GERİLİM KARARLILIĞININ SAĞLANMASI İÇİN STATİK VAR KOMPANZATÖR KONUMUNUN ÇOK KRİTERLİ KARAR VERME TEKNİKLERİYLE TESPİTİ

FARUK AYDIN

ARALIK 2021

DİYARBAKIR

DİCLE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

GERİLİM KARARLILIĞININ SAĞLANMASI İÇİN STATİK VAR KOMPANZATÖR KONUMUNUN ÇOK KRİTERLİ KARAR VERME TEKNİKLERİYLE TESPİTİ

FARUK AYDIN

DİCLE ÜNİVERSİTESİ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM-ÖĞRETİM VE SINAV YÖNETMELİĞİNİN BİR PARÇASI OLARAK
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALINDA
DOKTORA TEZİ
OLARAK HAZIRLANMIŞTIR

ARALIK 2021

DİYARBAKIR

GERİLİM KARARLILIĞININ SAĞLANMASI İÇİN STATİK VAR KOMPANZATÖR KONUMUNUN ÇOK KRİTERLİ KARAR VERME TEKNİKLERİYLE TESPİTİ

Faruk AYDIN tarafından Dicle Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliği'nin bir parçası olarak hazırlanan bu çalışma, aşağıda bilgileri yazılı jüri üyeleri tarafından değerlendirilerek **Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı**'nda **Doktora Tezi** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Neslihan Dalkılıç
Müdür, **Fen Bilimleri Enstitüsü**

Doç. Dr. Bilal Gümüş
Danışman, **Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Dicle Üniversitesi**

Sınav Jürisi:

Prof. Dr. İbrahim Kaya (*)
Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü, Dicle Üniversitesi

Doç. Dr. Bilal Gümüş (**)
Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü, Dicle Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Musa Yılmaz
Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü, Batman Üniversitesi

Doç. Dr. Bora Acarkan
Elektrik Müh. Bölümü, Yıldız Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Mehmet Emin Asker
Elektrik-Elektronik Müh. Bölümü, Dicle Üniversitesi

ONAY

Tarih: 06.12.2021

(*) Sınav Jürisi kısmının birinci satırına Jüri Başkanının bilgilerini yazınız.
(**) Sınav Jürisi kısmının ikinci satırına Tez Danışmanının bilgilerini yazınız.

Meleğime…

Dicle Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırlanan bu tez çalışmasında yer alan tüm bilgilerin akademik kurallara ve etik ilkelere uygun olarak elde edildiğini ve sunulduğunu beyan ederim. Ayrıca, bahse konu bu kural ve ilkelerin gerektirdiği üzere, bu çalışmada özgün olmayan tüm bilimsel içerikleri kurallara uygun biçimde alıntılayıp kaynak gösterdiğimi beyan ederim. Beyanımla çelişen herhangi bir delil bulunduğu takdirde tüm sorumluluğu üstleneceğimi kabul ederim.

Ad, Soyad: Faruk AYDIN

İmza: …….……

TEŞEKKÜR

Elektrik şebekesinde gerilim kararlılığını sağlamak için en uygun kompanzatör konumun bulunmasına yönelik bu çalışmada her anlamda yardımını, ilgisini, bilgisini esirgemeyen danışman hocam Doç. Dr. Bilal GÜMÜŞ'e, bilgi ve deneyimleriyle beni yönlendiren ve tez izleme komitesinde yer alan Prof. Dr. İbrahim KAYA ve Dr. Öğr. Üyesi Musa YILMAZ'a teşekkür ederim. Yıldız Teknik Ünivesitesi'ndeki yüksek lisans eğitimim sırasında ve daha sonrasında devamlı görüş alışverişinde bulunduğum hocam Doç. Dr. Bora ACARKAN ile tezin son aşamasında değerli fikirleriyle katkıda bulunan Dr. Öğr. Üyesi Mehmet Emin ASKER'e ayrıca teşekkür ederim. Tez çalışmam sırasında bana her zaman destek olan Marmara Üniversitesi'ndeki çalışma arkadaşlarıma şükranlarımı sunarım.

Güç Sistemlerinde Kullanılan Kompanzatörler İçin Optimal Konumun Çok Kriterli Karar Verme Yöntemleriyle Tespiti başlıklı 121E008 nolu proje kapsamında desteklerinden ötürü TÜBİTAK'a teşekkürlerimi sunarım.

Son olarak çalışmalarım süresince her türlü desteği ve fedakârlığı gösteren, çoğu zaman kendilerini ihmal ettiğim aileme, eşim Melek AYDIN'a, kızlarım Nisa ve Esra'ya bu süre zarfında hep yanımda oldukları için teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR vi
İÇİNDEKİLER vii
ŞEKİLLER LİSTESİ ix
TABLOLAR LİSTESİ xi
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ xii
ÖZET xv
ABSTRACT xvii
1. GİRİŞ 1
2. KAYNAK ÖZETLERİ 6
3. MATERYAL VE METOT 9
3.1 Akıllı Şebekeler 9
3.1.1 Akıllı şebeke sistemi 10
3.1.2 Akıllı şebekelerin özellikleri 12
3.2 Dağıtılmış Enerji Üretimi 14
3.3 Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri 18
3.3.1 FACTS kavramı 19
3.3.2 FACTS cihazlarının olumlu ve olumsuz etkileri 25
3.3.3 FACTS cihazlarının yatırım maliyeti 27
3.4 Güç Sistemlerinde Kararlılık 28
3.4.1 Gerilim kararlılığının tanımı 29
3.4.2 Gerilim kararlılığının sınıflandırılması 29
3.4.3 Gerilim kararlılığı analizi yöntemleri 31
3.4.4 Dünyada meydana gelen önemli gerilim çökme olayları 36
3.5 Çok Kriterli Karar Verme Teknikleri 37
3.5.1 Analitik hiyerarşi süreci 38
3.5.2 TOPSIS yöntemi 43
3.5.3 VIKOR yöntemi 43
3.5.4 WASPAS yöntemi 43
3.5.5 GTMA yöntemi 44
3.5.6 PROMETHEE II yöntemi 44
3.5.7 GRA yöntemi 44
3.5.8 MULTIMOORA yöntemi 45

3.5.9 ARAS yöntemi 45
3.5.10 COPRAS yöntemi 45
3.5.11 Borda sayım yöntemi 45
3.7 Amaç Fonksiyonun Oluşturulması 49
3.8 FACTS Cihazının Optimal Boyutunun Hesaplanması 52
4. BULGULAR VE TARTIŞMA 53
5. SONUÇLAR 79
3.6 PSAT Yazılımının Tanıtılması 46
KAYNAKLAR 83
EKLER 90
ÖZGEÇMİŞ 129

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1 Türkiye'deki yenilenebilir enerji kaynaklarının yıllara göre değişim grafiği 1
Şekil 3.1 Örnek akıllı şebeke modeli (Üney, 2019) 10
Şekil 3.2 Akıllı şebeke sisteminin genel yapısı (Yapıcı 2019) 12
Şekil 3.3 Dağıtılmış üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu (Uzun, 2015) 14
Şekil 3.4 Dağıtılmış üretim entegrasyonuyla dağıtım şebekesinin zamanla değişen yapısı (Uzun, 2015) 15
Şekil 3.5 SVC'nin eşdeğer devresi 21
Şekil 3.6 SVC'nin genel bağlantı yapısı (Çifci, 2015) 22
Şekil 3.7 SVC'nin I-V karakteristiği (Çifci, 2015) 22
Şekil 3.8 Uygulanmış bir SVC projesinin yerleşim planı (Kaya, 2006) 23
Şekil 3.9 STATCOM'un genel bağlantı yapısı (Çifci 2015) 24
Şekil 3.10 STATCOM'un I-V karakteristiği (Çifci 2015) 24
Şekil 3.11 FACTS cihazlarının yatırım maliyet eğrileri (Bakır, 2018) 27
Şekil 3.12 Güç sistem kararlılığının sınıflandırılması 28
Şekil 3.13 Güç sistem bileşenlerinin gerilim değişimi ve bozulmalara zaman cevapları 30
Şekil 3.14 PV eğrisi (Ova 2017) 33
Şekil 3.15 Sürekli Güç Akışı Metodu ile elde edilen PV eğrisi 34
Şekil 3.16 QV eğrisi (Ova 2017) 35
Şekil 3.17 Seçilen ÇKKV yöntemlerinin ortaya çıkış tarihleri 43
Şekil 3.18 PSAT programının yapısı 47
Şekil 3.19 PSAT programının ana çalışma penceresi 48
Şekil 3.20 Optimal boyut tespitinde kullanılan akış şeması 52
Şekil 4.1 PSAT programıyla modellenen IEEE 14 baralı test sistemi 53
Şekil 4.2 PSAT programıyla modellenen IEEE 30 baralı test sistemi 54
Şekil 4.3 PSAT programıyla modellenen IEEE 118 baralı test sistemi 55
Şekil 4.4 14 baralı sistemde optimal lokasyon için ağırlıklandırılmamış değerler 55
Şekil 4.5 30 baralı sistemde optimal lokasyon için ağırlıklandırılmamış değerler 56
Şekil 4.6 118 baralı sistemde optimal lokasyon için ağırlıklandırılmamış değerler 56
Şekil 4.7 14 baralı test sisteminde PV eğrileri 58

Şekil 4.8 14 baralı test sistemi gerilim profili 59
Şekil 4.9 SVC olmayan, 5. barada ve 9. Barada SVC olması durumları için sistem gerilim profili 59
Şekil 4.10 30 baralı test sisteminde PV eğrileri 61
Şekil 4.11 30 baralı test sistemi gerilim profili 61
Şekil 4.12 SVC olmayan, 24. barada ve 30. barada SVC olması durumları için sistem gerilim profili 62
Şekil 4.13 118 baralı test sisteminde PV eğrileri 64
Şekil 4.14 118 baralı test sistemi gerilim profili 64
Şekil 4.15 SVC olmayan, 24. barada ve 30. barada SVC olması durumları için sistem gerilim profili 65
Şekil 4.16 Yüklenebilirlik sınırında 9. bara PV eğrileri..... 66
Şekil 4.17 Borda skorlarının karşılaştırılması 68
Şekil 4.18 Borda Sayım yöntemine göre alternatiflerin puanlama ve sıralama sonuçları 68
Şekil 4.19 ÇKKV yöntemleri arasındaki Kendall korelasyon matrisi sonuçları 69
Şekil 4.20 14 baralı şebeke modelinde kayıplardaki azalma miktarı..... 70
Şekil 4.21 30 baralı şebeke modelinde kayıplardaki azalma miktarı..... 71
Şekil 4.22 118 baralı şebeke modelinde kayıplardaki azalma miktarı..... 73

TABLOLAR LİSTESİ

Tablo 3.1 Elektrik şebekeleri planlama yaklaşımları 16
Tablo 3.2 Geleneksel donanımlar ile FACTS cihazlarının maliyetlerinin karşılaştırılması 27
Tablo 3.3 Dünyada meydana gelen önemli gerilim çökme olayları 37
Tablo 3.4 Önem Skalası 39
Tablo 3.5 RI Değerleri 42
Tablo 4.1 İkili karşılaştırma matrisi ve kriterlerin tespit edilen ağırlıkları 57
Tablo 4.2 IEEE 14 baralı test sistemi için amaç fonksiyonun minimum değerleri.... 58
Tablo 4.3 IEEE 30 baralı test sistemi için amaç fonksiyonun minimum değerleri.... 60
Tablo 4.4 IEEE 118 baralı test sistemi için amaç fonksiyonun minimum değerleri.. 62
Tablo 4.5 Farklı ÇKKV yöntemleri için sıralamaların karşılaştırılması 67
Tablo 4.6 Dağıtılmış üretim tesisinin olduğu 14 baralı sistemin amaç fonksiyonu değerleri..... 71
Tablo 4.7 Dağıtılmış üretim tesisinin olduğu 30 baralı sistemin amaç fonksiyonu değerleri..... 72
Tablo 4.8 Dağıtılmış üretim tesisinin olduğu 118 baralı sistemin amaç fonksiyonu değerleri..... 73
Tablo 4.9 14 baralı sistem optimal boyut tespitinde elde edilen değerler (λ, Vm) 75
Tablo 4.10 30 baralı sistem optimal boyut tespitinde elde edilen değerler (λ, Vm) .. 76
Tablo 4.11 118 baralı sistem optimal boyut tespitinde elde edilen değerler (λ, Vm). 77

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

Simge	**Açıklama**
B	Suseptans
I	Akım
P	Aktif Güç
PV	Aktif Güç - Gerilim
Q	Reaktif Güç
QV	Reaktif Güç - Gerilim
S	Kompleks Güç
T	Trafo Tap Oranı
V	Gerilim
Y	Admitans
δ	Gerilim Faz Açısı
θ	Admitans Açı Değeri
λ	Yüklenme Faktörü
ω	Kriter Ağırlığı
$	Amerikan Doları

Kısaltma	**Açıklama**
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AC	Alternating Current (Alternatif Akım)
ARAS	Additive Ratio Assessment
AHS	Analitik Hiyerarşi Süreci
AHP	Analitik Hiyerarşi Prosesi
BGAD	Birleşik Güç Akış Denetleyicisi
CI	Consistency Index (Tutarlılık Göstergesi)
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques

COPRAS	Complex Proportional Assessment
CR	Consistency Ratio (Tutarlılık Oranı)
ÇKKV	Çok Kriterli Karar Verme
DC	Direct Current (Doğru Akım)
DIGSILENT	DIgital SImuLator for Electrical NeTwork
EPRI	Electric Power Research Institute
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FOSS	Free and Open Source Software
FVSI	Fast Voltage Stability Index
GRA	Grey Relational Analysis
GTMA	Graph Theory and Matrix Approach
HAGAK	Hat Arası Güç Akış Kontrolörü
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MATLAB	MATrix LABoratory
MOORA	Multi-Objective Optimization by a Ratio Analysis
PROMETHEE	Preference Ranking Org METHod for Enrichment of Evaluation
PSAT	Power System Analysis Toolbox
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
RI	Random Index
SIMPOW	SIMulation of POWer Systems
SSSK	Statik Senkron Seri Kompanzatör
STATCOM	STATic Synchronous COMpensator
SVC	Static VAR Compensator
TAK	Tristör Anahtarlamalı Kondansatör
TKSK	Tristör Kontrollü Seri Kapasitör
TKR	Tristör Kontrollü Reaktör
TOPSIS	Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution
VAR	Volt Amper Reaktif

VIKOR	VIseKriterijumsa Optimizacija Kompromisno Resenje
VST	Voltage Stability Toolbox
WASPAS	Weighted Aggregated Sum Product Assessment
p.u.	Per Unit değer

ÖZET

GERİLİM KARARLILIĞININ SAĞLANMASI İÇİN STATİK VAR KOMPANZATÖR KONUMUNUN ÇOK KRİTERLİ KARAR VERME TEKNİKLERİYLE TESPİTİ

Aydın, Faruk
Doktora, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Danışman: Doç. Dr. Bilal Gümüş
Aralık 2021, 149 sayfa

Elektrik şebekelerindeki sistem çökmeleri tüm dünyada her yıl yaklaşık 80 milyar $'lık ekonomik kayba sebep olmaktadır. Şebekede kullanılan şönt kompanzatörler kararlılık sınırını artırmak için en iyi seçenektir. Bu amaçla günümüzde kullanılan Esnek Alternatif Akım İletim Sistem (FACTS) cihazları geleneksel donanımlara göre oldukça maliyetli olduğundan en verimli konumun ve optimal boyutun bulunması çok önemli bir husustur. FACTS cihazlarının ciddi yatırım ve enerji maliyetine olan etkileri göz önüne alındığında bu doğrultuda yapılacak simülasyon çalışmalarının değeri açıkça görülmektedir. FACTS cihazları için uygun lokasyon seçimi ve ne oranda kompanzasyon yapılması gerektiği konularında birçok çalışma mevcuttur. Ancak yayınların bir kısmında hesaplanan değerler kayıpları azaltma, yüklenebilirliği arttırma, maliyetleri düşürme vb. sadece tek bir amaca yöneliktir. FACTS cihazlarının optimum konumu için son yıllarda çok kriterli yaklaşımlar geliştirilmiştir. Bununla birlikte, bu yöntemler her zaman hedefler arasında asgari memnuniyet düzeyine ulaşamayabilir. Farklı hedeflerin göreceli önemini göstermek için uygun ağırlıkların seçilmesi başka bir zorluk oluşturmaktadır. Literatürde kriterlerin ağırlık katsayıları eşit veya yakın olarak seçilmiş ve deneme-yanılma yöntemi ile bazı değerler elde edilmiştir. Tüm bu çalışmalarda karar vericiler kriter ağırlıklarını kendi önem derecelerine göre belirlemiş ancak tutarlılığını kontrol etmemişlerdir. Bu nedenle sonuçların güvenilirliği konusunda önemli bir eksiklik olduğu açıktır. Bu çalışmada öncelikle akıllı şebekeler, dağıtılmış üretim, FACTS, gerilim kararlılığı, Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) ve Power System Analysis Toolbox (PSAT) programıyla ilgili bilgi verilmiştir. Daha sonra Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 14, 30 ve 118 baralı örnek şebeke modelleri oluşturulmuş, FACTS cihazı olarak sisteme Statik VAR Kompanzatör (SVC) eklenmiş, güç akış ve kararlılık analizleri yapılmıştır. Bunların ardından amaç fonksiyonu hesaplama altyapısının oluşturulması, analizlerden elde edilen yüklenme faktörü, gerilim sapması ve güç kayıplarının bulunan ağırlıklarla işleme sokulması, ÇKKV yöntemleriyle en uygun konumun tespiti için yapılan uygulamaların detayları anlatılmıştır. FACTS cihazının en uygun konumu için belirlenen hedefleri gerçekleştirmek adına bu alanda daha önce hiç kullanılmayan ÇKKV teknikleri uygulanmıştır. Temel olarak Analitik Hiyerarşi Süreci (AHS) tekniğiyle gerilim kararlılığı iyileştirilip FACTS kontrolör konumu optimize edilmeye çalışılmıştır. Kullanılan bu yöntemle, kriter ağırlıklarının tutarlılıkları test edilebildiğinden değerlerin güvenilirliği problemi de çözülmüştür. Daha sonra dokuz farklı ÇKKV yöntemi daha kullanılarak bir veri füzyon tekniği önerilmiştir. Bu yöntemler basit oldukları ve hesaplamalarda herhangi bir özel yazılım gerektirmedikleri için seçilmiştir. Tez çalışmasında son olarak şebeke kayıplarını en aza indirecek konumlara dağıtılmış üretim tesisleri entegre edilmiş ve çalışma tekrarlanmıştır. Kullanılan şönt kompanzatörle yüklenebilirlik sınırı arttırılıp, sistemin çökmeye gittiği kritik noktalarda iyileşme gözlenmiştir. Gerek FACTS donanımlarının optimum kapasitede kullanılması, gerekse

hesaplamalarda hata oranı en aza indirilerek kaynakların ideal şekilde kullanılması sağlanmıştır. ÇKKV yöntemlerinin FACTS cihazlarının en uygun yerini seçmek için güçlü bir araç olarak kullanılabileceği kanıtlanmıştır. Tüm çıktılar IEEE'nin 14, 30 ve 118 baralı örnek modellerindeki simülasyon sonuçlarıyla elde edildiğinden karşılaştırılabilir, ölçülebilir ve daha sonra gerçek sistemlerde uygulanabilir niteliktedir. Sonuç olarak elektrik güç sistemlerinin etkin yönetimine olumlu katkı sağlanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Gerilim kararlılığı, Dağıtılmış üretim, Akıllı şebeke, Facts, Çkkv

ABSTRACT

DETERMINING OPTIMAL STATIC VAR COMPENSATOR LOCATION FOR VOLTAGE STABILITY USING MULTI-CRITERIA DECISION MAKING TECHNIQUES

Aydın, Faruk
PhD Thesis in Department of Electrical and Electronics Engineering
Supervisor: Assoc. Prof. Bilal Gümüş
December 2021, 149 pages

Blackouts in power systems cause approximately $80 billion in economic loss each year all over the world. Shunt compensators used in the network are the best option to increase the stability limit. For this purpose, Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) devices used today are quite costly compared to conventional equipment, so finding the most efficient location and optimal size is very important. Considering the effects of the FACTS devices on the serious investment and energy costs, the value of the simulation studies to be carried out in this direction is clearly seen. There are many studies on choosing the appropriate location for FACTS devices and how much compensation should be done. However, the values calculated in some of the publications are to reduce losses, increase loadability, reduce costs, etc. In recent years, multi-criteria approaches have been developed for the optimum location of FACTS devices. Nevertheless, these methods may not always reach the minimum level of satisfaction between targets. Choosing appropriate weights to show the relative importance of different goals is another challenge. In the literature, the weight coefficients of the criteria were chosen as equal or close, and some values were obtained by trial and error method. In all these studies, decision makers determined the criterion weights according to their own importance but did not check its consistency. Therefore, it is clear that there is an important deficiency in the reliability of the results. In this study, firstly, information about smart grids, distributed generation, FACTS, voltage stability, Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) and Power System Analysis Toolbox (PSAT) program is given. Later, IEEE's 14, 30 and 118 buses sample network models were designed, Static VAR Compensator (SVC) was added to the system as a FACTS device, and power flow and stability analyzes were made. After these, the details of the applications for the establishment of the objective function calculation infrastructure, the processing of the loading factor, voltage deviation and power losses obtained from the analysis, and determination of the most suitable position with the MCDM methods were explained. In order to achieve the targets determined for the most suitable location of the FACTS device, MCDM techniques, which have never been used before, have been applied in this area. Basically, with the Analytic Hierarchy Process (AHP) technique, the voltage stability has been improved and the FACTS controller position has been optimized. With this method used, since the consistency of criterion weights can be tested, the problem of reliability of values is also solved. Then, a data fusion technique was proposed using nine more MCDM methods. These methods are chosen because they are simple and do not require any special software for calculations. Finally, in the thesis study, distributed generation facilities have been integrated into locations that will minimize network losses and the work has been repeated. The loading capability limit was increased with the shunt compensator used, and an

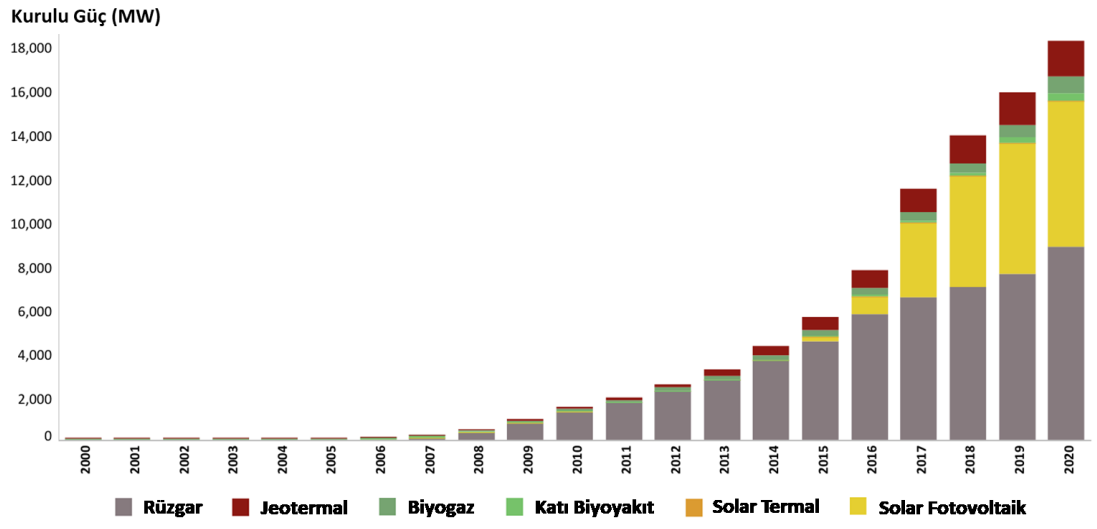
improvement was observed in critical points where the system collapsed. It was ensured that resources are used ideally by using FACTS equipment at optimum capacity and minimizing error rate in calculations. It has been proven that MCDM methods can be used as a powerful tool to choose the most suitable location for FACTS devices. All outputs are comparable, measurable and can then be applied in real systems, as they are obtained with the simulation results of IEEE 14, 30 and 118 buses test systems. As a result, a positive contribution has been made to the effective management of electrical power systems.

Keywords: Voltage stability, Distributed generation, Smart grid, Facts, Mcdm

1. GİRİŞ

Toplumların enerjiye olan ihtiyacı sanayileşme ile birlikte yükselmeye başlamış artan nüfus, şehirleşme, teknolojinin yaygınlaşmasına paralel olarak günümüzde küresel bir sorun halini almıştır. Enerji insan hayatı ve ülkelerin kalkınması açısından zorunlu ve vazgeçilmez önemdedir. Son yıllarda enerji talebi önemli ölçüde artmış olsa da elektrik iletim ve dağıtımındaki büyüme ekonomik ve çevresel nedenlerle sınırlıdır. Bu nedenle enerji sistemlerinin planlanması, işletilmesi ve belli durumlarda kontrol altında tutulması önem arz etmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim, gelişmiş ülkelerde teşvik edilmekte olup benzer şekilde ülkemizde de lisanssız enerji üretimi için tesislerde kurulu güç üst sınırı, yapılan değişiklikle 1 MW'tan 5 MW'a çıkarılmıştır. Şekil 1.1'de ülkemizdeki yenilenebilir enerjide kurulu güç kapasitesinin yıllık artış grafiği görülmektedir (IRENA, 2020). Özellikle son on yılda bu alanda büyük bir artış dikkat çekmekte olup çok sayıda dağıtılmış enerji üretim tesisinin şebekeye katılması söz konusudur. Bu durum, güç sistemlerinin mevcut yapısını daha da karmaşıklaştırmakta ve güç kalitesi ve güvenilirlik açısından sistem kontrolünü zorlaştırmaktadır. Bu nedenlerden ötürü dağıtılmış üretim tesislerinin yaygınlaşması ile beraber elektrik iletim ağlarının kararlı ve verimli bir şekilde işletilebilmesi için sınırlı kaynaklarla üretim yapan geleneksel dağıtım sistemlerinin yerine akıllı şebekeler oluşturulmaya çalışılmaktadır (Ugranlı, 2012).



Şekil 1.1 Türkiye'deki yenilenebilir enerji kaynaklarının yıllara göre değişim grafiği

Kayıpların düşürülüp verimli, güvenilir ve sürdürülebilir bir enerji sistemi hedefleyen akıllı şebekelerdeki en önemli problemlerden biri yenilenebilir kaynakların sisteme entegrasyonudur. Akıllı şebeke uygulamalarında, dağıtılmış üretim tesislerinin güç sistemlerine entegrasyonu, şebeke kayıpları, sistem gerilim profili, hat akışları ve daha birçok hususta optimizasyon sağlanmalıdır (Yılmaz, 2019).

Enerji talebinin artmasıyla beraber güç sistemlerinin çalışma koşulları kararlılık limitlerini zorlamaya başlamıştır (Öztürk, 2016). Güç sistem kararlılığı çalışmaları 1920'lerde başlamış olup yaklaşık yüz yıldır şebekenin güvenilirliği açısından önemli bir problem olarak görülmüştür. Şebekedeki bağlantıların artması ve farklılaşması, yeni kontrol sistemleri ve teknolojilerinin kullanılması ayrıca aşırı yüklü çalışma koşulları sistem kararsızlığının frekans, gerilim, rotor açı gibi değişik türlerinin ortaya çıkmasına neden olmuştur (Dirik, 2006). Enerji kalitesi çalışmalarında, gerilim, akım ve frekans değerlerinin limitleri incelenmekte olup bu konular arasında en önemlisi gerilim kalitesidir. Yapılan araştırmalar şebekede gerilim kaynaklı enerji kalitesi problemleri içerisinde en sık görülenin gerilim çökmesi olduğunu bildirmektedir (Lacommare, 2004). Şebekede oluşabilecek herhangi bir bozucu etki sistemin belirli bir bölgesinde meydana gelmesine rağmen büyük bir alanda hatta sistemin tümünde gerilim çökmesine sebep olabilir. Bu durumun ülkemizde ve dünyada son yıllarda birçok örneği mevcuttur. 2003 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nde (ABD) yaşanan elektrik kesintisinin ardından devlet destekli araştırmalar yapılmış olup kesintilerin yılda yaklaşık 80 milyar dolarlık maliyeti olduğu tahmin edilmektedir. Yerleşim yerleri, ticari ve endüstriyel sektörler için farklı tahmin modelleri geliştirilmesine rağmen hâlihazırdaki mevcut bilgilerde büyük boşluklar ve önemli belirsizlikler bulunmaktadır. Bu belirsizlikler nedeniyle gerçek değerin bundan çok daha yüksek olduğu düşünülmektedir (Lacommare, 2004). Benzer şekilde Almanya'da kesinti maliyetlerinin zaman içinde sektörler ve bölgeler arasında önemli ölçüde değiştiği görülmektedir. Kesintilerin toplam ekonomik maliyeti saatte 430-750 milyon avro arasında değişmektedir (Growitsch, 2013). Ülkemizde 31 Mart 2015 tarihinde meydana gelen sistem çökmesi nedeniyle yaşanan kesintilerin 700 milyon dolarlık zarara sebep olduğu tahmin edilmektedir (Polat, 2015). Bu hesaplamada ekonomiyi doğrudan etkileyen kayıplar göz önünde

bulundurulmuş olup dolaylı etkileri de düşünüldüğünde gerçek değerin bundan birkaç kat fazla olacağı açıktır. Tüm bu sebeplerden dolayı güç sistem planlayıcıları son yıllarda çalışmalarını bu alanda yoğunlaştırmıştır.

Şebekede gerilim kararlılığını etkileyen unsurlar araştırılırken aktif, reaktif güç tüketimindeki artışlar, hat uzunluğundaki değişimler, trafo kademe değişimlerinin etkileri incelenmiş ve en önemli değişkenin reaktif güç akışı olduğu tespit edilmiştir (Bayındır, 2015). Kararlılığı sağlamak için araştırmacılar son zamanlarda kontrol stratejilerini optimize etmeye yönelmiştir. İletim hatlarına seri, paralel kompanzatörlerle reaktif güç kompanzasyonu, kademe değiştiricili trafo denetimi, yük atma gibi çeşitli kontrol mekanizmaları geliştirilmiştir. Son yıllarda yapılan yayınlarda Static VAR Compensator (SVC) (Statik VAR Kompanzatör), Static Synchronous Compensator (STATCOM) (Statik Senkron Kompanzatör), Statik Senkron Seri Kompanzatör (SSSK), Tristör Kontrollü Seri Kapasitör (TKSK), Birleşik Güç Akış Denetleyicisi (BGAD) gibi Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) (Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri) cihazlarının kullanımı, karşılaştırılması ve optimizasyonu üzerinde yoğunlaşılmıştır. FACTS özellikle son yıllarda gelişmekte olan bir teknolojidir ve temel rolü alternatif akım sistemlerinde kontrol edilebilirliği ve güç transferi yeteneğini arttırmaktır.

Güç sistemlerinin dinamik yapısı gereği bu alandaki kontrol mekanizmasının istenilen güvenilirlik, hassasiyet ve hızı sağlaması beklenir (Aydın, 2018). Gerilim kararsızlığının giderilmesi, bozucu etkiye maruz kalan sistemin en hızlı ve en etkili şekilde stabil hale gelmesini sağlamak amacıyla en sık kullanılan FACTS donanımlarından biri SVC'dir. SVC güç sistemlerinde çok uzun süredir kullanılmakta olup bağlandığı sistemin gerilimini, reaktif gücü kontrol ederek belirli limitler dâhilinde tutmaktadır (Tosun, 2011). Finansal nedenlerden dolayı tüm baralara kompanzatör yerleştirmek imkânsızdır. VAR (Volt Amper Reaktif) kompanzatörleri için en iyi konumun belirlenmesi, şebekenin stabilite koşullarının hesaplanmasını içerir. Ancak, yük akışı denklemlerinin doğrusal olmayışı nedeniyle, problem oldukça karmaşıktır ve çözmek için kapsamlı araştırmalar yapılmalıdır.

Literatür incelendiğinde, FACTS cihazları için uygun lokasyon seçimi ve ne oranda kompanzasyon yapılması gerektiği konularında birçok çalışma mevcuttur. Ancak yayınların bir kısmında hesaplanan değerler kayıpları azaltma, yüklenebilirliği arttırma, maliyetleri düşürme vb. sadece tek bir amaca yöneliktir. FACTS cihazlarının optimum konumu için son yıllarda çok kriterli yaklaşımlar geliştirilmiştir. Öğrenme ve akıllı optimizasyon tabanlı teknikler, FACTS denetleyicilerinin en uygun yeri ve boyutunu belirlemek için kullanılmıştır. Bu yöntemlerde birkaç hedefe odaklanan amaç fonksiyonu maksimize edilmeye çalışılmıştır. Bununla birlikte, bu yöntemler hedefler arasında minimum düzeyde memnuniyet garantisi vermez. Farklı hedeflerin göreceli önemini göstermek için uygun ağırlıkların seçilmesi başka bir zorluk oluşturmaktadır.

Literatürde kriterlerin ağırlık katsayıları bazı yayınlarda eşit kabul edilmiştir (Amarendra, 2020; Arya, 2019; Balamurugan, 2019; Coronado de Koster, 2020; Dawn, 2019; El-Azab, 2020; Galvani, 2019; Galvani, 2021; Gautam, 2020; Kalaivani, 2012; Rambabu, 2019; Rezaeian-Marjani, 2020; Shehata, 2020; Shen, 2020; Thiruvenkadam, 2020; Vijay Kumar, 2020). Bazı makalelerde ise karar verici tarafından belirlenen kriter ağırlıkları kullanılmıştır (Amrane, 2021; Davoodi, 2012; Jordehi, 2015; Nadeem 2019; Padaiyatchi, 2020; Ravi, 2013; Sadiq, 2019; Sanjari, 2012; Singh, 2019; Srjani, 2012). Bunlar haricinde ağırlıkların hem eşit hem de karar vericinin belirlediği değerlerde ve farklı senaryolara göre değişik kombinasyonlarla kullanıldığı yayınlar da mevcuttur (Kapse, 2020; Mahmoudi, 2020; Marjani, 2018; Shafik, 2018; Shafik, 2019). Yapılan tüm bu çalışmalarda ağırlıkları belirlemek amacıyla Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) teknikleri hiç kullanılmamıştır. Karar vericiler kriter ağırlıklarını kendi önem derecelerine göre belirlemiş ancak tutarlılığını kontrol etmemişlerdir. Bu nedenle sonuçların güvenilirliği konusunda önemli bir eksiklik olduğu açıktır. Yapılan çalışma asıl olarak bu boşluğu doldurmayı amaçlamaktadır.

Özetle tez çalışmasında amaçlanan akıllı şebekelere entegre edilmiş dağıtılmış üretim tesislerinde ve şebekemizde karşılaşılması muhtemel sistem çökmelerine sebep olacak gerilim kararsızlığının giderilmesi, bozucu etkiye maruz kalan sistemin en hızlı ve en etkili şekilde stabil hale gelmesini sağlamaktır. Bu doğrultuda, güç

sistemini çökmelerden korumak amacıyla kullanılacak cihazın optimum konumu birçok kriter için ve hataya yer vermeyecek şekilde tespit edilebilecektir.

Tez çalışmasının ikinci bölümünde, dağıtılmış üretim tesislerinin ve FACTS cihazlarının, sisteme entegrasyonuyla meydana gelen değişiklikler, en iyi konum ve boyutlandırma problemi ile ilgili literatür özeti verilmiştir.

Üçüncü bölümde, akıllı şebekeler, dağıtılmış üretim, FACTS, gerilim kararlılığı, ÇKKV ve PSAT (Power System Analysis Toolbox) programıyla ilgili bilgi verilmiştir. Çok kapsamlı olan bu konular ana hatlarıyla anlatılmış olup uygulama yapılan hususlar daha detaylı açıklanmıştır. Örnek olarak güç sistemlerinde birçok FACTS cihazı kullanılmaktayken, simülasyon çalışmalarında sadece SVC uygulamaları olduğundan bu donanımla ilgili ayrıntılara yer verilmiştir.

Tezin dördüncü bölümünde, örnek şebeke modellerinin oluşturulması, FACTS cihazının eklenmesi, güç akış ve kararlılık analizlerinin yapılması, amaç fonksiyonu hesaplama altyapısının oluşturulması, analizlerden elde edilen yüklenme faktörü, gerilim sapması ve güç kayıplarının bulunan ağırlıklara işleme sokulması, ÇKKV yöntemleriyle en uygun konumun tespiti için yapılan uygulamaların detayları anlatılmıştır. PSAT programıyla gerçekleştirilen güç akış ve kararlılık analizlerinin sonuçları bölüm içinde karışıklığa ve bulgular arasında kopukluğa sebep olmaması için EKLER bölümünde verilmiştir.

Tezin son bölümünde ise, benzetim sonuçları ve önerilen yöntemin katkıları kısaca vurgulanmıştır. İleriki dönemler için bu tezin temel olacağı çalışmalar, modellerin ve yöntemlerin geliştirilmesi, karşılaştırılması ve optimizasyonuna yönelik öneriler sunulmuştur.

2. KAYNAK ÖZETLERİ

Güç sistemlerinde aktif, reaktif güç tüketimi, kademe değiştiricili trafo ayarları, hat uzunlukları vb. faktörlerin etkileri incelenmiş ve reaktif güç akışının gerilim kararlılığını en önemli değişken olduğu tespit edilmiştir (Bayındır, 2015). Bu sebeple son yıllarda yapılan yayınlar FACTS cihazları için uygun lokasyon seçimi ve ne oranda kompanzasyon yapılması gerektiği ile ilgilidir.

Benabid (2008), statik gerilim kararlılık marjını maksimize etmek, kayıpları düşürmek ve gerilim sapmasını minimize etmek için SVC ve TKSK'nın optimum konumunu bulmuştur.

Gupta (2013), IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) 14 baralı test sisteminde statik ve geçici kararlılık için en uygun BGAD konumunu tespit etmiştir. Bu çalışmada kararlılık göstergesi olarak Fast Voltage Stability Index (FVSI) ve Voltage Collapse Proximity Index kullanılarak her iki indeks değerinin karşılaştırması da yapılmıştır.

Ghahremani (2013), güç sistemi yüklenebilirliğini arttırmak için bir grafik kullanıcı arayüzü oluşturup genetik algoritma ve sürekli güç akış analizi kullanarak çoklu FACTS yapıları için en uygun konumları tayin etmiştir. Bu çalışmada IEEE'nin dokuz, 14, 24, 30, 57, 118 ve 300 baralı örnek şebeke modelleri kullanılarak kararlılığa etkisi gözlemlenmiştir.

Telang (2016), üç farklı gerilim kararlılık indisi (FVSI, Line Stability Index ve Line Stability Factor) kullanarak STATCOM için farklı yük artışı senaryolarında uygun lokasyonu bulmuştur.

Laifa (2013), gerilim kararlılığını arttırmaya yönelik optimal FACTS konumunu, kararlılık marjı, kayıplar ve gerilim sapmasını göz önünde bulundurarak, çok amaçlı harmoni arama algoritması kullanarak test etmiştir.

Davoodi (2012), kayıplar, gerilim profili, satın alma ve kurulum maliyetlerini hesaba katarak, optimal kapasitör konumunu genetik algoritma kullanarak DIgital

SImuLator for Electrical NeTwork (DIGSILENT) ve MATrix LABoratory (MATLAB) programları yardımıyla hesaplamıştır.

Kalaivani (2012), değişik yüklenme senaryoları için genetik algoritma ve parçacık sürü optimizasyonu kullanarak SVC için en uygun lokasyonu bulmuş ve gerilim kararlılığını iyileştirmiştir.

Shojaeian (2014), IEEE 30 baralı test sisteminde dinamik programlama ve parçacık sürü optimizasyonu kullanarak güç sistemlerindeki FACTS cihazlarının optimum sayısını, konumunu ve büyüklüğünü hesaplamışlardır.

Tiwari (2009), FACTS cihazlarının kurulum ve işletme maliyetlerini minimuma indirmek için genetik algoritma kullanarak SVC, TKSK ve BGAD'nin optimum konumunu bulmuştur.

Sanjari (2012), akıllı şebekelerde şönt FACTS donanımlarının en uygun konumunu, gerilim kararlılığını göz önünde tutarak FVSI ve harmoni arama algoritması yoluyla tespit etmişlerdir.

Shaik (2016), IEEE 30 baralı şebeke modelinde yapay arı kolonisi algoritmasıyla FACTS cihazının optimum konum ve boyutunu belirlemiştir. Bu yayında farklı çalışma koşulları, kısıtlılıklar da hesaba katılarak test edilmiştir.

Jordehi (2015), SVC ve TKSK için en uygun konum ve ayarlamaları gerçekleştirmek üzere çeşitli yöntemleri karşılaştırmıştır. Beyin fırtınası optimizasyonunun; genetik algoritma, parçacık sürü optimizasyonu, diferansiyel gelişim algoritması, eşeysiz üreme optimizasyonu, benzetimli tavlama algoritması, geri iz sürme algoritması ve yerçekimsel arama algoritmasından daha etkili sonuç verdiği görülmüştür.

Sirjani (2012), SVC'nin optimal kurulumu amacıyla IEEE 57 baralı test sisteminde modal analiz tekniği ve global harmoni arama algoritması kullanmıştır.

Shaheen (2011), BGAD'nin güç sistemindeki en iyi konumu ve parametre ayarları için sistem güvenliği ve kısıtlamalarını göz önüne alarak diferansiyel gelişim algoritmasıyla denemeler gerçekleştirmiştir.

Nireekshana (2016), kedi sürüsü optimizasyonuyla IEEE 14 ve 24 baralı ağ modellerinde FACTS cihazlarını kullanarak, normal ve kısıtlılık durumlarında termal limitler ve gerilim profilini göz önünde bulundurarak güç transferini arttırmaya çalışmıştır.

Phadke (2012), şönt FACTS kontrolörün en uygun konumu ve boyutu için çok amaçlı bulanık mantık ve genetik algoritma yardımıyla yeni bir hesaplama yöntemi önermiştir.

Yapılan yayınlar incelendiğinde, SVC, STATCOM, TKSK, BGAD gibi FACTS cihazlarının kullanımı, karşılaştırılması ve optimizasyonu üzerinde yoğunlaşıldığı görülmektedir. Ancak yayınların bir kısmında hesaplanan değerler kayıpları azaltma, yüklenebilirliği arttırma, maliyetleri düşürme vb. sadece tek bir amaca yöneliktir. FACTS cihazlarının optimum konumu için son yıllarda çok kriterli yaklaşımlar geliştirilmiştir. Öğrenme ve akıllı optimizasyon tabanlı teknikler, FACTS denetleyicilerinin en uygun yeri ve boyutunu belirlemek için kullanılmıştır. Bu yöntemlerde birkaç hedefe odaklanan amaç fonksiyonu maksimize edilmeye çalışılmıştır. Bununla birlikte, bu yöntemler hedefler arasında minimum düzeyde memnuniyet garantisi vermez. Farklı hedeflerin göreceli önemini göstermek için uygun ağırlıkların seçilmesi başka bir zorluk oluşturmaktadır. Literatürde kriterlerin ağırlık katsayıları eşit veya yakın olarak seçilmiş ve deneme-yanılma yöntemi ile bazı değerler elde edilmiştir. Yapılan çalışmalarda bu ağırlıkları belirlemek için ÇKKV yöntemleri hiç kullanılmamıştır (Davoodi, 2012; Jordehi, 2015; Kalaivani, 2012; Sadiq, 2019; Sanjari, 2012; Srjani, 2012; Ravi, 2013).

3. MATERYAL VE METOT

3.1 Akıllı Şebekeler

Dünyanın birçok bölgesinde olduğu gibi ülkemizde de enterkonnekte sistem birbirlerine uzun iletim hatlarıyla bağlı olan büyük enerji santralleri ve trafolardan oluşmaktadır. Şebekenin mevcut yapısı nedeniyle ağdaki belli bir bölgede sistemin çökmesi halinde oluşan dengesizlik tüm sistemin çökmesine ve ülke genelinde kesintilere yol açmaktadır. Hatta şebekenin bağlı olduğu komşu ülkelerde dahi benzer durumlarla karşılaşılabilmektedir. Ülkemizdeki dağıtım ağı yapısı genellikle tek bir kaynaktan beslenen radyal şebeke tipidir. Bu yapıya sahip ağdaki olası kesintiler buradan beslenen tüm tüketicilerin enerjisiz kalmasıyla sonuçlanmaktadır. Bu durumun üstesinden gelmek için trafo merkezlerini ring şebeke tipini kullanarak bir araya getirmek en çok kullanılan çözüm şeklidir (Çoksürer, 2013).

Özellikle son yirmi yılda devreye alınan çok sayıdaki dağıtılmış üretim tesisiyle tüketicilere kesintisiz enerji sunmanın yolu açılmıştır. Herhangi bir santralin devre dışı kalması veya şebekenin bir kısmında çökme meydana gelmesi durumlarında bile diğer üretim merkezlerinden oluşturulacak ring sistemiyle enerji sürekliliği sağlanır (Çoksürer, 2013).

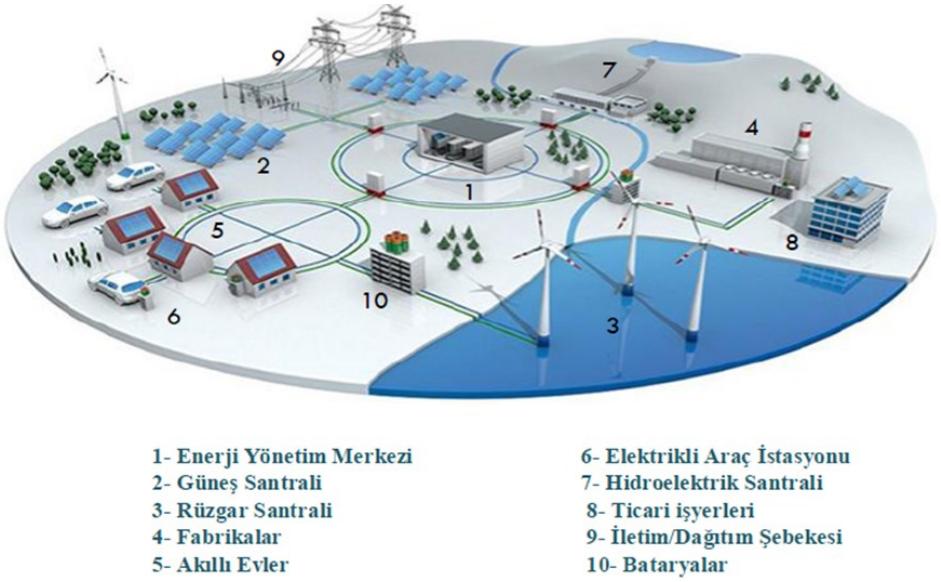
Dağıtılmış üretim santrallerinin şebekeye bağlantısı sırasında çift yönlü güç akışı nedeniyle reaktif gücün kontrol edilememesi, şebekede istenmeyen gerilim değişikliklerinin olması, kısa devre akımlarının artmasıyla kullanılan donanımların ısıl dayanım kapasitelerinin zorlanması, fliker ve harmonik üretmeleri gibi sorunlarla karşılaşılmaktadır (Akdeniz, 2006).

Günümüzde gelişen teknoloji elektrik şebekelerinin her alanında yerini almaktadır. Böylece şebekelerin kontrolü, takibi ve onarımı kolaylaşmakta ve içerisinde yer alan birimlerin birbiri ile haberleşmesi kolaylıkla sağlanmaktadır. Bir elektrik şebekesinde problemlere hızlı cevap verilmesi, yapısal değişimlere ayak uydurması, farklı kaynakların kullanılabilmesi ve enerji talebini karşılayabilmesi istenir. İçerisindeki donanım ve yapılarla akıllı bir tesis, daha az maliyet ve daha fazla güvenilirlik ile farklı kaynakların şebekeye katılımını sağlar (Yapıcı, 2019)

3.1.1 Akıllı şebeke sistemi

Akıllı şebekenin temel mantığı, enerji tüketimini azaltırken sistemin verimini en üst düzeye çıkarmak için elektrik dağıtım altyapısına izleme, analiz, kontrol ve iletişim yeteneklerini kazandırmaktır. Akıllı şebeke, üretilen elektriğin sistemin kısıtları dâhilinde mümkün olduğunca verimli ve ekonomik bir şekilde tüketiciye ulaştırılmasını amaçlamaktadır (Üney, 2019).

Şekil 3.1'de gösterildiği gibi, akıllı şebeke, dağıtılmış ve yenilenebilir kaynakların entegrasyonunu kolaylaştırmak için dijital bilgi ve kontrol teknolojilerini, akıllı tüketici cihazlarını, otomatik kontrol sistemlerini, elektrik depolama elemanlarını ve gerilim düzenleyici teknolojilerini kullanan bir sistem olarak tanımlanabilir (Üney, 2019).



Şekil 3.1 Örnek akıllı şebeke modeli (Üney, 2019)

Akıllı şebekenin diğer tanımlarından bazıları şu şekilde ifade edilebilir:

Bilgi teknolojisi ve iletişim teknolojisinin güç sistemi mühendisliği ile bir araya getirilmesidir.

Akıllı şebeke, esnek, erişilebilir, güvenilir ve ekonomik bir şebeke ağı sunan geniş bir teknolojidir. Akıllı şebeke, kullanıcılarının istenen işlemlerini kolaylaştırır ve

bunlar arasında dağıtılmış üretim, talep yönetimi ve enerji depolama sistemlerinin kullanımı ya da şebeke elemanlarının optimal genişlemesi ve yönetimi yer alabilir.

