

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

**DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİNİN DAĞITIM
ŞEBEKELERİ ÜZERİNDEKİ ETKİSİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Halil GÜZEL

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

Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Ertan YANIKOĞLU

Ekim 2018

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

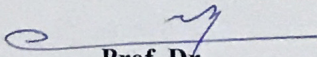
DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİNİN DAĞITIM ŞEBEKELERİ ÜZERİNDEKİ ETKİSİ

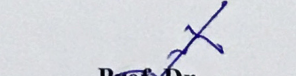
YÜKSEK LİSANS TEZİ

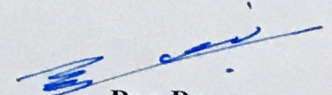
Halil GÜZEL

Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK - ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ

Bu tez 18.10.2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği / oyçokluğu ile kabul edilmiştir.


Prof. Dr.
Ertan YANIKOĞLU
Jüri Başkanı


Prof. Dr.
Abdullah FERİKOĞLU
Üye


Doç. Dr.
Yılmaz UYAROĞLU
Üye

BEYAN

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

Halil GÜZEL
18.10.2018

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans eğitimim boyunca değerli bilgi ve deneyimlerinden yararlandığım, her konuda bilgi ve desteğini almaktan çekinmediğim, araştırmanın planlanmasından yazılmasına kadar tüm aşamalarında yardımlarını esirgemeyen, teşvik eden, aynı titizlikte beni yönlendiren değerli danışman hocam Prof. Dr. Ertan YANIKOĞLU'na, ilgilerini ve yardımseverliklerini her zaman hissettiğim değerli hocalarım Arş. Gör. Dr. Selçuk EMİROĞLU'na ve Arş. Gör. Rıdvan Fırat ÇINAR'a teşekkürlerimi sunarım.

Beni yetiştiren, hayatım boyunca destekleyen, bugünlere gelmemde çok büyük katkısı olan ve haklarını hiçbir zaman ödeyemeyeceğim aileme, yüksek lisans eğitimime başlama sebebim, tüm zorlukları desteğiyle aştığım, ömrüme ömür katan kız arkadaşım Pınar BAYRAKTAR'a ve her zaman motive edici fikirleri için dostlarıma şükranlarımı sunarım.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	i
İÇİNDEKİLER	ii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	v
ŞEKİLLER LİSTESİ	viii
TABLolar LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xiv
SUMMARY	xv
BÖLÜM 1.	
GİRİŞ	1
BÖLÜM 2.	
DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİ.....	10
2.1. Dağıtık Üretim Sistemlerinin Gerekliği ve Yararları.....	10
2.2. Dağıtık Üretim Entegrasyonunun Olası Etkileri	12
2.2.1. Şebeke gerilimi değişiklikleri.....	13
2.2.2. Şebeke arıza şiddetinde artış	14
2.2.3. Güç kalitesi.....	15
2.2.4. Koruma.....	16
2.2.5. Kararlılık ve arıza sonrası sisteme katkı yeteneği	18
2.3. Dağıtık Üretim Teknolojileri.....	18
2.3.1. Fotovoltaik paneller	19
2.3.2. Rüzgar türbinleri	20
2.3.2.1. Tanımı, çeşitleri ve bileşenleri	21
2.3.2.2. Rüzgar türbinlerinde kullanılan generatörler	25

BÖLÜM 3.

GERİLİM SARKMALARI.....	32
3.1. Gerilim Sarkma Büyüklüğü	34
3.1.1. Rms gerilim	34
3.1.2. Temel gerilim bileşeni.....	36
3.1.3. Tepe gerilimi	38
3.2. Gerilim Sarkma Süresi	39
3.2.1. Arıza temizleme zamanı.....	39
3.2.2. Sarkma süresinin ölçümü	40
3.3. Üç Faz Dengesizliği	43
3.3.1. Tek faz arızası	44
3.3.2. Faz-faz arızası	47
3.4. Faz Açısı Atlamaları	49
3.5. Simetrik Bileşenler	50
3.5.1. Simetrik bileşenlerin tanımı	50
3.6. Kısa Devreler (Şönt Arızalar)	53
3.6.1. Faz-toprak kısa devresi.....	53
3.6.2. Faz-faz kısa devresi.....	55
3.6.3. Üç faz kısa devresi	56

BÖLÜM 4.

DAĞITIM ŞEBEKESİ ANALİZİ.....	59
4.1. Şebekenin Tanıtımı	59
4.2. Çalışmanın Amacı	60
4.3. Şebekenin PSCAD/EMTDC Programı ile Modellenmesi için Açıklamalar	61
4.3.1. Modelleme kabulleri	62
4.3.2. Modellemeler	62
4.3.2.1. Hat modellemeleri	63
4.3.2.2. Rüzgar türbini modellemeleri.....	65
4.3.2.3. Koruma modellemeleri.....	78

BÖLÜM 5.

PSCAD/EMTDC SİMÜLASYON SONUÇLARI.....	82
5.1. Rüzgar Türbinsiz Dağıtım Sisteminin Simülasyon Sonuçları	82
5.2. Rüzgar Türbinli Dağıtım Sisteminin Simülasyon Sonuçları.....	88
5.2.1. Bara 4’te RES var iken simülasyon sonuçları.....	88
5.2.2. Bara 7’de RES var iken simülasyon sonuçları.....	94
5.2.3. Bara 9’da RES var iken simülasyon sonuçları.....	99
5.2.4. Bara 15’te RES var iken simülasyon sonuçları.....	103

BÖLÜM 6.

SONUÇLAR VE ÖNERİLER	110
KAYNAKLAR	113
EKLER.....	118
ÖZGEÇMİŞ	122

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

AA	: Alternatif akım
AG	: Alçak gerilim
AE	: Arıza esnası
AÖ	: Arıza öncesi
AS	: Arıza sonrası
AAR	: Aşırı akım rölesi
ÇBİG	: Çift beslemeli indüksiyon generatörü
DA	: Doğru akım
DERT	: Düşey eksenli rüzgar türbini
DG	: Dağıtık generatör
DKKİG	: Dinamik kayma kontrollü indüksiyon generatörü
DÜ	: Dağıtık üretim
FT	: Faz-toprak
FFFT	: Üç faz-toprak
GKD	: Gerilim kaynağı dönüştürücüsü
IEC	: International Electrotechnical Commission
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	: Insulated gate bipolar transistör
LVRT	: Low-voltage ride-through
OG	: Orta gerilim
pcc	: Point of common coupling
PLL	: Phase locked loop
pu	: Per-unit
PWM	: Pulse width modulation
RES	: Rüzgar enerjisi santrali
RMS	: Root mean square

ROCOF	: Rate of change of frequency
r.p.m.	: Rounds per minute
SM	: Sabit mıknatıslı
SMSG-DHRT	: Sabit mıknatıslı senkron generatör tabanlı değişken hızlı rüzgar türbini
STATCOM	: Statik senkron kompanzatör
SKİG	: Sincap kafesli indüksiyon generatörü
YERT	: Yatay eksenli rüzgar türbini
df/dt	: Frekans değişimi
f	: Döner alanın frekansı (şebeke frekansı), Hz
n_{sen}	: Dönme hızı, 1/s
p	: Kutup çiftlerinin sayısı
N	: Devir başına örnek sayısı
v_i	: Zaman alanındaki örneklenmiş gerilimler
ω_0	: Açısal frekans
T	: Temel frekansın devri
$V_{tem}(t)$	: Zamanın fonksiyonu olarak temel gerilim bileşeni
$v(t)$	: Örneklenmiş gerilim dalga formu
V_{tepe}	: Zamanın fonksiyonu olarak tepe gerilimi
V_1, V_2, V_0	: Sırayla pcc'de pozitif, negatif ve sıfır dizi bileşeni gerilimi
Z_{S1}, Z_{S2} ve Z_{S0}	: Üç bileşenin kaynak empedans değerleri
Z_{F1}, Z_{F2} ve Z_{F0}	: Üç bileşenin hat empedans değerleri
I_1, I_2, I_0	: Arıza akımının üç bileşeni
E	: Pozitif dizi bileşeni devresinin kaynağı
Z_S	: Pcc'deki kaynak empedansı
Z_F	: Pcc ve arıza arasındaki empedans
V_{sarkma}	: Sarkma büyüklüğü
V_R, V_S, V_T	: Faz gerilimleri
V_{R1}, V_{R2}, V_{R0}	: V_R 'nin simetrik bileşenleri
V_{S1}, V_{S2}, V_{S0}	: V_S 'nin simetrik bileşenleri
V_{T1}, V_{T2}, V_{T0}	: V_T 'nin simetrik bileşenleri
I_R, I_S, I_T	: Faz akımları

I_{FT}	: Faz-toprak kısa devre akımı
E_{th}	: Thevenin gerilimi
Z_{th}	: Thevenin empedansı
I_{3F}	: Üç faz kısa devre akımı
V_{f-f}	: Faz-faz arası gerilimi
R	: Direnç
X	: Reaktans
L	: Bobin
C	: Kapasite
P_{mek}	: Rüzgar türbininden elde edilen mekanik güç
ρ	: Hava yoğunluğu
A_r	: Rotor kanatları tarafından süpürülen alan (m^2)
V_w	: Rüzgar hızı (m/s)
λ	: Kanat ucu hızı oranı
θ	: Kanat açısı
C_p	: λ ve θ işlevi olan güç katsayısı
W_{turb}	: Türbin mekanik hızı
n_{turb}	: Türbin dönme hızı
E_{cap}	: DA bara gerilimi
Q	: Reaktif güç
S_{base}	: Anma gücü
V_{acbase}	: Anma gerilimi
P	: Aktif güç
V_{ac}	: AA gerilimi
$F(I)$	: Akım fonksiyonu
$t(I)$	: Denklem (4.5)'de sıfırlama zamanı ve Denklem (4.6)'da açma zamanı (s)
M	: $I_{giriş} / I_{başlatma}$ ($I_{başlatma}$, röle akımı ayar noktası)
t_r	: Sıfırlama zamanı ($M=0$ için)
A, B, p	: Seçilen eğri özelliklerini sağlamak için sabitler

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1.	Radyal besleme hattının gerilim değişimi [19]	13
Şekil 2.2.	Dağıtık üretim birimlerinin türleri ve teknolojileri [21,22].....	19
Şekil 2.3.	Tipik bir PN güneş piline gelen ışık [23]	20
Şekil 2.4.	Rüzgar türbinindeki mekanik-elektriksel fonksiyonel zincir [27]	22
Şekil 2.5.	Rüzgar türbini sınıflandırılması [28].....	23
Şekil 2.6.	Rüzgar türbininin ana parçaları [30]	25
Şekil 2.7.	Bir DA generatör sisteminin şeması [31].....	26
Şekil 2.8.	Senkron generatör [27].....	27
Şekil 3.1.	Kısa devre arızası nedeniyle gerilim sarkması-zaman bölgesinde tek faz gerilimi ([36]'dan elde edilen veriler)	33
Şekil 3.2.	Asenkron motorun çalışmasından kaynaklanan gerilim sarkması ([37]'den elde edilen veriler).....	34
Şekil 3.3.	Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için bir devir rms gerilimi.	35
Şekil 3.4.	Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için yarı devir rms gerilimi	36
Şekil 3.5.	Şekil 3.1.'deki gerilim sarkmasının temel bileşeninin büyüklüğü	37
Şekil 3.6.	Yarı devir bir pencere kullanılarak elde edilen Şekil 3.1.'deki gerilim sarkmasının temel bileşeninin büyüklüğü	38
Şekil 3.7.	Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için yarı devir tepe gerilimi	39
Şekil 3.8.	Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için yarı devir tepe (katı çizgi) ve rms (kesikli çizgi) karşılaştırması	39
Şekil 3.9.	İki devir bir sarkma için güç kalitesi görüntüleyicisiyle sarkma süresinin tahmini: bir devir ile aşırı tahmin (üst grafik), doğru tahmin (alt grafik)	41
Şekil 3.10.	Şekil 3.1.'de gösterilen sarkma geriliminin mutlak değeri (kesikli çizgi) ile birlikte yarı devir rms gerilimi	42
Şekil 3.11.	Gerilim sarkması için gerilim bölücü modeli.....	44

Şekil 3.12. Şekil 3.11.'de gösterilen gerilim bölücü için pozitif (üst), negatif (orta) ve sıfır (alt) dizi bileşen devreleri	45
Şekil 3.13. Tek faz arızası için eşdeğer devre	45
Şekil 3.14. Tek faz arızası boyunca faz toprak gerilimleri.....	47
Şekil 3.15. Faz-faz arızası için eşdeğer devre	48
Şekil 3.16. %70'lik bir büyüklükte yapay sarkma ve $+45^\circ$ 'lik faz açısı atlaması	50
Şekil 3.17. %70'lik bir büyüklükte yapay sarkma ve -45° 'lik faz açısı atlaması	50
Şekil 3.18. Üç fazlı dengeli sistemin gerilim fazörleri.....	51
Şekil 3.19. Üç fazlı bir sistemin simetrik bileşenleri	52
Şekil 3.20. Faz-toprak kısa devresi.....	54
Şekil 3.21. Faz-toprak kısa devresi eşdeğer devre	54
Şekil 3.22. Faz-faz kısa devresi	55
Şekil 3.23. Faz-faz kısa devresi eşdeğer devre.....	56
Şekil 3.24. Arızalı örnek iletim hattı modeli	56
Şekil 3.25. Arızalı iletim hattına ait pozitif dizi bileşen devresinin üç fazlı gösterimi.....	57
Şekil 3.26. Arızalı iletim hattına ait eşdeğer devre	57
Şekil 3.27. Arızalı iletim hattına ait Thevenin eşdeğer devresi.....	57
Şekil 3.28. Arızalı iletim hattına ait basitleştirilmiş Thevenin eşdeğer devresi ...	58
Şekil 4.1. IEEE 30 baralı dağıtım şebekesi tek hat şeması [44]	59
Şekil 4.2. İdeal kaynağın gösterimi	63
Şekil 4.3. Dağıtım trafosunun (69/23 kV) gösterimi	63
Şekil 4.4. Bara, sabit yük ve kapasitör gösterimi (soldan sağa doğru).....	63
Şekil 4.5. Pasif dalın gösterimi.....	64
Şekil 4.6. Herhangi bir hatta ait dalın özellikleri.....	64
Şekil 4.7. Bara 16 ve Bara 17 arası dağıtım hattı	65
Şekil 4.8. Çalışma alanı ve modüllerin hiyerarşi ağacı	65
Şekil 4.9. Rüzgar türbini elektromekanik sistemi	66
Şekil 4.10. Rüzgar türbini modeli: (a) bileşen ve (b) parametreler	67
Şekil 4.11. Kanat ucu hızı oranı hesaplaması.....	68
Şekil 4.12. C_p polinomu fonksiyonu modeli için 5×5 'lik matris.....	69
Şekil 4.13. Mekanik rüzgar torku ve hesaplaması.....	69

Şekil 4.14. SM makine bileşenleri.....	70
Şekil 4.15. AA-DA-AA dönüştürücüsünün genel görünümü	70
Şekil 4.16. Dönüştürücü detaylı model: a) AA-DA-AA dönüştürücü b) hem şebeke hem de makine tarafı için kullanılan iki seviyeli dönüştürücü (gösterilen şebeke tarafı)	71
Şekil 4.17. Sinüzoidal PWM sinyal üretici.....	71
Şekil 4.18. Şebeke tarafı kontrol bileşeni.....	72
Şekil 4.19. pu akım ve abc/dq0 eksenleri dönüşümü	72
Şekil 4.20. pu gerilim ve abc/dq0 eksenleri dönüşümü.....	72
Şekil 4.21. DA gerilim ve reaktif güç kontrolörleri	73
Şekil 4.22. d ve q çerçeveleri ayrıştırılmış akım kontrolörleri	74
Şekil 4.23. Şebeke tarafı kontrolörü tarafından sağlanan referans gerilimler	74
Şekil 4.24. Makine tarafı kontrol bileşeni	75
Şekil 4.25. Aktif güç ve AA gerilimi kontrolörleri	75
Şekil 4.26. Makine tarafı PLL parametreleri.....	76
Şekil 4.27. Başlama için uygulamalı mantık	77
Şekil 4.28. DA bağlantı kısıcısı: a) bileşeni b) elektrik devresi c) histerezis kontrolörü.....	77
Şekil 4.29. AA filtre: a) AA filtre bileşeni b) parametreleri c) devresi.....	78
Şekil 4.30. Kesici tek faz gösterimi.....	78
Şekil 4.31. Ters zamanlı aşırı akım rölesine ait eğri standardı ve karakteristiği seçim ekranı.....	80
Şekil 4.32. Ters zamanlı aşırı akım rölesi bileşeni.....	80
Şekil 4.33. Ters zamanlı aşırı akım rölesi ana parametre seçim ekranı	81
Şekil 4.34. Bara 8 ve Bara 9 arası örnek koruma modellemesi.....	81
Şekil 5.1. Bara 4'ün FT arıza akımı grafiği.....	83
Şekil 5.2. Bara 4'ün FFFT arıza akımı grafiği	84
Şekil 5.3. Bara 4'ün FT arıza esnası akımı grafiği	84
Şekil 5.4. Bara 4'ün FFFT arıza esnası akımı grafiği.....	84
Şekil 5.5. Bara 15'in FT arıza gerilimi grafiği	86
Şekil 5.6. Bara 15'in FFFT arıza gerilimi grafiği.....	86
Şekil 5.7. Bara 15'in FT arıza esnası ve hemen sonrası gerilimi grafiği.....	87

Şekil 5.8. Bara 9'un FT arıza esnası ve hemen sonrası gerilimi grafiği.....	87
Şekil 5.9. Bara 15'in FFFT arıza esnası ve hemen sonrası gerilim grafiği	88
Şekil 5.10. Bara 4'ün FT arıza akımı grafiği (5 MW'lık RES var iken).....	90
Şekil 5.11. Bara 4'ün FT arıza akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken).....	90
Şekil 5.12. Bara 15'in arıza öncesi akım grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)	91
Şekil 5.13. Bara 9'un FT arıza esnası akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)	91
Şekil 5.14. Bara 9'un FFFT arıza esnası akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)	92
Şekil 5.15. Bara 4'ün arıza öncesi gerilimi grafiği (5 MW'lık RES var iken)....	93
Şekil 5.16. Bara 4'ün FT arıza esnası gerilimi grafiği (5 MW'lık RES var iken)	93
Şekil 5.17. Bara 7'nin arıza öncesi akımı grafiği (1,8 MW'lık RES var iken)	95
Şekil 5.18. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)	95
Şekil 5.19. Bara 9'un FFFT arıza esnası akımı grafiği (1,8 MW'lık RES var iken)	96
Şekil 5.20. Bara 9'un FFFT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)	96
Şekil 5.21. Bara 4'ün FT arıza esnası akımı grafiği (1,8 MW'lık RES var iken)	97
Şekil 5.22. Bara 4'ün FT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)	97
Şekil 5.23. Bara 9'un arıza öncesi akımı grafiği (4,2 MW'lık RES var iken)	100
Şekil 5.24. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (4,2 MW'lık RES var iken)	100
Şekil 5.25. Bara 9'un FFFT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)	101
Şekil 5.26. Bara 15'in FFFT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW RES var iken)	101
Şekil 5.27. Bara 4'ün FFFT arıza esnası gerilimi grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)	102
Şekil 5.28. Bara 9'un FFFT arıza esnası gerilimi grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)	103
Şekil 5.29. Bara 7'nin arıza öncesi akımı grafiği (1,1 MW'lık RES var iken)	105
Şekil 5.30. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (0,73 MW'lık RES var iken) ..	105
Şekil 5.31. Bara 4'ün FFFT arıza esnası akımı grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)	107

Şekil 5.32. Bara 4'ün FFFT arıza esnası gerilimi grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)	107
Şekil 5.33. Bara 15'in FFFT arıza esnası gerilimi grafiği (0,73 MW'lık RES var iken).....	108
Şekil 5.34. Bara 9'un FT arıza esnası gerilimi grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)	109
Şekil 5.35. Bara 9'un FT arıza esnası gerilimi grafiği (1,1 MW'lık RES var iken)	109



TABLolar LİSTESİ

Tablo 2.1. Enerji dağıtım sistemine bağlanmak için senkronizasyon değeri sınırları [18].....	14
Tablo 2.2. Anormal gerilimlere karşılık enterkonnekte sistemin cevabı [18].....	16
Tablo 2.3. Anormal frekanslara karşılık enterkonnekte sistemin cevabı [19].....	16
Tablo 3.1. Gerilim fazörlerinin kartezyen, kutupsal ve a operatörü gösterimi....	51
Tablo 4.1. Rüzgar türbini modelinin giriş/çıkış sinyalleri.....	67
Tablo 5.1. Her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı	82
Tablo 5.2. Her bir baranın arıza gerilimi ve arıza öncesi gerilim değeri.....	85
Tablo 5.3. Bara 4'te RES gücü 5 veya 7,5 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı.....	89
Tablo 5.4. Bara 4'te RES gücü 5 veya 7,5 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değeri	92
Tablo 5.5. Bara 7'de RES gücü 1,8 veya 2,7 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı.....	94
Tablo 5.6. Bara 7'de RES gücü 1,8 veya 2,7 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değeri	98
Tablo 5.7. Bara 9'da RES gücü 2,7 veya 4,2 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı.....	99
Tablo 5.8. Bara 9'da RES gücü 2,7 veya 4,2 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değeri	102
Tablo 5.9. Bara 15'te RES gücü 0,73 veya 1,1 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı.....	104
Tablo 5.10. Bara 15'te RES gücü 0,73 veya 1,1 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değeri	106

ÖZET

Anahtar kelimeler: Dağıtık üretim sistemleri, rüzgar türbini, güç sistemi kararlılığı, kısa süreli gerilim sarkmaları, ters zamanlı aşırı akım rölesi.

Yenilenebilir enerji sektöründeki son gelişmeler, dağıtım şebekesinde dağıtık üretim sistemleri olarak rüzgar türbininin yeni bir enerji kaynağı olarak popüleritesini arttırdığını göstermektedir. Geleneksel şebeke ile ilişkili önemli faktörlerden biri, dağıtık üretim sistemlerinin koruma ve kontrol gereksinimleri iletim şebekesinden farklı olduğu için, dağıtık üretim sistemi şebekeye bağlandığında koruma ve ayar şemasının yetersiz olmasıdır. Böylece, birbirine bağlı bu sisteme sürekli olarak güç sistemi kararlılığında yeni zorluklar yüklenmektedir. Bu zorlukları giderebilmek veya en azından hafifletmek için, söz konusu dağıtık üretim sistemlerinin şebekeye etkileri ve boyutları uygun olmalıdır.

Bu tezde, dağıtık üretim sistemlerinin arıza koşulları esnasında dağıtım şebekesi üzerindeki etkisi incelenmektedir. Arıza koşulları; kısa devre arızalarını, geçici olayları ve kısa süreli gerilim sarkmalarını içermektedir. Bu koşullara karşı koruma sistemi olarak kesiciler sağlam, etkin ve hızlı anahtarlama görevi yapmaktadır. Kesicilerin etkin, hızlı anahtarlama yapması için ters zamanlı aşırı akım rölesi kullanılmaktadır.

Ayrıca bu tez, fotovoltaik gibi kaynaklar için de uygulanabilir ve geçerlidir ancak sadece rüzgar türbinleri örnek olarak seçilmiştir. IEEE'nin 30 baralı dağıtım sistemi, değişik arıza senaryoları için PSCAD/EMTDC programı ile analiz edilmiştir. Bu dağıtım sisteminde, arıza analizi için ve rüzgar türbininin bağlanacağı bazı baralar belirlenmiştir. Rüzgar türbininin gücü, bağlandığı baradan sonraki yüklerin tamamını karşılayacak şekilde seçilmiştir. Rüzgar türbini için bu yüklerle belirlenen gücün 1,5 katı seçilerek de analizler yapılmıştır. Rüzgar türbininin bulunup bulunmadığı her iki durum için baralardaki arıza öncesi akım ve gerilim değerleri elde edilmiştir. Ardından, bu baralarda sırayla faz-toprak ve üç faz-toprak arızaları yapılmıştır ve koruma sisteminin yapılan arızaları önlemesi sağlanmıştır. Son olarak, baralardaki arıza esnası akım ve gerilim değerleri elde edilip, baralara ait akım ve gerilim grafikleri çizdirilmiştir.

EFFECT OF DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS ON DISTRIBUTION NETWORKS

SUMMARY

Keywords: Distributed generation systems, wind turbine, power system stability, voltage sags, inverse time overcurrent relay.

Recent developments in the renewable energy sector show that wind turbine as distributed generation systems in the distribution network increases their popularity as a new energy source. One of the important factors associated with the traditional network is the inadequacy of the protection and setting scheme when the distributed generation system is connected to the network due to the protection and control requirements of the distributed generation systems that are different from the transmission network. Thus, the interconnected system constantly faces new challenges in terms of power system stability. To overcome the challenges or at least alleviate the effect of the challenges, the dimensions of distributed generation systems must be appropriate distribution system.

In this thesis, the effects of distributed generation systems on the distribution network during the fault conditions are examined. Fault conditions include short-circuit faults, transient events and voltage sags. As a protection system against these conditions, the breakers should be performing robust, efficient and fast switching tasks. Also, an inverse time overcurrent relay is used for the breakers to make effective, fast switching to eliminate the faults.

This thesis can be also examined for other sources such as photovoltaics, but only wind turbines have been discussed in this thesis. The IEEE 30-bus distribution system has been analyzed by the PSCAD/EMTDC program for different fault scenarios. Particular busses in this distribution system are selected for fault analysis and the installation of wind turbines. The power of wind turbine is determined by the total of the loads after the bus connected to wind turbine. The analysis is also done with the wind turbine which has a power capacity 50% more than obtained before. The pre-fault current and voltage values of busses are obtained with and without wind turbine before the faults. Then, phase to ground and three-phase to ground faults are occurred in these buses and the protection system is provided to clear the faults. Finally, the current and voltage values during faults are obtained in the buses. Also, the current and voltage graphs of the buses are plotted.

BÖLÜM 1. GİRİŞ

Dağıtım şebekeleri, tüketicinin kolayca göreceği ve elektrik hizmetinin sağlanmasına doğrudan katkıda bulunan elektrik güç sisteminin en kapsamlı kısmıdır. Genellikle iletim şebekesi ile birlikte sınırlı sayıda bağlantı noktasından güç alır ve bu gücü, belirli bir coğrafi bölgede, coğrafi açıdan yoğun çok sayıdaki noktaya dağıtır. Tüketicilerinin çoğu, küçük ölçekli üreticiler ve elektrik tüketicileridir. Klasik dağıtım şekilleri üç temel türdedir: radyal şebeke, ring (halka) şebeke ve ağ gözlü şebekedir.

Radyal şebeke sistemi, genellikle düşük yük yoğunluklu alanlarda bulunan, yaygın olarak kullanılan ekonomik bir sistemdir. Havai hatlar, trafo merkezinde veya hattın çeşitli yerlerinde bulunan otomatik tekrar kapama cihazları tarafından korunabilir. Arıza geçiciyse, bu cihazlar dağıtım hattına yeniden enerji verir. Tüketici kesintilerinin süresini ve kapsamını daha da azaltmak, hattın etkilenmemiş kısımlarının hizmette kalmasını sağlamak için, sigortalar radyal hatların dallarına yerleştirilir.

Ring şebeke sistemi, daha yüksek seviyede hizmet güvenilirliğinin istendiği yerlerde kullanılır. İki hat bir noktada açık, kapalı halka oluşturur, devrede enerji kesintisi durumunda açık nokta kapatılıp başka bir nokta açılarak, yük bir hattan diğerine aktarılabilir. Uzun kesintileri tolere edemeyen yükler için ayrı güzergahlarda bir veya daha fazla ek hat sağlanabilir. Normal hattan alternatif hatta geçişi ve iyi bir hattın arızalı bir hatta bağlanmasını önlemek, devre kesiciler ve elektriksel kilitlemeler ile manuel veya otomatik olarak yapılabilir.

Ağ gözlü şebeke sistemi, birkaç trafo merkezinden, birbirine bağlı ana hatlardan oluşan şebekeden meydana gelir. Radyal veya ring şebeke sisteminden daha yüksek

servis güvenilirliği ve kalite sağlar. Genellikle yüksek yük yoğunluklarına sahip büyük şehirlerin şehir merkezindeki alanlarında bulunurlar.

Elektrik enerjisi talebi, mevcut enerji iletim ve dağıtım sistemlerinin sınırlarını zorlayacak şekilde artmıştır. Endüstrinin ve konutların artan bu enerji talebi, yeni enerji santrallerinin devreye alınmasını, komşu bölgelerden veya ülkelerden enerji satın almayı gerektirmektedir. Fakat tehlikeli nükleer atıklar, küresel ısınma ve fosil yakıtların yakılmasından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının etkileri, bu tür enerji sistemlerinin kurulmasına karşı yeni enerji kaynaklarının gelişmesine yol açmıştır.

Yeni sistemlerin temel amacı, atıklar üzerinde minimum etki ile verimli bir şekilde elektrik üretmektir. Bu bağlamda yenilenebilir enerji kaynakları, diğer enerji kaynaklarının tutarsız doğası nedeniyle elektrik şebekesine tahmini bir davranış tarzı getirerek katkıda bulunmuştur. Böylelikle, yenilenebilir enerji kaynaklarının (özellikle son yıllarda rüzgar enerjisi ve fotovoltaik tesisler) şebekeye entegrasyonu, çok sayıda enerji üretim tesisi ile büyük ölçüde merkezi olmayan dağıtık enerji sisteminin geliştirilmesine yol açmıştır.

Elektrik arzı ve talebinin her an dengelenmesi gerektiğinden, dağıtık üretimden güç enjeksiyonu, büyük merkezi generatörlerin çıkışında eşdeğer bir azalma gerektirir. Mevcut durumda merkezi üretim, elektrik enerjisinin yanı sıra, güç sisteminin çalışması ve kararlılığı için gerekli olan gerilim ve frekans kontrolü, yedekleme ve sistemin toparlanması gibi yardımcı hizmetler de sağlamaktadır. Kullanımı arttıkça dağıtık üretim (DÜ), daha az sayıda merkezi generatörün çalıştırılmasıyla güç sisteminin çalışmasını devam ettirmek için yardımcı hizmetleri sağlamaya ihtiyaç duyacaktır.

Son zamanlarda ise ‘Akıllı Şebekeler’, esnek, güvenli, düşük maliyetli ve karbondan arındırılmış bir elektrik güç sistemini desteklemek için modern bilgi ve iletişim teknolojilerinden yoğun şekilde yararlanılacak olan gelecekteki güç şebekesini tanımlamak için yaygın hale gelmiştir. Akıllı şebekeler, DÜ’nün güç sistemine entegrasyonunu kolaylaştıran, akıllıca kontrol edilen aktif şebekelerdir. Böylece

dağıtım şebekesi, işleyişini pasiften aktif olarak değiştirecek ve dağıtık generatörler (DG'ler) güç sisteminin çalışmasını destekleyecek şekilde kontrol edilecektir.

Mevcut dağıtım şebekeleri merkezi üretim istasyonundan tüketicilere tek yönlü güç akışı ile yük sağlamaktadır. Üretimin dağıtım şebekelerine bağlanmasının artması, tasarımlardaki temel varsayımı ihlal eden ters güç akışına yol açabilir. Bu durum, mevcut dağıtım şebekelerinin işletilmesi ve kontrolünde karmaşıklık yaratır ve DÜ sistemlerinin başarılı şekilde devreye sokulması için birçok teknik zorluklar sunar. Teknik sorunlardan bazıları: DÜ'nün adalaşması, gerilim regülasyonu, şebekenin korunması ve kararlılığıdır. Farklı özelliklerine dikkat ederek bireysel DÜ sistemleri için standart arayüz kontrolü tasarlamak, DÜ sistemlerine yeni yöntemler bulmak veya onları kurmak ve kontrol etmek, dağıtım sistemi için yeni tasarımlar bulmak gibi bazı uygulamalar sorunların çözümlerindendir.

Elektrik güç beslemesinde rüzgar gücünün nüfuzu büyük ölçüde arttığı için, rüzgar gücünün elektrik güç sisteminin geçici kararlılığı üzerindeki etkisini incelemek acildir. Bu çalışmada, çift beslemeli indüksiyon generatöründen (ÇBİG'den) oluşan bir rüzgar enerjisi santrali (RES), iki aşamalı bir dönüşümle sisteme güç iletmektedir. Çalışmalar, elektrik santralinin geçici kararlılığını iki çalışma stratejisi altında (örneğin, sabit güç faktörü ve gerilimi), ciddi sistem arızası için incelemeyi içermektedir. Geçici kararlılık çalışmaları, ÇBİG'nin reaktif güç kontrolünün, sistem gerilim sarkması sırasında RES'teki gerilimi korumaya yardımcı olabileceğini göstermektedir [1].

Diğer bir çalışmada, dağıtım şebekesine bağlı rüzgar çiftliklerinde gerilim kararlılığı konusunu ele almak için statik senkron kompanzatör (STATCOM) uygulaması incelenmektedir. STATCOM, dağıtım sistemine bağlanan ÇBİG tabanlı rüzgar çiftliğini, düzensizliklerin sonrasında ve devre dışı duruma geçmeye karşı koruyarak, ortak bağlantı noktasında (pcc'de) gerilimi dengelemek için dinamik bir reaktif güç kompanzatörü olarak kullanılır. Elde edilen sonuçlar, gerilim sarkması sırasındaki gerilim 0,7 per-unit'e (pu'ya) düştüğünde ve sonra STATCOM bağlandığında gerilimin 0,89 pu'ya yükseldiğini göstermektedir. Geliştirilen sistem,

MATLAB/Simulink'te simüle edilmiştir ve sonuçlar, STATCOM'un sistemdeki gerilim sarkması gibi geçici rahatsızlıkların etkilerini azalttığını ve dolayısıyla rüzgar çiftliğinin kararlılığını ve performansını iyileştirdiğini göstermektedir [2].

Şebeke kararlılığı, büyük ölçekli rüzgâr çiftliklerinin adalaşmasına bağlı olarak zarar görecektir. Rüzgar çiftlikleri, şebekenin kararlılığını eski haline getirmek için belirli bir süre boyunca alçak gerilimler sırasında şebekeye bağlanmaya devam etmelidir (alçak gerilimde şebekede kalabilme (LVRT) yeteneği). Doğrudan tahrik edilen sabit mıknatıslı senkron generatör tabanlı değişken hızlı rüzgar türbininin (MSG-DHRT'nin) LVRT kabiliyeti, şebeke tarafı dönüştürücüsü, makine tarafı dönüştürücüsü, kanat açısı kontrolü veya mevcut enerji depolama sistemi kullanılarak değiştirilebilir. Bu çalışma, MSG-DHRT'nin LVRT kabiliyetini artırmak için son zamanlarda önerilen iyileştirmelerin gözden geçirilmesini sunmaktadır. Birçok yapay zeka ve geleneksel kontrolörler, şebekeye bağlı rüzgar çiftliklerinin son şebeke yönetmeliklerine göre korunmasını sağlamak için gerilim sarkmaları sırasında kontrol performansını artırmak için kullanılmaktadır [3].

Güç kalitesi, güç endüstrisinde en çok tartışılan konulardan biridir. Çok sayıda güç kalitesi sorunu vardır ancak gerilim sarkmaları ve harmonikler, tüketiciler için büyük bir endişe kaynağıdır. Hassas ekipman kullanan pek çok endüstriyel tüketici, sarkma nedeniyle büyük kayıplar yaşamaktadır. Bu nedenle bu çalışma, dağıtım şebekesindeki farklı arıza konumları için DG'nin kurulumunun etkilerini araştırmayı amaçlamaktadır. Simülasyonda radyal dağıtım şebekesi için sadece dengeli üç fazlı arıza meydana gelecektir, senkron generatörün sabit kapasitesi, DG'lerin tüm yerleşimleri için kullanılır ve arıza durumlarında uygulanır. Elde edilen sonuçtan, DG'lerin gerilim sarkma problemlerini düzeltebileceği ancak DG'lerin yerleştirilmesine bağlı olduğu sonucuna varılabilir [4].

Diğer bir çalışmada, DÜ içeren dağıtım şebekesinin gerilim sarkması analizi modeli PSCAD/EMTDC programına dayalı olarak oluşturulmakta ve simüle edilmektedir. Gerilim sarkması karakteristikleri, 'Hareketli Pencere Yöntemi' ile simülasyon sonuçlarından tam olarak çıkarılır. Simülasyon sonuçları, invertör tabanlı DÜ'nün

dağıtım şebekesine bağlanmasının, gerilim sarkmasını bir dereceye kadar azaltabildiğini göstermektedir [5].

Bir AA/DA/AA dönüştürücüsü, dağıtım şebekesine giden gücün maksimum büyüklüğünü sağlamak için sisteme bağlanır ancak çok önemli bir problem olan harmonikleri üretir. Bu çalışmada, STATCOM içeren enerji depolama sistemi ile sabit mıknatıslı senkron generatör (MSG) tabanlı rüzgar enerjisi sistemi sunulmaktadır. Batarya ve kapasitörün kombinasyonu, güç kalitesini artırarak bu sistemi daha verimli hale getirir. Generatör dönüştürücüsünün kontrol mekanizması doğru hat teorisine dayanmaktadır ve darbe genişlik modülasyonu (PWM) tekniği, STATCOM'un gerilim kaynağı dönüştürücüsünü (GKD'yi) tasarlamak için kullanılmaktadır. Bu kontrol mekanizmaları arasında uygun entegrasyon kararlı bir sistem oluşturur. PSCAD/EMTDC yazılımını kullanarak önerilen modelin genel performansı, kendisine bağlanmış doğrusal olmayan yüke sahip 12 baralı radyal bir şebekede test edilir. Bu kapsamlı analizden elde edilen sonuçlar, tüm modelin, harmonikleri ortadan kaldırmayı, gerilimi ve akımı güvenli bir aralıkta tutmayı ve gerilim sarkmasını azaltmayı başardığını kanıtlamıştır [6].

Rüzgar enerjisinin mikro şebeke ile entegrasyonu zorludur ve gerilim regülasyonu, güç kalitesi ve gerilim değişimlerinin dikkate alınmasını gerektirir. Bu çalışmada, mikro şebekeye bağlı ÇBİG tabanlı rüzgar enerjisi sistemi için yeni bir arızadan etkilenmez kontrol yaklaşımı önerilmektedir. Önerilen yaklaşım, arıza öncesi değerlerde stator sargıları boyunca gerilim seviyelerini korumak için seri bağlı şebeke tarafı dönüştürücüsü ile birlikte rotor ve şebeke tarafı dönüştürücüler için yeni bir entegre uç kayma modu denetleyicisi içerir. Seri bağlı şebeke tarafı dönüştürücüsünü kontrol etmek ve rüzgar enerjisi sisteminin performansını daha da geliştirmek için bulanık mantık ve Posicast yaklaşımı da önerilmektedir. Farklı tipte şebeke arızaları üzerinden şebekede kalabilmeyi öneren arızadan etkilenmez konfigürasyonun etkinliği detaylı bilgisayar deneyleri ile değerlendirilmiştir. Sonuçlar, önerilen kontrol yaklaşımının, dönüştürücüleri hasarlardan koruyabildiğini, arızalar sırasında rüzgar türbininin şebekeye sürekli bağlanmasını sağladığını ve dolayısıyla güç kalitesini koruduğunu açıkça göstermektedir [7].

DÜ'ler tarafından olumsuz olarak etkilenen şebekelerin koruma sistemi, aşırı akım koruma cihazlarının zaman ve akım koordinasyonuna dayanmaktadır. Bu cihazların koordinasyonu, koruma sisteminin en önemli sorunudur. DÜ'ler, arızalanan hatların bağlantı noktasında gerilimi artırır ve aşırı akım koruma cihazlarının ters zaman karakteristiğindeki yetersizliği sağlar. Bu çalışmada, akıllı mikro şebeke için kendinden adaptif bir yöntem önerilmiştir, bu da rölenin algıladığı zayıf arıza akımını kompanze eder. Bu nedenle, farklı çalışma koşulları için koruma cihazlarının ayarlarını değiştirmeye gerek yoktur. Simülasyon sonuçları, önerilen yöntemin, akıllı mikro şebekelerin aşırı akım koruma sistemi için DÜ'lerin zayıf etkisini güvenilir bir şekilde kompanze edebileceğini göstermektedir [8].

DÜ birimlerinin ters güç akışları nedeniyle, dağıtım sisteminin güç akışları tek taraflı akışlardan iki taraflı akışlara dönüştürülür. DÜ birimlerinin arıza katkısı nedeniyle ters yönde arıza akımı da meydana gelir. DÜ'nün arıza katkısı, mevcut dağıtım koordinasyon uygulamalarını etkileyecektir. Bu çalışmada, otomatik tekrar kapama ve gerilim sarkması için şebeke bağlantılı DÜ birimlerinin adaptif koruma şemaları önerilmiştir. Tekrar kapama tipleri tarafından bir arıza sırasında senkron generatörle DÜ birimlerinin genel geçici tepkilerine, örneğin radyal tekrar kapama ve pasif tekrar kapamaya dayanarak, değişken arıza direncine sahip tekrar kapama tiplerinin sınıflandırma algoritmaları önerilmiştir. Önerilen algoritmalar, PSCAD/EMTDC simülasyon aracı kullanılarak yapılan durum çalışması ile değerlendirilmiştir. DÜ birimlerine sahip dağıtım şebekelerinde, daha uzun 1. ölü zaman aralığı ve daha kısa tekrar kapama dizisi, sistem güvenilirliğini geliştirmek ve koruma cihazlarının yanlış koordinasyonunu önlemek için alternatif bir çözüm olabilir [9].

Röle ayarlarının şebeke yapılandırmasında her değişiklik olduğunda güncellenmesi gerekir. Bu çalışma, önerilen algoritma tarafından hesaplanan yeni optimum röle ayarlarının (başlatma akımı ve zaman skalası ayarının) mod değiştirildiğinde koordinasyon zaman aralığının ve kritik temizleme süresinin değişmesiyle ilgili sorunu çözdüğü, en hızlı yedekleme korumasına sahip yeni bir adaptif algoritma sunmaktadır. Bu önerilen algoritma, bellek depolama kapasitesine sahip olan ve haberleşme ile başa çıkabilen sayısal ters zamanlı aşırı akım rölelerini

kullanılmaktadır. Önerilen algoritma, MATLAB/Simulink ve C programı kullanılarak farklı çalışma modları test sistemlerinde doğrulanmıştır. Sonuçlar, değişen çalışma modları altında rölenin en iyi performansını sürdürmede bu şemanın önemini ve gerekliliğini ortaya koymuştur [10].

