

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**FACTS CİHAZLARI VE RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNİN GERİLİM
KARARLILIĞINA ETKİLERİNİN İNCELENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Merve GÜLERYÜZ**

Anabilim Dalı : Elektrik Mühendisliği

Programı : Elektrik Mühendisliği

OCAK 2011

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**FACTS CİHAZLARI VE RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNİN GERİLİM
KARARLILIĞINA ETKİLERİNİN İNCELENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Merve GÜLERYÜZ
504081023**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 20 Aralık 2010

Tezin Savunulduğu Tarih : 26 Ocak 2011

**Tez Danışmanı : Prof. Dr. Ayşen DEMİRÖREN (İTÜ)
Diğer Juri Üyeleri : Doç. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK (İTÜ)
Prof. Dr. Emin TACER (Bahçeşehir Ü.)**

OCAK 2011

Anne ve babama,

ÖNSÖZ

Yüksek lisans tez çalışmam boyunca bana zaman ayırarak yardımcı olan ve manevi desteğini hiçbir zaman esirgemeyen sevgili hocam Prof. Dr. Ayşen DEMİRÖREN'e en içten duygularıyla teşekkür ederim. Ayrıca, yardımlarından dolayı Doç. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK'a teşekkürü borç bilirim.

Tez çalışmam için gerekli verileri temin ettikleri için TEİAŞ'a ve Bandırma RES'e çok teşekkür ederim.

Her zaman desteklerini yanımda hissettiğim Güteryüz ve Beşkardeş aileleri ile Erkin HALAÇLI'ya çok teşekkür ederim. İyi ki varsınız.

Bu çalışmayı, beni bugünlere getiren sevgili anne ve babama ithaf ediyorum.

Aralık 2010

Merve Güteryüz

Elektrik Müh.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER	vii
KISALTMALAR	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
SEMBOL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
2. GERİLİM KARARLILIĞI.....	5
2.1 Gerilim Kararlılığı ve Gerilim Çökmesi.....	5
2.2 Gerilim Kararlılığının Sınıflandırılması	6
2.2.1 Büyük bozucu gerilim kararlılığı.....	6
2.2.2 Küçük bozucu gerilim kararlılığı	6
2.2.3 Senaryo 1: Geçici hal gerilim kararlılığı.....	6
2.2.4 Senaryo 2: Uzun dönem gerilim kararlılığı.....	7
2.2.5 Senaryo 3: Uzun dönem gerilim kararsızlığı	7
3. GERİLİM KARARLILIĞI ANALİZİ.....	9
3.1 Statik Analiz.....	9
3.1.1 Çatallanma Teorisi	9
3.1.2 Süregelen Güç Akışı Yöntemi	10
3.1.2.1 Güç akışı eşitliklerinin yeniden düzenlenmesi	11
3.1.2.2 Tahmin edici-doğrulamalı süreç	12
3.1.2.3 Süregelen parametrenin seçimi	14
3.1.2.4 Kritik noktanın tespit edilmesi	14
3.1.2.5 Parametreleştirme yapılmadan süregelen güç akışı.....	14
3.1.3 En zayıf baranın tanjant vektörü ile tayini.....	16
3.2 Dinamik Analiz.....	16
4. FACTS CİHAZLARI	19
4.1 Statik VAR Kompanzatör (SVC).....	19
4.2 Tristör Kontrollü Seri Kompanzatör (TCSC).....	22
4.3 Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM).....	24
5. RÜZGAR SANTRALLERİ TEKNOLOJİSİ VE İLETİM SİSTEMİNDE GERİLİM KARARLILIĞINA ETKİSİ.....	29
5.1 Rüzgar Santralleri Teknolojisi.....	29
5.1.1 Çift beslemeli asenkron generatör (DFIG)	30
5.2 Rüzgar Santrallerinin İletim Sisteminde Gerilim Kararlılığına Etkisi.....	32
5.2.1 Reaktif güç üretimi ve gerilim kontrolü.....	32
5.2.2 Rüzgar santrallerinin bölgesel ve şebeke genelindeki bozucu etkileri	32
6. PARÇACIK SÜRÜ OPTİMİZASYONU (PSO)	35

7. BENZETİM ÇALIŞMALARI	37
7.1 Süregelen Güç Akışı Yöntemi İle Gerilim Kararlılığının Analizi.....	37
7.1.1 IEEE 14-Baralı Test Sisteminin Süregelen Güç Akışı Analizi.....	37
7.1.1.1 RES bağlanmadan önce IEEE 14-baralı test sisteminin süregelen güç akışı analizi.....	38
7.1.1.2 RES bağlandıktan sonra IEEE 14-baralı test sisteminin süregelen güç akışı analizi.....	40
7.1.2 Bursa Bölgesi İletim Sisteminin Süregelen Güç Akışı Analizi.....	44
7.1.2.1 Yalova RES bağlanmadan önce Bursa bölgesi iletim sisteminin süregelen güç akışı analizi.....	44
7.1.2.2 Yalova RES'in işletmeye alınmasından sonra Bursa bölgesi iletim sisteminin süregelen güç akışı analizi.....	48
7.2 RES Bağlantısından Sonra Gerilim Kararlılığının Dinamik Analizi.....	59
7.2.1 STATCOM 'un modellenmesi	59
7.2.2 STATCOM kontrolör parametrelerinin PSO ile optimizasyonu	60
7.2.3 Benzetim sonuçları.....	62
7.2.3.1 IEEE 14 baralı test sistemi.....	62
7.2.3.2 Bursa bölgesi iletim sistemi.....	66
8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	71
KAYNAKLAR.....	75
EKLER.....	77
ÖZGEÇMİŞ.....	85

KISALTMALAR

FACTS	: Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri
AA	: Alternatif Akım
DA	: Doğru Akım
PSO	: Parçacık Sürü Optimizasyonu
RES	: Rüzgar Enerji Santrali
SVC	: Statik VAR Kompanzatör
TCSC	: Tristör Kontrollü Seri Kompanzatör
STATCOM	: Statik Senkron Kompanzatör
HVDC	: Yüksek gerilim doğru akım
PWM	: Darbe Genişlik Modülasyonu
DFIG	: Çift Beslemeli Asenkron Generatör
SCIG	: Senkron Kafesli Asenkron Generatör
MLM	: Maksimum Yüklenme Sınırı
DAE	: Diferansiyel - Cebirsel Denklemler

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 7.1	: En zayıf 6 baranın tanjant vektörleri.	38
Çizelge 7.2	: Test sisteminin RES bağlanmadan önce çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları	39
Çizelge 7.3	: Test sisteminin RES bağlandıktan sonra çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları.....	40
Çizelge 7.4	: STATCOM ve SVC bağlantısından sonra maksimum yüklenme sınırları.....	44
Çizelge 7.5	: En zayıf 6 baranın tanjant vektörleri	45
Çizelge 7.6	: Çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları.....	47
Çizelge 7.7	: Yalova RES bağlandıktan sonra, çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları	50
Çizelge 7.8	: Normal işletme koşullarında İnegöl ve Kestele, STATCOM ve SVC bağlanması durumlarında maksimum yüklenme sınırları ..	53
Çizelge 7.9	: Kestel-Otosansit-2 devredışıyken, İnegöl ve Kestele STATCOM ve SVC bağlanması durumlarında MLM	54
Çizelge 7.10	: Seçilen PSO parametre değerleri.....	62
Çizelge 7.11	: Çeşitli durumlardaki yük akışları sonuçları.	63
Çizelge 7.12	: IEEE-14 baralı test sistemi için optimizasyon sonuçları.....	64
Çizelge 7.13	: Çeşitli durumlardaki yük akışları sonuçları.	66
Çizelge 7.14	: Bursa bölgesi iletim sistemi için optimizasyon sonuçları	68
Çizelge B.1	: Bursa bölgesi iletim sistemi için yük akışı sonuçları.....	79
Çizelge B.2	: Hatlardan akan güçler	80
Çizelge C.1	: Sistem gerilim sınırları	81

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1	: Gerilim kararlılığı olayları ve cevaplama süreleri	8
Şekil 3.1	: $f(x, \lambda) = \lambda - x^2$ için çatallanma diyagramı	10
Şekil 3.2	: Süregelen güç akışı yönteminde kullanılan tahmin edici-doğrulamıcı sürecin gösterimi.	11
Şekil 3.3	: Süregelen güç akışı yöntemine ait akış diyagramı	16
Şekil 4.1	: SVC'nin temel yapısı..	19
Şekil 4.2	: SVC'nin kararlılık modeli.	20
Şekil 4.3	: SVC'ye ait V-I karakteristiği.	20
Şekil 4.4	: TCR+FC ve TCR+TCS için tipik SVC kayıp eğrileri.	21
Şekil 4.5	: TCSC'nin temel yapısı.	23
Şekil 4.6	: TCSC'e ait kararlılık modeli.	23
Şekil 4.7	: STATCOM'un temel yapısı	25
Şekil 4.8	: STATCOM'a ait V-I karakteristiği.	25
Şekil 4.9	: STATCOM'un kararlılık modeli (PWM gerilim kontrolü ile)	26
Şekil 5.1	: Çift beslemeli asenkron generatör (DFIG) sistemi	30
Şekil 5.2	: DFIG'nin eşdeğer devresi	31
Şekil 7.1	: 14 Baralı Test Sistemi	38
Şekil 7.2	: RES bağlanmadan önce temel durumda sistemdeki en zayıf 3 baraya ait gerilim profilleri.....	39
Şekil 7.3	: RES bağlanmadan önce Bara 9-Bara 14 arasındaki hat devredışıken gerilim profilleri	39
Şekil 7.4	: RES bağlandıktan sonra en zayıf baralara ait gerilim profilleri.....	40
Şekil 7.5	: RES bağlandıktan sonra Bara 1-Bara 2 arasındaki hat devre dışı iken gerilim profilleri.	41
Şekil 7.6	: RES bağlandıktan sonra Bara 9-Bara 14 arasındaki hat devre dışı iken gerilim profilleri	41
Şekil 7.7	: 14. Baraya 100 MVA STATCOM bağlıken gerilim profilleri.....	42
Şekil 7.8	: 14. Baraya 100 MVA SVC bağlıken gerilim profilleri	42
Şekil 7.9	: 14. Baraya 100 MVA STATCOM bağlıken ve Bara 9-Bara 14 arasındaki hat devre dışı iken gerilim profilleri.....	43
Şekil 7.10	: 14. Baraya 100 MVA SVC bağlıken ve Bara 9-Bara 14 arasındaki hat devre dışı iken gerilim profilleri.....	43
Şekil 7.11	: Temel durum için şebekedeki bazı baraların gerilim profilleri	46
Şekil 7.12	: Gemlik-BursaDg-B hattı devredışı iken gerilim profilleri	47
Şekil 7.13	: İnegöl- Orhanlı hattı devredışı iken gerilim profilleri.	47
Şekil 7.14	: Temel durumda şebekedeki baraların gerilim profilleri.....	48
Şekil 7.15	: Gemlik-BursaDg-B hattı devredışı iken gerilim profilleri	49
Şekil 7.16	: İnegöl- Orhanlı hattı devredışı iken gerilim profilleri	49
Şekil 7.17	: İnegöle 100 MVA STATCOM bağlı.....	50
Şekil 7.18	: İnegöle 100 MVA SVC bağlı	50

Şekil 7.19 : İnegöle 200 MVA STATCOM bağlı.....	51
Şekil 7.20 : İnegöle 200 MVA SVC bağlı.....	51
Şekil 7.21 : Kestele 100 MVA STATCOM bağlı	51
Şekil 7.22 : Kestele 100 MVA SVC bağlı	52
Şekil 7.23 : Kestele 200 MVA STATCOM bağlı	52
Şekil 7.24 : Kestele 200 MVA SVC bağlı	52
Şekil 7.25 : Kestele 100 MVA STATCOM bağlı ve Kestel-Otosansit-2 Hattı devredışı	54
Şekil 7.26 : Kestele 100 MVA SVC bağlı ve Kestel-Otosansit-2 Hattı devredışı	54
Şekil 7.27 : Kestele 200 MVA STATCOM bağlı ve Kestel-Otosansit-2 Hattı devredışı	55
Şekil 7.28 : Kestele 200 MVA SVC bağlı ve Kestel-Otosansit-2 Hattı devredışı	55
Şekil 7.29 : Kestel-Otosansit-2 hattına TCSC bağlı	56
Şekil 7.30 : Kestel-Otosansit-2 hattına TCSC bağlı ve İnegöl-Orhaneli hattı devredışı	57
Şekil 7.31 : Kestel-Otosansit-2 hattına 100 MVA STATCOM bağlı ve İnegöl-Orhaneli hattı devredışı	57
Şekil 7.32 : Kestel-Otosansit-2 hattına 100 MVA SVC bağlı ve İnegöl-Orhaneli hattı devredışı	57
Şekil 7.33 : STATCOM'un devresi ve kontrol blok diyagramı	59
Şekil 7.34 : Parçacık sürü optimizasyonu akış diyagramı	61
Şekil 7.35 : RES bağlandıktan sonra Bara 14'ün gerilim profili	64
Şekil 7.36 : Optimize edilmemiş parametreler ile Bara 14'ün gerilim profili	64
Şekil 7.37 : Optimize edilmiş parametreler ile Bara 14'ün gerilim profili.....	64
Şekil 7.38 : STATCOM'un reaktif gücü	65
Şekil 7.39 : RES bağlantısından sonra Yalova RES barasının gerilim profili.....	66
Şekil 7.40 : Optimize edilmiş parametreler ile Bara 14'ün gerilim profili.....	66
Şekil 7.41 : STATCOM'un reaktif gücü	67
Şekil A.1 : Bursa bölgesi iletim sistemi için mevcut durumun tek hat şeması	78
Şekil D.1 : RES ve STATCOM entegrasyonu ile Bursa bölgesi iletim sistemi şeması	82

SEMBOL LİSTESİ

λ	: Yükleme parametresi
Y_{BARA}	: Sistem bara admitans matrisi
P_L	: i. baraya ait aktif yük
Q_L	: i. baraya ait reaktif yük
P_G	: i. baradaki aktif güç üretimi
K_{Gi}	: λ değişirken i. baradaki yük değişim oranını belirten çarpan
δ	: Bara gerilim açısı
V	: Bara gerilim genliği
B_e	: Suseptans
α	: Ateşleme açısı
β	: Faz kayması
V_{aa}	: Bara faz gerilimi
I_{aa}	: Bara faz akımı
V_{evr}	: Evirici çıkış gerilimi
V_{da}	: Kapasitörün ortalama da gerilimi
v_i^k	: k. iterasyonda i. parçacığın hızı
c_1, c_2	: öğrenme faktörleri
x_i^k	: k. iterasyonda i. parçacığın şimdiki konumu
$rand_1^k, rand_2^k$	: 0 ile 1 arasında üretilen rastgele değerler
$pbest_i^k$	: k. iterasyonda i. parçacığın en iyi değeri
$gbest^k$	: k. iterasyonda global en iyi çözüm

FACTS CİHAZLARI VE RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNİN GERİLİM KARARLILIĞINA ETKİLERİNİN İNCELENMESİ

ÖZET

Bu tez çalışmasında, IEEE-14 baralı test sisteminin ve Bursa bölgesi iletim sisteminin statik ve dinamik gerilim kararlılığı analizleri yapılarak, öncelikle mevcut durumları incelenmiştir. Daha sonra, her iki sisteme de rüzgar enerji santrali bağlanarak, bu santrallerin gerilim kararlılığına etkisi incelenmiştir. Sistemleri gerilim kararlılığı bakımından iyileştirmek için, zayıf baralara STATCOM ve SVC gibi FACTS cihazları bağlanarak, bu cihazların gerilim kararlılığına etkileri araştırılmıştır. Yalova’da yeni bir rüzgar enerji santrali kurulmuş ancak henüz işletmeye alınmamıştır. Bu santral, Bursa bölgesi iletim sistemindeki iki baraya bağlanarak enterekte sisteme katılacaktır. Bu nedenle, Bursa bölgesi iletim sisteminin analiz çalışmalarında, bu rüzgar enerji santralinin işletmeye alınmasının gerilim kararlılığına etkileri incelenmiştir.

UWPFLOW programında gerçekleştirilen statik analizlerde, sistemlerin mevcut durumlarındaki normal işletme koşulları için ve bozucu etkiye maruz kaldığı koşullar için, P-V eğrileri elde edilmiştir. Daha sonra, rüzgar enerji santralinin ve FACTS cihazlarının sisteme entegrasyonun etkileri çeşitli senaryolar altında incelenerek FACTS cihazlarının lokasyonu için en uygun baralar tayin edilmiştir.

Dinamik analizler ise, söz konusu sistemlere entegre edilen rüzgar enerji santrallerinin, baraların gerilim profiline etkisini zaman-domeninde incelemek amacıyla PSAT programı kullanılarak yapılmıştır. Hem normal işletme koşullarında hem de sistemde beklenmeyen bir olay meydana geldiğinde, RES’in bağlı olduğu baranın gerilim profilindeki değişim araştırılmıştır. Rüzgar enerji santralleri, baraların gerilim profilini olumlu veya olumsuz etkileyebilir. Bu nedenle, amaç; hem normal işletme koşullarında hem de beklenmeyen bir olay meydana geldiğinde rüzgar enerji santralinin sisteme bağlandığı baranın gerilimini kontrol etmek ve beklenmeyen olay sonrasında gerilim sapmalarını en kısa sürede minimize etmektir. Bu sebeple, ilgili baraya STATCOM bağlanmıştır. Amaç doğrultusunda STATCOM’un optimum parametrelerini belirlemek için, Parçacık Sürü Optimizasyonu kullanılmıştır.

A STUDY: EFFECTS OF THE FACTS DEVICES AND WIND FARMS ON VOLTAGE STABILITY

SUMMARY

In this thesis, voltage stability analyses of the IEEE-14 bus test system and Bursa zone transmission system using static and dynamic techniques are discussed. Firstly, base case conditions of the systems are analyzed. Then, wind farms are integrated to the systems to investigate the effects of wind farms on the systems in terms of voltage stability. In order to improve the stability of the systems, FACTS devices such as STATCOM and SVC are connected to weak buses of the systems. A new wind farm was installed in Yalova which has not been in operation yet. Hence, effects of integration of this wind farm to Bursa zone transmission system is studied, in this work.

Static analyses are performed by using UWPFLOW for both normal operation condition and for contingencies, in order to get P-V curves of the systems. Then, optimum location of the FACTS devices are obtained by researching the effects of integration of the wind farm and FACTS devices to the system, in many scenarios.

Dynamic approach is implemented by using PSAT to investigate the effects of wind farms on voltage profiles of the buses in detail. Time-domain analyses of the voltage profiles of the wind farm connection buses to the systems are implemented during normal operation conditions and contingency conditions. Aim of the study is to minimize voltage deviations of the connection bus in a short time, when a contingency is occurred in the system. Hence, STATCOM is used to control the bus voltage profile. Particle swarm optimization technique is used to obtain optimal controller parameters of the STATCOM.

1. GİRİŞ

Modern güç sistemleri, işletme ve yapılarındaki karmaşıklığın sürekli olarak artmasıyla birlikte pek çok sorunla yüzyüze gelmektedir. Son yıllarda geniş çaplı etkilere yol açan bu problemlerden biri gerilim kararsızlığıdır [1].

Gerilim kararlılığı tanım olarak, bir güç sisteminin herhangi bir bozucu etkiye maruz kaldıktan sonra her barada gerilimi istenen gerilim seviyede tutabilme yeteneğidir. Gerilim kararsızlığı; aşırı yüklenmiş, bozucu etkiye maruz kalmış veya yetersiz reaktif güç üretiminin olduğu güç sistemlerinin problemidir. Gerilim kararsızlığı bölgesel bir olay olsa da sistemin bir kısmının hatta tümünün devre dışı kalmasına neden olabilecek bir gerilim çökmesi olayına dönüşebilir. Gerilim kararsızlığının temel sebebi yükteki artıştır. Bu yüzden gerilim kararlılığı, yük kararlılığı problemi olarak da adlandırılır [2].

Güç sistemlerindeki kararsızlık, Esnek AA İletim Sistemleri (FACTS) cihazlarının kullanımıyla giderilir veya en azından minimize edilir. FACTS cihazları sadece güç sistemlerinin kararlılığını arttırmakla kalmaz, aynı zamanda güç sistemlerine işletme esnekliği de sağlar. Ayrıca, FACTS cihazlarının yatırım maliyeti yeni iletim ve üretim birimlerinin kurulum maliyetinden ucuzdur [1].

Güç sistemlerinde gerilim kontrolünü sağlamak için kullanılan FACTS cihazlarına ait optimal kontrolör parametrelerinin belirlenmesi, çözülmesi gereken önemli bir optimizasyon problemidir. Böyle zor optimizasyon problemlerinin çözümü için, genetik algoritma, benzetilmiş tavlama, tabu arama algoritması ve parçacık sürü optimizasyonu (PSO) gibi çeşitli sezgisel yöntemler geliştirilmiştir. Böylece, karmaşık olmakla beraber çok zaman alan deneme-yanılma yoluyla uygun kontrolör parametrelerinin araştırılması külfeti ortadan kalkmıştır. En son geliştirilen tekniklerden olan PSO'nun, optimizasyon problemlerini çözmedeki başarısını gösteren çok sayıda çalışma literatürde mevcuttur. PSO, balık ve kuş sürülerinin sosyal davranışlarından esinlenerek geliştirilmiştir [3].

Son yıllarda birçok ülkede yenilenebilir enerji kaynaklarına, özellikle de rüzgar enerjisine olan ilgi hızla artmaktadır. Güç sistemlerinde rüzgar santrallerinin güç

kapasitelerinin hızla artması, büyük güçlü rüzgar santrallerinin güç sistemine etkilerinin incelenmesini gerektirmektedir. Reaktif güç ve gerilim kontrol kabiliyetinden dolayı, çift beslemeli asenkron generatörlerle (DFIG) donatılmış değişken hızlı rüzgar türbinlerinin kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır. DFIG sistemleri yapısında bulunan güç elektroniği çeviricileriyle kendi reaktif gücünü temin edebilir. DFIG, teknolojisine bağlı olarak nominal aktif gücünün maksimum %30'u kadar reaktif gücü şebekeye verebilir veya şebekeden alabilir. Genellikle rüzgar santrallerinin bağlantı noktalarında gerilim yükseldiği için, gerilimin maksimum limit değerleri aşıp aşmadığına dikkat edilmesi gerekmektedir [2,4,5].

Bu tez çalışmasında amaç, ilk olarak IEEE-14 baralı test sisteminin ve sonrasında Bursa bölgesi iletim sisteminin mevcut durumlarının gerilim kararlılığı analizini yapmak, daha sonra sistemlere entegre edilen rüzgar enerji santralinin (RES) gerilim kararlılığına etkisini incelemek ve sistemlerin gerilim kararlılığını iyileştirmek için bağlanabilecek Statik senkron kompanzatör (STATCOM), Statik VAR Kompanzatör (SVC) ve Tristör Kontrollü Seri Kompanzatör (TCSC) gibi FACTS cihazlarının performanslarını araştırmaktır.

Bu tez çalışması kapsamında gerilim kararlılığı, statik (sürekli hal) ve dinamik analizler yapılarak incelenmiştir. Her iki analiz de öncelikle IEEE-14 baralı test sistemine daha sonra da Bursa Bölgesi İletim sistemine uygulanmıştır.

Statik analiz, süregelen güç akışı yönteminin UWPFLOW programında kullanılmasıyla gerçekleştirilmiştir. İlk olarak, IEEE-14 baralı test sisteminin mevcut durumu incelenmiş, daha sonra sisteme entegre edilen RES'in ve bazı FACTS cihazlarının etkileri araştırılmıştır. Sonrasında, Bursa bölgesi iletim sisteminin mevcut durumu analiz edilmiş, Yalova'ya yeni inşaa edilen rüzgar enerji santralinin (Yalova RES) iletim sisteminde gerilim kararlılığına etkisi incelenmiştir. Son olarak da Bursa bölgesi iletim sisteminin gerilim kararlılığını iyileştirmek için STATCOM, SVC ve TCSC, ayrı ayrı sisteme bağlanarak etkileri araştırılmış ve bu cihazların Bursa bölgesi iletim sisteminde en uygun lokasyonunu tespit etmek için çeşitli durumlar için analizler yapılmıştır.

Dinamik analiz, söz konusu sistemlere entegre edilen RES'in, baraların gerilim profiline etkisini zaman-domeninde araştırmak amacıyla yapılmıştır. Hem normal işletme koşullarında hem de sistemde beklenmeyen bir olay meydana geldiğinde,

RES'in bağılı olduğu baranın gerilim profilindeki değişim, PSAT programında zaman domenini analizi yapılarak incelenmiştir. Bu çalışmada amaç; hem normal işletme koşullarında hem de beklenmeyen bir olay meydana geldiğinde, RES'in sisteme bağlandığı baranın gerilimini referans değerde tutmak ve beklenmeyen olay sonrasında gerilim sapmalarını en kısa sürede minimize etmektir. Bu nedenle ilgili baraya STATCOM bağlanmıştır. Amaç doğrultusunda STATCOM'un optimum parametrelerini belirlemek için, Parçacık Sürü Optimizasyonu kullanılmıştır. STATCOM kullanılmasıyla birlikte bağlantı barasının gerilim profilindeki değişim zaman domeninde verilmiştir.

Bu tezin 2. Bölümünde, gerilim kararlılığının tanımı ve sınıflandırılması yapılmıştır. 3. Bölümünde gerilim kararlılığının statik analizinde kullanılan süregelen güç akışı yöntemi verilmiştir. 4. Bölümünde belli başlı FACTS cihazlarına değinilerek, bu cihazların analizde kullanılan matematiksel modelleri verilmiştir. 5. Bölümünde rüzgar santralinin gerilim kararlılığına etkisinden ve 6. Bölümünde Parçacık Sürü Optimizasyonundan kısaca bahsedilmiştir. 7. Bölümünde ise yapılan benzetim çalışmalarının sonuçları verilmiştir.

2. GERİLİM KARARLILIĞI

2.1 Gerilim Kararlılığı ve Gerilim Çökmesi [6]

Gerilim kararlılığı, güç sisteminin, hem normal işletme koşullarında hem de bir bozucu etkiye maruz kaldıktan sonra bütün baraların gerilim seviyesini kabul edilebilir sınırlarda tutabilme kabiliyetidir. Yük talebinin artması ve sistem koşullarındaki değişikliğin sebep olduğu sürekli ve kontrol edilemeyen gerilim düşümü, sistemde gerilim kararsızlığına neden olur. Gerilim kararsızlığının temel sebebi, güç sisteminin reaktif güç ihtiyacını karşılayamamasıdır. Problemin özü genellikle iletim şebekesindeki endüktif reaktanslar üzerinden aktif ve reaktif güç akışı nedeniyle oluşan gerilim düşümüdür.

Gerilim kararlılığı için kriterlerden biri; bir baraya verilen reaktif güç arttığında o baradaki gerilim genliği de artmalı ve bu durum sistemdeki bütün baralar için geçerli olmalıdır. Eğer sistemdeki baralardan en az birinde, o baraya verilen reaktif güç arttığı halde gerilim genliği azalıyorsa sistem kararsızdır. Diğer bir deyişle, her bir bara için V-Q duyarlılığı pozitif ise sistem gerilim bakımından kararlı, en az bir bara için V-Q duyarlılığı negatifse sistem gerilim bakımından kararsızdır.

Gerilim kararlılığı esasında bölgesel bir olay olsa da sonuçları geniş etkiye sahip olabilir. Gerilim çökmesi basit gerilim kararsızlığından daha karmaşıktır ve güç sisteminin önemli bir bölümünde düşük gerilim profiline yol açan gerilim kararsızlığına eşlik eden olaylar dizisinin sonucudur.