Akıllı şebeke, enerji kaynaklarını verimli, sürdürülebilir, ekonomik ve güvenli bir şekilde sunmak için kendisine bağlı tüm kullanıcıların eylemlerini akıllıca yönetebilen bir şebeke sistemidir.

Üretim, iletim ve son kullanıcı bilgilerini optimize etmek için dijital bilgi teknolojisini kullanan bir uygulamadır.

Coğrafi olarak dağınık sistem bileşenlerinin etkileşimini, iletişimini daha iyi ve koordineli olarak gerçekleştirebilen bir sistemdir.

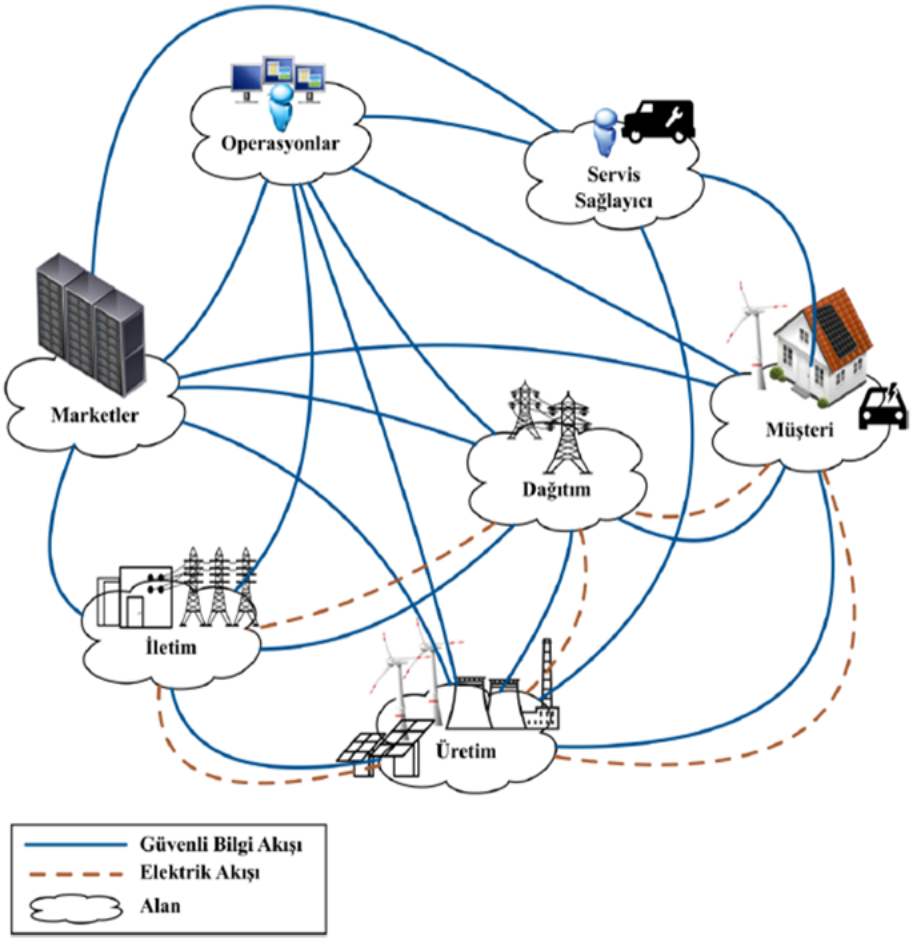
Üretimin, iletimin ve dağıtımın yerini verimli bir şekilde veri, hizmet ve işlem alışverişi olacak şekilde akıllı, tam entegre hizmetlerle değiştiren ileri teknolojiler, kavramlar, topolojiler ve yaklaşımlar bütünüdür.

Arz ve talep arasındaki etkileşime akıllı bir şekilde cevap verebilen bir sistemdir (Üney, 2019).

Akıllı şebekeler, özellikle artan otomasyon teknolojisi ve sistemin kritik noktalarına yerleştirilen sensörler, ölçüm altyapısı vasıtasıyla işlenen verilerin kalitesini ve miktarını önemli ölçüde geliştirecek ve iyileştirecek potansiyele sahiptir. Böyle bir yaklaşım, tüm sistemin verimini, güç kalitesini ve güvenilirliğini önemli ölçüde iyileştirmekle beraber, aynı zamanda artan müşteri katılımı, tepe talep azalması, finansal kayıpların azalması ve daha da önemlisi karbondioksit emisyonlarının ve diğer çevresel etkilerin azalmasına yol açacaktır (Üney, 2019). Günümüzde enerji ihtiyacı büyük oranda fosil yakıtlardan sağlandığı için, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanıldığı akıllı şebekelerin sürdürülebilirlik açısından ne kadar önemli bir yere sahip olduğu ortadadır (Çoksürer, 2013).

Bir şebekenin ve bileşenlerinin birbiri ile uyumlu olması, düşük maliyetli olması, hızlı tepki verebilmesi, esnek yapıda olması, şebeke genişlemelerine olanak

sağlaması ve gerçek zamanlı çalışması beklenir. Akıllı bir şebeke, müşterileri, üreticileri ve düğüm noktalarını kontrol edebilmeli, gözlemleyebilmeli, üretim santralleri ile müşteriler arasında çift yönlü güç akışı sağlayabilmeli ve sorunlara kendiliğinden cevap verebilmelidir. Akıllı şebeke sistemi, kontrol merkezi, yenilenebilir enerji kaynakları ve haberleşme altyapısına sahip mevcut ağın, teknolojik imkanlarla donatılmasıdır. Bu doğrultuda bir akıllı şebekenin genel yapısı Şekil 3.2'de görülmektedir (Yapıcı, 2019).



Şekil 3.2 Akıllı şebeke sisteminin genel yapısı (Yapıcı 2019)

3.1.2 Akıllı şebekelerin özellikleri

Birçok akıllı şebeke mimarisinde ortak olan özellikler vardır. Bu özellikler, akıllı şebekenin genel şebeke sistemine olan potansiyel faydalarını açıkça tanımlamaktadır. Bu faydalar aşağıda maddeler halinde sıralanmıştır (Yiğit, 2019).

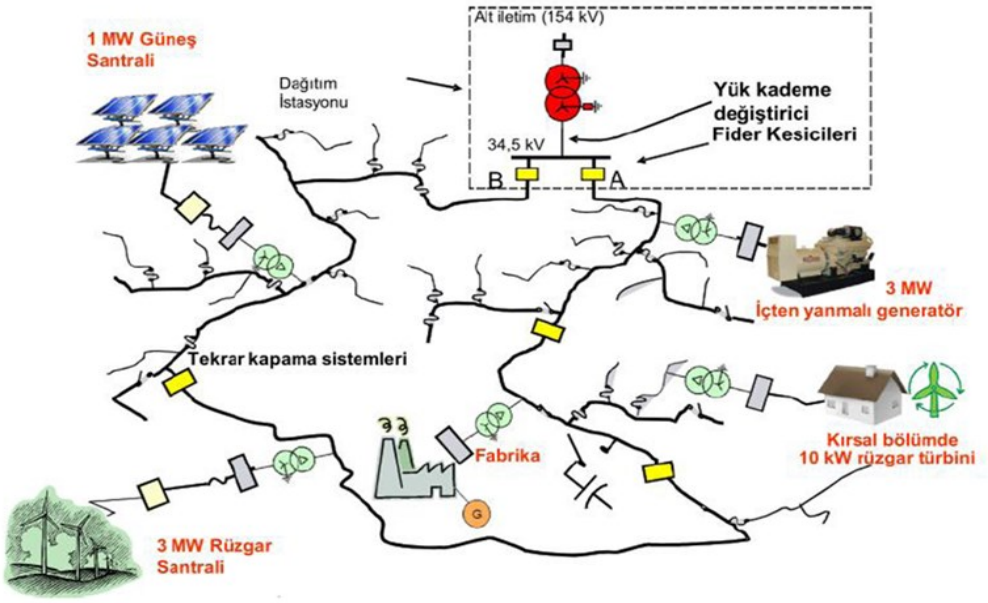
- Kendi kendini onarabilme, problemli bölgelerin ivedilikle izole edilip büyük çaplı enerji kesintilerini ve sistem çökmelerini önleme,
- Sistem dengesizliklerini kendi kendine iyileştirecek şekilde tahmin etme ve cevaplama,
- Enerji pazarlarını geliştirme ve tüketici katılımını arttırma,
- Çevresel etkilerin en aza indirme, siber ve fiziksel saldırılara karşı dayanıklı olma,
- Kesintisiz ve yüksek kalitede güç akışı ve sistemin güvenilirliğini artırma,
- Her türlü üretim ve enerji depolama ünitesini entegre edebilme,
- Maliyeti düşürmek ve verimliliği artırmak için kaynak kullanımını optimize etme,
- Bilgisayar ve veri iletişim ağı teknolojilerini kullanarak ölçme, uzaktan okuma ve izleme yapılabilme,
- Çevre dostu olma.

Özetle bir akıllı şebeke esnek olabilmeli, değişimlere adapte olabilmeli, her türlü yeni donanım eklenmesine imkân verebilmeli, şebekenin genişlemesine olanak sağlayabilmeli, farklı kontrolleri gerçekleştirebilmeli ve değişik coğrafi şartlara uyumlu olmalıdır. Önceden yapılacak analizlerle hatalara karşı önlem alabilmeli, yük kontrolü, gerilim kontrolü, talep yönetimi, arıza tespiti, şebeke optimizasyonu ve güç kalitesi problemlerini çözebilmeli, yeni donanım ve yapıların katılımına uygun olmalıdır. Akıllı şebekeler, yalnız işletme maliyetinin düşürülmesiyle yetinmeyip değiştirilen ya da ertelenen yatırımlar için de uygun olmalıdır (Yiğit, 2019).

Birçok ülke akıllı şebeke girişimlerini teşvik etmek, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye bağlantısını sağlamak, ihtiyaç duyulacak ürünleri geliştirmek, ticari fırsatlar elde etmek ve mevcut elektrik şebekesini yenilemek için yol haritaları belirlemişlerdir. Türkiye'de de akıllı şebeke sistemine geçiş için gerekli çalışmalar başlamıştır. Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye bağlantısı, enerji verimliliğinin ve kalitesinin artırılması, tüketicilerin sistemde etkin rol oynaması gibi konular hedeflenmiştir (Yiğit, 2019).

3.2 Dağıtılmış Enerji Üretimi

Enerjideki artan talep iletim, dağıtım hatlarının ve trafoların yapımı veya yenilenmesi, merkezi üretim santrallerinin kurulması gibi alışılmış yöntemlerle çözülebilmektedir. Ancak çevresel, teknik ve ekonomik nedenlerden ötürü bu çözüm yöntemleri güç sistem planlayıcıları tarafından uygun bulunmamaya başlanmıştır. Bu sebeple dağıtılmış enerji üretim tesisleri, son yıllarda güç sistem mühendisliği açısından önemli bir konu haline gelmiştir (Ugranlı, 2012). Dağıtılmış üretim tesislerinin enerji ağına dahil edilmesiyle ortaya çıkan sistem yapısı Şekil 3.3'de verilmektedir (Uzun, 2015).

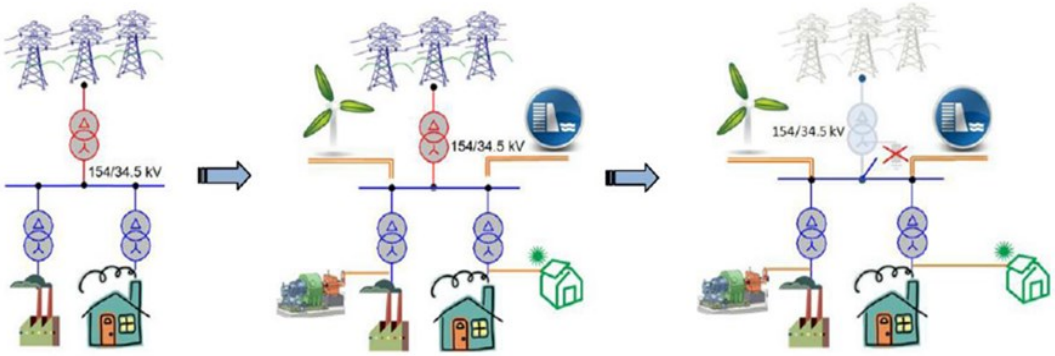


Şekil 3.3 Dağıtılmış üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu (Uzun, 2015)

Termik ve hidroelektrik santraller gibi geleneksel enerji üretim tesislerine kıyasla daha düşük güçlerdeki tesisler dağıtılmış (veya dağınık) üretim kapsamına girmektedir. Literatürde henüz dağıtılmış enerji üretimini tanımlamak için net limit değerleri tanımlanmamış olsa da "dağıtım şebekesine veya yükün yoğun olduğu bölgelere doğrudan bağlanabilen ve güçleri 50 MW'dan düşük üretim birimleri" tanımı genel olarak kabul görmektedir. Ancak dağıtılmış üretim tesisinin kullanım amacı, dâhil edileceği şebekenin toplam yük değerleri vb. sebeplerden ötürü bu tanımda farklılıklar olabilmektedir. Tanımlardaki belirsizlikler nedeniyle 100 MW'dan düşük güce sahip tesisler de dağıtılmış enerji üretiminin kapsamında

sayılmaktadır. Benzer şekilde bağlanma noktası da tartışmalı konulardan bir tanesi olup sadece dağıtım şebekesi değil iletim şebekelerine de bağlanabilen tesislerin de bu kapsamda düşünülmesi gerekmektedir. Bu doğrultuda ülkemizde de iletim şebekesine bağlı rüzgâr türbini uygulamaları mevcuttur (Ugranlı, 2012).

Dağıtılmış üretim genel hatlarıyla yenilenebilir ve geleneksel olarak iki gruba ayrılabilir. Çevre dostu olmaları nedeniyle güneş, rüzgâr, biyokütle, jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı son yıllarda hızla artmaktadır. Bununla beraber mikrotürbinler, kombine çevrim gaz türbinleri gibi geleneksel üretim tesisleri de fosil yakıtlar kullanıp doğaya zarar vermelerine rağmen kurulum maliyetlerinin nispeten düşük olması nedeniyle tercih edilmektedir. Ekonomik ve çevresel kısıtlamalar büyük güçlü merkezi santrallerin yapılmasını zorlaştırmaktadır. Dağıtılmış üretim tesisleri düşük güçlü birimler olduklarından şebekeye istenilen herhangi bir noktadan entegre edilebilmekte ve gerektiğinde güçleri artırılabilmektedir (Ugranlı, 2012). Dağıtılmış üretim entegrasyonu ile dağıtım şebekesinin değişen yapısı Şekil 3.4'de görülmektedir (Uzun, 2015).



Şekil 3.4 Dağıtılmış üretim entegrasyonuyla dağıtım şebekesinin zamanla değişen yapısı (Uzun, 2015)

Enterkonnekte şebekedeki planlama yaklaşımları dağıtılmış üretim tesislerinin entegrasyonuyla zamanla farklılaşmaya başlamıştır. Tablo 3.1'de de özetlendiği gibi geleneksel yaklaşımda merkezi santrallerde üretilen elektrik enerjisi pasif şebekelerle tüketicilere ulaştırılmaktadır. Dağıtılmış üretimin entegrasyonuyla, güç sistemi kontrol edilebilen aktif yapılara dönüşmektedir. Ayrıca şebekedeki yükler de güç kalitesi gereksinimlerine göre sınıflandırılarak daha kontrollü ve güvenilir çalışma koşulları sağlanabilecektir (Ugranlı, 2012).

Tablo 3.1 Elektrik şebekeleri planlama yaklaşımları

	Dün	**Bugün**	**Yarın**
Planlama	Geleneksel Yaklaşım	Dağıtılmış Üretim	Mikroşebekeler
Üretim	Merkezi	Dağıtılmış	Dağıtılmış
Dağıtılmış Üretim Entegrasyonu	Yedek Üretim	Az/Orta Seviyede	Yüksek Seviyede
Dağıtım Şebekeleri	Pasif	Yarı aktif	Aktif
Yükler	Farklılık Gözetilmez	Güç Kalitesi Gereksinimlerine Dayalı Sınıflandırma	

Güç sistemlerinde dağıtılmış üretim kullanımının birçok avantajı bulunmakla birlikte, eğer doğru tasarım ve denetimler gerçekleştirilmez ise bu avantajlar dezavantaja dönüşebilmektedir. Elde edilen faydalar aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Güç kayıplarının azalması,
- Şebeke gerilim profilinin iyileştirilmesi,
- İletim / dağıtım hatlarındaki yüklenmenin azaltılarak şebeke işletme şartlarının iyileştirilmesi ve dolayısıyla yeni hatların yapımının ertelenmesi,
- Yapısı nedeniyle kurulum ve devreye alınma süreçleri kısa olup şebekede uygun bölgelere entegre edilebilmesi,
- Enerji birim fiyatlarının azalması,
- Sistemi oluşturan elemanların kullanım ömrünün uzaması,
- Puant yük koşullarında fazla gücün karşılanarak yük yönetimine katkıda bulunması,
- Fosil yakıt kaynaklı üretimin azalmasından dolayı doğaya çok daha az zarar verilmesidir.

Yapılan çalışmalar, dağıtılmış üretim tesislerinin entegrasyonuyla şebekede kayıpların azalabileceği ve genel gerilim profilinde iyileşmeler olabileceğini göstermiştir. Bara gerilimleri doğrudan etkilendiğinden bu birimlerin bağlanması gereken en uygun yer ve gücü bulmak için birçok çalışma yapılmaktadır. Şebekenin yapısına ve tesisin kurulacağı yere bağlı olarak dağıtılmış üretimin katkısı yüksek katılım oranları için güvenilirlik ve sistem etkinliği açısından kötü yönde

değişebilmektedir (Ugranlı, 2012). Bu çalışmada katılım oranını ifade eden parametre, toplam dağıtılmış üretim kapasitesinin şebeke yüküne oranı olarak hesaplanmıştır. Akıllı şebekelerde, tüketicilerin üretim yaparak sisteme güç aktarması söz konusu olduğu için bazı problemleri de beraberinde getirmiştir. Dağıtılmış üretim tesisleri iyi analiz edilmeden şebekeye entegre olduklarında dağıtım şebekesinde ve diğer kullanıcıların güvenliği açısından bazı problemler ortaya çıkabilmektedir. Bu problemler şu şekilde sıralanabilir (Yılmaz, 2019):

- Üretim sistemlerinin dağıtım ağına bağlantısı için uzun iletim hatları kullanıldığından kesitin uygun seçilmediği durumda, üretim tarafında ve dağıtım sistemine bağlanılan noktada gerilimin yükselmesi,
- Benzer şekilde uzun hatlarda kayıpların meydana gelmesi,
- Şebekeye entegre olan üreticinin bağlandığı baranın kısa devre sınırını değiştirmesi ve kullanılan donanım için hesaplanan limitleri aşması,
- Şebekeye entegre olan üreticinin bağlandığı bölgedeki güç akışının yönü değiştiğinden dağıtım sistemindeki koruma rölelerinin çalışma şeklinin değişmesi,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonunda kullanılan konverter sistemlerinin, şebekede harmonik akımların artışına ve fliker (dalgalanma) problemine sebep olması,
- Dağıtım sisteminde meydana gelen kısa devre sonucunda adalaşma oluşması ve işletme toprağını devre dışı bırakma ihtimali nedeniyle faz toprak arızalarda, arızalı olmayan fazlarda zararlı olabilecek gerilim yükselmeleri meydana gelmesi,
- Düzensiz, kesintili kaynaklar ve talep zamanlarının farklı olması nedeniyle üretilen enerjinin depolanması ihtiyacı,
- Kaynak çeşitliliği ile beraber gelen senkronizasyon problemleridir.

Entegrasyon için sisteme bağlantı yapılan noktada başka üretim tesisi olması analiz yapılırken mutlaka göz önünde bulundurulması gereken kritik bir durumdur. Dağıtılmış enerji üretiminin sisteme entegre olması ile karmaşık hale gelen şebekede, yenilenebilir enerji kaynaklarının meydana getirdiği gerilim dalgalanmaları, hat yüklerindeki artış ve gerilimlerdeki aşırı yükselmeler bu problemlerden en

önemlileridir. Güç sistemi bir bütün olarak düşünüldüğünde, enterkonnekte şebeke pasiften aktif bir yapıya doğru geçiş yapmaktadır. Tüm bu sorunlar dağıtılmış üretimin optimal entegrasyonu ile avantaja dönüşebilmektedir (Yılmaz, 2019).

3.3 Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri

Güç sistemlerinin gelişmesine ve büyümesine paralel olarak, iletim hatları üzerinden daha büyük miktarda enerji iletim talebi ve sistem arızaları, araştırmacıları uzun zamandır bu konularda çözüm üretmeye yöneltmektedir. Enterkonnekte sistemlerde sistem dinamiklerini kontrol etmek için kullanılan şönt/seri reaktörler/kapasitörler, kademe ayarlı transformatörler, faz kaydırıcı transformatörler ve senkron kondenserler gibi klasik alternatif akım elemanları, güç sistemlerinde karşılaşılan problemleri düzeltmede ve sistem performansını iyileştirmede çok eskiden beri temel çözüm olmuş ve halen de olmaya devam etmektedirler. Ancak bu elemanların (yapıları itibari ile) çoğu, kritik durumda sistem dinamiklerini değiştirmede hızlı ve hassas değildir. Bu nedenle şebekeyi etkin şekilde kontrol etmek için güç elektroniği elemanları içeren cihazlar geliştirilmektedir. Literatüre FACTS olarak giren ve esnek alternatif akım iletim sistemi olarak isimlendirilen bu donanımlar, güç sistemlerini hızlı ve hassas bir şekilde kontrol ederek, yukarıda bahsedilen klasik alternatif akım elemanlarının yerini almaktadır (Yalçın, 2013).

FACTS açılımındaki “esnek” kelimesi bu cihazların kontrol edilebilir olduğu ve hızlı cevap verme yeteneğine sahip olduğu anlamını taşımaktadır. FACTS cihazlarının kullanımının amacı, mekanik elemanların yerini daha hızlı ve daha güvenli olan güç elektroniği tabanlı elemanların almasıyla şebekenin kapasitesini ve kontrol edilebilirliğini arttırmaktır (Çifci, 2015).

FACTS cihazları IEEE tarafından güç sisteminde ilave esneklik sağlayarak iletim kapasitesinin arttırılması ve şebekenin kontrol edilebilirliğini kolaylaştırmak için kullanılan, güç elektroniği tabanlı statik bir donanım veya sistem olarak tanımlanmıştır. FACTS cihazları görevlerini, alternatif akım sistemine ait bir ya da daha fazla parametreyi kontrol ederek gerçekleştirirler (Yalçın, 2013).

FACTS teknolojisi günümüzün büyük ve mekanik kontrollü güç sistemlerinin aksine yüksek güç elektroniğine dayalı mikroelektronik, ileri kontrol ve haberleşme uygulamalarını içermektedir. FACTS cihazları ile seçilen baradaki gerilimin büyüklüğü ve faz açısı kontrol edilirken güç akışı, kontrol merkezi tarafından sürekli takip edilmektedir (Yamaçlı, 2014).

3.3.1 FACTS kavramı

Elektrik enerji sistemlerindeki hızlı gelişmeler gerilim kararsızlığı, uzun ve yüklü hatlardaki aktif güç kararsızlığı ve frekans kontrolü gibi sorunları beraberinde getirmiştir. Bu gibi sorunların ortadan kaldırılması için, FACTS kavramı N. G. Hingorani tarafından ortaya atılmıştır. Bir veya birden fazla alternatif akım iletim parametrelerinin kontrolünü sağlayan güç elektroniği tabanlı sistemler veya diğer statik donanımlar FACTS kontrolörleri olarak tanımlanmıştır. 1980'li yıllardan beri FACTS ile ilgili gerekli standartların oluşturulması, tasarım ve işletmesinde dikkat edilmesi gereken hususların belirlenmesi için Electric Power Research Institute (EPRI), Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) ve IEEE gibi birçok kuruluş çalışmalar yapmaya devam etmektedir. FACTS cihazlarındaki gelişmeler, bu cihazların sınıflandırılması ihtiyacını doğurmuştur. FACTS cihazları için farklı sınıflandırmalar yapılmaktadır. Teknolojik özelliklerine göre FACTS cihazları tristör kontrollü FACTS cihazları ve gerilim kaynaklı anahtarlamalı çevirici FACTS cihazları olmak üzere iki grupta sınıflandırılabilir. Güç sistemine bağlanma şekillerine göre seri, paralel, seri-seri ve seri-paralel bağlı FACTS cihazları olmak üzere dört gruba ayrılır (Çifci, 2015). Çalışmanın bu bölümünde bazı FACTS cihazlarının yapıları ve çalışma prensipleri ile ilgili bilgi verilmiştir. Simülasyon çalışmalarında SVC ile uygulamalar yapıldığından bu kompanzatör daha detaylı açıklanmıştır.

3.3.1.1 Seri bağlı FACTS cihazları

Seri FACTS denetleyiciler, iletim hattına seri gerilim enjekte eden cihazlardır. Hat boyunca akan akımın, değişken empedans ile çarpımı, iletim hattına enjekte edilen seri gerilimi temsil eder. Güç sistemlerinde yaygın olarak kullanılan seri FACTS denetleyicileri şunlardır (Bakır, 2018):

- Tristör Kontrollü Seri Kapasitör
- Statik Senkron Seri Kompanzatör
- Tristör Anahtarlamalı Seri Kompanzatör
- Tristör Kontrollü Seri Reaktör

3.3.1.2 Paralel bağlı FACTS cihazları

Paralel FACTS denetleyicileri genel olarak bağlantı noktasında hatta akım enjekte eden ve reaktif gücü kontrol etmek için kullanılan cihazlardır. Reaktif güç eksikliği güç sisteminde kW başına artan güç transferi fiyatı, iletim hattı boyunca akan akımı arttırma, artan kayıplar ve maliyetler, sistemin güç aktarım kapasitesinin azalması ve generatörlerin yüklenebilirliğinin azalması vb. bazı sorunlara neden olur. Bu sorunlar sistemi farklı şekillerde etkilemekte ve güç kalitesini düşürmektedir. Paralel FACTS denetleyicileri ile bu sorunlar ortadan kaldırılabilir ve aşağıda sıralanan hedeflere ulaşılabilir (Bakır, 2018):

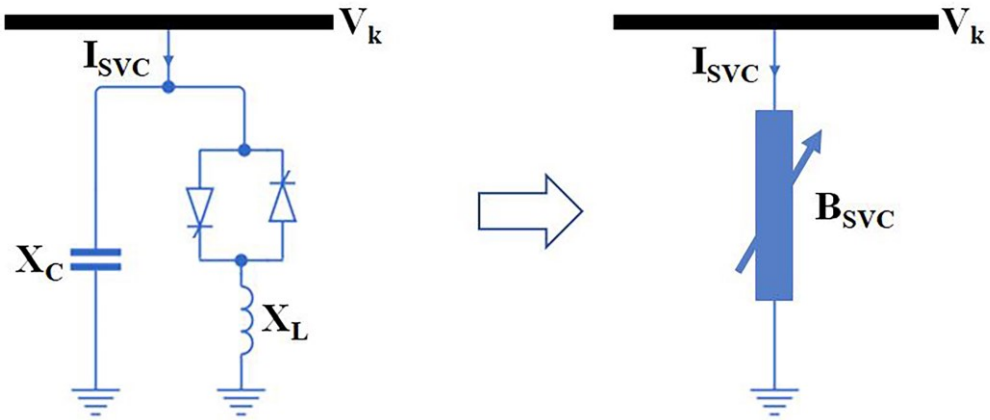
- Geçici kararlılık sınırının artırılması,
- Güç salınımının yakınsaması,
- Gerilimi sınırlı aralıkta tutma,
- Güç faktörünün iyileştirilmesi,
- Dengesiz üç fazlı yükün dengelenmesi.

SVC ve STATCOM gibi FACTS cihazları iletim hattına paralel olarak bağlanır ve sisteme akım enjekte ederek bağlandıkları nokta ve çevresinde gerilimi kontrol etmek için kullanılırlar (Çifci, 2015).

SVC

SVC, güç sistemlerinde kondansatör ve değişken indüktör olarak kullanılabilen paralel kompanzatördür. İletim hattında gerilim düşümü meydana geldiğinde, SVC kapasitif değişkenler yardımıyla gerilimi arttırır veya gerilim artışı meydana geldiğinde indüktif değişkenler yardımıyla gerilimi azaltabilir. SVC statik bir cihaz olduğundan sisteme hızlı bir şekilde yanıt verebilir. SVC temel olarak reaktif güç kompanzasyonu, gerilim regülasyonu ve güç faktörü düzeltmeleri için kullanılır.

İletim hattında SVC denetleyicisi kullanmanın avantajları; hızlı cevap, faz dengeleme, ekstra gerilimin ortadan kaldırılması, düşük bakım maliyeti, basit kontrol, geçici kararlılığın artırılması, gerilim çöküşünün önlenmesi, güç faktörünün geliştirilmesi, güç kalitesinin artırılması ve harmoniklerin ortadan kaldırılmasıdır. SVC'nin şebeke genelindeki uygulamalarda etkisini değerlendirmek için kullanılan eşdeğer devre modeli Şekil 3.5'de gösterilmiştir (Bakır, 2018):



Şekil 3.5 SVC'nin eşdeğer devresi

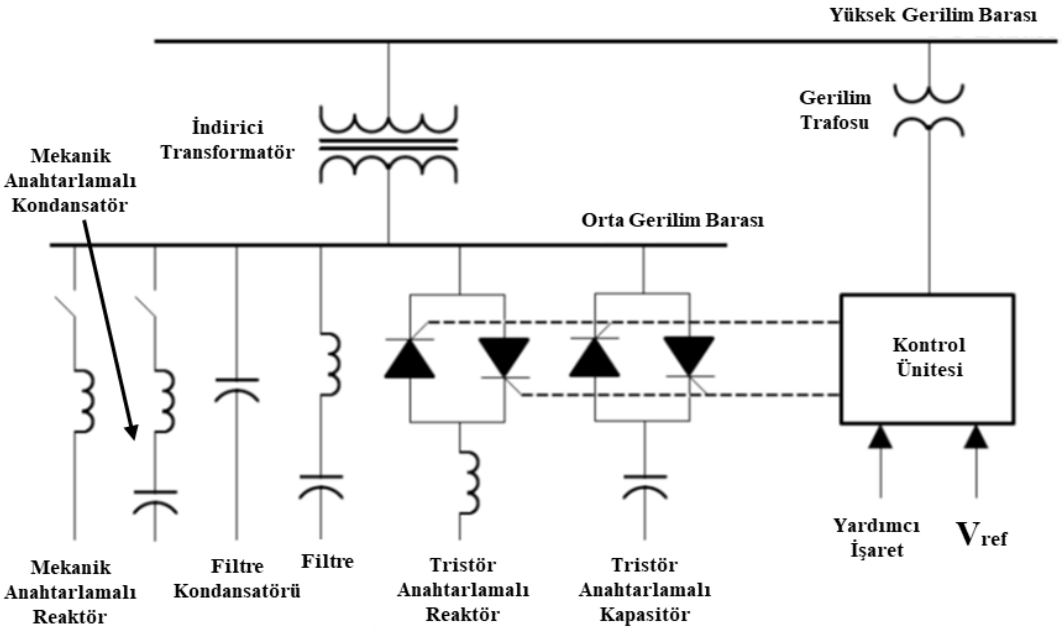
Şekil 3.5'de görülen k barası için enjekte edilen akım ve reaktif güç değerleri Eşitlik (3.1) ve (3.2) ile hesaplanır.

$$I_{SVC} = jB_{SVC} . V_k \quad (3.1)$$

$$Q_{SVC} = B_{SVC} . V_k^2 \quad (3.2)$$

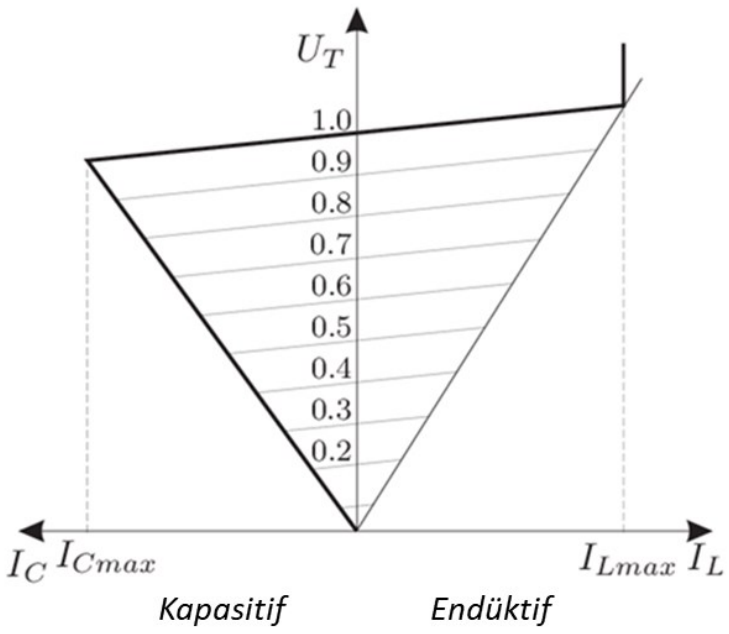
Burada;

"I_{SVC}" ve "Q_{SVC}" sırasıyla enjekte edilen/emilen reaktif akım ve reaktif gücü vermektedir. "B_{SVC}" suseptans değeri, "V_k" ise SVC'nin bağlı olduğu baranın gerilimidir. Şekil 3.6'da şönt kapasitör ve reaktörlerden oluşan SVC'nin genel bağlantı yapısı verilmiştir (Çifci, 2015).



Şekil 3.6 SVC'nin genel bağlantı yapısı (Çifci, 2015)

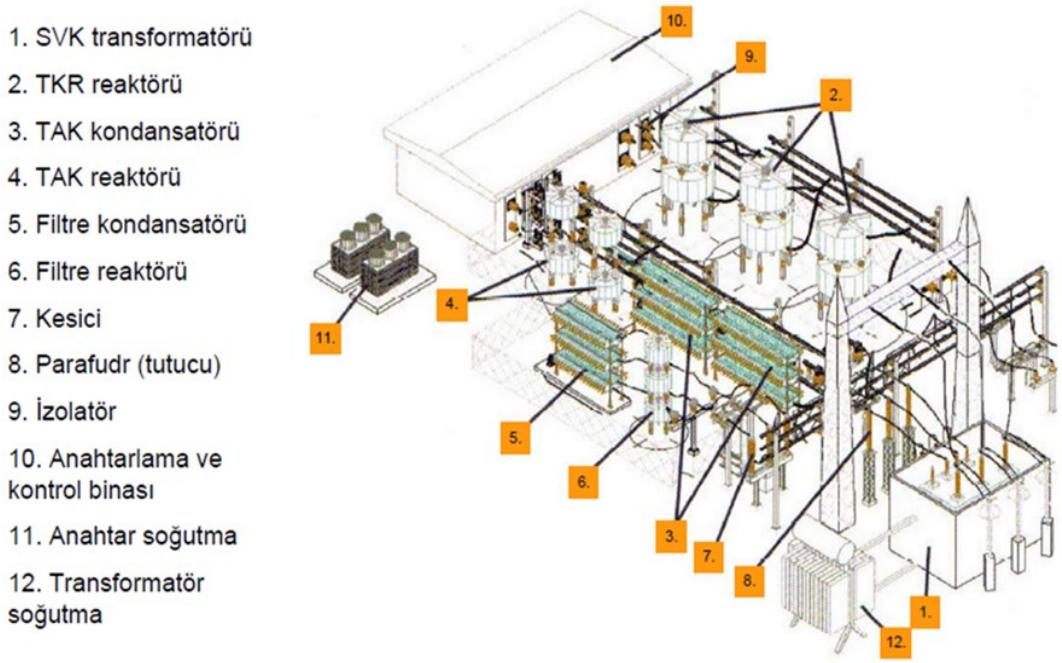
Şekil 3.7'de SVC'ye ait gerilim-akım karakteristiği görülmektedir.



Şekil 3.7 SVC'nin I-V karakteristiği (Çifci, 2015)

SVC'ler genellikle Tristör Kontrollü Reaktör (TKR), Tristör Anahtarlamalı Reaktör ve Tristör Anahtarlamalı Kondansatör (TAK) gibi reaktif güç kontrol elemanlarından meydana gelir. Uygulanmış bir SVC projesinin yerleşim planı Şekil 3.8'de

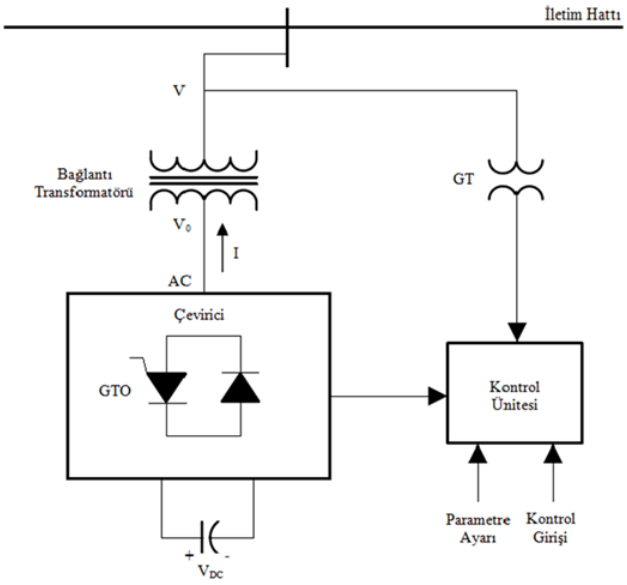
verilmiştir. TKR, TAK ve filtre grubundan oluşan şönt kompanzasyon biriminin karakteristik gösteriminde kontrol binası, transformatör, izolatör, parafudr, kesici vb. elemanların yerleşimleri görülmektedir (Kaya, 2006).



Şekil 3.8 Uygulanmış bir SVC projesinin yerleşim planı (Kaya, 2006)

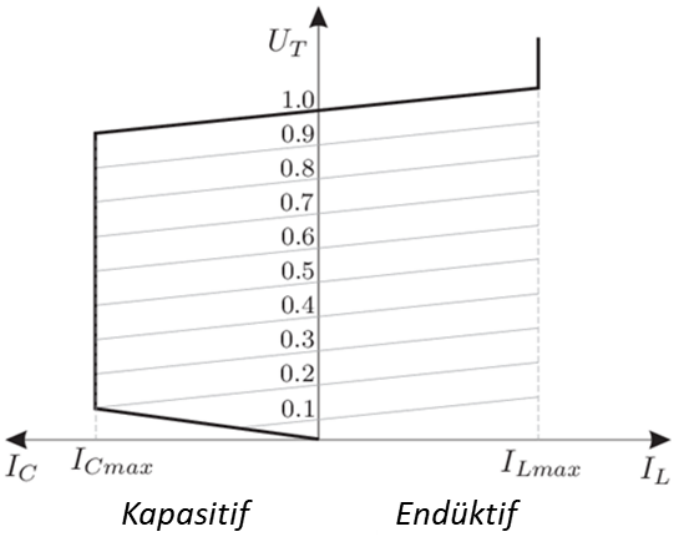
STATCOM

STATCOM, iletim hattına paralel bağlanan, güç elektroniği tabanlı ve gerilim kaynaklı çevirici temeline dayalı bir kompanzatördür. STATCOM başlangıçta gelişmiş SVC olarak adlandırılmış olsa da paralel reaktif güç kompanzatörü olarak çalışması ve performans karakteristiğinin ideal senkron makine ile benzerlik göstermesi nedeniyle statik senkron kompanzatör olarak adlandırılır. Temel frekansta üç fazlı sinüzoidal gerilimi, genlik ve faz açısının kontrolüyle ayarlanıp kapasitif ve endüktif olarak reaktif güç üretebilirler. Ayrıca güç sistemlerinde kararlılık, gerilim regülasyonu, aktif ve reaktif güç kontrolü, güç salınımlarının sönümlenmesi ve güç faktörünün düzeltilmesi için de kullanılmaktadırlar. Şekil 3.9'da STATCOM'un genel bağlantı yapısı gösterilmektedir. Bu tip donanımlar genellikle gerilim kaynaklı çevirici, bağlantı transformatörü ve bir DC kapasitörden oluşmaktadır (Çifci, 2015).



Şekil 3.9 STATCOM'un genel bağlantı yapısı (Çifci 2015)

STATCOM'un gerilim-akım karakteristiği Şekil 3.10'da verilmiştir. Bu karakteristik bağlantı transformatörünün kaçak reaktansına ve çeviricinin çıkış gerilimine bağlıdır. Şekilden STATCOM'un ortalama 0,2 per unit (p.u.), hatta çok daha düşük gerilim seviyelerinde, tam çıkış akımı aralığı üzerinde çalışabildiği görülmektedir. Buradan bu kompanzatörün Alternating Current (AC) (Alternatif Akım) sistem geriliminden bağımsız olarak maksimum endüktif veya kapasitif çıkış akımını herhangi bir değerde sağlayabildiği anlaşılır. Ayrıca STATCOM'un azami reaktif güç üretim ya da tüketim değerleri AC sistem gerilimi ile doğrusal olarak değişir (Çifci, 2015).



Şekil 3.10 STATCOM'un I-V karakteristiği (Çifci 2015)

3.3.1.3 Seri-Paralel bağlı FACTS cihazları

BGAD en kullanışlı FACTS cihazlarından biridir ve güç akışını kontrol etmek için kullanılır. Genel olarak bir kontrolör gerilim, empedans ve açıyı aynı anda kontrol edebilir. Temel olarak, birbirine paralel iki iletim hattı arasındaki güç aktarımını ayarlamak için kullanılan bu denetleyicinin önemli özelliklerinden biri, iletim hatlarındaki aktif ve reaktif gücün aynı anda kontrol edilebilmesidir. Güç sisteminde BGAD kullanmak maksimum güç transfer kapasitesine ulaşmayı sağlar. Bu FACTS cihazı, seri ve paralel kompanzasyon özelliklerine sahip olup iletim hatlarındaki aktif gücün kontrolü ve talep edilen reaktif gücün temini açısından kusursuz bir kabiliyete sahiptir. Ayrıca gerilimi ve iletim hattının empedansını ayarlayabilir ve açıyı kaydırabilir (Bakır, 2018).

3.3.1.4 Seri-Seri bağlı FACTS cihazları

Hat Arası Güç Akış Kontrolörü (HAGAK), Direct Current (DC) (Doğru Akım) terminalleri birbirine bağlanmış iki veya daha fazla SSSK'dan oluşmaktadır. HAGAK'ın yapısındaki DC kapasitörlerin paralel bağlanması aktif gücün çift yönlü aktarımına imkân sağlar. Bu FACTS cihazını kullanarak iletim hatlarında gerilimin büyüklüğü ve açı kontrol edilebilir. HAGAK aşırı yüklenmiş iletim hatlarından gelen yükü azaltma, dinamik bozukluklar açısından kararlılığı artırma ve reaktif güç transferini artırma özelliklerine sahiptir (Bakır, 2018).

3.3.2 FACTS cihazlarının olumlu ve olumsuz etkileri

Günümüz enterkonnekte şebekelerinde gelişmiş güç elektroniği kullanan FACTS cihazlarından yaygın şekilde yararlanılmaktadır. FACTS cihazlarının güç sistemlerinin kontrolünde ve işletilmesinde sağladığı bazı faydalar aşağıda sıralanmıştır (Çifci, 2015):

- FACTS donanımları akım ve/veya gerilim kapasitesini artırarak mevcut sistemlerden daha etkin şekilde yararlanmayı sağladıklarından enerji iletiminde verimliliğe de olumlu katkı yapmaktadırlar.
- FACTS donanımları hattın tam kapasiteyle güç aktarmasını ve nominal ısıl değerlerde yüklenmesini sağlarlar. Bu sayede hattın devre dışı kalmasını engelleyerek sistem kararlılığının sürekliliğini sağlarlar. Kısa devre

akımlarını ve aşırı yüklenmeleri sınırlayarak, ayrıca geçici hal kararlılık sınırlarını yükselterek, sistem güvenliğine katkıda bulunmaktadırlar.

- FACTS cihazlarının kullanılmasıyla istenilen frekans değerlerinde ve daha az salınıma sahip gerilim dalga formu elde edileceğinden enerji kalitesine de katkı sağlanmaktadır.
- Kontrolsüz paralel ve döngüsel güç akışları FACTS cihazlarının üstün ve hızlı kumanda özellikleri sayesinde engellenerek kontrollü güç akışı sağlanabilmektedir.
- Yeni iletim hatlarının kurulması ciddi çevresel problemlere neden olabilmektedir. FACTS cihazları mevcut güç sistemlerinin yüklenme kapasitesinde sağladığı artış ile yeni iletim hatlarına olan ihtiyacı ortadan kaldırarak tüketicilerin artan taleplerini karşılayabilmektedir.
- FACTS cihazlarının maliyetleri yüksek olmasına rağmen yeni enerji iletim hatlarının yapımı, kamulaştırma bedeli, inşa ve devreye alma süresi ile çevresel sorunlar daha büyük maliyetler ortaya çıkarmaktadır. İletim hatlarındaki problemleri FACTS cihazları ile çözmek alternatif yöntemlere göre daha ekonomiktir.

FACTS cihazlarının sayılan bu üstünlüklerine rağmen olumsuz yönleri de bulunmakta olup aşağıda sıralanmıştır (Çifci, 2015):

- FACTS projelerinde kullanılan ekipmanlar pahalıdır ve ithal edilmeleri gerekmektedir.
- Kompanzasyon tesislerinin tasarımını, bakım ve onarımını yapabilecek yetişmiş teknik eleman sayısı azdır.
- FACTS cihazları güç elektroniği tabanlı olduklarından sistemde kayıplara neden olmaktadırlar. Ayrıca bu durum elemanlarda ısınma problemlerine de yol açmaktadır.
- FACTS donanımlarında kullanılan yarı iletken elemanların tetiklenmesi için ilave elektronik devrelere ihtiyaç duyulmaktadır.
- FACTS cihazları yüksek gerilimlerde kullanıldıklarından dolayı ekipmanlarda yalıtım sorunu ortaya çıkmaktadır.

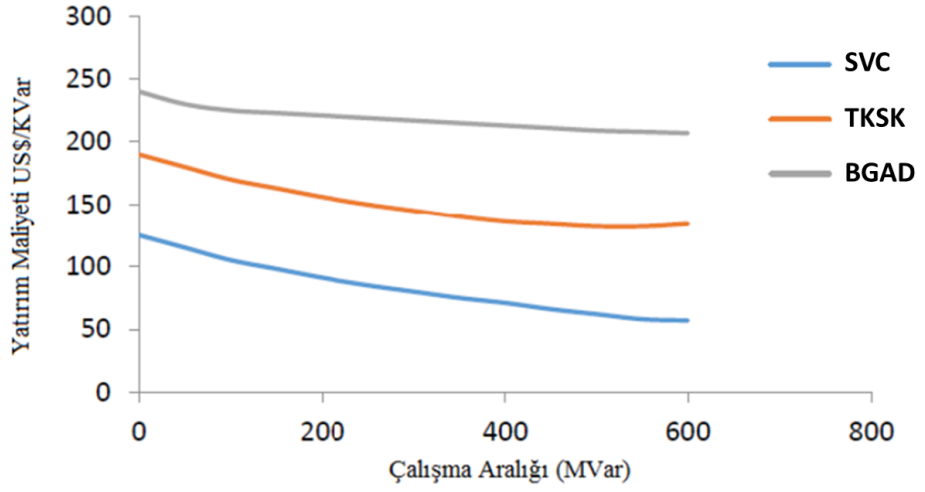
3.3.3 FACTS cihazlarının yatırım maliyeti

FACTS cihazlarının yatırım maliyeleri donanım maliyeti ve altyapı maliyeti olarak iki kısma ayrılabilir. FACTS donanımlarının maliyeti nominal çalışma değeri, sistem kontrolü, iletişimi vb. parametrelere bağlıdır. Altyapı maliyeti ise FACTS cihazlarının kurulacağı coğrafi koşullara bağlıdır. Tablo 3.2'de geleneksel cihazlar ile FACTS cihazlarının maliyet karşılaştırması verilmiştir (Çifci, 2015).

Tablo 3.2 Geleneksel donanımlar ile FACTS cihazlarının maliyetlerinin karşılaştırılması

Cihaz	Maliyet ($)
Paralel Kapasitör	8 $/kVAR
Seri Kapasitör	20 $/ kVAR
SVC	40 $/ kVAR
TKSK	40 $/ kVAR
STATCOM	50 $/ kVAR
BGAD – seri kısım	50 $/ kVAR
BGAD – paralel kısım	50 $/ kVAR

Tablo 3.2'de açıkça görüldüğü gibi güç sistemlerinde kullanılan klasik donanımlar ile FACTS cihazları arasında birkaç katlık fiyat farkı bulunmaktadır. Bu nedenle FACTS cihazları kullanılacaksa en uygun yatırımın elde edilmesi için ekonomik ve teknik faydaların hesaplanması gereklidir. FACTS cihazları en uygun konuma yerleştirilse dahi tüm yatırımın amortisman süresi yaklaşık on yıldır. Şekil 3.11'de SVC, TKSK ve BGAD cihazları için maliyet fonksiyon grafiği gösterilmektedir.

