KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DOKTORA TEZİ

TRAKYA BÖLGESİNDEKİ ÖZEL BİR SANTRALIN GEÇİCİ DURUM KARARLILIK KRİTERLERİNİN BELİRLENMESİ

LEVENT KILIÇ

KOCAELİ 2015

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DOKTORA TEZİ

TRAKYA BÖLGESİNDEKİ ÖZEL BİR SANTRALIN GEÇİCİ DURUM KARARLILIK KRİTERLERİNİN BELİRLENMESİ

LEVENT KILIÇ

Doç.Dr. Ayşen BASA ARSOY **Danışman, Kocaeli Üniv.**	.....
Prof.Dr. Fatma Semra ÖZTÜRK **Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.**	.....
Prof.Dr. Belgin EMRE TÜRKAY **Jüri Üyesi, İTÜ**	.....
Prof.Dr. Ayşen DEMİRÖREN **Jüri Üyesi, İTÜ**	.....
Doç.Dr. Bora ALBOYACI **Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.**	.....

Tezin Savunulduğu Tarih: 05.01.2015

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Günümüz güç sistemleri sürekli değişim halindedir. Bu değişimler, enerji piyasasının serbestleşmesi, dağıtım şebekelerinin özelleştirilmesi, geleneksel enerji kaynaklarının azalması, iklim değişimi gibi ekonomik ve çevresel ihtiyaçlardan doğmaktadır. Rüzgar türbinleri ve fotovoltaik sistemler gibi sürdürülebilir enerji kaynaklarının gelişimi için yoğun teşvikler, çalışmalar yürütülmektedir. Sanayi işletmeleri enerji verimliliklerini arttırmak, şebekeden kaynaklanan güç kalitesi olumsuzluklarını azaltmak ve enerji verimliliği için kendi imkanları ile birleşik ısı ve güç santralleri (BIGS-kojenerasyon) kurmaktadırlar.

Üretim ünitelerinin orta gerilim ağırlıklı olmak üzere değişik gerilim seviyelerinden şebekeye katılım oranlarının artması, güç akışı, gerilim profili, güç kalitesi, santral ve şebeke kararlılığında etkilerinin de artmasına neden olur. Bu durumda, dağıtım şebekesinin normal çalışma ve arıza durumlarında işletme koşullarının belirlenmesi gereklidir. BIGS katılımlı dağıtım şebekesinde dinamik davranışın incelenmesi, generatörlerin devrede kalma kriterinin belirlenmesini sağlayacaktır.

Şebekeye orta gerilim seviyesinden bağlı özellikle senkron makinelere sahip özel sektör santrallerinin, santral ve şebeke güvenilirliğinin arttırılmasında, rezerv güç, frekans ve gerilim kontrolü bakımından değerlendirilmesi gerekmektedir.

Doktora çalışmama başladığım ilk günden bugüne değin her türlü desteği ve yüreklendirmeyi yapan hocam Sayın Doç.Dr. Ayşen Basa ARSOY'a, süreçteki eksiklikleri gidermemde sayısız tecrübelerini paylaşan Proje İzleme Komitesi Üyesi hocalarım Sayın Prof.Dr. F. Semra ÖZTÜRK ve Sayın Prof.Dr. Belgin Emre TÜRKAY'a çok şey borçluyum.

Enerji santrallerine sahip özel sektör şirketimizin yoğun işletmeciliğinde bile, bana doktora çalışması için referans olan, izin veren ve teşvik eden yöneticilerim Sn. Sabahattin GÜNCELER ve Sn. Süreyya POYRAZ'a minnettarım.

Tercümelerde üzerimdeki yükümün bir kısmını alan İngilizce öğretmeni kardeşim Sn. Emel KILIÇ'a, simülasyonlarda desteğini ve katkısını esirgemeyen meslektaşım Sn. Vural AYDOĞAN'a ve teknik konulardaki paylaşımları için Sayın Yrd. Doç. Dr. Fatih Mehmet NUROĞLU'na çok teşekkür ederim.

Uzun süreç boyunca kızım Doğa ve oğlum Göktürk'ün bana düşen sorumluluklarını yüklenen değerli eşim Hülya'ya sonsuz teşekkürlerimle.

Ocak - 2015 Levent KILIÇ

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR i
İÇİNDEKİLER ii
ŞEKİLLER DİZİNİ v
TABLOLAR DİZİNİ vii
SİMGELER DİZİNİ VE KISALTMALAR ix
ÖZET xi
ABSTRACT xii
GİRİŞ 1
1. DAĞITILMIŞ ÜRETİMİN DAĞITIM ŞEBEKESİNDEKİ ETKİSİ 2
1.1. Literatür Taraması 6
1.2. Araştırma Yaklaşımı 11
1.2.1. Problem tanımı 11
1.2.2. Araştırma yaklaşımı 13
2. ŞEBEKE OLAYLARI 16
2.1. Tanımlamalar ve Sınıflandırmalar 16
2.2. Kısa Kesintiler, Terminoloji ve Tanımlamalar 18
2.3. Gerilim Düşmesi, Terminoloji ve Tanımlar 18
2.4. Farklı Ülkelerdeki Olay Araştırmaları 19
2.4.1. ABD ve Kanada 19
2.4.2. Fransa 21
2.4.3. Türkiye: Trakya ve Topkapı bölgeleri 22
3. ARIZALAR KARŞISINDA DÜ DAVRANIŞININ İNCELENMESİ 26
3.1. Yük Akışı 26
3.2. Kısadevre 27
3.3. Kararlılık 28
3.3.1. Sürekli hal kararlılığı 29
3.3.2. Geçici durum kararlılığı 29
3.4. Ada Modu 33
3.5. Yan Hizmetler Frekans Katkısı 34
3.5.1. Primer frekans kontrolü 35
3.5.2. Sekonder frekans kontrolü 37
3.5.3. Tersiyer frekans kontrolü 38
3.5.4. DÜ santralların frekans kontrolünde değerlendirilmesi 39
3.6. Güvenilirlik Değerlendirilmesi 41
3.6.1. DÜ katılımlı güvenilirlik 41
3.6.2. Şebeke güvenilirliği 42
3.6.3. Rezerv marjı 42
3.6.4. Rezerv marjının belirlenmesi 44
4. STANDARTLARIN İNCELENMESİ 47
4.1. IEEE 1547 50
4.1.1. IEEE 1547.1 52
4.1.2. IEEE 1547.2 52
4.1.3. IEEE 1547.3 53

4.1.4. IEEE 1547.4 53
4.1.5. IEEE 1547.5 53
4.1.6. IEEE 1547.6 53
4.1.7. IEEE 1547.7 53
5. ÖRNEK BİR SİSTEM DAVRANIŞININ İNCELENMESİ 54
5.1. Simülasyon Çalışma Durumları 55
5.1.1. Sürekli çalışma 57
5.1.1.1. Şebekeye bağlı çalışma 57
5.1.1.2. Ada modu çalışma (hat - 4 açık) 59
5.1.2. Arıza çalışma 60
5.1.2.1. Durum -1 60
5.1.2.2. Durum -2 67
5.1.2.3. Durum -3 69
5.1.2.4. Durum -4 71
5.1.2.5. Durum -5 72
5.1.2.6. Durum -6 74
5.1.2.7. Durum -7 75
5.1.2.8. Durum -8 75
5.1.2.9. Durum -9 76
5.1.2.10. Durum -10 80
5.1.2.11. Durum -11 80
5.1.2.12. Durum -12 81
5.1.2.13. Durum -13 82
5.1.2.14. Durum -14 82
5.1.2.15. Durum -15 83
5.1.2.16. Durum -16 83
5.1.2.17. Durum -17 83
5.1.2.18. Durum -18 85
5.1.2.19. Durum -19 85
5.1.2.20. Durum -20 85
5.1.2.21. Durum -21 87
5.1.2.22. Durum -22 87
5.1.2.23. Durum -23 87
5.1.2.24. Durum -24 87
5.1.2.25. Durum -25 88
5.1.2.26. Durum -26 89
5.1.2.27. Durum -27 89
5.1.2.28. Durum -28 89
5.1.2.29. Durum -29 90
5.1.2.30. Durum -30 92
5.1.2.31. Durum -31 93
5.1.2.32. Durum -32 94
5.1.2.33. Durum -33 95
5.1.2.34. Durum -34 96
5.1.2.35. Durum -35 97
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 101
KAYNAKLAR 103
EKLER 110
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER 121

ÖZGEÇMİŞ 123

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Dikeyden yataya dönüşen güç sistemi 2
Şekil 1.2. DÜ - Dağıtım sistemi bağlantısıyla yaşanabilecek olaylar 4
Şekil 1.3. DÜ – Dağıtım sistemi bağlantı şekilleri 5
Şekil 2.1. Standartlardaki gerilim genlik bazlı olayların tanımı 17
Şekil 2.2. EPRI trafo merkezi verileri 20
Şekil 2.3. EPRI fider verileri 20
Şekil 2.4. Fransa iletim ve trafo merkezi arıza istatistikleri 21
Şekil 2.5. Trakya bölgesi kesinti genlik ve sayı istatistikleri 22
Şekil 2.6. Trakya bölgesi kesinti süreleri [dakika] 22
Şekil 2.7. Trakya bölgesi gerilim düşmesi genlik ve sayı istatistikleri 23
Şekil 2.8. Topkapı bölgesi kesinti genlik ve sayı istatistikleri 23
Şekil 2.9. Topkapı bölgesi kesinti süreleri [d] 24
Şekil 2.10. Topkapı bölgesi gerilim düşmesi genlik ve sayı istatistikleri 24
Şekil 2.11. Trakya ve Topkapı bölgelerinde yaşanan kısadevre olayları 25
Şekil 3.1. Generatöre a) yakın, b) uzak kısadevre eğrisi 28
Şekil 3.2. Kararlılık sınıflandırması 29
Şekil 3.3. Sürelerine göre sınıflandırılmış şebeke olayları 30
Şekil 3.4. Farklı hız eğimlerine sahip iki generatörün güç kontrolü 36
Şekil 3.5. Frekans düşmesi 37
Şekil 3.6. Frekans kontrolü yapısı 39
Şekil 3.7. Makine verimlerinin karşılaştırılması 40
Şekil 3.8. 80 MW kurulu gücünde gaz motorlu santralın uygulamada izlenmesi 40
Şekil 5.1. Basitleştirilmiş ve genişletilmiş örnek dağıtım sistemi 54
Şekil 5.2. Geçici durum kararlılık için 3 faz kısadevre olayının tanımlanması 56
Şekil 5.3. Normal çalışmada durum 1-2-3-4 için gerilim profili 59
Şekil 5.4. Ada modu durum 10 $MW_{üretim}$=10 $MW_{yük}$ için çalışma durumları 59
Şekil 5.5. Arıza çalışma durumu 1 b için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri 66
Şekil 5.6. Karşılaştırmalı arıza süresi ve kararlılık sınırı 66
Şekil 5.7. Arıza çalışma durumu 2 (b) için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri 68
Şekil 5.8. Arıza çalışma durumu 3 (b) için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri 71
Şekil 5.9. Arıza çalışma durumu 4 (b) için kritik açma süresi 72
Şekil 5.10. Arıza çalışma durumu 5 (a) için kritik açma süresi 73
Şekil 5.11. Arıza çalışma durumu 5 (b) için kritik açma süresi 73
Şekil 5.12. Arıza çalışma durumu 5 (c) için kritik açma süresi 74
Şekil 5.13. Arıza çalışma durumu 6 (b) için kritik açma süresi 75
Şekil 5.14. Arıza çalışma durumu 9 (b) için kritik açma süresi 80
Şekil 5.15. (Tablo 5.16'ya ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 82
Şekil 5.16. (Tablo 5.22'ye ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 85

Şekil 5.17. (Tablo 5.23'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 86
Şekil 5.18. (Tablo 5.24'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 88
Şekil 5.19. (Tablo 5.25'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 90
Şekil 5.20. (Tablo 5.26'a ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 91
Şekil 5.21. (Tablo 5.27'ye ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 93
Şekil 5.22. (Tablo 5.28'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 93
Şekil 5.23. (Tablo 5.29'a ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 95
Şekil 5.24. (Tablo 5.30'a ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 96
Şekil 5.25. (Tablo 5.31'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 97
Şekil 5.26. (Tablo 5.32'ye ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması 98

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1.1. DÜ – teknolojileri ve boyutları 5
Tablo 2.1. Çeşitli standartlardaki kısa süreli kesinti tanımlamaları 18
Tablo 2.2. Çeşitli standartlardaki kısa süreli gerilim düşmesi tanımlamaları 19
Tablo 3.1. Baradaki yük akışı parametreleri 26
Tablo 3.2. Santral verilerine göre hesaplanmış değerler 44
Tablo 3.3. Santral bölge verilerine göre hesaplanmış değerler 45
Tablo 4.1. ABD standartları 48
Tablo 4.2. Ülke karşılaştırması 48
Tablo 4.3. Gerilim koşulları 51
Tablo 4.4. Frekans koşulları 51
Tablo 4.5. Maksimum akım harmonik bozulma koşulları (talep için) 51
Tablo 4.6. Senkronizasyon koşulları 51
Tablo 4.7. Gerilim harmonik bozulma koşulları (senkron makineler) 51
Tablo 5.1. Simülasyon durumları 60
Tablo 5.2. Durum 1 (b) kritik açma süreleri 60
Tablo 5.3. Durum 2 (b) kritik açma süreleri 67
Tablo 5.4. Durum 3 (b) kritik açma süreleri 69
Tablo 5.5. Durum 4 (b) kritik açma süreleri 71
Tablo 5.6. Durum 5 (a) kritik açma süreleri 72
Tablo 5.7. Durum 5 (b) kritik açma süreleri 73
Tablo 5.8. Durum 5 (c) kritik açma süreleri 73
Tablo 5.9. Durum 6 (b) kritik açma süreleri 74
Tablo 5.10. Durum 7 (b) kritik açma süreleri 75
Tablo 5.11. Durum 8 (b) kritik açma süreleri 76
Tablo 5.12. Durum 9 (b) kritik açma süreleri 76
Tablo 5.13. Durum 10 (b) kritik açma süreleri 80
Tablo 5.14. Durum 11 (b) kritik açma süreleri 80
Tablo 5.15. Durum 12 (b) kritik açma süreleri 81
Tablo 5.16. Tüm durumlar için kritik açma süreleri 81
Tablo 5.17. Durum 13 (b) kritik açma süreleri 82
Tablo 5.18. Durum 14 (b) kritik açma süreleri 83
Tablo 5.19. Durum 15 (b) kritik açma süreleri 83
Tablo 5.20. Durum 16 (b) kritik açma süreleri 83
Tablo 5.21. Durum 17 (b) kritik açma süreleri 83
Tablo 5.22. Tüm durumlar için kritik açma süreleri 83
Tablo 5.23. Tüm durumlar için kritik açma süreleri 85
Tablo 5.24. Tüm durumlar için kritik açma süreleri 87
Tablo 5.25. Tüm durumlar için kritik açma süreleri 89
Tablo 5.26. Durum 29 (a-b-c) kritik açma süreleri 91
Tablo 5.27. Durum 30 (a-b-c) kritik açma süreleri 91
Tablo 5.28. Durum 31 (a-b-c) kritik açma süreleri 93
Tablo 5.29. Durum 8 (c) kritik açma süreleri 95
Tablo 5.30. Durum 19 (c) kritik açma süreleri 95

Tablo 5.31. Durum 20 (c) kritik açma süreleri..... 96
Tablo 5.32. Durum 26-28 (c) kritik açma süreleri 97

SİMGELER DİZİNİ VE KISALTMALAR

U_n	: Anma gerilimi, [V]
A	: Arıza zamanı, [Saat, Gün, Ay, Yıl]
ac	: Alternatif akım, [A]
ACE_i	: i bölgesindeki alan kontrol hatası
AV	: Emreamadelik, [%]
B	: Bakım zamanı, [Saat, Gün, Ay, Yıl]
D	: Dönem zamanı, [Saat, Gün, Ay, Yıl]
d, dak	: Dakika
dc	: Doğru akım, [A]
E_q	: Generatör iç gerilimi, [V]
f	: Anma frekansı, [Hz]
G	: Generatör
H	: Rotor eylemsizlik sabiti, [MW.s/MVA]
HV	: Yüksek gerilim, [V]
Hz	: Hertz
$I_k^{"}$	: Başlangıç simetrik kısadevre akımı, [A]
i_p	: Akımın tepe değeri, [A]
I_k	: Kararlı durum kısadevre akımı, [A]
I	: İntegral kontrol
i_{dc}	: Arıza akımının azalan periyodik olmayan bileşeni, [A]
J	: Tork momenti
K_n	: Şebeke kontrol değeri
kV	: Kilovolt
ms	: Milisaniye
MV,OG	: Orta gerilim, [V]
n	: Benzer büyüklük ve güvenilirlik faktörüne sahip ünite sayısı
P	: Aktif güç, [W]
p	: Çift kutup sayısı
P	: Orantısal kontröl
P(m)	: (m) sayıda ünitenin devrede olma olasılığı
P_c	: Tüketim gücü, [W]
P_e	: Elektriksel güç, [W]
P_g	: Üretim gücü, [W]
P_m	: Mekanik güç, [W]
P_{rM}	: Asenkron motor aktif gücü, [W]
pu	: Birim değer
Q	: Reaktif güç, [VAr]
Q_S	: Şebeke
R	: Direnç, [Ω]
RF	: Güvenilirlik, [%]
RM	: Rezerv marjı

R_p	: Regülasyon gücü
RR	: Rezerv gereksinimi
s	: Saniye
SG	: Senkron Generatör
s_G	: Generatör hız eğimi
t	: Zaman, [s]
T	: Zaman sabiti, [s]
t_{cr}	: Kritik temizleme zamanı, [s]
u_d, u_q	: Generatör uç gerilimi, [V]
U, V	: Gerilim, [V]
v	: Varyans
W_k	: Makine kinetik enerjisi
X''_d	: Subtransient reaktans
X, L	: Endüktans, [Ω]
Z	: Güven seviyesi
δ	: Rotor açısı, [rad]
σ	: Standart sapma
ω_0	: Açısal frekans, [rad/s]
ψ	: Akı

Kısaltmalar

ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
BIGS	: Birleşik Isı Güç Üretim Santralı, Kojenerasyon
CAIDI	: Tüketicideki Ortalama Kesinti Süresi İndeksi
CEA	: The Canadian Electrical Association (Kanada Elektrik Birliği)
CIGRE	: International Council on Large Electric Systems (Büyük Elektrik Sistemler Uluslararası Konseyi)
DgS	: DigSilent
DÜ	: Dağıtılmış Üretim
EN	: European Norm (Avrupa Standartları)
EPRI	: Electric Power Research Institute (Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü)
GES	: Güneş Enerji Santralı
IEC	: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
KTZ	: Kritik Temizleme Zamanı
NPL	: National Power Laboratory (Ulusal Güç Laboratuarı)
OBN	: Ortak Bağlantı Noktası
RES	: Rüzgar Enerji Santralı
RMS	: DigSilent yazılımında orta ve uzun dönemli kararlı durum şebeke modeli
SAIDI	: Sistemdeki Ortalama Kesinti Süresi İndeksi
SAIFI	: Sistemdeki Ortalama Kesinti Sıklığı İndeksi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
UCTE	: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Avrupa Elektrik İletim Sistemi)

TRAKYA BÖLGESİNDEKİ ÖZEL BİR SANTRALİN GEÇİCİ DURUM KARARLILIK KRİTERLERİNİN BELİRLENMESİ

ÖZET

Dağıtım sistemine bağlanan küçük güçlü üretim ünitelerinin sayısı her geçen gün artmaktadır. Dağıtılmış üretim (DÜ) olarak tanımlanmış bu tür ünitelerin dağıtım sistemindeki yük akışı, kısadevre, gerilim ve frekans kontrolü, güç kalitesi, kararlılık, ada ve senkron çalışma ve röle koordinasyonu ile güvenilirlik üzerinde önemli etkileri bulunmaktadır.

Tezde ilk olarak, Trakya bölgesindeki dağıtım şebekesindeki türbin ve gaz motorlarından oluşan senkron generatörlü (SG) özel bir santralin, arıza sonrası devrede kalabilmesinin, dağıtım şebekesi ve santralin kararlılığına etkisi incelenmiştir. Daha sonra, sisteme farklı noktalarda, SG, rüzgar ve güneş santralleri eklenmesiyle oluşan değişiklikler, şebeke ile paralel ve ada modu çalışmada normal ve arıza durumları için çalışılmış, arıza sonrası devrede kalabilme kriterleri incelenmiş ve kritik temizleme zamanı belirlenmiştir. Çalışmalar, generatör sayısı sabit ve yük değişken ve tersi için tekrarlanmıştır.

Şebeke operatörleri DÜ'in sisteme katılım oranlarını sınırlandırmakta, arıza durumlarında mevcut olanları da devreden çıkarmaktadır. Kararlığın bozulmasına DÜ katılım oranlarından çok, gerilim düşümünün yol açtığı görülmüştür. Kısadevre gerilim düşümlerinin 0,5 pu'de tutulabilmesi halinde devreden çıkarmanın gerekmediği, genellikle reaktif cezalardan dolayı güç faktörü 1,0 civarında çalıştırılan SG'lerin 0,8 civarına çekilmesi halinde kararlılığa olumlu katkıda bulunduğu, ada modunda, rüzgar ve güneş santrallerinin kararlılığı bozduğu, paralel çalışmada ise etkilemediği görülmüştür. Ülkemizde halen yalnızca iletim sistemine bağlantı izni verilen rüzgar ve güneş santrallerinin kararlılık bakımından dağıtım sistemine de bağlanabileceği görülmüştür.

Dağıtım sistemine bağlanacak SG 'lü santrallerin normal çalışma durumları için %100' e varabilen katılım oranlarında dahi kararlılığını bozmadığı belirlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Arıza Sonrası Devrede Kalma, Dağıtım Şebekesi, Dağıtılmış Üretim, Geçici Durum, Kararlılık.

DETERMINATION OF TRANSIENT STABILITY CRITERIA FOR PRIVATE SECTOR POWER PLANT LOCATED AT THRACE REGION

ABSTRACT

Connection of small generating units in the medium voltage distribution system is increasing substantially. Such units, called distributed generation, can have a significant impact on, load flow, shortcircuit, voltage, frequency, power quality, stability, islanding and synchronized running, protection and reliability.

In this thesis, firstly, the stability impact of a private sector power plant in Thrace region having synchronous generators driven by gas engine and gas turbine has been investigated in terms of fault ride through capability. Later, changes in stability under the case of integrating wind turbine and solar panels at various locations have been studied under steady state and fault conditions in islanding and grid connected mode. Critical clearing time has been determined, once the criteria of fault ride through capability were explored.

Grid operators do limit penetration levels of such plants and can also disconnect available units when grid fails. Stability is affected by voltage dip much worsely than penetration levels. It has been seen that the disconnection of power plants is not necessary, when the voltage dip is restricted to 0,5 pu. Also that the stability is positively affected when the power factor is decreased to 0,8 from 1,0. Wind and solar plants may result instability in islanding mode, however they do not have much impact in stability when they are synchronized with the grid. They can also be suitable for distribution system.

The results also show that even 100% penetrated SG based power plants in distribution system do not affect stability badly in steady state operation.

Keywords: Fault Ride Through, Distributed Grid, Distributed Generation, Transient, Stability.

GİRİŞ

Toplumların elektrik enerjisine gereksinimi çok fazladır ve bu gelecekte de artarak devam edecektir. Ana güç sistemindeki arızalar ve kesintilerin ekonomik ve sosyal etkisi üretim kaynaklarında doğru kullanım ve güvenilirliği önemli hale getirmektedir.

Artan enerji talebi, elektrik üretim olanaklarının genişletilmesine gereksinim duymaktadır. Geleneksel güç santrallerinin çevresel etkilerinin üstesinden gelmek ve sera gazı emisyonlarını azaltmak için Avrupa 2020 yılı için tüketilen elektriğin %20'sinin yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmesini politika olarak oluşturmuştur. Sonuç olarak, rüzgar türbinleri ve güneş panelleri gibi yenilenebilir enerji kaynakları hızla yaygınlaşmaktadırlar.

Bu gelişmenin yanında, geleneksel yakıtları baz alan yüksek verimli, düşük maliyetli dağıtılmış üretime (DÜ) dönük bir eğilim vardır. Elektrik piyasasının serbestleşmesi bu gelişmenin tetikleyicisi olmuştur. Serbestleşme, iştirakçilere proses özelliğine bağlı santralleri kurma ve elektriğini de piyasaya yan ürün olarak satmaya müsade etmektedir. Bunun sonuçlarından biri tüm alan boyunca dağıtılmış ve genişleyen küçük güçlü generatörlerin artışı olmaktadır. DÜ olarak düşünülen yenilenebilir enerji kaynakları güneş ışığı, rüzgar, dalga, gibi doğal kaynaklardan oluşmaktadırlar. Bununla birlikte, doğalgaz yakıtlı gaz makinesi ya da gaz türbinli birleşik ısı güç üretim santralleri (BIGS) ve mikro BIGS'ler de DÜ kapsamına alınmaktadırlar. Bazı enerji depolama teknolojileri de dağıtılmış üretimin geniş tanımı içinde yer almaktadır. Tezde yenilenebilir ya da diğer türler arasında ayırım yapmaksızın tümü DÜ olarak kullanılmaktadır. Ancak, araştırma konuları esas olarak BIGS için yoğunlaşacaktır.

1. DAĞITILMIŞ ÜRETİMİN DAĞITIM ŞEBEKESİNDEKİ ETKİSİ

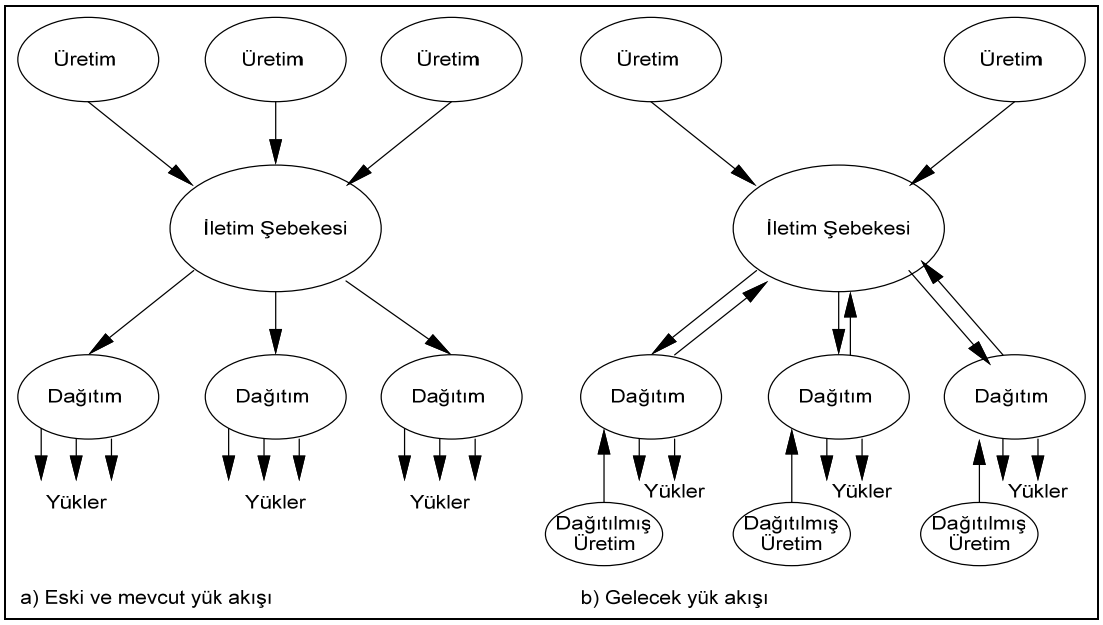
Geleneksel güç sistemlerinde elektriği büyük merkezi elektrik santralleri üretirler. Güç sistemi klasik olarak üç kısma ayrılabilir [1]:

– Üretim

– İletim

– Dağıtım

Büyük güç santralleri soğutma suyu ve yakıt temininin mümkün olduğu yerlere kurulurlar. Böylece, çoğu merkezi güç santralı özel uzak alanlara kurulmakta ve ürettikleri elektriği dağıtım şebekelerine iletecek iletim sistemine bağlanmaktadırlar. Dağıtım şebekesi iletilen elektriği nihai tüketicilere dağıtmak için almaktadır. Bu dikey işletim sistemi olarak adlandırılmaktadır [2].



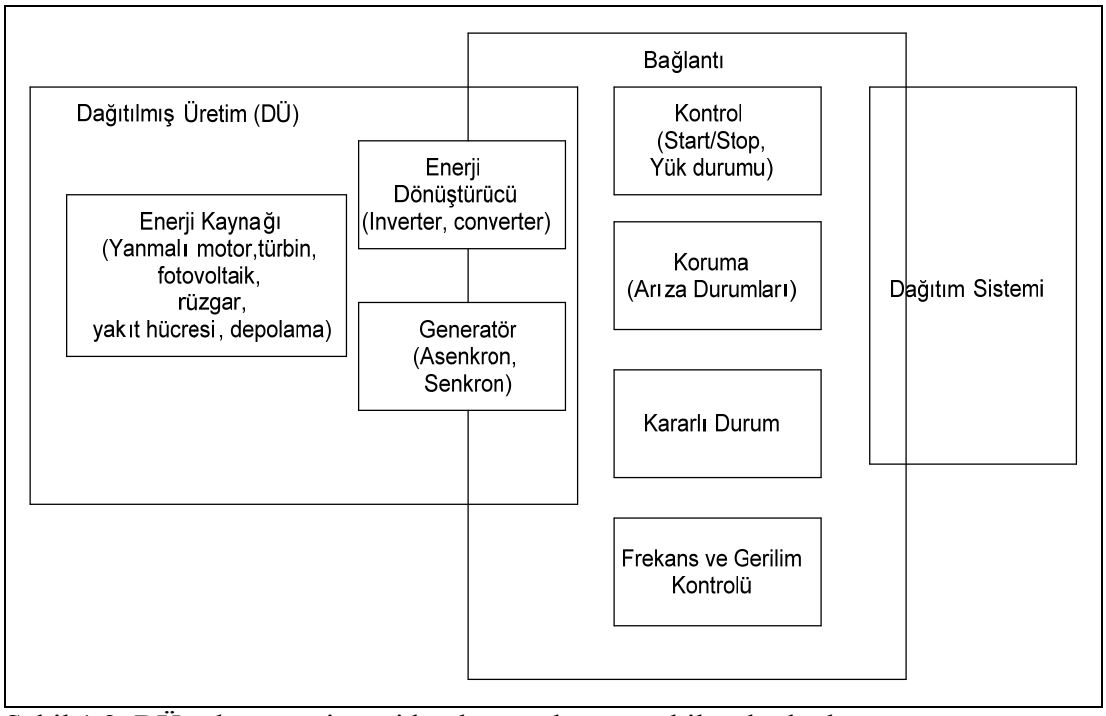
Şekil 1.1. Dikeyden yataya dönüşen güç sistemi

Çoğu DÜ kaynakları küçük boyutludur ve esas olarak dağıtım sistemine bağlanmıştır. DÜ'nin dağıtım sistemine katılımıyla, üretim yüke yakın noktada

gerçekleşmekte, bu da yük akışını etkilemektedir [3]. Yakın gelecekte, artan DÜ katılım oranının toplam yük oranını geçmesi beklenmektedir. Sonuç olarak dağıtım şebekesi komşu dağıtım şebekesine elektrik göndermeye başlayacak, Şekil 1.1'de görülen yatay işletim sistemine dönüşecektir.

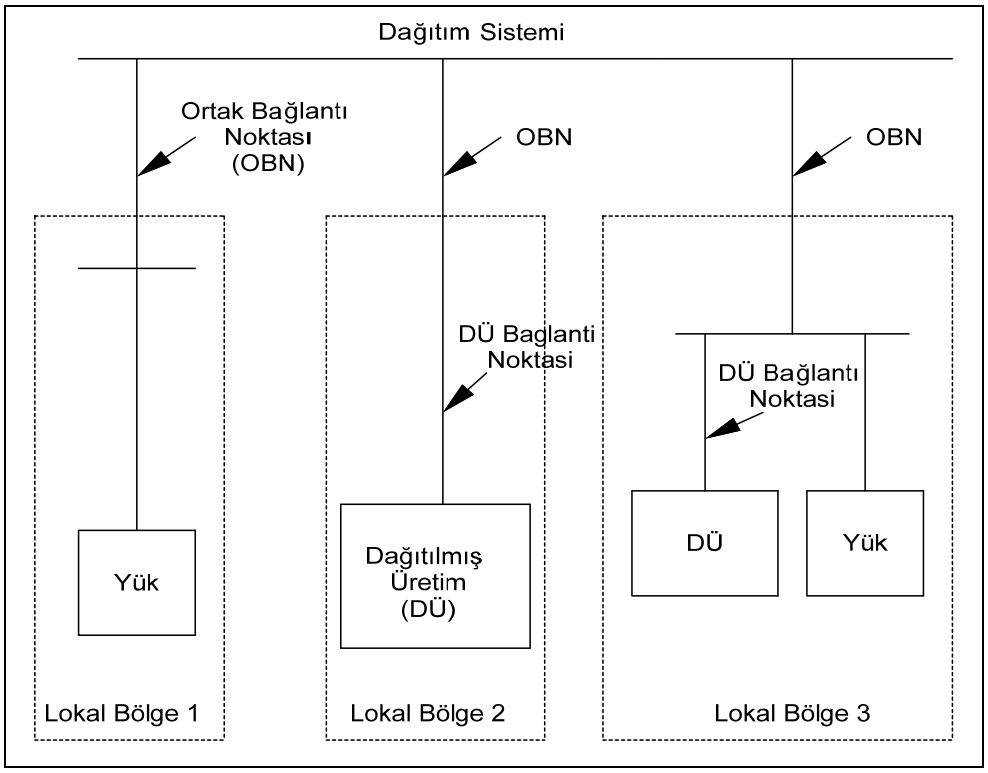
Dağıtım şebekesindeki büyük ölçekli DÜ, güç sistemi işletiminde önemli etkiye sahip olabilir. Bu yüzden DÜ entegrasyonu ile ilgili birçok araştırma projesi ve sayısız çalışma yürütülmektedir. Genel olarak, tüm olası yükleme durumları için iletim ve dağıtım şebekesi gerilimini belirli limitler içerisinde tutmak gerekmektedir. DÜ'nin entegrasyonu dağıtım fiderindeki yük akışını değiştirerek fider gerilimini etkiler. Gerilim profili fiderdeki yüke eşit ya da daha küçük bir DÜ olması halinde bozulmayacaktır. Bu durumda şebekeden sağlanan enerji ve akım azalacak, bu da gerilim düşmesini iyileştirecektir. Ancak, fiderdeki üretim tüketimi geçtiğinde , yük akışı tersine dönecek ve gerilim yükselmesi oluşacaktır. Bu gerilim yükselmesi bağlantı noktasındaki DÜ miktarına ve şebekenin kısadevre gücüne bağlıdır. Ters yük akışının etkisi DÜ reaktif güç verdiğinde daha da kötüye gidecektir.

Geleneksel güç sistemleri az sayıda fakat yüksek anma değere sahip generatörlerle karakterize edilmektedir. Geleneksel yapı çok sayıda DÜ'nün entegrasyonu ile farklılaşmaktadır. Dağıtım şebekeli güç sisteminindeki örneğin rüzgar parkları gibi küçük generatörlerden oluşan bu tür santrallerin etkisini incelemek için, bunların toplu olarak değerlendirilmesi gibi bazı basitleştirme yöntemleri kullanmak gerekmektedir. DÜ'nin güç sistemindeki etkilerinin araştırıldığı ayrıntılı çalışmaların yanında, dağıtım şebekesi işletimi üzerindeki etkilerini araştıran çalışmalar, Şekil 1.2' de sistematikleştirilmiştir. Arızalı bir dağıtım şebekesinde DÜ arıza akımına katkıda bulunabilir ve dağıtım şebekesindeki arızanın saptanmasını doğrudan etkileyebilir.



Şekil 1.2. DÜ - dağıtım sistemi bağlantısıyla yaşanabilecek olaylar

Dağıtılmış üretimin literatürde birçok tanımı bulunmaktadır. [5-8]' te DÜ lokal güç sistemine ortak bağlantı noktası üzerinden bağlanan elektrik üretimi olarak tanımlandığı gibi, merkezi planlanmamış, merkezi yönlendirilemeyen ve dağıtım şebekesine bağlı kaynaklar olarak tanımlanmıştır. Bazı tanımlar genel bir bakış açısı içermektedir. Tezde, dağıtılmış üretim, doğrudan dağıtım şebekesine ya da sayacın müşteri tarafına bağlanan bir elektrik kaynağı olarak tanımlanmaktadır, (Şekil 1.3).



Şekil 1.3. DÜ – Dağıtım sistemi bağlantı şekilleri

DÜ tanımında gücü belirtilmemiştir. Bunun için [7]' de önerilen kategorize değerler tezde de kullanılacaktır, bunlar:

- Mikro DÜ: 20 W < 5 kW
- Küçük DÜ: 5 kW < 5 MW
- Orta DÜ: 5 MW < 50 MW
- Büyük DÜ: 50 MW < 300 MW (iletim sistemine bağlı)

Farklı teknolojilere göre kategorize edilmiş örnekler Tablo 1.1' de verilmektedir, [8].

Tablo 1.1. DÜ – teknolojileri ve boyutları

Teknoloji	Ortalama ünite büyüklüğü
Kombine çevrim gaz türbini	35 – 400 MW
İçten yanmalı motor	5 kW – 20 MW
Rüzgar türbini	200 W – 5 MW
Fotovoltaik hücreler	20 W – 100 kW
Yakıt hücreleri	200 kW – 2 MW
Akü depolayıcı	500 kW – 5 MW

DÜ, dağıtım şebekesi ile DÜ-ünitesi arasındaki bağa ve işletim ilkesine göre de sınıflandırılabilir. Bunun dağıtım şebekesindeki bir arızaya DÜ ünitesinin verdiği kısadevre katkısını belirlemede önemi bulunmaktadır. Buradaki ayrım, inverterli ve senkron/asenkron generatör olarak bağlanmaktan kaynaklanmaktadır. Inverter üzerinden bağlı olan sistemlerin kısadevre katkısının hemen hemen olmadığı görülmektedir. Bu nedenle bunlar arıza akım hesaplamalarında kullanılmamaktadır. Doğrudan bağlı DÜ katkısı ise hesaplamalarda ihmal edilemeyecek büyüklüktedir.

1.1. Literatür Taraması

DÜ santrallerin artması güç sistemleri için yeni fırsatlarla beraber, bazı problemlerin oluşumuna da neden olmaktadır. Radyal dağıtım sisteminin değişik yerlerine bağlanan DÜ santrallerinin şebeke gerilim profili ve kısadevre etkileri üzerine simülasyon çalışması yürütülmüştür. DÜ santrallerin gerilim profiline olumlu katkıda bulunacağı, bağlı olduğu baranın kısadevre akımlarını arttıracağı, bunun arıza durumunu açmadan önce, sağlıklı hattın da devre dışı kalmasına neden olabileceği, DÜ santrallerin sisteme dahil olmasıyla yük akışının artık tek yönden değil, iki yönden olacağı, güvenli şebeke yönetimi için, koruma durumlarının buna göre revize edilmesi gerektiği belirtilmektedir [9,10].

Güç sistemindeki DÜ katılım oranının artması, beraberinde şebeke işletmecisi için yeni fırsatları ve problemleri de getirmektedir. Elektrik üretimi konvansiyonel santrallerle beraber güç elektroniği arayüzleri üzerinden şebekeye bağlanan küçük güçlü çeşitli yeni üretim teknolojileri çağına doğru değişmektedir. Bu etki, farklı üretim teknolojileri ve kurulum kapasitelerine göre farklılık arz etmektedir. Bir DÜ ünitesinin dağıtım sisteminin tüketici tarafından bağlanan küçük güçlü bir generatör olduğu düşünülebilir ve normalde bu sistem işletmecisi tarafından kontrol edilemez. Çoğu durumda, DÜ toplu yük olarak değerlendirilir. DÜ teknolojileri; fotovoltaikler, rüzgar türbinleri, yakıt hücreleri, küçük ve mikro gaz türbinleri, Stirling makineleri ve içten yanmalı makinelerdir. Çoğu hükümet çevresel nedenlerden, serbestleşen elektrik piyasası da rekabetin artmasından dolayı, DÜ teknolojilerini geliştirmeye ve bunları şebekeye bağlamaya zorlamaktadır. Şu anda ABD endüstriyel elektrik güç talebinin %35'i DÜ'lerce sağlanmaktadır. Kararlı talebi olan sanayi için elektriği

yerinde üretmek genellikle daha ucuzdur. Böylelikle hat, dağıtım ve faturalama yükümlülüklerinden kurtulmak mümkündür.

DÜ sistemleri elektrik güç üretiminde artan önemde bir rol oynamaktadırlar. Bunlar farklı küçük kapasitelerde ve güç sisteminde dağıtılmışlardır. Bu durum şebeke operasyonları bakımından çok yeni problemler oluşturmaktadır [11]. Sistem operatörleri ve yatırımcıların izlemesi için sağlam bağlantı kılavuzları ve standartlarının oluşturulması gerekmektedir. Bu, elektrik sektöründe pazar koşullarında çevreci ve rekabetçi bir oluşuma da katkıda bulunacaktır. DÜ ünitelerinin güç sistemine bağlanması, genellikle, gerilim profilini iyileştirir ve kayıpları azaltır. Eğer şebeke uygun tasarlanmamışsa ve DÜ ünitelerinin verdiği güç yüksekse, bu yerel olarak sistemde aşırı gerilime sebep olabilir. Bu durumda, kurulu kapasitenin azaltılması ya da şebekenin kuvvetlendirilmesi önerilmektedir. Spesifik bir dağıtım sisteminde DÜ gelişimi için planlama yapmadan önce, şebeke operatörleri farklı teknolojiler, yerleşimler, boyutlar, şebeke kapasitesi, yükler, vb. bakımından çalışılmalıdır. Bu çalışmada, DÜ'nin bağlı olduğu sağlıklı hatta bile, kısadevre akımına katkıda bulunacağı görülmüştür. Bu arızalı hatları temizlemeden önce sağlıklı hattı açtırabilir. Mevcutta, DÜ sadece toplam elektrik tüketiminin küçük bir parçasını temsil eder. Klasik korumalar, çoğu durumda tek yönlü kullanılmaktadır. DÜ'lerin girmesiyle beraber akış iki yönlü olmuştur.

Yakın gelecekte artan sayıda yeni üretim teknolojilerinin elektrik güç sistemlerine bağlanması beklenmektedir. Bu teknolojilerin çoğu geleneksel senkron generatörlerinki ile kıyaslandığında küçük boyutludur ve bu yüzden dağıtım sisteminden bağlanırlar. Bunların çoğunun teknolojisi senkron generatörden farklı olan, sincap kafesli asenkron motor, güç elektroniği arayüzleri aracılığıyla şebekeye bağlanan yüksek ve düşük hızlı generatörlerdir.

Az miktarda bağlandığı zaman, DÜ'nin güç sistemi üzerindeki etkisi ihmal edilebilir. Ancak, katılım oranı arttıkça, DÜ güç sistemi davranışını etkilemeye başlayabilir. DÜ teknolojisi ve katılım oranının güç sistemine etkisi [12] nolu makalede incelenmektedir.

DÜ santrallerin güç sistemindeki etkilerinin özeti [13]' te verilmiştir. Güç sistemleri klasik olarak, dağıtım sistemlerinden tüketicilere doğru enerji dağıtımı yapacak

şekilde tasarlanmışlardır. Bu yapıda, DÜ santrallerin bazı işletme durumlarına etki etmesi beklenir. Bu durumda DÜ' nin sistem gerilimi üzerindeki etkisi, DÜ ve kondansatör açmalarının etkileri, DÜ ve gerilim regülatörlerinin birbirlerine etkisi kapsamında değerlendirilmiştir. Koruma konuları, sigorta/röle koordinasyonu, şebeke korumaları, açtıktan sonraki besleme arızaları, DÜ' nin açma ekipmanlarının anma değerleri üzerindeki etkisi, yakın fiderlerdeki arıza saptaması, topraklama etkisi, 3 fazlı hatta tek fazın kesilmesi, tekrar kapama ve iletken/kablo patlamaları olarak ele alınmıştır. Ayrıca, güç şebekesinin çökmesi, açma-kapama ile oluşan koordinasyon ve gerilim yükselmeleri, ada modu çalışmalarının da üzerinde durulmuştur.

IEC ve IEEE standartlarında DÜ santralli bir şebeke için kısadevre hesaplamaları bulunmamaktadır. Dağıtım şebekelerinin kısadevre kapasitesi, dizayn değerlerine yakındır. DÜ santraller için küçük bir marj bırakılmıştır. Bu teknik kısıt, IEC 60909 standartı gibi kısadevre hesap metodolojilerinin, [14] nolu makalede belirtildiği gibi, uygulamasını gerekli kılmaktadır. Makale, IEC 60909 standartının DÜ santralleri için uygulamasına bir yol göstermeyi amaçlamaktadır. Arızaların, santral teknoloji ve bağlantı şeklinden etkileneceği belirtilmektedir. Çoğu ülkede eksik olan bu durum ve standart, şebeke yönetmeliklerine yeni girmeye başlamıştır. Makalede orta gerilim şebeke yapısı üzerinde tanımlanmış, rüzgar ve hidrolik santral katkılı bir şebekedeki kısadevre hesaplamaları yapılmıştır, [15,16].

Küçük güçlü generatörlerin dağıtım sistemine bağlanması ile sistemin korumasında değişikliklere gereksinim duyulur. Koruma ile ilgili konuların bazıları, yetersiz koordinasyon, generatörlerin senkronlanmadan enerjilendirilmesi, transfer tripleri, istenmeyen ada moduna düşmelere karşı koruma durumu, aşırı gerilimler ve benzeri durumlardır. 30 MW'a kadar olan küçük güçlü generatörlerin 138 kV'luk sisteme bağlanan bağımsız bir üretici için geçici durum çalışmaları yapılmıştır [17]. İletim sistemindeki faz-faz toprak arızası sonrasındaki kapamada oluşan aşırı gerilimin olabileceği sonucuna varılmıştır. Önerilen çözüm düşük ve aşırı gerilim ayarlarının revize edilmesi gerektiği yönündedir. Uygun parafudr seçimi de ele alınmaktadır. Orta gerilim tarafından bağlanan üreticinin trafo nötr noktasının topraklamasının şebeke ile üretici arasındaki akım dağılımını ve bunun nötr koruma rölelerin hassaslığını etkileyeceği belirtilmektedir.

