

EGE ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE FACTS
CİHAZLARININ OPTİMUM YERLEŞİMİ**

Cevdet ERSAVAŞ

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Engin KARATEPE

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Bilim Dalı Kodu: 608.02.00

Sunuş Tarihi : 21.01.2013

Bornova-İZMİR

2013

Cevdet ERSAVAŞ tarafından yüksek lisans tezi olarak sunulan “Elektrik Şebekelerinde FACTS Cihazlarının Optimum Yerleşimi” başlıklı bu çalışma E.Ü. Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliği ile E.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Eğitim ve Öğretim Yönergesi’nin ilgili hükümleri uyarınca tarafımızdan değerlendirilerek savunmaya değer bulunmuş ve 21.01.2013 tarihinde yapılan tez savunma sınavında aday oybirliği/oyçokluğu ile başarılı bulunmuştur.

Jüri Üyeleri:

İmza

Jüri Başkanı	:	
Raportör Üye	:	
Üye	:	

ÖZET

ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE FACTS CİHAZLARININ OPTİMUM YERLEŞİMİ

ERSAVAŞ, Cevdet

Yüksek Lisans Tezi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Engin KARATEPE

Ocak 2013, 100 sayfa

Bu tez çalışmasının ilk aşamasında elektrik güç sistemlerinde kullanılan kademeli transformatör, faz kaydırıcı transformatör, statik var kompensatör ve tristör kontrollü seri kompensatör gibi elektrik şebekelerinde aktif rol oynayan güç elemanları elektrik güç akışı algoritmalarında analizleri yapılmak üzere modellenmiştir. Bu cihazların etkinlikleri test sistemleri üzerinde araştırılmıştır. Günümüzde rüzgar enerji santralleri ve yük talebindeki belirsizlikler elektrik güç sisteminin kontrolünü daha karmaşık bir hale getirmektedir. Bu tez çalışmasının ikinci aşamasında, farklı senaryolar altında bu belirsizliklerin etkileri kademeli ve faz kaydırıcı transformatörlerin çalışma performansları üzerinde araştırılmıştır. Kademeli transformatörün kontrolü farklı senaryolar altında yapay sinir ağları ve ANFIS gibi akıllı sistemler ile gerçekleştirilmiştir. Mevcut elektrik şebeke altyapısı giderek daha karmaşık hale gelen ve büyüyen elektrik güç sistemlerindeki gereksinimleri karşılamada yetersiz kalabilmektedir. Bu nedenle gerilim ihlalleri ve iletim hatlarındaki termal kapasitelerin aşılması söz konusu olabilmektedir. Bu bağlamda, FACTS cihazlarının yerinin ve boyutunun belirlenmesi hem teknik hem de ekonomik açıdan büyük önem arz etmektedir. Bununla birlikte, bu optimizasyon problemine uygun çok-amaçlı fonksiyonu elde etmek karmaşık ve zahmetlidir. Bu tez çalışmasının son aşamasında, grafik tabanlı basit bir amaç fonksiyonu geliştirilerek, uzun vadeli yük belirsizlikleri altında genetik algoritma ile FACTS cihazlarının bara gerilim değişimleri ve hat kapasiteleri açısından optimum yerleşimlerini ve değerlerini belirleyen bir yöntem önerilmiş ve performansı IEEE test sistemi kullanılarak test edilmiştir. Önerilen yöntemin diğer çalışmalardan farkı, sabit bir yük profili yerine uzun vadede rastgele değişen yük profilinin kullanılmasıdır. Elde edilen sonuçlar önerilen yöntemin güvenilir bir şekilde kullanılabileceği göstermiştir.

Anahtar sözcükler: FACTS cihazları, genetik algoritma, optimizasyon, yük belirsizlikleri.

ABSTRACT**OPTIMUM ALLOCATION OF FACTS DEVICES IN ELECTRICAL NETWORKS**

ERSAVAŞ, Cevdet

MSc in Electrical-Electronics Engineering

Supervisor: Asst. Prof. Dr. Engin KARATEPE

January 2013, 100 pages

The first part of this thesis aims at modeling and analyzing the role of static var compensator, thyristor controlled series compensator, tap changing transformer, and phase shifter transformer in electrical power flow studies. The effectiveness of these devices are investigated in test networks. Because the level of uncertainty increases with growing wind power penetration and load demand, electric power systems have become larger and more complex in terms of efficient management. In the second part of this thesis, the impact of these uncertainties are investigated on tap changing transformer and phase shifter transformer through different scenarios. After that, intelligent tools such as artificial neural network and ANFIS are utilized to control tap changing transformer under these circumstances. The existing infrastructures are difficult to catch up with the growth in generation capacity. Therefore, the overall system is obliged to operate under stress due to the voltage profile and thermal capacity problems. In that manner, FACTS devices are playing important role for the system security and power quality. Thus, the problem of determining the size and location of FACTS devices is essential due to the technical and economical reasons. However, the most difficult task of an optimization problem is to find a suitable multi-objective function. In the final part of this thesis, a genetic algorithm optimization method is proposed with a graph based panelized objective function. In the proposed method, annual daily load profile is considered as a whole instead of an instant load profile while looking for optimum size and location of FACTS devices. The proposed method allows including, in a simple way, the load fluctuations for a long period while improving the power system performance by using FACTS devices. The performance of the proposed method has been tested on the IEEE test system.

Keywords: FACTS devices, genetic algorithm, optimization, load uncertainties.

TEŞEKKÜR

Bu çalışma süresince desteğini bir an olsun esirgemeyen, en karanlık ve karamsar zamanlarda yol gösteren, bütün çalışmalarımız boyunca beraber yürüdüğümüz, akademisyen duruşunu ve mühendis bakış açısını kendime örnek aldığım Yrd. Doç. Dr. Engin KARATEPE'ye, yüksek lisans kapsamında beraber çalışmalar yürüttüğüm sevgili arkadaşım Araş. Gör. Faruk UGRANLI'ya ve hayatım boyunca her koşulda yanımda olan ve beni destekleyen aileme teşekkürü borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET	v
ABSTRACT	vii
TEŞEKKÜR	ix
İÇİNDEKİLER	xi
ŞEKİLLER DİZİNİ	xiv
ÇİZELGELER DİZİNİ	xviii
1.GİRİŞ	1
2.ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMİNDE KONTROL CİHAZLARI.....	8
2.1 Kademeli Transformatör.....	8
2.1.1 Kademeli transformatör ile gerilim kontrolü	10
2.2 Faz Kaydırıcı Transformatör	12
2.2.1 Faz kaydırıcı transformatör ile aktif güç kontrolü	15
2.3 Statik Var Kompansatör (SVC)	15
2.3.1 Statik var kompensatör ile gerilim kontrolü	16
2.4 Tristör Kontrollü Seri Kompansatör (TCSC)	17
2.4.1 Tristör kontrollü seri kompensatör ile aktif güç kontrolü.....	19
2.3 Kademeli Transformatör ve SVC İle Koordineli Gerilim Kontrolü.....	20

İÇİNDEKİLER (devam)

	<u>Sayfa</u>
3.ESNEK ALTERNATİF AKIM İLETİM SİSTEMLERİ (FACTS) VE DAĞITILMIŞ ENERJİ ÜRETİM SİSTEMLERİ İLE DONATILMIŞ ELEKTRİK ŞEBEKELERİNİN ANALİZİ.....	23
3.1 DEÜ'lerin Faz Kaydırıcı Transformatörlere Etkisi	23
3.2 Sonuçlar	29
4. DAĞITILMIŞ ENERJİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN KADEMELİ TRANSFORMATÖRLER ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN ANALİZİ	30
4.1 Yük Modellemesi.....	30
4.2 RES Modellemesi	30
4.3 Farklı Senaryolar Altında Kademeli Transformatörün Davranışı.....	32
4.4 Sonuçlar	37
5.KADEMELİ TRANSFORMATÖR TAP AYARININ YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE YÜK BELİRSİZLİKLERİ ALTINDA ANFİS VE YAPAY SİNİR AĞLARI İLE BELİRLENMESİ	39
5.1 ANFİS Ve ANN Yapıları.....	39
5.2 Yapılan Çalışmalar.....	40
5.3 Sonuçlar	47
6. YÜK BELİRSİZLİKLERİ ALTINDA GENETİK ALGORİTMA İLE FACTS CİHAZLARININ OPTİMUM YERLEŞİMİ.....	49
6.1 FACTS Cihazları Ve Modellemeleri	49

İÇİNDEKİLER (devam)

Sayfa

6.2 Problemin İfade Edilmesi Ve Formülasyonu	50
6.2.1 Genetik algoritma	50
6.2.2 Optimizasyon stratejisi ve amaç fonksiyonu	52
6.3 Yapılan Çalışmalar	56
6.4 Sonuçlar	62
7. TARTIŞMA	64
8. SONUÇ	65
KAYNAKLAR DİZİNİ	66
Tez Kapsamında Yapılan Konferans Ve Dergi Makaleleri	73
ÖZGEÇMİŞ	74
EKLER	
Ek 1 9 Bara Test Sistemi	
Ek 2 30 Bara Test Sistemi	

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
2.1. Kademeli transformatör	8
2.2 9 bara test sistemi.....	11
2.3 Faz kaydırıcı transformatör.....	13
2.4 Faz kaydırıcı transformatörün faz diyagramı.....	13
2.5 SVC'nin gösterimi	16
2.6 TCSC'nin endüktif ve kapasitif karakteristikte gösterimi	18
3.1 IEEE 30 bara test sistemi	23
3.2 PWS'de modellenmiş 30 baralı sistem	24
3.3 Faz kaydırıcı transformatörler ile donatılmış IEEE 30 bara test sistemi	25
3.4a Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 1 ...	27
3.4b Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 2 ...	27
3.4c Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 3....	27
3.4d Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 4 ...	28
3.4e Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 5....	28
3.4f Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 6	28
3.4g Farklı senaryolardaki iki hattaki yük akışlarının değişimi, senaryo 7 ...	29
4.1 Rüzgar türbininin aktif ve reaktif çıkış gücü	32

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
4.2 RES ve kademeli transformatör eklenmiş IEEE 30 baralı test sistemi ..33	
4.3 IEEE 30 bara test sistemi toplam yük profili.....33	
4.4 Rüzgar türbinleri olmadığı durumda tap ayarlarının değişimi34	
4.5 Rüzgar türbinleri olmadığı durumda toplam şebeke kayıpları35	
4.6 Rüzgar türbinleri bağlandıktan sonra 30-33 baraları arasındaki kademeli transformatörün tap değeri.....36	
4.7 Rüzgar türbinleri bağlandıktan sonra 6-10 baraları arasındaki kademeli transformatörün tap değeri.....36	
4.8 Rüzgar türbinleri varken şebeke kayıpları.....37	
4.9 Rüzgar türbinleri varken şebeke kayıplarının türbinin çıkış gücüne göre değişimi37	
5.1 ANN ve ANFIS blok şeması40	
5.2 Modifiye edilmiş IEEE 30 bara test sistemi40	
5.3 30. Baraya bağlı yükün değişimi41	
5.4 30. Baraya bağlı DEÜ sisteminin çıkış gücü değişimi41	
5.5 ANFIS ve ANN için değerlerin bulunması42	
5.6 Kademeli transformatör-1 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.....43	
5.7 Kademeli transformatör-2 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.....43	

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
5.8 Kademeli transformatör-3 tap değerleri ile ANFIS test sonucu	43
5.9 Kademeli transformatör-4 tap değerleri ile ANFIS test sonucu	44
5.10 Kademeli transformatör-5 tap değerleri ile ANFIS test sonucu	44
5.11 Kademeli transformatör-6 tap değerleri ile ANFIS test sonucu	44
5.12 Kademeli transformatör-1 ANN test sonucu	45
5.13 Kademeli transformatör-2 ANN test sonucu	45
5.14 Kademeli transformatör-3 ANN test sonucu	46
5.15 Kademeli transformatör-4 ANN test sonucu	46
5.16 Kademeli transformatör-5 ANN test sonucu	47
5.17 Kademeli transformatör-6 ANN test sonucu	47
6.1 SVC'nin gösterimi	50
6.2 TCSC'nin gösterimi	50
6.3.a Grafik tabanlı amaç fonksiyonu, gerilim ihlalleri için.....	53
6.3.b Grafik tabanlı amaç fonksiyonu, hat ihlalleri için	53
6.4 Önerilen optimizasyon stratejisi	55
6.5.a IEEE 30 bara test sistemi yıllık yük profili, aktif güç	57
6.5.b IEEE 30 bara test sistemi yıllık yük profili, reaktif güç	57

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
6.6 1 SVC ve 1 TCSC için optimizasyon sonuç grafiği	59
6.7 2 SVC ve 2 TCSC için optimizasyon sonuç grafiği	59
6.8 3 SVC ve 3 TCSC için optimizasyon sonuç grafiği	60

ÇİZELGELER DİZİNİ

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
2.1 Kademeli transformatör tap ayarları	12
2.2 Bara gerilimleri (pu).....	12
2.3 Kademeli transformatör tap ayarları	12
2.4 Bara gerilimleri (pu).....	12
2.5 Faz kaydırıcı transformatör güç değerleri ve faz açıları	15
2.6 SVC bağlı baranın gerilim değerleri ve SVC'nin reaktif güç değerleri.....	17
2.7 TCSC aktif güç değerleri ve reaktans değerleri	19
2.8 Önerilen gerilim kontrolü metodu senaryo sonuçları	21
2.9 Gerilim kontrolü metodunda SVC'nin etkisi	22
3.1 Güç akış değerlerine göre faz kaydırmalı transformatörlerin tepkileri.....	26
4.1 Kullanılan türbinin parametreleri.....	32
5.1 Kademeli transformatör kontrolünde kullanılan ANFIS ve ANN için hata değerleri	48
6.1 Önerilen metot ile yıllık değişken yük profili altında optimizasyon sonuçları	58
6.2 Gerilim ihlallerinin baralardaki dağılımı	60
6.3 Hat ihlallerinin hatlardaki dağılımı	61
6.4 Sabit yük profili altında optimizasyon sonuçları	62

1. GİRİŞ

Elektriğe olan bağımlılık günden güne arttıkça tüketim de buna bağlı olarak artmaktadır, elektrik iletim ve dağıtım sistemi karmaşıklaşmakta yönetimi zorlaşmaktadır. İletim sistemi sürekli artan elektrik talebini karşılamakta zorlanmakta (Yousefi et al., 2012) bu yüzden tüm elektrik güç sistemi bara gerilimleri ve hatların termal limitleri bakımından stres altında çalışmaya zorlanmaktadır. Gerilim düşümleri ve iletim hatlarının termal limitlerine ulaşması sonucu enerji güvenliği tehlikeye girmekte, elektrik kesintisine sebep olabilmektedir. Sonuç olarak büyük çaplı elektrik kesintileri süresi ve etkilediği alan bakımından büyük çaplı zararlara sebebiyet vermektedir. Bu açıdan bakıldığında esnek alternatif akım iletim sistemleri (FACTS), enerji güvenliği ve güç kalitesi bakımından önemli bir rol üstlenmektedir. Bu cihazların limitleri dahilinde aktif ve reaktif gücü kontrol etme yetenekleri vardır. Mevcut elektrik güç sistemleri bu cihazlar yardımı ile daha verimli kullanılabilir. Böylece yeni altyapının inşa edilmesi ertelenebilmektedir. Fakat yüksek maliyetleri nedeniyle bu cihazların geniş çaplı kullanımı yapılamamaktadır. Bu yüzden FACTS cihazlarının kapasiteleri ve bağlanacağı yerler ekonomik ve teknik bakımdan önemli bir problemidir.

Elektrik şebekelerinde kullanılan araçlardan bazıları şunlardır: kademeli transformatörler, faz kaydırıcı transformatörler, statik VAR kompanseörler ve tristör kontrollü faz kaydırıcılardır. Bu araçlar sayesinde güç sistemlerindeki bara gerilimleri, hatlardaki aktif ve reaktif yük akışları limitler dahilinde kontrol edilebilmektedir. Literatürde, elektrik güç sistemlerinde hatlardaki yoğunluğu azaltabilmek amacıyla seri FACTS araçlarının nerelere bağlanması gerektiği ile ilgili çalışmalar yapılmaktadır (Acharya and Mihulanathan, 2007; Rahimzadeh and Bina, 2011). Bu sayede güç sistemlerinin işletme koşulları daha ekonomik olarak sağlanabilmektedir. Güç sistemlerinin toplam üretim maliyetlerinin ve yüklenilmenin azaltılması FACTS elemanlarının kullanım amaçlarından ikisidir. Lima et al., (2002) çalışmasında tristör kontrollü faz kaydırıcıların optimum yerleştirilmesi için yeni bir metot önermiştir ve bu metot sayesinde yukarıda bahsi geçen hedefler gerçekleştirilebilmektedir.

Gün geçtikçe artan yaşam standartlarının sebep olduğu enerji talebindeki artış, güç sistemlerinin güvenilirliğini ve kalitesini iyileştirmek için mühendisleri yeni arayışlara sevk etmiştir. Özellikle trafo, iletim ve dağıtım hatlarının kapasitelerinin yenilenmesi büyük bir yatırım gerektirmesinden dolayı

yenilenebilir enerji kaynaklarının ve küçük boyutlu konvansiyonel enerji üretim birimlerinin kullanımı gün geçtikçe artmaktadır. Bu sistemler dağıtım şebekelerine ve yüklere yakın yerlere bağlanmalarından ötürü dağıtılmış enerji üretimi (DEÜ) ismini almaktadırlar. DEÜ'lerin boyutları yapılan tanımlamalara göre değişiklik göstermek ile birlikte genel olarak 50 MW'a kadar olan enerji üretim birimleri DEÜ kapsamına girmektedir (Ackermann et al., 2001). DEÜ'lerin konvansiyonel sistemlere göre avantajlarını teknik, mali ve çevresel olmak üzere üç grupta toplayabiliriz. Hatlardaki yüklenmeleri azaltarak şebeke kayıplarının azaltılması ve artan gerilim profili ile güç kalitesinin artması DEÜ'lerin en önemli iki teknik avantajı olarak gözükmektedir. Mali olarak ise fosil tabanlı yakıtların kullanımının azaltılması, şebekede oluşan maksimum enerji talebi zamanlarında devreye girerek elektriğin birim maliyetinin azaltılması ve dağıtım ve iletim hatlarının yenilenmesinin ertelenmesi dolayısıyla yatırımın geciktirilmesi büyük önem arz etmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına imkân sağlamasından dolayı karbondioksit ve sera gazlarının salınımını azaltmaktadır. Bunun akabinde özellikle güç kalitesi ve güvenilirlik açısından bu sistemlerin şebekeye uygun bir şekilde entegrasyonu büyük önem arz etmektedir.

DEÜ'lerin entegresi ile birlikte güç sistemlerinin davranışları belirgin bir şekilde değişmektedir. DEÜ'lerin sisteme uygun olmayan bir şekilde dahil edilmesi durumunda avantajları yerine dezavantajları ortaya çıkabilmektedir. DEÜ'lerin de akıllı şebekelerin bir parçası olduğu düşünülürse, FACTS'larla DEÜ'lerin aynı anda düşünülerek araştırılması gerektiği yadsınamaz bir gerçektir. Özellikle asenkron jeneratör kullanılmış rüzgar türbinlerinin reaktif güç çektiği düşünüldüğünde, büyük ölçekli rüzgar türbinleri dahil edilmiş güç sistemlerinde FACTS'ların etkileri incelenmektedir (Qiao et al., 2006). Yine, yüksek güçteki fotovoltaik panellerin kurulu olduğu sistemlerde FACTS araçları kullanılarak gerilim kontrolü önemli bir çalışma konusu olarak karşımıza çıkmaktadır (Kondo et al., 2008). Herkes tarafından bilindiği gibi gerilim aslında güç kalitesi ile ilgili önemli bir parametredir ve son kullanıcılara güç kalitesi iyileştirilmiş enerji sunmak gerekmektedir. FACTS elemanları bu amaca hizmet eden önemli elemanlar olarak literatürde yer almaktadır (Fahe et al., 2005).

Yenilenebilir enerji kaynaklarının çevresel açıdan önemli katkılar sağlaması bu sistemlerin kullanımının yaygınlaşmasını önemli ölçüde tetiklemektedir. Özellikle ülkemizde ve dünyada kullanımı hızla artan rüzgar enerji santralleri (RES) en çok kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Bu sistemlerin

çıkış güçleri hava koşullarına bağlı olarak değişmektedir. Bu sebeple, elektrik şebekelerinin yönetiminde önemli bir parametre olan yük belirsizliklerine ek olarak bu sistemlerin çıkış güçlerindeki belirsizlikler de eklenmektedir. Bu kapsamda çok sayıda çalışma yapılmakta ve optimum çözüm ve yeni yaklaşımların geliştirilmesine çalışılmaktadır. Güç kalitesi açısından rüzgar hızındaki değişimlerin bara gerilimlerine olan etkileri önemli bir çalışma konusudur (Divya, 2007). Diğer yandan yük akış analizlerinde kullanılabilecek en uygun RES modelleri geliştirilmektedir (Feijoo and Cidras, 2000). Elektrik şebekelerine yüksek kapasitede RES entegre edilmesi durumunda sistemin güvenilir bir şekilde işletilmesi ve kontrolü zorlaşmaktadır. Bu zorlukları gidermek için gelişmiş kontrol yöntemleri ve sistemleri kullanılmalıdır (Chen, 2005). Bu kapsamda, FACTS cihazları şebekelerde kullanılabilmektedir ve bu sistemlerin üstün kontrol kabiliyetleri nedeniyle önemi günden güne artmaktadır. RES'lerin çıkış güçlerindeki belirsizlik ve kullanılan asenkron jeneratörlerin sebep olduğu sistemdeki kararsızlıkları düzeltmede ve kontrol etmede FACTS'lar kullanılabilmektedir (Kumar and Gokulakrishnan, 2011). Bu sistemler gerilim profilinin düzenlenmesi, reaktif güç kompanzasyonu gibi amaçlarla birçok çalışmaya konu olmuşlardır (Kehrli and Ross, 2003; Qiao et al., 2008).

Çevresel faktörler ve değişen devlet politikaları ile birlikte hızla artan RES'lerin elektrik şebekesine olan olumsuz etkilerini FACTS'lar ile minimize etmek mümkündür. Bu bağlamda hem RES'lerin çıkış güçleri hem de yüklerdeki belirsizlikler hesaba katıldığında bara gerilimlerini kontrol etmek için kullanılan kademeli transformatörlerin önemi gittikçe artmaktadır. Özellikle radyal şebekelerde RES'lerin kapasitelerinin artmasıyla birlikte gerilim profilinin düzeldiği gözlenmekle birlikte, ring şebekelerde bu durum çalışma koşullarına ve şebeke yapısına göre değişiklik gösterebilmektedir. Ayrıca şebeke güvenilirliği ve kalitesi açısından gerilim değerlerinin çok küçük bir aralıkta değişmesine izin verilmesi öngörülmektedir. Bu nedenle, RES'ler ve kademeli transformatörlerinin birlikte incelenmesi ve analiz edilmesi gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Güç sistemlerinde gerilim kontrolü, sistemi işletmede temel gerekliliklerden biri olmasının yanında son yıllarda elektrik şebekesine daha çok DEÜ sistemleri entegre edilmesiyle oldukça önem kazanmıştır. DEÜ sistemleri genellikle şebekenin dağıtım kısmında yani kullanıcıya yakın yerlerde olan kapasitesi az elektrik üretim birimleridir, bu sistemler hakkında detaylı araştırmalar yapılmaktadır (El-Khattam and Salama, 2004). DEÜ sistemleri yenilenebilir enerji birimleri olarak düşünüldüğünde, çıkış güçleri tamamıyla meteorolojik şartlara

bağlı olmasından dolayı düzensiz ve tahmin edilemeyen yapıları vardır. Bu karakteristik özelliklerinden ve çift yönlü güç akışına neden olabildiklerinden dolayı şebeke üzerinde özellikle gerilim profili üzerinde ciddi bozulmalara ve dalgalanmalara neden olabilmektedir (Pepermans et al., 2005).

Geleneksel sistemlerde gerilim kontrolü genel olarak iki farklı yol ile sağlanmaktadır (Kersting, 2010). Senkron jeneratörler ve şönt kapasitörler ile reaktif güç kontrol edilerek gerilim profilleri değiştirilebileceği gibi, kontrol genel olarak transformatörler ile sağlanmaktadır. Son yıllarda hızla değişen elektrik güç sistemleri daha karmaşık ve kontrolü daha zor bir yapıya dönüşmektedir. Bu duruma çözüm getirecek yeni sistemler yeni metotlar geliştirilmeye çalışılmaktadır. Özellikle FACTS cihazları bu ihtiyaca cevap verebilmek için üstünde çalışılan güncel konulardan biridir. FACTS'lar ile güç akışı kontrol edilebileceği gibi (Ersavaş vd., 2011), gerilim ve harmonik düzenleyici olarak da kullanılabilmektedir. Bu kapsamdaki kademeli transformatör gerilim kontrolünde kullanılan en önemli sistemdir. Kademeli transformatörlerin işletme şekilleri, belli bir zamanlama tablosuna göre günlük, haftalık veya mevsimlik yapılabilmektedir (Chen et al., 2007), fakat bu yol anlık değişimlere tepki veremediğinden etkili olamamaktadır. Otomatik gerilim röle (AVR) kontrollü kademeli transformatörler ile gerilim değeri istenilen değerde tutulabilmektedir (Gao and Redfern, 2010) ve sistemdeki ani değişimlere tepki verebilmektedir. Hat düşüm kompanzasyon (Line Drop Compensation, LDC) tekniği ise kademeli transformatörden sonraki hattın sonunda gerilim değerini gerekli ölçümler yardımı ile sabit bir değerde tutma metodudur (Viawan et al., 2007), bu tür işletme biçimi radyal şebekelerde daha etkilidir. Her ne kadar AVR ile daha kararlı, LDC ile daha etkili bir gerilim kontrolü yapılabilse de DEÜ sistemleri ile birlikte akıllı sistemlere olan ihtiyaç da günden güne artmaktadır. DEÜ entegre edilmiş sistemlerde kademeli transformatörlerin kontrolü bulanık mantık ile IF-THEN-ELSE kural tabanı kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir (Salman and Wan, 2007; Shalwala and Bleijs, 2011) ayrıca kademeli transformatörün çalışma değerleri neuro-fuzzy tabanlı sistemler ile belirlenebilir (Liang and Liu, 2007). Araştırılan diğer bir metot ise yapay sinir ağları (ANN) tekniği ile kademeli transformatörün kontrolüdür (Salman and Rida, 2000), bu çalışmada ANN girişleri gerilim, kademeli transformatörden geçen akımın faz açısı ile akımın reel ve imajiner değerleridir, bu girişlere karşılık sistem kademeli transformatörün çalışma değerini vermektedir. Ayrıca kademeli transformatörlerin kontrolünde haberleşme metotlarından (Li et al., 2010) yararlanılabildiği gibi multi-agent sistemler (MAS) de kullanılabilmektedir (Nguyen et al., 2008). Tüm bu çalışmalar bize gerilim

kontrolünün değişen elektrik şebekelerindeki önemini ve akıllı sistemlerin kullanılması gerekliliğini gözler önüne sermektedir.