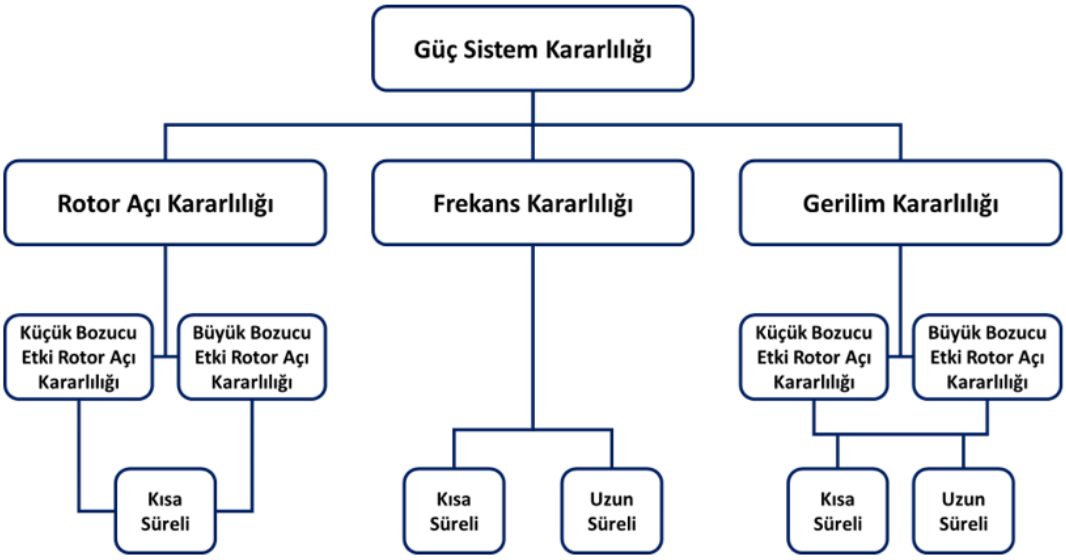


Şekil 3.11 FACTS cihazlarının yatırım maliyet eğrileri (Bakır, 2018)

Şekilden diğer FACTS cihazlarıyla karşılaştırıldığında, SVC'nin kurulum maliyetinin daha düşük olduğu açıkça görülmektedir (Bakır, 2018).

3.4 Güç Sistemlerinde Kararlılık

Güç sistem kararlılığı, bir elektrik güç sisteminin belli bir çalışma koşulunda fiziksel bir bozulmaya maruz kalması sonrasında yeniden çalışma dengesi kazanabilme yeteneği olarak tanımlanabilir. Güç sistemleri, mevcut durum ve gelecekteki kapasite artımı da düşünülerek planlanır. Güç sistemi en verimli şekilde çalıştırılırken bu sistemin kabul edilebilir sınır değerleri de bilinmelidir. Bunun yanında güç sisteminin olağanüstü durumlarda nasıl davranacağının da incelenmesi ve bilinmesi gereklidir. Bu aynı zamanda yapılacak doğru modelleme ile sistemin emniyetli çalışma kriterlerinin belirlenmesi anlamına da gelmektedir. Şebekedeki bağlantıların artması ve farklılaşması, yeni kontrol sistemleri ve teknolojilerinin kullanılması ayrıca aşırı yüklü çalışma koşulları sistem kararsızlığının değişik türlerinin ortaya çıkmasına neden olmuştur. Bu durum güç sistem kararlılığının tanımlanması ve sınıflandırılması ihtiyacını ortaya koymuştur. Güç sistemlerinin kararsızlığı farklı formlarda ve geniş bölgeleri etkileyen şekillerde olabilir (Tosun, 2011). Şekil 3.12'de güç sisteminin kararlılığı üç alt kategoriye ayrılarak sınıflandırılmıştır (Öztürk, 2007).



Şekil 3.12 Güç sistem kararlılığının sınıflandırılması

3.4.1 Gerilim kararlılığının tanımı

Gerilim kararlılığı, normal çalışma koşullarında ve herhangi bir bozucu etki sonrası güç sistemindeki tüm baralarda gerilimlerin kabul edilebilir değerlerde kalma yeteneğidir. Sistemdeki yük talebiyle, talebin karşılanması arasındaki dengenin sürdürülememesi sonucu oluşan gerilim kararsızlığında şebekede art arda kesintiler meydana gelir. Şebekenin çok büyük bir kısmında veya tamamında kesintiye neden olan olaylar süreci ise gerilim çökmesi olarak tanımlanmaktadır. Herhangi bir bozucu etki sonrası yük baralarındaki gerilim değerleri, gerilim kararlılığı kritik değerlerinin altında ise sistemin gerilim çökmesine doğru ilerlediği söylenebilir (Demircioğlu, 2006).

Güç sistemlerinde gerilim kararsızlığına üç faktör etki eder. Bunlar, yük talebi, iletim şebekesinin kapasitesi ve güç üretim kapasitesidir. Gerilim kararsızlığına veya düşmesine neden olan önemli faktörler şu şekilde sıralanabilir (Tosun, 2011):

- Enerji iletim hatlarının aşırı yüklenmesi ile elektriksel yüklerin yapısı ve özellikleri,
- Kaynak gerilimlerinin çok düşük olması,
- Üretim merkezleri ile yük birimleri arasındaki uzak mesafeler,
- Düşük gerilim durumunda transformatörlerde kademe değiştirme,
- Çeşitli kontrol ve koruma sistemleri arasındaki koordinasyon bozukluğu,
- Reaktif güç kompanzasyon cihazlarının veya kontrolörlerinin yapısı ve özellikleri.

3.4.2 Gerilim kararlılığının sınıflandırılması

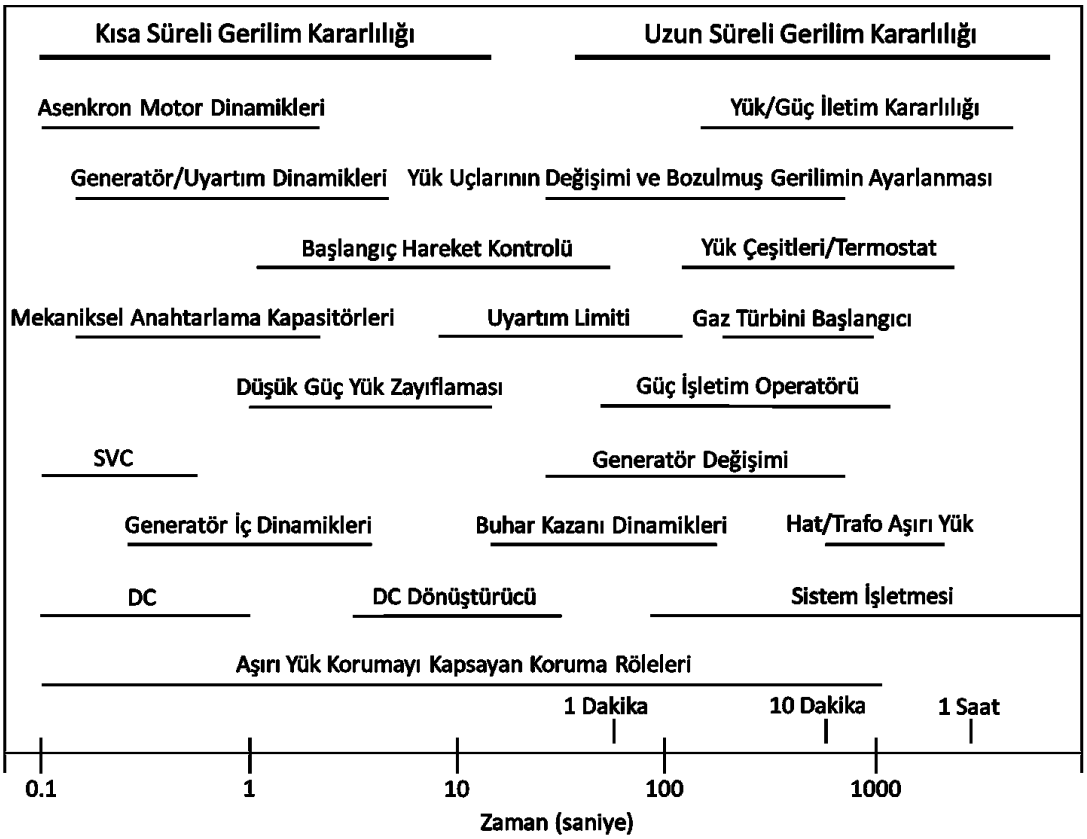
Gerilim kararlılığı, sistemin geniş bir alan içinde, büyüklüğü önemli olmayan bir bozulmaya maruz kaldıktan sonra, sistem değişkenlerini kabul edilebilir bir dengede sürdürebilme yeteneğidir. Bozulmanın büyüklüğü kararlılık tahminine ve analiz metoduna etki etmekte olup gerilim kararlılığı, aşağıda tanımlanan iki kategoride sınıflandırılabilir (Demircioğlu, 2006):

- Büyük bozulmalı gerilim kararlılığı, sistem hatası, üretim kaybı veya hat salınımları gibi büyük bozulmalarda, kabul edilebilir gerilim dengesini

koruyan güç sisteminin yeteneği ile ilgilidir. Sistemde oluşan büyük bozulmalar altında çalışan cihazın, bu şart altında çalışma periyodunun süresi birkaç saniyeden onlarca dakikaya kadar varabilir.

- Küçük bozulmalı gerilim kararlılığı, sistem yükündeki değişimlerin artmasından dolayı oluşan küçük salınımlara maruz kaldığında kabul edilebilir gerilim dengesini koruyan, güç sisteminin yeteneği ile ilgilidir. Küçük bozulmalı gerilim kararlılığı analizi için, işletme noktası çevresinde lineerleştirilmiş sistem modelini göz önünde tutmak en uygun olanıdır. Küçük bozulmalı gerilim kararlılığının çalışma periyodu dakikalar ile saatler aralığında değişebilir.

Farklı güç sistem bileşenlerinin, gerilim değişimi ve bozulmalara zaman cevapları Şekil 3.13'de gösterilmiştir. Gerilim kararlılığı problemleri zaman aralıkları bakımından kısa süreli gerilim kararlılığı ve uzun süreli gerilim kararlılığı olarak iki kategoriye ayrılabilir (Demircioğlu, 2006).



Şekil 3.13 Güç sistem bileşenlerinin gerilim değişimi ve bozulmalara zaman cevapları

3.4.3 Gerilim kararlılığı analizi yöntemleri

Gerilim kararlılığı problemi güç sisteminde aşırı yüklenme, arızalanma veya yetersiz reaktif güç durumlarında oluşmakta olup üretim, iletim ve reaktif güç tüketiminin incelenmesi ile analiz edilebilir (Öztürk, 2007). Güç sistemlerinde gerilim kararlılığının incelenmesi, sistemdeki bütün baraların gerilim yönüyle işletme limitleri içerisinde kalıp kalmadığını tespit etmek ve nominal çalışma noktasının çökme noktası olarak da bilinen kritik noktaya olan uzaklığını hesap etmek amacıyla yapılmaktadır (Poyraz, 2019).

Güç sistemlerinde, gerilim kararlılığının incelenmesinde yaygın olarak statik ve dinamik gerilim kararlılığı analizleri kullanılır. Güç akışı çözümlerini temel alan statik gerilim kararlılığı analizleri, güç sisteminde farklı büyüklüklerde güç iletimi için aktif ve reaktif güç bakımından zayıf bölgeleri, sistemdeki her bir baranın maksimum yüklenebilirlik limitlerini ve sistemde gerekli kompanzasyon elemanlarının boyutunu belirlemek için kullanılmaktadır. Diğer taraftan, zaman eksenli simülasyonlar temelinde yapılan dinamik gerilim kararlılığı analizleri, oluşacak bozulmalar sonrasında şebekenin uygun bir şekilde işletilmesi yönünden sistem yeteneğini analiz etmek için kullanılmaktadır (Poyraz, 2019).

3.4.3.1 Statik gerilim kararlılığı analizi

Kararlı durum gerilim kararlılığı analizi olarak da bilinen statik gerilim kararlılığı analizlerinde güç akışı uygulamaları temel alınır. Bu analiz ile bir güç sisteminin iletebileceği maksimum gücün belirlendiği sistemin yüklenebilirlik kapasitesi incelenir. Sistemin gerilim kararlılık sınırlarını belirlemek için hat kapasiteleri, generatör kapasiteleri ve gerilime bağlı yük karakteristikleri dikkate alınmalıdır. Bu amaç için gerilim kararlılığı analizleri yapılacak sistem, uygun güç sistemleri analiz programlarıyla modellenir ve ardışık güç akışı hesaplamaları yapılır. Her bir adım için adım aralıkları belirlenerek güç akış hesaplamaları yenilenir. Bu durum gerilimin çökme noktası olan kritik noktaya ulaşmasına kadar devam eder. Sonuç olarak sistemin gerilim yönüyle sınırları belirlenmiş olur (Poyraz, 2019). Statik gerilim kararlılığı analizlerinde birçok farklı yöntem kullanılmakla beraber en sık kullanılan yöntemler aşağıda sıralanmıştır (Ova, 2017):

- Geçici Aktif Güç – Gerilim (PV) eğrisi yöntemi,
- Reaktif Güç – Gerilim (QV) eğrisi yöntemi,
- Jacobian matrisin determinantı yöntemi,
- L-indisi yöntemi.

Bu yöntemler arasında PV eğrisi ve QV eğrisi yöntemleri yaygın olarak kullanılmakta olup elde edilen eğriler aşağıdaki amaçlar için kullanılmaktadır (Ova, 2017):

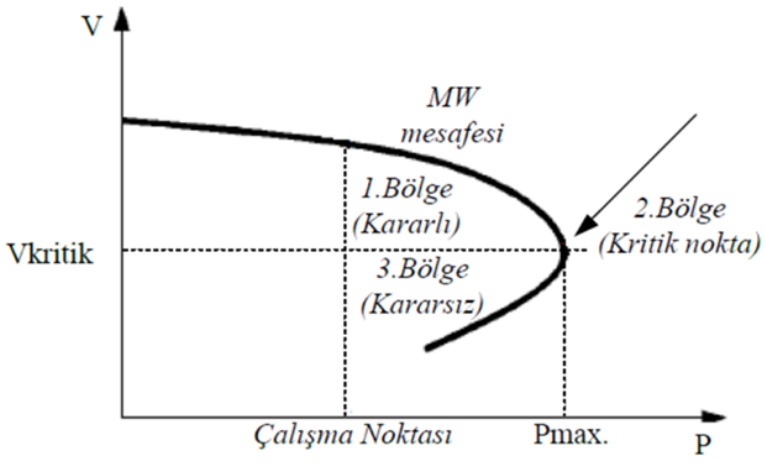
- Güç sistemlerinde gerilim çökme noktalarının belirlenmesinde,
- Gerilim çökme noktasından önce baralar arasında iletilen maksimum gücün hesaplanmasında,
- Baralarda gerilim çökmesini engellemek için gerekli olan reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin boyutunun belirlenmesinde,
- Generatörlerin, yüklerin ve reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin güç sistemi üzerindeki etkilerinin değerlendirilmesinde.

Bir enerji iletim sistemi, aşırı şekilde yüklendiğinde veya gerilimde ani bir düşüş ya da sistemde geniş kapsamlı üretim ve iletimin sürdürülemediği durumlarda gerilim çökmesi meydana gelir. Gerilimdeki bu değişiklik o kadar hızlıdır ki gerilim kontrol cihazları kademeli elektrik kesintilerini önleyecek kadar hızlı bir şekilde düzeltici eylemlerde bulunamayabilir. Operatörlerin ve planlayıcıların gerilim dengesizliğinin sınır noktasını bulması önemlidir. Bu nedenle, gerilim kararlılık indeksini bulmak gerilim kararlılık çalışmaları için önemli bir durum haline gelmiştir. Araştırmacılar, güç sistemlerinde şebekenin yüklenebilirliğini tespit etmek için gerilim kararlılık indekslerini önermişlerdir. Bu indeksler, bir güç sistemindeki gerilim dengesizliğine yakınlık hakkında güvenilir bilgiler sağlar. Genellikle değerleri sıfırdan (yüksüz) başlayıp bire (gerilim çökmesi) kadar değişir ve gerilim kararlılık koşulu, gerilim kararlılığı indeksi kullanılarak belirlenebilir. Gerilim kararlılık indekslerine, Hızlı Hat Kararlılık İndeksi, L-İndeksi, Gerilim Çökmesi Yakınlık Göstergesi, Hat Kararlılık Faktörü ve Hat Kararlılık İndeksi örnek olarak gösterilebilir (Poyraz, 2019).

PV Eğrisi Yöntemi

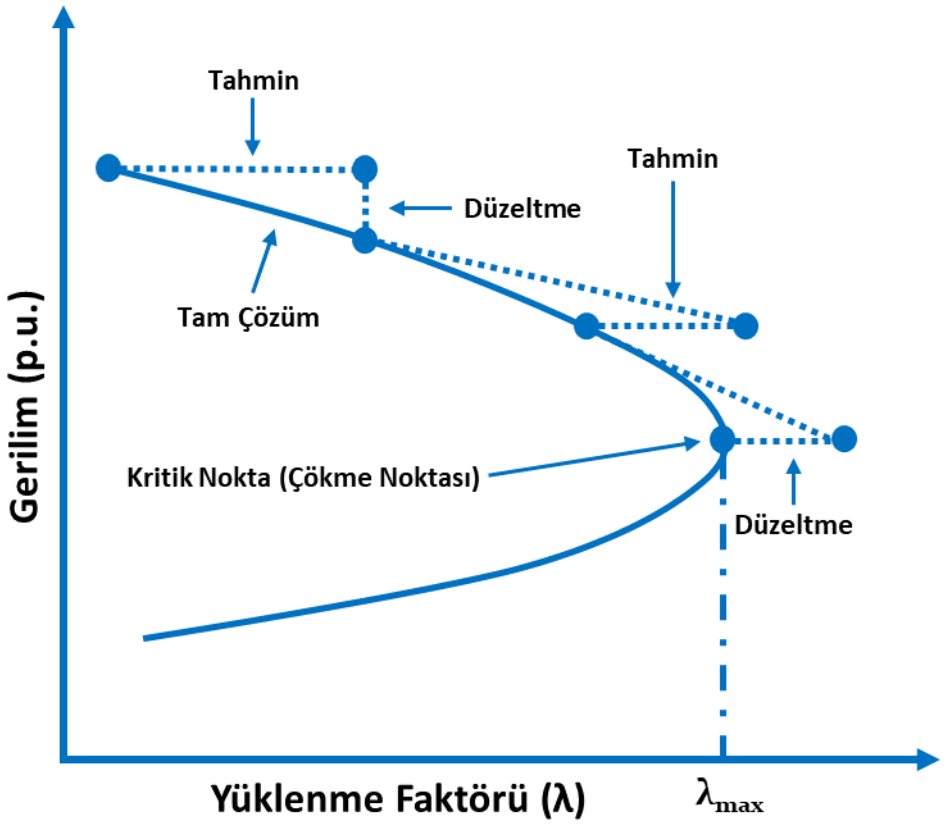
PV eğrileri (aktif güç – gerilim eğrisi), radyal sistemlerde kullanıldığı gibi büyük çaptaki güç sistemlerinde de kullanılır. PV eğrileri, güç akış analizleri ile elde edilen sonuçları temel almakta olup, sistemde seçilen kritik baralarda gerilimin aktif güce göre değişimini referans alarak çizilir. Gerilim kararlılığı ile bağlantılı olarak, sistemde kararlı durumda yüklenebilirlik sınırlarının belirlenmesi olarak da bilinen işletme noktasının kritik gerilim noktasına (çökme noktası) olan mesafenin (MW mesafesi) belirlenmesinde kullanılır. Bu iki nokta arasındaki mesafe Gerilim Kararlılığı Marjı (Yüklenme Marjı) olarak da adlandırılır (Ova, 2017).

Güç akışı denklemleri dikkate alındığında Şekil 3.14'deki PV eğrisinde seçilen kritik barada, her bir P değeri için bir V değeri vardır. Burada eğri, P parametresinin değişimine göre üç bölgeye ayrılır. Birinci bölge, P değerinin ilk değerini almasından maksimum değere (P_{max}) ulaşmasına kadarki bölge olup bu bölge gerilim açısından kararlı bölge olarak tanımlanır ve güç akış analizlerinin yapılabildiği bölgedir. İkinci bölge, sistemden çekilen P değerinin artırılmasıyla P'nin maksimum değere ulaşması olup, P değerinin maksimum olduğu nokta kritik nokta olarak anılır. P değerinin maksimuma ulaştığı noktaya karşılık düşen bara gerilimi kritik gerilim (V_{kritik}) olarak adlandırılır. Üçüncü bölge ise, P değeri maksimum değere ulaştıktan sonra P'nin daha da artırılmasıyla başlayan bölge olup, kararsız bölge olarak tanımlanır ve güç akış analizlerinin hata verdiği bölgedir. Gerilim çökmesi riski, sistem gerilimi, P_{max}'a karşılık düşen V_{kritik} noktasından ne kadar uzaksa o kadar azdır (Ova, 2017).



Şekil 3.14 PV eğrisi (Ova 2017)

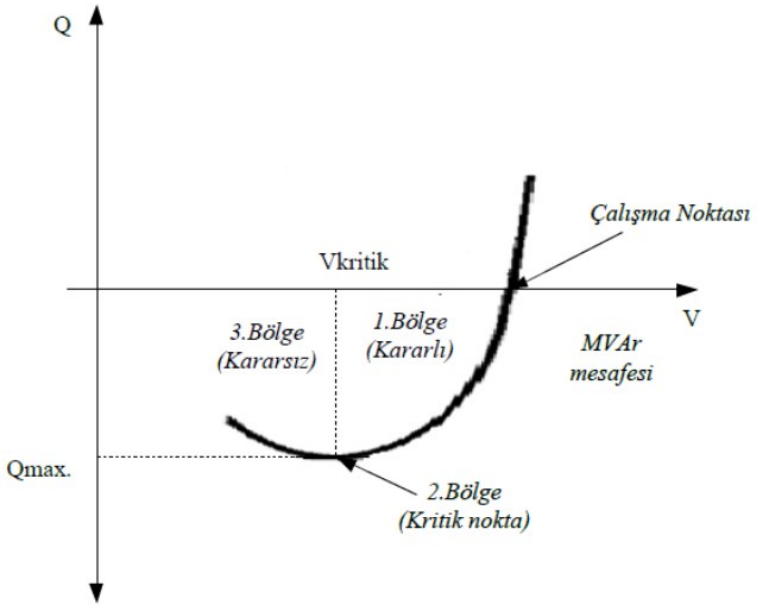
Geleneksel yük akışı ile yapılan çalışmalarda yüklenebilirlik sınırlarının bulunması sırasında sorunlar yaşanabilmektedir. Örnek olarak maksimum yüklenme noktasından sonra Newton-Raphson metodu ile çözüm yapılamayacak ve bu anda Jacobian matrisi tekil olmaya başlayacaktır. Bu durumda güç akışı eşitlikleri içerisinde bilinmeyenler için ilave denklemler yazılması suretiyle PV eğrisinin kararsız olduğu bölgelerdeki değerlere ulaşılabilir. Kullanılan program da buna müsait olduğundan çalışmada sürekli güç akışı yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntem iki adım tekniğine (tahmin etme ve düzeltme) dayanır ve sistemin sınırları Şekil 3.15'de gösterildiği gibi kolaylıkla elde edilir. Bu teknik bilhassa geniş bir alana yayılan şebekelerde hesaplama süresi bakımından oldukça elverişli olup sistemin gerilim kararsızlığına ne kadar yakın olduğunu göstermesi açısından da önemlidir. Bu metotla, burun eğrisindeki gerilim çökme noktasına karşılık gelen, maksimum yüklenebilirlik marjı (λ_{max}) olarak adlandırılan değer hesaplanır. Eğrideki kritik nokta, sistemin maksimum yüklenebilirliğini gösterir (Abacı, 2007).



Şekil 3.15 Sürekli Güç Akışı Metodu ile elde edilen PV eğrisi

QV Eğrisi Yöntemi

QV eğrileri (reaktif güç – gerilim eğrisi), PV eğrileri gibi bir dizi güç akış analizi ile elde edilen sonuçları temel almakta olup, sistemde seçilen kritik baralarda gerilimin (V) reaktif güce (Q) göre değişimini referans alarak çizilir. Çizilen QV eğrisi işletme noktasının kritik gerilim noktasına olan mesafenin (MVAR mesafesi) belirlenmesinde kullanılmakta olup, gerilim çökmesini ve sistem kararsızlığını engellemek için sistem işletmecilerinin kullanabileceği önemli bir analiz metodudur. Tipik bir QV eğrisi Şekil 3.16'da gösterilmektedir (Ova, 2017).



Şekil 3.16 QV eğrisi (Ova 2017)

Güç akışı denklemleri dikkate alındığında Şekil 3.16'da Q, seçilen kritik baradan çekilen reaktif gücü gösterirken V ilgili baranın gerilimini gösterir. Kritik bara için her bir Q değeri için bir V değeri vardır. Burada eğri, Q parametresinin değişimine göre üç bölgeye ayrılır. Birinci bölge, Q değerinin ilk değerini almasından maksimum değere ulaşmasına kadarki bölge olup bu bölge gerilim açısından kararlı bölge olarak tanımlanır ve güç akış analizlerinin yapılabildiği bölgedir. İkinci bölge, sistemden çekilen Q değerinin artırılmasıyla Q'nun maksimum değere ulaşması olup, Q değerinin maksimum olduğu nokta kritik nokta olarak anılır. Q değerinin maksimuma ulaştığı noktaya karşılık düşen bara gerilimi kritik gerilim (V_{kritik}) olarak adlandırılır. Üçüncü bölge ise, Q değeri maksimum değere ulaştıktan sonra Q'nun

daha da artırılmasıyla başlayan bölge olup, kararsız bölge olarak tanımlanır ve güç akış analizlerinin yapılamadığı ve hata verdiği bölgedir. Gerilim çökme riski, sistem gerilimi, Q_{max}'a karşılık düşen V_{kritik} noktasından ne kadar uzaksa o kadar azdır. Şekil 3.16'da da görüleceği üzere reaktif güç sınırı (MVAR mesafesi), eğride Q değerinin minimum olduğu işletme noktası ile Q değerinin maksimum olduğu Q_{max} arasındaki mesafedir. Reaktif güç sınırı, sistemde seçilen kritik bara için gerilim çökmesi yaşanmadan önce reaktif güç açısından maksimum yüklenmeyi gösterir (Ova, 2017).

Sonuç olarak, gerilim kararlılığı reaktif güçle yakından ilişkili olup, gerilim kararlılık sınırları bu eğrilerden elde edilmektedir. Ayrıca QV eğrileri gerilim kararlılığını sağlamak için gerekli kompanzasyon sistemlerinin tipini ve boyutunu belirlemede de kullanılır (Ova, 2017).

3.4.3.2 Dinamik gerilim kararlılığı analizi

Dinamik gerilim kararlılığı analizleri, kısıtlılık analizi olarak da bilinmekte olup, sistemde oluşacak herhangi bir bozulmada, geçici durumunda sistemin cevabını belirlemek için kullanılmaktadır. Bu analizde temel amaç, sistemin gerilim kararlılığı yönünden kararsızlığa sebep olacak dinamik etkilerini belirlemektir. Güç sistemleri yükler, generatörler ve kompanzasyon sistemleri gibi birçok dinamik elemandan oluşmakta olup, dinamik analiz için bu dinamik yapının matematiksel olarak modellenmesi gerekmektedir. İdeal dinamik bir benzetim, sistemde arıza sonrasında sistemin gidişatını, yönünü ortaya koyar. Bundan dolayı arıza sonrası analizler ve koruma-kontrol sistemlerinin koordinasyonu için dinamik analizler çok önemlidir. Dinamik gerilim kararlılığı analizi gerilim kararsızlığına neden olan olaylar ve olayların sıralamasının benzetimi ile gerçekleştirilir (Poyraz, 2019).

3.4.4 Dünyada meydana gelen önemli gerilim çökme olayları

Güç sistemleri, şebekede olması muhtemel tüm olaylar hesaba katılarak tasarlanmakta, ekonomiklik de göz önüne alınarak güvenlik ve koruma sistemleriyle donatılmaktadır. Buna rağmen personel hataları, kullanılan teçhizattaki problemler ve hava koşulları gibi nedenlerden dolayı geniş ölçekli kesintiler meydana

gelmektedir (Polat, 2015). Dünyada, güç sistemlerinde meydana gelen belli başlı gerilim çökme olayları Tablo 3.3'de özetlenmiştir (Ermiş, 2018).

Tablo 3.3 Dünyada meydana gelen önemli gerilim çökme olayları

Tarih	Ülke
9 Kasım 1965	Kuzeydoğu ABD
18 Mart 1978	Tayland
19 Aralık 1978	Fransa
4 Ağustos 1982	Belçika
27 Aralık 1983	İsveç
17 Mayıs 1985	ABD
12 Ocak 1987	Fransa
23 Temmuz 1987	Japonya
13 Mart 1989	Kanada
2 Temmuz 1996	Kuzeybatı ABD
1 Mayıs 1997	Şili
2 Ocak 2001	Hindistan
23 Eylül 2003	İsveç - Danimarka
28 Eylül 2003	İtalya
14-15 Ağustos 2003	Kuzeydoğu ABD - Kanada
12 Temmuz 2004	Yunanistan
18 Ağustos 2005	Java - Bali - Endonezya
4 Kasım 2006	Almanya - Fransa - İtalya - İspanya
10-11 Kasım 2009	Brezilya - Paraguay
30-31 Temmuz 2012	Hindistan
31 Mart 2015	Türkiye

3.5 Çok Kriterli Karar Verme Teknikleri

ÇKKV; aynı anda uygulanan birden fazla alternatif arasından belirli kısıtlar dahilinde ve nihai hedef doğrultusunda en iyisinin seçilmesi işlemidir. Karar analizi alanında teorik gelişimi ile birlikte pratik uygulamalarıyla da çok hızlı bir gelişme göstermiş, yapılan tespitlerdeki başarısıyla kendini kabul ettirmiş, geniş bir uygulama alanına sahiptir (Karaatlı, 2015).

Literatürde ÇKKV problemlerinin çözümünde kullanılmak üzere geliştirilmiş pek çok yöntem bulunmaktadır. Geleneksel veya bulanık mantık temelli bu teknikler arasında Analitik Hiyerarşi Süreci (AHS) veya Analitik Hiyerarşi Prosesi (AHP), hesaplanabilirlik ve kolaylık açısından kullanıcılara önemli avantajlar sağladığından en yoğun tercih edilen yöntemdir. Karar verme süreçlerinde AHS yalnız başına kullanılabileceği gibi değişik tekniklerle bir araya getirilmeye de uygundur. Yapılan çalışmalarda çoğunlukla AHS ile tespit edilen ağırlıklar, farklı yöntemlerde girdi

olarak kullanılmaktadır (Uludağ, 2016). Bu doğrultuda çalışmanın ÇKKV aşamasında öncelikle AHS tekniği ile ağırlık çarpanları belirlenecektir.

3.5.1 Analitik hiyerarşi süreci

AHS, 1977'de Thomas Saaty tarafından geliştirilen bir ÇKKV tekniğidir. Bu yöntem çok sayıda seçeneğin bulunduğu kompleks problemlerde temel amaç, kriterler, alt kriterler ve alternatifler arasındaki ilişkiyi hiyerarşik modelle sunmaya imkân sağlar. Ayrıca birden çok karar vericinin olduğu, belirlilik ve belirsizlik koşulları altında da uygulama yapma olanağı vardır (Gülten, 2009).

AHS üç temel basamaktan oluşmaktadır. Bu yöntemde öncelikle problemin çözümü için hiyerarşik bir yapı meydana getirilir. Daha sonra kriterlerin göreceli önem derecelerini gösteren ikili karşılaştırma matrisi hesaplanır. Bir sonraki aşamada tutarlılık oranı hesaplanarak matristeki değerlerin tutarlılığı kontrol edilir. Tutarlılık oranı kabul edilebilir düzeyde ise alternatiflerin öncelik sıralamasına geçilir. Ancak tutarlılık oranı sağlanamazsa matriste yer alan değerlerin yeniden belirlenip bu hesaplamaların tekrardan yapılması gerekmektedir (Ömürbek, 2014). Karar verme problemleri tanımlanırken öncelikle karar noktaları saptanır daha sonra bu noktaları etkileyen faktörler belirlenir. Burada karar noktalarının sayısı m, karar noktalarını etkileyen faktör sayısı ise n ile sembolize edilmiştir. Faktörler arası karşılaştırma matrisi, köşegeni üzerindeki bileşenlerin 1 değerini aldığı n×n boyutlu bir kare matristir (Gökbek, 2014). Karşılaştırma matrisi Eşitlik (3.3)'de gösterilmiştir.

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

Burada;

"A" karşılaştırma matrisi; "a_{ij}" bu matrisin elemanlarıdır. Karşılaştırma matrisinin köşegeni üzerindeki bileşenler, yani i=j olduğunda, bir değerini alır. Çünkü bu durumdayken ilgili faktör kendisiyle karşılaştırılmaktadır. Faktörlerin

karşılaştırılması, birbirlerine göre sahip oldukları önem değerlerine göre birebir ve karşılıklı yapılır. Karşılaştırma işleminde Tablo 3.4'deki önem skalası kullanılmaktadır.

Karşılaştırmalar, karşılaştırma matrisinin tüm değerleri bir olan köşegeninin üstünde kalan değerler için yapılır. Köşegenin altında kalan bileşenler için ise Eşitlik (3.4)'deki formülü kullanmak yeterli olacaktır.

$$a_{ji} = \frac{1}{a_{ij}} \tag{3.4}$$

Tablo 3.4 Önem Skalası

Önem değerleri	**Değer tanımları**
1	Her iki ölçütün eşit öneme sahip olması durumu
3	1. ölçütün 2. ölçütten daha önemli olması durumu
5	1. ölçütün 2. ölçütten çok önemli olması durumu
7	1. ölçütün 2. ölçüte nazaran çok güçlü bir öneme sahip olması durumu
9	1. ölçütün 2. ölçüte nazaran mutlak üstün bir öneme sahip olması durumu
2, 4, 6, 8	Ara değerler

Karşılaştırma matrisi, faktörlerin birbirlerine göre önem derecelerini belirli bir mantık dâhilinde gösterir. Ancak bu faktörlerin ağırlıklarını, başka bir deyişle yüzde önem dağılımlarını belirlemek için, karşılaştırma matrisini oluşturan sütun vektörlerinden yararlanılır ve n adet n bileşenli B sütun vektörü oluşturulur (Çevik, 2009). Eşitlik (3.5)'de bu vektör gösterilmiştir:

$$B_i = \begin{bmatrix} b_{11} \\ b_{21} \\ . \\ . \\ . \\ b_{n1} \end{bmatrix} \tag{3.5}$$

Burada;
"B" sütun vektörü; "b_{ij}" bu vektörün elemanlarıdır. B sütun vektörlerinin hesaplanmasında Eşitlik (3.6)'da verilen formülden yararlanılır.

$$b_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sum_{i=1}^{n} a_{ij}} \tag{3.6}$$

Yukarıda anlatılan adımlar diğer değerlendirme faktörleri içinde tekrarlandığında faktör sayısı kadar B sütun vektörü elde edilecektir. n adet B sütun vektörü, bir matris formatında bir araya getirildiğinde ise Eşitlik (3.7)'de gösterilen C matrisi oluşturulacaktır (Özcan, 2017).

$$C = \begin{bmatrix} c_{11} & c_{12} & \dots & c_{1n} \\ c_{21} & c_{22} & \dots & c_{2n} \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ c_{n1} & c_{n2} & \dots & c_{nn} \end{bmatrix} \tag{3.7}$$

Burada;

"*C*" oluşturulan matrisi; "c_{ij}" bu matrisin elemanlarıdır. C matrisinden yararlanarak, faktörlerin birbirlerine göre önem değerlerini gösteren yüzde önem dağılımları elde edilebilir. Bunun için Eşitlik (3.8)'deki formülde gösterildiği gibi C matrisini oluşturan satır bileşenlerinin aritmetik ortalaması alınır ve öncelik vektörü olarak adlandırılan W sütun vektörü elde edilir (Özcan, 2017).

$$w_i = \frac{\sum_{j=1}^{n} c_{ij}}{n} \tag{3.8}$$

Burada;

"w_i" satır bileşenlerinin aritmetik ortalaması; "*n*" sütun sayısıdır. W vektörü Eşitlik (3.9)'da gösterilmiştir.

$$W = \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ . \\ . \\ . \\ w_n \end{bmatrix} \tag{3.9}$$

Burada;

"*W*" öncelik vektörüdür. AHS tutarlı bir sistematiğe sahip olsa da sonuçların güvenilirliği karar vericinin faktörler arasında yaptığı birebir karşılaştırmadaki tutarlılığa bağlıdır. Bu bağlamda tutarlılığın ölçülmesi amacıyla bir dizi hesaplamanın yapılaması gerekmektedir. Sonuçta hesaplanan Tutarlılık Oranı (CR) ile faktörler arasında yapılan birebir karşılaştırmalar neticesinde elde edilen öncelik vektörünün tutarlılığı test edilebilir. AHS, CR hesaplamasının özünü, faktör sayısı ile Temel Değer (λ) adı verilen bir katsayının karşılaştırılmasına dayandırmaktadır. λ'nın hesaplanması için öncelikle Eşitlik (3.10)'da verilen D sütun vektörü elde edilir (Aydın, 2018).

$$D = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ . & . & \dots & . \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ . \\ . \\ . \\ w_n \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Burada;

"*D*" temel değerin hesaplanması için gerekli sütun vektörüdür. Eşitlik (3.11)'de tanımlandığı gibi, bulunan D vektörü ile W vektörünün karşılıklı elemanlarının bölümünden her bir değerlendirme faktörüne ilişkin temel değer (E) elde edilir.

$$E_i = \frac{d_i}{w_i} \quad (i = 1,2,\dots,n) \quad (3.11)$$

Burada;

"E_i" değerlendirme faktörüne ilişkin temel değerdir. Bu değerlerin aritmetik ortalaması ise Eşitlik (3.12)'deki karşılaştırmaya ilişkin temel değeri (λ) verir.

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^{n} E_i}{n} \quad (3.12)$$

Burada;

"λ" karşılaştırmaya ilişkin temel değerdir. Bu değer hesaplandıktan sonra Tutarlılık Göstergesi (CI), Eşitlik (3.13)'de verilen formülden yararlanarak hesaplanabilir.

$$CI = \frac{\lambda - n}{n-1} \tag{3.13}$$

Burada;
"*CI*" tutarlılık göstergesidir. Son aşamada ise CI, Random Gösterge (RI) olarak adlandırılan ve Tablo 3.5'de gösterilen standart düzeltme değerine bölünerek Eşitlik (3.14)'de görülen CR elde edilir. Tablo 3.5'den faktör sayısına karşılık gelen uygun değer seçilir. Örneğin üç faktörlü (çalışmaya uygun şekilde) bir karşılaştırmada kullanılacak RI değeri Tablo 3.5'den 0,58 olacaktır.

$$CR = \frac{CI}{RI} \tag{3.14}$$

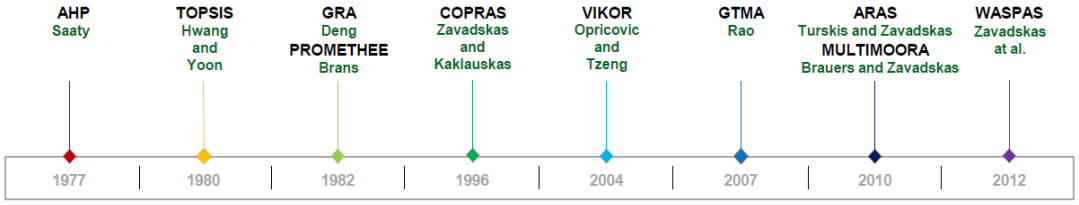
Burada;
"*CR*" tutarlılık oranı; "*RI*" random göstergedir.

Tablo 3.5 RI Değerleri

Matris boyutu	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Hesaplanan CR değerinin 0,10'dan küçük olması karar vericinin yaptığı karşılaştırmaların tutarlı olduğunu gösterir. CR değerinin 0,10'dan büyük olması ya AHS'deki bir hesaplama hatasını ya da karar vericinin karşılaştırmalarındaki tutarsızlığını gösterir.

Tezin dördüncü bölümünde AHS ile yapılan hesaplamalar neticesinde bulunan kriter ağırlıkları ve FACTS cihazı için en uygun konumun elde edildiği sayısal değerlere yer verilmiştir. Aşağıda kısaca açıklanan diğer ÇKKV yöntemleri ve Borda Sayım Yöntemi için elde edilen sayısal değerlere yer verilmemiş olup sadece sıralamalar gösterilmiştir. Bu çalışmada kullanılan yöntemler ve ortaya çıkış tarihleri Şekil 3.17'de yer almaktadır.



Şekil 3.17 Seçilen ÇKKV yöntemlerinin ortaya çıkış tarihleri

3.5.2 TOPSIS yöntemi

Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) Hwang ve Yoon tarafından 1980 yılında geliştirilen ve birçok alanda uygulanan ÇKKV tekniklerinden biridir. Bu yöntem hem kolay anlaşılması hem de kompleks hesaplamalar içermemesi nedeniyle karar verme süreçlerinde çokça kullanılmaktadır. TOPSIS yönteminde pozitif ideal çözüm ve negatif ideal çözüm şeklinde tanımlanan iki temel kavram bulunmaktadır. En uygun karar alternatifinin pozitif ideal çözüme yakın, negatif ideal çözüme ise uzak olması gerektiğinden hesaplanan değerler karşılaştırılarak karar alternatiflerinin sıralanması sağlanır (Marjani, 2018).

3.5.3 VIKOR yöntemi

2004 yılında Opricovic ve Tzeng tarafından geliştirilen VIseKriterijumsa Optimizacija I Kompromisno Resenje-Çok Kriterli Optimizasyon ve Uzlaşık Çözüm (VIKOR) yöntemi, birbirinden farklı birimlere sahip kriterlerden oluşan karar problemlerinde, karar alternatiflerinin sıralanması veya içlerindeki en iyi alternatifin seçilmesi için kullanılmaktadır. VIKOR yönteminin temelinde, değerlendirme kriterleri dikkate alınarak karar alternatifleri arasında uzlaşık çözümün tespit edilmesi vardır. Bu tanımda geçen uzlaşık çözüm ifadesi ideal çözüme en yakın çözüm olarak tanımlanabilir. Uzlaşık çözüm ile karar alternatifleri için sıralama indeksi oluşturarak, belirli koşullar kapsamında ideal çözüme en yakın kararın verilmesi sağlanmaktadır (Li, 2019)

3.5.4 WASPAS yöntemi

Weighted Aggregated Sum Product Assessment (WASPAS), yöntemi Ağırlıklı Toplam Modeli ve Ağırlıklı Çarpım Modelinin bütünleşik olarak kullanılması ile geliştirilen bir yöntemdir. Bu iki yöntem bir arada kullanılarak, çözüm sonuçlarına

yönelik güvenilirliğin artması ve karar alternatiflerinin doğru bir biçimde sıralanmasını hedeflenmektedir. WASPAS yönteminin diğer yöntemlere kıyasla daha doğru sonuçlar verme kabiliyetine sahip olması, son yıllarda etkin bir ÇKKV yöntemi olarak literatürde kabul edilmesini sağlamıştır. Diğer ÇKKV yöntemlerine nazaran hesaplamalarının kısa ve basit olması ayrıca işlemler için özel yazılımlar gerektirmemesi bu tekniğin en avantajlı yönüdür (Balezentis, 2017).

3.5.5 GTMA yöntemi

Graph Theory and Matrix Approach (GTMA), literatürde ÇKKV amacıyla kullanılan yöntemlerden biridir. Graf teori, mantıksal ve sistematik bir yaklaşımdır. Graf model ekonomi, sosyoloji, fizik, kimya, astronomi, matematik ve mühendislik gibi birçok alanda, problemleri ve sistemleri modellemek ve analiz etmek için kullanılır. Matris yaklaşımı, hedeflerin karşılanması ve sistem fonksiyonunun türetilmesi amacıyla graf model analizinde kullanılmaktadır. Grafik teorisi ve matris yaklaşımı, performans özelliği seçimi, digraf gösterimi, matris gösterimi, kalıcı fonksiyon belirleme ve uygun çalışma parametresi kombinasyonunun seçilmesinden oluşur (Geetha, 2017).

3.5.6 PROMETHEE II yöntemi

Preference Ranking Organization METHod for Enrichment of Evaluation (PROMETHEE) yöntemi, 1982 yılında Brans tarafından geliştirilen ve daha sonra başka yazarların katılımıyla daha da genişletilen bir ÇKKV yöntemidir. I, II, III , IV, V ve VI olarak adlandırılan altı çeşit PROMETHEE yöntemi geliştirilmiştir. PROMETHEE sadece kısmi alternatif sıralaması verebilirken bu metodolojinin genişletilmiş bir versiyonu olarak PROMETHEE II, ikili karşılaştırmaya dayalı tam bir alternatif sıralaması sağlar (Nikouei, 2017).

3.5.7 GRA yöntemi

Gri Sistem Teorisi Ju Long Deng tarafından küçük örneklem ve eksik bilgi içeren problemlerin çözümünde kullanılmak üzere yeni bir metodoloji olarak önerilmiştir. Grey Relational Analysis (GRA), Gri Sistem Teorisi kullanılarak geliştirilmiş gri ilişkisel derece temeline dayalı bir derecelendirme, sınıflama ve karar verme tekniğidir (Köse, 2013).

3.5.8 MULTIMOORA yöntemi

Oran analizi temeline dayalı çok amaçlı optimizasyon yöntemi Multi-Objective Optimization by a Ratio Analysis (MOORA), 2006 yılında geliştirilmiştir (Karel, 2006). Yazarlar bu yönteme dayanarak, MULTIMOORA'yı (MOORA + tam çarpımsal form) geliştirdiler, böylece yöntem daha güvenilir hale geldi. MULTIMOORA yöntemi kendi içinde üç yaklaşımı birleştirir: MOORA Oran, MOORA Referans Noktası ve MOORA Tam Çarpım Formu. MULTIMOORA yönteminde bu üç yaklaşımdan elde edilen sonuçlar, Sıra Baskınlık Teorisi'ne göre değerlendirilerek, nihai bir sıralama elde edilir (Li, 2014).

3.5.9 ARAS yöntemi

Additive Ratio Assessment (ARAS) yöntemi, 2010 yılında ÇKKV problemlerinin çözümünde yeni bir yaklaşım olarak literatüre sunulmuştur. ARAS yöntemi diğer yöntemlerden farklı olarak, karar problemlerinde yer alan alternatiflerin fayda fonksiyonu değerleri ile probleme karar verici tarafından eklenen optimal alternatife ait fayda fonksiyon değerini karşılaştırır (Zavadskas, 2010).

3.5.10 COPRAS yöntemi

Complex Proportional Assessment (COPRAS) yöntemi, 1996 yılında geliştirilmiş bir ÇKKV yöntemidir. COPRAS yöntemini diğer ÇKKV yöntemlerden ayıran en önemli özellik; karar alternatiflerini birbirleriyle karşılaştırırken, bir alternatifin diğer alternatiften ne kadar iyi ya da kötü olduğunu yüzde olarak ortaya koymasıdır (Zavadskas, 2009).

3.5.11 Borda sayım yöntemi

Modern seçim sistemlerinin gelişiminde önemli payı olan Borda Sayım yöntemi 1784 yılında Jean-Charles de Borda tarafından geliştirilmiş olup alternatifleri karar vericilerin bireysel tercihlerinin toplamına göre sıralamayı amaçlayan bir tekniktir. Buna ek olarak Borda Sayım yöntemi, iki veya daha fazla sıralama biçimini daha rasyonel tek bir sıralamaya indirgeyen veri birleştirme tekniklerinden biridir. Basitliği nedeniyle uygulaması oldukça kolay olan bu teknikte performans değerlendirmesi yapılırken her bir sınıfın önem derecesi eşit kabul edilir. En kötü alternatifin sıfır değerini, ikinci en kötü seçeneğin bir değerini aldığı bu yöntemde

tüm alternatiflere birer artacak şekilde değerler verilerek m adet seçeneğin puanı hesaplanmaktadır. Son olarak tüm bu alternatifler için belirlenen değerler toplanarak Borda skor elde edilmekte ve sıralama bu değere göre yapılmaktadır. Borda skoru Eşitlik (3.15)'deki formülle hesaplanmaktadır (Topçu, 2019).

$$B_i = \sum_{k=1}^{m}(m - r_{ik}) \tag{3.15}$$

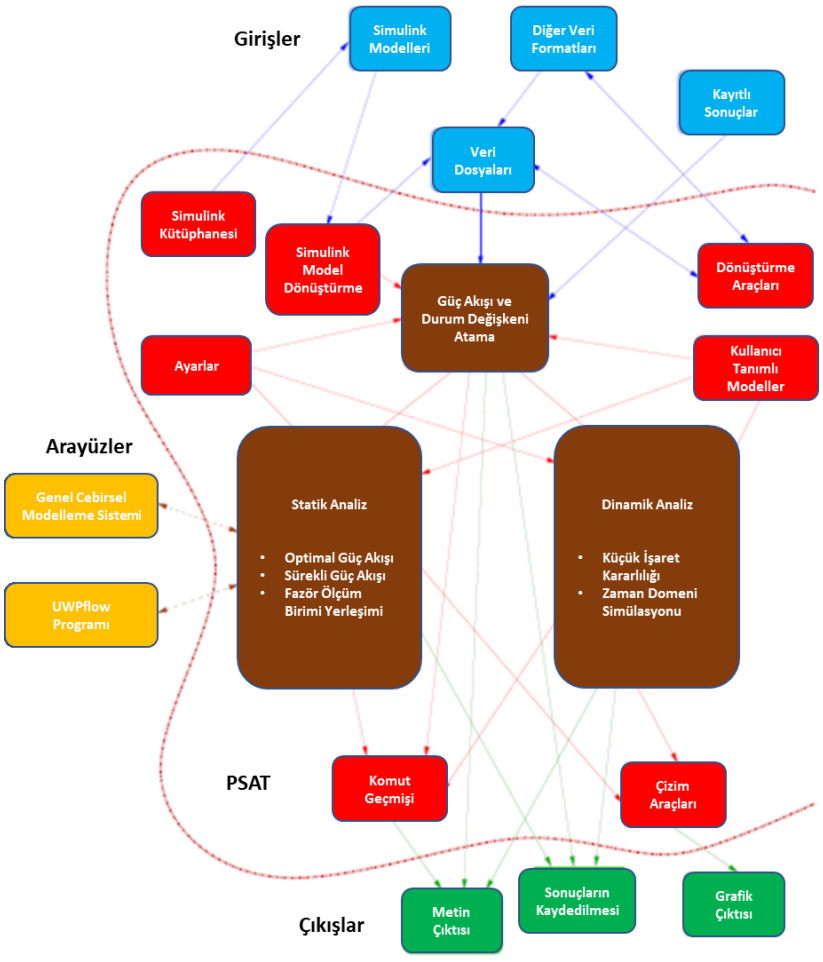
Burada;
"B_i" borda skoru; "m" toplam alternatif sayısı; "r_{ik}" k. kriter altındaki i. alternatifin sırasını göstermektedir.