Geleneksel ters zamanlı aşırı akım koruma şemasının, DÜ'lerin çıkışının rasgeleliği ve dalgalanması nedeniyle seçicilik ve çabukluk gereksinimlerini karşılaması zordur. Dijital ters zamanlı aşırı akım koruma rölesine dayanan bu çalışma, özellikleri kullanıcılar tarafından tanımlanabilen, ters zamanlı aşırı akım korumasının yeni bir koruma şemasını önermiştir. Sunulan şema, karakteristik sabiti A ve ters zaman tipi sabiti B'yi, zaman katsayısı ve başlangıç akımı ile birlikte ayarlanabilen sürekli değişkenler olarak hesaba katmıştır. İlgili kısıtlamalarla minimum arıza akımı durumunda toplam işlem süresini en aza indirmek için dijital rölelerin parametrelerini optimize edecek bir optimizasyon modeli oluşturulmuştur. Şema, hattın çıkışında arıza meydana geldiğinde seçicilik ve çabukluk gereksinimlerinin karşılanması durumu için rölenin hızlı hareketini sağlamıştır. Simülasyon sonuçları, önerilen koruma stratejisinin, ters zamanlı aşırı akım koruma rölelerinin çalışma hızını etkili bir şekilde artırabildiğini ve böylece güç şebekesinin, DÜ'lerin neden olduğu entegrasyon zorluklarıyla başa çıkarak güvenli ve etkili çalışmasını sağlayabileceğini göstermiştir [11].

Arıza koşulları sırasında DÜ'lerin kararlılığını korumak için koruma rölelerinin performansı daha kritik hale gelmektedir. Farklı DÜ tipleri arasında, sincap kafesli indüksiyon generatör (SKİG) ve senkron tabanlı DÜ'ler arızalara duyarlıdır ve arıza giderme işleminden sonra bile kararsız hale gelebilir. Arıza temizleme süresi, aşırı akım rölesi (AAR) karakteristik eğrilerine bağlı olduğundan, bu çalışma DÜ'lerin kararlılığını korurken uygun koordinasyonu sağlamak için bir çift-ters AAR karakteristiği önerir. Önerilen yöntem, SKİG ve senkron tabanlı DÜ'ler ile donatılmış IEEE 33 baralı dağıtım şebekesinde simüle edilmiştir. Elde edilen sonuçlarda, çift-ters AAR'nin kullanımı ile doğru koordinasyon ve rölelerin minimum çalışma süreleri sağlanırken, DÜ'lerin kararlılığını koruyabileceği gösterilmiştir [12].

Sadece aşırı akıma dayalı ters zamanlı koruma şemaları, özellikle arıza akımı rölenin başlatma akımının yakınına veya altına düştüğünde, dağıtım şebekesini DG'ler ile koruyamaz. Bu, ada modunda bir arıza, yüksek empedanslı bir arıza ve şebekeye bağlı modda bir arıza gibi farklı arıza durumlarında, DG'ler tarafından sınırlı arıza akımı katkısı nedeniyle düşük arıza akımını, sistem çıkışındaki röle algılar. Bu nedenle, tüm bu farklı arıza durumlarında iyi çalışabilen aşırı akım tabanlı ters zamanlı koruma şemasının bu sınırlamaların üstesinden gelmeye ihtiyacı vardır. Bu çalışmada, şebeke ayar çarpanları için yeni bir sayısal yöntem olan adaptif ters zamanlı koruma şeması önerilmektedir. Bu şema, arıza türlerine ve onların arıza empedanslarına bakmaksızın şebekeye bağlı ve ada modlardaki korumayı planlarken etkili bir önlem olarak hizmet verebilir. Önerilen koruma şemasının performansı 13 hatlı örnek radyal dağıtım şebekesi ve IEEE 13 baralı dağıtım şebekesi üzerinde test edilmiştir. Önerilen yöntemin etkinliğini göstermek için, formülasyon kullanılarak elde edilen rölelerin çalışma süreleri, sadece aşırı akıma dayalı şemalar kullanılarak hesaplanan çalışma süreleri ile karşılaştırılmaktadır. Sonuçlar, önerilen koruma şemasının, temel ters röle karakteristiklerini değiştirmeden, farklı arıza durumlarında DÜ ile modern dağıtım sistemlerini koruyabildiğini göstermektedir [13].

İncelenen literatür çalışmalarında görüldüğü gibi, DÜ sistemlerinden çeşitli rüzgar türbinlerinin dağıtım şebekelerindeki etkileri, gerilim sarkmaları ve harmonikler, ters zamanlı AAR ve koruma koordinasyonu problemleri konularında araştırmalar yapılmıştır.

6 bölümden oluşan tezin ikinci bölümünde, DÜ tanımı, DÜ sistemlerinin gerekliliği ve yararları, DÜ'nün şebekeye entegrasyonunun olası etkileri, DÜ teknolojileri (özellikle fotovoltaik paneller ve rüzgar türbinleri) ve detaylı şekilde rüzgar türbinleri anlatılmıştır.

Tezin üçüncü bölümünde, arıza koşulları tanıtılmıştır. Arıza koşullarından gerilim sarkmalarının tanımı, özellikleri ve türlerinden bahsedilmiştir. Ayrıca simetrik bileşenler tanımı ve formülasyonu, son olarak da kısa devreler anlatılmıştır.

Tezin dördüncü bölümünde, çalışmanın amacı anlatılıp, kullanılan IEEE 30 baralı dağıtım şebekesi tanıtılmıştır. Sisteme ait modelleme kabulleri verilip, PSCAD/EMTDC programında oluşturulan modellemeler gösterilmiştir. Böylece DÜ sistemlerinin dağıtım şebekeleri üzerindeki etkileri, oluşturduğumuz model ile analiz edilmiştir.

Tezin beşinci bölümünde, dağıtım sisteminin seçilen baralarının rüzgar türbinsiz ve türbinli olmasına göre arıza analizi sonuçları yer almaktadır. Arıza öncesi ve esnasındaki bara akım ve gerilim değerleri tablolarda verilmiştir. Elde edilen değerlere göre genel çıkarımlar yapılmıştır. Arızalara ait bazı bara akım ve gerilim grafikleri verilmiştir ve bu verilen grafikler yorumlanmıştır.

Tezin altıncı ve son bölümünde, PSCAD/EMTDC programında dağıtım şebekesi üzerinde rüzgar türbinsiz ve türbinli yapılan çalışmaların sonuçları irdelenmiştir. Bu tezin eksiklikleri değerlendirilmiştir ve devamı olarak yapılabilecekler önerilmiştir.

BÖLÜM 2. DAĞITIK ÜRETİM SİSTEMLERİ

DÜ için nicel anlamda evrensel bir tanım sağlamak zordur çünkü bu, her ülkeye özgüdür ve merkezi elektrik sisteminin özellikleriyle ilgilidir. Tanım vermek gerekir ise, “DÜ, doğrudan dağıtım şebekesine veya sayacın tüketici tarafına bağlanmış bir elektrik güç kaynağı” olarak tanımlanmıştır [14].

Kojenerasyon (veya birleşik ısı ve güç) ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik çoğunlukla DÜ olarak düşünülür. DÜ, ‘dağıtılmış üretim’, ‘gömülü üretim’ veya ‘merkezi olmayan üretim’ olarak da ifade edilir. Talep cevabı ve enerji depolaması ile birlikte bazen, ‘dağıtılmış enerji kaynakları’ olarak da adlandırılır [15].

DÜ sistemleri, tüketime yakın yerlerde, merkezi olarak planlanmayan ve gönderilmeyen bir tesis olarak tanımlanır. Merkezi güç santrallerinden farklı olarak, DÜ birimleri çoğunlukla tüketici tarafında doğrudan dağıtım sistemine bağlıdır. DÜ sistemlerinin gücü, birkaç kW ile 100 MW arasında değişebilir.

2.1. Dağıtık Üretim Sistemlerinin Gerekliliği ve Yararları

Enerji üretimi, sera gazı emisyonlarına en yüksek katkıyı sağladığı için, büyümekte olan enerji talebinin çevre için oldukça yıkıcı olacağı öngörülmektedir. Birçok hükümet, yenilenebilir enerjinin kullanımını artırmak ve elektrik üretiminden kaynaklanan sera gazı emisyonlarını azaltmak için iddialı hedefler belirlemiştir. 2007 Avrupa Birliği gerekliği politika girişimlerinin örnekleri arasında, 2020 yılına kadar Avrupa’da kullanılan tüm enerjinin %20’sini 2020 yılında ve aynı yıl elektrik enerjisinin %33’ünü yenilenebilir kaynaklardan sağlamak için Kaliforniya Yenilenebilir Portföy Standardı bulunmaktadır [16].

Ayrıca, geleneksel enerji kaynaklarının hızla tüketilmesi ve yakıt fiyatlarının artırılması birçok ülkenin ekonomisini de zedelemektedir. Teknolojik ilerlemelerle birçok yenilenebilir enerji kaynağı, geleneksel fosil yakıtlara karşı alternatif enerji kaynağı olarak yarışmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları, fosil yakıtlardan çok daha düşük bir enerji yoğunluğuna sahiptir ve bu nedenle üretim tesisleri daha küçüktür ve coğrafi açıdan geniş ölçüde yayılmıştır. Örneğin, rüzgarlı alanlarda rüzgar çiftlikleri bulunur, biokütle tesisleri ise nispeten düşük enerji yoğunluğuna sahip, yakıt taşıma maliyeti yüzünden genellikle sınırlı boyuttadır.

Kojenerasyon şemaları, termik üretim tesisinin atık ısını hem endüstriyel süreç hem de yerden ısıtma için kullanır ve genel enerji verimliliğini artırmak için iyi bir yöntemdir. Termik üretim tesislerinden oluşan düşük sıcaklıktaki atık ısının uzun mesafelere taşınması ekonomik değildir ve bu nedenle birleşik ısı ve güç tesisinin ısı yüküne yakın bir yerde olması gerekir. Bu, yine coğrafi olarak dağılmış olan ve dağıtım şebekesine bağlı nispeten küçük üretim ünitelerine yol açmaktadır [16].

Geleneksel enerji üretimi, enerji kaynaklarının yoğunlaşması nedeniyle coğrafi olarak oldukça merkezileştirildi. Ayrıca, üretilen enerjinin çıkarım altyapısı ihtiyacı, iletim ve dağıtımdaki kayıplar ve istenilen yerde kurulma esnekliğinden yoksun olma gibi pek çok sorunla karşı karşıya kaldı [17].

DÜ sistemlerinin gerekliliği yukarıda incelenmiştir. Teknik, ekonomik ve çevresel yararların göz önünde bulundurulması sonucu DÜ sistemlerine olan eğilimin arttığı gözlenmiştir.

DÜ, aşağıdaki şu başlıklar altında sıralayabileceğimiz kimi yararları sağlamaktadır [17]:

- Esneklik: DÜ'ler planlama, kurulum, çalıştırma ve modülerlik açısından esnektir. Ayrıca, başlatma-kapatma zamanı ve maliyetlerine ihtiyaç duyan geleneksel tesislerin aksine, daha kolaylıkla başlatılabilir ve durdurulabilirler. Dolayısıyla, piyasa normlarına göre kolayca modüle edilebilirler.

- **Güvenilirlik:** Elektrik güç sistemlerinde, tüketicilere kesintisiz bir şekilde ulaşılması demektir. Bu, şebeke için artan maliyetlerle iletim şebekesinin yüksek bakım ihtiyacını gerektirir. Endüstriyel tüketiciler kesintisiz güç talep eder ve bu nedenle yedekleme ve/veya bölgesel generatörlere yatırım yapmaya daha isteklidir. Yakıt hücreleri ve mikro türbinler, sistem güvenilirliğini artırmak için mükemmel küçük ölçekli generatörler olarak görülür.
- **Güç Kalitesi:** Birçok gelişmekte olan ülkede, şebeke gücü kısa süreli gerilim sarkması ve frekans sapmaları gibi güç kalitesi sorunları ile bozuldu. Bu sorunları, sistemleri güvenilir ve geliştirilmiş hale getirmek için ele almak gerekir. DÜ santralleri, güç kalitesini artırmak ve tüketiciye güvenilir güç sunmak için kolayca devreye sokulabilir.
- **Yeşil enerji:** Birçok DÜ kaynakları, yenilenebilir nitelikte olabileceğinden, DÜ'ler yeşil enerjiyi teşvik etmek ve sera gazı emisyonlarını azaltmak için kurulabilir. Atlanmış veya azaltılmış emisyonlar artık tasarruf edilen enerjiye eşit olarak görülmektedir.
- **Şebeke yüklenmesini azaltma:** Üretim tesislerinden uzakta bulunan bölgelere güç sağlamak, iletim hatlarının aşırı yüklenmesine yol açar. Dolayısıyla, bu gibi alanlardaki tesislerin kurulması, şebekenin yüklenmesini önler ve yeni hatların kurulması için yatırım maliyetlerini ortadan kaldırır.
- **Ek yararlar:** DÜ ayrıca, iletim ve dağıtımda yapılan güncellemelerin ertelenmesi, iletim hatlarında kayıp düşüşü, şebeke desteği ve yan hizmetler gibi bazı ek yararlar da sunmaktadır.

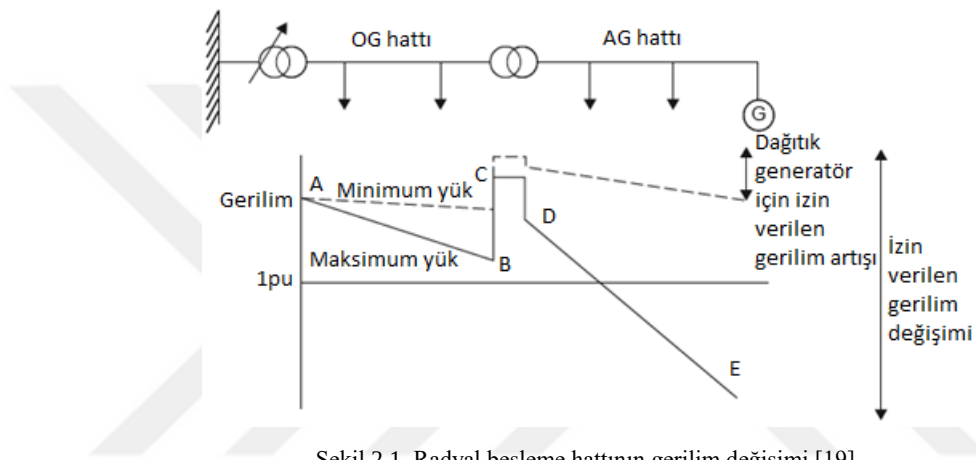
2.2. Dağıtık Üretim Entegrasyonunun Olası Etkileri

DÜ'den kaynaklanan aktif ve reaktif güç akışlarındaki değişim, güç sistemi için önemli teknik ve ekonomik etkilere sahiptir. DÜ'nün ilk yıllarında, bir dağıtım sistemi üzerinde bağlantı kurma ve işletme ile ilgili teknik konulara dikkat edildi ve çoğu ülke bu konularla başa çıkmak için standartlar geliştirdi [18].

2.2.1. Şebeke gerilimi değişiklikleri

Her dağıtım şebekesi işletmecisi, tüketicilerine belirlenen limitler dâhilinde gerilim sağlama yükümlülüğüne sahiptir (sıklıkla nominalin $\pm\%5$ 'i civarında). Bu gereksinim genellikle dağıtım devrelerinin tasarımını ve sermaye maliyetini belirler.

Bir radyal dağıtım besleme hattının gerilim profili, tanımlanmış olan anahtar gerilim düşümleriyle Şekil 2.1.'de gösterilmiştir:



Şekil 2.1. Radyal besleme hattının gerilim değişimi [19].

- A: Dağıtım trafosunun kademe değiştiricisi tarafından sabit tutulan gerilim
- A – B: Orta gerilim (OG) hattındaki yük nedeniyle gerilim düşümü
- B – C: OG/AG trafosunun kademelerine bağlı gerilim artışı
- C – D: OG/AG trafosunda gerilim düşümü
- D – E: Alçak gerilim (AG) hattında gerilim düşümü

Şekil 2.1.'de, tesisatta yüksüz çalışan kademe değiştiricileri kullanılarak ayarlanan OG/AG trafosunun oranı, maksimum yükün olduğu zaman en uzak tüketicinin kabul edilebilir gerilimi alabileceğini göstermektedir. Minimum yüklenme sırasında tüm tüketiciler tarafından alınan gerilim, izin verilen maksimum değerin hemen altındadır. Dağıtık bir generatör şimdi devrenin sonuna bağlanırsa, o zaman devredeki akışlar değişecek ve dolayısıyla gerilim profili değişecektir. En zorlu durum, şebekedeki tüketici yükünün en az olduğu ve DG'nin çıkışının kaynağa geri akması gerektiğinde ortaya çıkacaktır [19].

Tablo 2.1.'de belirli güç aralıkları verilen DÜ generatörünün, enerji dağıtım sistemine bağlanmak için senkronizasyon değer sınırları aşağıda gösterilmiştir:

Tablo 2.1. Enerji dağıtım sistemine bağlanmak için senkronizasyon değer sınırları [18].

Dağıtık Üretim Generatörü Toplamı (kVA)	Frekans Toleransı (Δf) (Hz)	Gerilim Düşümü (ΔV) (%)
0-500	0,3	10
>500-1500	0,2	5
>1500-10000	0,1	3

2.2.2. Şebeke arıza şiddetinde artış

Büyük DÜ tesislerinin çoğu, doğrudan bağlantılı döner makineleri kullanır ve bunlar şebeke arıza şiddetine katkıda bulunur. Hem indüksiyon generatörlerinin hem de senkron generatörlerin, sürekli arıza koşulları altındaki davranışları farklılık gösterse de, dağıtım sisteminin arıza şiddetini artıracaktır.

Mevcut arıza şiddetinin şalt sistemine yaklaştığı kentsel alanlarda, arıza şiddetindeki bu artış, DÜ şemalarının geliştirilmesinde ciddi engel oluşturabilir. Dağıtım şebekesi güç anahtarlarının ve kablolarının kısa devre dayanımının artırılması, özellikle yoğun dağıtım trafoları ve kablo güzergâhlarında son derece pahalı ve zor olabilir. Dağıtık bir generatörün arıza şiddetine katkısı, generatörde artan kayıplar ve daha geniş gerilim değişimleri pahasına, generatör ve şebeke arasına transformatör veya reaktörle birlikte empedans getirilmesiyle azaltılabilir. Bazı ülkelerde, DÜ tesisinin arıza şiddetindeki katkısını sınırlamak için sigorta tipi arıza akım sınırlayıcıları kullanılmaktadır ve ayrıca süper iletken arıza akımı sınırlayıcılarının geliştirilmesine olan ilgi devam etmektedir.

2.2.3. Güç kalitesi

Güç kalitesinin iki yönü, genellikle DÜ’de önemli olarak kabul edilir: geçici gerilim değişimleri ve şebeke geriliminin harmonik bozunumu [20]. Belirli bir duruma bağlı olarak DÜ tesisi, dağıtım şebekesinin diğer kullanıcıları tarafından alınan gerilimin kalitesini azaltabilir veya artırabilir.

DÜ’nün bağlantısı sırasında nispeten büyük akım değişikliklerine ve generatörün ayrılmasına izin verilirse, DÜ tesisi, şebeke üzerinde geçici gerilim değişimlerine neden olabilir. Mevcut geçici akımların büyüklüğü, büyük ölçüde, DÜ tesisinin dikkatli bir şekilde tasarlanmasıyla sınırlandırılmasına rağmen zayıf sistemlerde doğrudan bağlı indüksiyon generatörleri için ortaya çıkan geçici gerilim değişimleri, kararlı hal gerilim yükselmeleri yerine, kullanımlarında sınırlamaya sebep olabilir. Ayrıca, bazı ana işletici formları (örneğin, sabit hızlı rüzgar türbinleri), generatör çıkış akımında döngüsel değişikliklere neden olabilir ve bu durum, yeterince kontrol edilmediğinde titreşim sıkıntısına yol açabilir. Tersine, döner DÜ tesisinin eklenmesi dağıtım şebekesi arıza şiddetini yükseltmek için hareket eder, tesis üretime bir kere bağlandığında ve kısa devre şiddeti arttığında, diğer tüketicilerin yüklediği veya uzak arızaların yaptığı her türlü rahatsızlık, daha küçük gerilim değişimlerine ve dolayısıyla daha iyi bir güç kalitesine yol açacaktır.

Benzer şekilde, yanlış tasarlanmış veya belirlenmiş DÜ tesisi, şebekeye güç elektroniği arayüzleri ile şebeke gerilimi bozulmasına yol açabilen harmonik akımlar verebilir. Yaygın kablo şebekelerinin veya şönt güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin büyük kapasiteleri, güç elektroniği arayüzleri tarafından üretilen harmonik frekanslara yakın rezonans oluşturmak için transformatörlerin veya generatörlerin reaktansı ile birleştirilebilir.

Ayrıca, DÜ birimlerinin, bazı gerilim koşulları altında güç sistemi alanına enerji vermeyi durdurması gerekmektedir. Gerilim aralığına bağlı olarak gerekli olan temizleme süreleri Tablo 2.2.’de belirtilmiştir:

Tablo 2.2. Anormal gerilimlere karşılık enterkonnekte sistemin cevabı [18].

Gerilim aralığı (Baz gerilimin yüzdesi) ^a	Temizleme Zamanı (s) ^b
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

^a Temel gerilimler ANSI C84.1 1995'te belirtilen nominal sistem gerilimleridir.

^b $DG \leq 30 \text{ kW}$, maksimum temizleme zamanları; $DG > 30 \text{ kW}$, varsayılan temizleme zamanları.

Sistem frekansı Tablo 2.3.'te verilen aralıkta olduğunda ise DÜ, güç sistemi alanını belirtilen temizleme süresi içinde enerjilendirecektir. (Standartta dikkate alınan nominal değerler Amerikan sistemine dayanır, burada nominal frekans 60 Hz'dir.)

Tablo 2.3. Anormal frekanslara karşılık enterkonnekte sistemin cevabı [19].

DG boyut	Frekans aralığı (Hz)	Temizleme zamanı (s) ^a
$DG \leq 30 \text{ kW}$	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
$DG > 30 \text{ kW}$	$> 60,5$	0,16
	$< \{59,8 - 57,0\}$	ayarlanabilir 0,16-300
	ayar noktası	
	$< 57,0$	0,16

^a $DG \leq 30 \text{ kW}$, maksimum temizleme zamanları; $DG > 30 \text{ kW}$, varsayılan temizleme zamanları.

2.2.4. Koruma

DG korumasının farklı yönleri aşağıdaki gibi tanımlanabilir:

- DG'nin iç arızalardan korunması
- Arızalı dağıtım şebekesinin DG tarafından sağlanan arıza akımlarından korunması
- Ada modunda çalışmama veya ana şebekenin kaybı korunması
- DÜ'nün mevcut dağıtım sistemi korunması üzerindeki etkisi

DG'yi iç arızalardan korumak oldukça basittir. Dağıtım şebekesinden akan arıza akımı, arızayı tespit etmek için kullanılır, büyük motorları veya güç elektroniği dönüştürücüsünü korumak için kullanılan teknikler genellikle uygundur. Sınırlı elektrik talebi olan kırsal alanlarda ortak bir sorun, rölelerin veya sigortaların hızlı çalışmasını sağlamak için şebekeden yeterli arıza akımını sağlamaktır.

Arızalı dağıtım şebekesinin DG'lerdeki arıza akımından korunması genellikle daha zordur. İndüksiyon generatörleri, üç fazlı dengeli bir arızaya sürekli arıza akımı sağlayamaz ve asimetrik arızalara olan sürekli katkıları sınırlıdır. Küçük senkron generatörler, tam yük akımlarının çok üzerinde sürekli arıza akımı sağlamak için karmaşık uyarıcılar ve alan zorlama devreleri gerektirir. Yalıtılmış kapılı bipolar transistör (IGBT) içeren GKD'leri genellikle sürekli anma akımlarına yakın bir arızaya kadar akım sağlayabilirler. Bu nedenle, dağıtım devresi arızasını temizlemek, böylece DÜ tesisini izole etmek için şebekeden gelen arıza akımına ve dağıtım korumasına güvenmek normaldir.

Otomatik tekrar kapamanın kullanıldığı dağıtım devrelerinde önemli bir sorun, ana şebekenin korunmasıdır. Çeşitli nedenlerden dolayı, hem teknik hem de idari, DÜ'den beslenen ancak ana dağıtım şebekesine bağlı olmayan bir güç adasının uzun süreli çalışması kabul edilemezdir. Böylelikle DG'nin ve belki de şebekeyi çevreleyen parçanın adaya dönüştürüldüğünü, daha sonra generatörün devre dışı kalmasını tespit edecek bir röle gereklidir. Bu röle, faz dışı yeniden bağlanmadan kaçınılması durumunda, otomatik tekrar kapama düzeninin ölü süresi içinde çalışmalıdır. Her ne kadar frekans değişim oranı (ROCOF) ve gerilim vektörü değişimi dahil olmak üzere bir takım teknikler kullanılsa da, bunlar adalaşmayı hızlı bir şekilde algılamak için hassas bir şekilde ayarlandığından hatalı çalışmaya eğilimlidir.

Son olarak DÜ, aslında koruma olarak tasarlandığında beklenmeyen arıza akımı akışları sağlayarak mevcut dağıtım şebekesinin çalışmasını etkileyebilir. Dağıtık bir generatörün arıza katkısı, şebeke gerilimini destekleyebilir ve mesafe rölelerinin yetersizliğine yol açabilir.

2.2.5. Kararlılık ve arıza sonrası sisteme katkı yeteneği

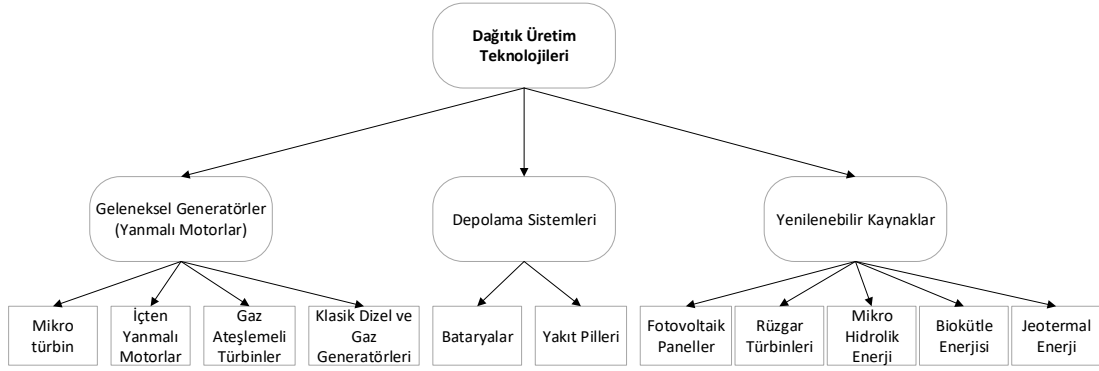
Enerji üretimindeki düşüncelerden generatör geçici kararlılığı, DÜ şemaları için büyük önem taşımamıştır. Dağıtım şebekesinde bir yerde arıza meydana gelirse şebeke gerilimi bastırılır, DG aşırı hızlanır ve iç koruması açılır. Aksine, dağıtık bir generatör güç sistemi için destek sağlayıcı olarak görülüyorsa, geçici kararlılığı hayli bir önem kazanmaktadır. Kullanılan generatör tipine bağlı olarak hem gerilim hem de açı kararlılığı önemli olabilmektedir.

Bazı ülkelerde belirli bir sorun, frekans değişimi (df/dt) ölçümlerine dayanarak şebeke rölelerinin sıkıntılı açmaya sebep olmasıdır. Bunlar adalaşmayı tespit etmek için hassas bir şekilde ayarlanmıştır ancak merkezi generatörün kaybı gibi büyük bir sistem bozukluğu durumunda, DÜ'nün büyük miktarlarında hatalı açmaya neden olabilir. Güç sistemine bağlı kalmak ve şebeke arızaları sırasında bunu desteklemek için bu gereksinim, iletim bağlantılı yenilenebilir üretim için gerekli olan ve şebeke yönetmeliklerinde arıza sonrası sisteme katkı yeteneği olarak anılan önemli bir özelliktir.

Bir kesintiden sonra, dağıtım şebekesinin bir kısmı ile kayda değer DÜ'nün iyileştirilmesi bakım gerektirmektedir. Devre, yükü desteklemek için DÜ'ye güveniyorsa, devre tekrar onarıldığında, üretimden önce yük, güç talep edecektir. Bu elbette, merkezi üretim/iletim şebekelerinin operatörleri tarafından karşılaşılan yaygın bir sorun olmakla birlikte, dağıtım sistemlerinde daha az sıklıkla karşılaşılmaktadır.

2.3. Dağıtık Üretim Teknolojileri

Yapısal olarak ve kullanılan teknoloji açısından farklı birçok DÜ birimi mevcuttur. DÜ teknolojileri, fosil yakıtlı cihazların yanı sıra yenilenebilir yakıtlı cihazları da kullanmaktadır. DÜ teknolojileri sınıflandırmasında genel olarak Şekil 2.2.'deki gibi bir gruplandırma yapılabilir:



Şekil 2.2. Dağıtık üretim birimlerinin türleri ve teknolojileri [21,22].

Bu çalışma, DÜ birimi olarak yenilenebilir kaynaklardan, ‘Fotovoltaik Paneller’ için de uygulanabilir ve geçerlidir fakat çalışmamızda ‘Rüzgar Türbinleri’ örnek olarak kullanılmıştır. Bu iki kaynak, rüzgar türbinleri daha detaylı olmak üzere alt başlıklarda incelenecektir.

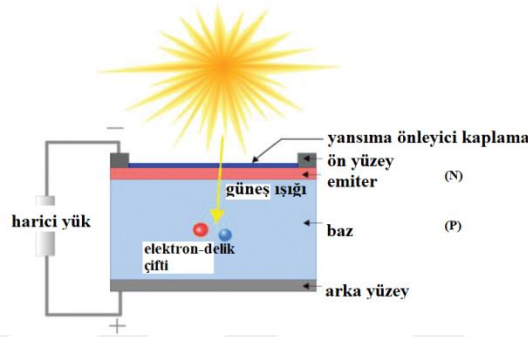
2.3.1. Fotovoltaik paneller

Fotovoltaik etki, 1839’da Fransız fizikçi Alexandre Edmond Becquerel tarafından keşfedilmiştir. Metal elektrotlar ve elektrolit ile deney yaparken, iletkenlik ile aydınlatmanın arttığını keşfetti. Willoughby Smith, 1873’te selenyumdaki fotovoltaik etkiyi keşfetti. İlk silikon mono kristal güneş pili, 1941’de imal edilmiştir. 1951’de, ilk germanyum güneş pilleri yapılmıştır. Bell’in Laboratuvarları, güneş pili operasyonunun sonuçlarını %4,5 verimlilikle yayınladı. 1977 yılında, fotovoltaik modüllerin dünya üretimi 500 kW’ı aştı. 1985’te Avustralya’daki New South Wales Üniversitesi’ndeki araştırmacılar %20’den fazla verim sağlayan bir güneş pili inşa ettiler. 2000 ve 2001 yıllarında ise Japon üreticilerin üretimi önemli ölçüde artmıştır [23].

Bir güneş pili güneş ışığı ile aydınlatıldığında, gelen ışığın foton enerjisi, güneş pilinin fotovoltaik etkisi vasıtasıyla doğru akım (DA) enerjisine dönüştürülür. Gelen ışık, yarı iletkende elektron deliği çiftlerinin oluşturulmasına neden olur ve tükenim bölgesinde azınlık taşıyıcılarının yoğunlaşmasında (p-tipi bölgede elektronlar ve n-tipi bölgede delikler) bir artış olur. Bu artış, azınlık taşıyıcılarının tükenim bölgesi boyunca yarı nötr bölgelere akmasıyla sonuçlanmaktadır. Jonksiyon açık devre

durumunda olduğunda, p-n jonksiyonunun içinde akım akmaz, böylece, foton tarafından oluşturulan ve termal olarak üretilen taşıyıcıların akışından kaynaklanan akım, karşıt rekombinasyon akımı ile dengelenir.

Şekil 2.3.'teki gibi ışıklandırılmış p-n jonksiyonunun elektrotları arasına bir yük bağlanırsa, foton tarafından oluşturulan akımın bir kısmı dış devre boyunca akacaktır. n-tipi ve p-tipi bölgeler arasındaki potansiyel fark, yükün üzerindeki gerilim düşümü ile alçaltılmıştır. Ayrıca, tükenim bölgesi üzerindeki elektrostatik potansiyel fark azalır, bu da rekombinasyon akımında bir artışa neden olur [24].



Şekil 2.3. Tipik bir PN güneş piline gelen ışık [23].

2.3.2. Rüzgar türbinleri

Bir enerji kaynağı olarak rüzgar kullanımı antik çağlarda başlar. İnsanoğlu, rüzgar enerjisini gemilere yelken açmak, tahıl öğütmek ya da suyu pompalamak için kullanıyordu. Yel değirmenleri, Avrupa'da 12. yüzyılda ortaya çıktı. 19. yüzyılın sonu, 20. yüzyılın başında ilk elektrik üretimi 12 kW'lık yel değirmenleri ile gerçekleştirildi. Yatay eksenli yel değirmenleri, kırsal ekonominin ayrılmaz bir parçasıydı, ancak ucuz fosil yakıtlı motorların ortaya çıkması ve daha sonra kırsal elektrifikasyonun yaygınlaşması ile kullanılmaz hale geldi. Bununla birlikte, 20. yüzyılda, elektrik şebekeleri hazır olduğunda rüzgar enerjisi kullanımına ilgi duyuldu [25].

Başlangıçta, rüzgar enerjisi, uzaktan güç sistemlerinde, konut ölçekli güç sistemlerinde, izole edilmiş veya ada güç sistemlerinde ve şebekelerde bataryaları

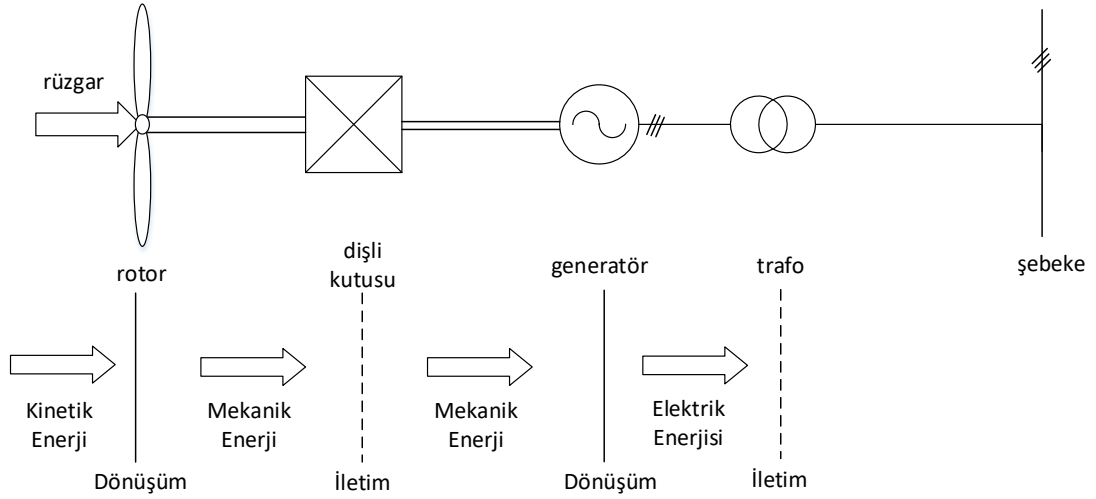
şarj ederek elektrik üretiminde popülerlik kazanmaya başladı. Bu rüzgar türbinleri genellikle küçük güçlüdür (100 kW'tan daha düşük), ancak büyük bir rüzgar santralinden (5 MW civarında) de oluşabilir. 1990'lı yıllarda, başta Avrupa olmak üzere büyük rüzgar gelişim ülkelerinde kıyıda açık denize odaklanma değişimi görüldü [26].

2.3.2.1. Tanımı, çeşitleri ve bileşenleri

Rüzgar türbini, rüzgarın kinetik enerjisini yararlı mekanik enerjiye dönüştürerek kullanan bir cihaz olarak tanımlanır. Bu dönüşümdeki (kinetik-mekanik enerji) aerodinamik ilke, uçakları uçuran ilkeye benzer. Daha sonra, rüzgar türbinlerinde elde edilen mekanik enerji, generatör kullanılarak elektrik enerjisine dönüştürülür ve bu enerji elektrik şebekesine iletilir.

Bir rüzgar türbininin elektrik sistemi, mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren tüm bileşenleri, ayrıca elektrik yardımcılarını, tüm kontrol ve denetleme sistemini içerir. Mekanik aktarma organları yanında, elektrik sistemi böylece bir rüzgar türbinindeki ikinci temel alt sistemi oluşturmaktadır.

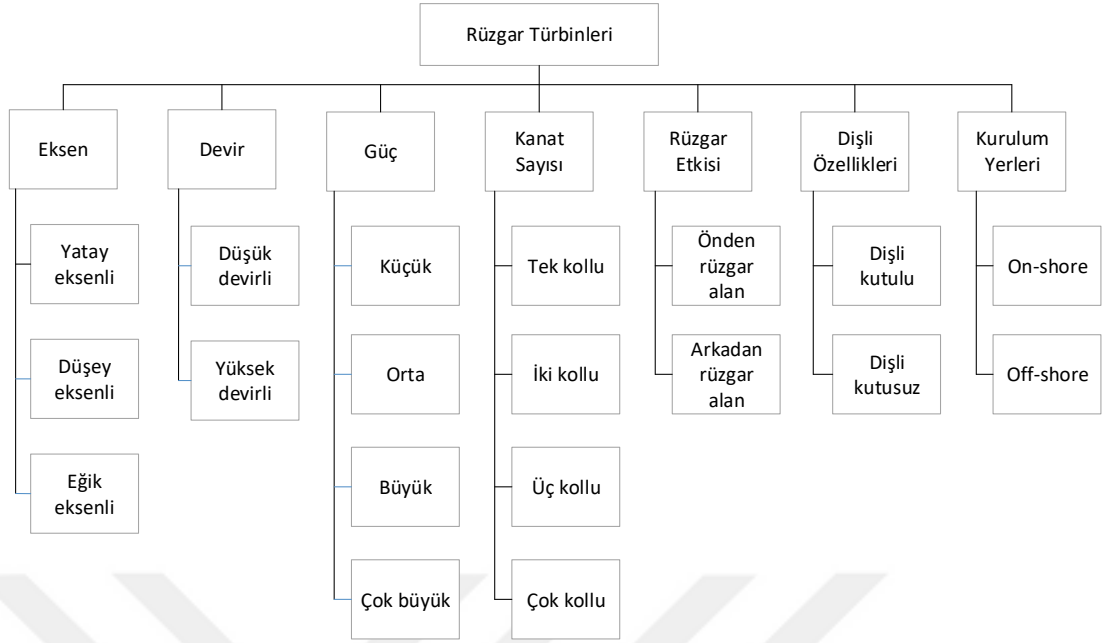
Bir rüzgar türbininde mevcut mekanik-elektrik enerji dönüştürücüsü, generatör, geleneksel bir enerji santralinde olduğu gibi fonksiyonel zincirdeki tüm önceki bileşenlerin odak noktasıdır (Şekil 2.4.).



Şekil 2.4. Rüzgar türbinindeki mekanik-elektriksel fonksiyonel zincir [27].

Mevcut rüzgar türbinleri, geleneksel santrallerdeki kullanıma benzer üç fazlı alternatif akım (AA) generatörlerine veya alternatöre sahiptir. Daha önce de belirtildiği gibi, bir rüzgar türbininin elektrik sistemi hiçbir şekilde elektrik generatörüyle sınırlı değildir. Generatör, sadece kapsamlı bir elektrik ve elektronik sistemin temelini temsil eder. Akım dağıtımı, şebekeye bağlantı, izleme ve kontrol için kullanılan elektrik donanımının tamamı bu sistemin parçalarıdır.

Şekil 2.5.'te rüzgar türbinleri, dönme eksenlerine, devirlerine, güçlerine, kanat sayılarına, rüzgar etkisine, dişli özelliklerine ve kurulum konumlarına göre sınıflandırılırlar [28]:



Şekil 2.5. Rüzgar türbini sınıflandırılması [28].

Modern rüzgar türbinlerinin yatay eksenli ve düşey eksenli olmak üzere iki yaygın türü vardır.

Yatay eksenli rüzgar türbini (YERT) için, türbinin konumu ya rüzgara karşı ya da rüzgar yönünde olur. Rüzgarı önden alan YERT için rüzgar, türbin kanadına kuleye çarpmadan vurur. Rüzgarı arkadan alan YERT için, önce rüzgar kuleye çarpar.

Düşey eksenli rüzgar türbinleri (DERT'ler), sürüklenme kuvvetinin dönme eksenine dik yönde torka neden olduğu makinelerdir. DERT'in temel teorik avantajları ve dezavantajları aşağıda verilmiştir:

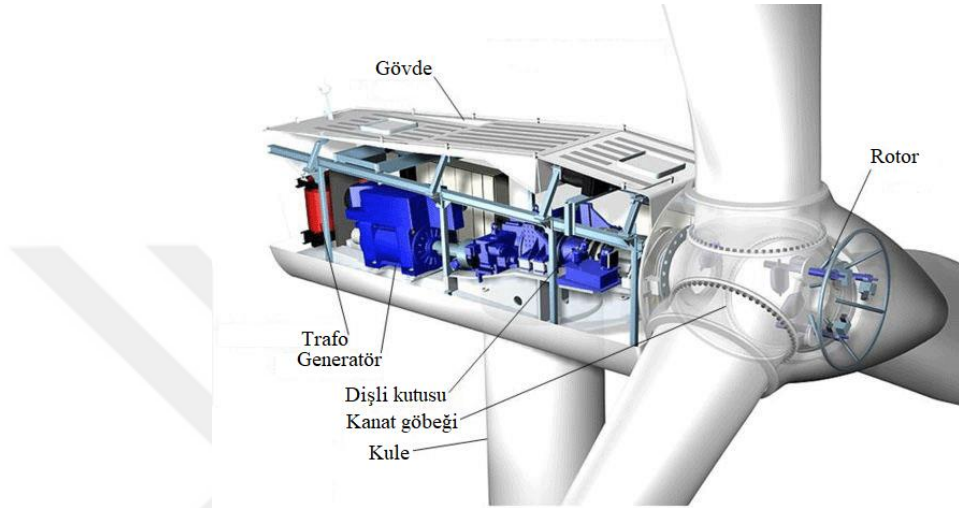
- Generatör ve dişli kutusu yere konabilir ve bir kuleye ihtiyaç duyulmaz.
- Rotoru rüzgara karşı döndürmek için bir yaw (kuyruk) mekanizmasına ihtiyaç yoktur.
- Düşey eksenli türbinde, yüksek rüzgar hızlarında kendi kendini düzenleyen rüzgar hızı varyasyonları gerekmemektedir.
- Türbin kendi kendine çalışmaz.