Gerilim kararlılığı problemleri, ağır çalışma koşullarında işleyen güç sistemlerinde meydana gelir. Çeşitli sebeplerden dolayı oluşan bozucu, gerilim çökmesine yol açsa da bu kararsızlığın altında yatan ana sorun güç sistemin yapısal zayıflığından kaynaklanmaktadır. İletim şebekesinin yapısı ve güç iletim sınırlarıyla birlikte gerilim çökmesine katkıda bulunan temel faktörler; generatörlerin reaktif güç/gerilim kontrol limitleri, yük karakteristikleri, reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin karakteristikleri ve yük altında kademe değiştiren transformatörler gibi gerilim kontrol cihazlarının işleyişidir.

2.2 Gerilim Kararlılığının Sınıflandırılması

2.2.1 Büyük bozucu gerilim kararlılığı [6]

Büyük bozucu gerilim kararlılığı, sistem arızaları, çok büyük yük artışları, üretim kaybı ve hat kopması gibi büyük bozucu etkilere maruz kaldıktan sonra sistemin tüm baralardaki gerilimleri kontrol edebilme yeteneğidir. Sistemin büyük bozucu gerilim kararlılığı, sistem-yük karakteristikleri ve koruma-kontrol koordinasyonuna göre incelenir. Büyük bozucu gerilim kararlılığı tespiti yapılırken, yük altında kademe değiştiren transformatörler ve generatör alan akımı sınırlayıcı gibi cihazların şebekeyle etkileşmelerini yakalayabilecek kadar yeterli bir zaman aralığında sistemin nonlinear dinamik performansının incelenmesi gerekmektedir. Bu çalışma aralığı birkaç saniye ile onlarca dakika arasında olabilir.

Büyük bozucu gerilim kararlılığı için kriter, bozucu ve sistem-kontrol çalışmalarından sonra bütün baraların gerilimlerinin kabul edilebilir sürekli hal seviyesine ulaşmasıdır.

2.2.2 Küçük bozucu gerilim kararlılığı [7]

Küçük bozucu gerilim kararlılığı; sistemin yük artışı gibi küçük bozuculara maruz kalmasının ardından gerilimi kontrol edebilme yeteneğidir. Bu kararlılık türünün analizinde yüklerin karakteristikleri ve kontrolör kararlılığı önemlidir. Esasen bu kararlılık türüne katkıda bulunan süreç şebekenin kararlı hal yapısıyla ilgili olduğundan, farklı sistem koşulları ve bazı beklenmeyen olaylar sonrası ortaya çıkabilecek durumları analiz etmek için statik analiz yöntemi etkin bir şekilde kullanılır.

Gerilim kararsızlığı süre bakımından üç senaryo ile incelenebilir.

2.2.3 Senaryo 1: Geçici hal gerilim kararlılığı [8]

Kısa dönem gerilim kararlılığında süre sıfır ila on saniyeler arasındadır. Gerilim çökmesi; özellikle zayıf güç sistemlerinde yüksek gerilim doğru akım (HVDC) bağlantıları, da çeviriciler ve asenkron motorlar gibi hızlı cevap verme özelliğine sahip yük bileşenlerinden kaynaklanır.

2.2.4 Senaryo 2: Uzun dönem gerilim kararlılığı [8]

Uzun dönem gerilim kararlılığı birkaç dakika sürer, genellikle de bu süre iki - üç dakikadır. Operatör müdahalesi genellikle mümkün değildir. Bu senaryo, büyük yükleri, uzak üretim birimlerinden büyük güç çekmeyi ve ani büyük bir bozucunun meydana gelmesini gerektirir.

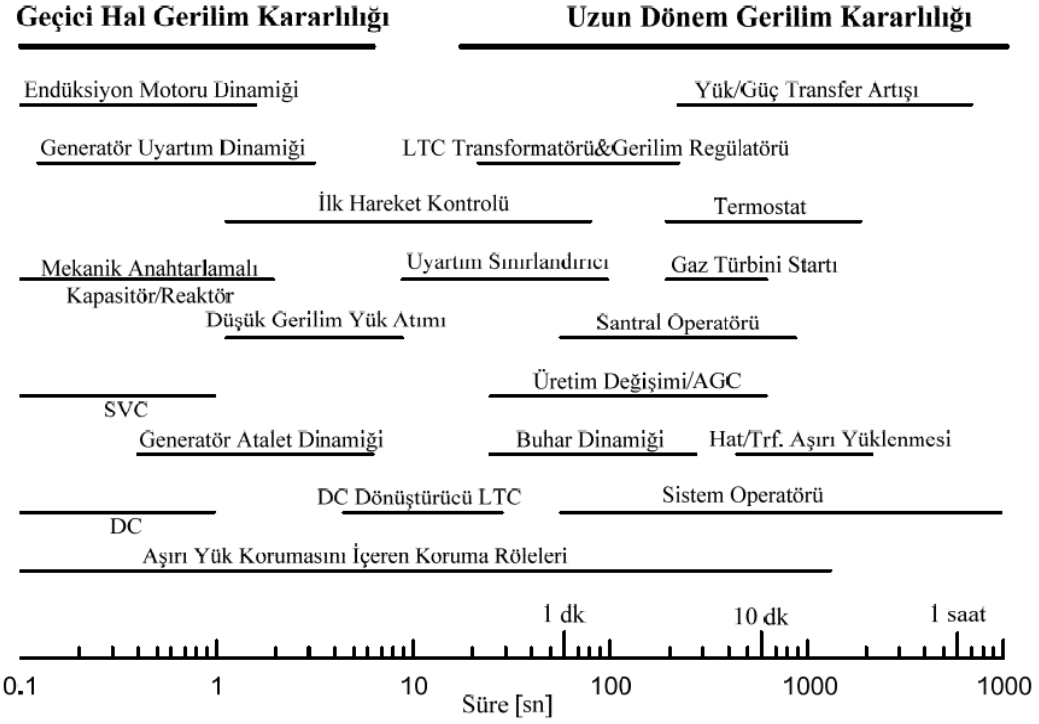
Bir yük bölgesindeki büyük bir generatörün veya etkin bir iletim hattının devre dışı olması gibi bozucular, büyük reaktif güç kayıplarına ve yük bölgelerinde yüksek oranda gerilim düşümüne neden olur. Yük altında kademe değiştirici transformatörler ve dağıtım gerilim regülatörleri düşük gerilimi algırlar ve yük tarafındaki gerilimi (yüklerin güç seviyelerini restore ederek) restore etmeye çalışırlar.

Yük restorasyonu, iletim şebekesi geriliminde ilave düşmelere sebep olur. Dağıtım seviyesinde gerilim restore edilirken iletim şebekesinden daha çok akım çekileceğinden, yakındaki generatörler aşırı uyarılır ve aşırı yüklenir. Aşırı yüklenme süre kapasitesi (bir ila iki dakika) dolduğunda, aşırı-uyarma sınırlandırıcıları alan akımlarını nominal değerlerine geri döndürür. Bu durumda daha uzaktaki generatörler reaktif güç sağlamak zorundadır. Üretim ve iletim şebekesi daha fazla yük ve reaktif kayıpları karşılayamayacağından hızlı gerilim düşümleri ardarda meydana gelir ve bunu kısmi ya da tam gerilim çökmesi izler. Son aşama asenkron motorun durmasını ve koruyucu röle operasyonlarını gerektirebilir.

2.2.5 Senaryo 3: Uzun dönem gerilim kararsızlığı [8]

Kararsızlık daha uzun zaman dilimine yayılabilir. Çok büyük yük artışları (MW/sn gibi bir hızla olabilir) ya da büyük oranda ani güç transfer artışları buna sebep olabilir. Yük atma ve uygun zamanda reaktif güç ekipmanlarını kullanma gibi operatör işlemleri kararsızlığı engellemek için gerekli olabilir.

Şekil 2.1 'de bazı gerilim kararlılığı cevaplama süreleri ve iyileştirme yöntemleri ile ilgili örnekler mevcuttur.



Şekil 2.1 : Gerilim kararlılığı olayları ve cevaplama süreleri [7].

3. GERİLİM KARARLILIĞI ANALİZİ

3.1 Statik Analiz

3.1.1 Çatallanma Teorisi [9,10]

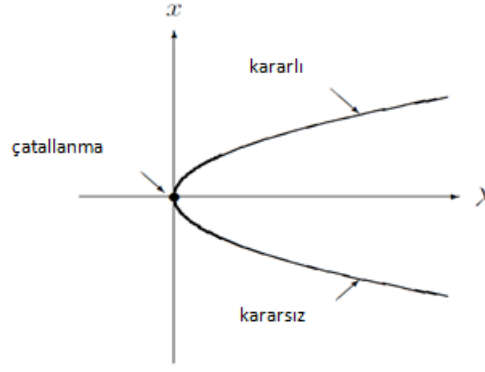
Çatallanma terimi, dinamik sistemlerde meydana gelen sistem parametrelerindeki en ufak değişimlerin, faz uzaylarındaki yapısal değişimlerine karşılık gelir. Bölgesel çatallanma , çatal noktası civarında vektör diferansiyel denklemlerinin (alanının) analizi yapılarak incelenir.

Skaler değişken λ , yüklenme veya çatallanma parametresi olarak seçilir. Güç sisteminde, λ parametresinin değişimi sistemin yük değişimine etki ederek aktif ve reaktif güç değişimi ile sonuçlanır. Bu ise, güç sistemlerinde meydana gelen tipik bir gerilim çökmesi durumudur. Bu analizi yapabilmek için sisteme ait nonlinear eşitlikler her bir denge noktasında lineerleştirilir. Daha sonra bu lineerleştirilmiş ifadeler, özdeğer analizi yardımıyla denge noktalarının kararlılık durumunun incelenmesinde kullanılır.

Çatallanma, tek değişkenli ve tek parametrelili bir diferansiyel denklem olarak (3.1) eşitliğindeki gibi ifade edilir.

$$\dot{x} = \lambda - x^2 = f(x, \lambda) \quad (3.1)$$

Şekil 3.1 de, λ parametresinin değişimine göre $f(x, \lambda)$ 'in çatallaşma grafiği görülmektedir. $\lambda < 0$ için bir denge yoktur. $\lambda > 0$ için vektör alan kararlı ve kararsız denge noktaları içerir. Kararlılık durumunun değiştiği nokta ($\lambda = 0$) çatallanma noktası olarak tanımlanır. Bu nokta, sistem özdeğerlerinin sıfır olduğu noktadır. (0,0) dengesinde (noktasında) $f(x, \lambda)$ 'nın lineerleştirilmesi çözümsüzdür (yani, $\partial f / \partial x_0 = 0$).



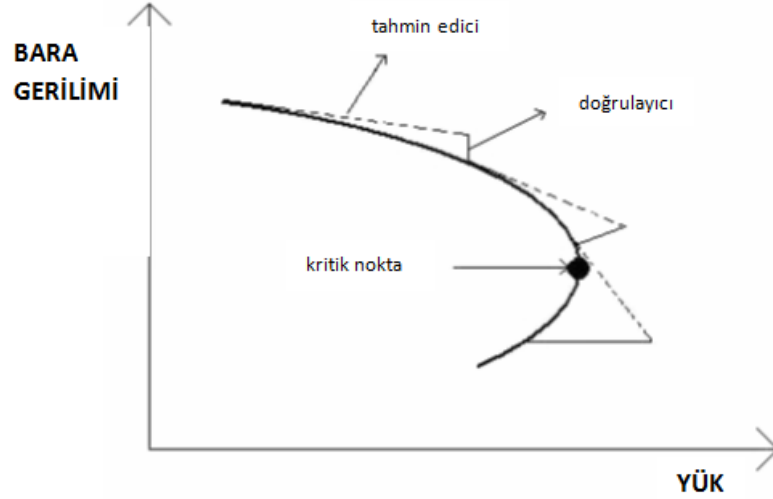
Şekil 3.1: $f(x, \lambda) = \lambda - x^2$ için çatallanma diyagramı [10].

3.1.2 Süregelen Güç Akışı Yöntemi [11,12]

Güç akışı analizi üzerine temellendirilen sürekli hal gerilim kararlılığı analizinde temel problem, Newton-Raphson güç akışı denklemlerinde Jacobian matrisinin; sürekli hal gerilim kararlılığı limitinde çözümsüzlüğe gitmesidir. Kritik nokta olarak adlandırılan bu kararlılık limiti, genellikle güç akışı Jacobian matrisinin çözümsüzlüğe gittiği nokta olarak tanımlanır. Sonuç olarak, kritik nokta civarındaki güç akışı denklemleri çözümü yakınsamamaktadır.

Güç akışı eşitliklerinin yeniden formülize edilmesi ve bölgesel süregelen parametreleştirme (locally parametrized continuation) tekniğinin uygulanması olan süregelen güç akışı yöntemiyle birlikte, Jacobian matrisinin çözümsüzlüğe gitmesinden kaynaklanan yakınsamama problemi ortadan kalkmaktadır.

Süregelen güç akışı yönteminde amaç, bir yük değişim senaryosu için güç akışı çözümünde sürekliliği elde etmektir. Süregelen güç akışı yöntemi, bir yük parametresinin, λ , ilave edilmesiyle yeniden formülize edilen güç akışı denklem takımının çözüm aralığını bulmak için bir ‘tahmin edici’- ‘düzeltici (doğrulayıcı)’ süreci uygular. Şekil 3.2’de görüldüğü gibi, bilinen temel durumun çözümünden başlayarak, yük artışının belirli bir doğrultusuna (yüklenme parametresinin farklı bir değerine) karşılık gelen bir sonraki çözümü hesaplamak için tanjant vektörü kullanılır. Bu hesap, daha sonra geleneksel Newton-Raphson güç akışı tekniği kullanılarak düzeltilir. Bu süreç, belirli yük artışları için kritik noktaya ulaşınca kadar tekrarlanır.



Şekil 3.2 : Süregelen güç akışı yönteminde kullanılan tahmin edici-düzeltilici sürecin gösterimi [11].

3.1.2.1 Güç akışı eşitliklerinin yeniden düzenlenmesi

Güç akışı problemine bölgesel süregelen parametreleştirme tekniğinin uygulanması için bir yüklenme parametresinin, λ , eşitliklere ilave edilmesi gerekmektedir. Bu düzenleme bir baradaki üretimi ve yükü, yüklenme parametresi λ 'nın bir fonksiyonu olarak ifade ederek yapılır. Böylece i. baraya ait yeni eşitlikler (3.1) ve (3.2) denklemlerinde verilmiştir.

$$\Delta P_i = P_{Gi}(\lambda) - P_{Li}(\lambda) - P_{Ti} = 0 \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li}(\lambda) - Q_{Ti} = 0 \quad (3.2)$$

Burada,

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \quad (3.3)$$

$$Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \quad (3.4)$$

ve $0 \leq \lambda \leq \lambda_{kritik}$. $\lambda = 0$ temel duruma ve $\lambda = \lambda_{kritik}$ ise kritik duruma karşılık gelir. L, G, T sırasıyla yük, üretim ve enjeksiyonu ifade eder. i. baranın gerilimi V_i $\angle \delta_i$ ve sistem admitans matrisinin $[Y_{BARA}]$, (i,j). elemanı ise $y_{ij} \angle \gamma_{ij}$ 'dir.

Farklı yük değişikliği senaryolarını simule etmek için, P_{Li} ve Q_{Li} aşağıdaki gibi düzenlenir.

$$P_{Li}(\lambda) = P_{Li0} + \lambda[K_{Li} S_{\Delta BAZ} \cos(\psi_i)] \quad (3.5)$$

$$Q_{Li}(\lambda) = Q_{Li0} + \lambda[K_{Li} S_{\Delta BAZ} \sin(\psi_i)] \quad (3.6)$$

Burada $S_{\Delta BAZ} \cos(\psi_i) = P_{Li0}$ ve $S_{\Delta BAZ} \sin(\psi_i) = Q_{Li0}$ 'dir. $Q_{Li0} = P_{Li0} \tan(\psi_i)[1 + \lambda K_{Li}]$ olduğundan (3.5) ve (3.6) denklemleri aşağıdaki gibi düzenlenir.

$$P_{Li}(\lambda) = P_{Li0}[1 + \lambda K_{Li}] \quad (3.7)$$

$$Q_{Li}(\lambda) = P_{Li0} \tan(\psi_i)[1 + \lambda K_{Li}] \quad (3.8)$$

Burada,

P_{Li0} , Q_{Li0} = i. baraya ait gerçek aktif ve reaktif yük,

$K_{Li} = \lambda$ değişirken i. baradaki yük değişim oranını belirten çarpan,

ψ_i = i. baradaki yük değişiminin güç faktörü açısı,

$S_{\Delta BAZ}$ = uygun λ değerini hesaplamak için seçilen görünür güç.

Aktif güç üretimi ise aşağıdaki gibi düzenlenir.

$$P_{Gi}(\lambda) = P_{Gi0} (1 + \lambda K_{Gi}) \quad (3.9)$$

Burada,

P_{Gi0} = i. barada temel durumdaki aktif güç üretimi

$K_{Gi} = \lambda$ değişirken i. baradaki üretim değişim oranını belirten sabit.

(3.7), (3.8) ve (3.9) denklemlerinin (3.3) ve (3.4) denklemlerinde yerine konmasıyla, elde edilen doğrusal olmayan yeni cebirsel denklem takımı,

$$F(\delta, V, \lambda) = 0 \quad 0 \leq \lambda \leq \lambda_{kritik} \quad (3.10)$$

ile ifade edilir. Burada δ bara gerilimi açısını ve V bara gerilim genliğini gösterir. Temel durum çözümü ($\lambda=0$ için), $(\theta_0, V_0, \delta_0)$, geleneksel güç akışından elde edilir ve çözüm aralığı λ 'nın değişimi üzerinden aranır. Sonrasında tahmin edici- düzeltici ardışık süreci bu denklemlere uygulanır.

3.1.2.2 Tahmin edici-doğrulamayı süreci

Tahmin edici (predictor) adımda ilk olarak tanjant vektör hesaplanır. Tanjant vektör aşağıdaki gibi elde edilir.

$$\begin{bmatrix} \underline{F}_\delta & \underline{F}_V & \underline{F}_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\underline{\delta} \\ d\underline{V} \\ d\underline{\lambda} \end{bmatrix} = \underline{0} \quad (3.11)$$

Yukarıda verilen güç akışı eşitliklerine bir bilinmeyen olarak λ ilave edildiği halde eşitlik sayısı değişmediğinden problem çözülemez. Bu sebeple ek bir eşitlik gerekmektedir. Bu sorun, tanjant vektörün bileşenlerinden birini sıfırdan farklı bir sayı alarak çözülür. Eğer $\underline{t}$, tanjant vektörü ifade etmek için kullanılırsa

$$\underline{t} = \begin{bmatrix} d\underline{\delta} \\ d\underline{V} \\ d\underline{\lambda} \end{bmatrix}, \quad t_k = \pm 1 \quad (3.12)$$

ve

$$\begin{bmatrix} \underline{F}_\delta & \underline{F}_V & \underline{F}_\lambda \\ & \underline{e}_k & \end{bmatrix} [\underline{t}] = \begin{bmatrix} \underline{0} \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Burada $\underline{e}_k$, bire eşit olan k. elemanı dışında bütün elemanları sıfır olan bir satır vektörüdür. $t_k = \pm 1$ ile birlikte tanjant vektörü sıfırdan farklı bir değer alır ve buna bağlı olarak da Jacobian matrisin kritik noktada çözümü garanti edilmiş olur.

Bu durumda tanjant vektörü (3.13) eşitliğinin çözümü olarak bulunur ve tahmin aşağıdaki gibi yapılır:

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta}^* \\ \underline{V}^* \\ \underline{\lambda}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \\ \underline{\lambda} \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\underline{\delta} \\ d\underline{V} \\ d\underline{\lambda} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Burada “*”, bir sonraki λ (yüklenme) değerine göre tahmin edilen çözümü, σ ise skaler bir büyüklük olup adım boyunu gösterir.

Tahmin yapıldıktan sonraki adım, tahmini çözümün doğrulanmasıdır. Burada kullanılan teknik, bölgesel parametrizasyondur. Bölgesel parametrizasyon, (3.15) de gösterildiği gibi, orjinal denklem takımını durum değişkenlerinden birinin değerini belirten bir eşitlikle genişletmektir.

$$\begin{bmatrix} F(\underline{x}) \\ \underline{x}_k - \eta \end{bmatrix} = 0, \quad \underline{x} = \begin{bmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \\ \underline{\lambda} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Burada η , x_k 'nin tahmini değeridir. Dolayısıyla durum değişkeni x_k , süregelen (continuation) parametre olarak tanımlanır. Önce uygun k indeksi ve η değeri belirlenir, denklem takımının çözümü için düzenlenmiş Newton-Raphson güç akışı yöntemi (sadece ek bir eşitlik ve ek bir durum değişkeni ile) kullanılır.

3.1.2.3 Süregelen parametrenin seçimi

Her adımda doğru süregelen parametrenin seçimi için en iyi yöntem tanjant vektör bileşeni en büyük olan (verilen bir çözümde değişim oranı en fazla olan) durum değişkenini seçmektir. Başlangıç için λ iyi bir seçimdir. Sonraki parametreler ise (3.16)' de gösterildiği gibi hesaplanır.

$$x_k : |t_k| = \max \{|t_1|, |t_2|, \dots, |t_m|\} \quad (3.16)$$

Burada t , tanjant vektörüdür. Sonraki tanjant vektörü hesabı için, t_k 'ya değer olarak parametre artıyorsa +1, azalıyorsa -1 atanır.

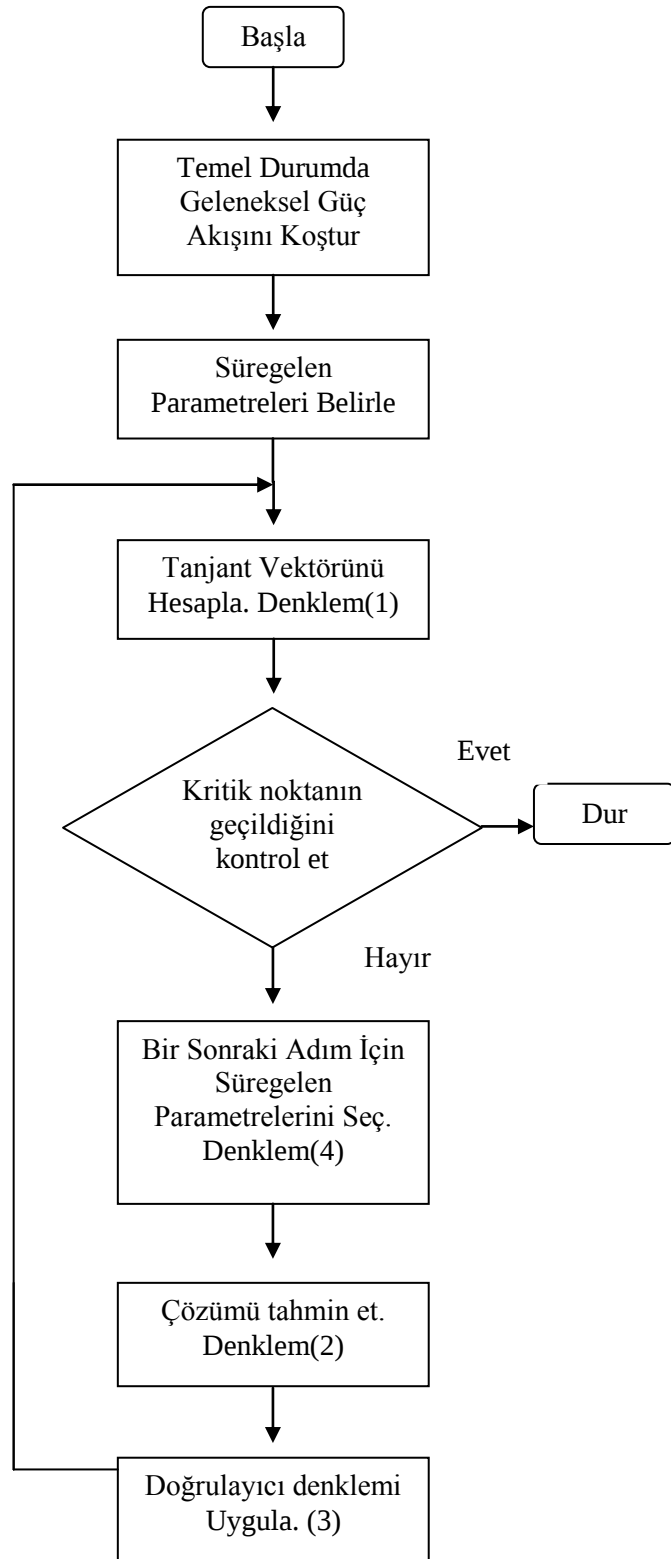
3.1.2.4 Kritik noktanın tespit edilmesi

Süregelen güç akışının durdurma ölçütüne erişmek için kritik noktaya ulaşıp ulaşılmadığına karar verilmesi gerekir. Kritik nokta ise, yüklenmenin düşmeye başlamadan önce maksimum olduğu (maksimum λ) noktadır. Dolayısıyla, kritik noktada tanjant vektörün λ 'ya karşılık düşen bileşeni sıfırdır ve kritik noktayı geçtikten sonra ise negatif olur. Sonuç olarak, $d\lambda$ 'nın işareti kritik noktanın geçilip geçilmediği bilgisini verir.

Şekil 3.3 'de süregelen güç akışını özetleyen akış diyagramı verilmiştir.

3.1.2.5 Parametreleştirme yapılmadan süregelen güç akışı

Yöntemin tahmin edici sürecinde, güç akışında Jacobian matrisin çözümünü garantilemek için parametrizasyon gerekli olsa da, bu kabul yapılmadan da çökme noktasında düzeltici adımın süregelen denklemlerinin çözümünün olduğu Dr. C. Canizares tarafından ispat edilmiştir. Bu nedenle, önceki konu başlığında anlatılan parametrizasyon tekniği pratikte gerilim profilini elde etmek için gerekli değildir [9].



Şekil 3.3: Süregelen güç akışı yöntemine ait akış diyagramı [11].

3.1.3 En zayıf baranın tanjant vektörü ile tayini [13]

En zayıf bara gerilim çökmesi olayına en yakın bara olarak tanımlanır. P-V eğrisine göre en zayıf bara, eğrinin kritik (çatallanma) noktasına en yakın baradır. Aynı zamanda, en zayıf bara yükteki değişime göre gerilimdeki değişim oranının (dV/dP_{Toplam}) maksimum olduğu baradır. Burada $dP_{Toplam} = Cd\lambda$ olduğundan, sistem yükündeki değişime göre her bir baranın gerilimindeki değişim tahmin edici adımda belirlenen tanjant vektörü tarafından elde edilebilir. En zayıf bara,

$$Bara = maksimum\left\{\left|\frac{dV_1}{Cd\lambda}\right|, \left|\frac{dV_2}{Cd\lambda}\right|, ..., \left|\frac{dV_n}{Cd\lambda}\right|\right\} \quad (3.17)$$

ile bulunur. Bir tanjant vektöründeki $Cd\lambda$ değeri her bir bara için aynı olduğundan, en büyük dV bileşenine sahip bara en zayıf baradır.

3.2 Dinamik Analiz [6,12]

Transient cevap ve kontrol sürecinin zamanlamasını elde etmek için zaman domeni simülasyonuna ihtiyaç vardır. Zamansal kontrolleri elde etmek için kararsızlık sürecinin gelişimini, zaman domeni cevabı inceleyebilir. Transient cevabı incelemek için bir takım diferansiyel ve cebirsel denklemler (DAE) sayısal olarak çözülür. Güç sistemleri tipik olarak çok sayıda dinamik ve statik bileşenler içerir ve her bileşen de bir çok diferansiyel ve cebirsel denklemlere ihtiyaç duyabilir. Bundan dolayı bir aktif güç sisteminin toplam DAE'leri oldukça büyük olabilir.