3.6 PSAT Yazılımının Tanıtılması

Enerji şebekeleri insan eliyle üretilmiş en büyük sistemler arasında yer alır. Bir güç sisteminin uygulanabilir olması için sağlam, güvenilir ve ekonomik olması gerekir. Bu nedenle şebekelerin tasarım ve işletilmesi için birçok analiz gerçekleştirilmelidir (Saadat, 2010). Tüm fiziksel sistemlerde ilgili alanda çalışan kişiler sistemin karmaşık davranışlarını anlamak ve tahmin etmek için matematiksel modeller oluşturur. Günümüzde güç sistem planlamacıları da güvenilir sonuçlara ulaşmak için modeller oluşturmakta ve bilgisayar yardımıyla analizler yapmaktadır (Grigsby, 2012). Güç sistem analizinde kullanılan programlar basit olarak ikiye ayrılabilir: ticari olanlar ve eğitim/araştırma amaçlı olanlar. Ticari olanlar piyasada bulunan Power System Simulator for Engineering (PSS/E), Simulation of Power Systems (SIMPOW), PowerWorld gibi test edilmiş paket programlar ve hesaplama yönünden etkili yazılımlardır. MATLAB tabanlı ticari, araştırma ve güç sistem eğitimi için kullanılan programlar ise SimPowerSystems, MatPower, Voltage Stability Toolbox (VST) ve Power System Toolbox'dır. Bunlar arasında sadece MatPower ve VST açık kaynak yazılımdır ve ücretsiz indirilebilmektedir (Milano, 2005).

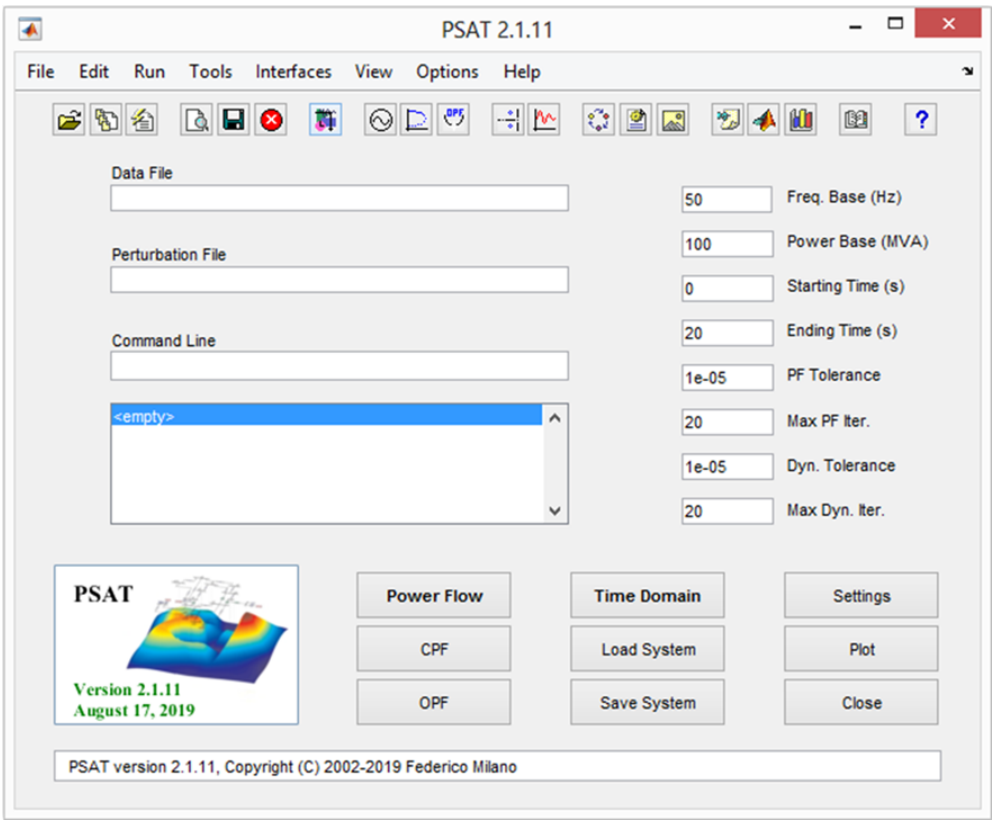
Bu tezdeki çalışmalar MATLAB'da kullanılmak üzere geliştirilmiş bir araç kutusu olan PSAT ile yapılmıştır. Birçok işletim sisteminde çalışan bu programla güç sistemlerinin analiz ve simülasyonu çok kısa sürelerde gerçekleştirilebilir. Federico Milano tarafından Kasım 2002'de kullanıma açılmış ve bu tarihten itibaren pek çok yeni sürümü çıkan program, 50'den fazla ülkede yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

Programın yapabildiği ana işler, güç akışı, optimal güç akışı, küçük işaret (sürekli hal) kararlılık analizi, zaman domeni benzetimi, fazör ölçüm birimi yerleşimi, FACTS modelleri, rüzgâr türbini modelleri, kademe değiştiricili trafolar, çeşitli yük tipleri, kısa devre ve kesici modelleri, program sonuç raporlamasıdır. Program yapısında çok sayıda modeli barındırmasına rağmen ayrıca kullanıcı tarafından tasarlanabilecek yeni modellere de izin vermektedir. Kullanıcıya kolaylık sağlamak için Simulink benzeri bir grafik araç kutusu kullanılabilir ve şematik bloklarla çizim yapılıp güç sisteminin değişik bileşenleri oluşturulabilir. Ayrıca program komut satırından kod girilerek de kullanılabilmektedir. PSAT Free and Open Source Software (FOSS) denilen bir güç sistem çalışmasıdır. Mevcut MATLAB tabanlı güç sistem yazılımları arasında statik ve dinamik analizler için en eksiksiz algoritmaları PSAT sunmaktadır (Pamuk, 2009). Şekil 3.18'de PSAT programının yapısı genel hatlarıyla gösterilmiştir.



Şekil 3.18 PSAT programının yapısı

PSAT programının ana çalışma penceresi Şekil 3.19'da görülmektedir. Programın Simulink kısmı dinamik sistemlerin benzetim, analiz ve modellenebilmesi için bir dizi araç sunmaktadır. Bu özellikler programı güç sistemlerinin araştırma ve eğitiminde cazip bir seçenek haline getirmektedir. Programın Simulink kısmı görsel olarak avantajlar sunmasına rağmen her eleman sembolünün tek tek seçilip içine girilerek değerleri girileceği için PSAT'ın kodla analiz özelliği kullanılmıştır. Bunun için MATLAB editör ortamında hazırlanan basit bir .m file kullanılmıştır. Hat, bara, kesici, vb. bileşenlerin her biri için bir satır kod yazıldığından bu satırı kopyalayıp sadece değişen parametreleri işleyerek sistemin geri kalanı kolayca modellenebilir. İşlem kolaylığı ve zaman kazandırması nedeniyle çalışmada bu yöntem kullanılmıştır.



Şekil 3.19 PSAT programının ana çalışma penceresi

PSAT programı kullanılarak IEEE 14, 30 ve 118 baralı test sistemleri için elde edilen güç akış ve sürekli güç akış analizi sonuçları EKLER bölümünde verilmiştir

3.7 Amaç Fonksiyonun Oluşturulması

Çalışmanın Materyal ve Metot bölümünde akıllı şebeke, dağıtılmış enerji, gerilim kararlılığı, ÇKKV vb. konularında temel oluşturacak bilgiler verilmiş olup son aşamada FACTS cihazı için en uygun konumun tespit edilmesi için amaç fonksiyonu oluşturulacaktır. Gerilim Kararlılığı Marjı'nı (yüklenme marjı) maksimize ederek kararlığı artırma, gerilim çökmesine olan yakınlığı göstermesi sebebiyle en yaygın kabul gören indekstir. Bu doğrultuda ilk olarak problemin çözümüne yönelik amaç fonksiyonu oluşturulmuştur. Problemin amaç fonksiyonu Eşitlik (3.16) görüldüğü gibi üç değişkenin minimize edilmesiyle formülize edilebilir.

$$min\ F = [f_1, f_2, f_3] \tag{3.16}$$

Burada;

"*F*" amaç fonksiyonunu; "f_1", "f_2", "f_3" üç değişken fonksiyonunu göstermektedir. Doğrusal programlama yöntemleri genellikle tek bir amaç fonksiyonunun optimizasyonuyla ilgilenmektedir. Sistemin çok sayıda (büyük bir olasılıkla çelişen-çatışan) amaca sahip olabileceği durumlar da söz konusu olabilir. Çok kriterli optimizasyon problemlerinde her amaç optimum çözüm için göz önünde bulundurulmalıdır. Çalışmadaki çok kriterli indeks yüklenme faktörü, gerilim sapması ve güç kayıplarını içerecek şekilde uygun ağırlık çarpanlarıyla Eşitlik (3.17)'deki gibi ifade edilebilir.

$$F = \omega_1 f_1 + \omega_2 f_2 + \omega_3 f_3 \tag{3.17}$$

Burada;

"ω_1", ω_2", ω_3" ağırlık çarpanlarını göstermektedir. Yüklenme faktörü değeri (gerilim kararlılığı marjı) sürekli güç akış analizi ile elde edilen kritik noktadaki güç sistemi yüklenebilirliğini gösteren büyüklüktür. Buradaki değer ne denli yüksek olursa o kadar yararlı olduğundan bu değeri maksimize etmemiz gereklidir. Tüm hedefler minimum da toplanmaya çalışıldığı için Eşitlik (3.18)'de tersi alınmıştır.

$$f_1 = \frac{1}{\lambda_{critical}} \tag{3.18}$$

Burada;

"$\lambda_{critical}$" kritik yüklenme faktörü değerini göstermektedir. Gerilim sapması, iyi bir gerilim performansı açısından her barada olabildiğince küçük olmalıdır. Güç sistemlerinde genellikle istenen ± %5 – % 10'dur ve Eşitlik (3.19)'da verilen şekliyle yazılabilir.

$$f_2 = \sum_{m=1}^{n_b} \left| V_{mref} - V_m \right| \tag{3.19}$$

Burada;

"V_{mref}" referans gerilim değerini; "V_m" m. baradaki gerilim değerini; "n_b" bara sayısını göstermektedir. Aktif güç kayıpları, şebekeyi ekonomik açıdan etkilemekte olup kayıpların da olabildiğince küçük olması gerekmektedir. Bu değer Eşitlik (3.20)'deki gibi ifade edilebilir.

$$f_3 = \frac{P_{lossFACTS}}{P_{lossbase}} \tag{3.20}$$

Burada;

"$P_{lossFACTS}$" kompanzasyon yapılan durumda aktif güç kayıplarını; "$P_{lossbase}$" kompanzasyon yapılmayan sistemdeki aktif güç kayıplarını göstermektedir. Üzerinde çalışılan problemin optimal çözümü aranırken dikkate alınması gereken bazı operasyonel kısıtlılıklar bulunmaktadır. Bunlar eşitlik kısıtlılıkları ve eşitsizlik kısıtlılıkları olarak iki gruba ayrılabilir.

- Eşitlik kısıtlılıkları

Yük akışı dengesi olarak bilinen aktif ve reaktif güç üretimi, toplam yük ve kayıplara eşit olmalıdır. Eşitlik (3.21) ve Eşitlik (3.22)'deki denklemler bu amaçla yapılan hesaplamalarda kullanılmaktadır.

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j=1}^{N} |V_i| \left|V_j\right| \left|Y_{ji}\right| cos\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) = 0 \tag{3.21}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j=1}^{N} |V_i| \left|V_j\right| \left|Y_{ji}\right| sin\left(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}\right) = 0 \quad (3.22)$$

Burada;

"P_{Gi}" i. baradaki aktif güç üretimini; "Q_{Gi}" i. baradaki reaktif güç üretimini; "P_{Di}" i. baradaki aktif güç talebini; "Q_{Di}" i. baradaki reaktif güç talebini; "N" toplam bara sayısını; "$\theta_{i,j}$" i,j bara admitans elemanın açı değerini; "δ_i" i. baranın gerilim faz açısını; "V_i" i. baranın gerilim değerini; "$Y_{i,j}$" i,j bara admitans elemanın büyüklüğünü göstermektedir.

- Eşitsizlik kısıtlılıkları

Çalışma yapılan sistemde generatör aktif güçleri, generatör reaktif güçleri, bara gerilimleri (nominal gerilimden sapma ±%10), kademe değiştiricili trafo ayar limitleri ve iletim hattının (veya trafonun) yük taşıma kapasitesi (termal limitleri) belirli sınır değerler arasında olmalıdır. Belirtilen kısıtlılıklar sırasıyla Eşitlik (3.23) – Eşitlik (3.27)'de verilmiştir.

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, i = 1,2 \dots N_{PV} \quad (3.23)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}, i = 1,2 \dots N_{PV} \quad (3.24)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, i = 1,2 \dots N_B \quad (3.25)$$

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, i = 1,2 \dots N_T \quad (3.26)$$

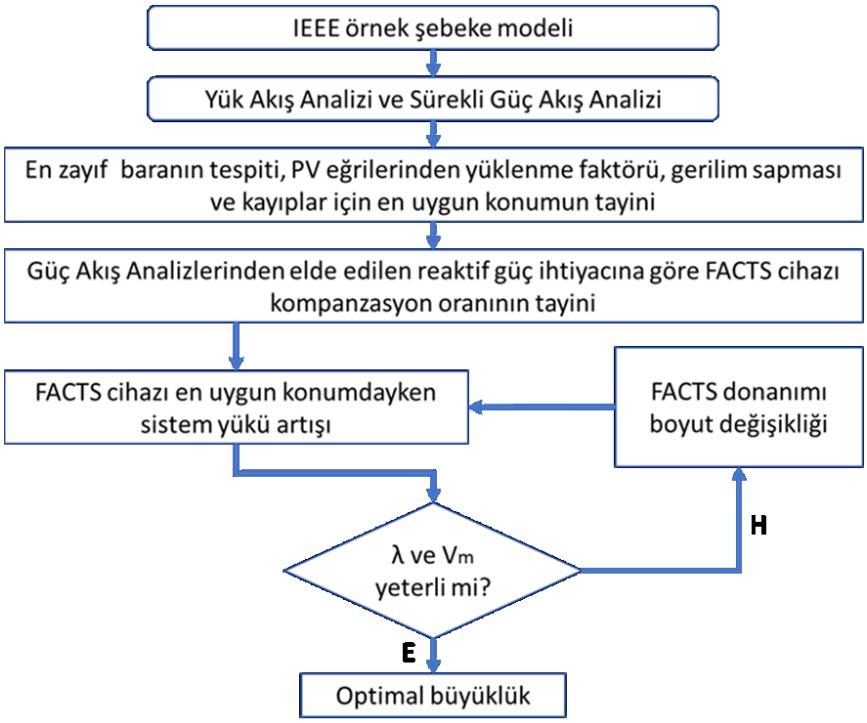
$$S_{Li} < S_{Limax}, i = 1,2 \dots N_L \quad (3.27)$$

Burada;

"T" kademe değiştiricili trafo ayar değerini; "S_L" hattaki kompleks güç değerini; "N_{PV}" generatör sayısını, "N_B" bara sayısını; "N_T" kademe değiştiricili trafo sayısını; "N_L" iletim hattı sayısını göstermektedir.

3.8 FACTS Cihazının Optimal Boyutunun Hesaplanması

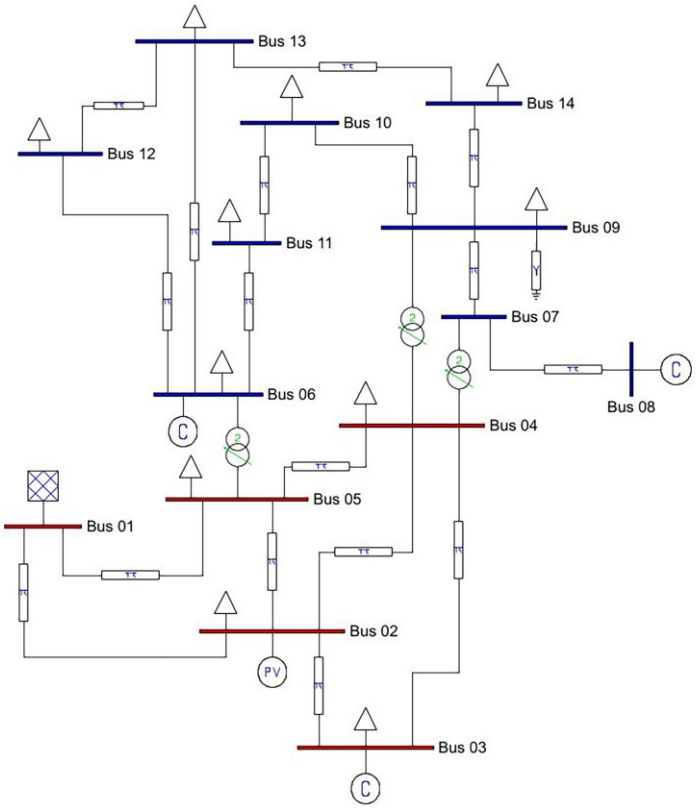
Güç sistemlerinde kullanılacak FACTS donanımları için, optimal konumun tespitine benzer şekilde en uygun boyutun hesaplanması amacıyla da birçok çalışma mevcuttur. Yapılan çalışmalarda karmaşıklık, doğruluk, hız vb. dikkate alınarak bazı metasezgisel yöntemler, duyarlılık yaklaşımları ve analitik yöntemler kullanılmıştır. Tez çalışmasında asıl amaçlanan en uygun konumun bulunması olup basit, nispeten hızlı ve sağlam bir sistematik yaklaşım ile kompanzatörün büyüklüğü hesaplanacaktır. Şekil 3.20'de optimal boyutun hesaplaması için gerekli akış şeması görülmektedir (Telang, 2016). Örnek şebeke modelinde, önceki bölümlerde açıklanan adımlar izlenerek ve her baraya sırasıyla aynı özellikte FACTS cihazı ilave edilerek, kompanzatörün kurulacağı en uygun konum seçilecektir. Donanımın kullanılacağı en uygun konum belirlendikten ve baraya kompanzatör eklendikten sonra sistem yükü arttırılacaktır. Yüklenmeyle beraber bilindiği gibi her baranın gerilimi düşmeye başlayacaktır. Herhangi bir baranın gerilim değeri 0,9 p.u. değerinin altına düştüğü anda kompanzatör eklenen baranın gerilimi kullanılarak en uygun boyut hesaplanabilir. Bulgular ve Tartışma bölümünde örnek hesaplama sonuçlarına yer verilmiş ve beklendiği gibi yüklenebilirlik sınırı kompanzasyon olmadan önceki değerden daha yüksek çıkmıştır.



Şekil 3.20 Optimal boyut tespitinde kullanılan akış şeması

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

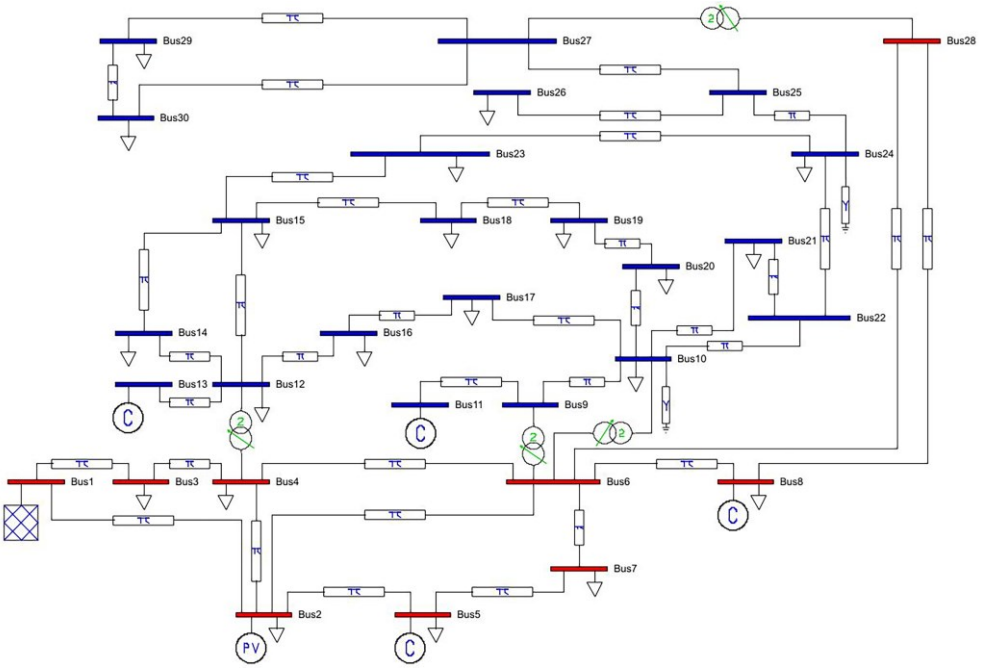
Çalışmanın önceki bölümlerinde akıllı şebeke, dağıtılmış enerji, FACTS, gerilim kararlılığı, ÇKKV, PSAT yazılımı vb. konularda gerekli bilgiler verilip tezin teorik altyapısı oluşturulmuştur. Bu bölümde öncelikle şebekede gerilim kararlılığını sağlamak amacıyla FACTS cihazı için en uygun konum belirlenecektir. Bu doğrultuda FACTS donanımı olarak SVC seçilmiş ve amaç fonksiyonunda belirtilen üç hedef için bir ÇKKV yöntemi olan AHS ile kriter ağırlıkları hesaplanıp optimal konum tespit edilmiştir. Daha sonra dokuz farklı ÇKKV yöntemi (TOPSIS, VIKOR, WASPAS, GTMA, PROMETHEE II, GRA, MULTIMOOORA, ARAS ve COPRAS) daha kullanılarak karşılaştırmalı bir analiz yapılmış ve bir veri birleştirme yöntemi olan Borda Sayım yöntemiyle bütünleşik tek bir sıralama elde edilmiştir. Bir sonraki aşamada örnek şebeke modellerine dağıtılmış üretim tesisleri entegre edilmiş ve yine gerilim kararlılığını sağlamak için kompanzatörün en uygun konumu bulunmuştur. Son olarak da optimal lokasyonda bulunan FACTS cihazı için en uygun büyüklük hesaplanmıştır. Bu amaçla önerilen yöntem önce Şekil 4.1'de PSAT programıyla modellenen IEEE 14 baralı şebeke modelinde test edilmiştir.



Şekil 4.1 PSAT programıyla modellenen IEEE 14 baralı test sistemi

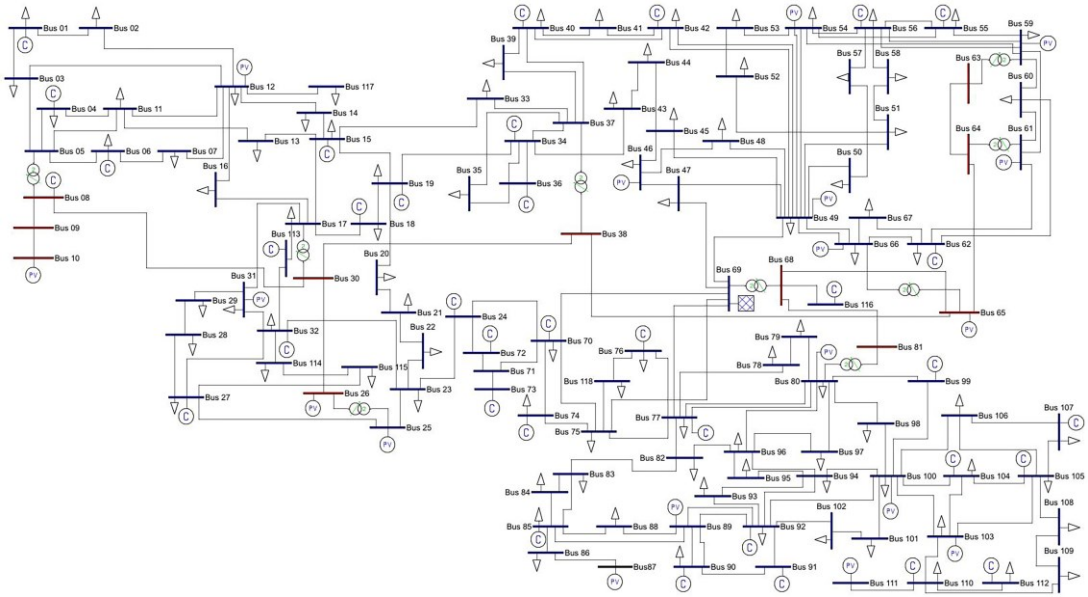
Bu sistemde birinci ve ikinci baralarda generatörler, reaktif güç desteği için üçüncü, altıncı ve sekizinci baralarda senkron kapasitörler olmak üzere beş senkron makine bulunmaktadır. Test sistemi 20 iletim hattı ve 11'i yük barası olmak üzere toplam 14 baradan oluşmaktadır. Sistemdeki aktif ve reaktif yüklerin toplamı sırasıyla 259 MW ve 77,4 MVAR'dır.

Bir sonraki aşamada daha geniş ölçekli IEEE 30 baralı test sistemi modellenmiştir. Bu sistemde birinci ve ikinci baralarda generatörler, reaktif güç desteği için beşinci, sekizinci, 11. ve 13. baralarda senkron kapasitörler olmak üzere altı senkron makine bulunmaktadır. Test sistemi 41 iletim hattı ve 21 yük barası olmak üzere toplam 30 baradan oluşmaktadır. Sistemdeki aktif ve reaktif yüklerin toplamı sırasıyla 283,4 MW ve 126,2 MVAR'dır. Şekil 4.2'de PSAT programıyla modellenen IEEE 30 baralı test sistemi görülmektedir.



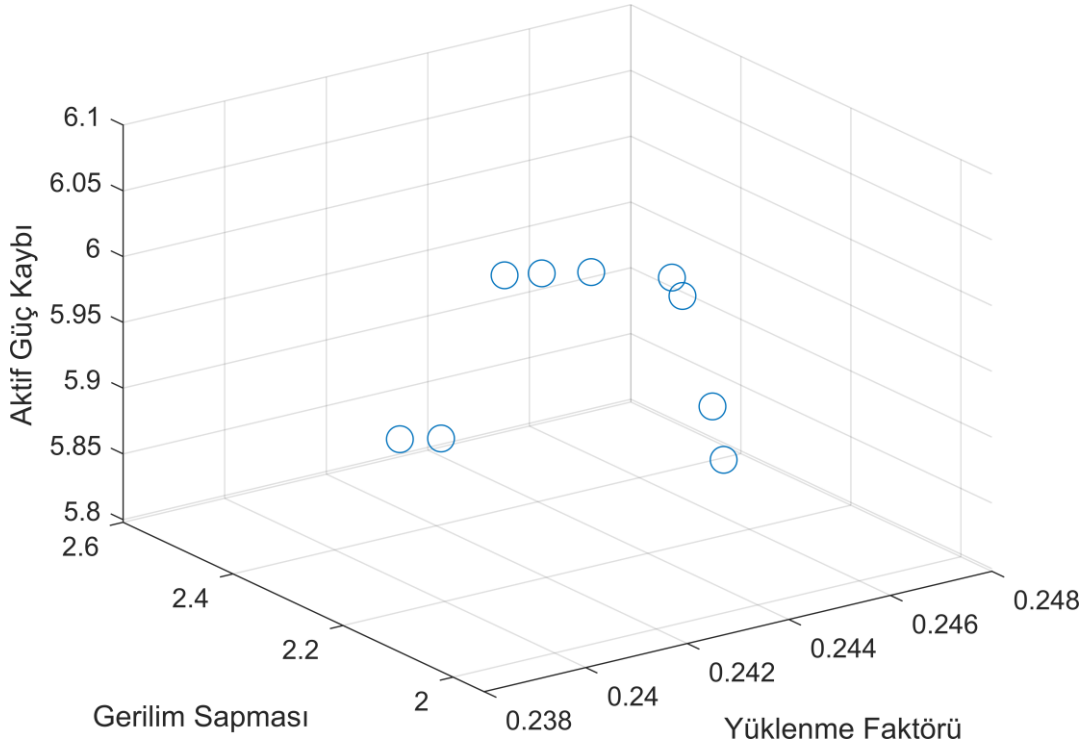
Şekil 4.2 PSAT programıyla modellenen IEEE 30 baralı test sistemi

Son olarak ise IEEE 118 baralı test sistemi modellenerek yöntemin etkinliği sınanmıştır. Bu sistemde 19 generatör ve 35 senkron kapasitör bulunmaktadır. Test sistemi 177 iletim hattı, 91 yük ile 118 baradan oluşmaktadır. Sistemdeki toplam aktif ve reaktif yükler sırasıyla 3668 MW ve 1438 MVAR'dır. Şekil 4.3'de PSAT programıyla modellenen IEEE 118 baralı test sistemi görülmektedir.

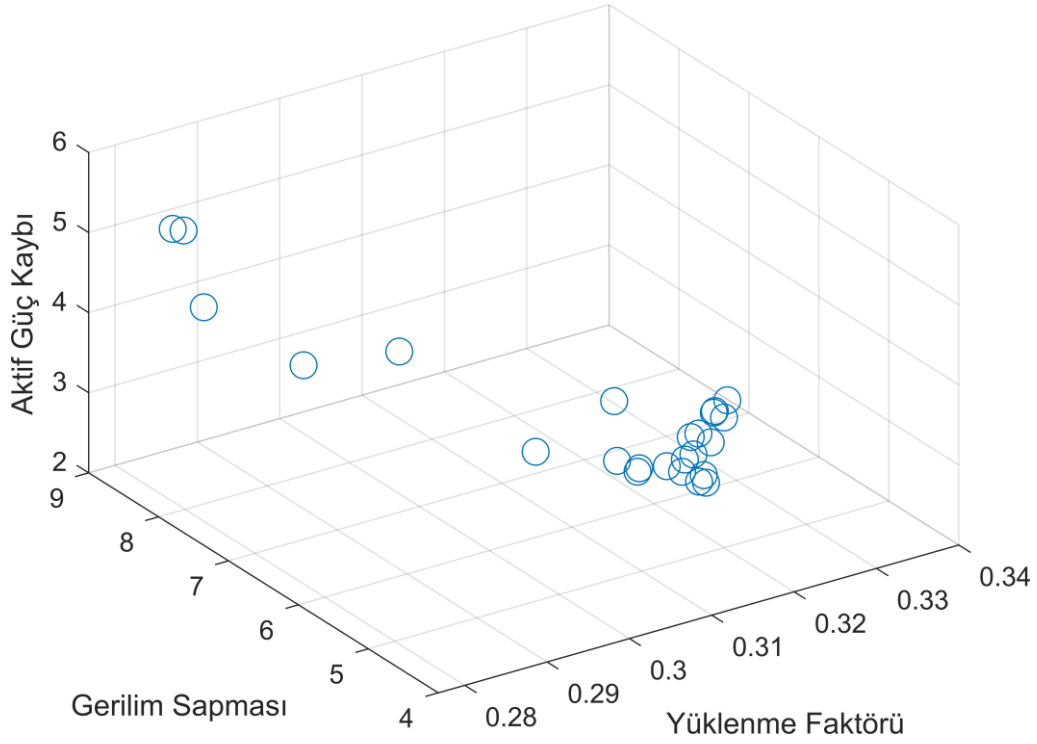


Şekil 4.3 PSAT programıyla modellenen IEEE 118 baralı test sistemi

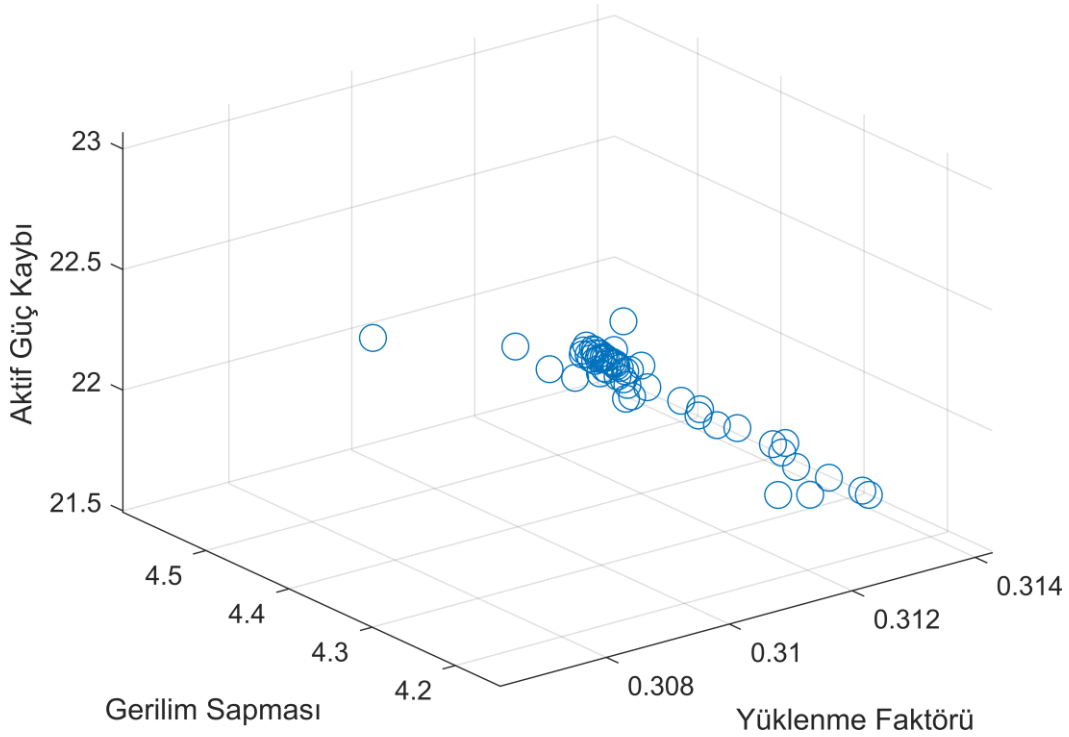
Örnek sistem modellerinde her yük barası en uygun konum için birer adaydır. Şekil 4.4, Şekil 4.5 ve Şekil 4.6'da PSAT programıyla modellenen test sistemlerinde yapılan güç akış ve kararlılık analizleri sonucunda optimal lokasyon için ağırlık çarpanı bulunmayan değerler görülmektedir.



Şekil 4.4 14 baralı sistemde optimal lokasyon için ağırlıklandırılmamış değerler



Şekil 4.5 30 baralı sistemde optimal lokasyon için ağırlıklandırılmamış değerler



Şekil 4.6 118 baralı sistemde optimal lokasyon için ağırlıklandırılmamış değerler

Şekil 4.4, Şekil 4.5 ve Şekil 4.6'daki sonuçlar her baraya sırasıyla aynı özellikte SVC ilave edilmesiyle amaç fonksiyonun üç kriterine (yüklenme faktörü, gerilim sapması ve aktif güç kayıpları) göre elde edilen değerlerdir. Görüldüğü üzere seçilen üç kriter farklı skalalardaki büyüklüklerdir. Bu nedenle en küçük değerli amaç fonksiyonu bulunurken güç kaybı değeri diğer iki kritere baskın olacaktır. Bu nedenle, kriter değerlerinin birbirlerine karşı baskın olmamaları için oransal değerlere dönüştürülmesi bir başka ifadeyle ölçeksizleştirilmesi gereklidir. Daha sonra karar verici bu üç kriterin ağırlıklarını belirlemelidir. ÇKKV bölümünde açıklanan karar verme süreci sonunda probleme ilişkin ikili karşılaştırma matrisi ve kriterlerin tespit edilen ağırlıkları Tablo 4.1'de verilmiştir. Gerilim kararlılığı üzerinde en büyük etkiye yüklenme faktörünün arttırılması sahipken gerilim sapması daha az öneme sahiptir. Aktif güç kayıpları ise bu çalışma özelinde diğer iki kritere nazaran çok daha az öneme sahiptir. Kriter ağırlıkları belirlenirken AHS yöntemiyle elde edilen ω_1, ω_2 ve ω_3 ağırlıkları sırasıyla 0,724; 0,193 ve 0,083 olarak bulunmuştur. Elde edilen ağırlıklarla gerekli hesaplamalar yapılmış ve tutarlılıkları test edilmiştir. Literatürdeki benzer çalışmalarda karar vericiler kriter ağırlıklarını eşit veya kendi önem derecelerine göre belirlemiş ancak tutarlılığını kontrol etmemişlerdir. Burada yapılan uygulamayla sonuçların güvenilirliği konusunda eksiklik giderilmiş olmaktadır.

Tablo 4.1 İkili karşılaştırma matrisi ve kriterlerin tespit edilen ağırlıkları

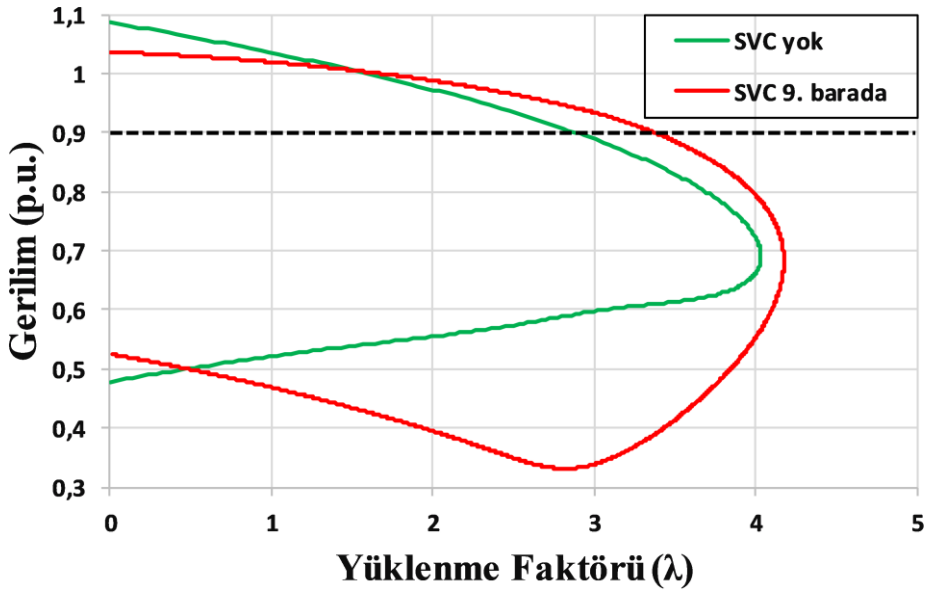
	Yüklenme Faktörü	**Gerilim Sapması**	**Aktif Güç Kaybı**	**Ağırlıklar**
Yüklenme Faktörü	1	5	7	0,724
Gerilim Sapması	1/5	1	3	0,193
Aktif Güç Kaybı	1/7	1/3	1	0,083

Tablo 4.2'de 14 baralı örnek test sistem için önerilen metodun sonuçları verilmiş olup en uygun SVC konumunun dokuzuncu bara olduğu görülmektedir. Tablo 4.2 bu çalışmada kullanılan ÇKKV tekniğinin belirlenen hedefleri bir araya getirme ve hedefler arasında minimum memnuniyet düzeyini sağlamada önemini açıkça göstermektedir. 12. bara aktif güç kayıplarının en az olduğu baradır ancak yüklenme faktörü açısından istenilen seviyede değildir. Aynı şekilde 14. bara gerilim sapması için en iyi değerde, yüklenme faktörü için kabul edilebilir sınırda olmasına rağmen güç kaybı çok yüksektir.

Tablo 4.2 IEEE 14 baralı test sistemi için amaç fonksiyonun minimum değerleri

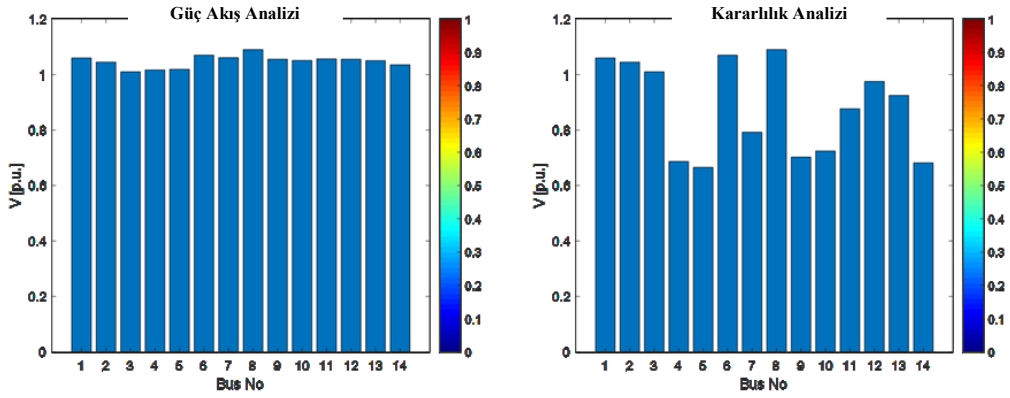
Bara No.	f1	f2	f3	F
Bara 04	0,1109	0,1225	0,1091	0,1130
Bara 05	0,1108	0,1253	0,1089	0,1135
Bara 07	0,1104	0,1110	0,1124	0,1107
Bara 09	0,1097	0,1006	0,1135	**0,1082**
Bara 10	0,1100	0,0998	0,1134	0,1083
Bara 11	0,1117	0,1077	0,1119	0,1109
Bara 12	0,1134	0,1212	0,1080	0,1144
Bara 13	0,1125	0,1134	0,1096	0,1124
Bara 14	0,1106	0,0984	0,1132	0,1085

Şekil 4.7'deki PV eğrileri incelendiğinde sürekli güç akış analizi sonucunda herhangi bir kompanzasyonun yapılmadığı durumda yüklenme marjı değeri 4,03'tür. Bu durum sistem yükü temel yükün 4,03 katına çıktığında gerilim çökmesinin meydana geleceğini ifade eder. En uygun konum olan dokuzuncu baraya SVC ilavesiyle bu değer 4,17'ye yükselmiştir.



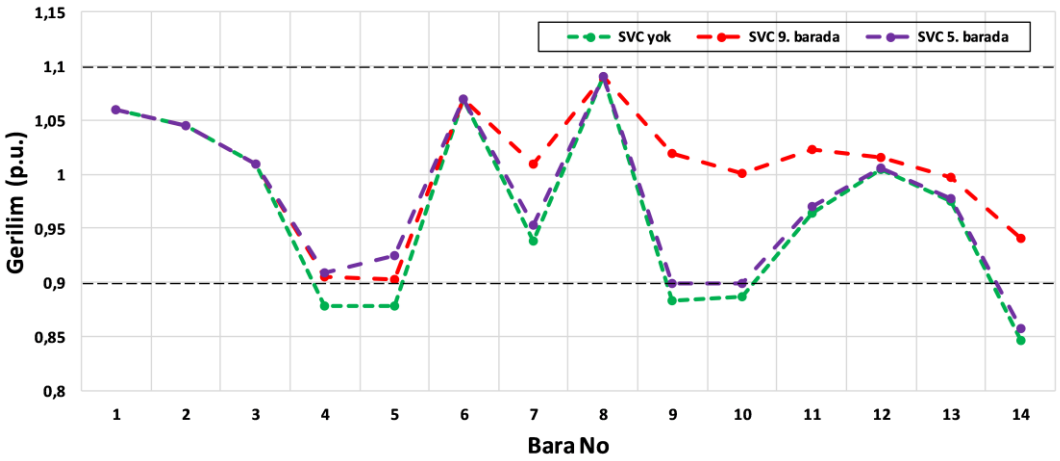
Şekil 4.7 14 baralı test sisteminde PV eğrileri

Şekil 4.8'de güç akış ve sürekli güç akış analizleri sonucunda elde edilen bara gerilim değerleri görülmektedir.



Şekil 4.8 14 baralı test sistemi gerilim profili

Genel kabul gören uygulama en uygun lokasyon için kompanzatörün en zayıf baraya (beşinci bara) eklenmesidir. Şekil 4.9'da ise beşinci ve dokuzuncu baraya SVC eklenmesi durumları karşılaştırılmaktadır. Şekilden de açıkça anlaşılacağı gibi çalışmada tespit edilen en uygun konum olan dokuzuncu bara yerine beşinci baraya kompanzasyon yapılması halinde sistem gerilim profili daha kötü olmaktadır.



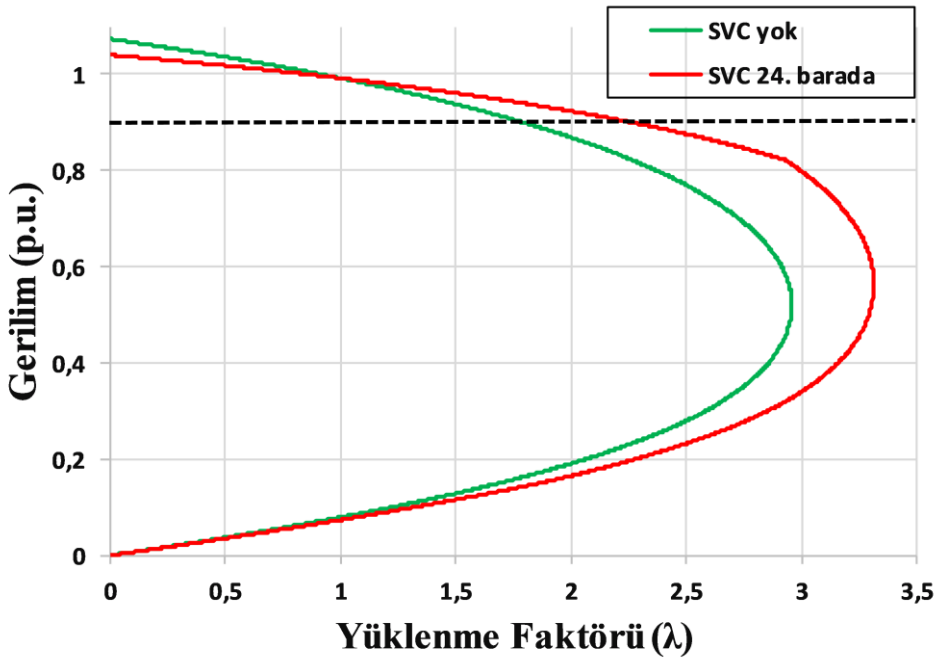
Şekil 4.9 SVC olmayan, 5. barada ve 9. barada SVC olması durumları için sistem gerilim profili

Tablo 4.3'de 30 baralı örnek test sistem için önerilen metodun sonuçları verilmiş olup en uygun SVC konumunun 24. bara olduğu görülmektedir. Üçüncü bara aktif güç kayıplarının en az olduğu baradır ancak yüklenme faktörü açısından istenilen seviyede değildir. Aynı şekilde 19. bara gerilim sapması için en iyi değerde, güç kaybı için kabul edilebilir sınırda olmasına rağmen yüklenme faktörü çok yüksektir.

Tablo 4.3 IEEE 30 baralı test sistemi için amaç fonksiyonun minimum değerleri

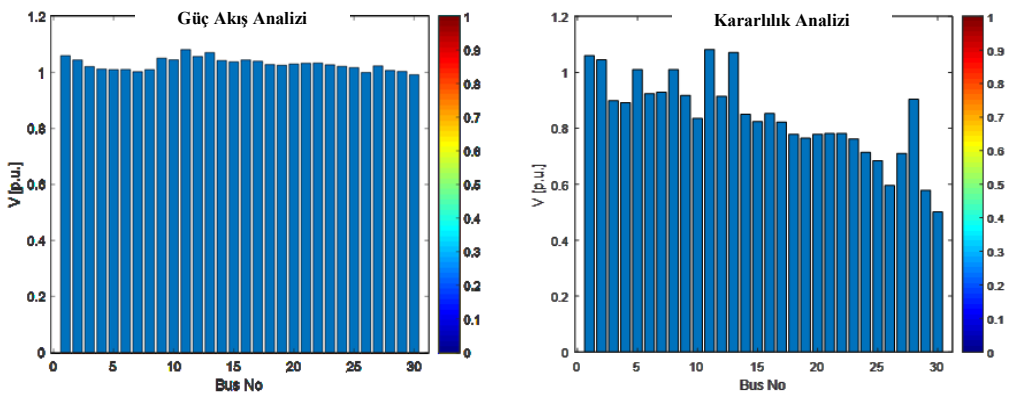
Bara No.	f1	f2	f3	F
Bara 03	0,04431	0,04440	0,03143	0,04326
Bara 04	0,04424	0,04490	0,03212	0,04336
Bara 06	0,04415	0,04443	0,03260	0,04324
Bara 07	0,04455	0,04554	0,03233	0,04372
Bara 09	0,04319	0,04085	0,03498	0,04206
Bara 10	0,04212	0,03670	0,03748	0,04069
Bara 12	0,04334	0,03977	0,03483	0,04195
Bara 14	0,04314	0,03976	0,03675	0,04196
Bara 15	0,04254	0,03743	0,03665	0,04107
Bara 16	0,04271	0,03765	0,03676	0,04124
Bara 17	0,04223	0,03584	0,03716	0,04058
Bara 18	0,04234	0,03434	0,03784	0,04042
Bara 19	0,04223	0,03347	0,03782	0,04018
Bara 20	0,04216	0,03375	0,03790	0,04018
Bara 21	0,04165	0,03657	0,03857	0,04041
Bara 22	0,04154	0,03601	0,03892	0,04026
Bara 23	0,04133	0,03681	0,04037	0,04038
Bara 24	0,04029	0,03844	0,04307	**0,04016**
Bara 25	0,03774	0,04584	0,05628	0,04084
Bara 26	0,03948	0,04704	0,05244	0,04202
Bara 27	0,03695	0,05091	0,06250	0,04176
Bara 28	0,04286	0,04648	0,03588	0,04298
Bara 29	0,03739	0,05667	0,06785	0,04364
Bara 30	0,03752	0,05641	0,06748	0,04365

Şekil 4.10'daki PV eğrileri incelendiğinde sürekli güç akış analizi sonucunda herhangi bir kompanzasyonun yapılmadığı durumda yüklenme marjı değeri 2,96'dır. Bu durum sistem yükü temel yükün 2,96 katına çıktığında gerilim çökmesinin meydana geleceğini ifade eder. En uygun konum olan 24. baraya SVC ilavesiyle bu değer 3,31'e yükselmiştir.