- Rüzgar hızları zemin seviyesine yakın çok düşüktür, bu nedenle bir kuleden tasarruf edebilirsiniz de rotorun alt kısmında rüzgar hızı çok düşük olacaktır. Genel olarak düşey eksenli rüzgar türbininin verimliliği etkileyici değildir.
- Rotorun ana yatağını değiştirmek için yatay ve düşey eksenli türbinlerde rotorun çıkarılması gereklidir. Ancak düşey eksenli türbinlerde bu, tüm türbinin aşağıya indirilmesi demektir.

Rüzgar türbini temel olarak, üretilen mekanik gücü seçilen enerji kullanıcısına (örneğin, öğütme makinesi, pompa veya jeneratör) aktaran bir göbek/mil düzeneğine monte edilmiş döner aerodinamik yüzeylerden (kanatlar) oluşur. Kanat açısını ve rotor pozisyonunu rüzgara doğru şekilde ayarlamak için genellikle bir kontrol sistemi kullanılmaktadır. Tüm üniteler, rotoru toprak sınır tabakasının üzerine çıkaran sert bir kule yapısı tarafından desteklenmektedir. Şekil 2.6.'da gösterilen bir rüzgar türbininin ana parçaları aşağıda açıklamalarıyla verilmiştir:

- Kanatlar: Güçlü ve hızlı rüzgarı yakalamak için tasarlanmış kanat profilidir. Hafif, uzun ömürlü ve korozyona dayanıklı malzemedendir. En iyi malzemeler, cam elyaf ve takviyeli plastik kompozitleridir.
- Rotor: Rüzgarın maksimum yüzey alanını yakalamak için tasarlanmıştır. Düşük hızlı mil ve dişli kutusu vasıtasıyla generatörün etrafında döner.
- Dişli kutusu: Rotorun enerji çıktısını büyütür veya yükseltir. Doğrudan rotor ve generatör arasındadır.
- Generatör: Rotorun dönüşünden elektrik üretmek için kullanılır. İstenen güç çıkışına göre çeşitli boyutlara ulaşırlar.
- Trafo: Türbinler, rüzgar türbininin gerilim seviyesini orta gerilim hattına yükseltmek için kendi transformatörlerine sahiptir.
- Gövde (Nacelle): Generatörü ve dişli kutusunu diğer elemanlardan sızdırmayan ve koruyan bir muhafazadır.
- Kanat Göbeği (Hub): Gövdeye kanatların bağlantı noktasıdır [29].

- Kule: Gövdeyi ve rotoru taşır. Büyük rüzgar türbinlerinin kuleleri, boru şeklinde elik kuleler, kafes kuleler veya beton kuleler olabilir. Rüzgar kulesi yükseldikçe rüzgar o kadar iyi olur. Zeminde yakın rüzgarlar sadece yavaş değil, aynı zamanda daha alkantılıdır. Yüksek rüzgarlar, yerdeki engeller nedeniyle bozulmaz ve aynı zamanda daha istikrarlıdır.



şekil 2.6. Rüzgar türbininin ana parçaları [30].

2.3.2.2. Rüzgar türbinlerinde kullanılan generatörler

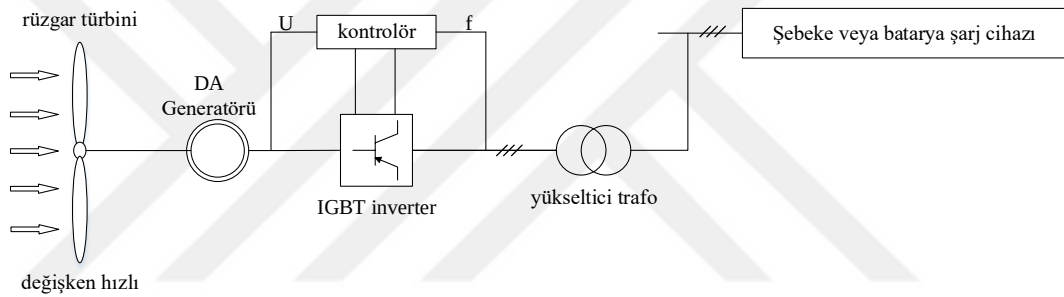
Rüzgar türbinlerinde kısıtlayıcı faktörlerden biri, generatör teknolojisinde yatmaktadır. Geleneksel olarak, çeşitli rüzgar türbini sistemleri için dşnlmş üç ana tür rüzgar türbini generatörü vardır; bunlar DA, senkron ve asenkron generatrleridir. İlke olarak, her biri sabit veya değişken hızda çalıştırılabilir.

Geleneksel DA makinelerinde, alan stator üzerindedir ve endüvi rotor üzerindedir. Stator, sabit mıknatıslar veya DA alan sargıları tarafından uyarılan bir dizi kutup içerir. Makine elektriksel olarak uyarılmışsa, şönt sargılı DA generatörü konseptini takip etme eğilimindedir.

DA rüzgar türbini generatörü sisteminin bir rneęi, şekil 2.7.'de gösterilmektedir. Bir rüzgâr türbini, bir DA generatör, IGBT inverter, bir kontrolör, bir transformatör ve bir elektrik şebekesinden oluşur. şönt sargılı DA generatörleri için, alan akımı (ve

dolayısıyla manyetik alan), çalışma hızıyla artarken, rüzgar türbininin gerçek hızı, rüzgar türbini sürücü torku ve yük torku arasındaki denge tarafından belirlenir. Rotor, ayırık bilezikli komütatöre bağlı olan bir endüvinin üzerine sarılmış iletkenler içerir. Elektrik gücü, üretilen AA gücünü DA çıkışına doğrultmak için kullanılan komütatöre bağlanan fırçalarla çıkarılır. Açık bir biçimde, düzenli bakım gerektirirler, komütatörler ve fırçaların kullanımı nedeniyle nispeten maliyetlidirler.

Genel olarak, bu DA rüzgar türbini generatörleri düşük güç talebi durumları haricinde, yükün rüzgar türbinine fiziksel olarak yakın olduğu yerlerde, ısıtma uygulamalarında veya batarya dolumu gibi rüzgar türbini uygulamalarında ender olarak kullanılır.



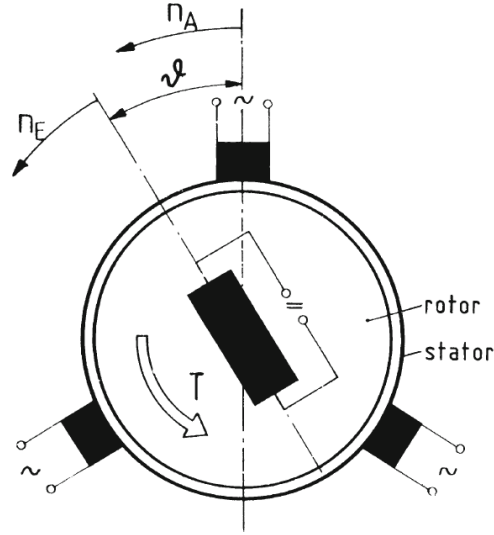
Şekil 2.7. Bir DA generatör sisteminin şeması [31].

Gelişmekte olan rüzgar türbinlerinin ilk zamanlarından beri, üç fazlı senkron makineleri kullanmak için büyük çaba sarf edilmiştir. Senkron generatörler, güç üretimi performansları çalışıldığından ve uzun bir süredir geniş çapta kabul edildiği için kanıtlanmış bir makine teknolojisidir.

Senkron makinelerde, bilezikler üzerinden doğru akımla uyarılan bir rotor (kutup tekerleği) vardır (Şekil 2.8.). Alternatif gerilim ya (generatör çalışması) oluşturulur ya da stator sargılarına (motor çalışması) uygulanır. Stator sargısında akan ve f frekansına sahip olan akımlar, 'endüvi alanı' olarak adlandırılır. Doğru akımın aktığı rotor sarımı, senkron hızda dönen uyarıcı alanını üretir. Senkron makinenin hızı, döner alanın frekansı ve rotorun kutup çiftlerinin sayısı tarafından belirlenir. Senkron makinenin rotor hızı (n_{sen}) aşağıdaki eşitlik kullanılarak (Denklem 2.1) hesaplanır:

$$n_{sen} = \frac{f}{p} \quad (2.1)$$

Örneğin, Avrupa şebeke frekansı 50 Hz, 1500 r.p.m.'lik bir dönme hızı, iki kutup çifti ile elde edilir.



Şekil 2.8. Senkron generatör [27].

Senkron generatörler, silindirik rotorlu veya çıkık kutuplu olarak üretilir. Sadece birkaç kutup çiftli silindirik rotorlu makineler ve küçük çaplı bir rotor yüksek dönme hızlarına uygundur. Büyük enerji santrallerinde, buhar türbinleri tarafından 1000 ile 3000 r.p.m. hızda çalışan türbin generatörü kullanılır. Büyük sayıdaki kutup çiftleri ve buna uygun olarak daha büyük çapa sahip çıkık kutuplu makineler, 60 ile 750 r.p.m.'de hidro türbinlerle birlikte kullanılır. YERT'lerde çıkık kutuplu makineler kullanılmaktadır.

Sabit mıknatıslar veya geleneksel bir alan sarımı ile manyetik alan oluşturulabildiği için senkron generatörün reaktif bir mıknatıslanma akımına ihtiyacı yoktur. Ayrıca, generatör daha fazla sayıda kutup ile tasarlanırsa, dişli kutusu çıkarılabilir, bu durumda generatör, türbinle aynı dönme hızında çalışır. Tam kontrole ulaşmak için, senkron makine tabanlı rüzgar türbinleri bir güç elektroniği dönüştürücüsü aracılığıyla şebekeye bağlanır.

Rotor, rüzgar türbini tarafından tahrik edildiğinde, şebekeye bağlı transformatörler ve güç dönüştürücüleri aracılığıyla stator sargılarında üç fazlı bir güç üretilir. Sabit hızlı senkron generatörler için, rotor hızı tam olarak senkron hızda tutulmalıdır. Aksi takdirde senkronizasyon kaybolacaktır. Bununla birlikte, sabit hızlı senkron generatörler kullanıldığında, rastgele rüzgar hızı dalgalanmaları, kule gölgeleme efektleri ve bileşenlerinin doğal rezonanslarının neden olduğu periyodik bozulmalar şebekeye verilir. Dahası, senkron rüzgar türbini generatörleri düşük sönümleme etkisine sahip olma eğilimindedir, bu nedenle de aktarma organındaki geçici olayların elektriksel olarak emilmesine izin vermezler. Sonuç olarak, ek bir sönümleme elemanına (örneğin, aktarma organında esnek bağlantı) veya yaylar ve amortisörler monte edilmiş dişli kutusu tertibatına ihtiyaç duyarlar. Bunlara ek olarak, genellikle indüksiyon generatörlerine kıyasla daha karmaşık, masraflı ve arıza olasılığı daha yüksektir.

Modern rüzgar türbinlerinde üreticiler tarafından yaygın olarak kullanılan iki tip senkron generatör vardır [32]:

- Sargılı rotorlu senkron generatör
- Sabit mıknatıslı senkron generatör

Son yıllarda, sabit mıknatıslı (SM) generatörler, yüksek güç yoğunluğu ve düşük kütleli olmaları nedeniyle rüzgar türbini uygulamalarında kademeli olarak kullanılmaktadır [33]. Bu makineler genellikle SMSG'ler olarak adlandırılır ve küçük rüzgar türbini generatörlerinde tercih edilir.

Generatörün yapısı nispeten basittir. Engebeli sabit mıknatıslar, sabit bir manyetik alan üretmek için rotor üzerine monte edilir ve üretilen elektrik, komütatör, bilezikler ya da fırçalar kullanılarak endüviden (stator) alınır. Bazen sabit mıknatıslar, maliyetleri düşürmek için silindirik bir dökme alüminyum rotora entegre edilebilir [34]. SM generatörlerin çalışma prensibi senkron generatörler ile benzerdir, ancak SM generatörler asenkron olarak çalıştırılabilir.

Mevcut rüzgar hızları değişken olduğundan, SMSG'ler sabit frekanslı elektrik üretemez. SM generatör, generatör terminalindeki gerilim ve frekansı güç sistemine göre ayarlamak için güç şebekesine bağlantılı tam ölçekli bir güç dönüştürücüsünün kullanılmasını gerektirir. Ayrıca, harici kısa devreler ve rüzgar fırtınalarına karşı SM makine çok sert bir performansa neden olabilir. Dönüştürücü ek bir maliyet olmasına rağmen, generatörün mevcut koşullara uyacak şekilde herhangi bir hızda çalışmasını sağlar [32].

SMSG'nin uyarılması, sabit mıknatıslar tarafından sağlanır ve bu nedenle rotor sargısına gerek yoktur. Rotordaki uyarma sargısına sahip generatörler ile karşılaştırıldığında SM makine, düşük rotor kayıpları, daha küçük rotor boyutları, daha basit soğutma devresi (rotor soğutma gerektirmez) ve azaltılmış arızaların avantajına sahiptir. Bununla birlikte, sabit mıknatısların üretim maliyeti çok yüksektir ve sabit mıknatıslar yüksek sıcaklıklara duyarlı olduğundan uygun bir soğutma sistemi gereklidir.

Geleneksel güç üretiminde senkron makineler kullanırken, modern rüzgar enerjisi sistemleri, rüzgar türbini uygulamalarında yaygın olarak indüksiyon makinelerini kullanır. Senkron generatörler gibi, indüksiyon generatörleri hem motor hem de generatör olarak çalıştırılabilir. İndüksiyon modeli, elektrik motorları arasında geniş çaplıdır. Hemen hemen tüm modern elektrik motorları indüksiyon makinesidir.

Başlangıç için, generatör modunda bir indüksiyon makinesinin çalıştırılması için önemli bir gerçek, rotorun manyetik alanını üretmek ve muhafaza etmek için bir mıknatıslanma akımı ile tedarik edilmesi gerektiğidir. Reaktif gücün, ana güç şebekesinden değil, bir kapasitör bankası gibi harici bir kaynak tarafından sağlanması tercih edilir.

İndüksiyon generatörü tarafından üretilen aktif güç miktarı, kayma, yani rotor açısız hızı ve generatörün stator açısız hızı arasındaki fark ile orantılıdır. Rotor, senkron hızdan farklı bir hızda dönerse, bir kayma oluşur.

İndüksiyon makinesinde (veya asenkron makinede), rotor ve dönen stator alanı arasında bir bağıl hareket (kayma) ile rotor sargısı boyunca üretilen gerilim, bir elektrik alanı indükler. Rotorun ilgili manyetik alanının stator alanı ile etkileşimi, rotor üzerinde etkili olan torkla sonuçlanır.

Rotor hızı türbin tarafından geliştirilen torka bağlıdır. Rüzgar hızı çok düşük olduğunda, kesme hızının altında, türbin yeterince tork geliştiremez ve generatör şebekeden akım çeken motor gibi davranır. Bu durumdan kaçınmak için rüzgar türbini şebekeden ayrılır.

Genel olarak, indüksiyon makineleri basit, güvenilir, ucuz ve iyi gelişmişlerdir. İndüksiyon generatörleri gerilim kararsızlığına eğilimlidir. Güç faktörünü dengelemek için kapasitörler kullanıldığında, kendini uyarma riski vardır. Yüksek derecede sönümlemeye sahiptirler, sönümleme etkisi rotordaki güç kayıplarına neden olabilir. Terminal gerilimi (dolayısıyla reaktif güç) üzerinde doğrudan kontrol ve sürekli arıza akımları yoktur.

Bir indüksiyon makinesinin rotoru iki tipten olabilir: sincap kafesli ve sargılı (bilezikli) rotordur.

Bir sincap kafesli makinenin rotoru, rotor yüzeyinin yakınında, rotorun her bir ucundaki uç halkaları tarafından kısa devre edilen bir dizi çubuk ile tasarlanmıştır. SKİG'ler, senkron makinelerin kontrolünde olduğu gibi değişken hızlı rüzgar türbinlerinde kullanılabilir. SKİG'e sahip rüzgar türbini doğrudan güç şebekesine bağlıdır ve aktif güç, reaktif güç, terminal gerilimi ve rotor hızı arasındaki etkiler sıkı bir ilişki izler. Generatörün rotor hızındaki maksimum değişim, yaklaşık %2 olduğu için generatör sabit hızda çalışmalıdır. Ayrıca, rüzgar türbini daha fazla aktif güç ürettikçe generatör harici kaynaktan daha fazla reaktif güç çeker. Rüzgar hızı sürekli değiştiği için, reaktif güç kompanzasyonu dinamik olarak yapılmalıdır.

Sargılı rotorlu indüksiyon makinesi, çubuklar yerine üç faz sargısı ile tasarlanan bir rotor çekirdeğinden oluşur, ancak stator ile aynı sayıda kutup içerir. Çubuklar yerine

sargıların kullanılmasının avantajı, kabloların dışarıya doğru bilezikler ve fırçalar yoluyla veya güç elektroniği dönüştürücüsü (bilezikler ve fırçaları gerektirebilecek veya gerektirmeyecek şekilde) vasıtasıyla dışarı çekilebilmesi ve bağlanmasıdır. Böylece akım, sargılar sayesinde kontrol edilebilir.

Güç elektroniği dönüştürücüsü kullanılarak, güç rotor devresinden çekilir veya rotor devresine verilir ve indüksiyon generatörü, stator devresinden veya rotor devresinden mıknatıslanır. Ayrıca rotor devresinden kayma enerjisinin geri kazanılması ve statorun çıkışına beslenmesi de mümkündür. Sargılı rotorlu generatörlerin en yaygın konfigürasyonları, dinamik kayma kontrollü indüksiyon generatörü (DKİG) ve ÇBİG'dir [32].

DKİG, rotor sargısına değişken dış direncin bağlı olduğu sargılı rotorlu indüksiyon generatörünün özel bir konfigürasyonudur. Bu konfigürasyon, özellikle kuvvetli rüzgarlar sırasında, tork ve güç çıkışındaki dalgalanmaları azaltmak için generatörün değişken bir kaymaya sahip olmasını sağlar. Kayma, bir güç elektroniği dönüştürücüsü kullanılarak, toplam rotor direnci değiştirilerek basitçe değişir.

ÇBİG, rotorun ayrı olarak kontrol edildiği bir sargılı rotorlu indüksiyon generatörüdür. Stator sargıları doğrudan güç şebekesine bağlanır ve rotor sargıları, çift yönlü arka arkaya IGBT tabanlı bir GKD vasıtasıyla şebekeye ayrı olarak bağlanır.

BÖLÜM 3. GERİLİM SARKMALARI

Farklı sürelerdeki düşük gerilimler farklı isimler altında bilinir. Kısa süreli düşük gerilimler ‘gerilim sarkmaları’ veya ‘gerilim çukurları’ olarak adlandırılır. Son terim, IEC (International Electrotechnical Commission) tarafından tercih edilir. IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) içinde ve güç kalitesi ile ilgili birçok dergi ve konferanstaki makalelerde, gerilim sarkması terimi kullanılır. Çok kısa süreli gerilim sarkmaları (örneğin, sigorta açmasından ötürü) gerilim geçişleri ya da ‘çentikler’ olarak adlandırılır [35].

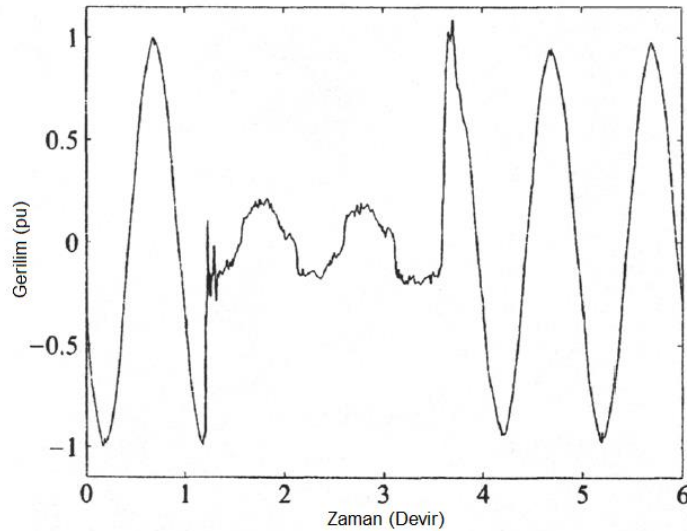
Gerilim sarkmaları, kısa devrelerin, aşırı yüklerin ve büyük motorların başlatılmasının neden olduğu rms gerilimde oluşan kısa süreli düşüşlerdir. Gerilim sarkması, besleme gerilimi büyüklüğünde bir azalmadır ve ardından kısa bir süre sonra gerilim geri kazanımı olur [35].

Gerilim sarkmalarının meydana gelme sıklığı yılda onlarca ve binlerce olay arasındadır. Süre çoğunlukla 1 saniyeden azdır ve gerilim nadiren %40’ın altına düşer. Bazı yerlerde yük değiştirme nedeniyle sarkmalar çok sık meydana gelir [35].

Gerilim sarkmalarına olan ilginin temel nedeni, çeşitli ekipman türlerinin ortaya çıkardığı sorunlardan kaynaklanmaktadır. Ayarlanabilir hız sürücüleri, işlem kontrol cihazları ve bilgisayarlar hassasiyetlerinden dolayı kötü tanınmıştır. Rms gerilim, bir veya iki devirden uzun süreler için %90’ın altına düştüğünde bazı ekipman parçaları devreden çıkar. Eğer bu bir kağıt fabrikasının işlem kontrol ekipmanı ise, gerilim sarkmalarından kaynaklanan hasarın çok büyük olabileceği düşünülür. Elbette bir gerilim sarkması, endüstriye (uzun veya kısa) bir kesinti kadar zarar vermez. Ancak kesintilerden çok daha fazla gerilim sarkmaları olduğu için sarkmalar nedeniyle ortaya çıkan toplam hasar daha büyüktür.

Kısa ve uzun kesintiler, yerel dağıtım şebekesinden kaynaklanmaktadır. Bununla birlikte, ekipman terminallerindeki gerilim sarkmaları, iletim sisteminde gerçekleşen yüzlerce kilometre uzaklıktaki kısa devre arızalarına bağlı olabilir. Gerilim sarkması, bu nedenle, bir kesintiden daha çok ‘küresel’ bir sorundur. Kesintilerin sayısını azaltmak, genellikle bir hatta iyileştirmeler gerektirir. Gerilim sarkmalarının sayısını azaltmak, birkaç hatta ve genellikle uzaktaki iletim hatlarında bile iyileştirmeler gerektirir.

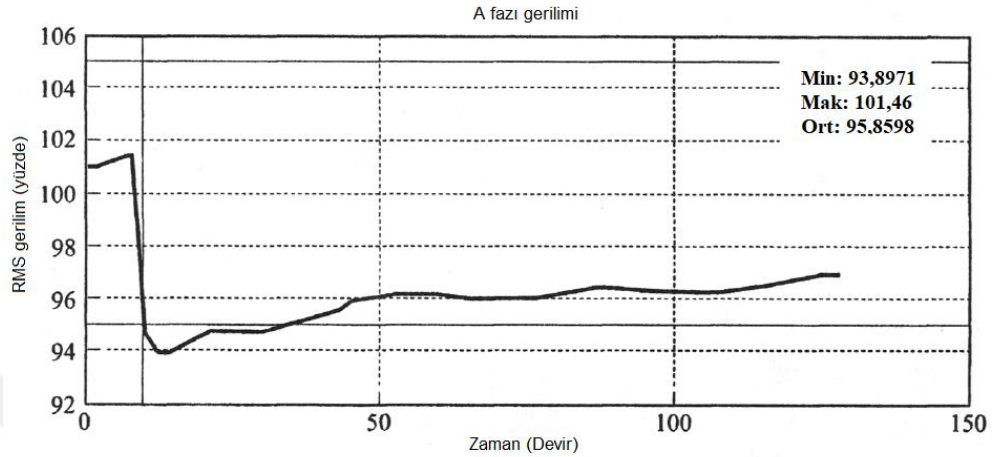
Kısa devre arızası nedeniyle gerilim sarkması örneği Şekil 3.1.’de gösterilmektedir. Gerilimin genliğinin, yaklaşık iki devir için olay öncesi gerilimin yaklaşık %20’si değerine düştüğü görülmektedir. Bu iki devirden sonra gerilim, ön sarkma gerilimine geri döner. Bu büyüklük ve süre, gerilim sarkmasının ana karakteristikleridir. Ayrıca Şekil 3.1.’den, büyüklüğün ve sürenin sarkmayı tam olarak karakterize etmediği sonucuna varılabilir. Sarkma gerilimi, oldukça büyük miktarda yüksek frekanslı bileşenler içerir. Ayrıca gerilim, sarkmadan hemen sonra küçük bir aşma gösterir.



Şekil 3.1. Kısa devre arızası nedeniyle gerilim sarkması-zaman bölgesinde tek faz gerilimi ([36]’dan elde edilen veriler)

Gerilim sarkmalarındaki mevcut ilginin çoğu, kısa devre arızalarından dolayıdır. Ancak, asenkron motorların başlatılması da gerilim sarkmalarına yol açar. Şekil 3.2. böyle bir gerilim sarkmasına örnek vermektedir [37]. Bu şekli, Şekil 3.1. ile karşılaştırdığımızda, zamanın fonksiyonu olarak gerçek gerilimin değil, zamana karşı

rms geriliminin verildiğini gösterir. Rms gerilimi, güç sistemi frekansının her devri veya yarı devrinde hesaplanır. Asenkron motorun çalışmasına bağlı gerilim sarkmaları, kısa devrelerden daha uzun sürmektedir.



Şekil 3.2. Asenkron motorun çalışmasından kaynaklanan gerilim sarkması ([37]'den elde edilen veriler)

3.1. Gerilim Sarkma Büyüklüğü

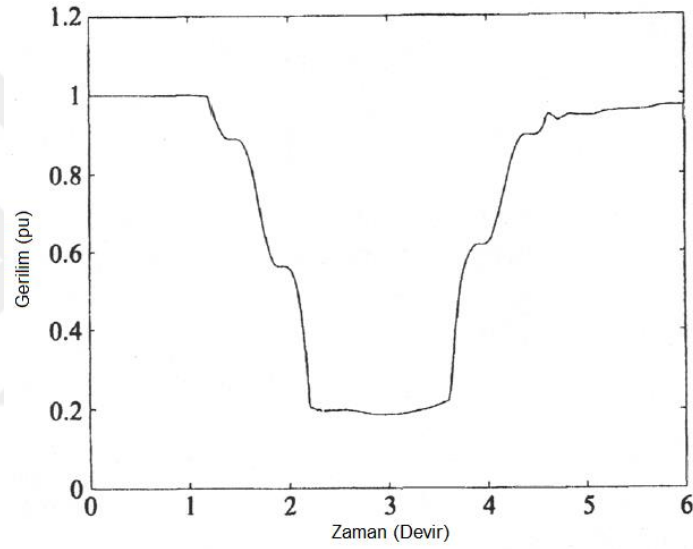
Gerilim sarkmasının büyüklüğü birkaç şekilde belirlenebilir. Çoğu mevcut görüntüleyici sarkma büyüklüğünü rms gerilimlerinden alır. Fakat bu durum gelecekte değişebilir. Gerilim şiddetini ölçmenin birkaç alternatif yolu vardır. İki belirgin örnek, gerilimin temel (güç frekansı) bileşeninin büyüklüğü ve her devir veya yarı devir boyunca tepe gerilimidir. Gerilim sinüzoidal olduğu sürece sarkma büyüklüğünü elde etmek için rms gerilim, temel gerilim veya tepe geriliminin kullanılıp kullanılmadığı önemli değildir. Ancak, gerilim sarkması sırasında bu çoğu zaman geçerli değildir.

3.1.1. Rms gerilim

Gerilim sarkmaları başlangıçta, zamanda örneklenmiş noktalar olarak kaydedildikçe rms gerilim, örneklenmiş zaman-alan gerilimlerinden hesaplanmalıdır. Bu durum, aşağıdaki Denklem (3.1) kullanılarak yapılır: N devir başına örnek sayısı ve v_i zaman alanındaki örneklenmiş gerilimlerdir.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^2} \quad (3.1)$$

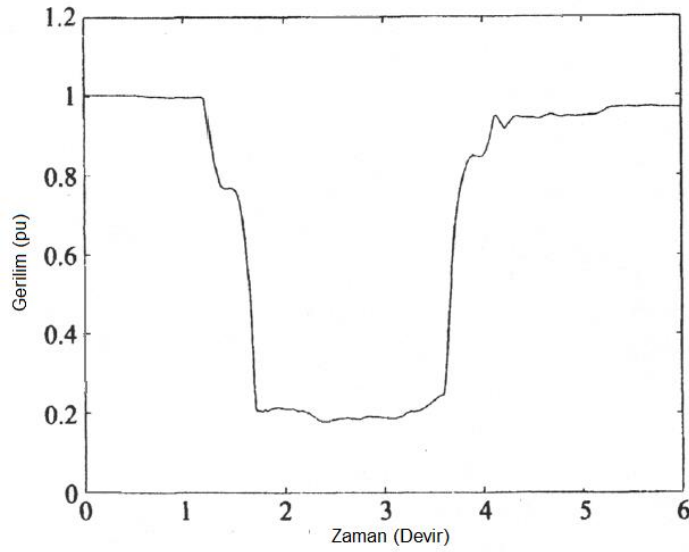
Denklem (3.1) tarafından tanımlanan algoritma, Şekil 3.1.'de gösterilen sarkmaya uygulanmıştır. Sonuçlar Şekil 3.3. ve Şekil 3.4.'te gösterilmektedir. Şekil 3.3.'te, 256 örnek kullanılmış bir kayıt için rms gerilim, bir devir penceresi üzerinden hesaplanmıştır. Şekil 3.3.'teki her bir nokta, önceki 256 noktanın üzerindeki rms gerilimidir. $N = 256$ olduğunda (ilk 255 örnek rms gerilim değerleri, 256. örnek için verilen değerle eşit hale getirilmiştir.)



Şekil 3.3. Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için bir devir rms gerilimi

Rms geriliminin hemen daha düşük bir değere düşmediğini, ancak geçiş için bir devir sürdüğü görülmektedir. Aynı zamanda sarkma sırasında rms gerilim değerinin tamamen sabit olmadığı ve arızadan sonra gerilimin hemen kurtarılamadığı da görülmektedir. Şaşırtıcı bir gözlem, arızadan hemen sonraki rms geriliminin, ön sarkma geriliminin sadece %90'ına denk gelmesidir.

$$V_{rms}(k) = \sqrt{\sum_{i=k-N+1}^{i=k} v_i^2} \quad (3.2)$$



Şekil 3.4. Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için yarı devir rms gerilimi

Şekil 3.4.'te rms gerilim, önceki 128 noktadan Denklem (3.2)'ye göre $N = 128$ üzerinden hesaplanmıştır. Geçiş, bir yarı devir içinde gerçekleşir. Yarı devirden daha kısa bir pencere kullanışlı değildir. Pencere uzunluğu yarı devrin bir tamsayı katı olmalıdır. Diğer herhangi bir pencere uzunluğu, temel frekansın iki katına eşit frekansta salınım meydana getirir. Her iki şekil için de rms gerilim, her bir örnekten sonra hesaplanmıştır.

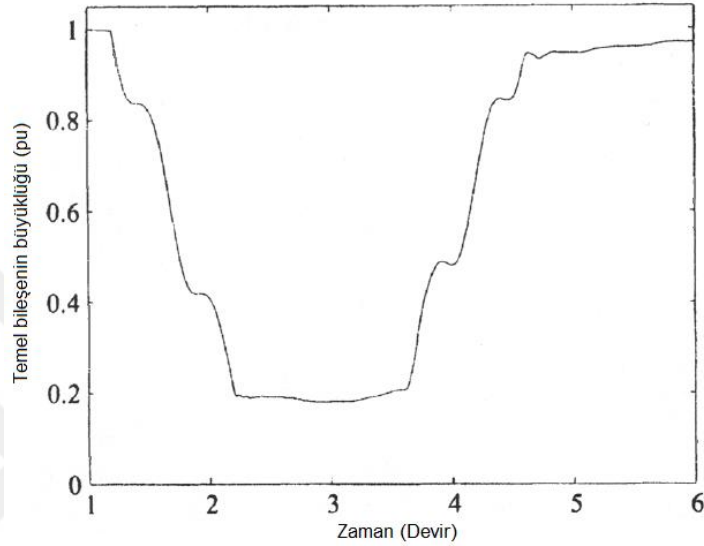
3.1.2. Temel gerilim bileşeni

Gerilimin temel bileşeninin kullanılması, faz açısı atlamalarının aynı şekilde belirlenebilmesi avantajına sahiptir. Zamanın fonksiyonu olarak temel gerilim bileşeni, $\omega_0 = \frac{2\pi}{T}$ ve T temel frekansın bir devri olarak şu şekilde hesaplanabilir:

$$V_{tem}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t v(\tau) e^{j\omega_0 \tau} d\tau \quad (3.3)$$

Denklem (3.3), zamanın fonksiyonu olarak karmaşık bir gerilime neden olur. Bu karmaşık gerilimin mutlak değeri, zamanın fonksiyonu olarak gerilim büyüklüğüdür; onun argümanı faz açısı atlamasını elde etmek için kullanılabilir.

Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için temel bileşen elde edilmiştir. Temel bileşenin mutlak değeri, Şekil 3.5.'te gösterilmektedir. Her nokta, önceki devrin, karmaşık temel bileşeninin büyüklüğünü (256 nokta) temsil eder. Şekil 3.3. ile yapılan bir karşılaştırmada, temel bileşenin davranışının rms geriliminin davranışına çok benzediğini göstermektedir.

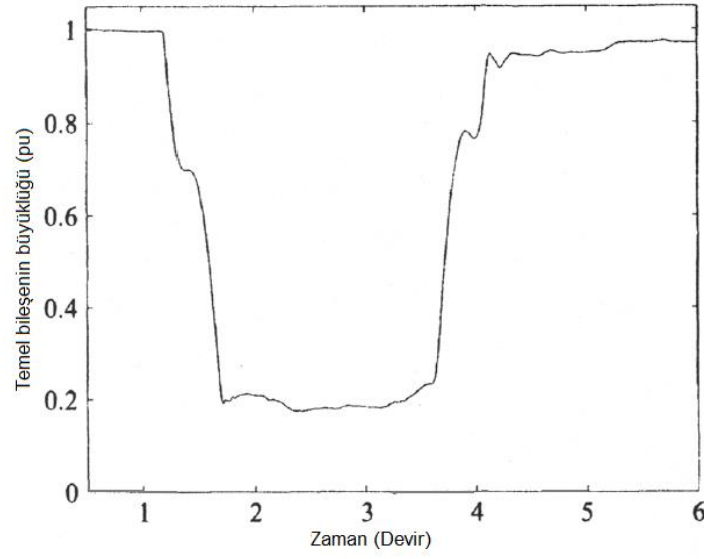


Şekil 3.5. Şekil 3.1.'deki gerilim sarkmasının temel bileşeninin büyüklüğü

Rms gerilim, yarı devir pencereye kolaylıkla uygulanabilme avantajına sahiptir. Bir yarı devir pencereden temel gerilimi elde etmek daha karmaşıktır. Olası bir çözüm, yarı devir pencereyi almak ve $v_i, i = 1 \dots \frac{N}{2}$ yarı devir penceresindeki örnek gerilimleri kullanarak ikinci yarı devri hesaplamaktır. Temel gerilim Denklem (3.4)'te verilen serilerin Fourier dönüşümü ile elde edilir:

$$v_1 \dots v_{\frac{N}{2}}, -v_1 \dots -v_{\frac{N}{2}} \quad (3.4)$$

Bu algoritma, Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkmasına uygulanmış ve Şekil 3.6. ile sonuçlanmıştır. Arıza öncesi (AÖ) gerilim geçişi Şekil 3.5.'tekinden açık bir şekilde hızlıdır. Bu yöntem, mevcut DA gerilim bileşeninin olmadığını varsayar. Bir DA gerilim bileşeninin varlığı, temel gerilimde bir hataya neden olacaktır.



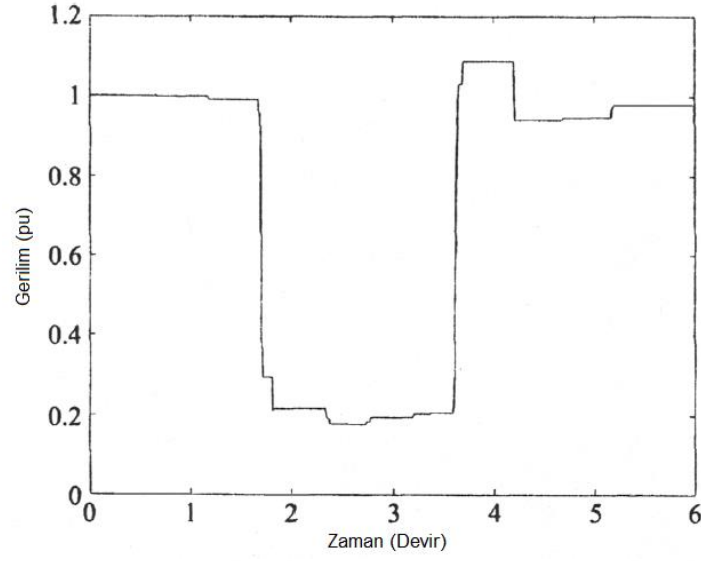
Şekil 3.6. Yarı devir bir pencere kullanılarak elde edilen Şekil 3.1.'deki gerilim sarkmasının temel bileşeninin büyüklüğü

3.1.3. Tepe gerilimi

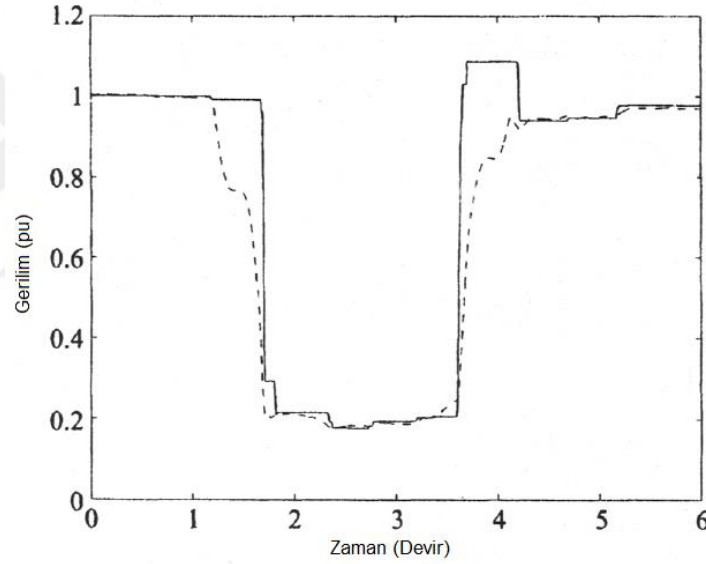
Zamanın fonksiyonu olarak tepe gerilimi, $v(t)$ örneklenmiş gerilim dalga formu ve T yarı devrin tam sayı katıyla, Denklem (3.5) kullanılarak elde edilebilir:

$$V_{tepe} = \max_{0 < \tau < T} |v(t - \tau)| \quad (3.5)$$

Şekil 3.7.'de her bir örnek için, önceki yarı devir üzerindeki gerilimin mutlak değerinin maksimum değeri hesaplanmıştır. Tepe geriliminin keskin bir düşüş ve yükselme gösterdiğini görürüz. Rms geriliminin tersine tepe gerilimi, sarkmadan hemen sonra bir aşma gösterir, bu da zaman alanında aşırı gerilime karşılık gelir. İki yöntem Şekil 3.8.'de karşılaştırılmıştır. Tepe geriliminin sarkmanın derin kısmının sonu hariç çoğu zaman daha yüksek olma eğiliminde olduğu görülmektedir.



Şekil 3.7. Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için yarı devir tepe gerilimi



Şekil 3.8. Şekil 3.1.'de gösterilen gerilim sarkması için yarı devir tepe (katı çizgi) ve rms (kesikli çizgi) karşılaştırması

3.2. Gerilim Sarkma Süresi

3.2.1. Arıza temizleme zamanı

Bir sarkma sırasındaki gerilim düşüşü, sistemde kısa devre bulunmasından kaynaklanabilir. Kısa devre arızası koruma tarafından temizlendiğinde, gerilim ilk değerine geri dönebilir. Bir sarkma süresi, esas olarak arızayı temizleme süresi ile belirlenir ancak arıza, temizleme süresinden daha uzun olabilir.

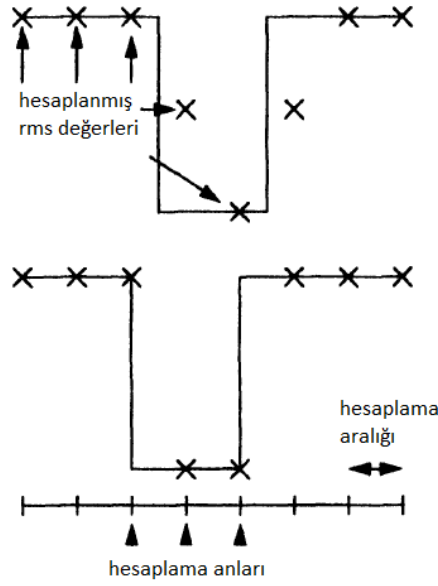
Genel olarak iletim sistemlerindeki arızalar, dağıtım sistemlerindeki arızalardan daha hızlı temizlenir. İletim sistemlerinde kritik arıza temizleme süresi oldukça küçüktür. Böylece hızlı koruma ve hızlı devre kesiciler gereklidir. Ayrıca iletim ve alt iletim sistemleri, oldukça hızlı olan mesafe veya diferansiyel koruma gerektiren bir şebeke olarak işletilmektedir. Dağıtım sistemlerinde temel koruma şekli aşırı akım korumasıdır. Bu, genellikle arıza temizleme süresini arttıran bir zaman çizelgesi gerektirir. Bir istisna, akım sınırlayıcı sigortaların kullanıldığı sistemlerdir. Bunlar, bir yarı devirde arızayı temizleme yeteneğine sahiptir [38, 39].