DÜ santralli bir orta gerilim şebekesinde arıza tespiti üzerine çalışılmıştır [18]. Dağıtım merkezinden arıza noktasına kadar olan mesafe, dağıtım merkezinde ölçülen gerilim ve frekans değerlerinden tahmin edilebilir. Fider hattı boyunca bağlanan DÜ ünitelerin ve yüklerin tahmin edilen mesafe için ters etkilerinin olduğu görülmektedir. Yükler tarafından çekilen akım baz alındığında tahmin çok küçük mesafe olurken, DÜ besleme akımı alındığında çok büyük çıkmaktadır. DÜ' nin net etkisi, aynı büyüklükteki bir yükten daha büyük olmaktadır. Makalede bu hataları kompanze edecek iki yöntem sunulmaktadır. Bunlardan A yönteminde ön-arıza ölçümleri, DÜ' nin arıza anındaki durumunu tahmin etmede kullanılabilir. B yönteminde ise, arıza süresince DÜ' nin akım ve gerilim büyüklükleri beraber ölçülür. Hedef, arıza noktasının yerini yeterli doğrulukla bulabilmektir. Makalede kısadevre hesaplamaları ile birlikte gerilimin de kullanıldığı görülmektedir.

Elektrik dağıtım sistemine DÜ bağlamanın en kuvvetli nedenlerinden biri hassas yükler için yüksek güvenilirlik ve artan güç kalitesi talebidir. DÜ'nin kurulması, güç talebi artışı gerektiren şebeke yatırımlarının (iletim sistemi, transformatör oranları, vb.) da ileri bir zamana atılmasını sağlayabilir. DÜ ile gelen, kullanıcısına sağladığı güç kalitesi, bir arıza anında verdiği muhtemel gerilim desteği, yedek bir generatör sistemi olarak kısa sürede devreye girerek kullanıcının güvenilirliğini arttırması şeklinde avantajları vardır. Büyük üretim istasyonlarından beslenmek üzere tasarlanmış bir radyal dağıtım sistemine birkaç küçük DÜ'nin bağlanması işletme karmaşası yaratacaktır. Elektrik dağıtım sistemi üzerindeki DÜ etkisinin dinamik simülasyonu [19]'de tanımlanmaktadır. %10 yüksek katılım oranlı gerçek bir dağıtım şebekesinin simülasyonu yapılmaktadır. Bağlanan DÜ senkron makinedir. Analiz edilen dinamik simülasyonlar, IEEE 1547 ile uyumsuz ve DÜ'nin şebekeye hatalı senkronizasyon durum çalışmalarıdır. Sonuçlar, şebekeye bağlanan DÜ'nin etkisini analiz etmek ve anlamak için kullanışlıdır. Küçük ya da orta güçte bir DÜ'nin bağlanması fider seviyesindeki güç kalitesinde önemli bir etkiye sahip olmayabilir. Ancak, elektrik dağıtım sisteminde yüksek katılım oranında DÜ kurulumu bu tür çalışmanın farklılık yarattığı klasik çalışma modunda sistemi etkileyebilir. Son zamanlarda, DÜ'nin dağıtım sistemine bağlantısı IEEE-1547 standartı ile yürütülmektedir.

Son zamanlarda, yenilenebilir enerji ve yüksek verimli sistemlerin elektrik üretimine dönük teşvik edici çabalar harcandığını, generatörlerin dağıtım seviyesinden sisteme bağlanmakta ve dağıtılmış üretim olarak adlandırıldıklarını, sanayi ve akademi tarafından yürütülen çeşitli araştırmalar, DÜ'lerin ana dağıtım sistemini bir takım yollarla olumsuz etkileyeceğini gösterdiği belirtilmektedir. Bunlardan biri de geçici durum kararlılığıdır. Dağıtım şebekelerinin pasif karakterli olmaları nedeniyle geçici durum kararlılığın genel olarak bir sorun olmadığı, ancak, son zamanlarda, DÜ'lerin artan katılımıyla bunun önem arzetmeye başladığı görülmektedir. DÜ'lerin kritik açma zamanları, mevcut Danimarka 10 kV dağıtım şebekesi için saptanmıştır [20]. Farklı şebeke noktalarındaki üç faz arızaları analiz edilmiştir. Böyle kritik açma zamanı DÜ'nin kararsız olmaya başlaması ile belirlenmektedir. Durum senaryolarından elde edilen sonuçlar sunulmakta ve değerlendirilmektedir. Genel sonuç, DÜ'lerin dağıtım şebekesi seviyesinde geçici durum kararlılık problemleri oluşturabileceğidir. Bu yüzden, yeni DÜ üniteleri şebekeye bağlanırken bu durumun dikkate alınması gerekmektedir. DÜ düşük gerilim koruma ayarlarının da geçici durum kararlılık analizi baz alınarak saptanabileceği sonucuna da varılmıştır. Bu durum bazı tür DÜ ünitelerinin bir arıza süresince ve sonrasında şebekeye desteğinin ve bağlı kalabilmesinin sağlanabilmesi için önemlidir.

Generatör parametrelerinin güç sisteminin kararlılığı üzerindeki etkileri araştırılan diğer bir konudur. Generatör modeli, uyartım sistemi ve güç sistemi stabilizatör parametrelerinin güç sistemi geçici durumları ve dinamik kararlılığı üzerine simülasyon çalışmaları yapılmıştır [21]. Güç sisteminin kararlılık derecesi, sistemi oluşturan parçaların değerlerinin doğruluğuna ve uygunluğuna bağlıdır. Güç sistemi kararlılık çalışmalarına başlamadan önce generatör parametrelerinin doğruluğunu kontrol ve test etmek en önemli iştir. Parametrelerden yalnız biri bile hatalı olursa, sonuç gerçek durumu yansıtmayacaktır. Bununla birlikte, tüm generatörlerin parametrelerinin çok sıkı bir şekilde test edilmesi uygulamada mümkün ve ekonomik olmamaktadır. Makalede bu sorunu aşacak bir model önerilmektedir.

İletim sisteminin gerilim ve açı kararlılığı üzerindeki etkisi incelenen diğer bir çalışmadır [22]. Mevcut bir iletim sistemi ve farklı DÜ teknolojileri çeşitli katılım oranı seviyelerinde, Eurostag yazılım paketi kullanılarak modellenmiştir. DÜ katılım oranı fazlaysa, DÜ ünitelerinin ürettiği güç sadece dağıtım sistemindeki yük akışının

yönünü değil, iletim sistemindekini de değiştirecektir. Şebekeye bağlanan DÜ, güç sistemi kararlılığını, yani, sistemin açı, frekans ve gerilimini etkileyebilecektir. Aynı zamanda, koruma seçiciliği, frekans kontrolü ve gerilim kontrolüne de etki edebilecektir. Makalede dağıtılmış üretimin gerilim ve açı kararlılığı üzerindeki etkisi mevcut Belçika iletim sistemi kullanılarak ayrıntılı şekilde çalışılmıştır. Simülasyon sonuçları belirli katılım oranındaki farklı DÜ teknolojileri için sunulmuştur. Yapım, basitlik ve ekonomik olmaları nedeniyle geniş oranda kullanılan asenkron generatörlerin gerilim kararlılığı limiti bakımından bazı eksiklikleri vardır. Oysa, senkron generatörlü DÜ ünitelerinin bunu arttırma etkisi vardır. Bu, sistemin daha büyük yüklere dayanabilmesine ve sistem genişlemesine imkan sağlamaktadır. Komşu şebekelerle desteklenen iletim sistemi çok kuvvetlidir. Makalede, %10 olarak kabul edilen katılım oranındaki bağlantının açı kararlılığı bakımından kabul edilebilir olduğu, daha ileri bir incelemenin, sistemin kritik işletimi bakımından yapılabilirliği ve buna göre maksimum katılım oranı belirlenebileceği belirtilmektedir [23, 24].

1.2. Araştırma Yaklaşımı

1.2.1. Problem tanımı

DÜ' nin dağıtım şebekesine bağlantısı, yük akışı, gerilim kontrolü, şebeke kayıpları, güç kalitesi, koruma ve arıza seviyesi gibi önemli dağıtım şebekesi özelliklerini etkilemektedir. Lokal bir dağıtım şebekesindeki DÜ ünitelerinin sayısının artması gerilim yükselmesi yüzünden müsade edilen gerilim seviyesinin bozulmasına yol açabilir. Bu durum, klasik gerilim kontrol yöntemini bozabilir ya da güç kalitesini kötüleştirir. Literatürde bu problemler geniş bir şekilde incelenmektedir. Örneğin, [25]' de DÜ' li dağıtım şebekesi tasarım konuları ayrıntılı olarak tartışılmakta ve gerilim yükselmesini yönetmek için ölçümler ve DÜ' nin devreye alınmasından kaynaklanan güç kalitesi konuları sunulmaktadır.

Geleneksel dağıtım şebekesi koruma sistemleri pasif dağıtım şebekesinde arızayı temizlemede yeterince hızlıdırlar. Fakat, senkron generatörlü bir DÜ bağlandığında koruma sisteminin arızayı saptaması ve açması için gereken zaman DÜ'nin kararlılık sınırlarını aşabilir, böylece DÜ kararlılık sınırları aşılmadan ayrılmak zorundadır. Bazı teknik standartlara göre, örneğin [5], DÜ arıza ya da anormal bir durum

olduğunda otomatik olarak ayrılmalıdır. Bu DÜ'nin hasar görmesini engeller ve koruma sistemiyle karışmasını engeller [26]. DÜ artan önemi nedeniyle, DÜ gereksiz ayrılması artık arzu edilmemektedir. Bu durum, beklenen DÜ faydalarını azalttığı için bundan kaçınılmalıdır [27].

Dağıtım şebekesi koruması: Normal işletme akımından farklı olan arıza akımını hissederek anormal bir şebeke durumunu saptayacak basit koruma sistemleriyle çalışmaktadır [28]. DÜ'nin entegrasyonu, sadece yük akışını değiştirmekle kalmayacak, dağıtım şebekesindeki arıza akımlarını da değiştirecektir. Bu değişen arıza akımları mevcut koruma sisteminin uygun çalışmasını etkileyebilir. Arızalı bir fider durumunda, DÜ'nin buna ya da yan fidere bağlı olması arıza akımına katkı sağlayabilir ve sonuç olarak koruma sistemi gereksiz bir şekilde sağlam fideri devreden çıkarabilir ya da arıza saptanamayabilir ve hiç temizlenemeyebilir. DÜ'nin arıza akımına etkisi, DÜ'nin türüne ve arıza akımına katkı yeteneğine bağlıdır.

Arıza sonrası devrede kalabilme gereksinimi etkisi: Mevcut dağıtım şebekelerine DÜ'nin katılımlarının koruma sistemi ile karışması yüzünden şebeke işleticileri arıza ya da kısadevre durumunda DÜ ünitelerinin derhal devreden çıkarılmasını zorunlu tutar. DÜ ünitelerin derhal devreden çıkarılması dağıtım şebekesini tek kaynaktan beslenir hale getirir. Güç sistemindeki bir arıza gerilim düşmesi şeklinde oluşur ve DÜ üniteleri düşük gerilimden şebekeden ayrılırlar. Düşük DÜ katılım oranında, DÜ'nin ayrılması nedeniyle oluşan yük ve üretim arasındaki dengesizlik nadiren farkedilir. Ancak, artan DÜ katılım oranındaki bir şebeke arızası nedeniyle DÜ'nin ayrılması artık ihmal edilemeyebilir.

Konvansiyonel güç santralleri için gerekli kriterler, kaynak güvenliğini sağlamak ve iletim sistemindeki belirli gerilim düşmelerinde devrede kalabilmek için tanımlanmıştır. [29]' de gerilim düşmesi iletim sistemi üzerinde nasıl yayılıyor ve kaynak güvenliğini tehlikeye sokmadan ne kadar rüzgar santralı devreden çıkarılabilir bunu göstermektedir. Avrupa'daki şebeke işleticileri iletim sistemindeki bir arızada büyük rüzgar tarlalarının devreden çıkmasını engellemek için kriterleri belirlemişlerdir. Sonuç olarak, lokal düzensizliklerde DÜ üniteleri belli bir süre şebekeye ve koruma sistemine bağlı kalmaktadır.

DÜ ünitelerinin kararlılığı: Arıza sonrası devrede kalabilme kriterleri uygulandığında, dağıtım şebekesine bağlanan DÜ üniteleri, belirlenen limitler içerisinde, kararlılığını kaybetmeden, arıza sonucu oluşan gerilim düşmelerine dayanabilmek zorundadır. Mevcut koruma sistemleri göreceli olarak ucuz ve basittir ve DÜ olmayan dağıtım şebekesi yapısına göre tasarlanmışlardır. Arıza temizleme süresi, özellikle trafo merkezine yakın arızalar için, lokal bağlanmış DÜ ünitelerin kararlılık limitlerini aşabilir. Böylece, DÜ ünitelerini geleneksel koruma sistemi ile korunan dağıtım şebekesine bağlı tutmak arıza sonrası devrede kalabilme kriteri uygulandığında bağlı olan DÜ ünitelerinin kararsızlığına yol açabilir.

1.2.2. Araştırma yaklaşımı

Önceki bölümde tanımlanan problemler esas olarak senkron makineli DÜ içeren dağıtım şebekelerinde meydana gelmektedir. Bu baz alındığında aşağıdaki amaçlar ve sorular sorulabilecektir:

Soru-1: Bir dağıtım şebekesi arızasında ya da sonrasında DÜ'nin bağlı kalmasının ne etkisi olur?

Soru-2: Bir dağıtım şebekesi arızasında ya da sonrasında dağıtım sistemine bağlı DÜ, kararlılığını kaybetmeden bağlı kalabilir mi?

Soru-3: Ne tür bir arıza dağıtım şebekesine bağlı DÜ'nin ayrılmasına neden olur?

Soru-4: DÜ'nin devre dışı olmasını engellemek için minimum arıza sonrası devrede kalabilme kriteri nedir?

Soru-5: Çeşitli DÜ katılım oranlarında durum nasıl değişir?

Tezin hedefi DÜ'nin değişik katılım oranı seviyelerinde dağıtım şebekesi üzerindeki etkisini ve özellikle senkron generatörlü santrallerin arıza süresince ve sonrasındaki davranışının ne olabileceğini incelemektir. Dağıtım şebekesi üzerindeki DÜ etkisini saptamak için dinamik simülasyon yaklaşımı seçilmiştir. Gerçek şebeke modeli genişletilerek çeşitli arıza durum bileşenleri çalışılmıştır.

Tezde, özel bir santraldeki türbin ve gaz motorlu senkron generatörler DÜ üniteleri olarak çalışılmıştır. Çalışmalar, rüzgar ve güneş santralleri ilave edilerek

genişletilmiştir. Analizlerde, ilk olarak sabit (kararlı, durağan) hesaplama baz alınmıştır ve bu yüzden kararlı senkron makine modeli kullanılmıştır. Dinamik simülasyonlar için, yanmalı makinelerden oluşan, senkron makineli, governör ve gerilim kontrollü, dinamik model alınmıştır. Dinamik modellerde kullanılan veriler, üretici verileridir. Eksik olan veriler yazılım kütüphanesinden sağlanmıştır.

Literatürde, çeşitli test şebekeleri elde edilebilmektedir. Çoğu test şebekesi Kuzey Amerika iletim ve dağıtım sisteminden türetilmektedir. Avrupa dağıtım sistemleri Kuzey Amerika dağıtım şebekelerinden farklıdır ve buna bir köprü oluşturmak amacıyla Cigre broşüründe Avrupa orta gerilim şebekesi tanımlanmıştır [30]. Avrupa orta gerilim şebekesi 20 kV'luk bir dağıtım şebekesidir ve iki trafo üzerinden iletim şebekesi eşdeğerine bağlanmaktadır. Değişik dağıtım şebeke yapıları incelenebilir. Bu tezde, Trakya şebekesi verileri kullanılmaktadır.

Simülasyonlarda, arıza türü olarak sadece üç fazlı kısadevreler incelenmiştir. Kararlılık noktasından bakınca, üç faz kısadevre arızası en şiddetli arızadır. Tek faz toprak arızası ise en yaygın arızadır. BIGS santraller nötr noktası izole çalıştıklarından, tek faz toprak arızalarına önemli bir katkıda bulunmazlar. Aynı nedenden BIGS santrallerin iki faz toprak arızasına katkısı iki faz arızasına katkısına eşittir. Bu yüzden, tek faz toprak ve iki faz toprak arızaları bu tezde çalışılmamıştır.

Tüm simülasyonlar örnek dağıtım şebeke modeli için DigSILENT yazılım paketi Power Factory ile oluşturulmuştur. Dinamik simülasyonlar için dengeli ve dengesiz şebeke koşulları altında orta ve uzun dönemli kararlı durum şebeke modeli (RMS) yöntemi, simetrik arızalar için pozitif bileşen yaklaşımı kullanılmaktadır.

Bölüm 1- Dağıtım şebekelerindeki gelişmeler ve literatür incelenmektedir. Genel şebeke yapıları sunulmaktadır. Bu bölümde dağıtılmış üretimin tanımı da verilmektedir. Dağıtım şebekesi işletiminde DÜ etkisi analiz edilmektedir.

Bölüm 2- Avrupa ve Kuzey Amerika şebekeleri ve tezde incelenen bölgenin BIGS barasındaki gerilim olayları standartlar kapsamında karşılaştırmalı incelenmektedir.

Bölüm 3- Dinamik simülasyon hedefine temel teşkil edecek şebeke olayları kısaca belirtilmektedir.

Bölüm 4- Tez kapsamındaki standartların karşılaştırmalı incelemesi yapılmaktadır.

Bölüm 5- Çeşitli arıza akımları için DÜ ünitelerinin lokal şebeke arızalarındaki etkisi incelenmektedir. BIGS santralın dinamik model davranışının DÜ üniteleri ve dağıtım şebekesindeki kararlılığa etkisi saptanmaktadır.

Bölüm 6- Genel sonuçlar ve gelecek araştırmalar için öneriler sunulmaktadır.

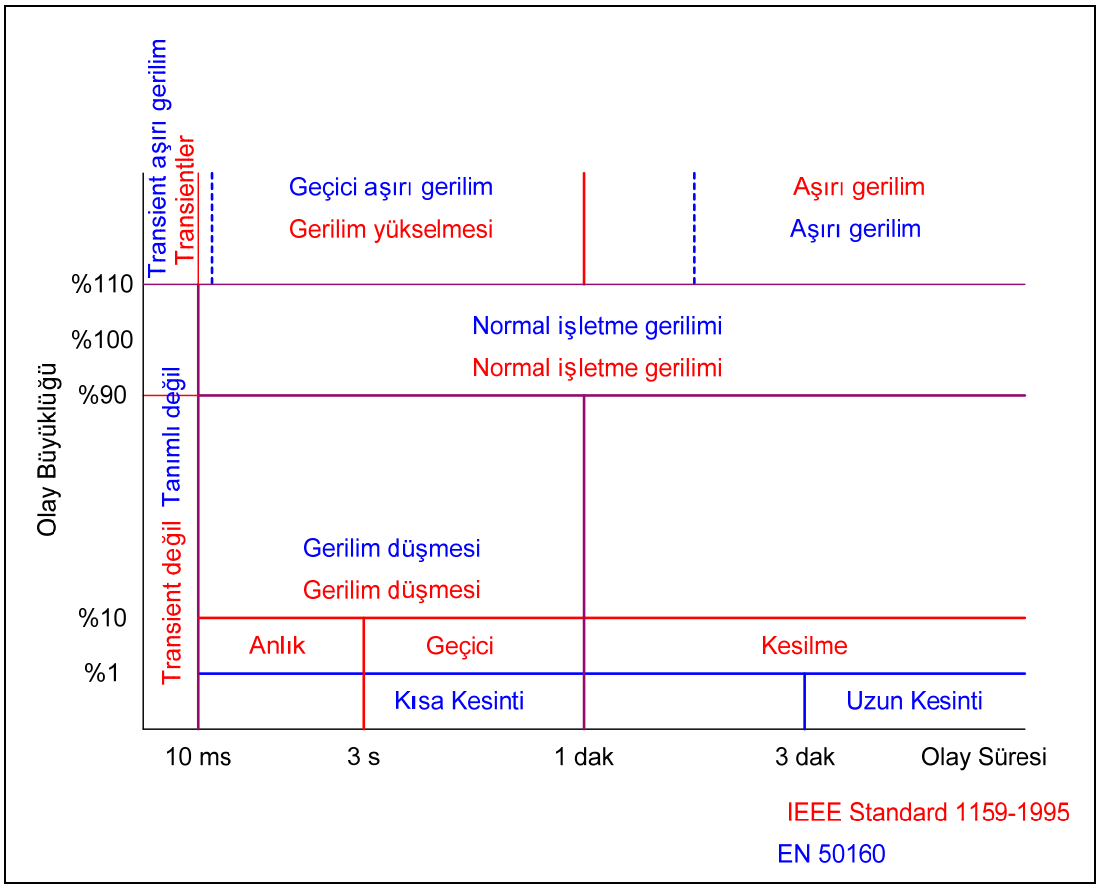
2. ŞEBEKE OLAYLARI

2.1. Tanımlamalar ve Sınıflandırmalar

Elektrik şebekelerinde çeşitli olaylar meydana gelmektedir ve bunların çoğu şebeke gerilimi ile ilgilidir. Bu gerilim olayları gerilimin genlik değişimi ile karakterize edilirler ve milisaniyelerden saatlere kadar farklı sürelere sahip olabilirler [31]. Bu iki temel karakteristik yani genlik ve süre baz alınarak, gerilim olayları standartlarda farklı yöntemlerle sınıflandırılmaktadır [31].

EN 50160 standartı [32], alçak ve orta gerilim şebekelerindeki gerilim karakteri üzerine yoğunlaşmışken, IEEE 1159 standartı güç sisteminde gerilim değerleri üzerinde böyle bir sınırlandırma olmayacağını ifade etmektedir [33]. Birkaç saniyelik geçici (anlık) gerilim bozulmaları IEEE 1250 standartında sınıflandırılmıştır [34].

Aynı gerilim düşmesi olayı EN 50160 ile IEEE 1159 standartları arasında aynı şekilde baz alınmasına rağmen, olayın genliği bu standartlarda farklı tanımlanmaktadır. Bu durum Şekil 2.1'de her iki standart için gösterilmektedir.



Şekil 2.1. Standartlardaki gerilim genlik bazlı olayların tanımı

Elektrik şebekesindeki olayların genlik ve süreyi baz alan bu sınıflandırma yönteminin çeşitli avantajları ve eksiklikleri vardır. [31] nolu referansta bu yöntem kullanıldığında aşağıdaki maddeler ifade edilmektedir:

Olay süresindeki gerilimin etkin değeri (rms) sabit değildir ve bu yüzden olayın genliğini ve süresini tanımlarken bir belirsizliğe yol açabilir.

Bir periyottan daha kısa süreli hızlı olaylar çok iyi tanımlanamaz, çünkü gerilimin değeri tam olarak hesaplanamayabilir.

Tekrarlayan olaylar hatalı sonuçlar verebilir. Bu durumda olayların sayısı eksik ya da fazla değerlendirilmiş olabilir.

Tezde, gerilimin 0,1 pu ya da daha düşük değere düşmesi ve 1 saniyeye kadar olan süredeki olaylara odaklanılacaktır. Bu genlik ve sürede iki tür olay karakterize edilir.

Kısa süreli kesintiler ve gerilim düşmeleri [31]. Bu olaylar esas olarak elektrik şebekelerindeki kısadevrelerle ilgilidir.

2.2. Kısa Kesintiler, Terminoloji ve Tanımlamalar

Bu sınıftaki olaylar [32], [33], [34] nolu standartlarda tanımlanmaktadır. Tablo 2.1'de özetlenmiştir.

Tablo 2.1. Çeşitli standartlardaki kısa süreli kesinti tanımlamaları

Standart	Tanım	Genlik	Süre	Uygulanabilirlik
EN 50160	Kısa kesinti	< %1	< 3 d	AG ve OG (<35 kV)
IEEE Std 1159-1995	Anlık kesinti	< %10	10 ms – 3 d	AG, OG, YG
IEEE Std 1250-1995	Ani kesinti	Gerilimin tamamen gitmesi	10 ms – 0,5 s	AG, OG, YG
	Anlık kesinti		10 ms – 2 s	AG, OG, YG

Tablo 2.1'den EN 50160 standartının 35 kV sınırı koyduğu, oysa IEEE 1159'ın ise tüm gerilim seviyelerini kapsadığı görülmektedir.

Gerilim kesintilerinin nedeni genellikle koruma devrelerini tetikleyen arızalardır. Bunun dışındaki nedenler aşağıda verildiği gibi sıralanabilir [31].

- Arızasız durumda korumanın çalışması,
- Koruma devresini tetiklemeyen kopmuş /açmış iletkenler,
- Operatör müdahalesi

Kaynak otomatik olarak eski haline geldiğinde, olay kısa kesilme olarak adlandırılır [31]. Gerilimin, ölçüm ve korumanın olduğu nokta ile arıza noktası arasındaki şebeke yerleşim planı baz alındığında, arızalı fiderdeki gerilim sıfıra düşecek, arızasız fider ise bunu gerilim düşmesi olarak görecektir.

2.3. Gerilim Düşmesi, Terminoloji ve Tanımlar

Standartlardaki gerilim düşmesi için farklı terminoloji ve tanımlamaların bir özeti Tablo 2.2'de sunulmaktadır:

Tablo 2.2. Çeşitli standartlardaki kısa süreli gerilim düşmesi tanımlamaları

Standart	Genlik	Süre	Uygulanabilirlik
EN 50160	< %1 - % 90	10 ms – 1 d	AG ve OG (<35 kV)
IEEE Std 1159-1995	< %10 - %90	10 ms – 1 d	AG, OG, YG
IEEE Std 1250-1995	Gerilimin düşmesi	10 ms – birkaç saniye	AG, OG, YG

Gerilim düşmeleri, gerilim değerindeki kısa süreli azalmalardır. Buna, kısadevreler, aşırı yükler ve büyük motorların devreye alınması neden olmaktadır. Gerilim düşmeleri iletim sisteminin yüzlerce kilometre mesafesinde meydana gelen kısadevreler olduğundan, bu olaylar kesintiden çok sistem kaynaklı problemlerdir.

Gerilim düşmelerinin büyüklüğü aşağıdaki faktörlerce saptanabilir [31]:

- Arızaya olan mesafe,
- Hat ve kablo kesitleri,
- Arıza noktası ile kayıt noktası arasındaki trafoların bağlantı türü,
- Şebeke türü (radyal, gözlü)
- Şebekenin kısadevre empedansı, vb.

2.4. Farklı Ülkelerdeki Olay Araştırmaları

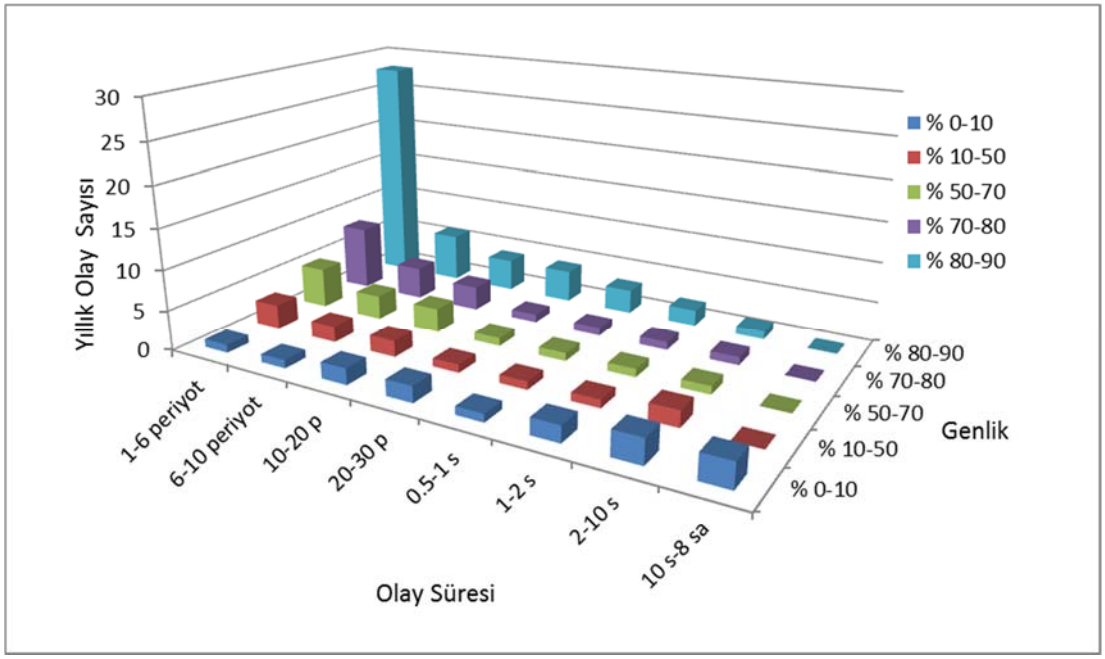
2.4.1. ABD ve Kanada

ABD ve Kanada için güç kalitesine ilişkin çok kapsamlı bir inceleme [35] ve [36]' da verilmektedir. Bu çalışma, Ulusal Güç Laboratuvarı (NPL), Kanada Elektrik Kurumu (CEA) ve Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü (EPRI) tarafından yürütülen üç farklı araştırmaya dayanmaktadır.

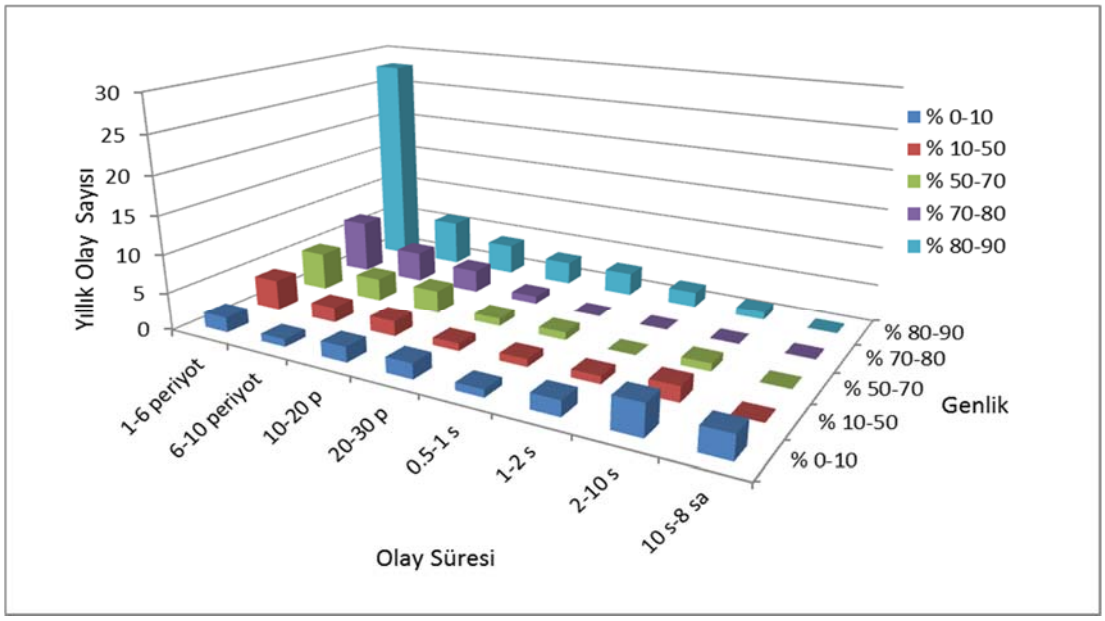
CEA'nın güç kalitesi araştırması 1991'den başlayıp üç yıl sürmüştür ve 22 dağıtım şirketi katılmıştır. Ana odaklanma alçak gerilim tarafından bağlanan hane halkı, ticarethane ve endüstri müşterileri için olmuştur.

NPL' nin araştırması yine alçak gerilim tarafında yürütülmüş, 1990'dan başlayarak, beş yıl sürmüştür. Ana amaç tek faz normal moddaki arızaları izlemektir.

EPRI araştırması Haz.1993 – Eyl.1995 arasında yürütülmüştür. ABD Dağıtım sisteminin primer taraftaki güç kalitesi seviyelerini tanımlamak için yapılmıştır. Araştırma süresinde orta gerilim şebeke gerilimi 4,16 kV ile 31,5 kV aralığında değişkenlik göstermiştir. 1 – 80 km mesafe izlenmiştir. İzleme sistemlerinin üçte biri trafo merkezlerine yerleştirilmiş, kalanı ise rastgele fider boyunca dağıtılmıştır. [35] ve [36]' de sunulan veriler [31]' da da kullanılmıştır.



Şekil 2.2. EPRI trafo merkezi verileri

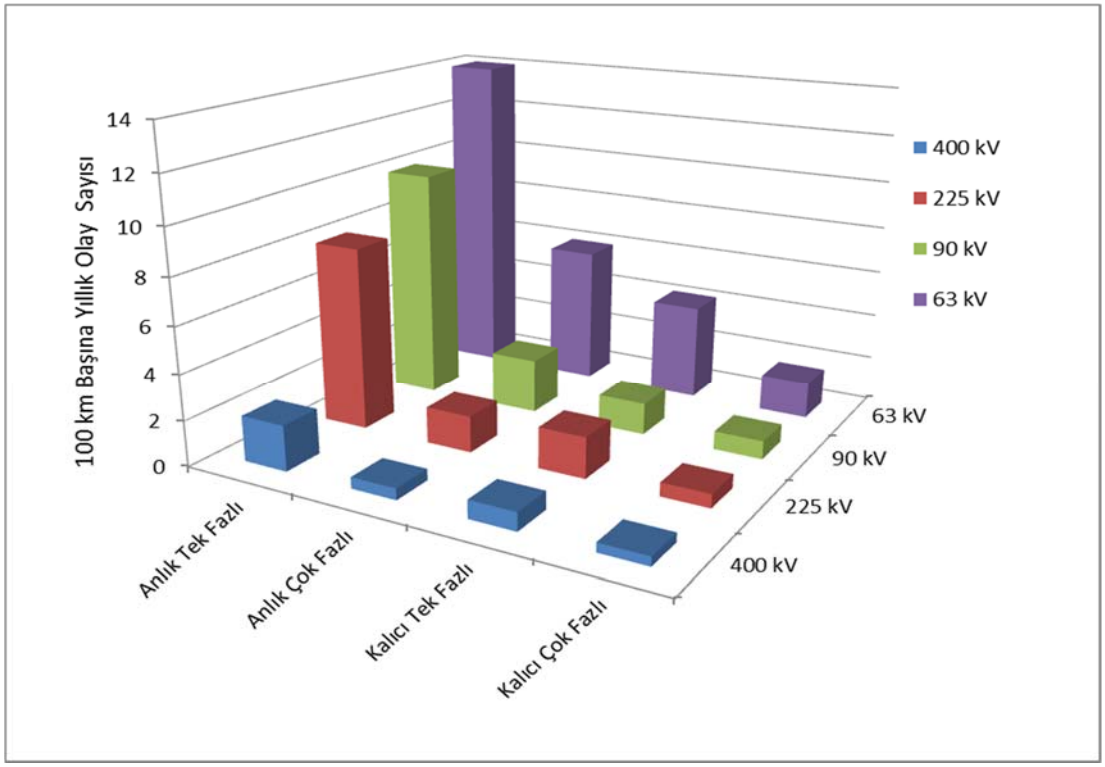


Şekil 2.3. EPRI fider verileri

Şekil 2.2 ve 2.3'ten en fazla olayın maksimum 6 periyotluk sürede gerilimin 0,8 pu' e düşmesi ile karakterize edildiği gözlenmektedir.

2.4.2. Fransa

Bütün Fransa iletim sistemindeki yıllık arıza sayısına dair istatistik [37]' de sunulmaktadır. Burada, olayların süresi temel alınarak, arızalar iki kategoriye bölünmüştür, anlık ve kalıcı arıza. Anlık arıza birkaç yüz milisaniye mertebelerindedir ve tekrar kapama kesicisinin işletme zamanı ile ilgilidir. Diğer yandan, kalıcı arıza birkaç dakikadan birkaç saate kadar uzayabilir ve insan müdahalesi gerektirmektedir. Bu arıza istatistiğinin bir özeti [37] baz alınarak şekil 2.4'de gösterilmektedir.

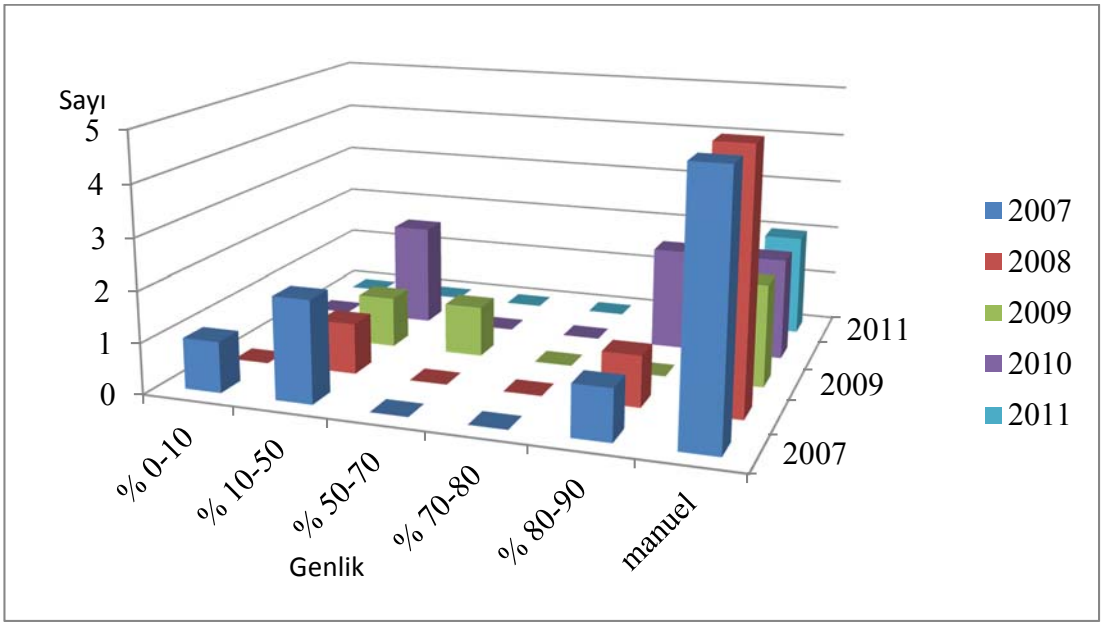


Şekil 2.4. Fransa iletim ve trafo merkezi arıza istatistikleri

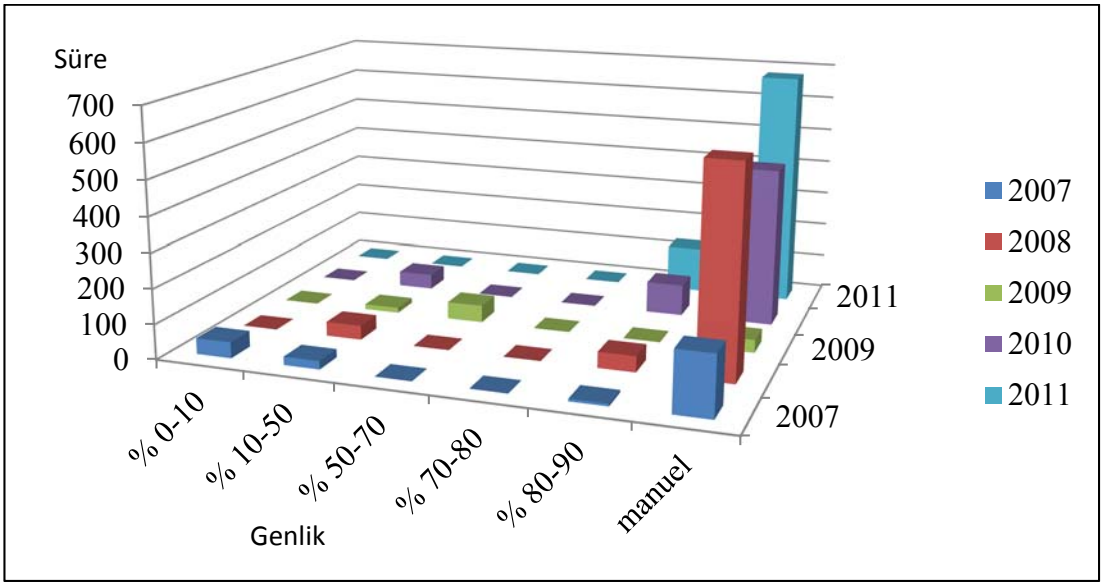
Arızaların çoğunun anlık olarak 63 kV'luk sistemde olduğu görülmektedir. Üstelik anlık arızanın tüm şebekede baskın sıklıkta olduğu, çok fazlı arızaların en az sıklıkla meydana geldiği görülmektedir.

2.4.3. Türkiye: Trakya ve Topkapı bölgeleri

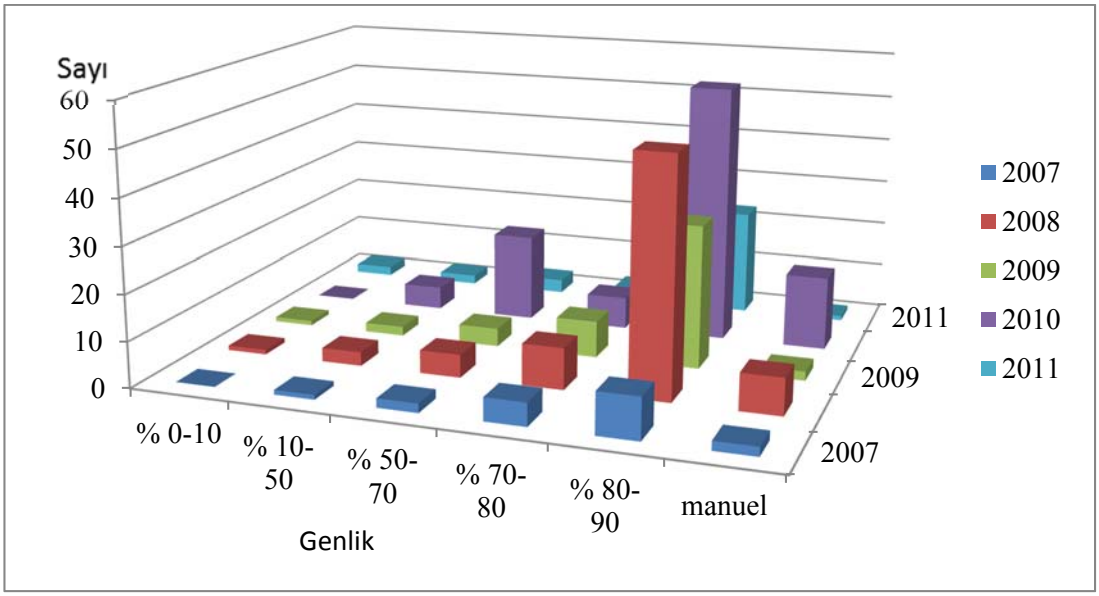
Trafo merkezinin dağıtım seviyesinden bağlı BIGS santralın şebeke izleme rölesinden kaydedilen 5 yıllık değerlere ait grafikler Trakya için Şekil 2.5-6-7' de Topkapı için ise Şekil 2.8-9-10' da verilmektedir.



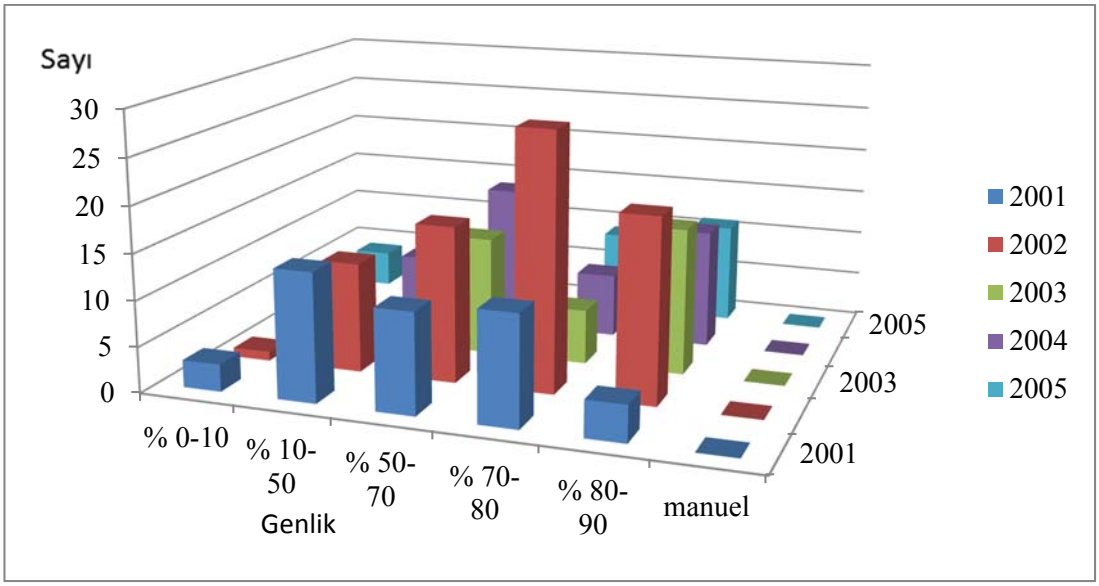
Şekil 2.5. Trakya bölgesi kesinti genlik ve sayı istatistikleri



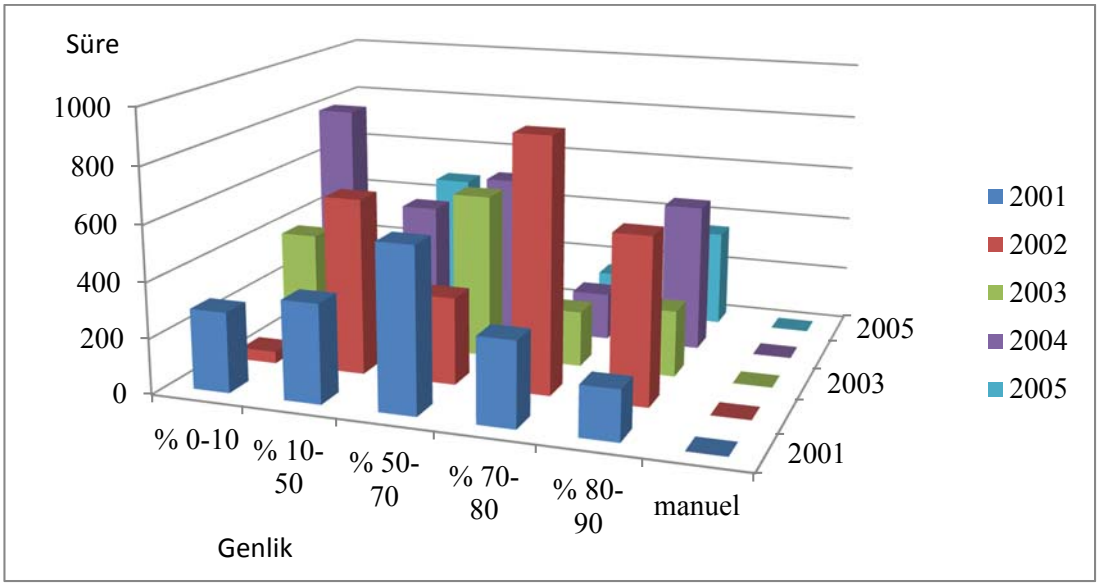
Şekil 2.6. Trakya bölgesi kesinti süreleri [dakika]



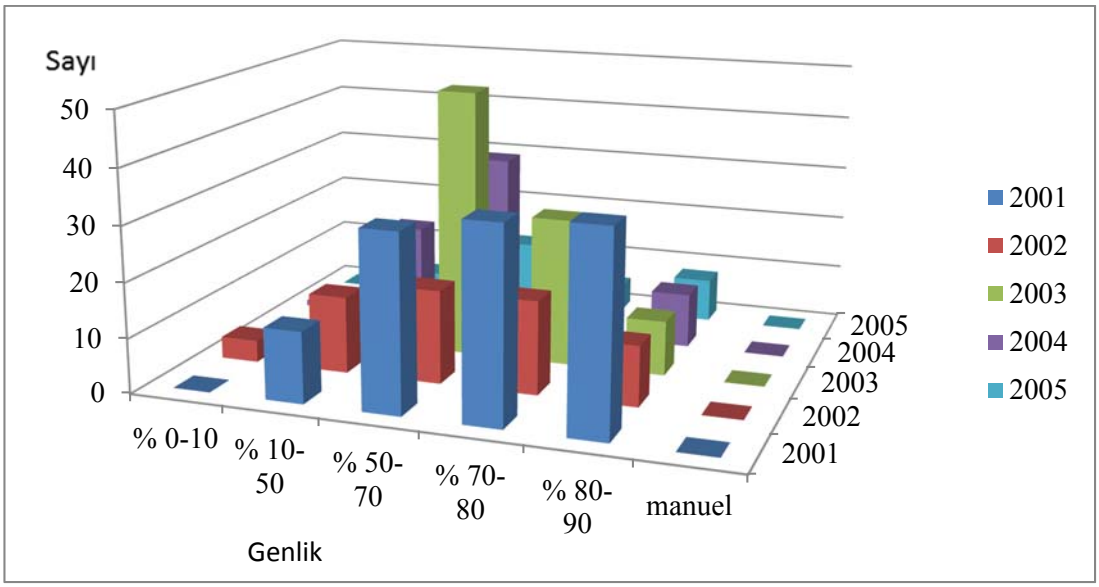
Şekil 2.7. Trakya bölgesi gerilim düşmesi genlik ve sayı istatistikleri



Şekil 2.8. Topkapı bölgesi kesinti genlik ve sayı istatistikleri



Şekil 2.9. Topkapı bölgesi kesinti süreleri [d]



Şekil 2.10. Topkapı bölgesi gerilim düşmesi genlik ve sayı istatistikleri

Grafiklerden bölgelerin farklı karakteristikler gösterdikleri, Topkapı'daki kesinti sayısının Trakya'dakinin yaklaşık 6 katı ve genliklerinin de daha düşük olduğu, düşük gerilim rölelerinin işletme koşullarına göre farklı ayarlandıkları görülmektedir. Trakya 0,9 pu gerilim değerinde açarken, Topkapı 0,8 pu' de açmaktadır. ABD değerleriyle karşılaştırıldığında, Trakya şebeke olaylarının daha kabul edilebilir sayıda olduğu söylenebilecektir.