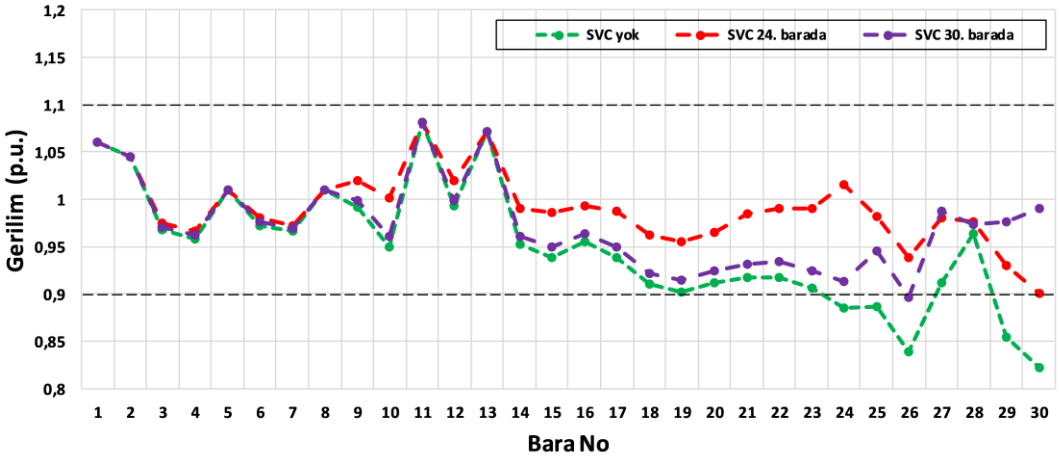
Şekil 4.10 30 baralı test sisteminde PV eğrileri

Şekil 4.11'de güç akış ve sürekli güç akış analizleri sonucunda elde edilen bara gerilim değerleri görülmektedir.



Şekil 4.11 30 baralı test sistemi gerilim profili

Genel kabul gören uygulama en uygun lokasyon için kompanzatörün en zayıf baraya (30. bara) eklenmesidir. Şekil 4.12'de ise 24. ve 30. baraya SVC eklenmesi durumları karşılaştırılmaktadır. Şekilden de açıkça anlaşılacağı gibi çalışmada tespit edilen en uygun konum olan 24. bara yerine 30. baraya kompanzasyon yapılması halinde sistem gerilim profili daha kötü olmaktadır.



Şekil 4.12 SVC olmayan, 24. barada ve 30. barada SVC olması durumları için sistem gerilim profili

Tablo 4.4'de 118 baralı örnek test sistem için önerilen metodun sonuçları verilmiş olup en uygun SVC konumunun 44. bara olduğu görülmektedir. Benzer şekilde 44. bara gerilim sapması açısından en iyi değeri ve yüklenme faktöründe ikinci en iyi değeri vermektedir, ancak aktif güç kayıpları açısından en kötü konumdur. 38. baranın yüklenme faktöründe en iyi değere, gerilim sapması açısından ise en kötü değere sahip olması göze çarpan bir diğer husustur.

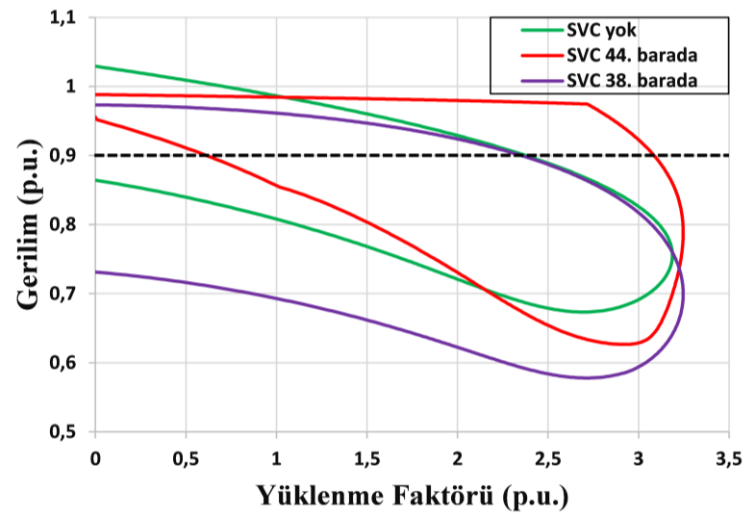
Tablo 4.4 IEEE 118 baralı test sistemi için amaç fonksiyonun minimum değerleri

Bara No.	f1	f2	f3	F
Bara 02	0,01565	0,01591	0,01557	0,01570
Bara 03	0,01565	0,01590	0,01556	0,01569
Bara 05	0,01565	0,01596	0,01557	0,01571
Bara 07	0,01565	0,01597	0,01558	0,01571
Bara 09	0,01560	0,01582	0,01561	0,01564
Bara 11	0,01565	0,01584	0,01555	0,01567
Bara 13	0,01564	0,01571	0,01560	0,01565
Bara 14	0,01565	0,01594	0,01558	0,01570
Bara 16	0,01565	0,01582	0,01557	0,01567
Bara 17	0,01559	0,01591	0,01566	0,01566
Bara 20	0,01560	0,01501	0,01570	0,01549
Bara 21	0,01555	0,01447	0,01573	0,01536
Bara 22	0,01553	0,01448	0,01575	0,01534
Bara 23	0,01557	0,01556	0,01570	0,01558
Bara 28	0,01565	0,01587	0,01557	0,01569
Bara 29	0,01565	0,01591	0,01557	0,01570
Bara 30	0,01546	0,01581	0,01585	0,01556
Bara 33	0,01565	0,01590	0,01556	0,01569
Bara 35	0,01565	0,01593	0,01556	0,01570

Tablo 4.4 (Devam)

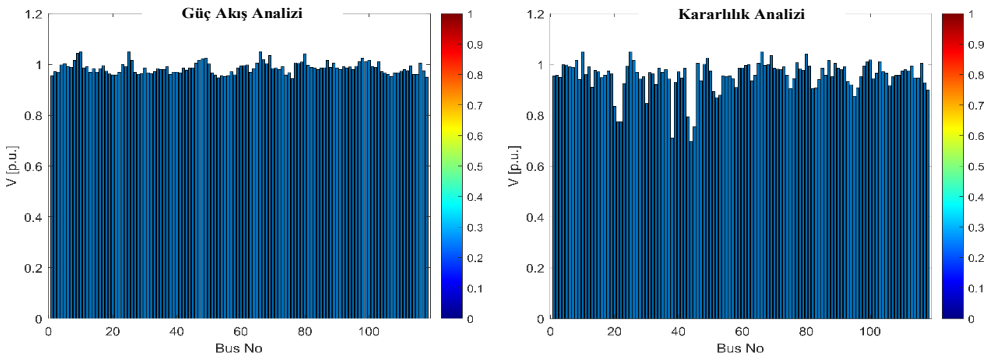
Bara No.	f1	f2	f3	F
Bara 37	0,01554	0,01598	0,01582	0,01564
Bara 38	0,01531	0,01599	0,01617	0,01551
Bara 39	0,01564	0,01585	0,01562	0,01568
Bara 41	0,01565	0,01588	0,01556	0,01569
Bara 43	0,01553	0,01515	0,01604	0,01550
Bara 44	0,01537	0,01442	0,01659	**0,01529**
Bara 45	0,01540	0,01450	0,01630	0,01530
Bara 47	0,01565	0,01573	0,01551	0,01566
Bara 48	0,01565	0,01588	0,01556	0,01569
Bara 50	0,01566	0,01580	0,01556	0,01568
Bara 51	0,01566	0,01513	0,01553	0,01554
Bara 52	0,01566	0,01512	0,01557	0,01554
Bara 53	0,01565	0,01540	0,01552	0,01559
Bara 57	0,01566	0,01582	0,01557	0,01568
Bara 58	0,01566	0,01548	0,01553	0,01561
Bara 60	0,01565	0,01595	0,01557	0,01571
Bara 63	0,01565	0,01585	0,01557	0,01568
Bara 64	0,01565	0,01589	0,01558	0,01569
Bara 67	0,01565	0,01587	0,01557	0,01569
Bara 68	0,01566	0,01596	0,01557	0,01571
Bara 71	0,01565	0,01596	0,01558	0,01571
Bara 75	0,01564	0,01573	0,01550	0,01565
Bara 78	0,01565	0,01586	0,01554	0,01568
Bara 79	0,01565	0,01579	0,01553	0,01567
Bara 81	0,01565	0,01597	0,01558	0,01571
Bara 82	0,01565	0,01493	0,01552	0,01550
Bara 83	0,01565	0,01517	0,01554	0,01555
Bara 84	0,01565	0,01571	0,01560	0,01566
Bara 86	0,01565	0,01584	0,01557	0,01568
Bara 88	0,01565	0,01581	0,01553	0,01568
Bara 93	0,01565	0,01555	0,01555	0,01563
Bara 94	0,01565	0,01507	0,01551	0,01553
Bara 95	0,01565	0,01479	0,01553	0,01548
Bara 96	0,01565	0,01477	0,01553	0,01547
Bara 97	0,01565	0,01547	0,01555	0,01561
Bara 98	0,01565	0,01584	0,01557	0,01568
Bara 101	0,01565	0,01569	0,01554	0,01565
Bara 102	0,01565	0,01582	0,01556	0,01568
Bara 106	0,01565	0,01583	0,01557	0,01568
Bara 108	0,01565	0,01592	0,01558	0,01570
Bara 109	0,01565	0,01591	0,01558	0,01570
Bara 114	0,01565	0,01587	0,01557	0,01569
Bara 115	0,01565	0,01586	0,01557	0,01569
Bara 117	0,01565	0,01576	0,01557	0,01567
Bara 118	0,01565	0,01575	0,01554	0,01566

Şekil 4.13'deki PV eğrileri incelendiğinde sürekli güç akış analizi sonucunda herhangi bir kompanzasyonun yapılmadığı durumda yüklenme marjı 3,19'dur. Bu durum sistem yükü temel yükün 3,19 katına çıktığında gerilim çökmesinin meydana geleceğini ifade eder. Tüm kriterler dikkate alındığında en uygun konum olan 44. baraya SVC ilavesiyle bu değer 3,21'e yükselmiştir. 44. baranın yüklenme bakımından en iyi ikinci lokasyon olduğu önceden belirtilmişti. Bu kriter özelinde en iyi yer olan 38. baraya SVC ilavesiyle yüklenme marjı 3,22'ye çıkmaktadır.



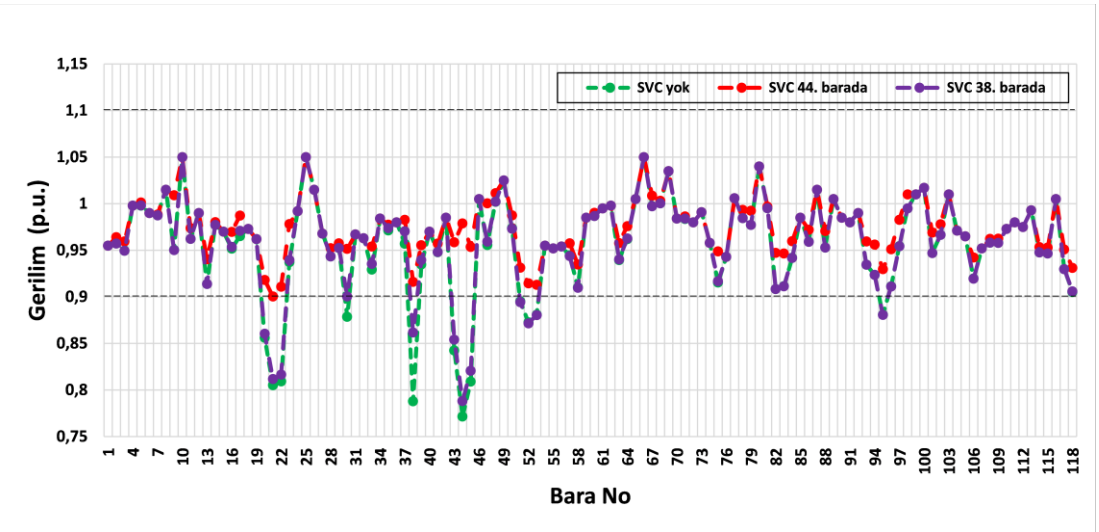
Şekil 4.13 118 baralı test sisteminde PV eğrileri

Burada diğer test sistemlerine kıyasla çok daha büyük yük değerleri olduğundan 118 baralı modeldeki yüklenebilirlik değerleri kompanzasyon yapılmasına rağmen çok fazla artmamaktadır. Şekil 4.14'de güç akış ve sürekli güç akış analizleri sonucunda elde edilen bara gerilim değerleri görülmektedir.



Şekil 4.14 118 baralı test sistemi gerilim profili

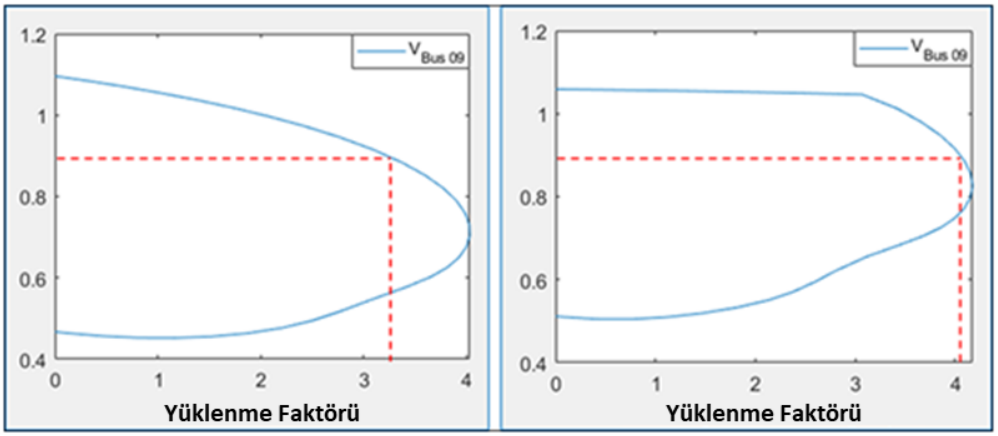
Genel kabul gören uygulama en uygun lokasyon için kompanzatörün en zayıf baraya eklenmesidir. Diğer test sistemlerinden farklı olarak, burada SVC için en uygun konumun en zayıf bara (44. bara) olması dikkat çekicidir. Şekil 4.15'de 44. ve 38. baraya SVC eklenmesi durumları karşılaştırılmaktadır. Şekilden, sistem aşırı yüklendiğinde bile, 44. baraya bağlı SVC'nin genel gerilim profilini iyileştirdiği görülebilir. En iyi yüklenme marjına sahip 38. baranın gerilim profili açısından sistemde hiç kompanzatör bulunmaması durumuna benzer sonuçlar verdiği açıkça görülmektedir.



Şekil 4.15 SVC olmayan, 24. barada ve 30. barada SVC olması durumları için sistem gerilim profili

Örnek şebeke modellerinde kararlılığa katkı sağlanırken artması istenilen değerlerden biri de sistemin yüklenebilirlik sınırıdır (gerilim limiti 0,9 – 1.1 p.u.). 14 baralı test sisteminde dokuzuncu bara geriliminin p.u. olarak 0,9'un altına indiği değer 3,23'dür. Kompanzasyon yapıldıktan sonra ise bu değer 4,05'e çıkmaktadır. Şekil 4.16'da görüldüğü gibi dokuzuncu baraya kompanzatör ilavesi sistemin aşırı yüklendiği durumda dahi gerilim seviyesini iyileştirir. Aynı şekilde 30 baralı test sistemi için de yüklenebilirlik sınır değeri kompanzasyon yapıldıktan sonra 1,79'dan 2,26'ya çıkmaktadır. Benzer durum 118 baralı test sistemi için de geçerli olup söz konusu değer 2,38'den 3,08'e yükselmektedir. Yüklenebilirlik sınırında bara gerilim profili benzer olduğundan 30 ve 118 baralı test sistemleri için PV eğrileri verilmemiştir. 14 ve 30 baralı test sistemlerinde SVC'nin anma değeri 100 MVAR alınmıştır. 118 baralı test sistemi ise daha büyük bir ağ modelidir; bu nedenle

kompanzasyonun etkisini daha net görebilmek için kompanzatörün gücü 300 MVAR olarak belirlenmiştir.



Şekil 4.16 Yüklenebilirlik sınırında 9. bara PV eğrileri

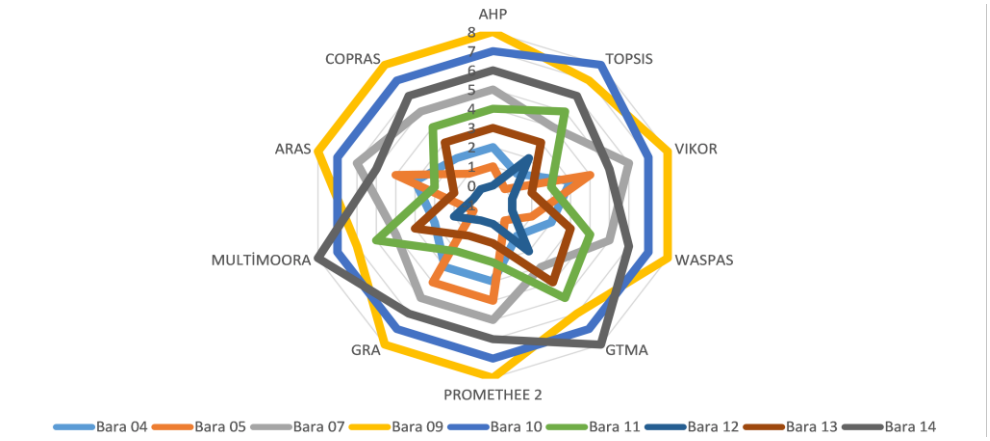
14 baralı örnek şebeke modelinde elde edilen sonuçlar AHS yöntemiyle elde edilen sayısal değerlerdir. Benzer şekilde diğer ÇKKV yöntemleriyle de gerekli hesaplamalar yapılıp en uygun konum için sıralama belirlenmiştir. Daha sonra, kullanılan tüm bu yöntemlerin doğruluğunu değerlendirmek ve uzlaşma çözümünü hesaplamak için Borda Sayım Yöntemi kullanılmıştır. Tablo 4.5 AHS, TOPSIS, VIKOR, WASPAS, GTMA, PROMETHEE II, GRA, MULTIMOOORA, ARAS, COPRAS ve BORDA sonuçlarını ve sıralamaları özetlemektedir.

Tablo 4.5'deki sonuçlardan da anlaşılacağı gibi, yöntemlerin çoğu genel olarak aynı sıralamayı vermeyi başarmaktadır. Bulgulara göre, dokuz numaralı baranın SVC için en iyi yer olduğu görülmektedir. Alt sıralarda da bir tutarlılık vardır ve bara 12 en kötü yerdir. Ayrıca, bazı yöntemlerde beşinci baranın son sırada, bazı yöntemlerde orta sıralarda olması ve test sistemi bir bütün olarak incelendiğinde, en uygun yerin alçak gerilim tarafında, en zayıf baraya yakın olması dikkat çekicidir. Benzer şekilde, yüksek gerilim tarafındaki baralar her zaman alt sıralardadır. ÇKKV problemlerinde en çok tercih edilen yöntem olan AHS, BORDA çözümü ile aynı sıralamayı vermektedir ve diğer yöntemlerle uyumluluğu, bu tekniğin seçim problemi için kullanılabileceğini göstermektedir. Bununla birlikte, bulunan sayısal değerler arasındaki yakınlık göz önüne alındığında, diğer yöntemlerle elde edilen sıralamalar göz ardı edilmemeli ve tamamen yanlış kabul edilmemelidir.

Tablo 4.5 Farklı ÇKKV yöntemleri için sıralamaların karşılaştırılması

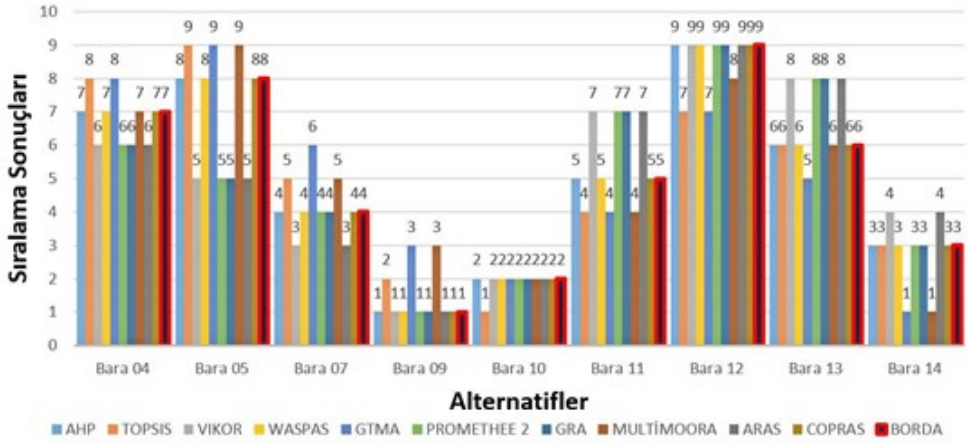
AHP	TOPSIS	VIKOR	WASPAS	GTMA	PROMETHEE 2	GRA	MULTIMOORA	ARAS	COPRAS	BORDA
Bara 09	Bara 10	Bara 09	Bara 09	Bara 14	Bara 09	Bara 09	Bara 14	Bara 09	Bara 09	Bara 09
Bara 10	Bara 09	Bara 10	Bara 10	Bara 10	Bara 10	Bara 10	Bara 10	Bara 10	Bara 10	Bara 10
Bara 14	Bara 14	Bara 07	Bara 14	Bara 09	Bara 14	Bara 14	Bara 09	Bara 07	Bara 14	Bara 14
Bara 07	Bara 11	Bara 14	Bara 07	Bara 11	Bara 07	Bara 07	Bara 11	Bara 14	Bara 07	Bara 07
Bara 11	Bara 07	Bara 05	Bara 11	Bara 13	Bara 05	Bara 05	Bara 07	Bara 05	Bara 11	Bara 11
Bara 13	Bara 13	Bara 04	Bara 13	Bara 07	Bara 04	Bara 04	Bara 13	Bara 04	Bara 13	Bara 13
Bara 04	Bara 12	Bara 11	Bara 04	Bara 12	Bara 11	Bara 11	Bara 04	Bara 11	Bara 04	Bara 04
Bara 05	Bara 04	Bara 13	Bara 05	Bara 04	Bara 13	Bara 13	Bara 12	Bara 13	Bara 05	Bara 05
Bara 12	Bara 05	Bara 12	Bara 12	Bara 05	Bara 12	Bara 12	Bara 05	Bara 12	Bara 12	Bara 12

Şekil 4.17'deki radar şeması, kullanılan her yöntem için baralara karşılık gelen Borda değerini vermektedir. Borda Sayım yöntemine göre, en iyi seçim için toplamda en büyük puana sahip alternatife bakıldığından, en uygun yer dokuzuncu baradır. Benzer şekilde, en kötü yerin 12. bara olduğu kolayca görülebilir.



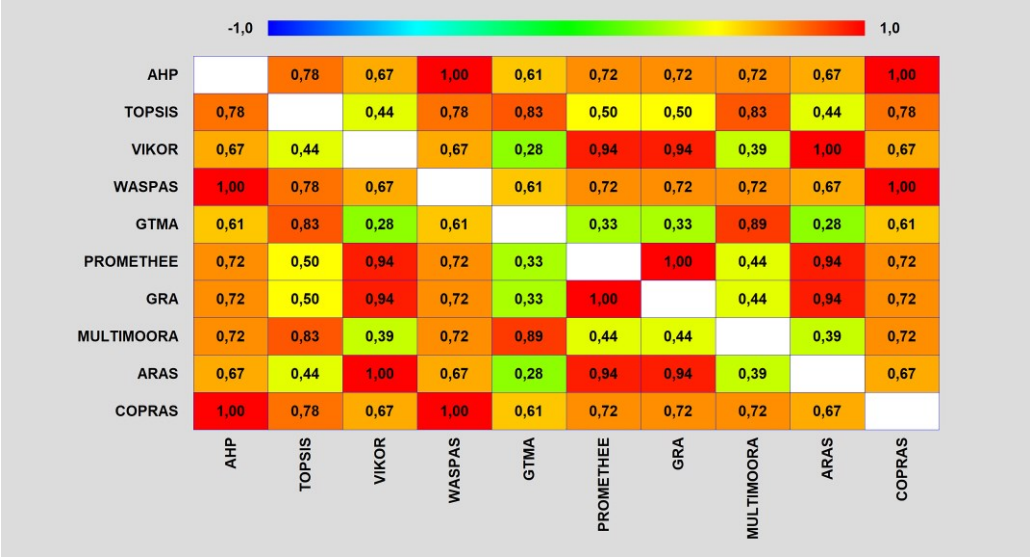
Şekil 4.17 Borda skorlarının karşılaştırılması

Kullanılan yöntemler karşılaştırıldığında şu sonuçlar elde edilir. AHP, WASPAS ve COPRAS yöntemleriyle elde edilen sonuçlar, BORDA yöntemindeki nihai sıralama ile tamamen aynıdır. Aynı şekilde, VIKOR ve ARAS yöntemleri ile PROMETHEE II ve GRA yöntemlerinin sonuçları birebir aynıdır. Özellikle, GTMA ve MULTIMOORA yöntemlerinin üst sıraları birbirine çok yakındır. TOPSIS sıralama sonuçları diğer yöntemlere göre daha yüksek sapma göstermektedir. Genel olarak, sıralama sonuçları bazı istisnalar dışında tutarlıdır ve Şekil 4.18'de görülebileceği gibi, çoğu durumda yöntemler benzer sonuçlar elde etmektedir.



Şekil 4.18 Borda Sayım yöntemine göre alternatiflerin puanlama ve sıralama sonuçları

Kullanılan yöntemlerin tutarlılığını karşılaştırmak için benzerlik oranı incelenebilir. Kendall korelasyon katsayısı kullanılarak ikili olarak bu on yöntem arasında istatistiksel karşılaştırma yapılmıştır. Kendall Korelasyon Katsayısı, sıralı verilerin ilişkisel ve parametrik olmayan bir ölçümüdür. Bu yöntemle sıralamalar arasındaki bağımlılık istatistiksel olarak hesaplanmış ve yüksek (%84) bir uyum gözlenmiştir. Bu, sıralamalar arasında güçlü bir ilişki olduğunu gösterir. Ortaya çıkan Kendall korelasyon matrisi, ÇKKV yöntemleri arasındaki korelasyon katsayılarını özetleyerek Şekil 4.19'da sunulmuştur.



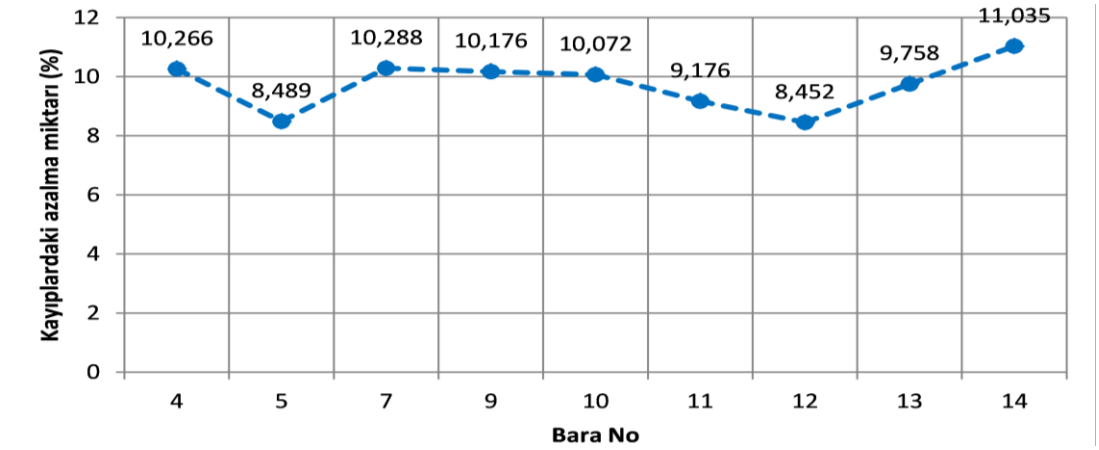
Şekil 4.19 ÇKKV yöntemleri arasındaki Kendall korelasyon matrisi sonuçları

Sonuçlar karşılaştırmalı bir bakış açısıyla incelendiğinde, farklı yöntemler tarafından bulunan sıralamaların nispeten kararlı olduğu görülmektedir. Bu durum yöntem seçiminin sonuçlar açısından fazla bir fark yaratmadığı anlamına gelir. Anlaşılabilirlik, hesaplanabilirlik, izlenebilirlik ve yorumlanabilirlik için her zaman daha basit yöntemler önerilebilir, ancak karşılaştırmalı değerlendirme sıralamanın sağlamlığını garanti eder. Tutarlılık, çelişkisizlik ve yakın değerler, kullanılan ÇKKV yöntemlerinin uygulamada güvenilir olduğunu göstermektedir.

Tez çalışmasının bir sonraki aşamasında dağıtılmış üretim tesisinin entegre edildiği şebekede kompanzatör için en uygun konum bulunmuştur. Dağıtılmış üretim, özellikle yüksek katılım oranlarında, şebekeye güvenilirlik açısından negatif etki edebilmektedir. Bu nedenle toplam dağıtılmış üretim kapasitesinin şebekedeki

toplam yüke oranını ifade eden katılım oranının tespiti çok önemlidir. Literatürde araştırmacılar tarafından bu oranın gelişmekte olan ülkeler için %5 olarak alınabileceği bildirilmiştir. Bu nedenle dağıtılmış üretim tesisinin gücü 14 baralı test sistemi için 12,95 MW, 30 baralı test sistemi için 14,17 MW ve 118 baralı test sistemi için 183,4 MW olarak belirlenmiştir. Böyle bir durumda kurulum maliyetleri 14 baralı sistem için yaklaşık 11,5 milyon dolar, 30 baralı sistem için 12,5 milyon dolar, 118 baralı sistem için 160 milyon dolar tutacaktır.

Dağıtılmış üretim tesislerin konumu belirlenirken eğim, yerleşim yerlerine uzaklık, ulaşım ağlarına yakınlık, trafolara - enerji nakil hatlarına yakınlık, fay hatlarına uzaklık, havaalanı - askeri bölgelere uzaklık vb. pek çok kriter dikkate alınır. Örnek şebeke modellerinde bu tip bir seçim yapılamayacağı için dağıtılmış üretim tesisi simülasyonlarda herhangi bir baraya kurulabilir. Ancak rastgele konum belirlemek yerine her yük barasına sırasıyla eşit güçte solar fotovoltaik generatör yerleştirip şebekede kayıpları en çok azaltan konumda dağıtılmış üretimin gerçekleştirilmesi düşünülmüştür. Bu amaçla yapılan hesaplamaların neticesinde Şekil 4.20'de görüldüğü gibi 14 baralı modelde kayıpları en çok düşüren konum 14. baradır.



Şekil 4.20 14 baralı şebeke modelinde kayıplardaki azalma miktarı

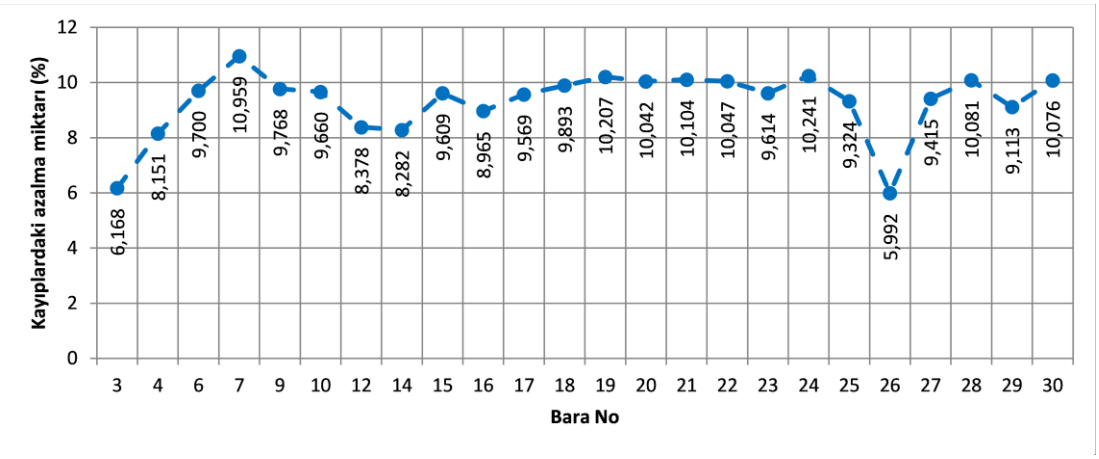
14. baraya 12,95 MW gücünde solar fotovoltaik generatör entegre edilip önceden açıklanan hesaplamalar tekrarlandığında Tablo 4.6'daki sonuçlar elde edilmiştir. Tablo 4.6'da görüldüğü gibi dağıtılmış üretim tesisi entegre edilen 14 baralı örnek test sisteminde en uygun SVC konumu 10. baradır. Elde edilen veriler önceki sonuçlarla karşılaştırıldığında optimal konum için ilk iki sırada bulunan baraların yer

değiştirdiği görülmektedir. Tablo 4.2'deki sonuçlara bakıldığında en iyi konum olan 9. baranın ikinci en iyi konum olan 10. bara ile aralarında çok az bir fark olduğu görülecektir. Dağıtılmış üretim tesisi eklenmeden önce üçüncü en iyi konumda bulanan 14. baranın burada son sıraya gerilemesi dikkat çekicidir. Bu durum haricinde ve ufak değişiklikler dışında sıralama önceki çalışma durumuna göre çok farklı değildir. 14. bara aktif güç kayıplarının en az olduğu baradır ancak yüklenme faktörü ve gerilim sapması açısından en kötü değerlere sahiptir. Benzer şekilde beşinci bara yüklenme faktörü için en iyi değerde, ancak gerilim sapması ve kayıplar açısından kabul edilebilir sınırlarda değildir.

Tablo 4.6 Dağıtılmış üretim tesisinin olduğu 14 baralı sistemin amaç fonksiyonu değerleri

Bara No.	**f1**	**f2**	**f3**	**F**
Bara 04	0,1091	0,1137	0,1126	0,1103
Bara 05	0,1089	0,1153	0,1118	0,1104
Bara 07	0,1093	0,1046	0,1140	0,1088
Bara 09	0,1090	0,0971	0,1132	0,1071
Bara 10	0,1093	0,0927	0,1135	**0,1065**
Bara 11	0,1106	0,1013	0,1118	0,1089
Bara 12	0,1114	0,1180	0,1117	0,1127
Bara 13	0,1114	0,1161	0,1106	0,1122
Bara 14	0,1209	0,1412	0,1009	0,1232

Benzer çalışma 30 baralı test sistemine de uygulanmış olup yapılan hesaplamaların neticesinde Şekil 4.21'de görüldüğü gibi örnek şebeke modelinde kayıpları en çok düşüren konumun yedinci bara olduğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.21 30 baralı şebeke modelinde kayıplardaki azalma miktarı

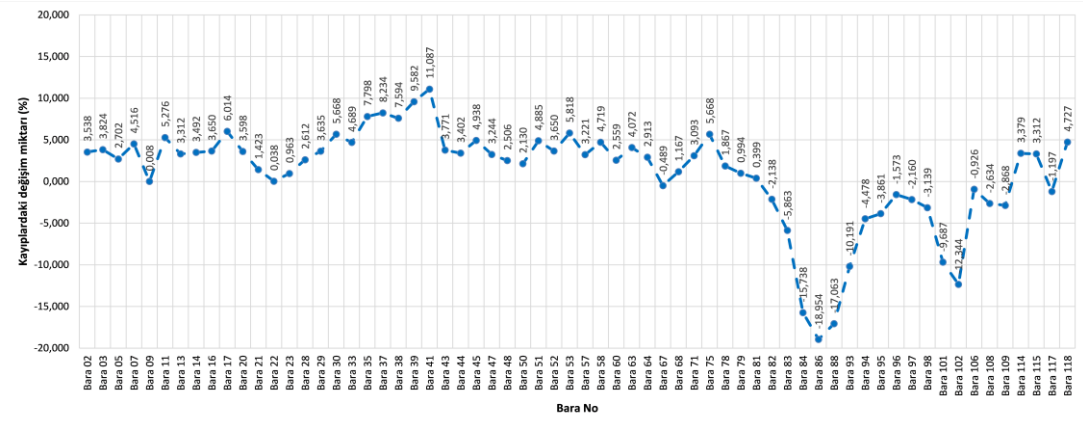
Yedinci baraya 14,17 MW gücünde solar fotovoltaik generatör entegre edilip önceden açıklanan hesaplamalar tekrarlandığında Tablo 4.7'de görülen neticeler elde edilmiştir.

Tablo 4.7 Dağıtılmış üretim tesisinin olduğu 30 baralı sistemin amaç fonksiyonu değerleri

Bara No.	**f1**	**f2**	**f3**	**F**
Bara 03	0,04446	0,04491	0,03139	0,04347
Bara 04	0,04438	0,04445	0,03183	0,04335
Bara 06	0,04433	0,04532	0,03257	0,04354
Bara 07	0,04568	0,04758	0,03564	0,04521
Bara 09	0,04326	0,04130	0,03494	0,04219
Bara 10	0,04212	0,03542	0,03712	0,04041
Bara 12	0,04342	0,03980	0,03475	0,04200
Bara 14	0,04322	0,03855	0,03634	0,04175
Bara 15	0,04256	0,03589	0,03625	0,04075
Bara 16	0,04282	0,03803	0,03660	0,04138
Bara 17	0,04226	0,03565	0,03709	0,04055
Bara 18	0,04237	0,03407	0,03782	0,04039
Bara 19	0,04226	0,03339	0,03787	0,04019
Bara 20	0,04218	0,03349	0,03788	0,04015
Bara 21	0,04163	0,03493	0,03814	0,04005
Bara 22	0,04151	0,03610	0,03883	0,04024
Bara 23	0,04131	0,03699	0,04037	0,04040
Bara 24	0,04016	0,03720	0,04261	**0,03979**
Bara 25	0,03738	0,04545	0,05600	0,04048
Bara 26	0,03928	0,04685	0,05198	0,04179
Bara 27	0,03649	0,05095	0,06233	0,04142
Bara 28	0,04292	0,04781	0,03591	0,04328
Bara 29	0,03694	0,05860	0,06848	0,04374
Bara 30	0,03706	0,05727	0,06728	0,04347

Tablo 4.7'de görüldüğü gibi dağıtılmış üretim tesisi entegre edilen 30 baralı örnek test sisteminde en uygun SVC konumu 24. baradır. Elde edilen veriler önceki sonuçlarla karşılaştırıldığında optimal konumun değişmediği görülmektedir. Tablo 4.3 ve Tablo 4.7'deki sonuçlar karşılaştırıldığında ufak değişiklikler haricinde sıralamanın çok farklı olmadığı görülecektir. Dağıtılmış üretim tesisi eklenmeden önce en kötü konumda bulanan yedinci baranın burada yine son sırada olması dikkat çekicidir. Birinci bara aktif güç kayıplarının en az olduğu baradır ancak yüklenme faktörü ve gerilim sapması açısından kabul edilebilir sınırlarda değildir. Benzer şekilde 27. bara yüklenme faktörü için en iyi değerde, ancak gerilim sapması ve kayıplar açısından çok gerilerde yer almaktadır.

Benzer çalışma 118 baralı test sistemine de uygulanmış olup yapılan hesaplamaların neticesinde Şekil 4.22'de görüldüğü gibi örnek şebeke modelinde kayıpları en çok düşüren konumun 41. bara olduğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.22 118 baralı şebeke modelinde kayıplardaki azalma miktarı

41. baraya 183,4 MW gücünde solar fotovoltaik generatör entegre edilip önceden açıklanan hesaplamalar tekrarlandığında Tablo 4.8'de görülen neticeler elde edilmiştir.

Tablo 4.8 Dağıtılmış üretim tesisinin olduğu 118 baralı sistemin amaç fonksiyonu değerleri

Bara No.	f1	f2	f3	F
Bara 02	0,01561	0,01597	0,01562	0,01568
Bara 03	0,01560	0,01595	0,01561	0,01567
Bara 05	0,01561	0,01601	0,01561	0,01569
Bara 07	0,01561	0,01603	0,01563	0,01569
Bara 09	0,01541	0,01588	0,01577	0,01553
Bara 11	0,01560	0,01590	0,01561	0,01566
Bara 13	0,01560	0,01576	0,01561	0,01563
Bara 14	0,01561	0,01600	0,01563	0,01569
Bara 16	0,01560	0,01587	0,01561	0,01565
Bara 17	0,01551	0,01600	0,01577	0,01563
Bara 20	0,01552	0,01506	0,01581	0,01545
Bara 21	0,01544	0,01459	0,01600	0,01532
Bara 22	0,01539	0,01463	0,01617	**0,01530**
Bara 23	0,01541	0,01566	0,01597	0,01551
Bara 28	0,01561	0,01593	0,01562	0,01567
Bara 29	0,01561	0,01596	0,01562	0,01568
Bara 30	0,01522	0,01599	0,01640	0,01547
Bara 33	0,01560	0,01595	0,01561	0,01567
Bara 35	0,01561	0,01599	0,01561	0,01568

Tablo 4.8 (Devam)

Bara No.	f1	f2	f3	F
Bara 37	0,01552	0,01602	0,01585	0,01565
Bara 38	0,01511	0,01618	0,01682	0,01546
Bara 39	0,01560	0,01592	0,01567	0,01566
Bara 41	0,01908	0,01226	0,01137	0,01713
Bara 43	0,01552	0,01522	0,01596	0,01550
Bara 44	0,01537	0,01455	0,01659	0,01531
Bara 45	0,01537	0,01463	0,01645	0,01532
Bara 47	0,01561	0,01586	0,01559	0,01565
Bara 48	0,01561	0,01594	0,01561	0,01567
Bara 50	0,01561	0,01583	0,01559	0,01565
Bara 51	0,01561	0,01505	0,01550	0,01550
Bara 52	0,01561	0,01506	0,01555	0,01550
Bara 53	0,01561	0,01546	0,01560	0,01558
Bara 57	0,01561	0,01585	0,01560	0,01566
Bara 58	0,01561	0,01550	0,01559	0,01559
Bara 60	0,01561	0,01601	0,01562	0,01569
Bara 63	0,01561	0,01588	0,01558	0,01566
Bara 64	0,01561	0,01592	0,01559	0,01567
Bara 67	0,01561	0,01592	0,01561	0,01567
Bara 68	0,01561	0,01602	0,01562	0,01569
Bara 71	0,01561	0,01602	0,01563	0,01569
Bara 75	0,01560	0,01577	0,01548	0,01562
Bara 78	0,01561	0,01593	0,01560	0,01567
Bara 79	0,01561	0,01586	0,01559	0,01566
Bara 81	0,01561	0,01602	0,01563	0,01569
Bara 82	0,01561	0,01495	0,01550	0,01548
Bara 83	0,01561	0,01520	0,01553	0,01553
Bara 84	0,01561	0,01576	0,01561	0,01564
Bara 86	0,01561	0,01590	0,01561	0,01567
Bara 88	0,01561	0,01586	0,01557	0,01566
Bara 93	0,01561	0,01557	0,01555	0,01560
Bara 94	0,01561	0,01511	0,01554	0,01551
Bara 95	0,01561	0,01481	0,01550	0,01545
Bara 96	0,01561	0,01479	0,01552	0,01544
Bara 97	0,01561	0,01547	0,01554	0,01558
Bara 98	0,01561	0,01588	0,01560	0,01566
Bara 101	0,01561	0,01574	0,01558	0,01563
Bara 102	0,01561	0,01587	0,01560	0,01566
Bara 106	0,01561	0,01585	0,01555	0,01565
Bara 108	0,01561	0,01597	0,01562	0,01568
Bara 109	0,01561	0,01597	0,01562	0,01568
Bara 114	0,01561	0,01593	0,01562	0,01567
Bara 115	0,01561	0,01592	0,01561	0,01567
Bara 117	0,01561	0,01582	0,01562	0,01565
Bara 118	0,01561	0,01580	0,01557	0,01564

Tablo 4.8'de görüldüğü gibi dağıtılmış üretim tesisi entegre edilen 118 baralı örnek test sisteminde en uygun SVC konumu 22. baradır. Elde edilen veriler önceki sonuçlarla karşılaştırıldığında optimal konum için birinci ve üçüncü sıradaki baraların yer değiştirdiği görülmektedir. Önceki çalışma durumuyla karşılaştırıldığında, küçük değişiklikler haricinde benzer bir sıralama elde edilmiştir. Bununla beraber, 38. baranın yüklenme faktöründe yine en iyi değere, gerilim sapması açısından ise en kötü değere sahip olmasının yanında aktif güç kayıplarında da son sırada yer alması dikkat çekicidir.

Tez çalışmasında son olarak optimal konumu bulunan kompanzatörün boyutu hesaplanacaktır. 14 baralı sistemde en iyi konum dokuzuncu bara olduğundan, Şekil 3.20'deki akış şemasında açıklanan sistematik yaklaşımla, SVC bu baradayken sistem yükü arttırılır. Tablo 4.9'da görüldüğü gibi yüklenmeyle beraber her baranın gerilimi düşmeye başlar. Herhangi bir baranın gerilim değeri (burada beşinci bara) yüklenebilirlik sınırı olan 0,9 p.u. değerinin altına düştüğü anda kompanzatör eklenen baranın (9. bara) gerilimi kullanılarak en uygun boyut Eşitlik (3.2)'deki gibi hesaplanabilir. Tablo 4.9'da sistem temel yükünün katları ve beşinci bara gerilim değerinin tam 0,9 p.u.'nun altına düşeceği noktadaki gerilim değerleri verilmiştir. Yapılan hesaplama neticesinde FACTS cihazının optimal boyutu 93 MVAR bulunmuştur Ayrıca beklendiği gibi yüklenebilirlik sınırı kompanzasyon olmadan önceki değerden daha yüksek çıkmıştır.

Tablo 4.9 14 baralı sistem optimal boyut tespitinde elde edilen değerler (λ, Vm)

Bara No.	**CPF**	**SVC 9. baradayken gerilim değerleri**				
Bara 04	0,70035	1,01700	0,98631	0,93606	0,90432	0,80605
Bara 05	0,68130	1,01925	0,98782	0,93362	0,90002	0,79421
Bara 07	0,80200	1,06122	1,04988	1,03145	1,00841	0,92991
Bara 09	0,71343	1,05566	1,05163	1,04639	**1,01814**	0,91515
Bara 10	0,73400	1,05074	1,03979	1,02756	1,00081	0,90804
Bara 11	0,88187	1,05678	1,04764	1,03766	1,02250	0,97217
Bara 12	0,97639	1,05514	1,04023	1,02419	1,01581	0,99595
Bara 13	0,92716	1,05030	1,03095	1,00994	0,99750	0,96556
Bara 14	0,69055	1,03530	1,00518	0,97178	0,94067	0,84534
λ	**2,88111**	**1,00206**	**2,00119**	**3,00294**	**3,37142**	**4,00038**

Benzer uygulama 30 baralı test sisteminde yapıldığında FACTS cihazının optimal boyutu 97,3 MVAR bulunmuştur. Tablo 4.10'da sistem temel yükünün katları ve 30. bara gerilim değerinin tam 0,9 p.u.'nun altına düşeceği noktadaki gerilim değerleri verilmiştir.

