quad (\text{A.4.1})$$

veya

$$\frac{V(x + \Delta x) - V(x)}{\Delta x} = zI(x) \quad (\text{A.4.2})$$

yazılıp  $\Delta x \rightarrow 0$  limiti alınır

$$\frac{dV(x)}{dx} = zI(x) \quad (\text{A.4.3})$$

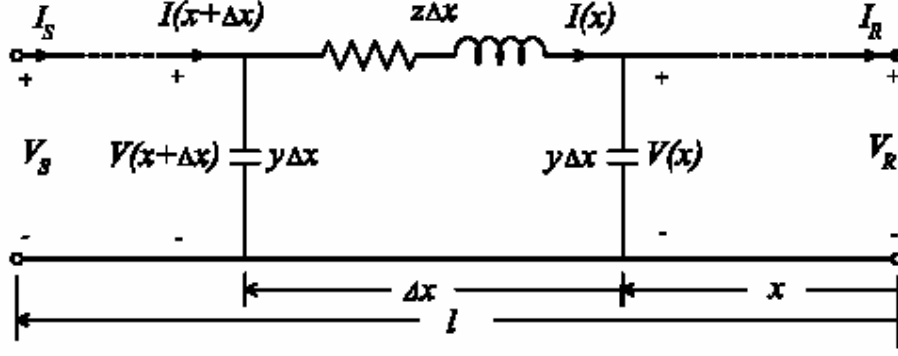
elde edilir. Ayrıca Kirchhoff'un akım yasasından

$$I(x + \Delta x) = I(x) + y\Delta x V(x + \Delta x) \quad (\text{A.4.4})$$

veya

$$\frac{I(x + \Delta x) - I(x)}{\Delta x} = yV(x + \Delta x) \quad (\text{A.4.5})$$

yazılıp  $\Delta x \rightarrow 0$  limiti alınır



Şekil A.4: Dağılımı parametrelili uzun hat.

$$\frac{dI(x)}{dx} = yV(x) \quad (\text{A.4.6})$$

elde edilir. (A.4.3) ifadesinin türevi alınır ve (A.4.6) bu ifadede yerine yazılırsa

$$\begin{aligned} \frac{d^2V(x)}{dx^2} &= z \frac{dI(x)}{dx} \\ &= zyV(x) \end{aligned} \quad (\text{A.4.7})$$

elde edilir.

$$\gamma^2 = zy \quad (\text{A.4.8})$$

şeklinde yazıldığında aşağıdaki ikinci dereceden diferansiyel denklem elde edilir:

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} - \gamma^2V(x) = 0 \quad (\text{A.4.9})$$

Bu denklemin çözümü

$$V(x) = A_1e^{\gamma x} + A_2e^{-\gamma x} \quad (\text{A.4.10})$$

şeklinindedir. Burada yayılma sabiti (propagation constant) olarak bilinen  $\gamma$  kompleks bir ifade olup (A.4.8) ya da

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{zy} = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)} \quad (\text{A.4.11})$$

şeklinde ifade edilir. Reel kısım,  $\alpha$ , zayıflatma sabiti ve sanal kısım,  $\beta$ , da faz sabiti olarak adlandırılır [39].  $\beta$  birim uzunluk başına radyan olarak ölçülür.

(A.4.3)'den akım

$$\begin{aligned} I(x) &= \frac{1}{z} \frac{dV(x)}{dx} = \frac{\gamma}{z} (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \\ &= \sqrt{\frac{y}{z}} (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \end{aligned} \quad (\text{A.4.12})$$

veya

$$I(x) = \frac{1}{Z_c} (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \quad (\text{A.4.13})$$

şeklinde elde edilir. Burada karakteristik empedans olarak bilinen  $Z_c$  ifadesi