Kesinti ve gerilim düşmelerinin yanı sıra, sistem korumasının doğru yapılmadığı durumlarda da sistem elemanlarının zarar görmesi kaçınılmazdır. Trakya ve Topkapı bölgelerinde kısadevrelerin neden olduğu tahribatların resimleri Şekil 2.11'de gösterilmektedir.

DÜ davranışlarını belirlemede gerilim kesintisi ve düşmelerine yol açan arızaların en önemli etken olarak karşımıza çıktığı söylenebilir. Bunun tamamen ortadan kaldırılması mümkün olmayacaktır. Ancak, devrede kalma ya da ayrılma koşullarının belirlenmesinde baz teşkil edebileceği görülmektedir. DÜ standartlarının çoğu, gerilim düşmesi gibi, tipik bir şebeke arızasına nasıl bir tepki verileceğini tanımlamamaktadır. Bu durum DÜ bakımından, bu olaylara karşı bir belirsizlik yaratmakta ve daha düşük katılım seviyesinden bir bağlantı oluşmasına yolaçmaktadır. DÜ katılım oranının artması kritik durum ve şebeke arızaları için bunun tanımlanmasını gerektirmektedir. DÜ' lerin münferit röle ayarları, bu tür uygulama olan büyük güçteki BIGS DÜ' lerin normal ve arıza hallerinde, devreye girme, çıkma, ada moduna geçme, vb. durumlarıyla, şebekeye, küçük güçtekilerine oranla daha fazla "karışık etkide" bulunmasına yol açması beklenebilir.



Şekil 2.11. Trakya ve Topkapı bölgelerinde yaşanan kısadevre olayları

3. ARIZALAR KARŞISINDA DÜ DAVRANIŞININ İNCELENMESİ

3.1. Yük Akışı

Yük akışı çalışmalarındaki amaç, güç sistemindeki gerilim, akım, aktif ve reaktif güç ve güç faktörü değerlerini saptamaktır. Sistem planlamalarında etkin kullanılmaktadır. Bir generatörün, bir iletim hattının, transformatörün, yükün devreden çıkması, gibi durumlar analiz edilebilir. Bu çalışmalar, sistemde kalan ekipmanlarda aşırı yüklenme, gerilim seviyesinin düşmesi gibi durumların belirlenmesi ve sistemin uyarılması için önemli olacaktır. Yük akışı çalışmaları, aniden devreye sokulan ya da çıkarılan yüklerin sistem baraları gerilimi ve açısının saptanmasında çok kullanışlıdır. Yük akışı çalışmalarının sonucunda kararlılık çalışmalarına başlanabilmektedir.

Yük akışı hesabı belirli bir yük ve üretim için sistemin durumunu saptamada kullanılmaktadır [Tablo 3.1]. Bu, kararlı duruma karşılık gelmektedir. Ancak gerçekte, bu durum açma-kapamalarla, yüklerin ve üretim kaynaklarının devreye girip çıkmalarıyla ve sıralı ya da rastgele kaskat durumlarla değişecektir.

Tablo 3.1. Baradaki yük akışı parametreleri

Bara türü	P	Q	|V|	δ	Açıklama
Yük	√	√			Genel yük gösterimi
Generatör ya da Senkron Kondansatör	√		√ ($Q^- < Q_g < Q^+$ iken)		Generatör ya da Senkron Kondansatör (P=0) Q^- = Minimum VAr sınırı Q^+ = Maksimum VAr sınırı
	√	√ $Q_g < Q^-$ ya da $Q_g > Q^+$			|V|, Q_g sınırlarının içerisinde oldukça sınırlarında tutulur
Salınım			√	√	Salınım barası gerilimi sabit tutmak için net gücü ayarlamaktadır (Bu çözüm için zorunludur)

Yük akışı kısadevre, kararlılık, motor kalkışları, harmonik çalışmalar, gibi çalışmalara temel oluşturmaktadır. Sistem verileri üzerinden bu tür çalışmalar için

başlangıç koşullarını sağlamaktadır [38,39,40]. Konu ile ilgili birçok değerli kaynak bulunmaktadır [41,42,43,44].

3.2. Kısadevre

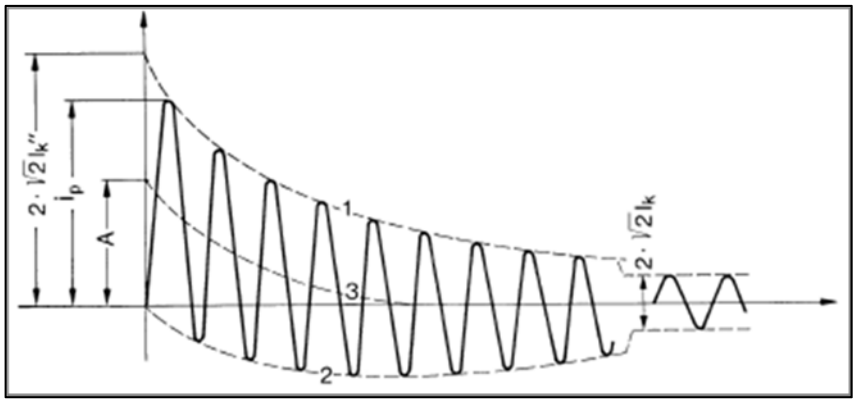
Kısadevre çalışmaları, bir arıza meydana geldiğinde, güç sistemi üzerinde akması beklenen akımın büyüklüğünü belirlemek amacıyla yapılmaktadır. Akımın büyüklüğü kararlı haline ulaşana kadar zamanla değişmektedir. Bu davranış, sistem karakteristik ve dinamiklerine bağlıdır. Bu süre zarfında, koruma sisteminin arızayı saptayıp, keserek, izole etmesi beklenir. Arızalar, sistemin farklı yerlerinde ve zamanlarında, 3 faz, faz faz, 2 faz toprak ve faz toprak gibi çeşitli şekillerde olabilir. Bu bilgilerle,

- Sigorta, kesici seçimi,
- Sistemin dinamik ve termik zorlanmalarının saptanması,
- Ölçme elemanlarının seçimi ve değerleri doğrultusunda röle koordinasyonu,
- Kısadevre reaktans bobinlerinin hesaplanması

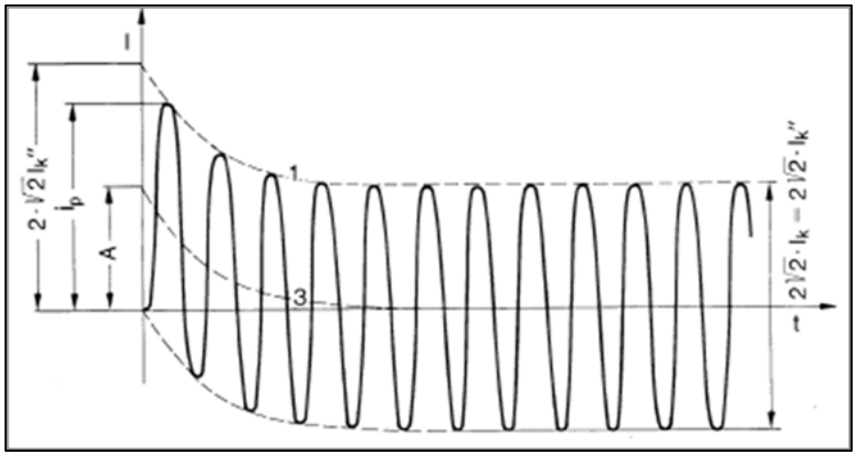
yapılabilir.

IEC 60909 standartı 50 ve 60 Hz 3-faz ac sistemler için kısadevre hesaplamalarında kullanılmaktadır. Eşdeğer gerilim kaynağı metodu, sistem gerilimi ve ilgili ekipmanın anma gerilimlerini kullanarak, arıza akımlarının hesaplanabilmesine imkan sağlamaktadır. Sonuçların doğruluğunu artırmak için, standartta çeşitli empedans düzeltme faktörleri önerilmektedir.

Kısadevre akımının, daima, ac simetrik akım ve dc bileşeninin toplamından oluştuğu düşünülür. Temel fark, “generatörden uzak” ve “generatöre yakın” arızalar arasındadır. Generatörden uzak kısadevrede, kısadevre akımı zamanla azalan bir simetrik ac bileşen içermekte, oysa yakın kısadevrede bu ac bileşen sabit kalmaktadır, Şekil 3.1. Kısadevrenin maksimum ve minimum değerleri dengeli ve dengesiz arızalar için standartta hesaplanabilmektedir. Radyal veya gözlü şebeke yapısına ve arıza yerine göre farklı yaklaşımlar kullanılabilmektedir.



(a)



(b)

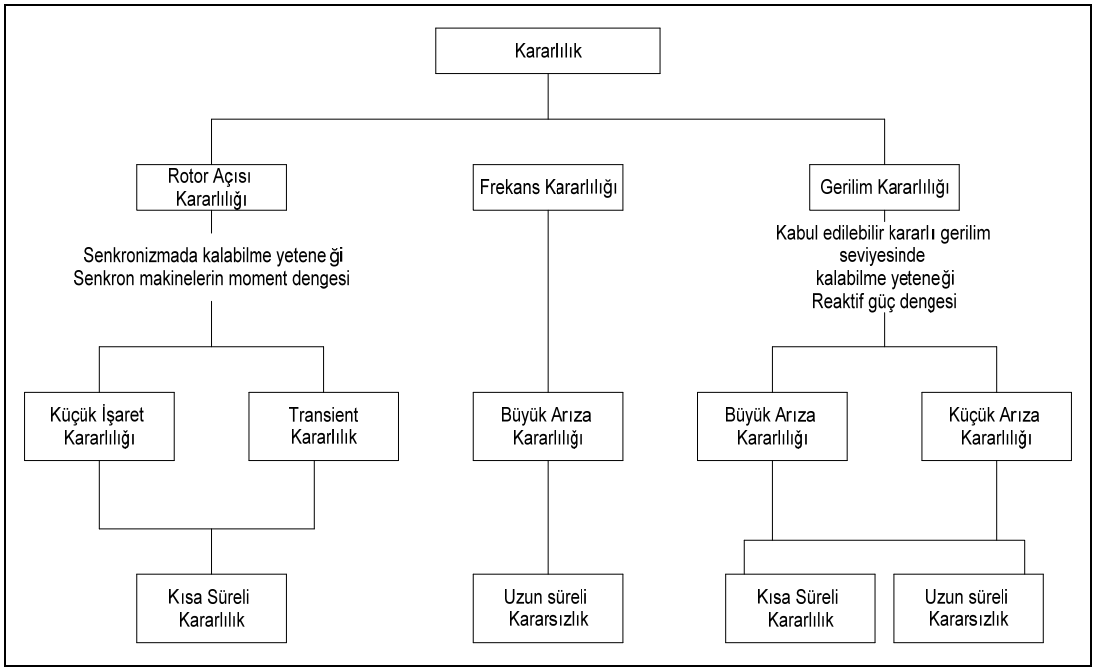
Şekil 3.1. Generatöre, a) yakın, b) uzak kısadevre akım eğrisi

Şebekedeki arıza noktasının birden fazla besleme kaynağı olması durumunda, toplam arıza akımı tüm kaynaklardan gelen akımların vektörel toplamından oluşacaktır. Bazı farklı topraklama yapısına sahip şebekede, tek faz toprak, gibi kısadevre arızalarının en yüksek değerde çıkması mümkün olabilmektedir. Konu ile ilgili birçok değerli kaynak bulunmaktadır [10,41,42,45,46,62,63,64].

3.3. Kararlılık

BIGS katılımlı dağıtım şebekesinin kararlılığını analiz edebilmek için, arıza ya da bazı sistem elemanlarının devreden çıkması ya da girmesi durumlarındaki ani yük değişikliklerinin davranışlarının incelenmesi gerekmektedir. Sistemin sağlamlığı, normal ve arızalı durumlara karşı, kararlılık sağlaması ile tanımlanır. Bu nedenle dağıtım şebekesini olası zararlı geçici durum olaylarına karşı, yük kaybı, senkronizasyon kaybı, vb. gibi kayıplara yol açmayacak şekilde tasarlamak ve

işletmek gerekmektedir, Şekil 3.2. Kararlılık, denge noktası civarlarındaki küçük değişimlerden olan küçük işaret (statik) ve kısadevreler, üretimin ani kaybı gibi büyük genlikli arızalarla ilgili geçici durum ya da açı kararlılığı, gerilim çökmeleri gibi dinamik kararlılık olarak düşünülebilir. DÜ' nin kararlılığa, dağıtım şebekesindeki gerilim ve frekansa normal şartlarda ve bozulmalarında belli bir süre için dayanabilmesi ve destek vermesi beklenebilir.



Şekil 3.2. Kararlılık sınıflandırması

3.3.1. Sürekli hal kararlılığı

Sürekli hal kararlılığı, bir sistemin ufak arıza ya da değişimden sonra, bu değişim devam etse dahi, başlangıç ya da buna yakın durumuna geri gelebilmesidir. Normal kararlı durum kararlılığı, sistemin teknik ve ekonomik tasarımında kullanılırken; arıza kararlı durum kararlılığı ise sistemin yeni duruma tepkisinin analizinde, arıza sonrası kararlı durum kararlılığı ise bir ya da daha fazla sistem elemanının devreden çıkması durumunda ortaya çıkacak daha zayıf sistemi incelemede kullanılmaktadır.

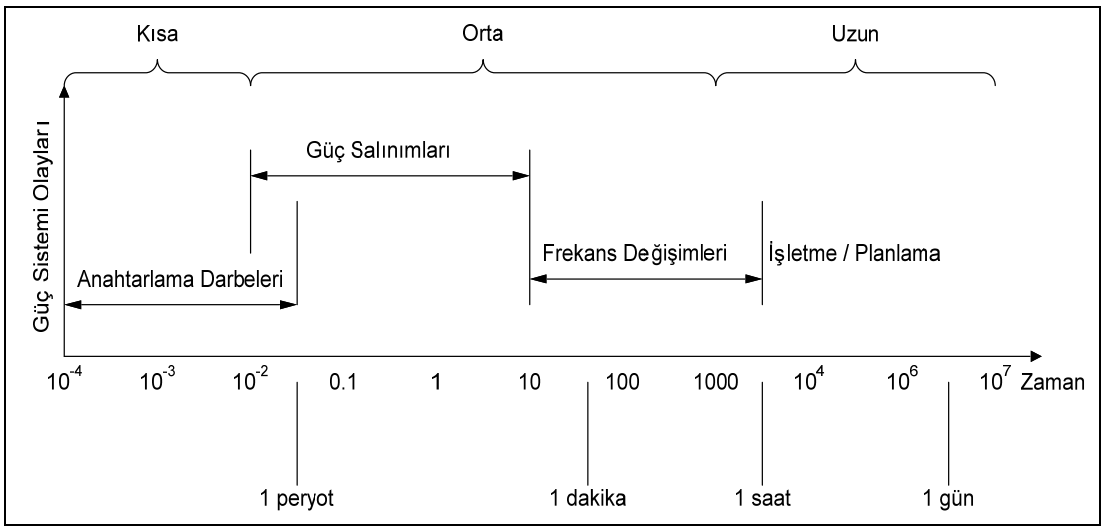
3.3.2. Geçici durum kararlılığı

Geçici durum kararlılığı büyük arızalar sonrası sistemin ilk haline toparlanabilme yeteneğidir [20,47]. Geçici durum davranışın doğasını bilmek doğru tepkilerin ve

ekipmanın belirlenmesine olanak sağlayacaktır. Geçici durum kararlılık durumu simülasyon fonksiyonu, elektromekanik ve kontrol elemanlarının dinamiklerini göz önüne almaktadır. Pasif elektrik şebekesinin simetrik, kararlı hal durumu kullanılmakta, gerilim ve akımların sadece temel bileşenleri hesaba katılmaktadır.

Geçici durumlar, Şekil 3.3' te görüldüğü üzere, üç zaman domenine ayrılabilir [48,49,50,51]:

- Kısa dönemli ya da elektromanyetik geçici durumlar
- Orta dönemli ya da elektromekanik geçici durumlar
- Uzun dönemli geçici durumlar



Şekil 3.3. Sürelerine göre sınıflandırılmış şebeke olayları

Şiddetli bir arıza durumunda, sistem değerleri kararlı durumlarındaki değerlerinden sapacak, yeni durumuna geçecektir. Bu yeni durumdaki kararlılık, bara gerilim ve generatör rotor açılarının, arıza öncesi durumlarına kabul edilebilir ölçüde dönmesi ile sağlanabilecektir. Kararlılık göstergesi olarak genellikle generatör rotor açısı kullanılmaktadır. Bir arıza anında bara gerilimleri düşecektir. Yakın noktada bağlı olan generatörlerin verdiği güç de düşecektir. Bu durumda, elektriksel güç değişimine karşılık makinenin verdiği mekanik güç aynı hızda olmayabilir. Bu da iyi bilinen, Denklem (3.1)'de verilen, salınım denklemini oluşturmaktadır [52]:

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \tag{3.1}$$

Burada;

P_m : Mekanik güç [pu]

P_e : Elektriksel güç [pu]

H : Rotor eylemsizlik sabiti [MW.s/MVA]

δ : Rotor açısı [rad]

ω_s : Açısal frekans [rad/s]

t : zaman [s]

Rotor açısal hızı,

$$\omega_r = \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \tag{3.2}$$

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \tag{3.3}$$

Senkron hızda $\omega = \omega_s$ ve $\omega_r = 0$ olduğundan, denklem (3.3) $\omega_r = d\delta / dt$ ile çarpıldığında,

$$\frac{H}{\omega_s} 2\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} \tag{3.4}$$

(3.4) denklemi düzenlendiğinde,

$$\frac{H}{\omega_s}\frac{d(\omega_r^2)}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} \tag{3.5}$$

Denklem (3.5) dt ile çarpıldığında,

$$\frac{H}{\omega_s}(\omega_{r2}^2 - \omega_{r1}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e)d\delta \tag{3.6}$$

ω_r terimi δ limiterine karşılık gelmektedir. Denklem (3.6)'dan ω_r'nin rotor hızının senkron hızdan ayrılmaya karşılık olduğu görülmektedir. Eğer rotor hızı δ_1 ve δ_2'de senkron hızda ise, $\omega_{r1} = \omega_{r2} = 0$'dır. Bu koşullarda,

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e)d\delta = 0 \tag{3.7}$$

Bu denklem güç-açı diyagramında rotor hızlarının senkron olduğu herhangi iki δ_1 ve δ_2 noktalarına uygulanmaktadır. İntegral iki kısma ayrıldığında,

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e)d\delta + \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{\max}} (P_m - P_e)d\delta = 0 \tag{3.8}$$

ya da

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e)d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{\max}} (P_e - P_m)d\delta \tag{3.9}$$

Denklemin sol kısmı arıza peryoduna, sağ tarafı ise arıza sonrası duruma karşılık gelmektedir. Türev denklem yardımıyla kritik temizleme zamanı ve kritik temizleme açısı hesaplanabilir. Kritik temizleme açısı için,

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}\left[(\pi - 2\delta_0)\sin\delta_0 - \cos\delta_0\right] \tag{3.10}$$

Arıza temizleme zamanı generatörün kinetik enerjisini geri kazanmasını belirlemektedir. Eğer bu süre çok uzunsa, generatörün kararlılık sınırları aşılacak ve generatör kararsız duruma gelecektir. Generatörün geçici durum kararlılığı bakımından arıza temizleme zamanı önemli bir niceliktir ve kararlılık sınırı kritik temizleme zamanı olarak ifade edilebilir. [51]'de kritik temizleme zamanı, arızanın

olması ile temizlenmesi arasındaki zaman olarak tanımlanmaktadır. Kritik temizleme zamanı Denklem (3.11)'de ifade edilmektedir:

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_s P_m}} \tag{3.11}$$

Generatör direncini ihmal ettiğimizde, generatörün elektriksel gücü:

$$P_e = \frac{E_q . U_s}{X_T} \sin\delta = P_{\max} \sin\delta \tag{3.12}$$

Burada;

E_q : Generatör iç gerilimi [pu]

U_s : Generatör uç gerilimi [pu]

X_T : Trafosu ile birlikte Generatör reaktansı [pu]

(3.1) ve (3.12) denklemlerinin birleştirilmesiyle,

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin\delta \tag{3.13}$$

Denklem (3.13), lineer olmayan bir diferansiyel denklemdir ve analitik olarak çözülemez. Eşit alan kriteri olarak bilinen grafik yaklaşımıyla, maksimum rotor açısı ve kararlılık sınırı elde edilebilir.

3.4. Ada Modu

Ada modu, şebekenin bir kısmının ayrılması anlamına gelmektedir. İstenmeyen ada modu şebekede büyük gerilim ve frekans değişikliğine sebep olabilir. Aynı zamanda adada olacak herhangi bir arıza sistemin tamamen çökmesine sebep olabilecektir. DÜ' lerin ada çalışmaya geçtiğini ya da ada modunda olduğunu saptamak kolay değildir. Ada moduna geçiş ya da senkronizasyon şebeke bakımından bir dengesizlik kaynağı oluşturmaktadır. Ada modundaki yük ve DÜ durumunun incelenmesi, ada modunun şebekedeki etkisini anlamada yardımcı olabilecektir.

3.5. Yan Hizmetler Frekans Katkısı

Güç sistemi dinamikleri, güç sistemi diferansiyel denklemi ile tanımlanmaktadır (Denklem 3.14):

$$\frac{dW_k}{dt} = P_g - P_c \tag{3.14}$$

Denklem (3.14)'de $W_k = \frac{1}{2} J\omega^2$, tüm makinelerin kinetik enerjisini , P_g üretim gücünü, P_c tüketim gücünü, J tork momenti, ω da (rad/s olarak) açısal hızı temsil etmektedir.

Denklem (3.14), üretim ile tüketim arasındaki farkın (dengesizliğin) sistemdeki dönen enerjiyi değiştireceğini ifade etmektedir. Denklem (3.14)'in küçük değişimler için incelenmesi amacıyla, aşağıdaki form oluşturulabilir:

$$J\omega \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_g - \Delta P_c \tag{3.15}$$

Frekans değişiminin çok küçük olduğunu varsayarak, $\omega = \omega_N$ ve $\Delta P_c = K_n \Delta f$ olacaktır. Böylece, $J = 2\frac{W_k}{\omega_N^2}$ ve Denklem (3.14)'den,

$$2\frac{W_k}{f_N}\frac{\Delta f}{dt} = \Delta P_g - K_n \Delta f \tag{3.16}$$

olacaktır. Denklem (3.16)' yi çözerek, df frekans sapması elde edilecektir.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_g}{K_n (1 - e^{-f_N K_n /(2 W_k) t})} \tag{3.17}$$

Burada $2\frac{W_k}{f_N K_n}$ zaman sabiti (T), genellikle 10 - 12 s, K_n ise şebeke kontrol değerini göstermektedir [53].

Frekans kontrolü olmadığında, frekans, güç değişimiyle $1/K_n$ oranında değişecektir. Tipik olarak, güçte %10 düşüş frekansta 3-5 Hz düşmeye sebep olacaktır. Frekans, sistemdeki çoğu ekipman için çok çok düşük olacaktır. Bu nedenle, frekans kontrolünün ±0.2 Hz sapma aralığında tutulmasına ihtiyaç bulunmaktadır.

3.5.1. Primer frekans kontrolü

Ulusal güç sistemi işleticisi (TEİAŞ) kendisine bağlanan elektrik santrallerinden güçleri ile orantılı bir rezerv güç tutmasını zorunlu tutmaktadır. Son olarak %1 olarak uygulanan bu rezerv kapasitesi, makine nominal gücünün altında bu oran kadar çalıştırılarak, sistem frekansının düşmesi halinde şebekeye bu kadar fazla güç karşılığı enerji verilmesi, sistem frekansının yükselmesi durumunda ise, sistemden bu oran kadar daha yük çekilmesi anlamına gelmektedir. Toplam primer frekans kontrol rezervini karşılamak için, ünite çıkış güçleri, frekans sapmalarına göre hız eğim değerine karşılık gelen miktar kadar arttırılacak veya azaltılacaktır.

Primer frekans kontrol sistemi, güç santralındaki governör aracılığıyla yapılmaktadır. Governör, güç santralı çıkışını doğrudan sistem frekansındaki değişmeyle doğru orantılı değiştirmektedir.

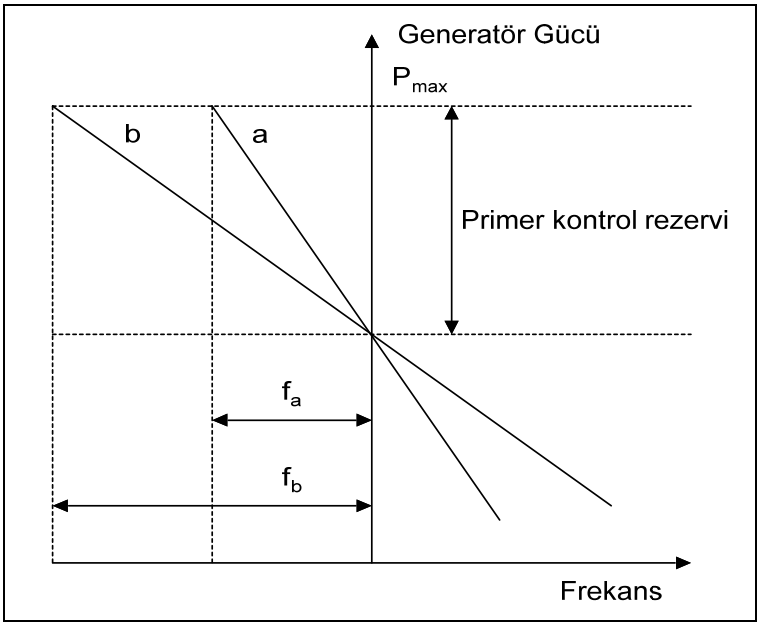
$$\frac{\Delta P_g}{P_{gn}} = -\frac{1}{s_G}\frac{\Delta f}{f_n} = -K\frac{\Delta f}{f_n} \tag{3.18}$$

Burada, ΔP_g [MW] olarak generatör gücü değişimini, P_{gn} generatör çıkış gücünü, s_G (% olarak) hız eğimini, Δf frekans değişimini, f_n [Hz] olarak nominal frekansı göstermektedir. s_G terimi generatör düşüşü (eğimi) olarak adlandırılmaktadır. $1/s_G$ terimi generatör governörünün orantısal kontrol kapısı (K)'ya eşittir. Pratikte, regülasyon gücü (R_p) olarak ölçülür ve frekans değişimine karşılık gelen güç değişim oranını [MW/Hz] göstermektedir.

$$\Delta P = -\frac{P_{gn}}{s_G f_n}\Delta f = -R_p \Delta f \tag{3.19}$$

ΔP, [MW] olarak güçteki değişimi göstermektedir.

Primer kontrol rezervi generatörün maksimum çıkışına ulaşabileceği güç kontrolü rezervini göstermektedir (Şekil 3.4). Düşük bir frekans düşmesi durumunda, a-generatörü gücünü b-generatöründen daha fazla arttıracaktır. Güçteki değişim sadece eğime bağlıdır. Eğer frekans düşmesi, f_a'dan daha büyükse, b-generatörü gücünü f_b frekans düşme noktasına kadar arttıracak ve b-generatörü maksimum gücünde çalışacaktır.



Şekil 3.4. Farklı hız eğimlerine sahip iki generatörün güç kontrolü

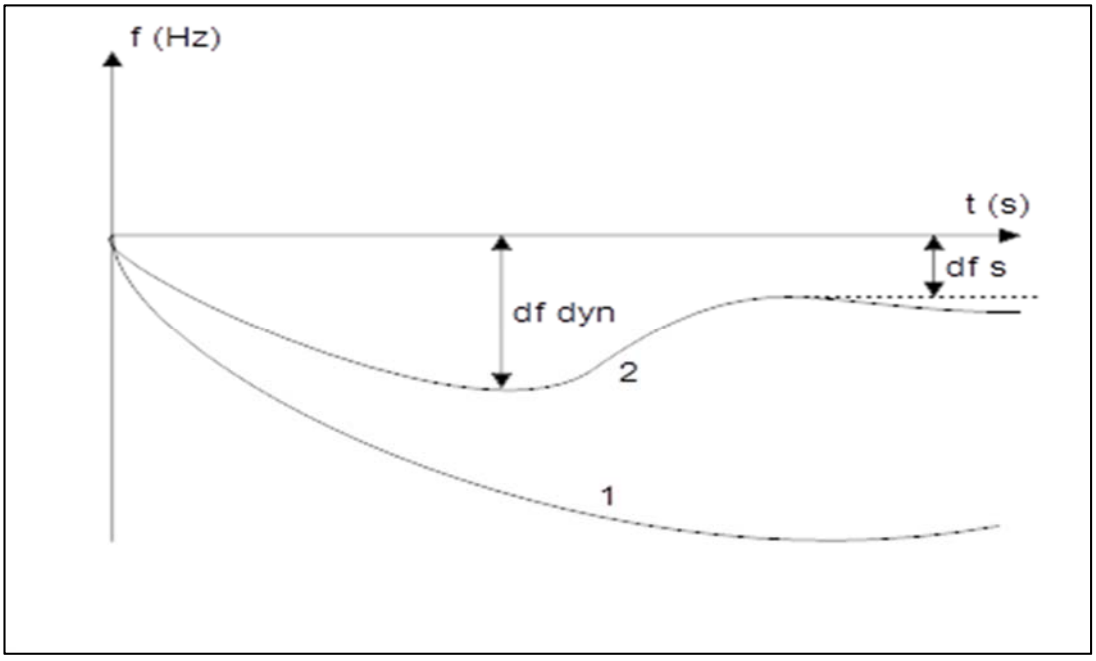
Generatörün regülasyon gücü, Δf frekans değişimine bölünen primer frekans kontrolü olacaktır. Şekil 3.4'de a-santralının regülasyon gücünün b' den daha büyük olduğu görülmektedir.

Primer frekans kontrolü, frekanstaki değişimle orantılıdır ve P-kontrolü olarak adlandırılabilir.

Sapma, sekonder frekans kontrolü ile düzeltilecektir. Frekans kontrolü olmadan, frekans (Şekil 3.5'deki) 1 çizgisine göre düşecektir. Son frekans değeri, santralın devreden çıktığı yüke karşılık gelen seviyeye (bu seviyedeki yüke) düşecektir.

Sekonder frekans kontrol, sistemi Şekil 3.5'deki 2 nolu çizgide görüldüğü üzere kabul edilebilir bir seviyeye sınırlamaktadır. Sekonder frekans kontrolü kontrol

sisteminde I-kontrolörü olarak tanımlanmaktadır [53]. Normalde, hem P ve hem de I kontrolörleri kullanılmakta ve kontrol sistemleri PI-kontrolörü olarak tanımlanmaktadır.



Şekil 3.5. Frekans düşmesi

3.5.2. Sekonder frekans kontrolü

Sekonder frekansın temel fonksiyonu Şekil 3.6'da görülen df_s sapmasını düzeltmek ve frekansı normal değerine getirmektir. İdeal bir sekonder kontrolörü frekans sapmasını integral kontrolörü kullanarak düzeltir.

$$\Delta P_i = -K_i\, ACE_i - \frac{1}{T_{ri}} \int ACE_i dt \tag{3.20}$$

Burada ΔP_i : i bölgesindeki sekonder kontrolör sonrası gücü, K_i : i bölgesindeki sekonder kontrolör orantı faktörünü, ACE_i : i bölgesindeki alan kontrol hatasını, T_{ri} : i bölgesindeki integrasyon zaman sabitini göstermektedir. Kontrolör PI (Orantısal – İntegral) olarak sınıflandırılabilir. Ancak, pratikte güç santrallerinin yüklenme rampa fonksiyonu kullanılarak gerçekleştirilir.

Alan kontrol hatası aşağıdaki şekilde tanımlanmaktadır [53]:

$$ACE = \Delta P + K\,\Delta f \tag{3.21}$$

Burada; ΔP : Güç kontrol hatası ya da sapmasını, Δf : Frekansın set noktasından sapmasını, $K\,df$: Frekans kontrol hatasını ve K : Sistem frekansı ile güç sapması arasındaki bağımlılığı göstermektedir.

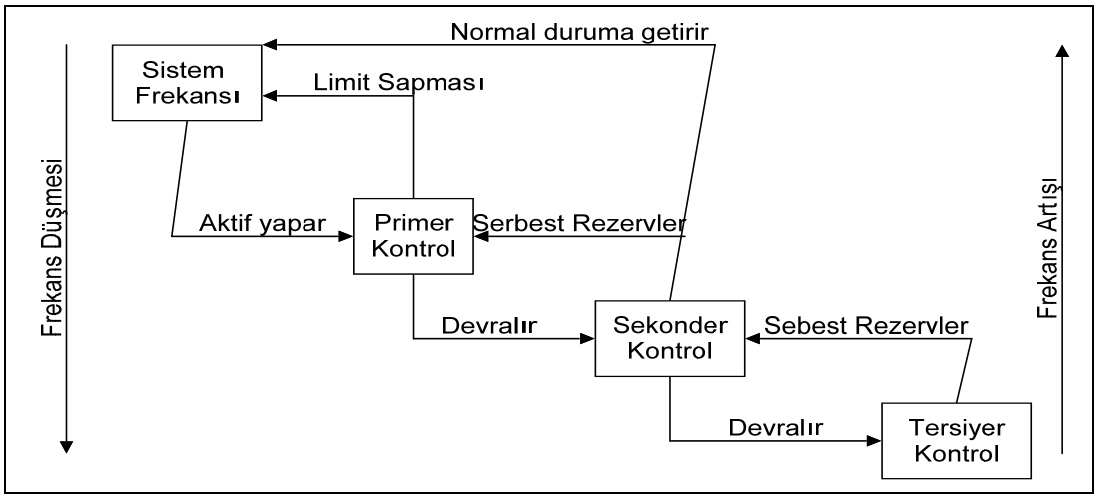
UCTE alanı frekansı 50 Hz' dir. Maksimum müsade edilebilir frekans sapması ±0,2 Hz'dir. Frekans 49,8 Hz'den düşük, 50,2 Hz'den yüksek olamaz. Tüm şebeke operatörlerinin performans standartı ACE'yi sıfırda tutmaktır.

Sekonder rezervlerin 30 saniye içerisinde aktif edilmesi ve 15 dakika boyunca devrede tutulması ve bu işlemin otomatik olarak yapılması gerekmektedir. Sekonder kontrol rezervi sistemde meydana gelebilecek arızalara karşı primer rezervleri serbest bırakmalıdır.

3.5.3. Tersiyer frekans kontrolü

UCTE sisteminde, tersiyer kontrolün arıza başlangıcından sonraki 15 dakika boyunca sekonder kontrol rezervini serbest bırakması beklenir. İşlemin çoğu otomatik olarak, diğer kısmı manuel olarak yapılacaktır. Otomatik işlem, frekansın belirlenen değerin altına düşmesi ile başlayacaktır.

Manuel işlem rezerv güç santrallerinin (non-spinning reserves) çalıştırılmasıyla ya da devrede olan santrallerin (spinning reserves:döner yedekler) yükünün arttırılmasıyla başlayacaktır. Tersiyer kontrol, operatörün manuel başlatmasıyla olacaktır (Şekil 3.6).



Şekil 3.6. Frekans kontrolü yapısı

3.5.4. DÜ santralların frekans kontrolünde değerlendirilmesi

Ülkemizde frekans kontrolüne katılımın şartları Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nde belirtilmektedir. Buna göre 50 MW'tan büyük yüksek gerilim sistemine bağlanan santrallerin frekans kontrolüne katılımı zorunluluk arzetmektedir [54].

Frekans kontrolü gaz türbini ve içten yanmalı gaz motorları ile de yapılabilmektedir. Bu tür makinelerin primer, sekonder ve tersiyer kontrolde kullanılabileceği görülmektedir [55,56].

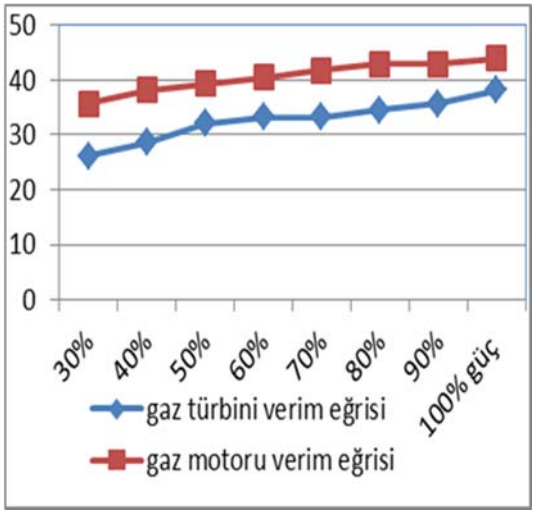
Gaz motorlu güç santralinin primer kontrolü 2 fazlı olarak gerçekleştirilebilir. İlk fazda, santral çıkış gücünün 10 saniye için %30, ikinci fazda ise diğer %30 değişebilir. Böylece gaz motorlu sistem gücünü 30 saniye içerisinde %40'tan %70'e (ya da ±%30) değiştirilebilecektir. Bu gaz motorunun tipine bağlıdır.

Sekonder kontrol, manuel olarak ya da yük tevzi merkezinden gelecek otomatik üretim kontrolü (AGC) sinyal bilgisine göre yapılabilecektir. Güç santralı, %70 noktasından ±%30 olarak, iletim sisteminin talebine göre 5 veya 10 dakika içerisinde arttırıp, azaltabilecektir.

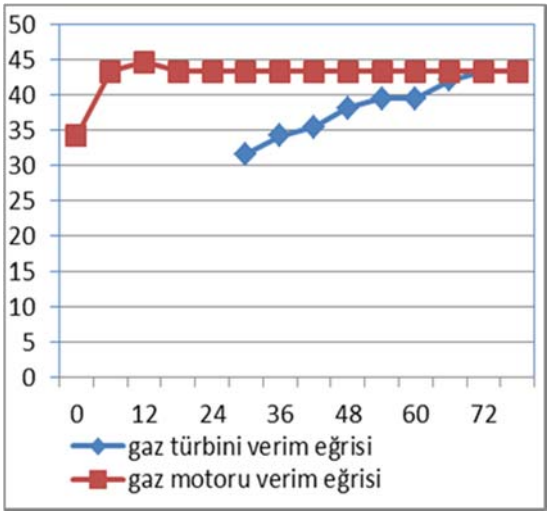
%70 noktasındaki verim çok önemlidir. Çünkü, bu noktadaki verim, maliyetlerin belirlenmesinde, rezervin maliyetinin oluşmasında etkili olacaktır. Büyük gaz motorlarının %70 yükteki verimi tipik olarak %41'dir. Gaz türbinlerinin verimi

%34'e düşmekte, gaz türbini ile gaz motoru arasında kısmi yükteki verim farkı %7 olmaktadır, (Şekil 3.7).

Gaz motorlu bir güç santralı, yüksek verimlilik modunda çalıştırılabilir. Eğer santral 10 adet 8 MW'lık üniteden oluşuyorsa, santralın 4 MW'tan 80 MW'a kadar çıktı katkısı sağlayacağı görülebilir, (Şekil 3.8).



Şekil 3.7. Makine verimlerinin karşılaştırılması



Şekil 3.8. 80 MW kurulu gücünde gazmotorlu santralın uygulamada izlenmesi

Sayıca çok fazla üniteden oluşan orta gerilimden bağlı santrallerce de aynı uygulamanın yapılabilmesi ile yüksek gerilimden bağlanan santrallerin devre dışı olması durumundaki eksiklik karşılanacaktır. Mevcut uygulamada santral gücü baz alınmaktadır. Bu gücün oluşumunun birden çok üniteli sistemler tarafından münferit sağlanabildiği kabulü ile, aynı uygulamanın orta gerilime indirilmesinde teknik olarak sakınca yoktur. Aynı zamanda özellikle kojenerasyon olarak çalıştırılan santrallerin sürekli üretim gerçekleştirme zorunluluğu, kararlı şebeke yapısının oluşmasına daha etkin katkı sağlayacaktır.

Primer frekans kontrolü uygulaması ve diğer frekans kontrol uygulamalarında bu tür santrallerin de sisteme dahil edilmesi ve rezerv olarak düşünülmesi gerekmektedir.

3.6. Güvenilirlik Değerlendirilmesi

Güvenilirlik bir ekipmanın/sistemin belirlenen koşullar altında ve zaman içinde kendisinden beklenen amacı sağlaması demektir. DÜ santrallerinde kapasite artırımının gerek santral ve gerekse de şebeke açısından güvenilirliğe etkisinin iyi belirlenmesi gerekir. Bu bölümde, santral ve şebeke güvenilirliği ile rezerv marjının nasıl hesaplanacağı ile ilgili ifadeler çıkarılmakta ve değerlendirilmektedir.

3.6.1. DÜ katılımlı güvenilirlik

DÜ'lerde kapasite artırımı çok sık ortaya çıkan bir durumdur. Gerek baradan beslenen yük talebinin artması, gerekse de piyasada etkin oyuncu olabilme koşullarının değişmesi mevcut yapıya ilave makine eklenmesini gerektirebilmektedir.

Amerikan Güvenilirlik Konseyi tarafından tanımlanan güvenilirlik formüllerinin santraller için düzenlenmiş halleri Denklem (3.22) ve (3.23)'de belirtilmektedir [57]:

$$AV = \frac{D - (B + A)}{D} \tag{3.22}$$

$$RF = \frac{D - (B + A)}{(D - B)} \tag{3.23}$$

AV = Emreamadelik, RF= Güvenilirlik, D = Dönem zamanı [Saat, Gün, Ay, Yıl], B = Bakım zamanı [Saat, Gün, Ay, Yıl], A = Arıza zamanı [Saat, Gün, Ay, Yıl] olarak tanımlanmaktadır.

Santral içerisinde (n) tane benzer büyüklük ve güvenilirlik faktörüne sahip ünite düşünülürse, (m) sayıda ünitenin devrede olma olasılığı (P) binom dağılım kullanılarak,

$$P(m) = \sum \frac{n!}{m!(n-m)!} RF^{m} \ (1-RF)^{n-m} \tag{3.24}$$

Binom açılımının a ve b olayları için basitleştirilmesi ile alttaki ifadeler elde edilebilmektedir [58,59]:

n olay için aşağıdaki genelleştirilmiş hali kullanılabilecektir:

$$P(a \cup b) = 1-(1-P_a)(1-P_b).....(1-P_n) \tag{3.25}$$

3.6.2. Şebeke güvenilirliği

Dağıtım sisteminde güvenilirlik kesinti sayısı ve süreleri ile değerlendirilmektedir. Güvenilirlik endekslerinden bazıları aşağıda tanımlanmaktadır [60].

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Toplam Musteri Kesilme Sayisi}}{\text{Musteri Sayisi}} \tag{3.26}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Musteri Kesilme Suresi}}{\text{Musteri Sayisi}} \tag{3.27}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Musteri Kesilme Suresi}}{\text{Toplam Musteri Kesilme Sayisi}} \tag{3.28}$$

3.6.3. Rezerv marjı

Güç santralının çıktısı

$$P = n.RF .P_u \tag{3.29}$$

olarak alınabilir. Burada n ünite sayısını, RF güvenilirlik faktörünü ve P_u da ünite gücünü göstermektedir.

Güç sisteminin σ standart sapması, (3.30), (3.31) ve (3.322) denklemlerindeki varyanstan hesaplanabilir:

$$\sigma = \sqrt{v} \tag{3.30}$$

$$v = N.RF.(1 - RF).P_u^2 \tag{3.31}$$

Farklı büyüklük ve güvenilirlik faktörlerine sahip santrallerde, v_i her ünitenin kendi değerlerinin toplamıyla belirlenecektir.

$$\sigma = \sqrt{(\sum (v_i))} \tag{3.32}$$

Her santralin varyansı (σ_i^2) gerçek santral işletme tecrübelerine dayanarak tahmin edilecektir.