FACTS cihazlarının nereye ve hangi kapasitede bağlanması gerektiği önemli ve çözülmesi gerekli olan bir problemidir. Optimum FACTS yerleşimi problemi çeşitli optimizasyon teknikleri ve farklı amaç fonksiyonları ile çözülmektedir. Bu problemin çözümü literatürde üç ana başlık altında kategorize edilmiştir; hassaslık tabanlı, klasik optimizasyon tabanlı ve yapay akıllı sistemler tabanlı yöntemler (Donsion et al., 2007). Hibrit evrimsel algoritma, toplam transfer kapasite arttırmada ve sistem aktif güç kayıplarını azaltmada kullanılmıştır (Jirapong and Ongsakul, 2007). Sistem yüklenme kapasitesi, termal ve gerilim limitleri göz önüne alınarak genetik algoritma ile artırılmıştır (Abdelaziz et al., 2011). Gerilim kararlılığı, FACTS cihazlarının maliyeti ve güç kayıpları amaç fonksiyonu oluşturmak için matematiksel olarak modellenmiştir (Singh et al., 2010). Bir diğer yandan aynı değişkenler amaç fonksiyonunda ağırlık katsayıları kullanılarak modellenmiştir (Preethi et al., 2011) bu sayede tüm fonksiyonu optimize etmektense sadece ağırlık katsayılarının optimum değerleri belirlenmeye çalışılmıştır. Bu çalışmalara bakarak, çok spesifik olmadan amaç fonksiyonu elde etmek işlevsellik bakımından önemlidir. (Baghaee et al., 2008) ve (Cai, 2004) çalışmalarına bakarsak, amaç fonksiyonunda sadece FACTS cihazlarının yatırım maliyeti optimum yerleşim için kullanılmıştır. Bir diğer çalışmada ise, çoklu amaç fonksiyonlu genetik algoritma (MOGA) prosedürü hat aşırı yüklenmesini ve gerilim dalgalanmalarını azaltmak amacıyla optimum FACTS yerleşimi problemini çözmek için kullanılmıştır (Radu and Besanger, 2006). Geleneksel genetik algoritma (GA) ile MOGA arasındaki temel fark, GA’da kullanılan amaç fonksiyonunun özel bir çeşidi olarak uyum fonksiyonun (fitness function) kullanılmasıdır (Gen et al., 2008). MOGA optimizasyon tekniği ile aktif güç kayıpları ve yatırım maliyeti amaç fonksiyonları kullanılarak optimum yerleşim problemine çözümler üretilebilmektedir (Tiwari and Sood, 2009). Bu tekniğin etkinliğine rağmen, uygulanabilirliği geleneksel GA programlamaya göre daha zordur. GA programlama da en zor ve önemli kavram amaç fonksiyonudur, çünkü programın ne kadar iyi çözüm verebileceğini bu amaç fonksiyonu belirler. Elektrik güç sisteminde aşırı yüklenmelerin yönetimi için FACTS cihazlarının optimum seçim ve yerleşim algoritmaları geliştirilmektedir (Gitizadeh, 2010). Gerbex et al., (2001) çalışmasında ise, hat yüklenmeleri ve gerilim seviyeleri açısından çeşitli tip FACTS cihazlarının optimum yerleşim, çeşit ve kapasitelerinin belirlenmesi GA ile çalışılmıştır.

(Kumari et al., 2007) ve (Chandrasekar and Ramana, 2011) çalışmalarında farklı optimizasyon teknikleri karşılaştırılarak, bu tekniklerden hangisinin FACTS cihazlarının optimum yerleşiminde daha iyi performans gösterdiği belirlenmeye çalışılmıştır. Fakat sonuçlar göstermektedir ki hiçbir teknik bir diğerinden genel olarak daha iyi performans göstermemektedir (Chandrasekar and Ramana, 2011; Valle et al., 2009). Bu çalışmalarda sonuçlar göstermektedir ki, kullanılan tekniklerin iyi veya kötü sonuç vermesi çözülmesi istenen problemin kendisine bağlıdır. Bir diğer yandan, yük talebindeki belirsizlikleri hesaba katarak FACTS optimizasyon problemi için basit bir amaç fonksiyonu elde etmek GA programlamada ve diğer optimizasyon tekniklerinde de zor olmaktadır. Amaç fonksiyonu, problemi tam olarak ifade etmeli ve algoritma koşarken olası tüm uygun bilgileri içermelidir.

FACTS cihazlarının optimal kapasite ve yerleşimi için optimizasyon metotları geliştirilmesine rağmen bu optimizasyonlar elektrik güç sisteminde yükleri sabit veya aşırı yüklenmiş durumlarda ele alarak gerçekleştirilmiştir. Fakat gerçek hayatta kullanılan sistemlerde yük profilleri her gün değişmektedir. Bu sebepten dolayı, uzun soluklu yük belirsizliği profili güç sistemlerinde FACTS yerleşim optimizasyonu probleminde yer almalıdır.

Bu tez çalışması elektrik güç sisteminde ihtiyaçları gün geçtikçe artan kontrol cihazları üzerine şekillenmiştir. Bahsi geçen cihazların modellemeleri ve birbirleri ile koordineli çalışmaları incelenmiştir. DEÜ sistemlerinin ve yük belirsizliklerinin kontrol cihazları üzerindeki etkileri belirlenmeye ve bu cihazların akıllı sistemler ile kontrolü sağlanmaya çalışılmıştır. Kontrol cihazlarından maksimum verimlilikte yararlanmak amacıyla optimum yerleşimi ve çalışma aralıklarının optimizasyon yöntemi ile belirlenmesine çalışılmıştır.

Bu tez çalışması kapsamında yapılan çalışmalar yedi bölümde anlatılacaktır; Bölüm-2'de elektrik güç sisteminin kontrolünde kullanılan geleneksel ve yenilikçi cihazlar incelenmiştir, güç akışı algoritmalarında modellemeleri yapılmıştır. Seçilen cihazların gerilim kontrolünde koordineli biçimde kullanılmalarını sağlayacak şekilde bir metot önerilmiştir. Bölüm-3'te faz kaydırıcı transformatörün aktif güç kontrolündeki etkinlikleri araştırılmıştır. Bölüm-4'te yenilenebilir enerji kaynaklarının çıkış güçlerindeki belirsizliklerinin kademeli transformatörler üzerine olan etkileri incelenmiştir. Bölüm-5'te DEÜ eklenmiş güç sisteminde kademeli transformatörler yapay akıllı sistemler ile kontrol edilmeye çalışılmıştır. Bölüm-6'da grafik tabanlı basit bir amaç fonksiyonu

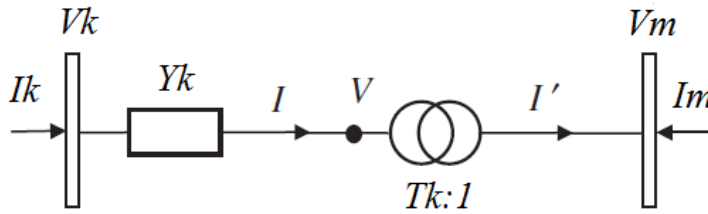
geliştirilerek, uzun vadeli yük belirsizlikleri altında genetik algoritma ile FACTS cihazlarının bara gerilim değişimleri ve hat kapasiteleri açısından optimum yerleşimlerini ve değerlerini belirleyen bir yöntem önerilmiştir. Önerilen yöntemin doğruluğu farklı senaryolar altında test edilmiş ve kullanılabilirliği gösterilmiştir.

2. ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE KONTROL CİHAZLARI

Bu bölümde sırası ile kademeli transformatör, faz kaydırıcı transformatör, statik var kompensatör ve tristör kontrollü seri kompensatör kontrol cihazları incelenmiş ve güç akışı algoritmalarında modellemeleri yapılmıştır. Bu cihazların modellemelerinde Acha et al., (2004) çalışması referans alınmıştır. İkinci kısımda ise kademeli transformatör ve statik var kompensatör birlikte kullanılarak koordineli bir gerilim kontrolü metodu önerilmiştir. Tüm kısımlarda kontrol cihazları 9 baralı test sistemi üzerinde denenerek etkinlikleri araştırılmıştır. 9 baralı test sistemi bara, hat ve jeneratör bilgileri Ek 1’de verilmiştir.

2.1 Kademeli Transformatör

Güç sistemlerinin işletilmesinde yeni kontrol noktaları oluşturarak şebekenin kararlılığını ve güvenilirliğini arttıran ve sıklıkla kullanılan sistemlerden biri de kademeli transformatörlerdir. Çalışma prensibi, otomatik gerilim kontrol rölelerinin değişen gerilim miktarını algılayarak transformatörün tap pozisyonunu değiştirmek suretiyle bara gerilimini kontrol etmeğe dayanır (Fan and Bo, 1998). Tap değiştirme işlemi tristör tabanlı birimler tarafından yapılarak daha hızlı bir tepki zamanı sağlanabilmektedir. Tap pozisyonunun değişim miktarı transformatörün üreticisine göre değişkendir. Şekil 2.1’de kademeli transformatörün basit bir şeması verilmiştir.



Şekil 2.1. Kademeli transformatör.

Bu çalışmada, kademeli transformatör iki bara arasına eklenerek, tek bir baranın gerilim profilini kontrol etmede kullanılmıştır ve ilgili matematiksel modellemeler de bu prensibe göre yapılmıştır. Buna göre kademeli transformatör şebekede k ve m baraları arasında modellendiğinde bara admitans matrisi ve iki baraya ait aktif ve reaktif güç hesaplanabilir. Kademeli transformatörü basitçe modellemek istersek, transformatörün kısa devre admitansı Y_k ve $T_k:1$ kademe

değişim katsayısı ile ideal olduğu varsayılırsa, aşağıda belirtilen formüller geçerli olmaktadır.

$$\frac{V}{V_m} = T_k = \frac{I'}{I} \quad (1)$$

Y_k 'nin üzerinden akan akım:

$$I = Y_k(V_k - V) = Y_k(V_k - T_k V_m) = I_k. \quad (2)$$

Ayrıca,

$$I' = T_k I = Y_{sc}(T_k V_k - T_k^2 V_m) = -I_m \quad (3)$$

(2) ve (3) numaralı denklemleri matris formatında yazarsak, bara admitans matrisini (4) elde ederiz.

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_k & -T_k Y_k \\ -T_k Y_k & T_k^2 Y_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & T_k Y_{km} \\ T_k Y_{mk} & T_k^2 Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (4)$$

Baralardaki aktif ve reaktif güç denklemlerini elde etmek için:

$$Y_{kk} = Y_{mm} = G_{kk} + jB_{kk} = Y_k \quad \text{ve} \quad (5)$$

$$Y_{km} = Y_{mk} = G_{km} + jB_{km} = -Y_k. \quad (6)$$

Ayrıca,

$$V_k = V_k e^{j\theta_k} = V_k (\cos \theta_k + j \sin \theta_k) \quad \text{ve} \quad (7)$$

$$V_m = V_m e^{j\theta_m} = V_m (\cos \theta_m + j \sin \theta_m) \quad \text{ise,} \quad (8)$$

k ve m baralarındaki görünür güç şu şekilde ifade edilir:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* = V_k (Y_{kk} V_k + T_k Y_{km} V_m)^* \quad \text{ve} \quad (9)$$

$$S_m = P_m + jQ_m = V_m I_m^* = V_m (T_k^2 Y_{mm} V_m + T_k Y_{mk} V_k)^*. \quad (10)$$

k barasındaki görünür gücün hesaplanması için (5) ve (7) denklemlerini (9) içerisine, m barasındaki görünür güç için (6) ve (8) denklemlerini (10) içerisine gömersek ve bulunan sonuçları reel ve imajiner kısımlarına ayırırsak, iki baraya ait aktif ve reaktif güç denklemlerini elde ederiz.

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + T_k V_k V_m \begin{bmatrix} G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \\ B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + T_k V_k V_m \begin{bmatrix} G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \\ -B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$P_m = T_k^2 V_m^2 G_{mm} + T_k V_m V_k \begin{bmatrix} G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) \\ B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$Q_m = -T_k^2 V_m^2 B_{mm} + T_k V_m V_k \begin{bmatrix} G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) \\ -B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) \end{bmatrix} \quad (14)$$

Kademeli transformatör, limitleri dâhilinde değişen T_k tap değeri ile k barasındaki V_k gerilimini belli bir değerde sabit tutmaya çalıştığı varsayılır ise k ve m baralarına ait Jacobian matrisi (15) belirtildiği gibi olur. Newton Raphson güç akışı algoritmasında k barasına ait tasarım değişkeni transformatörün tap ayarı T_k olmaktadır.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial T_k} T_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial T_k} T_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial T_k} T_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial T_k} T_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta T_k}{T_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (15)$$

Yukarıda belirtilen güç denklemleri ile elde edilen k ve m baralarına ait güç değerlerinden faydalanılarak Jacobian matrisinin kısmi türevleri hesaplanabilir ve genel olarak sistem çözümlenebilir (Acha et al., 2004).

2.1.1 Kademeli transformatör ile gerilim kontrolü

Çizelge 2.1. Kademeli transformatör tap ayarları.

	1 no'lu kademeli transformatör	2 no'lu kademeli transformatör	3 no'lu kademeli transformatör
Tap ayarı	1.0864	1.0631	1.0139

Çizelge 2.2. Bara Gerilimleri (pu).

Bara no:1	Bara no:2	Bara no:3	Bara no:4	Bara no:5	Bara no:6
1.0000	1.0000	1.0000	1.0400	1.0252	1.0400
Bara no:7	Bara no:8	Bara no:9	Bara no:10	Bara no:11	Bara no:12
1.0277	1.0400	1.0108	0.9814	0.9833	1.0077

İkinci senaryo olarak bir numaralı kademeli transformatörün kontrol ettiği gerilim değerini 1.06 Vpu olmasını istersek, kademeli transformatörlerin tap ayarları ve baraların gerilim değerleri sırası ile Çizelge 2.3 ve Çizelge 2.4'te verilmiştir. 1 numaralı transformatör limit değerine ulaştığı için (her bir kademeli transformatör $0.9 < \text{Tap} < 1.1$ olarak ayarlanmıştır) gerilim değeri istenilen seviyeye ulaşamamıştır.

Çizelge 2.3. Kademeli transformatör tap ayarları.

	1 no'lu kademeli transformatör	2 no'lu kademeli transformatör	3 no'lu kademeli transformatör
Tap ayarı	1.1000	1.0588	1.0102

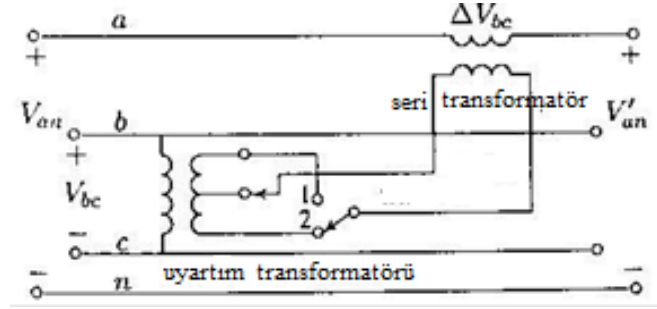
Çizelge 2.4. Bara gerilimleri (pu).

Bara no:1	Bara no:2	Bara no:3	Bara no:4	Bara no:5	Bara no:6
1.0000	1.0000	1.0000	1.0460	1.0291	1.0400
Bara no:7	Bara no:8	Bara no:9	Bara no:10	Bara no:11	Bara no:12
1.0277	1.0400	1.0149	0.9785	0.9849	1.0090

2.2 Faz Kaydırıcı Transformatör

Gün geçtikçe yaygın bir şekilde kullanılmakta olan faz kaydırıcı transformatörler, güç sistemlerinde hatlardaki yoğunluğu azaltabilmemizi veya

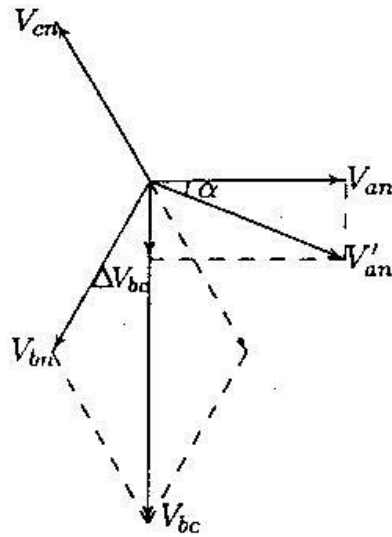
istenilen kapasitede çalıştırabilmemizi sağlamaktadır. Tipik bir faz kaydırıcı transformatörün üç fazlı devresi Şekil 2.3'te görülmektedir (Saadat, 2008).



Şekil 2.3. Faz kaydırıcı transformatör.

Enjekte edilen gerilim, giriş gerilimi ile aynı fazda değilse elde edilen çıkış geriliminde giriş gerilimine göre faz kayması meydana gelir. Faz kayması, ana uyartım baralarında aktif güç akış kontrolü için kullanılır. Şekil 2.3'te görüldüğü gibi a fazındaki seri trafo, bc 'ye bağlı olan uyartım transformatörüne bağlanmıştır. Sonuç olarak Şekil 2.4'te (Saadat, 2008) görüldüğü gibi V'_{an} çıkış gerilimi ile V_{an} arasında α kadar faz farkı oluşturulmuş olur ve çıkış gerilimi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$V'_{an} = V_{an} + \Delta V_{bc} \quad (16)$$



Şekil 2.4: Faz kaydırıcı transformatörün faz diyagramı.

Faz kaydırıcıların faz kaydırma miktarı uyarım transformatörlerinin kademeleri değiştirilerek ayarlanabilmektedir. Bunun yanında tap ayarlı ana transformatörlerin üzerine düşen yoğunluğu azaltabilmektedirler.

Bu çalışmamızda, faz kaydırıcı transformatör iki bara arasına eklenerek, faz kaydırma işleminin transformatörün tek tarafında olduğu varsayılarak ilgili matematiksel modellemeler yapılmıştır. Buna göre faz kaydırıcı transformatör şebekede k ve m baraları arasında modellendiğinde ve bazı sadeleştirme varsayımları (Acha et al., 2004) yapıldığı takdirde bara admitans matrisi şu şekilde olur:

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & -Y(\cos \phi + j \sin \phi) \\ -Y(\cos \phi - j \sin \phi) & Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{mk} & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (17)$$

Burada ϕ değişkeni transformatörün faz değiştirme açısını belirtmektedir. Bara admitans matrisinden güç denklemlerini bulmak için kademeli transformatörde uygulanan yol izlenir, buna göre iki baranın aktif ve reaktif güç denklemleri şu şekilde olmaktadır.

$$P_k = V_k^2 G - V_k V_m \begin{bmatrix} G \cos(\theta_k - \theta_m - \phi) \\ B \sin(\theta_k - \theta_m - \phi) \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$Q_k = -V_k^2 B - V_k V_m \begin{bmatrix} G \sin(\theta_k - \theta_m - \phi) \\ -B \cos(\theta_k - \theta_m - \phi) \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$P_m = V_m^2 G - V_m V_k \begin{bmatrix} G \cos(\theta_m - \theta_k + \phi) \\ B \sin(\theta_m - \theta_k + \phi) \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$Q_m = -V_m^2 B - V_m V_k \begin{bmatrix} G \sin(\theta_m - \theta_k + \phi) \\ -B \cos(\theta_m - \theta_k + \phi) \end{bmatrix} \quad (21)$$

Faz kaydırıcı transformatörün faz değiştirme açısı Jacobian matrisine ilave bir durum değişkeni olarak girmektedir. Faz kaydırıcı transformatör k ve m baraları arasına modellendiği varsayılırsa eklenen kontrol değişkeni; k barasından m barasına olmasını istediğimiz aktif güç ile hesaplanan aktif gücün farkıdır. Bu nedenden dolayı modellendiği iki bara arasında Jacobian matrisi 5×5 boyutunda şu şekilde olmaktadır;

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km}^{\phi_{FKT}} \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial \phi} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial \phi} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial \phi} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial \phi} \\ \frac{\partial P_{km}^{\phi}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}^{\phi}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{km}^{\phi}}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial P_{km}^{\phi}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{km}^{\phi}}{\partial \phi} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta \phi_{FKT} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (22)$$

2.2.1 Faz kaydırıcı transformatör ile aktif güç kontrolü

Yukarıdaki bölümde anlatıldığı üzere faz kaydırıcı transformatörler limitleri dahilinde aktif güç kontrolünde kullanılan etkili cihazlardır. Örnek olarak 9 baralı test sisteminde modellenerek etkinliği araştırılmıştır. Kademeli transformatörde olduğu gibi, sisteme entegrasyonu için bir adet yardımcı bara kullanılmıştır. Faz kaydırıcı transformatör, aktif güç akışını kontrol etmek üzere 10 numaralı yardımcı bara ile 4-9 numaralı baralar arasına modellenmiştir.

İlk senaryoda modellenen transformatörün faz kaydırma açısı sıfır olduğunda, yani etkisiz olduğunda üzerinden geçen aktif güç bulunmuştur. Daha sonra bulunan aktif güç değeri 2. ve 3. senaryolarda 15 MW artırılarak denemeler yapılmıştır, sonuçlar Çizelge 2.5'te verilmiştir. Üçüncü senaryoda istenilen aktif güç değerine ulaşamamıştır çünkü transformatör modellendiği limit değerine ($-0.1745 < \text{faz açısı} < 0.1745$) ulaşmıştır.

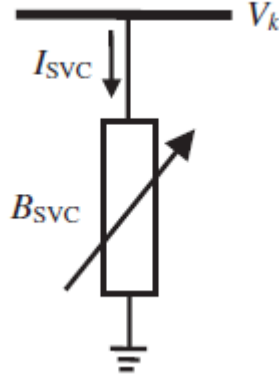
Çizelge 2.5: Faz kaydırıcı transformatör güç değerleri ve faz açıları.

Senaryo	İstenilen aktif güç (MW)	Elde edilen aktif güç (MW)	Faz açısı (derece)
1	36.1	36.1	0
2	51.1	51.1	0.1287
3	66.1	56.54	0.1745

2.3 Statik Var Kompansatör (SVC)

SVC cihazları elektrik güç sistemine paralel bağlanan güç elektroniği tabanlı cihazlardır. Bağlantı yapılan ilgili bara gerilimi, gerekli reaktif gücü

sağlayarak, limitleri dahilinde istenilen seviyede tutabilmektedir. Kondansatörlere göre en büyük avantajı, hızlı tepkime süreleri ile ihtiyaç durumunda çok daha etkili olabilmektedirler. SVC'nin bir baraya bağlandığı durum Şekil 2.5'de temsili olarak gösterilmiştir.



Şekil 2.5. SVC'nin gösterimi.

Elektrik güç sistemlerinde, SVC ayarlanabilir suseptans olarak modellendiğinde (Acha et al., 2004), k barasına entegre edilen SVC tarafından görülen akım şu şekilde olmaktadır;

$$I_{SVC} = jB_{SVC} V_k \quad (23)$$

Buna göre SVC tarafından görülen veya k barasına basılan reaktif güç şu şekilde hesaplanmaktadır;

$$Q_{SVC} = Q_k = -V_k^2 B_{SVC} \quad (24)$$

Jacobian matrisinde k barasına ait gerilim değişkeni yerine SVC'nin suseptans değeri kullanılırsa, k barasına ait Jacobian matrisi şu şekilde olmaktadır;

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC} / B_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (25)$$

2.3.1 Statik var kompensatör ile gerilim kontrolü

Yukarıdaki bölümde anlatıldığı üzere SVC cihazları limitleri dahilinde gerilim kontrolünde kullanılan etkili cihazlardır. Örnek olarak 9 baralı test

sisteminde modellenmiş olup etkinlikleri araştırılmıştır. SVC cihazları elektrik güç sistemine paralel bağlandığı için yardımcı bir sanal baraya ihtiyaç duyulmamıştır. Modellemede alt ve üst sınır değerleri suseptans olarak modellenmiş olup hem endüktif hem kapasitif karakteristikte çalışabilmektedir. SVC cihazı test sisteminde 9. baraya modellenmiştir ve sonuç değerleri bulunan suseptans değeri reaktif güce çevrilerek verilmiştir. 3 adet senaryo oluşturulmuş olup 9. baraya ait sonuçlar Çizelge 2.6’da verilmiştir;

Çizelge 2.6. SVC bağlı baranın gerilim değerleri ve SVC’nin reaktif güç değerleri.

Senaryo	İstenilen gerilim (pu)	Elde edilen gerilim (pu)	Reaktif güç (Mvar)
1	0.9594	0.9594	0
2	0.9700	0.9700	13.12
3	1.0000	0.9800	24.00

İlk senaryoda SVC etkin değilken baraya ait gerilim bulunmuştur. İkinci senaryoda bu baraya ait gerilim düşük olduğundan arttırılmak istenmiştir. Kapasitif karakteristikte çalışarak baraya reaktif güç basmıştır. Son testte ise barayı 1 pu gerilim değerine yükseltmesi istenmesine rağmen sınır değerine ulaşarak kontrol ettiği barayı 0.98 pu gerilim değerine çıkarabilmiştir

2.4 Tristör Kontrollü Seri Kompansatör (TCSC)

TCSC cihazları elektrik güç şebekesine seri bağlanan, temel olarak bağlandığı hat üzerindeki aktif gücü kontrol etmeye yarayan cihazlardır. Güç elektroniği tabanlı olmaları sayesinde klasik kompanzasyon cihazlarına göre çok hızlı tepki sürelerine sahiptirler. Basit olarak çalışma şekilleri ayarlanabilir seri reaktans şeklindedir. Hem endüktif hem kapasitif çalışma karakteristikleri ile hatta akan aktif gücü kontrol edebilmektedirler, basit olarak gösterimi Şekil 2.6’daki gibi olmaktadır (Acha et al., 2004). Diğer önemli özelliği ise hatlardaki ferranti etkisini azaltabilmesidir. Aşırı yüklenmiş hatlar endüktif olarak yüklenirler ve gerilim düşümü meydana gelir, bu durumda TCSC kapasitif karakteristikte çalışarak bu durumu dengeler, tam tersi durumda ise yüksüz veya az yüklü hatlarda endüktif karakteristikte çalışırlar.



Şekil 2.6. TCSC'nin endüktif ve kapasitif karakteristikte gösterimi.

TCSC cihazının k ile m baraları arasına bağlandığı varsayılır ise bara admitans matrisi şu şekilde olmaktadır (Acha et al., 2004);

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} jB_{kk} & jB_{km} \\ jB_{mk} & jB_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (26)$$

Endüktif çalışma durumunda;

$$B_{kk} = B_{mm} = -\frac{1}{X_{TCSC}} \quad (27)$$

$$B_{km} = B_{mk} = \frac{1}{X_{TCSC}} \quad (28)$$

Kapasitif çalışma durumunda ise eşitliğin diğer tarafındaki işaretler tersi şeklinde olmaktadır. k ve m baralarına ait aktif ve reaktif güç denklemleri ise şu şekilde olmaktadır;

$$P_k = V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (29)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (30)$$

$$P_m = V_m V_k B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) \quad (31)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{mm} - V_m V_k B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) \quad (32)$$

TCSC'nin reaktans değeri Jacobian matrisine ilave bir durum değişkeni olarak girmektedir. k barasından m barasına modellenen TCSC, k barasından m barasına iletilen aktif gücün değerini kontrol edebilmektedir. Eklenen kontrol değişkeni ise faz kaydırıcı transformatörde olduğu gibi, olmasını istediğimiz

iletile aktif güç ile hesaplanan aktif gücün farkıdır. Buna göre Jacobian matrisi şu şekilde olmaktadır;

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km}^{X_{TCSC}} \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial T_k} V_k & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (33)$$

2.4.1 Tristör kontrollü seri kompensatör ile aktif güç kontrolü

Yukarıdaki bölümde anlatıldığı üzere TCSC cihazları limitleri dahilinde aktif güç kontrolünde kullanılan etkili cihazlardır. Örnek olarak 9 baralı sistemde modellenmiştir ve etkinliği araştırılmıştır. TCSC elektrik güç sistemine seri bağlanan bir cihaz olduğu için transformatörler gibi yardımcı bir sanal bara ile entegrasyonu yapılmıştır. TCSC, test sisteminde 7 ve 8 numaralı baralar arasına modellenmiş olup bu hattın aktif güç değerini değiştirmesi hedeflenmiştir. Oluşturulan senaryolar ve sonuçları Çizelge 2.7’de verilmiştir.

Çizelge 2.7. TCSC aktif güç değerleri ve reaktans değerleri.

Senaryo	İstenilen aktif güç (MW)	Elde edilen aktif güç (MW)	TCSC reaktans (pu)
1	76.0	76.0	0
2	86.0	86.0	-0.0787
3	96.0	88.9	-0.10

TCSC’nin alt ve üst sınır değerleri sırası ile -0.10 ve 0.05 pu olarak belirlenmiştir (Acha et al., 2004). İlk senaryoda TCSC reaktansı sıfır olduğu durumda hattın iletilen aktif güç bulunmuştur. İkinci senaryoda bulunan aktif güç değeri 10MW arttırılmıştır ve TCSC’nin kapasitif tarafta çalışarak gücü istenilen seviyeye çıkardığı görülmüştür. Son senaryoda ise, güç değeri bir 10MW daha arttırılmak istenmiş fakat TCSC sınır değerine ulaştığı için istenilen seviyeye çıkamamıştır.

2.5 Kademeli Transformatör ve SVC İle Koordineli Gerilim Kontrolü

Kademeli transformatörler senkron jeneratörler ile beraber gerilim kontrolü için kullanılan başlıca birimlerdir. Çalışma prensibi hareketli parçalar üzerine kurulmuş olmasından dolayı bakım gerektiren bu yüzden maliyeti sürekli artan cihazlardır. Ani gerilim düşümü durumlarında yavaş ve yetersiz kalabilmektedir. Bu gibi benzer durumlarda sistem güvenliği tehlikeye girebilmektedir. Kademeli transformatör ve SVC cihazlarının koordineli biçimde kullanılması ile gerilim kontrolünde etkin bir yapı oluşturulabilmektedir. Literatürde kademeli transformatör ve STATCOM (Kim and Lee, 2005) gerilim kontrolü için beraber kullanılmış ve bazı yöntemler önerilmiştir (Nouri et al., 2007; Khederzadeh, 2007). STATCOM kararlı hal analizlerde SVC ile benzer bir karakteristiğe sahip FACTS cihazıdır, fakat değişken hal analizlerinde SVC'ye göre daha iyi performans göstermektedir.

Kademeli transformatör ve SVC 9-baralı test sistemi üzerinde modellenerek önerilen gerilim kontrolü metodu test edilmiştir. Her iki cihaz da aynı baradaki gerilimi kontrol edeceğinden aralarında bir çalışma karakteristiği oluşturulmuştur. Buna göre kademeli transformatörün getirdiği ek işletme maliyetini azaltacağından ve ani gerilim dalgalanmalarına daha hızlı tepki verebileceğinden, gerilim kontrolünü ilk olarak SVC'nin sağlaması düşünülmüştür. Eğer SVC limit değerine ulaşırsa kademeli transformatör aktif hale gelecektir.

Güç akış analizinde, Jacobian matrisinin kademeli transformatör ve SVC bağlanan baralardaki değerleri daha önceki bölümlerde anlatıldığı üzere değişmektedir. Durum değişkeni olan kontrol barasındaki gerilim değerini, kademeli transformatör tap ayarı olarak, SVC ise suseptans olarak değiştirmektedir. Önerilen metot da ilk olarak SVC çalışacağı için kademeli transformatörün tap ayarı sabit tutularak sadece SVC'nin suseptans değeri durum değişkeni olarak atanmaktadır. Eğer ki SVC istenilen gerilim değerini elde edemeden limite ulaşırsa, limit değerindeki suseptans karşılığı reaktif güç değerini şebekeye basmaya devam edecektir (Bkz. Formül 24). Bu aşamadan sonra istenilen gerilim değerine ulaşmak için durum değişkeni kademeli transformatörün tap ayarı olacaktır. Bu şekilde sıralı çalışma mekanizması ile hem basit hem de analizlerin daha kolay yapılması sağlanmıştır.

Örnek olarak 9-baralı test sisteminde 8 numaralı baranın kontrolü hem kademeli transformatör hem de SVC ile yapılmaya çalışılmıştır. Kademeli transformatör yardımcı bara ile 2 ve 8 numaralı baralar arasına bağlanmıştır. SVC ise elektrik güç sistemine paralel bağlanan bir cihaz olmasından dolayı 8 numaralı baraya şönt bağlanmıştır. Kademeli transformatörün tap ayarının limitleri $0.9 < \text{Tap} < 1.1$ olacak şekilde, SVC cihazının suseptans limit değeri ise $-0.25 < X < 0.25$ olacak şekilde belirlenmiştir. İlk senaryo olarak her iki cihazında etkisiz olduğu yani çalışmasına gerek olmayan durumda 8 numaralı baraya ait gerilim değeri bulunmuştur. Daha sonraki senaryolarda 8 numaralı baranın olmasını istediğimiz gerilim değeri artırılarak her iki cihaz önerilen metot ile çalışmaları test edilmiştir. Test durum sonuçları Çizelge 2.8’de verilmiştir;

Çizelge 2.8. Önerilen gerilim kontrolü metodu senaryo sonuçları.

Senaryo	İstenilen gerilim (pu)	Elde edilen gerilim (pu)	SVC suseptans (pu)	LTC tap değeri
1	0.988	0.988	0	1
2	1.00	1.00	0.1571	1
3	1.02	1.02	0.25	1.028
4	1.04	1.04	0.25	1.073
5	1.06	1.052	0.25	1.1

Elde edilen sonuçlara göre ilk senaryoda iki cihazın da çalışmadığı gerilim değeri bulunmuştur. İkinci senaryoda bu değer artırılmıştır ve SVC’nin kapasitif karakteristikte çalıştığı ve suseptans değerine karşılık gelen reaktif gücü sisteme bastığı görülmüştür. Bu aşamada kademeli transformatörün çalışmasına gerek kalmamaktadır. Üçüncü senaryoda istenilen gerilim değeri artırılmıştır ve SVC limit değerine ulaşmıştır. Kademeli transformatör çalışmaya başlayıp istenilen gerilim değerine ulaşmıştır. Dördüncü senaryoda gerilim değeri artırılmıştır ve kademeli transformatörün daha fazla çalıştığı neredeyse limit değerine ulaştığı görülmüştür. Son senaryoda ise artık kademeli transformatör de limit değerine ulaşmış ve istenilen gerilim seviyesi elde edilememiştir. Her iki cihazın da limit değerleri artırılarak daha kapsamlı bir kontrol aralığı oluşturulabilmektedir.

İkinci senaryo grubu olarak test sisteminde bağlı olan yük değerleri 40MW artırılmıştır ve 8 numaralı baranın gerilim değeri 1 pu olması istenmiştir. SVC

cihazının aktif olduğu ve olmadığı durumlarda test yapılmıştır, sonuçlar Çizelge 2.9’da verilmiştir;

Çizelge 2.9. Gerilim kontrolü metodunda SVC’nin etkisi.

Senaryo	8. bara gerilim (pu)	SVC suseptans (pu)	LTC tap değeri
1 (SVC pasif)	1.00	-	1.038
2 (SVC aktif)	1.00	0.25	1.001

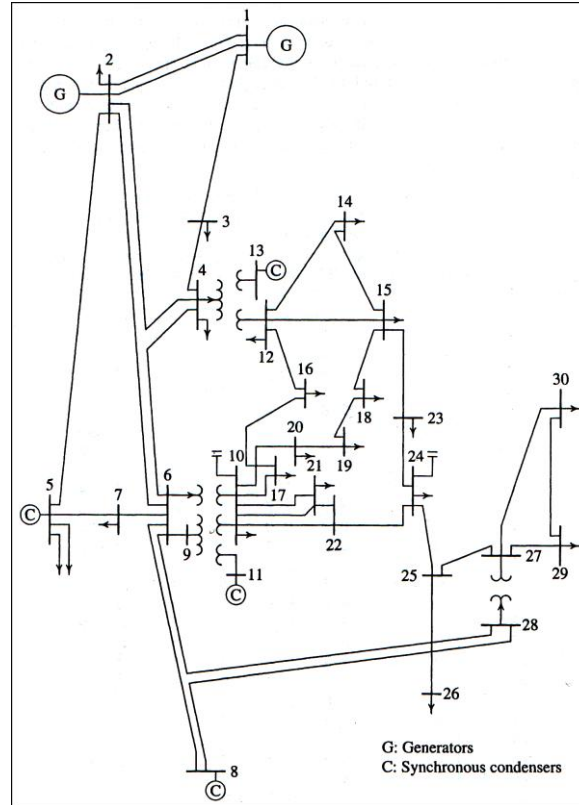
Test sonuçlarına göre SVC cihazının etkinliği gözlemlenebilmektedir. Aşırı şebeke yüklenmelerinde kademeli transformatöre gerek kalmadan, SVC cihazı gerilim kontrolünü limitleri dahilinde sağlayabilmektedir.

3. ESNEK ALTERNATİF AKIM İLETİM SİSTEMLERİ (FACTS) VE DAĞITILMIŞ ENERJİ ÜRETİM SİSTEMLERİ İLE DONATILMIŞ ELEKTRİK ŞEBEKELERİNİN ANALİZİ

Bu çalışmada, güç sistemlerine entegre edilen DEÜ'lerin faz kaydırıcı transformatörlerin çalışmaları üzerine olan etkileri incelenmiştir. Bunu gerçekleştirmek amacıyla IEEE'nin geliştirmiş olduğu 30 baralı test sistemi ele alınmıştır. Farklı DEÜ bağlantı kombinasyonları için faz kaydırıcı transformatörün bağlı olduğu hatlardaki yük akışlarına olan etkileri gözlemlenmiştir. Takip eden alt bölümlerde DEÜ bağlantıları ile birlikte faz kaydırıcı transformatörün çalışması incelenmiştir ve elde edilen sonuçlar paylaşılmıştır.

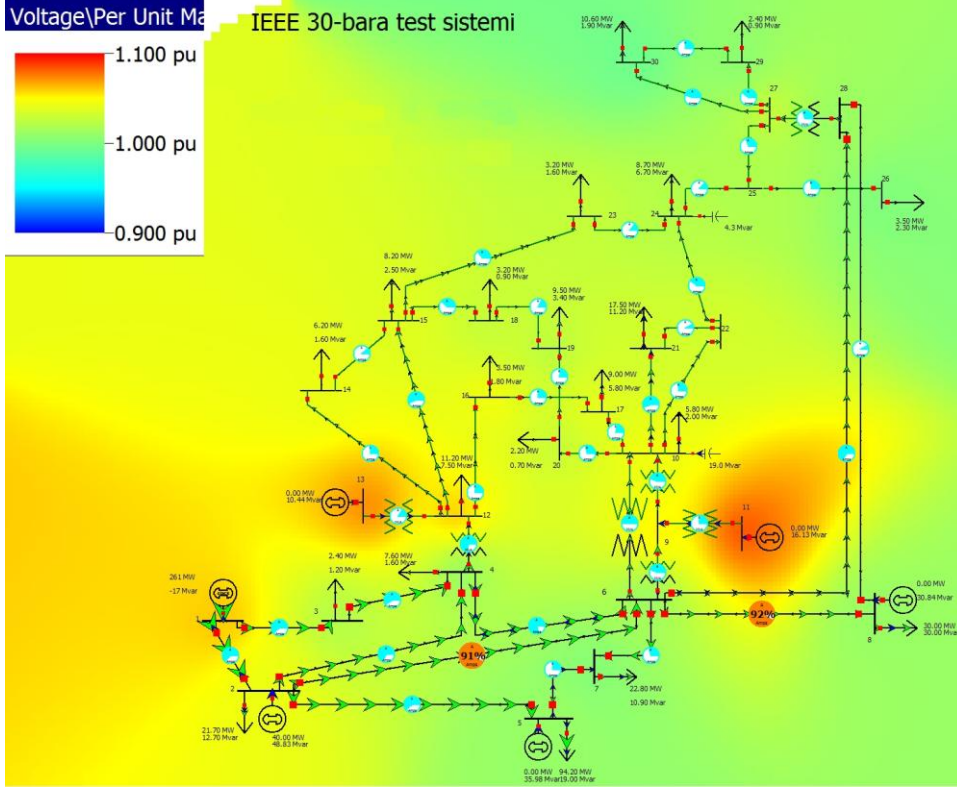
3.1. DEÜ'lerin Faz Kaydırıcı Transformatörlere Etkisi

Bu çalışmada Şekil 3.1'de görüldüğü üzere IEEE'nin 30 bara test sistemi (Power system test case archive, 2012) kullanılmıştır. Test sistemi ile ilgili bilgiler Ek 2'de verilmiştir. Sistemin toplam yükü 283,40 MW ve 126,20 Mvar olup, bu güç iki adet jeneratör ve dört adet reaktör tarafından sağlanmaktadır.



Şekil 3.1: IEEE 30 bara test sistemi.

Faz kaydırıcılı transformatörlerin etkinliğini gözlemleyebilmek için öncelikle 30 baralı sistemdeki yük akışlarının yoğun olduğu hatlar belirlenmelidir. Bunu sağlayabilmek için Power World Simulator (PWS) kullanılmıştır. Şekil 3.2’de görüldüğü üzere yeşil okların büyük olduğu yerlerden daha fazla güç akışı gözlenmiştir.



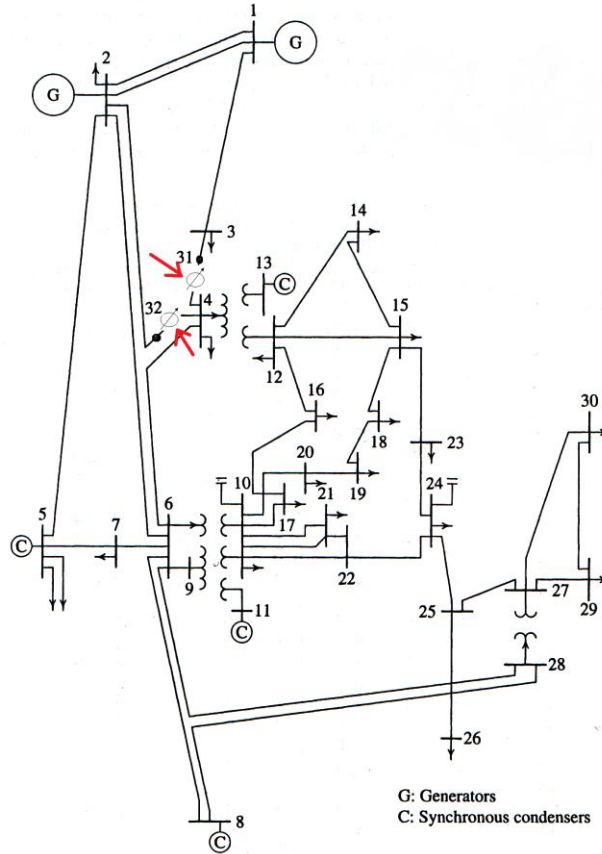
Şekil 3.2: PWS’de modellenmiş 30 baralı sistem.

Sisteme iki faz kaydırıcılı transformatör bağlayarak iki hattan akan aktif yük akışının nasıl değiştiği gözlemlenecektir. Bundan dolayı faz kaydırıcı transformatörler 2-4 ve 3-4 hatlarına bağlanmıştır, Şekil 3.3’te oklarla belirtilmiştir. Bunu sağlayabilmek için Newton-Raphson güç akış analiz metodunda bazı modifikasyonlar yapılmıştır. Bu iki hatta 31 ve 32 numaralı yeni bara tanımlamaları yapılarak 4. baraya akan hat akışı kontrol edilmektedir.

DEÜ’lerin etkilerini inceleyebilmek amacıyla farklı DEÜ bağlantı senaryoları oluşturulmuştur. Bunlar;

- Senaryo-1: DEÜ olmadığı durum
- Senaryo-2: 30 no’lu baraya 50 MW bağlandığı durum

- Senaryo-3:30 no'lu baraya 100 MW bağlandığı durum
- Senaryo-4:21 no'lu baraya 100 MW bağlandığı durum
- Senaryo-5:21, 26, 29 ve 30 no'lu baralara toplam yükün %20'si kadar DEÜ'nün eşit bağlandığı durum
- Senaryo-6:21, 26, 29 ve 30 no'lu baralara toplam yükün %40'ı kadar DEÜ'nün eşit bağlandığı durum
- Senaryo-7:6, 7, 14 ve 16 no'lu baralara toplam yükün %40'ı kadar DEÜ'nün eşit bağlandığı durum



Şekil 3.3: Faz kaydırıcı ile donatılmış IEEE 30 bara test sistemi.

Transformatörlerin faz açısı limitleri -10 ile 10 olarak belirlenmiştir. Eğer transformatörler sınır değerlerde çalışmak için zorlanırsa Şekil 3.4'deki gibi bu araçların etkin oldukları bölgeler elde edilebilmektedir. Yukarıda bahsi geçen farklı senaryolar için faz kaydırıcılı transformatörlerin bağlandığı 2 hattaki yük

akışları gözükmemektedir. İki trafonun bu şekilde yakın bağlanmasından ötürü birbirleriyle etkileşimli olarak çalışmaktadırlar. Hiç bir DEÜ olmadığı durumda 3 ile 31 no'lu baralar arasından maksimum yaklaşık 120 MW'lık bir akış olmakla birlikte 30. baraya 50 MW'lık bir DEÜ bağlandığında bu değer düşüğü gözlemlenmektedir. Yine diğer hattan akabilecek maksimum gücünde azaldığı aşıkardır. Eğer bağladığımız DEÜ'nün değerini 100 MW'a çıkarırsak, bu sınırların daha da düşüğü gözlemlenebilmektedir. Fakat 2 ile 32 baraları arasında ters yönlü yük akışına izin verebilmektedir. DEÜ bağladığımız barayı 21 olarak değiştirdiğimizde, transformatörlerin çalışma sınırlarının belli ölçüde değiştiği gözlemlenmektedir. Dolayısıyla tek bir DEÜ'nün bağlantı noktası bir nebze de olsa transformatörlerin çalışma aralıklarını etkilediği aşıkardır.

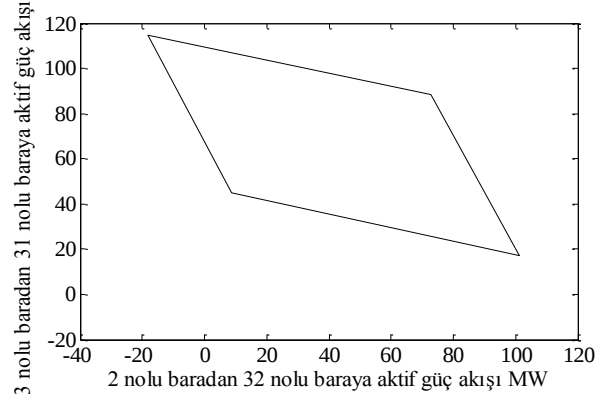
Birden fazla DEÜ bağlandığı durumlarda ise çok sayıda DEÜ eklemek hat akış profillerini etkilemektedir. Fakat farklı bağlantı noktalarının seçimi yük akışlarının değişimi üzerinde önemli bir etkide bulunmaktadır. Senaryo 6 ve 7'de jeneratörlerden uzak baraların ve jeneratörlere yakın baraların seçilmesi gibi iki ekstremim durum göz önüne alınmasına rağmen hat akışları profilinde hiç bir etkisi bulunmamaktadır.

Faz kaymalı transformatörün güç akışına olan etkisi, limitleri dahilinde gerçekleşebilmektedir. Bu çalışmada daha önce bahsedildiği üzere faz açısı limitleri $\pm 10^\circ$ olarak belirlenmiştir. Hatlara seri olarak bağlanan faz kaydırmalı transformatörlerin istenilen farklı güç akış değerlerine göre faz değerleri ve sonuçları Çizelge 3.1'de verilmiştir. Bu değerler senaryo 6 için elde edilmiştir. İlk durumda iletilmek istenen güç her iki hat içinde 70 MW istense de bu değerlere ulaşamayıp transformatörlerin limitlerinde sınırlı kalmıştır. Fakat 3 ile 31. baralar arasındaki hattan 70 MW, 2 ile 32. baralar arasından -30 MW akışın sağlanması istendiğinde faz açıları limitler arasında kalarak istenilen değerlere ulaşılmıştır.

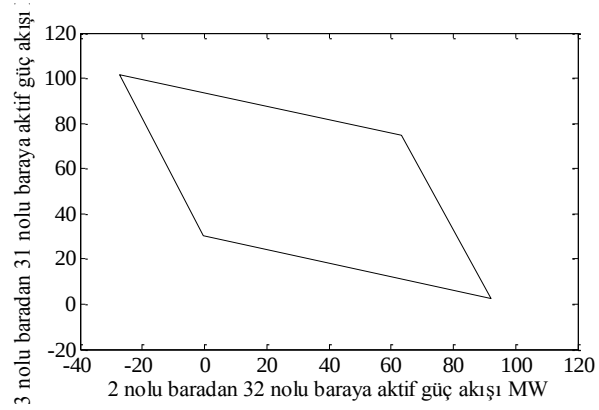
Çizelge 3.1 Güç akış değerlerine göre faz kaydırmalı transformatörlerin tepkileri.

Son faz açısı değeri ($^\circ$)		2no'lu baradan 32no'lu baraya Aktif güç akışı (MW)		3 no'lu baradan 31 no'lu baraya Aktif güç akışı (MW)	
Φ_{PS1}	Φ_{PS2}	Belirtilen	Sonuç	Belirtilen	Sonuç
-10	-10	70	51.9	70	55.1
-5.39	-10	30	30	70	61.3
-10	-3.17	70	61.7	30	30
-5.92	-4.42	40	40	40	40
-8.83	8.14	70	70	-10	-10
8.69	-7.15	-30	-30	70	70
-8.25	10	70	70	-70	-15.9
10	-6.63	-70	-34.4	70	70

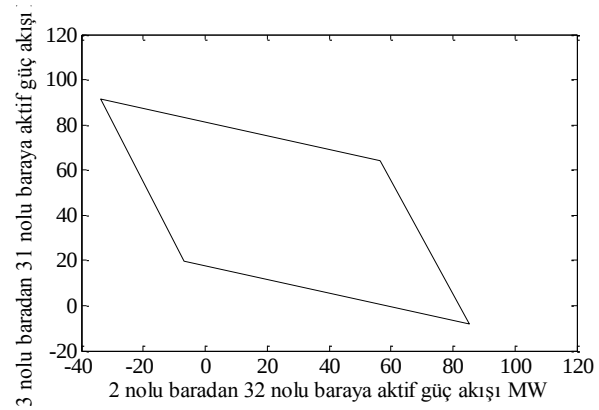
Benzer şekilde farklı güç akış değerleri için de hesapladığımızda faz kaydırmalı transformatörlerin hatlar üzerindeki güç akışları üzerinde ne derece etkili olduğu ve limit değerleri görülebilir. Bu değerler Şekil 3.4'de verilmiştir.



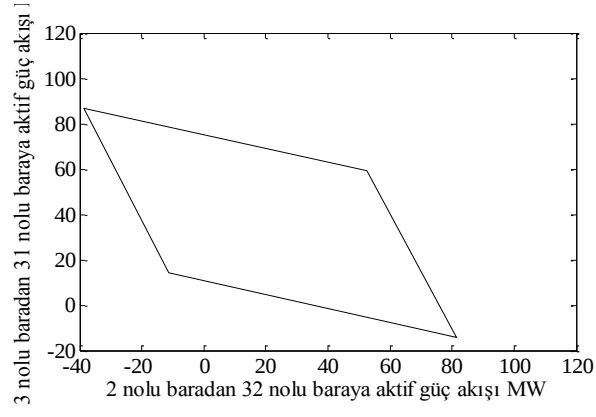
a) Senaryo 1



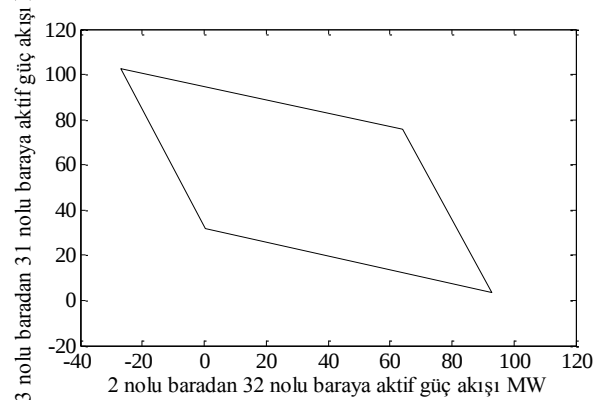
b) Senaryo 2



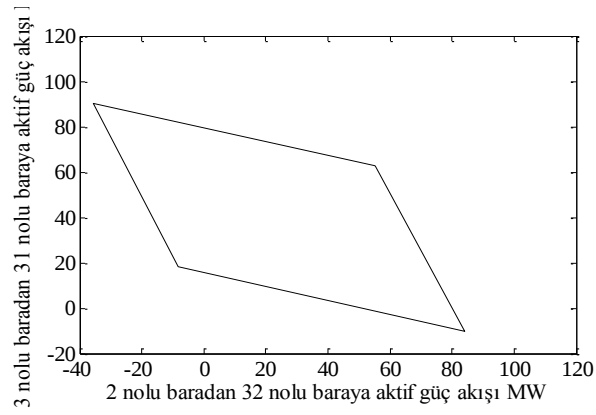
c) Senaryo 3



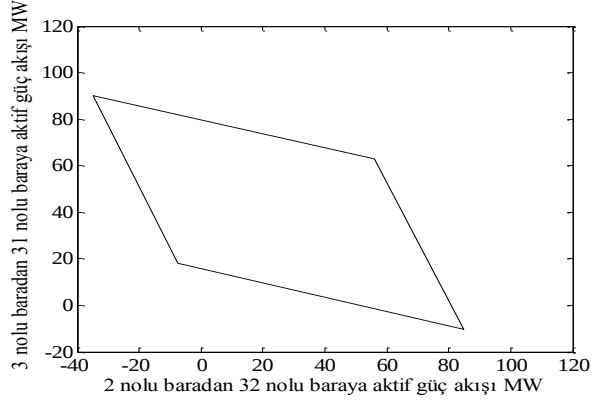
d) Senaryo 4



e) Senaryo 5



f) Senaryo 6



g) Senaryo 7

Şekil 3.4. Farklı senaryolarda iki hattaki yük akışlarının değişimi a) Senaryo 1, b) Senaryo 2, c) Senaryo 3, d) Senaryo 4, e) Senaryo 5, f) Senaryo 6, g) Senaryo 7.

3.2. Sonuçlar

Bu çalışmada, farklı DEÜ bağlantılarının FACTS elemanlarından olan faz kaydırıcı transformatörlerin yük akışları üzerindeki kontrolüne olan etkileri incelenmiştir. Bunun için oluşturulan tek ve birden fazla DEÜ bağlantı senaryolarından anlaşıldığı üzere, tek bir DEÜ'nün bağlantı noktasının transformatörün çalışmasında etkili olduğu gözlemlenirken, çok sayıda DEÜ'nün nerelere bağlandığının sistem çalışması üzerinde herhangi bir etkinliğinin olmadığı anlaşılmıştır. Bu noktada önemli olan husus, sisteme entegre edilen DEÜ'lerin toplam gücüdür. Eğer yüksek güçlerde DEÜ entegrasi sağlanırsa o hatlarda ters yönlü yük akışları oluşabilmektedir.

4. DAĞITILMIŞ ENERJİ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN KADEMELİ TRANSFORMATÖRLER ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN ANALİZİ

Bu bölümde, kademeli transformatörler eklenerek modifiye edilmiş IEEE-30 baralı test sisteminin Jacobian matrisi güncellenerek artan RES katılım oranının kademeli transformatörler üzerine olan etkileri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Sırasıyla alt bölüm 1 ve 2'de şebekedeki yük belirsizliklerinin modellenmesi ve RES'lerin modellenmesi anlatılmıştır. Alt bölüm 3'te çeşitli senaryolar ışığında kademeli transformatörler ve güç sisteminin davranışı incelenmiş ve son bölümde ise gözlemlerden elde edilen sonuçlar sunulmuştur.

4.1 Yük Modellenmesi

Güç sistemlerindeki yük belirsizlikleri şebeke yönetiminde karşılaşılan zorluğun temel sebeplerinden biri olarak gözükmektedir. Bu sebeple, yük modellerinin de yük akış analizlerine dahil edilmesi gerekmektedir. Literatürde yük belirsizliklerini ele alan birçok çalışma bulunmaktadır (Haghifam and Malik, 2007). Bu çalışmada, yük modeli olarak bağımsız rastgele değer oluşturulması yöntemi kullanılmıştır. Sistemde orijinal yük değerleri ortalama yük değerleri olarak ele alınmıştır. Yüklerdeki değişim aşağıdaki eşitlikler kullanılarak elde edilmiştir:

$$P_{yük}^i = P_{ort}^i + P_{ort}^i \alpha rand(i, m) \quad i=1,2,... \quad (34)$$

$$P_{yük}^{toplamlam} = \sum_{j=1}^n P_{yük}^j \quad (35)$$

burada $P_{yük}^i$ i . bara için oluşturulmuş yük değerini, P_{ort}^i i . baraya ait ortalama yük değerini, α yüke ait sapma değerini, n sistemdeki bara sayısını ve m her bir bara için oluşturulan yük değeri sayısını ifade etmektedir.

4.2 RES Modellenmesi

Düşük maliyetleri ve esnek kontrol yapıları sebebiyle asenkron makineler rüzgar türbinlerinde sıklıkla kullanılmaktadır (Wu et al., 2007). Güç sistem mühendisliğinde DEÜ ile ilgili çalışmalarda yük akış analizlerini gerçekleştirebilmek amacıyla RES'ler için geliştirilmiş uygun modellerin

kullanılması gerekmektedir. RES'lerin üretmiş olduğu aktif güç aşağıdaki şekilde ifade edilebilir (Atwa and El-Saadany, 2011; Modeling the Power Generated by A Wind Turbine, 2011):

$$P_R = \begin{cases} 0 & 0 \leq U \leq U_{ci} \\ a + bU^k & U_{ci} \leq U \leq U_{anma} \\ P_{anma} & U_{anma} \leq U \leq U_{co} \end{cases} \quad (36)$$

burada P_{anma} türbinin anma gücünü, U rüzgar hızını, U_{ci} , U_{anma} ve U_{co} sırasıyla türbine ait cut-in, anma ve cut-out rüzgar hızlarını ve k ise üstel bir katsayıyı ifade etmektedir. Yine burada a ve b katsayıları:

$$a = \frac{P_{anma} U_{ci}^k}{U_{ci}^k - U_{anma}^k} \quad (37)$$

$$b = -\frac{P_{anma}}{U_{ci}^k - U_{anma}^k} \quad (38)$$

şeklinde hesaplanabilir. Asenkron makinelerin karakteristiği gereği bu makineler sürekli olarak reaktif güç çekme ihtiyacı duymaktadırlar. Asenkron makinelerin çekmiş olduğu enerji üretilen aktif güç ve bara gerilimi açısından denklem (39)'daki gibi ifade edilebilir (Feijoo and Cidras, 2000):

$$Q = V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X \frac{V^2 + 2RP_R}{2(R^2 + X^2)} - X \frac{\sqrt{(V^2 + 2RP_R)^2 - 4P_R^2(R^2 + X^2)}}{2(R^2 + X^2)} \quad (39)$$

burada V bara gerilimi, P_R rüzgar türbininin aktif gücünü, X stator ve rotor kaçak reaktanslarının toplamını, X_c ve X_m sırasıyla kapasitör banklarının ve manyetiklenme reaktansını ve R stator ve rotor rezistanslarının toplamını ifade etmektedir. Burada R direnci ihmal edilir ve gerekli yaklaşıklıklar yapılırsa, çekilen reaktif güç basit olarak şu şekilde yazılır:

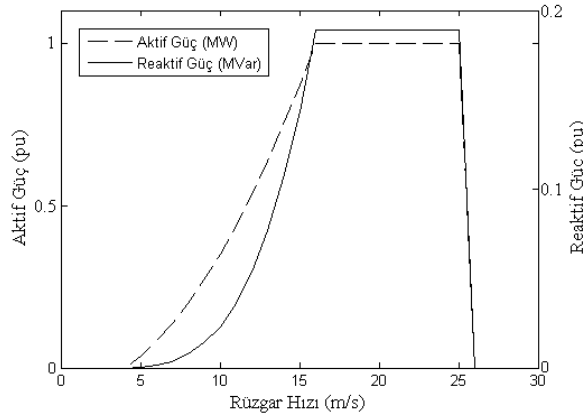
$$Q \approx V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + \frac{X}{V^2} P_R \quad (40)$$

4.3 Farklı Senaryolar Altında Kademeli Transformatörün Davranışı

Bu çalışmada rüzgar türbinlerinin aktif ve reaktif gücünün bara gerilimleri ve kademeli transformatörlerin tap ayarlarına olan etkilerini inceleyebilmek amacıyla Vestas firmasına ait V39 rüzgar türbini ele alınmıştır. Bu türbine ait veriler Çizelge 4.1’de verilmiştir (Divya and Rao, 2006). Yukarıda verilen modellere göre $k=2$ ve $V=1$ pu alındığında elde edilen aktif ve reaktif gücün rüzgar hızına göre değişimi Şekil 4.1’de görülmektedir.

Çizelge 4.1: Kullanılan türbinin parametreleri.

Vestas V39			
P_{anna} (MW)	0.5	X_c (pu)	2.5561
U_{ci} (m/s)	4	X_m (pu)	2.5561
U_{anna} (m/s)	16	X_{11} (pu)	0.08212
U_{co} (m/s)	25	X_{12} (pu)	0.107225

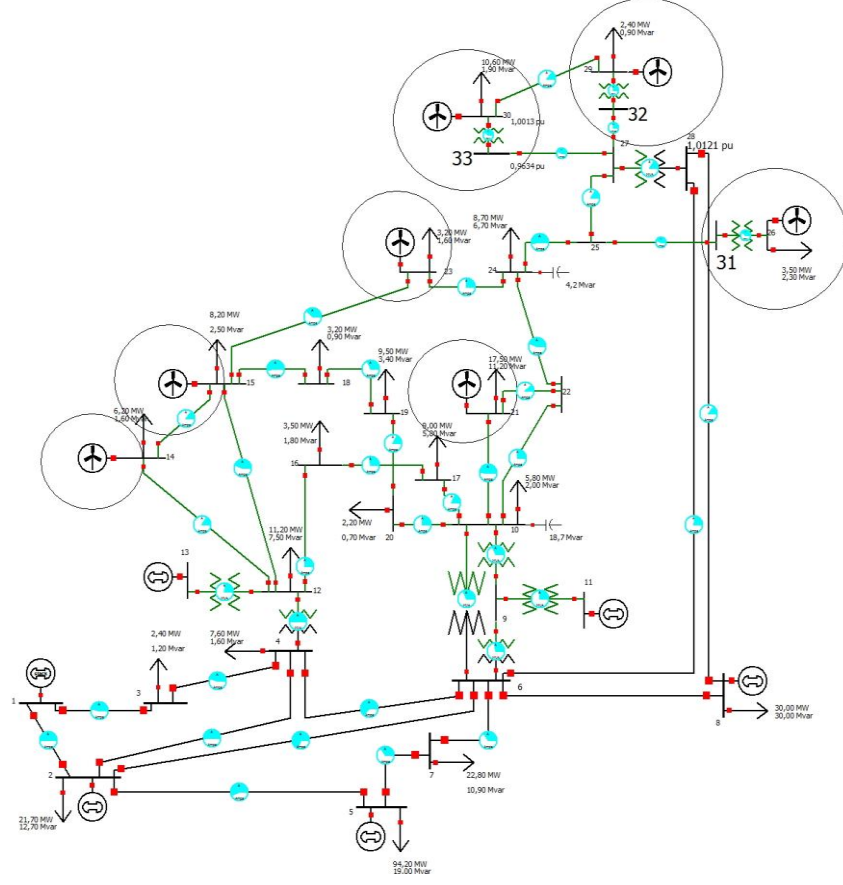


Şekil 4.1. Rüzgar türbininin aktif ve reaktif çıkış gücü.

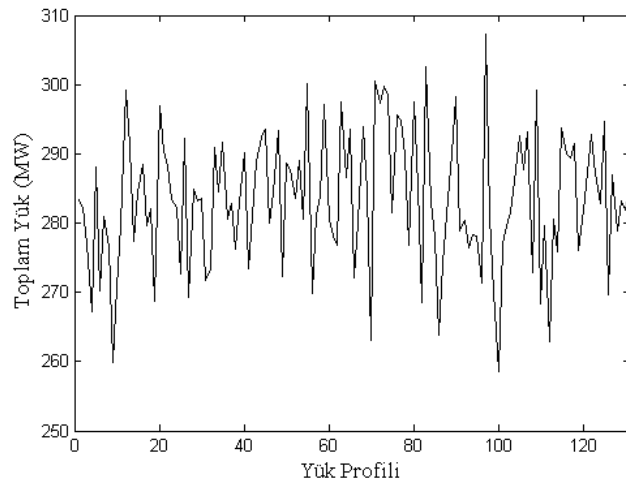
Burada ele alınacak güç sistemi ise Şekil 4.2’de görüldüğü üzere IEEE’nin 30 baralı test sistemidir. Bu sistemin ortalama yük değerlerinde toplam yükü 283.4 MW olmaktadır. Bu test sistemine entegre edilecek toplam RES kapasitesi 100 MW olacak şekilde türbinler seçilen baralara rastgele dağıtılmıştır. Bu RES bara numaraları 14, 15, 21, 23, 26, 29 ve 30 şeklindedir. Bu test sistemi için $\alpha=10$ alındığında toplam yük profili ise Şekil 4.3’teki gibi olmaktadır.

Burada ele alınan sistemin orijinal şeklinde 6-10, 4-12 ve 28-27 baraları arasında 3 adet kademeli transformatör bulunmaktadır. Bu kademeli transformatörlere ilaveten Ugranlı and Karatepe (2010) çalışmasında elde edilen

IEEE-30 test sistemi için gerilim açısından problem oluşturan 26, 29 ve 30. baraların bulunduğu hatlara, yani 26-31, 29-32 ve 30-33 baraları arasında da kademeli transformatör eklenmiştir. 31, 32 ve 33. yardımcı sanal baralar sistemin orijinalinde bulunmamakla birlikte analiz yapabilmek için sisteme eklenmiştir.



Şekil 4.2. RES ve kademeli transformatör eklenmiş IEEE 30 baralı test sistemi.

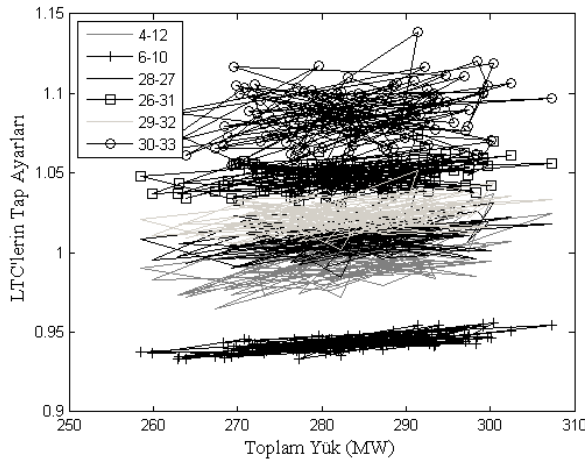


Şekil 4.3. IEEE-30 test sistemi toplam yük profili.

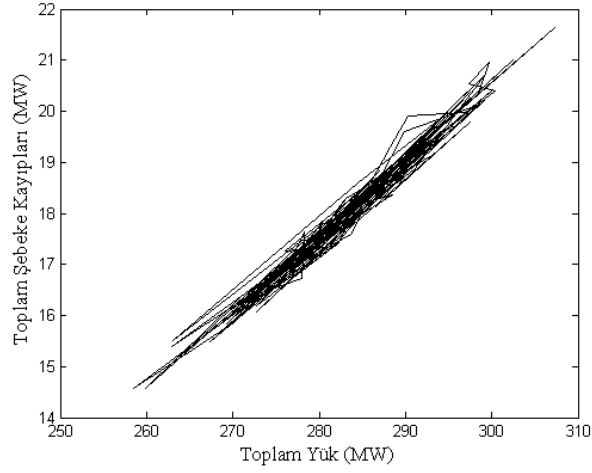
Bu senaryoda, kademeli transformatörlerin çalışma aralığı % ± 20 (Fan and Bo, 1998), yani 0.8 ve 1.2 olarak alınmıştır. Tüm bu veriler ışığında rüzgar türbinlerinin olmadığı ve rüzgar türbinleri olduğu durum olmak üzere iki farklı senaryo ele alınmıştır.

Sistemde rüzgar türbinleri bulunmadığı durumda toplam yükün değişimine bağlı olarak her bir kademeli transformatörün tap ayarı Şekil 4.4'teki gibi elde edilmiştir. Farklı yük dağılımlarında benzer toplam yüklerin bulunmasından dolayı x eksenindeki bir değer için birden fazla tap değeri bulunabilmektedir. Bu durumda her bir kademeli transformatörün çalışma aralığının farklı olduğu açık bir şekilde gözükmemektedir. Sonradan eklenen kademeli transformatörlerin tap değerlerinin ise diğerlerinden daha büyük olduğu gözlenmektedir. 6 ile 10. baralar arasında bulunan kademeli transformatörlerin kontrol ettiği bara gerilimini düşürebilmek için düşük değerlerde çalıştığı gözlemlenmektedir. Diğer yandan hiç bir kademeli transformatörün ele alınan tap limitlerine takılmadığı gözlemlenmiştir. Bununla birlikte, eğer tap limitleri olarak 0.9 ile 1.1 değerleri seçilmiş olsaydı, 6 ile 10. baralar arasındaki kademeli transformatörün alt limitine ulaşılmış olacaktı ve dolayısıyla ilgili bara gerilimde istenmeyen artmalar oluşabilecekti.

Şebeke kayıpları açısından bakıldığında ise Şekil 4.5'te görüldüğü üzere yükün artmasıyla birlikte şebeke kayıplarının da arttığı gözlemlenmiştir ve bu şebeke kayıpları farklı yük dağılımlarında neredeyse birbirlerine yakın değerlerdedir. Bu durum, konvansiyonel güç sistemlerinde şebeke kayıplarının aynı toplam yük değerinde iken farklı dağılım olmasından etkilenmediğini göstermektedir.

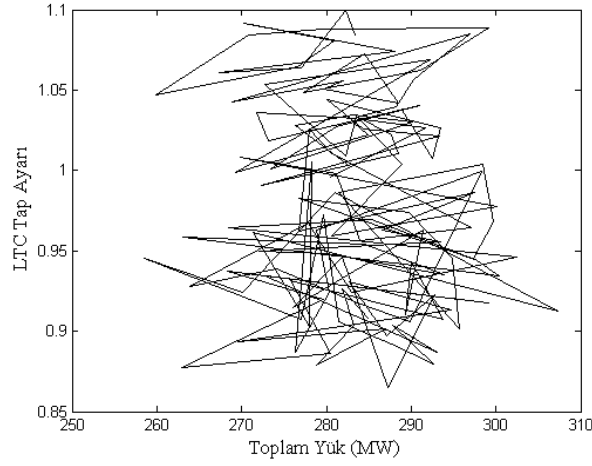


Şekil 4.4. Rüzgar türbinleri olmadığı durumda tap ayarlarının değişimi.

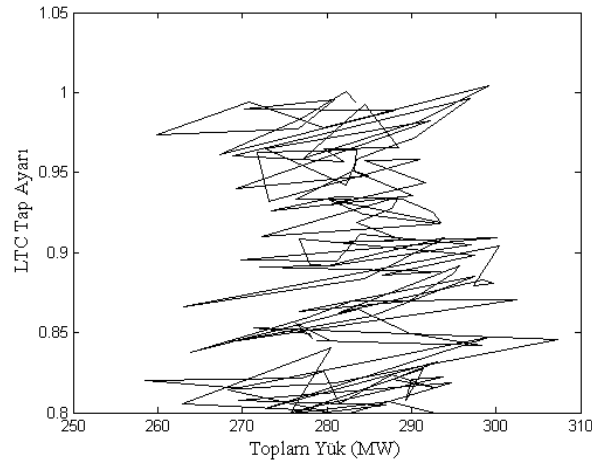


Şekil 4.5. Rüzgar türbinleri olmadığı durumda toplam şebeke kayıpları

Şekil 4.6'da 30 ile 33. bara arasındaki kademeli transformatörün tap değişimi gözükmemektedir. Rüzgar türbinleri sisteme dahil edildiğinde kademeli transformatörlerin tap ayarlarında büyük değişiklikler olduğu gözlenmiştir. Yük değişimi göz önüne alındığından dolayı şekiller oldukça karmaşık gözükmemektedir; fakat genel trendi görmek için yeterlidir. Açıkça anlaşıldığı üzere, DEÜ bağlanmadan önce sadece 1.05'in üzerinde çalışan bu kademeli transformatör, RES entegrasyonundan sonra daha geniş bir aralıkta çalışmaya başlamıştır. Eğer kademeli transformatörün alt limiti 0.9 olarak belirlenmiş olsaydı, bazı yük dağılımlarında bu kademeli transformatörün alt sınırına ulaşacağı açıkça görülmektedir. DEÜ bağlanmadan önce en düşük tap ayarlarına sahip olan 6-10 baraları arasındaki kademeli transformatörün davranışı ise Şekil 4.7'de verilmiştir. Bu kademeli transformatör için de çalışma aralığı büyük ölçüde artmış olması DEÜ entegrasyonu sonrası bu sistemlerin daha büyük bir aralıkta çalışıyor olduğunu göstermektedir. Burada dikkat edilmesi gereken önemli noktalardan biri de bazı durumlarda tap ayarının 0.8 olan alt limitte sabitlendiğidir. Bu durumlarda gerilimde daha büyük artışlar gözlemlenmekle birlikte daha iyi bir planlama yapılması gerektiği sonucu doğmaktadır.

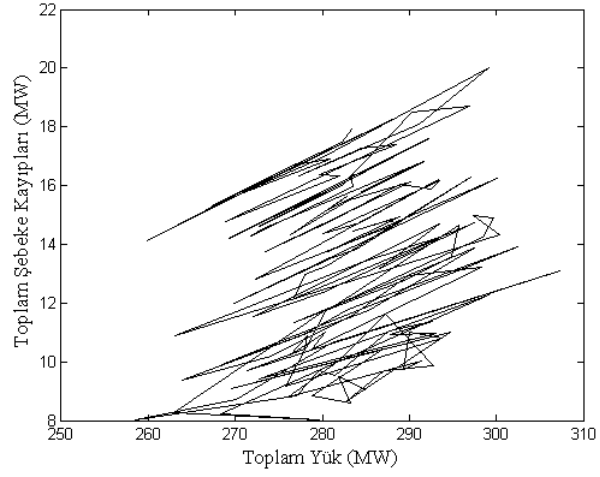


Şekil 4.6. Rüzgar türbinleri bağlandıktan sonra 30-33 baraları arasındaki kademeli transformatörün tap değerleri.

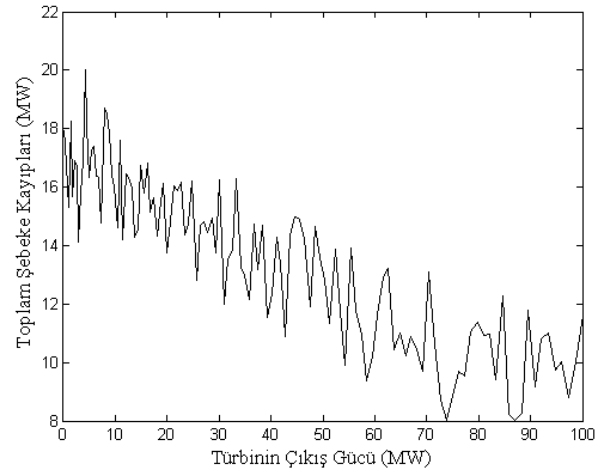


Şekil 4.7. Rüzgar türbinleri bağlandıktan sonra 6-10 baraları arasındaki kademeli transformatörün tap değerleri.

Şebeke kayıpları açısından ise DEÜ entegre edildiğinde çok farklı bir karakteristik ortaya çıkmıştır, Şekil 4.8'e bakınız. DEÜ entegrasyonundan sonra kayıpların 8 MW'a kadar azaltılabildiği ve aynı yük dağılımları kullanılmasına rağmen şebeke kayıplarının öncekinin aksine büyük bir alana dağıldığı gözlemlenmiştir. Türbinlerin çıkış güçleri açısından bakıldığında ise, Şekil 4.9'dan da görüleceği üzere güç kayıplarının RES gücünün artmasıyla birlikte azaldığı gözlemlenmektedir. Oluşan dalgalanmaların ise farklı yük dağılımlarında şebeke kayıplarındaki azalmanın eşit olmadığından kaynaklandığı açıktır.



Şekil 4.8. Rüzgar türbinleri varken şebeke kayıpları.



Şekil 4.9. Rüzgar türbinleri varken şebeke kayıplarının türbinin çıkış gücüne göre değişimi.

4.4 Sonuçlar

Bu çalışmada, rüzgar türbinlerinin çıkış güçlerinin kademeli transformatörlerin çalışması üzerine olan etkileri IEEE-30 baralı test sistemi kullanılarak incelenmiştir. RES'lerin entegre edilmesi öncesi ve sonrası durumları için kademeli transformatörlerin tap ayarları ve şebeke kayıpları incelenmiştir. RES entegrasyonundan sonra kademeli transformatör karakteristiklerinin önemli ölçüde değiştiği ve tap değişim aralığının tüm kademeli transformatörler için arttığı gözlenmiştir. Daha dar bir aralıkta tap limitlerine sahip transformatörlerin seçilmesi durumunda, bazı kademeli transformatörlerin limitlere ulaşmasıyla birlikte bara gerilimlerinde önemli değişmelerin oluşacağından dolayı RES kapasitesinin istenilen değerlere kadar artırılamayacağı görülmüştür. Şebeke kayıpları açısından bakıldığında RES entegre edildikten sonraki durumda farklı

yük dağılımlarından dolayı şebeke kayıplarının davranışının önemli ölçüde değiştiği ve doğrusal bir karakteristik göstermediği anlaşılmaktadır.

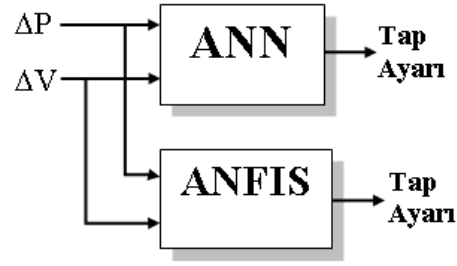
5. KADEMELİ TRANSFORMATÖR TAP AYARININ YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE YÜK BELİRSİZLİKLERİ ALTINDA ANFIS VE YAPAY SİNİR AĞLARI İLE BELİRLENMESİ

Bu çalışmada DEÜ sistemleri yenilenebilir enerji üretim birimleri olarak ele alınmıştır ve DEÜ sistemlerin çıkış güçleri ile yük değerlerinin dinamik olarak değişimi dikkate alınmıştır. Bu durumlara göre de kademeli transformatörlerin tap değerleri ANFIS ve yapay sinir ağları (ANN) metodları ile belirlenmeğe çalışılmıştır. Alt bölüm 1’de ANFIS ve ANN metodlarının uygulanması anlatılmıştır. Alt bölüm 2’de optimizasyon metodlarının test sisteminde verdiği sonuçlar sunulmuş ve bu sonuçlar yorumlanmıştır. Alt bölüm 3’te ise genel olarak çıkarılan sonuçlar ve ileride yapılabilecek çalışmalar tartışılmıştır.

5.1 ANFIS Ve ANN Yapıları

ANFIS temel olarak bulanık mantık tabanlı bir öğrenme algoritmasıdır (Jang, 1993), ve özellikle dinamik sistemlerde iyi sonuçlar vermektedir. ANFIS algoritması, hibrit öğrenme yapısı ile eldeki verilerden bulanık mantık sisteminin kurallarını ve üyelik fonksiyonlarını başarılı bir şekilde elde edebilmektedir. Bu sayede lineer olmayan ve dinamik sistemlerin kontrolünde büyük kolaylık sağlamaktadır. Bu çalışmada ANFIS yapısında kademeli transformatörün gerilim ve aktif güç değişimi giriş olarak, tap değeri ise çıkış olarak belirlenmiştir. Her bir giriş için 3 adet çan üyelik fonksiyonu kullanılmıştır.

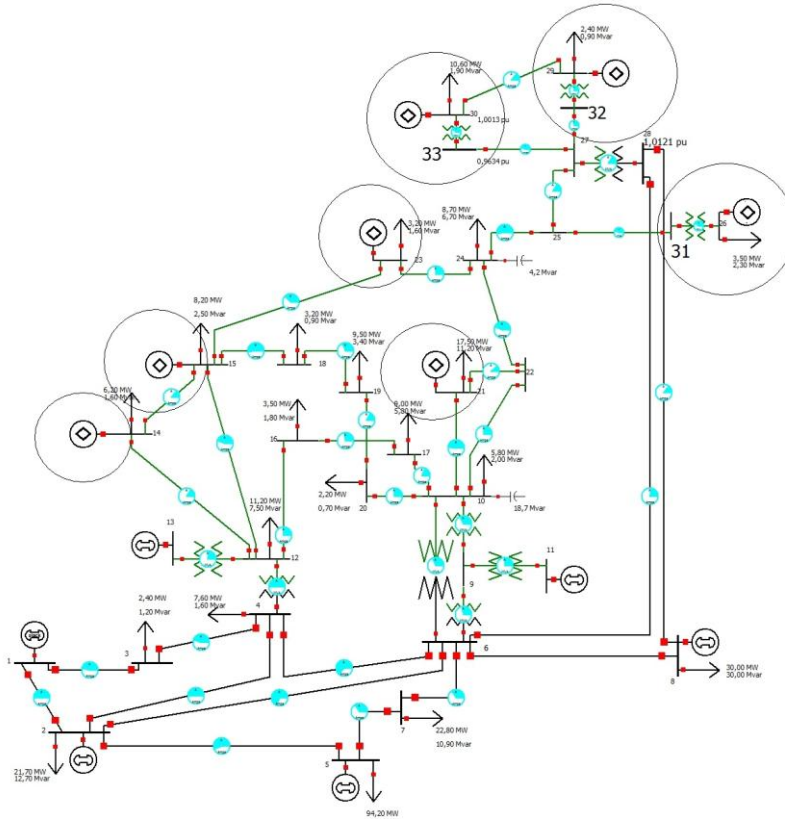
ANN biyolojik sinir ağlarından esinlenilerek oluşturulmuş matematiksel veya sayısal modelden oluşan ve birçok alanda kullanılan popüler bir öğrenme metodudur. ANN çeşitli bağlantılarla birbirine bağlı birimlerden oluşmuş sistemlerdir, her birim basitleştirilmiş bir nöronun niteliklerini taşır. Sinirsel ağ içindeki birimler, her birinin belli işlevi olan katmanlar şeklinde örgütlenmiştir, bu yapıya ANN mimarisi denir. Nöronlarının birbirlerine olan etkileri sistemin girdi ve çıktılarına göre belirlenir ve bu etki sürekli değişerek en iyi öğrenmeyi sağlar (Silver, 2006). ANN ve ANFIS sistemin performanslarını karşılaştırmak amacıyla, her iki sistem de kademeli transformatörün kontrol ettiği baradaki gerilim (ΔV) ve aktif güç değişimini (ΔP) giriş, tap değeri ise çıkış olarak kullanılmıştır. ANN yapısında 20 adet saklı katman kullanılmıştır. Giriş ve çıkış katmanlarında tansig aktivasyon fonksiyonu kullanılmıştır. Şekil 5.1’de kullanılan sistemin yapısının basit blok şeması verilmiştir.



Şekil 5.1. ANN ve ANFIS blok şeması.

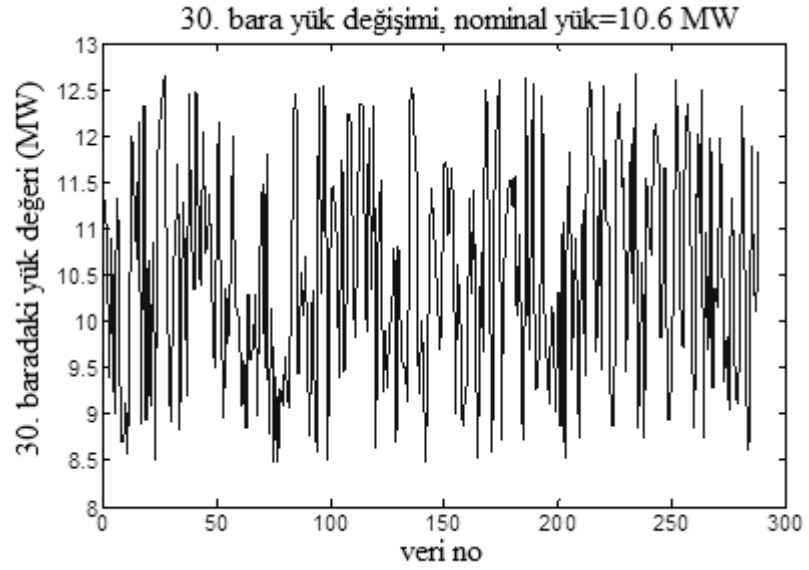
5.2 Yapılan Çalışmalar

Bu çalışmada IEEE-30 bara test sistemi DEÜ sistemleri ve kademeli transformatörler eklenerek modifiye edilmiştir. Sistemin 14, 15, 21, 23, 26, 29 ve 30 numaralı dağıtım tarafındaki baralara DEÜ entegre edilmiştir. Kademeli transformatörlerden sırasıyla ilk 3'ü iletim ile dağıtım baraları arasında yer alan 4-12, 6-10 ve 28-27 numaralı baralar arasında olup sırasıyla 4., 6. ve 28. baralardaki gerilimleri kontrol etmektedir, son 3'ü ise sırasıyla 26, 29 ve 30 numaralı baralardaki gerilimi kontrol edecek şekilde 3 tane fazladan bara eklenerek modellenmiştir, Şekil 5.2'de modifiye edilmiş test sistemi gösterilmiştir.

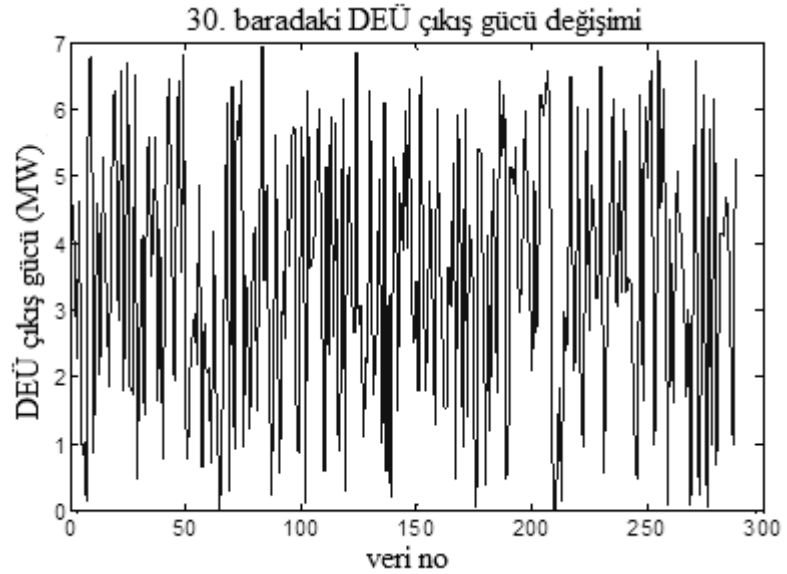


Şekil 5.2. Modifiye edilmiş IEEE-30 bara test sistemi.

Test sisteminin nominal yük değeri 296 MW olup yapılan çalışmada sistemdeki mevcut her bir yük barasındaki yük, nominal değerinin $\pm 20\%$ aralığında rastgele değiştirilerek yükteki belirsizlik sisteme dahil edilmiştir (Şekil 5.3). DEÜ sistemleri de yenilenebilir enerji tabanlı sistemler olarak kabul edilmiş ve çıkış güçleri 0-7 MW aralığında rastgele değiştirilerek rüzgar veya fotovoltaik tabanlı sistemlerdeki olası senaryolar sisteme yansıtılmıştır (Şekil 5.4). Bu veriler her 5 dakikada bir alındığı varsayılırsa 24 saatlik bir veri bilgisi için 288 adet veri seti oluşturulmuştur.

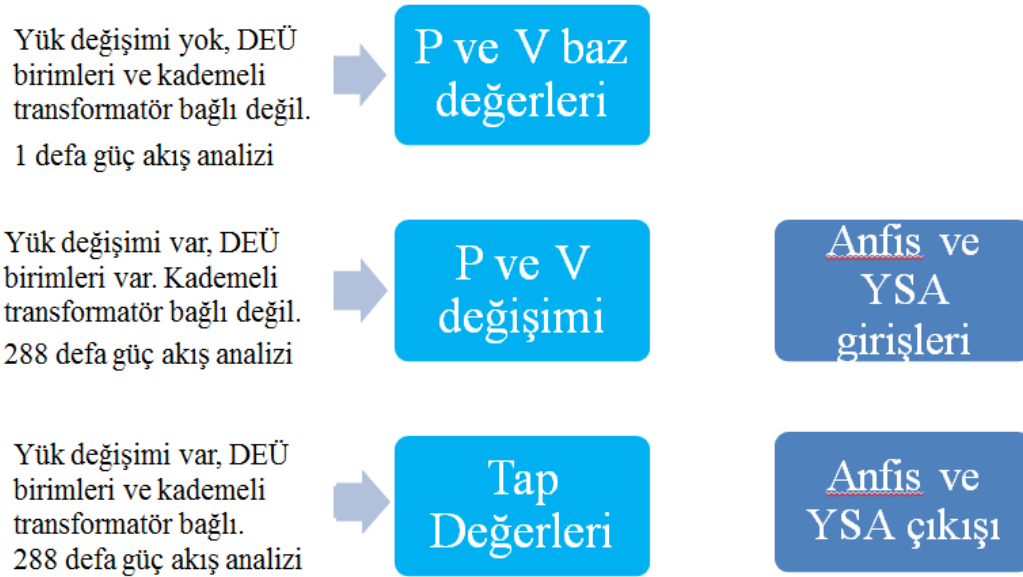


Şekil 5.3. 30. baraya bağlı yükün değişimi.



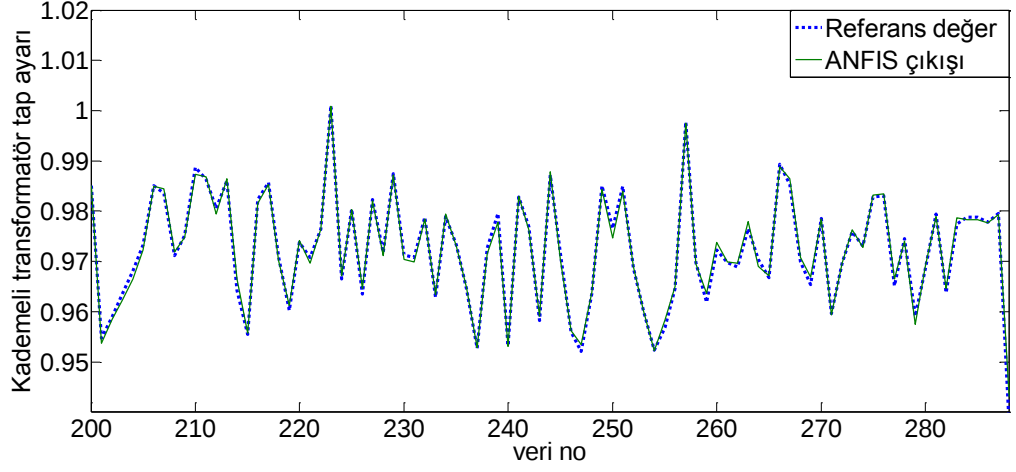
Şekil 5.4. 30. baraya bağlı DEÜ sistemin çıkış gücü değişimi.

Öğrenme verilerini elde etmek için ilk önce kademeli transformatörlerin devre dışı olduğu, DEÜ sistemleri bağlanmadığı ve nominal yükte çalışan sistemden kademeli transformatörlerin kontrol edeceği baralardaki gerilim ve aktif güç verileri alınmıştır. Bu veriler baz değerler olarak kaydedilmiştir. İkinci aşamada ise DEÜ sistemler dahil edilerek, oluşturulmuş olan yük ve DEÜ 24 saatlik yani 288 adet veri seti güç akış analizi yapılarak kademeli transformatörlerin kontrol edeceği baralardaki gerilim ve aktif güç değişimleri elde edilmiştir, bu değerler öğrenme metodlarındaki girişlerdir. Son aşamada ise kademeli transformatörler devreye alınarak sisteme aynı veri seti tekrar uygulanarak olması gereken tap ayarları bulunmuştur, bu değer öğrenme metodlarındaki çıkış değeri olarak kullanılmıştır. Uygulanan prosedür Şekil 5.5'te belirtilmiştir.

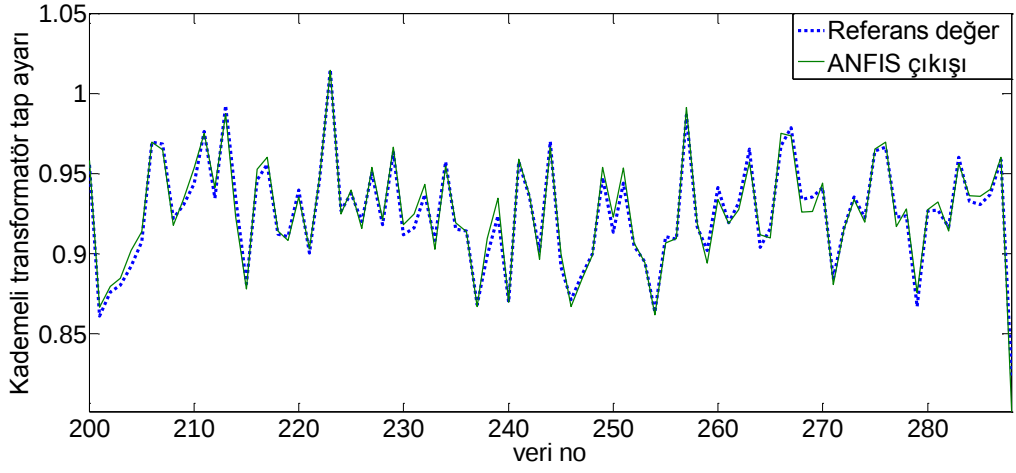


Şekil 5.5. ANFIS ve ANN için değerlerin bulunması.

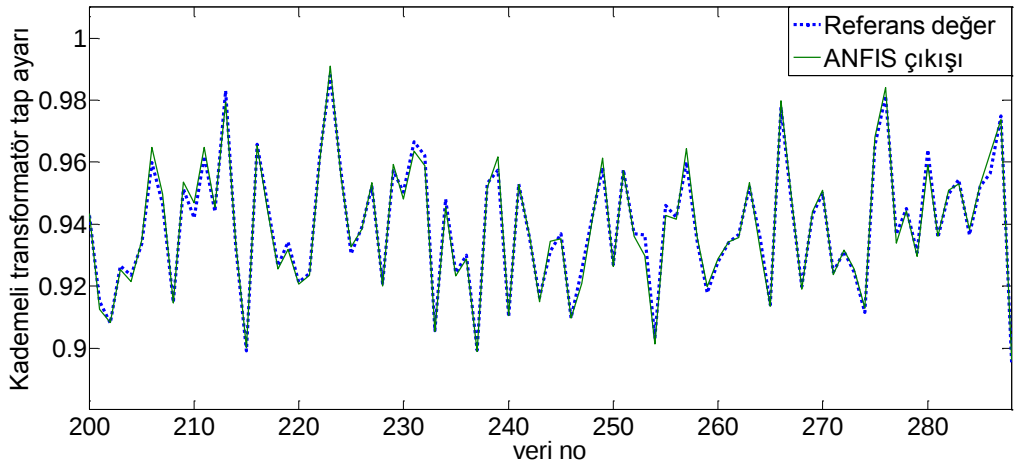
Oluşturulan veri seti ANFIS'de, toplam datanın 200'ü eğitim datası geri kalan 88'i ise test datası olarak kullanılmıştır. Buna göre 6 adet kademeli transformatör için uygulanan 6 adet ANFIS test sonuçları yani 200. veri setinden sonra olması istenilen ve ANFIS'in bulduğu sonuçlar Şekiller 5.6 - 5.11'de gösterilmiştir. Grafikleri incelediğimizde ANFIS, iletim-dağıtım sistemleri arasında kullanılan kademeli transformatörlerde çok iyi sonuçlar elde edilirken (Şekiller 5.6-5.8), DEÜ sistemleri bağlanmış baraların kontrolünü sağlayan kademeli transformatörlerde diğerleri kadar iyi sonuçlar elde edilememiştir (Şekiller 5.9-5.11).



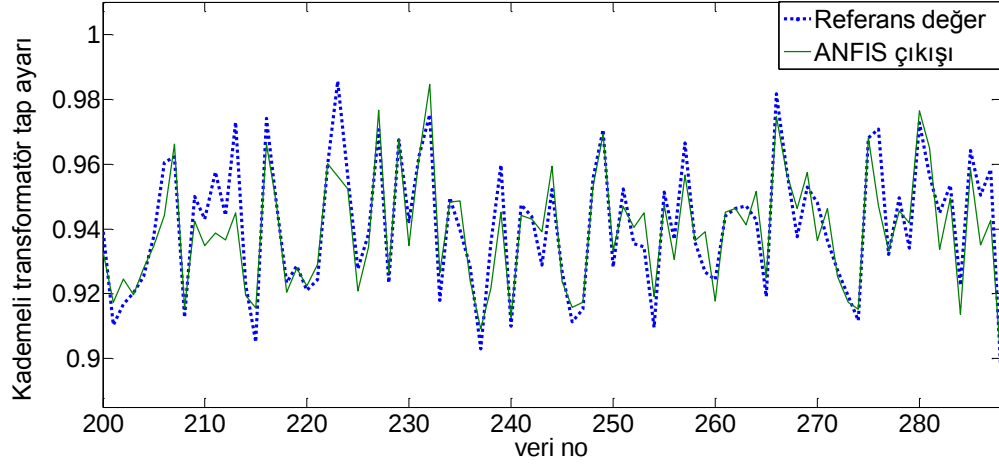
Şekil 5.6. Kademeli transformatör-1 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.



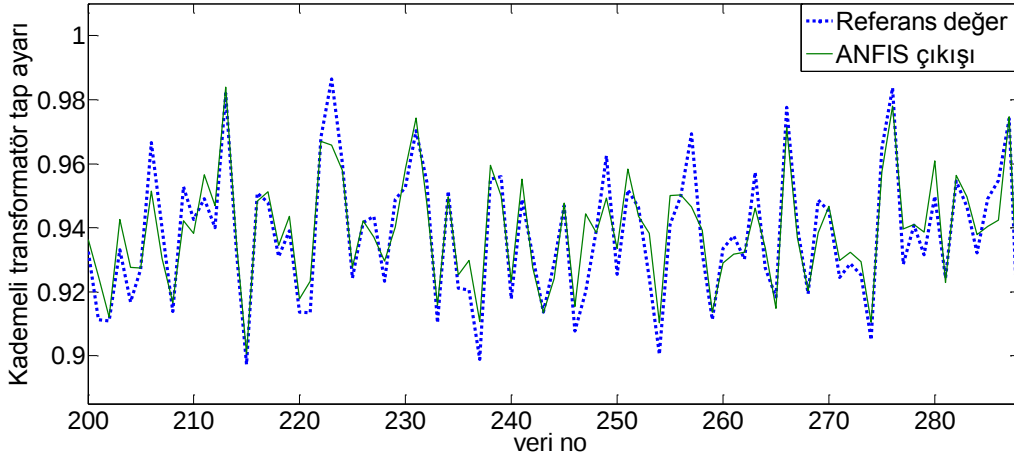
Şekil 5.7. Kademeli transformatör-2 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.



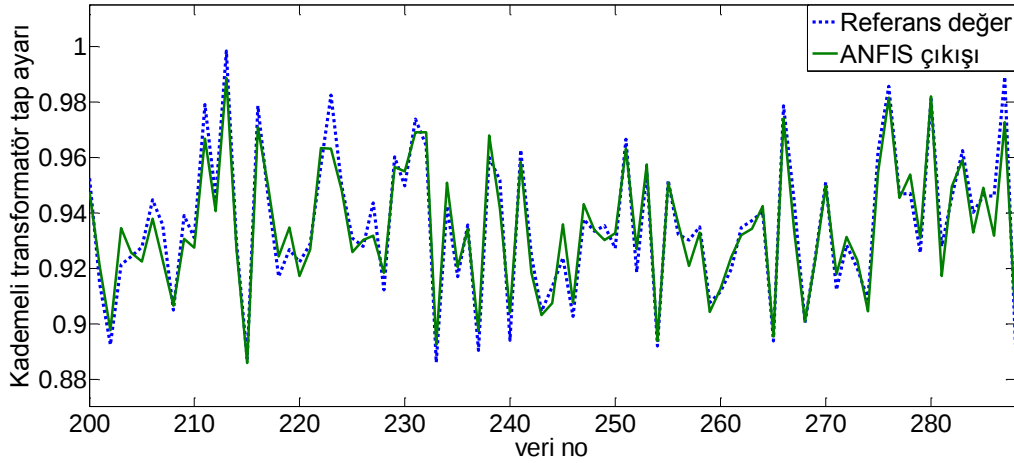
Şekil 5.8. Kademeli transformatör-3 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.



Şekil 5.9. Kademeli transformatör-4 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.

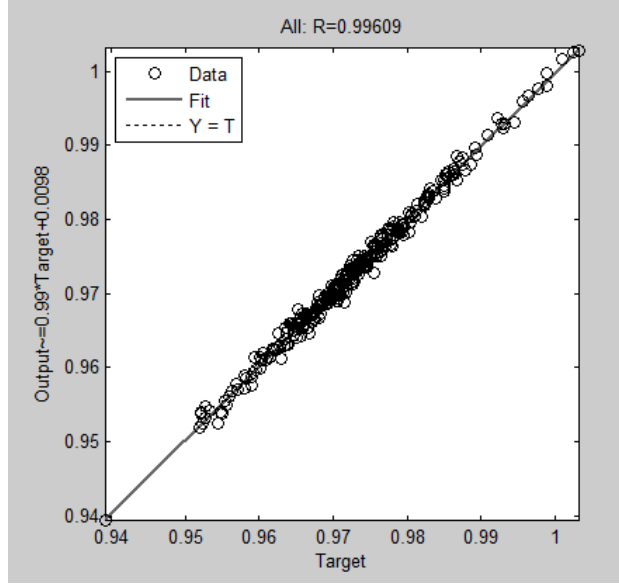


Şekil 5.10. Kademeli transformatör-5 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.

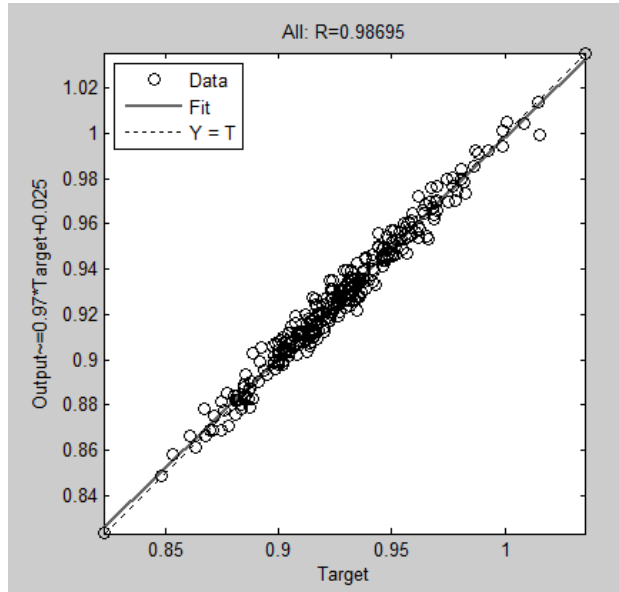


Şekil 5.11. Kademeli transformatör-6 tap değerleri ile ANFIS test sonucu.

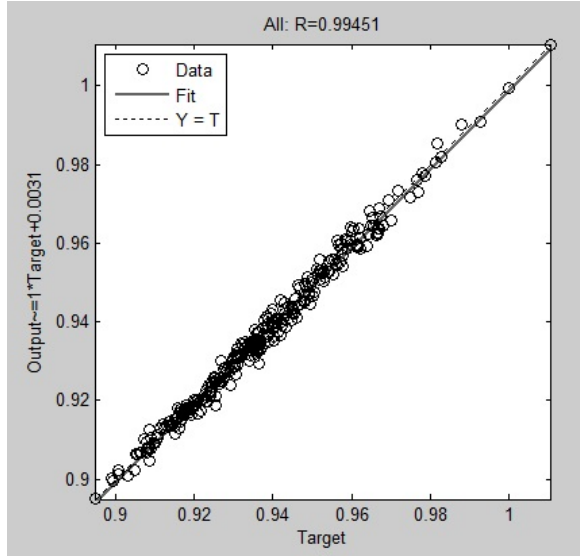
Oluşturulan aynı veri seti ANN yapısında uygulanmıştır. Saklı katman sayısı 20 olarak belirlenmiştir ve ilk 202 veri seti öğrenme, bir sonraki 43 veri seti doğrulama ve son 43 veri seti de test olarak kullanılmıştır. Şekil 5.12'den 5.17'ye sonuçlar verilmiştir, buna göre ilk üçü iletim dağıtım sistemleri arasındaki kademeli transformatörlere ait olup iyi sonuçlar verirken, son 3'ü DEÜ sistemleri bağlı baraları kontrol eden kademeli transformatörlere ait sonuçlar olup diğerleri kadar iyi sonuçlar alınamamıştır.



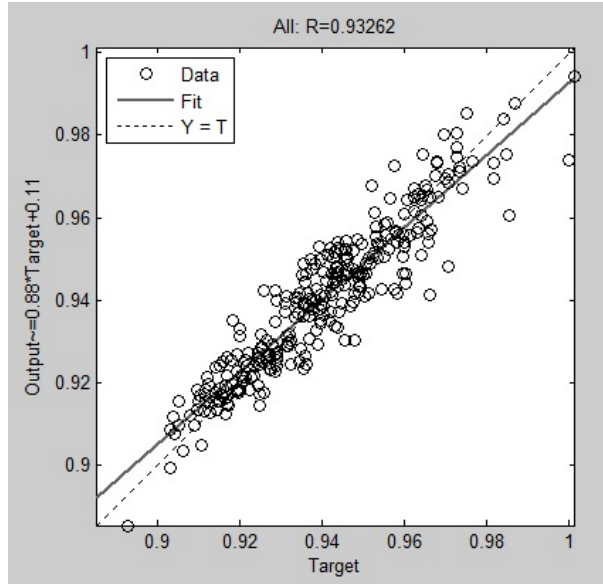
Şekil 5.12. Kademeli transformatör-1 ANN test sonuçları.



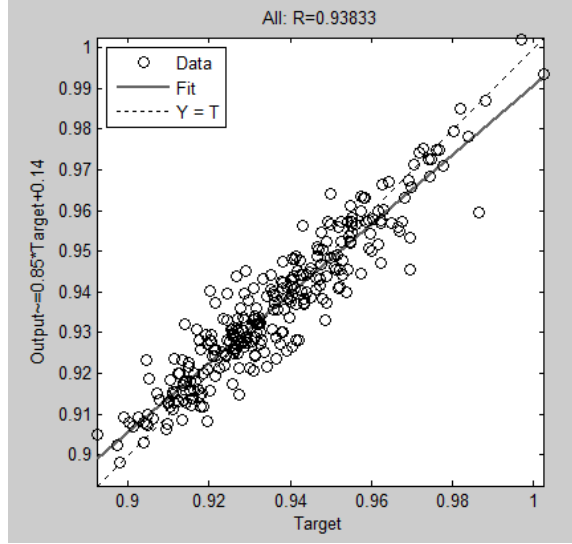
Şekil 5.13. Kademeli transformatör-2 ANN test sonuçları.



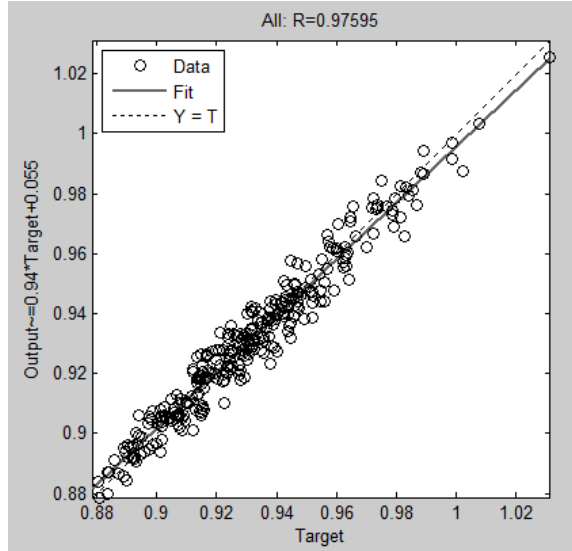
Şekil 5.14. Kademeli transformatör-3 ANN test sonuçları.



Şekil 5.15. Kademeli transformatör-4 ANN test sonuçları.



Şekil 5.16. Kademeli transformatör-5 ANN test sonuçları.



Şekil 5.17. Kademeli transformatör-6 ANN test sonuçları.

5.3 Sonuçlar

Bu çalışmada yenilenebilir enerji tabanlı DEÜ sistemleri ve kademeli transformatör eklenmiş elektrik şebekesinin, DEÜ sistemlerin çıkış güçlerindeki ve yüklerdeki belirsizlikler gerçekleştirilerek, kademeli transformatörün tap ayarı, öğrenmeye dayalı ANFIS ve ANN metodlarıyla belirlenmeye çalışılmıştır. Bu metodlar uygulanırken kademeli transformatörün kontrol barasının gerilim ve aktif güç değişimi genel olarak yeterli olduğu gözlenmiştir. Her iki metot için de hata (MSE) değerleri Çizelge 5.1’de verilmiştir.

Çizelge 5.1. Kademeli transformatör kontrolünde kullanılan ANFIS ve ANN için hata değerleri.

Kademeli transformatör	ANFIS MSE	ANN MSE
1	8.2724e-007	9.5832e-007
2	2.9718e-005	2.8568e-005
3	4.2848e-006	6.4222e-006
4	5.4773e-005	5.4988e-005
5	4.7954e-005	7.3266e-005
6	3.5558e-005	3.0738e-005

Tüm bu sonuçlar ışığında, şebekenin iletim dağıtım baraları arasına ya da DEÜ sistemleri entegre edilmemiş baralarındaki kademeli transformatörlerin tap ayarlarını, öğrenmeye dayalı akıllı sistemlerle belirlemek kararlı ve etkili bir yol iken DEÜ sistemleri entegre edilmiş baralarda tap ayarı belirlemek çok iyi sonuçlar vermemektedir. DEÜ sistemleri entegre edilmiş baralardaki tap ayarlarını belirlemede daha gelişmiş topolojilere sahip öğrenme yolları araştırılmalı veya kademeli transformatörlere çok yük getirmeyecek gerilim kontrol sistemleri geliştirilmeğe çalışılmalıdır.

6. YÜK BELİRSİZLİKLERİ ALTINDA GENETİK ALGORİTMA İLE FACTS CİHAZLARININ OPTİMUM YERLEŞİMİ

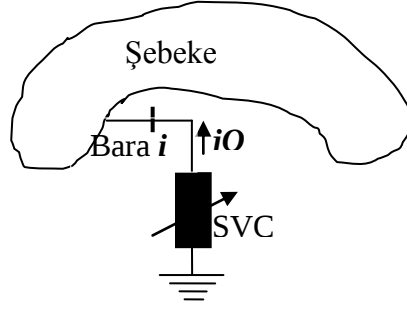
Bu çalışmada, elektrik güç sisteminde zamana göre değişen yükler hesaba katılarak genetik algorithmada kullanılacak uygun amaç fonksiyonunun geliştirilmesine çalışılmış ve FACTS cihazlarının optimum yerleşimleri ve çalışma aralıkları belirlenmiştir. Tristör kontrollü seri kompansatör (TCSC) ve statik VAR kompansatör eş zamanlı olarak kullanılmıştır. Önerilen metot uzun süreli yük değişimlerini basit bir teknikle hesaba katarak, FACTS cihazlarının güç sistemi performansını iyileştirmesi sağlanmaktadır. Önerilen metodun performansı IEEE-30 bara test sisteminde denenmiştir.

6.1 FACTS Cihazları ve Modellemeleri

FACTS cihazları, güç sistemlerinde Bölüm 2’de anlatıldığı üzere modellenemediği gibi daha basit bir biçimde de modellenabilmektedir. Bu bölümde, genetik algorithmalı optimizasyon yönteminde simülasyon zamanını kısaltmak için FACTS cihazlarının modellemesinde aşağıda anlatılacağı üzere daha basit bir yöntem kullanılmıştır.

SVC, güç sisteminde bağlı olduğu baradaki gerilim değerini baraya reaktif güç basarak ve çekerek kontrol edebilmektedir (Sundareswaran, 2010). Burada, SVC’nin çalışma aralığı -100Mvar ile 100Mvar arasında belirlenmiştir. Güç değerinin negatifte olması SVC cihazının endüktif karakteristikte çalıştığı yani reaktif güç çektiğini belirtmektedir. Pozitifte çıkması ise cihazın kapasitif karakteristikte çalıştığı yani reaktif güç bastığını belirtir. Negatif veya pozitif olması modelleme açısından kolaylaştırıcıdır. Bu bölümdeki çalışmada SVC, güç sistemine paralel bağlanan ve hızlı bir şekilde kontrol edilebilen ideal kontrol edilebilir reaktif güç kompansatörü şeklinde modellenmiştir. Basit bir gösterimi Şekil 6.1’deki gibi olmaktadır ayrıca i barasına aid reaktif güç:

$$\Delta Q_{i.inj.} = Q_{SVC} \quad (41)$$

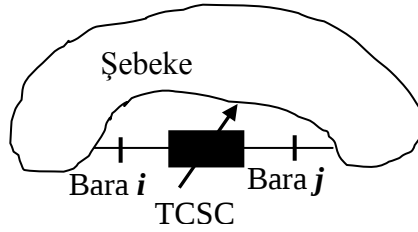


Şekil 6.1. SVC'nin gösterimi.

TCSC, güç sistemine seri bağlanan ve bağlandığı hattaki reaktans değeri ile ifade edilebilen FACTS cihazıdır. X_{TCSC} değiştirilebilir reaktans değeri, bağlandığı hatta eklenerek aktif güç kontrol edilebilir (Dahey et al., 2012; Banu and Devaraj, 2008). Basit bir gösterimi Şekil 6.2 gibi olmaktadır. TCSC çalışma değeri bağlı olduğu hattın X_l reaktans değerinin fonksiyonudur ve şu şekilde gösterilmektedir:

$$X_{ij} = X_l + X_{TCSC} \quad (42)$$

$$X_{TCSC} = k_{TCSC} \cdot X_l \quad (43)$$



Şekil 6.2. TCSC'nin gösterimi.

TCSC'nin çalışma aralığı k_{TCSC} ile ayarlanmaktadır ve çalışma aralığı $-0.7X_l$ ile $0.2X_l$ arasında belirlenmiştir, bu sayede sınırlı optimizasyon şartları sağlanmıştır.

6.2 Problemin İfade Edilmesi ve Formülasyonu

6.2.1 Genetik algoritma

Sezgisel optimizasyon yöntemleri, konveks olmayan problemleri çözmede yüksek potansiyele sahiptirler (Popa, 2012). Benzetilmiş tavlama (Gitizadeh,

2010), parçacık sürü optimizasyonu (Saravanan et al., 2005) ve genetik algoritma (GA) (Dahej et al., 2012) en bilinen sezgisel metotlardır. Bu bölümde GA optimizasyon metoduna ve tezde hedeflenen FACTS cihazlarının yerinin ve kapasitesinin belirlenebilmesi problemine uygun bir amaç fonksiyonu geliştirilmiştir. Amaç fonksiyonunun probleme uygun modellenmesinde temel amaç, uzun süreli yük belirsizlikleri altında FACTS yerleşim problemini basite indirmektir ve simülasyon zamanını kısaltmaktır.

GA popüler bir sezgisel optimizasyon metodudur çünkü etkinliği yüksek ve mimarisi basittir. Metodun temeli doğal genetik ve seçilime dayanmaktadır (Rao, 2009). Geleneksel optimizasyon tekniklerine göre bazı farklılıkları vardır: GA, başlangıç işlemini tek bir değer yerine seçilen popülasyonun tamamını kullanarak yapar. Popülasyon ne kadar büyük olursa sonuç da o kadar doğru olmaktadır fakat hesaplama zamanı artmaktadır. GA, amaç fonksiyonunun türevini kullanmaktansa amaç fonksiyonunu olduğu gibi kullanmaktadır. Bu özellik sayesinde türevi alınamayan fonksiyonlar da optimize edilebilmektedir. Tasarım değişkenleri ikili dizgilere çevrilmektedir, bu yol ile ayrık ve tamsayı problemleri çözülebilmektedir. Olasılıksal prosedür ile çalışan çoğalma, çaprazlama ve mutasyon operatörleri genetik algoritmanın temel koşullarıdır. Bu operatörler GA işleminde en iyi değeri bulmak için kullanılmaktadır. GA optimizasyon probleminin çözümü başlangıç popülasyonun yaratılması ile başlar. Belirlenen sayıda popülasyon, tasarım değişkenleriyle bağlantılı rastgele diziler içermektedir. Her dizi kendine ait en iyi değerini bulması için değerlendirilir. Yeni popülasyon sırası ile çoğalma, çaprazlama ve mutasyon operatörleri ile elde edilir. Oluşan dizilerin en iyi değeri tekrar hesaplanır ve durma kriteri test edilir. Her iterasyon işlemine jenerasyon denir. İterasyon, eski ve yeni hesaplanan en iyi değerler arasındaki fark belirlenen değerden küçük olana kadar veya üretim sayısının belli bir değerden büyük olmasına kadar devam eder, buna durma kriteri denir. Çoğalma operatörü, çiftleşme havuzu oluşturmak için popülasyondan iyi diziler seçer. Olasılıksal prosedür kullanarak popülasyondan iyi diziler seçilir ve çoklu kopyaları çiftleşme havuzuna gönderilir. Doğal seçimde olduğu gibi iyi olanlar yaşamına devam ederken kötü olanlar yok olur. Çoğalmadan sonra çaprazlama operatörü işlemini gerçekleştirir. Bu operatörün amacı çiftleşme havuzunda yeni diziler oluşturmaktır. Bu işlem diziler arası bilgi değişimi ile sağlanır. İki özgün dizi çiftleşme havuzundan rastgele seçilerek bazı parçalarını aralarında değiştirirler. Bu operatör en iyi değeri bulmak için oluşturulan yeni jenerasyonda ana operatördür. Yeni popülasyon oluşturmak için kullanılan son operatör mutasyondur. Belirlenen küçük mutasyon olasılığında dizi bilgileri arası bitsel

değişim yapmaktadır. Tüm bu operatörler olasılıksal prosedürde çalışmaktadır. Önemle belirtmek gerekir ki, GA metodu en iyi sonucu elde etmek için iteratif bir prosedür ile işlemektedir.

Bu tez çalışmasında en iyi sonucu bulma olasılığını arttıran ve rastgeleliği azaltan bir algoritma sunulmuştur. Bu prosedür popüler olan penaltı amaç fonksiyonu metodu (Deep et al., 2009) tabanlıdır çünkü uygulanabilirliği kolay ve basittir. Penaltı tabanlı amaç fonksiyonu, genetik algoritmada kullanılabilen uyum (fitness) fonksiyonunu oluşturmaktadır (Deb, 2000). Genetik algoritma uyum fonksiyonunu optimize etmek yerine penaltı amaç fonksiyonunu optimize etmektedir. Penaltı amaç fonksiyonu, klasik amaç fonksiyonunun özel bir versiyonudur. Bu bölümde, amaç fonksiyonunu elde etmek için bu teknik kullanılmıştır ve oluşturulan minimizasyon probleminin genel formülü şu şekilde olmaktadır:

$$F = \sum_{i=1}^m \delta_i \begin{cases} \delta_i = 1 \\ \delta_i = 0 \end{cases} \quad (44)$$

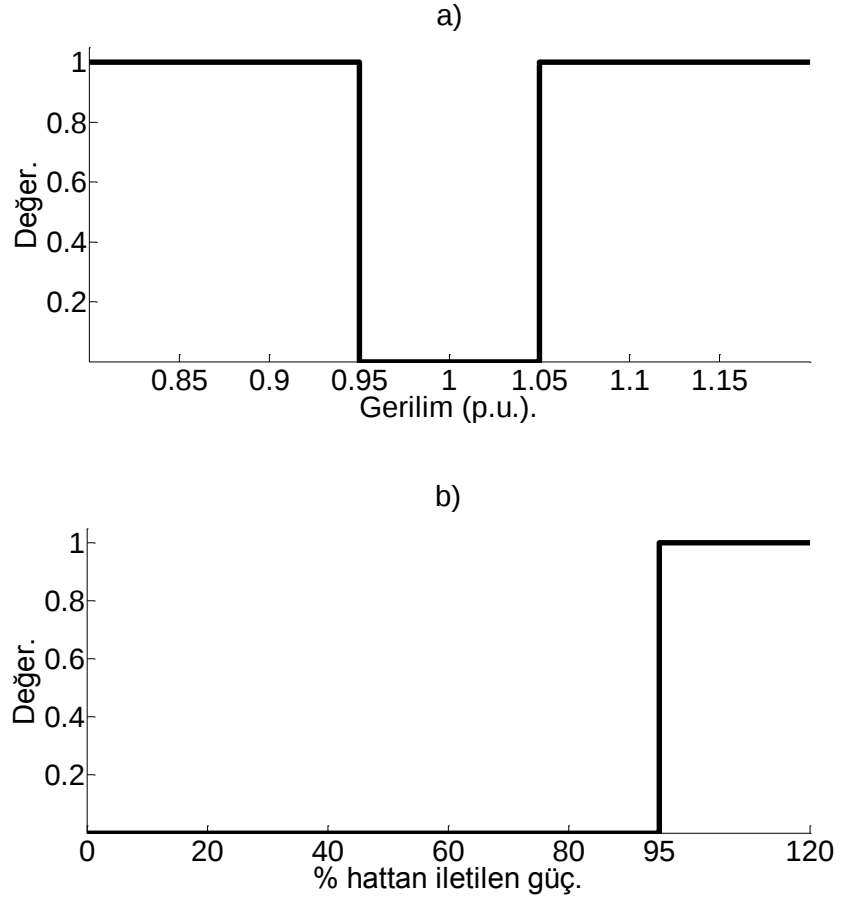
Burada m durumların sayısını belirtmektedir. Denkleme göre toplam m adet durumda her bir durum için istenen koşul sağlanmazsa '1', sağlanırsa '0' sonucu döner. Bu basit formül, bara gerilimleri ve hatlardaki işletme risklerini minimize etmek için FACTS cihazlarının en iyi yerleşimini ve kapasitelerini bulmak üzere adapte edilmiştir. Amaç fonksiyonu sadece ilgilenilen işletme koşulları ve durumların sayısını temel almıştır, bir sonraki kısımda ayrıntılı bir şekilde sunulmuştur.

6.2.2 Optimizasyon stratejisi ve amaç fonksiyonu

Elektrik güç sistemlerinde, elektrik üretimi ve tüketimi her zaman mutlaka dengede olmalıdır. Arz ile talep arasındaki fark güç sisteminde kararsızlıklara veya gerilim dalgalanmalarına sebep olabilmekte, güç sisteminde ciddi arızalara neden olabilmektedir. Beklenmeyen yük değişimleri elektrik kesintilerine sebep olabilmektedir. Güç hatları aşırı yüklendiğinde, bara gerilimleri düşmekte veya iletim hatları termal kapasitelerine ulaşmaktadır. Kontrol kapasiteleri limitli senkron jeneratörler ve kompanzasyon kaynakları ile mevcut altyapıda, yüksek veya düşük gerilim durumları ortaya çıkabilmektedir. Bu açıdan bakıldığında, uygun yerleştirilmiş FACTS cihazları mevcut elektrik altyapısını daha iyi

işletilmesine olanak vermektedir. SVC ve TCSC, gerilimi ve aktif gücü kontrol etmede kullanılan en genel FACTS cihazlarıdır.

Güç sistemi operatörleri şebekede kabul edilebilen gerilim değişimini göz önünde bulundurarak bara gerilimlerini teknik önlem olarak izin verilen değerde tutmaya çalışmaktadır. Fakat beklenmeyen durumlar ortaya çıkabilmekte, gerilim seviyesi izin verilen değerlerin altına veya üstüne çıkabilmektedir. Bu durumda gerilim ihlali (V_v) ortaya çıkmaktadır ve SVC'den beklenen bu ihlalleri ortadan kaldırmasıdır. Bara gerilimlerinin yanında, iletim hatları çeşitli işletme koşullarında termal kapasitelerine ulaşabilmektedir. Bu durumda hat ihlali (L_v) ortaya çıkmaktadır. TCSC iki bara arasındaki aktif güç akışını belirlenen değerde tutabilmektedir. Bu bölümde, tek bir yük değeri yerine yıllık rastgele değişen bir yük profili altında FACTS cihazlarının optimum yerleşimi ve kapasitesi problemi çözümlenmeye çalışılmıştır. Bu sebepten, bu tez çalışmasında, GA optimizasyon prosedürünü basitleştirmek için grafik tabanlı amaç fonksiyonu geliştirilmiştir. Bu fonksiyonlar Şekil 6.3'te gösterilmiştir.



Şekil 6.3. Grafik tabanlı amaç fonksiyonu a) gerilim ihlalleri için, b) hat ihlalleri için.

Eğer ele alınan güç sisteminde toplam bara ve hat sayısı sırası ile n_b ve n_l , saatlik veya günlük olarak ölçülen aktif ve reaktif güç ikililerinin sayısı n_d olursa ihlalleri minimize edecek FACTS cihazları yerleşiminde $n_b \times n_d$ ve $n_l \times n_d$ durumun bir bütün olarak düşünülmesi gerekmektedir. Grafik tabanlı amaç fonksiyonu ile gerilim ve hat ihlalleri optimizasyon probleminde kolayca belirtilmektedir. Eğer bara gerilimi izin verilen değeri aşarsa, sonuç olarak gerilim ihlalinin olduğunu belirten ‘1’ dönmektedir. Tam tersi olarak eğer sonuç olarak ‘0’ dönmüş ise bara geriliminde bir problem olmadığı belirlenmektedir. Aynı metot hat ihlali için de kullanılmaktadır. Bu çalışma için belirlenen gerilim değişimi ve hat termal limitleri sırası ile $\pm 5\%$ ve 95% dir. Sonuç olarak minimize edilmek istenen amaç fonksiyonu şu şekilde ifade edilmektedir:

$$\min F_{obj} = \sum_{j=1}^{n_d} \left(\sum_{i=1}^{n_b} V_v^{i,j} + \sum_{i=1}^{n_l} L_v^{i,j} \right) \quad (45)$$

Bu denklemde n_d baralara bağlı aktif ve reaktif yük ikililerinin belirlenmiş zaman aralığında kaç defa ölçüldüğünü yani örneklem sayısını ifade etmektedir. n_b ve n_l sırası ile bara ve hat sayılarıdır, V_v ve L_v sırası ile gerilim ve hat ihlalleridir.

Önerilen optimizasyon stratejisi Şekil 6.4’te özetlenmiştir. Tasarım değişkenleri alt ve üst sınırları belirlenmiş olan FACTS cihazlarının yerleri ve kapasiteleridir. SVC kapasite değeri şu şekilde normalize edilmiştir:

$$-1 \leq Q_{SVC} \leq 1 \quad (46)$$

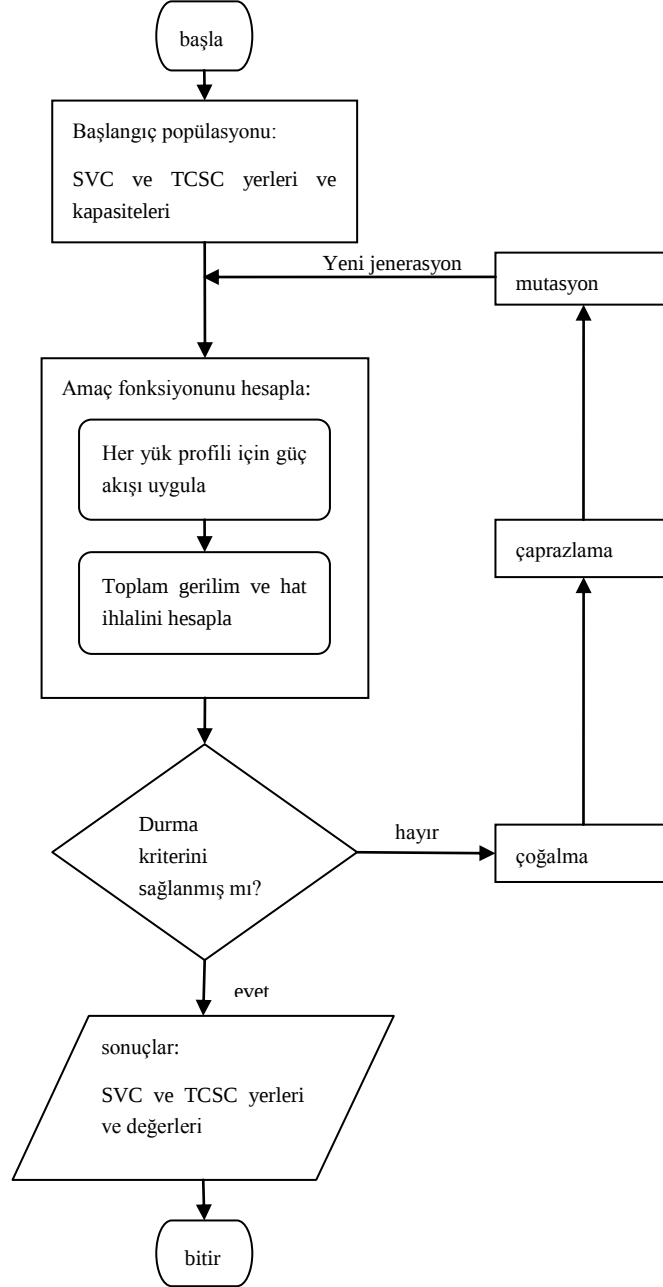
TCSC kapasite değeri belirlenen değerlerde limitlenmiştir:

$$-0.7 X_l \leq X_{TCSC} \leq 0.2 X_l \quad (47)$$

X_l hat reaktansını belirtmektedir. SVC’nin entegre edilmesi istenilen aday yerler, salınım ve senkron jeneratör bağlanmış baralar haricinde kalan baralardır. Ayrıca belirtilmelidir ki, TCSC kapasite değeri bağlı olduğu hattın reaktansına bağlıdır bu sebepten çalışma aralığı değişkendir.

GA işleminin durması için bazı kriterler mevcuttur. Uygun bir maksimum iterasyon sayısı probleme göre değişmektedir. Bu çalışmada GA işleminin iki durma kriteri kullanılmıştır, bunlar; 100 olarak belirlenen maksimum iterasyon

sayısının aşılması ve amaç fonksiyonunun bir önceki iterasyonda bulunan değere göre değişiminin belirlenen değerden az olmasıdır.



Şekil 6.4. Önerilen optimizasyon stratejisi.

Birden fazla SVC veya TCSC cihazının aynı baraya veya hatta bağlanmasını önlemek için iki adet kısıt eklenmiştir:

$$-\left|bara_{SVC_i} - bara_{SVC_i+1}\right| + 1 \leq 0 \quad i = 1, \dots, \text{SVC sayısı} \quad (48)$$

$$-\left| \hat{hat}_{TCSC_k} - \hat{hat}_{TCSC_k+1} \right| + 1 \leq 0 \quad k = 1, \dots, \text{TCSC sayısı} \quad (49)$$

Yukarıdaki denklemlerde, $\bar{bar}_{SVC}$ SVC bağlanmış barayı ifade etmektedir, $\hat{hat}_{TCSC}$ TCSC bağlanmış hattı belirtmektedir. Örnek olarak, ikişer adet SVC ve TCSC optimum yerleştirme ve kapasite probleminde kullanılırsa, fazladan dört adet kısıt eklenmelidir.

6.3 Yapılan Çalışmalar

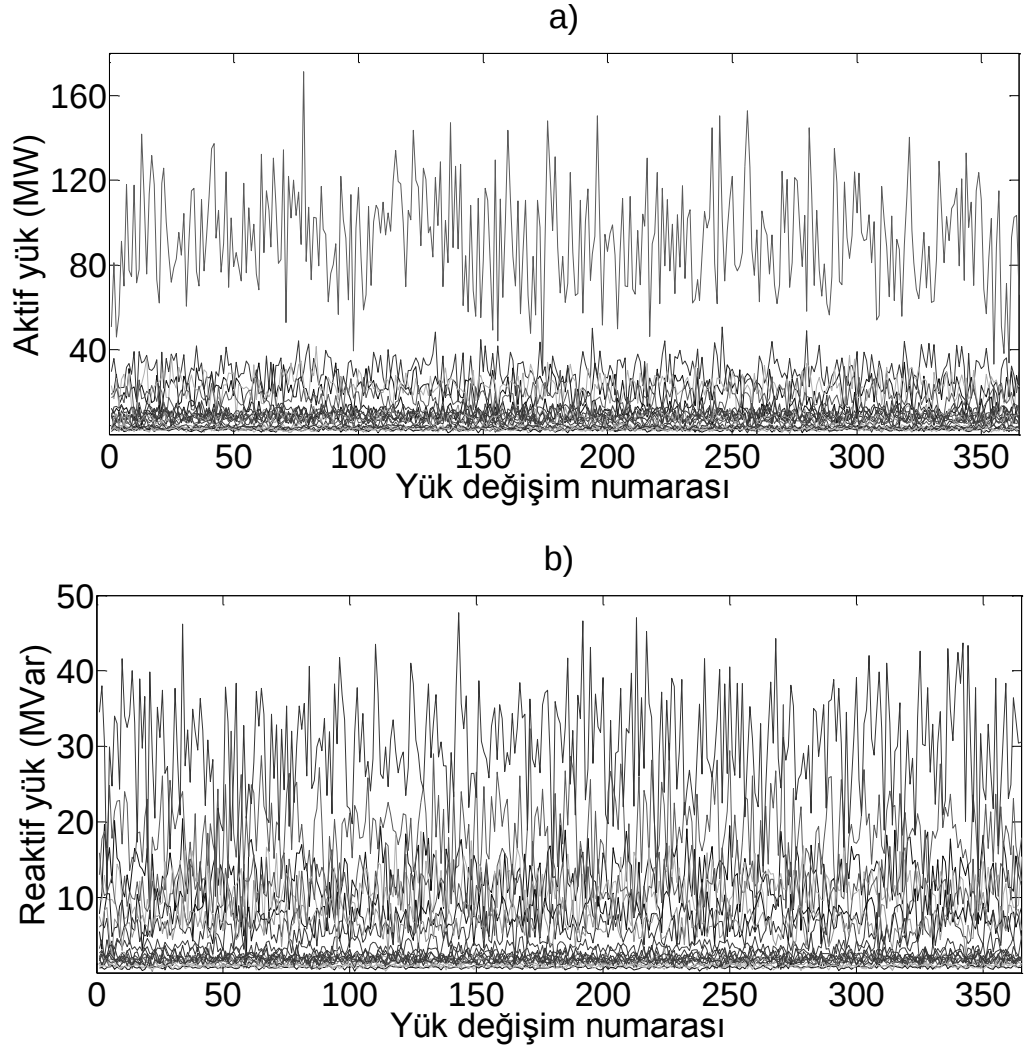
Önerilen metodun doğruluğunu ve performansını test etmek için IEEE-30 baralı test sistemi FACTS cihazlarının optimizasyonunda kullanılmıştır. Popülasyonun büyüklüğünün belirlenmesi, evrimsel hesaplamalarda göz önünde bulundurulması gereken önemli bir konudur. Küçük popülasyon, çözümün zayıf kalmasına neden olmaktadır. Bir diğer yandan büyük popülasyon ise hesaplama zamanını ciddi miktarda arttırmaktadır. Bu çalışmada, birçok denemeden sonra, GA algoritması 100 adet başlangıç popülasyonu ile başlatılmıştır.

Günlük ölçümlerden oluşan yıllık yük eğrisi, zamana bağlı yük belirsizliklerini ele alarak 8 ve 9 numaralı formüller kullanılarak oluşturulmuştur. Sistemde 24 adet yük barası ve 41 adet hat bulunmaktadır. Her bir baranın farklı değerlerde yük değerleri vardır. Şekil 6.5'te test sistemindeki aktif ve reaktif güçlerin değişimi gösterilmiştir.

$$[P]_{m \times n} = [P_{org}]_{m \times 1} \cdot [1]_{1 \times n} + \alpha \cdot [P_{org}]_{m \times 1} \cdot [R]_{1 \times n} \quad (50)$$

$$[Q]_{m \times n} = [Q_{org}]_{m \times 1} \cdot [1]_{1 \times n} + \alpha \cdot [Q_{org}]_{m \times 1} \cdot [R]_{1 \times n} \quad (51)$$

Yukarıdaki denklemlerde m yük barası sayısını, n yük senaryoları sayısı, α normal dağılımın katsayısı, P ve Q ise sırası ile aktif ve reaktif gücü belirtmektedir. R ise normal dağılım numaralarıdır. Yeni yük bilgileri ve senaryoları sistemdeki orijinal yük değerleri (P_{org} ve Q_{org}) kullanılarak elde edilir. Bu çalışmada m , n ve α değerleri, sırasıyla 24,365 ve 0.25 seçilmiştir. Oluşturulan yük profilleri GA optimizasyon prosedürüne önerilen amaç fonksiyonu ile entegre edilir. GA'da her bir jenerasyonda, amaç fonksiyonu yıllık yük belirsizliği profilini dikkate alır. Sonuç olarak optimizasyon, tek bir sabit yük değeri yerine yıllık değişken yük profili altında gerçekleştirilir.

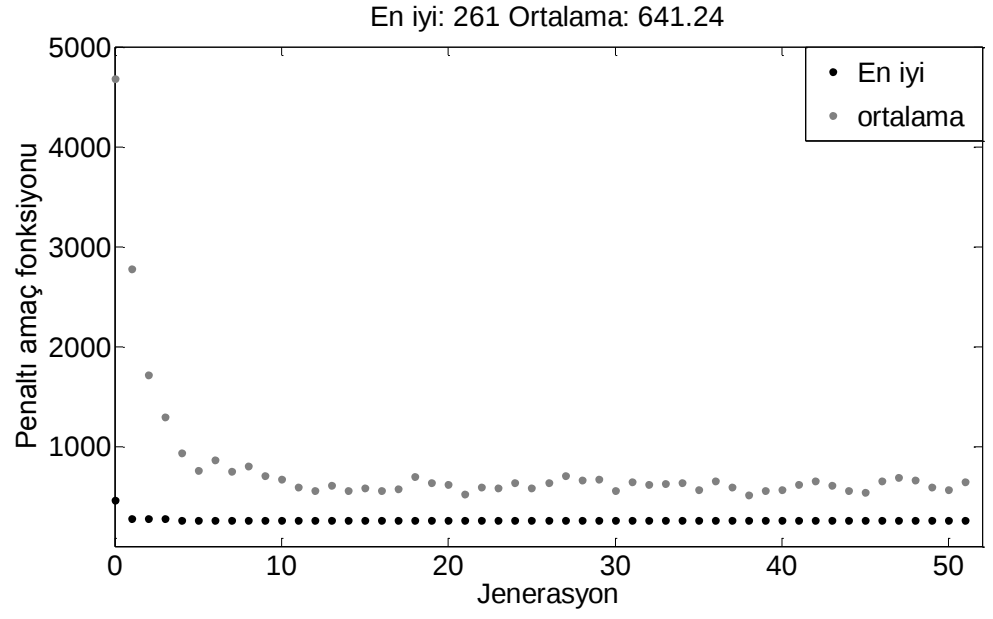


Şekil 6.5. IEEE 30 bara test sistemi yıllık yük profili a) aktif güç, b) reaktif güç.

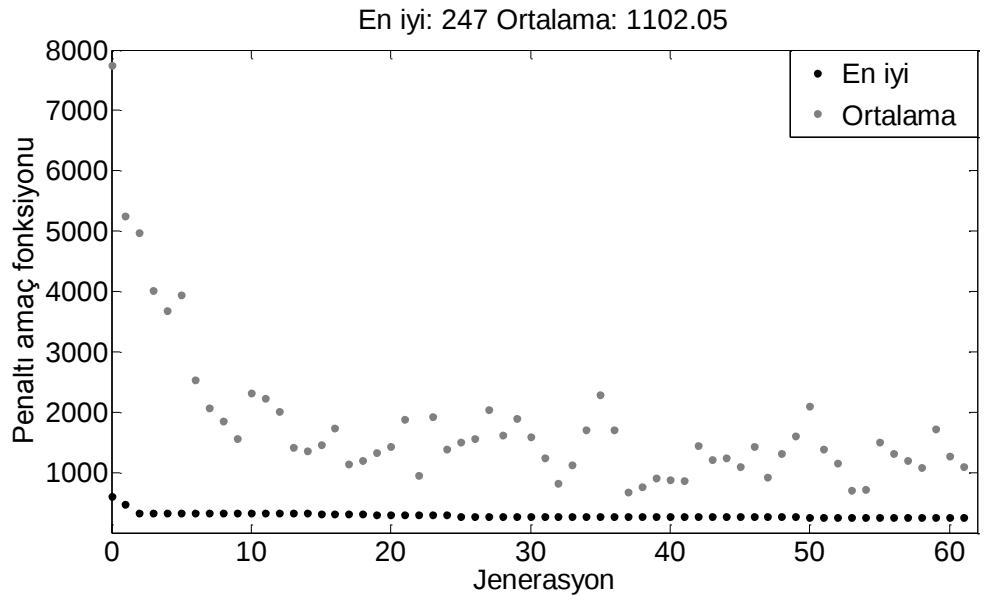
Optimizasyonun amacı uzun zamanlı yük değişimlerini ele alarak bara gerilimlerindeki ve hatlardaki güç ihlallerini minimize etmektir. Önerilen metodun test edilmesi için üç farklı senaryo çalışması oluşturulmuştur. Birinci senaryoda bir adet SVC ve bir adet TCSC cihazı eşzamanlı optimum yerleşim ve kapasite için kullanılmıştır. İkinci senaryoda ikişer adet SVC ve TCSC cihazı kullanılmıştır. Son olarak da cihazların sayısı birer artırılıp üçüncü senaryo gerçekleştirilmiştir. Optimizasyonun sonuçları Çizelge 6.1’de verilmiştir ve GA performansları Şekil 6.6, 6.7 ve 6.8’de gösterilmiştir.

Çizelge 6.1 Önerilen metot ile yıllık değişken yük profili altında optimizasyon sonuçları.

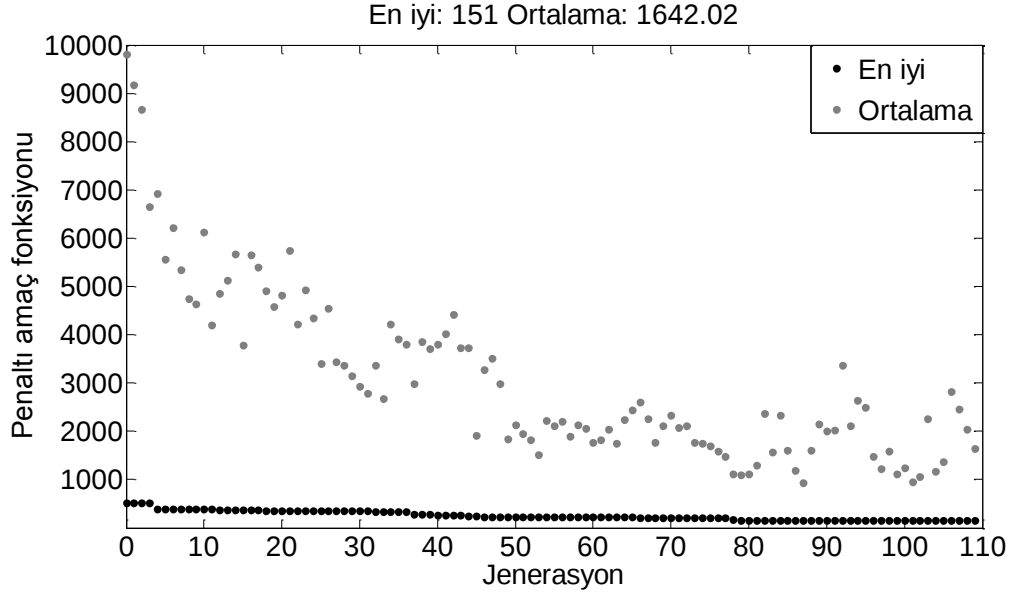
Senaryolar				Gerilim ihlali sayısı	Hat ihlali sayısı
FACTS cihazları olmadan yıllık yük ile				556	441
		yer	kapasite		
senaryo 1	SVC 1	15. bara	19.42 Mvar kap.	5	256
	TCSC 1	5. hat (bara 2-6)	-0.395 X_l kap.		
senaryo 2	SVC 1	15. bara	21.20 Mvar kap.	4	243
	SVC 2	21. bara	1.00 Mvar kap.		
	TCSC 1	5. hat (bara 2-6)	-0.421 X_l kap.		
	TCSC 2	3. hat (bara 2-4)	-0.377 X_l kap.		
senaryo 3	SVC 1	15. bara	21.51 Mvar cap.	0	151
	SVC 2	3. bara	51.83 Mvar end.		
	SVC 3	17. bara	12.83 Mvar kap.		
	TCSC 1	41. hat (bara 29-30)	-0.691 X_l kap.		
	TCSC 2	25. hat (bara 12-16)	-0.362 X_l kap.		
	TCSC 3	5. hat (bara 2-6)	-0.421 X_l kap.		



Şekil 6.6. 1 SVC ve 1 TCSC için optimizasyon sonuç grafiği.



Şekil 6.7. 2 SVC and 2 TCSC için optimizasyon sonuç grafiği.



Şekil 6.8. 3 SVC and 3 TCSC için optimizasyon sonuç grafiği.

FACTS cihazları bağlı olmadan orijinal yük değerleri ile yıllık yük profili altında FACTS cihazları bağlıyken bulunan ihlaller karşılaştırılmıştır. Tablo 6.2’de görüldüğü üzere problemlili durumlar artan FACTS cihazı sayısı ile azalma göstermiştir. Eğer yıllık yük belirsizliği profilinde FACTS cihazları kullanılmazsa, bara gerilimleri ve hat ihlallerinin sayısı 556 ve 441 olmaktadır. Problemlili baralar, hatlar ve bu yerlerin ihlal sayıları Çizelge 6.2 ve 6.3’te verilmiştir. Belirtilmelidir ki bulunan sonuçlar yük profiline oldukça bağımlıdır.

Çizelge 6.2. Gerilim ihlallerinin baralardaki dağılımı.

Senaryo	Bara no:	İhlal sayısı	Toplam ihlal sayısı
FACTS olmadan	9	181	556
	10	9	
	12	362	
	16	4	
1 SVC 1 TCSC	9	4	5
	30	1	
2 SVC 2 TCSC	9	3	4
	30	1	
3 SVC 3 TCSC	-	0	0

Çizelge 6.3. Hat ihlallerinin hatlardaki dağılımı.

Senaryo	Hat	İhlal sayısı	Toplam ihlal sayısı
FACTS olmadan	1-2 baralar arası	1	441
	2-6 baralar arası	1	
	3-4 baralar arası	185	
	4-6 baralar arası	26	
	6-7 baralar arası	198	
1 SVC, 1 TCSC	1-2 baralar arası	1	256
	2-6 baralar arası	21	
	3-4 baralar arası	21	
	4-6 baralar arası	1	
	6-7 baralar arası	212	
2 SVC, 2 TCSC	1-2 baralar arası	2	243
	2-6 baralar arası	19	
	4-6 baralar arası	10	
	6-7 baralar arası	212	
3 SVC, 3 TCSC	1-2 baralar arası	1	151
	2-6 baralar arası	25	
	3-4 baralar arası	13	
	4-6 baralar arası	1	
	6-7 baralar arası	111	

Önerilen metodun etkinliğini göstermek için, grafik tabanlı GA optimizasyon prosedürü orijinal IEEE-30 bara test sisteminde verilen sabit yük profili (tek bir yük profili) ile koşturulmuştur. Daha sonra, bulunan FACTS cihazlarının yerleri ve kapasiteleri yıllık değişken yük profili altında test edilmiş ve toplam ihlallerin sayısı bulunmuştur. Sonuçlar Çizelge 6.4'te verilmiştir. Çizelge 6.1 ve Çizelge 6.4 karşılaştırılırsa, FACTS cihazlarının yerleşiminde yıllık belirsiz yük profili kullanımında güç sisteminin performansının artırıldığı görülmektedir. Sabit yük profili kullanıldığında FACTS cihazlarının yerleşimi ve kapasiteleri farklı olmaktadır. Ek olarak belirtilmelidir ki, yıllık yük profili hesaba katılmadan yapılan optimizasyonda ihlallerin sayısında artış olmuştur. Penaltı tabanlı amaç fonksiyonu kullanılmış genetik algoritma optimizasyon metodu, bu çalışmada sunulduğu üzere, basit bir yaklaşımla problemi etkili bir şekilde çözebilmektedir.

Çizelge 6.4 Sabit yük profili altında optimizasyon sonuçları.

Cases				Gerilim ihali sayısı	Hat ihlali sayısı
FACTS cihazları olmadan yıllık yük ile				556	441
		Yer	Kapasite		
senaryo 1	SVC 1	12. bara	15.60 Mvar end.	48	421
	TCSC 1	4. hat (bara 3-4)	-0.395 X_l kap.		
senaryo 2	SVC 1	7. bara	17.38 Mvar kap.	11	306
	SVC 2	17. bara	29.28 Mvar end.		
	TCSC 1	3. hat (bara 2-4)	-0.414 X_l kap.		
	TCSC 2	5. hat (bara 2-5)	-0.494 X_l kap.		
senaryo 3	SVC 1	10. bara	16.60 Mvar end.	2	394
	SVC 2	4. bara	92.96 Mvar cap.		
	SVC 3	12. bara	64.51 Mvar end.		
	TCSC 1	10. hat (bara 6-8)	0.069 X_l end.		
	TCSC 2	33. hat (bara 24-25)	-0.554 X_l cap.		
	TCSC 3	1. hat (bara 1-2)	0.172 X_l end.		

6.4 Sonuçlar

Bu çalışmada, güç sistemlerinde kullanılan FACTS cihazlarının optimum yerleşimleri ve çalışma kapasiteleri etkili ve basit bir yaklaşımla belirlenmeye çalışılmıştır. Amaç fonksiyonu, bara gerilimi ve hat termal limiti ihlallerini minimize ederek sistem güvenliği ve güç kalitesini iyileştirecek bir şekilde tasarlanmıştır. Bu çalışmada, sabit bir yük değeri yerine günlük değişken yıllık yük talebi, FACTS cihazlarının optimizasyonunda bir bütün olarak ele alınmıştır. Bu sebepten GA optimizasyon prosedürünü basitleştirmek için grafik tabanlı amaç fonksiyonu oluşturulmuştur. Önerilen metodun etkinliği IEEE-30 baralı test

sisteminde incelenmiştir. Sonuçlar göstermektedir ki, bara gerilimi ve hat termal limit ihlallerini minimize etmede FACTS cihazlarının uygun yeri ve kapasitesinin belirlenmesi sistemin daha verimli ve güvenli işletilmesi açısından bir hayli önemlidir. Bu metot uzun süreli yük değişimlerini hesaba katarak yapılan FACTS cihazlarının optimizasyonu kolaylaştırabilmektedir.

7. TARTIŞMA

Bu tez kapsamında incelenen elektrik şebekesine entegre edilmiş kontrol cihazlarının ve şebekenin davranışları kararlı durum hal analizi modellemeleri üzerine kurulmuştur. Elektrik güç sistemi günümüzde, izole olmaktan ziyade, diğer büyük sistemlerle enterkonnekte çalışmaktadır. Bu sayede sistemdeki hatalara karşı daha dayanıklı olunabilmektedir. Fakat özellikle yenilenebilir enerji kaynakları ve yük talebindeki hızlı ve büyük değişim elektrik güç sistemine negatif etki yapmaktadır. Bu etkileri dengeleyecek ve minimize edecek cihazların kullanımı enerji güvenliği açısından önemlidir. Bu tez çalışmasında bütünüyle elektrik güç sistemini ele alınarak sistem planlaması ve işletilmesi açısından FACTS cihazlarının değişen ve gelişen koşullar altındaki rolleri irdelenmiş ve optimum kullanımları araştırılmıştır.

Dağıtılmış enerji üretim sistemlerinin sadece bağlı olduğu bara veya hatta olan etkilerinin yanında, kapasite ve bağlı oldukları baraya bağlı olarak, bu üretim sistemleri elektrik güç sisteminin tamamını etkilemektedir. Bu etkinin çeşitli senaryolar altında araştırılması elektrik güç sisteminin kontrolü ve işletilmesinde bize yeni bakış açıları kazandıracaktır. Oluşan karmaşık sistemin kontrolü yeni akıllı sistemler tarafından gerçekleştirilerek insan hatasından kaynaklanan sorunlar minimize edilmeye çalışılmalıdır. Bu sayede daha güvenli ve verimli sistemler oluşturulabilmektedir.

FACTS cihazlarının elektrik güç sistemine optimum yerleşimi zor ve önemli bir problemdir. Elektrik güç akışı denklemleri lineer olmadığından çözümü de iteratif metodlarla yapılabilmektedir. Bu probleme FACTS cihazlarının optimum yerleşimi de eklendiğinde olasılıksal tabanlı sezgisel optimizasyon metodları daha kullanışlı hale gelmektedir. Bir bakıma tüm çözüm uzayı tarandığı için genel minimum değerlerini bulmak daha olasıdır. Bununla birlikte, FACTS cihazları entegre edilmiş elektrik güç sistemlerinde kullanılan optimizasyon metodlarında amaç fonksiyonunu belirlemek zordur. Güç kayıpları, gerilim dalgalanmaları veya maliyet gibi birçok açıdan yaklaşım yapılabilmektedir ve her bir yaklaşımda farklı bir sonuç elde edilecektir. Bu tez çalışmasında önerilen grafik tabanlı amaç fonksiyonu ile problem basite indirgenmiş ve seçilen FACTS cihazlarının yerleşim problemi genetik algoritma kullanılarak optimize edilmiştir.

8. SONUÇ

Bu tez çalışmasının ilk aşamasında, kademeli transformatör, faz kaydırıcı transformatör, statik var kompensatör ve tristör kontrollü seri kompensatörün elektrik şebekelerindeki davranışlarını analiz edebilmek için gerekli olan modeller ve simülasyon kodları oluşturulmuştur. Daha sonra, her bir kontrol cihazı seçilen test şebekeleri üzerinde denenerek etkinlikleri araştırılmıştır. Gerilim kontrolü için kullanılan kademeli transformatör ve statik var kompensatör aynı bara üzerinde modellenerek birbirleri ile koordineli çalışacak basit bir yöntem önerilmiştir. Günümüz ve gelecek elektrik şebekelerinde kademeli transformatörlerin ömürlerinin artırılması büyük önem arz etmektedir. Bu noktada, önerilen yöntem ile kademeli transformatör üzerine düşen yük azaltılabilmektedir.

Elektrik güç sistemlerinde kullanımı artan dağıtılmış enerji üretim sistemleri, özellikle rüzgar enerji santralleri, getirdiği birçok avantajın yanında bazı bozucu etkilere de sebep olabilmektedir. Bu duruma ilaveten yük talebindeki belirsizlik ve ani değişimler de eklenince elektrik güç sisteminin kontrolü zorlaşmaktadır. Bu durumların kademeli transformatörün ve faz kaydırıcı transformatörün çalışma aralıklarında ve çok fazla devreye girip çıkmalarında önemli etkileri olmaktadır. Bu nedenle, kontrol cihazlarından maksimum yarar sağlayabilmek için bu cihazların optimum yerleşimi büyük önem arz etmektedir. Her gün gelişen ve büyüyen elektrik şebekelerinde bir anlık yük veya rüzgar profili için yapılan bu optimizasyonların uzun vadede performans vermeyeceği açıktır. Bununla birlikte uzun vadede bu etkileri analiz etmek için gerekli optimizasyon amaç fonksiyonlarının ve tekniklerinin belirlenmesi güncel bir araştırma konusu olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu tez çalışmasında öncelikle elektrik şebekelerinin kontrolünde kullanılabilecek cihazların davranışları incelenmiş ve son aşamasında genetik algoritma yöntemi ile uzun vadede değişken bir yük profili altında birden fazla FACTS cihazının optimum yerini ve değerini bulmak için kullanılabilecek grafik ve penaltı fonksiyon tabanlı bir amaç fonksiyonu geliştirilerek, bu sistemlerin optimizasyon problemine yeni bir çözüm yaklaşımı önerilmiştir. Önerilen sistemin performansı IEEE-30 bara test sistemi üzerinde denenmiş ve incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar önerilen yöntemin güvenilir bir şekilde kullanılabileceğini göstermiştir.

KAYNAKLAR DİZİNİ

- Abdelaziz, A.Y., El-Sharkawy, M.A. and Attia, M.A.**, 2011, Optimal Location of Thyristor-controlled Series Compensation in Power Systems for Increasing Loadability by Genetic Algorithm, *Electric Power Component and Systems*, 39:13, pp. 1373-1387 pp.
- Acha, E., Esquivel, C.R.F., Perez, H.A. and Camacho, C.A.**, 2004, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley & Sons LTD, West Sussex, 420 pp.
- Acharya, N. and Mihulananthan, N.**, 2007, Locating series FACTS devices for congestion management in deregulated electricity markets, *Electr.Power Syst. Res.*, 77:352-360 pp.
- Ackermann, T., Anderson, G. and Soder, L.**, 2001, Distributed generation: a definition, *Electr.Power Syst. Res.*, 57(3):195-204 pp.
- Atwa, Y.M. and El-Saadany, E.F.**, 2011, Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems, *IET Renew. Power Gen.*, 5(1):79-88 pp.
- Baghaee, H.R., Vahidi, M., Hosseinian, S.H. and Jazebi, S.**, 2008, Optimal Multi-type FACTS Allocation using Genetic Algorithm to Improve Power System Security, 12th International Middle-East Power System Conference, Aswan, Egypt, 162-166 pp.
- Banu, R.N., and Devaraj, D.**, 2008, Genetic Algorithm Approach for Optimal Power Flow with FACTS Devices, 4th International IEEE Conference Intelligent Systems, Varna, Bulgaria, 11-16 pp.
- Cai, L.J.**, 2004, Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithms, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, New York, USA, 210-207 pp.
- Chandrasekar, K. and Ramana, N.V.**, 2011, Performance Comparison of DE, PSO and GA Approaches in Transmission Power Loss Minimization Using FACTS Devices, *International Journal of Computer Applications*, 33(5):58-62 pp.
- Chen, T.H., Wang, M.S. and Yang, N.C.**, 2007, Impact of Distributed Generation on Voltage Regulation by ULTC Transformer Using Various Existing Methods, 7th WSEAS International Conference on Power Systems, Beijing, 158-163 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Chen, Z.**, 2005, Issues of connecting wind farms into power systems, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Asia and Pacific Dalian, China, 1-6 pp.
- Dahej, A.E., Esmaili, S. and Goroohi, A.**, 2012, Optimal Allocation of SVC and TCSC for Improving Voltage Stability and Reducing Power System Losses using Hybrid Binary Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization, Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering, 3(3):100-107pp.
- Dahey, A.E., Esmaili, S. and Goroohi, A.**, 2012, Optimal Allocation of SVC and TCSC for Improving Voltage Stability and Reducing Power System Losses Using Hybrid Binary Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization, Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering, 3(3):100-107 pp.
- Deb, K.**, 2000, An Efficient Constraint Handling Method for Genetic Algorithms, Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 186(2-4):311-338 pp.
- Deep, K., Singh, K.P., Kansal, M.L. and Mohan, C. J.**, 2009, A Real Coded Genetic Algorithm for Solving Integer and Mixed Integer Optimization Problems, Applied Mathematics and Computation, 212:505-518 pp.
- Divya, K.C. and Rao, N.P.S.**, 2006, Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies, Electric Power Systems Research, 76:844-856 pp.
- Divya, K.C.**, 2007, Load flow analysis considering wind turbine generator power uncertainties, Proceedings of Nordic Wind Power Conference, Roskilde, Denmark, 1-6 pp.
- Donsion, M.P., Guemes, J.A. and Rodriguez, J.M.**, 2007, Power Quality. Benefits of Utilizing Facts Devices in Electrical Power Systems, 7th International Symposium on Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Ecology, Saint-Petersburg, Russia, 26-29 pp.
- El-Khattam, W. and Salama, M.M.A.**, 2004, Distributed generation technologies, definitions and benefits, Electric Power Systems Research, 71:119-128 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Ersavaş, C., Ugranlı, F., Umar, H.U. ve Karatepe, E.**, 2011, Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (FACTS) ve Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemleri ile Donatılmış Elektrik Şebekelerinin Analizi, EVK, Kocaeli, 7-11 s.
- Fahe, S., Lobry, J. and Mpanda-Mabwe, B.A.**, 2005, Power Quality Improvement for DG by Advanced Control Methods, Inaugural IEEE PES Conference and Exposition, Durban, South Africa, 132-137 pp.
- Fan, J. and Bo, Z.**, 1998, Modelling of on-load tap-changer transformer with variable impedance and its applications, International Conference on Energy Management and Power Delivery, 491-494 pp.
- Feijoo, A.E. and Cidras, J.**, 2000, Modelling of wind farms in the load flow analysis, IEEE Transactions on Power Systems, 15(1):110-115 pp.
- Gao, C. and Redfern, M.A.**, 2010, A Review of Voltage Control Techniques of Network with Distributed Generation Using On-Load Tap Changer Transformer, 45th Universities Power Engineering Conference, Cardiff, 1-6 pp.
- Gen, M., Cheng, R. and Lin, L.**, 2008, Network Models and Optimization: Multiobjective Genetic Algorithm Approach, Springer, Bedford, 706pp.
- Gerbex, S., Cherkaoui, R. and Germond, A.J.**, 2001, Optimal Location of Multi-Type FACTS Devices in a Power System by Means of Genetic Algorithm, IEEE Transaction on Power Systems, 16(3):537-544 pp.
- Gitizadeh, M.**, 2010, A Modified Simulated Annealing Approach to Congestion Alleviation in a Power System Using FACTS Devices, 45th International Universities Power Engineering Conference, Cardiff, Wales, 1-9 pp.
- Gitizadeh, M.**, 2010, Allocation of Multi-type FACTS Devices Using Multi-objective Genetic Algorithm Approach for Power System Reinforcement, Electrical Engineering, 92(6):227-237 pp.
- Haghifam, M.R. and Malik, O.P.**, 2007, Genetic algorithm-based approach for fixed and switchable capacitor placement in distribution systems with uncertainty and time varying loads, IET Gener. Transm. Distrib., 1(2):244-252 pp.
- Jang, J.S.R.**, 1993, ANFIS: Adaptive Network Based Fuzzy Inference System, IEEE Transaction On Systems, Man, and Cybernetics, 23(3):665-685 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Jirapong, P. and Ongsakul, W.**, 2007, Optimal Placement of Multi-Type FACTS Devices for Total Transfer Capability Enhancement Using Hybrid Evolutionary Algorithm, Electric Power Components and Systems, 35(9):981-1005 pp.
- Kehrli, A. and Ross, M.**, 2003, Understanding grid integration issues at wind farms and solutions using voltage source converter FACTS technology, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1822-1828 pp.
- Kersting, W.H.**, 2010, Distribution Feeder Voltage Regulation Control, IEEE Transaction on Industry Applications, 46(2):620-626 pp.
- Khederzadeh, M.**, 2007, Coordination control of statcom and ultc of power transformers, 42nd International Universities Power Engineering Conference, Brighton, 613-618 pp.
- Kim, G.W. and Lee, K.Y.**, 2005, Coordination Control of ULTC Transformer and STATCOM Based on an Artificial Neural Network, IEEE Transaction on Power Systems, 20(2):580-586 pp.
- Kondo, T., Baba, J. and Yokoyama, A.**, 2008, Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generation using FACTS devices, Elect. Eng. in Japan, 165(3):16-28 pp.
- Kumar, N.S. and Gokulakrishnan, J.**, 2011, Impact of FACTS controllers on the stability of power systems connected with doubly fed induction generators, Electrical Power and Energy Systems, 33(5):1172-1184 pp.
- Kumari, M.S., Priyanka, G. and Sydulu, M.**, 2007, Comparison of Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization for Optimal Power Flow Including FACTS Devices, IEEE Power Tech, Lausanne, Switzerland, 1105-1110 pp.
- Li, Y., Nair, N.K.C. and Nguang, S.K.**, 2010, Improved Coordinated Control of On-load Tap Changer, Universities Power Engineering Conference, Christchurch, 981-1005 pp.
- Liang, R.H. and Liu, X.Z.**, 2007, Neuro-Fuzzy Based Coordinated Control in a Distribution System with Dispersed Generation System, Intelligent Systems Applications to Power Systems, Toki Messe, Niigata, 1-6 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Lima, F.G. M., Munoz, J., Kockar, I. and Galiana, F.D.**, 2002, Optimal location of phase shifters in a competitive market by mixed integer linear programming, 14th PSCC, Sevilla, 1-7 pp.
- Modeling the Power Generated by A Wind Turbine.**, http://www.mathworks.com/products/symbolic/demos.html?file=/products/demos/symbolictlbox/Wind_turbine/Wind_turbine_power.html, Erişim Tarihi: 22.05.2011.
- Nguyen, P.H., Myrzik, J.M.A. and Kling, W.L.**, 2008, Coordination of Voltage Regulation in Active Networks, Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, IL, 1-6 pp.
- Nouri, H., Moradi, H. and Li Z.**, 2007, Statcom and load tap changing transformer (LTC) in Newton Raphson Power Flow: Bus voltage constraint and losses, 42nd International Universities Power Engineering Conference, Brighton, 1013-1018 pp.
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R. and D'haeseleer, W.**, 2005, Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy, 33:787-798 pp.
- Popa, R.**, 2012, Genetic Algorithms in Applications, InTech, Rijeka 328p.
- Power system test case archive.**, <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>, Erişim Tarihi: 22.05.2011.
- Preethi, V.A., Muralidharan, S. and Rajasekar, S.**, 2011, Application of Genetic Algorithm to Power System Voltage Stability Enhancement Using FACTS Devices, International Conference on Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering, Tamilnadu, India, 333-338 pp.
- Qiao, W., Harley, R.G. and Ganesh, K.**, 2006, Effects of FACTS Devices on a Power System which Includes a Large Wind Farm, PSCE, 2070-2076 pp.
- Qiao, W., Harley, R.G. and Venayagamoorthy, G.K.**, 2008, Coordinated reactive power control of a large wind farm and a statcom using heuristic dynamic programming, IEEE Transaction on Energy Conversion, 24(2):1-11 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Radu, D. and Besanger, Y.**, 2006, A Multi-Objective Genetic Algorithm Approach to Optimal Allocation of Multi-Type FACTS Devices for Power Systems Security, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, 1-8 pp.
- Rahimzadeh, S. and Bina, M.T.**, 2011, Looking for optimal number and placement of FACTS devices to manage the transmission congestion, Energy Conversion and Management 52:437-446 pp.
- Rao, S.S.**, 2009, Engineering Optimization Theory and Practice, John Wiley & Sons, USA, 840 p.
- Saadat, H.**, 2004, Power System Analysis. McGraw-Hill, Singapore, 712 p.
- Salman, S.K. and Rida, I.M.**, 2000, ANN-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/ Embedded Generation, Electric Utility Deregulation and Restruring and Power Technologies, London, 263-267 pp.
- Salman, S.K. and Wan, Z.G.**, 2007, Fuzzy Logic-Based AVC Relay for Voltage Control of Distribution Network with and without Distributed/ Embedded Generation, Powertech, Lausanne, 2128-2132 pp.
- Saravanan, M., Slochanal, S.M.R., Veankatesh, P. and Abraham, P. S.**, 2005, Application of PSO Technique for Optimal Location of FACTS Devices Considering System Loadability and Cost of Installation, The 7th International Power Engineering Conference, Singapore, 716-721 pp.
- Shalwala, R.A. and Bleijs, J.A.M.**, 2011, Voltage Control Scheme Using Fuzzy Logic for Residential Area Networks With PV Generations In Saudi Arabia, Innovative Smart Grid Technologies, Hilton Anaheim, CA, 1-6 pp.
- Silver, H.**, 2006, Neural Networks in Electrical Engineering, ASEE New England Section, 1-21 pp.
- Singh, B., Sharma, N.K. and Tiwari, A.N.**, 2010, A Comprehensive Survey of Optimal Placement and Coordinated Control Techniques of FACTS Controllers in Multi-Machine Power System Environments, Journal of Electrical Engineering & Technology, 5(1):79-102 pp.
- Sundareswaran, K.**, 2010, Optimal Placement of Static VAR Compensator (SVC's) Using Particle Swarm Optimization, Power, Control and Embedded Systems, Allahabad, India, 1-4 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Tiwari, P.K. and Sood, Y.R.**, 2009, Optimal Location of FACTS Devices in Power System Using Genetic Algorithm, World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing, Coimbatore, India, 1034-1040 pp.
- Ugranlı, F. and Karatepe, E.**, 2010, The Impact of Size and Placement of Distributed Power Generation for Different Networks, 5th International Ege Energy Symposium and Exhibition, Denizli.
- Valle, D.Y., Harley, R.G. and Venayagamoorthy, G.K.**, 2009, Comparison of Enhanced-PSO and Classical Optimization Methods: a Case Study for STATCOM Placement, International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, Curitiba, Brazil, 1-7 pp.
- Viawan, F.A., Sannino, A. and Daalder, J.**, 2007, Voltage Control with On-load Tap Changers in Medium Voltage Feeders in Presence of Distributed Generation, Electric Power System Research, 77:1314-1322 pp.
- Wu, F., Zhang, X. P., Godfrey, K. and Ju, P.**, 2007, Small signal stability analysis and optimal control of a wind turbine with doubly fed induction generator, IET Gener. Transm. Distrib., 1(5):751-760 pp.
- Yousefi, A., Nguyen, T.T., Zareipour, H. and Malik, O.P.**, 2012, Congestion Management Using Demand Response and FACTS Devices, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 37(1):78-85 pp.

Tez Kapsamında Yapılan Konferans ve Dergi Makaleleri:

- Ersavaş, C., Ugranlı, F., Umar, H. U. ve Karatepe, E.,** 2011, Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (FACTS) ve Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemleri ile Donatılmış Elektrik Şebekelerinin Analizi, Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu (EVK), Kocaeli, 7-11 s.
- Ugranlı, F., Ersavaş, C. ve Karatepe, E.,** 2011, Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemlerinin LTC Transformatörleri Üzerindeki Etkilerinin Analizi, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu (YEKSEM), Denizi, 1-5 s.
- Ersavaş, C. ve Karatepe, E.,** 2011, LTC Transformatör Tap ayarının Yenilenebilir ve Yük Belirsizlikleri Altında Anfis ve Yapay Sinir Ağları ile Belirlenmesi, 2. Elektrik Tesisat Ulusal Kongresi (EBİTO), İzmir, 1-7 s.

ÖZGEÇMİŞ

Türkiye Cumhuriyeti vatandaşı olan Cevdet Ersavaş 19.02.1986 yılında İzmir’de dünyaya gelmiştir. Çandarlı Cumhuriyet İlkokulu’nda başlayan ilköğretimini, Bergama Zübeyde Hanım ilkokulunda tamamlamıştır. Ortaöğretimini Bergama Akif Ersezgin Anadolu Lisesi’nde tamamladıktan sonra lise öğretimini Çanakkale Fen Lisesi’nde devam ettirmiştir. Lisans eğitimini Anadolu Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliğinde tamamladıktan sonra Ege Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliğinde yüksek lisansını devam ettirmeye hak kazanmıştır. İlgi alanları arasında, elektrik güç sistemleri analizi, kontrolü ve planlaması, FACTS cihazları modellemeleri ve analizi, akıllı sistemlerin elektrik güç sistemlerine uygulanması konularıdır.

EKLER

Ek 1 9 Bara Test Sistemi

Ek 2 IEEE-30 Bara Test Sistemi

Ek 1 9 Bara Test Sistemi

Bara sayısı = 9 ;

bustype(1) = 1 ; VM(1) = 1.0 ; VA(1) = 0 ;

bustype(2) = 2 ; VM(2) = 1.0 ; VA(2) = 0 ;

bustype(3) = 2 ; VM(3) = 1.0 ; VA(3) = 0 ;

bustype(4) = 3 ; VM(4) = 1.0 ; VA(4) = 0 ;

bustype(5) = 3 ; VM(5) = 1.0 ; VA(5) = 0 ;

bustype(6) = 3 ; VM(6) = 1.0 ; VA(6) = 0 ;

bustype(7) = 3 ; VM(7) = 1.0 ; VA(7) = 0 ;

bustype(8) = 3 ; VM(8) = 1.0 ; VA(8) = 0 ;

bustype(9) = 3 ; VM(9) = 1.0 ; VA(9) = 0 ;

Jeneratör sayısı = 3 ;

genbus(1) = 1 ; PGEN(1) = 0 ; QGEN(1) = 0 ; QMAX(1) = 3.00 ; QMIN(1) = - 3.00 ;

genbus(2) = 2 ; PGEN(2) = 1.63 ; QGEN(2) = 0 ; QMAX(2) = 3.00 ; QMIN(2) = - 3.00 ;

genbus(3) = 3 ; PGEN(3) = 0.85 ; QGEN(3) = 0 ; QMAX(3) = 3.00 ; QMIN(3) = - 3.00 ;

hat sayısı = 9 ;

tlsend(1) = 1 ; tlrec(1) = 4 ; tlresis(1) = 0.0 ; tlreac(1) = 0.0576 ; tlcond(1) = 0 ;
; tlsuscep(1) = 0.0 ;

tlsend(2) = 4 ; tlrec(2) = 5 ; tlresis(2) = 0.017 ; tlreac(2) = 0.092 ; tlcond(2) = 0 ;
; tlsuscep(2) = 0.158 ;

tlsend(3) = 5 ; tlrec(3) = 6 ; tlresis(3) = 0.039 ; tlreac(3) = 0.17 ; tlcond(3) = 0 ;
; tlsuscep(3) = 0.358 ;

tlsend(4) = 3 ; tlrec(4) = 6 ; tlresis(4) = 0.0 ; tlreac(4) = 0.0586 ; tlcond(4) = 0 ;
; tlsuscep(4) = 0.0 ;

tlsend(5) = 6 ; tlrec(5) = 7 ; tlresis(5) = 0.0119 ; tlreac(5) = 0.1008 ; tlcond(5) = 0 ; tlsuscep(5) = 0.209 ;

tlsend(6) = 7 ; tlrec(6) = 8 ; tlresis(6) = 0.0085 ; tlreac(6) = 0.072 ; tlcond(6) = 0 ; tlsuscep(6) = 0.149 ;

tlsend(7) = 2 ; tlrec(7) = 8 ; tlresis(7) = 0.0 ; tlreac(7) = 0.0625 ; tlcond(7) = 0 ; tlsuscep(7) = 0.0 ;

tlsend(8) = 8 ; tlrec(8) = 9 ; tlresis(8) = 0.032 ; tlreac(8) = 0.161 ; tlcond(8) = 0 ; tlsuscep(8) = 0.306 ;

tlsend(9) = 9 ; tlrec(9) = 4 ; tlresis(9) = 0.01 ; tlreac(9) = 0.085 ; tlcond(9) = 0 ; tlsuscep(9) = 0.176 ;

Ek 2 IEEE-30 Bara Test Sistemi.

Bara sayısı = 30 ;

bustype(1) = 1 ;	VM(1) = 1.06 ;	VA(1) =0 ;
bustype(2) = 2 ;	VM(2) = 1.043 ;	VA(2) =0 ;
bustype(3) = 3 ;	VM(3) = 1 ;	VA(3) =0 ;
bustype(4) = 3 ;	VM(4) = 1.06 ;	VA(4) =0 ;
bustype(5) = 2 ;	VM(5) = 1.01 ;	VA(5) =0 ;
bustype(6) = 3 ;	VM(6) = 1 ;	VA(6) =0 ;
bustype(7) = 3 ;	VM(7) = 1 ;	VA(7) =0 ;
bustype(8) = 2 ;	VM(8) = 1.01 ;	VA(8) =0 ;
bustype(9) = 3 ;	VM(9) = 1 ;	VA(9) =0 ;
bustype(10) = 2 ;	VM(10) = 1 ;	VA(10) =0 ;
bustype(11) = 3 ;	VM(11) = 1.082 ;	VA(11) =0 ;
bustype(12) = 3 ;	VM(12) = 1 ;	VA(12) =0 ;
bustype(13) = 2 ;	VM(13) = 1.071 ;	VA(13) =0 ;
bustype(14) = 3 ;	VM(14) = 1 ;	VA(14) =0 ;
bustype(15) = 3 ;	VM(15) = 1 ;	VA(15) =0 ;
bustype(16) = 3 ;	VM(16) = 1 ;	VA(16) =0 ;
bustype(17) = 3 ;	VM(17) = 1 ;	VA(17) =0 ;
bustype(18) = 3 ;	VM(18) = 1 ;	VA(18) =0 ;
bustype(19) = 3 ;	VM(19) = 1 ;	VA(19) =0 ;
bustype(20) = 3 ;	VM(20) = 1 ;	VA(20) =0 ;
bustype(21) = 3 ;	VM(21) = 1 ;	VA(21) =0 ;
bustype(22) = 3 ;	VM(22) = 1 ;	VA(22) =0 ;
bustype(23) = 3 ;	VM(23) = 1 ;	VA(23) =0 ;
bustype(24) = 3 ;	VM(24) = 1 ;	VA(24) =0 ;
bustype(25) = 3 ;	VM(25) = 1 ;	VA(25) =0 ;
bustype(26) = 3 ;	VM(26) = 1 ;	VA(26) =0 ;

bustype(27) = 3 ; VM(27) = 1 ; VA(27) = 0 ;
bustype(28) = 3 ; VM(28) = 1 ; VA(28) = 0 ;
bustype(29) = 3 ; VM(29) = 1 ; VA(29) = 0 ;
bustype(30) = 3 ; VM(30) = 1 ; VA(30) = 0 ;

Jeneratör sayısı = 6 ;

genbus(1) = 1 ; PGEN(1) = 0 ; QGEN(1) = 0 ; QMAX(1) = 0 ; QMIN(1) = 0 ;
;
genbus(2) = 2 ; PGEN(2) = 40 ; QGEN(2) = 0 ; QMAX(2) = 50 ; QMIN(2) = 40 ;
genbus(3) = 5 ; PGEN(3) = 0.0 ; QGEN(3) = 0 ; QMAX(3) = 40 ; QMIN(3) = 40 ;
genbus(4) = 8 ; PGEN(4) = 0.0 ; QGEN(4) = 0 ; QMAX(4) = 60 ; QMIN(4) = 10 ;
genbus(5) = 10 ; PGEN(5) = 0.0 ; QGEN(5) = 0 ; QMAX(5) = 24 ; QMIN(5) = - 6 ;
genbus(6) = 13 ; PGEN(6) = 0.0 ; QGEN(6) = 0 ; QMAX(6) = 24 ; QMIN(6) = - 6 ;

Hat sayısı = 41 ;

tlsend(1) = 1 ; tlrec(1) = 2 ; tlresis(1) = 0.0192 ; tlreac(1) = 0.0575 ; tlcond(1) = 0 ;
tlsuscep(1) = 0.0528 ;
tlsend(2) = 1 ; tlrec(2) = 3 ; tlresis(2) = 0.0452 ; tlreac(2) = 0.1852 ; tlcond(2) = 0 ;
tlsuscep(2) = 0.0408 ;
tlsend(3) = 2 ; tlrec(3) = 4 ; tlresis(3) = 0.0570 ; tlreac(3) = 0.1737 ; tlcond(3) = 0 ;
tlsuscep(3) = 0.0368 ;
tlsend(4) = 3 ; tlrec(4) = 4 ; tlresis(4) = 0.0132 ; tlreac(4) = 0.0379 ; tlcond(4) = 0 ;
tlsuscep(4) = 0.0084 ;
tlsend(5) = 2 ; tlrec(5) = 5 ; tlresis(5) = 0.0472 ; tlreac(5) = 0.1983 ; tlcond(5) = 0 ;
tlsuscep(5) = 0.0418 ;
tlsend(6) = 2 ; tlrec(6) = 6 ; tlresis(6) = 0.0581 ; tlreac(6) = 0.1763 ; tlcond(6) = 0 ;
tlsuscep(6) = 0.0374 ;

tlsend(7) = 4 ; tlrec(7) = 6 ; tlresis(7) = 0.0119 ; tlreac(7) = 0.0414 ; tlcond(7) = 0 ;
tlsuscep(7) = 0.0090 ;

tlsend(8) = 5 ; tlrec(8) = 7 ; tlresis(8) = 0.0460 ; tlreac(8) = 0.1160 ; tlcond(8) = 0 ;
tlsuscep(8) = 0.0204 ;

tlsend(9) = 6 ; tlrec(9) = 7 ; tlresis(9) = 0.0267 ; tlreac(9) = 0.0820 ; tlcond(9) =
0 ; tlsuscep(9) = 0.0170 ;

tlsend(10) = 6 ; tlrec(10) = 8 ; tlresis(10) = 0.0120 ; tlreac(10) = 0.0420 ;
tlcond(10) = 0 ; tlsuscep(10) = 0.0900 ;

tlsend(11) = 6 ; tlrec(11) = 9 ; tlresis(11) = 0.0 ; tlreac(11) = 0.2080 ; tlcond(11) =
0 ; tlsuscep(11) = 0.0 ;

tlsend(12) = 6 ; tlrec(12) = 10 ; tlresis(12) = 0.0 ; tlreac(12) = 0.5560 ; tlcond(12)
= 0 ; tlsuscep(12) = 0.0 ;

tlsend(13) = 9 ; tlrec(13) = 11 ; tlresis(13) = 0.0 ; tlreac(13) = 0.2080 ; tlcond(13)
= 0 ; tlsuscep(13) = 0.0 ;

tlsend(14) = 9 ; tlrec(14) = 10 ; tlresis(14) = 0.0 ; tlreac(14) = 0.1100 ; tlcond(14)
= 0 ; tlsuscep(14) = 0.0 ;

tlsend(15) = 4 ; tlrec(15) = 12 ; tlresis(15) = 0.0 ; tlreac(15) = 0.2560 ; tlcond(15)
= 0 ; tlsuscep(15) = 0.0 ;

tlsend(16) = 12 ; tlrec(16) = 13 ; tlresis(16) = 0.0 ; tlreac(16) = 0.1400 ; tlcond(16)
= 0 ; tlsuscep(16) = 0.0 ;

tlsend(17) = 12 ; tlrec(17) = 14 ; tlresis(17) = 0.1231 ; tlreac(17) = 0.2559 ;
tlcond(17) = 0 ; tlsuscep(17) = 0.0 ;

tlsend(18) = 12 ; tlrec(18) = 15 ; tlresis(18) = 0.0662 ; tlreac(18) = 0.1304 ;
tlcond(18) = 0 ; tlsuscep(18) = 0.0 ;

tlsend(19) = 12 ; tlrec(19) = 16 ; tlresis(19) = 0.0945 ; tlreac(19) = 0.1987 ;
tlcond(19) = 0 ; tlsuscep(19) = 0.0 ;

tlsend(20) = 14 ; tlrec(20) = 15 ; tlresis(20) = 0.2210 ; tlreac(20) = 0.1997 ;
tlcond(20) = 0 ; tlsuscep(20) = 0.0 ;

tlsend(21) = 16 ; tlrec(21) = 17 ; tlresis(21) = 0.0824 ; tlreac(21) = 0.1923 ;
tlcond(21) = 0 ; tlsuscep(21) = 0.0 ;

tlsend(22) = 15 ; tlrec(22) = 18 ; tlresis(22) = 0.1073 ; tlreac(22) = 0.2185 ;
tlcond(22) = 0 ; tlsuscep(22) = 0.0 ;

tlsend(23) = 18 ; tlrrec(23) = 19 ; tlresis(23) = 0.0639 ; tlreac(23) = 0.1292 ;
tlcond(23) = 0 ; tlsuscep(23) = 0.0 ;

tlsend(24) = 19 ; tlrrec(24) = 20 ; tlresis(24) = 0.0340 ; tlreac(24) = 0.0680 ;
tlcond(24) = 0 ; tlsuscep(24) = 0.0 ;

tlsend(25) = 10 ; tlrrec(25) = 20 ; tlresis(25) = 0.0936 ; tlreac(25) = 0.2090 ;
tlcond(25) = 0 ; tlsuscep(25) = 0.0 ;

tlsend(26) = 10 ; tlrrec(26) = 17 ; tlresis(26) = 0.0324 ; tlreac(26) = 0.0845 ;
tlcond(26) = 0 ; tlsuscep(26) = 0.0 ;

tlsend(27) = 10 ; tlrrec(27) = 21 ; tlresis(27) = 0.0348 ; tlreac(27) = 0.0749 ;
tlcond(27) = 0 ; tlsuscep(27) = 0.0 ;

tlsend(28) = 10 ; tlrrec(28) = 22 ; tlresis(28) = 0.0727 ; tlreac(28) = 0.1499 ;
tlcond(28) = 0 ; tlsuscep(28) = 0.0 ;

tlsend(29) = 21 ; tlrrec(29) = 22 ; tlresis(29) = 0.0116 ; tlreac(29) = 0.0236 ;
tlcond(29) = 0 ; tlsuscep(29) = 0.0 ;

tlsend(30) = 15 ; tlrrec(30) = 23 ; tlresis(30) = 0.1000 ; tlreac(30) = 0.2020 ;
tlcond(30) = 0 ; tlsuscep(30) = 0.0 ;

tlsend(31) = 22 ; tlrrec(31) = 24 ; tlresis(31) = 0.1150 ; tlreac(31) = 0.1790 ;
tlcond(31) = 0 ; tlsuscep(31) = 0.0 ;

tlsend(32) = 23 ; tlrrec(32) = 24 ; tlresis(32) = 0.1320 ; tlreac(32) = 0.2700 ;
tlcond(32) = 0 ; tlsuscep(32) = 0.0 ;

tlsend(33) = 24 ; tlrrec(33) = 25 ; tlresis(33) = 0.1885 ; tlreac(33) = 0.3292 ;
tlcond(33) = 0 ; tlsuscep(33) = 0.0 ;

tlsend(34) = 25 ; tlrrec(34) = 26 ; tlresis(34) = 0.2544 ; tlreac(34) = 0.3800 ;
tlcond(34) = 0 ; tlsuscep(34) = 0.0 ;

tlsend(35) = 25 ; tlrrec(35) = 27 ; tlresis(35) = 0.1093 ; tlreac(35) = 0.2087 ;
tlcond(35) = 0 ; tlsuscep(35) = 0.0 ;

tlsend(36) = 28 ; tlrrec(36) = 27 ; tlresis(36) = 0.0 ; tlreac(36) = 0.3960 ; tlcond(36)
= 0 ; tlsuscep(36) = 0.0 ;

tlsend(37) = 27 ; tlrrec(37) = 29 ; tlresis(37) = 0.2198 ; tlreac(37) = 0.4153 ;
tlcond(37) = 0 ; tlsuscep(37) = 0.0 ;

tlsend(38) = 27 ; tlrrec(38) = 30 ; tlresis(38) = 0.3202 ; tlreac(38) = 0.6027 ;
tlcond(38) = 0 ; tlsuscep(38) = 0.0 ;

tlsend(39) = 29 ; tlrec(39) = 30 ; tlresis(39) = 0.2399 ; tlreac(39) = 0.4533 ;
tlcond(39) = 0 ; tlsuscep(39) = 0.0 ;

tlsend(40) = 8 ; tlrec(40) = 28 ; tlresis(40) = 0.0636 ; tlreac(40) = 0.2000 ;
tlcond(40) = 0 ; tlsuscep(40) = 0.0428 ;

tlsend(41) = 6 ; tlrec(41) = 28 ; tlresis(41) = 0.0169 ; tlreac(41) = 0.0599 ;
tlcond(41) = 0 ; tlsuscep(41) = 0.1300 ;