Tablo 4.10 30 baralı sistem optimal boyut tespitinde elde edilen değerler (λ, Vm)

Bara No.	**CPF**	**SVC 24. baradayken gerilim değerleri**			
Bara 03	0,89894	1,02112	0,98756	0,97423	0,91842
Bara 04	0,89170	1,01224	0,97906	0,96650	0,91522
Bara 06	0,92383	1,01059	0,98802	0,97971	0,94612
Bara 07	0,92920	1,00255	0,97918	0,97133	0,94233
Bara 09	0,91787	1,05109	1,02738	1,01901	0,98338
Bara 10	0,83521	1,04532	1,01272	1,00173	0,95416
Bara 12	0,91475	1,05729	1,02939	1,01943	0,97754
Bara 14	0,85009	1,04243	1,00372	0,99075	0,93815
Bara 15	0,82385	1,03784	0,99887	0,98591	0,93240
Bara 16	0,85269	1,04455	1,00631	0,99353	0,94177
Bara 17	0,82176	1,04007	1,00032	0,98724	0,93353
Bara 18	0,77844	1,02830	0,97790	0,96164	0,89716
Bara 19	0,76434	1,02579	0,97217	0,95499	0,88738
Bara 20	0,77850	1,02989	0,98059	0,96467	0,90107
Bara 21	0,78099	1,03291	0,99689	0,98519	0,93413
Bara 22	0,78139	1,03345	1,00116	0,99059	0,94275
Bara 23	0,76196	1,02737	0,99918	0,98996	0,94550
Bara 24	0,71346	1,02184	1,01755	**1,01616**	0,99316
Bara 25	0,68350	1,01757	0,99076	0,98116	0,92995
Bara 26	0,59482	0,99985	0,95361	0,93842	0,86863
Bara 27	0,70930	1,02348	0,99236	0,98058	0,92203
Bara 28	0,90388	1,00706	0,98476	0,97664	0,94305
Bara 29	0,57709	1,00360	0,94866	0,92947	0,84349
Bara 30	0,49925	0,99210	0,92347	0,90002	0,79826
λ	**1,79377**	**1,00233**	**2,0016**	**2,26468**	**3,00112**

Benzer uygulama 118 baralı test sisteminde yapıldığında FACTS cihazının optimal boyutu 255,2 MVAR bulunmuştur. Tablo 4.11'de sistem temel yükünün katları ve 13. bara gerilim değerinin tam 0,9 p.u.'nun altına düşeceği noktadaki gerilim değerleri verilmiştir.

Tablo 4.11 118 baralı sistem optimal boyut tespitinde elde edilen değerler (λ, Vm)

Bara No.	**CPF**	**SVC 44. baradayken gerilim değerleri**				
Bara 02	0,95657	0,97127	0,96477	0,95787	0,95372	0,95058
Bara 03	0,94823	0,96758	0,96046	0,95066	0,94372	0,93787
Bara 05	0,99740	1,00199	1,00159	0,99857	0,99557	0,99264
Bara 07	0,98746	0,98931	0,98849	0,98764	0,98714	0,98676
Bara 09	0,94104	1,04256	1,01356	0,95686	0,90071	0,82785
Bara 11	0,96058	0,98492	0,97509	0,96353	0,95609	0,95009
Bara 13	0,91036	0,96787	0,94346	0,91666	0,90017	0,88731
Bara 14	0,97683	0,98354	0,98060	0,97767	0,97601	0,97479
Bara 16	0,94753	0,98383	0,97198	0,95677	0,94557	0,93266
Bara 17	0,95619	0,99547	0,99064	0,97763	0,96391	0,94060
Bara 20	0,83565	0,95757	0,94434	0,92823	0,91656	0,90128
Bara 21	0,77338	0,95876	0,94313	0,92358	0,90914	0,89015
Bara 22	0,77458	0,97037	0,96682	0,96142	0,95681	0,95002
Bara 23	0,92402	0,99970	0,98787	0,96456	0,94230	0,90977
Bara 28	0,94198	0,96142	0,95330	0,94467	0,93954	0,93548
Bara 29	0,95171	0,96310	0,95809	0,95290	0,94987	0,94757
Bara 30	0,84674	0,98662	0,96406	0,92199	0,90163	0,80401
Bara 33	0,92078	0,97050	0,95648	0,93709	0,92037	0,89462
Bara 35	0,96866	0,98037	0,97828	0,97515	0,97224	0,96623
Bara 37	0,94194	0,99037	0,98697	0,97786	0,96639	0,93601
Bara 38	0,70928	0,96554	0,94466	0,91932	0,90459	0,69448
Bara 39	0,92823	0,97032	0,96099	0,94912	0,93940	0,92113
Bara 41	0,94633	0,96683	0,96683	0,96683	0,96683	0,96683
Bara 43	0,79281	0,97756	0,94063	0,92268	0,91151	0,75466
Bara 44	0,69524	0,98550	0,92754	0,91883	**0,90783**	0,60814
Bara 45	0,75387	0,98729	0,93609	0,91656	0,90509	0,66861
Bara 47	0,93479	1,01817	1,01035	0,99408	0,97437	0,92909
Bara 48	1,00018	1,02047	1,01231	1,00349	0,99783	0,99165
Bara 50	0,97335	1,00067	0,98785	0,97081	0,95935	0,95342
Bara 51	0,89282	0,96595	0,93332	0,92176	0,91374	0,84624

Tablo 4.11 (Devam)

Bara No.	CPF	SVC 44. baradayken gerilim değerleri				
Bara 52	0,86944	0,95575	0,91721	0,90977	0,90131	0,81801
Bara 53	0,87803	0,94525	0,91540	0,90958	0,90117	0,84279
Bara 57	0,94420	0,97017	0,95776	0,94122	0,93014	0,92472
Bara 58	0,90864	0,95842	0,93602	0,90805	0,88944	0,87791
Bara 60	0,98626	0,99312	0,99057	0,98744	0,98528	0,98323
Bara 63	0,93441	0,96902	0,96082	0,94714	0,93543	0,92007
Bara 64	0,95793	0,98398	0,97834	0,96837	0,95952	0,94733
Bara 67	0,99657	1,01944	1,00940	0,99725	0,98939	0,98406
Bara 68	0,99869	1,00302	1,00312	1,00288	1,00188	0,99842
Bara 71	0,98087	0,98687	0,98677	0,98634	0,98538	0,98119
Bara 75	0,90360	0,96746	0,95308	0,92933	0,90607	0,86153
Bara 78	0,98343	1,00327	0,99436	0,98513	0,97975	0,97573
Bara 79	0,97564	1,00892	0,99389	0,97813	0,96889	0,96190
Bara 81	0,99409	0,99650	0,99654	0,99602	0,99482	0,99166
Bara 82	0,90375	0,98788	0,95149	0,91185	0,90694	0,86674
Bara 83	0,90731	0,98375	0,95020	0,91434	0,90253	0,87538
Bara 84	0,93985	0,97937	0,96179	0,94334	0,93250	0,92427
Bara 86	0,95772	0,98644	0,97356	0,96028	0,95253	0,94674
Bara 88	0,95082	0,98719	0,97248	0,95439	0,94293	0,93415
Bara 93	0,93146	0,98503	0,96229	0,93672	0,92065	0,90784
Bara 94	0,91963	0,98930	0,95967	0,92649	0,90528	0,88794
Bara 95	0,87486	0,97953	0,93484	0,88511	0,85322	0,82700
Bara 96	0,90635	0,99164	0,95525	0,91472	0,90784	0,86638
Bara 97	0,95093	1,01071	0,98565	0,95682	0,93737	0,92059
Bara 98	0,99283	1,02329	1,01141	0,99624	0,98416	0,97213
Bara 101	0,94442	0,99107	0,97142	0,94912	0,93503	0,92390
Bara 102	0,96506	0,98897	0,97921	0,96759	0,96002	0,95394
Bara 106	0,91662	0,96087	0,94436	0,92178	0,90526	0,89084
Bara 108	0,95775	0,96615	0,96267	0,95860	0,95595	0,95382
Bara 109	0,95751	0,96695	0,96298	0,95844	0,95555	0,95325
Bara 114	0,94704	0,95998	0,95411	0,94818	0,94479	0,94230
Bara 115	0,94593	0,95990	0,95356	0,94717	0,94352	0,94085
Bara 117	0,92732	0,97344	0,95319	0,93160	0,91859	0,90869
Bara 118	0,89810	0,94937	0,93435	0,91353	0,90593	0,86818
λ	**3,18708**	**1,01976**	**2,02125**	**3,00283**	**3,55348**	**3,95335**

5. SONUÇLAR

Bu tez çalışmasında, akıllı şebekelere entegre edilmiş dağıtılmış üretim tesislerinde ve ağın geri kalanında karşılaşılması muhtemel gerilim kararsızlığını gidermek, bozucu etkiye maruz kalan sistemin en hızlı ve en etkili şekilde stabil hale gelmesini sağlamak, kullanılacak FACTS donanımı için en uygun konumu bulmak amaçlanmıştır. Çevresel ve ekonomik faktörler çoğu zaman yeni iletim hattı projelerini engellemiştir bu nedenle FACTS cihazları için en verimli konum ve optimal boyutun seçilmesi zorunludur. FACTS donanımının ciddi yatırım ve enerji üretim maliyetine olan etkileri göz önüne alınarak gerçek cihazların en verimli konumlarına ilişkin fikir sağladığından optimal lokasyonu tespit etmek önemlidir.

Literatür incelendiğinde, FACTS cihazları için uygun lokasyon seçimi ve ne oranda kompanzasyon yapılması gerektiği konularında birçok çalışma mevcuttur. Ancak yayınların bir kısmında hesaplanan değerler kayıpları azaltma, yüklenebilirliği arttırma, maliyetleri düşürme vb. sadece tek bir amaca yöneliktir. FACTS cihazlarının optimum konumu için son yıllarda çok kriterli yaklaşımlar geliştirilmiştir. Bu yöntemlerde birkaç hedefe odaklanan amaç fonksiyonu maksimize edilmeye çalışılmıştır. Bununla birlikte, bu yöntemler hedefler arasında minimum düzeyde memnuniyet garantisi vermez. Farklı hedeflerin göreceli önemini göstermek için uygun ağırlıkların seçilmesi başka bir zorluk oluşturmaktadır. Literatürde kriterlerin ağırlık katsayıları eşit veya yakın olarak seçilmiş ve deneme-yanılma yöntemi ile bazı değerler elde edilmiştir. Tüm bu çalışmalarda karar vericiler kriter ağırlıklarını kendi önem derecelerine göre belirlemiş ancak tutarlılığını kontrol etmemişlerdir. Bu nedenle sonuçların güvenilirliği konusunda önemli bir eksiklik olduğu açıktır. Yapılan çalışma asıl olarak bu boşluğu doldurmayı amaçlamıştır.

Belirtilen amaçlar doğrultusunda, öncelikle simülasyonların gerçekleştirilebilmesi için IEEE'nin 14, 30 ve 118 baralı test sistemleri PSAT programı kullanılarak modellenmiştir. Daha sonra FACTS cihazının en uygun konumu için üç hedef (yüklenme marjını artırmak, voltaj sapmasını azaltmak ve aktif güç kayıplarını azaltmak) belirlenmiştir. Bu hedefleri gerçekleştirmek adına bu alanda daha önce hiç kullanılmayan ÇKKV yöntemleri kullanılmıştır. Temel olarak AHS tekniğiyle

gerilim kararlılığı iyileştirilip FACTS kontrolör konumu optimize edilmeye çalışılmıştır. Kullanılan bu yöntemle, kriter ağırlıklarının tutarlılıkları test edilebildiğinden (karar vericiler tarafından rastgele veya eşit oranda belirlenen) değerlerin güvenilirliği problemi de çözülmüştür.

Kullanılan metotla, tanımlanmış üç amaca yönelik uygulamalarda 14 baralı test sistemi için 9. bara, 30 baralı test sistemi için 24. bara, 118 baralı test sistemi için 44. bara en uygun konumlar olarak tespit edilmiştir. Daha sonra dokuz farklı ÇKKV yöntemi kullanılarak bir veri füzyon tekniği önerilmiştir. Bu yöntemler basit oldukları ve hesaplamalarda herhangi bir özel yazılım gerektirmedikleri için seçilmiştir. Elde edilen on farklı yöntem Borda Sayma Yöntemi ile birleştirilmiş bu tekniğin etkinliği gösterilmiştir. SVC'nin IEEE 14 baralı şebeke modelinde en uygun konumunun yine dokuzuncu bara olduğu görülmüştür. Sistemin genel performansı incelendiğinde, kullanılan on ÇKKV yönteminin benzer sonuçlar verdiği tespit edilmiştir. Bu bağlamda, ÇKKV yöntemlerinin FACTS cihazlarının en uygun yerini seçmek için güçlü bir araç olarak kullanılabileceği kanıtlanmıştır.

Gerilim koşulları aşırı yüklü trafoların reaktif güç gereksinimlerinden etkilendiği için tüketicilerin reaktif güç ihtiyaçlarını dağıtılmış üretimle sağlamak yararlıdır. Tipik güç sistemleri merkezi, büyük güçlü üretim tesislerinden, trafo merkezlerinden ve hatlardan oluşmaktadır. Dağıtılmış üretim tesisleri ise modüler yapıları sayesinde güç sisteminin herhangi bir noktasına entegre edilebilmektedir. Bununla beraber dağıtılmış üretim tesislerinin kurulan modellere etkisi bilinmemektedir. Hem kararlılığı artıracağı hem de FACTS cihazlarının etkinliğine olumlu yönde katkı yapacağı daha önceden tespit edilmiş olup bir sonraki aşamada en uygun konuma etkisi araştırılmıştır. Bu doğrultuda önce şebeke kayıplarını en aza indirecek konumlara dağıtılmış üretim tesisleri entegre edilmiş daha sonra çalışma tekrarlanmıştır. 30 baralı örnek test sisteminde optimal kompanzatör konumu yine 24. bara çıkarken, 14 baralı örnek test sisteminde değişiklik olmuş 10. bara en uygun yer olarak bulunmuştur. Benzer şekilde 118 baralı test sisteminde de değişiklik olmuş ve 22. bara en uygun konum olarak bulunmuştur. Elde edilen veriler ve özellikle sıralamalardaki dikkat çekici değişiklikler analiz edilmiştir.

Çalışmada son olarak optimal konumu bulunan kompanzatörün boyutu sistematik bir yaklaşımla hesaplanmış, 14 baralı test sistemi için 93 MVAR, 30 baralı test sistemi için 97,3 MVAR, 118 baralı test sistemi için 255,2 MVAR bulunmuştur. Örnek şebeke modellerinde kararlılığa katkı sağlanırken artması istenilen değerlerden biri de sistemin yüklenebilirlik sınırıdır. 14 baralı test sisteminde dokuzuncu bara geriliminin per unit olarak 0,9'un altına indiği değer 3,23'dür. Kompanzasyon yapıldıktan sonra ise bu değer 4,05'e çıkmaktadır. Aynı şekilde 30 baralı test sistemi için de yüklenebilirlik sınır değeri kompanzasyon yapıldıktan sonra 1,79'dan 2,26'ya çıkmaktadır. Benzer durum 118 baralı test sistemi için de geçerli olup söz konusu değer 2,38'den 3,08'e yükselmektedir.

Yapılan çalışmada SVC ile gerçekleştirilen kompanzasyonun gerilim kararlılığını arttırdığı görülmüştür. En zayıf baralarda yapılan kompanzasyon uygulamasının en olumlu sonucu vereceği tahmin edilmesine rağmen başka baralarda çok daha iyi neticeler alınmıştır. Bunun haricinde tez çalışması sürerken yapılan araştırmalarda, her iki gerilim bölgesinde yapılacak kompanzasyon uygulamasının sistemin bütünü için daha faydalı olduğu tespit dilmiştir. Bu durum, FACTS donanımlarının yeri tespit edilirken ve sistemde gerilim kararlılığı ile ilgili analizler sırasında ayrıntılı inceleme yapılmasının ve birçok çalışma koşulunun da araştırılmasının gerekliliğini göstermektedir. Benzer şekilde önerilen yöntemin kullanılabilirliği sadece örnek şebeke modelleri için test edilmiştir. Bu nedenle, güç sisteminin planlanması ve yönetilmesi sırasında önerilen yöntemin başka bir ağda aynı performansı göstermeyebileceği unutulmamalıdır.

Önerilen bu yaklaşımı gerçek sistemlere uygulayarak, güç sistemi operatörlerine gerilim kararlılığı ve iyileştirilmesi için faydalı bilgiler sağlanabilir. Elde edilen sonuçlar olası uygulamalar için umut verici olup değişik FACTS cihazlarının konumlandırma stratejileri için daha büyük güç sistemlerinde de yarar sağlayabilir. Gerçek şebekedeki sıralama bilgileri, yapılacak yatırımlar ve izlenecek politikalar konusunda ilgili kurumlara yardımcı olabilir. Mevcut araştırmada sadece üç hedef dikkate alınmıştır. Gelecekteki çalışmalar, generatör birimlerinde maliyet minimizasyonu, FACTS kurulum maliyetinin azaltılması vb. hedefleri içerebilir. Ayrıca, STATCOM gibi farklı FACTS cihazları kullanılabilir veya gelecekteki

uygulamalarda kontrolör sayısı artırılabilir. Birden fazla sayıda ve değişik güç faktörlerinde dağıtılmış üretim tesisinin entegrasyonu araştırılıp, şebeke yapıları arasındaki ilişki incelenebilir. Şebekede farklı çalışma senaryoları için (aşırı yüklü, arıza durumu vb.) uygulama tekrarlanabilir, sorunun önemine göre çalışma şeklini değiştiren veya aynı anda birden çok güç kalitesi problemini düzelten tasarımlar yapılabilir.

KAYNAKLAR

Abacı K. (2007). *Gerilim kararlılığı iyileştiricilerinin çatallaşma ve kaotik analizleri.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Amarendra, A., Ravi Srinivas, L., Srinivasa Rao, R. (2020). Identification of the best location and size of IPFC to optimize the cost and to improve the power system security using Firefly optimization algorithm. *Materials Today: Proceedings*, Baskıda.

Amrane, Y., Kouba, N. E. L. Y. (2021). A multiobjective optimal VAR dispatch using FACTS devices considering voltage stability and contingency analysis. *Predictive modelling for energy management and power systems engineering* (s. 1-26). Elsevier.

Arya, A. K., Kumar, A., Chanana S. (2019). Analysis of distribution system with D-STATCOM by gravitational search algorithm (GSA). *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, (100)3, 207-215.

Aydın, F., Gümüş, B. (2018). Voltage stability in integration of distributed generation plants to grid and determining the optimum location for SVC. *International Engineering and Natural Sciences Conference*, Diyarbakır.

Aydın Y., Eren, T. (2018). Savunma sanayiinde stratejik ürün için çok kriterli karar verme yöntemleri ile tedarikçi seçimi. *Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 7(1), 129-148.

Akdeniz E. (2006). *Yenilenebilir kaynaklardan enerji üretiminin şebekenin enerji kalitesi ve kararlılığına etkilerinin incelenmesi.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Bakır H. (2018). *Güç sistemlerinde FACTS cihazlarının optimal yerleşim noktalarının belirlenmesi.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Düzce Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Düzce,

Balamurugan, K., Muthukumar, K. (2019). Differential evolution algorithm for contingency analysis-based optimal location of FACTS controllers in deregulated electricity market. *Applied Soft Computing*, (23)1, 163-179.

Balezentis, T., Streimikiene D. (2017). Multi-criteria ranking of energy generation scenarios with Monte Carlo simulation. *Applied Energy*, 185(1), 862-871.

Bayındır, R., Yeşilbudak, M., Çetinkaya, Ü. (2015). *Güç sistemlerinde gerilim kararlılığını etkileyen faktörler.* Gazi University Journal of Science, 3(4), 595-602.

Benabid R., Boudour, M. (2008). Optimal location and size of SVC and TCSC for multi-objective static voltage stability enhancement. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(6), 175-180.

Coronado de Koster, O. A., Artal-Sevil, J. S., Dominguez-Navarro, J. A. (2020). Multi-type FACTS location in a microgrid. *EVER*, Monte-Carlo, Monaco.

Çevik, E. (2009). *Yatırım projelerinin belirsizlik altında bulanık analitik hiyerarşi prosesi ile değerlendirilmesi.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Çifci A. (2015). *FACTS cihazları kullanılan elektrik güç sistemlerinde enerji fonksiyonu ile gerilim kararlılığı analizi.* (Yayımlanmamış Doktora tezi)., Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Çoksürer Y. (2013). *Akıllı şebekeler ve orta gerilim uygulamaları.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Davoodi, M., Davoudi, M., Ganjkhany, I., Aref, A. (2012). Optimal capacitor placement in distribution networks using genetic algorithm. *Indian Journal of Science and Technology,* 5(7), 3054-3058.

Dawn, S., Tiwari, P. K., Goswami A. K. (2019). An approach for long term economic operations of competitive power market by optimal combined scheduling of wind turbines and FACTS controllers. *Energy*, 181, 709-723.

Demircioğlu S.B. (2006). *Enerji sistemlerinde gerilim kararlılığı sınırlarının yerel bara parametreleri kullanılarak gerçek zamanlı değerlendirilmesi*. (Yayımlanmamış Doktora tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Dirik, H., Özdemir, M., Kocaman, Ç. (2006). STATCOM ve SSSC denetleyicilerinin gerilim çökmesine karşı etkisinin incelenmesi. *ELECO 2006*, Bursa.

El-Azab, M., Omran, W. A., Mekhamer, S. F., Talaat, H. E. A. (2020). Allocation of FACTS devices using a probabilistic multi-objective approach incorporating various sources of uncertainty and dynamic line rating. *IEEE Access*, 8, 167647-167664.

Ermiş S. (2018). *Güç sistemlerinde gerilim kararlılığının optimizasyonunda yeni bir akıllı yöntem geliştirilmesi ve uygulaması.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Galvani, S., Hagh, M. T., Sharifian, M. B. B., Mohammadi-Ivatloo, B. (2019). Multiobjective predictability-based optimal placement and parameters setting of UPFC in wind power included power systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(2), 878-888.

Galvani, S., Mohammadi-Ivatloo, B., Nazari-Heris, M., Rezaeian-Marjani, S. (2021). Optimal allocation of static synchronous series compensator (SSSC) in wind-integrated power system considering predictability. *Electric Power Systems Research,* 191, 1-13.

Gautam, A., Sahrma, P., Kumar, Y. (2020). Congestion management by sensitivity based approach for optimal allocation and parameter setting of TCSC using grey wolf optimisation. *ICPC2T*, Raipur, India.

Geetha, N.K., Sekar, P. (2017). Graph theory matrix approach – a qualitative decision making tool. *Materials Today: Proceedings*, 4(8), 7741-7749.

Ghahremani E., Innocent K. (2013). Optimal placement of multiple-type FACTS devices to maximize power system loadability using a generic graphical user interface. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 764-778.

Gökbek, B. (2014). *Çok ölçütlü karar verme yaklaşımlarına dayalı tedarikçi seçimi ve bir uygulama.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Grigsby, L.L. (2012). *Power systems - the electric power engineering handbook*. Crc Press, 568, London.

Growitsch, C., Malischek, R., Nick, S., Wetzel, H. (2013). The costs of power interruptions in Germany an assessment in the light of the energiewende. *EWI Working Papers*, 13(7), 1-29.

Gupta A., Sharma P.R. (2013). Static and transient voltage stability assessment of power system by proper placement of UPFC with POD controller. *Wseas Transactions on Power Systems,* 4(8), 197-206.

Gülten, H. (2009). *Tesis yeri seçimi probleminde AAS kullanılması ve karar sisteminin AHS ile doğrulanması.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). shorturl. https://l24.im/PaeIU. (Erişim tarihi: 23 Ekim 2020).

Jordehi, A.R. (2015). Brainstorm optimisation algorithm (BSOA): An efficient algorithm for finding optimal location and setting of FACTS devices in electric power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 69, 48-57.

Kalaivani, R., Kamaraj, V. (2012). Enhancement of voltage stability by optimal location of static var compensator using genetic algorithm and particle swarm optimization. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 5(1), 70-77.

Karaatlı, M., Ömürbek N., Budak İ., Dağ O. (2015). Çok kriterli karar verme yöntemleri ile yaşanabilir illerin sıralanması. *Selçuk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi,* 33, 215-228.

Kapse, S. S. S., Daigavane, B., Daigavane, P. M. (2020). Optimal localization and sizing of UPFC to solve the reactive power dispatch problem under unbalanced conditions. *IETE Journal of Research*, 66(3), 396-413.

Karel, W., Brauers W., Zavadskas E. (2006). The MOORA method and its application to privatization in a transition economy. *Control and Cybernetics,* 35(2), 445-469.

Kaya K. (2006). *Esnek alternatif akım iletim sistemleri kontrolörlerinin incelenmesi ve şebeke üzerindeki etkileri.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Köse, E., Burmaoğlu S., Kabak M. (2013). Grey relational analysis between energy consumption and economic growth. *Grey Systems: Theory and Application,* 3(3), 291-304.

Lacommare, K., Eto, J. (2004). *Understanding the cost of power ınterruptions to U.S. electricity consumers*. University of California Berkeley, USA.

Laifa A., Medoued A. (2013). Optimal FACTS location to enhance voltage stability using multi-objective harmony search. *3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*, İstanbul.

Li, C., Negnevitsky, M., Wang, X., Yue, W.L., Zou, X. (2019). Multi-criteria analysis of policies for implementing clean energy vehicles in China. *Energy Policy*, 129, 826-840.

Li, Z. (2014). An extension of the MULTIMOORA method for multiple criteria group decision making based upon hesitant fuzzy sets. *Journal of Applied Mathematics*, 2, 1-16.

Mahmoudi, S. K., Golshan, M. E. H., Zamani, R. (2020). Coordinated voltage control scheme for transmission system considering objectives and constraints of network and control devices. *Electric Power Systems Research*, 192, 1-12.

Marjani, S.R., Talavat, V., Galvani, S. (2018). Optimal allocation of D-STATCOM and reconfiguration in radial distribution network using MOPSO algorithm in TOPSIS framework. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(2), 1-25.

Milano, F. (2005). An open source power system analysis toolbox. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1199-1206.

Nadeem, M., Zeb, M. Z., Imran, K., Janjua, A. K. (2019). Optimal sizing and allocation of SVC and TCSC in transmission network by combined sensitivity index and PSO. *International Conference on Advanced Energy Materials*, Taxila, Pakistan.

Nikouei, M.A., , Oroujzadeh, M., Mehdipour-Ataei, S. (2017). The PROMETHEE multiple criteria decision making analysis for selecting the best membrane prepared from sulfonated poly(ether ketone)s and poly(ether sulfone)s for proton exchange membrane fuel cell. *Energy*, 119, 77-85.

Nireekshana T., Rao G.K., Raju S.S. (2016). Available transfer capability enhancement with FACTS using cat swarm optimization. *Ain Shams Engineering Journal,* 7(1), 159-167.

Ova A. (2017). *Güç sistemlerinde PV-QV eğrisi yöntemi ile statik gerilim kararlılığı analizi.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Ömürbek, N., Şimşek, A. (2014). Analitik hiyerarşi süreci ve analitik ağ süreci yöntemleri ile online alışveriş site seçimi. *Yönetim ve Ekonomi Araştırmaları Dergisi,* 12(22), 306-327.

Özcan, O. (2017). Taşkın tespitinin farklı yöntemlerle değerlendirilmesi: Ayamama deresi örneği. *Doğal Afetler ve Çevre Dergisi,* 3(1), 9-27.

Öztürk A. (2007). *Güç sistemlerindeki gerilim kararlılığının genetik algoritma ile incelenmesi.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Öztürk, A., Bozali, B., Tosun, S. (2016). Güç sistemi kararlılığını iyileştirecek FACTS cihazlarının bağlantı noktasının belirlenmesi. *Düzce Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi,* 4(2), 812-825.

Padaiyatchi, S. S. (2020). Hybrid DE/FFA algorithm applied for different optimal reactive power dispatch problems. *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 17(3), 203-210.

Pamuk N. (2009). *380 ve 154 kv'luk kuzeybatı anadolu şebekesi güç akışı benzetimleri.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Phadke A.R., Fozdar M., Niazi K.R. (2012). A new multi-objective fuzzy-GA formulation for optimal placement and sizing of shunt FACTS controller. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 40(1), 46-53.

Polat, S., Şekerci, H. (2015). Dünyada ve ülkemizde önemli elektrik çöküntüleri. *IV. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi*, İzmir.

Poyraz İ. (2019). *Güç sistemlerinde gerilim kararlılığı indekslerinin uç öğrenme algoritması ile tahmini.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Fırat Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elâzığ.

Rambabu, M., Kumar, G.V.N., Sivanagaraju, S. (2019). An intermittent contingency approach with optimal placement of static VAR compensator in a renewable-integrated power systems. *Journal of Ambient Energy*, 42(13), 1551-1561.

Ravi, K., Rajaram, M. (2013). Optimal location of FACTS devices using improved particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems,* 49(1), 333-338.

Rezaeian-Marjani, S., Galvani, S., Talavat, V., Farhadi-Kangarlu, M. (2020). Optimal allocation of D-STATCOM in distribution networks including correlated renewable energy sources. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 122, 1-14.

Saadat, H. (2010). *Power system analysis*. Psa Publishing, 772, Toronto.

Sadiq, A.A., Adamu, S.S., Buhari, M. (2019). Optimal distributed generation planning in distribution networks: A comparison of transmission network models with FACTS. *Engineering Science and Technology, an International Journal,* 22(1): 33-46.

Sanjari, M.J., Fathi, H., Gharehpetian, G.B., Tavakoli, A. (2012). HSA-based optimal placement of shunt FACTS devices in the smart grid considering voltage stability. *Iranian Conference on Smart Grids,* Tehran.

Shaheen H.I., Rashed G.I., Cheng S.J. (2011). Optimal location and parameter setting of UPFC for enhancing power system security based on differential evolution algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33(1), 94-105.

Shafik, M. B., Rashed, G. I., El-Sehiemy, R. A., Chen, H. (2018). Optimal sizing and sitting of TCSC devices for multi-objective operation of power systems using adaptive seeker optimization algorithm. *Tensymp*. Sydney, Australia.

Shafik, M. B., Chen, H., Rashed, G. I., El-Sehiemy, R. A. (2019). Adaptive multi objective parallel seeker optimization algorithm for incorporating TCSC devices into optimal power flow framework. *IEEE Access*, 7, 36934-36947.

Shaik M.R. ve Reddy A.S. (2016). Optimal placement and sizing of FACTS device to overcome contingencies in power systems. *International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPES)*, Paralakhemundi, India.

Shehata, A. A., Refaat, A., Korovkin, N. V. (2020). Optimal allocation of FACTS devices based on multi-objective multi-verse optimizer algorithm for multi-objective power system optimization problems. *FarEastCon*, Vladivostok, Rusya.

Shen, X., Luo, H., Gao, W., Feng, Y., Feng, N. (2020). Evaluation of optimal UPFC allocation for improving transmission capacity. *Global Energy Interconnection*, 3(3), 217-226.

Shojaeian S., Naeeni E.S., Dolatshahi M., Khani H. (2014). PSO-DP based method to determination of the optimal number, location, and size of FACTS devices in power systems. *Advances in Electrical and Computer Engineering*, 14(1), 109-114.

Singh, B., Mukherjee, V., Tiwari, P. (2019). GA-based optimization for optimally placed and properly coordinated control of distributed generations and static var compensator in distribution networks. *Energy Reports*, 5, 926-959.

Sirjani, R., Mohamed, A., Shareef, H. (2012). Optimal allocation of shunt var compensators in power systems using a novel global harmony search algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 43(1), 562-572.

Telang A.S., Bedekar P.P. (2016). Application of voltage stability ındices for proper placement of STATCOM under load ıncrease scenario. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 10(7), 998-1003.

Thiruvenkadam, S., Kim, H., Ra, I. (2020). Optimal sizing and location identification of suitable compensator in a radial distribution network through fuzzy-flower pollination optimization algorithm. *ICICT*, Coimbatore, India.

Tiwari P.K., Sood Y.R. (2009). Optimal location of FACTS devices in power system using genetic algorithm. *World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC 2009)*, Coimbatore, India.

Tosun S. (2011). *Güç sistemlerinde gerilim kararlılığının sezgisel yöntemlerle incelenmesi.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Tosun, S., Öztürk, A., Yalçın, M.A., Döşoğlu, K., Güvenç, U. (2011). Güç sisteminde SVC ve STATCOM denetleyici etkilerinin incelenmesi. *IATS'11*, Elâzığ.

Topçu İ., Ülengin F., Kabak Ö., Işık M., Ünver B., Ekici Ş.Ö. (2019). The evaluation of electricity generation resources: The case of Turkey. *Energy*, 167, 417-427.

Ugranlı, F. (2012). *Dağıtılmış enerji üretiminin elektrik şebekelerine etkisi ve analizi.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). Ege Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İzmir.

Uludağ, A.S., Doğan, H. (2016). Çok kriterli karar verme yöntemlerinin karşılaştırılmasına odaklı bir hizmet kalitesi uygulaması. *Çankırı Karatekin University Journal of The Faculty of Economics and Administrative Sciences*, 6(2), 17-47.

Uzun S. (2015). *Dağıtık üretim tesislerinin şebeke entegrasyon etkileri ve şebeke uyumluluğunun güç sistem analizleriyle uygulamalı değerlendirilmesi.* (Yayımlanmamış Yüksek Lisans tezi). İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Üney M.Ş. (2019). *Akıllı şebekelerde yük yönetimi ve yük tahmini.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Konya Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Konya.

Vijay Kumar, B., Ramaiah, V. (2020). Enhancement of dynamic stability by optimal location and capacity of UPFC: A hybrid approach. *Energy*, 190, 1-11.

Yalçın F. (2013). *FACTS cihazları içeren aa-da sisteminde optimal güç akışı hesabı için yeni bir yaklaşım.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Sakarya.

Yamaçlı V. (2014). *FACTS cihazları içeren güç sistemlerinin sezgisel algoritmalarla optimizasyonu.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Mersin Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Mersin.

Yapıcı H. (2019). *Yenilenebilir enerji kaynaklarının akıllı şebekelere entegrasyonu için yeni bir optimizasyon metodunun geliştirilmesi.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Konya Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Konya.

Yılmaz, M. (2019). *Akıllı şebekelerde güç kalitesinin optimizasyonu ve yenilenebilir enerji kaynakları ile entegrasyonu.* Doktora tezi, Karabük Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Karabük.

Yiğit K. (2019). *Gemiler için yeni bir elektrik enerjisi yönetim sisteminin akıllı şebeke altyapısına uygun olarak geliştirilmesi.* (Yayımlanmamış Doktora tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Zavadskas, E.K., Kaklauskas A., Vilutiene T. (2009). Multicriteria evaluation of apartment blocks maintenance contractors: Lithuanian case study. *International Journal of Strategic Property Management,* 13(4), 319-338.

Zavadskas, E.K., Turskis Z., Vilutiene T. (2010). Multiple criteria analysis of foundation instalment alternatives by applying Additive Ratio Assessment (ARAS) method. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, 10(3), 123-141.

EKLER

EK 1. IEEE 14 Baralı Test Sistemi Güç Akış Analizi Sonuçları

POWER FLOW REPORT

NETWORK STATISTICS

Buses:	14
Lines:	17
Transformers:	3
Generators:	5
Loads:	11

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	4
Maximum P mismatch [p.u.]	0
Maximum Q mismatch [p.u.]	0
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 01	1,06000	0,00000	2,32394	-0,16450	0,00000	0,00000
Bus 02	1,04500	-0,08697	0,40000	0,43898	0,21700	0,12700
Bus 03	1,01000	-0,22216	0,00000	0,24335	0,94200	0,19000
Bus 04	1,01705	-0,17984	0,00000	0,00000	0,47800	0,00000
Bus 05	1,01929	-0,15309	0,00000	0,00000	0,07600	0,01600
Bus 06	1,07000	-0,24819	0,00000	0,12929	0,11200	0,07500
Bus 07	1,06124	-0,23305	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus 08	1,09000	-0,23305	0,00000	0,17796	0,00000	0,00000
Bus 09	1,05567	-0,26062	0,00000	0,00000	0,29500	-0,04574
Bus 10	1,05076	-0,26341	0,00000	0,00000	0,09000	0,05800
Bus 11	1,05679	-0,25809	0,00000	0,00000	0,03500	0,01800
Bus 12	1,05517	-0,26311	0,00000	0,00000	0,06100	0,01600
Bus 13	1,05034	-0,26450	0,00000	0,00000	0,13500	0,05800
Bus 14	1,03536	-0,27977	0,00000	0,00000	0,14900	0,05000

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 02	Bus 05	1	0,41516	0,01333	0,00904	-0,00862
Bus 06	Bus 12	2	0,07788	0,02511	0,00072	0,00150
Bus 12	Bus 13	3	0,01616	0,00761	0,00006	0,00006
Bus 06	Bus 13	4	0,17751	0,07247	0,00212	0,00418
Bus 06	Bus 11	5	0,07356	0,03619	0,00056	0,00117
Bus 11	Bus 10	6	0,03800	0,01703	0,00013	0,00030
Bus 09	Bus 10	7	0,05225	0,04161	0,00013	0,00034
Bus 09	Bus 14	8	0,09422	0,03573	0,00116	0,00246

Bus 14	Bus 13	9	-0,05594	-0,01674	0,00054	0,00111
Bus 07	Bus 09	10	0,28071	0,05765	0,00000	0,00802
Bus 01	Bus 02	11	1,56897	-0,20408	0,04298	0,07274
Bus 08	Bus 07	12	0,00000	0,17796	0,00000	0,00470
Bus 03	Bus 02	13	-0,70940	0,01612	0,02325	0,05170
Bus 03	Bus 04	14	-0,23260	0,03723	0,00375	-0,02597
Bus 01	Bus 05	15	0,75497	0,03958	0,02763	0,06084
Bus 05	Bus 04	16	0,61652	-0,13899	0,00511	0,00285
Bus 02	Bus 04	17	0,56117	-0,01375	0,01676	0,01109
Bus 04	Bus 09	18	0,16076	-0,00497	0,00000	0,01306
Bus 05	Bus 06	19	0,44095	0,12367	0,00000	0,04419
Bus 04	Bus 07	20	0,28071	-0,09851	0,00000	0,01711

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 05	Bus 02	1	-0,40612	-0,02195	0,00904	-0,00862
Bus 12	Bus 06	2	-0,07716	-0,02361	0,00072	0,00150
Bus 13	Bus 12	3	-0,01610	-0,00756	0,00006	0,00006
Bus 13	Bus 06	4	-0,17538	-0,06829	0,00212	0,00418
Bus 11	Bus 06	5	-0,07300	-0,03503	0,00056	0,00117
Bus 10	Bus 11	6	-0,03788	-0,01673	0,00013	0,00030
Bus 10	Bus 09	7	-0,05212	-0,04127	0,00013	0,00034
Bus 14	Bus 09	8	-0,09306	-0,03326	0,00116	0,00246
Bus 13	Bus 14	9	0,05648	0,01784	0,00054	0,00111
Bus 09	Bus 07	10	-0,28071	-0,04963	0,00000	0,00802
Bus 02	Bus 01	11	-1,52599	0,27682	0,04298	0,07274
Bus 07	Bus 08	12	0,00000	-0,17327	0,00000	0,00470
Bus 02	Bus 03	13	0,73265	0,03558	0,02325	0,05170
Bus 04	Bus 03	14	0,23635	-0,06319	0,00375	-0,02597
Bus 05	Bus 01	15	-0,72735	0,02126	0,02763	0,06084
Bus 04	Bus 05	16	-0,61141	0,14183	0,00511	0,00285
Bus 04	Bus 02	17	-0,54441	0,02484	0,01676	0,01109
Bus 09	Bus 04	18	-0,16076	0,01803	0,00000	0,01306
Bus 06	Bus 05	19	-0,44095	-0,07948	0,00000	0,04419
Bus 07	Bus 04	20	-0,28071	0,11562	0,00000	0,01711

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.]	2,72394
REACTIVE POWER [p.u.]	0,82508

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.]	2,59000
REACTIVE POWER [p.u.]	0,56226

TOTAL LOSSES	
REAL POWER [p.u.]	0,13394
REACTIVE POWER [p.u.]	0,26282

EK 2. IEEE 14 Baralı Test Sistemi Sürekli Güç Akış Analizi Sonuçları

CONTINUATION POWER FLOW REPORT

NETWORK STATISTICS

Buses:	14
Lines:	17
Transformers:	3
Generators:	5
Loads:	11

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	38
Maximum P mismatch [p.u.]	0
Maximum Q mismatch [p.u.]	0
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 01	1,06000	0,00000	14,84220	2,99639	0,00000	0,00000
Bus 02	1,04500	-0,64600	1,61223	11,91169	0,87463	0,51188
Bus 03	1,01000	-1,55368	0,00000	5,59182	3,79679	0,76581
Bus 04	0,68662	-1,28344	0,00000	0,00000	1,92661	0,00000
Bus 05	0,66546	-1,09111	0,00000	0,00000	0,30632	0,06449
Bus 06	1,07000	-1,92601	0,00000	4,57974	0,45142	0,30229
Bus 07	0,79231	-1,70325	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus 08	1,09000	-1,70325	0,00000	1,84207	0,00000	0,00000
Bus 09	0,70227	-1,91928	0,00000	0,00000	1,18902	0,57537
Bus 10	0,72432	-1,95639	0,00000	0,00000	0,36275	0,23377
Bus 11	0,87687	-1,94816	0,00000	0,00000	0,14107	0,07255
Bus 12	0,97533	-1,99614	0,00000	0,00000	0,24586	0,06449
Bus 13	0,92505	-1,99677	0,00000	0,00000	0,54413	0,23377
Bus 14	0,68169	-2,09844	0,00000	0,00000	0,60055	0,20153

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 02	Bus 05	1	2,34508	1,88402	0,47557	1,42594
Bus 06	Bus 12	2	0,39072	0,21827	0,02150	0,04476
Bus 12	Bus 13	3	0,12335	0,10903	0,00629	0,00569
Bus 06	Bus 13	4	0,91535	0,74480	0,08046	0,15845
Bus 06	Bus 11	5	0,48954	0,80637	0,07382	0,15460
Bus 11	Bus 10	6	0,27465	0,57922	0,04385	0,10265
Bus 09	Bus 10	7	0,13658	-0,23050	0,00463	0,01230
Bus 09	Bus 14	8	0,28990	-0,05450	0,02243	0,04770

Bus 14	Bus 13	9	-0,33308	-0,30373	0,07474	0,15217
Bus 07	Bus 09	10	1,08417	0,76607	0,00000	0,30883
Bus 01	Bus 02	11	11,37331	0,28624	2,23280	6,75858
Bus 08	Bus 07	12	0,00000	1,84207	0,00000	0,50308
Bus 03	Bus 02	13	-3,55702	2,69286	0,92242	3,83993
Bus 03	Bus 04	14	-0,23977	2,13315	0,30765	0,75942
Bus 01	Bus 05	15	3,46890	2,71015	0,93907	3,83802
Bus 05	Bus 04	16	1,84597	-0,72231	0,11833	0,36740
Bus 02	Bus 04	17	3,05357	1,89637	0,69168	2,06950
Bus 04	Bus 09	18	0,53132	0,18290	0,00000	0,34977
Bus 05	Bus 06	19	2,24704	-0,01196	0,00000	2,49605
Bus 04	Bus 07	20	1,08417	-0,07201	0,00000	0,50090

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 05	Bus 02	1	-1,86950	-0,45808	0,47557	1,42594
Bus 12	Bus 06	2	-0,36922	-0,17352	0,02150	0,04476
Bus 13	Bus 12	3	-0,11706	-0,10333	0,00629	0,00569
Bus 13	Bus 06	4	-0,83489	-0,58634	0,08046	0,15845
Bus 11	Bus 06	5	-0,41572	-0,65177	0,07382	0,15460
Bus 10	Bus 11	6	-0,23080	-0,47657	0,04385	0,10265
Bus 10	Bus 09	7	-0,13195	0,24280	0,00463	0,01230
Bus 14	Bus 09	8	-0,26747	0,10220	0,02243	0,04770
Bus 13	Bus 14	9	0,40782	0,45590	0,07474	0,15217
Bus 09	Bus 07	10	-1,08417	-0,45724	0,00000	0,30883
Bus 02	Bus 01	11	-9,14050	6,47235	2,23280	6,75858
Bus 07	Bus 08	12	0,00000	-1,33898	0,00000	0,50308
Bus 02	Bus 03	13	4,47945	1,14707	0,92242	3,83993
Bus 04	Bus 03	14	0,54742	-1,37373	0,30765	0,75942
Bus 05	Bus 01	15	-2,52983	1,12786	0,93907	3,83802
Bus 04	Bus 05	16	-1,72764	1,08971	0,11833	0,36740
Bus 04	Bus 02	17	-2,36189	0,17313	0,69168	2,06950
Bus 09	Bus 04	18	-0,53132	0,16688	0,00000	0,34977
Bus 06	Bus 05	19	-2,24704	2,50801	0,00000	2,49605
Bus 07	Bus 04	20	-1,08417	0,57291	0,00000	0,50090

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.]	16,45443
REACTIVE POWER [p.u.]	26,92170

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.]	10,43916
REACTIVE POWER [p.u.]	3,02595

TOTAL LOSSES	
REAL POWER [p.u.]	6,01527
REACTIVE POWER [p.u.]	23,89575

EK 3. IEEE 30 Baralı Test Sistemi Güç Akış Analizi Sonuçları

NETWORK STATISTICS

Buses:	30
Lines:	37
Transformers:	4
Generators:	6
Loads:	21

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	4
Maximum P mismatch [p.u.]	4,664E-15
Maximum Q mismatch [p.u.]	4,163E-15
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus01	1,06000	0,00000	2,60957	-0,20418	0,00000	0,00000
Bus02	1,04500	-0,09387	0,40000	0,56069	0,21700	0,12700
Bus03	1,02118	-0,13140	0,00000	0,00000	0,02400	0,01200
Bus04	1,01230	-0,16196	0,00000	0,00000	0,07600	0,01600
Bus05	1,01000	-0,24694	0,00000	0,35659	0,94200	0,19000
Bus06	1,01063	-0,19295	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus07	1,00260	-0,22432	0,00000	0,00000	0,22800	0,10900
Bus08	1,01000	-0,20590	0,00000	0,36111	0,30000	0,30000
Bus09	1,05113	-0,24606	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus10	1,04538	-0,27381	0,00000	0,00000	0,05800	-0,18764
Bus11	1,08200	-0,24606	0,00000	0,16057	0,00000	0,00000
Bus12	1,05734	-0,26063	0,00000	0,00000	0,11200	0,07500
Bus13	1,07100	-0,26063	0,00000	0,10451	0,00000	0,00000
Bus14	1,04251	-0,27619	0,00000	0,00000	0,06200	0,01600
Bus15	1,03792	-0,27779	0,00000	0,00000	0,08200	0,02500
Bus16	1,04463	-0,27080	0,00000	0,00000	0,03500	0,01800
Bus17	1,04015	-0,27663	0,00000	0,00000	0,09000	0,05800
Bus18	1,02840	-0,28851	0,00000	0,00000	0,03200	0,00900
Bus19	1,02590	-0,29153	0,00000	0,00000	0,09500	0,03400
Bus20	1,02999	-0,28810	0,00000	0,00000	0,02200	0,00700
Bus21	1,03298	-0,28153	0,00000	0,00000	0,17500	0,11200
Bus22	1,03351	-0,28128	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus23	1,02743	-0,28460	0,00000	0,00000	0,03200	0,01600
Bus24	1,02185	-0,28768	0,00000	0,00000	0,08700	0,02210
Bus25	1,01762	-0,28020	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus26	0,99995	-0,28753	0,00000	0,00000	0,03500	0,02300
Bus27	1,02354	-0,27105	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Bus28	1,00710	-0,20381	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus29	1,00371	-0,29251	0,00000	0,00000	0,02400	0,00900
Bus30	0,99223	-0,30790	0,00000	0,00000	0,10600	0,01900

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus01	Bus02	1	1,73307	-0,24703	0,05213	0,09763
Bus01	Bus03	2	0,87650	0,04285	0,03108	0,06939
Bus02	Bus04	3	0,43653	0,04750	0,01018	-0,00791
Bus02	Bus05	4	0,82361	0,02782	0,02943	0,07950
Bus02	Bus06	5	0,60380	0,01372	0,01946	0,01953
Bus03	Bus04	6	0,82142	-0,03855	0,00856	0,01588
Bus04	Bus06	7	0,72127	-0,15912	0,00632	0,01277
Bus04	Bus12	8	0,44193	0,14410	0,00000	0,04689
Bus05	Bus07	9	-0,14782	0,11490	0,00169	-0,01639
Bus06	Bus07	10	0,38132	-0,02781	0,00381	-0,00552
Bus06	Bus08	11	0,29563	-0,07196	0,00108	-0,00541
Bus06	Bus09	12	0,27721	-0,08093	0,00000	0,01624
Bus06	Bus10	13	0,15840	0,00187	0,00000	0,01283
Bus06	Bus28	14	0,18673	0,00115	0,00058	-0,01118
Bus08	Bus28	15	-0,00545	-0,00545	0,00002	-0,04348
Bus09	Bus10	16	0,27721	0,05882	0,00000	0,00800
Bus09	Bus11	17	0,00000	-0,15599	0,00000	0,00458
Bus10	Bus17	18	0,05332	0,04429	0,00014	0,00037
Bus10	Bus20	19	0,09025	0,03710	0,00082	0,00182
Bus10	Bus21	20	0,15786	0,10011	0,00111	0,00239
Bus10	Bus22	21	0,07618	0,04600	0,00053	0,00109
Bus12	Bus13	22	0,00000	-0,10317	0,00000	0,00133
Bus12	Bus14	23	0,07858	0,02400	0,00074	0,00155
Bus12	Bus15	24	0,17892	0,06790	0,00217	0,00427
Bus12	Bus16	25	0,07244	0,03349	0,00054	0,00113
Bus14	Bus15	26	0,01583	0,00646	0,00006	0,00005
Bus15	Bus18	27	0,06017	0,01595	0,00039	0,00079
Bus15	Bus23	28	0,05035	0,02908	0,00031	0,00063
Bus16	Bus17	29	0,03690	0,01435	0,00008	0,00028
Bus18	Bus19	30	0,02778	0,00617	0,00005	0,00010
Bus19	Bus20	31	-0,06727	-0,02793	0,00017	0,00034
Bus21	Bus22	32	-0,01826	-0,01429	0,00001	0,00001
Bus22	Bus24	33	0,05739	0,03062	0,00046	0,00071
Bus23	Bus24	34	0,01804	0,01244	0,00006	0,00012
Bus24	Bus25	35	-0,01208	0,02013	0,00010	0,00017
Bus25	Bus26	36	0,03545	0,02367	0,00045	0,00067
Bus25	Bus27	37	-0,04763	-0,00371	0,00024	0,00046
Bus28	Bus27	38	0,18069	0,05036	0,00000	0,01287

