

150593

**TÜRKİYE'DEKİ 380 kV'LUK ENTERKONNEKTE
GÜÇ SİSTEMİNDE ÇEŞİTLİ GÜÇ AKIŞI
VE EKONOMİK DAĞITIM ANALİZLERİ**

Ümmühan BAŞARAN
Yüksek Lisans Tezi

Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
Ağustos-2004

150593

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

TÜRKİYE'DEKİ 380 kV'LUK ENTERKONNEKTE GÜÇ SİSTEMİNDE ÇEŞİTLİ GÜÇ AKIŞI VE EKONOMİK DAĞITIM ANALİZLERİ

ÜMMÜHAN BAŞARAN

Anadolu Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Yard. Doç. Dr. Mehmet KURBAN

2004, 117 sayfa

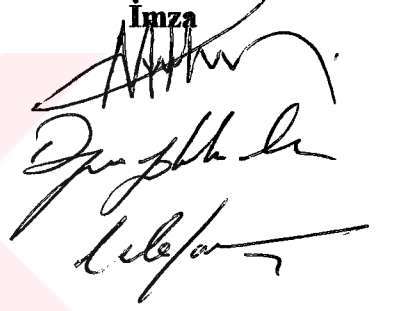
Bu çalışmada, Türkiye'deki 380 kV'luk enerji iletim hatlarıyla birbirine bağlı, 30 üretim ve 35 yük barasından oluşan 65 baralı enterkonnekte güç sistemi ele alınarak, sistemin en uygun çalışma noktalarını belirlemek ve kurulacak yeni sistemlerin planlanmasını yapmak amacıyla güç akışı analizi yapılmıştır. Ayrıca EÜAŞ (Elektrik Üretim Anonim Şirketi)'a bağlı 8 tane termik santral bulunan 22 baralı 380 kV'luk yeni bir sistem için de güç akışı, optimal güç akışı analizleri yapılmış ikinci derece gradient yöntemi ve kayıplı ekonomik dağıtım yöntemleri kullanılarak santrallerin en düşük maliyetle yük talebini karşılaması sağlanmıştır. Bütün bu güç akışı, optimal güç akışı ve ekonomik dağıtım analizleri, MATLAB®'de geliştirilen yazılımlarla gerçekleştirilmiştir. Aynı zamanda bu yazılımlar, grafiksel kullanıcı arayüzü (GUI) oluşturularak farklı güç sistemleri için güç akışı, optimal güç akışı ve ekonomik dağıtım analizleri yapabilmektedir.

Anahtar Kelimeler: Güç Akışı, Optimal Güç Akışı, Bara Admitans Matrisi, B Kayıp Katsayıları Matrisi, Ekonomik Dağıtım

JÜRİ VE ENSTİTÜ ONAYI

Ümmühan BAŞARAN'ın “ Türkiye'deki 380 kV'luk Enterkonnekte Güç Sisteminde Çeşitli Güç Akışı ve Ekonomik Dağıtım Analizleri ” başlıklı Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalındaki, Yüksek Lisans tezi 03.08.2004.. tarihinde, aşağıdaki jüri tarafından Anadolu Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin ilgili maddeleri uyarınca değerlendirilerek kabul edilmiştir.

	Adı-Soyadı
Üye (Tez Danışmanı)	:Yrd.Doç.Dr. Mehmet KURBAN
Üye	:Yrd.Doç.Dr. Doğan Gökhan ECE
Üye	:Yrd.Doç.Dr. Celal YAŞAR

İmza


Anadolu Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 26.08.2004... tarih ve20/5..... sayılı kararıyla onaylanmıştır.

Prof. Dr. Altuğ İFTAR

Enstitü Müdürü



ABSTRACT

Master of Science Thesis

VARIOUS POWER FLOW AND ECONOMIC DISPATCH ANALYSES ON 380 kV-INTERCONNECTED POWER SYSTEM IN TURKEY

ÜMMÜHAN BAŞARAN

**Anadolu University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Electrical and Electronics Engineering Program**

Supervisor: Assist. Prof. Mehmet KURBAN

2004, 117 pages

In this thesis the power flow analysis is made, based on Turkey's interconnected power system which consists of 30 generation 35 load bus totaling 65 bus connected each other with 380 kV energy transmission lines, to find optimal operating points of a given system and to plan next-generation power systems. Moreover, based on another system, EÜAŞ's 380 kV 8 thermal plants with 22 bus, the power flow, optimal power flow analysis is performed and the plants are made to satisfy load demand with minimum cost using the second order gradient and economic dispatch with losses methods. All the power flow, optimal power flow and economic dispatch analysis are implemented using MATLAB®. Furthermore, due to the graphical user interface (GUI) the written programs can be used for different power systems' power flow, optimal power flow and economic dispatch analyses.

Keywords: Power Flow, Optimal Power Flow, Bus Admittance Matrix, B Loss Coefficient Matrix, Economic Dispatch

TEŞEKKÜR

Çalışmam boyunca beni destekleyen, bilgi ve birikimlerini paylaşan, birlikte çalışmaktan gurur duyduğum kıymetli hocam Yrd.Doç.Dr. Mehmet KURBAN'a teşekkür ederim. Ayrıca, tez savunmama katılarak destek olan değerli hocalarım; Prof.Dr. Altuğ İFTAR'a, Yrd.Doç.Dr. Doğan Gökhan ECE'ye ve Yrd.Doç.Dr. Celal YAŞAR'a katkılarından dolayı teşekkür ederim.

Bana her konuda destek olan, her zaman yanımda olan, beni destekleyen aileme ve değerli arkadaşım Tansu FİLİK'e, çalışmamı gerçekleştirmek amacıyla kullandığım verilerle ilgili yardımcı olan sayın Hüseyin YAYLACIOğLU'na teşekkür ederim.



İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖZET.....	i
ABSTRACT	ii
TEŞEKKÜR	iii
İÇİNDEKİLER	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ	vi
ÇİZELGELER DİZİNİ	viii
SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ.....	x
1.GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYE'DEKİ ELEKTRİK ENERJİSİNİN DURUMU.....	5
2.1 Türkiye'deki Kurulu Güç Durumu.....	5
2.2 Türkiye'deki Termik ve Hidrolik Santraller	6
2.3 Türkiye'deki Elektrik Enerjisi Üretimi ve Tüketimi.....	8
3. GÜÇ AKIŞI ANALİZİ.....	12
3.1 Güç Akışı Problemi	12
3.2 Güç Akışı Yöntemleri.....	14
3.2.1 Newton-Raphson Güç Akışı Yöntemi	15
4.TERMİK SANTRALLERİN EKONOMİK OLARAK YÜKLENMESİ	17
4.1 Optimizasyon Problemlerinin Çözümü	17
4.2 Ekonomik Yüklenme Problemi.....	19
4.2.1 Kayıplar Olmadığında Ekonomik Yüklenme.....	21
4.2.2 Termik Santrallerin Şebeke Kaybı Düşünülerek Yüklenmesi	22
4.3 Optimal Güç akışı Yöntemi	28
5. UYGULAMA	33
5.1 Türkiye'deki 2002 Yılına Ait Yük Eğrileri	34

5.2 65 Baralı Sistemin Güç Akışı Analizi	40
5.2.1 Sistemin Bara Admitans Matrisinin Bulunması	40
5.2.2 Hatların Reaktans, Endüktans ve Kapasitans Değerlerinin Hesaplanması.....	48
5.2.3 Güç Akışı Analizi	49
5.2.4 B Kayıp Katsayıları Matrisi	64
5.3 22 Baralı Sistemde Güç Akışı, Optimal Güç Akışı ve Ekonomik Dağıtım Analizleri	67
5.3.1 Bara Admitans Matrisi	68
5.3.2 Güç Akışı Analizi	68
5.3.3 B Kayıp Katsayıları Matrisi	72
5.3.4 Ekonomik Dağıtım Analizleri	73
5.3.5 Optimal Güç Akışı Analizi	86
5.3.6 Ekonomik Dağıtım ve Optimal Güç Akışı Analizlerinin Sonuçlarının Karşılaştırılması	93
5.4 Yapılan Güç Akışı, Optimal Güç Akışı ve Ekonomik Dağıtım Analizleri İçin Simülasyon Programı	94
6. SONUÇLAR.....	96
KAYNAKLAR.....	100
EKLER.....	103
EK-1 65 Baralı Sistemin Bara Admitans Matrisi	103
EK-2 65 Baralı Sistemin B Kayıp Katsayıları Matrisi	112
EK-3 22 Baralı Sistemin Bara Admitans Matrisi	115

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

2.1	Yatağan Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	6
2.2	Tüketici Bölgesinin Örnek Bir Günlük Yük Eğrisi	8
3.1	i Barasındaki (a) Aktif ve (b) Reaktif güç gösterimi	13
4.1	f ve w Fonksiyonlarının Gradyentleri	17
4.2	P_R Yükünü Besleyen N Tane Üretim Birimi	20
4.3	P_R Yükünü Besleyen N Tane Termal Üretim Birimi	22
4.4	4 Baralı Sistem Örneği	25
5.1	Günlük Yük Eğrisi	34
5.2	Aylık Yük Eğrisi	34
5.3	İlkbahar Mevsiminde Yük Eğrisi	35
5.4	Yaz Mevsiminde Yük Eğrisi.....	35
5.5	Sonbahar Mevsiminde Yük Eğrisi	36
5.6	Kış Mevsiminde Yük Eğrisi	36
5.7	Türkiye’de 2002 Yılı Yük Eğrisi	37
5.8	2002 Yılında Düzenlenmiş Yıllık Merdiven Yük Eğrisi.....	38
5.9	2003 Yılında Düzenlenmiş Yıllık Merdiven Yük Eğrisi.....	39
5.10	Türkiye’deki 380 kV’luk 65 baralı Sistem Şeması	41
5.11	380 kV’ luk A Tipi Bir Direğin Görünüşü	45
5.12	Bara Admitans Matrisinin Sıfırdan Farklı Noktaları	49
5.13	Newton-Raphson Güç Akışı Algoritması.....	52
5.14	ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği ($\cos\phi = 0.85$).....	52
5.15	Ümraniye Barasında Güç Akışı	55
5.16	ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği ($\cos\phi = 0.95$).....	57
5.17	ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği(Rsüz)	59
5.18	ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği(Min. Yük)	62
5.19	Türkiye’deki 380 kV’luk 22 Baralı Sistem Şeması	66
5.20	Bara Admitans Matrisinin Sıfırdan Farklı Noktaları	68
5.21	ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği ($P_{yük}=4000$ MW)	69
5.22	ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği ($P_{yük}=2396.8$ MW)	71
5.23	Hamitabat Termik Santralının Maliyet Eğrisi	73

5.24	Ambarlı Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	73
5.25	Bursa Doğalgaz Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	74
5.26	Seyitömer Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	74
5.27	SomaB Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	74
5.28	Yeniköy Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	75
5.29	Kemerköy Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	75
5.30	Yatağan Termik Santralının Maliyet Eğrisi.....	75
5.31	Sistemin λ Değerinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi (4000 MW).....	78
5.32	Sistemdeki Kayıp Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi (4000 MW).....	78
5.33	Sistemdeki Toplam Güç Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi (4000 MW).....	79
5.34	Sistemdeki Her Bir Santralin Çıkış Gücünün Öteleme Sayısına Göre Değişimi (4000 MW).....	80
5.35	Sistemin Toplam Maliyetinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi (4000 MW).....	81
5.36	Sistemin λ Değerinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi (2396.8 MW).....	82
5.37	Sistemdeki Kayıp Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi (2396.8MW).....	83
5.38	Sistemdeki Toplam Güç Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi (2396.8MW).....	83
5.39	Her Santralin Çıkış Gücünün Öteleme Sayısına Göre Değişimi (2396.8 MW).....	84
5.40	Sistemin Toplam Maliyetinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi (2396.8 MW).....	85
5.41	Newton Yöntemi Akış Diyagramı.....	86
5.42	$\ \Delta z\ $ Değerinin Ötelemeler Sonucu Değişim Grafiği (4000 MW).....	88
5.43	$\ \Delta z\ $ Değerinin Ötelemeler Sonucu Değişim Grafiği (2396.8 MW).....	91
5.44	Güç Akışı, Optimal Güç Akışı ve Ekonomik Dağıtım Programlarının Arayüzü.....	95

ÇİZELGELER DİZİNİ

	Sayfa No
2.1 Türkiye’de (1970-2003) Yılları Arasında Kurulu Güç Durumu.....	5
2.2 Türkiye’de Bulunan Bazı Termik Santraller	7
2.3 Türkiye’de Bulunan Bazı Hidrolik Santraller.....	7
2.4 2003 puant (yaz) Yük Şartlarında Santrallerin Üretimleri, Grup Sayısı ve İç İhtiyaçları	9
2.5 2003 Minimum Yük Şartlarında Santrallerin Üretimleri, Grup Sayısı ve İç İhtiyaçları	11
3.1 Güç Akışında Baraların Sınıflandırılması	14
5.1 380 kV’luk Hatlara Ait Bara Kodları ve İsimleri	42
5.2 380 kV’luk Hatların Uzunlukları, Kesitleri ve Direk Tipleri	42
5.3 Türkiye’de 380 kV’luk Hatlarda Kullanılan İletkenlerin Özellikleri.....	45
5.4 380 kV’luk Hatların R, X, Y Değerleri	48
5.5 Türkiye’deki 380kV’luk Baraların Özellikleri	50
5.6 $\cos\phi= 0.85$ Olduğunda Güç Akışı Programının Sonuçları	53
5.7 $\cos\phi = 0.95$ Olduğu Durumda Baralardaki $Q_{Yük}$ Değerleri	56
5.8 $\cos\phi= 0.95$ Olduğunda Güç Akışı Programının Sonuçları	57
5.9 Hatların Reaktansları İhmal Edildiğinde Güç Akışı Programının Sonuçları.....	59
5.10 2003 Yılı Mayıs Ayı İçin Minimum Yük ve Üretim Değerleri	61
5.11 Minimum Saatlik Yükler İçin Güç Akışı Programının Sonuçları	62
5.12 22 Baralı Sistemin Bara Kodları ve İsimleri.....	67
5.13 22 Baralı Sistemin R,X,Y Değerleri.....	67
5.14 22 Baralı Sistemin Özellikleri ($P_{yük}=4000MW$)	68
5.15 22 baralı Sistemin Güç Akışı Sonuçları ($P_{yük}=4000MW$).....	69
5.16 2003 Yılı Mayıs Ayı İçin Minimum Yük ve Üretim Değerleri	70
5.17 22 Baralı Güç Akışı Sonuçları ($P_{yük}=2396.8 MW$).....	71
5.18 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (4000 MW,kayıpsız).....	76
5.19 Santrallerin Yüklendikleri Güçler(2396.8 MW,kayıpsız).....	77

5.20 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (4000MW).....	81
5.21 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (2396.8 MW).....	85
5.22 OPF Sonucu Üretim Baralarının Çıkış Güçleri ve Sınır Değerleri.....	89
5.23 OPF Sonucu Bara Gerilimleri ve Sınır Değerleri	89
5.24 22 Baralı Sistemin Optimal Güç Akışı Sonuçları	90
5.25 OPF Sonucu Üretim Baralarının Çıkış Güçleri ve Sınır Değerleri.....	91
5.26 OPF Sonucu Bara Gerilimleri ve Sınır Değerleri	92
5.27 22 Baralı Sistemin Optimal Güç Akışı Sonuçları	93



SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ

I	: Akım
V	: Gerilim
F	: İşletme maliyeti
H	: Tesisin saatteki ısı girişi
K	: Kazan
T	: Türbin
G	: Generatör
Y_{bara}	: Bara admitans matrisi
Z_{bara}	: Bara empedans matrisi
P	: Aktif güç
Q	: Reaktif güç
J	: Jakobian matrisi
\mathcal{L}	: Lagrange fonksiyonu
λ	: Artan yakıt maliyeti
P_L	: İletim kayıpları
L	: Penaltı (ceza) faktörü
B	: Kayıp katsayısı
R	: Reaktans
L	: Endüktans
C	: Kapasitans
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
MTA	: Maden Tetkik ve Arama
MATLAB	: Matrix Laboratory
GUI	: Graphical User Interface

1. GİRİŞ

Kullanım kolaylığı, istenildiğinde diğer enerji türlerine dönüştürülebilmesi ve günlük hayattaki yaygın kullanımı nedeniyle, elektrik enerjisi tüketimi yıldan yıla artmış ve bugün elektrik enerjisinin tüketimi ülkelerin gelişmişlik düzeylerinin en önemli göstergelerinden biri olmuştur. Bu artan talebi en uygun şekilde karşılayabilmenin yolu, ileriye dönük planların önceden yapılmasıyla mümkündür. Bu nedenle, elektrik enerji sistemlerinde güç akışı, optimal güç akışı ve ekonomik dağıtım analizlerini uygulamanın önemi artmıştır. Bu yöntemlerin başarısı, mevcut sistemin istatistiksel verilerinin doğru ve düzenli tutulmasına bağlıdır.

Güç akışı yöntemiyle sistemin en uygun çalışma noktaları belirlenir, bu çözümden salınım barası haricindeki tüm bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları bulunmaktadır. Daha sonra, sistemdeki hatlardan iletilen, aktif ve reaktif güçler ve hatlardaki kayıplar hesaplanmaktadır. Ekonomik dağıtımın amacı ise, en düşük maliyetle talep edilen enerjinin karşılanmasıdır. Böylece, güç sistemlerinde sermaye, kar olarak geri dönmektedir. Optimal güç akışı analizi kısıtlamalar dahilinde, üretim birimlerinin sistemin maliyetini minimuma indirebilecek şekilde yüklenmesini ve aynı zamanda tüm bara gerilimlerinin genlikleri ve açılarını, reaktif güçlerini hesaplar.

Güç sisteminin tasarımı ve işletilmesi oldukça karmaşık bir problemdir. Bilgisayar teknolojisindeki gelişmeler sonucunda güç sistemlerinin, oluşturulan yazılımlarla simülasyonu yapılmaktadır.

Güç akışı, ekonomik dağıtım ve optimal güç akışı analizleriyle ilgili olarak yapılan başlıca çalışmalar şunlardır: 1963 yılında Brown H.E, G.K.Carter, H.H.Happ ve C.E Peterson tarafından, Empedans matrisi öteleme yöntemiyle güç akışı çözümleri, 1967 yılında, Tinney W.F. ve C.E.Hart [32] tarafından yapılan çalışmada, daha önce yapılan güç akışı çözümlerine alternatif olarak daha az ötelemede sonuca yakınsayan Newton yöntemi ve bu yöntemin çözümüne yer verilmiştir. 1968 yılında Hermann ve Tinney [25] tarafından yapılan çalışmada, optimal güç akışı çözüm yöntemlerine değinilmiş gradient yöntemiyle problemlerin çözümüne yer verilmiştir. 1972 yılında Stoot B. tarafından, ayrıştırılmış Newton güç akışı uygulaması, 1974 yılında Stoot B. ve O.Olsacc

tarafından, hızlı ayrıştırılmış güç akışı analiziyle ilgili çözümler anlatılmıştır. 1974 yılında Rashed ve Kelly [31] tarafından yapılan çalışmada, lagrange çarpanları, hessian ve jacobian matrisleri ile geliştirilen algoritmaya yer verilmiştir. 1977 yılında Happ [24] tarafından yapılan çalışmada, klasik ekonomik dağıtım yöntemi ve optimal ekonomik dağıtım yöntemleri karşılaştırılmıştır. 1982 yılında R.C.Burchett, H.H.Happ, D.R.Viearath ve K.A.Wirgau [33] tarafından yapılan çalışmada optimal dağıtım için, güç akışı yönteminin uygulanmasına yer verilmiştir. 1984 yılında D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes ve W. F. Tinney [22] tarafından yapılan çalışmada Kuhn Tucker optimallik şartları kullanılarak geliştirilen Newton yöntemiyle optimal güç akışı problemlerinin çözümüne yer vermiştir. 1990 yılında Alsac, J. Bright, M. Prais ve B. Stott, [26] tarafından yapılan çalışmada, optimal güç akışı problemlerinin çözümüne alternatif olarak, doğrusal olmayan bu problemler doğrusallaştırılmasıyla ilgili çalışmalara yer verilmiştir. 1993 yılında Y. Wu, A. S. Debs ve R. E. Marsten [27] tarafından yapılan çalışmada, optimal güç akışı problemlerinin iç nokta yöntemiyle çözümüne yer verilmiştir. 2001 yılında Lukman ve Blackburn [19] tarafından yapılan çalışmada, güç sistemlerinde kayıpların minimuma indirilmesiyle ilgili çalışmalara yer vermiştir. 2002 yılında Zhiqiang Y., Zhijian H., Chuanwen J., [18] tarafından yapılan çalışmada, istatistiksel çözümleri kullanılarak, ekonomik dağıtım ve optimal güç akışı problemlerinin çözümüne yer verilmiştir.

Bu çalışmada, Türkiye'deki 380 kV'luk enerji iletim hatlarından meydana gelen 65 baralı enterkonnekte sistem ele alınmıştır. Bu sistemin en uygun çalışma noktalarını belirlemek ve kurulacak yeni sistemlerin planlanması amacıyla, güç akışı analizi yapılmıştır. Ayrıca EÜAŞ (Elektrik Üretim Anonim Şirketi)'a bağlı 8 tane termik santralden oluşan 22 baralı sistem için de güç akışı ve optimal güç akışı analizi yapılmış ve ekonomik dağıtım yöntemleri uygulanarak sistemin en düşük maliyetle, talebi karşılaması sağlanmıştır. Bütün bu çalışmalar, MATLAB® da geliştirilen yazılımla gerçekleştirilmiştir. Bu yazılım, grafiksel kullanıcı arayüzü (GUI) kullanılarak farklı güç sistemleri için güç akışı, optimal güç akışı ve ekonomik dağıtım analizleri yapabilmektedir.

Bu tez çalışması, 6 bölüm ve 3 ekten oluşmaktadır. Bu bölümlerde ele alınan konuların içerikleri genel hatlarıyla aşağıdaki gibidir:

İkinci bölümde, Türkiye'deki kurulu gücün durumu incelenerek, sistemde bulunan termik ve hidrolik santraller ve bu santrallerin toplam kurulu güçleri, enerji üretim-tüketim değerlerine ilişkin çeşitli tablolar verilmiştir.

Üçüncü bölümde, güç sistemlerinde güç akışı analizlerinin yapılma nedenleri, kullanılan bara tipleri ve güç akışı yöntemleri anlatılarak tezde kullanılan Newton Raphson güç akışı yöntemi ayrıntılı olarak incelenmiştir.

Dördüncü bölümde, termik santrallerin ekonomik olarak işletilmesi, optimizasyon problemlerinin çözüm yöntemleri, ekonomik yüklenme problemi, termik santrallerin kayıplar olmadığı durumda yüklenmesi, B kayıp katsayıları matrisinin oluşturulması, iletim kayıpları düşünüldüğünde santrallerin ekonomik yüklenmesi ve optimal güç akışı konuları üzerinde durulmuştur.

Beşinci bölümde, ilk olarak TEİAŞ Yük Tevzi Başkanlığından alınan 2002 yılına ait saatlik yüklerden faydalanarak, yıllık yük eğrisi çizilmiş ve MATLAB® da yazılan program yardımıyla bu eğri merdiven yük eğrisine dönüştürülmüştür. Daha sonra Türkiye'deki 380 kV'luk 65 baralı enterkonnekte güç sistemi ele alınarak, sisteme ait bara admitans ve empedans matrisleri belirlenmiş, farklı güç faktörü değerleri ve oluşturulan 2003 yılına ait merdiven yük eğrisi kullanılarak elde edilen minimum-maksimum yük durumları için güç akışı analizi yapılmış, sistemdeki kayıp hesaplanmış ve sonuçlar karşılaştırılmıştır. Güç akışı analizi, sonucunda baralara giren güçlerle, baralardan çıkan güçlerin dengede olduğu örneklerle gösterilmiş ve bazı baralardan iletilebilecek maksimum güçler hesaplanmıştır. Daha sonra, EÜAŞ'a bağlı 8 tane termik santral ele alınarak 22 baradan oluşan yeni bir sistem modeli oluşturularak, sistemde kayıp olmadığına, ikinci dereceden gradient yöntemiyle, santraller optimum olarak yüklenmiş ve sistemin minimum üretim maliyeti hesaplanmıştır. Sistemde kayıp olduğu durumda ise, B kayıp katsayıları hesaplanmış, kayıplı ekonomik dağıtım yöntemi kullanılarak bu santraller ekonomik olarak yüklenmiş ve sistemin minimum üretim maliyeti hesaplanmıştır. Daha sonra, optimal güç akışı analizi yapılarak, üretim birimlerinin çeşitli kısıtlamalar altında optimal yüklenmesi sağlanmış, tüm baralardaki reaktif güç, gerilim genlik ve açı değerleri hesaplanmış ve elde edilen sonuçlar ekonomik dağıtım analizi sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Son olarak, MATLAB® da tasarımı yapılan grafiksel kullanıcı arayüzü (GUI) programında,

farklı güç faktörleri ve minimum-maksimum yük durumlarındaki güç akışı, optimal güç akışı, B kayıp katsayıları matrisinin hesaplanması, kayıpların olduğu ve olmadığı durumlarda santrallerin ekonomik yüklenmesi için yazılan programlar birleştirilerek, kullanım kolaylığını sağlamak amacıyla görsel bir hale getirilmiştir.



2. TÜRKİYE'DEKİ ELEKTRİK ENERJİSİNİN DURUMU

Bu bölümde, Türkiye'deki kurulu gücün durumu incelenerek, sistemde bulunan termik ve hidrolik santraller ve bu santrallerin toplam kurulu güçleri, enerji üretim-tüketim değerlerine ilişkin çeşitli tablolar verilmiştir.

2.1 Türkiye'deki Kurulu Güç Durumu

1923 yılında kurulu güç 33 MW iken bugün 1078 kat artarak 35587 MW'a ulaşmıştır. Çizelge 2.1'de 1973-2003 yılında santrallere göre kurulu güç durumu verilmiştir. [1]

Çizelge 2.1 Türkiye'de 1973-2003 Yılları Arasında Kurulu Güç Durumu

Yıl	Termik (MW)	Hidrolik(MW)	Jeoter +Rüz(MW)	Toplam(MW)	Artış(%)
1973	2207,1	985,4		3192,5	17,7
1974	2282,9	1449,2		3732,1	16,9
1975	2407	1779,6		4186,6	12,2
1976	2491,6	1872,6		4364,2	4,2
1977	2854,6	1872,6		4727,2	8,3
1978	2987,9	1880,8		4868,7	3
1979	2987,9	2130,8		5118,7	5,1
1980	2987,9	2130,8		5118,7	0
1981	3181,3	2356,3		5537,6	8,2
1982	3556,3	3082,3		6638,6	19,9
1983	3695,8	3239,3		6935,1	4,5
1984	4584,3	3874,8	17,5	8459,1	22
1985	5244,3	3874,8	17,5	9119,1	7,8
1986	6235,2	3877,5	17,5	10112,7	10,9
1987	7489,3	5003,3	17,5	12492,6	23,5
1988	8299,8	6218,3	17,5	14518,1	16,2
1989	9208,4	6597,3	17,5	15805,7	8,9
1990	9550,8	6764,3	17,5	16315,1	3,2
1991	10092	7113,8	17,5	17206,6	5,5
1992	10334	8378,7	17,5	18713,6	8,8
1993	10653	9681,7	17,5	20335,1	8,7
1994	10992	9864,6	17,5	20857,3	2,6
1995	11089	9862,8	17,5	20951,8	0,5
1996	11312	9934,8	17,5	21246,9	1,4
1997	11786	10102	17,5	21889,4	3
1998	13021	10306	26,2	24189	6,7
1999	15555	10537	26,2	26119,3	11,8
2000	16052	11175	36,4	27264,1	4,4
2001	16623	11672	36,4	28332,4	3,9
2002	19385	12240	36,4	31845,8	11,2
2003	22809	12597	36,4	35587	11,1

2.2 Türkiye'deki Termik ve Hidrolik Santraller

Termik santraller katı, sıvı yada gaz halindeki fosil yakıtların kimyasal enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü elektrik santralleridir. Katı, sıvı ve gaz halinde bulunan termik kaynağın, uygun ortamda yakılması ile elde edilen ısı enerjisinden ve genişmeden faydalanılarak mekanik enerji elde edilir. Elde edilen bu mekanik enerjiyi kullanarak alternatör yardımıyla elektrik enerjisi üretilir.

Termik santrallerde üretilen enerjinin birim maliyeti, hidroelektrik santrallerde üretilen enerjinin birim maliyetine göre çok daha pahalıdır. Termik santraller, yakıt ve mekanik enerji üreten makinenin türüne göre çeşitlere ayrılırlar: [2]

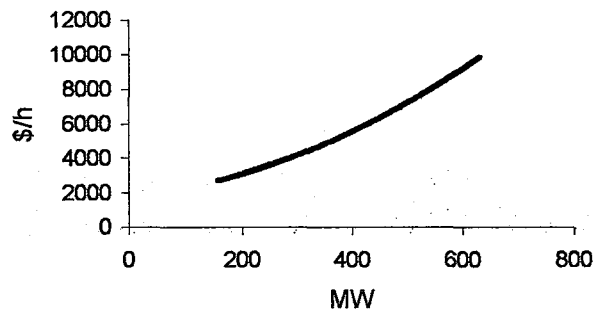
- Buhar türbinli santraller
- Gaz türbinli santraller
- Dizel santraller
- Nükleer santraller

Termik santrallerde, üretim planlamasının daha iyi bir şekilde yapılabilmesi için brüt çıkış eğrilerini net çıkışa çeviren eğriler geliştirilmiştir. [3]

H:Tesisin saatteki ısı girişi(kcal/h)

F:İşletme maliyeti(TL/h)=Yakıt maliyeti(TL/kcal).H(kcal/h) [4]

Şekil 2.1 de Yatağan termik santraline ait maliyet eğrisi gösterilmiştir.



Şekil 2.1 Yatağan Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

Türkiye'de bulunan termik santrallerden bazıları ve bu santrallerin kullandıkları yakıt cinsleri ve kurulu güçleri Çizelge 2.2 de verilmiştir. [5]

Çizelge 2.2 Türkiye’de Bulunan Bazı Termik Santraller

Santralin Adı	Bulunduğu İl	Yakıt Cinsi	Toplam Kurulu Güç (MW)
Çatalağzı	Zonguldak	Taşkömürü	300
Elbistan A	K.Maraş	Linyit	1360
Çayırhan	Ankara	Linyit	620
Orhaneli	Bursa	Linyit	210
Seyitömer	Kütahya	Linyit	600
TunçbilekA	Kütahya	Linyit	129
TunçbilekB	Kütahya	Linyit	300
Yatağan	Muğla	Linyit	630
Kangal	Sivas	Linyit	300
Ambarlı	İstanbul	Fuel Oil	630
Hopa	Artvin	Fuel Oil	50
Aliağa	İzmir	Motorin	180
Ambarlı	İstanbul	Doğalgaz	1350,9
Bursa	Bursa	Doğalgaz	1432
Denizli	Denizli	Tabii Buhar	15

Hidrolik santraller suların kinetik ve potansiyel enerjilerinden faydalanılarak kurulmuştur. Bu birimlerin verimleri zaman içinde azalmaz aynı zamanda enerjinin maliyeti de azdır.

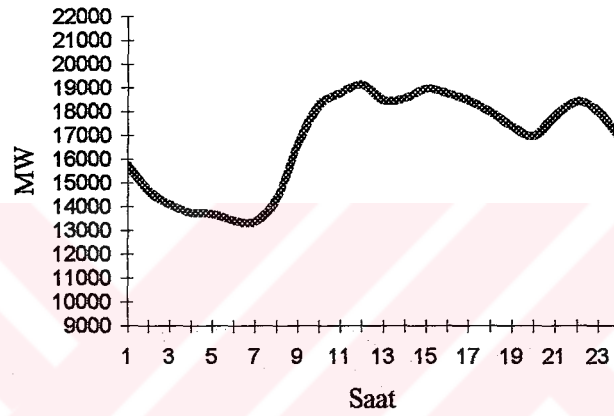
Türkiye’de bulunan bazı hidrolik santraller ve kurulu güçleri Çizelge 2.3 de verilmiştir. [5]

Çizelge 2.3 Türkiye’de Bulunan Bazı Hidrolik Santraller

Santralin Adı	Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç(MW)
Adıgüzel	Denizli	62
Atatürk	Urfa	2405
Altınkaya	Samsun	702
Aslantaş	Adana	138
Çatalan	Adana	168.9
Derbent	Samsun	56.4
Gökçekaya	Eskişehir	278.4
Gezende	İçel	259.3
H.Üğurlu	Samsun	500
Hirfanlı	Kırşehir	128
Karakaya	Diyarbakır	1800
Keban	Elazığ	1330
Kılıçkaya	Sivas	120
Merzelet	K.Maraş	124
Oymapınar	Antalya	540

2.3 Türkiye'deki Elektrik Enerjisi Üretimi ve Tüketimi

Üretimin planlanabilmesi için öncelikle tüketimin bilinmesi gerekmektedir. İhtiyaç belirlendikten sonra bu ihtiyacı karşılayacak üretim merkezleri kurulur. Üretim merkezleri kurulurken tüketim merkezlerindeki ve nüfustaki artışın, tüketim merkezlerine olan uzaklığın, ham enerji kaynaklarına olan uzaklığın, arazinin, ekolojik ve topografik eğrilerinin v.b dikkate alınması gerekmektedir. Bir enerji tüketicisinin 24 saatlik değişimini veren eğriye “günlük yük eğrisi” denir. [6] (Şekil 2.2)



Şekil 2.2 Tüketici Bölgesinin Örnek Bir Günlük Yük Eğrisi (16.07.2003) [7]

Günlük yük eğrisi, santralin veya transformatör istasyonunun boyutlandırılmasına yardım eder. Günlük yük eğrisinin yıl boyunca çeşitli mevsimlerdeki şekli değişiktir.

Günlük yük eğrileri yardımıyla düzenlenmiş günlük, aylık, mevsimlik, yıllık yük eğrileri çizilebilir. Düzenlemiş yük eğrileri, yüklemenin zamana bağlı değerleri yerine, her yük durumunun 24 saat içinde sabit kaldığı süreyi gösterirler. [6]

Yük eğrileri, her bir güç değerinin devam ettiği sürenin en büyük değerinden , en küçük değerine sürekli değişimi yerine merdiven eğrisi şeklinde gösterilir. [8]

Elektrik enerjisi tüketen bir bölge göz önüne alınıp, bu bölgeye ait günlük yük eğrisi çizilirse günlük yük eğrilerinin hepsi farklı olur çünkü tüketiciler farklı miktarda enerji tüketmektedirler. Bu tüketicilerin günlük yük eğrilerinin hepsi

toplanarak bir eğri çizilirse o bölgenin tüketici günlük yük eğrisi bulunur. Tüketici bölgenin çektiği maksimum güç puant güç olarak tanımlanır. Bölgenin ihtiyacında puant güç dikkate alınmaktadır.