Birinci dereceden diferansiyel denklem barındıran sistem denklemleri bilinen başlangıç koşulları ile $(\underline{x}_0, \underline{V}_0)$ aşağıdaki gibi genel bir formda tanımlanabilir:

$$\dot{\underline{x}} = f(\underline{x}, \underline{V}) \quad (3.18)$$

Cebirsel denklemler de şöyle ifade edilebilir:

$$\underline{I}(\underline{x}, \underline{V}) = \underline{Y}_N \underline{V} \quad (3.19)$$

Yukarıdaki denklemde:

$\underline{x}$ = sistemin durum vektörü

$\underline{V}$ = bara gerilim vektörü

$\underline{I}$ = baraya verilen akım vektörü

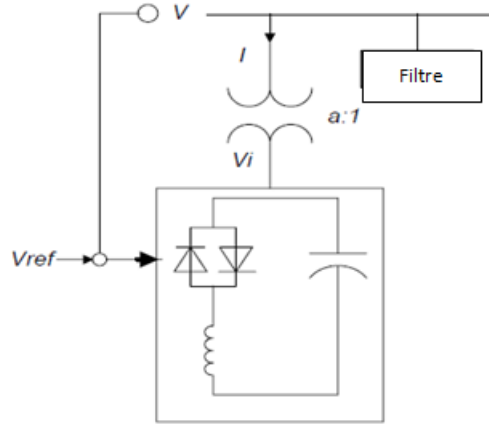
Y_N = bara admitans matrisi

Y_N 'in elemanları bara gerilimleri ve zamanın fonksiyonu olarak değişir. Baraya verilen akım vektörü $\underline{I}$, sistemin durum vektörü $\underline{x}$ ve bara gerilim vektörü $\underline{V}$ 'nin fonksiyonudur. Uyarma akımı sınırlandırıcı gibi cihazların zaman bağlı yapılarından dolayı $\underline{I}$ ve $\underline{x}$ vektörleri arasındaki ilişki zamanın bir fonksiyonudur. Çalışma süresi genellikle birkaç dakikadır.

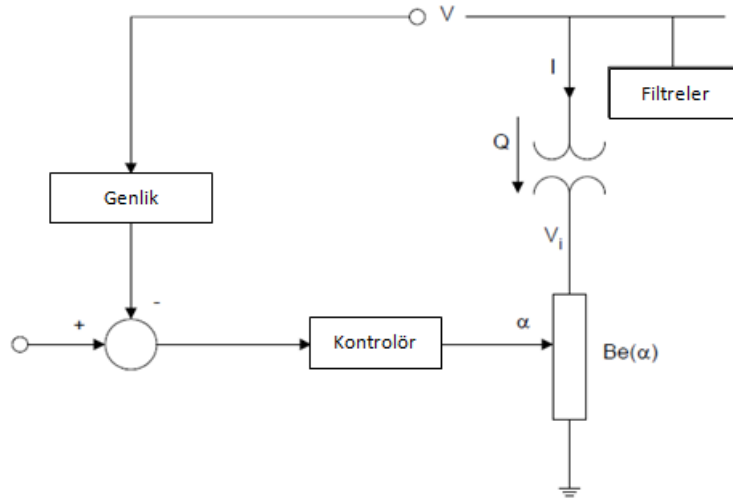
4. FACTS CİHAZLARI [1,14]

4.1. Statik VAR Kompanzatör (SVC)

SVC'nin geliştirilmesinden önce iletim sistemlerinde gerilim ayarı, generatör ve senkron kompazatörlerden başka sadece mekanik anahtarlı şönt reaktör ve kapasitör ile yapılabiliyordu. Şönt reaktör ve kapasitörlerin anahtarlanması ani gerilim değişimlerine neden olur. Diğer taraftan SVC, güç sistemlerinin işletmesi ve kontrolü bakımından istenen, hızlı ve iyi bir gerilim ayarı sağlar. Güç sisteminin kararlılığı ve kontrolünü sağlamak amacıyla SVC, çıkışıyla kapasitif veya endüktif akım alışverişini ayarlayan şönt bağlı bir statik VAR generatör/yük'tür. SVC, senkron kompanzatör gibi şebekeye reaktif güç verir veya şebekeden reaktif güç çeker. Ama dönen parçası yoktur. İstenen gerilim seviyesinin elde edilip sürdürülmesi bakımından otomatik gerilim regülatörüne benzer çalışır. Şekil 4.1 ve Şekil 4.2 'de SVC'nin yapısı ve kararlılık modeli sırasıyla verilmiştir.

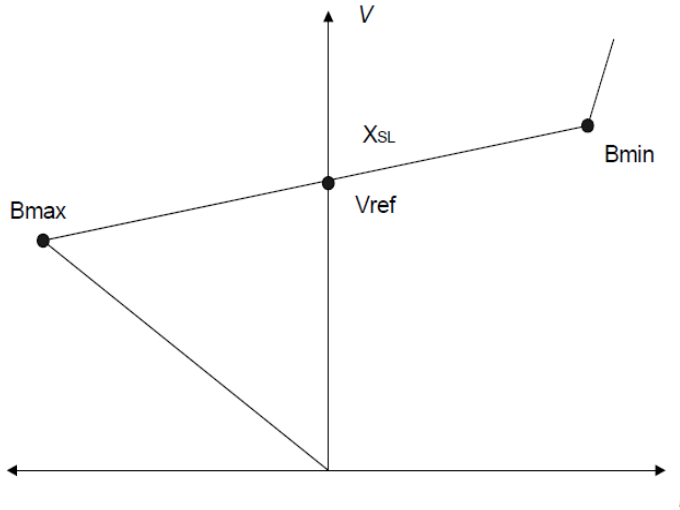


Şekil 4.1: SVC'nin temel yapısı [1].



Şekil 4.2: SVC'nin kararlılık modeli [1].

Şekil 4.1'de görüldüğü gibi, SVC kontrol edilebilen şönt kapasitör ve şönt reaktörlerden oluşmaktadır. SVC tarafından kontrol edilen güç sistemi kontrol değişkeni bara uç gerilimidir. Şekil 4.2'de görüldüğü üzere, SVC'nin toplam suseptansı, tristörlerin uygun bir açı aralığında (genellikle $90^0 \sim 180^0$) ateşlenmesiyle kontrol edilir. Sonuç olarak SVC, Tristör Kontrollü Reaktörün (TCR) ateşleme açısının değişmesiyle elde edilen değişken empedanslı bir kontrolör özelliği gösterir. SVC'ye ait V-I karakterisitği Şekil 4.3'te gösterilmiştir.



Şekil 4.3: SVC'ye ait V-I karakteristiği[1].

Normal işletme esnasında SVC, uç gerilime göre toplam suseptansı kontrol eder. Fakat SVC maksimum ve minimum suseptans sınırlarında sabit kapasitör veya sabit endüktans gibi davranır. B_{maks} noktasında, tüm tristör anahtarlama kapasitörleri devrededir ve SVC nominal kapasitif akımını verir. B_{min} noktasında ise endüktif

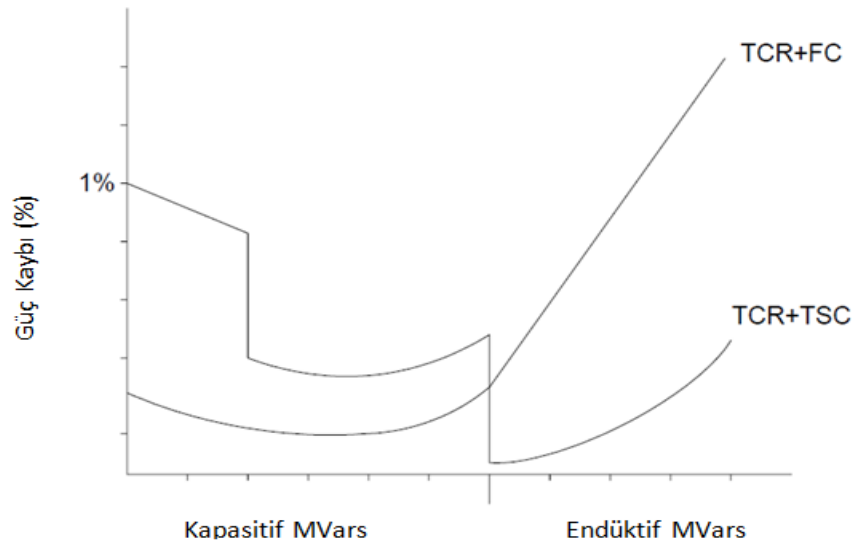
akımı vermek üzere tristör-kontrollü reaktörler tamamen iletimdedir ve tüm tristör anahtarlama kapasitörler devre dışıdır.

Önemli bir generatör veya iletim hattının devredışı kalmasıyla oluşacak gerilim sorunları durumunda SVC derhal şebekeye reaktif güç desteği sağlayabilir.

SVC'nin içerebileceği temel elemanlar:

- Sabit kapasitör (FC): Sürekli olarak bağlı reaktif güç kaynağıdır. Ayrıca harmonik filtre gibi davranacak şekilde de tasarlanabilir.
- Tristör kontrollü reaktör (TCR): Şönt reaktörlere seri bağlı iki-yönlü tristörden oluşur. Bu tristörler reaktif güç emiliminde kontrolü sağlamak için 90^0 - 180^0 arasındaki uygun herhangi bir değerde anahtarlabilirler.
- Tristör anahtarlama kapasitör (TSC): Şönt kapasitörlere seri bağlı iki-yönlü tristörden oluşur. TSC'nin anahtarlama ile reaktif güç üretimi tamamen devreye girer veya devreden çıkar.

Yukarıda tanımlanan elemanlar tüm SVC'lerde bulunmak zorunda değildir. En yaygın SVC tasarımları; ilki TSC ve TCR'den oluşan tasarımdır diğeri, FC ve TCR'den oluşan tasarımdır. Şekil 4.4'de bu iki tasarımın işletme durumuna göre kayıp eğrileri verilmiştir.



Şekil 4.4: TCR+FC ve TCR+TCS için tipik SVC kayıp eğrileri [1].

İlk tasarımın maliyeti daha ucuz olsa da endüktif çalışmada kaybı çok fazladır. İkinci tasarımda ise anahtarlama kapasitörler farklı güç kayıp eğrileri verecek şekilde ayarlanabilirler.

Güç sistemlerinin analizinin SVC'nin uygun bir modelini içermesi gerekir. SVC'ye ait diferansiyel-cebirsal denklem takımı p.u olarak aşağıdaki gibidir:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_c \\ \dot{\alpha} \end{bmatrix} = f(x_c, \alpha, V, V_{ref}) \quad (4.1)$$

$$0 = \begin{bmatrix} B_e - \frac{2\alpha - \sin 2\alpha - \pi(2 - X_L / X_C)}{\pi X_L} \\ I - V_i B_e \\ Q - V_i^2 B_e \end{bmatrix} \rightarrow g(\alpha, V, V_i, I, Q, B_e) \quad (4.2)$$

Tüm değişkenler Şekil 4.2'de tanımlanmıştır ve x_c ve $f(.)$ sırasıyla kontrol sistem değişkenlerini ve denklemini ifade eder. (4.2) ifadesi, SVC suseptansı (B_e) ile α , I , Q arasındaki ilişkiyi verir.

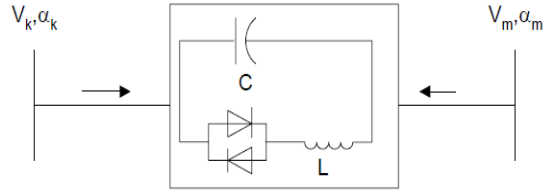
SVC'nin sürekli hal modeli (dolayısıyla güç akışı eşitlikleri) aşağıda verilmiştir.

$$0 = \begin{bmatrix} V - V_{ref} - X_{SL} I \\ g(\alpha, V, V_i, I, Q, B_e) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

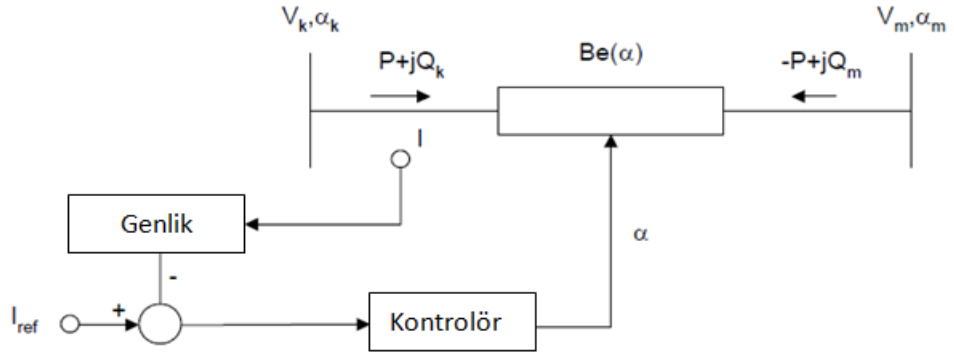
4.2 Tristör Kontrollü Seri Kompanzatör (TCSC)

Seri empedans ayarı bölgeler arası güç iletimini etkileyen önemli bir faktördür. İletim hattının taşıma kapasitesini arttırmak için yaygın olarak kullanılan yöntemlerden biri, seri kapasitör bağlamaktır. Bu şekilde hattın net seri empedansı azaltılarak daha fazla güç iletimi sağlanır. Mekanik anahtarlama elemanlarının yavaş anahtarlama hızı ve süreksiz olması bu yöntemin kullanımını sınırlandırmaktadır. Diğer taraftan, tristör kontrolörler hat kompanzasyonunu hızlı ve sürekli kontrol edebilme imkanını verir.

TCSC, tristör kontrollü reaktör ve buna paralel bağlı seri kapasitor grubu içerir. Şekil 4.5 ve Şekil 4.6'da sırasıyla TCSC'nin temel yapısı ve kararlılık modeli verilmiştir.



Şekil 4.5 : TCSC'nin temel yapısı [1].



Şekil 4.6 : TCSC'e ait kararlılık modeli [1].

TCR ve kapasitör kombinasyonu, kapasitif reaktansın geniş bir aralıkta kolayca kontrol edilmesini sağlar. Tristör sürekli iletimde olduğunda hatta endüktif reaktans takviyesi yapılmış olur. Kapasitif bölge işletmesi içinse ateşleme açısı (α) maksimum değerine yaklaştırılarak endüktif bölge işletmesi sınırlandırılır.

TCSC'ye ait diferansiyel-cebirselleştirilmiş eşitlikler aşağıda verilmiştir.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_c \\ \dot{\alpha} \end{bmatrix} = f(x_c, \alpha, V, V_{ref}) \quad (4.4)$$

$$0 = \begin{bmatrix} P + V_k V_m B_e \sin(\delta_k - \delta_m) \\ -V_k^2 B_e + V_k V_m B_e \cos(\delta_k - \delta_m) - Q_k \\ -V_m^2 B_e + V_k V_m B_e \cos(\delta_k - \delta_m) - Q_m \\ B_e - B_e(\alpha) \\ \sqrt{P^2 + Q_k^2} - IV_k \end{bmatrix} \rightarrow g(\alpha, V_k, V_m, \delta_k, \delta_m, I, P, Q_k, Q_m, B_e) \quad (4.5)$$

Burada,

$$\begin{aligned}
B_e(\alpha) = & \pi(k_x^4 - 2k_x^2 + 1) \cos k_x(\pi - \alpha) / \\
& \{ X_c [\pi k_x^4 \cos k_x(\pi - \alpha) \\
& - \pi \cos k_x(\pi - \alpha) - 2k_x^4 \alpha \cos k_x(\pi - \alpha) \\
& + 2\alpha k_x^2 \cos k_x(\pi - \alpha) - k_x^4 \sin 2\alpha \cos k_x(\pi - \alpha) \\
& + k_x^2 \sin 2\alpha \cos k_x(\pi - \alpha) - 4k_x^3 \cos^2 \alpha \sin k_x(\pi - \alpha) \\
& - 4k_x^2 \cos \alpha \sin \alpha \cos k_x(\pi - \alpha)] \}
\end{aligned} \tag{4.6}$$

ve

$$k_x = \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \tag{4.7}$$

TCSC'nin sürekli hal modeli (4.8)'de verilmiştir.

$$0 = \left[\begin{array}{c} B_e - B_{e,ref} \\ g(\alpha, V_k, V_m, \delta_k, \delta_m, I, P, Q_k, Q_m, B_e) \end{array} \right] \tag{4.8}$$

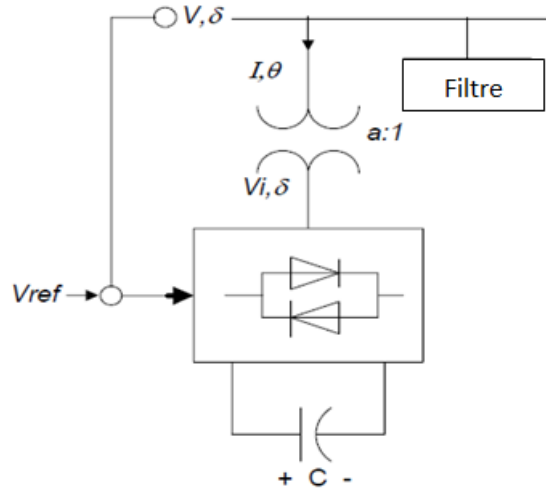
4.3 Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM)

STATCOM, sisteme gerekli aktif ve reaktif güç temini için da giriş gerilimini aa çıkış gerilimine dönüştüren gerilim kaynaklı bir dönüştürücüdür. Çıkış geriliminin genliği değiştirilerek aa sistem (şebeke) ve evirici arasındaki reaktif güç alışverişi kontrol edilir. Çıkış geriliminin genliği aa sistemin gerilim genliğinden büyükse, evirici aa sistem için reaktif güç üretir. Çıkış geriliminin genliği aa sistemin gerilim genliğinden küçükse, evirici aa sistemden reaktif güç çeker. Çıkış gerilimi aa sistem gerilimine eşitse reaktif güç alışverişi olmaz.

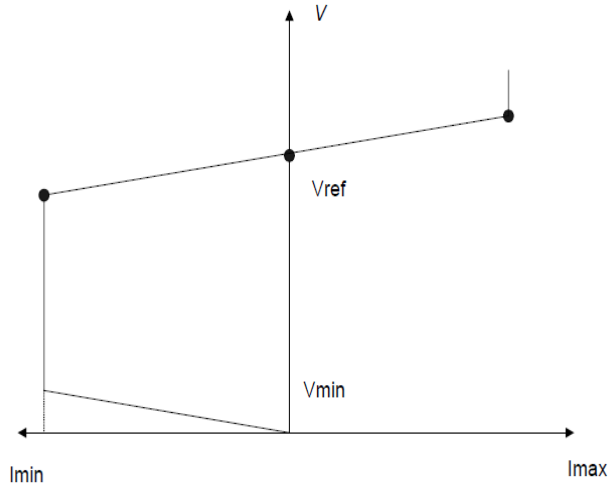
Aa sistem ve evirici arasındaki aktif güç alışverişi, aa sistem gerilimi ile evirici çıkış gerilimi arasındaki faz açısı değiştirilerek kontrol edilir. Evirici çıkış gerilimi aa sistem geriliminden ileri fazda tutulursa evirici aa sisteme aktif güç verir. Evirici çıkış gerilimi aa sistem geriliminden geri fazda tutulursa evirici aa sistemden aktif güç çeker. Sürekli halde STATCOM ve aa sistem arasındaki güç alışverişi çoğunlukla reaktiftir, şebekeden aktif güç STATCOM'un iç kayıplarını karşılamak için çekilir.

STATCOM'un temel yapısı ve V-I eğrisi Şekil 4.7 ve Şekil 4.8'de verilmiştir. Şekil 4.8'de görüldüğü gibi, STATCOM kapasitif ve endüktif kompanzasyon sağlayabilir

ve aa sistem geriliminden bağımsız olarak çıkış akımını kontrol edebilir. Herhangi bir gerçek sistem gerilim değerinde tam kapasitif veya tam endüktif çıkış akımı sağlayabilmesi, STATCOM'un SVC'ye üstünlüklerinden biridir. Çünkü düşük aa sistem gerilimde SVC'nin çıkış akımı da azalmaktadır. STATCOM için gerekli kurulum alanı SVC'den %50 daha küçüktür. Ayrıca, sürekli halde daha büyük yükleri beslemek için, STATCOM, SVC'ye göre daha fazla reaktif güç sağlayabilir.



Şekil 4.7 : STATCOM'un temel yapısı [1].

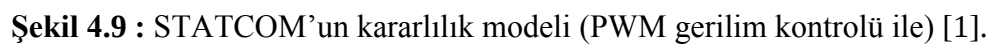


Şekil 4.8 : STATCOM'a ait V-I karakteristiği [1].

STATCOM'un kontrolünde iki teknik kullanılır. Birinci teknik, faz kontrolüdür ki; faz kayması β 'nın kontrolü ile STATCOM'un çıkış gerilim genliği kontrol edilir. Diğer teknik, darbe genişlik modülasyonudur (PWM) ki; çıkış gerilim genliği ve faz kaymasının (çıkış geriliminin faz açısı) bağımsız kontrolüne imkan sağlar. Bu durumda dc gerilim aa gerilimden ayrı olarak kontrol edilir.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_c \\ \dot{\alpha} \\ \dot{m} \end{bmatrix} = f(x_c, \alpha, m, V, V_{dc}, V_{ref}, V_{dc,ref}) \quad (4.9)$$

$$0 = \begin{bmatrix} P - VI \cos(\delta - \theta) \\ Q - VI \sin(\delta - \theta) \\ P - V^2 G + kV_{dc} VG \cos(\delta - \theta) + kV_{dc} VB \sin(\delta - \theta) \\ Q + V^2 B - kV_{dc} VG \cos(\delta - \theta) + kV_{dc} VB \sin(\delta - \theta) \end{bmatrix} \quad (4.11)$$


$$0 = \begin{bmatrix} V - V_{ref} \pm X_{SL} I \\ V_{da} - V_{da,ref} \\ P - V_{da}^2 / R_c - RI^2 \\ g(\alpha, k, V, V_{da}, \delta, I, \theta, P, Q) \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

STATCOM'un modelini daha iyi anlayabilmek için Şekil 4.9'a göre bazı matematiksel açıklamalar aşağıda verilmiştir. Bütün işaretlerin sinusoidal olduğu kabul edilerek, aa (ac) baradan eviriciye akan ani güç aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$p = 3V_{aa}I_{aa}\cos(\delta - \theta)$$

(4.13)

Burada, V_{aa} ve I_{aa} uç (faz-nötr) gerilimi ve STATCOM'dan akan faz akımının etkin değerleri, δ ve θ sırasıyla gerilim ve akımın fazlarıdır.

Aa sistem gerilimi, bara faz gerilimi v_{aa} ve evirici (inverter) çıkış gerilimi v_{evr} arasındaki faz kayması ile kontrol edilir.

$$v_{aa} = \sqrt{2}V_{aa}\sin(\omega t + \beta) \quad (4.14)$$

$$v_{evr} = \sqrt{2}V_{evr}\sin(\omega t + \beta + \alpha) \quad (4.15)$$

Kayıplar ihmal edilirse, $\alpha < 0^\circ$ ise evirici çıkış gerilimi bara geriliminden geri fazda olacağından kapasitör şarj olur ($p > 0$), $\alpha > 0^\circ$ ise bara gerilimi evirici çıkış geriliminden geri fazda olacağından kapasite deşarj olur ($p < 0$). Evirici çıkış gerilimi v_{evr} 'nin etkin değeri aşağıdaki gibi tanımlanır.

$$V_{evr} = kV_{da} \quad (4.16)$$

Burada V_{da} , kapasitörün ortalama da (dc) gerilimidir. Faz kontrolünde k, bir sabittir örneğin 12-darbeli evirici için $k=0.9$ 'dur. PWM kontrolde k, kontrollü bir değişkendir ve $k = \sqrt{3/8}m$ olarak ifade edilir.

Aa ve dc taraflar arasındaki güç dengesi,

$$p = 3V_{aa}I_{aa}\cos(\delta - \theta) = V_{da}I_{da} + 3a^2RI_{aa}^2 \quad (4.17)$$

$$= V_{da}\left(C\frac{dV_{da}}{dt} + \frac{V_{da}}{R_c}\right) + 3a^2RI_{aa}^2 \quad (4.18)$$

olarak verilir. Burada, a transformatörün çevirme oranı, R dönüştürücünün aa tarafındaki kayıpları sembolize eden seri direnç, R_c dönüştürücünün dc tarafındaki kayıpları ve kapasitörün şarj/deşarj zaman sabitini modellemek için kullanılan evirici kapasitörüne paralel dirençtir. V_{da} gerilimindeki değişim aşağıdaki doğrusal olmayan diferansiyel eşitlik ile verilir:

$$\frac{dV_{da}}{dt} = 3 \frac{V_{aa} I_{aa}}{CV_{da}} \cos(\delta - \theta) - \frac{1}{R_c C} V_{da} - 3 \frac{a^2 R I_{aa}^2}{CV_{da}} \quad (4.19)$$

ve p.u. eşitliği,

$$\dot{V}_{da} = \frac{VI}{CV_{da}} \cos(\delta - \theta) - \frac{1}{R_c C} V_{da} - \frac{RI^2}{CV_{da}} \quad (4.20)$$

(4.20) eşitliği yukarıda verilen **(4.10)** eşitliği ile aynıdır.

5. RÜZGAR SANTRALLERİ TEKNOLOJİSİ VE İLETİM SİSTEMİNİN GERİLİM KARARLILIĞINA ETKİSİ

Değişken üretim yapan rüzgar santrallerinin kurulu gücünün dünya genelinde hızla artması, bu sistemlerin şebeke üzerindeki etkilerinin anlaşılmasını gerektirmektedir. Çeşitli rüzgar tiplerinin iletim sistemine olan bozucu etkileri ve bu türbinlerin, sistem gerilim kararlılığını destekleyen geleneksel santrallerden farklılıkları günümüz iletim sistemi işletmesinde önem kazanmaktadır [15].

5.1 Rüzgar Santralleri Teknolojisi [15,16]

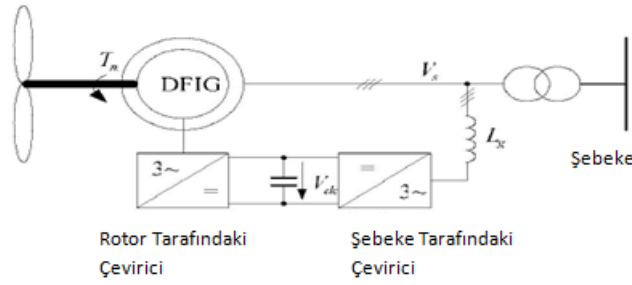
Rüzgar türbinlerinde çoğunlukla kullanılan generatör çeşitleri üç sınıfa ayrılabilir:

- Sincap kafesli asenkron generatör (SCIG): Sincap kafesli rotor ve şebekeye doğrudan bağlı üç sargılı statordan meydana gelir. Rüzgar türbini rotoruyla generatör birbirine bağlıdır ve aralarında dişli bir mekanizma mevcuttur. SCIG generatörler sabit hızlı rüzgar türbinleridir. Dolayısıyla türbin rotoru rüzgar hızının artmasıyla birlikte verimliliği azaltacak şekilde dizayn edildiğinden rüzgardan elde edilecek güç sınırlandırılmış olur. SCIG generatörler reaktif güç tükettikleri için gerilim kontrolü yapabilme kabiliyetleri yoktur. Bu nedenle, bağlantı noktasında kapasitör kullanılarak gerilim düşümü engellenmelidir.
- Çift beslemeli asenkron generatör (DFIG): Rotoru sargılı asenkron generatörler, çift yönlü akım akışını sağlayan (back-to back) gerilim kaynağı elektronik güç çeviricisi üzerinden şebekeye bağlıdır. Mekanik frekansın ve elektriksel rotor frekansının birbirinden bağımsız olması, ancak şebeke ile rotor frekansının birbiriyle uyumlu olması, çeviricinin uyarma sistemini kontrol etmesiyle sağlanmaktadır. Rüzgar türbin rotoru dişli mekanizma üzerinden generatöre bağlıdır.
- Senkron generatörler: Stator sargılarına bağlı elektronik güç çeviricisi ile şebekeden tamamen bağımsız olmaları, rüzgar tarlalarında kullanılan senkron generatörlerinin en önemli özellikleridir. Çevirici, generatör tarafında

doğrultucu veya gerilim kaynağı çeviricisi ile şebeke tarafında gerilim kaynağı çeviricisinden oluşur. Senkron generatörler, mıknatıs veya uyarma sistemi ile uyarılmaktadır.