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (\text{A.4.14})$$

şeklinde verilir.  $x = 0$ 'da,  $V(x) = V_R$  ve  $I(x) = I_R$  olduğundan (A.4.10) ve (A.4.13) ifadeleri yardımıyla  $A_1$  ve  $A_2$  sabitleri

$$A_1 = \frac{V_R + Z_c I_R}{2} \quad (\text{A.4.15})$$

$$A_2 = \frac{V_R - Z_c I_R}{2} \quad (\text{A.4.16})$$

bulunur. Uzun bir iletim hattı boyunca akım ve gerilimin genel ifadesi, sabitler (A.4.10) ve (A.4.13)'da yerlerine yazılarak elde edilir:

$$V(x) = \frac{V_R + Z_c I_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - Z_c I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (\text{A.4.17})$$

$$I(x) = \frac{\frac{V_R}{Z_c} + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{\frac{V_R}{Z_c} - I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (\text{A.4.18})$$

Akım ve gerilim eşitlikleri aşağıdaki gibi yeniden düzenlenebilir:

$$V(x) = \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} V_R + Z_c \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} I_R \quad (\text{A.4.19})$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_c} \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} V_R + \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} I_R \quad (\text{A.4.20})$$

Hiperbolik fonksiyonlar kullanılarak yukarıdaki denklemler

$$V(x) = \cosh \gamma x V_R + Z_c \sinh \gamma x I_R \quad (\text{A.4.21})$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_c} \sinh \gamma x V_R + \cosh \gamma x I_R \quad (\text{A.4.22})$$

şeklinde yazılabilir. Çoğunlukla hat başı ve hat sonu arasındaki ilişki ile ilgilenilir [39]. Bu nedenle  $x = l$  ,  $V(l) = V_s$  ve  $I(l) = I_s$  alınırsa

$$V_s = \cosh \gamma l V_R + Z_c \sinh \gamma l I_R \quad (\text{A.4.23})$$

$$I_s = \frac{1}{Z_c} \sinh \gamma l V_R + \cosh \gamma l I_R \quad (\text{A.4.24})$$

sonucuna ulaşılır.  $ABCD$  sabitleri cinsinden yeniden yazılarak

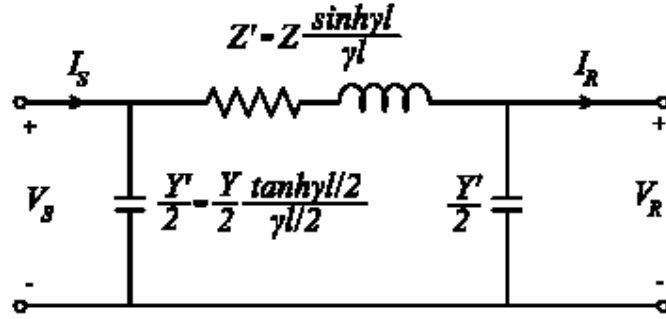
$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{A.4.25})$$

$$A = \cosh \gamma l \quad , \quad B = Z_c \sinh \gamma l \quad , \quad C = \frac{1}{Z_c} \sinh \gamma l \quad , \quad D = \cosh \gamma l \quad (\text{A.4.26})$$

elde edilir. Burada da daha önce olduğu gibi  $A = D$  ve  $AD - BC = 1$ 'dir. Şekil A.5.'de gösterilen eşdeğer  $\pi$  modelini elde etmek üzere nominal  $\pi$  modeli için elde edilen (A.3.4) ve (A.3.6) ifadelerine benzer şekilde

$$V_s = \left(1 + \frac{Z'Y'}{2}\right) V_R + Z' I_R \quad (\text{A.4.27})$$

$$I_s = Y' \left(1 + \frac{Z'Y'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Z'Y'}{2}\right) I_R \quad (\text{A.4.28})$$



Şekil A.5: Uzun hatlar için eşdeğer  $\pi$  modeli.

yazılır. (A.4.27) ve (A.4.28) ifadelerini sırasıyla (A.4.23) ve (A.4.24) ile karşılaştırıp

$$\tanh \frac{\gamma l}{2} = \frac{\cosh \gamma l - 1}{\sinh \gamma l} \quad (\text{A.4.29})$$

özdeşliği kullanılırsa eşdeğer  $\pi$  modeli parametreleri elde edilir:

$$Z' = Z_c \sinh \gamma l = Z \frac{\sinh \gamma l}{\gamma l} \quad (\text{A.4.30})$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh \frac{\gamma l}{2} = \frac{Y \tanh \gamma l / 2}{\gamma l / 2} \quad (\text{A.4.31})$$

## EK B

### FAZ TOPRAK ARIZASI İÇİN HESAPLAMA

Şekil B.1’de verildiği biçimde a fazının  $R_F$  direnci üzerinden kısa devre oluşturması durumunda a, b ve c fazlarına sahip gerçek sistemin faz-toprak gerilim değerleri ve hat akımları arasında

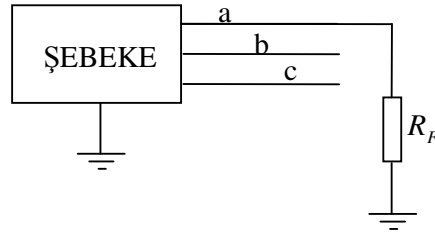
$$V_a = R_F I_a \quad (\text{B.1})$$

$$I_b = I_c = 0 \quad (\text{B.2})$$

eşitliklerinin bulunduğunu kabul edelim [39]. Bu koşullar altında simetrik bileşen devre akımları

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

şeklinde ifade edilir.



Şekil B.1: Bir faz toprak arızası devre modeli.

Dizi bileşenlerinin gerilim ifadeleri de (B.4) denklemi ile verilen şekilde ifade edilir.

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

Diğer taraftan;

$$V_a = V_0 + V_1 + V_2 \quad (\text{B.5})$$

olduğu gözönünde bulundurularak (B.3) denkleminin ilk satırı ile birlikte (B.1) denkleminde yerine yazılarak (B.6) eşitliği elde edilir:

$$V_0 + V_1 + V_2 = 3R_F I_0 \quad (\text{B.6})$$

(B.4) denkleminde verilen matris açık şekilde yazılarak satırları taraf tarafa toplanırsa;

$$V_0 + V_1 + V_2 = V_a - Z_0 I_0 - Z_1 I_1 - Z_2 I_2 \quad (\text{B.7})$$

elde edilir. (B.3) ve (B.6) denklemleri, (B.7) denkleminde uygun şekilde yazılarak ve  $Z_1 = Z_2$  alınarak aşağıda gösterilen şekilde düzenlenirse;

$$3R_F I_0 = V_a - (Z_0 + 2Z_1) \frac{I_a}{3} \quad (\text{B.8})$$

$$3R_F I_0 = V_a - (Z_0 + 2Z_1 + Z_1 - Z_1) \frac{I_a}{3} \quad (\text{B.9})$$

$$3R_F I_0 = V_a - (Z_0 - Z_1) \frac{I_a}{3} - Z_1 I_a \quad (\text{B.10})$$

$$3R_F I_0 = V_a - (Z_0 - Z_1) I_0 - Z_1 I_a \quad (\text{B.11})$$

$$3R_F I_0 = V_a - \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) Z_1 I_0 - Z_1 I_a \quad (\text{B.12})$$

$$3R_F I_0 = V_a - \left( \left( \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) I_0 + I_a \right) Z_1 \quad (\text{B.13})$$

$$V_a = \left( \left( \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) I_0 + I_a \right) Z_1 + 3R_F I_0 \quad (\text{B.14})$$

elde edilir. Burada,

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \quad (\text{B.15})$$

yazılırsa

$$V_a = (k_0 I_0 + I_a) Z_1 + 3R_F I_0 \quad (\text{B.16})$$

elde edilir.



## ÖZGEÇMİŞ

Şahin HAÇEMANAYVALYAN, 18.07.1977 tarihinde Kastamonu'da doğdu. İlköğrenimini sırasıyla Gazipaşa İlkokulu (Kastamonu) ve Merkez Ortaokulu'nda (Kastamonu) tamamladı. Lise öğrenimini İstanbul Ticaret Odası Anadolu Meslek Lisesi Elektrik Bölümünde tamamlayarak 1996 yılında Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümüne girdi. Lisans öğrenimine 1997 yılında İ.T.Ü. Elektrik Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümünde devam etmeye başladı ve buradan 2000 yılında mezun oldu. 2004 yılında başladığı İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Mühendisliği programında yüksek lisans öğrenimine devam etmektedir.