

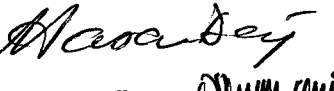
166631

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK ENERJİ PİYASALARINDA İLETİM HAT
PARAMETRELERİNİN TIKANIKLIK ÜZERİNE ETKİLERİ**

DOKTORA TEZİ
Y. Müh. Canan ZOBİ
(504962024)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 27 Aralık 2004
Tezin Savunulduğu Tarih : 15 Temmuz 2005

Tez Danışmanı : Doç.Dr. Canbolat UÇAK (Yeditepe Ü.) 
Diğer Jüri Üyeleri Prof.Dr. Ergül AKÇAKAYA (Işık Ü.) 
Prof.Dr. Hasan DAĞ (İ.T.Ü.) 
Prof.Dr. Osman SEVAİOĞLU (O.D.T.Ü.) 
Doç.Dr. Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU (İ.T.Ü.) 

TEMMUZ 2005

ÖNSÖZ

Tez çalışmam sırasında yakın ilgi ve desteğini esirgemeyen Sayın Hocam Doç. Dr. Canbolat UÇAK'a ve doktora tez çalışmasını proje olarak destekleyen İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'ne teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca oğlum Cem'e tüm fedakarlıkları için teşekkür ederim.

Temmuz 2005

Canan ZOBİ



İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	v
TABLO LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
SEMBOL LİSTESİ	viii
ÖZET	ix
SUMMARY	xi
1. GİRİŞ	1
2. ELEKTRİK ENERJİ PİYASASININ ANA BİLEŞENLERİ	7
2.1. İletim Sahipleri	7
2.2. Bağımsız Sistem Operatörü	8
2.3. Güç Borsası	10
2.4. Yardımcı Servis Sağlayıcıları	10
2.5. Programlama Koordinatörleri	11
3. ELEKTRİK PİYASASI MODELLERİ	13
3.1. Gelişmiş Ülke Piyasa Modelleri	16
3.1.1. Kaliforniya modeli	16
3.1.1.1. Kaliforniya krizi	17
3.1.2. PJM piyasası	21
3.2. Gelişmekte Olan Ülkelerdeki Piyasa Modelleri	22
3.2.1. Anlaşmalı üçüncü grup erişimli piyasa modeli	23
3.2.2. Düzenlenmiş üçüncü grup erişimli piyasa modeli	23
3.2.3. Tek alıcılı piyasa modeli	25
4. ELEKTRİK ENERJİ PİYASALARINDA ORTAYA ÇIKAN TIKANIKLIK PROBLEMİ	28
4.1. Dikey Yapılı Sistemlerde Tıkanıklık Düzenleme	30
4.2. Yatay Yapılı Sistemlerde Tıkanıklık Düzenleme	30
5. ELEKTRİK ENERJİ PİYASALARINDA TIKANIKLIK DÜZENLEME YÖNTEMLERİ	34
5.1. Kısa Süreli Tıkanıklık Düzenleme	34
5.1.1. Kurallara dayalı tıkanıklık düzenleme	38
5.1.1.1. Ticari alışverişler arasındaki koordinasyonun zorunluluğu	39
5.1.1.2. Üretimin yeniden düzenlenmesi	40
5.1.1.3. Rezervasyonlar yoluyla ticari koordinasyon ve iletim haklarının sahipliği	41
5.1.1.4. Tıkanıklık durumunda güç alışverişlerine öncelik verme	45
5.1.1.5. Müzayede ile tıkanıklığı düzenleme	46

5.1.2. Fiyatlandırmaya dayalı tıkanıklık düzenleme	47
5.1.2.1. Bölgesel (Zonal) fiyatlandırma	47
5.1.2.2. Düğümüne bağlı (Nodal) fiyatlandırma	52
5.1.2.3. İkili anlaşmalarda tesislerin kullanımının fiyatlandırılması	62
5.1.3. Tıkanıklık düzenleme yöntemlerinin avantaj ve dezavantajları	64
5.2. Uzun Süreli Tıkanıklık Düzenleme	68
6. HAT PARAMETRE DUYARLILIKLARININ ANALİZİ VE ÖRNEK SİSTEM UYGULAMASI	70
6.1. Hat Suseptanslarına Toplam Üretim Maliyetlerinin Duyarlılık Analizi	71
6.1.1. Örnek sistemde duyarlılık analizi	76
6.2. Suseptans Değişiminin Toplam Maliyete Etkisi	80
6.2.1. Tek bir hat suseptansının değişiminin toplam maliyete etkisi	83
6.2.2. İki hattın suseptansının değişiminin toplam maliyete etkisi	86
6.3. Suseptansla Birlikte Hat Kapasitesi Değişiminin Toplam Maliyete Etkisi	91
7. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	98
KAYNAKLAR	101
EK A. SÖZLÜK	108
ÖZGEÇMİŞ	115

KISALTMALAR

FACTS	: Flexible AC Transmission System (Esnek Alternatif Akım Sistemi)
SQP	: Sequential Quadratic Programlama
BSO	: Bağımsız Sistem Operatörü (Independent System Operator)
PK	: Programlama Koordinatörü (Scheduling Coordinator)
GB	: Güç Borsası (Power Exchange)
GP	: Güç Pazarlayıcıları (Power Marketers)
YS	: Yardımcı Servis Sağlayıcıları (Ancillary Services Provider)
İS	: İletim Sahipleri (Transmission Owners)
FERC	: Federal Energy Regulatory Commission (Federal Enerji Düzenleme Komisyonu)
OASIS	: Open Access Same-time Information System (Serbest Erişimli Eş Zamanlı Bilgi Sistemleri)
PJM	: Pennsylvania New Jersey Maryland
CPUC	: California Public Utilities Commission (Kaliforniya Kamu Hizmetleri Komisyonu)
SiH	: Sabit İletim Hakkı
AÜGE	: Anlaşmalı Üçüncü Grup Erişimli Piyasa Modeli
DÜGE	: Düzenlenmiş Üçüncü Grup Erişimli Piyasa Modeli
TAM	: Tek Alıcılı Piyasa Modeli
TCSC	: Thyristor Controlled Series Capacitor (Tristör Kontrollü Seri Kapasitör)
MD	: Piyasa Dağılımı (Market Dispatch)
TD	: Tıkanıklık Dağılımı
PTDF	: Power Transfer Distribution Factor (Güç Transfer Dağıtım Faktörü)
ATC	: Available Transfer Capability (Mevcut Transfer Kapasitesi)
SVC	: Statik Var Compensator (Statik Var Kompanzatör)
KT	: Kuhn – Tucker denklemleri
QP	: Quadratic Programlama
GDS	: Güç Alışverişi Düzenleme Sistemi
NERC	: North American Electric Reliability Council (Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirliği Konseyi)
OPF	: Optimal Güç Akışı

TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 3.1. Elektrik endüstrisinde modellerin özellikleri	16
Tablo 5.1. PTDF matrisindeki H_{lk}	60
Tablo 6.1. Örnek sistem için generatör verileri.....	77
Tablo 6.2. Hat 4-6 suseptans değişimine göre toplam maliyet değişimi ve hat akışları..	84
Tablo 6.3. Hat 4-5 ve 4-6 suseptanslarının değişimine karşılık toplam maliyet değişimi	86
Tablo 6.4. Hat 4-5 suseptans ve kapasitesinin sabit oranda artırılmasıyla toplam maliyet değişimi.....	93
Tablo 6.5. Hat 4-5 suseptans ve kapasitesinin sabit oranda artırılmasıyla toplam maliyet değişimi.....	94

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1 : Dikey yapılı sistem.....	2
Şekil 1.2 : Yatay yapılı sistem.....	3
Şekil 2.1 : Elektrik enerji piyasasının ana bileşenleri.....	7
Şekil 2.2 : İletim yapısı örnekleri.....	12
Şekil 3.1 : Havuz modeli	14
Şekil 3.2 : İkili anlaşma modeli.....	15
Şekil 3.3 : Kaliforniya modeli.....	18
Şekil 3.4 : Anlaşmalı üçüncü grup erişimli piyasa modeli.....	24
Şekil 3.5 : Düzenlenmiş üçüncü grup erişimli piyasa modeli.....	25
Şekil 3.6 : Tek alıcılı piyasa modeli.....	26
Şekil 4.1 : Tıkanıklık sonucunda piyasa gücünün oluşması.....	29
Şekil 5.1 : Üreticilerin üretim kapasiteleri	38
Şekil 5.2 : Koordinasyonlu ticari alışveriş.....	40
Şekil 5.3 : İki üreticili durumda rezervasyonların etkisi.....	42
Şekil 5.4 : Kaliforniya ikili anlaşma modeli.....	51
Şekil 5.5 : Havuz modelinde tıkanıklık düzenleme.....	52
Şekil 5.6 : Bara fiyatlarının bulunmasıyla ilgili örnek sistem.....	56
Şekil 6.1 : Bir TCSC modeli.....	70
Şekil 6.2 : Altı baralı örnek sistem.....	77
Şekil 6.3 : Suseptans değişiminin toplam maliyete etkisini incelemek için geliştirilen algoritma.....	82
Şekil 6.4 : Suseptans değişiminin maliyete etkisi.....	85
Şekil 6.5 : İki hattın suseptansının 0 ile 5 pu. arasındaki değişimine göre toplam maliyet değişimi.....	87
Şekil 6.6 : b_{45} ve b_{46} suseptanslarının 0 ile 15 pu. arasındaki değişimine göre toplam maliyet değişimi.....	88
Şekil 6.7 : Tıkanıklılık bölgeleri ve tıkanmış hatlar.....	90
Şekil 6.8 : b_{12} ve b_{15} suseptanslarının 0 ile 15 pu. arasındaki değişimine göre maliyet değişimi.....	91
Şekil 6.9 : b_{12} ve b_{15} suseptanslarının değişimine göre tıkanıklık oluşan hatlar.....	92
Şekil 6.10 : Suseptansla birlikte hat kapasitesi değişiminin toplam maliyete etkisi.....	95
Şekil 6.11 : Suseptansla birlikte hat kapasitesi de değiştirilirse hatların tıkanıklılık durumu.....	96

SEMBOL LİSTESİ

P_{ij}	: i. ve j baralarını bağlayan bir iletim hattı üzerindeki güç akışı
P_{ij}^{mak}	: Hattın maksimum akım taşıma kapasitesi
x_{ij}	: Hat endüktif reaktansı
θ_i	: i barasındaki faz açısı
P_i	: i barasına akan toplam güç
B_x	: Suseptans matrisi
π_i	: i bölgesindeki birim fiyat
P_{Di}	: Tüketici gücü
P_{Gi}	: Üretici gücü
F_{ij}	: Bölgeler arası güç akışları
H	: Transfer admitans matrisi
S	: Akış duyarlılık faktörü
R	: Dal akışlarını bara açılara göre ifade eden matris
C_i	: i barasındaki maliyet fonksiyonu
A	: İndirgenmiş bağlantı matrisi
$B_{yük}$	: Yük barasında tüketici maliyet fonksiyonu
Ω	: İlkel admitans matrisi
λ	: Eşitlik kısıtlamaları Lagrange çarpanı
μ	: Eşitsizlik kısıtlamaları Lagrange çarpanı
$P_{yük}$	: Baraya bağlı yük
$a_{eş}$	: Eşitlik kısıtlamalarında katsayılar matrisi
$b_{eş}$	: Eşitlik kısıtlamalarında sabit değerlerden oluşan matris
a	: Eşitsizlik kısıtlamaları denklemlerinde katsayılar matrisi
b	: Eşitsizlik kısıtlamaları denklemlerinde sabit değerler matrisi
TM	: Toplam üretim maliyeti
b_{ij}	: i ve j baraları arasındaki hattın suseptansı
n_g	: Generatör sayısı
n_{bara}	: Bara sayısı
n_{dal}	: Hat sayısı
z	: Değişkenler ve Lagrange çarpanları vektörü
W	: Lagrange ifadesinin z'ye göre ikinci türevinin katsayı matrisi

ELEKTRİK ENERJİ PİYASALARINDA İLETİM HAT PARAMETRELERİNİN TIKANIKLIK ÜZERİNE ETKİLERİ

ÖZET

Elektrik endüstrisi tüm dünyada hızlı bir şekilde yeni bir yapılanmaya doğru gitmektedir. Bu yapılanma 1980'lerde İngiltere ve bazı Latin Amerika ülkelerinde başlamış ve 1990'larda daha da hız kazanarak yaygınlaşmıştır. Elektrik endüstrisini yeniden yapılanmaya sürükleyen nedenler ülkeden ülkeye farklılık gösterir. Bazı ülkelerde yatırımların ağır yükünü devletten özel sektöre kaydırmak için özel sektörün ilgisini çekmek amaçlanmıştır. Özel sektörün enerji sektöründe sözkonusu olduğu sistemlerde ise amaç, rekabeti artırmaktır.

Geleneksel sistemler üretim, iletim ve dağıtımın tek bir elde toplandığı dikey yapılı sistemlerdir. Elektrik sektöründe yeni yapılanmayla birlikte üretim, iletim ve dağıtım birbirlerinden ayrılmıştır ve serbest piyasa rekabetinin elektrik enerji sektörüne girmesiyle beraber yeni yapılar yatay yapılı sistemler olarak isimlendirilmiştir. Yatay yapılı sistemler etkili rekabeti teşvik eder ve aynı zamanda güvenilirliği en iyi şekilde gerçekleştirmek için gerekli koordinasyonu sağlar. Üretim birimleri ürettikleri elektriği satmak için serbest piyasada rekabet eder. İletim sektörü doğal tekel özelliğini korur, üretim ve yük arasında rekabetçi ortamı sağlamaya çalışır. Müşteriler yerel dağıtım şirketlerinden güç satın almaya devam eder.

Yeniden yapılanmayla birlikte birçok piyasa modelleri ortaya çıkmıştır. Bu piyasa modelleri ve bu modellerin yapısal bileşenleri çalışmanın bir bölümü olarak incelenmiştir. Her ülkeye uyan standart bir piyasa modelinin olmadığı görülmüştür. Temelde güç alışverişlerine göre piyasa modelleri havuz modeli ve ikili anlaşma modeli olarak iki ana grupta toplanabilmesine rağmen modeli oluşturan ana bileşenlerde ve görevlerinde farklılıklar vardır. En önemli yapısal bileşenler, bağımsız sistem operatörü (BSO) ve güç borsasıdır. Sistem operatörü iletim şebekesini çalıştırır ve tüm iletim müşterilerine iletim servisi sağlar. Güç borsasının birincil görevi, ileri doğru enerji piyasasında enerji üretimi ve talebini eşleştirmek için bir ortam sağlamaktır. Ancak güç borsasının daha bilinen görevi, enerji üretim ve talep teklifleri için bir havuz olarak etki etmek ve piyasa takas fiyatını oluşturmaktır.

Elektrik enerji sistemlerinin yeniden yapılandırılması, iletim şebekesinin planlanması aşamasında tahmin edilemeyen alışılmadık kullanımına yol açmıştır. Yeni yapılanmada generatörler ve yükler iletim sistemlerine ayırım gözetilmeden ve eşit bir şekilde serbestçe erişebilirler. İletim sistemlerine serbest erişim, elektrik enerjisi sektöründeki sağlıklı rekabet için oldukça önemlidir. Yeniden yapılandırılmış ortamlarda, üreticiler ve müşteriler piyasada güç alışverişlerini alıp satabilirler. Bu alışverişler bazen elektrik şebekelerinde tıkanıklığa (enerji darboğazına) sebep olurlar. Tıkanıklık düzenleme bu yapıda güç alışverişlerinin sayısının ve miktarının artması nedeniyle daha önemli ve zor olmuştur. Bir güç piyasasında, üreticiler ve

müşteriler arasındaki güç alışverişleri hat parametreleri tarafından sınırlandırılır ve bu sınırlamalar mevcutsa elektrik enerjisi üretim maliyeti artar. Aynı zamanda tıkanıklık nedeniyle bazı bölgelerde piyasa gücü de oluşabilir. Bu durumda o bölgedeki üretici istediği fiyattan enerjisini satar, rekabet koşulları sağlanamaz.

İletim tıkanıklığını düzenleme yöntemleri, kısa süreli ve uzun süreli düzenleme olarak ikiye ayrılmıştır. Tıkanıklığın kısa süreli düzenlenmesi, kurallara ve fiyatlandırmaya dayalı olarak gerçekleştirilir. Tıkanıklık daima elektrik enerjisi maliyetini artırır ve iletim hatlarının benzer baraları arasında sürekli oluşan tıkanıklıklar uzun süreli olarak kaldırılmalıdır aksi takdirde amaçlanan rekabetçi enerji piyasası sağlanamaz. İletim baraları arasında uzun süreli tıkanıklık düzenleme iletim hatlarını güçlendirerek gerçekleştirilir. İletim hatlarının güçlendirilmesi ya tıkanıklık oluşan baralar arasına yeni bir hat inşa ederek yada esnek alternatif akım iletim sistemleri (FACTS) ile mevcut hattın kapasitesini artırarak sağlanır. Her ikisi de suseptans değişimine ve hat kapasitesi artışına sebep olur. Bu nedenle bu çalışmada amaç, hat suseptansı ve hat kapasitesi değişiminin tıkanıklık üzerindeki etkilerini görmektir. Suseptans ve kapasite değişimi üretim maliyetini değiştirir. Bu nedenle sistem tıkanıklıkları üretim maliyetlerine dayandırılarak incelenmiştir. Öncelikle üretim maliyetlerinin hat suseptanslarına duyarlılığı matematiksel model oluşturularak hesaplanmıştır. Tıkanıklık oluşan hat suseptansının üretim maliyeti üzerinde diğer hatlardan daha büyük bir etkiye sahip olduğu görülmüştür. Bu hattın suseptansını değiştirmek hem sistem maliyeti hem de tıkanıklık üzerinde oldukça etkili olmuştur. Ayrıca hat parametrelerinin değişimiyle üretim maliyetlerinin değişimi ve ortaya çıkan tıkanıklık bölgeleri sequential quadratic programlama (SQP) ile belirlenmiştir. Hat parametreleri değiştirilirken sistemde tıkanıklık olmayan bölgeler geliştirilen algoritma ile tespit edilmiştir.

Bu çalışmada tıkanıklıktan uzaklaşmak için her hat suseptansının belirli bir aralığı olabileceği gözlemlenmiştir. Suseptansın bu değer aralığında tıkanıklık oluşmazken bu aralığın altındaki ve üstündeki değerlerde tıkanıklık oluşabilir. FACTS aygıtı hattın suseptansını bu optimal suseptans aralığında kalacak şekilde ayarlarsa sistem tıkanıklıktan kurtulmuş olur. Bu sonuç özellikle hattan akan güç kontrolünde gelecekte FACTS sistemlerinin (esnek alternatif akım iletim sistemleri) kullanılmasının yaygınlaşması ile birlikte önemli olmaktadır.

İletim suseptansı üzerinde doğrudan etkiye sahip TCSC ile suseptans değiştirilirken TCSC aygıtını kontrol etmek için nasıl bir kontrol algoritması oluşturulması gerektiği konusunda da önemli bilgiler elde edilmiştir. Bir kontrol algoritması bir zamanda sadece bir hatta bakarsa ve diğer kontrol edilebilen hatlara dikkat etmeden suseptansı ayarlamaya çalışırsa optimal çözüm bulamayabilir. Böylece algoritmalar iterasyonun her adımında bütün kontrol edilebilen hatları dikkate alarak optimal çözümü daha hızlı ve daha iyi bir şekilde bulma şansına sahip olurlar.

Tıkanıklığın uzun süreli düzenlenmesi, hat parametrelerine maliyet duyarlılığının dikkatli bir analizini gerektirir. Bu analizler tıkanıklığı uzun süreli olarak verimli bir şekilde ortadan kaldırmak için hangi hatların öncelikli olarak güçlendirilmesi gerektiği aşamasında planlayıcılara rehberlik edecektir.

THE EFFECTS OF TRANSMISSION LINE PARAMETERS ON CONGESTION IN COMPETITIVE POWER MARKETS

SUMMARY

Around the world, the electric industry is undergoing sweeping restructuring. The trend started in 1980s in the U.K. and some Latin American countries, and has gained momentum in the 1990s. The main motivation and driving forces for restructuring of the electric industry in different countries are not necessarily the same. In some countries, privatization of the electric industry has provided a means of attracting funds from the private sector to relieve the burden of heavy government subsidies. In other countries where the electric industry has for the most part been owned by the private sector, the trend is toward increased competition and reduced regulation.

The electric power business in many countries, at present, is largely in the hands of vertically integrated utilities which own generation – transmission – distribution systems that supply power to the customer at regulated rates. Together with restructuring the electric sector, the generation of power has been unbundled from transmission and distribution systems and these utilities are known as horizontally integrated utilities. A new operating paradigm is needed for a restructured industry that encourages efficient competition and at the same time maintains necessary coordination to guarantee a high standard of reliability. Generation utilities compete in a free market to sell electricity they produce. The transmission sector is regarded as a natural monopoly, and in general remains regulated in order to permit a competitive environment for generation and load services. The retail customers continue to buy from the local distribution company.

Together with restructuring many market models are emerged within different countries. A section of this study presents an overview of the evolving structural models and the main structural components of the emerging deregulated electricity industry. The central structural components are namely, independent system operator (ISO) and power exchange (PX). The ISO operates the transmission grid and provides transmission services to all transmission customers. The primary function of a power exchange is to provide a forum to match electric energy supply and demand in the forward energy markets. However, the more usual function of the power exchange is to act as a pool for energy supply and demand bids, and establish a market clearing price (MCP).

The restructuring of power systems has led to an unusual usage of transmission grids not foreseen at the design stage. In the restructuring environment, generators and loads can access transmission system in a non-discriminatory and equitable manner. Open access to transmission systems are very important for healthy competition in power industry. In a deregulated environment, producers and consumers sell and buy electrical energy through transactions in a market. These transactions when

implemented may sometimes cause the electric power network to become congested. Therefore, congestion management has become more important and difficult in the emerging deregulated electricity markets as the number and magnitude of power transactions increase. In a power market, transactions between producers and consumers are limited by line parameters, when the limitations exist, cost of electrical energy production will increase. Also, because of the congestion, in some regions market power may prevail.

Transmission congestion management may be categorized into short-term and long-term. The short-term transmission management is based on rules and pricing. Congestion always increases the cost of electrical energy and congestions persisting in similar zones of the transmission line must be removed in long-term so that competitive energy market can be accomplished again. Long-term congestion relief between zones can be achieved by the strengthening the transmission lines. The strengthening of a transmission line can be accomplished either by building another transmission line between the congested zones or by increasing the capability of the original line with FACTS devices. Both of these actions will cause susceptance change and line capacity increase between the two points. The goal of this study is to see the effects of line susceptance and line capacity on congestion. Congestion relief as a function of line susceptance and line capacity is investigated based on the minimum generation cost. To achieve this, mathematical derivations to calculate sensitivities of the generation cost to the line susceptances are given. And then, numerical studies are done by using sequential quadratic optimization programming (SQP) to determine the congestion region and the cost of generation when line capacities and line susceptances are changed.

This study shows that there may be an optimum susceptance range which above and below values will increase the total cost when only the susceptance is varied and the line capacity is kept constant. Optimum susceptance may be important when the line parameters are changed dynamically by using FACTS devices widely in the future. The operation of the network for relieving congestions may require tracking these optimal parameter ranges when system state changes in time.

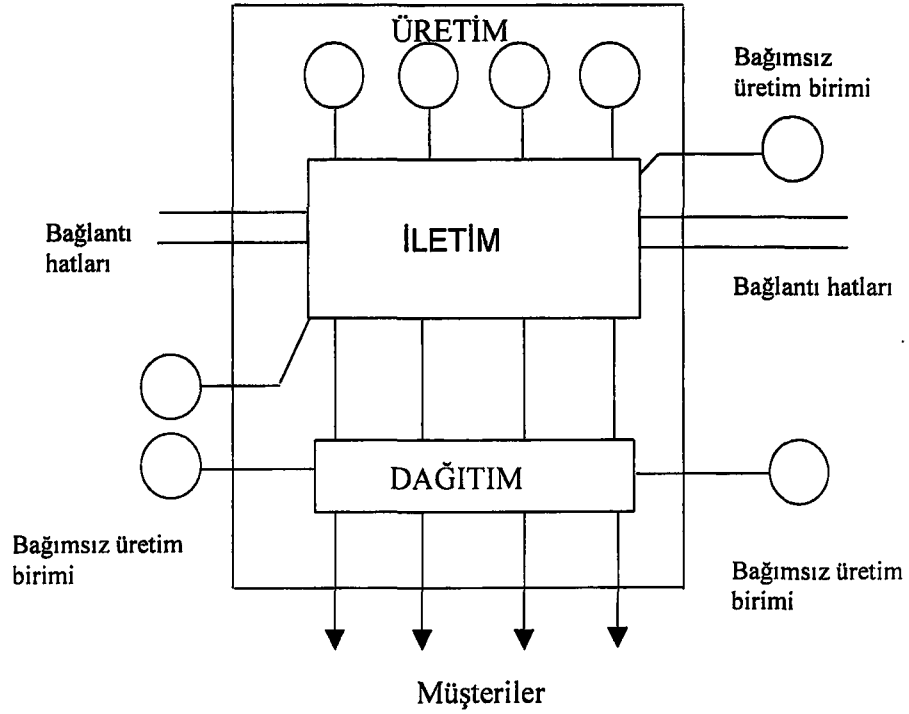
This study shows also important information on how to propose an algorithm to control the TCSC devices. If control algorithm looks only to one line at a time and tries to adjust the susceptance accordingly without taking into account the other controllable lines, it may not find an optimal solution. Thus, control algorithms may have a faster and a better chance of finding an optimal solution when they take all controllable lines into account in every step of the iterations instead of one line at a time.

Congestion management for long-term requires a careful study of cost sensitivity to the line parameters. These studies will guide planners to decide which lines must be strengthened primarily to eliminate long-term congestion efficiently.

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi sistemleri fiziksel olarak mühendislerin oluşturduğu en büyük yapılardan biri konumuna gelmiştir. Bununla birlikte, elektrik enerjisinin toplum refahına kazandırdıkları, bu enerji türünü uygarlık için vazgeçilmez kılmaktadır. İlk santralin kuruluşundan günümüze kadar süregelen işletme yapısı, merkeziyetçi ve dikey bir hiyerarşiye sahipti. Dikey yapı üretim, iletim ve dağıtımın bir bütün olarak bir kurum veya şirketin elinde bulunmasıdır [1]. Her kurum bir yada daha fazla sayıda kontrol merkezine sahiptir ve bu kontrol merkezinden kontrolü altındakileri izler, güç dağıtımını yapar. Bu kontrol merkezi yük tahmini, durum kestirimi, üretim paylaşımı, reaktif güç kontrolü, otomatik üretim kontrolü, koruma ve acil güvenlik kontrolü gibi fonksiyonları yerine getirir. Ayrıca kurumlar arasında yada enterkonnekte sistemler arasında güç alışverişinin yapılması ve sistem frekansının ayarlanması da görevleri arasındadır. Günümüzde ülkelerin çoğunda bu yapı hem planlama ve hem de işletme açısından yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Elektrik sektörünün geliştirilmesinde yapılan yatırımların çok büyük olması devlet desteğini gerektirmiş ve yapılaşma da çoğunlukla devlet kurumları tarafından hiyerarşik bir düzenleme ile oluşturulmuştur. Hiyerarşik düzen, elektrik endüstrisinde oldukça önemli bir yer tutmuş, görevini yerine getirmiş ve getirmektedir. Şekil 1.1'de dikey yapıli sistem görölmektedir.

Günümüzde iletişim teknolojilerinin gelişmesi ve ucuzlaması elektrik sektöründe daha önce gerçekleştirilemeyecek birçok yeniliklere yol açmıştır. Bu yenilikler 1980'lerde İngiltere ve Latin Amerika ülkelerinde başlamış ve 1990'larda birçok Avrupa ve Amerika ülkelerini de içine alarak hız kazanmıştır. Elektrik sektöründe yatay yapıya geçme motivasyonu çeşitli ülkelerde farklılıklar göstermektedir. Örneğin İngiltere ve Latin Amerika ülkelerinde özelleştirme veya yatay yapıya geçmede, özel sektörün ilgisini çekerek yapılacak yatırımların ağır yükünü devletten özel sektöre kaydırmak amaçlanmıştır. Özel sektörün bulunduğu ülkelerde ise merkeziyetçi geleneksel yapıdan rekabetçi yapıya geçme motivasyonu, elektrik enerjisi fiyatını düşürme düşüncesidir.

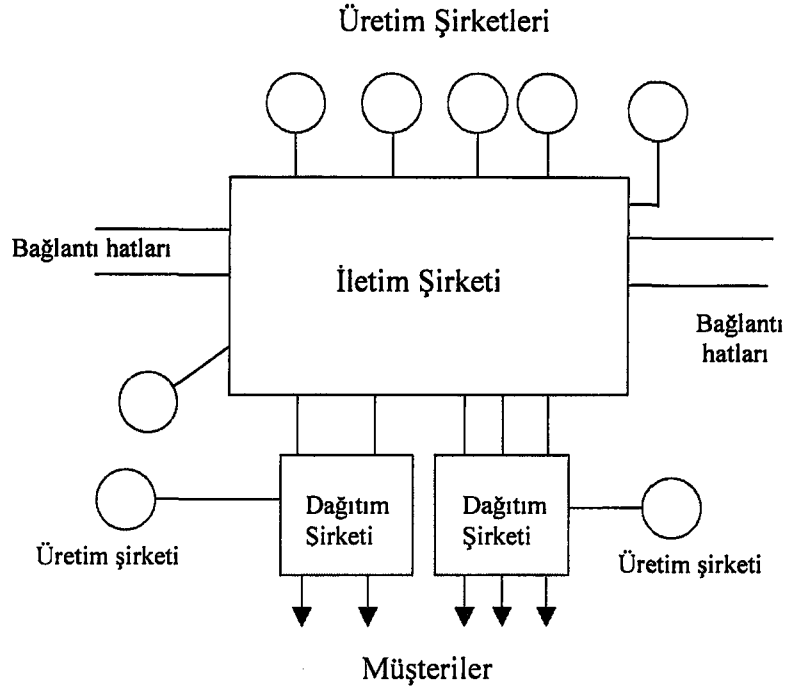


Şekil 1.1 Dikey yapıli sistem

Elektrik üretim, iletim ve dağıtımında dikey yapı, endüstrinin başlangıcında vazgeçilmez olmasına rağmen, günümüzde rekabet unsurunun eksikliği ve elektrik enerjisi kullanıcılarının seçme özgürlüğünün olmaması nedeniyle çeşitli ülkelerde terk edilmeye başlanmış ve serbest piyasa rekabetinin elektrik enerjisi satışlarına girmesine doğru yönelerek yatay bir yapıya dönüşmeye başlamıştır.

Şekil 1.2'de yatay yapıli sistem modeli mevcuttur. Yatay yapıda üretim, iletim ve dağıtım sistemleri parçalanarak her biri bağımsız işletmeler tarafından sahiplenilmiş ve yeni bağımsız üretim şirketleri, iletim şirketi ve dağıtım şirketleri elektrik enerji piyasalarında faaliyet göstermeye başlamıştır. Yatay yapının temel karakteristiklerinden biri, geleneksel dikey yapıda gerçekleştirilen görevlerin ayrılarak rekabete açık duruma gelmesidir [2].

Dikey yapıda tüm görevler ortak bir amaç için çalışmayı gerektirir. Bu amaçta, kurumun toplam işletme maliyetini minimize etmektir. Dikey yapılarda minimum güvenilirlik standartları maliyetin minimum olmasını etkiler ve bu etki müşteriye yansıtılır. Güvenilirlik standartları hükümetler tarafından belirlenir ve buna tüm işletmelerin uyması gerekir.



Şekil 1.2 Yatay yapılı sistem

Yatay yapıdaki iki önemli faktörü belirtmek gerekir. Birinci faktör, yeni teknoloji kullanma zorunluluğudur. Bu özellikle yatay yapıda çok etkili olan bağımsız güç üreticileri için geçerlidir. Bu gelişme, son yıllardaki iletişim teknolojisinde yaşanan gelişimle de bir paralellik taşımaktadır. Çünkü elektrik enerji sistemlerinde serbest rekabet koşullarının ancak oldukça iyi bir iletişim altyapısıyla gerçekleştirilebilmesi mümkündür. İkinci olarak, görevlerin ayrılması daha eşit tarifelendirmeye sonuçlanabilir. Bu tarifeler, tek bir tarifeyle kıyasla ayrılmış görevlerin gerçek değerini daha yakın olarak yansıtabilir. Elektrik enerji sistemlerinde bağımsız üreticiler ve tüketicilerin serbest piyasa koşullarında elektrik enerjisi alışverişindeki amaç, tüketicilere enerjinin daha ucuza satılması ve üreticiler arasında rekabet oluşturularak enerjinin daha ucuza elde edilmesidir.

Elektrik endüstrisindeki gelişimle beraber en fazla değişimin ve rekabetin olduğu kısım üretim sektörü olmuştur. Bilinen büyük üretim birimleri yanında bağımsız güç üreticileri adı altında yeni bir üretici grup üretimde yer almıştır. Mevcut şebeke üretimi büyükse onun üretimi, çok sayıda daha küçük bağımsız rekabetçi üretim gruplarına bölünebilir. Çünkü büyük üretim birimleri rekabet ortamında daha küçük üreticilere karşı baskı

oluşturabilirler. Bu nedenle İngiltere'de elektrik piyasalarına geçiş ile böyle büyük bir üretim birimi 4 küçük alt üretim grubuna ayrılmıştır.

İletim sektöründe, üretim sektörü kadar değişim olmamıştır. İletim sektörünün yine doğal tekel özelliğini koruduğu görülür. Çünkü güç akışlarının doğrudan kontrolü en azından üretim kadar kolay yapılamaz. Bir iletim şebekesi iletim hatları, transformatörler, istasyonlar gibi fiziksel kısımlarından ayrılırsa ve bunlar ayrı olarak satılırsa bu iletim şebekesinin işletimi güçleşir. Bir generatör ve yük arasında belirli bir iletim bölgesini kullanmayı gerektirecek şekilde yapılan bir güç akışı anlaşması gerçekleşmeyebilir onun yerine fiziksel kurallar gereği güç akışı tüm şebeke üzerinden olabilir. İletim sisteminin tüm birimler tarafından eşit ve ayırım gözetilmeden kullanımını sağlamak için bağımsız bir varlığa ihtiyaç vardır. Yatay yapıda bu varlığa bağımsız sistem operatörü denilir. İkinci bölümde daha ayrıntılı olarak bu operatör tanıtılmıştır.

Yatay yapıda ayrılmanın diğer bileşeni, bağımsız dağıtım şirketlerinin yaratılmasıdır. Fiziksel olarak dağıtım sistemi, iletim sistemi gibi tekeldir çünkü yükler gücü alabilmek için başka bir yola sahip değildir. Fakat bu dağıtım sisteminin işletimini ve gücün farklı gruplardaki müşterilere satışını farklı dağıtım şirketleri yapabilir. İngiltere'de 1990'da elektrik endüstrisinin yeniden yapılanmasıyla üretim, iletim ve dağıtım birbirinden ayrılmıştır ve ortaya 3 üretim şirketi, 12 dağıtım şirketi ve bir iletim şirketi çıkmıştır [3]. İngiltere'de iletim işlemini gerçekleştiren ve iletimin sahibi olan tek bağımsız bir şirket vardır ve tüm iletim hattı kullanıcılarına eşit ve ayırım gözetmeden kullanım hakkı tanır. Birçok yeni üretim şirketleri elektrik serbest piyasasına girerek en önemli değişimi üretim sektöründe oluşturmuşlardır. Çok kısa bir sürede üretim şirketlerinin sayısı 3'den 40'ın üstüne çıkmıştır. Belirli bir üretim kapasitesinin üstündeki tüm üretim şirketleri, iletim hatlarının kullanımı için iletim şirketi ile anlaşma yapmak zorundadır. Bu anlaşmalar talep tahmini için gerekli olduğu gibi iletim şirketinin şebekeyi planlaması ve geliştirmesi için de gereklidir. Üretimin artması, iletim kapasitesinin artmasını gerektirir.

Elektrik enerjisi piyasalarında ortaya çıkan problemlerden en önemlisi, güç alışverişlerinin sayısının ve miktarının artması nedeniyle hattın akım taşıma kapasitesinin yetersiz kalması sonucunda bazı bölgelerde sık sık tıkanıklık (enerji darboğazı) oluşmasıdır. Ortaya çıkan tıkanıklık , uzun süreli ve kısa süreli tıkanıklık düzenleme yöntemleriyle giderilir. Kısa süreli iletim tıkanıklığı düzenlemesi fiyatlandırmaya ve kurallara dayalı olarak gerçekleştirilir [4-13]. Her ülke kendi elektrik

enerjisi modeline uygun bir yöntem geliştirerek güç alışverişlerinin sayısının artması, iletim hatlarının kapasitesinin yetersiz kalması sonucunda oluşan tıkanıklığı ortadan kaldırır. Beşinci bölümde çeşitli ülke uygulamalarından öne çıkan, en sık kullanılan tıkanıklık düzenleme yöntemleri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bazı baralar arasında sürekli olarak tıkanıklık meydana geliyorsa iletim sistemlerinde uzun süreli çözümler daha uygun olur. Tıkanıklık oluşan baralar arasına ya yeni hatlar ekleyip iletim hattının kapasitesi artırılarak ya da esnek alternatif akım sistemleri (FACTS) kullanıp hattın akan akışlar kontrol edilerek uzun süreli çözümler gerçekleştirilir. Elektrik enerjisi piyasalarında iletim yatırımlarının önünde değişik engeller vardır [14]. İletim yatırımları, üretim yatırımlarından daha az maliyetli olmasına rağmen yeteri kadar iletim hattı inşa edip istenilen miktarı hatlardan taşımak mümkün iken yeni hat inşa etmek yerel yönetimlerin, toprak sahiplerinin ve çevreci grupların engeline takılır. İleri enerji düzenleme sistemleriyle iletim hatlarının akışları ve gerilimleri kontrol edilerek yeni bir hat inşa etmeye gerek kalmadan sistemin kapasitesi artırılmaya çalışılır. Yeni bir hat inşa etmek veya FACTS aygıtı kullanmak baralar arasında suseptans ve hat kapasitesi değişimine sebep olur. Bu nedenle altıncı bölümde, suseptans ve hat kapasitesi değişiminin tıkanıklığı nasıl etkilediği üretim maliyetine dayanılarak incelenmiştir. Öncelikle üretim maliyetlerinin hat suseptanslarına duyarlılığı matematiksel model oluşturularak hesaplanmıştır. Örnek sistemde tek tek hatların suseptanslarına üretim maliyetinin duyarlılığı araştırılmıştır. Ayrıca hat parametrelerinin değişimiyle üretim maliyetlerinin değişimi ve ortaya çıkan tıkanıklık bölgeleri sequential quadratic programlama (SQP) ile belirlenmiştir.

Geleneksel sistemlerde mevcut olmayan birçok yeni kurum yatay yapılanmayla birlikte elektrik endüstrisine girmiştir. Bu kurumlar ikinci bölümde tanıtılmıştır. Güç borsası ve güç pazarlayıcısı elektrik enerji sektörüne yatay yapılanmayla birlikte giren yeni kurumlar iken bazı kurumların da adı ve görev alanları değişerek farklı bir yapı kazanmıştır. Geleneksel dikey yapılı sistemlerdeki merkezi operatör elektrik piyasasında artık bağımsız sistem operatörü olmuş ve görevleri farklılaşmıştır.

Üçüncü bölümde, elektrik piyasası modelleri verilmiştir. Her ülke kendi enerji yapısına uygun bir piyasa modeli geliştirmiştir. Her ülkeye uyan standart bir piyasa modeli mevcut değildir. Gelişmiş ülkelerde kullanılan piyasa modellerini gelişen ülkelere

uygulamak uygun olmaz. Bu nedenle gelişmiş ülkeler ve gelişen ülkelerin piyasa modelleri ayrı ayrı bu bölümde incelenmiştir.

Dördüncü bölümde elektrik enerji piyasalarında ortaya çıkan en önemli problemlerden biri olan ve bu çalışmanın esasını oluşturan iletim tıkanıklığı incelenmiştir. Geleneksel dikey yapılı sistemlerde tüm bilgiler merkezi bir operatörün kontrolü altındadır. Üretim maliyetini minimum yapan çözüm yanında sistemde tıkanıklıktan kaçınma olasılığı da sağlanır. Elektrik enerji piyasalarında üreticilerin sayısının artması, birbirleriyle ikili anlaşmalar oluşturmaları ve iletim sistemlerine serbest erişimleri sebebiyle iletim hatlarında tıkanıklık problemi daha fazla görülmeye başlanmıştır.

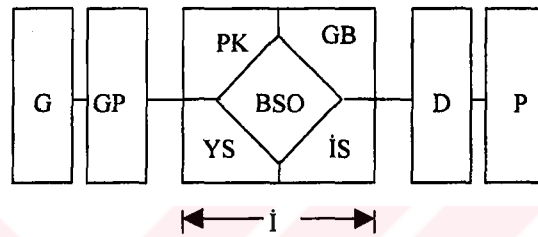
Beşinci bölümde her ülkenin kendi enerji yapısına uygun olarak geliştirdiği tıkanıklık düzenleme yöntemleri incelenmiştir. Standart bir tıkanıklık düzenleme yöntemi mevcut değildir. Burada kullanılan yöntemler kısa süreli ve uzun süreli tıkanıklık düzenleme olarak ikiye ayrılmış ve her grup kendi içinde ayrıntılı olarak incelenmiştir.

Altıncı bölümde, tıkanıklığı uzun süreli olarak çözümlemek için hat suseptanslarının ve hat kapasitelerinin tıkanıklığa etkileri incelenmiştir. Üretim maliyetinin hat parametrelerine duyarlılıkları matematiksel model oluşturularak hesaplanmıştır. Ayrıca örnek sistemde hat parametrelerinin toplam maliyete etkileri ve ortaya çıkan tıkanıklık bölgeleri geliştirilen algoritma ile belirlenmiştir.

Bu çalışmaya elektrik enerjisi sistemlerindeki yeni yapılanmayla birlikte ortaya çıkan ve elektrik mühendislerinin pek alışık olmadığı terimleri açıklayan bir sözlük de eklenilmiştir.

2. ELEKTRİK ENERJİ PİYASASININ ANA BİLEŞENLERİ

Elektrik enerji piyasasının temel bileşenleri olarak bağımsız sistem operatörü, güç borsası, programlama koordinatörleri, güç pazarlayıcıları ve servis sağlayıcıları mevcuttur. Şekil 2.1 elektrik piyasasının ana bileşenlerini gösterir.



G: Generatör

GP: Güç Pazarlayıcıları

GB: Güç Borsası

YS: Yardımcı Servis Sağlayıcıları

PK: Programlama Koordinatörleri

P: Perakende Servis Sağlayıcıları

D: Dağıtım Servis Sağlayıcıları

İ: İletim Sektörü

İS: İletim Sahipleri

BSO: Bağımsız Sistem Operatörü

Şekil 2.1 Elektrik enerji piyasasının ana bileşenleri

Bu modelin her bileşeni ortaya çıkan elektrik piyasasının bir bölümünü temsil eder [15]. Bu modelde, üretim şirketleri ve güç pazarlayıcıları sırasıyla birincil ve ikincil üretim sektörlerini temsil eder. Dağıtım sektörü, perakende servis sağlayıcıları ve dağıtım servis sağlayıcıları tarafından oluşturulur. İletim sektörü, iletim sahiplerini, iletim servis sağlayıcılarını (genellikle bağımsız sistem operatörü), yardımcı servis sağlayıcılarını ve iletim kullanıcılarını (güç borsası ve programlama koordinatörleri'nin oluşturduğu birimleri) içerir.

2.1 İletim Sahipleri

İletim serbest erişiminin temel amacı, iletim sahiplerinin ayırım yapmadan tüm iletim hattı kullanıcılarına iletim sistemine serbest erişimlerini sağlamaktır. İletim sahipleri,

enerji üretiminde ve sağlanmasında herhangi finansal etkin gruba sahipse adil bir serbest erişimin gerçekleştirilmesi zor olabilir. Bu nedenle genel eğilim, iletim servisinin şartlarını kolaylaştırmak ve iletim sistemini verimli bir şekilde çalıştırmak için bağımsız bir sistem operatörü görevlendirmektir.

2.2 Bağımsız Sistem Operatörü

Elektrik enerji sistemlerinin yeniden yapılandırılmasıyla yeni bağımsız sistem operatörleri ortaya çıkmıştır. Dünyada değişik terimlerle isimlendirilirler. İletim sistem operatörleri, bağımsız sistem operatörleri veya bölgesel iletim organizasyonları gibi adları vardır. A.B.D.'de 13 Mayıs 1999 tarihinden itibaren tüm iletim tesisleri, bölgesel iletim organizasyonu kontrolü altına verilmiştir [16]. Bağımsız sistem operatörü (BSO), iletim şebekesini çalıştırır ve tüm iletim müşterilerine iletim servisi sağlar. İletim serbest erişiminde, iletim sahipliği ve işletmeciliğinin ayrılması zorunlu bir ihtiyaç değildir. Örneğin İngiltere'de iletim şirketi, iletim sisteminin hem sahibi hem de operatörüdür. A.B.D'de Kaliforniya'da ise iletim sisteminin sahibi ve operatörü ayrıdır. A.B.D ve diğer ülkelerdeki BSO'ların sorumlulukları ve işlevleri farklı farklıdır. Genellikle BSO'nun rolü ve sorumlulukları aşağıdaki alanlardadır.

- Çalışmanın planlanması / programlanması
- Paylaşım
- Kontrol ve izleme
- Şebeke güvenlik analizi
- Piyasa yönetimi
- İletim planlanması / sahiplik

Üretimin programlanması bazı modellerde BSO'nun sorumlulukları arasındadır. İletim kapasitesinin kısıtlı olduğu durumlarda düzenlenmenin yapılması hemen hemen tüm modellerde BSO'nun sorumluluğundadır. Bazı modellerde BSO, otomatik üretim kontrolünden sorumlu olabilir, buna örnek Kaliforniya BSO dur. Diğer BSO'larda her kontrol alanı, otomatik üretim kontrolünü kendisi yapabilir. BSO genellikle beklenmedik olayların meydana gelmesine karşı sistem çalışmasının güvenliğinden de sorumludur. BSO'lar işlevlerine göre üç farklı modele sahiptir [17]. Mak – BSO havuz modeline dayalı merkezi bir operatördür. Min – BSO ikili anlaşmalara dayalı merkezi olmayan bir operatördür. Karışık – BSO çok sayıda güç borsası yada ikili anlaşmalara sahip bir

operatördür. Teorik olarak en verimli modelin Mak - BSO olduğu gör÷lür fakat piyasa özelliğinin gerekli olduğu kadar sağlanamadığı gör÷lür. Mak –BSO hem üretim hemde iletim sistemlerini eş zamanlı olarak optimize eder.

Yeni yapıda müşterilerin talepleri sabit değildir. Üreticilerin maliyet fonksiyonları gibi tüketicilerin de kar fonksiyonları vardır. Kısıtlamalar yoksa sistem marjinal maliyeti sistem marjinal karına eşit çıkar, optimal üretim ve talep belirlenir. Ancak iletim kapasite kısıtlamalarından dolayı iletim tıkanıklığını hafifletmek için üretim ve talep BSO tarafından ayarlanır. Optimizasyon işlemi BSO tarafından gerçekleştirilir ve tüm katılımcılar BSO'dan dağıtım teklifi alırlar.

Merkezi olmayan sistemlerde kullanılan Min – BSO enerji piyasasını kontrol edemez. Serbest piyasa aktivitesi, müşteri ve üreticilere BSO dışında birbirleriyle anlaşmalar yapabilme imkanı tanır. Min - BSO tercih edilmiş programları gerçekleştirmeye çalışır ve sadece iletim piyasasını düzenler. Tıkanıklık meydana geldiği zaman sadece enerji piyasasında müdahalede bulunarak tıkanıklığı hafifletir. Tıkanıklığı hafifletmek için Min-BSO piyasa katılımcısı tarafından verilen ayarlama tekliflerini kullanır. Min-BSO' nun amaç fonksiyonu toplam ayarlama maliyetini minimize eder. İkili anlaşmalar min - BSO tarafından gözlemlenemez. Satıcıdan alıcıya gönderilecek güç belirli olmasına rağmen generatörün çıkışı müşterinin talebine eşit değildir çünkü BSO tarafından yeniden dağıtım yapılmıştır. Bu yüzden tıkanıklık meydana gelirse min – BSO enerji piyasasında müdahalede bulunur ve mevcut anlaşmaya rağmen güç ticareti yapmaya katılımcıları zorlar.

Güç borsasından oluşan bir BSO modeli ile birlikte ikili anlaşmalara, karışık – BSO modeli denir. Aynı Mak- BSO da olduğu gibi güç borsasında da tercih edilmiş programlar belirlenir. Aynı zamanda güç borsası dışındaki üreticiler ve tüketiciler ikili anlaşmalar ile alış – satış anlaşmaları yaparlar. Karışık – BSO, güç borsası ve ikili anlaşmalardan iletim hatlarını kullanma izni alır. Tıkanıklığı hafifletmek için Min- BSO da olduğu gibi karışık – BSO da da ayarlama teklifleri kullanılır. Karışık – BSO modelinde transfer edilen güç değişirse her güç borsası veya ikili anlaşmada generatörün çıkışı, müşterinin talebine eşit tutulmaya çalışılır. Diğer deyişle talep ve üretim portföyü daima dengede tutulur. Bu yüzden tıkanıklık meydana gelirse Karışık – BSO enerji piyasasına müdahalede bulunur. Fakat herhangi bir katılımcıyı farklı piyasalar arasında güç ticareti yapmaya zorlayamaz. Min –BSO 'da olduğu gibi ayarlama teklifleri her

düğümde bölgesel marjinal fiyatı yaratır ve enerji ile iletim piyasaları burada da sırasıyla çalışır.

Mak - BSO, PJM piyasasında bulunur. Min – BSO İskandinav sistemlerinde bulunur. Aynı zamanda Kaliforniya BSO, Karışık - BSO modelindedir. Eğer her anlaşmanın üretim – talep dengesi ayrı olarak dengede tutulmazsa Mak –BSO ve Min – BSO aynı sonucu verir. Karışık – BSO her portföyü ayrı olarak dengede tutar. Sonuçta piyasada güçlü oyuncular yoksa Mak- BSO en yüksek piyasa verimliliği sağlar. Karışık – BSO’da her güç borsası veya ikili anlaşma portföyü dengede tutulmalıdır. Böylece birbirleri arasında serbestçe anlaşma sağlamaları mümkün olur.

2.3 Güç Borsası

Güç borsasının temel fonksiyonu, elektrik enerji üretimi ile enerji talebini eşleştirmek için bir ortam sağlamaktır. En yaygın durum, her çalışma gününden bir gün önce enerji alışverişinin düzenlendiği günlük ayarlamalardır. Piyasa şekline bağlı olarak, günlük ayarlamalar, saatlik ayarlamalar tarafından desteklenebilir. Saatlik ayarlama, çalışma saatinden bir yada iki saat önce enerji alışverişi belirlenir. En basit şekilde bir güç borsası, enerji üreticileri ve tüketicileri arasında ikili anlaşmalar sağlayabilmek için bir ortam sunar. Ancak güç borsasının daha çok bilinen fonksiyonu, enerji üretici ve tüketici teklifleri için bir havuz oluşturmak ve takas ücretini belirlemektir. Genellikle güç borsası, bağımsız sistem operatörü bünyesinde olan bir birimdir. Sadece Kaliforniya’da güç borsası, operatörden ayrı bir birim olarak tanımlanmıştır. BSO ve güç borsasının ayrımı buradaki rekabet için önemli bir yer tutar. Bu ayrım, doğrudan erişim müşterilerinin, BSO kontrolü altındaki iletim sistemi kullanımında eşit bir işlev görmesini sağlar.

2.4 Yardımcı Servis Sağlayıcıları

Yardımcı servis sağlayıcıları, güç sisteminin güvenli çalışması için gerekli olan iletim şebekesi destek servisini sağlar. Yardımcı servislerin çoğunluğu gerçekte iletim sisteminin güvenli çalışması için gerekli aktif yada reaktif güç kaynaklarıdır. Yardımcı servis ihtiyacını ya iletim kullanıcılarının kendileri sağlar yada BSO’ya yaptırtırlar. Örneğin İngiltere’de sistem operatörü, hem sistemin kullanıcılarının yüklerini hem de bu servisleri temin eder. A.B.D.’de ise Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC)

ya iletim kullanıcılarının bu servisleri kendilerinin sağlamasını ya da bağımsız sistem operatörüne sağlatmalarını gerekli kılar. Bu servislerin dördü iletim sisteminin kullanıcıları tarafından sağlanabilir.

- Regule edici(regulating) rezerv
- Spinning rezerv
- Destekleyici çalışma rezervi (nonspinning rezerv)
- Enerji dengesizliği

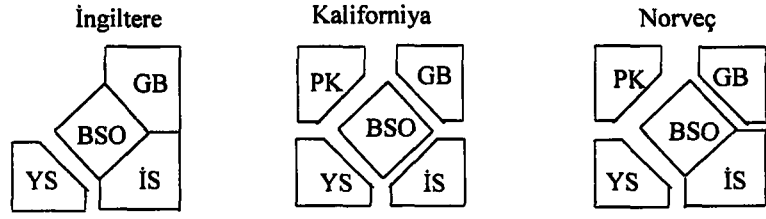
İletim kullanıcıları bu servisleri sağlayamadığı zaman BSO'dan bu servisleri satın almalıdır. Diğer iki yardımcı servis BSO tarafından sağlanır ve kullanıcılar BSO'dan bunları satın almalıdır.

- Reaktif güç / gerilim desteği
- Sistem kontrolü / tekrar paylaşım

2.5 Programlama Koordinatörleri

Tüm üretim birimlerinin ve tüm müşterilerin bağımsız sistem operatörü ile güç alışverişi temasını sağlayan birime programlama koordinatörleri denir. Programlama Koordinatörleri (PK), güç borsasının kurallarına uymaksızın üretim ve talep enerji programlarını birlikte tutan birimlerdir. Güç borsası ayarlanabilir bir PK olarak gözlemlenebilir.

Yukarıda belirtilen yapısal bileşenler belirli bir modelde olabilir yada olmayabilir. Bazı durumlarda bir yada daha çok bileşen bir modelde olmayabilir. Diğer bir modelde iki yada daha fazla bileşen birleştirilir ve tek bir birime yetki verilir. Şekil 2.2 'de buna örnek üç farklı iletim yapısı mevcuttur. Şekil 2.2'den de anlaşılacağı gibi İngiltere'de programlama koordinatörleri yoktur. Bağımsız sistem operatörü, güç borsası ve iletim sahipliği birleşerek tek bir birime dönüşmüştür. Kaliforniya'da ise tüm birimler birbirinden ayrılmıştır ve her biri bağımsız olarak işlevini yerine getirir. Norveç'te ise bağımsız sistem operatörü ve iletim sahipleri aynı kurum altında toplanmışlardır [18]. Diğer bir deyişle BSO, iletim sisteminin sahibidir. Burada da güç borsası BSO'dan ayrıdır. Ayrıca programlama koordinatörü ve yardımcı servis sağlayıcıları da BSO'dan ayrıdır.



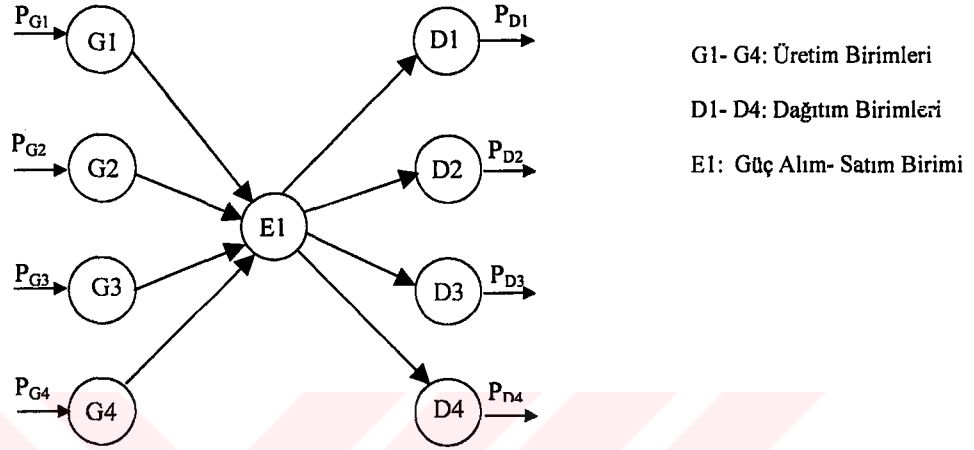
Şekil 2.2 İletim yapısı örnekleri

3. ELEKTRİK PİYASASI MODELLERİ

Dikey sistem yapısından elektrik piyasa yapısına geçmek beraberinde birçok problemi getirmiştir [19-21]. Dikey sistem yapısında merkeziyetçi bir yapı hakim olduğundan, fiziksel kurallara dayalı enerji alışverişlerinin kontrolü ve sistemin güvenli sınırlar içerisinde işletilmesi tek bir sorumlu tarafından oldukça başarılı bir şekilde gerçekleştirilmektedir. Fakat rekabetçi sistem yapısında serbest piyasa koşullarının getirdiği bağımsız işletmeler, kendi karlarını daha fazla artıracak yollar ararken, fiziksel olaylar nedeniyle oluşacak problemlerde sorumluluk paylarının ne olacağı tartışılmaktadır [21]. Serbest piyasa koşullarında oluşacak problemleri, rekabetten ödün vermeden ve aynı zamanda sistem işletimini güvenli kılarak çözecek, işletimle ilgili çeşitli sistem modelleri önerilmektedir [1, 4, 22, 23]. Bu modeller, elektrik enerji yapısı ve ülke yapısı göz önüne alınarak oluşturulmaktadır.

Gelişmiş ülkelerde yatay yapıyı oluşturan en temel varlıklar, piyasa düzenleyicileri, iletim sağlayıcıları olan bağımsız iletim şirketi ve sistem operatörü, piyasa katılımcılarını oluşturan generatörler, yükler ve pazarlayıcılarıdır. Ayrıca elektrik şebekesinin verimliliği ve işletilmesi için gerekli varlıklar vardır. Enerji alışverişlerinin dengelenmesi için spot piyasalar, iletim için ileri doğru anlaşmaların yapıldığı piyasalar (forward market) ve serbest erişimli eş zamanlı bilgi sistemleri (OASIS) mevcuttur. Ayrıca enerji alışverişi için gelişmiş ülkelerde spot piyasayla birlikte forward marketlerde kullanılır. Forward markette alışveriş için güçlü bir enerji sektörü, gelişmiş iletişim sektörü ve pahalı yazılımlar gerektiğinden gelişmekte olan ülkelere bu piyasa yapısı önerilmez. Çünkü bu piyasada belirlenen talepler ve teklifler birgün sonrasında veya bir saat sonrasında işlem görmesi için toplandığından yeterince güçlü olmayan enerji sektöründe başarılı olma olasılığı azdır. Spot piyasada enerji alışverişi ya havuz modeliyle ya da ikili anlaşma modeliyle gerçekleştirilir. Havuz modelinde bağımsız sistem operatörü denen tek bir şirket serbest piyasada rekabet halindeki üreticilerden elektrik enerjisini satın alır ve sabit bir fiyatla tüketicilere satar. Şekil 3.1 havuz modelini göstermektedir.

Üreticilerin ve tüketicilerin birbirleri ile güç alışverişini bağımsız olarak düzenlemelerine ise ikili anlaşma (bilateral) modeli denir. Şekil 3.2 ikili anlaşma modelini gösterir. Üreticiler ve tüketiciler ya hiçbir aracı olmadan doğrudan birbirleriyle enerji alışverişi anlaşması yaparlar yada Şekil 3.2’den görüldüğü gibi ticari birimler karşılıklı anlaşmaları toplayarak gerçekleştirilebilir şekilde enerji dağılımını sağlarlar.

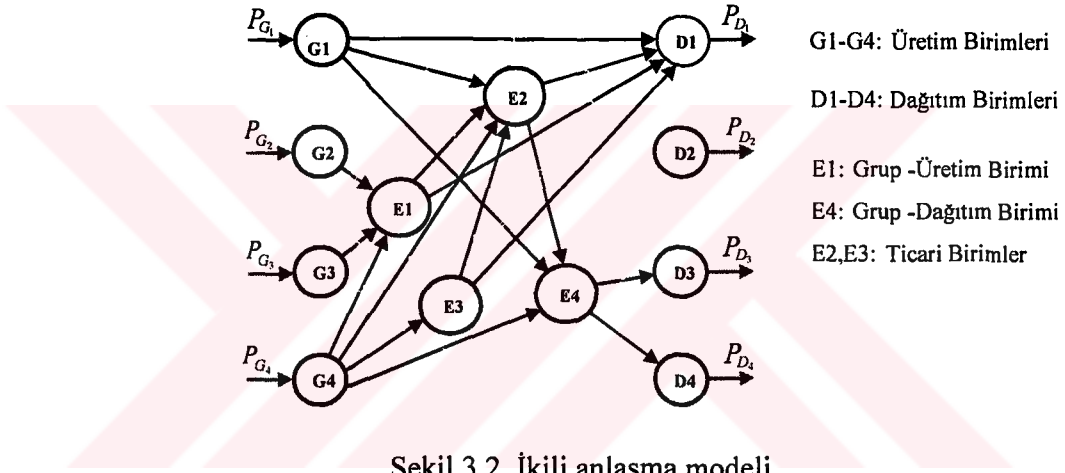


Şekil 3.1 Havuz modeli

Havuz modeli İngiltere’de 1990 - 2002 yılları arasında uygulanmıştır. Üreticilerin birbirleriyle anlaşarak serbest piyasaya yüksek fiyattan enerji vermeleri, sistem operatörünün bu fiyattan tüketicilere enerji satması sonucunda fiyatlar sürekli olarak bir artış göstermiştir. Bu nedenle İngiltere 2002 yılından itibaren havuz modelini terk edip ikili anlaşma modeline geçmiştir. İkili anlaşma modelini uygulayan diğer bir ülke ise Norveç’tir. İkili anlaşma modeli elektrik enerji piyasalarına uygun bir modeldir, bir çok ülke bu modeli tercih etmiştir. Türkiye’de de uygulanan piyasa modeli, ikili anlaşma modelidir. Kaliforniya’da ise hem havuz modeli hem de ikili anlaşma modeli uygulanır.

İkili anlaşma modeli, iki temel problemle karşı karşıyadır ve bu problemler serbest pazar rekabetini geliştirme yeteneğine gölge düşürür. Birincisi, bağımsız ticari alışverişler arasındaki koordinasyon eksikliği, iletim şebeke kısıtlamalarının bozulmasına yol açabilir. Üreticilerden tüketicilere iletim şebekesi üzerinden nasıl güç iletileceğini fiziksel yasalar belirlediğinden bunların koordinasyonu gereklidir. Tek bir generatör, sistemin bir kısmında iletim yüklenmesi için sınırlı bir kontrole sahiptir.

İkincisi, güç akışları şebekede dengeli olmalıdır ve iletim kayıpları güç dengesinde yer almalıdır. İletim şebekesindeki enerji kaybı, toplam ticari alışverişlerin bir fonksiyonudur ve bu yüzden ticari alışverişler eğer kayıpları hesaba katmazsa gerçekten bağımsız değildir. Geleneksel dikey yapıli işletmelerde, koordinasyon bağımsız güç operatörü tarafından gerçekleştirilir. Operatör, ani güç dengesini sağlar. Sistem güvenliğini ve güç dengesini sağlamak için ticari ilişkide koordinasyonun gerekliliğı karşısında ikili anlaşma modeli, geleneksel modele başvurur. İkili anlaşma modeli, sistem güvenliğı açısından üretimin seviyesini belirlemek ve kayıpları kompanze etmek için sistem operatörünün otoritesini kabul eder fakat merkezi otoriteye yönelim ile ikili anlaşma modeli, havuz modeline dönüşür.



Havuz modelinde tüm kurumlar bir süper kurumu oluşturmak için birleşir ve piyasa yapısı bu süper kuruma uygun olması için değiştirilir. Üreticiler ve tüketiciler, fiyat ve miktar tekliflerini verirler. Havuz sistem operatörü ani güç dengesinin sağlanması, şebeke güvenliğinin ve güvenilirliğinin sağlanması, iletim erişimi ve servis koordinasyonu gibi geleneksel sorumlulukları yerine getirir. Üreticiler ve tüketiciler arasındaki serbest ikili ticari alışverişlerin yerine havuz modelinde her ticari alışverişin havuz operatörü ile olması gerekir. Operatör, ticari alışverişlerin kabul edilip edilemeyeceğine karar verir ve ekonomik verimlilik için fiyatı belirler. Havuz modelinde güç satın almak isteyen biri, havuz operatöründen almalı ve güç satmak isteyen biri de operatöre satmalıdır.

Tablo 3.1 Elektrik endüstrisinde modellerin özellikleri

<i>Elektrik Endüstri Modeli</i>	Dikey yapıli model	Havuz modeli	İkili anlaşma modeli
Rekabet eden generatörler var mı?	Hayır	Evet	Evet
Perakendecilerin seçim hakkı var mı?	Hayır	Hayır	Evet
Son müşterinin seçim hakkı var mı?	Hayır	Hayır	Evet

3.1 Gelişmiş Ülke Piyasa Modelleri

Gelişmiş ülke elektrik piyasaları arasında oldukça önemli yer tutan Kaliforniya piyasası ve Pennsylvania New Jersey Maryland (PJM) piyasası hem olumlu hemde olumsuz karakteristik özellikleri nedeniyle burada kısaca tanıtılmıştır.

3.1.1 Kaliforniya modeli

Elektrik enerji sistemlerindeki yeni yapılanmanın öncülerinden olan Amerika Birleşik Devleti'nin (ABD) Kaliforniya eyaleti bu konudaki literatürde de çok sık karşımıza çıkmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri'nin Kaliforniya eyaletinde üç elektrik işletmecisi (Pasifik Gaz& Elektrik, Güney Kaliforniya Edison ve San Diego Gaz& Elektrik) 29 Nisan 1996'da Kaliforniya modelinin taslağını çizerek Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC)'na başvurmuşlardır [24]. Bu üç özel şirket 31 Mart 1997'da Kaliforniya modelinin ayrıntılı bir tanımını yapmışlardır. Üç şirketin iletim sisteminin ve güç paylaşımının kontrolünü yapacak olan bağımsız sistem operatörü (BSO) 1 Ocak 1998'te tanımlanmıştır. Aynı zamanda BSO'dan ayrı bir varlık olarak yine aynı tarihte güç borsası tanımlanmıştır. Burada güç borsası her yarım saatte bir, bir gün sonrasının enerji tekliflerini düzenler. Güç borsasının kullanımı üç şirket için zorunluymken diğer piyasa katılımcıları için isteğe bağlıdır. Kaliforniya 'da bazı müşteriler

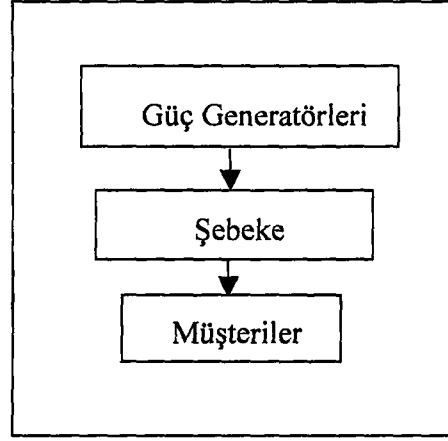
havuz modelini tercih ederken bazıları ikili anlaşma modelini tercih etmişlerdir. Kaliforniya’da uygulanan havuz modeli Şekil 3.3’teki gibidir [25].

Önceki durumda üretim, iletim ve dağıtım tek bir elden gerçekleştiriliyordu. Yeni durumda bu işlevler ayrılmıştır. Güç generatörleri elektriği üretirler. Güç pazarlayıcıları başka generatörlerden aldıkları güçleri ya da kendi ürettikleri güçleri, güç programlayıcılarına verirler. Güç programlayıcısı, bağımsız sistem operatöründen aldığı talimatlar doğrultusunda günlük enerji yüklerini programlar. Bağımsız sistem operatörü her güç programlayıcısının enerji yükünü yerel şebekelere dağıtmak için üzerine alır. Aynı zamanda bağımsız sistem operatörü bütün eyaleti kapsayan iletim sistemini güvenli hale getirmek için düzenleme yapar. Yerel şebekeler, yerel iletimi sağlar ve müşterilerine elektriği doğrudan dağıtırlar. Kaliforniya bağımsız sistem operatörü Amerika’da kontrol alanları büyüklüğü bakımından ikinci sırada olan ve üç şebekenin kontrolünü gerçekleştiren bir operatördür. Bu üç şebekenin sadece kontrolünü üzerine alır, şebekenin sahibi değildir.

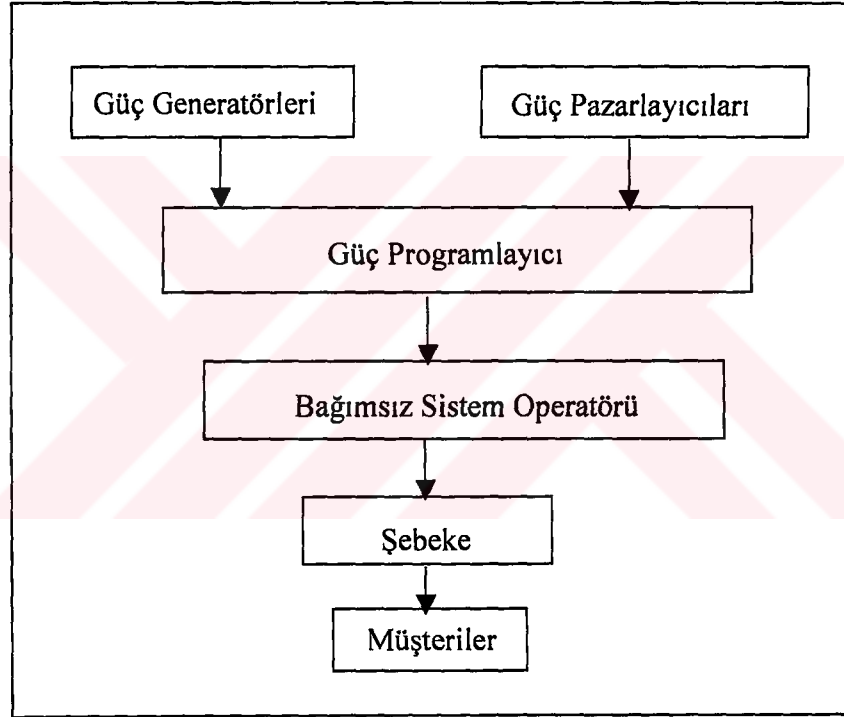
3.1.1.1 Kaliforniya krizi

Kaliforniya’da 2000 yılının sonlarına doğru belirtileri görülen ve 2001 yılı başlarında elektrik kesintilerinin yaşanması ve elektrik fiyatlarının hızla yükselmesiyle kendini gösteren bir kriz yaşanmıştır. Elektrik altyapısının ihmal edilmesi, elektrik piyasalarının güçlü bir şekilde oluşturulmamış olması ve yeni yatırımlar için teşviklerin yetersiz olması bu krizin nedenlerindendir [26]. Elektrik enerjisi sisteminin farklı yapısının ve teknik karmaşıklığının yeterince anlaşılmamasından, hem teknik hem de ekonomik gerçekleri ihmal eden karmakarışık politikalar sonucunda bu olaylar meydana gelmiştir.

Elektrik, günümüzde en önemli gereksinim olduğundan, ekonomik büyüme daha güvenilir ve daha ucuz elektrik gücü sağlanmasına oldukça bağlıdır. Özelleştirme tecrübesi yaşayan ülkelerde öncelikli amaç, güvenilir ve ucuz elektrik sağlamak olmuştur ve Kaliforniya’da neyin yanlış gittiğini anlamak, elektrik enerjisi piyasalarına daha yumuşak geçiş yapmak isteyen ülkeler için de bir örnek olacaktır. Güçlü bir rekabet ortamı, elektrik altyapısı talepteki büyümeye ayak uydurabilirse, üretim ve dağıtımda yeni teknolojiler kullanılırsa gerçekleşebilir. Bu yüzden Kaliforniya’da yaşanan problemler iyi incelenmelidir. Mevcut krizin sebepleri belirlenmeli ve farklı çözümler hem Kaliforniya’nın hem de diğer enerji piyasalarının geleceği için üretilmelidir.



(a) Önceki durum



(b) Yeni durum

Şekil 3.3 Kaliforniya modeli

Kaliforniya'daki krizin en önemli nedenlerinden biri, talepteki artışı karşılayacak şekilde üretimde artış olmamasıdır. 1990 yılından 1999 yılına kadar talepte %11.3 artış olurken aynı zaman diliminde üretim %1.7 azalmıştır [27]. 11000 MW eyalet dışından temin edilmektedir. İletim hatlarının sınırlı kapasitesi nedeniyle eyalet dışından elektrik ithalatı

da daha fazla artırılamamaktadır. Ayrıca Kaliforniya'da üç özel şirket, mülkiyetlerindeki üretim kapasitesini, küçük üretim şirketlerine (bağımsız güç üreticileri gibi) satarak elektrik yapısının yönünü değiştirmişlerdir. 1996 yılında eyaletteki büyük işletmeler toplam kapasitenin %81'ine sahipken bağımsız güç üreticilerini de kapsayan diğer işletmeler %19'na sahipti, 1999 yılında toplam payın %46'sı üç şirkete aitken geriye kalan %54'lük pay diğer işletmelere ait olmuştur. Böylece üç şirket, müşterilerinin elektrik talebini karşılamada diğer üreticilere bağımlılığını artırmıştır. Bu da diğer elektrik sağlayıcılarının belirlediği fiyatlara karşı bu şirketleri savunmasız bırakmıştır. Başlangıçta elektrik piyasasını düzenleyen kuruluş, bu uygulamayı üretimde tekelliliği önlemek için yaparken bu küçük üreticilerin üretimlerinin istedikleri kadarını verip güç borsasında oynayarak fiyatları yükseltebileceklerini tahmin edememiştir. Elektrik üreticilerinin el değiştirmesi yerine yeni üretim kaynakları sağlanmadı. Fakat Kaliforniya'da yeni üretim tesislerinin kurulma maliyeti herhangi bir yere göre çok daha fazladır. Çünkü kurulacak yeni santrallerin çevreye uyumlu olması ve gerekli tüm arıtma tesislerini içeriyor olması nedeniyle yatırım maliyetleri ve inşaa süresi artmaktadır.

Kaliforniya'da elektrik piyasa sistemi, Kaliforniya kamu hizmetleri (CPUC) tarafından gerçekleştirilmiştir [28]. Tüm enerji ihtiyaçlarının günlük müzayede ile belirlenmesi şart koşulmuştur ve son fiyatlar en yüksek piyasa takas fiyatı ile oluşturulmuştur.

Kaliforniya tecrübesinden, önemli olarak öne çıkan üç piyasa kusuru gözlemlenebilir. Bunlardan birincisi, toptan satış gücü, spot piyasaya çok bağımlı yapılmıştır. Piyasayı düzenleyen kuruluşlar, elektrik işletmelerinden fosil yakıtlı üretim tesislerini satmalarını isterken uzun süreli anlaşmalarda kararlı bir fiyatta kalmalarını teşvik etmemişlerdir. Eyaletin piyasayı düzenleyen kuruluşları tüm alış ve satışların spot piyasaya yapılmasını zorlamışlardır. Elektrik gücüne bağlı bir spot piyasa son derece değişken ve istikrarsızdır. Böyle bir istikrarsızlıkla karşılaştıkları zaman piyasada yer alan firmaların izleyecekleri yol, uzun süreli, orta ve kısa süreli satın alma portföyleri oluşturmaktır böylece bu belirsizliğin kötü etkisi azaltılmış olur. Kaliforniya'da düzenleyici kuruluşlar bu stratejiyi engellemişlerdir. Güç fazlalığı olduğu iddia edildiği zaman her şey iyi iken üretimde yetersizlikler olup kesintiler başlayınca her megawatt çok hızlı çıkan fiyatlarda satın alınmaya başlanmıştır. İkinci neden, toptan satış piyasa organizasyonu, bağımsız sistem operatörünün ve güç borsasının ayrı yapılandırılmasıyla sağlam bir yapı kazanmamıştır. Güç borsasında ileriye dönük piyasa uygulaması varken bağımsız sistem

operatörü spot piyasa uygulanması ile anlık güç alışverişi yapmaya çalışmıştır. Generatörler güç borsasına ileri bir zamanda işlem görmesi için kapasitesinin sadece bir kısmını teklif ederek fiyat yükseltmesiyle bunun sonucunu oldukça karlı bir şekilde alırken bağımsız sistem operatörü üretim ve talebi gerçek zamanda dengelemek için güç satın almaya zorlanmıştır. Üçüncü neden, perakende fiyatlar dondurulmuştur, bunun anlamı toptan satış fiyatlarındaki artış müşterilere yansıtılamazdı böylece müşterilerde taleplerinde herhangi bir azalmaya gitmeden tüketimlerini artırmaya devam etmişlerdir. Perakende piyasaların özelleştirilmesi sağlanmamıştır. Perakende bir piyasada üretim ve talep arasındaki denge, mevcut durumdan daha düşük fiyatlarda sağlanabilirdi.

Üç şirketten biri olan SDG&E'ye piyasanın gerçek fiyatını müşterilere yansıtmasına olanak tanındı. Diğer iki büyük işletme(PG&E ve SCE) gerçek maliyetleri müşterilere yansıtamadığından daha güç şartlar altında kalmışlardır. Elektrikte ortaya çıkan problemler sonucunda bir dizi önlemler alınmıştır. Eylül 2000'de çıkarılan yasayla SDG&E müşterileri için elektriğin fiyatı 6.5 sent / kWh olarak belirlenmiştir. Diğer bir yasayla gerekli olan yerde elektrik enerji santrallerinin çalışmasına izin verilmiştir. Ocak 2001'in başında, PG&E ve SCE'nin ayakta kalabilmesi için geçici bir fiyat rahatlaması eyalette kabul edilmiştir. FERC 15 Aralık 2000'de bir dizi yönerge ile PG&E ve SCE'ye sahip oldukları üretim santrallerinden taleplerini karşılayabilmelerine izin vermiştir. Daha önce güç borsası üzerinden taleplerini karşılıyorken artık doğrudan kendi üretim birimlerinden taleplerini karşılayabilmişlerdir. Yine de tüm bu önlemler sonuç vermemiş ve PG&E iflas etmiştir.

Şu an da piyasa ayrımı kuralına sadece birgün sonrası tıkanıklık düzenleme esnasında ihtiyaç duyulur. BSO kriz öncesinde olduğu gibi programlama koordinatöründen bağımsız ayarlama yapmamalı, ayarlamaları sadece programlama koordinatörlerinin portföyleri içinde yaratmalı ki programları dengede kalabilsin [29]. Kaliforniya piyasasında ortaya çıkan eksiklikler, temel piyasa yapısını elde tutarken iletim sistemini daha fazla sayıda bölgelere ayırarak ve tıkanıklık düzenleme algoritmasını geliştirerek çözümlenebilir. Kriz sonrasında Aralık 2003'te Kaliforniya kamu hizmetleri (CPUC) yeni üretim projeleri imzalamıştır böylece üretim azlığına bağlı fiyat artışları engellenebilecektir.

3.1.2 PJM piyasası

PJM piyasası, elektrik piyasaları içinde birçok bakımdan başarılı bir yapı sergiler [29]. Merkezi bir piyasa idaresi altında sistem operatörü tüm üreticilerden ve tüketicilerden teklif ve talepleri alır ve her 5 dakikada bir değişen verimli programlar üretir. PJM işlemi sonucu her 5 dakikada bir bölgesel marjinal maliyetler veya PJM operatörü kontrolü altındaki 2000 baranın en iyilerinden herbiri için fiyatlar hesaplanır. PJM piyasasında enerji satıcıları şebekenin dağıtım noktasındaki bölgesel fiyat ile satış yaparlar. Enerji alanlar ise şebekeden güç çekme noktasındaki fiyattan alırlar. Bu iki fiyat arasındaki fark, iletim marjinal maliyetidir. Hatta ikili anlaşmalar durumunda enerjinin fiyatı PJM operatörü tarafından bilinmediğinden iletim için marjinal maliyet belirlenir. Fiyat istikrarsızlıklarına karşı korunmak için enjekte edilen ve çekilen noktalar arasındaki farklılıklara karşı iletim kullanıcıları tarafından finansal iletim hakları oluşturulmuştur. Bu durumu bir örnekle açıklayalım. B'deki tüketici A'daki üreticiden enerji satın almak için 7 sent/kWh lik bir anlaşma yapmış olsun. Dağıtım zamanında A'daki enerji 10 sent ve B'deki 15 sent olsun. Alıcı anlaşması sonucu B'ye 7 sent ödemek zorundadır. Buna ek olarak iletimin marjinal maliyeti olarak A ve B arasındaki 5 sent'lik farkı iletim operatörüne ödemelidir. Bu belirsiz maliyetlere karşı B'deki alıcı, A ve B baraları arasındaki güç alışverişi için Sabit İletim Hakkı (SİH) satın almıştır. Bu durumda yukarıdaki örnekte B, A'ya enerji için 7 sent ödedikten sonra iletim için de iletim operatörüne 5 sent ödemiştir. Fakat sonra güç alışverişi için B, Sabit İletim Hakkına sahip olduğundan bu 5 sent'i iletim operatöründen geri alır. Sabit İletim Hakları, PJM piyasasının önemli bir elemanıdır. Yüzeysel olarak PJM piyasası mükemmel bir piyasa olarak görünür. Ancak bazı eksiklikleri vardır. Bunlardan en önemlisi piyasanın batı tarafında şeffaf bir piyasa yapısı varken doğu tarafında herhangi bir noktada dağıtılan enerji için forward (ileri doğru) piyasa özelliğinin olmamasıdır. Bununla ilgili iki açıklama vardır. Bunlardan birincisi, Sabit İletim Hakkı paylaşım metodunun öncelikli olarak dikey yapıyı perakende üreticilere paylaşım hakkı tanınması nedeniyle kusurludur. İkincisi, 2000 barada görülen bölgesel fiyatlar ayrırlılık içerir ve iletim sistemindeki rastgele olaylara maruz kalır böylece SİH'nin verimli olarak kullanımı mümkün olmaz. Bölgesel marjinal fiyatlandırma sistemi, hem gerçek zamanlı sistem çalışması için hem de üretim ve iletimin yatırım kararları için gerekli tüm bilgiyi piyasa katılımcılarına sağlamak için tasarlanmıştır. SİH'ler iletim tıkanıklığına karşı finansal korumaya sahip iletim müşterileri oluşturmak için planlanır. Verimli enerji

fiyatlandırma için bölgesel fiyatlandırmanın ve tıkanıklık yüklerinin verimli paylaşımı için sabit iletim haklarının birlikte kullanılması hem kısa süreli hem de ileri doğru piyasalarda rekabetin tam sağlanmasıyla sonuçlanır.

3.2 Gelişmekte Olan Ülkelerdeki Piyasa Modelleri

Gelişmekte olan ülkelerin bir piyasa modeli belirlemeden önce aşağıda sıralanan faktörleri sağlaması istenir [30].

- Bir piyasa yapısı seçmeden önce karların maliyetler ile orantılı olmasını sağlamak için her sektörün kendi içinde kapsamlı bir maliyet-kar analizi yapması gereklidir.
- Gelişmekte olan ülkelerin birçoğu hızlı büyüyen enerji talepleriyle karşı karşıyadır. Bu şekildeki büyüme oranları, üretim sektöründe yeni yatırımları teşvik eden ve yatırımcılar için çekici olan bir piyasa yapısını gerektirir.
- Gelişmekte olan ülkelerin tümünün ihtiyaçlarını karşılayan, herkese uyan bir piyasa modeli mevcut değildir. Her ülke kendi enerji yapısına, ekonomik durumuna uygun bir model geliştirmelidir.
- Basit piyasa modelleri birçok kez çok karmaşık modellerin sağladığı benzer yararları sağlarlar. Gelişmekte olan ülkelerin karmaşık piyasa modellerinden kaçınmaları gerekir.
- Birçok gelişmekte olan ülke, gerilimi ve frekansı nominal değerlerinde tutmak için mücadele eder ve aynı zamanda modern kontrol merkezlerinin eksikliğiyle de karşı karşıya kalırlar. Gelişmiş ülkelerde kullanılan bir gün sonrası, bir saat sonrası ve gerçek zaman piyasaları gelişmekte olan ülkelerde otomatik üretim kontrolünün eksikliği, regülatör etkisinin yetersiz kapasitesi gibi nedenlerle kolaylıkla kullanılamaz. Gelişen ülkeler için sık sık (saatlik gibi) program değişikliklerinin olduğu piyasa yapıları tavsiye edilmez. Haftalık veya aylık gibi daha uzun peryotlu programlar uygun olur.
- Başlangıçta iletim tıkanıklığı düzenleme için bir piyasa mekanizması tavsiye edilmez.
- Rüşvetçilik ve kayırmacılık gibi olası durumlara imkan vermemek için piyasa yapıları, gözetlenmeden anlaşma yapılmış işlemlere ve kapalı tekliflendirmelere izin vermemelidir.

- Uzun süreli güç satın alma anlaşmalarının kapsamlı kullanımı önerilmez. Bu anlaşmalar, elektrik piyasasının büyüklüğünü azaltır.
- Gelişmekte olan ülkeler, yerel ve bölgesel enerji için referans bir fiyata ihtiyaç duyar. Birçok gelişmekte olan ülkelerde enerji için böyle fiyatlar oluşturulmamıştır. Basit bir havuz müzayedesine veya güç borsasına giriş ile gerekli referans fiyatın yaratılması kolaylaşabilir.
- Perakende erişimin başarılı bir şekilde sağlanması tesis edilmiş, çalışabilir ve kararlı toptan satış piyasasını gerektirir. Dağıtım sistemlerinin özelleştirilmesi zaten gelişmekte olan ülkelerde ilk anlardan itibaren vardır hatta gelişmiş ülkelerden daha iyi sonuçlar alınmıştır.
- Enerjinin kesin alıcısı olan ülkeler için piyasa yapısı ve kurallar katılımı teşvik eder.

Gelişmekte olan ülkelerde yaygın olarak kullanılan üç piyasa yapısı mevcuttur: anlaşmalı üçüncü grup erişimli piyasa modeli (AÜGE), düzenlenmiş üçüncü grup erişimli piyasa modeli (DÜGE) ve tek alıcılı piyasa modeli (TAM). Her piyasa yapısı kısaca tanımlanmıştır fakat en yaygın olarak kullanılanı tek alıcılı piyasa modelidir.

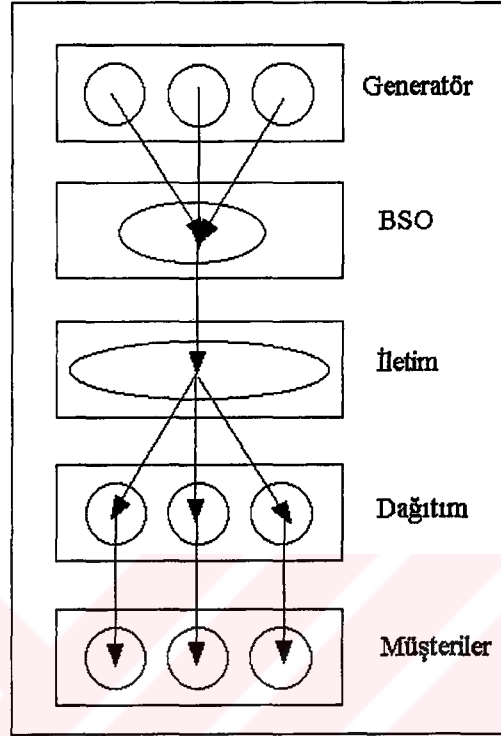
3.2.1 Anlaşmalı üçüncü grup erişimli piyasa modeli

Anlaşmalı üçüncü grup erişimli piyasa modeli Şekil 3.4'te görülür. Bu yapı altında, rekabet üretim sektöründe oluşturulur. Özel generatörler, kendine ait generatörleri olan iletim şirketi ile anlaşma yapmak zorundadır. Bu anlaşma ile üreticilerin iletim ihtiyaçları karşılanır ayrıca iletim şirketinin yetkisini kötüye kullanmasından kaynaklanacak tüm olasılıklar önlenir. Bu model gelişmekte olan ülkeler için pek uygun bir piyasa modeli değildir.

3.2.2 Düzenlenmiş üçüncü grup erişimli piyasa modeli

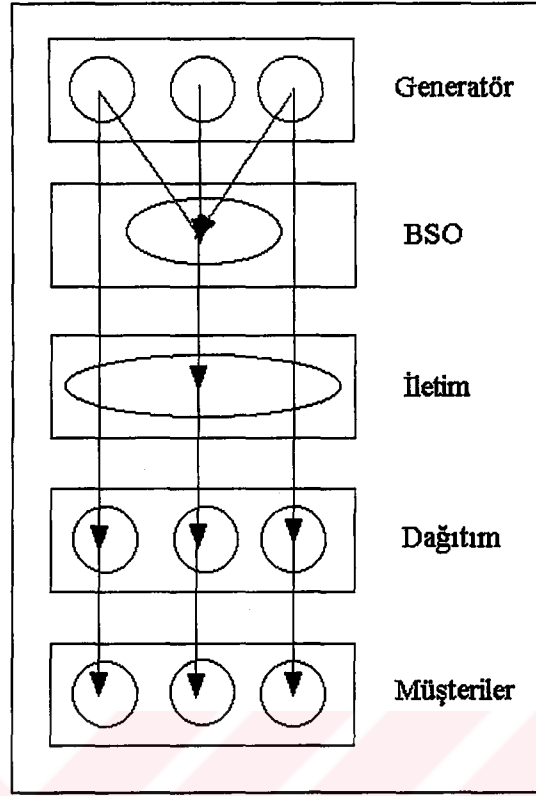
Düzenlenmiş üçüncü grup erişimli piyasa modeline ait yapı Şekil 3.5'te görülmektedir. Bu piyasa yapısında, iletim şirketi, iletim tarifelerini ve erişim gereksinimlerini açıklar böylece generatörler, seçilebilir müşteriler ile anlaşma yapabilir. Seçilebilir müşteriler doğrudan generatörler ile müzakere yapabilirler. Geriye kalan müşteriler maliyete dayalı bir tarifelendirmeye düzenleyiciler tarafından yüklenilir. Bu yapıda düzenleyiciler, hidro, termal ve bağımsız üreticileri kaynaklarının özelliklerine göre çok sıkı bir düzenleme ile gözlemler. Düzenlenmiş piyasaya ek olarak aynı zamanda bir spot piyasa

marjinal maliyette fiyatlandırmayla gerçek zamanlı çalışma için oluşturulabilir. Sıkı düzenlemeye rağmen bu model ile rekabet üretim seviyesinde ve perakende seviyesinde bir yere kadar sağlanabilir.



Şekil 3.4 Anlaşmalı üçüncü grup erişimli piyasa modeli

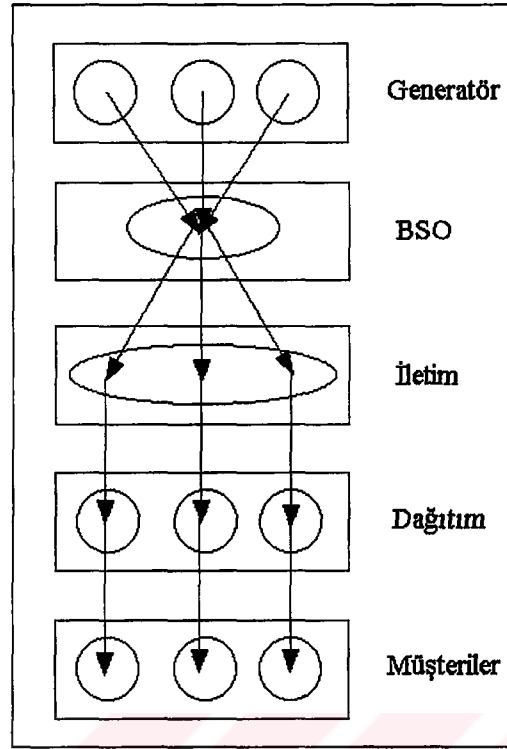
Bu modelin, fiyatları suni olarak artmış uzun süreli güç satın alma anlaşmalarına katkıda bulunma eğilimi vardır. Ayrıca düzenlenmiş piyasa modelinde daha fazla güç satın almaları nedeniyle seçilebilir müşterilere daha ucuza enerji sağlanırken geriye kalan müşterilere daha pahalı enerji sağlanabilir. Bu durum, yoksulluk ve düşük ödeme disiplini olan gelişmekteki ülkeler için sivil ve finansal problemler oluşturur. Rekabet ile düzenleme arasında bir denge geliştirmek bu modelin başarısını artırır. Düzenlenmiş piyasa modeli Avrupa'da özellikle Romanya, Polonya ve Çek Cumhuriyetleri'nin de tercih edilen piyasa modelidir. Dünya Bankası ve Avrupa Birliği de bu piyasa yapısını geliştirmekte olan ülkeler için tavsiye eder. Bu model Dünya Bankası tarafından Türkiye için de tavsiye edilmiştir.



Şekil 3.5 Düzenlenmiş üçüncü grup erişimli piyasa modeli

3.2.3 Tek alıcılı piyasa modeli

Tek alıcılı piyasa (TAM) modeli, gelişmekte olan ülkelerde 1990'lardan beri kullanılan, en yaygın modeldir. TAM modeli, sık sık bu ülkelerde rekabete girmek için yeniden yapılanmanın ilk adımı olarak kullanılmıştır. TAM modeli altında bağımsız bir iletim sistem operatörü oluşturulur. Bağımsız terimi, bağımsız sistem operatörünün (BSO) herhangi bir üretim veya iletim şirketine sahip olmamasından, tüm katılımcılara eşit, aynı kurallar ve standartlar ile davranmasından kaynaklanır. BSO tüm müşterilerin adına etki de bulunur ve dağıtım şirketine ancak bazı kimselere tanınan enerji satın alma ve satma hakkı tanır o da müşterilere bu enerjiyi satar. Müşteriler iletim ve dağıtım maliyetleriyle oluşturulmuş fiyattan enerji satın alır. BSO, enerjiyi ya üreticiler ile anlaşmalar yoluyla yada rekabetçi ileri doğru piyasalar aracılığıyla elde eder. Müşterilerin daha önceki geleneksel enerji sağlayıcılarını bırakmasına yeniden yapılanmada genellikle daha ileri bir adım gerçekleştirilinceye kadar izin verilmez. Bu durum Şekil 3.6'da görülür.



Şekil 3.6 Tek alıcılı piyasa modeli

Tek alıcılı model Macaristan, Moldavya, Bulgaristan, Sloveky, Litvanya ve Hindistan gibi ülkelerde kullanılan bir piyasa modelidir.

Gelişmekte olan ülkelerde tek alıcılı model şeffaflık eksikliği, katı gelenekler ve düşük ödeme disiplinine maruz kalır. Eksiklikler, rekabetçi şeffaf piyasa kuralları ile giderilebilir. Aynı zamanda piyasa kuralları, ileri doğru havuz müzayedeli satışların gerçekleştirildiği güç borsası (GB) gibi bir yapı kazanmalıdır. BSO o zaman ihtiyaçlarını güç borsasından piyasada belirlenmiş fiyattan elde eder. Ayrıca BSO'nun ve piyasa katılımcılarının günlük çalışmasını takip edecek düzenleyici komisyonlar kurmak yararlı olacaktır. Bu kurumlar bir defa oluşturulduktan sonra BSO açık, şeffaf teklifler, programlar hazırlar ve tüm müşterileri adına hareket ederek talebi tahmin eder, en düşük maliyetli gerekli piyasalar ile temas kurar, enerjiyi ve diğer servisleri elde eder, elektrik şebekesini gerçek zamanda çalıştırır ve gerekli ölçme, enerji hesaplama, finansal yerleşme fonksiyonlarını gerçekleştirir.

BSO piyasayla ilgili amaçlanan seviyeler, gerçekleştirilen seviyeler, fiyatlar, toplam maliyetler, eğilimler gibi birçok bilgiyi yayınlama ihtiyacı duyar. Piyasa katılımcıları yayınlanan bu bilgileri, tekliflerini ve programlama pratiklerini geliştirmek için kullanır.

Düzenleyici komisyonlar, piyasayı izler, piyasa tasarımındaki eksiklikleri belirler ve kabul edilemeyen piyasa davranışlarını, oyunları saptar. Dünya Bankası ve Avrupa Birliği tek alıcılı modeli benimsemez.

Gelişmekte olan ülkeler, gelişmiş ülkelerdeki karmaşık piyasa yapılarından kaçınmalıdır. Çünkü gerçekleştirmek uzun zaman alır, pahalı yazılımlar gerekir, bu iş için gerekli yetişmiş elemana ihtiyaç vardır. Herkese uyan bir piyasa modeli olmamasına rağmen çoğunlukla basit piyasa yapılarının sağladığı yararlar karmaşık piyasa yapılarına göre daha fazla olabilir. Belirlenen piyasa yapıları, komşu ülke piyasa yapısını da dikkate almalıdır bu durum özellikle birbirleri arasında enerji alışverişi olan ülkeler için önemlidir.

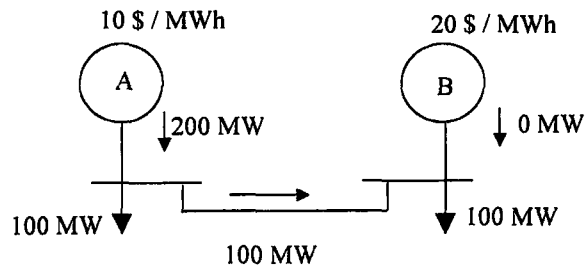


4. ELEKTRİK ENERJİ PİYASALARINDA ORTAYA ÇIKAN TIKANIKLIK PROBLEMİ

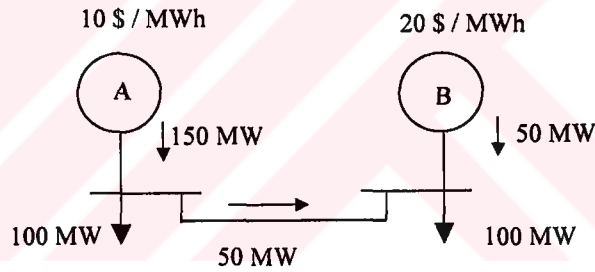
Elektrik enerjisindeki rekabetin başlangıç noktası üretim sektörü olmuştur. Elektrik enerjisi sistemlerindeki rekabetin artmasıyla üretim birimlerinin, iletim sistemine erişimi daha farklı bir anlam kazanmıştır. İletim sisteminin sahibi olup bununla beraber üretime de katkısı olan elektrik işletmeleri ile sadece üretim yetkisi olan bağımsız generatörler rekabetçi olabilmek için iletimde eşit şanslara sahip olmalıdırlar. Özellikle bağımsız generatörler, serbest iletim erişimine daha fazla gereksinim duymuşlardır. Elektrik enerjisindeki rekabet durumunda üretim birimleri ve yüklerin iletim sistemine erişiminin, tüm kullanıcılar için ayırım yapılmadan ve aynı kurallara uyularak gerçekleştirilmesi gerekir [4, 31-35]. Bu kavram iletim serbest erişimi olarak bilinir. Yatay yapılı sistemlerde iletim serbest erişiminden, hem üreticilerin hem de tüketicilerin eşit bir şekilde yararlanabilmesine bir çok elektrik piyasasında gerek duyulmuştur. Yatay yapılanma konusunda öncü çalışmaları olan İngiltere, Yeni Zelanda ve Amerika Birleşik Devletleri'nin Kaliforniya eyaletinde de serbest erişim gerçekleştirilmektedir. Hatta Kaliforniya modelinde tüm kullanıcıların enerji iletimine serbest erişimi çıkarılan bir yasayla zorunlu kılınmıştır [7]. Ancak iletim serbest erişimini gerçekleştirebilmek için iletim sistemlerinde güç akışını kısıtlayan iki temel karakteristiği uygun bir şekilde ele almamız gerekir [4]. Bu karakteristikler, iletim tıkanıklığı ve iletim kayıplarıdır. İletim tıkanıklığı, belirli güç alışveriş kümesinden eş zamanlı olarak gücün dağılımına engel olan sonlu şebeke kapasitesinin bir sonucudur. İletim kayıpları ise toplam üretim ve toplam talep arasındaki farktır. Hem iletim tıkanıklığı hem de kayıplar güç iletim maliyetlerinde artışa sebep olurlar. İletim tıkanıklığı durumundaki maliyet artışı, iletim kaybı durumundaki maliyet artışından daha büyüktür. Bu nedenle iletim tıkanıklığı elektrik enerji piyasalarında iletim kayıplarından çok daha fazla incelenmektedir. İletim şebekesinde tıkanıklık, sistemde bir yada daha fazla yerde iletim sınırını zorlayan çalışma koşullarının sebep olduğu bir durumdur [36]. İletim tıkanıklığı, güç alışverişlerinin büyüklüğünün ve sayısının artması, bunların birbirinden bağımsız olarak

aynı anda aynı iletim hatlarını kullanmak istemesi nedeniyle ortaya çıkan yatay yapılı elektrik sistemlerinde daha da önem kazanmıştır.

Tıkanıklık sonucunda güç sistem elemanları zarar görebilir. Düzenleme yapılmayan tıkanıklık sonucunda yük kesintisi olabilir. Hatlardaki tıkanıklık piyasa gücünün oluşmasına neden olabilir [6]. Piyasa gücünün oluşması piyasada verimsizliğe yol açar. Bir üretim birimi, piyasa gücü oluşturmuşsa istediği fiyattan enerjisini satar. Bu durum, Şekil 4.1'deki örnekle daha iyi anlaşılabilir.



(a) Tıkanıklık yok



(b) 50 MW hat limiti

Şekil 4.1 Tıkanıklık sonucunda piyasa gücünün oluşması

Eğer hatta tıkanıklık yoksa, yükün tamamı enerji fiyatı daha ucuz olan A generatöründen karşılanır ve toplam maliyet 2000\$/h tir. Hat kapasitesi 50 MW'a düşürülürse o zaman 150 MW A generatöründen karşılanırken, geri kalan 50 MW B generatöründen karşılanır. Bu durumda toplam maliyet 2500\$/h tir. Tıkanıklık, maliyette %25'lik bir artışa sebep olarak piyasada verimsizliğe yol açmıştır. Tıkanıklık aynı zamanda B generatörü için sınırsız piyasa gücü yaratmıştır. Eğer yükte fiyat esnekliği yoksa B generatörü teklifini istediği kadar artırabilir çünkü yük, B generatöründen 50 MW satın almak zorundadır. B generatörünün piyasa gücü, aynı barada başka bir generatörün

olmasıyla sınırlandırılır yada yük fiyatındaki değişimlere duyarlıysa ve fiyatların artmasıyla enerji satın almasını azaltırsa piyasa gücü sınırlandırılabilir.

4.1 Dikey Yapılı Sistemlerde Tıkanıklık Düzenleme

Dikey yapılı bir sistem üretim, iletim ve dağıtımdan oluşur ve bunlarla ilgili tüm kontrol fonksiyonları merkezi bir birimin kontrolü altındadır. Gerekli güç, en ekonomik çözümü elde etmek için üretim birimlerine paylaştırılır [8]. Basit bir kontrol merkezinde, paylaşım için kullanılan ana araç, sistemdeki her üretim biriminin marjinal maliyetine dayanan ekonomik üretim paylaşımıdır. Daha gelişmiş sistemlerde ise paylaşım optimal güç akışı ile gerçekleştirilir. Bu yöntemle üretim maliyetini minimum yapan çözüm yanında sistemde tıkanıklıktan kaçınma olasılığı da sağlanır. Burada tıkanıklık düzenlemeyle hattın akım taşıma kapasitesini aşmayan üretim değerleri belirlenir. Kısıtlamaların var olması genellikle daha yüksek marjinal maliyetlere ve üretim gelirlerinin azalmasına yol açar. Bu yüksek marjinal maliyetler ve azalan gelirler kuruma bir ekonomik işaret olarak bilgi verir. Bu bilgi, üretimi yeniden düzenlemekte kullanılır. Eğer bir bölgede sürekli tıkanıklık problemi varsa bölgede ya yeni üretim kaynaklarına yada yeni hatlara ihtiyaç vardır.

4.2 Yatay Yapılı Sistemlerde Tıkanıklık Düzenleme

Yatay yapılı elektrik enerji piyasalarında, generatör güç çıkışları ve yük değerlerinden faydalanarak iletim hatlarından akacak güç akış değerlerinin belirlenmesi, mevcut analitik metotlarla yapılır [6]. Bunlardan biri olan optimal güç akış yöntemi, elektrik enerjisi endüstrisinde 40 yıldan daha uzun bir süre kullanılan generatör çalışma maliyetlerini minimize etmeye çalışan bir optimizasyon tekniğidir. Ekonomik paylaşım yöntemi de optimal güç akışı ile aynı amaca sahip olmasına rağmen daha basit bir çözüm fonksiyonuna sahiptir. İletim sistemi tıkanmamışsa optimal güç akış çözümü ile ekonomik paylaşım çözümü aynı sonucu verir. Tam bir optimal güç akışı, alternatif akım (AC) güç akış denklemlerini kullanır. Bu daha iyi bir çözüm sağlamasına rağmen karmaşıklığı, işlem yavaşlığı nedeniyle incelemelerde AC güç akışı yerine doğru akım (DC) güç akış modeli tercih edilir. İletim hatlarındaki tıkanıklıkların belirlenmesinde kullanılan DC güç akış yöntemi aşağıda açıklanmıştır. DC güç akış modeli, sadece kompleks bara gerilimlerinin açılarının değiştiğini ve bu değişimin küçük olduğunu

kabul eder. Gerilimin genliğinin sabit olduğu, iletim hatlarının dirençsiz bu nedenle kayıpsız olduğu kabul edilir. Bu modelin avantajı hesaplamalarda hızlı olması ve çalışma noktası civarında yeterli doğrulukta olmasıdır. Yukarıdaki kabuller ile, i ve j baralarını bağlayan bir iletim hattı üzerindeki güç akışı P_{ij} ,

$$P_{ij} = \frac{1}{\chi_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \quad (4.1)$$

χ_{ij} = p.u. olarak hat endüktif reaktansı

θ_i = i barasındaki faz açısı

θ_j = j barasındaki faz açısı

i barasına akan toplam güç P_i , baradaki üretim ve yükün cebirsel toplamıdır. Bu aynı zamanda baradan çıkan güç toplamına da eşit olmalıdır.

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{\chi_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \quad (4.2)$$

Bu matrissel olarak aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_\chi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

B_χ suseptans matrisinin elemanları, hat reaktansı χ_{ij} 'nin fonksiyonudur. B_χ matrisi tekildir fakat baralardan birinin faz açısının sıfır olduğunu kabul edip ve B_χ 'den onun satır ve sütununu çıkararak tersi alınabilen X reaktans matrisi elde edilir. Denklem bara güç girişlerinin fonksiyonu olarak bara faz açılarını verir.

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

DC güç akışı işlemi aşağıdaki gibidir.

1.Adım: Her i barasındaki güç girişi P_i 'yi, baradaki tüm üretimlerin toplamından tüm yüklerin toplamını çıkararak belirle.

2. Adım: θ bara faz açılarını elde etmek için X reaktans matrisiyle P bara güç girişi vektörünü çarp.

3.Adım: χ_{ij} hat reaktanslarını ve 2. Adımda bulunan bara faz açılarını kullanarak (4.1) denkleminde P_{ij} hat güç akışlarını bul.

4.Adım: P_{ij} hat güç akış değerlerini hattın MW akışlarıyla kıyasla ve herhangi bir aşırı yüklenme olup olmadığını kontrol et.

Optimal güç akış modelinin elektrik enerji piyasasında uygulanma alanları İngiltere, ABD'de PJM Elektrik Ağı, Avustralya ve Yeni Zelanda'dır. Yatay yapılı sistemlerde, tüm güç üreticileri ve tüketicileri birbirlerinin tekliflerini bilirler fakat maliyetlerini veya üretim maliyet fonksiyonlarını bilmezler. Yatay yapılı sistemlerde optimal güç akışının kullanılması özetle aşağıdaki gibidir. Generatörler satmak istedikleri fiyattan teklif fonksiyonlarını bağımsız sistem operatörüne bildirirler aynı şekilde tüketicilerde teklif fonksiyonlarını bildirirler. Bağımsız sistem operatörü bir optimal güç akışı yapar ve bu yolla bölge fiyatları belirlenir.

1) Generatörlere bölge fiyatından ödeme yapılır.

2) Tüketiciler bölge fiyatından ödeme yapar.

Bir tıkanıklık yoksa, sistem boyunca tek bir bölge fiyatı vardır ve tüketicinin ödediği fiyattan generatörlere ödeme yapılır. Tıkanıklık varsa, bölge fiyatları değişir. Her generatöre bulunduğu bölge fiyatından ödeme yapılır ve her tüketici de bulunduğu bölge fiyatından ödeme yapar. İletim sisteminde kayıp yoksa (gerçekte her zaman I^2R kaybı hatlar ve transformatörler üzerinde vardır) üretim, tüketim ve bölge fiyatları ile ilgili bir hesaplama yapılabilir. Tıkanıklık olmadığı durumda,

$$\sum_i \pi_i \cdot P_{D_i} = \sum_i \pi_i \cdot P_{G_i} \quad (4.5)$$

Burada, π_i ; i bölgesindeki birim fiyat, P_{D_i} tüketici gücü, P_{G_i} üretici gücüdür. Tüketiciden alınan paranın hepsi generatörlere ödenir. Ancak tıkanıklık varsa,

$$\sum_i \pi_i \cdot P_{D_i} \neq \sum_i \pi_i \cdot P_{G_i} \quad (4.6)$$

Gerçekte daima bir fazlalık vardır yani tüketiciden alınan para generatörlere ödenen paradan fazladır. Bu fazlalık iletim haklarında kullanılır.

$$\sum_i \pi_i \cdot P_{D_i} > \sum_i \pi_i \cdot P_{G_i} \quad (4.7)$$

İletim sistemlerinde tıkanıklık düzenleme, iletim hatlarının güvenilir taşıma kapasitesini aşmayan bir üretim kümesinin belirlenmesidir [8]. İletimde meydana gelen tıkanıklık, elektrik fiyatlarında artışa sebep olur bu da rekabet ortamına zarar verir. Bu nedenle iletim tıkanıklığının düzenlenmesi, rekabet ortamının en önemli konularından biri olmuştur [4,7-13, 23, 24, 36-39]. Yeni yapılanmayla birlikte üreticiler ve tüketiciler arasında dolaylı ve dolaysız gerçekleşen güç alışverişlerinin sayısındaki artış, iletim sisteminin önemini daha da artırmıştır. Tıkanıklık düzenleme amacıyla literatürde birçok yöntem vardır. Bu yöntemler; en genel halde iki gruba ayrılır. Kurallara dayalı tıkanıklık düzenleme [3, 6, 40, 41] ve fiyatlandırmaya dayalı tıkanıklık düzenleme [4, 6-13, 24, 37, 38, 42-46]. Her iki yönteminde birçok ülkede uygulama alanları vardır. Fiyatlandırmaya dayalı düzenleme literatürde en fazla karşımıza çıkan bir yöntemdir. Kaliforniya, Norveç, İsveç, Finlandiya, Danimarka, ABD'de PJM Elektrik Ağı, Yeni Zelanda fiyata dayalı tıkanıklık düzenleme yöntemini kullanırken İngiltere, Avustralya kurallara dayalı tıkanıklık düzenleme yöntemini kullanır. Bu yöntemler yanında tıkanıklığı doğrudan azaltacak veya yok edecek aşağıdaki yöntemlerde kullanılabilir [8].

- Tıkanmış hatların devreden çıkarılması, (Daha çok alçak gerilimli şebekelerde uygulanan basit ve etkili bir tıkanıklık giderme yöntemidir.)
- Transformatör ayar kademesi ile ayarlama, özellikle faz kaydırıcı transformatörlerin kullanılması,
- FACTS aygıtlarının özellikle TCSC (tristör kontrollü seri kapasitör) gibi seri aygıtların kullanılması,
- Reaktif güç kontrol aygıtlarının çalışması,
- Yükün devre dışı bırakılması

Faz kaydırıcı transformatörler, seri kapasitörler, seri FACTS aygıtları gibi seri akış kontrol aygıtları, akışlar üzerinde önemli bir değişiklik yaratabilir ve bu nedenle tıkanıklık üzerinde önemli bir etkisi vardır. Bu aygıtların çalışma maliyetleri genellikle önemsizdir. Bu aygıtlar belirli güç alışverişleri için yararlı bir etkiye sahipken diğer güç alışverişleri için zararlı olabilir. Çünkü bir güç alışverişini artırırken diğerini azaltır. Bu nedenle seri akış kontrol aygıtlarının etkisi genelde pozitif ve yararlı olmasına rağmen herhangi tek bir güç alışverişine önemli derecede zarar verebilir.

5. ELEKTRİK ENERJİ PİYASALARINDA TIKANIKLIK DÜZENLEME YÖNTEMLERİ

Elektrik enerji piyasalarına geçiş ile iletim sistemi, başlangıçta tasarlandığı ve planlandığı durumdan çok farklı kullanımlar ve serbest erişim ile farklı bir yapı kazanmıştır. Generatörler ve yükler iletim sistemine serbestçe erişebilirler. Serbest erişim sağlıklı rekabet için oldukça gerekli ve önemlidir. Serbest erişimde güç alışverişlerinin sayısının ve miktarının artması nedeniyle bazen güç alışverişleri iletim hatlarında tıkanıklığa sebep olur. Bu nedenle tıkanıklık düzenleme elektrik enerjisi piyasasında oldukça önemli olmuş ve ülkeler kendi enerji yapılarına uygun tıkanıklık düzenleme modelleri geliştirmişlerdir. Tıkanıklık düzenleme yöntemlerinde de piyasa modelinde olduğu gibi bir standart yoktur. Yöntemler, ülkeden ülkeye değişiklik gösterir. Bu çalışma da kısa süreli tıkanıklık düzenleme ve uzun süreli tıkanıklık düzenleme olarak iki bölüme ayrılmıştır. Kısa süreli tıkanıklık düzenleme, kurallara ve fiyatlandırmaya dayalı olarak yapılır. Tıkanıklık elektrik enerjisinin maliyetini artırır. Bu nedenle iletim hatlarının benzer bölgelerinde sık sık meydana gelen tıkanıklık, uzun süreli planlama ile ya o bölgede yeni hatlar tesis ederek yada mevcut hatların kapasiteleri güçlendirilerek giderilir.

5.1 Kısa Süreli Tıkanıklık Düzenleme

Elektrik enerji piyasalarında ortaya çıkan tıkanıklık problemi süreklilik içermiyorsa kısa süreli çözümler ile giderilebilir. Bu çözümler ya kurallara dayalı olarak yada fiyatlandırmaya dayalı olarak gerçekleştirilir. Kurallara ve fiyatlandırmaya dayalı tıkanıklık düzenleme yöntemleri de kendi içinde birçok alt gruplara ayrılır. Bu yöntemler ve uygulama alanları aşağıda daha ayrıntılı olarak incelenmiştir.

Elektrik enerji sistemlerinin yeniden yapılandırılmasıyla yeni bağımsız sistem operatörleri (BSO) ortaya çıkmıştır. Bir BSO'nun en önemli görevlerinden biri tıkanıklık düzenlemedir. Tıkanıklık düzenleme, enterkonnekte iletim sistemini kontrol eden ve

çalıştıran bu varlığın sorumluluğundadır. Tıkanıklık problemi zamanla iigilidir. Tıkanıklık birgün sonraki dağılımda, bir saat sonraki dağılımda veya gerçek zaman çalışmasında ortaya çıkabilir. Tıkanıklık düzenleme'nin amacı, kısıtlamalar zorlanmadan sistem koşullarını sağlamak için üretim ve yükü yeniden dağıtmaktır. Tıkanıklığın fiyatlandırılması bu durumun sağlanmasında ana rolü oynar.

Elektrik enerji piyasalarının çalışması iki basamaklıdır [47]. Birinci aşamada, piyasa dağılımı (MD) denen olay gerçekleştirilir. Burada üretim ve talep profillerini belirlemek için piyasa katılımcıları ileriye dönük piyasa teklif ve taleplerini sunarlar. Programlama koordinatörleri dengeli üretim – talep programları hazırlayıp bağımsız sistem operatörü'ne (BSO) sunmak için üretim ve yüklerin portföylerini kullanırlar. Bu birinci basamak boyunca BSO, şebekeyi parçalara ayırıp bölgelere karşı düşen piyasaları belirler. Piyasa dağılımı gerçekleştirilebilir çalışmayı sağlamada başarısız olursa BSO ikinci aşamayı uygulamaya koyar. Burada tıkanıklık dağılımı (TD) yapılır. Bu aşamada BSO en düşük maliyetle gerçekleştirilebilir bir durumda olayı çözmeye çalışır. Bazen tıkanıklık dağılımına olağan dışı dağılımda denir. Çünkü katılımcılar başta belirledikleri talep ve tekliflerini iletim kısıtlamalarının sağlanamamasından dolayı gerçekleştiremezler yada tıkanıklığı gidermek için üreticilerden geri güç satın alınması gibi başta belirlenen durumdan başka yeni durumların ortaya çıkması sözkonusudur. BSO bu ikinci aşamada da piyasa dağılımı'nda olduğu gibi bölgelere ayırmayı kullanabilir.

Piyasa dağılımı (MD) problemi şöyle tanımlanır: Üretim maliyetlerinin tüketim maliyetlerinden farkı minimum olmalıdır diğer deyişle sosyal refah maksimum olmalıdır.

$$\min \sum \sum [C_g(P_g) - B_{yük}(P_{yük})] \quad (5.1)$$

Kısıtlamalar, sistemin bölgelere ayrıldığı gözönüne alınarak oluşturulur.

Her k bölgesi için güç dengesi,

$$\sum (P_g - P_{yük}) - \sum F_{ij} + \sum F_{ji} = 0 \quad (5.2)$$

o bölgedeki üretim ve tüketim güçleri ile bölgeler arası güç alışverişlerinden oluşur.

F_{ij} = Bölgeler arası güç akışı

Bölgeler arası güç akışları, üretim ve tüketim güçlerinin fonksiyonu olarak oluşur.

$$F_{ij} = f_{ij}(P, P_{yük}) \quad (5.3)$$

Her programlama koordinatörü kendi piyasası içinde üretim – yük dengesini sağlamalıdır.

$$\sum P_g - \sum P_{yük} = 0 \quad (5.4)$$

Bölgeler arası hat transfer kapasitesinin sınırları aşağıdaki gibi kabul edilir.

$$\begin{aligned} 0 \leq F_{ij} &\leq F_{ij}^{mak} \\ 0 \leq F_{ji} &\leq F_{ji}^{mak} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Generatörlerin üretim limitleri,

$$P_{g\min} \leq P_g \leq P_{g\max} \quad (5.6)$$

Yüklerin tüketim limitleri,

$$P_{yük\min} \leq P_{yük} \leq P_{yük\max} \quad (5.7)$$

Üretim fiyatı aşağıdaki şekilde bulunur.

$$\frac{\partial C_g(.)}{\partial P_g} = \rho_g(.) \quad (5.8)$$

Tüketim fiyatı da yine benzer şekilde bulunur.

$$\frac{\partial B_{yük}(.)}{\partial P_{yük}} = \nu_{yük}(.) \quad (5.9)$$

Amaç fonksiyonu ve yukarıdaki tüm kısıtlamalar MD problemini oluşturur. Tıkanıklık düzenlemenin ikinci aşaması olan tıkanıklık dağılımının matematiksel tanımı aşağıdaki gibidir. Tıkanıklık oluşması durumunda üretim ve tüketim miktarlarında değişiklikler olacaktır. Bu nedenle değişim ΔP ile gösterilir.

$$\min \sum \sum [\delta_g(\Delta P_g) - \eta \varepsilon_d(\Delta P_{yük})] \quad (5.10)$$

$\eta = 0$ yada 1 değeri alır ve yeniden dağılımda yüklerin katılıp katılmayacağını gösterir.

δ_g = Tıkanıklık oluşması durumunda yeniden dağılımda üretim maliyet fonksiyonu

ε_d = Tıkanıklık oluşması durumunda yeniden dağılımda tüketim maliyet fonksiyonu

Kısıtlamaların birincisi, üretim ve tüketim miktarları arasındaki fark ve i. bölgeden j. bölgeye yada j. bölgeden i. bölgeye güç akışlarından oluşur.

$$\sum (\Delta P_g - \Delta P_{yük}) - \sum \Delta F_{ij} + \sum \Delta F_{ji} = 0 \quad (5.11)$$

Bölgeler arası güç akışları ifade edilir.

$$\Delta F = H(\Delta P - \Delta P_{yük}) \quad (5.12)$$

H = Transfer admitans matrisi

Yine tıkanıklığın düzenlenmesi aşamasında da her programlama koordinatörünün piyasasında üretim ve tüketimdeki değişiklikler birbirine eşit olmalıdır.

$$\sum \Delta P_g - \sum \Delta P_{yük} = 0 \quad (5.13)$$

Bölgeler arası hat transfer kapasitesi,

$$0 \leq F_{ij} + \Delta F_{ij} \leq F_{ij}^{mak} \quad (5.14)$$

$$0 \leq F_{ji} + \Delta F_{ji} \leq F_{ji}^{mak}$$

Üretim limitleri,

$$P_{g\min} \leq P_g + \Delta P_g \leq P_{g\max} \quad (5.15)$$

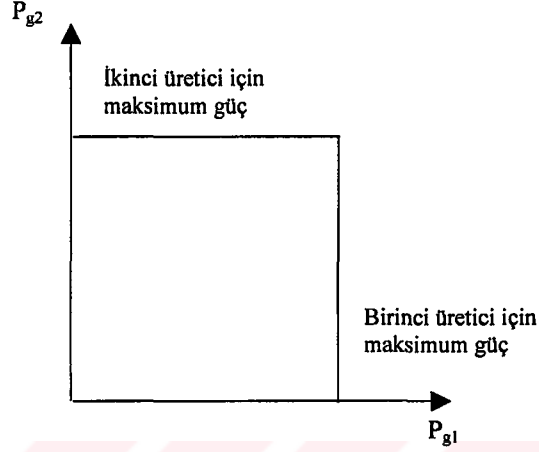
Tüketim limitleri,

$$P_{yük\min} \leq P_{yük} + \Delta P_{yük} \leq P_{yük\max} \quad (5.16)$$

olarak üretim ve tüketim için belirli sınır değerler verilir.

5.1.1 Kurallara dayalı tıkanıklık düzenleme

Tıkanıklık yoksa piyasa katılımcıları, anlaşma yaptıkları güç alışverişlerini sağlamada serbesttirler. Her üretici sadece kendi üretim kapasitesiyle sınırlandırılır. Bu, Şekil 5.1'de daha iyi görülmektedir.



Şekil 5.1 Üreticilerin üretim kapasiteleri

Kurallara dayalı tıkanıklık düzenleme, piyasadaki katılımcıların istedikleri güç miktarını dağıtmada ve tüketmede serbest olmadıklarını anlatır. Güç alışverişi için uyulması gereken bazı kurallar vardır. Bu kurallar birkaç şekilde olabilir.

- Tıkanıklığı önlemek için katılımcıların belirli koşulları karşılaması gerekir. Örneğin, bir üreticinin 100 MW güce sahip olduğunu, paralel iki hattın sonunda yer aldığını ve hatlardan her birinin kapasitesinin 60 MW olduğunu varsayalım. Normal koşullar altında bu üretici kısıtlanmaz. Ancak paralel hatlardan biri servis dışı kalırsa bu üretici, 60 MW maksimum üretim seviyesiyle sınırlandırılır.
- Katılımcılar arasında koordinasyon gerekli olabilir. Bu durumda örneğin iki üretici aynı radyal koridoru paylaşsın. Hat 120 MW kapasiteye sahip olsun. 1. üreticinin 100 MW üretim kapasitesi, 2. üreticinin 80 MW üretim kapasitesi olduğu kabul edilsin. Bu koşullar altında üreticiler, 120 MW hat kapasitesiyle sınırlandırılır. Üreticiler hattın ne kadarını kullanabilecekleri konusunda birbirleri ile koordinasyonda olmaları gerekir.
- Daha genel durumda, m katılımcı, kombine akışların belirli bir kümesine ait bir kısıtlamanın sonucu olarak kısıtlanabilir. Maksimum akış koşulu, besleyicilerin güçlerinin cebirsel koşulu olarak ifade edilir. Tüm besleyiciler arasında koordinasyon gereklidir. Daha genel durumda, çok sayıda eş zamanlı koşul, çok

sayıda eş zamanlı koordinasyon ihtiyacına sebebiyet verir. Gerekli olan koordinasyon bir kere kurulurken, problem kurallar üzerinde karar vermeye dayanır.

Kurallara dayalı tıkanıklık düzenlemede birkaç alt gruba ayrılır.

- a) Ticari alışverişler arasındaki koordinasyonun zorunluluğu
- b) Üretimin yeniden düzenlenmesi
- c) Rezervasyonlar yoluyla ticari koordinasyon ve iletim haklarının sahipliği
- d) Tıkanıklık durumunda güç alışverişlerine öncelik verme
- e) Müzayede ile tıkanıklığı düzenleme

5.1.1.1 Ticari alışverişler arasındaki koordinasyonun zorunluluğu

Bu metotta tıkanıklığı önlemek için sadece gerçekleştirilebilir uygun ticari alışverişlere izin verilir. Sistem operatörü, çalışma noktasını gerçekleştirilebilir kılan ticari alışverişlere izin verir. Bu işlemin yakınsamasını kolaylaştırabilmek için iyi bir başlangıç güç alışverişi belirlemek gerekir. Güç alışverişi yapan gruplar verilen kurallara dayalı olarak yeni çalışma koşullarını müzakere ederler, yeni ticari alışveriş tekliflerini sunarlar ve gerekliyse işlem tekrarlanır. Radyal bir hattı paylaşan sadece iki güç alışveriş grubu için ticari koordinasyon kuralları oldukça basittir.

$\Delta P_{g1} + \Delta P_{g2} = 0$, bir üreticinin dağıttığı güçteki artış, diğer üreticide azalmayla karşılanmalıdır. Radyal olmayan hatlar ve çok sayıda katılımcılar için kurallar daha karmaşıktır ve genel bir şekilde ifade edilebilir.

$$S_1 \Delta P_{g1} + S_2 \Delta P_{g2} + \dots + S_m \Delta P_{gm} = 0 \quad (5.17)$$

S: Akış duyarlılık faktörü

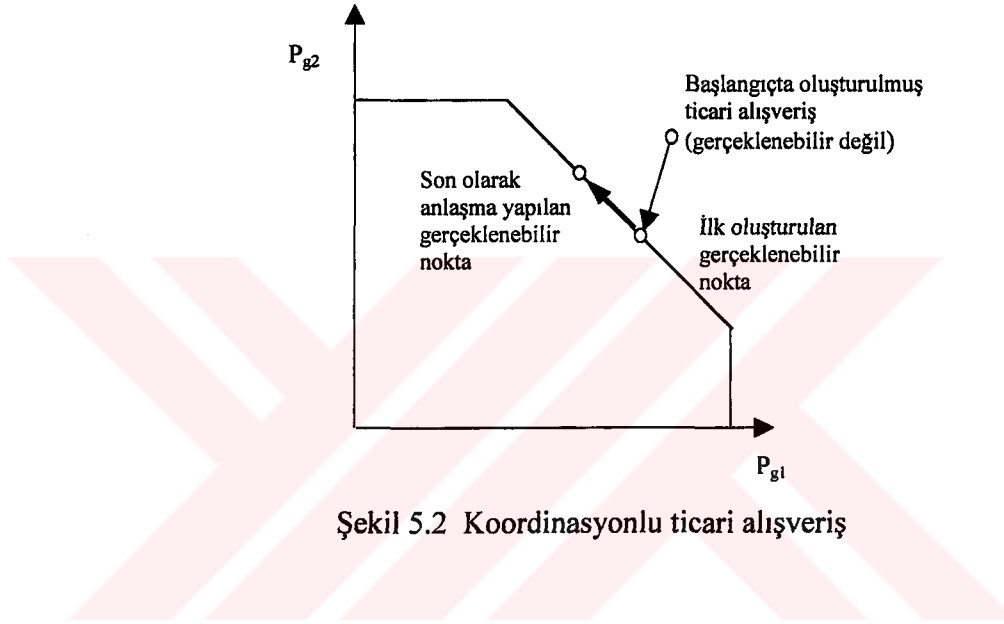
P_{g1} : Üretici gücü

Ticari alışverişler arasındaki koordinasyonun zorunluluğu bazı eksiklikler içerir. Gerçeklenebilir başlangıç çalışma noktasının seçilmesi, güvenlik koordinatörünün keyfi kararıyla olur. Bu noktanın seçimi güç alışverişleri üzerinde gerçek veya psikolojik etkiye sahiptir.

Başlangıçtaki güç alışverişi miktarından azalma olursa, rekabetçi gruplar arasında doğrudan bir etkileşime gerek vardır. İki gruptan daha fazlası birbirini etkilediği zaman koordinasyon oldukça zor olabilir ve gücün serbestçe ticareti önemli bir engelle karşılaşılabılır. Herhangi bir grup, bir tıkanıklık koşulundan daha fazlasına karışırsa,

gerçeklenebilirlik için koordine edilmesi gereken kurumlar arasındaki etkileşimlerin sayısı aşırı derecede karmaşık olur. Herhangi bir koşul kümesi altında büyük bir katılımcının tıkanıklığa katkısı var ise bu ancak bir başka güç alışverişi gerçekleştirilerek önlenabilir. Kısaca, güç alışverişlerinin koordinasyonu eldeki probleme bir çözüm sunar fakat önemli eksik tarafları da vardır. Pratik sonuçları, ticaret kuralları basittir, bir baraya giren ve çıkan güçlerin toplamı sıfır olmalıdır.

Şekil 5.2' de koordinasyonlu ticari alışverişin nasıl olduğu görülmektedir.



5.1.1.2 Üretimin yeniden düzenlenmesi

Güç alışverişi mevcut transfer kapasitesini aşarsa, bazı güç alışverişlerinin kesilmesi gerekir ve fiziksel sınırlar güç alışverişi için bir sınır oluşturur. Bu durumda üretimin yeniden dağılımı tıkanıklığın hafiflemesine yardımcı olur. Generatörlerin üretimlerini artırmalarını yada azaltmalarını istemek için sistem operatörünün fiyatlar konusunda bilgi sahibi olmasını gerektirir. Bu tıkanıklık düzenleme yönteminin uygulandığı ülkelerin başında gelen İngiltere'de sadece tek bir bölge mevcuttur ve bağımsız sistem operatörü iletim sisteminin hem sahibi hem de işletmecisidir [40, 41]. Burada özelleştirme modeli olarak havuz modeli benimsenmiştir. Havuzda bir gün önceden üretim ve talepler toplanır. Sistem operatörü reaktif güç kontrolü, frekans kontrolü, rezervler, iletim kısıtlamaları gibi tüm yardımcı servisleri gerçekleştirir. İngiltere'de elektrik enerji piyasalarının çalışması iki aşamalıdır [47]. Birinci aşamaya piyasa dağılımı (MD) denilir ve piyasa katılımcıları üretim - talep durumlarının belirlenmesi

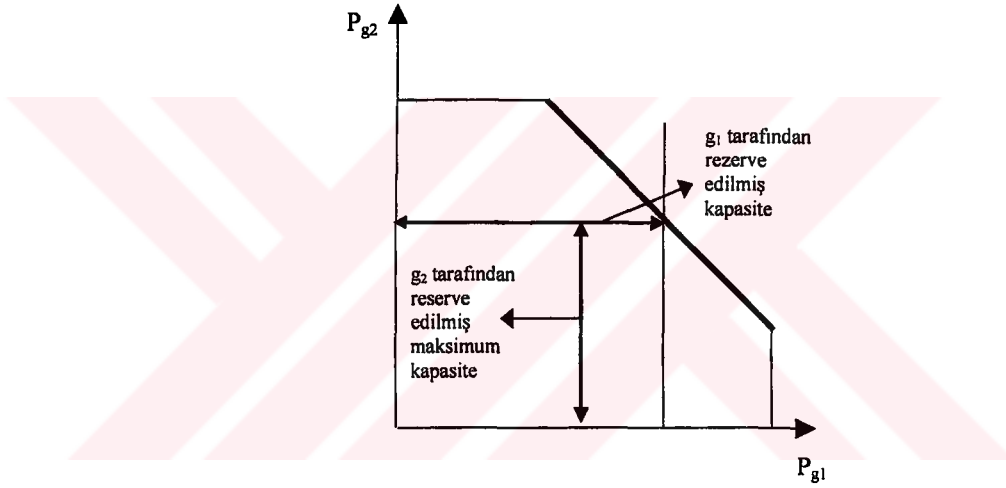
için ileriye doğru piyasa tekliflerini sunarlar. Programlama koordinatörleri dengeli üretim – talep programları hazırlayıp sistem operatörlerine sunarlar. Piyasa dağılımı, gerçekleştirilebilir çalışmayı sağlamada başarısız olursa sistem operatörü, ikinci aşama olan tıkanıklık dağılımını (TD) uygulamaya koyar. İngiltere’de TD aşamasında sistemin tüm kısıtlamaları hesaba katılır ve her bara bir bölge olarak kabul edilir. Burada uygulanan tıkanıklık düzenleme yöntemi üretim veya talep miktarının düzenlenmesi şeklindedir. Sistem operatörü tarafından generatörlere, ayarlama emri verilir ve tekrar dağıtım genellikle sistem operatörü için ek maliyetler getirir o da bu maliyetleri piyasa oyuncularına paylaştırır. Kısıtlanmamış dağılımda diğer deyişle MD aşamasında çalışması programlanan bir santral olmasına rağmen dışarıda bırakılırsa bu santralin kayıp karları kendisine ödenir. Kısıtlanmamış dağılımda diğer deyişle MD aşamasında yer almayan bir santral olmasına rağmen kısıtlamalı dağılım olan TD aşamasında çalışması istenen santrale kendi teklif fiyatı ödenir. MD aşamasında tek bir bölgesel fiyat sonuçlandığından katılımcıların tümüne tek bir fiyattan ödeme yapılır. MD aşamasında tıkanıklık yükleri yoktur ancak generatörler TD aşamasının bir sonucu olarak bedel alırlar. Yeniden dağıtımın maliyeti ilk önce sistem operatörlerine ödetilir daha sonra iletim tarifelendirilerek müşterilere ödetilir [48]. TD aşamasında ortaya çıkan tıkanıklık yükleri müşterilere yansıtılır. Teknik olarak şebeke bütünlüğünü sağlamak, ekonomik olarak ekstra maliyetleri sınırlamak için iletim tıkanıklığı düzenlenmek zorundadır. İletim tıkanıklığı uzun süreli olursa, sistem operatörü ya generatörlerle ya / yada büyük endüstriyel müşteriler ile (50 MW dan daha yukarı) şebeke güvenirliliğini ve maliyetleri düzenlemek için anlaşma yapabilir. Tıkanıklığın tipine bağlı olarak üretim veya talep hata öncesi yada hata sonrası anlaşmayla belirlenebilir. Bir generatör kaynağı tıkanıklığa sebep oluyorsa gücün birazı yada hepsi daha pahalı olan fakat tıkanıklığa sebep olmayan bir başka generatöre geçebilir.

5.1.1.3 Rezervasyonlar yoluyla ticari koordinasyon ve iletim haklarının sahipliği .

Tıkanıklık düzenleme için rezervasyon sistemleri değişik şekillerde önerilmiştir. Tıkanıklık oluşan tesislerin kullanıcıları, tesisin kullanımını rezerve etme hakkına sahiptir. Rezervasyonlara tıkanıklık durumları göz önünde bulundurularak izin verildiğinden tıkanıklık gelişmez. Rezerve edilmiş miktarın üstünde yer alan herhangi bir güç alışverişi anlaşma dışı düşünülür ve kesintiye maruz kalır. İki üretici üzerinde rezervasyonların etkisi Şekil 5.3’de görülür.

Rezerve sistemlerde önkoşul neyin rezerve edileceğine karar vermektir.

- Verilen bir hat yada paralel hat kümesi üzerindeki akış. Bu sınırlamanın hattın ısı olarak aşırı yüklenmesinden dolayı olması daha muhtemel görülmesine rağmen kararlılık durumlarının sonucu da olabilir.
- Kullanılan hat kombinasyonlarına dikkat etmeksizin bir alan yada bölgeye toplam ihraç kapasitesi. Bu sınırlama, bağlantı hatları ile ilgili termal ve gerilim problemlerinin sonucudur yada bir alan tarafından alınabilen toplam güçlerin maksimumunu zorlayan besleme durumlarının sonucu olabilir.
- Bir yerden diğer bir yere gönderilen güç miktarı. Bu nosyon, tek tek akışlara dikkat etmeksizin düğüme güç girişi kavramının tıkanıklık kavramına dönüşünü ifade eder. Ancak, noktadan noktaya sınırlar gerçek güç akışları kullanılarak belirlenir.



Şekil 5.3 İki üreticili durumda rezervasyonların etkisi

Rezervasyon sistemini gerçekleştirmek için tam prosedür aşağıdaki gibidir.

- Katılımcılar ihtiyaçlarını analiz eder ve güç alışverişinin gerçekleştirilebilir olması için gerekli olan rezerv miktarına karar verir.
- Katılımcılar rezervasyon ihtiyaçlarını sunar.
- İstenen miktar mevcutsa güç alışverişi planlandığı gibi işleme konulur.
- Miktar mevcut değilse, katılımcılar bir seçim yaparlar.
 - Farklı bir programlama veya yeni bir öneriyle gelmek
 - Yada bir başkasının rezerv ettiği kapasitenin bir kısmını kullanmak için mevcut rezervasyon sahipleri ile anlaşma yapmayı denemek

Herhangi bir rezervasyon sistemi tıkanıklığı önlemek amacıyla kullanıldığı zaman bazı eksiklikleri içerir.

- Eğer ilk gelene ilk hizmet anlayışı gerçekleşirse, bir rezervasyon sistemi bazı verimsizliklerle karşılaşır, gereksiz rezervasyonların yapılması ve tutulması gibi. Bir grup önceden tüm kapasiteyi kendinde toplayabilir bu da piyasa işlevine uygun düşmez. Bu metot kısa süreli ticari ilişkide verimsizdir.
- Rezervasyonlar arasındaki etkileşimler ihmal edilemez. Örneğin, a-b hattının 120 MW kapasitesi olsun ve A, 100 MW rezerv etsin. B, b-a hattı üzerinde 80 MW kapasiteyi rezerv etsin. C'de a-b hattı üzerinde 50 MW lık kapasiteyi rezerv etsin. Eğer A ve B kapasitelerini kullanırlarsa bu rezervasyon işlemine izin verilir. Ancak B rezervasyonunu iptal ederse C'nin rezervasyonunu gerçekleştirmesi mümkün olmaz.

Rezervasyon sistemleri ılımlı olmalıdır. Termal limitlerin kısıtlayıcı olduğu tek tek hatların kapasitesine dayalı rezervasyon kolayca oluşturulur. Kararlılık durumlarına dayalı rezervasyon daha zordur off-line analiz gereklidir fakat çoğu sistemler için oldukça önemlidir.

Rezervasyon kavramının olduğu yerdeki kapasite hakları, serbest bir piyasada ticari alışveriş yapılabilen rezervasyona yavaş yavaş dönüşür. Rezervasyon durumunda da olduğu gibi soru, neye sahip olunduğudur. Sahip olunan iki durum vardır.

- Tek tek tesislerin sahipliği yada daha genel olarak hakların sahipliği (Flowgate)
- Anlaşma şebekelerinin (contract network) sahipliği

İletim tesislerine (Flowgate) sahip olmak: Flowgate, güç akışlarının kısıtlanması ihtimalinin yüksek olduğu yerleri tanımlar ve ticari olarak önemli iletim hatlarına denir. Bilinen kısıtlanmış tek tek iletim hatlarından oluşur. Bu düzenleme, anlaşma yolu (contract path) modelinde görülen bazı eksiklikleri gidermek için geliştirilmiştir [49]. Güç, kaynaktan tüketiciye tek bir yol üzerinden akmaz. Güç paralel birçok yol boyunca akabileceğinden ağ gözlü şebekelerde olduğu gibi gücün gerçekten üzerinden akabildiği flowgate'leri tanımlamak için yeni bir yaklaşıma ihtiyaç duyulmuştur. Bu flowgate'ler üzerindeki kapasitelere göre iletim hakları tanımlanır.

Bu düzenlemede, sahiplik hakları bir veya daha çok tesisin kapasitesi ile ilişkilidir. Teoride bu basit bir kavramdır. Güç alışverişi yapan kurumlar, belirli tesisleri kullanma

hakkını satın alabilirler. Bu havayolu şirketlerindeki belirli bir süre için belirli bir kara parçasını kullanma hakkına benzerdir.

Aşırı yüklenmenin yada beklenmedik yararlanma olasılıklarının azalması durumunda piyasa katılımcıları mevcut kapasitenin kullanımını daha iyi optimize etmelidir [48]. Bu metodun ana fikri, tıkanıklığı tekrar çözmek için sistem operatörünün etkisini azaltmak ve mevcut transfer kapasitesinin tam olarak açıklanmasını sağlamaktır. İletim hakları yöntemiyle tıkanıklık düzenleme için aşağıdaki adımlar kullanılır.

1. Dağıtım öncesi belirli bir periyotta, sistem operatörü geçmiş aylardaki örneklerle bakarak tıkanıklık oluşması mümkün olan hatları belirler ve hat kapasitelerini tahmin eder. Sistem operatörü belirli bir dağıtım ayı için iletim erişim haklarının müzayedesini yürütür. Mevcut kapasitenin arta kalanı kullanılmamış haklar ile birlikte elektriğin birgün sonrası dağıtımı için müzayede edilmelidir. Haklar yöne aittir ve akışın normal yönünde tanımlanmalıdır. Tıkanıklığın ters yönünde enerji programlayan katılımcılar tıkanıklığı hafifletir.
2. Başlangıç müzayedesinden sonra, iletim erişim hakları hem ikili olarak hemde organize edilmiş kurumlar aracılığıyla ikincil bir piyasada serbestçe işlem görebilmelidir. Aylık olarak hak sahipliği kazanmış birimler isterlerse daha kısa süreli zaman dilimlerine bu süreyi bölmede serbest olmalıdır. Herhangi kullanılmamış haklar sistem operatörüne kompanzasyonsuz geri döndürülür.
3. İki alan arasındaki güç alışverişi sistem operatörüne rapor edilmeli ve sahip oldukları erişim hakları belirtilmelidir.
4. Ağ gözlü şebekelerde, A ülkesinden B ülkesine anlaşıma yapılmış enerji çevrim akışları ve birkaç bağlantı hattı olması nedeniyle birçok yol üzerinden akacak. O zaman, etkisi olan her bağlantı hattının hakkına sahip olan katılımcıların olması gerekir.

Radyal yapıli sistemlerde sahiplik konusunu anlamak daha kolaydır. Asıl zorluk, radyal yapıli olmayan şebeke düzenlemelerinde görülür. Bu metottaki en önemli zorluk, tesisi gerçek olarak kullananı belirlemektir. Kapasite haklarının satışı piyasa katılımcılarının tekerci davranışıyla sonuçlanabilir.

Anlaşma şebekelerinin (contract network) sahipliği: Şebeke haklarının sahipliği, tek tek kurumların sahipliğine bir alternatif olarak savunulmuştur. Hogan 1992'de aşağıdaki gibi anlaşma şebekelerini (contract network) tanımlamıştır [50].

- (1) İletim kapasite hakkı, bir baradan güç verme hakkı ve diğer bir baradan aynı miktar gücü alma hakkı olarak tanımlanır.
- (2) Anlaşma şebekelerinde, belirli performanslara izin vermek için iletim hakkı tanımında değişiklik yapılır.
- (3) Tüm paylaştırılmış hakların eş zamanlı kullanımının gerçekleştirilebilir olduğu kabul edilir.

Bu tür sahiplikte, bir kullanıcı bir tesise sahip değildir fakat verilen bir bölgeye güç verme hakkı yada bir yerden güç alma hakkı vardır. Bu yaklaşım belirli bir baradan önceden belirlenmiş miktarda güç alınması ve bir başka baraya satılması hakkını sağlar [51]. Örneğin, A barasından B barasına 100 MW iletim kapasite hakkı, A'ya 100 MW satma hakkı, B'ye 100 MW alma hakkı sağlar. Yukarıda bahsedilen gerçekleştirilemeyen ticaret koşulları ile ilgili zorlukları çözmek için, kapasite haklarının sahipliği nosyonu fiyat nosyonunu içine alarak yorumlanabilir. Bir yerden diğerine güç dağıtımı belirli koşullar altında gerçekleşemezse, hakların sahipleri iki düğüm arasındaki fiyat farklılıklarıyla kompanze edilir.

Anlaşma şebekeleri iki ana amaca sahiptir. Birincisi, iletimin ortak kullanımını sağlamak için iletim sahipleri arasında kompanzasyon görevini yerine getirmektir. İkincisi iletim haklarını satın alarak tıkanıklığa karşı kullanmak için şebeke kullanıcılarına bir mekanizma sağlamaktır. N düğümlü bir şebekede, $N(N-1)$ farklı anlaşma şebekesi hakları vardır ve her biri düğümlerin olası yönlerine karşı düşer. Anlaşma şebekesi hakları, iletim fiyatlandırmaya ve iletimin genişletilmesi problemine bir çözüm sağlayamaz.

5.1.1.4 Tıkanıklık durumunda güç alışverişlerine öncelik verme

Piyasada güç tekliflerine göre sıralama yapma: Bu metod sadece İspanya, Hollanda ve İskandinavya gibi organize edilmiş güç piyasalarında kullanılabilir [48]. Burada uygulanan kural, teklif fiyatlarına dayanarak en ekonomik piyasa katılımcısına öncelik vermektir.

1. Piyasaya enerji satışları için öncelik, en düşük teklifi verene tanınır.
2. Piyasadan enerji satın almak için öncelik, en yüksek teklifi verene tanınır.

Bu metod piyasa oyuncularına güçlü ekonomik teşvik sağlar.

Orantısal olarak paylaştırma: Bu metotta gerçek bir öncelik tanımlanmamıştır. Bütün güç alışverişleri gerçekleştirilmeye çalışılır fakat tıkanıklık oluşursa sistem operatörleri, kullanıcıların talep ettiği güçlere göre orantısal olarak kesinti yapar. Metod tüm kullanıcılar için şeffaftır fakat sistemin ekonomik olarak verimsiz kullanımına yol açar. Tıkanıklık durumunda sistem operatörleri tarafından belirlenen miktarlarda yapılacak kesintiler ne katılımcıya ne de sistem operatörüne tıkanıklığı azaltmak için bir teşvik sağlar. Aksine suni olarak güç alışverişlerinin miktarının artışına da yol açabilir çünkü bazı kullanıcılar gerçek olmayan güç alışveriş miktarları sunabilirler. Bu problem, en düşük güç miktarları en önce gerçekleştirilecek denilerek çözümlenebilir.

Fiziksel güç akışlarının tıkanıklığa katkısı: Sistem operatörü her güç alışverişinin tıkanıklığa katkısını onun önceliğini tanımlamak için belirler. Her güç alışverişine katkı, tıkanmış hat üzerindeki güç alışverişinin oluşturduğu akış ile güç alışveriş hacmi arasındaki orandır. Bu genellikle katılım faktörü (participation factor) olarak bilinir. Bir tıkanıklığa bir güç alışverişinin katkısını hesaplamak için bir metod, güç alışverişlerinin sebep olduğu fiziksel akışları diğerlerinden bağımsız olarak incelemektir. Fiziksel akışların toplamı hattın kapasitesini aşarsa, toplam akışa katkısına göre güç alışverişlerine öncelik sırası verilir. Tıkanıklık ortadan kalkıncaya kadar bu sıraya göre güç alışverişleri kesilir. Tek taraflı akış olan şebekelerde bu metod verimli olmaz çünkü tüm güç alışverişleri tıkanıklığa hemen hemen aynı katkıyı sağlar.

5.1.1.5 Müzayede ile tıkanıklığı düzenleme

Müzayedeler birkaç tıkanıklık düzenleme metodu için temel bir varlıktır. Her piyasa katılımcısı, net transfer kapasitesinin kullanımı için bir fiyat teklif eder. En yüksek teklif veren en önce olmak üzere katılımcıların teklifleri net transfer kapasitesi tam olarak kullanana kadar sıraya dizilir. Sık sık bir iletim piyasası takas fiyatı hesaplanır ve her katılımcı bunu öder.

Bir kere net transfer kapasitesi tam olarak kullanılmışsa, işlem ya durdurulur yada yeniden dağılım mevcutsa takas fiyatı seviyesine göre işlem fazladan ticari olasılıklarla ile devam eder.

Müzayede metodu bir piyasa yaklaşımını kullandığında verimlidir. Teklifler, katılımcılar tarafından da fark edildiği gibi gerçek piyasa değerlerini tam olarak yansıtır çünkü en

yüksek fiyatı ödemeye hazır olan birine daha fazla erişim önceliği verilir. Ekonomik olarak uygun müzayede için piyasa oyuncularının minimum sayısı iletim kapasitesi için teklif verme konumunda olmalıdır.

5.1.2 Fiyatlandırmaya dayalı tıkanıklık düzenleme

Tıkanıklıktan kaçınmanın en etkili yollarından biri fiyatlandırmadır. Temel olarak üç farklı yaklaşım vardır.

- Bölgesel (Zonal) fiyatlandırma
- Düğüme bağlı (Nodal) fiyatlandırma
- Tesislerin kullanımının fiyatlandırılması

5.1.2.1 Bölgesel (Zonal) fiyatlandırma

Fiziksel iletim sistemi, doğal bölgesel sınırlara elverişli olursa bölgesel fiyatlandırma yapılabilir. Önceden tanımlanmış fiyat-bölge sınırları boyunca fiyat ayırımına izin verilir. Tek tek baraların fiyatlandırılması oldukça zor ve karmaşık bir fiyatlandırmadır [52]. Bu karmaşıklığı azaltmak için aynı fiyata sahip yerler biraraya toplanarak bir bölge oluşturulur. Ancak pratikte, şebekelerde aktif kısıtlamaların mevcut olduğu zamanlarda, bölgesel yaklaşım görüldüğü kadar basit değildir. Seçim hakkına sahip olan katılımcıların mevcut olduğu piyasa ortamından kaynaklanan zorluklar vardır. Şebeke radyal olarak yapılandırılmışsa, kısıtlanmamış bölgeler arasında ve içinde tek bir fiyat vardır. Aynı fiyata sahip olan alanlar bir araya toplanarak bölgeler oluşturulur. Katılımcılar için bu daha kolay olabilir. Fakat biraraya toplamada iki problemle karşılaşılır. Birincisi, çok sayıdaki yer, aynı fiyata sahipse o zaman bölgelere toplamak için bir ihtiyaç yoktur. Biraraya toplamamanın nedeni fiyatların sayısını azaltmaktır çoğu yerde aynı fiyat varsa bu durumda biraraya toplama gereksiz olur. İkincisi, bir bölge tanımıdır. Radyal bir şebekede bölge tanımı kolay görünür fakat çevrim akışlı şebekelerde daha zordur. Bölgeler arasında fiyatlardaki farklılığa ve tıkanıklığa, bölgeleri birbirine bağlayan hatlar için tanımlanmış olan iletim kısıtlamalarının sebep olduğu düşünülür. Ayrıca bölge içindeki fiyat farklılığının sadece bölge içindeki tıkanıklıktan kaynaklandığı düşünülür. Bu kabuller radyal olmayan şebekelerde yanlış olabilir. Eğer şebeke çevrim akışlı ağ gözlü bir şebekeyse o durumda tıkanmamış bölgeler arasında ve içinde fiyatlar farklı olabilir. Bölge içinde herhangi bir tıkanıklık olmamasına rağmen aynı bölge içinde birkaç farklı fiyat olabilir. Fiyat farklılığı,

kısıtlamalardan kaynaklanmaz fakat bölgeler arası bağlayıcı (binding) kısıtlamaları ile etkileşime giren çevrim akış etkilerinden dolayı olur. Bir bölge içindeki fiyatın belirlenmesi, bölge dışındaki kısıtlamaların etkisinden bağımsız yapılamaz. Diğer bir durumda, bölgeler arasında bağlayıcı kısıtlama olmamasına rağmen bölgelerde farklı fiyatlar olabilir. Çünkü bölge içinde tıkanıklık olmuştur ve bu sistemin her yerini etkileyebileceğinden fiyatlar farklı olabilir. Radyal şebekelerde böyle bir durum sözkonusu değildir fakat çevrim akışlı şebekelerde herhangi bir yerdeki kısıtlama tüm sistemi etkileyebilir ve her yerde fiyatlar farklı olabilir.

Bölgesel fiyatlar arasında fark varsa bölgedeki fiyatları belirlemek için bazı kurallar vardır. Tek bir iletim hattı dışındaki durumlarda fiyat, bölgedeki en yüksek maliyetli generatör tarafından belirlenmez. Doğru fiyat, en pahalı generatör çalışma maliyetinden daha fazla çevrim akışlarının etkisi ve iletim kısıtlamalarının etkileşimi ile belirlenir. Fiyat belirlenmesinde tipik yaklaşım, İngiltere ve Galler'de olduğu gibi bölgedeki kısıtlanmamış kuramsal bir fiyatı belirlemektir ve bu tüm müşterilerin sorumlu olduğu ve tüm generatörlere ödenilen bir fiyattır. Kısıtlanmamış fiyatın üstündeki fark, tüm müşterilerin üzerine ortalaması yansıtılacak şekilde toplanır. Kurallar gereği, bazı generatörlerin çalışmasına fiyatları uygun olmasına rağmen izin verilmez çünkü iletim tıkanıklığı meydana gelebilir. Bu problem İngiltere ve Galler'de şu şekilde çözümlenmiştir. Tüm müşterilerden toplanmış ek gelirler ve karlar daha önce kısıtlanmamış fiyatta çalışmış olan generatörlere ödenir. Bu, üretim tesisi inşa etmek için teşvik sağlar. Fiyatı üzerinde herhangi bir kısıtlamanın olmadığı generatörlerin ortalama fiyatlı sistemde herhangi bir probleme sebep olmaması için İngiltere'de ikili anlaşmalar engellenmiştir. Bu piyasanın esnekliğini sınırlar ve piyasa katılımcılarının şikayetiyle karşılaşır. Sonuçta düşük fiyatlı bölgelerdeki müşteriler daha fazla yüklenerek yüksek fiyatlı bölgelerdeki müşteriler takviye edilir. Bölgesel fiyatlandırma aslında gizli bir karmaşıklık içerir. Bölgesel fiyatlandırma, Kaliforniya ve Norveç'te yapılır. Her iki yerdeki bölgesel fiyatlandırma bazı farklılıklar içerir. Kaliforniya'da önceden tanımlanmış bölgelere şebeke ayrılırken Norveç'te şebekenin iki yada daha fazla sayıda bölgeye ayrılıp ayrılmayacağını belirlemek için programlamanın her saatinde şebekenin tahmini çalışma durumuna bakılır [47]. Her periyot için piyasa dağılımı, şebeke genişliğini yada bölgesel takas fiyatını belirler. Bölgeler arası arayüzler boyunca her bölge için limitler hesaba katılarak farklı bölgesel piyasalar çalıştırılır. Tıkanıklık dağılımı aşamasında gerekliyse teklif ve taleplere göre katılımcılara düzenleme yapılır.

Bu aşamada baraların tümünün farklı bölgelerde olduğu düşünülür. Generatör ve yüklere, üretim ve tüketimleri için piyasa dağılımı aşamasında tanımlanmış bölgesel fiyatlara göre ödeme yapılır. Bir bölgeden diğerine tüm akışlar arayüzler boyunca ve bölgesel fiyat farklılıkları yansıtılır. Ayarlama ödemeleri ve yüklenmeler tıkanıklık yeniden dağılımından kaynaklanır ve bunlar uniform fiyatta yapılır. Kaliforniya sistem operatörü tıkanıklık düzenleme için önceden tanımlanmış bölgelerin sayısına göre şebeke parçalamayı kullanır. Piyasa dağılımı aşaması, gelecek gün piyasası için saatlik bölgesel fiyatı oluşturur. Bu müzayedeye dayalı dağılımda iletimin durumu düşünülmez ve ikili piyasada birkaç programlama koordinatörü tarafından oluşturulmuş tercihli programların çözümünden dağılım sağlanır. Piyasa dağılımı tıkanıklığa yol açarsa, o zaman sorun bölgesel bölünme ile çözülür. Tıkanıklık düzenleme aşaması bölgesel fiyatları verir ve aynı zamanda arayüz akışları ile ilgili iletim kullanım fiyatlarını verir. Katılımcılara tıkanıklık düzenleme boyunca tanımlanmış bölgesel fiyattan ödeme yapılır. Tıkanıklık yükleri, bölgeler arası arayüzlerdeki iletim yükleri kullanılarak uygulanır.

Kaliforniya modelinde tıkanıklığı fiyatlandırmak için bölge tanımı yapılır. Bölge içi (Intrazonal) tıkanıklık ve bölgeler arası (Interzonal) tıkanıklık olmak üzere iki bölge tanımı yapılır. Bölge içindeki tıkanıklık seyrek olur. Bölgeler arasındaki tıkanıklık daha sık görülür. Bölgeler arasındaki iletim yolu her zaman tek, uzun bir iletim hattı veya belirli bir koridor şeklindeki iletim hattı grupları olmaz. Özellikle Kaliforniya 'daki tıkanıklığı ve bölgeler arasındaki fiyatlandırmayı tanımlamak için Interzonal terimi kullanılır [12, 24]. Bir bölge içindeki fiyatlandırmayı ve tıkanıklığı tanımlamak için de Intrazonal terimi kullanılır. Eğer bölge içi tıkanıklık sık meydana gelirse ve ortalama maliyette verimli bir şekilde fiyatlandırılmazsa bağımsız sistem operatörünün tıkanıklık düzenleme işlemi, yeni bölgeler tanımlar. Bölgeler arası tıkanıklık seyrek olursa bölgeler birleştirilir. Bölge içi tıkanıklık düzenlemenin amacı, güvenilirliği sağlamak ve daha çok müşteriye hizmet sunabilmektir. Bölgeler arası tıkanıklık düzenlemenin amacı ise güvenilirliği ve verimliliği sağlamaktır. Hem bölge içi hem de bölgeler arası tıkanıklık düzenleme, farklı amaçlara farklı şebeke yapısına, farklı çalışma ve fiyat etkilerine sahiptir bu nedenle bağımsız sistem operatörünün uygulayacağı adımlar her ikisi içinde farklıdır.

Bölgeler arası tıkanıklık düzenleme: Bölgeler arasında tıkanıklık varsa, bağımsız sistem operatörü (BSO) bir bölgedeki elektrik üretimini azaltırken diğer bölgedeki üretimi artırarak yada yükü azaltarak tıkanıklığı gidermeye çalışır. Kaliforniya'da ikili anlaşma modeli altında programlama koordinatörleri (PK), üretim birimlerinden ne kadar güç satmak istedikleri bilgisini, tüketicilerden de ne kadar güç satın almak istedikleri bilgisini alır ve enerji piyasasında bunları dengeli bir şekilde eşleştirir ve isteğe bağlı olarak tıkanıklık giderme işlemine katılır. Bir PK'nın herhangi bir generatöründeki üretim artışı diğer bir generatöründeki üretim azalması ile dengede tutulmaya çalışılır. Sistem operatörü bu yapıda programlama koordinatörlerinden güç satın almaz veya PK'ya güç satmaz. Daha doğrusu BSO sadece bölgeler arası iletim kapasitesini satın alır ve satar. Her PK kendi enerji piyasasını yönetir. BSO ise kısıtlanmış iletimden yararlanmak isteyen PK'ların bölgeler arası iletimlerini sağlayabilmek için iletim piyasasını yönetir. BSO, PK'ları birbirleri ile yapacakları alışverişler için zorlayamaz aynı şekilde daha düşük maliyetli olarak tekrar paylaşım yapmalarını isteyemez. İletim kullanıcıları, bölgeler arasındaki ana iletim yollarının kapasitesi için teklif verirler [9]. BSO, bu yol üzerindeki mevcut iletim kapasitesini paylaşır.

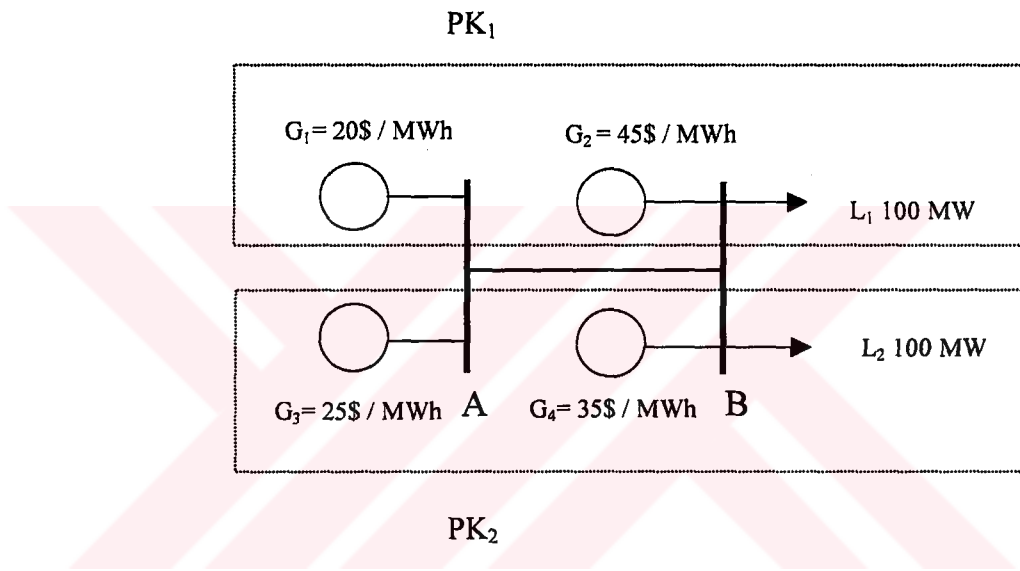
Bölge içi tıkanıklık düzenleme: Bağımsız sistem operatörü, tıkanıklığı gidermek için bölge içindeki kaynakları yeniden düzenleyen programlama koordinatörünün artan ve azalan tekliflerini kullanarak bölge içi tıkanıklığı azaltır. Buradaki düzenleme aşağıdaki amaçları sağlamak için yapılır.

- Programlama koordinatörünün tercih ettiği programlara müdahaleyi azaltmak,
- Artan / azalan teklifleri kullanarak üretim birimlerinin tıkanıklığı giderici yeni güç değerlerini PK'ya sunmalarını sağlamak

Burada BSO, PK'dan enerji satın alır veya PK'ya enerji satar. BSO bölge içi tıkanıklık düzenleme işleminde enerji piyasası üzerinde minimum bir etkiye sahiptir. Eğer PK'nın üretiminde bir artış olmuşsa o zaman BSO, PK'ya artan değeri için ödeme yapar. Ters olarak PK'nın üretimi azalırsa o zaman azalan üretim kadar BSO üretim sağlar. Bu durumda PK, yerine konulan üretim kadarına karşı düşeni BSO'ya öder. BSO tarafından PK'ya ödenmiş miktar ve PK'nın yüklendiği miktar arasındaki fark, bir bölgedeki tüm PK'lardan toplanılır ve PK'ların bölgesel yüküne ve net bölgesel ihracına dayandırılarak paylaşılır. Genellikle bölge içi tıkanıklığın küçük ve seyrek olacağı beklenir. Eğer tıkanıklık sık sık ve büyük bir etki ile oluşursa yeni bir bölge yaratılır. Hem bölge içi

hem de bölgeler arası tıkanıklık düzenleme özellikle Kaliforniya ikili anlaşma modelinde uygulanan bir düzenleme şeklidir. Kaliforniya modelini bir örnekle açıklamak daha iyi anlaşılmasını sağlayacaktır.

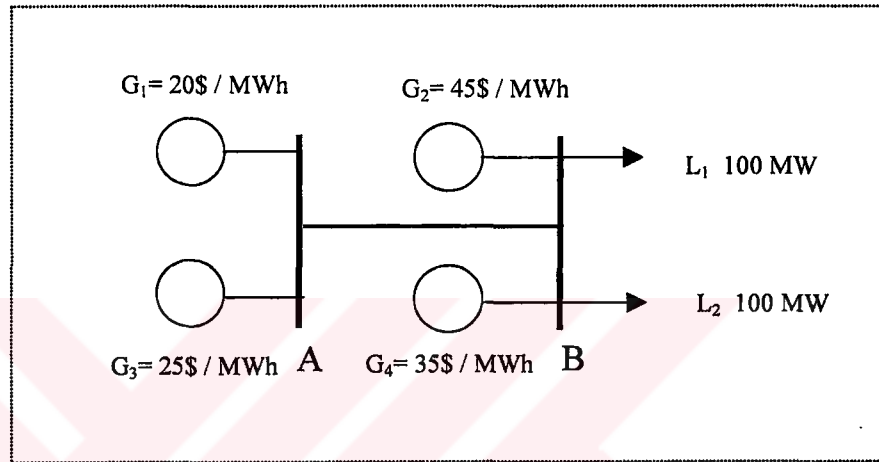
Şekil 5.4'te iki baralı örnek bir sistem görülmektedir [12]. Burada PK_1 ve PK_2 olmak üzere iki programlama koordinatörü vardır. A-B arasındaki hattın taşıma kapasitesi 200 MW'sa her PK yükünü beslemek için A bölgesinde bulunan daha ucuz generatörlerden güç alacaktır. PK_1 enerji fiyatı 2 sent/kWh olan G_1 generatöründen güç alıp L_1 'i beslerken, PK_2 enerji fiyatı 2.5 sent/kWh olan G_3 generatöründen güç alıp L_2 'yi besler. Enerji PK_1 'e 2000 \$/h' a mal olurken PK_2 'ye 2500 \$/h'a mal olur.



Şekil 5.4 Kaliforniya ikili anlaşma modeli

A-B arasındaki hattın taşıma kapasitesi 200 MW'dan 150 MW'a düşürülürse yükü beslemek için gerekli 50 MW lık güç B'deki daha pahalı generatörlerden karşılanmalıdır. BSO iletim maliyetlerine bakarak hangi PK'nın iletimi daha fazla kullanabileceğine karar verir. Eğer PK_1 50 MW lık yükü B'deki G_2 den karşılırsa 2.5 sent/kWh (4.5-2 sent/kWh) daha fazla ödemesi gerekir ve aynı zamanda bu fark, iletim maliyeti olarak ele alınır. PK_2 , 50 MW lık yükü karşılamak isterse o zamanda 1 sent/kWh (3.5-2.5 sent/kWh) daha fazla ödemesi gerekir ve iletim maliyeti de 1 sent/kWh olur. İletim maliyetinin PK_1 için daha fazla olmasından dolayı BSO, önce PK_1 'e iletim hakkı verir sonra arta kalanı PK_2 ye verir. PK_1 iletimin 100 MW'ını kullanırken PK_2 geriye kalan 50 MW'ı kullanır.

PK₁ piyasasında A'daki enerjinin marjinal maliyeti 2 sent/kWh tir. B'deki enerjinin fiyatı BSO'nun belirlediği iletim maliyetine göre değişir. Bu durumda, B'deki enerjinin fiyatı ise A'daki fiyat + BSO nun belirlediği marjinal iletim maliyetidir diğer deyişle 2 sent/kWh + 1 sent/kWh =3 sent/kWh dir. PK₂ piyasasında A'daki enerji maliyeti 2.5 sent/kWh iken B'deki fiyat 3.5 sent/kWh tir. Her programlama koordinatörü kendi enerji alışverişlerini oluşturmak için serbestken, BSO iletim kapasitesini fiyatlandırır.



Şekil 5.5 Havuz modelinde tıkanıklık düzenleme

Şekil 5.5'te havuz modelinde tıkanıklık düzenleme için örnek bir sistem mevcuttur. Herhangi bir tıkanıklık olduğunda BSO bir havuz olarak enerjiyi yeniden paylaşırabilir. Havuz G₁ den 150 MWh ve G₄ den 50 MWh alır. Bu yüzden A'daki enerjinin marjinal maliyeti 20 \$/MWh ve B'deki enerjinin marjinal maliyeti 35 \$/MWh dir. Yükler 7000\$ öderken (bir önceki ikili anlaşmada 6500\$ öder), generatörlere 4750\$ ödenir (İkili de 5000\$ ödenir). Fazla gelir iletim için kullanılır.

5.1.2.2 Düğümüne bağlı (Nodal) fiyatlandırma

Bu düzenlemede tıkanıklığı gidermek için ya doğrudan yada dolaylı olarak sistem operatörünün yardımıyla merkezi bir optimizasyon tekniği kullanılır. Sistem operatörü optimal güç akışı yaparak her düğüm için bir fiyat belirler. Sistemdeki her düğümün kendine ait bir fiyatı vardır. Her düğümde o bölgedeki güç dengesine göre fiyat değişebilir. Düğümler arasında oluşan fiyat farklılıkları, şebeke üzerindeki akışlara uygulanan iletim kullanım yüklerini oluşturur. Bu düzenlemede tıkanıklık yeniden

dağılımına gerek duyulmaz [47]. Çünkü piyasa dağılımı aşamasında tüm kısıtlamalar ele alınarak çözüm bulunmuştur. Düğüme bağlı (nodal) fiyatlandırma diğer fiyatlandırmalara kıyasla piyasa yapısına en uygun olan fiyatlandırma şeklidir. Bu yaklaşımla piyasa için uygun bir fiyat işareti belirlenmiş olur. Bu yaklaşım Yeni Zelanda (500 düğüm) ve ABD'de PJM Elektrik Ağı'nda (2000 düğüm) başarılı bir şekilde uygulanmaktadır ve buradaki tecrübeler göstermiştir ki piyasa ekonomisi ve fiziksel sistem güvenliği bu yaklaşımda uyum içinde olabilirler [39].

PJM Elektrik Ağı, Kuzey Amerika'daki elektrik kontrol alanlarının en büyüğüdür ve dünya genelinde de dördüncü büyüklüktedir [53]. Amerika Birleşik Devletleri'ndeki ilk bağımsız sistem operatörü 1 Ocak 1998'de PJM de iletim serbest erişimini ve enerji piyasasını gerçekleştirmek için oluşturulmuştur. PJM'nin amacı güvenilir bir güç sistemi gerçekleştirmek ve serbest, rekabetçi bir elektrik piyasası tesis etmektir. PJM, Amerika Birleşik Devleti nüfusunun %8.7 sinin enerji ihtiyacını karşılar. PJM deki piyasa iletim tıkanıklığını gidermek için düğüme bağlı fiyatlandırmadan yararlanır.

Düğüme bağlı fiyatlandırma, havuz modelinin temelini oluşturur. Bu modelde merkezi havuz operatörü enerji fiyatını belirler aynı zamanda kısıtlamaları en etkili olarak sağlayan üreticileri belirleyip miktar teklifi alır. Havuz operatörü sistem kayıplarını ve kısıtlamaları üreticilerin yerel değerlerine yansıtır. Genellikle düğüme bağlı spot fiyat, tüketici bölgesinde üretim bölgesinden daha yüksektir. Bunun nedeni iletim tıkanıklığı ve kayıplar nedeniyle iletim maliyetlerinin fiyatlara yansıtılmasıdır. Bu bölgesel fiyat farklılıkları, havuz operatörüne iletilir. Bu modelde fazlalık kapasite hakları yada iletim tıkanıklık anlaşmaları denen finansal değerleri ödemek için kullanılır.

Düğüme bağlı fiyatlandırmanın amacı, kayıp ve tıkanıklık hesabında bölgesel değerleri kullanarak bir havuzdaki enerji fiyatını ayarlamaktır. Bu bölgesel değer şebeke özelliklerinin fonksiyonu olduğundan bu ayarlamanın, (a) tüm enerji tekliflerine, (b) tüm şebeke verilerine sahip bir varlık tarafından en iyi bir şekilde yapılabileceği düşünülür. Düğüme bağlı fiyatlandırma çerçevesi altında bu varlık, bir havuz operatörüdür. Düğüme bağlı spot fiyatlandırma ilk Schwebpe tarafından kurulmuş daha sonra Hogan tarafından geliştirilmiştir. Düğüm fiyatları, ikili değişkenler yada optimal güç akışından lagrange çarpanlar olarak hesaplanır. Düğüme bağlı fiyatlandırmayla farklı generatörler farklı fiyatlar ödeyebilir. Kayıpları ve reaktif gücü ihmal ederek problem basit bir halde

incelenir. Bu durumda paylaşım problemi aşağıdaki gibi oluşturulur.

$$\min \left\{ \sum_i C_i(P_i) + C_N(P_N) \right\} \quad (5.18)$$

Kısıtlamalar,

$$H P \leq P^{mak} \quad (5.19)$$

$$e^T P + P_N = 0 \quad (5.20)$$

Burada,

P : (N-1)x1 boyutunda düğüm güç girişine ait vektör (referans bara hariç)

H : Düğüm güç girişi ile dal güç akışları arasındaki bağıntıyı sağlayan transfer admitans matrisi (boyutu Mx(N-1))

$$H = R S \quad (5.21)$$

e : (N-1)x1 boyutunda bir sayısından oluşan vektör

P^{mak} : (Mx1) boyutunda dallardaki güç akış sınırlarını gösteren vektör

C_i : i barasındaki net maliyet / kar fonksiyonu

M: Dal sayısı

N: Düğüm sayısı

T: Transpoz

S: Bara açılarına bara güç girişlerini katan (N-1) x (N-1) boyutunda matris,

$$S = (A^T \Omega A)^{-1} \quad (5.22)$$

R: Dal akışlarına bara açılarını katan Mx(N-1) boyutunda matris,

$$R = \Omega A \quad (5.23)$$

A: Mx(N-1) boyutunda indirgenmiş bağlantı matrisi

Ω : MxM boyutunda ilkel admitans matrisi

H transfer admitans matrisi, DC güç akışı ile temsil edilen lineerleştirilmiş sistemlerde aşağıdaki gibi bulunabilir. $H = R S$ de yukarıdaki R ve S değerleri yerlerine konursa,

$$H = \Omega A (A^T \Omega A)^{-1} \quad (5.24)$$

bulunur. Sistemin ilkel admitans matrisi ve indirgenmiş bağlantı matrisi biliniyorsa transfer admitans matrisi bulunabilir. Bu ifade aslında DC güç akış ifadesiyle benzerdir. H transfer matrisinin satırları dalları gösterirken sütunları da baraları gösterir. Bu optimizasyon problemi için Lagrange aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$L = \sum_i C_i(P_i) + \lambda(e^T P + P_N) + \mu^T (H P - P^{mak}) \quad (5.25)$$

Lagrange ifadesinin güce göre türevi alınır, düğüm fiyatları bulunur. Eşitsizlik kısıtlamaları mevcut değilse,

$$C'_i = \lambda \quad (\text{Tüm düğümlerde fiyat } \lambda\text{'ya eşittir.}) \quad (5.26)$$

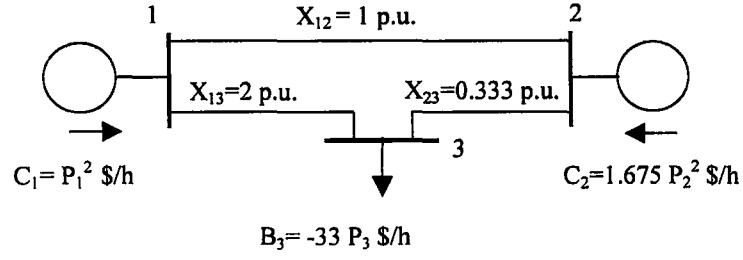
Eşitsizlik kısıtlamaları mevcutsa,

$$C'_N = \lambda \quad (N \text{ referans baradaki fiyat}) \quad (5.27)$$

$$C' = \lambda e^T - \mu^T H \quad (\text{Tüm diğer düğümlerdeki fiyatlar}) \quad (5.28)$$

Yukarıdaki ifadelerden görüldüğü gibi eşitsizlik kısıtlamalarının mevcut olmaması durumunda tüm düğüm fiyatları λ 'ya eşittir. Kısıtlamaların mevcut olması durumunda ise sadece N referans barasındaki düğüm fiyatı λ 'ya eşittir. Tüm diğer baralardaki düğüm fiyatları ise (5.28) ifadesiyle bulunur.

Örnek sistemde bara fiyatlarının bulunması: Şekil 5.6'da görülen üç baralı örnek bir sistemde bara fiyatları, MATLAB Optimizasyon Toolbox'ı kullanılarak düğüme bağlı fiyatlandırma yöntemiyle belirlenir [54]. Burada bulunan sonuçların, [10] numaralı kaynaktaki sonuçlarla aynı olduğu görülmüştür. Referans bara olarak bir no'lu bara seçilir.



Şekil 5.6 Bara fiyatlarının bulunmasıyla ilgili örnek sistem

Bara-dal bağlantı matrisi örnek sistemden çıkarılır. Daldan akan akım yönü, baradan uzaklaşıyorsa (+1), baraya yaklaşıyorsa (-1) alınır. Dalın barayla bağlantısı yoksa (0) alınır.

$$A' = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (5.29)$$

Referans baraya karşı düşen sütun (bu örnekte 1.bara) çıkarılarak azaltılmış bağlantı matrisi elde edilir.

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

H transfer admitans matrisini bulmamız için gerekli olan ilkel admitans matrisini (Ω) oluşturmamız gerekir.

$$\Omega = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 0.5 \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

$$H = \Omega A (A^T \Omega A)^{-1} = \begin{bmatrix} -0.7 & -0.6 \\ 0.3 & -0.6 \\ -0.3 & -0.4 \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

$$P^{mak} = \begin{bmatrix} 8 \\ 20 \\ 30 \end{bmatrix} \text{ hatlardan geçebilecek maksimum güç olarak verilmiştir.}$$

Eşitlik kısıtlaması olarak üretim - talep dengesi alınır. Generatörlerin üretim toplamı, yüklerin toplamına eşittir.

$$P_1 + P_2 + P_3 = 0 \quad (5.33)$$

Bu optimizasyon problemi için Lagrange oluşturulursa,

$$L = \sum_i C_i(P_i) + \lambda(e^T P + P_N) + \mu^T (H P - P^{mak}) \quad (5.34)$$

$$L = P_1^2 + 1.675 P_2^2 + 33 P_3 + \lambda(P_1 + P_2 + P_3) + \mu^T \left(\begin{bmatrix} -0.7 & -0.6 \\ 0.3 & -0.6 \\ -0.3 & -0.4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 8 \\ 20 \\ 30 \end{bmatrix} \right) \quad (5.35)$$

Lagrange ifadesi çözülürse,

$$P = \begin{bmatrix} 15 \\ 10 \\ -25 \end{bmatrix}, \quad \lambda = 30, \quad \mu = \begin{bmatrix} 5 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

bulunur. Hat akışları, P_{ij}

$$P_{ij} = \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 8 \\ 18 \\ 7 \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

olarak (5.19) denkleminde hesaplanır.

$$C'_N = \lambda = 30 \quad (\text{Referans baradaki fiyat}) \quad (5.38)$$

$$C' = \lambda e^T - \mu^T H \quad (\text{Diğer baralardaki fiyatlar}) \quad (5.39)$$

$$\begin{bmatrix} C'_2 & C'_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 30 & 30 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mu_1 & \mu_2 & \mu_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -0.7 & -0.6 \\ 0.3 & -0.6 \\ -0.3 & -0.4 \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

$$\begin{bmatrix} C'_2 \\ C'_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 33.5 \\ 33 \end{bmatrix} \quad (5.41)$$

olarak 2 ve 3 nolu baralardaki düğüme bağlı fiyatlarda bulunur. İki nolu barada fiyatlar 3 nolu baraya göre daha yüksek olmasına rağmen akışlar 2.baradan 3.baraya doğrudur. Baralar arasındaki fiyat farklılığı iletim fiyatlandırma için kullanılırsa 2 ve 3 nolu baralar arasındaki iletim negatif fiyata sahip olur.

Örnek sistemi kullanarak PTDF ve ATC hesaplama: Yukarıda bara fiyatlarının bulunmasında kullanılan H transfer admitans matrisine aynı zamanda güç transfer dağıtım faktörü matrisi (PTDF) de denir [55]. H_{ik} 'nın elemanları, k barasından enjekte edilen güç bir birimken l hattı üzerinden akan güç akışını gösterir ve şebeke topolojisi ile hat reaktanslarından hesaplanır. Belirli bir yöndeki güç transferi sistemin büyük bir kısmındaki güç akışlarını etkileyebilir. Bu etki genellikle PTDF olarak bilinir. PTDF, bir MW'lık transfere hat MW akışlarının duyarlılığını ölçer. Yeni bir güç alışverişi ile ilişkili olarak hat akışındaki değişim

$$\Delta P_{ij}^{yeni} = PTDF_{ij,mn} \cdot P_{mn}^{yeni} \quad (5.42)$$

olarak ifade edilir. Burada,

i ve j : izlenen hattın uçlarındaki baraların numaraları

m ve n : güç alışverişinin gerçekleşeceği bölgelerin numaraları

P_{mn}^{yeni} : yeni güç alışverişinin MW miktarı

100 MW lık bir güç alışverişi mevcutsa ve PTDF 0.6 ise i ve j baralarını bağlayan hat üzerindeki akış 60 MW tır. Bir m bölgesinden n bölgesine güç alışverişi, i ve j baraları arasındaki hattaki akışta ΔP_{ij} lık değişiklik oluşturur. Hat üzerindeki yeni akış, başlangıçtaki akış ile değişimin toplamıdır ve bu hattın akış limitinden (P_{ij}^{mak}) az olmalıdır.

$$P_{ij}^{yeni} = P_{ij}^0 + \Delta P_{ij} \leq P_{ij}^{mak} \quad (5.43)$$

$$\Delta P_{mn,ij} = \begin{cases} \frac{P_{ij}^{mak} - P_{ij}^0}{PTDF_{ij,mn}} & PTDF_{ij,mn} > 0 \\ -\frac{P_{ij}^{mak} - P_{ij}^0}{PTDF_{ij,mn}} & PTDF_{ij,mn} < 0 \end{cases} \quad (5.44)$$

PTDF, mevcut transfer kapasitesini (ATC) doğrudan hesaplamak için kullanılabilir. Mevcut transfer kapasitesi (ATC), güç alışverişini gerçekleştiren tüm şirketler için önemli bir parametredir. ATC, güvenlik kısıtlamaları zorlanmaksızın güç şebekesi boyunca belirli bir yönde gerçekleştirilebilen en büyük güç transferinin büyüklüğünü belirler. Bir ATC çalışması, PQ, PV ve bir s referans barasındaki bilinen verileri kullanarak güç akış çözümünden hesaplanmış başlangıç çalışma noktasına karşı düşen temel durum ile başlar. Transfer yönü, güç enjekte edilen ve çekilen baraların katılım faktörleri yoluyla belirlenir. En basit durumda, tüm diğer güç akış enjeksiyonu temel durum seviyesinde sabit tutuluyorken transfer, s ve i baraları arasında yer alan aktif güç alışverişi olabilir.

DC güç akış modeline dayalı olarak lineer statik ATC hesaplamaları sistemin kayıpsız olduğunu kabul eder, burada hat aktif güç akışındaki değişimler, net aktif güç enjeksiyonundaki değişimlerle lineer olarak ilgilidir. Referans bara ile sistemin herhangi barası arasında gerçekleştirilecek transferin, herhangi hat akış limitlerini aşmadan en fazla olması istenir. Lineer güç akış çözümlerine anahtar, bara enjeksiyonlarına hat aktif güç akışlarının duyarlılığı olarak ifade edilen güç transfer dağıtım faktörlerinin (PTDF) kullanılmasıdır. ATC, (5.44) denkleminde bulunan $\Delta P_{mn,ij}$ 'nin minimum değeridir. Mevcut transfer kapasitesi (ATC),

$$ATC_{mn} = \min \Delta P_{mn,ij} \quad (5.45)$$

olarak bulunur.

Yukarıdaki örnek sistemi kullanarak PTDF ve ATC'yi hesaplayalım. Örnek sistem iki üretim barası, bir yük barası ve maliyet/ kar fonksiyonlarını içerir. H ile bulunan çözümde 1-2 hattının limitinde yüklendiği diğer deyişle tıkanıklık olduğu görülmektedir. Referans alınan birinci baraya ait sütunu da katarak yukarıda hesaplanan H matrisi tekrar yazılır.

$$H = \begin{bmatrix} 0 & -0.7 & -0.6 \\ 0 & 0.3 & -0.6 \\ 0 & -0.3 & -0.4 \end{bmatrix} \quad (5.46)$$

Bir barasından üç barasına tanımlanan güç transferine A transferi, iki barasından üç barasına tanımlanan güç transferine de B transferi diyelim. A transferi, H matrisinde 1. sütundan 3. sütunu çıkararak bulunur. B transferi 2. sütundan 3. sütunu çıkararak bulunur. Tablo 5.1’de PTDF matrisindeki H_{lk} elemanlarının değerleri görülür.

Tablo 5.1 PTDF matrisindeki H_{lk}

Hat l	Baradan baraya	A transferi	B transferi
1	1-2	0.6	-0.1
2	2-3	0.6	0.9
3	1-3	0.4	0.1

Amaç fonksiyonu, $\min P_1^2 + 1.675P_2^2 + 33P_3$

Kısıtlama denklemlerinden birincisi üretim yük dengesini, ikincisi ise tıkanıklık olduğu bilinen 1-2 hattına ait tablo 5.1’deki PTDF matrisinin ilk satırını gösterir.

Kısıtlama denklemleri,

$$P_1 + P_2 + P_3 = 0 \quad (5.47)$$

$$0.6P_1 - 0.1P_2 \leq 8 \quad (5.48)$$

PTDF ile oluşturulan denklemler çözülürse yukarıda H transfer admitans matrisi ile bulunan sonuca ulaşıldığı görülür.

$$P = \begin{bmatrix} 15 \\ 10 \\ -25 \end{bmatrix}, \quad \lambda = 30, \quad \mu = \begin{bmatrix} 5 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.49)$$

A transferi için PTDF,

$$PTDF_A = \begin{bmatrix} 0.6 \\ 0.6 \\ 0.4 \end{bmatrix} \quad (5.50)$$

B transferi için PTDF,

$$PTDF_B = \begin{bmatrix} -0.1 \\ 0.9 \\ 0.1 \end{bmatrix} \quad (5.51)$$

A transferinde hat akışlarının değişimi (5.44) denklemi kullanılarak hesaplanır.

$$PTDF > 0 \text{ ise } \Delta P_{12} = \frac{P_{12}^{mak} - P_{12}^0}{PTDF_{12}} = \frac{8 - 8}{0.6} = 0 \quad (5.52)$$

$$\Delta P_{23} = \frac{P_{23}^{mak} - P_{23}^0}{PTDF_{23}} = \frac{20 - 18}{0.6} = 3.333 \quad (5.53)$$

$$\Delta P_{13} = \frac{P_{13}^{mak} - P_{13}^0}{PTDF_{13}} = \frac{30 - 7}{0.4} = 57.5 \quad (5.54)$$

$$ATC_A = \min \begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta P_{23} \\ \Delta P_{13} \end{bmatrix} = 0 \quad (5.55)$$

B transferi için ATC'yi hesaplayalım.

$$PTDF < 0 \quad \Delta P_{12} = \frac{-P_{12}^{mak} - P_{12}^0}{PTDF_{12}} = \frac{-8 - 8}{-0.1} = 160 \quad (5.56)$$

$$PTDF > 0 \quad \Delta P_{23} = \frac{P_{23}^{mak} - P_{23}^0}{PTDF_{23}} = \frac{20 - 18}{0.9} = 2.222 \quad (5.57)$$

$$PTDF > 0 \quad \Delta P_{13} = \frac{P_{13}^{mak} - P_{13}^0}{PTDF_{13}} = \frac{30 - 7}{0.1} = 230 \quad (5.58)$$

$$ATC_B = \min \begin{bmatrix} \Delta P_{12} \\ \Delta P_{23} \\ \Delta P_{13} \end{bmatrix} = 2.222 \quad (5.59)$$

olarak bulunur.

5.1.2.3 İkili anlaşmalarda tesislerin kullanımının fiyatlandırılması

İkili anlaşma modelinde üreticiler ve tüketiciler kendilerinin belirlediği fiyatlarda birbirleri ile güç alışverişi yaparlar. Ekonomik etkinlik, müşterinin en ucuz generatörü seçmesiyle sağlanır. İkili anlaşma modelinde bir havuz operatörü yada güç borsası gibi merkezi bir varlık olmadan piyasa katılımcıları birbirleriyle güç alışverişi yaparlar. Katılımcılar arasındaki güç alışverişlerini programlayan, programlama koordinatörleri mevcuttur. Birçok programlama koordinatörü aynı iletim hattını aynı anda kullanmak isteyebilir. Hattın taşıma kapasitesi sınırlı olduğundan iletim tıkanıklığı meydana gelir. İletim tıkanıklığı sonucunda oluşacak iletim maliyetini olabildiğince düşük tutmak ve yeniden güç paylaşımını sağlayabilmek için optimizasyon problemini çözmek gerekir.

$$\min [C^+ \Delta P^+ - C^- \Delta P^-] \quad (5.60)$$

Kısıtlamalar,

$$H' \Delta P + P_{ij} \leq P_{ij}^{mak} \quad (5.61)$$

$$\Delta P = \Delta P^+ - \Delta P^- \quad (5.62)$$

$$\Delta P^+, \Delta P^- \geq 0 \quad (5.63)$$

C^+ : Tıkanıklıktan dolayı çıkışını artırmak isteyen bir generatördeki fiyat artışı

C^- : Tıkanıklıktan dolayı çıkışını azaltmak isteyen bir generatördeki fiyat azalması

ΔP^+ ve ΔP^- ; sırasıyla üretimdeki artma ve azalmayı gösteren giriş gücü vektörleridir.

P_{ij}^{mak} : Dallardan akabilecek en büyük güç

P_{ij} : Dallardan akan güç değerleri

H' : Bara - dal dağıtım faktörü matrisidir. Bu matrisin elemanları standart transfer admitans matrisi H' 'yı kullanarak elde edilebilir.

Amaç fonksiyonları tarafından yansıtılan maliyetlerin paylaşımı birçok yolla yapılabilir. En basit yaklaşım, bu maliyetleri tüm yüklere paylaştırmaktır. Tıkanıklık nadirse yada tıkanıklık maliyetleri küçükse bu kabul edilebilir bir yaklaşımdır. BSO, öncelikle toplam tıkanıklık maliyetlerine katkılarına göre aktif güç akış kısıtlamalarına toplam tıkanıklık maliyetlerini paylaştırabilir. İkinci adım olarak, tıkanıklık maliyetleri yük paylaşım faktörünü kullanan yüklere paylaştırılabilir.

İkili anlaşma modelinde tıkanıklık maliyeti programlanmış güç alışveriş kümesine paylaştırılır ve bu yüzden programlama koordinatörünün belirlediği bir tarzda yükler ve generatörler arasında bölüştürülebilir. İkili anlaşma modelinde tıkanıklık düzenleme daha dikkate değerdir. Yukarıda anlatılan tıkanıklık düzenleme yöntemi İskandinavya ve Kaliforniya'nın ikili anlaşma modelini benimseyen kesimlerinde uygulanan yöntemdir. Özetle burada tıkanıklık maliyeti ilk olarak tıkanmış tesislere paylaştırılır sonra bu tesisleri kullanan güç alışveriş kümesine paylaştırılır.

Yukarıda bahsedilen tesislerin kullanımına dayalı yöntemden başka yeni bir tesis kullanımının fiyatlandırılmasına dayalı tıkanıklık düzenleme yöntemi daha ortaya atılmıştır [36]. Buradaki yeni metot, teklife dayalı tıkanıklık düzenleme yöntemidir. BSO'nun bir saat yada birgün sonrası için tüm güç alışveriş taleplerini kabul ettiği ve verilmiş koşullar için bir tıkanıklık değerlendirme çalışması yaptığı kabul edilir. Analiz bazı tıkanıklık koşulları gösterirse, o zaman bu koşullar piyasa katılımcılarına bildirilir ve tıkanıklığı giderme için yeniden dağıtım amacıyla katılımcılardan tekliflerini sunmaları istenir. Alınan tekliflere dayalı olarak BSO teklif gruplarından en ekonomik yeni dağıtımı saptar. Gerçekleştirilebilir bir dağıtım bulunursa o zaman bu dağıtımın maliyetini düzeltmek için BSO tıkanıklığa katkıda bulunan tüm güç alışverişler arasında eşit bir şekilde bu tıkanıklık düzeltme maliyetini paylaştırır. Burada düşünülmüş tıkanıklık düzenleme metodu İsveç'in geri satınalma (buyback) metoduna benzerdir. Tıkanıklığı gidermek için tüm teklifler birlikte bir havuz oluşturması nedeniyle Kaliforniya modelinden farklıdır. Kaliforniya modelinde tekliflerin bir havuz oluşturmasına izin verilmez. Tıkanıklığı giderme maliyeti, tıkanıklık sadece bir tesiste meydana gelmişse kolaylıkla paylaştırılabilir. Örneğin bir I hattı üzerinde tıkanıklık olduğunu düşünelim. BSO'nun tıkanıklığı gidermek için teklifleri istediğini kabul edelim. Bu I hattı üzerindeki tıkanıklığı gidermek için maruz kalınan toplam maliyet C_I dir. Bu maliyeti BSO I hattını kullananlara kullanım oranlarına göre paylaştırır.

$$C_{l,t} = C_l \frac{S_{l,t}}{\sum_t S_{l,t}} \quad (5.64)$$

$C_{l,t}$ = t kullanıcısına paylaştırılan tıkanıklık maliyeti

$S_{l,t}$ = Tıkanıklık giderilmeden önce t kullanıcısının l hattı üzerinden MVA olarak güç akışı

Paylaşım kompleks güç akışını kullanır. Çünkü kompleks güç, aktif güce göre l hattının gerçek kullanımının daha iyi bir ölçüsü olduğundan dolayı tercih edilir. İki yada daha fazla hat aynı zamanda tıkanmış ise problem daha ciddi olur. Tıkanıklığı gidermek için aynı anda tüm hatlar üzerinden sadece tek bir yeniden paylaşım yapılabilmesi gerçeğinden dolayı tıkanıklık maliyet paylaşımı daha önemli olur. Bu durumda yaklaşım ilk önce tıkanmış hatlara toplam tıkanıklık giderme maliyetini paylaştırmaktır sonra hatları kullanan güç alışverişlerine, her hat için paylaştırılmış maliyeti dağıtmaktır.

5.1.3 Tıkanıklık düzenleme yöntemlerinin avantaj ve dezavantajları

Tıkanıklık düzenleme yöntemlerinin her birinin güçlü ve zayıf tarafları vardır. Yöntemler, caydırıcı teknikler ve düzeltici teknikler olmak üzere ayrılabilir. Caydırıcı teknikler, tıkanıklıktan kaçınmak için çalışma öncesinde üretimi programlamayı teşvik eder. Düzeltici teknikler ise gerçek zaman çalışma esnasında üretimi kontrol ederek tıkanıklığı önlemeyi amaçlar. Caydırıcı teknikler çalışma esnasından önce işleme konulur. Düzeltici teknikler ise, sistemde tıkanıklık olduktan sonra yada tıkanıklığa doğru bir eğilim olduğu zaman uygulanır.

Caydırıcı tıkanıklık düzenleme, gerçek zaman güvenilirliğini ve güvenliğini garantileyemez. Yük tahmin edilen değerinden uzaklaşabilir, hatlar ve generatörler programlanmamış kesintilerle karşılaşabilir ve generatörler programlı güç çıkışından uzaklaşabilir. Bu nedenlerle, her sistem gerçek zamanda olabilecek değişimleri karşılamak için düzeltici tıkanıklık tekniklerine sahip olmalıdır. Caydırıcı teknikler güvenlik için yeterli olmazken, ekonomik ve işlemsel yararlar sağlayarak gerçek zamanda karar veren otorite üzerindeki yükü azaltabilir.

Üretimin, yükün ve iletimin tarifelendirilmesi, caydırıcı tıkanıklık düzenleme tekniklerindendir. Üretimin fazla olduğu alanlarda generatörlerin daha yüksek fiyatlarla tarifelendirilmesi ve yüklerin daha düşük fiyatlarla tarifelendirilmesi tıkanıklık yaratır.

Sık sık tıkanıklığın görüldüğü iletim hatlarının daha yüksek fiyatlarla tarifelendirilmesi tıkanıklığa sebep olmayan alanlarda yeni üretim ve yük birimlerinin oluşturulması için ekonomik teşvik sağlar. Tarifelendirmedeki problemlerden biri tarifelendirmenin saptanması için analitik bir metodun olmamasıdır. İsveç tarifelendirmesi enlemle lineer olarak değişir. İngiltere'deki tarifelendirme nakil modelini kullanmıştır. Diğer problem uzun vadede tıkanıklıktan kurtulmak için yeni tesislerin planlanması veya mevcut hatların ileri düzenleme teknikleriyle kontrol edilmesidir. Doğru olmayan tarifelendirme, üretim birimlerinin inşa edilmesinden vazgeçilmeye yol açabilir.

Ticari alışverişlerde koordinasyon zorunluluğuna dayalı tıkanıklık düzenlemede; başlangıç gerçekleştirilebilir çalışma noktasının seçilmesi, güvenlik koordinatörünün keyfi kararıyla olur. Bu noktanın seçimi, ticari alışverişler üzerinde gerçek veya psikolojik etkiye sahiptir. Güç alışveriş seviyelerindeki azalmadan sonra rekabetçi partiler arasında doğrudan bir etkileşime gerek vardır. Ayrıca iki partiden daha fazlası birbirini etkilediği zaman koordinasyon oldukça zor olabilir ve gücün serbestçe ticareti için önemli bir engelle sonuçlanabilir. Herhangi bir parti bir tıkanıklık koşulundan daha fazlasına karışırsa, gerçekleştirilebilirlik için koordine edilmesi gereken kurumlar arasındaki etkileşimlerin sayısı aşırı derecede karmaşık olur.

Herhangi bir rezervasyon sistemi tıkanıklık önlemek amacıyla kullanıldığında bazı eksiklikleri içerir. Eğer ilk gelene ilk hizmet anlayışı gerçekleşirse, bir rezervasyon sistemi bazı verimsizliklerle karşılaşır gereksiz rezervasyonların yapılması ve tutulması gibi. Rezervasyonlar arasındaki etkileşimler ihmal edilemez. Isıl limitlerin kısıtlayıcı olduğu tek tek hatların kapasitesine dayalı rezervasyon kolayca oluşturulur. Kararlılık durumlarına dayalı rezervasyon daha zordur.

Kapasite hakları ve kapasite sahipliğiyle tıkanıklık düzenleme de bazı problemler mevcuttur. Kapasite haklarının satışı piyasa katılımcılarının tekeldi davranış göstermeleriyle sonuçlanabilir. Nokta nokta kapasite hakları çok fazla sayıda ticari işlem olasılığına yol açar. n düğümlü bir sistem için n^2 olası nokta nokta güç alışverişi vardır.

Amerika Birleşik Devletleri'nde denenen güç alışverişlerinin programlanmasına dayalı kurallara göre tıkanıklık düzenleme, sistem güvenliğinin ve güvenilirliğinin sağlanmasında zayıflık göstermiştir. Bunun sebebi, güç alışverişi yapılacak iletim yolu için önceden yapılan anlaşma ile gerçek iletim sistemi performansı arasındaki uyumsuzluktur. Enerji, anlaşma yapılan iletim yolu üzerinden değil de fiziksel kurallar

gereği başka bir yoldan gidebilir. Bazı olaylarda bu kontrolsüz akışların olumsuz etkisi olmasına rağmen güç alışverişleriyle ilgili olarak önemli bir kesinti olmamıştır. Ancak güç alışverişlerini iptal etme mekanizması ara sıra kullanılmış ve operatörler sistem üzerindeki güç alışverişlerini dikkatlice incelemişlerdir ve onların gözlenebilirliği hakkında endişe duymuşlardır. Bu olaylar sonucunda NERC (Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirliği Konseyi), güç alışverişi düzenleme sistemi (GDS) getirmiştir.

Güç alışverişi düzenleme sisteminin, tıkanıklık problemine sebep olması mümkün görünen güç alışverişlerini onaylamayarak tıkanıklıktan caydırma görevini en iyi kendisinin yapabileceği muhtemel görülür. GDS, sistem operatörü için uygun olmayan bazı güç alışverişlerini azaltarak yada gerçek zamanda iptal ederek güç alışverişlerinin sayısını sınırlayabilir. Ancak güç alışverişlerini iptal etme mekanizması güç sisteminin ekonomik verimliliği konusunda olumsuz etkilere sahip olabilir. Uzun süreli çalışmada, iletim düzenlemenin ekonomik önemine yeteri kadar özen gösterilmemesi, GDS'nin daha ileri derecede gözden geçirilip düzeltilmesini yada tamamen başka bir düzenlemeyle yer değiştirilmesini gerekli kılar.

Kaliforniya ve Norveç Havuzu'nda uygulanan fiyat alanlı tıkanıklık düzenleme, etkili bir caydırıcı tekniktir. İletim sistemi güvenliğini ve güvenilirliğini sağlamak için gerçek zamanda nispeten küçük düzeltmeler gereklidir. Metod bir gün sonrası için olan spot piyasanın içine iyice yerleştirilmiştir ve teknik kısıtlamalar tarafından engellenmemiş bir fiyat alanı içinde çalışmak için piyasa ekonomisine izin verir. Aynı zamanda bu, kullanıcıların piyasa gücü oluşturacak stratejik teklif verme fırsatlarını azaltarak piyasayı daha dayanıklı yapar. Yöntem, merkeziyetçi bir piyasayı gerektirir fakat bölgesel çalışmalara izin verir. Norveç Havuzu'nda piyasa üç ülkeyi kapsar ve her birinin kendi sistem operatörü vardır. Sistem operatör sınırları aynı zamanda fiyat alan sınırlarını oluşturur. Sistemin merkezi kısmı daha çok fiyat ve miktar teklifleri gibi ekonomi konularıyla ilgiliyken, bölgesel sistem operatörleri fiyat alan sınırları ve transfer limitleri gibi yerel ve gerçek zaman düzeltmelerle ilgilidir. Fiyat alanlı sistemde düzeltici tekniklere de ihtiyaç vardır. Fakat bu teknikler sadece radyal iletim sistemleri için doğrudur. Ne Norveç Havuzu ne de Kaliforniya tam bir radyal iletim sistemine sahip değildir. Her iki yerde de sistem radyala yakındır. Fiyat alanlı tıkanıklık düzenleme, piyasa operatörüne hem Norveç Havuzu'nda hem de Kaliforniya'da bir gelir sağlar. Tıkanıklık arttığı zaman tıkanıklığı düzenleyen operatör daha fazla gelir alır. Fiyat

alanlarının sınırının belirlenmesi bu yöntemde görülen diğer bir problemdir. Sınır ya tecrübelerle yada mühendislik hükümleriyle belirlenir.

Düğüme bağlı fiyatlandırma, en kompleks fakat ağ gözlü iletim sistemleri için tartışmasız olarak en doğru ve en etkili tıkanıklık düzenleme metodudur. Teknik kısıtlamalar ile piyasa ekonomisini değiş tokuş eder. Tam bir optimal güç akışı, reaktif güç gibi diğer kontrollerin etkisini ve tıkanıklığı etkileyen transformatör ayar kademesi ve faz kaydırıcıların etkisini de kapsar.

Optimal güç akışı (OPF) çözümlerindeki en büyük kuşku, çözüm işlemindeki şeffaflık eksikliğidir. Her katılımcı, farklı bir piyasa fiyatına sahip olduğu zaman doğal olarak katılımcılar fiyatlarındaki farklılığın sebebini öğrenmek isteyeceklerdir. Büyük ölçekli bir OPF çalıştırıldığı zaman böyle sebepler daha az açıktır ve program çıkışına güvenmek ihtiyacı tatmin edici değildir.

Diğer tıkanıklık düzenleme metotları daha şeffaftır. Fiyat alanlı tıkanıklık düzenleme verilen bir fiyat alanı içinde her teklif vericiye uygulanabilen tek bir piyasa fiyatı sağlar. Güç alışverişine dayanan yöntemde şeffaflık görevine sahiptir. Tesislerin kullanımına dayalı tıkanıklık fiyatlandırmayı, bölgeye veya düğüme bağlı fiyatlandırmaya kıyasla gerçekleştirmek daha karmaşık gözüktür.

Bir şebekede herhangi bir hatta tıkanıklık olduğu zaman görünen farklı yerel marjinal fiyatların çokluğu, OPF'nin şeffaflık probleminin diğer şeklini gösterir. Piyasa katılımcıları bir piyasa fiyatına sahip olmayı tercih eder yada en azından büyük bir bölgede tek bir fiyata sahip olmayı ister. Fiyat alanlı tıkanıklık düzenleme ile yerel marjinal fiyatlı OPF, tıkanıklık arttığı zaman sistem operatörüne gelirinde bir artış sağlar.

Piyasa katılımcıları, piyasa gücünü elde edebilir ve bu durumda piyasada verimsizliğe sebep olur. Bölgesel OPF çözümleri, enterkonnekte iletim sistemini verimli olarak kontrol edemez. Kesin çözüm, merkezi OPF algoritmali merkezi bir sistem operatörüdür. Elektrik endüstrisi, merkeziyetçi olmayan özerk kontrolü tecrübe etmiştir ve her kurum kendi kontrol alanında yeterli olan ve komşularıyla ortaklık kuran ve bölgesi dışındaki olaylardan daha az haberdar olan bir yapıda çalışmıştır. Ancak GDS merkeziyetçiliğe doğru bir eğilim göstermiştir ve merkeziyetçi OPF gelecek adım olabilir.

Merkeziyetçi piyasaya ve kontrol merkezine güven duymak güç mühendisliğindeki bir çok durum için önemsiz değildir fakat iletim sistemleri için şu anda mevcut en iyi durumdur. Bölgesel özerk tıkanıklık düzenleme metotlarının, otomatik üretim kontrolü formülasyonuna benzer olana kadar merkeziyetçiliğe doğru eğilimin devam etmesi muhtemeldir.

5.2 Uzun Süreli Tıkanıklık Düzenleme

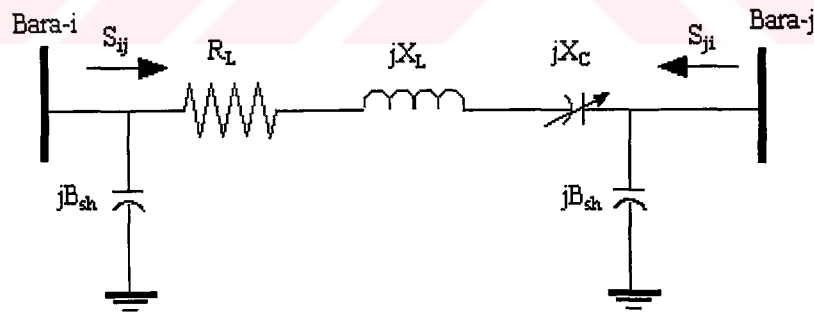
Bazı bölgeler arasında sürekli olarak tıkanıklık meydana geliyorsa burada uzun süreli çözümler daha uygun olur böylece elektrik enerji piyasaları tekrar sağlanabilir. Literatürde uzun süreli planlama için tıkanıklık çalışmalarında kullanılan istatistiksel metodlar geliştirilmiştir [56]. İstatistiksel metodlar eş zamanlı olarak tıkanıklık oluşabilecek hatları tahmin etmek için kullanılır. Bu metodlar iletim planlama belirsizliklerini dikkate alan bir veri topluluğuna uygulanır. Bu belirsizlikler yeni bağımsız güç üreticilerinin yerleri, hangi müşterilerin üreticilerini seçebilecek olduğu ve uluslararası güç alışverişi gibi iletim planlaması ile ilgili bilgilerdir. Eş zamanlı olarak tıkanıklık oluşabilecek hatları bilmek, sistem operatörüne tıkanıklık düzenleme de doğru kararlar almaya yardım ettiği gibi şebekeyi ne yönde güçlendirmenin daha uygun olacağı konusunda da yardımcı olur. Yine bir başka çalışmada elektrik piyasasının iletim planlayıcılarına getirdiği yeni belirsizlikler, riski en aza indiren ve yöntemin anahtar katkısını açıklayan bir karar – analiz yaklaşımı kullanılarak ele alınır [57]. Dikey yapılı elektrik enerji sistemlerinde iletim planlaması için kullanılan birçok yöntem mevcuttur [58-60]. Bu çalışmalarda iletim planlaması yük ve üretim artışına cevap vermek için gerçekleştirilmiştir. Dikey yapılı sistemlerde iletim planlama ile iletişim içerisinde santrallerle uzun süreli güç üretim anlaşmaları yapıldı. Yeni yapılanmaya geçiş ile yükteki hızlı büyümeye karşı üretimin planlamasına rağmen iletim olanakları daha kısa süreli planlanmıştır. İletim tesislerindeki yatırımın iyileştirilmesi düzenleyici kuruluşlar tarafından sağlanır. Bugün A.B.D.'de ve diğer birçok ülkede yeni üretim artışları ya bağımsız güç üreticileri ya da ayrı olarak düzenlenmiş üretim birimleri tarafından sağlanır. Çalışma kurallarıyla ya da yasayla üretim planlayıcılardan iletim planlayıcılara bilgi akışı kısıtlandırılmıştır. Bunun sonucu olarak yeni üretimin yeri ve çalışması iletim düzenleyiciler tarafından bilinmez. İletim planlanması dış organizasyonların sorumluluğunda olmalıdır. Elektrik enerji piyasalarında iletim yatırımlarının önünde değişik engeller vardır [14]. İletim yatırımı, üretim yatırımından maliyet açısından daha

az olmasına rağmen yeteri kadar iletim hattı inşa edip istenilen miktarı hatlardan taşımak mümkünken yeni hat inşa etmek yerel yönetimlerin, toprak sahiplerinin ve çevreci grupların engeline takılır. İleri enerji düzenleme sistemleriyle iletim hatlarının akışları ve gerilimleri kontrol edilerek kısa sürede yeni hat inşa etmeye gerek kalmadan sistemin kapasitesi artırılmaya çalışılır. İletim akışlarını düzenleyen yeni donanımlar arasında süper iletkenler ve esnek alternatif akım taşıma sistemleri (FACTS) mevcuttur. Uzun süreli tıkanıklık düzenlemesi, tıkanıklığın sık olduğu bölgeler arasına ya yeni hatlar ekleyip iletim hattının kapasitesi artırılarak yada Esnek AC alternatif akım sistemleri (FACTS) kullanıp hattan akan akışları kontrol ederek gerçekleştirilir. Her ikisi de baralar arasında suseptans değişimine ve hat kapasitesi artışına sebep olur. Hat suseptansı, reaktif güç değişimi, yük modeli parametre değişimi gibi sistem parametre ve kontrollerinin değişiminin yükleme marjini üzerindeki etkisi bir başka çalışmada incelenmiştir [61]. Yükleme marjini ile gerilim çökmesi arasında yakın bir ilişki vardır. Burada seri ve / veya şönt kompanzasyon aygıtlarıyla suseptans ayarlanarak gerilim çökme aralığının maksimize edilebileceği belirtilmiştir.

Altıncı bölümde tıkanıklığı uzun süreli olarak çözmek için öngörülen inceleme ve örnek sistem uygulaması mevcuttur. Bu çalışmada havuz modelinde tıkanıklığı uzun süreli olarak çözümlemek için iletim hat parametrelerini değiştirerek sistem maliyetinin değişimi gözlemlenmiştir ve bu değişim esnasında öncelikli olarak güçlendirilmesi gerekli hatlar ortaya çıkarılıp bu hatların güçlendirilmesiyle sistemin tıkanıklıktan çıkabileceği belirlenmiştir.

6. HAT PARAMETRE DUYARLILIKLARININ ANALİZİ VE ÖRNEK SİSTEM UYGULAMASI

Tıkanıklığın uzun süreli olarak giderilmesi, iletim hatlarının güçlendirilmesiyle gerçekleştirilir. İletim hatlarının güçlendirilmesi tıkanıklık oluşan bölgeler arasına ya yeni bir hat inşa ederek yada mevcut hattın kapasitesini FACTS gibi ileri enerji düzenleme sistemleriyle artırarak sağlanır. FACTS aygıtları iletim hatlarını termal sınırlarının üstünde yükleyerek kapasitesini artırır ve suseptanslarını değiştirerek güç akışlarını kontrol eder. Birçok farklı FACTS kontrolörü vardır [62]. Bu kontrolörlerden her biri güç iletimi için etkili olan üç parametreden biri üzerinde baskındır. Gerilim üzerinde seri Var kompanzator (SVC), iletim empedansı üzerinde tristör kontrollü seri kapasitör (TCSC) ve iletim açısı üzerinde de faz kaydırıcı etkilidir. Tristör kontrollü seri kapasitör (TCSC) aktif güç akışını kontrol etmek için hattın empedansını sürekli olarak azaltıp artırarak değiştirebilir [63]. Bu özelliği nedeniyle TCSC bu çalışmada tercih edilmiştir.



Şekil 6.1 Bir TCSC modeli

Şekil 6.1'de TCSC iletim hattına eklenmiş seri bir kapasite olarak modellenir ve jX_c empedansı ile gösterilir. Tıkanıklık oluşmuş hattın suseptansı tıkanıklık oluşmayan bir seviyeye gelene kadar TCSC kontrolör kullanılarak değiştirilir.

İletim hatlarının güçlendirilmesi için yeni bir hat eklenmesi yada FACTS ile hat akışlarının kontrol edilmesi baralar arasında suseptans ve hat kapasitesi değişimine

sebeup olur. Bu çalışmada üretim maliyetlerine dayandırılarak hat suseptansları ve hat kapasitelerinin fonksiyonu olarak tıkanıklıktan uzaklaşma incelenmiştir. Öncelikle üretim maliyetlerinin hat suseptanslarına duyarlılığı matematiksel model oluşturularak hesaplanmıştır. Sonra hat parametrelerinin değişimiyle üretim maliyetlerinin değişimi ve ortaya çıkan tıkanıklık bölgeleri sequential quadratic programlama (SQP) ile belirlenmiştir.

6.1 Hat Suseptanslarına Toplam Üretim Maliyetlerinin Duyarlılık Analizi

İletim hatlarındaki tıkanıklık üretim maliyetlerini artırır. Hat suseptansı ve hat kapasitesi gibi hat parametrelerinin değiştirilmesi hattan akan güç miktarını değiştirir, sistemde tıkanıklık varsa ortadan kalkar ve üretim maliyeti düşer. Suseptans değişiminin üretim maliyetine etkisini incelemek için hat suseptanslarına üretim maliyetinin duyarlılığı hesaplanmıştır. Hat suseptanslarına üretim maliyetinin duyarlılığı ref. [10] ve [64]'te tanımlanan yol izlenerek hesaplanmıştır.

DC güç akışının tercih nedenleri: Tıkanıklık düzenleme ve iletim fiyatlandırılması gibi rekabetçi güç sistemlerindeki güç akışı çalışmalarında genellikle DC güç akışı tercih edilir. Yeniden yapılandırılmış güç sistemlerinde, enerji alışverişi için enerji piyasası kullanılırken, tıkanıklığın düzenlenmesi ve iletimin fiyatlandırılması durumlarında iletim piyasası kullanılır. Enerji piyasasında genellikle kayıpların, reaktif gücün gözönüne alındığı AC güç akışı analizi tercih edilirken iletim piyasasında ortaya çıkan tıkanıklığın çok hızlı bir şekilde ortadan kaldırılması için DC güç akışı tercih edilir. Çünkü DC güç akışı, ana kontrol değişkenlerindeki değişimler için sistemdeki sonuçların net, açık bir resmini verir ve büyük güç sistem analizlerinde hesaplama zamanının kısalığı nedeniyle özellikle on-line analizlerde tercih edilir [65]. Bu nedenle çalışma da suseptans değişiminin etkisini bir bütün olarak ele alabilmede ki netliği, açıklığı sebebiyle DC güç akışı kullanılır. DC güç akışında sadece kompleks bara gerilimlerinin açılarının değiştiği ve bu değişimin küçük olduğu kabul edilir. Gerilim büyüklüğünün yaklaşık olarak 1 p.u. lik sabit değerde olduğu, iletim hatlarının dirence sahip olmadığı ve bu yüzden kayıpsız olduğu farz edilir. Bu kabuller altında, her hatta reaktif güç akışı sıfırdır. Burada değişkenler, generatör aktif güçleri ve bara gerilimlerinin açılarıdır. ij hattı üzerindeki aktif güç akışı,

$$P_{ij} = b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (6.1)$$

şeklindedir. (i) barasına toplam enjekte edilen güç, baraya bağlı hattan akan güç ile baraya bağlı yükün toplamından oluşur.

$$P_i = \sum_j P_{ij} + P_{yük_i} \quad (6.2)$$

Üretim – yük dengesi,

$$\sum P_i = \sum P_{yük_i} \quad (6.3)$$

olur ve (6.2) ile (6.3) denklemleri, eşitlik kısıtlama denklemleridir. Eşitlik kısıtlama denklemleri matris şeklinde ifade edilirse,

$$a_{eş} h'(P_i, \theta_{ij}) = b_{eş} \quad (6.4)$$

olur. Burada değişkenler, üretim güçleri ve gerilimlerin açılarıdır. Genel halde,

$$a_{eş} = \begin{bmatrix} -[I]_{n_g \times n_g} & [B]_{n_{bara} \times (n_{bara}-1)} \\ [0]_{(n_{bara}-n_g) \times n_g} & \\ [1]_{1 \times n_g} & [0]_{1 \times (n_{bara}-1)} \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

eşitlik kısıtlamalarının katsayılar matrisidir. Y_{bara} matrisinin imajinerinin negatifi alınarak B suseptans matrisi oluşturulur ve B matrisinde referans alınan baraya ait satır silinir. Katsayılar matrisi $a_{eş}$ 'de son satıra üretim -yük dengesi eklenir. Bu matris üretim güçlerinin ve gerilim açılarının katsayılarından oluşur. $b_{eş}$, eşitlik kısıtlama denklemlerinin sabit değerlerinden oluşan matristir. Eşitlik kısıtlamaları düğüm denklemlerinden oluştuğu için her düğüme bağlı yükler sırasıyla ifade edilir, sonra üretim – yük dengesi denkleminde bütün düğümlere bağlı yüklerin toplamı son satıra eklenir.

$$b_{eş} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} -P_{yük} \\ \sum P_{yük} \end{bmatrix} \\ I \end{bmatrix} \begin{matrix} n_{bara} \times 1 \\ 1 \times 1 \end{matrix} \quad (n_{bara}+1) \times 1 \quad (6.6)$$

Benzer şekilde, hat akışlarının sınırlarından oluşan eşitsizlik kısıtlamaları matris olarak ifade edilir. Yine [a] eşitsizlik matrisinde de referans baraya ait sütun silinir.

$$a = \begin{bmatrix} [0]_{n_{dal} \times n_g} & [b_{ij}(\theta_i - \theta_j)]_{n_{dal} \times (n_{bara}-1)} \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

Eşitsizlik kısıtlama denkleminin yine sabit değerleri ele alınırsa,

$$b = [P_{ij}^{mak}]_{n_{dal} \times 1} \quad (6.8)$$

şeklindedir.

Denklemlerdeki semboller sırasıyla,

$P_i \approx$ i. baradaki generatörün üretimi

$\theta_i \approx$ i. bara geriliminin açısı

$b_{ij} \approx$ i ve j baraları arasındaki hattın suseptansı

$B = Y_{bara}$ matrisinin imajinerinin negatif işareti alınarak kullanılan suseptans matrisi

$a_{eş} =$ Düğüm denklemleri ve üretim – yük dengesi denklemlerinde katsayılar matrisi

$b_{eş} =$ Eşitlik kısıtlama denklemlerinin sabit değerlerinden oluşan matris

$a =$ Hat akış sınırlarından oluşan eşitsizlik kısıtlamaları matrisi

$b =$ Hat akış sınır değerlerinden oluşan matris

$P_{ij}^{mak} =$ ij hattından akabilecek maksimum güç

$TM =$ Toplam üretim maliyeti

$n_g =$ Generatör sayısı

$n_{bara} =$ Bara sayısı

$n_{dal} =$ Hat sayısı

$L =$ Lagrange ifadesi

$z =$ Değişkenler ve Lagrange çarpanları vektörü

$I =$ Birim matris

$W =$ Lagrange ifadesinin z değişkenlerine göre ikinci türevinin katsayı matrisi

λ = Eşitlik denklemlerine ait Lagrange çarpanı

μ = Eşitsizlik denklemlerine ait Lagrange çarpanı

$C_i(P_i) = a_i.P_i^2 + b_i.P_i + c_i$ şeklinde üretim birimlerinin maliyet fonksiyonları verilirse, üretim maliyetinin minimum olması için amaç fonksiyonu,

$$\text{Min } C(P_1, P_2, \dots, P_{n_{\text{bara}}}) = \sum_{i=1}^{n_{\text{bara}}} C_i(P_i) \quad (6.9)$$

şeklinde ifade edilir.

Kısıtlamalar,

$$h(P_i, \theta_{ij}, b_{ij}, P_{y_{\text{ük}_i}}) = 0 \quad (6.10)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{\text{mak}} \quad (6.11)$$

Optimizasyon için Lagrange ifadesi, eşitlik kısıtlamaları, eşitsizlik kısıtlamaları ve amaç fonksiyonundan oluşur.

$$L = \sum_{i=1}^{n_{\text{bara}}} C_i(P_i) + \sum_{\substack{i,j=1 \\ i \neq j}}^{n_{\text{bara}}} \lambda_i h_i(P_i, \theta_{ij}, b_{ij}, P_{y_{\text{ük}_i}}) + \sum_{\substack{i,j=1 \\ i \neq j}}^{n_{\text{dal}}} \mu_{ij} (P_{ij} - P_{ij}^{\text{mak}}) \quad (6.12)$$

Değişkenler ve Lagrange çarpanları aşağıdaki gibi vektörel olarak gösterilir.

$$z = [P_1 \cdots P_{n_{\text{bara}}} \quad \theta_2 \cdots \theta_{n_{\text{bara}}} \quad \lambda_1 \cdots \lambda_{n_{\text{bara}}} \quad \mu_1 \cdots \mu_{n_{\text{dal}}}]^T \quad (6.13)$$

$z^*(b_{ij})$ ile problem ifadesinde açıkça b_{ij} 'yi kapsayan ve verilen bir b_{ij} için optimal çözüm gösteren bir tanımlama yapılır. Optimal olmanın birinci koşulu,

$$g(z^*(b_{ij})) = \frac{\partial L}{\partial z} = 0 \quad (6.14)$$

şeklindedir. b_{ij} 'de küçük bir değişim için, eşitsizlik kısıtlamaları kümesinde değişim olmayacağı kabul edilir. Türev alma da zincir kuralını uygulayarak b_{ij} 'ye göre türetilirse,

$$\frac{\partial g}{\partial z}(z^*(b_{ij})) \frac{dz^*}{db_{ij}}(b_{ij}) + \frac{\partial g}{\partial b_{ij}}(z^*(b_{ij})) = 0 \quad (6.15)$$

elde edilir. Her z için,

$$\frac{\partial g}{\partial z} = W(b_{ij}) \quad (6.16)$$

olarak tanımlanır ve bu ifadenin integrali alınır,

$$g(z, b_{ij}) = W(b_{ij}) z + g_0(b_{ij}) \quad (6.17)$$

olduğu görülür. (6.16) ve (6.17) ifadeleri (6.15) te yerlerine yazılırsa,

$$W(b_{ij}) \frac{dz^*}{db_{ij}} = - \frac{\partial g(z^*, b_{ij})}{\partial b_{ij}} = - \frac{\partial W(b_{ij})}{\partial b_{ij}} z^*(b_{ij}) - \frac{\partial g_0(b_{ij})}{\partial b_{ij}} \quad (6.18)$$

$\frac{dz^*(b_{ij})}{db_{ij}}$ duyarlılığı (6.18) ifadesinden elde edilir.

$g_0 = \frac{\partial}{\partial z} L|_{z=0}$ sabit değerlerden oluşur ve $\frac{\partial g_0(b_{ij})}{\partial b_{ij}} = 0$ dır. (6.18) ifadesinde bu ifade yerine konulursa,

$$W(b_{ij}) \frac{dz^*}{db_{ij}} = - \frac{\partial W(b_{ij})}{\partial b_{ij}} z^*(b_{ij}) \quad (6.19)$$

olur. $\frac{dz^*(b_{ij})}{db_{ij}}$ duyarlılık ifadesi eşitliğin sol tarafında bırakılarak yeniden düzenlenirse,

$$\frac{dz^*(b_{ij})}{db_{ij}} = W^{-1}(b_{ij}) \left(- \frac{\partial W(b_{ij})}{\partial b_{ij}} \right) z^*(b_{ij}) \quad (6.20)$$

den tüm değişkenlerin suseptanslara göre duyarlılığı bulunmuş olur. Suseptans b_{ij} deki değişimden dolayı toplam sistem maliyetindeki değişimi hesaplayabilmek için

$\frac{dz^*(b_{ij})}{db_{ij}}$ de güç enjeksiyonuna karşı düşen $\frac{dP^*(b_{ij})}{db_{ij}}$ ile marjinal maliyetlere karşılık

gelen λ^* çarpanını çarpmak gerekir. (6.21) ifadesiyle suseptansların değişimine toplam maliyetin duyarlılığı tüm hatlar için bulunabilir.

$$\frac{dTM}{db_{ij}} = (\lambda^*)^T \frac{dP^*}{db_{ij}} \quad (6.21)$$

6.1.1 Örnek sistemde duyarlılık analizi

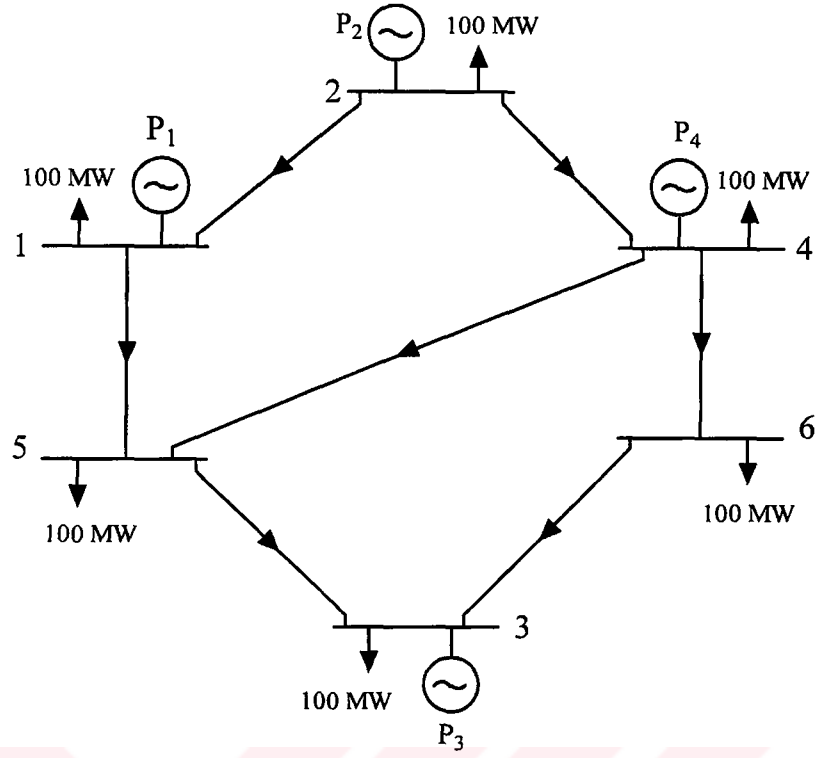
Duyarlılık analizi, altı baralı örnek bir sisteme uygulanmıştır. Bu sistemde amaç, havuz modelinde üretim maliyetinin minimum olmasıdır. Örnek sistem için generatörlerin maliyet fonksiyonları ve üretim kapasitelerine ait veriler Tablo 6.1’de görülür. Her barada 100 MW’lık sabit bir yük vardır. İletim hatlarından en fazla akabilecek güç değeri 100 MW’dır. Birinci baraya ait gerilimin açısı referans alınarak düğüm denklemleri,

$$\begin{aligned} -P_1 - b_{12}\theta_2 - b_{15}\theta_5 + 100 &= 0, \\ -P_2 + b_{12}\theta_2 + b_{24}(\theta_2 - \theta_4) + 100 &= 0, \\ -P_3 + b_{35}(\theta_3 - \theta_5) + b_{36}(\theta_3 - \theta_6) + 100 &= 0, \\ -P_4 - b_{24}(\theta_2 - \theta_4) + b_{45}(\theta_4 - \theta_5) + b_{46}(\theta_4 - \theta_6) + 100 &= 0, \\ b_{15}\theta_5 - b_{45}(\theta_4 - \theta_5) - b_{35}(\theta_3 - \theta_5) + 100 &= 0, \\ -b_{46}(\theta_4 - \theta_6) - b_{36}(\theta_3 - \theta_6) + 100 &= 0. \end{aligned} \quad (6.22)$$

ifade edilir. Üretim-yük dengesi,

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 600 \quad (6.23)$$

şeklindedir. Tüm hatlar için hat suseptansları 5 p.u. alınarak yukarıdaki veriler doğrultusunda sistemin duyarlılık analizinden önce DC güç akışında analizi yapılmıştır. Bunun sonucunda 4 ile 6 baraları arasındaki hatta tıkanıklık oluştuğu ve sistem maliyetinin 7651.4 \$/h olduğu görülmüştür. Örnek sistem Şekil 6.2’de görülmektedir [66].



Şekil 6.2 Altı baralı örnek sistem

Tablo 6.1 Örnek sistem için generatör verileri

Generatör barası	Maliyet Fonksiyonu $C_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$			Min. Üretim	Mak. Üretim
1	0.0120	12.0	105	50	170
2	0.0096	9.6	96	50	250
3	0.0130	13.0	105	50	170
4	0.0094	9.4	94	50	250

Amaç fonksiyonu, eşitlik kısıtlamaları ve eşitsizlik kısıtlamalarını içeren Lagrange ifadesi,

$$\begin{aligned}
L = & 0.012P_1^2 + 12P_1 + 105 + 0.0096P_2^2 + 9.6P_2 + 96 + 0.013P_3^2 + 13P_3 + 105 + 0.0094P_4^2 \\
& + 9.4P_4 + 94 + \lambda_1[P_1 + b_{12}\theta_2 + b_{15}\theta_5 - 100] + \lambda_2[P_2 - b_{12}\theta_2 - b_{24}(\theta_2 - \theta_4) - 100] \\
& + \lambda_3[P_3 - b_{36}(\theta_3 - \theta_6) - b_{35}(\theta_3 - \theta_5) - 100] \\
& + \lambda_4[P_4 + b_{24}(\theta_2 - \theta_4) - b_{45}(\theta_4 - \theta_5) - b_{46}(\theta_4 - \theta_6) - 100] \\
& + \lambda_5[-b_{15}\theta_5 + b_{45}(\theta_4 - \theta_5) + b_{35}(\theta_3 - \theta_5) - 100] \\
& + \lambda_6[b_{46}(\theta_4 - \theta_6) + b_{36}(\theta_3 - \theta_6) - 100] + \mu_{46}[P_{46} - 100]
\end{aligned} \tag{6.24}$$

olduğu görülür. Örnek sistem için değişkenler ve Lagrange çarpanları vektörü,

$$z = [P_1 \ P_2 \ P_3 \ P_4 \ \theta_2 \ \theta_3 \ \theta_4 \ \theta_5 \ \theta_6 \ \lambda_1 \ \lambda_2 \ \lambda_3 \ \lambda_4 \ \lambda_5 \ \lambda_6 \ \mu_{46}]^T \tag{6.25}$$

şeklinde. Örnek sistemde eşitsizlik kısıtlamalarından sadece 4-6 hattına ait olan limitinde yüklendiği için ona ait eşitsizlik kısıtlama denklemi ve μ_{46} Lagrange çarpanı alınıp diğer hatlara ait olanlar ihmal edilmiştir. Diğer hatlara ait olan eşitsizlik kısıtlama denklemlerini ihmal etmeden yapılan incelemenin çözüme bir etkisi olmadığı görülmüştür. Bu nedenle parametreleri azaltmak amacıyla gözönüne alınmamıştır.

Altı baralı örnek sistem için tüm değişkenlere ve Lagrange çarpanlarına optimal olmanın ilk koşulu uygulanıp $Wz = -g_0$ şeklinde ifade edilirse, W matrisi

$$\begin{bmatrix}
0.024 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0.0192 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0.026 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0.0188 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{12} & b_{12} + b_{24} & 0 & -b_{24} & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & b_{35} + b_{36} & 0 & -b_{35} & -b_{36} & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{24} & 0 & b_{24} + b_{45} + b_{46} & -b_{45} & -b_{46} & b_{46} \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{15} & 0 & -b_{35} & -b_{45} & b_{15} + b_{35} + b_{45} & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{36} & -b_{46} & 0 & b_{36} + b_{46} & -b_{46} \\
-1 & 0 & 0 & 0 & -b_{12} & 0 & 0 & -b_{15} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & -1 & 0 & 0 & b_{12} + b_{24} & 0 & -b_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & -1 & 0 & 0 & b_{35} + b_{36} & 0 & -b_{35} & -b_{36} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -1 & -b_{24} & 0 & b_{24} + b_{45} + b_{46} & -b_{45} & -b_{46} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{35} & -b_{45} & b_{15} + b_{35} + b_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{36} & -b_{46} & 0 & b_{36} + b_{46} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & b_{46} & 0 & -b_{46} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix}$$

şeklinde. Bu matris, suseptanslara bağlı bir matristir. Tıkanıklık olan 4-6 hattının suseptans değişimine göre duyarlılığını bulmak için önce 4-6 hattı dışında diğer hatlar için 5 p.u. lik suseptans değerleri yerlerine konulup b_{46} göre matris yeniden ifade edilir.

$$\begin{bmatrix}
0.024 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0.0192 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0.026 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0.0188 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 & 10 & 0 & -5 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10 & 0 & -5 & -5 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 & 0 & 10+b_{46} & -5 & -b_{46} & b_{46} \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 & 0 & -5 & -5 & 15 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 & -b_{46} & 0 & 5+b_{46} & -b_{46} \\
-1 & 0 & 0 & 0 & -5 & 0 & 0 & -5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & -1 & 0 & 0 & 10 & 0 & -5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 10 & 0 & -5 & -5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -1 & -5 & 0 & 10+b_{46} & -5 & -b_{46} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 & -5 & 15 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 & -b_{46} & 0 & 5+b_{46} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & b_{46} & 0 & -b_{46} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix}$$

$W(b_{46})$ matrisel olarak bulunur ve $\frac{\partial W}{\partial b_{46}}$ yı hesaplamak için b_{46} 'ya göre türev alınırsa,

$$\begin{bmatrix}
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 1 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & -1 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix}$$

olur. W matrisinin tersi alınıp aşağıdaki (6.26) eşitliğinde yerine konulursa, tüm değişkenlerin b_{46} suseptanslarına göre duyarlılığı bulunur.

$$\frac{dz^*}{db_{46}} = W^{-1}(b_{46}) \left(-\frac{\partial W}{\partial b_{46}}(b_{46}) \right) z^*(b_{46}) \quad (6.26)$$

b_{46} daki değişimden dolayı toplam sistem maliyetindeki değişimi hesaplayabilmek için

$$\frac{d}{db_{46}} z^*(b_{46}) \text{ da güç enjeksiyonuna karşı düşen } \frac{d}{db_{46}} P^*(b_{46}) \text{ ile marjinal maliyetlere}$$

karşılık gelen λ^* çarpanını çarpmak gerekir.

$$\frac{dTM}{db_{46}} = (\lambda^*)^T \frac{dP^*}{db_{46}} = [\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \lambda_3 \quad \lambda_4]^T \times \begin{bmatrix} \frac{dP_1}{db_{46}} \\ \frac{dP_2}{db_{46}} \\ \frac{dP_3}{db_{46}} \\ \frac{dP_4}{db_{46}} \end{bmatrix} = 14.75 (\$/h) / pu \quad (6.27)$$

Diğer hatlar içinde yukarıdaki işlemler benzer şekilde gerçekleştirilirse toplam üretim maliyetinin tek tek tüm hatların suseptans değişimlerine duyarlılığı gösterilmiş olur.

$$\begin{bmatrix} \frac{dTM}{db_{12}} \\ \frac{dTM}{db_{15}} \\ \frac{dTM}{db_{24}} \\ \frac{dTM}{db_{35}} \\ \frac{dTM}{db_{36}} \\ \frac{dTM}{db_{45}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2.57 \\ -1.95 \\ 1.81 \\ -3.9 \\ 0 \\ -8.13 \end{bmatrix} (\$/h) / pu \quad (6.28)$$

Buradan çıkan sonuç, suseptans değişimine en duyarlı hat, 4-6 hattıdır. Bu hat, tıkanıklık olan hattır ve onun suseptansı sistemin toplam maliyeti üzerinde en büyük etkiye sahiptir. Tıkanıklık oluşan hattın suseptansı TCSC ile değiştirilirse hem maliyet düşecek hem de tıkanıklık ortadan kalkacaktır. Suseptansı ne kadar değiştirmek gerektiği çalışmanın devamında görülmüştür.

6.2 Suseptans Değişiminin Toplam Maliyete Etkisi

Bu bölümde suseptans değişiminin üretim maliyetine etkisi sequential quadratic programlama (SQP) kullanılarak incelenmiştir. Kullanılan algoritma lineer olmayan kısıtlı optimizasyon problemlerine uygulanan sequential quadratic programlamadır.

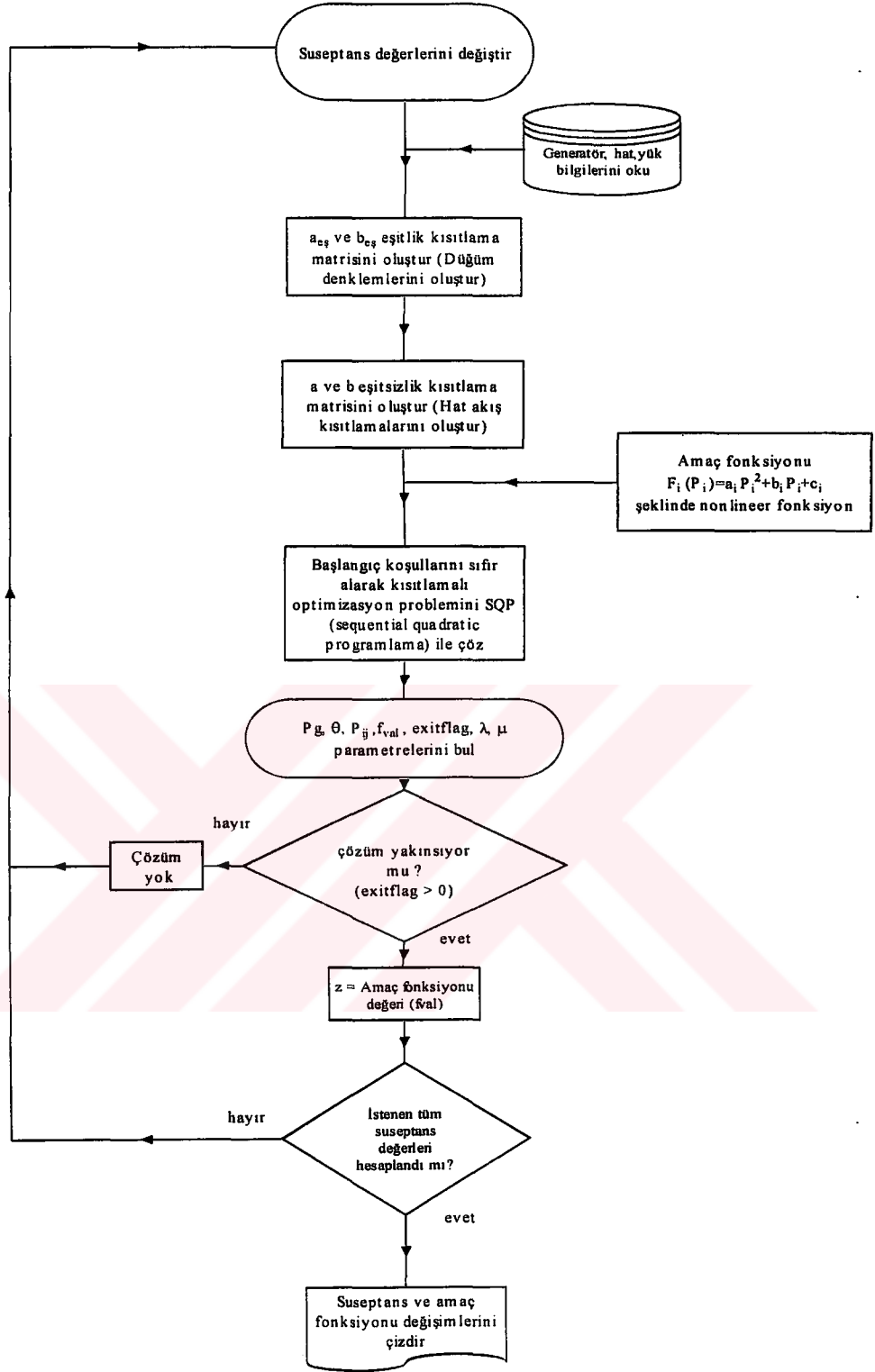
Kısıtlı optimizasyonda genel amaç, ana problemi bir iterasyon işlemini temel alarak çözüm yapan daha kolay alt problemlere dönüştürmektir [54]. Çözüm için kullanılan ilk

metodların birçoğunun özelliği, kısıtlamalar için penaltı fonksiyonlarını kullanarak kısıtlamalı problemi kısıtlamasız probleme dönüştürmektir. Bu metodların yetersiz olduğu görülmüş ve Kuhn – Tucker (KT) denklemlerinin çözümüne dayalı metodlarla yer değiştirmiştir. KT denklemleri, kısıtlamalı optimizasyon problemlerinin optimal olması için gerekli koşullardır. KT denklemlerinin çözümü birçok lineer olmayan programlama algoritmalarının temelini oluşturur. Bu algoritmalar doğrudan Lagrange çarpanlarını hesaplamaya çalışır. Kısıtlamalı quasi – Newton metodlar, bir quasi – Newton güncelleme işlemi kullanarak KT denklemlerini gözönüne alıp oldukça iyi bir şekilde yakınsamayı sağlar. Bu metodlar her ana iterasyonda bir Quadratic Programlama (QP) alt problemi çözdüğünden genel olarak Sequential Quadratic Programlama (SQP) olarak bilinir. SQP metodunu gerçekleştirme üç ana basamaktan oluşur.

1. Lagrange fonksiyonunun Hessian matrisinin yenilenmesi
2. Quadratic programlama ile problem çözümü
3. ‘Line search’ ve ‘merit fonksiyon’ un hesaplanması

Her ana iterasyonda quasi-Newton yenileme metodu kullanılarak Lagrange fonksiyonunun Hessian’ı oluşturulur. Sonra bu QP alt problemi üretmede kullanılır. QP alt probleminin çözümü, ‘line search’ prosedürü için bir araştırma yönü oluşturmak için kullanılır.

Şekil 6.3’te görülen algoritma kullanılarak suseptans değişiminin toplam maliyete etkisi incelenmiştir. Düğüm denklemleri ve üretim - yük dengesinden oluşan eşitlik kısıtlamaları ve hatlardan akan gücün sınır değerlerinden oluşan eşitsizlik kısıtlamaları, lineer olmayan amaç fonksiyonunu da gözönüne alarak SQP ile optimize edilmiş, suseptans değişiminin toplam maliyete göre değişimi grafiksel olarak elde edilmiştir.



şekil 6.3 Suseptans değişiminin toplam maliyete etkisini incelemek için geliştirilen algoritma

6.2.1 Tek bir hat suseptansının değişiminin toplam maliyete etkisi

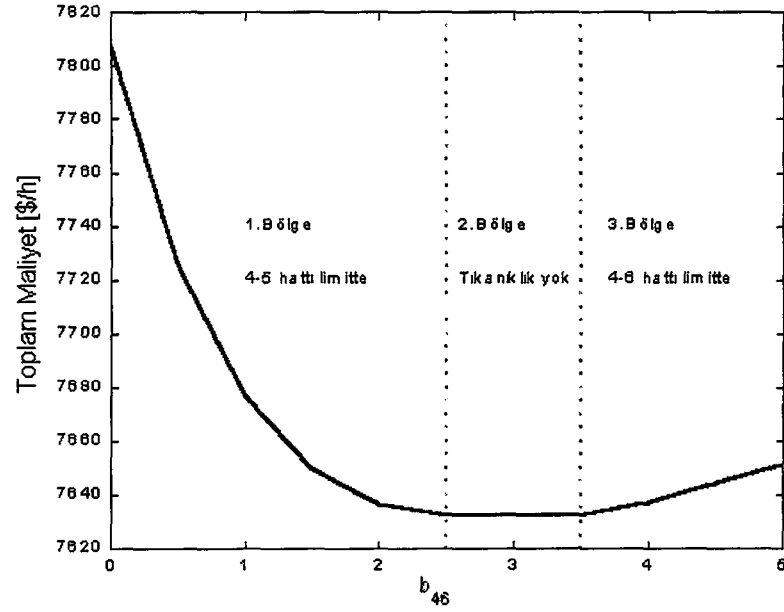
Sadece tek bir hat suseptansı değiştirilirken toplam üretim maliyetinin değişimini incelemek için altı baralı örnek sistemde 4-6 hattı dışındaki diğer hatların suseptansı 5 p.u. alınıp tıkanıklık olan 4-6 hattının suseptansı 0 ile 5 p.u. arasında değiştirilerek maliyet değişimi Şekil 6.3'teki algoritma kullanılarak bulunur ve değişim eğrisi Şekil 6.4'te verilir. Tablo 6.2 de ise suseptansın 0 ile 5 p.u. arasındaki 0.5 adımda değişimine karşı gelen toplam maliyet değeri, hatlardan akan güç değerleri ve tıkanıklık olan hatlar görölmektedir. Tablo 6.2'deki veriler incelenirse suseptansın 0 ile 2.5 p.u. arasındaki değerlerinde 4-5 hattında tıkanıklık oluşmakta, 2.5 ile 3.5 arasındaki değerlerinde tıkanıklık oluşmamakta ve sistem maliyeti en düşük değerini almaktadır. Suseptansın 3.5 ile 5 pu. arasındaki değerlerinde ise 4-6 hattında tıkanıklık oluşmakta ve maliyet artmaktadır. Bu tablodan tıkanıklığın oluşmadığı bir suseptans aralığı görölmektedir bu oldukça ilginç bir sonuçtur.

Tablo 6.2'deki veriler doğrultusunda Şekil 6.4'te suseptans değişimine göre maliyet değişimi ve tıkanıklılık durumları görölmektedir. Şekil 6.4'ten sistemde tıkanıklığın olmadığı ve yine bu aralıkta toplam maliyetin minimum olduğu optimum suseptans aralığı görölür. Bu aralığın altındaki ve üstündeki suseptans değerlerinde incelenen hatta veya sistemdeki diğer hatlarda tıkanıklık görölebilir. Bu sonuçtan bir hattı güçlendirmek için suseptansını belirli bir değerden daha ileri bir değere ayarlamanın ters etkilere sebep olacağı ve toplam maliyetin artacağı görölür. Şekil 6.4'den 4-6 hattının suseptansı 0 ile 2.5 p.u. arasında değişiyorken sistemin incelenen hattı dışındaki başka bir hattı olan 4-5 hattında tıkanıklık olduğu görölür. Yine 4-6 hattının suseptansı 3.5 ile 5 pu. arasındayken 4-6 hattında tıkanıklık görölür ve sistem maliyeti artar. Suseptansın 2.5 ile 3.5 arasındaki değerinde ise hiçbir hatta tıkanıklık görölmez, toplam maliyet en düşük değerindedir. Bu aralık, optimum suseptans aralığıdır. Sistemde kullanılacak TCSC bu belirlenmiş aralığa hattın suseptansını ayarlamalıdır. Böylece bu suseptans değerlerinde sistemde tıkanıklık oluşmaz ve toplam maliyet düşünölmüş yüklenme koşulları altında en düşük değerinde olur. Suseptans için optimum bir aralık olduğunu görmek ilginç olmuştur. Suseptansı çok artırmanın tıkanıklık açısından beklenen çözüm olmadığı görölmüştür. Suseptansı belli bir değerin altında tutmanın maliyet ve tıkanıklık açısından daha doğru olacağı görölmüştür.

Tablo 6.2 Hat 4-6 suseptans değişimine göre toplam maliyet değişimi ve hat akışları

b_{46} 4-6 hattının suseptansı	Toplam maliyet değeri	Hat akışları							Açıklama
		P_{12}	P_{15}	P_{24}	P_{35}	P_{36}	P_{45}	P_{46}	
0	7807.88	-63.07	81.2	44.28	-81.2	99.99	100	0	4-5 hattında tıkanıklık var
0.5	7725.37	-67.33	80.3	47.63	-80.3	74.51	100	25.4	4-5 hattında tıkanıklık var
1	7677	-71.08	77.8	49.13	-77.8	53.69	100	46.3	4-5 hattında tıkanıklık var
1.5	7650	-74.84	74.7	49.54	-74.6	36.6	100	63.3	4-5 hattında tıkanıklık var
2	7636	-78	71.3	49.3	-71.3	22.48	100	77.5	4-5 hattında tıkanıklık var
2.5	7632.4	-81.65	62.95	44.96	-62.59	12.59	99.63	87.4	Tıkanıklık yok
3	7632.4	-80	61.3	46.6	-55.99	5.99	94.69	94	Tıkanıklık yok
3.5	7632.4	-78.66	59.96	47.95	-50.63	0.63	90.67	99.36	Tıkanıklık yok
4	7637	-74.64	58.17	49.4	-41.58	0	83.4	100	4-6 hattında tıkanıklık var
4.5	7644	-72	55.19	49.24	-33.15	0	77.95	100	4-6 hattında tıkanıklık var
5	7651.4	-69.9	52.8	49.1	-26.4	0	73.59	100	4-6 hattında tıkanıklık var

Burada 4-6 hattı limitinde olmasına rağmen 4-6 hattının suseptansı (b_{46}) değiştirildiğinde diğer hat akışlarının değişmesi θ gerilim açısının değişiminden kaynaklanır. Çünkü $P_{46}=b_{46}(\theta_4 - \theta_6)$ bağıntısına göre P_{46} limitinde olduğu için aynı kalmasına rağmen b_{46} 'nın değişimiyle $(\theta_4-\theta_6)$ değerleri değişecektir. $P_{24} = b_{24}(\theta_2-\theta_4)$ veya $P_{36}= b_{36}(\theta_3-\theta_6)$ daki θ_4 ve θ_6 ların değişimi hat akışlarını değiştirecektir. Tıkanan hatlar hariç bütün hat akışları θ' ların değişimiyle değişecektir. Sonuçta suseptansın değişimi limitte olan bir hattın üzerinden daha fazla güç akmasını sağlayamaz fakat diğer hat akışlarını değiştirerek akışların başka yönlere kaymasına neden olur ve toplam maliyetin değerini artırır.



Şekil 6.4 Suseptans değişiminin maliyete etkisi

Toplam maliyetin hat suseptanslarına duyarlılığı incelenmiş ve toplam sistem maliyetinin suseptansa göre duyarlılığı $\frac{dTM}{db_{46}} = 14.75$ (\$/h) / pu olarak bulunmuştur.

Duyarlılık analizi ile Şekil 6.4'teki değişim arasında ilişki kurulur ve değişimin eğimi 4.9 p.u. ile 5 p.u. arasında incelenirse,

$$m = \frac{TM_5 - TM_{4.9}}{b_{46}^2 - b_{46}^1} = \frac{7651.4 - 7649.9}{5 - 4.9} = 15 \text{ ($/h) / pu} \quad (6.29)$$

5.1 p.u. ile 5 p.u. arasında,

$$m = \frac{TM_{5.1} - TM_5}{b_{46}^2 - b_{46}^1} = \frac{7652.9 - 7651.4}{5.1 - 5} = 15 \text{ ($/h) / pu} \quad (6.30)$$

4 p.u. ile 5 p.u. arasında,

$$m = \frac{TM_5 - TM_4}{b_{46}^2 - b_{46}^1} = \frac{7651.4 - 7637}{5 - 4} = 14.4 \text{ ($/h) / pu} \quad (6.31)$$

olarak bulunur. Bu değerler $\frac{dTM}{db_{46}} = 14.75$ (\$/h) / pu duyarlılığına oldukça yakındır.

6.2.2 İki hattın suseptansının değişiminin toplam maliyete etkisi

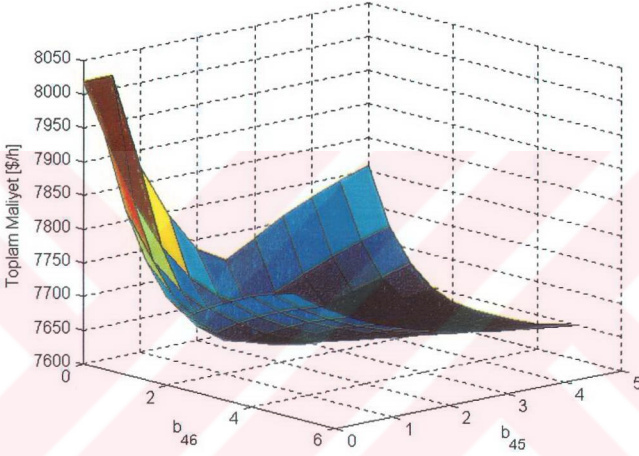
Yukarıdaki incelemede, tıkanıklık oluşan hat dışında başka bir hat olan 4-5 hattında da suseptans değişimiyle birlikte tıkanıklık olduğu görülmüştür. Bu nedenle her iki hattın suseptansını değiştirerek tıkanıklık değişimini görmek ilginç olacaktır. Tablo 6.3'te hem 4-5 hattı hemde 4-6 hattının suseptansı 0 ile 5 p.u. arasında değiştirilirken toplam maliyet değişimi görülmektedir. Tablo 6.3'te koyu renk ile belirtilen 7632.4 \$/h değeri toplam maliyetin minimum değeridir, hiçbir hat limitinde yüklenmemektedir, dolayısıyla sistemde tıkanıklık yoktur ve bütün baralarda fiyatlar aynıdır. Her iki suseptansın 0 p.u. değerlerinde sistem kısıtlamaları sağlanamamaktadır ve gerçekleştirilebilir bir çözüm bulunamamaktadır. Hat 4-5 ve 4-6'nın açık devre olmasına karşı gelen bu durumda birden fazla hat akışı limitinde yüklendiğinden üretim- yük dengesi sağlanamamakta ve bir çözüm bulunamamaktadır. Sonuçlar aynı zamanda grafiksel olarak Şekil 6.5'te verilmiştir.

Tablo 6.3 Hat 4-5 ve 4-6'nın suseptanslarının değişimine karşılık toplam maliyet değişimi

b_{46} b_{45}	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
0	Çözüm yok	7949.8	7844	7775.4	7729.9	7709.9	7730.6	7748.6	7763	7774.8	7784.6
0.5	8020.9	7841.9	7759.6	7709.7	7678.9	7677	7698.5	7716.7	7731.8	7744.4	7755
1	7874.4	7763.4	7702.6	7668.8	7650.2	7655.9	7675.4	7692.9	7707.9	7720.6	7731.5
1.5	7793.7	7708.8	7666.6	7646	7637.5	7642.6	7659	7675	7689.4	7702	7712.8
2	7734.8	7672.8	7646	7636.5	7633.5	7635	7647.7	7661.8	7675.2	7687.2	7697.8
2.5	7709.9	7650.8	7636.8	7633.2	7632.4	7632.4	7640	7652	7664	7675.5	7685.7
3	7734	7661	7633.6	7632.4	7632.4	7632.4	7635	7644.7	7655.6	7666	7675.9
3.5	7758.2	7679.9	7643.2	7632.4	7632.4	7632.4	7632.4	7639.5	7648.9	7658.6	7667.8
4	7777.9	7697	7654.7	7635.6	7632.4	7632.4	7632.4	7635.8	7643.8	7652.6	7661.2
4.5	7794.2	7712.2	7666.3	7642.5	7632.8	7632.4	7632.4	7632.4	7639.9	7647.8	7655.8
5	7807.8	7725.3	7677	7650	7636	7632.4	7632.4	7632.4	7637	7644	7651.4

Tablo 6.3'te ve şekil 6.5'teki veriler incelenirse, toplam maliyetin değeri, b_{46} suseptansının 0 p.u. ve b_{45} suseptansının 0.5 p.u. olduğu durumda en büyük olmaktadır. Çünkü bu hatlardan yeterli güç akışı olamamasıyla diğer hatlardaki akışlar artmakta bara fiyatları yükselmektedir. Hem 4-5 hemde 4-6 hattından 5 p.u. lik suseptansla birlikte en fazla güç akabildiği durumda sistem maliyeti beklenildiği gibi en düşük değerinde

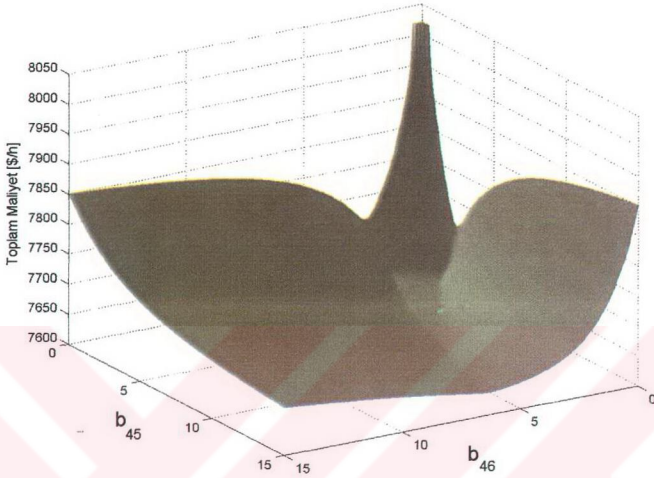
olmamaktadır ve değeri 7651.4 \$/h tir. Her iki hat içinde suseptansın en büyük olduğu değerde değilde yine belirli bir aralığında maliyet en düşük olmakta, sistemde tıkanıklık oluşmamaktadır. Tablo 6.3'te koyu ile görülen 7632.4 \$/h maliyetine karşılık gelen suseptans değerlerinde tıkanıklılık oluşmamaktadır. Yine kullanılacak TCSC suseptans değerlerini tablo 6.3'te görülen bu değerlere ayarlamalıdır. Diğer deyişle, toplam maliyet minimum değerlerini b_{46} 'nin 1.5 - 3.5 p.u. ve b_{45} 'in 2.5 - 5 p.u. arasındaki değerlerinde almaktadır. Bu değerler b_{45} ve b_{46} suseptansları için optimum değerlerdir.



Şekil 6.5 İki hattın suseptansının 0 ile 5 p.u. arasındaki değişimine göre toplam maliyet değişimi

Buradan şu sonucu çıkarabiliriz: Her hattın suseptansı için optimum bir aralık bulunabilir. Hat limitleri değişmediği sürece suseptansın değişimi çok geniş bir aralıkta maliyet fonksiyonunu düşürmeye yetmeyebilir. Suseptansın artırılması o hattan daha fazla güç akıtılmasına sebep olacak fakat bu artış hattın limitine kadar mümkün olacaktır. Hat limitinde yüklendiğinde bu hattın suseptansı artırılrsa bile bu hattan akacak güçte değişiklik olmayacak dolayısıyla sistemde tıkanıklık olacak ve üretim – yük dengesini sağlamak için akış başka hatlardan sağlanacaktır. Hat limiti sabitse bir hatta suseptans değiştirilirken başka hatların akışlarının değişmesi gerilim açısının (θ) değişiminden kaynaklanmaktadır. Bir baraya bağlı bir hattın gerilim açısının değişimi o

baraya bağılı diğer hattın gerilim açısının da değişimi olduğundan tüm sistem akışları değişecektir.



Şekil 6.6 b_{45} ve b_{46} suseptanslarının 0 ile 15 p.u. arasındaki değişimine göre toplam maliyet değişimi

Şekil 6.6'da b_{45} ve b_{46} suseptanslarının değişim aralığı 0 ile 15 p.u. arasında alınıp daha geniş bir aralıkta inceleme yapılmıştır. Suseptans değişim aralığının 0 ile 5 p.u. arasında olduğu şekil 6.5 ile farkı, değişim aralığı ve şekle farklı bir yönden bakılmasıdır. Şekil 6.6'nın bu yönü ile toplam maliyet değerinin minimum olduğu ortadaki bölge daha iyi görülmektedir. Bu bölgede hiç bir hatta tıkanıklık olmamaktadır. Bütün hatlar limitlerinin altında yüklenmektedir ve tüm baralarda fiyatlar aynı olmaktadır. Hem 4-5 hemde 4-6 hattında suseptans değeri 15 p.u. lik en yüksek değerini alsa bile bu hatların limitlerinden dolayı daha fazla güç akışı olamayacağından bu hatlarda tıkanıklık oluşur ve toplam maliyet değeri minimum değerinden yüksek çıkar. Bu inceleme ile yine suseptansın belirli bir optimum aralığı olduğu görülmüştür. Suseptans ister 5 pu'e ister 15 pu'e kadar artırılsın suseptansın bu optimum aralığı değişmez.

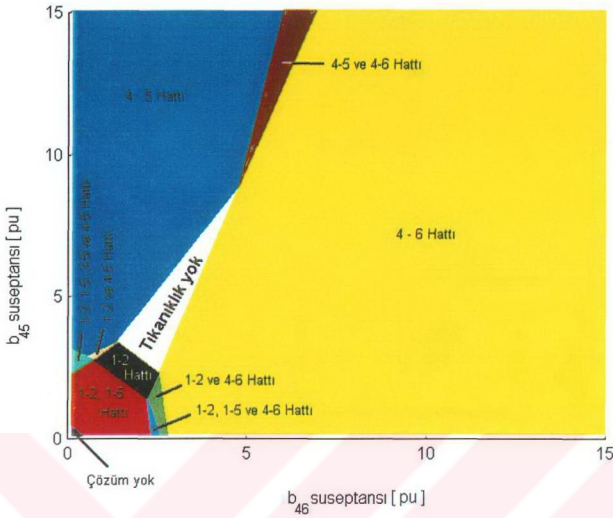
Sonuç olarak iki hattın suseptansının değişimine göre toplam maliyet fonksiyonunun değişimi incelendiğinde hat limitini değiştirmeksizin sadece tıkanıklık olan hattın

suseptansını değiştirerek sistemi rahatlatmak her zaman mümkün olamamaktadır. Bu değişim diğer hatların akışlarını da değiştireceğinden başka bir hattın tıkanmasına neden olabilir ve amaçladığımız daha düşük bara fiyatı yerine daha yüksek bir fiyat oluşabilir.

Alvarado'nun bir çalışmasında, tıkanan hattın tamamen devredışı bırakılmasının bazen sistemi rahatlatabildiği savunulmuştur [5]. O hat elektriksel olarak g akışına en uygun hatsa enerji başka bir yerden gitmek yerine bu hattan akacaktır ve g alışverişi hat kapasitesini aşacak miktarlarda ise hatta tıkanıklık meydana gelecektir. Bu hattın devredışı kalması akışın başka hatlara yönelmesine sebep olacaktır. Tıkanan hattın devredışı kalması diğer hatların akışlarını çok artırmayacaksa ve o hatlarda tıkanıklığa yol açmayacaksa uygulanabilen basit bir tıkanıklık düzenleme yöntemidir.

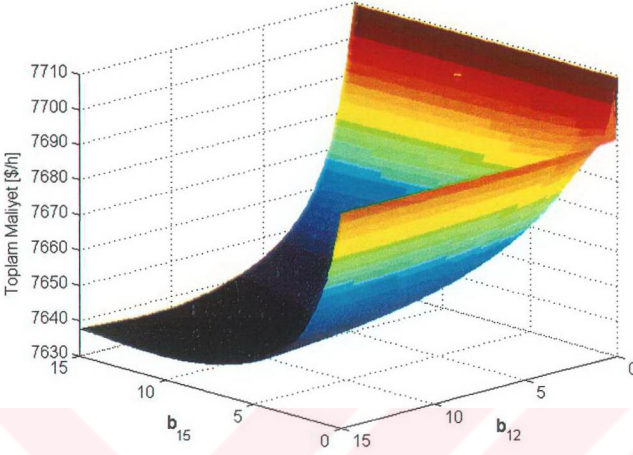
şekil 6.7'de, 4-5 ve 4-6 hattı suseptansları 0 ile 15 p.u. arasında değişirken ortaya çıkan tıkanıklılık bölgeleri ve tıkanan hatlar grlmektedir. Her iki hattın suseptansının 0 ile 15 p.u. arasında değişen değerlerine karşılık olarak farklı hat veya hatlar limitlerinde yüklenerek bu hatlarda tıkanıklık oluşmaktadır. Ayrıca hiçbir hatta tıkanıklık oluşmadığı diğer deyişle toplam maliyet değerinin minimum olduğu 'tıkanıklık yok' diye adlandırılan bölgede grlmektedir. Bu bölgenin dışında maliyet daima yüksektir.

şekil 6.7 aynı zamanda TCSC aygıtını kontrol etmek için nasıl bir kontrol algoritması oluşturulması gerektiği konusunda da önemli bir bilgiye sahiptir. Örneğin, bir kontrol algoritması bir zamanda sadece bir hatta bakarsa ve diğer kontrol edilebilen hatlara dikkat etmeden suseptansı ayarlamaya çalışırsa optimal m bulamaz. Oysa şekil 6.7'de çok açık bir şekilde grlmektedir ki b_{46} suseptansı 5 pu'in üzerinde değerler alırsa b_{45} suseptansı ne değer alırsa alsın tıkanıklık daima olacaktır. Böylece algoritmalar iterasyonun her adımında bütün kontrol edilebilen hatları dikkate alarak optimal m daha hızlı ve daha iyi bir şekilde bulma şansına sahip olurlar.



Şekil 6.7 Tıkanıklılık bölgeleri ve tıkanmış hatlar

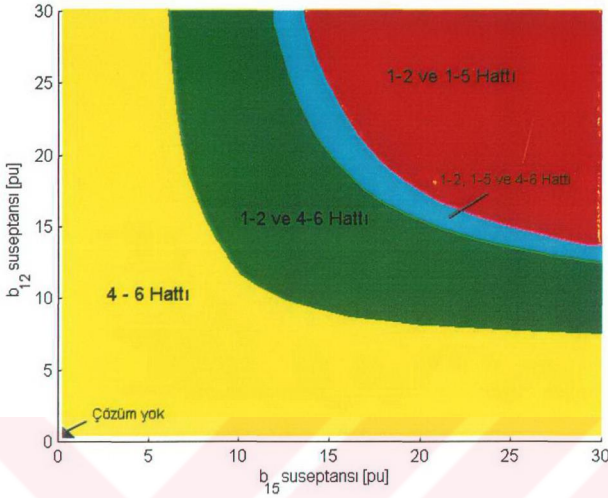
Şekil 6.8' de 1-2 ve 1-5 hatlarına ait b_{12} ve b_{15} suseptanslarının 0 ile 15 p.u. arasındaki değişimine göre maliyet fonksiyonunun değişimi incelenmiştir. Yukarıdaki incelemelerde 4-5 ve 4-6 hattında tıkanıklık olduğu görülmüş ve bu hatların suseptansı değiştirilmiştir. Burada ise tıkanıklık oluşmayan 1-2 ve 1-5 hatları seçilerek bu hatların suseptans değişimlerinin sistemin başka hatlarındaki tıkanıklığa etkileri araştırılmıştır. Diğer deyişle, tıkanıklık olan hat yerine sistemde başka hat suseptansları değiştirilirse bu durumda sistem tıkanıklığının nasıl etkilendiği araştırılmıştır. Maliyet fonksiyonunun en düşük değeri 7636.3 \$/h iken maksimum değeri 7709 \$/h olarak değişir. Bu durumda maliyet fonksiyonu tıkanıklığın olmadığı andaki 7632.4 \$/h 'lik en küçük değerini almaz çünkü sistemde b_{12} ve b_{15} suseptanslarının 0 ile 15 p.u. arasındaki değişimine rağmen tıkanıklığın olduğu hatlar vardır. Bu hatların hangileri olduğu ise Şekil 6.9'da görülmektedir. Ayrıca sistemde tıkanıklığın olmadığı herhangi bir bölge oluşmaz, değişim süresince sistemde farklı farklı hatlarda da olsa tıkanıklık hep vardır. Dolayısıyla tıkanıklık oluşan hat dışındaki başka hatların suseptanslarını değiştirmenin sistemi tıkanıklıktan çıkarmaya yetmediği görülmüştür. Hangi hatta tıkanıklık oluşmuşsa o hattın suseptansı TCSC ile değiştirilmelidir.



Şekil 6.8 b_{12} ve b_{15} suseptanslarının 0 ile 15 p.u. arasındaki değişimine göre maliyet değişimi

6.3 Suseptansla Birlikte Hat Kapasitesi Değişiminin Toplam Maliyete Etkisi

Yukarıdaki bölüm de sadece hat suseptansları belli bir aralıkta değiştirilerek toplam maliyet değişimi incelenmiştir. Bu bölümde ise aralarındaki oran sabit kalacak şekilde hem hat suseptansı hemde hat kapasitesi değiştirilerek toplam maliyetin değişimi incelenmiştir. Hat kapasitesini sabit tutup sadece hat suseptansını değiştirmek tıkanıklığı her zaman ortadan kaldırmayabilir. Bunun nedeni, suseptans değeri artırılırken güç akışında aynı zamanda artmasıdır. Fakat hat üzerindeki güç akışı hat kapasitesine ulaşırsa o hat suseptansının artması hat akışını daha fazla değiştiremez çünkü artık hatta tıkanıklık oluşmuştur. Gerçekte bara gerilim açıları suseptans değişimiyle birlikte değiştiğinden diğer hatlar üzerindeki güç akışları değişecek ve tıkanıklık başka hatlarda görülebilecektir.



Şekil 6.9 b_{12} ve b_{15} suseptanslarının değişimine göre tıkanıklık oluşan hatlar

Suseptans ve hat kapasitesi genellikle birbirlerinden bağımsız değildir. Suseptansın artması hat kapasitesinde de aynı zamanda artışa sebep olur. Bu nedenle hem 4-5 ve 4-6 hatlarının hem suseptansı hemde kapasitesinin aynı oranda artırılmasının toplam maliyete etkisi incelenmiştir. Tablo 6.4’ te b_{45} suseptansının 0.5 ile 12 p.u ve hat kapasitelerinin de aralarındaki oran sabit kalacak şekilde 10 ile 240 MW arasındaki değişimine göre toplam maliyet değişimi görülmektedir. Suseptansı belirli bir aralıkta değiştirilen 4-5 hattı dışındaki diğer hatların suseptansları 5 p.u. ve hat kapasiteleri 100 MW alınmıştır, b_{45} suseptansının 0.5 p.u. ve 1 p.u. değerleri ile hat kapasitelerinin 10 ile 20 MW lık değerlerinde sistemde bir çözüm bulunamamıştır. Çok küçük olan suseptans ve hat kapasitesi değerlerinde hat empedansları yüksek olduğundan üretim –yük dengesi sağlanamamakta ve gerçekleştirilebilir bir çözüm bulunamamaktadır. Hat suseptansı ve kapasitesi aynı oranda artırılıp sırasıyla 6 p.u ve 120 MW olursa sistemin tıkanıklıktan çıktığı toplam maliyet değerinin minimum olduğu görülmüştür , bu değerden sonraki değerlerde de toplam maliyet hep minimum değerler almıştır ve sistemin diğer hatlarında da tıkanıklık oluşmaz. Sadece suseptansın artırıldığı durumda ise hat kapasitesinden dolayı mevcut hat tıkanıklıktan çıkamadığı gibi başka bir hatta da güç

akışının artmasından dolayı tıkanıklık oluşabiliyordu. Hattın hem suseptansı hemde kapasitesi artırılırsa hiçbir kısıtlama zorlanmadan toplam maliyet değeri belli bir suseptans ve kapasite değerinden sonra minimum olmakta, bara fiyatları düşmekte ve sistemde tıkanıklık tamamen ortadan kalkmaktadır.

Tablo 6.4 Hat 4-5 suseptans ve kapasitesinin sabit oranda artırılmasıyla toplam maliyet değişimi

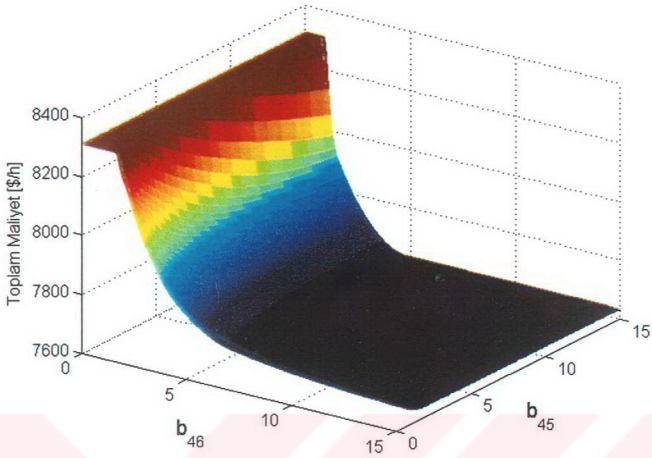
b_{45}	P_{45}^{mak}	Toplam Maliyet Değeri
0.5	10	Çözüm yok
1	20	Çözüm yok
1.5	30	8126.2
2	40	7954.9
2.5	50	7876.9
3	60	7812
3.5	70	7757
4	80	7711.9
4.5	90	7676.7
5	100	7651.4
5.5	110	7636
6	120	7632.4
6.5	130	7632.4
7	140	7632.4
7.5	150	7632.4
8	160	7632.4
8.5	170	7632.4
9	180	7632.4
9.5	190	7632.4
10	200	7632.4
10.5	210	7632.4
11	220	7632.4
11.5	230	7632.4
12	240	7632.4

Tablo 6.5'te ise 4-6 hattı suseptansının 0.5 ile 12 p.u ve hat kapasitelerinin de suseptans ile aralarındaki oran sabit kalacak şekilde 10 ile 240 MW arasındaki değişimine göre toplam maliyet değişimi görülmektedir. Suseptansı değiştirilen 4-6 hattı dışındaki diğer hatların suseptansları 5 p.u. ve kapasiteleri 100 MW alınmıştır. Suseptansın 10.5 p.u. ve

hat kapasitesinin 210 MW'lık değerinden itibaren toplam maliyet değeri minimum çıkmaktadır. Sistemde sadece tıkanıklık olan 4-6 hattının güçlendirilmesiyle diğer hatlarda herhangi bir değişime gerek kalmadan tıkanıklıktan kurtulmak mümkün olmaktadır.

Tablo 6.5. Hat 4-6 suseptans ve hat kapasitesinin sabit oranda artırılmasıyla toplam maliyet değişimi

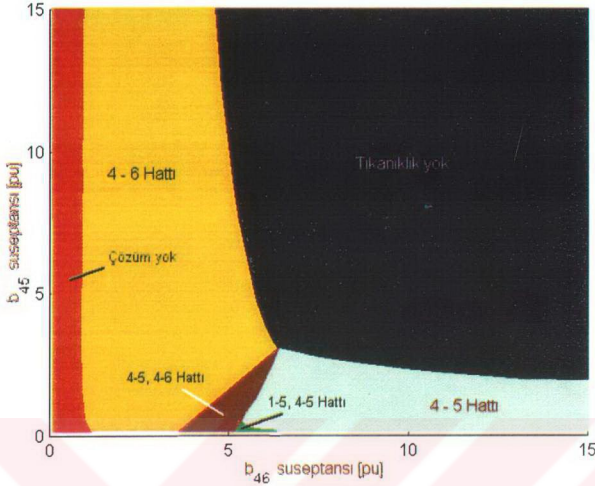
b_{46}	P_{46}^{mak}	Toplam maliyet değeri
0.5	10	7776.5
1	20	7740.8
1.5	30	7714.7
2	40	7697.9
2.5	50	7685.8
3	60	7675.9
3.5	70	7667.9
4	80	7661.3
4.5	90	7655.9
5	100	7651.4
5.5	110	7647.7
6	120	7644.6
6.5	130	7642
7	140	7639.8
7.5	150	7638.1
8	160	7636.6
8.5	170	7635.3
9	180	7634.3
9.5	190	7633.5
10	200	7632.8
10.5	210	7632.4
11	220	7632.4
11.5	230	7632.4
12	240	7632.4



Şekil 6.10 Suseptansla birlikte hat kapasitesi değişiminin toplam maliyete etkisi

Şekil 6.10'da görülen tıkanan hattın suseptansla birlikte hat kapasitesinin de artırılarak yapılan çözümünde oldukça geniş bir bölgede sistemin toplam maliyetinin minimum olduğu görülmüştür. Aynı zamanda Şekil 6.10'da koyu mavi görülen bu bölge tıkanıklığın olmadığı bölgedir. Sadece suseptansın değişimine göre toplam maliyetin değişiminin incelendiği Şekil 6.6 ile suseptans ve hat kapasitesinin beraber değiştirilmesinden elde edilen Şekil 6.10 kıyaslanırsa Şekil 6.10'da toplam maliyet değerinin minimum olduğu dolayısıyla tıkanıklığın olmadığı bölgenin daha geniş olduğu görülür. Hem suseptansın hem de kapasitenin artırılarak hattın güçlendirilmesi her zaman tıkanıklıktan çıkmak için daha iyi bir çözüm sağlar.

Şekil 6.11'de ise 4-5 ile 4-6 hattı suseptans ve kapasitesinin aynı oranda değişimi sırasında hangi hatlarda tıkanıklık olduğu görülmüştür. Tıkanıklığın olmadığı bölge oldukça geniştir. Çünkü suseptansla birlikte hat kapasitesi de arttığından bu hatta tıkanıklık oluşmaz ve bu hat kapasitesi yeterli olduğundan akış, başka hatlara kayıp bu hatları yüklemeyi için başka hatlarda da tıkanıklık oluşmaz. Böylece hem suseptansı hemde kapasiteyi artırmak tıkanıklık için daha iyi bir çözüm sağlar.



Şekil 6.11 Suseptansla birlikte hat kapasitesi de değiştirilirse hatların tıkanıklık durumu

Hem hat suseptansının hem de hat kapasitesinin artırılarak bir hattı güçlendirmenin toplam sistem maliyeti üzerindeki etkisini görmek için daha önce hesaplanan hat suseptansı etkisi ile kapasite artışının etkisi birleştirilmiştir. Hat kapasitesi ϵ MW kadar

artırırsa suseptanstaki artış $\epsilon \frac{b_{ij}}{P_{ij}^{mak}}$ kadar olacaktır. Bütün hatların suseptansları 5 p.u.

ve kapasiteleri 100 MW alınarak hat kapasiteleri değişiminin toplam sistem maliyeti üzerindeki etkisi 1-2 hattından başlamak üzere incelenirse,

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{12}^{mak}} = \left(\frac{-b_{12}}{P_{12}^{mak}} \right) \frac{dTM}{db_{12}} = \left(\frac{-5}{100} \right) \times -2.577 = 0.1288 \text{ } (\$/h) / \text{MW} \quad (6.32)$$

olarak hesaplanmıştır. Benzer olarak diğer hatlar için de hesaplanırsa,

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{15}^{mak}} = \left(\frac{-5}{100} \right) \frac{dTM}{db_{15}} = -0.05 \times -1.954 = 0.097 \text{ } (\$/h) / \text{MW} \quad (6.33)$$

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{24}^{mak}} = \left(\frac{-5}{100} \right) \frac{dTM}{db_{24}} = -0.05 \times 1.8187 = -0.0909 \text{ (\$/h) / MW} \quad (6.34)$$

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{35}^{mak}} = \left(\frac{-5}{100} \right) \frac{dTM}{db_{35}} = -0.05 \times -3.9 = 0.195 \text{ (\$/h) / MW} \quad (6.35)$$

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{36}^{mak}} = \left(\frac{-5}{100} \right) \frac{dTM}{db_{36}} = -0.05 \times 0 = 0 \text{ (\$/h) / MW} \quad (6.36)$$

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{45}^{mak}} = \left(\frac{-5}{100} \right) \frac{dTM}{db_{45}} = -0.05 \times -8.136 = 0.4 \text{ (\$/h) / MW} \quad (6.37)$$

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{46}^{mak}} = -\mu_{46} - \left(\frac{-5}{100} \right) \frac{dTM}{db_{46}} = -2.77 - (-0.05) \times (-14.75) = -2.0325 \text{ (\$/h)/MW} \quad (6.38)$$

olduğu görülmüştür.

$$\frac{\partial TM}{\partial P_{46}^{mak}} = \lambda_4 - \lambda_6 = 13.62 - 15.65 = -2.03 \text{ (\$/h) / MW} \quad (6.39)$$

Toplam sistem maliyetinin 4-6 hattı kapasitesine göre değişiminin 4 ve 6 baraları arasındaki fiyat farkına diğer deyişle tıkanıklık yüküne eşit olduğu görülmüştür. Bu tesadüf değildir. b_{46} suseptansı ile orantılı olarak ϵ kadar P_{46}^{mak} hat kapasitesinin artması bara açılarında bir değişiklik olmaksızın yeni kapasite değerine hat akışını artırır. Bara fiyatlarının tanımından 4 barasından 6 barasına ϵ MW lık ek bir transferin,

$$\epsilon \cdot (\lambda_4 - \lambda_6) = -2.03 \epsilon \quad (6.40)$$

değerinde olduğu bilinir. Aynı durum diğer hatlar için geçerli değildir. Çünkü suseptansla orantılı olarak hat kapasitesindeki artış hat akışında aynı oranda bir artışla sonuçlanmaz. Bu durum sadece tıkanıklık olan hatlar için sözkonusudur. Böylece 4-6 hattının güçlendirilmesi tıkanıklıktan uzaklaşmak için yeterlidir. Tıkanan 4-6 hattı yerine paralel diğer yolun suseptansını büyütürak akışı buradan sağlayıp 4-6 hattının tıkanıklığı kaldırılmaya çalışılsa çevrim akışlarından dolayı tıkanıklıktaki artış, 4-6 hattının kapasitesinin artırılmasından daha büyük olacağından diğer hatlar yerine tıkanan 4-6 hattını güçlendirmek daha iyi bir yaklaşım olur.

7. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Üretim ve tüketim birimlerinin serbest olarak enerji alışverişleri yapması bazen hat kapasiteleri tarafından kısıtlanır. Bu kısıtlama sonucunda elektrik piyasasının serbest rekabet gücü düşer ve bazı üreticilerin haksız kazanç sağlamasına neden olabilir. Bu da elektrik enerjisinin topluma maliyetini arttırır. Hat kısıtlamalarının söz konusu olduğu üretim-tüketim dengesinde, bu çalışmada da incelenen çeşitli tıkanıklık düzenleme yöntemleri ile tıkanıklık düzenlenir ve güç akışları buna göre belirlenir. Bu yöntemler kısa süreleri göz önüne alan tıkanıklık düzenleme yöntemleridir ve parametreleri değişmeyen hatlar göz önüne alınarak yapılır. Tıkanıklık her zaman elektrik enerjisi maliyetlerini yükseltir ve iletim hattının benzer bölgelerinde sürekli oluşan tıkanıklıklar bu maliyetlerin büyümesine neden olur. Sürekli tıkanıklık oluşan ve dolayısıyla bara fiyatları yüksek olan yerlerde yeni yapılanmayla birlikte amaçlanan elektrik enerji piyasası gerçekleşemez. Müşteriler enerji için daha fazla para öderler. Buradaki hatlara ya yeni hatlar ekleyerek yada FACTS aygıtlarıyla hattan akan akışlar kontrol edilerek uzun süreli tıkanıklık çözümleri sağlamak gerekir. Aksi takdirde amaçlanan rekabetçi ortam sağlanamaz. Bu çözümlerin her ikisi de hattın suseptansını ve kapasitesini etkiler. Bu nedenle bu çalışma da iletim hat suseptansı ve hat kapasitesi değişiminin üretim maliyetine dayandırılarak tıkanıklık üzerindeki etkileri incelenmiştir. Toplam maliyetin hat suseptansı ve kapasitesine duyarlılığı matematiksel model oluşturularak hesaplanmıştır. Ayrıca hat parametreleri değişirken toplam maliyetteki değişimleri incelemek ve hatlarda ortaya çıkan tıkanıklık durumlarını görmek için sequential quadratic programlama kullanan bir algoritma geliştirilmiştir. Bu çalışmalar elektrik enerji piyasalarını planlayan ve çalıştıran mühendisler için önemli olacaktır. Yapılan incelemelerde elde edilen sonuçlar aşağıda verilmiştir.

- Üretim maliyetlerinin suseptanslara göre duyarlılık analizinde, sistem maliyetinin en duyarlı olduğu hat suseptansı, tıkanıklık olan hattın suseptansı çıkmıştır. Tıkanıklık oluşan hattın suseptansını değiştirmenin maliyet üzerinde en büyük etkiye sahip olduğu görülmüştür.

- Hat kapasitesi sabit tutulup sadece hat suseptansı artırılırken her hattın suseptansı için optimum bir aralık bulunabilir. Suseptansın bu değer aralığında tıkanıklık oluşmazken bu aralığın altındaki ve üstündeki değerlerde tıkanıklık oluşabilir. Bu sonuç özellikle hattın akan güç kontrolünde gelecekte FACTS (esnek alternatif akım iletim) sistemlerinin kullanılmasının yaygınlaşması ile birlikte önemli olmaktadır. Optimum çözüm için hat parametrelerinin hangi aralıkta değişmesi gerektiğinin bilinmesi ve bu aralıklara göre FACTS cihazlarının kontrolünün sağlanması gerekir.
- Hem hat suseptansı hem de hat kapasitesi aralarındaki oran aynı kalacak şekilde artırılırsa akışın başka hatlara kaymasına gerek kalmadan sistemin tamamen tıkanıklıktan çıktığı görülmüştür.
- Tıkanıklık oluşan hat dışındaki başka hatların suseptanslarını değiştirmenin en düşük maliyetle sistemi tıkanıklıktan çıkarmaya yetmediği görülür. Hangi hatta tıkanıklık oluşmuşsa o hattın suseptansı TCSC ile değiştirilmelidir. Böylece tıkanıklıktan sistem maliyetleri daha az etkilenecek uzaklaşır.
- Bir kontrol algoritması bir zamanda sadece bir hatta bakarsa ve diğer kontrol edilebilen hatlara dikkat etmeden suseptansı ayarlamaya çalışırsa optimal çözüm bulamayabilir. Oysa bu inceleme de tıkanıklığı ortadan kaldırmak için sadece tek bir hat suseptansını ayarlamanın yeterli olmadığı, diğer hatların suseptansına da dikkat etmek gerektiği görülmüştür.. Böylece algoritmalar iterasyonun her adımında bütün kontrol edilebilen hatları dikkate alarak optimal çözümü daha hızlı ve daha iyi bir şekilde bulma şansına sahip olurlar.
- Tıkanıklığın uzun süreli düzenlenmesi, hat parametrelerine maliyet duyarlılığının dikkatli bir analizini gerektirir. Bu analizler tıkanıklığı uzun süreli olarak verimli bir şekilde ortadan kaldırmak için hangi hatların öncelikli olarak güçlendirilmesi gerektiği konusunda planlayıcılara rehberlik eder.

Tartışma

Bu çalışmada yükler sabit alınmıştır. Yüklerin değişken olduğu durumlardaki incelemeler bu çalışmanın devamında yapılacak araştırmalardır. Amaç fonksiyonu olarak havuz modelinde üretim maliyeti gözönüne alınmıştır. Yüklerin fiyata duyarlı olduğu durumlarla beraber üretim ve yük maliyetlerinin birlikte ele alındığı sosyal refaha göre amaç fonksiyonunda da incelemeler yapmak mümkündür.

Türkiye 3.3.2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile tüm dünyada olduğu gibi yeni bir yapılanmaya girmiştir. Bu kanunun amacı; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır. Ülkemizin enerji sektöründe bu yeni yapılanmaya doğru gitmesi yeni araştırma alanları yaratacaktır.



KAYNAKLAR

- [1] **Christie, R.D. and Bose, A.**, August 1996. Load frequency control issues in power system operations after deregulation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, 1191-1200.
- [2] **Ilic, M., Galiana, F. and Fink, L.**, 1998. Power Systems Restructuring: Engineering and Economics, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts.
- [3] **Dale, L.A. and Zhu, M.**, 1998. Optimal planning of the transmission system in the privatised electricity industry in England and Wales, *Powercon International Conference*, China, 27-31.
- [4] **Singh, H., Hao S., and Papalexopoulos A.**, May 1998. Transmission congestion management in competitive electricity markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, 672-680.
- [5] **Alvarado, F. L.** , May 1997. Congestion management in an open market, *PICA Conference, Tutorial on Future Needs and Trends in Power System Computing*.
- [6] **Christie, R.D., Wollenberg, B.F. and Wangensteen, I.**, February 2000. Transmission management in the deregulated environment, *Proceedings of the IEEE*, 88(2), 170-195.
- [7] **Fang, R.S. and David, A.K.**, August 1999. Transmission congestion management in an electricity market, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, 877-883.
- [8] **Glavitsch, H. and Alvarado, F.**, August 1998. Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, 1013-1019.
- [9] **Gribik, P.R., Angelidis, G.A. and Kovacs, R.R.**, August 1999. Transmission access and pricing with multiple separate energy forward markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, 865-876.

- [10] **Gedra, T.W.**, February 1999. On transmission congestion and pricing, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, 241-248.
- [11] **Shirmohammadi, D., et al.**, November 1998. Transmission dispatch and congestion management in the emerging energy market structures, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, 1466-1474.
- [12] **Alaywan, Z.**, Facilitating the congestion management market in California. *California ISO web page*, <http://www.caiso.com>
- [13] **Gomez, T. and Marnay, C.**, April 1999. Transmission pricing and congestion management in California, *LBNL Internal Report*.
- [14] **Shahidehpour, M.**, Jan/Feb 2004. Investing in expansion the many issues that cloud transmission planning, *IEEE Power&Energy Magazine*, Vol.2, No.1, 14-18.
- [15] **Rahimi, F.A. and Vojdani, A.**, January 1999. Meet the emerging transmission market segments, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 12, No. 1, 26-32.
- [16] **Balmat, B.M. and DiCaprio, A.M.**, 2002. The PJM Energy Market (U.S.), *Transmission and Distribution Conference and Exhibition* , Asia Pacific, IEEE / PES, Vol.2, 1479-1481.
- [17] **Nakashima, T. and Niimura, T.**, August 2002. Market plurality and manipulation: performance comparison of independent system operators, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, 762-767.
- [18] **Fosso, O.B., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B. and Wangensteen, I.**, February 1999. Generation scheduling in a deregulated system: The Norwegian case, *IEEE Transactions on Power systems*, Vol. 14, No.1, 75-81.
- [19] **Huang, G. and Hsieh, S.C.**, May 1998. Fast textured algorithms for optimal power delivery problems in deregulated environments, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, 493-500.
- [20] **Bakken, B.H. and Grande, O.S.**, Nov. 1998. Automatic generation control in a deregulated power system, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, 1401-1406.

- [21] **Fink, L.H. and Son, P.J.M.**, May 1998. On system control within a restructured industry, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, No. 4, 611-616.
- [22] **Lauby, M. and Reddy, R.**, 1998. Deregulation and electricity markets in the USA, *International Conference on Power System Technology Proceedings, Powercon 98*, China, August 1998, 23-26.
- [23] **Wu, F.F. and Varaiya, P.**, 1999. Coordinated multilateral trades for electric power networks: theory and implementation, *Electrical Power and Energy Systems*, 21, 75-102.
- [24] **Alaywan, Z. and Allen, J.**, November 1998. California electric restructuring; A broad description of the development of the California ISO, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, 1445-1452.
- [25] **California ISO Web Page**, [http:// www.caiso.com](http://www.caiso.com)
- [26] **Stahlkopt, K.**, June 2001. Technology offers solutions to the current power crisis, *IEEE Spectrum*, 14-15.
- [27] California Electricity Situation, May 2001. *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 21, Issue. 5, 10-12.
- [28] **Amelink, H.**, April 2001. Power system engineers in the restructured utility industry, *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 14, No. 2, 10-12.
- [29] **Tabors, R.D.**, 2001. Forward markets for transmission that clear at LMP: a hybrid proposal, *IEEE Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, 1-8.
- [30] **Dehdashti, E.S.**, Sep/Oct. 2004. Developing countries, restructuring with benefits from competition (or not), *IEEE Power&Energy Magazine*, Vol.2, No.5, 16-23.
- [31] **Zobian, A. and Ilic, M.D.**, May 1997. Unbundling of transmission and ancillary services, Part I: Technical Issues, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, 539-548.
- [32] **Fink, L.H., Ilic, M.D. and Galiana, F.D.**, 1997. Transmission access rights and tariffs, *Electric Power Systems Research*, 43, 197-206.

- [33] **David, A.K.**, Feb 1998. Dispatch methodologies for open access transmission systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 1, 46-53.
- [34] **Galiana, F.D. and Ilic, M.**, May 1998. A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, 681-687.
- [35] **Fang, R.S. and David, A.K.**, May 1999. Optimal dispatch under transmission contracts, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 2, 732-737.
- [36] **Baran, M. E., Banunarayanan, V. and Garren, K. E.**, May 2000. Equitable allocation of congestion relief cost to transactions, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, 579-585.
- [37] **Finney, J. D., Othman, A. H. and Rutz, W. L.**, August 1997. Evaluating transmission congestion constraints in system planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, 1143-1150.
- [38] **Aganagic, M., Abdul-Rahman, K. H. and Waight, J. G.**, August 1998. Spot pricing of capacities for generation and transmission of reserve in an extended poolco model, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, 1128-1134.
- [39] **Sun, D.**, 2000. Market-based congestion management, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 127.
- [40] National Grid Company Web page ,

[http:// www.nationalgrid.com/uk/activities/mn_constraints](http://www.nationalgrid.com/uk/activities/mn_constraints)
- [41] **Seeley, K., Lawarree, J. and Liu, C. C.**, February 2000. Analysis of electricity market rules and their effects on strategic behaviour in a noncongestive grid, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, 157-162.
- [42] **Zobian, A. and Ilic, M.D.**, May 1997. Unbundling of transmission and ancillary services, Part II: Cost- based pricing framework, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, 549-558.
- [43] **Leite da Silva, A.M., Lima, M.J.W. and Anders, G.J.**, November 1999. Available transmission capability-sell firm or interruptible?, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, 1299-1305.

- [44] **Lima, M.J.W. and Oliveira, E.J.**, November 1998. The long-term impact of transmission pricing, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, 1514-1520.
- [45] **Allen, E. H.**, February 2000. Reserve markets for power systems reliability, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, 228-233.
- [46] **Hale, D. R., Overbye, T. J. and Leckey, T.**, 2000. Competition requires transmission capacity: the case for the U.S.Northeast, *Regulation*, 23(2), 40-46.
- [47] **Bompard, E., Correia, P., Gross, G., Amelin, M.**, February 2003. Congestion-management schemes: a comparative analysis under a unified framework, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, 346-352.
- [48] **Giesbertz, P. and Türkucar, T.**, September 2001. Methodologies for cross border congestion management, *Seminar on Electricity Interconnections Liberalization and Trade (SELIT)*, Istanbul, Turkey, 75-79.
- [49] **Hogan, W.**, August 2000. Flowgate rights and wrongs, <http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.ksg/>
- [50] **Hogan, W.**, February 1992, Contract networks for electric power transmission: technical reference, <http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.ksg/>
- [51] **Oren, S.S., et al.**, December 1994. Nodal prices and transmission rights:a critical appraisal, *University of California, Berkeley*.
- [52] **Chao, H. and Huntington, H.G.**, 1998. Nodes and zones in electricity markets: seeking simplified congestion pricing, in *Designing Competitive Electricity Market*, pp. 33-62, ed. W.W. Hogan, Kluwer Academic Publishers.
- [53] **Ott, A.**, 1999. PJM: A full service ISO market evolution (Panel on evolution of electricity market structures, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2, 746-748
- [54] **Coleman, T., Branch, M.A. and Grace, A.**, Optimization Toolbox for use with Matlab, *User's Guide*, 2-23.

- [55] **Wei, P., Ni, Y. and Wu, F.F.**, Nov. 2002. Decentralised approach for congestion management and congestion price discovering, *IEE Proceedings Generation Transmission Distribution*, Vol.149, No.6, 645-652.
- [56] **Deladreue, S., Brouaye, F., Bastard, P. and Peligry, L.**, Feb. 2003. Using two multivariate methods for line congestion study in transmission systems under uncertainty, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.18, No.1, 353-358.
- [57] **De la Torre, T., Feltes, J.W., San Roman, T.G. and Merrill H.M.**, May 1999. Deregulation, privatization and competition: transmission planning under uncertainty, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.2, 460-465.
- [58] **Kaltenbach, J.C., Peschon, J. and Gehrig, E.H.**, Jan 1970. A mathematical optimization technique for the expansion of electric power transmission systems, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol.Pas-89, No.1, 113-119.
- [59] **Villasana, R., Garver, L. L. and Salon, S. J.**, Feb. 1985. Transmission network planning using linear programming, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. Pas-104, No.2, 349-356.
- [60] **Jr., A. S., França, P. M. and Said, A.**, Feb. 1989. An optimization model for long-range transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.4, No.1, 94-101.
- [61] **Greene, S., Dobson, I. and Alvarado, F.L.**, Feb. 1997. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, No.1, 262-272.
- [62] **Song, Y. H., Johns, A.T.**, 1999. Flexible ac transmission systems (FACTS), *The Institution of Electrical Engineers*: London, 29-39.
- [63] **Hingorani, N.G.**, 1993. Flexible ac transmission, *IEEE Spectrum*, 40-45.
- [64] **Gribik, P. R., Shirmohammadi, D., Hao, S., Thomas C.L. and Little A.D.**, 1990. Optimal power flow sensitivity analysis, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 969-976.

- [65] **Alomoush, M.I.**, Aug. 2003. Derivation of UPFC DC load flow model with examples of its use in restructured power systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.18, No.3, 1173-1180.
- [66] **Weber, J. D., Overbye, T. J. and DeMarco C. L.**, 1999. Modeling the consumer benefit in the optimal power flow, *Decision Support Systems*, 24, 279-296.



EK A. SÖZLÜK

Ancillary Services: Yardımcı Servisler: Müşterilere elektrik servisini sağlamak için gerekli olan ve Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC) tarafından tanımlanan altı ayrı servis: reaktif güç, yük takibi, kayıp kompanzasyonu, enerji dengesizliği, programlama ve paylaşım servisleri, sistem koruma (çalışma rezervleri).

Bilateral Trade: İkili (İki Taraflı) Anlaşma : Bir güç üreticisi ve tüketici arasındaki veya merkezi bir güç havuzunun dışındaki broker(komisyoncu) ile üretici arasındaki direk bir alışverişi.

Capacity: Kapasite: Bir generatör, türbin, transformatör, iletim hattı, istasyon için gerekli yada mevcut elektrik güç miktarı.

Capacity Externality: Kapasitenin Dış Faktörleri: Hizmet kaybı yada kesintiyi önlemek için yeterli rezerv güç miktarını sağlamayla ilgili dış faktörler.

Clearing: Değiş tokuş (Takas): Vereceğini alacağına karşılık tutarak ödeme.

Competitive Pricing: Piyasaya Dayalı Fiyatlandırma: Rekabete yada spot piyasaya dayalı fiyatlandırma. Böylece fiyat, güç üretiminin gerçek maliyetini bir yıllık ortalama maliyetten daha iyi yansıtır.

Congestion: Tıkanıklık: Sistemde bir yada daha fazla elemanın (genellikle iletim hatları yada transformatörler) aşırı yüklenmesine yol açan çalışma koşullarının sonucudur. Rekabet ortamında çok sayıda güç alışveriş kümesinin mevcut olması ve bunların birbirinden bağımsız olarak aynı anda iletim hatlarını kullanmak istemeleri nedeniyle daha da önem kazanır.

Congestion Costs: Tıkanıklık Maliyeti: Bir tesisin kullanımında bir artış olursa ve bu tesis yoğunluktan dolayı tıkanırsa mevcut kullanıcılara bir maliyetle bu durum yansıtılır.

Congestion Pricing: İletim Tıkanıklığının Fiyatlandırılması: İletim miktarının ani talebine dayalı olarak iletim servisinin fiyatlandırılması işlemi.

Consumer's Equilibrium: Tüketici Dengesi: Tüketicinin gelirini çeşitli gereksinimleri arasında en uygun biçimde paylaşmakla sağlayacağı denge.

Consumer's Surplus: Tüketici Rantı: Tüketicinin ödeyebileceği yada ödemeyi göze aldığı yüksek fiyatla, ödediği düşük fiyat arasındaki fark. Tüketici artığı yada tüketici karı da denir.

Contract Network: Anlaşma Şebekesi Sahipliği: Bu sahiplikte bir kullanıcı bir tesise sahip değildir fakat verilen bir bölgeye güç verme hakkı yada bir yerden güç alma hakkı vardır.

Control Area: Kontrol Alanı: Sürekli olarak talebi karşılamak için üretimini doğrudan kontrol eden, elektrik alışverişi görevini yerine getiren ve enterkonnekte sistemin gerilim ve akımının frekansını kararlı yapan ve ayarlamaya yardım eden bir elektrik sistemi.

Cost of Capital: Fon Maliyeti: Tahvil sahibinden fonları ödünç alma ve borsaya para yatırmayı sağlamak için gerek duyulan hissedarları kompanze etme maliyeti.

Cost of Service Regulation: Servis Ayarlama Maliyeti: Elektrik fiyat programlarını belirlemek için kullanılan bir fiyatlandırma kavramı.

Demand (Electric): Elektrik Ücreti: Elektrik enerjisinin bir sistem, bir sistemin kısmı yada ekipmanın parçası tarafından ani yada herhangi ayarlanmış zamanda ortalama olarak belirlenen fiyatı.

Deregulation: Kurumsal Serbestleşme: Devletin ekonomiye yaptığı müdahale, düzenleme ve kontrollerin azaltılması ve mümkün olduğu ölçüde kaldırılması. Kurumsal serbestleşmenin iki temel unsuru vardır. Birincisi devletin ekonomiye olan müdahalelerinin ve düzenlemelerin azaltılması veya tamamen ortadan kaldırılmasıdır. İkincisi ise fiyatların piyasa şartlarına göre serbestçe oluşmasına izin verilmesidir.

Economic Efficiency: Ekonomik Verimlilik: Ürünlerin ve servislerin üretim ve tüketimlerinin optimal seviyesi. Bu genel olarak ürünlerin ve servislerin fiyatları onların marjinal maliyetlerini yansıttığı zaman oluşur.

Elasticity of Demand: Talep Esnekliği: Fiyat değişimlerine karşı alıcıların gösterdikleri birbirinden farklı tepkiler. Genel talep yasasına göre talep, fiyatlarla sıkıca ilişkilidir, fiyatlar yükselince talep azalır ve fiyatlar düşüncü talep çoğalır. Ama bu kesin bir yasa değildir ve her zaman böyle gerçekleşmez. Kimi zaman fiyatlar yükseldiği halde talepte yükselir yada aynı kalır. Deyim bu esnekliği dile getirir.

Electric Utility: Elektrik Satış Şirketleri: Son kullanıcıya elektrik enerjisi satan, tekel bir devlet kurumu yada herhangi bir özel şirket.

Energy Imbalance: Enerji Dengeleme Servisi: Gerçek talep ve üretim anlaşma yapılmış yada programlanmış miktarlara eşit değil iken sistemi dengede tutmak için gerekli olan yardımcı bir servistir. Örneğin, bir anlaşma, sabah 8 ile 9 saatleri arasında belirli bir müşteriye 100 MW vereceğini kabul etmişse fakat müşteri talebini 110 MW'a yükselmişse, 10 MW'lık fazlalık, sistemi dengede tutmak için sağlanmalıdır.

EPACT: 1992 Enerji Polİçe Yasası: EPACT yeni bir güç generatör sınıfı yarattı ve iletim şebekesine grupların erişimi için FERC'in otoritesini kabul etti.

Exempt Wholesale Generator (EWG) : Yeni Üretim Grubu: 1935 Elektrik Yasasının şart koştuğu finansal ve yasal kısıtlamalardan hariç tutulan, 1992 Elektrik Yasasına uygun bir elektrik üreticisi.

Externalities: Dış Faktörler: Bir ürünün parasal maliyetini ilgilendirmeyen toplumu ilgilendiren dış faktörler (örneğin, elektrik üretiminin sebep olduğu hava kirliliği gibi.)

Federal Energy Regulatory Commission (FERC): Federal Enerji Düzenleme Komisyonu: Güç satış koşullarını ve fiyatlarını ayarlayan bunun yanında tüm iletim servislerinin koşullarını ve fiyatını ayarlayan bir federal devlet dairesi.

Flowgate :Ticari İletim Hatları: Güç akışlarının kısıtlanması ihtimalinin yüksek olduğu yerleri tanımlar ve ticari olarak önemli iletim hatlarına denir.

Forced Outage Rate: Zorunlu Kesinti Zamanı: Bir üretim biriminin istem dışı devreden çıkarıldığı zaman dilimi.

Frequency Regulation: Frekansın Ayarlanması: Kontrolör tarafından enterkonnekte sistemin frekansının ayarlanması.

Gas- Fired Generator: **Gaz Yakıtlı Santral:** Tahrik makinası bir gaz türbini olan santral.

General and Administrative (G&A) Expenses: **Genel ve İdari Masraflar:** Genellikle, belli bir prosese yada ürüne direk olarak devredilemeyen genel giderlerle ilgili maliyetler.

Gross Generation: **Kesintisiz (Brüt) Üretim:** Bir üretim istasyonu yada istasyonlarında üretim birimleri tarafından üretilmiş, generatör uçlarında ölçülmüş elektrik enerjisinin toplam miktarı.

Independent Power Producers: **Bağımsız Elektrik Üreticileri:** Devlet tarafından görevlendirilen kuruluştan bağımsız olarak elektrik üretilip başkalarına satmak üzere tesis kuran ve işleten kuruluştur. Bu kuruluşlar ürettikleri elektriği bölgede görevli üretim ve/veya dağıtım kuruluşlarına veya tüketicilere satmak üzere uzun dönemli anlaşmalarla yola çıkarlar.

Independent System Operator (ISO): **Bağımsız Sistem Operatörü (BSO):** Güç sisteminin anlık dengesini sağlamaktan sorumlu bağımsız bir operatör. BSO sistemde mevcut üreticileri ve yükleri eşleştirebilmek için esnek santrallerin dağıtımlarını kontrol ederek görevini yerine getirir.

Investor- Owned Utility(IOU): **Özelleştirilmiş Kamu Hizmet Kuruluşları:** Kamu hizmet kuruluşu servislerini sağlayan, hissedarlar tarafından sahiplenilmiş, kar amaçlayan şirket.

Load (Electric): **Elektrik Yüğü:** Sistem üzerindeki noktalarda yada herhangi belirli bir noktada gerek duyulan yada talep edilen elektrik güç miktarı.

Load Diversity: **Yük Farklılığı:** Günün farklı zamanlarında puant güç çeken müşteri uygulamaları, öyleki puant ve puant dışı talep seviyeleri arasındaki fark azalır. Yük farklılığı sistemin çalışma maliyetini ve güvenilirliğini sağlamak için gerekli sermaye yatırımlarını azaltır.

Load Duration Curve: **Yük- Zaman Eğrisi:** Absiste saat, ordinatta yük değerleri olan zamana karşı sistem yük eğrisi.

Load Following: **Yük Takibi:** Müşteri talebindeki değişimleri dakika dakika izlemek için bir elektrik güç sisteminin üretimini ayarlama yeteneği.

Load Shifting: **Yük Kaydırılması:** Puant talep peryodundan daha az talep peryoduna elektrik tüketiminin kaydırılma işlemi.

Loss Compensation: **Kayıp Kompanzasyonu:** İletim ve dağıtım sistemlerinde meydana gelen kayıpları kompanze etmek için en uç kullanıcı tarafından talep edilmiş miktarın dışında ek elektrik üretimini gerektiren bir yardımcı servis. Diğer bir deyişle, sistem yüzde 5 kayıp oranına sahipse, 100 MWh müşteri ihtiyacını karşılamak için 105 MWh üretimin olması gerekir.

Loss of Load Probability: **Yük Kayıp Olasılığı:** Herhangi bir zaman aralığında bir kesinti meydana gelme olasılığı.

Marjinal Cost: **Marjinal Maliyet:** Yatırım maliyetlerine bakmaksızın eklenecek yeni bir üretim biriminin kWh elektrik sağlamanın elektrik satış şirketine maliyeti. Eklenen birimlerin maliyeti önce azalırken sonra artmaya başlar. Marjinal maliyetin bilinmesi demek, maliyetin azalma seyrinde en son birimin hangisi olduğunu bilmek demektir.

Marjinal Cost Pricing: Marjinal Maliyetin Fiyatlandırılması: Elektrik üretiminin kWh maliyetine dayandırılmış fiyatlandırma.

Marjinal Unserved Energy: Marjinal Sağlanamayan (müşteriye verilemeyen) Enerji: Artan güç miktarına ilave olarak azalan servis dışı enerji miktarı.

Market Power: Piyasa Gücü: Bir şirketin üretim maliyetinin üstünde fiyat oluşturma yeteneği. Tam elektrik enerji piyasalarında, fiyatlar, en pahalı (marjinal) üretim maliyetine sahip üretici birimin maliyetinde oluşturulur.

National Energy Modeling System (NEMS): Ulusal Enerji Modelleme Sistemi: Enerji piyasalarının projeksiyonunu hazırlamak için kullanılan Enerji Bilgi Yönetiminin enerji analiz aracı.

Natural Monopoly: Doğal Tekel: Çok sayıda firma kombinasyonundan daha düşük toplam maliyette üretim yapabilen bir firmanın içinde bulunduğu durum.

Net Generation: Net Üretim: Üretim istasyonundaki kullanım amaçları için tüketilen enerjinin brüt üretimden çıkarılması sonucunda arta kalan üretim değeridir.

Nodal Pricing: Düğüme Bağlı Fiyatlandırma: Kayıp ve tıkanıklık hesabında bölgesel değerleri kullanmak için her düğümün (baranın) fiyatı optimal olarak bulunur.

Nonbypassable: Kaçınılamayan Fiyat: İster mevcut şebekesinde kalsın ister yeni bir besleyici seçsin müşterinin ona ödeme yapmaktan kaçınamayacağı ek bir fiyat.

North American Electric Reliability Council (NERC): Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Kurulu: Kuzey Amerika'daki güç kaynaklarının yeterliliğini ve güvenilirliğini sağlamak için elektrik işletmeleri tarafından 1968'de oluşturulmuş bir kurul. NERC 9 bölgesel kuruldan oluşur ve komşu Birleşik Eyalet'lerin güç bölgelerinin hepsini, Kanada'yı ve Meksika'nın küçük bir kısmını kapsar. Aynı zamanda Alaska'daki Sistem Koordinasyon Konseyi ile de ilişki içindedir.

Operating Reserves: İşletme Rezervi : Üretim kayıplarını gidermek, yük takibini ve frekans ayarını sağlamak için bir elektrik sisteminde gerekli rezerv üretim kapasitesi.

Operations and Maintenance (O&M) Costs: İşletme ve Bakım Maliyetleri: Sermaye geri kazanımını ve yatırımların geri dönüşümünü kapsayan, çalışan bir santralin tüm maliyetleri.

Optimal Reserve Margin: Optimal Rezerv Marj: Artan maliyetin kesinti (outage) maliyetindeki azalmaya eşit olduğu durumda güç miktarının rezerv marjı (maliyet fiyatı ile satış fiyatı arasındaki fark).

Peak Demand: Puant Yük: Belirli bir zaman periyodu boyunca maksimum yük.

Perfect Competition: Tam Rekabet: Üreticilerin ve müşterilerin güçlerini satmak ve satın almak için rekabet içinde bulundukları, tarafların fiyatlar üzerinde en küçük bir etkisinin bulunmadığı ve dengede üretimin, marjinal maliyetine eşit olduğu bir ekonomik model. Tam rekabet piyasası, üretici, tüketici ve faktör sahiplerinin sonsuz sayıda olduğu ve alım satım işine serbestçe girip çıkabildikleri bir piyasadır ve fiyatlar üzerinde herhangi bir etkileri yoktur.

Performance - Based Regulation (PBR): Performans Temelli Ayarlama: İstenen sonuçların yada hedeflerin (genellikle kar amacıyla) karşılığının alındığı herhangi ücret ayarlama mekanizmasıdır.

Plant: Santral: Tahrik makinası, elektrik generatörü ve mekanik, kimyasal ve/veya nükleer enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren yardımcı ekipmanlardan oluşan bir tesis. Bir santral bir yada daha fazla tahrik makinası içerebilir. Santraller 1978 Kamu Şebekeleri Ayarlama Yasası altında faaliyetlerini yürütür.

Power Pool (POOLCO): Enerji Havuzu: Sistem kararlılığı ve en düşük maliyetli paylaşımı gerçekleştirmek için kısa süreli çalışmaları koordine etmesi amacıyla oluşturulmuş bir varlık. Paylaşım; backup kaynaklarını, kısa süreli aşırı satışları, reaktif güç desteğini ve spinning rezervi sağlar. Önceleri, bu servislerin bazıları üyelerin kurum imtiyaz sorumluluklarının parçası olarak ücrete dayanmadan sağlanırdı. Kısa süreli çalışma koordinasyonu, değişik generatörlerden gücün tespit edilmesi ve toplanması, generatörler arasındaki değişimlerin düzenlenmesi ve toptan güç alışverişleri için temas kurallarının oluşturulmasını kapsar. Bir havuz iletim hatlarının sahibi olabilir, yönetebilir ve /veya çalıştırabilir yada bağımsız bir varlık birimler arasındaki güç alışverişini düzenleyebilir. Çoğu kez güç havuzu, iletim erişimini ve ücretlendirmeyi yada satıcı ve alıcı anlaşma büyüklükleri arasında fark varsa ayarlama sağlamayı amaçlamaz.

Producer's Surplus: Üretici Rantı: Üreticinin malını satmaya hazır olduğu fiyattan daha üstün bir fiyata satması durumunda elde ettiği, satmaya hazır olduğu fiyatla sattığı fiyat arasındaki farktan doğan ek gelir. Farklı maliyetlerde üretilen aynı fiyata satanlarda, az maliyetle çok maliyet arasındaki farktan doğan geliri de dile getirir.

Price Cap: Tavan Fiyat Yöntemi: Mal ve hizmetler için bir tavan fiyat belirlenir ve şirket piyasa şartlarına göre tavan fiyat veya tavan fiyatın altında bir fiyatla mal veya hizmet satabilir. Bu yöntemde tavan fiyat belli olduğundan karı yükseltmek için maliyetlerin düşürülmesi gerekmektedir.

Price Elasticity: Fiyat Esnekliği: Fiyata dayalı olarak müşteri talebindeki değişim. Fiyat esnekliği, fiyattaki yüzde değişimin müşterinin talebindeki yüzde değişime oranının bir fonksiyonu olarak ifade edilir.

Producer's Surplus: Üreticinin Karı: Elektrik güç satışı için üretilen gücün toplam maliyeti ile alınmış gelir arasındaki fark.

Public Utility Commission (PUC): Kamu Elektrik Kurumları Komisyonu: Elektriğin perakende satışlarının ayarlanmasından sorumlu bir devlet otoritesi.

Public Utility Holding Company Act of 1935 (PUHCA): 1935 Kamu Elektrik Kurumları Holding Yasası: Kamu kurumunun diğer elektrik işleriyle ortakken, ticaret kamu kurumunun parçası değilken, bir holding üzerinden herhangi toptan yada perakende elektrik ticareti yapmayı yasaklayan federal bir yasa. Yasa aynı zamanda kurum dışı anonim şirketler tarafından bir elektrik görevinin sahiplenilmesini de kısıtlar.

Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA): 1978 Kamu Elektrik Kurumları Ayarlama Politikaları Yasası: Kaçınılan maliyet değerinde özel nitelikli bir tesisden güç satın almayı kurumlara gerekli kılan federal bir yasa.

Qualifying Facility(QF): Nitelikli Tesis: Kaçınılan maliyet değerinde yerel bir kuruma kendi elektrik çıkışını satmasına izin verilen bir toptan satış üretim santrali. Nitelikli bir tesis olabilmek için, bağımsız güç kaynağı, belirli bir yakıt tipinde (kojenerasyon yada yenilenebilir kaynaklar) elektriği üretmeli ve belirli bir sahipliği, büyüklüğü, Federal Enerji Ayarlama Komisyonunun belirlediği verimlilik kriterini sağlamalıdır.

Rate of Return Regulation: **Maliyet Artı Kar Yöntemi:** Şirketin yaptığı yatırım için belli bir iç karlılık oranının esas alınarak mal ve hizmetlere uygulanacak fiyatın bu iç karlılık oranını sağlayacak şekilde tespitine dayanan bir yöntemdir. Şirketin toplam maliyetleri üzerine belirli bir kar oranı ilave edilmektedir.

Reactive Power Generation: **Reaktif Güç Üretimi:** Gerilimin fazının gerisinde yada ilerisinde elektrik akımı üretimi. Reaktif güç elektromanyetik yükler ve iletim sisteminin reaktif ihtiyacı için yükleme gücü sağlar.

Real - Time Pricing: **Ani Elektrik Fiyatlandırması:** Müşteri tarafından elektriğin talep edildiği zamandaki kullanımının maliyetine dayalı ani elektrik fiyatlandırılması.

Regulatory Compact: **Ayarlama Sözleşmesi:** Bir imtiyazlı servis alanındaki tüm müşterilere hizmet etme görevini yerine getirmek için gerekli üretim, iletim, dağıtım altyapısını inşa etme amacıyla yapılan yatırımların geri alınmasının garanti edildiği bir teori.

Reliability: **Güvenilirlik:** Elektrik sistem güvenilirliği iki bileşene sahiptir: yeterlilik ve güvenilirlik. Yeterlilik sistemin programlı ve programsız tüm çıkışlarını hesaba katarak tüm zamanlarda elektrik güç sisteminin müşteriyi besleyebilme yeteneğidir. Güvenlilik, elektrik kısıdevreleri veya sistem yeteneklerinin beklenmeyen kaybı gibi ani bozulmalara elektrik sisteminin dayanma yeteneğidir.

Reserve Margin: **Rezerv Üretim Kapasitesi:** Beklenen maksimum talebin üzerinde gerek duyulan üretim kapasitesi yüzdesi.

Reserved Price: **Rezerve Edilmiş Fiyat:** Açık artırma ile yapılan satışlarda satılan şey için önceden tespit olunan asgari fiyat.

Restructuring: **Yeniden Yapılanma:** Elektrik hizmetlerinin üretimden satışa kadar olan tüm evrelerinin tek bir kurum tarafından yürütülmesi uygulamasından vazgeçilerek sektörde bölünmenin gerçekleştirilmesi aynı zamanda rekabet ortamının oluşturulması, verimliliğin artırılması ve hizmet kalitesinin yükseltilmesi için yapılan çalışmalar yeniden yapılanmayı kapsamaktadır.

Retail Wheeling (Competition): **Perakende Rekabet:** Bir toptan satış üreticisinden bir perakende müşteriye üçüncü bir grup yoluyla elektriğin iletimi.

Rural Electric Cooperative: **Kırsal Elektrik Kooperatifi:** Küçük yerleşim birimlerinde o bölgenin enerji hizmetini gerçekleştirmek için yasal olarak tesis edilen o işletmenin sahibi ve çalıştırıcısı olan bir elektrik kurumu. Elektrik şirketi, diğer bir kurumun hizmet sunamayacağı belirli bir bölge için elektrik enerjisini üretecek, iletecek ve/veya dağıtacak. Böyle girişimler genellikle Federal gelir vergisi yasasından muaf tutulur. Çoğu elektrik işletmeleri başlangıçta Tarım Bakanlığı'nın kırsal bölgelerinin elektrikleştirilmesi idaresi tarafından finanse edilir.

Social Welfare: **Sosyal Refah:** Bir toplumun genelinin parasal durumunun iyi olmasının bir ölçüsü. Sosyal refahın bir tanımı da üreticilerin ve tüketicilerin refahının eşit olarak ağırlık kazanmasıdır.

Spot Market: **Spot Piyasa:** Ürünlerin derhal dağıtımı için değiş tokuşun yapıldığı piyasa.

Spot Price: **Spot Fiyat:** Hem işletme hemde yatırım maliyetlerini hesaba katarak t saati boyunca k müşterisine enerji temin etmenin marjinal maliyetine denir.

Steam- Electric Plant: Buhar Santrali: Tahrik makinası bir buhar türbini olan bir santral. Türbini döndürmede kullanılan buhar, fosil yakıtların yanmasıyla kazanda üretilir.

Stranded Assets: Azaltılan Gelirler: Rekabet altında gelir farkının indirim yapılan mevcut değeri üzerinden tahmin edilen piyasa değerindeki azalma. Bu analiz, net fark maliyetlerin analizi üzerinden net azaltılan gelirlerin bir tahminini sağlar.

Stranded Costs: Azaltılan Maliyetler: Önceki ayarlı piyasadan geriye kalan sabit maliyetleri kapsayarak rekabet altındaki gelirler ve servis sağlama maliyeti arasındaki fark.

Time -of-Use Rates: Kullanım Zamanlarına Göre Fiyatlandırma: Belirli zaman dilimleri süresince elektriğin tahmini maliyetine dayalı fiyatlandırma. Kullanım zamanlarına göre fiyatlandırma genellikle 24 saatlik periyot boyunca üç yada dört zaman dilimine (Puant zamanı, orta puant, puant dışı ve bazen super puant dışı) ve yıllık periyot boyunca mevsimlere (yaz ve kış) bölünür. Bu fiyatlandırma gerçek zaman fiyatlandırmadan farklıdır. Çünkü gerçek fiyatlar gün boyu birçok kez hava durumundaki değişimden etkilenerek değişebilir.

Transmission and Distribution (T&D): İletim ve Dağıtım: Elektriğin, üretim bölgelerinden elektrik kullanıcılarının grup olarak bulunduğu yerleşim birimleri, endüstriyel parklar ve ticari merkezler gibi yerlere yüksek gerilimde taşınması işlemidir. Elektriğin dağıtımı, elektriğin yüksek gerilimden alçak gerilime dönüşmesi işlemi ve sonra fiziksel olarak evlere, endüstriyel tesislere, ticari kurumlara, hükümet ofislerine ve diğer elektrik kullanıcılarına dağıtılmasıdır.

Unbundling: Sektörel Bölünme: Üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış fonksiyonlarının birbirinden ayrılmasıdır.

Unserved Energy: Hizmet dışı enerji: Mevcut güç miktarı ile sağlanamayan belirli bir fiyatta talep edilen enerji miktarı.

Value of Unserved Energy: Hizmet dışı enerjinin değeri: Çıkışı belirleyen müşterinin kWh başına toplam parasal değeri. Bu maliyetler üç kategoride ölçülebilir: hisselendirilen maliyetler, eksilme maliyetleri, talep dışı müşteri maliyeti. Hisselendirilen maliyetler, kaynakta bir kıtlık meydana geldiği zaman elektriğin nasıl paylaştırılacağını saptamada kurum tarafından maruz kalınan durumdur. Eksilme maliyetleri, eksikliğin müşteriye direk maliyetidir. Talep dışı müşteri maliyetleri elektrik mevcutsa ödeme yapmak isteyen müşterinin miktarını ifade eder.

Variable Operating Costs: Değişken çalışma maliyetleri: Bir santral tarafından üretilmiş gücün seviyesine direk olarak bağlı olan çalışma maliyetleri.

Voltage Control: Gerilim Kontrolü: Transformatör ayar kademesini ve generatör reaktif çıkışını ayarlayarak, iletim ve dağıtım sistemlerinde kapasiteyi ve endüktansı anahtarlayarak iletim geriliminin ayarlanması.

Wheeling:Müşteriye Güç İletimi: Gücün müşteriye iletimi. Toptan satış iletimi, bir toptan satış kurumundan diğer bir toptan satış kurumuna bir üçüncü parti tarafından büyük bir gücün iletimidir. Perakende iletim, toptan satış kurumundan evler, işyerleri ve fabrikalar gibi son kullanıcılara gücün iletimidir.

Zonal Pricing: Bölgesel Fiyatlandırma: Genellikle radyal yapılı iletim sistemlerinde önceden tanımlanmış fiyat-bölge sınırları boyunca fiyat ayırımına izin verilir. Tıkanıklığı fiyatlandırmak için bölge tanımı yapılır.

ÖZGEÇMİŞ

Canan ZOBİ, 1970 yılında Malatya’da doğdu. 1993 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik – Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü’nü mühendis ve 1996 yılında İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı’nı Yüksek Mühendis olarak bitirmiştir.

Canan Zobi, 1995 yılından beri İ.T.Ü. Elektrik Mühendisliği Bölümü Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı’nda Araştırma Görevlisi olarak çalışmaktadır.