Güç sistemi, güvensiz olabilen santraller nedeniyle oluşacak açığı kapamak için rezerve ihtiyaç duymaktadır. Rezerv gereksinimi (RR) n sigma güven seviyesine (Z) bağlı olarak aşağıdaki formüle göre tanımlanabilir:

$$RR = \sum ((1 - RF_i).P_{ui}) + Z.\sigma \tag{3.33}$$

Çoğu durumda güç sistemlerindeki en büyük ünite rezerv gereksinimi belirlemektedir. Rezerv gereksinimi aşağıdaki formül ile basite indirgenebilir:

$$RR = \sum ((1 - RF_i).P_{ui}) + P_{maks} \tag{3.34}$$

Eğer güç santrallerinin güvenilirliği en büyük santral olmadan, örneğin %95 ise ve en büyük santral sistem yükünün %10'una sahipse, rezerv gereksinimi %15 olacaktır ((%100-%95)+%10) [61].

Rezerv Marjı (fazlalığı) güç sistemi planlanırken gözönüne alınan kriterlerdendir. Rezerv Marjı (RM);

$$\mathrm{RM} = \frac{\text{Kapasite} - \text{Tepe Yük}}{\text{Tepe Yük}} \tag{3.35}$$

Z sigma düzeyindeki rezerv güç gereksinimi yukarıdaki formül kullanılarak, aşağıdaki şekilde düzenlenebilir:

$$\begin{aligned} RM &= \frac{n.P_u - (n.P_u.RF - Z.\sigma.P_u)}{n.P_u.RF - Z.\sigma.P_u} \\ &= \frac{1 - RF + Z.\sigma / n}{RF - Z.\sigma / n} \end{aligned} \tag{3.36}$$

3.6.4. Rezerv marjının belirlenmesi

Rezerv marjı belirlerken iki farklı bölge örnek olarak alınacaktır: 1. Bölgede, baraya, güçleri 5 – 50 MW arasında değişen 20 adet farklı büyüklüklerde, yakıt türlerinde ve farklı güvenilirliklere sahip güç santralleri bağlıdır. 2. Bölgede ise baraya tek bir santral bağlıdır. Güç sistemine bağlanan santral sayısının artmasının şebeke güvenilirliğine de olumlu katkı sağladığı gösterilecektir.

Elektrik santralleri arıza, bakım, vb. durumlarda devre dışı olabilmektedirler. Kapasite planlaması ve makine sayı/büyüklük seçimi yapılırken plansız meydana gelen bu duruşlar çok kritiktir. Tablo 3.2'de ülkemizin farklı bölgesinde çalışan ve farklı makine tiplerine ait iki santralin Amerikan Güvenilirlik Konseyi tarafından tanımlanan güvenilirlik formüllerinin eldeki veriler doğrultusunda kullanılmasıyla elde edilen 5 yıllık ortalama hesaplanmış verilerini göstermektedir.

Tablo 3.2. Santral verilerine göre hesaplanmış değerler

Santral	Makine	Güvenilirlik (RF)	Emreamadelik (A)
A Santralı	1	96,93	95,68
	2	96,09	94,85
B Santralı	1	98,17	95,32
	2	97,40	94,77

A Santralı değerlerini her ünitenin RF=0,96 güvenilirliğe sahip olduğunu kabul ederek, en azından bir ünitenin devrede olma olasılığı, denklem (3.33)'den,

$$P(1) = 1 - (1 - 0{,}96)(1 - 0{,}96) = 0{,}9984$$

olduğu, aynı santrale bir ünitenin daha ilave edilmesiyle,

$$P(1) = 1 - (1 - 0{,}96)(1 - 0{,}96)(1 - 0{,}96) = 0{,}9999$$

hesaplanabilir. Santral makine sayısını, büyüklüğünü ve koruma beklentisini seçerken gözönüne alınması gereken bir kriterdir.

İki farklı dağıtım bölgesinin incelenmesiyle arıza ve bakım dolayısıyla sadece elektrik kesilmesine bağlı santral barasında hesaplanmış değerler Tablo 3.3'de verilmektedir.

Tablo 3.3. Santral bölge verilerine göre hesaplanmış değerler

	SAIFI [adet/yıl]	SAIDI [dakika]	CAIDI [dakika/adet]
1. Bölge	6,0	489,8	81,63
2. Bölge	48,8	2029,6	41,59

Güç sistemi tarafından bakıldığında ve aynı hesaplama kabulleri kullanıldığında %99,84 güvenilirlikte 94 MW, %96,00 güvenilirlikte ise yaklaşık 98 MW rezerv bulunmaktadır. Göreceli olarak daha düşük değere sahip olan bu santral gruplarının şebeke güvenilirliğinin de kendisi gibi düşük kabul edilmesi durumunda bile 100 MW'lık baranın güvenilirliğini, gerekli koordinasyonlar ve etkin işletmecilik sağlanması halinde %96,00'dan %99,84'e çıkaracağı görülmektedir.

Denklem 3.40'ta görüldüğü üzere, rezerv marjı gereksinimi sistemdeki ünite sayısı ve her ünitenin güvenilirliğine bağlıdır. Eğer n sonsuz ise, rezerv marjı $\frac{1-RF}{RF}$ dir. Eğer RF %90-97 aralığında değişirse, rezerv marjın %3-11 olması beklenir.

Sistem yükü 10 benzer üniteye bölündüğünde, her ünitenin %97 güvenilir olduğu varsayıldığında rezerv marjı %14,91, 5 ünite için ise %30,58, aynı ünite sayısı %95 güvenilirlik için sırasıyla, %17,61, 5 ünite için ise %33,24' e yükselmektedir.

Güç sistemi tasarlanırken, özellikle konvansiyonel, yüksek güvenilirliğe sahip santrallerin rezerv olarak düşünülmesi gerektiği görülmektedir.

OG sisteme bağlanan elektrik santrallerinin şebeke güvenilirliğini arttırmaya katkı sağladığı, bunların rezerv olarak değerlendirilmelerinin mümkün olduğu, güvenilirliği artan şebekede, arıza oranlarının düştüğü, güç kalitesinin arttığı görülmektedir. Bu, gerek enerji sağlayıcısına ve gerekse de baradan beslenen tüketicilere olumlu yansımaktadır. Aynı zamanda, santral barasının, dağıtım sistemi kapasite yetersizliği durumlarında ya da lokasyon gereği, yüksek güvenilirliğe sahip yeni santrallerin bağlanmasına olanak sağlayacaktır.

4. STANDARTLARIN İNCELENMESİ

Dağıtılmış üretim santrallerinin orta gerilim ve alçak gerilim tarafından bağlanmasında farklı ülkeler için farklı kriterlerin uygulandığı, bu kriterlerin ise DÜ teknolojisinden bağımsız, genellikle, gerilim, frekans ve güç kalitesi parametrelerinden oluştuğu görülmektedir. DÜ'nin bu elektriksel parametrelere olan etkisi, güvenilir ve güvenli işletmeciliği, koruma durumu, kapasitesinin belirlenmesi ve bağlantı maliyetlerinde temel teşkil etmektedir.

Bu konuda en kapsamlı ve ayrıntılandırılmış Tablo 4.1.'deki ABD standartları mevcuttur:

Tablo 4.1. ABD standartları

Standart No.	Standart
IEEE 1547	Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi ile Bağlantı Standartı [5]
IEEE 1547.1	Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi ile Bağlantısı için Uyum Test Prosedürü Standartı [65]
IEEE 1547.2	Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi ile Bağlantısı için IEEE 1547 nolu Standartın Uygulama Kılavuzu [66]
IEEE 1547.3	Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi ile Bağlantısı için İzleme, Bilgi Alışverişi ve Kontrol Kılavuzu [67]
IEEE 1547.4	Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Güç Sisteminde Ada Çalışma Tasarım, İşletme ve Entegasyonu Kılavuzu [68]
IEEE 1547.6	Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi Dağıtım Şebekesi ile Bağlantısı için Tavsiye Yöntemleri Standartı [69]
IEEE 1547.7	Dağıtılmış Üretim Kaynakları İçin Dağıtım Etki Çalışmaları Kılavuzu [70]

Diğer yandan, hibrit sistemler için IEEE P1561 [71], fotovoltaikler için IEC 60904 [72], rüzgar santralleri için IEC 61400 [73], küçük hidrolik santraller için IEEE 1020 [74], IEC 60146 [75], kojenerasyonlar için IEEE 502 [76], güç kalitesi için IEC 61000 [77], IEEE 519 [78], IEEE 1159 [79] ve diğer alt konularla ilgili uluslar arası standartlar mevcuttur. Ülkemizde bu konuda, kanun ve uygulama yönetmelikleri şeklinde, genel olarak Avrupa standartlarının karışımı ve konvansiyonel santraller için gerekli koşulların istenmesi şeklinde uygulamalar görülmektedir [80-84].

Almanya için bağlantı noktasında, DIN EN 50160 standartına uygun olarak, işletme gerilimi, ani gerilim değişimi, fliker, harmonikler, gerilim dengesizliği, komütasyon

çentik değeri, frekans dalgalanması ve gerilim düşmelerine karşı koru(n)ma tedbirlerinin ve değerlerinin belli limitler içerisinde olması istenmektedir. Bu konuda dört ülke için karşılaştırma Tablo 4.2.'de görülmektedir [92-94]:

Tablo 4.2. Ülke karşılaştırması

		Kanada	Fransa	Almanya	ABD
Sistem Tipi	Enterkonn.	Evet	Evet	Evet	Evet
	İzole	Evet	Evet (Ada&Deniz uygulamaları)	-	Evet
Gerilim Seviyeleri	AG	240/600 V	230/400 V	230/400 V	(60 Hz) 120/240 V, 208Y/120 V, 480Y/277 V
	OG	12,5-69 kV	1 - 50 kV	1- 60 kV	5, 15, 21, 25, 35 kV.
	YG	69-735 kV	63, 90, 150, 225, 400 kV	110/220/400 kV	55, 69, 115, 132, 169, 230, 345, 500, 765 kV, DC 400-1000 kV_
Şebeke Topolojisi	AG	Radyal, 1-3 faz	Radyal, 3 faz+N	Radyal, 3 faz+N	Radyal, Gözlü
	OG	Radyal, Gözlü, 3 faz	Radyal, 3 faz	Radyal, 3 faz	Radyal, Gözlü
	YG	Radyal, Gözlü, 3 faz	Gözlü, 3 faz	Gözlü, 3 faz	Radyal, Gözlü
Nötr Topraklaması	AG	Doğrudan	TT	TN-C	Doğrudan
	OG	Doğrudan	(YG/OG merkezlerde) OG tarafta direnç, reaktans, Peterson bobini	Çoğunlukla bobin, kısmi 10 - 30Ω direnç üzerinden	Doğrudan
	YG	Doğrudan	Trafo indirici merkezlerinde topraklama reaktörü	110 kV bobin, üstü doğrudan	Doğrudan
Arıza Akımı	AG	-	24 kA	25 MVA	<10 kA
	OG	8-20 kA	2 kA – 22 kA, şebeke ekipmanına bağlı olarak	~250 MVA	<10 kA
	YG	30-50 kA	31,5 kA, 40 kA, 63 kA	110 kV: 1-5 GVA	20 – 40 kA
Maksimum DÜ Limiti	AG, 1 faz	15 kW	18 kVA	4,6 kVA	<25 kVA
	AG, 3 faz	50 kW	250 kVA	Tanımlanmamış	<1000 kVA
	OG	25 MVA	12 MW	Tanımlanmamış	<3 MVA doğrudan, <10 MVA belli fiderlere, >10 MVA OG ve YG'ye.
İşletme Güç Faktörü	Min. İndüktif	0,9	Güce bağlı; sabit reaktif güç, reaktif güç kontrolü ya da gerilim kontrolü	0,95	0,95
	Min. Kapasitif	0,9		0,95	0,8

Tablo 4.2. (Devam) Ülke karşılaştırması

	Yavaş Gerilim Değişimi	-%9 +%4 V_n	ΔU AG: +%6 -%10 MV: <%5	AG: +%3 MV: <%2	AG:<±%3 U_n MV:%95-105 U_n ΔU<±%3 ortalama
	Hızlı Gerilim Değişimi	Tanımsız	ΔU <%5	ΔU <%3	AG:~%5, OG:%3-4
	Fliker	Değişken, IEEE 519 ya da IEC 61000	P_{st}<0,35 P_{lt}<0,25	P_{lt}<0.46	IEEE 519
Güç Kalitesi Kısıtları	Harmonik	Değişken, IEEE 519 ya da TDD=%5	LV:Sınırlandırılmalı MV:17.03.2003 bakanlık emriyle maksimum limitler tanımlanmıştır.	Inverter kullanıldığında hesaplanmaktadır.	IEEE 519
	Şebeke Sinyalizasyonu	-	f=175 Hz.	DÜ ana sinyali olumsuz etkilememeli	Bilinmiyor (şebekeye göre değişir)
	DC İnjeksiyonu	IEEE 1547: <%0,5.I_n		-	Bilinmiyor (şebekeye göre değişir)
Koruma	AG Anti_Adamodu	CSA C22	Kuplaj koruma rölesi, U>, U<, f>, f<	Kuplaj koruma rölesi, U>, U<, f>, f<	Gerilim ve frekans sapması, aşırı akım, harmonik gerilim değişimi, güç oranı değişimi, reaktif ve kapasitif koruma, IEEE C37.90, IEEE C39.90.1, C37.2
	OG Enterkonnekte Koruma	U/O gerilim, U/O frekans, Ters Güç, Negatif Bileşen Akımı, Sıfır Bileşen Gerilimi,	Kuplaj koruma rölesi, U>, U<, f>, f<, V0> anlık ya da gecikmeli.	Kuplaj koruma rölesi, U>, U<, f>, f<,	U>, U<, f>, f<, V0>, I>, I0>, aşırı akım-zaman, gerilimdengesi, nötr aşırı akım, senkronizasyon, diferansiyel koruma, ters güç, ada koruma.

Tablo 4.2. (Devam) Ülke karşılaştırması

Diğer Gereklilikler	AG Devrede Kalabilme	RES için tanımlı	Enterkonnekte şebekede DÜ kuplaj rölesi açmadan ayrılmamalıdır. Ada modunda DÜ 0.3 U_n için 600 ms ve 0.7 U_n için 2.5 s bağlı kalabilmelidir.	Gerekli değil	Koruma ayarlarının toleranslarına bağlı.
	SG Senkronizasyon	IEEE 1547: dV< ±%5	ΔU<±%10, Δf<±0.1 Hz, Δφ<±10^0, maksimum yüklenme hızı: 4 MW/dak.	ΔU=±%10, Δf=500 mHz, Δφ=±10^0	ΔU<±%10, Δf<±0.5 Hz, Δφ<±10^0
	OG/AG Bağlantı Şekli	$\Delta / Y, Y / Y$	-	Dyn	Bilinmiyor (şebekeye göre değişir)
	Ulaşılabilir Ayrılma	Evet	-	Evet	Evet (AG ve OG)

4.1. IEEE 1547

IEEE 1547-2003 nolu standartı, elektrik şebekesini dağıtım seviyesindeki aktif üretim ve depolama sistemlerinin eklenmesi durumlarını uyumlaştırma amacıyla bir komisyon tarafından çapraz değerlendirmeler gözetilerek geliştirilmiş ve ek alt-seri standartları ile geliştirilmeye devam etmektedir. Bu standart testler ve bağlantının kendisi üzerine odaklanmıştır. Anormal koşullar, güç kalitesi, ada modu, tasarım için test özellikleri ve gereklilikleri, üretim, kurulum, devreye alma ve periyodik testlere karşılık gelen genel koşulları kapsamaktadır. Senkron makineler, asenkron makineler ve güç elektroniği arayüzü gerektiren DÜ kaynaklarının bağlantısı için bu koşullara geniş kapsamlı olarak gereksinim vardır.

Bu standartta, toplu 10 MVA kurulu güçle sınırlı kalınması, maksimum DÜ kapasitesini belirleyememe, DÜ'lerin koruma durumları, şebekenin DÜ durumuna göre planlanması, işletilmesi, bakımı, DÜ ve şebeke arasındaki otomatik transfer şemaları, açma-kapama süreleri, şebeke – DÜ arasındaki etki, 50 Hz bazında inceleme konuları kapsanmamaktadır.

Standartın doğrudan bağlantılı olduğu, ANSI C84.1-1995 [85], IEEE Std C37.90.1-2002 [86], IEEE Std C37.90.2-1995 [87], IEEE Std C62.41.2-2002 [88], IEEE C62.45-2002 [89], NEMA MG 1-1998 Rev2 [90] standartları, bu standartın eksik

kaldığı konularda kullanılmak zorundadır. Standartta genel gereksinimler ile ilgili bazı koşullar Tablo 4.3 – 4.7' de verilmektedir.

Tablo 4.3. Gerilim koşulları

Gerilim Aralığı (% Baz Gerilimi)	Temizleme Zamanı (s)*
V<50	0,16
50≤V<80	2,00
110<V<120	1,00
V≥120	0,16

*DÜ≤30 kW, maksimum temizleme zamanı, DÜ>30 kW default temizleme zamanı

Tablo 4.4. Frekans koşulları

DÜ Büyüklüğü	Frekans Aralığı (Hz)	Temizleme Zamanı*
≤30 kW	>60,.5	0,16
	<59,3	0,16
	>60,5	0,16
>30 kW	<(59,8-57,0) ayarlanabilir	0,16-300 ayarlanabilir
	<57,0	0,16

*DÜ≤30 kW, maksimum temizleme zamanı, DÜ>30 kW default temizleme zamanı

Tablo 4.5. Maksimum akım harmonik bozulma koşulları (talep için)

Tek Harmonikler	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	Toplam Bozulma (TDD)
Yüzdesel (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

Tablo 4.6. Senkronizasyon koşulları

DÜ Gücü (kVA)	Frekans Farkı (Δf, Hz)	Gerilim Farkı (ΔV, %)	Faz Açısı Farkı (Δϕ, ^{0})
0 - 500	0,3	10	20
>500 - 1500	0,2	5	15
>1500 -10000	0,1	3	10

Tablo 4.7. Gerilim harmonik bozulma koşulları (senkron makineler)

Tek Harmonikler	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	Toplam Bozulma (TDD)
Yüzdesel (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

4.1.1. IEEE 1547.1

IEEE 1547.1-2005 standartı, tip, üretim ve devreye alma testlerini içermektedir. Bu testler IEEE 1547'de tanımlanan DÜ ünitelerinin enterkonnekte sisteme bağlantısı için gereksinimleri karşılamak zorundadır. Test prosedürlerinin test lokasyonundan bağımsız, sürekli aynı sonuçları tekrarlayan ve DÜ teknolojilerini kapsayan esnek yapıda olması gereklidir.

Tip testleri, sıcaklık artışı, anormal gerilim ve frekans koşullarına cevap, senkronizasyon, bağlantı entegrasyonu (elektromanyetik girişim, darbe dayanımı, dielektrik testleri), transformatörsüz bağlanan inverterlerdeki sınırlamalar, isteksiz ada modu, açık devre, anormal durum açması sonrası tekrar bağlanma, harmonik ve fliker testlerini kapsamaktadır.

Üretim testleri, anormal gerilim ve frekansa cevap, senkronizasyon ve dökümentasyon testlerini, devreye alma testleri ise doğrulama ve (gözle) kontrol, tip ve üretim testlerinin yazılım, donanım nedeniyle yeni gereksinimler, isteksiz ada modu işlevsellik, enerjiyi kesme testleri ve ayarları yeniden gözden geçirme test ve konularından oluşmaktadır.

Testlerde, test sinyali olarak, rampa, adım, ters güç genlik ve zaman fonksiyonları kullanılmaktadır.

4.1.2. IEEE 1547.2

IEEE 1547.2-2008 standartının görevi, DÜ sahiplerine ve şebeke işleticilerine IEEE 1547-2003 standartının uygulama ayrıntılarında, teknik altyapı belirlenmesinde, gereksinimlerin açıklanmasında, şematik ve örneklerle destekleyici bir uygulama rehberliği sağlamaktır.

Çeşitli türde DÜ teknolojileri (içten yanmalı, gaz, buhar, rüzgar, hidro, mikro, volan, fotovoltaik, yakıt hücreleri, v.d.) ve bunlarla ilgili bağlantı konuları karakterize edilerek, IEEE 1547 standartının kullanımı (madde madde tanımlanarak) kolaylaştırılmıştır.

4.1.3. IEEE 1547.3

IEEE 1547.3-2007 standartının görevi, DÜ ile bağlandığı şebeke arasındaki çalışılabilirliği kolaylaştırmak, DÜ sahiplerine, izleme, bilgi akışı ve kontrol gibi iletişim için opsiyonel yaklaşımları önermek ve bunların kurulmasını sağlamaktır.

4.1.4. IEEE 1547.4

IEEE 1547.4-2011 standartı, DÜ'li şebekenin istekli olarak ada moduna kalmasını ve yeniden şebekeye bağlanmasını belirlemek için geliştirilmiştir.

4.1.5. IEEE 1547.5

IEEE 1547.5 standartı henüz taslak halinde olup, yayınlanmamıştır. 10 MVA'dan büyük DÜ'lerin iletim sistemine bağlantısını kapsayacak bir teknik kılavuz olacağı belirtilmektedir.

4.1.6. IEEE 1547.6

IEEE 1547.6-2011 standartı alçak gerilim tarafından bağlanacak DÜ'ler için performans, işletme, test, güvenlik ve bakım ile ilgili konularda tavsiyelerde bulunmaktadır.

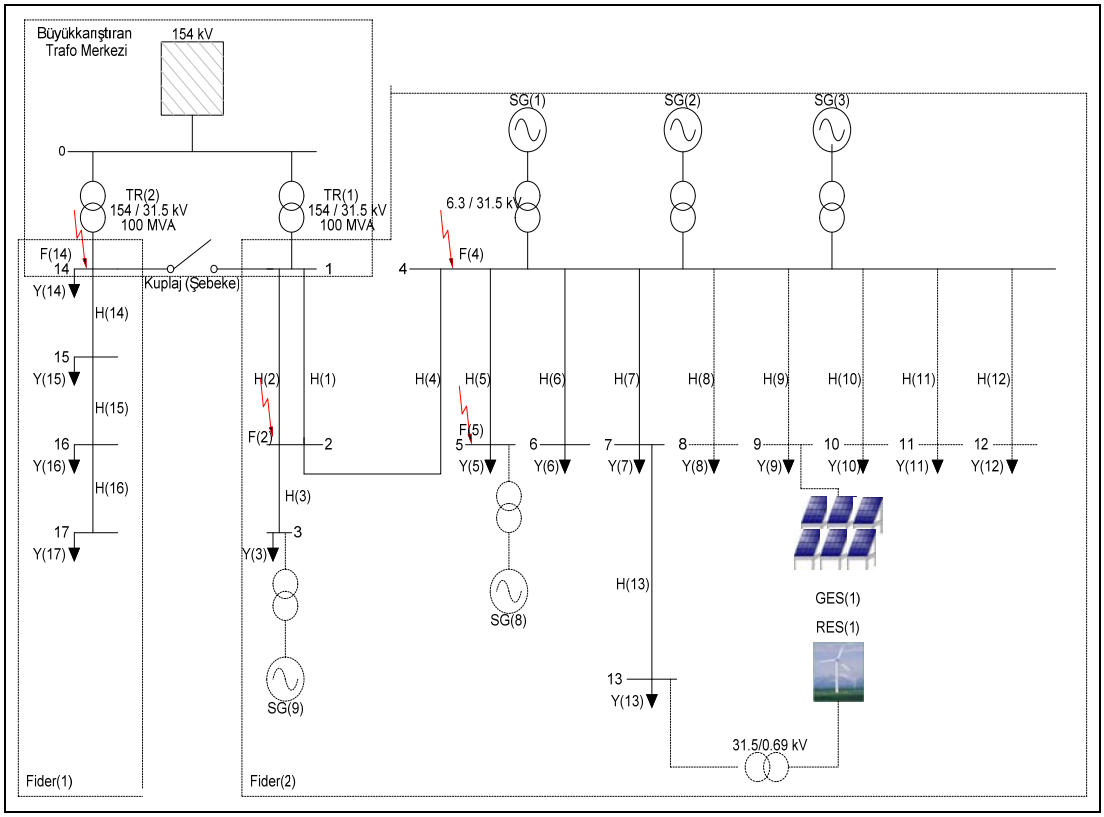
4.1.7. IEEE 1547.7

Bu standartta amaç güç sisteminin herhangi bir kısmındaki bir ya da daha fazla DÜ'nin etkisini incelemektir. Tezin de amacına paralellik göstermektedir.

Ada modu, kararlı durum analizleri, kısadevreler, koruma durumları, ark, kararlı durumda gerilim ve güç kalitesi hakkında genel metodojiler sunulmaktadır. DÜ eklenmesiyle, etkinin hangi noktaya kadar izin verilebileceğini, santral ve şebeke bakımından ön değerlendirme kriterleri sunmaktadır. Etki çalışmaları, geleneksel dağıtım ve özel sistem koşulları olarak kategorize edilmektedir.

5. ÖRNEK BİR SİSTEM DAVRANIŞININ İNCELENMESİ

Dağıtım şebekesi genişlemeye uygun yapıda olabilir. Sistemi, çeşitli olası işletim modellerine göre incelemek önem taşımaktadır. Bunun için basitleştirilmiş tek hat diyagramları kullanılmaktadır. Tek hat diyagramı, çalışılacak sistemin şebeke, bara, transformatör, generatör, yük, kondansatör, reaktör, hat, vb. gibi tüm elemanlarından oluşmaktadır. Şekil 5.1, çalışılacak dağıtım şebekesine ait, Ek-A'da verilen gerçek sistemin genişletilmiş tek hat diyagramını göstermektedir. Şebeke elemanlarına ait veriler Ek-B'de, makinelere ait olanlar Ek-C'de verilmiştir.



Şekil 5.1. Basitleştirilmiş ve genişletilmiş örnek dağıtım sistemi

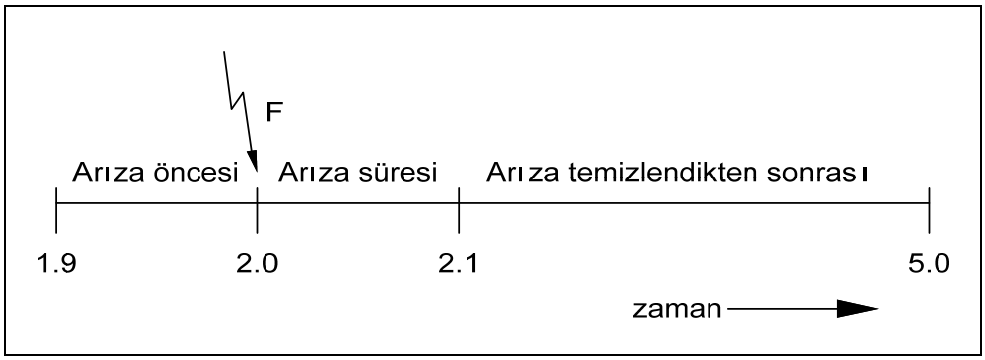
5.1. Simülasyon Çalışma Durumları

DigSilent' ta (DgS) sistem elemanlarının modellenmesi için üç farklı simülasyon fonksiyonu mevcuttur [36,37]:

- Dengeli şebekede orta ve uzun dönemli geçici durumlar için simetrik kararlı durum şebeke modeli
- Dengeli ve dengesiz şebekede, örneğin asimetrik arızalardan sonraki dinamik analiz için, kararlı durum şebeke modelini kullanan 3-faz fonksiyonu,
- Özellikle kısa dönemli analiz için uygun dengeli ve dengesiz şebeke koşulları altında elektromanyetik ve elektromekanik geçici durumlar için elektromanyetik geçici durumlar simülasyon fonksiyonu.

DgS'de, yük akışı hesaplamaları sonuçları baz alınarak, başlangıç koşulları belirlenmekte, bu başlangıç koşulları bütün elemanların kontrolör ünitelerini ve mekanik kısımlarını kapsamaktadır. Başlangıç koşulları, simülasyonun başlangıcındaki bütün yük, makine, kontrolör, vb. gibi durum değişkenlerinin türevinin sıfıra eşit olmasını gerektirmektedir. Simülasyon işlemine başlamadan önce, ne tür bir şebeke tipinin kullanılacağı saptanmakta, hangi olayların, hangi adımlarda olacağı ve sonuçları adım adım kullanılmaktadır, Şekil 5.2. Geçici durum simülasyonu oluşturabilmek için, tüm proses adımlarının gelişimi şu şekildedir:

- Yük akışından elde edilen, hesaplanmış başlangıç değerleri,
- Sistem değişkenlerinin ve/veya simülasyon olaylarının tanımlanması,
- Sonuç grafiklerinin ve/veya diğer görsellerin tanımlanması,
- Simülasyonun çalıştırılması,
- Ek sonuç grafikleri yaratılması ya da mevcutların değiştirilmesi,
- Ayarların değiştirilerek, hesaplamaların tekrarlanması,
- Sonuçların çıktısının alınması [91].



Şekil 5.2. Geçici durum kararlılık için 3 faz kısadevre olayının tanımlanması

Kullanılan generatör, motor, kontrolör, DÜ santralı ve motor sürücü modellerine bağlı olarak, aşağıdaki çalışmalar yapılmaktadır:

- Geçici durum kararlılığı, örneğin, kritik arıza temizleme zamanlarının belirlenmesi,
- Orta dönemli kararlılık, örneğin, yük alma ve atma,
- Arıza sonrası devrede kalabilmenin incelenmesi,
- Frekans, gerilim, rotor açısı, rotor hızı, aktif-reaktif güç izlenmesi.

Aşağıda listelenen çeşitli işletme olayları analiz süresince çalışılabilmekte, geçici durum çalışması sadece o durum için uygulanabilmektedir. Sisteme eklenen ya da çıkarılan her eleman için farklılık göstermektedir.

- Generatör ilavesi ya da kaybı,
- Kademeli yük değişimi,
- Yük atma, yük alma,
- Hat anahtarlaması, açması,
- Simetrik kısadevre olayları,
- Kontrolör ayar değerlerinin değiştirilmesi,
- Herhangi bir sistem parametresinin değiştirilmesi.

Generatör ve sistemin kararlılığını değerlendirmede en önemli parametrelerin rotor açıları ve gerilimler olduğu görülmektedir.

Simülasyonlar, sürekli çalışma, ada modu çalışma ve arıza durumlarının incelenmesinden oluşmaktadır. DÜ katılım oranları, literatüre yenilik olarak, 0'dan %100'e kadar değişen çeşitli aralıklarda incelenmektedir.

İşletme koşulu, sistemin değişik süreçleri tarafından belirlenen ve sistemdeki elemanların devrede olmalarına bağlı bir işletme durumudur. Durum, sistem işletmesini nicel olarak tanımlayan bazı parametrelerle karakterize edilmektedir. Güç, gerilim, akım, frekans, rotor açısı, elektromotor kuvvetler, gerilim ve akım arasındaki açısal değişimler, vb. gibi bu parametreler işletme değişkenleri olarak tanımlanmaktadırlar. Sistemin bazı parametreleri işletme koşullarına bağlı olabilir. Çoğu pratik durum için bunlar sabit düşünülebilir. Ancak, gerekli olduğunda, işletme koşullarındaki değişikliklerin bunları da değiştirebileceği gözönüne alınmalıdır.

Sistem kararlı ya da geçici durumda olabilir. Normal kararlı durum koşulları şebeke tasarımında teknik ve ekonomik kriterleri belirlemede, normal geçici durum koşulları ise sistemin bir kararlı durumdan diğerine geçişinde kullanılmaktadır. Kararlı durum ve geçici durum arıza koşulları ise sistem davranışını görmek ve buna göre arıza temizleme gibi düzeltici önlemleri alabilmek için temel teşkil etmektedir. Arıza sonrası durumlar genellikle sistemdeki bir ya da daha fazla elemanın çıkarılması gibi değişikliklere neden olur. Bu durumda sistem, sürekli çalışma durumu ile karşılaştırıldığında, daha zayıf bir performans sergileyebilecektir.

5.1.1. Sürekli çalışma

Tüm çalışmalarda senkron generatörler (SG) P – Q, RES ve GES üniteler sürücü kontrollü olarak alınmıştır

5.1.1.1. Şebekeye bağlı çalışma

Model parametreleri Ek-B'de verilmektedir. Her analizin, baralar için gerilim, frekans, generatörler için ise gerilim, frekans, aktif güç ve rotor açısı grafikleri incelenmektedir. Olay sayısı, altta belirtilen durumlar için çalışılmış, sınırlandırılmış

ve grafikleri alınmıştır. Önem arzeden grafikler aynı baza getirilerek Şekil 5.3'de verilmektedir.

Durum -1: Fider 2 Toplam Yükü = 100 MW

1.a) Generatörler devrede değil

1.b) G1 devrede

1.c) G1 ve G2 devrede

1.d) G1, G2 ve G3 devrede

1.e) G1, G2, G3 ve G8 devrede

1.f) G1, G2, G3, G8 ve G9 devrede

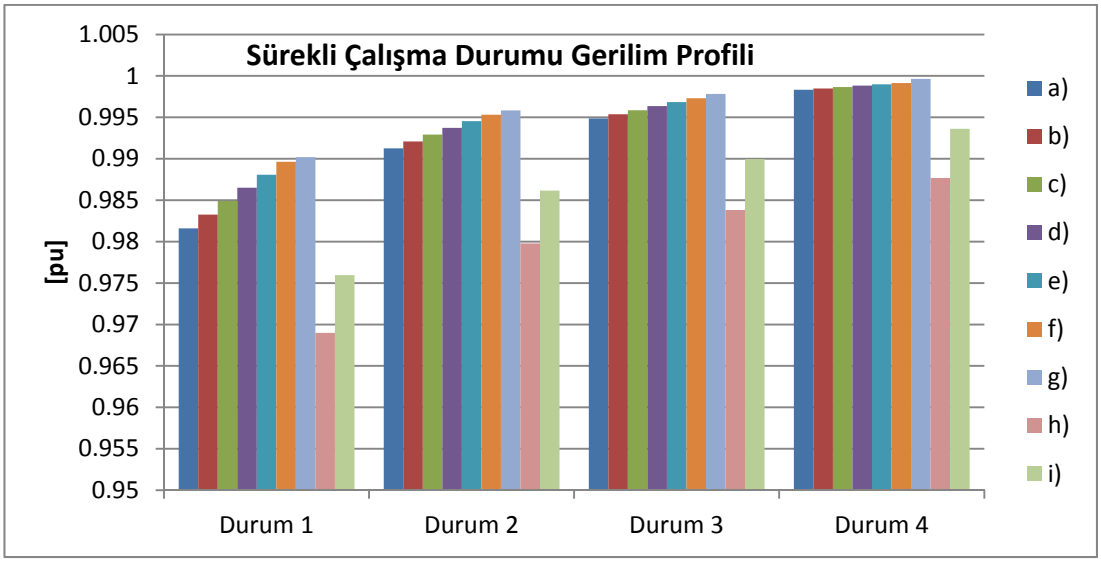
1.g) G1, G2, G3, G8, G9, RES ve GES devrede

1.h) Fider 1'e 100 MW yük eklenmiştir ve Generatörler devre dışı

1.i) Fider 1'e 50 MW yük eklenmiştir ve Generatörler devre dışı

Aynı olaylar 50 MW'lık fider 2 yükü için Durum -2'de, 30 MW için Durum -3'te ve 10 MW için de Durum -4'te çalışılmıştır. Generatörlerin katılım oranı ile bara yükü arasındaki oran kademeli olarak %50'ye kadar arttırılmıştır.

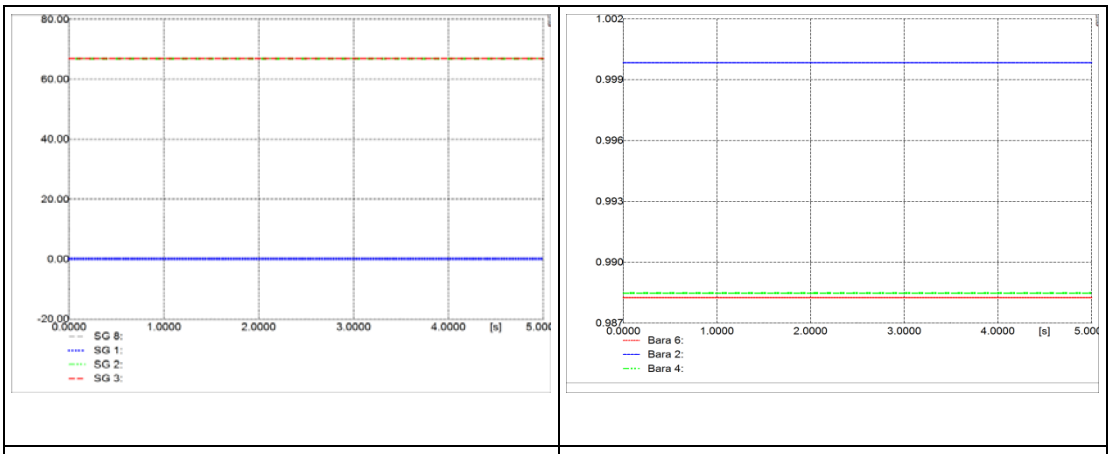
Sürekli çalışmada katılım oranının artmasının şebeke gerilim profilini olumlu etkilediği görülmektedir.



Şekil 5.3. Normal Çalışmada Durum 1-2-3-4 İçin Gerilim Profili

5.1.1.2. Ada modu çalışma (hat - 4 açık)

Şebekeye bağlı çalışma durumu aradaki kuplaj kesicisinin açılması koşuluyla ada modu çalışmaya dönüştürülmüştür. Ada modunda, üretim ile tüketimin eşit olması gerekmektedir. Bu koşulda, değişik seviyeler çalışılmıştır. Şekil 5.4'te, ada modu çalışmada salınım barası görevini alan SG'nin rotor açısının sıfır, diğerlerinin yük açısına bağlı olduğu görülmektedir. 10 $MW_{üretim}$=10 $MW_{yük}$ grafikleri görülmektedir. Diğer dengeli durumlar için de aynı sonuca ulaşılmıştır. Senkron generatörler için ada modunda çalışmanın uygulanabilir olduğu, adanın büyüklüğü ve büyüme hızının önemli olmadığı görülmektedir.



Generatör Rotor Açıları	Bara Gerilimleri

Şekil 5.4. Ada Modu Durum 10 $MW_{üretim}$=10 $MW_{yük}$ İçin Çalışma Durumları

5.1.2. Arıza çalışma

Arıza durumları Tablo 5.1'deki opsiyonlar için oluşturulmuştur.

Tablo 5.1. Simülasyon durumları

Şebeke Maks-Min Kısadevre Akımları [kA]	17,4 – 9,3
Kısadevre Uygulanan Baralar	2 – 4 – 5 - 14
Generatör	a) SG1 b) SG1 + SG2 + SG3 (+RES + GES) c) SG1 + SG2 + SG3 + SG8 + SG9 (+RES +GES)
Yük	10 – 50 – 100 MW
cosφ	0,5 – 0,6 – 0,7 – 0,8 – 0,98
U_{kd} (pu)	0 – 0,5 – 0,6 – 0,7 – 0,8 – 0,9
Bağlantı	Şebekeye bağlı ve ada modu

Metodoloji, örneğin, bara 5'te simülasyonun 3. saniyesinde üç faz kısadevre arızası meydana getirilerek, arızanın hat 5'in açılması ile sonlandırılması ve bu süre boyunca aşağıdaki parametrelerin izlenmesi şeklinde yürütülmüştür.

- Rotor açısı
- Generatör aktif gücü

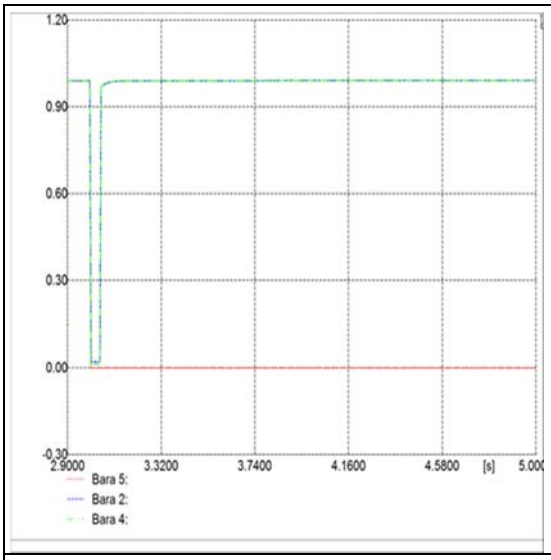
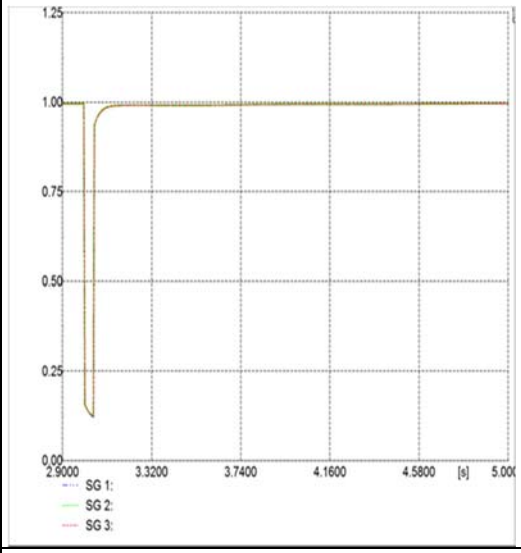
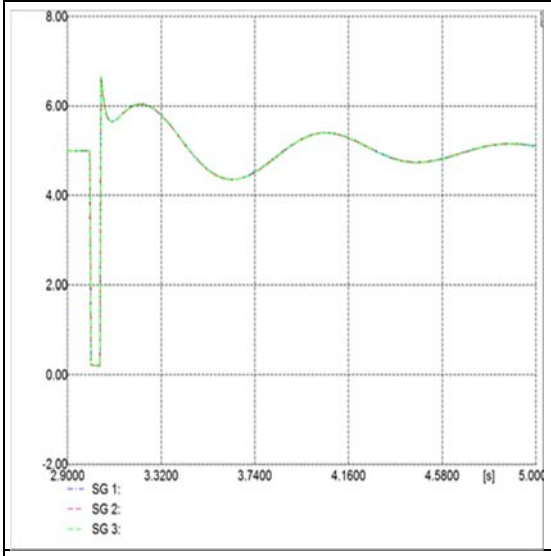
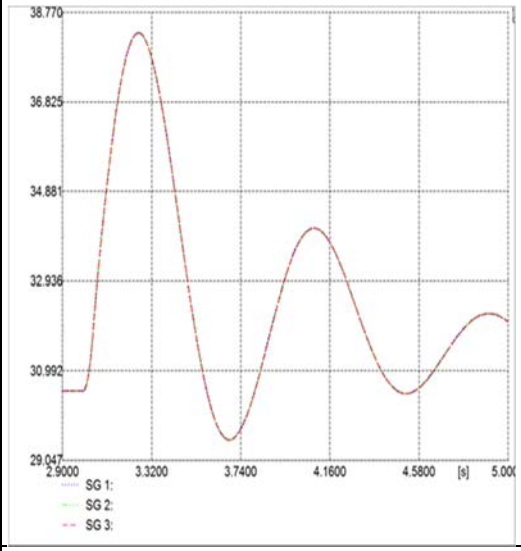
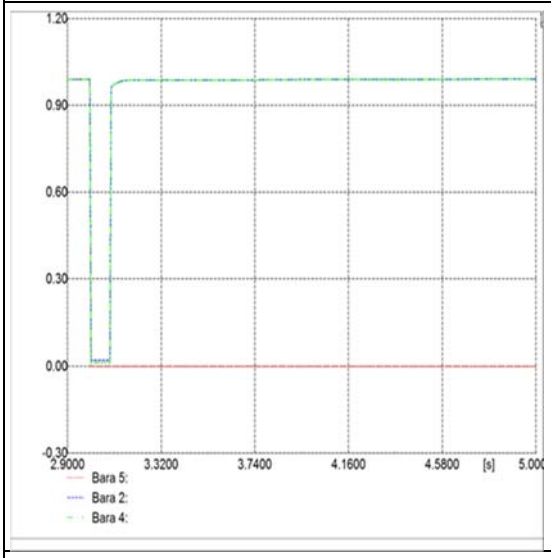
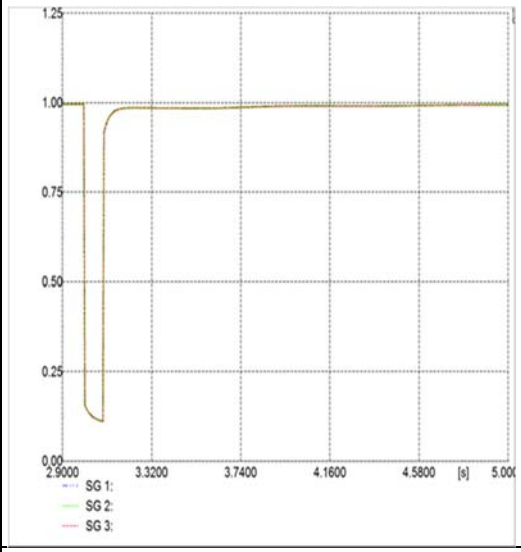
5.1.2.1. Durum -1

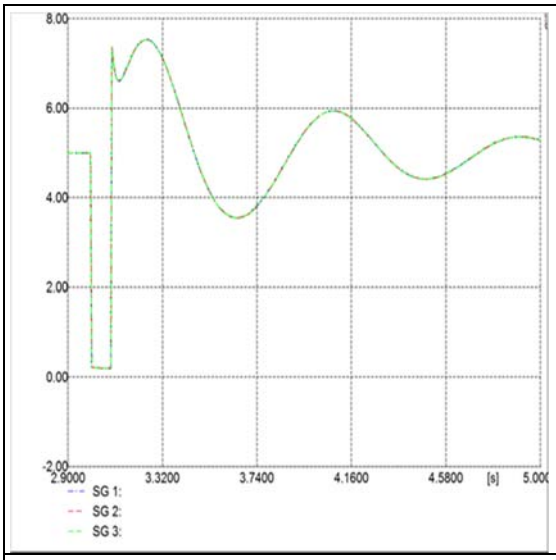
Bu durumda fider -2 de 50 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve SG1, SG2 ve SG3 devrededir.

Bara 5'de 3. saniyede kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için durum analizleri tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.2'de ve her bir durum için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri Şekil 5.5'te verilmektedir.