Çeşitli koruyucu cihazların arıza giderme süresine genel bir bakış aşağıda verilmiştir [40]:

- akım sınırlayıcı sigortalar: bir devirden daha az
- güç sigortaları: 10-1000 ms
- hızlı kesicili mesafe rölesi: 50-100 ms
- bölge 1'deki mesafe rölesi: 100-200 ms
- bölge 2'deki mesafe rölesi: 200-500 ms
- diferansiyel röle: 100-300 ms
- aşırı akım rölesi: 200-2000 ms

3.2.2. Sarkma süresinin ölçümü

Sarkma süresi tanımı, rms geriliminin belirli bir eşiğin altında olduğu devir sayısıdır. Bu eşik, her bir görüntüleyici için biraz farklı olacaktır, ancak tipik değerler %90 civarındadır. Bir güç kalitesi görüntüleyicisi, her devirde rms değerini hesaplayacaktır. Bu, Şekil 3.9.'da gösterildiği gibi sarkma süresinin aşırı tahmin edilmesini sağlar.



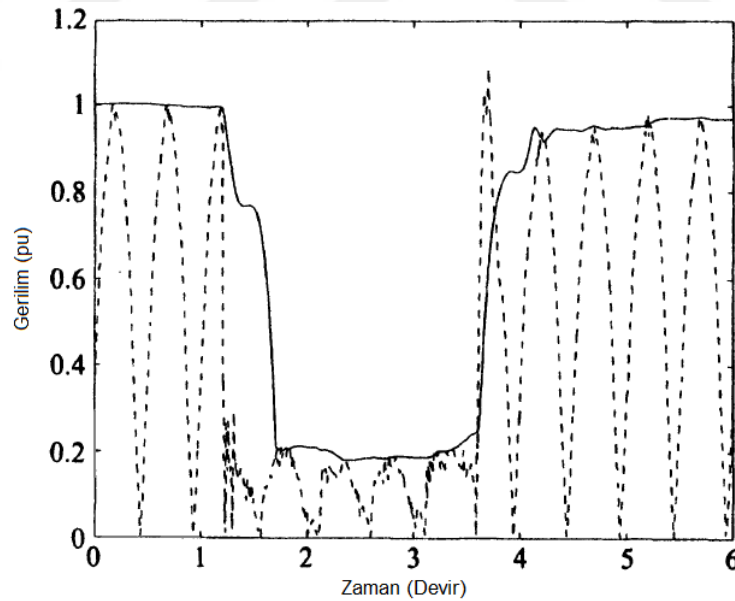
Şekil 3.9. İki devir bir sarkma için güç kalitesi görüntüleyicisiyle sarkma süresinin tahmini: bir devir ile aşırı tahmin (üst grafik), doğru tahmin (alt grafik)

Normal durum üst şekilde gösterilmiştir. Rms hesaplaması, zaman içinde normal anlarda gerçekleştirilir ve gerilim sarkması, bu anların ikisi arasında bir yerde başlar. Hesaplananlar ile sarkma başlangıcı arasında bir ilişki olmadığı için, bu en olası durumdur. Bir sırada üç örnek için rms değerinin düşük olduğu görülmektedir. Burada, ara rms değerinin eşiğin altında olması için sarkmanın yeterince derin olduğu varsayılmaktadır. Sığ sarkmalar için, her iki ara değer de eşiğin üzerinde olabilir ve görüntüleyici tek devir bir sarkma kaydedecektir. Şekil 3.9.'daki alt eğri, sarkmanın başlangıcında, rms geriliminin hesaplandığı anlardan biriyle neredeyse çakıştığı nadir durumu göstermektedir. Bu durumda görüntüleyici doğru sarkma süresini verir.

Bir devirde rms geriliminin hesaplanması sonucunda meydana gelen sarkma süresinin tam sayı devirde olacağı açıktır. $2\frac{1}{2}$ devir sarkma için hesaplanan süre 2 veya 3 devirdir. Ancak, zamanın fonksiyonu olarak rms gerilimini hesaplamak için kayan pencere kullanıldığında bile hatalı bir sarkma süresi meydana gelebilir. Ölçülen bir sarkmada bu olası hatayı göstermek için, Şekil 3.10.'da, ölçülen gerilimin mutlak değeri ile birlikte, Şekil 3.1.'de gösterilen sarkmanın yarı devir rms'i çizilmiştir. Ani düşüşten ve gerilimdeki yükselmeden elde edilen 'gerçek sarkma süresi' 2,4 devirdir. Büyük eşikler için kaydedilen sarkma süresi aşırı tahmin

edilir. %90'lık bir eşik, 2,8 devir sarkma süresi ve %80'lik eşik 2,5 devir süresi sağlar. Daha düşük eşikler için kaydedilen sarkma süresi eksik tahmindedir: %60'lık bir eşik 2,1 devir süresi ve %40'lık bir eşik 2,0 devir süresi sağlar. Gerçekte, bu düşük eşikler kullanılmayacaktır, fakat aynı etki sarkmanın derinliği değiştiğinde ve eşik sabit tutulduğunda elde edilecektir. Derin sarkmaların süresi aşırı tahmin edilmiştir ve sığ olanların süresi eksik değerlendirilmiştir.

Sarkma büyüklüğünün hesaplanmasında, en kısa süre penceresi bir yarı döngü olduğu için yarı döngüye kadar bir hata kabul edilmelidir. Temel gerilim bileşeninin kullanılması, sarkma öncesi ve esnası gerilimi arasında benzer bir geçişe, böylece sarkma esnasındaki benzer hatalara neden olur. Sarkma başlatma ve gerilim geri kazanımı maksimum gerilime yakın olduğu sürece, yarı devir tepe gerilimini kullanmak çok daha keskin bir geçiş sağlar. Sıfır gerilim geçişi etrafında sarkma başlatma ve gerilim geri kazanımı daha düzgün bir geçiş ve sarkma esnasında belirsiz bir şekilde daha büyük geçiş sağlayacaktır.



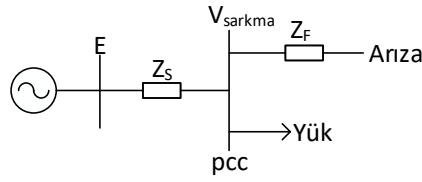
Şekil 3.10. Şekil 3.1.'de gösterilen sarkma geriliminin mutlak değeri (kesikli çizgi) ile birlikte yarı devir rms gerilimi

Sarkma esnasında yukarıda belirtilen hata sadece kısa süreli sarkmalar için önemlidir. Daha uzun sarkmalar için önemli değildir. Ancak bu hata, daha uzun sarkmalar için arıza sonrası sarkma olarak adlandırılan sarkma esnasında ciddi bir

belirsizlik yaratacaktır. Arıza temizlendiğinde, gerilim hemen iyileşmez. Bu etkinin bazıları Şekil 3.3. ve Şekil 3.4.'te görülebilir. Sarkma sonrası rms gerilimi, sarkma öncesinden biraz daha düşüktür. Üç fazlı arızalardan dolayı oluşan etki, sarkmalar için şiddetli olabilir. Sarkma sırasında gerilim düşüşüne bağlı olarak, indüksiyon motorları yavaşlar. Bir indüksiyon motoru tarafından üretilen tork, gerilimin karesiyle orantılıdır. Bu nedenle gerilimde oldukça küçük bir düşüş bile torkta, dolayısıyla hızda büyük bir düşüş üretebilir. Arızanın giderildiği ve gerilim geri geldiği andan itibaren, indüksiyon motorları nominal akımın 10 katına kadar büyük bir akım çekmeye başlarlar. Sarkmadan hemen sonra, hava aralığı alanı tekrar oluşturulmalıdır. Diğer bir deyişle, indüksiyon motoru kısa devreli bir transformatör gibi davranır. Akı, hava aralığına geri döndükten sonra, motor da oldukça büyük bir akım gerektirerek yeniden hızlanmaya başlayabilir. Bu, uzun bir sarkmaya neden olan indüksiyon motorlarının arıza sonrası ani akımıdır. Arıza sonrası sarkma, gerçek sarkmadan çok daha uzun sürebilir.

3.3. Üç Faz Dengesizliği

Simetrik olmayan arızalar için Şekil 3.11.'deki gerilim bölücü devresi kullanılabilir, ancak üç bileşenine ayrılmalıdır: pozitif dizi bileşeni, negatif dizi bileşeni ve sıfır dizi bileşeni. Üç bileşenin devreleri Şekil 3.12.'de gösterilmektedir, burada V_1 , V_2 ve V_0 sırasıyla pcc'de pozitif, negatif ve sıfır dizi bileşeni gerilimini; Z_{S1} , Z_{S2} ve Z_{S0} kaynak empedans değerlerini ve Z_{F1} , Z_{F2} ve Z_{F0} üç bileşenin hat empedans değerlerini temsil etmektedir. Arıza akımının üç bileşeni I_1 , I_2 ve I_0 ile gösterilir. Pozitif dizi bileşeni devresinin kaynağı E ile gösterilir. Negatif ve sıfır dizi bileşen devrelerinde kaynak yoktur. Üç dizi bileşen devresinin, arıza konumunda eşdeğer bir devreye bağlanması gerekir. Bileşen devrelerinin bağlantısı arıza tipine bağlıdır. Üç fazlı bir arıza için üç devrede arıza durumunda kısa devre olur. Bu durum, pozitif dizi için standart gerilim bölücü modeline, negatif ve sıfır diziler için sıfır gerilim ve akıma yol açar.



Şekil 3.11. Gerilim sarkması için gerilim bölücü modeli

Şekil 3.11.'de iki empedans görülmektedir: Z_S pcc'deki kaynak empedansıdır ve Z_F , pcc ve arıza arasındaki empedanstır. Pcc, hem arızanın hem de yükün beslendiği noktadır. Gerilim bölücü modelinde, arıza öncesi ve sonrasında yük akımı ihmal edilir. Bu nedenle yük ve pcc arasında gerilim düşüşü yoktur. Pcc'deki gerilim ve böylece ekipman terminallerindeki gerilim Denklem (3.6) ile verilir.

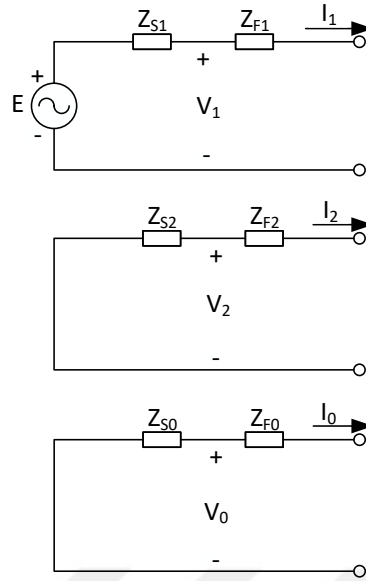
$$V_{sarkma} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} E \quad (3.6)$$

Olay öncesi gerilimin tam olarak 1 pu, yani $E = 1$ olduğunu varsaydık. Bu, sarkma büyüklüğü Denklem (3.7) ile sonuçlanır.

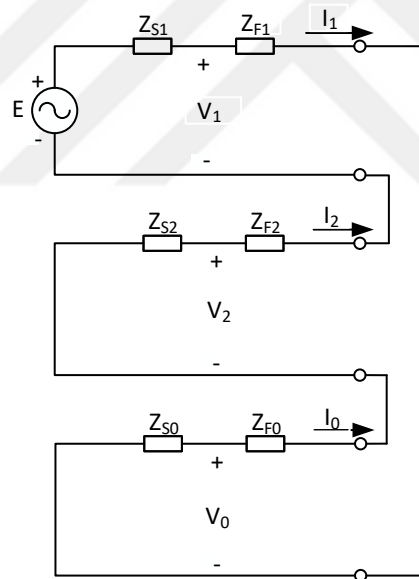
$$V_{sarkma} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} \quad (3.7)$$

3.3.1. Tek faz arızası

Tek faz arızası için, Şekil 3.12.'de gösterilen üç devre, arıza durumunda seri olarak bağlanmalıdır.



Şekil 3.12. Şekil 3.11.'de gösterilen gerilim bölücü için pozitif (üst), negatif (orta) ve sıfır (alt) dizi bileşen devreleri



Şekil 3.13. Tek faz arızası için eşdeğer devre

Faz R'de tek faz arızası için ortaya çıkan devre Şekil 3.13.'te gösterilmiştir. Şekil 3.11.'deki tek fazlı modelde olduğu gibi, $E = 1$ olursa pcc'deki dizi bileşen gerilimleri için aşağıdaki ifadeler elde edilir:

$$\begin{aligned}
V_1 &= \frac{Z_{F1}+Z_{S2}+Z_{F2}+Z_{S0}+Z_{F0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})} \\
V_2 &= \frac{-Z_{S2}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})} \\
V_0 &= \frac{-Z_{S0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})}
\end{aligned} \tag{3.8}$$

Arıza sırasında pcc'de üç fazdaki gerilimler, dizi alanından faz alanına geri dönüştürülerek elde edilir:

$$\begin{aligned}
V_R &= V_1 + V_2 + V_0 \\
V_S &= a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\
V_T &= a V_1 + a^2 V_2 + V_0
\end{aligned} \tag{3.9}$$

Arızalı faz gerilimi V_R için:

$$V_R = \frac{Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0}}{(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+(Z_{S1}+Z_{S2}+Z_{S0})} \tag{3.10}$$

$Z_F = Z_{F1} + Z_{F2} + Z_{F0}$ ve $Z_S = Z_{S1} + Z_{S2} + Z_{S0}$ tanımlayarak orijinal gerilim bölücü Denklem (3.7)'yi elde ederiz. Böylece, Şekil 3.11. ve Denklem (3.7)'nin gerilim bölücü modeli hala tek fazlı arızalar için geçerlidir. Bu durumda, ortaya çıkan gerilim, arızalı fazdaki gerilimdir ve kullanılan empedans değerleri, pozitif, negatif ve sıfır dizi empedanslarının toplamıdır. Denklem (3.8) ile Denklem (3.10) arasında, arızasız fazlardaki gerilimler hesaplanır, bu da üç gerilim için aşağıdaki ifadelere yol açar:

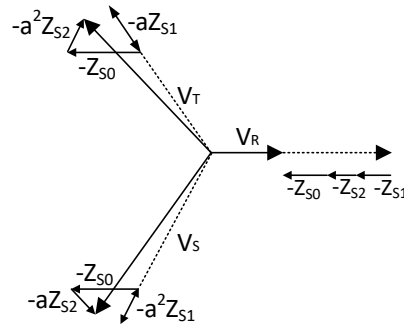
$$V_R = 1 - \frac{Z_{S1} + Z_{S2} + Z_{S0}}{(Z_{F1} + Z_{F2} + Z_{F0}) + (Z_{S1} + Z_{S2} + Z_{S0})}$$

$$V_S = a^2 - \frac{a^2 Z_{S1} + a Z_{S2} + Z_{S0}}{(Z_{F1} + Z_{F2} + Z_{F0}) + (Z_{S1} + Z_{S2} + Z_{S0})} \quad (3.11)$$

$$V_T = a - \frac{a Z_{S1} + a^2 Z_{S2} + Z_{S0}}{(Z_{F1} + Z_{F2} + Z_{F0}) + (Z_{S1} + Z_{S2} + Z_{S0})}$$

Bu gerilimler, Şekil 3.14.'te bir faz diyagramı olarak gösterilmiştir. Arızasız fazlardaki gerilim düşüşü üç koşuldan oluşur:

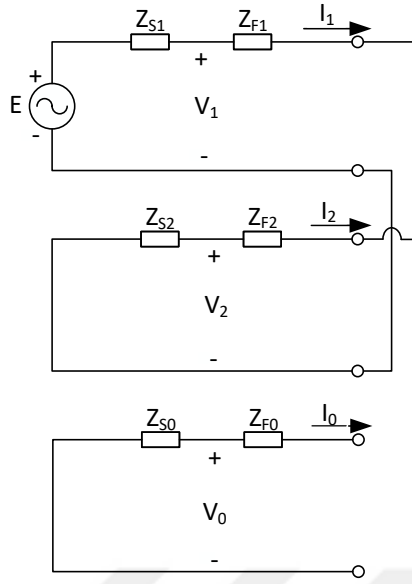
- AÖ geriliminin yönü boyunca pozitif dizi kaynak empedansına orantılı bir gerilim düşüşü
- diğer arızasız fazdaki AÖ geriliminin yönü boyunca, negatif dizi kaynak empedansına orantılı bir gerilim düşüşü
- arızalı fazda AÖ geriliminin yönü boyunca, sıfır dizi kaynak empedansına orantılı bir gerilim düşüşü



Şekil 3.14. Tek faz arızası boyunca faz-toprak gerilimleri

3.3.2. Faz-faz arızası

Faz-faz arızası için, pozitif ve negatif dizi devreleri Şekil 3.15.'te gösterildiği gibi paralel bağlanır. Sıfır dizi gerilimleri ve akımları faz-faz arızası için sıfırdır.



Şekil 3.15. Faz-faz arızası için eşdeğer devre

Pcc'deki dizi gerilimleri:

$$V_1 = E - E \frac{Z_{S1}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$$

$$V_2 = \frac{Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})} \quad (3.12)$$

$$V_0 = 0$$

Faz gerilimleri Denklem (3.9) ile Denklem (3.12) kullanılarak bulunur. Bu, yine $E = 1$ olduğunda Denklem (3.13) ile sonuçlanır:

$$V_R = 1 - \frac{Z_{S1}-Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$$

$$V_S = a^2 - \frac{a^2 Z_{S1} - a Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})} \quad (3.13)$$

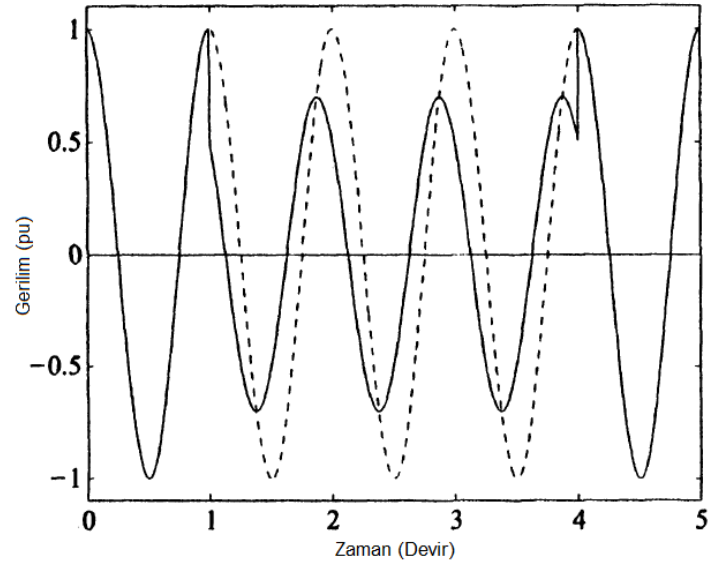
$$V_T = a - \frac{a Z_{S1} - a^2 Z_{S2}}{(Z_{S1}+Z_{S2})+(Z_{F1}+Z_{F2})}$$

3.4. Faz Açısı Atlamaları

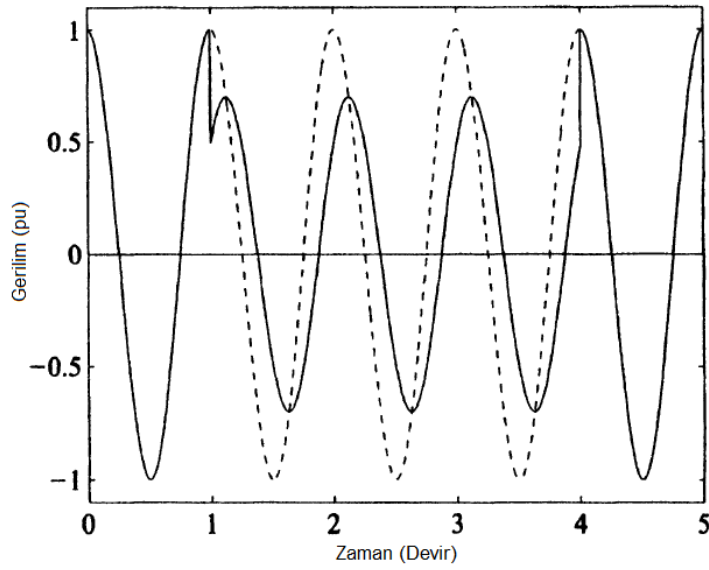
Bir güç sistemindeki kısa devre sadece gerilim büyüklüğünde bir düşüşe değil, aynı zamanda gerilimin faz açısında bir değişikliğe neden olur. 50 Hz veya 60 Hz bir sistemde gerilim, büyüklük ve faz açısı olan karmaşık bir niceliktir (fazör). Sistemdeki kısa devre gibi bir değişiklik, gerilimde değişikliğe neden olur. Bu değişiklik fazörün büyüklüğü ile sınırlı değildir, aynı zamanda faz açısında da değişiklik içerir. Faz açısı atlaması, anlık gerilimin sıfır geçişinde bir kayma olarak kendini gösterir. Faz açısı atlamaları çoğu ekipman için endişe vermez. Ancak ateşleme anları için faz açısı bilgisi kullanan güç elektroniği dönüştürücüleri etkilenebilir.

Şekil 3.16. $+45^\circ$ 'lik bir faz açısı atlaması ile gerilim sarkmasını göstermektedir: arıza sırasındaki gerilim, AÖ gerilimini yönlendirir. Şekil 3.17.'de -45° 'lik faz açısı atlaması ile bir sarkma gösterilmiştir: arıza sırasındaki gerilim, AÖ gerilimini keser. Her iki sarkmanın büyüklüğü %70'tir. Her iki şekilde de, AÖ gerilimler kesikli bir eğri olarak devam etmiştir. Bunlar ölçüm sonuçları değil, yapay sarkmalardır.

Faz açısı atlamalarının kökeni, üç fazlı bir arıza için açıklanmaktadır çünkü bu, tek fazlı modeli kullanmamızı sağlar. Üç fazlı arızalar sırasında faz açısı atlamaları, kaynak ve hat arasındaki X/R oranındaki farklılıktan kaynaklanır. Faz açısı atlamalarının ikinci bir nedeni, sarkmaların daha düşük gerilim seviyelerine dönüşmesidir.



Şekil 3.16. %70'lik bir büyüklükte yapay sarkma ve $+45^\circ$ 'lik faz açısı atlaması



Şekil 3.17. %70'lik bir büyüklükte yapay sarkma ve -45° 'lik faz açısı atlaması

3.5. Simetrlili Bileşenler

3.5.1. Simetrlili bileşenlerin tanımı

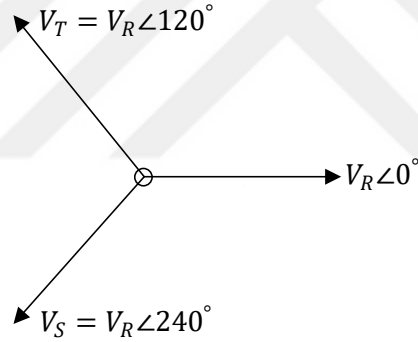
1918 yılında Fortescue, “n-bağlı fazörden meydana gelen dengesiz bir sistemin, dengeli fazörlerden meydana gelen n adet sistem içinde yeniden çözülebilir”

olduğunu göstermiştir. Bunlar sistemin orijinal fazörlerinin simetrik bileşenleri olarak anılırlar [41].

Üç fazlı sistemler genellikle akım ve gerilim açısından dengeli sistemlerdir. Fazlar arasındaki faz farkı 120° ise dengeli sinyaller, değilse dengesiz sinyaller olarak kabul edilmektedir [42]. Üç fazlı dengeli sistemin gerilim fazörleri Tablo 3.1. ve Şekil 3.18.'de gösterilmektedir.

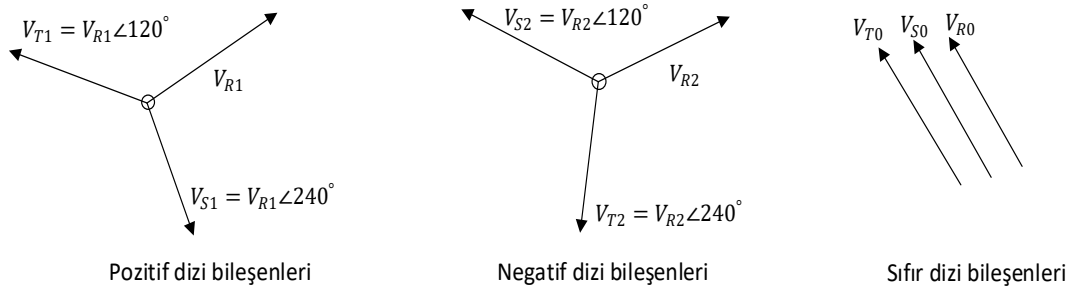
Tablo 3.1. Gerilim fazörlerinin kartezyen, kutupsal ve a operatörü gösterimi

$V_R = \sqrt{2} \cdot V_R \cdot \sin(\omega t)$	$V_R = V_R \angle 0^\circ$	$V_R = V_R$
$V_S = \sqrt{2} \cdot V_R \cdot \sin(\omega t + 240^\circ)$	$V_S = V_R \angle 240^\circ$	$V_S = a^2 V_R$
$V_T = \sqrt{2} \cdot V_R \cdot \sin(\omega t + 120^\circ)$	$V_T = V_R \angle 120^\circ$	$V_T = a V_R$



Şekil 3.18. Üç fazlı dengeli sistemin gerilim fazörleri

Eğer sistem dengesiz üç fazlı bir sistem olursa; bu dengesiz üç fazlı sistemin dengesiz 3 fazörü, 3 adet dengeli üç fazlı sistem fazörü cinsinden yeniden çözülebilir. Buna göre üç fazlı bir sistemin simetrik bileşenleri Şekil 3.19.'da gösterilmektedir.



Şekil 3.19. Üç fazlı bir sistemin simetrik bileşenleri

Böylece faz gerilimleri şu şekilde ifade edilebilir:

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0}$$

$$V_S = V_{S1} + V_{S2} + V_{S0} \quad (3.14)$$

$$V_T = V_{T1} + V_{T2} + V_{T0}$$

V_S ve V_T 'nin simetrik bileşenleri V_R 'nin simetrik bileşenleri cinsinden aşağıdaki şekilde ifade edilebilir:

$$V_{S1} = a^2 V_{R1} \quad / \quad V_{T1} = a V_{R1}$$

$$V_{S2} = a V_{R2} \quad / \quad V_{T2} = a^2 V_{R2} \quad (3.15)$$

$$V_{S0} = V_{R0} \quad / \quad V_{T0} = V_{R0}$$

Denklem (3.14) ve Denklem (3.15) dikkate alınarak aşağıdaki ifadeler elde edilir.

$$V_R = V_{R0} + V_{R1} + V_{R2}$$

$$V_S = V_{R0} + a^2 V_{R1} + a V_{R2} \quad (3.16)$$

$$V_T = V_{R0} + a V_{R1} + a^2 V_{R2}$$

R fazı referans alınarak, Denklem (3.16)'da elde edilen ifadeler yardımıyla faz gerilimleri matris formunda aşağıdaki şekilde yazılabilir.

$$\begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Yukarıda gerilimler için yazılan ifadeler, akımlar için de aşağıdaki gibi özetlenebilir [43].

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

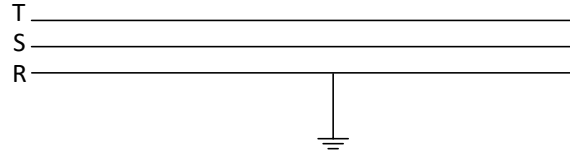
3.6. Kısa Devreler (Şönt Arızalar)

Arızalar, mekanik nedenler (buz yükü, rüzgar, ağaç devrilmesi, izolatörün kırılması, hava araçları, kuşlar, iletkenlerin birbiriyle veya gövdeye teması ve kopması sonucu toprak teması vb. gibi) ve yıldırım düşmesi (arızaların %85'i havai hatlarda) gibi durumlar sonucunda oluşur.

Arızalar, şönt (kısa devreler) ve seri arızalar olmak üzere ikiye ayrılır. Kısa devreler, simetrik (üç faz kısa devresi) ve asimetrik (faz-toprak, faz-faz ve faz-faz-toprak kısa devreleri) olmak üzere ikiye ayrılır.

3.6.1. Faz-toprak kısa devresi

Bir fazın toprağa doğrudan veya bir empedans üzerinden teması ile oluşur. %65-70'lik oluşma sıklığı ile en sık rastlanılan kısa devre türüdür [41]. Şekil 3.20.'de R fazı ile toprak arasında oluşan faz-toprak kısa devresi gösterilmektedir.



Şekil 3.20. Faz-toprak kısa devresi

Yukarıdaki şekilden görüleceği gibi S ve T fazlarında arıza yoktur dolayısıyla arıza akımları sıfırdır. ($I_S = I_T = 0$) Ayrıca R fazının gerilimi sıfırdır ($V_R = 0$).

Kısa devreye ait simetrik bileşen akım değerleri ve faz akımları Denklem (3.18) ve Denklem (3.19) yardımıyla aşağıdaki şekilde bulunur.

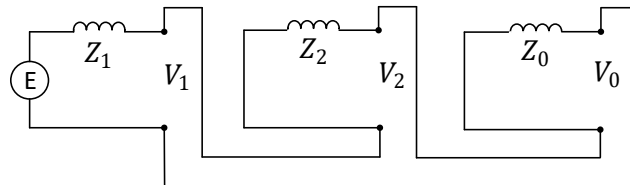
$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_R \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad I_0 = I_1 = I_2 = \frac{I_R}{3} \quad (3.20)$$

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad I_{FT} = I_R = I_0 + I_1 + I_2 = 3 \cdot I_1 \quad (3.21)$$

Denklem (3.17)'den yararlanarak aşağıdaki eşitlikler bulunur.

$$\begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_S \\ V_T \end{bmatrix} \quad V_R = V_0 + V_1 + V_2 = 0 \quad V_1 = -(V_0 + V_2) \quad (3.22)$$

Faz-toprak kısa devresine ait eşdeğer devre Şekil 3.21.'de gösterilmektedir.



Şekil 3.21. Faz-toprak kısa devresi eşdeğer devre

Eşdeğer devreden simetrik bileşen gerilimleri şu şekilde bulunur.

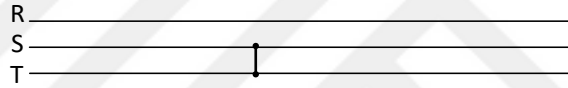
$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1 \quad V_2 = 0 - Z_2 \cdot I_2 \quad V_0 = 0 - Z_0 \cdot I_0 \quad (3.23)$$

Devrenin gerilim eşitliği Denklem (3.20) ve Denklem (3.22) yardımıyla aşağıdaki gibidir:

$$E - Z_1 \cdot I_1 = -(-Z_0 \cdot I_0 - Z_2 \cdot I_2) \quad E = (Z_1 + Z_0 + Z_2) \cdot I_1 \quad (3.24)$$

3.6.2. Faz-faz kısa devresi

İki fazın birbiriyle doğrudan veya bir empedans üzerinden teması ile oluşur. %10-20'lik oluşma sıklığı vardır [41]. Şekil 3.22.'de S ile T fazı arasında oluşan faz-faz kısa devresi gösterilmektedir:



Şekil 3.22. Faz-faz kısa devresi

Yukarıdaki şekilden görüleceği gibi R fazında arıza yoktur yani arıza akımı sıfırdır ($I_R = 0$). Arıza hem S hem T fazında gerçekleştiğinden dolayı arıza akımları birbirinin negatiftir. ($I_T = -I_S$) Ayrıca S ve T fazının gerilimi eşittir ($V_S = V_T$).

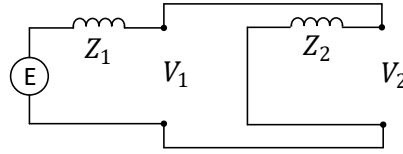
Kısa devreye ait simetrik bileşen akım değerleri Denklem (3.19)'dan yararlanılarak aşağıdaki gibi bulunur.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ +I_S \\ -I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_S(a - a^2) \\ I_S(a^2 - a) \end{bmatrix} \quad I_0 = 0 \quad I_2 = -I_1 \quad (3.25)$$

$V_S = V_T$ eşitliğini Denklem (3.16)'daki gibi simetrik bileşen gerilimleri cinsinden yazarsak aşağıdaki eşitlik elde edilir.

$$V_0 + a^2 V_1 + a V_2 = V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \rightarrow V_1 = V_2 \quad (3.26)$$

Faz-faz kısa devresine ait eşdeğer devre Şekil 3.23.'te gösterilmektedir:



Şekil 3.23. Faz-faz kısa devresi eşdeğer devre

Eşdeğer devreden simetrik bileşen gerilimleri sıfır dizi bileşen gerilimi hariç Denklem (3.23)'te olduğu gibidir.

$$V_1 = E - Z_1 \cdot I_1 \quad V_2 = 0 - Z_2 \cdot I_2 \quad (3.27)$$

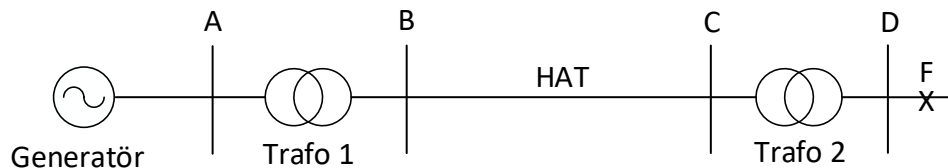
Denklem (3.25), Denklem (3.26) ve Denklem (3.27) eşitlikleri yardımıyla devrenin gerilim eşitliği aşağıdaki gibidir:

$$E - Z_1 \cdot I_1 = -Z_2 \cdot I_2 \rightarrow E - Z_1 \cdot I_1 = +Z_2 \cdot I_1 \rightarrow E = (Z_1 + Z_2) \cdot I_1 \quad (3.28)$$

3.6.3. Üç faz kısa devresi

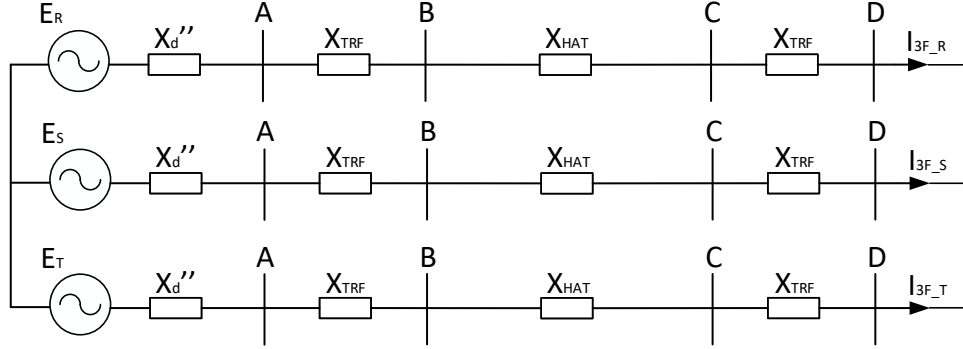
Genellikle en az oluşan arıza tipi olmasına karşılık, her fazdan arıza akımı geçmesi nedeniyle, tüm elektriksel cihazların boyutlandırılmasında üç faz arıza analizi yapılmaktadır. Simetrik olmasından dolayı dengeli sistem eşdeğeri veya pozitif dizi kullanılarak çözüm yapılır. Arıza noktasından görülen eşdeğer devrenin çözümü ile arıza akımı doğrudan bulunabilmektedir [41].

Bir iletim hattının sonunda oluşan üç faz kısa devre için gösterim Şekil 3.24.'teki gibidir.



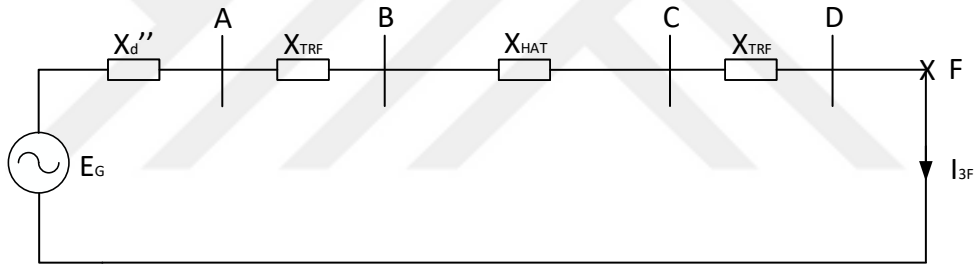
Şekil 3.24. Arızalı örnek iletim hattı modeli

Arızalı iletim hattına ait pozitif dizi bileşen devresinin üç fazlı gösterimi Şekil 3.25.'teki gibidir.



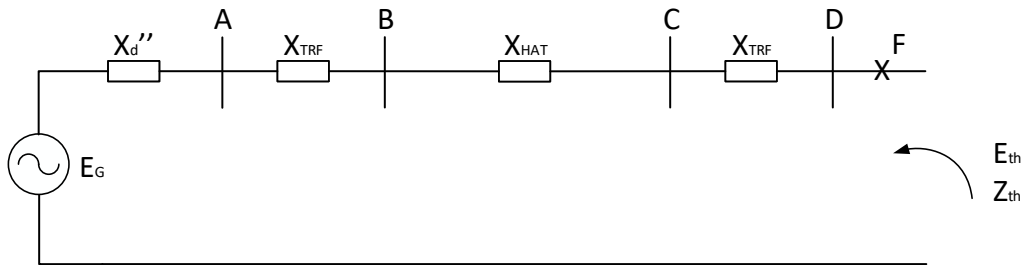
Şekil 3.25. Arızalı iletim hattına ait pozitif dizi bileşen devresinin üç fazlı gösterimi

Üç faz kısa devre akımı, Şekil 3.26.'daki eşdeğer devre kullanılarak bulunabilir.



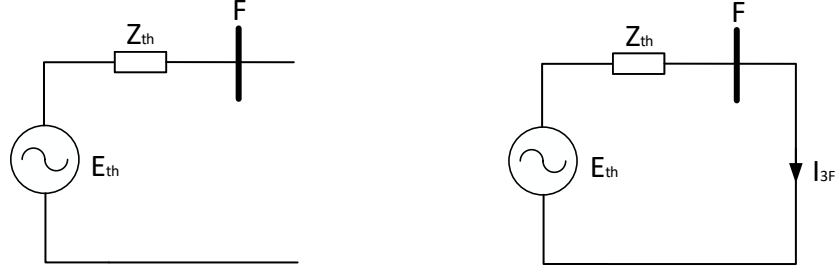
Şekil 3.26. Arızalı iletim hattına ait eşdeğer devre

Doğrudan üç faz kısa devre akımı, Şekil 3.27.'deki Thevenin eşdeğer devresi kullanılarak bulunabilir.



Şekil 3.27. Arızalı iletim hattına ait Thevenin eşdeğer devresi

Yukarıdaki Thevenin eşdeğer devresinin basitleştirilmiş hali Şekil 3.28.'deki gibidir ve üç faz kısa devre akımı Denklem (3.29)'daki gibi bulunur:



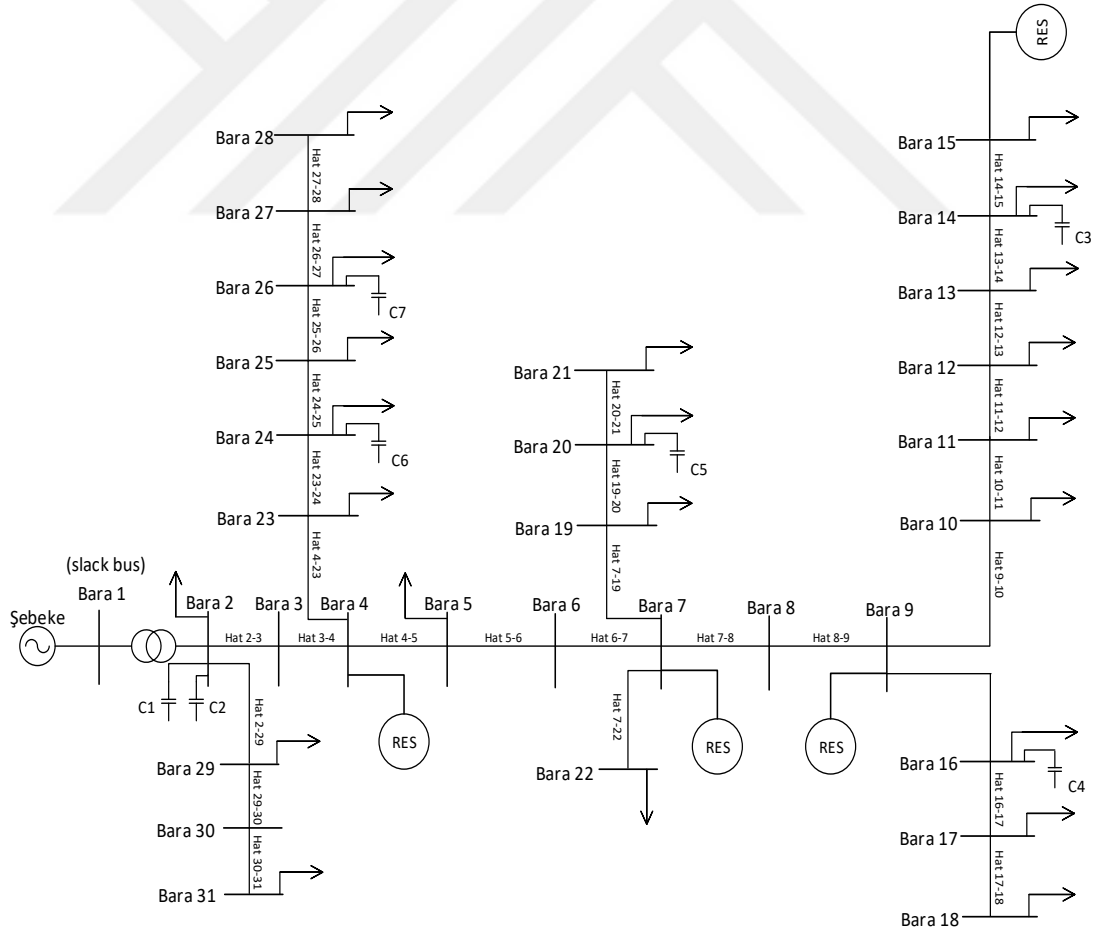
Şekil 3.28. Arızalı iletim hattına ait basitleştirilmiş Thevenin eşdeğer devresi

$$I_{3F} = \frac{E_{th}}{Z_{th}} \quad (3.29)$$

BÖLÜM 4. DAĞITIM ŞEBEKESİ ANALİZİ

4.1. Şebekenin Tanıtımı

Şebeke; transformatör, yükler, kapasitörler ve dağıtım hatlarından oluşur. Ayrıca, RES'ler seçilen baralara bağlıdır. IEEE'nin 30 baralı dağıtım sistemi modeli kullanılmıştır [44]. Şekil 4.1.'de, kullanılan dağıtım şebekesinin tek hat şeması gösterilmiştir:



Şekil 4.1. IEEE 30 baralı dağıtım şebekesi tek hat şeması [44].

4.2. Çalışmanın Amacı

Bu çalışma, DÜ sistemlerinin arıza koşulları esnasında dağıtım şebekesi üzerindeki etkisini incelemektedir. Arıza koşulları; kısa devre arızalarını, geçici olayları ve kısa süreli gerilim sarkmalarını içermektedir. Arıza koşullarına karşı bir koruma sistemi olarak kesiciler, sağlam, etkin ve hızlı anahtarlama görevi yapmaktadır. Kesicilerin etkin, hızlı anahtarlama yapması için ters zamanlı AAR kullanılmaktadır.

Ayrıca bu çalışma, fotovoltaik gibi kaynaklar için de uygulanabilir ve geçerlidir ancak sadece rüzgar türbinleri örnek olarak seçilmiştir. IEEE'nin 30 baralı bir dağıtım sistemi, değişik arıza senaryoları için PSCAD/EMTDC programı ile analiz edilmiştir.

Rüzgar türbini, nominal hız 11,3 m/s'de çalıştırılmıştır ve kanat açısı kontrolü yapılmamıştır. İstenilen güç, belirli miktarda ünite devreye alınarak sağlanmıştır.

Çalışmada, arıza analizi için ve RES'in bağlanacağı baralar, Bara 4, Bara 7, Bara 9 ve Bara 15 olarak seçilmiştir. Seçilen baraların RES yok iken AÖ akım ve gerilim değerleri elde edilip, ardından her barada sırayla faz-toprak ve üç faz-toprak arızaları gerçekleştirilmiştir. Baralardaki akım ve gerilim değerleri elde edilmiştir, baralara ait akım ve gerilim grafikleri çizdirilmiştir.

Seçilen baraların yük kapasiteleri hesaplanıp bu baralara RES'in verebileceği güç ve bu gücün 1,5 katı olacak şekilde güçler belirlenmiştir. Seçilen baraların RES var iken AÖ akım ve gerilim değerleri elde edilip, ardından her barada belirlenen iki güç değeri için faz-toprak ve üç faz-toprak arızaları gerçekleştirilmiştir. Baralardaki akım ve gerilim değerleri elde edilmiştir, baralara ait akım ve gerilim grafikleri çizdirilmiştir.

4.3. Şebekenin PSCAD/EMTDC Programı ile Modellenmesi için Açıklamalar

PSCAD/EMTDC programı (PSCAD olarak anılır), AA güç sistemleri, AG güç elektroniği sistemleri, yüksek gerilim DA iletim sistemleri, esnek AA iletim sistemleri, dağıtım sistemleri ve karmaşık denetleyicilerin simülatörüdür.

PSCAD simülasyon yazılımı ile mevcut olmayan elektrik devreleri ayrıntılı olarak temsil edebilir. Planlama, tasarlama, yeni kavramlar geliştirme, fikirleri test etme, ekipman başarısız olduğunda ne olduğunu anlama, devreye alma, şartname ve ihale dokümanlarının hazırlanması, öğretim ve araştırma konularında kullanılır.

PSCAD ile gerçekleştirilebilecek çalışmalardan bazıları şunlardır [45]:

- AA ve DA ekipmanlarının yalıtım koordinasyonu
- Geçici aşırı gerilim, geçici kurtarma gerilimi, arızalar, tekrar kapama ve ferreazonans dahil olmak üzere geleneksel güç sistemi çalışmaları
- Röle testi (dalga formları) ve akım trafosu/gerilim trafosu/kapasitör kuplajlı gerilim trafosu yanıtlarının ayrıntılı analizi ve bunların operasyon üzerindeki etkileri
- FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) cihazları, aktif filtreler, şönt kompanzasyon cihazlarını içeren güç elektroniği sistemlerini ve kontrollerini tasarlamak
- Özel güç kontrolörleri ve DÜ ile geçici aşırı gerilimler de dahil olmak üzere dağıtım sistemi tasarımı
- Güç elektroniği kullanılarak modern ulaşım sistemlerinin (gemiler, demiryolu, otomotiv) tasarımı
- Rüzgar çiftliklerinin, dizel sistemlerin ve enerji depolama sistemlerinin tasarımı, kontrol koordinasyonu ve sistem entegrasyonu
- Değişken hızlı sürücüler, tasarımı ve kontrolü
- Endüstriyel sistemler

4.3.1. Modelleme kabulleri

Şebekedeki transformatöre, yüklere, kapasitörlere ve hatlara ait kabuller bu bölümde detaylı şekilde verilmiştir.

Şekil 4.1.'de görüldüğü üzere dağıtım transformatörü şebekeden sonra gelir ve gerilim seviyesini istenilen değere getirir. (69/23 kV) Sistemde kullanılan trafoya ait veriler EK 1'de verilmiştir.

Trafonun yüksek gerilim tarafı slack baraya bağlı olduğundan, şebekenin gerilimi 69 kV olur. ($V_{f-f} = 69 \text{ kV}$) Şebekenin frekansı 50 Hz'dir. Şebeke ideal olduğundan terminal gerilimi 1,0 pu seçilir.

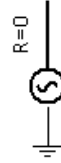
Dağıtım şebekesi, Bara 1 (slack bara) hariç 30 baradan oluşmaktadır. Baraların çoğunda yükler ve birkaç barada da kapasitörler bulunur. Yüklerin ve kapasitörlerin bulunduğu baralar ve güçleri, sırasıyla EK 2'de ve EK 3'te verilmiştir.

Son olarak, dağıtım şebekesini oluşturan hatların hangi baradan baraya olduğu ve hat parametreleri yani direnç (R) ve reaktans (X) değerleri EK 4'te verilmiştir.

4.3.2. Modellemeler

Şebekeyi temsilen ideal kaynak seçilmiştir. Üç fazlı kaynak bileşeniyle ideal kaynak gerçekleştirilebilir. ($R = 0$) Bu kaynak, Ana Kütüphanenin (Master Library) Kaynaklar (Sources) sayfasındaki üç fazlı gerilim kaynağı modelleri arasından seçilmiştir.

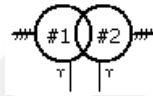
İdeal kaynağın gösterimi Şekil 4.2.'de verilmiştir:



Şekil 4.2. İdeal kaynağın gösterimi

Dağıtım transformatörü, üç fazlı, iki sargılı ve yıldız-yıldız bağlantılıdır. Bu trafo, Ana Kütüphanenin Transformatörler (Transformers) sayfasındaki üç fazlı transformatör modelleri arasından seçilmiştir.

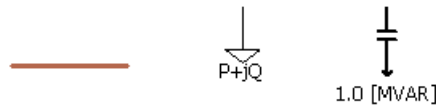
Üç fazlı iki sargılı dağıtım trafosunun (69/23 kV) gösterimi Şekil 4.3.'te verilmiştir:



Şekil 4.3. Dağıtım trafosunun (69/23 kV) gösterimi

4.3.2.1. Hat modellemeleri

Şebekedeki baralar, baralardaki yükler ve kapasitörler, Ana Kütüphanenin Pasif Elemanlar (Passive Elements) sayfasındaki bara ve yük modelleri arasından seçilmiştir. Aşağıdaki Şekil 4.4.'te sırasıyla bara, sabit yük ve kapasitör gösterimi verilmiştir:



Şekil 4.4. Bara, sabit yük ve kapasitör gösterimi (soldan sağa doğru)

Hatların R ve X değerleri bilindiğinden dolayı hat modeli olarak, Ana Kütüphanenin Pasif Elemanlar (Passive Elements) sayfasındaki pasif dal modeli seçilmiştir. Bu modelde, R (ohm), bobin (L) (H) ve kapasite (C) (μF) değerleri girilmektedir. C

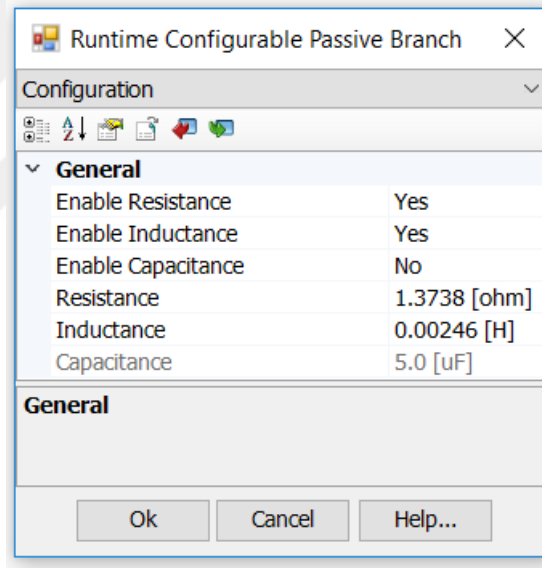
değerleri bilinmediği için model sadece RL olarak seçilmiştir. Ayrıca hatta ait X (ohm) değerleri bilindiğinden L (H) değerleri Denklem (4.1)'deki gibi bulunur:

$$X = \omega * L = 2\pi f * L \rightarrow L = \frac{X}{2\pi f} \quad (4.1)$$

Burada açısal frekans $\omega = 2\pi f$ olarak alınır. Pasif dalın gösterimi ve herhangi bir hatta ait dalın özelliklerinin bulunduğu ekran sırasıyla Şekil 4.5.'te ve Şekil 4.6.'da verilmiştir:

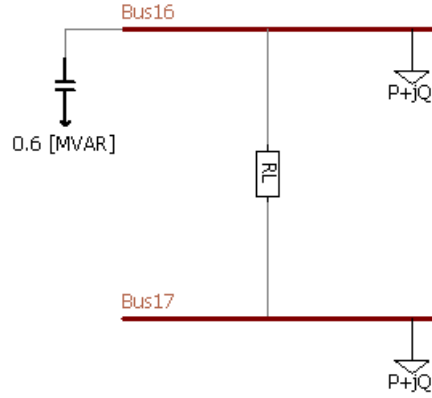


Şekil 4.5. Pasif dalın gösterimi



Şekil 4.6. Herhangi bir hatta ait dalın özellikleri

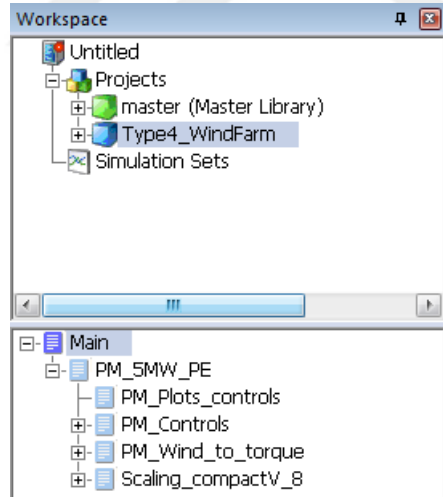
Şebekedeki dağıtım hatları, yukarıdaki gösterilen bara, yük, kapasitör ve dal modelleri ile istenilen baralarda belirlenen değerler ile oluşturulur. Örnek olarak Bara 16 ve Bara 17 arasında oluşturduğumuz hat modeli Şekil 4.7.'de verilmiştir:



Şekil 4.7. Bara 16 ve Bara 17 arası dağıtım hattı

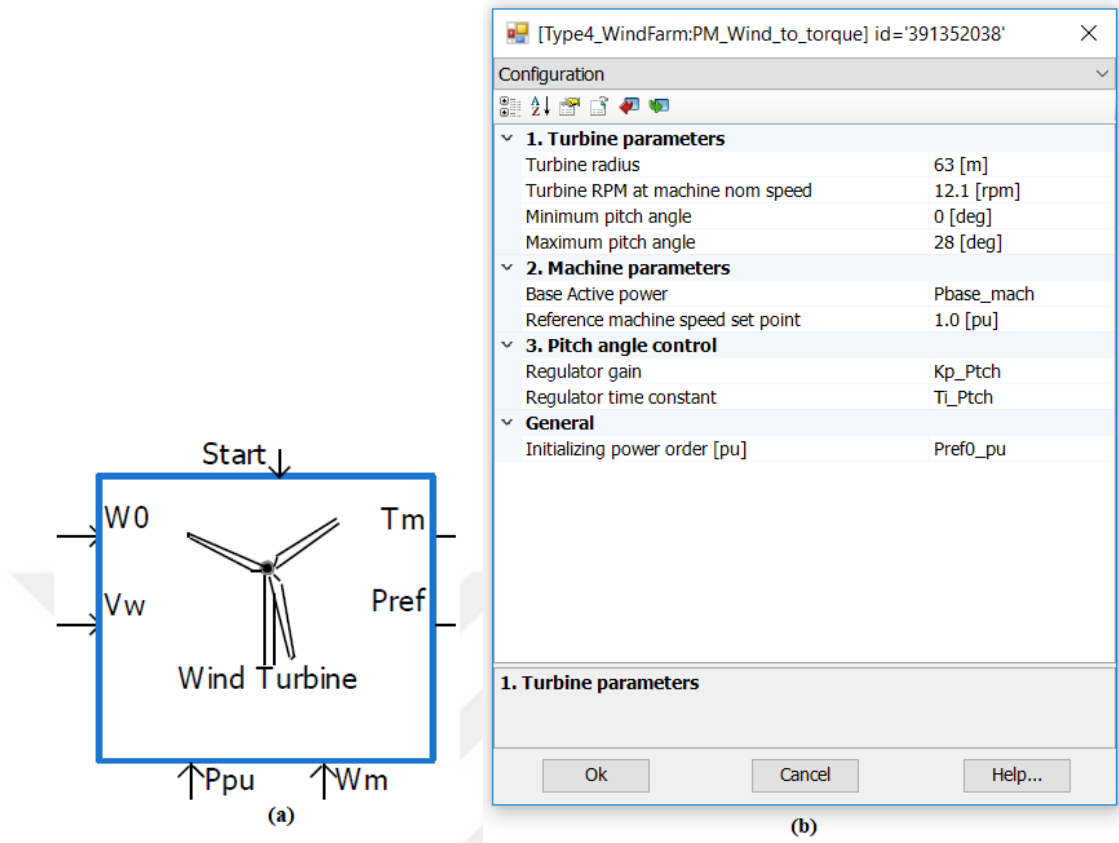
4.3.2.2. Rüzgar türbini modellemeleri

Çalışma alanı, rüzgar türbini simülasyonu adı ve simülasyondaki modüllerin hiyerarşi ağacı Şekil 4.8.’de gösterilene benzer olacaktır. Simülasyondaki modüller, neler olup bittiğini anlamak ve hiyerarşi ağacını kolayca bulmak içindir ve bu özel modüller Ana Kütüphanedeki olmayan modülleri gösterir.



Şekil 4.8. Çalışma alanı ve modüllerin hiyerarşi ağacı

Rüzgar türbini Şekil 4.9.’da gösterildiği gibi iki ayrı sistem -mekanik ve elektrik- şeklinde tanımlanmaktadır. Mekanik sistem, mevcut maksimum gücü rüzgardan alır ve mekanik tork verir. Elektrik sistemi, mekanik torku elektriğe ve dolayısıyla elektrik enerjisine dönüştürür. Mekanik ve elektrik sistemleri arasındaki arayüz,



Şekil 4.10. Rüzgar türbini modeli: (a) bileşen ve (b) parametreler

Aşağıdaki Tablo 4.1.'de rüzgar türbini bileşeninin giriş ve çıkış parametreleri açıklanmaktadır:

Tablo 4.1. Rüzgar türbini modelinin giriş/çıkış sinyalleri

Girişler	
Sembol	Tanımlama
Start	Şebekeye SM makine bağlı olduğunda bu sinyal ile rüzgar türbini çalışır
W0	SM makinenin ilk mekanik hızı [pu]
Vw	Rüzgar hızı [m/s]
Wm	SM makinenin ölçülen mekanik hızı [pu]
Ppu	SM makinenin ölçülen mekanik gücü [pu]
Çıkışlar	
Tm	Rüzgar türbininin mekanik çıkış torku [pu]
Pref	Rüzgar türbininin mekanik çıkış gücü [pu]

Rüzgar enerjisinden elde edilen rüzgar türbininin mekanik gücü, Denklem (4.2)'ye göre hesaplanabilir [46]:

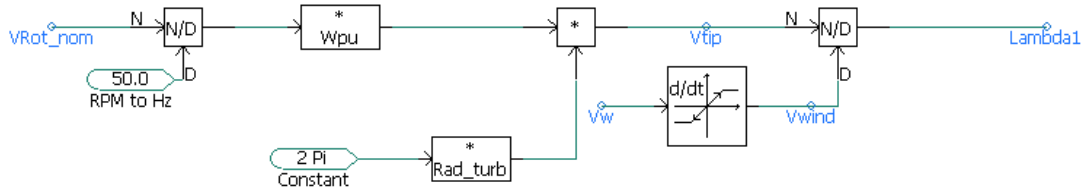
$$P_{mek} = \frac{\rho}{2} * A_r * V_w^3 * C_p(\lambda, \theta) \quad (4.2)$$

C_p , genellikle üretici tarafından λ ile θ parametrelerini içeren bir eğri kümesi olarak sağlanan rüzgar türbini karakteristiğidir.

Kararlı hal koşullarında, kanat ucu hızı oranının tanımı şu şekilde verilir:

$$\lambda = \frac{W_{turb} * R}{V_w} = \frac{2\pi * n_{turb} * R}{V_w} \quad (4.3)$$

Denklem (4.3)'ün PSCAD uygulaması Şekil 4.11.'de gösterilmiştir:

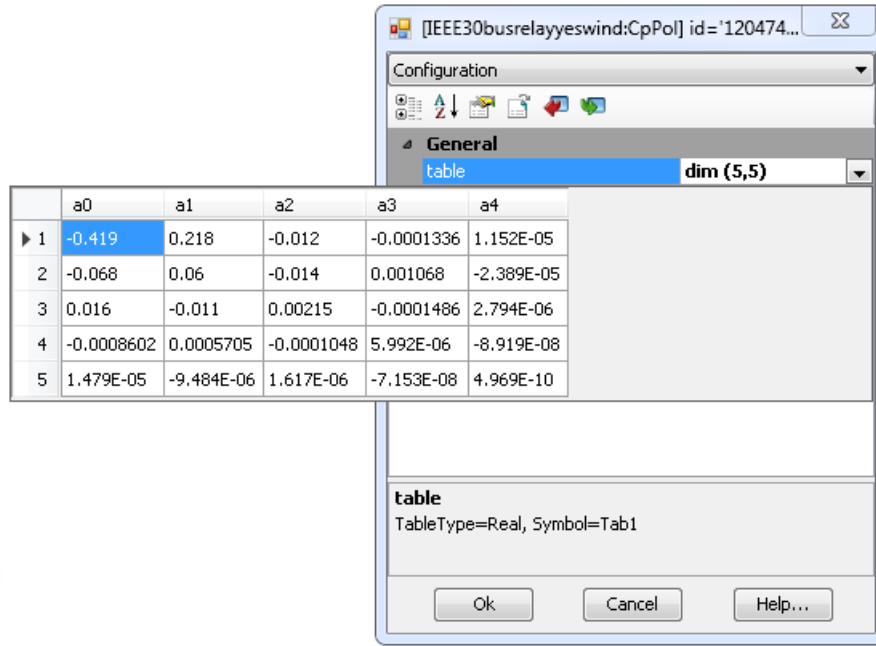


Şekil 4.11. Kanat ucu hızı oranı hesaplaması

Bu örnekte kullanılan güç katsayısının hesaplanması [47]'de sağlanan C_p eğrilerini takip eder. C_p hesaplaması, Denklem (4.4)'ün dördüncü dereceden bir polinomu cinsinden verilmiştir:

$$C_p(\lambda, \theta) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 (a_{i,j} \cdot \theta_i \cdot \lambda_i) \quad (4.4)$$

Eğri, $3 < \lambda < 15$ ve $-0,05$ ile sınırlı negatif C_p değerleri için iyi bir yaklaşım sağlar. $a_{i,j}$, Şekil 4.12.'de gösterildiği gibi 25 katsayı kullanılarak 5x5 matris olarak temsil edilebilir.



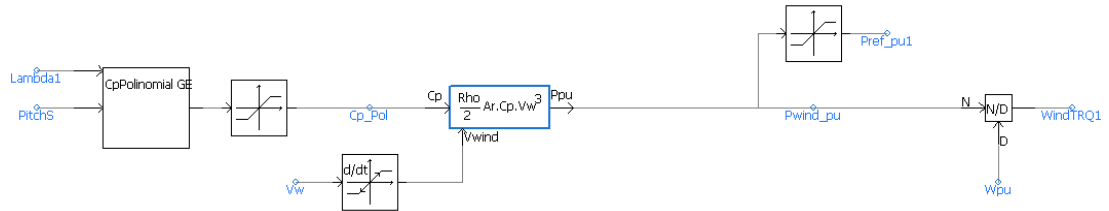
	a0	a1	a2	a3	a4
1	-0.419	0.218	-0.012	-0.0001336	1.152E-05
2	-0.068	0.06	-0.014	0.001068	-2.389E-05
3	0.016	-0.011	0.00215	-0.0001486	2.794E-06
4	-0.0008602	0.0005705	-0.0001048	5.992E-06	-8.919E-08
5	1.479E-05	-9.484E-06	1.617E-06	-7.153E-08	4.969E-10

table
TableType=Real, Symbol=Tab1

Ok Cancel Help...

Şekil 4.12. C_p polinomu fonksiyonu modeli için 5x5'lik matris

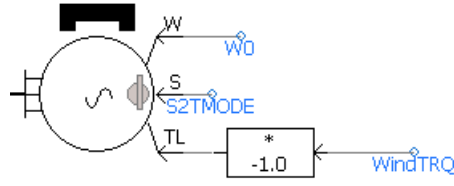
Rüzgar enerjisinden elde edilen rüzgar türbininin mekanik gücü ve torku, Şekil 4.13.'te gösterilen model ile hesaplanmıştır:



Şekil 4.13. Mekanik rüzgar torku ve hesaplaması

Rüzgar türbininin elektrik kısmı, SM makine ve AA-DA-AA dönüştürücüsünden oluşmaktadır.

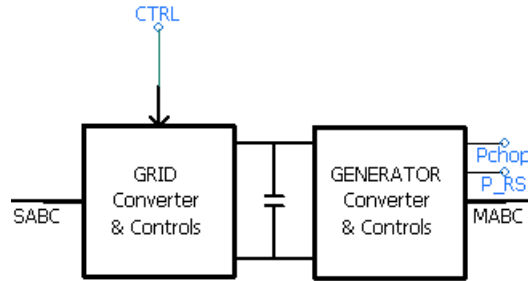
SM makine, 'S' girişi 1 olarak ayarlandığında hız kontrol modunda çalışır. 'W' girişinde, makinenin hızı önceden seçilmiş W_0 değerine ayarlanır. İdeal olarak bu hız, 1,2 pu olan son sabit durumlu dönme hızına yakın olarak ayarlanmalıdır. SM makine, şebeke ile senkronize edildiğinde 'S' 0 olur ve makine tork kontrol modunda çalışır. Şekil 4.14.'te SM makine gösterilmiştir ve makineye ait terminallerin açıklamaları aşağıda verilmiştir:



Şekil 4.14. SM makine bileşenleri

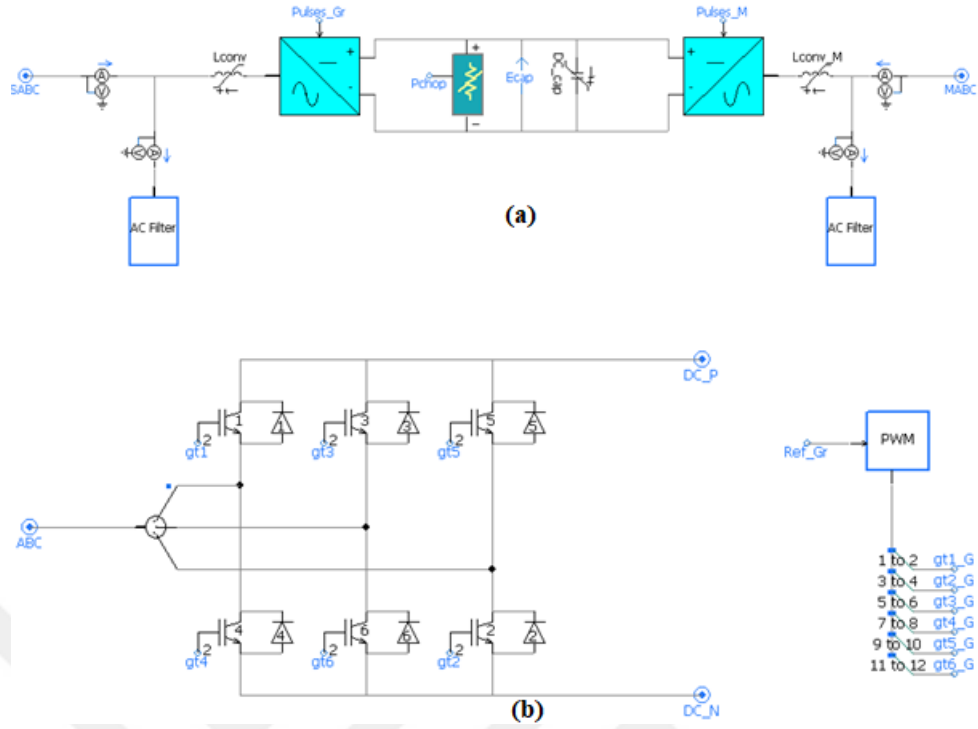
- W: Hız girişi (pu). Makine hız kontrol modundayken W_0 hızında çalışır.
- S: Hız kontrol modunu (1) veya tork kontrol modunu (0) seçmek için bir anahtar.
- TL: Tork girişi (pu). Makine tork kontrol modundaysa, makine hızını atalet ve sönüm katsayısına, giriş ve çıkış momentlerine göre hesaplar.

AA-DA-AA dönüştürücüsü Şekil 4.15.'te gösterilmiştir. Bu dönüştürücü, makine tarafı dönüştürücüsü ve kontrolü, şebeke tarafı dönüştürücüsü ve kontrolü ve DA bağlantı sisteminden oluşur. Ayrıca dönüştürücü, DA bağlantı kısıyıcısı ve alçak geçiren filtrelerden oluşur. AA-DA-AA dönüştürücüsüne ait parametreler Şekil 4.15.'teki bileşene sağ tıklayıp 'Parametreleri Düzenle' seçildikten sonra görülür.



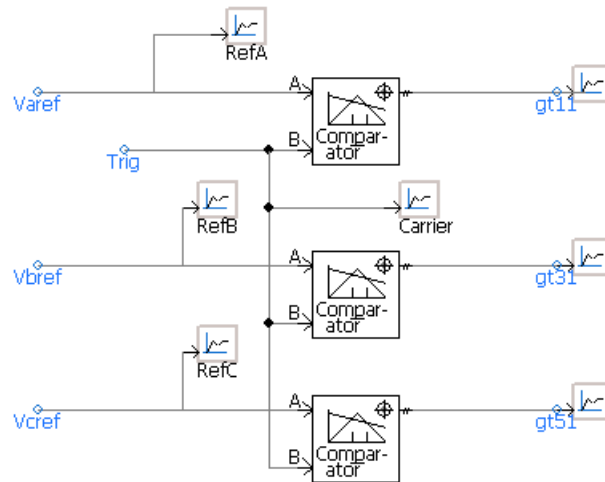
Şekil 4.15. AA-DA-AA dönüştürücüsünün genel görünümü

Dönüştürücü modeli, hem şebeke hem de makine tarafı için iki seviyeli dönüştürücülerden oluşur ve Şekil 4.16.'da gösterildiği gibi IGBT yarı iletken anahtarlarına dayalı olarak geliştirilmiştir.



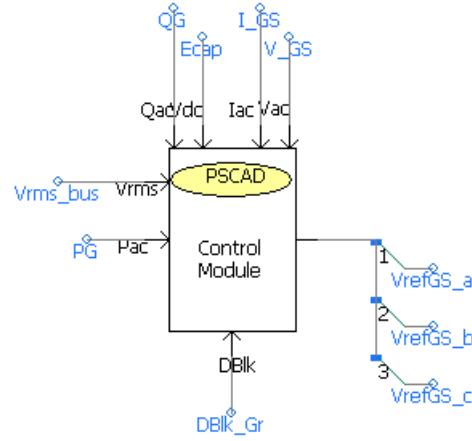
Şekil 4.16. Dönüştürücü detaylı model: a) AA-DA-AA dönüştürücü b) hem şebeke hem de makine tarafı için kullanılan iki seviyeli dönüştürücü (gösterilen şebeke tarafı)

Bu dönüştürücülerde üç fazlı referans gerilimleri, Şekil 4.17.'de gösterilen PWM üretim tekniği ile sinüzoidal sinyal kullanılarak üretilir. Ortalama modelde üç fazlı referans gerilimleri, güç elektroniği dönüştürücülerinin yerini alan üç dizi kontrollü gerilim kaynağı (faz başına bir) tarafından doğrudan kullanılır. Böylece, doğru anahtarlama geçişleri elde etmek için daha düşük simülasyon zamanı adımı gereklidir.



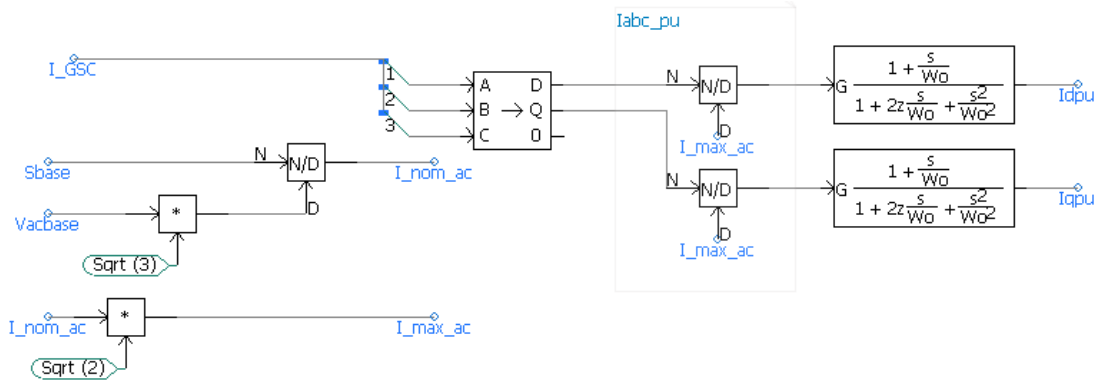
Şekil 4.17. Sinüzoidal PWM sinyal üretici

Şekil 4.18.'de gösterilen şebeke tarafı kontrolü, DA bara gerilimini (E_{cap}) ve reaktif gücü (Q) düzenler. Reaktif güç kontrolü için referans, sıfıra ayarlanır.

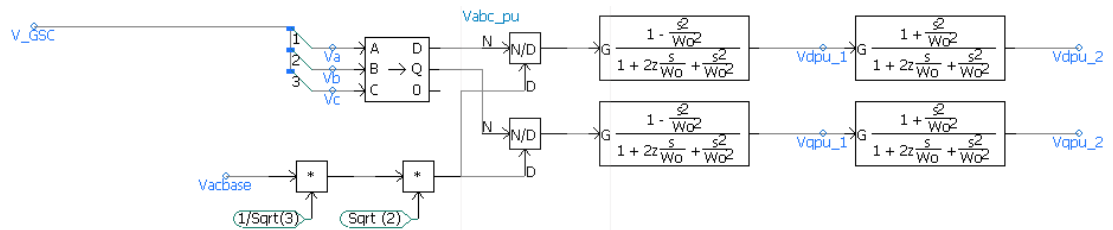


Şekil 4.18. Şebeke tarafı kontrol bileşeni

Birim başına (pu) akım ve gerilim ölçümleri ve dönüşümü, sırasıyla Şekil 4.19. ve Şekil 4.20.'de gösterilmektedir. Güç elektroniği dönüştürücüsünün yüksek frekanslı harmoniklerinin bazılarını filtreleyerek, dq niceliklerinin kalitesini arttırmak için 540 Hz karakteristik frekanslı alçak geçiren filtreler eklenmiştir.



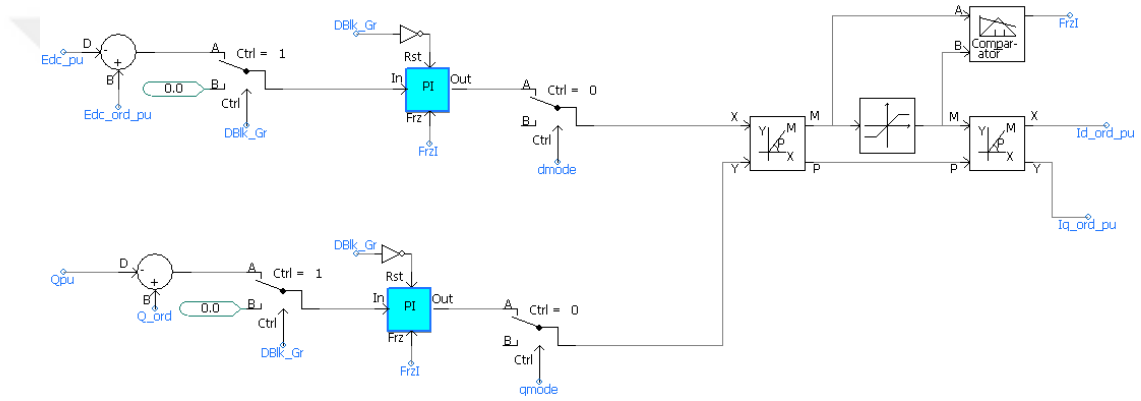
Şekil 4.19. pu akım ve abc/dq0 eksenleri dönüşümü



Şekil 4.20. pu gerilim ve abc/dq0 eksenleri dönüşümü

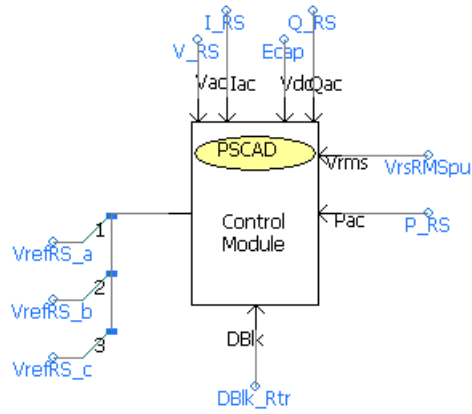
Şebeke tarafı dönüştürücüsü kontrolleri ve maksimum konvertör akımları için temel nicelikler, anma gücüne (S_{base}) ve anma gerilimine (V_{acbase} , faz-faz, rms) bağlı olarak hesaplanır.

DA bara gerilimi ve reaktif güç kontrolleri Şekil 4.21.'de gösterilmektedir. Bu kontrolörler, sırasıyla ayrıştırılmış kontrol için d-ekseni ve q-ekseni akım düzenlerini (yani $I_{d_ord_pu}$ ve $I_{q_ord_pu}$) meydana getirmektedir. Normalde bu dönüştürücü, nominal gerilimde AA sisteminden hiçbir reaktif gücün iletilmemesi veya çekilmemesi için çalıştırılır ($Q = 0,0$).



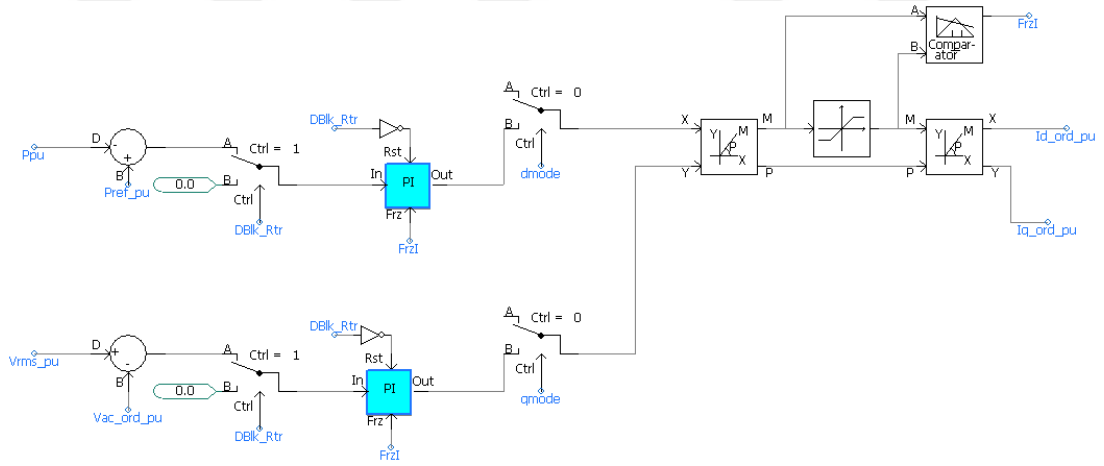
Şekil 4.21. DA gerilim ve reaktif güç kontrolörleri

Şekil 4.22.'de gösterilen ayrıştırılmış akım kontrolleri, konvertör referans gerilimlerini yani v_{dref} ve v_{qref} 'yi üretmek için kullanılmaktadır. d ve q çerçevelerini ayırtmak için (yani birbirlerine etkilerini azaltmak için) $I_{qpu} * w_{Lpu}$ ve $I_{dpu} * w_{Lpu}$ terimleri çıkarılır ve sırasıyla d ve q çerçevesine eklenir.



Şekil 4.24. Makine tarafı kontrol bileşeni

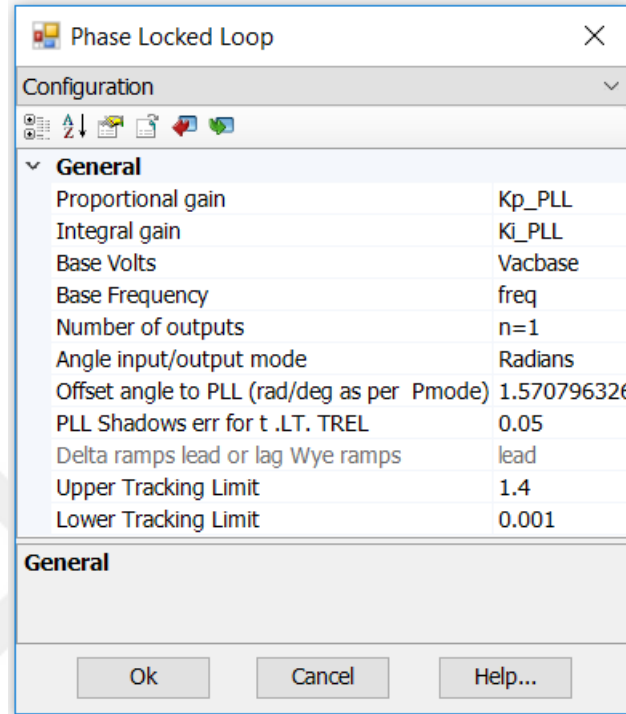
Bu kontrolörde basitlik için rotor açısı, hava aralığındaki d-ekseni akısının, statorun dönen akısının d-ekseni ile hizalanacağı bir şekilde yerleştirildiği varsayılırken, q-ekseni akısı, stator dönen akısının q-ekseni ile hizalanır. Böylece I_d bileşeni aktif güç (veya tork) oluşumuna katkıda bulunurken, I_q bileşeni reaktif güç (AA gerilim) üretimine katkıda bulunur. Aktif güç ve AA gerilimi kontrolleri Şekil 4.25.'te gösterilmiştir.



Şekil 4.25. Aktif güç ve AA gerilimi kontrolörleri

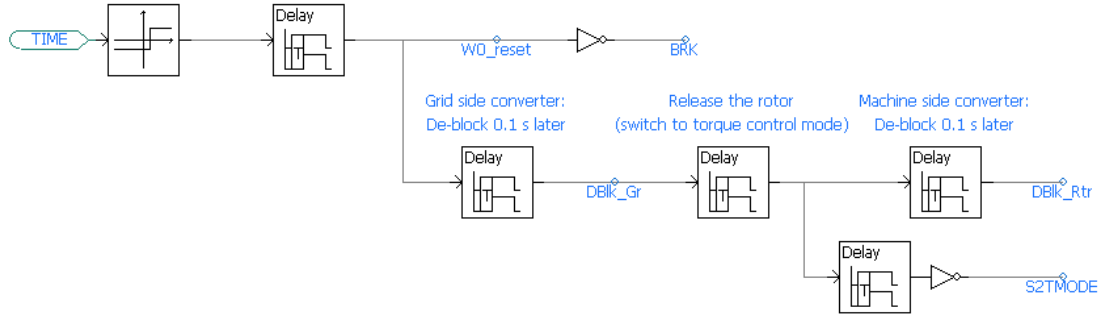
Rotor akımının d ve q bileşenlerini elde etmek için, stator akısı ve rotor konumu (kayma açısı) arasındaki nispi farkı belirlemek gerekir. Dönen akının konumu, faz kilitleme devresi (PLL) kontrolörü ile elde edilir. PLL kontrolörüne ait parametreler Şekil 4.26.'da gösterilmektedir. Offset açısı, statorun dönen akısının d-ekseni ile hava boşluğundaki rotorun d-ekseni akısını hizalamak için 1,57 radyan (+90 derece)

değerine eşit olarak seçilir ve q-ekseni akısı, stator dönen akısının q-ekseni ile hizalanmıştır.