Bus27	Bus29	39	0,06190	0,01669	0,00086	0,00163
Bus27	Bus30	40	0,07092	0,01663	0,00162	0,00305
Bus29	Bus30	41	0,03704	0,00606	0,00034	0,00063

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus02	Bus01	1	-1,68094	0,34466	0,05213	0,09763
Bus03	Bus01	2	-0,84542	0,02655	0,03108	0,06939
Bus04	Bus02	3	-0,42634	-0,05541	0,01018	-0,00791
Bus05	Bus02	4	-0,79418	0,05168	0,02943	0,07950
Bus06	Bus02	5	-0,58434	0,00580	0,01946	0,01953
Bus04	Bus03	6	-0,81286	0,05443	0,00856	0,01588
Bus06	Bus04	7	-0,71495	0,17189	0,00632	0,01277
Bus12	Bus04	8	-0,44193	-0,09721	0,00000	0,04689
Bus07	Bus05	9	0,14951	-0,13129	0,00169	-0,01639
Bus07	Bus06	10	-0,37751	0,02229	0,00381	-0,00552
Bus08	Bus06	11	-0,29455	0,06656	0,00108	-0,00541
Bus09	Bus06	12	-0,27721	0,09717	0,00000	0,01624
Bus10	Bus06	13	-0,15840	0,01096	0,00000	0,01283
Bus28	Bus06	14	-0,18616	-0,01233	0,00058	-0,01118
Bus28	Bus08	15	0,00547	-0,03803	0,00002	-0,04348
Bus10	Bus09	16	-0,27721	-0,05082	0,00000	0,00800
Bus11	Bus09	17	0,00000	0,16057	0,00000	0,00458
Bus17	Bus10	18	-0,05317	-0,04392	0,00014	0,00037
Bus20	Bus10	19	-0,08944	-0,03527	0,00082	0,00182
Bus21	Bus10	20	-0,15674	-0,09771	0,00111	0,00239
Bus22	Bus10	21	-0,07566	-0,04491	0,00053	0,00109
Bus13	Bus12	22	0,00000	0,10451	0,00000	0,00133
Bus14	Bus12	23	-0,07783	-0,02246	0,00074	0,00155
Bus15	Bus12	24	-0,17675	-0,06363	0,00217	0,00427
Bus16	Bus12	25	-0,07190	-0,03235	0,00054	0,00113
Bus15	Bus14	26	-0,01577	-0,00640	0,00006	0,00005
Bus18	Bus15	27	-0,05978	-0,01517	0,00039	0,00079
Bus23	Bus15	28	-0,05004	-0,02844	0,00031	0,00063
Bus17	Bus16	29	-0,03683	-0,01408	0,00008	0,00028
Bus19	Bus18	30	-0,02773	-0,00607	0,00005	0,00010
Bus20	Bus19	31	0,06744	0,02827	0,00017	0,00034
Bus22	Bus21	32	0,01826	0,01430	0,00001	0,00001
Bus24	Bus22	33	-0,05694	-0,02991	0,00046	0,00071
Bus24	Bus23	34	-0,01798	-0,01232	0,00006	0,00012
Bus25	Bus24	35	0,01218	-0,01995	0,00010	0,00017
Bus26	Bus25	36	-0,03500	-0,02300	0,00045	0,00067
Bus27	Bus25	37	0,04787	0,00417	0,00024	0,00046
Bus27	Bus28	38	-0,18069	-0,03749	0,00000	0,01287

Bus29	Bus27	39	-0,06104	-0,01506	0,00086	0,00163
Bus30	Bus27	40	-0,06930	-0,01358	0,00162	0,00305
Bus30	Bus29	41	-0,03670	-0,00542	0,00034	0,00063

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.]	3,00957
REACTIVE POWER [p.u.]	1,33930

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.]	2,83400
REACTIVE POWER [p.u.]	1,00947

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.]	0,17557
REACTIVE POWER [p.u.]	0,32983

EK 4. IEEE 30 Baralı Test Sistemi Sürekli Güç Akış Analizi Sonuçları

CONTINUATION POWER FLOW REPORT

NETWORK STATISTICS

Buses:	30
Lines:	37
Transformers:	4
Generators:	6
Loads:	21

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	32
Maximum P mismatch [p.u.]	0
Maximum Q mismatch [p.u.]	0
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus01	1,06000	0,00000	9,74246	0,18197	0,00000	0,00000
Bus02	1,04500	-0,37149	1,18259	4,60478	0,64156	0,37547
Bus03	0,89897	-0,49215	0,00000	0,00000	0,07096	0,03548
Bus04	0,89174	-0,62008	0,00000	0,00000	0,22469	0,04730
Bus05	1,01000	-0,92672	0,00000	2,58248	2,78500	0,56173
Bus06	0,92389	-0,74520	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus07	0,92923	-0,85252	0,00000	0,00000	0,67408	0,32226
Bus08	1,01000	-0,81668	0,00000	3,77860	0,88694	0,88694
Bus09	0,91796	-0,95984	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus10	0,83536	-1,08757	0,00000	0,00000	0,17148	-0,07346
Bus11	1,08200	-0,95984	0,00000	0,85331	0,00000	0,00000
Bus12	0,91483	-1,04373	0,00000	0,00000	0,33113	0,22174
Bus13	1,07100	-1,04373	0,00000	1,19471	0,00000	0,00000
Bus14	0,85020	-1,11045	0,00000	0,00000	0,18330	0,04730
Bus15	0,82399	-1,11487	0,00000	0,00000	0,24243	0,07391
Bus16	0,85280	-1,07978	0,00000	0,00000	0,10348	0,05322
Bus17	0,82190	-1,10312	0,00000	0,00000	0,26608	0,17148
Bus18	0,77858	-1,16482	0,00000	0,00000	0,09461	0,02661
Bus19	0,76449	-1,17890	0,00000	0,00000	0,28087	0,10052
Bus20	0,77864	-1,15995	0,00000	0,00000	0,06504	0,02070
Bus21	0,78118	-1,12668	0,00000	0,00000	0,51738	0,33113
Bus22	0,78160	-1,12580	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus23	0,76221	-1,14796	0,00000	0,00000	0,09461	0,04730
Bus24	0,71384	-1,16398	0,00000	0,00000	0,25721	0,17617
Bus25	0,68428	-1,16184	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus26	0,59572	-1,21589	0,00000	0,00000	0,10348	0,06800

Bus27	0,71026	-1,13130	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus28	0,90403	-0,78354	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus29	0,57858	-1,29049	0,00000	0,00000	0,07096	0,02661
Bus30	0,50109	-1,44746	0,00000	0,00000	0,31339	0,05617

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus01	Bus02	1	6,76940	-0,69946	0,79072	2,30954
Bus01	Bus03	2	2,97307	0,88143	0,38848	1,38043
Bus02	Bus04	3	1,51365	0,57013	0,13777	0,38512
Bus02	Bus05	4	2,87691	0,27640	0,36161	1,47506
Bus02	Bus06	5	2,12915	0,37379	0,24946	0,72058
Bus03	Bus04	6	2,51363	-0,53448	0,10781	0,30280
Bus04	Bus06	7	2,15142	-1,15874	0,08923	0,30303
Bus04	Bus12	8	1,40559	0,45916	0,00000	0,61143
Bus05	Bus07	9	-0,26969	0,82208	0,03453	0,06787
Bus06	Bus07	10	1,01386	-0,33734	0,03556	0,09462
Bus06	Bus08	11	0,98145	-2,12181	0,07661	0,25969
Bus06	Bus09	12	0,88798	0,21695	0,00000	0,19475
Bus06	Bus10	13	0,48090	0,28563	0,00000	0,19135
Bus06	Bus28	14	0,57769	0,14801	0,00707	0,01421
Bus08	Bus28	15	0,01790	0,51015	0,01766	0,01623
Bus09	Bus10	16	0,88798	0,74614	0,00000	0,17561
Bus09	Bus11	17	0,00000	-0,72394	0,00000	0,12937
Bus10	Bus17	18	0,15502	0,07461	0,00137	0,00358
Bus10	Bus20	19	0,27507	0,11164	0,01182	0,02639
Bus10	Bus21	20	0,51365	0,37226	0,02007	0,04319
Bus10	Bus22	21	0,25367	0,17976	0,01007	0,02076
Bus12	Bus13	22	0,00000	-1,02050	0,00000	0,17421
Bus12	Bus14	23	0,25745	0,11397	0,01166	0,02424
Bus12	Bus15	24	0,58984	0,35244	0,03735	0,07356
Bus12	Bus16	25	0,22717	0,18009	0,00949	0,01995
Bus14	Bus15	26	0,06249	0,04243	0,00174	0,00158
Bus15	Bus18	27	0,18731	0,08293	0,00663	0,01350
Bus15	Bus23	28	0,18350	0,16289	0,00887	0,01791
Bus16	Bus17	29	0,11421	0,10692	0,00176	0,00647
Bus18	Bus19	30	0,08607	0,04282	0,00097	0,00197
Bus19	Bus20	31	-0,19577	-0,05967	0,00244	0,00487
Bus21	Bus22	32	-0,02380	-0,00206	0,00001	0,00002
Bus22	Bus24	33	0,21979	0,15692	0,01373	0,02137
Bus23	Bus24	34	0,08003	0,09768	0,00362	0,00741
Bus24	Bus25	35	0,02525	0,04964	0,00115	0,00200
Bus25	Bus26	36	0,11447	0,08442	0,01099	0,01642
Bus25	Bus27	37	-0,09037	-0,03678	0,00222	0,00424

Bus28	Bus27	38	0,57085	0,62772	0,00000	0,32686
Bus27	Bus29	39	0,22081	0,12085	0,02761	0,05216
Bus27	Bus30	40	0,25745	0,13900	0,05433	0,10227
Bus29	Bus30	41	0,12225	0,04208	0,01198	0,02264

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus02	Bus01	1	-5,97868	3,00899	0,79072	2,30954
Bus03	Bus01	2	-2,58459	0,49900	0,38848	1,38043
Bus04	Bus02	3	-1,37587	-0,18501	0,13777	0,38512
Bus05	Bus02	4	-2,51531	1,19867	0,36161	1,47506
Bus06	Bus02	5	-1,87970	0,34679	0,24946	0,72058
Bus04	Bus03	6	-2,40582	0,83729	0,10781	0,30280
Bus06	Bus04	7	-2,06218	1,46177	0,08923	0,30303
Bus12	Bus04	8	-1,40559	0,15226	0,00000	0,61143
Bus07	Bus05	9	0,30422	-0,75422	0,03453	0,06787
Bus07	Bus06	10	-0,97830	0,43196	0,03556	0,09462
Bus08	Bus06	11	-0,90484	2,38150	0,07661	0,25969
Bus09	Bus06	12	-0,88798	-0,02220	0,00000	0,19475
Bus10	Bus06	13	-0,48090	-0,09428	0,00000	0,19135
Bus28	Bus06	14	-0,57061	-0,13380	0,00707	0,01421
Bus28	Bus08	15	-0,00024	-0,49392	0,01766	0,01623
Bus10	Bus09	16	-0,88798	-0,57053	0,00000	0,17561
Bus11	Bus09	17	0,00000	0,85331	0,00000	0,12937
Bus17	Bus10	18	-0,15364	-0,07103	0,00137	0,00358
Bus20	Bus10	19	-0,26325	-0,08524	0,01182	0,02639
Bus21	Bus10	20	-0,49358	-0,32907	0,02007	0,04319
Bus22	Bus10	21	-0,24360	-0,15900	0,01007	0,02076
Bus13	Bus12	22	0,00000	1,19471	0,00000	0,17421
Bus14	Bus12	23	-0,24579	-0,08974	0,01166	0,02424
Bus15	Bus12	24	-0,55249	-0,27888	0,03735	0,07356
Bus16	Bus12	25	-0,21768	-0,16014	0,00949	0,01995
Bus15	Bus14	26	-0,06075	-0,04086	0,00174	0,00158
Bus18	Bus15	27	-0,18068	-0,06942	0,00663	0,01350
Bus23	Bus15	28	-0,17463	-0,14498	0,00887	0,01791
Bus17	Bus16	29	-0,11244	-0,10045	0,00176	0,00647
Bus19	Bus18	30	-0,08510	-0,04085	0,00097	0,00197
Bus20	Bus19	31	0,19821	0,06455	0,00244	0,00487
Bus22	Bus21	32	0,02381	0,00208	0,00001	0,00002
Bus24	Bus22	33	-0,20606	-0,13555	0,01373	0,02137
Bus24	Bus23	34	-0,07640	-0,09027	0,00362	0,00741
Bus25	Bus24	35	-0,02410	-0,04764	0,00115	0,00200
Bus26	Bus25	36	-0,10348	-0,06800	0,01099	0,01642
Bus27	Bus25	37	0,09259	0,04102	0,00222	0,00424

Bus27	Bus28	38	-0,57085	-0,30086	0,00000	0,32686
Bus29	Bus27	39	-0,19321	-0,06869	0,02761	0,05216
Bus30	Bus27	40	-0,20311	-0,03673	0,05433	0,10227
Bus30	Bus29	41	-0,11027	-0,01944	0,01198	0,02264

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.]	10,92505
REACTIVE POWER [p.u.]	13,19584

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.]	8,37865
REACTIVE POWER [p.u.]	3,57658

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.]	2,54640
REACTIVE POWER [p.u.]	9,61927

EK 5. IEEE 118 Baralı Test Sistemi Güç Akış Analizi Sonuçları

POWER FLOW REPORT

NETWORK STATISTICS

Buses:	118
Lines:	186
Generators:	54
Loads:	91

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	3
Maximum P mismatch [p.u.]	1E-13
Maximum Q mismatch [p.u.]	1,5E-12
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus01	0,95500	0,19151	0,00000	-0,03104	0,51000	0,27000
Bus02	0,97139	0,20093	0,00000	0,00000	0,20000	0,09000
Bus03	0,96769	0,20693	0,00000	0,00000	0,39000	0,10000
Bus04	0,99800	0,27182	-0,09000	-0,15010	0,30000	0,12000
Bus05	1,00198	0,27959	0,00000	0,00000	0,00000	0,40159
Bus06	0,99000	0,23199	0,00000	0,15930	0,52000	0,22000
Bus07	0,98933	0,22423	0,00000	0,00000	0,19000	0,02000
Bus08	1,01500	0,36723	-0,28000	0,63138	0,00000	0,00000
Bus09	1,04292	0,49384	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus10	1,05000	0,62615	4,50000	-0,51042	0,00000	0,00000
Bus11	0,98509	0,22700	0,00000	0,00000	0,70000	0,23000
Bus12	0,99000	0,21797	0,85000	0,91292	0,47000	0,10000
Bus13	0,96830	0,20298	0,00000	0,00000	0,34000	0,16000
Bus14	0,98359	0,20545	0,00000	0,00000	0,14000	0,01000
Bus15	0,97000	0,20026	0,00000	0,07160	0,90000	0,30000
Bus16	0,98390	0,21271	0,00000	0,00000	0,25000	0,10000
Bus17	0,99509	0,24426	0,00000	0,00000	0,11000	0,03000
Bus18	0,97300	0,20561	0,00000	0,28426	0,60000	0,34000
Bus19	0,96200	0,19748	0,00000	-0,14274	0,45000	0,25000
Bus20	0,95693	0,21277	0,00000	0,00000	0,18000	0,03000
Bus21	0,95772	0,24047	0,00000	0,00000	0,14000	0,08000
Bus22	0,96902	0,28504	0,00000	0,00000	0,10000	0,05000
Bus23	0,99947	0,37086	0,00000	0,00000	0,07000	0,03000
Bus24	0,99200	0,36851	-0,13000	-0,14908	0,00000	0,00000
Bus25	1,05000	0,49183	2,20000	0,50043	0,00000	0,00000
Bus26	1,01500	0,52291	3,14000	0,10125	0,00000	0,00000
Bus27	0,96800	0,27235	-0,09000	0,03982	0,62000	0,13000
Bus28	0,96157	0,24223	0,00000	0,00000	0,17000	0,07000
Bus29	0,96322	0,22489	0,00000	0,00000	0,24000	0,04000

Bus30	0,98533	0,33220	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus31	0,96700	0,22693	0,07000	0,32586	0,43000	0,27000
Bus32	0,96300	0,26286	0,00000	-0,16285	0,59000	0,23000
Bus33	0,97093	0,18944	0,00000	0,00000	0,23000	0,09000
Bus34	0,98400	0,20091	0,00000	-0,20827	0,59000	0,12444
Bus35	0,98045	0,19295	0,00000	0,00000	0,33000	0,09000
Bus36	0,98000	0,19296	0,00000	0,07725	0,31000	0,17000
Bus37	0,99066	0,20886	0,00000	0,00000	0,00000	0,24535
Bus38	0,96129	0,29858	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus39	0,96996	0,14969	0,00000	0,00000	0,27000	0,11000
Bus40	0,97000	0,13082	-0,46000	0,28454	0,20000	0,23000
Bus41	0,96683	0,12307	0,00000	0,00000	0,37000	0,10000
Bus42	0,98500	0,15102	-0,59000	0,41030	0,37000	0,23000
Bus43	0,97712	0,20002	0,00000	0,00000	0,18000	0,07000
Bus44	0,98444	0,24336	0,00000	0,00000	0,16000	-0,01691
Bus45	0,98638	0,27528	0,00000	0,00000	0,53000	0,12270
Bus46	1,00500	0,32421	0,19000	-0,05029	0,28000	-0,00100
Bus47	1,01705	0,36301	0,00000	0,00000	0,34000	0,00000
Bus48	1,02063	0,34939	0,00000	0,00000	0,20000	-0,04625
Bus49	1,02500	0,36690	2,04000	1,15845	0,87000	0,30000
Bus50	1,00108	0,33131	0,00000	0,00000	0,17000	0,04000
Bus51	0,96688	0,28561	0,00000	0,00000	0,17000	0,08000
Bus52	0,95682	0,26897	0,00000	0,00000	0,18000	0,05000
Bus53	0,94598	0,25196	0,00000	0,00000	0,23000	0,11000
Bus54	0,95500	0,26788	0,48000	0,03901	1,13000	0,32000
Bus55	0,95200	0,26282	0,00000	0,04664	0,63000	0,22000
Bus56	0,95400	0,26607	0,00000	-0,02286	0,84000	0,18000
Bus57	0,97058	0,28709	0,00000	0,00000	0,12000	0,03000
Bus58	0,95904	0,27214	0,00000	0,00000	0,12000	0,03000
Bus59	0,98500	0,33944	1,55000	0,76834	2,77000	1,13000
Bus60	0,99316	0,40544	0,00000	0,00000	0,78000	0,03000
Bus61	0,99500	0,42100	1,60000	-0,40394	0,00000	0,00000
Bus62	0,99800	0,41024	0,00000	0,01258	0,77000	0,14000
Bus63	0,96874	0,39841	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus64	0,98374	0,42924	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus65	1,00500	0,48379	3,91000	0,81510	0,00000	0,00000
Bus66	1,05000	0,48099	3,92000	-0,01957	0,39000	0,18000
Bus67	1,01968	0,43492	0,00000	0,00000	0,28000	0,07000
Bus68	1,00325	0,48167	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus69	1,03500	0,52360	5,13863	-0,82424	0,00000	0,00000
Bus70	0,98400	0,39476	0,00000	0,09669	0,66000	0,20000
Bus71	0,98684	0,38758	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus72	0,98000	0,36842	-0,12000	-0,11130	0,00000	0,00000
Bus73	0,99100	0,38389	-0,06000	0,09651	0,00000	0,00000
Bus74	0,95800	0,37819	0,00000	-0,05625	0,68000	0,15987

Bus75	0,96733	0,40021	0,00000	0,00000	0,47000	0,11000
Bus76	0,94300	0,38046	0,00000	0,05268	0,68000	0,36000
Bus77	1,00600	0,46689	0,00000	0,12170	0,61000	0,28000
Bus78	1,00342	0,46158	0,00000	0,00000	0,71000	0,26000
Bus79	1,00922	0,46680	0,00000	0,00000	0,39000	0,11629
Bus80	1,04000	0,50597	4,77000	1,05466	1,30000	0,26000
Bus81	0,99681	0,49122	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus82	0,98855	0,47598	0,00000	0,00000	0,54000	0,07456
Bus83	0,98438	0,49679	0,00000	0,00000	0,20000	0,00310
Bus84	0,97970	0,54106	0,00000	0,00000	0,11000	0,07000
Bus85	0,98500	0,56820	0,00000	-0,05607	0,24000	0,15000
Bus86	0,98669	0,54430	0,00000	0,00000	0,21000	0,10000
Bus87	1,01500	0,54883	0,04000	0,11022	0,00000	0,00000
Bus88	0,98745	0,62292	0,00000	0,00000	0,48000	0,10000
Bus89	1,00500	0,69374	6,07000	-0,05905	0,00000	0,00000
Bus90	0,98500	0,58187	-0,85000	0,59308	0,78000	0,42000
Bus91	0,98000	0,58208	-0,10000	-0,13088	0,00000	0,00000
Bus92	0,99000	0,59133	0,00000	-0,13956	0,65000	0,10000
Bus93	0,98543	0,53842	0,00000	0,00000	0,12000	0,07000
Bus94	0,98983	0,50060	0,00000	0,00000	0,30000	0,16000
Bus95	0,98033	0,48362	0,00000	0,00000	0,42000	0,31000
Bus96	0,99228	0,48071	0,00000	0,00000	0,38000	0,15000
Bus97	1,01117	0,48722	0,00000	0,00000	0,15000	0,09000
Bus98	1,02351	0,47880	0,00000	0,00000	0,34000	0,08000
Bus99	1,01000	0,47241	-0,42000	-0,17536	0,00000	0,00000
Bus100	1,01700	0,48972	2,52000	0,95552	0,37000	0,18000
Bus101	0,99142	0,51744	0,00000	0,00000	0,22000	0,15000
Bus102	0,98913	0,56488	0,00000	0,00000	0,05000	0,03000
Bus103	1,01000	0,42443	0,40000	0,75422	0,23000	0,16000
Bus104	0,97100	0,37957	0,00000	0,02388	0,38000	0,25000
Bus105	0,96500	0,36030	0,00000	-0,18335	0,31000	0,07376
Bus106	0,96115	0,35576	0,00000	0,00000	0,43000	0,16000
Bus107	0,95200	0,30688	-0,22000	0,06558	0,28000	0,06562
Bus108	0,96621	0,33935	0,00000	0,00000	0,02000	0,01000
Bus109	0,96703	0,33145	0,00000	0,00000	0,08000	0,03000
Bus110	0,97300	0,31667	0,00000	0,00281	0,39000	0,24320
Bus111	0,98000	0,34539	0,36000	-0,01844	0,00000	0,00000
Bus112	0,97500	0,26258	-0,43000	0,41512	0,25000	0,13000
Bus113	0,99300	0,24422	-0,06000	0,06753	0,00000	0,00000
Bus114	0,96009	0,25703	0,00000	0,00000	0,08000	0,03000
Bus115	0,96002	0,25688	0,00000	0,00000	0,22000	0,07000
Bus116	1,00500	0,47408	-1,84000	0,51322	0,00000	0,00000
Bus117	0,97382	0,19108	0,00000	0,00000	0,20000	0,08000
Bus118	0,94944	0,38296	0,00000	0,00000	0,33000	0,15000

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus01	Bus02	1	-0,12353	-0,13041	0,00098	-0,02035
Bus01	Bus03	2	-0,38647	-0,17063	0,00250	-0,00178
Bus04	Bus05	3	-1,03230	-0,26792	0,00201	0,00701
Bus03	Bus05	4	-0,68111	-0,14489	0,01238	0,02795
Bus05	Bus06	5	0,88470	0,04106	0,00930	0,02808
Bus06	Bus07	6	0,35540	-0,04772	0,00060	-0,00266
Bus08	Bus09	7	-4,40635	-0,89734	0,04620	-0,65305
Bus08	Bus05	8	3,38475	1,24727	0,00000	0,32719
Bus09	Bus10	9	-4,45255	-0,24429	0,04745	-0,75471
Bus04	Bus11	10	0,64230	-0,00218	0,00866	0,01131
Bus05	Bus11	11	0,77225	0,02966	0,01209	0,02345
Bus11	Bus12	12	0,34295	-0,35137	0,00147	-0,00006
Bus02	Bus12	13	-0,32450	-0,20006	0,00282	-0,00582
Bus03	Bus12	14	-0,09787	-0,12396	0,00106	-0,03539
Bus07	Bus12	15	0,16480	-0,06505	0,00027	-0,00749
Bus11	Bus13	16	0,35085	0,11408	0,00317	-0,00748
Bus12	Bus14	17	0,18314	0,02623	0,00076	-0,01518
Bus13	Bus15	18	0,00768	-0,03844	0,00001	-0,05884
Bus14	Bus15	19	0,04238	0,03141	0,00030	-0,04691
Bus12	Bus16	20	0,07508	0,04303	0,00018	-0,02012
Bus15	Bus17	21	-1,03857	-0,24269	0,01582	0,00951
Bus16	Bus17	22	-0,17511	-0,03685	0,00145	-0,03988
Bus17	Bus18	23	0,80270	0,24763	0,00881	0,02358
Bus18	Bus19	24	0,19390	0,16831	0,00080	-0,00716
Bus19	Bus20	25	-0,10624	0,05167	0,00042	-0,02546
Bus15	Bus19	26	0,11525	0,15719	0,00050	-0,00777
Bus20	Bus21	27	-0,28667	0,04713	0,00171	-0,01188
Bus21	Bus22	28	-0,42837	-0,02099	0,00418	-0,00342
Bus22	Bus23	29	-0,53256	-0,06758	0,01042	0,00928
Bus23	Bus24	30	0,08284	0,10419	0,00032	-0,04822
Bus23	Bus25	31	-1,62563	-0,26159	0,04201	0,12468
Bus26	Bus25	32	0,90289	0,21585	0,00000	0,02945
Bus25	Bus27	33	1,43525	0,30056	0,06398	0,14806
Bus27	Bus28	34	0,32876	-0,00592	0,00221	-0,01024
Bus28	Bus29	35	0,15655	-0,06568	0,00070	-0,01924
Bus30	Bus17	36	2,31187	0,92970	0,00000	0,22868
Bus08	Bus30	37	0,74160	0,28145	0,00355	-0,47278
Bus26	Bus30	38	2,23711	-0,11460	0,03978	-0,48032
Bus17	Bus31	39	0,14766	0,11522	0,00192	-0,03209
Bus29	Bus31	40	-0,08415	-0,08644	0,00016	-0,00723
Bus23	Bus32	41	0,92982	0,05054	0,02781	-0,01181
Bus31	Bus32	42	-0,29857	0,12397	0,00343	-0,01204

Bus27	Bus32	43	0,12527	0,01764	0,00040	-0,01663
Bus15	Bus33	44	0,07306	-0,04419	0,00025	-0,02926
Bus19	Bus34	45	-0,03591	-0,10397	0,00056	-0,05801
Bus35	Bus36	46	0,00839	0,04036	0,00000	-0,00256
Bus35	Bus37	47	-0,33839	-0,13036	0,00149	-0,00609
Bus33	Bus37	48	-0,15719	-0,10492	0,00143	-0,03033
Bus34	Bus36	49	0,30246	0,04695	0,00085	-0,00288
Bus34	Bus37	50	-0,94307	-0,44197	0,00286	0,00090
Bus38	Bus37	51	2,43371	1,13605	0,00000	0,25592
Bus37	Bus39	52	0,54909	0,02980	0,00992	0,00681
Bus37	Bus40	53	0,44021	-0,03675	0,01172	-0,00715
Bus30	Bus38	54	0,62351	0,19026	0,00260	-0,36953
Bus39	Bus40	55	0,26917	-0,08702	0,00154	-0,00953
Bus40	Bus41	56	0,15448	0,01193	0,00037	-0,01021
Bus40	Bus42	57	-0,11836	-0,06447	0,00093	-0,04145
Bus41	Bus42	58	-0,21590	-0,07786	0,00221	-0,02548
Bus43	Bus44	59	-0,16593	-0,01330	0,00177	-0,05123
Bus34	Bus43	60	0,01414	0,01633	0,00007	-0,04036
Bus44	Bus45	61	-0,32770	0,05484	0,00258	-0,01137
Bus45	Bus46	62	-0,36328	-0,03567	0,00544	-0,01447
Bus46	Bus47	63	-0,31111	-0,01218	0,00364	-0,02013
Bus46	Bus48	64	-0,14761	-0,05831	0,00137	-0,04412
Bus47	Bus49	65	-0,09535	-0,10837	0,00035	-0,01557
Bus42	Bus49	66	-0,64870	0,05245	0,03167	0,05615
Bus42	Bus49	67	-0,64870	0,05245	0,03167	0,05615
Bus45	Bus49	68	-0,49700	-0,02083	0,01737	0,00230
Bus48	Bus49	69	-0,34898	0,03207	0,00212	-0,00718
Bus49	Bus50	70	0,53660	0,13427	0,00785	0,00286
Bus49	Bus51	71	0,66627	0,20443	0,02282	0,03038
Bus51	Bus52	72	0,28559	0,06246	0,00187	-0,00749
Bus52	Bus53	73	0,10371	0,01994	0,00054	-0,03455
Bus53	Bus54	74	-0,12683	-0,05551	0,00052	-0,02558
Bus49	Bus54	75	0,37766	0,13070	0,01191	-0,02529
Bus49	Bus54	76	0,37744	0,11198	0,01365	-0,02592
Bus54	Bus55	77	0,07073	0,01457	0,00010	-0,01793
Bus54	Bus56	78	0,18528	0,04346	0,00011	-0,00629
Bus55	Bus56	79	-0,21421	-0,05824	0,00026	-0,00258
Bus56	Bus57	80	-0,22988	-0,09104	0,00223	-0,01612
Bus50	Bus57	81	0,35875	0,09141	0,00664	-0,01350
Bus56	Bus58	82	-0,06666	-0,03693	0,00019	-0,02160
Bus51	Bus58	83	0,18786	0,03159	0,00101	-0,01374
Bus54	Bus59	84	-0,30382	-0,07507	0,00522	-0,03250
Bus56	Bus59	85	-0,27963	-0,04174	0,00711	-0,03186
Bus56	Bus59	86	-0,29313	-0,03907	0,00760	-0,02777
Bus55	Bus59	87	-0,34516	-0,08262	0,00640	-0,02383

Bus59	Bus60	88	-0,43317	0,03574	0,00623	-0,00831
Bus59	Bus61	89	-0,51719	0,05032	0,00920	0,00406
Bus60	Bus61	90	-1,12067	0,08519	0,00338	0,00292
Bus60	Bus62	91	-0,09872	-0,07114	0,00017	-0,01376
Bus61	Bus62	92	0,25493	-0,13858	0,00069	-0,00658
Bus63	Bus59	93	1,51771	0,67483	0,00000	0,10458
Bus63	Bus64	94	-1,51771	-0,67483	0,00482	-0,14977
Bus64	Bus61	95	0,30537	0,13986	0,00000	0,00303
Bus38	Bus65	96	-1,81280	-0,57626	0,03213	-0,65996
Bus64	Bus65	97	-1,82791	-0,66492	0,00993	-0,26428
Bus49	Bus66	98	-1,32224	0,04326	0,03001	0,12651
Bus49	Bus66	99	-1,32224	0,04326	0,03001	0,12651
Bus62	Bus66	100	-0,37163	-0,17265	0,00768	-0,02589
Bus62	Bus67	101	-0,24303	-0,14414	0,00196	-0,02267
Bus65	Bus66	102	0,08541	0,72250	0,00000	0,01695
Bus66	Bus67	103	0,53161	0,19273	0,00662	0,00125
Bus65	Bus68	104	0,14182	-0,22433	0,00004	-0,64280
Bus47	Bus69	105	-0,55940	0,11632	0,02744	0,01566
Bus49	Bus69	106	-0,46540	0,10648	0,02242	-0,01411
Bus68	Bus69	107	-1,25803	1,12820	0,00000	0,09177
Bus69	Bus70	108	1,08376	0,16075	0,03432	0,02090
Bus24	Bus70	109	-0,06215	-0,02974	0,00001	-0,09776
Bus70	Bus71	110	0,16653	-0,12377	0,00038	-0,00699
Bus24	Bus72	111	0,01467	0,03307	0,00017	-0,04675
Bus71	Bus72	112	0,10602	-0,00940	0,00052	-0,04087
Bus71	Bus73	113	0,06012	-0,10738	0,00012	-0,01087
Bus70	Bus74	114	0,16208	0,12893	0,00196	-0,02529
Bus70	Bus75	115	-0,00133	0,09940	0,00060	-0,03228
Bus69	Bus75	116	1,10009	0,20485	0,04854	0,02178
Bus74	Bus75	117	-0,51989	-0,06190	0,00367	0,00252
Bus76	Bus77	118	-0,61150	-0,21040	0,02055	0,03352
Bus69	Bus77	119	0,62209	0,06783	0,01160	-0,07020
Bus75	Bus77	120	-0,34608	-0,09554	0,00803	-0,02178
Bus77	Bus78	121	0,45395	0,06611	0,00079	-0,01017
Bus78	Bus79	122	-0,25684	-0,18372	0,00053	-0,00417
Bus77	Bus80	123	-0,96571	-0,37415	0,01773	0,00116
Bus77	Bus80	124	-0,44365	-0,20546	0,00681	0,00046
Bus79	Bus80	125	-0,64737	-0,29584	0,00767	0,01500
Bus68	Bus81	126	-0,44145	-0,04614	0,00056	-0,80153
Bus81	Bus80	127	-0,44202	0,75539	0,00000	0,02494
Bus77	Bus82	128	-0,03025	0,17555	0,00141	-0,07726
Bus82	Bus83	129	-0,47222	0,24394	0,00335	-0,02599
Bus83	Bus84	130	-0,24786	0,14687	0,00560	-0,01305
Bus83	Bus85	131	-0,42771	0,11996	0,00895	-0,00294
Bus84	Bus85	132	-0,36346	0,08992	0,00445	-0,00247

Bus85	Bus86	133	0,17172	-0,07354	0,00119	-0,02263
Bus86	Bus87	134	-0,03947	-0,15091	0,00053	-0,04069
Bus85	Bus88	135	-0,50392	0,07600	0,00540	0,00069
Bus85	Bus89	136	-0,71236	0,00677	0,01252	0,04411
Bus88	Bus89	137	-0,98932	-0,02470	0,01396	0,05229
Bus89	Bus90	138	0,58219	-0,04724	0,01740	0,01089
Bus89	Bus90	139	1,10828	-0,05442	0,02894	0,01629
Bus90	Bus91	140	0,01412	0,04424	0,00008	-0,02038
Bus89	Bus92	141	2,01542	-0,02104	0,03981	0,14856
Bus89	Bus92	142	0,63595	-0,05067	0,01577	0,02225
Bus91	Bus92	143	-0,08596	-0,06626	0,00040	-0,03039
Bus92	Bus93	144	0,57623	-0,11658	0,00904	0,00843
Bus92	Bus94	145	0,52170	-0,15214	0,01422	0,00691
Bus93	Bus94	146	0,44720	-0,19501	0,00539	-0,00062
Bus94	Bus95	147	0,40861	0,09014	0,00237	-0,00297
Bus80	Bus96	148	0,18967	0,21067	0,00304	-0,03550
Bus82	Bus96	149	-0,09944	-0,06569	0,00019	-0,05274
Bus94	Bus96	150	0,19788	-0,09822	0,00128	-0,01845
Bus80	Bus97	151	0,26423	0,25753	0,00243	-0,01434
Bus80	Bus98	152	0,28949	0,08318	0,00206	-0,02111
Bus80	Bus99	153	0,19564	0,08168	0,00213	-0,04773
Bus92	Bus100	154	0,31497	-0,16532	0,00790	-0,01159
Bus94	Bus100	155	0,04281	-0,50538	0,00415	-0,04732
Bus95	Bus96	156	-0,01376	-0,21689	0,00079	-0,01182
Bus96	Bus97	157	-0,11096	-0,20161	0,00085	-0,01974
Bus98	Bus100	158	-0,05257	0,02429	0,00020	-0,04866
Bus99	Bus100	159	-0,22648	-0,04594	0,00093	-0,01800
Bus100	Bus101	160	-0,16743	0,22900	0,00237	-0,02228
Bus92	Bus102	161	0,44651	-0,08390	0,00258	-0,00263
Bus101	Bus102	162	-0,38980	0,10128	0,00414	-0,00999
Bus100	Bus103	163	1,21753	-0,22148	0,02351	0,02209
Bus100	Bus104	164	0,56185	0,10647	0,01455	0,01235
Bus103	Bus104	165	0,32452	0,13867	0,00597	-0,01965
Bus103	Bus105	166	0,43351	0,12849	0,01103	-0,00632
Bus100	Bus106	167	0,60361	0,09476	0,02225	0,02353
Bus104	Bus105	168	0,48584	0,02632	0,00250	0,00026
Bus105	Bus106	169	0,08863	0,03880	0,00015	-0,01272
Bus105	Bus107	170	0,26755	-0,02375	0,00407	-0,02930
Bus105	Bus108	171	0,23965	-0,11128	0,00191	-0,01206
Bus106	Bus107	172	0,23984	-0,03725	0,00331	-0,03175
Bus108	Bus109	173	0,21775	-0,10922	0,00066	-0,00529
Bus103	Bus110	174	0,60599	0,08349	0,01450	0,02196
Bus109	Bus110	175	0,13709	-0,13393	0,00102	-0,01621
Bus110	Bus111	176	-0,35703	0,00956	0,00297	-0,00888
Bus110	Bus112	177	0,69459	-0,30614	0,01459	-0,02102

Bus17	Bus113	178	0,02056	0,05901	0,00004	-0,00746
Bus32	Bus113	179	0,04116	-0,17799	0,00168	-0,04400
Bus32	Bus114	180	0,09371	0,01778	0,00014	-0,01443
Bus27	Bus115	181	0,20724	0,05060	0,00081	-0,01465
Bus114	Bus115	182	0,01358	0,00221	0,00000	-0,00254
Bus68	Bus116	183	1,84126	-0,66358	0,00126	-0,15036
Bus12	Bus117	184	0,20153	0,05197	0,00153	-0,02803
Bus75	Bus118	185	0,40215	0,23588	0,00341	0,00031
Bus76	Bus118	186	-0,06850	-0,09692	0,00024	-0,01135

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus01	Bus02	1	0,12450	0,11006	0,00098	-0,02035
Bus01	Bus03	2	0,38897	0,16885	0,00250	-0,00178
Bus04	Bus05	3	1,03431	0,27493	0,00201	0,00701
Bus03	Bus05	4	0,69349	0,17284	0,01238	0,02795
Bus05	Bus06	5	-0,87540	-0,01299	0,00930	0,02808
Bus06	Bus07	6	-0,35480	0,04505	0,00060	-0,00266
Bus08	Bus09	7	4,45255	0,24429	0,04620	-0,65305
Bus08	Bus05	8	-3,38475	-0,92008	0,00000	0,32719
Bus09	Bus10	9	4,50000	-0,51042	0,04745	-0,75471
Bus04	Bus11	10	-0,63364	0,01349	0,00866	0,01131
Bus05	Bus11	11	-0,76016	-0,00621	0,01209	0,02345
Bus11	Bus12	12	-0,34148	0,35131	0,00147	-0,00006
Bus02	Bus12	13	0,32733	0,19424	0,00282	-0,00582
Bus03	Bus12	14	0,09893	0,08857	0,00106	-0,03539
Bus07	Bus12	15	-0,16453	0,05756	0,00027	-0,00749
Bus11	Bus13	16	-0,34768	-0,12156	0,00317	-0,00748
Bus12	Bus14	17	-0,18238	-0,04141	0,00076	-0,01518
Bus13	Bus15	18	-0,00767	-0,02040	0,00001	-0,05884
Bus14	Bus15	19	-0,04208	-0,07832	0,00030	-0,04691
Bus12	Bus16	20	-0,07489	-0,06315	0,00018	-0,02012
Bus15	Bus17	21	1,05439	0,25220	0,01582	0,00951
Bus16	Bus17	22	0,17655	-0,00304	0,00145	-0,03988
Bus17	Bus18	23	-0,79390	-0,22405	0,00881	0,02358
Bus18	Bus19	24	-0,19310	-0,17547	0,00080	-0,00716
Bus19	Bus20	25	0,10667	-0,07713	0,00042	-0,02546
Bus15	Bus19	26	-0,11475	-0,16496	0,00050	-0,00777
Bus20	Bus21	27	0,28837	-0,05901	0,00171	-0,01188
Bus21	Bus22	28	0,43256	0,01758	0,00418	-0,00342
Bus22	Bus23	29	0,54297	0,07686	0,01042	0,00928
Bus23	Bus24	30	-0,08252	-0,15241	0,00032	-0,04822
Bus23	Bus25	31	1,66764	0,38626	0,04201	0,12468
Bus26	Bus25	32	-0,90289	-0,18640	0,00000	0,02945

Bus25	Bus27	33	-1,37127	-0,15250	0,06398	0,14806
Bus27	Bus28	34	-0,32655	-0,00432	0,00221	-0,01024
Bus28	Bus29	35	-0,15585	0,04644	0,00070	-0,01924
Bus30	Bus17	36	-2,31187	-0,70101	0,00000	0,22868
Bus08	Bus30	37	-0,73805	-0,75423	0,00355	-0,47278
Bus26	Bus30	38	-2,19733	-0,36572	0,03978	-0,48032
Bus17	Bus31	39	-0,14574	-0,14731	0,00192	-0,03209
Bus29	Bus31	40	0,08432	0,07920	0,00016	-0,00723
Bus23	Bus32	41	-0,90201	-0,06236	0,02781	-0,01181
Bus31	Bus32	42	0,30200	-0,13601	0,00343	-0,01204
Bus27	Bus32	43	-0,12487	-0,03427	0,00040	-0,01663
Bus15	Bus33	44	-0,07281	0,01492	0,00025	-0,02926
Bus19	Bus34	45	0,03647	0,04597	0,00056	-0,05801
Bus35	Bus36	46	-0,00838	-0,04292	0,00000	-0,00256
Bus35	Bus37	47	0,33987	0,12427	0,00149	-0,00609
Bus33	Bus37	48	0,15861	0,07459	0,00143	-0,03033
Bus34	Bus36	49	-0,30162	-0,04983	0,00085	-0,00288
Bus34	Bus37	50	0,94593	0,44287	0,00286	0,00090
Bus38	Bus37	51	-2,43371	-0,88013	0,00000	0,25592
Bus37	Bus39	52	-0,53917	-0,02298	0,00992	0,00681
Bus37	Bus40	53	-0,42849	0,02960	0,01172	-0,00715
Bus30	Bus38	54	-0,62091	-0,55979	0,00260	-0,36953
Bus39	Bus40	55	-0,26763	0,07748	0,00154	-0,00953
Bus40	Bus41	56	-0,15410	-0,02214	0,00037	-0,01021
Bus40	Bus42	57	0,11930	0,02302	0,00093	-0,04145
Bus41	Bus42	58	0,21811	0,05238	0,00221	-0,02548
Bus43	Bus44	59	0,16770	-0,03793	0,00177	-0,05123
Bus34	Bus43	60	-0,01407	-0,05670	0,00007	-0,04036
Bus44	Bus45	61	0,33028	-0,06621	0,00258	-0,01137
Bus45	Bus46	62	0,36872	0,02120	0,00544	-0,01447
Bus46	Bus47	63	0,31475	-0,00795	0,00364	-0,02013
Bus46	Bus48	64	0,14898	0,01419	0,00137	-0,04412
Bus47	Bus49	65	0,09570	0,09280	0,00035	-0,01557
Bus42	Bus49	66	0,68037	0,00370	0,03167	0,05615
Bus42	Bus49	67	0,68037	0,00370	0,03167	0,05615
Bus45	Bus49	68	0,51437	0,02313	0,01737	0,00230
Bus48	Bus49	69	0,35109	-0,03925	0,00212	-0,00718
Bus49	Bus50	70	-0,52875	-0,13141	0,00785	0,00286
Bus49	Bus51	71	-0,64345	-0,17404	0,02282	0,03038
Bus51	Bus52	72	-0,28371	-0,06994	0,00187	-0,00749
Bus52	Bus53	73	-0,10317	-0,05449	0,00054	-0,03455
Bus53	Bus54	74	0,12735	0,02993	0,00052	-0,02558
Bus49	Bus54	75	-0,36575	-0,15599	0,01191	-0,02529
Bus49	Bus54	76	-0,36379	-0,13790	0,01365	-0,02592
Bus54	Bus55	77	-0,07063	-0,03250	0,00010	-0,01793

Bus54	Bus56	78	-0,18517	-0,04975	0,00011	-0,00629
Bus55	Bus56	79	0,21448	0,05566	0,00026	-0,00258
Bus56	Bus57	80	0,23211	0,07491	0,00223	-0,01612
Bus50	Bus57	81	-0,35211	-0,10491	0,00664	-0,01350
Bus56	Bus58	82	0,06686	0,01533	0,00019	-0,02160
Bus51	Bus58	83	-0,18686	-0,04533	0,00101	-0,01374
Bus54	Bus59	84	0,30904	0,04257	0,00522	-0,03250
Bus56	Bus59	85	0,28674	0,00987	0,00711	-0,03186
Bus56	Bus59	86	0,30073	0,01130	0,00760	-0,02777
Bus55	Bus59	87	0,35156	0,05878	0,00640	-0,02383
Bus59	Bus60	88	0,43939	-0,04405	0,00623	-0,00831
Bus59	Bus61	89	0,52639	-0,04626	0,00920	0,00406
Bus60	Bus61	90	1,12406	-0,08227	0,00338	0,00292
Bus60	Bus62	91	0,09889	0,05738	0,00017	-0,01376
Bus61	Bus62	92	-0,25424	0,13199	0,00069	-0,00658
Bus63	Bus59	93	-1,51771	-0,57025	0,00000	0,10458
Bus63	Bus64	94	1,52254	0,52506	0,00482	-0,14977
Bus64	Bus61	95	-0,30537	-0,13683	0,00000	0,00303
Bus38	Bus65	96	1,84493	-0,08370	0,03213	-0,65996
Bus64	Bus65	97	1,83784	0,40064	0,00993	-0,26428
Bus49	Bus66	98	1,35224	0,08325	0,03001	0,12651
Bus49	Bus66	99	1,35224	0,08325	0,03001	0,12651
Bus62	Bus66	100	0,37931	0,14676	0,00768	-0,02589
Bus62	Bus67	101	0,24499	0,12147	0,00196	-0,02267
Bus65	Bus66	102	-0,08541	-0,70555	0,00000	0,01695
Bus66	Bus67	103	-0,52499	-0,19147	0,00662	0,00125
Bus65	Bus68	104	-0,14178	-0,41847	0,00004	-0,64280
Bus47	Bus69	105	0,58684	-0,10066	0,02744	0,01566
Bus49	Bus69	106	0,48782	-0,12059	0,02242	-0,01411
Bus68	Bus69	107	1,25803	-1,03643	0,00000	0,09177
Bus69	Bus70	108	-1,04943	-0,13985	0,03432	0,02090
Bus24	Bus70	109	0,06216	-0,06802	0,00001	-0,09776
Bus70	Bus71	110	-0,16615	0,11678	0,00038	-0,00699
Bus24	Bus72	111	-0,01450	-0,07982	0,00017	-0,04675
Bus71	Bus72	112	-0,10550	-0,03148	0,00052	-0,04087
Bus71	Bus73	113	-0,06000	0,09651	0,00012	-0,01087
Bus70	Bus74	114	-0,16011	-0,15422	0,00196	-0,02529
Bus70	Bus75	115	0,00194	-0,13168	0,00060	-0,03228
Bus69	Bus75	116	-1,05155	-0,18308	0,04854	0,02178
Bus74	Bus75	117	0,52355	0,06442	0,00367	0,00252
Bus76	Bus77	118	0,63205	0,24392	0,02055	0,03352
Bus69	Bus77	119	-0,61049	-0,13803	0,01160	-0,07020
Bus75	Bus77	120	0,35411	0,07376	0,00803	-0,02178
Bus77	Bus78	121	-0,45316	-0,07628	0,00079	-0,01017
Bus78	Bus79	122	0,25737	0,17954	0,00053	-0,00417

Bus77	Bus80	123	0,98344	0,37531	0,01773	0,00116
Bus77	Bus80	124	0,45046	0,20591	0,00681	0,00046
Bus79	Bus80	125	0,65505	0,31083	0,00767	0,01500
Bus68	Bus81	126	0,44202	-0,75539	0,00056	-0,80153
Bus81	Bus80	127	0,44202	-0,73046	0,00000	0,02494
Bus77	Bus82	128	0,03167	-0,25280	0,00141	-0,07726
Bus82	Bus83	129	0,47557	-0,26993	0,00335	-0,02599
Bus83	Bus84	130	0,25346	-0,15992	0,00560	-0,01305
Bus83	Bus85	131	0,43666	-0,12290	0,00895	-0,00294
Bus84	Bus85	132	0,36791	-0,09239	0,00445	-0,00247
Bus85	Bus86	133	-0,17053	0,05091	0,00119	-0,02263
Bus86	Bus87	134	0,04000	0,11022	0,00053	-0,04069
Bus85	Bus88	135	0,50932	-0,07530	0,00540	0,00069
Bus85	Bus89	136	0,72489	0,03734	0,01252	0,04411
Bus88	Bus89	137	1,00328	0,07699	0,01396	0,05229
Bus89	Bus90	138	-0,56478	0,05813	0,01740	0,01089
Bus89	Bus90	139	-1,07934	0,07071	0,02894	0,01629
Bus90	Bus91	140	-0,01404	-0,06462	0,00008	-0,02038
Bus89	Bus92	141	-1,97560	0,16960	0,03981	0,14856
Bus89	Bus92	142	-0,62018	0,07292	0,01577	0,02225
Bus91	Bus92	143	0,08636	0,03587	0,00040	-0,03039
Bus92	Bus93	144	-0,56720	0,12501	0,00904	0,00843
Bus92	Bus94	145	-0,50749	0,15905	0,01422	0,00691
Bus93	Bus94	146	-0,44181	0,19440	0,00539	-0,00062
Bus94	Bus95	147	-0,40624	-0,09311	0,00237	-0,00297
Bus80	Bus96	148	-0,18663	-0,24617	0,00304	-0,03550
Bus82	Bus96	149	0,09963	0,01294	0,00019	-0,05274
Bus94	Bus96	150	-0,19660	0,07977	0,00128	-0,01845
Bus80	Bus97	151	-0,26181	-0,27187	0,00243	-0,01434
Bus80	Bus98	152	-0,28743	-0,10429	0,00206	-0,02111
Bus80	Bus99	153	-0,19352	-0,12941	0,00213	-0,04773
Bus92	Bus100	154	-0,30707	0,15373	0,00790	-0,01159
Bus94	Bus100	155	-0,03866	0,45806	0,00415	-0,04732
Bus95	Bus96	156	0,01455	0,20506	0,00079	-0,01182
Bus96	Bus97	157	0,11181	0,18187	0,00085	-0,01974
Bus98	Bus100	158	0,05276	-0,07295	0,00020	-0,04866
Bus99	Bus100	159	0,22741	0,02794	0,00093	-0,01800
Bus100	Bus101	160	0,16980	-0,25128	0,00237	-0,02228
Bus92	Bus102	161	-0,44393	0,08127	0,00258	-0,00263
Bus101	Bus102	162	0,39393	-0,11127	0,00414	-0,00999
Bus100	Bus103	163	-1,19402	0,24358	0,02351	0,02209
Bus100	Bus104	164	-0,54729	-0,09412	0,01455	0,01235
Bus103	Bus104	165	-0,31855	-0,15832	0,00597	-0,01965
Bus103	Bus105	166	-0,42249	-0,13480	0,01103	-0,00632
Bus100	Bus106	167	-0,58136	-0,07123	0,02225	0,02353

Bus104	Bus105	168	-0,48334	-0,02606	0,00250	0,00026
Bus105	Bus106	169	-0,08848	-0,05152	0,00015	-0,01272
Bus105	Bus107	170	-0,26347	-0,00555	0,00407	-0,02930
Bus105	Bus108	171	-0,23775	0,09922	0,00191	-0,01206
Bus106	Bus107	172	-0,23653	0,00551	0,00331	-0,03175
Bus108	Bus109	173	-0,21709	0,10393	0,00066	-0,00529
Bus103	Bus110	174	-0,59149	-0,06152	0,01450	0,02196
Bus109	Bus110	175	-0,13607	0,11772	0,00102	-0,01621
Bus110	Bus111	176	0,36000	-0,01844	0,00297	-0,00888
Bus110	Bus112	177	-0,68000	0,28512	0,01459	-0,02102
Bus17	Bus113	178	-0,02052	-0,06646	0,00004	-0,00746
Bus32	Bus113	179	-0,03948	0,13399	0,00168	-0,04400
Bus32	Bus114	180	-0,09358	-0,03221	0,00014	-0,01443
Bus27	Bus115	181	-0,20642	-0,06525	0,00081	-0,01465
Bus114	Bus115	182	-0,01358	-0,00475	0,00000	-0,00254
Bus68	Bus116	183	-1,84000	0,51322	0,00126	-0,15036
Bus12	Bus117	184	-0,20000	-0,08000	0,00153	-0,02803
Bus75	Bus118	185	-0,39874	-0,23557	0,00341	0,00031
Bus76	Bus118	186	0,06874	0,08557	0,00024	-0,01135

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION	
REAL POWER [p.u.]	38,00863
REACTIVE POWER [p.u.]	7,95684
TOTAL LOAD	
REAL POWER [p.u.]	36,68000
REACTIVE POWER [p.u.]	13,53631
TOTAL LOSSES	
REAL POWER [p.u.]	1,32863
REACTIVE POWER [p.u.]	-5,57947

EK 6. IEEE 118 Baralı Test Sistemi Sürekli Güç Akış Analizi Sonuçları

CONTINUATION POWER FLOW REPORT

NETWORK STATISTICS

Buses:	118
Lines:	186
Generators:	54
Loads:	91

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:	50
Maximum P mismatch [p.u.]	0
Maximum Q mismatch [p.u.]	0
Power rate [MVA]	100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus01	0,95500	-2,38329	0,00000	1,53185	1,62536	0,86049
Bus02	0,95657	-2,33550	0,00000	0,00000	0,63740	0,28683
Bus03	0,94823	-2,31780	0,00000	0,00000	1,24293	0,31870
Bus04	0,99800	-2,08628	-0,28683	1,29794	0,95610	0,38244
Bus05	0,99740	-2,05778	0,00000	0,00000	0,00000	0,39793
Bus06	0,99000	-2,22308	0,00000	1,30631	1,65723	0,70114
Bus07	0,98746	-2,24895	0,00000	0,00000	0,60553	0,06374
Bus08	1,01500	-1,76372	-0,89236	12,10040	0,00000	0,00000
Bus09	0,94104	-1,30746	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus10	1,05000	-0,83800	14,34145	5,04575	0,00000	0,00000
Bus11	0,96058	-2,23771	0,00000	0,00000	2,23089	0,73301
Bus12	0,99000	-2,27087	2,70894	3,50420	1,49788	0,31870
Bus13	0,91036	-2,32079	0,00000	0,00000	1,08358	0,50992
Bus14	0,97683	-2,31197	0,00000	0,00000	0,44618	0,03187
Bus15	0,97000	-2,33576	0,00000	3,15958	2,86829	0,95610
Bus16	0,94753	-2,28024	0,00000	0,00000	0,79675	0,31870
Bus17	0,95619	-2,15712	0,00000	0,00000	0,35057	0,09561
Bus18	0,97300	-2,31365	0,00000	2,32657	1,91219	1,08358
Bus19	0,96200	-2,34820	0,00000	1,68526	1,43414	0,79675
Bus20	0,83565	-2,27807	0,00000	0,00000	0,57366	0,09561
Bus21	0,77338	-2,14121	0,00000	0,00000	0,44618	0,25496
Bus22	0,77458	-1,90709	0,00000	0,00000	0,31870	0,15935
Bus23	0,92402	-1,51471	0,00000	0,00000	0,22309	0,09561
Bus24	0,99200	-1,42229	-0,41431	1,71441	0,00000	0,00000
Bus25	1,05000	-1,15530	7,01137	3,15295	0,00000	0,00000
Bus26	1,01500	-1,06016	10,00714	3,91418	0,00000	0,00000
Bus27	0,96800	-2,04642	-0,28683	3,21190	1,97593	0,41431
Bus28	0,94198	-2,14874	0,00000	0,00000	0,54179	0,22309

Bus29	0,95171	-2,21178	0,00000	0,00000	0,76488	0,12748
Bus30	0,84674	-1,81814	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus31	0,96700	-2,20781	0,22309	1,81377	1,37040	0,86049
Bus32	0,96300	-2,07355	0,00000	2,74603	1,88032	0,73301
Bus33	0,92078	-2,34727	0,00000	0,00000	0,73301	0,28683
Bus34	0,98400	-2,29742	0,00000	6,97786	1,88032	0,69306
Bus35	0,96866	-2,32264	0,00000	0,00000	1,05171	0,28683
Bus36	0,98000	-2,32558	0,00000	1,81344	0,98797	0,54179
Bus37	0,94194	-2,25365	0,00000	0,00000	0,00000	0,22181
Bus38	0,70928	-1,85966	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus39	0,92823	-2,44316	0,00000	0,00000	0,86049	0,35057
Bus40	0,97000	-2,49660	-1,46601	2,83017	0,63740	0,73301
Bus41	0,94633	-2,50024	0,00000	0,00000	1,17919	0,31870
Bus42	0,98500	-2,35160	-1,88032	5,90870	1,17919	0,73301
Bus43	0,79281	-2,19772	0,00000	0,00000	0,57366	0,22309
Bus44	0,69524	-1,74115	0,00000	0,00000	0,50992	0,20662
Bus45	0,75387	-1,48851	0,00000	0,00000	1,68910	0,64431
Bus46	1,00500	-1,26778	0,60553	3,08040	0,89236	0,21770
Bus47	0,93479	-1,04435	0,00000	0,00000	1,08358	0,00000
Bus48	1,00018	-1,12751	0,00000	0,00000	0,63740	0,20052
Bus49	1,02500	-1,06208	6,50146	14,05603	2,77268	0,95610
Bus50	0,97335	-1,17618	0,00000	0,00000	0,54179	0,12748
Bus51	0,89282	-1,33000	0,00000	0,00000	0,54179	0,25496
Bus52	0,86944	-1,39042	0,00000	0,00000	0,57366	0,15935
Bus53	0,87803	-1,44656	0,00000	0,00000	0,73301	0,35057
Bus54	0,95500	-1,38760	1,52975	2,16586	3,60130	1,01984
Bus55	0,95200	-1,40126	0,00000	1,09059	2,00780	0,70114
Bus56	0,95400	-1,39280	0,00000	2,13929	2,67707	0,57366
Bus57	0,94420	-1,32326	0,00000	0,00000	0,38244	0,09561
Bus58	0,90864	-1,37532	0,00000	0,00000	0,38244	0,09561
Bus59	0,98500	-1,06819	4,93983	5,56044	8,82796	3,60130
Bus60	0,98626	-0,81569	0,00000	0,00000	2,48585	0,09561
Bus61	0,99500	-0,76199	5,09918	0,49826	0,00000	0,00000
Bus62	0,99800	-0,80209	0,00000	1,17441	2,45398	0,44618
Bus63	0,93441	-0,83918	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus64	0,95793	-0,71336	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus65	1,00500	-0,47711	12,46112	10,93392	0,00000	0,00000
Bus66	1,05000	-0,56929	12,49299	1,50887	1,24293	0,57366
Bus67	0,99657	-0,71993	0,00000	0,00000	0,89236	0,22309
Bus68	0,99869	-0,38265	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus69	1,03500	0,00000	33,84429	5,46117	0,00000	0,00000
Bus70	0,98400	-0,81231	0,00000	4,75365	2,10341	0,63740
Bus71	0,98087	-0,88176	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus72	0,98000	-1,19065	-0,38244	0,36916	0,00000	0,00000
Bus73	0,99100	-0,89300	-0,19122	0,25313	0,00000	0,00000
Bus74	0,95800	-0,83270	0,00000	2,64281	2,16715	0,75036

Bus75	0,90360	-0,71039	0,00000	0,00000	1,49788	0,35057
Bus76	0,94300	-0,81729	0,00000	2,53413	2,16715	1,14732
Bus77	1,00600	-0,47304	0,00000	5,93043	1,94406	0,89236
Bus78	0,98343	-0,48929	0,00000	0,00000	2,26276	0,82862
Bus79	0,97564	-0,47194	0,00000	0,00000	1,24293	0,82946
Bus80	1,04000	-0,35070	15,20193	2,44328	4,14308	0,82862
Bus81	0,99409	-0,37027	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Bus82	0,90375	-0,51322	0,00000	0,00000	1,72097	0,69713
Bus83	0,90731	-0,46731	0,00000	0,00000	0,63740	0,23638
Bus84	0,93985	-0,36721	0,00000	0,00000	0,35057	0,22309
Bus85	0,98500	-0,30494	0,00000	2,31366	0,76488	0,47805
Bus86	0,95772	-0,37449	0,00000	0,00000	0,66927	0,31870
Bus87	1,01500	-0,35497	0,12748	0,24093	0,00000	0,00000
Bus88	0,95082	-0,14343	0,00000	0,00000	1,52975	0,31870
Bus89	1,00500	0,07801	19,34502	0,59201	0,00000	0,00000
Bus90	0,98500	-0,30572	-2,70894	3,42002	2,48585	1,33853
Bus91	0,98000	-0,30081	-0,31870	-0,05571	0,00000	0,00000
Bus92	0,99000	-0,25276	0,00000	3,34542	2,07154	0,31870
Bus93	0,93146	-0,39404	0,00000	0,00000	0,38244	0,22309
Bus94	0,91963	-0,49773	0,00000	0,00000	0,95610	0,50992
Bus95	0,87486	-0,53486	0,00000	0,00000	1,33853	0,98797
Bus96	0,90635	-0,51073	0,00000	0,00000	1,21106	0,47805
Bus97	0,95093	-0,44839	0,00000	0,00000	0,47805	0,28683
Bus98	0,99283	-0,49622	0,00000	0,00000	1,08358	0,25496
Bus99	1,01000	-0,57718	-1,33853	0,15475	0,00000	0,00000
Bus100	1,01700	-0,55848	8,03121	3,60477	1,17919	0,57366
Bus101	0,94442	-0,47968	0,00000	0,00000	0,70114	0,47805
Bus102	0,96506	-0,33150	0,00000	0,00000	0,15935	0,09561
Bus103	1,01000	-0,80402	1,27480	2,32658	0,73301	0,50992
Bus104	0,97100	-0,98561	0,00000	1,31802	1,21106	0,79675
Bus105	0,96500	-1,05761	0,00000	1,79915	0,98797	0,64237
Bus106	0,91662	-1,06575	0,00000	0,00000	1,37040	0,50992
Bus107	0,95200	-1,24753	-0,70114	1,03203	0,89236	0,32806
Bus108	0,95775	-1,12634	0,00000	0,00000	0,06374	0,03187
Bus109	0,95751	-1,15288	0,00000	0,00000	0,25496	0,09561
Bus110	0,97300	-1,20363	0,00000	1,46426	1,24293	0,89929
Bus111	0,98000	-1,10835	1,14732	-0,19577	0,00000	0,00000
Bus112	0,97500	-1,37924	-1,37040	1,47966	0,79675	0,41431
Bus113	0,99300	-2,16358	-0,19122	1,40952	0,00000	0,00000
Bus114	0,94704	-2,09357	0,00000	0,00000	0,25496	0,09561
Bus115	0,94593	-2,09430	0,00000	0,00000	0,70114	0,22309
Bus116	1,00500	-0,40704	-5,86406	2,04904	0,00000	0,00000
Bus117	0,92732	-2,35960	0,00000	0,00000	0,63740	0,25496
Bus118	0,89810	-0,78981	0,00000	0,00000	1,05171	0,47805

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus01	Bus02	1	-0,40129	0,10558	0,00581	-0,00406
Bus01	Bus03	2	-1,22408	0,56578	0,02580	0,07500
Bus04	Bus05	3	-3,36263	0,86590	0,02131	0,09453
Bus03	Bus05	4	-2,17384	0,33494	0,12990	0,55524
Bus05	Bus06	5	2,95058	-0,27134	0,10498	0,46228
Bus06	Bus07	6	1,18837	-0,12844	0,00669	0,02493
Bus08	Bus09	7	-13,25991	6,12687	0,52355	5,43135
Bus08	Bus05	8	11,15691	2,92799	0,00000	3,34554
Bus09	Bus10	9	-13,78347	0,69552	0,55798	5,74127
Bus04	Bus11	10	2,11971	0,04960	0,09436	0,29384
Bus05	Bus11	11	2,51866	0,00694	0,12945	0,41825
Bus11	Bus12	12	1,07976	-1,74515	0,02710	0,08451
Bus02	Bus12	13	-1,04449	-0,17718	0,02289	0,06049
Bus03	Bus12	14	-0,31897	-0,16286	0,00660	-0,01632
Bus07	Bus12	15	0,57615	-0,21711	0,00334	0,00461
Bus11	Bus13	16	1,10391	0,35660	0,03260	0,09068
Bus12	Bus14	17	0,56898	0,01404	0,00711	0,00583
Bus13	Bus15	18	-0,01227	-0,24400	0,00428	-0,04140
Bus14	Bus15	19	0,11569	-0,02366	0,00083	-0,04483
Bus12	Bus16	20	0,21947	0,43835	0,00540	0,00115
Bus15	Bus17	21	-3,27778	1,61359	0,18821	0,58189
Bus16	Bus17	22	-0,58268	0,11851	0,01815	0,02978
Bus17	Bus18	23	2,68992	-0,75419	0,10487	0,41850
Bus18	Bus19	24	0,67285	0,07030	0,00542	0,01318
Bus19	Bus20	25	-0,24280	1,09424	0,03504	0,13848
Bus15	Bus19	26	0,32487	0,09509	0,00147	-0,00459
Bus20	Bus21	27	-0,85150	0,86016	0,03873	0,16568
Bus21	Bus22	28	-1,33641	0,43951	0,06939	0,30730
Bus22	Bus23	29	-1,72449	-0,02713	0,16953	0,75881
Bus23	Bus24	30	-1,90451	-0,69587	0,06455	0,18947
Bus23	Bus25	31	-4,23716	0,10920	0,32842	1,59968
Bus26	Bus25	32	2,76085	0,33325	0,00000	0,26427
Bus25	Bus27	33	5,20665	1,73146	0,87838	4,32252
Bus27	Bus28	34	1,11205	0,09140	0,02546	0,09408
Bus28	Bus29	35	0,54481	-0,22577	0,00916	0,01513
Bus30	Bus17	36	7,22775	-0,44912	0,00000	2,61550
Bus08	Bus30	37	1,21064	3,04554	0,05198	0,15876
Bus26	Bus30	38	7,24629	3,58093	0,53436	4,95836
Bus17	Bus31	39	0,25827	-0,15512	0,00443	-0,02229
Bus29	Bus31	40	-0,22923	-0,36837	0,00221	-0,00086
Bus23	Bus32	41	4,02455	-0,29488	0,60358	2,09089
Bus31	Bus32	42	-1,12492	0,45295	0,04721	0,13267

Bus27	Bus32	43	0,32581	-0,03919	0,00262	-0,00933
Bus15	Bus33	44	0,18291	0,31338	0,00571	-0,00988
Bus19	Bus34	45	-0,20051	-0,04894	0,00330	-0,04901
Bus35	Bus36	46	0,03568	-1,08572	0,00281	0,01025
Bus35	Bus37	47	-1,08739	0,79889	0,02146	0,08493
Bus33	Bus37	48	-0,55580	0,03644	0,01525	0,02044
Bus34	Bus36	49	0,96366	-0,15481	0,00856	0,02087
Bus34	Bus37	50	-2,87680	5,27594	0,09561	0,34194
Bus38	Bus37	51	7,31454	-2,24919	0,00000	3,81619
Bus37	Bus39	52	1,49807	-0,19608	0,08242	0,24855
Bus37	Bus40	53	1,16416	-0,42715	0,10173	0,24983
Bus30	Bus38	54	0,64284	1,95847	0,03148	0,10894
Bus39	Bus40	55	0,55516	-0,79521	0,01986	0,05131
Bus40	Bus41	56	0,19202	0,40870	0,00322	-0,00042
Bus40	Bus42	57	-0,69771	0,16496	0,03077	0,05694
Bus41	Bus42	58	-0,99038	0,09043	0,04542	0,11746
Bus43	Bus44	59	-0,80570	0,72585	0,11647	0,43635
Bus34	Bus43	60	-0,17098	1,16373	0,06106	0,21479
Bus44	Bus45	61	-1,43209	0,08287	0,09540	0,37196
Bus45	Bus46	62	-1,46747	-0,83715	0,19979	0,65107
Bus46	Bus47	63	-1,30129	1,11287	0,11165	0,34338
Bus46	Bus48	64	-0,65279	0,26162	0,03021	0,04754
Bus47	Bus49	65	-0,12796	-1,31473	0,03774	0,10805
Bus42	Bus49	66	-2,41189	2,62834	0,95408	4,22313
Bus42	Bus49	67	-2,41189	2,62834	0,95408	4,22313
Bus45	Bus49	68	-1,74913	-0,09625	0,36906	0,96764
Bus48	Bus49	69	-1,32039	0,01356	0,03120	0,07513
Bus49	Bus50	70	1,59059	0,21573	0,06559	0,16601
Bus49	Bus51	71	1,95737	0,51492	0,19036	0,50503
Bus51	Bus52	72	0,82928	0,08728	0,01773	0,04052
Bus52	Bus53	73	0,23789	-0,11259	0,00354	-0,01669
Bus53	Bus54	74	-0,49865	-0,44647	0,01492	0,04314
Bus49	Bus54	75	1,11945	0,10462	0,08850	0,27795
Bus49	Bus54	76	1,10374	0,05527	0,10149	0,26822
Bus54	Bus55	77	0,17552	-0,00945	0,00057	-0,01598
Bus54	Bus56	78	0,48431	-0,04151	0,00071	-0,00420
Bus55	Bus56	79	-0,49709	0,03501	0,00134	0,00074
Bus56	Bus57	80	-0,53769	0,29922	0,01452	0,01910
Bus50	Bus57	81	0,98321	-0,07776	0,04856	0,10675
Bus56	Bus58	82	0,00248	0,43748	0,00758	0,00035
Bus51	Bus58	83	0,39594	-0,33235	0,00840	0,00917
Bus54	Bus59	84	-1,21175	0,32109	0,08768	0,34340
Bus56	Bus59	85	-1,05455	0,39840	0,11713	0,30285
Bus56	Bus59	86	-1,10213	0,42749	0,12519	0,32221
Bus55	Bus59	87	-1,33577	0,36097	0,10111	0,40746

Bus59	Bus60	88	-1,55488	0,52559	0,08865	0,36899
Bus59	Bus61	89	-1,82997	0,61959	0,12699	0,54272
Bus60	Bus61	90	-3,85875	0,21361	0,04054	0,19304
Bus60	Bus62	91	-0,27063	-0,15262	0,00119	-0,00901
Bus61	Bus62	92	0,99799	-0,28172	0,00893	0,03101
Bus63	Bus59	93	5,63858	0,35451	0,00000	1,30050
Bus63	Bus64	94	-5,63858	-0,35451	0,06277	0,53643
Bus64	Bus61	95	1,75507	-0,77320	0,00000	0,10422
Bus38	Bus65	96	-6,70318	4,09873	1,14548	11,74404
Bus64	Bus65	97	-7,45642	-0,11774	0,16299	1,46364
Bus49	Bus66	98	-5,12533	2,10539	0,52694	2,66364
Bus49	Bus66	99	-5,12533	2,10539	0,52694	2,66364
Bus62	Bus66	100	-1,08009	0,10163	0,05728	0,19841
Bus62	Bus67	101	-0,65665	0,17026	0,01206	0,02387
Bus65	Bus66	102	2,80797	0,85190	0,00000	0,27575
Bus66	Bus67	103	1,61612	0,29806	0,05505	0,22136
Bus65	Bus68	104	-5,81491	0,85534	0,04809	-0,08276
Bus47	Bus69	105	-2,36855	2,08422	0,97399	3,13687
Bus49	Bus69	106	-2,15914	2,26079	0,93488	2,98729
Bus68	Bus69	107	-11,15606	3,11691	0,00000	4,35139
Bus69	Bus70	108	6,16644	1,39707	1,12479	4,63722
Bus24	Bus70	109	-1,35643	0,40418	0,00460	0,75616
Bus70	Bus71	110	1,81254	-0,30232	0,03074	0,11523
Bus24	Bus72	111	-1,02693	0,42489	0,06229	0,20274
Bus71	Bus72	112	1,58967	-0,15776	0,11801	0,43355
Bus71	Bus73	113	0,19213	-0,25979	0,00091	-0,00666
Bus70	Bus74	114	0,18712	0,12184	0,00224	-0,02437
Bus70	Bus75	115	-0,42245	0,70461	0,03093	0,06978
Bus69	Bus75	116	5,39064	1,11309	1,15124	3,35089
Bus74	Bus75	117	-1,98228	2,03866	0,10862	0,34958
Bus76	Bus77	118	-1,99164	0,55580	0,21440	0,67968
Bus69	Bus77	119	4,69459	-0,06262	0,63573	1,96984
Bus75	Bus77	120	-1,07304	-0,03309	0,08476	0,23643
Bus77	Bus78	121	1,69842	1,31988	0,01725	0,04439
Bus78	Bus79	122	-0,58159	0,44688	0,00305	0,00743
Bus77	Bus80	123	-2,51435	0,31343	0,10811	0,25901
Bus77	Bus80	124	-1,19284	0,07118	0,04153	0,12447
Bus79	Bus80	125	-1,82757	-0,39001	0,05712	0,23875
Bus68	Bus81	126	-0,58411	-0,12128	0,00074	-0,79367
Bus81	Bus80	127	-0,58485	0,67239	0,00000	0,02599
Bus77	Bus82	128	0,75971	0,90772	0,04352	0,04982
Bus82	Bus83	129	-0,95716	0,21274	0,01328	0,01232
Bus83	Bus84	130	-0,60132	0,08277	0,02811	0,03736
Bus83	Bus85	131	-1,00651	-0,11872	0,05349	0,15289
Bus84	Bus85	132	-0,98001	-0,17769	0,03385	0,06041

Bus85	Bus86	133	0,55550	0,06559	0,01136	0,01386
Bus86	Bus87	134	-0,12512	-0,26698	0,00236	-0,02604
Bus85	Bus88	135	-1,33693	0,69831	0,04729	0,21529
Bus85	Bus89	136	-2,05730	0,56201	0,11269	0,76914
Bus88	Bus89	137	-2,91397	0,16432	0,13101	0,65258
Bus89	Bus90	138	1,95766	-0,07621	0,19668	0,66153
Bus89	Bus90	139	3,72543	-0,01916	0,32706	1,26515
Bus90	Bus91	140	-0,03544	0,05944	0,00016	-0,02013
Bus89	Bus92	141	6,41985	0,08030	0,40409	2,00673
Bus89	Bus92	142	2,02710	-0,08831	0,16006	0,60272
Bus91	Bus92	143	-0,35430	0,02386	0,00512	-0,01487
Bus92	Bus93	144	1,62193	0,28764	0,07159	0,21517
Bus92	Bus94	145	1,44975	0,15169	0,10459	0,30650
Bus93	Bus94	146	1,16790	-0,15062	0,03558	0,10072
Bus94	Bus95	147	0,89759	0,68374	0,01997	0,05672
Bus80	Bus96	148	0,95122	0,61709	0,04342	0,17499
Bus82	Bus96	149	-0,04762	-0,05198	0,00006	-0,04436
Bus94	Bus96	150	0,15369	0,08406	0,00103	-0,01584
Bus80	Bus97	151	1,19125	0,79513	0,03508	0,15382
Bus80	Bus98	152	1,43888	0,22276	0,04681	0,18283
Bus80	Bus99	153	1,15115	-0,00156	0,05566	0,19516
Bus92	Bus100	154	0,99414	-0,17385	0,06684	0,25677
Bus94	Bus100	155	0,47010	-1,68387	0,06253	0,14698
Bus95	Bus96	156	-0,46092	-0,36095	0,00757	0,01251
Bus96	Bus97	157	-0,66677	-0,31713	0,01135	0,03736
Bus98	Bus100	158	0,30849	-0,21503	0,00531	-0,02413
Bus99	Bus100	159	-0,24304	-0,04196	0,00106	-0,01740
Bus100	Bus101	160	-0,44418	0,68905	0,01863	0,05330
Bus92	Bus102	161	1,38603	0,18252	0,02456	0,09763
Bus101	Bus102	162	-1,16395	0,15770	0,03817	0,14698
Bus100	Bus103	163	4,55306	-0,69291	0,32754	1,01967
Bus100	Bus104	164	2,05187	0,18262	0,18552	0,78567
Bus103	Bus104	165	1,12397	-0,00094	0,05773	0,15628
Bus103	Bus105	166	1,49765	-0,04237	0,11766	0,31756
Bus100	Bus106	167	2,08521	0,37543	0,26405	0,94136
Bus104	Bus105	168	1,72154	-0,23900	0,03182	0,11178
Bus105	Bus106	169	0,32876	0,76314	0,01053	0,02846
Bus105	Bus107	170	0,91682	-0,12868	0,04849	0,12405
Bus105	Bus108	171	0,83616	-0,18840	0,02050	0,03818
Bus106	Bus107	172	0,76898	-0,34116	0,04381	0,11007
Bus108	Bus109	173	0,75192	-0,25845	0,00722	0,01282
Bus103	Bus110	174	2,14570	0,14739	0,17741	0,77812
Bus109	Bus110	175	0,48974	-0,36688	0,01115	0,01174
Bus110	Bus111	176	-1,11637	0,28291	0,03095	0,08713
Bus110	Bus112	177	2,32033	-0,72728	0,15317	0,33807

Bus17	Bus113	178	-0,13782	-1,13050	0,01287	0,03514
Bus32	Bus113	179	0,35373	-0,25442	0,01182	-0,01055
Bus32	Bus114	180	0,33798	0,17208	0,00213	-0,00518
Bus27	Bus115	181	0,62765	0,15433	0,00736	0,01521
Bus114	Bus115	182	0,08089	0,08165	0,00003	-0,00232
Bus68	Bus116	183	5,87716	-2,05754	0,01311	-0,00850
Bus12	Bus117	184	0,65514	0,29751	0,01774	0,04255
Bus75	Bus118	185	1,27028	-0,23136	0,02957	0,08836
Bus76	Bus118	186	-0,17551	0,83101	0,01349	0,03325

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus01	Bus02	1	0,40709	-0,10965	0,00581	-0,00406
Bus01	Bus03	2	1,24988	-0,49078	0,02580	0,07500
Bus04	Bus05	3	3,38394	-0,77137	0,02131	0,09453
Bus03	Bus05	4	2,30374	0,22030	0,12990	0,55524
Bus05	Bus06	5	-2,84560	0,73362	0,10498	0,46228
Bus06	Bus07	6	-1,18168	0,15337	0,00669	0,02493
Bus08	Bus09	7	13,78347	-0,69552	0,52355	5,43135
Bus08	Bus05	8	-11,15691	0,41755	0,00000	3,34554
Bus09	Bus10	9	14,34145	5,04575	0,55798	5,74127
Bus04	Bus11	10	-2,02535	0,24423	0,09436	0,29384
Bus05	Bus11	11	-2,38921	0,41131	0,12945	0,41825
Bus11	Bus12	12	-1,05266	1,82966	0,02710	0,08451
Bus02	Bus12	13	1,06737	0,23768	0,02289	0,06049
Bus03	Bus12	14	0,32557	0,14654	0,00660	-0,01632
Bus07	Bus12	15	-0,57282	0,22172	0,00334	0,00461
Bus11	Bus13	16	-1,07131	-0,26592	0,03260	0,09068
Bus12	Bus14	17	-0,56186	-0,00821	0,00711	0,00583
Bus13	Bus15	18	0,01655	0,20260	0,00428	-0,04140
Bus14	Bus15	19	-0,11485	-0,02117	0,00083	-0,04483
Bus12	Bus16	20	-0,21407	-0,43721	0,00540	0,00115
Bus15	Bus17	21	3,46598	-1,03170	0,18821	0,58189
Bus16	Bus17	22	0,60083	-0,08872	0,01815	0,02978
Bus17	Bus18	23	-2,58505	1,17269	0,10487	0,41850
Bus18	Bus19	24	-0,66743	-0,05711	0,00542	0,01318
Bus19	Bus20	25	0,27784	-0,95577	0,03504	0,13848
Bus15	Bus19	26	-0,32340	-0,09967	0,00147	-0,00459
Bus20	Bus21	27	0,89023	-0,69447	0,03873	0,16568
Bus21	Bus22	28	1,40579	-0,13222	0,06939	0,30730
Bus22	Bus23	29	1,89403	0,78594	0,16953	0,75881
Bus23	Bus24	30	1,96906	0,88534	0,06455	0,18947
Bus23	Bus25	31	4,56557	1,49048	0,32842	1,59968
Bus26	Bus25	32	-2,76085	-0,06899	0,00000	0,26427

Bus25	Bus27	33	-4,32827	2,59106	0,87838	4,32252
Bus27	Bus28	34	-1,08660	0,00268	0,02546	0,09408
Bus28	Bus29	35	-0,53564	0,24089	0,00916	0,01513
Bus30	Bus17	36	-7,22775	3,06463	0,00000	2,61550
Bus08	Bus30	37	-1,15867	-2,88678	0,05198	0,15876
Bus26	Bus30	38	-6,71193	1,37743	0,53436	4,95836
Bus17	Bus31	39	-0,25384	0,13283	0,00443	-0,02229
Bus29	Bus31	40	0,23145	0,36751	0,00221	-0,00086
Bus23	Bus32	41	-3,42097	2,38577	0,60358	2,09089
Bus31	Bus32	42	1,17213	-0,32028	0,04721	0,13267
Bus27	Bus32	43	-0,32319	0,02987	0,00262	-0,00933
Bus15	Bus33	44	-0,17721	-0,32327	0,00571	-0,00988
Bus19	Bus34	45	0,20380	-0,00006	0,00330	-0,04901
Bus35	Bus36	46	-0,03287	1,09598	0,00281	0,01025
Bus35	Bus37	47	1,10885	-0,71396	0,02146	0,08493
Bus33	Bus37	48	0,57106	-0,01600	0,01525	0,02044
Bus34	Bus36	49	-0,95510	0,17567	0,00856	0,02087
Bus34	Bus37	50	2,97241	-4,93400	0,09561	0,34194
Bus38	Bus37	51	-7,31454	6,06539	0,00000	3,81619
Bus37	Bus39	52	-1,41565	0,44464	0,08242	0,24855
Bus37	Bus40	53	-1,06243	0,67698	0,10173	0,24983
Bus30	Bus38	54	-0,61136	-1,84954	0,03148	0,10894
Bus39	Bus40	55	-0,53530	0,84652	0,01986	0,05131
Bus40	Bus41	56	-0,18881	-0,40912	0,00322	-0,00042
Bus40	Bus42	57	0,72848	-0,10801	0,03077	0,05694
Bus41	Bus42	58	1,03580	0,02703	0,04542	0,11746
Bus43	Bus44	59	0,92217	-0,28950	0,11647	0,43635
Bus34	Bus43	60	0,23204	-0,94894	0,06106	0,21479
Bus44	Bus45	61	1,52749	0,28909	0,09540	0,37196
Bus45	Bus46	62	1,66725	1,48822	0,19979	0,65107
Bus46	Bus47	63	1,41294	-0,76949	0,11165	0,34338
Bus46	Bus48	64	0,68300	-0,21408	0,03021	0,04754
Bus47	Bus49	65	0,16570	1,42278	0,03774	0,10805
Bus42	Bus49	66	3,36597	1,59479	0,95408	4,22313
Bus42	Bus49	67	3,36597	1,59479	0,95408	4,22313
Bus45	Bus49	68	2,11819	1,06389	0,36906	0,96764
Bus48	Bus49	69	1,35160	0,06157	0,03120	0,07513
Bus49	Bus50	70	-1,52500	-0,04972	0,06559	0,16601
Bus49	Bus51	71	-1,76701	-0,00989	0,19036	0,50503
Bus51	Bus52	72	-0,81155	-0,04675	0,01773	0,04052
Bus52	Bus53	73	-0,23435	0,09590	0,00354	-0,01669
Bus53	Bus54	74	0,51358	0,48961	0,01492	0,04314
Bus49	Bus54	75	-1,03095	0,17333	0,08850	0,27795
Bus49	Bus54	76	-1,00225	0,21295	0,10149	0,26822
Bus54	Bus55	77	-0,17495	-0,00653	0,00057	-0,01598

Bus54	Bus56	78	-0,48360	0,03732	0,00071	-0,00420
Bus55	Bus56	79	0,49842	-0,03427	0,00134	0,00074
Bus56	Bus57	80	0,55222	-0,28011	0,01452	0,01910
Bus50	Bus57	81	-0,93466	0,18450	0,04856	0,10675
Bus56	Bus58	82	0,00510	-0,43713	0,00758	0,00035
Bus51	Bus58	83	-0,38754	0,34152	0,00840	0,00917
Bus54	Bus59	84	1,29943	0,02231	0,08768	0,34340
Bus56	Bus59	85	1,17167	-0,09555	0,11713	0,30285
Bus56	Bus59	86	1,22732	-0,10528	0,12519	0,32221
Bus55	Bus59	87	1,43688	0,04649	0,10111	0,40746
Bus59	Bus60	88	1,64353	-0,15660	0,08865	0,36899
Bus59	Bus61	89	1,95696	-0,07687	0,12699	0,54272
Bus60	Bus61	90	3,89930	-0,02057	0,04054	0,19304
Bus60	Bus62	91	0,27182	0,14361	0,00119	-0,00901
Bus61	Bus62	92	-0,98907	0,31273	0,00893	0,03101
Bus63	Bus59	93	-5,63858	0,94599	0,00000	1,30050
Bus63	Bus64	94	5,70134	0,89093	0,06277	0,53643
Bus64	Bus61	95	-1,75507	0,87742	0,00000	0,10422
Bus38	Bus65	96	7,84865	7,64531	1,14548	11,74404
Bus64	Bus65	97	7,61941	1,58138	0,16299	1,46364
Bus49	Bus66	98	5,65228	0,55826	0,52694	2,66364
Bus49	Bus66	99	5,65228	0,55826	0,52694	2,66364
Bus62	Bus66	100	1,13737	0,09678	0,05728	0,19841
Bus62	Bus67	101	0,66871	-0,14639	0,01206	0,02387
Bus65	Bus66	102	-2,80797	-0,57615	0,00000	0,27575
Bus66	Bus67	103	-1,56107	-0,07670	0,05505	0,22136
Bus65	Bus68	104	5,86301	-0,93809	0,04809	-0,08276
Bus47	Bus69	105	3,34254	1,05265	0,97399	3,13687
Bus49	Bus69	106	3,09402	0,72650	0,93488	2,98729
Bus68	Bus69	107	11,15606	1,23449	0,00000	4,35139
Bus69	Bus70	108	-5,04164	3,24015	1,12479	4,63722
Bus24	Bus70	109	1,36103	0,35198	0,00460	0,75616
Bus70	Bus71	110	-1,78180	0,41756	0,03074	0,11523
Bus24	Bus72	111	1,08922	-0,22215	0,06229	0,20274
Bus71	Bus72	112	-1,47166	0,59131	0,11801	0,43355
Bus71	Bus73	113	-0,19122	0,25313	0,00091	-0,00666
Bus70	Bus74	114	-0,18488	-0,14621	0,00224	-0,02437
Bus70	Bus75	115	0,45339	-0,63483	0,03093	0,06978
Bus69	Bus75	116	-4,23940	2,23780	1,15124	3,35089
Bus74	Bus75	117	2,09090	-1,68908	0,10862	0,34958
Bus76	Bus77	118	2,20604	0,12388	0,21440	0,67968
Bus69	Bus77	119	-4,05886	2,03246	0,63573	1,96984
Bus75	Bus77	120	1,15781	0,26952	0,08476	0,23643
Bus77	Bus78	121	-1,68117	-1,27550	0,01725	0,04439
Bus78	Bus79	122	0,58464	-0,43945	0,00305	0,00743

Bus77	Bus80	123	2,62245	-0,05442	0,10811	0,25901
Bus77	Bus80	124	1,23437	0,05328	0,04153	0,12447
Bus79	Bus80	125	1,88469	0,62876	0,05712	0,23875
Bus68	Bus81	126	0,58485	-0,67239	0,00074	-0,79367
Bus81	Bus80	127	0,58485	-0,64640	0,00000	0,02599
Bus77	Bus82	128	-0,71620	-0,85789	0,04352	0,04982
Bus82	Bus83	129	0,97044	-0,20042	0,01328	0,01232
Bus83	Bus84	130	0,62944	-0,04540	0,02811	0,03736
Bus83	Bus85	131	1,06000	0,27161	0,05349	0,15289
Bus84	Bus85	132	1,01385	0,23810	0,03385	0,06041
Bus85	Bus86	133	-0,54415	-0,05172	0,01136	0,01386
Bus86	Bus87	134	0,12748	0,24093	0,00236	-0,02604
Bus85	Bus88	135	1,38421	-0,48302	0,04729	0,21529
Bus85	Bus89	136	2,16999	0,20713	0,11269	0,76914
Bus88	Bus89	137	3,04498	0,48826	0,13101	0,65258
Bus89	Bus90	138	-1,76099	0,73774	0,19668	0,66153
Bus89	Bus90	139	-3,39836	1,28431	0,32706	1,26515
Bus90	Bus91	140	0,03560	-0,07957	0,00016	-0,02013
Bus89	Bus92	141	-6,01577	1,92642	0,40409	2,00673
Bus89	Bus92	142	-1,86704	0,69103	0,16006	0,60272
Bus91	Bus92	143	0,35942	-0,03874	0,00512	-0,01487
Bus92	Bus93	144	-1,55033	-0,07247	0,07159	0,21517
Bus92	Bus94	145	-1,34516	0,15481	0,10459	0,30650
Bus93	Bus94	146	-1,13232	0,25134	0,03558	0,10072
Bus94	Bus95	147	-0,87762	-0,62702	0,01997	0,05672
Bus80	Bus96	148	-0,90780	-0,44210	0,04342	0,17499
Bus82	Bus96	149	0,04768	0,00762	0,00006	-0,04436
Bus94	Bus96	150	-0,15265	-0,09990	0,00103	-0,01584
Bus80	Bus97	151	-1,15617	-0,64131	0,03508	0,15382
Bus80	Bus98	152	-1,39207	-0,03993	0,04681	0,18283
Bus80	Bus99	153	-1,09549	0,19671	0,05566	0,19516
Bus92	Bus100	154	-0,92729	0,43062	0,06684	0,25677
Bus94	Bus100	155	-0,40757	1,83085	0,06253	0,14698
Bus95	Bus96	156	0,46848	0,37346	0,00757	0,01251
Bus96	Bus97	157	0,67812	0,35448	0,01135	0,03736
Bus98	Bus100	158	-0,30318	0,19090	0,00531	-0,02413
Bus99	Bus100	159	0,24410	0,02456	0,00106	-0,01740
Bus100	Bus101	160	0,46281	-0,63574	0,01863	0,05330
Bus92	Bus102	161	-1,36147	-0,08489	0,02456	0,09763
Bus101	Bus102	162	1,20212	-0,01072	0,03817	0,14698
Bus100	Bus103	163	-4,22553	1,71258	0,32754	1,01967
Bus100	Bus104	164	-1,86635	0,60305	0,18552	0,78567
Bus103	Bus104	165	-1,06624	0,15722	0,05773	0,15628
Bus103	Bus105	166	-1,37999	0,35993	0,11766	0,31756
Bus100	Bus106	167	-1,82116	0,56593	0,26405	0,94136

Bus104	Bus105	168	-1,68971	0,35078	0,03182	0,11178
Bus105	Bus106	169	-0,31822	-0,73469	0,01053	0,02846
Bus105	Bus107	170	-0,86833	0,25274	0,04849	0,12405
Bus105	Bus108	171	-0,81566	0,22658	0,02050	0,03818
Bus106	Bus107	172	-0,72516	0,45123	0,04381	0,11007
Bus108	Bus109	173	-0,74470	0,27127	0,00722	0,01282
Bus103	Bus110	174	-1,96829	0,63072	0,17741	0,77812
Bus109	Bus110	175	-0,47859	0,37862	0,01115	0,01174
Bus110	Bus111	176	1,14732	-0,19577	0,03095	0,08713
Bus110	Bus112	177	-2,16715	1,06536	0,15317	0,33807
Bus17	Bus113	178	0,15070	1,16564	0,01287	0,03514
Bus32	Bus113	179	-0,34192	0,24387	0,01182	-0,01055
Bus32	Bus114	180	-0,33585	-0,17726	0,00213	-0,00518
Bus27	Bus115	181	-0,62028	-0,13912	0,00736	0,01521
Bus114	Bus115	182	-0,08085	-0,08397	0,00003	-0,00232
Bus68	Bus116	183	-5,86406	2,04904	0,01311	-0,00850
Bus12	Bus117	184	-0,63740	-0,25496	0,01774	0,04255
Bus75	Bus118	185	-1,24071	0,31972	0,02957	0,08836
Bus76	Bus118	186	0,18900	-0,79777	0,01349	0,03325

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION	
REAL POWER [p.u.]	138,60058
REACTIVE POWER [p.u.]	158,93545
TOTAL LOAD	
REAL POWER [p.u.]	116,89872
REACTIVE POWER [p.u.]	45,11324
TOTAL LOSSES	
REAL POWER [p.u.]	21,70186
REACTIVE POWER [p.u.]	113,82221

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyad, Ad	Aydın, Faruk
Web sayfası (Research Gate, Academia, etc.)	www.avesis.marmara.edu.tr/faruk.aydin

Eğitim Bilgileri

Derece	Kurum	Mezuniyet Yılı
Yüksek Lisans	Yıldız Teknik Üniversitesi	2014
Lisans	Sakarya Üniversitesi	2009
Lise	Pertevniyal Lisesi	2004

İş Deneyimi

Dönem (Yıl)	Şirket, Kurum	Görev
2019-…	Marmara Üniversitesi Teknoloji Fakültesi	Araştırma Görevlisi
2017-2019	Marmara Üniversitesi TBMYO	Öğretim Görevlisi
2011-2017	Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı	Elektrik-Elektronik Mühendisi
2010-2011	Elumatec Makina San. Tic. Ltd. Şti.	Elektrik-Elektronik Mühendisi

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

1. Aydın, F., ve Gümüş B., (2021). " Determining Optimal SVC Location for Voltage Stability Using Multi-Criteria Decision Making Based Solution: Analytic Hierarchy Process (AHP) Approach", IEEE Access, vol. 9, pp. 143166-143180.

2. Aydın, F., ve Gümüş B., (2020). "Study of Different ANN Algorithms for Voltage Stability Analysis", 2020 Innovations in Intelligent Systems and Applications Conference (ASYU), 15-17 Ekim 2020, İstanbul.

3. Aydın, F., ve Gümüş B., (2019). "Comparative analysis of FACTS controllers for voltage stability enhancement in power systems", 4th International Engineering and Natural Scineces Conference (IENSC), 6-8 Kasım 2019, Diyarbakır.

4. Aydın, F., ve Gümüş B., (2018). “Voltage stability in integration of distributed generation plants to grid and determining the optimum location for static var compansator”, 3rd International Engineering and Natural Sciences Conference (IENSC), 14-17 Kasım 2018, Diyarbakır.
5. Aydın, F., ve Acarkan B., (2013). “Güç Akış Analizlerinde Coğrafi Bilgi Sistemlerinin Kullanılması”, 3. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi, Güç ve Enerji Sistemleri Sempozyumu, 21-24 Kasım 2013, İzmir.
6. Aydın, F., Uyaroğlu Y. ve Yalçın M.A., (2009). “Enerji İletim Sistemlerinde Seri Kapasitörlerin Gerilim Karalılığı Açısından Sistem Büyümelerine Etkileri”, EVK’2009, 3. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, 21-22 Mayıs 2009, Kocaeli.

DİCLE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
TEZ BENZERLİK BİLDİRİMİ FORMU

Öğrencinin Adı, Soyadı	Faruk Aydın		
Öğrenci No	14805501		
Ana Bilim Dalı	Elektrik-Elektronik Mühendisliği		
Program Türü	Proje ☐	Yüksek Lisans ☐	Doktora ☒
Tez Danışmanı (Ünvanı, Adı, Soyadı)	Doç. Dr. Bilal Gümüş		
(Varsa) II. Tez Danışmanı (Ünvanı, Adı, Soyadı)			
Tez Başlığı	Gerilim Kararlılığının Sağlanması İçin Statik Var Kompanzatör Konumunun Çok Kriterli Karar Verme Teknikleriyle Tespiti		
RAPOR BİLGİLERİ			
Raporlama Aşaması	Tez Savunma Sınavı Sonrası		
Sayfa Sayısı	149		
Raporlama Tarihi	17.12.2021		
Benzerlik Oranı (%)	%18		

Yukarıda bilgileri verilen tez çalışmamın toplam 149 sayfalık kısmına ilişkin, 17/12/2021 tarihinde şahsım/tez danışmanım tarafından Turnitin isimli intihal tespit programından aşağıda belirtilen filtrelemeler uygulanarak alınmış olan intihal raporuna göre, tezimin benzerlik oranı %18 olarak tespit edilmiştir.

Uygulanan filtrelemeler:

☐Başlangıç Bölümleri (Kabul ve Onay sayfası, Teşekkür sayfası, Özet/Abstract) hariç

☐Kaynaklar hariç

☐Alıntılar hariç/~~dâhil~~

☐Diğer (Açıklayınız)

Tezimin benzerlik oranı, Dicle Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü İntihal Raporu Uygulama Esaslarında belirtilen üst sınır benzerlik oranını aşmamaktadır. Benzerlik oranım üst sınır benzerlik oranının altında olsa dahi aksinin tespit edilmesi durumunda her türlü yasal sorumluğu kabul ettiğimi ve hukuki sonuçlarına razı olduğumu bildirir,
gereğini arz ederim.

Öğrencinin Adı, Soyadı: Faruk Aydın
Tarih: 17.12.2021
İmza:

Danışman Adı, Soyadı: Doç. Dr. Bilal Gümüş İmza:
Tarih:

Ana Bilim Dalı Başkanı Adı, Soyadı: Doç. Dr. Bilal Gümüş İmza:
Tarih: