

ELEKTRİK ŞEBEKE YÖNETMELİĞİ

BİRİNCİ KISIM Genel Esaslar

BİRİNCİ BÖLÜM

Amaç, Kapsam, Dayanak ve Tanımlar

Amaç: –Madde 1

(1) Bu Yönetmeliğin amacı; elektrik iletim sisteminin güvenilir ve düşük maliyetli olarak planlanması, işletilmesi ve sistem kararlılığının sağlanmasında uygulanacak standartlara ilişkin usul ve esasların belirlenmesi ile tüketicilere kaliteli ve yeterli elektrik enerjisi arz edilebilmesi için uygulanacak arz güvenilirliği ve kalitesi koşullarının belirlenmesidir.

Kapsam: –Madde 2

(1) Bu Yönetmelik, TEİAŞ, iletim sistemi kullanıcıları ve dağıtım sistemine bağlı olan ancak iletim sistemini etkileyen diğer kullanıcıların yükümlülüklerini, uymaları gereken tesis tasarım ve işletme kurallarını ve iletim sisteminin planlanması ve sistem güvenliğine ilişkin koşulların dikkate alınarak işletilmesi için uyulması gereken hususları kapsar.

Dayanak: –Madde 3

(1) Bu Yönetmelik, 14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa dayanılarak hazırlanmıştır.

Tanımlar: –Madde 4

(1) Bu Yönetmelikte geçen;

a) Acil durum: Bu Yönetmelik, TEİAŞ'ın lisansı ve ilgili mevzuatın diğer hükümleri çerçevesinde, sistem kararlılığı ve emniyeti açısından tehlike arz eden durumları,

b) Acil durum bildirimi: Acil durumlarda iletim sisteminin işletme güvenliğini korumak için üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere ve/veya diğer kullanıcılara yükümlülükler getiren ve telefon, faks, paks, PYS gibi iletişim araçları kullanılarak MYTM ve/veya BYTM tarafından iletilen bildirimi,

c) Ada: İletim sisteminin geri kalan kısmı ile elektriksel bağlantısı olmayan, bağımsız çalışan alt sistemlerini,

ç) Ana bara: Fiderlerin kendi kesicisi ve ayırıcıları ile bağlı olduğu barayı,

d) Ana enterkonnekte sistem: Kullanıcı devreleri hariç olmak üzere, iletim sisteminin 400 kV ve 154 kV elemanlarını,

e) Anlık talep kontrolü: Sistem frekansının TEİAŞ tarafından belirlenen frekans kademesine düşmesi halinde anlık talep kontrol hizmetine ilişkin yan hizmet anlaşması kapsamında yer alan tüketim tesislerinin yüklerinin anlık talep kontrol röleleri ile otomatik olarak kesilmesini,

f) Anlık talep kontrol rölesi: Frekansın önceden belirlenen işletme değerlerinin altına düşmesi durumunda anlık talep kontrol hizmeti sağlamak amacıyla tüketim tesislerinin yüklerinin kesilmesi için kesicilere açma kumandası veren teçhizatı,

g) Arz kapasitesi kaybı: Elektrik üretim ve iletim sisteminde, ortaya çıkan arz kapasitesindeki azalmayı,

ğ) Aşırı ikazlı çalışma: Sistem geriliminin belirlenen işletme değerlerinin altına düşmesi durumunda senkron kompansatörlerin ve/veya jeneratörlerin ikaz akımlarının artırılmasını,

h) Ayırıcı: Yüksüz elektrik devrelerini açıp kapamak için kullanılan teçhizatı,

ı) Azami primer rezerv kapasitesi: 200 mHz'lik basamak frekans değişimi durumunda **en geç 30** saniye içerisinde gerçekleştirilebilecek azami çıkış gücü değişimini,

i) Bağlantı anlaşması: Bir üretim şirketi, dağıtım şirketi ya da tüketicinin iletim sistemine ya da dağıtım sistemine bağlantı yapması için yapılan genel ve özel hükümleri içeren anlaşmayı,

j) Bağlantı noktası: Kullanıcıların bağlantı anlaşmaları uyarınca sisteme bağlandıkları saha veya irtibat noktasını,

k) Bağlantı talebi: Kullanıcının, tesis ve/veya teçhizatının iletim sistemindeki belli bir noktaya bağlanmasına ilişkin isteğini,

l) Bara: Aynı gerilimdeki elektrik enerjisinin toplandığı ve dağıtıldığı düzeneği,

m) Bara kuplajı: Aynı gerilim seviyesindeki farklı iki baranın yalnızca ayırıcı ya da kesicili tam bir fiderle ve gerektiğinde seri reaktör yardımı ile birbirine bağlanmasını,

n)

o) Besleme noktası: İletim ve/veya dağıtım sistemi üzerinde müşterilere elektrik enerjisi sağlanan noktayı,

ö) Blok: Kombine çevrim üretim tesisleri için, birlikte yük alabilen ve yük atabilen birden çok gaz türbini ve jeneratörü ile bunların beslediği buhar türbin ve jeneratörünü,

p) Bölgesel kapasite kiralama: Sistem güvenilirliğinin muhafaza edilmesini teminen ve yeterli kapasite olmaması nedeniyle oluşabilecek bölgesel sistem ihtiyaçlarını karşılamak üzere, yeni üretim tesislerinin kapasitelerinin ve/veya mevcut üretim tesislerine eklenen ünitelerin kapasitelerinin TEİAŞ tarafından düzenlenen ihaleler vasıtasıyla kiralınmasını,

r) Bölgesel Yük Tevzi Merkezi (BYTM): TEİAŞ bünyesinde yer alan Türkiye elektrik enterkonnekte sisteminin sınırları belirlenmiş bir bölgesinin üretim, iletim ve tüketim yönünden güvenli, kaliteli ve ekonomik olarak işletmesini yapan, işletme manevralarının koordinasyonunu MYTM ile koordineli olarak yapan/yaptıran kontrol merkezini,

s) Çaprazlama: İletim hattının faz empedanslarının dengelenebilmesi için iletkenlerin, hattın uzunluğunun yaklaşık **1/3** ve **2/3 oranındaki** noktalarında birbirleri ile yer değiştirmesini,

ş) Çok devreli hatlar: Aynı gerilimli birden fazla hattın aynı direk üzerinde bulunduğu hatları,

t) Dağıtım: Elektrik enerjisinin 36 kV ve altındaki hatlar üzerinden naklini,

u) Dağıtım bölgesi: Bir dağıtım lisansında tanımlanan bölgeyi,

ü) Dağıtım sistemi: Bir dağıtım şirketinin, lisansında belirlenmiş dağıtım bölgesinde işlettiği elektrik dağıtım tesisleri ve şebekesini,

v) Dağıtım sistem işletmecisi: Bağlı bulunduğu dağıtım bölgesi sınırları içerisinde dağıtım sisteminin işletiminden sorumlu dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiyi,

y) Dağıtım şirketi: Belirlenen bir bölgede elektrik dağıtımı ile iştigal eden tüzel kişiyi,

z) Dağıtım tesisi: İletim tesislerinin ve dağıtım gerilim seviyesinden bağlı üretim ve tüketim tesislerine ait şalt sahalarının bittiği noktadan sonraki nihayet direğinden itibaren, alçak gerilim seviyesinden bağlı tüketicilerin yapı bina giriş noktalarına kadar, bina giriş ve sayaç arası hariç, elektrik dağıtımı için teçhiz edilmiş tesis ve teçhizat ile dağıtım şirketince teçhiz edilen ya da devralınan sayaçları,

aa) Dalgalı yük: Farklı genliklerde kesintili akım çeken ve şebeke geriliminin dalga şeklini bozan değişken empedanslı yükü,

bb) Dengeleme: Elektrik enerjisi arz ve talebini dengede tutmak amacıyla yürütülen faaliyetleri,

cc) Dengeleme birimi: Dengeleme ve uzlaştırma işlemlerini düzenleyen ilgili mevzuatta tanımlanan, dengelemeye katılabilecek bir üretim veya tüketim tesisini ya da üretim veya tüketim tesisinin bir bölümünü,

çç) Dengeleme güç piyasası: Arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi amacına hizmet etmek üzere, 15 dakika içerisinde gerçekleştirilebilen çıkış gücü değişimi ile elde edilen yedek kapasitenin alış-satışının gerçekleştiği ve sistem işletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını,

dd) Dengeleme mekanizması: İkili anlaşmaları tamamlayıcı nitelikte ve gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ile gerçek zamanlı dengelemeden oluşan faaliyetleri,

ee) Devre dışı olma: Tesis ve/veya teçhizatın bir parçasının bakım, onarım veya bir arıza nedeniyle otomatik veya elle devre dışı olmasını,

ff) Düşük frekans rölesi: Frekansın önceden belirlenen işletme değerlerinin altına düşmesi durumunda tüketim tesislerinin yüklerinin kesilmesi için kesicilere açma kumandası veren teçhizatı,

gg) Düşük ikazlı çalışma: Sistem geriliminin bu Yönetmelikte belirlenen işletme değerlerinin üstüne çıkması durumunda senkron kompensatörlerin ve/veya jeneratörlerin ikaz akımlarının düşürülmesini,

ğğ) Ekip şefi veya sorumlusu: Teçhizat üzerinde yapılacak bir çalışmadan önce gerekli güvenlik önlemlerini alan veya aldırılan, teçhizat üzerinde yapılacak çalışmaları yürüten, çalışmaların bitiminde de bu önlemlerin kaldırılmasını sağlayan ve teçhizatın tekrar servise alınabileceğini ilgili birimlere bildiren personeli,

hh) Elektrik kesme: Tesis ve/veya teçhizatın elektriginin kesici ve ayırıcılar yardımı ile her yönden kesilmesini,

ıı)^[2] Elektrik depolama tesisi: Elektrik enerjisini depolayabilen ve depolanan enerjiyi sisteme verebilen tesisi,

ii) Enerji iletim hattı (EİH): Yüksek Gerilim (YG) enerji iletiminde kullanılan havai hatlar ve/veya güç kablolarından oluşan tesisi,

jj) Enterkonneksiyon: İletim ve dağıtım sistemlerinin toplamından oluşan ulusal elektrik sisteminin diğer bir ülkeye ait elektrik sistemine bağlanmasını,

kk) ENTSO-E : Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Birliğini,

ll) Faz dengesizliği: Elektrik sisteminde belli bir noktada faz gerilimleri arasındaki genlik ve faz açılarının birbirlerinden farklı olmasını,

mm) Fider: Bir merkez barasından kullanıcıya enerji taşıyan hat veya kablo çıkışlarını,

nn) Fliker: Yükteki dalgalanmalar nedeniyle ortaya çıkan ve aydınlatma armatürlerinde kırışmaya yol açarak rahatsızlık hissi yaratan 50 Hz altındaki gerilim salınımlarını,

oo) Fliker şiddeti: Fliker gerilim salınımlarının uluslararası standartlara göre tanımlanan ve bu standartlara göre ölçülen düzeyini,

öö) Frekans: Sistemdeki alternatif akımın Hertz olarak ifade edilen bir saniyedeki devir sayısını,

pp) Gerçek zamanlı dengeleme: Aktif elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengede tutmak amacıyla, sistem işletmecisi tarafından yürütülen faaliyetleri,

rr) Gerilim ani değişimleri: Bir anahtarlama işleminin ardından, geçici rejim şartları sönmüldikten sonra ve gerilim regülatörleri ve statik VAR kompensatörlerinin çalışmasını takiben, kademe ayarları ve diğer anahtarlama işlemleri yapılmadan önce gerilimde ortaya çıkan değişimi,

ss) Gerilim dalga şekli bozulması: Gerilimin sinüsoidal şeklinde meydana gelen bozulmayı,

şş) Gerilim regülatörü: Jeneratörlerin çıkış gerilimini ayarlayan teçhizatı,

tt) Güç faktörü: Aktif gücün görünen güce olan oranını,

uu) Güç kalitesi ölçüm periyodu: IEC 61000-4-30'da tanımlanan **bir haftalık** kesintisiz ölçüm zamanını,

üü) Güç sistemi dengeleyicileri: İkaz seviyesi, hız, frekans, güç veya bunların kombinasyonunu girdi değişkenleri olarak kullanıp, gerilim regülatörü yoluyla güç salınımlarını azaltacak şekilde senkron jeneratörü ve türbini kontrol eden teçhizatı,

vv) Gün öncesi piyasası: **Bir gün** sonrası teslim edilecek uzlaştırma dönemi bazında elektrik enerjisi alış-satış işlemleri için kurulan ve piyasa işletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını,

yy) Güvenlik kuralları: İlgili tesis ve/veya teçhizat üzerinde çalışan kişilerin sistemin bakım, onarım ve işletilmesi esnasında ortaya çıkabilecek tehlikelerden korunabilmeleri için TEİAŞ veya kullanıcı tarafından düzenlenen kuralları,

zz) Harmonik: Doğrusal olmayan yükler veya gerilim dalga şekli ideal olmayan jeneratörlerden dolayı bozulmaya uğramış bir alternatif akım veya gerilimde ana bileşen frekansının tam katları frekanslarda oluşan sinüsoidal bileşenlerin her birini,

aaa) Harmonik gerilim değeri: Bozulmaya uğramış gerilim dalga şeklindeki harmonik bileşenlerin etkin değerini,

bbb) Harmonik içerik: Bozulmaya uğramış alternatif akım veya gerilim dalgasında harmoniklerin toplam etkisini ifade eden ve dalga şeklinin etkin değeri ile ana bileşenin etkin değeri arasındaki farka neden olan bozulmayı,

ccc) Harmonik sınırları: İletim ve dağıtım sistemine bağlı üretim tesisi ve teçhizat üzerinde, uluslararası standartlarla belirlenmiş olan ve sistemdeki belirli noktalarda gerilim ve akım için izin verilen harmonik sınırlarını,

ççç) Hat: Elektrik enerjisi taşıyan iletkenlerden oluşan tesisleri,

ddd) Hız eğimi (Speed droop): Sistem frekansındaki sapma oranına göre ünite çıkış gücünün değişim oranını belirleyen, yüzde olarak ifade edilen hız regülatörü ayar değerini,

eee) Hız regülatörü: Türbin hızını ve/veya çıkış gücünü ayarlayan cihazı,

fff) Hız regülatörü blok şeması: Ünitenin hız regülatörünü oluşturan bileşenlerin ve kontrol birimlerinin matematiksel transfer fonksiyonlarını ve birbirleri ile girdi çıktı ilişkilerini gösteren şemayı,

ggg) Hız regülatörü kazanç değeri: Hız regülatörü çıkış sinyali değişiminin giriş hız hata sinyaline oranını,

ğğğ) Hız regülatörü ölü bandı: Hız regülatörünün frekans değişimine müdahalede bulunmadığı kararlı durum frekans aralığını,

hhh) Hız regülatörü zaman sabiti: Hız regülatörünün, girişteki ani bir değişime karşı tepkisini gösteren sabitini,

ııı) IEC: Uluslararası Elektroteknik Komisyonunu,

iii) IEC standardı: Uluslararası Elektroteknik Komisyonunun yayınladığı teknik spesifikasyon ve standartları,

jjj) İhtiyaç: Bir üretim tesisinin normal işletme koşullarında işletilebilmesi için gerekli tesis, teçhizat ve diğer unsurlarının toplam elektrik enerjisi tüketimini,

kkk) İkili anlaşma: Gerçek ve tüzel kişiler arasında özel hukuk hükümlerine tabi olarak, elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin alınıp satılmasına dair yapılan ve Kurul onayına tabi olmayan ticari anlaşmaları,

IIİ) İletim: Elektrik enerjisinin gerilim seviyesi 36 kV üzerindeki hatlar üzerinden naklini,

mmm) İletim devresi: İletim sisteminin iki ya da **daha fazla** kesici arasında kalan bölümünü,

nnn) İletim ekipmanı: İletim sistemine ait devre, bara ve şalt teçhizatını,

ooo) İletim sistemi: Elektrik iletim tesisleri ve şebekesini,

ööö) İletim tesisi: Üretim ve/veya tüketim tesislerinin 36 kV üstü gerilim seviyesinden bağlı olduğu üretim veya tüketim tesisi şalt sahasından sonraki nihayet direğinden itibaren, iletim şalt sahalarının orta gerilim fiderleri de dahil olmak üzere dağıtım tesislerinin bağlantı noktalarına kadar olan tesisleri,

ppp) İlgili mevzuat: Elektrik piyasasına ilişkin kanun, Cumhurbaşkanlığı kararnamesi, Cumhurbaşkanı kararı,^[3] yönetmelik, tebliğ, genelge, Kurul kararları ile ilgili tüzel kişilerin sahip olduğu lisans veya lisansları,

rrr) Jeneratör: Mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren elektromekanik ekipmanı,

sss) Kanun: 14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununu,

şşş) Kararlı durum: Geçici rejim şartları sönmüldikten sonra işletme değerlerinin sabit kabul edilebileceği sistem durumunu,

ttt) Kesici: Kısa devre dahil olmak üzere elektrik devrelerinde açma/kapama yapan teçhizatı,

uuu) Kesinleşmiş günlük üretim/tüketim programı (KGÜP): Bir uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin bağlı olduğu dengeden sorumlu tarafın yükümlülüklerine ve gün öncesi piyasası işlemlerine göre bir sonraki güne ilişkin gerçekleştirmeyi öngördüğü ve sistem işletmecisine dengeleme güç piyasasının başlangıcında bildirdiği ve gün içi piyasası işlemlerine göre güncellediği üretim ya da tüketim değerlerini,

üüü) Kısa devre gücü: Kısa devre edilen bir baradan ortaya çıkan en yüksek görünür gücü,

vvv) Kısa devre oranı: Bir ünitenin senkron reaktansının per unit değerini,

yyy) Kısa dönem elektrik enerjisi arz-talep projesiyonu: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda ilgili tüm kurum ve kuruluşların katılımıyla hazırlanan gelecek **1 yıllık** üretim kapasitesi arz-talep projeksiyonunu,

zzz) Kısa dönem fliker şiddeti endeksi (Pst): 10 dakikalık periyotlarla ölçülen fliker şiddeti endeksinin,

aaaa) Koruma ayarları: Koruma rölelerinin ayarlarını,

bbbb) Kullanıcı: Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, dağıtım şirketleri, tedarik şirketleri ve iletim sistemine doğrudan bağlı serbest tüketicileri,

cccc) Kuplaj fideri: Aynı gerilimdeki iki ana barayı birbirine bağlayan teçhizatı,

çççç) Kuplaj kesicisi: İki ana baralı sistemlerde, baraları birbirine bağlayan/ayıran kesiciyi,

dddd) Kuranportör: Enerji iletim hatları üzerinden ses, koruma sinyalizasyonu ve bilgi iletişimi sağlayan radyo frekanslı alıcı-verici cihazı,

eeee) Kurul: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunu,

ffff) Kurum: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu,

gggg) Kutup kayması: Üniteye faz açısı dengesinin bozulmasını,

ğğğğ) Küçük santral: Toplam kurulu gücü 10 MW ve altında olan üretim tesisini,

hhhh) Manevra: Sistemin çeşitli kısımlarını devreye almak veya çıkarmak için kesiciler ve ayırıcılar ile yapılan işlemleri,

ıııı) Manevra formu: BYTM'lerin yaptıracakları manevralarda, transformatör merkezi işletme teknisyenlerinin takip edecekleri manevra sırasını belirtmek amacıyla manevraya başlamadan önce BYTM tarafından doldurulan ve ilgili merkezlere iletilen formu,

iiıı) Manevra şeması: Şalt sahasındaki devrelerin bağlantılarını, numaralandırma ve isimlendirme ile şematik olarak gösteren diyagramları,

jjjj) Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM): TEİAŞ bünyesinde yer alan ve Türkiye elektrik enterekte sisteminin üretim, iletim ve tüketim yönünden güvenli, kaliteli ve ekonomik olarak işletmesini yapan, elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı dengelenmesini sağlayan, Dengeleme Güç Piyasasını işleten, uluslararası entereksiyon hatlarının işletilmesi ve bu hatlar üzerinden yapılan enerji alışverişlerinin koordinasyonundan sorumlu olan ve BYTM arasındaki koordinasyonu sağlayan kontrol merkezini,

kkkk) Kısıtlılık: (N-1) İletim sisteminin herhangi bir ekipmanının veya birbirlerine bağımlı ekipman grubunun arıza nedeniyle devre dışı olması halini,

llll) Kısıtlılık: (N-2) İletim sisteminin birbirinden bağımsız iki ekipmanının arızalar nedeniyle aynı anda devre dışı olması halini,

mmmm) Negatif bileşen: Dengesiz bir elektrik sisteminde akım veya gerilim fazlarındaki dengesizliği ifade etmek için kullanılan pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerden negatif faz sırasına sahip olanının birinci fazına ait vektörü,

nnnn) Negatif faz sırası: Dengesiz bir elektrik sisteminde akım veya gerilim fazlarındaki dengesizliği ifade etmek için kullanılan genlikleri eşit, aralarında **yüzyirmi derece** faz farkı olan ve ters yönde sıralanan üç bileşenli dengeli vektör grubunu,

oooo) Nominal aktif güç: Sistemdeki bir elemanın nominal görünür gücünün nominal güç faktörü ile çarpılmasıyla elde edilen değeri (Watt),

öööö) Nominal görünür güç: Sistemdeki bir elemanın nominal gerilimde, sürekli olarak sağlayabileceği ve/veya dayanabileceği azami akım değeri ile nominal gerilimin çarpılmasıyla elde edilen değeri (Volt Amper),

pppp) Normal işletme koşulu: Gerilim, frekans ve hat akışlarının belirlenen sınırlar içinde olduğu, yük taleplerinin karşılandığı, yan hizmetlerin sağlandığı ve sistemin kararlı bir şekilde çalıştığı işletme koşulunu,

rrrr) Orta gerilim fideri: (OG) Bir merkez barasından müşteri veya müşteriler grubuna enerji taşıyan hat veya kablo çıkışlarını,

ssss) Ortak bağlantı noktası: Birden fazla kullanıcının elektriksel olarak iletim sistemine bağlı olduğu veya bağlı olması muhtemel ortak noktayı,

şşşş) Otomatik üretim kontrolü: Üretim veya talepteki bir değişime karşı sekonder frekans kontrolü sağlamak için üretim tesislerinin hız regülatörlerine gerekli sinyalleri gönderen ve jeneratörlerin aktif güç çıkışlarını ayarlayan MYTM'deki kontrol sistemi donanım ve yazılımı,

tttt) Otomatik üretim kontrol programı: (AGC) MYTM'de bulunan ve kontrolü altındaki üretim tesislerinin sekonder frekans kontrolüne katılmasının sağlanması amacıyla otomatik olarak hesap ettiği aktif güç hedef üretim değerlerini (set-point) SCADA sistemi üzerinden ilgili üretim tesislerine gönderen programı,

uuuu) Otomatik üretim kontrol sistemi/arabirimi: (AGC) Sekonder frekans kontrolüne katılacak üretim tesislerinde bulunan ve MYTM'de bulunan otomatik üretim kontrol programı tarafından gönderilen sinyaller vasıtasıyla ilgili üretim tesisinin sekonder frekans kontrolüne katılmasını sağlayan sistemi/arabirimi,

üüüü) Oturan sistemin toparlanması: İletim sisteminin kısmen veya tamamen oturması durumunda harici bir enerji kaynağına ihtiyaç duymadan devreye alınabilen üretim tesisleri vasıtasıyla iletim sisteminin enerjilendirilmesi, müşterilere elektrik enerjisi verilmesi ve diğer üretim tesislerinin yeniden devreye alınması,

vvvv) Performans testleri: Üretim ve tüketim tesislerinin yan hizmet sağlama kapasitelerinin tespiti amacıyla uygulanan testleri,

yyyy) Piyasa: Üretim, iletim, dağıtım, piyasa işletimi, toptan satış, perakende satış, ithalat ve ihracat faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin iş ve işlemlerden oluşan elektrik enerjisi piyasasını,

zzzz) Piyasa katılımcısı: Dengeleme ve uzlaştırma işlemlerini düzenleyen ilgili mevzuatta tanımlanan lisans sahibi tüzel kişileri,

aaaa) Piyasa Yönetim Sistemi (PYS): Dengeleme mekanizması ve uzlaştırmaya ilişkin işlemlerin yürütülmesi amacıyla, piyasa işletmecisi, sistem işletmecisi, piyasa katılımcıları ve sayaçların okunmasından sorumlu iletim ve dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilerin kullanımına sunulan ve küçük istemci yapısında çalışan uygulamaları,

bbbb) Pozitif bileşen: Dengesiz bir elektrik sisteminde akım veya gerilim fazlarındaki dengesizliği ifade etmek için kullanılan pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerden pozitif faz sırasına sahip olanının birinci fazına ait vektörü,

cccc) Pozitif faz sırası: Dengesiz bir elektrik sisteminde akım veya gerilim fazlarındaki dengesizliği ifade etmek için kullanılan genlikleri eşit, aralarında **yüzyirmi derece** faz farkı olan ve doğru yönde sıralanan üç bileşenli dengeli vektör grubunu,

çççç) Primer frekans kontrolü: Sistem frekansının düşmesine veya yükselmesine tepki olarak ünite aktif güç çıkışının hız regülatörü ile otomatik artırılması veya düşürülmesi yoluyla sistem frekansının yeni bir denge noktasına getirilmesini,

dddd) Primer frekans kontrol rezerv kapasitesi: Primer frekans kontrol performans testleri neticesinde belirlenen ve primer frekans kontrol hizmet anlaşmalarında yer alan, ilgili üretim tesisi tarafından etkinleştirilmesi gereken rezerv miktarının tamamını,

eeee) Primer frekans kontrol rezerv miktarı: Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler tarafından bildirilen ve üretim tesislerinin sistem frekansında meydana gelen sapmalar doğrultusunda, primer frekans kontrol tepkisi olarak sağlayacakları rezerv miktarını,

ffff) Primer frekans kontrol tepkisi: Sistem frekansının yükselmesi veya düşmesi durumunda primer frekans kontrol hizmeti kapsamında ünite aktif güç çıkışının hız regülatörü ile otomatik olarak artırılması veya azaltılmasını,

gggg) Reaktif güç kontrolü: Ünitelerin jeneratör veya senkron kompensatör olarak çalışması sırasında sisteme reaktif güç vermesi veya sistemden reaktif güç çekmesini,

ğğğğ) Reaktör: Bağlı bulunduğu hat, transformatör veya baradan reaktif güç çeken ve gerilim düşürmek için kullanılan sargısı,

hhhh) Sekonder frekans kontrolü: Bu kontrole katılan üretim tesislerinin aktif güç çıkışının, MYTM'den otomatik olarak gönderilen sinyaller ile artırılarak veya düşürülerek sistem frekansının nominal değerine ve komşu elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alış verişinin programlanan değerine getirilmesini,

ııııı) Sekonder frekans kontrol rezerv miktarı: Bir üretim tesisinin primer frekans kontrol rezerv miktarı olarak ayırdığı kapasite hariç olmak üzere KGÜP'ü ile emreamade kapasitesi arasında kalan kapasite vasıtasıyla ve/veya sistem işletmecisi tarafından dengeleme güç piyasası kapsamında verilen yük alma, yük atma talimatları ile oluşturulan ve sistem işletmecisi tarafından belirlenerek sekonder frekans kontrol hizmeti sağlayan üretim lisansı sahibi tüzel kişilere bildirilen, üretim tesislerinin sekonder frekans kontrol tepkisi olarak sağlayacakları rezerv miktarını,

ııııı) Senkron kompanzasyon: Sistemdeki güç faktörünü istenilen seviyede tutmak için çalışır durumda olan senkron makinaların ikaz akımlarını ayarlayarak reaktif güç üretilmesi veya tüketilmesini,

ııııı) Senkronize olma: Gerekli şartlar sağlanarak, bir ünitenin iletim sistemine bağlanması veya iletim sistemindeki iki ayrı sistemin birbirine bağlanması,

kkkkk) Serbest tüketici: Kurul tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından **daha fazla** tüketimi bulunduğu veya iletim sistemine doğrudan bağlı olduğu veya organize sanayi bölgesi tüzel kişiliğine haiz olduğu için tedarikçisini seçme hakkına sahip gerçek veya tüzel kişiyi,

ııııı) Seri kapasitör: Seri bağlı bulunduğu hatta, empedansı düşürerek sistem stabilitesini artırmak için kullanılan kapasitör grubunu,

mmmmm) Seri reaktör: Bağlı bulunduğu fiderde, akımı sınırlandırmak için kullanılan sargıyı,

nnnnn) Sıfır bileşen: Dengesiz bir elektrik sisteminde akım veya gerilim fazlarındaki dengesizliği ifade etmek için kullanılan pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerden sıfır faz sırasına sahip olan ve birbirine eşit üç vektörden her birini,

ooooo) Sıfır bileşen reaktansı: Faz-toprak ve faz-faz-toprak arıza akımlarının bulunması için hesaplanan ve sıfır faz sıra akımları için geçerli olan empedans değerlerini,

ööööö) Sıfır faz sırası: Dengesiz bir elektrik sisteminde akım veya gerilim fazlarındaki dengesizliği ifade etmek için kullanılan birbirlerine eşit üç vektörü,

ppppp) Simüle frekans: Frekans kontrol performans testlerinin gerçekleştirilmesi amacıyla, ölçülen hız veya frekans bilgisine benzetimi yapılarak, hız regülatörüne uygulanan hız ya da frekans sinyalini,

rrrrr) Sistem: Elektrik iletim sistemi ve dağıtım sistemi dahil olmak üzere tüm kullanıcı sistemlerini,

sssss) Sistem işletmecisi: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini,

şşşşş) Sistem kullanım anlaşması: Bir üretim şirketi, tedarik lisansı sahibi şirket veya tüketicinin iletim sistemini ya da dağıtım sistemini kullanımına ilişkin genel hükümleri ve ilgili kullanıcıya özgü koşul ve hükümleri içeren anlaşmayı,

ttttt) Sistemin oturması: Elektrik sisteminin tamamen veya kısmen istem dışı enerjisiz kalmasını,

uuuuu) Sub-senkron rezonans: Sistem ile türbin-jeneratör grubunun mekanik şaftı arasında meydana gelen, sistemin tabii frekansları ile nominal sistem frekansının altındaki salınımları,

üüüüü) Sub-senkron rezonans koruması: Jeneratörlerin sub-senkron rezonansa karşı korumasını sağlayan sistemi,

vvvvv) Şalt sahası: Elektrik bağlantı elemanlarının ve ekipmanlarının bulunduğu sahayı,

yyyyy) Şönt kapasitör: Reaktif güç üreten, sisteme paralel bağlı kondansatör grubunu,

zzzzz) Şönt reaktör: Bağlı bulunduğu hat, transformatör veya baradan reaktif güç çeken ve gerilim düşürmek için kullanılan sargıyı,

aaaaa) Talep: Tüketilecek aktif ve reaktif güç miktarını,

bbbbbb) Talep profili: Belirli bir zaman aralığında, sistemin toplam talebindeki veya belirli bir noktadaki talep değişimini gösteren eğriyi,

ccccc) Talep tahmini: Sistem işletmecisi tarafından günlük olarak yayımlanan, saatlik tüketim öngörülerini,

ççççç) Tarife: Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin iletimi, dağıtımı ve satışı ile bunlara dair hizmetlere ilişkin fiyat, hüküm ve şartları içeren düzenlemeleri,

ddddd) Tasarlanmış asgari çıkış seviyesi: Sistem frekansının 50.2 Hz üzerinde olması ve ünite veya bloğun, frekans kontrolü kapasitesinin kalmaması durumunda aktif çıkış gücünü,

eeeeee) Tedarikçi: Elektrik enerjisi ve/veya kapasite sağlayan üretim şirketleri ile tedarik lisansına sahip şirketleri,

ffffff) Tedarik şirketi: Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitesinin toptan ve/veya perakende satılması, ithalatı, ihracatı ve ticareti faaliyetleri ile iştigal edebilen tüzel kişiyi,

gggggg) TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini,

ğğğğğ) Tek hat şeması: Şebekenin belli bir kısmındaki bara, iletken, güç transformatörü ve kompanzasyon teçhizatı gibi elemanların bağlantısını gösteren tek faz diyagramını,

hhhhhh) Termik kapasite: Belirli koşullar altında bir devre üzerinden akmasına izin verilen güç miktarını,

iiiiii) Tersiyer frekans kontrolü: Dengeleme ve uzlaştırma işlemlerini düzenleyen ilgili mevzuatı hükümleri uyarınca dengeleme güç piyasası kapsamında, dengeleme birimlerinin 15 dakika içerisinde gerçekleştirebilecekleri çıkış gücü değişimini belirten yük alma, yük atma talimatları ile işletme güvenliği ve sistem bütünlüğü sağlanacak şekilde arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi kapsamında dengeleme birimlerinin aktif güç çıkışlarını artırmaları ya da azaltmalarını,

iiiii) Tersiyer kontrol rezerv miktarı: Dengeleme birimlerinin 15 dakika içerisinde gerçekleştirebilecekleri çıkış gücü değişimi ile sağlayacakları rezerv miktarını,

jjjjjj) Tersiyer frekans kontrolü rezerv yedeği: İşletme yedeklerinin ihtiyaç duyulduğunda dengeleme güç piyasası vasıtasıyla manuel olarak servise alınan ve sekonder frekans kontrol yedeğinin serbest hale getirilmesini sağlamaya yeterli olacak şekilde seçilen kısmını,

kkkkkk) Tesis: Elektrik enerjisi üretimi, tüketimi, iletimi veya dağıtımı işlevlerini yerine getirmek üzere kurulan tesis ve/veya teçhizatı,

IIIIII) TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketini,

mmmmmm) Toparlanma yeteneği: Sistem oturması durumunda bir üretim tesisinin TEİAŞ'ın talimatı doğrultusunda, harici besleme olmaksızın kendi imkanları ile devreye girmesini ve sistemin bir bölümünü enerjilendirebilmesini,

nnnnnn) Toplam Harmonik Bozulma (THBv): Gerilim harmonik bileşenlerinin etkin değerlerinin kareleri toplamının karekökünün, ana bileşenin etkin değerine oranı olan ve dalga şeklindeki bozulmayı yüzde olarak ifade eden değeri,

oooooo) Toplam Talep Bozulumu (TTB): Akım harmonik bileşenlerinin etkin değerlerinin kareleri toplamının karekökünün, maksimum yük akımına (IL) oranı olan ve dalga şeklindeki bozulmayı yüzde olarak ifade eden değeri,

öööööö) Topraklama: Gerilimsiz hale getirilmiş teçhizatın, toprak ayırıcısını kapatarak veya topraklama donanımı kullanılarak toprakla irtibatlandırılmasını,

pppppp) Toprak arıza faktörü: Bir faz veya iki faz toprak arızalarında sağlam fazın arıza sonrası ve öncesi gerilimlerinin birbirlerine oranını,

rrrrrr) Toptan satış: Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitesinin tekrar satış için satışını,

ssssss) Transfer bara: Teçhizatın transfer kesicisi ve/veya ayırıcısı ile bağlı olduğu barayı,

ssssss) Transfer fideri : Bir fiderin yerine geçebilen teçhizatı,

tttttt) Transfer kesicisi: Bir fiderin kendi kesicisi yerine geçebilen ve ana barayı transfer baraya bağlayan kesiciyi,

uuuuuu) Transfer-kuplaj fideri: Transfer ya da kuplaj olarak kullanılabilen teçhizatı,

üüüüüü) Tüketici: Elektriği kendi kullanımı için alan kişiyi,

vvvvvv) Türkiye elektrik enerjisi talep projeksiyonu: İki yıllık periyotlarda, Kalkınma Bakanlığı ve Kurum görüşleri de alınmak suretiyle Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan ve yayımlanan **yirmi yıllık** talep tahmini raporunu,

yyyyyy) Uluslararası enterkonneksiyon: Ulusal elektrik sisteminin diğer ülkelere ait elektrik sistemi ile senkron paralel, asenkron paralel, ünite yönlendirmesi veya izole bölge yöntemlerinden birinin kullanılmasıyla işletilmesini esas alan enterkonneksiyonu,

zzzzzz) Uluslararası standartlar: Elektrik sistemi tesis ve/veya teçhizatı için geliştirilen, onaylanan ve kullanılan uluslararası tasarım, tesis, imalat ve performans standartlarını,

aaaaaaa) Uzun dönem elektrik enerjisi üretim gelişim planı: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu çalışmasını ve kaynak potansiyelini esas alarak TEİAŞ tarafından hazırlanan **20 yıllık** üretim gelişim planını,

bbbbbbb) Uzun dönem fliker şiddeti endeksi (Plt): İki saatlik zaman aralığı boyunca ölçülen (12 ardışık ölçüm) Pst değerleri kullanılarak hesaplanan fliker şiddeti endeksini,

ccccccc) Ünite: Bağımsız olarak yük alabilen ve yük atabilen her bir üretim grubunu, kombine çevrim santalleri için her bir gaz türbin ve jeneratörü ile gaz türbin ve jeneratörüne bağlı çalışacak buhar türbin ve jeneratörünün payını,

ççççççç) Ünite yük kontrolörü: Ünite yüklenmesini kontrol eden, hız regülatörü içindeki kontrol devresini,

ddddddd) Üretim: Enerji kaynaklarının, elektrik üretim tesislerinde elektrik enerjisine dönüştürülmesini,

eeeeeee) Üretim kapasite projeksiyonu: Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanıp Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi tarafından sonuçlandırılan ve Kurulca onaylanan talep tahminlerinin esas alınarak TEİAŞ tarafından, gelecek **5 yıl** içinde işletmeye girmesi beklenen yıllık kapasite artışına göre hazırlanan üretim-tüketim denge analizi raporunu,

ffffff) Üretim şirketi: Sahip olduğu, kiraladığı, finansal kiralama yoluyla edindiği veya işletme hakkını devraldığı üretim tesisi ya da tesislerinde elektrik enerjisi üretimi ve ürettiği elektriğin satışı ile iştigal eden özel hukuk hükümlerine tabi tüzel kişiyi,

ggggggg) Üretim tesisi: Elektrik enerjisinin üretildiği tesisleri,

ğğğğğğğ) Yan hizmetler: (Değişik ibare: RG-17/12/2024-32755) 26/11/2017 tarihli ve 30252 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca iletim sistemine veya dağıtım sistemine bağlı ilgili tüzel kişilerce sağlanan, iletim veya dağıtım sisteminin güvenilir şekilde işletimini ve elektriğin gerekli kalite koşullarında hizmete sunulmasını sağlamak üzere ilgili yönetmelikte ayrıntılı olarak tanımlanan hizmetleri,

hhhhhhh) Yan hizmet anlaşmaları: İletim ve/veya dağıtım sistemine bağlı olan üretim şirketleri, dağıtım şirketleri veya tüketiciler tarafından bu Yönetmelik uyarınca TEİAŞ'a; dağıtım sistemine bağlı olan üretim şirketleri veya tüketiciler tarafından 2/1/2014 tarihli ve 28870 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği uyarınca ilgili dağıtım lisansı sahibine sağlanacak ve yan hizmet bedellerini, koşullarını ve hükümlerini belirleyen anlaşmaları,

ııııııı) Yan hizmet sertifikaları: Yetkilendirilmiş bağımsız firmalar tarafından verilen ve yan hizmet sağlayan tesislerin Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve bu Yönetmelik hükümlerine uygun olarak hizmet verebileceklerini belgeleyen dokümanları,

iiiii) Yıllık yük faktörü: Bir üretim ünitesinin veya üretim tesisinin yıllık fiili enerji üretiminin, bu üretim ünitesinin veya üretim tesisinin üretebileceği yıllık azami enerji üretimine yüzde olarak ifade edilen oranını,

jjjjjjj) Yük alma: Bir dengeleme biriminin sistem işletmecisi tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, üretimini artırarak ya da tüketimini azaltarak sisteme enerji satması durumunu,

kkkkkkk) Yük alma talimatı: Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının yük almaları için ilgili piyasa katılımcılarına sistem işletmecisi tarafından yapılan bildirimleri,

lllllll) Yük alma teklifi: Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının yük almak amacıyla teklif ettikleri, fiyat, miktar ve geçerli olduğu zaman gibi bilgileri içeren teklifleri,

mmmmmmm) Yük atma: Bir dengeleme biriminin sistem işletmecisi tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, üretimini azaltarak ya da tüketimini artırarak sistemden enerji alması durumunu,

nnnnnnn) Yük atma talimatı: Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının yük atmaları için ilgili piyasa katılımcılarına sistem işletmecisi tarafından yapılan bildirimleri,

oooooooo) Yük atma teklifi: Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının yük atmak amacıyla teklif ettikleri, fiyat, miktar ve geçerli olduğu zaman gibi bilgileri içeren teklifleri,

ööööööö) Yüklenme eğrisi: Bir ünitenin aktif ve reaktif olarak yüklenebilme kapasitesini gösteren grafiği,

ppppppp) Yüklenme hızı: Üretim tesisinin birim zamanda gerçekleştirebileceği çıkış gücü değişimini,

rrrrrrr) Talep tarafı katılımı: (Ek: RG-17/12/2024-32755) Sistem işletmecisinin talimatı doğrultusunda, hizmete katılan toplayıcıların portföyünde yer alan tüketim tesislerinin tüketimlerinin düşürülmesi suretiyle verilen hizmeti,

sssssss) Minimum kararlı üretim düzeyi (MKÜD): (Ek: RG-17/12/2024-32755) Bir uzlaştırmaya esas verişi çekiş biriminin sürekli olarak çalışabileceği asgari aktif güç seviyesini,

sssssss) Sınırlı frekans hassasiyeti düşük frekans modu: (Ek: RG-17/12/2024-32755) Sınırlı frekans hassasiyet modlarında çalışan üretim tesislerine ait ünitelerin, nominal aktif güçlerinin altında çalıştıkları süreçte, sistem frekansının 49,8 Hz'nin altına düşmesi durumunda, aktif çıkış güçlerini artırarak sistem frekansının dengelenmesi yönünde çalışmasını,

ttttttt) Sınırlı frekans hassasiyeti yüksek frekans modu: (Ek: RG-17/12/2024-32755) Sınırlı frekans hassasiyet modlarında çalışan üretim tesislerine ait ünitelerin, minimum kararlı üretim düzeyi üzerinde çalıştıkları süreçte, sistem frekansının 50,2 Hz'nin üzerine çıkması durumunda aktif çıkış güçlerini azaltarak sistem frekansının dengelenmesi yönünde çalışmasını,

uuuuuuu) Kapasite veri takip belgesi: (Ek:RG-21/1/2025-32789) Kanunun 7 nci maddesinin onuncu ve on birinci fıkraları kapsamında kurulan depolamalı elektrik üretim tesisleri bünyesindeki elektrik depolama ünite ve/veya ünitelerine ait kapasite verilerinin, ilgili şebeke işletmecisinin SCADA sistemine doğru ve kesintisiz bir şekilde aktarılabilirdiğinin ilgili sistem işletmecisi tarafından tespit edilmesi halinde düzenlenen ve depolamalı üretim tesisinin kabulü aşamasında sunulması zorunlu olan belgeyi,

ifade eder.

(2) Bu Yönetmelikte geçen diğer ifade ve kısaltmalar, ilgili mevzuattaki anlama ve kapsama sahiptir.

İKİNCİ KISIM İletim Sisteminin Planlama,Tasarım ve Performansı

BİRİNCİ BÖLÜM İletim Sisteminin Planlama ve Tasarım Esasları

İletim sisteminin planlama esasları:

–Madde 5

(1) TEİAŞ, iletim sistemini ilgili mevzuatta ve lisansında yer alan usul ve esaslara göre planlar ve geliştirir.

(2) İletim sistemi; sistemin normal çalışma koşullarında, santrallerin azami üretimini sisteme aktarmaları ve sistemdeki (N-1) kısıtlılık durumunda, gerilim ve frekansın bu Yönetmelikte belirlenen limitler içerisinde kalması sağlanarak, iletim tesislerinin termik limitlerin altında yüklenmesini, herhangi bir kullanıcının kaybedilmemesini, sistem kararlılığının bozulmamasını ve sistemin adalara bölünmemesini sağlayacak şekilde planlanır.

(3) İletim sistemindeki (N-2) kısıtlılık hallerinde, sistemin oturmasını önlemek amacıyla üretim veya tüketim tesislerinin yüklerinin kesilmesi yöntemlerine başvurulabilir.

(4) Nükleer santrallerin sisteme bağlantı noktalarında (N-2) kısıtlılık durumunda, gerilim ve frekansın bu Yönetmelikte belirlenen limitler içerisinde kalması sağlanarak, iletim tesislerinin termik limitlerin altında yüklenmesini, herhangi bir kullanıcının kaybedilmemesini, sistem kararlılığının bozulmamasını ve sistemin adalara bölünmemesini sağlayacak şekilde planlanır.

(5) İletim sisteminin nominal gerilimleri; 400 kV, 154 kV ve 66 kV'dir. İletim sistemi; arıza öncesi planlama gerilim sınırları 400 kV için 370 kV ile 420 kV, 154 kV için 146 kV ile 162 kV ve 66 kV için 62 kV ile 70 kV arasındadır. İletim kısıtlarının olduğu bölgelerde 154 kV'lık sistem için bu limitlerin 140 kV ile 170 kV olduğu kabul edilir.

(6) İletim sistemi, ilgili planlama yılı için, sistem puant yükünün %5 üzerindeki bir yüklenme durumunda, gerilimler bu maddenin beşinci fıkrasındaki limitler içerisinde kalacak şekilde planlanır.

(7) İletim sistemindeki indirici güç transformatörleri için, Ek-1'de belirtilen karakteristikler kullanılır.

İletim sisteminin tasarım esasları: –Madde 6

(1) Bir transformatör merkezine bağlanacak 400 kV hat fiderlerin sayısı **en fazla** yedi, 154 kV hat fiderlerin sayısı **en fazla** on adet olarak tasarlanır. Ancak, kısa devre arıza akım seviyelerinin limitler dahilinde kalması,

ekonomik durum ve sistem güvenliği dikkate alınarak **daha fazla** fiderin bağlantısı yapılabilir.

(2) İletim sistemi; hidroelektrik ve termik üniteler eş zamanlı olarak maksimum üretimle çalışırken, (N-1) kısıtlılık durumunda iletim kapasitesinin yeterli olmasını sağlayacak şekilde tasarlanır. Bu maksatla, toplam çıkış gücü 1500 MW'tan az olan üretim tesislerinin iletim sistemine olan bağlantısı ve entegrasyonu, bir iletim devresinin kaybı veya (N-1) kısıtlılık durumunda hiçbir üretim kaybı olmayacak ve üretimin tamamı sisteme aktarılacak şekilde; toplam çıkış gücü 1500 MW'tan fazla olan üretim tesislerinin iletim sistemine olan bağlantısı ve entegrasyonu ise iki iletim devresinin kaybı veya (N-2) kısıtlılık durumunda bile üretiminin **en az %80'ini** sisteme aktarabilecek şekilde yapılır. Nükleer santraller için ise (N-2) kısıtlılık durumunda da iletim kapasitesinin yeterli olmasını sağlayacak şekilde tasarlanır. Bu maksatla; nükleer enerjiye dayalı üretim tesislerinin iletim sistemine olan bağlantısı ve entegrasyonu, kurulu gücüne bakılmaksızın iki iletim devresinin kaybı veya (N-2) kısıtlılık durumunda üretimin tamamını sisteme aktarabilecek şekilde yapılır.

(3) İletim sistemi, birbiriyle ilişkili iki iletim hattının kaybı veya (N-2) kısıtlılık durumunda ortaya çıkacak üretim kaybı 1200 MW'ı aşmayacak şekilde tasarlanır.

(4) İletim sisteminin bir iletim devresi veya barası bakım onarım nedeniyle devre dışı edilmiş iken diğer bir iletim devresinin veya baranın arıza nedeniyle devre dışı olması durumunda, sistemdeki en büyük üretim ünitesinden **daha fazla** üretim kaybına yol açmayacak şekilde tasarlanır.

(5) 400/154 kV transformatör merkezlerinin 400 kV ve 154 kV kısımları, iki ana ve bir transfer bara düzeninde, transfer ve kuplaj fiderli olarak tasarlanır. Ancak, zorunlu hallerde tek kesicili transfer-kuplaj fiderli olarak tasarlanabilir. Transformatör merkezinin gaz izoleli olması durumunda, 400kV ve 154kV tarafı iki ana baralı ve kuplaj fiderli olarak tasarlanır.

(6) 400 kV transformatör merkezlerinin 400 kV kısmı iki ana ve bir transfer bara düzeninde, transfer ve kuplaj fiderli, tek kesicili transfer-kuplaj fiderli veya bir-buçuk kesicili olarak tasarlanır. Transformatör merkezinin gaz izoleli olması durumunda, iki ana baralı ve kuplaj fiderli olarak tasarlanır.

(7) 400 /154 kV transformatör merkezleri; 4x250 MVA veya 6x250 MVA, özel durumlarda ise 8x250 MVA transformatör düzeninde tasarlanır. Ancak transformatör merkezinin 6x250 MVA veya 8x250MVA olması durumunda 400 kV şalt parçalı iki ana bara ve transfer baralı olarak tasarlanır.

(8) 400/33 kV transformatör merkezleri; 2x**125 veya 4x125** MVA olarak tasarlanır.

(9) 154 kV transformatör merkezleri, sistemin bölgesel ada veya katlı şebeke şeklinde işletilmesine imkan verecek şekilde iki ana bara düzeninde kuplaj fiderli olarak, ada besleme gerekliliğinin bulunmadığı durumlarda ise 154 kV transformatör merkezlerinin 154 kV kısmı ana+transfer bara veya iki ana baraya dönüştürülebilir ana+transfer bara düzeninde transfer fiderli olarak tasarlanır. Fiziki imkanlar ve sistem ihtiyaçları dahilinde, iki ana baralı merkezler transfer baralı tesis edilebilir.

(10) Uluslararası asenkron paralel bağlantı durumunda AC/DC/AC çevirici merkezleri tesis edilir.

(11) 154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan yeni transformatör merkezleri 2x100 MVA, 3x100 MVA, 4x100 MVA şeklinde tasarlanır. Yeni transformatör merkezlerinde tasarım 100 MVA kurulu gücünde transformatöre göre yapılmakla birlikte fiili yüklerle göre daha küçük kurulu güçte transformatörler kullanılabilir. Transformatörlerin fiili yükleri, kurulu gücünün **%70'ine** ulaştığı takdirde, kapasite artırımı planlanır. 100 MVA transformatörlerin kullanıldığı merkezler için transformatör başına 33 kV hat fiderlerinin sayısı, bir tanesi kapasitör, reaktör ve benzeri teçhizat için kullanılmak üzere, 8+1 olarak tasarlanır. Ark ocağı tesisleri; fliker şiddeti, harmonik ve ani gerilim değişimini sınırlamak amacıyla, tesis edileceği yere ve gücüne bağlı olarak, uygun gerilim seviyesinden bağlanır. Sürekli işletmede kalacak, uzaktan erişimli, veri kaydetme özelliğine sahip, mühürlenebilir tipte ölçüm sistemi ile fliker şiddeti, harmonik ve ani gerilim değişimleri ölçülür.

(12) Direkt transformasyonun gerekli olduğu hallerde, 400 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan transformatörler 400/33 kV ve 125 MVA olarak tasarlanır. Transformatörün sekonderinin üçgen bağlı olması durumunda bu transformatörler topraklama transformatörü kullanılarak topraklanır.

(13) ^[4] Dağıtım sistem işletmecilerinin yeni transformatör merkezi taleplerinde talep edilen gücün 20 MW'dan **daha fazla** ve TEİAŞ tarafından 500/d formülü uyarınca hesaplanan gücün üzerinde olması halinde yeni transformatör merkezi tesis edilir. 500/d formülünde yer alan d parametresi, yeni transformatör merkezi talep edilen nokta ile bağlantı yapılacak en yakın mevcut TEİAŞ transformatör merkezi arasındaki kuş uçuşu mesafenin kilometre olarak belirlenen değerinin **1,2 katı** olarak hesaplanır.

(14) Tek faz alternatif akım ile beslenen yükler ve üç faz dalgalı yükler, sistemin kısa devre gücünün yeterli yükseklikte olduğu noktalara bağlanır. Tek faz alternatif akım yüklerini besleyen indirici transformatör merkezleri, gerilim dengesizliklerini azaltmak için farklı faz çiftleri arasına bağlanır. Sistem kısa devre gücünün yeterli yükseklikte olmadığı noktalarda tek faz alternatif akım yüklerini besleyen indirici transformatör merkezleri,

gerilim dengesizliklerini azaltmak için sisteme üç faz olarak bağlanır.

(15) İletim sistemi şalt teçhizatı için kısa devre arıza akımına dayanma kapasitesi 400 kV için 63 kA, 154 kV için 31,5 kA'dır. 33 kV gerilim seviyesinde de kısa devre arıza akımları 16 kA ile sınırlandırılır. Orta gerilimden sadece üretim tesislerinin bağlı olduğu 400/33 kV merkezlerde 33 kV gerilim seviyesinde kısa devre arıza akımı 25 kA ile sınırlandırılır.

(16) 400 kV ve 154 kV sistem tasarımlarında topraklamaya ilişkin olarak;

a) 400 kV ve 154 kV sistemlerde TEİAŞ tarafından aksi belirtilmedikçe, toprak arıza faktörü 1,4 olarak kabul edilir.

b) İletim sistemine yapılacak bağlantılarda, özel bir topraklama sisteminin gerekmesi durumunda, topraklama için uyulması gereken teknik şartlar ve gerilim yükselmesi üzerinde yapılacak incelemenin sonuçları bağlantı yapılmadan önce TEİAŞ tarafından kullanıcıya bildirilir.

c) Primer tarafı 66 kV ve üzerinde olan transformatörlerin yüksek gerilim sargıları yıldız bağlı olarak ve yıldız noktasından topraklama bağlantısı yapılabilecek şekilde teşkil edilir. Transformatör merkezi primer topraklama hattı için **en az 120** mm² bakır kullanılır. Topraklama bağlantıları, TEİAŞ'ın onayladığı bağlantı sistemi ile yapılır.

ç) Kısa devre gücünün yüksek olduğu merkezlerde, güç transformatörlerinin sekonder tarafının nötr noktası, faz-toprak arıza akımlarını sınırlamak amacıyla bir nötr direnci veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır.

d) 400/154 kV yıldız-yıldız bağlı ototransformatörlerin primer ve sekonder sargılarının nötr noktaları doğrudan topraklanır ve nötr noktaları şalt merkezinin topraklama şebekesine bağlanır. 400 kV'yi dağıtım sistemine bağlayan yıldız-üçgen transformatörlerin primer sargılarının nötr noktası doğrudan, sekonder sargısı ise topraklama transformatörü üzerinden topraklanır. 154 kV'yi dağıtım sistemine bağlayan yıldız-yıldız tersiyersiz transformatörlerin primer sargılarının nötr noktası doğrudan, sekonder sargısının nötr noktası ise nötr direnci veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır.

e) 154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan bir transformatörün sekonder sargısının nötr noktası 1000 A'lık direnç veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır.

f) Bu fıkarda düzenlenmeyen hususlarda 21/8/2001 tarihli ve 24500 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliği hükümleri uygulanır.

(17) 400 kV uzun iletim hatlarında gerektiğinde hattın endüktif reaktansını düşürmek için seri kapasitörler kullanılır.

(18) (**Değişik: RG-17/12/2024-32755**) Sistemde şönt kompanzasyon, şönt reaktörler ve şönt kapasitörlerle yapılır. Şönt reaktörler 400 kV seviyesinde hem hatta hem de baraya, havai hat olmaması durumunda ise baraya bağlanabilecek şekilde tasarlanır. 154 kV seviyesinde baraya bağlanabilecek şekilde ve ototransformatörlerin tersiyer sargılarına bağlanabilecek şekilde tasarlanır. Şönt kapasitörler ise 154 kV transformatör merkezlerinin primer veya sekonder tarafındaki baralara tesis edilir. 400 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri 420 kV gerilim seviyesinde 73,3 MVar, 97,73 MVar, 122,16 MVar, 146,59 MVar, 183,24 MVar ve 160-250 MVar'dır. 154 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri ise 170 kV gerilim seviyesinde 6,09 MVar, 12,18 MVar ve 24,37 MVar ve 50 MVar'dır. Şönt reaktörler 420 kV ve 170 kV sistem gerilimlerinde sürekli çalışabilecek şekilde tasarlanır. Şönt reaktörler, ayarlı olarak da tesis edilebilir. 154 kV transformatör merkezlerindeki 154 kV şönt reaktörler ve kapasitörler transformatör merkezinin kısa devre gücü ve harmonik rezonans riskleri hesaplanarak tesis edilir. 154 kV transformatör merkezlerindeki 31,25 MVA, 62,5 MVA, 100 MVA ve transformatörlerin sekonder tarafındaki baraya gerilim regülasyonu amacıyla 5 MVar, 10 MVar ve 2x10 MVar gücünde şönt kapasitör grupları ve dinamik kompanzasyon sistemleri veya uygun güçte reaktörler tesis edilir. Şönt kapasitörler, transformatör kapasitesinin **%20'sini** geçmeyecek şekilde ve gerektiğinde ayrı fiderlere bağlı iki kapasitör grubu şeklinde tesis edilir. Şönt reaktörler ve kapasitörler, bağlantı noktalarına kesici ve ayırıcı üzerinden bağlanır. İhtiyaç duyulması halinde farklı değerlerde reaktör ve kapasitör tasarlanabilir.

(19) İletim hatlarının güzergahlarının ve transformatör merkezlerinin yerlerinin seçiminde, teknik, ekonomik, sosyal ve çevrenin korunmasına yönelik hususlar ile ilgili mevzuat dikkate alınır. İletim sistemi master planlarının ilgili belediyelerin imar planlarında dikkate alınması için TEİAŞ tarafından gerekli girişimler yapılır. Bu imar planlarına bağlı kalınıp kalınmadığı takip edilir ve iletim hatlarının kamulaştırma işlemleri en kısa sürede sonuçlandırılır. İmar alanı dışında kalan yerler için ise ilgili mercilerden izin alınması için gerekli girişimler TEİAŞ tarafından yapılır. Nüfusun yoğun olduğu yerleşim merkezlerinde ve sanayi bölgelerinde şartlar göz önünde bulundurularak, düşük kapasiteli iletim hatları aynı güzergah üzerinde yüksek kapasiteli çok devreli iletim hatları ile yenilenir. Transformatör merkezleri, elektrik sistemi tesis ve teçhizatı için geliştirilen, onaylanan ve kullanılan uluslararası tasarım, tesis, imalat ve performans standartlarına uygun olarak uzaktan insansız çalıştırılacak şekilde gerekli altyapı ile tasarlanılır ve tesis edilir.

(20) Uzunluğu 120 km'nin üzerindeki 400 kV hatlar için Ek-2'de gösterilen şekilde hattın uzunluğu boyunca bir

tam üç faz çaprazlama yapılır. 45 km'nin üzerindeki 154 kV hatlar için ise hattın uzunluğu boyunca bir tam üç faz çaprazlama yapılır.

(21) 400 kV iletim hatları, standart 954 MCM Cardinal (546 mm²) ve 1272 MCM Pheasant (726 mm²) kesitli, her bir fazda üç veya çoklu demet halinde çelik özlü (ACSR) alüminyum iletkenler veya gerektiği durumlarda iletken dış çapı ve birim ağırlığı aşılmamak kaydıyla daha yüksek akım taşıma kapasiteli iletkenler kullanılarak tesis edilir. Uygun iklim ve hat profili/mekanik yüklenme şartlarına göre tasarlanan standart tek veya çok devre direkleri üzerinde yukarıda tanımlanan iletken karakteristikli 400 kV hatlar kullanılır.

(22) İstisnai veya aşırı buz yükünün olabileceği bölgelerde ilave emniyet gerektiren durumlar için özel tasarlanmış direkleri üzerine, her demetteki üç veya çoklu iletken yerine, akım taşıma kapasitesi bunlara eşdeğer olacak özelliklere sahip iletken tesis edilebilir.

(23) Havai hatlar için güzergah temin edilemeyen yoğun yerleşim bölgelerinde 400 kV **en az 2000** mm² kesitli XLPE bakır iletkenli yeraltı kablosu tesis edilir.

(24) 400 kV ve 154 kV denizaltı kablo bağlantıları, **en az 1600** mm² kesitli XLPE bakır iletkenli olarak tesis edilir.

(25) 400 kV iletim sisteminde enerji akışlarının planlanmasında kullanılan iletken termik kapasiteleri ve sınırları Ek-3'te düzenlenmiştir.

(26) 154 kV iletim hatları, standart 795 MCM Drake (468 mm²), 954 MCM Cardinal (546 mm²) ve 1272 MCM Pheasant (726 mm²) olan çelik özlü (ACSR) alüminyum iletkenler veya gerektiği durumlarda iletken dış çapı ve birim ağırlığı aşılmamak kaydıyla daha yüksek akım taşıma kapasiteli iletkenler tek, çift veya çok devreli direkleri kullanılarak tesis edilir. 154 kV hatlarda genellikle her fazda bir iletken bulunur. Çok yüksek talep bölgelerinde iletim hatlarının taşıma kapasitesini arttırmak için 154 kV çoklu demet iletkenli çok devreli hatlar tesis edilir.

(27) Havai hatların güzergahının temin edilemediği yoğun yerleşim bölgelerinde standart olarak 154 kV, 1000 mm² **veya 1600** mm² kesitli XLPE bakır veya eşdeğer alüminyum iletkenli yeraltı kablosu tesis edilir.

(28) 154 kV iletim sisteminde enerji akışlarının planlanmasında kullanılan iletken termik kapasiteleri ve sınırları ile yer altı güç kablolarının tipleri ve kapasiteleri Ek-3'te düzenlenmiştir.

(29) İletim hattını yıldırımdan korumak için faz iletkenlerine ilave olarak direklerin tepe noktalarına galvanize çelik toprak teli tesis edilir. Genel olarak, 400 kV ve 154 kV standart direklerde hatları yıldırım darbelelerinden korumak için direk tasarımına bağlı olarak bir veya birden çok toprak teli kullanılır. Standart olarak,

400 kV ve 154 kV hatlarda sırasıyla 96 mm² ve 70 mm² koruma iletkenleri kullanılır.

(30) Yeni tesis edilen 400 kV ve 154 kV enerji iletim hatlarında standart çelik toprak tellerinden biri veya her ikisi yerine içerisinde sayısı ve özellikleri ihtiyaca göre TEİAŞ tarafından belirlenen fiber optik liflerin yer aldığı, TEİAŞ'ın Tip Teknik Şartnamesine uygun optik fiberli koruma teli (OPGW) kullanılır.

(31) İletim hatlarının faz iletkenleri için uygun izolasyon seviyelerini sağlamak amacıyla zincir tipi porselen, cam veya kompozit silikon izolatörler kullanılır.

(32) Transformatör merkezleri sistem tasarımında kullanılan 400 kV ve 154 kV ortam koşulları ve sistem bilgileri Ek-4'te düzenlenmiştir. Anahtarlama aşırı gerilimlerinin sınırlandırılması amacıyla parafudr kullanıldığı durumlarda, bu uygulamaların teknik karakteristikleri ile ilgili olarak TEİAŞ ve kullanıcı arasında karşılıklı bilgi alışverişi yapılır. Planlanan sistemin bütünlüğünün ve tasarım uyumluluğunun sağlanması için her uygulamanın ayrıntıları üzerinde mutabakata varılır. Transformatör merkezleri şalt tesislerinin tasarımı Ek-5'te yer alan örnek tek hat şemalarına ve TEİAŞ'ın tip teknik şartnamelerine göre yapılır.

İKİNCİ BÖLÜM

İletim Sisteminin Performans, Tesis ve Teçhizatına İlişkin Teknik Kriterler

Sistem frekansı ve değişimi: –Madde 7

(1) Sistemin 50 Hertz (Hz) olan nominal frekansı, TEİAŞ tarafından 49,8-50,2 Hz aralığında kontrol edilir.

Sistem gerilimleri ve değişim sınırları: –Madde 8

(1) İletim sisteminin nominal gerilimleri 400 kV, 154 kV ve 66 kV'dir. Normal işletme koşullarında; 400 kV'lik iletim sistemi 340 kV ile 420 kV, 154 kV'lik iletim sistemi ise 140 kV ile 170 kV arasında çalıştırılır. 66 kV ve altındaki iletim sistemi için gerilim değişimi $\pm\%10$ 'dur.

(2) İletim sistemi içindeki dağıtım seviyesi ve iç ihtiyaçlar için gerilim seviyeleri 34,5 kV, 33 kV, 31,5 kV, 15,8 kV, 10,5 kV ve 6,3 kV'dir.

(3) 400 kV ve 154 kV sistemler, Ek-6'da yer alan gerilim sınır değerlerine göre planlanır ve işletilir. İşletme gerilim sınırları, arıza sonrası ünite ana güç transformatörünün kademe ayarları değiştirilmeden veya şönt kompanzasyon anahtarlama yapılmadan önceki değerler olarak uygulanır.

(4) Sistem arızalarında; 400 kV'lik iletim sisteminin bazı bölümlerinin, aşırı gerilim korumasını harekete geçi-

recek gerilim üst sınırı olarak belirlenen 450 kV'ye kadar aşırı gerilime maruz kalmasına izin verilebilir.

İletim sistemi gerilim dalga şekli kalitesi:

–Madde 9

(1) İletim sistemine bağlanacak tesis, teçhizat ve bağlantı elemanları, Ek-7'de gerilim seviyesine göre verilen Tablo 1, Tablo 2 ve Tablo 3'te belirtilen gerilim harmonik planlama sınır değerlerine uygun olarak tasarlanır. Tablolarda sunulan değerler her bir gerilim harmoniğinin ana bileşene göre oransal değerini ifade eder.

(2) İletim sistemindeki ortak bağlantı noktalarında güç kalitesi ölçüm periyodu boyunca gerçekleşen geçici olaylar ve kısa süreli kesinti, gerilim çukuru, gerilim tepesi gibi durumlara ait veriler süzülükten sonra 3 saniye çözünürlükle ölçülen her bir gerilim harmoniği etkin değerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının **en az %95'i**, Ek-7'de verilen Tablo 4, Tablo 5 ve Tablo 6'da verilen değerlerden küçük veya bu değerlere eşit olmak zorundadır.

(3) Normal işletme koşullarında, iletim sistemindeki bir bağlantı noktasında bir tesis ve/veya teçhizatın devre dışı olması durumunda ölçülen toplam harmonik bozulma, güç kalitesi ölçüm periyodunun **%5'inden** uzun bir süre için;

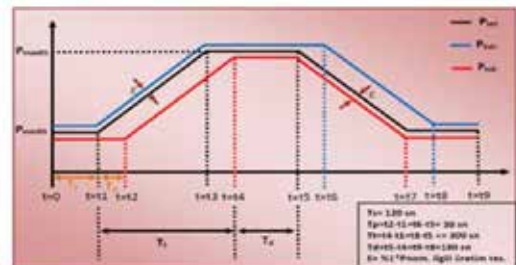
a) 400 kV'de, 50. harmoniğe kadar olan harmonik gerilimlerin her biri için Ek-7'de verilen Tablo 4'deki üst sınırlar geçilmeksizin **% 3,5** 'luk toplam harmonik bozulma sınırını,

b) 154 kV seviyesindeki 50. harmoniğe kadar olan harmonik gerilimlerin her biri için Ek-7'de verilen Tablo 5'deki üst sınırlar geçilmeksizin **%5'lik** toplam harmonik bozulma sınırını,

c) 154 kV seviyesi altında 50. harmoniğe kadar olan harmonik gerilimlerin her biri için Ek-7'de verilen Tablo 6'daki üst sınırlar geçilmeksizin **%8'lik** toplam harmonik bozulma sınırını,

geçemez.

(4) Toplam harmonik bozulma aşağıdaki formül uyarınca hesaplanır^[7]:



(5) Dördüncü fıkradaki formülde geçen;

Uh: h numaralı gerilim harmoniğinin etkin değerini,

U1: Gerilim ana bileşeni etkin değerini,

ifade eder.

(6) TEİAŞ, istisnai durumlarda toplam harmonik bozulma için üçüncü fıkranın (a), (b) ve (c) bentlerinde belirtilen sınırları geçen kısa süreli artışlara izin verebilir.

(7) İletim sistemine bağlı kullanıcılar, ortak bağlantı noktalarında ve ortak bağlantı noktalarına yakın diğer bağlantı noktalarında gerilim harmoniği uyumluluk sınır değerlerini geçmesine sebebiyet vermeyecek şekilde faaliyet gösterir. Gerilim harmoniği uyumluluk sınır değerlerinin aşılp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin temin, tesis ve işletmesi, TEİAŞ mülkiyetindeki trafo merkezlerinde TEİAŞ tarafından, iletim sistemi kullanıcıları mülkiyetindeki trafo merkezlerinde ise kullanıcı tarafından yapılır.

(8) Gerilim harmoniği uyumluluk sınır değerlerinin aşılp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin kurma yükümlülüğünü yerine getirmeyen kullanıcılara, gerilim harmoniği sınır değerlerinin aşıldığı kabul edilerek Bağlantı ve Sistem Kullanım Anlaşmalarının ilgili hükümleri doğrultusunda işlem tesis edilir.

Gerilim ani değişimleri: –Madde 10

(1) Anahtarlama işlemleri sonucunda sistemde meydana gelen gerilim ani değişimleri, nominal sistem geriliminin $\pm\%3$ 'ünü geçemez.

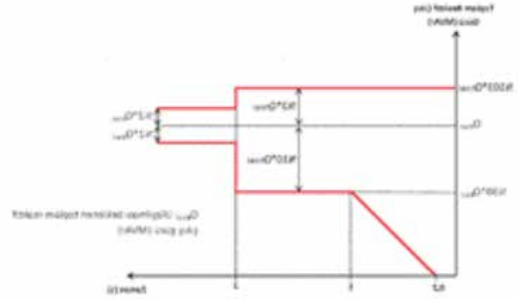
(2) Şönt kompanzasyon anahtarlama işlemleri sonucunda sistemde meydana gelen gerilim ani değişimleri ise nominal sistem geriliminin $\pm\%5$ 'ini geçemez.

Gerilim salınımları ve fliker: –Madde 11

(1) İletim sistemine doğrudan bağlı kullanıcıların dalgali yüklerinden kaynaklanan, ortak bağlantı noktasındaki gerilim salınımları ile ilgili olarak;

d) 1 saat içinde 10 seferden az olmak kaydıyla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri gerilim seviyesinin **%1'ini geçemez**. **1 saat** içinde 3 seferden az olmak kaydıyla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri durumunda veya iletim sistemini veya iletim sistemine bağlı başka bir kullanıcıyı risk altına almadığı sürece, istisnai durumlarda TEİAŞ tarafından gerilim seviyesinin **%3'üne** kadar gerilim değişimine izin verilebilir. **1 saat** içinde 10 seferden fazla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri fliker olarak değerlendirilir.

e) İletim sistemi kısa dönem (Pst) ve uzun dönem (Plt) planlama fliker sınır değerleri Ek-7'de verilen Tablo 7'de sunulmuştur. Uzun dönem fliker şiddeti kısa dönem fliker değerleri kullanılarak aşağıdaki formül uyarınca hesaplanır.



Güç kalitesi ölçüm periyodu boyunca gerçekleşen geçici olaylar ve kısa süreli kesinti, gerilim çukuru, gerilim tepesi gibi durumlara ait veriler süzülükten sonra kısa dönem fliker değerlerinin, **en az %95'i** Tablo 7'de verilen değerlerden veya **%99'u** bu değerlerin **1,5 katından** küçük ya da **1,5 katına** eşit olmak zorundadır.

c) Ek-7'deki tabloda yer alan sınırların altında flikere yol açan dalgali yüklerin iletim sistemine bağlanmasına ilişkin olarak TEİAŞ tarafından yapılabilecekler, mevcut ve muhtemel kullanıcıların fliker değerleri ile ilgili tesis ve/veya teçhizatın yerleri dikkate alınır.

(2) İletim sistemine bağlı kullanıcılar ortak bağlantı noktalarında ve ortak bağlantı noktalarına yakın diğer bağlantı noktalarında fliker sınır değerlerini geçmesine sebebiyet vermeyecek şekilde faaliyet gösterir. Fliker sınır değerlerinin aşılp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin temin, tesis ve işletmesi, TEİAŞ mülkiyetindeki trafo merkezlerinde TEİAŞ tarafından, iletim sistemi kullanıcıları mülkiyetindeki trafo merkezlerinde ise kullanıcı tarafından yapılır.

(3) Fliker sınır değerlerinin aşılp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin kurma yükümlülüğünü yerine getirmeyen kullanıcılara, fliker sınır değerlerinin aşıldığı kabul edilerek Bağlantı ve Sistem Kullanım Anlaşmalarının ilgili hükümleri doğrultusunda işlem tesis edilir.

Faz dengesizliği: –Madde 12

(1) İletim sistemine bağlı tesis ve/veya teçhizat ile şalt sahalarındaki kısımlarının, faz dengesizliğinden dolayı ortaya çıkacak dalga şekli bozulmalarına dayanacak şekilde tasarılanmış olması zorunludur.

(2) Normal işletme koşullarında; iletim sistemi elemanlarının planlı olarak devre dışı olması durumunda, güç kalitesi ölçüm periyodu boyunca 3 saniye çözünürlükle ölçülen şebeke temel frekansındaki gerilim negatif bileşeni etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının **en az %95'inin** şebeke temel frekansındaki gerilim pozitif bileşenlere oranı 400 kV gerilim seviyesinde **%1'i**; 154 kV seviyesinde **%1,5 ve 154kV** altı gerilim seviyelerinde **%2** oranını aşmamalıdır. TEİAŞ'ın onayı ile bu oran tek fazlı veya iki fazlı yüklerin beslendiği noktalarda 400 kV

gerilim seviyesinde %1,4'e, 154 kV seviyesinde %2'ye kadar çıkabilir.

(3) İletim sistemi elemanlarının planlı olarak devre dışı edilmeleri ile ortaya çıkan faz dengesizliklerine; toplam harmonik bozulma seviyesinin bağlı oldukları gerilim seviyesi için tanımlanan uyumluluk sınır değerlerini geçmemesi, sık olmaması ve kısa süreli olması kaydı ile TEİAŞ'ın onayı ile izin verilebilir. Bu husus taraflar arasındaki bağlantı anlaşmasında yer alır.

Akım harmonikleri: –Madde 13

^[14] (1) İletim sistemi kullanıcıları, Ek-8'de verilen tablodaki akım harmonikleri sınır değerlerine uymakla yükümlüdür. Tabloda sunulan değerler ortak bağlantı noktasındaki her bir akım harmoniğinin etkin değerinin maksimum yük akımının ana bileşeninin etkin değerine oransal değerini ifade eder. Akım harmonikleri sınır değerlerinin aşılp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin temin, tesis ve işletmesi, TEİAŞ mülkiyetindeki trafo merkezlerinde TEİAŞ tarafından, iletim sistemi kullanıcıları mülkiyetindeki trafo merkezlerinde ise kullanıcı tarafından yapılır.

(2) Akım harmonikleri sınır değerlerinin aşılp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin kurma yükümlülüğünü yerine getirmeyen kullanıcılara, akım harmonikleri sınır değerlerinin aşıldığı kabul edilerek Bağlantı ve Sistem Kullanım Anlaşmalarının ilgili hükümleri doğrultusunda işlem tesis edilir.

Reaktif enerjinin kompanzasyonu: –Madde 14

(1) İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; aylık olarak sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı yüzde yirmiyi, aylık olarak sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı ise yüzde onbeşi geçemez.

(2) Birinci fıkranın uygulanmasında aşağıda yer alan esaslar dikkate alınır:

a) TEİAŞ transformatör merkezlerinde 36 kV ve altı gerilim seviyesinden bağlı kullanıcılar için; aynı baradan birden fazla kullanıcının beslenmesi durumunda, kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının tespitinde, bu kullanıcının o barada ölçülen aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. Ancak, bir transformatör merkezinde aynı kullanıcının bağlantısı birden fazla ve farklı baralar ile gerçekleşiyor ise değerlendirme, kullanıcı için her bir barada ayrı ayrı yapılır.

b) İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden tek bir hat ile doğrudan bağlı veya birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki aynı baraya bağlı kullanıcının birden fazla ölçüm noktası var ise, sistemden çekilen

endüktif veya sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının tespitinde, bu ölçüm noktalarındaki aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki ayrı baralara doğrudan bağlı kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının tespitinde ise, bu kullanıcının iletim sistemine bağlı olduğu her bir bara için ayrı değerlendirme yapılır.

(3) (**Değişik:RG-21/1/2025-32789**) İkinci fıkradaki esaslar çerçevesinde ölçülen toplam aylık aktif enerji tüketimi, her bir baradaki her bir kullanıcı için ayrı ayrı değerlendirilir ve tüketim değerinin 500 MWh'den az olması halinde o ay ilgili kullanıcı için birinci fıkrada yer alan oranlar için hesaplama yapılmaz. Bir transformatör merkezinde bir kullanıcının farklı baralarda ölçüm noktalarının yer alması ve bu baraların birleştirilmesi durumunda, birleştirilen bara sayısı ile 500 MWh değeri çarpılarak çarpım sonucunda elde edilen aktif tüketim değerinin altında bir tüketim olması durumunda birinci fıkrada yer alan oranlar için hesaplama yapılmaz.

(4) Reaktif enerjiye ilişkin olarak birinci fıkrada belirtilen oranlara uyulmaması durumunda, kullanıcılara uygulanacak yaptırımlar bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarında düzenlenir.

Kısıtlılık durumları: –Madde 15

(1) İletim sisteminde olasılığı en yüksek iletim kısıtlılık durumları;

a) (N-1) kısıtlılık:

- 1) Bir iletim devresinin,
- 2) Bir üretim ünitesinin,
- 3) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından birinin,
- 4) Senkron kompensatör, statik Var kompensatör, şönt reaktör, kapasitör gibi bir şönt kompanzasyon ünitesinin,

5) Bir seri kompanzasyon ünitesinin,

6) Bir transformatör ünitesinin,

7) Bir harici enterkonneksiyonun

açma işlemi sonucunda sistemden ayrılmasıdır.

b) (N-2) kısıtlılık:

1) İletim devresi ile buna bağımlı olmaksızın açan ikinci bir iletim devresinin,

2) İletim devresi ile bir transformatör ünitesinin,

3) İletim devresi ile üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından birinin,

- 4) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından biri ile bir transformatör ünitesinin,
 - 5) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından biri ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
 - 6) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından biri ile bir seri kompanzasyon ünitesinin,
 - 7) Transformatör ünitesi ile ikinci bir transformatör ünitesinin,
 - 8) Transformatör ünitesi ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
 - 9) Şönt kompanzasyon ünitesi ile ikinci bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
 - 10) İletim devresi ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
 - 11) Bir üretim ünitesi ile bir iletim devresinin,
 - 12) Bir üretim ünitesi ile bir transformatör ünitesinin,
 - 13) Bir üretim ünitesi ile ikinci bir üretim ünitesinin,
 - 14) Bir üretim ünitesi ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
 - 15) Bir iletim devresi ve bu devre ile ilişkili diğer bir hattın seri kompanzasyon ünitesinin,
 - 16) Transformatör ünitesi ile bir seri kompanzasyon ünitesinin,
 - 17) Bir üretim ünitesi ile bir seri kompanzasyon ünitesinin,
 - 18) Aynı direktteki çift devre hattın açma işlemleri sonucunda sistemden ayrılmasıdır.
- c) İletim sisteminde olasılığı düşük kısıtlılıklar ise:
- 1) Bara arızası,
 - 2) Bara kuplajı kesicisi arızası,
 - 3) Kesici arızası,
 - 4) Koruma sistemi arızası,
 - 5) İletişim koruma kanalı arızası,
 - 6) Beklenmedik (N-2) kısıtlılık durumlarını kapsar.

İşletme esasları: –Madde 16

(1) İşletme esasları; sistemin gerçek zaman şartları altında gerilim, frekans ve güç akışlarının belirlenen limitler içerisinde kararlılığını kaybetmeden işletilmesi için alınması gereken tedbir, önlem ve işletme prensiplerini kapsar. Sistemin aylık, haftalık ve günlük işletme programları; fiili çalışma koşulları, iklim değişimleri, bakım onarım programları ile birlikte işletmede gerçek zamanda ortaya çıkacak program dışı üretim ve iletim

devre dışı olma durumları, beklenmedik talep ve hava koşulları gibi olaylar dikkate alınarak belirlenir. İşletme esasları kapsamında, fiili işletme şartları altında sistemin işletilebilmesi için işletme zaman çizelgelerine uygun olarak alınması gereken önlemler yer alır.

(2) İletim sistemi;

- a) Tek bir iletim devresi, bir reaktif kompensatör ya da diğer reaktif güç sağlayıcısının,
- b) Sistemin birbirinden uzak noktalarında olması veya söz konusu hatların kapasitelerinin altında yüklendiği durumlarda, iki iletim devresinin veya tek bir iletim devresi ile daha önceden devre dışı kalmış diğer bir iletim devresinin,
- c) Baranın birinin,
- ç) Tek bir iletim devresi ile daha önceden devre dışı kalmış bir üretim ünitesi, bir reaktif kompensatör ya da diğer reaktif güç sağlayıcısının,

arızalanması durumlarında güvenli olarak işletilir. Bu durumda, (N-1) kısıtlılığa yol açan arıza; bir iletim ekipmanının aşırı yüklenmesine, frekans veya gerilimlerin belirlenen limitler dışına çıkmasına veya sistemin kararsızlığına neden olamaz.

(3) Aşağıdaki durumlar için ikinci fıkradaki işletme esasları dikkate alınmaz:

- a) İletim sisteminin bir parçasını oluşturan saplama bağlantılı devrelerden oluşan transformatör merkezlerinde herhangi bir fider veya hat arızasında devrelerin açılması ile birlikte transformatörlerin bağlantılarının kesilmesi durumunda,
- b) Arıza riskinin arttığı yıldırım, buzlanma, kar, tipi, sel, aşırı rüzgar gibi kötü hava koşullarının ortaya çıkması durumunda TEİAŞ tarafından, bu risklerin azaltılması için sistemin yedek kapasitesinin artırılması, jeneratörlerin otomatik olarak devre dışı olmalarını sağlayan koruma sistemlerinin kurulması, (N-1) ve (N-2) kısıtlılık durumlarına karşı, uygun işletme alternatif stratejilerinin oluşturulması veya sistemin sıcak yedek kapasitesinin artırılarak iletim ekipmanları üzerindeki güç akış yükünün azaltılması gibi önlemlerin alınması durumunda,
- c) Arz veya talep kaybına ilişkin risklerin artması durumunda,

daha ekonomik olması kaydıyla, sistem işletme prensipleri bakımından (N-1) kısıtlılık durumunda (N-2) kısıtlılık durumunun işletme kurallarına geçilebilir. Bu şekildeki işletme durumuna hava şartları tekrar elverişli hale gelinceye ve sistem tekrar güvenli hale getirilinceye kadar devam edilir.

(4) (N-2) kısıtlılıklara yol açan arızalarda ana iletim ekipmanlarının aşırı yüklenmelerinin ve talep kaybının

engellenebilmesi için gecikmeden yeni bir üretim programı hazırlanır. Bu programın uygulanamaması durumunda, arıza sonrası önlem olarak planlı kesinti/kısıntı uygulaması yapılır.

(5) Ekonomik gerekçelerle talep kontrolü yapılamaz.

(6) Arıza sonrası alınan tüm önlemler ve gerekçeleri, üretim faaliyeti gösteren ilgili tüzel kişiler ile etkilenmesi muhtemel tüm serbest tüketicilere bildirilir. Bu durumda, bu Yönetmeliğin acil durum işletme şartları ile ilgili hükümleri uygulanır. (N-1) kısıtlılığa yol açan arızanın ardından, mümkün olan en kısa süre içerisinde sistemi tekrar normal işletme koşullarına geri döndürmek için gerekli önlemler alınır.

(7) İşletme güvenliği usul ve esasları; dağıtım şirketlerine, iletim sistemine doğrudan bağlı üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere ve iletim sistemine bağlı tüketicilere uygulanır. Ancak, sistemin işletme güvenliğinin ve bütünlüğünün tehlikeye girmesi durumunda, taraflarla müzakere edilerek, bu hükümlerin dışında birtakım özel işletme usul ve esasları da uygulanabilir.

(8) OG kısmı açık tip transformatör merkezlerinde geçerli olmak üzere dağıtım şirketlerinin TEİAŞ ile irtibatlı olduğu kablo şebekesindeki arıza yerinin tespiti amacı ile ve dağıtım şirketinin talebi durumunda, can ve mal güvenliği konusundaki tüm sorumluluk dağıtım şirketinde olmak üzere arıza yerini tespit etme cihazlarının sinyal sürme işlemi enerjisiz durumdaki TEİAŞ fideri üzerinden yapılabilir.

(9) Dağıtım şirketlerinin TEİAŞ ile irtibatlı olduğu fiderlerdeki teçhizat, dağıtım şirketinin talebi durumunda, dağıtım şirketinin kablo ve/veya havai hat kapasitesine uygun dağıtım şirketince talep edilecek malzeme ile TEİAŞ tarafından en kısa zamanda değiştirilir.

(10) İletim sisteminde kullanılacak olan indirici güç transformatörleri manevra süresi boyunca Ek-1' e uygun olarak paralel çalıştırılabilir.

Tesis ve teçhizata ilişkin teknik kriterler:

–Madde 17

(1) İletim sistemine bağlanan kullanıcıya ait tesis ve/veya teçhizatın, bu Yönetmelik ile belirlenen teknik tasarım ve işletme kriterlerine uygunluğu kullanıcı tarafından sağlanır.

(2) Kullanıcı; tesis ve/veya teçhizatının, iletim sisteminde uygulanan arıza temizleme süreleri içerisinde temizlenen arızalarda etkilenmeyecek şekilde uygun tasarlanmasını sağlar.

(3) Bağlantı noktasında iletim sisteminin performansı ve sağlanması gereken şartlarla ilgili ayrıntılı bilgiler, bağlantı yapacak kullanıcının talebi üzerine TEİAŞ tarafından sağlanır.

(4) Kullanıcılar iletim sistemine bağlanacağı fider ve/veya ilişkili fiderlerde koruma, kumanda ve ölçü sistemleri hakkında ilgili mevzuat çerçevesinde TEİAŞ'ın gerekli gördüğü hususları uygular.

(5) Kullanıcılar, iletim sistemine bağlanacak tesiste kullanılan ve iletim sistemin bir parçası olan kısımlara ait primer ve sekonder teçhizattan **en az 1** adet olmak üzere **%10** işletme yedeği bulundurulur.

(6) Bir kullanıcıya ait transformatör merkezine ve/veya bir sistem kontrol anlaşması gereği sağlanacak olan tesis ve/veya teçhizat ile malzemelere ilişkin tasarım, imalat ve ilgili testler, TEİAŞ'ın teknik şartnamelerine göre gerçekleştirilir.

(7) Kullanıcı; tesis ve/veya teçhizatının, iletim sisteminde bozucu etkilere yol açmamasını, iletim sistemi ile uyumlu olmasını ve;

a) İletim sisteminin 400 kV ve 154 kV izolasyon seviyelerine,

b) Bu Yönetmelikte belirlenen ve gerektiğinde TEİAŞ tarafından kullanıcı için bağlantı noktasında belirlenmiş harmonik gerilim sınırlarına,

c) Bu Yönetmelikte belirlenen ve gerektiğinde TEİAŞ tarafından kullanıcı için bağlantı noktasında belirlenmiş fliker şiddeti sınırlarına,

uygun olmasını sağlar.

(8) Kullanıcının bu Yönetmeliğe uyumu, gerekli durumlarda TEİAŞ tarafından bağlantı noktalarında ölçüm yapılarak kontrol edilebilir.

(9) Kullanıcı, tesislerinde ve bağlantı noktasında, IEC-815'e göre "kirlilik seviyesi III" olarak tanımlanan ve 25 mm/kV asgari nominal spesifik ark sürünme mesafesini ve TEİAŞ teknik şartnamelerinde yer alan diğer teknik şartları sağlayan izolatörler kullanmak zorundadır. TEİAŞ tarafından 31 mm/kV asgari nominal spesifik ark sürünme mesafesine sahip izolatörler önerilmesi durumunda kullanıcı tesislerinde buna uygun izolatörler kullanılır.

(10) Üretim tesisini iletim sistemine bağlayan hat, bağlantı anlaşmasında belirtilen tesis sorumluluk sınırı ve Ek-9'da belirtilen saha sorumluluk çizelgesi dikkate alınarak tesis edilir.

(11) Kullanıcı, bağlantı noktasındaki kısa devre gücüne bağlı olarak şalt sahasındaki anahtarlama sırası için TEİAŞ'ın talimatlarına uyar.

(12) 400 kV ve altındaki iletim sistemine yapılacak bağlantılarda, özel bir topraklama altyapısının gerekmesi durumunda, topraklama için uyulması gereken teknik şartlar ve gerilim yükselmesi üzerinde yapılacak incelemenin sonuçları bağlantı yapılmadan önce TEİAŞ tarafından kullanıcıya en kısa sürede bildirilir.

(13) İletim sisteminin şalt teçhizatı için üç faz simetrik arızada açma akımına dayanma kapasitesi 400 kV için 63 kA ve 154 kV için ise 31,5 kA'dır.

(14) Primer tarafı 66 kV ve üzerinde olan transformatörlerin yüksek gerilim sargıları yıldız bağlı olarak ve yıldız noktasından topraklama bağlantısı yapılabilecek şekilde teşkil edilir. Transformatör merkezi primer topraklama hattı için **en az 120** mm2 bakır kullanılır.

(15) Kısa devre gücünün yüksek olduğu merkezlerde, güç transformatörlerinin sekonder tarafının nötr noktası, faz-toprak arıza akımlarını sınırlamak amacıyla bir nötr direnci veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır. Ayrıca bazı özel durumlarda dağıtım barasına nötr topraklama transformatörü tesis edilir.

(16) Güç Kalitesi Ölçüm Sistemlerine İlişkin Usul ve Esaslar aşağıdaki hususları içerir:

a) Yönetmeliğin **9, 11 ve 13** üncü maddeleri kapsamında ve TEİAŞ mülkiyetinde olan güç kalitesi ölçüm sistemi, güç kalitesi ölçüm cihazlarının teknik karakteristikleri, ölçüm cihazlarının sağladığı verilerin formatı.

b) Yönetmeliğin **9, 11 ve 13** üncü maddeleri kapsamında ve kullanıcı mülkiyetinde olup Ek-7 ve Ek-8'de yer alan tablolardaki değerlere uygunluğun belirlenmesi maksadıyla kurulmuş olan güç kalitesi ölçüm sistemlerinin kapsamı, tesis, teçhizat ve iletim sistemine bağlantısı, tablolardaki sınır değerlerinin izlenmesine uygun olarak tasarlandığının kontrolü ile bu sistemlerden TEİAŞ sistemine veri aktarımı ve veri formatı.

İletim sisteminin korunması: –Madde 18

(1) TEİAŞ mülkiyet sınırında bulunan tesislerine ait tüm fiderlerin koruma sistemlerinin periyodik işletme, bakım ve test çalışmalarını yapar ve arızaları ivedi olarak gidermek için gerekli tedbirleri alır.

(2) Her kullanıcı gerek kendi tesisinde meydana gelecek arızaların iletim sistemini etkilememesi, gerekse iletim sisteminde meydana gelecek arızaların kendi tesisini etkilememesi için gerekli olan tüm koruma ve izleme tedbirlerini kendi tesisinde sağlar.

(3) Koruma ayarları, arızalı tesis ve/veya teçhizatın, bağlantı esnasında veya gerektiğinde bağlantı anlaşmasında yer alan kriterlere göre, sorunsuz bir şekilde iletim sisteminden ayrılması için kullanıcı tarafından TEİAŞ'ın kontrol ve koordinasyonu altında yapılır ve TEİAŞ'ın onayı olmadan değiştirilemez.

(4) Kullanıcı, iletim sisteminin korunması amacıyla, koruma sistemi ve uygulanacak yöntem ile ilgili tasarımlarını bu Yönetmeliğe uygun olarak hazırlar, TEİAŞ'ın onayına sunar ve koordineli koruma ayarlarını uygular.

(5) TEİAŞ transformatör merkezlerinin orta gerilim barasındaki bara giriş, kuplaj, transfer, hat fideri de dahil

olmak üzere tüm orta gerilim fiderlerindeki; bara ayırıcı, kesici kontak bilgilerine ulaşılmasına, ilgili dağıtım şirketinin talebi halinde TEİAŞ tarafından izin verilir.

(6) TEİAŞ'ın ve kullanıcının arıza giderme süresi; rölenin çalışması, kesicinin açması ve telekomünikasyon sinyalinin gönderilme sürelerinin toplamıdır. 400 kV ve 154 kV hatlar için azami arıza giderme süresi 140 milisaniyedir.

(7) TEİAŞ'a ait bir çıkış dağıtım fideri kesicisinin açma süresi, iletimden dağıtıma indirici transformatörlerin kısa devre dayanım süresi, transformatörün söz konusu fider üzerinden maruz kaldığı kısa devre sayısı ve dağıtım merkezi ile TEİAŞ merkezi arasında meydana gelebilecek en yüksek faz arası kısa devre akımı dikkate alınarak TEİAŞ tarafından belirlenir. Kullanıcıların TEİAŞ barasına bağlı olan ilk dağıtım merkezlerine ait bir hat dağıtım fideri arızasında, hat dağıtım fiderine ait rölenin çalışma zamanı faz-toprak arızaları için azami 1,0 saniye, faz-faz arızalarında ise en yüksek kısa devre akımı için 0,14 saniyedir.

(8) Kullanıcılar kendi mülkiyet sınırlarında bulunan tesislerine ait tüm fiderlerin koruma sistemlerinin periyodik işletme, bakım ve test çalışmalarını yapar, bu amaçla gerekli tüm tedbirleri alır ve buna ilişkin raporları hazır tutar. Ayrıca kullanıcılar mülkiyet sınırlarında bulunan tesislerine ait tüm fiderlerin koruma sistemi arızalarını ivedi olarak gidermek için gerekli tedbirleri alır.

(9) Kullanıcılar kendi mülkiyet sınırlarında bulunan tesislerine ait işletme ve arıza ekiplerinin listelerini TEİAŞ'ın istediği periyotlarda TEİAŞ'a bildirir.

(10) Kullanıcılar, dağıtım sisteminde meydana gelecek arıza akımlarının TEİAŞ barasına azami ikiden fazla fider üzerinden yansımaması için dağıtım bara düzenlerinde gerekli tedbirleri alır.

(11) İkinci fıkra uyarınca üretim tesislerinde tesis edilmesi gereken koruma teçhizatı ile ilgili olarak:

a) Ünite ikaz sisteminin devre dışı olması durumunda ünite jeneratörünü de devre dışı eden ikaz koruma sistemi tesis edilecektir.

b) TEİAŞ, gerekli durumlarda şartlarını belirtmek suretiyle, üniteye kutup kayması korumasının tesis edilmesini talep edebilir.

c) TEİAŞ, gerekli durumlarda, üniteye sub-senkron rezonans korumasının tesis edilmesi için gerekli şartları belirler.

ç) Koruma teçhizatı üzerinde iletim sistemini etkileyebilecek bir çalışma, tadilat veya ayar değişikliği, ancak TEİAŞ'tan bir teknik gözlemci gözetiminde yapılabilir.

(12) TEİAŞ, 67 nci maddede açıklanan şekilde talebin düşük frekans röleleri ile kesilmesi için gerekli olan düşük frekans rölelerini tesis eder.

(13) Sistem frekansının belirlenen frekans kademelerine düşmesi nedeniyle, düşük frekans röleleri ile otomatik olarak kesilecek talep miktarı, sistem şartları dikkate alınarak TEİAŞ tarafından her yılın 31 Ekim tarihine kadar takip eden **bir yıllık** dönem için belirlenir ve Kurum bilgilendirildikten sonra uygulamaya konulur.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Üretim Tesislerinin Tasarım ve Performans Şartları

Üretim şalt tesisleri tasarım ve bağlantı

esasları: –Madde 19

(1) Üretim şalt tesislerinin tasarımı ve geliştirilmesi ile bu tesislerin iletim sistemine bağlantısında aşağıdaki hususlar dikkate alınır:

a) Ünite ana güç transformatörleri yüksüz **en az 5 kademe** kademe değiştiricili olarak tesis edilir ve regülasyon aralığı $\pm 2 \times \%2,5$ 'dir. Yükte kademe değiştiricili transformatörlerde normal koşullarda $\pm 8 \times \%1,25$ 'lik bir regülasyon aralığı uygulanır.

b) Üretim şalt tesisleri; bir iletim devresi veya bara bakım onarım nedeniyle devre dışı edilmiş iken diğer bir iletim devresinin veya baranın arıza nedeniyle devre dışı olması durumunda, sistemdeki en büyük üretim ünitesinden **daha fazla** üretim kaybına yol açmayacak şekilde tasarımlanır ve tesis edilir.

c) Üretim tesisi şaltına bağlı üretim ünitelerinin havai hat bağlantılarının azami uzunluğu; yıllık yük faktörü **%30'dan** büyük veya eşit üretim üniteleri için 5 km'yi, diğer durumlarda ise 20 km'yi geçemez.

ç) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantısı için belirlenen iletim kapasitesi, herhangi bir arızadan önce;

1) Teçhizatın kapasitesinin üzerinde yüklenmemesi,

2) Gerilimlerin normal işletme koşulları için belirlenen sınırların dışına çıkmaması ve gerilim regülasyonunun yetersiz kalmaması,

3) Sistemin kararlılığını kaybetmemesi,

şartları sağlanacak şekilde planlanır.

d) Üretim tesisi ve iletim sistemi arasındaki bağlantının kapasitesi, aynı zamanda;

1) Bir iletim devresi ile bir kompensatör veya bir reaktif güç sağlayıcısının,

2) İki iletim devresi veya bir iletim devresi ile daha önce devre dışı olmuş diğer bir iletim devresinin,

3) Baranın birinin,

4) Bir iletim devresi ile daha önce devre dışı olmuş bir üretim ünitesi, bir kompensatör veya bir reaktif güç sağlayıcının,

herhangi birinin arıza nedeniyle devre dışı olması durumları dikkate alınarak planlanır. Bu bentte belirtilen arızalardan dolayı devre dışı olmalarda iletim sistemi; sistem kararsızlığı gerçekleşmeyecek şekilde planlanır. Üretim tesislerinin bağlantıları Ek-10'da yer alan örnek tek hat şemalarına göre tasarımılandırılır.

(e) Bir bağlantı noktasında, sisteme bağlanabilecek rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi kurulu gücü, TS EN 61400 serisi standartlarına göre yapılacak olan teknik analiz sonuçlarının, bu Yönetmeliğin ilgili maddelerinde belirtilen kabul edilebilir güç kalitesi, yük akışı, kısıtlılık, kısa devre ve diğer sistem etütleri limitleri dahilinde değerlendirilmesi neticesinde belirlenir.

(f) Rüzgar ve güneş enerjisine dayalı fotovoltaik üretim tesislerinin sisteme bağlantısında Ek-18 hükümleri uygulanır.

Üretim tesislerinin tasarım ve performans

esasları: –Madde 20

(1) Üretim tesislerine ilişkin tasarım ve performans şartları iletim sistemine doğrudan bağlı üniteler ile kullanıcı sistemlerine bağlı ünitelerin uyması gereken teknik ve tasarım kriterlerini kapsar.

(2) 30 MW kurulu gücün altındaki üretim tesisleri bu maddenin 8 inci fıkrasında düzenlenen şartlara uymak zorunda olup diğer fıkralardaki şartlardan muafır.

(3) Kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olup iletim sisteminden bağlı olan üretim tesisleri de bu bölümde yer alan reaktif güç kontrolü hizmetine ilişkin şartlara uymak zorundadır.

(4) Konvansiyonel tip senkron jeneratörler, nominal aktif güçleri seviyesinde üretim yaptıkları durumda jeneratör terminallerinde sürekli çalışmada aşırı ikazlı olarak 0,85 düşük ikazlı olarak da 0,95 güç faktörü sınır değerleri arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadır. Çıkış güçleri nominal aktif çıkış güçlerinin altındaki seviyelerde ise jeneratörler, P-Q jeneratör yüklenme kabiliyet eğrilerindeki performans çizelgesinde belirtilen reaktif güç kapasite sınırları arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadır. Ancak işletmedeki mevcut üretim tesisleri için sistem işletmecisinin uygun görüşü doğrultusunda lisans tadili yapılmak suretiyle mevcut jeneratörlerin nominal aktif güçlerini arttırmayı talep etmeleri halinde jeneratör terminallerinde güç faktörlerini aşırı ikazlı olarak **en fazla 0,9** değerine çekebilecek şekilde lisans gücünü arttırabilir. Bu durumda üretici Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Anlaşmaları kapsamında sistem işletmecisinin talebi durumunda

jeneratörün aşırı ikazlı olarak 0,85 güç faktöründeki nominal aktif güç seviyesine inmeyi, bu talebin yerine getirilmesi sonucunda ortaya çıkabilecek herhangi bir dengesizlikten dolayı veya Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında herhangi bir bedel talep etmemeyi ve sistem işletmecisi tarafından belirlenecek tüm özel yükümlülükleri yerine getirmeyi kabul ve taahhüt etmekle yükümlüdür.

(5) Nükleer Güç Santrallerindeki jeneratörler; nominal aktif güçleri seviyesinde üretim yaptıkları durumda jeneratör terminallerinde sürekli çalışmada aşırı ikazı olarak 0,9, düşük ikazlı olarak da 0,95 güç faktörü sınır değerleri arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadır. Çıkış güçleri nominal aktif çıkış güçlerinin altındaki seviyelerinde ise jeneratörler, P-Q jeneratör yüklenme kabiliyet eğrilerindeki performans çizelgesinde belirtilen reaktif güç kapasite sınırları arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadır.

(6) Ünitenin kısa devre oranı; termik ve kombine çevrim gaz türbini üniteleri için 0,5 kurulu gücü 10 MW ve altındaki hidroelektrik üniteler için **0,75 ve 10 MW**'ın üzerindeki hidroelektrik üniteler için ise 1,0'dan küçük olamaz.

(7) Senkron kompensatör olarak çalışabilme özelliğine sahip üniteler, sıfır güç faktörü ile çalışabilecek, termik üniteler, aşırı ikaz ile çalıştırıldığında nominal güçlerinin **%75** ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise **%30** una kadar reaktif güç tüketebilecek, hidroelektrik üniteler, aşırı ikaz ile çalıştırıldığında nominal görünür gücünün **%75** ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise **%60'ına** kadar reaktif güç tüketebilecek kapasitede olmak zorundadır. Üretim tesisinin senkron kompensatör özelliğine sahip olması gerekliliği bağlantı anlaşmasının imzalanması öncesinde TEİAŞ tarafından belirlenir.

(8) (**Değişik: RG-17/12/2024-32755**) Sistem frekansının kararsız işletme koşullarında 51,5 Hz'e çıkabileceği veya 47,5 Hz'e düşebileceği göz önünde bulundurularak, toplam kurulu gücü 1 MW ve üzerinde olan üretim tesisleri ve/veya TEİAŞ teçhizatının aşağıdaki tabloda belirtilen minimum süre kadar iletim şebekesine bağlı kalarak çalışacak şekilde tasarlanması zorunludur.

Frekans Aralığı	Minimum Çalışma Süresi
51 Hz ≤ f < 51,5 Hz	30 dakika
49 Hz ≤ f < 51 Hz	Sürekli
48,5 Hz ≤ f < 49 Hz	1 saat
47,5 Hz ≤ f < 48,5 Hz	30 dakika

(9) Primer frekans kontrol hizmeti sunan elektrik üretim tesisleri hariç, sekizinci fıkra kapsamındaki elektrik üretim tesislerine ait üniteler çalıştıkları süre boyunca, Ek-15'deki grafik doğrultusunda;

a) 50,5 – 49,5 Hz aralığındaki sistem frekans değişimleri için sabit aktif güç çıkışı verebilecek,

b) 49,5 – 47,5 Hz aralığındaki sistem frekans değişimleri için ise, doğrusal karakteristikteki değerlerden daha yüksek aktif güç verebilecek,

kapasitede olmak zorundadır.

(10) Normal işletme koşullarında, iletim sistemine doğrudan bağlı bir ünitenin aktif güç çıkışı, gerilim değişimlerinden etkilenmemelidir. Bu durumda ünitenin reaktif güç çıkışı 400 kV, 154 kV ve 66 kV ile altındaki gerilimlerde **±%5** gerilim değişim aralığı içinde tümüyle emreamide olmak zorundadır.

(11) Üretim tesisinin toparlanma yeteneğine sahip olması gerekliliği bağlantı anlaşmasının imzalanması öncesinde TEİAŞ tarafından belirlenir.

(12) Ünite gücü 75 MW ve üzeri konvansiyonel tip ünitelerde veya toplam kurulu gücü 300 MW ve üzeri olan konvansiyonel tip santrallerin ünitelerinde, enterkonekte şebeke sisteminde ortaya çıkabilecek 0-5 Hz arasındaki düşük frekanslı elektromekanik salınımlarına karşı otomatik gerilim regülatöründe elektriksel sönümleme sağlama özelliğine sahip ve ENTSO-E sistemi bağlantısıyla birlikte ortaya çıkan düşük frekanslı bölgelerarası salınımları sönümleyebilen bir güç sistemi dengeleyicisi bulunmalıdır. Ünite gücü 75 MW ve üzeri konvansiyonel tip ünitelerde veya toplam kurulu gücü 300 MW ve üzeri olan konvansiyonel tip santrallerin ünitelerinde, bağlantı anlaşması imzalanmadan önce kullanıcı tarafından TEİAŞ'a; ünitenin ikaz sistemi, güç sistemi dengeleyicisinin teknik özellikleri, güç sistemi dengeleyicisinin blok şeması ve IEEE modeli, otomatik gerilim regülatörü ve bunların kararlı durum ve dinamik performansları ile ilgili ayrıntılı bilgiler ve teknik özellikler Ek-12'de belirtildiği şekilde verilir. Güç sistemi dengeleyicisi ayarları TEİAŞ'ın gerekli gördüğü durumlarda, Ek-12'de belirtilen ayar prosedürüne uygun olarak kullanıcı tarafından yapılır. TEİAŞ isterse bu ayar çalışmalarında gözlemci bulundurabilir.

(13) Rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı fotovoltaik üretim tesisleri için bu madde kapsamındaki hükümler değil, Ek-18'de yer alan koşullar geçerlidir.

Jeneratör kontrol düzenekleri: –Madde 21

(1) Her ünite, bağlı olduğu sisteme verdiği aktif ve reaktif gücün sürekli değiştirilmesi ile frekans ve gerilim kontrolüne katkıda bulunabilecek şekilde tasarlanmış kontrol düzeneklerine sahip olmak zorundadır.

(2) Her ünite, normal işletme koşullarında frekans kontrolü yapan, bu Yönetmeliğin ilgili maddelerinde belirtilen ölçütler doğrultusunda hızlı cevap veren, orantılı bir hız regülatörü veya ünite yük kontrolörü veya denk bir kontrol cihazına sahip olmak zorundadır.

(3) Hız regülatörü; uluslararası enterkonneksiyon şartında yer alan kuralları sağlayacak standartlara, bu

standartların mevcut olmadığı durumlarda ise, Avrupa Birliği içinde frekans kontrol sisteminin tasarım veya tadilat standartlarına uygun olarak tasarlanmalı ve çalıştırılmalıdır.

(4) Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemi ile entegrasyon hedefleri doğrultusunda ENTSO-E dökümanlarında yer alan ve alacak standartlar temel alınır.

(5) Hız regülatörleri için kullanılan standartlar;

- a) Bağlantı anlaşması başvurusunda veya,
 - b) Bağlantı anlaşmasının değiştirilmesi için yapılan başvuruda veya,
 - c) Hız regülatörü üzerinde yapılacak tadilattan önce mümkün olan en kısa sürede,
- TEİAŞ'a bildirilir.

(6) Hız regülatörü aşağıdaki asgari şartları sağlar:

a) Hız regülatörü, diğer kontrol cihazları ile koordineli bir şekilde çalışma aralığı içinde ünitenin aktif güç çıkışını ayarlanan işletme parametreleri doğrultusunda kontrol eder.

b) Hız regülatörü, ünitenin bağlı olduğu kısmın izole bir ada şeklinde iletim sisteminden ayrılması fakat ünitenin talebi beslemeye devam etmesi durumunda, frekansını (**Değişik ibare: RG-17/12/2024-32755**) 47,5-51,5 Hz aralığında tutabilmelidir. Ancak, bu durum çıkış gücünün ünitenin tasarlanmış asgari çıkış seviyesinin altına düşmesine yol açmamalıdır.

c) Hız regülatörü; primer frekans kontrol performans testleri ile belirlenen azami primer frekans kontrol rezerv kapasitesini sağlayacak şekilde 105 inci maddede belirtilen esaslar dahilinde bir hız eğimi ile çalışacak şekilde ayarlanır.

ç) Bir blok içindeki buhar türbini hariç, primer frekans kontrol hizmeti sunan tüm üniteler için hız regülatörünün duyarsızlığı $\pm 0,010$ Hz'i aşmamalıdır. Ayrıca hız regülatöründe kullanılan mahallinde frekans ölçümünün hassasiyeti $\pm 0,010$ Hz'i aşmamalıdır.

(7) Hız regülatörü için belirlenen asgari şartlar, başka parametrelere dayanan yan hizmetlerin TEİAŞ'ın talebi durumunda kullanıcı tarafından sağlanmasına engel olmamalıdır.

(8) Ünitenin gerilimini sabit tutan otomatik ikaz kontrol sistemi ve gerilim regülatörü ile ilgili olarak;

a) İkaz kontrol teçhizatı ve güç sistemi dengeleyicileri için teknik bilgiler ayrıntılı olarak bağlantı anlaşmasında belirtilir.

b) Sistem kararlılığına ve çalışma aralığında ikaz akımı sınırlarına uygun olarak ünitenin reaktif güç çıkışını

sınırlayan reaktif güç sınırlayıcıları bağlantı anlaşmasında belirtildiği şekliyle tesis edilir ve ayarlanır.

c) Gerilim kontrolüne ilişkin olarak, sabit reaktif güç çıkışı kontrol modları ve sabit güç faktörü kontrol modları da dahil olmak üzere, diğer kontrol teçhizatı bağlantı anlaşmasında belirtilir. Ancak, bu teçhizat ikaz kontrol sisteminde mevcut ise, TEİAŞ'ın talebi üzerine, kullanıcı tarafından devre dışı bırakılabilir.

ç) İkaz kontrol sistemi, ünite gücünün sıfırdan tam yüke kadar yavaş yavaş artırılması durumunda, çıkış geriliminin önceden saptanan nominal değerinden termik santraller için **%0,5'den**, hidrolik santraller için **%0,2'den daha fazla** değişmemesini sağlayabilecek hassasiyette olmak zorundadır. Ünite terminal çıkış gerilimi, nominal gerilim değerinin **en az %95-%105'ine** ayarlanabilir durumda olmak zorundadır.

d) Ünitenin büyük bir gerilim değişimine maruz kalması durumunda, çıkış otomatik gerilim regülatörü tarafından kontrol edilen ikaz kontrol sistemi, jeneratör ikaz sargısının alt ve üst gerilim sınırlarına 50 milisaniyeyi geçmeyecek kadar kısa bir süre içinde ulaşabilmelidir.

e) Ünite çıkışında **%10 veya** daha yüksek ani gerilim değişimlerinin meydana gelmesi durumunda, ikaz kontrol sistemi, nominal ikaz geriliminin **2 katından** veya nominal yüksüz ikaz geriliminin **6-7 katından daha az** olmamak üzere, yüklü pozitif ikaz geriliminin üst sınır değerini **en fazla 50** milisaniyede sağlayabilmelidir. Aynı zamanda pozitif üst sınır geriliminin **%80'ine** eşit negatif üst sınır gerilim değerini sağlayabilmelidir.

f) İkaz gücünü ünite çıkışlarından bir güç transformatorü yardımı ile alan statik ikaz kaynakları için ikaz sistemi; ünite çıkış geriliminin, nominal değerinin **%20** ile **%30'una** düşmesi durumunda otomatik tetikleme yapma yeteneğinde olmak zorundadır.

g) Nominal görünür gücü 100 MVA veya **daha fazla** olan jeneratörler için;

1) Yüksek gerilim şebekesinde kısa devre arızası olması durumunda, pozitif ikaz geriliminin üst sınır değeri **en az 3** saniye boyunca sağlanır.

2) Sistem arızaları sırasında, **en az 10** saniye nominal ikaz akımının **%150'sinden** az olmamak koşuluyla ikaz akımı sağlanır.

ğ) Nominal görünür gücü 50 MVA'dan büyük jeneratörler, iletim sistemine bağlı ünitelere ait transformatörlerin **en fazla %70-80** gerilim düşümüne karşılık gerilim düşümü kapasitesi sağlar.

(9) Hız ve gerilim regülatörleri ve bunlara ilişkin kontrol sistemlerinin ayarları TEİAŞ onayı haricinde değiştirilemez. TEİAŞ bu ayarlara uyulup uyulmadığına dair önceden haber vermeksizin tesiste inceleme yapma hakkına sahiptir.

Kararlı durum çıkış gücü değişimleri:**–Madde 22**

(1) Kararlı durum altında, ünite çıkış gücünde yarım saatlik süre içindeki değişimlerin standart sapması, ünitenin kurulu gücünün %2,5'ini geçmemelidir.

Negatif bileşen yüklenmeleri: –Madde 23

(1) 400 kV ve 154 kV sistemde gerilimin negatif bileşeni, pozitif bileşeninin %1'ini aşmamalıdır. Üniteler, iletim veya kullanıcı sistemindeki faz-faz arızalarından veya dengesiz yüklerden kaynaklanan negatif bileşen yüklenmelerine karşı, arıza, sistem yedek koruması tarafından temizleninceye kadar devre dışı olmadan dayanabilmelidir.

Ünite transformatör ve jeneratörlerinin nötr noktalarının topraklanması: –Madde 24

(1) İletim sistemine bağlı ünitelere ait transformatörlerin iletim sistemi tarafındaki sargılarının nötr noktaları doğrudan topraklanır. Ancak üretimin yoğun olduğu bölgelerde, 154 kV sistemde faz toprak arıza akımlarının üç faz toprak arıza akımlarından yüksek olduğu durumlarda, tek faz toprak arıza akımlarını sınırlayabilmek için ünite transformatörünün iletim sistemi tarafındaki sargısının nötr noktası tam olarak izole edilir. İzole edilecek bu transformatörlerde, nötr noktaları izolasyon seviyeleri 154 kV gerilim seviyesinde yapılır.

(2) Jeneratörlerin nötr noktası direnç veya topraklama transformatörü üzerinden topraklanır. Jeneratör topraklama direnci, faz toprak arıza akımının rezistif ve kapasitif bileşenlerinin birbirine eşit olması şartına göre hesaplanarak tespit ve tesis edilir. Jeneratörlerin nötr noktası tam izole edilmez ve doğrudan veya reaktans üzerinden topraklanmaz.

Ünite frekans hassasiyeti: –Madde 25

(1) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişi, ünitelerini 47,5-52,5 Hz aralığı dışındaki frekanslardan doğabilecek zararlara karşı korumakla yükümlüdür. Bu aralık dışındaki frekanslarda teçhizatın, tesisin ve/veya personelin güvenliği için ünitenin sistem ile bağlantısını kesme ve diğer her türlü tedbirin alınması hususundaki yükümlülükler üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiye aittir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM**İletişim Şartları****İletişim: –Madde 26**

(1) İletim sisteminin işletimi ve enerji yönetiminin gereksinim duyduğu ses, bilgi ve koruma sinyalizasyon amaçlı iletişim ortamı tesis edilir.

(2) İletim sisteminin yönetimi, işletilmesi ve kontrolünün sağlanması amacıyla TEİAŞ ile kullanıcılar arasında kurulan iletişim ve kontrol sisteminin teknik özellikleri, tesis ve işletme bakım yükümlülükleri bağlantı anlaşmalarında yer alır.

(3) İletim sisteminde veri ve ses iletişimi kuranportör ve fiber optik iletişim sistemleri ile yapılır. Ayrıca, ihtiyaç duyulan durumlarda telekomünikasyon firmalarından kiralanan iletişim kanalları kullanılır. Yönetimsel Kontrol ve Veri Toplama Sistemi (SCADA) ile veri alışverişi amacıyla, transformatör merkezleri ve üretim tesislerinde gerekli donanım, yazılım ve iletişim linkleri temin ve tesis edilir.

(4) Yeni tesis edilen 400 kV ve 154 kV enerji iletim hatlarında standart çelik toprak tellerinden biri veya her ikisi yerine içerisinde sayısı ve özellikleri ihtiyaca göre TEİAŞ tarafından belirlenen fiber optik liflerin yer aldığı, TEİAŞ'ın Tip Teknik Şartnamesine uygun optik fiberli koruma teli (OPGW) kullanılır.

(5) İşletmede olan enerji iletim hatlarındaki koruma iletkenleri ihtiyaç duyulduğunda optik fiberli koruma iletkeni ile değiştirilir.

Ses iletişim sistemi: –Madde 27

(1) Ses iletişim sistemi, TEİAŞ ve kullanıcının kontrol operatörünün, çeşitli iletişim ortamları üzerinden sistemin kontrolü, işletilmesi ve denetiminin sağlanması amacıyla iletişimi sağlayan özel haberleşme sistemidir.

(2) Yük tevzi merkezleri ile kullanıcı tesisleri arasındaki sesli iletişim, kullanıcı tarafından tesis edilen ve TEİAŞ'ın mevcut iletişim araç ve gereçlerine uyumlu donanım ve yazılım ile sağlanır. Diğer ilgili merkezlerde de bağlantı anlaşmasında belirtilen gerekli teknik değişiklikler ve ilavelerin yapılması, kullanıcıların yükümlülüğündedir.

(3) İletim sisteminin yönetiminde, işletilmesinde ve kontrolünde etkinliğin sağlanması amacıyla, bağlantı anlaşması uyarınca kullanıcının ilgili kontrol odasında, sabit telefon veya GSM bulundurulur.

(4) TEİAŞ ve dağıtım şirketlerinin kontrol merkezlerinde, üretim tesislerinin kontrol odasında, ticari işlemlerin yürütüldüğü ve doğrudan bağlı müşterilerin kontrol noktalarında ayrı bir hat üzerinden çalışan bir faks cihazı da bulundurulur.

(5) İletişim tesis ve/veya teçhizatı sisteme bağlanmadan önce, telefon ve faks numaraları ile bu numaralarda yapılacak değişiklikler, değişiklik yapılmadan önce kullanıcı tarafından TEİAŞ ve/veya dağıtım şirketlerine bildirilir.

Koruma sinyalizasyon sistemi: –Madde 28

(1) İletim sisteminde kullanıcı ile olan sistemi arasındaki bağlantıda yer alan koruma sistemine ait sinyalizasyon için gerekli donanımlar, karşılıklı olarak kullanıcı tarafından temin ve tesis edilir.

Veri iletişim sistemi: –Madde 29

(1) Veri iletişim sistemi, kullanıcı sistemine ait verilerin toplandığı, işlendiği, değerlendirildiği, ilgili yük tevzi merkezine iletildiği ve gerekli bilgi ve komutların ilgili yük tevzi merkezinden kullanıcının tesisine iletildiği sistemdir.

(2) Sistem kontrol ve veri toplama işlevinin yürütülmesi için gerekli uzak terminal birimi veya geçit kapısı (gateway), donanım, yazılım, iletişim linki ve cihazlar bağlantı anlaşmasında yer alan şartlara uygun olarak kullanıcı ve TEİAŞ'ın ilgili tesislerinde kurulur. Kullanıcıların, dengeleme güç piyasasına katılan ve yan hizmetlere katılım zorunluluğu bulunan üretim tesisleri için TEİAŞ'ın veri iletişim sistemi ile veri alışverişi sağlamak üzere bağlantı sağlamaları esastır. Kullanıcı, TEİAŞ için gerekli sinyal, gösterge, alarm, ölçümler, kesici ve ayırıcı konum bilgileri, yükte kademe değiştirici gibi kontrol girdilerini sistem kontrol ve veri toplama teçhizatına, bu teçhizatın yanında tesis edeceği bir bilgi toplama panosu üzerinden sağlar.

(3) Kullanıcının; veri iletişimini, uzak terminal birimi kullanmak yerine, tesisinin ayrılmaz bir parçası durumunda olan bilgisayar kontrol sistemi üzerinden sağlamayı tercih etmesi ve bu tercihinin TEİAŞ tarafından kabul edilmesi halinde, gerekli performansın temini açısından TEİAŞ işletim sistemi ile uyumlu sistem, kullanıcı tarafından sağlanır. İstasyon otomasyonu uygulaması yapılması durumunda da, uzak terminal birimi ve bilgi toplama panosuna ihtiyaç olmaksızın, ilgili yük tevzi merkezi ile veri alışverişi istasyon bilgisayarı ve bir geçit kapısı üzerinden sağlanır.

(4) İletim sisteminin izlenmesi amacıyla toplanacak gerilim, akım, aktif ve reaktif güç sinyalleri ve diğer sinyaller TEİAŞ tarafından kullanıcıya bildirilir ve bu bilgilerin TEİAŞ'ın ilgili yük tevzi merkezi ile alışverişi sağlanır. Bu sinyallerin temin edilmesi ile ilgili teçhizatın ne zaman, ne şekilde, nereye ve nasıl tesis edileceği bağlantı anlaşmasında yer alan hükümlere uygun olarak belirlenir.

(5) Kullanıcı ve TEİAŞ kontrol ve sistem işletme merkezleri arasındaki veri iletişimi MYTM kurallarına, bağlantı anlaşmasında belirtilen, iletişim protokolü ve iletişim ortamına uygun olarak sağlanır.

(6) Veri iletişimi ana ve yedek olmak üzere iki ayrı link üzerinden sağlanır. 50 MW altı üretim tesislerinin ikinci

linki oluşturulmıyorsa veri iletişimi tek link üzerinden sağlanabilir.

(7) Elektrik dağıtım şirketleri ve dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgeleri tarafından, dağıtım sistemine ve dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin şebekelerine bağlanacak 30 MW ve üzeri kurulu gücünde üretim tesislerine ait santral bazında toplam MW ve MVar bilgileri ilgili dağıtım şirketinin/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin mevcut/kurulacak SCADA kontrol merkezi üzerinden TEİAŞ SCADA sistemine aktarılır. Söz konusu santraller kendi tesislerinde bu amaçla gerekli sistemleri kurmak ve gerekli iletişim linkini sağlayarak ilgili elektrik dağıtım şirketlerinin/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin SCADA sistemlerine bağlanmaktan sorumludur. Elektrik dağıtım şirketlerinin/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin SCADA kontrol merkezleri tarafında bu amaçla iletişim linki dışında ihtiyaç duyulacak diğer teçhizata dair yapılacak çalışmalar ilgili dağıtım şirketi/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgesinin sorumluluğundadır.

(8) Elektrik dağıtım şirketleri ve dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgeleri tarafından, dağıtım sistemine ve dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin şebekelerine bağlanacak kurulu gücü 10 MW ve üzeri olan yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş ve rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerine ait santral bazında toplam MW ve MVar bilgileri ilgili elektrik dağıtım şirketleri/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin mevcut/kurulacak SCADA kontrol merkezi üzerinden TEİAŞ SCADA sistemine aktarılır. Söz konusu santraller kendi tesislerinde bu amaçla gerekli sistemleri kurmak ve gerekli iletişim linkini sağlayarak ilgili elektrik dağıtım şirketlerinin/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin SCADA sistemlerine bağlanmaktan sorumludur. Elektrik dağıtım şirketlerinin/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin SCADA kontrol merkezleri tarafında bu amaçla iletişim linki dışında ihtiyaç duyulacak diğer teçhizata dair yapılacak çalışmalar ilgili dağıtım şirketi/dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgelerinin sorumluluğundadır.

(9) Elektrik dağıtım şirketleri ve dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgeleri tarafından, sorumluluk alanında dağıtım seviyesinden bağlı tüm üretim tesislerinin toplam MW ve MVar değerleri, toplam tüketim değerleri, bağlantı noktalarına ilişkin bilgiler ile TEİAŞ tarafından talep edilecek diğer bilgileri, kendi SCADA kontrol merkezi ile TEİAŞ SCADA sistemi arasında tesis edecekleri iletişim linki üzerinden, TEİAŞ sisteminde kullanılan iletişim protokolleri vasıtasıyla TEİAŞ SCADA sistemine aktarılır. TEİAŞ SCADA kontrol merkezleri tarafında bu amaçla iletişim linki dışında ihtiyaç duyulacak diğer teçhizata dair yapılacak çalışmalar TEİAŞ'ın sorumluluğundadır.

(10) Sorumluluk sahası içerisinde TEİAŞ veya kullanıcı tarafından tesis edilen güç kalitesinin izlenmesine ilişkin cihazlara ait ölçüm verilerinin iletim sistemine bağlı kullanıcıların erişimine sunulması esastır. Kullanıcıların TEİAŞ Milli Güç Kalitesi Ölçüm Sistemine erişimleri, TEİAŞ tarafından hazırlanıp Kurul tarafından onaylanan “Güç Kalitesi Ölçüm Sistemlerine İlişkin Usul ve Esaslar” hükümlerine göre yapılır.

(11)^[28] Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler, sorumlu oldukları dağıtım sistemine OG gerilim seviyesinden bağlı olan üretim tesisine bütünleşik elektrik depolama ünitesi, müstakil elektrik depolama tesisleri ve depolamalı elektrik üretim tesisleri tarafından şebekeye verilen ve şebekeden çekilen MW ve MVar bilgilerini, bağlantı noktalarına ilişkin bilgileri ve TEİAŞ tarafından talep edilecek diğer bilgileri, üretim kaynağını da içerecek şekilde, ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye ait SCADA kontrol merkezi üzerinden TEİAŞ SCADA sistemine aktarır. Söz konusu tesis sahibi tüzel kişiler, bu amaçla gerekli sistemleri kurmak ve gerekli iletişim linkini sağlayarak ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye ait SCADA kontrol merkezine bağlanmakla yükümlüdür. SCADA kontrol merkezi tarafında bu amaçla iletişim linki dışında ihtiyaç duyulacak diğer teçhizata dair yapılacak çalışmalar, ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişinin sorumluluğundadır.

(12) (EK:RG-21/1/2025-32789) Kapasite veri takip belgesi sunmakla yükümlü olan depolamalı elektrik üretim tesislerinin bünyesinde yer alan elektrik depolama ünitesi veya ünitelerinin; toplam enerji depolama kapasitesi ve kullanılabilir enerji miktarı MWh cinsinden, ilgili ünitelerin aktif verişi ve çekişi gücü emreamadeliği ile aktif güç verişi/çekişi durumu MW cinsinden ve depolama ünitelerinin şarj/deşarj durumu ile kesici konumları anlık olarak ilgili şebeke işletmecisine ait SCADA sistemine aktarılır.

(13) (EK:RG-21/1/2025-32789) Depolamalı elektrik üretim tesislerinin kapasite veri takip belgesi almak için ilgili şebeke işletmecilerine yaptığı başvuru **en geç 7 iş günü** içerisinde sonuçlandırılır.

İlave iletişim şartları: –Madde 30

(1) İletim sisteminin güçlendirilmesi, geliştirilmesi ve yenilenmesi nedeniyle, kullanıcıya ait mevcut ses ve veri iletişim sisteminde ortaya çıkan değişiklik ihtiyaçları, bağlı olduğu TEİAŞ merkezindeki kendisiyle ilgili ihtiyaçlar da dahil, TEİAŞ tarafından yapılacak planlama çerçevesinde kullanıcı tarafından yerine getirilir.

Veri iletişim ağı: –Madde 31

(1) TEİAŞ ile kullanıcı arasında, idari, mali, ticari ve teknik konulardaki bilgi alışverişi için kullanılacak olan veri iletişim ağı ve bu ağı ile ilgili teknik altyapı ilgili mev-

zuat uyarınca TEİAŞ tarafından hazırlanan standart ve kurallara uygun olarak tesis edilir.

Sekonder frekans kontrolü teçhizatı:

–Madde 32

(1) Sekonder frekans kontrolü için gerekli olan teçhizat ve ilgili bağlantı, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinin ilgili hükümleri uyarınca bu kapsama giren üretim tesislerinde, MYTM’de bulunan otomatik üretim kontrol programının gerekliliklerini tam olarak sağlayacak şekilde temin ve tesis edilir. MYTM’deki otomatik üretim kontrol programının parametrelerinin ayarları için gerekli veriler ilgili üretim şirketi tarafından sağlanır.

(2) Üretim tesisinde kurulacak olan otomatik üretim kontrol sistemi/arabirimi, MYTM’deki otomatik üretim kontrol programı tarafından gönderilen sinyal ile uyumlu olmak zorundadır.

ÜÇÜNCÜ KISIM İletim Sistemine Bağlantı

BİRİNCİ BÖLÜM İletim Sistemine Bağlantı Esasları ve Taraflar

İletim sistemine bağlantı esasları: –Madde 33

(1) İletim sistemi ile kullanıcılar arasındaki bağlantı, bu Yönetmelik hükümlerine uygun olarak tesis edilir.

(2)^[29] TEİAŞ’ın bir dağıtım barasına veya bu baraya bağlı dağıtım sistemine bağlanacak üretim tesisinin ya da tesislerinin toplam kurulu gücü azami, ilgili baranın kısa devre arıza akım sınırının aşılması kaydıyla mezkûr baradaki transformatörün cebri soğutmasız nominal görünür gücüne kadar olabilir. Kurulu gücü 50 MW ve üzeri olan üretim tesislerinin bağlantısı iletim seviyesinden yapılır. Transformatör merkezlerinde yer alan fiderlerin ve transformatör kapasitesinin verimli kullanılması için; fider tahsis talepleri, fider yüklenme durumları göz önüne alınarak dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından yapılır. Teknik gereksinim halinde TEİAŞ tarafından transformatör merkezinde gerekli fider değişikliği ve/veya düzenlemesi ilgili dağıtım lisans sahibi tüzel kişiye bildirilir. 10 MW’ın altındaki üretim tesisleri için müstakil fider tahsis yapılmaz. Bununla beraber, 10 MW altında kurulu gücü olan ve en yakın bağlantı noktası bir transformatör merkezi olan üretim tesisleri için yakınlarda bağlanılabilecek dağıtım sistemine ait bir nokta olmaması, söz konusu transformatör merkezinde kullanılabilecek bir fider bulunması, söz konusu fiderin ileride dağıtım şirketlerince kullanılma olasılığının bulunmaması ve dağıtım şirketinin de uygun görüşü alınması halinde müstakil fider tahsis yapılabilir

(3)^[30] Tüketiciler tarafından iletim sistemine bağlanması talep edilen tüketim tesisinin/ tesislerinin bağlantı gücünün 50 MW ve üzerinde olması halinde iletim sistemine bağlantı için uygun görüş verilir. İlgili tesislerin gücünün 50 MW altında olması halinde ise dağıtım sistem işletmecisinin bu gücü karşılayamayacağı yönünde görüşünün bulunması ve bağlantı talebinin TEİAŞ tarafından da uygun görülmesi halinde tüketicinin iletim sistemine bağlantısı yapılır. TEİAŞ'ın da bu bağlantı talebini uygun görmemesi halinde tüketici dağıtım sistemine bağlanır.

(4) Bağlantı talepleri, TEİAŞ tarafından ilgili mevzuat ve 35 inci madde hükümlerine göre süresi içinde değerlendirilir ve sonuçlandırılır.

Bağlantı esaslarına tabi taraflar: –Madde 34

(1) İletim sistemine bağlantı esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

c) İletim sistemine doğrudan bağlı tüketicilere,

ç) Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilere,

uygulanır.

(2) Ayrıca, bu Yönetmeliğin yayımı tarihinde dağıtım sistemine bağlı olan 50 MW ve üzerinde kurulu güce sahip üretim tesisleri de iletim sistemine bağlantı esasları kapsamında değerlendirilir.

İKİNCİ BÖLÜM

İletim Sistemine Bağlantı ve/veya Sistem Kullanımı

Bağlantı talebinin değerlendirilmesi:

–Madde 35

(1) Üretim ve tüketim tesislerinin bağlantıları Ek-10'da yer alan örnek tek hat şemalarına göre tasarımılandırılır.

(2) TEİAŞ, üretim tesislerinin iletim sistemine bağlantı ve/veya sistem kullanım talebi hakkındaki görüşlerini 28/1/2014 tarihli ve 28896 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem Kullanım Yönetmeliğinin ve 2/11/2013 tarihli ve 28809 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin ilgili maddelerini dikkate alarak, görüş talebinin kendisine ulaşmasından itibaren Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği hükümleri uyarınca **kırkbeş gün** içerisinde sonuçlandırarak, gerekçeleri ile birlikte Kuruma bildirir.

(3) Üretim tesisleri dışındaki bağlantı ve/veya sistem kullanımına ilişkin olarak TEİAŞ'a yapılan diğer başvurular incelenerek Elektrik Piyasası Bağlantı ve Sistem

Kullanım Yönetmeliğinin ilgili maddeleri dikkate alınarak oluşturulan görüş, başvuru tarihinden itibaren **kırk beş gün** içerisinde gerekçeleri ile birlikte başvuru sahibine yazılı olarak bildirilir.

(4) Tüzel kişiye önlisansının verilmesini takiben, bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmasına esas olmak üzere, Ek-11'in Bölüm 1'inde yer alan standart planlama verileri ile iletim sistemine bağlanacak tesis ve/veya teçhizata ilişkin bilgiler tüzel kişi tarafından bağlantı anlaşması başvurusu aşamasında TEİAŞ'a sunulur.

Bağlantı anlaşması, sistem kullanım anlaşması ve yan hizmet anlaşması: –Madde 36

(1) Tüzel kişi tarafından üretim lisansının TEİAŞ'a verildiği tarihten itibaren **altmış gün** içerisinde bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması TEİAŞ tarafından tüzel kişiye önerilir. TEİAŞ'ın bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması önerisini yapabilmesi için ek bilgiye ihtiyaç duyması halinde, Ek-11'in Bölüm 2'sinde yer alan ayrıntılı planlama verileri de tüzel kişiden talep edilebilir. Bu hallerde TEİAŞ tarafından bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmasının önerilmesine ilişkin süre **doksan gün** olarak uygulanır. Tüzel kişi TEİAŞ'ın anlaşma önerisine **otuz gün** içerisinde yazılı yanıt verir.

(2) Tarafların mutabakatı halinde bağlantı ve/veya sistem kullanımına ilişkin hüküm ve şartları içeren bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması imzalanır. TEİAŞ ve lisans sahibi tüzel kişinin, bağlantı ve/veya sistem kullanımına ilişkin anlaşmanın hükümleri üzerinde mutabakata varamamaları halinde, ihtilaflar Kanunun ve tarafların ilgili lisanslarının hükümlerine göre Kurum tarafından çözüme kavuşturulur ve konu hakkında alınan Kurul kararları bağlayıcıdır.

(3) İletim sistemine halihazırda bağlı olan üretim tesisleri ile bağlantı ve/veya sistem kullanımına ilişkin olarak üretim tesisleri dışında gerçek ve tüzel kişiler tarafından TEİAŞ'a yapılan diğer başvurularda da aynı süreç uygulanır.

(4) Anlık talep kontrolü, reaktif güç kontrolü, oturan sistemin toparlanması veya bölgesel kapasite kiralama hizmeti sunacak tesisler için hizmeti sunacak gerçek/ tüzel kişiler ile TEİAŞ arasında Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümlerine göre ilgili yan hizmet anlaşması imzalanır.

(5) (**Değişik: RG-17/12/2024-32755**) Yeni devreye girecek iletimden bağlı olan üretim tesislerinden;

a) Reaktif güç destek hizmeti sunmakla yükümlü olan üretim tesisi sahibi tüzel kişiler, reaktif güç destek hizmeti yan hizmet sertifikasını geçici kabul tarihinden itibaren **120 gün** içerisinde ve reaktif güç destek hizmeti sunmakla yükümlü olan nükleer üretim tesisi sahibi tüzel kişiler ise ön kabul tarihi itibarıyla **120 gün** içerisinde,

b) Kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olan ve **en az 3** MW primer frekans kontrol rezervi sağlayabilen ünite veya üniteler içeren yan hizmet birimlerinin primer frekans kontrol hizmeti sağlama niteliğine sahip olduğuna dair primer frekans kontrol yan hizmet test sertifikasını geçici kabul tarihinden itibaren **120 gün** içerisinde,

c) Sınırlı Frekans Hassasiyet Modu hizmetine katılma yükümlülüğü olan üretim tesisi sahibi tüzel kişiler, Sınırlı Frekans Hassasiyet Modu hizmetine dair yan hizmet sertifikasını geçici kabul tarihinden itibaren **120 gün** içerisinde,

TEİAŞ'a sunmakla yükümlüdür.

Uyum ve testler: –Madde 37

(1) Kullanıcı; üretim tesisinin ve/veya iletim sistemine bağlanacak tesis ve/veya teçhizatın, sistemdeki tesis ve/veya teçhizata, bu Yönetmeliğe, bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmaları ile yan hizmetler anlaşmalarına uygun olduğunu aşağıdaki usul ve esaslar çerçevesinde TEİAŞ'a bildirir:

a) Kullanıcı, TEİAŞ ile mutabık kaldığı bir test programı ve takvimi çerçevesinde, otomatik gerilim ve hız regülatörleri, diğer kontrol ve iletişim sistemleri üzerinde yapılacak servise alma testlerinin bir parçası olan açık ve yüklü devre ve fonksiyon testlerini TEİAŞ'ın gözetimi altında yapar.

b) Kullanıcı, yukarıdaki testlerden elde edilen sonuçları ve kontrol sistemi parametrelerinin son ayarlarını içeren bilgileri TEİAŞ'a sunar.

c) Kullanıcı, yan hizmetlere ilişkin olarak Ek-17'de yer alan usuller çerçevesinde performans testlerinin gerçekleştirilmesini sağlar.

Sisteme bağlantı onayı: –Madde 38

(1) Kullanıcının bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması çerçevesindeki gerekliliklerini yerine getirip getirmediği kullanıcının başvurusu üzerine TEİAŞ tarafından değerlendirilir. Bağlantı gerekliliklerinin yerine getirildiğinin tespiti durumunda fiziki bağlantının yapılacağı tarih kullanıcıya bildirilir. Eksiklik tespit edilmesi ve bu nedenle bağlantıya onay verilmemesi halinde tespit edilen eksiklikler gerekçeleri ile birlikte başvuru tarihinden itibaren **en fazla 60 gün** içerisinde kullanıcıya bildirilir ve eksikliklerin giderilmesi için kullanıcıya ek süre verilir.

(2) TEİAŞ, iletim sistemine bağlı bir kullanıcının, iletim sistemi üzerindeki tesis ve/veya teçhizatının çalışmasını izleme hakkına sahiptir.

(3) İletim sistemine bağlı bir tesis ve/veya teçhizat üzerinde ve/veya bunların ayarlarında herhangi bir değişiklik teklifi, iletim sisteminin bütünlüğü ve diğer

kullanıcıların tesis ve/veya teçhizatı üzerindeki etkilerinin incelenebilmesi için kullanıcı tarafından yeterli bir süre önceden TEİAŞ'a bildirilir. TEİAŞ, iletim sisteminin bütünlüğünü olumsuz yönde etkileme ihtimali olan değişikliklerin yapılmasını kabul etmeyebilir.

DÖRDÜNCÜ KISIM Planlama

BİRİNCİ BÖLÜM Planlama Esasları ve Tabi Taraflar

Planlama esasları: –Madde 39

(1) TEİAŞ tarafından, Üretim Kapasite Projeksiyonu her yıl 30 Nisan tarihine kadar Kuruma sunulur.

(2) TEİAŞ, Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporunun Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanmasını müteakiben, gelecek **yirmi yılı** kapsayacak şekilde yapılan talep tahminini, mevcut arz potansiyelini, potansiyel arz imkânlarını, yakıt kaynaklarını, iletim ve dağıtım sisteminin yapısı ve gelişme planlarını, ithalat veya ihracat imkânlarını ve kaynak çeşitliliği politikalarını dikkate alarak enerji politikalarının belirlenmesinde yararlanmak üzere Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Gelişim Planını hazırlayarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının onayına sunar. Bu plan, onaylanmasını müteakip Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanır. Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Gelişim Planı hazırlanırken; yükün karşılanamama olasılığı, puant yükün **bir yılda** toplam **yedi gün** karşılanamaması anlamına gelen yıllık **%2 veya** bu orandan daha düşük bir değer olacak şekilde dikkate alınır.

(3) Kısa Dönem Elektrik Enerjisi Arz-Talep Projeksiyonu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda ilgili tüm kurum ve kuruluşlarının katılımıyla TEİAŞ tarafından kamuoyu ile paylaşılacak üzere hazırlanarak rapor haline getirilir.

Planlamaya tabi taraflar: –Madde 40

(1) İletim sistemi gelişimine ilişkin planlama esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

c) Dağıtım şirketlerine,

uygulanır.

Planlamaya tabi tarafların yükümlülükleri:

–Madde 41

- (1) Ek-11’de yer alan ayrıntılı ve standart planlama verileri; yine Ek-11’de yer alan tarihlere kadar planlamaya tabi taraflarca TEİAŞ’a sunulur.
- (2) Taraflarca gönderilen standart planlama verileri TEİAŞ tarafından kaydedilir. Bilgiler TEİAŞ tarafından yapılan çalışmalarda kullanılır ve üçüncü taraflarla paylaşılmamak üzere ilgili kamu kurum ve kuruluşlarına verilebilir.
- (3) Standart planlama verilerinin tam ve zamanında TEİAŞ’a bildirilmesi tarafların yükümlülüğündedir.
- (4) Verilerde bir önceki yıla göre herhangi bir değişiklik olmaması durumunda, bir önceki yıla ait veri sunumundan sonra verilerde değişiklik olmadığı hususu kullanıcı tarafından yazılı olarak TEİAŞ’a bildirilir.
- (5) İletim sistemine bağlantı ve/veya sistem kullanımı amacıyla yeni başvuru yapıldığında standart planlama verileri, TEİAŞ’a sunulur.

İKİNCİ BÖLÜM

Plan ve Projeksiyonlar

Üretim kapasite projeksiyonu ve kısa dönem elektrik enerjisi arz-talep projeksiyonu:

–Madde 42

- (1) Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanıp TEİAŞ tarafından sonuçlandırılarak Kurul tarafından onaylanan talep tahminlerine göre, elektrik enerjisi talebinin kaliteli, sürekli ve güvenilir bir şekilde karşılanması ve piyasa katılımcılarına yol gösterilmesi için **beş yıllık** projeksiyonu içerecek şekilde Üretim Kapasite Projeksiyonunun hazırlanması görevi TEİAŞ tarafından yerine getirilir.
- (2) Üretim Kapasite Projeksiyonunda; gerçekleşen talep ile izleyen beş takvim yılına ait talep gelişimi, mevcut üretim sistemi ve beş takvim yılına ait üretim kapasite gelişimi ile arz talep dengesi bölümleri yer alır.
- (3) Üretim Kapasite Projeksiyonunun talep gelişimi bölümünde;
 - a) Bir önceki yılda dağıtım şirketleri tarafından hazırlanıp TEİAŞ tarafından sonuçlandırılarak Kurul tarafından onaylanan talep tahminleri ve geçmiş yıllara ilişkin kayıp/kaçak miktar ve oranları,
 - b) Talebin sektörel bazdaki gelişimi,
 - c) Bir önceki yıldaki fiziki gerçekleşmenin, geçmişteki talep tahminiyle karşılaştırılmasına yönelik analizler,
 - ç) Bir önceki yıla ait puant talep bilgileri ile bu talebi etkileyen ana faktörler,
 yer alır.

- (4) Üretim Kapasite Projeksiyonunun üretim bölümünde;
 - a) Bir önceki yıla ait yakıt türü ve kuruluş bazında Türkiye toplam elektrik enerjisi kurulu gücü, emreamade kapasite ve üretim miktarı,
 - b) Bir önceki yıla ait yakıt türü ve kuruluş bazında devreye alınan toplam elektrik enerjisi kurulu gücü ve üretim miktarı,
 - c) Talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken kurulu güç ve emreamade kapasite artırımları,
 - ç) Lisans almış ancak, henüz işletmeye alınmamış olan üretim tesislerine ait kapasiteler,
 - d) Bir önceki yılda ithal ve ihraç edilen enerji miktarları,
 - e) Bir önceki yılda faaliyet dışı kalan üretim tesisleri ve kapasiteleri,
 - f) **Bir yıldan** uzun süre ile hizmet dışı olması beklenen ünitelerin üretim miktarı ve süresi,
 yer alır.

- (5) Projeksiyonun üretim bölümünde arz-talep dengesine ilişkin senaryoların oluşturulmasında; santrallerin son **üç yıl** içerisindeki emreamade kapasiteleri dikkate alınır, yeni devreye alınacak kapasite için mevcut santrallerin verileri kullanılır.

- (6) 7/5/2016 tarihli ve 29705 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Talep Tahminleri Yönetmeliği çerçevesinde TEİAŞ tarafından sonuçlandırılarak Kuruma sunulacak olan talep tahminlerinin TEİAŞ’ın internet sitesinde 31 Aralık tarihine kadar yayımlanmaması durumunda, Üretim Kapasite Projeksiyonunda Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan talep tahminleri kullanılır.

- (7) Süresi içinde TEİAŞ’a gönderilen talep tahminlerinde, bu maddenin üçüncü fıkrasının (b), (c) ve (ç) bentlerinde öngörülen bölümlerin tamamının veya bir kısmının yer almaması hallerinde, Üretim Kapasite Projeksiyonu bu bentlere dayalı analizlere yer verilmeden hazırlanır.

- (8) Kısa Dönem Elektrik Enerjisi Arz-Talep Projeksiyonu bir sonraki yıla ilişkin Türkiye elektrik enerjisi üretim, tüketim, puant talep, emreamade kapasite ve su durumuna ilişkin bilgileri ve grafikleri içerir.

Uzun dönem elektrik enerjisi üretim gelişim planı:

–Madde 43

- (1) Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Gelişim Planı aşağıdaki hususları içerir:
 - a) Çalışmada dikkate alınan kabuller, varsayımlar ve kullanılan metodoloji,

- b) Plan dönemi başındaki mevcut sistem,
- c) Kaynak potansiyeli ve aday üretim tesisleri,ç) **20 yıllık** elektrik enerjisi ve puant güç talep tahmini,
- ç) **20 yıllık** elektrik enerjisi arz-talep dengesi,
- d) **20 yıllık** yakıt tüketim tahminleri,
- e) Kurulu gücün ve üretimin gelişimi,
- f) Termik santrallerin üretimlerine göre emisyon değerleri,
- g) Sistem güvenilirliği ile ilgili sonuçlar.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM Planlama Verileri

Hazırlanacak veriler: –Madde 44

- (1) Planlama verileri; Ek-11’de yer aldığı şekliyle standart planlama verileri ve ayrıntılı planlama verileri olmak üzere iki bölümden oluşur.
- (2) Standart planlama verileri periyodik olarak, ayrıntılı planlama verileri ise TEİAŞ’ın talebi durumunda kullanıcı tarafından hazırlanır.
- (3) Planlama verileri projenin gelişme aşamalarına göre aşağıdaki seviyeleri takip eder:
 - a) Proje ön verileri,
 - b) Taahhüt edilen proje verileri,
 - c) Sözleşmeye bağlanan proje verileri.

Proje ön verileri: –Madde 45

- (1) Kullanıcının iletim sistemine bağlantısı ve sistem kullanımı ile ilgili bilgi ve belgeler, bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması imzalanıncaya kadar proje ön verileri olarak kabul edilir. Bu seviyedeki veriler gizlidir ve diğer aşamalara ulaşıncaya kadar TEİAŞ tarafından üçüncü taraflara açıklanamaz.
- (2) Proje ön verileri, normal koşullarda sadece standart planlama verilerinden oluşur. İletim sistemi etüdlerinin daha ayrıntılı olarak yapılabilmesi amacıyla, TEİAŞ’ın talep etmesi durumunda, ayrıntılı planlama verileri de proje ön verilerine eklenir.

Taahhüt edilen proje verileri: –Madde 46

- (1) Bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması imzalandıktan sonra, proje ön verileri olarak sunulmuş olan veriler ile TEİAŞ tarafından talep edilen ilave veriler, taahhüt edilen proje verilerini oluşturur. Bu veriler ile TEİAŞ’a ait diğer veriler, yeni başvuruların değerlendirilmesinde, Üretim Kapasite Projeksiyonu ile İletim Sistemi Gelişim Raporunun hazırlanmasında ve yatırım planlamasında esas alınır.

(2) Taahhüt edilen proje verileri standart planlama verileri ile ayrıntılı planlama verilerinden oluşur.

(3) Taahhüt edilen proje verileri, aşağıdaki durumlar dışında üçüncü taraflara açıklanamaz:

- a) Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Gelişim Planı, Üretim Kapasite Projeksiyonu, Kısa Dönem Elektrik Enerjisi Arz-Talep Projeksiyonu ile İletim Sistemi Gelişim Raporunun hazırlık çalışmalarında,
- b) İşletme planlaması çalışmalarında,
- c) Uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarında.

Sözleşmeye bağlanan proje verileri:

–Madde 47

(1) İletim sistemine bağlantı gerçekleşmeden önce, sözleşmeye bağlanan proje verileri, güncellenmiş gerçek veriler ile değiştirilir. Aynı şekilde, geleceğe yönelik veriler, talep de göz önüne alınarak güncellenmiş tahmini veriler ile değiştirilir. Bu aşamada sağlanan veriler taraflar arasındaki sözleşme ve anlaşmalarda esas alınır.

(2) Sözleşmeye bağlanan proje verileri, TEİAŞ’ın diğer verileri ile birlikte, yeni başvuruların değerlendirilmesinde ve iletim sisteminin planlamasında esas alınır.

(3) Sözleşmeye bağlanan proje verileri standart planlama verileri ve ayrıntılı planlama verilerinden oluşur.

(4) Sözleşmeye bağlanan proje verileri aşağıdaki durumlar dışında üçüncü taraflara açıklanamaz:

- a) Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Gelişim Planı, Üretim Kapasite Projeksiyonu, Kısa Dönem Elektrik Enerjisi Arz-Talep Projeksiyonu ile İletim Sistemi Gelişim Raporunun hazırlık çalışmalarında,
- b) İşletme planlaması çalışmalarında,
- c) Uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarında.

BEŞİNCİ KISIM İşletme Kuralları

BİRİNCİ BÖLÜM

Talep ve Enerji Tahmini Esasları ve Taraflar

Talep ve enerji tahmini esasları: –Madde 48

(1) Talep ve enerji tahmini, dengeleme ve uzlaştırma işlemlerini düzenleyen ilgili mevzuata tabi taraflardan alınacak bilgilerle, sistem kısıtları, yük alma ve yük atma teklifleri çerçevesinde, sistem bütünlüğü, arz güvenliği ve kalitesine ilişkin şartlar sağlanarak her gün yapılır.

(2) İletim sistemine ilişkin etütler; üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin planlı bakım ve onarımı ile üretim

tesislerinin devre dışı edilme programlarının koordine edilmesi, talep ve enerji tahmini esas alınarak yapılır.

Talep ve enerji tahminine tabi taraflar:

–Madde 49

(1) Talep ve enerji tahmini esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) Dağıtım şirketlerine,

c) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

ç) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,

uygulanır.

İKİNCİ BÖLÜM

İşletme Planlaması

İşletme planlamasının esasları: –Madde 50

(1) İşletme planlaması; tesis ve/veya teçhizatın bakım, onarım ve bağlantı nedeniyle devre dışı edilme durumlarının talep ve enerji tahmini ile uyumlu olarak TEİAŞ tarafından koordine edilmesini içerir.

(2) TEİAŞ, talebin sürekli ve güvenilir bir şekilde karşılanabilmesi ve sistemi etkileyebilecek devre dışı olma durumlarının asgari düzeye indirilmesi için; işletme planlamasına tabi taraflar arasında yer alan ünitelerin ve iletim sistemi tesis ve/veya teçhizatının planlı olarak devre dışı edilme programlarını koordine ederek işletme planlamasını gerçekleştirir.

(3) İşletme planlaması; işletme planlamasına taraf ünitelerin, iletim veya dağıtım sistemi tesis ve/veya teçhizatının programlı devre dışı edilmeleri ile ilgili olarak aşağıdaki durumları kapsar;

a) Üretim hizmetlerinde, yakıt temini de dahil, herhangi bir aksamadan dolayı, işletme planlamasına taraf ünitelerin emreamadeliğinin düşmesine yol açan bir durumun ortaya çıkması,

b) **Bir yedek** santralin normal işletme usulleri içinde emreamadeliğinin düşmesine yol açan bir durumun ortaya çıkması,

c) İşletme planlamasına taraf ünitelerin iletim sistemine enerji vermelerinde kısıt ve engellerin ortaya çıkması,

ç) İletim veya dağıtım sisteminin tesis veya teçhizatının programlı devre dışı edilmesi halinin ortaya çıkması.

İşletme planlamasına tabi taraflar:

–Madde 51

(1) İşletme planlaması esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) Dağıtım şirketlerine,

c) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

ç) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,

uygulanır.

Planlı olarak devre dışı edilme esasları:

–Madde 52

(1) İşletme planlamasına tabi taraflar arasında yer alan üretim tesisleri, bir sonraki yıl için tesis ve/veya teçhizatlarının planlı olarak devre dışı edilme taleplerini, içinde bulunulan yılın 30 Nisan tarihine kadar TEİAŞ'a bildirirler. TEİAŞ'ın belirleyeceği kurulu güç ve üzerindeki üretim tesisleri için, istenilen şablona uygun olarak yapılan bildirimler TEİAŞ'ın hazırlayacağı plana dahil edilir. Bu bildirimde ünitelerin haftalık emreamade olma durumları da yer alır.

(2) TEİAŞ, her yıl 31 Mayıs tarihine kadar iletim sistem kısıtlarını da dikkate alarak bir sonraki yıl için yedek ünite analizini yapar. TEİAŞ, bu analize dayanarak 30 Haziran tarihine kadar yıllık planın ilk taslağını hazırlar ve varsa değişiklik önerilerini ilgili tarafa yazılı olarak bildirir. İlgili taraf, TEİAŞ'ın değişiklik önerilerine 31 Temmuz tarihine kadar itiraz edebilir ve itiraz ettikleri hususlara ilişkin alternatif önerilerini 31 Ağustos tarihine kadar TEİAŞ'a bildirir.

(3) TEİAŞ, değişiklik önerileri üzerinde ilgili taraf ile görüşerek 30 Eylül tarihi itibarıyla yıllık planın ilk taslağını oluşturur ve devre dışı olma programı değiştirilen kullanıcıları bilgilendirir.

(4) Bir sonraki yıl için hazırlanan yıllık plan, 31 Ekim tarihine kadar nihai şekline getirilir. TEİAŞ, dengeleme sistemine katılan ünitelerin devre dışı olmalarına ilişkin bu bilgileri yıllık plan nihai hale getirilene kadar gizlilik kuralları içerisinde değerlendirir.

(5) TEİAŞ tarafından onaylanmış nihai yıllık devre dışı olma planında yer alan bir devre dışı olma programı sadece aşağıdaki şekilde değiştirilebilir;

a) Arz güvenliği, elektrik sisteminin veya kullanıcı personelinin emniyeti veya kamu güvenliği nedeniyle TEİAŞ tarafından devre dışı edilmeden önce yapılan bir bildirimle,

b) Arz güvenliği ve düşük maliyetli işletmecilik açısından kullanıcıdan gelen talep üzerine ve TEİAŞ'ın onayı ile,

c) Kullanıcıya özgü bir değişiklik kapsamında TEİAŞ ile kullanıcı arasında sağlanan bir mutabakatla.

(6) Kullanıcılar, TEİAŞ tarafından onaylanan nihai işletme planlamasına uymak zorundadır.

İçinde bulunulan yıl için planlı olarak devre dışı olma esasları: –Madde 53

(1) İçinde bulunulan yıla ilişkin devre dışı olma planı aşağıdaki esaslara uygun olarak hazırlanır:

a) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, planlı, plansız, zorunlu veya arıza nedeniyle devre dışı olan ünitelerin devreye alınıp zamanlarıyla ilgili tahminlerini, dağıtım şirketleri de sistemlerine ilişkin benzer bilgileri her iş günü saat **11.00** itibarıyla, izleyen **ikinci günden** ondördüncü güne kadar olan süre için MYTM'ye yazılı olarak bildirirler.

b) MYTM, iletim ve dağıtım sistemlerinin planlı devre dışı olma durumlarını ve bu sistemlerdeki kısıtları dik-kate alarak ve üretim tesislerindeki ortaya çıkabilecek arızalar için makul **bir yedek** kapasite bırakarak fiili üretim kapasitesinin alt ve üst sınırlarını her iş günü **11.00 - 16.00 saatleri** arasında analiz eder.

c) Yapılan analiz sonucunda mevcut emreamadeliklerin izleyen **ikinci günden** ondördüncü güne kadar olan süre içinde yedek kapasite açısından bir eksikliğe yol açtığına anlaşılmaması durumunda MYTM erteleme talebini üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler ile dağıtım şirketlerine bildirir.

Kısa süreli planlı devre dışı olma durumları: –Madde 54

(1) Nihai yıllık devre dışı olma planında yer almayan, fakat üzerinde mutabakata varılmış, başlangıç zamanı ve süresi planlı olan devre dışı olma durumlarıdır.

(2) **Sekiz saatten** az süren planlı devre dışı olma durumlarında, kullanıcı tarafından **en az yirmidört saat** önceden bildirim yapılır.

(3) **Sekiz saatten kırksekiz saate** kadar olan planlı devre dışı olma durumlarında, kullanıcı tarafından **en az** yedi takvim günü önceden bildirim yapılır.

Bildirimli plansız devre dışı olma durumları: –Madde 55

(1) İşletme planlamasına tabi taraflar, tesis ve/veya teçhizatında engellenemeyen bir nedenle ortaya çıkacak devre dışı olma durumunu aşağıdaki hususları içerecek şekilde TEİAŞ'a yazılı olarak bildirir:

a) Etkilenen tesis ve/veya teçhizata ve emreamadelikteki kısıtlamaya ilişkin detaylar,

b) Plansız devre dışı olma durumunun başlangıç zamanı,

c) Etkilenen tesis ve/veya teçhizatın tekrar devreye alınması ve geçici kapasite sınırlamalarının ortadan kaldırılması için öngörülen zaman,

ç) Plansız devre dışı olma durumunun diğer tesis ve/veya teçhizatıta yol açacağı kısıtlamaların detayları veya arıza riski.

(2) TEİAŞ, iletim sisteminin güvenliğinin olumsuz bir şekilde etkilenme ihtimalinin söz konusu olması durumunda, kullanıcıdan plansız devre dışı olmaya ilişkin işlemini erkene almasını veya ertelemesini talep eder. Kullanıcı bu talep ile mutabık ise, plansız devre dışı olma işlemi ile ilgili yeni önerisini TEİAŞ'a yazılı olarak bildirir.

Zorunlu devre dışı olma durumları: –Madde 56

(1) TEİAŞ ve kullanıcıların tesis ve/veya teçhizatının, 20 nci maddenin sekizinci fıkrasında belirtilen frekans aralıklarına karşılık gelen minimum süre boyunca iletim şebekesine bağlı kalacak şekilde çalışması zorunludur.

(2) İşletme planlamasına tabi taraf olan üretim faaliyeti gösteren bir tesis ve/veya teçhizatın TEİAŞ tarafından verilmiş iznin dışında zorunlu olarak devre dışı olması veya kapasitesinin düşmesi, iletim veya dağıtım sistemi ile bağlantısının kesilmesi veya iletim sistemi kısıtlarının ortaya çıkması halinde kullanıcı TEİAŞ'ı gecikmeden bilgilendirir.

(3) Kullanıcı tesis ve/veya teçhizatının zorunlu devre dışı olma süresine ilişkin tahminini ve TEİAŞ tarafından talep edilen diğer bilgileri sağlar. Devre dışı olma ile ilgili tam olarak belirlenemeyen bilgiler netleştikçe, gecikmeden TEİAŞ'a bildirilir.

Veri sağlama yükümlülüğü: –Madde 57

(1) İşletme planlamasına tabi taraf tüzel kişiler ünitelerine ilişkin olarak; işletme özelliklerinde bir önceki yıla göre yapılan değişiklikleri, ünite transformatörünün teknik özelliklerini, ünite yüklenme eğrisini Ek-13 ve ünite planlama parametrelerini Ek-14'e uygun olarak her takvim yılının 31 Mart tarihine kadar TEİAŞ'a bildirir.

(2) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler ile şalt sahası TEİAŞ'a ait olmayan sistem kullanıcıları, TEİAŞ tarafından istenen sistem işletimine yönelik bilgileri, günlük olarak, TEİAŞ tarafından belirlenen sürede ve şekilde TEİAŞ'a vermekle yükümlüdür.

TEİAŞ'ın veri yayımlama yükümlülüğü: –Madde 58

(1) TEİAŞ, bu bölüm kapsamında kendisine bildirilen tüm planlı, plansız ve zorunlu devre dışı olma durumlarını kendisine intikal eder etmez vakit geçirmeksizin duyurmak üzere gerekli internet araçlarını kullanır.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

İşletme Yedekleri Planlaması

İşletme yedekleri planlama esasları:

–Madde 59

(1) TEİAŞ, sistem işletmesinde, bu Yönetmelik hükümleri çerçevesinde yeterli işletme yedeği sağlanacak şekilde planlama yapar.

(2) Sistem işletmesi için oluşturulan işletme yedekleri, sistem arz ve talebini gerçek zamanda dengelemek amacıyla kullanılır.

İşletme yedekleri planlamasına tabi taraflar:

–Madde 60

(1) İşletme yedekleri planlama esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) TETAŞ'a,

c) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

ç) Dağıtım şirketlerine,

uygulanır.

İşletme yedekleri: –Madde 61

(1) İşletme yedeği, sistem frekansı sapmalarının düzeltilmesine ve sistem kararlılığının sağlanmasına katkıda bulunmak için devredeki ünitelerden alınabilen ek üretim kapasitesi ve/veya devrede olmayıp sistem işletmecisi tarafından belirlenen sürelerde devreye alınabilen üniteler ile sağlanan yedeklerdir. İşletme yedeği aşağıdaki yedeklerden oluşmaktadır:

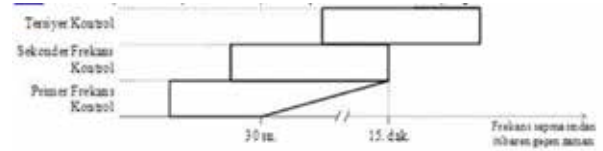
a) Primer frekans kontrol yedeği; işletme yedeğinin, türbin hız regülatörlerinin otomatik olarak kullanılarak sistem frekansını hedeflenen işletme koşullarında tutmak için kullanılan ve bu işlem için yeterli olacak şekilde Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca tedarik edilen kısmıdır. Sistemin ihtiyaç duyduğu primer frekans kontrol yedeği belirli bir tolerans dahilinde, TEİAŞ tarafından ENTSO-E tarafından konulan prensipler dikkate alınarak belirlenir. Primer frekans kontrol yedeğinin kesintisiz olarak sürekli sağlanması esastır. Üretim tesisleri ve bölgeler bazında primer frekans kontrol yedeğinin dengeli dağıtılması esası dikkate alınır.

b) Sekonder frekans kontrol yedeği; işletme yedeğinin, frekans kontrolü amacı ile kullanılan primer frekans kontrol yedeğinin serbest kalması, frekansın nominal değerine geri dönebilmesi ve komşu elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alışverişinin programlanan düzeyde tutulabilmesinin sağlanması için, otomatik üretim kontrol programı vasıtasıyla kullanılan ve bu işlem için yeterli olacak şekilde Elektrik Piyasası

Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca tedarik edilen kısmıdır. Sistemin ihtiyaç duyduğu sekonder frekans kontrol yedeği, primer frekans kontrol yedeğinin serbest kalmasını sağlayacak ve komşu elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alışverişinin programlanan düzeyde tutulabilmesini sağlayacak miktarda ENTSO-E tarafından konulan prensipler dikkate alınarak TEİAŞ tarafından belirlenir. Sekonder frekans kontrol yedeğinin bu ihtiyacı karşılamakta yetersiz kalması durumunda ilave olarak tersiyer frekans kontrolü yedeği kullanılabilir. Sekonder frekans kontrol yedeği hem normal işletme koşullarında görülebilecek sapmalar halinde hem de üretim ile tüketim arasında büyük bir arızaya bağlı dengesizlik olması durumunda kullanılmak üzere kesintisiz olarak sürekli sağlanmalıdır.

c) Tersiyer frekans kontrol yedeği; işletme yedeğinin sekonder frekans kontrol yedeği devreye alındıktan sonra, ihtiyaç duyulduğunda manuel olarak servise alınan ve başka bir frekans sapması ihtimaline karşı sekonder yedeğinin serbest hale getirilmesini sağlamaya yeterli olacak şekilde seçilen kısmıdır. Tersiyer frekans kontrol yedeği, dengeleme güç piyasası kapsamında verilen yük alma ve yük atma talimatları aracılığıyla dengeleme birimlerinin 15 dakika içerisinde gerçekleştirebildikleri çıkış gücü değişimi ile sağlanır.

ç) ⁽³⁴⁾



(3) TEİAŞ, gerekli gördüğü hallerde işletme yedeklerinin miktarlarının belirlenmesinde iletim sisteminin arızalar sonucunda adalara bölünmesi durumuna karşı, teknik imkanlar dahilinde tüm adaların ihtiyacının karşılanabilmesini bir kriter olarak kullanabilir.

Veri sağlama yükümlülüğü: –Madde 62

(1) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, işletme yedeği sağlayan ve adına kayıtlı olan üretim tesislerine ilişkin TEİAŞ tarafından belirlenen verilerin yerinde ölçülerek, kayıt altına alınması ve raporlanması amacına yönelik hizmetleri, TEİAŞ'ın resmi internet sitesinde yayımladığı formatta sağlar. TEİAŞ tarafından belirlenen ve ilgili yan hizmet anlaşmasında yer alan veriler, anlaşma konusu yan hizmetlerin sağlandığı süre boyunca arıza halleri, planlı veya belirli müdahaleler dışında kesintisiz olarak ölçülüp kayıt altına alınır.

(2) TEİAŞ tarafından belirlenen veriler, üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler tarafından Yedinci Kısımda yer alan verilerin kaydedilmesine ilişkin hükümler çerçevesinde kaydedilerek TEİAŞ'a bildirilir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM Acil Durum Önlemleri

Acil durum önlemlerine ilişkin esaslar:

–Madde 63

(1) İşletme koşulları sistem frekansına (f) bağlı olarak belirlenir. Sistem frekansının içinde bulunduğu değer aralığına göre aşağıdaki işletme koşulları tanımlanmıştır:

- a) Hedeflenen işletme koşulları: $49,8 \text{ Hz} \leq f \leq 50,2 \text{ Hz}$
 - b) Kabul edilebilir işletme koşulları: $49,5 \text{ Hz} \leq f < 49,8 \text{ Hz}$ ve $50,2 \text{ Hz} < f \leq 50,5 \text{ Hz}$
 - c) Kritik işletme koşulları: $47,5 \text{ Hz} \leq f < 49,5 \text{ Hz}$ ve $50,5 \text{ Hz} < f \leq 51,5 \text{ Hz}$ (**Değişik ibare: RG-17/12/2024-32755**)
 - ç) Kararsız işletme koşulları: $f < 47,5 \text{ Hz}$ ve $52,5 \text{ Hz} < f$
- (2) Üretim gücünün düşmesi ve/veya iletim sisteminde, uluslararası enterkonneksiyon hatları dahil, arıza nedeniyle açma ve/veya aşırı yüklenme durumlarında işletme yedeklerinin yetersiz kalması gibi nedenler sonucunda kritik veya kararsız işletme koşullarının oluşması halinde veya bu Yönetmeliğin ilgili maddelerinde belirtilen gerilim sınırları dışında aşırı gerilim düşmelerinin oluşması halinde, TEİAŞ ve kullanıcılar tarafından aşağıda belirtilen esaslar çerçevesinde acil durum önlemleri uygulanır:

- a) Bu yönetmeliğin ilgili maddesi kapsamında üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere acil durum bildirimi yapılması,
 - b) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında tüketim tesisi sahibi tüzel kişilerin anlık talep kontrolü hizmeti sağlaması,
 - c) Otomatik olarak düşük frekans röleleri ile talebin kesilmesi,
 - ç) TEİAŞ tarafından talebe planlı veya plansız olarak kesinti/kısıntı uygulanması.
- (3) Kısmi sistem çökmeleri veya bölünmeleri ve benzeri durumlarda sistem frekansının kabul edilebilir sınırlar içinde tutulabilmesi ve işletme güvenliğinin korunması için, ikinci fıkrada belirtilen acil durum önlemleri uygulanabilir.

Acil durum önlemlerine tabi taraflar:

–Madde 64

- (1) 63 üncü madde kapsamında yer alan acil durum önlemlerine;
- a) TEİAŞ,
- b) Dağıtım şirketleri ve/veya dağıtım sistemine bağlı olan serbest tüketiciler,

c) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketiciler,

ç) Üretim lisansı sahibi tüzel kişiler,

d) (**Ek:RG-21/1/2025-32789**) İletim sisteminden bağlı lisanssız elektrik üretim tesisi sahipleri, taraftır.

Acil durum tedbirleri: –Madde 65

(**Başlığı ile Birlikte Değişik: RG-21/1/2025-32789**)

(1) MYTM ve/veya BYTM acil durumlarda iletim sisteminin işletme güvenliğini korumak için, üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere ve/veya diğer kullanıcılara acil durum bildiriminde bulunur. Acil durum bildirimlerinde, talimatın ilgili dengeleme birimine ilişkin dengeleme güç piyasası kapsamında sunulmuş olan teklifler ile uyumlu olması şartı aranmaz. Dengeleme birimi olup dengeleme güç piyasası kapsamında teklif sunmamış olan, dengeleme birimi olmayan üretim tesislerine sahip piyasa katılımcıları ile iletim sisteminden bağlı lisanssız elektrik üretim tesisi sahiplerine, ilgili üretim tesisleri için ve müstakil elektrik depolama tesislerine Sistem İşletmecisi tarafından acil durum talimatı verilebilir. Kullanıcıların MYTM ve/veya BYTM'nin acil durum bildirimlerini yerine getirmesi esastır. Kullanıcının bu talimatları yerine getiremeyeceğinin ortaya çıkması durumunda, MYTM ve/veya BYTM PYS veya telefon, faks, paks gibi iletişim araçları ile ivedilikle haberdar edilir.

Anlık talep kontrolü: –Madde 66

(1) Anlık talep kontrolü, primer frekans kontrolüne ek olarak, frekansın düşük frekans rölelerinin çalıştığı seviyeye düşmesini önlemek amacıyla tüketim tesislerinin yüklerinin anlık talep kontrol röleleriyle kesilmesi ile sağlanır.

(2) Anlık talep kontrolü hizmeti Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca imzalanmış olan anlık talep kontrol hizmetine ilişkin yan hizmet anlaşması kapsamında yer alan tüketim tesisleri tarafından sağlanır. Sistem frekansının, dinamik simülasyon ve/veya sistem gereksinimlerine göre TEİAŞ tarafından belirlenen frekans kademesine düşmesi halinde anlık talep kontrol hizmetine ilişkin yan hizmet anlaşması kapsamında yer alan tüketim tesislerinin tüketimi anlık talep kontrol röleleri ile otomatik olarak kesilir.

(3) Anlık talep kontrol hizmeti Ek-17'de yer alan usuller çerçevesinde anlık talep kontrol performans testleri sonucunda anlık talep kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen tüketim tesislerinden sağlanır.

(4) Tüketim tesisleri tarafından isteğe bağlı olarak teklif edilen ve sistem frekansının düşmesi sonucunda anlık talep kontrol röleleri vasıtasıyla otomatik olarak kesile-

bilen yük miktarının tamamı anlık talep kontrol yedeğini oluşturur. Anlık talep kontrol yedeği, sistem frekansının 49,0 Hz seviyesine inmesini önleyecek şekilde primer frekans kontrol yedeğine ek olarak devreye girmek üzere TEİAŞ tarafından planlanır. Bu doğrultuda, sistemin gereksinim duyacağı anlık talep kontrol yedeği miktarı TEİAŞ tarafından belirlenir.

Talebin düşük frekans rölesi ile zorunlu kesilmesi: –Madde 67

(Değişik: RG-17/12/2024-32755)

(1) Düşük frekans röleleri ile talebin otomatik olarak zorunlu kesilmesi, kısa dönemli bir arz talep dengesizliğini ortadan kaldırmak amacıyla yapılır. Talebin otomatik olarak zorunlu kesilmesi düşük frekans röleleri ile transformatöre bağlı kesicilerin açtırılması suretiyle yapılır. Gerekmesi halinde fiderler de açtırılabilir.

(2) Sistem frekansının 49,0- 48,0 Hz aralığına düşmesi durumunda, talep düşük frekans röleleri ile otomatik olarak kesilir. Sistem frekansının 49,0 Hz'e düşmesi durumunda talebin **en az %5'i** otomatik olarak zorunlu kesilir. 49,0 Hz'i takip eden her bir frekans kademesinde kesilecek talep miktarı ve toplamda kesilecek talep miktarı, sistem kullanıcılarının teknik gereksinimleri göz önünde bulundurularak sistem işletmecisi tarafından belirlenir. Her **bir kademede** azami olarak şebeke yükünün **%10'una** denk gelecek kadar kesinti yapılabilir.

(3) İlk frekans kademesi 49,0 Hz olmak üzere frekans kademelerinin sayısı **en az** altı **en fazla** on olması gerekir.

(4) Sistem işletmecisi tarafından ihtiyaç duyulması halinde düşük frekans rölelerine ilave olarak 49,8-49,0 Hz aralığında sistem güvenliğini sağlamak için df/dt özelliği içeren ve ihtiyaç halinde talebin otomatik olarak zorunlu kesilmesini sağlayan fonksiyon devreye alınabilir.

(5) Sistem frekansının belirlenen kademelere düşmesi durumunda, düşük frekans röleleri ile atılacak yükün atılma süresi, kesici açma süresi de dahil olmak üzere maksimum 300 milisaniye olmalıdır. Düşük frekans rölelerinin hassasiyet değerinin 30 mHz'yi aşmaması gerekir.

Plansız zorunlu kesinti/kısıntı uygulanması: –Madde 68

(1) Sistemin tamamında veya önemli bir kısmında, 63 üncü maddede belirtildiği üzere sistemde gerilim sınırlarının dışında ve kritik veya kararsız işletme koşullarının ortaya çıkması halinde, bunun sonucunda kısmi veya genel bir sistem oturmasını önlemek üzere sistem işletmecisinin gerekli görmesi durumunda plansız zorunlu kesinti/kısıntı uygulanabilir.

Planlı zorunlu kesinti/kısıntı uygulanması:

–Madde 69

(1) Piyasa işletmecisi tarafından sistem işletmecisine dengeleme ve uzlaştırma işlemlerini düzenleyen ilgili mevzuat kapsamında bildirilen talep azaltma bildirimi sonucunda uygulanması gereken kesinti programı da dahil, 63 üncü maddede belirtilen acil durumların ortaya çıkması ihtimaline karşı eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin planlı zorunlu kesinti/kısıntı uygulanır. Bu uygulama taleplerin kesilmesini/kısılmasını içeren bir program çerçevesinde dönüşümlü olarak yapılır. Bu kesinti/kısıntı yöntemine başvurulabilmesi için 63 üncü madde kapsamında belirtilen diğer tüm önlemler uygulanırsa dahi bunların yetersiz kalarak acil durum oluşma ihtimalinin doğacağından TEİAŞ tarafından makul olarak öngörülebilmeli gerekir. Kurum gerekmesi halinde daha sonra bu öngörülere baz teşkil eden gerekçeleri TEİAŞ'dan isteyebilir.

(2) Piyasa işletmecisi tarafından bildirilen talep azaltma bildirimi TEİAŞ tarafından toplam kesinti miktarında bir değişiklik yapılmaksızın acil durum önlemleri prosedürü çerçevesinde uygulanabilir planlı zorunlu kesinti/kısıntı programına dönüştürülür.

Acil durum önlemleri prosedürünün bildirimi:

–Madde 70

(1) İletim sistemi bütünlüğünün korunması için acil durum önlemlerine ilişkin çeşitli senaryoları kapsayan Acil Durum Önlemleri Prosedürü TEİAŞ tarafından resmi internet sitesinde görüğe açılmak suretiyle hazırlanır.

(2) Acil durum önlemleri prosedürü, acil durum bildirimi ve acil durum önlemleri olmak üzere iki bölümden oluşur. Bu prosedür Kurumun bilgisi dahilinde TEİAŞ tarafından gerektiğinde değiştirilebilir.

(3) TEİAŞ tarafından kullanıcılara yapılan acil durum bildirimleri aşağıda belirtilmiştir:

a) Acil durum önlemlerinin devreye alınma zorunluluğu ortaya çıktığı durumlarda;

1) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere 4 üncü maddede yer alan "Acil durum bildirimi" tanımındaki iletişim araçlarıyla, acil durum talimatı verme kararı alınır alınmaz en kısa sürede ve gecikme olmaksızın, fakat her halükarda uygulama başlamadan **en geç 30** dakika önce olmak üzere, ilgili BYTM'ler tarafından,

2) Kesinti/kısıntı ihtimali olan kullanıcılara 4 üncü maddede yer alan yer alan Acil durum bildirimi tanımındaki iletişim araçlarıyla, planlı zorunlu kesinti/kısıntı uygulanma başlamadan önce, söz konusu kesinti/kısıntı kararı alınır alınmaz en kısa sürede ve gecikme olmaksızın ilgili BYTM'ler tarafından,

kesinti/kısıntı uygulaması bildirimi yapılır. Bildirim süresi yukarıdaki koşullar geçerli olmak üzere, kesinti/kısıntı başlamadan önce 30 dakikadan az olamaz.

b) Kesinti/kısıntı ihtimalinin ortadan kalkması durumunda kullanıcılara yapılan uyarıların iptali, 4 üncü maddede yer alan Acil durum bildirimi tanımındaki iletişim araçlarıyla, kaldırma kararı alınır alınmaz ve uygulama başlamadan önce gecikme olmaksızın mümkün olan en kısa sürede ilgili BYTM'ler tarafından planlı kesinti/kısıntı uygulaması iptal bildirimi yapılır.

c) Kısa bir süre içinde plansız zorunlu kesinti/kısıntı ihtimali olan kullanıcılara; söz konusu karar alınır alınmaz mümkün olan en kısa sürede veya uygulamadan hemen sonra 4 üncü maddede yer alan Acil durum bildirimi tanımındaki iletişim araçlarıyla ilgili BYTM'ler tarafından plansız kesinti/kısıntı uygulaması bildirimi yapılır.

(4) Acil Durum Önlemleri Prosedürü, TEİAŞ tarafından yayımlanarak kullanıcılara duyurulur. Uygulamada kullanıcı ile mutabakata varılamadığı durumlarda TEİAŞ, Kurumun görüşünü alır ve bu çerçevede uygulama yapar.

BEŞİNCİ BÖLÜM

İşletme İletişimi ve Bilgi Akışı

İşletme iletişimi esasları: –Madde 71

(1) İşletme iletişimi, TEİAŞ ile kullanıcılar arasında iki yönlü güvenilir bir iletişim sisteminin oluşturulması esaslarını içerir.

İşletme iletişimine tabi taraflar: –Madde 72

(1) İşletme iletişim esasları;

- a)** TEİAŞ'a,
 - b)** TETAŞ'a,
 - c)** İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
 - ç)** Dağıtım şirketlerine,
 - d)** Serbest tüketicilere,
- uygulanır.

İşletme faaliyetlerinin ve olayların bildirilmesi: –Madde 73

(1) TEİAŞ ve kullanıcılar; aşağıdaki yöntem ve usullere göre, işletme faaliyetleri ve olaylara ilişkin bilgileri birbirlerine iletir.

(2) Şebekenin işletilmesiyle ilgili olarak TEİAŞ tarafından yürütülen planlı bir faaliyetin, kullanıcının üretim tesisinin veya şebekesinin öngörülenden farklı şekilde işletilmesini gerektirmesi durumunda, kullanıcı, TEİAŞ

tarafından MYTM veya BYTM yoluyla gecikmeden haberdar edilir.

(3) Kullanıcı tarafından gerçekleştirilen, kullanıcının şebekesi veya üretim tesisinin işletmesiyle ilgili planlı bir faaliyetin, iletim sisteminin öngörülenden farklı bir şekilde işletilmesini gerektirmesi durumunda, TEİAŞ, kullanıcı tarafından gecikmeden haberdar edilir. TEİAŞ ise bu durumdan etkilenebilecek diğer kullanıcılara bildirimde bulunur.

(4) Yukarıdaki durumlardan birinin meydana gelmesi halinde, buna ilişkin muhtemel riskler ve sonuçları bildirimde ayrıntılı olarak yer alır. Bu bildirimler, bildirimde bulunulan tarafa riskin değerlendirilebilmesi ve bundan kaynaklanan problemlerin çözülebilmesi için yeterli süre tanıyacak şekilde gönderilir.

(5) Sistemde; personel hatası, teçhizatın ve/veya kontrol teçhizatının yanlış çalışmasından dolayı ortaya çıkan arıza, hatalı işletme gibi plan dışı olaylara veya normal işletme şartlarından ayrılmaya yol açan herhangi bir olaya ilişkin bildirimler yazılı bildirim yapılması için yeterli zamanın olmadığı hallerde; olayın meydana gelmesinin ardından otuz dakika içinde sözlü olarak yapılır. Daha sonra, faks, e-posta veya posta yoluyla yazılı olarak teyit edilir.

Önemli olayların bildirilme yükümlülüğü:

–Madde 74

(1) Sistem gerilim ve frekansının normal işletme sınırlarının dışına çıkması, iletim sistemi kararsızlığı, tesis ve/veya teçhizatın aşırı yüklenmesi ve bunlar sonucu kişi ve/veya kamu haklarına zarar veren olaylar, önemli olay olarak kabul edilir.

(2) Kullanıcının TEİAŞ'a bildirdiği bir olayın, iletim sistemi üzerinde önemli bir etkisi olduğuna TEİAŞ tarafından karar verilmesi halinde, TEİAŞ kullanıcıdan önemli olay raporunu yazılı olarak hazırlamasını talep edebilir. Bu rapor talep edildikten sonraki ilk iş günü Ek-16'ya uygun olacak şekilde hazırlanır ve TEİAŞ'a gönderilir.

(3) TEİAŞ, gerekli gördüğü takdirde, kullanıcılardan olaya ilişkin önemli olay raporu hazırlanmasını da talep edebilir.

Uyarılar: –Madde 75

(1) TEİAŞ, iletim sisteminde meydana gelen önemli olaylardan zarar görmesi muhtemel kullanıcılara PYS, telefon, paks, faks veya e-posta yoluyla uyarı gönderir. Bu uyarı, söz konusu olayın muhtemel sebebinin, sistem üzerindeki etkisini ve süresini içerir.

ALTINCI BÖLÜM

Erişim ve Çalışma Güvenliği

Erişim: –Madde 76

(1) Kullanıcıların veya TEİAŞ'ın mülkiyeti veya sorumluluğundaki sahalara erişime ilişkin hükümler, TEİAŞ ile kullanıcı arasında yapılan bağlantı anlaşmasında yer alır.

Çalışma güvenliği esasları: –Madde 77

(1) Çalışma güvenliği esasları, bir veya birden fazla kullanıcının taraf olduğu tesis ve/veya teçhizat üzerinde yapılacak çalışmalarda temel güvenlik önlemlerinin sağlanması ve koordinasyonu için uygulanacak yöntemleri içerir.

Çalışma güvenliğine tabi taraflar: –Madde 78

(1) Çalışma güvenliği esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) Dağıtım şirketlerine,

c) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

ç) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere

uygulanır.

Güvenlik önlemleri: –Madde 79

(1) Çalışmaya başlamadan önce kullanıcılar birbirlerinin elektrik kesme ve topraklama ile ilgili güvenlik önlemlerini onaylar. Kullanıcılar karşılıklı olarak birbirlerine çalışmanın bittiğini teyid edene kadar güvenlik önlemleri muhafaza edilir. Kullanıcılardan birinin güvenlik önlemlerinde bir değişiklik meydana gelmesi halinde değişiklik karşılıklı teyid edilir ve güvenlik önlemleri yeniden onaylanır.

Çalışma izni isteğinde bulunabilecek yetkili kişiler: –Madde 80

(1) TEİAŞ ve kullanıcı, çalışma izni isteğinde bulunabilecek yetkili kişiler listesini ismen oluşturur. Yetkili kişiler listesini, TEİAŞ kullanıcıya, kullanıcı da TEİAŞ'a bildirir. Bu listelerde bir değişiklik olması halinde yeni liste karşılıklı olarak teyid edilir.

Çalışma izni isteği: –Madde 81

(1) Devre dışı kalması halinde iletim ve/veya dağıtım sistemini etkileyen veya kullanıcılara elektrik enerjisi sağlanmasında kesintiye yol açan bir teçhizat üzerinde yapılacak önleyici bakım/onarım çalışmaları için çalışmalara başlamadan önce, güvenlik önlemlerinin alın-

bilmesi için, çalışma izni isteği, ilgili yük tevzi merkezine, çalışmayı yapacak kullanıcı tarafından Ek-19'daki form (Form YTİM-1) doldurulmak suretiyle çalışmanın başlamasından **en az bir hafta** önce iletilir. Bazı hallerde zorunlu nedenlerden dolayı bu süre daha kısa olabilir. İşin koordinasyonuna ve önlemlerin alınabilmesine imkan vermek amacıyla **en az 24 saat** önceden izin istenmesi gereklidir. Aksi halde çalışma izni verilmez.

(2) Çalışma izni isteğinin ilgili yük tevzi merkezi tarafından kabul edilmesini takiben çalışma izni verilir. Çalışma izni isteği ancak ilgili yük tevzi merkezinin onayı ile iptal edilir. Çalışma izni iptali için yapılan başvurularda Ek-20'de yer alan form (Form YTİM-2) doldurulur.

(3) Sistemdeki arıza sebebiyle servisten çıkmış, çıkartılmış ve çıkartılması gereken teçhizat üzerinde yapılacak arızalı durum çalışmalarında çalışma izni isteğine gerek yoktur.

Çalışmanın başlaması: –Madde 82

(1) Tesis veya teçhizatın devre dışı edilme, elektrik kesme ve topraklama süreçlerinin koordinasyonu söz konusu çalışmaya katılan tarafların kontrol merkezleri tarafından yürütülür. Ek-21'de yer alan form (Form YTİM-3) BYTM tarafından doldurulur ve söz konusu manevralar bu forma göre yapılır.

(2) Çalışma başlamadan önce tarafların alacağı güvenlik önlemleri ve bu önlemlerin yeterliliği üzerinde mutabakat sağlanır ve bu mutabakat tarafların kontrol mahallerinde yazılı olarak kaydedilir.

(3) Çalışmaya başlamadan önce, üzerinde mutabakata varılan tüm güvenlik önlemleri taraflarca alınır. Formda numara, isim ve konum ile belirlenmiş tüm elektrik kesme noktaları kilitlenir ve teçhizat kartlanır. Bu işlemin tamamlandığı, sahadaki güvenlik kaydı defterine kaydedilir ve diğer tarafta teyit edilir.

(4) Tüm besleme noktalarında elektriğin kesilmesini takiben, gerekli topraklamalar yapılır. Yapılan topraklamalar numara, isim ve konumları ile kontrol edilir.

(5) Topraklama ayırıcıları topraklı pozisyonunda kilitlenir ve bir uyarı levhası konulur. Topraklamanın tamamlandığı sahadaki güvenlik kaydı defterine kaydedilir ve diğer tarafta teyit edilir. Çalışma izni; ancak tüm elektrik kesme ve topraklamanın taraflar arasında önceden mutabakata varıldığı gibi tamamlanmasından sonra verilir.

(6) Çalışma izninde yazılı güvenlik önlemlerinin sürdürülmesi ve izin iptali veya iş bitimine kadar bu önlemlerin kaldırılmaması, izin formunda adı geçen çalışmayı yapacak ekip şefi veya koordinasyon sorumlusunun sorumluluğundadır. Güvenlik önlemleri ancak iş bitimi veya çalışma izninin iptali ile kaldırılabilir.

Çalışmanın tamamlanması: –Madde 83

(1) Çalışma tamamlandığında; çalışmayı yapacak ekip şefi veya koordinasyon sorumlusu, sistemdeki topraklama ve elektrik kesmenin kaldırılabilirliği konusunda ilgili BYTM'yi bilgilendirir. Tesis ve/veya teçhizatın yeniden işletmeye alınması, ilgili BYTM'ler tarafından koordine edilir.

Güvenlik kaydı: –Madde 84

(1) TEİAŞ ve kullanıcı, her işletme sahasında, o sahadaki güvenlik ile ilgili tüm mesajların kronolojik kaydını tutar. Bu kayıtlar **en az bir yıl** süre ile saklanır.

Güvenlikle ilgili sorumluluklar, eğitim ve çevre: –Madde 85

(1) Taraflardan birinin mülkiyeti veya sorumluluğundaki bir sahada yer alan bir tesis ve/veya teçhizat üzerinde çalışma yapan diğer taraf, mülkiyet sahibi tarafın güvenlik kurallarına ve güvenliğe ilişkin yasal yükümlülüklerle göre faaliyet gösterir. Aynı şekilde; bir kullanıcının mülkiyeti veya sorumluluğundaki bir sahada çalışma yapan yetkili bir TEİAŞ çalışanı da, kullanıcının güvenlik kurallarına ve güvenliğe ilişkin yasal yükümlülüklerle göre faaliyet gösterir. TEİAŞ ve kullanıcılar bu konularla ilgili kendi elemanlarına **bir yılı** aşmayan periyotlarda eğitim verir.

(2) Taraflardan birinin bağlantıları için; taraflar arasındaki işletme ve varlık mülkiyeti sınırlarını da kapsayacak şekilde saha düzenini gösteren veya bu hususa esas teşkil edecek şekil, prensip, temel prosedür, saha sorumluluk çizelgesi ve manevra şeması talep edilmesi halinde mülkiyet sahibi tarafça diğer tarafa verilir.

(3) TEİAŞ ile kullanıcılar yaptıkları çalışmalarda çevre korunmasına yönelik gerekli tedbirleri alırlar.

Enerji altında bakım çalışmaları: –Madde 86

(1) TEİAŞ, iletim sisteminde gerekli durumlarda enerji altında bakım çalışmaları yapabilir veya yaptırabilir.

YEDİNCİ BÖLÜM

Sistem Toparlanması

Sistem toparlanma esasları: –Madde 87

(1) Sistem toparlanması, iletim sisteminin kısmen veya tamamen oturması durumunda, TEİAŞ'ın **en az** kayıpla, mümkün olduğunca hızlı ve güvenli bir şekilde arzın müşterilere tekrar sağlanması esaslarını içerir.

Sistem toparlanmasına tabi taraflar: –Madde 88

(Değişik: RG-17/12/2024-32755)

(1) Sistem toparlanması esasları;

- a) TEİAŞ'a,
 - b) İletim sistemine doğrudan bağlı olan üretim ve tüketim tesislerine ilişkin gerçek veya tüzel kişilere,
 - c) İthalat yapan tüzel kişilere,
 - ç) Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilere,
- uygulanır.

Toparlanma yeteneği olan üretim tesisleri: –Madde 89

(1) Harici bir enerji kaynağına ihtiyaç duymadan devreye alınabilen üretim tesisleri, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca imzalanan oturan sistemin toparlanmasına ilişkin yan hizmet anlaşmaları kapsamına alınarak, TEİAŞ tarafından toparlanma yeteneği olan üretim tesisleri olarak belirlenir. Bu tesislerden temin edilen enerji, iletim sisteminin enerjilenmesi, müşterilerin beslenmesi ve diğer üretim tesislerinin yeniden devreye alınmasında kullanılır.

(2) Oturan sistemin toparlanmasına ilişkin yan hizmet alınacak üretim tesislerinde Ek-17'de yer alan oturan sistemin toparlanması hizmetine ilişkin performans testlerinin tamamlanması ve ilgili üretim tesislerinin toparlanma yeteneğine sahip olduğunun tespit edilmesi gereklidir.

(3) Enterkonneksiyon bağlantıları ve adalardan oluşan enerji sistemleri arasındaki tesis ve/veya teçhizat, uygun olması halinde, oturan sistemin toparlanması için kullanılabilir.

Sistem toparlanma planı: –Madde 90

(1) Sistemin toparlanması için oturan sistemin toparlanmasına ilişkin yan hizmet anlaşmaları kapsamında yer alan üretim tesislerini kapsayacak şekilde ayrıntılı bir sistem toparlanma planı TEİAŞ tarafından hazırlanır ve gerektiğinde güncellenir.

(2) Kullanıcı tarafından izlenecek toparlanma stratejisi bu planda yer alır ve sırasıyla aşağıdaki gibi uygulanır:

- a) Toparlanma yeteneği olan üretim tesisi etrafında adalardan oluşan birkaç sistemin kurulması,
 - b) Yerel yüklerin üretim tesislerinden beslenmesi,
 - c) Ada sistemlerinin birbirleri ile senkronizasyonunun sağlanması,
 - ç) Sistemin bütününe nihai olarak normal işletmeye alınması.
- (3) Sistem toparlanma planı; ayrıntılı toparlanma stratejisine ek olarak aşağıdaki hususları da kapsar:
- a) Toparlanma öncelikleri,

- b) Toparlanma için mevcut tesis ve/veya teçhizat,
- c) TEİAŞ'ın talimatları doğrultusunda veya iletişim arızası olması durumunda bağımsız hareket ederek, ada sistemleri oluşturacak olan üretim tesislerinin, dağıtım şirketlerinin ve diğer kullanıcıların izleyeceği kurallar,
- ç) Hükümet, medya ve kamuoyunun bilgilendirilmesi.

Sistem toparlanma planının güncellenmesi:

–Madde 91

(1) İletim sistemine yeni tesis ve/veya teçhizatın ilave edilmesi veya mevcut bazı tesis ve/veya teçhizatın hizmet dışı olması durumunda, TEİAŞ iletim sistemi toparlanma planını yeniden gözden geçirir ve günceller. Bunun dışında plan, **en az iki yılda** bir gözden geçirilir ve güncellenir.

(2) TEİAŞ iletim sistemini etkileyen gelişmeleri veya değişen şartları göz önünde bulundurarak planda revizyon yapabilir.

Sistem toparlanma planının uygulanması:

–Madde 92

(1) Sistem toparlanma planı; toparlanma sürecinin taraflarını, sistemin en hızlı ve güvenli şekilde toparlanmasını sağlamak amacıyla yönlendirir.

(2) Toparlanma planı, üretim tesis ve/veya teçhizatının emreamadeliğine, zamana, kullanıma ve bakım ihtiyaçlarına bağlı olarak değişiklik gösterebilir. Toparlanma planının söz konusu değişikliklere bağlı olarak kısmen veya tamamen uygulanmasının mümkün olamaması durumunda, TEİAŞ, MYTM vasıtası ile iletim sisteminin durumunu tekrar değerlendirir ve yeni bir sistem toparlanma planı belirler.

(3) Üretim ve dağıtım faaliyeti gösteren tüzel kişiler, MYTM tarafından toparlanma süreci boyunca verilen talimatlara, sistem toparlanma planına aykırı olsa bile uymak zorundadır.

Sistem toparlanma eğitimi: –Madde 93

(1) Sistem toparlanma planında görev alacak kullanıcı personelin yeterli mesleki eğitim, nitelik ve deneyim sahibi olmasının sağlanması, kullanıcının sorumluluğundadır.

SEKİZİNCİ BÖLÜM

Bağlantı Noktalarındaki Tesis ve/veya Teçhizatın Numaralandırılma ve İsimlendirilmesi

Numaralandırma ve isimlendirmenin esasları: –Madde 94

(1) Numaralandırma ve isimlendirmenin esasları, TEİAŞ ve kullanıcıya ait bağlantı noktalarındaki tesis ve/veya

teçhizatın, şalt merkezlerinin isimlerini de içerecek şekilde numaralandırılması ve isimlendirilmesine ilişkin sorumlulukların ve prosedürlerin belirlenmesini kapsar.

(2) Tesis ve/veya teçhizatın numaralandırılması ve isimlendirilmesi bağlantı noktaları için hazırlanmış olan manevra şemalarına işlenir.

(3) Tesis ve/veya teçhizat Ek-24'te verilen formata uygun olarak numaralandırılır ve isimlendirilir.

Numaralandırma ve isimlendirmeye tabi

taraflar: –Madde 95

(1) Bağlantı noktalarındaki tesis ve/veya teçhizatın numaralandırılması ve isimlendirilmesi esasları TEİAŞ ile 66 kV ve üzerindeki kullanıcıya uygulanır.

Prosedür: –Madde 96

(1) Bağlantı noktalarındaki tesis ve/veya teçhizatın numaralandırılması ve isimlendirilmesi hususunda aşağıdaki prosedüre uyulur:

a) Bağlantı noktasındaki kullanıcıya ait tesis ve/veya teçhizat, başka bir kullanıcıya veya TEİAŞ'a ait tesis ve/veya teçhizatla karıştırılmayacak şekilde numaralandırılır ve isimlendirilir. Bu numara ve isimler hazırlanan manevra şeması üzerinde açıkça gösterilir.

b) Manevra şeması numaralandırma ve/veya isimlendirmeyi doğru olarak gösterecek şekilde tesis ve/veya teçhizatın sahibi tarafından güncellenir. Bu şemanın güncellenmiş bir kopyası bağlantı noktalarında rahatlıkla görülebilecek şekilde bulundurulur.

c) Bağlantı noktaları TEİAŞ tarafından numaralandırılır.

ç) Bir bağlantı noktasındaki numaralandırma ve/veya isimlendirmeyle ilgili bir anlaşmazlığın ortaya çıkması durumunda TEİAŞ, uygulanacak numaralandırma ve/veya isimlendirmeyi belirler.

d) Yeni bağlantılar ile ilgili numaralandırma ve isimlendirme bildirimleri tesis devreye alınmadan **en az üç ay** önce veya kullanıcıların mutabakatı ile daha kısa bir süre öncesinden yapılır.

Tesis ve/veya teçhizatın etiketlenmesi:

–Madde 97

(1) Bağlantı noktalarındaki tesis ve/veya teçhizatın numara ve isimlerini gösteren etiketler her türlü hava koşuluna dayanabilecek şekilde imal edilmiş olarak devreye alma işleminden önce TEİAŞ veya kullanıcı tarafından kolayca okunabilir yerlere konulur.

ALTINCI KISIM Dengeleme Esasları

BİRİNCİ BÖLÜM

Gün Öncesi Planlama

(Mülga Bölüm: RG-17/12/2024-32755)

Gün öncesi planlama esasları: –Madde 98

(Mülga: RG-17/12/2024-32755)

Gün öncesi planlamaya tabi taraflar:

–Madde 99

(Mülga: RG-17/12/2024-32755)

Gün öncesi planlama süreci: –Madde 100

(Mülga: RG-17/12/2024-32755)

Üretim çizelgelerinin hazırlanması:

–Madde 101

(Mülga: RG-17/12/2024-32755)

Senkronizasyon programı: –Madde 102

(Mülga: RG-17/12/2024-32755)

Veri sağlama yükümlülüğü: –Madde 103

(Mülga: RG-17/12/2024-32755)

İKİNCİ BÖLÜM

Yan Hizmetler

Yan hizmetlere ilişkin esaslar: –Madde 104

(1) İşletme güvenliği ile sistem bütünlüğü ve güvenilirliği sağlanacak şekilde ve bu Yönetmelikte yer alan arz kalitesi ve işletme koşullarına ilişkin kriterler doğrultusunda sistemin işletimini sağlamak üzere aşağıdaki yan hizmetler kullanılır:

- Primer frekans kontrolü,
- Sekonder frekans kontrolü,
- Anlık talep kontrolü,
- Reaktif güç kontrolü,
- Oturan sistemin toparlanması,
- Bölgesel kapasite kiralama.
- (EK: RG-17/12/2024-32755) Talep tarafı katılımı.

ğ) (EK: RG-17/12/2024-32755) Sınırlı frekans hassasiyet modu.

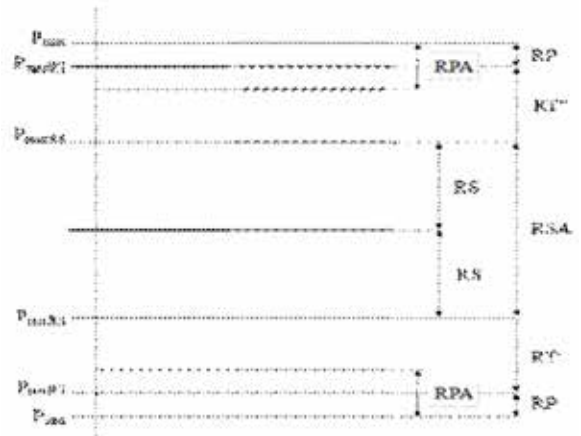
(2) Yan hizmetler, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümlerine göre ilgili yan hizmet anlaşmasını imzalamış ve/veya TEİAŞ tarafından düzenlenen

ihaleler ve/veya dengeleme ve uzlaştırma işlemlerini düzenleyen ilgili mevzuat hükümlerine göre Dengeleme Güç Piyasası vasıtasıyla seçilmiş tüzel kişiler tarafından sağlanır.

(3) (Değişik: RG-17/12/2024-32755) Yan hizmet sunacak olan tüzel kişiler ilgili yan hizmete katılımları için tesislerine gerekli sistem ve teçhizatı kurmak, test ederek servise almak zorundadır.

(4)^[39] Yan hizmetler kapsamında, elektrik depolama tesislerinin hangi teknik kriterlere uygun olarak kullanılabilceği, TEİAŞ tarafından hazırlanarak ilan edilen teknik kriterler çerçevesinde belirlenir.

(5) Primer frekans kontrol, sekonder frekans kontrol ve tersiyer frekans kontrol hizmetlerini bir arada sunan bir ünite için primer frekans kontrol rezerv miktarının, sekonder frekans kontrol rezerv miktarının ve tersiyer frekans kontrol rezerv miktarının dağılımı aşağıdaki şekilde gösterildiği gibi olmak zorundadır.



(6) Bu maddenin beşinci fıkrasındaki şekilde belirtilen parametreler aşağıdaki formüller uyarınca hesaplanır:

$$RPA = RP \times 2 \quad (1a)$$

$$RS.A = RS \times 2 \quad (1b)$$

$$RT^+ = P_{\text{tot: } RT} - P_{\text{tot: } RS} \quad (1c)$$

$$RT^- = F_{\text{tot: } RT} - P_{\text{tot: } RT} \quad (1d)$$

(7) Bu maddenin beşinci fıkrasındaki şekilde ve altıncı fıkrasındaki formüllerde geçen;

Pmax Ünitenin emreamade kapasitesini,

Pmin Ünitenin tasarlanmış asgari çıkış seviyesini,

PmaxRS Ünitenin sekonder frekans kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği azami çıkış gücü seviyesini,

PminRS Ünitenin sekonder frekans kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği asgari çıkış gücü seviyesini,

PmaxRT Ünitenin tersiyer frekans kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği azami çıkış gücü seviyesini,

PminRT Ünitenin tersiyer frekans kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği asgari çıkış gücü seviyesini,

RPA Ünitenin primer frekans kontrol hizmeti sunduğu aralığı,

RP Ünitenin sağladığı primer frekans kontrol rezerv miktarını,

RSA Ünitenin sekonder frekans kontrol hizmeti sunduğu aralığı,

RS Ünitenin sağladığı sekonder frekans kontrol rezerv miktarını,

RT+ Üniteye yük alma talimatı vermek suretiyle sağlanan tersiyer frekans kontrol rezerv miktarını,

RT- Üniteye yük atma talimatı vermek suretiyle sağlanan tersiyer frekans kontrol rezerv miktarını,

ifade eder.

Primer frekans kontrolü: –Madde 105

(1) Üretim tesisi, primer frekans kontrol hizmeti kapsamında, üretim ve tüketimin birbirine eşit olmaması durumunda sapmaya uğrayan sistem frekansını, sabit bir değerde dengelemek için gün öncesinde bildirdiği primer frekans kontrol rezerv miktarını ayarlanan hız eğim değeri oranında frekans sapması süresince merkezi müdahale olmaksızın, otomatik olarak sağlamak suretiyle katkıda bulunacaktır.

(2) Primer frekans kontrol yedeği Ek-17’de yer alan primer frekans kontrol performans testleri sonucunda primer frekans kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen üretim tesislerinden sağlanacaktır.

(3) Primer frekans kontrol rezerv miktarı hiç bir kesintiye maruz kalmadan her zaman, emreamade olmak zorundadır. Ünitenin çalışma aralığı, MYTM tarafından aksi istenmedikçe, primer frekans kontrol rezerv miktarının (RP) sürekli ve sabit olarak sağlanabilmesi amacıyla, ayarlanmış çıkış gücü değerinin (Pset), nominal aktif gücü etkileyen işletme şartlarına göre sürekli olarak değiştirilmesi yoluyla ayarlanır. Buna göre, sistem frekansında 200 mHz’lik bir düşme olması durumunda ünite çıkış gücünü RP kadar arttırabilecek bir Pset değerinde çalıştırılmalı, sistem frekansında 200 mHz’lik bir yükselme olması durumunda ise ünite çıkış gücünü RP kadar azaltabilecek bir Pset değerinde çalıştırılmalıdır.

(4) Ünitelerin primer frekans kontrol performansı, sistem frekansında sapma olması durumunda bildirilen primer frekans kontrol rezerv miktarını **en fazla 30** saniye içinde hız regülatörünün ayarlandığı hız eğimine göre etkinleştirebilecek ve eriştiği bu çıkış gücünü **en az 15** dakika sürdürebilecek yeterlilikte olmak zorundadır.

Ünite, aktif güç çıkışını arttırarak veya azaltarak sistem frekansındaki sapmayı sürekli takip etmeli ve beklenen tepkiyi otomatik olarak vermelidir. Sistem frekansındaki sapma süresince primer frekans kontrolü kesintisiz olarak sürdürülmelidir.

(5) (Mülga:RG-21/1/2025-32789)

(6) Ünitelerin hız eğim ve ölü bant değerleri, ayarlanabilir yapıda olmak zorundadır. Primer frekans kontrolü performans testleri sırasında ayarlanan hız eğimi değeri, normal işletme sırasında da sürekli olarak kullanılır ve TEİAŞ tarafından aksi belirtilmedikçe **değiştirilemez**. Ünitenin sağlayacağı primer frekans kontrol rezerv miktarı, nükleer güç santralleri için ünite kurulu gücünün **en az %2** si, diğer santraller için ünite kurulu gücünün **en az %5** i olmalıdır. Ünitelerin hız kontrol sisteminin ölü bandı istendiğinde 0 (sıfır) olarak ayarlanabilmelidir. Sistemin ihtiyacına göre hız eğim ve ölü bant değerlerinin TEİAŞ tarafından farklı bir değerde olması istenmesi halinde, bu değerler TEİAŞ tarafından belirlenen şekilde ayarlanmalıdır.”

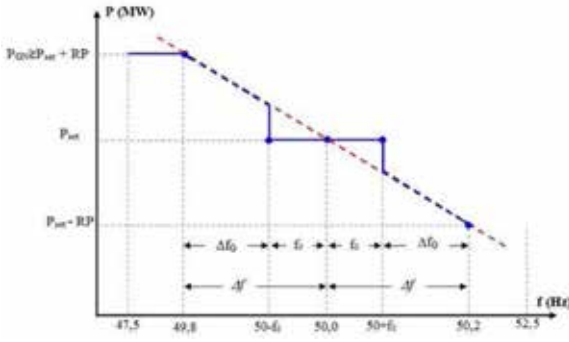
(7) Santral ünitesinin hız eğimi, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği çerçevesinde imzalanan primer frekans kontrol hizmet anlaşması ile belirlenen azami primer frekans kontrol rezerv kapasitesine göre aşağıdaki formül uyarınca hesaplanır:

$$s_z(\%) = - \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P_g / P_{gn}} \times 100$$

(8) Bu formülde geçen;

$s_z(\%)$	Hız Eğimini (%),
f_n	Nominal Frekansı (50 Hz),
Δf	Sistem Frekansındaki sapma miktarını,
ΔP_g	Ünite Çıkış Gücündeki değişim miktarını,
P_{gn}	Ünitenin Nominal Aktif Gücünü,

(9) Santral ünitesinin belirli bir frekans sapması karşılığında sağlayacağı primer frekans kontrol tepkisi ilgili ünitenin hız eğimine bağlıdır. Aşağıdaki şekilde aynı primer frekans kontrol rezerv miktarını sağlayan ancak farklı hız eğimi değerlerine ayarlanmış olan (a) ve (b) ünitelerinin çıkış gücü değişimleri gösterilmiştir.



(10) Primer frekans kontrol hizmeti sunan ünitelerin işletme esnasında sistemdeki frekans sapmalarına göre aktif güç çıkışı değişimi aşağıdaki grafikte gösterildiği gibi olmak zorundadır.

(11) Yukarıdaki grafikte geçen;

Pset Ünite çıkış gücünün ayarlanmış değerini,

f0 Ünite kontrol sisteminin frekans sapmalarına tepki vermediği frekans aralığını (Ölü bant, Hz),

RP Ünitenin sağladığı primer frekans kontrol rezerv miktarını,

DfG Ünitenin ölü banttan sonra algıladığı frekans sapma miktarını,

Df Sistem frekansındaki sapma miktarını,

ifade eder.

(12) İşletme koşullarında üniteye altıncı fıkra uyarınca ölü bant konulmuşsa, azami primer frekans kontrol rezerv kapasitesine göre ayarlanması gereken hız eğim değeri hesaplanırken, hız eğim formülündeki Df yerine onbirinci fıkra da yer alan DfG (DfG = 0,2-f0) kullanılır.

Sınırlı frekans hassasiyet modu: –Madde 105

(Ek: RG-17/12/2024-32755)

(1) Sınırlı frekans hassasiyet modlarında çalışan üretim tesisleri, sistem frekansının sınırlı frekans hassasiyet modları için belirlenen limitlerin dışına çıkması durumunda aktif çıkış güçlerini otomatik olarak ayarlamakla yükümlüdür.

(2) Sınırlı frekans hassasiyet modları için droop ayarı ilgili yan hizmet anlaşmasında belirtilen değere ayarlanır.

(3) Aşağıda belirtilen şartların tamamını taşıyan üretim tesislerine ait üniteler, sınırlı frekans hassasiyeti düşük frekans modunda çalışmakla yükümlüdür:

a) Kayıtlı olduğu UEVÇB'si yan hizmet birimi olan.

b) Kurulu gücü 60 MW ve üzeri olup primer frekans kontrol yeterliliği olan.

c) Devrede olup nominal aktif güç değerinin altında üretim yapan.

ç) İlgili saatte primer frekans kontrol rezervi yükümlülüğü olmayan.

(4) Aşağıda belirtilen şartların tamamını taşıyan üretim tesislerine ait üniteler sınırlı frekans hassasiyeti yüksek frekans modunda çalışmakla yükümlüdür:

a) Kayıtlı olduğu UEVÇB'si yan hizmet birimi olan.

b) Kurulu gücü 60 MW ve üzeri olup frekans değişimine tepki verebilen ünitelere sahip üretim tesisleri.

c) Devrede olup MKÜD üzerinde üretim yapan.

ç) İlgili saatte primer frekans kontrolü rezerv yükümlülüğü olmayan.

Sekonder frekans kontrolü: –Madde 106

(1) Sistem frekansının nominal değerine ve komşu elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alış verişinin programlanan değerine getirilmesi amacıyla Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümlerine göre tedarik edilen ve sekonder frekans kontrolüne katılmaları zorunlu olan üretim tesislerinin aktif güç çıkışlarını, MYTM'de bulunan otomatik üretim kontrol programı tarafından gönderilecek sinyalleri alan ve işleyen teçhizat ile arttırmaları veya azaltmaları esastır.

(2) Sekonder frekans kontrol yedeği Ek-17'de yer alan sekonder frekans kontrol performans testleri sonucunda sekonder frekans kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen üretim tesislerinden sağlanır.

(3) Sekonder frekans kontrol hizmeti sunan ünite, blok veya santralin çıkış gücündeki değişimin başlaması için maksimum gecikme süresi 30 saniye olmalı ve testler sonucunda belirlenen yüklenme hızına uygun olarak istenen üretim düzeyine erişilmelidir. Sekonder frekans kontrol hizmeti sağlayacak santrallardaki yüklenme hızı oranı yakıt tipine bağlı olarak aşağıdaki şekilde olmak zorundadır:

a) Doğalgaz yakıtlı üretim tesislerinin, için 200 MW'ın altında nominal aktif gücü olan gaz türbinlerinin çıkış gücündeki toplam değişikliğin gaz türbinlerine ait türbin nominal aktif gücünün dakikada **en az %6'sı** kadar,

b) Doğalgaz yakıtlı üretim tesislerinin, 200 MW ve üzerinde nominal aktif gücü olan gaz türbinlerinin çıkış gücündeki toplam değişikliğin gaz türbinlerine ait türbin nominal aktif gücünün dakikada **en az %4'ü** kadar,

c) Doğalgaz yakıtlı gaz motoru ile motorin ve fueloil yakıtlı üretim tesisleri için nominal aktif gücün dakikada **en az %6'sı** kadar,

ç) Rezervuarlı hidroelektrik üretim tesisleri için nominal aktif gücün saniyede **%1,5 ile %2,5'i** arasında,

d) (Değişik: RG-17/12/2024-32755) Yakıt olarak taş kömürü kullanan üretim tesisleri için nominal aktif gücün dakikada **en az %2'si** kadar,

e) (Değişik: RG-17/12/2024-32755) Yakıt olarak linyit kullanan üretim tesisleri için nominal aktif gücün dakikada **en az %1'i** kadar,

f) Nükleer güç santralleri için nominal aktif gücün dakikada %1 ile %5'i arasında.

(4) Nükleer güç santrallerinin sekonder frekans kontrolüne katılacağı dönemlerdeki yüklenme hızı dakikada minimum %1 oranında olmak zorundadır. Nükleer güç santrallerinin sekonder frekans kontrolüne katılacağı dönemler ve hangi hallerde sekonder frekans kontrolüne katılamayacağı hususları, güvenli işletme koşulları dikkate alınarak nükleer güç santral işleticisi ile sistem işletmecisi arasında imzalanacak sekonder frekans kontrol hizmet anlaşmasında belirlenir.

(5) Üçüncü fıkrada belirtilenler dışında bir yakıt kullanan üretim tesisleri, kendisine en yakın kalorifik değere sahip olan yakıt tipi sınıfında değerlendirilir.

(6) Üretici, sekonder frekans kontrol hizmetini ünite, blok veya santralin çalışma aralığı içinde sağlar. Ünite, blok veya santralin çalışma aralığı, minimum kararlı üretim seviyesi ile ek önlem almadan ulaşılabilecek maksimum çıkış gücü arasındaki yük değişiminin yapılabileceği bölgedir.

(7) Ünitenin, sekonder frekans kontrolüne katılımının primer frekans kontrolü performansını azaltıcı etkisi olmamalıdır.

(8) Sistem bazında, sekonder frekans kontrolü sonucunda frekansın nominal değerine ve komşu elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alış verişi için programlanan değere gelmeye başlaması için maksimum gecikme süresi 30 saniye olmalı ve düzeltme işlemi maksimum 15 dakika içinde tamamlanmalıdır.: –Madde 107

Anlık talep kontrolü: –Madde 108

(1) Anlık talep kontrolü 66 ncı madde hükümleri uyarınca yürütülür.

Talep tarafı katılımı: –Madde 108

(Ek: RG-17/12/2024-32755)

(1) Sistem işletmecisi, kritik aylar içerisinde kritik olarak ilan edilen günlerde, talimatı doğrultusunda hizmete katılan toplayıcılar vasıtasıyla tüketim tesislerinin

elektrik enerjisi tüketim miktarının düşürülmesi yoluyla talep tarafı katılımı hizmeti alabilir.

(2) Talep tarafı katılımı hizmeti Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinin ilgili hükümleri uyarınca yürütülür.

(3) Talep tarafı katılımı hizmetine katılacak olan toplayıcılar, toplayıcılık hizmet anlaşması imzaladıkları tüketim tesislerini, sayaç bazında iletim sistem işletmecisine kaydettirmek ve sistem işletmecisinin veri iletişimine ilişkin talep ettiği teknik yeterlilikleri sağlamakla yükümlüdür.

(4) Talep tarafı katılımı hizmeti, Ek-17'de yer alan talep tarafı katılımı hizmetinin sağlanmasına ilişkin performans testleri sonucunda talep tarafı katılımı hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen toplayıcılardan tedarik edilir.

Reaktif güç kontrolü: –Madde 109

(1) **(Değişik: RG-21/1/2025-32789)** Kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olup iletim sisteminden bağlı olan lisanslı ve lisanssız tüm üretim tesisleri ile depolama tesislerinden;

a) Termik ve hidrolik üretim tesisleri, aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla sürekli olarak ve/veya öncelikle BYTM ve ardından iletim sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda,

b) Rüzgar enerjisi tesisleri ile güneş enerjisine dayalı fotovoltaik üretim tesisleri, EK 18'de belirtilen sınırlar dâhilindeki güç faktörü değerleri için her noktada,

c) Birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri ile depolamalı elektrik üretim tesisleri ve müstakil elektrik depolama tesisleri 109/A maddesi kapsamında,

ç) Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca proje onayı 1/6/1996 tarihinden önce yapılmış veya sözleşme yürürlük tarihi 1/6/1996 tarihinden önce olan üretim tesisleri, reaktif güç destek hizmeti performans testlerinden muaf olup bu üretim tesislerinin sağlaması gereken zorunlu reaktif güç değerleri, aşırı ikazlı olarak nominal aktif güçlerinin %20'sinden ve düşük ikazlı olarak nominal aktif güçlerinin %15'inden düşük olmayacak şekilde,

d) TEİAŞ ile bağlantı anlaşmasını 24/9/2008 tarihinden önce yapmış olan rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisleri, reaktif güç destek hizmeti performans testlerinden muaf olup bu üretim tesislerinin sağlaması gereken zorunlu reaktif güç değerleri, aşırı ikazlı olarak santral kurulu güçlerinin %15'inden ve düşük ikazlı olarak nominal aktif güçlerinin %15'inden düşük olmayacak şekilde,

reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur. Bununla birlikte, üretim üniteleri step-up transformatörleri ile 154

kV – 400 kV iletim sistemine direk olarak bağlı olmayan ve üretim ile tüketim tesisleri aynı üretim barasında bulunan, bu tüketim tesislerinin elektrik, ısı ve/veya buhar ihtiyaçları doğrultusunda çalışan ve bu durumu TEİAŞ'a ispatlayan üretim tesisleri bu madde kapsamından muaftır.

(2) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca aşırı ikazlı olarak **0,85 ve** düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında nominal aktif güç seviyesinde çıkış verilmesini sağlayan kapasitenin dışındaki reaktif güç kapasitesi sağlamak ve/veya senkron kompansatör olarak çalışmak üzere reaktif güç kontrolüne ilişkin yan hizmet anlaşması kapsamında bulunan üretim tesislerinin otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla ve/veya öncelikle BYTM ve ardından iletim veya dağıtım sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur.

(3) (Mülga:RG-21/1/2025-32789)

(4) TEİAŞ ile reaktif güç kontrolü hizmeti sağlanmasına ilişkin yan hizmet anlaşması imzalamış olan üretim tesislerinin sistem gerilimini düzenlemek amacıyla jeneratör veya senkron kompansatör olarak çalışması suretiyle sisteme reaktif güç verilmesi veya sistemden reaktif güç çekilmesine ilişkin talimatlar BYTM ve/veya sistem işletmecisi tarafından ilgili üretim tesislerine bildirilir. Verilen talimatlar kapsamında ünitelerin güç transformatörlerinin kademe ayarlarına ilişkin detaylar da yer alır. Üretim tesisinin belirtilen güç faktörleri arasında dakikalar içinde tepki vermesi ve söz konusu tepkiyi sınırsız defa sağlaması esastır. Talimatların sona ermesine ilişkin bildirimler yine BYTM ve/veya sistem işletmecisi tarafından ilgili üretim tesislerine yapılır.

(5) Bu madde kapsamındaki üretim tesisleri, yukarıdaki fıkralarda açıklanan yöntemlerle bağlı oldukları yüksek gerilim barasının gerilim değerini ayarlayabilmek için, ilgili kontrol sistemlerine istenilen yüksek gerilim ayar değerini girmek suretiyle yüksek gerilim barasını kontrol edebilen bununla beraber yüksek gerilim bara ayar değerinin sistem işletmecisi tarafından uzaktan kontrol sistemi aracılığıyla gönderilmesi halinde de bu yüksek gerilim ayar değerini otomatik olarak alan ve yüksek gerilim barası kontrolünü bu yüksek gerilim ayar değeri doğrultusunda yapabilecek olan kontrol sistemini kurmakla yükümlüdür.

Birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri ile depolamalı elektrik üretim tesisleri ve müstakil elektrik depolama tesislerinde reaktif güç kontrolü: –Madde 109

(Ek: RG-21/1/2025-32789)

(1) Birden çok kaynaklı elektrik üretim tesislerinden ana kaynağı 109 uncu madde kapsamında reaktif

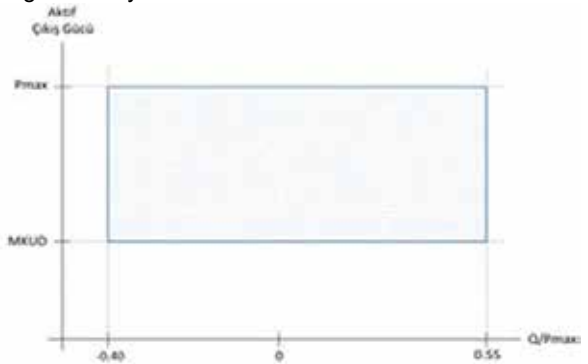
güç kontrolüne katılmakla yükümlü olan üretim tesislerinden mekanik gücü 5 MW ve üzeri olan yardımcı kaynak ünitesi kuran üretim tesislerine ait dengeleme birimi olmayan can suyu üniteleri hariç tüm üniteler ile iletimden bağlı ve kurulu gücü 30 MW ve üzeri olan depolamalı elektrik üretim tesisleri ve müstakil elektrik depolama tesisleri bu maddede belirtilen reaktif güç miktarlarını, şebekeye bağlantı noktasında sağlamakta yükümlüdür.

(2) Birden çok kaynaklı elektrik üretim tesislerinden ana kaynak ünitesi veya üniteleri ile birlikte yardımcı kaynak ünitesi veya üniteleri reaktif güç kontrolü sağlamakla yükümlü olan üretim tesisleri, yardımcı kaynak ünitesinin ve depolamalı elektrik üretim tesisleri ile müstakil elektrik depolama tesisleri ilgili tesisin kabul tarihi itibarıyla **120 gün** içerisinde, EK 17'de yer alan sistem bağlantı noktasında reaktif güç destek hizmeti performans test prosedürleri kapsamında, yapılan testler sonucunda alacağı reaktif güç destek hizmeti yan hizmet test sertifikasını TEİAŞ'a sunmakla yükümlüdür.

(3) Ana kaynağı rüzgâr veya güneş enerjisine dayalı olmayan birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri, ana kaynağına dayalı üretim birimi devrede iken toplam aktif çıkış gücü, kurulu gücünün **%100'ü** ile MKÜD arasında iken iletim sistemine bağlı oldukları noktada;

a) Ana kaynak ünitelerinin güç faktörü 0,85 değerine kadar olan üretim tesisleri aşırı ikazlı olarak devrede olan ana kaynak ünitelerinin kurulu güçlerinin **%55'i** kadar ve güç faktörü 0,85'ten büyük olan üretim tesisleri ise devrede olan ana kaynak ünitelerinin kurulu güçlerinin **%30'una** kadar reaktif güç değerine,

b) Düşük ikazlı olarak devrede olan ana kaynak ünitelerinin kurulu güçlerinin **%40'ı** kadar reaktif güç değerine, kadar reaktif güç desteğini şekilde gösterildiği üzere sağlamakta yükümlüdür.



(4) Ana kaynağı rüzgâr veya güneş enerjisine dayalı olan birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri, ana kaynağına dayalı üretim birimi devrede iken, ana kaynağının türü doğrultusunda EK 18'de belirlenen reaktif güç miktarlarına ulaşmakla yükümlüdür.

(5) Birden çok kaynaklı elektrik üretim tesislerinin, ana kaynağına dayalı üretim biriminin devrede olmadığı durumlarda, yardımcı kaynağının türü doğrultusunda bu Yönetmelikte belirlenen reaktif güç miktarlarına ulaşmakla yükümlüdür. Bu doğrultuda;

a) Yardımcı kaynağı rüzgâr enerjisi olan üretim tesisleri, EK 18'de yer alan Şekil E.18.3 kapsamında belirlenen reaktif güç kapasite eğrisine tekabül eden reaktif güç değerlerini sağlamamakla yükümlüdür.

b) Yardımcı kaynağı güneş enerjisi olan üretim tesisleri, EK 18'de yer alan Şekil E.18.4 kapsamında belirlenen reaktif güç kapasite eğrisine tekabül eden reaktif güç değerlerini sağlamamakla yükümlüdür.

c) Yardımcı kaynağı rüzgâr ve güneş enerjisi dışında bir kaynak olan birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri, bu Yönetmeliğin ilgili hükümleri doğrultusunda genaratör terminalinde aşırı ikazlı olarak 0,85 güç faktörü, düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörüne tekabül eden reaktif güç değerlerini sağlamamakla yükümlüdür.

(6) İletim sisteminden bağlı müstakil elektrik depolama tesisleri, kurulu gücünün **%40'ı** kadar reaktif güç desteği vermekle yükümlüdür.

(7) Depolamalı elektrik üretim tesislerinin, üretim tesisi devrede iken, üretim tesisinin türü doğrultusunda EK 18'de belirtildiği şekilde reaktif güç desteği vermekle yükümlüdür. Üretim tesisinin devrede olmadığı durumlarda, tesis bünyesindeki depolama ünitesi kurulu gücünün **%40'ı** kadar reaktif güç desteği vermekle yükümlüdür.

Oturan sistemin toparlanması: –Madde 110

(1) Oturan sistemin toparlanması Beşinci Kısımın Yedinci Bölümünde yer alan hükümler uyarınca yürütülür.

Bölgesel kapasite kiralama: –Madde 111

(1) TEİAŞ tarafından yürütülen teknik çalışmalar neticesinde gerekli görülmesi durumunda Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve Kurumun onayı ile düzenlenen ihaleler vasıtasıyla yeni üretim tesislerinin kapasiteleri ve/veya mevcut üretim tesislerine eklenen ünitelerin kapasiteleri TEİAŞ tarafından kiralanabilir. TEİAŞ tarafından yürütülen teknik çalışmalar neticesinde hesaplanan bölgesel bazda **bir yıl** boyunca puant yükün karşılanamama olasılığı 39 uncu maddenin ikinci fıkrasında yer alan puant yükün karşılanamama olasılığı ile karşılaştırılır. TEİAŞ tarafından hesaplanan puant yükün karşılanamama olasılığının 39 uncu maddesinin ikinci fıkrasında yer alan hedef değer üstünde olduğu tespit edilen bölgeler için bölgesel kapasite kiralama ihtiyacı tespiti yapılır.

(2) Bölgesel kapasite kiralanasına yönelik ihalelerin düzenlenmesi, bölgesel kapasite kiralaması hizmeti sağlayabilecek üretim tesislerinin seçilmesi, bölgesel kapasite kiralamasına ilişkin yan hizmet anlaşmalarının imzalanması ve ilgili finansal işlemler Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca yürütülür.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Gerçek Zamanlı Dengeleme

Gerçek zamanlı dengeleme esasları:

–Madde 112

(1) Gerçek zamanlı dengeleme esasları, gerçek zamanda ortaya çıkan arz ve talep dengesizliklerinin giderilmesi amacıyla MYTM'nin dengeleme güç piyasası ve/veya yan hizmetler kapsamında gerçekleştirmiş olduğu faaliyetler ile dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının ve/veya yan hizmet sağlayan tüzel kişilerin, teknik ve ticari parametreleri PYS aracılığıyla MYTM'ye bildirmeleri ve MYTM tarafından kendilerine bildirilen talimatları yerine getirmeleri ile ilgili hususları içerir.

(2) Gerçek zamanlı dengeleme;

a) Primer frekans kontrol hizmeti ve sekonder frekans kontrol hizmeti sağlayan üretim tesislerinin otomatik olarak çıkış güçlerini artırmaları ya da azaltmaları,

b) Dengeleme güç piyasası kapsamında dengeleme birimlerinin, MYTM tarafından verilen talimatlar ile yük almaları ve/veya yük atmaları,

c) Gerçek zamanda yeterli tersiyer yedeğin sağlanabilmesi amacıyla bekleme yedeklerinin devreye alınması,

ç) 63-70 inci maddeler kapsamında acil durum önlemlerinin uygulanması,

suretiyle gerçekleştirilir.

(3) Gerçek zamanlı dengeleme kapsamında verilen talimatlar gerekli görülmesi durumunda birinci fıkrada belirtilen ve MYTM tarafından verilen talimatlar ayrıca BYTM tarafından da ilgili gerçek zamanlı dengelemeye tabi taraflara PYS, telefon, faks veya paks gibi iletişim araçları ile iletilir.

Gerçek zamanlı dengelemeye tabi taraflar:

–Madde 113

(1) Gerçek zamanlı dengeleme esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarına,

c) Yan hizmet sağlayan tüzel kişilere,

c) İletim hatlarının ve/veya trafolar/ototrafoların nominal kapasitesinde yüklenebilmesini sınırlandıracak daha düşük kapasiteli teçhizatın (iletken kesiti, akım trafosu oranı, ayırıcı, hat tıkacı ve benzeri) bulunması,

ç) Birden fazla teçhizatın aynı anda servis harici olması sonucu kaskat (ardışıl) arızalar.

(3) İletim sisteminin, tek bir şebeke elemanının arızasından sonra işletmede kalan elemanlarla bu tek arızanın sebep olduğu akış değişikliklerine dayanabilecek şekilde, N-1 kriterine uygun olarak işletilmesi esastır.

Talimatlara ilişkin kayıtlar: –Madde 116

(1) Gerçek zamanlı dengeleme kapsamında, gerçek zamanlı dengelemeye tabi taraflara MYTM ve/veya BYTM tarafından iletilen talimatlar, PYS ve/veya ses kayıtları ve/veya fiziksel formlar vasıtasıyla kayıt altına alınır. Bu kapsamdaki ses kayıtları **beş yıl** diğer kayıtlar **on yıl** boyunca muhafaza edilir.

Elektriksel zaman hatası düzeltmesi:

–Madde 117

(Değişik: RG-17/12/2024-32755)

(1) Elektriksel zaman hatası düzeltmesi;

a) Türkiye elektrik enterkonnekte sisteminin ENTSO-E şebekesinden izole olarak işletildiği dönemlerde, MYTM tarafından belirli periyotlarda sistem frekansına uygun dengeleme yapılarak gerçekleştirilir.

b) Ulusal enterkonnekte sisteminin ENTSO-E şebekesi ile senkron paralel olarak işletildiği dönemlerde, elektrik zaman hatasının belirlenmiş sınırlar içinde tutulması ENTSO-E koordinasyonunda yürütülür.

YEDİNCİ KISIM Verilerin Kaydedilmesi ve İstatistik Üretme

BİRİNCİ BÖLÜM

Veri Kayıt Esasları ve Tabi Taraflar

Veri kayıt esasları: –Madde 118

(1) Veri kayıt esasları, tarafların birbirlerinden işletme, planlama, dengeleme ve yan hizmetlere ilişkin talep ettikleri verilerin hazırlanmasına, güncellenmesine ve kaydedilmesine yönelik TEİAŞ tarafından hazırlanan prosedürleri içerir.

Veri kayıt esaslarına tabi taraflar: –Madde 119

(1) Veri kayıt esasları;

a) TEİAŞ'a,

b) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

c) Dağıtım şirketlerine,

ç) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,

d) Dağıtım seviyesinden bağlı; 50 MW ve üzerinde kurulu güce sahip üretim tesislerinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere veya iletim sistemi üzerinde önemli etkisi bulunan üretim tesislerinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

e) İthalat ve/veya ihracat yapan tüzel kişilere,

f) Tedarik şirketlerine,

g) Yan hizmet sağlayan tüzel kişilere,

uygulanır.

İKİNCİ BÖLÜM

Veri Grupları ve Prosedürler

Veri grupları: –Madde 120

(1) Veri grupları üçe ayrılır:

a) İşletme ve dengeleme verileri,

b) Standart planlama verileri,

c) Ayrıntılı planlama verileri.

Verilerin hazırlanması ve sunulması:

–Madde 121

(1) Kullanıcılar, Ek-23'de yer alan ve 124 üncü maddede listelenen veri çizelgelerini aşağıdaki esaslar çerçevesinde hazırlar ve TEİAŞ'a sunar:

a) Çizelge **1, 5 ve 6** uyarınca hazırlanacak veriler, TEİAŞ'a gönderilir.

b) TEİAŞ ile kullanıcı arasında veri iletişimi amacına yönelik bir anlaşmaya varılması halinde, izlenecek yöntem karşılıklı anlaşma ile belirlenir.

c) Çizelge 5 kapsamında hazırlanacak veriler her yılın **en geç 30 Nisan** tarihine kadar TEİAŞ tarafından belirlenen şekilde hazırlanır.

ç) Tüm verilerin korunması için gerekli güvenlik önlemleri kullanıcı tarafından sağlanır.

d) Yan hizmetlere ilişkin veriler yan hizmet anlaşmalarında belirtilen esaslar çerçevesinde belirtilen elektronik formatlarda ve sıklıkta sağlanır. Santralin yan hizmetlere dair kontrol sistemlerinin matematiksel modelleri mevcut olması halinde test öncesinde TEİAŞ'a verilir.

Verilerin güncellenmesi: –Madde 122

(1) Kullanıcı, TEİAŞ'ta kayıtlı olan verilerde değişiklik olması durumunda, TEİAŞ'ı bu konuda gecikmeden bilgilendirir.

Eksik veriler: –Madde 123

(1) Taraflardan birinin hazırladığı verilerin diğerine ulaşmaması veya eksik olması halinde, tahmini veriler hazırlanır ve bu veriler diğer tarafa yazılı olarak bildirilir.

Veri çizelgeleri: –Madde 124

(1) Ek-23 kapsamında hazırlanacak veri çizelgeleri aşağıda sıralanmıştır:

- a)** Çizelge 1 – Üretim ünitesi veya kombine çevrim gaz türbini bloğu verileri,
- b)** Çizelge 2 – Üretim planlaması parametreleri,
- c)** Çizelge 3 – Ünitelerin devre dışı kalma programları, kullanılabilir güç ve sabit kapasite verileri,
- ç)** Çizelge 4 – Kullanıcı sistemlerine ilişkin veriler,
- d)** Çizelge 5 – Kullanıcıların devre dışı kalmasına ilişkin veriler,
- e)** Çizelge 6 – Bağlantı noktalarındaki yük karakteristikleri,
- g)** Çizelge 7 – TEİAŞ tarafından kullanıcılara sağlanacak veriler,
- ğ)** Çizelge 8 – Talep profili ve aktif güç verileri,
- h)** Çizelge 9 – Bağlantı noktası verileri,
- ı)** Çizelge 10 – Kısa devre verileri,
- i)** Çizelge 11– Kısa devre verileri, santral transformatörlerinden akan kısa devre akımları.

(2) Kullanıcı grupları için geçerli olan çizelgeler aşağıda verilmiştir:

- a)** İletim sistemine doğrudan bağlı üretim şirketleri: Çizelge 1, 2, 3, **6, 7 ve 11**,
- b)** Dağıtım seviyesinden bağlı; 50 MW ve üzerinde ünite gücüne veya toplam 100 MW ve üzerinde kurulu güce sahip üretim tesislerinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler veya iletim sistemi üzerinde önemli etkisi bulunan üretim tesislerinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler: Çizelge 1, **3, 7 ve 11**,
- c)** (a) ve (b) bentlerinde belirtilenler haricindeki üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler: Çizelge 1, 7, 11,
- ç)** Tüm dağıtım şirketleri, tedarik şirketleri, iletim sistemine doğrudan bağlı serbest tüketiciler ve uluslararası enterkonneksiyon sistem işletmecileri: Çizelge 4, 5, 6, 7, 8, **9, 10 ve 11**.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM**İstatistiksel Veriler, Prosedürler ve Sorumluluklar****İstatistiksel veriler: –Madde 125**

(1) TEİAŞ, Kanun ve 10/11/2005 tarihli ve 5429 sayılı Türkiye İstatistik Kanunu hükümleri çerçevesinde Türkiye'nin elektrik enerjisi üretim ve iletim istatistiklerini oluşturmak ve gerektiğinde uluslararası kurum ve kuruluşların elektrik enerjisine ilişkin istatistik taleplerini karşılamak amacıyla istatistiksel verileri toplar.

(2) TEİAŞ, istatistik üretmek amacıyla ihtiyaç duyduğu verileri, internet sayfasında yayımlayacağı aylık ve yıllık soru formları aracılığı ile elde eder. İhtiyaç halinde bu formlarda gerekli düzenleme ve güncelleme TEİAŞ tarafından yapılır.

(3) TEİAŞ, gerekli alt yapı ve donanımı sağladıktan sonra istatistik üretmek amaçlı tüm verileri resmi internet sitesi aracılığı ile toplar.

Prosedür ve sorumluluklar: –Madde 126

(1) Türkiye'nin elektrik enerjisi üretim ve iletim istatistiklerinin oluşturulması amacıyla;

- a)** Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler,
- b)** Dağıtım faaliyeti gösteren tüzel kişiler,
- c)** Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi,

TEİAŞ tarafından istenilen verileri, TEİAŞ tarafından istenen formatta ve bildirilen tarihte TEİAŞ'a sunmakla yükümlüdürler.

(2) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler üretim verilerini; TEİAŞ internet sayfasında yayımlanan "Aylık Soru Formları" vasıtasıyla izleyen ayın yirmibeşine kadar, yıllık üretim bilgilerini ise, TEİAŞ internet sayfasında yayımlanan "Yıllık Soru Formları" vasıtasıyla izleyen yılın 15 Şubat tarihine kadar TEİAŞ'a sunar.

(3) İstatistik üretme amacıyla elde edilen veriler amacı dışında kullanılamaz.

**SEKİZİNCİ KISIM
Çeşitli Hükümler****BİRİNCİ BÖLÜM
Diğer Hükümler****Anlaşmazlıkların çözümü: –Madde 127**

(1) Bu Yönetmeliğin uygulanmasında ortaya çıkan anlaşmazlıkların TEİAŞ ve ilgili taraflar arasında çözümlenememesi halinde anlaşmazlığın çözümü konusunda

Kuruma başvurulur. Kurulun bu konuda vereceği karar tarafları bağlar.

Atıflar: –Madde 128

(1) 22/1/2003 tarihli ve 25001 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği ve 10/11/2004 tarihli ve 25639 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliğine yapılan atıflar bu Yönetmeliğe yapılmış sayılır.

Yürürlükten kaldırılan yönetmelikler:

–Madde 129

(1) 22/1/2003 tarihli ve 25001 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği ve 10/11/2004 tarihli ve 25639 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği yürürlükten kaldırılmıştır.

Haberleşme ve tebligat: –Madde 130

(1) Bildirimler 11/2/1959 tarihli ve 7201 sayılı Tebligat Kanunu hükümlerine uygun olarak yapılır.

İKİNCİ BÖLÜM

Geçici ve Son Hükümler

Elektrik depolama ünite ve tesislerine ilişkin düzenlemeler

Geçici Madde 1- (Başlığı ile Birlikte Değişik: RG-17/12/2024-32755)

(1) Elektrik depolama üniteleri veya tesislerinin izlenmesi ve kontrol edilmesi, yan hizmetlerde kullanılması ve şebekeye bağlantı ilişkin teknik kriterler TEİAŞ tarafından 1/1/2025 tarihine kadar hazırlanarak TEİAŞ’ın internet sayfasında yayımlanır.

Arıza temizleme süreleri

Geçici Madde 2- (1) 18 inci maddenin yedinci fıkrasıyla düzenlenen faz-toprak arızası azami arıza temizleme süresi; TEİAŞ’a ait hat fideri kesicisine açma kumandası veren koruma rölesinin aşırı akım ve toprak koruma röle ayar değerleri, iletimden dağıtıma indirici transformatörlerin kısa devre dayanım süresi, nötr direnç/reaktör nominal akım dayanım süresi ve kullanıcının röle koordinasyon çalışmaları dikkate alınarak 31/12/2015 tarihine kadar karşılıklı mutabakat ile belirlenir.

SCADA kontrol merkezleri

Geçici Madde 3^[47] (1) 29 uncu madde uyarınca kurulması gereken SCADA kontrol merkezlerinin, 31/12/2017 tarihine kadar elektrik dağıtım şirketleri ve dağıtım lisansı sahibi organize sanayi bölgeleri tarafından işletmeye alınması zorunludur.

Rüzgar ve güneş enerjisine dayalı fotovoltaik üretim tesislerinin şebeke bağlantı kriterleri

Geçici Madde 4 – (1) Rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı fotovoltaik üretim tesisleri için tesisin iletim veya dağıtım sistem işletmecisi ile bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan Ek-18 uygulanır.

(2) Ek-18’de yer alan Rüzgar Gücü İzleme ve Tahmin Merkezi (RİTM) için alt yapı gerekliliklerinin düzenlendiği “E.18.9- Rüzgar Enerjisi Santrallerinin İzlenmesi” bölümü, bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan Ek-18’de yer almasa dahi, mevcut ve yeni tesis edilecek olan tüm rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için uygulanır. Bu kapsamdaki üretim tesisleri kendilerine düşen görevleri 31/5/2015 tarihine kadar yerine getirir.

Reaktif güç kontrolüne ilişkin güç değerleri

Geçici Madde 5 – (Değişik:RG-21/1/2025-32789)

(1) 109 uncu maddenin birinci fıkrasının (ç) ve (d) bentleri kapsamındaki üretim tesislerinden belirtilen zorunlu reaktif güç değerlerini sağlayamayan üretim tesislerine, bu değerleri sağlamaları ve gerekli şartları yerine getirmeleri için 1/1/2026 tarihine kadar süre tanınır.

Reaktif güç desteğine katılım

Geçici Madde 6- (1) Bağlantı anlaşması veya proje onayı bu Yönetmeliğin yürürlüğe girdiği tarihten önce yapılmış olan ve P-Q jeneratör yüklenme eğrisine göre nominal aktif gücündeki aşırı ikazlı çalışma durumunda jeneratör terminalinde 0,85 güç faktöründe çalışabilme yeteneği bulunmayan jeneratörler ve/veya bu durumda olup aynı zamanda üretim lisansına konu kurulu güçlerini mevcut üretim tesisleri için sistem işletmecisinin uygun görüşü doğrultusunda lisans tadili yapılmak suretiyle mevcut jeneratörlerin nominal aktif güçlerini arttırmış üniteler, Reaktif Güç Desteği Sağlanmasına Dair Yan Hizmet Anlaşmaları kapsamında sistem işletmecisinin talebi durumunda, jeneratörün nominal aktif çıkış gücü seviyesinde aşırı ikazlı olarak 0,85 güç faktörüne tekabül eden reaktif güç miktarını üretebileceği aktif güç seviyesine inmeyi, bu talebin yerine getirilmesi sonucunda ortaya çıkabilecek herhangi bir denge-sizlikten dolayı veya Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında herhangi bir bedel talep etmemeyi ve sistem işletmecisi tarafından belirlenecek tüm özel yükümlülükleri yerine getirmeyi kabul ve taahhüt etmekle yükümlüdür.

Reaktif enerji cezası

Geçici Madde 7- (Maddenin yürürlüğü Danıştay 13. Dairesinin 2014/2924 E. sayılı 18/02/2015 tarihli kararı ile durdurulmuştur.) (1) İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından, aylık olarak sistemden çekilen endüktif veya

sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjiye oranının, 14 üncü maddede düzenlenen oranları aşması durumuna ilişkin olarak, bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarında Kurul Kararı ile gerekli düzenlemeler yapıncaya kadar, reaktif enerji kullanım oranı 14 üncü maddeye göre değerlendirilir ve ihlal tespiti durumunda kullanıcılara o ayki sistem kullanım fiyatına göre hesaplanan bedelin **%20'si** oranında ceza uygulanır.

Primer kontrol hizmetine katılımdan muafiyet

Geçici Madde 8-

Güç Kalitesi Ölçüm Sistemlerine İlişkin Usul ve Esaslar

Geçici Madde 9 – (1) TEİAŞ tarafından hazırlanarak Kuruma teklif edilecek Güç Kalitesi Ölçüm Sistemlerine İlişkin Usul ve Esaslar **en geç 31/12/2017** tarihine kadar Kuruma sunulur.

(2) Güç Kalitesi Ölçüm Sistemlerine İlişkin Usul ve Esasların yayımlandığı tarih itibarıyla, TEİAŞ ile Bağlantı Anlaşması imzalamış, fakat bu Yönetmeliğin ilgili hükümleri uyarınca işletmede olan veya işletmeye alınacak tesislerinde Güç Kalitesi Ölçüm Sistemini kurmamış olan kullanıcılar, Usul ve Esasların yayımlandığı tarihten itibaren **iki yıl** içerisinde Güç Kalitesi Ölçüm Sistemini temin etmek ve kurmakla yükümlüdür.

Geçici Madde 10^[55] - İletim sistemi için 5 inci maddede belirtilen 400 kV nominal gerilim değeri, 31/12/2018 tarihine kadar 380 kV olarak uygulanır. 400 kV iletim sistemi şalt teçhizatı için kısa devre arıza akıntısına dayanma kapasitesi olarak belirtilen 63 kA değeri, 31/12/2018 tarihine kadar 50 kA olarak uygulanır.

Sınırlı frekans hassasiyet modu yan hizmetlere ilişkin test prosedürlerinin hazırlanması

Geçici Madde 11- (Ek: RG-17/12/2024-32755)

(1) Sınırlı Frekans Hassasiyet Modu test prosedürleri TEİAŞ tarafından 1/3/2025 tarihine kadar TEİAŞ'ın internet sitesinde yayımlanır.

Yürürlük: –Madde 131

(1) Bu Yönetmelik yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

Yürütme: –Madde 132

(1) Bu Yönetmelik hükümlerini Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Başkanı yürütür.