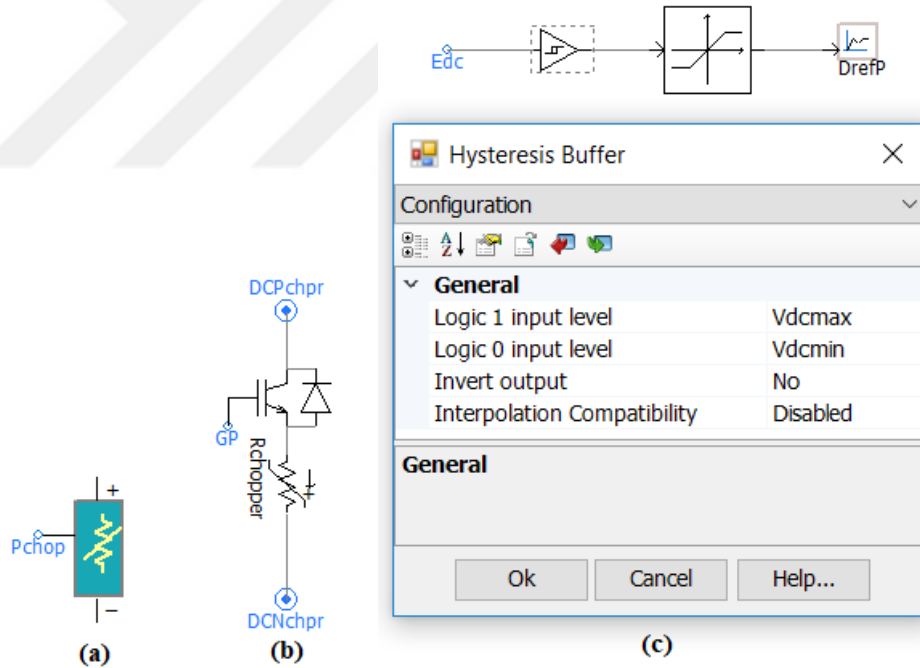
Şekil 4.26. Makine tarafı PLL parametreleri

Elektriksel sistemin başlatma dizisi, rüzgar generatörü ile kolektör gerilim seviyesindeki AA sistemine (normalde 23 kV) bağlanan AA kesicisinin kapatılmasıyla tetiklenir. Debloke edilecek ilk dönüştürücü, şebeke tarafı dönüştürücüsüdür. Bu dönüştürücü DA gerilim kontrolünde çalışır. DA gerilimi elde edildikten sonra, makine tarafındaki dönüştürücü debloke edilir. Bu dönüştürücünün bu aşamadaki işlevi, makinenin rotor sargılarına akım enjekte etmektir, böylece 0,69 kV barasında şebeke tarafındaki AA gerilimi ile eşleşen bir AA gerilimi oluşturulur. Bu noktada makine tarafı dönüştürücüsü, kontrol modunu P ve Q kontrol moduna değiştirir ve makine, mekanik gücü şebekeye aktarmaya başlamaya hazırdır. Başlama dizisinin uygulaması Şekil 4.27.'de sunulmuştur.



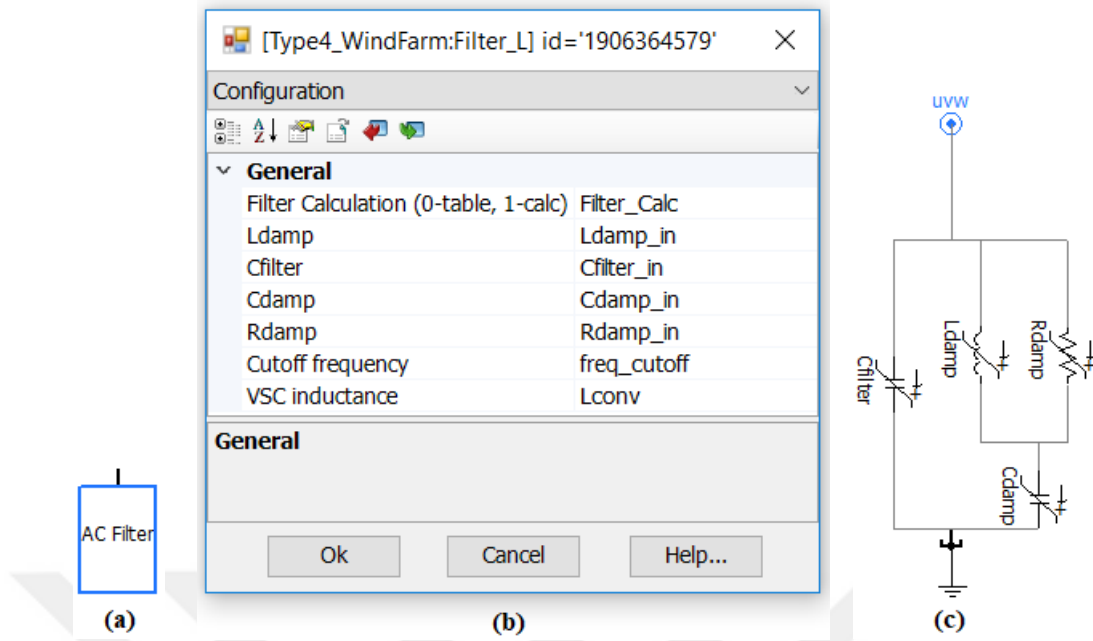
Şekil 4.27. Başlama için uygulamalı mantık

DA bağlantı kondansatöründe aşırı gerilimi önlemek için arıza koşulu sırasında daha fazla koruma gereklidir. Bu koruma, aşırı gerilimi yayan IGBT kontrollü direnç olan DA bağlantı kıyıcısı tarafından sağlanır. Kıyıcıya ateşleme sinyali vermek için bir gerilim histerezis kontrolörü kullanılır. DA bağlantı kıyıcısının mantığı Şekil 4.28.'de gösterilmiştir.



Şekil 4.28. DA bağlantı kıyıcısı: a) bileşeni b) elektrik devresi c) histerezis kontrolörü

Güç elektroniği dönüştürücüleri önemli miktarda harmonik üretir. Şebeke üzerinde harmoniklerin etkisini en aza indirmek için alçak geçiren filtre yapısı kullanılır. Filtrenin yapısı Şekil 4.29.'da gösterilmektedir.



Şekil 4.29. AA filtre: a) AA filtre bileşeni b) parametreleri c) devresi

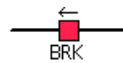
4.3.2.3. Koruma modellemeleri

Şekil 4.1.'de görülen dağıtım şebekesinin seçilen baralarında gerçekleştirilen arızalar esnasında sistemi koruma görevi için ters zamanlı AAR ve kesiciler kullanılır.

Kesiciler, verilen iki değer arasındaki dal direncini değiştiren basit anahtar modelleri olarak sınıflandırılır. Bir giriş sinyaliyle kontrol edilir (varsayılan BRK'dir).

Kesici açık ve kapalı dirençleri sadece çalışma durumu sırasında dinamik olarak değiştirilemezler. Gerçek kesicilerde meydana gelebilecek doğrusal olmayan ark karakteristikleri, bu bileşenlerde modellenmemiştir.

Arıza esnasında açma yapan ve arıza bittikten belirli bir süre sonra kapama yapan üç fazlı kesiciler, dağıtım şebekesinde belirlenen baralardan sonra tanımlanmıştır. Bu üç fazlı kesicilerin PSCAD tek faz gösterimi Şekil 4.30.'da verilmiştir.



Şekil 4.30. Kesici tek faz gösterimi

Ters zamanlı AAR, mevcut $F(I)$ fonksiyonunu zamana göre entegre ederek, ters zaman-akım karakteristiği üreten, akımla çalışan bir röledir. $F(I)$ fonksiyonu, başlatma akımı (pickup current) olarak adlandırılan önceden belirlenmiş bir giriş akımının altında negatiftir, üzerinde pozitiftir. Bu nedenle başlatma akımı, entegrasyonun pozitif olarak başladığı akımdır ve röle önceden belirlenmiş pozitif değerine ulaştığında 1 çıkışı üretir.

Zaman skalası, açma çıkışının harekete geçirildiği integralin değerini belirleyen ve dolayısıyla rölenin ürettiği zaman-akım karakteristiğinin zaman ölçeğini kontrol eder.

Denklem (4.5) ve Denklem (4.6), ters zamanlı aşırı akım eğrisinin sıfırlama ve başlatma zamanını tanımlar. Sabitler bu denklemlere uygulanarak karakteristik bir eğri, doğru şekilde tanımlanabilir.

$0 < M < 1$ için:

$$t(I) = \left(\frac{t_r}{M^2 - 1} \right) \quad (4.5)$$

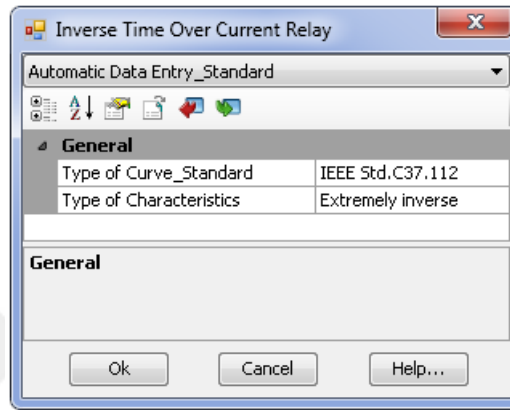
$M > 1$ için:

$$t(I) = \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) \quad (4.6)$$

AAR'nin zaman skalası, rölenin karakteristiğinin belirlenen bir akımda önceden belirlenmiş bir açma süresine ayarlanmasına izin veren bir kontroldür. Zaman skalası, genellikle 15 ile 1 zaman ayar aralığına izin verir. Karakteristik denklemler (4.5) ve (4.6)'da sabitler A, B ve t_r , zaman skalası ile orantılı olarak değişir.

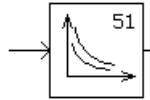
EK 5'te verilen sabitler ve üsler, Denklem (4.5) ve Denklem (4.6)'da kullanıldığında ters, çok ters ve aşırı ters açma karakteristiklerinin şeklini tanımlar. t_r sabiti Denklem (4.5)'de kullanıldığında, isteğe bağlı sıfırlama karakteristiğini tanımlar. Bu sabitler, zaman skalası aralığının ortasına yakın eğriyi tanımlar.

Gerçekleştirilen simülasyonlarda IEEE standardına ait aşırı ters zamanlı AAR kullanılmıştır. Bu röleyi PSCAD programında, Şekil 4.32.'de görülen ters zamanlı AAR bileşeninin üzerine sağ tıklayıp 'Parametreleri Düzenle' seçildikten sonra açılan ekrandan 'Otomatik Veri Girişi Standardı' seçilerek bu ekrandan gerekli seçimler yapılır. Bu seçim ekranı Şekil 4.31.'de gösterilirken, röleye ait karakteristik eğriler EK 6'da gösterilmiştir.

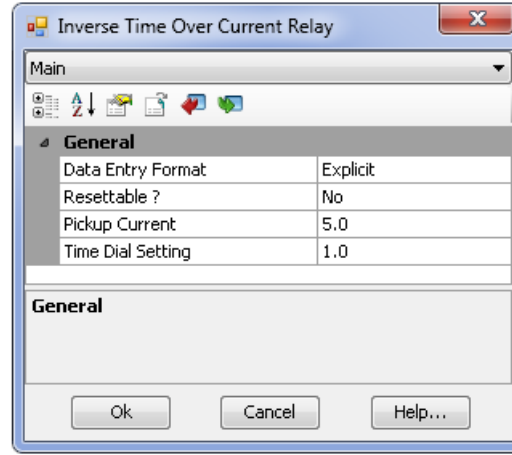


Şekil 4.31. Ters zamanlı aşırı akım rölesine ait eğri standardı ve karakteristiği seçim ekranı

$F(I)$, giriş akımı başlatma akımından daha yüksek olduğunda açma ve giriş akımı başlatma akımından daha az olduğunda sıfırlama fonksiyonu olarak tanımlanır. Şekil 4.32.'de gösterilen ters zamanlı AAR bileşenin girişi ölçülen bir akım sinyalıdır (pu veya kA olabilir). Ayrıca, röleye ait ana parametrelerin seçildiği ekran Şekil 4.33.'te gösterilmiştir.

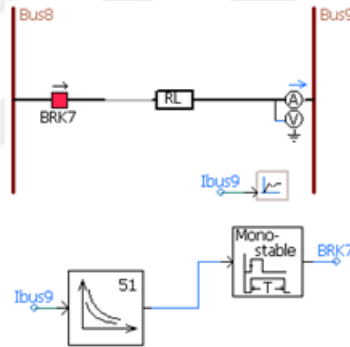


Şekil 4.32. Ters zamanlı aşırı akım rölesi bileşeni



Şekil 4.33. Ters zamanlı aşırım akım rölesi ana parametre seçim ekranı

Son olarak uygulamaları yaparken rölenin ve kesicinin, oluşturulan modelden örnek bir dağıtım hattında nasıl birbirleriyle uyumlu kullanıldığı Şekil 4.34.'te gösterilmiştir:



Şekil 4.34. Bara 8 ve Bara 9 arası örnek koruma modellemesi

BÖLÜM 5. PSCAD/EMTDC SİMÜLASYON SONUÇLARI

5.1. Rüzgar Türbinsiz Dağıtım Sisteminin Simülasyon Sonuçları

Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ akım değerleri (kA-rms) elde edilmiştir. Gerçekleştirilen arızalar sonucu hat boyunca akan akım genlikleri kaydedilmiştir. Elde edilen tüm akım değerleri Tablo 5.1.'de verilmiştir:

Tablo 5.1. Her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı

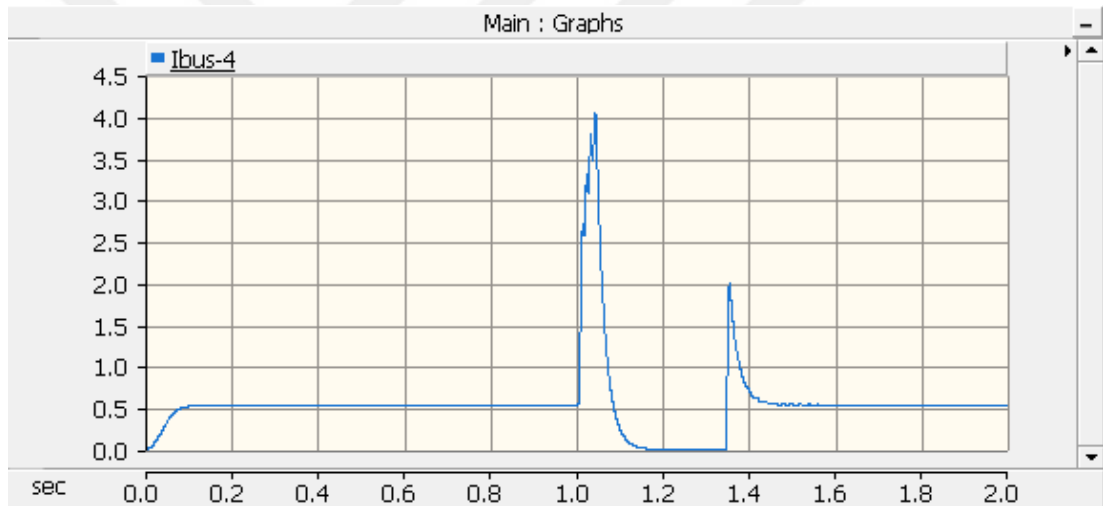
Arıza Yeri	Arıza Tipi	Hat boyunca akan akım (kA-rms)				Arıza öncesi akım (kA-rms)
		Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	4,047	0,2197	0,149	0,0259	0,532
	FFFT	6,32	0,106	0,07	0,0116	
Bara-7	FT	1,5	1,34	0,1457	0,0252	0,256
	FFFT	2,312	2,12	0,065	0,01	
Bara-9	FT	1,0858	0,8813	0,8425	0,0244	0,174
	FFFT	1,61	1,389	1,35	0,01	
Bara-15	FT	0,693	0,4412	0,376	0,301	0,0304
	FFFT	0,845	0,59	0,5225	0,439	

Tablo 5.1.'deki akım değerleri yorumlandığında aşağıdaki genel sonuçlara ulaşılır. Bu ulaşılan sonuçlar, rüzgar türbinli sistemin simülasyon sonuçları için de geçerlidir.

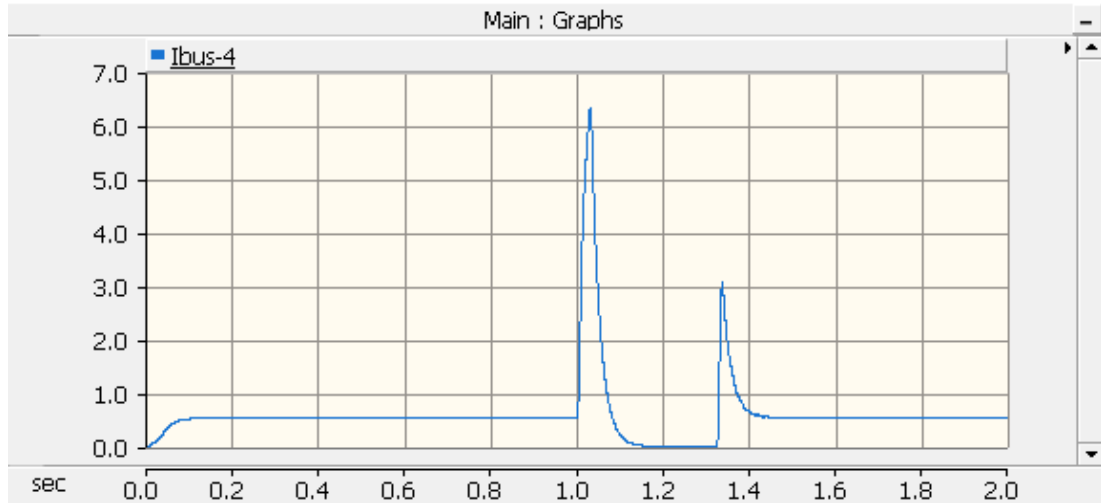
- AÖ akım değerleri, dağıtım hatlarından dolayı şebeke tarafından uzaklaştıkça azalmaktadır.

- Faz-toprak/üç faz-toprak (FT/FFFT) arızaları esnasında, arızalı baradaki akım değeri, AÖ akan akım değerinden 5 ile 15 kat arasında daha büyüktür. Ayrıca her arızalı baranın FFFT arıza akımı değeri, FT arıza akımı değerinden büyüktür.
- Sistemde ters zamanlı AAR karakteristiği kullanıldığından, Şekil 5.3. ve Şekil 5.4.'ten görüldüğü gibi, FFFT arıza akımı, FT arıza akımından büyük olduğu için kesici daha kısa sürede açma yapmıştır. (Kesici, açtıktan sonra 0,3 s açık durumda kalmıştır ve tekrar kapanmıştır.)

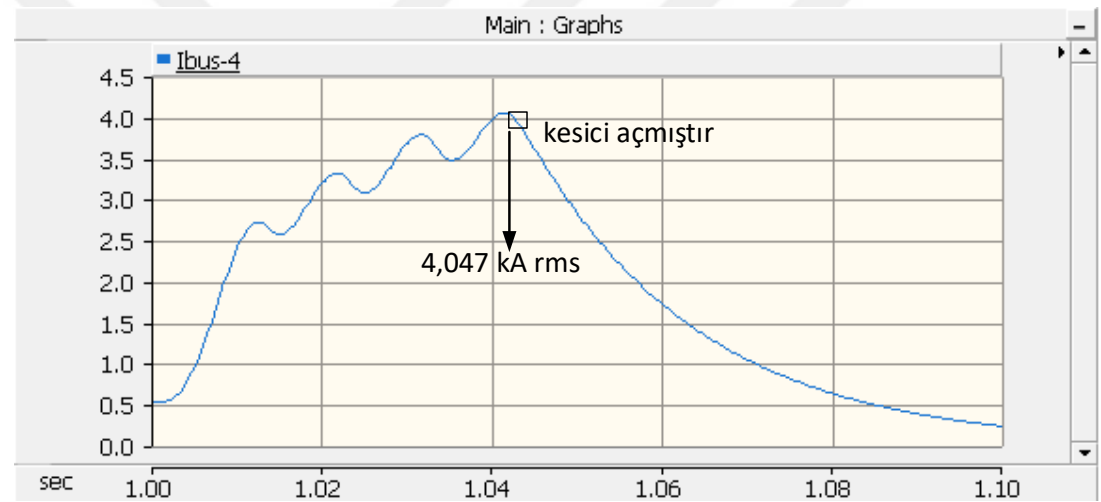
Örneğin, Bara 4'te FT ve FFFT arızaları 1,0-1,1s aralığında meydana geldiğinde, Bara 4'ün arıza akımı grafikleri sırayla Şekil 5.1. ve Şekil 5.2.'de gösterilmiştir.



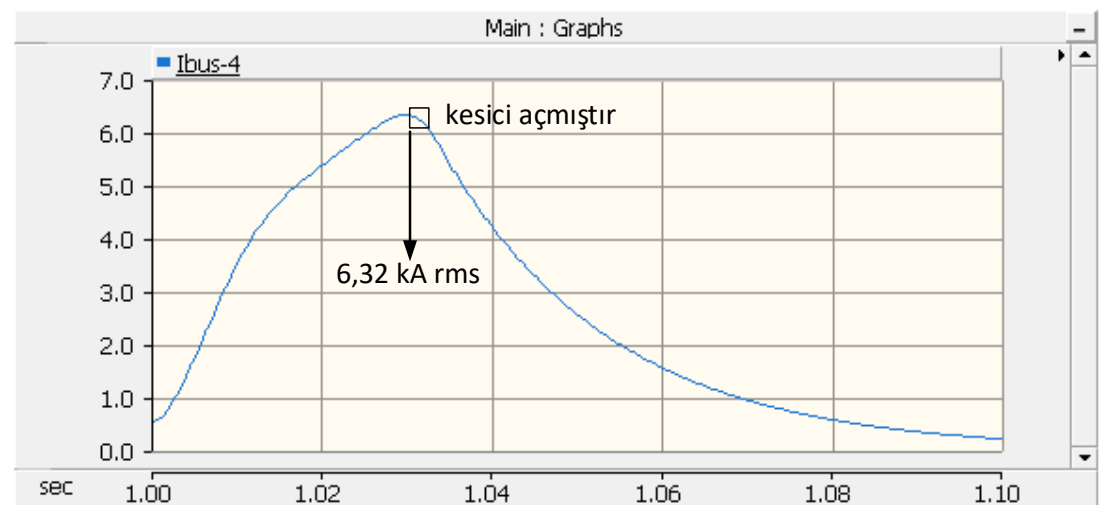
Şekil 5.1. Bara 4'ün FT arıza akımı grafiği



Şekil 5.2. Bara 4'ün FFT arıza akımı grafiği



Şekil 5.3. Bara 4'ün FT arıza esnası akımı grafiği



Şekil 5.4. Bara 4'ün FFT arıza esnası akımı grafiği

Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ gerilim değerleri (pu) elde edilmiştir. Gerçekleştirilen arızalar sonucu, arızalı baranın ve diğer baraların gerilim değerleri kaydedilmiştir. Elde edilen tüm AÖ ve arıza esnası (AE) gerilim değerleri Tablo 5.2.'de verilmiştir:

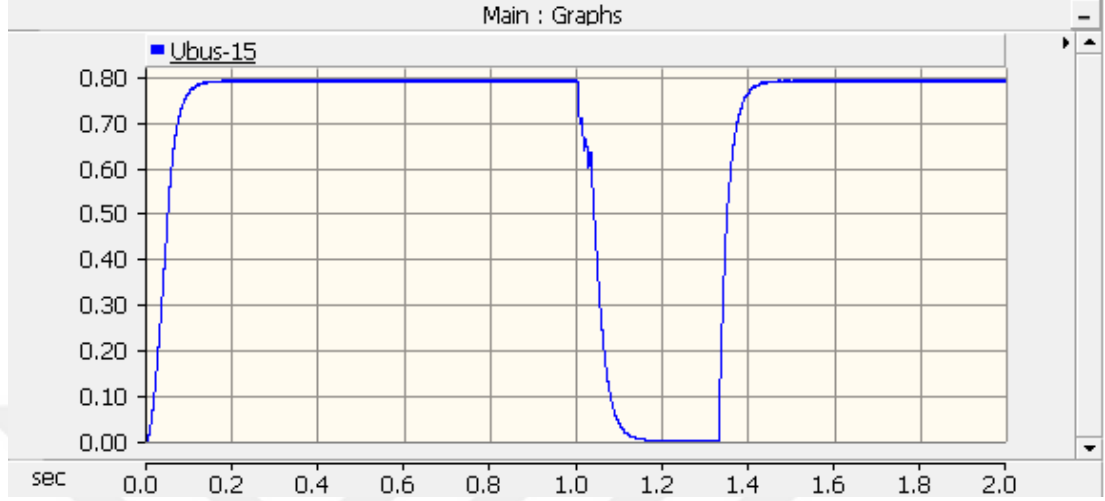
Tablo 5.2. Her bir baranın arıza gerilimi ve arıza öncesi gerilim değerleri

Arıza Yeri	Arıza Tipi	Her bir baradaki gerilim (pu)				Arıza öncesi gerilim (pu)
		Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	0,746	0,689	0,658	0,614	0,955
	FFFT	0,221	0,2156	0,2134	0,21	
Bara-7	FT	0,8816	0,6636	0,6336	0,591	0,8827
	FFFT	0,7538	0,115	0,118	0,123	
Bara-9	FT	0,91	0,724	0,59	0,551	0,8432
	FFFT	0,8356	0,443	0,0942	0,101	
Bara-15	FT	0,942	0,83	0,758	0,6317	0,787
	FFFT	0,92	0,7543	0,6355	0,257	

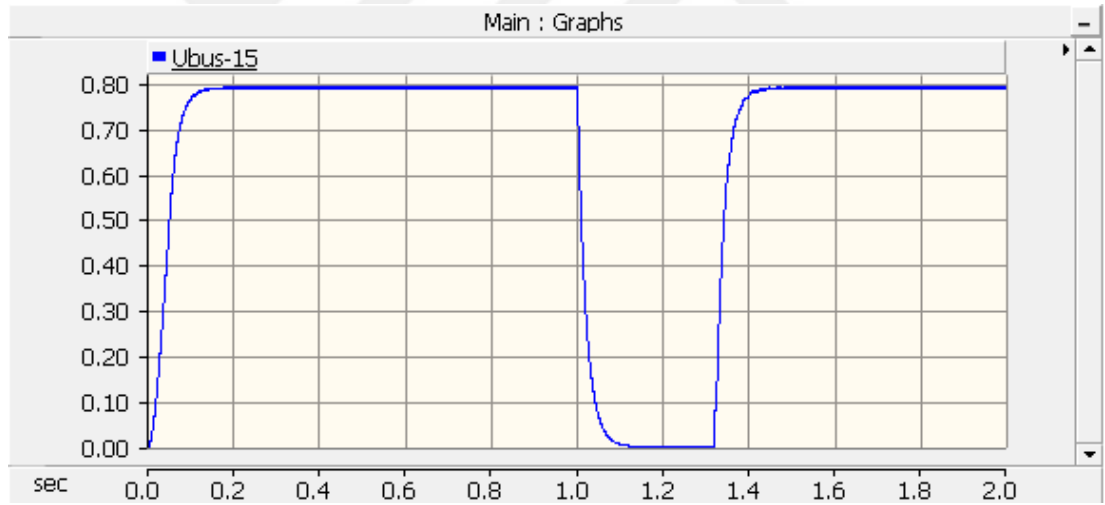
Tablo 5.2.'deki gerilim değerleri yorumlandığında aşağıdaki genel sonuçlara ulaşılır. Bu ulaşılan sonuçlar, rüzgar türbinli sistemin simülasyon sonuçları için de geçerlidir.

- Şebekenin gerilimi 1,0 pu olarak kabul edilir. Şebekeden sonraki baralarda dağıtım hatlarından dolayı gerilim düşümü olur. Bundan dolayı AÖ gerilim değeri en büyük bara, şebekeye yakın Bara 4'tür.
- Her bir baranın AÖ ve arıza sonrası (AS) gerilim değerleri yaklaşık olarak aynıdır.
- Her bir baranın FFFT arızasındaki gerilim düşümü, FT arızasındaki gerilim düşümünden büyüktür. Ayrıca AE'de, arızalı baradaki gerilim düşümü, diğer baraların gerilim düşümünden daha büyüktür.

Örneğin, Bara 15'te FT ve FFFT arızaları 1,0-1,1s aralığında meydana geldiğinde, Bara 15'in arıza gerilimi grafikleri sırayla Şekil 5.5. ve Şekil 5.6.'da gösterilmiştir.



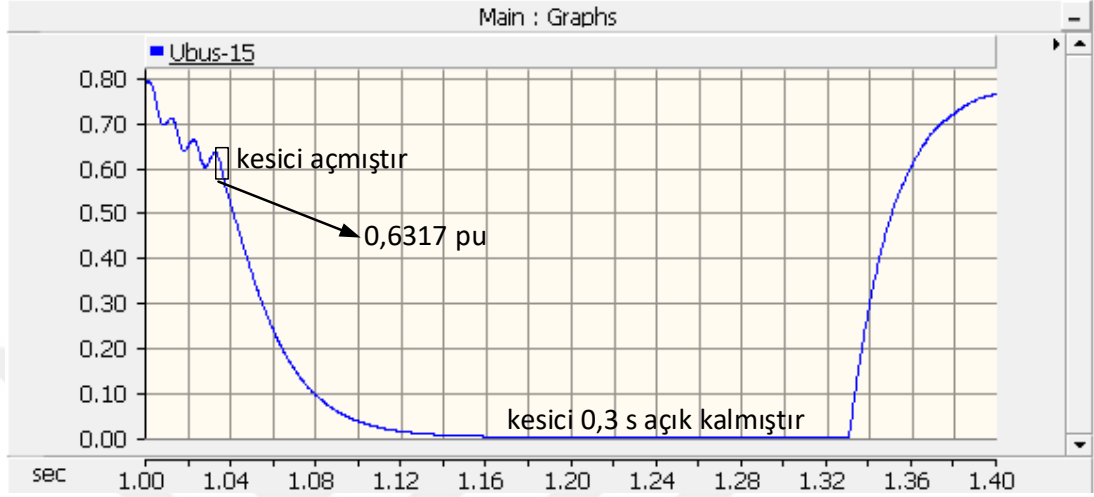
Şekil 5.5. Bara 15'in FT arıza gerilimi grafiği



Şekil 5.6. Bara 15'in FFFT arıza gerilimi grafiği

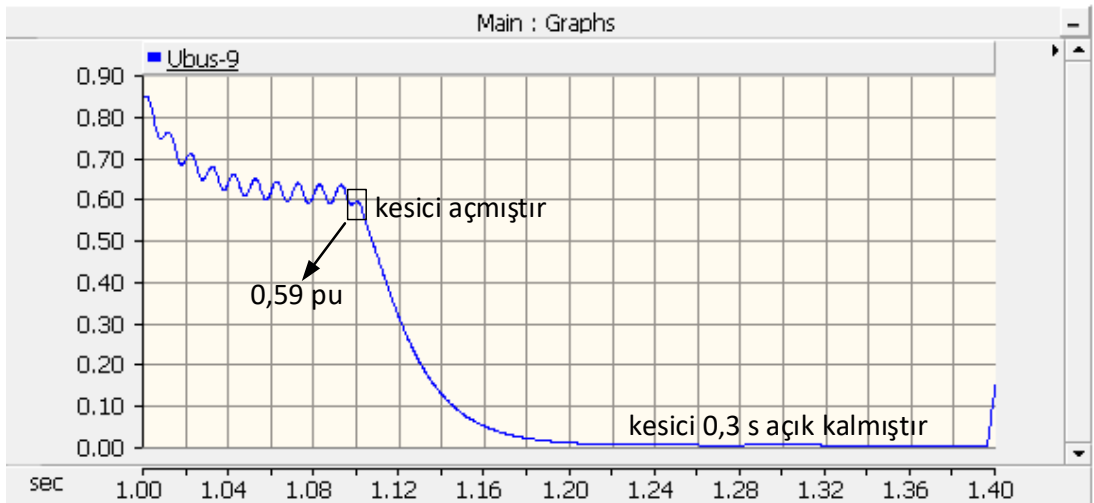
Bara 15, sistemde şebekeye göre bölgesel olarak uzakta kaldığı için bulunduğu dağıtım hattının akımı düşük değerdedir. Röle başlatma akımı, hat akımına göre ayarlandığından hat akımı düşükse başlatma akımı da düşüktür. Röle başlatma akımı düşük olduğundan ve AE'de, arıza akımının bu değere erken ulaşmasından dolayı röle arızayı daha çabuk algılamıştır ve kesici açma yapmıştır.

Böylece, seçilen baralarda gerçekleştirilen FT arızaları arasında en düşük gerilim düşümü Bara 15'tedir. ($0,787 pu - 0,6317 pu = 0,1553 pu$) Anlatılan bu durum Şekil 5.7.'de gösterilmiştir.



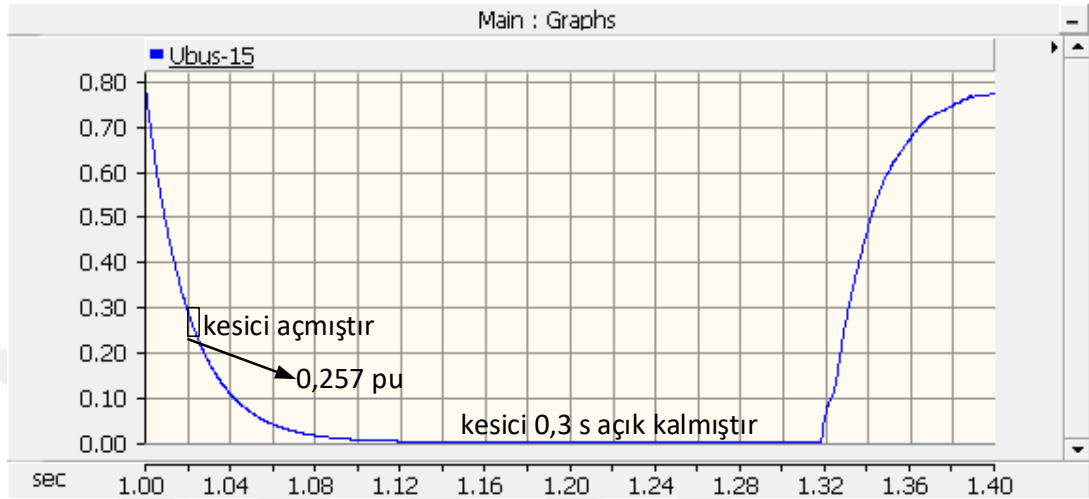
Şekil 5.7. Bara 15'in FT arıza esnası ve hemen sonrası gerilimi grafiği

Yukarıda anlatılan durumun tam zıttı Bara 9'da olmuştur. Bara 9'da gerçekleşen FT arızasında, kesici neredeyse arızanın bitiminde açma yapmıştır. Bu durum, gerçekleşen FT arızaları arasında en büyük gerilim düşümünün Bara 9'da olmasına neden olmuştur. ($0,8432 pu - 0,59 pu = 0,2532 pu$) Anlatılan bu durum Şekil 5.8.'de gösterilmiştir.



Şekil 5.8. Bara 9'un FT arıza esnası ve hemen sonrası gerilimi grafiği

Ayrıca Şekil 5.7. ve Şekil 5.9. karşılaştırıldığında, Bara 15'te gerçekleşen FFFT arızasında, arıza akımı daha büyük olduğu için röle arızayı daha kısa sürede algılamıştır ve gerçekleşen FT arızasına göre kesici daha kısa sürede açma yapmıştır.



5.2. Rüzgar Türbinli Dağıtım Sisteminin Simülasyon Sonuçları

5.2.1. Bara 4'te RES var iken simülasyon sonuçları

Bara 4'ün yük kapasitesi hesaplandıktan sonra bu baradaki RES'in verebileceği güç 5 MW ve bu gücün 1,5 katı olacak şekilde (7,5 MW) güçler belirlenmiştir. Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu akan akım değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm akım değerleri Tablo 5.3.'te verilmiştir:

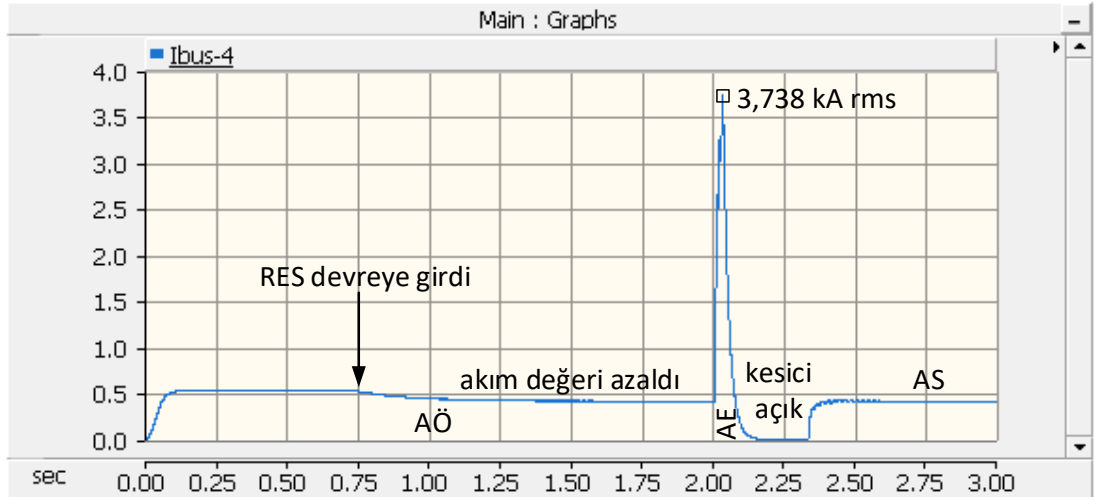
Tablo 5.3. Bara 4'te RES gücü 5 veya 7,5 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı

Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Hat boyunca akan akım (kA-rms)				Arıza öncesi akım (kA-rms)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	5	3,738	0,2264	0,1536	0,0267	0,4161
	FFFT	5	5,589	0,1261	0,0844	0,0142	
	FT	7,5	3,72	0,2273	0,1543	0,0268	0,3592
	FFFT	7,5	5,569	0,1266	0,0848	0,0142	
Bara-7	FT	5	1,421	1,35	0,1474	0,0255	0,2584
	FFFT	5	2,21	2,14	0,0632	0,0099	
	FT	7,5	1,386	1,354	0,1481	0,0256	0,2594
	FFFT	7,5	2,163	2,15	0,0634	0,0099	
Bara-9	FT	5	0,99	0,888	0,849	0,0246	0,1758
	FFFT	5	1,5	1,402	1,363	0,01	
	FT	7,5	0,946	0,8912	0,8518	0,0247	0,1765
	FFFT	7,5	1,449	1,408	1,369	0,01	
Bara-15	FT	5	0,5827	0,445	0,3797	0,3036	0,0307
	FFFT	5	0,731	0,5949	0,5268	0,4424	
	FT	7,5	0,53	0,4471	0,381	0,3047	0,0308
	FFFT	7,5	0,677	0,5971	0,5287	0,444	

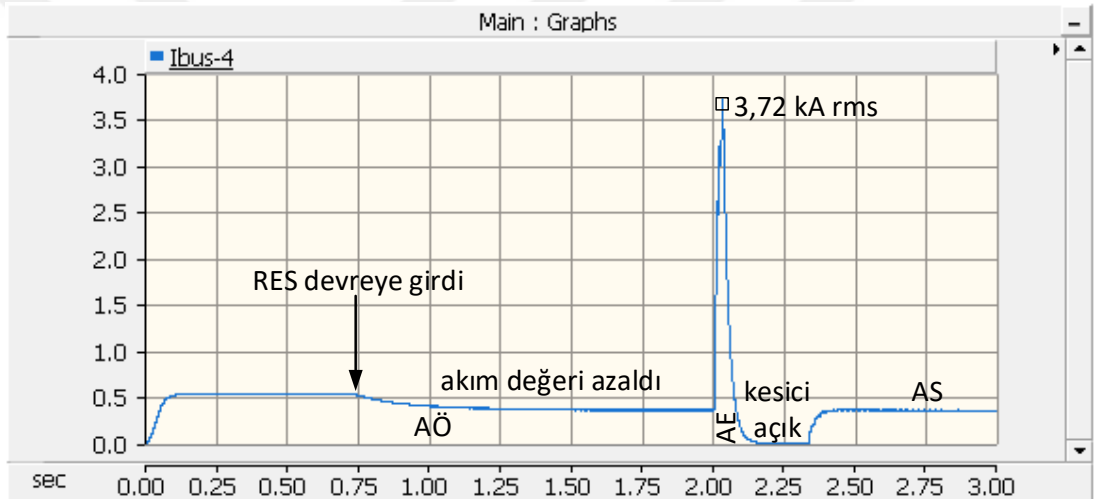
Tablo 5.3.'teki akım değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- AÖ akım değerlerinden Bara 4'ün akım değeri (RES yok iken 0,532 kA-rms) azalmaktadır çünkü RES Bara 4'tedir ve Bara 4'e şebeke tarafından gelen akım değeri azalmıştır. RES gücü arttıkça Bara 4'e gelen akım değeri daha da azalmıştır.
- RES var iken, Bara 4'e şebeke tarafından gelen hat akımı değeri azaldığından Bara 4'ün AE akım değerleri de azalmıştır. Diğer baralara giden hat akımları arttığından AE akım değerleri de artmıştır.
- Diğer baraların AÖ akım değerlerinde bir artış vardır fakat RES'ten uzak baralarda (örneğin, Bara 15), akım neredeyse hiç etkilenmemiştir.

Örneğin, Bara 4'te farklı RES güçlerinde FT arızası 2,0-2,1s aralığında meydana geldiğinde Bara 4'e ait arıza akım grafikleri sırayla Şekil 5.10. ve Şekil 5.11.'de gösterilmiştir. RES, 0,7-0,8s aralığında dağıtım sistemine etki etmeye başlamaktadır. Her iki şekilden, yukarıdaki sonuçların ilk ikisine ulaşılır.