5.1.1 Çift beslemeli asenkron generatör (DFIG) [2,18]

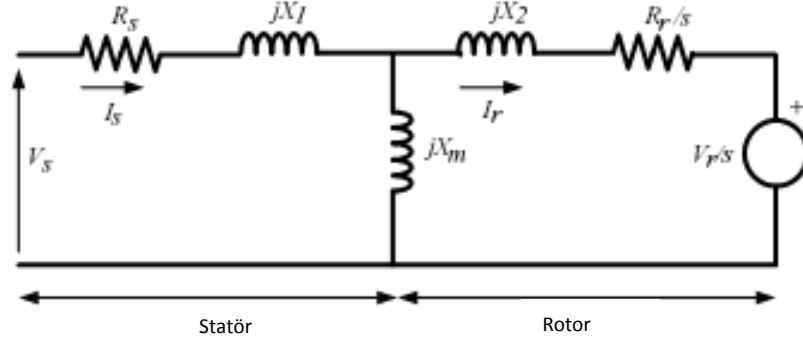
Çift beslemeli asenkron generatörler değişken hızlı makinelerdir ve günümüzde çeşitli sebeplerden ötürü rüzgar türbin uygulamalarındaki popülerliği artmaktadır. Temel sebebi, rüzgardan optimum güç elde etmek amacıyla sahip oldukları çalışma hızlarını değiştirebilme yetisidir. Bu, rotor tarafındaki çeviriciden rotor devresinin aktif ve reaktif güç ile beslenmesi sayesinde başılır. Çevirici devre, reaktif gücün üretimine ya da tüketimine imkan sağlayarak DFIG'i sadece reaktif güç tüketen SCIG'den farklı hale getirir. Bundan dolayı DFIG'ler SCIG'lerin yaptığı gibi benzer gerilim kararsızlığı problemine neden olmazlar.



Şekil 5.1: Çift beslemeli asenkron generatör (DFIG) sistemi[17].

DFIG'ler güç elektroniği çeviricilerinin kullanımını sağlarlar ve böylece belirlenen güç faktöründe çalışmak ya da şebeke gerilimini kontrol etmek için kendi reaktif güçlerini düzeltebilirler. Fakat limitli PWM çevirici kapasitesinden ötürü DFIG'nin gerilim kontrol kabiliyeti senkron generatörlere yetişemez. Gerilim kontrol gerekliliği DFIG'nin kapasitesini aştığında aynı zamanda şebekenin gerilim kararlılığı da etkilenir.

Normal sürekli hal işletmesi süresince rüzgar santralinin kontrol stratejisine bağlı olarak DFIG, PQ generatör barası ya da PV barası olarak modellenenebilir.



Şekil 5.2 : DFIG'nin eşdeğer devresi

Şekil 5.2, DFIG'nin eşdeğer devresini göstermektedir ve rotor tarafında generatörün çıkış gerilimini kontrol eden V_r gerilim kaynağına sahiptir. Eşdeğer devre ile aşağıdaki DFIG rüzgar türbinin denklemleri tanımlanabilir:

$$V_s = R_s I_s + jX_l I_s + jX_m (I_s + I_r) \quad (5.1)$$

$$\frac{V_r}{s} = \frac{R_r}{s} I_r + jX_2 I_s + jX_m (I_s + I_r) \quad (5.2)$$

Stator ve rotor arasındaki güçlerin toplamı olan generatörün aktif ve reaktif güçleri aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$P_s + jQ_s = V_s I_s$$

$$P_r + jQ_r = V_r I_r$$

$$P_{total} = P_s + P_r \quad (5.3)$$

Rotor devresini değişken AA frekanslarında çalıştırarak makinenin mekanik hızı kontrol edilebilir. Bu tasarımda makinenin net güç çıkışı, makinenin statorundan çıkan ve sisteme doğru rotora giren (çeviriciye doğru) gücün toplamından oluşur. Senkron hız civarında çalıştığında aktif güç sistemin içine çevirici vasıtasıyla rotordan elde edilir. Senkron hızın altında çalıştığında aktif güç rotor tarafından çevirici vasıtasıyla sistemden çekilir. Senkron hızlarda rotordaki gerilim aslında DC'dir ve rotor ile sistem arasında belirgin net güç değişimi yoktur. DFIG generatorü standart senkron makinelerle benzer reaktif güç kabiliyeti sağlar.

5.2 Rüzgar Santrallerinin İletim Sisteminde Gerilim Kararlılığına Etkisi [5,15]

5.2.1 Reaktif güç üretimi ve gerilim kontrolü

Güç sistemlerinin iletim hatları, transformatörler ve yükler gibi çeşitli bileşenleri reaktif güç tüketirler. Tüketilen bu reaktif gücün kompanze edilmesi ve şebekede güç iletilebilmesi için reaktif gücün üretim santrallerinde ve kompanzasyon grupları gibi diğer teçhizatlar tarafından temin edilmesi gerekmektedir.

Şebekenin işletilmesi, şebeke geriliminin kontrolünü gerektirir ki bu genellikle üretim santralleri tarafından yapılır. Rüzgar türbinleri de her ne kadar sınırlı oranda reaktif güç tüketimi veya üretimine sahip olsalar da gerilim kontrolüne katkıda bulunabilirler.

Sincap kafesli asenkron generatörlerde aktif güç, rotor hızı, gerilim ve reaktif güç arasında sabit ilişki vardır. Bu nedenle bu tip türbinler reaktif güç çıkışıyla gerilim kontrolü yapamazlar. Gerilim çıkışının kontrolü için kontrol edilebilir reaktif güç sağlayacak ekipmanların da tesis edilmesi gereklidir. Sabit hızlı türbinler değişken karakteristikli rüzgar ile üretim yaptıklarından şebekede flikere neden olurlar.

Değişken hızlı türbinler gerilim kontrolünü reaktif güç çıkışlarını ayarlayarak yapabilseler de gerilim kontrolü yeteneği çevirici ve kontrol sistemlerinin kapasiteleriyle sınırlıdır. DFIG generatörler, kullanılan teknolojiye bağlı olarak nominal aktif güç üretiminin maksimum %30'u kadar reaktif güç üretebilir veya şebekeden çekerler. Genel olarak rüzgar türbinlerinin özellikle şebekenin zayıf olduğu uç noktalarında gerilim sorununa neden olacağı göz önünde bulundurulmalıdır.

5.2.2 Rüzgar santrallerinin bölgesel ve şebeke genelindeki bozucu etkileri

Rüzgar santralleri, değişken üretim yapma karakteristiklerinden dolayı geleneksel santrallerden oldukça farklıdır. Rüzgar santrallerinin toplam kurulu gücünün artmasıyla şebeke üzerindeki bozucu etkileri ve bunların neden olacağı tehlike de artar. Bölgesel etkiler, diğer rüzgar santrallerinden bağımsız olarak her bir santralin bağlı olduğu transformatör merkezinde görülür. Rüzgar santrallerinin şebekeye olan toplu bozucu etkileri ise bütün şebekede görülür.

Bölgesel bozucu etkiler:

- Transformatörlerdeki ve iletim hatlarındaki güç akışlarında, transformatör merkezlerindeki gerilimlerde değişiklikler
- Koruma sistemleri, kısa devre arıza akımları ve şalt tesislerinde değişiklikler
- Güç kalitesindeki değişiklikler (Harmonik, fliker...)

olarak özetlenebilir.

Rüzgar türbinlerinin arıza akımlarına katkısı türbin tipine göre farklılık gösterir.

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinde kullanılan elektronik güç çeviricilerinden harmonik oluşumuna neden olur.

Sabit hızlı rüzgar türbinlerinin, mekanik dalgalanmaları elektriksel çıktıya aynen yansıtmaalarının sonucunda fliker oluşmaktadır.

Şebekeye olan bozucu etkileri:

- Sistem dinamiği ve kararlılık
- Reaktif güç kontrolu ve gerilim
- Frekans kontrolu ve geleneksel santrallerde sık sık yük alma/yük atma

olarak özetlenebilir.

Rüzgar santrallerinin türbinlerindeki generatör sistemlerinin geleneksel santrallerdeki senkron generatörlerden farklı olmaları, bu santrallerin sistem dinamiği ve kararlılığı üzerindeki bozucu etkilere sebep olur. Bu generatörlerin bağlantı noktasındaki gerilim ve frekansa bağlı tepkileri, diğer senkron generatörlerden farklıdır. Değişken hızlı türbinlerin elektronik güç çeviricileri, gerilim düşümüne bağlı aşırı akımlara çok duyarlıdır. Bu nedenle, gerilimdeki az bir düşüş bile bir bölgedeki rüzgar santrallerinin topluca devre dışı kalmasına yol açar. Bu durumda, sistemde çok önemli problemlere yol açabilecek sistem kararlılığının korunması konusunda sorunlar meydana gelmektedir.

Rüzgar santrallerinin reaktif güç ve gerilim kontrolu üzerindeki etkileri:

- Rüzgar santrallerinin reaktif güç çıkışı (bütün rüzgar santralleri değişken reaktif güç üretim kapasitesine sahip değildir) kapasitesine,

- Rüzgar santrallerinin (Rüzgar santrallerinden farklı olarak, geleneksel santraller sistemin ihtiyaç duyduğu yerlere kurulabilmektedir) kurulacağı yere,
 - Şebekeye uyumluluğuna
- bağlı olarak değişir.

6. PARÇACIK SÜRÜ OPTİMİZASYONU (PSO) [19,20]

Parçacık Sürü Optimizasyonu (Particle Swarm Optimization) (PSO), 1995'te Dr. Eberhart ve Dr. Kennedy tarafından kuş ve balık sürülerinin sosyal davranışlarından esinlenilerek geliştirilmiştir.

Bir bölgede rasgele yiyecek arayan bir kuş sürüsünün olduğu ve arama yapılan bölgede sadece bir parça yiyecek olduğu varsayalım. Kuşların hiçbirinin yiyeceğin nerede olduğunu bilmediği düşünölsün. Fakat kuşların, her bir iterasyon sonunda yiyeceğin ne kadar uzakta olduğunu bildikleri varsayalım. Bu durumda en etkili strateji; yiyeceğe en yakın olan kuşu takip etmektir.

PSO, bu senaryoya göre çalışarak optimizasyon problemlerinin çözümünü arar. PSO'da "parçacık" olarak adlandırılan her bir çözüm arama uzayındaki bir kuştur. Tüm parçacıkların, bir uygunluk değeri ve uçuşlarını yönlendiren hız bilgileri mevcuttur. Uygunluk değeri, optimize edilecek uygunluk fonksiyonu tarafından değerlendirilir. Her bir parçacık problem uzayında bulunan optimum parçacıkları takip ederek uçar.

PSO, bir grup rasgele çözümle (parçacıkla) çalışmaya başlatılır ve generasyonlar güncellenerek optimum değeri aranır. Her iterasyonda, her bir parçacık iki tane "*en iyi*" değere göre güncellenir. Bunlardan birincisi; bir parçacığın o ana kadar bulduğu en iyi uygunluk değeri ki daha sonra kullanılmak üzere hafızada tutulur ve "*pbest*" yani parçacığın en iyi değeri olarak adlandırılır. Diğer en iyi değeri ise popölasyondaki herhangi bir parçacık tarafından o ana kadar elde edilmiş en iyi uygunluk değerine sahip çözümdür ki popölasyon için global en iyi değeri ve "*gbest*" olarak adlandırılır.

pbest ve *gbest* değerlerini bulduktan sonra parçacık hızını ve konumunu aşağıdaki verilen (6.1) denklemlerine göre değiştirir:

$$v_i^{k+1} = v_i^k + c_1 rand_1^k (pbest_i^k - x_i^k) + c_2 rand_2^k (gbest^k - x_i^k) \quad (6.1)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1}$$

Burada k , iterasyon sayısını ve i , parçacık numarasını ifade eder.

(6.1) denkleminde geçen terimler aşağıdaki gibidir:

v_i^k = k . iterasyonda i . parçacığın hızı

c_1, c_2 = öğrenme faktörleri

x_i^k = k . iterasyonda i . parçacığın şimdiki konumu

$rand_1^k, rand_2^k$ = 0 ile 1 arasında üretilen rastgele değerler

$pbest_i^k$ = k . iterasyonda i . parçacığın en iyi değeri

$gbest^k$ = k . iterasyonda global en iyi çözüm

c_1, c_2 değerleri parçacıkları $pbest$ ve $gbest$ konumlarına doğru yönlendiren sabitlerdir. c_1 parçacığın kendi tecrübelerine göre, c_2 ise sürüdeki diğer parçacıkların tecrübelerine göre hareketi yönlendirir.

7. BENZETİM ÇALIŞMALARI

Gerilim kararlılığı, sistemler üzerinde statik analiz ve dinamik analiz yapılarak incelenmiştir. Statik analiz için kullanılan ve ikinci kısımda anlatılan süregelen güç akışı yöntemi, UWPFLOW programı kullanılarak sistemlere uygulanmıştır. Dinamik analiz ise PSAT programında zaman domeni analizi yapılarak gerçekleştirilmiştir. Dinamik analizde kullanılan STATCOM'un kontrolör parametreleri Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO) kullanılarak optimize edilerek, PSO'nun optimal parametrelerin belirlenmesi üzerindeki etkinliği gösterilmiştir. Statik ve dinamik analiz yöntemleri öncelikle IEEE-14 baralı test sistemine daha sonra da Bursa Bölgesi İletim Sistemine uygulanmıştır. Analizler öncelikle mevcut durum için daha sonra da rüzgar enerji santralının ve FACTS cihazlarının devreye alınması durumları için gerçekleştirilmiştir.

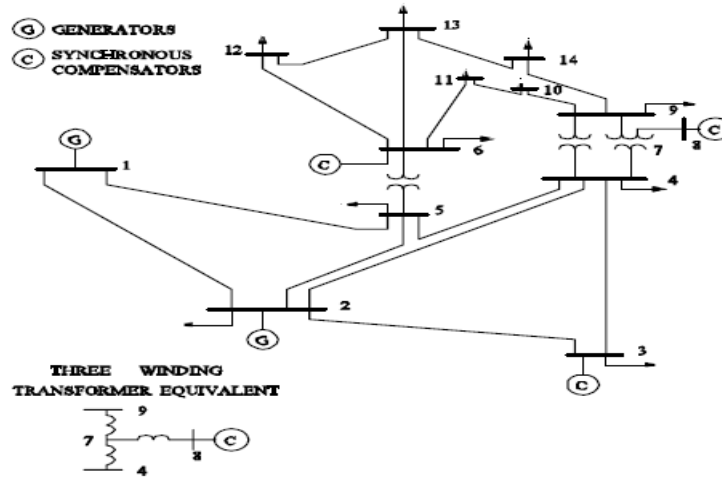
7.1 Süregelen Güç Akışı Yöntemi İle Gerilim Kararlılığının Analizi

Süregelen güç akışı analizleri UWPFLOW programı yardımıyla gerçekleştirilmiştir. Süregelen güç akışı analizi, ilk olarak programın çalışmasını test etmek amacıyla IEEE 14-Baralı Test Sistemine uygulanmıştır. Daha sonra ise, Bursa Bölgesi İletim Sistemi analiz edilmiştir. Her iki sistem için, bazı hatların devreden çıkmasının, rüzgar enerji santrallerinin ve FACTS cihazlarının statik gerilim kararlılığına etkileri incelenmiştir.

Analizlerde, gerilim altında otomatik olarak yük atma ve kademe değiştirici transformatörler gibi tüm AA sistem kontrolleri ihmal edilmiştir. Süregelen güç akışı analizlerinde IEEE Common Format kullanılmıştır.

7.1.1 IEEE 14-Baralı Test Sisteminin Süregelen Güç Akışı Analizi

Analizde 1. bara gevşek bara olarak seçilmiştir. 2., 3., 6., ve 8. baralar ise gerilim kontrol barası (PV barası) olarak seçilmiştir.



Şekil 7.1 : 14 Baralı Test Sistemi[1].

7.1.1.1 RES bağlanmadan önce IEEE 14-baralı test sisteminin süregelen güç akışı analizi

Temel durumda yapılan süregelen güç akışı analizi sonucunda elde edilen sistemdeki tanjant vektörü en büyük olan baralar, dolayısıyla da gerilim kararlılığı bakımından en zayıf baralar Çizelge 7.1’de verilmiştir.

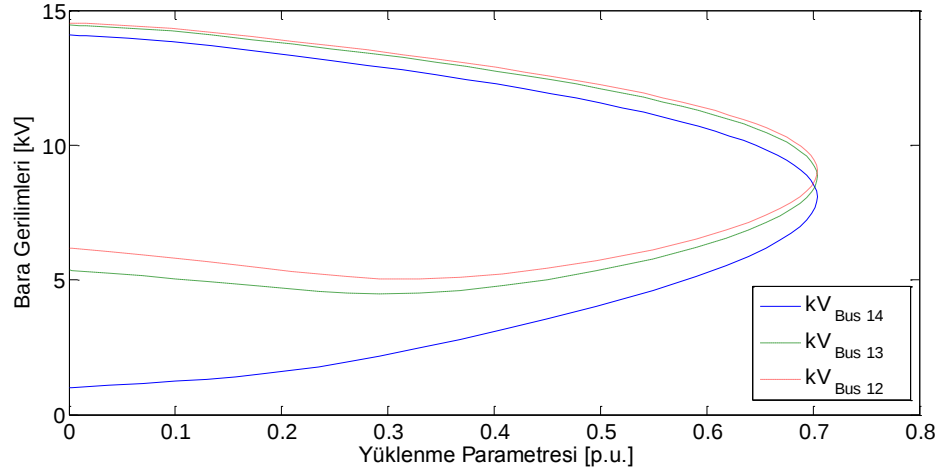
Çizelge 7.1 : En zayıf 6 baranın tanjant vektörleri.

Bara Adı	Tanjant Vektörü
Bara 14	0.14617
Bara 13	0.13521
Bara 12	0.13167
Bara 10	0.13167
Bara 11	0.12891
Bara 9	0.12837

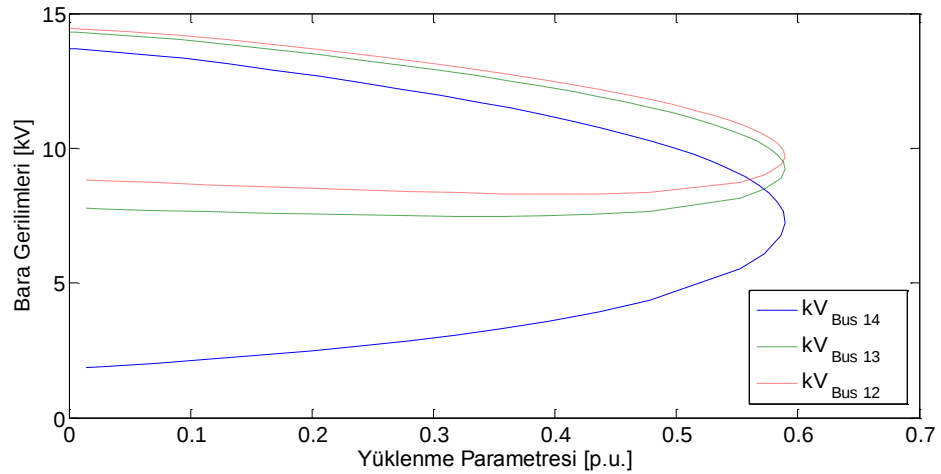
Yapılan analizde gerilim kararlılığı bakımından en zayıf bara, Çizelge 7.1’de ve Şekil 7.2’de verildiği gibi, 14. baradır. Çizelge 7.2’den görüleceği üzere, normal işletme koşullarında (temel durumda) sistemin maksimum yüklenme parametresi $\lambda_{maks} = 0.70400$ ’dir.

Sistem güvenliği açısından, N-1 koşulunu sağlayıp sağlayamadığını kontrol etmek amacıyla sistemdeki en yüklü hattın devreden çıkması durumunda gerilim kararlılığı analizi yapılmıştır. Sistemdeki en yüklü hat, 1. ve 2. baralar arasındaki hattır. Yapılan analiz sonucunda bu hattın devreden çıkması durumunda sistemde gerilim çökmesi

meydana geldiği görülmüştür. 14. baraya bağlı hatlardan en yüklü olanı ise 9. ve 14. baralar arasındaki hattır. Bu hattın devreden çıkması durumunda maksimum yüklenme parametresi $\lambda_{maks} = 0,58955$ 'e düşmektedir.



Şekil 7.2: RES bağlanmadan önce temel durumda sistemdeki en zayıf 3 baraya ait gerilim profilleri.



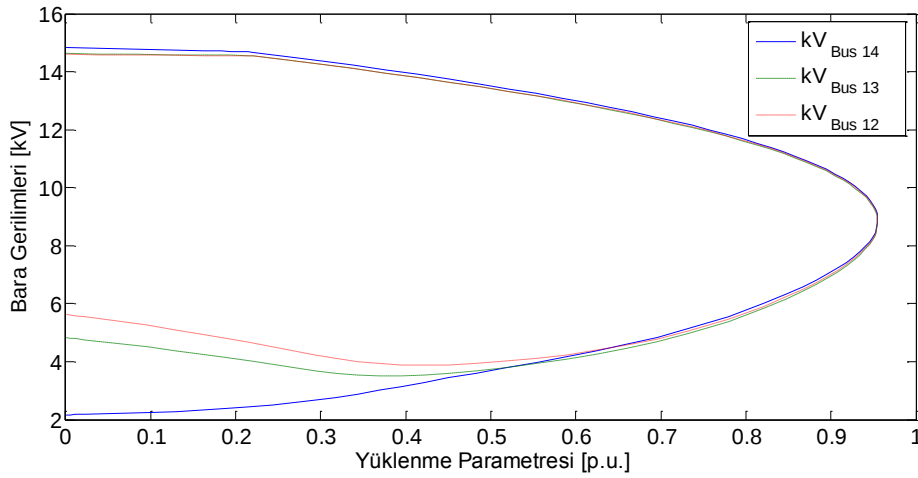
Şekil 7.3 : RES bağlanmadan önce Bara 9-Bara 14 arasındaki hattın devre dışı iken gerilim profilleri.

Çizelge 7.2 : Test sisteminin RES bağlanmadan önce çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları.

Durum	Maksimum Yükleme Sınırı
Temel durum	0,70400
Bara 1 - Bara 2 hattı devre dışı	Çözüm yok
Bara 9 - Bara 14 hattı devre dışı	0,58955

7.1.1.2 RES bağlandıktan sonra IEEE 14-baralı test sisteminin süregelen güç akışı analizi

5. kısımda anlatıldığı gibi rüzgar enerji santralleri güç sistemi sürekli hal analizlerinde kullanılan generatörün tipine bağlı olarak modellenenmektedir. 14. baraya, kullanımı hızla yaygınlaşan DFIG generatörlerin kullanıldığı bir rüzgar enerji santrali bağlanmış ve santralin şebekeye verdiği maksimum aktif ve reaktif güç değerleri sırasıyla, $P= 54 \text{ MW}$ ve $Q= 7,5 \text{ MVar}$ varsayılarak analizler yapılmıştır. Rüzgar santrali PQ üretim barası olarak modellenmiştir.

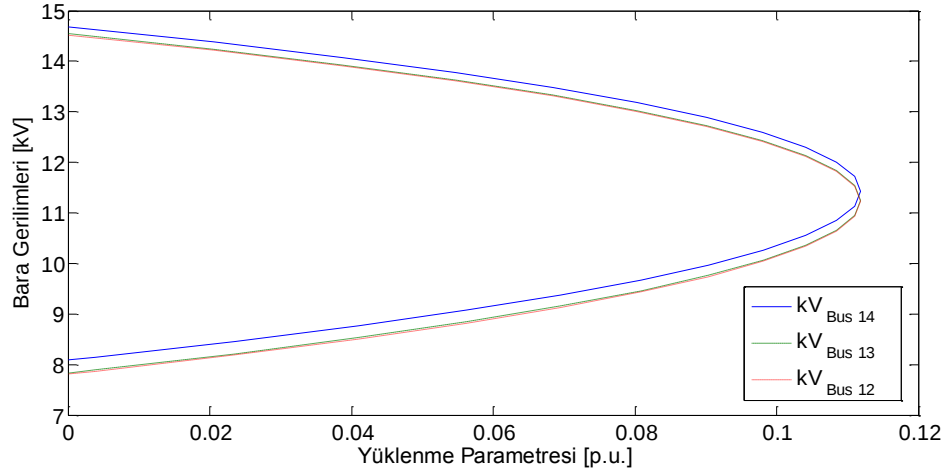


Şekil 7.4 : RES bağlandıktan sonra en zayıf baralara ait gerilim profilleri.

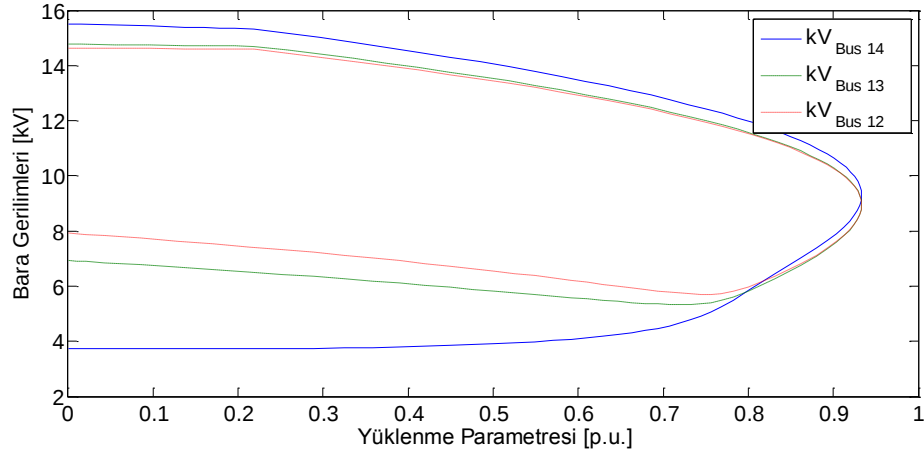
Şekil 7.4’te, 14.baraya RES bağlandıktan sonra en zayıf baralara ait gerilim profilleri verilmiştir. Çizelge 7.3’te görüldüğü gibi, RES bağlantısıyla birlikte sistemin yüklenme sınırı 0,95502’e yükselmiştir. RES bağlantısından önce Bara 1 - Bara 2 hattı devreden çıktığında gerilim çökmesi meydana gelmekteydi. RES bağlantısıyla bu durumun ortadan kalktığı Şekil 7.5’te görülmektedir.

Çizelge 7.3 : Test sisteminin RES bağlandıktan sonra çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları.