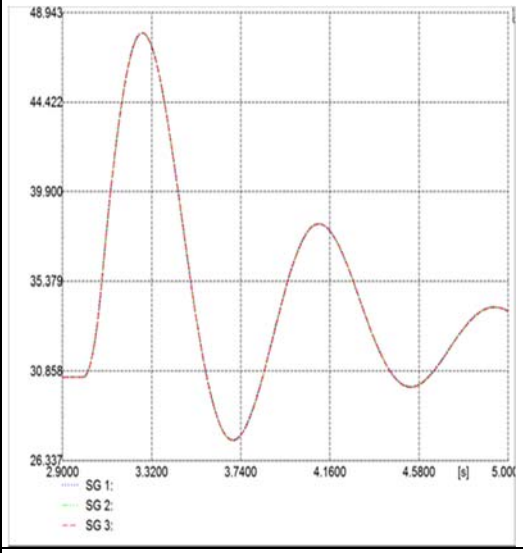
Tablo 5.2. Durum 1 (b) kritik açma süreleri

Durum	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8
Kritik Açma Süresi [s]	3,045	3,090	3,135	3,180	3,240	3,285	3,330	3,360

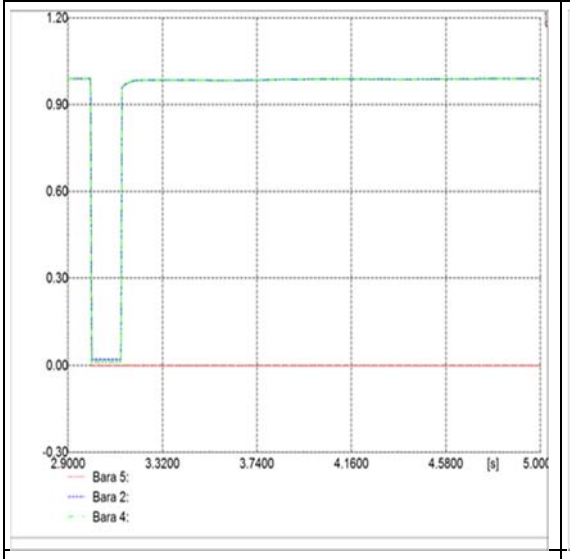
	
Durum 1-1 Bara Gerilimleri	Durum 1-1 Generatör Gerilimleri
	
Durum 1-1 Generatör Aktif Gücü	Durum 1-1 Generatör Rotor Açısı
	
Durum 1-2 Bara Gerilimleri	Durum 1-2 Generatör Gerilimleri



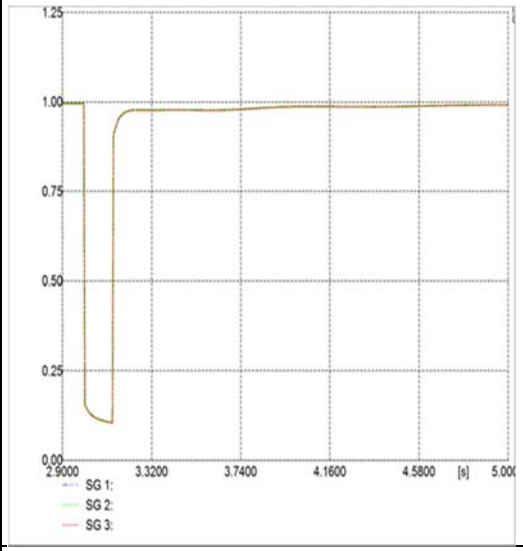
Durum 1-2 Generatör Aktif Gücü



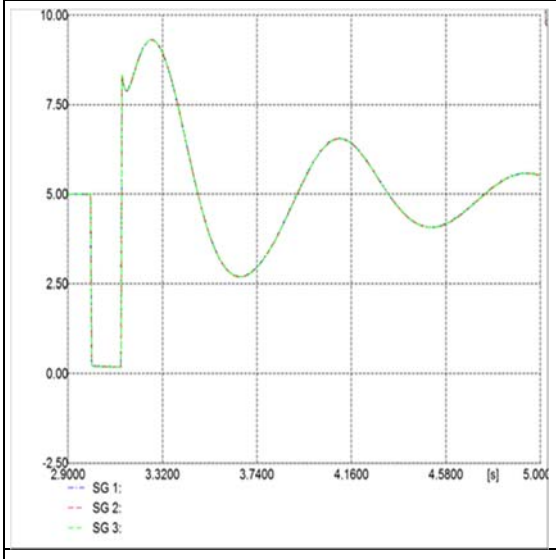
Durum 1-2 Generatör Rotor Açısı



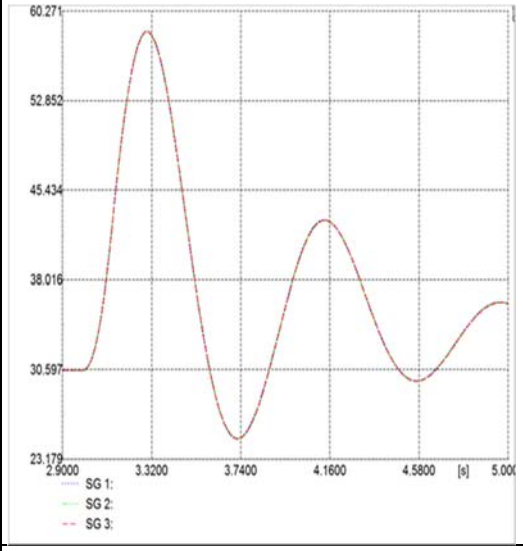
Durum 1-3 Bara Gerilimleri



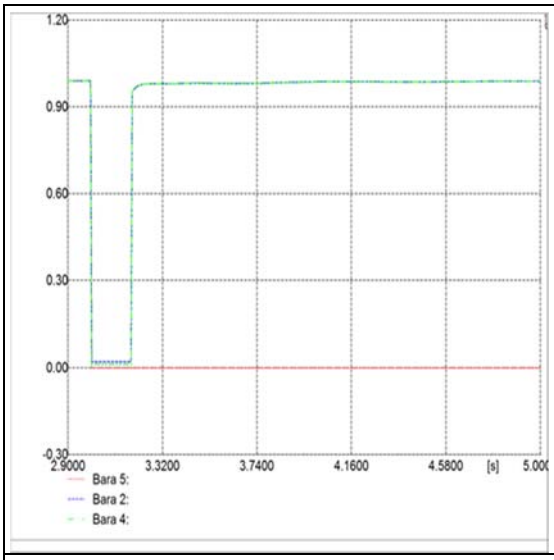
Durum 1-3 Generatör Gerilimleri



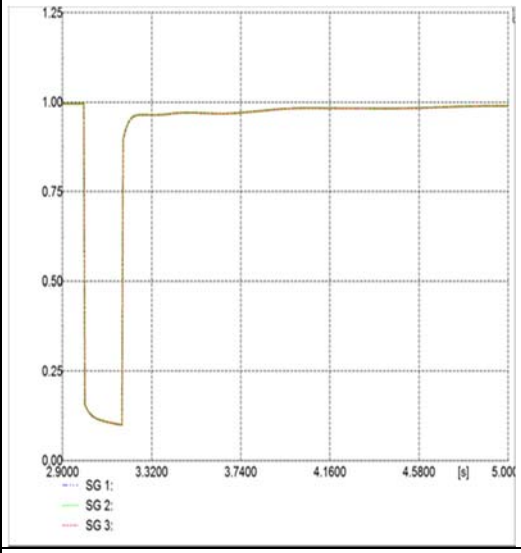
Durum 1-3 Generatör Aktif Gücü



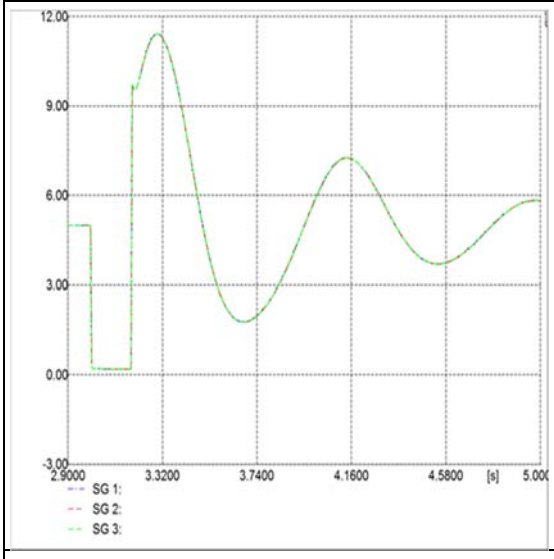
Durum 1-3 Generatör Rotor Açısı



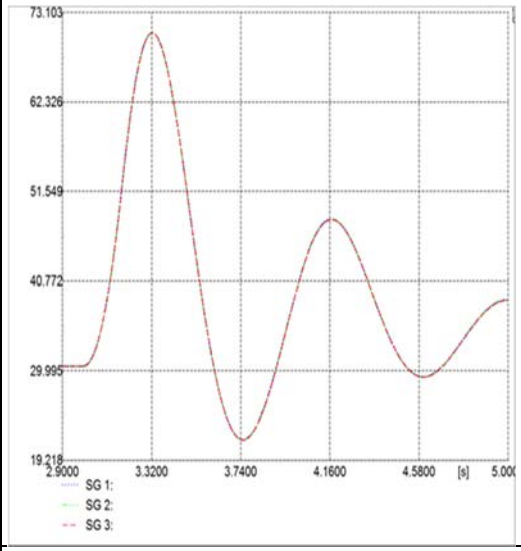
Durum 1-4 Bara Gerilimleri



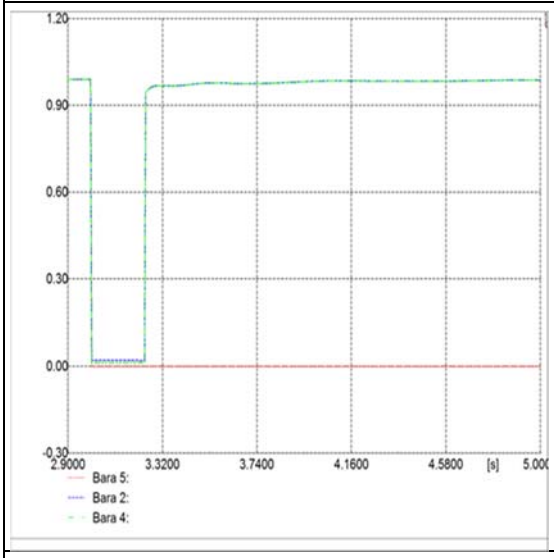
Durum 1-4 Generatör Gerilimleri



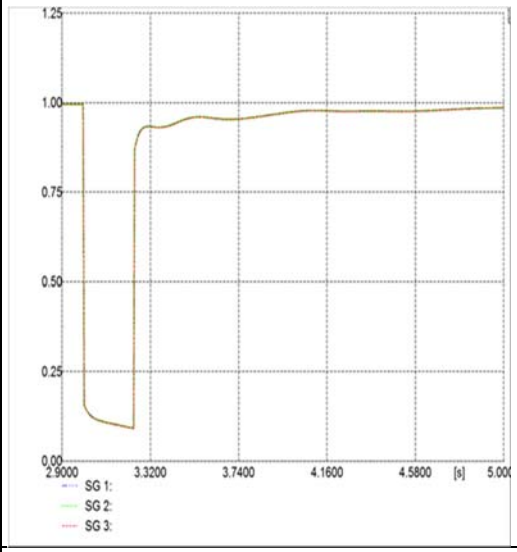
Durum 1-4 Generatör Aktif Gücü



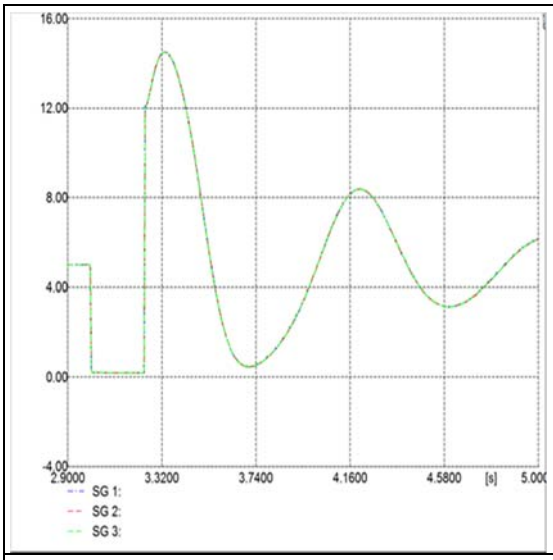
Durum 1-4 Generatör Rotor Açısı



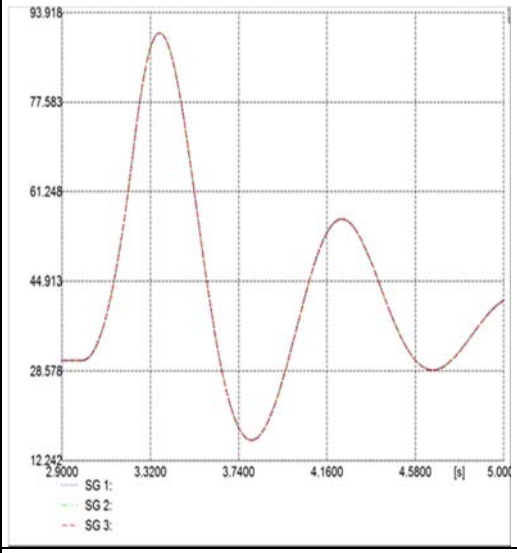
Durum 1-5 Bara Gerilimleri



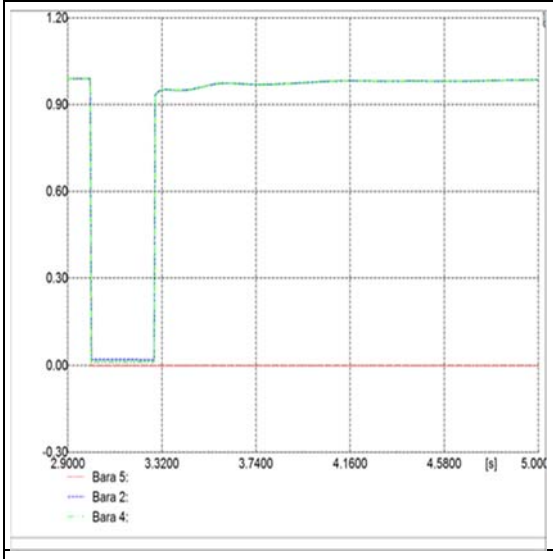
Durum 1-5 Generatör Gerilimleri



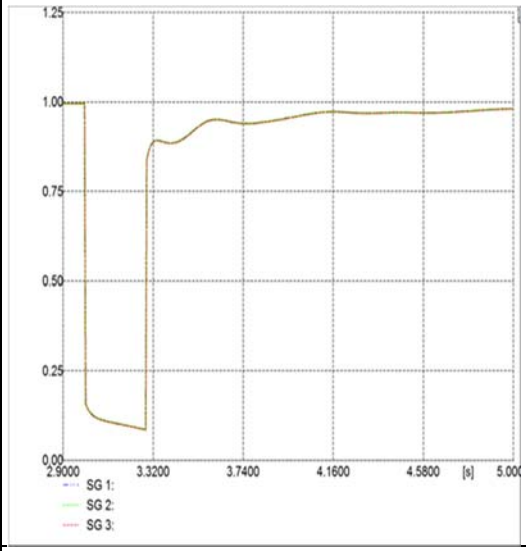
Durum 1-5 Generatör Aktif Gücü



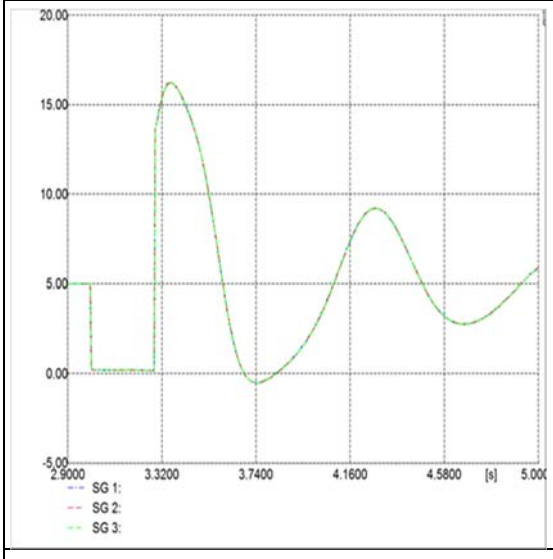
Durum 1-5 Generatör Rotor Açısı



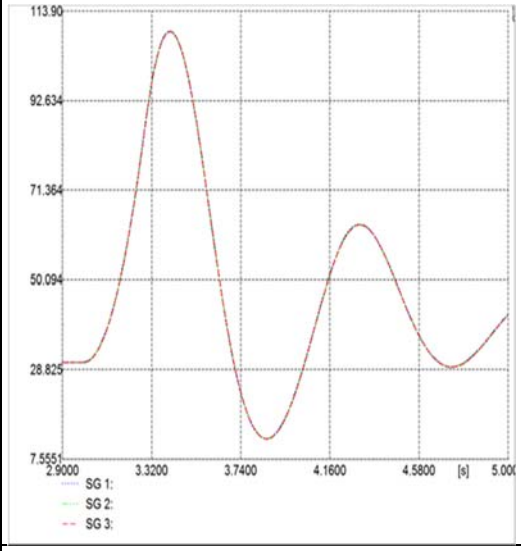
Durum 1-6 Bara Gerilimleri



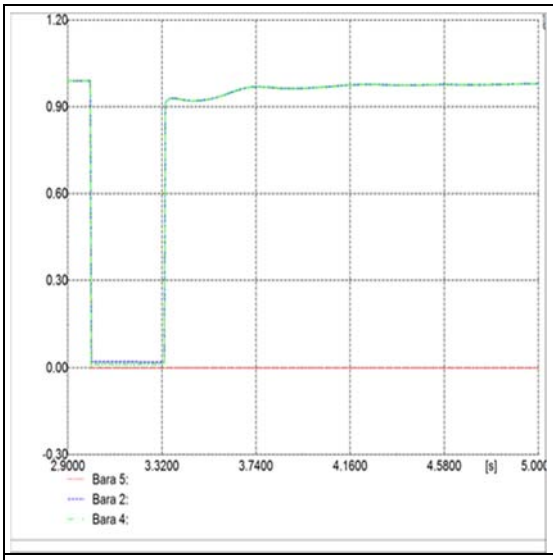
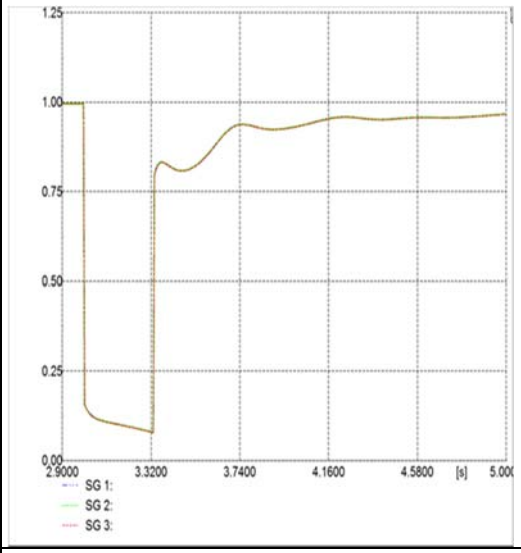
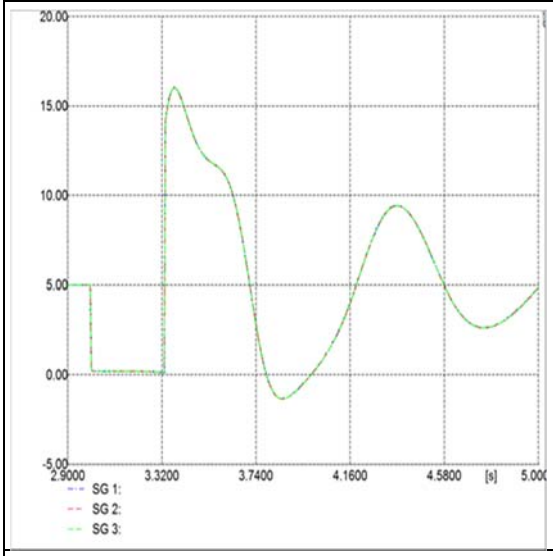
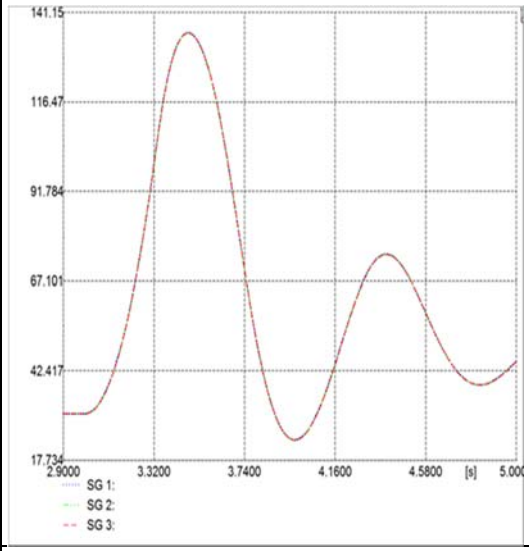
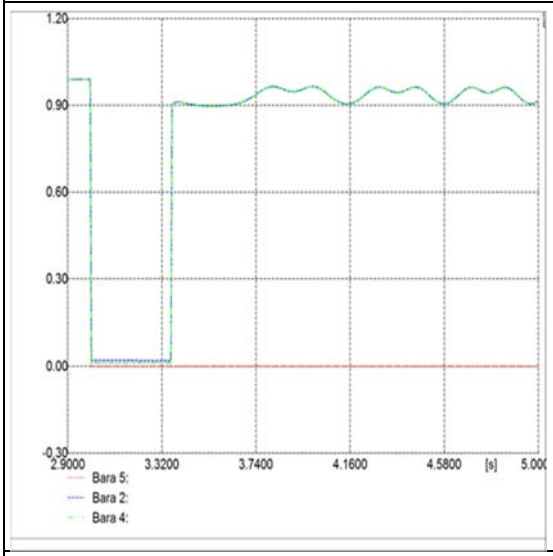
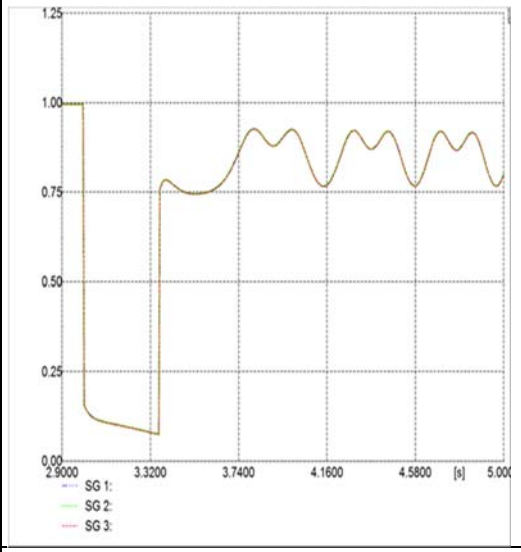
Durum 1-6 Generatör Gerilimleri

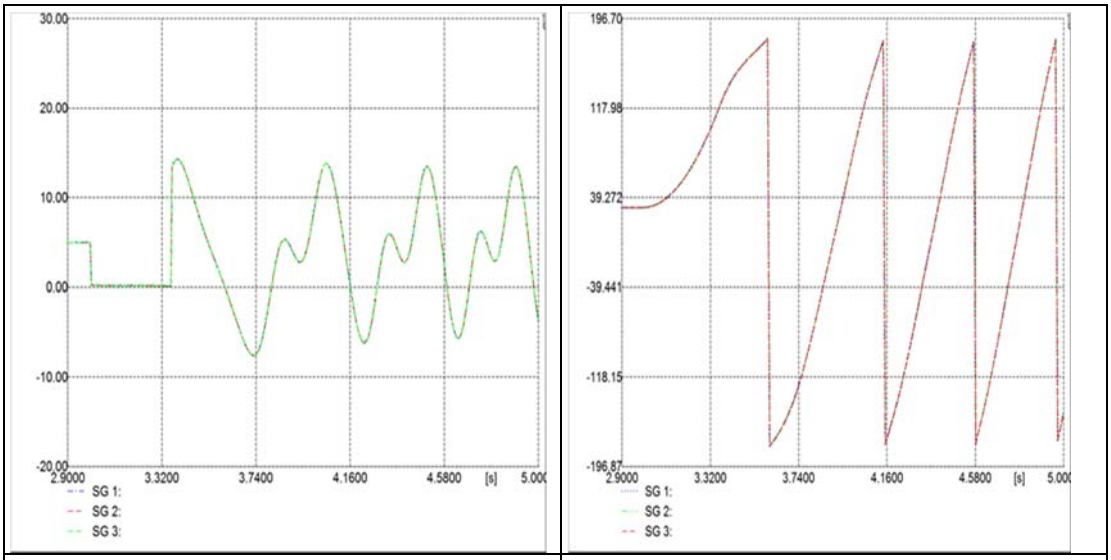


Durum 1-6 Generatör Aktif Gücü



Durum 1-6 Generatör Rotor Açısı

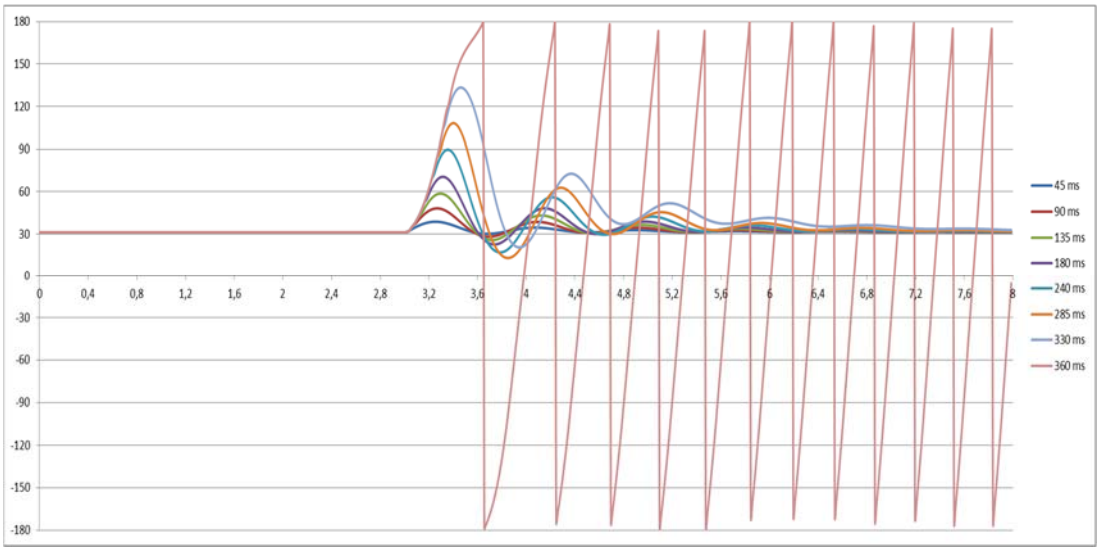
	
Durum 1-7 Bara Gerilimleri	Durum 1-7 Generatör Gerilimleri
	
Durum 1-7 Generatör Aktif Gücü	Durum 1-7 Generatör Rotor Açısı
	
Durum 1-8 Bara Gerilimleri	Durum 1-8 Generatör Gerilimleri



Durum 1-8 Generatör Aktif Gücü	Durum 1-8 Generatör Rotor Açısı

Şekil 5.5. Arıza çalışma durumu 1 b için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri

Ayrıntılı grafikleri görülen durum incelemesinin aynı grafiğe indirgenmiş hali Şekil 5.6'da verilmektedir.



Şekil 5.6. Karşılaştırmalı arıza süresi ve kararlılık sınırı

Arıza, 240 ms içinde sonlandırıldığında, rotor açısının 90 dereceye çıkmadığı, 360 ms'de 90 dereceyi aşsa bile yeniden kararlı duruma geçebildiği, 360 ms'den sonra sonlandırılması durumunda ise kararlı durumun bozulduğu görülmektedir.

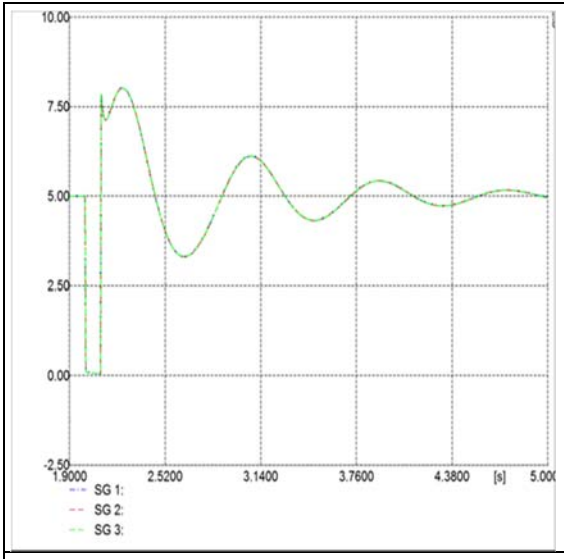
5.1.2.2. Durum -2

Bu durumda kısadevre edilen bara 14 nolu bara olarak seçilmiş, arıza 2. saniyede oluşturulmuştur. Durum 1'de olduğu gibi, fider -2 de 50 MW yük vardır, yükler ve senkron generatörler özdeş ve cosφ'leri 0,98 olan üç generatör (SG1, SG2 ve SG3) devrededir.

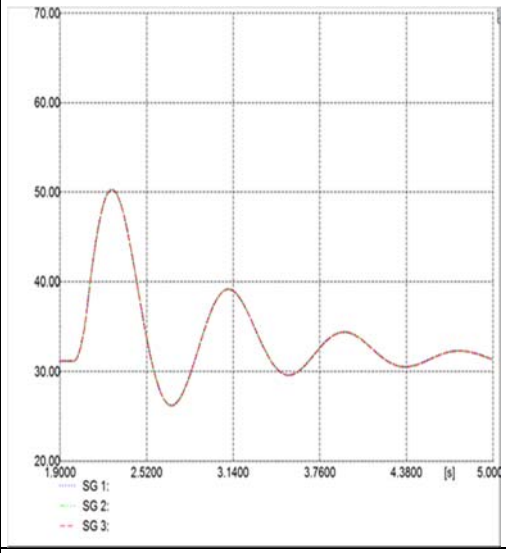
Farklı açma zamanları için analizler tekrarlanmıştır**.** Açma zamanı ve durumlar Tablo 5.3'de görülmektedir. Bu durumlar için generatörlerin aktif güç ve rotor açı değişimleri de Şekil 5.7'de verilmektedir.

Tablo 5.3. Durum 2 (b) kritik açma süreleri

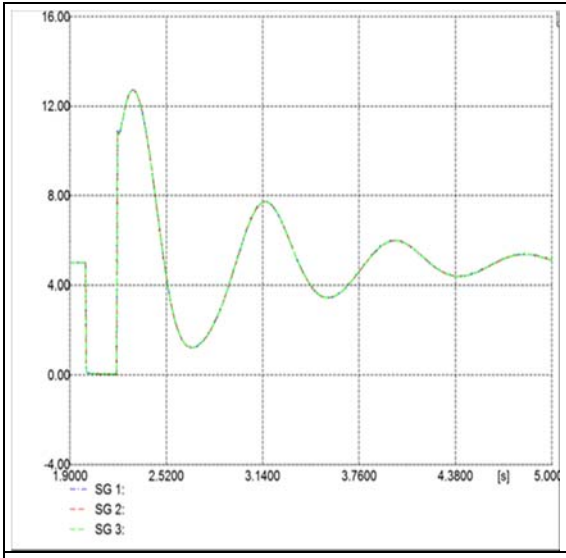
Durum	2-1	2-2	2-3	2-4
Kritik Açma Süresi [s]	2,100	2,200	2,235	2,350



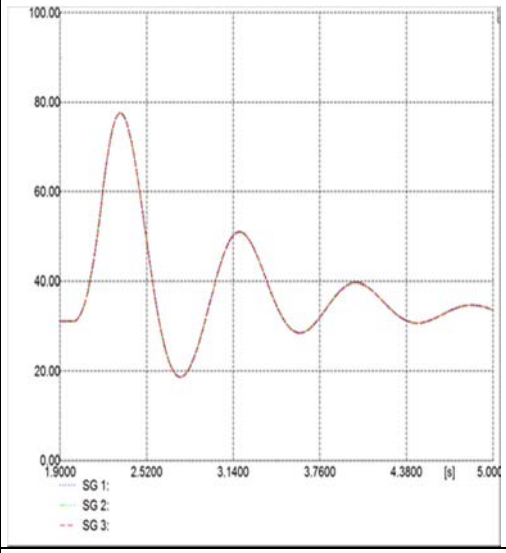
Durum 2-1 Generatör Aktif Gücü



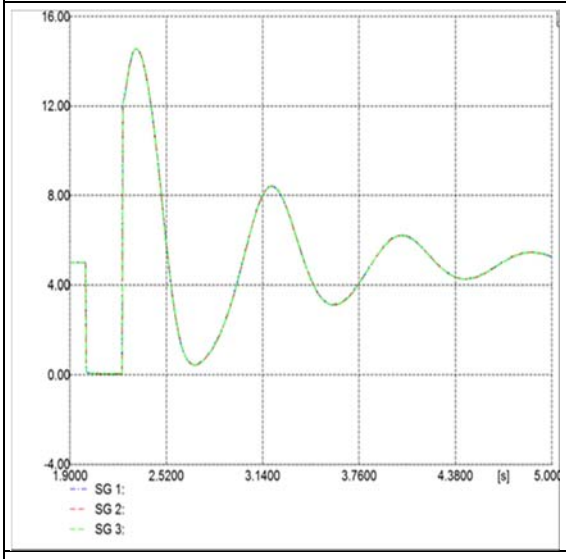
Durum 2-1 Generatör Rotor Açısı



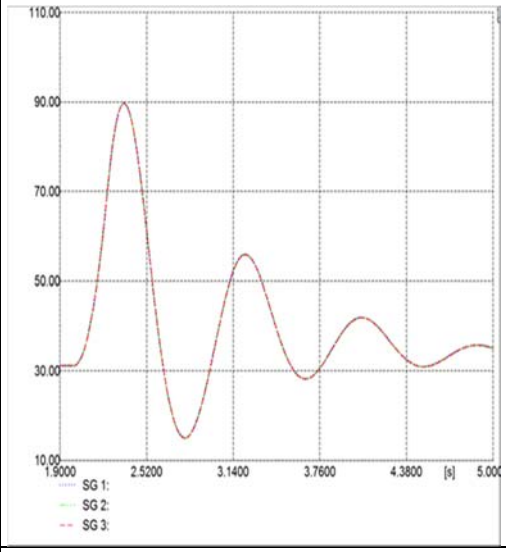
Durum 2-2 Generatör Aktif Gücü



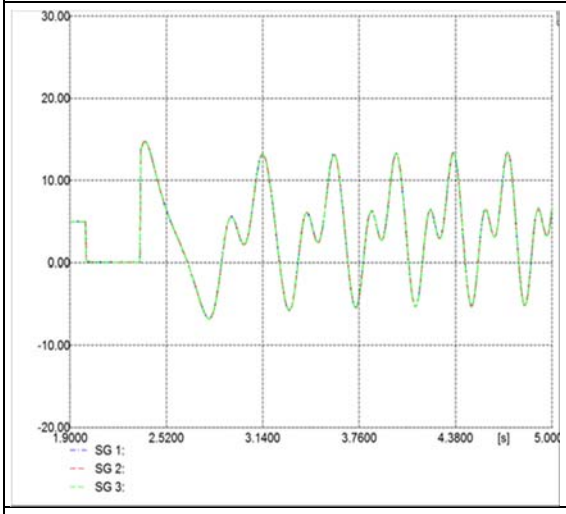
Durum 2-2 Generatör Rotor Açısı



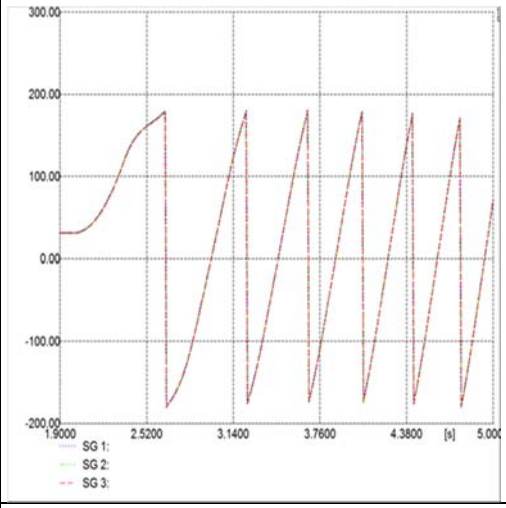
Durum 2-3 Generatör Aktif Gücü



Durum 2-3 Generatör Rotor Açısı



Durum 2-4 Generatör Aktif Gücü



Durum 2-4 Generatör Rotor Açısı

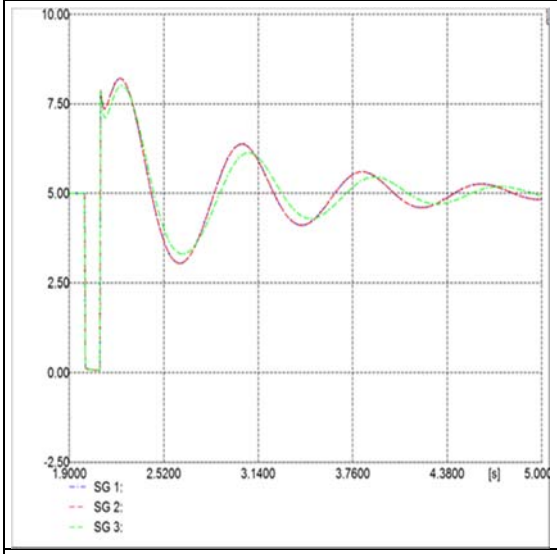
Şekil 5.7. Arıza çalışma durumu 2 b için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri

5.1.2.3. Durum -3

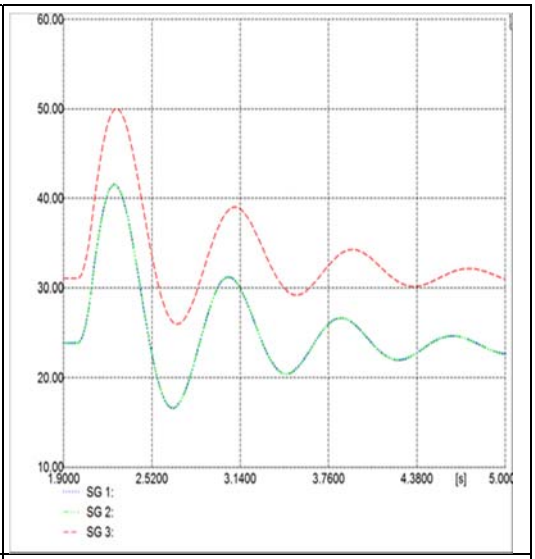
Durum 2'deki diğer koşullar sabit tutularak, SG1 ve SG2 (cosφ=0,8), SG3 (cosφ=0,98) için analizler gerçekleştirilmiştir. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.4'de ve her bir durum için generatör aktif güç ve rotor açı değişimleri Şekil 5.8'te verilmektedir.

Tablo 5.4. Durum 3 (b) kritik açma süreleri

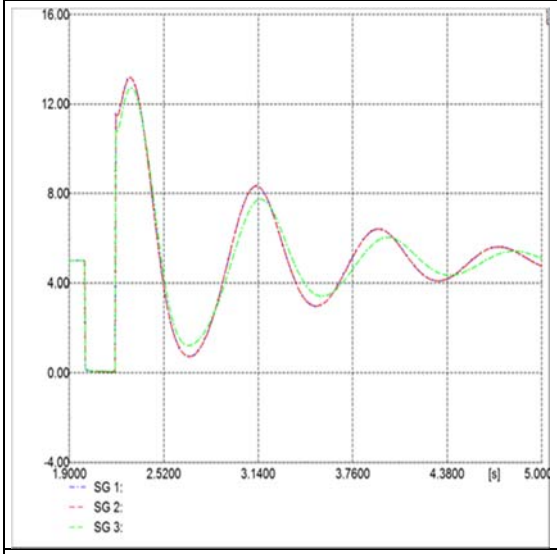
Durum	3-1	3-2	3-3	3-4	3-5	3-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,100	2,200	2,235	2,260	2,350	2,400



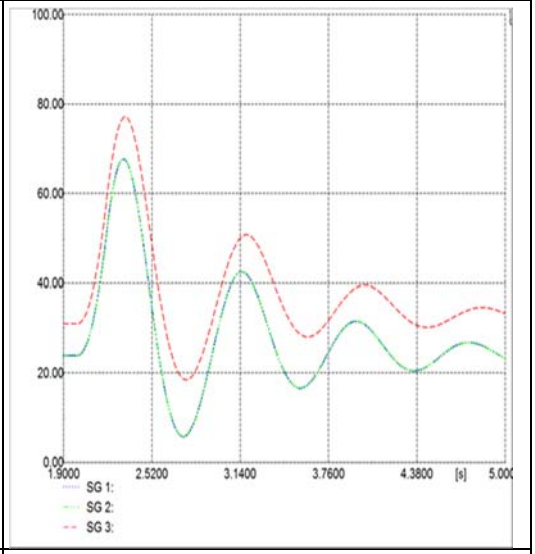
Durum 3-1 Generatör Aktif Gücü



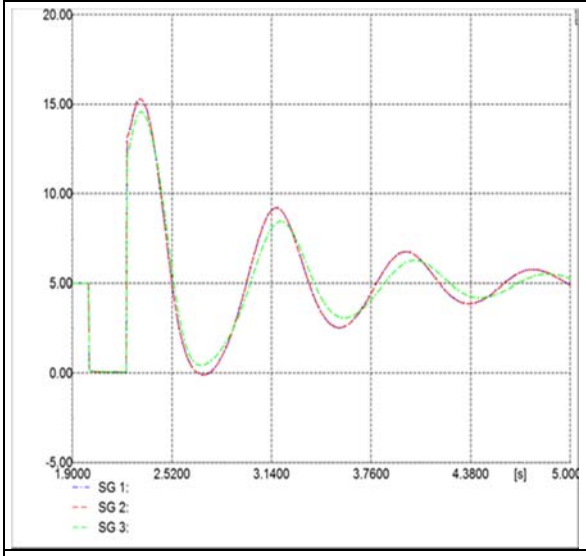
Durum 3-1 Generatör Rotor Açısı



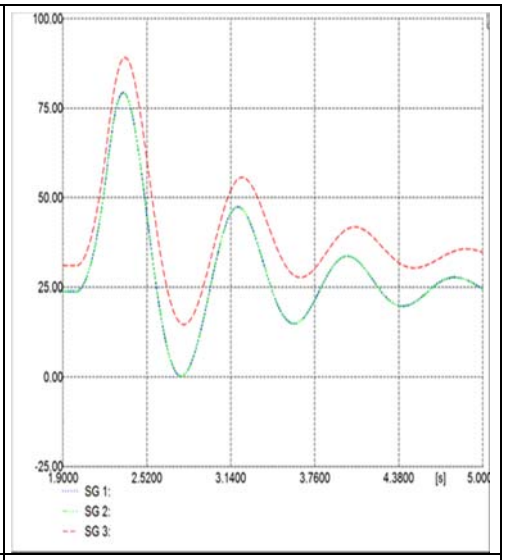
Durum 3-2 Generatör Aktif Gücü



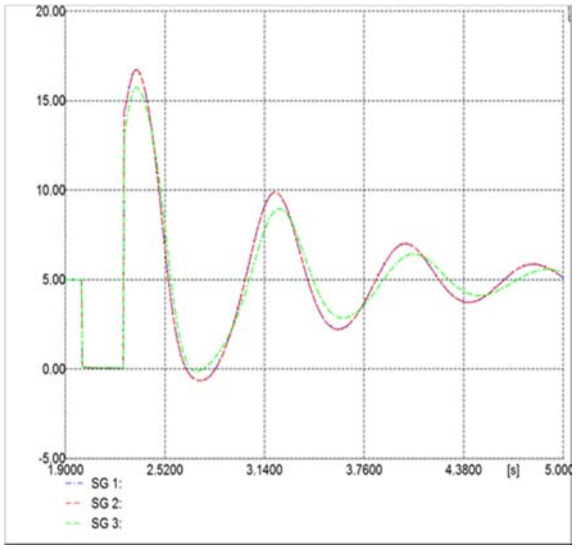
Durum 3-2 Generatör Rotor Açısı



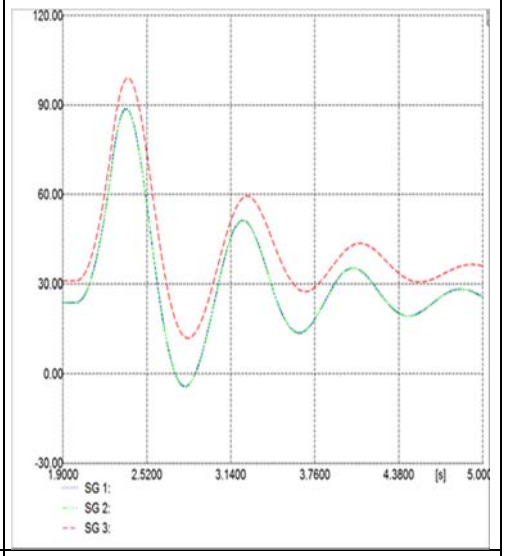
Durum 3-3 Generatör Aktif Gücü



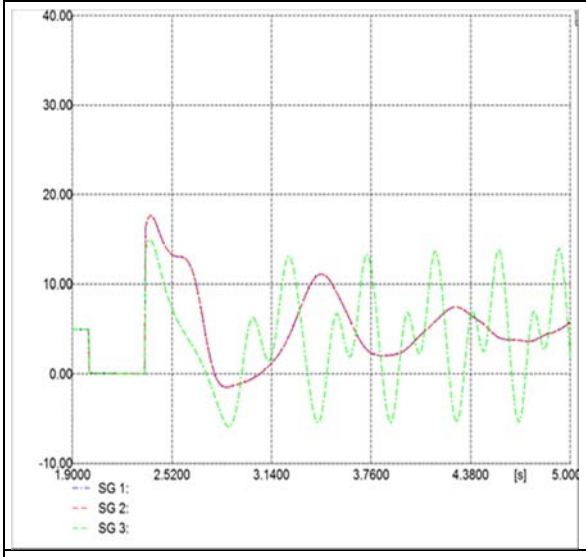
Durum 3-3 Generatör Rotor Açısı



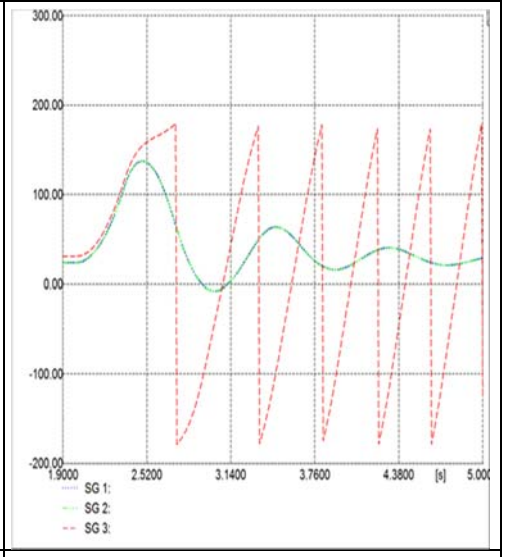
Durum 3-4 Generatör Aktif Gücü



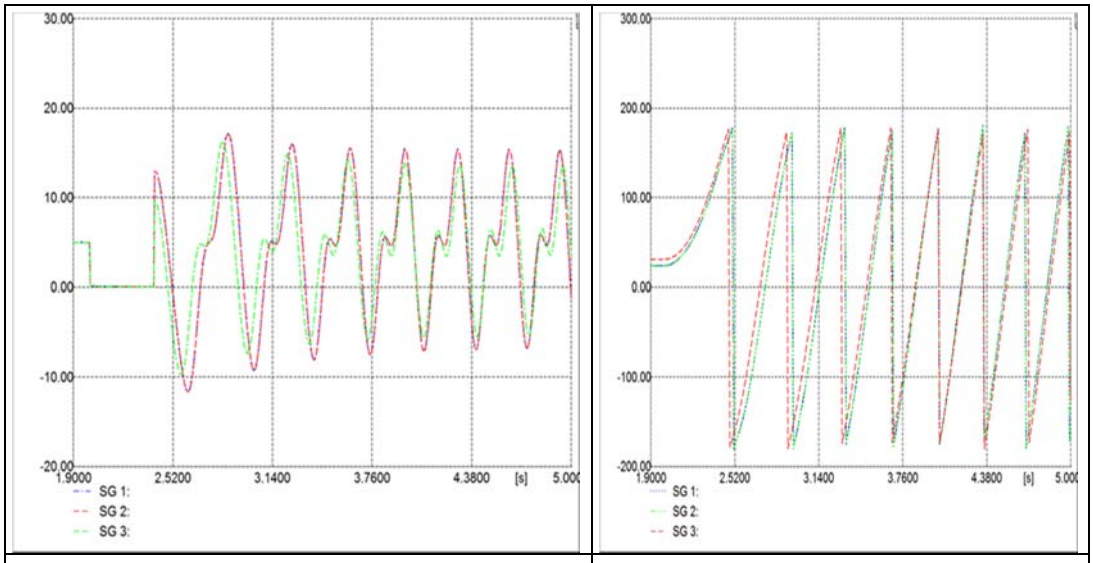
Durum 3-4 Generatör Rotor Açısı



Durum 3-5 Generatör Aktif Gücü



Durum 3-5 Generatör Rotor Açısı



Durum 3-6 Generatör Aktif Gücü | Durum 3-6 Generatör Rotor Açısı

Şekil 5.8. Arıza çalışma durumu 3 (b) için generatör aktif güç ve rotor açısı değişimleri

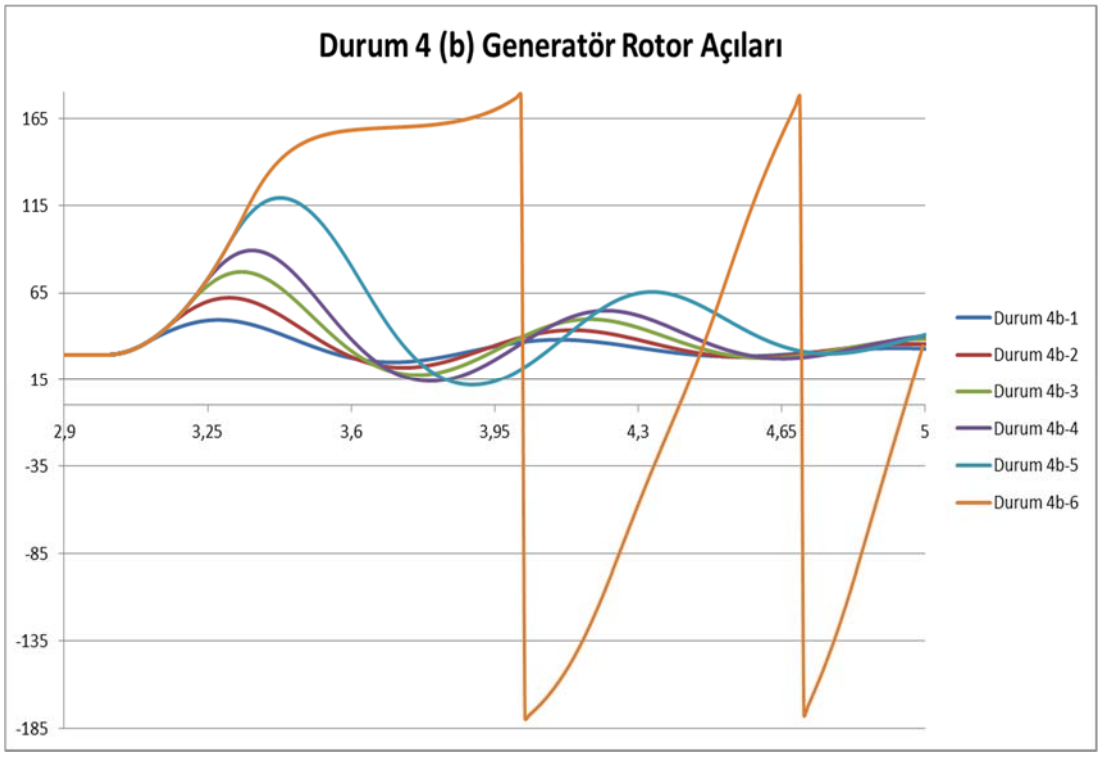
Cosφ'si düşürülen senkron generatörlerin kararlılıklarında artış gözlenmektedir.

5.1.2.4. Durum -4

Bu durumda fider -2 de 100 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve SG1, SG2 ve SG3 devrededir. Bara 4'de 3. saniyede kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.5'de ve her bir açma süresine karşı gelen rotor açıları Şekil 5.9'da görülmektedir.

Tablo 5.5. Durum 4 (b) kritik açma süreleri

Durum	4-1	4-2	4-3	4-4	4-5	4-6
Kritik Açma Süresi [s]	3,100	3,150	3,200	3,235	3,300	3,342



Şekil 5.9. Arıza çalışma durumu 4 (b) için kritik açma süresi

Aynı türden senkron generatörler için şebeke ile paralel çalışma durumunda generatör katılım oranının etkisinin olmadığı görülmektedir. Katılım oranı yük ve generatör oranlarının değiştirilmesi için alttaki kısımlarda ayrıntılı olarak incelenmektedir.

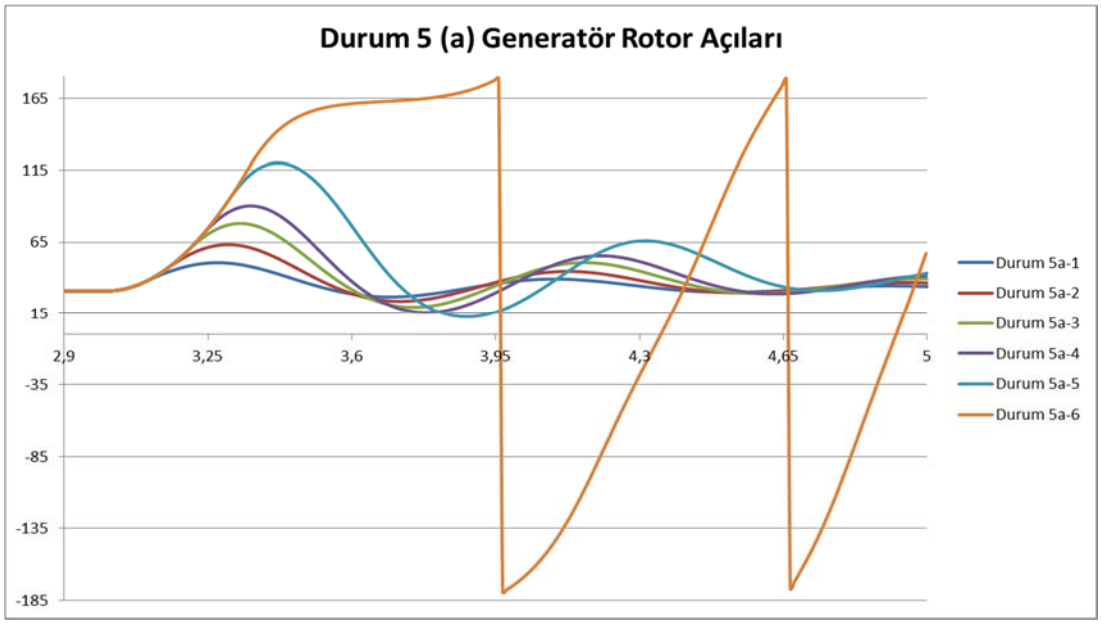
5.1.2.5. Durum -5

Bu durumda, 4 nolu barada 3. Saniyede kısadevre oluşturulmuştur. Fider -2 de 50 MW yük varken yüklerin ve generatörlerin özdeş olduğu bu durumda 3 alt durum incelenmiştir: (a) alt durumunda SG1, (b) alt durumunda SG1, SG2 ve SG3 ve (c) alt durumu SG1, SG2, SG3, SG8 ve SG9 devrededir.

Her bir alt durumun farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar sırasıyla Tablo 5.6, 5.7, 5.8'de, rotor açısı değişimleri de sırasıyla Şekil 5.10, 5.11, 5.12'de görülmektedir.

Tablo 5.6. Durum 5 (a) kritik açma süreleri

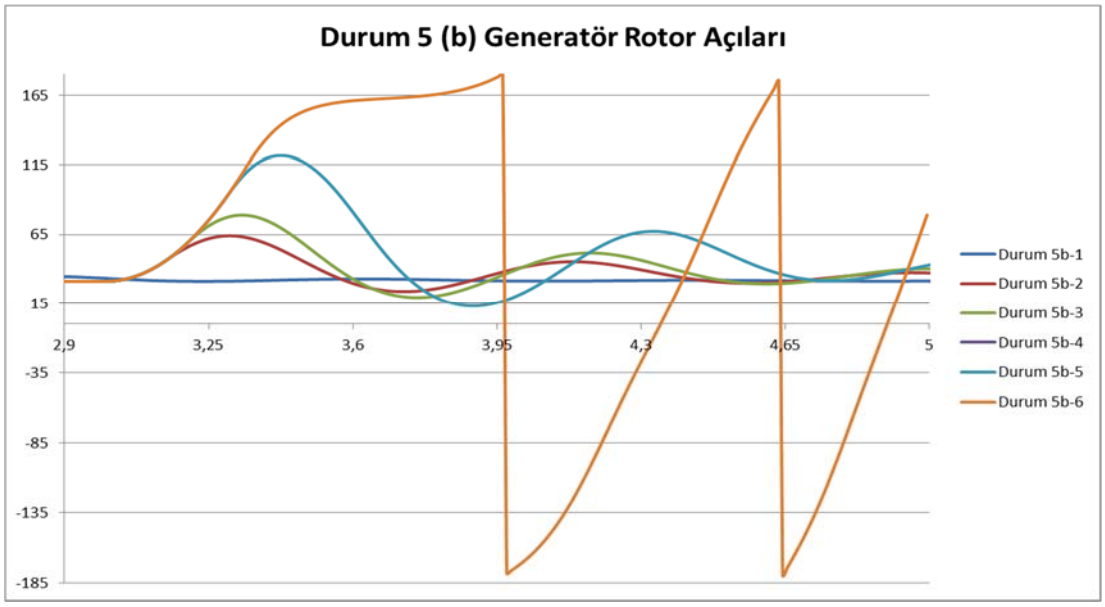
Durum	5a-1	5a-2	5a-3	5a-4	5a-5	5a-6
Kritik Açma Süresi [s]	3,100	3,150	3,200	3,235	3,300	3,345



Şekil 5.10. Arıza çalışma durumu 5 (a) için kritik açma süresi

Tablo 5.7. Durum 5 (b) kritik açma süreleri

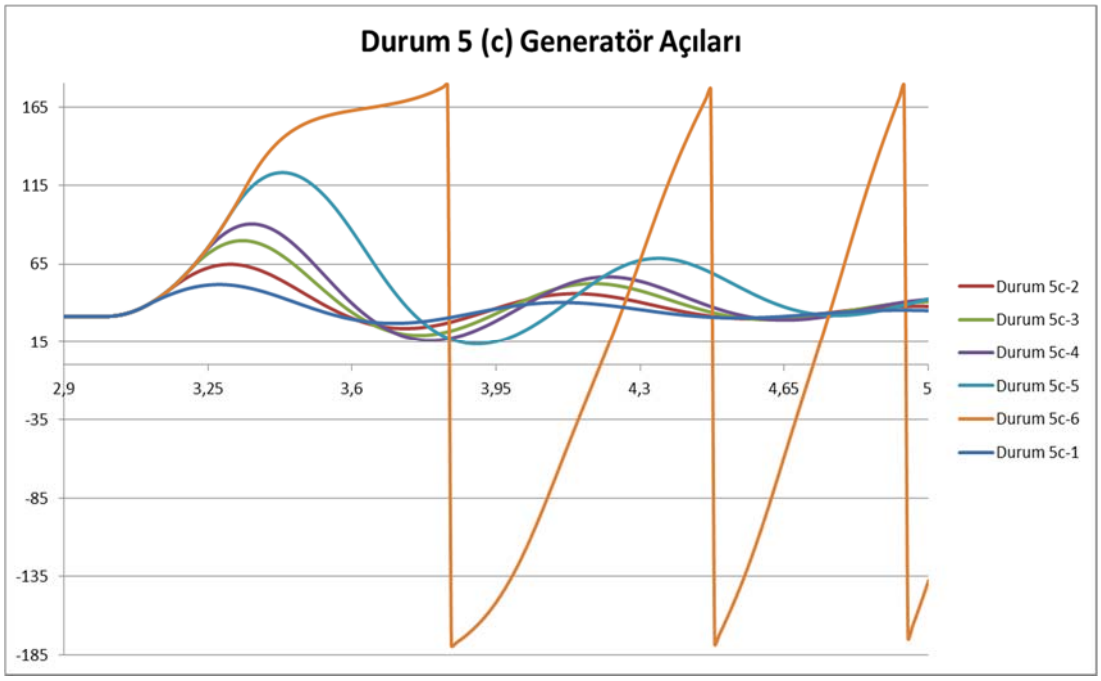
Durum	5b-1	5b-2	5b-3	5b-4	5b-5	5b-6
Kritik Açma Süresi [s]	3,100	3,150	3,200	3,230	3,300	3,342



Şekil 5.11. Arıza çalışma durumu 5 (b) için kritik açma süresi

Tablo 5.8. Durum 5 (c) kritik açma süreleri

Durum	5c-1	5c-2	5c-3	5c-4	5c-5	5c-6
Kritik Açma Süresi [s]	3,100	3,150	3,200	3,230	3,300	3,340



Şekil 5.12. Arıza çalışma durumu 5 (c) için kritik açma süresi

Yük ve generatör katılım oranının kararlılık bakımından etkisinin olmadığı görülmektedir.

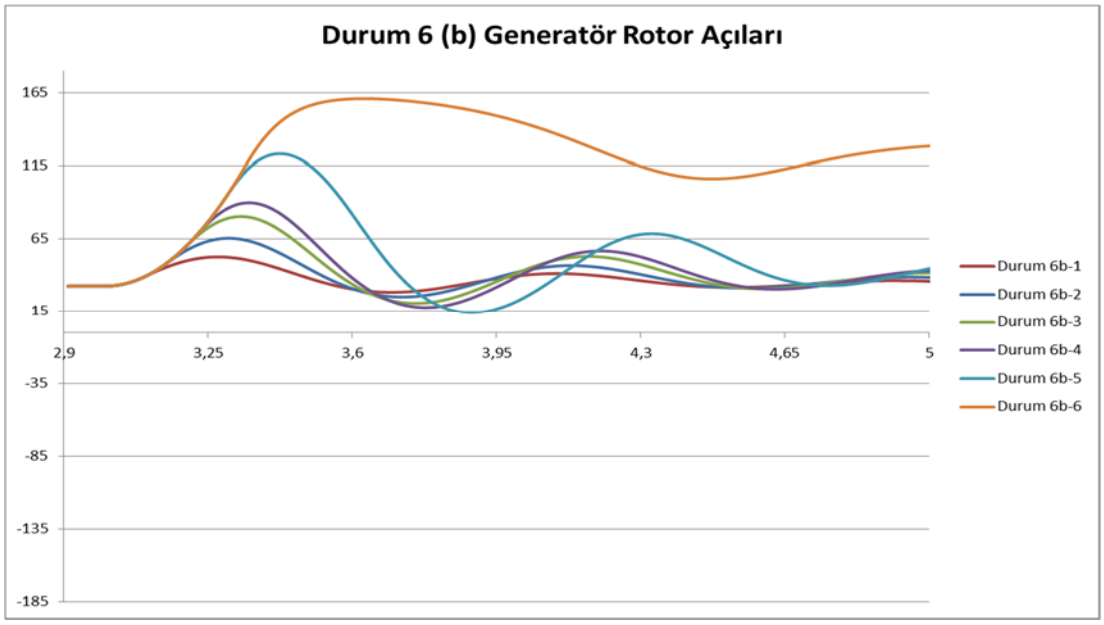
5.1.2.6. Durum -6

Bu durum, Durum 5.b ile aynı olup (Kısadevre 4 nolu barada, yük ve generatörler özdeş, üç generatör devrede), fider -2' deki yük miktarı 10 MW olarak alınmıştır. Burada, üretim miktarının yük miktarından çok fazla olmasının kararlılığa etkisinin incelenmesi amaçlanmıştır.

Bu durumda farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.9'da ve rotor açı değişimi de Şekil 5.13'te verilmektedir.

Tablo 5.9. Durum 6 (b) kritik açma süreleri

Durum	6-1	6-2	6-3	6-4	6-5	6-6
Kritik çma Süresi [s]	3,100	3,150	3,200	3,227	3,300	3,341



Şekil 5.13. Arıza çalışma durumu 6 (b) için kritik açma süresi

Çok yüksek oranlı generatör katılım oranının dahi kararlılık üzerinde etkisinin olmadığı görülmektedir.

5.1.2.7. Durum -7

Bu durumda fider -2 de 50 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve SG1, SG2 ve SG3 devrededir.

Bara 5'te 2. saniyede kısadevre oluşturulmuş, gerilim seviyesi 0 pu değerine düşürülmüştür. Buna karşılık farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.10'da görülmektedir.

Tablo 5.10. Durum 7 (b) kritik açma süreleri

Durum	7-1	7-2	7-3	7-4	7-5	7-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,045	2,090	2,135	2,180	2,240	2,355

5.1.2.8. Durum -8

Bara 5'teki kısadevre, tüm diğer koşullar aynı tutularak gerilim seviyesi 0,5 pu değerine düşürülmüştür. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.11'de görülmektedir.

Tablo 5.11. Durum 8 (b) kritik açma süreleri

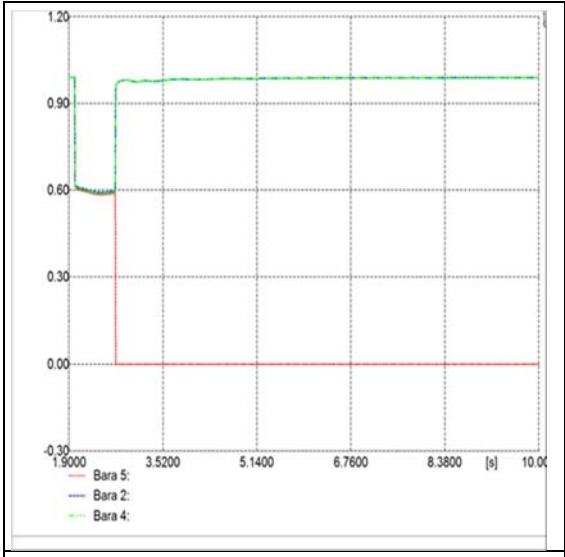
Durum	8-1	8-2	8-3	8-4	8-5	8-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,300	2,600	2,900	3,200	3,340	3,600

5.1.2.9. Durum -9

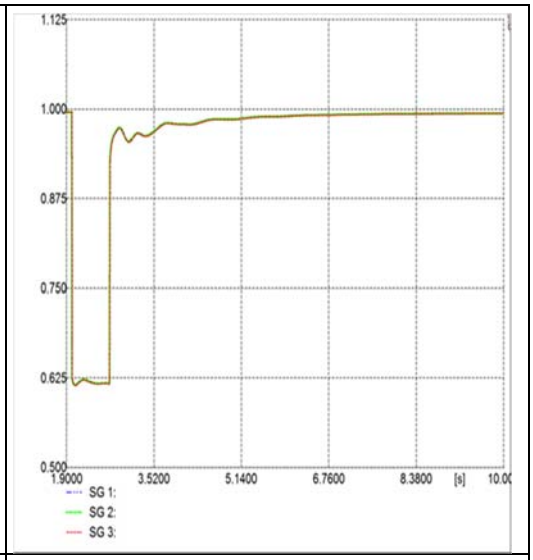
Bara 5'teki kısadevre, tüm diğer koşullar aynı tutularak gerilim seviyesi 0,6 pu değerine düşürülmüştür. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.12'de görülmektedir. Bu durumdaki bara ve generatör gerilimleri ile generatör aktif güç ve rotor açısı değişimleri de Şekil 5.14'te verilmektedir.

Tablo 5.12. Durum 9 (b) kritik açma süreleri

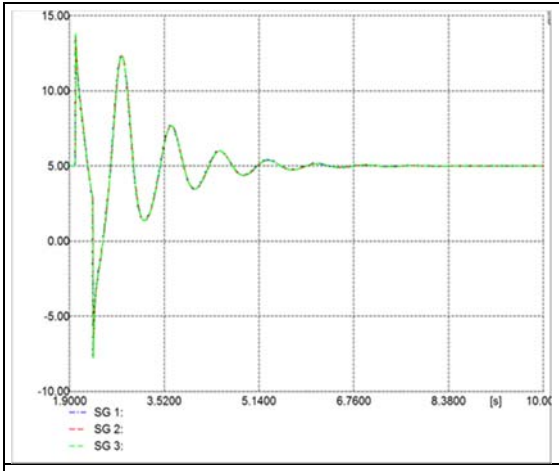
Durum	9-1	9-2	9-3	9-4	9-5	9-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,300	2,700	3,100	3,500	4,600	5,200



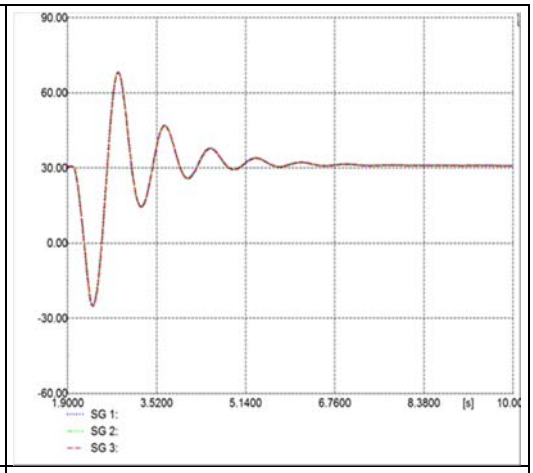
Durum 9-1 Bara Gerilimleri



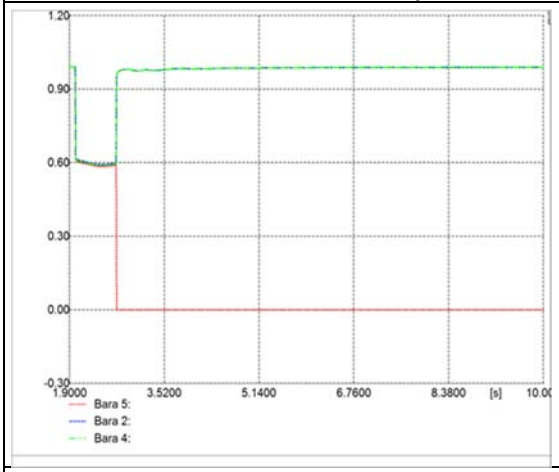
Durum 9-1 Generatör Gerilimleri



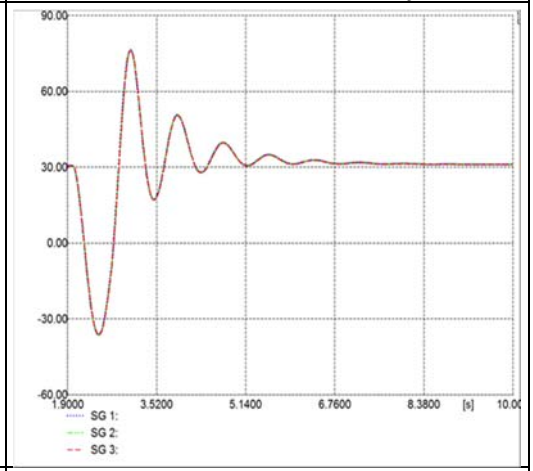
Durum 9-1 Generatör Aktif Güçleri



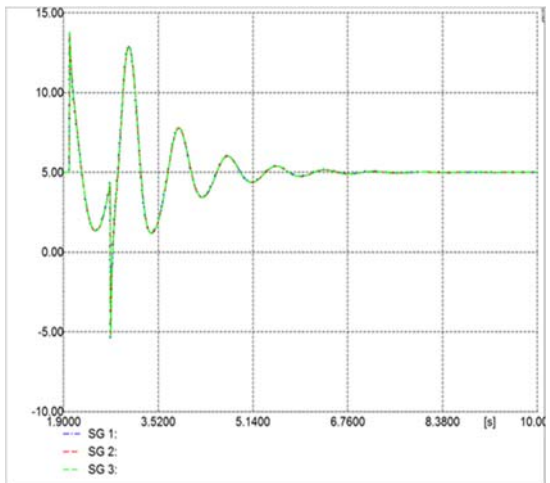
Durum 9-1 Generatör Rotor Açıları



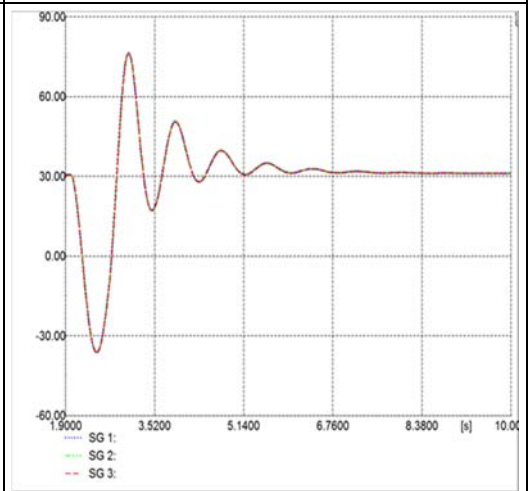
Durum 9-2 Bara Gerilimleri



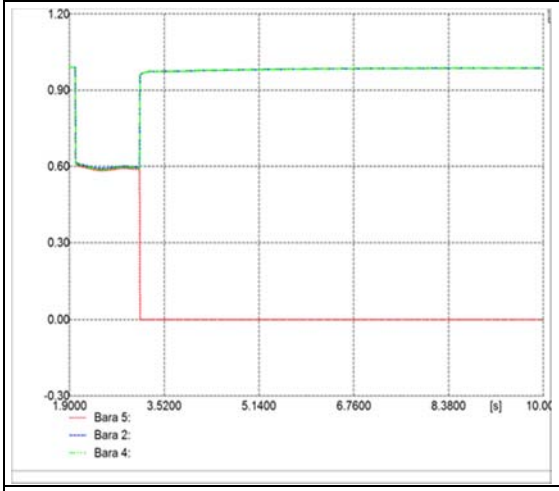
Durum 9-2 Generatör Gerilimleri



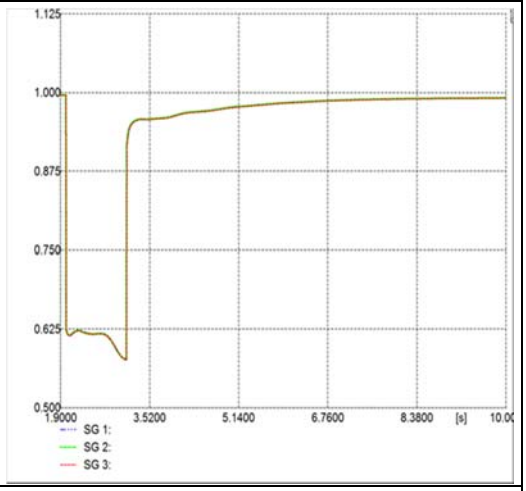
Durum 9-2 Generatör Aktif Güçleri



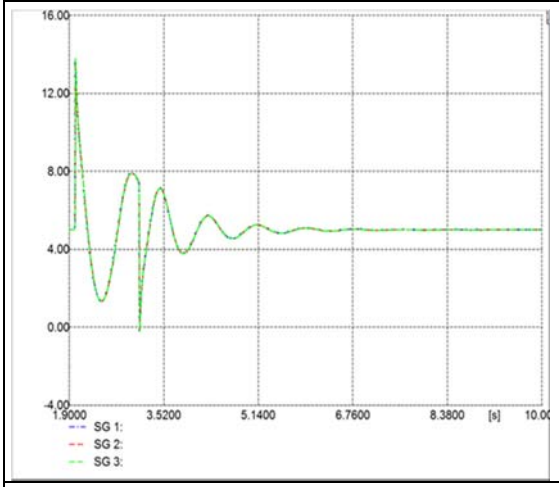
Durum 9-2 Generatör Rotor Açıları



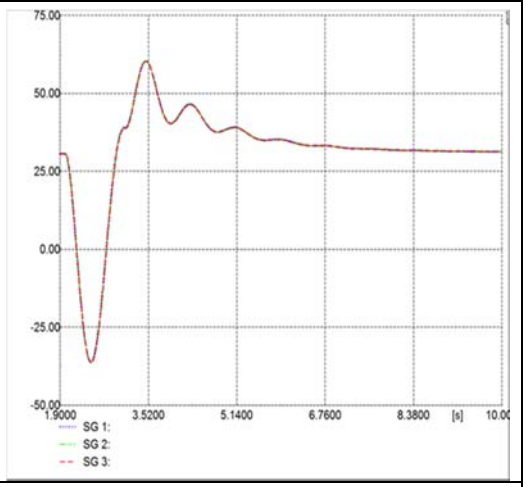
Durum 9-3 Bara Gerilimleri



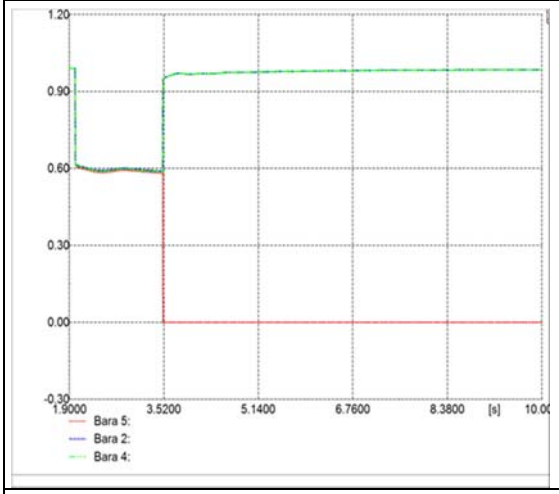
Durum 9-3 Generatör Gerilimleri



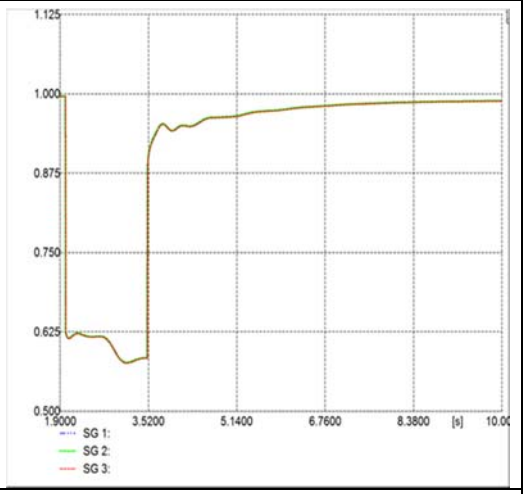
Durum 9-3 Generatör Aktif Güçleri



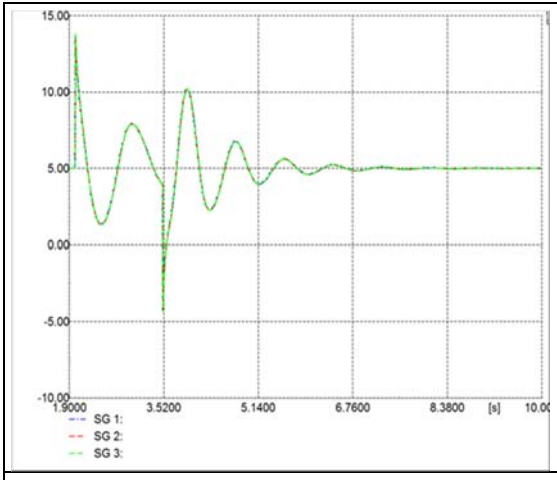
Durum 9-3 Generatör Rotor Açıları



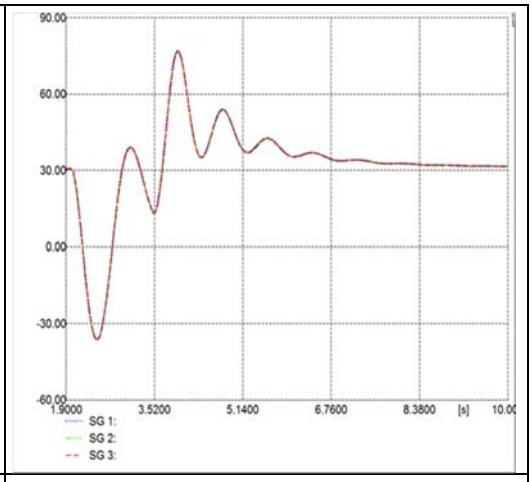
Durum 9-4 Bara Gerilimleri



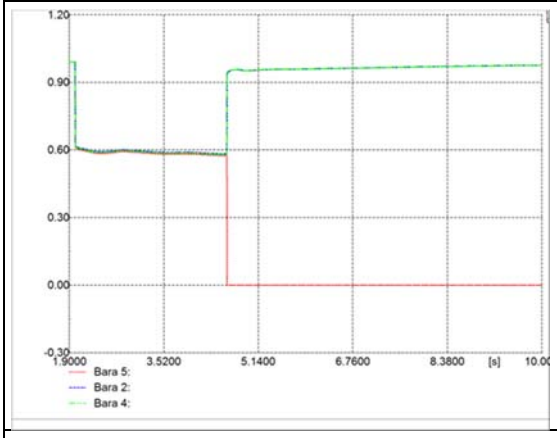
Durum 9-4 Generatör Gerilimleri



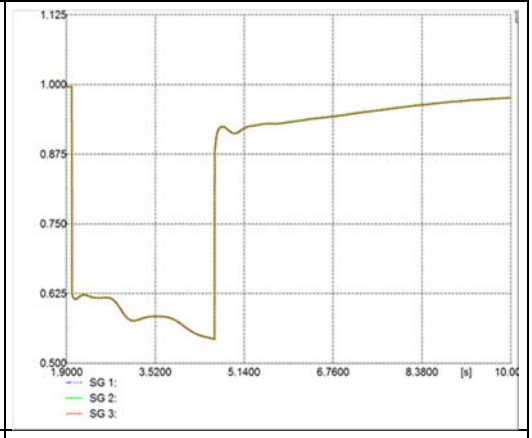
Durum 9-4 Generatör Aktif Güçleri



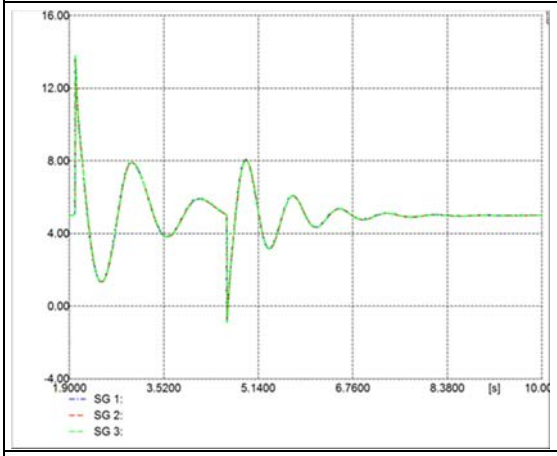
Durum 9-4 Generatör Rotor Açıları



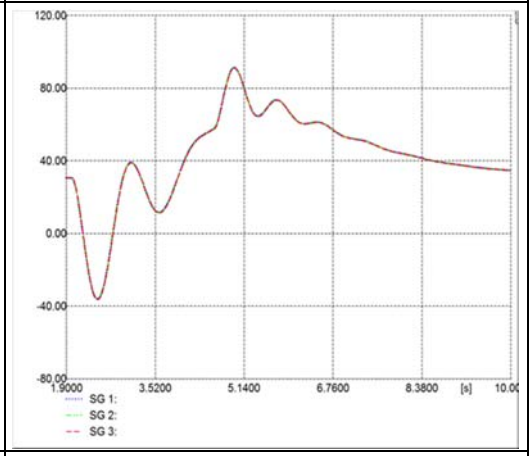
Durum 9-5 Bara Gerilimleri



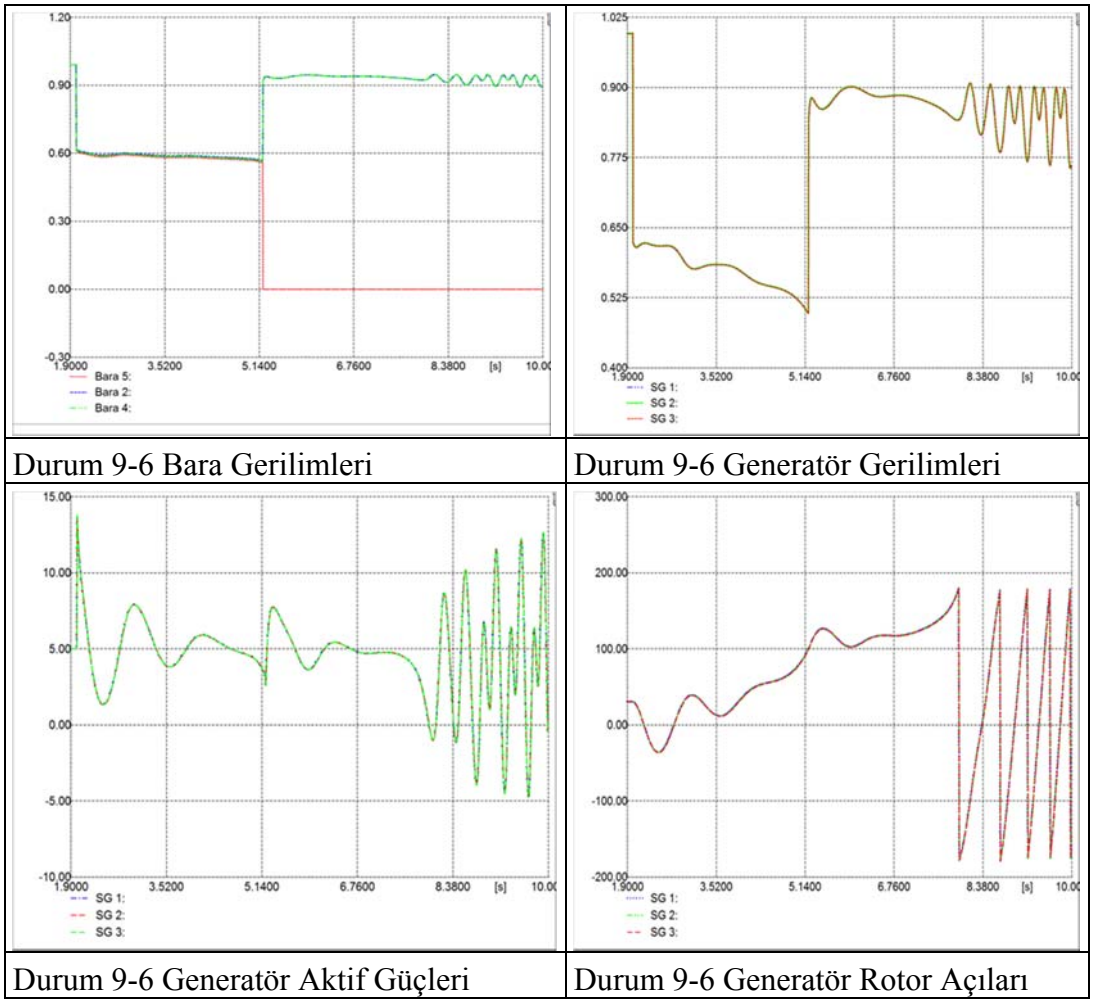
Durum 9-5 Generatör Gerilimleri



Durum 9-5 Generatör Aktif Güçleri



Durum 9-5 Generatör Rotor Açıları



Durum 9-6 Bara Gerilimleri | Durum 9-6 Generatör Gerilimleri

Durum 9-6 Generatör Aktif Güçleri | Durum 9-6 Generatör Rotor Açıları

Şekil 5.14. Arıza çalışma durumu 9 (b) için çeşitli parametrelerin değişimi

5.1.2.10. Durum -10

Bara 5'teki kısadevre, tüm diğer koşullar aynı tutularak gerilim seviyesi 0,7 pu değerine düşürülerek incelenmiştir. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.13'te görülmektedir.

Tablo 5.13. Durum 10 (b) kritik açma süreleri

Durum	10-1	10-2	10-3	10-4	10-5	10-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,300	3,200	4,100	5,000	6,100	7,900

5.1.2.11. Durum -11

Bara 5'teki kısadevre, tüm diğer koşullar aynı tutularak gerilim seviyesi 0,8 pu değerine düşürülerek incelenmiştir. Kritik açma süreleri Tablo 5.14'te görülmektedir.

Tablo 5.14. Durum 11 (b) kritik açma süreleri

Durum	11-1	11-2	11-3	11-4	11-5	11-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,300	5,000	8,000	10,000	15,000	16,900

5.1.2.12. Durum -12

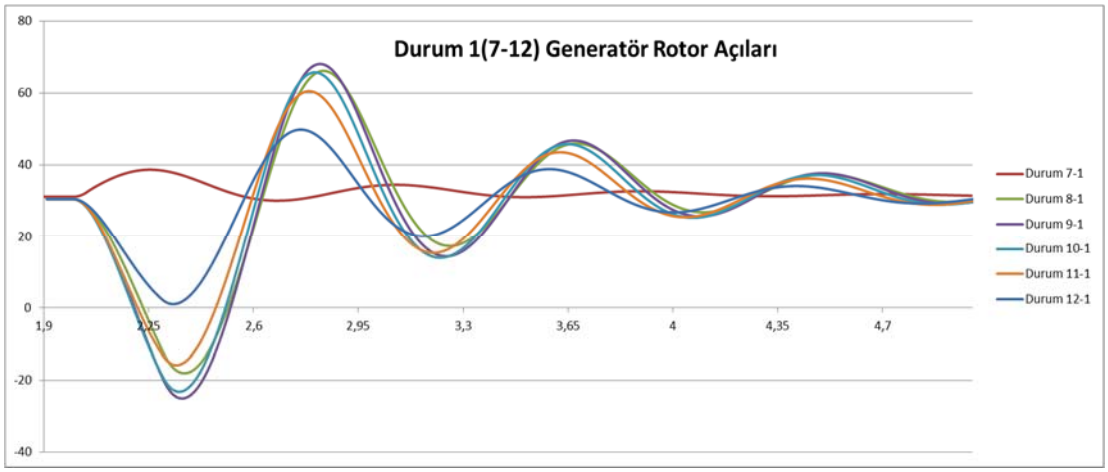
Bara 5'teki kısadevre, tüm diğer koşullar aynı tutularak gerilim seviyesi 0,9 pu değerine düşürülerek incelenmiştir. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.15'te görülmektedir.

Tablo 5.15. Durum 12 (b) kritik açma süreleri

Durum	12-1	12-2	12-3	12-4	12-5	12-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,300	5,000	8,000	20,000	55,500	57,000

Tablo 5.16. Tüm durumlar için kritik açma süresi

			Kritik Açma Süresi [s]					
Durumlar	Kd Anındaki Bara Gerilimi	Kd Direnci [Ω]	Diğer Durumlar				Açının 90^0 olduğu durum	Kararsız olduğu durum
Durum 7	0 [pu]	0	7-1	7-2	7-3	7-4	7-5	7-6
			2,045	2,090	2,135	2,180	2,240	2,355
Durum 8	0,5 [pu]	0,65	8-1	8-2	8-3	8-4	8-5	8-6
			2,300	2,600	2,900	3,200	3,340	3,600
Durum 9	0,6 [pu]	0,90	9-1	9-2	9-3	9-4	9-5	9-6
			2,300	2,700	3,100	3,500	4,600	5,200
Durum 10	0,7 [pu]	1,20	10-1	10-2	10-3	10-4	10-5	10-6
			2,300	3,200	4,100	5,000	6,700	7,900
Durum 11	0,8 [pu]	1,65	11-1	11-2	11-3	11-4	11-5	11-6
			2,300	5,000	8,000	10,000	15,000	16,900
Durum 12	0,9 [pu]	3,00	12-1	12-2	12-3	12-4	12-5	12-6
			2,300	5,000	8,000	20,000	55,500	57,000



Şekil 5.15. (Tablo 5.16'ya ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

Gerilim seviyesini 0,5 pu değerinin üzerinde sınırlandırabilmenin kararlılık değerlendirmesinde en önemli parametre olduğu görülmektedir. pu değeri arttıkça kararlılığa etkisi de üssel olmaktadır. Kısadevre direnci hatların belli noktasındaki kısadevre durumlarını temsil etmektedir.

5.1.2.13. Durum -13

Bu durumda fider -2 de 50 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve farklı nominal güce sahip SG1, SG2 ve SG3 için çalışılmıştır. Sonuçların değişmemesi üzerine yöntem aynı değerlerle devam ettirilmiştir.

Bara 5'de 3. saniyede kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için durum analizleri tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.17'de verilmektedir.

Tablo 5.17. Durum 13 (b) kritik açma süreleri

Durum	13-1	13-2	13-3	13-4	13-5	13-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,045	2,090	2,135	2,180	2,240	2,355

5.1.2.14. Durum -14

Tüm koşullar sabit tutularak, cosφ=0,80 için bunun etkileri incelenmektedir.

Tablo 5.18. Durum 14 (b) kritik açma süreleri

Durum	14-1	14-2	14-3	14-4	14-5	14-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,120	2,180	2,240	2,270	2,320	2,380

5.1.2.15. Durum -15

Tüm koşullar sabit tutularak, cosφ=0,70 için bunun etkileri incelenmektedir.

Tablo 5.19. Durum 15 (b) kritik açma süreleri

Durum	15-1	15-2	15-3	15-4	15-5	15-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,120	2,180	2,240	2,280	2,320	2,390

5.1.2.16. Durum -16

Tüm koşullar sabit tutularak, cosφ=0,60 için bunun etkileri incelenmektedir.

Tablo 5.20. Durum 16 (b) kritik açma süreleri

Durum	26-1	26-2	26-3	26-4	26-5	26-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,120	2,180	2,240	2,290	2,320	2,401

5.1.2.17. Durum -17

Tüm koşullar sabit tutularak, cosφ=0,50 için bunun etkileri incelenmektedir.

Tablo 5.21. Durum 17 (b) kritik açma süreleri

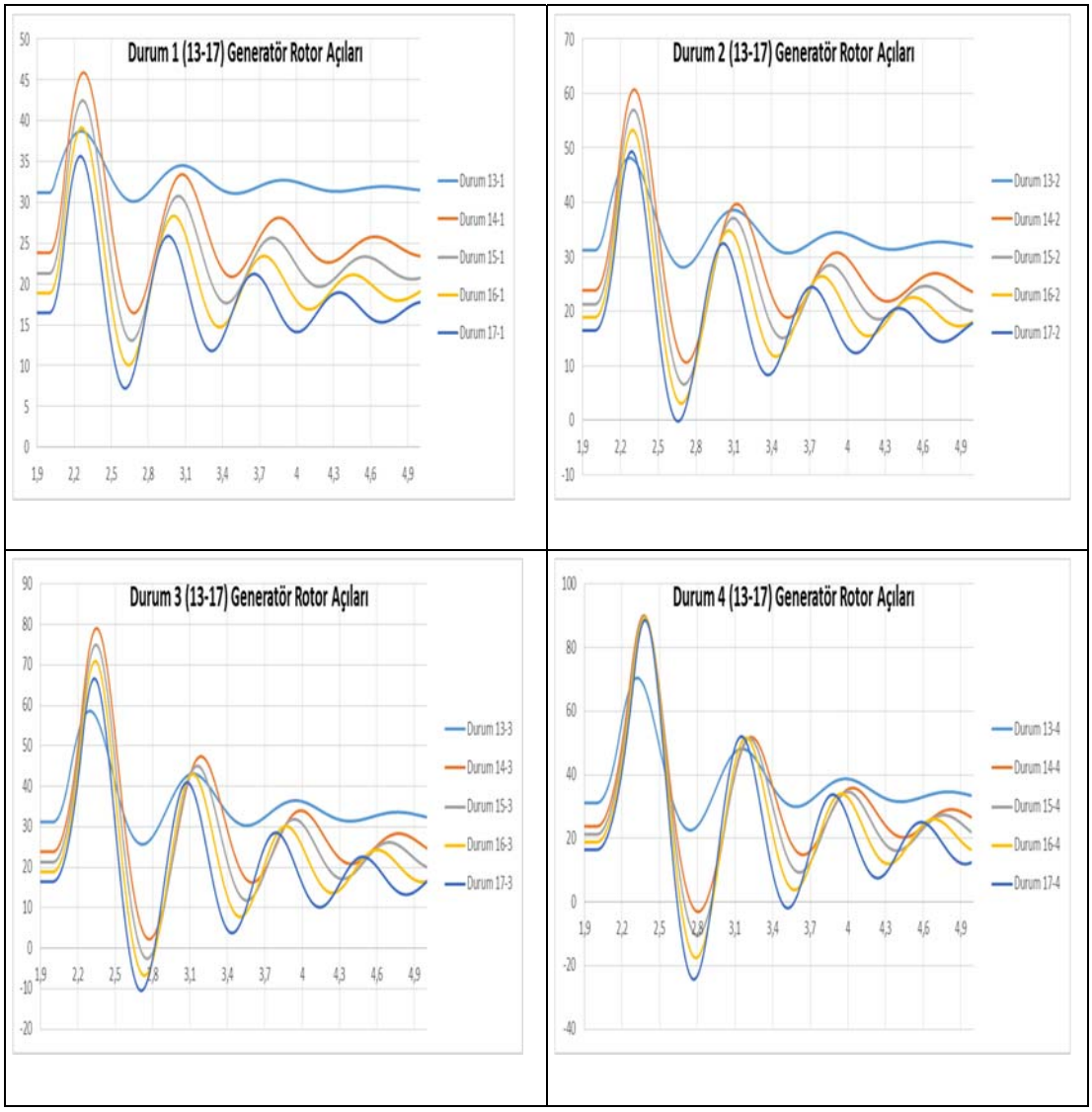
Durum	17-1	17-2	17-3	17-4	17-5	17-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,120	2,180	2,240	2,300	2,320	2,412

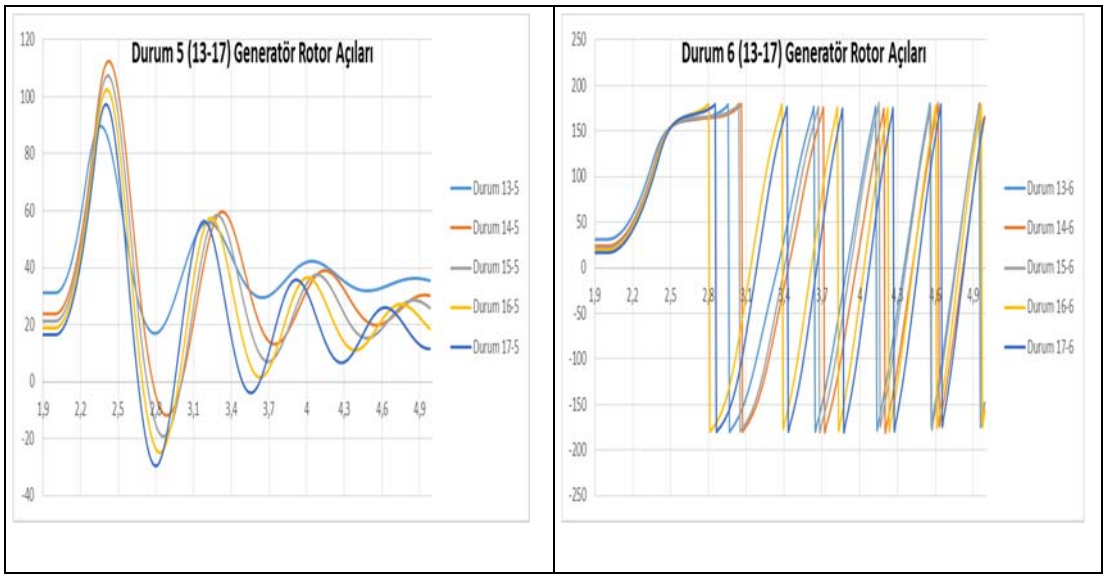
Tablo 5.22. Tüm durumlar için kritik açma süreleri

		Kısadevre Sonlandırılma Süreleri [s]					
Durumlar	cosφ	Diğer Durumlar				Açının 90^0 olduğu durum	Kararsız olduğu durum
Durum 13	0,98	13-1	13-2	13-3	13-4	13-5	13-6
		2,045	2,090	2,135	2,180	2,240	2,355
Durum 14	0,80	14-1	14-2	14-3	14-4	14-5	14-6
		2,120	2,180	2,240	2,270	2,320	2,380
Durum 15	0,70	15-1	15-2	15-3	15-4	15-5	15-6
		2,120	2,180	2,240	2,280	2,320	2,390

Tablo 5.22. (Devam) Tüm durumlar için kritik açma süreleri

Durum 16	0,60	16-1	16-2	16-3	16-4	16-5	16-6
		2,120	2,180	2,240	2,290	2,320	2,401
Durum 17	0,50	17-1	17-2	17-3	17-4	17-5	17-6
		2,120	2,180	2,240	2,300	2,320	2,412





Şekil 5.16. (Tablo 5.22'ye ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

Cosφ'nin düşürülmesinin senkron generatörlerin kararlılıklarında artışa yol açtığı görülmektedir.

5.1.2.18. Durum -18

Hat 4 açılarak ada modu çalışma durumu oluşturulmuştur. SG1, SG2 ve SG3 devrededir.

5.1.2.19. Durum -19

Koşullar aynı tutularak, RES devreye alınmıştır.

5.1.2.20. Durum -20

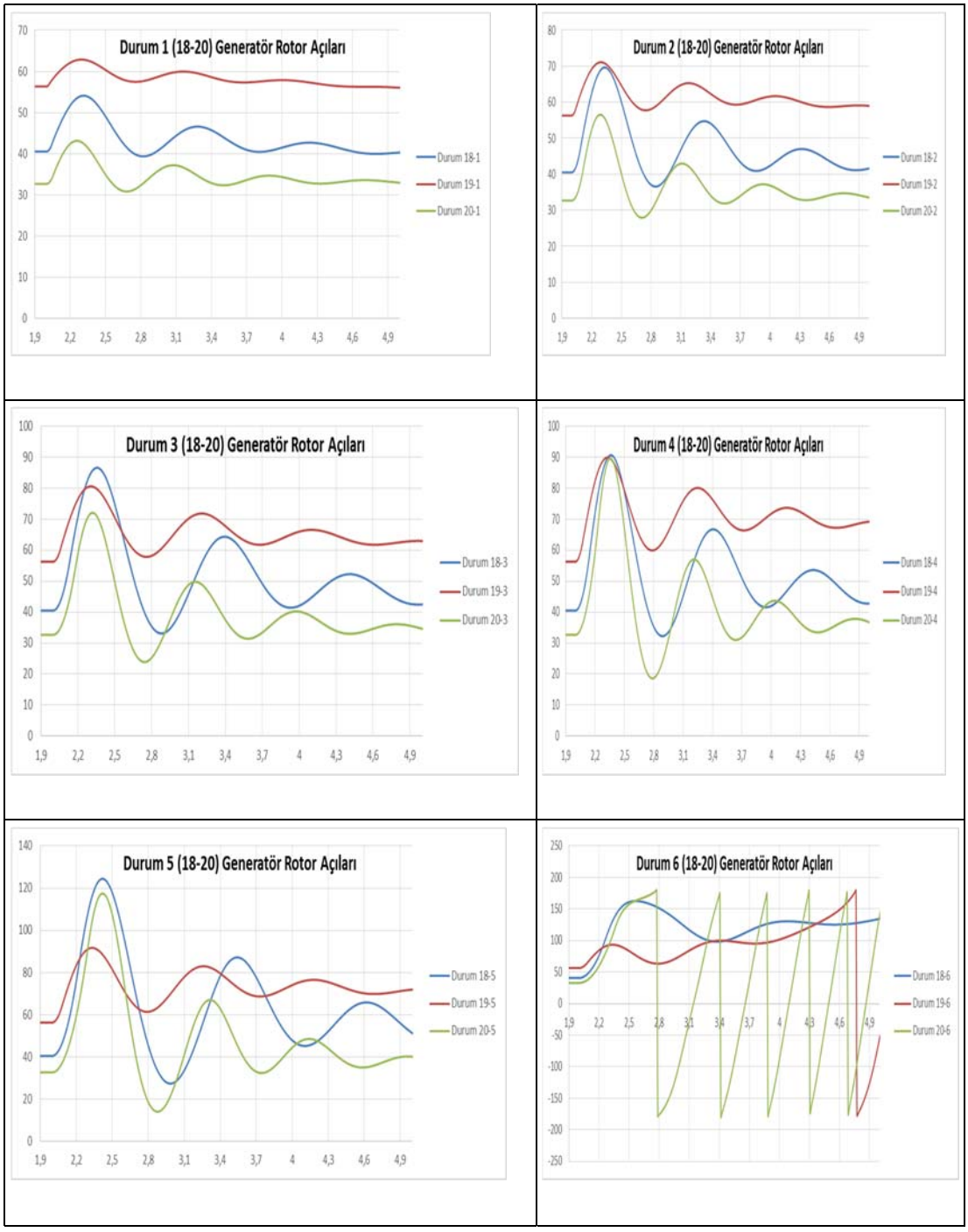
SG1, SG2, SG3 ve RES devredeyken, Hat 4 kapatılarak dağıtım sistemi şebekeye senkron edilmiştir.

Tablo 5.23. Tüm durumlar için kısadevre sonlandırma süreleri

		Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Açıklama	Diğer Durumlar			Açının 90^0 olduğu durum		Kararsız olduğu durum
Durum 18	Hat 4 açık	18-1	18-2	18-3	18-4	18-5	18-6
		2,045	2,090	2,135	2,145	2,215	2,260

Tablo 5.23. (Devam) Tüm durumlar için kısadevre sonlandırma süreleri

Durum 19	Hat 4 açık ve RES devrede	19-1	19-2	19-3	19-4	19-5	19-6
		2,020	2,040	2,060	2,077	2,080	2,083
Durum 20	Hat 4 kapalı ve RES devrede	20-1	20-2	20-3	20-4	20-5	20-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,355



Şekil 5.17. (Tablo 5.23'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

Ada modu çalışmada senkron generatörlerin kararlılık limitlerinin önemli oranda düştüğü, RES eklenmesiyle ise daha da kötüleştiği görülmektedir.

5.1.2.21. Durum -21

Fider -2 de 50 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve SG1, SG2 ve SG3 devrededir.

Bara 2'de kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.24'te görülmektedir.

5.1.2.22. Durum -22

Durum 21'deki koşullar sabit tutularak, sisteme RES eklenmiştir.

5.1.2.23. Durum -23

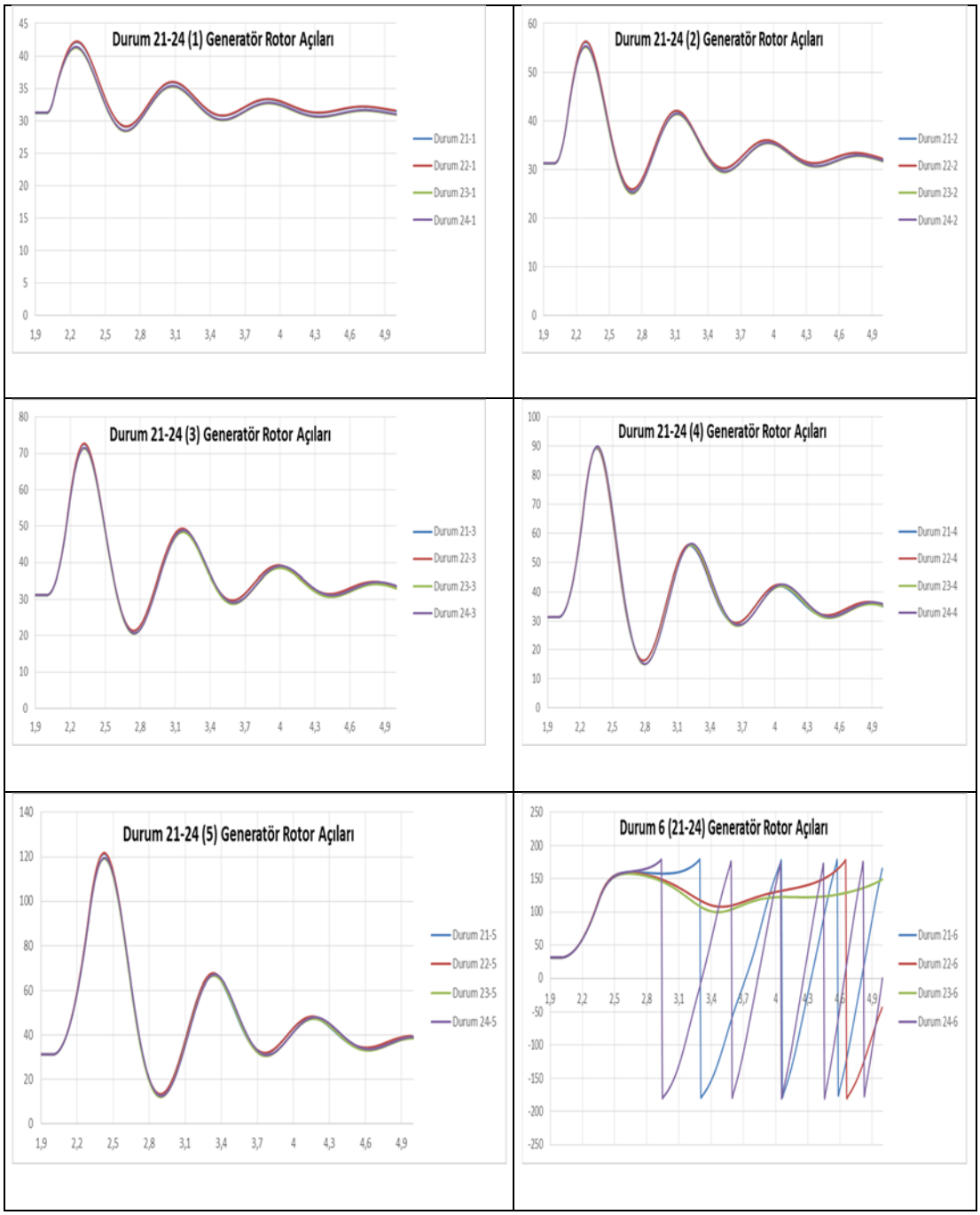
Durum 21 Bara 14 için çalışılmaktadır.

5.1.2.24. Durum -24

Durum 22 Bara 14 için çalışılmaktadır.

Tablo 5.24. Tüm durumlar için kritik açma süreleri

Kritik Açma Süreleri [s]							
Durumlar	Açıklama	Diğer Durumlar			Açının 90^0 olduğu durum		Kararsız olduğu durum
Durum 21	Kd bara 2 de ve SG1,SG2,SG3 devrede	21-1	21-2	21-3	21-4	21-5	21-6
		2,060	2,120	2,180	2,230	2,300	2,342
Durum 22	Kd bara 2 de ve SG1,SG2,SG3.RES devrede	22-1	22-2	22-3	22-4	22-5	22-6
		2,060	2,120	2,180	2,230	2,300	2,341
Durum 23	Kd bara 14 de ve SG1,SG2,SG3 devrede	23-1	23-2	23-3	23-4	23-5	23-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,344
Durum 24	Kd bara 14 de ve SG1,SG2,SG3.RES devrede	24-1	24-2	24-3	24-4	24-5	24-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,343



Şekil 5.18. (Tablo 5.24'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

Bara değişikliğinin ve RES'in şebeke ile senkronken etkisinin olmadığı görülmektedir.

5.1.2.25. Durum -25

Bara 5 kısadevre noktası olmak üzere, SG1, SG2, SG3 ve GES ada modu ve şebekeye bağlı durumları incelenmektedir.

5.1.2.26. Durum -26

Bara 5 kısadevre noktası olmak üzere, SG1, SG2, SG3, RES ve GES ada modu durumları incelenmektedir.

5.1.2.27. Durum -27

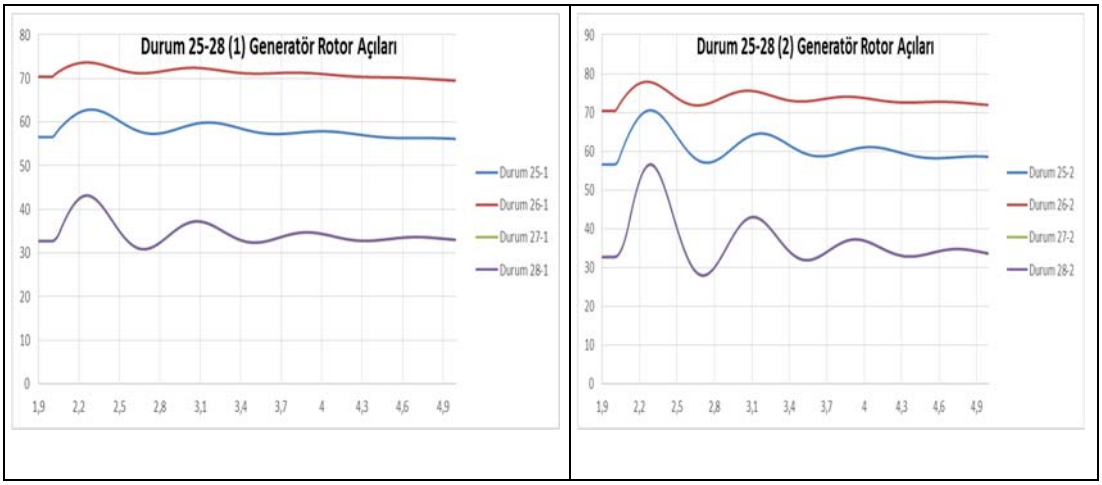
Durum 25 şebekeye bağlı olma durumları incelenmektedir.

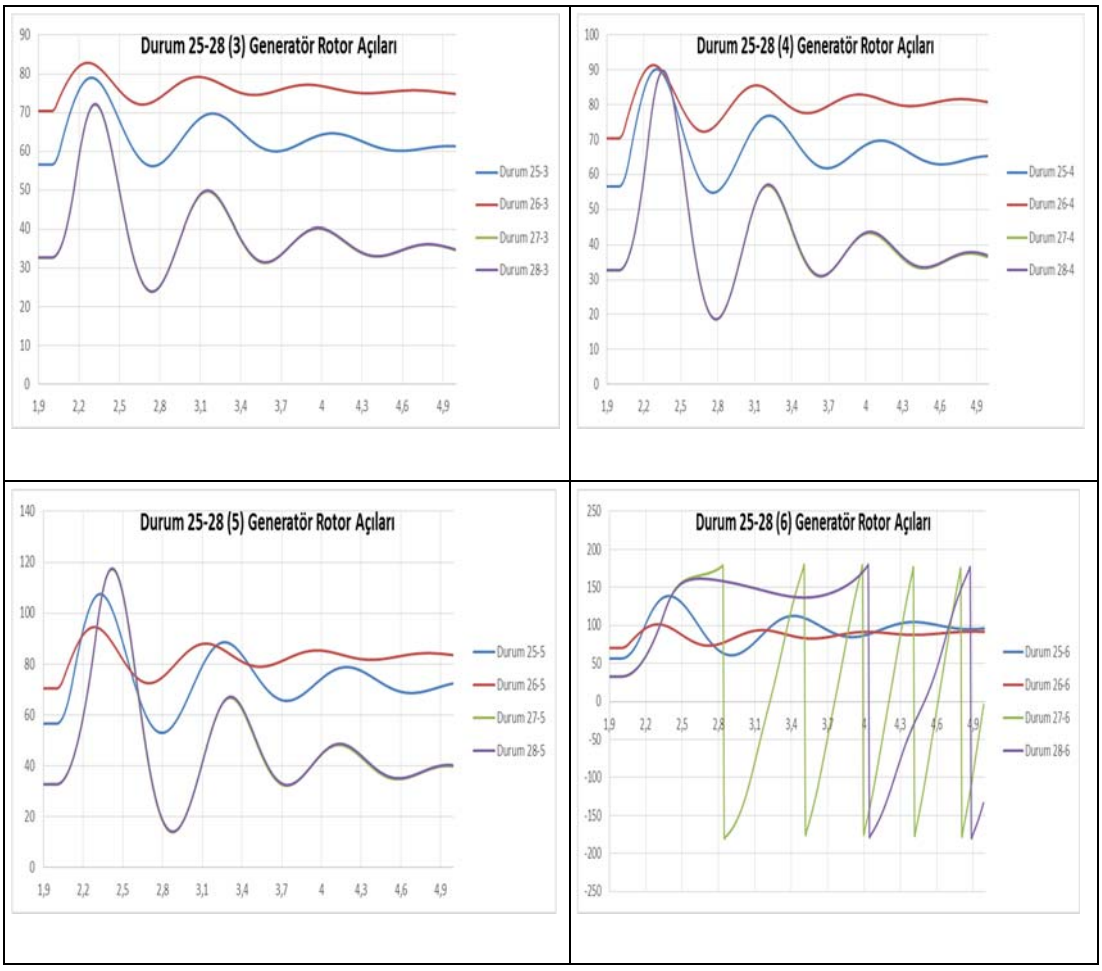
5.1.2.28. Durum -28

Durum 26 şebekeye bağlı olma durumları incelenmektedir.

Tablo 5.25. Tüm durumlar için kritik açma süreleri

		Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Açıklama	Diğer Durumlar			Açının 90^0 olduğu durum		Kararsız olduğu durum
Durum 25	SG1,SG2,SG3,GES devrede (Hat 4 açık)	25-1	25-2	25-3	25-4	25-5	25-6
		2,020	2,040	2,060	2,085	2,120	2,168
Durum 26	SG1,SG2,SG3, GES ve RES devrede (Hat 4 açık)	26-1	26-2	26-3	26-4	26-5	26-6
		2,010	2,020	2,030	2,045	2,050	2,060
Durum 27	SG1,SG2,SG3,GES devrede (Hat 4 kapalı)	27-1	27-2	27-3	27-4	27-5	27-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,355
Durum 28	SG1,SG2,SG3, GES ve RES devrede (Hat 4 kapalı)	28-1	28-2	28-3	28-4	28-5	28-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,353





Şekil 5.19. (Tablo 5.25'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

Ada modunda RES ve GES olması durumunda kararlılığın önemli oranda bozulduğu ve sağlanamadığı görülmektedir.

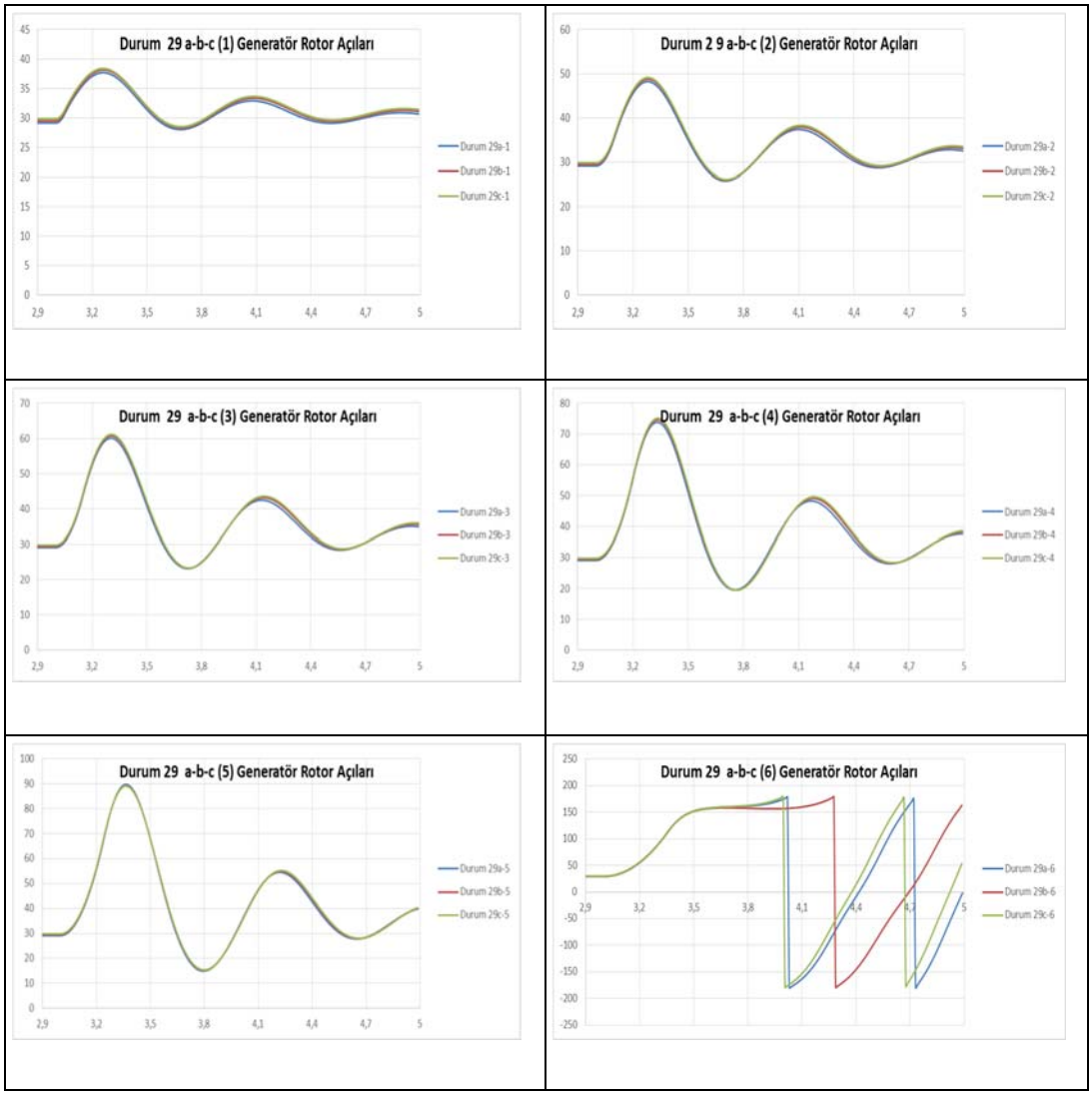
5.1.2.29. Durum -29

Bu durumda fider -2 de 100 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve (a) alt durumunda SG1, (b) alt durumunda SG1, SG2 ve SG3 ve (c) alt durumu SG1, SG2, SG3, SG8 ve SG9 devrededir.

Bara 5'te kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.26'da görülmektedir.

Tablo 5.26. Durum 29 (a-b-c) kritik açma süreleri

	Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Diğer Durumlar				Açının 90^0 olduğu durum	Kararsız olduğu durum
Durum 29a	29a-1	29a-2	29a -3	29a -4	29a -5	29a -6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,248	3,358
Durum 29b	29b-1	29b -2	29b -3	29b -4	29b -5	29b -6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,244	3,355
Durum 29c	29c-1	29c -2	29c -3	29c -4	29c -5	29c -6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,242	3,354



Şekil 5.20. (Tablo 5.26'a ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

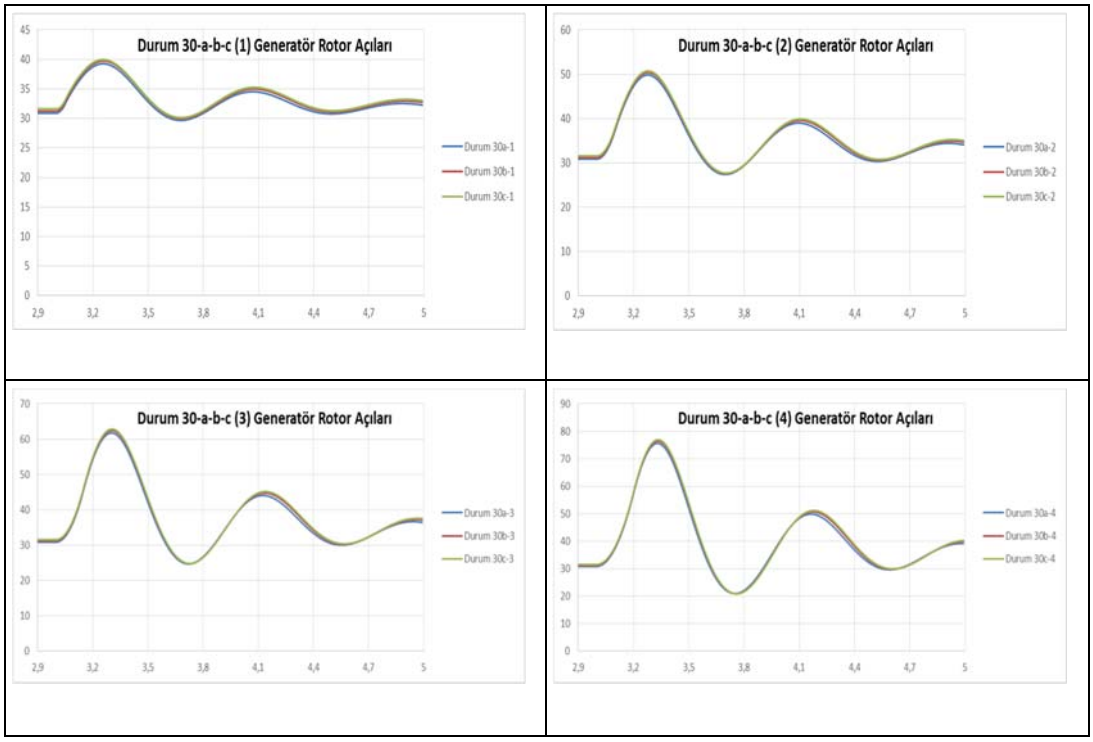
5.1.2.30. Durum -30

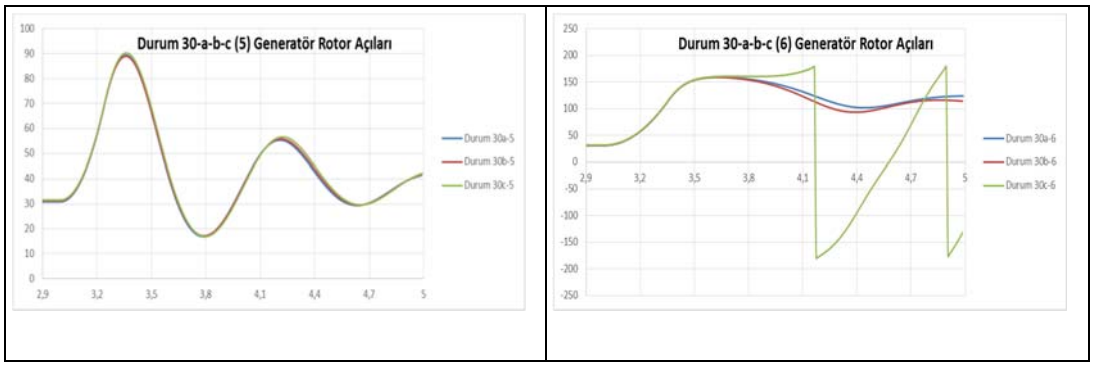
Bu durumda fider -2 de 50 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve (a) alt durumunda SG1, (b) alt durumunda SG1, SG2 ve SG3 ve (c) alt durumu SG1, SG2, SG3, SG8 ve SG9 devrededir.

Bara 5'te kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.27'de görülmektedir.

Tablo 5.27. Durum 30 (a-b-c) kritik açma süreleri

	Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Diğer Durumlar				Açının 90^0 olduğu durum	Kararsız olduğu durum
Durum 30 a	30 a-1	30 a-2	30 a-3	30 a-4	30 a-5	30 a-6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,242	3,357
Durum 30 b	30 b-1	30 b-2	30 b-3	30 b-4	30 b-5	30 b-6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,238	3,354
Durum 30 c	30 c-1	30 c-2	30 c-3	30 c-4	30 c-5	30 c-6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,240	3,353





Şekil 5.21. (Tablo 5.27'ye ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

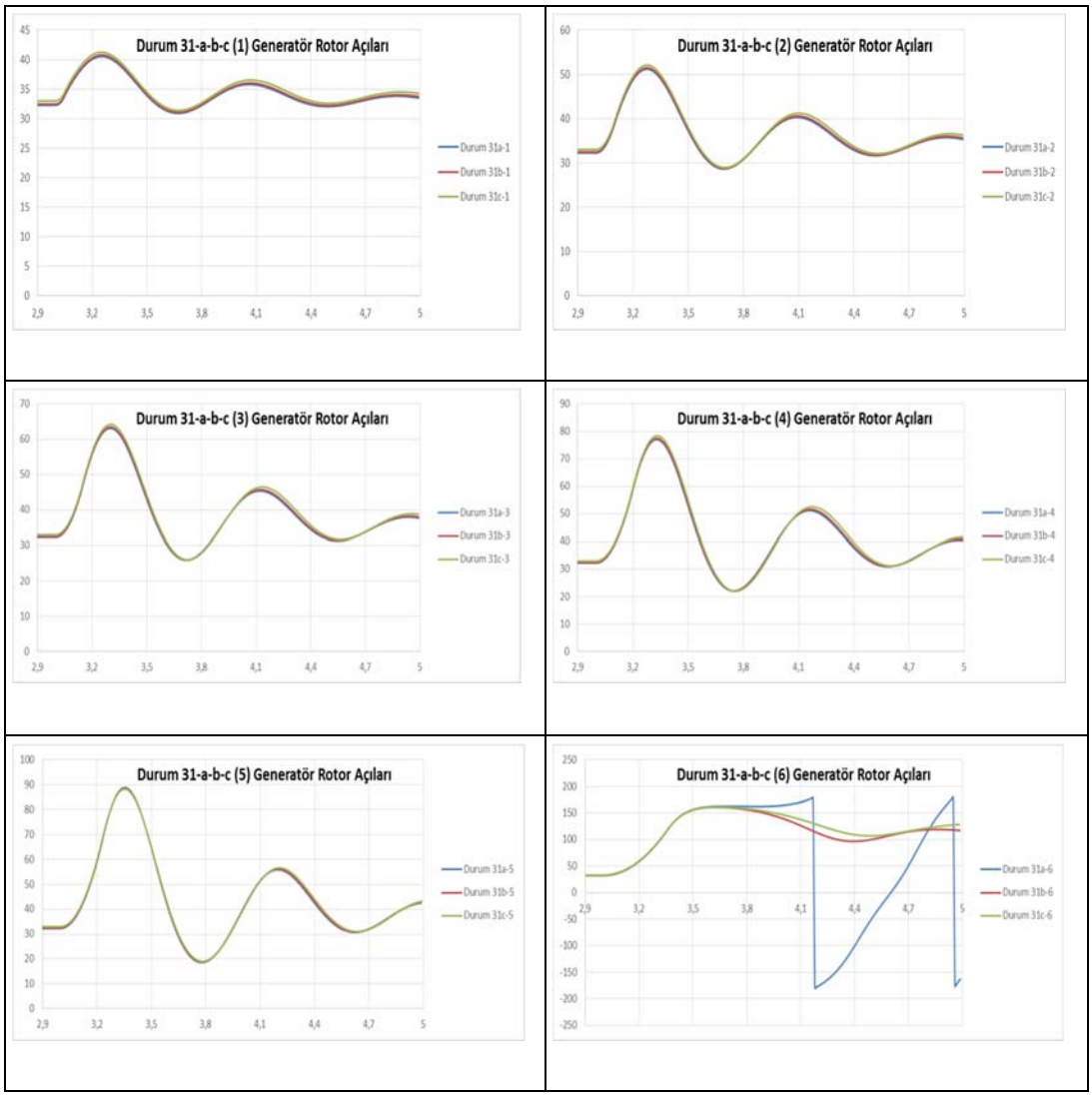
5.1.2.31. Durum -31

Bu durumda fider -2 de 10 MW yük vardır. Yükler ve senkron generatörler özdeş ve (a) alt durumunda SG1, (b) alt durumunda SG1, SG2 ve SG3 ve (c) alt durumu SG1, SG2, SG3, SG8 ve SG9 devrededir.

Bara 5'te kısadevre oluşturulmuş, farklı açtırma süreleri için analizler tekrarlanmıştır. Kritik açma süreleri ve durumlar Tablo 5.28'de görülmektedir.

Tablo 5.28. Durum 31 (a-b-c) kritik açma süreleri

	Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Diğer Durumlar				Açının 90^0 olduğu durum	Kararsız olduğu durum
Durum 31 a	31 a-1	31 a-2	31 a-3	31 a-4	31 a-5	31 a -6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,236	3,357
Durum 31 b	31 b-1	31 b-2	31 b -3	31 b -4	31 b -5	31 b -6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,232	3,354
Durum 31 c	31 c-1	31 c -2	31 c -3	31 c -4	31 c -5	31 c -6
	3,050	3,100	3,150	3,200	3,230	3,352



Şekil 5.22. (Tablo 5.28'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

29 - 31 arasındaki durumlarda özdeş generatör ve yük katılım oranlarının değişiminin kararlılığa olumsuz etkisinin olmadığı görülmektedir.

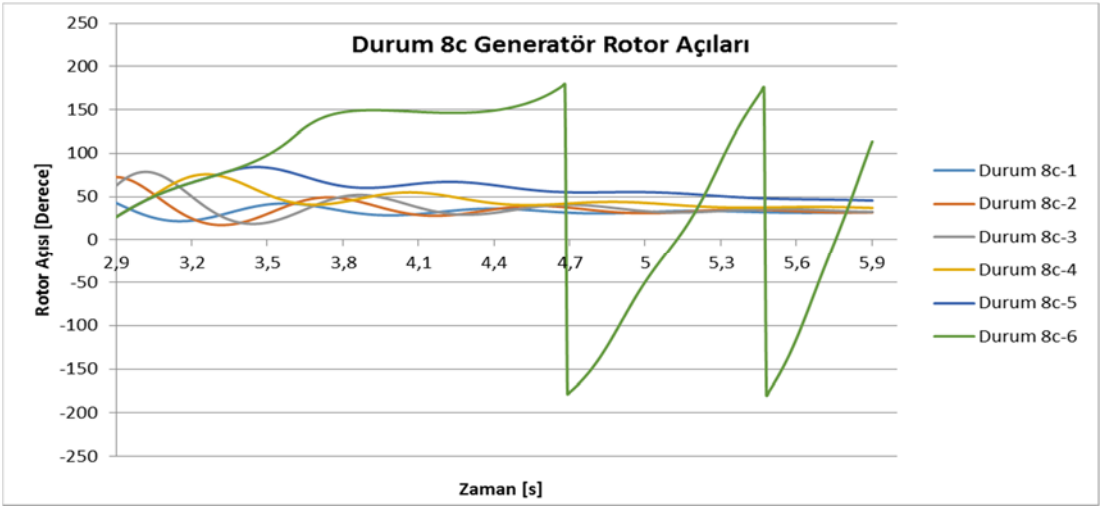
5.1.2.32. Durum -32

Durum 8 koşulları sabit tutularak SG8 ve SG9 eklenmesinin etkisi incelenmektedir.

Bara 5'teki kısadevre, tüm diğer koşullar aynı tutularak gerilim seviyesi 0,5 pu değerine düşürülmüştür.

Tablo 5.29. Durum 8 (c) kritik açma süreleri

Durum	32-1	32-2	32-3	32-4	32-5	32-6
Kritik Açma Süresi [s]	2,200	2,400	2,600	3,000	3,300	3,600



Şekil 5.23. (Tablo 5.29'a ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

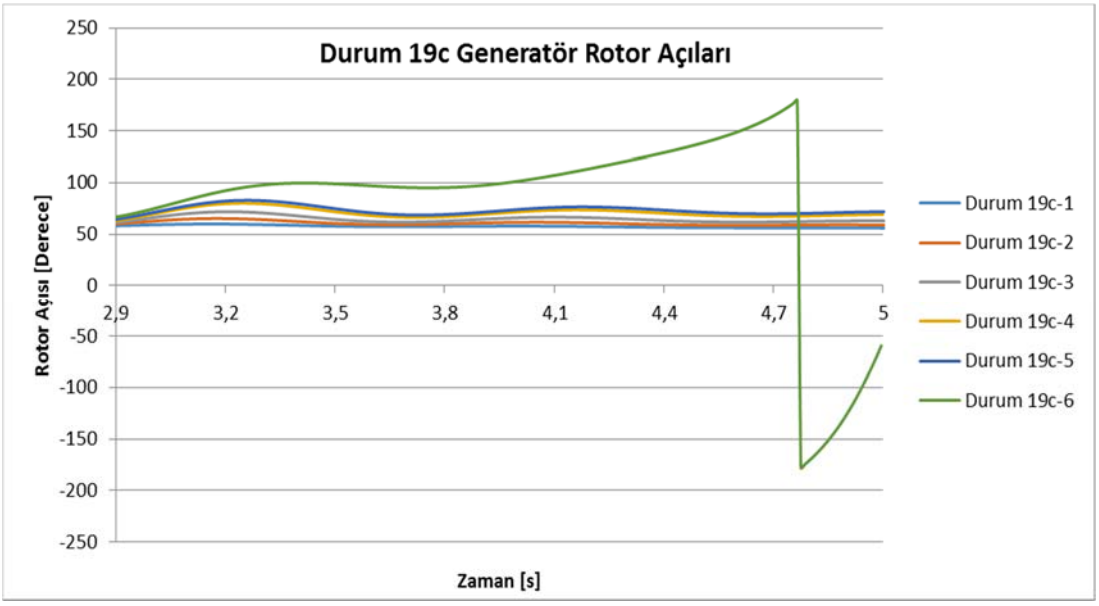
Generatör katılım oranından çok gerilimin sınırlandırılma değeri önem taşımaktadır.

5.1.2.33. Durum -33

Durum 19 koşulları sabit tutularak SG8 ve SG9 eklenmesinin etkisi incelenmektedir.

Tablo 5.30. Durum 19 (c) kritik açma süreleri

		Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Açıklama	Diğer Durumlar			Açının 90^0 olduğu durum		Karasız olduğu durum
Durum 29 c	Hat 4 açık ve RES devrede	29c-1	29c-2	29c-3	29c-4	29c-5	29c-6
		2,020	2,040	2,060	2,077	2,080	2,083



Şekil 5.24. (Tablo 5.30'a ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

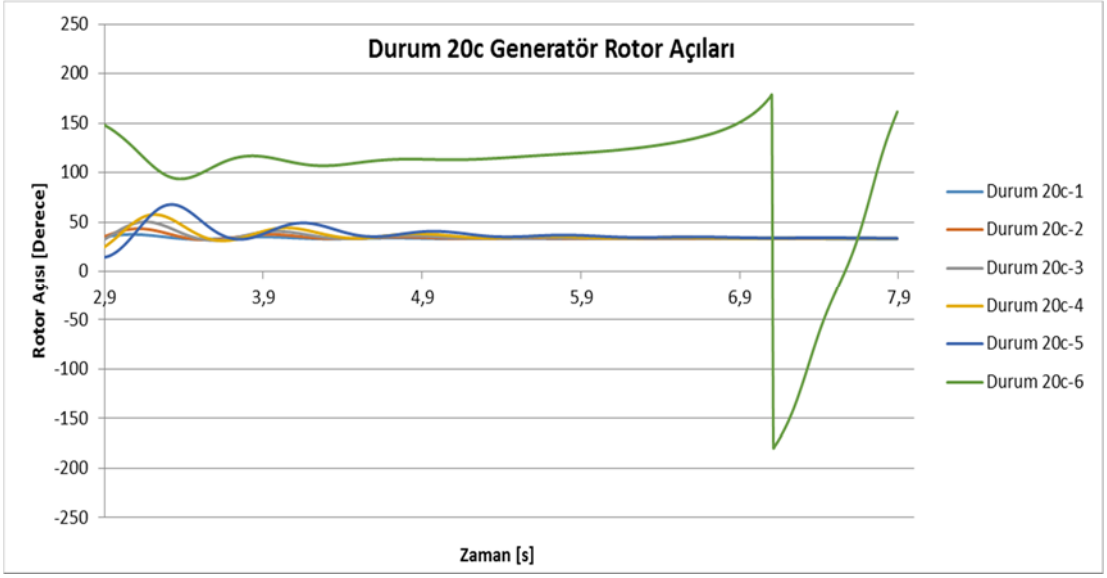
Ana etkinin generatör ve yük katılım oranlarından değil, ada modu ya da şebekeyle paralel çalışma durumlarından kaynaklandığı görülmekteddir.

5.1.2.34. Durum -34

Durum 20 koşulları sabit tutularak SG8 ve SG9 eklenmesinin etkisi incelenmektedir.

Tablo 5.31. Durum 20 (c) kritik açma süreleri

		Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Açıklama	Diğer Durumlar			Açının 90^0 olduğu durum		Kararsız olduğu durum
Durum 30 c	Hat 4 kapalı ve RES devrede	30c-1	30c-2	30c-3	30c-4	30c-5	30c-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,351



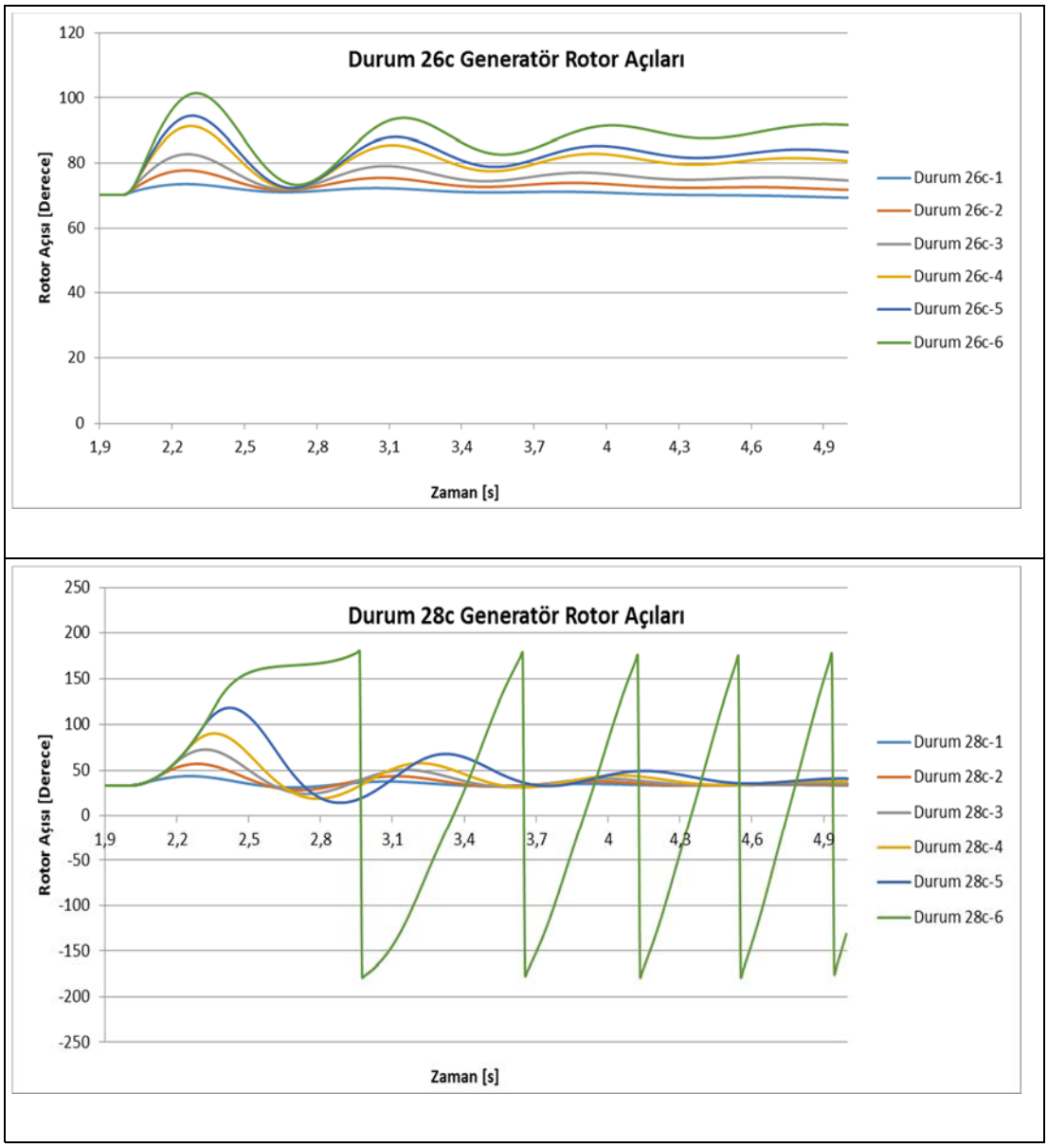
Şekil 5.25. (Tablo 5.31'e ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

5.1.2.35. Durum -35

Durum 26 ve 28 koşulları sabit tutularak SG8 ve SG9 eklenmesinin etkisi incelenmektedir.

Tablo 5.32. Durum 26-28 (c) kritik açma süreleri

		Kritik Açma Süreleri [s]					
Durumlar	Açıklama	Diğer Durumlar			Açının 90^0 olduğu durum		Kararsız olduğu durum
Durum 26-c	SG1,SG2,SG3,SG8,SG9 GES ve RES devrede (Hat 4 açık)	36-1	36-2	36-3	36-4	36-5	36-6
		2,010	2,020	2,030	2,045	2,050	2,060
Durum 28-c	SG1,SG2,SG3,SG8,SG9 GES ve RES devrede (Hat 4 kapalı)	38-1	38-2	38-3	38-4	38-5	38-6
		2,060	2,120	2,180	2,235	2,300	2,352



Şekil 5.26. (Tablo 5.32'ye ait) Arıza çalışma durumları karşılaştırması

Ada modunda RES ve GES olması durumunda kararlılığın önemli oranda bozulduğu ve sağlanamadığı görülmektedir.

Tüm durumların özeti Ek-D'de verilmiştir. Simülasyonlardan elde edilen sonuçlar aşağıda özetlenmektedir:

– Klasik şebeke yapısına bağlanmış BIGS santral makinelerinin kritik temizleme zamanının (KTZ) düşük olduğu (230 ms) belirlenmiştir. Bu durum koruma sistemleri için önem taşımaktadır. Röle koordinasyonunun bu süre dikkate

alınarak yapılması halinde, senkron generatörlerin devrede kalmaları sağlanabilmektedir.

- Güç faktörünün 1,0'dan 0,8'e çekilmesi durumunda KTZ'nın 320 ms'e yükseldiği, güç faktörünün daha düşük değerlere çekilmesi durumunda ise KTZ' nın değişmediği görülmüştür.

- Dağıtım şebekesinde ve santral barasındaki bazı arıza noktalarında arıza temizleme zamanı, BIGS santral makinelerinin kritik temizleme zamanını aşabilmekte ve bu durum BIGS santral makinelerinin kararsız çalışmasına sebep olmaktadır.

- Şiddetli geçici durum arızalarında, BIGS santral makineleri senkron kaldıkları halde kritik zaman sonrasında geçici durum kararlılıklarının bozuldukları görülmektedir.

- Dağıtım şebekesinde arıza sonrasında devrede kalabilme kriteri, kararlı bir güç sistemi için yük ile üretim arasındaki dengeye bağlıdır. Yük ile üretim arasındaki dengesizliği önlemek için BIGS santralı bir şebeke arızası süresince ve sonrasında şebekeye bağlı kalmak zorundadır. Bu durum, gerilim ve frekans desteği ile sağlanabilmektedir. Sistemlerin arızalara karşı farklı duyarlılıkları nedeniyle kritik temizleme zamanı sonrasında, BIGS santral makinelerinin bunu karşılayamadığı görülmektedir. Devrede kalabilme, gerilim düşümü ile doğrudan ilişkili olduğundan, gerilim düşümü 0,5 pu değerinin ne kadar üzerinde tutulabilirse, BIGS'lerin devreden çıkması o kadar önlenebilmektedir.

- Kısa devre sonrasında oluşan gerilim düşmesinin 0,5 pu ile sınırlandırılması durumunda KTZ'nın 1340 ms'lere ulaştığı ve bu durumda senkron generatörlerin arıza sonrasında kararlılıklarını koruyarak devrede kaldıkları belirlenmiştir.

- Aynı karakteristikte motor/türbin bağlanmasının ve yük durumunun kritik temizleme zamanına önemli bir etkisinin olmadığı görülmüştür.

- Normal çalışma koşullarında, dağıtım sistemine SG katılımının % 100'e varan oranlarda artabileceği görülmüştür.

- Dağıtım şebeke yapısındaki bir ve daha fazla ünitenin ve bunlara entegre edilen RES ve GES durumları, değişik yük koşulları için, normal çalışma, ada modunda çalışma ve arıza durumları için karşılaştırılarak incelenmiştir.

- RES ve GES santrallerin şebekeye bağlı durumlarda BIGS'ler üzerinde herhangi bir olumsuz etkisinin olmadığı, aynı zamanda RES ve GES bağlantılarının şebekede kısadevre bakımından da önemli bir etkisinin olmadığı ancak ada modu çalışma durumunda bu bağlantıların kararlılığı bozduğu görülmüştür.

- %10 - %50 - %100 DÜ katılım oranlarında KTZ sırasıyla 242 – 240 – 234 ms bulunmuştur. Katılım oranının KTZ'ye etkisi çok küçük olmaktadır.

- Geçici durumlarda rotor açısının, açma süresinin uzaması halinde kararsız bölgeye salındığı belirlenmiştir.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, DÜ olarak değerlendirilen SG bazlı özel bir santralın bağlandığı dağıtım şebekesinin belirli noktalarındaki çeşitli arızalar, değişik çalışma durumları ve farklı üretim-tüketim koşullarındaki geçici durum davranışları ve bu durumların kararlılığa etkileri incelenmiştir.

İlk olarak, DÜ santrallerini devreden çıkaracak şebeke olayları diğer ülkelerle karşılaştırmalı olarak çıkarılmıştır. Sonrasında, dağıtılmış üretim sistemleri kararlılık, frekans kontrolü ve güvenilirlik bakımından değerlendirilmiş olup, bu konu ile ilgili mevcut standartlar özetlenmiştir.

Çalışılan santralın üretim birimleri ve bağlandığı şebeke DigSilent yazılımı ile modellenmiş ve ilgili analizler gerçekleştirilmiştir. Dağıtım şebeke yapısındaki bir ve daha fazla ünitenin ve bunlara entegre edilen RES ve GES durumları, değişik yük koşulları için normal çalışma, ada modunda çalışma ve arıza durumları için karşılaştırılarak incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar aşağıda belirtilmiştir.

- Büyük genlikli gerilim düşmelerinde senkron generatörlerin kritik temizleme zamanı simülasyonlarla kanıtlanmıştır. Senkron generatörlerin arıza sonrası devrede kalabilmeleri için gereken bu süre düşük olduğundan, gerek santral tarafında ve gerekse de şebekeye bağlantı noktasındaki röle koordinasyonu önem taşımaktadır. Şebeke gerilim istatistikleri ve sınıflandırılması buna uygun ayar değerlerinin belirlenmesine imkan sağlayacaktır.

- Kritik temizleme zamanını aşan süre devrede bırakılan senkron generatörlerin kendi ve bağlı olduğu şebekede kararsızlığa yol açtığı görülmüştür.

- Normal çalışma koşullarında şebekeye bağlanacak senkron generatörlerin katılım oranının arttırılmasının gerilim ve frekans kontrolü ve güvenilirliğe olumlu katkı sağlayacağı saptanmıştır.

- Kısadevrenin uzak noktalarda oluşması durumunda senkron generatörlerin devreden çıkarılmasına gerek olmadığı görülmüştür.

- Aynı karakteristikte motor/türbin bağlanmasının ve yük durumunun kritik temizleme zamanına önemli bir etkisinin olmadığı görülmüştür.

- RES ve GES santrallerin şebeke ile paralel çalışma durumunda kararlılığa olumsuz etkisinin olmadığı, ancak ada modu çalışma durumunda bu bağlantıların kararlılığı bozduğu görülmüştür.

KAYNAKLAR

[1] Schavemaker P.H., Van der Sluis L., *Electrical Power System Essentials*, Wiley&Sons, Chichester, United Kingdom, 2008.

[2] Reza M., Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation. Ph.D. Thesis, Technische universiteit Delft, 2006.

[3] Ackermann T., Knyazkin V., Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects*, IEEE Transmission and distribution conference and exhibition Asia Pacific,* Yokohama, Japan 6-10 October 2002.

[4] Ishchenko A., Myrzik J.M.A., Kling W.L., Dynamic equivalencing of distribution networks with dispersed generation using hankel norm approximation, *IET Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 2007, **1**(5), 818-825.

[5] IEEE 1547, IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electrical power systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2003.

[6] Schweer A., Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system, *Cigre working group*, 37.23, 137, 1999.

[7] Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W., Distributed generation: definition, benefits and issues, *Energy Policy*, 2005, **33**(6), 787-798.

[8] Ackermann T., Andersson G., Söder L., Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research*, 2001, **57**(3), 195-204.

[9] Nuroglu F. M., Arsoy A. B., Voltage Profile and Short Circuit Analysis in Distribution Systems with DG, *Electric Power and Energy Conference*, Canada, 6-7 October 2008.

[10] Thong V. V., Vermeyen P., Driesen J., Belmans R., Grid Connection Aspects of Distributed Generation, *International Energy Journal,* 2005, **6**(1), 148-161.

[11] Thong V. V., Vermeyen P., Driesen J., Belmans R., Grid connection aspects of distributed generation, *Proceedings of UIE International conference*, Durban, 18-23 January 2004.

[12] Slootweg J. G., Kling W. L., Impacts of distributed generation on power system transient stability, *Power Engineering Society Summer Meeting*, Chicago, 25 July 2002.

[13] Walling R.A. (Reigh), Saint R., Dugan R. C., Burke J., Kojovic L. A., Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery,*2008, **23**(3), 1636-1644.

[14] IEC 60909-0, Short-circuit currents in three phase a.c. systems, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2009.

[15] Boutsika T. N., Papathanassiou S. A., Short Circuit Calculations in Networks with Distributed Generation, *Electric Power System Research*, 2008, **78**(7), 1181-1191.

[16] Boutsika T. N., Papathanassiou S.A., Drossos N., Calculation of the Fault Level Contribution of Distributed Generation According to IEC Standard 60909, *Slovak Academy of Sciences*, APVT-20-026902, 4-6, 2004.

[17] Cogo J. R., Dommel H. W., Overvoltage Problems of Small-Scale Generators Connected to Large Systems, *IPST,* Lyon, 2007.

[18] Marvik Jo. I., Hoidalen H. K., Petterteig A., Localization of Phase-to-Phase Faults on a Medium Voltage Feeder with Distributed Generation, Ph.D. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2011.

[19] Thallam R.S., Suryanarayanan S., Heydt G.T., Impact of interconenction of distributed generation on electric distribution systems – A dynamic simulation perspective, *Power Engineering Society General meeting*, Quebec, 24-28 June 2006.

[20] Xyngi I., Ishchenko A., Popov M., Sluis L. V. D., Transient Stability Analysis of a Distribution Network With Distributed Generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, **24**(2), 1102-1104.

[21] Sun X., Chen D., Gao M., Liu D., Zhu T., Generator Parameters' Impact on Power System Stability and Their Engineering Testing Methods, *Electrical Power Systems and Computers,* 2011, **99**, 259-276.

[22] Thong V. V., Dommelen D. V., Driesen J., Belmans R., Impact of Large Scale Distributed and Unpredictable Generation on Voltage and Angle Stability of Transmission System, *Cigre Session,* Amman, 6-8 December 2011.

[23] Kundur P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 1996.

[24] Grigsby L.L., *The Electric Power Engineering Handbook*, CRC&IEEE, Florida, 2001.

[25] Provoost F., Intelligent distribution network design. Ph.D Thesis, Technissche Universiteit Eindhoven, 2009.

[26] Mozina C. J., Distributed generator interconnect pretection practices, *IEEE Power Engineering Society Power System Conference and Exposition*, Dallas, 29 October – 1 November 2006.

[27] Driesen J., Belmans R., Distributed generation: Challenges and possible solutions, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, 18-22 June 2006.

[28] Gers J. M., Holmes E. J., *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2nd edition, IEE Power & Energy Series 47, London, 2004.

[29] Erlich I., Bachmann U., Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in Germany, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, San Fransisco, CA, 24-28 June 2007.

[30] Strunz K., Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy sources, *PES,* Calgary, 26-30 July 2009.

[31] Bollen M. H. J., *IEEE Press Series on Power Engineering*, 1, IEEE, New York, 2000.

[32] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, European Norm, Brussels, 2000.

[33] IEEE 1159, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1995.

[34] IEEE 1250, Guide for service to equipment sensitive to momentary voltage disturbances, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1995.

[35] Dorr D.S., Point of Utilization Power Quality Study results, *IEEE Trans on Industry Applications,* 1995, **3**(4), 658-666.

[36] Dorr D.S., Hughes M.B., Gruzs T.M., Jurewicz R.E., McClaine J.L., Interpreting Recent Power Quality Surveys to Define the Electrical Environment, *IEEE Trans on Industry Applications,* 1997, **33**(6), 1480-1487.

[37] Fontela M., Bacha S., Hadjsaid N., Andrieu C., Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power, Functional specifications of electric networks with high degrees of distributed generation, *Schneider Electric*, ENK8-CT-2002-00673, 1-96, 2003.

[38] DigSilent Power Factory Manual, Version 13.2, Germany, 2007.

[39] DigSilent Power Factory Tutorial Version 13.2, Germany, 2007.

[40] IEEE 399, Recommended Practice for Industrial and Commercial Power System Analysis, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1997

[41] Saadat H., *Power System Analysis,* McGraw-Hill, Singapore, 1999.

[42] Glover J. D., Sarma M., *Power System Analysis and Design,* PWS, Boston, 1994.

[43] Gopal R., *Problems and Solutions in Power Systems,* CBS, New Delhi, 2008.

[44] Anderson P.M., *Power System Protection,* IEEE Press series on power engineering, McGraw-Hill, New York, 1999.

[45] IEEE C37.06, Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2009.

[46] Schlabbach J., *Short-circuit Currents,* IET Power and Energy Series 51, London, 2008.

[47] IEEE Committee report, Proposed terms and definitions for power system stability, in *IEEE transactions PAS*, 1894-1898. 1982.

[48] Venikov V., *Transient Processes in Electrical Power Systems,* Mir, Moscow, 1980.

[49] Peterson H. A., *Transients in Power Systems,* John Wiley & Sons, New York, 1951.

[50] Greenwood Allan, *Electrical Transients in Power Systems,* John Wiley & Sons, New York, 1991.

[51] Pavella M., Murthy P. G., *Transient Stability of Power Systems,* John Wiley & Sons, West Sussex, 1994.

[52] Grainger J. J., Stevenson W.D., *Power System Analysis,* McGraw-Hill, 1994.

[53] *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity UCTE, UCTE Operation Handbook,* 2004, www.entsoe.eu (Ziyaret tarihi: 21 Mart 2011).

[54] 26.11.2009 Tarih ve 27418 Sayılı Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği.

[55] ISO 3046-1, Performance Standard of Reciprocation Internal Combustion Engines, International Organization for Standardization, Geneva, 1995.

[56] ISO 3977-2, Gas Turbines – Procurement – Part 2: Standard Reference Conditions and Ratings, International Organization for Standardization, Geneva, 1997.

[57] IEEE 762, Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2006.

[58] Smith D. J., *Reliability, Maintainability and Risk,* 6th Edition, Elsevier Butterworth-Heinemann, Burlington, 2001.

[59] Akdeniz F., *Olasılık ve İstatistik,* Baki Kitabevi, Adana, 2000.

[60] IEEE 1366, Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2012.

[61] Vuorinen A., *Planning of Optimal Power Systems,* 2009 Edition, Espoo, 2009.

[62] Jenkins N., Allan R., Crossley P., Kirschen D., Strbac G., *Embedded Generation,* Cambridge University, 2008.

[63] Kaempfer S., Kopatsch G., *Switchgear Manual*, 12th Edition, ABB, Germany, 2012.

[64] Jenkins N., Ekanayake J.B., Strbac G., *Distributed Generation,* McMillan, 2010.

[65] IEEE 1547.1, Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2005.

[66] IEEE 1547.2, Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2008.

[67] IEEE 1547.3, Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2007.

[68] IEEE 1547.4, Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2011.

[69] IEEE 1547.6, Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2011.

[70] IEEE 1547.7, Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2013.

[71] IEEE P1561/D17, Draft Guide for Optimizing the Performance and Life of Lead-Acid Batteries in Remote Hybrid Power Systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2007.

[72] IEC 60904, Photovoltaic devices, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2006.

[73] IEC 61400, Wind turbine generator systems, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2005.

[74] IEEE 1020, Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1988.

[75] IEC 60146, Semiconductor converters, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2009.

[76] IEEE 502, Guide for Protection, Interlocking, and Control of Fossil-Fueled Unit-Connected Steam Stations, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1985.

[77] IEC 61000, EMC, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2005.

[78] IEEE 519, Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1992.

[79] IEEE 1159, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2009.

[80] 4628 Sayılı olarak yayınlanan Elektrik Piyasası Kanunu.

[81] 5346 Sayılı olarak yayınlanan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun.

[82] 2002 yılında Kanun kapsamında çıkarılan Lisans Yönetmeliği ile değiştirilen 3096 Sayılı 19.12.1984 tarihli Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti İle Görevlendirilmesi Hakkında Kanun.

[83] 10.11.2004 Tarihli ve 25639 Sayılı Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalite Yönetmeliği.

[84] 13.05.2010 Tarihli ve 27580 Sayılı Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, www.teias.gov.tr/YanHizmetler.aspx (Ziyaret tarihi: 3 Haziran 2011).

[85] ANSI C84.1, For Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz), *American National Standard Institute*, Washington, 2011.

[86] IEEE C37.90.1, Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2002.

[87] IEEE C37.90.2, Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference From Transceivers, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 1995.

[88] IEEE C62.41.2, Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2002.

[89] IEEE C62.45, Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, New York, 2002.

[90] NEMA MG 1-1998, Interfiled, Motors and Generators, *The Association of Electrical Equipment and Medical Imaging Manufacturers*, 2002.

[91] www.fplongatt.org.ve (Ziyaret tarihi: 10 Ocak 2011).

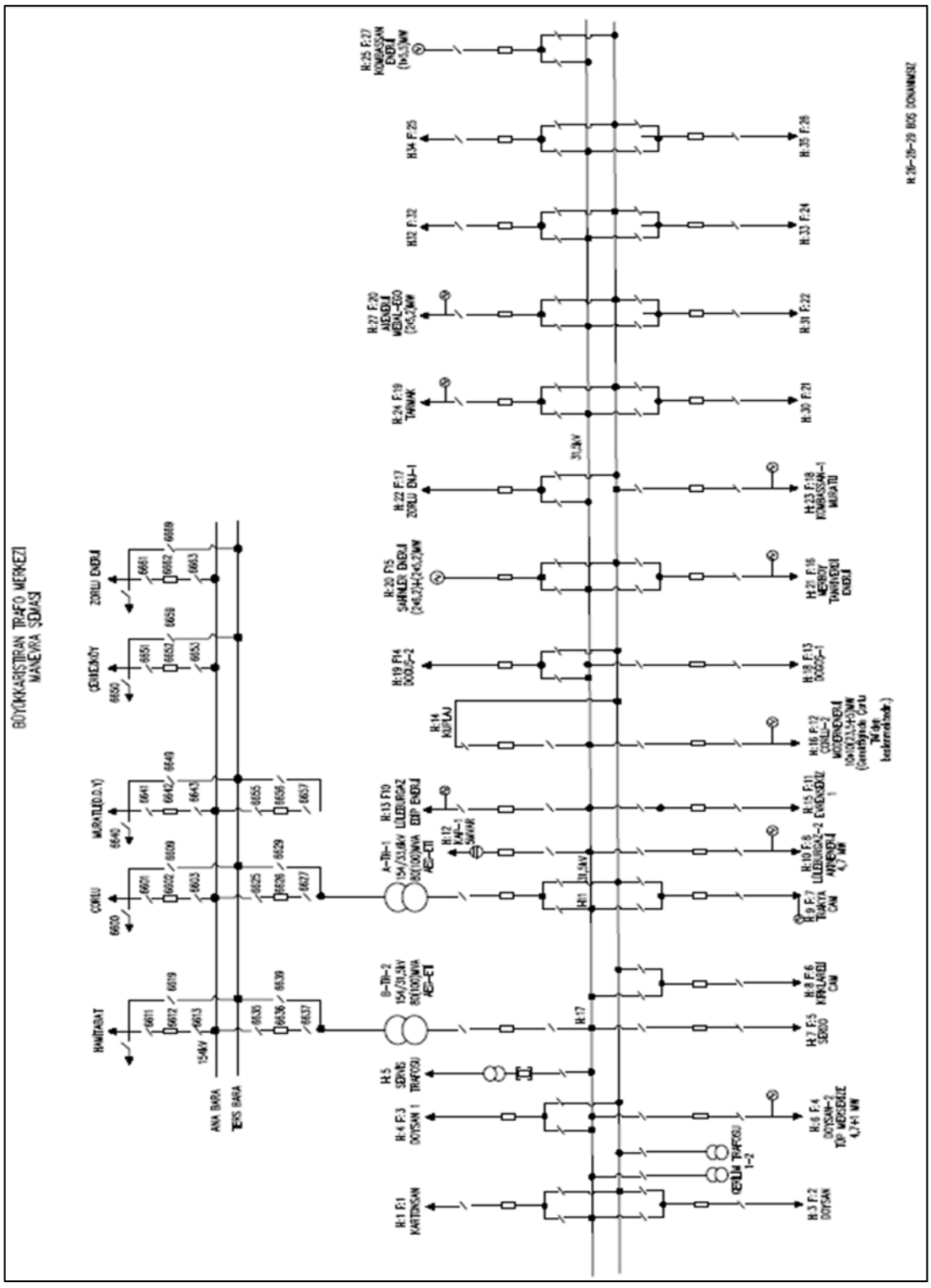
[92] Hatziargyriou N., Connection Criteria at the Distribution Network for Distributed Generation, *Cigre*, C6.04.01, 1-195, 2007.

[93] Bartels W., Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, *bdew Energie*, Technical Guideline, 1-130, 2008.

[94] Bartels W., Technical Conditions for Connection to the Medium-Voltage Network, *bdew Energie*, 1-70, 2008.

EKLER

Ek-A



Şekil A.1. Büyükkarıştıran Trafo Merkezi

Tablo A.1. Büyükkarıştıran Trafo Merkezine Trafo Bilgileri

Büyükkarıştıran TM Trafo Bilgileri	
Trafo_A	Trafo_B
154 / 33.6 kV	154/ 31.5-34.5 kV
100 MVA	100 MVA
U_k=%11.6	U_k=%9.96-12.4
YNyn0	YNyn0

Tablo A.2. Büyükkarıştıran Trafo Merkezine Bağlı Bulunan Santraller

Sıra No:	Şirket	Gaz Türbini [Adet x MW]	Buhar Türbini [Adet x MW]	Gaz Motoru [Adet x MW]	Kurulu Güç [MW]
1.)	Zorlu	2 x 45	1 x 7.2	1 x 9	113.4
2.)	Delta	1 x 48	1 x 12		60
3.)	Can	6 x 8.7 1 x 3.8			37
4.)	Marmara Pamuklu	5 x 8.73			43.65
5.)	Camiş	2 x 10	1 x 10		30
6.)	Şahinler	2 x 5 2 x 6		1 x 3.2	25.2
7.)	Tanrıverdi	4 x 1.16			4.6
8.)	Muratlı Karton	1 x 5			5
9.)	Kasar - Dual	1 x 5.67			5.67
10.)	Akın	1 x 5			5

Tablo A.3. Model A 14 MVA GT (Gaz+Buhar Türbini) Verileri

Nominal Güç [MVA]	13,375
Aktif Çıkış Gücü [MW]	10
Çıkış Gerilimi [kV]	6,3
Güç Faktörü	0,98
xd [pu]	1,947
xq [pu]	1,025
x0 [pu]	0,112
X2 [pu]	0,285
Rstr [pu]	0,0885
xd' [pu]	0,298
xd" [pu]	0,224
xq" [pu]	0,2
Td' [s]	0,839
Td" [s]	0,034
Tq" [s]	0,05

Tablo A.4. Model B 7,6 MVA GM (Gaz Motoru)Verileri

Nominal Güç [MVA]	7,625
Aktif Çıkış Gücü [MW]	5
Çıkış Gerilimi [kV]	6,3
Güç Faktörü	0,8
xd [pu]	2,2
xq [pu]	1,05
x0 [pu]	0,119
X2 [pu]	0,27
Rstr [pu]	0,0050526
xd' [pu]	0,35
xd" [pu]	0,235
xq" [pu]	0,304
Td' [s]	0,63
Td" [s]	0,026
Tq" [s]	0,022

Tablo A.5. RES Generatör Verileri

Nominal Güç [MVA]	2,222
Aktif Çıkış Gücü [MW]	2
Çıkış Gerilimi [kV]	0,69
Güç Faktörü	0,895
Rm [pu]	0,05630
Xm'' [pu]	0,131
Rr [pu]	0,0563
Xr [pu]	0,0313
Rstr [pu]	0
Xstr [pu]	0,1
Tm" [s]	0,00742
Tdc [s]	9999
R/X	0,4288744
Ir/In [pu]	7
R0 [pu]	0,01
X0[pu]	0,1

Ek-B

Tablo B.1. Transformatör Verileri

Transformatör Adı	Primer Gerilim [kV]	Sekonder Gerilim [kV]	Gücü [MVA]	Primer Bağlantı Noktası	Sekonder Bağlantı Noktası
TR 1	154	31,5	100	Bara 0	Bara 1
TR2	154	31,5	100	Bara 1	Bara 14
TR SG1	6,3	31,5	14	Bara SG1	Bara 4
TR SG2	6,3	31,5	14	Bara SG2	Bara 5
TR SG3	6,3	31,5	14	Bara SG3	Bara 6
TR SG4	6,3	31,5	14	Bara SG4	Bara 7
TR SG5	6,3	31,5	14	Bara SG5	Bara 8
TR SG6	6,3	31,5	14	Bara SG6	Bara 9
TR SG7	6,3	31,5	14	Bara SG7	Bara 10
TR SG8	6,3	31,5	14	Bara SG8	Bara 5
TR SG9	6,3	31,5	14	Bara SG9	Bara 3

Tablo B.2. Hat Verileri

Hattın Adı	Giriş Terminali	Çıkış Terminali	Uzunluk [km]	R' [ohm/km]	X' [ohm/km]
Hat 1	Bara 1	Bara 2	2,1	0,153	0,345
Hat 2	Bara 1	Bara 2	2,1	0,153	0,345
Hat 3	Bara 2	Bara 3	2,1	0,153	0,345
Hat 4	Bara 2	Bara 4	0,25	0,06	0,1
Hat 5	Bara 4	Bara 5	0,35	0,06	0,1
Hat 6	Bara 4	Bara 6	3	0,153	0,345
Hat 7	Bara 4	Bara 7	0,85	0,153	0,345
Hat 8	Bara 4	Bara 8	0,85	0,153	0,345
Hat 9	Bara 4	Bara 9	0,85	0,153	0,345
Hat 10	Bara 4	Bara 10	0,85	0,153	0,345
Hat 11	Bara 4	Bara 11	0,85	0,153	0,345
Hat 12	Bara 4	Bara 12	0,85	0,153	0,345
Hat 13	Bara 7	Bara 13	1	0,153	0,345
Hat 14	Bara 14	Bara 15	1	0,153	0,345
Hat 15	Bara 15	Bara 16	1	0,153	0,345
Hat 16	Bara 16	Bara 17	1	0,153	0,345

Tablo B.3. Durum 1 Yük Verileri

İşletme Gerilimi [kV]	Aktif Güç [MW]	Güç Faktörü
31,5	10	0,98 end.

Tablo B.4. Fider 1 Yük Verileri

İşletme Gerilimi [kV]	Aktif Güç [MW]	Güç Faktörü
31,5	25	0,98 end.

Tablo B.5. Fider 1 Yük Verileri

İşletme Gerilimi [kV]	Aktif Güç [MW]	Güç Faktörü
31,5	12,5	0,98 end.

Tablo B.6. Durum 2 Yük Verileri

İşletme Gerilimi [kV]	Aktif Güç [MW]	Güç Faktörü
31,5	5	0,98 end.

Tablo B.7. Durum 3 Yük Verileri

İşletme Gerilimi [kV]	Aktif Güç [MW]	Güç Faktörü
31,5	3	0,98 end.

Tablo B.8. Durum 4 Yük Verileri

İşletme Gerilimi [kV]	Aktif Güç [MW]	Güç Faktörü
31,5	1	0,98 end.

Ek-C

BIGS santral senkron modeli aşağıdaki model parametreleri ile verilmekedir.

Stator gerilim denklemleri d-q referans ekseninde:

$$u_d = \frac{d\psi_d}{dt} - \omega_r . \psi_q - R_a . i_d \tag{C.1}$$

$$u_q = \frac{d\psi_d}{dt} + \omega_r . \psi_q - R_a . i_q \tag{C.2}$$

$$u_0 = \frac{d\psi_0}{dt} - R_a . i_0 \tag{C.3}$$

Rotor gerilim denklemleri:

$$e_{fd} = \frac{d\psi_{fd}}{dt} + R_{fd} . i_{fd} \tag{C.4}$$

$$0 = \frac{d\psi_{kd}}{dt} + R_{kd} . i_{kd} \tag{C.5}$$

$$0 = \frac{d\psi_{fq}}{dt} + R_{fq} . i_{fq}$$

Stator akı bağıntıları d-q ekseni için aşağıdaki şekilde çıkarılabilir:

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{afd} i_{fd} + L_{akd} i_{kd} \tag{C.6}$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{akq} i_{kq} \tag{C.7}$$

Rotor akı bağıntıları alttaki duruma gelecektir:

$$\psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} + L_{fkd} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{afd} i_d \tag{C.8}$$

$$\psi_{kd} = L_{fkd} i_{fd} + L_{kkq} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{afd} i_d \tag{C.9}$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{akq} i_q \tag{C.10}$$

Senkron makinenin Powerfactory (DgS) modeli:

$$u_d = R_a i_d - x_q^{"} i_q + u_d^{"} \tag{C.11}$$

$$u_q = R_a i_q + x_d^{"} i_d + u_q^{"} \tag{C.12}$$

burada;

$$u_d^{"} = -\psi_q^{"} \tag{C.13}$$

$$u_q^{"} = \psi_d^{"} \tag{C.14}$$

Başlangıç geçici durum akıları $\psi_d^{"}$ ve $\psi_q^{"}$ (C.9) ve (C.10)'da verilen toplam akı bağıntılarının kısımlarıdır. Denklemlerin yeniden düzenlenmesiyle:

$$\psi_d^{"} = k_e \psi_e + k_{kd} \psi_{kd} \tag{C.15}$$

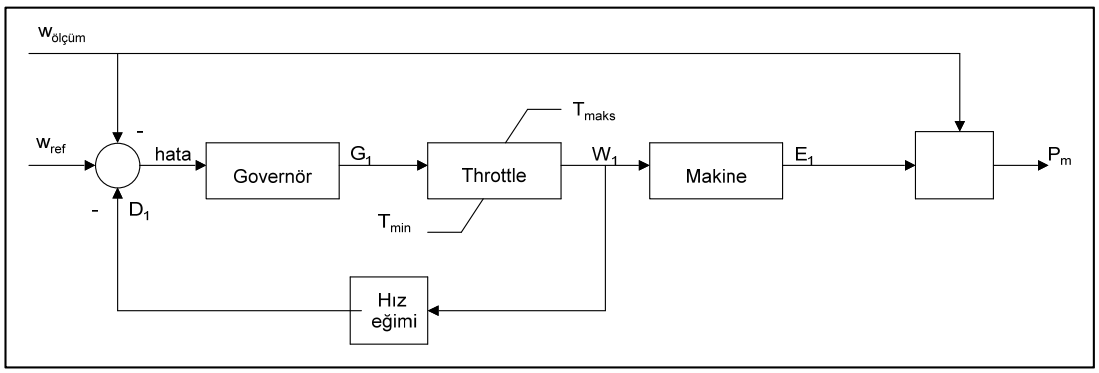
$$\psi_q^{"} = k_{kq} \psi_{kq} \tag{C.16}$$

Stator uçlarındaki aktif ve reaktif güç denklemleri aşağıdaki şekilde çıkarılabicektir:

$$P_t = u_d i_d + u_q i_q \tag{C.17}$$

$$Q_t = u_q i_d - u_d i_q \tag{C.18}$$

İçten yanmalı makinenin modeli:



Şekil C.1. İçten yanmalı makine modeli

Governör bloğunun transfer fonksiyonu:

$$G_1(s) = \frac{(1 + s\tau_3)}{1 + s\tau_1 + s^2\tau_1\tau_2} \tag{C.19}$$

Throttle'ın üçüncü dereceden transfer fonksiyonu:

$$W_1(s) = \frac{K_1(1 + s\tau_4)}{(1 + s\tau_5)(1 + s\tau_6)s} \tag{C.20}$$

Zaman gecikmesi:

$$E_1(s) = e^{-s\tau_D} \tag{C.21}$$

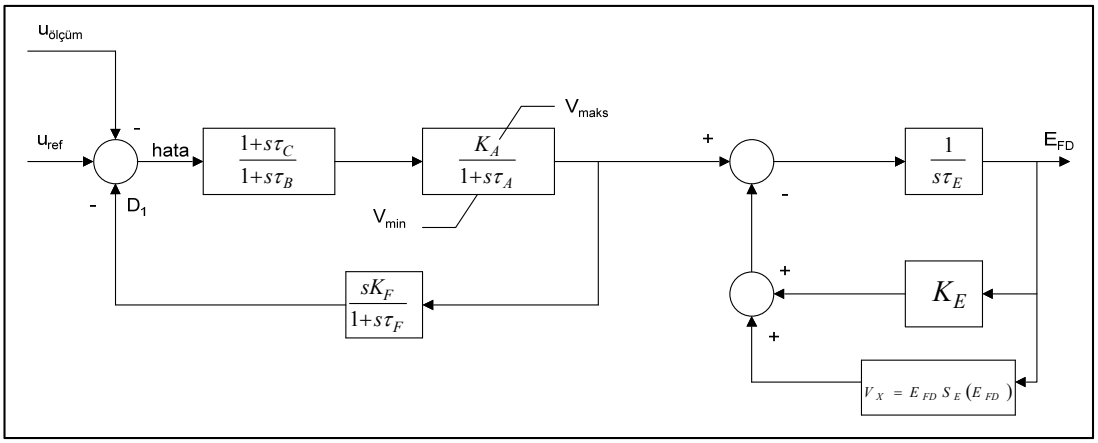
Hız eğimi transfer fonksiyonu:

$$D_1(s) = K_{Dr} \tag{C.22}$$

Bunlara ait DgS kütüphane verileri Tablo C.1'de verilmiştir:

Tablo C.1. Governör verileri

Parametre	Sembol	Değer
Aktüatör kapısı	K_1	10 pu
Yanma gecikmesi	τ_D	0,01 s
Hız eğimi	K_{Dr}	0,05
Zaman sabiti	τ_1	0,2 s
Zaman sabiti	τ_2	0,3 s
Zaman sabiti	τ_3	0,5 s
Zaman sabiti	τ_4	1 s
Zaman sabiti	τ_5	0,1 s
Zaman sabiti	τ_6	0,2 s
Min. Throttle pozisyonu	$T_{\min}$	0
Maks. Throttle pozisyonu	T_{maks}	1



Şekil C.2. IEEE tip 1 gerilim kontrolörü

Tablo C.2. Gerilim kontrolörü verileri

Parametre	Sembol	Değer
Kontrolör kapısı	K_A	40 pu
Kontrolör zaman sabiti	τ_A	0,05 s
Uyartım zaman sabiti	τ_e	0,268
Filtre zaman gecikmesi	τ_B	0
Filtre türev zaman sabiti	τ_C	0
Kararlılık yolu kapısı	K_f	0,04 s
Kararlılık yolu zaman sabiti	τ_f	1 s
Uyartım sabiti	K_e	0
Gerilim alt limiti	$V_{\min}$	-1,5
Gerilim üst limiti	V_{maks}	1,5

Ek-D

Tablo D.1. Simülasyonların özeti

Kısadevre Noktası	Durum Nosu	Fider 2 Yükü [MW]	Gen. Gücü [MW]	Açıklama	Alt Durum
Bara 5	1	50	5	Önceki simülasyonların gen nominal gücünü değiştirerek incelenmesi	b
Bara 14	2	50	5	Tüm generatörler için cosφ = 0,98	b
	3	50	5	SG1,2 için cosφ =0,8, SG3 için cosφ= 0,98	b
Bara 4	4	100	5	Gen gücü sabit fider yükleri değiştiriliyor	b
	5	50	5		a,b,c
	6	10	5		b
Bara 5	7	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0 pu	b
	8	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0,5 pu	b
	9	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0,6 pu	b
	10	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0,7 pu	b
	11	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0,8 pu	b
	12	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0,9 pu	b
Bara 5	13	50	5	Generatör cosφ = 0,98	b
	14	50	5	Generatör cosφ = 0,8	b
	15	50	5	Generatör cosφ= 0,7	b
	16	50	5	Generatör cosφ = 0,6	b
	17	50	5	Generatör cosφ = 0,5	b
Bara 5	18	10	5	Hat 4 açık	b
	19	10	5	Hat 4 açık	b + res
	20	10	5	Hat 4 kapalı	b + res
Bara 2	21	50	5	Bara değişikliği	b
	22	50	5	Bara değişikliği	b + res
Bara 14	23	50	5	Bara değişikliği, Trafo devreden çıkarma	b
	24	50	5	Bara değişikliği, Trafo devreden çıkarma	b + res
Bara 5	25	10	5	Hat 4 açık	b + ges
	26	10	5	Hat 4 açık	b + ges + res
	27	10	5	Hat 4 kapalı	b + ges
	28	10	5	Hat 4 kapalı	b + ges + res
Bara 5	29	100	5	Gen gücü sabit, fider yükleri değiştiriliyor	a,b,c
	30	50	5		
	31	10	5		
Bara 5	32	50	5	Kısadevre anında bara gerilimi 0,5 pu	c
Bara 5	33	10	5	Hat 4 açık	c + res
Bara 5	34	10	5	Hat 4 kapalı	c + res
Bara 5	35	10	5	Hat 4 açık 7 kapalı	c + res + ges

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

[1] **Kılıç L.,** Arsoy A.B., Evaluation of Frequency Control Application for Distributed Generation in Turkey, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* 2015, **67**, 501-509.

[2] **Kılıç L.,** Özcan M., Çizmeci A., İşletme Deneyimi ve Verilerine Göre Optimum Kojenerasyon Santrali Seçimi, *III. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi,* İzmir, 21-24 Kasım 2013.

[3] **Kılıç L.,** Enerji Verimliliği Kanunu Kapsamında Kojenerasyon Santrallerin Değerlendirilmesi, *III. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi,* İzmir, 21-24 Kasım 2013.

[4] **Kılıç L.,** Arsoy A.B., Impact of Coupling Breakers in a Power Plant Fault Analysis, *8th International Conference on Electrical and Electronics Engineering,* Bursa, 28-30 November 2013.

[5] **Kılıç L.,** Arsoy A.B., Provision of Ancillary Services by Connection of Power Plants at Medium Voltage, *7th International Gas Turbine Conference,* Milton Keynes, United Kingdom, 4-6 November 2013.

[6] Özcan M., Öztürk S., Yıldırım M., **Kılıç L.,** Yenilenebilir Enerji Teşvik Sistemlerinin Türkiye İçin Değerlendirilmesi, *Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu,* Girne, 4-6 Ekim 2013.

[7] **Kılıç L.,** Arsoy A.B., A Reliability Study of Medium Voltage Grid With Private Sector Power Plants, *3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems,* Yildiz Technical University, Istanbul, 2-4 October 2013.

[8] **Kılıç L.,** Frekans Kontrol Uygulamalarının Özel Sektör Elektrik Santralleri İçin İncelenmesi, *EVK*, Kocaeli, 23-24 Mayıs 2013.

[9] Özcan M., Öztürk S., Yıldırım M., **Kılıç L.,** Biyokütle Kaynaklarının Farklı Üretim Teknolojilerine Göre Elektrik Enerjisi Değerlerinin Belirlenmesi, *ELECO*, Bursa, 29 Kasım - 1 Aralık 2012.

[10] **Kılıç L.,** Elektrik Santral Projesinin Kurulumunun Örnek Tesis ve İşletme Verileri Üzerinden Yeniden Değerlendirilmesi (Re-Evaluation of Cogeneration Powerplant Project Installation Based on Sample Powerplants Data), *ICCI*, İstanbul, 25-27 Nisan 2012.

[11] **Kılıç L.,** Kojenerasyon Santrallerinde Yaşanabilecek Korkutucu Mekanik Arızalar ve Çözüm Yöntemlerinin Uygulaması (Horrrible Mechanical

Failures in Cogeneration Powerplants and the Application of Solution Methods), *ICCI*, İstanbul, 25-27 Nisan 2012.

[12] **Kılıç L.,** Özcan M., Öztürk S., Türkiye'nin Farklı Kaynak Tiplerine Göre Belirlenmiş Biyogaz Potansiyelinden Elektrik Üretimine Dönük Makine Seçimi, *YEKSEM,* Denizli, 14-16 Ekim 2011.

[13] **Kılıç L.,** Elektrik Üretim Amaçlı Jeotermal Enerji Santralı Projesi Oluşturulması ve Yatırımının Örnek Tesislerin Verilerinden İncelenmesi, *YEKSEM,* Denizli, 14-16 Ekim 2011.

[14] **Kılıç L.,** Gaz Motorlu Kojenerasyon Santrallerde Bakım Yönetimi Uygulaması ve Sonuçları, *ICCI*, İstanbul, 15-17 Haziran 2011.

[15] **Kılıç L.,** Çizmeci A., Güç Kalitesi Problemlerinin Etkilerini Azaltmak İçin Uygulanan Çözüm Yöntemlerinin İncelenmesi, *EVK*, Kocaeli, 12-13 Mayıs 2011.

[16] **Kılıç L.,** Arsoy A. B., Şebekede Yaşanan Bozucu Elektriksel Olayların Dağıtılmış Üretim Sistemleri Üzerindeki Etkilerinin İncelenmesi, *EVK,* Kocaeli, 12-13 Mayıs 2011.

[17] **Kılıç L.,** Arsoy A. B., Enerji Kalitesinin İyileştirilmesinde Kojenerasyon Katkısı, *EVK,* Kocaeli, 17-18 Mayıs 2007.

[18] **Kılıç L.,** Özdemir A., Computer Modelling of Metal-Oxide Surge Arresters, *7th National Electrical Engineering Congress*, Ankara, 8-14 September 1997.

ÖZGEÇMİŞ

Levent KILIÇ, 1971 yılında Tekirdağ'da doğdu. İlk ve ortaokulu Malkara ilçesine bağlı Sağlamtaş köyünde tamamladı. Ortaokul son sınıfta (1985) Tübitak sınavını kazanınca İstanbul Kabataş Erkek Lisesi'nde tam burslu ve yatılı okudu (1988). Lise sonrası kazandığı İstanbul Teknik Üniversitesi (İTÜ) Elektrik Mühendisliği Bölümünden lisans (1992) ve yüksek lisans (1996) derecesi ile mezun oldu. 1994 – 1996 döneminde İTÜ Yüksek Gerilim kürsüsünde araştırma görevlisi olarak çalıştı. Askerlik görevini Ağu.1996 – Kas.1997 yılları arasında Deniz Makine (As)teğmen olarak tamamlayarak, asistanlık görevine geri döndü. Yaklaşık iki ay devam ettikten sonra, Türkiye Şişe ve Cam Fabrikaları A.Ş. (Şişecam) şirketlerinden olan Camiş Elektrik Üretim A.Ş.'ne katıldı. Gaz motorlu 12 MW'lık Topkapı elektrik santralının işletme şefi olarak çalıştı. Şirketin, diğer 12 MW'lık gaz motorlu Çayırova kojenerasyon santralı, 31 MW'lık iki gaz, bir buhar türbininden oluşan Trakya kombine çevrim santralı ve iki gaz türbini ve iki kazandan oluşan 252 MW'lık Mersin kojenerasyon santrallarına kuruluşlarından itibaren teknik destek sağladı. 2008 yılında Kocaeli Üniversitesi'nde doktora öğrenimine ve 01.11.2013 tarihinden itibaren Şişecam şirketinin Enerji Verimlilik Müdürlüğü'ndeki çalışmalarına uzman olarak devam etmektedir.