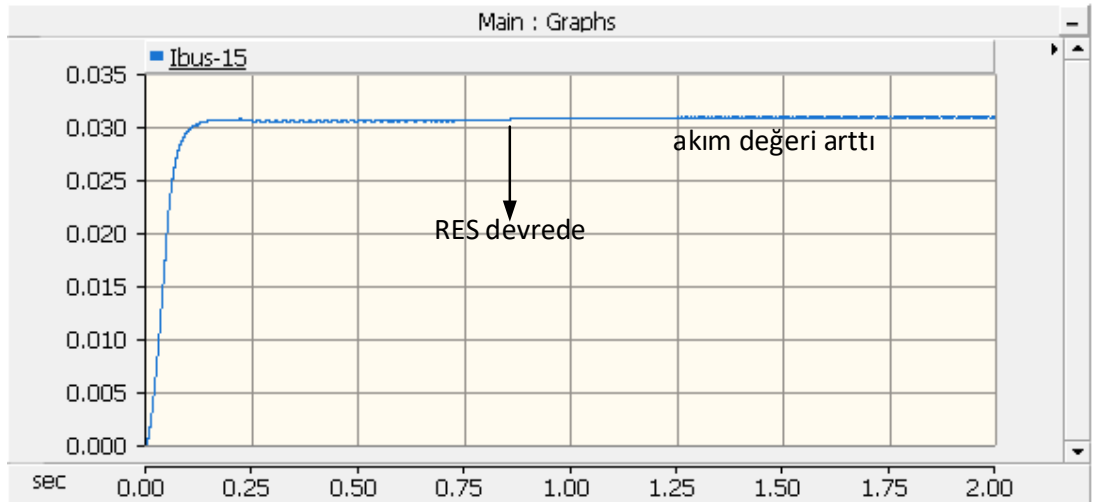


Şekil 5.10. Bara 4'ün FT arıza akımı grafiği (5 MW'lık RES var iken)



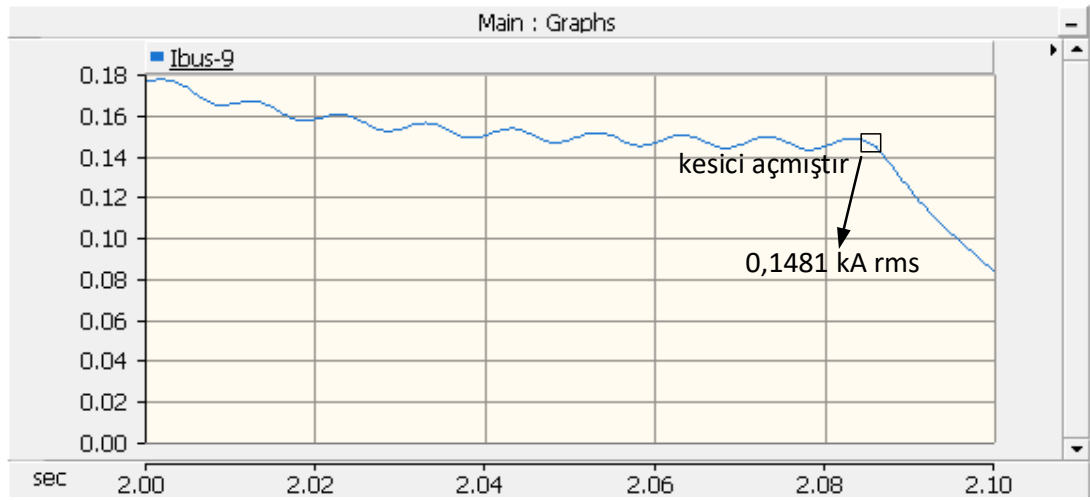
Şekil 5.11. Bara 4'ün FT arıza akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)

Örneğin Şekil 5.12.'de, sistemde 7,5 MW gücünde RES var iken Bara 15'in AÖ akım grafiğine bakıldığında yukarıdaki sonuçların üçüncü maddesine ulaşılır.

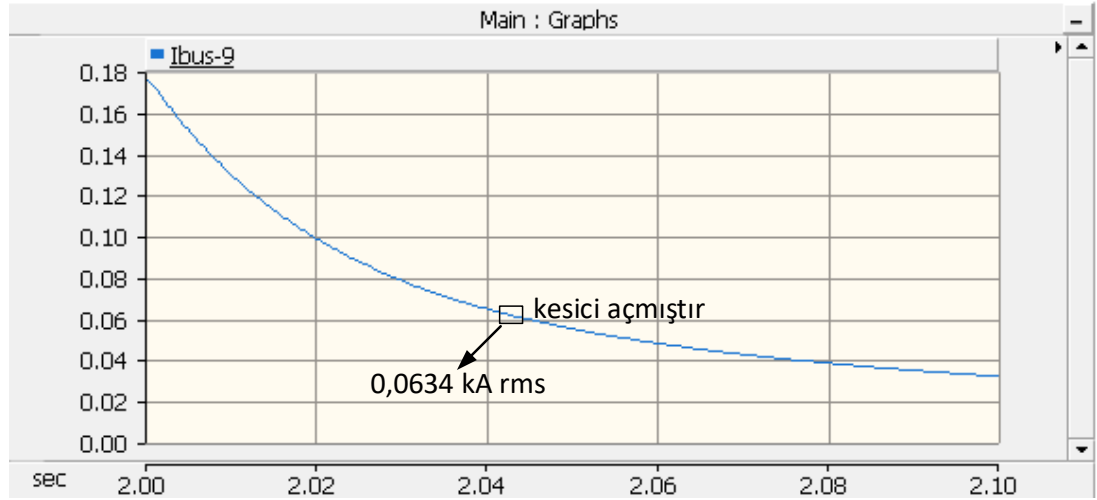


Şekil 5.12. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)

Örneğin, sistemde 7,5 MW gücünde RES var iken Bara 7'de FT ve FFFT arızaları meydana geldiğinde Bara 9'a ait arıza akım grafikleri sırayla Şekil 5.13. ve Şekil 5.14.'te gösterilmiştir. Şekil 5.13. ve Şekil 5.14.'ten de görüldüğü gibi FFFT arıza akımı, FT arıza akımından büyük olduğu için kesici daha kısa sürede açma yapmıştır. (Kesici açtıktan sonra 0,3 s açık durumda kalmıştır ve tekrar kapanmıştır.)



Şekil 5.13. Bara 9'un FT arıza esnası akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)



Şekil 5.14. Bara 9'un FFFT arıza esnası akımı grafiği (7,5 MW'lık RES var iken)

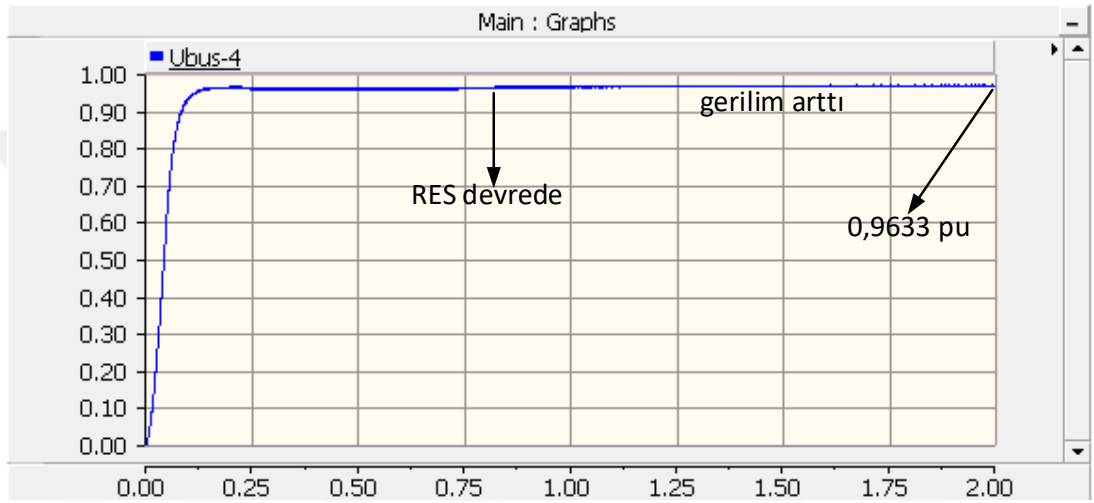
Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu gerilim değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm gerilim değerleri Tablo 5.4.'te verilmiştir:

Tablo 5.4. Bara 4'te RES gücü 5 veya 7,5 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değerleri

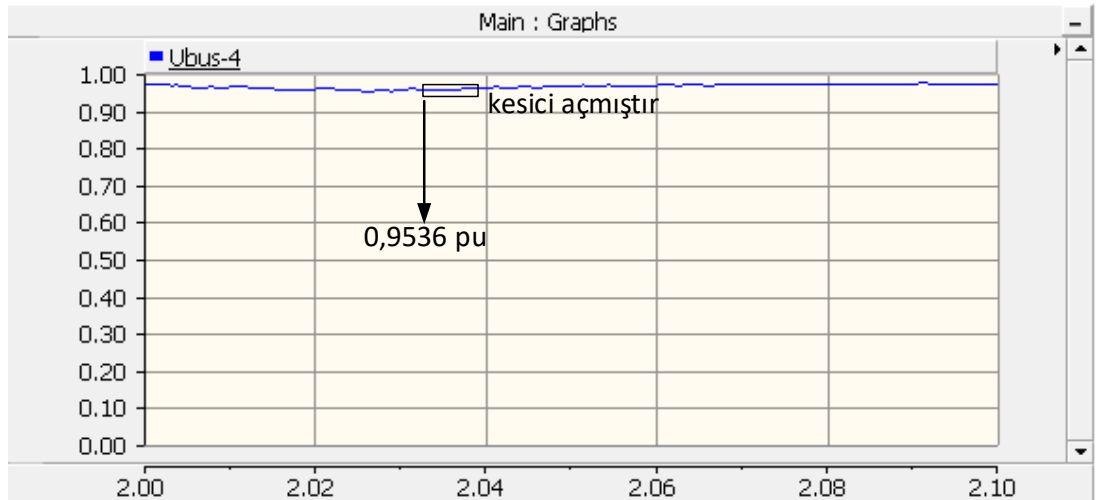
Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Her bir baradaki gerilim (pu)				Arıza öncesi gerilim (pu)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	5	0,7746	0,7165	0,6848	0,6397	0,9633
	FFFT	5	0,3024	0,2897	0,2844	0,2767	
	FT	7,5	0,778	0,7196	0,6877	0,6425	0,9668
	FFFT	7,5	0,3036	0,291	0,2855	0,2778	
Bara-7	FT	5	0,881	0,67	0,64	0,5967	0,89
	FFFT	5	0,761	0,116	0,118	0,122	
	FT	7,5	0,894	0,673	0,6425	0,599	0,8934
	FFFT	7,5	0,764	0,117	0,119	0,123	
Bara-9	FT	5	0,919	0,7316	0,5955	0,556	0,85
	FFFT	5	0,8432	0,4474	0,095	0,1015	
	FT	7,5	0,9228	0,7348	0,5977	0,5582	0,8533
	FFFT	7,5	0,8469	0,4497	0,0954	0,102	
Bara-15	FT	5	0,945	0,84	0,771	0,6373	0,7935
	FFFT	5	0,929	0,7617	0,6415	0,26	
	FT	7,5	0,9536	0,8436	0,7743	0,64	0,7963
	FFFT	7,5	0,9345	0,765	0,6444	0,261	

Tablo 5.4.'teki gerilim değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- Şekil 5.15.'te görüldüğü gibi, RES gücü var iken ve arttığında her bir baranın AÖ gerilim değeri artmaktadır. (Tüm durumlar için geçerlidir.)
- RES gücü arttıkça, AE'deki gerilim değerleri de artmaktadır. RES yani DÜ, gerilim değerlerini iyileştirir.
- Şekil 5.16.'dan görüldüğü gibi, şebekeye uzak meydana gelen herhangi bir arızanın (örneğin, Bara 15'te gerçekleşen FT arızası) diğer baralara etkisi fazla olmaz ve bu baralarda gerilim düşümü az olur.



Şekil 5.15. Bara 4'ün arıza öncesi gerilimi grafiği (5 MW'lık RES var iken)



Şekil 5.16. Bara 4'ün FT arıza esnası gerilimi grafiği (5 MW'lık RES var iken)

5.2.2. Bara 7’de RES var iken simülasyon sonuçları

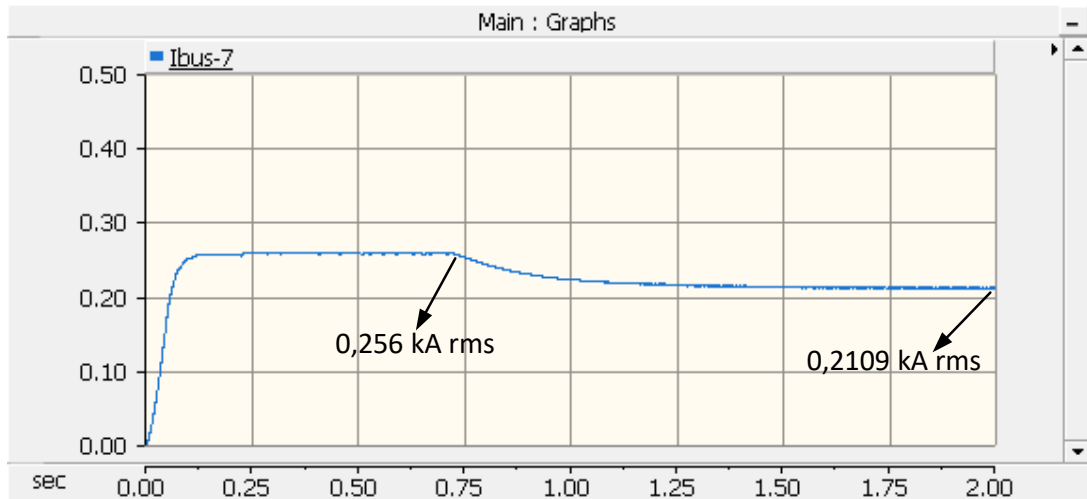
Bara 7’nin yük kapasitesi hesaplandıktan sonra bu baradaki RES’in verebileceği güç 1,8 MW ve bu gücün 1,5 katı olacak şekilde (2,7 MW) güçler belirlenmiştir. Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu akan akım değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm akım değerleri Tablo 5.5.’te verilmiştir:

Tablo 5.5. Bara 7’de RES gücü 1,8 veya 2,7 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı

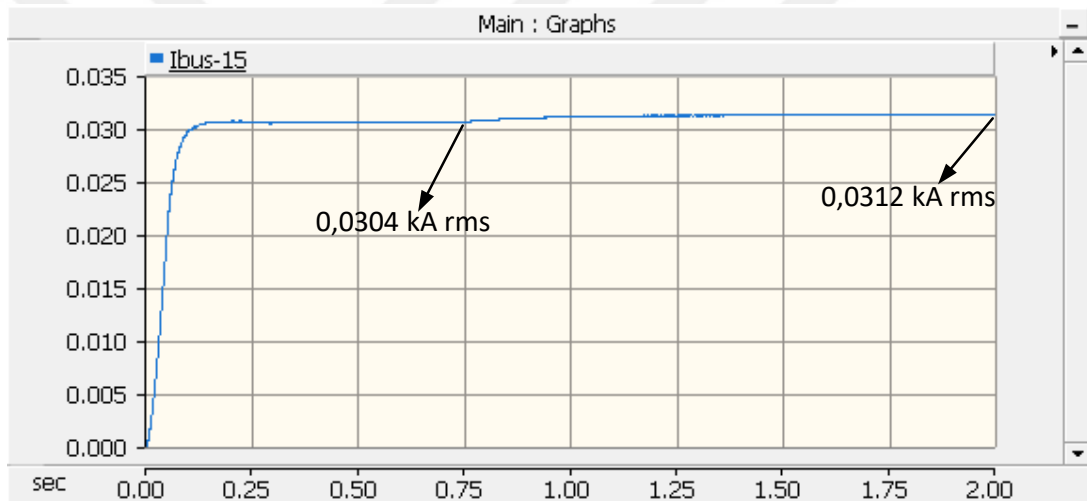
Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Hat boyunca akan akım (kA rms)				Arıza öncesi akım (kA rms)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	1,8	4,03	0,1821	0,1521	0,0264	0,4893
	FFFT	1,8	5,975	0,1231	0,0756	0,0126	
	FT	2,7	4,025	0,1665	0,1527	0,0265	0,4677
	FFFT	2,7	5,969	0,1084	0,0751	0,0126	
Bara-7	FT	1,8	1,457	1,289	0,1505	0,026	0,2109
	FFFT	1,8	2,189	1,998	0,0714	0,0115	
	FT	2,7	1,4615	1,305	0,1518	0,0263	0,1889
	FFFT	2,7	2,185	1,994	0,072	0,0115	
Bara-9	FT	1,8	1,056	0,8573	0,8563	0,0249	0,1775
	FFFT	1,8	1,588	1,3666	1,3716	0,0106	
	FT	2,7	1,042	0,8467	0,8631	0,0251	0,1788
	FFFT	2,7	1,5774	1,3562	1,3823	0,0107	
Bara-15	FT	1,8	0,6537	0,4028	0,3832	0,3064	0,031
	FFFT	1,8	0,8064	0,5496	0,532	0,4467	
	FT	2,7	0,634	0,3847	0,3862	0,3088	0,0312
	FFFT	2,7	0,787	0,531	0,5362	0,4502	

Tablo 5.5.’teki akım değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- AÖ akım değerlerinden Bara 4’ün akım değeri (RES yok iken 0,532 kA-rms) ve Bara 7’nin akım değeri (RES yok iken 0,256 kA-rms) azalmaktadır çünkü RES Bara 7’dedir. Bara 4’e ve Bara 7’ye şebeke tarafından gelen akım değeri azalmıştır. Fakat Bara 7’den sonraki Bara 9’un ve Bara 15’in AÖ akım değeri artmaktadır. Şekil 5.17. ve Şekil 5.18.’de bu duruma örnek grafikler gösterilmiştir.

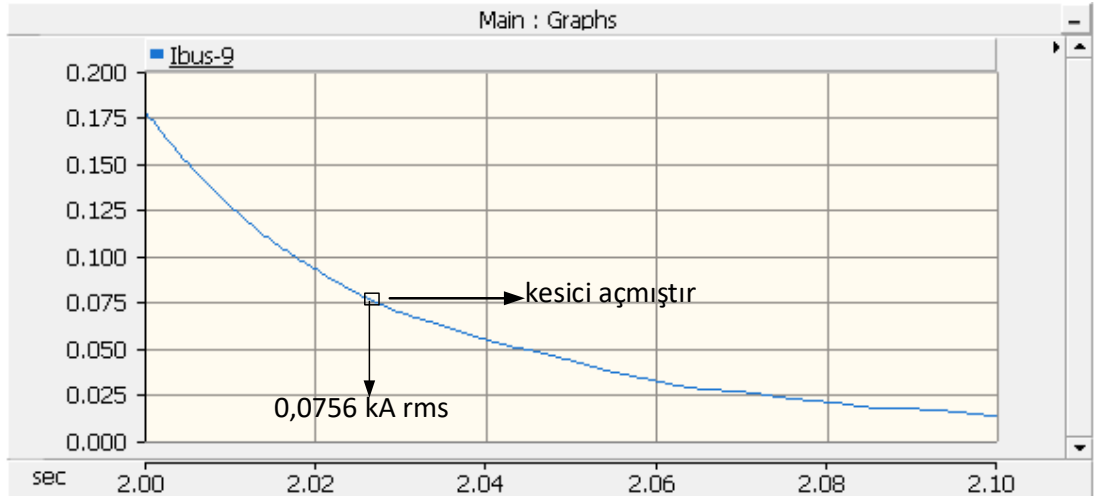


Şekil 5.17. Bara 7'nin arıza öncesi akımı grafiği (1,8 MW'lık RES var iken)

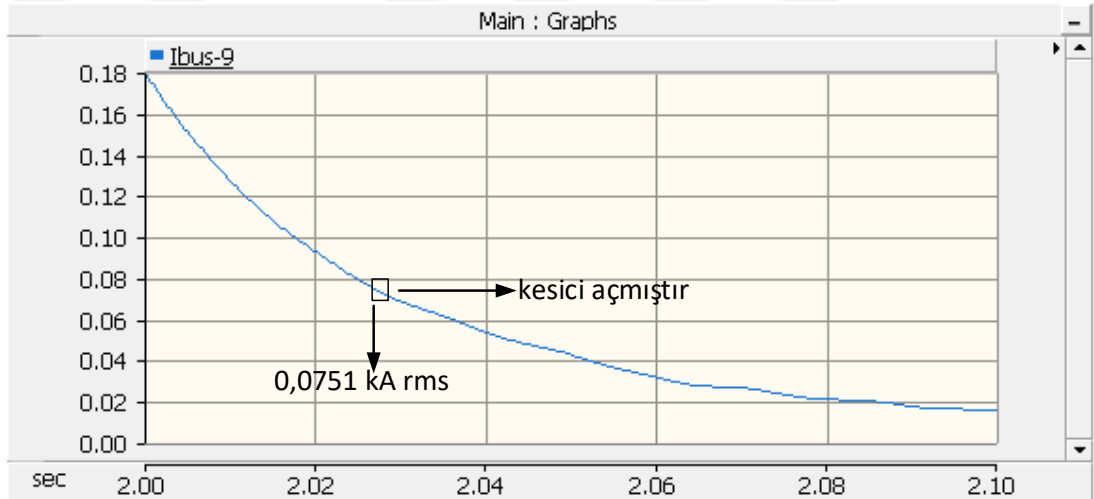


Şekil 5.18. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)

- 2,7 MW RES gücü var iken Bara 4'te gerçekleşen FFFT arızasında, Bara 9'un AE akımı değeri, 1,8 MW RES gücü olma durumuna göre artması gerekirken azalmıştır. Çünkü AÖ akım değerleri arttığından AE akım değerleri de artmaktadır. Şekil 5.19. ve Şekil 5.20.'de bu istisna duruma örnek grafikler gösterilmiştir.

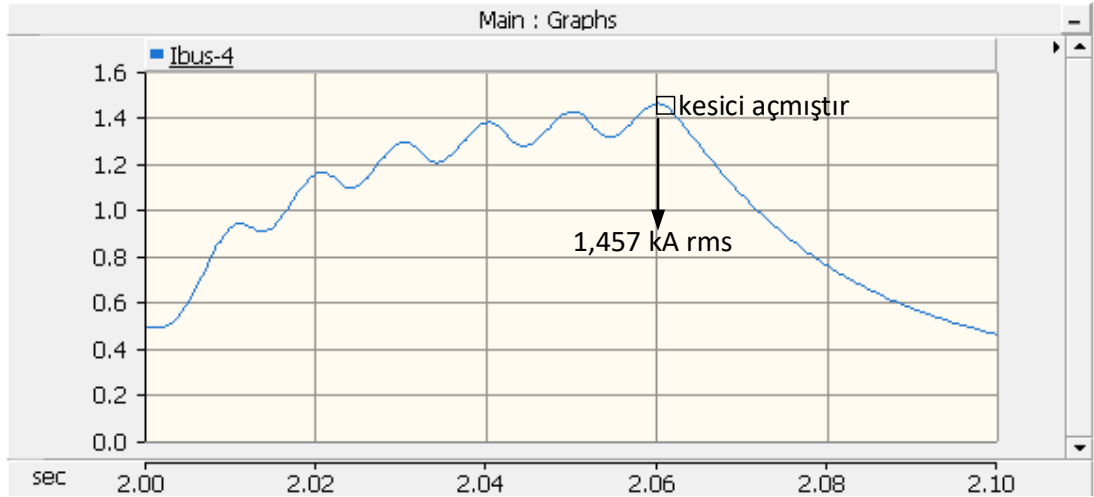


Şekil 5.19. Bara 9'un FFT arıza esnası akımı grafiği (1,8 MW'lık RES var iken)

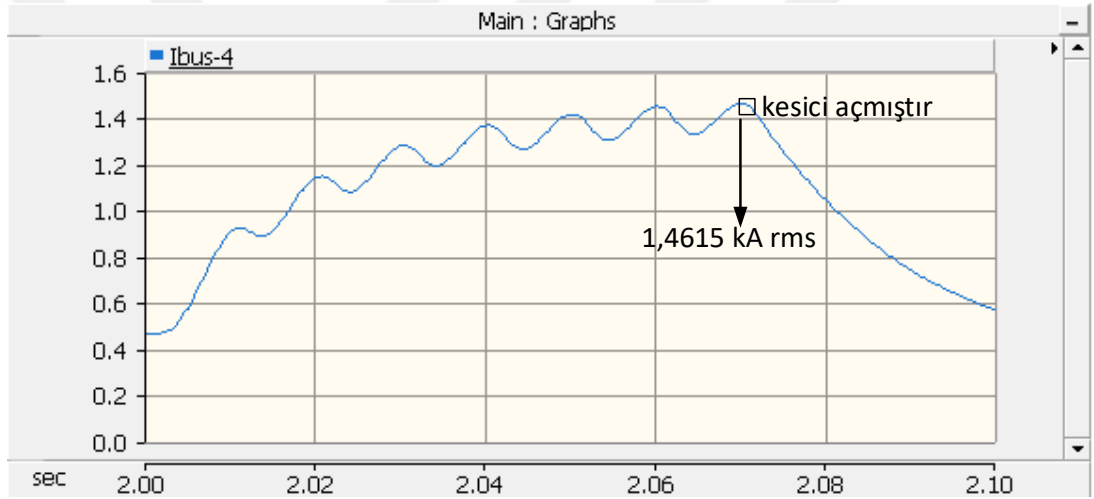


Şekil 5.20. Bara 9'un FFT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)

- 2,7 MW RES gücü var iken Bara 7'de gerçekleşen FT arızasında, Bara 4 ve Bara 7'nin AE akımı değeri, 1,8 MW RES gücü olma durumuna göre azalması gerekirken artmıştır. Röle başlatma akımı kesicinin açma süresini etkilediğinden, kesici açma süresi gecikince AE akım değerleri de artmaktadır. Şekil 5.21. ve Şekil 5.22.'de bu istisna duruma örnek grafikler gösterilmiştir.



Şekil 5.21. Bara 4'ün FT arıza esnası akımı grafiği (1,8 MW'lık RES var iken)



Şekil 5.22. Bara 4'ün FT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)

Yukarıdaki iki istisna durum, Bara 9 ve Bara 15'te RES var iken elde edilen simülasyon sonuçlarındaki bazı durumlarda da karşımıza çıkmaktadır.

Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu gerilim değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm gerilim değerleri Tablo 5.6.'da verilmiştir:

Tablo 5.6. Bara 7’de RES gücü 1,8 veya 2,7 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değerleri

Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Her bir baradaki gerilim (pu)				Arıza öncesi gerilim (pu)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	1,8	0,7494	0,7044	0,6725	0,6273	0,9588
	FFFT	1,8	0,2586	0,2635	0,257	0,249	
	FT	2,7	0,7507	0,7112	0,6794	0,6342	0,96
	FFFT	2,7	0,259	0,2723	0,265	0,255	
Bara-7	FT	1,8	0,8896	0,6837	0,6527	0,6088	0,8987
	FFFT	1,8	0,7694	0,1597	0,1607	0,1626	
	FT	2,7	0,891	0,6894	0,6582	0,6138	0,9055
	FFFT	2,7	0,7697	0,161	0,162	0,164	
Bara-9	FT	1,8	0,9135	0,74	0,6024	0,5626	0,8584
	FFFT	1,8	0,8367	0,45	0,0959	0,1025	
	FT	2,7	0,9151	0,7469	0,6075	0,5674	0,8649
	FFFT	2,7	0,8375	0,4541	0,0967	0,1033	
Bara-15	FT	1,8	0,9458	0,8462	0,7729	0,6438	0,8011
	FFFT	1,8	0,9232	0,769	0,6482	0,2622	
	FT	2,7	0,9474	0,8532	0,779	0,6491	0,8071
	FFFT	2,7	0,9246	0,7756	0,6539	0,2643	

Tablo 5.6.’daki gerilim değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- Bara 4’te gerçekleşen FFFT arızasında, Bara 7’deki AE gerilimi değerleri en büyüktür. Fakat Bara 7’de gerçekleşen FFFT arızasında, Bara 7’deki AE gerilimi değerleri en düşüktür. Burada, AE gerilim değerlerinin, arızanın gerçekleştiği yere göre değiştiği görülmektedir. Ayrıca, RES’in hangi barada olduğu da bu duruma bir etkindir.
- Her bir baranın AE en küçük gerilimi, arıza o barada gerçekleştiği zamandır. Fakat Bara 15’te durum tam tersidir. FT ve FFFT arızaları Bara 15’te gerçekleştiğinde, Bara 15, en büyük AE gerilimlerine ulaşmıştır. Çünkü şebekeden uzakta kalan bir hat olduğundan, Bara 15’in hat akımı düşük, röle başlatma akımı düşük ve kesici açma süresi kısadır. Arıza bu barada gerçekleşip, arıza akımı başlatma akımına hemen ulaşacağından, gerilim düşümü az olmaktadır.

5.2.3. Bara 9’da RES var iken simülasyon sonuçları

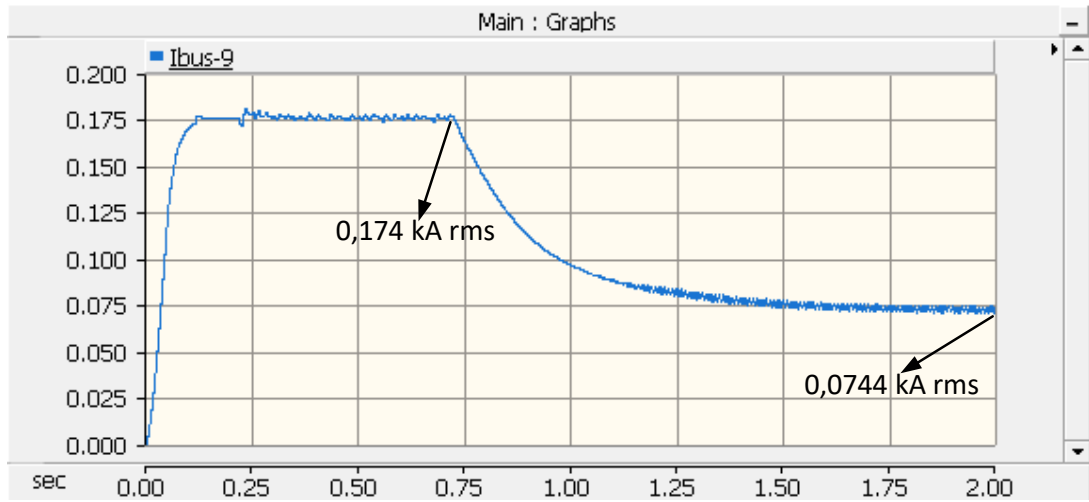
Bara 9’un yük kapasitesi hesaplandıktan sonra bu baradaki RES’in verebileceği güç 2,7 MW ve bu gücün 1,5 katı olacak şekilde (4,2 MW) güçler belirlenmiştir. Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu akan akım değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm akım değerleri Tablo 5.7.’de verilmiştir:

Tablo 5.7. Bara 9’da RES gücü 2,7 veya 4,2 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı

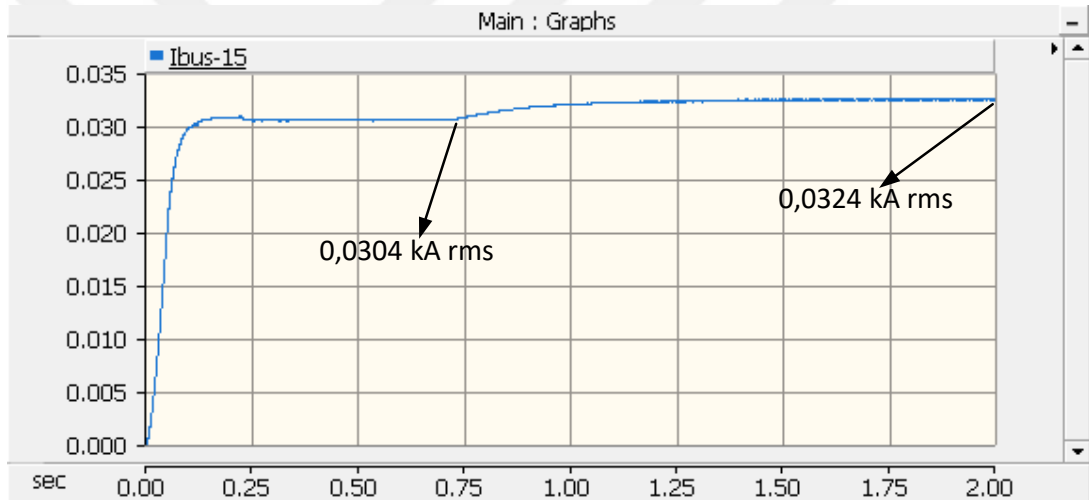
Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Hat boyunca akan akım (kA rms)				Arıza öncesi akım (kA rms)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	2,7	4,296	0,1574	0,095	0,0256	0,469
	FFFT	2,7	6,566	0,1233	0,101	0,0105	
	FT	4,2	4,2915	0,141	0,0877	0,0263	0,4381
	FFFT	4,2	6,56	0,15	0,1293	0,0106	
Bara-7	FT	2,7	1,4762	1,3175	0,1014	0,0266	0,19
	FFFT	2,7	2,248	2,056	0,1016	0,0105	
	FT	4,2	1,4668	1,3122	0,0935	0,0271	0,159
	FFFT	4,2	2,243	2,051	0,134	0,0104	
Bara-9	FT	2,7	1,0136	0,8123	0,7771	0,0272	0,1062
	FFFT	2,7	1,456	1,2316	1,1924	0,0135	
	FT	4,2	0,9997	0,8032	0,7706	0,0278	0,0744
	FFFT	4,2	1,4487	1,2245	1,1853	0,0138	
Bara-15	FT	2,7	0,6682	0,4252	0,3666	0,3635	0,0318
	FFFT	2,7	0,87	0,6175	0,5534	0,5589	
	FT	4,2	0,6416	0,403	0,3482	0,371	0,0324
	FFFT	4,2	0,8477	0,596	0,5318	0,57	

Tablo 5.7.’deki akım değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- AÖ akım değerlerinden, Bara 4’ün akım değeri (RES yok iken 0,532 kA-rms), Bara 7’nin akım değeri (RES yok iken 0,256 kA-rms) ve Bara 9’un akım değeri (RES yok iken 0,174 kA-rms) azalmaktadır çünkü RES Bara 9’dadır. Bara 4’e, Bara 7’ye ve Bara 9’a şebeke tarafından gelen akım değeri azalmıştır. Fakat Bara 9’dan sonraki Bara 15’in AÖ akım değeri artmaktadır. Şekil 5.23. ve Şekil 5.24.’te bu duruma örnek grafikler gösterilmiştir.

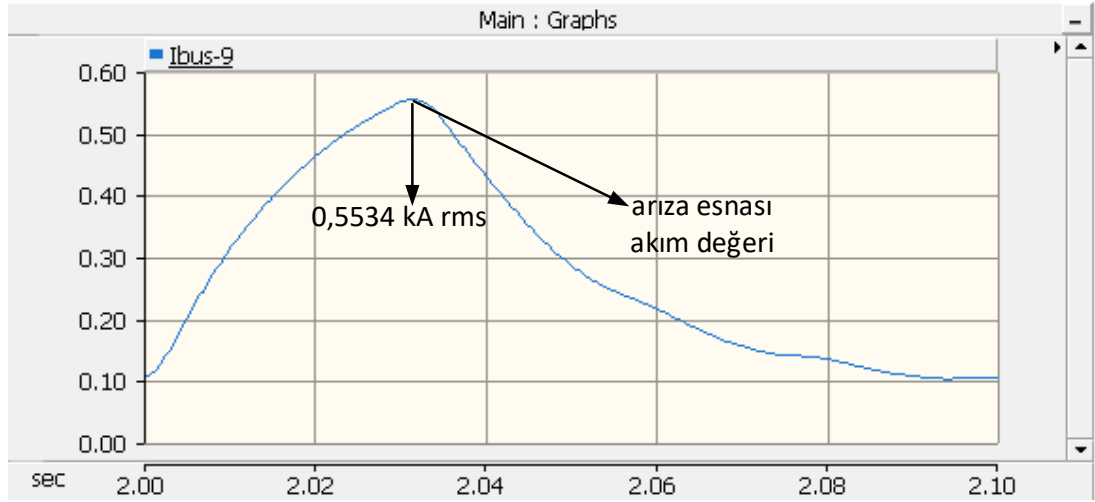


Şekil 5.23. Bara 9'un arıza öncesi akımı grafiği (4,2 MW'lık RES var iken)

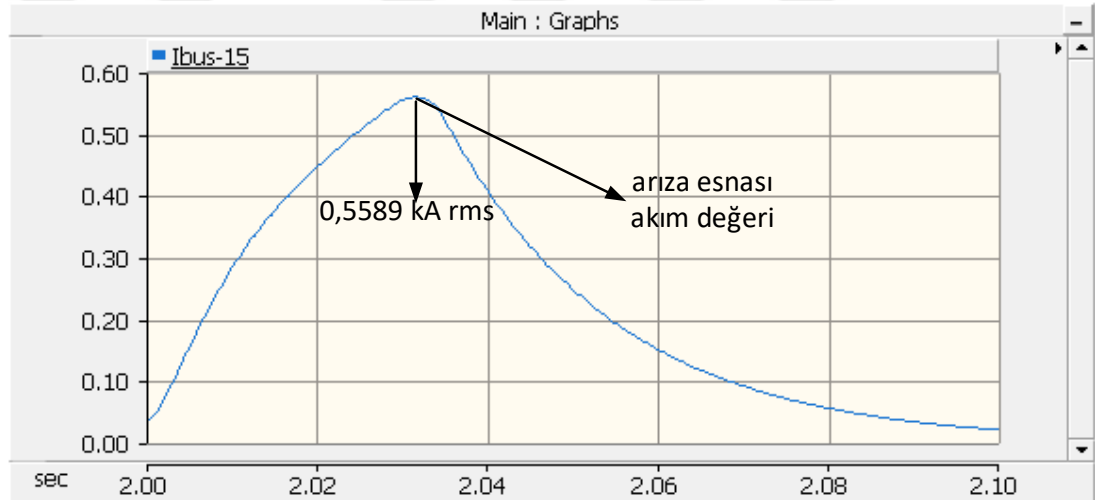


Şekil 5.24. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (4,2 MW'lık RES var iken)

- AE akımları genellikle Bara 4'e doğru (şebekeye doğru) artar. Bara 9'da 2,7 MW RES var iken Bara 15'te gerçekleşen FFFT arızasındaki Bara 9'un AE akımı, Bara 15'in AE akımından daha küçüktür. Bu durum, RES'in AE akımına azaltıcı etkisi olduğunu göstermektedir. Şekil 5.25. ve Şekil 5.26.'da bu duruma örnek grafikler gösterilmiştir.



Şekil 5.25. Bara 9'un FFFT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)



Şekil 5.26. Bara 15'in FFFT arıza esnası akımı grafiği (2,7 MW RES var iken)

4,2 MW RES var iken Bara 15'te FT ve FFFT arızaları meydana geldiğinde de Bara 9'un AE akımının, Bara 15'in AE akımından daha küçük olduğu görülmektedir.

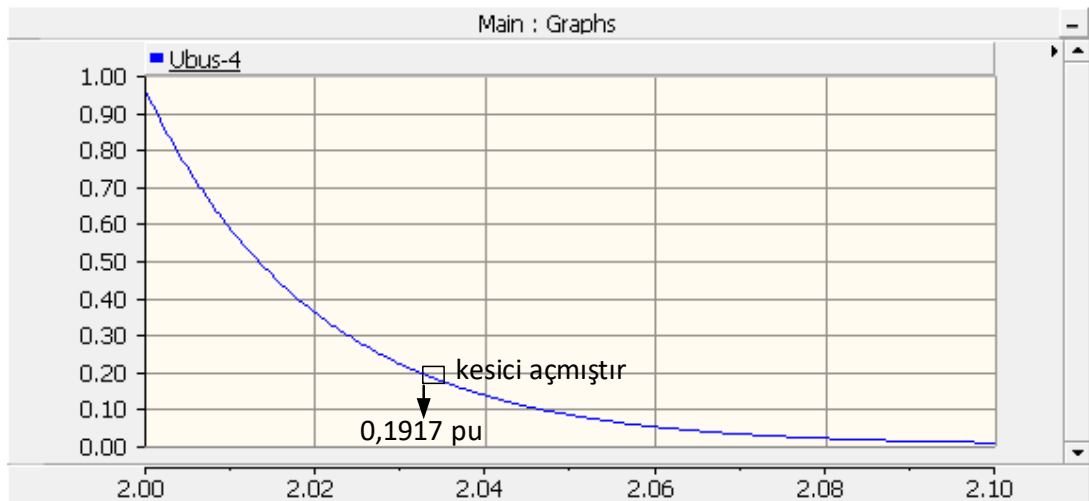
Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu gerilim değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm gerilim değerleri Tablo 5.8.'de verilmiştir:

Tablo 5.8. Bara 9’da RES gücü 2,7 veya 4,2 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değerleri

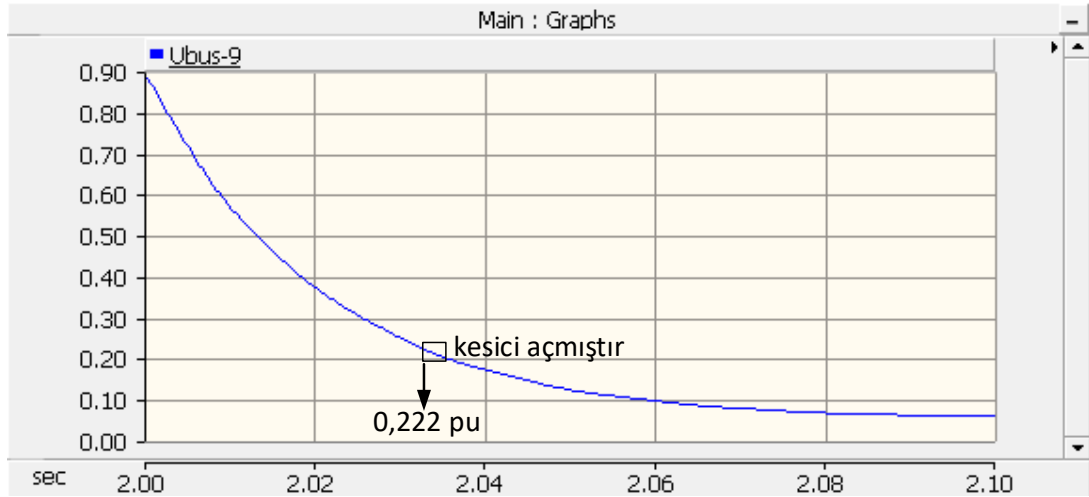
Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Her bir baradaki gerilim (pu)				Arıza öncesi gerilim (pu)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	2,7	0,6859	0,6532	0,6412	0,5995	0,96
	FFFT	2,7	0,1917	0,2058	0,222	0,2124	
	FT	4,2	0,6913	0,666	0,661	0,6172	0,9621
	FFFT	4,2	0,1921	0,2188	0,2456	0,2335	
Bara-7	FT	2,7	0,8846	0,6846	0,67	0,6257	0,9052
	FFFT	2,7	0,7626	0,1366	0,1551	0,1511	
	FT	4,2	0,8858	0,6928	0,6854	0,64	0,9147
	FFFT	4,2	0,7629	0,138	0,1675	0,1615	
Bara-9	FT	2,7	0,9161	0,752	0,6783	0,6336	0,881
	FFFT	2,7	0,8533	0,5118	0,182	0,1844	
	FT	4,2	0,918	0,76	0,6923	0,6467	0,8973
	FFFT	4,2	0,8537	0,5139	0,1855	0,1879	
Bara-15	FT	2,7	0,9418	0,8386	0,7747	0,6337	0,8221
	FFFT	2,7	0,9163	0,7392	0,6125	0,1713	
	FT	4,2	0,9433	0,8485	0,7915	0,607	0,8373
	FFFT	4,2	0,9178	0,7467	0,6255	0,1745	

Tablo 5.8.’deki gerilim değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- Bara 4’te gerçekleşen FFFT arızalarında, arızanın gerçekleştiği Bara 4’ün AE gerilimi değeri en küçüktür. Bara 9’un AE gerilimi değeri ise Bara 15’in AE gerilimi değerine göre büyüktür. Bu da, RES’in Bara 9’da bulunmasından ve gerilimi desteklemesinden kaynaklanmaktadır. Şekil 5.27. ve Şekil 5.28.’de bu duruma örnek grafikler gösterilmiştir.



Şekil 5.27. Bara 4’ün FFFT arıza esnası gerilimi grafiği (2,7 MW’lık RES var iken)



Şekil 5.28. Bara 9'un FFFT arıza esnası gerilimi grafiği (2,7 MW'lık RES var iken)

- Bara 7'de gerçekleşen FFFT arızalarında, arızanın gerçekleştiği Bara 7'nin AE gerilimi değeri en küçüktür. Bara 9'un AE gerilimi değeri ise Bara 15'in AE gerilimi değerine göre büyüktür. Bu durum, RES'in Bara 9'da bulunmasından ve gerilimi desteklemesinden kaynaklanmaktadır.
- Bara 9'da gerçekleşen FFFT arızalarında, arızanın gerçekleştiği Bara 9'un AE gerilimi değeri en küçüktür. Bara 15'in AE gerilimi değeri ise Bara 9'un AE gerilimi değerine göre büyüktür. Bu durum RES'in Bara 9'da bulunmasından ve Bara 15'e yakın olup gerilim desteği sağlamasından kaynaklanmaktadır.

5.2.4. Bara 15'te RES var iken simülasyon sonuçları

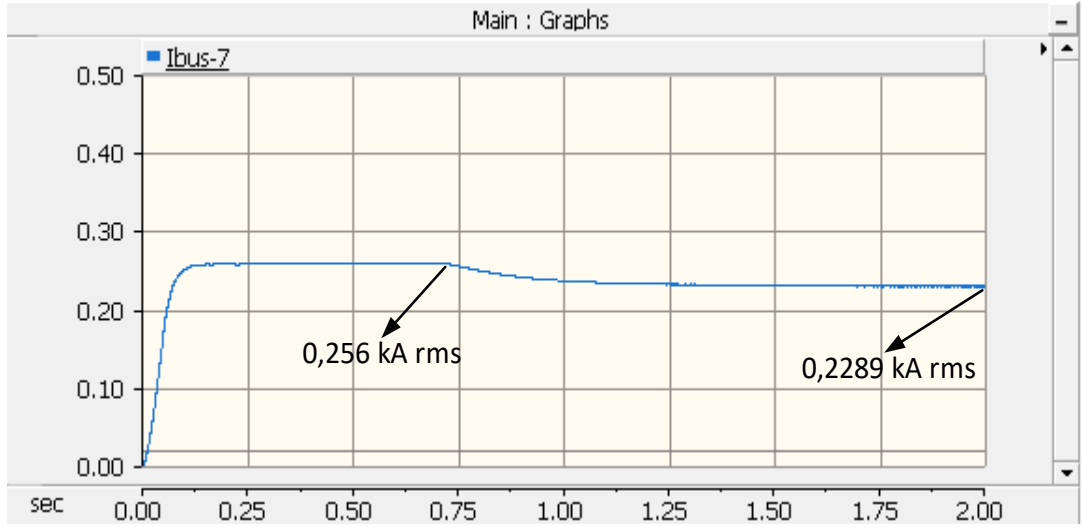
Bara 15'in yük kapasitesi hesaplandıktan sonra bu baradaki RES'in verebileceği güç 0,73 MW ve bu gücün 1,5 katı olacak şekilde (1,1 MW) güçler belirlenmiştir. Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu akan akım değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm akım değerleri Tablo 5.9.'da verilmiştir:

Tablo 5.9. Bara 15'te RES gücü 0,73 veya 1,1 MW iken her bir hattın arıza akımı genliği ve arıza öncesi rms akımı

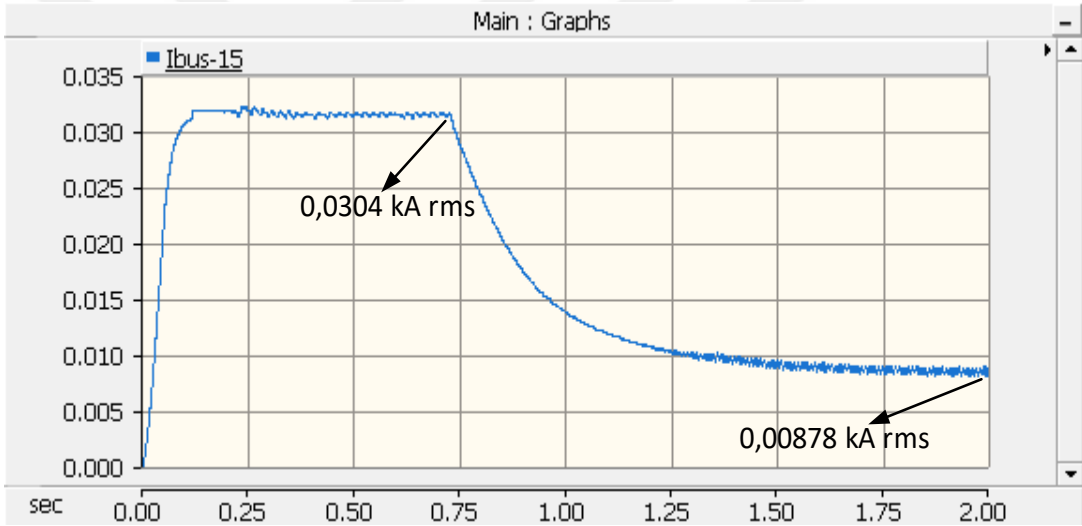
Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Hat boyunca akan akım (kA rms)				Arıza öncesi akım (kA rms)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	0,73	4,0366	0,2046	0,1335	0,0147	0,5159
	FFFT	0,73	5,983	0,113	0,0763	0,0239	
	FT	1,1	4,0345	0,1971	0,1261	0,0191	0,5069
	FFFT	1,1	5,98	0,1128	0,0797	0,0326	
Bara-7	FT	0,73	1,4906	1,3266	0,1318	0,017	0,238
	FFFT	0,73	2,256	2,0641	0,0656	0,0248	
	FT	1,1	1,4925	1,3262	0,1188	0,0221	0,2289
	FFFT	1,1	2,2544	2,0626	0,0672	0,0353	
Bara-9	FT	0,73	1,073	0,8685	0,83	0,0153	0,1555
	FFFT	0,73	1,5816	1,3582	1,318	0,0261	
	FT	1,1	1,069	0,8658	0,8278	0,021	0,1461
	FFFT	1,1	1,58	1,357	1,3166	0,0368	
Bara-15	FT	0,73	0,6564	0,399	0,33	0,2386	0,00878
	FFFT	0,73	0,8064	0,5481	0,4795	0,3915	
	FT	1,1	0,6781	0,4267	0,3626	0,2944	0,0051
	FFFT	1,1	0,8367	0,5797	0,5121	0,4296	

Tablo 5.9.'daki akım değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

- AÖ akım değerlerinden, Bara 4'ün akım değeri (RES yok iken 0,532 kA-rms), Bara 7'nin akım değeri (RES yok iken 0,256 kA-rms), Bara 9'un akım değeri (RES yok iken 0,174 kA-rms) ve Bara 15'in akım değeri (RES yok iken 0,0304 kA- rms) azalmaktadır. Çünkü RES Bara 15'tedir. Bara 4'e, Bara 7'ye, Bara 9'a ve Bara 15'e şebeke tarafından gelen akım değeri azalmıştır. RES gücü arttıkça AÖ akım değerleri daha da azalmaktadır. Şekil 5.29. ve Şekil 5.30.'da bu duruma örnek grafikler gösterilmiştir.



Şekil 5.29. Bara 7'nin arıza öncesi akımı grafiği (1,1 MW'lık RES var iken)



Şekil 5.30. Bara 15'in arıza öncesi akımı grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)

- Bara 4'te, Bara 7'de ve Bara 9'da gerçekleşen FT ve FFFT arızalarında istisnalar hariç sadece Bara 15'in AE akımı değerleri, RES gücü arttıkça artmaktadır. Fakat Bara 15'te gerçekleşen FT ve FFFT arızalarında, tüm baraların AE akım değerleri RES gücü arttıkça artmaktadır. Bu duruma etken, Bara 15'te RES'in bulunmasıdır.

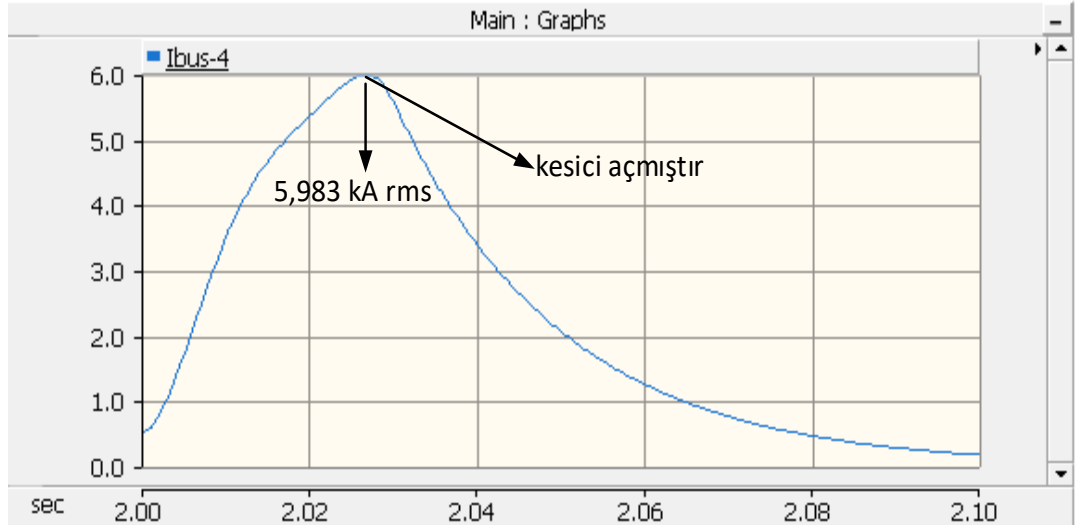
Seçtiğimiz baralarda gerçekleştirilecek arızalardan önce her bir baranın AÖ ve gerçekleştirilen arızalar sonucu gerilim değerleri, iki RES gücü için de elde edilip kaydedilmiştir. Elde edilen tüm gerilim değerleri Tablo 5.10.'da verilmiştir:

Tablo 5.10. Bara 15'te RES gücü 0,73 veya 1,1 MW iken her bir baranın arıza esnası ve öncesi gerilim değerleri

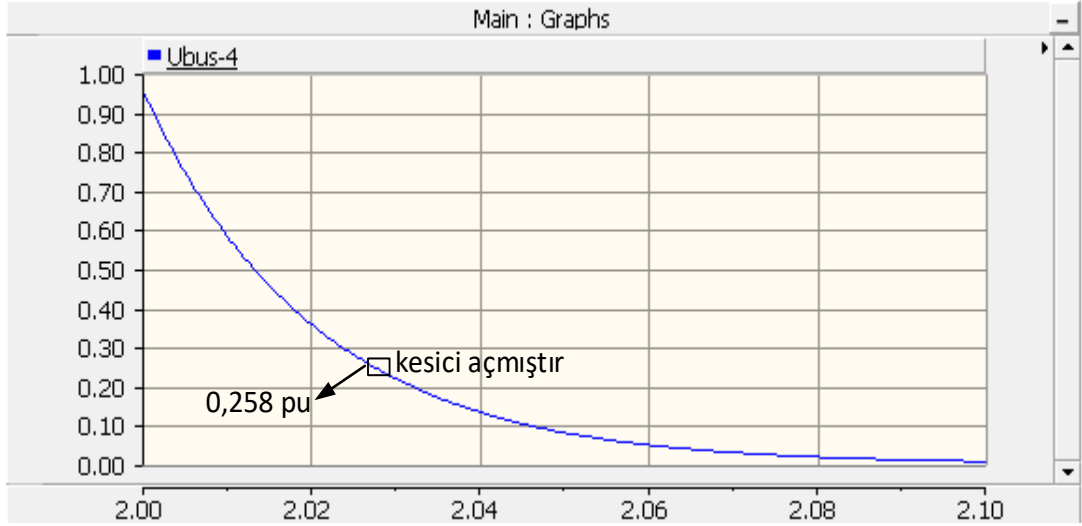
Arıza Yeri	Arıza Tipi	RES Gücü (MW)	Her bir baradaki gerilim (pu)				Arıza öncesi gerilim (pu)
			Bara-4	Bara-7	Bara-9	Bara-15	
Bara-4	FT	0,73	0,7476	0,6958	0,6692	0,6397	0,9568
	FFFT	0,73	0,258	0,2529	0,2528	0,2628	
	FT	1,1	0,7481	0,6984	0,6736	0,65	0,9575
	FFFT	1,1	0,2582	0,2558	0,2581	0,2768	
Bara-7	FT	0,73	0,8829	0,672	0,647	0,6193	0,89
	FFFT	0,73	0,7608	0,1342	0,1395	0,1543	
	FT	1,1	0,8805	0,6306	0,6096	0,5918	0,893
	FFFT	1,1	0,7609	0,1347	0,1417	0,1644	
Bara-9	FT	0,73	0,9102	0,7268	0,6433	0,615	0,8553
	FFFT	0,73	0,838	0,4568	0,1114	0,1294	
	FT	1,1	0,9107	0,7314	0,6471	0,6249	0,86
	FFFT	1,1	0,8381	0,4572	0,112	0,1388	
Bara-15	FT	0,73	0,9452	0,846	0,784	0,6736	0,8146
	FFFT	0,73	0,924	0,7693	0,66	0,3112	
	FT	1,1	0,942	0,8358	0,77	0,6521	0,8259
	FFFT	1,1	0,922	0,7576	0,6412	0,2675	

Tablo 5.10.'daki gerilim değerleri yorumlandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılır:

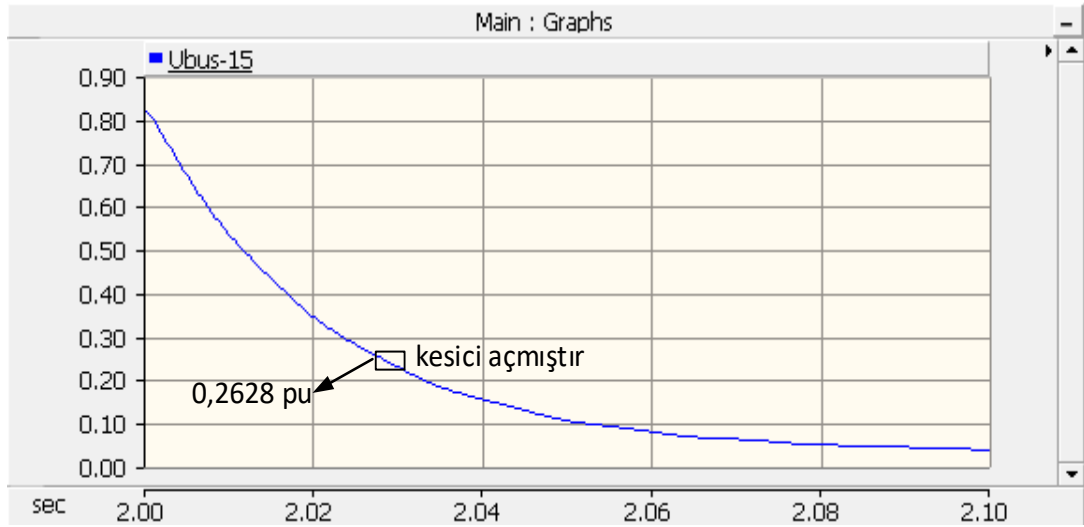
- Bara 4'te gerçekleşen FFFT arızaları sonucunda, baraların AE gerilim değerleri birbirine yakındır. Fakat RES'in Bara 15'te bulunmasından dolayı en büyük AE gerilimi Bara 15'tedir. Şekil 5.31. Şekil 5.32. ve Şekil 5.33.'te bu duruma örnek grafikler gösterilmiştir. Ayrıca arızaya yakınlığından en küçük AE gerilim değeri Bara 7'dedir. RES'e yakın olduğundan Bara 9'un AE gerilimi değeri, Bara 7'nin AE geriliminden büyüktür.



Şekil 5.31. Bara 4'ün FFT arıza esnası akımı grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)

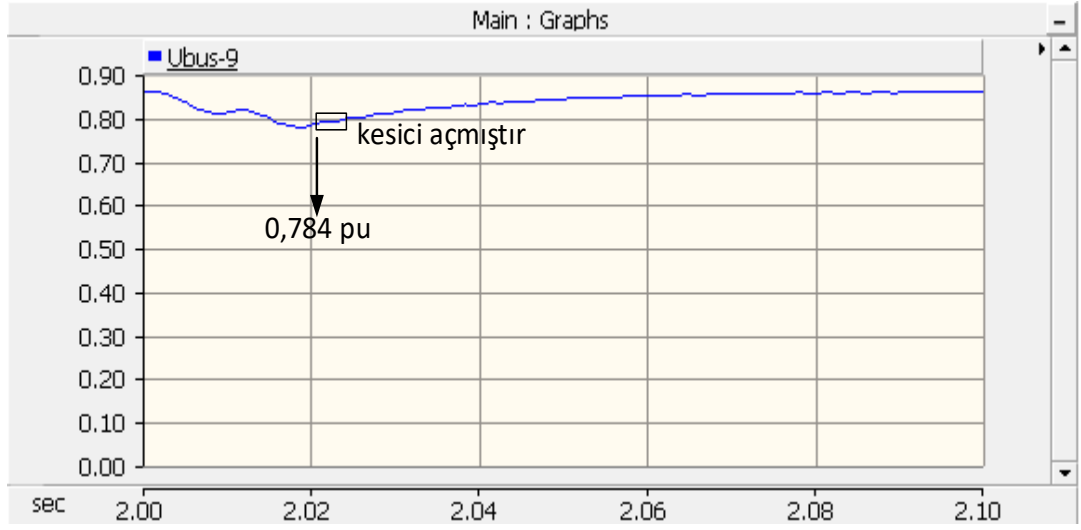


Şekil 5.32. Bara 4'ün FFT arıza esnası gerilimi grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)

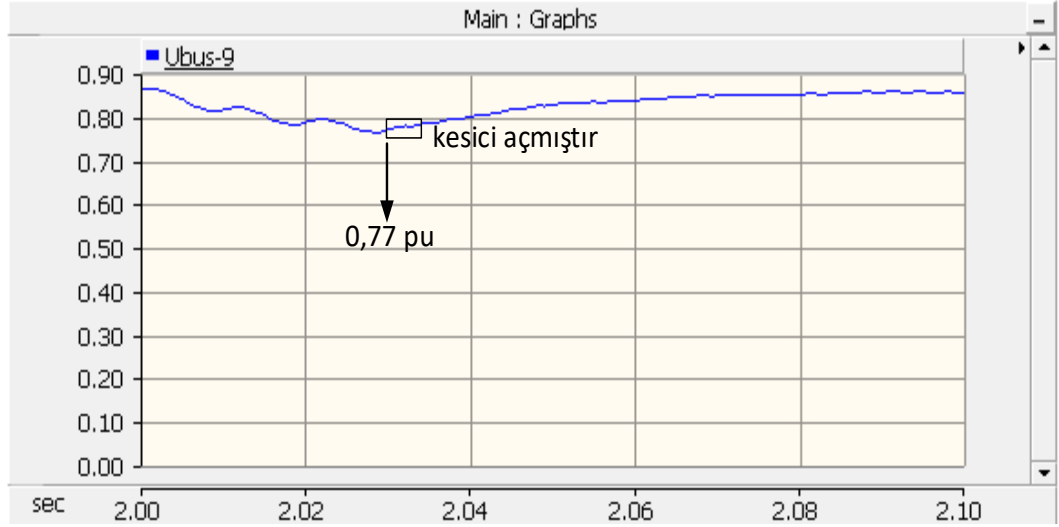


Şekil 5.33. Bara 15'in FFT arıza esnası gerilimi grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)

- 1,1 MW'lık RES gücü var iken Bara 9'da gerçekleşen arızalar sonucu, tüm baralardaki AE gerilim değerleri, 0,73 MW'lık RES olması durumuna göre pek etkilenmemiştir. Çünkü Bara 9'un, Bara 15'e dolayısıyla RES'e yakınlığı arızanın etkisini sönümlemiştir.
- 1,1 MW'lık RES gücü var iken Bara 15'te gerçekleşen arızalar sonucu, tüm baralardaki AE gerilim değerleri, 0,73 MW'lık RES gücü olması durumuna göre azalmıştır. Çünkü bu arıza koşullarında, RES gücü arttıkça tüm baraların AE akım değerlerinin arttığı Tablo 5.9.'dan görülmektedir. Örneğin, iki RES gücü için Bara 9'a ait FT arızası AE gerilimi grafikleri Şekil 5.34. ve Şekil 5.35.'te gösterilmektedir.



Şekil 5.34. Bara 9'un FT arıza esnası gerilimi grafiği (0,73 MW'lık RES var iken)



Şekil 5.35. Bara 9'un FT arıza esnası gerilimi grafiği (1,1 MW'lık RES var iken)

BÖLÜM 6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tezde, DÜ sistemlerinin dağıtım şebekeleri üzerindeki etkisi incelenmiştir. Rüzgar türbini modeli eklenmiş IEEE'nin 30 baralı bir dağıtım sistemi, değişik arıza senaryoları için PSCAD programı ile analiz edilmiştir. Rüzgar türbinlerinin sistemde bulunması, özellikle kısa devre arızalarının ve gerilim sarkmalarının gerçekleşmesi, arızayı önlemek için sistemi koruma görevinde ters zamanlı AAR ve kesicilerin kullanılması tezimizin kilit noktalarıdır.

Dağıtım şebekesi üzerinde rüzgar türbini modeli ile PSCAD programında yapılan çalışmaların sonuçları Bölüm 5'te verilmiştir. Sonuçlar, rüzgar türbinsiz ve türbinli simülasyon sonuçları olarak iki alt başlıkta incelenmiştir.

Rüzgar türbinsiz dağıtım sisteminin simülasyon sonuçlarından, tüm durumlar için geçerli çıkarımlar yapılmıştır. Baraların AÖ akım ve gerilim değerlerini dağıtım hatları etkilemiştir. Her bir baranın AÖ ve AS akım ve gerilim değerleri yaklaşık olarak aynıdır. Fakat AE'de, arıza akım değerleri hat akımlarından 5 ile 15 kat arasında daha büyüktür. Ayrıca her arızalı baranın FFFT arıza akımı değeri, FT arıza akımı değerinden büyüktür. Elde edilen akım grafiklerinde görüldüğü gibi, arıza akımı değeri arttıkça kesici açma süresi kısaldığından ters zamanlı AAR çalışma prensibi gerçekleşmiştir.

Rüzgar türbinli dağıtım sisteminin simülasyon sonuçları, 4 ayrı barada RES var iken arıza analizi yapıldığından sonuçlar 4 alt başlıkta incelenmiştir. Her alt başlık için, seçilen baralarda yük kapasiteleri hesaplanıp bu baralardaki RES'in verebileceği güç ve bu gücün 1,5 katı olacak şekilde güçler belirlenmiştir.

Bu 4 alt başlıkta ortak gerçekleşen şu sonuçlara ulaşılmıştır: RES'in bulunduğu bara ve ondan önceki baralarda AÖ akım değeri yani hat akımı azalmaktadır. RES gücü arttıkça bu akım değeri daha da azalmaktadır. Bu duruma ek olarak, RES yani DÜ, AÖ gerilim değerlerini rüzgar türbinsiz sistemdeki gerilim değerlerine göre artırmaktadır. RES gücü arttığında bu gerilim değerleri daha da artmaktadır.

Bara 4'te RES var iken simülasyon sonuçları incelendiğinde, istisna durumlara rastlanılmamıştır. Bara 4'ün AÖ akım değeri yani nominal hat akımı azalmıştır. Rôle başlatma akımı, hat akımına göre ayarlanmaktadır. Böylece, kesici açma süresi azaldığından Bara 4'ün AE akımı değeri de azalmaktadır. Bara 4 harici diğer baralarda, bu durum tam tersidir. Ayrıca, şebekeye uzakta meydana gelen herhangi bir arızanın, baraların gerilim değerine etkisi fazla olmaz, gerilim düşümü az olur. Çünkü şebekeye yaklaştıkça arıza akımı artmakta, uzaklaştıkça arıza akımı azalmaktadır.

Bara 7'de RES var iken simülasyon sonuçları incelendiğinde, istisna durumlara rastlanılmıştır. Bara 4 ve Bara 7'nin AÖ akım değeri azalıp, Bara 9 ve Bara 15'in AÖ akım değeri artmaktadır. Aynı şekilde RES gücü arttığında, AE akım değerlerinin de azalıp veya artması gerekmektedir fakat bu durum, bazı arıza koşullarında gerçekleşmemiştir. Anlatılan istisnalar, Bara 9 ve Bara 15'te RES var iken elde edilen simülasyon sonuçlarındaki bazı durumlarda da karşımıza çıkmaktadır.

Bara 9 ve Bara 15'te RES var iken simülasyon sonuçlarında ise, bazı istisna durumlar hariç yukarıdaki anlatılanlara paralel şekilde, RES'in AE akım değerlerini azaltıcı etkisi olduğu, dağıtım sistemindeki bulunduğu baraya ve yakınındaki baralara gerilim desteği sağladığı görülmektedir.

DÜ'nün, dağıtım sistemine bağlandığındaki koruma ve ayar şemasının yetersizliği, ters zamanlı AAR ve kesicilerden oluşan koruma sistemi ile giderilmiştir.

Koruma sisteminin davranışını nominal hat akımı belirlemektedir. Röle başlatma akımı, nominal hat akımının 1,25 katından büyük, arıza akımı değerinden düşük olmalıdır. Bazı koşullar dışında zaman skalası ayarı, kullanılan tüm röleler için aynıdır. Aşırı ters zamanlı AAR çalışma karakteristiği seçilerek, röle başlatma akımı ve zaman skalası ayarı parametrelerine hesaplanan değerler girilerek, tüm arıza koşullarında koruma sisteminin devreye girip arızaları söndürdüğü görülmüştür.

Rüzgar türbinli dağıtım sisteminde gerçekleşen bazı arıza koşullarında, erken açma yapan kesiciler için ilgili röle başlatma akımı değeri veya zaman skalası ayarı artırılarak, arızanın yakınındaki kesicinin açma yapması ve sadece arızalı dağıtım hattının devre dışı kalması sağlanmıştır. Ayrıca, RES gücü arttığında gerçekleşen bazı arıza koşullarında, kesici açma sürelerinin beklenenden daha uzun olmasından kaynaklı arıza akımı artışı ve daha büyük gerilim sarkmaları olmuştur. DÜ ve arıza koşullarından dolayı röle ayarlarının değişmesi ve rölelerin çalışma hızı ile ilgili ortaya çıkan problemler tezimizin eksiklikleri olarak değerlendirilebilir.

Koruma cihazlarının yanlış koordinasyonunu önlemek için adaptif koruma şemaları, algoritma tarafından hesaplanan yeni optimum röle ayarları, röle çalışma hızını artıracak optimizasyon modelleri, çalışmanın devamında yapılabilecekler olarak literatürde yer almaktadır.

KAYNAKLAR

- [1] Pingping, H., Ming, D., Binbin, L., Study on Transient Stability of Grid-connected Large Scale Wind Power System. The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, 621-625, 2010.
- [2] Ghorbanian, M. J., Goodarzvand, F., Pourdaryaei, A., Mahadi, W. N. L., Mitigating Voltage Sag by Implementing STATCOM on DFIG-based Wind Farms Connected to a Power System. 4th International Conference on Engineering Technology and Technopreneuship (ICE2T), 131-136, 2014.
- [3] Qais, M. H., Hasanien, H. M., Alghuwainem, S., Low Voltage Ride-through capability enhancement of Grid-connected Permanent Magnet Synchronous Generator Driven Directly by Variable Speed Wind Turbine: a review. The Journal of Engineering, vol. 2017, no. 13, pp. 1750-1754, 2017.
- [4] Amanifar, O., Golshan, M. E. H., The Effect of Placement of Distributed Generation on Mitigating Voltage Sag in Distribution Network. Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution, 2012.
- [5] Zheng, L., Zhang, Y., Lin, L., Studies on Voltage Sag in Distribution Network Containing Distributed Generations. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012.
- [6] Das, A., Roy, N. K., Reduction of Harmonics Distortion and Voltage Sag of PMSG Based Wind Energy Systems Connected to Distribution Networks. IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC), 333-336, 2017.
- [7] Morshed, M. J., Fekih, A., A Fault-Tolerant Control Paradigm for Microgrid-Connected Wind Energy Systems. IEEE Systems Journal, vol. 12, no. 1, pp. 360-372, 2018.
- [8] Jafari, R., Naderi, M. S., Gharehpetian, G. B., Moaddabi, N., Compensation of DGs Impact on Overcurrent Protection System of Smart Micro-Grids. International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 2013.

- [9] Choi, J. H., Nam, S. R., Nam, H. K., Kim, J. C., Adaptive Protection Schemes of Distributed Generation at Distribution Network for Automatic Reclosing and Voltage Sags. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), 810-815, 2008.
- [10] Purwar, E., Choudhary, M. M., Novel Adaptive Algorithm for Optimal Relay Setting with Improved Coordination. Students Conference on Engineering and Systems, 2014.
- [11] Yahong, L., Hui, R., Lidong, Z., Fei, W., Jiaheng, L., Inverse-Time Protection Scheme for Active Distribution Network Based on User-Defined Characteristics. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2017.
- [12] Aghdam, T. S., Karegar, H. K., Zeineldin, H. H., Optimal Coordination of Double-Inverse Overcurrent Relays for Stable Operation of DGs. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Feb. 2018.
- [13] Purwar, E., Vishwakarma, D. N., Singh, S. P., A New Adaptive Inverse-Time Protection Scheme for Modern Distribution Systems with Distributed Generation. IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2017.
- [14] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L., Distributed Generation: A Definiton. Electric Power Systems Research, vol. 57, no. 3, pp. 195-204, Apr. 2001.
- [15] Joode, D. J., Welle, V. D. A., Jansen, J., Distributed Generation and the Regulation of Distribution Networks. In: Distributed Generation. InTech, Feb. 2010.
- [16] Jenkins, N., Ekanayake, J. B., Strbac, G., Distributed Generation, The Institution of Engineering and Technology, 2010.
- [17] Fathima, A. H., Palanisamy, K., Energy Storage Systems for Energy Management of Renewables in Distributed Generation Systems. In: Energy Management of Distributed Generation Systems. doi: 10.5772/61476, July 2016.
- [18] IEEE 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003.

- [19] Masters, C. L., Voltage Rise: The Big Issue When Connecting Embedded Generation to Long 11 kV Overhead Lines. IET Power Engineering Journal, 16(1):512, 2002.
- [20] Dugan, S., McGranaghan, M. F., Beaty, H. W., Electrical Power Systems Quality, New York: McGraw Hill, 1996.
- [21] Daniel, S., Gounden, A. N., A Novel Hybrid Isolated Generating System Based on PV Fed Inverter-assisted Wind-driven Induction Generators. Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 2, pp. 416-422, 2004.
- [22] Nuroğlu, F. M., Dağıtılmış Üretim İçeren Dağıtım Şebekelerinde Merkezi Koordinasyon Rölesi Tasarımı. Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, 2011.
- [23] Zaidi, B., Introductory Chapter: Introduction to Photovoltaic Effect, Solar Panels and Photovoltaic Materials. doi: 10.5772/intechopen.72061, July 2018.
- [24] Tang, Y., et al., N⁺ Emitters Realized Using Ammonium Dihydrogen Phosphate for Silicon Solar Cells. Solar Energy, 95:265-270, 2013.
- [25] Ghenai, C., Life Cycle Analysis of Wind Turbine. In: Sustainable Development-Energy, Engineering and Technologies-Manufacturing and Environment. InTech, 2012.
- [26] Cao, W., Xie, Y., Tan, Z., Wind Turbine Generator Technologies. In: Advances in Wind Power. doi:10.5772/51780, Nov. 2012.
- [27] Hau, E., Electrical System. In: Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics. Third translated edition, Springer, doi: 10.1007/978-3-642-27151-9, 2013.
- [28] Elibüyük, U., Üçgül, İ., Rüzgar Türbinleri, Çeşitleri ve Rüzgar Enerjisi Depolama Yöntemleri. Yekarum e-Dergi, 2(3), 2014.
- [29] Esen, M., Rüzgar Türbini ve Güneş Pilinden Oluşan Bir Güç Üretim Sisteminin Tasarımı ve Kontrolü. Fırat Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 2016.
- [30] <http://halbes.com/ruzgar-turbinlerini-taniyalim/>, Erişim Tarihi: 24.07.2018.

- [31] Ma, H., Chen, L., Ju, P., Liu, H., Jiang, N., Wang, C., Feasibility Research on DC Generator Based Wind Power Generation System. International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN), Apr. 2009.
- [32] Ackermann, T., Wind Power in Power Systems, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, 2009.
- [33] Potgieter, J. H. J., Kamper, M. J., Design of New Concept Direct Grid-connected Slip-synchronous Permanent-magnet Wind Generator. IEEE Transactions on Industry Applications, 48(3), 913-922, 2012.
- [34] Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L., Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd edition, Wiley, England, 2009.
- [35] Bollen, M. H. J., Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2000.
- [36] <http://grouper.ieee.org/groups/1159/2/index.html>, Erişim Tarihi: 25.07.2018. The Excel file containing these measurements was obtained from a web-site with test data set up by R. L. Morgan for IEEE project group P1159.2, with the aim of testing methods of sag characterization.
- [37] <http://www.electrotek.com>, Erişim Tarihi: 25.07.2018. This figure was obtained from the Power Quality monitoring demonstration at the Electrotek Concepts Website.
- [38] Wilkins, R., Bollen, M. H. J., The Role of Current Limiting Fuses in Power Quality Improvement. 3rd Int. Conf. on Power Quality: End-use Applications and Perspectives, Amsterdam, Oct. 1994.
- [39] Kojovic, Lj., Hassler, S., Application of Current Limiting Fuses in Distribution Systems for Improved Power Quality and Protection. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no. 2, pp. 791-800, Apr. 1997.
- [40] Conrad, L. E., Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (dips) in Revision to IEEE Std. 493, The Gold Book, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 30, no. 3, pp. 805-821, May 1994.
- [41] Yalçın, M. A., Simetrikli Bileşenler, Arızalar, Enerji İletim Sistemleri Ders Notu.

- [42] Koç, S., Aydoğmuş, Z., Simetrili Bileşenler Metodu Kullanılarak MATLAB/GUI Tabanlı Bir Arıza Hesabı Arayüzü Geliştirme. 5. Uluslararası İleri Teknolojiler Sempozyumu (IATS'09), Karabük, Türkiye, 13-15 Mayıs 2009.
- [43] Erim, B., 154 kV Bir İletim Şebekesinin Kapalı (Ring) Sisteme Dönüşmesiyle Çift Taraflı Beslenen Trafo Merkezlerinde Bara Kısa Devre İncelemesi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 2015.
- [44] Jashfar, S., IEEE 30-bus Distribution System with Non-linear Loads, Department of Electrical and Computer Engineering, Kerman Graduate University of Technology, Kerman, Iran.
- [45] Woodford, D., Applications of PSCAD™/EMTDC™, Manitoba HVDC Research Centre, a division of Manitoba Hydro International Ltd. 211 Commerce Drive, Winnipeg, Manitoba R3P 1A3 Canada.
- [46] Heier, S., Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems, John Wiley & Sons Ltd., 1998.
- [47] Clark, K., Miller, N. W., Gasca, J. J. S., Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies, Version 4.5, Apr. 2010.
- [48] IEEE Std. C37.112, IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays, 1997.

EKLER

EK 1: Dağıtım trafosu verileri [44].

Veriler	Değer	Birim
Yüksek Gerilim-tarafı	69	kV
Alçak Gerilim-tarafı	23	kV
Nominal Güç	52,9	MVA
Kısa Devre Gerilimi (U_k)	0,35	%
X/R oranı	19,5	pu
Frekans	50	Hz

EK 2: Yüklerin bulunduğu baralar, aktif ve reaktif güçleri [44].

Bara numarası	P (MW)	Q (MVar)
1	0	0
2	0,522	0,174
3	0	0
4	0	0
5	0,936	0,312
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0,189	0,063
11	0	0
12	0,336	0,112
13	0,657	0,219
14	0,783	0,261
15	0,729	0,243
16	0,477	0,159
17	0,549	0,183
18	0,477	0,159
19	0,432	0,144
20	0,672	0,224
21	0,495	0,165
22	0,207	0,069
23	0,522	0,174
24	1,917	0,639
25	0	0
26	1,116	0,372
27	0,549	0,183
28	0,792	0,264
29	0,882	0,294
30	0	0
31	0,882	0,294

EK 3: Kapasitörlerin bulunduğu bara yerleri ve güçleri [44].

Kapasitör	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Bara yeri	2	2	14	16	20	24	26
kVAr	900	600	600	600	300	900	900

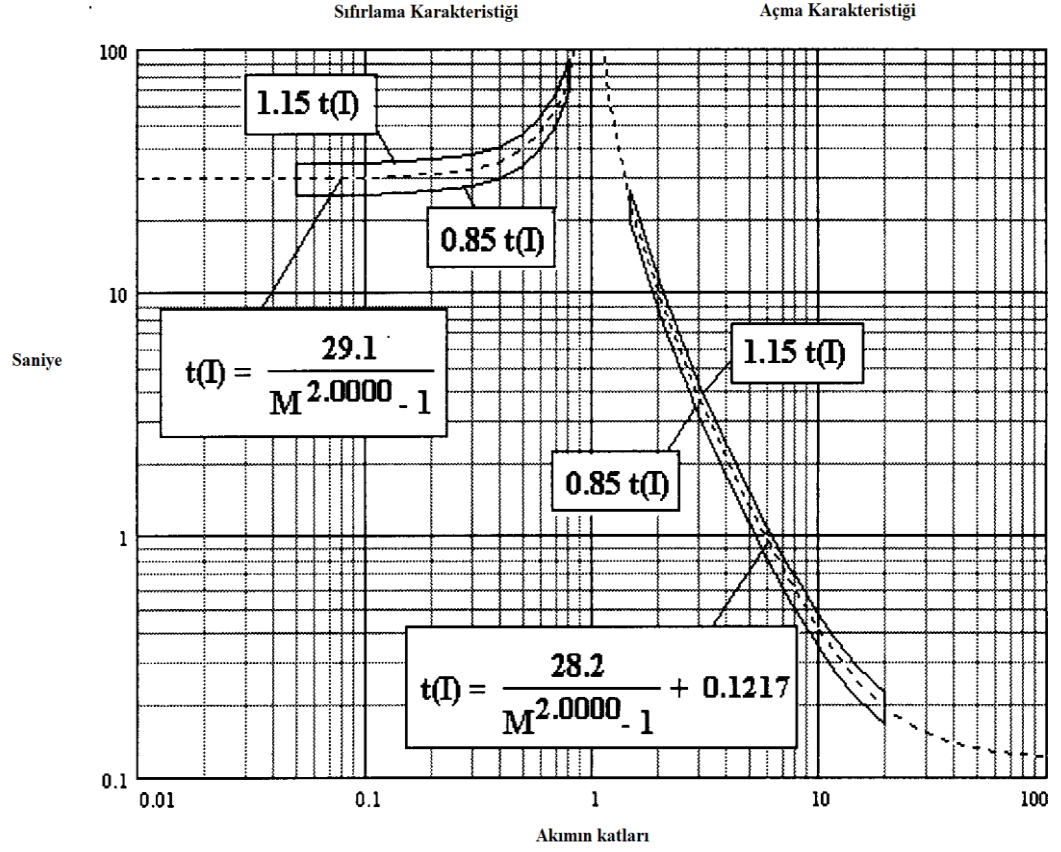
EK 4: Hatlar ve hat parametre değerleri [44].

(no'lu) baradan	(no'lu) baraya	R (ohm)	X (ohm)
2	3	0,2788	0,0148
2	29	0,2788	0,0148
3	4	0,4438	0,4391
4	5	0,8639	0,7512
4	23	0,4438	0,4391
5	6	0,8639	0,7512
6	7	1,3738	0,7739
7	8	1,3738	0,7739
7	19	0,8639	0,7512
7	22	0,8639	0,7512
8	9	1,3738	0,7739
9	10	1,3738	0,7739
9	16	0,8639	0,7512
10	11	1,3738	0,7739
11	12	1,3738	0,7739
12	13	1,3738	0,7739
13	14	1,3738	0,7739
14	15	1,3738	0,7739
16	17	1,3738	0,7739
17	18	1,3738	0,7739
19	20	0,8639	0,7512
20	21	1,3738	0,7739
23	24	0,4438	0,4391
24	25	0,8639	0,7512
25	26	0,8639	0,7512
26	27	0,8639	0,7512
27	28	1,3738	0,7739
29	30	0,2788	0,0148
30	31	1,3738	0,7739

EK 5: Standart karakteristikler için sabitler ve üsler [48].

Karakteristik	A	B	p	t _r
Ters	0,0515	0,114	0,02	4,85
Çok Ters	19,61	0,491	2,0	21,6
Aşırı Ters	28,2	0,1217	2,0	29,1

EK 6: Zaman skalası aralığının ortasına yakın standart uyum bandı ile standart çok aşırı ters zaman-akım karakteristiği [48].



ÖZGEÇMİŞ

Halil Güzel, 12.11.1994 tarihinde Sakarya’da doğdu. İlk, orta ve lise eğitimini Sakarya’da tamamladı. 2012 yılında Ali Dilmen Anadolu Lisesi’nden mezun oldu. 2012 yılında başladığı Sakarya Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik - Elektronik Mühendisliği Bölümü’nü 2016 yılında bitirdi. 2016 yılında Sakarya Üniversitesi Elektrik - Elektronik Mühendisliği Bölümü’nde yüksek lisans eğitimine başladı.