Durum	Maksimum Yüklenme Sınırı
Temel durum	0,95502
Bara 1 - Bara 2 hattı devre dışı	0,11188
Bara 9 - Bara 14 hattı devre dışı	0,93351



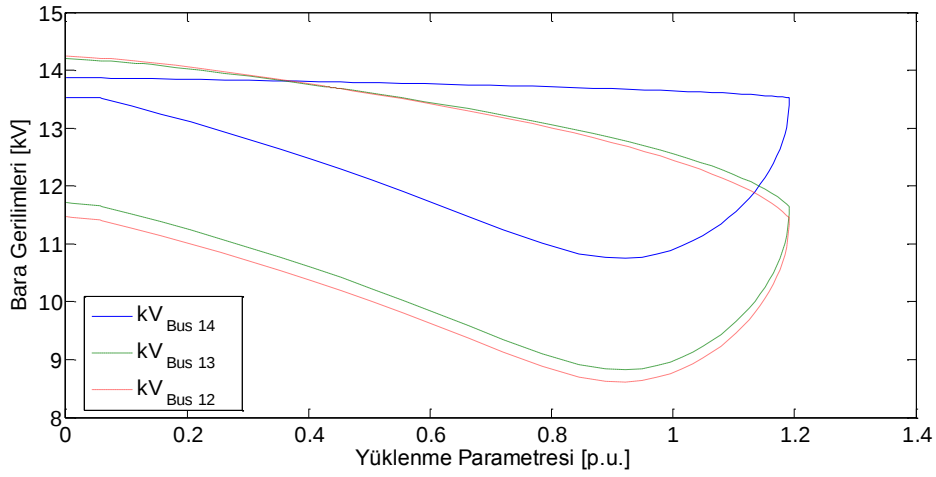
Şekil 7.5 : RES bağlandıktan sonra Bara 1- Bara 2 arasındaki hat devre dışı iken gerilim profilleri.



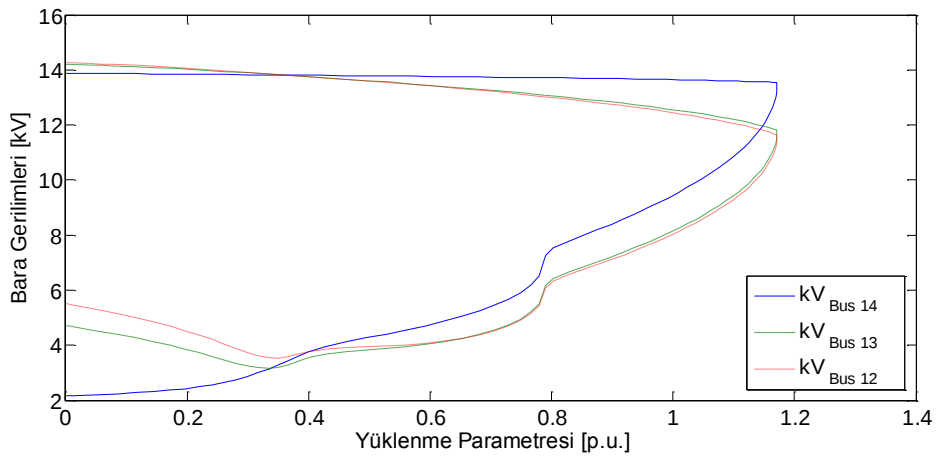
Şekil 7.6 : RES bağlandıktan sonra Bara 9- Bara 14 arasındaki hat devre dışı iken gerilim profilleri.

RES bağlantısından sonra Bara 9 - Bara 14 hattının devreden çıkmasının, RES bağlantısından önce bu hattın devreden çıkmasına göre gerilim kararlılığını daha az etkilediği Şekil 7.6 ve Çizelge 7.3'ten görülmektedir. Ayrıca temel durumdaki yük akışı Bara 14'ten Bara 9'a doğru olduğu için, Bara 9 - Bara 14 hattının devreden çıkmasıyla birlikte 14. baranın gerilimde artış olduğu Şekil 7.4 ve Şekil 7.6'dan görülmektedir.

Gerilim kararlılığını arttırmak amacıyla, 14. baraya 100 MVA STATCOM ve 100 MVA SVC bağlanarak bu cihazların gerilim kararlılığına etkisi incelenmiştir.



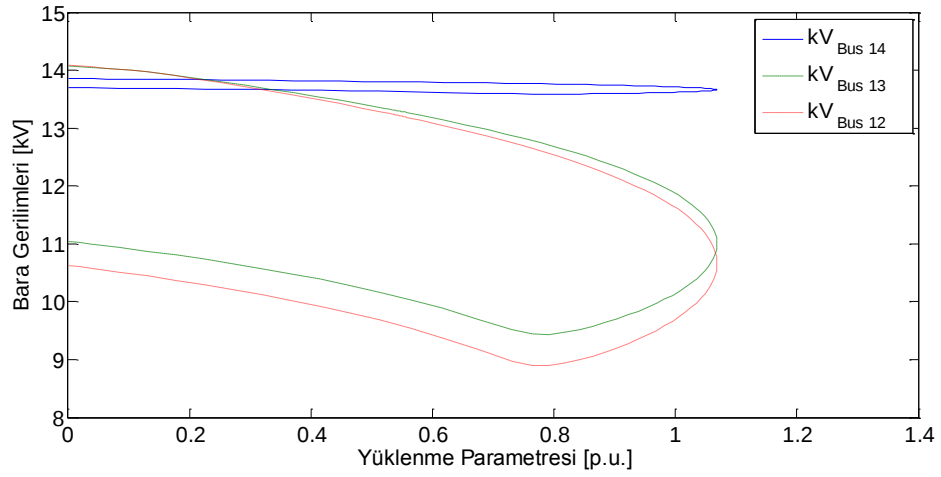
Şekil 7.7 : 14. baraya 100 MVA STATCOM bağlıken gerilim profilleri.



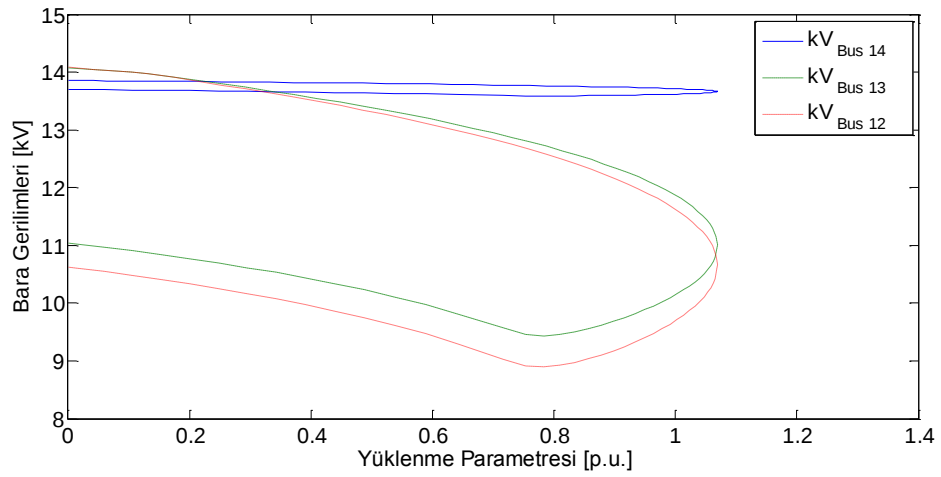
Şekil 7.8 : 14. baraya 100 MVA SVC bağlıken gerilim profilleri.

100 MVA STATCOM'un devreye alınması durumunda yüklenme sınırı 0,95502'den 1,1912'e yükselirken, 100 MVA SVC kullanılması durumunda ise yüklenme sınırı 1,1711'e yükselmektedir. Şekil 7.7 ve Şekil 7.8'de, düşük gerilim seviyelerinde STATCOM'un SVC'e göre daha etkin olduğu ve gerilim düzeyini daha çok iyileştirdiği görülmektedir.

Bara 9 - Bara 14 arasındaki hat devre dışı iken 100 MVA STATCOM ve 100 MVA SVC'nin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi de incelenmiştir. Yüklenme sınırları Çizelge 7.4'de verilmiştir.



Şekil 7.9 : 14. baraya 100 MVA STATCOM bağlıken ve Bara 9 – Bara 14 arasındaki hattı devredışı iken gerilim profilleri.



Şekil 7.10 : 14. baraya 100 MVA SVC bağlıken ve Bara 9 – Bara 14 arasındaki hattı devredışı iken gerilim profilleri.

Yukarıda verilen benzetim sonuçlarına göre, hem RES'in hem de STATCOM ve SVC'nin IEEE-14 baralı test sisteminin maksimum yüklenme parametresini önemli ölçüde arttırdığı gözlenmiştir. Ayrıca, STACOM ve SVC'nin performanslarının birbirine çok yakın olduğu görülmüştür.

Çizelge 7.4 : STATCOM ve SVC bağlantısından sonra maksimum yüklenme sınırları.

Durum	Maksimum Yüklenme Sınırı
Temel durumda, STATCOM devrede	1,1912
Temel durumda, SVC devrede	1,1711
Bara 9 - Bara 14 hattı devre dışı ve STATCOM devrede	1,0685
Bara 9 - Bara 14 hattı devre dışı ve SVC devrede	1,0690

7.1.2 Bursa Bölgesi İletim Sisteminin Süregelen Güç Akışı Analizi

Bursa bölgesi iletim sistemi 154 kV'luk 23 bara ve 24 iletim hattından oluşmaktadır. Analiz için TEİAŞ'tan elde edilen 2008 puant yaz koşullarındaki yük akışı değerleri kullanılmıştır. Sistemdeki mevcut üretim santrallerinin bağlı olduğu baralar; Bursasan-B, Bursasan-A, Bursadg-A, Bursadg-B, Entek ve Yalova baralarıdır. Bursasan-B, gevşek bara olarak seçilmiştir. Bursasan-A, Bursadg-A, Bursadg-B, Entek, Orhangazi ve Yalova baraları gerilim kontrol barası olarak alınmıştır. Sisteme ait tek hat şeması **EK-A**'da verilmiştir.

Yalova'da, 54 MW'lık kurulu güce sahip fakat henüz işletmeye alınmamış bir rüzgar enerji santrali inşaa edilmiştir. Bu santralin Türkiye İletim Sistemine entegre edildiği 154 kV'luk Yalova RES barası, iletim hatları ile Demirtaş ve Yalova baralarına bağlanmaktadır. Bu iletim hatlarının elektriksel parametre değerleri de TEİAŞ'tan elde edilmiştir.

Benzetim çalışmalarında, birinci kısımda Yalova RES bağlanmadan önceki durumda Bursa Bölgesi İletim Sisteminin normal işletme koşullarında ve en yüklü hatların devreden çıkması durumunda gerilim kararlılığı analiz edilmiştir. İkinci kısımda ise öncelikle Yalova RES'in daha sonra da çeşitli FACTS cihazlarının Bursa bölgesi iletim sisteminde gerilim kararlılığına etkisi incelenmiştir.

7.1.2.1 Yalova RES bağlanmadan önce Bursa bölgesi iletim sisteminin süregelen güç akışı analizi

İlk olarak, TEİAŞ'tan elde edilen 2008 puant yaz koşullarındaki veriler ile sisteme ait yük akışı analizi UWPFLOW programı kullanılarak yapılmıştır. Mevcut durum için sisteme ait yük akışı sonuçları **EK-B**'de verilmiştir. Sistemin önce normal işletme koşulları için (temel durum) için süregelen güç akışı analizi yapılmış ve daha sonra N-1 koşulunu uygulamak amacıyla en yüklü hatların devreden çıkmasının sistemin gerilim kararlılığı üzerine etkisi incelenmiştir.

Normal işletme koşullarında ve sisteme henüz FACTS cihazları ve RES eklenmeden önce sistemdeki en zayıf baralara ait tanjant vektörleri Çizelge 7.5'de verilmiştir. Buna göre, sistemdeki en zayıf baralar tanjant vektörü en büyük baralar olan İnegöl ve Kestel baralarıdır.

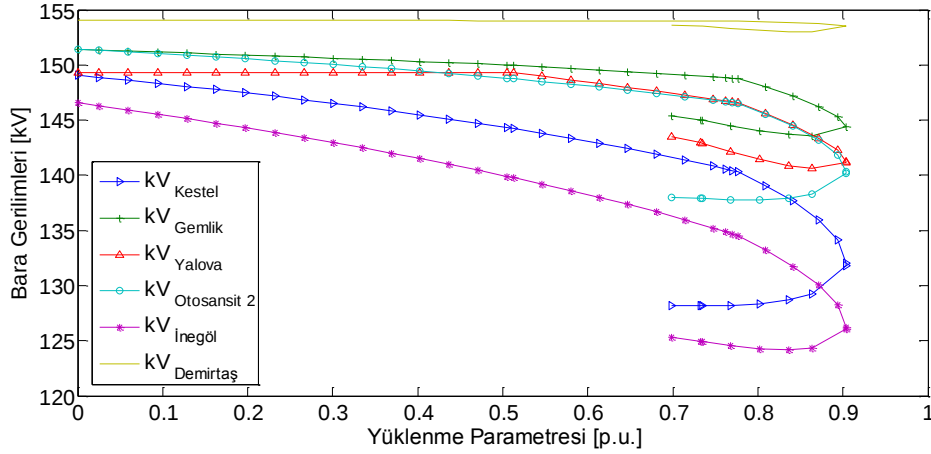
Çizelge 7.5 : En zayıf 6 baranın tanjant vektörleri.

Bara Adı	Tanjant Vektörü
İnegöl	0.012001
Kestel	0.0083017
Otosansit-2	0.005937
Yalova	0.0029038
Orhangazi	0.0028508
Gemlik	0.0028102

Sistemdeki baraları gerilim kararlılığı açısından detaylı incelemek amacıyla baraların P-V eğrileri elde edilmiştir. Bazı baraların yüklenme parametresinin değişimiyle elde edilen gerilim profilleri Şekil 7.11'de görülmektedir.

Puant yaz koşullarında yapılan güç akışı analizinde, Şekil 7.11'de başlangıç noktası gerilim değerlerinden de görüleceği üzere gerilimi en düşük olan bara İnegöl barasıdır (146,4kV). Şekil 7.11'de yüklenme parametresinin artmasıyla bara gerilimlerinin azaldığı görülmektedir. Gerilim kararlılığı bakımından en zayıf baraların İnegöl ve Kestel baraları olduğu aşıkardır. En güçlü bara ise PV barasına yakın karakteristik gösteren Demirtaş barasıdır. Demirtaş barası; üretim santrallerinin olduğu Bursasan-b, Bursadg-b ve Entek baralarının yakınında olduğu için hem de aralarındaki hatlar çok yüklenmiş olmadığından gerilim kararlılığı bakımından kuvvetli bir baradır. İnegöl barasının zayıf olmasının ana nedeni, incelenen bölgedeki

en uzun hattın Orhaneli-İnegöl baraları arasındaki hat olması ve İnegöl'ün yükünün büyük bir kısmının Orhaneli Termik Santralinden karşılanması, dolayısıyla da gerilim düşümünün bu hat üzerinde çok yüksek olmasıdır. Kestel barasının zayıf olmasındaki temel etkenlerden birincisi; sistemdeki en yüklü hattın Kestel-Otosansit-2 baraları arasındaki hat olmasıdır. İkincisi ise; bu baranın, iletim sistemlerinde reaktif güç desteği vererek gerilim kontrolünü sağlayan ana bileşen olan geleneksel santrallere uzak olmasıdır.



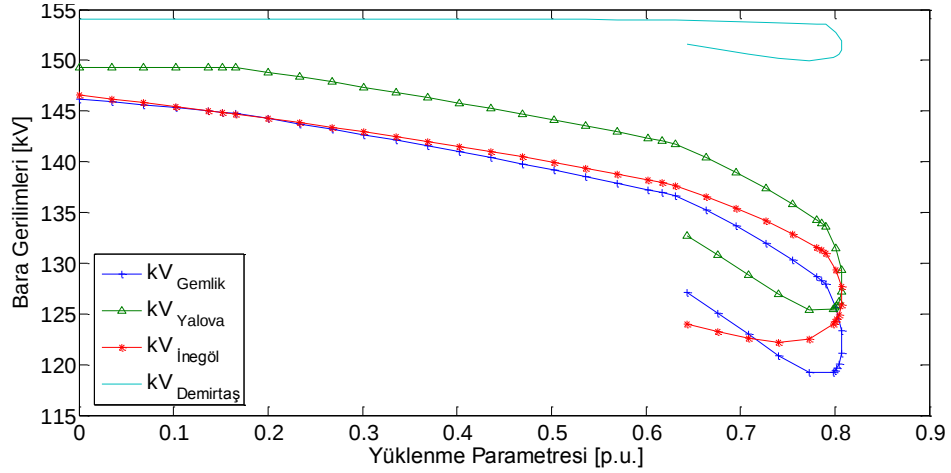
Şekil 7.11: Temel durum için şebekedeki bazı baraların gerilim profilleri.

Şekil 7.11’de, İnegöl ve Kestel bara gerilimlerinin maksimum yüklenme noktasında **EK-C**’de verilen minimum 140 kV işletme gerilimi sınırını sağlayamadığı görülmüştür.

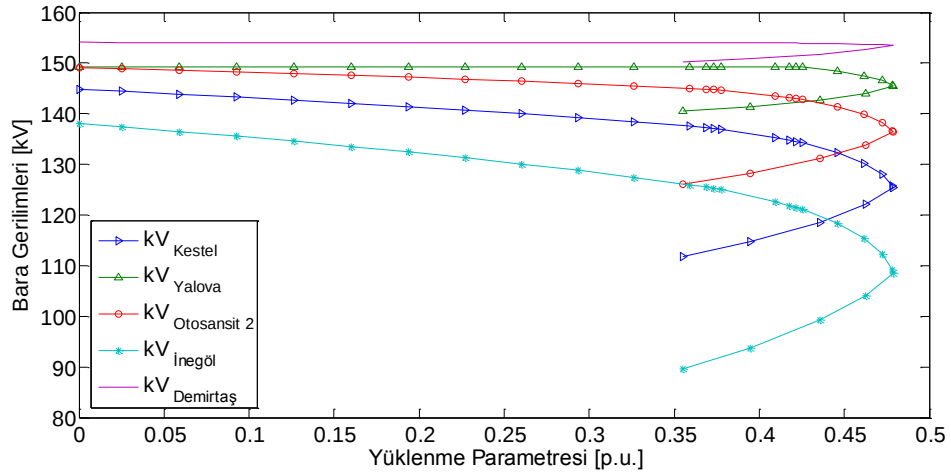
Sistemin sadece normal işletme koşullarında değil, beklenmeyen olaylarda da güvenli olup olmadığını anlamak için, zayıf baralara bağlı ve üzerinde en çok gücün taşındığı hatlardan bir kısmının devreden çıkması durumları için de analiz yapılmıştır. Sistemdeki en yüklü hat, **EK-B**’de görüleceği gibi, Kestel-Otosansit-2 baraları arasındaki hattır ve ondan sonra en yüklü hat ise, Gemlik-BursaDg-B baraları arasındaki hattır.

Benzetim sonuçlarına göre; Çizelge 7.6’da belirtildiği gibi, Kestel-Otosansit-2 baraları arasındaki hattın devre dışı olması sistemde gerilim çökmesine yol açmaktadır. Gemlik-BursaDg-B baraları arasındaki hat devreden çıktığında, sisteme ait P-V eğrileri Şekil 7.12’de verilmiştir. Gemlik– BursaDg-B hattı devre dışı olduğunda sistemin yüklenme sınırının çok düşmemesinin ana sebebi, Gemlik barasının bu hatta bağımlı olmaması ve BursaDg-B barasının bu hattan başka çok sayıda çıkışının olmasıdır. İnegöl barası zayıf olduğundan, İnegöl-Orhangazi baraları

arasındaki hattın devreden çıkması durumu analiz edilmiş ve ilgili baraların P-V eğrileri Şekil 7.13’de verilmiştir.



Şekil 7.12 : Gemlik-BursaDg-B hattı devre dışı iken gerilim profilleri.



Şekil 7.13: İnegöl-Orhaneli hattı devre dışı iken gerilim profilleri.

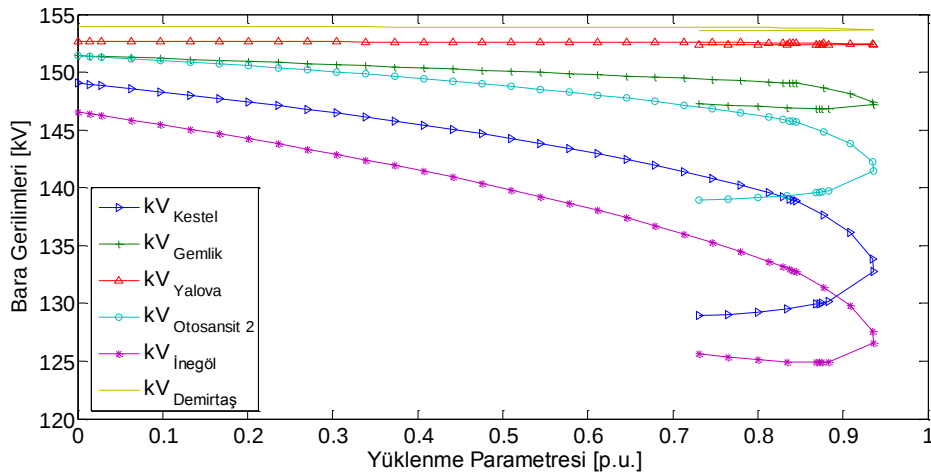
Şekil 7.13’de görüldüğü gibi, İnegöl-Orhaneli hattının devreden çıkması durumunda, en fazla civardaki baralar olmak üzere tüm baraların gerilimleri bu durumdan olumsuz etkilenmiş ve maksimum yüklenme sınırı (MLM) büyük ölçüde düşmüştür. Bunun sebebi, İnegöl barasını besleyen diğer hat olan, Kestel-Otosansit-2 hattının akım taşıma kapasitesinin çok düşük olmasıdır. Üstelik, Kestel-Otosansit-2 hattı normal işletme koşullarında dahi termik sınırlara yakın düzeyde çalışmaktadır.

Çizelge 7.6 : Çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları.

Durum	Maksimum Yüklenme Sınırı
Temel durum	0,90375
Kestel-Otosansit-2 devredışı	Çözüm yok
Gemlik- Bursadg-B devredışı	0,80750
İnegöl-Orhaneli devredışı	0,47850

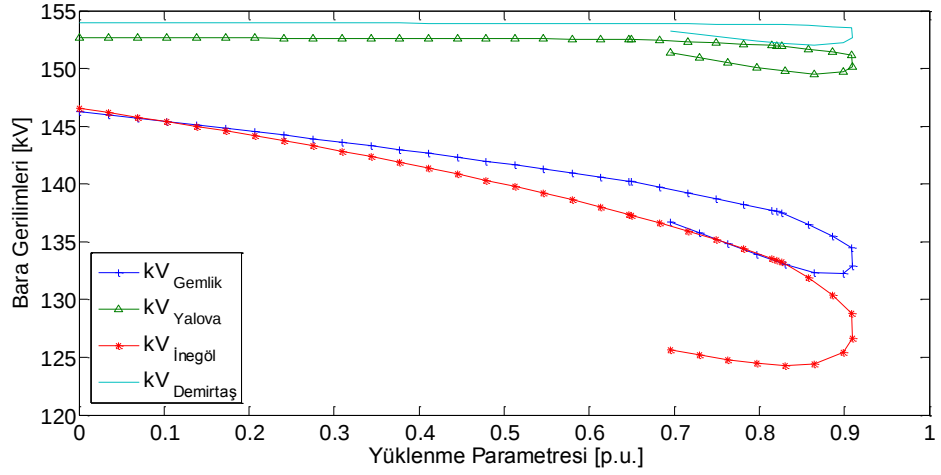
7.1.2.2 Yalova RES'in işletmeye alınmasından sonra Bursa bölgesi iletim sisteminin süregelen güç akışı analizi

Yalova RES santralının kurulu gücü 54 MW'tır. **EK-D**'de gösterildiği gibi, Yalova RES, 154 kV'luk hatlarla Demirtaş ve Yalova baralarına bağlanmaktadır. 5. kısımda anlatıldığı gibi rüzgar enerji santralleri güç sistemi sürekli hal analizlerinde kullanılan generatörün tipine bağlı olarak modellenenmektedir. Yalova rüzgar enerji santralinde, kullanımı hızla yaygınlaşan ve şebekeye reaktif güç verebilme kabiliyetine sahip DFIG tip generatörlerin kullanıldığı varsayılarak analizler yapılmış ve santralin sistem kararlılığına etkisini daha iyi görebilmek için maksimum güç değerlerinde üretim yaptığı varsayılarak, santral PQ üretim barası olarak modellenmiştir. Bu tez çalışmasında Yalova RES'in 15 m/s rüzgar hızında maksimum aktif ve reaktif güç üretim değerlerinin $P=54$ MW ve $Q=7,5$ MVar olduğu varsayılarak benzetim çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

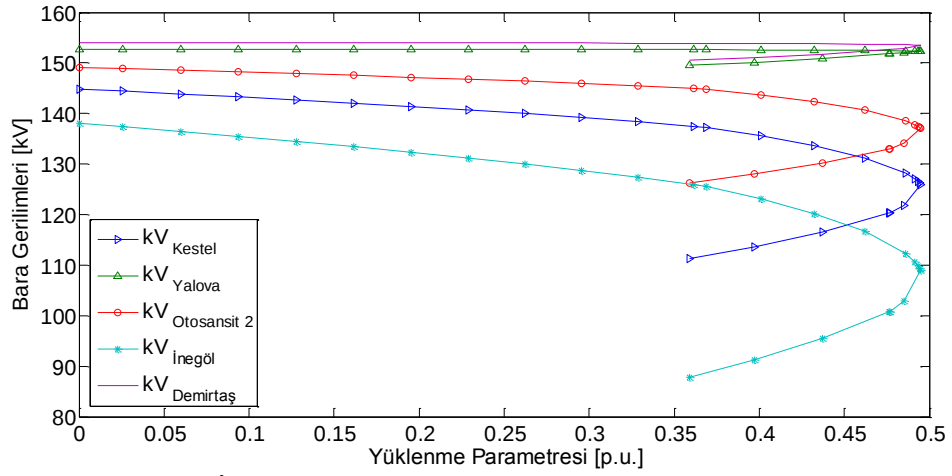


Şekil 7.14 : Temel durumda baraların gerilim profilleri.

Şekil 7.14'te Yalova RES'in işletmeye alınmasıyla, normal işletme koşullarında ilgili baraların P-V eğrileri verilmiştir. Yalova RES'in, Yalova barasını gerilim kararlılığı bakımından çok büyük ölçüde iyileştirdiği görülmektedir. Yalova RES'in, bağlı olduğu Demirtaş ve Yalova baralarının gerilim profilini diğer baralara göre daha fazla etkilediği görülmektedir. Sistem genelinde ise, maksimum yüklenme sınırını 0,90375'ten 0,93628'e yükselterek gerilim kararlılığına olumlu bir katkıda bulunmaktadır.



Şekil 7.15 : Gemlik-BursaDg-B hattı devre dışı iken gerilim profilleri.



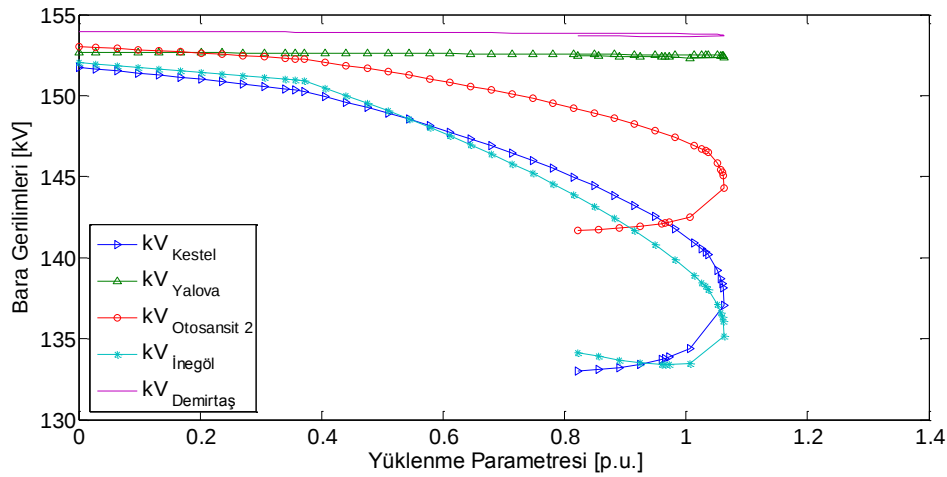
Şekil 7.16 : İnegöl-Orhaneli hattı devre dışı iken gerilim profilleri.

Çizelge 7.6 ve Çizelge 7.7 karşılaştırıldığında, Yalova RES santralının işletmeye alınmasının, Gemlik- Bursadg-B arasındaki hattın devre dışı olması durumundaki kararlılığa etkisi, İnegöl-Orhaneli hattının devre dışı olması durumundaki kararlılığa etkisinden daha fazladır. Bunun temel sebebi, Gemlik ve Bursadg-B baralarının RES'e daha yakın olmasıdır. Ayrıca, Kestel-Otosansit-2 hattı devreden çıktığında gerilim çökmesi meydana gelmiştir.

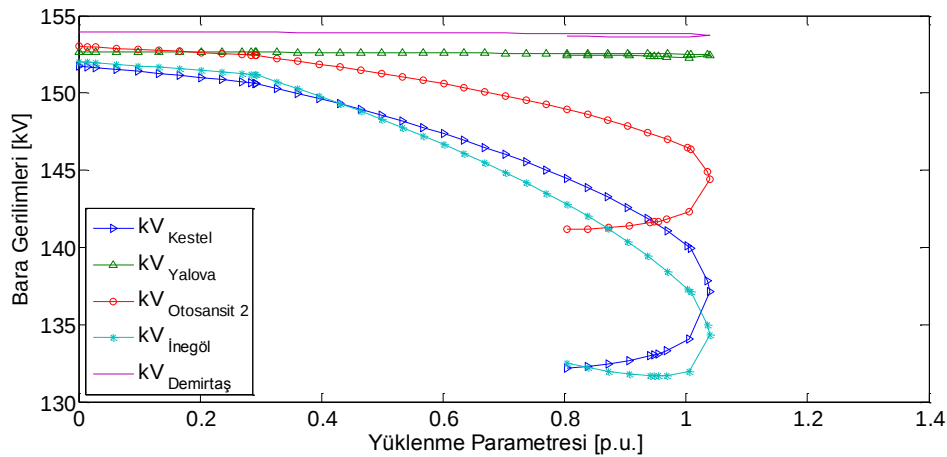
Çizelge 7.7 : Yalova RES bağlandıktan sonra, çeşitli durumlar için maksimum yüklenme sınırları.

Durum	Maksimum Yüklenme Sınırı
Temel durum	0,93628
Kestel-Otosansit-2 devredışı	Çözüm yok
Gemlik- Bursadg-B devredışı	0,90948
İnegöl-Orhaneli devredışı	0,49499

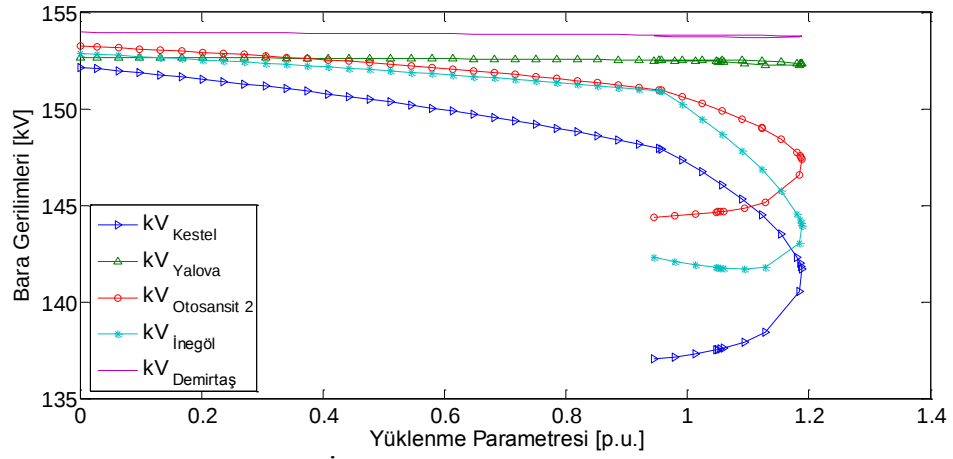
Genellikle zayıf baralara reaktif güç desteği sağlanmasıyla gerilim kararlılığı marjini artacağından, en zayıf baralar olan İnegöl ve Kestel baralarına şönt STATCOM ile SVC ve Kestel-Otosansit-2 hattına TCSC bağlayarak FACTS cihazlarının (Yalova RES'in de işletmede olduğu durumda) gerilim kararlılığına etkileri ayrı ayrı incelenmiştir.



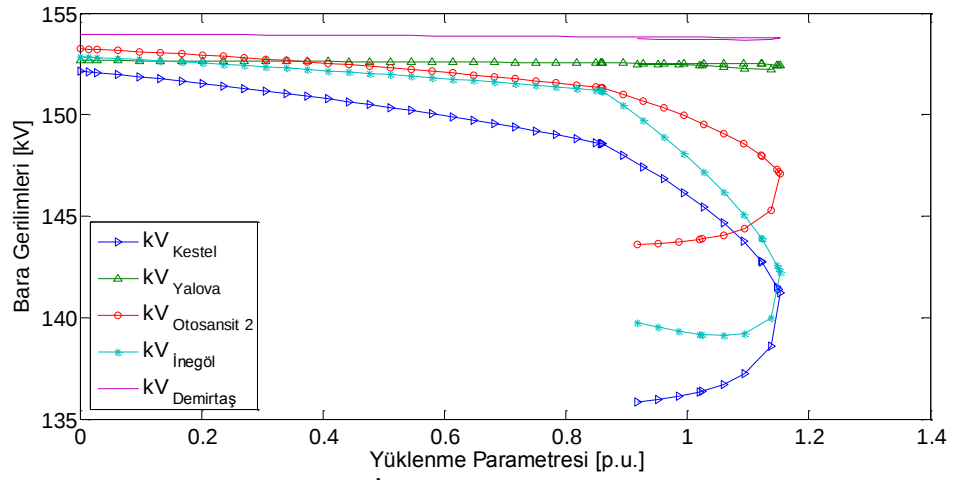
Şekil 7.17 : İnegöle 100 MVA STATCOM bağlı.



Şekil 7.18 : İnegöle 100 MVA SVC bağlı.

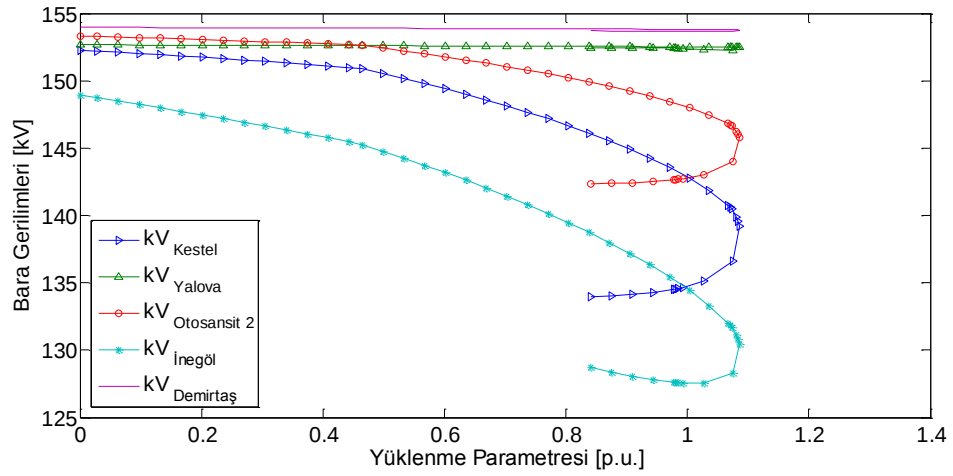


Şekil 7.19 : İnegöl 200 MVA STATCOM bağlı.

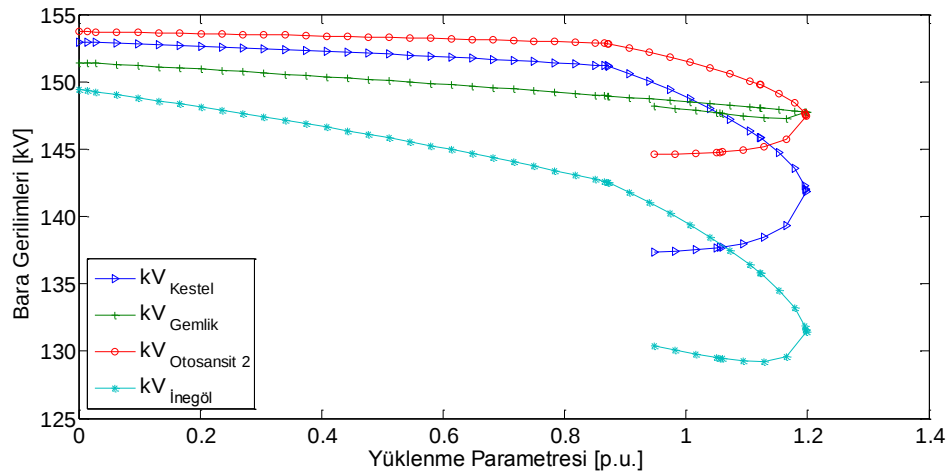
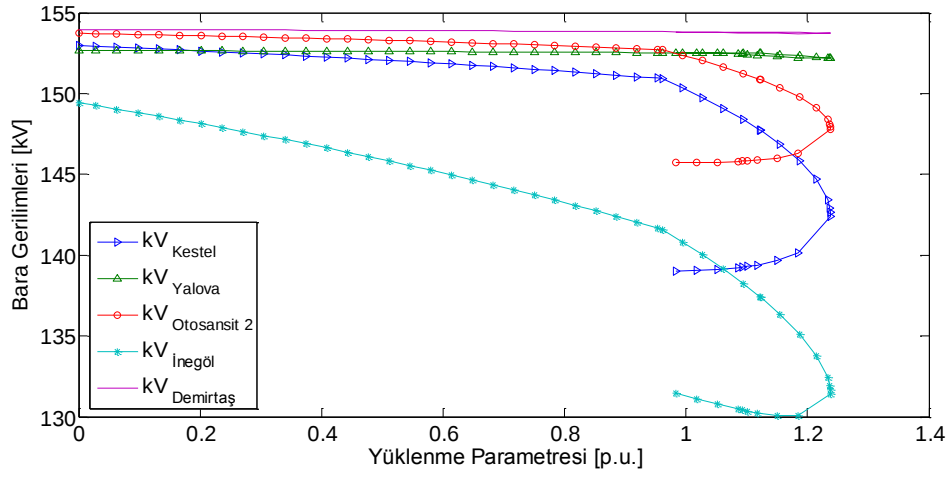
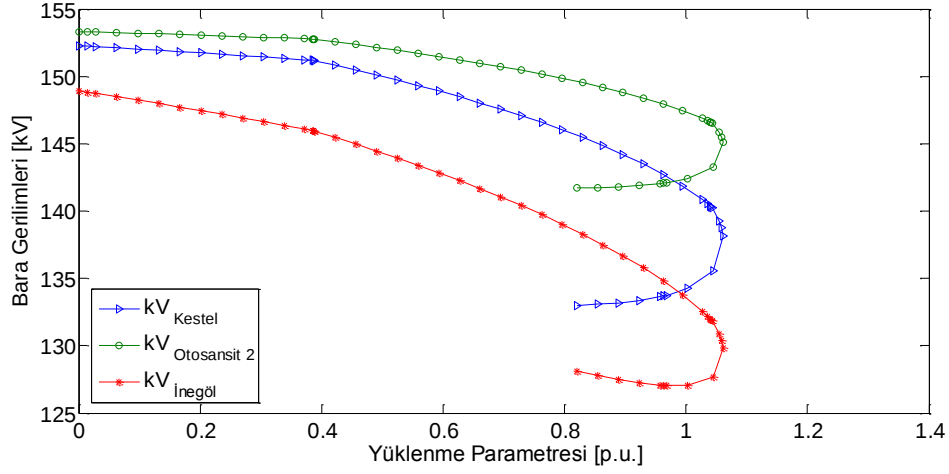


Şekil 7.20 : İnegöl 200 MVA SVC bağlı.

En zayıf baralara farklı güç değerlerinde STATCOM ve SVC bağlanması durumlarındaki maksimum yüklenme sınırları Çizelge 7.8’de verilmiştir.



Şekil 7.21 : Kestele 100 MVA STATCOM bağlı.



Çizelge 7.8 : Normal işletme koşullarında İnegöl ve Kestele, STATCOM ve SVC bağlanması durumlarında maksimum yüklenme sınırları.

Durum	Maksimum Yüklenme Sınırı
İnegöle 100 MVA STATCOM bağlı	1.0626
İnegöle 100 MVA SVC bağlı	1.0390
İnegöle 200 MVA STATCOM bağlı	1.1890
İnegöle 200 MVA SVC bağlı	1.1524
Kestele 100 MVA STATCOM bağlı	1.0856
Kestele 100 MVA SVC bağlı	1.0619
Kestele 200 MVA STATCOM bağlı	1.2376
Kestele 200 MVA SVC bağlı	1.1979

Şekil 7.17-Şekil 7.24 arasındaki şekillerden, İnegöl barasına 200 MVA STATCOM ve SVC bağlandığında sistemdeki tüm bara gerilimlerinin, maksimum yüklenme noktasında (kritik nokta), alt sınır değer olan 140 kV'un üstünde olduğu ancak, Kestel barasına 200 MVA STATCOM ve SVC bağlandığında, maksimum yüklenme noktasında İnegöl barasının geriliminin 140 kV'un altında kaldığı görülmektedir. STATCOM ve SVC'nin nominal güçleri 200 MVA olarak seçildiğinde etkinlikleri artmıştır.

Ayrıca, STATCOM'un eşdeğer güçteki SVC ile performanslarının birbirine çok yakın olduğu görülmüştür. STATCOM kullanıldığında maksimum yüklenme sınırının, SVC'e göre biraz daha yüksek olduğu Çizelge 7.8'de gözlenmiştir.

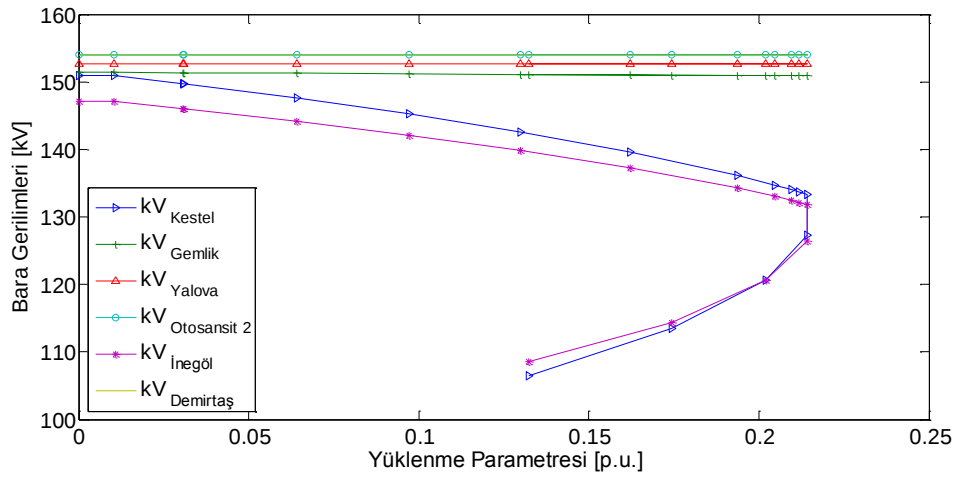
Bunlara ek olarak, Çizelge 7.8'de verildiği gibi, STATCOM ve SVC'nin Kestele bağlanması, İnegöle bağlanmasına göre sistemin yüklenme sınırını (λ_{maks}) daha fazla yükseltmiştir.

Sistemdeki en kritik olay, Kestel-Otosansit-2 hattının devreden çıkması olduğu için, bu koşulda STATCOM ve SVC, en zayıf baralar olan İnegöl ve Kestel baralarına bağlanarak etkileri incelenmiştir.

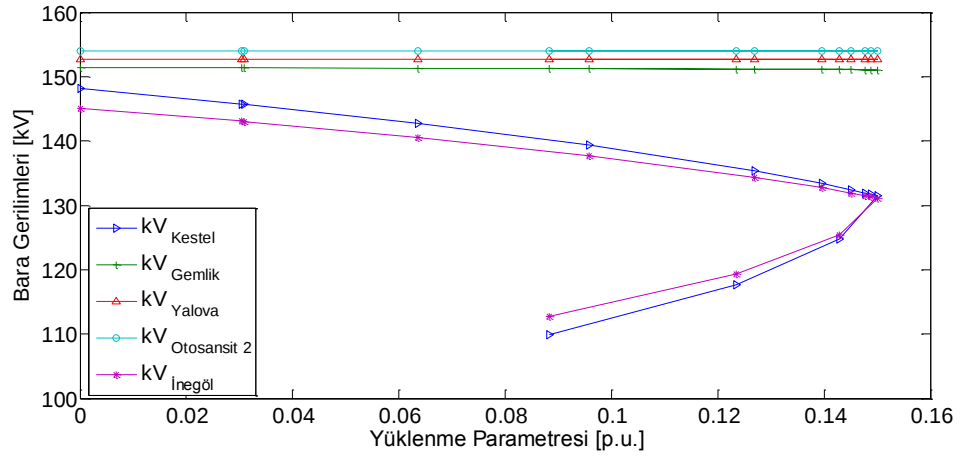
Aşağıda verilen Çizelge 7.9'dan, İnegöl barasına bağlanacak STATCOM ve SVC'nin, Kestel-Otosansit-2 hattının devre dışı olması durumunda meydana gelebilecek gerilim çökmesine önlem olamayacağı görülmektedir.

Çizelge 7.9 : Kestel-Otosansit-2 devredışıyken, İnegöl ve Kestele, STATCOM ve SVC bağlanması durumlarında maksimum yüklenme sınırları.

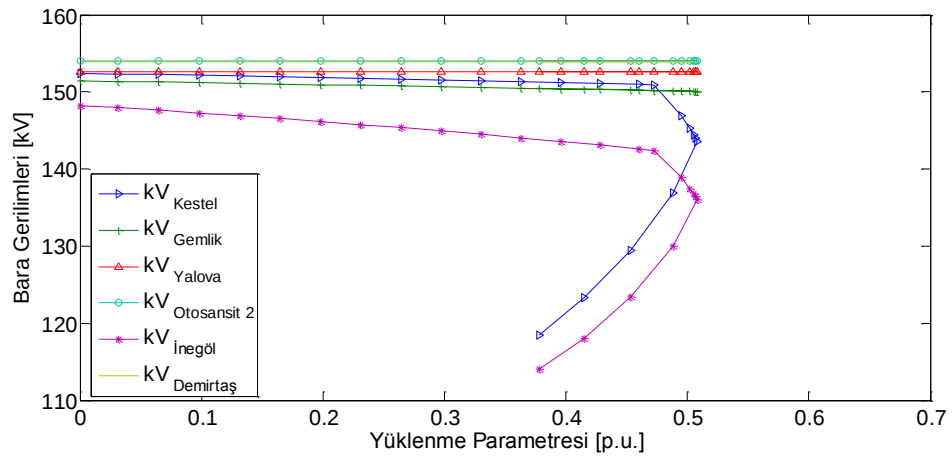
Durum	Maksimum Yüklenme Sınırı
İnegöle 100 MVA STATCOM bağlı	Çözüm yok
İnegöle 100 MVA SVC bağlı	Çözüm yok
İnegöle 200 MVA STATCOM bağlı	Çözüm yok
İnegöle 200 MVA SVC bağlı	Çözüm yok
Kestele 100 MVA STATCOM bağlı	0,21427
Kestele 100 MVA SVC bağlı	0,15011
Kestele 200 MVA STATCOM bağlı	0,50816
Kestele 200 MVA SVC bağlı	0,42469



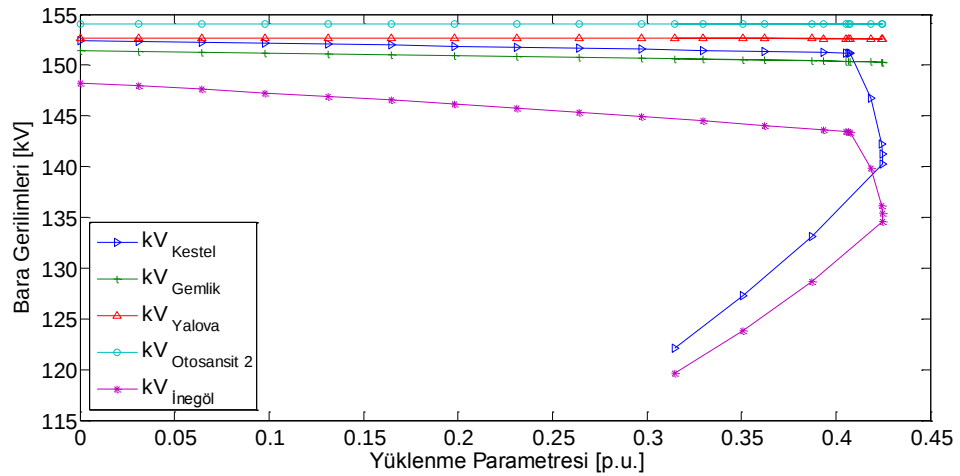
Şekil 7.25 : Kestele 100 MVA STATCOM bağlı ve Kestel-Otosansit-2 hattı devredışı.



Şekil 7.26 : Kestele 100 MVA SVC bağlı ve Kestel-Otosansit-2 hattı devredışı.



Şekil 7.27 : Kestele 200 MVA STATCOM bağlı ve Kestel-Otosansit-2 hattı devredışı.

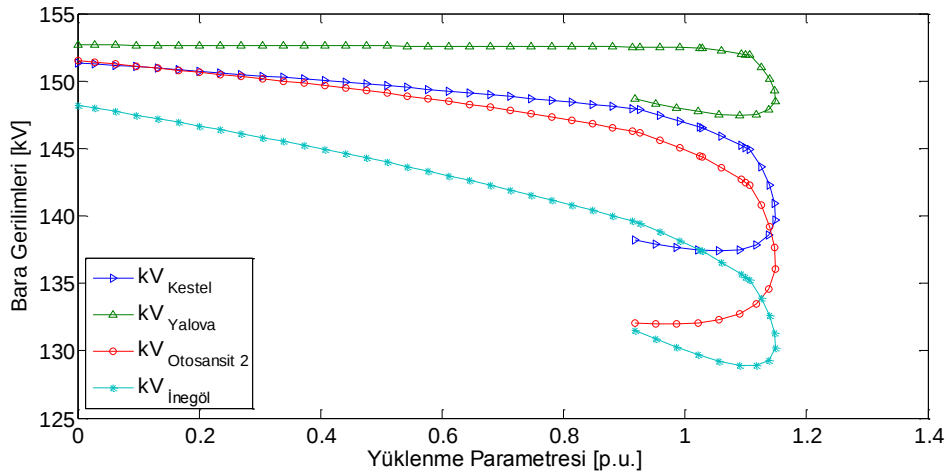


Şekil 7.28 : Kestele 200 MVA SVC bağlı ve Kestel-Otosansit-2 hattı devredışı.

Kestel barasına FACTS cihazları bağlanmadan önce, Kestel-Otosansit-2 hattı devreden çıkması sistemde gerilim çökmesine yol açmaktaydı. Yukarıda verilen Şekil 7.25, Şekil 7.26, Şekil 7.27 ve Şekil 7.28'den, Kestel barasına STATCOM ve SVC'nin bağlanmasıyla böyle bir beklenmeyen olay durumunda gerilim çökmesi

riskinin ortadan kalktığı gözlemlenmiştir. Ayrıca, beklenmeyen durumda, normal işletme koşullarına göre STATCOM'un, SVC'ye göre daha etkin olduğu görülmüştür. STATCOM'un kullanımıyla birlikte kritik noktaya daha büyük yüklenme seviyelerinde ulaşılmıştır. STATCOM'un baraların gerilim seviyelerini, SVC'e göre biraz daha fazla iyileştirdiği görülmüştür. Çizelge 7.8 ve Çizelge 7.9 karşılaştırıldığında, STATCOM'un hat kaybı durumunda, maksimum yüklenme sınırı üzerindeki etkisi bakımından SVC'den üstünlüğünün, normal işletmedeki üstünlüğüne baskın olduğu görülmektedir. Bu ise, STATCOM'un SVC'ye üstünlüklerinden biridir. Çünkü, Bölüm 4'de anlatıldığı gibi sürekli halde daha büyük yükleri beslemek için, STATCOM, SVC'ye göre daha fazla reaktif güç sağlayabilir ve STATCOM, aa sistem geriliminden bağımsız olarak çıkış akımını kontrol edebilir.

Son olarak, TCSC'nin etkisini incelemek amacıyla en yüklü hattın bulunduğu, Kestel ve Otosansit-2 baraları arasına seri olarak TCSC bağlanmıştır.

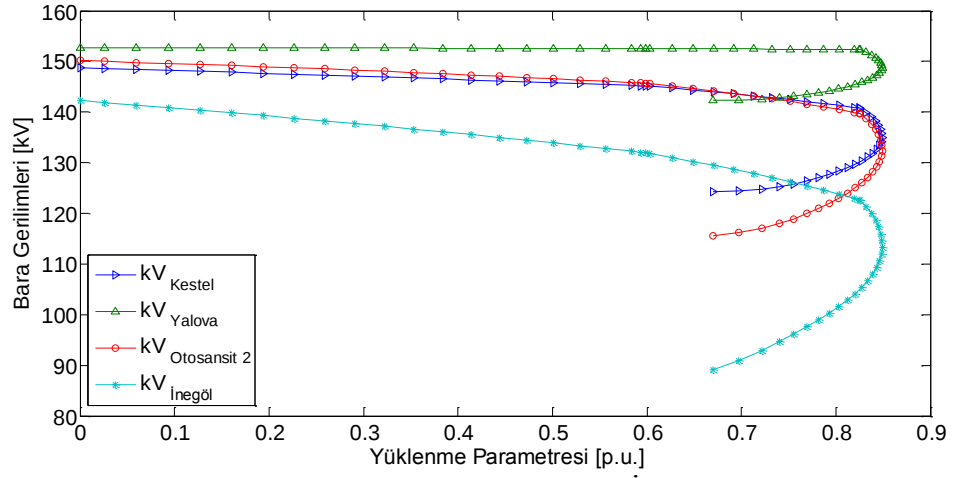


Şekil 7.29: Kestel-Otosansit-2 hattına TCSC bağlı.

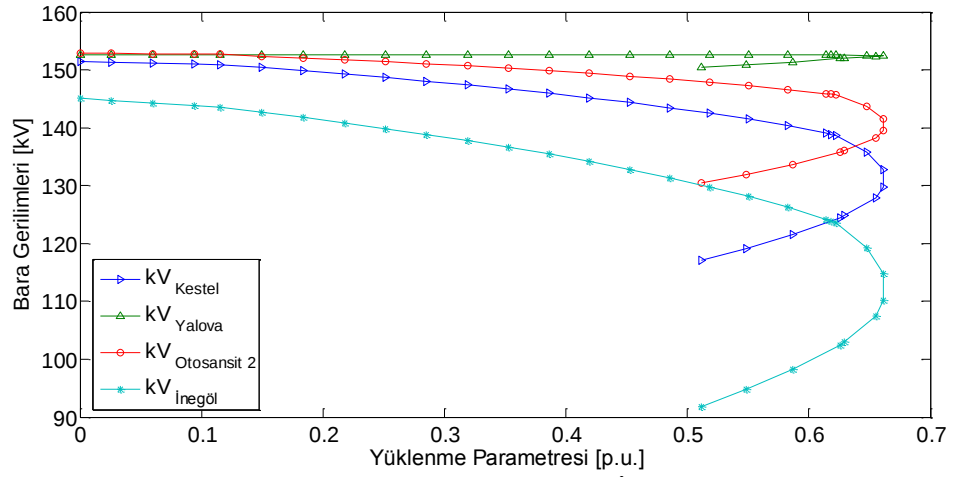
Kestel-Otosansit-2 arasındaki hatta TCSC devrede olduğu için hattın reaktansı değişeceğinden, yukarıdaki şekilde görüldüğü gibi, Kestel ve Otosansit-2 baralarındaki gerilim düşümü, İnegöl barasındaki gerilim düşümü ile karşılaştırıldığında beklendiği gibi daha azdır. Şekil 7.29'da görüldüğü üzere, Kestel-Otosansit-2 baraları arasına seri olarak TCSC bağlandığında $\lambda_{maks} = 1,1483$ 'e yükselmiştir.

Son olarak, TCSC'ü, STATCOM ve SVC ile karşılaştırmak için benzetim yapılmıştır. Kestel-Otosansit-2 baraları arasında TCSC bağlı olduğu ve İnegöl-Orhaneli hattının devere dışı olması durumunda $\lambda_{maks} = 0,84906$ 'a düştüğü Şekil

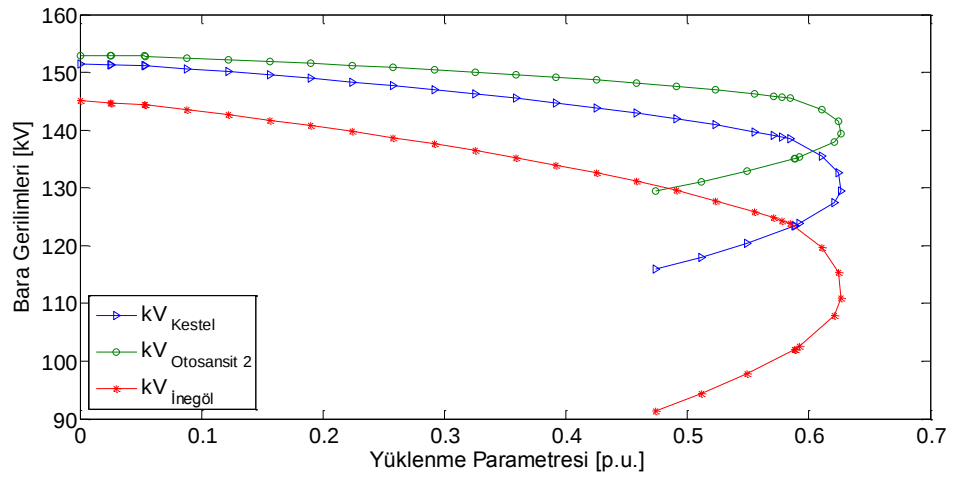
7.30’da görülmektedir. Her iki durumda da TCSC’nin kontrolü, reaktans kontrolüdür (%60 kompanzasyon seviyesiyle).



Şekil 7.30: Kestel-Otosansit-2 hattına TCSC bağlı ve İnegöl-Orhaneli hattı devredışı.



Şekil 7.31: Kestele 100 MVA STATCOM bağlı ve İnegöl-Orhaneli hattı devredışı.



Şekil 7.32: Kestele 100 MVA SVC bağlı ve İnegöl-Orhaneli hattı devredışı.

Şekil 7.31 ve Şekil 7.32’de görüldüğü üzere, İnegöl-Orhaneli hattı devredışıyken, Kestel barasına 100 MVA STATCOM bağlandığında $\lambda_{maks}= 0,66120$, 100 MVA SVC bağlandığında ise $\lambda_{maks}= 0,62665$ olmuştur.

Sonuç olarak, uzun iletim hatlarının ve hatlardaki büyük güç akışlarının büyük gerilim düşümüne ve dolayısıyla da gerilim kararlılığı problemlerine yol açtığı gözlemlenmiştir. Üretim birimlerinin yakınındaki baraların gerilim kararlılığı açısından kuvvetli olduğu görülmüştür. Sisteme entegre edilen Yalova RES’in maksimum yüklenme sınırını arttırdığı ve özellikle bağlandığı baraların (Yalova ve Demirtaş baraları) gerilim kararlılığını önemli ölçüde iyileştirdiği görülmüştür. Benzetim çalışmaları sonucunda, baralara ait tanjant vektörlerinden elde edilen duyarlılık bilgileri ile P-V eğrilerinden, sistemin en zayıf barasının İnegöl barası ve ondan sonraki zayıf barasının Kestel barası olduğu görülmüştür. İnegöl ve Kestel baralarının gerilimlerinin, maksimum yüklenme noktasında (kritik noktada) minimum gerilim sınırı olan 140 kV’un altında kaldığı gözlemlenmiştir. Kestel-Otosansit-2 arasındaki hattın devre dışı olmasının sistemde gerilim çökmesine yol açtığı görülmüştür. Sisteme reaktif güç desteği sağlayarak, sistemi gerilim kararlılığı bakımından iyileştirmek için İnegöl ve Kestel baralarına STATCOM ve SVC bağlanarak, bu cihazların performansları incelenmiştir. Ayrıca, en yüklü hat olan Kestel-Otosansit-2 hattına seri olarak TCSC bağlanarak, bu cihazın etkisi de incelenmiştir. STATCOM ve SVC’nin Kestel barasına bağlandığında, sistemin maksimum yüklenme sınırını İnegöl barasına bağlanmasına göre daha çok yükselttiği görülmüştür. Diğer taraftan, İnegöl barasına 200 MVA STATCOM veya 200 MVA SVC bağlandığında tüm bara gerilimleri alt sınırın üzerindeyken, Kestel barasına 200 MVA STATCOM veya 200 MVA SVC bağlandığında İnegöl barasının geriliminin alt sınırın altında kaldığı görülmüştür. İnegöl barasına bağlanacak STATCOM ve SVC’nin, Kestel-Otosansit-2 arasındaki hattın devre dışı durumunda sistemde gerilim çökmesine engel olamayacağı görülmüştür. Halbuki, Kestel barasına bu cihazların bağlanmasıyla bu risk ortadan kalkmaktadır. Bu durum, sistemin gerilim kararlılığı analizi yapılırken ve FACTS cihazlarının lokasyonu belirlenirken N-1 koşulunun da araştırılmasının gerekliliğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, STATCOM’un normal işletme koşullarında, sistemin maksimum yüklenme sınırını SVC’den daha çok yükselttiği ve hattın devreden çıkması durumunda aralarındaki bu farkın belirginleştiği görülmüştür.

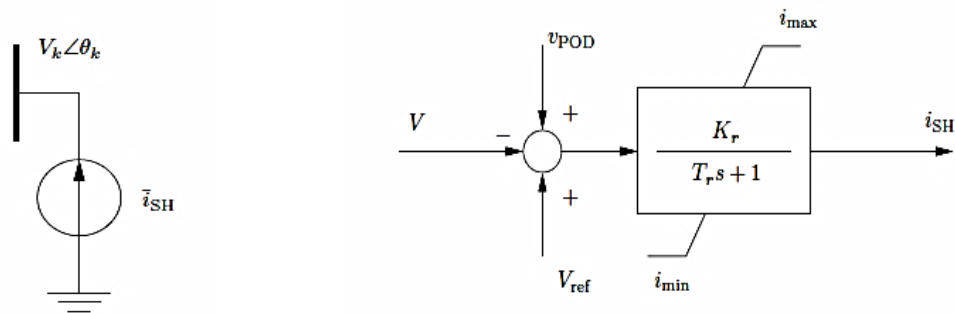
7.2 RES Bağlantısından Sonra Gerilim Kararlılığının Dinamik Analizi

Sisteme entegre edilen RES'in bara gerilimine etkisini daha detaylı incelemek amacıyla sistemin dinamik analizi gerçekleştirilmiştir. Normal işletme durumunda ve RES'e bağlı en yüklü hattın devreden çıkması durumunda, RES'in bağlı olduğu baranın gerilim profilindeki değişim, PSAT programında zaman domenli analizi yapılarak incelenmiştir. Bu çalışmada amaç, bağlantı barasının gerilim seviyesini hem normal işletmede hem de hat devredışı olduğunda referans değerde tutmak ve hat devredışı olduğunda gerilim sapmalarını en kısa sürede minimize etmektir. Bu nedenle ilgili baraya STATCOM bağlanmıştır. Amaç doğrultusunda STATCOM'un optimum parametrelerini belirlemek için, Parçacık Sürü Optimizasyonu kullanılmıştır. STATCOM'un parametreleri, RES'e bağlı en yüklü hattın devreden çıkması durumuna göre optimize edilmiştir.

Zaman-domenli analizi, hem IEEE-14 Baralı Test Sistemi hem de Bursa Bölgesi İletim Sistemi için gerçekleştirilmiştir.

7.2.1 STATCOM'un modellenmesi

Zaman domenli analizinde STATCOM şönt reaktif akım kaynağı olarak modellenmiştir [21]. AA sistem ile STATCOM arasında sadece reaktif-güç alışverişi vardır. Zaman sabitli regülatör olarak varsayılan STATCOM'un dinamik modeli Şekil 7.33'de verilmiştir.



Şekil 7.33 : STATCOM'un devresi ve kontrol blok diyagramı [21].

STATCOM'un diferansiyel denklemi ve verilen reaktif güç aşağıdaki gibi ifade edilir:

$$\dot{i}_{SH} = (K_r(V_{ref} + v_{pod} - V) - i_{SH})/T_r \quad (7.1)$$

$$Q = i_{SH}V \quad (7.2)$$

Burada K_r regülatör kazancı ve T_r regülatör zaman sabitidir. Şekil 7.33'de verilen blok diyagramına göre, önerilen modelin giriş işareti gerilim sapması ve çıkış işareti ise STATCOM akımıdır. Dolayısıyla, STATCOM'un bağlı olduğu baranın gerilim profili STATCOM'un reaktif akımıyla düzenlenmektedir.

7.2.2 STATCOM kontrolör parametrelerinin PSO ile optimizasyonu

Daha önce bahsedildiği gibi, rüzgar santralının şebekeye entegrasyonu, bağlantı barasındaki gerilimin maksimum limiti aşacak şekilde artmasına neden olabilir. Bu çalışmada, PSO ile STATCOM kontrolör parametrelerini belirlemedeki amaç, RES'in sisteme bağlantı barasının referans gerilim değerinde tutulması ve rüzgar santrali yakınındaki en yüklü hattın devre dışı olması durumunda gerilim sapmalarını en kısa sürede minimize etmektir. Bu yüzden güç sisteminin geçici gerilim kararlılığını iyileştirmek için, beklenmeyen olay (ki burada hat kaybıdır) durumunda K_r ve T_r 'nin ne olacağına karar verilmelidir. İstenen gerilim profilini sağlamak için minimize edilmek istenen amaç fonksiyonu, J , aşağıda verildiği gibi formülize edilmiştir:

$$J = \int_0^t \text{ortalama}(|V_{ref} - V|)dt \quad (7.3)$$

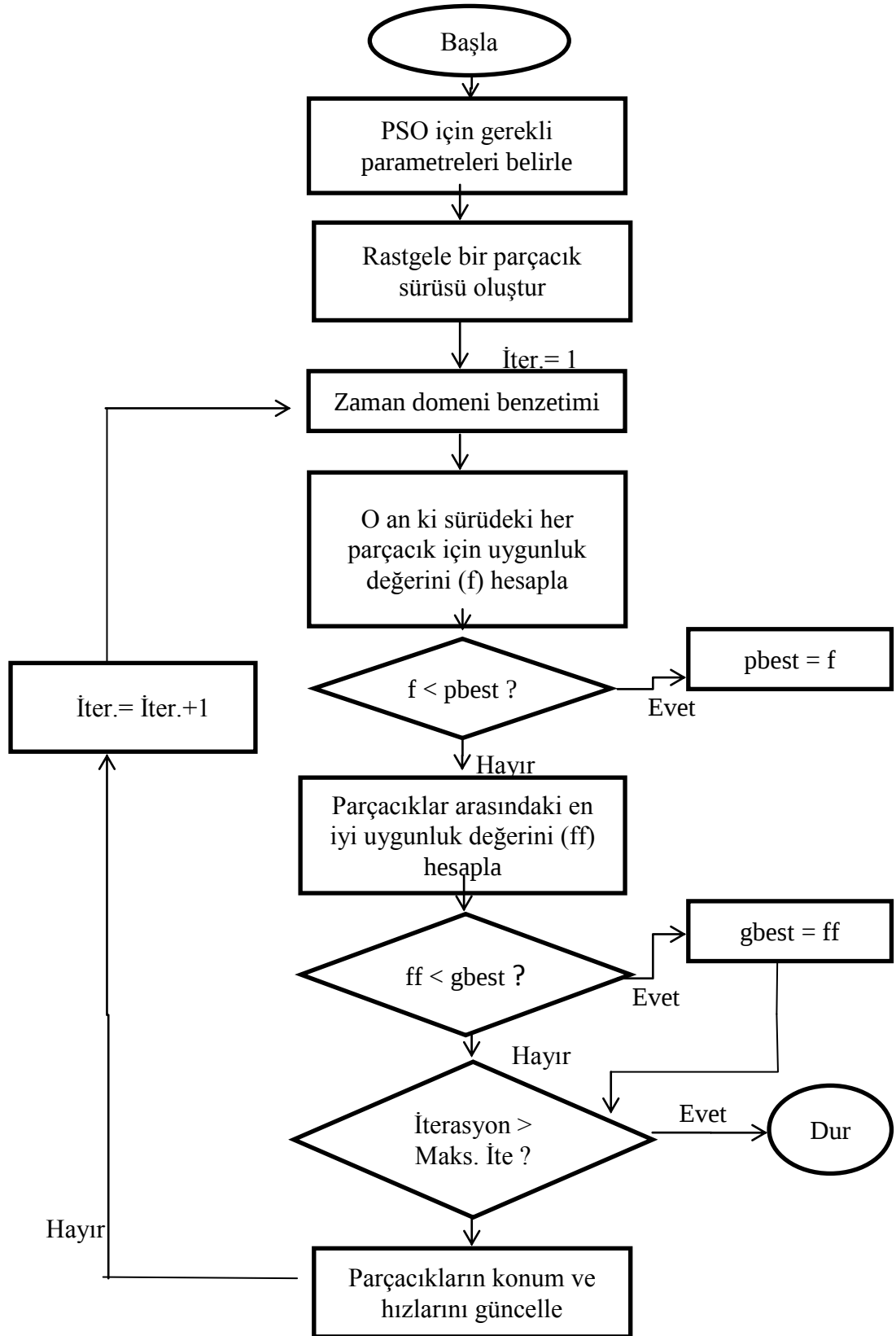
V_{ref} ve V sırasıyla, bağlantı barası için seçilen referans bara gerilim değerini ve bağlantı barası gerilim değerini göstermektedir. Bu çalışmada V_{ref} , 1.0 p.u. seçilmiş ve optimizasyon problemi aşağıda verildiği gibi tasarlanmıştır.

Minimum J

$$\text{St.} \quad K_r^{\min} \leq K_r \leq K_r^{\max}$$

$$T_r^{\min} \leq T_r \leq T_r^{\max}$$

Bu çalışmada PSO tekniği, MATLAB ortamında PSO Toolbox kullanılarak uygulanmıştır. Optimum kontrolör parametrelerini bulmak için her bir parçacığa PSAT programında zaman domeni simulasyonu yapılmıştır.



Şekil 7.34 : Parçacık sürü optimizasyonu akış diyagramı [3].

PSO algortimasının akış diyagramı Şekil 7.34’de verilmiştir. Kullanıcı tarafından atanan değerlere göre PSO ilk parçacık sürüsünü rastgele üretir. Daha sonra zaman domeni analizi her bir parçacık için yapılarak her bir parçacığın uygunluk değeri elde edilir. Bu süreç maksimum iterasyon sayısına ulaşınca kadar devam eder. Sonuç olarak, minimum amaç fonksiyonunu sağlayan parçacık STATCOM kontrolör parametresi olarak seçilir.

Çizelge 7.10’da, bu çalışma için seçilen PSO parametre değerleri verilmiştir.

Çizelge 7.10 : Seçilen PSO parametre değerleri.

Seçilen PSO parametreleri	Değerleri
Sürüdeki parçacık sayısı	20
Maksimum İterasyon Sayısı	20
C_1	2
C_2	2
W_{start}	0.95
W_{end}	0.4

7.2.3. Benzetim Sonuçları

Benzetim çalışmaları IEEE-14 baralı test sistemi ve Bursa bölgesi iletim sistemi için gerçekleştirilmiştir. STATCOM’a ait kazanç ve zaman sabiti, MATLAB ortamında PSO Toolbox kullanılarak optimize edilmiştir. PSAT’ta gerçekleştirilen zaman domeni analizi, optimizasyon probleminin çözümü için kullanılmıştır. Amaç fonksiyonu ve kontrolör parametreleri beklenmeyen olay koşulunda hesaplanmıştır. Her iki sistem için de beklenmeyen olay, rüzgar santrali yakınındaki en yüklü hattın devreden çıkması olarak seçilmiştir.

7.2.3.1 IEEE 14 baralı test sistemi

IEEE 14-baralı test sistemi iki generatör ve üç senkron kompanzatör içermektedir. **EK-E**’de görüldüğü gibi, bir rüzgar enerji santrali, iletim hattı üzerinden 14. baraya bağlanmıştır. RES’in, her biri 2 MW’lık toplam 27 adet türbinden oluştuğu ve değişken hızlı DFIG tipi asenkron generatörlerin kullanıldığı varsayılmıştır.

RES'nin şebekeye verdiği maksimum aktif ve reaktif güç değerleri sırasıyla, 54 MW ve 7,5 MVar olarak alınmıştır. 15. baranın gerilim seviyesi 0,69 kV'tur.

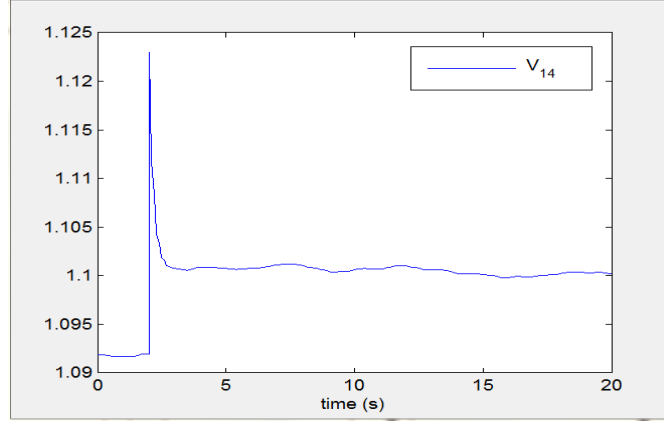
Çizelge 7.11'de verildiği gibi, IEEE-14 baralı test sistemine RES ve STATCOM bağlanmadan önce Bara14'ün gerilimi, 1.0358 pu'dir. RES'in bağlanmasıyla bara gerilimi 1.0914 pu'e yükselmektedir. RES'e bağlı hatlardan, Bara14-Bara9 arasındaki hatta daha büyük güç akışı olduğu görülmektedir.

Çizelge 7.11 : Çeşitli durumlardaki yük akışı sonuçları.

Koşul	Bara14'ten Bara13'e		Bara14'ten Bara9'a		Q_{STATCOM}	V 14
	P (pu)	Q (pu)	P (pu)	Q (pu)		
Temel durum	-0.05578	-0.0158	-0.0932	-0.0342	-	1.0358
RES devrede, Normal İşletme	0.1523	0.01417	0.219	0.00269	-	1.0914
RES devrede, beklenmeyen olay	0.365	-0.043	-	-	-	1.105
RES ve STATCOM devrede, Normal İşletme	0.15199	-0.1867	0.23862	0.22672	-0.4239	1.000
RES ve STATCOM devrede, beklenmeyen olay	0.362	-0.253	-	-	-0.27	0.9997

Şekil 7.35'de, Bara14-Bara9 arasındaki hattın 2. saniyede devreden çıkması durumunda, Bara14'ün gerilim profili görülmektedir. 2. Saniyede hattın devre dışı olmasıyla, Bara14'ün geriliminin 1.1 pu.'in üzerine çıktığı görülmektedir. Ayrıca, değişken rüzgar hızından dolayıyla da değişken üretimden dolayı, Bara 14'ün

geriliminde hafif dalgalanmalar görülmektedir. RES'in bağlanmasıyla birlikte, bağlantı barasının gerilimi üst gerilim sınırının üzerine çıktığı için, bu baranın geriliminin düşürülmesi gerekmektedir. Bu çalışmada, gerilim kontrolü için STATCOM kullanılmıştır. STATCOM'un referans gerilim değeri 1.0 pu olarak seçilmiştir.



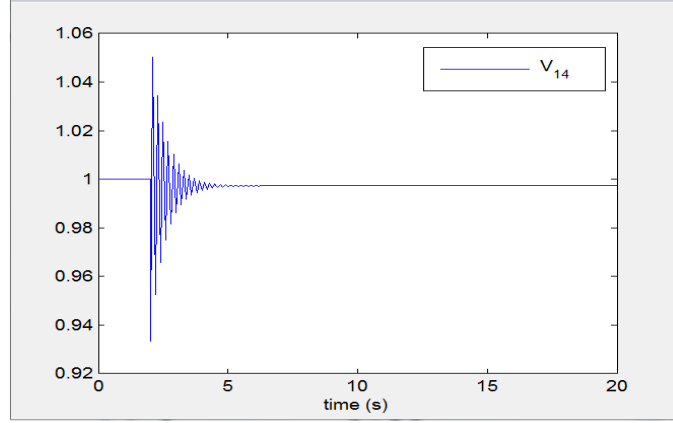
Şekil 7.35 : RES bağlantısından sonra Bara14'ün gerilim profili.

Bara14'e ± 100 MVA'lık STATCOM entegre edildikten sonra PSO ile optimize edilmiş, optimizasyon sonucu elde edilen STATCOM'un kontrolör parametreleri Çizelge 7.12'de verildiği gibi bulunmuştur.

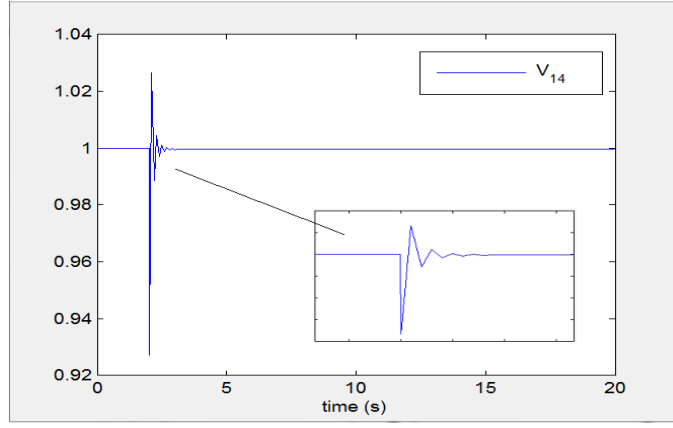
Çizelge 7.12 : IEEE-14 baralı test sistemi için optimizasyon sonuçları.

Optimize edilen parametreler	Optimize edilmiş değerleri	Optimize edilmemiş değerleri
K_r	532,2618	50
T_r	6,2834	0,1

Şekil 7.36 ve Şekil 7.37'de sırasıyla, optimize edilmemiş ve optimize edilmiş STATCOM parametreleri kullanılarak zaman-domeni analizinde elde edilen Bara14'ün gerilim profilleri verilmiştir. Optimize edilen parametrelerle, Bara14'teki gerilim sapmaları ve oturma süresi minimize edilerek, bara geriliminin çok kısa sürede 0.9997 pu değerine oturduğu görülmektedir.

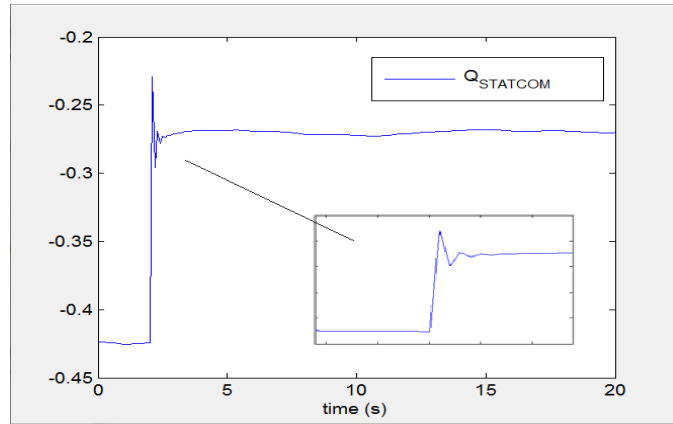


Şekil 7.36 : Optimize edilmemiş parametrelerle Bara14'ün gerilim profili.



Şekil 7.37 : Optimize edilmiş parametrelerle Bara14'ün gerilim profili.

Çizelge 11'de ve Şekil 7.38'de görüldüğü gibi, STATCOM normal işletme durumunda Bara14'ün gerilimini 1.0 pu değerine düşürebilmek için, şebekeden 42,39 MVar reaktif güç çekmektedir. 2. saniyede hattın devreden çıkmasıyla bara gerilimi aniden 0.927 pu değerine düşmektedir. STATCOM'un, şebekeden çektiği gücü 27 MVar'e düşürmesiyle Bara14'ün gerilimi 0.9997 pu'e yükselmektedir.



Şekil 7.38 : STATCOM'un reaktif gücü (optimize edilmiş parametrelerle).

Elde edilen bu sonuçlardan, PSO tekniği kullanılarak belirlenen optimal parametre değerleriyle, hat kopması durumunda STATCOM'un davranışının başarılı bir şekilde geliştirildiği görülmektedir.

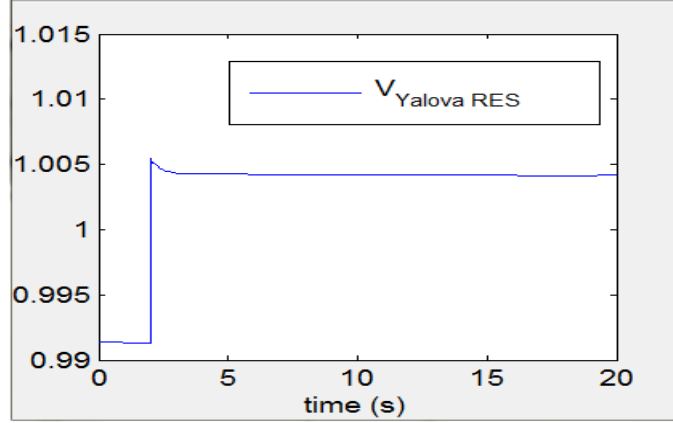
7.2.3.2 Bursa bölgesi iletim sistemi

Yalova RES'in maksimum üretim değerlerinin $P=54$ MW ve $Q=7,5$ MVar olduğu düşünülerek, bölgenin iletim sistemine ait zaman-domeni analizleri yapılmıştır. Sistemin tek hat şeması **EK-D**'de verilmiştir.

Çizelge 7.13 : Çeşitli durumlardaki yük akışı sonuçları.

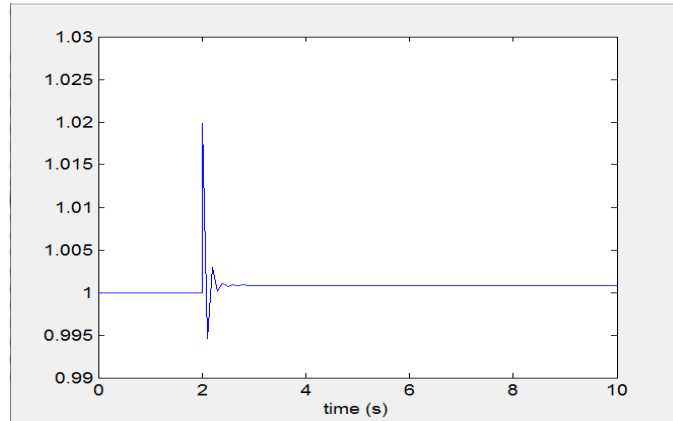
Koşul	Yalova RES Barasından Yalova Barasına		Yalova RES Barasından Demirtas Barasına		$Q_{STATCOM}$
	P (pu)	Q (pu)	P (pu)	Q (pu)	
Sadece RES bağlı, normal işletme durumunda	0.66792	0.39863	-0.12851	-0.35982	-
Sadece RES bağlı, hat kaybı durumunda	-	-	0.53942	-0.022	-
RES ve STATCOM bağlı, normal işletme durumunda	0.67253	0.64804	-0.13312	0.011	0.61961
RES ve STATCOM bağlı, hat kaybı durumunda	-	-	0.53941	-0.19817	-0.20

Çizelge 7.13’de, RES’in devreye alınması durumunda Yalova-Yalova RES baraları arasındaki hattın, Demirtaş-YalovaRES arasındaki hattan daha fazla yüklendiği görülmektedir. Devreye alınacak STATCOM’un kontrolör parametrelerinin optimizasyonu, Yalova-Yalova RES hattının 2. saniyede devreden çıkması durumuna göre gerçekleştirilmiştir. 7.39’da, STATCOM bağlanmadan önce, Yalova- Yalova RES hattının 2. saniyede devreden çıkması durumunda Yalova RES barasının gerilim profili görülmektedir.

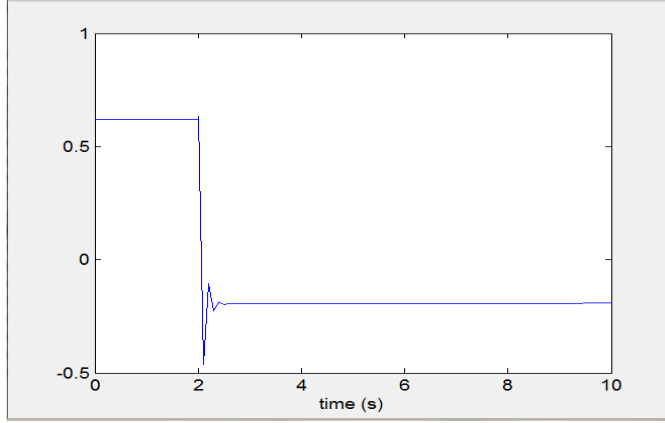


Şekil 7.39 : RES bağlantısından sonra Yalova RES barasının gerilim profili.

Yalova RES barasının gerilimini istenen değerde tutmak için, bu baraya ± 100 MVA’lık STATCOM entegre edilmiştir. STATCOM kontrolör parametreleri PSO ile optimize edildiğinde elde edilen parametre değerleri Çizelge 7.14’te verilmiştir.



Şekil 7.40 : Optimize edilmiş parametrelerle Bara14’ün gerilim profili.



Şekil 7.41 : STATCOM'un reaktif gücü (optimize edilmiş parametrelerle).

Çizelge 7.14: Bursa bölgesi iletim sistemi için optimizasyon sonuçları.

Optimize edilen parametreler	Değerleri
K_r	974.3983
T_r	0.5939

Şekil 7.40'da optimize edilmiş STATCOM kontrolör parametreleri kullanılarak zaman-domeni analizinde elde edilen YalovaRES barasının gerilim profili verilmiştir. STATCOM'un kullanımıyla birlikte, hat devreden çıktıktan sonra YalovaRES barasının gerilimi 1.001 pu değerine oturmaktadır.

Çizelge 13'de, Şekil 7.39'da ve Şekil 7.41'de görüldüğü gibi; STATCOM, normal işletme durumunda YalovaRES barasının gerilimini 0.992 pu'den referans gerilim değeri olarak seçilen 1.0 pu değerine yükseltebilmek için, şebekeye 61,936 MVar reaktif güç vermektedir. 2. saniyede hattın devreden çıkmasıyla YalovaRES barasının gerilimi aniden 1.000 pu'ın üzerine çıkmıştır. Çünkü hat kaybı öncesi güç, YalovaRES barasından Yalova barasına doğru akmaktaydı. Hat kaybı sonrasında STATCOM, şebekeden 20 MVar reaktif güç çekerek bara geriliminin 1.001 pu değerine oturmasını sağlamıştır.

Sonuç olarak, IEEE-14 baralı test sistemine DFIG generatörlerin kullanıldığı RES'in entegrasyonu ile birlikte, bağlantı barasının gerilim seviyesinde önemli bir oranda artış gözlemlenmiştir. Bu baraya bağlı hattın devreden çıkması durumunda, bara geriliminin 1.1 pu'ın üzerine çıkmıştır ki bu da şebeke işletiminde istenmeyen bir durumdur. Reaktif güç alış-verişi ile gerilim kontrolünü sağlayan STATCOM'un

kullanıldığı, fakat kontrolör parametreleri iyi tayin edilmediği durumda, sistemde büyük gerilim dalgalanmaları görülmüştür. Bu durum, STATCOM kontrolör parametrelerinin optimizasyonun önemini göstermektedir. Bu çalışmada, bu optimizasyon probleminin çözümü için PSO tekniği kullanılmıştır. STATCOM optimize edilmiş kazanç ve zaman sabiti değerleri ile devreye alındığında, şebeke ile reaktif güç alış-verişinde bulunarak, çok kısa bir süre içerisinde bara gerilimini referans gerilim değerine indirmiştir.

Bursa bölgesi iletim sisteminde ise beklenildiği gibi, gerek şebekeye entegre edilen RES'in gerekse söz konusu hattın devre dışı kalmasının, gerilim profiline etkisi azdır. Ancak bu sistemde de optimal STATCOM parametreleri kullanılarak gerilim profilinde iyileşme olduğu ve STATCOM'un kullanımıyla bara geriliminin hızlı bir şekilde referans değer civarına oturduğu görülmüştür.

Bu çalışmada, PSO ile yapılan optimizasyonun, STATCOM'un hat kaybı durumundaki davranışını etkin bir şekilde iyileştirdiği görülmüştür. Ayrıca, rüzgar enerji santrallerinin ve STATCOM'un şebekeye entegrasyonunun ve bunlara bağlı bir hattın devreden çıkmasının, bara gerilim profiline etkilerinin; RES'in ve STATCOM'un güçlerine, bağlantı barasının zayıf/kuvvetli oluşuna, sistemin büyüklüğüne ve devreden çıkan hattın taşıdığı güce göre değiştiği görülmüştür.

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında, IEEE-14 baralı test sisteminin ve Bursa bölgesi iletim sisteminin statik ve dinamik yaklaşımlarla gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilmiştir.

Benzetim çalışmalarının ilk kısmında; her iki sistem için, RES'in sisteme bağlanmadan önce ve sonraki durumlarda süregelen güç akışı yöntemiyle P-V eğrileri elde edilmiştir. Ayrıca, sistemdeki en yüklü hatların devre dışı olmasının kararlılığa etkileri araştırılmıştır. Gerilim kararlılığını arttırmak amacıyla STATCOM, SVC ve TCSC devreye alınarak etkinlikleri incelenmiştir.

İlk kısımda verilen benzetim sonuçlarına göre, uzun iletim hatlarının ve hatlardaki büyük güç akışlarının büyük gerilim düşümüne ve dolayısıyla gerilim kararlılığı problemlerine yol açtığı gözlemlenmiştir. Bunun yanı sıra, reaktif güç temini ile güç sistemlerinde gerilim kontrolünü sağlayan temel bileşen olan santrallerin yakınındaki baraların gerilim kararlılığı bakımından daha kuvvetli olduğu görülmüştür.

Yalova'ya inşaa edilen ancak henüz işletmeye alınmamış Yalova RES rüzgar enerji santralının Bursa bölgesi iletim sistemine entegrasyonunun, bu santralde DFIG generatörlerin kullanıldığı ve maksimum üretimin olduğu duruma göre sürekli hal analizleri yapılmış ve bu analizler sonucunda sisteme entegre edilen bu santralin, sistemin maksimum yüklenme sınırını arttırdığı görülmüştür. Dolayısıyla, Yalova RES'in devreye girmesiyle sistem daha büyük aktif güç değerlerinde kritik noktaya ulaşmaktadır. Yalova RES'in, enterkonnekte sisteme bağlandığı baraların gerilim kararlılığını önemli ölçüde iyileştirdiği görülmüştür.

Benzetim çalışmaları sonucunda, baralara ait tanjant vektörlerinden elde edilen duyarlılık bilgileri ve P-V eğrilerinden, sistemdeki en zayıf baranın İnegöl ve ondan sonraki en zayıf baranın Kestel barası olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, Kestel ve Otosansit-2 baraları arasındaki hattın devre dışı olmasının sistemde gerilim çökmesine yol açtığı görülmüştür. Sisteme reaktif güç desteği sağlayarak, sistemi gerilim kararlılığı bakımından iyileştirmek için en zayıf baralara STATCOM ve SVC

bağlanarak, bu cihazların performansları incelenmiştir. Bunlara ek olarak, en yüklü hat olan Kestel-Otosansit-2 hattına seri olarak TCSC bağlanarak, bu cihazın etkisi de araştırılmıştır. STATCOM ve SVC'nin, Kestel barasına bağlanmasının, Kestel-Otosansit-2 hattı devreden çıktığında sistemde gerilim çökmesine önlediği görülmüştür. Diğer taraftan, STATCOM ve SVC'nin, en zayıf bara olan İnegöl barasına bağlanmasının, Kestel-Otosansit-2 hattı devreden çıktığında sistemde gerilim çökmesine engel olamayacağı sonucuna varılmıştır. Üstelik, normal işletme koşullarında bu FACTS cihazlarının Kestel barasına bağlanmasının, sistemin maksimum yüklenme sınırını İnegöl barasına bağlanmasına göre daha çok yükselttiği görülmüştür. Bu durum, sistemin gerilim kararlılığı analizi yapılırken ve FACTS cihazlarının lokasyonu belirlenirken, detaylı inceleme yapılmasının ve N-1 koşulunun da araştırılmasının gerekliliğini göstermektedir. Ayrıca, STATCOM'un normal işletme koşullarında, sistemin maksimum yüklenme sınırını SVC'den daha çok yükselttiği ve hattın devreden çıkması durumunda aralarındaki bu farkın belirginleştiği görülmüştür.

Benzetim çalışmalarının ikinci kısmında, RES'in IEEE-14 baralı test sisteminde ve Bursa bölgesi iletim sisteminde bağlantı baralarının gerilim profiline etkisini daha ayrıntılı incelemek için dinamik analiz yapılmıştır. Hem normal işletme koşullarında hem de sistemlerde beklenmeyen olay meydana geldiğinde, RES'in bağlı olduğu baranın gerilim profilindeki değişim, zaman domeninde incelenmiştir. Bu çalışmada beklenmeyen olay, her iki sistem için de RES'e bağlı en yüklü hattın devre dışı olması olarak seçilmiştir. Burada amaç; hem normal işletme koşullarında hem de hat kaybı durumunda, RES'in sisteme bağlandığı baranın gerilimini referans değerde tutmak ve hat kaybı sonrasında gerilim sapmalarını en kısa sürede minimize etmektir. Bu amaçla bağlantı barasına STATCOM bağlanmıştır. STATCOM'un kontrolör parametrelerinin optimal değerleri PSO tekniği kullanılarak belirlenmiştir. Böylece, STATCOM için uygun parametre değerlerini deneme-yanılma yöntemiyle bulma problemi ortadan kalkmıştır.

İkinci kısımda verilen benzetim sonuçlarına göre; DFIG generatörler şebekeye reaktif güç verebilme yetisine sahip olduklarından, bu generatörlerin kullanıldığı RES'lerin sisteme bağlandıkları baranın gerilimlerini arttırabileceği görülmüştür. Bu yüzden, sisteme RES bağlandıktan sonra bara geriliminin maksimum ve minimum sınırlar içinde olduğunun garanti edilmesi gerekir. Bu çalışmada, bağlantı bara

gerilimini kontrol etmek amacıyla kullanılan STATCOM'un kontrolör parametre değerlerinin iyi tayin edilmediği durumda, sistemde büyük gerilim dalgalanmalarına neden olacağı görülmüştür. Bu durum, parametrelere optimizasyonun önemini göstermektedir. Bu çalışmada, PSO ile yapılan optimizasyonun, STATCOM'un hat kaybı durumundaki davranışını etkin bir şekilde iyileştirdiği görülmüştür. Ayrıca, rüzgar enerji santrallerinin ve STATCOM'un şebekeye entegrasyonunun ve bunlara bağlı bir hattın devreden çıkmasının, bara gerilim profiline etkilerinin; RES'in ve STATCOM'un gücüne, bağlantı barasının ve sistemin zayıf/kuvvetli oluşuna ve devreden çıkan hattın taşıdığı güce bağlı olarak değiştiği görülmüştür.

Bundan sonraki çalışmalarda,

- sadece hattın devere dışı kalması değil bütün N-1 durumları için statik ve dinamik analizler yapılabilir.
- FACTS cihazlarına göre daha az maliyetli olduğu için sekonder gerilim regülatörleri ile benzer analizler yapıp, FACTS cihazları ile performansı karşılaştırılabilir.
- PSO'nun geliştirilmiş farklı teknikleriyle STATCOM'un ve diğer FACTS cihazlarının kontrolör parametreleri optimize edilebilir.
- Aynı şebeke üzerinde benzer koşullar için transient analiz yapılabilir.

KAYNAKLAR

- [1] **Mithulananthan, N., Sode -Yome, A., and Acharya, N.,** 2005: Application of FACTS Controllers in Thailand Power Systems, *RTG Budget Joint Research Project*, School of Environment, Resources and Development Asian Institute of Technology, Thailand.
- [2] **Boonchiam, P.N., Sode-Yome, A., and Mithulananthan, N.,** 2009: Voltage Stability in Power Network When Connected Wind Farm Generators, *PEDS2009*. 2009, 655-660.
- [3] **Panda, S., And Padhy, N.,** 2008: Comparison Of Particle Swarm Optimization And Genetic Algorithm For FACTS-Based Controller Design. *Applied Soft Computing*, Vol.8, 2008, pp.1418-1427.
- [4] **Chi, Y., Liu, Y., and Dai, H.,** 2006: Voltage Stability Analysis Of Wind Farm Integration Into Transmission Network, *International Conference On Power System Technology*, 2006, pp. 1-7.
- [5] **Bousseau, B., Fesquet, F. :** Solutions For The Grid Integration Of Wind Farms : A Survey. *Wind Energy*, Vol. 9, Issue 1-2, pp. 13-25.
- [6] **Kundur, P.,** 1994: Power System Stability and Control, *McGraw-Hill*, New-York.
- [7] **Baysal, M.,** 2008. Harmonik İçeren Güç Sistemlerinin Gerilim Kararlılığının Yük Modellemeleri Ve Facts Elemanları Bakımından İncelenmesi, *Doktora tezi*, Yıldız Teknik Üniversitesi.
- [8] **Taylor, W.,** 1994. Power System Voltage Stability, *McGraw-Hill*, New York.
- [9] **Cañizares, C.,** 1991. Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems, *Doktora Tezi*, University of Wisconsin, Madison.
- [10] **Roseheart, W., Cañizares, C.,** 1999: Bifurcation Analysis of Various Power System Models, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 21, Issue 3, March 1999, pp. 171-182.
- [11] **Ajjarapu, V., and Christy, C.,** 1992: The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, February 1992, pp. 416-423.
- [12] **Ajjarapu, V.,** 2006. Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control, *Springer*, New York.

- [13] **Sode-Yome, A., and Mithulanathan, N.,** Comparison Of Shunt Capacitor, SVC And STATCOM İn Static Voltage Stability Margin Enhancement. *International Journal of Electrical Engineering Education*. 41/2, pp. 158-171.
- [14] **Canizares, C.A,** 2000: Power Flow And Transient Stability Models Of FACTS Controllers For Voltage And Angle Stability Studies, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol.2, 1447–1454. Singapur, Jan. 2000.
- [15] **TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı,** 2005. Yenilenebilir Kaynaklardan Değişken Üretim Yapan Santrallerin Elektrik Üretim-İletim Sistemine Teknik Ve Ekonomik Etkileri Ve AB Uygulamaları. Mart, Ankara.
- [16] **Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği Ve Kalitesi Yönetmeliği,** 2004. *Resmi Gazete*.
- [17] **Yikang, H., and Rende, Z.,** 2005: Modeling and Control of Wind-Turbine Used DFIG under Network Fault Conditions. *ICEMS'2005, Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems*. Nanjing, 2005. Vol.2, pp. 986-991.
- [18] **Yongning, C., and Yanhua, L.,** 2006: Voltage Stability Analysis of Wind Farm Integration into Transmission Network. *PowerCon'2006, International Conference on Power System Technology*. Oct. 2006, Beijing.
- [19] <http://www.swarmintelligence.org/tutorials.php>, 15.12.2010
- [20] <http://www.engr.iupui.edu/~shi/Coference/psopap4.html>, 17.12.2010.
- [21] **Documentation for PSAT version 2.0.0,** February 14, 2008.

EKLER

EK A : Bursa bölgesi iletim sistemi için mevcut durumun tek hat şeması.

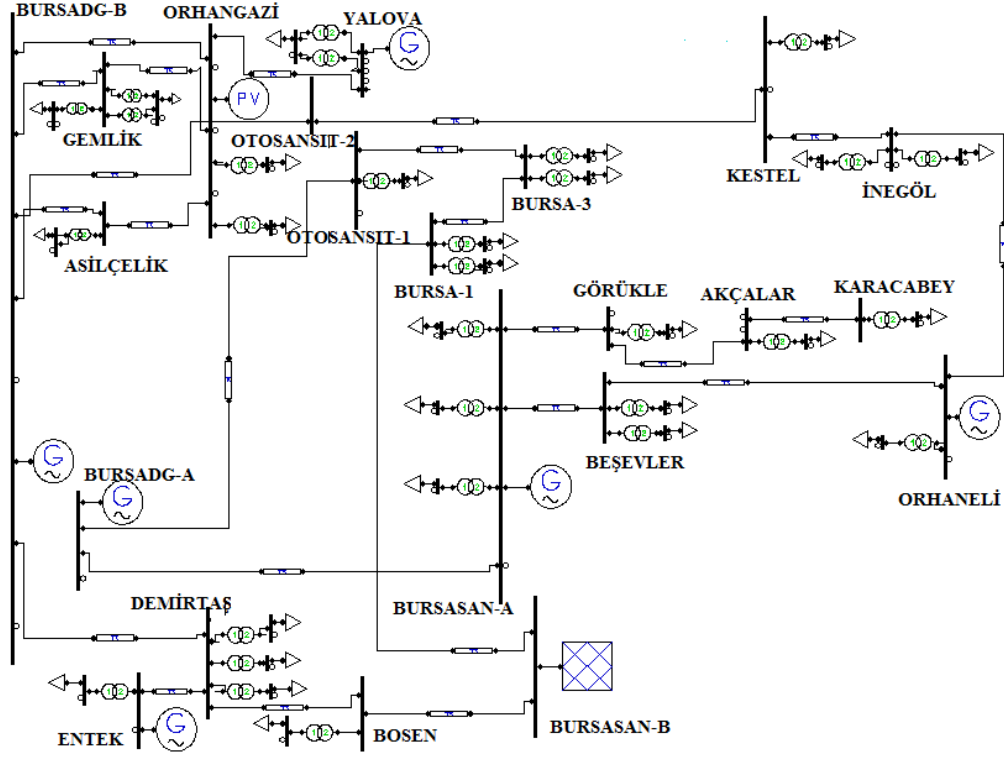
EK B : Bursa bölgesi iletim sistemi için mevcut durumun yük akışı sonuçları.

EK C : Arz Kalitesi Koşulları ve İşletme Esasları

EK D : RES ve STATCOM entegrasyonu ile Bursa bölgesi iletim sistemi tek hat şeması.

EK E : RES ve STATCOM entegrasyonu ile IEEE 14-Baralı Test Sistemi.

EK A : Bursa bölgesi iletim sistemi için mevcut durumun tek hat şeması.



Şekil A.1 : Bursa bölgesi iletim sistemi için mevcut durumun tek hat şeması.

EK B: Bursa bölgesi iletim sistemi için mevcut durumun yük akışı sonuçları.

Çizelge B.1 : Yük akışı sonuçları.

Bara	V (pu)	Açı (rad)	P _{gen} (pu)	Q _{gen} (pu)	P _{vük} (pu)	Q _{vük} (pu)
Akcalar	0.98604	-0.0676	0	0	0	0
Asilcelik	0.98183	-0.06069	0	0	0	0
Besevler	0.9987	-0.03063	0	0	0	0
Bosen	1.0166	-0.00163	0	0	0	0
Bursa 1	0.99764	-0.0291	0	0	0	0
Bursa 3	0.99572	-0.03119	0	0	0	0
Bursadg-a	1	-0.00499	4.3132	-0.27562	0	0
Bursadg-b	1	-0.01732	4.2461	0.97571	0	0
Bursasan-a	1	-0.03093	0.341	1.0198	0	0
Bursasan-b	1.0182	0	2.5681	1.4874	0	0
Demirtas	1.0006	-0.01528	0	0	0	0
Entek	1	-0.01317	0.95	-0.31183	0	0
Gemlik	0.98313	-0.04971	0	0	0	0
Gorukle	0.99108	-0.05473	0	0	0	0
Inegol	0.95172	-0.08999	0	0	0	0
Karacabey	0.97744	-0.08329	0	0	0	0
Kestel	0.96795	-0.06919	0	0	0	0
Orhaneli	1	0.00508	2.3743	0.16147	0	0
Orhangazi	0.98052	-0.06638	0	0.11478	0.412	0
Otosansit	0.99484	-0.02742	0	0	0	0
Otosansit	0.98334	-0.04815	0	0	0	0
Yalova	0.96948	-0.09581	0	0.14249	0.128	0

Çizelge B.2 : Hatlardan akan güçler ve kayıp güçler.

HAT	P(pu)	Q (pu)	P _{kayıp} (pu)	Q _{kayıp} (pu)
Bursadg-b-Gemlik	12.265	0.24089	0.01351	0.03399
Gemlik-Orhangazi	0.42102	-0.06381	0.00214	-0.0053
Bosen- Bursasan-b	-0.80503	-0.51797	0.00043	0.00118
Bursadg-a-Bursasan-a	13.374	-0.3533	0.00947	0.02371
Otosansit 2- Kestel	11.883	0.43268	0.00983	0.02532
Otosansit 1-Bursadg-a	-0.83995	-0.07068	0.00269	0.007
Otosansit 1 - Bursa 3	0.28917	-0.10932	0.00015	-0.00342
Bursa 1 - Bursa 3	0.55207	0.38295	0.00026	0
Kestel - Inegol	0.4535	0.17891	0.00388	-0.00286
Bursasan-a - Gorukle	0.92977	0.21548	0.00333	0.01217
Gorukle - Akcalar	0.49445	0.11368	0.00103	-0.00379
Akcalar - Karacabey	0.3833	0.10495	0.00164	-0.00823
Bursadg-b - Orhangazi	0.90415	0.17899	0.00956	0.02653
Bursasan-a - Besevler	-0.00291	0.18672	5,00E-05	-0.00271
Besevler- Orhaneli	-0.6835	0.12179	0.00519	0.00292
Inegol - Orhaneli	-0.79234	-0.20187	0.01863	0.03816
Orhangazi - Yalova	0.64575	0.03902	0.00619	0.00408
Bursadg-b - Asilcelik	0.94446	0.10518	0.01321	0.02661
Asilcelik - Orhangazi	0.39684	-0.02926	0.00069	-0.00224
Bursadg-b - Otosansit-2	11.945	0.46484	0.00619	0.03216
Bursadg-b- Demirtas	-0.10966	-0.01419	5,00E-05	-0.00703
Entek - Demirtas	0.69979	-0.3685	0.00035	0.00054
Demirtas - Bosen	-0.64146	-0.49522	0.00336	0.00669
Bursa - Bursasan-b	-17.541	-0.90443	0.0086	0.06383

EK C : Arz Kalitesi Koşulları ve İşletme Esasları

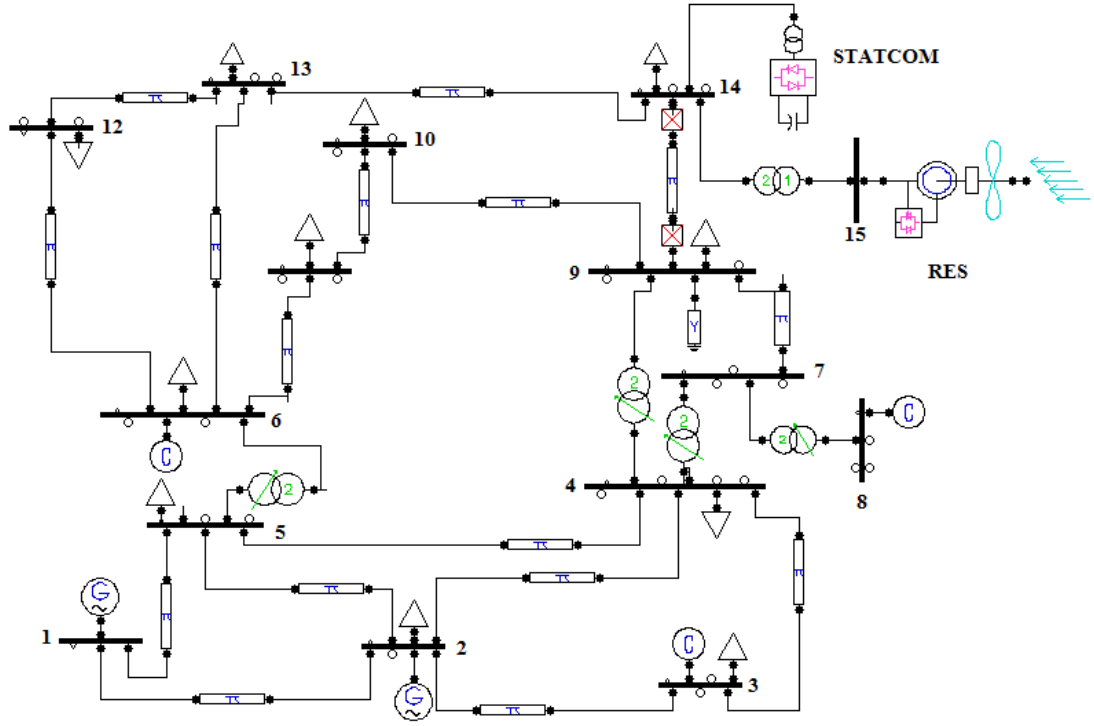
Madde 8- İletim sisteminin nominal gerilimleri 380 kV, 154 kV ve 66 kV'dir. Normal işletme koşullarında; 380 kV'lik iletim sistemi 340 kV ile 420 kV, 154 kV'lik iletim sistemi ise 140 kV ile 170 kV aralıklarında çalıştırılır. 66 kV ve altındaki iletim sistemi için gerilim değişim aralığı $\pm \% 10$ 'dur. Ayrıca, iletim sistemi içerisindeki mevcut dağıtım seviyesi ve iç ihtiyaçlar için gerilim seviyeleri 34.5 kV, 33 kV, 31.5 kV, 15.8 kV, 10.5 kV ve 6.3 kV'dir. 380 kV ve 154 kV sistemler, aşağıda yer alan gerilim sınır değerlerine göre planlanır ve işletilir. İşletme gerilim sınırları, arıza sonrası ünite ana güç transformatörünün kademe ayarları değiştirilmeden veya şönt kompanzasyon anahtarlama yapılmadan önceki değerler olarak uygulanır.

Çizelge C.1 : Sistem gerilim sınırları.

Nominal Gerilim [kV]	Planlama		İşletme	
	Azami	Asgari	Azami	Asgari
	kV	kV	kV	kV
380 kV	420 kV	370 kV	420 kV	340 kV
154 kV	162 kV	146 kV	170 kV	140 kV

82

EK E : RES ve STATCOM entegrasyonu ile IEEE 14-Baralı Test Sistemi.



Şekil E.1 : RES ve STATCOM entegrasyonu ile IEEE 14-Baralı Test Sistemi.

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Merve Güteryüz

Doğum Yeri ve Tarihi: Bursa, 03.05.1986

Adres:

Lisans Üniversitesi: İstanbul Teknik Üniversitesi

Yayın Listesi: