

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDEKİ DÖNER REZERV
GEREKSİNİMİNİN EKONOMİK YÖNDEN İNCELENMESİ**

MEHMET RIDA TÜR

**DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK TESİSLERİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
PROF. DR. SELİM AY**

İSTANBUL, 2018

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDEKİ DÖNER REZERV
GEREKSİNİMİNİN EKONOMİK YÖNDEN İNCELENMESİ**

Mehmet Rıda TÜR tarafından hazırlanan tez çalışması 08.05.2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Doktora **TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Prof. Dr. Selim AY
Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Selim AY
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Recep YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ercan İZGİ
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ümit Kemalettin TERZİ
Marmara Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Ali ERDUMAN
Hakkari Üniversitesi

ÖNSÖZ

Elektrik üretim endüstrisinin serbestleştirilmesi ve elektrik enerjisi için rekabetçi piyasalara giriş, yan hizmetlerin oluşumunu zorunlu kılmıştır. Bu hizmetlerin amacı elektrik arz güvenilirliğini ve güç kalitesini korumaya yardımcı olmak ile beraber özellikle frekansın kontrolünü sağlamaktadır. Bu kontrol, üretim ve tüketim arasındaki dengeyi sağlamak için genelde aktif gücün belirli bir oranda rezerv tutulması ile sağlanır. Sağlanan rezerv gereksiniminin ekonomik analizinde, yük alma ve yük atma faaliyetleri dikkate alınarak değerlendirmeler yapılmaktadır.

Bu çalışmada, güç sistemlerinde ani yük değişimleri ve beklenmedik durumlar karşısında arz/telep dengesini sağlamak üzere kullanılan döner rezerv gereksiniminin ekonomik yönden analizi yapılmıştır. Döner rezerv miktarının yönetimi ile ilgili uygulamada gereken strateji belirlenerek, sosyoekonomik parametrelerin rezerv miktarı üzerindeki etkisi belirlenmiştir. Regresyon denklemi ile elde edilen parametrelerin makro ekonomik değerlendirmesi yapılarak sonuçların karşılaştırması yapılmıştır. Sistem ile eşzamanlı çalışan santrallerin yedek üretim kapasitesi miktarı olarak tanımlanan döner rezervin bu parametreler ile ekonomik açıdan değişimi hesaplanarak ünite tahsisine yönelik uygulanacak talimatların maliyet değerlendirmesi yapılmıştır. Ayrıca, güneş ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı dağıtık üretim sistemleri için güç kalitesi konuları ele alınmaktadır.

Tez çalışmasında engin bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım, yönlendirme ve bilgilendirmeleriyle çalışmamı bilimsel temeller ışığında şekillendiren, destek ve ilgisini esirgemeyen, değerli hocam Prof. Dr. Selim AY 'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs, 2018

Mehmet Rıda TÜR

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ.....	vii
KISALTMA LİSTESİ	x
ŞEKİL LİSTESİ.....	xii
ÇİZELGE LİSTESİ	xiv
ÖZET	xv
ABSTRACT.....	xvii
BÖLÜM 1	
GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti.....	2
1.2 Tezin Amacı.....	4
1.3 Orijinal Katkı	5
BÖLÜM 2	
YAN HİZMETLER, GÜÇ KALİTESİ ÇÖZÜMLERİ ve GÜVENİRLİK	7
2.1 Yan Hizmetler	7
2.1.1 Yan Hizmetlerin Kapsamı	9
2.2 Güç Sistemlerinde Frekans Kontrol İşlemi	12
2.2.1 Primer Frekans Kontrol Rezervi.....	13
2.2.2 Sekonder Frekans Kontrol Rezervi	15
2.2.3 Tersiyer Frekans Kontrol Rezervi	16
2.2.4 Anlık Talep Kontrolü	17
2.2.5 Frekans Kontrol İşlemi için Verilen Talimatlar ve Etiketlemeleri	18
2.2.5.1 Yük Alma ve Yük Atma Teklif Fiyatlarının Bildirilmesi.....	19
2.3 Üretim Sistemlerinde Güç Kalitesi Analizi ve Kullanılan Yöntemler	21
2.3.1 Güç Kalitesi Sorununu Çözme Yöntemleri	22
2.4 Güç Sistemlerinde Güvenirlilik	25
2.4.1 Yan Hizmetler ve Güvenirlilik İlişkisi	27
2.4.2 Üretim Rezervleri	27
2.4.3 İşletme Rezervleri.....	28

BÖLÜM 3

DÖNER REZERV GEREKSİNİMİ	29
3.1 Döner Rezerv Gereksinimi	29
3.1.1 Döner Rezerv Maliyet Fonksiyonu	30
3.1.2 Döner Rezerv Gereksinimi Yaklaşımları	32
3.2 Döner Rezerv Gereksiniminin Belirlenmesi	34
3.3 Döner Rezervin Gereksinimi Problemi	41
3.4 Güç Sistemlerinde Ünite Tahsisi ve Döner Rezerv İlişkisi	42
3.4.1 Maliyet Fonksiyonu	43
3.4.2 Başlatma Maliyeti	43

BÖLÜM 4

DÖNER REZERV UYGULAMASI	45
4.1 Döner Rezerv Gereksiniminin Planlaması	45
4.1.1 Sabit DR Gereksinimi	46
4.2 Rezerv Gereksinimi için Önerilen Metodlara Genel bakış	47
4.2.1 Olasılıksal Rezerv Değerlendirmesi	48
4.3 Rezerv Gereksinimi için Önerilen Çözüm Yöntemi	49
4.3.1 Önerilen ÜT Amaç Fonksiyonu	50
4.3.2 Sağlanamayan Enerjinin Beklenen Maliyeti	50
4.3.3 İşletme Maliyetleri	52
4.3.4 Kesintilerin Beklenen Maliyeti	53
4.4 Döner Rezerv Gereksinimi için Test Sistemi Sayısal Uygulaması	53
4.4.1 Sayısal Uygulama Test Sistemi	54

BÖLÜM 5

KAYIP YÜK DEĞERİNİN HESAPLANMASI	59
5.1 Kayıp Yük Değerinin Teorik Uygulaması	59
5.2 Kayıp Yük Değerinin Enerji Arz Güvenirliği Üzerindeki Etkisi	61
5.3 Kayıp Yük Değerinin Belirleyen Faktörler	62
5.3.1 Kayıp Yük Değeri Ölçüm Yöntemleri	64
5.3.2 Açıklanmış Tercihler	64
5.3.3 Belirtilen Tercihler	64
5.3.4 Proxy Yöntemleri	65
5.3.5 Durum Çalışmaları	65
5.3.6 Kayıp Yük Değerinin Bağımlılığı	67
5.4 Kayıp Yük Değerinin Hesaplanması	68

BÖLÜM 6

DENGELEME GÜÇ PİYASASI PARAMETRELERİ ve DÖNER REZERVİN EKONOMİK DEĞERLENDİRMESİ	72
6.1 Güç Sistemlerinde Enerjinin Arz Talep Dengesi	72
6.2 Yan Hizmetlerde Dengeleme Güç Piyasası ve Parametreleri	74
6.2.1 Gün Öncesi Piyasada Oluşan Kesinleşmiş Üretim Programı	76
6.2.2 Yük Alma ve Yük Atma Talimatları ile Kapasite Oluşturulması	76

6.2.3	Dengeleme Güç Piyasasında Sistem Kısıtlarının Giderilmesi	77
6.2.4	Güç Piyasasında Enerji Fazlalığı ya da Açığının Giderilmesi	77
6.2.5	Dengeleme Güç Piyasası Faaliyetlerinin Uzlaştırılması	78
6.3	Sistemdeki Enerji Dengesizliklerine Yönelik Çözüm Gereksinimleri	79
6.3.1	Güç Sisteminde Enerji Dengesizlik Miktarının Belirlenmesi	79
6.3.2	Piyasaya Yönelik Güncel Sistem Marjinal Fiyatının Oluşturulması	79
6.3.3	Yan Hizmetler İçin Rezerv Oluşturma Maliyeti	80
6.3.4	Sekonder Frekans Kontrol Hizmetinin Tedarik Süreci	80
6.4	Döner Rezerv Gücün Maliyetinin Ekonomik Değerlendirmesi	82
6.4.1	Planlanan Döner Rezerv Gücün Fırsat Maliyeti	82
6.4.2	Planlama Sırasında Gerçekleşen Rezerv Gücün Fırsat Maliyeti	84
6.4.3	Ekonomik Parametrelerden Arındırılmış Döner Rezerv Miktarı	85
6.4.4	Elektrik Tüketimine Göre Reel Değişim Oranının Hesaplanması	88
6.4.5	Paranın Zaman Değerine Göre Değişim Oranının Hesaplanması	90
6.4.6	Saatlik Döner Rezerv Gereksinimi ve Maliyetinin Elde Edilmesi	93
BÖLÜM 7		
SONUÇ ve ÖNERİLER		95
KAYNAKLAR		100
EK-A		
SİSTEM VERİLERİ		111
A-1 2016 Yılı Yan Hizmetler Piyasa Talimat Verileri		111
A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri		112
ÖZGEÇMİŞ		118

SİMGE LİSTESİ

$C_{bf,t}$	Santral devreye alındıktan itibaren herhangi bir t saati boyunca rezerv gücün birim fırsat maliyeti (TL/MHh)
$C_{f,t}$	t saati boyunca rezerv gücün fırsat maliyeti (TL/MHh)
c, b, a	Maliyet fonksiyonun kat sayıları, \$/h, \$/MWh, \$/MW ² h
c_i	i ünitesinin üretim maliyeti, \$/kWh
$c_{i,su}$	i ünitesinin başlatma (start-up) maliyeti, \$/kWh
$c_{i,ort}$	i ünitesinin ortalama yakıt maliyeti (TL/MHh)
$C_{k,t}$	t anında kömürün maliyeti (TL/Ton)
$C_{DR,f,t}$	t süresi boyunca rezerv gücün fırsat maliyeti TL
$c_{YAZ,t}$	t döneminde yük azaltma zorunluğunda beklenen maliyet, \$/MWh
d	Duyarlılık katsayısı
$d_{i,reel}$	d_i katsayısının reel değeri
$D(r_{d,t})$	Sistemin işletme maliyeti, \$/h
$E(r_{d,t})$	Kesintilerin beklenen maliyeti, \$/h
$EDM_{f,t,u}(-)$	“f” dengeden sorumlu tarafın, “t” teklif bölgesindeki, “u” uzlaştırma dönemine ilişkin enerji dengesizliğinin giderilmesine yönelik sistemden aldığı enerji miktarı (MWh)
EDT_f	Bir fatura dönemi için “f” dengeden sorumlu tarafın enerji dengesizliği tutarı (TL)
EST_t	Enerji Satış Tarifesi
$DM_{f,p,u,s}$	“f” fatura döneminin “s” saati için “p” üretim faaliyeti gösteren tüzel kişinin adına kayıtlı “u” üretim tesisine ait Dengesizlik Miktarı (MWh)
g	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin iletim sistemine bağlı bir üretim tesisi olması durumunda 1, diğer tüm durumlarda 0 olan değeri
H_{ca}	Kömürün alt ısı (kalori) değeri (kcal/ton)
i	$t = 0$ anında öngörülen paranın zaman değeri (%)
k_1	i Üretim Ünitesi çalışırken getirdiği sabit maliyeti, \$
$KEYALM_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş YAL Teklifi Miktarı (MWh)
$KEYALT_d$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, ilgili fatura döneminin tüm uzlaştırma dönemlerinde kabul edilen YAL tekliflerine ilişkin olarak ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek alacak tutarı (TL)

$KEYATM^2_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin 2 (iki) etiket değerine sahip, Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş YAT Teklifi Miktarı (MWh)
KTO_i	i ünitesi kesinti tekrarlama oranı
KYD_t	t döneminde Kayıp Yük Değeri, \$/kWh
N	Kullanılabilir Üretim Ünitesi sayısı
N_R	Döner Rezerv sağlamak için yedek ünite sayısı
NTH_u	Uzlaştırma dönemi ilgili fiyat bölgesi için Net Talimat Hacmi (MWh)
$P_{d,max}$	Telep edilen maksimum güç, MW
$P_{d,t}$	Sistem genel talep değeri, MW
P_{DR}	Rezerv güç, MW
P_h	Hidroelektrik santrallerin çıkış gücü, MW
$p_{i,t}$	i ünitesinin üretim kapasitesi, MW
$P_{i,t}$	t döneminde i ünitesi tarafından üretilen güç, MW
$P_{i,max}$	i ünitesi tarafından üretilen maksimum güç kapasitesi, MW
$P_{i,min}$	i ünitesi tarafından üretilen minimum güç kapasitesi, MW
q	Regresyon denkleminde kullanılan parametre sayısı
$r_{d,t}$	Döner Rezerv gereksinimi, MW
$r_{i,t}$	i ünitesinin Döner Rezerv katkı miktarı, MW
$R_{i,YAL}$	t döneminde i ünitesinin yük alma oranı, MW/h
$R_{i,YAT}$	t döneminde i ünitesinin yük atma oranı, MW/h
SEB_t	t döneminde Sağlanamayan Enerji Beklentisi, MWh
$S_{eö}$	Santralin ekonomik ömrü (yıl)
$SFKT_{f,p}$	“p” üretim faaliyeti gösteren tüzel kişinin “f” fatura döneminde sağladığı toplam sekonder frekans kontrol rezerv miktarından dolayı tahakkuk ettirilecek alacak tutarı (TL)
$SGÖF_{t,u}$	“t” teklif bölgesi ve “u” uzlaştırma dönemine ait Gün Öncesi Fiyatı (TL/MWh)
$SKS_{f,p,u,s}$	“p” üretim faaliyeti gösteren tüzel kişinin adına kayıtlı “u” üretim tesisi niteliğindeki uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “f” fatura dönemindeki “s” saatinde, Sistem İşletmecisi tarafından belirlenen Sekonder Frekans Kontrolüne Katılım Süresi (dakika),
$SMF_{f,s}$	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği uygulamaları uyarınca hesaplanarak PYS aracılığıyla duyurulan, “f” fatura döneminin “s” saatine ilişkin DGP kapsamında hesaplanan saatlik SMF (TL/MWh)
$SMF_{t,u}$	“t” teklif bölgesi için, “u” uzlaştırma dönemi için hesaplanan SMF (TL/MWh)
$SRM_{f,p,u,s}$	“p” üretim faaliyeti gösteren tüzel kişinin adına kayıtlı “f” fatura döneminin “s” saati için “u” üretim tesisinin sağlaması için Sistem İşletmecisi tarafından talimat verilen Sekonder Frekans Kontrol Rezerv Miktarı (MWh)
SYB_t	Sağlanamayan Yük beklentisinin t dönemindeki miktarı, MW
T	Optimizasyon sürecindeki dönem sayısı, h (1-24)
TK_t	t döneminde Tahsis edilen Kapasite, MW
$u_{i,t}$	İkili değişken, t döneminde i ünitesinin durumu 0: Tahsis edilmemiş ünite, 1:Tahsis edilmiş ünite
$ÜT_{risk}$	Ünite tahsis kapasitesinin risk limiti, MW

$YALF_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak YAL Fiyatı (TL/MWh)
$YALM_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin, ilgili fiyat bölgesinde 0, 1 veya 2 etiket değerlerine sahip, kabul Edilen YAL Teklifi Miktarı (MWh)
$YALTF_{f,p,u,s}$	“p” üretim faaliyeti gösteren tüzel kişinin adına kayıtlı “u” üretim tesisinin “f” fatura döneminin “s” saati için geçerli olan YAL Teklif Fiyatlarının ağırlıklı ortalaması (TL/MWh)
$YATF_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak YAT Fiyatı (TL/MWh)
$YATF_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifi için uygulanacak YAT Fiyatı (TL/MWh)
$YATM_{d,u,r}$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin “u” uzlaştırma dönemi için geçerli “r” teklifinin, ilgili fiyat bölgesinde 0, 1 veya 2 etiket değerlerine sahip, kabul Edilen YAT Teklifi Miktarı (MWh)
$YGYALT_d$	DGP kapsamındaki “d” dengeleme biriminin, ilgili fatura döneminin tüm uzlaştırma dönemlerinde kabul edilen ancak yerine getirilmeyen YAL tekliflerine ilişkin olarak ilgili piyasa katılımcısına tahakkuk ettirilecek ve Yerine Getirilmeyen YAL Talimat Tutarı adındaki borç tutarı (TL)
YKO_{hedef}	Yük kaybı olasılığının hedeflenen miktarı, MW
YKO_t	Yük kaybı olasılığının t dönemindeki miktarı, MW
$\pi_{net,t}$	t döneminde döner rezervin net fiyatı, \$
$t_i^{kapalı}$	t – 1 dönemine kaç ünitenin tahsis edilmediğini belirtir.
ξ_i	i ünitesinin termik süre sabiti, h
ρ_1	i ünitesinin soğuk başlatma maliyeti, \$
λ	Kesinti tekrarlama oranı
τ	Yük almaya göre rezerv üretim çıkışlarını sunmak için uygun süre, h
β_0	Regresyon denkleminde kullanılan sabit terim
β_j	Regresyon denkleminde kullanılan regresyon katsayısı
ε_i	Regresyon denkleminde kullanılan hata terimi
σ	Su debisi
ζ_t	Santralin termik verimi (%)

KISALTMA LİSTESİ

AKH	Alan Kontrol Hatası (ACE- Area Control Error)
AGO	Ağırlıklı Ortalama
ARO	Aritmetik Ortalama
ATK	Anlık Talep Kontrolü
BZD	Boş Zaman Değeri
CEER	Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi (Council of European Energy Regulators)
ÇS	Çalışma saatleri
DC	Doğru Akım
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DP	Döviz Paritesi
DR	Döner Rezerv (SR-Spinning Reserve)
DVR	Dinamik Gerilim Geri Yükleyici
D-STATCOM	Dağıtım Sistemlerde Statik Senkron Dengeleyici
EAK	Emre Amade Kapasite
EBBZD	Elektrik Enerjisine Bağlı Boş Zaman Değeri
EEGE	Enerji Erişim Güvenlik Endeksi
İGE	İnsani Gelişme Endeksi
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ET	Elektrik Tüketimi
FIFO	İlk Giren İlk Çıkar (first in, first out)
FKR	Frekans Kontrol Rezervi
GES	Güneş Enerji Santralleri
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
GSKD	Gayri Safi Katma Değer
GSYİH	Gayrisafi Yurt İçi Hasıla
GÜP	Günlük Üretim Programı
HES	Hidroelektrik santraller
HG	Harcanabilir Gelir
İF	İkame Faktörü
KBOE	Kişi Başına Ortalama Enerji
KBOG	Kişi Başına Ortalama Güç
KGÜP	Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
KOKT	Kesinti Olasılığının Kapasite Tablosu (COPT-Capacity on Outage Probability Table)
KTO	Kesinti Tekrarlama Oranı (ORR-Outage Replacement Rate)

KYD	Kayıp Yük Değerini (VOLL- Value of Lost Load)
LIFO	Son giren ilk çıkar (last in, first out)
MKD	Minimum Kararlı retim Düzeyi
MYTM	Milli Yük Tevzi Merkezi
Nİ	Net deme İstekliliği
NTH	Net Talimat Hacmi
PFK	Primer Frekans Kontrolü
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
PWM	Darbe Genişlik Modülasyonu
PZD	Paranın Zaman Değeri
R	Rejenerasyon
RDO	Reel Değişim Oranı
RES	Rzgr Enerji Santralleri
SBM	Saat Başına Maliyetleri
SBO	Saat Başı Ortalama cret
SEB	Sağlanamayan Enerji Beklentisi (EENS- Expected Energy Not Supplied)
SFK	Sekonder Frekans Kontrolü
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
STATCOM	Statik Senkron Dengeleyici
SYB	Sağlanamayan Yük Beklentisi, (ELNS-Expected Load Not Served)
TEİAş	Türkiye Elektrik İletim A.ř.
TFK	Tersiyer Frekans Kontrolü
TK	Tahsis Kapasitesi (CC-Commitment Capacity)
TÜFE	Tüketicici Fiyat Endeksi
TZF	Tüketicilerin Zarar Fonksiyonu
UCTE	Elektrik İletiminin Koordinasyonu Birliği (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity)
UPQC	Birleşik Güç Kalitesi Denetleyici
UPS	evrimdişi Kesintisiz Güç Kaynağı
FE	retici Fiyat Endeksi
T	nite Tahsisi (UC-Unit Commitment)
	üretim nitesi
VSC	Gerilim Kaynağı Dönüştürücüsü
YAL	Yük Alma
YAT	Yük Atma
YH	Yan Hizmetler (AS- Acillary Services)
YHRB	Bir fatura dönemine ait Yan Hizmetler Rezerv Bedeli (TL)
YFK	Yük Frekans Kontrolü (LFC- Load Frequency Control)
YKO	Yük Kaybı Olasılığı (LOLP- Loss of Load Probability)

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2. 1	2016 yılı günlük planlı bakıma çıkacak toplam kapasite 8
Şekil 2. 2	Güç sistemi frekans kontrolü aralık çizelgesi..... 10
Şekil 2. 3	Normal şartlarda frekans kontrol sistemi..... 10
Şekil 2. 4	Elektrik iletim koordinasyon biriminin frekans kontrol sistemi..... 12
Şekil 2. 5	Frekans kontrolüne katılan bir üretim biriminin kapasite tahsisi 13
Şekil 2. 6	Frekans kontrolüne yönelik hizmetlerin hiyerarşisi 14
Şekil 2. 7	Üretim santrallerinin hız eğimi ile çıkış güç arasındaki değişim 14
Şekil 2. 8	Sekonder Frekans Kontrol rezervi sağlanması akış şeması..... 16
Şekil 2. 9	Sistem Frekansı dengelenmesi için gerekli rezerv akış şeması 17
Şekil 2. 10	YAL veYAT teklif fiyatlarının işleyiş şeması..... 20
Şekil 2. 11	Güç kalitesi problemlerinin değerlendirilmesi için akış diyagramı..... 21
Şekil 2. 12	D-Statcom ile PWM kontrolü..... 22
Şekil 2. 13	Birleştirilmiş Güç Kalitesi Denetleyicisinin ana şeması 23
Şekil 2. 14	UPS topolojisinin sadeleştirilmiş şeması..... 23
Şekil 2. 15	Güç kalitesinin sorunlarına bağlı süre değişimi 25
Şekil 3. 1	DR sağlanmasının maliyet fonksiyonu..... 31
Şekil 4. 1	DR değerlendirme ile Ünite Tahsisi 47
Şekil 4. 2	Olasılıklı rezerv değerlendirme ile ÜT 48
Şekil 4. 3	Olasılıksal rezerv tespiti akış diyagramı..... 49
Şekil 4. 4	Optimal DR gereksinim işlem şeması 52
Şekil 4. 5	En temel DR gereksinimi için akış diyagramı..... 53
Şekil 4. 6	Generatör ve yüke sahip sistem test modeli 54
Şekil 4. 7	Test sisteminin üretim bilgileri..... 56
Şekil 4. 8	Test sistemi saatlik yük profili..... 56
Şekil 4. 9	Generatörlerin üretim eğrisi ve yük durumu 57
Şekil 4. 10	Saatlik bazda yük değişimi 58
Şekil 5. 1	2016 yılı Türkiye üretim ve tüketim değerleri..... 62
Şekil 5. 2	2017 yılı için türkiye santral bakım programı 62
Şekil 5. 3	2016 yılı için arz-talep farkının saatlik dağılımı 67
Şekil 5. 4	2016 yılına göre ülkelerin Kayıp Yük Değeri ve GSYİH 68
Şekil 5. 5	Durum çalışmaları için belirtilen ülkelerin hesaplanmış KYD ortalaması. 70
Şekil 6. 1	Enerji üretim santrallerine göre liyakat sırası eğrisi 73
Şekil 6. 2	Alan Kontrol Hatası ile üretim tüketim dengesi 76
Şekil 6. 3	2016 Yılı YAL ve YAT 0-1-2 nolu talimatların dağılımı 77
Şekil 6. 4	Sekonder frekans kontrolü tedarik süreci 81
Şekil 6. 5	EP arındırılmalı DR tutarı değişimleri..... 86

Şekil 6. 6	EP ve DR gereksinimi oransal değişimleri.....	87
Şekil 6. 7	DR gereksinimi için kullanılan indislere göre EP aylık RDO.....	88
Şekil 6. 8	DR gereksinimi için kullanılan indislerin için dönemsel RDO.....	89
Şekil 6. 9	2016 yılı Enflasyon değerlerine göre aylık i ve i_r değerleri	90
Şekil 6. 10	Aylık F_i ve F_{i_r} arasında yaşanan minimum değişim	92
Şekil 6. 11	Saat bazda DR maliyetinin değişimi	93
Şekil 6. 12	Saat bazda DR gereksinimi Maliyetinin Hesaplanması	94



ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2. 1 Yan Hizmetlerin önemli tanımları	11
Çizelge 2. 2 Performans seviyeleri ile güç kalitesi sorunlarını çözüm teknikleri.....	24
Çizelge 3. 1 Farklı güç sistemlerinde DR gereksinimleri	33
Çizelge 4. 1 Generatör ve yüke sahip sistem modelin generatör bilgileri	55
Çizelge 4. 2 Üç ünite için Kesinti Olasılığı Kapasite Tablosu ve SYB değeri.....	55
Çizelge 5. 1 ABD'nin mevsime göre KYD konut tüketimi.....	63
Çizelge 5. 2 Konut sektörü kesinti süresine göre sınıflandırma	63
Çizelge 5. 3 2030'daki KYD Seviyeleri, % 90 Güven Seviyesi aralığı.....	68
Çizelge 5. 4 Ülkelerin Ekonomik Parametreleri	69
Çizelge 5. 5 Regresyon işlemleri ile elde edilen durum sonuçları.....	70
Çizelge 6. 1 YAL ve YAT tekliflerine göre SMF	80

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDEKİ DÖNER REZERV GEREKSİNİMİNİN EKONOMİK YÖNDEN İNCELENMESİ

Mehmet Rıda TÜR

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Selim AY

Döner Rezerv, üretim kesintileri ve ani yük değişimleri gibi öngörülemeyen olaylara yanıt olarak sistem operatörleri tarafından kullanılan en önemli kaynaklardan biridir. Bu kaynak Yan Hizmetler kapsamında sunulmaktadır. Sunulan bu hizmet temelde primer, sekonder ve tersiyer frekans kontrolü ile sağlanır. Sistem operatörleri tarafından verilen yük alma ve yük atma talimatları vasıtasıyla gerçekleşen kontrol ile frekans dengede tutularak, arz güvenirliliği ve güç kalitesi sağlanır. Sağlanan bu hizmetlerin devamlılığı için şebekeye bağlı santrallerin üretim kapasitelerinin dışında, her an devreye girebilecek belirli bir miktarda rezerv tutmaları gerekmektedir. Kullanılacak bu rezervlerin miktarını yüksek tutarak doğabilecek beklenmedik durumların sebep olduğu üretim kesintilerine karşı güç sistemini korumak mümkün olur, bu işlem karşısında yük atma işleminin uygulanma olasılığı azalır, fakat bu durumda rezerv sağlama oldukça yüksek bir maliyet ile sonuçlanır. Maliyeti düşürmek amacıyla rezerv miktarını düşük tutma durumunda ise olası kesinti ve arıza durumlarında sağlanamayan bir enerji söz konusu olur ve tüketiciler enerjisiz kalabilir. Bu iki durumu dengeleyici şekilde bir ekonomik incelemeye gerek duyulmaktadır. Yapılan incelemenin temelinde frekans dengesinin sağlanması ve güç kalitesinin artırılması amacıyla kullanılan yöntemlerden rezerv gereksinimi üzerinde durulmuştur.

Bu çalışmada, tahsis edilmesi gereken rezerv gereksinimi belirlenirken, sağlanamayan enerji miktarı ve kayıp yük değeri gibi sosyo ekonomik parametreler dikkate alınarak bir hesaplama yapılmaktadır. Ekonomik parametrelerin dikkate alındığı hesaplamalarda, yük alma ve yük atma talimatlarının sonucunda güç sistemi için fayda maliyet temeline dayalı bir ekonomik analiz yapılmaktadır.

Ayrıca, güç kalitesiyle ilgili kapsamlı bir araştırma yürütülmektedir. Bu çalışmada, güç kalitesi sorunları açıklandıktan sonra temel standartlar hakkında tanımlamalar yapılmaktadır. Doğru akım sistemlerin yanı sıra yenilenebilir kaynakların da dahil olduğu güç sistemlerinde güç kalitesi hakkında kapsamlı bir analiz yapılmaktadır. Güç kalitesi izleme teknikleri ve güç sistemleri için, sorunların olası çözümleri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Mikro şebeke sistemleri için Dağıtım Sistemlerde Statik Senkron Dengeleyici gibi özel güç aygıtlarını kullanarak bu sorunların azaltılması yöntemlerini analiz edilmektedir. Yenilenebilir enerji sistemleri için Statik Senkron Dengeleyici, çeşitli avantajları nedeniyle potansiyel bir seçenek olabilirken, döner rezerv gereksinimi ile geleneksel sistemlerde güç kalitesinin artırıldığı sonucuna varılmıştır. Son olarak, güç sistemlerinde güç kalitesinin iyileştirilmesi ve arz güvenirliliğinin sağlanması amacıyla, dengeleme güç piyasası işlevi olan sekonder rezerv kontrolü için ilgili parametreler kullanılarak ekonomik değerlendirme ile planlama sırasında gerçekleşen rezerv gücün fırsat maliyeti hesaplanmıştır. Buna ek olarak, 2016 yılı için, saatlik bazda sistem marjinal fiyatı ile piyasa takas fiyatı baz alınarak, paranın zaman değeri, reel değişimler ve arındırılmış döner rezerv gereksinimlerine dayalı bir ekonomik değerlendirme yapılarak DR gereksinim tutarına etki parametre olarak Piyasa Takas Fiyatından arındırılmış değer daha etkili olduğu sonucuna varılmıştır. Aynı zaman da elektrik tüketimine göre yapılan reel değişim oranı hesaplamasında da Piyasa Takas Fiyatının diğer parametrelere göre daha etkin olduğu sonucuna varılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Döner rezerv, güç kalitesi, yan hizmetler, kayıp yük değeri, dengeleme güç piyasası

ABSTRACT

INVESTIGATION OF THE SPINNING RESERVE REQUIREMENT IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS WITH REFERENCE TO THE ECONOMIC PERSPECTIVE

Mehmet Rıda TÜR

Department of Electrical Engineering

PhD. Thesis

Adviser: Prof. Dr. Selim AY

The Spinning Reserve is one of the most important sources used by system operators in response to unforeseen events such as production discontinuities and sudden load changes. This resource is provided within the scope of the Ancillary Services. This service is basically provided by primer, secondary and tertiary frequency control. Supply reliability and power quality are ensured by frequency control with the control performed by the load and unload instructions given by the system operators. Supply reliability and power quality are ensured by frequency control with the control performed by the load and unload instructions given by the system operators. In order to ensure the continuity of these services, it is necessary to keep a certain amount of reserves at any time, except for the production capacities of the networks connected to the grid. By keeping the amount of these reserves to be used high, it is possible to protect the power system against interruptions in production caused by unforeseen circumstances, the possibility of applying the load shedding is reduced in this process, but in this case the reserve supply results in a very high cost. If the amount of reserves is kept low in order to reduce the cost, there will be an energy that can not be provided in the case of possible interruptions and failures, and the consumers may be left without electricity. There is a need for an economical analysis of these two situations in a balanced way. At the basis of this study, the necessity of reserving the methods used for providing frequency stability and increasing the quality of the power is emphasized.

In this study, a calculation is made by taking into account the socio-economic parameters such as the amount of expected energy not served and the value of lost load when the reserve requirement is allocated. In the calculations taking into account the economic parameters, an economic analysis based on the utility cost is made for the power system as a result of the loading and unloading instructions.

In addition, a comprehensive study of power quality is being conducted. In this study, after describing the power quality problems, definitions are made about the basic standards. A comprehensive analysis of power quality is made in power systems, including direct current systems, as well as renewable sources. Power quality monitoring techniques and probable solutions of power quality problems for power systems have been examined in detail. For micro-grid systems, methods of reducing these problems are analyzed using special power devices such as Distribution Static Compensator in Systems. The Static Compensator for renewable energy systems has become a potential alternative because of its various advantages, while the need for spinning reserve has resulted in an increase in the quality of power in traditional systems. Finally, in order to improve the power quality and supply reliability of the power systems, the opportunity cost of the reserve power realized during the planning is calculated by economic evaluation with the related parameters for the secondary control reserve function which is the balancing power market function. In addition, for the year 2016, an economic evaluation based on the time value of the money, the real exchange rates and the cleared circulating reserve requirements based on the market exchange rate with the marginal price of the system on an hourly basis is used as a parameter to determine the value of the Market Clearing Price which is more effective. At the same time, it was concluded that the Market Clearing Price is more effective than the other parameters in calculating the real change rate based on electricity consumption.

Keywords: Spinning reserve, power quality, ancillary services, value of lost load, balancing power market

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Döner Rezerv (DR), şebekeye senkronize edilmiş ve işletim sistemi talimatı ile kısa süre içerisinde elektrik talebini karşılamaya hazır olan çevrimiçi rezerv kapasitesidir. Literatürde “Spinning Reserve” olarak tanımlanan DR, genellikle sistem frekansını dengelemek, üretim kararlılığını korumak ve yük kaybını önlemek için kullanılır. DR, zaman zaman kesintilerin önemli sosyal ve ekonomik maliyetlerini hafiflettiği için güç sistemi operatörleri tarafından kullanılan en önemli Yan Hizmetler (YH) arasındadır [1]. DR gereksinimi, sistemin çalışması için yeterli güvenilirlik seviyesine sahip olduğu için elektrik enerjisi arzına değer kattığı kabul edilmektedir [2]. Elektrik güç sisteminin istikrarlı ve güvenilir şekilde çalışması için gerekli ön şart, üretim ve tüketim arasındaki dengeyi her zaman sağlamaktır [3-6]. Gerçek zamanlı güç dengelemesi için frekans kontrolü, genel olarak merkezi piyasanın ekonomik parametrelerinin doğrudan kullanımı ile gerçekleştirilir [7-8]. Bununla birlikte, elektrik enerjisi sektöründe serbestleşme nedeniyle ortaya çıkan önemli değişiklikler frekans kontrolünü emtia olarak ele almaktır. Bunlar YH’in önemli bir parçası olarak güç kalitesi ve frekans kontrol rezervleri olarak ifade edilir. Bu rezervler, primer kontrol rezervi, sekonder kontrol rezervi ve Elektrik İletiminin Koordinasyonu Birliği (UCTE) çerçevesindeki tersiyer kontrol rezervinden oluşur. Söz konusu kontrol birimleri Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı’nın (ENTSO-E) ana bölümünü oluşturmaktadır. Ayrıca, bu yedek hizmetler genellikle bir piyasa mekanizması vasıtasıyla Piyasa Takas fiyatı (PTF) ve Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) baz alınarak Yük Alma (YAL) ve Yük Atma (YAT) talimatları ile tedarik edilmektedir. Bu bölümde, DR gereksinimin belirlenmesi ve ekonomik parametrelerin kullanımı ile ilgili literatür özeti Bölüm 1.1’de, tez çalışmasını motive eden ilkeler ve genel olarak tezin amacı Bölüm 1.2’de ve çalışmanın literatüre orijinal katkısı Bölüm 1.3’te verilmiştir.

1.1 Literatür Özeti

Yeterli miktarda DR kapasitesinin belirlenmesi durumunda, güç sistemlerindeki enerji üretim kesintileri, yük tahmin hataları ve yenilenebilir üretim değişikliklerinden dolayı ortaya çıkan aksaklık sonucunda YAT işlemi gerçekleşmeyecektir. Bu rezerv gereksinimi ile ilgili olarak birçok işletmeci farklı yöntemler kullanmıştır. Bazı yaklaşımlarda, şebekenin rezerv ihtiyacının toplam miktarı, enerji planlaması öncesinde oluşacak arızalar ve olasılıklı davranış gösteren yenilenebilir kaynakları dikkate alınmadan belirlenmektedir. Bunlar deterministik açıdan, enerji ve rezerv planlama olarak adlandırılır [9-12]. Bu kriterin temelinde DR kapasitesinin en büyük çevrimiçi jeneratörün kapasinden büyük olması gerekmektedir [13-15]. Diğer yandan, stokastik yöntemde, yenilenebilir üretim ve yük talebine ilişkin belirsizlikler senaryolarla modellenmekte ve rezerv planlama senaryoların olasılıklarına dayanarak yapılmaktadır [16-17]. Deterministik kriterlerin uygulanması kolaydır ancak planlanan her Üretim Ünitesi'nin (ÜÜ) güvenilirliğinin göz önüne alınması problemin stokastik niteliği ile karşılaştırılmaz [18]. Böylece stokastik karakteristiği dikkate alan çeşitli olasılık yaklaşımları geliştirilmiştir.

Bazı çalışmalar sonucunda stokastik metodun belirleyici olanlarla karşılaştırılmasıyla daha düşük operasyonel maliyetleri elde edildi [19]. DR sağlanması için ilk olarak kesintilerin olasılıksal doğası göz önünde bulundurulması yaklaşımı kabul edilmiştir [20-22]. Ünite Tahsisi (ÜT) kısıtları üzerine elde edilen olasılıksal rezerv kriterleri de dâhil edilirse son yıllarda birçok yöntem geliştirildi. Uygulamalarda, kabul edilebilir bir risk düzeyi tanımlamak zor olabilir ancak bazı çalışmalarda güvenilirlik kısıtlı ÜT problemi çözümlenerek DR gereksinimini optimize edildi [23-25]. Yük Kaybı Olasılığı (YKO-LOLP) ve Sağlanamayan Enerji Beklentisi (SEB-EENS) gibi, önceden tanımlanmış bir eşiğin altına düşmesi gereken güvenilirlik ölçümleri ÜT modeline dâhil edilmiştir. DR gereksinimi, işletme maliyetini ve kesintinin beklenen maliyetini en aza indirgeyerek belirlenmiştir. Bu maliyetler, ÜT sorununun objektif fonksiyonunda açıkça ek bir terim olarak düşünüldü [26-28]. Sosyoekonomik parametre olarak kullanılan son terim olan Kayıp Yük Değeri (KYD-VOLL), SEB ile çarpılarak kesintinin beklenen maliyeti elde edilir. KYD, müşterilerin bir saat boyunca bir kW'lık bir kaybın karşılığı olan ortalama para değeri olarak tanımlanmaktadır [14, 29-31]. ÜT problemini açık bir şekilde formüle eden ve bir takım durumların dikkate alınarak olasılıksal rezerv kriterleri belirlendi. ÜT problemini çözmek için bazı çalışmalarda Lagrange yaklaşımı önerildi [32-34].

Ancak bu yöntemlerde ihmal edilen ünitelerin Kesinti Olasılığının Kapasite Tablosu (KOKT) kriteri daha sonra yapılan çalışmalarda dikkate alındı [35].

DR gereksinimi, sağlanan kaynağın fayda/maliyeti analizi yapılarak, faydaya dayalı olarak rezerv miktarı ayarlamak için çevrimdışı bir yöntem de kullanıldı [36]. Simülasyon metodu ile çözümlenen Monte Carlo yaklaşımı ise frekans rölelerinde YAT ayarlarının hesaplanması için bir hesaplama yöntemi kullanıldı ve güç sistemlerinde DR miktarı belirlendi [37-39]. Yapılan son çalışmalarda ise belli bir süre için rezerv gereksinimini bulmak için belli bir güvenilirlik seviyesiyle yerel doğrusal dalgacık sinir ağını kullanıldı [40]. Diğer bir yandan, yenilebilir enerjinin, üretim kapasitesi içerisindeki payının artması rezerv gereksinimini önemli kılmaktadır, bazı çalışmalarda bu üretimin doğrudan primer rezervi etkilemediği savunulmaktadır [41, 42]. Ancak, primer rezerv de sekonder ve tersiyer rezerv gibi tüm sistemlerde frekans dengesi ile güç kalitesinin sağladığı savunulmaktadır. Frekans dengesi ve güç kalitesi ile ilgili en önemli sorunu ise regülasyon gerektiren gerilim ve frekans stabilitesidir. Gerilim regülasyonu esas olarak reaktif güç dengesi ve uyarım sisteminin zaman sabiti tarafından etkilenir [43]. Tasarlanan rüzgar çiftlikleri (12 türbinli) ile yapılan bir durum çalışması, harmonik değerlerin olumsuz yönde biraz etkilendiğini göstermektedir [44]. Güç kalitesindeki bozukluklarının süresine göre dağılımına göre, bir saniyeden daha az süren kesintilerde bozuklukların ortaya çıktığı görülmektedir. Ayrıca, IEEE ve IEC tarafından güç kalitesini tanımlamak için standartlar getirilmiştir [45]. Güneş ve rüzgâr, dağıtılmış üretim gibi yenilenebilir enerji sistemleriyle uyum sağlamak, mikrogruplar ile birlikte daha temiz ve daha verimli güç üretimi ve iletimi ile sonuçlanabilir [46]. Bununla beraber, sistem operatörleri, güç kalitesini korumak için kendi üretim kapasitesinin belirli bir kısmını DR olarak tutmaya çalışarak frekans dengesi yoluyla güç kalitesinin sağlamaktadırlar.

Ayrıca çeşitli sektörlerin kontrolü ile gerçekleşen talep tarafı yönetimi uygulaması kullanılarak elektrik fiyatlarının altında rezervin sağlanması ve enerji maliyetinin en aza indirgenmesi mümkündür [47-51]. PTF ve SMF belirsizlikleri [52], rüzgâr enerjisi [53] ve hidroelektrik enerjisi [54] ile baş etmek için ortak bir matematiksel rassal programlama yaklaşımı geliştirildi. Böyle bir formülasyonda, senaryolar stokastik değişkenlerin olası gelecek sonuçlarının kümesini temsil etmektedir. Birçok yaklaşım enerji piyasasına teklif verirken, stokastik programlama da yardımcı hizmet pazarlarına optimum teklif vermeyi belirlemek için kullanılmaktadır [55-56].

1.2 Tezin Amacı

Dünya nüfusu oranı, sanayileşme ve kentleşme olguları, oluşan ticaret imkânları, mevcut doğal kaynak ve enerji talepleri giderek artırmaktadır. Artan bu kriterlere bağlı olarak, Ülkemizin enerji talebi göz önünde bulundurularak enerji arz güvenirliliğine yönelik yeni çalışmalar yapılmaktadır. Bu çalışmalar ile enerji arz güvenirliliği sağlanması hedeflenmektedir. Enerji arz güvenirliliğinin neden olduğu riskleri düşürmek amacıyla, rekabete dayalı yatırım ortamının geliştirilmesi ve serbest piyasa şartlarının oluşturulması ile beraber YH'nin önemi giderek artmaktadır.

Bu çerçevede, elektrik arz güvenirliliğini ve kalitesini korumaya yardımcı olan ve özellikle frekansın kontrolünü sağlayan YH, her zaman yük ve üretim arasındaki dengeyi kurmak için aktif gücün belirli bir oranda rezerv tutulmasıyla frekansı 50 Hz değerinde tutmayı hedefleyerek üretim sistemlerinde hem üretici hem tüketici tarafında güç kalitesi sağlanmaktadır. Bu hedef, YAL ve YAT talimatlarıyla güç dengesi kurularak sağlanmaktadır. Tutulan bu miktar belirli bir zaman süresi içinde aktif güç üretmek için de kullanılmaktadır.

Bu çalışmada, enerji üretim sistemlerinde güvenirliliği sağlamak amacıyla, beklenmeyen olaylar, değişim gösteren yenilebilir enerji üretimi, kesintiler ve periyodik bakımlar sırasında sürekli enerji sağlamak için enerji santrallerinde DR gereksinimini ekonomik parametreler perspektifinden incelemeler yapılmaktadır. Böylece YH kapsamında olan frekans kontrol işlemini dengede tutmak için Ulusal güç sistemimizde DR tayini için ekonomik bir inceleme yapılarak, rezerv gereksiniminin sosyoekonomik parametreler dikkate alınmasıyla bir ekonomik değerlendirme yapılmaktadır.

Enerji piyasasında artan rekabet beraberinde YH konusunda yeni yönelimler getirmiştir. Bu gelişmeler ile arz güvenirliliği önem kazanarak, enerjide dengeli ÜT programlarının yapılması zorunlu kılınmıştır. Arz güvenirliliği ve güç kalitesinin korunmasını sağlamak, temelde frekans kontrolü ile gerçekleşen bu korumanın Dağıtım Sistemlerde Statik Senkron Dengeleyici (D-Statcom) yöntemler ile nasıl gerçekleşti açıklanmıştır. Bu frekans kontrol ise güç sistemlerinde rezerv planlaması adına YAL ve YAT talimatları gerçekleştirilerek sağlanır. Tutulan rezerv miktarı belirli bir zaman süresi içinde aktif güç üretmek için de kullanılır. Uygulamalarda, rezerv hizmetleri farklı zaman dilimlerinde meydana gelen beklenmedik olaylara yanıt vermesi beklenmektedir. Böylece DR, yedek üretim kapasitesi miktarı olarak tanımlanabilir. Bu hizmet farklı yollarla sağlanabilir,

fakat literatürde özellikle rezerv yöntemi güç kalitesini sağlamada yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu çalışma, YH'lerin güç sistemlerindeki önemini belirtmek, güç kalitesi probleminin analizi ve değerlendirmesi yapılarak çözüm yöntemlerini incelemek, ünite tahsisinde rezerv planlamasına etki eden parametreleri hesaplamak, güç kalitesini sağlama tekniklerinden olan rezerv kontrolü için ekonomik bir analiz yapmak, bu planlamada kullanılan sosyo ekonomik parametreleri yeni bir yöntem kullanarak ulusal güç sistemimiz için elde etmek ve rezerv gereksinimin etki eden parametreler ile ekonomik bir analiz yapmayı amaçlamaktadır. DR miktarının yönetimi ile ilgili uygulanması gereken stratejinin ekonomik değerlendirmesi ve optimum rezerv miktarı için etken parametrelerin incelemesini yapmak şeklinde özetlenebilir.

1.3 Orijinal Katkı

YH tarafından kontrol edilen ve sistem güvenilirliği için önemli olan şebeke frekansı, sistem operatörü tarafından verilen talimatlar ile 50 Hz'lik dengede tutulmaktadır. Bu işlem için verilen YAL ve YAT talimatlarında kullanılan rezerv miktarının optimum maliyeti, en uygun ÜT ve planlamalarda etkili olan ekonomik parametreler, enerji piyasasında toplam maliyetin düşürülmesi ve arz güvenirliliğinin sağlanması konusunda ciddi araştırmalar gerektirmektedir. Bu çalışmada, fayda maliyet analizi temeline dayalı bir yaklaşım ile kesintisiz ve en ekonomik enerjinin sağlanması amacıyla, beklenmedik durumlarda devreye giren rezerv gereksinimi ekonomik analizi yapılmaktadır. Ayrıca, bu maliyetlerin en belirleyici göstergesi olarak kabul edilen sosyo ekonomik parametrelerden KYD için ulusal güç sistemimize ait yeni bir yöntem ile ilk defa hesaplama yapılmıştır. Temel olarak, DR olarak kullanılan yedek kapasitenin belirlenmesinde etkili olan parametrelerin incelenmesi ve bu parametrelerin ekonomik açıdan değerlendirmesi işlemleri yapılmıştır. Bu değerlendirmelerin yapılmasında farklı kaynaklardan yararlanılsa da aşağıdaki maddeler halinde ifade edilen yönleri ile diğer değerlendirmelerden ayrılmaktadır.

- Literatürde yapılan çalışmalarda, güç sistemleri için rezerv gereksinimi belirlenirken, en büyük çevrimiçi ünitenin kapasitesine eşit miktarda rezerv tutulmaktayken, bu çalışmanın temelinde olası en büyük iki ünitenin bir arada devre dışı olma durumu da göz önünde bulundurularak hesaplamalar yapılmıştır. Ayrıca, fayda maliyet analizine dayalı ekonomik bir değerlendirme yapılarak gerekli rezerv gereksinimi belirlenmiştir.

- Ünitelerin stokastik karakteristikleri dikkate alınarak kesinti olasılık tabloları oluşturularak elde edilen gereksinim miktarına sosyo ekonomik parametrelerin kayıp maliyeti eklenerek fayda maliyet analizine dayalı bir değerlendirme geliştirilmiştir.
- Yenilenebilir enerji sistemleri dahil olmak üzere üretim yapan santrallerde güç kalitesinin sağlanması amacıyla kullanılan yöntemlerin analizi yapılarak, çözümleyici öneriler karşılaştırılarak sunulmuştur.
- Genelde anket yöntemi ile hesaplanan KYD, bölgesel, mevsimsel ve zamansal farklılıklar ve anket bilgilerini sağlayan katılımcıların sunmuş olduğu verilerdeki tutarsızlıklar göz önünde bulundurulduğunda doğru sonuçlar elde edilmediği görülmektedir, bu çalışmada ise ulusal güç sistemimiz için doğru KYD hesaplamasının yapılması için regresyon yöntemi kullanıldı. Bu yöntem sonucunda elde edilen değer ile karşılaştırma yapmak için makroekonomik analiz yapılarak yeni yöntem vasıtası ile hesaplanan değer doğruluğu kanıtlanmıştır.
- Dengeleme güç piyasasındaki ekonomik parametreler kullanılarak YAL ve YAT talimatlarına yönelik kapasiteler elde edilerek, enerji dengesizliklerine yönelik çözüm önerileri sunulmuştur. İlgili parametrelerin DR gereksinimi üzerindeki etkileri incelenerek arındırılmış ve reel değişim oranları hesaplanmıştır. Paranın zaman değerine göre hesaplanan DR gereksiniminin değişim oranı belirlenmiştir.

BÖLÜM 2

YAN HİZMETLER, GÜÇ KALİTESİ ÇÖZÜMLERİ ve GÜVENİRLİK

YH'ler elektrik şebeke teknolojisinde, üretim sahasından müşteriye elektriğin iletilmesini destekleyen bir hizmettir. Servisler arasında yük düzenlemesi, işletme rezervi, frekans kontrolü ve gerilim desteği karşılamak üzere işlev görmektedir. YH, şebeke operatörlerinin güvenilir bir elektrik sistemi sağlamasına yardımcı olan işlevleri sağlar. Bu hizmet, doğru akış ve elektrik yönünü korur, arz/talep arasındaki dengesizlikleri giderir ve bir güç sistemi arızasından sonra sistemin kurtarılmasına yardımcı olur. Önemli ölçüde yenilenebilir enerji penetrasyonu olan sistemlerde, artan değişkenliği ve belirsizliği yönetmek için Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketine (TEİAŞ) kontrolünde ek YH gerekebilir. Güç sisteminde, öngörülemeyen ani yük değişimlerini dengeleyebilmek adına, YAL / YAT tekliflerinin kabul edilmesi yeterli olmayacak, gerekli özelliklere sahip santrallerin primer ve sekonder frekans kontrolü ve işletme yedeği hizmetlerin zorunlu ve ticari YH anlaşmaları kapsamında sağlaması gerekecektir. Söz konusu YH sağlanmaması halinde, sadece YAL / YAT tekliflerinin kabulü ile sistem güvenilirliğini ve stabilitesini istenen seviyede tutmak mümkün olmayacaktır. Bu bölümde, YH kapsamında gerçekleşen talimatlar Bölüm 2.1'de, güç sistemlerinde frekans kontrol işlemi Bölüm 2.2'de, üretim sistemlerinde güç kalitesi analizi ve sorunları azaltılması 2.3'te ve güç sistemlerinde güvenilirlik Bölüm 2.4'te verilmiştir.

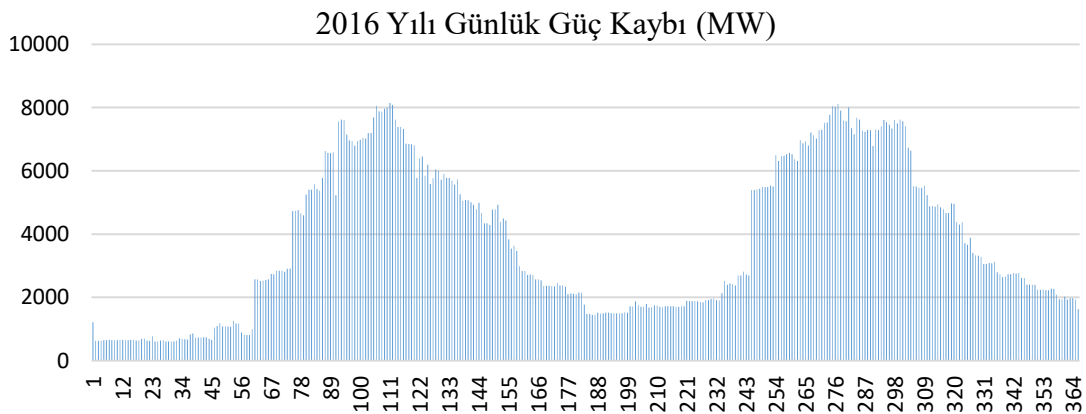
2.1 Yan Hizmetler

Elektrik güç sistemlerinde öngörülen talebe göre üretimin programlaması frekans dengesi için gereklidir. Bu programlama Gün Öncesi Piyasa (GÖP) ve Gün İçi Piyasa (GİP) olmak üzere iki dönem halinde yapılır. Her aşamadaki amaç, sistemdeki mevcut ünitelerle

üretim maliyetinin en aza indirilmesi ve enerjinin kesintisiz sağlanmasıdır. Bir elektrik güç sisteminde programlama, temel olarak iki kısımlardan oluşur:

- Sistem çalışma programı
- Sistem çalışma denetimi

Sistem çalışma programı kendi içerisinde uzun, orta ve kısa süre olmak üzere üçe ayrılır. Uzun süreli çalışma programında aylık yük tahmini ve revizyon takvimi oluşturulur. Elde edilen revizyon takvimi, ÜÜ karakteristik ve yapılış özelliklerine göre, aylık talebin ortalama değerlerini karşılamak koşuluyla, Şekil 2.1 'de ünitelerin 2016 yılında bakıma alınacakları toplam kapasite değeri gösterilmektedir. 3 Ekim 2016 tarihinde en yüksek değer olarak 8116 MW değerinde bir kapasite eksikliği söz konusudur. Yapılan bakım programı dikkatli bir şekilde incelenecek olursa, planlanan bakım programları genellikle mevsim geçişlerinde yapıldığı görülmektedir. Orta süre çalışma programında, hidro-termal koordinasyonu ve ortalama haftalık yük tahmini yapılır. Yük tahmini haftalık enerji ihtiyacını belirler ve hidro-termal koordinasyon planı, öngörülen talebe göre en uygun olacak şekilde, hangi hidrolik ve termal ünitelerin devreye alınacağını belirler. Kısa süre çalışma programında ise kısa süre yük tahmini, güvenilirlik analizi ve ekonomik yük dağılımı programını kapsar. Kısa süre yük tahmini, saatlik periyotlar halinde günlük yük tahminini ve talep edilen enerjinin en uygun olacak şekilde üniteler arasında paylaştırılmasını kapsar. Uzun dönem planlamanın sonucunda, yıllık olarak ve aylık bazda oluşacak yük talebinin karşılanması bulunur. Bulunan bu sonuç, orta dönem planlamanın amacını oluşturur. Orta dönem planlamanın sonucunda ise haftalık yük talebinin sağlanması bulunur ki bu değerler, günlük ve saatlik olarak elektrik enerjisini tüketicilere sağlamak için yapılan kısa dönem planlamanın giriş değerleridir. Elde edilen bu değere göre gerekli rezerv planlaması yapılmaktadır.



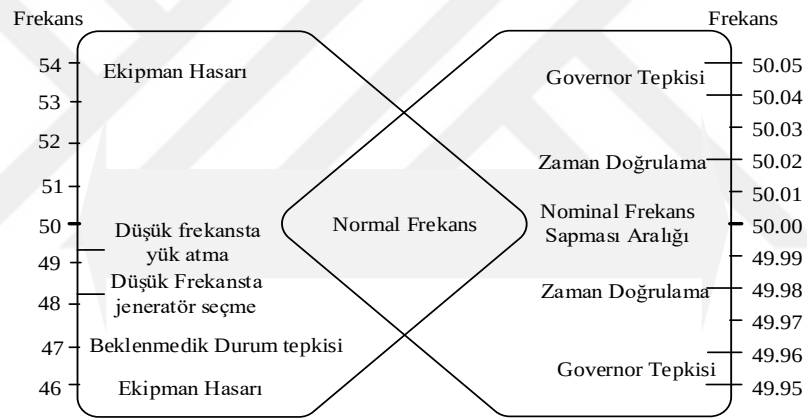
Şekil 2. 1 2016 yılı günlük planlı bakıma çıkacak toplam kapasite

Sistem çalışma denetimi, talep edilen yükü karşılamak için anlık olarak yapılan işlemleri kapsar. Burada yapılması gereken görevler üretim kontrolü, ünitelerin çalışma durumlarının değerlendirilmesi, anlık yük akışı, çalışma planı, ekonomik yük dağılımı, ayrılacak rezerv hesapları ve yük yönetim sistemidir. DR, yük kesintilerini önlemek ve üretim kayıplarına ani cevap olarak sistem operatörleri tarafından kullanılan en önemli kaynaktır. Kesintilerin sosyo ekonomik maliyetlerini önemli ölçüde azalttığından dolayı DR miktarı önemli bir değere sahiptir, ancak bu rezervin sağlanması bir maliyet gerektirmektedir. Elektrik güç sistemleri için fazla miktarda tutulmuş DR işletme için yüksek maliyetler sonucu ortaya çıkarmakta iken, planlama altında tutulan DR miktarı ise büyük güvenilirlik riskleri oluşturur ve bu risklerin olması durumu ya kesintilere ya da yük atmaya sebep olur. Bu çalışmanın amacı iki uç nokta arasındaki en uygun durumu sağlamaktır. ÜT programlarında yapılan planlama genelde sabit bir DR tutmak için kendi optimizasyon prosedürlerinde rezerv kısıtları içermektedir. Bu sabit DR gereksinimi çevirim dışı her bir güç sistemi için geliştirilen standartlardan elde edilir. Optimizasyonun bütün periyotlarında DR miktarını sağlamak en uygun durumdur. Çünkü ne kurulum maliyeti ne de tüketicilerin kesintisiz enerjiye vermiş olduğu değeri hesaba katılmaz. Uygulamalarda bu durum, planlanan DR miktarının bazı dönemlerde fazla ve bazı dönemlerde ise yetersiz olma olasılığı anlamına gelir.

2.1.1 Yan Hizmetlerin Kapsamı

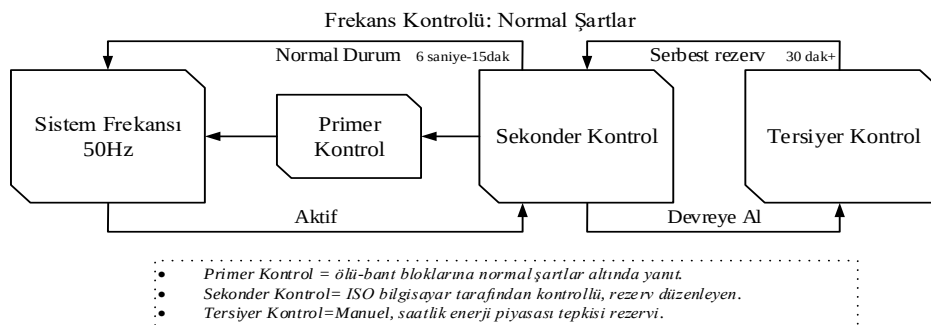
YH ifadesi ilk kez yeniden yapılandırma ve serbestleştirilme sürecinde kullanılmıştır. Elektrik güç sisteminin sağlam ve güvenilir bir şekilde işletilebilmesi için gerekli olan ön koşul her zaman üretim ve yük arasındaki dengenin sağlanmasıdır. Genel olarak, gerçek zamanlı güç dengesi için, frekans kontrolü doğrudan bütünleşerek YH tarafından uygulanır [3, 6]. Bu hizmet, güç sistemlerinin başarılı performansı için gerekli olan tüm hizmetleri belirlemektedir ve enerji üretiminden, iletiminden ve dağıtımından farklıdır. YH güç güvenirliliği için gerekli olan dağıtım fonksiyonlarını ve temel enerji kaynağını destekler. Aslında, daha önce hizmetin ne kadar güvenilir olduğunu belirleme ile ilgili olan problem şimdi farklı bir durum almaktadır, bu durum YH nasıl sağlanacağı ve ne miktarda sağlanacağı ile ilgili bir probleme dönüşmüştür. Böylece bu durum, elektrik piyasasında ticari anlamada büyük önem taşımaktadır. Temel olarak YH, elektrik güç sistemlerinde güvenirliliği ve devamlılığı sağlamak amacıyla, sistem operatörleri tarafından kullanılan hizmetlerden meydana gelir. Bu hizmet tanımları Elektrik Piyasası

Şebeke Yönetmeliğinde tanımlanmaktadır. Sistem operatörleri kontrolünde gerekli YH sunabilecek katılımcılarca TEİAŞ'a gerekli talep yapılır. Böylece TEİAŞ hizmet sunabilecek katılımcıların belirlenmesi sağlar [57]. Bu hizmetlerin Amerika'daki tüketicilerin iletim hizmetlerine yıllık ödediği 15 milyar dolara kıyasla, yıllık 12 milyar dolara mal olacağı tahmin edilmektedir [58]. Enerji ve kapasite müşterilerin gerçekten kullandığı temel ürünlerdir. Ancak, enerji ve kapasite tek başına güç sistemini güvenilirliği bir şekilde işletebilecek yeterliliğe sahip değildir. YH, üretim ve yük arasındaki anlık ve devamlı dengeyi sağlamak, iletim hattını yönetmek, Şekil 2.2 'de ve 2.3 'de gösterilen kontrol şemalarını uygulamak için gerekli olan kaynakları sistem operatörleri sağlamakla yükümlüdür. Bu hizmetler hem normal şartlar altında hem de beklenmedik durumlarda ortaya çıktığında gereklidir. Eğer sistem operatörleri üretim/yük dengesini devam ettiremiyor ve sistem çöküyorsa, YH güç sistemini tekrar başlatmak için gerekli olan kaynakları da sağlamaktadır.



Şekil 2. 2 Güç sistemi frekans kontrolü aralık çizelgesi

Tekrar yapılandırma ve rekabetçi üretim pazarlarının ortaya çıkması bu hizmetlerin tanımlanmasını ve bunlara yatırım yapılmasını gerektirmektedir. Güvenirliği devam ettirme maliyetini en aza indirmek amacıyla oluşturulan birçok YH için pazarlar oluşturulmuştur [59]. Çizelge 2.1 'de her hizmetin kısaca açıklamasını göstermektedir.



Şekil 2. 3 Normal şartlarda frekans kontrol sistemi

Çizelge 2. 1 Yan Hizmetlerin önemli tanımları

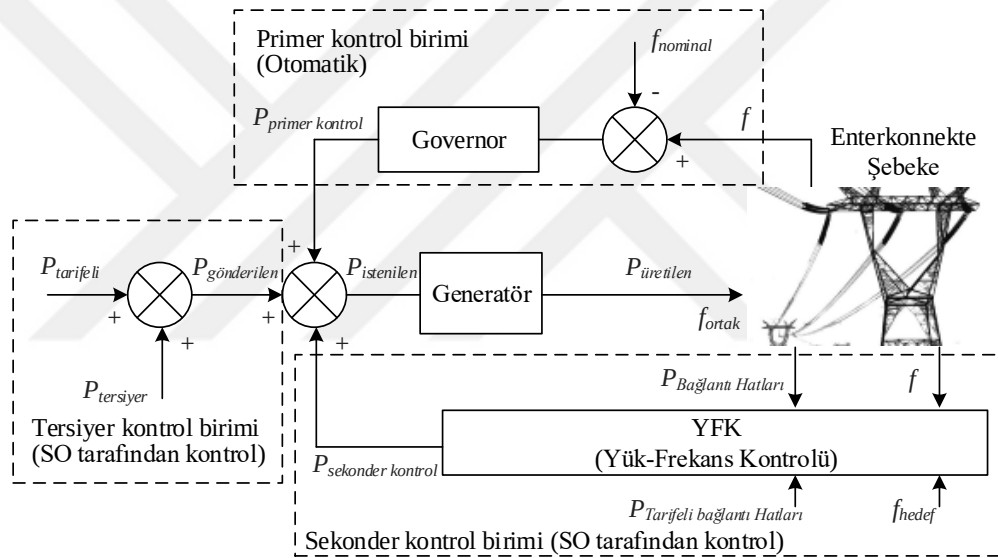
Servis Hizmeti	Servis Açıklaması		
	Tepki Hızı	Süre	Döngü Süresi
Normal Şartlar			
Düzenleyici Rezervler	Çevrimiçi kaynaklardır, otomatik üretim kontrolü olan bu rezervler; yukarı ve aşağı hareketler için sistem operatörleri isteklerine hızla yanıt verebilir. Dakikalık dalgalanmaları izlemek için kullanılır		
	~1 dakika	Dakikalar	Dakikalar
Yük Takibi veya Enerji Piyasası	Düzenleyici rezervlere benzerdir ama daha yavaştır. Düzenlenme hizmeti ve saatlik enerji piyasaları arasındaki köprüdür.		
	~10 dakika	10 dakika - saatler	10 dakika - saatler
Öngörülme-yen Durumlar			
Döner Rezerv	Çevrimiçi üretim, şebekeye senkronize edilmiş yapıdadır. Bu rezerv, büyük bir üretim ünitesinin veya iletim kesintisine hemen yanıt olarak çıkış verebilir ve dakikalar içinde uyum sağlayarak tam çıkışa ulaşabilir.		
	Saniye <10 dakika	10 - 120 dakikaya	Saatler-Günler
Döner olmayan Rezerv	Döner rezerv ile aynıdır, ama hemen yanıt vermek zorunda değildir. Üretim üniteleri çevrimdışı olabilir ama yine de gerekli olması durumunda 10 dakika içinde tam çıkış kapasitesine sahip olmalıdır.		
	<10 dakika	10 - 120 dakikaya	Saatler-Günler
Yedek Rezerv	Ek rezerv ile aynı, ancak 30-60 dakika arasında tepki süresi gereklidir. Acil bir durum öncesinde Döner rezerv ve döner olmayan rezervlerini geri yüklemek için kullanılır		
	<30 dakika	2 saat	Saatler-Günler
Diğer Servisler			
Gerilim Kontrolü	Reaktif güç için gerekli sınırlarda iletim sisteminde gerilimi korumak için kullanılır.		
	Saniyeler	Saniyeler	Sürekli
Black Start	Doğru yerde üretim yapar, şebeke desteği olmadan kendini başlatması mümkün değildir. Yararlı olabilmesi için yeterli gerçek ve reaktif kapasiteye sahip olmalıdır.		
	Dakikalar	Saatler	Aylar ve Yıllar

YH, normal şartlar altında dengeleme/yük akışı üretimi ve yükü dengelemek için devamlı hazır olan iki hizmettir. Bu hizmetler, güç sisteminde beklenmedik durumla için hazır

bulunan döner rezerv, döner olamayan rezerv, ek / yedek rezervleri sağlamak ve ek hizmet olarak gerilim kontrolü-black start şeklindedir.

2.2 Güç Sistemlerinde Frekans Kontrol İşlemi

Frekans kontrolünü sağlayan rezervlerin yapısını açıklayan basitleştirilmiş sistem şeması Şekil 2.4 'de gösterilmektedir. Frekans kontrolü temel olarak üç birimden oluşmaktadır [60]. Bunlar; Primer, Sekonder ve Tersiyer frekans kontrolü olarak adlandırılır. Büyük enterkonnekte sistemlerde her üç birim de bulunmaktadır. İzole edilmiş küçük sistemlerde ise sekonder kontrol birimi bulunmayabilir. Frekans kontrolünde kullanılan talep tarafındaki değişkenler bu sisteme dâhil değildir, fakat sistem kavramsal değişiklikler olmadan da düşünülebilir.



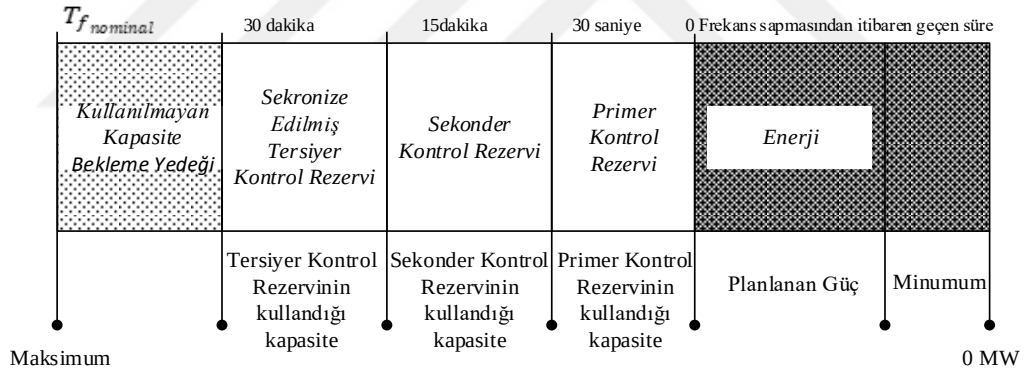
Şekil 2. 4 Elektrik iletim koordinasyon biriminin frekans kontrol sistemi

Elektrik İletim Koordinasyon Biriminin Frekans Kontrol Sistemi birimleri aşağıda belirtildiği gibidir [13]:

- **Primer Kontrol Birimi:** Yerel otomatik kontrol sistemidir, herhangi bir frekans değişikliğine karşı yedek güç sağlar. İşletme rezervini, hız regülatörlerinin otomatik kullanmak üzere frekansı istenilen seviyede tutmak için kullanılan ve bu sabitleme işlemi için yeterli düzeyde tutulan güç birimidir. Primer Frekans Kontrol (PFK) rezerv miktarı TEİAŞ tarafından belirlenir ve bu rezerv kesintisiz olarak sağlanması esastır. Genel olarak en büyük kurulu güce sahip ünitenin devre dışı kalması göz önünde bulundurularak belirlenir.

- **Sekonder Kontrol Birimi:** Merkezi kontrol sistemidir, frekansı hedeflenen değere geri getirmek için yedek güç sağlar. PFK rezervi ile değişimi sabitlenen frekansın nominal seviyesine getirilmesi amacıyla otomatik üretim kontrol programı vasıtasıyla kullanılan birimdir. Güç sistemleri ile olan enerji transferinin planlanan seviyede sağlanması amacıyla yeterli olacak şekilde seçilen kısımdır.
- **Tersiyer Kontrol Birimi:** Bağlantı ve sevkte manuel kontrol sistemidir, sekonder kontrol rezervini geri yüklemeyi ve nihai kısıt yönetimini sağlar. Sekonder Frekans Kontrol (SFK) rezervinin yeterli olmadığı zaman frekansı hedeflenen değere geri getirmek için kullanılan yedek güç sağlar. Dengeleme Güç Piyasası (DGP) kapsamında verilen YAL ve YAT talimatları ile güç dengeleme birimlerinin belirli bir süre içerisinde gerçekleştirebildikleri çıkış gücü değişimi bu birim ile sağlanır.

Teoride, bir üretim birimi üç aşamalı rezerv kontrolü biçiminde sınıflandırılır. Şekil 2.5'te kapasitenin nasıl bölünmesi gerektiği ve devreye girme süreleri gösterilmektedir. Pratikte, bir üretim birimi sadece bir, iki ya da belirli standartlara göre bu rezerv hizmetlerin hiçbirisi bulunmayabilir.



Şekil 2. 5 Frekans kontrolüne katılan bir üretim biriminin kapasite tahsisi

2.2.1 Primer Frekans Kontrol Rezervi

Frekans istikrarını korumak için önemli bir yol olan PFK rezervi, şebekede güç üretimini ve yük tüketimini dengeler. Şebeke frekans limiti ayarlanmış ölü bant sınırlarında değilse PFK hemen devreye girer. 30 saniye içinde istenilen enerjiyi teslim eder. Türbin gücü, ani değişikliklere tepki olarak artacak veya azalacaktır. PFK modu, şebeke frekans geçişleri sırasında otomatik artışa veya güçte düşüşe izin vermek için gönderim işlemlerinin yedek güç ayarlamasına izin verecektir. Şekil 2.6'da frekans kontrolüne yönelik hizmetlerin hiyerarşisi gösterilmektedir [61].

2.2.2 Sekonder Frekans Kontrol Rezervi

SFK Rezervi, genellikle “dakikalar” zaman diliminde dağıtılan dengeleme servislerini içerir. Bununla birlikte, HES gibi bazı üretim kaynakları, birçok durumda daha hızlı yanıt verebilir. Bu kontrol, dengeleme otoritesinin kontrol bilgisayarı ve ek ayarlamalar yapmak için operatör tarafından gerçekleştirilen manuel eylemler kullanılarak gerçekleştirilir. İkincil kontrol ayrıca arızalar için ilk yedek dağıtımını da içerir. Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM), şebekeye senkron olan ve SFK sağlamak zorunda olan enerji üretim santrallerine sinyal göndererek YAL ve YAT talimatı ile frekans dengesi sağlamaktadır. SFK katılan santraller, MYTM talimatıyla iletilen sinyallere ideal şekilde üretim seviyesi kesintisiz sağlayabilmelidir. Üretim kapasitesi 100 MW ve fazlası olan santraller SFK işlemine katılmaları zorunludur.

YH yönetmeliğindeki kısıtlar dikkate alınarak SFK için uygun olan santraller MYTM tarafından belirlenir. Ayrıca, ENTSO-E ile bağlantılı olan sistemde yük akışı salınımlarına ve ani yük değişimleri karşısında yük alma/atma talimatlarına hızlı cevap verebilen sistemlere sahip olan üretim ünitelerine öncülük verilmektedir.

Bu bağlamda tüm kısıtlar hesaba katılarak üretim ünitelerinin;

- Yük talebine göre hızlı devreye girebilen rezerv kapasiteleri,
- Ramp up ve Ramp Down oranları (MW/dk),
- Üretim ünitesinin tipi (Termik santraller veya Hidroelektrik santraller),
- Cevap verme hızları, entegre olma ve gecikme zamanları,

Göz önünde bulundurularak olabilecek minimum maliyet olacak durumlar için optimum tercihler gerçekleştirilmektedir [61].

Bir üretim tesisinin PFK kapasitesi dışında kalan güç, Emre Amade Kapasite (EAK) ve Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP) değerleri arasındaki değer miktarı ya da operatör vasıtası ile DGP ölçüsünde uygulanan YAL, YAT talimatları ile oluşturulur. Tıpkı PFK hizmeti sağlanmasıyla SFK sağlanması da GÖ programlama ve DGP kapsamında yapılmaktadır. Bilhassa DGP kontrolünde gerçekleşen talimatlar SFK rezerv tedarikinde etkin görev alır. SFK rezerv sağlama aşamaları Şekil 2.8’de gösterildiği gibi sıralanmaktadır [62].



Şekil 2. 8 Sekonder Frekans Kontrol rezervi sağlanması akış şeması

GÖP'e göre düzenlenmiş teklifler 1 Temmuz 2015 tarihinden itibaren GİP başlamasıyla üretim ve tüketim dengesi konusunda bir takım değişiklikler oluşacaktır. Teklifte bulunan şirketler için kapı kapanış zamanı daha erken bir süreye gelecek, böylece planlan enerji ihtiyacı 24 saat önceden değil 2 saat önceden belirlenecek. Bu durumda, lisans sahibi katılımcılar anlaşma bünyesindeki enerjinin sağlanmasının 2 saat kalıncaya kadar alış ve veriş gerçekleştirebilecekler. Bu planlanan sürenin ileride 45 dakikaya indirilmesi de planlanmaktadır, böylece enerji alış verişi gerçek zaman gibi gerçekleşir. Bu durumda tüketime bağlı üretimde denge oluşması beklenirken, sadece beklenmedik durumlarda ortaya çıkan arızalar için yine bir üretim tüketim dengesizliği söz konusu olacaktır.

2.2.3 Tersiyer Frekans Kontrol Rezervi

SFK Yedekleri DGP'de sistem operatörleri tarafından manuel olarak aktive edilen ve hazır bekletilen Tersiyer Frekans Kontrol (TFK) Rezervleri ile desteklenerek olabilecek beklenmedik bir kesinti durumuna karşın yedek kapasite gerçekleşir. Böylece TFK, SFK yedeğini değişim gösteren frekans değerini istenilen seviyeye ulaştırmada kapasite sorunu yaşadığı anda destek olacak şekilde kullanılır. Sistem operatörü vasıtasıyla ihtiyaç duyulduğunda gerekli TFK elde edilmesi hedefiyle Bekleme Yedekleri de kullanılır.

Dengeleme işlemleri çerçevesinde, gerçek zamanda ihtiyaç duyulan rezerv miktarının sağlanması için gerekli aşamalar Şekil 2.9'da gösterildiği gibidir.

Ulusal güç sisteminizin ENTSO-E şebekesine katılmasıyla birlikte güç sistemi için ihtiyaç duyulan rezerv gereksinimi azaltılmıştır. ENTSO-E şebekesine katılmadan önce bulundurulana PFK rezervi minimum en büyük üretim bloğu iken, daha sonrasında söz konusu rezerv miktarı 500 MW değerine düşürülmüştür. 2014 yılı için ENTSO-E tarafından gerçekleştirilen çalışma neticesinde, Türkiye elektrik sisteminde hazır bulundurulana frekans kontrolü rezervi minimum 250 MW olması kararlaştırılmıştır. Senkronizasyonla birlikte elde edilen diğer bir fayda da büyük bir senkron çalışan üretim ünitesine bağlanmak suretiyle frekansın çok daha kararlı hale gelmiş olmasıdır.

2.2.5 Frekans Kontrol İşlemi için Verilen Talimatlar ve Etiketlemeleri

YAL ve YAT teklifleri fiyat değeri baz alınarak dizilen sıralama;

- Arz kalitesine ve arz güvenilirliği ilişkin kriterler,
- Enerji iletim hatları kısıtlar,
- DGP kapsamındaki teknik kısıtlar,
- YAL ve YAT talimatlarını gerçekleştiremeyen santraller,
- Gerçek ve tahmin talep değerleri dengesizlikleri,

göz önünde bulundurularak, sistem bütünlüğü ve güvenilirliğini elde edecek ve dengeleme maliyetleri minimum seviyeye düşürecek durumlar için belirlenir. İfade edilen şartlardan dolayı verilen YAL ve YAT talimatlarından bir kısmı anlaşma sırasında değerlendirilmeyebilir.

Bu çalışmada, elektrik piyasası için;

- YH gerçekleşmesine yönünde gerekli rezervin sağlanması,
- Güç sisteminde belirtilen kısıtların çözümlenmesi,
- Sistemde oluşan enerji dengesizliklerinin ortadan kaldırılması

hedefiyle YAL ve YAT talimatlarına ilişkin doğru denetimlerin yapılması yönünde bir değerlendirme yapılmaktadır. Yük tevzi operatörleri tarafından verilen YAL, YAT talimatları “0”, “1” ya da “2” koduyla etiketlenir.

MYTM, DGP kapsamında verilecek olan YAL ve YAT talimatlarının etiket değerlerinin belirlenmesine ilişkin yükümlülüğe sahiptir. Talimat etiket değerleri;

- Güç sistemlerinde gerçek zamanlı olarak arz ve talep arasında dengenin sağlanması amacıyla “0” etiket değerine sahip talimatlar verilmektedir. Elektrik

piyajasında “0” kodu ile etiketlenen YAL ve YAT talimatlarının miktarına göre sistemin yönü tespit edilir. İlgili saat sonunda “0” etiket değerine sahip YAL talimatlarının daha fazla olması durumunda sistemin YAL yönünde olduğu, YAT talimatlarının daha fazla olması durumunda ise sistemin YAT yönünde olduğu kabul edilir. Sistemin YAL yönünde olması durumunda da, “0” ile kodlanan yüksek değerdeki teklif YAL tutarına denk olarak SMF değeri elde edilir. Aynı şekilde, durum YAT talimatına yönelik ise “0” ile yapılan kodlama düşük değerdeki teklif YAT değerine denk olarak SMF değeri elde edilir.

- Güç sistemlerinde gerçek zamanlı olarak sistem kısıtlarının giderilmesi için “1” kodlu talimatlar verilir. Elektrik piyasasında “1” kodu ile etiketlenen YAL ve YAT talimatlarının miktarına göre sistem operatörü vasıtasıyla açıklanır. Güç sistemlerinde, daima bir üretim-tüketim dengesizliği olacak durumda bir ünitenin devreden çıkması ya da SFK rezervinin uzun dönemli olacak şekilde tüketimesi halinde, verilen YAL ve YAT talimatları “0” etiketi ile kodlanır.
- YH bünyesinde verilen YAL ve YAT talimatlarında “2” kodlu etiketle sekonder rezerv oluşturulmaktadır. YH bünyesinde çalışan üretim ünitesinin devreden çıkması halinde diğeri bir üretim ünitesinin YH bünyesinde rezerv kapasitesi sağlamak ya da güç sisteminde oluşabilecek dengesizliği engellemek için “2” nolu etiket kodu ile YAL ve YAT talimatı verilir.

2.2.5.1 Yük Alma ve Yük Atma Teklif Fiyatlarının Bildirilmesi

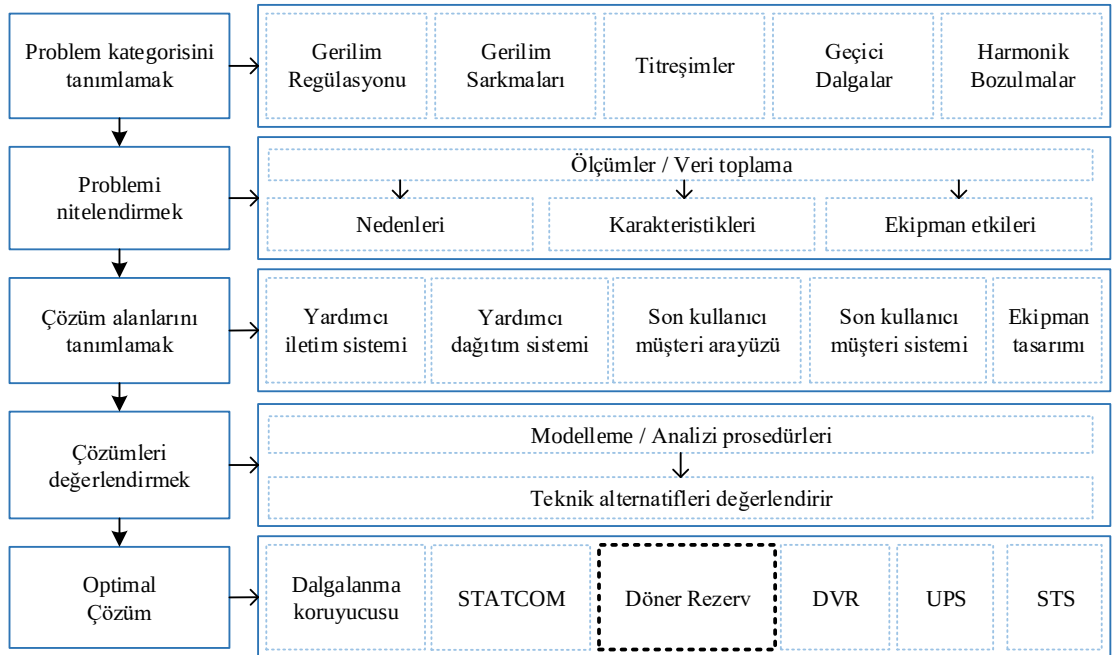
Üretim ve tüketim tahminleri, yönetmeliğe tabi tarafların bilgileri, şebeke kısıtları, YAL ve YAT talimatları bünyesinde, enerji kalitesi ve arz güvenirliliğine yönelik gereklilikler sunarak günlük gerçekleşir.

YAT işlemi için belli başlı iki tip düşük frekans rölesi kullanılmaktadır. Bunlar pratik tip röle ile elektromekanik tip röledir. Statik röle, sistem frekansını ölçmek için sayısal tekniklerinden faydalanır. YAT sırasında iletim hatlarının aşırı bir şekilde yüklenmesini önlemek için, YAT için kullanılan düşük frekans rölelerinin dengeli olarak bütün sisteme dağıtılması gereklidir. Bu tedbirlere rağmen, atılan yüklerin sisteme dağılışı durumu bazı hallerde geliş güzel olabilir. Bu tekdüze olmayan dağıtımın sebebi frekansın düşmesi sırasında meydana gelen osilasyonlardır. Bu osilasyonlar sistemin baz noktalarında

2.3 Üretim Sistemlerinde Güç Kalitesi Analizi ve Kullanılan Yöntemler

Güç kalitesi, bir güç sisteminin yakın sinüzoidal anma gerilimi ve akımının nominal büyüklüğünü ve sıklığını korumak anlamına gelir. Güç kalitesinin kesintiye uğraması sistemin verimliliğinde düşüşe mal olur. Çoğu durumda, güç kalitesinin kontrolü sadece gerilimin kontrol edilmesini ifade eder. Bunun nedeni çoğu durumda gerilimin akımdan daha kolay kontrol edilebilmesidir. Daha spesifik olarak, güç kalitesi, hizmetin sürekliliği, gerilim büyüklüğü geçici gerilimlerindeki ve akımlarındaki değişim, harmonik içerik (AC için), vb. gibi bazı parametreler tarafından açıklanabilir [63].

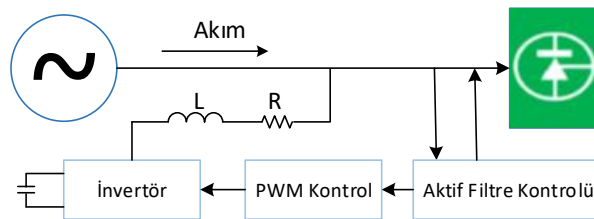
Güç kalitesi sorunlarının önemini tanımlamak için, zayıf güç kalitesinin gereksiz güç ve ekonomi israfına yol açtığını söyleyebiliriz. Tedarikçiler ve tüketiciler üzerinde finansal yük oluşturur. Kararsız gerilimin ve frekans genellikle iletim hattındaki güç akışında sorunlar yaratır. Güç kalitesi probleminin değerlendirme süreci Şekil 2.11’de gösterilmiştir. Akış diyagramından, bu değerlendirmenin ilk aşamasının sorun kategorisini tanımlamak olduğu görülebilir. Temel olarak beş sorun kategorisi vardır: gerilim dengesizliği, gerilim kesintileri, titreşim, geçici ve harmonik bozulma. Kategorileri belirledikten sonra, problemin karakterizasyonu, nedenleri ve ekipman etkilerini bulmak için veri ölçerek veya toplayarak yapılır. Sonraki adım ise, çözüm yelpazesini ve çözümlerin değerlendirilmesini tanımlamaktır. Son adım da, en ekonomik sonuca ulaşmak için en uygun çözümü tüm olasılıklardan değerlendirmeleri yapılmaktadır.



Şekil 2. 11 Güç kalitesi problemlerinin değerlendirilmesi için akış diyagramı

2.3.1 Güç Kalitesi Sorununu Çözme Yöntemleri

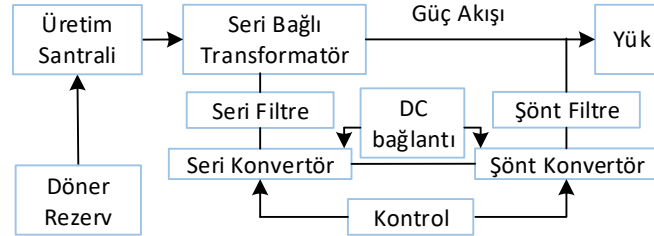
Güç Kalitesi zincir yöntemleri, Statik Senkron Dengeleyici (Statcom), Birleşik Güç Kalitesi Denetleyici (UPQC), Çevrimdışı Kesintisiz Güç Kaynağı (UPS) vb. gibi güç kalitesi ile ilgili bazı temel sorun azaltma yöntemleri kullanılmaktadır. Genel olarak, geleneksel bir güç sisteminde DR, sistemlerin yük ve üretim kestirimindeki öngörülemezliği, dengesizlikleri ve arızaların sebep olduğu kesintilerin telafi edilmesi amacıyla kullanılır. DR, bir ek tork uygulandığında, bir jeneratörün nominal kapasitesini aşan tedarik sağlama yeteneği ile tanımlanır. Yenilenebilir enerji sistemlerinde bunu ölçmenin bir yolu var. Yenilenebilir kaynakların bu parametresini ölçmek için farklı yaklaşımlar üretmiştir, ancak tatmin edici bir sonuç sağlamakta güçlük çekmemektedir. Şönt bağlı bir özel güç cihazı olan bir D-Statcom, güç faktörü ve akım harmoniklerini düzeltir. Ayrıca, dağıtım veriyolunda filtreleme, gerilim regülasyonu ve yük dengeleme sağlar. Bazen şönt bağlantılı bir gerilim kaynağı dönüştürücüsünden (VSC) IGBTs'den oluşan ve Darbe genişlik modülasyonu (PWM) ile çalıştırılan aktif bir güç filtresi olarak adlandırılır [64]. Yüksek anahtarlama frekanslarına sahip IGBT'ler çoğunlukla hızı iyileştirmek için kullanılır. Kondansatör ise enerji depolama amacıyla kullanılır ve bobin-kondansatöre dayalı pasif filtre görevi görür [65]. D-Statcom, fazın 180° kaydırılan yükün oluşturduğu harmonik bileşeni enjekte ederek harmonikleri dengeler. D-Statcom, zayıf güç faktörünü telafi etmek için de kullanılabilir. Şekil 2.12, bir D-Statcom'un PWM kontrol cihazı ve aktif filtreler ile sistem konfigürasyonu gösterilmektedir [66].



Şekil 2. 12 D-Statcom ile PWM kontrolü

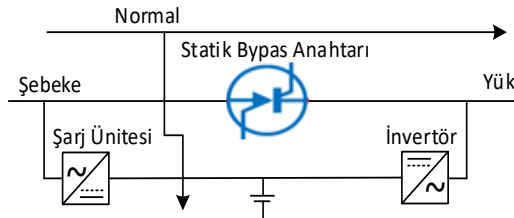
UPQC, arkaya bağlanan seri ve şant aktif filtrelerin bir bütünleşmesidir. Genellikle bu iki filtre Doğru akım (DC) tarafına bağlanır ve ortak bir DC kondansatörünü paylaşırlar. Seri komponentler, gerilim sarkmaları, titreşim, gerilim dengesizliği ve harmonikler gibi besleme yanındaki bozuklukları telafi eder. Bir UPQC, yük gerilimlerinin hedef seviyesinde tutmak için gerekli gerilim seviyesini sağlar. Şant bileşeni, zayıf güç faktörü, yük harmonik akımları ve yük dengesizliği gibi sorunları hafifletir. Kaynak akımları, kaynak akımları ile faz içi sinüzoidleri kaynak gerilimlerinde yapmak için akımları

enjekte eder. Şekil 2.13, seri ve şönt aktif filtreler ile UPQC'nin ana şemasını göstermektedir. UPQC, üç fazlı sistemin dengesiz sistem gerilimleri ve yük akımları gibi bozulmaları telafi eder [67].



Şekil 2. 13 Birleştirilmiş Güç Kalitesi Denetleyicisinin ana şeması

Azaltılmış anahtar sayımı konfigürasyonuna dayanan modüler bir faz UPS sisteminin yeni bir topolojisi Şekil 2.14'de gösterilmektedir [68]. Önerilen bu topolojiye göre, aktif ön uç filtreleme ve normalden yedekleme moduna sorunsuz geçiş sağlanabilir. Şebeke izolasyonu da mümkündür, böylece elektrik kesintisi sırasında şebekeye geriye doğru güç beslemesi olmaz. Sonuç olarak, devre kesicinin ihtiyacını ortadan kaldırır. UPS topolojisinin sadeleştirilmiş şemasında görüldüğü gibi şarj ünitesi normal çalışma sırasında şebekeden şarj olur ve elektrik enerjisi kesintiye uğradığında yükü beslemek için invertörden boşalır.



Şekil 2. 14 UPS topolojisinin sadeleştirilmiş şeması

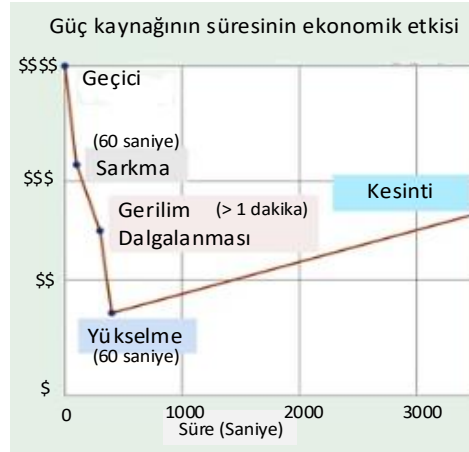
Gerilim geçişleri sistem tarafından düzeltilir. Geçici hassas yüklerin izolasyonu, izolasyon transformatörü ile yapılabilir. Gerilimdeki sarkma problemlerini çözmek için, DVR potansiyel bir seçim olabilir. Yenilenebilir enerji sistemlerinde güç kalitesi sorunlarını azaltmak için modifiye Icosφ algoritmasına sahip Statcom kullanılabilir. Üstün fonksiyonel özellikleri, daha hızlı performans, daha küçük boyut, maliyet azaltma ve hem aktif hem de reaktif güç sağlama gibi çeşitli avantajları nedeniyle, Statcom yenilenebilir enerji kaynakları ile sistemlerde güç kalitesi sorunlarını çözmek için en iyi seçim olabilir. Çizelge 2.2'de, güç kalitesindeki sorunları azaltma tekniklerini ve bunların performans seviyelerini göstermektedir.

Çizelge 2. 2 Performans seviyeleri ile güç kalite sorunlarını çözüm teknikleri

Çözüm tekniği	Hafifletici problemler	Performans seviyesi
UPQC	Gerilim sarkmaları / kabarmaları, titreme, Gerilim dengesizliği, harmonikler, güç faktörü, yük harmonik akımları ve yük dengesizliği	***
D-Statcom	Güç faktörü, akım harmonikleri, filtreleme, Gerilim regülasyonu ve yük dengeleme	**
UPS	Acil durum elektrik kesintisi	*
TVSS	Gerilim geçişleri	*
Izolasyon trafosu	Hassas yüklerin izolasyonu	*
Statcom	Geçici koşullar, Gerilim dalgalanmaları, Gerilim titreme güç salınımı sönmüleme	***
DVR	Gerilim sarkması	*
Dalgalanma koruyucusu, Varistör ve Kondansatör	Aşırı gerilimler	*
STS	Kesintiler ve Gerilim düşüşleri	*
SVC	Titreşimsiz, simetrik olmayan yükler	**
Döner Rezerv	Harmonikler, Güç salınımlı sönm ve dengesi	***

***=Mükemmel, **=Tatmin edici, *=Kabul edilebilir.

Gerilim ve frekans dalgalanmaları ve harmonikler, rüzgar çiftlikleri ve / veya fotovoltaik panellerinden oluşan yenilenebilir enerji sistemlerinde iki ana güç kalitesi sorunudur. Yenilenebilir kaynakların kısmi öngörülemez özellikleri ve kontrol edilemeyen değişkenlik, yenilenebilir enerji tarafında güç kalitesi sorunlarının nedenleridir. Güç şebekesi arızaları, yenilenebilir enerji tabanlı sistemlerde güç kalitesi sorunlarının bir başka nedenidir. Bütün bu meseleler farklı zaman dilimleri veya süreler için sürer ve farklı konular farklı sıklık frekanslarına sahiptir. Şekil 2.15'te, güç kalitesi sorunlarının süresini ve genel sistem üzerindeki ilgili ekonomik etkiyi göstermektedir.



Şekil 2. 15 Güç kalitesinin sorunlarına bağlı süre değişimi

2.4 Güç Sistemlerinde Güvenirlilik

Güvenirlilik ifadesi oldukça geniş bir anlama sahiptir. Genellikle güvenirlilik bir sistemin kendisine tahsis edilen fonksiyonu yerine getirme gücü olarak tanımlanmaktadır ki burada da geçmiş deneyimler gelecek performansları tahmin etmede yardımcı olur. Bu kavramın farklı boyutlarını gösteren tam bir tanım ise; güvenirlilik bir ünitenin ya da bir sistemin kendi fonksiyonunu yeterli ölçüde, belirlenen zaman içerisinde ve işletim şartları altında yapma olasılığıdır. Bu durumda, bir sistemin güvenirliliği kesintisiz enerji ile sağlanacaktır.

Arz güvenirliliği, doğrudan elektrik enerjisinde kalitesini korunumu açısından da önemlidir. Temelde arz güvenirliliği, arz / talep dengesi için ve sistem frekansının 50 Hz olarak kabul edilebilir seviyede korunması için önemlidir. Güç sistemlerindeki arz talep planlaması için birtakım bilgilerin bilinmesi gerekmektedir. Bunlar, üretim kapasite projeksiyonları hazırlamak amacıyla planlamaya katılan tarafların yanı sıra güç sistem planlaması bilgileridir. Enerji tahmin ve talep esaslarında kullanılan önemli sistem kısıtları mevcuttur. Bu kısıtlar, sistem operatörleri vasıtasıyla sunulan talimatlar baz alınarak, tüketimini azaltarak ya da üretimini artırarak sisteme enerji satması durumunu ifade eden YAL'dır. Sistem operatörleri vasıtasıyla sunulan talimatlar baz alınarak, tüketimini artırarak ya da üretimini azaltarak sistemden enerji alması durumunu ifade eden YAT'dır. Piyasa teklifleri doğrultusunda, enerji kalitesin, arz güvenirliliğine ve sistem bütünlüğüne yönelik temel şartlar sağlanarak YAT ve YAL planlaması her gün yapılmaktadır.

Güç sistemlerinde yedek rezerv üretim kapasitesinin sağlanması, güç kaynağının güvenilirliği artırır, ancak aynı zamanda beraberinde belirli bir maliyet oluştur. Aslında, belirli bir noktanın ötesinde elde edilen fayda, ortaya çıkan ilave masrafları haklı kılmaz. Bu düşünce ışığında, sistem genelinde üretimin ne kadar güvenilir olmasını ve rekabetçi güç piyasalarında üretim güvenilirliğini nasıl fiyatlandıracağını bilinmesi gerekmektedir. Güç sistemleri güvenilirliği, üretim tesislerinin yanı sıra iletim şebekesi ve dağıtım şebekesi de dikkate alındığında, sistemin performansını bir bütün olarak ele aldığı görülmektedir. Bu çalışmada, yedek üretim kapasitesinin güvenilirliği analiz edilmiştir. Genel olarak, güvenilirlik, yük değişimleri ve geçmiş tecrübenin gelecekteki performansın önceden tahminlerini oluşturmaya yardımcı olduğu, bir sistemin görevini yerine getirme yeteneğini belirlemektedir [69].

Güvenirlik değerlendirmesinde kullanılan indisler olasılıksaldır ve dolayısıyla kesin tahminler sağlamazlar. Bunlar YKO, KOKT ve enerji kaybı olasılığıdır. Bu indisler, geçmiş olayların ortalamalarını ve geleceğin şanslarını en sık karşılaşılan değerler ve uzun dönemli ortalamalarla elde edilirler. Bu bilgi, planlama, tasarım ve işletme kararlarında diğer ekonomik ve politik hususlarla tamamlanmalıdır.

Bir elektrik sisteminin görevi, müşterilerine etkin bir şekilde sürekli ve kalite ile ilgili makul bir güvence sağlayarak elektrik sağlamaktır. Ekonomik etkinliğe ulaşma görevi, kabul edilen endüstri yapısının türüne bağlı olarak, sistem operatörlerine veya rekabetçi pazarlara verilir. Öte yandan, hizmetin kalitesi, müşterilere kullanılabilir bir gerilim ve frekansta elektrik tedarikinin ne ölçüde sağlandığı ile değerlendirilir. Güç kaynağının güvenilirliği bu nedenle, müşterilere sürekli servis sunma ihtimaline ve nominal değerlerin etrafında belirtilen aralıklardaki gerilim ve frekansa bağlıdır.

Güvenirlik analizi çalışmaları iki amaç için yürütülmektedir. İlk olarak, sistem planlamasına yardımcı olmak için uzun vadeli değerlendirmeler yapılır. Daha sonra, kısa vadeli değerlendirmeler gündelik operasyon kararlarında yardımcı olur. Güç sistemleri değerlendirmesinde kullanılan tipik güvenilirlik indisleri şunlardır [70]:

- Yük kesme indeksleri: Ortalama yük, zaman periyodu boyunca kesilmesi,
- Yük olasılığı kaybı: Mevcut üretim miktarını aşma olasılığı,
- Frekans ve süre indeksleri: Ortalama dönem sayısı ve kesinti süresi.

2.4.1 Yan Hizmetler ve Güvenirlik İlişkisi

YH terimi, ilk olarak yeniden yapılandırma ve serbestleştirme süreçlerinde ortaya çıkmıştır. Güç sistemlerinin başarılı performansı için gerekli olan ve enerjinin üretimi, iletimi ve dağıtımını temel işlevlerinden farklı olan tüm hizmetleri belirtir. YH, toplu güç güvenirliliği için gerekli olan temel enerji tedarik ve dağıtım işlevlerini desteklemektedir. Aslında, hizmetin ne kadar güvenilir olmasını belirleyen eski problem, farklı hizmetleri sunma ve fiyatlandırma sorununa dönüşmüştür. Ayrıca ticari olarak önemlidirler [58]. Sistem güvenirliliğinde iyileştirmeler, daha iyi bileşenleri kullanarak başarılabilir. Üretim yedeği, azami yük talebi ve aktarımı için gerekli olanın üstünde üretim kapasitesi sağlayarak elde edilmektedir. Bu yedek kapasite, elektrik kesintileri riskini kabul edilebilir bir seviyenin altında tutmak için gerekli üretim rezervini temsil eder.

2.4.2 Üretim Rezervleri

Gerekli elektrik üretim rezervi miktarının belirlenmesi hem elektrik sistemi planlama hem de işletme için önemli bir husustur. Bu durum kavramsal olarak kurulu kapasite ihtiyacı ve işletme kapasitesi gereksinimi şeklinde ikiye bölünebilir [24]. Kurulu kapasite rezervi, sistemin beklenen talep gereksinimlerini karşılamak için uzun vadeli sağlama yeteneği ile ilgili iken işletme rezervi, belirli bir süreyi karşılamak için kısa vadeli sağlama yeteneği ile ilgilidir. Kurulu kapasite ile işletme kapasitesi arasındaki temel fark dikkate alınan zaman aralığıdır. Kısa vadede yük tahmini konusunda daha az belirsizlik mevcuttur. Üstelik, ekipman tamiri ve bakımı, Şekil 2.1’de gösterildiği gibi günlük planlı bakıma çıkacak toplam kapasite dayalı olarak yoğun olmayan yük periyotlarında planlanabilir. Aynı şekilde, yük dalgalanmalarını gidermek için gerekli olan enerji arzı ve talebinin gerçek zamanlı dengesi, otomatik üretim kontrolü ile sağlanmaktadır. Ayrıca düzenlenmiş ve düzenlenmemiş sistemlerde üretim rezervlerinin sağlanması kavramsal olarak farklı problemlerden oluşmaktadır. Her sistem için genel bir açıklama aşağıdaki gibidir:

- Merkezi Tedarik: Planlama aşamasında gerekli bekleme kapasitesi tahmin edilmektedir, birim eklemeleri buna göre programlanır ve uygulanır.
- Merkezi Olmayan Tedarik: Uzun vadede kurulu güç, hem enerji hem de rezerv pazarlarında kar öngören özel yatırımcılar tarafından sağlanmalıdır.

2.4.3 İşletme Rezervleri

Sistemde yeterli kurulu güç bulunduğu varsayılarak, işletme rezervlerinin tahsisi, arızalı üreten ünitelerin yerini alacak kapasite ve ünitelere ilişkin karardan oluşmaktadır. Bir ÜÜ arızalanması üzerine yük kesintisi riski, rezervin bir kısmının miktarını koruyarak en aza indirilebilir; yani şebekeye bağlı üniteler olarak, senkronize edilmiş ve YAL'a hazır veya hızlı başlatma kapasitesine sahip bir grup ünitenin kullanıma hazır hale gelmesi ile sağlanmaktadır. Bu üniteler hızlı bir şekilde çevrimiçi olabiliyor ve anında talimatlar ile yük almaktadırlar [71].

Hem döner (spinning) hem de döner olmayan (non-spinning) rezervleri sistemin işletim rezervini oluşturmaktadır. Döner olmayan rezerv sadece birkaç dakika içinde çalıştırma sürelerine sahip olan hidrolik veya gaz türbini üniteleri tarafından sağlanabilirken, DR daha geniş bir birim aralığı ile sağlanabilir. Aslında, döner ve döner olmayan yedek arasındaki farklılık aslında sadece bir tanımlama şeklindedir. Hızlı başlatma üniteleri DR olarak kabul edilebilir; kesilebilir yükler ve enterkonnekte sistemlerden gelen destekler her iki kategoriye dahil edilebilir. Buna göre, bazı sistemler, üretim güvenilirliğini değerlendirirken, döner olmayan rezervi dâhil edebilir veya etmeyebilir.

Geleneksel olarak 10 dakikadan daha kısa sürede çevrimiçi olarak sağlanabilen acil müdahale grubunun yanı sıra, daha yavaş bir şartlı yedek veya "sıcak rezerv" mevcut tutulabilir. Sıcak rezerv, genellikle termik üretimle sağlanır, burada turbo alternatör kapanır ancak kazan sıcak bir durumda bırakılır. Ayrıca, ilave rezerv (yedek, ikincil), şartlara bağlı durumları takiben yeniden işletme gerekliliklerini yerine getirmek için kullanılır.

BÖLÜM 3

DÖNER REZERV GEREKSİNİMİ

DR, şebekeye senkronize olan ve sistem operatörü tarafından kısa süre içerisinde elektrik talebini karşılamaya hazır olan rezerv kapasitesidir. DR herhangi bir ÜÜ tarafından sağlanabilir. Bu birimler şebekeye eşzaman olarak çalışır ve iletim kısıtları ile enerji ithalatını engellememesi şartı ile bölgeyi kontrol edecek elektriğe sahiptir. Yük kaybını önlemek, sistemin stabilitesini ve frekansını devam ettirmek için beklenmedik durumlarda genellikle DR'e başvurulur. Unutulmamalıdır ki sistemin işletilmesi yeterli derecede güvenilirliğe sahip olmadığından dolayı, DR kapasitesinin devam ettirilmesi enerji kaynak hizmetlerine değer katmaktadır. Sistemin ÜÜ'lerinin ani kesintilerine ve art arda gelen kesintileri engellemek ve YAT işlemi yapmadan tahmin edilmeyen yük artışlarına dayanabildiğini garanti etmek için bu rezerv elektrik güç sistemlerinde oldukça önemli bir konuma sahiptir. Bu bölümde, DR gereksinimi ile ilgili genel tanımlamalar ve maliyet fonksiyonu Bölüm 3.1'de, DR gereksinimi belirlenmesi ile ilgili yaklaşımlar Bölüm 3.2'de, DR gereksinimi temel problemin açıklaması 3.3'te ve güç sistemlerinde ÜT ve DR gereksinimi arasındaki bağlantının tanımlanması Bölüm 3.4'te verilmiştir.

3.1 Döner Rezerv Gereksinimi

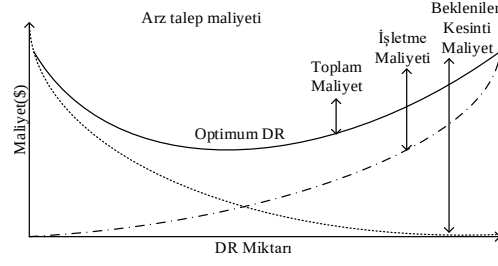
Geleneksel ÜT programları kendi optimizasyon prosedürüne rezerv kısıtlamayı dahil ederek sabit bir DR miktarını sağlamayı planlamaktadır. DR gereksiniminin sabit miktarları her bir güç sistemi için geliştirilmiştir ve her bir güç sistemi için istenilen risk seviyesine ulaşmak amacı ile tasarlanmıştır. Bu yaklaşım en uygun alt değerdir, çünkü bu kesintileri önlemek için sağlanan yeterli DR maliyetine karşın tüketicinin kesintisiz bağlantı değerini dengelememektedir. Bazı dönemlerde, planlanan DR miktarı yetersizken, bazı dönemlerde bu miktar ekonomik olarak yeterli miktardan fazla olabilir.

DR sağlanmasını artırarak kesintilerin riski azaltılır. Böylece büyük miktarda DR sağlanarak riskin asgari seviyesi elde edilir. Fakat DR'yi elde etmek ek bir maliyet gerektirir, ayrıca güç sistemi çalışmasının ekonomik verimliliği artırmak için bu maliyetin minimumda tutulması gerekir. Sonuç olarak güç sistemlerinin ekonomik olarak işletilmesi için birçok işletme sistemi sınırda çalıştırılmak üzere teşvik edilmiştir. Hedeflenen risk düzeyine ulaşmak için DR sağlanması minimize edilir. Çalışma maliyeti minimizasyonu, eğer DR gereksinimlerinin sabit kriterlere göre ise; başlangıç / bitiş ve işletme maliyetlerini minimum yapmak için bu gereksinimi çeşitli ÜÜ arasında dağıtım yapılarak elde edilir. DR dağıtımı, standart ekonomik yük paylaşımı olarak ÜT prosedürlerinin bir parçasını oluşturmaktadır.

İşletme maliyetleri minimize edilirken maksimum ekonomik fayda elde edilmez çünkü DR miktarı sağlanırken ne beklenmeyen durumların olasılığı ne de bu olayların kapsamı dikkate alınır. Ayrıca müşterinin arz sürekliliğine verilen değer ihmal edilir; sonuç olarak DR sağlanması fazla veya yetersiz olabilir, bu durum ÜÜ güvenilir olması veya güvenilir olmamasına ve sağlanmayan enerji miktarının yüksek veya düşük olması durumuna bağlıdır.

3.1.1 Döner Rezerv Maliyet Fonksiyonu

Güç sistemlerinin işletilmesi için sabit standartların yerine [72] , bir maliyet fayda analizi olabileceğini düşünülmektedir [73]. Bu çalışmada, DR sağlama maliyeti farklı üretimlerin doğrudan gerçek ödemelerine bağlı olduğu tahmin edilebilirken, aslında olasılıksal fayda olayların sonuçları ile ilgilidir, bu nedenle güç planlamaları oldukça karmaşık değerlendirmektedir. Bu durumda, ne kadar DR sağlanmalıdır sorusu ortaya çıkar. Sezgisel olarak, sistemde sağlanan DR miktarı arttıkça sistem riskinin azaldığı söylenebilir. Fakat DR sağlanması bir maliyet gerektirir ve bu maliyet ideal olarak minimumda tutulması istenir. Öte yandan, eğer az miktarda DR tedarik edilirse, sistemin işletme maliyeti azalır ancak kesintilerin beklenen maliyeti arttırır. Bu iki uç durum arasında işletme maliyetleri ve kesintilerin tahmini maliyeti arasında bir optimum nokta bulunmaktadır. Şekil 3.1 'de bu teori göstermektedir, işletme maliyetleri ve kesintilerin tahmini maliyeti toplamı minimum değeri denklem (3.1) göstermektedir ve bu değer en uygun DR miktarı sağlayacaktır. Optimal DR, çalışan sistemin toplam maliyetini minimize eder ve bu noktadan yukarı DR tedarik etmek ekstra MW olarak ekonomik olamayan bir durumu ortaya çıkarır.



Şekil 3. 1 DR sağlanmasının maliyet fonksiyonu

Güç sistemi güvenilirlik analizi yöntemlerini, olasılık yöntemleriyle başarısızlıklarını ve beklenen sonuçların değerlendirilmesi gerektiği önermektedir. Ayrıca kesintiler rastgele beklenmedik olaylar olduğundan dolayı, bu kesintilerin olasılıkları optimizasyon sürecine dahil edilmeleri gerekmektedir. Böylece, bütün problemler işletme maliyeti $D(r_{d,t})$ ve kesintilerin beklenen maliyetinin $E(r_{d,t})$ toplamı şeklinde minimize edilmesi matematiksel olarak ifade edilebilir. Kesinti maliyetlerinin beklenen bir değerde olmadığı unutulmamalıdır, çünkü olabilecek herhangi muhtemel bir olayın veya muhtemel acil durumun ortaya çıkmasının getireceği maliyeti önceden bilmek mümkün değildir. Biçimsel olarak, t dönemindeki bu yardımcı optimizasyon problemi denklem (3.1)'de gösterildiği gibi ifade edilir:

$$\min_{r_{d,t}} \{f(r_{d,t}) = D(r_{d,t}) + E(r_{d,t})\} \quad (3.1)$$

$r_{d,t}$, t döneminde gerekli DR miktarının maliyeti (\$/h),

$D(r_{d,t})$: i ünitesinin t döneminde sistemin işletme maliyetidir (\$/h).

$E(r_{d,t})$: i ünitesinin t döneminde kesintilerin beklenen maliyetidir (\$/h).

Yukarıdaki minimizasyonu çözme süreci içinde temel sorun, optimizasyon prosedüründeki kesintileri olasılıksal olarak doğrudan hiçbir yönteminin olmadığı gerçeğinden kaynaklanmaktadır. Ancak, yük dağıtım/tahsisi optimizasyonuna kesinti olasılıklarını dâhil ederek DR gereksinimine yönelik bazı çalışmalar yapılmıştır. DR minimum seviyede bu gerekli bir durum olarak denklem (3.2) gösterilmektedir.

$$\frac{d f(r_{d,t})}{d r_{d,t}} = \frac{d D(r_{d,t})}{d r_{d,t}} + \frac{d E(r_{d,t})}{d r_{d,t}} \quad (3.2)$$

DR, üretim ünitelerinde yaşanan aksaklık ve planlamada sorunlarından dolayı sürekli olarak sağlanamayabilir. Bu değer sağlanmadığı bazı durumları ifade etmek için denklemin farklı bir formu aşağıda denklem (3.3)'te gösterilmektedir:

$$0 = \frac{\Delta D(r_{d,t})}{\Delta r_{d,t}} + \frac{\Delta E(r_{d,t})}{\Delta r_{d,t}} \quad (3.3)$$

Önceki eşitlik ve Şekil 3.1 'den anlaşıldığı gibi, kesintilerin beklenen maliyetinin artışı DR sağlanmasında $\Delta r_{d,t}$ kadar bir pozitif artış için sisteme olumsuz etkisinin olduğunu bilmek gerekmektedir. Bu nedenle belirlenen noktanın üzerinde olacak şekilde istenilen DR miktarı için ekstra MW üretmek uygundur. Bu hedefin gerçekleşmesi için artan maliyet ile kayıpların beklenen artan maliyeti eşit olmalıdır. Bu değer aşağıdaki (3.4) eşitsizliğin tüm aralıkları için geçerlidir:

$$\frac{\Delta D(r_{d,t})}{\Delta r_{d,t}} \leq - \frac{\Delta E(r_{d,t})}{\Delta r_{d,t}} \quad (3.4)$$

Bu problemi çözümleyebilmek için, optimal DR gereksinimine yardımcı bir optimizasyon kullanarak programlamanın her yük düzeyi için ayrı ayrı hesaplanması gerekmektedir. Bu yardımcı optimizasyon, tahsis-dağıtım toplamı minimizasyonu ve belirli bir yük seviyesi için SEB maliyetlerinden elde edilen bir DR ihtiyacı belirlenir. Böylece bu optimizasyon süreci iki zıt amacı birleştirir. Ayrıca DR tedarik maliyeti minimizasyon için DR tahsis-dağıtım çözümü gerektirir [74].

3.1.2 Döner Rezerv Gereksinimi Yaklaşımları

Uygulamalarda sistem operatörü, DR miktarını planlamak için önceden tanımlanmış kriterleri kullanır. Yani operatörler sistemi belirli risklere karşı korumak için belirli miktarda DR planlamaktadır. Aşağıdaki bölümde literatürde kullanılan en yaygın DR gereksinimlerinde kullanılan rezerv olarak PFK, SFK ve TFK ifadeleri için açıklamalar bulunmaktadır.

- **Hirst ve Kirby** [75]: Bu rezervler, şebeke ile senkronize olan çevrimiçi jeneratör sistemidir. Bu sistem, büyük bir kesintiye hemen yanıt verebilir ve 10 dakika içinde tam kapasiteye ulaşım çıkışını arttırabilir.
- **Wood ve Wollenberg** [76]: Rezerv miktarı, toplam Senkronize kapasite miktarından, kayıp ve yüklerin çıkarılması sonucu elde edilen değeridir.
- **Zhu, Jordan ve Ihara** [77]: 10 dakika içinde cevap verebilme kabiliyetine sahip olan ve sisteme senkronize vaziyette kullanılan rezerv miktarıdır.
- **British Electricity International** [78]: Yük altındaki üretim santralleri 5 dakika içinde arz devamlılığını sağlayabilmektedir. Bu, aynı zamanda pompalama modunda

alışan pompajlı hidrolik santralleri için geçerlidir. Ayrıca bu sistemler, kendi talepleri 5 dakika içinde kontrol edebilir şekilde kullanılmaktadır.

- **TEİAŞ** [79]: Sistem arz ve talebini dengelemek amacıyla kullanılan ve sistem işletmesi için tutulan yedeklerdir.
- **NERC** (Kuzey Amerika Elektrik Güvenirlik Konseyi) [80]: Senkronize ve ek talep hizmetini vermeye hazır yük altında olmayan üretim kapasitesidir.

Arz güvenirliğinin sağlanması amacıyla, sistemde beklenmedik üretim aksaklıkları karşısında yük atma işlemine gerek kalmadan enerjinin devamlılığı için kullanılan ve kısa sürede şebekeye senkron çalışabilen rezerv kapasitedir. Çizelge 3.1’de farklı ülkelerin güç sistemlerinde uygulanan sabit kriterler gösterilmektedir.

Çizelge 3.1 Farklı güç sistemlerinde DR gereksinimleri

Sistem	Kriter ($r_{d,t}$)
Avustralya ve Yeni Zelanda	$\max(u_{i,t}P_{i,t})$
Kanada BC Hidro	$\max(u_{i,t}P_{i,t})$
Belçika	UCTE kuralları, en az 460 MW
Kaliforniya	$50\% \times \max(5\% \times P_{\text{hidro}} + 7\% \times P_{\text{diğer retim}}, P_{\text{en büyük ihtimal}} + P_{\text{ithalatsız firma}})$
Fransa	UCTE kuralları, řu anda en az 500 MW
Kanada Manitoba Hidro	$50\% \times \max(u_{i,t}P_{i,\max}) + 20\% \left(\sum_{i=1}^N P_{i,\max} \right)$
ABD PJM (Güney)	$\max(u_{i,t}P_{i,\max})$
ABD PJM (Kuzey)	$1.5\%P_{d,\max}$
ABD PJM (Diğer)	1.1% pik değer + normal gün ve saatlerde olasılıksal hesaplama
İspanya	$3(P_{d,\max})^{\frac{1}{2}}$ ve $6(P_{d,\max})^{\frac{1}{2}}$ arasında
Hollanda	UCTE kuralları, řu anda en az 300 MW
UCTE	$(10P_{d,\max \text{ alan}} + 150^2)^{\frac{1}{2}} - 150$
Yukon Elektrik	$\max(u_{i,t}P_{i,\max}) + 10\%P_{d,\max}$

Farklı durumlarda, sistem operatörü kabul edilebilir risk seviyesine ulaşmak için çevirim dışı geliştirilen standartlara uygun olarak DR gereksinimlerini ayarlar. Bu kriterler her sistem için özel olarak geliştirilir ve dolayısıyla DR gereksinimleri yanı sıra kabul edilebilir risk, sistemden sisteme değişmektedir. Bir enerji üretim sisteminde, üretimin talep edilen yükü karşılamasının yanında, sistemin güvenilirliği açısından belirli bir orandaki enerjinin de karşılanması istenir. Böylece, ünitelerin bir veya birkaçının devre dışı kalması durumunda kullanılmak üzere ayrılan güce DR denir. TEİAŞ mevcut sistemde bulunan rezerv miktarı olarak en büyük kapasiteye sahip ünite ya da bloğun devreden çıkması ön görülerek belirlenir.

3.2 Döner Rezerv Gereksiniminin Belirlenmesi

Dünya çapında elektrik güç sistemi operatörleri, üretim kapasitelerinin belirli bir kısmını DR olarak tutmaya çalışırlar. Böylece güç sistemi bazı üretim birimlerin ani kesintisine veya öngörülmeleyen bir yük artışı durumunda YAT'a gerek kalmadan sistemin düzenli çalışması devam ettirebilirler. Bunu sağlamada kullanılan DR gereksinimi ayarlamak için geleneksel kriter olarak; en büyük çevrimiçi jeneratörün kapasitesine eşit ya da daha büyük olması durumu sağlanır [76]. Eğer herhangi bir ÜÜ aniden kesilirse bu kriterle göre yük kısıtlamasına gerek kalmaz. Fakat bu kriter, iki ÜÜ'nin aynı anda devre dışı kalması durumunda yük kısıtının olmayacağını garanti etmemektedir.

Benzer basit bir kriter kullanarak elde edilen yüksek değerdeki DR gereksinimi, beklenmedik bir kesinti veya arızanın etkisinde ortaya çıkacak kesintilerin yaşanma olasılığını azaltabilir. Ayrıca, sağlanan bu miktar, talebin karşılanamaması gibi genel bir riski durumunun yaşanması ihtimalini de düşürür. Sağlanan bu değerdeki DR gereksiniminin bir maliyeti vardır, çünkü ek üretim birimlerini ayrıca işletmek ve optimal çıkıştan daha az olan diğer ünitelerini işletilmesi gerekir. Bu nedenle, güç sistemi operatörleri, sadece programlanan üretim ünitelerinde gerekli DR miktarını sağlama maliyetini en aza indirmek için değil, aynı zamanda bu gereksinim riskinin optimal düzeyine ulaşmak için gerekli miktarın ne kadar olduğunu belirlemeleri gerekmektedir.

Risk açısından en önemli bir husus DR'nin gereksinimidir ($r_{d,t}$). Yaygın olarak kullanılan belirleyici bir kriter t dönemde tahsis edilen en büyük ÜÜ'nin ($P_{i,max}$) (3.5) kapasitesi değerinde istenilen DR miktarı ayarlamaktır. Burada kullanılan $u_{i,t}$, tahsis

edilen/edilmeyen ünite olarak 1/0 (1:tahsis edilmiş, 0:tahsis edilmemiş) ikili sayı değeridir.

$$r_{d,t} = \max(u_{i,t} P_{i,\max}) \quad (3.5)$$

Bu kritere göre herhangi bir ünitenin beklenmedik bir olayda devre dışı olması durumunda herhangi bir yük atama işlemi gerekmeyecektir. Fakat eğer en büyük çevrimiçi ÜÜ tam anlamıyla güvenilir ise ve/veya tüketicilere sürekli sağlanamayan enerji miktarı düşük ise sağlanan DR miktarı fazla olabilir ve beklenmedik bir olayın gerçekleşmesi sonucunda bile YAT işlemi olmayabilir. Böyle bağlantı kesintileri ile ilgili olan riskin olmaması için sağlanan bu rezerv miktarını sürekli sağlama gideri oldukça büyük olabilir. Diğer bir ifade ile sağlanan bu DR miktarı ekonomik olmayabilir. Aynı zamanda bu kıstas, iki veya daha fazla ünitenin aniden ve eş zamanlı olarak bir anda devre dışı olması durumundaki kesintide bütün yükün karşılanacağını garanti etmemektedir. Esas olarak bu ölçüt tek bir ünitenin devre dışı olmasından daha az ihtimali olan eş zamanlı kesintilerin olma olasılığını göz ardı ettiğini gösterir. Fakat güç sistemleri birçok ÜÜ mevcut olduğundan dolayı bu olasılık göz ardı edilemez.

DR gereksinimini belirlemede birçok yöntem kullanılmaktadır. Çalışmaların çoğunda tahsis edilen en büyük ünitenin kapasitesinde DR gereksinimi ayarlamak temel gereksinimin olarak ifade edilmektedir. Bu kriter ile ilgili birçok varyasyon vardır. Belirli bir sistemde kabul edilebilir olarak görülen risk seviyesine ulaşmak için çevrimdışı üniteler geliştirildi [81-85]. Bu yöntemler basit ve pratik yöntemlerdir, ancak bu kriterlerin temelinde DR gereksinimini ayarlamak yetersizdir. Çünkü bazen oluşan sosyoekonomik kayıpların karşısında sağlanan rezervin maliyeti her zaman dengeli olmamaktadır. Rezerv yeterli değilse bu kayıplar karşısında tüketiciler zarar görebiliyor. Diğer bir yöntem olarak, DR karşılığının hesaplanmasında kesintilerin olasılıksal hesaplamalarla elde edilmesidir. Bu yöntem ilk olarak Einstein ve arkadaşları [20] tarafından dikkate alındı. Einstein ve arkadaşları çalışmalarında, üretim ünitelerinin zorunlu kesinti olasılıklarını dikkate alan bir teknik önerdiler. Sonra, programlama süresi boyunca muhafaza edilmesi gereken bir risk olasılık seviyesi (3.6) belirlediler. DR gereksinim güvenilirliğini uygun bir seviyede tutmak için her programlama periyodunda ayrıca bir DR değeri ayarlanır. Bu yaklaşımın avantajı, sağlanan rezervin sistem güvenilirlik gereksinimlerine göre belirtilen miktar ile karşılaştırıldığında; miktarın azaltılabilir veya arttırılabilir olmasıdır. Bu yaklaşımın dezavantajı ise risk miktarıdır, bu

miktarın sezgisel açıklaması yetersiz olduğundan dolayı kendiliğinden ne kadar DR miktarı programlaması gerektiğini söyleyemez. Bir sistemdeki risk, diğer bir sistemin riskinden tamamen farklı bir seviyede temsil edilir. Çünkü risk, tüketicilerin kesintisiz arzı sağlamaya bağlı olduğu kadar ünitelerin sayısına, kapasitesine, yüklenmesine ve güvenilirliğine bağlıdır. Bu teknik ile DR sağlanması kendi kendine optimize edilemez. Fakat sadece tahsis kapasitesini hedef riskine ulaştırıncaya kadar artırabilir. Rezervin sağlanması ile ilgili en önemli unsurlardan olan maliyet dikkate alınmadığından ekonomik açıdan bakıldığında bu yetersiz bir durumdur. Ayrıca, optimizasyon süresinin tüm dönemlerinde düzgün bir risk seviyesindeki stabilite pahalı üretim ünitelerinin tahsis edilmesini gerektirebileceğinden, bu şekilde yüksek maliyette sağlanan rezerv faydalı olmayabilir.

$$\dot{U}_{\text{risk}} = P \left[\sum_{i=1}^N (p_{d,t} + r_{i,t}) \leq r_{d,t} \right] \quad (3.6)$$

Denklemden kullanılan $p_{i,t}$, i ünitesinin üretim kapasitesi, $r_{i,t}$ i ünitesinin DR katkı miktarı ve $p_{d,t}$ ise sistem genel talep değeridir. Bu yaklaşımda rezervin sağlanması, sistem gereksinimlerinin güvenilirliğine göre azaltılabilir veya arttırılabilir. Fakat bir sistemdeki $\dot{U}_{\text{risk}}$ miktarı için sezgisel yorumlama eksik ise hangi miktarda DR planlanması gerektiği kendiliğinden ifade edilemez. Bir sistemde $\dot{U}_{\text{risk}}$ değeri ünitelerin üretim parametrelerine ve bu ünitelerin güvenilirliğine bağlı olduğundan dolayı her sistemde farklı bir şekilde gösterilebilir. Bu yöntem, kendisi için gerekli DR karşılığını elde etmede yeterli olmayabilir, fakat bunun yerine, hedeflenen $\dot{U}$ riski elde edilinceye kadar sadece Tahsis Kapasitesi (TK) arttırılarak bu sağlanabilir. $\dot{U}$ 'lerin başlangıç ve üretim esnasındaki münferit maliyetleri ihmal edildiğinden dolayı bu yöntem ile yeterli çözümler üretilemez. Ayrıca, optimizasyon seviyesinin tüm periyotlarında bir uniform $\dot{U}_{\text{risk}}$ seviyesi ayarlamak ekonomik verimlilik için olumsuz durum yaratabilir, çünkü belirli bir periyotta bunu elde etmek için pahalı $\dot{U}$ tahsisi gerekebilir ve böyle pahalı rezervler daima karlı sonuçlar ortaya çıkarmayabilir.

$\dot{U}$ için, tamsayı programlama kullanımına ilişkin çalışmalara öncülük eden diğer bir çalışmanın öncüleri Dillon ve arkadaşları 'dır [32]. Çalışmalarında kullandıkları üretim programlamalarındaki güvenilirlik seviyesinin uygun bir tanımlamaya ihtiyaç duyulmaktadır. DR ve bu gibi yedeklerin oluşturduğu risk seviyesi arasındaki ilişki için bir inceleme yapılması gerekmektedir. Bu konu ile ilgili yapılan diğer bir çalışma ise

Merlin ve Sandrin tarafından hazırlanmıştır [86]. Bu çalışma, DR marjinal MW değeri vasıtasıyla sağlanan kesintinin beklenen maliyetlerinde azalma olarak DR için marjinal fayda yeniden incelenmektedir. Optimum anda DR marjinal maliyeti, marjinal faydaya eşit olması gerektiği savunulmaktadır. Bu fikirlerin ortaya çıkmış olmasına rağmen, henüz ÜT problemiindeki uygun rezerv miktarının elde edilmesi ile ilgili açık bir tanımlama yapılmamıştır.

Gooi ve arkadaşları [87] ise ÜT problemi içerisindeki optimizasyon ile ilgili ilk çalışmaları yaptılar. Onların yaklaşımları, her saatte tüketicinin devre dışı olması durumunda risk düzeyi yeniden hesaplayarak, elde edilen yeni değerin ÜT programlamasına sonradan dâhil edilmesidir. Eğer bu risk, bazı dönemler için belirtilen bir ön hedefin belirli bir aralığında değilse, DR gereksinimi bu dönemler için yeniden ayarlanır ve ÜT tekrar oluşturulur. Bu yaklaşımın ilk avantajı, ÜT formülasyonlarında rezerv kısıtları eksiksiz tutularak DR sağlanmasının optimize edilmesidir. Diğer bir avantajı ise risk seviyesi sezgisel soyut bir kavram olduğundan dolayı net bir sonucun elde edilememektedir, ancak bu sonuç ise soyut bir kavramdır. Gooi ve arkadaşları çalışmalarında, sadece ünitelerin kesintilerine cevap olarak YAT olasılığını değil, aynı zamanda atılabilecek yük miktarını da hesaba katan başka bir güvenilirlik kriteri de kullanılmaktadır. Her dönemde, maliyet/fayda analizi ile DR marjinal maliyetinin sağladığı fayda karşılaştırılarak en uygun düzey hesaplama yapılır, diğer bir değişle sağlanmayan enerjinin beklenen sosyoekonomik maliyetinin azaltılması hedeflenir. Bu yaklaşımın dezavantajı ise, hedef risk değerini elde etmeden önce birkaç ÜT hesaplaması gerçekleştirebilmek için yoğun bir sayısal işlem gerektirmesidir. Ayrıca belirtmek gerekir ki bu yaklaşım sadece üretim üniteleri özelliklerinin ve maliyeti dikkate alır, ancak ünitelerin bireysel güvenilirlikleri yok sayılmaktadır. Fakat bu yöntem, üretim ünitelerinin YAL ve YAT hızı sınırlarını kapsayacak şekilde genişletilebilir [88].

Bir önceki formülasyon (3.6), ÜÜ 'lerinin atış oranı limitleri dikkate alınarak Wu ve Gooi tarafından genişletildi [88]. Hem sistemin çalışma maliyetini hem de yük kısıtları nedeniyle sağlanmayan enerjinin beklenen maliyetini dengelemek için Flynn ve arkadaşları çalışmalar yaptı [89]. Billinton ve Allan 'a göre bir optimizasyon problemiindeki kesintilerin olasılıksal doğasını doğrudan temsil etmedeki ana zorluk KOKT kapsayan doğrudan bir araç olmamasından kaynaklanmaktadır [90]. Bunun yerine her olası ünite kombinasyonu için KOKT hesaplanmakta. Böylece belirli bir ünite

kesintisi sebebiyle atılan yük, kalan ünitelerin (tahsis edilmiş, tahsis edilmemiş, senkronize veya kesinti halindeki) durumundan bağımsız olduğu varsayılmaktadır [89]. Diğer bir değişle, YAL için senkronize edilmiş ünitelerin yeniden dağıtılması ihtimali göz ardı edilir. Bununla ilgili ciddi bir konu ise olasılık teorisini kullanmadan senkronize edilmiş üniteleri hesaplanmaktadır. Kesintiler nedeniyle sağlanmayan beklenen enerji abartılmış ve hatta bir temsil olarak kullanılmamaktadır. Böylece bu yöntem her durum için, olduğundan fazla DR gereksinimini ve bunun sonucunda tam anlamıyla çözüm elde edilmemektedir.

Chattopadhyay ve Baldick yaptığı çalışmada, belirli bir program ile ilgili riski ölçmek için YKO gibi bir yaklaşım benimsediler [37]. YKO, sistemin etkin kapasitesinin yük talebini karşılaması olasılığı olarak tanımlanır. Saatlik yüklerin sabit olduğu kabulü altında, saatlik yük eğrisi kullanılarak hesaplanan mevcut üretim kapasitesini aşan sistemin yükü olasılığıdır.

Bu güvenilirlik ölçümü, parametreleri sisteme bağlı üstel fonksiyon kullanılarak elde edilmiştir. Esas olarak, bu fonksiyon sistemde belirli bir YKO elde etmek için gerekli DR değerini tahmin etmektir. Bu yaklaşım daha sonra, optimizasyonun her döneminde ekstra doğrusal kısıt olarak ÜT optimizasyon probleminin formülasyonuna dahil edilir.

$$\sum_{i=1}^N r_{i,t} \geq f(YKO_{\text{hedef}}) \quad (3.7)$$

Bu kısıtlama (3.7), önceden tanımlanmış eşiğin altındaki kesintileri tutmaya zorlar (YKO_{hedef}). Kesinti olasılığı açık bir şekilde bu yöntemle temsil edildiğinden dolayı sonuç ve iterasyonları sonradan işlemekten kaçınılmalıdır. Diğer bir açıdan, uygun bir YKO_{hedef} seçmek gerektiğinden dolayı bu yöntem kendi kendine yeterli değildir. Yazarlar, bu kriteri bir fayda maliyet analizine dayalı olarak ayarlamış olabilir, fakat bu zor olabilir. Çünkü rezerve ve kesintilerin maliyetleri planlanan ÜÜ 'lerine bağlı olduğundan dolayı her dönemde değiştiğini iddia ediliyor. YKO, sadece yük üretim kapasitesinin olasılığını ölçtüğünden dolayı kesintilerin toplumsal maliyetlerini hesaplamada yeterli değildir, ancak bu tür eksikliklerin neden olduğu kesintilerin ne kadar olduğu ölçülmez. Rasgele ayarlanan YKO_{hedef} , optimal ekonomik olmayan üretim programlarına sebep olabilir. Eğer yüksek miktarda YKO üst değer alınırsa, düzenli olarak öngörülemeyen üretim açıklarını kapatmak için yeterli rezerv sağlanacaktır. Aksine, eğer bu üst değer düşük

miktarda alınır, olası yük kesintilerinden kaçınmanın getirdiği ekonomik fayda, üretim programının maliyet artışıındaki değeri aşacaktır.

Bouffard ve Galiana 'a göre olasılık rezervin belirlenmesini içeren bir piyasa takas işlem havuzu önermektedir [22]. Bu ÜT formülasyonu, iki güvenilirlik kriteri içermektedir, bunlar; Sağlanamayan Yük Beklentisi (SYB) ve YKO 'dır. SYB günlük puant yükün, mevcut üretim kapasitesini aşmasının beklendiği günlerin ortalama sayısıdır. Bu nedenle bir yük kaybı ve yetersizliğinin olacağı günlerin beklenen sayısını gösterir. Bu değer yetersizliğin şiddetini, yetersizlikle karşılaşma sıklığını ve yük kaybı süresini de göstermemektedir. Üretim planlama çalışmalarında en yaygın kullanılan kriterdir. Burada kullanılan yük kaybı terimi karşılanamayan yük anlamındadır.

Güç sistemleri işletme analizleri için YKO 'na bağlı olarak SYB avantajları vurgulanır. Onlar rezerv teminini için, programlı sağlanan en düşük SYB (3.8) veya YKO (3.9) değerinden ziyade optimizasyon seviyesinin her döneminde sabit bir hedef elde etmek istemektedirler.

$$YKO_t \leq YKO_{\text{hedef}} \quad (3.8)$$

$$SYB_t \leq SYB_{\text{hedef}} \quad (3.9)$$

Bu formülasyon daha somut olarak yük kaybının ölçümünü veren SYB 'i içermesine rağmen, elde edilen çözümler optimal değildir. Çünkü isteğe bağlı SYB 'nin en üst değeri seçimi YKO 'un en üst değeri seçimi gibi aynı problemleri bulundurmaktadır. ÜT hesaplamaları çerçevesinde, bu formülasyondaki SYB ve YKO değeri tahmin edilirken, bu tahminlerin hesaplaması, bileşik artıştan kaçınmak için aynı anda meydana gelen sadece iki ünitenin kesintisini hesaba katarak kesinti yapılır. Ayrıca, bu yaklaşımda bazı ikili ve sürekli değişkenler gereklidir ve bu da daha fazla matematiksel hesaplama gerektirir.

Wang ve arkadaşları ise farklı fiyat teklifine dayalı ödeme işletim rezerv pazarı ortaya koymuştur [26]. Piyasada da sosyal yarar/zararı temsil eden bir fonksiyon maksimize/minimize eder ve bu fonksiyon iki çelişen hedefi birleştirmektedir. Birinde rezerv maliyeti ortak provizyonla artarken; diğerinde ise, kesintilerin tahmini maliyeti, rezerv provizyonuna bağlı olarak artıkça azalmaktadır. Net fiyattaki ($\pi_{\text{net},t}$) minimizasyon sorunu aşağıda belirtildiği gibi formüle edilmiştir:

$$\min \left\{ KYD \times SEB^t + \pi_{net,t} \sum_{i=1}^{N_R} r_{i,t} \right\} \quad (3.10)$$

Bu formülde N_R , DR sağlamak için yedek ünite takımını ifade eder. DR optimum miktarı denklemde ifade edilen seviyede olur, bunun maliyeti ondan sağlanan faydayı karşılamaktadır. Bu süreç optimizasyonun her döneminde tekrar edilir. Ancak, bu süreçteki $\ddot{U}\ddot{U}$ 'lerinin bireysel güvenilirliği göz ardı edilmiştir. SEB, yük isteminin mevcut üretim kapasitesini aştığı durumlar nedeniyle, üretim sistemi tarafından sağlanamayacağı beklenen enerji miktarıdır. Bu indis, yetersizlik miktarını ölçtüğünden dolayı önemli bir göstergedir ve elektrik piyasasında gittikçe yaygın olarak kullanılmaktadır.

Ayrıca, rezerv piyasasının, enerji piyasasından bağımsız olduğu varsayılmaktadır, bu yüzden teklif sunan santraller senkronize edilmiş $\ddot{U}\ddot{U}$ 'leri ile sınırlıdır. Enerji ve rezerv programlaması arasındaki bağlantıyı göz ardı etmek alt değer ya da kullanışsız tahsis sonuçlarına neden olabileceği Galiana ve arkadaşları tarafından iddia edilmektedir [7].

Bu çalışmada, $\ddot{U}T$ yapılarak DR sağlama maliyetini ile elektrik piyasalarındaki rezervin faydasını dengeleyen bir teknik önermektedir. Rezervin faydası, üretim kapasitesinin eksikliğinden dolayı SEB açısından ölçülür. Sağlanan DR miktarı arttıkça, sistem işletim maliyeti artar, kesintilerin beklenen sosyo-ekonomik maliyet ise azalır, çünkü üretim ünitelerinin kesintilerine cevaben zorunlu olarak öngörülen YAT işleminin gerçekleşme ihtimali düşer.

Rezervin planlaması temel olarak iki adımda gerçekleştirilir. Bu adımların birincisi, istenilen DR'in miktarı, söz konusu olan maliyetin toplamının minimumu alınarak programlamanın her dönem için bu ayrı ayrı hesaplanır. Bu hesaplamada yük yanı sıra mevcut ünitelerin maliyet ve güvenilirlik özelliklerini dikkate alır. İkincisi ise, saatlik DR gereksinimlerinde rezerv kısıtı geleneksel bir $\ddot{U}T$ programlamasında bir girdi olarak kullanılarak $\ddot{U}T$ yapılmaktadır. Bu programlama, standart tüm kısıtlar göz önünde bulundurularak bir üretim planlaması yapılarak oluşturulur. Bu iki aşamalı hesaplama sonucunda ise en uygun DR gereksinimi için ekonomik değerlendirme yapılmaktadır.

Yapılan ekonomik değerlendirmede, hedef fonksiyondaki SYB'de hesaplamalara dâhil edilecektir. Böyle yaparak bir SYB tavan değerini uygulama ihtiyacı engellenmiş olur. Bunun yanında, böyle bir tavan değeri elde etmek için yetersiz rezerv kaynakları

olduğunda veya bu kaynaklar çok güvenilir olmadığında ortaya çıkan kullanışsızlıkların yanı sıra SYB limitindeki zorluklar da bahsedilmektedir. Bu makalelerde ortaya konulan formülasyon bir stokastik programlama problemidir.

3.3 Döner Rezervin Gereksinimi Problemi

DR gereksinimi probleminin çözümlenmesi için piyasa çalışmalarında ve makalelerde bildirilen birçok yöntem bulunmaktadır. Bu yöntemler aşağıdaki gösterildiği gibi özetlenebilir;

- Deneyisel Yöntem: [91].
- Deterministik yöntem [92].
- Olasılıklı yöntem [93].
- Deterministik-olasılıklı Kombine yöntem [94].
- Maliyet-fayda yöntemi [95].

Deneyisel Yöntem, rezerv değerinin belirlenmesinde kullanılan en basit yöntem olarak kullanılmaktadır. Bu yöntem, sistemin geçmişteki verilerine dayalı olarak rezervin gerekli miktarı için yaklaşık değer elde etmeyi öngörmektedir.

Deterministik yöntem, N-x kriteri olarak bazı güvenlik kriterleri içermektedir. Bu kriterler kullanılarak, güç sistemi x bileşenlerinin eşzamanlı kesintilerine dayanabilecek şekilde gerekli DR miktarı hesaplanır. Bu değeri elde etmek için en büyük herhangi bir ÜÜ'nin kapasitesi seçilerek gerekli DR miktarını tahmin etmektir. Bu iki yöntem basit ve anlaşılır olmasına rağmen, hesaplamalarda kesintilerin olasılığını ve beklenmedik olaylara cevap olarak güç sistemlerinin stokastik davranışlarını dikkate almamaktadır. Bu özellikleri elde etmek için, olasılıklı yöntem ve deterministik-olasılıklı kombine yöntemi kullanılmaktadır.

Olasılıklı yönteminde, rezerv hesaplamaları için genellikle YKO ve SEB gibi güvenilirlik endeksleri kullanılır. Bu teknik, rezervin gerekli miktarını ayarlamak için belirli eşitliklerden daha az indekslerin olduğu yöntemler ile kullanılır. Deterministik-Olasılıklı kombine yönteminde ise, güvenilirlik endeksleri hesaplarını içeren durumların sayısını azaltmak için genelde deterministik yöntemlerde kullanılır. Böyle bu yöntem güvenilirlik endeksleri, yük kesinti olasılıklarını ve yük kesinti miktarlarını belirlemek için kullanılırken, bu endeksler yüklerdeki kesinti maliyetini hesaba katmadıkları da unutulmamalıdır.

Maliyet-fayda yönteminde ise, rezerv hesaplamasında yükün kesinti maliyeti diğer parametreler ile beraber değerlendirilir. Bu yöntem, kullanılarak gerekli rezervin karşılanması için, toplam maliyet ile yük kesintilerinin toplam maliyeti göz önünde bulundurularak rezerv miktarı belirlenir, bu karşılaştırma ile genellikle ekonomik denge sağlamaktadır. Bu denge, programlanan DR miktarı artması ve SEB bağlantılı sosyo-ekonomik maliyet azalmasına bağlı olan toplam maliyet eşitliğinin sağlanması ile oluşur. Ayrıca bu durum, üretim ünitelerinin öngörülme-yen kesintilere cevaben YAT gerçekleşme olasılığının azalmasını sağlar. Optimal DR, bu iki maliyetin toplamının minimum miktarıdır. Fakat bu minimum değer sadece DR miktarı kompleks fonsiyonu değil aynı zamanda ünitelerin yükünü karşılamak için oluşturulan kombinasyonların kompleks fonsiyonudur. Bu kombinasyonel bağıllık, genel optimum değerden farklı olan lokal minimum bir fonsiyonu ortaya çıkarır.

Sonuç olarak, DR gereksinimi ideal optimizasyonu tam olarak gerçekleştirmek için üretim ünitelerinin zamana bağılı kısıtları ve başlama maliyetleri dikkate alınarak yapılmalıdır. Bunun için ÜT içinde SEB maliyetini hesaplamak gerekmektedir. Böylece, üretim ünitelerinin birçok sayıda kombinasyonu için bütün ayrı-k kapasitelerin kesinti olasılıklarının dağılımı için ayrıca hesaplanma gerekmektedir. Bu hesaplama ise büyük ölçüde işletmede kullanılan kaynakların verilerinin başarılı bir şekilde sağ-lamasına bağılıdır.

3.4 Güç Sistemlerinde Ünite Tahsisi ve Döner Rezerv İlişkisi

ÜT, denetlenen bir elektrik güç sisteminde, talep edilen güç karşılanırken üretim ünitelerinin maliyetine göre yapılan bir dağıtım planlaması olarak tanımlanır. Üretim maliyeti fonsiyonu, amaç fonsiyonu olarak tanımlandığı bu gibi ÜT problemleri, maliyet temeline dayanan ÜT problemleri olarak adlandırılmaktadır. Ayrıca maliyet temelli ÜT problemi ile beraber çözümlenmesi istenen güvenilirlik problemi ise, maliyet-güvenirlik temelinde olan ÜT problemi olarak yapılmaktadır. Bu tip ÜT probleminin üç temel amacı vardır:

- Maliyetin minimize edilmesi,
- Talep edilen gücün karşılanması,
- Güvenirlik kısıtlarının sağlanmasıdır [2].

ÜT problemleri, Üretim Ünitelerinin çalışmasının belirlenmesinde ortaya çıkmaktadır ve bu çalışma, sistemin güvenilirliği için bir kararlılık gerekmektedir. Böylece, minimum bir maliyette DR gereksinimini ve kısa vadeli talebi karşılamak için ünitelerin uygun üretim seviyelerini sağlamak gerekmektedir [76,96-97]. Söz konusu ünitelerin işletilmeleri için bazı kısıtlar mevcuttur. Genelde kullanılan, ÜT problemleri doğrusal olmayan karışık tamsayı programlama problemleridir. Temel bir ÜT problemi aşağıdaki gibi formüle edilmiştir.

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [c_i(u_{i,t}, p_{i,t}) + c_{i,su}(u_{i,t})] \right\} \quad (3.11)$$

3.4.1 Maliyet Fonksiyonu

Termik santrallerin üretim maliyetleri genellikle konveks olmayan bir fonksiyondur. Fakat bu fonksiyonlar çoğunlukla, ekonomik dağıtım ve ÜT çözüm algoritmaları dışbükey kuadratik fonksiyonlar açısından değerlendirilmektedir [76, 98].

Dolayısıyla, i ünitesinin üretim maliyeti aşağıdaki şekilde modellenmiştir:

$$c_i(u_{i,t}, p_{i,t}) = u_{i,t} [c + b \cdot p_{i,t} + a(p_{i,t})^2] \quad (3.12)$$

Hidroelektrik santrallerde (HES), yakıt maliyeti bulunmamaktadır, ancak santralin girdisi “su” ve çıktısı “elektrik gücü” olduğu için, hidroelektrik güç (P_h) ile su debisi σ arasında aşağıda gösterildiği gibi bir bağıntı kullanılmaktadır:

$$\sigma = \alpha + \beta P_h + \gamma P_h^2 \quad (\text{milyon ft}^3/\text{h veya m}^3/\text{s}) \quad (3.13)$$

1 ft (foot) = 0.3048 m ve 1 milyon ft³/h = 7.87 m³/s’dir.

3.4.2 Başlatma Maliyeti

Bir termik santralin başlatma maliyeti, ünitenin devre dışı olduğu dönemde söz konusu olan bir fonksiyondur. Yani, sıcak üretim yapan bir ünite soğuk olan ünitelerden daha ucuz bir maliyete sahiptir. Bu etkiye genellikle eksponansiyel tarafından yaklaşılr.

$$c_{i,su}(u_{i,t}) = u_{i,t}(1 - u_{i,t-1}) \left[k_1 - \rho_1 \left(1 - e^{-\frac{t_i^{\text{kapalı}}}{\xi_i}} \right) \right] \quad (3.14)$$

Bu eşitlikte $t_i^{\text{kapalı}}$ ifadesi, $t - 1$ dönemine kaç ünitenin tahsis edilmediğini belirtir. k_1 , i ÜÜ'nin çalışırken getirdiği sabit maliyeti belirtir; bu maliyet, ekip giderleri ve onarım giderlerini içerir. ρ_1 , i ünitesinin soğuk başlatma maliyeti ve ξ_i i ünitesinin termik süre sabitidir. Fakat basit olması için, başlatma maliyetleri sistemi ile senkronize olan her birim için sabit kabul edilebilir. Böylece, i ÜÜ'nin t dönemi boyunca başlatma maliyeti:

$$c_{i,\text{su}}(u_{i,t}) = (1 - u_{i,t-1})k_1 u_{i,t} \quad (3.15)$$

$t = 1$ iken başlatma maliyeti, ünitenin $u_{i,t}$ geçmişine bağlı olacaktır, yani eğer $u_{i,t} = 1$ ise ünite önceden tahsis edildiğinden dolayı başlatma maliyeti sıfır olur. Aynı şekilde eğer $u_{i,t} = 0$ ise başlatma maliyeti k_1 olur.

Bir termik santral ünitesi, belirli bir sürede bir enerji üretim seviyesinin çıkışını değiştirmek için sınırlı yeteneğe sahiptir. Bu kısıtlama, termik ve mekanik limitlerden kaynaklanmaktadır. Minimum YAL ve YAT kısıtları ÜT formülasyonu limitlerini içerir. Üretimin artması olarak tanımlanan kısıtlar aşağıda gösterildiği gibidir:

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq R_{i,\text{YAL}} \quad (3.16)$$

Üretimin azalması olarak tanımlanan kısıtlar ise aşağıda gösterildiği gibidir:

$$p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq R_{i,\text{YAT}} \quad (3.17)$$

YAL-YAT hız limitleri üretim yapan ünitelerin çalışma ve kapanma anı olarak kabul edilebilir [99]. Yukarıda sunulan bütün kısıtlar, optimizasyonun tüm dönemlerinde dikkate alınması gerekmektedir. Ünitelerin tüm parametreleri, IEEE Test sistemlerinden elde edilmiştir. Sistem gereksinimleri, önceden tanımlanmış standartlara dayandırılarak her sistem operatörü tarafından belirlenir ve her sistem için kabul edilebilir risk seviyesine ulaşması için uyarlanır. Geleneksel ÜT formülasyonu, rezerv planlanmasında güvenilirlik etkisi ile entegre olmadığı unutulmamalıdır. Optimal gereksinimleri ayarlamak için DR marjinal maliyeti ve bundan elde edilen marjinal fayda eşit olmalıdır. Bu da kesintilerin beklenen maliyetinin azalması açısından dikkate alınmalıdır. Kesintiler doğası gereği rastgele olduğundan, maliyet/fayda analizini yapmak için optimizasyon süreci içerisinde bütün kesintilerin olasılık dağılımını içermesi gerekmektedir. ÜT hesaplaması, bütün kesintilerin olasılık dağılımını içeren teorik bir yaklaşımı içermektedir. Böylece, bir optimal planlama ile sağlanan olasılık rezervi elde edilir.

DÖNER REZERV UYGULAMASI

Güç sistemlerini destekleyici yönde programlı çalışan ve yeterli düzeyde rezerv kapasitesine sahip sistemler, beklenmedik enerji kesintilerini karşısında verilen YAT ve YAL talimatlarına gerek kalmadan dengesizlikleri çözümlemektedir. Bu çözümleme, arz güvenilirliğini sağlamada belli bir miktarda maliyet oluşturur, rezerv kapasitesinin oluşumu işletim sisteminin maliyetini önemli ölçüde artırır. Artan rekabetle birlikte, bu maliyet odaklı detaylı çalışmalar yapılmaktadır. Bu rezerv gereksiniminin ekonomik değerlendirmesi, temel bir sorun olarak yeniden değerlendirilmesi gerekmektedir. Birçok sistem, DR için belirleyici kriterleri benimsemektedir. DR 'lerin çalışma kurallarına göre DR, en büyük ünitenin kapasitesinden veya yükün bir kısmından daha büyük olmalı ya da bunların her ikisinin fonksiyonuna eşit olmalıdır [76]. Bu bölümde, DR gereksiniminin belirlenmesi ve planlaması ile ilgili açıklamalar Bölüm 4.1'de, rezerv gereksinimi için önerilen metodlara genel bakış Bölüm 4.2'de, rezerv gereksinimi için önerilen çözüm yönteminin açıklanması ve maliyet formülleri Bölüm 4.3'te ve DR gereksinimi için Test sistemi sayısal uygulaması Bölüm 4.4'te verilmiştir.

4.1 Döner Rezerv Gereksiniminin Planlaması

Belirleyici kriterleri uygulamak kolay olsa da, bu yöntem ile problemin tahmini yapısına uymuyor ve planlı üreticilerin yapısal güvenilirlikleri dikkate alınmıyor. Bu sorunu çözmek amacıyla DR gereksinim hesaplanmasında olasılık teknikleri önerilmiştir [25,30]. Bu teknikler, bir ÜT'nin "risk indeksini" ve bazı anlardaki talebi karşılamak için oluşan başarısızlıkların olasılığını belirler. Bu çalışmada, DR gereksinimi için tasarlanan optimizasyon tekniği ile ÜT nasıl entegre olabileceğini tanımlanıyor [86,100]. Böyle bir işlem, günlük ya da haftalık üretim programı hazırlanmasını mümkün kılacak, buna ek

olarak toplam üretim maliyetini en aza indirmek ve her zamanki işletim kısıtlamaları yeniden değerlendirmeyi sağlayacaktır, bunu da risk indeksini belirli bir seviyede tutarak yapılabilir. Bu hesaplama çok yararlı olsa da, “risk indeksi” kavramı sezgisel olmadığından dolayı, rezerv miktarının ne kadar çok olacağına karar vermek için bir temel sağlamaz.

Bu çalışma, en uygun rezerv gereksinimini belirleyerek, sağlanamayan enerjinin maliyeti ile rezerv arasında bir dengeleme yapan en uygun risk endeksi tespit edilmesini önerilmektedir. Bu maliyet / fayda analizinde ilk faktör yan ürün olan ÜT işlemi olduğu açık iken, ikinci faktör de KYD, yani sağlanamayan enerjidir.

4.1.1 Sabit DR Gereksinimi

Güç sistemleri, herhangi bir ÜÜ kesintisinde YAT 'a başvurmadan dayanabilsin diye istenilen miktarda DR ayarlamak için yaygın olarak kullanılan belirleyici kriterler vardır. Bu kriterler aynı zaman da N-1 kriteri olarak bilinmektedir [76]. Sistemde t periyotta en az DR miktarını elde etmek için aşağıdaki sabitleri hesaplamak gereklidir.

$$(u_{i,t}P_{i,max}) - \sum_{i=1}^N r_{i,t} \leq 0 \quad i = 1,2, \dots, N \quad (4.1)$$

Burada $r_{i,t}$, i ünite için t süresindeki DR katkısıdır. $P_{i,max}$, i ünitesinin maksimum üretim değeri ve $u_{i,t}$ değeri de i ünitesinin durumu (1:tahsis edilmiş, 0:tahsis edilmemiş). Yukarıdaki denklemden anlaşılacağı gibi yedeği ayarlamak için tüm olası kesintileri tek tek dikkate almak gerekir. Ancak, DR gereksinimlerini ayarlayarak en büyük çevirim içi ünitenin kaybını karşılamak (4.2) için belli bir miktarda DR temin edilir.

$$r_{d,t} = \max(u_{i,t}P_{i,max}) \quad (4.2)$$

Burada: $r_{d,t}$, sistem genelinde DR gereksinimini tanımlamaktadır.

Bu kriterler güney PJM gölgesindeki sistemlerde kullanılır. Bu kriterlerin sağlanması ile, aniden devre dışı kalan herhangi bir ünitenin olması durumunda hiçbir yük kesilmek zorunda kalmayacak, eğer iki ÜÜ hemen hemen aynı zamanda devre dışı olursa aynı şekilde olumlu sonuç vermesinin garantisi yoktur. Aslında bu kriter, riski indeksi göz ardı eden tek bir ünitenin kesintisi gibi eş zamanlı kayıpların ihtimalini verir.

Diğer sistem operatörleri, bunlardan Avustralya Ontario ve Yeni Zelanda'da gibileri, t süresinde DR belirlemek için aşağıdaki kriterler kullanır [37]:

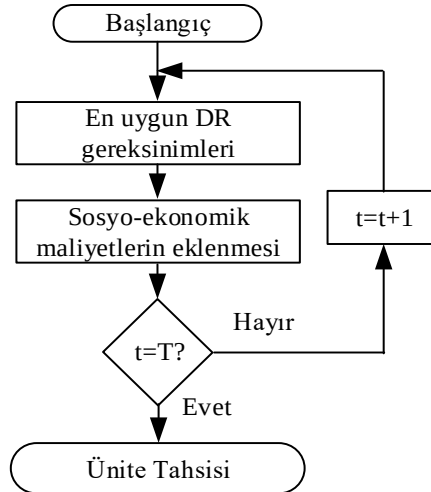
$$r_{d,t} = \max(u_{i,t}P_{i,t}) \quad (4.3)$$

Sistemde sağlanan DR miktarı, aktif en büyük ÜÜ çıkışından daha yüksek olduğundan dolayı DR gereksinimi (4.4) 'e dayandırılarak açıklanabilir. Ancak, herhangi bir tek ÜÜ kesintisi yük kısıntısına neden olacaktır. Böylece bu kriterde (4.3) olduğu gibi DR tedarik edilmez. Yukon Elektrikte DR gereksinimi, en büyük ÜÜ değeri ve pik talep yüzdesinin toplamından oluşur [101]:

$$r_{d,t} = \max(u_{i,t}P_{i,\max}) + 10\%(\text{pik yük}) \quad (4.4)$$

4.2 Rezerv Gereksinimi için Önerilen Metodlara Genel bakış

Metodoloji iki kısımdan oluşmaktadır; öncelikle, optimal DR gereksinimi zamandan ayrılmış şekilde belirlenir ve bu optimal DR gereksinimlerini geleneksel bir ÜT programı ile desteklenir. Daha sonra üretim ünitelerinin arasında zamansal eşleşmeler yapılır ve sosyo ekonomik parametreler dikkate alınarak çözüme eklenir. Şekil 4.1'de şematik olarak önerilen yaklaşımın akış diagramı gösterilmektedir.

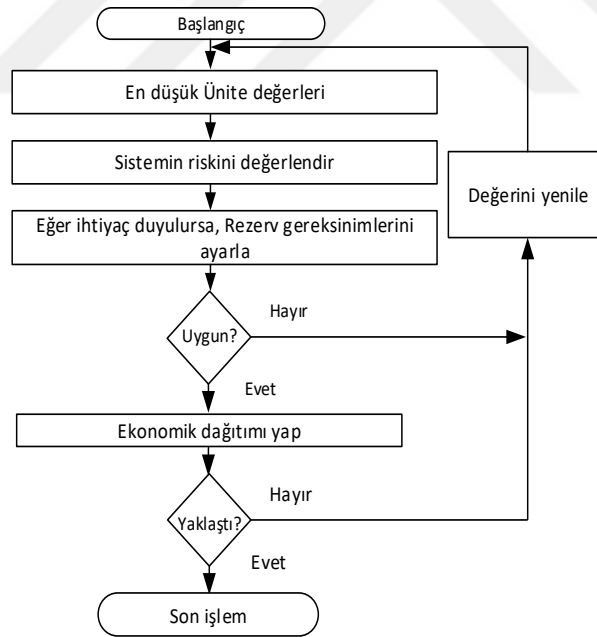


Şekil 4. 1 DR değerlendirme ile Ünite Tahsisi

Başlangıç bölümünde güç sistemleri ile ilgili bilgiler toplanır, (başlama maliyetleri, üretim maliyetleri, ünitelerin kısıtları, ünitelerin kullanılabilirlikleri, vs.) aynı zamanda optimizasyon için yük durum tahmini bilgisi elde edilir. Daha sonra, optimizasyonun her dönemi için en uygun DR gereksinimini hesaplanır. Bu aşamadan sonra elde edilen

maliyete, hesaplanan sosyo ekonomik maliyetler eklenerek optimal DR gereksinimleri her dönem için belirlenir. Bu bilgi, göz önünde bulundurulan zamanlar arası tüm kısıtlara bir çözüm bulmak üzere ÜT optimizasyonu için desteklenir.

Şekil 4.2 'de, ÜT belirleme yönteminin genel bir görünüşünü göstermektedir. Olasılıksal rezerv tespiti, tek tek planlanmış birimlerin güvenilirliği göz önüne alınarak ayarlanması ve doğru yük tahmini ile rezervin doğru seviyesini sağlar. Önerilen yaklaşımda, bu değerlendirme ÜT minimizasyonu ve maksimizasyonu arasında iki aşamada gerçekleşir. İki aşamalı ÜT riski değerlendirmesi ve her aralık için rezerv gereksinim ayarlanması ile ilgilenilmektedir. Şebekemizde üretilmesi gereken güç miktarı baz alınarak asgari düzeydeki ÜT işlemi yapılır. Burada, termik santrallerin kullanılma oranı, hidrolik santrallerdeki su rezerv oranına bağlı olduğu açıkça görülmektedir. Güç sistemlerinde EAK elde edilmesi için, kurulu güçten, revizyondaki güç, bakımdaki güç, arızalı güç, soğuk yedek, duran yedek ve kullanılmayan güç miktarları çıkarılarak elde edilir. Bir birleşik ÜT çözümü bulunduktan sonra, mümkün olduğunca aşırı rezerv miktarını azaltmak için son işlem yapılır.



Şekil 4. 2 Olasılıklı rezerv değerlendirme ile ÜT

4.2.1 Olasılıksal Rezerv Değerlendirmesi

Olasılıklı rezerv yönetiminin ünite değişkenleri ile ilgili olarak Lagrange 'nin bir minimum değerin bulunmasıyla başlar. Algoritma Şekil 4.3 'de gösterilmektedir. Her planlama aralığı ayrı ayrı kabul edilir. Bir KOKT bu aralıkta tahsis edilen ünitelerin

listesine göre oluşturulmuştur. Yük belirsizlikleri programdaki her tahsis modeli için bir risk indeksi vermek için birleştirilmiştir. Bu da, söz konusu maksimum riskin indeksi ile karşılaştırılır ve gerek görüldüğünde DR gereksinimi güncellenir. Maksimum risk indeksi yönetim tarafından ayarlansa da, yukarıdaki bölümde belirtildiği gibi kendi seçimi, büyük ölçüde rasgele olarak kabul edilebilir. Ayrıntılı ÜT her aralık için risk indeksleri doğru düzeye gelinceye kadar tekrarlama yapılır.



Şekil 4.3 Olasılıksal rezerv tespiti akış diyagramı

4.3 Rezerv Gereksinimi için Önerilen Çözüm Yöntemi

İşletim sistemi için toplam maliyetin minimum değerini elde etmek için ünitelerin olası kombinasyonlarının her bir durumu için ÜT hesaplamasını ile bütün kesintisi olasılık dağılımını içeren bir programlama yapmak gerekmektedir. Bu önemsiz bir hesaplama değildir, ayrıca sadece olasılıksal olarak DR'in tedarik edilmesi temel bir sorundur. Optimizasyon sürecinde kesinti dağılımı da dâhil olmak üzere, hesaplamalarda doğrudan kullanılan hiçbir parametrenin olmadığı gerçeğinden kaynaklanmaktadır. Ayrıca ünitelerin olası her durumu için ÜT programını KOKT olarak düşünebilirsiniz. Bu tablo, ÜÜ ve belirli yük bir kombinasyonu için dikkatli bir hesaplama yapabilirken, tüm kombinasyonlar için bu hesaplamayı tekrarlayan ÜT programını oluşturmak oldukça fazla bir zaman gerektirecektir.

Yük veya enerji tahminlerini elde etmek için farklı Üretim ünitelerinin YAL-YAT hızları dikkate alınarak Üretim ünitelerinin kesinti durumları elde edilmez. Üretim ünitelerinin YAL-YAT hızları, YAL durumunda mevcut yedek üretim kapasitesi sınırlamaktadır. Böylece Üretim üniteleri dağıtımı, üniteler arasındaki DR tahsisinde önemli bir rol oynayacak ve SEB değeri göre kesinti maliyetleri ortaya çıkacak.

4.3.1 Önerilen ÜT Amaç Fonksiyonu

Önerilen ÜT fomülasyonu, aşağıdaki amaç fonksiyonunu minimize eder:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^N [c_i(u_{i,t}, p_{i,t}) + c_{i,su}(u_{i,t})] + E(c_{YAZ,t}) \right] \right\} \quad (4.5)$$

Bu amaç fonksiyonu minimizasyonu klasik ÜT formülasyonlarına göre sosyoekonomik maliyetleri ifade eden ekstra bir terim olarak $E(c_{YAZ,t})$ değerini içermektedir. Bu terim, t dönemindeki üretim kesintileri karşısında yükü azaltma zorunluğu durumunda beklenen sosyoekonomik maliyeti temsil eder. Bu yaklaşım, Sabit bir DR miktarı temini hariç tüm geleneksel kısıtlamaları içermektedir.

4.3.2 Sağlanamayan Enerjinin Beklenen Maliyeti

Üretim ünitelerinin çalışma maliyetleri işletmeci tarafından doğrudan ödenmektedir, fakat YAT maliyeti bundan farklı olarak sosyoekonomik bir maliyettir. Bu maliyete bağlı olarak elektrik enerjisinden mahrum olan bireysel tüketicilerin ve işletmelerin zararlarını temsil eder [102, 103]. Özel bir olayın sonucu olarak ortaya çıkan bu maliyet, Sağlanamayan Enerji (SE) ve KYD çarpımı sonucu elde edilir.

$$c_{YAZM} = KYD \times SE \quad (4.6)$$

KYD tüketicilerin elektrik enerjisinden 1 kWh'in yanlışlıkla kesilmesi durumunda hesaplanan ortalama kayıp değeri temsil eder [104]. Bu değer genellikle tüketici araştırmaları temelinde tahmin edilmektedir [105]. Kesintileri meydana gelip gelmeyeceğini tahmin etmek imkânsız olduğundan, sadece bir tahmin maliyeti, belirli bir programlama dönemi için hesaplanabilir. Sağlanamayan enerjinin beklenen maliyet aşağıda verildiği gibidir:

$$E(c_{YAZ,t}) = KYD \times SEB_t \quad (4.7)$$

Burada SEB_t , t dönemi süresinde meydana gelen bir olay sonucunda ortaya çıkan Sağlanamayan Enerji Beklentisidir. Tüm sistemlerde gerçek bir kesinti maliyeti, kesilmiş yüklerin yerine ve niteliğine bağlıdır fakat bu yük bilgileri mevcut olmayan bir önsel bilgilerdir. KYD ortalama multiplikasyon faktörü kullanılarak, bu değerin doğruluğunu kanıtlıyor. Eğer bu veriler kullanılabilir durumda olsaydı, zamana bağlı KYD_t değeri kolayca bu formülasyona dâhil edilebilecekti. Fakat bu değer koşullara bağlı olduğundan, belirli problemlerden dolayı sağlanamayan enerjinin önsel bilgi olarak belirlenmesi çok zordur. Fakat SEB hesaplanması için standart bir teknik açıklanmaktadır [24]. Bu teknikte aşağıdaki faktörler dikkate alınır:

- t döneminde sisteme bağlı Üretim Ünitelerinin sayısı,
- Her Üretim Ünitelerinin zorunlu kesintisi olasılığı,
- DR sağlayabilen ünitelerin sayısı,
- t dönemindeki yük miktarı,

Güç sistemlerinde asıl problem üretim/tüketim dengesinin sağlanmasıdır. Bu çalışmanın amacı, santrallerin toplam üretim maliyetinin minimize edilmesidir. Bunun için, bazı kısıtlar ile elde edilen sistemin yük talebini santral üretim toplamından çıkarılıp sonuç sıfıra eşitlenir.

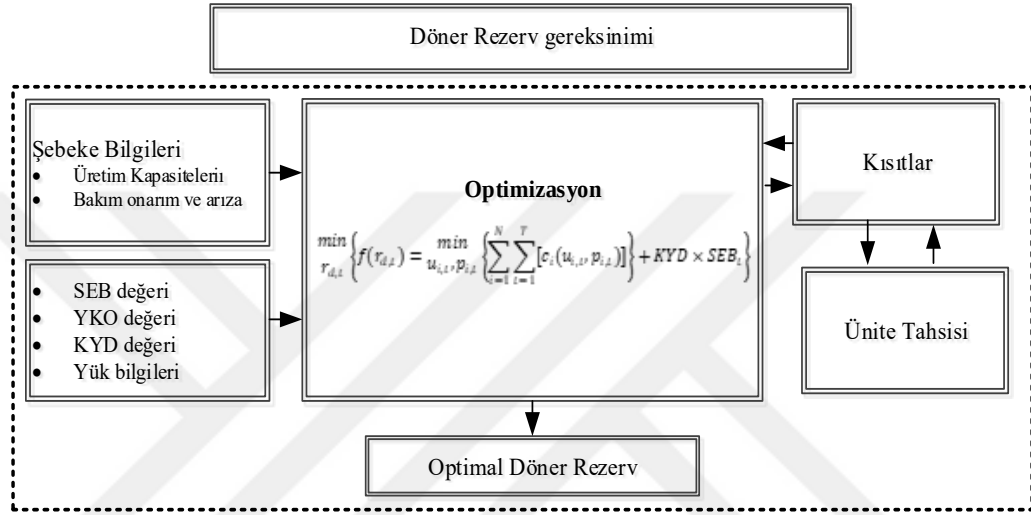
$$\sum \text{Sistem Yük talebi} - \sum \text{Santral üretimleri} = 0$$

Bu durum sistemi dengede tutuyor, ayrıca tespit etmeye çalıştığımız DR gereksinimi ile her bir santralin DR miktarının farkı sıfırdan küçük veya eşit olmalı.

$$\sum_{i=1}^N (\text{DR ihtiyacı}) - \sum_{i=1}^N (\text{her bir santralin DR miktarının toplamı}) \leq 0$$

Tutulan rezerv ile ihtiyaç duyulan rezerv arasında ilişki şöyle olmalı; tutulan miktar ihtiyaç olan miktardan fazla olmalı, böylece sistemin güvenilirliği sağlanır. En yaygın olarak kullanılan deterministik yöntem en büyük güçteki santralin devre dışı kalması durumu olduğuna daha önceki bölümlerde değinmiştik. Ancak, amaç maliyet minimize etmek olduğunda dolayı bu yöntem ekonomik bir çözüm değildir. ÜT probleminin çözümü çalışmamızın ikinci aşamada çözümlenecektir. Ama esasında, bir maliyet fonksiyonu üzerinden çözümleme yapılacaktır. Farklı yük gruplarına göre ve arıza ihtimallerine göre talebin karşılanması için hangi ünitenin ne kadar DR tutması gerektiği

belirlenecek. DR tutmaya uyumlu santraller $i=1 \dots I$ şeklindedir. Bu DR tutan santrallerin indisi olarak kullanılacaktır. Güç sistemlerinde üretim değeri tüketimden büyük ise SEB ve buna bağlı olarak KYD değeri söz konusu olamaz, ama bazı dönemler sistemde üretim ile tüketimi karşılamıyorsa, bu indisler (SEB, KYD, YKO) ortaya çıkmaktadır. Bazı durumlarda ise yük tarafında sorun oluşmaktadır, yük tarafında oluşan kaybın değeri doğru tahmin edilirse esasında tutulması gereken DR miktarını doğru elde edilir. Bu parametreler Şekil 4.4 'de gösterilmektedir.



Şekil 4.4 Optimal DR gereksinim işlem şeması

Amaç fonksiyonunu mevcut kısıtlar dikkate alınarak ile çözümlenmektedir. Çalışmada esas, toplam santral maliyetini belirlerken yedek rezerv miktarlarını ayarlamaktır. Santralleri on-off yaparken dalgalanmaları dikkate almak gerekir, bu durumda üretim ve tüketim değerleri kullanılacak ve bu değerlere göre yük gruplarının maliyetleri hesaplanacak. Tüm zaman aralıkları için bu hesaplama tekrar edilir, en sonunda bir gün için toplam rezerv miktarı ile ÜT sonucu elde edilmektedir.

4.3.3 İşletme Maliyetleri

Belirili bir DR gereksinimini elde etmek için işletme maliyeti, her yük seviyesinde tahsis edilmiş ünitelere göre minimize edilmeli ve bu ÜT dağıtımının tek bir dönemi kullanılarak yapılır:

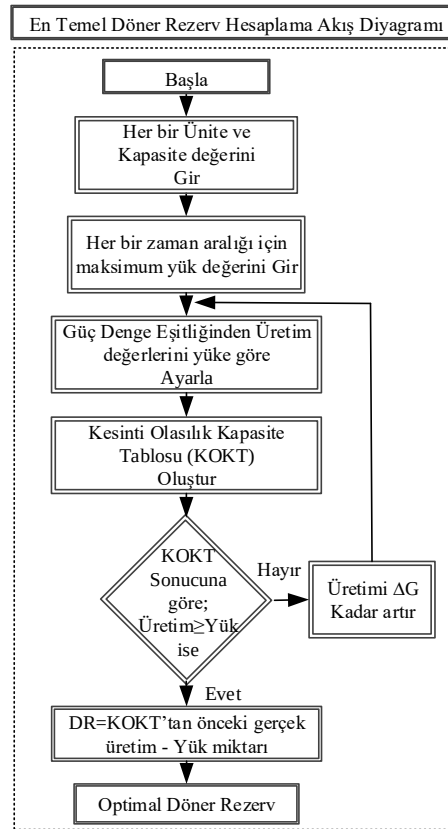
$$D(r_{d,t}) = \min_{u_{i,t}, p_{i,t}} \left\{ \sum_{i=1}^N [c_i(u_{i,t}, p_{i,t})] \right\} \quad (4.8)$$

4.3.4 Kesintilerin Beklenen Maliyeti

Belirli bir arz kesintisinin sosyo-ekonomik maliyeti, bu kesinti boyunca sağlanamayan enerjinin üretilmediği ürünlerin değeridir ve anketler ile belirlenen KYD olarak tanımlanır. Belirli bir üretim programı uygulaması sırasında yükün ne kadar atılacağını tahmin etmek imkânsız olduğundan dolayı sadece beklenen maliyet hesaplanabilir.

4.4 Döner Rezerv Gereksinimi için Test Sistemi Sayısal Uygulaması

Üretim ünitelerinde tutulması gerek en temel DR değerini hesaplamak için gerekli akış diyagramı Şekil 4.5'te gösterilmektedir. Bu döngü $t=1:24$ saat'e kadar tekrarlanır ve her bir zaman aralığı için DR hesaplanır. Kullanılan algoritmada elde edilen sonuçta iletim hatlarının kısıtları ve arıza olasılıkları ihmal edildi.



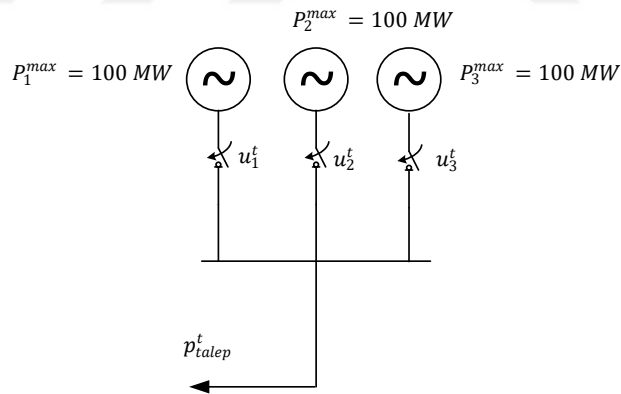
Şekil 4.5 En temel DR gereksinimi için akış diyagramı

Çizelge 4.1'de üretim bilgileri verilen sistemde bulunan her bir ünite üretim bilgilerini ve kapasite değerlerinin girilmesi gerekmektedir. Daha sonra 1:24 zaman aralığı için saatlik maksimum yük değerlerinin belirlenmesi gerekmektedir. GÖP'de olduğu gibi güç denge eşitliğinden üretim değerlerini toplam yük miktarına göre saatlik ayarlanır. Üretim yapmak için uygun durumda olan santrallerin KOKT tablosu oluşturulur. Tablosu

oluşturulan santrallerin YKO değerleri Çizelge 4.2’de gösterilmektedir. Bu tabloya göre toplam üretim değeri tüketilen yük değerinden daha küçük ise denge eşitliğinden üretim değeri yük miktarına göre Δ_G değeri kadar arttırılır. Eğer KOKT tablosuna göre toplam üretim miktarı, yük değerine eşit veya büyük ise KOKT tablosundan önceki gerçek üretim değerinden toplam yük miktarını çıkararak sistem için optimal DR değeri elde edilir. Elde edilen optimal DR miktarı, ÜT yöntemi kullanılarak en uygun kombinasyon yapılır ve santraller için tutmaları gereken DR miktarı dağıtılır. ÜT yapılırken santrallerin en temelde üretim maliyetleri, başlatma maliyetleri ve kısıtları dikkate alınarak en uygun kombinasyon oluşturulur.

4.4.1 Sayısal Uygulama Test Sistemi

Denklem (4.5) ’te gösterildiği gibi, formülasyonu tam anlamıyla uygulamak için optimizasyon programına bütün dağıtımın kesintisinin dahil edilmesi gerekmektedir. Bu durum sistem için gerçek anlamda mümkün değildir, çünkü ünitelerin permütasyon sayısı ÜT programı için çok büyük değerdedir. Örnek olarak IEEE’nin 3 generatöre sahip sistem Şekil 4.6’da gösterilmektedir, bu sistemde ÜT için çevrimdışı durumlar hesaplanır ve daha sonra optimizasyon işlemi içine dahil edilir.



Şekil 4.6 Generator ve yüke sahip sistem test modeli

Şekil 4.6’da gösterilen sistem, farklı kapasitede 3 ÜÜ’den oluşmaktadır ve bu ünitelere ait veriler Çizelge 4.1’de gösterilmiştir. Bu tabloda $P_{i,min}$ ve $P_{i,max}$ sırayla i ünitesinin maksimum ve minimum limitlerini ifade eder. a_i , b_i ve c_i ifadeleri i ünitesinin maliyet fonksiyonunun katsayılarıdır, $c_{i,su}$ ifadesi i ünitesinin başlatma maliyetidir ve KTO_i ünitesi kesinti tekrarlama oranıdır, değeri ünitelerin geçmişe yönelik kesinti durumları göz önünde bulundurularak olası katsayıları belirlenmiştir [106].

Çizelge 4.1 Generatör ve yüke sahip sistem modelin generatör bilgileri

Ünite i(MW)	P _{i,min} (MW)	P _{i,max} (MW)	a _i (\$/MW ² h)	b _i (\$/MWh)	c _i (\$/h)	c _{i,su} (\$/h)	KTO	1- KTO
G1(42)	10	100	0.00623	18	217.895	100.00	0,05	0,95
G2(64)	10	100	0.00612	18.1	218.335	100.00	0,02	0,98
G3(45)	10	100	0.00598	18.2	218.775	100.00	0,03	0,97

Çizelge 4.2’de oluşturulan senaryo bir saat için planlanmış bir hesaplamadır. Burada SEB değeri (4.9)’da gösterildiği gibi hesaplanır. Şekil 4.7’de sistemdeki ünitelerin günlük verileri gösterilmektedir [106].

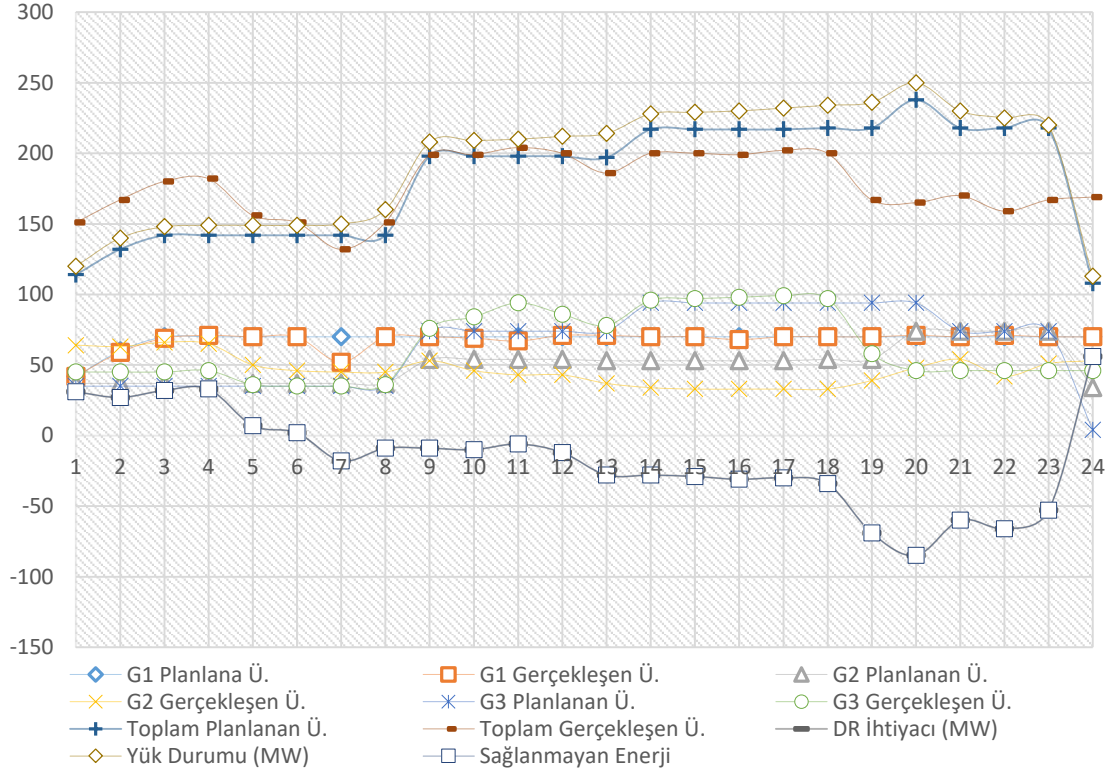
$$\sum_{i=1}^N SEB_t = KTO \times (SYB) \times (\text{Kapasitenin Sağlanamadığı Süre}) \quad (4.9)$$

Çizelge 4.2: Üç ünite için Kesinti Olasılığı Kapasite Tablosu ve SYB değeri (t=1)

Senaryo	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	TK (MW)	KTO (λ)	SYB (120 MW)	SEB (MW)
1	0	0	0	0	0,90307	120	108,3684
2	1	0	0	42	0,04753	78	3,70734
3	0	1	0	64	0,01843	56	1,03208
4	0	0	1	45	0,02793	75	2,09475
5	1	1	0	106	0,00097	14	0,01358
6	1	0	1	87	0,00147	33	0,04851
7	0	1	1	109	0,00057	11	0,00627
8	1	1	1	151	0,00003	-31	-0,00093
					1		115,27

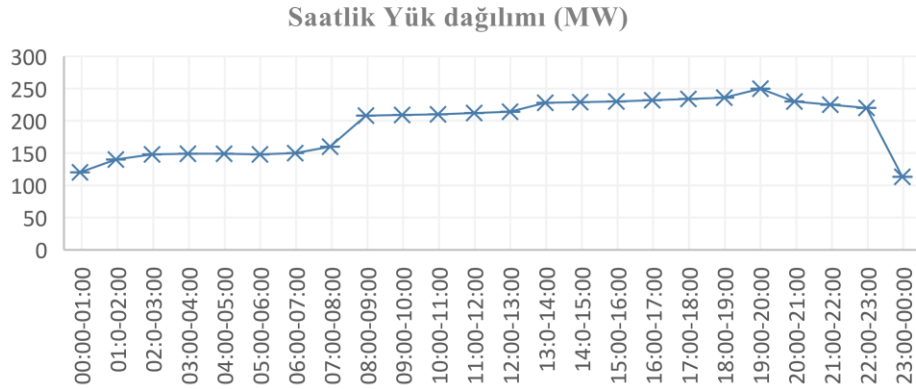
O halde t=1 için üç ÜÜ’nin SEB değeri; $\sum_{i=1}^8 SEB_t = 115,27$ MW olarak elde edilir. Planlama süresi saatlik yapılmıyorsa, örneğin 10 dakikalık dönemler şeklinde yapılacaksa arıza olasılığı (4.10)’de gösterildiği gibi hesaplanır.

$$(t = 10 \text{ dakika için}) \text{ Arıza olasılığı} = \frac{10 \times \lambda}{60 \times 8760} \quad (4.10)$$



Şekil 4.7 Test sisteminin üretim bilgileri

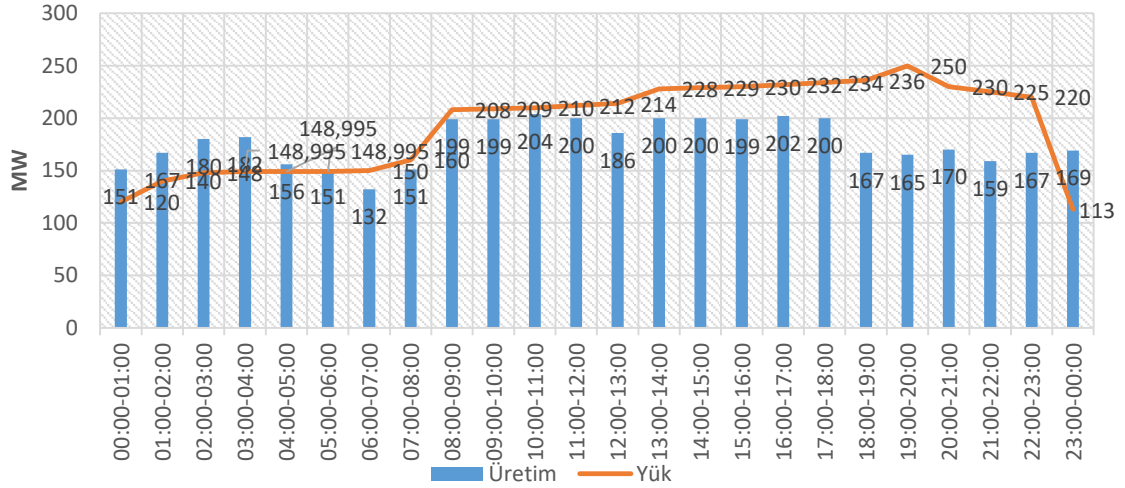
Sistemin üretim ünitelerinin bilgileri ile beraber saatlik yük bilgileri Şekil 4.8’de gösterilmektedir. Ardışık dört saatin yük bilgilerine göre hesaplamalar yapılacaktır.



Şekil 4.8 Test sistemi saatlik yük profili

Üretim ve yük bilgileri verilen sistemin günlük Üretim-Tüketim eğrisi Şekil 4.9’da gösterilmektedir. GÖ planlamaya göre tahsis edilmiş üretim kapasiteleri ve yük durumu gerçek zamanda farklılıklar gösterebilmektedir. Gün içinde bazı saatlerde üretim tüketimi karşılayabiliyor olsa da pik saatlerdeki yükleri karşılayamayabiliyor. Şekil 4.5’te gösterilen akış diyagramına göre, oluşturulan KOKT tablosu sonucunda elde edilen

kapasite değeri yük değerinden büyük ise; gerçek üretim değeri ile yük miktarı farkı alınarak en temel DR gereksinimi Çizelge 4.2’de gösterildiği gibi 24 saat için toplam 577 MW olarak elde edilir. Elde edilen bu değeri amaç fonksiyonu (4.5)’de verilen ÜT optimizasyonu ile dağıtarak en uygun rezerv dağıtımı yapılmaktadır.



Şekil 4.9 Generatörlerin üretim eğrisi ve yük durumu

SEB ve tahsis edilen kapasite arasındaki ilişki oldukça karmaşıktır, bu durum mevcut ÜÜ grupları göz önüne alındığında hangi ünitenin gerçekte tahsis edileceğine karar vermesini etkiler. Bu karar için ünitelerin kapasitesine, arıza oranına ve yük miktarının temin edilmesine bağlı olur. SEB, ayrıca ünitelerin YAL limitlerine karşı duyarlıdır. Bu limitler acil bir durumda rezerv üretimi sağlamak için tahsis edilen ünitelerin kabiliyetini engeller. SEB için analitik bir ifade bulmak için bu değişkenlerin incelenmesi mümkün görünmemektedir. Bu durum, belirli bir yük ve toplam TK temelinde olan ünitelerin belirli bir kombinasyonu için SEB tahmin etmeye yönelik önerilmiştir. Bu kombinasyon aşağıda (4.11)’de verildiği gibidir:

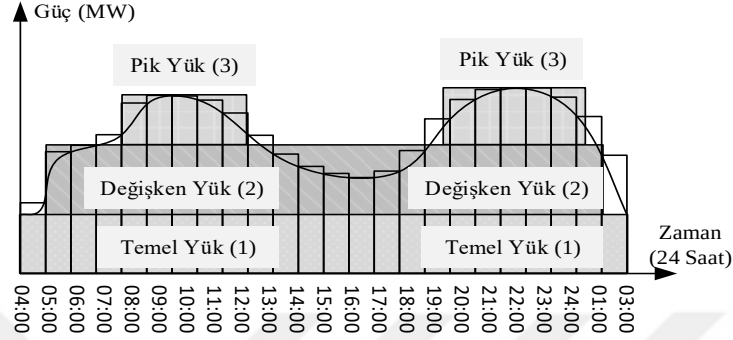
$$TK_t \left\{ \sum_{t=1}^T \min \{ u_{i,t} P_{i,max}, u_{i,t} (p_{i,t} + \tau R_{i,YAL}) \} \right\} \quad (4.11)$$

$R_{i,YAL}$ ifadesi, i ünitesinin YAL oranını, τ ise üreticiler için YAL’a göre kendi rezerv üretim çıkışlarını sunmak için uygun süredir.

DR optimal miktarı belli bir sistemde ($sabit(r_{d,t})$) kullanılan sabit kritere göre daha düşük olduğu ortaya çıkarsa, sistem operatörü daha az rezerv ile ve önceki uygulamalara göre daha yüksek bir YKO ile sistemi çalıştırmak için isteksiz olabilir. Bu gibi

durumlarda bir hibrid yaklaşım DR gereksinimini aşağıda denklem (4.12)'de verildiği gibi kullanabilir. Güç sistemlerinde çözümlemelerin daha kolay yapılabilmesi için Şekil 4.10'da gösterildiği gibi yük profili üç gruba ayrılarak planlama yapılabilir.

$$r_{d,t} = \max\{\text{sabit}(r_{d,t}) + \text{optimiz edilmiş}(r_{d,t})\} \quad (4.12)$$



Şekil 4.10 Saatlik bazda yük değişimi

Üretim santrallerinde değişen yük profiline karşı üretim kapasiteleri üç ayrı kategoride sınıflandırılabilir:

- Temel yük santralleri (1)
- Yük takibi yapan santraller (2)
- Puant yük santraller (3)

Amaç fonksiyonu aşağıda verilmiş çalışmanın maliyet fayda analizinde, $i=1,2,3 \dots N$ olan ünitelerin $t=1,2,3 \dots 24$ süresinde santral maliyeti minimum olacak şekilde ÜT yapmak ve olasılıksal hesaplamalar ve enerji yoğunluğu ile elde edilen KYD ve SEB indislerinin minimum değerlerini elde eden bir fonksiyon ile optimizasyon sağlanacaktır. En kapsamlı şekli ile kullanılan amaç fonksiyonu denklem (4.13)'te gösterilmektedir.

$$\min_{r_{d,t}} \left\{ f(r_{d,t}) = \min_{u_{i,t}, p_{i,t}} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [c_i(u_{i,t}, p_{i,t})] \right\} + KYD \times SEB_t \right\} \quad (4.13)$$

Döner rezerv tayininde;

Temel yük değeri için Sabit DR miktarı gerekir, fakat değişen yük ve pik yük değerleri için Optimal DR (yüke göre planlanmış) gereksinimi vardır. Böylece, genel olarak rezerv miktarı sabit DR değeri ile Yüke göre değişim gösteren optimal DR değerinin toplamı şeklinde olacaktır. Ayrıca hesaplamalarda, Hat kısıtları ve trafo kısıtları göz önünde bulundurularak çalışma bir ileri aşamaya taşınabilir.

KAYIP YÜK DEĞERİNİN HESAPLANMASI

KYD, tüketicilerin elektriksiz ek bir süreyi önlemek için ödemeye istekli oldukları ücreti temsil etmektedir. Kaybolan yük değeri veya olmayan elektriğin bedeli olarak da tanımlanan KYD, güç kaynaklarının toplam kapasitesi ile ilgili kararların alınmasında kullanılan yararlı bir ölçüttür. Elektrik piyasalarının öncülüğünde serbestleşme yönünde kararlı adımlarla ilerleyen enerji sektöründe, tüketici ödemeleri ve tedarikçiler açısından SMF açık bir şekilde belirtilemediğinden kaybedilen yükün değeri elde edilememektedir. Bu değer, elektrik arzı açısından hızla genişleyen ve yapılandırılan Türkiye için oldukça önemlidir ve arz sıkıntısının oluşma ihtimali öngörülebilir bir gerçektir. Genel olarak KYD, elektrik güç sistemlerinin bileşenleri olan üretim, iletim veya dağıtım kısımlarında oluşan arızaların bir sonucu olarak elektrik arzında ortaya çıkan kayıpların parasal değerini ifade eder. Sonuç olarak KYD bir ülkenin, bölgenin veya ekonomik sektörün enerji arz güvenliğinin boyutlarından birinin ölçülmesini sağlayan yararlı bir değişken olarak kullanılabilir. Bu bölümde, makroekonomik bir yöntemle ulusal güç sistemimiz için ortalama bir KYD elde edilmiştir. Ayrıca elde edilen bu değer, farklı ülkelerin ekonomik parametrelerinin girdi olarak kullanıldığı regresyon denklemleri sonucu hesaplanan KYD ile karşılaştırması yapıp doğruluğu desteklenmiştir. Bu bölümde, KYD teorik uygulaması Bölüm 5.1’de, KYD enerji arz güvenliği üzerindeki etkisi Bölüm 5.2’de, KYD’ni belirleyen faktörler, ölçüm yöntemleri ve bağımlılığı Bölüm 5.3’te ve KYD hesaplanması Bölüm 5.4’te verilmiştir.

5.1 Kayıp Yük Değerinin Teorik Uygulaması

KYD, planlanmış veya planlanmamış bir kesintinin sonucunda tüketiciye ulaştırılamayan elektrik enerjisinin ekonomik değerinin bir ölçütü olarak tanımlanır. Başka deyişle,

elektrik kesintisini yaşamamak için tüketicilerin kendi istekleri ile ödemeye hazır oldukları ortalama maliyettir. KYD müşterilere sağlanamayan her bir kWh başına ödenen dolar olarak ifade edilir (\$/kWh) [107]. Bir ülkenin KYD tahmini genellikle o ülkedeki tüketicilerin tercihlerini yansıttığından, diğer bir ülkeye doğrudan uygulanamaz. Bu durum özellikle elektrik arzı hızla gelişen ve yeniden yapılandırılan ülkeler için geçerlidir [108-111]. Elektrik enerjisi her sektörde farklı kullanım değerine sahip olduğundan, sektörler ayırarak çözümleme yapılması önerilmiştir. Makroekonomik modelleri kullanarak, Bliem [112] ekonomiyi altı sektöre bölerken, Nooij ve ark. [113] yediye, Nooij ve diğerleri [114] altıya, O 'Leary ve ark. [115] on dokuz ve Growitsch ve ark. [116] on beş sektöre ayırmıştır. Lehtonen ve Lemstrom [117] belirtilen tercihleri kullanarak, analizlerini dört sektör şeklinde incelemişlerdir. Samdal ve ark. [118] ve Kjolle ve ark. [119] ise beş sektör üzerinde yoğunlaşmışlardır. Son dönemlerde çözüm yöntemi olarak, anket çalışmaları ile birlikte makroekonomik analiz ve durum çalışmaları önerilmektedir [120-121]. Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi (CEER) gibi etkili kurumlar tarafından yapılan çalışmalarda anket sonuçlarından elde edilen değerlerin gerçekçi olduğu ileri sürülmektedir [122]. Fakat farklı sektörler arasındaki bağlantıların etkileri daha önce analiz edilmemiştir. Bundan dolayı ilgili sorunun çözümü oldukça karmaşık bir hale gelmektedir. Ayrıca, elektrik sektöründe verilerin detaylı bir şekilde elde edilememesi ve anket yapmak için olanak bulunmaması gibi çeşitli kısıtlamalar göz önüne alındığında, diğer ülkelerin ekonomik parametrelerini baz almak tek seçenek gibi görünmektedir.

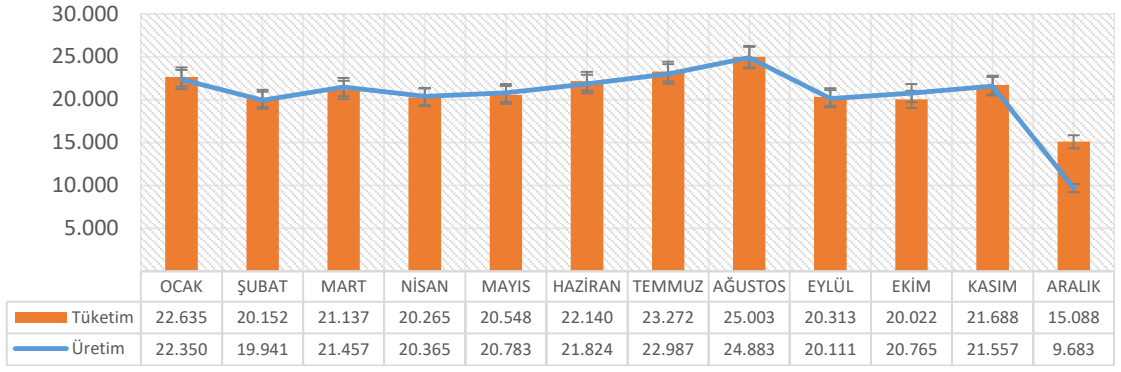
Bu çalışmada, regresyon denklemi ile 12 ülkenin 6 farklı ekonomik parametresi kullanılarak ortalama bir KYD elde edilmesi hedeflenmiştir. KYD kesinti maliyeti ile doğrudan ilgilidir. Kesintiler sırasında ortaya çıkan maliyetleri en aza indirmek için güç sistemlerinde yeterli miktarda “rezerv güç” bulunmalıdır. Sağlanan rezerv güç (ek kapasite), üretim kesintileri ve ani yük değişimleri gibi öngörülemeyen olaylara karşı sistem operatörü tarafından kullanılan en önemli araçlardan biridir ve DR olarak adlandırılır. Kullanılacak rezervlerin miktarını yüksek tutarak doğabilecek beklenmedik durumların sebep olabileceği üretim kesintilerine karşı güç sistemini korumak mümkün olur. Fakat bu durumda rezerv tutmanın oldukça yüksek bir maliyeti ortaya çıkar. KYD maliyeti ile DR gereksinimi arasında ekonomik bir dengenin sağlanması gerekmektedir. Yapılan çalışmalarda genelde en büyük güçlü santralin devre dışı olması durumunda sağlanmayacak enerjinin miktarı kadar rezerv tutulur. Ancak bu durum her zaman

güvenilir değildir. Güç sistemlerinde oluşan yük/üretim dengesizliklerini azaltmak amacıyla rezerv planlamasının yapılması gerekmektedir. Ayrıca frekansın düşmesi ile YAT planlamaları gerilim değişimleri dikkate alınarak yapılmalıdır. 31 Mart 2015 tarihinde yaşanan kesintide doğudan batıya transfer empedansının yükselmesiyle hatlar servis dışı kalmıştır. Böylece elektrik enerjisi kesintisi ile YAT işlemleri yapılmıştır [123].

Güç sistemlerinde oluşan arızalardan dolayı yaşanan büyük çaplı elektrik kesintilerinin dünyada yaşanan birçok örneği bulunmaktadır. Bu kesintiler sonucunda sağlanamayan elektrik enerjisi karşısında bir yük kaybı söz konusudur. Bu kesintilerden biri, 31 Mart 2015 tarihinde enerji sisteminin aşırı yüklenme sebebiyle servis dışı kalmasının ardından 12 saniye sonra sistem çökmesi ile Türkiye genelinde yaşanan elektrik kesintisidir [123]. 2006 yılında Almanya'da yüksek gerilim hatlarının açılması Avrupa'nın önemli bir bölümünde elektrik kullanıcıları için büyük etkiler oluşturmuştur [124]. Avustralya'da (2004), ABD, İskandinavya ve İtalya'da (2003) elektrik arzındaki kesintiler benzer şekilde ekonomik kayıplara yol açmıştır [125,126]. Bu olaylar, enerji planlamacılarının arz/talep dengesi ve güvenilirlik konusu üzerinde daha da yoğunlaşmalarına neden olmuştur. Başka deyişle söz konusu elektrik kesintileri, enerji arz güvenliği konusunda daha kapsamlı araştırmalar yapılması gereğini ortaya koymuştur. Bu çalışma, enerji sistemleri analizinin temel konularının başında gelen elektrik arz güvenliğinin ekonomik yanının incelenmesine yöneliktir. Enerji arzının güvenceye alınıp olabilecek enerji kayıplarının hesaplanması çok önemlidir.

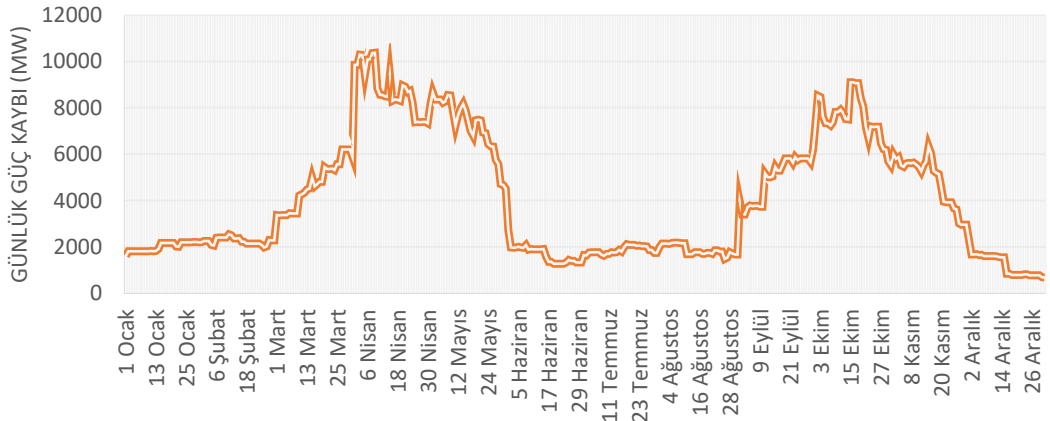
5.2 Kayıp Yük Değerinin Enerji Arz Güvenirliği Üzerindeki Etkisi

Enerji arz güvenirliliğinin dört önemli özelliği vardır. Bunlar: güvenilirlik, kapasite, çeşitlilik ve bağımlılıktır [127]. Enerji arzındaki kesintilerin sosyal sonuçları gelişmekte olan ülkelerde ciddi problemler oluşturabilir [128]. Enerji arz güvenliğinin değeri, ilgili enerji hizmetleri için, gerçek talebin seviyesi ile doğrudan ilişkilidir. Şekil 5.1'de gösterilen diyagramda, Türkiye'nin 2016 yılı verilerine göre üretim ve tüketim değerlerinin karşılaştırılması sonucunda, kış ve yaz aylarındaki tüketim değerinin üretim değerinden yüksek olduğu görülmektedir [129]. Toplam üretim ve tüketim dengesi, Yunanistan ve Bulgaristan ile bağlantı sağladığımız ENTSO-E şebekesi ile sağlanmaktadır.



Şekil 5.1 2016 yılı Türkiye üretim ve tüketim değerleri (MW)

Şebeke arızaları, doğrudan güç kaynaklarındaki kesintiyle ilgili maliyetleri ifade eder. Şebeke arızalarının neden olduğu kayıp maliyeti, yaşanan kesinti sonucunda sağlanamayan enerjinin, KYD ile çarpımı sonucunda elde edilebilir. Sistemde üretim ve iletim arızalarının yaşanma olasılığının yüksekliği, üretim ve/veya şebeke kapasitesinin artırılmasını veya DR yatırımların yapılmasını zorunlu kılmaktadır. Bakım programı dışında oluşan arızalardan ve/veya beklenmedik durumlarda gerçekleşen kesintilerden kaynaklı karşılanmayan bir yük söz konusudur; Şekil 5.2’de 2017 yılı Türkiye santral bakım programı gösterilmiştir [130]. 9 Nisan 2017 tarihinde en yüksek değer olarak 10374 MW değerinde bir kapasite eksikliği söz konusudur. Aynı şekilde 31 Aralık 2017 tarihinde en düşük değer olarak 686 MW değerinde bir kapasite eksikliği söz konusudur.



Şekil 5.2 2017 yılı için Türkiye santral bakım programı

5.3 Kayıp Yük Değerinin Belirleyen Faktörler

KYD güç kaynağı kesintilerinin maliyetleri tarafından belirlendiğinden, bu kesintileri belirleyen faktörlerin incelenmesi gerekmektedir. Kesinti maliyetleri, aşağıda belirtilen çeşitli koşulların bir sonucu olarak oldukça değişkendir [131, 132]:

- Tüketici türleri arasındaki farklılıklar: Sanayi sektörü, hizmet sektörü ve konutların farklı yüklenme karakteristiklerinden dolayı elektrik enerjisine olan gereksinimleri de farklı olmaktadır.
- Güvenirlik düzeyindeki farklılıklar: Güvenirlik düzeyi, müşterilerin kendilerini potansiyel kesintilere karşı hazırlama derecesini etkiler (DR gereksinimi gibi).
- Kesintinin oluşma zamanındaki farklılıklar: Kesinti maliyetleri yılın mevsimi, haftanın günü ve hatta günün saatine göre önemli ölçüde farklılık gösterebilir [133]. Çizelge 5.1’de ABD’de konut tüketimlerinde mevsime göre KYD’nin nasıl değiştiğini gösterilmiştir.

Çizelge 5. 1 ABD’nin mevsime göre KYD konut tüketimi

Mevsim	KYD (\$/kWh)
Kış	21,98
İlk Bahar	12,52
Yaz	6,30
Son Bahar	22,06

- Kesinti Süresindeki farklılıkları: Kesinti süresi ortaya çıkan maliyetler için belirleyici niteliktedir. Sanayi sektörü prensipte üretim yaptığı için kesinti süresi ne kadar uzun olursa, öngörülen toplam kayıp maliyeti o kadar yüksek olur. Çizelge 5.2’de, Avustralya’da konut sektörüne dayalı bir incelemede kesintinin 1-4-12-24 saat gerçekleşmesi durumunda KYD değişimi görülmektedir [134]. Bu değerler, Tüketicilerin Zarar Fonksiyonu (TZF) olarak adlandırılabilir. TZF, faktör değerlerinin belirli bir kümesi için KYD düzeyini birlikte belirleyen bir değerdir.

Çizelge 5. 2 Konut sektörü kesinti süresine göre sınıflandırma

Kesintinin Toplam saati	1	4	12	24
KYD (\$/MWh)	1.800	4.886	12.730	22.244

- Kesinti Duyurulardaki farklılıklar: Bir kesintinin hakkında önceden bildirim yapmak kayıp maliyetleri düşürür; çünkü tüketiciler önleyici faaliyette bulunabilirler veya planlamalarını yeniden yapabilirler [135].

5.3.1 Kayıp Yük Değeri Ölçüm Yöntemleri

KYD piyasa davranışlarından doğrudan gözlenemez veya elde edilemez, çünkü arz kesintilerinin hesaplamasını yapan herhangi bir piyasa mevcut değildir. Kesinti maliyetlerini ve KYD'yi ölçmek için literatürde farklı yöntemler önerilmektedir. Burada arz kesintilerinin etkilerini tahmin etmek için aşağıdaki dört yöntem açıklanmıştır [136-139]:

- Açıklanmış tercihler (piyasa davranışları gözlemlerine göre)
- Belirtilen tercihler (anketler veya görüşmeler)
- Proxy yöntemleri (üretim fonksiyonu yaklaşımı)
- Durum çalışmaları (elektrik kesintileri analizi gibi).

5.3.2 Açıklanmış Tercihler

Açıklanmış tercih yöntemi, bir firma tarafından arz kesintilerini önlemeye yönelik finansal araçları içermektedir. Bu araçlar kesintilerin beklenen maliyeti için gösterge niteliğindedir. Bir güç kaynağı kesintisinin etkilerini azaltmak için en az iki durum mevcuttur: DR gereksiniminin belirlenerek ünitelere dağıtılması ve arıza durumuna göre planının oluşturulması. Ekonomik açıdan bakıldığında DR için en uygun yatırım miktarı için arz/talep dengesinin baz alınması gerekmektedir. DR ile üretim ünitelerinin kWh cinsinden beklenen kazancı, sağlanmayan marjinal bir elektrik biriminin beklenen kaybına eşit olmalıdır [140]. Bu yaklaşımın avantajı gerçek verilerin kullanılıyor olmasıdır, ancak bu yöntemin bazı eksiklikleri vardır:

- Tedarik güvenilirliği yüksek ülkelerde DR gereksiniminin maliyeti, onu kullanmanın getirisinden daha yüksektir.
- Konutlarda ve küçük ticari sektörlerde yedekleme üretimine yönelik küçük bir kanıt bulunmaktadır.

5.3.3 Belirtilen Tercihler

Bu yöntem, koşullu değerlendirme yöntemi ve konjonktür analizi olmak üzere ikiye ayrılır [141]. Koşullu değerlendirme yöntemini uygularken, tüketicilerin daha fazla güvenilirlik için ne kadar para ödeyeceği, yani “net ödeme istekliliği (NÖİ)” ölçülür. Senaryoların derecelendirmesinde regresyon; kesintilerin sıklığı, süresi, oluşma zamanı ve gelişmiş bildirimler ile bağlantılı olarak yapılır. Böylece ortaya çıkan regresyon

denkleminde bir fayda fonksiyonu elde edilir. Bu yaklaşımın eksiklikleri şunlardır [142]:

- Konut sektörü, yetersiz deneyimden dolayı güvenilir cevaplar verebilir, bu nedenle KYD hatalı tahmin edilebilir.
- Anket tasarımı ve süreci zaman gerektirir, anket çalışmaları oldukça maliyetlidir.

5.3.4 Proxy Yöntemleri

Proxy yöntemleri, güç kaynağı kesintilerinden kaynaklanan doğrudan maliyetler ile yakından ilişkili değişkenlerin incelenmesi yoluyla kesinti maliyetlerini dolaylı olarak tahmin etmektedir. Bu bağlamda, kaybedilen üretim maliyetlerinin miktarı kolay bir şekilde belirlenebilir. Aynı zamanda fazla mesai çalışmasından kaynaklanan maliyetler, makinelerin yeniden başlatılmasından kaynaklanan maliyetler veya malzeme üretim atıklarının, boş iş zamanlarının, bozuk malların ve stresin neden olduğu maliyetler bu maliyetlere birer örnektir. Farklı üretim sektörleri ve tüketici grupları için bu tür etkilerin tahminleri, makroekonomik toplamla birleştirilebilir [143].

5.3.5 Durum Çalışmaları

Kesinti maliyetlerinin durum incelemeleri, büyük ölçekli bir güç arızasının oluşmasından hemen sonra çeşitli verilerin toplanmasını içerir. Bu verilerle hem üretim hem de şebeke kesintilerinin maliyetleri doğrudan veya dolaylı olarak belirlenebilir. Bu çalışmada, regresyon denklemi ile on iki farklı durumun analizi yapılmıştır. Durum çalışmaları, arz kesintisinin tüm alanlarındaki farklı etkilerinin incelenmesini ve listelenmesini içerebilir. Coğrafi konum özelliklerini ve kesinti zamanlarını dikkate alarak oluşturulan durum çalışmaları ile KYD elde edilebilir [144]. Bu yaklaşım birçok avantaja sahiptir:

- Gerçek ve yüksek doğrulukta verileri kullanır, arz kesintilerinin maliyetini etkileyen farklı faktörler hakkında ayrıntılı bilgi sağlar.
- Buradaki regresyon analizi, zaman içinde meydana gelen ekonomik ve yapısal değişiklikler göz önüne alındığında, geçmişin ve geleceğin değerleri ile güncellenebilir.
- Bu durum çalışması diğer üç analize göre daha pratiktir ve ideal aralıkta sonuçlar çıkarmaktadır.

Öte yandan diğer yöntemlerde, gerçek olaylarla ilgili kesintilerin durum incelemeleri kullanılarak bir KYD elde edilebilir. Öncelikle olayın maliyetini belirlemek için enerji

sağlayıcısına gönderilen taleplerin değerinin elde edilmesi gerekmektedir. Saat başı ortalama ücret (SBOÜ) değeri, Harcanabilir gelir (HG) ile Çalışma saatleri (ÇS) oranı ile denklem (5.1) gösterildiği gibi elde edilir [145]. HG değeri, 2017 yılına göre ülkemizde kesintiler hariç hesaplanan asgari ücret 1.777,50 TL olarak ifade edilmektedir [146]. Bir işçinin iş kanununda aylık çalışma saati 225 saat olarak hesaplanmaktadır [147]. Böylece SBOÜ değeri 7,90 TL / Saat olarak elde edilir.

$$SBOÜ = \frac{HG}{ÇS} \quad (5.1)$$

Rejenerasyon (R), kişinin uyku, yemek yeme ve sağlık üzerine harcadığı zamandır. (P) nüfusun toplam boş zaman değeri (BZD) denklem (5.2) gösterildiği gibi hesaplanır:

$$BZD = SBOÜ \times (P \times 365 \times (24 - R) - ÇS) \quad (5.2)$$

Bir elektrik kesintisi esnasında, boş zaman değerinin kaybını belirtmek için, boş zamanın elektrik enerjisi üzerindeki bağımlılığını tahmin etmek gerekir. Bağımlı, bağımsız ve kısmen bağımlı faaliyetler olarak üç grup faaliyet bulunmaktadır. TV izlemek gibi bazı boş zaman etkinlikleri elektriğe bağlı, koşu gibi diğer etkinlikler ise normalde elektrikten bağımsızdır, oysa gece okumak gibi aktiviteler aydınlatma gerektirir. Öte yandan elektriğe bağlı faaliyetler diğer bağımsız faaliyetlerle ikame edilebilir. İkame faktörü (İF), enerji arzının kesilmesi durumunda kaybedilen boş zaman değerinin yüzdesini belirtir. Elektrik enerjisine bağlı boş zaman değeri (EBBZD) denklem (5.3) ile hesaplanır:

$$EBBZD = BZD \times İF \quad (5.3)$$

Sonuç olarak toplam KYD değeri denklem (5.4)'te gösterildiği gibi hesaplanır. Ülkemizde 29.855 TL olarak hesaplanan Gayri Safi Katma Değer (GSKD) [148] ile hesaplanan EBBZD toplamı 278,3 milyar kWh olan elektrik tüketimine [149] bölündüğünde, sonuç olarak KYD yaklaşık 13,79 TL/kWh olarak elde edilir.

$$KYD = \frac{(GSKD + EBBZD)}{\text{Elektrik Tüketimi}} \quad (5.4)$$

KYD hesaplamasının yanı sıra, toplam kesinti durumunda ortaya çıkacak Saat Başına Maliyetleri (SBM) denklem (5.5) ile hesaplanabilir. GSKD ile elektrik enerjisine bağlı olarak BZD'nin yıldaki saat sayısına oranı SBM değerini elde etmemizi sağlar:

$$SBM = \frac{(GSKD + BZD)}{8760} \quad (5.5)$$

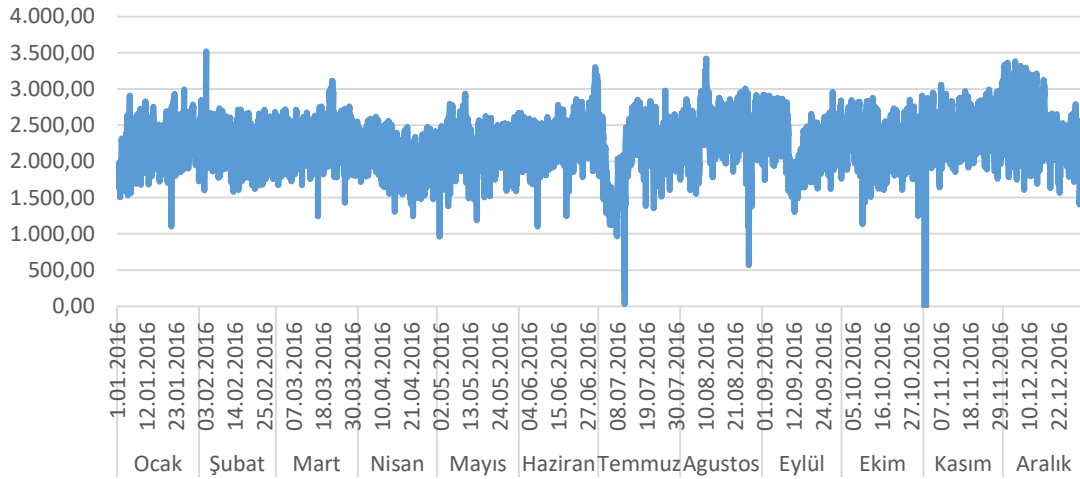
Bir ülkedeki BZD her bölgede aynı olması koşuluyla, KYD değeri aşağıdaki formüle (5.6) göre hesaplanabilir:

$$KYD = \frac{(GSKD_{bölgesel} + BZD) \frac{Popülasyon_{bölgesel}}{Popülasyon}}{Elektrik Tüketimi_{bölgesel}} \quad (5.6)$$

Ancak bir bölgenin BZD'ni elde etmek oldukça zordur ve ortalama KYD'ye yakın değildir.

5.3.6 Kayıp Yük Değerinin Bağımlılığı

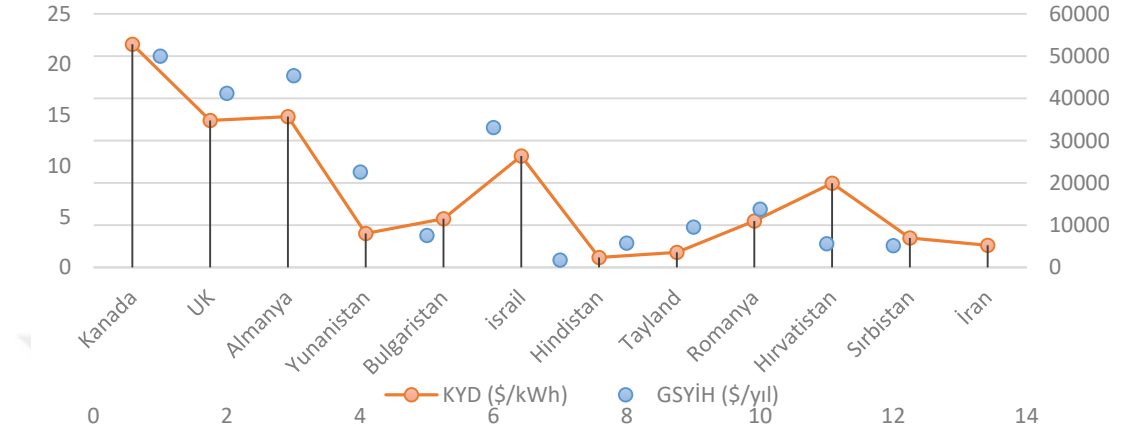
Farklı ülkelerdeki KYD düzeylerini analiz eden kesinti maliyeti çalışmaları arz güvenilirliğinin önemini ortaya koymaktadır. Farklı çalışmalar incelendiğinde KYD düzeylerinin oldukça farklı olduğu görülmektedir. Şekil 5.3'te gösterilen yük eğrisinde arz karşısında karşılanamayan talebin miktarı MWh olarak gösterilmektedir [150]. Yıl içerisinde yaşanan yük değişimlerinin maksimum değerleri sert mevsim koşullarından dolayı oluşmuştur.



Şekil 5.3 2016 yılı için arz-talep farkının saatlik dağılımı (MWh)

Şekil 5.4'te gösterildiği gibi, dikkate alınan ülkelerin Gayrisafi Yurt İçi Hasıla (GSYİH) değeri önemli ölçüde KYD düzeyini etkilemektedir [151]. Özellikle ticari sektör elektrik kesintilerine karşı çok hassastır ve KYD yaklaşık 70 \$ / kWh seviyelerine ulaşabilmektedir. Ayrıca konut ve sanayi sektörleri elektrik kesintilerinden ciddi olarak etkilenebilir, ancak bu etki ticari sektöre göre daha düşük olmaktadır ve yaklaşık 25 \$ /

kWh kadardır. KYD, GSYİH'ye göre nispeten yüksek olan ülkelerde kişi başına düşen GSYİH 'ye oranla daha yüksek olma eğilimindedir. Bunun temel nedeni, gelişmiş ülkelerin genellikle enerji tüketimine göre daha yüksek bir elektrik paylaşımına sahip olmaları ve bu nedenle gelişmekte olan ülkelere göre güç arzına daha çok bağımlı olmalarıdır [14].



Şekil 5.4 2016 yılına göre ülkelerin Kayıp Yük Değeri ve GSYİH

Elektrik hizmet kesintilerine ilişkin kaygılarının yanı sıra elektrik hizmetlerinin güvenilirliği konusundaki müşterilerin algılarına ilişkin verileri temel alan, KYD hesaplamasına yönelik bir yöntem geliştirilmiştir [134]. Farklı çözümleme yöntemleri kullanılarak elde edilen KYD değerleri 4-40 \$ / kWh aralığında bulunmuştur [152]. Çizelge 5.3'te KYD değerlerinin; gelişmiş ülkeler için 4-40 \$ / kWh, gelişmekte olan ülkeler için de 1-5 \$ / kWh aralığında olduğu görülmektedir. Yaklaşık %90 güven aralığında bu değerler sırasıyla 5-25 \$ / kWh ve 2-5 \$ / kWh olarak verilebilir.

Çizelge 5. 3 2030'daki KYD Seviyeleri, % 90 Güven Seviyesi aralığı

ABD'deki ekonomi genel KYD \$ / kWh		
	Maksimum Aralığı	%90 GS Aralığı
Gelişmiş Ülkeler	4-40	5-25
Gelişmekte olan Ülkeler	1-5	2-5

5.4 Kayıp Yük Değerinin Hesaplanması

Bu çalışmada, KYD ile doğrudan ilişkili olan GSYİH (\$/yıl) değeri ile beraber bir ülkedeki Kişi Başına Ortalama Güç (KBOG) miktarı, Kişi Başına Ortalama Enerji (KBOE) miktarı, Elektrik Tüketimi (ET), Enerji Erişim Güvenlik Endeksi (EEGE) ve İnsani Gelişim Endeksi (İGE) değerleri olmak üzere altı farklı parametre regresyona tabi

tutulmuştur. Bu değerler, müşterilerin elektrik tüketimini, enerji ihtiyaç durumunu ve refah seviyesini tanımladıklarından doğrudan KYD'yi etkilemektedir. Bu altı parametre ile ilişkili varyasyonlar oluşturulup on iki farklı durumun analizi yapılmıştır. Çizelge 5.4'te gösterilen farklı ülkelerin ekonomik parametreleri ile bir regresyon denklemi oluşturulmuştur [153]. Kesinti süreleri, bölgeler ve sektörlerin farklılıkları hesaplamalarda ihmal edilmiştir.

Çizelge 5. 4 Ülkelerin Ekonomik Parametreleri

Ülke	EEGE	İGE	KBOE	ET (kWh/yıl)	KBOG	GSYİH (\$/yıl)	KYD (\$/kWh)
Kanada	0,88	0,92	14930	528000	1704	50001	22
UK	0,89	0,909	4795	309000	547	41188	14,5
Almanya	0,87	0,926	6602	533000	753	45408	14,88
Yunanistan	0,81	0,866	4919	53000	561	22573	3,35
Bulgaristan	0,76	0,794	4338	31000	495	7612	4,8
İsrail	0,81	0,899	7319	59830	835	33117	11
Hindistan	0,61	0,624	768	973000	87	1751	1
Tayland	0,78	0,74	2404	164000	274	5775	1,5
Romanya	0,77	0,802	2222	48000	253	9531	4,6
Hırvatistan	0,83	0,827	3933	16970	449	13807	8,3
Sırbistan	0,71	0,776	3766	26910	430	5661	2,9
İran	0,76	0,774	2632	218000	300	5200	2,2
Türkiye	0,79	0,767	2578	207000	294	11523	?

Regresyon denkleminde KYD üzerinde en fazla etkiye sahip parametrelerin seçilmesine dikkat edilmiştir. Böylece tüm regresyonlarda Çizelge 5.4'te görüldüğü gibi öncelikli olarak GSYİH değeri kullanılmıştır. Regresyonların sonuç değerleri incelendiğinde birbirine yakın olduğu Çizelge 5.5'te görülmektedir. Tüm durumların en yüksek R² değeri R5 ve R6 durumlarında elde edilen 4,03 \$/kWh (2016 yılı için ortalama 1 \$ yaklaşık 3,50 TL baz alınarak; 14,10 TL / kWh) olarak elde edilmiştir. Aşağıdaki regresyon denklemi, denklem (5.7) ulusal güç sistemimiz için yaklaşık KYD'yi ifade etmektedir.

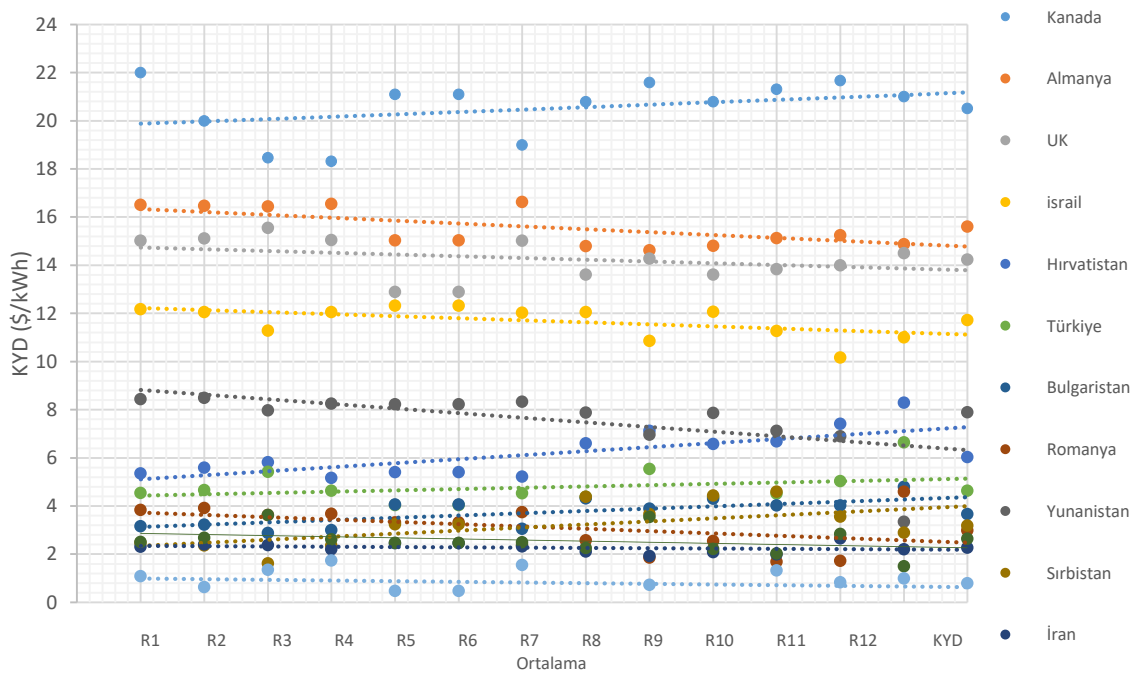
$$KYD = \beta_0 + \sum_{j=1}^q \beta_j x_{ij} + \varepsilon_i \quad (5.7)$$

KYD bağımlı değişkendir ve belirli bir arıza durumunda ortaya çıktığı varsayılmaktadır. x_j , bağımsız değişkendir. β_0 sabit terimdir. β_j regresyon katsayısı, q parametre sayısı ve ε_i hata terimidir.

Çizelge 5. 5 Regresyon işlemleri ile elde edilen durum sonuçları

Parametre/Regresyon	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	Ort.
GSYİH (\$/yıl)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
KBOG (W/kişi)					x			x	x	x	x	x	
KBOE (kWh/kişi)						x		x	x	x	x	x	
ET (kWh/yıl)											x	x	
EEGE		x	x						x			x	
İGE			x	x					x	x		x	
KYD (\$/kWh)	4,54	4,66	5,42	4,63	4,03	4,03	4,53	4,38	5,53	4,36	4,51	5,04	4,64
R ²	0,88	0,88	0,89	0,88	0,92	0,92	0,88	0,91	0,90	0,90	0,90	0,91	0,89

Kullanılan yöntem ile diğer ülkeler için KYD hesaplaması yapıp hesaplamanın doğruluğu ölçülmüştür. Şekil 5.5'te on iki farklı durum çalışması için, göz önüne alınan ülkelerin hesaplanmış KYD ortalamaları görülmektedir. Türkiye için hesaplanan ortalama değere en yakın sonucun ortaya çıktığı R4'ün (4.Regresyon) diğer tüm ülkelere uygulanması sonucunda ortalama hata 0,998 olarak tespit edilmiştir. Aynı şekilde tüm regresyon durumlarının (R1-R12) ortalama hata oranı 0,995 olarak elde edilmiştir. Regresyon denklemindeki yer alan parametrelerin her birinde olabilecek küçük bir değişimin KYD üzerindeki etkisini görmek için duyarlılık analizi yapılabilir. Bu çözümleme ile Çizelge 5.5'te gösterilen tüm parametrelerin elde edilen KYD üzerindeki etkisi sistemin nümerik olarak ölçülebilen duyarlılığını belirler.



Şekil 5.5 Durum çalışmaları için belirtilen ülkelerin hesaplanmış KYD ortalaması

Regresyon denkleminde kullanılan 6 parametre sırasıyla q_1, q_2, q_3, q_4, q_5 ve q_6 şeklinde tanımlanmıştır:

$$KYD = \beta_0 + \beta_1 q_1 + \dots + \beta_6 q_6 \quad (5.8)$$

Denklem (5.8)'de ifade edilen fonksiyonun x katsayılarına göre türevi alındığında (5.9) her parametre için bir “duyarlılık katsayısı (d)” elde edilir:

$$d_1 = \frac{\partial KYD}{\partial x_1} \quad d_2 = \frac{\partial KYD}{\partial x_2} \quad \dots \dots d_6 = \frac{\partial KYD}{\partial x_6} \quad (5.9)$$

Örneğin d_1 katsayısının “reel değeri” yaklaşık olarak, GSYİH değerinin t ve $t+1$ yılları arasındaki değişim oranı (5.10) yardımıyla hesaplanabilir:

$$d_{1reel} \approx \frac{1 + d_1}{1 + GSYİH_{\text{değişim oranı}}} - 1 \quad (5.10)$$

Bir ülkede elektrik enerjisine olan talep arttıkça hem üretim kapasitesi hem de dağıtım şebekeleri üzerindeki yük artmaktadır. Böylece talebe bağlı olarak, ülkenin güvenilir elektrik arzına olan bağımlılığı yükselmektedir. Gelişmekte olan ülkelerde elektrik kullanımının artırılması, üretim ve yeni şebeke gereksinimlerini oluşturmaktadır. Gelişen gereksinimler ile orantılı olarak güç sistemi güvenilirliğinin daha fazla sağlanması gerekmektedir. Kesintilerin olasılığı ihmal edilmesine rağmen, ülkemizde bir kesinti durumunda ortaya çıkan kayıp karşılığında 7471.3 MW değerinde YAT işlemi yapılmıştır. Kayıp enerji maliyeti yıllara göre neredeyse doğrusal bir şekilde yükselmektedir. Karşılanamayan yüklerin ortalama kayıp değerleri karşılığında KYD değeri 4,03 ila 5,53 \$ / kWh arasında değişmektedir. Bu çalışmada, KYD ortalama yaklaşık değeri makroekonomik analiz sonucunda 13,79 TL/kWh olarak hesaplanmış, oluşturulan regresyon yöntemi ile minimum 14,00 TL/kWh olarak belirlenmiştir.

Bu sonuçlar gelişmekte olan bir ülkede güvenilir bir elektrik enerjisi tedarikinin ne kadar önemli olduğunu göstermektedir. Gerçek kesintilerin maliyeti, kesintinin başladığı zamana ve süresine doğrudan bağlıdır. Bir kış günü öğleden sonra yaşanan kesinti sonucu ile bir yaz gecesi yaşanan kesinti karşılaştırmasında birinci kesintinin ortaya çıkardığı etki daha kritiktir. Ayrıca bir kesintinin toplam süresi de belirleyici bir faktördür. Bu özellikler, hesaplama yük profili olarak dâhil edilip analiz daha ileriye götürülebilir.

DENGELEME GÜÇ PİYASASI PARAMETRELERİ ve DÖNER REZERVİN EKONOMİK DEĞERLENDİRMESİ

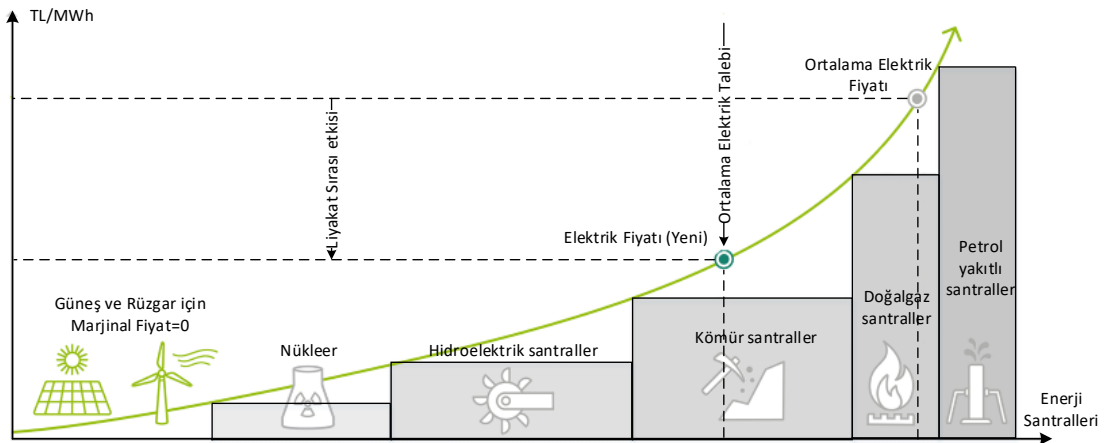
Güç sistemlerinde, üretim ve tüketim arasında denge oluşturmak için verilen talimatlar DGP tarafından düzenlenmektedir. Bu düzenleme işlemi, toptan elektrik piyasasında sistem işletmecisi vasıtasıyla sağlanır. Bu çalışmada, ulusal güç sistemimize ait 2016 yılı verileri kullanılarak YAL ve YAT talimatları ile gerçekleşen rezerv değişimlerinin ekonomik analizi yapılmıştır. Bu talimatların, sekonder rezerv açısından reel değişimleri yapılarak ekonomik parametrelerden arıdırılması gerçekleştirildi. Toplam YAL ve YAT değerleri farkı saatlik bazda incelenmiş ve elde edilen SMF ve PTF arasındaki fark karşılaştırılıp regresyon işlemine tabi tutuldu. Elde edilen sonuçlara göre, rezervi gereksinimine doğrudan en etkili olan ekonomik parametre tespit edildi. Bu bölümde, enerji arz/talep dengesinin sağlanması konusunda inceleme yapılmaktadır, DGP bünyesindeki YAL ve YAT talimatlarının gereklilikleri değerlendirilmektedir, elektrik piyasasının faaliyetlerinin uzlaştırma esasları için gerekli matematiksel hesaplamalar sunulmaktadır ve DR gereksiniminin ekonomik değerlendirilmesi yapılmaktadır. Bu bölümde, Enerji arz talep dengesi Bölüm 6.1’de, Dengeleme güç piyasası ve faaliyetleri Bölüm 6.2’de, Enerji dengesizliklerinin uzlaştırma gereksinimleri Bölüm 6.3’te ve Döner rezerv gücün maliyetinin ekonomik değerlendirmesi Bölüm 6.4’te verilmiştir.

6.1 Güç Sistemlerinde Enerjinin Arz Talep Dengesi

YH ve DGP vasıtasıyla ulusal güç sistemi için elektrik arz ve talebinin gerçek zamanda dengelenmesi yapılmaktadır. Bölüm 2’de belirtildiği gibi; YH, temel olarak üç kontrol kapasitesinden oluşmaktadır. Bunlar; primer, sekonder ve tersiyer kontrol olmak üzere üç kısımdan olarak ifade edilmektedir. Primer kontrol, sistem tarafından otomatik olarak

kontrol edilirken, diğer iki kontrol birimi DGP tarafından denetlenir. Genel olarak elektrik piyasadaki tüm katılımcılar, saatlik bazda miktar ve fiyat bilgilerini içeren alışı veya satış yönünde teklifler sunmaktadırlar. Piyasa katılımcıları tarafından verilen teklifleri dikkate alınarak, MYTM tarafından YAL ve YAT talimatları ile sisteme ek enerji akışı veya sistemden enerji çekilmesini sağlamaktadır.

DGP’de oluşan saatlik SMF, ilgili saatte kabul edilen toplam YAL ve YAT miktarları arasındaki fark ve verilen teklif seti ile oluşturulmuş liyakat sırası eğrisi (merit order curve) kullanılarak hesaplanmaktadır. Bu eğri, fiyatın artan sırasına göre elektrik üreten elektrik santrallerini sıralamanın bir yoludur. Amaç, ekonomik açıdan ideal bir güç kaynağı sağlamaktır. Çok düşük fiyatlarla sürekli elektrik üreten elektrik santralleri öncelik sırasına göre devreye alınır. Daha sonra, yüksek marjinal maliyetleri olan uzun vadeli santraller, talep kapatılana kadar arttırılır. Liyakat sırası eğrisi, GÖP mekanizması için temel olarak ele alınır. Güç değişimi pazarlarında, jeneratörlerin ve tüketicilerin tekliflerini verdikleri bir aracı tarafından işletilmektedir. Türkiye’de, GÖP ve GİP piyasasında her saat için üretim teklifleri bir arz eğrisinde toplanır. Yenilenebilir kaynakların (RES ve GES) marjinal maliyetleri çok düşüktür ve bu nedenle eğrinin altında bulunurlar. Nükleer de düşük işletme maliyetine sahiptir ve eğride yenilenebilirden sonra sıralamada bulunur. Düş karbon salınımı fiyatları için, kömür fabrikasının işletme maliyetleri tipik olarak kombine çevrimli bir gaz santralinden daha düşüktür. Talebin nadir görülen zirvelerini (örneğin soğuk kış günleri) kapsayacak şekilde tasarlanan pik santraller genellikle dizel veya benzinli yakıttır ve bu nedenle en yüksek işletme maliyetine sahiptir. Bu eğrinin bir çizimi aşağıdaki Şekil 6.1’de verilmektedir.



Şekil 6.1 Enerji üretim santrallerine göre liyakat sırası eğrisi

Piyasa işletmecisi, talep eğilimini oluşturmak için talep tekliflerini de GİP veya GÖP'e göre toplamaktadır. Talebi ve arz eğrisinin kesişimi, takas fiyatını ve takas hacmini belirler. Enerji satan tüm piyasa katılımcıları, şebekeye bağlı oldukları elektrik enerji miktarı için bu net fiyatını alacaklar. Aynı şekilde, elektrik piyasa katılımcılarının hepsi belirlenen aynı net fiyatı ödeyecektir.

Liyakat sıra eğrisini analiz ederken, yenilenebilir enerji tekliflerinde bir artışın (aynı talep eğrisi için) takas fiyatını düşüreceğini ve piyasadaki daha pahalı birimlerin piyasa dışına itileceğini göreceksiniz. Bu nedenle, birçok ülke elektrik piyasa fiyatlarını düşürmek amacıyla yenilenebilir üretime doğru geçiş büyük oranda bir geçiş yaptığı görülmektedir.

Liyakat sırası eğrisi üzerinde, kabul edilen toplam YAL ve YAT miktarları arasındaki farka karşılık gelen fiyat SMF'yi belirlemektedir. Teklif edilen en ucuz YAL teklif fiyatının PTF'den büyük veya ona eşit, en pahalı YAT teklif fiyatının ise PTF'den küçük veya ona eşit olacağını varsayarsak, toplam kabul edilen YAL miktarı YAT miktarından fazla olursa (enerji açığı) SMF PTF'den yüksek veya ona eşit çıkacaktır. Aksi durumda da (enerji fazlası), SMF en fazla PTF kadar olacaktır. PTF ve SMF arasındaki fark ise, enerji açığı ya da fazlası miktarına ve verilen teklif fiyatlarının PTF'den uzaklığına bağlı olmaktadır. Bu bakımdan, PTF ve SMF'nin farklılaştığı saat dilimlerinde toplam YAL ve YAT miktarlarının farklılaşmaması, en iyi YAL veya YAT teklif fiyatlarının referans fiyat olan PTF'den bir yönde uzakta kaldığına işaret edebilir. Diğer taraftan, PTF ve SMF'nin farklılaşmadığı saat dilimlerinde toplam YAL ve YAT miktarlarının farklılaşması, en iyi teklif fiyatlarının referans fiyat olan PTF'ye yakın verildiğine işaret edebilir.

YAT işleminin uygulanma olasılığı azaltmak için kullanılacak rezervlerin üretim miktarını yüksek tutarak doğabilecek beklenmedik durumların sebep olduğu üretim kesintilerine karşı güç sistemini korumak mümkün olur. Fakat bu durumda da rezerv sağlama oldukça yüksek bir maliyet ile sonuçlanır. Bu durumda KYD maliyeti ile DR gereksinimi arasında ekonomik bir dengenin sağlanması gerekmektedir. Literatürde genelde en büyük güçlü santralin devre dışı olması durumunda sağlanmayan enerjinin miktarı karşılığında DR tutulur. Ancak bu durum her zaman güvenilir değildir.

6.2 Yan Hizmetlerde Dengeleme Güç Piyasası ve Parametreleri

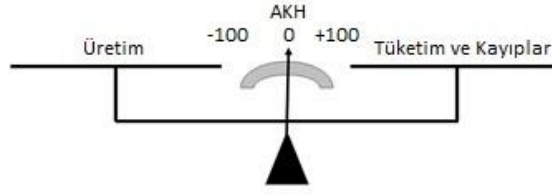
Gerçek zamanlı dengeleme; YH'e bağlı olarak DGP tarafından oluşturulur. Frekans, arz ve talep kontrolü hizmetleri, temel olarak YH aracılığıyla sağlanır. Günlük oluşturulan

DGP teklifleri saatlik bazda verilir. Bu teklifler GÖ saatlik bazda, saat 00:00'da başlayıp, 24 saat sonra eren bir günden oluşmaktadır. DGP'na verilen bütün teklifler belirli bir zaman, birim ve bölge için geçerlidir. DGP'na iletilen sunulan teklifler, talimatlar ile denk şekilde, ilgili biriminin teknik açıdan oluşabilecek bütün üretim kapasitelerinin teklif sunması gerekir. DGP'na sunulan teklif sürecinin başında, YH mevzuatı bünyesinde yükümlülük ile tutulan PFK rezerv kapasitesine mukabil olan rezerv miktarı hariç sayılmaktadır. HES su seviyeleri ve kapasite planlamalarına yönelik kısıtları gözönünde bulundurarak teklif sunabilirler. DGP kontrolünde operatör vasıtasıyla oluşturulan yükümlülükler tam zamanlı ve belirli düzeydeki üretim veya tüketime olduğu ön görülür. DGP'nda onaylanan YAL, YAT talimatlarına yönelik teklif sunan katılımcılar doğrudan elektrik üretimi veya tüketimi sorumluluğu almaktadır.

GÖP ile sistem üretim ve tüketim dengesini sağlamış olsa bile, tüketim ve üretim gerçekleştiği gerçek zaman dengesizlikler olabilmektedir. Bu dengesizliklerin temelini, üretim gerçekleştire bir ünitenin beklenmedik bir olay veya bir arıza durunda devre dışı olması ya da tüketim gerçekleştiren büyük ölçekli bir yükün ani devre dışı olması ve tekrar devreye girmesi oluşturmaktadır. Bu durumlar karşısında dengeleme sağlamak amacıyla MYTM tarafından DGP'na iletilmiş talimatlar yönetilerek gerekli işlemler yapılmaktadır. Elektrik piyasası asıl olarak ticari faaliyet yürütmek amacıyla değil tam anlamıyla sistemin üretim ve tüketim dengesini sağlama işlevini yürütmektedir. Elektrik piyasasında ticari faaliyetlerde bulunmak oldukça risk teşkil etmektedir. Ayrıca ticari faaliyetlerin gerçekleştiği yerler GÖP ve GİP'dır. Bu konuda önemli iki unsur bulunmaktadır. Bunlar;

- Elektrik enerjisinin üretildiği anda tüketilmesi gerekliliği
- Alan Kontrol Hatası (AKH) değerinin önerilen değerinin 0 ya da olabildiğince 0 değerine yaklaşık olması gerekliliğidir

Şekil 6.2'de gösterildiği gibi, AKH değerini sıfırda tutmak için tüketim ve üretim dengesinin sağlanması gerekmektedir. Bu dengesizlikte, üretim < tüketim durumu gerçekleşirse frekans 50 Hz değerinin altına iner. İstenmeyen bu durumu ortadan kaldırmak amacıyla ya tüketim azaltılır ya da üretim artırılır. Diğer istenmeyen bir durum ise, üretim > tüketim durumudur, bu durum gerçekleştiğinde frekans 50 Hz değerinin üstüne çıkmaktadır ve bu olumsuzluğu ortadan kaldırmak için de üretimi miktarını düşürmek gerekmektedir.



Şekil 6.2 Alan Kontrol Hatası ile üretim tüketim dengesi

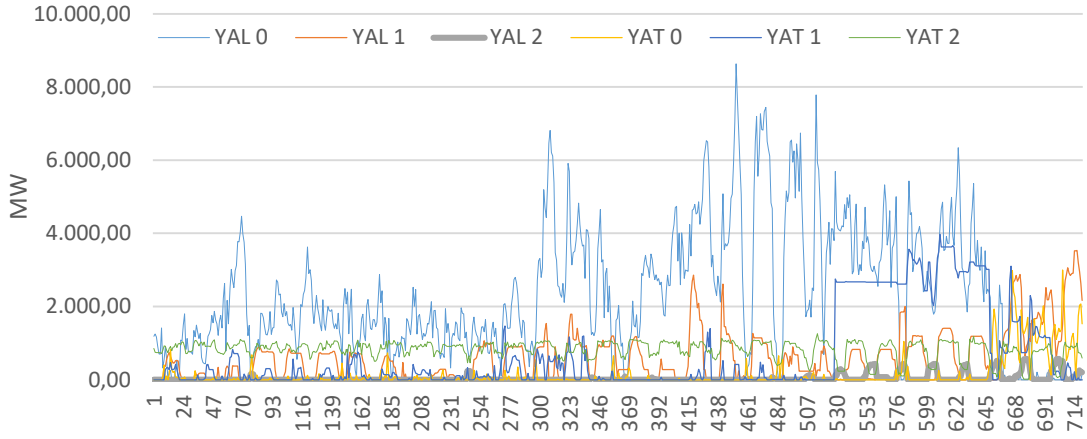
6.2.1 Gün Öncesi Piyasada Oluşan Kesinleşmiş Üretim Programı

KGÜP piyasayı dengelemek amaçlı GÖP 14:00-16:00 arasında tam gün için saatlik olarak bildirilir. Bu değer kayıplı (brüt) üretim değerleridir. KGÜP değeri, Piyasa Takas miktarı, sistemdeki tüm kayıpların ve ikili anlaşmaların toplamı ile elde edilmektedir. EAK değeri, ikili anlaşmaların, kayıp değerinin yaklaşık yüzde 3'üne ve GÖP Piyasa Takas miktarının toplamı kadardır. Kurulu güç ise EAK ile Primer frekansı kontrolü miktarının yaklaşık yüzde bir kadardır. DGP YAL Teklif Kapasitesi de EAK'nın KGÜP'e farklı ile elde edilir. Aynı şekilde DGP'nin YAT teklif kapasitesi, KGÜP değerine eşittir.

6.2.2 Yük Alma ve Yük Atma Talimatları ile Kapasite Oluşturulması

YH destek üretimlerinin eksik olması halinde, ihtiyaç duyulan miktar YAL ve YAT talimatlarıyla 17:00 - 18:30 saatleri arasında günlük olarak oluşturulur. DGP bünyesinde, gerekli YH gerçekleştiren dengeleme sistemi, saatlik fiyat döneminde sıralanan YAL ve YAT tekliflerinde kısıt durumu göz önüne alınarak olabilecek en uygun maliyet olacak şekilde tercih edilerek YH için sunulacak kapasite değeri YAL ve YAT talimatları verilerek sağlanır. Güç sistemlerinde oluşan enerji dengesizliğini engellemek için YH sunulmasına yönelik kapasite elde edilmesine yönelik uygulanan YAL talimatlarının mukabiline denk olarak YAT talimatı, YAT talimatlarının mukabiline denk olarak YAL talimatı sunulması gerekmektedir. YH gerçekleştirilebilmesi amacıyla gerekli kapasite miktarını sağlamak ya da ilgili süreç döneminde oluşabilecek enerji dengesizliğini engellemek için uygulanan YAL ve YAT talimatları "2" kodlu etiket ile belirtilir.

Şekil 6.3'de 2016 yılı YAL ve YAT'ya ilişkin kapasite değerlerini göstermektedir. 0 kodlu arz talep dengesi sağlayan YAL ve YAT talimatları arasında büyük farklılıkların olduğu görülmektedir. Ancak, 1 kodlu kısıt giderilmesi için verilen YAL ve YAT talimatları arasında bir örtüşme olduğu görülmektedir. Aynı şekilde, sekonder rezerv oluşturma amaçlı verilen 2 kodlu YAL ve YAT talimatlarında da bir paralelliğin olduğu görülmektedir.



Şekil 6.3 2016 Yılı YAL ve YAT 0-1-2 nolu talimatların dağılımı

6.2.3 Dengeleme Güç Piyasasında Sistem Kısıtlarının Giderilmesi

Günlük planlamada saat 17:00 itibarıyla GÖP’de, güne ait kısıt sorunlarının ortadan kaldırılması için operatör vasıtasıyla DGP bünyesinde verilen YAL, YAT talimatları değerlendirilerek, olabilecek en uygun maliyet ile tercih edilen fiyat tekliflerine yönelik YAL ve YAT uygulamaları katılımcılara iletilir. Kısıt sorunlarının çözülmesi için oluşan uygulamalar enerji iletim hatları kısıtları, güç kalitesi ve arz güvenilirliğine yönelik oluşan ilkelerden dolayı uygulanan talimatlardan elde edilir.

Güç sistemlerinde oluşan enerji dengesizliğini engellemek için, mevcut kısıtların giderilmesi amacıyla iletilen YAL talimatları mukabilinde denk oranda YAT talimatı, YAT talimatlarının talimatları mukabilinde denk oranda YAL talimatı uygulanması gerekmektedir. Bu bağlamda uygulanan bütün YAL ve YAT talimatları “1” kodulu etiketle ile belirtilir.

6.2.4 Güç Piyasasında Enerji Fazlalığı ya da Açığının Giderilmesi

Benzer olarak, günlük planlamada saat 17:00 itibarıyla GÖ’de, güç sisteminde oluşabilecek enerji fazlası veya açığının çözülmesi için DGP bünyesinde fiyat bazında sıralanan YAL, YAT talimatları operatör açısından belirlenir. Bunun neticesinde olabilecek minimum maliyet olacak durumda tercih edilen tekliflere yönelik YAL ve YAT uygulamaları elektrik sektörü yatırımcılarına iletilir. Enerji fazlası veya açığının kapatılması güç sistemi genelinde üretim ve tüketim dengesinin sağlanması için iletilen bütün YAL ve YAT talimatları “0” kodulu etiketle belirlenir.

6.2.5 Dengeleme Güç Piyasası Faaliyetlerinin Uzlaştırılması

DGP'na dahil olan tüm piyasa katılımcıları, tüm teklifler için, faturalandırma süresince enerji alışı veya enerji satışlarına yönelik YAL ve YAT talimatları incelenir. Operatör vasıtasıyla verilen talimatlar doğrultusunda onaylanan YAL ve YAT tutatları belirlenir ve böylece sistemin yönünün belirlenir. Ek A-2'de gösterilen tablodan alınan verilere göre bir fiyat bölgesine ilişkin uzlaştırma dönemi bazında sistem yönü ve Net Talimat Hacmi (NTH) denklem (6.1, 6.2 ve 6.3) formüllere göre belirlenir:

$$\sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m YALM_{d,u,r} > \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n YATM_{d,u,r} \quad (6.1)$$

Bu durumda, Ek A-2'de gösterilen tablodan alınan verilere göre ilgili uzlaştırma dönemi için ilgili fiyat bölgesinde enerji açığı oluşmuştur.

$$\sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m YALM_{d,u,r} < \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n YATM_{d,u,r} \quad (6.2)$$

Bu durumda ise, Ek A-2'de gösterilen tablodan alınan verilere göre belirlenen uzlaştırma dönemine yönelik fiyat bölgesinde enerji fazlası olduğu görülmektedir.

$$\sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m YALM_{d,u,r} = \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n YATM_{d,u,r} \quad (6.3)$$

Böylece, Ek A-2'de gösterilen tablodan alınan verilere göre belirlenen uzlaştırma dönemine yönelik fiyat bölgesinde sistemin belirgin olarak dengede olduğu görülmektedir. NTH denklem (6.4) gösterildiği gibi ifade edilir

$$NTH_u = \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^m YALM_{d,u,r} - \sum_{d=1}^k \sum_{r=1}^n YATM_{d,u,r} \quad (6.4)$$

Ek A-2'de gösterilen YAL ve YAT değerine bağlı DR gereksinimi tablosunda, 2016 yılı Ocak ayı saatlik YAL talimatlarına yönelik her fatura döneminde piyasa katılımcısı için alacak hesabı denklem (6.5)'e gösterildiği gibidir:

$$KEYALT_d = \sum_{u=1}^m \left(\sum_{r=1}^n (KEYALM_{d,u,r} \times YALF_{d,u,r}) \right) - YGYALT_d \quad (6.5)$$

6.3 Sistemdeki Enerji Dengesizliklerine Yönelik Çözüm Gereksinimleri

Enerji piyasasına katılan tüm katılımcıları, tüm teklif bölgeleri ve fatura dönemine yönelik sistem operatörü tarafından verilen talimatlar doğrultusunda kabul edilmiş olan YAL ve YAT talimatları ve onaylanmış tekliflere yönelik fiyatlar oluşturulur. DGP talimatları esas alınarak alış-veriş birimine yönelik, tüm teklif bölgeleri ve fatura dönemine yönelik temel alınan alış ya da satış tutarları belirlenir.

6.3.1 Güç Sisteminde Enerji Dengesizlik Miktarının Belirlenmesi

Güç sistemlerinde enerji dengesizliğine yönelik faturalandırma dönemi için hesaplanan alacak ve borç miktarları aşağıda gösterilen deklemler (6.6) göre hesaplanır [154]. Bu değerler doğrudan SMF ile dolayısıyla YAL ve YAT talimatlarının dengeli olması ile ilişkili olduğu görülmektedir.

$$EDT_f = \sum_{t=1}^m \sum_{u=1}^n [(EDM_{f,t,u}(-) \times \max(SGÖF_{t,u}, SMF_{t,u}) \times (1 + k)) + (EDM_{f,t,u}(+) \times \min(SGÖF_{t,u}, SMF_{t,u}) \times (1 - l))] \quad (6.6)$$

6.3.2 Piyasaya Yönelik Güncel Sistem Marjinal Fiyatının Oluşturulması

Tüm teklif bölgeleri ve fatura dönemine yönelik oluşturulan $SMF_{t,u}$, üretim ve tüketim dengesine göre Çizelge 6.1’de gösterilen şekilde belirlenir. İlgili saat ve bölgede enerji eksikliği olarak açık meydana geldiğinde, SMF belirlenmesi için, YAL için verilen teklif fiyatları küçükten büyüğe göre sıralanır ve en düşüğünden başlanılarak hesaplanan NTH değerine denk gelen en yüksek olarak verilen eşik olarak kabul edilir. İlgili dönemde sistemde denge durumu oluşacağına, SMF, teklif bölgesi (t) ve uzlaştırma dönemi (u) üzerinden belirlenen GÖ fiyatı oluşur.

Sistemde verilen YAL ve YAT teklif fiyatları baz alınarak yapılan belirleme işlemde sırasıyla;

- Enerji açığı olduğunda en düşüğe doğru,
- Enerji fazlalığı olduğunda en yükseğe doğru

olmak üzere DGP kontrolünde yapılan sıralamada NTH değerine denk gelen tutar SMF olarak kabul edilir. Çizelge 6.1’de gösterildiği gibi SMF 140 TL olarak belirlenir.

Çizelge 6.1 YAL ve YAT tekliflerine göre SMF

YAL teklifleri			YAT teklifleri		
Fiyat (TL)	Miktar (MWh)	Etiket	Fiyat (TL)	Miktar (MWh)	Etiket
205	50	-	95	50	2
195	250	0	90	150	2
190	300	1	85	100	1
185	250	0	80	100	2
140	150	-	70	100	2
130	200	2	55	100	-
125	100	-	40	100	1
120	150	0	35	50	-
115	200	0	15	60	-
110	50	0	5	40	-

Çizelge 6.1’den elde edilen sonuçlara göre;

0-Kodlu YAT değeri 0 MW, YAL değeri 900 MW, NET ise 800 MW’dır.

1-Kodlu YAT değeri 200 MW, YAL değeri 300 MW, NET ise 0 MW’dır.

2-Kodlu YAT değeri 400 MW, YAL değeri 200 MW, NET ise 0 MW’dır.

Piyasa için net hacim baz alınarak verilen fiyat teklifleri ile SMF’nın belirlendiği ve buna göre sistemin gerçek yönünün olduğu görülmektedir.

6.3.3 Yan Hizmetler İçin Rezerv Oluşturma Maliyeti

YH kapsamında rezerv oluşturmak üzere “2” kodlu YAL ve YAT için verilen talimatların sonucunda elde edilen ve piyasa işlem tutarı yoluyla sağlanacak miktar denklem (6.7)’te belirlenen formül ile hesaplanır [154]. Bu maliyet doğrudan YAT ve YAL talimatlarının mali tutarları ile ilişkilidir.

$$YHRB = \sum_d^k \left(\sum_{u=1}^m \sum_{r=1}^n (KEYATM_{d,u,r}^2 \times YATF_{d,u,r}) \right) - \sum_{u=1}^m \sum_{r=1}^n (KEYALM_{d,u,r}^2 \times YALF_{d,u,r}) \quad (6.7)$$

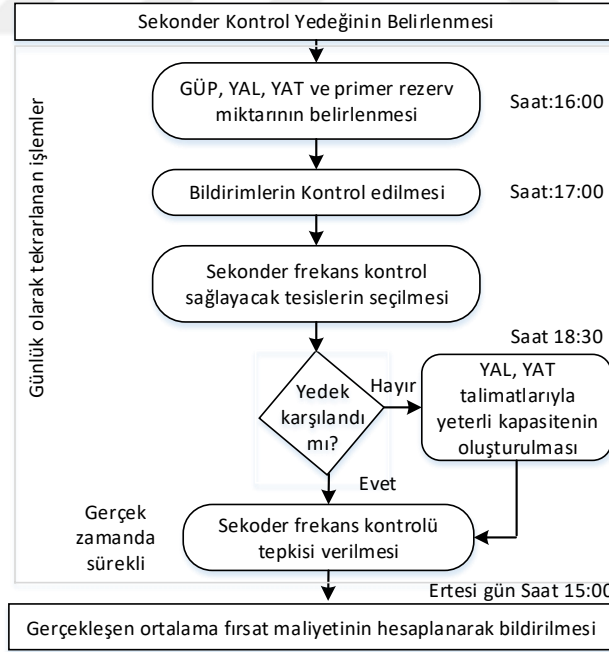
6.3.4 Sekonder Frekans Kontrol Hizmetinin Tedarik Süreci

SFK hizmet bedeli aşağıdaki formül uyarınca denklem (6.8) göre hesaplanır:

$$SFKT_{f,p} = \sum_{u=1}^n \sum_{s=1}^m \left[\max \left((SMF_{f,s} - YALTF_{f,p,u,s}), 0 \right) \times [SRM_{f,p,u,s} - \max(DM_{f,p,u,s}), 0] \times (SKS_{f,p,u,s} \div 60) \right] \quad (6.8)$$

SFK tedarik süreci Şekil 6.4’de gösterildiği gibi TEİAŞ tarafından hazırlanır. SFK tedarik sürecine doğrudan destek vermek zorunda olan tüm santralleri kapsayarak belirli bir anlaşma yoluyla SFK tedariki sağlanır.

Düşük maliyetli ve güvenilir olarak planlanan elektrik iletim sistemlerinin kaliteli enerji sunacak şekilde işletilmesi ve yeterli düzeyde enerjinin sağlanabilmesi amacıyla uyulması gereken bazı esaslar bulunmaktadır. Bu esaslar, güç akışı, gerilim ve frekansı belirleyen sınırlar dâhilinde sistem kararlılığı korunarak gerçek zamanda işletebilmek amacıyla gerekli tedbir ve prensiplerdir. Güç sisteminde yapılan günlük, haftalık ve aylık işletme planlamaları; sistemin aktif çalışma şartları, mevsimsel değişimler, onarım ve bakım planlamalarıyla beraber sistemin aktif çalışma döneminde oluşabilecek beklenmedik iletim ve üretim aksaklıkları ve talep tarafında oluşan ani değişimler göz önünde bulundurularak oluşturulur.



Şekil 6.4 Sekonder frekans kontrolü tedarik süreci

Sistem güvenliğinin sağlanmasına ilişkin esaslarda, aktif işletme koşulları altında çalışmaların yapılabilmesi amacıyla dönemsel işlemlere denk olarak gerekli önlemler

bulunmaktadır. Enerji kalitesi koşulları arasında, temel olarak sistemin gerilim ve frekans değerleri bulunmaktadır [155].

6.4 Döner Rezerv Gücün Maliyetinin Ekonomik Değerlendirmesi

Santraller tarafından tutulan rezerv gücün fırsat maliyetinin değerlendirilmesi planlama ve işletme sırasında gerçekleşen rezerv gücün fırsat maliyeti olmak üzere temel olarak iki dönemde hesaplanır. Planlama sırasında gerçekleşen rezerv gücün fırsat maliyet değerlendirmesinde Enerji Satış Tarifesi (EST_t) ve üretim indisleri dikkate alınarak hesaplamalar yapılır. İşletme sırasında gerçekleşen rezerv gücün fırsat maliyet değerlendirmesinde ise gelir tablosu dikkate alınarak hesaplamalar yapılır.

6.4.1 Planlanan Döner Rezerv Gücün Fırsat Maliyeti

Santral devreye alındıktan itibaren herhangi bir t saati boyunca rezerv gücün birim fırsat maliyeti ($C_{bf,t}$), EST_t ve santral üretim indisleri dikkate alınarak, yaklaşık olarak denklem (6.9)'de gösterildiği gibi hesaplanır:

$$C_{bf,t} = \left\{ EST_t - \left[\frac{\delta \times \theta}{8760} + \frac{860 \times 10^3}{\zeta_t \times H_{ca}} \times C_{k,t} \right] \right\} (1 - \text{vergi oranı}) \quad (6.9)$$

Burada enerji satış tarifesit [MWh]

$$\delta = \frac{\text{Santralin yapım maliyeti (TL)}}{\text{Santralin kurulu gücü (MW)}},$$

$$\theta = \frac{i(1+i)^{S_{e\ddot{o}}}}{(1+i)^{S_{e\ddot{o}}} - 1}$$

i : $t = 0$ anında öngörülen paranın zaman değeri (%),

$S_{e\ddot{o}}$: Santralin ekonomik ömrü (yıl),

ζ_t : Santralin termik verimi (%),

H_{ca} : Kömürün alt ısı (kalori) değeri (kcal/ton),

$C_{k,t}$: t anında kömürün maliyeti (TL/ton),

(FIFO-first in, first out- ilk giren ilk çıkar, LIFO- last in, first out-son giren ilk çıkar,

Ortalama yöntemi)

8760: Bir takvim yılındaki saat sayısı,

t süresi boyunca rezerv gücün (P_{DR}) fırsat maliyeti ($C_{DR,f,t}$) aşağıdaki denklem (6.10) ile hesaplanır;

$$C_{P_{DR},f,t} = P_{DR}(MW) \times C_{bf,t}(TL/MWh) \times 1(\text{saat}) \quad (6.10)$$

Bir santralin yakıt maliyet fonksiyonu biliniyorsa;

$c_i(u_{i,t}, p_{i,t}) = c + b \cdot p_{i,t} + a(p_{i,t})^2$ TL/saat ve santrallerin minimum $P_{\min}$ ve maximum $P_{\max}$ güçleri bilindiğinden dolayı ortalama yakıt maliyeti ($\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t})$) aşağıda gösterilen denklem (6.11) ile hesaplanabilir.

$$\left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) = \frac{1}{P_{\max} - P_{\min}} \int_{P_{\min}}^{P_{\max}} (c + b \cdot p_{i,t} + a(p_{i,t})^2) dP \text{ TL/saat} \quad (6.11)$$

Öngörülen yıllık yüklenme eğrisinden ortalama güç ($\overline{P_{ort}}$) bulunmuş olsun. Santralin üreteceği toplam güç $\overline{P}$, rezerv gücü üretseydi $P_{DR} + \overline{P}$ şeklinde olacaktı. Yakıt maliyet fonksiyonları arasındaki fark aşağıda belirtilen denklem (6.12) ile elde edilir.

$$\left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (P_{DR} + \overline{P}) - \left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (\overline{P}) \text{ TL/saat olur} \quad (6.12)$$

Bu durumda fırsat maliyeti aşağıda belirtilen denklem (6.13) ile elde edilmektedir.

$$C_{f,t} = \left\{ EST_t - \left[\frac{\delta \times \theta}{8760} + \frac{\left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (P_{DR} + \overline{P})}{(P_{DR} + \overline{P})} - \frac{\left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (\overline{P})}{(\overline{P})} \right] \right\} (1 - \text{vergi oranı}) \quad (6.13)$$

Artımsal maliyet aşağıdaki denklem (6.14) ile elde edilir.

$$\begin{aligned} \frac{\Delta \left(c_{i,ort}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right)}{\Delta P} &= \frac{\left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (P_{DR} + \overline{P}) - \left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (\overline{P})}{(P_{DR} + \overline{P}) - (\overline{P})} \\ &= \frac{\left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (P_{DR} + \overline{P}) - \left(\overline{c_{i,ort}}(u_{i,t}, p_{i,t}) \right) (\overline{P})}{(P_{DR} + \overline{P}) - (\overline{P})} \text{ TL/MWh} \end{aligned} \quad (6.14)$$

6.4.2 Planlama Sırasında Gerçekleşen Rezerv Gücün Fırsat Maliyeti

Santral işletmeye girdikten sonra herhangi bir t saati boyunca rezerv gücün fırsat maliyeti Tek Düzen Hesap Planındaki “gelir tablosu” yardımı ile ortaya konulabilir. Gelir tablosu maliyet sıralaması aşağıda gösterilen aşamada gerçekleşir.

$$\text{Satış Geliri} = P_{DR}(MW) \times EST_t$$

- Satılan malın maliyeti (–) $\times 1/720$, (24saat $\times$ 30gün)
- Ay bazındaki kömür stoku (TL) $\times 1/720$
- Ay içindeki kömür alımları (TL) $\times 1/720$
- Ay sonundaki kömür stokları (TL) (–) $\times 1/720$

Aylık direk işçilik gideri (TL) (–) $\times 1/720$

Aylık genel üretim gideri (–) $\times 1/720$

- En direk işçilik $\times 1/720$
- Amortisman $\times 1/720$
- İşletme malzemesi $\times 1/720$

Saatlik Brüt satış karı

- Aylık faaliyet giderleri (–) $\times 1/720$
- AR-GE giderleri
- Pazarlama satış
- Dağıtım giderleri
- Genel yönetim giderleri

Saatlik Faaliyet karı

- Diğer faaliyetlerden aylık olağan gelir ve karlar $\times 1/720$
- İştiraklerden temettü gelirleri, bağlı ortaklıklardan temettü gelirleri, faiz gelirleri
- Komisyon gelirleri, menkul kıymetler satış gelirleri, kambiyo karları
- Reeskont faiz gelirleri, faaliyetle ilgili diğer gelirler

Diğer faaliyetlerden olağan aylık ve zararlar (–) $\times 1/720$

- Reeskont faiz giderleri (–)
- Komisyon giderleri (–)
- Menkul kıymet satış zararları (–)
- Kambiyo zararları (–)
- Diğer gider ve zararlar (–)

Aylık finansman giderleri $\times 1/720$

- Aylık kısa vadeli borçlanma giderleri (–)
- Aylık uzun vadeli borçlanma giderleri (–)

Aylık Olağan kar

- Olağan dışı gelir ve karlar, olağan dışı gider ve zararlar (–)

Aylık karı $\times 1/720$

- Vergi ve yasal yükümlülükler $\times 1/720$

Saatlik net karı = fırsat maliyeti

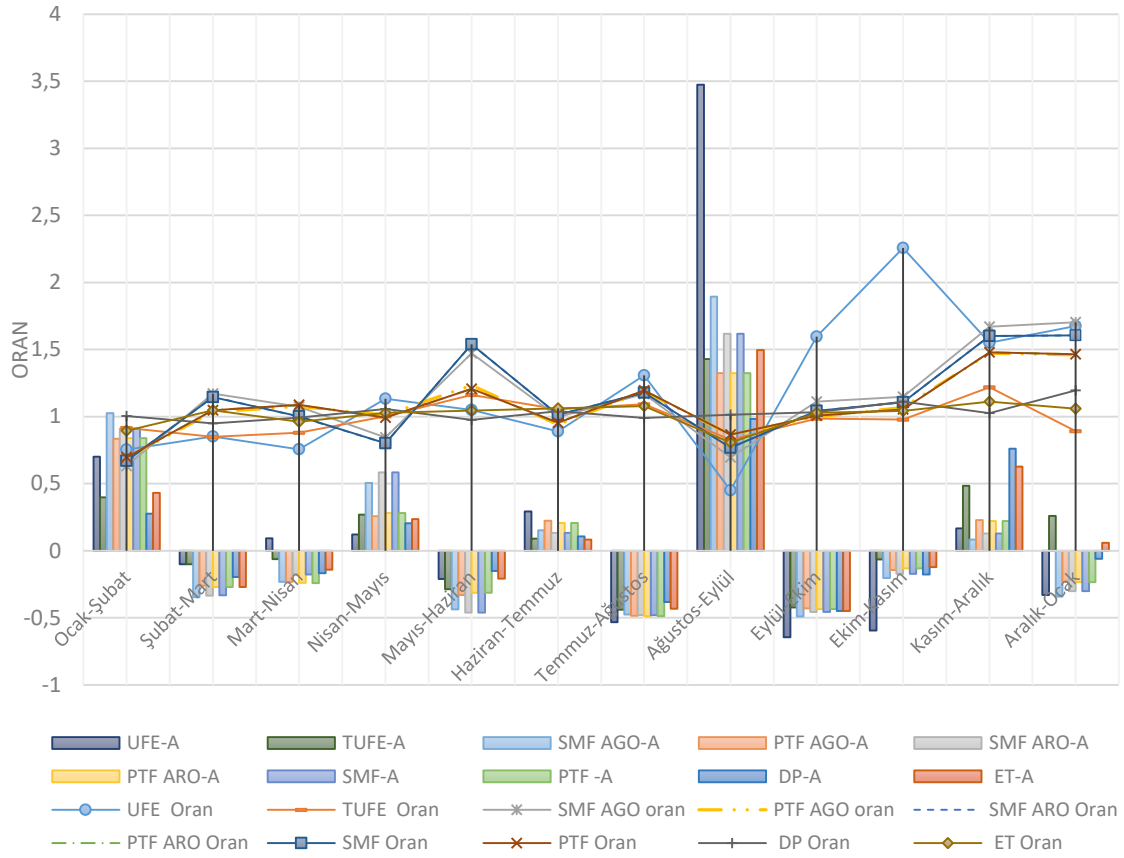
6.4.3 Ekonomik Parametrelerden Arındırılmış Döner Rezerv Miktarı

Ekonomik parametrelerde gözlenen değişimler, bu serilerin gerçek eğiliminin ayrıştırılmasını zorlaştırabilmektedir. Bu serilerin ima ettiği eğilimlerin doğru analiz edilebilmesi için, ET gibi dönemlere göre değişen parametrelerin yanı sıra SMF ve PTF'nin doğru bir şekilde ele alınması gerekmektedir. Orantılı bir DR gereksinim tutarı arındırması için ön şart, Döviz Paritesi (DP) ve Üretici/Tüketici Fiyat Endeksi (ÜFE/TÜFE) gibi değişken faktörler ile uç değerlerin önceden belirlenip, ham veride bu faktörlere göre ön düzeltme yapılmasıdır. DP ve ET, değerleri incelenen dönem için, öncelikle SMF, PTF, SMF Aritmetik Ortalaması (ARO), PTF Aritmetik Ortalaması (ARO), SMF Ağırlıklı Ortalaması (AGO), PTF Ağırlıklı Ortalaması (AGO), ÜFE ve TÜFE değerlerini etkilediğinden özellikle üretim göstergeleri için önemlidir.

Ek-1'de detaylı tablolarının gösterildiği 2016 yılı aylık verilerini karşılaştırabilmek için Ekonomik Parametreler (EP) olarak değerlendirilen bu göstergeler arındırılmış DR gereksinimi oranları denklem (6.15)'den elde edilmektedir. Yıl içinde ilk aydan itibaren dönemler (t) arası oranlama yapılarak (Ocak→Şubat arası) EP'den arındırılmalı DR gereksinimi tutarı denklem (6.15)'de belirtilen formülasyon ile elde edilmektedir;

$$DR_{\text{arındırılmış}} = \frac{1 + \left(\frac{DR_t}{DR_{t-1}} - 1 \right)}{1 + \left(\frac{EP_t}{EP_{t-1}} - 1 \right)} - 1 \quad (6.15)$$

2016 yılı verilerine göre DP-A, ET-A, SMF-A, PTF-A, SMF ARO-A, PTF ARO-A, SMF AGO-A, PTF AGO-A, ÜFE-A ve TÜFE-A değerlerinin arındırılmalı DR tutarı değişimleri Şekil 6.5'te gösterilmektedir.

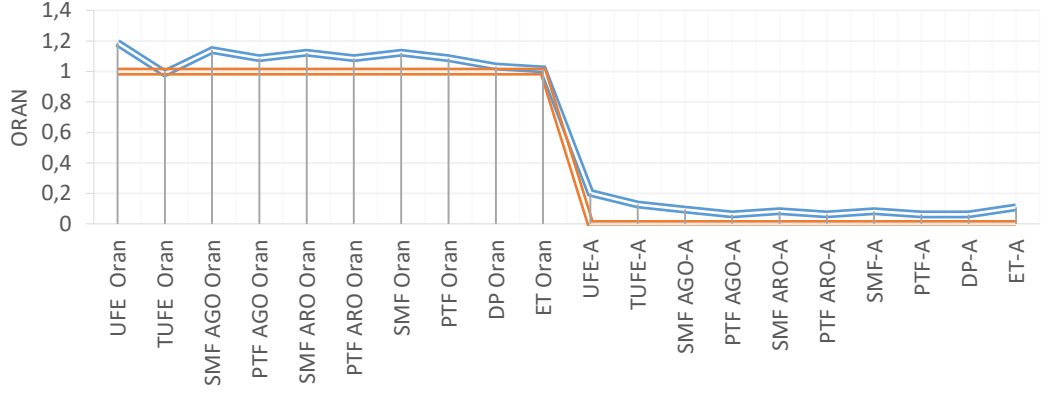


Şekil 6.5 EP arındırılmalı DR tutarı değişimleri

Bir ekonomik gücün makroekonomik performansı; o ülkedeki fiyatlar genel düzeyi, enflasyon oranı ve işsizlik oranı ölçülerek elde edilir. Enflasyon, fiyatların genel seviyesindeki artış neticesinde para değerinin düşmesi olarak tanımlanabilir. Temel olarak tanımlanan enflasyon iki gruba ayrılmaktadır, bunlar;

- Tüketime toplam üretim tutarını geçmesiyle ortaya çıkan talep enflasyonu,
- Ürün maliyet artışlarının ürün fiyatlarındaki artışa sebep olan maliyet enflasyonudur.

Enflasyon değeri, piyasalarda gerçekleşen ani değişimleri doğrudan etkilemektedir. Ayrıca, ÜFE ve TÜFE değerleri enflasyon oranının oluşmasında önemli rol oynamaktadır. Bundan dolayı ekonomi değerler bakımından ÜFE ve TÜFE değerleri büyük önem arz etmektedir. Belirtilen etkileri doğrulayacak oranda Şekil 6.5'te gösterilen grafik incelendiğinde, ÜFE oranının Eylül-Ekim-Kasım aylarında büyük bir oranda DR tutarında arındırılmış değerine etki ettiği görülmektedir. EP oransal değişimleri göz önünde bulundurularak, DR gereksinimi miktarı değişimi ile arındırma işlemi yapılarak elde edilen sonuçlar Şekil 6.6'da gösterilmektedir.



Şekil 6.6 EP ve DR gereksinimi oransal değişimleri

Elde edilen aylık değişim oranları sonucunda;

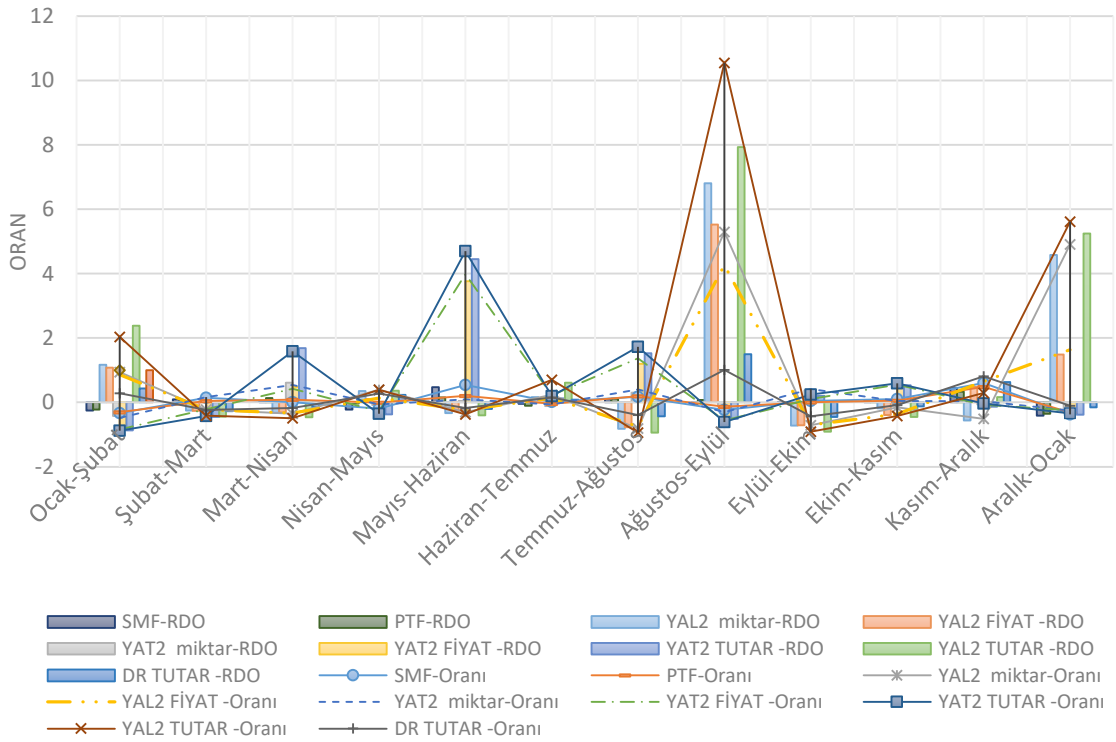
- ÜFE değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,2025 olarak elde edilmektedir.
- TÜFE değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,1286 olarak elde edilmektedir.
- SMF AGO değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0939 olarak elde edilmektedir.
- PTF AGO değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0623 olarak elde edilmektedir.
- SMF ARO değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0825 olarak elde edilmektedir.
- PTF ARO değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0626 olarak elde edilmektedir.
- SMF değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0824 olarak elde edilmektedir.
- PTF değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0626 olarak elde edilmektedir.
- DP değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,0671 olarak elde edilmektedir.
- ET değerine bağlı olarak arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı 0,1087 olarak elde edilmektedir.

Böylece, sıfır değerine en yakın sonuç olarak PTF değerine bağlı arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı elde edilmektedir. Bu sonuç doğrultusunda DR gereksinimi tutarına etki eden parametre olarak, PTF'dan arındırılmış değerinin diğer parametrelere göre doğrudan daha etkili olduğu anlaşılmaktadır.

6.4.4 Elektrik Tüketimine Göre Reel Değişim Oranının Hesaplanması

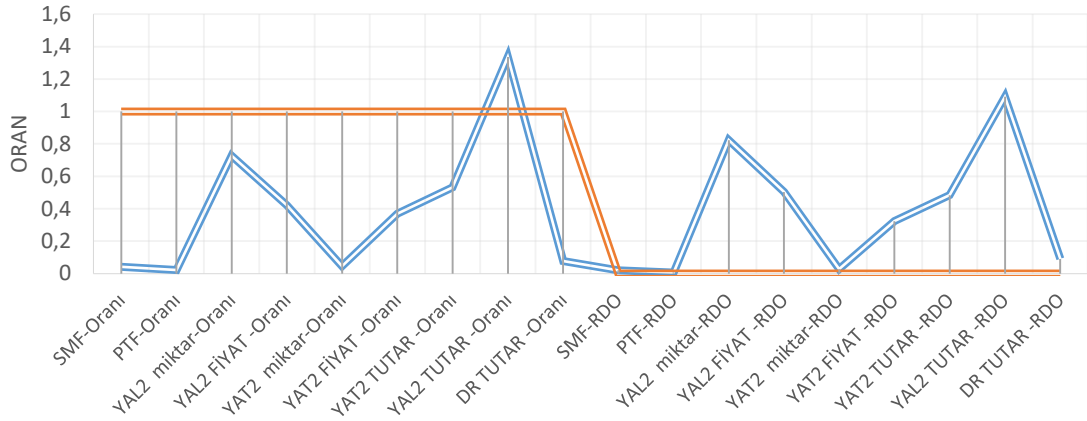
DR gereksinimi için kullanılan indislerin zaman içersinde nasıl bir değişim sergilediğini incelemek amacıyla dönemsel değişim oranlarının ET'ne göre Reel Değişim Oranı (RDO) denklem (6.16)'de hesaplanmaktadır. Şekil 6.7'de bu indislerin değişimleri 2016 yılı verilerinde göre değerlendirilip ET'ne göre RDO grafiği hazırlanmıştır.

$$RDO = \frac{1 + x. \text{büyüklükteki değişim oranı}}{1 + y. \text{büyüklükteki değişim oranı}} \quad (6.16)$$



Şekil 6.7 DR gereksinimi için kullanılan indislere göre EP aylık RDO

ET oransal değişimleri göz önünde bulundurularak, DR gereksinimi için kullanılan indislerin değişimleri ile reel değişim işlemi yapılarak elde edilen RDO sonuçları Şekil 6.8'de gösterilmektedir.



Şekil 6.8 DR gereksinimi için kullanılan indislerin için dönemsel RDO

DR gereksinimi için kullanılan indislerin için elde edilen aylık reel değişim oranları sonucunda;

- ET değişimine bağlı olarak, SMF-RDO değeri, 0,0204 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, PTF-RDO değeri, 0,0064 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAL2 Miktar-RDO değeri, 0,8229 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAL2 Fiyat-RDO değeri, 0,5033 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAT2 Miktar-RDO değeri, 0,0271 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAT2 Fiyat-RDO değeri, 0,3238 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAL2 Tutar-RDO değeri, 0,4839 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAT2 Tutar-RDO değeri, 1,0906 olarak elde edilmektedir.
- ET değişimine bağlı olarak, YAT2 Tutar-RDO değeri, 0,0908 olarak elde edilmektedir.

Böylece, ET değeri ile ilişkili olarak sıfıra en yakın sonuç olarak PTF değeri olduğu görülmektedir. Bu sonuç doğrultusunda ET ile PTF-RDO diğer parametrelere göre kendi

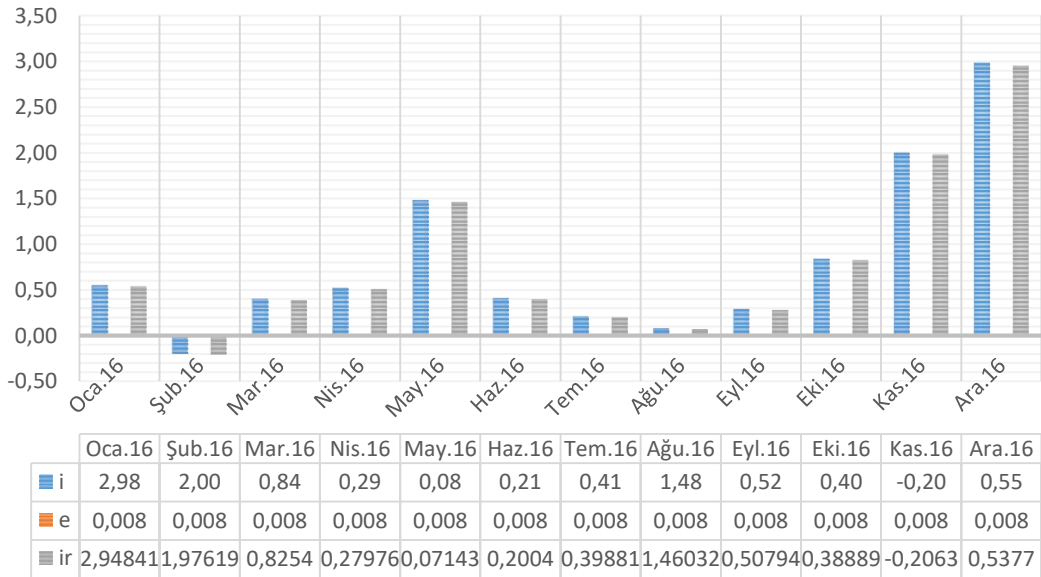
aralarında daha ilişkili olduğu anlaşılmaktadır. Böylece, ET değerindeki artış oranında yaşanan büyük değişiklik, doğrudan PTF için RDO değeri ile doğrudan ilişkilidir.

6.4.5 Paranın Zaman Değerine Göre Değişim Oranının Hesaplanması

Paranın zaman değeri (PZD), zaman içerisinde yıpranma düzeyi olarak tanımlanır. Bu değer, farklı dönemlerde gerçekleşme ihtimalleri olan nakit akımlarının hepsinin düzeylerini denk zaman seviyesine bağlı olarak tanımlanmaktadır. Bu değere bağlı olarak denklem (6.17)'te gösterilen formül ile hesaplanan i ve i_r formülüne göre, YAL, YAT, SMF ve PTF için aylık değişimler doğrultusunda toplam F değerleri elde edildi.

$$i_r = \frac{1 + i}{1 + e} - 1 \text{ denkleminde } e = \text{aylık enflasyon (\%0.8)} \quad (6.17)$$

Enflasyondan (e) dolayı para değer yitirmesiyle PZD arasında farklılıklar mevcuttur. PZD faiz oranı cinsinden ölçülür, 2016 yılı değişimleri göz önünde bulundurularak denklem (6.17)'e göre yapılan hesaplama göre Şekil 6.9'da gösterilen sonuçlar elde edilmektedir.



Şekil 6.9 2016 yılı Enflasyon değerlerine göre aylık i ve i_r değerleri

Aylık i ve i_r için; 12 aylık YAL fiyatlarının $t=0$ (1 Ocak 2016) tarihine indirgenmesi aylık i ve i_r değişimleri yaşanmıyorsa aşağıdaki denklem (6.18)'te gösterilen formül ile hesaplanır.

$$P_i = \sum_{j=1}^{12} F_j(1+i)^{-j}, P_{P_{i_r}} = \sum_{j=1}^{12} F_j(1+i_r)^{-j} \quad (6.18)$$

i ve i_r değeri her ay değişmiyorsa aşağıdaki denklem (6.19) ile hesaplanır;

$$\begin{aligned} P_{i,\text{sabit}} &= F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + F_3(1+i)^{-3} + F_4(1+i)^{-4} \\ &\quad + F_5(1+i)^{-5} + F_6(1+i)^{-6} + F_7(1+i)^{-7} + F_8(1+i)^{-8} \\ &\quad + F_9(1+i)^{-9} + F_{10}(1+i)^{-10} + F_{11}(1+i)^{-11} \\ &\quad + F_{12}(1+i)^{-12} \\ P_{i_r,\text{sabit}} &= F_1(1+i_r)^{-1} + F_2(1+i_r)^{-2} + F_3(1+i_r)^{-3} + F_4(1+i_r)^{-4} \\ &\quad + F_5(1+i_r)^{-5} + F_6(1+i_r)^{-6} + F_7(1+i_r)^{-7} + F_8(1+i_r)^{-8} \\ &\quad + F_9(1+i_r)^{-9} + F_{10}(1+i_r)^{-10} + F_{11}(1+i_r)^{-11} \\ &\quad + F_{12}(1+i_r)^{-12} \end{aligned} \quad (6.19)$$

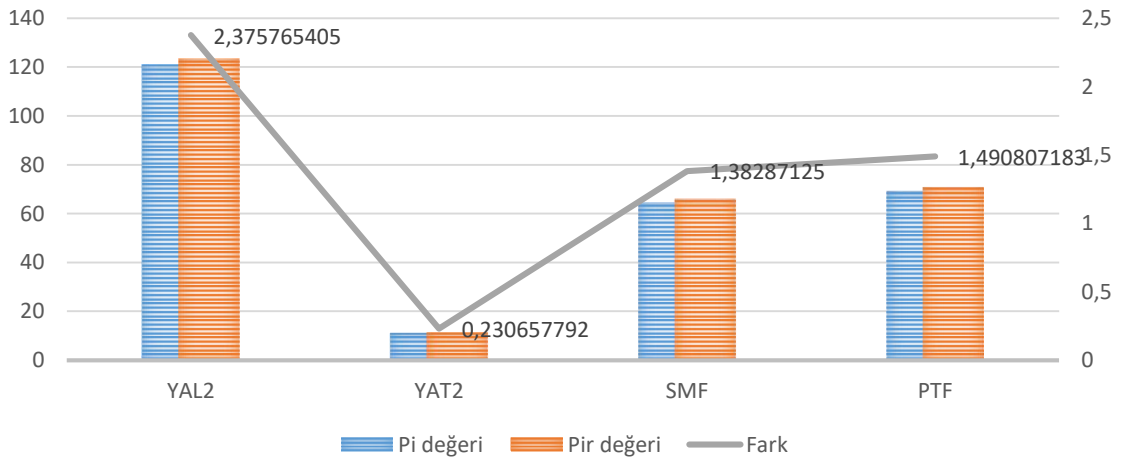
i değeri aylık değişimi için toplam yıllık değeri aşağıdaki denklem (6.20) gösterilmektedir.

$$\begin{aligned} P &= F_1(1+i_1)^{-1} + F_2(1+i_2)^{-1} + F_3(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_4(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + F_5(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_6(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_7(1+i_7)^{-1}(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_8(1+i_8)^{-1}(1+i_7)^{-1}(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_9(1+i_9)^{-1}(1+i_8)^{-1}(1+i_7)^{-1}(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_{10}(1+i_{10})^{-1}(1+i_9)^{-1}(1+i_8)^{-1}(1+i_7)^{-1}(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_{11}(1+i_{11})^{-1}(1+i_{10})^{-1}(1+i_9)^{-1}(1+i_8)^{-1}(1+i_7)^{-1}(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} + \\ &\quad F_{12}(1+i_{12})^{-1}(1+i_{11})^{-1}(1+i_{10})^{-1}(1+i_9)^{-1}(1+i_8)^{-1}(1+i_7)^{-1}(1+i_6)^{-1}(1+i_5)^{-1}(1+i_4)^{-1}(1+i_3)^{-1}(1+i_2)^{-1}(1+i_1)^{-1} \end{aligned} \quad (6.20)$$

i_r değeri aylık değişimi için toplam yıllık değeri aşağıdaki denklem (6.21) gösterilmektedir.

$$\begin{aligned}
P_{i_r} = & F_1(1 + i_{r1})^{-1} + F_2(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_3(1 + i_{r3})^{-1}(1 + \\
& i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_4(1 + i_{r4})^{-1}(1 + i_{r3})^{-1}(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + \\
& F_5(1 + i_{r5})^{-1}(1 + i_{r4})^{-1}(1 + i_{r3})^{-1}(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_6(1 + \\
& i_{r6})^{-1}(1 + i_{r5})^{-1}(1 + i_{r4})^{-1}(1 + i_{r3})^{-1}(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_7(1 + \\
& i_{r7})^{-1}(1 + i_{r6})^{-1}(1 + i_{r5})^{-1}(1 + i_{r4})^{-1}(1 + i_{r3})^{-1}(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + \\
& F_8(1 + i_{r8})^{-1}(1 + i_{r7})^{-1}(1 + i_{r6})^{-1}(1 + i_{r5})^{-1}(1 + i_{r4})^{-1}(1 + i_{r3})^{-1}(1 + \\
& i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_9(1 + i_{r9})^{-1}(1 + i_{r8})^{-1}(1 + i_{r7})^{-1}(1 + i_{r6})^{-1}(1 + \\
& i_{r5})^{-1}(1 + i_{r4})^{-1}(1 + i_{r3})^{-1}(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_{10}(1 + i_{r10})^{-1}(1 + \\
& i_{r9})^{-1}(1 + i_{r8})^{-1}(1 + i_{r7})^{-1}(1 + i_{r6})^{-1}(1 + i_{r5})^{-1}(1 + i_{r4})^{-1}(1 + \\
& i_{r3})^{-1}(1 + i_{r2})^{-1}(1 + i_{r1})^{-1} + F_{11}(1 + i_{11})^{-1}(1 + i_{10})^{-1}(1 + i_9)^{-1}(1 + \\
& i_8)^{-1}(1 + i_7)^{-1}(1 + i_6)^{-1}(1 + i_5)^{-1}(1 + i_4)^{-1}(1 + i_3)^{-1}(1 + i_2)^{-1}(1 + \\
& i_1)^{-1} + F_{12}(1 + i_{12})^{-1}(1 + i_{11})^{-1}(1 + i_{10})^{-1}(1 + i_9)^{-1}(1 + i_8)^{-1}(1 + \\
& i_7)^{-1}(1 + i_6)^{-1}(1 + i_5)^{-1}(1 + i_4)^{-1}(1 + i_3)^{-1}(1 + i_2)^{-1}(1 + i_1)^{-1}
\end{aligned} \tag{6.21}$$

Yukarıda i ve i_r formülüne göre, YAL, YAT, SMF ve PTF için aylık değişime göre toplam değerler sonucunda Şekil 6.10'da gösterilen grafik elde edildi. Bu sonuçlara göre i ve i_r arasında yaşanan minimum değişim YAT2 ile gerçekleşmektedir. Bu durum YAT2 değerinin PZD'e göre en az etkilenen büyüklük olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır.



Şekil 6.10 Aylık F_i ve F_{i_r} arasında yaşanan minimum değişim

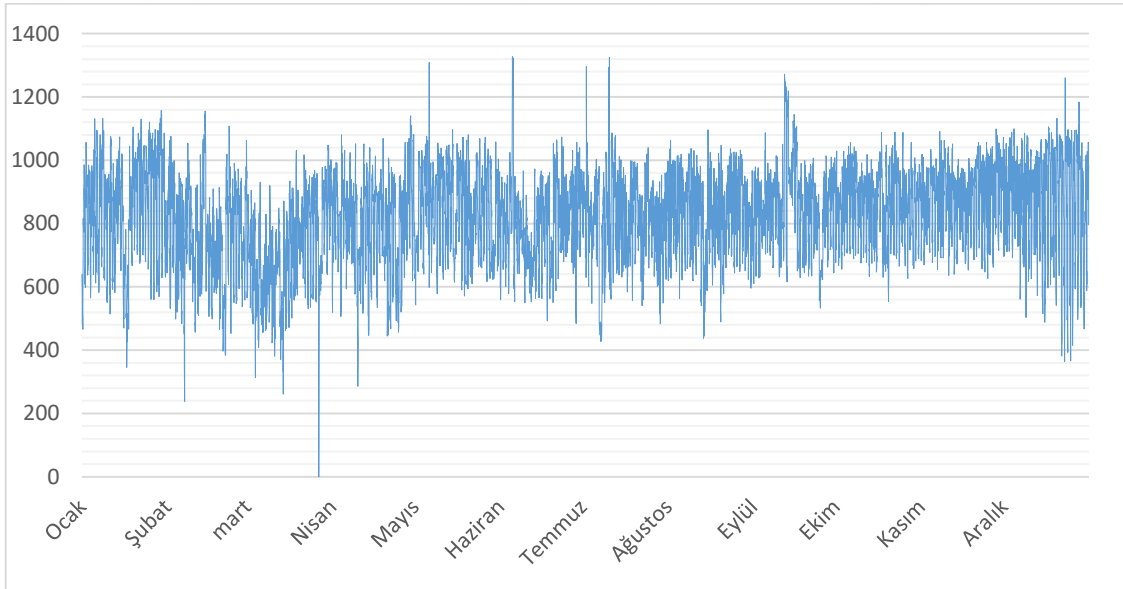
Elde edilen bu sonuçlar doğrultusunda, bir güç sisteminde ihtiyaç duyulan rezerv gereksinimini fayda maliyet analizine dayandırarak, minimum maliyet ile güç dengesi sağlanması hedeflenmektedir.

6.4.6 Saatlik Döner Rezerv Gereksinimi ve Maliyetinin Elde Edilmesi

Dengeleme güç piyasası parametreleri kullanılarak, saatlik bazda DR gereksinimi denklem (6.22)'de gösterilen formül ile hesaplanmaktadır. Saatlik YAL miktarı ile saatlik YAT miktarının toplamı sonucu toplam DR gereksiniminin elde edilir. Şekil 6.11'de 2016 için ulusal güç sistemimizde saatlik toplam DR gereksinimi değişimi gösterilmektedir.

$$DR_{\text{gereksinimi}} = \sum_{i=1}^{8760} \{YAL_{\text{Miktar}}\} + \{YAT_{\text{Miktar}}\} \quad (6.22)$$

Şekil 6.11'de 2016 için ulusal güç sistemimizde saatlik DR gereksinimi değişimi gösterilmektedir.



Şekil 6.11 Saat bazda DR maliyetinin değişimi

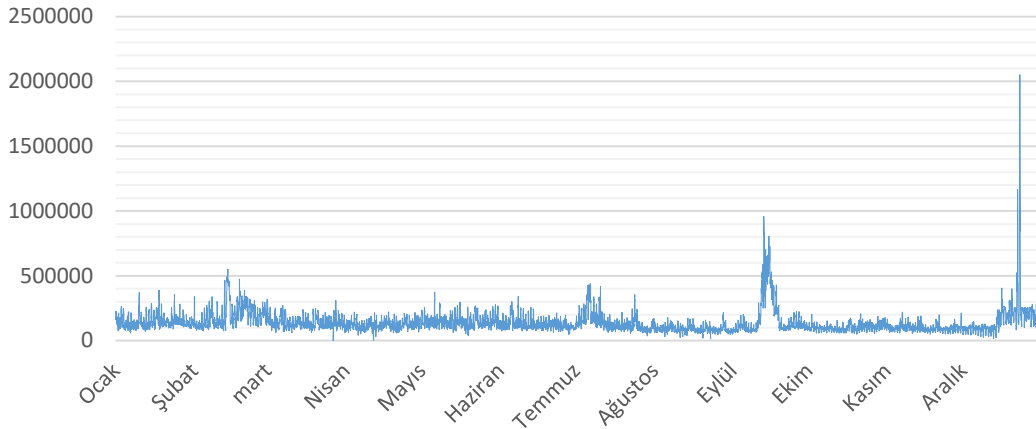
Elde edilen gereksinim değişimi incelendiğinde, yaşanan mevsim geçişlerinde maliyetin düşük olduğu görülmektedir. Aynı şekilde, Aralık-Ocak ve Haziran-Temmuz aylarında elektrik tüketimin mevsim koşulları baz alınarak yüksek olduğu kabul edilirse, güç sistemlerinde talep tarafı yaşanan büyük ölçekli değişimlerin DR gereksinimini doğrudan etkilediği ve maliyetini artırdığı görülmektedir. Sert hava koşulları beraberinde elektrik kesintilerini yaşatacak iletim arızaları doğurduğundan, güç sistemlerinde tutulması gereken rezerv miktarı ve maliyeti artmaktadır.

Dengeleme güç piyasası parametreleri kullanılarak, saatlik bazda DR maliyeti denklem (6.23)'te gösterilen formül ile hesaplanmaktadır. Saatlik YAL maliyeti ile belirlenen PTF farkı uygulanan YAL talimatıyla, belirlenmiş PTF ile saatlik YAT maliyeti farkı

uygulanan YAT talimatıyla çarpımı sonucu DR gereksiniminin toplam maliyeti elde edilir.

$$DR_{\text{maliyet}} = \sum_{i=1}^{8760} \{ (YAL_{\text{Fiyat}} - PTF) \times YAL_{\text{Miktar}} \} + \{ (PTF - YAT_{\text{Fiyat}}) \times YAT_{\text{Miktar}} \} \quad (6.23)$$

Şekil 6.12’de 2016 için ulusal güç sistemimizde saatlik DR gereksinimi maliyet olarak değişimi gösterilmektedir.



Şekil 6.12 Saat bazda DR gereksinimi Maliyetinin Hesaplanması

Denklem (6.23)’te gösterilen hesaplama sonucu elde edilen Şekil 6.12’de gösterilen maliyet değişimi incelendiğinde, santrallerin planlı bakım onarımına girdiği ilkbahar döneminde maliyet seviyesinin oldukça düşük olduğu görülmektedir. Aynı şekilde PTF, YAL ve YAT talimatlarının artışı beraberinde DR maliyetini doğrudan artırmaktadır. Bundan dolayı, planlanmış bir ÜT işlemi ve doğru yapılmış yük tahminleri üretim/tüketim dengesini sağlayacağından, ayrıca DR ihtiyacı oluşturmamaktadır. Böylece, güç sistemlerinde üretim maliyetinin yanında rezerv tutmak için ek bir maliyet oluşmayacaktır. Tüm bu sonuçlar doğrultusunda, DR gereksinimi üzerinde etki oluşturan parametrelerin DR planlaması yaparken dikkate alınması, beraberinde daha ekonomik bir planlama yapmayı sağlayacaktır.

BÖLÜM 7

SONUÇ ve ÖNERİLER

Bu çalışmada, sistemin işletme maliyeti ile kapasite eksikliğine göre sağlanamayan enerji maliyetinin toplamı olan birleşik bir hedefi en aza indirecek teorik bir ünite tahsisi uygulaması için bir ekonomik analiz yapılmaktadır. Bu analiz, ünite tahsis işlemlerinde geleneksel olarak uygulanan zorunlu kısıtların ve yük kaybı olasılığı karşısında oluşan dengesizliğinin giderilmesi amacıyla, hedeflenen arz/telep istikrarı elde edilinceye kadar sağlanan döner rezerv gereksiniminin fayda/maliyet temeline dayalı olarak bir ekonomik değerlendirme yaklaşımı ortaya koymaktadır. Önerilen yaklaşıma dayalı hesaplamalar yapılmış ve diğer yaklaşımlara göre avantajlarının olduğu görülmektedir. Temel olarak bu avantajlar aşağıda ifade edildiği gibi listelenebilir:

- YH bünyesinde güç kalitesi ve enerji arz güvenirliliği sağlanması hedeflenerek, güvenirliliğinin neden olduğu riskleri azaltmak amacıyla, Şekil 2.4'te gösterilen elektrik arz güvenirliliğini ve kalitesini korumaya yardımcı olarak özellikle frekansın kontrolü sağlanmaktadır. Bu kontrol, Şekil 2.5'te gösterildiği gibi aktif gücün belirli bir oranda rezerv tutulmasıyla frekansı 50 Hz değerinde tutmayı hedefleyerek üretim sistemlerinde hem üretici hem tüketici tarafında Şekil 2.11'de belirtildiği gibi güç kalitesi sağlanmaktadır. Bu çalışmada, güç kalitesi ve frekans kontrolü için DR gereksinimin optimal planlaması gerektiği savunulmaktadır.
- DR sağlama maliyeti farklı üretimlerin doğrudan gerçek ödemelerine bağlı olduğu belirtilirken, esasen fayda-maliyet analizleri ile doğrudan ilgili olduğu savunulmaktadır. İhtiyaç duyulan miktardan fazla DR sağlanması durumunda belirli bir maliyet oluşacaktır ve bu maliyet ideal olarak minimumda tutulması istenir. Öte yandan, eğer az miktarda DR tedarik edilirse, sistemin işletme maliyeti

azalır ancak kesintilerin beklenen maliyeti arttırır. Bu iki uç durum arasında işletme maliyetleri ve kesintilerin tahmini maliyeti arasında bir optimum nokta bulunmaktadır. Şekil 3.1 'de bu teori göstermektedir, işletme maliyetleri ve kesintilerin tahmini maliyeti toplamı minimum değeri denklem (3.1) göstermektedir ve böylece en uygun DR miktarı sağlanarak çözüm yapılmaktadır.

- Çizelge 3.1'de belirtilen Deterministik yöntemler ile belirlenen ve geleneksel rezerv kısıtlamasına göre sabit bir miktarda sağlanan döner rezervin tutulmasına gerek kalmadan, beklenmedik olaylar sonucu oluşan kesintilerden kaynaklanan sağlanamayan enerji miktarı Şekil 4.4'te gösterilen diyagramlardaki adımların gerçekleştirilmesi ile DR sağlanması maliyeti fayda/maliyet analizi temeline dayalı rezerv maliyeti ile örtüşen gereksinim, yük alma ve yük atma talimatları ile belirler.
- Temel olarak Şekil 4.5'te gösterilen optimal DR gereksinimi şemasında belirtilen şebeke bilgileri ve sosyo ekonomik parametre bilgileri amaç fonksiyonunda kullanılan kısıt ve ÜT işlemleri sonucunda Şekil 4.6'da gösterilen test modeli için yapılan hesaplamalar sonucunda optimal DR gereksiniminin gerçek zamanda 24 saat için dağılımı Şekil 4.7'de gösterilmektedir. Bu sonuçlar doğrultusunda ilgili test sistemi için belirtilen dönem içerisinde enerji kesintisi olmadan en uygun rezerv planlaması yapıldığı görülmektedir. Ayrıca, uygulama yapılan test sistemi için hesaplanan SEB değeri için Çizelge 4.2'de gösterildiği gibi 115,27 MW değeri hesaplanmıştır.
- DR optimal miktarı belli bir sistemde ($sabit(r_{d,t})$) kullanılan kritere göre daha düşük olduğu ortaya çıkarsa, sistem operatörü daha az rezerv ile ve önceki uygulamalara göre daha yüksek bir YKO ile sistemi çalıştırmak için isteksiz olabilir. Bu gibi durumlarda bir hibrid yaklaşım olarak savunulan DR gereksinimini denklem (4.12)'de verildiği gibi kullanabilir. Ayrıca, güç sistemlerinde çözümlemelerin daha kolay yapılabilmesi için Şekil 4.10'da gösterildiği gibi yük profili üç gruba ayrılarak planlama yapılabilir.
- Hesaplamalarda sosyoekonomik parametrelerin maliyetleri dikkate alındığından dolayı, önerilen yaklaşımda ihtiyaç duyulan rezerv gereksiniminin belirlenmesinde tüm kesintilerden dolayı oluşan kayıplar göz önünde bulundurularak değerlendirme yapılmaktadır.

- Döner rezerv gereksiniminde sosyoekonomik parametre çarpanı olarak kullanılan kayıp yük değeri için ulusal güç sistemimize ait olarak, hem makroekonomik analiz ile hem de regresyon denklemi oluşturularak ilk olarak ortalama değeri elde edilmiştir. Denklem (5.6)'da gösterilen makro ekonomik analiz hesaplaması sonucunda kayıp yük değeri 13,79 TL/kWh olarak elde edilmiştir. Ayrıca denklem (5.8)'de gösterilen regresyon denklemi ile kayıp yük değeri ortalama 14,00 TL/kWh olarak elde edilmiştir. Elde edilen bu değerler Şekil 5.5'te gösterilen farklı 12 ayrı ülkeye uygulanarak doğruluğu karşılaştırılmaktadır.
- Kullanılan test sistemi için Sistem Marjinal fiyatı Çizelge 6.1'de gösterildiği gibi 140 TL olarak belirlenmiştir. Ekonomik parametrelerden arındırılmış rezerv miktarı hesaplamasında denklem (6.15) kullanılarak ,2016 yılı verilerine göre DP-A, ET-A, SMF-A, PTF-A, SMF ARO-A, PTF ARO-A, SMF AGO-A, PTF AGO-A, ÜFE-A ve TÜFE-A değerlerinin arındırılmalı DR tutarı değişimleri Şekil 6.5'te gösterilmektedir. DR gereksinimi miktarı değişimi ile arındırma işlemi yapılarak elde edilen sonuçlar Şekil 6.6'da gösterildiği gibi sıfır değerine en yakın sonuç olarak PTF değerine bağlı arındırılmış DR tutarı yıllık ortalama oranı elde edilmektedir. Bu sonuç doğrultusunda DR gereksinimi tutarına etki eden parametre olarak, yıllık ortalama oranı 0,0626 değeri ile PTF'dan arındırılmış değerinin diğer parametrelere göre doğrudan daha etkili olduğu anlaşılmaktadır.
- DR gereksinimi için kullanılan indislerin zaman içirsinde nasıl bir değişim sergilediğini incelemek amacıyla dönemsel değişim oranlarının ET'ne göre Reel Değişim Oranı (RDO) denklem (6.16)'de hesaplanmaktadır. Şekil 6.7'de bu indislerin değişimleri 2016 yılı verilerinde göre değerlendirilip ET'ne göre RDO grafiği hazırlanmıştır. Böylece, ET değeri ile ilişkili olarak sıfıra en yakın sonuç olarak PTF değeri olduğu görülmektedir. Bu sonuç doğrultusunda ET ile PTF-RDO değeri 0,0064 olarak hesaplanmış ve diğer parametrelere göre kendi aralarında daha ilişkili olduğu anlaşılmaktadır. Böylece, ET değerindeki artış oranında yaşanan büyük değişiklik, doğrudan PTF için RDO değeri ile doğrudan ilişkili olduğu sonucu elde edilmiştir.
- Paranın zaman değeri farklı dönemlerde gerçekleşme ihtimalleri olan nakit akımlarının hepsinin düzeylerini denk zaman seviyesine bağlı olarak tanımlanmaktadır. Bu değere bağlı olarak denklem (6.17)'te gösterilen formül ile hesaplanan i ve i_r formülüne göre, YAL, YAT, SMF ve PTF için aylık değişimler

doğrultusunda toplam F değerleri elde edildi. Enflasyondan (e) dolayı para değer yitirmesiyle PZD arasında farklılıklar mevcuttur. PZD faiz oranı cinsinden ölçülür, 2016 yılı değişimleri göz önünde bulundurularak denklem (6.17)'e göre yapılan hesaplamaya göre Şekil 6.9'da gösterilen sonuçlar elde edilmektedir. Bu sonuçlar doğrultusunda YAL, YAT, SMF ve PTF için aylık değişime göre toplam değerler sonucunda Şekil 6.10'da gösterilen grafik elde edildi. Bu sonuçlara göre i ve i_r arasında yaşanan minimum değişim YAT2 ile gerçekleşmektedir. Bu durum YAT2 değerinn PZD'e göre en az etkilenen büyüklük olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır.

Bu tez çalışmasından elde edilen sonuçlar doğrultusunda yapılan öneriler aşağıda maddeler halinde belirtilmektedir;

- Bu ekonomik analiz yaklaşımı, ünite tahsis hesaplamasında sağlanamayan enerji beklentisinin toplam miktarını içermektedir. Sağlanamayan enerji beklentisi, ayrıca hesaplanarak analize dahil edilmektedir. Bu yaklaşım, döner rezervinin optimal seviyelerini belirlemek için objektif fonksiyonda ekstra terim kullanılmasının avantajlarını göstermek için yararlıdır. Fakat, ünitelerin olası permütasyonlarının kombinatorial hesaplaması nedeniyle bu yaklaşım, gerçek boyuttaki güç sistemleri için doğrudan uygulanamaz.
- Önerilen tekniği uygulanabilir hale getirmek için, kesintilerin beklenen maliyeti, herhangi bir üretim ünitesinin kombinasyonu için kolayca tahmin edilmelidir. Sıkı hesaplama teknikleri mevcut olsa da asıl sorun, bu hesaplamaları optimizasyon problemine dahil etmek için doğrudan bir araç bulunmaması veya sürecin, bir çözüme ulaşmak için uzun süren bilgi işlem zamanı gerektirmesi gerçeğinden kaynaklanmaktadır. Bu nedenle, ünite tahsisi hesaplamasında dikkate alabilecek herhangi bir birleşimi için sağlanamayan enerji beklentisini elde etmek için hızlı ve doğru bir yöntem geliştirilmiştir.
- Bu yaklaşımda, en iyi döner rezervi, tedarik maliyeti ile verilen rezerv kaybı değeri için sağlanamayan enerji beklentisi maliyet düşüşü açısından ölçülen bu rezervten sağlanan fayda arasında bir denge kurularak elde edilir. Böylece, beklenen kesinti maliyetinin, döner rezervine karşı hassas olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır. Bu durumda, rezerv karşılığı önceden belirlenen miktardan düşük olduğunda, kesintilerin beklenen maliyeti önemli ölçüde artmaktadır. Diğer taraftan, döner rezervinin yük tahmini hatalarından dolayı planlanan miktardan

daha büyük olması durumunda, beklenen kesinti maliyetindeki azalma, sistemin işletme maliyetindeki ilgili artışı telafi etmediği ortaya çıkarılmıştır.

Son olarak, güç sisteminin günlük çalışma saatleri üzerindeki dengeleme güç piyasası için arz talep dengesine yönelik genel bir değerlendirmesi yapılarak enerji dengesizliğine çözüm önerileri verilmiştir. Bu değerlendirmede, piyasa takas fiyatı ve sistem marjinal fiyatı baz alınarak yük alma ve yük atma talimatları için bir ekonomik analiz yapılarak reel değişim oranı, arıdırılmış rezerv gereksinimi ve paranın zaman değerine göre rezervin değişim oranı elde edilerek, saatlik döner rezerv gereksinimi ve maliyeti belirlenmiştir. Yapılan ekonomik analiz sonucunda, rezerv planlaması yapılırken ekonomik parametrelerin dikkate alınmasıyla fayda maliyet analizine dayalı olarak optimum rezerv gereksinimi elde edilmiştir.

- [1] Ortega, V. M. ve Kirschen, D. S., (2006). "Economic Impact Assessment of Load Forecast Errors Considering the Cost of Interruptions", 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES, 22 June 2006, Canada.
- [2] Shahidehpour, S. M., Yamin, H. ve Li, Z., (2002). "Market Operations in Electric Power Systems", Forecasting, Scheduling and Risk Management (1st ed.). USA: Wiley-IEEE Press.
- [3] Ilić, M. D. ve Liu, X. S., (1995). "A Modeling and Control Framework for Operating Large-Scale Electric Power System Under Present and Newly Evolving Competitive Industry Structure", Mathematical Problems in Engineering, 1(1):317-340.
- [4] Rebours, Y. G. ve Kirschen, S. D., (2007). "Marc Trotignon and Sébastien Rossignol, A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services- Part I: Technical Features", IEEE Transactions on Power Systems, 22(1):350-357.
- [5] Rebours, Y. G. ve Kirschen, S. D., (2007). "Marc Trotignon and Sébastien Rossignol, A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part II: Economic Features", IEEE Transactions on Power Systems, 22(1):358-366.
- [6] Joskow, P. L., (2002). "Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service", Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design, Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM01-12-000, Washington.
- [7] Galiana, F.D., Bouffard, F., Arroyo, J.M. ve Restrepo, J.F., (2005). "Scheduling and Pricing of Coupled Energy and Primary, Secondary, and Tertiary Reserves", Proceedings of the IEEE, 93(11):1970-1983.
- [8] Afshar, K., Ehsan, M., Fotuhi-Firuzabad, M. ve Amjady, N., (2008). "Cost-Benefit Analysis and MILP for Optimal Reserve Capacity Determination in Power System", Applied Mathematics and Computation, 196:752-761.
- [9] Ortega, V. M. ve Kirschen, S. D., (2009). "Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems with Significant Wind Power Generation Penetration", IEEE Transactions on Power Systems, 24:114-23.
- [10] Zakariazadeh, A., Jadid, S. ve Siano, P., (2014). "Stochastic Operational Scheduling of Smart Distribution System Considering Wind Generation and

- Demand Response Programs”, *Int Journal Electric Power Energy Systems*, 63: 218-225.
- [11] Zakariazadeh, A. ve Jadid, S., (2014). “Smart Microgrid Operational Planning Considering Multiple Demand Response Programs”, *Journal Renew Sustain Energy*, 6:131-134.
 - [12] Bouffard, F., Galiana, F.D., Conejo, A.J., (2005). “Market-clearing with Stochastic Security-Part I: Formulation”, *IEEE Transactions Power Systems*, 20:1818-1826.
 - [13] Rebours, Y. ve Kirschen, D. S., (2005). “A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services”, Release 1, University of Manchester, U. K.
 - [14] Kariuki, K.K. ve Allan, R.N., (1996). “Evaluation of Reliability Worth and Value of the Lost Load”, *IEE Proc. On Generation, Transmission and Distribution*, 141(2):171-180.
 - [15] Shima R., Nima A., (2017). “A New Optimal Power Flow Approach for Wind Energy Integrated Power Systems”, *Energy*, 134:349-359.
 - [16] Bouffard, F. ve Galiana, F. D., (2008). “Stochastic Security for Operations Planning with Significant Wind Power Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 23:306-316.
 - [17] Morales, J.M., Conejo, A. J. ve Perez, R. J., (2009). “Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 24:900-910.
 - [18] Pablo A. R. ve Peter W. S., (2008). “Spinning Contingency Reserve: Economic Value and Demand Functions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1065-1071.
 - [19] Bouffard, F., Galiana, F.D. ve Conejo, A.J., (2005). “Market-clearing with Stochastic Security- Part II: Case Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 20:1827-1835.
 - [20] Anstine, L.T., Burke, R.E., Casey, J.E., Holgate, R., John, R.S. ve Stewart, H.G., (1963). “Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection”, *IEEE Transactions Power Application Systems*, PAS-82, 68:720-735.
 - [21] Mirzuzabad, M. F. ve Amir M., (1996). “Spinning Reserve Allocation Using Response Health analysis”, *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, 143(4):101-113.
 - [22] Bouffard, F. ve Gah, F. D., (2004). “An Electricity Market with a Probabilistic Spinning Reserve Criterion”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19:300-307.
 - [23] Tur M. R., Erduman A., Shobole A., Wadi M., (2016). “Determining the Most Appropriate Spinning Reserve Depending on Demand”, *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2016 IEEE International Conference on Birmingham, UK, DOI: 10.1109/ICRERA.2016.7884497
 - [24] Mojgan M., Masoud R. ve Amir A., (2015). “Spinning Reserve Contribution Using Unit Responsibility Criterion Incorporating Preventive Maintenance Scheduling”, *Electrical Power and Energy Systems*, 73:508-515.

- [25] Simopoulos, D.N., Kavatza, S.D. ve Vournas, C.D., (2006). "Reliability Constrained Unit Commitment Using Simulated Annealing", IEEE Transactions on Power Systems, 21(4):1699-1706.
- [26] Wang, J.X., Wang, X.F. ve Wu, Y., (2005). "Operating Reserve Model in The Power Market", IEEE Transactions on Power Systems, 20(1):223-229.
- [27] Wu, L., Shahidehpour, M. ve Li, T., (2008). "Cost of Reliability Analysis Based on Stochastic Unit Commitment", IEEE Transactions on Power Systems, 23(3):1364-1374.
- [28] Ortega-Vazquez, M.A., Kirschen, D.S. ve Pudjianto, D., (2006). "Optimising the Scheduling of Spinning Reserve Considering the Cost of Interruptions", EE Proc., Generation, Transmission and Distribution, 153(5):570-575.
- [29] Wang, M.Q., Gooi, H.B. ve Chen, S.X., (2010). "Optimising Probabilistic Spinning Reserve Using an Analytical Expected-Energy-Not-Supplied Formulation", Published in IET Generation, Transmission and Distribution, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0805.
- [30] Tur, M. R., Ay, S., Wadi, M. ve Shobole, A., (2017). "Obtaining Optimal Spinning Reserve and Unit Commitment Considering the Socio-Economic Parameters", ECRES - 5. European Conference on Renewable Energy Systems, Herzegovina, Bosnia.
- [31] Wang, M. Q. ve Gooi, H. B., (2011). "Spinning Reserve Estimation in Microgrids", IEEE Transactions on Power Systems, 26(3).
- [32] Aminifar, F., Firuzabad, M. F. ve Shahidehpour, M., (2009). "Unit Commitment with Probabilistic Spinning Reserve and Interruptible Load Considerations", IEEE Transaction on Power Systems, 24(1).
- [33] Bertsekas, D. P., Lauer, G. S., Sandell Jr. N. R. ve Posbergh T. A., (1983). "Optimal Shortterm Scheduling of Large-Scale Power Systems", IEEE Transaction Automatic Control, AC, 28(1):1-11.
- [34] Guan, X., Luh, P. B., Yen, H. ve Rogan, P., (1992). "An Optimization-Based Method for Unit Commitment", Electrical Power & Energy Systems, 14(1):9-17.
- [35] Chattopadhyay, D. ve Baldick, R., (2002). "Unit Commitment with Probabilistic Reserve", in Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 1:280-285, New York.
- [36] Ortega, V. M. ve Kirschen, S. D., (2007). "Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, 22(1).
- [37] Herbst, J. F., (2014). "Automatic Control in Power Generation, Distribution and Protection", International Federation of Automatic Control by Pergamon Press, Oxford.
- [38] Emmanuel J. T. ve Evangelos N. D., (2004). "A Monte-Carlo Simulation Method for Setting the Underfrequency Load Shedding Relays and Selecting the Spinning Reserve Policy in Autonomous Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, 19(4).

- [39] Elaine K. H. ve Mark Z. J., (2011). "A Monte Carlo Approach to Generator Portfolio Planning and Carbon Emissions Assessments of Systems with Large Penetrations of Variable Renewables", *Renewable Energy* 36:2278-2286.
- [40] Prasanta, K. P. ve Ghoshal, S. P., (2012). "Spinning Reserve Requirements Forecasting Using Local Linear Wavelet Neural Network in Wind Integrated Power System", *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)* 1(6).
- [41] Manuel, A. M. ve Bessa, R.J., (2011). "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts", *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):594-603
- [42] Banakar, H., Luo, C. ve Ooi, B. T., (2008). "Impacts of Wind Power Minute-to-Minute Variations on Power System Operation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(1):150-160.
- [43] Muljadi, E. ve McKenna, H. E., (2002). "Power quality issues in a hybrid power system", *IEEE Transactions on Industry Applications*, 38:803-809.
- [44] Yıldız, C., Keçecioglu, Ö. F., Açıkgöz, H., Gani, A. ve Şekkeli M., (2015). "Power quality measurement and evaluation of a wind farm connected to distribution grid", *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, 195:2370-2375.
- [45] Khalid, S. ve Dwivedi, B., (2011). "Power quality issues, problems, standards & their effects in industry with corrective means", *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, 1:1-11.
- [46] Feng, J., Zeng, B., Zhao, D., Wu, G., Liu, Z. ve Zhang J., (2017). "Evaluating Demand Response Impacts on Capacity Credit of Renewable Distributed Generation in Smart Distribution Systems", *IEEE Access*, 1:1-1.
- [47] Samad, T. ve Kiliccote, S., (2012). "Smart Grid Technologies and Applications for The Industrial Sector", *Computers & Chemical Engineering*, 47:76-84.
- [48] Fabozzi, D., Thornhill, N., ve Pal, B., (2013). "Frequency Restoration Reserve Control Scheme with Participation of Industrial Loads", in *PowerTech*.
- [49] Tur, M. R., Ay, S., Erduman, A., Shobole, A., Baysal, M. ve Wadi, M., (2017). "Impact of Demand Side Management on Spinning Reserve Requirements Designation", *International Journal of Renewable Energy Research* 7(2).
- [50] Vujanic, R., Mariethoz, S., Goulart, P. ve Morari, M., (2012). "Robust Integer Optimization and Scheduling Problems for Large Electricity Consumers", In *American Control Conference (ACC)*, 1:3108-3113.
- [51] Castro, P. M., Harjunkoski, I. ve Grossmann, I. E., (2009). "New Continuous Time Scheduling Formulation for Continuous Plants Under Variable Electricity Cost", *Industrial & engineering chemistry research*, 48(14):6701-6714.
- [52] Pandzic, H., Morales, J. M., Conejo, A. J. ve Kuzle, I., (2013). "Offering Model for a Virtual Power Plant Based on Stochastic Programming", *Applied Energy*, 105:282-292.
- [53] Zhang, X., He, G., Lin, S. ve Yang, W., (2011). "Economic Dispatch Considering Volatile Wind Power Generation with Lower-Semi-Deviation Risk Measure", In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 140-144.

- [54] Aasgard, E., Andersen, G., Fleten, S.-E. ve Haugstvedt, D., (2014). "Evaluating a Stochastic-Programming-Based Bidding Model for a Multireservoir System", IEEE Transactions on Power Systems, 1(99):1-10.
- [55] Saiz-Marin, E., Garcia-Gonzalez, J., Barquin, J. ve Lobato, E., (2012). "Economic Assessment of the Participation of Wind Generation in the Secondary Regulation Market", IEEE Transactions on Power Systems, 27(2):866-874.
- [56] Mashhour E. ve Moghaddas-Tafreshi, S. M., (2011). "Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets Part I: Problem formulation", IEEE Transactions on Power Systems, 26(2):949-956.
- [57] Türkiye Elektrik İletim A.Ş., (2017). "Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği", 27.12.2008 tarihli ve 27093 sayılı Resmi Gazetede yayımlanmış nüshası.
- [58] Hirst, E. ve Kirby, B., (1998). "Ancillary Services, The Neglected Feature of Bulk Power Markets", Electricity Journal, Elsevier Science, 11(3):50-57.
- [59] Brendan, K., (2007). "Ancillary Services: Technical and Commercial Insights", Wartsila. North America.
- [60] UCTE, (2004). "Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity Operation Handbook", v 2.5E, the 20th of July 2004. B-1040 Brussels - Belgium.
- [61] Türkiye Elektrik İletim A.Ş., (2009). "Primer Frekans Kontrol Hizmetinin Uygulanmasına İlişkin El Kitabı", Ankara, Türkiye.
- [62] Türkiye Elektrik İletim A.Ş., (2010). "Sekonder Frekans Kontrol Hizmetinin Uygulanmasına İlişkin El Kitabı", Ankara, Türkiye.
- [63] Banerjee, R., (2015). "Importance of Power Quality", International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA), 5, July 2015.
- [64] Sannino, A., Svensson, J. ve Larsson, T., (2003). "Power-electronic Solutions to Power Quality Problems", Electric Power Systems Research, 66:71-82.
- [65] Eric, H. A. ve Marija D.I., (2000). "Reserve Markets for Power Systems Reliability", IEEE Transactions on Power Systems, 15(1).
- [66] Khadem, S. K., Basu, M. ve Conlon, M., (2010). "Power quality in grid connected renewable energy systems: Role of custom power devices", International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)
- [67] Blondel, E. ve Monney, C., (2010). "Efficient powering of communication and IT equipments using rotating UPS", in Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 32nd International, 1-5.
- [68] Tsai, M. T. ve Liu C. H., (2003). "Design and implementation of a cost-effective quasi line-interactive UPS with novel topology", IEEE Transactions on Power Electronics, 18:1002-1011.
- [69] Billinton, R., Allan, R., ve Salvaderi, L., (1991). "Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems", IEEE Press, New York, NY.
- [70] Prada, J. F., (1999). "The Value of Reliability in Power Systems, Pricing Operating Reserves", Massachusetts Institute of Technology, Energy Laboratory, MIT EL 99-005 WP

- [71] Hirst, E. ve Kirby, B., (1998). "Technical and Market Issues for Operating Reserves", Consulting in Electric-Industry Restructuring Oak Ridge, Tennessee.
- [72] Kirschen, D.S., (2002). "Power System Security", Power Engineering Journal, 16:241-248
- [73] Kirschen, D.S., Bell, K.R.W., Nedic, D.P., Jayaweera, D. ve Allah, R.N., (2003). "Computing the Value of Security", Proc. Institute Electric Engineering, Generation, Transmission and Distribution, 150:673-678.
- [74] Alexandrov, N. ve Dennis, (1994). "J. E. J. Algorithms for bilevel optimization, Available from World Wide", web:<http://techreports.larc.nasa.gov/icase/1994/icase-1994-77.pdf>.
- [75] Hirst, E. ve Kirby, B., (1998). "Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets: Ancillary Services", NRRI-98-05, National Regulatory Research Institute, Columbus, OH.
- [76] Wood, A. J. ve Wollenberg, B. F., (1996). "Power Generation, Operation and Control", 2nd ed. New York: Wiley.
- [77] Zhu, J., Jordan, G. ve Ihara, S., (2000). "The Market for Spinning Reserve and Its Impacts on Energy Prices", Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting.
- [78] British Electricity International, (1991). "Modern power station practice: incorporating modern power system practice", Pergamon.
- [79] TEİAŞ, (2004). "Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği", İkinci Bölüm, Yan Hizmetlerin Tedarik Edilmesine İlişkin Genel Esaslar. MYTM, Ankara, Türkiye.
- [80] NERC, (2016). "NERC Operating manual", Nort American Electric Reliability Corporation, Atlanta.
- [81] CAISO, (2005). "The California ISO Spinning Reserve Requirements", [Online]. Available: <http://www.caiso.com/>.2005.
- [82] IESO, (2004). "The independent electricity system operator of Ontario electrical system", [Online] Available: <http://www.ieso.ca/> 2004.
- [83] REE, (1998). "Red eléctrica de españa", Operación del Sistema Eléctrico, [Online]. Available: http://www.ree.es/cap03/pdf/po/PO_resol_30jul1998_b.pdf.
- [84] UCTE, (2004). "Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity Operation Handbook 2005", [Online]. Available: http://www.ucte.org/pdf/ohb/Operation_Handbook_20.07.2004.pdf.
- [85] PJM, (2004). "Pennsylvania-New Jersey-Maryland", Scheduling Operation, [Online]. Available: <http://www.pjm.com/contributions/pjm/manuals/pdf/m11v22.pdf>.
- [86] Merlin, A. ve Sandrin, P., (1983). "A New Method for Unit Commitment at Electricité de France", IEEE Transactions on Power Systems PAS-102, no.5, pp. 1218-1225.
- [87] Gooi, H. B., Mendes, D. P., Bell, K. R. W. ve Kirschen, D. S., (1999), "Optimal Scheduling of Spinning Reserve", IEEE Transactions on Power Systems, 14(4):1485-1490.

- [88] Wu, H. ve Gooi, H. B., (1999). "Optimal Scheduling of Spinning Reserve with Ramp Constraints", in Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, 2:785-790.
- [89] Flynn, M., Sheridan, W. P., Dillon, J.D. ve O'Malley, M.J., (2001). "Reliability and Reserve in Competitive Electricity Market Scheduling", IEEE Transactions Power Systems, 16:78-87.
- [90] Billinton, R. ve Allan, R.N., (1996). "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, second edition.
- [91] Handbook, Operations UCTE, (2009). "Policy 1: Load-frequency Control and Performance", Final Version: v3.0. 2009. Available at: <http://www.entsoe.eu>. Brussels, Belgium.
- [92] Guide to Operating Reserve, (2008). "Marketplace Training", Independent Electricity System Operator (IESO). 1 April 2008. Available at: www.ieso.ca. Toronto, Ontario.
- [93] Saez-Gallego, J., Morales, J.M., Madsen, H. ve Jonsson, T., (2014). "Determining Reserve Requirements in DK1 Area of Nord Pool Using a Probabilistic Approach", Energy 2014, 74:682-693.
- [94] Fotuhi-Firouzabad, M. ve Rashidi-Nejad, M., (2014). "Allocation of Spinning Reserve Among Generating Units Using a Hybrid Deterministic/probabilistic Approach", In: 2004 Large Engineering systems Conference on Power Engineering (LESCOPE-04); Halifax, NS, Canada, 28 e 30 July 2004, 81-87.
- [95] Sheokand, A., Maheshwari, I. ve Yadav, N.K., (2013). "Optimal Spinning Reserve Capacity in Power Market", Int J Sci Res Dev 2013; 1:1447-1451. 1 October 2013.
- [96] Baldick, R., (1995). "The Generalized Unit Commitment Problem", IEEE Transactions on Power Systems, 10:465-475.
- [97] Padhy, N. P., (2004). "Unit Commitment - A Bibliographical Survey", IEEE Transactions on Power Systems, 19:1196-1205.
- [98] Madrigal, M., ve Quintana, V.H., (2000). "An Analytical Solution to the Economic Dispatch Problem", IEEE Power Engineering Review, 20:52-55.
- [99] Wang, C., ve Shahidehpour, S. M., (1993). "Effects of Ramp-Rate Limits on Unit Commitment and Economic-Dispatch", IEEE Transactions on Power Systems, 8:1341-1350.
- [100] Wang, S.J., Shahidehpour, S.M., Kirschen, D.S., Mokhtari, S. ve Irisarri, G.D., (1995). "Short-term Generation Scheduling with Transmission and Environmental Constraints Using an Augmented Lagrangian Relaxation", IEEE Transactions on Power Systems, 10(3):1294-1301.
- [101] Billinton, R. ve Karki, R., (1999). "Capacity Reserve Assessment Using System Well-Being Analysis", IEEE Transactions Power Systems, 14:433-438.
- [102] Lawton, L., M., Sullivan, K., Van Liere, A., Katx, P. ve Eto, J., (2003). "A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys", Available from World Wide Web: <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emp-pubsall.html>.

- [103] Sullivan, M.J., Vardell, T., Suddeth, B.N. ve Vojdani, A., (1996). "Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability", IEEE Transactions on Power Systems, 11:989-995.
- [104] Allan, R. N., (1995). "VOLL- Fact or fiction", Power Engineering Journal, 9:2-2.
- [105] Kariuki, K.K. ve Allan, R. N., (1997). "Evaluation of Lost Load", Proc. Inst. Electric Engineering, Generation, Transmission and Distribution, 143:171-180.
- [106] Reliability Test System Task Force, (1999). "The IEEE Reliability Test System-1996", IEEE Transactions on Power Systems, 14(3):1010-1020.
- [107] Sanghvi, A.P., (1983). "Optimal Electricity Supply Reliability Using Customer Shortage Costs", Energy Economics, 129-136.
- [108] Bazilian, M., F., O'Leary, Gallachoir, B.O. ve Howley, M., (2006). "Security of Supply in Ireland 2006", Sustainable Energy Ireland, Cork.
- [109] Lyons, S., J., Fitz Gerald, N., McCarthy, L., Malaguzzi, V. ve Tol, R.S.J., (2007). "Preserving Electricity Market Efficiency while Closing Ireland's Capacity Gap", Quarterly Economic Commentary, 2007, (Autumn), 62-82.
- [110] Malaguzzi Valeri, L. ve Richard .S.J.T., (2006), "Electricity Shortages in Ireland: Probability and Consequences", Quarterly Economic Review (winter), 1-7.
- [111] Richard S.J. T., (2007). "The Value of Lost Load", Working Paper No. Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, USA 214.
- [112] Bliem, M., (2005). "Eine Makroökonomische Bewertung zu den Kosten Eines Stromausfalls im Österreichischen Versorgungsnetz", IHSK: Carinthia, Austria.
- [113] De Nooij, M., Koopmans, C. ve Bijvoet, C., (2007). "The Value of Supply Security-the Costs of Power Interruptions: Economic Input for Damage Reduction and Investment in Networks", Energy Economics, 29:277-295
- [114] De Nooij, M. Lieshout, R. Koopmans, C., (2009). "Optimal blackouts: Empirical Results on Reducing the Social Cost of Electricity Outages Through Efficient Regional Rationing", Energy Economics 31:342-347.
- [115] O'Leary, F. Bazilian, M. Howley, M. Gallachóir, B.Ó., (2007). "Security of Supply in Ireland 2007", Sustainable Energy Ireland (SEI), Dublin, Ireland.
- [116] Growitsch, C., Malischek, R., Nick, S. ve Wetzels, H., (2013). "The Costs of Power Interruptions in Germany-An Assessment in the Light of the Energiewende", EWIWorking Paper; EWI, Cologne, Germany.
- [117] Lehtonen, M., Lemstrom, B., (1995). "Comparison of the Methods for Assessing the Customers' Outage Costs", In Proceedings of the 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No. 95TH8130), Jyväskylä, Finland, 21-23 November, 1-6.
- [118] Samdal, K., Kjolle, G.H., Singh, B. ve Kvitastein, O., (2006). "Interruption Costs and Consumer Valuation of Reliability of Service in a Liberalised Power Market", In Proceedings of the 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (IEEE Cat No. 06EX1495), Stockholm, Sweden, 822:826-832.

- [119] Kjolle, G.H., Samdal, K., Singh, B. ve Kvitastein, O.A., (2008). "Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results", IEEE Transactions on Power Systems, 23:1030-1038.
- [120] Reichl, J., Schmidthaler, M. ve Schneider, F., (2013). "The value of supply security: The costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector", Energy Economics, 36:256-61.
- [121] Kennelly T. ve Quigley, K., (2016). "The Value of Lost Load (VoLL)", Electricity North West/VoLL Methodology Statement v2/29 July 2016.
- [122] Council of European Energy Regulators (CEER), (2010). "Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances", Ref: C10-EQS-41-03.
- [123] TEİAŞ ve ENTSO-E, (2015). "Türkiye 31 Mart 2015 Sistem Çökmesi Raporu", Türkiye Proje Grubu ve European Network of Transmission System Operators for Electricity, Ankara, Türkiye.
- [124] UCTE, (2007). "Final Report - System Disturbance on 4 November 2006", February.
- [125] IEA, (2005). "Learning from the Blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets", December, OECD/IEA, Paris.
- [126] Bialek, J.W., (2004). "Recent Blackouts in US and Continental Europe: Is Liberalisation to Blame", Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0407.
- [127] Petermann, T., Bradke, H., Lüllmann, A., Poetzsch, M. ve Riehm, U., (2011). "Was bei einem Blackout geschieht. Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls", Berlin, Ed. Sigma, Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 33.
- [128] DTI, (2006). "Gas security of supply: the effectiveness of current gas security of supply arrangements", An energy review consultation, October.
- [129] TEİAŞ, (2017). "Aylık İşletme Faaliyet Raporları", Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı İşletme Faaliyetleri Raporları, Ankara, Türkiye.
- [130] SEO, (2003). "Gansch het raderwerk staat stil. De kosten van stroomstoringen", Report No. 685, Amsterdam.
- [131] Ajodhia, V., (2006). "Regulating Beyond Price-Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks", PhD-thesis, Delft University.
- [132] Richard S., Jose M., Ken S., Raiford S. ve Eric W., (2014). "Estimating the Value of Service Using Load Forecasting Models", LLC. Presented at the May 2014 Eastern Conference - Center for Research in Regulated Industries.
- [133] Bill M. ve Chad V. S., (2013). "Value of Lost Load Literature Review and Macroeconomic Analysis Prepared for Ercot by London Economics International LLC", Attorneys for Electric Reliability Council of Texas.
- [134] Gellerson M., (1979). "Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability Levels", Bell Journal of Economics, 10(1):353-365.
- [135] Billinton, R., Tollefson, G. ve Wacker, G., (1993). "Assessment of Electric Service Reliability Worth", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 15(2):95-100.

- [136] CPB, (2004). "Capacity to Spare? A Cost-Benefit Approach to Optimal Spare Capacity in Electricity Production", CPB document no. 60, The Hague.
- [137] Schröder, T. ve Kuckshinrichs, W., (2015). "Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security a Literature Review", *Frontiers in Energy Research*, December, 3(55).
- [138] Sanghvi, A.P., (1982). "Economic Costs of Electricity Supply Interruptions: US and Foreign Experience", *Energy Economics* 4(3):180-198.
- [139] Eimear, L. ve Richard S.J., (2010). "An Estimate of the Value of Lost Load for Ireland", *The Economic and Social Research Institute Working Paper No. 357*
- [140] SEO, (2004). "Op Prijs Gesteld, Maar Ook op Kwaliteit: De Prijs van Stroomonderbrekingen - op zoek naar ϕ ", Report No. 726, Amsterdam.
- [141] Sopio K., Jake D., (2014). "A Study of the Value of Lost Load", United States Agency for International Development (USAID) and Hydro Power And Energy Planning Project (HPEP).
- [142] ILEX, (2006). "Strategic Storage and Other Options to Ensure Long-Term Gas Security", A report to DTI, April.
- [143] Fischer S., Kubis A., Greve M. ve Rehtanz C., (2012). "Macro-Economic Calculation of the Value of Lost Load and the Costs Per Hour of Blackouts in Germany", *IEEE Power and Energy Student Summit 2012*, At Bielefeld, Germany.
- [144] Manuel, W., Abhishek, S., Constantinos, T., Mark H., Dražen, J. ve Tomislav, B., (2014). "Estimating the Socio-economic Costs of Electricity Supply Interruptions", *The European Commission's under the 7th Framework Program for Research, Rapid Response Energy Brief November 2014*.
- [145] Longo, A., Markandya A. and Petrucci M., (2006). "The Internalization of Externalities in the Production of Electricity: Willingness to Pay for the Attributes of a Policy for Renewable Energy", *FEEM Working. 132(06)*.
- [146] ÇSGB İstatistikler, (2017). "Asgari Ücretinin Net Hesabı ve İşverene Maliyeti", Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı, Ankara, Türkiye.
- [147] TBMM Kanunlar, (2003). "Çalışma Süresi Madde 63 İş Düzenlemesi", 4857 Nolu İş Kanunu, Ankara, Türkiye.
- [148] TÜİK, (2016). "Yıllık Gayrisafı Yurtiçi Hasıla Hesabı", Sayı:24921, Ankara, Türkiye.
- [149] EPIAŞ Raporlar, (2016). "Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı ve Tüketim Planı", Enerji Piyasaları İşletme A.Ş., İstanbul, Türkiye.
- [150] LLC, (2013). "Estimating the Value of Lost Load Briefing Paper Prepared for the Electric Reliability Council of Texas", Inc. by London Economics International June 17th.
- [151] Amin, M. ve Schewe, Ph. F. (2007). "Preventing Blackouts", *Scientific American*, May.
- [152] Böske, J., (2007). "Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Zugl", *Münster (Westf.), Univ., Diss., u.a: Lit-Verl (Umwelt- und Ressourcenökonomik, 25). Berlin*.

- [153] IMF, (2017). “World Economic and Financial Surveys World Economic Outlook Database”, The International Monetary Fund, <http://www.imf.org/en/Countries>
- [154] EPIAŞ, (2009). “Gün Öncesi Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılma”, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Altıncı Bölüm, İstanbul, Türkiye.
- [155] EPDK, (2013). “Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği”, 10.11.2004 Tarihli Ve 25639 Sayılı Resmi Gazete’de Yayımlanmıştır.



SİSTEM VERİLERİ

A-1 2016 Yılı Yan Hizmetler Piyasa Talimat Verileri

Ay	Gün	YAL2 Miktar	YAL2 Fiyat	YAT2 Miktar	YAT2 Fiyat	SMF	PTF	YAL2 TUTAR	YAT2 TUTAR	YAL2+ YAT2
Ocak	31	222,88	204,04	619,15	32,60	140,73	149,58	45476,36	20187,35	65663,72
Şubat	29	432,02	380,10	318,08	5,34	94,29	104,08	164211,10	1699,23	165910,34
Mart	31	336,97	293,89	371,78	4,21	107,93	108,98	99031,96	1563,83	100595,78
Nisan	30	218,62	194,42	574,25	5,98	108,14	118,48	42504,19	3435,08	45939,27
Mayıs	31	304,12	220,51	537,57	4,34	86,69	117,50	67061,04	2330,72	69391,76
Haziran	30	212,97	169,25	586,01	21,62	133,38	141,70	36045,99	12669,77	48715,76
Temmuz	31	262,98	191,65	549,72	26,41	135,31	135,06	50399,00	14516,52	64915,52
Ağustos	31	50,06	46,79	770,95	62,47	159,42	161,48	2342,74	48163,33	50506,08
Eylül	30	315,18	246,16	538,68	27,33	122,44	139,75	77582,53	14721,30	92303,82
Ekim	31	91,14	74,04	760,16	30,06	127,58	140,51	6747,91	22853,25	29601,16
Kasım	30	76,99	46,99	796,30	46,56	141,08	148,06	3617,47	37074,20	40691,67
Aralık	31	37,72	77,54	825,53	43,07	225,88	219,04	2924,58	35558,00	38482,58
	2016 ÜFE Yıllık Artış	2016 TÜFE Yıllık Artış	Dolar/TL	Yi- ÜFE Bazlı Reel Efektif Döviz Kuru	TÜFE Bazlı Reel Efektif Döviz Kuru	Elektrik Tüketimi	PTF Ağırlıklı Ortalama	SMF Ağırlıklı Ortalama	PTF Aritmetik Ortalama	SMF Aritmetik Ortalama
Ocak	5,94	9,58	2,9553	97,58	98,59	23,8	156,062	148,18	149,578	140,728
Şubat	4,47	8,78	2,97	99,01	99,74	21,30	108,961	93,623	104,085	94,291
Mart	3,80	7,46	2,82	99,77	100,67	22,30	112,677	109,539	109,123	108,221
Nisan	2,87	6,57	2,80	99,94	101,52	21,40	121,135	117,64	118,477	108,131
Mayıs	3,25	6,58	2,95	97,78	98,92	22,00	122,436	99,34	117,503	86,693
Haziran	3,41	7,64	2,88	98,49	100,18	23,00	151,093	146,101	141,699	133,381
Temmuz	3,03	8,05	2,99	98,05	100,92	24,40	141,923	145,765	135,059	135,314
Ağustos	3,96	8,79	2,96	97,26	99,65	26,30	168,414	170,257	161,477	159,419
Eylül	1,78	7,28	3,00	97,64	99,77	21,20	145,739	118,285	139,749	122,435
Ekim	2,84	7,16	3,09	95,48	98,30	21,80	145,075	131,556	140,505	127,578
Kasım	6,41	7,00	3,44	93,42	95,10	22,70	154,862	151,035	148,062	141,081
Aralık	9,94	8,53	3,53	90,91	92,02	25,20	227,96	252,309	219,04	225,848

A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri

YAL2 MALİYET	YAT2 MALİYET	DR maliyeti	DR Miktarı	YALMd,u,r	YATMd,u,r	NTH	KEYALTD(TL)
180179,64	4398,8	184578,44	639,5	1213,9	1549,57	Enerji_Fazlasi	539963,866
156637,25	4429,6	161066,85	574,5	434,5	451,5	Enerji_Fazlasi	193752,016
182711,595	1163	183874,595	534,5	434,5	435,87	Enerji_Fazlasi	203071,542
160679,84	7235,8	167915,64	497	719,5	1269,3	Enerji_Fazlasi	349693,5804
124801,92	16595,88	141397,8	537	625	1041,57	Enerji_Fazlasi	281638,73
145234,53	22209,65	167444,18	706	762,33	788,65	Enerji_Fazlasi	319905,9998
137935,98	37980	175915,98	816	874,15	375	Enerji_Acigi	347077,3134
133733,25	40803,75	174537	816	1192,12	428	Enerji_Acigi	414541,0712
87020,64	54821,2	141841,84	781	1605,57	559	Enerji_Acigi	553874,92
63199,25	66205,02	129404,27	781	1617,53	635	Enerji_Acigi	595999,62
52022,07	69796,465	121818,535	773,5	1270,38	665,5	Enerji_Acigi	499214,1
22514,415	89777,05	112291,465	870,5	1828,9	959	Enerji_Acigi	483848,44
114832,5	59296	174128,5	920,5	1686,1	772,73	Enerji_Acigi	571333,59
111949,992	43322,4	155272,392	837,9	1049,18	622,67	Enerji_Acigi	417899,53
5251,75	114731,6407	119983,390	770,73	175	2102,62	Enerji_Fazlasi	42097,73
48616,26	28419,49	77035,75	613	374	2382,17	Enerji_Fazlasi	95354,768
187099,11	4151,52	191250,63	609	561	2739,23	Enerji_Fazlasi	239970,65
205216,2	4203,84	209420,04	658	610	3083	Enerji_Fazlasi	261418,34
204240,555	815,25	205055,805	648,5	573,5	2583,83	Enerji_Fazlasi	245448,49
206591,415	84,75	206676,165	598,5	593,5	2798,5	Enerji_Fazlasi	254102,44
205844,5	2955	208799,5	710	610	2316,05	Enerji_Fazlasi	260879,32
67095,7	16383,55	83479,25	635	623,33	2936,43	Enerji_Fazlasi	160399,03
34507,025	55853,64	90360,665	749,5	297,5	2761,17	Enerji_Fazlasi	74558,972
11044,845	105109,1229	116153,967	923,43	220,5	2487,2	Enerji_Fazlasi	52944,42
1521,52	125404,16	126925,68	934	147,63	2206,37	Enerji_Fazlasi	28874,56
3120	130999,5	134119,5	977,33	747	1243,83	Enerji_Fazlasi	54361,13
1666,34	146359,68	148026,02	1021	1238,07	1127	Enerji_Acigi	152267,98
2698	107129,6	109827,6	919	377,67	950	Enerji_Fazlasi	73283,4
24230,68	80338,68	104569,36	954,5	584,5	807	Enerji_Fazlasi	130993,5
46897,92	59726,8	106624,72	891,5	878,5	783,87	Enerji_Acigi	194137,47
32476,29	60708,51	93184,8	862	287,8	700	Enerji_Fazlasi	69117,58
1520,76	148903,65	150424,41	811	362,3	735	Enerji_Fazlasi	83632,22
39598,38	62233,44	101831,82	654,5	218,92	726,75	Enerji_Fazlasi	77039,3556
120010,185	23006,91	143017,095	637,5	414,5	760,22	Enerji_Fazlasi	163366,59
192801,54	9830,16	202631,7	652,5	529,5	1044,93	Enerji_Fazlasi	228170,33
211370,55	6100,9	217471,45	652,5	557,5	1065	Enerji_Fazlasi	249488,336
203402,23	8516,2	211918,43	692,5	594,5	1296,67	Enerji_Fazlasi	265470,7814
168840,6	34721,09	203561,69	823	510	1352,25	Enerji_Fazlasi	229874,22
140866,03	43015,84	183881,87	823,5	800,9	450,65	Enerji_Acigi	280377,5578
138851,86	64705,68	203557,54	985	1145,17	627	Enerji_Acigi	380100,1832
72582,705	62559,52	135142,225	912,5	1128,95	637	Enerji_Acigi	306259,9998
69482,205	67005,49	136487,695	945,5	1516,75	670	Enerji_Acigi	398222,2203
84743,62	50874,39	135618,01	893,5	1486,5	552	Enerji_Acigi	450037,2932
85334,74	47062,17	132396,91	863,5	1403,73	574	Enerji_Acigi	406097,2555
22422	81195,47	103617,47	863	740,6	870,5	Enerji_Fazlasi	166811,38
24373,125	106205,05	130578,175	909,5	1228,75	768	Enerji_Acigi	307422,48
4427,475	155511,02	159938,495	968,5	1447,5	947	Enerji_Acigi	323885,09
6300	132884,1	139184,1	902	1314,38	738	Enerji_Acigi	297838,02
18445,77	123663,78	142109,55	845,5	1392,75	646	Enerji_Acigi	400897,6
72178,6	96099,96	168278,56	801	590	517	Enerji_Acigi	249145,072
79076,53	97611,36	176687,89	855	551,27	664,33	Enerji_Fazlasi	198401,6336
173640,97	30618,92	204259,89	802,5	524,5	467,15	Enerji_Acigi	198221,462
189278,5	16920,05	206198,55	720	575	1354,25	Enerji_Fazlasi	256910,722
102244,085	49938,9	152182,985	722,5	369,08	1247,38	Enerji_Fazlasi	166453,1212
23726,97	75082,7	98809,67	963,5	2839,53	770	Enerji_Acigi	554617,95
20904,56	58048,96	78953,52	802,5	834,5	1432,87	Enerji_Fazlasi	189524,98
31803,21	70548,32	102351,53	815	952	2134,25	Enerji_Fazlasi	238137,53
93347,52	27295,38	120642,9	713	1089	2231,92	Enerji_Fazlasi	345348,21
140679,56	13127,04	153806,6	728	1194	2391,58	Enerji_Fazlasi	406754,86
151188,99	6985,81	158174,8	678	1117	2242	Enerji_Fazlasi	380511,51
153791,7	4139,31	157931,01	639	1123,33	2191	Enerji_Fazlasi	382596,184
148547,7	6157,91	154705,61	659	1144,17	2117,35	Enerji_Fazlasi	389597,866

A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri (Devamı)

YAL2 MALİYET	YAT2 MALİYET	DR maliyeti	DR Miktarı	YALMd,u,r	YATMd,u,r	NTH	KEYALTD(TL)
139517,3	12039,57	151556,87	719	1110	2053,67	Enerji_Fazlasi	378000,28
79145,64	52691,77	131837,41	839	935,2	2516,83	Enerji_Fazlasi	300691,41
19434,25	60582,45	80016,7	736	1105	3380,17	Enerji_Fazlasi	250501,37
42610,86	45552,32	88163,18	613	745	2319,33	Enerji_Fazlasi	216349,04
102559,68	12590,64	115150,32	739	698	1484,92	Enerji_Fazlasi	222600,14
210538,88	6764,4	217303,28	772	812	1715,92	Enerji_Fazlasi	363576,066
152165,98	2951,2	155117,18	667	747	2377,68	Enerji_Fazlasi	277563,54
222653,6	691,2	223344,8	692	863,47	2508	Enerji_Fazlasi	366017,7613
164294,98	3514	167808,98	717	797	2871,35	Enerji_Fazlasi	296477,75
110980,53	10246,32	121226,85	647	639	2344,4	Enerji_Fazlasi	237758,84
91948,48	49802,82	141751,3	821	638,78	2638,67	Enerji_Fazlasi	232408,288
99972,6	16240,56	116213,16	782	610	998,98	Enerji_Fazlasi	216288,605
157608,18	1710,9	159319,08	632	762	1332,62	Enerji_Fazlasi	279370,74
192377,48	439,2	192816,68	632	762	1644,37	Enerji_Fazlasi	320699,81
185638,85	436,5	186075,35	613	784,67	1357,43	Enerji_Fazlasi	329516,736
177964,83	1804,6	179769,43	653	733	1206,33	Enerji_Fazlasi	306224,48
97365,31	12511,2	109876,51	673	1054,67	2344,83	Enerji_Fazlasi	379498,9
7171,71	100409,205	107580,915	870,5	1898,34	3176,58	Enerji_Fazlasi	394549,06
46816,25	83034,74	129850,99	998	556,2	3347,8	Enerji_Fazlasi	152605,41
46632,84	39154,64	85787,48	745	611,42	2825	Enerji_Fazlasi	154560,74
54236,61	35901,86	90138,47	725	559	2568,33	Enerji_Fazlasi	149825,75
73435	27280	100715	696,5	606,5	2367	Enerji_Fazlasi	176318,24
71995,52	27378,95	99374,47	663	588	2183,5	Enerji_Fazlasi	170784,51
51135,04	42646,17	93781,21	725	512	2515,08	Enerji_Fazlasi	141490,976
23490	58065,45	81555,45	695	394	2956,83	Enerji_Fazlasi	100982,49
18971,7	90722,34	109694,04	903	385	3127,68	Enerji_Fazlasi	95002,09
20700,875	62752,13	83453,005	895,5	341,47	1022,19	Enerji_Fazlasi	71075,32
13567,64	88337,75	101905,39	780,5	431,7	1763,32	Enerji_Fazlasi	108197,566
35484,54	42306,03	77790,57	627,5	405	753,92	Enerji_Fazlasi	99875,916
69127,24	34825,14	103952,38	654,5	572,17	1083	Enerji_Fazlasi	172953,982
90365,1	23534,55	113899,65	662,5	370	685	Enerji_Fazlasi	120485,32
138763,44	918,16	139681,6	650	558	1073,88	Enerji_Fazlasi	179560,6552
101995,38	9778,37	111773,75	661	498	1362	Enerji_Fazlasi	162376,68
106910,82	5969,005	112879,825	621,5	772	1579,5	Enerji_Fazlasi	208336,57
110085,375	18374,99	128460,365	700,5	787,5	1360,5	Enerji_Fazlasi	256327,21
72079,245	62122,21	134201,455	926,5	614,9	1205,37	Enerji_Fazlasi	195723,016
5229,18	121965,32	127194,5	955,5	535,68	851	Enerji_Fazlasi	107108,11
1091,2	128196,6	129287,8	948	405,28	917	Enerji_Fazlasi	86483,63
9303,72	111179,64	120483,36	930	374	1767,17	Enerji_Fazlasi	81806,27
14161,77	85802,64	99964,41	793	421	1889	Enerji_Fazlasi	94860,04
17626,21	72914,64	90540,85	781,5	458,5	1573,83	Enerji_Fazlasi	95363,18
9557,64	90272,02	99829,66	809	235,03	1065,55	Enerji_Fazlasi	53965,47
26010,24	67951,195	93961,435	800,5	512,74	798,75	Enerji_Fazlasi	105175,874
5166,88	105831,37	110998,25	729	606,5	754,33	Enerji_Fazlasi	127275,33
101164,55	25850	127014,55	650	816,58	275	Enerji_Acigi	296499,9666
106477,84	7965,715	114443,555	556,5	642,3	188,58	Enerji_Acigi	234155,854
190836,765	441,4	191278,165	550,5	530,5	558,32	Enerji_Fazlasi	232858,48
308043,4	1320	309363,4	943	1031,23	1033,17	Enerji_Fazlasi	434726,942
223208,61	20729,28	243937,89	894,5	1298,14	1279,47	Enerji_Acigi	412158,402
144720	49644,454	194364,454	930,63	1108	1116,42	Enerji_Fazlasi	420030,59
161112	35578,45	196690,45	911	1160	1111,75	Enerji_Acigi	453870,01
144720	47175	191895	911	1108	1490,08	Enerji_Fazlasi	434706,57
144720	47175	191895	911	1068,17	1587,67	Enerji_Fazlasi	421937,58
146340	47175	193515	917	1044,32	1588,75	Enerji_Fazlasi	412058,61
103243,2	79034,91	182278,11	924	967	1675,65	Enerji_Fazlasi	378811,13
59286,15	71479,76	130765,91	886	1530,22	1155,1	Enerji_Acigi	418922,55
55887,16	72185,55	128072,71	866	1582,57	1049	Enerji_Acigi	453018,4
50567,72	93520,89	144088,61	956	943,24	1238	Enerji_Fazlasi	273697,88
68153,26	56627,7	124780,96	878	832	1100	Enerji_Fazlasi	244469,9
85530,76	51200,1	136730,86	907	876,27	804,78	Enerji_Acigi	259431,2

A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri (Devamı)

YAL2 MALİYET	YAT2 MALİYET	DR maliyeti	DR Miktarı	YALMd,u,r	YATMd,u,r	NTH	KEYALTD(TL)
77700	47495	125195	857	553,4	518	Enerji_Acigi	162695,6
79450	45137,5	124587,5	846,5	465	578,18	Enerji_Fazlasi	136312,18
83385	38610	121995	678	327	776,92	Enerji_Fazlasi	123065,84
148972,56	16097,56	165070,12	617,5	550,33	1233,67	Enerji_Fazlasi	241997,55
190334,2	3360	193694,2	577	529	1304,05	Enerji_Fazlasi	233387,52
183099,42	6288,52	189387,94	605	531	779,64	Enerji_Fazlasi	233770,9
116091,03	16608,49	132699,52	514	817,12	261,03	Enerji_Acigi	268395,766
107452,8	30360	137812,8	612	2046,23	462	Enerji_Acigi	481974,792
23963,94	95212,8	119176,74	954	1632,9	1046,17	Enerji_Acigi	370023,8188
11700	113209,6	124909,6	1048	1582,12	1137,52	Enerji_Acigi	314815,91
16550	83862,4	100412,4	883,5	1167,5	2530	Enerji_Fazlasi	257316,84
12467,52	78582,24	91049,76	843	906,6	2166,37	Enerji_Fazlasi	197972,804
24291,52	60598,44	84889,96	811,5	372,17	1730,04	Enerji_Fazlasi	84147,62
125013,6	17820	142833,6	699	537	1352,08	Enerji_Fazlasi	190258,2
113606,4	14410	128016,4	619	488	1612,58	Enerji_Fazlasi	167201,906
133974,66	11174,548	145149,208	626,8	519	1466,63	Enerji_Fazlasi	180751,39
156294,48	367,84	156662,32	592	554	1427,62	Enerji_Fazlasi	181082,3
182957,222	0	182957,222	606,2	606,2	1379,45	Enerji_Fazlasi	194627,7
169302	1095	170397	630	698	818,4	Enerji_Fazlasi	237042,4
162701,22	3051,78	165753	616	768,83	353	Enerji_Acigi	281462,834
146175,705	5279,52	151455,225	628,5	1004,52	452,33	Enerji_Acigi	300655,326
76046,1	46210,5	122256,6	760	2733,58	1014,62	Enerji_Acigi	615554,4
7344,76	122314,48	129659,24	977	1676,83	1581,03	Enerji_Acigi	347135,49
9390,44	142763,84	152154,28	990	1725	2190,45	Enerji_Fazlasi	438873,675
2934,36	102182,4	105116,76	837	1719	2058,8	Enerji_Fazlasi	366998
23464,14	62639,6	86103,74	769,5	1783,5	2318,16	Enerji_Fazlasi	450521,42
20308,12	63629,9	83938,02	834	1772	2168,5	Enerji_Fazlasi	409518,176
21791	80219,2	102010,2	878	1762	2052	Enerji_Fazlasi	447333,4
26886,9	62250,1073	89137,0073	825,27	1798	2567,61	Enerji_Fazlasi	461326,015
18945,675	104430,51	123376,185	905,5	1887,58	3114,17	Enerji_Fazlasi	481363,49
5798,04	122884,02	128682,06	897	1793	2770	Enerji_Fazlasi	382244,87
20555,78	66183,84	86739,62	822	1806,13	2118,23	Enerji_Fazlasi	427150,004
20554,12	52288,74	72842,86	643	1597,82	1900,5	Enerji_Fazlasi	381124,836
20419,84	60754,26	81174,1	681	1214,97	1601,67	Enerji_Fazlasi	270412,0242
85563,45	38551,5	124114,95	735	1162,9	1382,18	Enerji_Fazlasi	414072,96
26792,825	67372,29	94165,115	753,5	674,5	1554,83	Enerji_Fazlasi	186114,23
81876,32	18791,0223	100667,342	582,73	888,33	1168,15	Enerji_Fazlasi	273759,65
187438,02	11108,99	198547,01	710	722,33	1171,5	Enerji_Fazlasi	304543,1607
192043,92	5583,1	197627,02	648	586	966,87	Enerji_Fazlasi	250410,9774
179897,41	12538,86	192436,27	698,5	584,5	627,74	Enerji_Fazlasi	249932,065
187124,16	16940	204064,16	762	608	356,33	Enerji_Acigi	259825,34
107200,17	57448,44	164648,61	908	1968,68	1006,58	Enerji_Acigi	639391,577
31810,48	85612,28	117422,76	1002,5	1873,1	2064	Enerji_Fazlasi	496954,58
40923,575	70059,55	110983,125	918,5	1532,18	1499	Enerji_Acigi	404125,412
55567,71	51429,55	106997,26	868	1371,68	1777	Enerji_Fazlasi	364425,15
26551,8	71423,04	97974,84	873	1019,23	2003,28	Enerji_Fazlasi	265720,972
31010	85211,25	116221,25	975	805,46	1029,95	Enerji_Fazlasi	216606,96
114211,02	44542,68	158753,7	826	749,6	1269,57	Enerji_Fazlasi	256608,102
148398,4	20790	169188,4	737	548	704,1	Enerji_Fazlasi	203634,748
180551,63	20513,135	201064,765	809,5	623	704,63	Enerji_Fazlasi	245348,402
213612,08	16661,6	230273,68	884,5	737	659,5	Enerji_Acigi	295074,754
204194,41	9640,54	213834,95	812	721	605	Enerji_Acigi	276690,799
208663,2	16058,54	224721,74	866	720	764	Enerji_Fazlasi	294797,89
209242,82	15948,55	225191,37	867	722	1416,83	Enerji_Fazlasi	296500,42
220152,366	20570	240722,366	946,67	1127,1	1181,65	Enerji_Fazlasi	356124,364
289,82	114435,75	114725,57	977	1428,83	1547,58	Enerji_Fazlasi	380601,88
39425,4	72059,4	111484,8	936	1556,27	1849,92	Enerji_Fazlasi	421164,81
46940,4	65356,72	112297,12	898	1363,88	1465	Enerji_Fazlasi	387219,196
77590,89	49520,32	127111,21	917,5	1827,5	1129,67	Enerji_Acigi	558889,8949
46225,63	64788,445	111014,075	913,5	2071,42	660,5	Enerji_Acigi	573322,688

A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri (Devamı)

YAL2 MALİYET	YAT2 MALİYET	DR maliyeti	DR Miktarı	YALMd,u,r	YATMd,u,r	NTH	KEYALTD(TL)
55966,4	61001,16	116967,56	890,5	1280,84	621	Enerji_Acigi	395338,314
166053,2472	15816,075	181869,322	755,22	1151,57	255,67	Enerji_Acigi	426778,02
167612,89	13143,805	180756,695	720,5	601	301,48	Enerji_Acigi	236724,8852
261849,075	5325,32	267174,395	803,5	727,5	76	Enerji_Acigi	301682,17
194517,99	9234,265	203752,255	722,5	639	761,83	Enerji_Fazlasi	262492,38
5741,84	132113,28	137855,12	936	1253,37	1268,87	Enerji_Fazlasi	195377,22
5186,335	132810,96	137997,295	912,5	2511,47	1887	Enerji_Acigi	495576,38
4837,47	141909,12	146746,59	959	1851	2440,88	Enerji_Fazlasi	408443,9
5409,6	146413,6	151823,2	1020	1820,17	2214,92	Enerji_Fazlasi	402203,68
54346,34	59030,04	113376,38	925	2001	3073,72	Enerji_Fazlasi	609830,7312
22145,795	79443,38	101589,175	953,5	1798,5	3033,47	Enerji_Fazlasi	440792,598
35193,645	76267,44	111461,085	1018,5	1898,5	2911,25	Enerji_Fazlasi	463952,448
50706,855	57901,4	108608,255	914,5	2006,5	3679,97	Enerji_Fazlasi	531796,645
57400,395	66788,59	124188,985	954,5	1969,77	3872,15	Enerji_Fazlasi	597532,4336
59755,38	66775,61	126530,99	967	1978,23	2642,82	Enerji_Fazlasi	595571,1768
13995,66	106994,39	120990,05	929	1789	3257,58	Enerji_Fazlasi	390553,17
100907,67	36731,07	137638,74	868	2027,23	2887	Enerji_Fazlasi	608953,746
95404,77	36406,69	131811,46	808	1697,2	2621	Enerji_Fazlasi	531409,2
112555,2	28212,4	140767,6	818	1501,12	2291,1	Enerji_Fazlasi	473600,24
86318,64	43545,68	129864,32	856	1401,83	2230	Enerji_Fazlasi	441465,67
95737,5	24255	119992,5	722	1212,58	1828	Enerji_Fazlasi	387278,41
180507,105	12210	192717,105	697,5	862,85	1703,25	Enerji_Fazlasi	332091,4425
149273,3	11108,99	160382,29	586	485	946,71	Enerji_Fazlasi	207879,39
144592,58	13353,87	157946,45	574	1679,79	1476,63	Enerji_Acigi	548517,9758
73855,6	53594	127449,6	702	1504,2	1207,58	Enerji_Acigi	459443,3229
7463,295	77755,64	85218,935	596,5	1409,55	1684,05	Enerji_Fazlasi	301702,37
2255,995	93082,77	95338,765	596	1525,2	1750	Enerji_Fazlasi	313885,86
77792,765	52181,76	129974,525	687,5	1986,5	2047,35	Enerji_Fazlasi	733357,4715
95282,13	39644,64	134926,77	694,5	2054,5	2167	Enerji_Fazlasi	776352,9324
100136,035	35575,2	135711,235	689,5	2073,33	2136,67	Enerji_Fazlasi	784220,9925
113350,905	31388	144738,905	692,5	2134,17	2247,58	Enerji_Fazlasi	808441,9436
77262,36	46166,695	123429,055	702,5	2047,5	2499,57	Enerji_Fazlasi	770797,6548
10338,92	82401,46	92740,38	675	1835	2133	Enerji_Fazlasi	390507,32
86300,55	35465,4	121765,95	638	2014	1976,57	Enerji_Acigi	749762,9423
109044,04	36560,07	145604,11	731	2162,66	2325	Enerji_Fazlasi	802256,2114
142376	25486,96	167862,96	729	1824,93	2030	Enerji_Fazlasi	698741,9852
159305,705	23014,4	182320,105	719,5	1703,93	2266,83	Enerji_Fazlasi	714745,7634
140124,96	37046,475	177171,435	781,5	1404	1859,33	Enerji_Fazlasi	593077,799
153456,92	23336,185	176793,105	730,5	1054,68	1555	Enerji_Fazlasi	460173,3086
164209,5	5719,48	169928,98	502	855	1951,05	Enerji_Fazlasi	404170,33
175421,52	4071,32	179492,84	515	911,23	692,73	Enerji_Acigi	393900,727
193036,76	28,8	193065,56	426	595,42	1973,82	Enerji_Fazlasi	259259,82
226500,75	0,6	226501,35	531	920,52	1731,65	Enerji_Fazlasi	377943,657
186777,81	1107	187884,81	601	1028,2	1846	Enerji_Fazlasi	425634,7184
188508,15	1353	189861,15	609	1297,7	1486,83	Enerji_Fazlasi	483411,8236
156793,49	11775,12	168568,61	599	1464	1605	Enerji_Fazlasi	546526,5024
156276,29	11976,72	168253,01	599	1433,25	1617	Enerji_Fazlasi	623746,4152
149492,35	17231,94	166724,29	629	1185,75	1646,92	Enerji_Fazlasi	525417,46
136588,21	26410,86	162999,07	669	1368,48	1901,42	Enerji_Fazlasi	590860,0524
137411,42	25956,28	163367,7	669	1743,5	1583,17	Enerji_Acigi	749005,608
134383,2	26952,64	161335,84	669	1360,45	931,8	Enerji_Acigi	590849,298
135734,61	15609,56	151344,17	569	1397,9	283	Enerji_Acigi	609933,8152
110619,7821	24097,5	134717,282	576,67	1239,67	373	Enerji_Acigi	539832,7304
105597,92	24742,48	130340,4	564	1151,17	358	Enerji_Acigi	491703,8296
95703,92	26734,4	122438,32	547	925,4	406,75	Enerji_Acigi	401200,462
102832,84	15616,96	118449,8	467	886,33	291	Enerji_Acigi	352865,7664
265581,3	7097,6547	272678,954	794,53	931,63	912,41	Enerji_Acigi	450683,754
269947,02	4179,62	274126,64	780	967,68	750	Enerji_Acigi	467913,914
281952,75	11328,97	293281,72	878	910,33	1671,72	Enerji_Fazlasi	439395,834
228895,87	39299,41	268195,28	1044	2305,62	1185,57	Enerji_Acigi	620189,4346

A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri (Devamı)

YAL2 MALİYET	YAT2 MALİYET	DR maliyeti	DR Miktarı	YALMd,u,r	YATMd,u,r	NTH	KEYALTD(TL)
7931,88	78337,34	86269,22	827	2333,6	1018,5	Enerji_Acigi	427705,82
13916,8	106660,8	120577,6	983	1258,92	823	Enerji_Acigi	271922,4298
53238,5	67977,87	121216,37	983	1371,65	671,75	Enerji_Acigi	368691,275
48506,7	69806,975	118313,675	977,5	996,6	647,5	Enerji_Acigi	263286,78
13916,8	109188	123104,8	1002,5	673,8	842,5	Enerji_Fazlasi	148356,6154
13916,8	104781,6	118698,4	968,5	229	808,5	Enerji_Fazlasi	50928,32
12764,96	93519,36	106284,32	817,5	1078,5	826,67	Enerji_Acigi	212168,78
97312,5	36190	133502,5	761,5	981,83	522,75	Enerji_Acigi	326701,89
106211,025	28635	134846,025	712,5	775,2	532,35	Enerji_Acigi	267614,06
113090,46	24032,91	137123,37	702,5	567,5	905,43	Enerji_Fazlasi	196012,255
139443,86	14258,76	153702,62	732,5	682,5	810,97	Enerji_Fazlasi	234237,773
134860,66	14258,76	149119,42	712,5	662,5	470,1	Enerji_Acigi	229016,295
116637,35	23460	140097,35	713	583	521,17	Enerji_Acigi	201379,31
123998,64	40398,13	164396,77	886	877,25	888	Enerji_Fazlasi	297224,609
72685,735	45483,79	118169,525	825,5	1358,77	598,7	Enerji_Acigi	363443,12
78734,67	24850,1	103584,77	674,5	815,5	955,76	Enerji_Fazlasi	235525,648
85307,625	29306,385	114614,01	734	769,15	1137,17	Enerji_Fazlasi	212509,9198
88719,93	21043,53	109763,46	684	747	1713,57	Enerji_Fazlasi	211810,4654
92214,46	22709,9	114924,36	718	767	2147,67	Enerji_Fazlasi	227577,07
86790,08	43041,8	129831,88	858	736	2086,58	Enerji_Fazlasi	218408,7
85619,43	48124,01	133743,44	920	1139,63	2240,33	Enerji_Fazlasi	253980,4058
16855,14	88512,64	105367,78	1069	2724,72	2543,7	Enerji_Acigi	407167,64
45784,31	66220,5	112004,81	975,17	1100,34	1503,13	Enerji_Fazlasi	253114,036
127031,8	40000,32	167032,12	846,5	1116,77	1459	Enerji_Fazlasi	400659,7146
166550,09	10780	177330,09	766,5	898,69	1090,5	Enerji_Fazlasi	331439,0232
200569,275	4179,62	204748,895	756,5	718,5	866,07	Enerji_Fazlasi	266987,95
204966,45	3039,62	208006,07	701	663	1393,56	Enerji_Fazlasi	265277,51
208057,95	3039,62	211097,57	711	673	1408,42	Enerji_Fazlasi	269319,84
189508,95	9038,87	198547,82	726	832,02	1472	Enerji_Fazlasi	299515,3924
67816	50521,37	118337,37	766	1822,01	1845,56	Enerji_Fazlasi	451925,4784
62230,08	50182,8	112412,88	884	569,37	701,17	Enerji_Fazlasi	177481,346
74787,56	76166,5686	150954,128	835,67	1245,8	862,67	Enerji_Acigi	475373,83
87873,75	44982,71	132856,46	701,5	1014,18	634,25	Enerji_Acigi	394615,895
140930,37	23643,555	164573,925	681,5	604,38	240,5	Enerji_Acigi	241843,5458
186751,35	11426,7	198178,05	680,5	557,5	341,68	Enerji_Acigi	222581,28
259494,69	3040	262534,69	759,5	721,5	658,23	Enerji_Acigi	324356,13
275574,075	3420,38	278994,455	783,5	745,5	740	Enerji_Acigi	350117,74
309088,47	2660	311748,47	792,5	754,5	731	Enerji_Acigi	353092,5594
355483,44	1,25	355484,69	858,5	733,5	1653,33	Enerji_Fazlasi	359714,414
286838,07	10492	297330,07	908,5	664,5	1444,2	Enerji_Fazlasi	326114,87
196004,16	29064,6	225068,76	908	506	1652	Enerji_Fazlasi	238622,41
143137,08	50319,63	193456,71	1045	388	1551,78	Enerji_Fazlasi	177594,67
54727,12	76437,41	131164,53	1012,5	191,17	1140,25	Enerji_Fazlasi	76291,99
54600,16	72850,6	127450,76	972	717,4	788	Enerji_Fazlasi	142945,8275
53238,56	81677,3	134915,86	1002	778	818	Enerji_Fazlasi	277648,3536
55032,56	73656,75	128689,31	1001,5	1302,97	817,5	Enerji_Acigi	490704,7493
54896,4	69719,7	124616,1	951,5	1564	767,5	Enerji_Acigi	581156,0983
5957,23	125610,96	131568,19	928,5	1477,08	1010,92	Enerji_Acigi	544487,94
13128,38	148010,88	161139,26	865	1673,23	832,83	Enerji_Acigi	400270,3892
66288,42	61714,29	128002,71	717	1177,08	586,17	Enerji_Acigi	540092,168
87668,4	47282,4	134950,8	656	763,17	489,83	Enerji_Acigi	332995,954
106764,7	41352,2	148116,9	699	407	526,1	Enerji_Fazlasi	177659,842
102282,81	47278,42	149561,23	699	373,5	887	Enerji_Fazlasi	172221,62
81891,8	54410,4	136302,2	699	241	943,33	Enerji_Fazlasi	111490,96
36891,96	86377,27	123269,23	729	264,67	1170,52	Enerji_Fazlasi	106071,3808
5690,4	149356,5255	155046,925	753,05	1049,36	1550,38	Enerji_Fazlasi	172990,9768
37932	81294,15	119226,15	657	1067,6	938,25	Enerji_Acigi	380799,66
30029,5	87142,65	117172,15	637	880	1299	Enerji_Fazlasi	319832,62
25289,6	87138,18	112427,78	607	918,6	1387	Enerji_Fazlasi	333845,1
40692,4	83898,68	124591,08	684	970	1222	Enerji_Fazlasi	352323,49

A-2 2016 Yılı Ocak Ayı Saatlik Döner Rezerv Etki Parametreleri (Devamı)

YAL2 MALİYET	YAT2 MALİYET	DR maliyeti	DR Miktarı	YALMd,u,r	YATMd,u,r	NTH	KEYALTD(TL)
22572,6	91171,08	113743,68	584	860	1263,33	Enerji_Fazlasi	312557,71
21196,8	130988,88	152185,68	754	1383,33	1326,02	Enerji_Acigi	461701,71
33367,4	99790,07	133157,47	699	1572,1	479	Enerji_Acigi	559698,5
43224	71024,8	114248,8	625	1124,8	505,93	Enerji_Acigi	408287,84
39622	71024,8	110646,8	605	930	598	Enerji_Acigi	343757,03
25198,2	113305,15	138503,35	695	890	515	Enerji_Acigi	321545
30740,6	120047,15	150787,75	765	930	653,33	Enerji_Acigi	333989,48
30654,8	126217,52	156872,32	792	1178,23	853,83	Enerji_Acigi	404179,6
18509,0213	108346,55	126855,571	705,27	1108,89	651,92	Enerji_Acigi	360303,5348
7501	97304,26	104805,26	629	810	988,43	Enerji_Fazlasi	193251,9
7501	100983,06	108484,06	649	810	1652,25	Enerji_Fazlasi	204323,9
7485	110460	117945	700	810	1330	Enerji_Fazlasi	211676,77
8318,2	107063,1	115381,3	680	820	1589,67	Enerji_Fazlasi	211396,215
7500	120119,35	127619,35	753	1317,76	1961,5	Enerji_Fazlasi	254794,18
1500	129060	130560	737	1078	717	Enerji_Acigi	177357,8
91669,17	64400,38	156069,55	807	740,07	452,17	Enerji_Acigi	281725,5838
106397,26	40004,4	146401,66	727	409	777,75	Enerji_Fazlasi	150959,1136
101194,46	45036,4	146230,86	747	389	1463	Enerji_Fazlasi	145131,6184
86439,9459	51806,18	138246,125	716,33	358,33	1486	Enerji_Fazlasi	138483,8918
84140,41	43123,58	127263,99	647	349	1660,58	Enerji_Fazlasi	126142,57
138580,75	18450	157030,75	631	386,67	2066,37	Enerji_Fazlasi	159726,156
125502,3	43251,52	168753,82	801	494	2557,65	Enerji_Fazlasi	211783,825
44506,88	101407,2	145914,08	798	257,17	2355,37	Enerji_Fazlasi	102121,16
44504,7	112778,25	157282,95	863	261,33	2329,42	Enerji_Fazlasi	102847,01
6360,8	142552,08	148912,88	872	90	2264,92	Enerji_Fazlasi	26391,35
33232,08	91474,98	124707,06	805	161	2248,33	Enerji_Fazlasi	61479,43
36994,1	69052,5	106046,6	825	257,17	2013	Enerji_Fazlasi	90870,7705
5367	101647,7	107014,7	674	70	1931,83	Enerji_Fazlasi	20218,71
5367,6	96675,36	102042,96	644	119,33	1434,5	Enerji_Fazlasi	16878,63

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Mehmet Rıda TÜR
Doğum Tarihi ve Yeri :25.02.1983, Batman
Yabancı Dili :İngilizce
E-posta :ridatr@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Doktora	Elektrik Mühendisliği	Yıldız Teknik Üniversitesi	2018
Y. Lisans	Elektrik Eğitimi	Fırat Üniversitesitesi	2010
Lisans	Elektrik Öğretmenliği	Marmara Üniversitesi	2005
Lise	Elektrik Bölümü	Batman Teknik Lisesi	1999

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2010	Mardin Artuklu Üniversitesi Midyat Meslek Yüksekokulu Elektrik ve Enerji Bölümü	Öğretim Görevlisi
2010	Mardin Artuklu Üniversitesi Midyat Meslek Yüksekokulu Elektrik ve Enerji Bölümü	Bölüm Başkanı
2009-2010	Batman Üniversitesi Meslek Yüksekokulu Elektrik Bölümü	Öğretim Görevlisi (Dışardan)

YAYINLARI

Makale

1. Hossain, E., Tür, M. R., Sanjeevaikumar, P., Ay, S. & Khan, I., (2018). “Analysis and Mitigation of Power Quality Issues in Distributed Generation Systems Using Custom Power Devices”, IEEE Access, vol.6 pp.16816-16833, DOI:10.1109/ACCESS.2018.2814981.
2. Shobole, A., Baysal, M., Wadi, M., & Tur, M. R., (2017). “Protection Coordination Practice in Electrical Substation Part-1 Overcurrent and Earth Fault Protection Case Study of Siddik Kardesler Substation (SKS)”, Istanbul, Turkey, Gazi University Journal of Science GU J Sci 30(4): 180-198.
3. Shobole, A., Baysal, M., Wadi, M. & Tur, M. R., (2017). “Protection Coordination in Electrical Substation Part-2 Unit Protections (Differential and Distance Protection)”, Gazi University Journal of Science GU J Sci 30(4): 163-178.
4. Tur, M. R., Ay, S., Erduman, A., Shobole, A., & Wadi, M., (2017). “Impact of Demand Side Management on Spinning Reserve Requirements Designation”, International Journal of Renewable Energy Research Vol.7, No.2, 2017.
5. Shobole, A., Baysal, M., Wadi, M. & Tur, M. R., (2017). “Effects of Distributed Generations’ Integration to the Distribution Networks Case Study of Solar Power Plant”, International Journal of Renewable Energy Research Vol.7, No.2.
6. Tür, M. R., & Aydoğmuş Z., (2014). “İletim Hatları için Bulanık Mantık-Tabanlı Direk Tipi Seçimi”, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi Part: C, Tasarım ve Teknoloji, 2(4), 299-308. (Yayın No: 1352492).

Bildiri

1. Tür M. R., (2018). “Supply Reliability and Ancillary Service Requirements in Power Systems” International Engineering and Technology Symposium’18, Batman, Turkey.
2. Tür M. R., Wadi, M., Shobole, A., Hossain, E., Çakmak, F., (2018). “Power Quality Analysis and Solution Methods in Energy Systems” International Engineering and Technology Symposium’18, Batman, Turkey.
3. Ozhan, D., Tür M. R. and Yılmaz, Ü., (2018). “Sabit Gerilim Maksimum Güç Noktası İzleme Yönteminin Piezoelektrik Enerji Üreteceği Uygulanması” International Engineering and Technology Symposium’18, Batman, Turkey.

4. Tür, M. R. & Ozhan, D., (2018). “Capacity Mechanism Regulations and Evaluation In Electricity Market”, Sözlü Sunum, 1.Uluslararası İksad S. Bilimler Kongresi, ISBN 978-605-9885-61-411 Mart 2018, Mardin pp. 304-305.
5. Ozhan D. & Tür, M. R., (2018). “Model Of Piezoelectric Energy Harvester And Wind Energy Application”, Sözlü Sunum, 1.Uluslararası İksad S. Bilimler Kongresi, ISBN 978-605-9885-61-411, 11 Mart 2018, Mardin pp. 306-307.
6. Tür, M. R. & Bayındır, R., (2017). “Enerji Arz Güvenirligine Bagli Ortalama Kayıp Yük Degerinin Hesaplanması”, Sözlü Sunum, Elektrik Elektronik Mühendisligi Kongresi 2017, 16 Aralık 2017, 18 Aralık 2017, 978-605-01-1128-6, 256 - 263.
7. Shobole, A., Wadi, M., Tür, M. R. & Baysal, M., (2017). “Real Time Active Power Control In Smart Grid”, Tam Metin Bildiri, Renewable Energy Research And Applications (ICRERA), 05 Kasım 2017, 08 Kasım 2017, 2572-6013.
8. Tür, M. R., Shobole, A., Wadi, M. & Bayındır, R., (2017). “Valuation Of Reliability Assessment For Power Systems In Terms Of Distribution System, A Case Study”, Sözlü Sunum, 6th International Conference On Renewable Energy Research And Applications (ICRERA), 05 Kasım 2017, 08 Kasım 2017. 10.1109/ICRERA.2017.8191227.
9. Tür, M. R., Çetiner, C. & Özhan D., (2017). “Hibrid Bir Sistem ile Kontrol Edilen Akıllı Bir Evin Elektrik Tüketimi ve Maliyet Analizi, Durum Çalışması”, Sözlü Sunum, International Conference On Multidisciplinary, Science, Engineering And Technology, 27 Ekim 2017, 29 Ekim 2017, 978-605-82480-3-8, 408 - 413.
10. Tür, M. R., Ay, S., Wadi, M. & Shobole, A., (2017). “Obtaining Optimal Spinning Reserve ad Unit Commitment Considering The Socio-economic Parameters”, Sözlü Sunum, V. European Conference On Renewable Energy Systems, 27 Agustos 2017, 30 Agustos 2017, Herzegovina, Bosnia 978-605-86911-5-5, 293 - 300.
11. Tür M. R., & Bouchiba N., (2016). “Techno-economic energy analysis of solar/wind/diesel generator hybrid system: Case study for Southeast Region of Turkey, Mardin”, Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), 17th International Conference on Sousse, Tunisia, STA'2016 DOI: 10.1109/STA.2016.7952030.
12. Tür M. R., Erduman A., Shobole A. & Wadi M., (2016). “Determining the Most Appropriate Spinning Reserve Depending on Demand”, Renewable Energy

- Research and Applications (ICRERA), 2016 IEEE International Conference on Birmingham, UK, DOI: 10.1109/ICRERA.2016.7884497.
13. Wadi, M., Tür, M. R., & Tanrioven, M. (2015). “Optimization Of Distributed Generation Using Homer Software and Fuzzy Logic Control”, ECRES - 3. European Conference on Renewable Energy Systems, Antalya, Turkey.
 14. Tür, M. R., & Aydoğmuş Z., (2011). “Enerji İletim Hatlarındaki Kısa Devre Arıza Tiplerinin Bulanık Mantık ile Tespiti”, 6 th International Advanced Technologies Symposium (IATS’11), 16-18 May 2011, Elazığ, Turkey

Kitap Bölümü

1. E. T. Karagöl & M. R. Tür, (2017). “Türkiyede Elektrik Enerjisi, ISBN: 978-975-2459-40- 3, Ankara, Türkiye: Seta Yayınları, 01 Aralık 2017, Rapor.
2. Tür, M. R. & Çakmak, F., (2017) “Bilim Tarihinde İlk Sibernetik ve Otomatik Kontrol Sistemleri”, 3. Genç Akademisyenler Sempozyumu Bildiriler Kitabı. ISBN 978-605-66263-2-6 pp. 248-261

Ödüller

1. 6.Uluslararası Robot Yarışması, Jüri Mansiyon Ödülü, Millî Eğitim Bakanlığı Erkek Teknik Öğretim Genel Müdürlüğü ile Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı (JICA) iş birliğinde 15-16 Mayıs 2012.Ankara