Tüketicinin enerji gereksinimi hesaplandıktan sonra, tüketim bölgelerindeki puant güç dikkate alınarak üretim santrali kurulur. Santralin gücü en az tüketicinin puant gücü iletim ve dağıtım kayıpları toplamına eşit olmalıdır. Santral kurulurken bu şart sağlanmazsa tüketiciye puant güçten daha az güç verilebilir. [6]

TEİAŞ Yük Tevzii Başkanlığı, Etüt ve Raporlama Müdürlüğü tarafınca hazırlanan 2003 puant (yaz) yük şartlarında santrallerin üretimleri, grup sayısı ve iç ihtiyaçları Çizelge 2.4 de verilmiştir. [9]

Çizelge 2.4 2003 Puant (Yaz) Yük Şartlarında Santrallerin Üretimleri, Grup Sayısı ve İç İhtiyaçları

Santral Adı	Grup Sayısı	Üretim (MW)	İç İhtiyaç (MW)
Ada DG	2	330	5
Adıgüzel	2	54	-
Almus	3	27	-
Altınkaya	2	262	-
Ambarlı (DG+FO)	8	1000	25
Aslantaş	2	90	-
Atatürk	5	1320	-
BatmanHes	2	60	-
BerkeHes	3	420	-
BirecikHes	4	416	-
Bursa DG	2	370	5
Çamlıca	1	25	-
Çatalan	3	156	-
Çates	2	274	26
Çayırhan	3	340	46
Çıldır	1	3	-
Demirköprü	3	67	-
Derbent	1	14	-
Dicle	1	55	-
Doğankent	1	22	-
Elbistan	1	300	27
Enron	3	444	7
Esenyurt	4	145	2
Gebze DG	6	1400	21
Gezende	2	100	-
Gökçekaya	2	167	-
HasanUğurlu	2	200	-

**Çizelge 2.4 (Devam) 2003 Puant (Yaz) Yük Şartlarında Santrallerin
Üretimleri, Grup Sayısı ve İç İhtiyaçları**

Hamitabat	6	620	10
Hirfanlı	2	60	-
İkizdere	3	15	-
İzmir DG	6	1469	20
Jeotermal	1	10	-
Karacaören	4	68	-
Kadıncık	2	69	-
Kangal	1	160	13
Kapulukaya	1	17	-
Karakaya	3	840	-
Karkamış	3	72	-
Keban	7	1125	-
Kemerköy	1	200	18
Kemerköy	2	36	-
Kesikköprü	1	25	-
Kılıçkaya	2	120	-
Köklüce	1	45	-
Kralkızı	1	47	-
Manavgat	1	20	-
Menzelet	4	120	-
Orhaneli	1	190	17
Ova	2	258	-
Oymapınar	2	250	-
Özlüce	2	154	-
Sarıyar	2	72	-
Seyhan	2	42	-
Seyitömer	2	290	28
Sır	2	164	-
Soma	6	640	64
Suat Uğurlu	2	44	-
Sugözü	2	1112	80
Tercan	3	14	-
Tortum	2	14	-
Tunçbilek	3	178	18
Unimar	3	452	7
Yatağan	2	390	40
Yeniköy	2	330	33
Otoprodük+Mobil	-	1631	-
Toplam		19592	512

TEİAŞ Yük Tevzii Başkanlığı, Etüt ve Raporlama Müdürlüğü tarafınca hazırlanan 2003 minimum yük şartlarında santrallerin üretimleri, grup sayısı ve iç ihtiyaçları Çizelge2.5 de verilmiştir. [10]

Çizelge 2.5 2003 Minimum Yük Şartlarında Santrallerin Üretimleri, Grup Sayısı ve İç İhtiyaçları

Santral Adı	Grup Sayısı	Üretim (MW)	İç İhtiyaç (MW)
Ada DG	3	670	10
Aliğa DG	6	1000	15
Ambarlı DG	3	420	6
Aslantaş	1	40	-
Bursa DG	2	350	5
Çamlıca	2	31	-
Çates	1	130	12
Çayırhan	2	320	35
Çıldır	1	2	-
Derbent	1	14	-
Doğankent	1	19	-
Elbistan	1	290	29
Enron	3	440	6
Esenyurt	4	156	2
Gebze DG	6	1085	16
Gökçekaya	2	171	-
Göksu	2	6	-
Hamitabat	2	125	2
İkizdere	2	6	-
Kadıncık	2	56	-
Kangal	1	140	12
Karacaören	1	18	-
Kemerköy	1	170	15
Kepez	1	7	-
Manavgat	1	14	-
Ova	1	130	2
Seyhan	1	13	-
Seyitömer	1	150	15
Soma	2	300	30
Sugözü	1	600	45
Tercan	1	4	-
Tortum	2	14	-
Tunçbilek	1	133	13
Unimar	3	470	7
Tatağan	1	170	20
Yeniköy	1	170	20
Otoprodük+Mobil	-	1363	-
Toplam		9197	317

3. GÜÇ AKIŞI ANALİZİ

Bu bölümde, güç sistemlerinde güç akışı analizlerinin yapılma nedenleri, kullanılan bara tipleri ve güç akışı yöntemleri anlatılarak tezde kullanılan Newton Raphson güç akışı yöntemi ayrıntılı olarak incelenmiştir.

3.1 Güç Akışı Problemi

Güç akışı ile, mevcut sistemlerin en uygun çalışma noktaları belirlenir ve kurulacak yeni sistemlerin tasarlanması ve planlanması yapılır. Güç akışı çalışmalarından elde edilen temel veriler, her bir baradaki gerilimin genliği -açısı ve her bir hattaki aktif ve reaktif güçtür. [3]

Güç akışı probleminin çözümünde baranın kendi ve karşılıklı admitanslarının oluşturduğu Y_{bara} ya da empedanslarının oluşturduğu Z_{bara} kullanılabilir.

Bara admitans matrisinin elemanı Y_{ij} ;

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.1)$$

olarak ifade edilir. [6]

Herhangi bir (i) barasındaki gerilim, kutupsal formda şöyle yazılabilir:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (3.2)$$

(i) barasındaki net akım bara-admitans matrisinin elemanlarını kullanılarak şu şekilde tanımlanabilir:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.3)$$

P_i ve Q_i sisteme (i) barasından giren aktif ve reaktif güç olursa, (i) barasındaki gücün eşleniği :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \angle (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.4)$$

olarak tanımlanır. (3.4) eşitliği aktif ve reaktif kısımlarına ayrılırsa;

$$P_i = \sum_{n=1}^N |V_iV_nY_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.5)$$

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.6)$$

olur. Bu eşitlikler, güç akışı eşitlikleri olarak adlandırılır. [12]

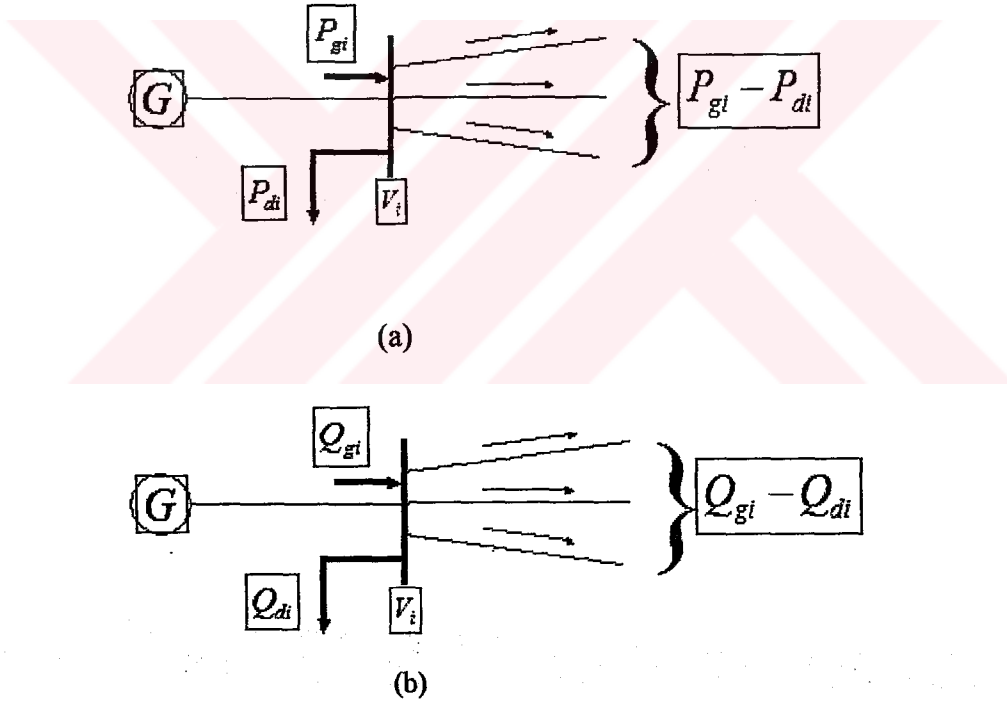
Şekil 3.1 de P_{ibil} ve Q_{ibil} bilinen değerler, P_{gi} ve Q_{gi} (i) barasında üretilen ve P_{neti} ve Q_{neti} çekilen net güçleri göstermektedir. P_{hes} ve Q_{hes} (i) barasındaki hesaplanan güçlerdir. Bu durumda;

$$\Delta P_i = P_{i,bil} - P_{i,hes} = (P_{gi} - P_{neti}) - P_{i,hes} \quad (3.7)$$

olarak ifade edilir. Aynı şekilde reaktif güç şöyledir:

$$\Delta Q_i = Q_{i,bil} - Q_{i,hes} = (Q_{gi} - Q_{neti}) - Q_{i,hes} \quad (3.8)$$

İdeal olarak, $P_{i,bil}$ $P_{i,hes}$ ' e eşit olmalı $Q_{i,bil}$ ise $Q_{i,hes}$ ' e eşit olmalıdır. [5]



Şekil 3.1 i Barasındaki (a) Aktif ve (b) Reaktif Güç Gösterimi

Güç akışı probleminin çözümünde P_i ve Q_i 'nin hesaplanan değerleri, planlanan değerleriyle örtüşmediğinde uyumsuzluk ortaya çıkar. P_i ve Q_i ' nin hesaplanan değerleri, planlanan değerleriyle örtüşürse buna i barasındaki ΔP_i ve ΔQ_i uyumsuzluğu sıfırdır denir. Sonra da güç denge denklemi yazılır:

$$g_i' = P_{i,bil} - P_{i,hes} = (P_{gi} - P_{neti}) - P_{i,hes} \quad (3.9)$$

$$g_i'' = Q_{i,bil} - Q_{i,hes} = (Q_{gi} - Q_{neti}) - Q_{i,hes} \quad (3.10)$$

Sistemdeki (i) barasına ait dört bilinmeyen şu şekilde sıralanabilir. P_i , Q_i , gerilimin faz açısı δ_i ve gerilimin genliği V_i . Her bir düğüm için (3.9) ve (3.10) gibi en fazla iki adet denklem vardır. Güç akışında, sistemde üç çeşit bara tanımlanır. Her bir (i) barasında dört bilinmeyenden ikisi belirlenir ve kalan ikisi ise hesaplanır. [3]

1. Yük baraları: Üretim yapmayan baraya yük barası denir. Aktif güç P_{neti} ve reaktif güç Q_{neti} yük tarafından sistemden çekilmiştir. Pratikte genellikle yalnızca aktif güç bilinmekte, farz edilen 0,85 veya daha fazla güç faktörüne göre de reaktif güç hesaplanmaktadır. Yük barası P-Q barası olarak da adlandırılır.

2. Gerilim kontrollü baralar: Gerilim değerinin sabit tutulduğu bara gerilim kontrollü baradır. Üretcin bağlı bulunduğu herhangi bir barada gerilim sabitlenebilir. P-V barası olarak da adlandırılır. [23]

3. Salınım barası: Sistemdeki net aktif ve reaktif gücü serbest bırakılan baradır. Gevşek ve referans bara olarak da adlandırılmaktadır. Salınım barasının genliği ve açısı önceden belirlenmektedir. [23] Çizelge 3.1 de baraların sınıflandırılması gösterilmiştir.

Çizelge 3.1 Güç Akışında Baraların Sınıflandırılması

Bara Tipi	Bilinen Büyüklükler	Bilinmeyen Büyüklükler
Salınım Barası	V- δ	P-Q
Gerilim K.Barası	P-V	Q- δ
Yük Barası	P-Q	V- δ

3.2 Güç Akışı Yöntemleri

Güç akışı probleminin çözümünde Gauss Seidel, Newton Rapshon ve Ayrıştırılmış (decoupled) güç akışı yöntemleri kullanılmaktadır. Bu çalışmada, hızlı yakınsadığından dolayı Newton Rapshon güç akışı yöntemi kullanılmıştır.

3.2.1 Newton-Raphson Güç Akışı Yöntemi

Newton Raphson yönteminde, fonksiyonla ilişkilendirilmiş bağımsız değişken için hata düzeltilmesi yapılarak, fonksiyondaki düzeltme sıfıra götürülür. Hatanın sıfıra gitmesi için, fonksiyon x_0 civarında Taylor serisine açılır. [25] Newton Raphson güç akışı yönteminde bara gerilimleri dikdörtgen ve kutupsal koordinatlar olmak üzere iki farklı yöntemle gösterilebilir. [14,15]

Newton Raphson güç akışı yönteminde (3.5) ve (3.6) eşitlikleri kullanılarak i. bara için ΔP_i ve ΔQ_i şöyle yazılır:

$$\Delta P_i = P_{i,bil} - P_{i,hes} \quad \Delta Q_i = Q_{i,bil} - Q_{i,hes} \quad (3.11)$$

Eğer eşitlikler N baralı bir sistem için genişletilirse şöyle olur:

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\partial |V_2|}{|V_2|} + \dots$$

$$\dots + |V_N| \frac{\partial P_i}{\partial |V_N|} \frac{\partial |V_N|}{|V_N|} \quad (3.12)$$

Benzer şekilde reaktif güç için bu eşitlikler şu şekilde ifade edilir.

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\partial |V_2|}{|V_2|} + \dots$$

$$\dots + |V_N| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_N|} \frac{\partial |V_N|}{|V_N|} \quad (3.13)$$

Birinci bara salınım barası olarak düşünülür ve (3.11), (3.12) ve (3.13) eşitlikleri matris formunda yazılırsa şu eşitlik elde edilir:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P}{\partial |V_N|} \\ \vdots & & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q}{\partial |V_N|} \\ \vdots & & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \Delta Q \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$\delta_i^{(0)}$ ve $|V_i|^{(0)}$ parametrelerine tahmini değerler verilir. Bunlar $P_{i,hes}^{(0)}, Q_{i,hes}^{(0)}$ parametrelerini hesaplamada kullanılır. $\Delta P_i^{(0)}$ ve $\Delta Q_i^{(0)}$ parametreleri (3.12) ve (3.13) eşitlikleri kullanılarak hesaplanır ve bu parametrelerin seçilen bir ε değerinden küçük olup olmadığı kontrol edilir. Uygun görülen ε değerinden küçük oluncaya kadar öteleme işlemine devam edilir. [5,16]

Başlangıç değerleri $\Delta \delta_i^{(0)}$ ve $\Delta |V_i|^{(0)} / |V_i|^{(0)}$ için çözülür ve çözülen değerler başlangıçtaki tahminlere eklenir.

$$\delta_i^1 = \delta_i^0 + \Delta \delta_i^0 \quad (3.15)$$

$$|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)} = |V_i|^{(0)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}}\right) \quad (3.16)$$

(3.16) ve (3.17) denklemleri sonucu bulunan değerler ikinci ötelemede başlangıç değerleri olarak kullanılır.

Alt matrislerdeki $J_{11}, J_{12}, J_{21}, J_{22}$ elemanları aşağıdaki şekilde ifade edilir. [16]

$$J_{11}; \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^N |V_i| |y_{i,j}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,j}) \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = |V_i| |y_{i,k}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,k}), k \neq i$$

$$J_{12}; \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1, j \neq i}^N |y_{i,j}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,j}) + 2|V_i| |y_{i,i}| \sin(-\theta_{i,i}) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} = |V_i| |y_{i,k}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,k}), k \neq i$$

$$J_{21}; \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1, j \neq i}^N |y_{i,j}| |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,j}) \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -|V_i| |y_{i,k}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,k}), k \neq i$$

$$J_{22}; \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \sum_{j=1, j \neq i}^N |y_{i,j}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,j}) + 2|V_i| |y_{i,i}| \cos(-\theta_{i,i}) \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} = |V_i| |y_{i,k}| |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{i,k}), k \neq i$$

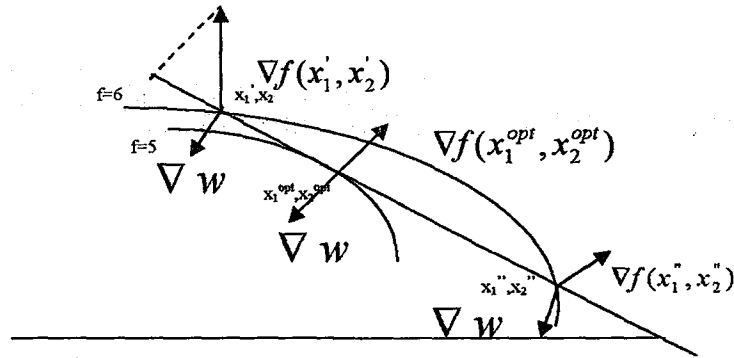
4. TERMİK SANTRALLERİN EKONOMİK OLARAK YÜKLENMESİ

Bu bölümde, optimizasyon problemlerinin çözüm yöntemleri, ekonomik yüklenme problemi, termik santrallerin kayıplar olmadığı durumda yüklenmesi, B kayıp katsayılarının hesaplanması ve matrisinin oluşturulması, iletim kayıpları düşünüldüğünde santrallerin ekonomik yüklenmesi ve optimal güç akışı konuları üzerinde durulmuştur.

4.1 Optimizasyon Problemlerinin Çözümü

Çok değişkenli bir fonksiyonun minimum veya maksimum noktalarını bulmak için bazı yöntemler uygulamak gerekmektedir. İlk olarak; fonksiyonun her değişkene göre birinci türevi sıfır olacak şekilde, değişkenler için uygun değerler bulunmalıdır. Bundan sonrada ikinci türev alınarak fonksiyona ait maksimum, minimum ve eyer noktaları bulunur.

Amaç, bir matematik fonksiyonunun maksimumlaştırılması veya minimumlaştırılması olduğu için bu fonksiyon, amaç fonksiyonu olarak adlandırılır. Sınırlama fonksiyonları ve değişken kısıtlamaları da sınırlamalar olarak adlandırılır. Bağımsız değişkenler için, sınırlamalar ile belirlenmiş bölgeye gerçekleştirilebilir bölge denir. Sınırlanmış bir optimizasyon probleminde optimum çözüm, sınırlamalar tarafından belirtilen uygun bölgenin sınırlarında meydana gelirse bağlı sınırlama denir. Optimum çözüm, bölgenin sınırları dışındaysa bağlı olmayan sınırlamadır. [4]



Şekil 4.1 f ve w Fonksiyonlarının Gradyentleri

Optimum nokta çevresinde f fonksiyonunu çeşitli değerleri için yeni bir f fonksiyonu oluşturularak, (x_1, x_2) noktasında f fonksiyonunun gradyenti $\nabla f(x_1, x_2)$ hesaplanır. f fonksiyonunun (x_1, x_2) noktasındaki gradyent vektörü f fonksiyonuna dik, fakat $w(x_1, x_2)$ fonksiyonuna dik değildir. (Şekil 4.1)

$\nabla f(x_1, x_2)$ 'nin, $w(x_1, x_2)$ doğrusu üzerinde sıfır olmayan bir bileşeni vardır. Aynı zamanda f fonksiyonunun (x_1, x_2) noktasındaki gradyentinin de " $\nabla f(x_1, x_2)$ " $w(x_1, x_2)$ doğrusu üzerinde sıfır olmayan bir bileşeni vardır. f fonksiyonunu minimumlaştırmak için ∇f 'in, w fonksiyonu üzerinde bir bileşeni olmayacak şekilde w fonksiyonu üzerinde bir nokta bulunur.

Optimum noktada f fonksiyonunun gradyent vektörü w fonksiyonuna diktir ve bu noktaya yaklaşırken f fonksiyonunda artma olmaz. f fonksiyonunun gradyent vektörünün w fonksiyonunun normal'i olduğunu kesinleştirmek için, ∇f ve ∇w vektörleri bulunmalıdır. Bu vektörler farklı büyüklükte olmalarına rağmen birbirleriyle sıralanmış doğrusal bağımlı vektörlerdir.

$$\nabla f + \lambda \nabla w = 0 \quad (4.1)$$

Bu eşitlikte hesaplanan λ değişkenine Lagrange Çarpımı denir ve aşağıdaki şekilde ifade edilir:

$$\mathcal{L}(x_1, x_2, \lambda) = f(x_1, x_2) + \lambda \cdot w(x_1, x_2) \quad (4.2)$$

x_1, x_2 , ve λ değişkenlerine bağlı (4.2) eşitliği "Lagrange Eşitliği" olarak adlandırılır. x_1, x_2 değerleri hesaplandığında otomatik olarak λ 'nın gerçek değeri de hesaplanmış olur. (4.1) denklemindeki şartların sağlanabilmesi için Lagrange fonksiyonunun x_1, x_2 , ve λ 'ya göre türevlerinin sıfır olması gerekir.

Optimum nokta için;

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_1} &= 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x_2} &= 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} &= 0 \end{aligned} \quad (4.3)$$

Şimdiye kadar anlatılan sınırlamalar, $w(x_1, x_2, x_3, \dots)$ eşitlik sınırlamalarıdır. Fakat aynı zamanda, optimizasyon problemleri, $g(x_1, x_2, x_3, \dots) < 0$ gibi eşitsizlik sınırlamaları ile de belirlenmektedir. Bu tür problemlerde, optimum çözüm için bağlı olan eşitsizlik sınırlamalarının tümüne birden ihtiyaç yoktur. Bu eşitsizlik sınırlamaları, optimum çözümde $g(x_1, x_2, x_3, \dots) = 0$ denklemleri ile çözümlenir.

Eşitsizlik sınırlamaları ile verilen optimizasyon problemleri Kuhn-Tucker şartları altında incelenir. Bu problemler aşağıdaki şekilde ifade edilir:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Minimum} & f(x) \\
 \text{Sınırlar} & w_i(x)=0 \quad i=1,2,3,\dots,N_w \\
 & g_i(x) \quad i=1,2,3,\dots,N_g
 \end{array} \quad (4.4)$$

Lagrange fonksiyonu;

$$\mathcal{L}(x, \lambda, \mu) = f(x) + \sum_{i=1}^{N_w} \lambda_i w_i(x) + \sum_{i=1}^{N_g} \mu_i g_i(x) \quad (4.5)$$

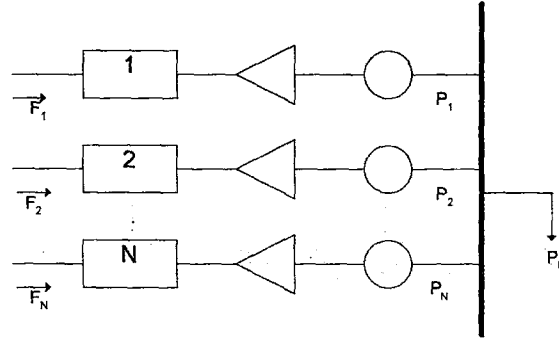
x^0, λ^0, μ^0 optimum noktalar için gerekli Kuhn-Tucker şartları;

$$\begin{array}{ll}
 1. \quad \partial \mathcal{L} / \partial x_i(x^0, \lambda^0, \mu^0) = 0 & ; i=1,2,3,\dots,N \\
 2. \quad w_i(x^0) = 0 & ; i=1,2,3,\dots,N \\
 3. \quad g_i(x^0) \leq 0 & ; i=1,2,3,\dots,N \\
 4. \quad \mu_i^0 g_i(x^0) = 0 & ; i=1,2,3,\dots,N \\
 \mu_i^0 \geq 0 &
 \end{array} \quad (4.6)$$

Birinci şarta göre, Lagrange fonksiyonunun $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_N)$ 'e göre kısmi türevleri sıfır olmalıdır. 2. ve 3. şartlarda, problemdeki sınırlamalar tekrar edilmiştir. 4. şart, bağımlı ve bağımsız sınırlamalı problemler için kısa bir matematiksel yol sunar. $\mu_i^0 g_i(x^0) = 0$ olduğunda $\mu_i = 0$, $g_i = 0$ yada $g_i(x^0) = 0$ 'dır. Sınır, ister bağımlı olsun, ister μ_i^0 'a bağımlı olmasın, kesin sonuç elde edilir. [4]

4.2 Ekonomik Yüklenme Problemi

Sermayenin kar olarak geri dönebilmesi için güç sistemlerinde üretim birimlerinin ekonomik yüklenmesi oldukça önemlidir. Güç üretim ve dağıtımında ekonomik kullanım iki alt bölüme ayrılmaktadır. Bunlardan biri, ekonomik yüklenme diğeri ise minimum kayıptır. [3] Ekonomik dağıtımın amacı, üretilen enerjiyi eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamalarını da sağlayacak şekilde üretim birimleri arasında paylaşmaktır. [16] Şekil 4.2 de, N tane termal üretim biriminin bir tek baraya bağlanmasıyla oluşan sistemde, P_D gücü çekilmektedir. F_i , her bir birimin giriş maliyetini göstermektedir. P_i de her bir birime ait çıkış gücünü göstermektedir. Sistemin toplam maliyeti, her bir birimin maliyeti toplamına eşittir. Sistemde çıkış gücü toplamı talep edilen güce eşit olmak zorundadır.



Şekil 4.2 P_R Yükünü Besleyen N Tane Üretim Birimi

F_T fonksiyonu, belirtilen yükün beslemesi için gereken toplam maliyete eşittir. Üretilen gücün toplamı, çekilen güce eş olmalıdır. İletim kayıpları ihmal edildiğinde problem,

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_N = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (4.7)$$

$$\phi = 0 = P_R - \sum_{i=1}^N (P_i) \quad (4.8)$$

şeklinde ifade edilir. Sınırlandırılmış bir optimizasyon problemi olan bu problem, Lagrange fonksiyonu yardımıyla çözülebilir.

F_T fonksiyonunun sınır değerindeki gerekli şartları belirlemek için, belirsiz bir çarpanla çarpılmış sınır denkleminin F_T fonksiyonuna eklenmesi gerekir. Bu durumda oluşan fonksiyona Lagrange fonksiyonu denir. [4]

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \Phi \quad (4.9)$$

Lagrange fonksiyonunun her bir bağımsız değişkene göre türevinin sıfıra eşit olması, F_T fonksiyonunun sınır değerleri için gerekli şartları oluşturur. Bu durumda, $N+1$ tane değişken vardır. Lagrange fonksiyonunun çıkış gücüne göre kısmi türevleri N tane eşitlik oluşturur.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} - \lambda = 0 \quad (4.10)$$

$$0 = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \quad (4.11)$$

Termik santrallerde minimum işletme maliyetinin oluşması için, bütün birimlerin maliyet artışı belirsiz Lagrange çarpanına eşit olmalıdır.

4.2.1 Kayıplar Olmadığında Ekonomik Yüklenme

Kayıplar olmadığı durumda problemin çözümünde kullanılan başlıca çözüm yöntemleri, Lamda Öteleme Yöntemi, birinci ve ikinci derece gradient yöntemleridir. [4]

Lamda Öteleme Yönteminde sistemin artan yakıt maliyetine bir değer verilir ve bu değere karşılık gelen P_i değerleri hesaplanır ve daha sonra güç dengesinin sağlanıp sağlanmadığı kontrol edilerek, denge sağlanıncaya kadar işleme devam edilir. Denge sağlandığı andaki, artan yakıt maliyetine karşılık gelen P_i değerlerinde santraller optimum olarak yüklenmektedirler.

Lamda Öteleme Yönteminde, her zaman üretim birimlerinin çıkış gücünün bulunması gerekir. Gradient yöntemiyle ekonomik dağıtım problemini çözmek için, kullanılan Lagrange fonksiyonu şöyledir:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda(P_R - \sum_{i=1}^N P_i) \quad (4.12)$$

Bunun gradient fonksiyonu ise şu şekilde yazılabilir:

$$\nabla \mathcal{L} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{N_s}} \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{d}{dP_1} F_1(P_1) - \lambda \\ \frac{d}{dP_{N_s}} F_N(P_N) - \lambda \\ P_R - \sum_{i=1}^N P_i \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Bu yöntemde artan yakıt maliyetine bir değer verilir ve her değere karşılık gelen her bir birimin çıkış gücü hesaplanır. $\nabla \mathcal{L}$ hesaplanır ve öteleme yöntemi ile çözüm bulunur. [4]

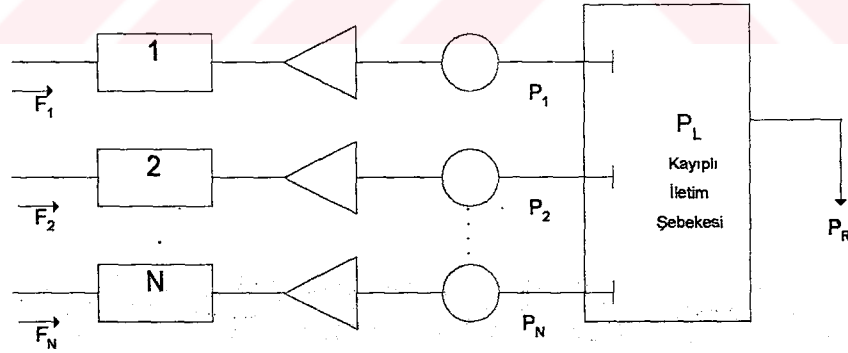
İkinci derece gradient yöntemi uygulanırken, öncelikle bütün gerilim kontrollü baralar için tahmini üretim değerleri seçilir ve üretim baralarından biri referans bara olarak alınır. Daha sonra, maliyet fonksiyonlarının birinci ve ikinci derece türevleri hesaplanır ve aşağıdaki matris formu oluşturulur.

$$\begin{bmatrix} F_1'' + F_x'' & F_x'' & \cdot & F_x'' \\ F_x'' & F_1'' + F_x'' & \cdot & F_x'' \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ F_x'' & \cdot & \cdot & F_N'' + F_x'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \cdot \\ \Delta P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_x' - F_1^l \\ F_x' - F_2^l \\ \cdot \\ F_x' - F_N^l \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

(4.14) denklemindeki değerler hesaplandıktan sonra, ΔP değerleri hesaplanır. Bulunan bu değerler, toplam üretilen güçten çıkarılarak, referans baranın fark (delta) değeri hesaplanır. Son olarak, hesaplanan fark değerleri, tahmini bulunan değerlere eklenerek, sistemde kayıp yokken ekonomik olarak yüklenmesi sağlanır. Maliyet fonksiyonları, ikinci derecen olduğu için, tek adımda sonuca ulaşılır.

4.2.2 Termik Santrallerin Şebeke Kaybı Düşünülerek Yüklenmesi

Sınır denklemlerinin içine iletim kayıpları girdiğinde ekonomik yüklenme problemi daha da karmaşık bir şekle dönüşecektir. Şekil 4.3 te iletim şebekesi vasıtasıyla bir yük barasına bağlanan termal üretim birimi sembolik olarak gösterilmektedir. İletim kaybının eklenmesiyle sınır denklemleri daha da geliştirilmiştir.



Şekil 4.3 P_R Yükünü Besleyen N Tane Termal Üretim Birimi

Maliyet fonksiyonu şöyledir:

$$\text{Min } F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_N$$

Sınır denklemleri ise şu şekilde ifade edilebilir:

$$P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i = \phi = 0$$

Lagrange fonksiyonunun her bir güç çıkışına göre türevi alındığında, iletim şebekelerindeki kayıplar göz önünde bulundurulmalıdır. Kayıplar, şebeke empedansından ve şebekeden akan akımdan kaynaklanmaktadır. Lagrange fonksiyonunun her bir güç çıkışına göre türevi alındığında, N tane eşitlik oluşur. Bu N tane eşitlik, sınır denklemleriyle birleştirilse şu şekilde koordinasyon denklemleri oluşmaktadır:

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \Phi \quad (4.15)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0 \quad (4.16)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} + \lambda \frac{dP_L}{dP_i} = \lambda$$

$$P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i = 0$$

Bu problemin çözümü için iki tane yöntem vardır. Birincisi şebeke içindeki kayıpların, üretim birimlerinin her birinin çıkış gücünün fonksiyonu olarak bir matematiksel ifadenin geliştirilmesidir. Diğeri ise, optimizasyon probleminin formülasyonuna, yük akış denklemlerinin temel sınırlar olarak dahil edilmesidir. Bu çözüm yöntemi optimal güç akışı olarak adlandırılmaktadır. [4]

Optimal güç akışı (OPF) ilk olarak Carpentier tarafından formüle edilmiştir. optimal yük akışının temeli, ekonomik dağıtım probleminin çözümüne dayanır. [17]

Optimal güç akışının amacı daha fazla kısıtlamalar kullanılarak, sistemin maliyetini minimuma indirebilmektir. [18] OPF, ayrıntılı olarak Bölüm 4.3 de anlatılmıştır.

Kayıplar düşünüldüğünde ekonomik yüklenme problemleri Lagrange çarpanları yöntemiyle şöyle ifade edilebilir:

Sınırlar;

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (4.17)$$

$$\phi = P_R + P_K(P_1, P_2, \dots, P_N) - \sum_{i=1}^N P_i \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_K}{\partial P_i} \right) = 0$$

Denklemden λ çekilirse şu denklem edilir:

$$\lambda = \left(\frac{1}{1 - \frac{dP_K}{dP_i}} \right) \frac{dF_1}{dP_i} \quad (4.19)$$

Burada;

$\frac{dP_K}{dP_i}$: i. bara için artımsal kayıp

$L_i = \frac{1}{1 - \frac{dP_K}{dP_i}}$: i. bara için ceza (penalty) faktörü

olarak ifade edilmektedir.[24]

İletim kayıpları hesabı dikkate alınmadığında, ekonomik yüklenme problemleri her bir birimin artımsal maliyetinin bulunması ile çözülür. Koordinasyon denklemi olarak adlandırılan denklem şöyle yazılabilir: [4]

$$\lambda = L_i \frac{df_i}{dP_{gi}} \quad (4.20)$$

B Kayıp Katsayıları Matrisi

B matrisi kayıp formülü, kayıp ve artımsal kayıp hesaplamaları için 1950'li yılların başında bulunmuştur. B matrisi kayıp formülü için oluşturulan denklem aşağıdaki gibidir.

$$P_K = P^T [B] P + P^T B_0 + B_{00};$$

$$P_K = \sum_i \sum_j P_i B_{ij} P_j + \sum_i B_{i0} P_i + B_{00} \quad (4.21)$$

Burada;

P: Bütün generatör baralarının MW olarak vektörü.

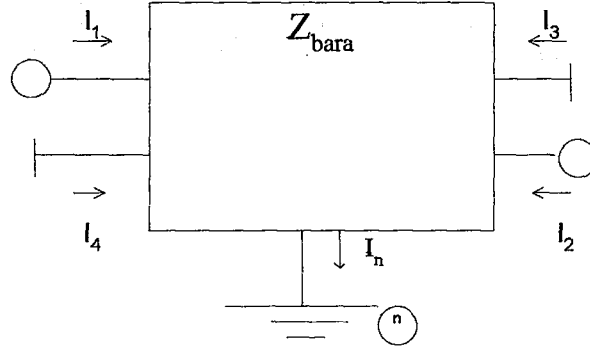
[B]= P ile aynı boyutta kare matris

B₀= P ile aynı uzunlukta olan vektör

$B_{00} = \text{Sabit}$

olur. [4]

Örneğin 4 baralı bir sistemin B kayıp matrisi hesaplanırken aşağıdaki işlemler uygulanır.



Şekil 4.4 4 Baralı Sistem Örneği

Şekil 4.4 'teki sistemde 1 ve 2. düğümler gerilim kontrollü baraları 3 ve 4. düğümler yük baralarını göstermektedir. Bu sistem için problemin çözüm aşamaları aşağıda verilmiştir. n referans düğümü olarak seçildiğinde düğüm eşitlikleri aşağıdaki şekildedir:

$$\begin{bmatrix} V_{1n} \\ V_{2n} \\ V_{3n} \\ V_{4n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$V_{1n} = Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + Z_{13}I_3 + Z_{14}I_4 \quad (4.23)$$

$$I_3 + I_4 = I_D \quad (4.24)$$

$$I_3 = d_3I_D \text{ ve } I_4 = d_4I_D \quad (4.25)$$

$$I_D = \frac{-Z_{11}}{d_3Z_{13} + d_4Z_{14}}I_1 + \frac{-Z_{12}}{d_3Z_{13} + d_4Z_{14}}I_2 + \frac{-Z_{11}}{d_3Z_{13} + d_4Z_{14}}I_n^0 \quad (4.26)$$

$$I_n^0 = -\frac{V_{1n}}{Z_{11}} \quad (4.27)$$

$$t_1 = \frac{Z_{11}}{d_3Z_{13} + d_4Z_{14}} \text{ ve } t_2 = \frac{Z_{12}}{d_3Z_{13} + d_4Z_{14}} \quad (4.28)$$

$$I_D = -t_1I_1 - t_2I_2 - t_1I_n^0 \quad (4.29)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & 1 & \cdot \\ -d_3 t_1 & -d_3 t_2 & -d_3 t_1 \\ -d_4 t_1 & -d_4 t_2 & -d_4 t_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

$$P_L = \begin{bmatrix} I_1 & I_2 & I_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{bus} C^* \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix}^* \quad (4.31)$$

$$P_{g1} + jQ_{g1} = (1 + js_1)P_{g1} \quad \text{ve} \quad P_{g2} + jQ_{g2} = (1 + js_2)P_{g2} \quad (4.32)$$

$$I_1 = \frac{1 - js_1}{V_1^*} P_{g1} = \alpha_1 P_{g1} \quad I_2 = \frac{1 - js_2}{V_2^*} P_{g2} = \alpha_2 P_{g2} \quad (4.33)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{bus} \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \end{bmatrix}^* \quad (4.35)$$

$$T_\alpha = \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix} C^T R_{bus} \begin{bmatrix} \alpha_1 & \cdot & \cdot \\ \cdot & \alpha_2 & \cdot \\ \cdot & \cdot & I_n^0 \end{bmatrix}^* \quad (4.36)$$

$$\frac{T_\alpha + T_\alpha^*}{2} = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

$$P_L = \begin{bmatrix} P_{g1} & P_{g2} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & B_{10}/2 \\ B_{21} & B_{22} & B_{20}/2 \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

$$P_L = \sum_{i=1}^K \sum_{j=1}^K P_{gi} B_{ij} P_{gj} + \sum B_{i0} P_{gi} + B_{00} \quad (4.39)$$

Bu katsayıların ekonomik yüklenme probleminde kullanımı aşağıdaki gibidir:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - 2 \sum_j B_{ij} P_j - B_{i0} \right) = 0 \quad (4.40)$$

B kayıp katsayılarının matris formunda gösterimi şöyledir:

$$\begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdot & B_{1N_g} & B_{10}/2 \\ B_{21} & \cdot & \cdot & \cdot & B_{20}/2 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ B_{N_g1} & \cdot & \cdot & B_{N_gN_g} & \cdot \\ B_{10}/2 & B_{20}/2 & \cdot & \cdot & B_{00} \end{bmatrix}$$

Bu gösterimde sistemde N_g tane üretim barası vardır. [3]

Hatlarda meydana gelen kayıplar I^2R kullanılarak da hesaplanabilir. Fakat B kayıp katsayıları verilen generatör güçleri için, iletim kayıplarını hızlıca ele almaya imkan tanıyarak, optimizasyon için minimum kayıp miktarını hesaplamaya yardım eder. [19]

İletim kayıpları düşünüldüğünde doğrusal olmayan eşitliklerin, tekrarlama yöntemi ile santrallerin ekonomik olarak yüklenmesi sağlanmaktadır.

$$\frac{df_i}{dP_i} - \lambda + \lambda \frac{dP_L}{dP_i} = 0 \quad (4.41)$$

Problem çözülürken, her bir birime ait maliyet eğrisi ikinci dereceden düşünülür. Örneğin iki santralden oluşan bir sistemde birinci birime ait artan yakıt maliyeti şöyledir:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_1} = 2B_{11}P_1 + 2B_{12}P_2 + B_{10} \quad (4.42)$$

(4.24) eşitliği df_1/dP_1 eşitliğinde yerine konulursa, $\partial P_L / \partial P_1$ eşitliği aşağıdaki şekle dönüşmektedir:

$$(a_1P_{g1} + b_1) - \lambda + \lambda(2B_{11}P_1 + 2B_{12}P_2 + B_{10}) = 0 \quad (4.43)$$

(4.25) eşitliğinde P_1 'ler aynı tarafa toplanır ve eşitlik λ 'ya bölünürse şöyle bir ifade elde edilir:

$$\left(\frac{a_1}{\lambda} + 2B_{11} \right) P_1 + 2B_{12}P_2 = (1 - B_{10}) - \frac{b_1}{\lambda} \quad (4.44)$$

Aynı işlem ikinci birim için uygulanırsa ifade şöyle olur:

$$2B_{21}P_1 + \left(\frac{a_2}{\lambda} + 2B_{22} \right) P_2 = (1 - B_{20}) - \frac{b_2}{\lambda} \quad (4.45)$$

(4.26) ve (4.27) eşitliği tekrar düzenlenir ve matris formunda ifade edilebilir:

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{a_1}{\lambda} + 2B_{11}\right) & 2B_{12} \\ 2B_{21} & \left(\frac{a_2}{\lambda} + 2B_{22}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1-B_{10}) - \frac{b_1}{\lambda} \\ (1-B_{20}) - \frac{b_2}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (4.46)$$

Eğer sistemde K tane üretim birimi varsa, herhangi bir i. üretim barası için şu eşitlik yazılabilir:

$$\left(\frac{a_i}{\lambda} + 2B_{ii}\right)P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K 2B_{ij}P_j = (1-B_{i0}) - \frac{b_i}{\lambda} \quad (4.47)$$

Bu tür problemlerde hesaplamalar aşağıdaki yöntemlere uygun bir şekilde yapılır:

1. Sistemin yük seviyesi belirlenir.
2. λ için başlangıç değerleri seçilir.
3. λ değerleri yardımıyla P_i değerleri hesaplanır.
4. P_i değerlerinden faydalanılarak da iletim kayıpları hesaplanır.
5. Güç denge eşitliğinin sağlanıp sağlanmadığı kontrol edilir. Güç dengesi belirlenen toleranslarda sağlanmıyorsa λ değerleri tekrar hesaplanır.

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \Delta\lambda^k$$

$$\Delta\lambda^k = \frac{\lambda^k - \lambda^{k-1}}{\sum_{i=1}^K P_i^k - \sum_{i=1}^K P_i^{k-1}} \left[P_D + P_L^k - \sum_{i=1}^K P_i^{k-1} \right] \quad (4.48)$$

6. Yaklaşık değer hesaplanıncaya kadar 3. basamaktan itibaren hesaplamalar tekrarlanır.[3]

4.3 Optimal Güç Akışı Yöntemi

Optimal güç akışı yöntemi ilk olarak Carpentier tarafından bulunmuştur. Bu yöntem, doğrusal olmayan çok büyük bir matematik programlama problemidir ve algoritmalar geliştirilerek bu problemin çözümü gerçekleştirilir. Bunun için, çok değişik matematiksel yöntemler kullanılır. Literatürde kullanılan en önemli beş yöntem aşağıda verilmiştir:

- Lambda Öteleme Yöntemi-Eşit artan yakıt kriteri olarak da adlandırılır.(EICC). [4] Kayıplar [B] matrisi ile gösterilir. Ekonomik dağıtım yöntemini temel alır.

- Gradient Yöntemi - Bağımlı kısıtlamalar için, penalti fonksiyonlarını belirler. [25] Bu yöntem çok yavaş yakınsar ve eşitsizlikleri çözmek zordur. [4]
- Newton Yöntemi - Çok hızlı yakınsayan bir yöntemdir. [22]
- Doğrusal Programlama Yöntemi - Doğrusal olmayan yakıt maliyeti eğrisinin doğru denklemleri haline getirilmesi ile çözüme ulaşılır.[26]
- İç Nokta Yöntemi - Bu yöntemde eşitsizlik kısıtlamaları kolayca hesaplanabilir. [27]

Optimal güç akışının(OPF) amacı, yükün talep ettiği gücün, minimum maliyetle karşılanmasını sağlamaktır.

Bir OPF problemi, aşağıdaki gibi formüle edilebilir:

Min $f(x)$

$$h(x)=0$$

$$g(x) \leq 0$$

$z=[x \ u]$ olarak ifade edilir. x , durum değişkenlerini, u da kontrol değişkenlerini göstermektedir. [28,29]

OPF'de amaç fonksiyonu;

$$MinF = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (4.49)$$

$$P_k = P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad (4.50)$$

$$Q_k = Q_{gi} - Q_{di} - \sum_{j=1} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (4.51)$$

Bütün birimler için aktif güç üretim sınırlaması;

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \quad (4.52)$$

Bütün baralar için bara gerilim kısıtlaması;

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad (4.53)$$

Burada G_{ij} ve B_{ij} bara admitans matrisinin sırasıyla gerçek ve sanal kısımlarını göstermektedir. [17]

Öncelikle eşitlik kısıtlamaları ele alınarak, optimal güç akışı problemleri çözülmüş daha sonra eşitsizlik kısıtlamaları da hesaba katılarak problemin çözümü gerçekleştirilmiştir. [25]

Bu tez çalışmasında çok hızlı yakınsadığından dolayı, **Newton tabanlı optimal güç akışı** yöntemi kullanılmıştır. Newton Yöntemi, çözüme hızlı yakınsadığından dolayı oldukça iyi bir algoritmadır. Bu yöntemde sisteme ilk olarak verilen değerler oldukça önemlidir. Çünkü bu değerler, sonuca daha hızlı yakınsamayı sağlarlar. Genel olarak, problem aşağıdaki şekilde ifade edilebilir:

Min $f(x)$		(Amaç Fonksiyonu)
Amaç,	$h(x)=0, i=1,2,\dots,m$	(Eşitlik Kısıtlamaları)
	$g(x)\leq 0, i=1,2,\dots,n$	(Eşitsizlik Kısıtlamaları)

Burada m tane eşitlik, n tane eşitsizlik kısıtlaması vardır. Değişkenlerin sayısı x vektörünün boyutuna eşittir.

Problemin çözümü için Lagrange Fonksiyonunun oluşturulması gerekmektedir.

$$L(z) = f(x) + \mu^T h(x) + \lambda^T g(x)$$

bu ifadede $z=[x \ \mu \ \lambda]^T$, μ ve λ Lagrange çarpanlarını göstermektedir. $h(x)$ eşitlik kısıtlamalarını, $g(x)$ eşitsizlik kısıtlamalarını göstermektedir.

Lagrange ifadesinin birinci türevleri, gradient vektörünü, ikinci türevleri ise Hessian matrisini göstermektedir.

$$\text{Gradient} = \nabla L(z) = \left[\frac{\partial L(z)}{\partial z_i} \right] \quad (4.54)$$

$$\text{Hessian} = \nabla^2 L(z) = \left[\frac{\partial^2 L(z)}{\partial z_i \partial z_j} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L(z)}{\partial x_i \partial x_j} & \frac{\partial^2 L(z)}{\partial x_i \partial \mu_j} & \frac{\partial^2 L(z)}{\partial x_i \partial \lambda_j} \\ \frac{\partial^2 L(z)}{\partial \mu_i \partial x_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 L(z)}{\partial \lambda_i \partial x_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

Hessian matrisi (5.37) ifadesinden de görüldüğü gibi elemanlarının çoğu sıfırlardan oluşan (sparse) bir matristir.

Genel olarak, Newton yönteminde Hessian aşağıdaki şekilde ifade edilir:

$$[H] = \begin{bmatrix} W & J^T \\ J & 0 \end{bmatrix} \quad (4.56)$$

Hessian matrisi simetrik bir matristir. [30]

Optimizasyon teorisine göre, Kuhn-Tucker'ın optimallik şartları aşağıdaki koşullar altında gerçekleşir.

$$\nabla_x L(z^*) = \nabla_x L([x^* \mu^* \lambda^*]) = 0;$$

$$\nabla_\lambda L(z^*) = \nabla_\lambda L([x^* \mu^* \lambda^*]) = 0;$$

$$\nabla_\mu L(z^*) = \nabla_\mu L([x^* \mu^* \lambda^*]) = 0;$$

$$\lambda_i^* \geq 0 \text{ (Eşitsizlik kısıtlamaları varsa)}$$

$$\lambda_i^* = 0 \text{ (Eşitsizlik kısıtlamaları yoksa),}$$

$z^* = [x^* \mu^* \lambda^*]$ optimal çözümün sağlandığı noktadır.

Böylece, $\nabla_z L(z^*)$ eşitliğinin çözümü optimal çözümü verir.

Bir üretim biriminin ikinci dereceden maliyet fonksiyonu aşağıdaki şekilde ifade edilir:

$$C_{P_{gi}} = a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2 \quad (4.57)$$

Sistemin toplam maliyet fonksiyonu şöyle yazılabilir:

$$f(x) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \quad (4.58)$$

$f(x)$ fonksiyonu sistemin toplam maliyetini minimum yapmak için kullanılır.

Eşitlik kısıtlamaları; baralara giren güçle çıkan gücün dengede olduğunu gösterir kısıtlamalardır. ($P_k=0$, $Q_k=0$) [30]

Eşitsizlik kısıtlamalarından bazıları, üretim birimlerinin minimum-maksimum güç kısıtları, bara gerilimi gibi kısıtlardır. [31]

OPF, genel olarak aşağıdaki şekilde ifade edilebilir.

$$\text{Min. } f(x) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2)$$

$$h(x) = 0 \quad P_k = 0, \quad Q_k = 0$$

$$g(x) \leq 0, P_{gi} - P_{gimaks} \leq 0, P_{gimin} - P_{gi} \leq 0, V_i - V_{imaks} \leq 0, V_{imin} - V_i \leq 0$$

Lagrange fonksiyonu yazılırken, terimler aşağıdaki şekilde ifade edilir:

Eşitlik kısıtlamaları;

$$\mu_K(P_k) = 0, \mu_{QK}(Q_k) = 0$$

Eşitsizlik kısıtlamaları;

$$\lambda_{PGih}(P_{gi} - P_{gimaks}), \lambda_{PGil}(P_{gimin} - P_{gi}), \lambda_{Vkh}(V_k - V_{hmaks}), \lambda_{Vkh}(V_{kmin} - V_h)$$

OPF, probleminde değişkenlerin sınıflandırılması aşağıdaki gibidir:

Kontrol değişkenleri, P_{Gk} durum değişkenleri, V_k, δ_k , kısıtlamalar ise, $\mu_{Pk}, \mu_{Qk}, \lambda_{Pgi}, \lambda_{Pgil}, \lambda_{Vih}, \lambda_{Vil}$ 'dir.

Burada verilen eşitsizlik kısıtlamalarına, reaktif güç üretim kısıtları, hatlardan iletilebilecek maksimum güç kısıtları ve başka kısıtlarda ilave edilerek aynı yöntemle çözüme ulaşılabilir.

Newton yöntemi kullanılarak, optimal güç akışı problemlerinin çözümünde $[H]\nabla z = \nabla L(z)$ eşitliği kullanılır. Bu eşitlik çözüme hızlı olarak yakınsanmasını sağlar.

5. UYGULAMA

Bu bölümde, MATLAB® GUI kullanılarak geliştirilen “Güç Akışı, Optimal Güç akışı ve Ekonomik Dağıtım Simülasyon Programı” ile Türkiye’deki 380 kV’luk iletim hatlarından oluşan sistem gerçekleştirilmiş ve elde edilen sonuçlar yorumlanmıştır.

Bu çalışmanın kısımları genel hatlarıyla aşağıdaki gibidir.

İlk kısımda, TEİAŞ Yük Tevzi Başkanlığı’ndan alınan 2002 yılına ait saatlik yüklerden faydalanılarak oluşturulan günlük, aylık, mevsimlik yük eğrileri kullanılarak, yıllık yük eğrisi çizilmiştir. MATLAB® programlama dili kullanılarak yazılan program yardımıyla bu eğri merdiven yük eğrisine dönüştürülmüş, minimum-maksimum saatlik puant değerleri belirlenmiştir.

İkinci kısımda, Türkiye’deki 380 kV’luk enerji iletim hatlarına sahip olan ve 65 tane baradan meydana gelen enterkonnekte güç sistemi ele alınmıştır. Hatların uzunlukları, kesitleri ve direk tiplerinden faydalanılarak hatların tamamına ait reaktans, kapasitans ve endüktans değerleri hesaplanmıştır. Bulunan bu değerler ve MATLAB®’da yazılan program yardımıyla sisteme ait bara admitans ve empedans matrisleri bulunmuştur.

Üçüncü kısımda, bara admitans matrisi kullanılarak Newton Raphson yöntemini ile güç akışı yapan program yazılmıştır. Minimum- maksimum saatlik yükler ve güç faktörünün farklı değerleri için bulunan sonuçlar karşılaştırılmıştır. Yapılan güç akışı sonucunda, baralardaki güçlerin dengede olduğu da çeşitli örneklerle gösterilmiş ve aynı zamanda bazı baralarda iletilebilecek maksimum güç değerleri hesaplanmıştır. Sistemdeki toplam üretim, toplam yük ve kayıp miktarları bulunmuştur. Sistemin kayıp miktarı, MATLAB®’da yazılan program sonucunda hesaplanan B kayıp katsayıları ile doğrulanmış ve bulunan bu değer TEİAŞ’ dan alınan verilerle karşılaştırılmıştır.

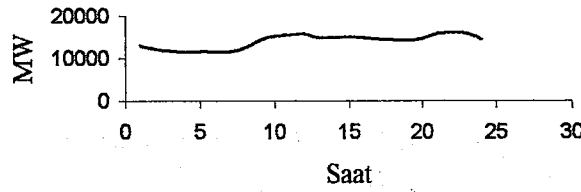
Dördüncü kısımda, Ege Bölgesi ve Marmara Bölgesindeki EÜAŞ’a bağlı termik santraller ele alınarak, 22 tane baradan meydana gelen yeni bir sistem modeli oluşturulmuştur. Bu sistemin bara admitans matrisi hesaplanarak güç akışı analizi yapılmış ve sistemde bulunan termik santraller, sistemde kayıp olduğu ve olmadığı durumlar için ayrı ayrı ekonomik olarak yüklenmiştir. Kayıpların olmadığı durumda, ikinci dereceden gradient yöntemi kullanılmış iki farklı yük

değeri için, minimum-maksimum üretim kapasiteleri de göz önüne alınarak, MATLAB®'da yazılan program yardımıyla bu santrallerin optimum olarak yüklenmesi sağlanmıştır. Sistemde kayıpların olduğu durumda ise, bu sisteme ait B kayıp katsayıları hesaplanarak, kayıplı ekonomik dağıtım yöntemi, yazılan MATLAB® programında gerçekleştirilerek bu santrallerin optimum olarak yüklenmesi sağlanmış ve saat başına üretim maliyetleri hesaplanmıştır. Daha sonra, optimal güç akışı analizi yapılarak, bazı kısıtlamalar dahilinde üretim birimlerinin bu analiz sonucunda optimal yüklenmesi, bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları, reaktif güç değerlerinin hesaplanması sağlanarak, ekonomik dağıtımla sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Son kısımda, MATLAB®'da tasarımı yapılan grafiksel kullanıcı arayüzü (GUI) programında, farklı güç faktörü değerleri minimum-maksimum yük durumları için güç akışı analizi, kayıp matrisi hesaplanması, sistemde kayıpların olduğu ve olmadığı durumda santrallerin ekonomik yüklenmesi, optimal güç akışı için yazılan programlar birleştirilerek, sonuçlar görsel bir hale getirilmiştir.

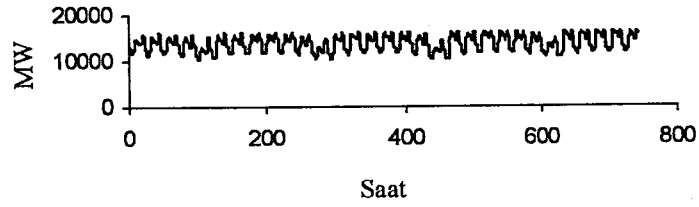
5.1 Türkiye'deki 2002 Yılına Ait Yük Eğrileri

Türkiye'de 2002 yılına saatlik ait yük değerleri kullanılarak günlük yük eğrileri oluşturulmuştur. Şekil 5.1 de 15 Mayıs 2002 tarihindeki günlük yük eğrisi gösterilmiştir.



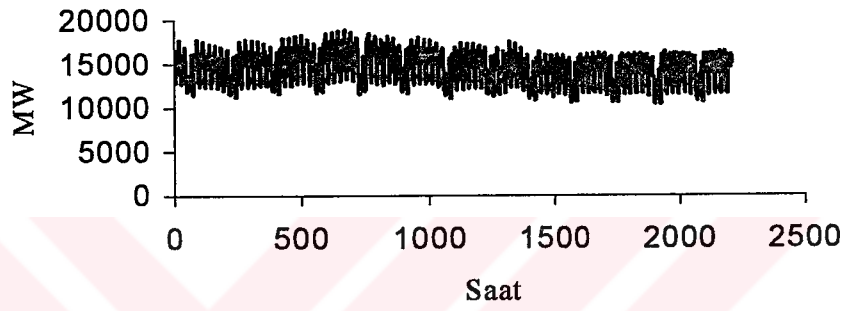
Şekil 5.1 Günlük Yük Eğrisi (15.05.2002)

Günlük yük eğrileri kullanılarak aylık yük eğrileri oluşturulmuştur. Şekil 5.2'de Mayıs ayına ait aylık yük eğrisi gösterilmiştir.



Şekil 5.2 Aylık Yük Eğrisi (Mayıs)

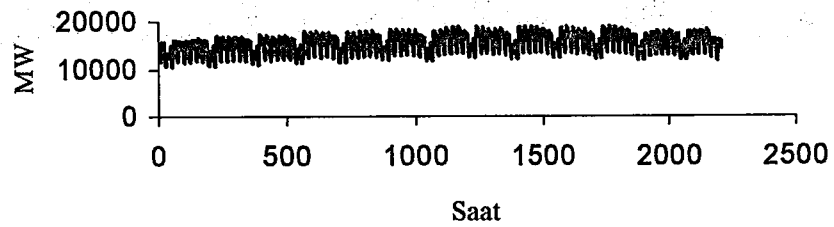
Aylık yük eğrileri kullanılarak mevsimlik yük eğrileri oluşturulmuştur.



Şekil 5.3-Şekil 5.6 da oluşturulan mevsimlik yük eğrileri gösterilmiştir.

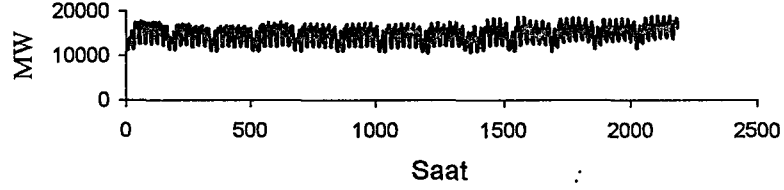
Şekil 5.3 İlkbahar Mevsiminde Yük Eğrisi

İlkbahar mevsimine ait yük verilerinden ani puant 28 Mart 2002 günü saat 18.00 de 19093.1 MW, maksimum saatlik puant 28 Mart 2002 günü saat 20.00 18851 MWh ve minimum saatlik puant da 20 Mayıs 2002 günü saat 06.00 da 10312 MWh olduğu görülmüştür.



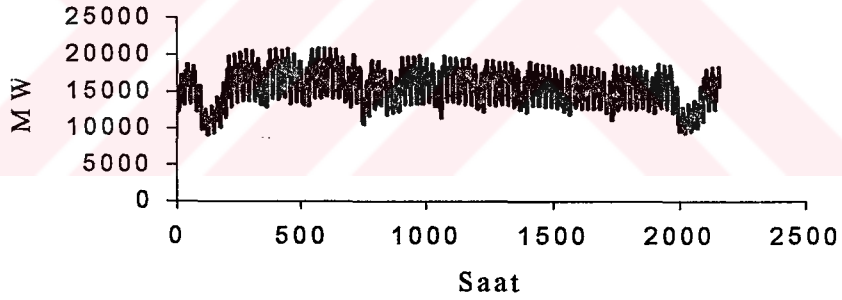
Şekil 5.4 Yaz Mevsiminde Yük Eğrisi

Yaz mevsimine ait yük verilerinden ani puant 6 Ağustos 2002 günü saat 11.30 da 19022.7 MW, maksimum saatlik puant 6 Ağustos 2002 günü saat 11.00 de 18788 MWh ve minimum saatlik puant da 31 Ağustos 2002 günü saat 07.00 de 11692MWh olduğu görülmüştür.



Şekil 5.5 Sonbahar mevsiminde yük eğrisi

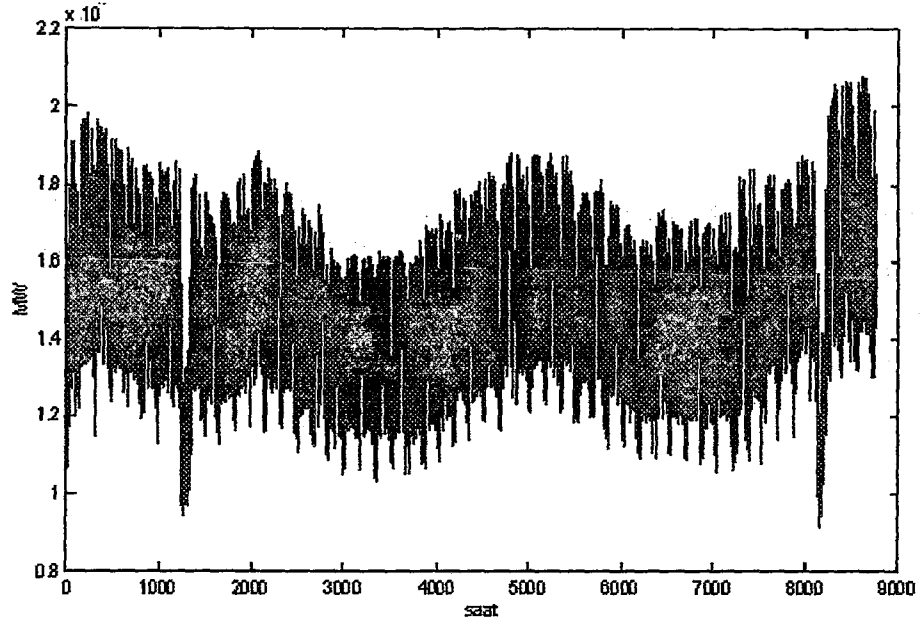
Sonbahar mevsimine ait yük verilerinden ani puant 28 Kasım 2002 günü saat 17.50 da 18963.8 MW, maksimum saatlik puant 27 Kasım 2002 günü saat 19.00 de 18728 MWh ve minimum saatlik puant da 21 Ekim 2002 günü saat 04.00 de 10564MWh olduğu görülmüştür.



Şekil 5.6 Kış Mevsiminde Yük Eğrisi

Kış mevsimine ait yük verilerinden ani puant 24 Aralık 2002 günü saat 17.30 da 21005.6 MW maksimum saatlik puantın da 24 Aralık günü saat 18.00 de 20782 MWh ve minimum saatlik puant da 6 Aralık 2002 günü saat 05.00 de 9127Wh olduğu görülmüştür.

Türkiye’de 2002 yılına ait saatlik yük değerleri kullanılarak oluşturulan, yıllık yük eğrisi Şekil 5.7 de gösterilmiştir. (1 yıl = 8760 saat olarak alınmaktadır.)

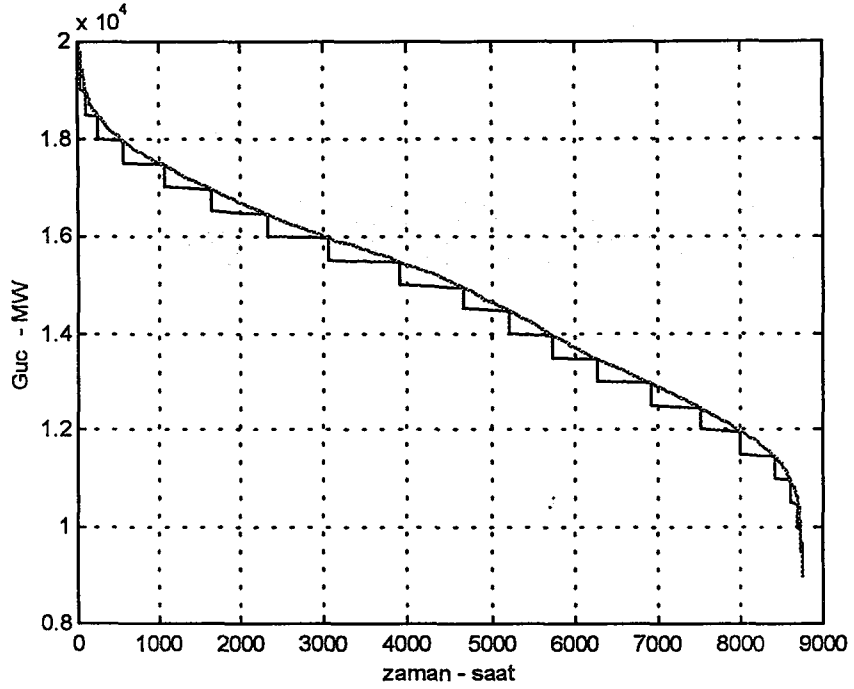


Şekil 5.7 Türkiye'de 2002 Yılı Yük Eğrisi

Düzenlenmiş Yıllık Merdiven Yük Eğrisi

Merdiven yük eğrisi yardımıyla yük, gruplara ayrılmaktadır. Bunlar; temel yük, orta yük ve puant yük gruplarıdır. Temel yük grubu, en ekonomik olan ve en çok devrede kalan gruptur. Orta yük grubu, günlük yük eğrisinin durumuna göre ayarlanan santrallerin bulunduğu gruptur. Puant grubu ise, devreye girip çıkması kolay olan ve çok az devrede kalan santrallerin bulunduğu gruptur. [6]

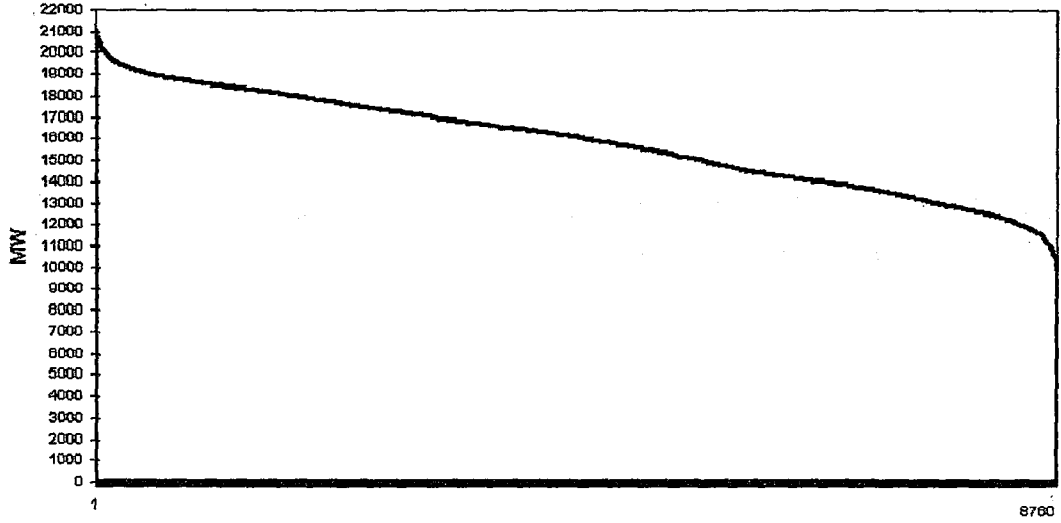
Düzenlenmiş merdiven yük eğrisi, bir yıllık günlük yük eğrilerinin birleştirilmesiyle oluşturulan yıllık yük eğrisinin, eşit zaman aralıklarına bölünmesiyle oluşturulmaktadır. Şekil 5.8 de gösterilen merdiven yük eğrisi, 2002 yılına ait yıllık yük eğrisi yardımıyla MATLAB®'da yazılan program kullanılarak oluşturulmuştur.



Şekil 5.8 2002 Yılında Düzenlenmiş Yıllık Merdiven Yük Eğrisi

Türkiye’de 2002 yılında üretilen enerji miktarı, yıllık yük eğrisinin altında kalan alan hesaplanarak bulunmaktadır. Bu durumda MATLAB®’da yazılan program kullanılarak eğrinin altında kalan alan, 131309375.5 MWh olarak hesaplanmıştır. Bir yılın 8760 saat olduğu göz önüne alınırsa, 2002 yılında ortalama gücün 14989.65474 MW olduğu görülmüştür.

Şekil 5.9 daki eğri 2003 yılına ait merdiven yük eğrisidir. [9] 2003 yılında 2002 yılına göre, maksimum saatlik puant 1.0435 kat, minimum saatlik puant 1.0157 kat artmıştır.



Şekil 5.9 2003 Yılında Merdiven Yük Eğrisi [7]

Ele alınan sistemde, güç akışı analizi 2003 yılının Temmuz ayına ait maksimum yükler kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Türkiye'deki tüm sistem (34.5 kV, 66 kV, 154 kV ve 380 kV'luk hatlar) için, 2003 yılı Temmuz ayında maksimum yük miktarının 20200.4 MW olduğu görülmektedir. Sadece 380 kV'luk hatlardaki maksimum yük miktarı 12846.38266 MW'dır. Ele alınan sistemin, tüm sistemdeki yüklere olan oranı yaklaşık olarak %68.37'dir.

380 kV'luk sistemde 2003 yılının mayıs ayına ait minimum yük miktarı 5821.8 MW'dır. Tüm sistemde minimum yük miktarı 9297 MW'dır. Ele alınan sistemin, tüm sistemdeki minimum yüklere olan oranı ise yaklaşık olarak %62.6'dır.

Türkiye'de termik, hidrolik, otoprodüktör, mobil ve özel santrallerin toplam kurulu gücü 2003 yılı verilerine göre 35587 MW'dır. 2003 yılı saatlik yük verilerinden faydalanarak, maksimum saatlik puant 19 Aralık günü saat 17.10'da 21728.9 MWh, minimum saatlik puant da 19 Kasım günü saat 05.00'de 9270 MWh olduğu görülmektedir. Bu değerler, Türkiye'de puant gücünden daha fazla kurulu gücün olduğunu göstermektedir. Fakat önemli olan santrallerin üretim maliyetleri düşünülerek sistemin ekonomik olarak yüklenmesini sağlamak ve böylece enerjiyi mümkün olduğunca uygun fiyata elde etmektir.

5.2 65 Baralı Sistemin Güç Akışı Analizi

5.2.1 Sistemin Bara Admitans Matrisi Bulunması

Sistemleri analiz ederken, admitans matrisini çıkarmak çözüme ulaşmamızda kolaylık sağlar. Bara admitans matrisi, özellikle güç akışı analizinde kullanılır. Admitans matrisi iki yöntemle gösterebilir. Bunlardan ilki, ilkel model ikincisi düğüm admitans matris modelidir. İkel model, devre elemanlarının elektriksel karakteristiklerini gösteren modeldir. Düğüm admitans matris modeli ise; düğüm analizine dayalı bir yöntemdir. N baralı bir sistemin bara admitans matrisinin gösterilişi aşağıdaki gibidir. [20] :

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2N} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix}_{N \times N}$$

Bara admitans matrisinin hesaplanabilmesi için; öncelikle R ve X değerleri kullanılarak, G (kondaktivite) ve B (suseptans) değerleri hesaplanmalıdır. ($Y=G+j*B$) Burada G ve B değeri ;

$$G = \text{Re} \left\{ \frac{1}{R + jX} \right\} \text{ ve } B = \text{Im} \left\{ \frac{1}{R + jX} \right\} \quad (5.1)$$

olarak ifade edilir. [10]

5.2.2 Hatların Reaktans, Endüktans ve Kapasitans Değerleri

Türkiye'deki enterkonnekte sistemde, yalnızca 380kV'luk hatlardan oluşan 65 tane bara kullanılarak bir sistem modeli oluşturulmuştur. Bu 65 baranın, 35 tanesi yük barası ve 30 tanesi üretim barasıdır. Bu sistemde 5 tane otoprodüktör santral, 6 tane mobil ve özel santral, 12 tane termik, 7 tane hidrolik santral bulunmaktadır. Şekil 5.10'da oluşturulan sistemin şekli gösterilmiştir.

Çizelge 5.1’de, her bir bara için 1 ile 65 arası kodlar tanımlanmış ve ilerleyen çalışmalarda bu kodlar kullanılmıştır.

Çizelge 5.1 380 kV’luk Hatlara Ait Bara Kodları ve İsimleri

Bara Kodu	Bara İsmi	Bara Kodu	Bara İsmi	Bara Kodu	Bara İsmi
1	Hamitabat	23	Ereğli 2	45	İzmir DGKÇ
2	Habibler	24	Çarşamba	46	Işıklar
3	İkitelli	25	TireBolu	47	Yatağan
4	Alibeyköy	26	Kayabaşı	48	Y.Köy
5	Paşaköy	27	Deçeko	49	Kemerköy
6	Ümraniye	28	Erzurum	50	O.Pınar
7	T.Ören	29	Horasan	51	G.antep2
8	Karabiga	30	Özlüce	52	S.Ömer
9	Balıkesir 2	31	D.Bakır	53	Gökçekaya
10	Aliğa 2	32	Batman	54	AdaTM
11	Uzundere	33	Ş.Urfa	55	Gebze(ada1)
12	Varsak	34	Keban_2	56	Ada_2
13	Adana	35	Denizli	57	Osmanca
14	Erzin	36	S.Şehir	58	Birecik
15	Andırın	37	Çayırhan	59	Atatürk
16	Konya	38	Altınkaya	60	Karakaya
17	Gölbaşı	39	Unimar	61	ElbB
18	Temelli	40	Ambarlı	62	ElbA
19	Y.Hisar	41	B.D.Gaz	63	H.Uğurlu
20	Kapasitör	42	B.San	64	Kangal
21	Ankara	43	T.Şalt	65	Keban1
22	Kurşunlu	44	Soma_B		

Hatları R (reaktans), X (endüktans) ve B/2 (kapasitans) değerlerinin hesaplanabilmesi için gerekli olan, hat uzunlukları, direk tipleri, iletken adedi ve iletken tipleri Çizelge 5.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 5.2 380 kV’luk Hatların Uzunlukları, Kesitleri ve Direk Tipleri

Baradan Baraya	Hat Uzunluğu (km)	Direk Tipi	İletken adedi (Demet)	İletken Tipi
1-4	153	3ABC	3	Cardinal
1-39	90	A	2	Cardinal
3-39	87	A	2	Cardinal
2-39	85	S1S2	3	Cardinal
2-5	48	PH	3	Pheasant
2-3	26	S1S2	3	Cardinal
2-56	159	3A1	3	Cardinal
3-54	22	S1S2	3	Cardinal
3-40	22	2ABC	2	Cardinal
4-6	38.69	S1S2	3	Cardinal

Çizelge 5.2(Devam) 380 kV'luk Hatların Uzunlukları, Kesitleri ve Direk Tipleri

4-5	45.57	3A12	3	Cardinal
5-7	20.666	3A1	3	Cardinal
5-55	105.75	PH	3	Pheasant
6-7	31.957	4A1	2	Rail
7-41	171.5	A	2	Cardinal
7-18	306.3	PH	3	Pheasant
7-54	87.2	4A1	2	Rail
8-41	174	S1S2	3	Cardinal
41-42	16.162	ABC	2	Cardinal
42-43	87.8	4A1	2	Cardinal
9-42	109.345	A	2	Cardinal
43-52	42	4A1	2	Cardinal
9-44	65	A	2	Cardinal
10-44	82.27	ABC	2	Cardinal
10-45	1.6	PH	3	Pheasant
10-11	69.115	3ABC	3	Cardinal
10-46	47.6	A	2	Cardinal
46-47	146	A	2	Cardinal
46-52	284.3	A	2	Cardinal
11-48	161.5	3A1	3	Cardinal
35-47	119.6	3ABC	3	Cardinal
47-48	41.8	2ABC	2	Cardinal
47-49	47.5	2ABC	2	Cardinal
22-26	215.6	3ABC	3	Cardinal
26-38	100.6	2ABC	2	Cardinal
24-38	95	3A1	3	Cardinal
24-63	18.58	A	2	Cardinal
24-25	195	PH	3	Pheasant
24-26	125.88	A	2	Cardinal
26-27	168	3A1	3	Cardinal
27-64	62	3A1	3	Cardinal
27-34	139	3ABC	3	Cardinal
28-29	100	3ABC	3	Cardinal
28-30	202	S1S2	3	Cardinal
30-34	151.8	3A1	3	Cardinal
34-65	7	4A1	2	Rail
31-32	85	3A1	3	Cardinal
48-49	12.832	2ABC	2	Cardinal
36-50	85	A1	2	Cardinal
13-36	356.8	4A1	2	Rail
16-36	98.3	2ABC	2	Cardinal
36-52	296.4	4A1	2	Rail
13-14	68.13	4A1	2	Rail
16-19	225	3A1	3	Cardinal
14-15	71	A	2	Cardinal
14-51	119	3A1	3	Cardinal
51-58	60	S1S2	3	Cardinal
51-59	102.4	3A1	3	Cardinal
15-62	107	A	2	Cardinal
52-53	113.7	4A1	2	Rail
17-53	167.4	4A1	2	Rail
53-54	100	4A1	2	Rail
37-54	135.7	4A1	2	Rail

Çizelge 5.2(Devam) 380 kV'luk Hatların Uzunlukları, Kesitleri ve Direk Tipleri

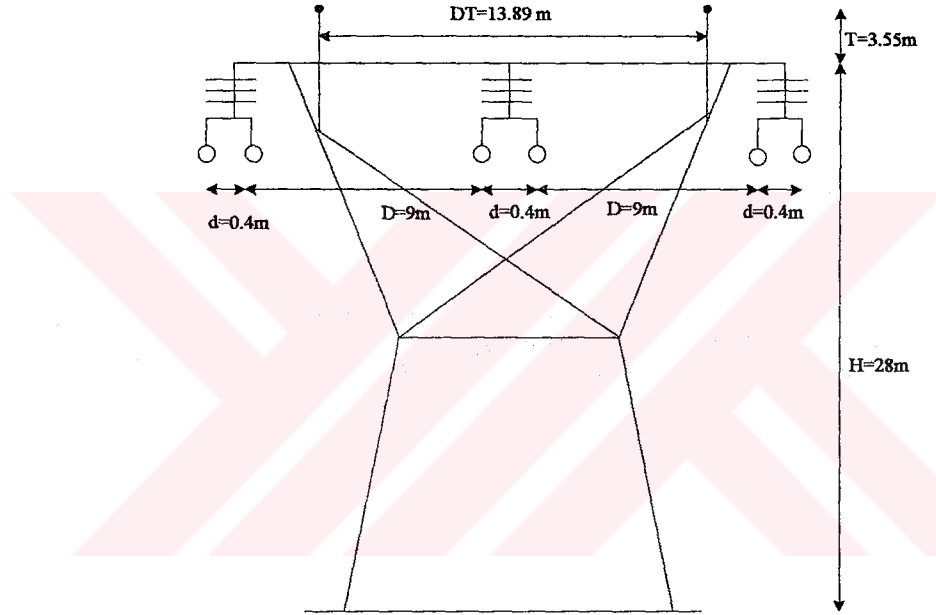
54-55	19.5	ABC	2	Cardinal
41-54	140.2	ABC	2	Cardinal
54-57	67.7	4A1	2	Cardinal
18-55	239	PH	3	Pheasant
56-57	74	3A1	3	Cardinal
55-56	19.5	ABC	2	Cardinal
23-57	48.8	4A1	2	Cardinal
22-57	206	3ABC	3	Cardinal
21-57	174	3ABC	3	Cardinal
21-37	78	4A1	2	Rail
17-20	271	4A1	2	Rail
17-21	33	4A1	2	Rail
18-21	25	PH	3	Pheasant
18-19	296	PH	3	Pheasant
19-59	319	PH	3	Pheasant
58-59	63	A	2	Cardinal
59-61	177	3ABC	3	Cardinal
33-59	64	3ABC	3	Cardinal
59-60	154.56	3A1	3	Cardinal
34-60	90	A	2	Cardinal
31-60	95.8	3A1	3	Cardinal
21-61	469	3ABC	3	Cardinal
34-62	170	A	2	Cardinal
21-62	468	3ABC	3	Cardinal
21-62	11.46	3ABC	3	Cardinal
20-34	278	4A1	2	Rail
21-26	291.8	3ABC	3	Cardinal

Türkiye’de 380 kV’luk iletim hatlarında kullanılan iletken tipleri Rail, Cardinal ve Pheasant’dır. Çizelge 5.2’de gösterildiği gibi, hatların bir kısmı ikili bir kısmı da üçlü demet iletkenlerden meydana gelmiştir. Bu hatların uzunlukları 7 km ile 468 km arasında değişmektedir. Uzun hatlarda seri kapasitörler kullanılmaktadır. Sistemimizde Temelli-Yeşilhisar arasındaki hattın 172. kilometresinde 45 Ω 1600A, Sincan Elbistan arasındaki hattın 266. kilometresinde 33 Ω 1600A, Adapazarı-Temelli arasındaki hattın 64. kilometresinde 25 Ω 1600A Yeşilhisar-Atatürk arasındaki hattın 139. kilometresinde 45 Ω 1600A değerlerinde seri kapasitörler kullanılmıştır. Işıklar-Yatağan, Gölbaşı-Kapasitör, Temelli-Yeşilhisar, Yeşilhisar-Atatürk, Kapasitör-Keban 2, Keban2-Karakaya, H.Uğurlu-Çarşamba hatları çift hatlardır. Çizelge 5.2’den görüldüğü gibi bu sistemde en fazla Cardinal tipi iletken kullanılmıştır. Çizelge 5.3’te Türkiye’deki 380 kV’luk hatlarda kullanılan iletkenlere ait özellikler gösterilmiştir.

Çizelge 5.3 Türkiye’de 380 kV’luk Hatlarda Kullanılan İletkenlerin Özellikleri

	Alüminyum alan,cmil	Dış çap,inç	GMR Ds ,ft
Rail	954	1.165	0.0386
Cardinal	954	1.196	0.0402
Pheasant	1,272	1.382	0.0466

Sistemde kullanılan direk tipleri, 3ABC, A, S1S2, PH, 3A1, 2ABC, 3A12, 4A1, ABC, A1’dir. Şekil 5.11’de 380kV’luk A tipi bir direğin görünüşü ve boyutları verilmiştir.



Şekil 5.11 380 kV’ luk A Tipi Bir Direğin Görünüşü [21]

Sisteme ait hatların R,X,B/2 değerleri Çizelge 5.2 ve 5.3’teki bilgiler kullanılarak hesaplanmıştır. Aşağıda İkitelli-Unimar (3-39) hattına ait hesaplamalar örnek olarak verilmiştir.

- Hat uzunluğunu 86.476 km
- Kullanılan iletken tipi cardinal (2’li demet)
- Kullanılan taşıyıcı direk A tipi.

Bu verilerden yararlanılarak hattın endüktansı şöyle hesaplanabilir:

$$D_s=0.0402 \text{ ft}$$

$$D_s=0.0402 \cdot 0.3048=0.01225296 \text{ m.}$$

$$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s x d)^2} = \sqrt{D_s d} = \sqrt{(0.0402 \times 0.30480 \times 0.4)} = 0.07000845663$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} = \sqrt[3]{9.9.18} = 11.33928945 \text{ m.}$$

$$L = 2.10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{D_s^b}{D_{eq}}\right) = 1.0174832575 \cdot 10^{-3} \text{ H/m}$$

$$X_L = 2\pi f L = 0.3196515783 \text{ } \Omega/\text{m}$$

$$V_{baz} = 380 \text{ kV, } S_{baz} = 100 \text{ MVA } X_{baz} = \frac{380^2}{100} = 1444$$

$$X_{pu} = 0.01914 \text{ p.u. (perunit)}$$

kapasitans değeri;

$$D_{sc}^b = \sqrt[4]{(rxd)^2} = \sqrt{rd} = \sqrt{(0.0151892) \cdot 0.4} = 0.077946$$

$$C = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}\right)} = 5585.45 \text{ F/m}$$

$$X_c = \left(\frac{1}{j\omega C}\right) = 5698.9 \text{ } \Omega \cdot \text{km}$$

$$B/2_{pu(3-39)} = 0.2533 \text{ pu olarak hesaplanmaktadır.}$$

Peterson formülüne göre hattın 1 km.sinde meydana gelen korona kaybı,

$$P_K = \frac{2.1 \cdot 10^{-5} f U^2}{\left[\log\left(\frac{GMD}{r}\right)\right]^2} \cdot F = 0.95536 \text{ (kW/km, faz)'dir.}$$

Tüm hatta meydana gelen korona kaybı, 82.615711 kW'dır.

reaktans değeri;

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad \rho_{Al} = 2.83 \times 10^{-8} \text{ } \Omega \cdot \text{m} \quad A_{Al} = 484.53 \text{ mm}^2 \quad l = 86.476 \text{ km.}$$

$$R_{3-39} = 5.05 \text{ } \Omega \quad R_{pu(3-39)} = 0.00349 \text{ p.u.'dir.}$$

Reaktans için hesaplanan değer, daha sonra alınan verilerle karşılaştırıldığında farklılıklar olduğu görülmüştür. Bunun nedeni korona kayıplarıdır. Alınan verilerde bu hatta ait reaktans değerinin $R_{(3-39)} = 0.002080 \text{ p.u.}$, hesaplanan değeri ise $R_{(3-39)} = 0.00349 \text{ p.u}$ olduğu görülmektedir. Bu iki değer karşılaştırıldığında, reaktans değerinin %59.598 oranında azaldığı görülmüştür.

Yukarıdaki örneğe benzer şekilde Çizelge 5.1 ve Çizelge 5.2 kullanılarak, bütün hatlara ait R, X, B/2 değerleri hesaplanmıştır. Bu değerler Çizelge 5.4'de gösterilmiştir. (Hesaplamalarda hatların Π eşdeğer devreleri kullanılmıştır.)

Çizelge 5.4 380 kV' luk Hatların R, X, B/2 Değerleri

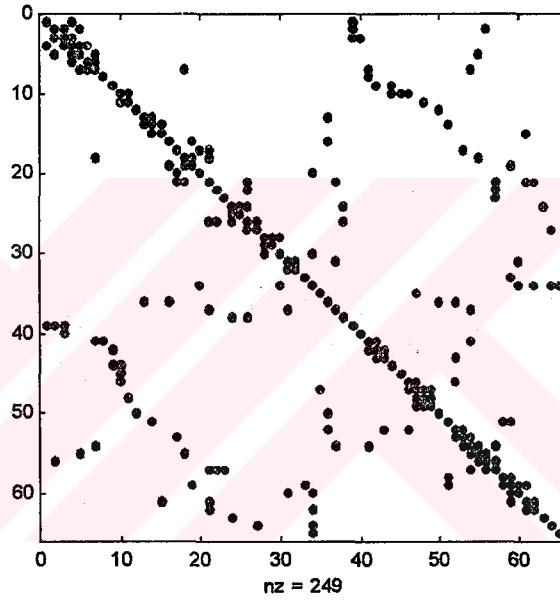
Baradan Baraya	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)
1-4	0.002444	0.028082	0.4612905
1-39	0.002165	0.020001	0.222098
3-39	0.002080	0.019221	0.2533
2-39	0.001364	0.016234	0.2483265
2-5	0.000577	0.008628	0.148352
2-3	0.000417	0.004962	0.075904
2-56	0.002315	0.29055	0.485437
3-54	0.000351	0.004182	0.0639695
3-40	0.000528	0.004860	0.1752395
4-6	0.000620	0.007384	0.1129485
4-5	0.000731	0.008395	0.1379025
5-7	0.000331	0.003807	0.0625385
5-55	0.001274	0.019048	0.32752
6-7	0.000769	0.007119	0.078705
7-41	0.004125	0.038120	0.4322905
7-18	0.000331	0.003807	0.0625385
7-54	0.002097	0.019424	0.214752
8-41	0.002790	0.033208	0.507974
41-42	0.000389	0.003592	0.0398905
42-43	0.002112	0.019471	0.2216565
9-42	0.002630	0.024305	0.2698815
43-52	0.001010	0.009314	0.1060295
9-44	0.001564	0.014450	0.1604605
10-44	0.001979	0.018287	0.203061
10-45	0.000019	0.000288	0.0049555
10-11	0.001108	0.012733	0.2091535
10-46	0.001145	0.010580	0.1174845
46-47	0.002357	0.027081	0.444846
46-52	0.006840	0.063202	0.7018005
11-48	0.002591	0.029764	0.488907
35-47	0.001918	0.022034	0.3619415
47-48	0.001007	0.009266	0.1059455
47-49	0.001143	0.010518	0.120261
48-49	0.000309	0.002839	0.0324665
12-50	0.001823	0.016842	0.007683
36-50	0.002047	0.018916	0.2100505
13-36	0.008584	0.078557	0.889408
16-36	0.002365	0.021752	0.3987095
36-52	0.007131	0.066036	0.7301145
13-14	0.001639	0.014998	0.169799
16-19	0.003608	0.041451	0.680887
14-15	0.001708	0.015781	0.1752395
14-51	0.001912	0.021961	0.360731
51-58	0.000962	0.011451	0.1751635

Çizelge 5.4(Devam) 380 kV' luk Hatların R, X, B/2 Değerleri

51-59	0.001642	0.018869	0.309943
15-62	0.002574	0.023783	0.2640935
52-53	0.002735	0.025330	0.280059
17-53	0.004827	0.037293	0.412323
53-54	0.002405	0.022275	0.2462835
37-54	0.003265	0.029877	0.3382645
54-55	0.000469	0.004334	0.048129
41-54	0.003374	0.031179	0.3462145
54-57	0.001631	0.014856	0.1732365
18-55	0.002880	0.043049	0.7402105
56-57	0.001187	0.013633	0.223936
55-56	0.000013	0.000147	0.002436
23-57	0.001174	0.010699	0.1247655
22-57	0.003304	0.037957	0.623496
21-57	0.002796	0.032118	0.5275815
21-37	0.001878	0.017189	0.1946065
17-20	0.006519	0.60367	0.667428
17-21	0.000807	0.007388	0.083642
18-21	0.000306	0.004578	0.0787225
18-19	0.000781	0.0110495	0.9158165
19-59	0.00928	0.01323778	0.9910765
58-59	0.001515	0.0140003	0.1554945
59-61	0.002845	0.032680	0.5368085
33-59	0.001026	0.0011791	0.1936745
59-60	0.002479	0.028485	0.4678965
34-60	0.002168	0.020029	0.2224065
31-60	0.001538	0.017667	0.2902
21-61	0.0007523	0.063059058	1.4195615
34-62	0.004089	0.037787	0.419588
21-62	0.0007481	0.0624240581	1.4117455
21-26	0.000184	0.002111	0.03468
20-34	0.006687	0.061926	0.684668
21-26	0.004680	0.053768	0.8832135
22-26	0.003457	0.039719	0.652441
26-38	0.002420	0.02261	0.0254529
24-38	0.001523	0.017502	0.2874855
24-63	0.000447	0.004133	0.0458955
24-25	0.002349	0.035123	0.6039375
24-26	0.003028	0.027980	0.3106925
26-27	0.002694	0.030952	0.508426
27-64	0.000994	0.011422	0.187622
27-34	0.002235	0.025981	0.4218475
28-29	0.001611	0.018512	0.304081
28-30	0.003329	0.038552	0.589717
30-34	0.002435	0.027973	0.459496
34-65	0.000168	0.001541	0.0174455
31-32	0.001363	0.015659	0.257224

Bölüm 5.2.1’de hesaplanan $R, X, B/2$ değerleri kullanılarak, yazılan MATLAB® programı yardımıyla 65 baralı sisteme ait bara admitans matrisi oluşturulmuştur. Hesaplanan matris Ek-1’da gösterilmiştir. Bu matris 65x65 boyutundadır ve tersi alınarak sistemin bara empedans matrisi oluşturulmuştur.

Bara admitans matrisi bir sparse (elemanlarının çoğu sıfırdan oluşan) matrisdir. Bu matrisin toplam 4225 elemanı vardır ve sadece 249 tanesi sıfırdan farklıdır. Bu matrisin bu özelliğinden faydalanarak, işlemler daha hızlı ve az hafıza kullanılarak yapılabilir. Şekil 5.12’de bara admitans matrisinin sıfırdan farklı elemanlarının bulunduğu noktalar gösterilmiştir.



Şekil 5.12 Bara Admitans Matrisinin Sıfırdan Farklı Noktaları

5.2.3 Güç Akışı Analizi

TEİAŞ’dan alınan veriler kullanılarak, minimum-maksimum saatlik yükler, güç faktörünün farklı değerleri için güç akışı analizi yapılarak, hatlara ait aktif ve reaktif güç değerleri, bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları, salınım barasına ait aktif, reaktif güç değerleri hesaplanmıştır.

Maksimum Saatlik Yüklerle Güç Akışı ($\cos\phi= 0.85$ olduğu durum):

Güç akışı analizine başlamadan önce, sistemin bara tipleri belirlenmiştir. Çizelge 5.5’de sistemin bara tipleri, bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları, gerilim kontrollü baraların aktif ve reaktif güçleri ve her bir baradaki aktif ve reaktif yükler gösterilmiştir. Sistemde 1. bara (Hamitabat) salınım barası olarak seçilmiştir.

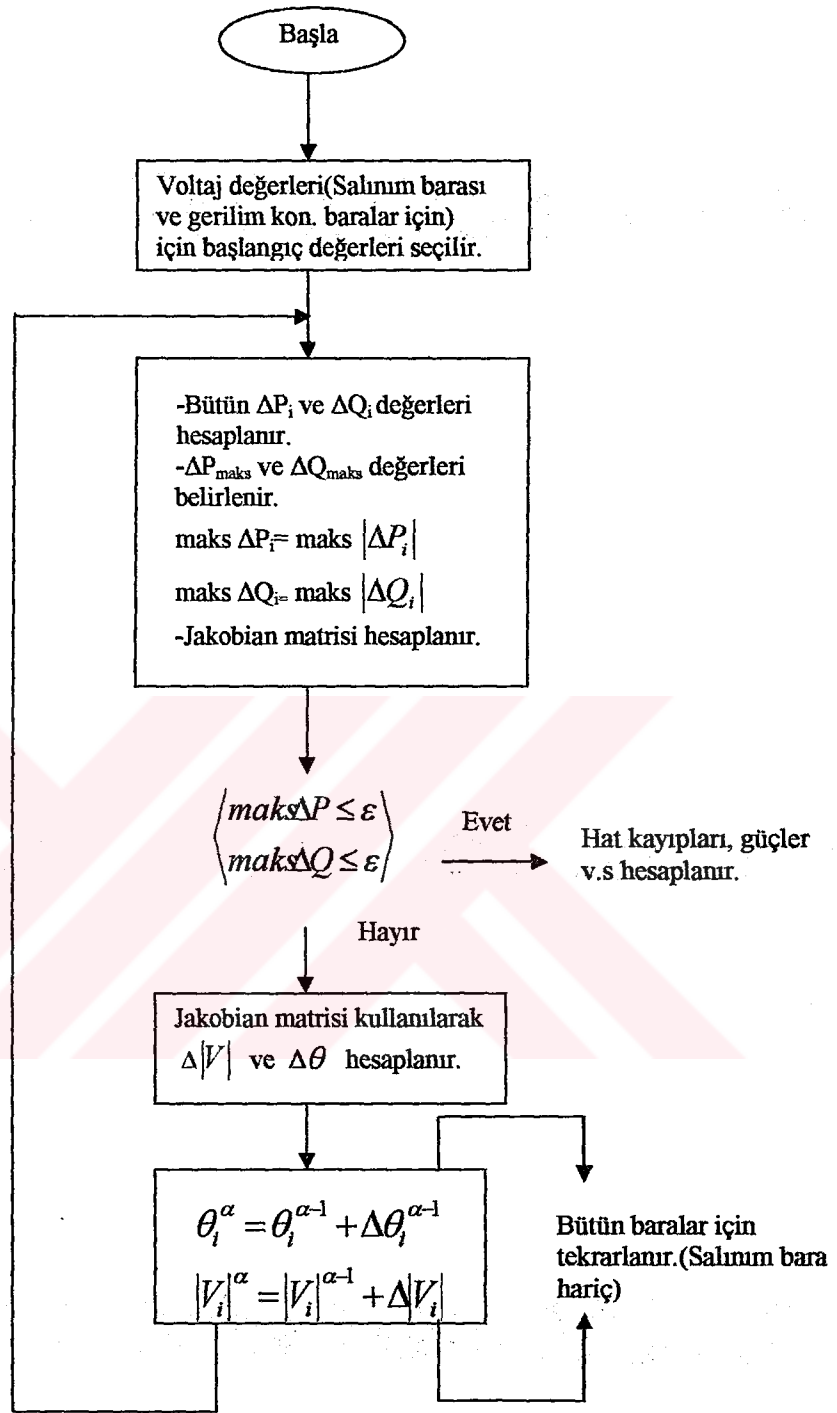
Çizelge 5.5 Türkiye’deki 380kV’luk Baraların Özellikleri

Bara Kodu	Bara Tipi	Gerilim Genliği (pu)	Açı	Yük		Üretim	
				P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	Salınım barası	1.015	0	0	0	0	0
2	Yük Barası	1	0	364	191.4	0	0
3	Yük Barası	1	0	636	335.033	0	0
4	Yük Barası	1	0	723	380.86	0	0
5	Yük Barası	1	0	236	124.32	0	0
6	Yük Barası	1	0	372.8	196.384	0	0
7	Yük Barası	1	0	324.63	171.0009	0	0
8	Yük Barası	1	0	0	0	0	0
9	Yük Barası	1	0	205	107.99	0	0
10	Yük Barası	1	0	742	390.87	0	0
11	Yük Barası	1	0	392	206.49	0	0
12	Yük Barası	1	0	2772.2	146.02	0	0
13	Yük Barası	1	0	296	155.927	0	0
14	Yük Barası	1	0	214.6	113.047	0	0
15	Yük Barası	1	0	57.6	30.34	0	0
16	Yük Barası	1	0	191.6	100.9315	0	0
17	Yük Barası	1	0	310.5	163.566	0	0
18	Yük Barası	1	0	0	0	0	0
19	Yük Barası	1	0	107	56.36	0	0
20	Yük Barası	1	0	245.1	129.11	0	0
21	Yük Barası	1	0	478.2	251.907	0	0
22	Yük Barası	1	0	177.5	93.503	0	0
23	Yük Barası	1	0	1072	56.47	0	0
24	Yük Barası	1	0	201.4	106.09	0	0
25	Yük Barası	1	0	178.2	93.87	0	0
26	Yük Barası	1	0	143.2	75.435	0	0
27	Yük Barası	1	0	0	0	0	0
28	Yük Barası	1	0	247	130.1153	0	0
29	Yük Barası	1	0	13	6.848	0	0
30	Yük Barası	1	0	19.6	10.3249	0	0
31	Yük Barası	1	0	332.3	175.049	0	0
32	Yük Barası	1	0	331	174.36	0	0
33	Yük Barası	1	0	185	97.4548	0	0
34	Yük Barası	1	0	236.5	138.807	0	0

Çizelge 5.5 (Devam) Türkiye'deki 380kV'luk Baraların Özellikleri

35	Yük Barası	1	0	197	103.77	0	0
36	Yük Barası	1	0	311.7	164.98	0	0
37	Gerilim K. Bara	1.01	0	66.7	35.136	340	0
38	Gerilim K. Bara	1.02	0	98.2	51.73	462	0
39	Gerilim K. Bara	1.03	0	0	0	452	0
40	Gerilim K. Bara	1.02	0	206	108.517	800	0
41	Gerilim K. Bara	1.02	0	0	0	370	0
42	Gerilim K. Bara	1.02	0	304	160.14	0	0
43	Gerilim K. Bara	1.01	0	141	74.27	343	0
44	Gerilim K. Bara	1.02	0	178.1	93.81	640	0
45	Gerilim K. Bara	1.02	0	20	10.53	1269	0
46	Gerilim K. Bara	1.01	0	529	278.66	0	0
47	Gerilim K. Bara	1.03	0	248.7	131.01	390	0
48	Gerilim K. Bara	1.03	0	115.9	61.054	330	0
49	Gerilim K. Bara	1.01	0	18	9.48	220	0
50	Gerilim K. Bara	1.02	0	118.5	62.4237	250	0
51	Gerilim K. Bara	1.01	0	373.2	196.595	0	0
52	Gerilim K. Bara	1.0116	0	117.1	61.686	290	0
53	Gerilim K. Bara	1.001	0	0	0	167	0
54	Gerilim K. Bara	1.0114	0	419.2	220.827	0	0
55	Gerilim K. Bara	1.0114	0	0	0	1400	0
56	Gerilim K. Bara	1.0114	0	0	0	330	0
57	Gerilim K. Bara	1.0118	0	111.6	58.788	0	0
58	Gerilim K. Bara	1.02	0	108	56.8925	316	0
59	Gerilim K. Bara	1.02	0	273	143.81	1320	0
60	Gerilim K. Bara	1.041	0	192	101.14	840	0
61	Gerilim K. Bara	1.041	0	0	0	0	0
62	Gerilim K. Bara	1.01124	0	71.2	37.5	227	0
63	Gerilim K. Bara	1.0115	0	0	0	300	0
64	Gerilim K. Bara	1.01121	0	82.5	43.46	585	0
65	Gerilim K. Bara	1.01114	0	0	0	700	0

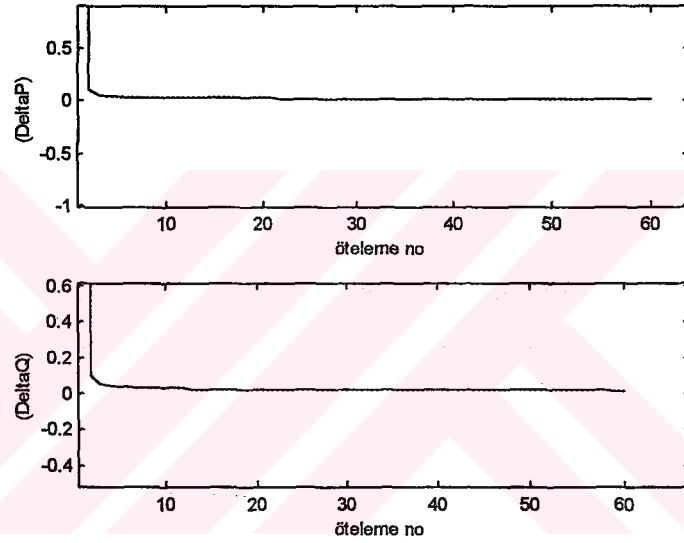
Büyük sistemlerde daha hızlı yakınsadığından dolayı, program oluşturulurken Newton-Raphson güç akışı analizi yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemin akış diyagramı Şekil 5.13'de gösterilmiştir.



Şekil 5.13 Newton-Raphson Güç Akışı Algoritması

Güç akışı analizi programında hesaplanan Jacobian matrisi, sparse matris olduğundan çok büyük sistemlerde, matrisin tersini alma işlemi daha hızlı ve az hafıza kullanılarak yapılabilir. Bu tekniğe "sparsity" denir. [4]

Programa sisteme ait girdiler yüklenip, programın çalıştırılması sonucunda, bütün bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları, reaktif güç üretim değerleri, salınım barasının aktif gücü hesaplanmıştır. ΔP ve ΔQ değerleri için programın yakınsama grafiği Şekil 5.14'de ve programın sonuçları Çizelge 5.6'da gösterilmiştir. ΔP ve ΔQ değerlerinin sıfır olması tam çözüme ulaşıldığını göstermektedir. Yapılan programda, istenen hassasiyet noktasına (epsilon) en yakın değer bulunması için 60 tane öteleme yapılmıştır. Bunun sonucunda ΔP ve ΔQ 'nun 0.02 altında bir değer aldığı görülmüş, bu yakınsama sağlandıktan sonra bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları hesaplanmıştır.



Şekil 5.14 ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği

Çizelge 5.6 $\cos\phi=0.85$ Olduğunda Güç Akışı Programının Sonuçları

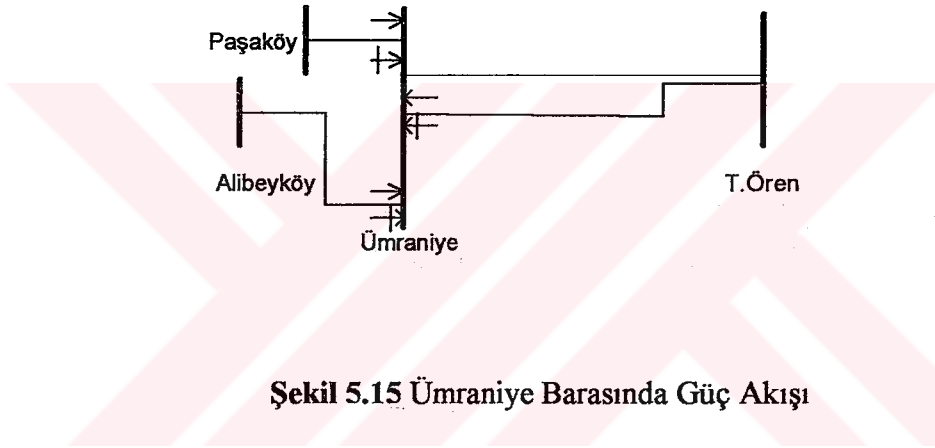
BaraNo	Bara Voltaj (pu)	Bara Aç (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.01500	0.00000	505.38266	168.4608	0.000	0.000
2	0.99959	-3.03839	0.00000	0.00000	364.000	191.740
3	0.99860	-3.34787	0.00000	0.00000	636.000	335.033
4	0.98828	-4.08104	0.00000	0.00000	723.000	380.860
5	0.99354	-3.29381	0.00000	0.00000	236.000	124.320
6	0.98613	-4.17759	0.00000	0.00000	372.800	196.384
7	0.99274	-3.48921	0.00000	0.00000	324.630	171.009
8	1.03752	1.04386	0.00000	0.00000	0.000	0.000
9	1.01118	3.22485	0.00000	0.00000	205.000	107.990
10	1.01845	5.16919	0.00000	0.00000	742.000	390.870
11	1.00632	3.40826	0.00000	0.00000	392.000	206.490
12	0.99229	-14.5298	0.00000	0.00000	277.200	146.020

Çizelge 5.6 (Devam) $\cos\phi=0.85$ Olduğunda Güç Akışı Programının Sonuçları

13	0.98974	-8.98674	0.00000	0.00000	296.000	155.927
14	0.99946	-6.19625	0.00000	0.00000	214.600	113.047
15	1.01609	-4.16615	0.00000	0.00000	57.600	30.340
16	1.00452	-8.80760	0.00000	0.00000	191.600	100.932
17	1.00008	-2.28925	0.00000	0.00000	310.500	163.566
18	1.01454	-1.51503	0.00000	0.00000	0.000	0.000
19	1.01368	-1.34779	0.00000	0.00000	107.000	56.360
20	1.00199	-1.39867	0.00000	0.00000	245.100	129.110
21	1.00583	-1.69889	0.00000	0.00000	478.200	251.907
22	1.02320	-0.64798	0.00000	0.00000	177.500	93.503
23	1.00520	-1.18390	0.00000	0.00000	107.200	56.470
24	1.01248	4.46964	0.00000	0.00000	201.400	106.090
25	0.99443	0.95642	0.00000	0.00000	178.200	93.870
26	1.02718	3.19317	0.00000	0.00000	143.200	75.435
27	1.02086	6.58747	0.00000	0.00000	0.000	0.000
28	1.01155	-6.80633	0.00000	0.00000	247.000	130.115
29	1.01703	-6.98361	0.00000	0.00000	13.000	6.848
30	1.02455	-1.17868	0.00000	0.00000	19.600	10.325
31	0.99381	-2.31189	0.00000	0.00000	332.300	175.050
32	0.96379	-5.28212	0.00000	0.00000	331.000	174.360
33	1.00882	-0.24727	0.00000	0.00000	185.000	97.455
34	1.01294	3.34890	0.00000	0.00000	263.500	138.807
35	1.01088	2.57511	0.00000	0.00000	197.000	103.770
36	1.00853	-10.3918	0.00000	0.00000	311.700	164.980
37	1.01000	-1.25783	340.00000	136.00000	66.700	35.136
38	1.02000	5.90703	462.00000	184.80000	98.200	51.730
39	1.03000	-0.79990	452.00000	180.80000	0.000	0.000
40	1.02000	-1.83797	800.00000	320.00000	206.000	108.517
41	1.02000	1.12585	370.00000	148.00000	0.000	0.000
42	1.02000	0.98935	0.00000	0.00000	304.000	160.140
43	1.01000	1.88088	343.00000	137.20000	141.000	74.270
44	1.02000	6.13999	640.00000	256.00000	178.100	93.810
45	1.02000	5.36397	1269.00000	507.60000	20.000	10.530
46	1.01000	3.04842	0.00000	0.00000	529.000	278.660
47	1.03000	4.89456	390.00000	156.00000	248.700	131.010
48	1.03000	5.59368	330.00000	132.00000	115.900	61.054
49	1.01000	5.81741	220.00000	88.00000	18.000	9.480
50	1.02000	-12.0221	250.00000	100.00000	118.500	62.424
51	1.01000	-2.44174	0.00000	0.00000	373.200	196.595
52	1.01166	1.20157	290.00000	116.00000	117.100	61.686
53	1.00111	0.68186	167.00000	-66.80000	0.000	0.000
54	1.01111	-0.26222	0.00000	0.00000	419.200	220.827
55	1.01111	1.36472	1400.00000	560.00000	0.000	0.000
56	1.01111	1.34927	330.00000	132.00000	0.000	0.000
57	1.01118	-0.56532	0.00000	0.00000	111.600	58.788
58	1.02000	-0.21608	316.00000	126.40000	108.000	56.892
59	1.02000	0.91455	1320.00000	528.00000	273.000	143.810
60	1.04100	2.93423	840.00000	336.00000	192.000	101.140
61	1.04120	-0.46674	0.00000	0.00000	0.000	0.000
62	1.01112	-0.01298	227.00000	90.80000	71.200	37.500
63	1.01115	5.18519	300.00000	120.00000	0.000	0.000
64	1.01121	7.88232	585.00000	234.00000	82.500	43.460
65	1.01140	3.56181	700.00000	280.00000	0.000	0.000

Programın sonucunda, üretilen toplam güç, 12846.3826 MW ve sistemdeki toplam yük, 12672.730 MW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda sistemdeki toplam kayıp miktarı 173.65 MW'dır.

Güç akışı analizi sonucu bulunan değerlerin baralarda güç dengesini sağlayıp sağlamadığını kontrol etmek için, bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları yardımıyla hatlarda akan akımlar hesaplanarak, baralardan diğer baralara akan P_Aktif ve Q_Reaktif değerleri yazılan MATLAB® programı kullanılarak bulunmuştur. Sonuçlardan, baralara giren aktif ve reaktif güçlerle çıkan güçlerin dengede olduğu görülmüştür. Aşağıda Ümraniye barasında dengenin sağlandığı gösterilmiştir.



Şekil 5.15 Ümraniye Barasında Güç Akışı

Şekil 5.15' deki sistemde, Ümraniye barasından 372.8 MW aktif ve 196.34 MVar reaktif güç çekilmektedir. Baradan akan güç değerleri Alibeyköy barasından 345 MW aktif ve 169.3 MVar reaktif güç, Tepeören barasından da 24.8 MW aktif ve 26.65 MVar reaktif güç Paşaköy barasından 3 MW aktif ve 0.39 MVar reaktif olmak üzere toplam 372.8 MW aktif ve 196.34 MVar reaktif güç'dür.

Baralardaki dengenin sağlanıp sağlanmadığı, baraya giren aktif ve reaktif güçlerle çıkan güçlerin karşılaştırılmasıyla görülmüştür.

Hatlardan İletilebilecek Maksimum Güç Değerleri

Güç akışı sonuçları kullanılarak, hatlardan iletilebilecek maksimum güç değerleri hesaplanmıştır. Aşağıda, Kurşunlu-Osmanca hattında iletilebilecek teorik maksimum gücün hesaplanması örnek olarak verilmiştir.

$$P_{maks} = \frac{|V_{17}| |V_{20}|}{|Z_{17-20}|} - \frac{|V_{20}|^2}{|Z_{17-20}|^2} R_{17-20} \quad (5.2)$$

$$|V_{17}| = 1.00008$$

$$|V_{20}| = 1.00199$$

$$Z_{17-20} = 0.006519 + j0.60367$$

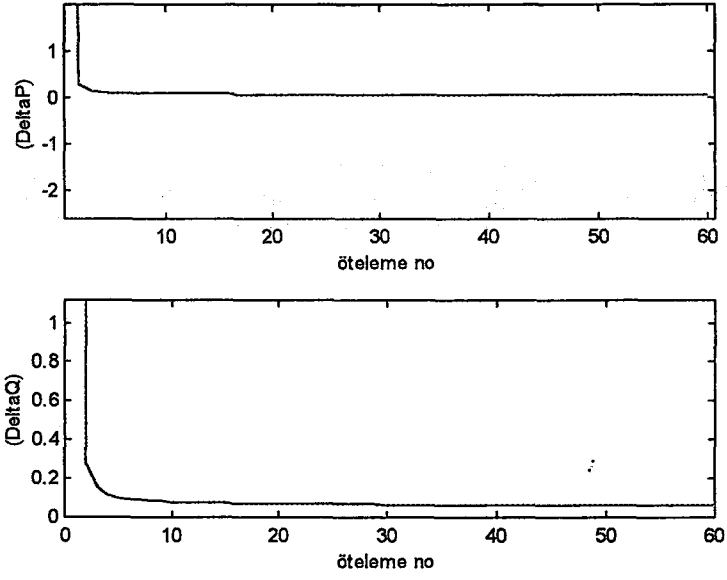
(5.2) denklemi verilen değerler kullanılarak çözüldüğünde bu hatta iletilebilecek maksimum güç, 1472 MW olarak hesaplanmıştır.

Cosφ = 0.95 Olduğunda Güç Akışı Analizi

Sistemde güç faktörünün 0.95 olduğu durum için, reaktif güç değerleri hesaplanmıştır. Bu değerler Çizelge 5.7'de, ΔP ve ΔQ'nun yakınsama grafiği Şekil 5.16'da ve programın sonuçları Çizelge 5.8'de gösterilmiştir.

Çizelge 5.7 Cosφ = 0.95 Olduğu Durumda Baralardaki Q_{Yük} Değerleri

Kod	Q _{Yük}	Kod	Q _{Yük}	Kod	Q _{Yük}	Kod	Q _{Yük}	Kod	Q _{Yük}	Kod	Q _{Yük}	Kod	Q _{Yük}
1	0	11	122.4	21	149.3	31	103.7	41	0	51	116.5	61	0
2	113.6	12	86.55	22	55.42	32	103.3	42	94.92	52	36.56	62	22.2
3	198.5	13	92.42	23	33.47	33	57.76	43	44.02	53	0	63	0
4	225.7	14	67	24	62.88	34	82.27	44	55.61	54	130.9	64	25.7
5	73.6	15	17.98	25	55.6	35	61.51	45	6.24	55	0	65	0
6	116	16	59.82	26	44.71	36	97.32	46	165.1	56	0		
7	101.3	17	96.95	27	0	37	20.82	47	77.65	57	34.8		
8	0	18	0	28	77.12	38	30.66	48	36.18	58	33.72		
9	64	19	33.4	29	4.05	39	0	49	5.62	59	85.24		
10	231.6	20	76.53	30	6.1	40	64.32	50	37	60	59.95		



Şekil 5.16 ΔP ve ΔQ değerlerinin yakınsama grafiği

Çizelge 5.8 $\cos\phi = 0.95$ Olduğunda Güç Akışı Programının Sonuçları

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Aç (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVAr)	P Yük (MW)	Q Yük (MVAr)
1	1.01500	0.00000	499.13483	146.80436	0.000	0.000
2	1.00982	-3.02675	0.00000	0.00000	364.000	113.650
3	1.00843	-3.33590	0.00000	0.00000	636.000	198.590
4	1.00255	-4.07091	0.00000	0.00000	723.000	225.757
5	1.00600	-3.28098	0.00000	0.00000	236.000	73.690
6	1.00164	-4.16604	0.00000	0.00000	372.800	116.400
7	1.00587	-3.47628	0.00000	0.00000	324.630	101.365
8	1.03752	1.12838	0.00000	0.00000	0.000	0.000
9	1.01516	3.29840	0.00000	0.00000	205.000	64.010
10	1.01904	5.27391	0.00000	0.00000	742.000	231.689
11	1.01433	3.49291	0.00000	0.00000	392.000	122.400
12	1.00259	-14.4327	0.00000	0.00000	277.200	86.555
13	1.01414	-8.91212	0.00000	0.00000	296.000	92.425
14	1.01534	-6.15027	0.00000	0.00000	214.600	67.000
15	1.02684	-4.12526	0.00000	0.00000	57.600	17.985
16	1.02092	-8.78311	0.00000	0.00000	191.600	59.827
17	1.00539	-2.27513	0.00000	0.00000	310.500	96.953
18	1.01630	-1.48959	0.00000	0.00000	0.000	0.000
19	1.01629	-1.35236	0.00000	0.00000	107.000	33.410
20	1.01563	-1.33057	0.00000	0.00000	245.100	76.532
21	1.00614	-1.67704	0.00000	0.00000	478.200	149.318
22	1.03304	-0.59369	0.00000	0.00000	177.500	55.424
23	1.00766	-1.12333	0.00000	0.00000	107.200	33.473
24	1.01547	4.53811	0.00000	0.00000	201.400	62.887
25	1.01171	1.04221	0.00000	0.00000	178.200	55.643
26	1.03174	3.24817	0.00000	0.00000	143.200	44.714
27	1.02208	6.67972	0.00000	0.00000	0.000	0.000
28	1.05882	-6.70960	0.00000	0.00000	247.000	77.125

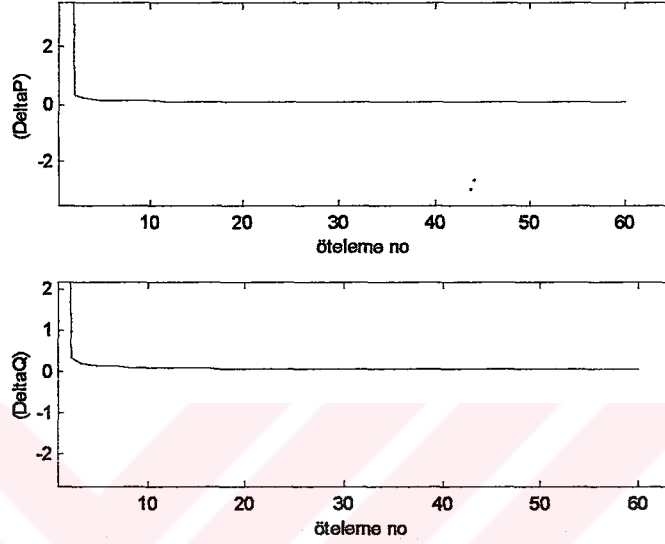
**Çizelge 5.8(Devam) Cosφ= 0.95 Olduğunda Güç Akışı Programının
Sonuçları**

29	1.06525	-6.90564	0.00000	0.00000	13.000	4.059
30	1.04585	-1.18274	0.00000	0.00000	19.600	6.120
31	1.00703	-2.11256	0.00000	0.00000	332.300	103.760
32	0.98918	-5.03087	0.00000	0.00000	331.000	103.354
33	1.01351	-0.15461	0.00000	0.00000	185.000	57.766
34	1.01374	3.47518	0.00000	0.00000	263.500	82.278
35	1.02031	2.65904	0.00000	0.00000	197.000	61.513
36	1.02262	-10.3184	0.00000	0.00000	311.700	97.328
37	1.01000	-1.01729	340.00000	101.02000	66.700	20.827
38	1.02000	5.98326	462.00000	135.88235	98.200	30.662
39	1.03000	-0.77135	452.00000	132.94118	0.000	0.000
40	1.02000	-1.78147	800.00000	235.29412	206.000	64.323
41	1.02000	1.20923	370.00000	108.82353	0.000	0.000
42	1.02000	1.07585	0.00000	0.00000	304.000	94.923
43	1.01000	1.95935	343.00000	100.88235	141.000	44.027
44	1.02000	6.23649	640.00000	188.23529	178.100	55.612
45	1.02000	5.47089	1269.00000	373.23529	20.000	6.244
46	1.01000	3.15414	0.00000	0.00000	529.000	165.180
47	1.03000	5.00227	390.00000	114.70588	248.700	77.656
48	1.03000	5.70170	330.00000	-97.05882	115.900	36.189
49	1.01000	5.92550	220.00000	64.70588	18.000	5.620
50	1.02000	-11.8770	250.00000	73.52941	118.500	37.000
51	1.01000	-2.34469	0.00000	0.00000	373.200	116.530
52	1.01166	1.27403	290.00000	85.29412	117.100	36.564
53	1.00111	0.75006	167.00000	-49.11765	0.000	0.000
54	1.01111	-0.17770	0.00000	0.00000	419.200	130.895
55	1.01111	1.43992	1400.00000	411.76471	0.000	0.000
56	1.01111	1.42451	330.00000	97.05882	0.000	130.895
57	1.01118	-0.49119	0.00000	0.00000	111.600	0.000
58	1.02000	-0.11183	316.00000	92.94118	108.000	0.000
59	1.02000	1.02127	1320.00000	388.23529	273.000	34.840
60	1.04100	3.08158	840.00000	247.05882	192.000	33.723
61	1.04120	-0.37234	0.00000	0.00000	0.000	85.244
62	1.01112	0.08324	227.00000	66.76471	71.200	59.950
63	1.01115	5.27088	300.00000	88.23529	0.000	0.000
64	1.01121	7.99089	585.00000	172.05882	82.500	22.230
65	1.01140	3.69287	700.00000	205.88235	0.000	0.000

Programın sonucunda, üretilen aktif güç, 12840.13483 MW sistemdeki toplam aktif yük 12672.730MW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda sistemdeki toplam kayıp miktarı, 167.40483 MW'dır.

Hatların Reaktansları İhmal Edildiğinde Güç Akışı

Hatların reaktansları ihmal edildiğinde, hatların endüktans ve kapasitans değerleri kullanılarak sistemin bara admitans matrisi tekrar oluşturulmuştur. ΔP ve ΔQ 'nun yakınsama grafiği Şekil 5.17'de ve programın sonuçları Çizelge 5.9'da gösterilmiştir.



Şekil 5.17 ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği

Çizelge 5.9 Hatların Reaktansları İhmal Edildiğinde Güç Akışı Programının Sonuçları

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Açısı (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.01500	0.000	330.22673	66.04535	0.000	0.000
2	1.00458	-3.1066	0.00000	0.00000	364.000	191.740
3	1.00356	-3.4240	0.00000	0.00000	636.000	335.033
4	0.99542	-4.1998	0.00000	0.00000	723.000	380.860
5	1.00007	-3.4022	0.00000	0.00000	236.000	124.320
6	0.99474	-4.3264	0.00000	0.00000	372.800	196.384
7	1.00055	-3.6228	0.00000	0.00000	324.630	171.009
8	1.03752	0.4120	0.00000	0.00000	0.000	0.000
9	1.01381	1.0124	0.00000	0.00000	205.000	107.990
10	1.01859	1.2513	0.00000	0.00000	742.000	390.870
11	1.00947	-0.9139	0.00000	0.00000	392.000	206.490
12	1.01066	-8.2191	0.00000	0.00000	277.200	146.020
13	1.00379	-8.2391	0.00000	0.00000	296.000	155.927
14	1.00798	-5.8184	0.00000	0.00000	214.600	113.047
15	1.02184	-3.8732	0.00000	0.00000	57.600	30.340
16	1.02535	-6.9093	0.00000	0.00000	191.600	100.932
17	1.03057	-2.6345	0.00000	0.00000	310.500	163.566
18	1.04268	-1.5768	0.00000	0.00000	0.000	0.000
19	1.03752	-1.0754	0.00000	0.00000	107.000	56.360
20	1.01915	-1.2634	0.00000	0.00000	245.100	129.110

Çizelge 5.9 (Devam) Hatların Reaktansları İhmal Edildiğinde Güç Akışı**Programının Sonuçları**

21	1.04057	-2.1228	0.00000	0.00000	478.200	251.907
22	1.03013	-0.6354	0.00000	0.00000	177.500	93.503
23	1.00646	-1.2576	0.00000	0.00000	107.200	56.470
24	1.01445	4.3023	0.00000	0.00000	201.400	106.090
25	1.00095	0.7729	0.00000	0.00000	178.200	93.870
26	1.03459	3.1318	0.00000	0.00000	143.200	75.435
27	1.02284	6.6704	0.00000	0.00000	0.000	0.000
28	1.03124	-6.3077	0.00000	0.00000	247.000	130.115
29	1.03705	-6.4698	0.00000	0.00000	13.000	6.848
30	1.03369	-0.7511	0.00000	0.00000	19.600	10.325
31	0.99857	-0.8365	0.00000	0.00000	332.300	175.050
32	0.97341	-3.8927	0.00000	0.00000	331.000	174.360
33	1.01072	-0.3455	0.00000	0.00000	185.000	97.455
34	1.01347	3.6727	0.00000	0.00000	263.500	138.807
35	1.01786	-4.9687	0.00000	0.00000	197.000	103.770
36	1.02205	-7.7137	0.00000	0.00000	311.700	164.980
37	1.01000	1.0943	340.00000	68.00000	66.700	35.136
38	1.02000	5.7617	462.00000	92.40000	98.200	51.730
39	1.03000	-0.7254	452.00000	90.40000	0.000	0.000
40	1.02000	-1.8083	800.00000	160.00000	206.000	108.517
41	1.02000	0.4120	370.00000	74.00000	0.000	0.000
42	1.02000	0.1203	0.00000	0.00000	304.000	160.140
43	1.01000	1.0966	343.00000	-68.60000	141.000	74.270
44	1.02000	3.1816	640.00000	128.00000	178.100	93.810
45	1.02000	1.4502	1269.00000	317.25000	20.000	10.530
46	1.01000	-1.0984	0.00000	0.00000	529.000	278.660
47	1.03000	-0.3380	390.00000	-97.50000	248.700	131.010
48	1.03000	0.5128	330.00000	73.33333	115.900	61.054
49	1.01000	0.5804	220.00000	48.88889	18.000	9.480
50	1.02000	-7.3470	250.00000	55.55556	118.500	62.424
51	1.01000	-2.3669	0.10000	0.02222	373.200	196.595
52	1.01166	0.5134	290.00000	64.44444	117.100	61.686
53	1.00111	0.3083	167.00000	-37.11111	0.000	0.000
54	1.01111	-0.1776	0.0000	0.0000	419.200	220.827
55	1.01111	1.3677	1400.00000	311.11111	0.000	0.000
56	1.01111	1.3510	330.00000	73.33333	0.000	0.000
57	1.01118	-0.6091	0.0000	0.0000	111.600	58.788
58	1.02000	-0.1765	316.00000	70.22222	108.000	56.892
59	1.02000	0.8623	1320.00000	293.33333	273.000	143.810
60	1.04100	3.6835	840.00000	186.66667	192.000	101.140
61	1.04120	-0.2899	0.0000	0.0000	0.000	0.000
62	1.01112	0.0172	227.00000	50.44444	71.200	37.500
63	1.01115	5.0002	300.00000	66.66667	0.000	0.000
64	1.01121	7.9888	585.00000	130.00000	82.500	43.460
65	1.01140	3.8738	700.00000	155.55556	0.000	0.000

Programın sonucunda, üretilen toplam aktif güç, 12672.71077 MW ve toplam aktif yük 12672.73 MW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda sistemde kayıp meydana gelmemiştir.

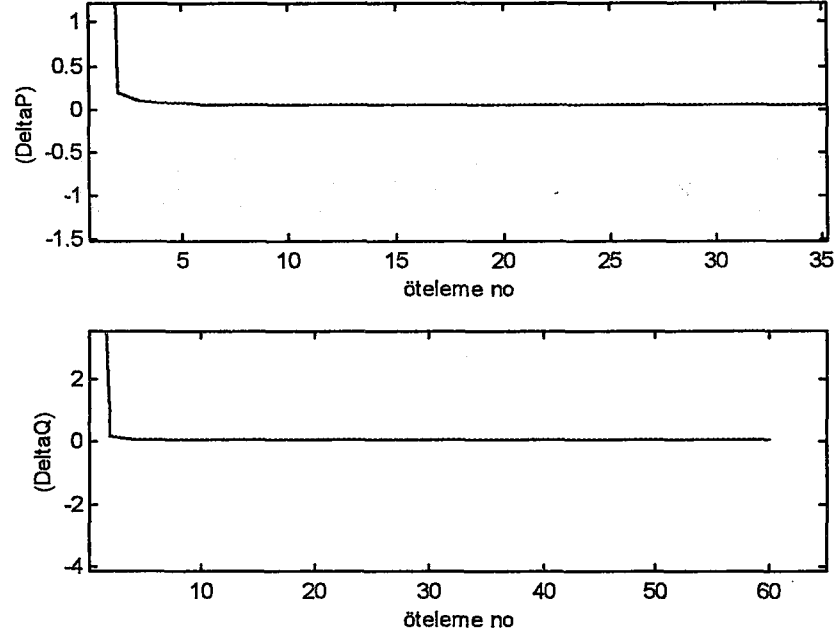
Minimum Saatlik Yüklerle Güç Akışı Analizi

TEİAŞ'ın faaliyet raporlarındaki, 2003 yılı Mayıs ayı minimum yükleri ve üretim değerleri kullanılarak güç akışı analizi yapılmıştır. Çizelge 5.10'da yükler ve üretim değerleri gösterilmiştir..

Çizelge 5.10 2003 Yılı Mayıs Ayı İçin Minimum Yük ve Üretim Değerleri

Bara No	P Yük (MW)	P Üretim (MW)	Bara No	P Yük (MW)	P Üretim (MW)	Bara No	P Yük (MW)	P Üretim	Bara No	P Yük (MW)	P Üretim (MW)
1	0.000	0	19	54.1	0	37	42.6	320	55	0.000	45
2	81.3	0	20	136.5	0	38	42.8	0	56	0.000	47.2
3	352	0	21	207.8	0	39	0	420	57	51.600	54
4	190.1	0	22	32.5	0	40	0	420	58	48.000	65.1
5	105.2	0	23	75.2	0	41	0	350	59	173.00	123
6	124	0	24	141.8	0	42	97.2	0	60	82.000	96.5
7	114.5	0	25	109.6	0	43	59	0	61	0.000	52
8	0	0	26	105.2	0	44	106	300	62	41.200	50
9	139.7	0	27	0	0	45	15	0	63	0.000	0
10	433.8	0	28	127.1	0	46	212.8	0	64	42.500	86.3
11	235.4	0	29	0	0	47	152.9	170	65	0.000	58
12	128.8	0	30	62.6	0	48	59.2	170			
13	133.1	0	31	101.5	0	49	15	170			
14	115.1	0	32	90	0	50	52.8	0			
15	58.8	0	33	86	0	51	185.7	0			
16	126.6	0	34	94.4	0	52	63.9	150			
17	103	0	35	78.2	0	53	10	171			
18	0.000	0	36	83.9	0	54	50	670			

Program çalıştırdıktan sonra, ΔP ve ΔQ 'nun yakınsama grafiği Şekil 5.18'de ve sonuçlar Çizelge 5.11'de gösterilmiştir.



Şekil 5.18 ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği

Çizelge 5.11 Minimum Saatlik Yükler İçin Güç Akışı Programının Sonuçları

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Aç (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.01500	0.000	1040.91353	416.36541	0.000	0.000
2	1.01677	-8.4643	0.00000	0.00000	81.300	50.385
3	1.01393	-8.1016	0.00000	0.00000	352.000	218.150
4	1.01224	-8.8029	0.00000	0.00000	190.100	117.813
5	1.01473	-10.1012	0.00000	0.00000	105.200	65.197
6	1.01319	-10.4536	0.00000	0.00000	124.000	76.848
7	1.01553	-11.0186	0.00000	0.00000	114.500	70.961
8	1.03752	-14.8121	0.00000	0.00000	0.000	0.000
9	1.01308	-21.0986	0.00000	0.00000	139.700	86.578
10	1.01895	-27.3169	0.00000	0.00000	433.800	268.845
11	1.01686	-27.7604	0.00000	0.00000	186.400	115.520
12	1.00729	-31.2675	0.00000	0.00000	128.800	79.823
13	1.02529	-29.2478	0.00000	0.00000	133.100	82.488
14	1.02125	-28.3110	0.00000	0.00000	115.100	71.333
15	1.02910	-27.0035	0.00000	0.00000	58.800	36.441
16	1.03294	-27.6406	0.00000	0.00000	126.600	78.460
17	1.00668	-20.6259	0.00000	0.00000	103.000	63.834
18	1.02909	-20.5411	0.00000	0.00000	0.000	0.000
19	1.02691	-23.5503	0.00000	0.00000	54.100	33.528
20	1.02015	-26.0117	0.00000	0.00000	136.500	84.595
21	1.00484	-20.4712	0.00000	0.00000	207.800	128.783

Çizelge 5.11(Devam) Minimum Saatlik Yükler İçin Güç Akışı**Programının Sonuçları**

22	1.03915	-20.3480	0.00000	0.00000	32.500	20.142
23	1.00667	-14.9181	0.00000	0.00000	75.200	46.605
24	1.01503	-27.9168	0.00000	0.00000	141.800	87.880
25	1.00966	-30.0688	0.00000	0.00000	109.600	67.924
26	1.03253	-25.4365	0.00000	0.00000	105.200	65.197
27	1.02294	-25.2319	0.00000	0.00000	1.000	0.620
28	1.06188	-32.2953	0.00000	0.00000	127.100	78.770
29	1.06843	-32.3521	0.00000	0.00000	0.000	0.000
30	1.04389	-29.5228	0.00000	0.00000	62.600	38.796
31	1.02256	-23.4179	0.00000	0.00000	101.500	62.904
32	1.01699	-24.1611	0.00000	0.00000	90.000	55.777
33	1.01522	-26.2077	0.00000	0.00000	86.000	53.298
34	1.01410	-26.3480	0.00000	0.00000	94.400	58.504
35	1.02620	-27.0671	0.00000	0.00000	78.200	48.464
36	1.03475	-28.2663	0.00000	0.00000	83.900	51.997
37	1.01000	-19.4067	320.00000	123.0769	42.600	26.401
38	1.02000	-27.0465	0.00000	0.00000	42.800	26.525
39	1.03000	-4.4393	420.00000	168.10000	0.000	0.000
40	1.02000	-6.9889	420.00000	135.4838	0.000	0.000
41	1.02000	-14.7359	350.00000	140.00000	0.000	0.000
42	1.02000	-16.0824	0.00000	0.0000	97.200	60.239
43	1.01000	-18.2882	0.00000	0.0000	59.000	36.565
44	1.02000	-23.0054	300.00000	93.7500	106.000	65.693
45	1.02000	-27.3226	0.00000	0.00000	15.000	9.296
46	1.01000	-26.7709	0.00000	0.00000	212.800	131.882
47	1.03000	-26.1452	170.00000	51.51515	152.900	94.759
48	1.03000	-25.8129	170.00000	49.275	59.200	36.689
49	1.01000	-25.5682	170.00000	48.5714	15.000	9.296
50	1.02000	-30.1078	0.00000	0.00000	52.800	32.722
51	1.01000	-27.3874	0.00000	0.00000	185.700	115.087
52	1.01166	-19.0915	150.00000	-53.5714	63.900	39.602
53	1.00111	-15.7529	171.00000	58.965	10.000	6.197
54	1.01111	-12.1003	670.00000	231.034	50.000	30.987
55	1.01111	-11.0369	1085.00000	374.1379	45.000	27.888
56	1.01111	-11.0632	0.00000	0.00000	47.200	29.252
57	1.01118	-14.4976	0.00000	0.00000	54.000	33.466
58	1.02000	-26.8648	0.00000	0.00000	65.100	40.345
59	1.02000	-25.6731	0.00000	0.00000	123.000	76.229
60	1.04100	-25.7527	0.0000	0.00000	96.500	59.805
61	1.04120	-24.3043	290.00000	111.5384	52.000	32.227
62	1.01112	-24.2086	0.00000	0.00000	50.000	30.987
63	1.01115	-27.8990	0.00000	0.00000	0.000	0.000
64	1.01121	-25.1093	180.00000	64.285714	86.300	53.484
65	1.01140	-26.3486	0.00000	0.00000	58.000	35.945

Programın sonucunda, üretilen toplam aktif güç, 5908.41353 MW ve toplam aktif yük 5821.80 MW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda sistemdeki toplam kayıp miktarı, 86.61353 MW'dır.

Sonuçlardan görüldüğü gibi, güç faktörü artıkça program daha az ötelemeye sonuca ulaşmış ve üretilen reaktif güç değerleri azalmıştır. Sistemlerde kompanzasyon yapılarak, güç faktörü 0.85'den 0.95'e çıkarılır. Kompanzasyon, reaktif gücün şebekelerde ve tesislerde oluşan istenmeyen etkilerini önlemek amacıyla uygulanmaktadır. Program sonuçları da sistemde kompanzasyon yapıldığında, sistemden daha az reaktif güç çekileceğini ve kayıpların azalacağını göstermiştir.

Sistemde bulunan maksimum yük değeri, minimum yük değerinin yaklaşık olarak, 2.176 katıdır. Programın sonuçlarından, maksimum yükteki kayıp miktarının, minimum yükten 2.004 kat daha fazla olduğu görülmüştür. Minimum yük durumunda maksimum yüke göre, reaktif güç üretim değerleri azalmıştır.

Hatların reaktansları ihmal edildiğinde, hatlarda kayıp olmadığı ve bara gerilimlerinin limitler ($0.95 \leq |V| \leq 1.05$) arasında olduğu görülmüştür.

TEİAŞ'dan alınan verilere göre 2003 yılı puant yük durumunda 66 kV ve 154 kV'luk iletim hatları da dahil olmak üzere Türkiye'deki sistemde toplam kayıp miktarı, 311.47 MW'dır. Ele alınan sistemde güç faktörünün 0.85 olduğu durumda, kayıp 173.65 MW olarak bulunmuştur. Tüm sistemdeki kayıp miktarı, sadece 380 kV dan oluşan hatlardaki kayıp miktarının 1.793 katıdır.

2003 yılı minimum yük durumunda 66 kV ve 154 kV'luk iletim hatları da dahil olmak üzere Türkiye'deki sistemde toplam kayıp, 168.18 MW'dır. Ele alınan sistemde güç faktörünün 0.85 olduğu durumda, kayıp 86.61353 MW olarak bulunmuştur. Tüm sistemdeki kayıp miktarı, sadece 380 kV dan oluşan hatlardaki kayıp miktarının 1.941 katıdır.

5.2.4 B Kayıp Katsayıları Matrisi

İletim hatlarındaki toplam kayıp miktarının hesaplanabilmesi için kullanılan diğer bir yöntemde B kayıp katsayıları matrisidir. Aynı zamanda kayıpların ekonomik dağıtım yapılabilmesi için bu matrisin hesaplanması

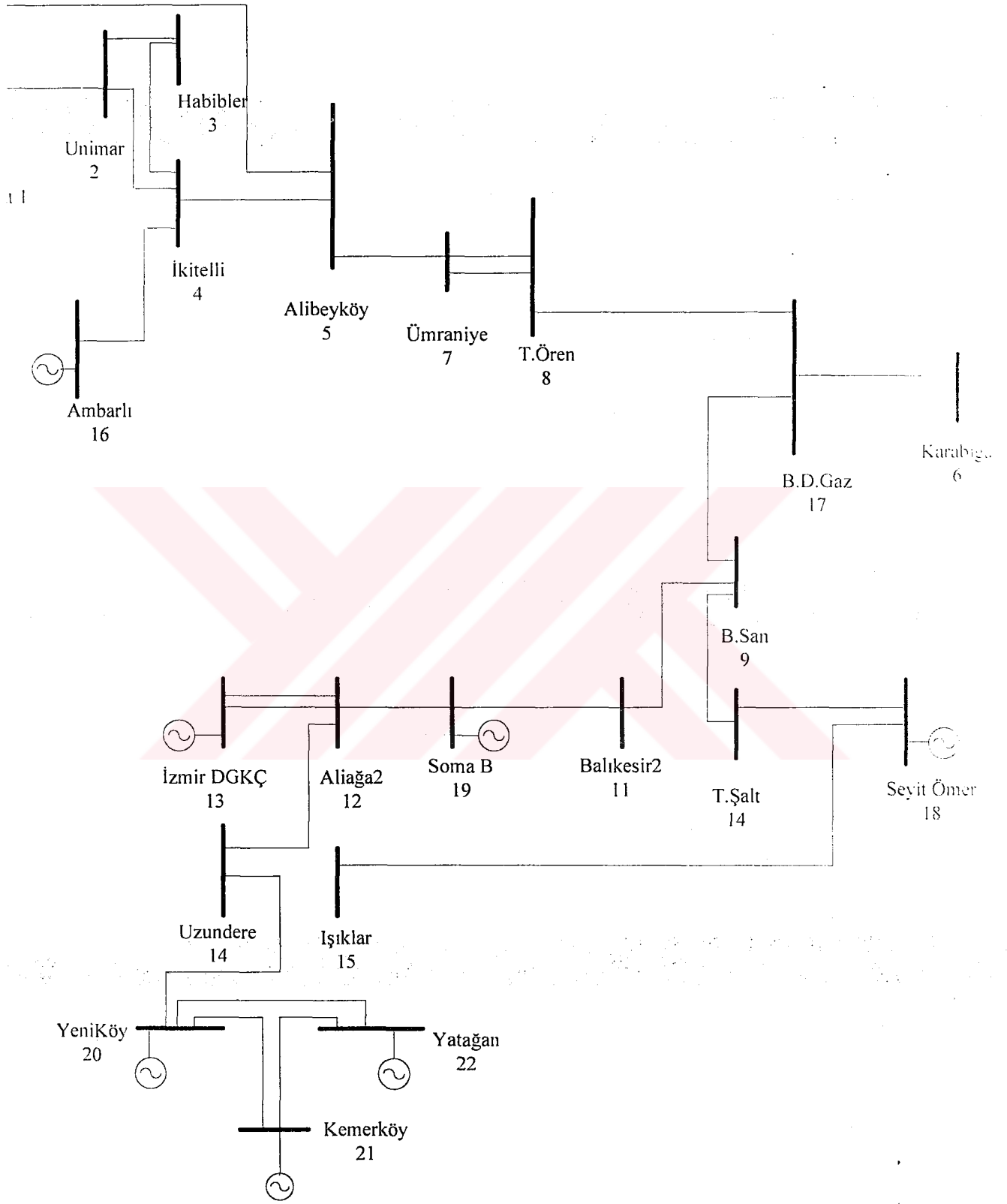
gerekmektedir. Bu katsayıların hesaplanabilmesi için, öncelikle sistemin bara empedans matrisi hesaplanır, daha sonra aktif, reaktif güç ve bara gerilim genlikleri yardımıyla yük baralarının akımları hesaplanır. MATLAB®'da yazılan program sonucunda, minimum ve maksimum yük durumunda sistemin B kayıp katsayıları matrisi Ek-2'de gösterilmiştir.

Sistemde, reaktansın ihmal edildiği durumda, sistemde kayıp olmadığından B matrisinin tüm elemanları sıfırdır.

5.3 22 Baralı Sistemde Güç Akışı, Optimal Güç Akışı ve Ekonomik Dağıtım Analizleri

Türkiye'de bulunan termik santrallerden, sadece EÜAŞ'a bağlı olan termik santrallere ait maliyet eğrilerinin bilinmesi nedeniyle yeni sistem EÜAŞ'a bağlı 8 tane gerilim barası ve 14 tane yük barası olmak üzere toplam 22 baradan oluşturulmuştur. Bu sistem oluşturulurken, üretilen gücün, yük baralarındaki yükleri karşılayabilmesi göz önüne alınmıştır.

Sistemde öncelikle, iki farklı yük değeri için güç akışı analizi yapılmış, daha sonra kayıpların olduğu ve olmadığı durumlarda, santraller ekonomik olarak yüklenmiş ve bu santrallerin saat başına üretim maliyetleri hesaplanmıştır. Bunun için, güç akışı yapılmakta ve daha sonrada santraller ekonomik olarak yüklenmektedir. Şekil 5.19'da oluşturulan sistemin şekli gösterilmiştir.



Şekil 5.19 Türkiye'deki 380 kV'luk 22 Baralı Sistem Şeması

5.3.1 Bara Admitans Matrisi

Bu sistem için, kullanılan baraların kodları ve isimleri Çizelge 5.12'de ve sistemin R,X,Y değerleri Çizelge 5.13'de gösterilmiştir.

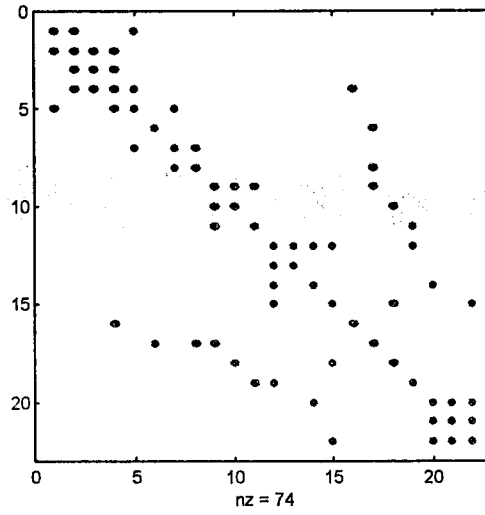
Çizelge 5.12 22 Baralı Sistemin Bara Kodları ve İsimleri

Bara Kodu	Bara ismi	Bara Kodu	Bara ismi	Bara Kodu	Bara ismi
1	Hamitabat	9	Bursa San	17	Bursa D.Gaz
2	Unimar	10	S.Ömer	18	S.ömer
3	Habibler	11	BalıkesirII	19	SomaB
4	İkitelli	12	AliğaII	20	Y.köy
5	Alibeyköy	13	İzmir DGKÇ	21	K.köy
6	Karabiga	14	Uzundere	22	Yatağan
7	Ümraniye	15	Işıklar		
8	T.Ören	16	Ambarlı		

Çizelge 5.13 22 Baralı Sistemin R,X,B/2 Değerleri

Baradan Baraya	R (p.u)	X(p.u)	B/2 (p.u)
(1-2)	0.002165	0.020001	0,222098
(1-5)	0.002444	0.028082	0.4612905
(2-4)	0.002080	0,019221	0.213437
(4-16)	0.000528	0.004860	0.1752395
(4-5)	0.000351	0.004182	0.0639695
(5-7)	0.000620	0.007384	0.1129485
(7-8)	0.000769	0.007119	0.078705
(8-17)	0.004125	0.038120	0.4322905
(6-17)	0.002790	0.033208	0.507974
(9-17)	0.000389	0.003592	0.0398905
(9-10)	0.002112	0.019471	0.2216565
(9-11)	0.002630	0.024305	0.2698815
(10-18)	0.001010	0.009314	0.1060295
(11-19)	0.001564	0.014450	0.1604605
(12-19)	0.001979	0.018287	0.203061
(12-13)	0.000019	0.000288	0.0049555
(12-14)	0.001108	0.012733	0.2091535
(12-15)	0.001145	0.010580	0.1174845
(15-22)	0.002357	0.027081	0.444846
(15-18)	0.006840	0.063202	0.7018005
(14-20)	0.002591	0.029764	0.3619415
(20-22)	0.001007	0.009266	0.1059455
(21-22)	0.001143	0.010518	0.120261
(20-21)	0.000309	0.002839	0.0324665
(3-4)	0.000417	0.004962	0.075904
(2-3)	0.001364	0.016234	0.2483265

R,X,B/2 değerleri kullanılarak, 22 baralı sisteme ait bara admitans matrisi oluşturulmuştur. Hesaplanan matris Ek-3'de gösterilmiştir. Bu matris 22x22 boyutundadır. Şekil 5.20'de bara admitans matrisinin sıfırdan farklı elemanlarının bulunduğu noktalar gösterilmiştir.



Şekil 5.20 Bara Admitans Matrisinin Sıfırdan Farklı Noktaları

5.3.2 Güç Akışı Analizi

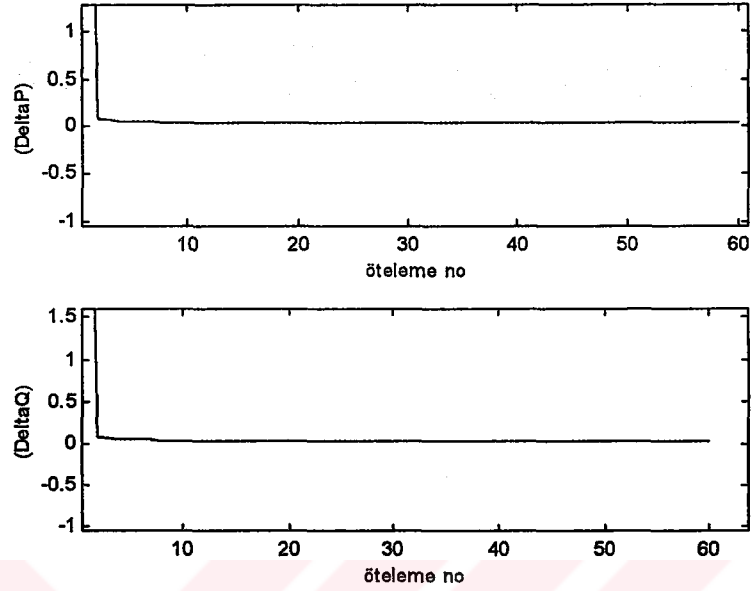
Sistemdeki Toplam Yükün 4000MW Olduğu Durumda Güç Akışı

Sisteme ait veriler Çizelge 5.14'te gösterilmiştir.

Çizelge 5.14 22 Baralı Sistemin Özellikleri ($P_{yük}=4000MW$)

Bara Adı	Bara Tipi	Gerilim Genliği (V)	Açı	Yük		Üretim	
				$P_{yük}$ (MW)	$Q_{yük}$ (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	Salınım barası	1.015	0	0	0	0	0
2	Yük Barası	1	0	0	0	0	0
3	Yük Barası	1	0	236	146.25	0	0
4	Yük Barası	1	0	433	268.34	0	0
5	Yük Barası	1	0	236	146.259	0	0
6	Yük Barası	1	0	0	0	0	0
7	Yük Barası	1	0	172.8	107.2	0	0
8	Yük Barası	1	0	264.63	163.6	0	0
9	Yük Barası	1	0	304	188.4	0	0
10	Yük Barası	1	0	141	87.38	0	0
11	Yük Barası	1	0	205	127.04	0	0
12	Yük Barası	1	0	277.2	171.66	0	0
13	Yük Barası	1	0	248.7	153.69	0	0
14	Yük Barası	1	0	292	180.96	0	0
15	Yük Barası	1	0	229	141.92	0	0
16	Gerilim K. Bara	1.015	0	0	0	680	0
17	Gerilim K. Bara	1.0172	0	0	0	601	0
18	Gerilim K. Bara	1.011166	0	204	126.4	430	0
19	Gerilim K. Bara	1.017	0	178.1	110.3	530	0
20	Gerilim K. Bara	1.012	0	215.9	133	390	0
21	Gerilim K. Bara	1.012	0	18	11.15	520	0
22	Gerilim K. Bara	1.0251	0	344.7	213.2	490	0

ΔP ve ΔQ değerleri için programın yakınsama grafiği Şekil 5.21'de ve program sonuçları Çizelge 5.15'de gösterilmiştir.



Şekil 5.21 ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği

Çizelge 5.15 22 Baralı Sistemin Güç Akışı Sonuçları ($P_{yük}=4000MW$)

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Aç (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.01500	0.00000	466.27003	64.24536	0.000	0.000
2	1.00285	-1.87928	0.00000	0.00000	0.000	0.000
3	0.99061	-2.85740	0.00000	0.00000	236.000	146.250
4	0.99354	-2.50625	0.00000	0.00000	433.000	268.340
5	0.98713	-2.92178	0.00000	0.00000	236.000	146.259
6	1.03467	2.87973	0.00000	0.00000	0.000	0.000
7	0.97638	-3.46974	0.00000	0.00000	172.800	107.200
8	0.97473	-3.38796	0.00000	0.00000	264.630	163.600
9	1.00978	2.39910	0.00000	0.00000	304.000	188.400
10	1.00626	2.93105	0.00000	0.00000	141.000	87.380
11	1.00460	1.85364	0.00000	0.00000	205.000	127.040
12	0.97667	1.38559	0.00000	0.00000	277.200	171.660
13	0.97646	1.36569	0.00000	0.00000	248.700	153.690
14	0.97215	2.28022	0.00000	0.00000	292.000	180.960
15	0.98854	2.63408	0.00000	0.00000	229.000	141.920
16	1.01500	-0.74248	680.00000	366.13193	0.000	0.000
17	1.01720	2.96440	601.00000	120.82367	0.000	0.000
18	1.01117	3.89522	430.00000	110.65649	204.000	126.400
19	1.01700	3.12377	530.00000	350.42014	178.100	110.300
20	1.01200	9.20447	390.00000	77.71277	215.900	133.000
21	1.01200	9.73322	520.00000	-181.48890	18.000	11.150
22	1.02510	8.65977	490.00000	408.33333	344.700	213.200

Programın sonucunda, üretilen toplam aktif güç 4127.27003 MW ve toplam yük miktarı, 4000.030 MW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda sistemdeki toplam kayıp miktarı 127.240035 MW'dır.

Sistemdeki maksimum yüklerin kullanılmamasının nedeni, sistemde bulunan sekiz tane üretim biriminin, bu maksimum yükleri karşılayamamasıdır. Alınan veriler kullanıldığında, bu sisteme ait yüklerle üretilen güç birbirini dengelememektedir. Sistemde bu durumda da güç akışı yapılmış fakat tam sonuca ulaşmak için gereken, yakınsamanın istenen değerlerde olmadığı ($\Delta P=0.1641$, $\Delta Q=0.0063$), salınım barasının üretim değerinin maksimum üretim kapasitesinin 1120 MW olmasına rağmen daha büyük olduğu (1154 MW) görülmüştür. Yakınsamanın istenilen değerde olmaması nedeniyle bu sonuçlar kullanılmamıştır. Bu nedenle, Temmuz ayındaki maksimum üretimler düşünülerek güç akışı yapılmıştır.

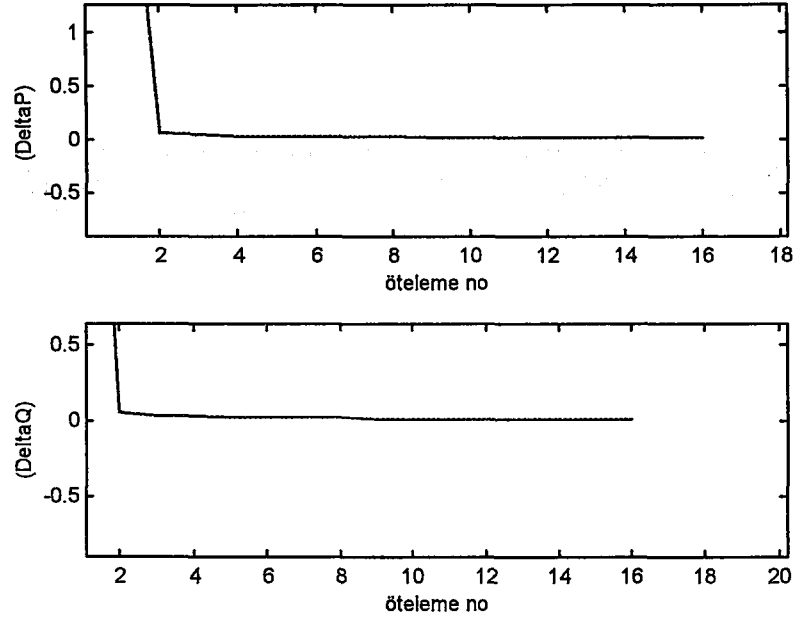
Minimum Saatlik Yüklerle Güç Akışı Analizi

2003 yılı Mayıs ayı minimum yükleri ve üretim değerleri kullanılarak güç akışı yapılmıştır. Çizelge 5.16 da yükler ve üretim değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.16 2003 Yılı Mayıs Ayı İçin Minimum Yük ve Üretim Değerleri

Bara No	P Yük (MW)	P Üretim (MW)	Bara No	P Yük (MW)	P Üretim (MW)
1	0	0	12	433.8	0
2	0	0	13	15	0
3	81.3	0	14	186.4	0
4	352	0	15	212.8	0
5	190.1	0	16	0	420
6	0	0	17	0	350
7	124	0	18	63.9	150
8	114.5	0	19	106	300
9	97.2	0	20	59.2	170
10	59	0	21	15	170
11	139.7	0	22	153.9	1.700

ΔP ve ΔQ değerleri için programın yakınsama grafiği Şekil 5.22 de ve program sonuçları Çizelge 5.17 de gösterilmiştir.



Şekil 5.22 ΔP ve ΔQ Değerlerinin Yakınsama Grafiği

Çizelge 5.17 22 Baralı Sistemin Güç Akışı Sonuçları ($P_{yük}=2396.8$ MW)

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Aç (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.01500	0.00000	714.87885	-35.148	0.0000	0.000
2	1.01095	-3.447	0.00000	0.00000	0.0000	0.000
3	1.00470	-4.850	0.00000	0.00000	81.300	50.385
4	1.00385	-5.056	0.00000	0.00000	352.000	218.150
5	1.00050	-5.741	0.00000	0.00000	190.100	117.813
6	1.03473	-13.517	0.00000	0.00000	0.0000	0.000
7	0.99733	-7.703	0.00000	0.00000	124.000	76.848
8	0.99786	-8.411	0.00000	0.00000	114.500	70.961
9	1.01472	-14.595	0.00000	0.00000	97.200	60.239
10	1.01161	-16.364	0.00000	0.00000	59.000	36.565
11	1.00979	-18.977	0.00000	0.00000	139.700	86.578
12	0.98692	-24.203	0.00000	0.00000	433.800	268.845
13	0.98693	-24.204	0.00000	0.00000	15.000	9.296
14	0.98839	-24.369	0.00000	0.00000	186.400	115.520
15	0.99637	-23.667	0.00000	0.00000	212.800	131.882
16	1.01500	-3.964	420.00000	173.01787	0.0000	0.000
17	1.01720	-13.442	350.00000	-55.64155	0.0000	0.000
18	1.01117	-16.907	150.00000	-61.46889	63.900	39.602
19	1.01700	-20.479	300.00000	173.57441	106.000	65.693
20	1.01200	-21.643	170.00000	68.00000	52.200	32.351
21	1.01200	-21.495	170.00000	80.56872	15.000	9.296
22	1.02510	-21.94	170.00000	71.57895	153.900	95.379

Programın sonucunda, toplam üretilen aktif güç , 2503.61 MW ve toplam yük 2396.8 MW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda sistemdeki toplam kayıp miktarı, 106.81 MW'dır.

5.3.3 B Kayıp Katsayıları Matrisi

Sistemdeki Toplam Yükiin 4000MW Olduğu Durum:

Güç akışı analizi sonuçlarından yararlanarak hesaplanan sistemin B kayıp katsayıları aşağıda gösterilmiştir.

$$B_{4000MW} = \begin{bmatrix} 0.0049 & 0.0036 & -0.0008 & -0.0019 & -0.0028 & -0.0035 & -0.0032 & -0.0038 & 0.0033 \\ 0.0036 & 0.0051 & -0.0010 & -0.0022 & -0.0036 & -0.0037 & -0.0026 & -0.0049 & 0.0059 \\ -0.0008 & -0.0010 & 0.0020 & 0.0014 & 0.0009 & 0.0004 & 0.0002 & 0.0006 & -0.0014 \\ -0.0019 & -0.0022 & 0.0014 & 0.0041 & 0.0018 & 0.0018 & 0.0014 & 0.0023 & -0.0027 \\ -0.0028 & -0.0036 & 0.0009 & 0.0018 & 0.0050 & 0.0030 & 0.0018 & 0.0043 & -0.0042 \\ -0.0035 & -0.0037 & 0.0002 & 0.0018 & 0.0050 & 0.0061 & 0.0054 & 0.0064 & -0.0049 \\ -0.0032 & -0.0026 & 0.0002 & 0.0014 & 0.0030 & 0.0054 & 0.0068 & 0.0038 & -0.0058 \\ -0.0038 & -0.0049 & 0.0006 & 0.0023 & 0.0043 & 0.0064 & 0.0038 & 0.0096 & -0.0038 \\ 0.0033 & 0.0059 & -0.0014 & -0.0027 & -0.0042 & -0.0049 & -0.0058 & -0.0038 & 0.0998 \end{bmatrix}$$

B kayıp katsayıları matrisi kullanılarak sistemdeki kayıp miktarı 127.7854 MW olarak hesaplanmıştır. Bu sonuç, güç akışı analizi sonucunda bulunan kayıp miktarını doğrulamaktadır.

Minimum Yük Durumunda

Bu durumda B kayıp katsayıları matrisi:

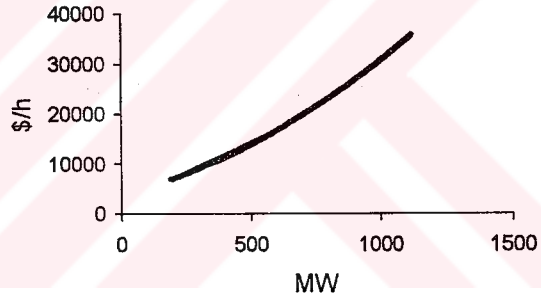
$$B_{2397MW} = \begin{bmatrix} 0.0064 & 0.0047 & -0.007 & -0.0022 & -0.0031 & -0.0041 & -0.0041 & -0.0040 & -0.0061 \\ 0.0047 & 0.0054 & -0.0008 & -0.0023 & -0.0032 & -0.0041 & -0.0041 & -0.0040 & -0.0068 \\ -0.0007 & -0.0008 & 0.0021 & 0.0012 & 0.0005 & 0.0001 & 0.0001 & -0.0040 & 0.0023 \\ -0.0022 & -0.0023 & 0.0012 & 0.0040 & 0.0012 & 0.0015 & 0.0015 & 0.0001 & .0049 \\ -0.0031 & -0.0032 & 0.0005 & 0.0012 & 0.0037 & 0.0029 & 0.0029 & 0.0015 & 0.0052 \\ -0.0041 & -0.0041 & 0.0001 & 0.0015 & 0.0029 & 0.0065 & 0.0065 & 0.0028 & .0090 \\ -0.0041 & -0.0041 & 0.0001 & 0.0015 & 0.0029 & 0.0065 & 0.0067 & 0.0061 & 0.0090 \\ 0.00410 & -0.0040 & 0.0001 & 0.0015 & 0.0028 & 0.0061 & 0.0061 & 0.0063 & 0.0090 \\ 0.0061 & -0.0068 & 0.0023 & 0.0049 & 0.0052 & 0.0090 & 0.0090 & 0.0030 & 0.1475 \end{bmatrix}$$

B kayıp katsayıları matrisi kullanılarak sistemdeki kayıp miktarı 106.8 MW olarak hesaplanmıştır. Bu sonuç, güç akışı analizi sonucunda bulunan kayıp miktarını doğrulamaktadır.

5.3.4 Ekonomik Dağıtım Analizleri

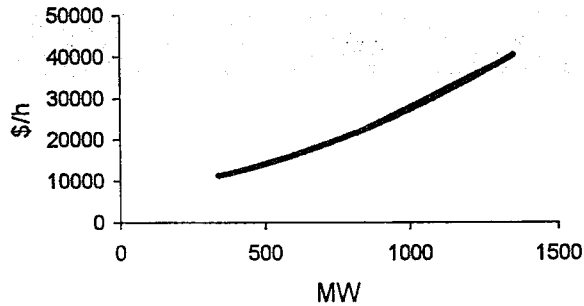
İkinci Derece Gradient Yöntemi Kullanılarak Santrallerin Ekonomik Yüklenmesi

Bu yöntemle, sistemde kayıp olmadığı durumda santrallerin ekonomik olarak yüklenmesi sağlanmaktadır. Öncelikle, EÜAŞ'tan alınan az sayıda artan yakıt maliyet değerleri kullanılarak MS Excel programında eğri uydurma yöntemiyle uygun maliyet eğrileri oluşturulmuştur. Sistemde bulunan üretim birimleri, bu birimlerin maliyet eğrileri ve alınan minimum-maksimum güç değerleri aşağıda gösterilmiştir. (Şekil 5.23-Şekil 5.30)



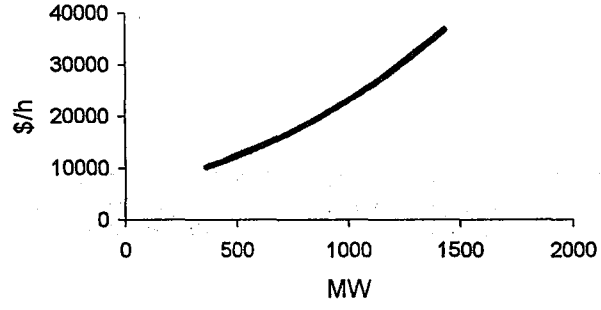
Şekil 5.23 Hamitabat Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{\text{Hamitabat}} = 0.0168P_1^2 + 7.0663P_1 + 6595.5 \text{ \$/h} \quad 190\text{MW} \leq P_1 \leq 1120\text{MW} \quad (5.3)$$



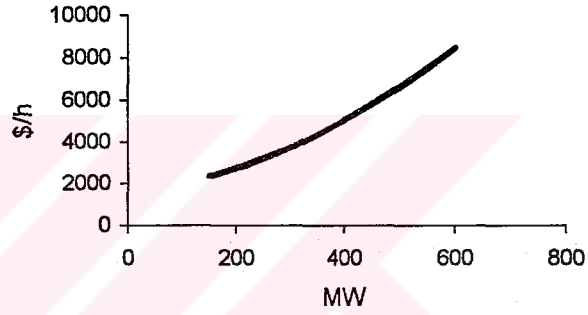
Şekil 5.24 Ambarlı Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{\text{Ambarlı}} = 0.0127P_2^2 + 7.2592P_2 + 7290.6 \text{ \$/h} \quad 245\text{MW} \leq P_2 \leq 1350\text{MW} \quad (5.4)$$



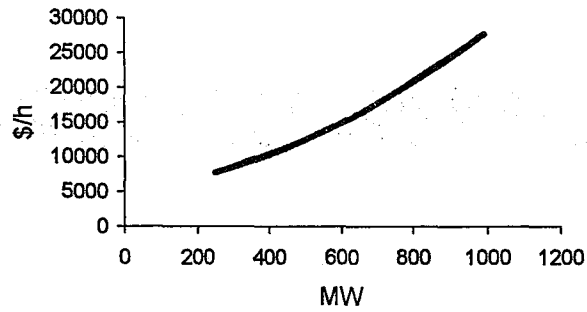
Şekil 5.25 Bursa Doğalgaz Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{\text{Bursa D.Gaz}} = 0.0106P_3^2 + 5.682P_3 + 6780.5 \text{ \$/h} \quad 318\text{MW} \leq P_3 \leq 1432\text{MW} \quad (5.5)$$



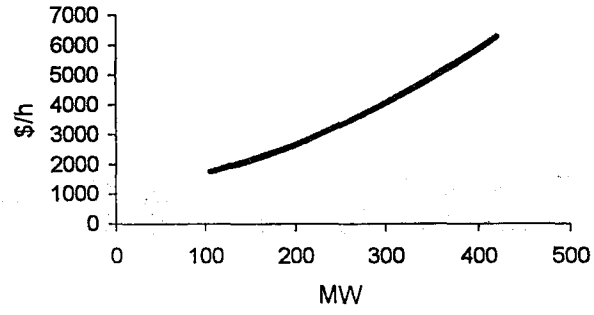
Şekil 5.26 Seyitömer Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{\text{Seyitömer}} = 0.0139P_4^2 + 3.1288P_4 + 1564.4 \text{ \$/h} \quad 150\text{MW} \leq P_4 \leq 600\text{MW} \quad (5.6)$$



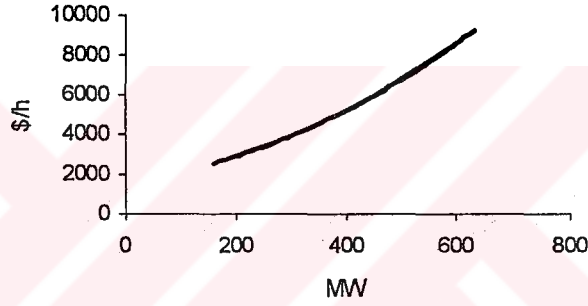
Şekil 5.27 SomaB Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{\text{SomaB}} = 0.0168P_5^2 + 6.2232P_5 + 5134.1 \text{ \$/h} \quad 210\text{MW} \leq P_5 \leq 990\text{MW} \quad (5.7)$$



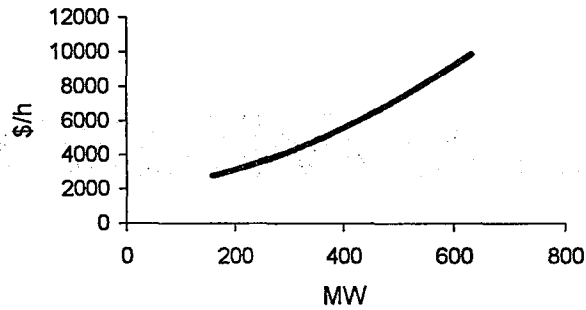
Şekil 5.28 Yeniköy Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{Yeniköy} = 0.021P_6^2 + 3.3128P_6 + 1159.5 \text{ \$/h} \quad 110MW \leq P_6 \leq 420MW \quad (5.8)$$



Şekil 5.29 Kemerköy Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{Kemerköy} = 0.0137P_7^2 + 3.2324P_7 + 1697 \text{ \$/h} \quad 140MW \leq P_7 \leq 630MW \quad (5.9)$$



Şekil 5.30 Yatağan Termik Santralinin Maliyet Eğrisi

$$f_{Yatağan} = 0.0147P_8^2 + 3.472P_8 + 1822.8 \text{ \$/h} \quad 140MW \leq P_8 \leq 630MW \quad (5.10)$$

Santrallerin artan yakıt maliyeti değerleri aşağıda verilmiştir:

$$\lambda_{\text{Hamitabat}} = 0.0336P_1 + 7.0663 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.11)$$

$$\lambda_{\text{Ambarlı}} = 0.0254P_2 + 7.2592 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.12)$$

$$\lambda_{\text{BursaD.Gaz}} = 0.0212P_3 + 7.0682 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.13)$$

$$\lambda_{\text{Seyitömer}} = 0.0278P_4 + 3.1288 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.14)$$

$$\lambda_{\text{SomaB}} = 0.0336P_5 + 6.2232 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.15)$$

$$\lambda_{\text{Y.Köy}} = 0.042P_6 + 3.3128 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.16)$$

$$\lambda_{\text{K.köy}} = 0.0274P_7 + 3.2324 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.17)$$

$$\lambda_{\text{Yatağan}} = 0.0294P_8 + 3.472 \quad \$/\text{MWh} \quad (5.18)$$

4000 MW Yük Durumunda

Sistemde kayıpların olmadığı durumda, santrallerin ekonomik olarak yüklenmesi için, MATLAB®'da ikinci dereceden gradient yöntemini uygulayan program yazılmış ve böylece santrallerin ekonomik olarak yüklenmesi sağlanmıştır.

İlk olarak santrallerin her birinin üretim değerleri şu şekilde seçilmiştir:

$$P_{\text{Hamitabat}} = 720 \text{ MW}, P_{\text{Ambarlı}} = 680 \text{ MW}, P_{\text{BursaD.Gaz}} = 650 \text{ MW},$$

$$P_{\text{Seyitömer}} = 400 \text{ MW}, P_{\text{SomaB}} = 350 \text{ MW}, P_{\text{Y.köy}} = 360 \text{ MW},$$

$$P_{\text{K.Köy}} = 440, P_{\text{Yatağan}} = 400 \text{ MW} (P_{\text{Toplam}} = 4000 \text{ MW})$$

Santraller bu üretim değerlerinde yüklendiğinde sistemin üretim maliyeti; 84263 \$ olarak hesaplanmıştır. santrallerin üretim değerleri çizelge 5.18'de gösterilmiştir.

Çizelge 5.18 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (4000 MW)

Santralin Adı	Üretilen Güç (MW)
Hamitabat	368.7489
Ambarlı	480.1993
BursaD.Gaz	649.7294
Seyitömer	587.3188
SomaB	393.3682
Y.köy	384.3682
K.Köy	592.1118
Yatağan	543.6824

Santraller bu güçlerde yüklendiğinde bu santrallerin bu yük değerinde, toplam üretim maliyeti 80533 \$ olmaktadır. Bu değer verilen ilk değerlerle kıyaslandığında sistemin maliyetinin 3730 \$ azaldığı görülmüştür.

Minimum Yük Durumunda

İlk olarak santrallerin her birinin üretim değerleri şu şekilde seçilmiştir:

$P_{\text{Hamitabat}}=250$ MW, $P_{\text{Ambarlı}}=340$ MW, $P_{\text{BursaD.Gaz}}=360$ MW,

$P_{\text{Seyitömer}}=350$ MW, $P_{\text{SomaB}}=450$ MW, $P_{\text{Y.köy}}=220$ MW,

$P_{\text{K.Köy}}=280$ MW, $P_{\text{Yatağan}}=200$ MW ($P_{\text{Toplam}}=2396.8$ MW)

Santraller bu üretim değerlerinde yüklendiğinde sistemin üretim maliyeti; 55444 \$ olarak hesaplanmıştır.

Program çalıştırdıktan sonra, santrallerin üretim değerleri aşağıdaki gibidir:

Çizelge 5.19 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (2396.8 MW)

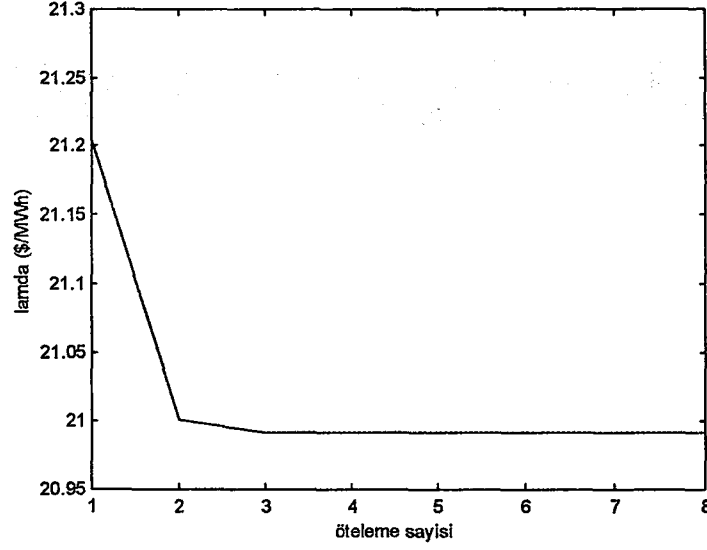
Santralin Adı	Üretilen Güç (MW)
Hamitabat	196.2220
Ambarlı	251.9748
BursaD.Gaz	378.7971
Seyitömer	221.314
SomaB	246.3466
Y.köy	380.5459
K.Köy	346.5088
Yatağan	196.2220

Santraller bu güçlerde yüklendiğinde bu santrallerin bu yük değerinde toplam üretim maliyeti 52380.8 \$ olmaktadır. Bu değer verilen ilk değerlerle kıyaslandığında sistemin maliyetinin 1636 \$ azaldığı görülmüştür.

İletim Kayıpları Göz Önüne Alınarak Ekonomik Yüklenme

Bu kısımda öncelikle, güç akışı analizi sonuçları kullanılarak ve Çizelge 5.10 ve Çizelge5.11' deki veriler yardımıyla sistemin B kayıp katsayıları hesaplanmış ve MATLAB® da yazılan program kullanılarak santraller ekonomik olarak yüklenmiştir.

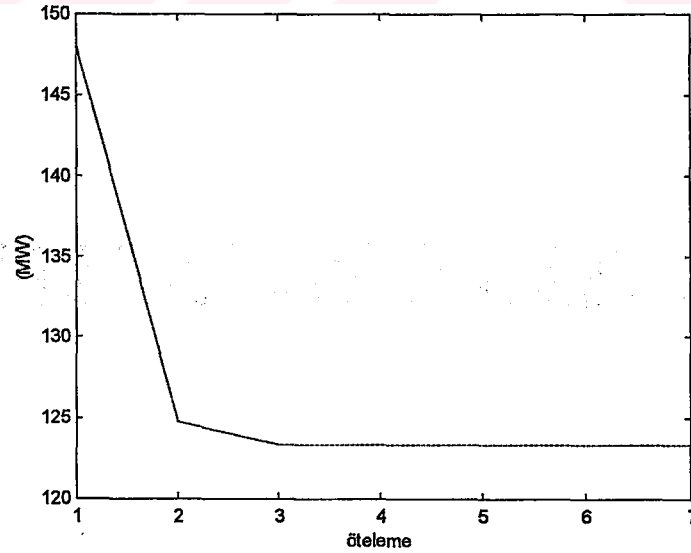
Şekil 5.31'de ötelemeler sonucu sistemin artan yakıt maliyeti değerinin değişimi gösterilmiştir.



Şekil 5. 31 Sistemin λ Değerinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi

Burada, sistemin 7. öteleme sonucunda dengeye ulaştığı ($\epsilon=10^{-6}$) görülmüştür. Bu denge anında sistemin artan yakıt maliyeti değeri, 21.0444 €/MWh olarak bulunmuştur.

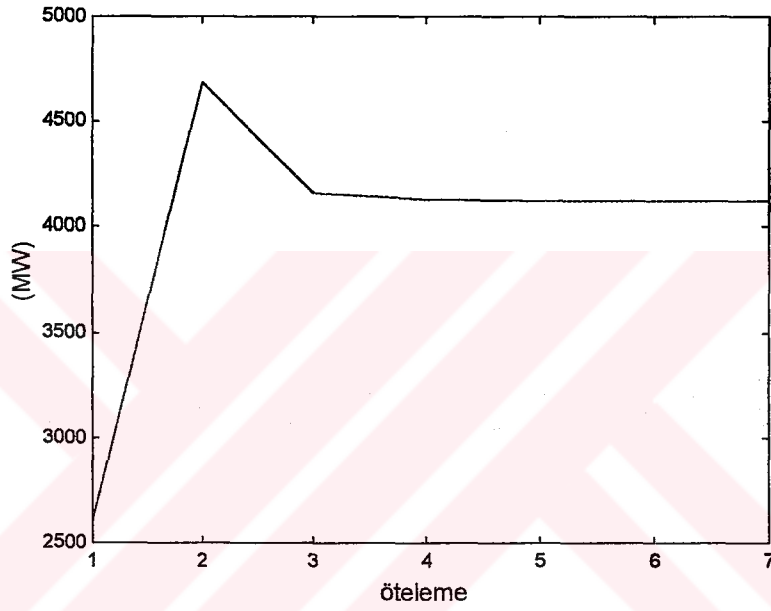
Şekil 5.32'de ötelemeler sonucu sistemin kayıp miktarının değişimi gösterilmiştir.



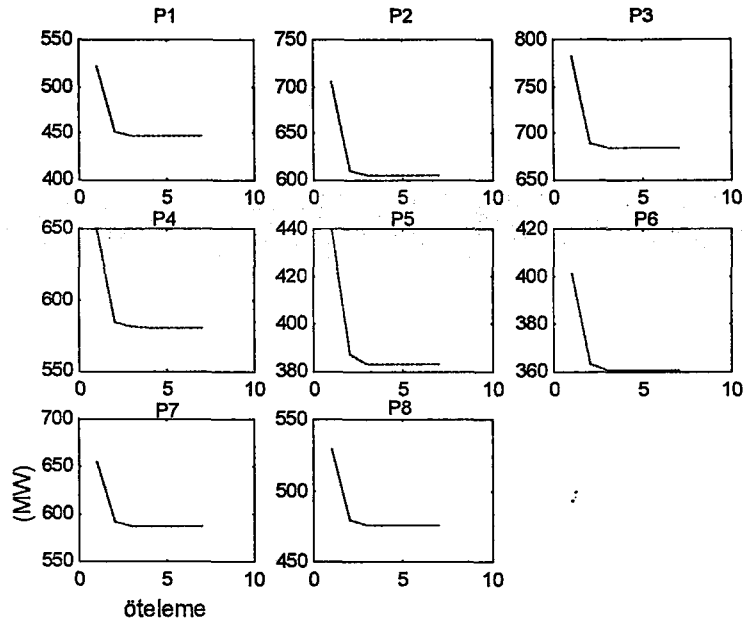
Şekil 5.32 Sistemdeki Kayıp Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi

Burada, sistemde ilk durumda 147.99 MW olan kayıp miktarının ötelemelerle birlikte azaldığı ve denge durumunda 123.3359 MW değerine indiği görülmüştür.

Kayıpların azalmasına bağlı olarak ötelemeler sonucu sistemdeki toplam üretilen gücün değiştiği görülmüştür. Buna bağlı olarak da her ötelemede santrallerin de çıkış güçleri değişmiştir. Şekil 5.33'de toplam üretilen gücün değişimi ve Şekil 5.34'de santrallerin çıkış güçlerinin ötelemeler sonucu değişimi grafiklerle gösterilmiştir.



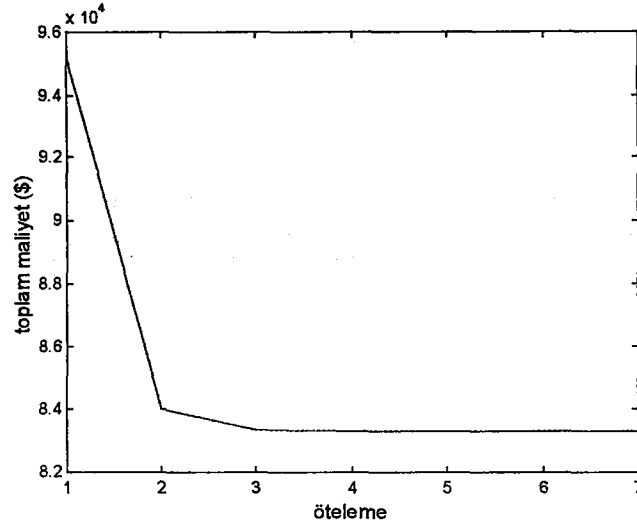
Şekil 5.33 Sistemdeki Toplam Güç Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi



Şekil 5.34 Sistemdeki Her Bir Santralin Çıkış Gücünün Öteleme Sayısına Göre Değişimi

Şekil 5.34’de santrallerin ilk durumda yüklendikleri güç değerlerinin, ötelemelere bağlı olarak azaldığı görülmektedir. Bunun nedeni sistemde kayıp miktarının ötelemeler sonucu, azalmasına bağlı olarak toplam üretilen gücün düşmesi ve santrallerin çıkış güçlerinin dengeye gelebilmek için azalmasıdır.

Ötelemeler sonucu santrallerin toplam üretim maliyetlerinin değişimi Şekil 5.35’de gösterilmiştir. Bu şekilde ilk durumda 95188 \$ olan üretim maliyetinin denge durumunda 83324 \$ olduğu görülmüştür. İlk duruma göre sistemin maliyeti 11864 \$ azalmıştır.



Şekil 5.35 Sistemin Toplam Maliyetinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi
Santrallerin çıkış güçleri aşağıda gösterilmiştir:

Çizelge 5.20 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (4000MW)

Santralin Adı	Üretilen Güç (MW)
Hamitabat	447.2240
Ambarlı	604.4796
BursaD.Gaz	683.6929
Seyitömer	580.5828
SomaB	383.4078
Y.köy	360.7573
K.Köy	587.4598
Yatağan	475.7339

Yazılan program sonucunda santrallerin ceza(penalty) faktörü değerleri aşağıdaki gibi bulunmuştur:

$$P_{\text{Hamitabat}} = 1.0767$$

$$P_{\text{K.köy}} = 0.9191$$

$$P_{\text{Ambarlı}} = 1.0825$$

$$P_{\text{SomaB}} = 0.9361$$

$$P_{\text{Y.Köy}} = 0.9150$$

$$P_{\text{Yatağan}} = 0.9097$$

$$P_{\text{BursaD.Gaz}} = 0.9704$$

$$P_{\text{Seyitömer}} = 0.9347$$

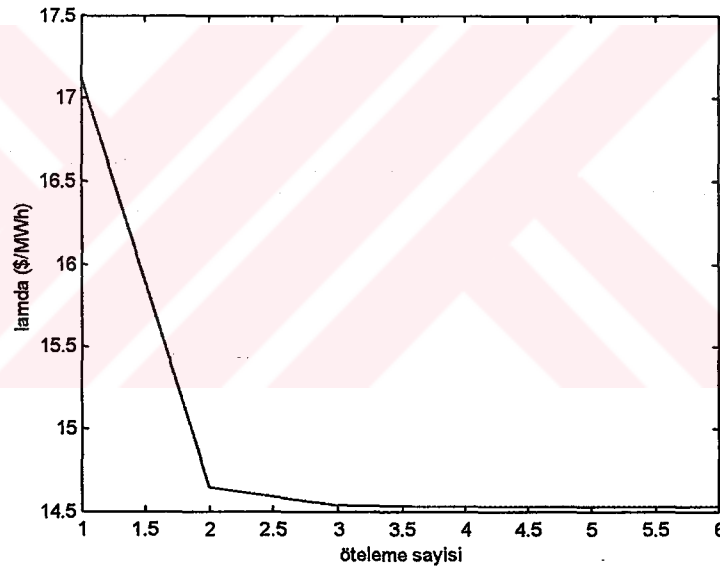
Hamitabat ve Ambarlı termik santrallerinde ceza faktörü 1'in üstünde diğer birimlerde 1'in altındadır. Ceza faktörünün 1 değerinden büyük olması üretilen güce karşılık, kayıp miktarının arttığını göstermektedir.

Sonuçta maliyeti düşük olan santraller Seyitömer, Yeniköy, Kemerköy ve Yatağan 4000 MW olan bu yükten daha fazla pay almışlar ve böylece sistemin maliyeti azaltmışlardır.

Minimum Yük Durumunda

Alınan verilere göre bu sistemde minimum yük toplamı 2396.8 MW'dır

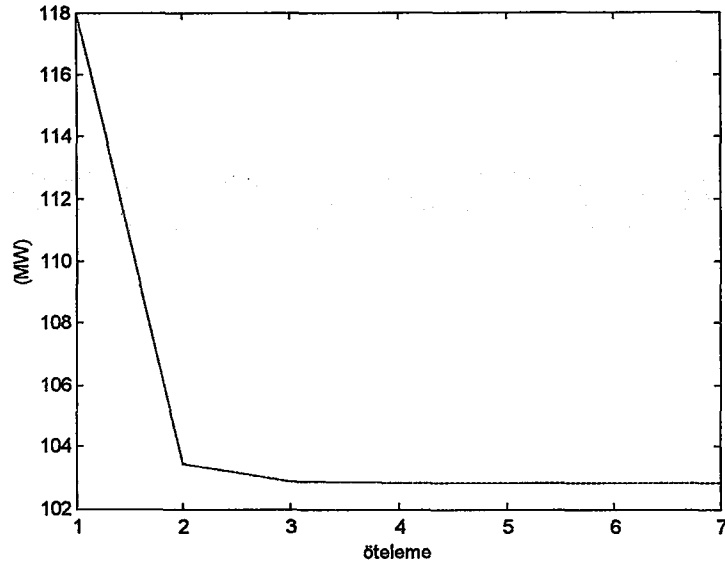
Şekil 5.36'da ötelemeler sonucu sistemin artan yakıt maliyeti değerinin değişimi gösterilmiştir.



Şekil 5.36 Sistemin λ Değerinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi

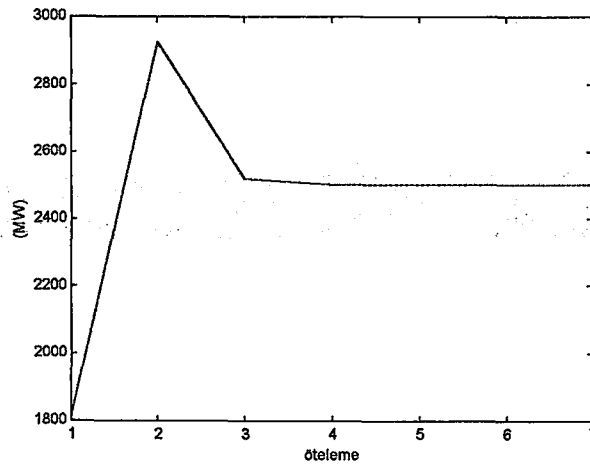
Burada, sistemin 7. öteleme sonucunda dengeye ulaştığı ($\epsilon=10^{-6}$) görülmektedir. Bu denge anında sistemin artan yakıt maliyeti değeri, 14.6789 \$/MWh olarak bulunmuştur.

Şekil 5.37'de ötelemeler sonucu sistemin kayıp değerinin değişimi gösterilmiştir.

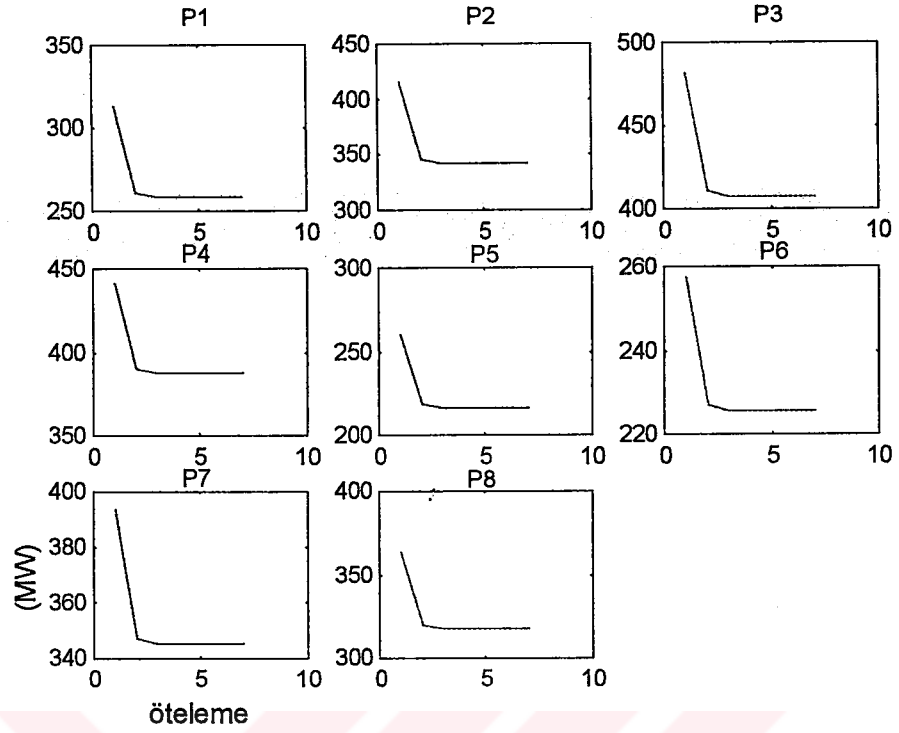


Şekil 5.37 Sistemdeki Kayıp Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi

Bu şekilde sistemde ilk durumda 117.835 MW olan kayıp miktarının ötelemelerle birlikte azaldığı ve denge durumunda 102.8526 MW değerine indiği görülmüştür. Kayıpların azalmasına bağlı olarak ötelemeler sonucu sistemdeki toplam üretilen gücün de değiştiği görülmüştür. Buna bağlı olarak da her ötelemede santrallerin de çıkış güçleri değişmiştir. Şekil 5.38'de toplam üretilen gücün değişimi ve Şekil 5.39'da santrallerin çıkış güçlerinin ötelemeler sonucu değişimi grafiklerle gösterilmiştir.



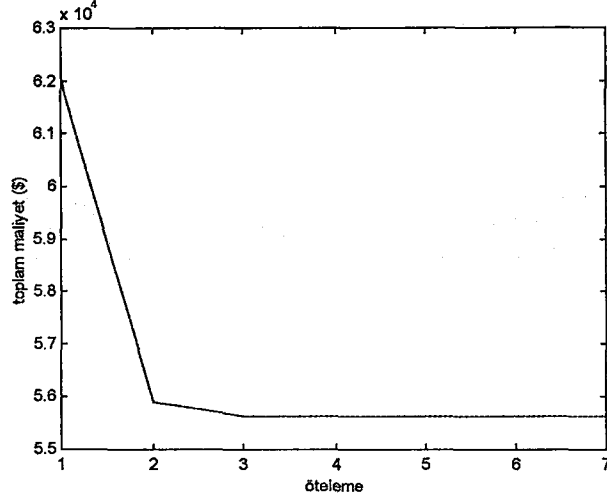
Şekil 5.38 Sistemdeki Toplam Güç Miktarının Öteleme Sayısına Göre Değişimi



Şekil 5.39 Her Santralin Çıkış Gücünün Öteleme Sayısına Göre Değişimi

Şekil 5.39'da santrallerin ilk durumda yüklendikleri güç değerlerinin, ötelemelere bağlı olarak azaldığı görülmektedir. Bunun nedeni 4000 MW yük durumundaki dağıtım da olduğu gibi, sistemde kayıp miktarının ötelemeler sonucu, azalmasına bağlı olarak toplam üretilen gücün düşmesi ve santrallerin çıkış güçlerinin dengeyi sağlamak için azalmasıdır.

Ötelemeler sonucu santrallerin toplam üretim maliyetlerinin değişimi Şekil 5.40'da gösterilmiştir. Bu şekilde ilk durumda 62000 \$ olan üretim maliyetinin denge durumunda 55630 \$ olduğu görülmüştür. İlk duruma göre sistemin maliyeti 6370 \$ azalmıştır.



Şekil 5.40 Sistemin Toplam Maliyetinin Öteleme Sayısına Göre Değişimi
Santrallerin çıkış güçleri aşağıda gösterilmiştir:

Çizelge 5.21 Santrallerin Yüklendikleri Güçler (2396.8 MW)

Santralin Adı	Üretilen Güç (MW)
Hamitabat	258.8286
Ambarlı	342.3329
BursaD.Gaz	407.5843
Seyitömer	387.6415
SomaB	216.2947
Y.köy	225.4419
K.Köy	345.3485
Yatağan	317.3852

Yazılan program sonucunda santrallerin ceza faktörü değerleri aşağıdaki gibi bulunmuştur:

$$P_{\text{Hamitabat}} = 1.0169$$

$$P_{\text{SomaB}} = 0.9848$$

$$P_{\text{Ambarlı}} = 1.0145$$

$$P_{\text{Yatağan}} = 0.9833$$

$$P_{\text{Seyitömer}} = 0.9593$$

$$P_{\text{BursaD.Gaz}} = 0.9819$$

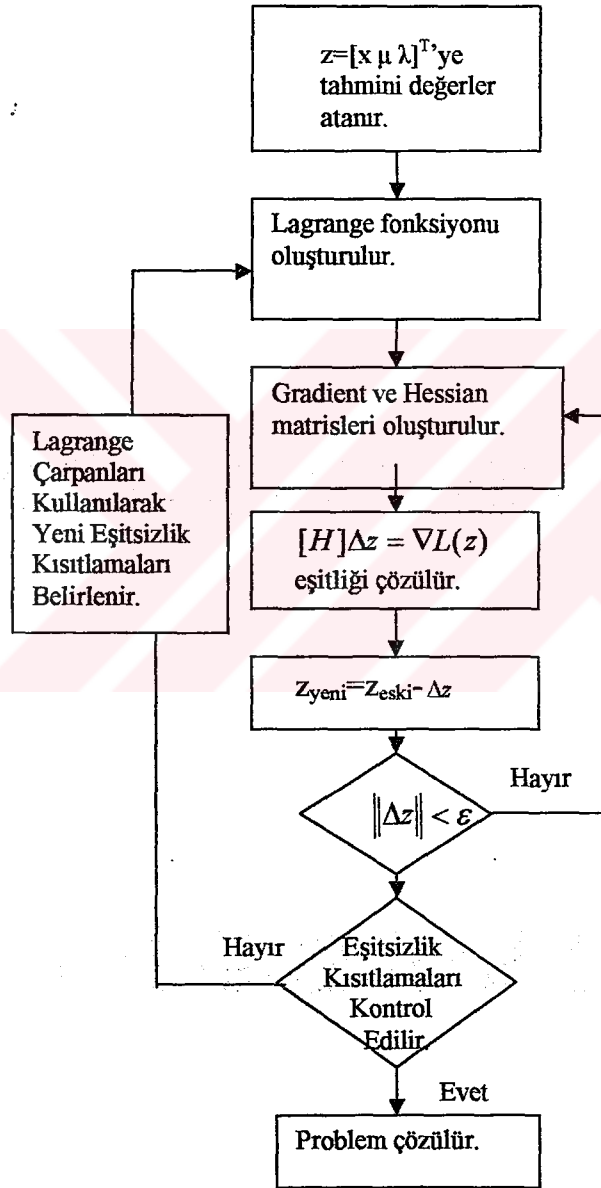
$$P_{\text{K.köy}} = 0.9830$$

$$P_{\text{Y.Köy}} = 0.9830$$

Sonuçta, 4000 MW yük durumunda olduğu gibi maliyeti düşük olan santraller Seyitömer, Yeniköy, Kemerköy ve Yatağan toplam 2396.8 MW olan bu yükten daha fazla pay almışlar ve böylece sistemin maliyeti azaltmışlardır.

5.3.5 Optimal Güç Akışı Analizi

Sisteme ait maliyet fonksiyonları, üretim baralarının kısıtlamaları ve tüm baralara ait bara gerilimlerinin kısıtlamaları kullanılarak, sistemin toplam üretim maliyetini minimuma indirilmek amacıyla optimal güç akışı yapılmıştır. Bunun için, hızlı yakınsadığından dolayı Newton tabanlı optimal güç akışı yöntemi kullanılmıştır. Newton yönteminin algoritması aşağıda verilmiştir. (Şekil 5.41)



Şekil 5.41 Newton Yöntemi Akış Diyagramı [24]

İlk olarak, amaç fonksiyonu eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamaları kullanılarak, sistemin Lagrange denklemi oluşturuldu.

Sisteme ait maliyet eğrilerinin denklemleri ve üretim birimlerinin kısıtlamaları (5.3-5.10) denklemlerin de verilmiştir. Diğer bir eşitsizlik kısıtlaması olarak bara gerilimlerinin limit değerleri $0.95 \leq V_k \leq 1.05$ arasında alınmıştır. Bu durumda sistemin lagrange fonksiyonu genel olarak aşağıdaki şekilde ifade edilir:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_k} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) + \mu_{Pk}(P_k) + \mu_{Qk}(Q_k) + \lambda_{P_{gih}}(P_{gi} - P_{gimaks}) + \lambda_{P_{gil}}(P_{gimin} - P_{gi}) + \lambda_{V_{kh}}(V_k - V_{kmaks}) + \lambda_{V_{kl}}(V_{kmin} - V_k) \quad (5.11)$$

Sistemde 8 tane üretim birimi olduğundan dolayı, önce 8 birim için maliyet fonksiyonları $(\sum_{i=1}^{N_k} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2))$ yazılır. 22 bara için eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamaları, $(\mu_{Pk}(P_k), \mu_{Qk}(Q_k), \lambda_{V_{kh}}(V_k - V_{kmaks}), \lambda_{V_{kl}}(V_{kmin} - V_k))$ ve üretim birimlerinin sınır değerleri olan eşitsizlikler $\lambda_{P_{gih}}(P_{gi} - P_{gimaks}), \lambda_{P_{gil}}(P_{gimin} - P_{gi})$ yazılır. Daha sonra sistemin Hessian ve Gradient matrisleri oluşturulur.

Gradient oluşturulurken, Lagrange fonksiyonunun birinci dereceden türevleri alınmıştır. Her bir blok için hesaplanan türev değerleri şunlardır:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gi}}, \frac{\partial L}{\partial V_k}, \frac{\partial L}{\partial \delta_k}, \frac{\partial L}{\partial \mu_{Pk}}, \frac{\partial L}{\partial \mu_{Qk}}, \frac{\partial L}{\partial \lambda_{P_{gil}}}, \frac{\partial L}{\partial \lambda_{P_{gih}}}, \frac{\partial L}{\partial \lambda_{V_{kh}}}, \frac{\partial L}{\partial \lambda_{V_{kl}}} \quad (5.12)$$

Hessian oluşturulurken Lagrange fonksiyonunun ikinci dereceden türevleri alınmıştır. Her bir blok için hesaplanan türev değerlerinden bazıları şunlardır:

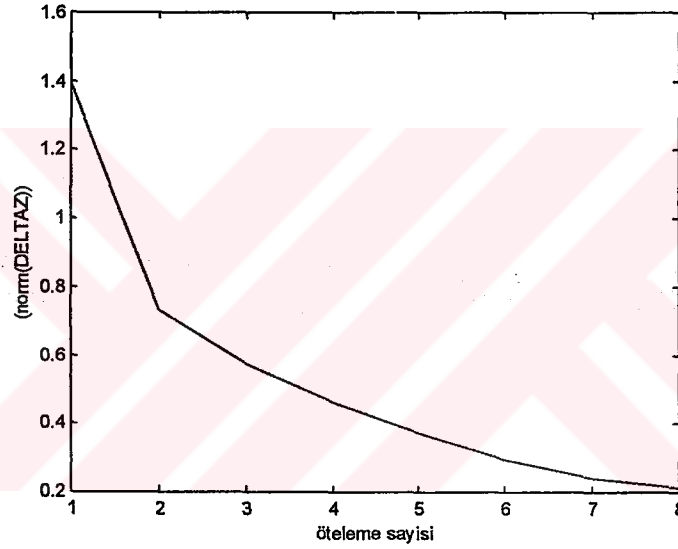
$$\frac{\partial^2 L}{\partial P_{gi}^2}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial V_j}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial \delta_j}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_j \partial \delta_i}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_j \partial V_i}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i^2}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial \mu_{Pk}}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial \mu_{Qk}}, \frac{\partial^2 L}{\partial \delta_i \partial \mu_{Pk}}, \frac{\partial^2 L}{\partial \delta_i \partial \mu_{Qk}}, \frac{\partial^2 L}{\partial P_{Gk} \partial \mu_{Pk}}, \frac{\partial^2 L}{\partial P_{gi} \partial \lambda_{P_{gil}}}, \frac{\partial^2 L}{\partial P_{gi} \partial \lambda_{P_{gih}}}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial \lambda_{V_{ih}}}, \frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial \lambda_{V_{il}}} \quad (5.13)$$

(5.12) ve (5.13) eşitliklerindeki türevler ve MATLAB®'da yazılan program kullanılarak, Hessian ve Gradient matrisleri oluşturuldu. Hessian matrisi bu problem için 22x22 blokdan oluşmaktadır. Bu blokların her biri 9x9 büyüklüğündedir. Bu durumda Hessian matrisinin boyutu 198x198'dir. Bu durumda Gradient vektörü ve Δz değerleri de 198x1 boyutunda olur. Burada, her

bir alt matrisin 9x9 boyutunda olmasının nedeni sistem için kullanılan eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamalarının sayısından kaynaklanmaktadır.

Sisteme verilen ilk değerler kullanılarak yeni Z değerleri oluşturuldu. İstenen sınırlar bulununcaya kadar her ötelemelerde Hessian ve Gradient matrisler tekrar oluşturuldu. Sonuç olarak, kısıtlamalar altında sistemin maliyetinin minimum olmasını sağlayacak üretim değerleri, bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları hesaplandı. Bulunan bu değerler kullanılarak, reaktif güç üretim değerleri hesaplandı.

Şekil 5.42'de $\|\Delta z\|$ değerinin ötelemeler sonucu değişimi gösterilmiştir.



Şekil 5.42 $\|\Delta z\|$ Değerinin Ötelemeler Sonucu Değişim Grafiği(4000 MW)

Yazılan programın çalıştırılması sonucunda üretim baralarının çıkış güçleri, bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları ve reaktif güçleri hesaplandı.

Çizelge 5.22'de baraların çıkış güçleri ve sınır değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.22 OPF Sonucu Üretim Baralarının Çıkış Güçleri ve Sınır Değerleri

Bara Kodu	P_{gmin} (MW)	P_g (MW)	P_{gmaks} (MW)
1	190	456.6099	1120
16	245	569.1207	1350
17	318	584.3354	1432
18	150	573.3901	600
19	210	378.5413	990
20	110	417.2529	420
21	140	564.9352	630
22	140	574.1627	630

Çizelge 5.23’de görüldüğü gibi, OPF sisteme uygulanması sonucunda, üretim baralarının çıkış güçleri verilen kısıtlar arasında bulunmuştur.

Çizelge 5.23’de bara gerilim genlikleri ve sınır değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.23 OPF Sonucu Bara Gerilim Genlikleri ve Sınır Değerleri

Bara No	V_{min} (pu)	V (pu)	V_{maks} (p.u)
1	0.95	1.0318	1.05
2	0.95	1.0302	1.05
3	0.95	0.9957	1.05
4	0.95	0.9884	1.05
5	0.95	0.9226	1.05
6	0.95	0.9900	1.05
7	0.95	0.9901	1.05
8	0.95	0.9828	1.05
9	0.95	0.9898	1.05
10	0.95	0.9898	1.05
11	0.95	0.9856	1.05
12	0.95	1.0362	1.05
13	0.95	1.0372	1.05
14	0.95	0.9523	1.05
15	0.95	0.9737	1.05
16	0.95	1.0293	1.05
17	0.95	1.0301	1.05
18	0.95	1.0338	1.05
19	0.95	1.0397	1.05
20	0.95	1.0220	1.05
21	0.95	1.0308	1.05
22	0.95	1.0152	1.05

Çizelge 5.23'te görüldüğü gibi, OPF sonucunda bara gerilimler genlikleri verilen kısıtlar arasında bulunmuştur.

Çizelge 5.24'te OPF, sonucunda bulunan bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları, aktif ve reaktif güç değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.24 22 Baralı Sistemin Optimal Güç Akışı Sonuçları

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Açısı (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.0318	0.1735	456.6099	-13.5773	0.000	0.000
2	1.0302	-11.5521	0.000	0	0.000	0.000
3	0.9957	-0.3026	0.000	0	236.000	146.250
4	0.9884	0.1454	0.000	0	433.000	268.340
5	0.9226	0.2449	0.000	0	236.000	146.259
6	0.9900	-0.0189	0.000	0	0.000	0.000
7	0.9901	0.5987	0.000	0	172.800	107.200
8	0.9828	0.8508	0.000	0	264.630	163.600
9	0.9898	-0.0155	0.000	0	304.000	188.400
10	0.9898	-0.0168	0.000	0	141.000	87.380
11	0.9856	-0.0883	0.000	0	205.000	127.040
12	1.0362	-0.1117	0.000	0	277.200	171.660
13	1.0372	-0.1150	0.000	0	248.700	153.690
14	0.9523	2.6102	0.000	0	292.000	180.960
15	0.9737	1.3954	0.000	0	229.000	141.920
16	1.0293	-14.4243	569.1207	238.6361	0.000	0.000
17	1.0301	-20.1160	584.3354	316.7794	0.000	0.000
18	1.0338	-14.3711	573.3901	128.1644	204.000	126.400
19	1.0397	-7.5849	378.5413	47.6939	178.100	110.300
20	1.0220	-7.8718	417.2529	-2.4031	215.900	133.000
21	1.0308	-8.5453	564.9352	5.2944	18.000	11.150
22	1.0152	-8.7161	574.1627	12.5533	344.700	213.200

Bulunan üretim değerleri sonucunda, sistemde toplam 4000 MW yük olduğunda, santraller toplam çıkış güçleri 4118.3 MW'dır. Bu durumda sistemdeki kayıp miktarı 118.3 MW olur. Sistemin toplam üretim maliyeti, OPF sonucu bulunan, üretim birimlerinin çıkış güçleri kullanılarak, 83258\$ olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.23'te görüldüğü gibi, OPF sonucunda bara gerilimler genlikleri verilen kısıtlar arasında bulunmuştur.

Çizelge 5.24'te OPF, sonucunda bulunan bara gerilimlerinin genlikleri ve açıları, aktif ve reaktif güç değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.24 22 Baralı Sistemin Optimal Güç Akışı Sonuçları

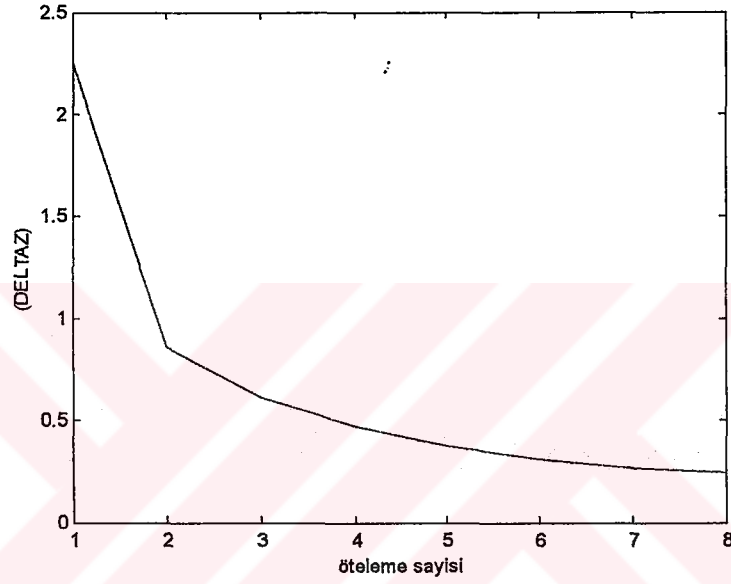
Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Açısı (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.0318	0.1735	456.6099	-13.5773	0.000	0.000
2	1.0302	-11.5521	0.000	0	0.000	0.000
3	0.9957	-0.3026	0.000	0	236.000	146.250
4	0.9884	0.1454	0.000	0	433.000	268.340
5	0.9226	0.2449	0.000	0	236.000	146.259
6	0.9900	-0.0189	0.000	0	0.000	0.000
7	0.9901	0.5987	0.000	0	172.800	107.200
8	0.9828	0.8508	0.000	0	264.630	163.600
9	0.9898	-0.0155	0.000	0	304.000	188.400
10	0.9898	-0.0168	0.000	0	141.000	87.380
11	0.9856	-0.0883	0.000	0	205.000	127.040
12	1.0362	-0.1117	0.000	0	277.200	171.660
13	1.0372	-0.1150	0.000	0	248.700	153.690
14	0.9523	2.6102	0.000	0	292.000	180.960
15	0.9737	1.3954	0.000	0	229.000	141.920
16	1.0293	-14.4243	569.1207	238.6361	0.000	0.000
17	1.0301	-20.1160	584.3354	316.7794	0.000	0.000
18	1.0338	-14.3711	573.3901	128.1644	204.000	126.400
19	1.0397	-7.5849	378.5413	47.6939	178.100	110.300
20	1.0220	-7.8718	417.2529	-2.4031	215.900	133.000
21	1.0308	-8.5453	564.9352	5.2944	18.000	11.150
22	1.0152	-8.7161	574.1627	12.5533	344.700	213.200

Bulunan üretim değerleri sonucunda, sistemde toplam 4000 MW yük olduğunda, santraller toplam çıkış güçleri 4118.3 MW'dır. Bu durumda sistemdeki kayıp miktarı 118.3 MW olur. Sistemin toplam üretim maliyeti, OPF sonucu bulunan, üretim birimlerinin çıkış güçleri kullanılarak, 83258\$ olarak hesaplanmıştır.

Minimum Yük Durumunda

Sisteme verilen ilk değerler kullanılarak 2396.8 MW yük durumu için, yeni Z değerleri, Hessian ve Gradient matrisleri oluşturularak kısıtlamalar altında, sistemin maliyetinin minimum olmasını sağlayacak üretim değerleri, bara gerilim genlikleri ve açıları hesaplandı. Bulunan bu değerler kullanılarak, reaktif güç üretim değerleri hesaplandı.

Şekil 5.43'de $\|\Delta z\|$ değerinin ötelemeler sonucu değişimi gösterilmiştir.



Şekil 5.43 $\|\Delta z\|$ Değerinin Ötelemeler Sonucu Değişim Grafiği (2396.8 MW)

Çizelge 5.25'de baraların çıkış güçleri ve sınır değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.25 OPF Sonucu Üretim Baralarının Çıkış Güçleri ve Sınır

Değerleri

Bara Kodu	P_{gmin} (MW)	P_g (MW)	P_{gmaks} (MW)
1	190	279.4429	1120
16	245	345.8165	1350
17	318	369.3359	1432
18	150	386.0729	600
19	210	212.4472	990
20	110	228.0902	420
21	140	348.0902	630
22	140	322.2534	630

Çizelge 5.24'de görüldüğü gibi, OPF sisteme uygulanması sonucunda, üretim baralarının çıkış güçleri verilen kısıtlar arasında bulunmuştur.

Çizelge 5.26'de bara gerilim genlikleri ve sınır değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.26 OPF Sonucu Bara Gerilim Genlikleri ve Sınır Değerleri

Bara No	V_{\min} (pu)	V (pu)	V_{\max} (p.u)
1	0.95	1.0294	1.05
2	0.95	1.0274	1.05
3	0.95	0.9969	1.05
4	0.95	0.9941	1.05
5	0.95	0.9975	1.05
6	0.95	0.9950	1.05
7	0.95	0.9940	1.05
8	0.95	0.9865	1.05
9	0.95	0.9949	1.05
10	0.95	0.9949	1.05
11	0.95	0.9902	1.05
12	0.95	1.0383	1.05
13	0.95	1.0394	1.05
14	0.95	0.9556	1.05
15	0.95	0.9795	1.05
16	0.95	1.0230	1.05
17	0.95	1.0300	1.05
18	0.95	1.0299	1.05
19	0.95	1.0334	1.05
20	0.95	1.0208	1.05
21	0.95	1.0229	1.05
22	0.95	1.0106	1.05

Çizelge 5.26'da görüldüğü gibi, OPF sonucunda bara gerilim genlikleri verilen kısıtlar arasında bulunmuştur.

Çizelge 6.27'de OPF, sonucunda bulunan bara gerilim genlikleri ve bara açıları, aktif ve reaktif güç değerleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.27 22 Baralı Sistemin Optimal Güç Akışı Sonuçları (2396.8 MW)

Bara No	Bara Voltaj (pu)	Bara Aç (deg)	P Üretim (MW)	Q Üretim (MVar)	P Yük (MW)	Q Yük (MVar)
1	1.0294	0.2644	279.4429	-17.6369	0.000	0.000
2	1.0274	-8.7024	0	0	0.000	0.000
3	0.9969	-0.0379	0	0	81.300	50.385
4	0.9941	0.1187	0	0	352.000	218.150
5	0.9975	0.2725	0	0	190.100	117.813
6	0.9950	-0.0185	0	0	0.000	0.000
7	0.9940	0.6874	0	0	124.000	76.848
8	0.9865	0.9607	0	0	114.500	70.961
9	0.9949	-0.0140	0	0	97.200	60.239
10	0.9949	-0.0072	0	0	59.000	36.565
11	0.9902	-0.0696	0	0	139.700	86.578
12	1.0383	0.0499	0	0	433.800	268.845
13	1.0394	0.0475	0	0	15.000	9.296
14	0.9556	2.7390	0	0	186.400	115.520
15	0.9795	1.3612	0	0	212.800	131.882
16	1.0230	-12.1514	345.8165	181.7437	0.000	0.000
17	1.0300	-17.8281	369.3359	259.6266	0.000	0.000
18	1.0299	-13.8014	386.0729	119.2496	63.900	39.602
19	1.0334	-7.0471	212.4472	42.8520	106.000	65.693
20	1.0208	-7.1439	228.0902	-13.8454	52.200	32.351
21	1.0229	-8.5332	348.0902	15.86	15.000	9.296
22	1.0106	-8.7167	322.2534	15.7977	153.900	95.379

Bulunan üretim değerleri sonucunda, sistemde toplam 2396.8 MW yük olduğunda, santraller çıkış güçleri toplamı 2491.5 MW'dır. Bu durumda sistemdeki kayıp miktarı 94.7 MW olur.

5.3.6 Ekonomik Dağıtım ve Optimal Güç Akışı Analizlerinin Sonuçlarının Karşılaştırılması

Ekonomik dağıtım yöntemi güç akışı analizinin sonuçlarını kullanır. Bu yöntemde, sadece toplam gücün toplam yükü (kayıplar olması ve olmaması durumunda) karşılayabilmesi ile ilgili kısıt ele alınır ve böylece sistemin toplam üretim maliyetinin minimuma indirilmesini sağlar.

Optimal güç akışı analizinde; üretim baralarının güçleri ve bara gerilim genlikleri gibi değerler güç akışı analizinde olduğu gibi ilk başta bilinmemektedir. Bu değerlerle ilgili olarak, sadece kısıtlamalarla ilgili bilgiler bilinir. Kısıtlamalar eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamaları olarak iki kısımda ele alınır. Bu sistemde, eşitlik kısıtlaması, baralardaki dengenin sağlanması, eşitsizlik kısıtlamaları üretim birimlerinin çıkış güçleri, bara gerilim genlikleridir. Sistemde bu kısıtlamalar dahilinde, üretim birimlerinin optimal olarak yüklenmesi sağlanır ve bara gerilimlerinin genlikleri-açıları üretim baralarının çıkış güçleri hesaplanır. Böylece sistemin toplam üretim maliyetinin minimuma indirilmesini sağlar.

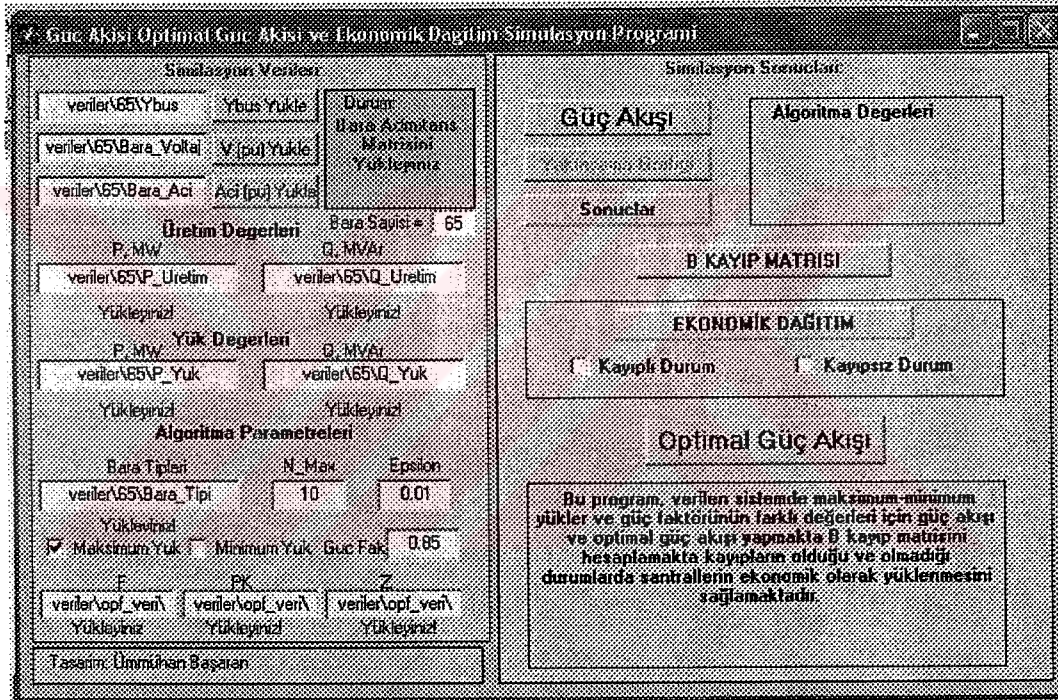
Ekonomik dağıtım sonucu 4000 MW yük durumunda, sistemdeki kayıp miktarı, 123.3339 MW ve üretim maliyeti 83324\$ olarak bulunmuştur. Optimal güç akışı sonucunda, sistemdeki kayıp miktarı 118.3 MW ve üretim maliyeti 83258\$'dir.

Sonuç olarak, ekonomik dağıtım yöntemi, yapılan güç akışı analizinin sonuçlarını kullanarak, sadece üretim baralarının sistemin maliyetini minimuma indirecek şekilde çıkış güçlerini hesaplar. Optimal güç akışı analizi ise, üretim birimlerinin sistemin maliyetini minimuma indirebilecek şekilde yüklenmesini ve aynı zamanda bara gerilimlerinin genlikleri, açıları, reaktif güçlerini hesaplar.

5.4 Yapılan Güç Akışı Optimal Güç Akışı ve Ekonomik Dağıtım Analizleri İçin Simülasyon Programı

Program için Şekil 5.44'de gösterildiği gibi MATLAB®'da bir arayüz tasarlanmış ve öncelikle sistem girdileri programa yüklenmiştir. Gücün baz değeri, 100 MVA olarak alınmıştır. Arayüz simülasyon verileri ve simülasyon sonuçları olmak üzere iki kısımdan oluşmaktadır. Sistemin verileri; bara admitans matrisi, bara gerilimlerinin genlikleri -açıları, aktif, reaktif güç üretim değerleri, her bir baranın çektiği aktif ve reaktif yükler, bara tipleri, üretim birimlerinin maliyet eğrileri ve sınır güçleri, başlangıç z değerleri ve en yüksek öteleme sayısıdır. Simülasyon verileri daha önceden oluşturulan veriler klasörüne kaydedilmektedir.

Simülasyon sonuçları kısmında, güç akışı çalıştırılarak, algoritma değerlerinde programın her öteleme sonucunda yakınsama değerleri gösterilmektedir. Yakınsama grafiğine basıldığında, güç akışı ve optimal güç akışı programları için yakınsama grafikleri çizilmektedir. Programın sonuçları matlab ekranında gösterilmektedir. Program farklı güç faktörü değerleri ve minimum-maksimum yük durumunda güç akışı, optimal güç akışı yapabilmektedir. Aynı zamanda, sistemde kayıpların olduğu ve olmadığı durumlarda santrallerin ekonomik olarak yüklenmesini sağlayarak sistemin minimum üretim maliyetini hesaplayabilmektedir.



Şekil 5. 44 Güç Akışı, Optimal Güç Akışı ,Ekonomik Dağıtım

Programlarının Arayüzü

6. SONUÇ

Bu çalışmada, Türkiye'deki elektrik enerjisinin gelişimi, enerji üretim ve iletim sistemlerinin çeşitleri ve mevcut durumları hakkında bilgiler verilmiş, güç sistem modeli ve parametrelerinin nasıl elde edilebileceğine değinilmiş, sistemin güç akışı ve ekonomik dağıtım analizlerinin yapılabilmesi için gerekli konular üzerinde durulmuştur.

Türkiye'deki 2002 yılına ait saatlik tüketim değerleri kullanılarak, günlük, aylık, mevsimlik ve yıllık yük eğrileri oluşturulmuş ve buradan düzenlenmiş yıllık merdiven yük eğrisine geçilmiştir. Bunun için, yazılan MATLAB® programı kullanılmıştır.

Öncelikle, Türkiye'deki 380 kV'luk enerji iletim hatları ile birbirine bağlı 30 üretim ve 35 yük barasından oluşan, 65 baralı enterkonnekte güç sistemi ele alınmış ve bu sistemin modeli oluşturularak güç akışı yapabilmek için gerekli tüm parametreler belirlenmiştir. Yazılan MATLAB® programı yardımıyla bu sistemin bara admitans matrisi bulunmuş ve Newton Raphson güç akışı yöntemiyle, TEİAŞ'dan alınan 2003 yılına ait merdiven yük eğrisi kullanılarak elde edilen minimum-maksimum yük durumları ve çeşitli güç faktörleri için tüm baralardaki gerilimlerin genlikleri ve açıları, aktif ve reaktif güçler bulunmuştur.

Güç akışının farklı güç faktörü değerleri için uygulanması sonucunda, bu değerlerin artırılmasının sistemdeki kayıp miktarını ve üretilen reaktif güç miktarını azaltacağı görülmüştür. Ayrıca güç faktörünün azalması, ΔQ değerinin daha hızlı yakınsamasını sağlamıştır. Baraların dengede olduğu, örneklerle gösterilmiş ve bazı hatlardan iletilebilecek maksimum güç değerleri hesaplanmıştır.

Daha sonra, 380 kV'luk enerji iletim hatlarıyla birbirine bağlı, 8 üretim (EÜAŞ'a bağlı termik santraller) ve 14 yük barasından oluşan 22 baralı yeni bir enterkonnekte güç sistemi oluşturularak sistem modeli ve parametreleri benzer şekilde belirlenmiştir. MATLAB® da yazılan programlar yardımıyla, farklı yük durumları için güç akışı analizi yapılarak, baralardaki tüm değerler bulunmuş ve 8 santral için ayrı ayrı oluşturulan maliyet eğrileri yardımıyla elde edilen maliyet denklemleri kullanılarak sistemde kayıpların olduğu ve olmadığı durumlar için santrallerin ekonomik yüklenmesi sağlanmıştır.

Ekonomik dağıtımın yapılması sonucunda, kayıplar hesaba katıldığında üretim maliyetinin arttığı görülmüştür. Sistemde kayıplar hesaplandığında, kayıp olmadığı duruma göre üretim maliyetinin 3250 \$ daha fazla olduğu görülmüştür (minimum yük durumunda). Kayıpların olduğu durumlardaki belirlenen iki farklı yük değeri için, her öteleme sonucunda artan yakıt maliyeti, kayıp miktarı, sistemdeki toplam güç, her santralin çıkış gücü ve sistemin toplam maliyetinin değişimi grafiklerle gösterilmiştir. Ekonomik dağıtımlar sonucunda, maliyeti düşük olan santraller Seyitömer, Yeniköy, Kemerköy ve Yatağan yükten daha fazla pay almışlar ve böylece sistemin maliyeti azaltmışlardır

Optimal güç akışı, üretim birimlerinin maliyet fonksiyonları ve üretim kısıtlamaları, tüm baralara ait bara gerilim genlikleri kısıtlamaları kullanılarak, sistemin toplam üretim maliyetini minimuma indirilmiştir. Sisteme ait maliyet eğrilerinin denklemleri ve üretim birimlerinin kısıtlamaları ve bara gerilimlerinin genliklerinin limit değerleri $0.95 \leq V_k \leq 1.05$ arasında alınarak sistemde optimal güç akışı analizi yapılmıştır.

Ekonomik dağıtım sonucu 4000 MW yük durumunda, sistemdeki kayıp miktarı, 123.3339 MW ve üretim maliyeti 83324\$ olarak bulunmuştur. Optimal güç akışı sonucunda, sistemdeki kayıp miktarı 118.3 MW ve üretim maliyeti 83258\$'dir.

Ekonomik dağıtım yöntemi, yapılan güç akışı analizinin sonuçlarını kullanarak, sadece üretim baralarının sistemin maliyetini minimuma indirecek şekilde çıkış güçlerini hesaplar. Optimal güç akışı analizi ise, kısıtlamalar dahilinde üretim birimlerinin sistemin maliyetini minimuma indirebilecek şekilde yüklenmesini ve aynı zamanda bara gerilimlerinin genliklerini ve açılarını, reaktif güçlerini hesaplar.

Bu çalışmada, güç akışı için Newton Raphson yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemin kullanılmasının nedeni, Gauss Seidel'e göre ötelemeleri daha yavaş yapmasına rağmen, özellikle büyük sistemlerde daha az ötelemeye yakınsayarak sonuca ulaşmasıdır.[3] Programlarda genellikle 60 öteleme sonucunda ϵ değerine yakınsama sağlanmıştır. Optimal güç akışı analizinde, hızlı yakınsadığından dolayı, Newton tabanlı optimal güç akışı yöntemi kullanılmıştır.

İleride yapılacak çalışmalarda, sistemde inşa halinde bulunan diğer 380 kV'luk hatlar (Denizli-Varsak, Yeşiltepe-İkitelli, Şanlıurfa-Kızıltepe, Horasan-Ağrı, Tirebolu-İyidere, İyidere-Artvin ve Artvin-Erzurum) da güç akışı analizine katılarak sistemin uygun çalışma noktaları belirlenebilir. Aynı zamanda Türkiye'de bulunan bütün iletim hatları (34.5 kV, 66 kV, 154 kV ve 380 kV'luk hatlar) ele alınarak, gerekli veriler sağlandığında güç akışı analizi tekrarlanabilir. (2003 yılı Temmuz ayında TEİAŞ Yük Tevzi Başkanlığınca yapılan etütte, Türkiye'nin enterkonnekte güç sistemi 771 bara, 955 hat ve 366 trafodan oluşmaktadır.) Sistemde bulunan diğer hidrolik, otoprodüktör, mobil ve özel santraller için gerekli veriler sağlanarak, tüm sistem için güç akışı ve ekonomik dağıtım analizleri yapılabilir.

Enerji iletim hatlarında oluşan kayıplar, üretim merkezleri ile tüketiciler arasındaki mesafeye bağlıdır. Ele alınan 65 baralı 380kV'luk sistemde kayıp miktarı 173 MW iken, 22 baralı sistemde 127.33 MW olarak hesaplanmıştır. Kayıp miktarının 22 baralı sistemde yüksek olmasının nedeni, üretilen gücün daha çok Ege Bölgesi tarafında olmasına rağmen, tüketimin Marmara Bölgesinde daha çok olması nedeniyle, hatlarda meydana gelen kayıplar artmıştır. Burada, üretim planlaması yapılırken iletim kayıplarının dikkate alınması gerektiği, aksi takdirde sistemlerde kayıpların artacağı görülmüştür.

Elektrik enerjisinin santrale olan maliyeti çok önemlidir. Ekonomik dağıtım sonucu, kayıplar olmadığında sistemdeki yük 4000 MW iken, sistemin üretim maliyetinin 3730\$ azaldığı, minimum yük durumunda 1636\$ azaldığı görülmüştür. Kayıplar hesaplandığında, sistemdeki yük 4000 MW iken, sistemin üretim maliyetinin 11864\$ azaldığı, minimum yük durumunda 6370\$ azaldığı görülmüştür. Kayıplar dikkate alınarak üretim maliyeti düşük olan santrallerin üretim kapasitelerinin artırılması ve pahalı olan santrallerin ise daha az üretim yapması sağlanarak, sistemin birim enerji üretim maliyeti azaltılabilir. Sonuçta, santraller ekonomik dağıtımlar sonucu belirlenen güçlerle yüklenirlerse sistemin maliyetinin azalacağı görülmüştür.

Sistemdeki bütün santrallerde düzgün verilerin tutulması durumunda daha iyi analiz ve doğru planlama yapılabilecektir. Talep edilecek enerjinin önceden

belirlenmesi ve buna göre artan ihtiyacı karşılayacak, doğru yatırım planlarının yapılması ülke ekonomisine büyük katkılar sağlayacaktır.

Sonuç olarak, artan elektrik enerjisi talebini en uygun şekilde karşılayabilmek için yapılacak planlama çalışmalarında güç akışı ve ekonomik dağıtım analizlerinin önemi ortaya çıkmıştır. Ekonomik dağıtım analizi yapılarak, birim enerji üretim maliyetini düşürmek için santrallerin uygun şekilde yüklenmeleri sağlanacak ve bu şekilde ülke ekonomisine katkı yapılacaktır.



KAYNAKLAR

- [1] Santraller Enformasyon ve Değerlendirme Müdürlüğü *Teaş Faaliyet Raporları*, Ankara (2001).
- [2] ALTIN M., ÜSTÜNEL M., ve KIZILGEDİK M, “Elektrifikasyon” MEB, Ankara (2001).
- [3] GRAINGER,J.J., ve STEVENSON, W.D., *Power system analysis*, McGraw-Hill International Editions, Newyork, USA (1994).
- [4] WOOD J. ve WOLLENBERG, B., *Power generation, operation and control*, Wiley interscience publication, Newyork, USA (1996).
- [5] Santraller Enformasyon ve Değerlendirme Müdürlüğü, *2002 Yıllık Faaliyet Raporu*, Termik Santraller ve Maden Sahaları Daire Başkanlığı, Ankara, (2002).
- [6] GÜNEY İ., *Elektrik tesisleri I*, Marmara Üniversitesi Teknik Eğitim Fakültesi, İstanbul (1993).
- [7] www.teias.gov.tr
- [8] SULLIVAN, R.L., *Power system planning*, McGraw-Hill International Book Company, USA (1985).
- [9] EREN, Z. ve AKTAŞ, K., *2003 Puant (Yaz) yük şartlarında yük akışı, üç faz ve faz toprak kısa devre etüdü*, TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı, Etüd ve Raporlama Müdürlüğü, Ankara (2004).
- [10] EREN, Z. ve AKTAŞ, K., *2003 Minimum yük şartlarında yük akışı, üç faz ve faz toprak kısa devre etüdü*, TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı, Etüd ve Raporlama Müdürlüğü, Ankara (2004).
- [11] YAMAYEE Z.A., ve BALA, J.L., *Electromechanical energy devices and power systems*, John Wiley & Sons, Newyork, USA (1994).
- [12] STEVENSON G.W., *Elements of power system analysis*, McGraw-Hill Kogakusha, Tokyo (1975).
- [13] WEEDY, B.M ve CORY, B.J., *Electric power systems*, John Wiley & Sons, West Sussex (1998).
- [14] ARRILAGA, J., ve ARNOLD, C. P., *Computer Modelling of electrical power system*, John Wiley & Sons, Newyork, USA (1991).
- [15] LIPO,T.A., *Modern power systems control and operation*, Kluwer Academic Publishers, Boston, USA (1991).

- [16] ABIDO M.A, “*Environmental/Economic Power Dispatch Using Multiobjective Evolutionary Algorithms*,” IEEE Trans. on Power Systems, **18**, November 1529-1537 (2003).
- [17] ROA SEPULVEDA C.A ve PAVEZ LAZO B.J. “*A Solution to The Optimal Power Flow Using Simulated Annealing*”. IEEE Porto Power Tech Conference 10th-13th September, Porto, Portugal (2001).
- [18] ZHIQIANG Y., ZHIJIAN H., ve CHUANWEN J., “*Economic Dispatch and Optimal Power Flow Based on Chaotic Optimization*”. IEEE, (2002).
- [19] LUKMAN D. ve BLACKBURN T.R., “*Modified algorithm of load flow simulation for loss minimization in power systems*”, Australian Universities Power Engineering Conference, AUPEC2001, Curtin University, **1**, (2001).
- [20] Kusic, G.L., *Computer aided power system analysis*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, USA (1988).
- [21] TEK, “*Türkiye ulusal elektrik ağındaki havai hatların, ge neratör ve trafoların elektiriki karakteristikleri*,” İletim şebeke işletme dairesi başkanlığı, Sistem araştırma ve kontrol müdürlüğü, Ankara (1981).
- [22] SUN D. I., ASHLEY B., B. BREWER, HUGHES A., ve TINNEY W. F. “*Optimal Power Flow by Newton Approach*,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, **103**, (1984)
- [23] YAŞAR C., FADIL S., TAŞ M. A, ve YILDIZ T, “*Görsel Bir Program: Yük Akış Analizi ve Aktif Güç Optimizasyonu*”, Elektrik Elektronik Bilgisayar Mühendisliği, 10. Ulusal Kongresi, İstanbul (2003)
- [24] Happ H.H., “*Optimal Power Dispatch- A Comprehensive Survey*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, **96**, (1977)
- [25] DOMMEL H. W. ve TINNEY W. F., “*Optimal Power Flow Solutions*,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, **87**, (1968)
- [26] ALSAC O., BRIGHT J., PRAIS M. ve STOTT B., “*Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow*,” IEEE Transactions on Power Systems, **5**, No. (1990)
- [27] WU Y., DEBS A. S. ve MARSTEN R. E, “*Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flows*,” IEEE Power Industry Computer Applications Conference, (1993)

- [28] HONG Y., ve PAN C., "*An Enhanced Newton OPF*", IEEE International Conference on Advanced in Power system Control, Operation and Management, Hong Kong, (1991)
- [29] MURIITHI M.,G, "Optimal Power Flow For The High Voltage Network Of The Kenya Power System ", IEEE (1996)
- [30] COSTA G.R.M., LANGONA K., ve ALVES D.A., "*A New Approach To The Solution Of The Optimal Power Flow Based On The Modified Newton's Method Associated To An Augmented Lagrangian Function* ", IEEE (1998)
- [31] RASHED A.M.H., ve KELLY D.H, "*Optimal Load Flow Solution Using Lagrangian Multipliers And The Hessian Matrix*" , IEEE (1974)
- [32] TINNEY W. F. ve HART C.E., "*Power Flow Solution by Newton's Method*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, **86**, (1967)
- [33] BURCHETT R.C., HAPP H.H., VIEARATH D.R. ve WIRGAU K.A., "*Devopments in Optimal Power Flow* ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, **101**, (1982)

EK-2 65 Baralı Sistemin B Kayıp Katsayıları Matrisi

B Matrisi =

1	2	3	4	5	6	7
0.0026	0.0001	-0.0001	0.0015	0.0011	0.0002	0.0001
0.0001	0.0021	0.0005	0.0001	0.0001	-0.0001	-0.0002
-0.0001	0.0005	0.0055	-0.0001	-0.0001	-0.0004	-0.0005
0.0015	0.0001	-0.0001	0.0018	0.0011	0.0002	0.0001
0.0011	0.0001	-0.0001	0.0011	0.0018	0.0002	0.0001
0.0002	-0.0001	-0.0004	0.0002	0.0002	0.0018	0.0016
0.0001	-0.0002	-0.0005	0.0001	0.0001	0.0016	0.0019
-0.0001	-0.0002	-0.0005	-0.0001	-0.0001	0.0011	0.0013
-0.0007	-0.0010	-0.0015	-0.0007	-0.0007	0.0010	0.0013
-0.0010	-0.0013	-0.0018	-0.0010	-0.0010	0.0007	0.0010
-0.0009	-0.0013	-0.0018	-0.0009	-0.0009	0.0008	0.0011
-0.0010	-0.0014	-0.0019	-0.0010	-0.0010	0.0007	0.0010
-0.0010	-0.0014	-0.0020	-0.0010	-0.0010	0.0007	0.0010
-0.0011	-0.0014	-0.0020	-0.0010	-0.0011	0.0007	0.0011
-0.0007	-0.0003	-0.0005	-0.0007	-0.0008	-0.0004	-0.0004
-0.0006	0.0003	0.0005	-0.0006	-0.0006	-0.0006	-0.0007
-0.0001	-0.0002	-0.0005	-0.0001	-0.0001	0.0008	0.0010
0.0002	0.0002	0.0001	0.0002	0.0002	0.0004	0.0004
0.0005	0.0005	0.0002	0.0005	0.0005	0.0004	0.0003
0.0006	0.0004	0.0002	0.0006	0.0005	0.0003	0.0002
0.0006	0.0004	0.0002	0.0006	0.0006	0.0003	0.0002
0.0004	0.0005	0.0006	0.0004	0.0004	0.0002	0.0001
-0.0006	0.0003	0.0005	-0.0005	-0.0006	-0.0006	-0.0007
-0.0005	0.0003	0.0006	-0.0005	-0.0005	-0.0006	-0.0007
-0.0003	0.0009	0.0008	-0.0003	-0.0003	-0.0004	-0.0005
-0.0003	0.0005	0.0007	-0.0003	-0.0003	-0.0004	-0.0005
-0.0003	0.0005	0.0007	-0.0003	-0.0003	-0.0004	-0.0005
-0.0002	0.0004	0.0050	-0.0002	-0.0002	-0.0005	-0.0006
-0.0002	0.0007	0.0021	-0.0002	-0.0002	-0.0004	-0.0005
-0.0003	0.0007	0.0011	-0.0003	-0.0003	-0.0005	-0.0006
0.0031	-0.0147	-0.0253	0.0033	0.0050	0.0039	0.0061
8	9	10	11	12	13	14
-0.0001	-0.0007	-0.0010	-0.0009	-0.0010	-0.0010	-0.0011
-0.0002	-0.0010	-0.0013	-0.0013	-0.0014	-0.0014	-0.0014
-0.0005	-0.0015	-0.0018	-0.0018	-0.0019	-0.0020	-0.0020
-0.0001	-0.0007	-0.0010	-0.0009	-0.0010	-0.0010	-0.0010
-0.0001	-0.0007	-0.0010	-0.0009	-0.0010	-0.0010	-0.0011
0.0011	0.0010	0.0007	0.0008	0.0007	0.0007	0.0007
0.0013	0.0013	0.0010	0.0011	0.0010	0.0010	0.0011
0.0024	0.0011	0.0010	0.0012	0.0011	0.0011	0.0011
0.0011	0.0049	0.0043	0.0041	0.0042	0.0043	0.0043
0.0010	0.0043	0.0058	0.0054	0.0057	0.0057	0.0058
0.0012	0.0041	0.0054	0.0062	0.0061	0.0061	0.0062
0.0011	0.0042	0.0057	0.0061	0.0076	0.0074	0.0076
0.0011	0.0043	0.0057	0.0061	0.0074	0.0078	0.0079
0.0011	0.0043	0.0058	0.0062	0.0076	0.0079	0.0082
0.0000	-0.0009	-0.0011	-0.0011	-0.0012	-0.0012	-0.0012
-0.0005	-0.0016	-0.0019	-0.0018	-0.0020	-0.0020	-0.0020
0.0018	0.0010	0.0010	0.0012	0.0011	0.0011	0.0011
0.0007	-0.0001	-0.0002	-0.0001	-0.0002	-0.0002	-0.0002
0.0002	-0.0005	-0.0007	-0.0007	-0.0008	-0.0008	-0.0008
0.0001	-0.0006	-0.0009	-0.0008	-0.0009	-0.0009	-0.0009
0.0001	-0.0006	-0.0009	-0.0008	-0.0009	-0.0009	-0.0009
0.0000	-0.0007	-0.0010	-0.0009	-0.0011	-0.0011	-0.0011

-0.0005	-0.0016	-0.0019	-0.0018	-0.0020	-0.0020	-0.0020
-0.0005	-0.0015	-0.0019	-0.0018	-0.0020	-0.0020	-0.0020
-0.0004	-0.0014	-0.0017	-0.0017	-0.0018	-0.0018	-0.0019
-0.0004	-0.0014	-0.0017	-0.0017	-0.0018	-0.0018	-0.0019
-0.0004	-0.0014	-0.0018	-0.0017	-0.0019	-0.0019	-0.0019
-0.0006	-0.0015	-0.0019	-0.0019	-0.0020	-0.0020	-0.0021
-0.0005	-0.0015	-0.0018	-0.0018	-0.0019	-0.0019	-0.0020
-0.0005	-0.0015	-0.0019	-0.0018	-0.0020	-0.0020	-0.0020
0.0021	0.0338	0.0458	0.0435	0.0457	0.0457	0.0463

15	16	17	18	19	20	21
-0.0007	-0.0006	-0.0001	0.0002	0.0005	0.0006	0.0006
-0.0003	0.0003	-0.0002	0.0002	0.0005	0.0004	0.0004
-0.0005	0.0005	-0.0005	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002
-0.0007	-0.0006	-0.0001	0.0002	0.0005	0.0006	0.0006
-0.0008	-0.0006	-0.0001	0.0002	0.0005	0.0005	0.0006
-0.0004	-0.0006	0.0008	0.0004	0.0004	0.0003	0.0003
-0.0004	-0.0007	0.0010	0.0004	0.0003	0.0002	0.0002
0.0000	-0.0005	0.0018	0.0007	0.0002	0.0001	0.0001
-0.0009	-0.0016	0.0010	-0.0001	-0.0005	-0.0006	-0.0006
-0.0011	-0.0019	0.0010	-0.0002	-0.0007	-0.0009	-0.0009
-0.0011	-0.0018	0.0012	-0.0001	-0.0007	-0.0008	-0.0008
-0.0012	-0.0020	0.0011	-0.0002	-0.0008	-0.0009	-0.0009
-0.0012	-0.0020	0.0011	-0.0002	-0.0008	-0.0009	-0.0009
-0.0012	-0.0020	0.0011	-0.0002	-0.0008	-0.0009	-0.0009
0.0063	0.0011	0.0002	-0.0001	-0.0004	-0.0005	-0.0005
0.0011	0.0045	-0.0004	-0.0001	-0.0002	-0.0002	-0.0002
0.0002	-0.0004	0.0021	0.0008	0.0002	0.0001	0.0001
-0.0001	-0.0001	0.0008	0.0018	0.0005	0.0004	0.0004
-0.0004	-0.0002	0.0002	0.0005	0.0009	0.0007	0.0007
-0.0005	-0.0002	0.0001	0.0004	0.0007	0.0010	0.0010
-0.0005	-0.0002	0.0001	0.0004	0.0007	0.0010	0.0010
-0.0004	-0.0001	0.0000	0.0004	0.0007	0.0007	0.0007
0.0010	0.0042	-0.0004	-0.0001	-0.0002	-0.0002	-0.0002
0.0010	0.0038	-0.0004	-0.0001	-0.0002	-0.0002	-0.0002
0.0002	0.0019	-0.0004	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000
0.0006	0.0025	-0.0003	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0006	0.0025	-0.0003	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
-0.0005	0.0005	-0.0005	0.0000	0.0002	0.0002	0.0002
-0.0001	0.0013	-0.0004	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
0.0001	0.0017	-0.0004	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
-0.0198	-0.0456	0.0005	-0.0084	-0.0070	-0.0065	-0.0065

22	23	24	25	26	27	28
0.0004	-0.0006	-0.0005	-0.0003	-0.0003	-0.0003	-0.0002
0.0005	0.0003	0.0003	0.0009	0.0005	0.0005	0.0004
0.0006	0.0005	0.0006	0.0008	0.0007	0.0007	0.0050
0.0004	-0.0005	-0.0005	-0.0003	-0.0003	-0.0003	-0.0002
0.0004	-0.0006	-0.0005	-0.0003	-0.0003	-0.0003	-0.0002
0.0002	-0.0006	-0.0006	-0.0004	-0.0004	-0.0004	-0.0005
0.0001	-0.0007	-0.0007	-0.0005	-0.0005	-0.0005	-0.0006
0.0000	-0.0005	-0.0005	-0.0004	-0.0004	-0.0004	-0.0006

-0.0007	-0.0016	-0.0015	-0.0014	-0.0014	-0.0014	-0.0015
-0.0010	-0.0019	-0.0019	-0.0017	-0.0017	-0.0018	-0.0019
-0.0009	-0.0018	-0.0018	-0.0017	-0.0017	-0.0017	-0.0019
-0.0011	-0.0020	-0.0020	-0.0018	-0.0018	-0.0019	-0.0020
-0.0011	-0.0020	-0.0020	-0.0018	-0.0018	-0.0019	-0.0020
-0.0011	-0.0020	-0.0020	-0.0019	-0.0019	-0.0019	-0.0021
-0.0004	0.0010	0.0010	0.0002	0.0006	0.0006	-0.0005
-0.0001	0.0042	0.0038	0.0019	0.0025	0.0025	0.0005
0.0000	-0.0004	-0.0004	-0.0004	-0.0003	-0.0003	-0.0005
0.0004	-0.0001	-0.0001	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000
0.0007	-0.0002	-0.0002	0.0001	0.0000	0.0000	0.0002
0.0007	-0.0002	-0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
0.0007	-0.0002	-0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
0.0013	-0.0001	-0.0000	0.0002	0.0002	0.0002	0.0005
-0.0001	0.0048	0.0039	0.0019	0.0025	0.0025	0.0005
-0.0000	0.0039	0.0041	0.0020	0.0025	0.0025	0.0005
0.0002	0.0019	0.0020	0.0022	0.0015	0.0016	0.0008
0.0002	0.0025	0.0025	0.0015	0.0029	0.0029	0.0007
0.0002	0.0025	0.0025	0.0016	0.0029	0.0031	0.0007
0.0005	0.0005	0.0005	0.0008	0.0007	0.0007	0.0064
0.0004	0.0014	0.0014	0.0015	0.0013	0.0014	0.0021
0.0002	0.0018	0.0019	0.0019	0.0016	0.0017	0.0011
-0.0119	-0.0440	-0.0430	-0.0302	-0.0406	-0.0411	-0.0251

29	30	31
-0.0002	-0.0003	0.0031
0.0007	0.0007	-0.0147
0.0021	0.0011	-0.0253
-0.0002	-0.0003	0.0033
-0.0002	-0.0003	0.0050
-0.0004	-0.0005	0.0039
-0.0005	-0.0006	0.0061
-0.0005	-0.0005	0.0021
-0.0015	-0.0015	0.0338
-0.0018	-0.0019	0.0458
-0.0018	-0.0018	0.0435
-0.0019	-0.0020	0.0457
-0.0019	-0.0020	0.0457
-0.0020	-0.0020	0.0463
-0.0001	0.0001	-0.0198
0.0013	0.0017	-0.0456
-0.0004	-0.0004	0.0005
0.0001	0.0000	-0.0084
0.0001	0.0000	-0.0070
0.0001	0.0000	-0.0065
0.0001	0.0000	-0.0065
0.0004	0.0002	-0.0119
0.0014	0.0018	-0.0440
0.0014	0.0019	-0.0430
0.0015	0.0019	-0.0302
0.0013	0.0016	-0.0406
0.0014	0.0017	-0.0411
0.0021	0.0011	-0.0251
0.0038	0.0021	-0.0291
0.0021	0.0026	-0.0326
-0.0291	-0.0326	2.4588

