

ELEKTRİK PİYASASI ŞEBEKE YÖNETMELİĞİ

BİRİNCİ KISIM

Amaç, Kapsam, Hukuki Dayanak, Tanımlar ve Kısaltmalar

Amaç

MADDE 1- (1) Bu Yönetmeliğin amacı; 4628 sayılı Kanunla öngörülen piyasa modelinin oluşturulması için, iletim sisteminin güvenilir ve düşük maliyetli olarak işletilmesinde ve enerji kalitesi ile sistem kararlılığının sağlanmasında uygulanacak standartlara ilişkin usul ve esasların 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 arz ve talep dengesi sağlanarak planlanması ve dengeleme kurallarına göre işletilmesi için gerekli teknik bilgilerin sağlanmasına ilişkin hususları kapsar.

Hukuki dayanak

MADDE 3- (1) Bu Yönetmelik, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa dayanılarak hazırlanmıştır.

Tanımlar ve kısaltmalar

¹MADDE 4- Bu Yönetmelikte geçen;

1. Kanun: 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununu,
2. Kurum: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu,
3. Kurul: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunu,
4. IEC: Uluslararası Elektroteknik Komisyonunu,
5. KÇGT: Kombine Çevrim Gaz Türbinini,
6. TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini,
7. TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketini,
8. UCTE: Elektrik İletimi Koordinasyon Birliğini,
9. Acil durum: Bu Yönetmelik, TEİAŞ'ın lisansı ve ilgili mevzuatın diğer hükümleri çerçevesinde, sistem kararlılığı ve emniyeti açısından tehlike arz eden durumları,
10. Acil durum bildirim: 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 bildirim,
11. Ada: İletim sisteminin geri kalan kısmı ile elektriksel bağlantısı olmayan, bağımsız çalışan alt sistemlerini,
12. Ana enterkonnekte sistem: Kullanıcı devreleri hariç olmak üzere, iletim sisteminin 380 kV ve 154 kV elemanlarını,
13. 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,

¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

14. Anlık talep kontrol rölesi: Frekansın önceden belirlenen işletme değerlerinin altına düşmesi durumunda anlık talep kontrol hizmeti sağlamak amacıyla yük atma için kesicilere açma kumandası veren teçhizatı,

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

16. Ayırıcı: Yüksüz elektrik devrelerini açıp kapayan cihazı,

17. Bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmaları: Üretim şirketi, otoprodüktör, dağıtım şirketi ya da tüketicilerin iletim sistemine ya da bir dağıtım sistemine erişmeleri ya da bağlantı yapmaları için ilgili kullanıcıya özgü koşul ve hükümleri kapsayan anlaşmaları,

18. Bağlantı noktası: Kullanıcıların bağlantı anlaşmaları uyarınca sisteme bağlandıkları saha veya irtibat noktasını,

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

20. Bara: Aynı gerilimdeki fiderlerin bağlandığı iletkeni,

21. Bekleme yedeği hizmeti: Devre harici olan ve üretim kapasitesini dengeleme güç piyasası vasıtasıyla sunamayan ve TEİAŞ tarafından belirlenen devreye girme süresi içinde devreye girmek üzere emre amade durumda bekleyen üretim tesislerinin Sistem İşletmecisi tarafından devreye alınmasını,

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

23. 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,

24. 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 kiralanmasını,

25. Bölgesel Yük Tevzi Merkezi (BYTM): TEİAŞ bünyesinde yer alan ve iletim sisteminin belli bir bölgesine ait üretim, iletim ve tüketim faaliyetlerini izleyen, işletme manevralarının koordinasyonunu ve kumandasını yürüten kontrol merkezini,

26. Çalışma izni isteği: Devre dışı kalması halinde iletim ve/veya dağıtım sistemini etkileyen veya kullanıcıların elektrik enerjisi tedarikinde kesintiye yol açan bir teçhizat üzerinde yapılacak bakım/onarım çalışmaları için, çalışmalara başlamadan önce, lisans sahibi tüzel kişi tarafından yetkilendirilmiş bir kişinin BYTM'ye yazılı başvuruda bulunmasını,

27. Çalışma izni onayı: BYTM'nin, çalışma izni isteğine cevaben sistemin durumunu dikkate alarak ve diğer birimlerle koordinasyon sağlayarak istek sahibine onay vermesini,

28. Dağıtım: Elektrik enerjisinin gerilim seviyesi 36 kV ve altındaki hatlar üzerinden naklini,

29. Dağıtım bölgesi: Bir dağıtım lisansında tanımlanan bölgeyi,

30. Dağıtım sistemi: Bir dağıtım şirketinin belirlenmiş bölgesinde işlettiği ve/veya sahip olduğu elektrik dağıtım tesisleri ve şebekesini,

31. Dağıtım Sistem İşletmecisi: Bağlı bulunduğu dağıtım bölgesi sınırları içerisinde dağıtım sistem işletiminden sorumlu dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiyi,

32. Dağıtım şirketi: Belirlenen bir bölgede elektrik dağıtımını ile işleten tüzel kişiyi,

33. Dağıtım tesisi: İletim tesislerinin ve dağıtım gerilim seviyesinden bağlı üretim tesislerine ait şalt sahalarının bittiği noktadan itibaren elektrik dağıtımını için tesis edilmiş tesis ve şebekeyi,

34. Dalgalı yük: Farklı genliklerde kesintili akım çeken ve şebeke gerilim dalga şeklini bozan değişken empedanslı yükü,

35. Dengeleme: Elektrik enerjisi arz ve talebini dengede tutmak amacıyla yürütülen faaliyetleri,

36. Dengeleme birimi: 14/04/2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde tanımlanan, dengelemeye katılabilecek bir üretim veya tüketim tesisini ya da üretim veya tüketim tesisinin bir bölümünü,

37. Dengeleme Güç Piyasası: Arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi amacıyla hizmet etmek üzere, 15 dakika içerisinde gerçekleştirilebilen çıkış gücü değişimi ile elde edilen yedek kapasitenin alış-satışının gerçekleştiği ve Sistem İşletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını,

38. Dengeleme mekanizması: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde ele alındığı şekilde gün öncesi dengeleme ve gerçek zamanlı dengelemeden oluşan faaliyetleri,

39. Devre dışı olma: Tesis ve/veya teçhizatın bir parçasının bakım, onarım veya bir arıza nedeniyle otomatik veya elle devre dışı olmasını, Devreye girme süresi: Bir üretim tesisinin sisteme senkronize edilerek elektrik enerjisi üretmeye başlaması için geçen süreyi,

40. Düşük frekans rölesi: Frekansın önceden belirlenen işletme değerlerinin altına düşmesi durumunda yük atma için kesicilere açma kumandası veren teçhizatı,

41. Düşük ikazlı çalışma: Sistem geriliminin 10/11/2004 tarihli ve 25639 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliğinde belirlenen işletme değerlerinin üstüne çıkması durumunda senkron kompensatörlerin ve/veya jeneratörlerin ikaz akımlarının düşürülmesini,

42. Elektrik kesme: Tesis ve/veya teçhizatın elektriğinin kesici ve ayırıcılar yardımı ile her yönden kesilmesini,

43. Emreamade teçhizat: Devreye girmeye hazır durumda olan teçhizatı,

44. Enterkonneksiyon: Ulusal iletim sisteminin diğer bir ülkeye ait iletim sistemine bağlanmasını,

45. Enterkonneksiyon anlaşması: TEİAŞ ve enterkonneksiyon oluşturan diğer taraf ve/veya bu enterkonneksiyondan hizmet alan lisans sahibi tüzel kişiler arasında yapılan anlaşmayı,

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

47. Faz-toprak arıza faktörü: Sistemin belli bir noktasında faz-toprak arızası sonrası ve öncesi sağlam fazdaki gerilimlerin birbirine oranını,

48. Fider: Bir merkez barasından müşteri veya müşteriler grubuna enerji taşıyan hat veya kablo çıkışlarını,

49. Fiziksel durum bildirim: Dengeleme sistemine taraf ünitelerin teklif edilen aktif güç verilerini,

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

51. Fliker şiddeti: Fliker gerilim salınımlarının uluslararası standartlara göre tanımlanan ve bu standartlara göre ölçülen düzeyini,

52. Frekans: Sistemdeki alternatif akımın Hertz olarak ifade edilen bir saniyedeki devir sayısını,

53. Gerçek zamanlı dengeleme: Aktif elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengede tutmak amacıyla, Sistem İşletmecisi tarafından primer frekans kontrol, sekonder frekans kontrol, dengeleme güç piyasası, bekleme yedeği ve acil durum önlemleri vasıtasıyla yürütülen faaliyetleri,

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

55. Gerilim dalga şekli bozulması: Gerilimin sinüsoidal şeklinde meydana gelen bozulmayı,

56. Gerilim regülatörü: Jeneratörlerin çıkış gerilimini ayarlayan teçhizatı,

57. Güç faktörü: Aktif gücün görünen güce olan oranını,

58. 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,

59. Gün Öncesi Piyasası: Bir gün sonrası teslim edilecek uzlaştırma dönemi bazında elektrik enerjisi alış-satış işlemleri için kurulan ve Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasasını,

60. 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,

61. 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,

62. Harmonik gerilim değeri: Bozulmaya uğramış gerilim dalga şeklindeki harmonik bileşenlerin etkin değerini,

63. 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,

64. 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,

65. Hat: Elektrik enerjisi taşıyan iletkenlerden oluşan tesisleri,

66. Hız eğimi: Sistem frekansındaki sapma oranına göre ünite çıkış gücünün değişim oranını belirleyen, yüzde olarak ifade edilen hız regülatörü ayar değerini,

67. Hız regülatörü: Türbin hızını ve/veya çıkış gücünü ayarlayan cihazı,

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

69. Hız regülatörü kazancı: Hız regülatörü çıkış sinyali değişiminin giriş hız hata sinyaline oranını,

70. Hız regülatörü ölü bandı: Hız regülatörünün frekans değişimine müdahalede bulunmadığı kararlı durum frekans aralığını,

71. Hız regülatörü zaman sabiti: Hız regülatörünün, girişteki ani bir değişime karşı tepkisini gösteren sabitini,

72. Hızlı devreye girme: Bir ünitenin, devreye girme talimatı verildikten sonra beş dakika içerisinde sisteme senkronize edilerek tam kapasiteye yükselebilmelerini,

73. IEC Standardı: Uluslararası Elektroteknik Komisyonunun yayınladığı teknik spesifikasyon ve standartları,

74. İç ihtiyaç: Bir üretim tesisinin normal işletme koşullarında işletilebilmesi için gerekli tesis, teçhizat ve diğer unsurlarının toplam elektrik enerjisi tüketimini,

75. İkili anlaşmalar: Gerçek veya tüzel kişiler ile lisans sahibi tüzel kişiler arasında veya lisans sahibi tüzel kişilerin kendi aralarında özel hukuk hükümlerine tabi olarak, elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin alınıp satılmasına dair yapılan ve Kurul onayına tabi olmayan ticari anlaşmaları,

76. İletim: Elektrik enerjisinin gerilim seviyesi 36 kV üzerindeki hatlar üzerinden naklini,
77. Kontrol anlaşması: TEİAŞ ile özel direkt hattın mülkiyet sahibi ve/veya işletmecisi olan özel hukuk hükümlerine tabi tüzel kişi arasında, iletim sisteminin kararlılığının ve işletme bütünlüğünün korunması amacıyla özel hukuk hükümlerine göre yapılan ikili anlaşmayı,
78. İletim lisansı: Kanun uyarınca TEİAŞ'a verilen lisansı,
79. İletim sistemi: Elektrik iletim tesisleri ve şebekesini,
80. İletim tesisi: 36 kV üstü gerilim seviyesinden bağlı olan üretim tesislerinin bulunduğu noktalardan itibaren, iletim şalt sahalarının orta gerilim fiderleri de dahil olmak üzere dağıtım tesislerinin bağlantı noktalarına kadar olan tesisleri,
81. İlgili mevzuat: Elektrik piyasasına ilişkin kanun, yönetmelik, tebliğ, genelge, Kurul kararları ile ilgili tüzel kişilerin sahip olduğu lisans veya lisansları,
82. İş emniyet görevlisi Teçhizat üzerinde yapılacak bir çalışmadan önce gerekli güvenlik önlemlerinin alınmasını, çalışmanın bitiminde de bu tedbirlerin kaldırılmasını sağlayan ve teçhizatın tekrar devreye alınabileceğini ilgili yük tevzi merkezine bildiren ekip şefi veya sorumlusunu,
83. Kararlı durum: Geçici rejim şartları sönümlendikten sonra işletme değerlerinin sabit kabul edilebileceği sistem durumunu,
84. Kesici: Yük altında veya arıza durumlarında elektrik devrelerini açıp kapamak için kullanılan cihazı,
85. Kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programı (KGÜP): Bir uzlaştırmaya esas veri-çekiş biriminin bağlı olduğu dengeden sorumlu tarafın yükümlülüklerine ve gün öncesi dengeleme sonucuna bağlı olarak bir sonraki güne ilişkin gerçekleştirmeyi öngördüğü ve Sistem İşletmecisi'ne dengeleme güç piyasasının başlangıcında bildirdiği üretim ya da tüketim değerlerini,
86. Kısa devre gücü: Kısa devre edilen bir baradan ortaya çıkan en yüksek görünür gücü,
87. Kısa devre oranı: Bir ünitenin senkron reaktansının per unit değerini,
88. Kojenerasyon: Birleşik ısı ve güç üretimini,
89. Koruma ayarları: Koruma rölelerinin ayarlarını,
90. Koruma sistemi güvenilirlik endeksi: Sistem arızalarında, koruma sisteminin arızalı kısmı başarı ile devre dışı bırakma yüzdesini,
91. Kullanıcı: Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişileri ve/veya dağıtım şirketlerini ve/veya toptan satış şirketlerini ve/veya perakende satış şirketlerini ve/veya serbest tüketicileri,
92. Kutup kayması: Ünitede faz açısı dengesinin bozulmasını,
93. Küçük santral: Toplam kurulu gücü 10 MW ve altında olan üretim tesisini,
94. Manevra: Sistemin çeşitli kısımlarını devreye almak veya çıkarmak için kesiciler ve ayırıcılar ile yapılan işlemleri,
95. Manevra formu: BYTM'nin yapacağı manevralarda, tablocuların takip edecekleri manevra sırasını belirtmek amacıyla manevraya başlamadan önce BYTM tarafından doldurulan ve ilgili merkezlere iletilen işlem sırası formunu,
96. Manevra şeması: Şalt sahasındaki devrelerin bağlantılarını, numaralandırma ve isimlendirme ile şematik olarak gösteren diyagramları,
97. Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM): TEİAŞ bünyesinde yer alan ve elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesinden ve sistem işletiminden sorumlu birimini,
98. 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,

99. 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,

100. 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,

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

102. Otomatik üretim kontrol (AGC) sistemi/arabirimi: Sekonder frekans kontrolüne katılacak üretim tesislerinde bulunan ve Milli Yük Tevzi Merkezinde bulunan otomatik üretim kontrol programı tarafından gönderilen sinyallerle ilgili üretim tesisinin sekonder frekans kontrolüne katılmasını sağlayan sistemi/arabirimi,

103. Otoprodüktör: Esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi,

104. 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,

105. Özel direkt hat: Üretim veya otoprodüktör lisansı sahibi bir tüzel kişinin sahibi olduğu üretim tesisi ile müşterileri ve/veya iştirakleri ve/veya serbest tüketiciler arasında elektrik enerjisi naklinin sağlanabilmesi için TEİAŞ ile yapılacak kontrol anlaşması hükümlerine göre iletim şebekesi dışında ulusal iletim sistemi için geçerli standartlara uygun olarak tesis edilerek işletilen hattı,

106. Perakende satış: Elektrik enerjisinin tüketicilere satışını,

107. Perakende satış şirketi: Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin ithalatı ve iletim sistemine doğrudan bağlı olanlar dışındaki tüketicilere perakende satışı ve/veya tüketicilere perakende satış hizmeti verilmesi ile iştigal edebilen tüzel kişiyi,

108. Performans testleri: Üretim ve tüketim tesislerinin yan hizmet sağlama kapasitelerinin tespiti amacıyla uygulanan testleri,

109. Piyasa: Üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracat dahil üzere elektrik enerjisi ve kapasite alım satımı veya ticareti faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin işlemlerden oluşan elektrik enerjisi piyasasını,

110. Piyasa katılımcısı: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde tanımlanan lisans sahibi tüzel kişileri,

111. Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM): TEİAŞ bünyesinde yer alan, görev ve sorumlulukları Kanunda ve Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde belirlenen ve gün öncesi planlama/gün öncesi piyasası ve uzlaştırmayı çalıştırmakla görevli birimi,,

112. 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,

113. 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,

114. 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,

115. Primer frekans kontrol rezerv kapasitesi: Primer frekans kontrol performans testleri neticesinde belirlenen ve primer frekans kontrol hizmet anlaşmalarında yer alan, sistem frekansında ± 200 mHz'lik frekans sapması oluşması durumunda ilgili üretim tesisi tarafından etkinleştirilmesi gereken rezerv miktarının tamamını,

116. 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,

117. 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,

118. Reaktif güç kontrolü: Ünitelerin jeneratör veya senkron kompanseör olarak çalışması sırasında sisteme reaktif güç vermesi veya sistemden reaktif güç çekmesini,

119. Reaktör: Bağlı bulunduğu hat, transformatör veya baradan reaktif güç çeken ve gerilim düşürmek için kullanılan sargıyı,

120. Sarı alarm: MYTM tarafından gönderilen, iletim sisteminin 12 saat içinde kısmen veya tamamen oturmasına yol açacak belirgin bir riskin bulunduğu anlamına gelen uyarı sinyali,

121. 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,

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

123. Senkron kompanzasyon: Sistemdeki güç faktörünü istenilen seviyede tutmak için çalışır durumda olan senkron makinelerin ikaz akımlarını ayarlayarak reaktif güç üretilmesi veya tüketilmesini,

124. Senkronize olma: Gerekli şartlar sağlanarak, bir ünitenin iletim sistemine bağlanması veya iletim sistemindeki iki ayrı sistemin birbirine bağlanmasını,

125. Serbest tüketici: Kurul tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimde bulunması veya iletim sistemine doğrudan bağlı olması nedeniyle tedarikçisini seçme serbestisine sahip gerçek veya tüzel kişiyi,

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

127. 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,

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

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

130. Sistem: Elektrik iletim sistemi ve dağıtım sistemi dahil olmak üzere tüm kullanıcı sistemlerini,

131. Sistem İşletmecisi: Milli Yük Tevzi Merkezi'ni,

132. Sistemin oturması: Elektrik sisteminin tamamen veya kısmen istem dışı enerjisiz kalmasını,

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

134. Sub-senkron rezonans koruması: Jeneratörlerin sub-senkron rezonansa karşı korumasını sağlayan sistemi,

135. Şalt sahası: Bağlantı elemanlarının bulunduğu sahayı,
136. Şönt kapasitör: Reaktif güç üreten, sisteme paralel bağlı kondansatör grubunu,
137. Talep: Tüketilecek aktif ve reaktif güç miktarını,
138. Talep profili: Belirli bir zaman aralığında, sistemin toplam talebindeki veya belirli bir noktadaki talep değişimini gösteren eğriyi,
139. Talep tahmini: Sistem İşletmecisi tarafından günlük olarak yayımlanan, saatlik tüketim öngörülerini,
140. Tarife: Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin iletimi, dağıtımı ve satışı ile bunlara dair hizmetlere ilişkin fiyatları, hükümleri ve şartları içeren düzenlemeleri,
141. Tasarlanmış asgari çıkış seviyesi: Sistem frekansının 50.2 Hz üzerinde olması ve ünite veya bloğun, frekans kontrolü kapasitesinin kalmaması durumunda aktif çıkış gücünü,
142. Tedarikçi: Elektrik enerjisi ve/veya kapasite sağlayan üretim şirketleri, otoprodüktörler, toptan satış şirketleri ve perakende satış lisansına sahip şirketleri,
143. Tek hat şeması: Şebekenin belli bir kısmındaki bara, iletken, güç transformatörü ve kompanzasyon teçhizatı gibi elemanların bağlantısını gösteren tek faz diyagramı,
144. Tersiyer kontrol: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği 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,
145. Tersiyer kontrol rezerv miktarı: Dengeleme birimlerinin 15 dakika içerisinde gerçekleştirebilecekleri çıkış gücü değişimi ile sağlayacakları rezerv miktarını,
146. Tesis: Elektrik enerjisi üretimi, tüketimi, iletimi veya dağıtımı işlevlerini yerine getirmek üzere kurulan tesis ve/veya teçhizatı,
147. 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,
148. Toplam harmonik bozulma: Alternatif akım veya gerilimdeki harmoniklerin etkin değerleri kareleri toplamının karekökünün, ana bileşenin etkin değerine oranı olan ve dalga şeklindeki bozulmayı ifade eden değeri,
149. Topraklama: Tesis ve/veya teçhizatın kesici ve ayırıcılar yardımı ile elektriğinin her yönden kesilmesinin ardından iletkenlerinin toprağa kısa devre edilerek geriliminin sıfırlanmasını,
150. Toprak arıza faktörü: Bir faz veya iki faz toprak arızalarında sağlam fazın arıza sonrası ve öncesi gerilimlerinin birbirlerine oranını,
151. Toptan satış: Elektrik enerjisinin tekrar satış için satışı,
152. Toptan satış şirketi: Elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin, toptan satılması, ithalatı, ihracatı, serbest tüketicilere satışı ve ticareti faaliyetleri ile işiğal edebilen tüzel kişiyi,
153. Tüketici: Elektriği kendi tüketim ihtiyacı için alan kullanıcıları,
154. Uluslararası enterkonneksiyon şartı: Ulusal elektrik sisteminin diğer ülkelere ait elektrik sistemi ile senkron paralel, asenkron paralel veya ünite yönlendirmesi yöntemlerinden birinin kullanılmasıyla veya komşu ülkede oluşturulacak izole bölgenin beslenmesi yöntemiyle yapılacak enterkonneksiyonu,
155. Uluslararası standartlar: Elektrik sistemi tesis ve/veya teçhizatı için geliştirilen, onaylanan ve kullanılan uluslararası tasarım, tesis, imalat ve performans standartlarını,

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

157. Ünite yük kontrolörü: Ünite yüklenmesini kontrol eden, hız regülatörü içindeki kontrol devresini,

158. Üretim: Enerji kaynaklarının, üretim tesislerinde elektrik enerjisine dönüştürülmesini,

159. Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler: Üretim veya otoprodüktör lisansı sahibi tüzel kişileri,

160. Üretim kapasite projeksiyonu: Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan talep tahminleri esas alınarak TEİAŞ tarafından yapılan, elektrik enerjisi arz güvenliği için gereken üretim kapasitesi tahminini,

161. Üretim şirketi: Otoprodüktörler hariç olmak üzere, elektrik üretimi ve ürettiği elektriğin satışı ile iştigal eden tüzel kişiyi,

162. Üretim tesisi: Elektrik enerjisinin üretildiği tesisleri,

163. Yan hizmetler: 27/12/2008 tarihli ve 27093 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca iletim sistemine veya dağıtım sistemine bağlı ilgili tüzel kişilerce sağlanacak olan, iletim veya dağıtım sisteminin güvenilir şekilde işletimini ve elektriğin gerekli kalite koşullarında hizmete sunulmasını sağlayan hizmetleri,

164. Yan hizmet anlaşmaları: İletim ve/veya dağıtım sistemine bağlı olan üretim şirketleri, otoprodüktörler, dağıtım şirketleri veya tüketiciler tarafından bu Yönetmelik uyarınca TEİAŞ’a, dağıtım sistemine bağlı olan üretim şirketleri, otoprodüktörler, veya tüketiciler tarafından 19/2/2003 tarihli ve 25025 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği uyarınca ilgili dağıtım lisansı sahibine sağlanacak ve yan hizmet bedellerini, koşullarını ve hükümlerini belirleyen anlaşmaları,

165. 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,

166. Yük alma: Bir dengeleme biriminin Sistem İşletmecisi tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, üretimini artırarak ya da tüketimini azaltarak sisteme enerji satması durumunu,

167. Yük alma talimatı: Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının yük almaları için ilgili piyasa katılımcılarına Sistem İşletmecisi tarafından yapılan bildirimleri,

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

169. Yük atma: Bir dengeleme biriminin Sistem İşletmecisi tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, üretimini azaltarak ya da tüketimini artırarak sistemden enerji alması durumunu,

170. Yük atma talimatı: Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarının yük atmaları için ilgili piyasa katılımcılarına Sistem İşletmecisi tarafından yapılan bildirimleri,

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

172. Yüklenme eğrisi: Bir ünitenin aktif ve reaktif olarak yüklenebilme kapasitesini gösteren grafiği,

173. Yüklenme hızı: Üretim tesisinin birim zamanda gerçekleştirebileceği çıkış gücü değişimini,

ifade eder.

ifade eder.

İKİNCİ KISIM
İletim Sistemine Bağlantı
BİRİNCİ BÖLÜM
İletim Sistemine Bağlantı Esasları ve Taraflar

İletim sistemine bağlantı esasları

MADDE 5- (1) İletim sistemi ile kullanıcılar arasındaki bağlantı; bu Yönetmelik ve arz güvenliği ve kalitesine ilişkin yönetmelik hükümlerine uygun olarak tesis edilir.

(2) TEİAŞ'ın bir dağıtım barasına veya bu baraya bağlı dağıtım sistemine bağlanacak tesisin toplam kurulu gücü 50 MW'ı geçemez.² Bu gücün 50 MW'ı geçmesi durumunda bağlantı iletim seviyesinden yapılır. 10 MW'ın altındaki üretim tesisleri için müstakil fider tahsisi yapılmaz.

(3) Bağlantı talepleri, TEİAŞ tarafından ilgili mevzuat ve bu Yönetmeliğin 7 nci madde hükümlerine göre süresi içinde değerlendirilir ve sonuçlandırılır.

Bağlantı esaslarına tabi taraflar

MADDE 6- (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,
 - d) Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilere,
- uygulanır.

(2) Ayrıca Yönetmeliğin yayımı tarihinde dağıtım sistemine bağlı olan 50 MW ve üzerinde kurulu güce sahip üretim tesisleri de iletim sistemine bağlantı esasları kapsamında değerlendirilir.³

İKİNCİ BÖLÜM
İletim Sistemine Bağlantı ve/veya Sistem Kullanımı

Bağlantı talebinin değerlendirilmesi

MADDE 7- (1) TEİAŞ, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği uyarınca üretim tesislerinin iletim sistemine bağlantı ve/veya sistem kullanım talebi hakkındaki görüşlerini Kurum tarafından yapılan yazılı bildirim tarihinden itibaren kırkbeş gün içerisinde gerekçeleri ile Kuruma sunar.

(2) Üretim tesisleri dışındaki bağlantı ve/veya sistem kullanımına ilişkin olarak TEİAŞ'a yapılan diğer başvurular ise başvuru tarihini takip eden kırkbeş gün içinde incelenir ve oluşturulan öneri, başvuru sahibine yazılı olarak bildirilir.

(3) Sisteme bağlantı yapılması halinde, sistem kullanımı açısından kapasitenin yetersiz olması nedeniyle genişleme yatırımı veya yeni yatırım yapılmasının gerekli olduğu ve yeterli finansmanın mevcut olmadığı hallerde, söz konusu yatırım TEİAŞ adına bağlantı yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişi tarafından ilgili mevzuat kapsamındaki teknik standartlar sağlanarak yapılabilir veya finansman koşulları

² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

³ 20 Şubat 2008 tarihli ve 26793 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

TEİAŞ tarafından uygun bulunması halinde gerçek veya tüzel kişi tarafından finanse edilebilir. Bu durumda; gerçekleşen yatırıma ait toplam harcama tutarı, sisteme bağlantı yapan gerçek veya tüzel kişi ile TEİAŞ arasında yapılacak bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması çerçevesinde kullanıcının sistem kullanım bedelinden düşülür.

(4) Bağlantı talebinin, bağlantı noktası itibarıyla Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 38 inci maddesinde yer alan hükümlere göre kabul edilmesinin mümkün olmaması ve öne sürülen red gerekçelerinin Kurul tarafından da uygun bulunması durumunda, talep reddedilir ve mümkün olması halinde, TEİAŞ tarafından bir başka bağlantı noktası teklif edilir. Kurum bu alternatif bağlantı noktası hakkında talep sahibi tüzel kişinin görüşünü alır.

⁴(5) Üretim faaliyeti gösteren veya göstermek amacıyla lisans başvurusunda bulunan tüzel kişi, lisansı veya lisans başvurusu kapsamındaki üretim tesisi ile müşterileri ve/veya iştirakleri ve/veya serbest tüketiciler arasında özel direkt hat tesis etmeyi talep edebilir. TEİAŞ, bu yöndeki talepleri otuz gün içerisinde değerlendirir. Özel direkt hat tesisi talebinin olumlu değerlendirilmesi halinde, lisans sahibi tüzel kişi ile TEİAŞ arasında kontrol anlaşması imzalanır. Özel direkt hattın kurulması ve işletilmesi için gerekli olan her türlü tesis, teçhizat ve taşınmazlar, talep sahibi tarafından edinilir.

⁵(6) Tüzel kişiye lisansının verilmesini takiben, bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmasına esas olmak üzere, Ek-5 Bölüm 1'de yer alan standart planlama verileri ile iletim sistemine bağlanacak tesis ve/veya teçhizata ilişkin bilgiler tüzel kişi tarafından TEİAŞ'a sunulur.

Bağlantı anlaşması, sistem kullanım anlaşması ve yan hizmet anlaşması⁶

MADDE 8- (1) Ek-5 Bölüm 1'de yer alan standart planlama verileri ile iletim sistemine bağlanacak tesis ve/veya teçhizata ilişkin bilgilerin tüzel kişi tarafından 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-5 Bölüm 2'de 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 Kanununun 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.

⁷(4) Primer frekans kontrol, sekonder frekans kontrol, anlık talep kontrol, reaktif güç kontrol, oturan sistemin toparlanması veya bölgesel kapasite kiralama hizmeti sunacak tesisler için adına kayıtlı buldukları tüzel kişi ile TEİAŞ arasında

⁴ 12 Kasım 2008 tarihli ve 27052 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵ 12 Kasım 2008 tarihli ve 27052 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümlerine göre ilgili yan hizmet anlaşması imzalanır. Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca primer frekans kontrol ve/veya sekonder frekans kontrol ve/veya reaktif güç kontrolüne katılımı zorunlu olan yeni bir üretim tesisinin ticari işletmeye geçebilmesi için, geçici kabul işlemlerinin tamamlanmasından önce TEİAŞ ile üretim faaliyeti gösterecek lisans sahibi tüzel kişi arasında ilgili yan hizmet anlaşmasının imzalanması ya da söz konusu üretim tesisinin üretim faaliyeti gösteren ilgili tüzel kişi tarafından daha önce imzalanmış olan ilgili yan hizmetler anlaşması kapsamına dahil edilmesi esastır.

Uyum ve testler

MADDE 9- (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 ve gerektiğinde uluslararası enterkonneksiyon şartının temel kurallarına uygun olduğunu aşağıdaki usul ve esaslar çerçevesinde TEİAŞ'a bildirir;

a) Kullanıcı; tesis ve teçhizata ait imalat testi veya sertifikaları içerecek şekilde gerekli tüm teknik verilerin ve parametrelerin yer aldığı bir uyum raporu taslağını ünitenin servise alınması ve senkronizasyonundan en az üç ay önce hazırlar,

b) 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,

c) Kullanıcı; yan hizmetlere ilişkin olarak TEİAŞ tarafından belirlenen performans testlerinin akredite edilmiş yetkili bir kuruluşça gerçekleştirilmesini sağlar⁸,

ç) Kullanıcı; testlerden elde edilen sonuçları ve kontrol sistemi parametrelerinin son ayarlarını içeren bir nihai uyum raporu hazırlar.

Sisteme bağlantı onayı

MADDE 10- (1) Bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması çerçevesinde kullanıcı tarafından hazırlanan nihai uyum raporunun TEİAŞ'a sunulduğu tarihten itibaren otuz gün içerisinde TEİAŞ, kullanıcının bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması gerekliliklerini yerine getirip getirmediği hakkındaki değerlendirmesini tamamlayarak kullanıcıya bildirir.

(2) TEİAŞ'ın değerlendirme yazısında; kullanıcının yükümlülüklerini yerine getirdiğinin tespiti halinde, fiziki bağlantının yapılacağı tarih de kullanıcıya bildirilir. Değerlendirme yazısı kapsamında bağlantıya onay verilmediği takdirde, buna esas olan gerekçeler kullanıcıya bildirilir ve eksikliklerin giderilmesi için kullanıcıya ek süre verilir.

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

(4) 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.

⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

İletim Sisteminin Performans, Tesis ve Teçhizatına İlişkin Teknik Kriterler

Sistem frekansı ve değişimi

⁹MADDE 11- (1) 10/11/2004 tarihli ve 25639 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliğinde belirtildiği üzere sistemin nominal frekansı TEİAŞ tarafından 50 Hertz (Hz) etrafında 49.8-50.2 Hz aralığında, hedeflenen işletme koşullarında kontrol edilir.

Sistem gerilimleri ve değişim sınırları

MADDE 12- (1) İletim sisteminin nominal gerilimleri 380, 154 ve 66 kV’dir. Normal işletme koşullarında; 380 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. Ayrıca, iletim sistemi içindeki dağıtım seviyesi ve iç ihtiyaçlar için gerilim seviyeleri 34.5, 33, 31.5, 15.8, 10.5 ve 6.3 kV’dir.

(2) Serbest tüketiciler ve dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler için, iletim sistemine bağlantı noktasında uygulanacak güç faktörünün düzeltilmesine dair esaslar, arz güvenliği ve kalitesine ilişkin yönetmelik hükümleri çerçevesinde uygulanır.

(3) Sistem arızalarında; 380 kV’lik iletim sisteminin bazı bölümlerinin, aşırı gerilim korumasını harekete geçirecek gerilim üst sınırı olarak belirlenen 450 kV’ye kadar aşırı gerilime maruz kalmasına izin verilebilir.

İletim sistemi gerilim dalga şekli kalitesi

MADDE 13- (1) İletim sistemine bağlı tesis, teçhizat ve bağlantı elemanları, harmonik içerik bakımından Ek-1’de verilen tablodaki değerlere uygun olarak tasarlanır.

(2) Normal işletme koşullarında, iletim sistemindeki bir bağlantı noktasında bir tesis ve/veya teçhizatın devre dışı olması durumunda ortaya çıkan harmonik gerilim azami toplam seviyesi;

a) 380 kV’de, harmonik gerilimlerin her biri için Ek-1’de verilen tablodaki üst sınırlar geçilmeksizin %2’lik toplam harmonik sınırını,

b) 154 kV ve altındaki harmonik gerilimlerin her biri için Ek-1’de verilen tablodaki üst sınırlar geçilmeksizin % 3’lük toplam harmonik bozulma sınırını, geçemez.

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

(4) Bir kullanıcının sistemine bağlantı yapılması durumunda, harmonik bozulmaya yol açan yüklerin belirlenen sınır değerleri geçmemesinin, bağlantı yapılan kullanıcının sorumluluğunda olduğu bağlantı anlaşmasında yer alır. Kullanıcıdan harmonik ölçüm değerleri talep edildiğinde, harmonik değerlerini yirmidört saat boyunca kaydedebilecek uygun cihazlar kullanıcı tarafından tesis edilir ve işletilir. Harmonik ölçümlerinde TEİAŞ’ın gözlemci bulundurabileceği de bağlantı anlaşmasında yer alır.

Gerilim ani değişimleri

MADDE 14- (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.

⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

Gerilim salınımları ve fliker

MADDE 15- (1) İletim sistemine doğrudan bağlı kullanıcıların dalgalı yüklerinden kaynaklanan, ortak bağlantı noktasındaki gerilim salınımları ile ilgili olarak;

a) Tekrarlamalı gerilimin ani değişimleri, gerilim seviyesinin % 1'ini geçemez. Bu şekildeki gerilim ani değişimleri dışındaki büyük gerilim değişimlerine, iletim sistemini veya iletim sistemine bağlı başka bir kullanıcıyı risk altına almadığı sürece, istisnai durumlarda TEİAŞ tarafından % 3'e kadar izin verilebilir,

b) 380 kV ve 154 kV iletim sistemlerine bağlı dalgalı yükler için planlama sınır değerleri olarak; kısa dönem fliker şiddeti 0.85 birim, uzun dönem fliker şiddeti 0.63 birim, bunun dışındaki gerilim seviyeleri için ise Ek-1'deki tabloda yer alan değerler esas alınır,

c) Ek-1'deki tabloda yer alan sınırların altında flikere yol açan dalgalı yüklerin iletim sistemine bağlanmasına ilişkin olarak TEİAŞ tarafından yapılan değerlendirmede, mevcut ve muhtemel kullanıcıların fliker değerleri ile ilgili tesis ve/veya teçhizatın yerleri dikkate alınır.

(2) Bir kullanıcının sistemine bağlantı yapılması durumunda, fliker değerlerinin belirlenen sınır değerlerini geçmemesi, bağlantı yapılan kullanıcının sorumluluğunda olduğu bağlantı anlaşmasında yer alır. Kullanıcıdan fliker ölçüm değerleri talep edildiğinde, fliker değerlerini yirmidört saat boyunca kaydedebilecek uygun cihazlar kullanıcı tarafından tesis edilir ve işletilir. Fliker ölçümlerinde TEİAŞ'ın gözlemci bulundurabileceği hususu da bağlantı anlaşmasında yer alır.

Faz dengesizliği

MADDE 16- (1) İletim sistemine bağlı tesis ve/veya teçhizat ile şalt sahalarındaki kısımlarının, faz dengesizliğinden dolayı ortaya çıkacak dalga şekli bozulmalarına dayanacak şekilde tasarlanmış olması zorunludur.

(2) Normal işletme koşullarında; iletim sistemi elemanlarının planlı olarak devre dışı olması durumunda, sistem faz geriliminin negatif bileşeninin nominal sistem geriliminin % 1'inin altında olması zorunludur.

(3) İletim sistemi elemanlarının planlı olarak devre dışı edilmeleri ile ortaya çıkan faz dengesizliklerine; harmonik bileşenlerinin toplamının % 2'yi geçmemesi, sık olmaması ve kısa süreli olması kaydı ile TEİAŞ'ın onayı ile izin verilebilir. Bu husus taraflar arasındaki bağlantı anlaşmasında yer alır.

Tesis ve teçhizata ilişkin teknik kriterler

MADDE 17- (1) İletim sistemine bağlanan kullanıcıya ait tesis ve/veya teçhizatın, arz güvenliği ve kalitesine ilişkin yönetmelik ile TEİAŞ tarafından belirlenen teknik tasarım ve işletme kriterlerine uygunluğu kullanıcı tarafından sağlanır.

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

¹⁰(3) Bir kullanıcıya ait transformatör merkezine ve/veya bir kontrol anlaşması gereği sağlanacak olan tesis ve/veya teçhizat ile malzemelere ilişkin tasarım, imalat ve ilgili testler, IEC Standartlarına, IEC Standartlarının bulunmadığı hallerde TEİAŞ'ın belirlediği ve kullanıcı ile mutabakata vardığı standartlara göre gerçekleştirilir.

¹⁰ 12 Kasım 2008 tarihli ve 27052 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(4) IEC standartlarında belirli kapasitede birden fazla tesis ve/veya teçhizatın mevcut olması veya özel olarak belirtilmemesi durumunda, kullanıcı, TEİAŞ'ın belirlediği standartlara uyar.

(5) Kullanıcı, bağlantı noktasındaki tesis ve/veya teçhizatın özelliklerinin, bağlantı anlaşmasında yer alan güvenlik prosedürlerine uygun olmasını sağlar.

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

a) İletim sisteminin 380 kV ve 154 kV izolasyon seviyelerine,

b) TEİAŞ tarafından kullanıcı için bağlantı noktasında belirlenmiş ve gerektiğinde yeniden belirlenecek harmonik gerilim sınırlarına,

c) TEİAŞ tarafından kullanıcı için bağlantı noktasında belirlenmiş ve gerektiğinde yeniden belirlenecek fliker şiddeti sınırlarına, uygun olmasını sağlar.

(7) Kullanıcının arz güvenliği ve kalitesine ilişkin yönetmelik hükümlerine ve bu Yönetmeliğe uyumu, gerekli durumlarda TEİAŞ tarafından bağlantı noktalarında ölçüm yapılarak kontrol edilebilir.

İletim sisteminin korunması

MADDE 18- (1) Kullanıcı, iletim sisteminin korunması amacıyla, koruma sistemi ve uygulanacak yöntem ile ilgili tasarımlarını arz güvenliği ve kalitesine ilişkin yönetmeliğe ve bağlantı anlaşmasında belirtilen şartlara uygun olarak hazırlar, TEİAŞ'ın onayına sunar ve varılan mutabakat uyarınca koordineli koruma ayarlarını uygular.

(2) 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.

(3) TEİAŞ'ın ve kullanıcının arıza giderme süresi; rölenin çalışması, kesicinin açması ve telekomünikasyon sinyalinin gönderilme sürelerinin toplamıdır. 380 kV ve 154 kV havai hatlar için azami arıza giderme süreleri, sırasıyla 120 ve 140 milisaniyedir. Arıza giderme süresi istisnai durumlarda, TEİAŞ ile kullanıcı arasında mutabakata varılan arıza giderme süresinden en fazla % 2 daha uzun olabilir.

(4) Kesicilerin performansı ile ilgili koruma sistemi güvenilirlik endeksi en az % 99 olmalıdır. Ana koruma sistemi ile giderilemeyen % 1 oranındaki arızalar kullanıcı tarafından tesis edilecek olan yedek koruma sistemi tarafından giderilir.

(5) 380 kV ve 154 kV sistemlerde TEİAŞ tarafından aksi belirtilmedikçe toprak arıza faktörü 1.4'tür.

(6) TEİAŞ ve kullanıcılara ait bir dağıtım fideri kesicisinin açma süresi, iletimden dağıtıma indirici transformatörlerin kısa devre dayanım süresi ve hat fiderinin bağlı olduğu hatta yer alan dağıtım merkezlerindeki röle koordinasyonu dikkate alınarak belirlenir.

(7) Kullanıcı, iletim sisteminde meydana gelen arızalar için, kendisine bağlantı anlaşmasında belirlenen süreden daha uzun arıza giderme süresinin uygulanmasını talep edebilir. Kullanıcının bu talebi, iletim sisteminin tasarım ve işletme şartları dikkate alınarak TEİAŞ tarafından değerlendirilir.

(8) TEİAŞ ve kullanıcının mutabakata vardığı koruma ayarları ile ilgili ayrıntılar bağlantı anlaşmasında yer alır. Ana enterkonnekte iletim sisteminin işletme güvenliği prensipleri doğrultusunda, kullanıcı tarafından mevcut koruma prensiplerine uygun şekilde koruma yapılır.

(9) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, ünite ikaz sisteminin devre dışı olması durumunda ünite jeneratörünü de devre dışı eden ikaz koruma sistemini tesis etmekle yükümlüdür.

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

(11) TEİAŞ, gerekli durumlarda, üniteye sub-senkron rezonans korumasının tesis edilmesi için gerekli şartları belirler. Ayrıca, gerekli durumlarda, sub-senkron rezonans giderici veya azaltıcı diğer teçhizatın tesis edilmesi konusunda TEİAŞ ve kullanıcı arasında bağlantı anlaşmasında belirtildiği şekilde mutabakata varılır.

(12) Kullanıcı, koruma teçhizatı üzerinde, iletim sistemini etkileyebilecek mahiyette bir çalışma, tadilat veya ayar değişikliğini, ancak TEİAŞ'dan bir teknik gözlemci gözetiminde yapabilir.

(13) Kullanıcı, bağlantı noktasında, IEC-815'e göre "kirlilik seviyesi III" olarak tanımlanan ve 25 mm/kV asgari nominal spesifik ark sürünme mesafesi ve/veya bağlantı anlaşmasında yer alan diğer teknik şartları sağlayan izolatörler kullanmak zorundadır.

(14) Üretim tesisini iletim sistemine bağlayan hat, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği hükümleri ile bağlantı anlaşmasında belirtilen tesis sorumluluk sınırı ve Ek-3'de belirtilen saha sorumluluk çizelgesi dikkate alınarak tesis edilir.

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

(16) 380 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.

(17) İletim sisteminin şalt teçhizatı için üç faz simetrik arızada açma akımına dayanma kapasitesi 380 kV için 50 kA ve 154 kV için ise 31.5 kA'dır.

(18) 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. Bağlantılar, özel kaynaklı bağlantı sistemi veya detayları bağlantı anlaşmasında açıklanan TEİAŞ'ın onayladığı bağlantı sistemi ile yapılır.

(19) 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.

(20) 380/154 kV yıldız-yıldız bağlı ototransformatörlerin primer ve sekonder sargılarının nötr noktaları doğrudan topraklanır ve nötr noktaları şalt merkezinin topraklama şebekesine bağlanır. 380 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 topraklama empedansı üzerinden topraklanır.

(21) TEİAŞ, 64 üncü Maddede açıklanan şekilde talebin düşük frekans röleleri ile kesilmesi için gerekli olan düşük frekans rölelerini tesis eder¹¹.

(22) 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 konulur¹².

¹¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

Üretim Tesislerinin Tasarım ve Performans Şartları

Üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları

MADDE 19- (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) 50 MW kurulu gücün altındaki termik ve hidroelektrik üretim tesisleri bu şartların dışındadır. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için EK-18'de yer alan şebeke bağlantı kriterleri geçerlidir.¹³¹⁴

¹⁵Üretim tesislerinin tasarım ve performans şartları

MADDE 20- (1) Üniteler, aşırı ikazlı olarak 0.85 ve düşük ikazlı olarak 0.95 güç faktörleri arasında nominal güç çıkışını sağlayacak kapasitede olmalıdır.

(2) 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.

(3) Senkron kompensatör olarak çalışan 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 gücünün % 75 ine kadar reaktif güç verebilecek, düşük ikaz ile çalıştırıldığında ise % 60 ina kadar reaktif güç tüketebilecek kapasitede olmalıdır. Bu kapasite değerlerine bağlantı anlaşmasında yer verilir. TEİAŞ; Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliğine uygun olarak, kullanıcılar arasında herhangi bir ayırım gözetmeksizin bu kapasitelerin değiştirilmesine izin verebilir. Üretim tesisinin senkron kompensatör özelliğine sahip olması gerekliliği bağlantı anlaşmasının imzalanması öncesinde TEİAŞ tarafından belirlenir.

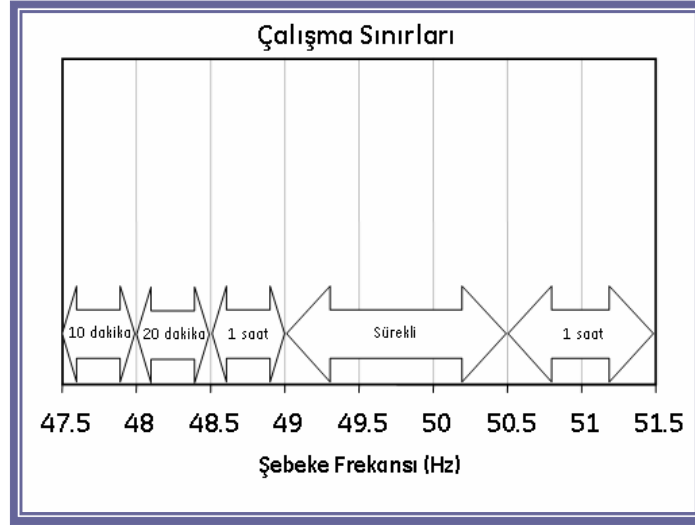
(4) Sistem frekansının olağanüstü durumlarda 51.5 Hz'e çıkabileceği veya 47.5 Hz'e düşebileceği göz önünde bulundurularak, TEİAŞ ve kullanıcıların tesis ve/veya teçhizatının aşağıdaki tabloda belirtilen minimum süre kadar iletim şebekesine bağlı kalarak çalışacak şekilde tasarlanması zorunludur.

Frekans Aralığı	Minimum Süre
50.5 Hz - 51.5 Hz	1 saat
49 Hz - 50.5 Hz	sürekli
48.5 Hz - 49 Hz	1 saat
48 Hz - 48.5 Hz	20 dakika
47.5 Hz - 48 Hz	10 dakika

¹³ 20 Şubat 2008 tarihli ve 26793 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹⁴ 24 Eylül 2008 tarihli ve 27007 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.



(5) Ünite, Ek-2'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 olmalıdır.

(6) Normal işletme koşullarında, iletim sistemine doğrudan bağlı bir ünitenin aktif güç çıkışı, gerilim değişimlerinden etkilenmemelidir. Bu durumda ünitenin reaktif güç çıkışı 380, 154 ve 66 kV ile altındaki gerilimlerde \pm % 5 gerilim değişim aralığı içinde tümüyle emre amade olmalıdır.

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

Jeneratör kontrol düzenekleri

MADDE 21- (1) Her ünite, bağlı olduğu sisteme verdiği aktif ve reaktif gücün sürekli modülasyonu ile frekans ve gerilim kontrolüne katkıda bulunabilecek şekilde tasarlanmış kontrol düzeneklerine sahip olmalıdır.

(2) Her ünite, normal işletme koşullarında frekans kontrolü yapan, hızlı cevap veren, orantılı bir hız regülatörü veya ünite yük kontrolörü veya denk bir kontrol cihazına sahip olmalıdır.¹⁶

(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 UCTE sistemi ile entegrasyon hedefleri doğrultusunda UCTE dökümanlarında yer alan ve alacak standartlar temel alınır. Primer ve/veya sekonder frekans kontrolüne katılacak santrallerin bu dökümanlarda yer alan şartları yerine getirmeleri gereklidir. Primer frekans konusunda UCTE dökümanlarında yer alan standartlar ile uyum talep edildiğinde hız regülatörünün ölü bandı 0' (sıfır) a ayarlanabilmelidir.

(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,

¹⁶ 29 Haziran 2006 tarihli ve 26213 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

TEİAŞ'a bildirilir.

(6)¹⁷ 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 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 126 ncı Maddede belirtilen esaslar dahilinde bir hız eğimi ile çalışacak şekilde ayarlanır ,

d) Bir blok içindeki buhar türbini hariç, primer frekans kontrol hizmeti sunan tüm üniteler için hız regülatörünün duyarsızlığı ± 0.010 Hz'i aşmamalıdır. Ayrıca hız regülatöründe kullanılan mahallinde frekans ölçümünün hassasiyeti ± 0.010 Hz'i aşmamalıdır.

(7) Hız regülatörü için belirlenen asgari şartlar, başka parametrelere dayanan yan hizmetlerin TEİAŞ ile kullanıcı arasında müzakere edilmesine engel olmamalıdır¹⁸.

(8) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında sekonder frekans kontrolüne katılımları zorunlu olan tüm üretim tesislerine ünite, blok veya santral bazında, MYTM'de bulunan otomatik üretim kontrol programı tarafından gönderilecek sinyalleri alan ve işleyen teçhizat, bağlantı anlaşmasındaki şartlara uygun olarak kullanıcı tarafından tesis edilir.¹⁹

(9) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında primer frekans kontrolüne katılımları zorunlu olan tüm üretim tesislerine ait üniteler 126 ncı Maddeye uygun olarak primer frekans kontrol hizmeti sağlayacak özellikte olmalıdır²⁰.

(10) 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,

d) İkaz kontrol sistemi, ünite gücünün sıfırdan tam yüke kadar yavaş yavaş arttırılması durumunda, çıkış geriliminin önceden saptanan nominal değerinden % 0.5 den daha fazla değişmemesini sağlayabilecek hassasiyette olmalıdır,

e) Ünitenin büyük bir gerilim değişimine maruz kalması durumunda, çıkışı 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,

¹⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

²⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

f) Ünite çıkışında % 10 veya daha yüksek ani gerilim değişimlerinin meydana gelmesi durumunda, ikaz kontrol sistemi, nominal ikaz geriliminin 2 katından veya bağlantı anlaşmasında belirtilen nominal yüksüz ikaz geriliminin 6-7 katından daha az olmamak üzere, yüklü pozitif ikaz geriliminin üst sınır değerini, aynı zamanda pozitif üst sınır geriliminin % 80'ine eşit negatif üst sınır gerilim değerini sağlayabilmelidir,

g) İkaz gücünü ünite çıkışlarından bir güç transformatörü yardımı ile alan statik ikaz kaynakları için ikaz sistemi; ünite çıkış geriliminin, nominal değerinin % 20 ila 30 una düşmesi durumunda otomatik tetikleme yapma yeteneğinde olmalıdır,

h) Ünitenin, sistemde ortaya çıkabilecek 0-5 Hz arasındaki düşük frekanslı elektromekanik salınımlarına karşı otomatik gerilim regülatöründe elektriksel sönümlenme sağlama özelliğine sahip bir güç sistemi dengeleyicisi bulunmalıdır. Güç sistemi dengeleyicisinin ayarları, TEİAŞ ile kullanıcı tarafından birlikte yapılır.

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) 380 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. Üretim yoğun olduğu bölgelerde, 154 kV sistemde tek faz toprak arıza akımlarını sınırlayabilmek için ünite transformatörünün iletim sistemi tarafındaki sargısının nötr noktası tam olarak izole edilir. Jeneratörlerin nötr noktası direnç üzerinden topraklanmalıdır. Jeneratör topraklama direnci, faz toprak arıza akımının rezistif ve reaktif bileşenlerinin birbirine eşit olması şartına göre hesaplanarak tesbit ve tesis edilir. Jeneratörlerin nötr noktası tam izole edilmemeli, doğrudan veya reaktans üzerinden topraklanmamalıdır.

Ünite frekans hassasiyeti

MADDE 25- (1) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişi, ünitelerini 47.5-51.5 Hz aralığı dışındaki²¹ 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.

(2)²²

²¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

²² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle kaldırılmıştır.

BEŞİNCİ BÖLÜM İletişim Şartları

İletişim

MADDE 26- (1) 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.

Sesli iletişim sistemi

MADDE 27- (1) Sesli 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 ve sistem işletme merkezleri²³ 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 odasına, ulusal telefon şebekesine bağlı telefon hattı tesis edilir.

(4) TEİAŞ ve dağıtım şirketlerinin kontrol merkezlerinde, üretim tesislerinin kontrol odasında, ticari işlemlerin yürütüldüğü ve doğrudan bağlı müşterilerin kontrol noktalarında ulusal telefon şebekesine bağlı telefona ilave olarak 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 sistemi ile kullanıcı sistemi arasındaki bağlantıda yer alan koruma sistemine ait sinyalizasyon için gerekli donanımlar, kullanıcı tarafından tesis edilir.

Veri iletişim sistemi

MADDE 29- (1) Veri iletişim sistemi, kullanıcı sistemine ait verilerin toplandığı, işlendiği, değerlendirildiği, ilgili yük tevzi merkezine²⁴ iletildiği ve gerekli bilgi ve komutların ilgili yük tevzi merkezinden²⁵ kullanıcının tesisine iletildiği sistemdir.

(2) Sistem kontrol ve veri toplama işlevinin yürütülmesi için gerekli uzak terminal birimi, 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.²⁶ Kullanıcı, TEİAŞ için gerekli

²³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

²⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

²⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

²⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

sinyal, gösterge, alarm, ölçümler, kesici, ayırıcı, yükte kademe değiştiricisi gibi kontrol girdilerini sistem kontrol ve veri toplama teçhizatına, bu teçhizatın yanında tesis edeceği bir bilgi toplama panosu üzerinden bağlar.

(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 uyumlu sistem kullanıcı tarafından sağlanır.

(4) Kullanıcı ve TEİAŞ kontrol ve sistem işletme merkezleri arasındaki veri iletişimi, bağlantı anlaşmasında belirtilen MYTM kurallarına²⁷, iletişim protokolü ve iletişim ortamına uygun olarak sağlanır.

(5) Veri iletişimi ana ve yedek olmak üzere en az iki ayrı link üzerinden sağlanır.

Veri iletişim ağı

MADDE 30- (1) TEİAŞ ile kullanıcı arasında, idari, mali ve ticari konulardaki bilgi alışverişi ile dengeleme ve uzlaştırma faaliyetleri için kullanılacak olan veri iletişim ağı ve bu aę ile ilgili teknik altyapı TEİAŞ tarafından Kurumun koordinasyonunda hazırlanan standart ve kurallara uygun olarak tesis edilir.

İlave iletişim Şartları

MADDE 31- (1) İletim sisteminin güçlendirilmesi, geliştirilmesi ve yenilenmesi nedeniyle, kullanıcıya ait mevcut ses ve veri iletişim sistemindeki ortaya çıkan değişiklik ihtiyaçları kullanıcı tarafından yerine getirilir.

Sekonder frekans kontrolü teçhizatı

²⁸**MADDE 32-** (1) Sekonder frekans kontrolü için gerekli olan teçhizat ve ilgili bağlantı, kullanıcı tarafından 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 kullanıcı tarafından sağlanır.

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

İletim sisteminin izlenmesi için ünitelerden alınacak sinyaller

MADDE 33- (1) İletim sisteminin izlenmesi amacıyla ünitelerden alınacak gerilim, akım, aktif ve reaktif güç ve diğer sinyaller TEİAŞ tarafından kullanıcıya bildirilir ve bu sinyaller kullanıcı tarafından TEİAŞ’nın ilgili merkezine iletilmek üzere temin edilir. Bu sinyallerin temin edilmesi ile ilgili teçhizatın ne zaman, ne Şekilde, nereye ve nasıl tesis edileceği, bu teçhizatla ilgili masrafların nasıl ödeneceği bağlantı anlaşmasında yer alan hükümlere uygun olarak belirlenir.

ÜÇÜNCÜ KISIM

Planlama

²⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

²⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

Planlama Esasları ve Tabi Taraflar

Planlama esasları

MADDE 34- (1) Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan, TEİAŞ tarafından sonuçlandırılan ve Kurul tarafından onaylanan talep tahminlerine göre, asgari on yıllık üretim kapasite projeksiyonunun hazırlanması görevi TEİAŞ tarafından yürütülür.

(2) TEİAŞ, bu kapasite projeksiyonuna göre iletim sistemine bağlantı ve/veya sistem kullanımına yönelik imkanların ekonomik olmasını da dikkate alarak, enerji iletimine en elverişli bölgelerin belirlenmesini ve yatırımcılara yol gösterilmesini esas alan, iletim sistemi on yıllık gelişim raporunu hazırlar. Bu rapor ile Kurum tarafından yapılan gelir düzenlemesi çerçevesinde yatırım planlarının hazırlanması ve Kurul onayını müteakip yayımlanması görevi de TEİAŞ tarafından yürütülür.

(3) Üretim kapasite projeksiyonu ile iletim sistemi on yıllık gelişim raporu TEİAŞ tarafından her yılın 31 Mart tarihine kadar Kurul onayına sunulur.²⁹

(4) TEİAŞ, iletim sistemi planlanmasının yanı sıra mevcut ve önerilen bağlantılara yönelik işlemleri gerçekleştirmek ve üretim kapasite projeksiyonları hazırlamak amacıyla planlamaya tabi taraflardan temin edilmesi gereken bilgileri belirler ve temin eder.

Planlamaya tabi taraflar

MADDE 35- (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 36- (1) Ek-5'te yer alan ayrıntılı ve standart planlama verileri; içinde bulunulan yılı izleyen on yıllık döneme ilişkin olarak, içinde bulunulan yılın 31 Mart tarihine kadar planlamaya tabi taraflarca TEİAŞ'a sunulur.

(2) 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.

(3) İletim sistemine bağlantı ve/veya sistem kullanımı amacıyla yeni başvuru yapıldığında standart planlama verileri, TEİAŞ'a sunulur.

İKİNCİ BÖLÜM

Üretim Kapasite Projeksiyonu ve İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Raporu

Üretim kapasite projeksiyonu

MADDE 37- (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 asgari on yıllık projeksiyonu içerecek şekilde üretim kapasite projeksiyonunun hazırlanması görevi TEİAŞ tarafından yerine getirilir.

(2) Üretim kapasite projeksiyonunda, izleyen asgari on takvim yılına ait talep gelişimi, üretim, bölgesel arz talep dengesi, iletim sistemi ve iletim sistemi performansı bölümleri yer alır.

²⁹ 1 Ağustos 2006 tarihli ve 26246 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

- (3) Talep gelişimi bölümü aşağıdaki hususları içerir;
- Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan talep tahminleri ve kayıp/kaçak miktarları,
 - Talebin sektörel bazdaki gelişimi,
 - Bir önceki yıldaki fiziki gerçekleşmenin, geçmişteki talep tahminiyle karşılaştırılmasına yönelik analizler,
 - Bir önceki yılda dağıtım bölgesindeki üretim tesislerinin sistemden çektiği iç ihtiyaç miktarları,
 - Bir önceki yıla ait puant talep bilgileri ile bu talebi etkileyen ana faktörler.
- (4) Üretim bölümü aşağıdaki hususları içerir;
- Bir önceki yıla ait Türkiye toplam elektrik enerjisi kurulu gücü,
 - İletim ve dağıtım sistemine bağlı üretim tesislerinin enerji kaynağı türüne göre üretim kapasite miktarları,
 - Talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken kapasite artırımları,
 - Lisans almış ancak, henüz işletmeye alınmamış olan üretim tesislerine ait kapasiteler,
 - Bir önceki yılda ithal ve ihraç edilen enerji miktarları,
 - Bir önceki yılda faaliyet dışı kalan üretim tesisleri ve kapasiteleri,
 - Bir yıldan uzun süre ile hizmet dışı olması beklenen ünitelerin üretim miktarı ve süresi.
- (5) Bölgesel arz talep dengesi bölümü aşağıdaki hususları içerir;
- Bölgesel arz talep dengesi,
 - Lisans almış ancak, henüz işletmeye alınmamış üretim tesislerinin lisanslarına derç edilmiş olan tesis tamamlanma tarihinde herhangi bir nedenle ortaya çıkan gecikmeler sonucunda arz güvenliği ve kalitesinin bozulmaması açısından alınabilecek önlemlere ilişkin öneriler.

İletim sistemi on yıllık gelişim raporu

MADDE 38- (1) İletim sistemi on yıllık gelişim raporu; iletim sistemine bağlantı ve/veya sistem kullanım imkanlarının ekonomikliğini de içerecek şekilde ortaya konulmasını, elektrik enerjisi iletimine en elverişli bölgelerin belirlenmesini ve yeni piyasa katılımcılarına yol gösterilmesini esas alır.

- (2) İletim sistemi on yıllık gelişim raporu, aşağıdaki hususları içerir;
- Bir önceki yıl sonu itibarıyla, iletim sistemi temel parametreleri,
 - İletim sistemi ile ilgili bölgesel özellikler,
 - İletim sisteminin mevcut performansının değerlendirilmesi,
 - Yıllara göre yapılması planlanan iyileştirmeler,
 - İletim sisteminin yatırım planları,
 - Bölgesel iletim tarifeleri.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Planlama Verileri

Hazırlanacak veriler

MADDE 39- (1) Planlama verileri; Ek-5'te 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 40- (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 etüdülerinin daha ayrıntılı olarak yapılabilmesi amacıyla, TEİAŞ'ın talep etmesi durumunda, ayrıntılı planlama verileri de proje ön verilerine eklenir.

Taahhüt edilen proje verileri

MADDE 41- (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 iletim 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) Üretim kapasite projeksiyonu ile iletim sistemi gelişim raporunun hazırlık çalışmalarında,
- b) İşletme planlaması çalışmalarında,
- c) Uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarında.

Sözleşmeye bağlanan proje verileri

MADDE 42- (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) Üretim kapasite projeksiyonu ile iletim sistemi gelişim raporunun hazırlık çalışmalarında,
- b) İşletme planlaması çalışmalarında,
- c) Uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarında.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

Planlama Kriterleri

Planlama kriterleri

MADDE 43- (1) TEİAŞ, iletim sistemini lisansında yer alan hükümlere göre planlar ve geliştirir. Kullanıcılar, kendi üretim tesisleri ve/veya şebekelerine ilişkin planlarında ve geliştirme çalışmalarında TEİAŞ'ın görüş ve uygulamalarını dikkate alır.

(2) TEİAŞ tarafından arz güvenliği ve kalitesine ilişkin yönetmelik hükümleri esas alınarak hazırlanan iletim sistemi gelişim planı Kurum onayı ile uygulamaya konulur. TEİAŞ, üretim kapasite projeksiyonu ile birlikte iletim sistemi gelişim planının hazırlanmasında esas alınan üretim güvenliği kriterini de yayımlar. Bu kriter, kesinleşen üretim kapasitesi esas alınarak, bir yıl boyunca puant yükün karşılanamama olasılığının hesaplamasını içerir.

(3) Yükün karşılanamama olasılığı, puant yükün bir yılda toplam yedi gün karşılanamaması anlamına gelen yıllık % 2 veya bu orandan daha düşük bir değer olmalıdır. TEİAŞ yıllık üretim kapasite projeksiyonlarında bu hedefe ulaşılabilmesi için görüşlerini yıllık bağlantı olanakları raporuna dahil eder.

DÖRDÜNCÜ KISIM

İşletme Kuralları

BİRİNCİ BÖLÜM

Talep ve Enerji Tahmini Esasları ve Taraflar

Talep ve enerji tahmini esasları

MADDE 44- (1) Talep ve enerji tahmini, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğine 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 etütlerin yapılması, 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 45- (1) Talep ve enerji tahmini esasları;

- a) TEİAŞ'a,
- b) Dağıtım şirketlerine,
- c) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
- d) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere, uygulanır.

Tarafların yükümlülükleri

MADDE 46- (1) Dağıtım şirketleri; içinde bulunulan yılı takip eden yıl (yıl 1) için, GWh olarak aylık talep tahminleri ve MW ve MVAr olarak haftalık maksimum ve minimum talep tahminlerini, yıl 1'i takip eden yıl (yıl 2) için ise, GWh olarak aylık talep tahminleri ve MW ve MVAr olarak aylık maksimum ve minimum talep tahminlerini, her yıl 30 Nisan tarihine kadar TEİAŞ'a yazılı olarak bildirir.

(2) Dağıtım şirketleri TEİAŞ'a bildirdikleri tahminlerde % 5'den fazla bir değişikliğin ortaya çıkması durumunda, yeni tahminlerini otuz gün içinde TEİAŞ'a yazılı olarak verir.

(3) Bağlantı noktalarına ait saatlik bazda düzenlenmiş günlük talep tahminleri MW ve MVAr bazında dağıtım şirketleri ve iletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest

tüketiciler ve dış enterkonneksiyondan enerji temin eden tüzel kişiler tarafından bir gün öncesinden saat 10.00'a kadar TEİAŞ'a yazılı olarak bildirilir.

(4) Dağıtım şirketi tarafından TEİAŞ'a verilen talep ve enerji tahminlerinde dağıtım şebekesine bağlı olan üretim tesislerine ait üretim programları da dikkate alınır.

(5) Kullanıcılardan sağlanan talep ve enerji tahminleri ile TEİAŞ'ın kendi tahminleri arasında farklılıklar olduğunun ortaya çıkması durumunda ilgili kullanıcının görüşleri alınarak nihai talep tahmini TEİAŞ tarafından oluşturulur.

(6) Üretim tesisine doğrudan bağlı kullanıcılara ait talep ve enerji tahminleri, bu kullanıcıların bağlı olduğu üretim faaliyeti gösteren tüzel kişi tarafından TEİAŞ'a verilir.

İKİNCİ BÖLÜM **İşletme Planlaması**

İşletme planlamasının esasları

MADDE 47- (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; dengeleme sistemine taraf ünitelerin ve iletim sistemi tesis ve/veya teçhizatının planlı olarak devre dışı edilme programlarını koordine ederek işletme planlamasını gerçekleştirir.

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

a) Dengeleme sistemine taraf bazı ünitelerin emreamadeliğinin azalmasına yol açan bir durumun ortaya çıkması,

b) Üretim hizmetlerinde, yakıt temini de dahil, herhangi bir aksamadan dolayı, dengeleme sistemine taraf ünitelerin emreamadeliğinin düşmesine yol açan bir durumun ortaya çıkması,

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

d) Dengeleme sistemine taraf ünitelerin iletim sistemine enerji vermelerinde kısıt ve engellerin ortaya çıkması.

İşletme planlamasına tabi taraflar

MADDE 48- (1) İşletme planlaması esasları;

a) TEİAŞ'a,
b) Dağıtım şirketlerine,
c) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,

d) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere, uygulanır.

Planlı olarak devre dışı edilme esasları

MADDE 49- (1) Kullanıcılar, yıl 1 ve yıl 2 için tesis ve/veya teçhizatlarının planlı olarak devre dışı edilme taleplerini, içinde bulunulan yılın 30 Nisan tarihine kadar TEİAŞ'a bildirirler. Bu bildirimde ünitelerin haftalık emreamade olma durumları da yer alır. Bu talepler TEİAŞ'ın hazırlayacağı plana dahil edilir.

(2) TEİAŞ, her yıl 31 Mayıs tarihine kadar iletim sistem kısıtlarını da dikkate alarak yıl 1 için yedek ünite analizini yapar. TEİAŞ, bu analize dayanarak 30 Haziran tarihine kadar yıllık planın ilk taslağını hazırlar ve varsa değişiklik önerilerini kullanıcıya yazılı olarak bildirir. Kullanıcılar, 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 kullanıcılar ile görüşerek 30 Eylül tarihi itibarıyla yıllık planın ilk taslağını oluşturur ve devre dışı olma programı değiştirilen kullanıcıları bilgilendirir.

(4) Yıl 1 için hazırlanan yıllık plan, 31 Ekim tarihine kadar nihai şekline getirilir. TEİAŞ, dengeleme sistemine katılan ünitelerin devre dışı olmalarına ilişkin bu bilgileri ticari öneme haiz bilgiler olarak gizlilik kuralları içerisinde değerlendirir.

(5) TEİAŞ tarafından onaylanmış 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.

İçinde bulunulan yıl için planlı olarak devre dışı olma esasları

MADDE 50- (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 alınış 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 TEİAŞ'a yazılı olarak bildirirler.

b) TEİAŞ, iletim ve dağıtım sistemlerinin planlı devre dışı olma durumlarını ve bu sistemlerdeki kısıtları dikkate 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 anlaşılması durumunda TEİAŞ bu durumu üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler ile dağıtım şirketlerine her iş günü saat 16.00 itibarıyla yazılı olarak bildirir.

d) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, içinde bulunulan haftayı izleyen ikinci haftadan elliikinci haftanın sonuna kadar, yıl 1'e ait yıllık plandaki güncellemeleri ve ünitelerin emreamade olma durumlarıyla ilgili tahminleri; dağıtım şirketleri ise yıl 1'e ait yıllık planda yapılacak güncellemeleri her çarşamba günü saat 16.00 itibarıyla TEİAŞ'a bildirir.

e) TEİAŞ, iletim ve dağıtım sistemlerinin planlı devre dışı olma durumları ile bu sistemlerdeki kısıtları dikkate alarak ve üretim tesislerinde ortaya çıkabilecek

arızalar için makul bir yedek kapasite bırakarak fiili üretim kapasitesinin alt ve üst sınırlarını her çarşamba saat 16.00 ve cuma saat 17.00 arasında belirler.

f) TEİAŞ üretim ve dağıtım faaliyeti gösteren tüzel kişileri her cuma günü saat 17.00 itibarıyla; takip eden ikinci haftadan elliikinci haftanın sonuna kadar olan süre için yedek üretim kapasitesi hakkında yazılı olarak bilgilendirir.

Kısa süreli planlı devre dışı olma durumları

MADDE 51- (1) Yıllık planda bildirilmemiş, 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 52- (1) Kullanıcı, 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 emreamadeliğindeki 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,

d) Plansız devre dışı olma durumunun diğer tesis ve/veya teçhizatta 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 işlemi 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 53-

(1) TEİAŞ ve kullanıcıların tesis ve/veya teçhizatının bu Yönetmeliğin 11. maddesinde belirtilen frekans aralıklarına karşılık gelen minimum süre boyunca iletim şebekesine bağlı kalacak şekilde çalışması zorunludur.³⁰

(2) Dengeleme sistemine taraf 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 kısıtlarının³¹ 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 54- (1) Dengeleme sistemine taraf tüzel kişiler ünitelerine ilişkin olarak; veri kayıt çizelgelerinde ve/veya enerji satış anlaşmalarında detaylandırılan işletme özelliklerinde bir önceki yıla göre yapılan değişiklikleri, ünite

³⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

³¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

transformatörünün teknik özelliklerini, ünite yüklenme eğrisini Ek-6 ve ünite planlama parametrelerini Ek-7'ye uygun olarak her takvim yılının 31 Mart tarihine kadar TEİAŞ'a bildirir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM **İşletme Yedekleri Planlaması³²**

İşletme yedekleri planlama esasları

³³**MADDE 55-** (1) TEİAŞ, sistem işletmesinde, Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği hükümleri çerçevesinde yeterli işletme yedeği sağlanacak şekilde planlama yapar.

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

İşletme yedekleri³⁴ planlamasına tabi taraflar

MADDE 56- (1) İşletme yedekleri³⁵ planlama esasları;

- a) TEİAŞ'a,
 - b) TETAŞ'a,
 - c) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
 - d) Dağıtım şirketlerine,
- uygulanır.

İşletme yedekleri

³⁶**MADDE 57-** (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 İşletmecisi tarafından belirlenen sürelerde devreye alınabilen üniteler ile sağlanan yedeklerdir. İşletme yedeği miktarı; talep, ünite emre amade yetersizliği ve en fazla yüke sahip ünite veya bloğun devre dışı olması göz önünde bulundurularak TEİAŞ tarafından belirlenir. 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 seçilen kısımdır. Sistemin ihtiyaç duyduğu primer frekans kontrol yedeği en fazla kurulu güce sahip ünite veya bloğun devre dışı olması durumu göz önünde bulundurularak, belirli bir tolerans dahilinde, TEİAŞ tarafından 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

³² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

³³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

³⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

³⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

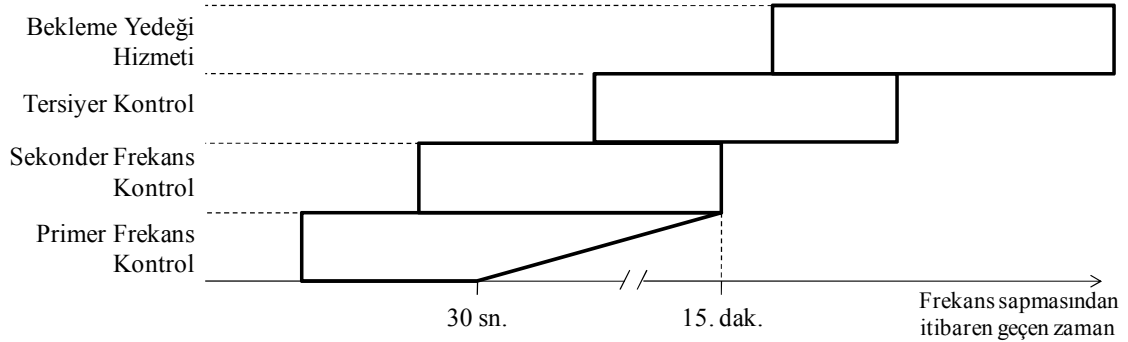
³⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

programlanan düzeyde tutulabilmesinin sağlanması için, otomatik üretim kontrol programı vasıtasıyla kullanılan ve bu işlem için yeterli olacak şekilde seçilen kısımdır. Sistemin ihtiyaç duyduğu sekonder frekans kontrol yedeği, primer frekans kontrol yedeğinin serbest kalmasını sağlayacak miktarda TEİAŞ tarafından belirlenir. Sekonder frekans kontrol yedeğinin bu ihtiyacı karşılamakta yetersiz kalması durumunda ilave olarak tersiyer kontrol 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 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 kısımdır. Tersiyer 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) Bekleme yedeği, devre harici bir üretim tesisinin ihtiyaç duyulması halinde MYTM'nin talimatı doğrultusunda devreye girmesi ile sağlanan işletme yedeğidir. Bekleme yedeği, üretim tesislerinin emre amadeliğindeki belirsizlikler veya hava koşullarında oluşan beklenmedik değişiklikler gibi önceden kestirilemeyen nedenlerle tüketimin hesaplanan talep tahminlerinin üzerinde gerçekleşmesi durumunda tersiyer kontrol yedeğinin serbest hale getirilmesi veya tersiyer kontrol yedeğinin yetersiz kalması durumunda tersiyer kontrol yedeğinin oluşturulması amacıyla kullanılır. Bu yedekler, senkronize olmayan ancak Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği çerçevesinde yayınlanan ihale ilanında belirlenmiş süre içinde senkronize olmak için emre amade durumda bulunan üniteler tarafından sağlanır.

(2) Normal işletme koşullarında işletme yedeklerinin devreye girme sıralamasının aşağıdaki şekilde gösterildiği gibi olması esastır.



(3) İletim sisteminin arızalar sonucunda adalara bölünmesi durumuna karşı, teknik imkanlar dahilinde tüm adaların ihtiyacının karşılanabilmesi için gerekli işletme yedeği tutulur.

(4) İşletme yedeklerinin miktarının belirlenme yönteminin TEİAŞ tarafından yılda en az bir kere gözden geçirilerek, sistem işletim güvenliğine ilişkin kriterler, UCTE hedeflerine uygunluk ve işletme yedekleri tutmanın maliyeti ile bu yedekler sayesinde önlenecek enerji kesintilerine atfedilen faydanın belirlenerek her ikisinin toplamının optimizasyonuna dayalı fayda-maliyet analizleri doğrultusunda değerlendirilmesi esastır.

MADDE 58-³⁷

MADDE 59-³⁸

Veri sağlama yükümlülüğü

³⁹MADDE 60- (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 amacıyla yönelik hizmetleri, TEİAŞ'ın belirleyeceği biçimde 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 bu Yönetmeliğin Altıncı Kısımında yer alan verilerin kaydedilmesine ilişkin hükümler çerçevesinde kaydedilerek TEİAŞ'a bildirilir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM Acil Durum Önlemleri⁴⁰

⁴¹Acil durum önlemlerine ilişkin esaslar

MADDE 61- (1) İşletme koşulları sistem frekansına bağlı olarak belirlenir. Sistem frekansının (f) içinde bulunduğu değer aralığına göre aşağıdaki işletme koşulları tanımlanmıştır:

- Hedeflenen işletme koşulları: $49.8 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$
- Kabul edilebilir işletme koşulları: $49.5 \text{ Hz} \leq f < 49.8 \text{ Hz}$ ve $50.2 \text{ Hz} < f \leq 50.5 \text{ Hz}$
- Kritik işletme koşulları: $47.5 \text{ Hz} \leq f < 49.5 \text{ Hz}$ ve $50.5 \text{ Hz} < f \leq 51.5 \text{ Hz}$
- Kararsız işletme koşulları: $f < 47.5 \text{ Hz}$ ve $51.5 \text{ Hz} < f$

(2) Üretim gücünün düşmesi ve/veya iletim sisteminde kesinti ve/veya aşırı yüklenme olması durumunda, işletme yedeklerinin yetersiz kalması nedeniyle kritik veya kararsız işletme koşullarının oluşması halinde veya aşırı gerilim düşmelerinde TEİAŞ ve kullanıcılar tarafından aşağıda belirtilen esaslar çerçevesinde acil durum önlemleri uygulanır:

- Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında tüketim tesisi sahibi tüzel kişilerin anlık talep kontrolü hizmeti sağlaması,
- Otomatik olarak düşük frekans röleleri ile yükün kesilmesi.
- TEİAŞ tarafından yükün el ile planlı olarak veya el ile acilen kesilmesi,

³⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

³⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

³⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁴⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁴¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

ç) TEİAŞ tarafından iletim sistemi geriliminin 12 nci maddede belirtilen gerilim sınırları dahilinde düşürülmesi yoluyla talebin azaltılması,

(3) Adalara bölünmüş iletim sisteminde, adalar kararlı duruma getirilip sistemin diğer adalarla bağlantısı sağlanıncaya kadar, sistem frekansının kabul edilebilir sınırlar içinde tutulabilmesi için TEİAŞ tarafından acil durum önlemleri uygulanır.

(4) TEİAŞ acil durum önlemlerini; iletim sisteminde arz güvenliği ve kalitesini korumak için, eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin uygular. Kısmi sistem çökmeleri veya bölünmeleri ve benzeri durumlarda iletim sisteminin işletme güvenliğini korumak için, ikinci fıkrada belirtilen acil durum önlemlerinin yanı sıra 134 üncü madde ve ilgili diğer mevzuat hükümleri çerçevesinde diğer acil durum önlemleri uygulanabilir.

⁴² **Acil durum önlemlerine tabi taraflar**

MADDE 62- (1) 61 inci madde kapsamında yer alan acil durum önlemlerine ilişkin esaslar;

- a) TEİAŞ'a,
 - b) Dağıtım şirketlerine ve/veya dağıtım sistemine bağlı olan serbest tüketicilere,
 - c) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,
- uygulanır.

⁴³ **Anlık talep kontrolü**

MADDE 63- (1) Anlık talep kontrolü, primer frekans kontrolüne ek olarak, frekansın düşük frekans rölelerinin çalıştığı seviyeye düşmesini önlemek amacıyla tüketim tesislerinin yüklerinin anlık talep kontrol röleleri ile 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 TEİAŞ tarafından belirlenen anlık talep kontrol performans testleri sonucunda anlık talep kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen tüketim tesislerinden sağlanacaktır.

(4) Tüketim tesisleri tarafından isteğe bağlı olarak teklif edilen ve sistem frekansının düşmesi sonucunda anlık talep kontrol röleleri vasıtasıyla otomatik olarak kesilebilen yük miktarının tamamı anlık talep kontrol yedeğini oluşturur. Anlık talep kontrol yedeği sistemde aktif olan en büyük ünite ya da bloğun devre dışı kalması durumunda 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.

⁴⁴ **Talebin düşük frekans rölesi ile kesilmesi**

MADDE 64- (1) Sistem frekansının 49.0, 48.8, 48.6, 48.4 Hz olarak belirlenmiş frekans kademelerine düşmesi durumunda talep, düşük frekans röleleri ile

⁴² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁴³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁴⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

otomatik olarak kesilir. Sistem frekansının 49.0 Hz'e düşmesi durumunda talebin %10 ila %20'si otomatik olarak kesilir. 49.0 Hz'i takip eden her bir frekans kademesinde kesilecek talep miktarı, sistem kullanıcılarının teknik gereksinimleri göz önünde bulundurularak sistem işletmecisi tarafından belirlenir. TEİAŞ, düşük frekans röleleri ile otomatik olarak kesilecek talep için eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin her 4 ayda bir rotasyon yapar.

(2) Düşük frekans röleleri ile talebin otomatik olarak kesilmesi, kısa dönemli bir arz talep dengesizliğini ortadan kaldırmak için yapılır.

(3) Sistem frekansının belirlenen kademelere düşmesi durumunda düşük frekans röleleri 100-150 milisaniye içinde çalışacak teknik özellikte olmalıdır. Düşük frekans rölelerinin hassasiyet değerinin 0.05 Hz'i aşmaması esastır.

El ile planlı yük atma⁴⁵

MADDE 65- (1) Sistemin tamamında veya önemli bir kısmında arzın talebi karşılayamama durumunun devam etmesi halinde mevcut arz, eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin tüketiciler arasında paylaşılır. Bu paylaşım tüketicilerin taleplerinin kesilmesini içeren bir yük atma programı çerçevesinde dönüşümlü olarak yapılır.

El ile acilen yük atma

MADDE 66- (1) Sistemin tamamında veya önemli bir kısmında, arz talep dengesinin arz tarafında beklenmeyen bir eksiklik veya iletim sistemi kısıtları nedeniyle, daha yaygın olarak yük atılmasını veya sistemin gerilim sınırlarının dışında ve kritik veya kararsız işletme koşullarında işletilmesini önlemek için el ile acilen yük atma yapılır.⁴⁶ Bu yük atma, TEİAŞ tarafından önceden hazırlanan bir program dahilinde uygulanabilir.

⁴⁷Acil durum önlemleri prosedürünün bildirim

MADDE 67- (1) Acil durum önlemleri prosedürü kullanıcıların görüşü alınarak, TEİAŞ tarafından hazırlanır. Bu prosedür, iletim sistemi bütünlüğünün korunması için acil durum önlemlerine ilişkin çeşitli senaryoları kapsar.

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

⁴⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁴⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁴⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

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

a) İşletme yedeğinin yetersiz kalması durumunda, üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler dahil, iletim sisteminin bütün kullanıcılarına yetersiz işletme yedeği bildirimini,

b) Kısa bir süre içinde talep kesintisi ihtimali olan kullanıcıların, eğer mümkünse, uyarılması,

c) Kullanıcılar için talep kesintisi ihtimalinin ortadan kalkması durumunda bu tür kullanıcılarına gönderilmiş olan bildirimlerin ve uyarıların iptali.

(4) Acil durum önlemleri kapsamında 61 inci maddenin ikinci fıkrasında belirtilen önlemler uygulanır.

(5) Acil durum önlemleri prosedürü, TEİAŞ tarafından görüş ve mutabakat için bütün kullanıcılara gönderilir. Kullanıcı ile mutabakata varılmadığı durumlarda TEİAŞ, Kurumun görüşünü alır ve bu çerçevede uygulama yapar.

BEŞİNCİ BÖLÜM **İşletme İletişimi ve Bilgi Akışı**

İşletme iletişimi esasları

MADDE 68- (1) İşletme iletişimi, TEİAŞ ile kullanıcılar arasında iki yönlü güvenilir bir iletişim sisteminin oluşturulması esaslarını içerir.

İşletme iletişimine tabi taraflar

MADDE 69- (1) İşletme iletişim esasları;

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

İşletme faaliyetlerinin ve olayların bildirilmesi

MADDE 70- (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 BYTM⁴⁸ yoluyla gecikmeden haberdar edilir.

(3) Kullanıcı tarafından gerçekleştirilen, kullanıcının şebekesi veya üretim tesisinin işletilmesiyle 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.

⁴⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(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 71- (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-11'e 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 72- (1) TEİAŞ; iletim sisteminde meydana gelen önemli olaylardan zarar görmesi muhtemel kullanıcılara telefon, faks veya e-posta yoluyla uyarı gönderir. Bu uyarı, söz konusu olayın muhtemel sebebini, sistem üzerindeki etkisini ve süresini içerir.

ALTINCI BÖLÜM

Erişim ve Çalışma Güvenliği

Erişim

MADDE 73- (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 74- (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 75- (1) Çalışma güvenliği esasları;

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

Güvenlik önlemleri

MADDE 76- (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 77- (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 talebi

MADDE 78- (1) Ortak bağlantı noktası ile birden fazla iletim hattı veya merkezi birleştiren tesis ve/veya teçhizat üzerinde yapılacak çalışmalarda, güvenlik önlemlerinin alınabilmesi için, çalışma izni isteği, ilgili yük tevzi⁴⁹ merkezine, çalışmayı yapacak kullanıcı tarafından Ek-8'deki form doldurulmak suretiyle çalışmanın başlamasından en az bir hafta önce iletilir.

(2) Çalışma izni isteğinin ilgili yük tevzi⁵⁰ merkezi tarafından kabul edilmesini takiben çalışma izni onayı verilir. Onaylanmış çalışma izni isteği ancak ilgili yük tevzi⁵¹ merkezinin onayı ile iptal edilir. Çalışma izni onayına ilişkin talep ile onaylanmış iznin iptali için yapılan başvurularda Ek-9'da yer alan formlar doldurulur.

Çalışmanın başlaması

MADDE 79- (1) Tesis veya teçhizatın devre dışı edilme, elektrik kesme, topraklama süreçlerinin koordinasyonu söz konusu çalışmaya katılan tarafların kontrol merkezleri tarafından yürütülür. İzolasyon manevraları için Ek-10'da yer alan form yük dağıtım tevzi⁵² 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 buralara uyarı levhaları konulur. Bu işlemin tamamlandığı, sahadaki güvenlik kaydı defterine kaydedilir ve diğer tarafça 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 pozisyonda kilitlenir ve bir uyarı levhası konulur. Topraklamanın tamamlandığı sahadaki güvenlik kaydı defterine kaydedilir ve diğer tarafça 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 iş

⁴⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

emniyet görevlisinin sorumluluğundadır. Güvenlik önlemleri ancak iş bitimi veya çalışma izninin iptali ile kaldırılabilir.

Çalışmanın tamamlanması

MADDE 80- (1) Çalışma tamamlandığında; iş emniyet görevlisi, sistemindeki topraklama ve elektrik kesmenin kaldırılabilceği konusunda ilgili yük tevzi⁵³ merkezlerini bilgilendirir. Tesis ve/veya teçhizatın yeniden işletmeye alınması, tarafların ilgili yük dağıtm/kontrol merkezleri tarafından koordine edilir.

Güvenlik kaydı

MADDE 81- (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 82- (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 beş 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.

YEDİNCİ BÖLÜM

Sistem Toparlanması

Sistem toparlanma esasları

MADDE 83- (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 84- (1) Sistem toparlanması esasları;

a) Dış enterkonneksiyonlar kapsamındaki yan hizmetler anlaşmaları çerçevesinde alınan hizmetler dahil TEİAŞ'a,

b) Toparlanma yeteneği olan ve oturan sistemin toparlanmasına ilişkin yan hizmet anlaşması kapsamında yer alan üretim tesislerine⁵⁴,

c) İthalat yapan tüzel kişilere,
uygulanır.

⁵³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

Toparlanma yeteneği olan üretim tesisleri

MADDE 85- (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.⁵⁵

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

Sistem toparlanma planı

MADDE 86- (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.⁵⁶

(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,

d) Sistemin bütünüünün 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,

d) Hükümet, medya ve kamuoyunun bilgilendirilmesi.

Sistem toparlanma planının güncellenmesi

MADDE 87- (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.

Sarı alarm

MADDE 88- (1) Sarı alarm sinyali, MYTM⁵⁷ tarafından üretim tesislerine, kullanıcılara, seçilmiş irtibat noktalarına ve dağıtım şirketlerinin kontrol merkezlerine, mümkünse elektronik ortamda gönderilir. Sarı alarm sinyalinin alıcı noktalarda gecikmeden fark edilmesi ve alındığının teyit edilmesi gerekir. Elektronik iletişim arızasında veya yokluğunda, alarm sözlü olarak verilebilir ve teyit edilebilir.

⁵⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(2) Sarı alarm sinyali alan kullanıcı sarı alarm prosedürünü yürütür. Bu prosedür, sistem oturma riskinin ortaya çıkması durumunda kullanıcının yerine getirmesi gereken faaliyetleri içerir.

(3) Sarı alarm sinyal sistemi ve sarı alarm prosedürü sistem toparlanma planını denetleyen UYDM tarafından en az iki yılda bir gözden geçirilir. Herhangi bir mahaldeki sarı alarm prosedüründe kullanıcı tarafından yapılacak değişiklikler MYTM⁵⁸ kullanıcı tarafından gecikmeden bildirilir.

Sistem toparlanma planının uygulanması

MADDE 89- (1) Sistem toparlanma planı; toparlanma sürecinin taraflarını, sistemin en hızlı ve güvenli şekilde toparlanmasında yönlendirir.

(2) Toparlanma planı, üretim tesis ve/veya teçhizatının emreamadelğine, zamana, kullanıma ve bakım ihtiyaçlarına bağlı olarak değişiklik gösterebilir. Toparlanma planının söz konusu değişikliklere bağlı olarak kısmen veya tamamen uygulanmasının mümkün olamaması durumunda, TEİAŞ, MYTM⁵⁹ vasıtası ile iletim sisteminin durumunu tekrar değerlendirir ve yeni bir sistem toparlanma planı belirler.

(3) Üretim ve dağıtım faaliyeti gösteren tüzel kişiler, MYTM⁶⁰ tarafından toparlanma süreci boyunca verilen talimatlara, sarı alarm prosedürü veya sistem toparlanma planına aykırı olsa bile uymak zorundadır.

Sistem toparlanma eğitimi

MADDE 90- (1) Sistem toparlanma planında veya sarı alarm prosedüründe görev alacak kullanıcı personelin yeterli mesleki eğitim, nitelik ve deneyim sahibi olmasının sağlanması, kullanıcının sorumluluğundadır.

SEKİZİNCİ BÖLÜM

Önemli Olayların Raporlanması

Önemli olayların raporlanma esasları

MADDE 91- (1) Sistemin işletilmesi esnasında ortaya çıkan önemli olaylar, taraflar arasında gerekli bilgi akışının sağlanması ve işletme politikası oluşturulması için TEİAŞ'a yazılı olarak rapor edilir.

Raporlamaya tabi taraflar

MADDE 92- (1) Raporlama esasları;

- a) TEİAŞ'a,
 - b) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
 - c) Dağıtım şirketlerine,
 - d) Dağıtım sistemine bağlı ve dengeleme sistemine taraf üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
 - e) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,
- uygulanır.

⁵⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁵⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁶⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

Raporlama prosedürü

MADDE 93- (1) Önemli olayların raporlanması aşağıdaki esaslara uygun olarak yapılır;

- a) Raporlar yazılı olarak hazırlanır,
- b) Raporlar bölgesel yük tevzi⁶¹ merkezlerine gönderilir,
- c) Raporlar sözlü bildirimlerin yazılı teyitlerini de içerir,
- d) Raporlar olayı izleyen ilk işgünü içinde gönderilir,
- e) Raporlar Ek-8'de verilen formata uygun olarak düzenlenir.

(2) TEİAŞ, olaydan etkilenmesi muhtemel diğer kullanıcılar olması durumunda, bu kullanıcıları raporu hazırlayan tarafın izni ile bilgilendirebilir. Bu hallerde raporu hazırlayan taraf, ticari önemi haiz kısımları çıkarılmış raporu, diğer kullanıcılara iletmek üzere TEİAŞ'a gönderir. Rapor, TEİAŞ tarafından gizlilik kuralları içerisinde değerlendirilir.

DOKUZUNCU 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-12'de 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,

d) Bir bağlantı noktasındaki numaralandırma ve/veya isimlendirmeye ilgili bir anlaşmazlığın ortaya çıkması durumunda TEİAŞ, uygulanacak numaralandırma ve/veya isimlendirmeyi belirler,

⁶¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

e) 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.

ONUNCU BÖLÜM

Sistem Testleri

Test esasları

MADDE 98- (1) Test esasları, kullanıcı ve/veya iletim sisteminde, normal işletme koşullarının dışında kontrollü olarak yapılan sistem testlerini içerir.

(2) Bu testler, kullanıcı veya TEİAŞ tarafından yapılır. Kullanıcı ve/veya iletim sistemini etkileyebilecek olan bu testler aşağıdaki hususları sağlayacak şekilde uygulanır;

- a) Personelin güvenliğini tehdit etmemesi, tesis ve/veya teçhizata zarar vermemesi ve diğer kullanıcılara etkilerinin minimum seviyede olması,
- b) Yapılacak testler ve test prosedürleri hakkında TEİAŞ'ın önceden haberdar edilmesi, gerekmesi durumunda test sonuçlarının TEİAŞ'a rapor edilmesi.

Teste tabi taraflar

MADDE 99- (1) Test esasları;

- a) TEİAŞ'a,
 - b) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
 - c) İletim sisteminde doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,
 - d) Dağıtım şirketlerine,
- uygulanır.

Test prosedürü

MADDE 100- (1) Sistem testleri aşağıdaki prosedüre göre yapılır:

- a) Test öneri bildirimi;
 - 1) Bir sistem testi yapmak isteyen kullanıcı, test tarihinden oniki ay önce, testin amacını, testin yapılacağı tesis ve/veya teçhizatın teknik özelliklerini içeren bir öneri bildirimini yazılı olarak TEİAŞ'a sunar.
 - 2) Öneri bildiriminde yer alan bilgilerin yetersiz olması durumunda, kullanıcıdan ilave bilgiler talep edilir ve bu bilgiler tamamlanmadan öneri bildirimini kabul edilmiş sayılmaz.
 - 3) TEİAŞ bir sistem testini kendisi yapmak istediğinde, bir öneri bildirimini almış gibi hareket eder.
- b) Ön bildirim ve test heyetinin oluşturulması;
 - 1) TEİAŞ, kendisine verilen öneri bildirimindeki bilgiler doğrultusunda, önerilen sistem testinden etkilenecek tarafları, varsa, belirler ve bu taraflara bir ön bildirim yapar.
 - 2) Dış enterkonneksiyon taraflarının, sistem testi esaslarına tabi oldukları enterkonneksiyon anlaşmasında yer almadığı sürece sistem testi gerçekleştirilmez.

3) TEİAŞ, öneri bildirimini aldıktan sonra ve ön bildirim dağıtımından önce, sistem testinin koordinasyonunu yürütecek bir test koordinatörü atar. Bu koordinatör, test heyetinin başkanı ve üyesi olur.

c) Test koordinatörü; Sistem testinin TEİAŞ tarafından üstlenilmesi durumunda TEİAŞ tarafından atanır. Diğer hallerde;

1) Sistem testinden etkilenecek taraflar ile testin yapılmasını öneren taraf veya tarafların görüşleri alınarak,

2) Testin sistemde önemli bir etki yaratmaması kaydı ile, test önericisinin gösterdiği adaylar arasından,

TEİAŞ tarafından atanır ancak testin yapılmasını öneren taraf veya tarafların, TEİAŞ'ın bildiriminden sonra yedi gün içinde aday göstermemesi veya aday göstermek istememesi durumunda önerilen sistem testi iptal edilir.

d) Ön bildirim

Ön bildirim aşağıdaki hususları içerir;

1) Testin yapılmasını öneren taraf veya tarafların kimliği, testin amacı, kapsamı, testin yapılacağı tesis ve/veya teçhizatın teknik özellikleri ve testten etkilenecek tarafları,

2) Heyet üyesi olarak atanmak üzere, otuz gün içinde bir temsilci veya test koordinatörünün uygun bulması halinde birden fazla temsilcinin, bildirilmesi için yapılan çağrısı,

3) Test heyetinde görev alacak TEİAŞ temsilcisinin ismini,

4) Test koordinatörünün ismi ve kim tarafından aday gösterildiğini.

Ön bildirim, öneri bildirimi kapsamında yer alması gerekli bilgilerin eksiksiz olarak TEİAŞ'a sunulmasını takip eden otuz gün içinde taraflara gönderilir.

Ön bildirim taraflara gönderilmesini takip eden otuz gün içinde; heyet üyeliği için aday gösterilen temsilci isimleri, taraflarca TEİAŞ'a bildirilir. TEİAŞ, ilgili tarafların bildirdiği heyet üyelerini atar ve isimlerini tüm taraflara bildirir.

(2) Temsilcisini bildirmeyen kullanıcı, heyette temsil edilme hakkını kaybeder. Testin yapılmasını öneren taraf veya tarafların, temsilcisini bildirmemesi halinde ise, önerilen test iptal edilir. Bu durum testten etkilenen kullanıcılara ve test önericisine on gün içinde bildirilir.

Heyet çalışmaları

MADDE 101- (1) Heyet üyelerinin atanmasından itibaren otuz gün içinde heyet toplanır.

(2) Heyet, çalışmalarında aşağıdaki hususları dikkate alır:

a) Önerilen testin, sistem üzerindeki etkilerini ve risklerini,

b) Önerilen testin diğer bir testle veya işletme planlarında yer alan tesis ve/veya teçhizatın devre dışı olma durumlarıyla birleştirilme imkanlarını,

c) Önerilen testin sistem dengelemesindeki etkilerini.

TEİAŞ ve taraflar, heyette temsil edilmeseler dahi, heyet tarafından talep edilen bilgileri sağlarlar.

(3) Heyet, test koordinatörünün gerekli gördüğü sıklıkta toplanır.

Öneri raporu

MADDE 102- (1) Heyet tarafından ilk toplantıyı takip eden altmış gün içinde, aşağıdaki hususları içeren bir öneri raporu düzenlenir:

a) Sistem testinde izlenecek usul ile test yöntemine ilişkin öneriler,

b) Testten etkilenen tarafların uğrayacağı maliyetlerin testi öneren tarafın bu maliyetleri üstlenmesi esas alınarak dağılımı,

c) Heyetin uygun bulunduğu diğer hususlar.

(2) Öneri raporu; heyet tarafından TEİAŞ'a, testin yapılmasını öneren taraf veya taraflara ve testten etkilenen kullanıcılara gönderilir.

(3) Öneri raporu gönderilen taraflar, ondört gün içinde öneri raporuna olumlu veya olumsuz cevaplarını, gerekçeli olarak test koordinatörüne bildirirler. Taraflardan herhangi birinin cevap vermemesi halinde, test iptal edilir ve heyet dağılır. Bunun dışında; öneri raporunun hazırlanması esnasında herhangi bir kararda oybirliğinin sağlanamaması durumunda da heyet dağılır ve önerilen sistem testi iptal edilir.

(4) Taraflardan herhangi birinin öneri raporuna onay vermemesi halinde, heyet önerilen sistem testinin itirazı veya itirazları giderecek şekilde değiştirilmesinin mümkün olup olmadığını belirlemek için gecikmeden toplanır. Önerilen sistem testi değiştirilemezse, test iptal edilir ve heyet dağılır. Önerilen sistem testi değiştirilebiliyorsa, toplantıyı takip eden otuz gün içinde, gözden geçirilmiş bir öneri raporu hazırlanır.

(5) Gözden geçirilmiş öneri raporunu, taraflardan birinin onaylamaması durumunda, test iptal edilir ve heyet dağılır.

Test programı

MADDE 103- (1) Öneri raporunun veya gözden geçirilmiş öneri raporunun, tüm taraflarca onaylanması durumunda, test yapılır. Test için öngörülen tarihten en az otuz gün önce heyet; TEİAŞ'a, testi öneren taraf ve kullanıcılara, manevra sırası ve zamanlarını belirten bir test programını, saha güvenlik sorumlusunu, görevlendirilecek personelin listesini ve heyetin uygun gördüğü diğer hususları bildirir.

(2) Taraflar, sistem testine ilişkin test programının şartlarına göre hareket ederler.

(3) Testin yapılmasına kadar geçen süre içinde ortaya çıkması muhtemel problemler ilgili taraflarca gecikmeden test koordinatörüne yazılı olarak bildirilir. Test koordinatörü tarafından bu problemlerin sistem testinde bir değişiklik veya erteleme yapılmasını gerektirdiği yönünde bir karara varılması halinde, taraflar bilgilendirilir.

(4) İşletme şartları nedeniyle, teste başlanmamasını veya devam edilmemesini isteyen taraf, bu kararını ve nedenlerini test koordinatörüne gecikmeden bildirir. Test koordinatörü; sistem testini iptal eder veya erteler.

(5) Testin ertelenmesi durumunda, test koordinatörü, testin yapılmasını öneren taraf veya tarafların, TEİAŞ ve kullanıcılar tarafından başka bir tarih saptanır. Bu tarihte anlaşılabilmesi durumunda, uygun bir tarih belirlemek üzere test koordinatörü test heyetini yeniden toplar.

Sonuç raporu

MADDE 104- (1) Test yapılmasını öneren taraf veya taraflar, sistem testi sonuçlarını içeren bir rapor hazırlayarak, TEİAŞ ve heyetin diğer üyelerine verir. Heyet tarafından farklı bir sürenin belirlenmemesi durumunda, sonuç raporu testin sonuçlanmasını takip eden doksan gün içinde hazırlanır.

(2) Sonuç raporu, heyet üyesi olmayan kişi ve taraflara ancak heyet üyelerinin oybirliği ile alacakları bir karar ile verilebilir.

(3) Sonuç raporu hazırlanıp taraflara sunulduğunda heyet dağılır.

Test tarihinin öne alınması

MADDE 105- (1) Testin oniki aydan daha kısa bir sürede gerçekleştirilmesinin gerekmesi durumunda, TEİAŞ; testin yapılmasını öneren taraf veya tarafların ve kullanıcıların görüşlerini alarak bir zaman çizelgesi hazırlar ve test bu zaman çizelgesine uygun olarak gerçekleştirilir.

ONBİRİNCİ BÖLÜM **Test, İzleme ve Kontrol**⁶²

Test, izleme ve kontrol esasları⁶³

MADDE 106- (1) Yan hizmet sunacak her bir tesisin ilgili yan hizmeti sunma yeterliliği TEİAŞ tarafından belirlenen performans testleri ile akredite edilmiş firmalar tarafından test edilir. Performans testlerine tabi tutulan tesislerin ilgili yan hizmeti sunma yeterliliği akredite edilmiş firmalar tarafından verilen yan hizmet sertifikaları aracılığıyla belgelendirilir.

(2) Yan hizmetlere ilişkin performans testlerinin ilgili yan hizmetin sunulmaya başlanmasından önce yapılması ve ilgili yan hizmet anlaşmasında belirlenecek periyotlarla tekrarlanması esastır. Yapılacak izleme ve kontroller neticesinde TEİAŞ'ın gerekli görmesi halinde, ilgili testler daha önce de tekrarlanabilir.

(3) Yan hizmetlerin sunulmasına ilişkin performans testleri dışındaki diğer testler, teste tabi taraflarca gerçekleştirilerek test raporu ile belgelendirilir.

(4) Üreticinin taahhüt ettiği üretim tesisi ve/veya ünite parametrelerinin test edilmesi için gerekli görülmesi halinde MYTM ve/veya BYTM tarafından Dengeleme Güç Piyasası kapsamında sunulmuş olan teklifler kullanılarak yük alınması ve yük atılmasına ilişkin talimatlar verilebilir. İlgili testlere ilişkin planlamanın yapılması için MYTM'ye bilgi verilmesi esastır.

(5) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği kapsamında sistem işletmecisi tarafından verilen talimatlar ile kullanıcı tarafından yapılan bildirimler ve taahhütler TEİAŞ tarafından izlenir ve kontrol edilir.

(6) Kullanıcılara ait tesis ve/veya teçhizatın belirtilen test, izleme ve kontrollerde başarısız olması durumunda, bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmaları ile Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve/veya ilgili yan hizmet anlaşmalarının bu bölüme ilişkin hükümleri geçerli olur.

Test, izleme ve kontrole tabi taraflar⁶⁴

MADDE 107- (1) Test, izleme ve kontrol esasları;

- a) TEİAŞ'a,
- b) Dengeleme sistemine taraf üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
- c) Yan hizmet sağlayacak tüzel kişilere,
- ç) Dağıtım şirketlerine,
- d) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,
- e) Yan hizmetlere ilişkin performans testlerini gerçekleştirmek üzere akredite edilmiş yetkili firmalara uygulanır.

Performans izleme ve kontrol prosedürü⁶⁵

⁶² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁶³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁶⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

MADDE 108- (1) TEİAŞ; aşağıdaki hususları izlemek ve kontrol etmekle yükümlüdür;

a) Dengeleme mekanizmasına taraf ünite ve blokların dengeleme esasları çerçevesindeki taahhütleri,

b) Kullanıcıların faaliyetlerini, bu Yönetmelikte belirtilen bağlantı ve dengeleme esaslarına uygun bir şekilde yürütüp yürütmedikleri,

c) Kullanıcıların sağlamayı taahhüt ettikleri yan hizmetleri ve/veya yan hizmetler kapsamında sistem işletmecisi tarafından verilen talimatları.

(2) Dengeleme sistemine taraf ünitenin veya bloğun bağlantı ve dengeleme esasları çerçevesindeki taahhütlerinin sağlanmasında başarısız olduğunun yapılan izleme ve kontroller neticesinde tespit edilmesi durumunda TEİAŞ, kullanıcıyı yazılı olarak uyarır. Kullanıcı başarısızlığının nedenlerinin ortadan kaldırılması için alacağı önlemleri en kısa sürede TEİAŞ'a bildirir. TEİAŞ ve kullanıcı alınan bu önlemlerin detaylarını birlikte müzakere eder. Dengeleme sistemine taraf üniteye veya bloğa yeni işletme şartları uygulanması söz konusu ise, bu şartlar ve uygulama tarihi üzerinde on gün içinde mutabakat sağlanamadığı takdirde TEİAŞ, ünite veya blok üzerinde test yapılmasını talep edebilir.

(3) Yan hizmet sağlayan tüzel kişinin, ilgili yan hizmeti Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve ilgili yan hizmet anlaşması hükümlerine göre sunmadığının yapılan izleme ve kontroller neticesinde tespit edilmesi durumunda Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve ilgili yan hizmet anlaşması hükümlerine göre cezai yaptırımlar uygulanır.

Reaktif güç testi

MADDE 109- (1) TEİAŞ, dengeleme sistemine taraf bir ünite veya bloğun bağlantı esaslarına göre taahhüt ettiği reaktif gücü kontrol etmek amacıyla reaktif güç testi talimatı verir.

(2) TEİAŞ bu test talimatını; ünite veya bloğun test tarihinde planlı olarak devre dışı edilmesinin söz konusu olmaması kaydı ile, testten en az kırksekiz saat önce kullanıcıya iletir.

(3) Kullanıcı, testin yapılacağı tarihteki fiziksel durumunu TEİAŞ'a bildirir.

(4) Reaktif güç testi bir takvim yılında en fazla iki defa yapılır.

(5) Test, tarihi itibarıyla geçerli olan dengeleme şartlarına uyumlu olarak yapılır.

(6) Altmış dakikalık test süresi içerisinde; ünite veya bloğun, bağlantı noktasındaki geriliminin, dengeleme esaslarında belirlenen aralıkta kalıp kalmadığı izlenir. Gerekli durumlarda, diğer ünite veya blokların reaktif güçleri değiştirilerek test edilen ünite veya bloğun bu değişime tepkisi ölçülür.

(7) Ünite veya bloğun performansı; TEİAŞ'ın uygun gördüğü kişilerin denetiminde, kullanıcı kontrol odasında, ünitenin terminallerinden alınan değerler ile, bir grafik kaydedicisi yardımıyla eşzamanlı olarak kaydedilerek test edilir. Test süresince sağlanan reaktif güç çıkışının taahhüt edilen kapasitenin \pm % 5 lik değişim aralığı içinde olması halinde ünite veya bloğun başarılı olduğu kabul edilir. TEİAŞ'ın talep etmesi durumunda; kullanıcı, grafik kaydedicilerinin kalibrasyon ve diğer sertifikalarını verir.

⁶⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(8) Ünite veya bloğun test sonucunda başarısız olması ve bu sonucun kullanıcı tarafından da kabul edilmesi halinde, kullanıcı başarısızlığın nedenlerini üç iş günü içinde bir rapor halinde TEİAŞ'a bildirir.

(9) TEİAŞ ile kullanıcının; ünitenin başarısızlığı üzerinde fikir birliğine varamamaları halinde kullanıcı, TEİAŞ'dan testin tekrar edilmesini talep edebilir. TEİAŞ, testten kırksekiz saat önce yeni bir bildirim yapar ve test tekrarlanır. Ünite veya bloğun bu test sonucunda da başarısız olması ve anlaşmazlığın çözülememesi halinde, taraflar yan hizmetler anlaşması kapsamında düzenlenen çözüm prosedürüne başvurabilirler.

(10) Ünite veya bloğun testlerde başarısız olduğuna karar verilmesi durumunda; kullanıcı, reaktif güç kapasitesi taahhütlerini sağlayabileceği tarih ve zamanı, ondört gün içinde yazılı olarak TEİAŞ'a bildirir. TEİAŞ, kullanıcının bu önerisini geçerli bir neden olmadan reddedemez.

(11) Ünite veya bloğun reaktif güç testlerinde başarısız olması durumunda; kullanıcı, sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan reaktif güç parametrelerini değiştirebilir ve ünite daha önceki parametrelerine ulaşıncaya kadar bu parametreler geçerli olur.

(12) Kullanıcının; ünitenin sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan reaktif güç parametrelerini sağlayabileceğini bildirmesi durumunda, TEİAŞ, ya yeni bir test talep eder veya bu parametrelerin belirtilen tarih ve zamandan itibaren sağlandığını kabul eder.

Frekans testi

MADDE 110- (1) TEİAŞ, dengeleme sistemine taraf ünite veya blok çıkışının, frekansa göre değişiminin ölçülebilmesi amacıyla frekans kontrol performans testi talimatı verir.⁶⁶

(2) TEİAŞ bu test talimatını; ünite veya bloğun test tarihinde planlı olarak devre dışı edilmesinin söz konusu olmaması kaydı ile, testten en az kırksekiz saat önce kullanıcıya iletir.

(3) Kullanıcı, testin yapılacağı tarihteki fiziksel durumunu TEİAŞ'a bildirir.

(4) Dengeleme sistemine taraf ünite veya bloğun testi, kullanıcı tarafından sağlanan akım ve gerilim sinyalleri kullanılarak yapılır. Performansın sahada test edilmesinin gerekmesi durumunda test, TEİAŞ'ın uygun gördüğü kişilerin denetiminde, kullanıcı kontrol odasında, üretici transformatörünün ünite tarafından alınan akım, gerilim ve frekans değerlerinin bir grafik kaydedicisi yardımıyla eşzamanlı olarak kaydedilmesi ile yapılır.

(5) Kullanıcının talep etmesi halinde, hız regülatörü vana konum ölçümleri de bu kayıtlara dahil edilir.

(6) ⁶⁷Ünite veya bloğun aşağıdaki şartları sağlaması durumunda, frekans testinde başarılı olduğu kabul edilir.

a) Sistemdeki frekans değişimine primer kontrol müdahalesi ve sekonder kontrol müdahalesi izlenirken, MW/Hz bazında ölçülen müdahalenin Ek-4'te yer alan kriterlere uygun olması,⁶⁸

b) Hız regülatörü vana konumlarının ölçülmesi ve bu ölçümlerin Ek-4'te yer alan kriterlere uygun olması,

c) Ünitenin veya bloğun MW/Hz değişimi üzerinde yapılan test sonucunda ölçülen tepkinin, Ek-4'te yer alan kriterlere uygun olması.

⁶⁶ 20 Şubat 2008 tarihli ve 26793 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁶⁷ 20 Şubat 2008 tarihli ve 26793 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁶⁸ 29 Haziran 2006 tarihli ve 26213 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(7) Test esnasında, sonuçları etkileyebilecek her türlü şart göz önünde bulundurulur. TEİAŞ'ın talep etmesi durumunda kullanıcı, grafik kaydedicilerinin kalibrasyon ve diğer sertifikalarını verir.

(8) Ünite veya bloğun test sonucunda başarısız olması ve bu sonucun kullanıcı tarafından da kabul edilmesi halinde, kullanıcı başarısızlığın nedenlerini beş iş günü içinde bir rapor halinde TEİAŞ'a bildirir.

(9) TEİAŞ ile kullanıcının, ünitenin başarısızlığı üzerinde fikir birliğine varamamaları halinde, kullanıcı TEİAŞ'dan testin tekrar edilmesini talep edebilir. TEİAŞ, testten kırksekiz saat önce yeni bir bildirim yapar ve test tekrarlanır. Ünite veya bloğun bu test sonucunda da başarısız olması ve anlaşmazlığın çözülememesi halinde, taraflar yan hizmetler anlaşması kapsamında düzenlenen çözüm prosedürüne başvurabilirler.

(10) Ünite veya bloğun testlerde başarısız olduğuna karar verilmesi durumunda, kullanıcı, frekans taahhütlerini sağlayabileceği tarih ve zamanı, ondört gün içinde yazılı olarak TEİAŞ'a bildirir. TEİAŞ, kullanıcının bu önerisini geçerli bir neden olmadan reddedemez.

(11) Ünite veya bloğun frekans testlerinde başarısız olması durumunda kullanıcı, sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan parametreleri değiştirebilir ve ünite daha önceki parametrelerine ulaşınca kadar bu parametreler geçerli olur.

(12) Kullanıcının, ünitenin sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan frekans parametrelerini sağlayabileceğini bildirmesi durumunda TEİAŞ, ya yeni bir test talep eder veya bu parametrelerin belirtilen tarih ve zamandan itibaren sağlandığını kabul eder.

Beş dakika müdahale testi

MADDE 111- (1) TEİAŞ, dengeleme sistemine taraf ünite veya bloğun beş dakika müdahale yeteneğini test etmek amacıyla, fiziksel durum bildirimine uygun olarak senkronize olma ve yük alma talimatı verir.

(2) TEİAŞ bu test talimatını; ünite veya bloğun test tarihinde planlı olarak devre dışı edilmesinin söz konusu olmaması kaydı ile, testten en az kırksekiz saat önce kullanıcıya iletir.

(3) Kullanıcı, testin yapılacağı tarihteki fiziksel durumunu TEİAŞ'a bildirir.

(4) Bu test bir takvim yılında en fazla iki defa yapılır.

(5) Test, bildirim tarihinin ertesi günü geçerli olan dengeleme parametrelerine uygun olarak yapılır.

(6) Ünite veya bloğun performansı; TEİAŞ'ın uygun gördüğü kişilerin denetiminde, kullanıcı kontrol odasında, ünitenin terminallerinden alınan değerler ile, bir grafik kaydedicisi yardımıyla eşzamanlı olarak kaydedilerek test edilir.

(7) Test verilerinin Madde 57 de yer alan beş dakika müdahalesi kriterlerini karşılaması durumunda testin geçerli olduğu kabul edilir. TEİAŞ'ın talep etmesi durumunda kullanıcı, grafik kaydedicilerinin kalibrasyon ve diğer sertifikalarını verir.

(8) Dengeleme sistemine taraf ünite veya bloğun test sonucunda başarısız olması ve bu sonucun kullanıcı tarafından da kabul edilmesi halinde, kullanıcı başarısızlığın nedenlerini beş iş günü içinde bir rapor halinde TEİAŞ'a bildirir.

(9) TEİAŞ ile kullanıcının, ünitenin başarısızlığı üzerinde fikir birliğine varamamaları halinde, kullanıcı TEİAŞ'dan testin tekrar edilmesini talep edebilir. TEİAŞ, testten kırksekiz saat önce yeni bir bildirim yapar ve test tekrarlanır. Ünite veya bloğun bu test sonucunda da başarısız olması ve anlaşmazlığın çözülememesi halinde, taraflar yan hizmetler anlaşması kapsamında düzenlenen çözüm prosedürüne başvurabilirler.

(10) Ünite veya bloğun testlerde başarısız olduğuna karar verilmesi durumunda, kullanıcı, beş dakika müdahale şartını sağlayabileceği tarih ve zamanı, ondört gün içinde yazılı olarak TEİAŞ'a bildirir. TEİAŞ, kullanıcının bu önerisini geçerli bir neden olmadan reddedemez.

(11) Kullanıcının, ünitenin sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan beş dakika müdahale şartını sağlayabileceğini bildirmesi durumunda, TEİAŞ, ya yeni bir test talep eder veya bu parametrelerin belirtilen tarih ve zamandan itibaren sağlandığını kabul eder.

Toparlanma testi

MADDE 112- (1) TEİAŞ, sistem toparlanmasına katılacak ünite veya bloğun toparlanma kabiliyetini kontrol etmek için toparlanma testi yapılmasını talep eder. Toparlanma testi, üretim tesisi harici bir alternatif akım kaynağına bağlı iken ve tüm dış alternatif akım kaynakları ile bağlantısı kesik olmak üzere iki ayrı durum için yapılır.

(2) TEİAŞ, toparlanma testini ve ayrıntıları toparlanma santralına sahip kullanıcıya en az üç gün öncesinden bildirir.

(3) TEİAŞ, bir üretim tesisinin birden fazla ünite veya bloğunda aynı anda toparlanma testi yapılmasını talep edemez.

(4) Üretim tesisinin harici bir alternatif akım kaynağına bağlı iken yapılan toparlanma testi bir takvim yılı içinde ancak bir defa yapılabilir. TEİAŞ ancak geçerli bir nedenle veya toparlanma testinin başarısız olması durumunda testin aynı takvim yılında tekrarlanmasını talep edebilir.

(5) Üretim tesisinin tüm dış alternatif akım kaynakları ile bağlantısı kesik iken yapılan toparlanma testi ise iki takvim yılı içinde bir defadan fazla yapılmaz. TEİAŞ ancak geçerli bir nedenle veya toparlanma testinin başarısız olması durumunda testin iki takvim yılında birden fazla tekrarlanmasını talep edebilir.

(6) Kullanıcı; özel durumlar nedeniyle test prosedüründe değişiklik yapılmasının gerekmesi durumunda, test adımlarına ilişkin alternatif önerilerini testten önce yazılı olarak TEİAŞ'ın onayına sunar.

(7) Toparlanma testleri aşağıdaki sıraya göre yapılır;

a) Üretim tesisi harici bir alternatif akım kaynağına bağlı iken yapılan toparlanma testi:

- 1) Toparlanma ünitesi senkronize edilir ve yüklenir,
- 2) Toparlanma ünitesinin yükü atılarak devre dışı bırakılır ve tüm yardımcı ünitelerin alternatif akım bağlantıları kesilir,
- 3) Üretim tesisindeki tüm yardımcı gaz türbinleri ve/veya yardımcı dizel jeneratörleri ve/veya yardımcı hidroelektrik jeneratörler devre dışı bırakılır,
- 4) Toparlanma ünitesinin, yardımcı gaz türbinleri ve/veya yardımcı dizel jeneratörleri ve/veya yardımcı hidroelektrik jeneratörleri servise alınır ve toparlanma ünitesinin iç ihtiyaç barası yeniden enerjilendirilir,
- 5) Toparlanma ünitesinin senkronize hıza ulaşması amacıyla, ünite yardımcı teçhizatı, iç ihtiyaç barası vasıtasıyla beslenir,
- 6) Toparlanma ünitesi sisteme senkronize edilir ve TEİAŞ tarafından gerekli talimat verilmeden yük alınmaz.

b) Üretim tesisi harici bir alternatif akım kaynağına bağlı değil iken yapılan toparlanma testi:

- 1) Toparlanma testinin yürütüleceği ünite serviste tutularak diğer bütün üniteler ve yardımcı gaz türbinleri ve/veya yardımcı dizel jeneratörler ve/veya yardımcı hidroelektrik jeneratörler devre dışı edilir,
- 2) Toparlanma ünitesinin yükü sıfırlanır ve devre dışı bırakılır,

3) İç ihtiyaç barası ve santral alternatif akım panosunun tüm harici alternatif akım kaynaklarıyla bağlantısı kesilir,

4) Üretim tesisindeki yardımcı gaz türbini veya yardımcı dizel jeneratör veya yardımcı hidroelektrik jeneratör servise alınır ve ünite doğrudan veya iç ihtiyaç barası veya ünite iç ihtiyaç barası vasıtasıyla tekrar enerjilendirilir,

5) Toparlanma ünitesinin senkronize hıza ulaşması amacıyla, ünite yardımcı teçhizatı, iç ihtiyaç barası vasıtasıyla beslenir,

6) Üretim tesisi sisteme senkronize edilir ve TEİAŞ tarafından gerekli talimat verilmeden yük alınmaz.

(8) Bütün toparlanma testleri TEİAŞ tarafından belirtilen zamanda ve TEİAŞ'ın uygun gördüğü kişilerin nezaretinde yapılır. Bu kişilere, toparlanma testi ile ilgili her türlü bilgiye erişim imkanı verilir.

(9) Talep edilmesinin ardından on beş dakika içinde elektrik sistemine senkronize olamaması halinde ünite veya bloğun testte başarısız olduğu kabul edilir.

(10) Ünite veya bloğun testte başarılı bulunmaması ve test sonucunun kullanıcı tarafından da kabul edilmesi halinde, kullanıcı TEİAŞ'a başarısızlığın nedenlerini beş iş günü içinde bir rapor halinde bildirir.

(11) TEİAŞ ile kullanıcının, ünitenin başarısızlığı üzerinde fikir birliğine varamamaları halinde, kullanıcı TEİAŞ'dan testin tekrar edilmesini talep edebilir. TEİAŞ, testten kırksekiz saat önce yeni bir bildirim yapar ve test tekrarlanır. Ünite veya bloğun bu test sonucunda da başarısız olması ve anlaşmazlığın çözülememesi halinde, taraflar yan hizmetler anlaşması kapsamında düzenlenen çözüm prosedürüne başvurabilirler.

(12) Ünite veya bloğun testlerde başarısız olduğuna karar verilmesi durumunda, kullanıcı, toparlanma şartını sağlayabileceği tarih ve zamanı, ondört gün içinde yazılı olarak TEİAŞ'a bildirir. TEİAŞ, kullanıcının bu önerisini geçerli bir neden olmadan reddedemez.

(13) Kullanıcının, ünitenin sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan toparlanma şartını sağlayabileceğini bildirmesi durumunda, TEİAŞ, ya yeni bir test talep eder veya bu parametrelerin belirtilen tarih ve zamandan itibaren sağlandığını kabul eder.

Emreamade olma testi

MADDE 113- (1) Yan hizmetler anlaşmaları kapsamında TEİAŞ talebi ile veya enerji alım anlaşmaları kapsamında emreamade kapasite bulundurma karşılığı kapasite bedeli ödediği üretim tesisleri için TETAŞ'ın talep etmesi halinde bir ünite veya bloğun emreamade olma durumunun tespiti için test yapılır.

(2) Ünite veya bloğun emreamade olma testi için verilen talimatlara kullanıcı aynen uyar.

(3) TEİAŞ, gerektiğinde TETAŞ'la birlikte ünitenin veya bloğun emreamade olma testinde başarılı olup olmadığı yönünde bir karara varır. Bu testler için ödenecek bedeller yan hizmetler anlaşmaları ve TETAŞ'ın taraf olduğu enerji alım anlaşmaları kapsamında düzenlenir.

Sistem dengeleme testi

MADDE 114- (1) TEİAŞ, kullanıcıdan, ünite veya bloğun sistem dengeleme şartlarını karşıladığını kanıtlaması için test yapılmasını talep edebilir ve bu test bir takvim yılında en fazla iki kere yapılır.

(2) TEİAŞ bu test talimatını; ünite veya bloğun test tarihinde planlı olarak devre dışı edilmesinin söz konusu olmaması kaydı ile, testten en az kırksekiz saat önce kullanıcıya iletir.

(3) Kullanıcı, testin yapılacağı tarihteki fiziksel durumunu TEİAŞ'a bildirir.

(4) Ünite veya bloğun sistem dengeleme şartlarını karşıladığının test edilmesi için verilen talimatlara kullanıcı aynen uyar.

(5) Test, bildirim tarihinde geçerli olan sistem dengeleme şartlarına uygun olarak yapılır. Testin süresi dengeleme şartlarını ölçebilmek için yeterli olacak şekilde tespit edilir.

(6) Ünite veya bloğun performansı; TEİAŞ'ın uygun gördüğü kişilerin denetiminde, kullanıcı kontrol odasında, ünitenin terminallerinden alınan değerler ile, bir grafik kaydedicisi yardımıyla eşzamanlı olarak kaydedilerek test edilir. TEİAŞ'ın talep etmesi durumunda, kullanıcı, grafik kaydedicilerinin kalibrasyon ve diğer sertifikalarını verir.

(7) Aşağıdaki koşulların sağlanması halinde ünite veya bloğun testi başarılı tamamladığı kabul edilir;

a) Senkronizasyonun taahhüt edilmiş bulunan süreden sonra en fazla beş dakika içinde sağlanması,

b) Senkronize üretimin, taahhüt edilmiş bulunan miktar açısından \pm % 2.5 luk değişim aralığı içinde olması ,

c) Yüklenme hızının test edildiği ünite veya bloğun, senkronize olduğu andan itibaren fiziksel durum bildirimine ve geçerli olduğu durumlarda birinci ve ikinci eşiklerin her birine taahhüt edilmiş bulunan süreden en fazla üç dakika sonra ulaşabilmiş olması,

d) Yük düşme hızının test edildiği ünite veya bloğun, taahhüt edilmiş bulunan yük düşme süresinden en fazla beş dakika daha uzun süre içinde yük düşmeyi başarabilmiş olması.

(8) Test esnasında, sonuçları etkileyebilecek her türlü şart göz önünde bulundurulur.

(9) Ünite veya bloğun test sonucunda başarısız olması ve bu sonucun kullanıcı tarafından da kabul edilmesi halinde, kullanıcı başarısızlığın nedenlerini üç iş günü içinde bir rapor halinde TEİAŞ'a bildirir.

(10) TEİAŞ ile kullanıcının, ünitenin başarısızlığı üzerinde fikir birliğine varamamaları halinde, kullanıcı TEİAŞ'dan testin tekrar edilmesini talep edebilir. TEİAŞ, testten kırksekiz saat önce yeni bir bildirim yapar ve test tekrarlanır. Ünite veya bloğun bu test sonucunda da başarısız olması ve anlaşmazlığın çözülememesi halinde, taraflar yan hizmetler anlaşması kapsamında düzenlenen çözüm prosedürüne başvurabilirler.

(11) Ünite veya bloğun testlerde başarısız olduğuna karar verilmesi durumunda kullanıcı, dengeleme şartlarını sağlayabileceği tarih ve zamanı, ondört gün içinde yazılı olarak TEİAŞ'a bildirir. TEİAŞ, kullanıcının bu önerisini geçerli bir neden olmadan reddedemez.

(12) Ünite veya bloğun dengeleme şartlarının sağlandığı testlerde başarısız olması durumunda kullanıcı, sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan dengeleme şartlarını değiştirebilir ve ünite daha önceki parametrelerine ulaşıncaya kadar bu parametreler geçerli olur.

(13) Kullanıcının, ünitenin sözleşmeye bağlanan proje verileri çerçevesinde belirlenmiş olan dengeleme şartlarını sağlayabileceğini bildirmesi durumunda, TEİAŞ, ya yeni bir test talep eder veya bu şartların belirtilen tarih ve zamandan itibaren sağlandığını kabul eder.

BEŞİNCİ KISIM
Dengeleme Esasları⁶⁹
BİRİNCİ BÖLÜM
Gün Öncesi Üretim Planlaması⁷⁰

Gün öncesi üretim planlaması esasları⁷¹

MADDE 115- (1) MYTM ve piyasa katılımcıları tarafından, bir gün sonrası için geçerli üretim-tüketim planının hazırlanması ve üretim kapasitesinin yeterli yedekle emre amade tutulması, arz güvenliği ve kalitesi ile sistem bütünlüğünün sağlanması esaslarını kapsar.

Gün öncesi üretim planlamasına tabi taraflar

MADDE 116-(1) Gün öncesi üretim planlaması esasları;

- a) TEİAŞ'a,
 - b) Kendi adına kayıtlı, dengeleme birimi olma koşullarını sağlayan en az bir uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi olan piyasa katılımcılarına,
 - c) Yan hizmet sunan tüzel kişilere,
 - d) Dağıtım şirketlerine uygulanır.⁷²
- (2) İletim sistemine bağlı rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerine ait aktif güç tahminleri her gün 12:00'da takip eden 48 saat için saatlik periyotlarda TEİAŞ'a sunulur.⁷³

Gün öncesi üretim planlaması süreci⁷⁴

MADDE 117- (1) Gün öncesi üretim planlaması aşağıdaki prosedüre uygun olarak yapılır:

a) Sistemdeki arz ve talebin dengelenmesi ve piyasa katılımcılarının sözleşme taahhütleri ile üretim ve/veya tüketim planlarını gün öncesinde dengelemeleri amacıyla gerçekleştirilen gün öncesi dengeleme faaliyetleri Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin gün öncesi dengelemeye ilişkin hükümleri çerçevesinde yürütülür.

b) Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcıları:

1) Kendi adına kayıtlı üretim ve tüketim tesisi niteliğindeki tüm uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimleri için saatlik üretim ya da tüketim değerlerini içeren kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programlarını ve emreamade kapasiteleri,

2) Dengeleme güç piyasasına ilişkin yük alma, yük atma tekliflerini,

3) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği uyarınca primer ve sekonder frekans kontrol hizmetlerinin sağlanmasına ilişkin teknik ve ticari parametreleri

PYS aracılığıyla sistem işletmecisi'ne bildirir.

⁶⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁷⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁷¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁷² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁷³ 24 Eylül 2008 tarihli ve 27007 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

⁷⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

c) Sistem işletmecisi yapılan bildirimleri, bildirim ilgili olduğu yönetmelik hükümleri uyarınca kontrol ederek hatalı bildirimlere ilişkin ilgili piyasa katılımcısı ile bağlantıya geçer ve gerekli düzeltmelerin yapılmasını sağlar.

ç) Yapılan bildirimlerin kontrol edilmesi ve gerekli düzeltme işlemlerinin tamamlanmasından itibaren gün öncesinde, ilgili güne ilişkin sistemde meydana gelen veya geleceği öngörülebilir enerji açığı ya da fazlasının giderilmesi, sistem kısıtlarının giderilmesi, ve/veya yan hizmet sağlanmasına ilişkin kapasite oluşturulması amacıyla sistem işletmecisi tarafından dengeleme güç piyasası kapsamında sunulan yük alma, yük atma teklifleri değerlendirilerek uygun bulunan tekliflere ilişkin yük alma, yük atma talimatları ilgili piyasa katılımcılarına bildirilir. Ayrıca yapılan bildirimlerin kontrol edilmesi ve gerekli düzeltme işlemlerinin tamamlanmasından itibaren gün öncesinde, Sistem İşletmecisi tarafından, dengeleme güç piyasası kapsamında sunulan yük alma, yük atma teklifleri ve/veya ilgili yan hizmete ilişkin parametreler değerlendirilerek yan hizmet sunulmasına ilişkin talimatlar ilgili piyasa katılımcılarına verilir.

MADDE 118-⁷⁵

Üretim çizelgelerinin hazırlanması⁷⁶

MADDE 119- (1) Gün öncesi üretim planlama faaliyetleri kapsamında, üretim tüketim dengesi, planlanan üretimin ikili anlaşmaları karşılama ve işletme yedekleri planlaması ile ilgili olarak MYTM tarafından bir sonraki gün için aşağıdaki çizelgeler hazırlanır;

a) Kısıtlanmamış sözleşme çizelgesi: Bu çizelge, iletim sisteminde herhangi bir kısıt olmadığı varsayılarak, her bir dengeden sorumlu tarafa ilişkin KGÜP değerlerinin toplamı ile gün öncesi dengeleme ve ikili anlaşmalar vasıtasıyla gerçekleştirmiş olduğu alış ya da satışların toplam değerlerini gösterir,

b) Yük kılavuzu: Bu kılavuz, sistem kısıtları ve yan hizmetler ihtiyaçları da dikkate alınarak, dengeleme güç piyasasına katılan dengeleme birimlerinin KGÜP ve almış oldukları yük alma, yük atma talimatları çerçevesinde bir sonraki gün gerçekleştirecekleri saatlik hedef üretim değerlerini gösterir.

c) İşletme yedekleri planı; dengeleme birimlerinin bir sonraki gün sağlayacakları primer frekans kontrol rezerv miktarı, sekonder frekans kontrol rezerv miktarı, tersiyer kontrol miktarı ve bekleme yedeği miktarlarını gösterecek şekilde MYTM tarafından hazırlanır.

MADDE 120-⁷⁷

İşletme riski halinde tercih⁷⁸

MADDE 121- (1) MYTM, önceden öngörülemez hava koşullarının aniden kötüleşmesi, doğal afet, sistemde meydana gelen olaylar vb. nedenlerle iletim sisteminde işletme riskinin ortaya çıkması durumunda, gün öncesi üretim planlama

⁷⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

⁷⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁷⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

⁷⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

faaliyetleri kapsamında verilen yük alma, yük atma talimatlarında ya da yan hizmetlere ilişkin verilen talimatlarda, acil durum bildiriminin bir parçası olarak, tekliflere ilişkin oluşturulan sıralamaya bağlı kalmayabilir ve başka bir üniteyi işletmeyi tercih edebilir.

Senkronizasyon programı

MADDE 122- (1) Yük kılavuzunda yer alan ünitelerin devreye girme ve çıkma zamanları, piyasa katılımcılarının gün öncesi dengeleme ve Sistem İşletmecisi'nden almış oldukları yük alma, yük atma ve yan hizmet sunulmasına ilişkin talimatlar gereği, ilgili piyasa katılımcıları tarafından tespit edilir ve MYTM'ye bildirilir. Üniteler, yük kılavuzuna göre senkronize olmaya hazır bulundurulur. MYTM, ilgili piyasa katılımcıları tarafından belirtilen devreye girme ve çıkma zamanlarını beş dakika geriye alma ve/veya beş dakika öteleme hakkına sahiptir.⁷⁹

MADDE 123- ⁸⁰

Veri sağlama yükümlülüğü

MADDE 124- (1) Kullanıcı, ünite ile ilgili teklif ve parametre değerlerini planlanan günden önce ve bildirim zamanından geç olmamak kaydıyla, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri çerçevesinde PMUM ve/veya MYTM'ye bildirir.⁸¹

İKİNCİ BÖLÜM

Yan Hizmetler

Yan hizmetlere ilişkin esaslar⁸²

MADDE 125- (1) İşletme güvenliği ile sistem bütünlüğü ve güvenilirliği sağlanacak şekilde ve Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliğinde yer alan arz kalitesi ve işletme koşullarına ilişkin kriterler doğrultusunda sistemin işletimini sağlamak üzere aşağıdaki yan hizmetler kullanılır:

- a) Primer frekans kontrolü,
- b) Sekonder frekans kontrolü,
- c) Tersiyer kontrol,
- d) Bekleme yedeği hizmeti,
- e) Anlık talep kontrolü,
- f) Reaktif güç kontrolü,
- g) Oturan sistemin toparlanması,
- h) Bölgesel kapasite kiralama.

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

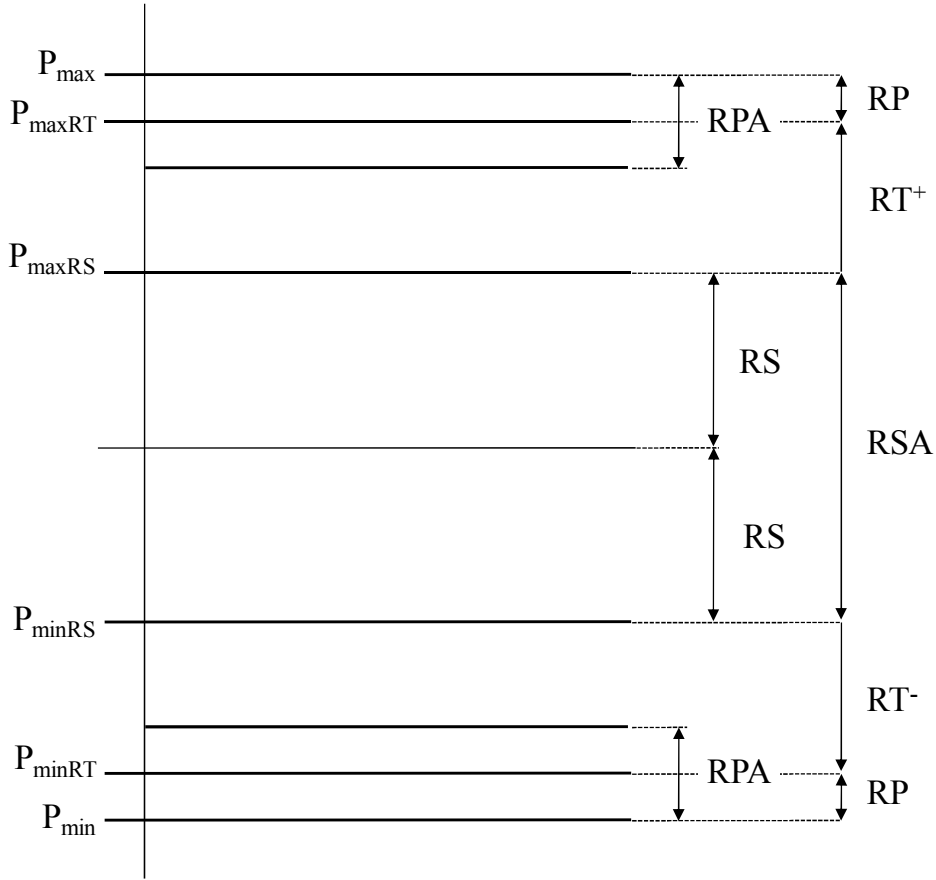
⁷⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁸⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

⁸¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁸² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(3)



(4) Bu maddenin üçüncü fıkrasındaki şekilde belirtilen parametreler aşağıdaki formüller uyarınca hesaplanır:

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

$$RSA = RS \times 2 \quad (1b)$$

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

$$RT^- = P_{\min RS} - P_{\min RT} \quad (1d)$$

(5) Bu maddenin üçüncü fıkrasındaki şekilde ve dördüncü fıkrasındaki formülde geçen;

- P_{\max} Ünitenin emreamade kapasitesini,
- P_{\min} Ünitenin tasarlanmış asgari çıkış seviyesini,
- $P_{\max RS}$ Ünitenin sekonder frekans kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği azami çıkış gücü seviyesini,
- $P_{\min RS}$ Ünitenin sekonder frekans kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği asgari çıkış gücü seviyesini,
- $P_{\max RT}$ Ünitenin tersiyer kontrol hizmeti kapsamında sunabildiği azami çıkış gücü seviyesini,
- $P_{\min RT}$ Ünitenin tersiyer 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 kontrol rezerv miktarını,
RT ⁻	Üniteye yük atma talimatı vermek suretiyle sağlanan tersiyer kontrol rezerv miktarını

ifade eder.

(6) Yan hizmetler, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği hükümlerine göre ilgili yan hizmet anlaşmasını imzalamış ve/veya TEİAŞ tarafından düzenlenen ihaleler ve/veya Dengeleme Güç Piyasası vasıtasıyla seçilmiş tüzel kişiler tarafından sağlanır.

(7) Yan hizmet sunacak olan tüzel kişiler ilgili yan hizmete katılımları için tesislerine gerekli sistem ve teçhizatı kurmak, test ederek servise almak zorundadır. Performans testlerinin sekonder frekans kontrolü için ünite, blok veya santral bazında diğer yan hizmetler için ünite bazında yapılması esastır.

Primer frekans kontrolü⁸³

MADDE 126- (1) Üretim tesisi, primer frekans kontrol hizmeti kapsamında, üretim ve tüketimin birbirine eşit olmaması durumunda saptmaya uğrayan sistem frekansını, sabit bir değerde dengelemek için gün öncesinde bildirdiği primer frekans kontrol rezerv miktarını ayarlanan hız eğim değeri oranında frekans saptması süresince merkezi müdahale olmaksızın, otomatik olarak sağlamak suretiyle katkıda bulunacaktır.

(2) Primer frekans kontrol yedeği EK-4'te 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, emre amade olmalıdır. Ünitenin çalışma aralığı, MYTM tarafından aksi istenmedikçe, primer frekans kontrol rezerv miktarının (RP) sürekli ve sabit olarak sağlanabilmesi amacıyla, ayarlanmış çıkış gücü değerinin (P_{set}), nominal 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 P_{set} değerinde çalıştırılmalı, sistem frekansında 200 mHz'lik bir yükselme olması durumunda ise ünite çıkış gücünü RP kadar azaltabilecek bir P_{set} değerinde çalıştırılmalıdır.

(4) Ünitelerin primer frekans kontrol performansı, sistem frekansında ± 200 mHz'lik sapma olması durumunda bildirilen primer frekans kontrol rezerv miktarının yarısını en fazla 15 saniye içinde, tamamını ise en fazla 30 saniye içinde lineer olarak tamamen etkinleştirebilecek ve eriştiği bu çıkış gücünü en az 15 dakika sürdürebilecek yeterlilikte olmalıdır. Ünite, aktif güç çıkışını arttırarak veya azaltarak sistem frekansındaki sapmayı sürekli takip etmeli ve beklenen tepkiyi otomatik olarak vermelidir. Sistem frekansındaki sapma sekonder frekans kontrolü tarafından tamamen dengelenene kadar, primer frekans kontrolü kesintisiz olarak sürdürülmelidir.

⁸³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

(5) Sürekli olarak sağlanan primer frekans kontrol rezerv miktarı, gün öncesinde bildirilen primer frekans kontrol rezerv miktarının $\pm\%10$ toleransı dahilinde olmalıdır.

(6) Ünitelerin hız eğim ve ölü bant değerleri, ayarlanabilir yapıda olmalıdır. Ünitelerin hız eğimi, primer frekans kontrol performans testleri ile belirlenen azami primer frekans kontrol rezerv kapasitesini sağlayacak şekilde ayarlanmalıdır. Ünitelerin sağlayacağı primer frekans kontrol rezerv miktarı, yük alma ve yük atma yönünde sınırlayıcı veya benzeri bir fonksiyonla sağlanmalıdır. 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:

$$s_g (\%) = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P_G / P_{GN}} \times 100 \quad (2)$$

(8) Bu formülde geçen;

$s_g (\%)$ Hız Eğimini (Speed-Droop) (%)

f_n Nominal Frekansı (50 Hz)

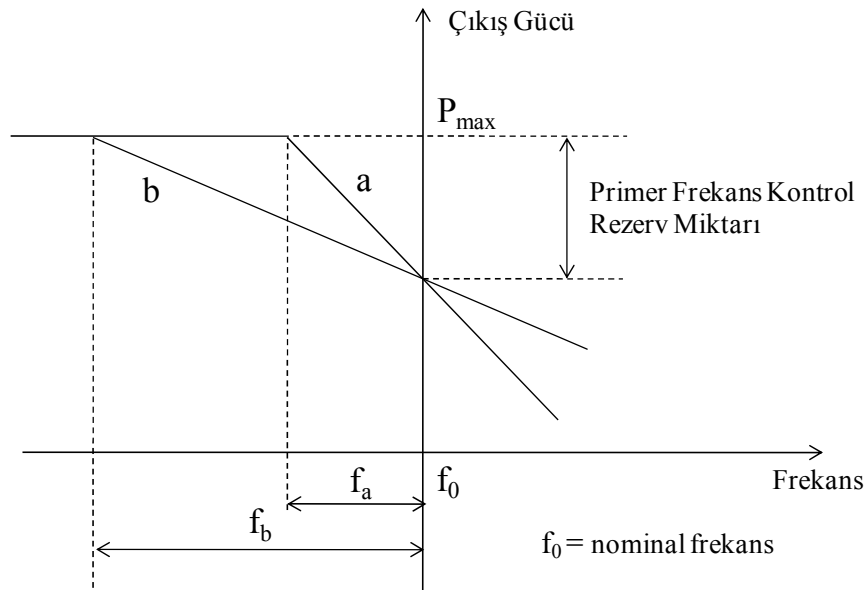
Δf Sistem Frekansındaki sapma miktarını

ΔP_G Ünite Çıkış Gücündeki değişim miktarını

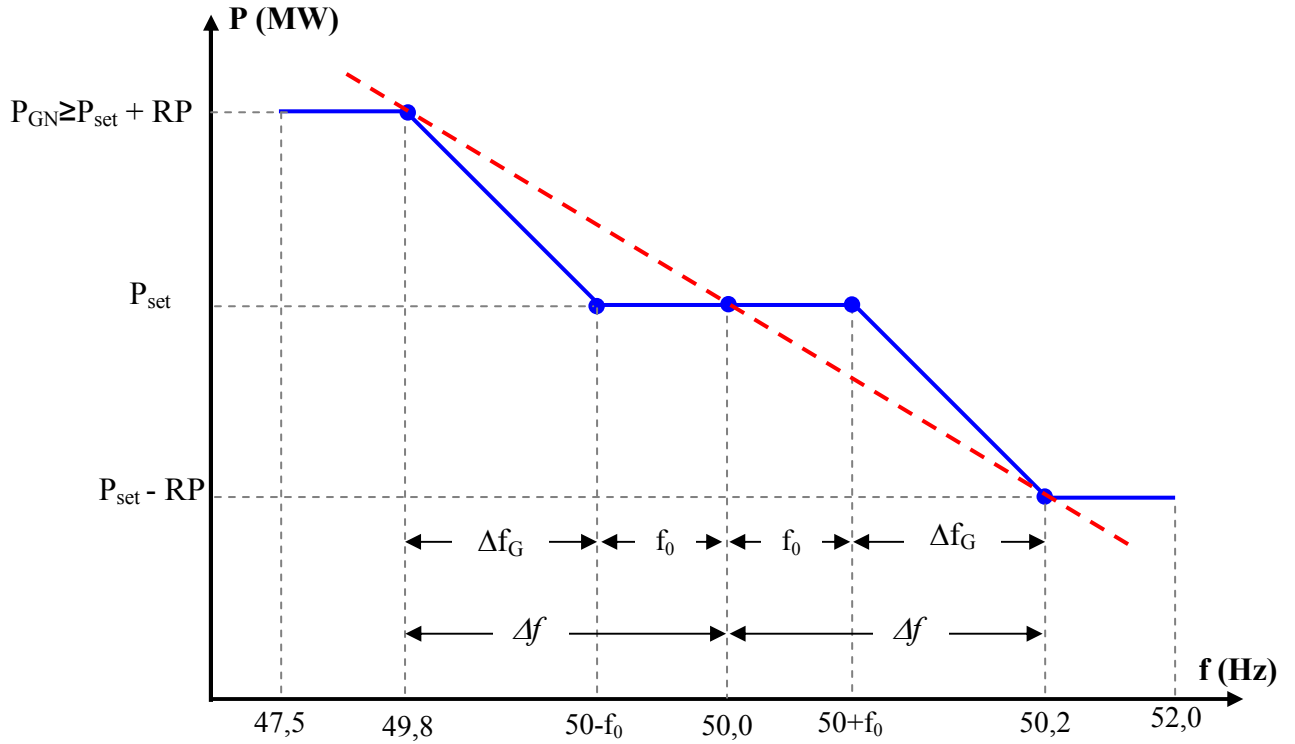
P_{GN} Ünitenin Nominal Çıkış Gücünü

ifade eder.

(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 sistemdeki frekans sapmalarına göre aktif güç çıkışı aşağıdaki grafikte modellendiği gibi olmalıdır.



(11) Yukarıdaki grafikte geçen;

P_{set} Ünite çıkış gücünün ayarlanmış değeri

f_0 Ünite kontrol sisteminin frekans sapmalarına tepki vermediği frekans aralığı
(Ölü bant, Hz)

RP Ünitenin sağladığı primer frekans kontrol rezerv miktarı

Δf_G Ünitenin ölü banttan sonra algıladığı frekans sapma miktarı

Δf Sistem frekansındaki sapma miktarı

(12) İşletme koşullarında üniteye ölü bant konulmuşsa, azami primer frekans kontrol rezerv kapasitesine göre ayarlanması gereken hız eğim değeri hesaplanırken, hız eğim formülündeki Δf yerine onuncu fıkrada yer alan Δf_G ($\Delta f_G = 0,2 - f_0$) kullanılır.

Sekonder frekans kontrolü

⁸⁴MADDE 126/A- (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 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-4'te yer alan sekonder frekans kontrol performans testleri sonucunda sekonder frekans kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen üretim tesislerinden sağlanacaktır.

(3) Sekonder frekans kontrol hizmeti sunan ünite, blok veya santralin çıkış gücündeki değişimin başlaması için maksimum tepki süresi 30 saniye olmalı ve testler sonucunda belirlenen yüklenme hızına uygun olarak istenen üretim düzeyine

⁸⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

erişilmelidir. Sekonder frekans kontrol hizmeti sağlayacak ünitelerin yüklenme hızı yakıt tipine bağlı olarak aşağıdaki şekilde olmalıdır:

a) Motorin, fuel oil ve doğal gaz yakıtlı üretim tesisleri için nominal gücün dakikada en az %6'sı kadar,

b) Rezervuarlı hidroelektrik üretim tesisleri için nominal gücün saniyede %1.5 ile %2.5'u arasında,

c) Yakıt olarak taş kömürü kullanan üretim tesisleri için nominal gücün dakikada %2 ile %4'ü arasında,

ç) Yakıt olarak linyit kullanan üretim tesisleri için nominal gücün dakikada %1 ile %2'si arasında.

(4) 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 alınabilecek maksimum çıkış gücü arasındaki yük değişiminin yapılabileceği bölgedir.

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

(6) Sistem bazında, sekonder frekans kontrolü sonucunda frekansın nominal değerine ve komşu elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alış verişinin programlanan değerine gelmeye başlaması için maksimum tepki süresi 30 saniye olmalı ve düzeltme işlemi maksimum 15 dakika içinde tamamlanmalıdır.

Tersiyer kontrol

⁸⁵**MADDE 126/B-** (1) Gerçek zamanlı dengeleme amacıyla gerçekleştirilen tersiyer kontrol, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği hükümleri uyarınca dengeleme güç piyasası kapsamında verilen yük alma ve yük atma talimatları aracılığıyla dengeleme birimleri tarafından sağlanır. Yük alma, yük atma talimatları dengeleme birimlerinin 15 dakika içerisinde gerçekleştirebilecekleri çıkış gücü değişimini belirtir ve dengeleme güç piyasası kapsamında verilen yük alma, yük atma tekliflerinin değerlendirilmesi suretiyle oluşturulur.

(2) Sekonder frekans kontrolünün ardından, ihtiyaç duyulması durumunda tersiyer kontrol manuel olarak devreye alınır. Tersiyer kontrol ile sekonder frekans kontrol yedeğinin serbest hale getirilmesi veya sekonder frekans kontrol yedeğinin yetersiz kalması durumunda enerji açığı ya da fazlasının dengelenmesi esastır.

Bekleme yedeği hizmeti

⁸⁶**MADDE 126/C-** (1) Bekleme yedeği hizmeti üretim kapasitesini ikili anlaşmalar, gün öncesi piyasası ve dengeleme güç piyasası vasıtasıyla satamamış ve Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca önceden seçilmiş üretim tesisleri tarafından sağlanır.

(2) Bekleme yedeği hizmeti sağlayan üretim tesislerinin Sistem İşletmecisi tarafından devreye alınması ile hızlı aktive edilebilen tersiyer kontrol yedeğinin serbest hale getirilmesi veya tersiyer kontrol yedeğinin yetersiz kalması durumunda tersiyer kontrol yedeğinin oluşturulması ve enerji açığının dengelenmesi esastır.

(3) Bekleme yedeği tedarik edilmesine ilişkin ihale ilanında TEİAŞ tarafından belirtilen devreye girme süresi 15 dakikadan, üretim tesisinin minimum teklif miktarı 10 MW'dan az olamaz. İlgili ihale ilanında ayrıca belirtilen yüklenme hızı TEİAŞ tarafından işletme koşullarına uygun olarak belirlenir.

⁸⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

⁸⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

(4) Bekleme yedeği sağlayacak ünitelere ilişkin devreye girme süresi ve yüklenme hızı, TEİAŞ tarafından belirlenen bekleme yedeğine ilişkin performans testleri sonucunda belirlenir.

(5) Bekleme yedeği hizmeti sağlayacak üretim tesislerinin değerlendirilmesinde kullanılacak, sistemin aylar bazında ihtiyaç duyacağı bekleme yedeği miktarı, bekleme yedeği sağlayacak üretim tesislerinin her bir devreye girişlerinde sağlaması beklenen ortalama üretim miktarı ve bekleme yedeği sağlamak üzere beklenen devreye girme sayısı en geç bir önceki yıl sonuna kadar, ünitelerin emreamade olma durumları, talep tahmini ve gerçekleşen talepler ile mevcut durum dikkate alınarak, TEİAŞ tarafından yıllık olarak tahmin edilir. Yapılan bu tahminler gerekli olması durumunda yıl içinde TEİAŞ tarafından güncellenir.

Anlık talep kontrolü

⁸⁷**MADDE 126/D-** (1) Anlık talep kontrolü bu Yönetmeliğin 63 üncü Maddesi hükümleri uyarınca yürütülür.

Reaktif güç kontrolü

⁸⁸**MADDE 126/E-** (1) İletim ve dağıtım sistemine bağlı lisanslı tüm üretim tesislerinin 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 veya dağıtım sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılımları zorunludur. Ancak, rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin EK-18'de belirtilen sınırlar dâhilindeki güç faktörü değerleri için her noktada çalışabilir olmaları zorunludur.

(2) Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca aşırı ikazlı olarak 0.85 ve düşük ikazlı olarak 0.95 güç faktörleri arasında nominal çıkış verilmesini sağlayan kapasitenin dışındaki reaktif güç kapasitesi sağlamak ve/veya senkron kompensatör 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) Reaktif güç kontrol hizmeti, TEİAŞ tarafından belirlenen reaktif güç kontrolüne ilişkin performans testleri sonucunda reaktif güç kontrol hizmeti verme yeterliliğine sahip olduğu tespit edilen üretim tesislerinden sağlanacaktır.

(4) TEİAŞ ile reaktif güç kontrolü hizmeti sağlanmasına ilişkin yan hizmet anlaşması imzalamış olan üretim tesislerinin sistem gerilimini düzenlemek amacıyla jeneratör veya senkron kompensatör olarak çalışması suretiyle sisteme reaktif güç verilmesi veya sistemden reaktif güç çekilmesine ilişkin talimatlar BYTM ve/veya Sistem İşletmecisi 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 Sistem İşletmecisi tarafından ilgili üretim tesislerine yapılır.

Oturan sistemin toparlanması

⁸⁹**MADDE 126/F-** (1) Oturan sistemin toparlanması bu Yönetmeliğin 4 üncü Kısım, 7 nci Bölümünde yer alan hükümler uyarınca yürütülür.”

⁸⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

⁸⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

⁸⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

Bölgesel kapasite kiralama

⁹⁰**MADDE 126/G-** (1) TEİAŞ tarafından yürütülen teknik çalışmalar neticesinde gerekli görülmesi durumunda Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca Bakanlık 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 bu Yönetmeliğin 43 üncü Maddesinde yer alan puant yükün karşılanamama olasılığı ile karşılaştırır. TEİAŞ tarafından hesaplanan puant yükün karşılanamama olasılığının 43 üncü Maddede yer alan hedef değerin üstünde olduğu tespit edilen bölgeler için bölgesel kapasite kiralama ihtiyacı tespiti yapılır.

(2) İlgili bölgenin puant yükün karşılanamama olasılığını 43 üncü Maddede yer alan hedef değere getirecek kapasite miktarı dikkate alınarak bölgesel kapasite kiralama ihtiyacının tespit edilmesi esastır.

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

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Gerçek Zamanlı Dengeleme⁹¹

Gerçek zamanlı dengeleme esasları

⁹²**MADDE 127-** 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 MYTM'ye bildirmeleri ve MYTM tarafından kendilerine bildirilen talimatları yerine getirmeleri ile ilgili hususları içerir.

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) Kritik ve kararsız işletme koşullarının ortaya çıkması durumunda, acil durum önlemlerinin uygulanması suretiyle gerçekleştirilir.

Gerçek zamanlı dengelemeye tabi taraflar

⁹³**MADDE 128-** Gerçek zamanlı dengeleme esasları;

⁹⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

⁹¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁹² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁹³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

- a) TEİAŞ'a,
 - b) Dengeleme güç piyasasına katılan piyasa katılımcılarına,
 - c) Yan hizmet sağlayan tüzel kişilere,
 - ç) Enterkonnekte ülkelerin sistem işletmecilerine,
 - d) Dağıtım şirketlerine,
- uygulanır.

Gerçek zamanlı dengeleme prosedürü

⁹⁴**MADDE 129-** (1) Aşağıda belirtilen durumlardan bir ya da birden fazlasının meydana gelmesi durumunda gerçek zamanlı dengeleme prosedürü uygulanır:

- a) Sistemde bir üretim ve/veya tüketim tesisinin devre harici olması,
- b) Arz ve talep arasında dengesizlik oluşması,
- c) Sistem frekansında sapma olması,
- ç) Primer ve/veya sekonder frekans kontrol yedeklerinin kullanılması sebebiyle, söz konusu yedeklerin serbest bırakılması ihtiyacının ortaya çıkması,
- d) Tersiyer yedeklerin kullanılması sebebiyle, yeterli seviyede tersiyer yedek sağlanması ihtiyacının ortaya çıkması.

(2) Gerçek zamanlı dengeleme prosedürü aşağıda belirtilen adımlardan meydana gelir:

a) Primer frekans kontrol hizmeti sağlayan tüzel kişiler, MYTM'ye bildirmiş oldukları primer frekans kontrol rezerv miktarı doğrultusunda ve/veya primer frekans kontrol hizmeti sağlamak üzere MYTM'den almış oldukları rezerv sağlanmasına ilişkin talimatlar çerçevesinde primer frekans kontrol hizmeti sağlarlar. Primer frekans kontrol hizmeti sağlayan üniteler, sistem frekansının düşmesi durumunda, frekanstaki düşmeye karşılık çıkış güçlerini 126 ıncı Maddede belirtildiği şekilde otomatik olarak artırır. Sistem frekansının yükselmesi durumunda ise, söz konusu üniteler çıkış güçlerini 126 ıncı Maddede belirtildiği şekilde otomatik olarak azaltır.

b) Sekonder frekans kontrol hizmeti sağlayan tüzel kişiler, MYTM'den almış oldukları rezerv sağlanmasına ilişkin talimatlar çerçevesinde sekonder frekans kontrol hizmeti sağlarlar. Sekonder frekans kontrol hizmeti sağlayan üniteler, sistem frekansının düşmesi durumunda, frekanstaki düşmeye karşılık otomatik üretim kontrol programından almış oldukları sinyaller çerçevesinde çıkış güçlerini artırır veya sistem frekansının yükselmesi durumunda, otomatik üretim kontrol programından almış oldukları sinyaller çerçevesinde çıkış güçlerini azaltır.

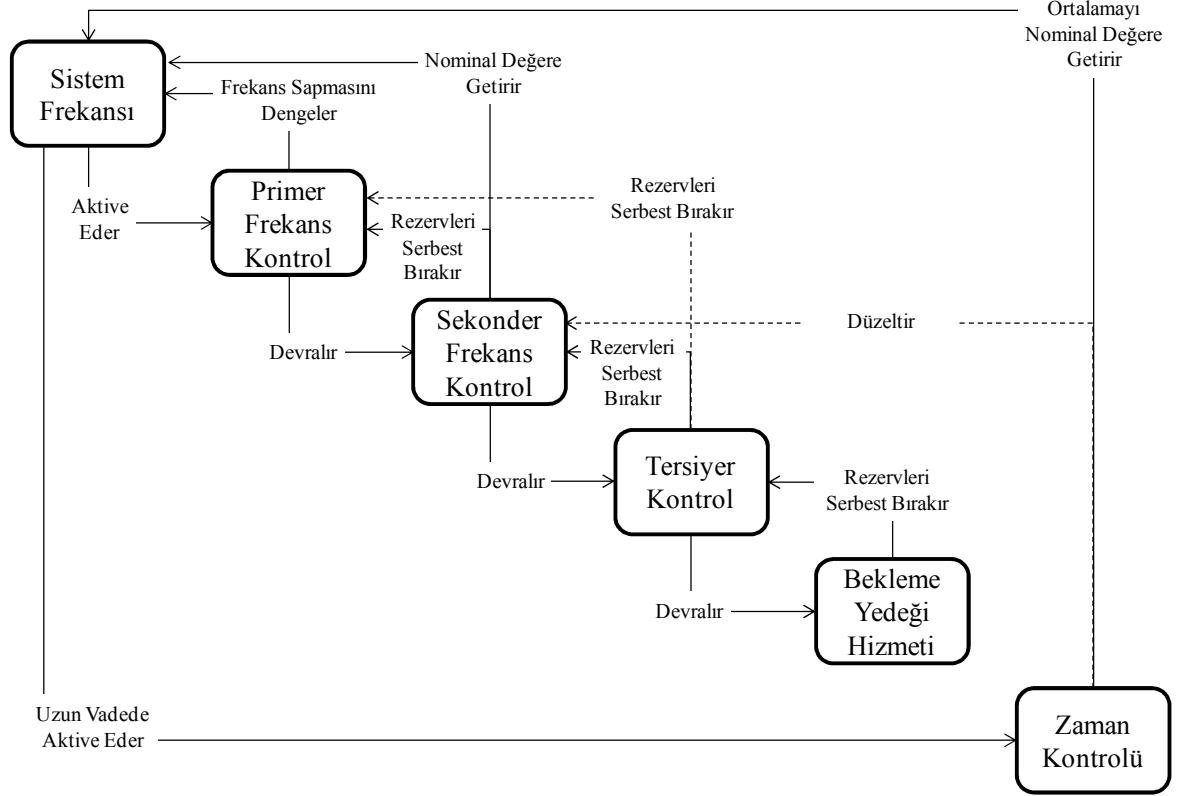
c) MYTM sistemde aktive edilmiş olan sekonder frekans kontrol yedeğini sürekli olarak takip eder. Sistemde sürekli bir arz-talep dengesizliği yaratacak şekilde bir üretim veya tüketim tesisinin devre harici olması veya sekonder frekans kontrol yedeğinin aynı yönde uzun süreli olarak kullanıldığının gözlemlenmesi durumunda, MYTM aktive edilmiş olan sekonder frekans kontrol yedeğini serbest bırakacak miktarda tersiyer kontrol yedeğini, dengeleme güç piyasası kapsamında verilen yük alma, yük atma talimatları ile sağlar. Ayrıca tersiyer kontrol yedeği, sekonder frekans kontrol yedeği ile birlikte primer frekans kontrol yedeğinin serbest kalmasını sağlamak amacıyla kullanılabilir.

ç) MYTM, sistemde meydana gelen uzun süreli bir arz-talep dengesizliğinin tersiyer kontrol yedekleri ile giderilmesi sebebiyle sistemde gerçek zamanlı dengeleme amacıyla yeterli miktarda tersiyer kontrol yedeğinin kalmadığının tespit edilmesi durumunda, varsa bekleme yedeklerinin devreye alınması suretiyle tersiyer yedek sağlayabilir.

⁹⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

d) Kritik ve kararsız işletme koşullarının ortaya çıkması durumunda, gerçek zamanlı dengeleme kapsamında bu Yönetmeliğin 4 üncü Kısımının, 4 üncü Bölümünde yer alan acil durum önlemleri uygulanır.

(3) Gerçek zamanlı dengeleme prosedürü kapsamında ikinci fıkrada belirtilen adımların birbiri ile ilişkisi aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.



(4) MYTM, gerektiğinde üretim-tüketim planını yeniden optimize edebilir.

⁹⁵Gerçek zamanlı dengeleme kapsamında verilen talimatlar

MADDE 130- (1) Gerçek zamanlı dengeleme kapsamında, gerçek zamanlı dengelemeye tabi taraflara MYTM tarafından

- primer frekans kontrol hizmetinin sağlanmasına,
- sekonder frekans kontrol hizmetinin sağlanmasına,
- dengeleme birimlerinin yük alma ve yük atmasına,
- çekleme yedeklerinin devreye alınmasına,
- yan hizmetler kapsamında yer alan diğer hizmetlerin sağlanmasına,

ilişkin talimatlar Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği hükümleri uyarınca verilir.

(2) Gerekli görülmesi durumunda birinci fıkrada belirtilen ve MYTM tarafından verilen talimatlar ayrıca BYTM tarafından da ilgili gerçek zamanlı dengelemeye tabi taraflara telefon, paks gibi iletişim araçları ile iletilebilir.

⁹⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁹⁶**İletim sistemi kısıtları**

MADDE 131 – (1) İletim sistemi kısıtı, iletim kapasitesine duyulan toplam talebin, bütün güvenlik kriterleri ve iletim sisteminde oluşabilecek belirsizlikler de dikkate alındıktan sonra belirlenen ve kullanıma sunulan iletim kapasitesinin üzerinde olması durumlarını kapsar.

(2) Aşağıda belirtilen durumlar sonucunda iletim sisteminin bir bölümünü veya tamamını etkileyebilecek aşırı yüklenmelerin ve/veya gerilim değişimlerinin oluşması nedeniyle iletim sistemi kısıtları oluşabilir.

a) Üretim tesisleri, iletim hatları, trafolar/ototrafolar, bara, kesici, ayırıcı vb. teçhizatların arızalanması ve/veya bu teçhizatların test, bakım, onarım, revizyon gibi nedenlerle servis harici edilmeleri,

b) Elektrik sisteminin normal işletilmesi sırasında iletim sisteminin belirli bölümünde normal işletme koşullarının sağlanamaması veya güç salınımları,

c) İletim hatlarının ve/veya ototrafolar/trafoların nominal kapasitesinde yüklenebilmesini sınırlandıracak daha düşük kapasiteli teçhizatın (iletken kesiti, akım trafosu oranı, ayırıcı, hat tıkaçı vb.) bulunması,

d) 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.

⁹⁷**Talimatlara ilişkin kayıtlar**

MADDE 132- 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 ve bu kayıtlar on yıl boyunca muhafaza edilir.

⁹⁸**Elektriksel zaman hatası düzeltilmesi**

MADDE 133- (1) Elektriksel zaman hatası düzeltilmesi, MYTM tarafından nominal sistem frekansına uygun dengeleme yapılarak gerçekleştirilir. Elektrik zaman hatasının belirlenmiş sınırlar içinde tutulması MYTM'nin sorumluluğundadır.

Acil durumlar

⁹⁹**MADDE 134-** MYTM acil durumlarda iletim sisteminin işletme güvenliğini korumak için, üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere ve/veya diğer kullanıcılara acil durum bildiriminde bulunur. Bu bildirim, kullanıcıya ünite dengeleme şartlarını sağlama ve senkronizasyon bildirimini gibi yükümlülüklerin yanı sıra, başka yükümlülükler de getirebilir. Kullanıcının bu talimatları yerine getiremeyeceğinin ortaya çıkması durumunda MYTM ve/veya BYTM'yi telefon, paks gibi iletişim araçları ile ivedilikle haberdar eder.

⁹⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁹⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁹⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

⁹⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM Frekans Kontrolü

MADDE 135-¹⁰⁰

MADDE 136-¹⁰¹

MADDE 137-¹⁰²

ALTINCI KISIM Verilerin Kaydedilmesi BİRİNCİ BÖLÜM Veri Kayıt Esasları ve Tabi Taraflar

Veri kayıt esasları

MADDE 138- (1) Tarafların birbirlerinden işletme, planlama, dengeleme ve yan hizmetlere ilişkin¹⁰³ talep ettikleri verilerin hazırlanmasına, güncellenmesine, kaydedilmesine yönelik prosedürleri içerir.

Veri kayıt esaslarına tabi taraflar

MADDE 139- (1) Veri kayıt esasları;
a) TEİAŞ'a,
b) İletim sistemine doğrudan bağlı olarak üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilere,
c) Dağıtım şirketlerine,
d) İletim sistemine doğrudan bağlı olan serbest tüketicilere,
e) 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,¹⁰⁴
f) İthalat yapan tüzel kişilere,
g) Toptan satış şirketlerine,
h) Perakende satış şirketlerine,
i) Yan hizmet sağlayan tüzel kişilere¹⁰⁵ uygulanır.

İKİNCİ BÖLÜM Veri Grupları, Prosedürler, Sorumluluklar

¹⁰⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

¹⁰¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

¹⁰² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

¹⁰³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹⁰⁴ 20 Şubat 2008 tarihli ve 26793 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹⁰⁵ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

Veri grupları

MADDE 140- (1) Veri grupları üçe ayrılır;

- a) İşletme ve dengeleme verileri,
- b) Standart planlama verileri,
- c) Ayrıntılı planlama verileri.

Verilerin hazırlanması ve sunulması

MADDE 141- (1) Kullanıcılar, eklerde yer alan ve 144 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,
- d) Tüm verilerin korunması için gerekli güvenlik önlemleri kullanıcı tarafından sağlanır.
- e) Yan hizmetlere ilişkin veriler yan hizmet anlaşmalarında belirtilen esaslar çerçevesinde Çizelge 7'de belirtilen elektronik formatlarda ve sıklıkta sağlanır.¹⁰⁶

Verilerin güncellenmesi

MADDE 142- (1) Kullanıcı, TEİAŞ'da kayıtlı olan verilerde değişiklik olması durumunda, TEİAŞ'ı bu konuda gecikmeden bilgilendirir.

Eksik veriler

MADDE 143- (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 144- (1) 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,
- d) Çizelge 4 – Kullanıcı sistemlerine ilişkin veriler,
- e) Çizelge 5 – Kullanıcıların devre dışı kalmasına ilişkin veriler,
- f) Çizelge 6 – Bağlantı noktalarındaki yük karakteristikleri,
- g) Çizelge 7 – Yan hizmetlere ilişkin sağlanacak veriler,¹⁰⁷
- h) Çizelge 8 – TEİAŞ tarafından kullanıcılara sağlanacak veriler,
- i) Çizelge 9 – Talep profili ve aktif güç verileri,
- j) Çizelge 10 – Bağlantı noktası verileri,
- k) Çizelge 11 – Kısa devre verileri,
- l) Çizelge 12 – 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, 8 ve 12,
- b) Dağıtım seviyesinden bağlı; 50 MW ve üzerinde ünite gücüne veya toplam 100 MW ve üzerinde kurulu güce sahip üretim tesislerinde üretim faaliyeti gösteren

¹⁰⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

¹⁰⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

tüzel kişiler veya iletim sistemi üzerinde önemli etkisi bulunan üretim tesislerinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler: Çizelge 1, 3, 8 ve 12,

c) (a) ve (b) bentlerinde belirtilenler haricindeki üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler: Çizelge 1, 8, 12,

d) Tüm dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri, perakende satış şirketleri, iletim sistemine doğrudan bağlı müşteriler ve dış enterkonneksiyon şebeke işletmecileri: Çizelge 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11 ve 12.

(3) Çizelgelerde Kullanılan Kısaltmalar

SPV	=	Standart planlama verileri,
APV	=	Ayrıntılı planlama verileri,
AsÜ	=	Asgari üretim,
AzÜ	=	Azami üretim,
% MVA	=	Nominal MVA'nın yüzdesi (%),
Kurulu Gücü	=	Kayıtlı kapasite,
% 100 MVA	=	100 MVA'nın yüzdesi (%),
ÜT	=	Üretim tesisi,
UD	=	Uygulanabilir değil,
GR ₁	=	Üretim grubu No. 1,
GR _N	=	Üretim grubu 'N' kullanıcı tarafından gerektiği şekilde eklemeler yapılarak kullanılacaktır,
MY	=	Mali yıl.

YEDİNCİ KISIM

Anlaşmazlıkların Çözümü, Haberleşme, Tebligat, Yürürlük ve Yürütme

Anlaşmazlıkların çözümü

MADDE 145- (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.

Haberleşme ve tebligatlar

MADDE 146- (1) Bildirimler 7201 sayılı Tebligat Kanunu hükümlerine uygun olarak yapılır.

GEÇİCİ MADDE 1- (1) Bu Yönetmeliğin yayımı tarihi itibarıyla faaliyette bulunan üretim tesislerinden Ek-4 hükümlerine uygun asgari frekans kontrolü gerekliliğini sağlayamayanlar, lisanslarını aldıkları tarihten itibaren bir yıl içinde frekans kontrolüne katılım için gerekli yazılım ve donanımı temin ederler.

(2) Yükümlülüklerini yerine getirmeyen kullanıcılar hakkında Kanunun 11nci maddesi hükümleri uygulanır.

GEÇİCİ MADDE 2-¹⁰⁸ (1) Üretim kapasite projeksiyonunun hazırlanmasında; 1/1/2005 tarihine kadar, ilgili kuruluşlar tarafından hazırlanan mevcut talep tahminleri ve bu tahminlere dayalı iletim sistemi gelişim ve yatırım planları kullanılır.

¹⁰⁸ 31 Aralık 2003 tarihli ve 25333 sayılı 3. Mükerrer Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

GEÇİCİ MADDE 3- (1) İletim sistemi on yıllık gelişim raporu, ilk beş yılda 380 kV ve 154 kV, son beş yılda ise 380 kV'lik sistem için hazırlanır.

GEÇİCİ MADDE 4- (1) Bu Yönetmeliğin yayımı tarihi itibarıyla faaliyette bulunan üretim tesislerinden bu Yönetmeliğin 9 uncu maddesinde belirtilen şartları sağlayamayanlara, lisanslarını aldıkları tarihten itibaren bir yıl için muafiyet tanınır.

GEÇİCİ MADDE 5- (1) TEİAŞ ile iletim sistemine bağlanacak ya da iletim sistemini kullanacak olan gerçek ve tüzel kişiler arasındaki Bağlantı ve/veya Sistem Kullanım Anlaşmaları, bu Yönetmeliğin yayımı tarihinden itibaren otuz gün içinde Kurum tarafından yayımlanacak olan bağlantı ve sistem kullanımına ilişkin tebliğ hükümlerine göre imzalanır.

GEÇİCİ MADDE 6- (1) Bu Yönetmeliğin yayımı tarihi itibarıyla iletim sistemini kullanmakta olan ya da iletim sistemine bağlantısı olan kullanıcılar ile TEİAŞ arasında Bağlantı ve/veya Sistem Kullanım Anlaşması, 1 Kasım 2003 tarihine kadar imzalanır.¹⁰⁹

¹¹⁰**GEÇİCİ MADDE 7-** (1) Üretim kapasite projeksiyonunun hazırlanmasında; talep tahminlerine ilişkin düzenlemenin yürürlüğe girmesini takiben bu düzenleme çerçevesindeki talep tahminleri Kurul tarafından onaylanıncaya kadar, ilgili kuruluşlar tarafından hazırlanan mevcut talep tahminleri ve bu tahminlere dayalı iletim sistemi gelişim ve yatırım planları kullanılır.

¹¹¹**GEÇİCİ MADDE 8-** (1) 1/1/2006 tarihi itibarıyla 30 yılın üzerinde işletmede bulunan üretim tesisleri, primer frekans kontrolüne katılımları için gerekli sistem ve teçhizatı kurmak ve performans testi yaptırmak zorunluluğundan muafır.

(2) Birinci fıkrada belirtilen üretim tesislerinin adlarına kayıtlı buldukları üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerin Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği hükümleri uyarınca sağlamakla yükümlü oldukları primer frekans kontrol rezerv miktarını, kendi adlarına kayıtlı diğer üretim tesislerinden veya yükümlülüğün transferi ile üretim faaliyeti gösteren başka bir tüzel kişiden sağlamaları esastır.

¹¹²**GEÇİCİ MADDE 9-**

¹¹³**GEÇİCİ MADDE 10 –** (1) 24/09/2008 tarihinden önce bağlantı anlaşması imzalamış olan¹¹⁴ rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için bu Yönetmeliğin EK-18'inde belirlenen kriterler uygulanmaz.

¹¹⁵**GEÇİCİ MADDE 11 –** Bakanlıkça proje onayı 22/1/2003 tarihinden önce yapılmış üretim tesisleri veya sözleşme yürürlük tarihi 22/1/2003 tarihinden önce olan Elektrik Üretim Anonim Şirketine bağlı üretim tesisleri için, reaktif güç kontrolüne katılmakla zorunlu oldukları reaktif güç değerleri, proje onayı veya üretim tesisi yapım

¹⁰⁹ 19 Temmuz 2003 tarihli ve 25173 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹¹⁰ 15 Ekim 2005 tarihli ve 25967 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

¹¹¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹¹² 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle yürürlükten kaldırılmıştır.

¹¹³ 24 Eylül 2008 tarihli ve 27007 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

¹¹⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

¹¹⁵ 19 Ağustos 2010 tarihli ve 27677 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.

sözleşmesi yürürlük tarihinde geçerli mevzuat çerçevesinde belirlenir ve reaktif güç kontrolüne ilişkin yan hizmet anlaşmalarında yer alır.

Yürürlük

MADDE 147- (1) Bu Yönetmelik yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

Yürütme

MADDE 148- ¹¹⁶ (1) Bu Yönetmelik hükümlerini Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Başkanı yürütür.

¹¹⁶ 29 Haziran 2006 tarihli ve 26213 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

EK 1
HARMONİK GERİLİM SEVİYELERİ

Tablo 1. 380 kV iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

Tek Harmonikler (3'ün katı olmayan)		Tek Harmonikler (3'ün katı olan)		Çift Harmonikler	
Harmonik No.	Harmonik Gerilim (%)	Harmonik No.	Harmonik Gerilim (%)	Harmonik No.	Harmonik Gerilim (%)
5	1.25	3	1.0	2	0.75
7	1.0	9	0.4	4	0.6
11	0.7	15	0.2	6	0.4
13	0.7	21	0.2	8	0.4
17	0.4	>21	0.2	10	0.4
19	0.4			12	0.2
23	0.4			>12	0.2
25	0.4				
>25	0.2+0.2 (25/h)				
Toplam harmonik bozulma seviyesi % 2					

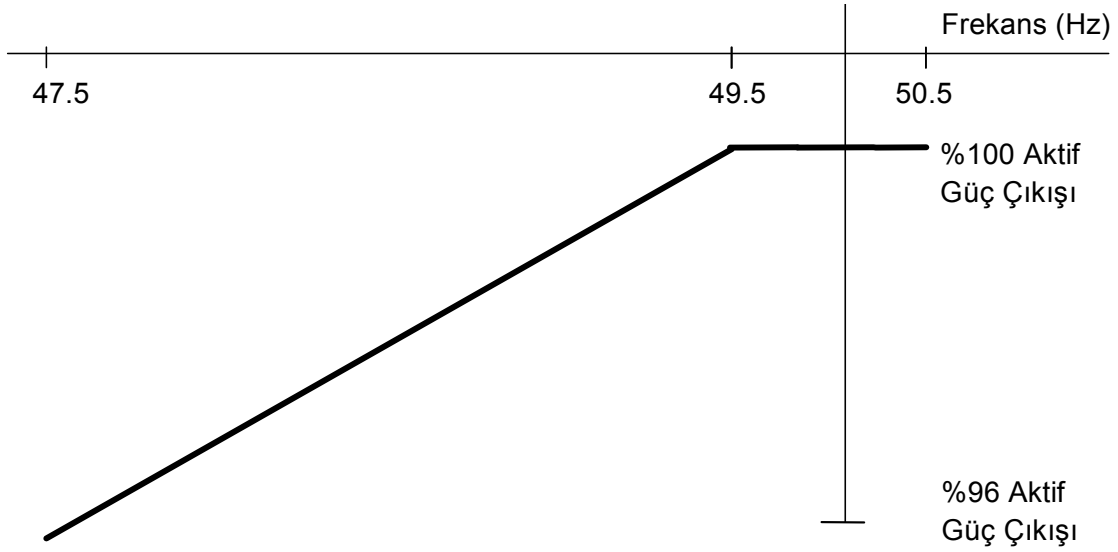
Tablo 2. 20 - 154 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

Tek Harmonikler (3'ün katı olmayan)		Tek Harmonikler (3'ün katı olan)		Çift Harmonikler	
Harmonik No. "h"	Harmonik Gerilim (%)	Harmonik No. "h"	Harmonik Gerilim (%)	Harmonik No. "h"	Harmonik Gerilim (%)
5	1.5	3	1.5	2	1.0
7	1.5	9	0.75	4	0.8
11	1.0	15	0.3	6	0.5
13	1.0	21	0.2	8	0.4
17	0.75	>21	0.2	10	0.4
19	0.75			12	0.2
23	0.5			>12	0.2
25	0.5				
>25	0.2+0.3 (25/h)				
Toplam harmonik bozulma seviyesi % 3					

Tablo 3. İzin verilen azami fliker şiddeti

Gerilim Seviyesi (V)	Fliker Şiddeti			
	A _{st}	P _{st}	A _{lt}	P _{lt}
V > 154 kV	0,61	0,85	0,25	0,63
34.5 kV < V < 154 kV	0,91	0,97	0,37	0,72
1 kV < V < 34.5 kV	1,52	1,15	0,61	0,85
V < 1 kV	1,52	1,15	0,61	0,85

¹¹⁷EK 2
FREKANS KARŞI ÇIKIŞ GÜCÜ GEREKLİLİĞİ



(1) Şebeke frekansının 49.5 Hz – 50.5 Hz aralığında olması durumunda, çıkış gücünün % 100'lük sabit değeri korumalı, ilave her % 1'lik frekans düşüşü karşılığında ise en fazla % 1'lik çıkış gücü düşüşü oluşmalıdır. Bu gereklilik, gaz türbinleri için 25 °C (77 °F)'nin altındaki tüm ortam sıcaklıklarında geçerlidir.

(2) Sistem frekansının düşmesi ile birlikte azalan türbin hızı nedeniyle gaz türbinlerinin aktif güç çıkışındaki düşüşün grafikte belirtilen doğrusal karakteristiğinin altına düşmemesi için gereken önlemler alınmalıdır.”

¹¹⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

EK 3
SAHA SORUMLULUK ÇİZELGELERİ:
SAHA SORUMLULUK ÇİZELGELERİNİN HAZIRLANMASINDA
UYGULANACAK TEMEL PRENSİPLER

E.3.1 Saha sorumluluk çizelgeleri

TEİAŞ ile kullanıcı arasında bağlantının yapıldığı tesislere ilişkin saha sorumluluk çizelgeleri hazırlanır. Çizelgede mevcut olmayan bir bilgiye gereksinim duyulması halinde taraflar arasında ek bir düzenleme yapılır.

Saha sorumluluk çizelgeleri aşağıdaki başlıklar altında düzenlenir:

- (a) YG teçhizatı çizelgesi,
- (b) Santral, AG/OG teçhizatı, araç ve gereç çizelgesi,
- (c) İletişim ve ölçüm teçhizatı çizelgesi.

Ünite ve santral dışındaki tesisler için (b) ve (c) çizelgeleri birleştirilebilir.

E.3.2 Yeni şalt sahaları

Yeni şalt sahaları için saha sorumluluk çizelgeleri TEİAŞ tarafından kullanıcılarla müzakere edilerek tesisin tamamlanma tarihinden iki hafta önce hazırlanır. Kullanıcı bağlantı anlaşmasında yer alan şartlara uygun olarak saha sorumluluk çizelgesini hazırlaması için TEİAŞ'a bilgi sağlar.

E.3.3 Birden fazla noktadan bağlantı

Kullanıcının iletim sistemi ile olan bir bağlantı noktası için ayrı bir saha sorumluluk çizelgesi düzenlenir.

E.3.4 Kapsam

Saha sorumluluk çizelgeleri tesis ve/veya teçhizatla ilgili aşağıdaki ayrıntıları içerir:

- (a) Tesis ve/veya teçhizatın listesi,
- (b) Tesis ve/veya teçhizatın mülkiyeti,
- (c) Saha sorumlusu,
- (d) Güvenlik kuralları ile ilgili hususlar ve bu kuralların uygulanmasından sorumlu kişi,
- (e) Uygulanacak işletme prosedürleri ile ilgili hususlar,
- (f) Kontrol mühendisi veya diğer sorumlu mühendis,
- (g) Yasal denetimler, kısa devre incelemeleri ve bakımdan sorumlu taraf,
- (h) Kısa devre incelemesini ve bakımını yapan kişinin irtibat telefon numarası.

Sorumluluk çizelgelerinin bağlantı sahası bölümünde bağlantı noktaları açık bir şekilde gösterilir.

E.3.5 Ayrıntılar

- (a) E.3.1. (a)'da yer alan saha sorumluluk çizelgesinde, koruma ve yardımcı servis teçhizatı ile ilgili olarak, kullanıcı ve TEİAŞ ile birlikte sorumlu yönetim biriminin de belirtilmesi gereklidir.
- (b) E.3.1. (b) ve (c)'de yer alan saha sorumluluk çizelgelerinde koruma ve yardımcı servis teçhizatının dışındaki teçhizat ile ilgili olarak, kullanıcının ve TEİAŞ'ın belirtilmesi yeterlidir.

E.3.6 YG teçhizatına ilişkin saha sorumluluk çizelgesinde, şalt sahasına giren, çıkan veya şalt sahasının içinden direkt geçen hat ve kablolar gösterilir.

E.3.7 Çizelgenin sayfa düzeni

Saha sorumluluk çizelgesinin her sayfasında çizelgenin tarih ve sayısı bulunur.

E.3.8 Saha sorumluluk çizelgelerinin teyidi ve imzalanması

TEİAŞ hazırladığı sorumluluk çizelgesini ilgili kullanıcılara teyit için gönderir.

E.3.9 Saha sorumluk çizelgesi TEİAŞ adına tesisin bulunduğu bölgeden sorumlu kişi ve ilgili kullanıcı adına yetkili kişi tarafından imzalanır.

E.3.10 Saha sorumluluk çizelgesinin dağıtımı

Saha sorumluluk çizelgesi taraflarca imzalandıktan sonra TEİAŞ tarafından uygulama tarihinden iki hafta önce taraflara yazı ile gönderilir.

E.3.11 TEİAŞ ve kullanıcılar, saha sorumluluk çizelgelerini tesis personelinin görebileceği bir yerde hazır bulundururlar.

E.3.12 Saha sorumluluk çizelgelerinin değiştirilmesi

TEİAŞ veya kullanıcı, saha sorumluluk çizelgelerinde bir değişiklik veya düzeltme yapılmasını talep etmesi durumunda, E.3.14'te yer alan hükümlere bağlı kalmaksızın, sekiz hafta önceden veya değişiklik veya düzeltmenin yapılması için sekiz haftadan daha az bir süre kalmış ise, en kısa zamanda birbirlerini yazılı olarak bilgilendirirler.

E.3.13 Değiştirilmiş saha sorumluluk çizelgeleri E.3.9'da belirtilen prosedüre göre imzalanır ve E.3.10'da belirtilen prosedüre göre dağıtılır.

E.3.14 Acil değişiklikler

Saha sorumluluk çizelgelerinde bir değişiklik yapılmasının talep edilmesi durumunda, taraflar durumdan birbirlerini gecikmeden bilgilendirirler ve yazılı olarak teyit ederler. Bu durumda, aşağıdaki hususlar müzakere edilir:

- (a) Saha sorumluluk çizelgesinde yapılması talep edilen değişiklikler ve gerekçeleri,
- (b) Değişikliğin geçici veya kalıcı olması durumu,
- (c) Değişikliğin taraflarca kabul edilmesi durumunda, yenilenmiş saha sorumluluk çizelgesinin dağıtımı.

TEİAŞ saha sorumluluk çizelgesinin değiştirilmiş halini talebin kendisine bildirilmesini takip eden 14 gün içinde hazırlar.

E.3.15 Yetkili kimseler

TEİAŞ ve kullanıcılar saha sorumluluk çizelgelerini kendileri adına imzalamaya yetkili kimselerin isim listesini birbirlerine verirler. TEİAŞ ve kullanıcılar bu listelerde bir değişiklik olması durumunda birbirlerini gecikmeksizin bilgilendirirler.

YAN HİZMETLER PERFORMANS TESTLERİ

E.4.A. PRİMER FREKANS KONTROL PERFORMANS TESTLERİ

(1) Primer Frekans Kontrol Performans Testleri, ünitelerin UCTE kriterlerine uygunluğunun tespit edilmesi amacıyla üç aşamadan oluşmaktadır. Bu aşamalar, aşağıda E.4.A.1, E.4.A.2 ve E.4.A.3 maddelerinde açıklandığı şekilde uygulanır.

Primer Frekans Kontrolüne katılacak santrallerin tümünde bu testler gerçekleştirilir. Testler sırasında talep edilen dokümanların yanında, primer frekans kontrol fonksiyonlarının gösterimi amacıyla ünite kontrol sistemlerinin, özellikle de türbin hız regülatörü ile kazan kontrol sistemi arasındaki işleyişin, basitleştirilmiş blok şemaları santral personeli tarafından test ekibine sağlanmalıdır.

(2) Primer Frekans Kontrol Performans Testleri sırasında ünite tipine göre aşağıdaki değerlerin yanı sıra, test ekibinin gerekli gördüğü değerlerin de ölçümü yapılarak kayıtları alınır;

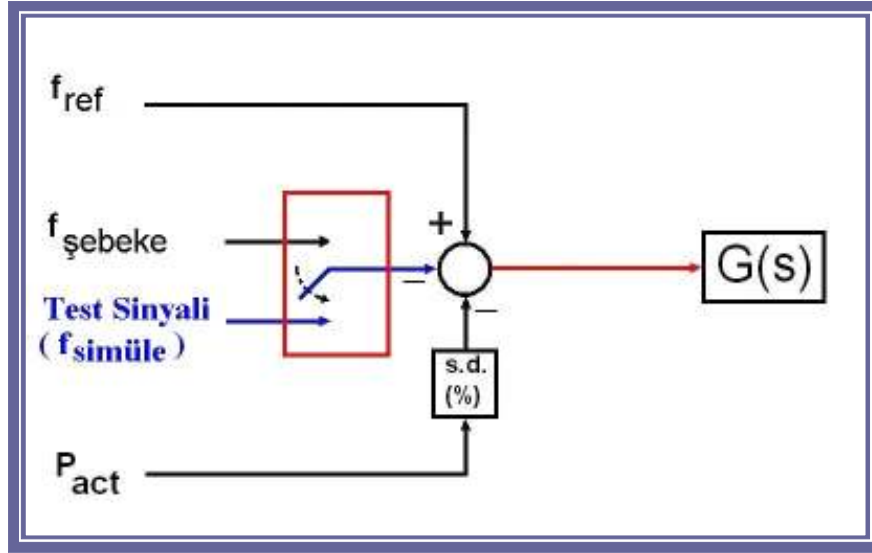
- Aktif Güç Çıkışı (MW)
- Şebeke Frekansı
- Simüle Frekans
- Vana Pozisyonları
- Buhar Basıncı
- Buhar Sıcaklığı

(3) Primer Frekans Kontrol Performans Testleri sırasında ölçümü yapılan her bir değer için örnekleme oranı saniyede en az 10 veri olmalıdır (100 milisaniye’de veya daha kısa sürede bir veri). Test düzeneği, kaydı alınan grafik ve kaynak verilerinin (ASCII/Text formatında) bilgisayar ortamına aktarılmasını sağlayacak yapıda olmalıdır.

(4) Testler sırasında ünite parametrelerinin normal işletme değerleri dahilinde kaldığı beyan edilmelidir. Testler nedeniyle, ünite parametreleri (basınçlar, sıcaklıklar, gerilim vb.) teçhizatın güvenli kullanımı için mevcut normal işletme şartlarındaki sınırları aşmamalı ve kısıtlayıcı etkisi olmamalıdır. Testin ya da ünitenin durmasına yol açabilecek herhangi bir koruma mekanizması kullanılmamalıdır.

(5) Primer Frekans Kontrol Performans Testleri, türbin hız regülatörünün şebeke frekansını algılamayacağı şekilde, ölçülen hız bilgisi yerine doğrudan simüle edilen hız bilgisinin aşağıdaki Şekil E.4.A.1’de görülen prensiple uygulanması yoluyla gerçekleştirilir.

¹¹⁸ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.



Şekil E.4.A.1 - Frekans Simülasyonu Uygulama Yöntemi Prensi Şeması

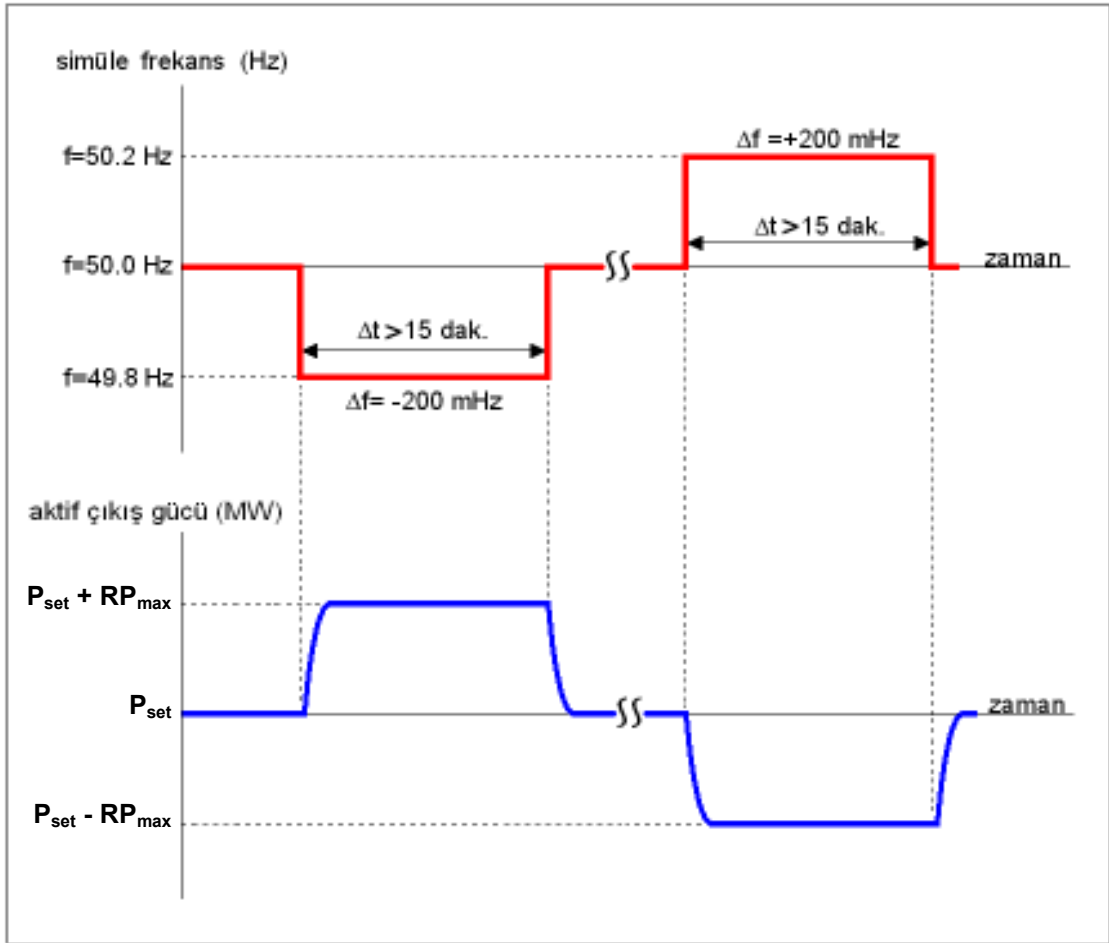
E.4.A.1. Primer Frekans Kontrol Rezerv Testi

(1) Primer Frekans Kontrol Rezerv Testi gerçekleştirilirken ünite üzerinde aşağıdaki işlemler yapılır;

- Ünite, Primer Frekans Kontrol işlevini sağlayacak konuma alınır.
- Ölü bant (dead band) 0 (sıfır) mHz olarak ayarlanır.
- Hız eğimi (speed-droop), “200 mHz’lik frekans sapması durumunda primer frekans kontrol rezervinin tamamı etkinleştirilmelidir” gerekliliğine göre, aşağıdaki değerlerle kısıtlı olmamak üzere tabloda gösterildiği şekilde ayarlanmalıdır:

Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesi (RP_{max}), %	2,5	3	4	5	10
Türbin regülatörü hız eğimi (speed-droop, s_g), %	16	13,3	10	8	4

- Maksimum seviyedeki test için ünitenin hız eğimi (speed-droop), Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesi (RP_{max}) değerine karşılık gelen değere ayarlanır ve çıkış gücü, ünitenin nominal çıkış gücünün RP_{max} değeri kadar aşağısında bir P_{set} değerine ayarlanır.
- Minimum seviyedeki test için ünitenin hız eğimi (speed-droop), Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesi (RP_{max}) değerine karşılık gelen değere ayarlanır ve çıkış gücü, ünitenin kararlı ve güvenli çalışabileceği minimum çıkış gücünün RP_{max} değeri kadar yukarısında bir P_{set} değerine ayarlanır.
- Türbin hız regülatörü girişine, şebekeden hız bilgisi almayacak şekilde $\Delta f = -200$ mHz’lik frekans sapması veya $f = 49,8$ Hz’lik simule frekans değeri aşağıda Şekil.E.4.A.2’te görüldüğü gibi basamak (step) değişiklik halinde uygulanır ve bu değerde en az 15 dakika muhafaza edilir. Bu süre sonunda nominal frekans değeri 50 Hz’e dönülür ve ünitenin de aynı P_{set} değerinde kararlı hale gelmesi beklenerek bu sefer de $\Delta f = +200$ mHz’lik frekans sapması veya $f = 50,2$ Hz’lik simule frekans değeri için aynı işlem tekrarlanır.

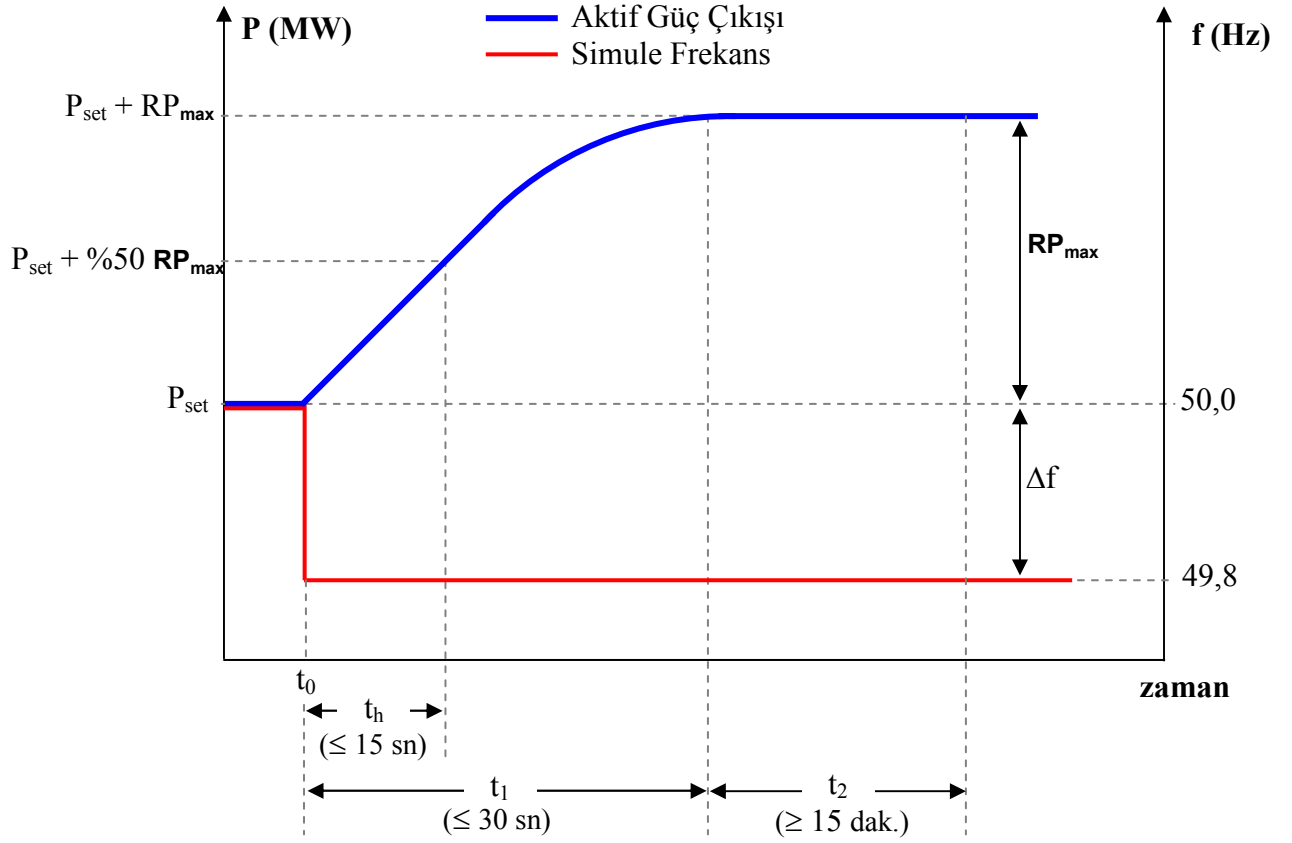


Şekil.E.4.A.2. Primer Frekans Kontrol Rezerv Testi Simüle Frekans Uygulanışı

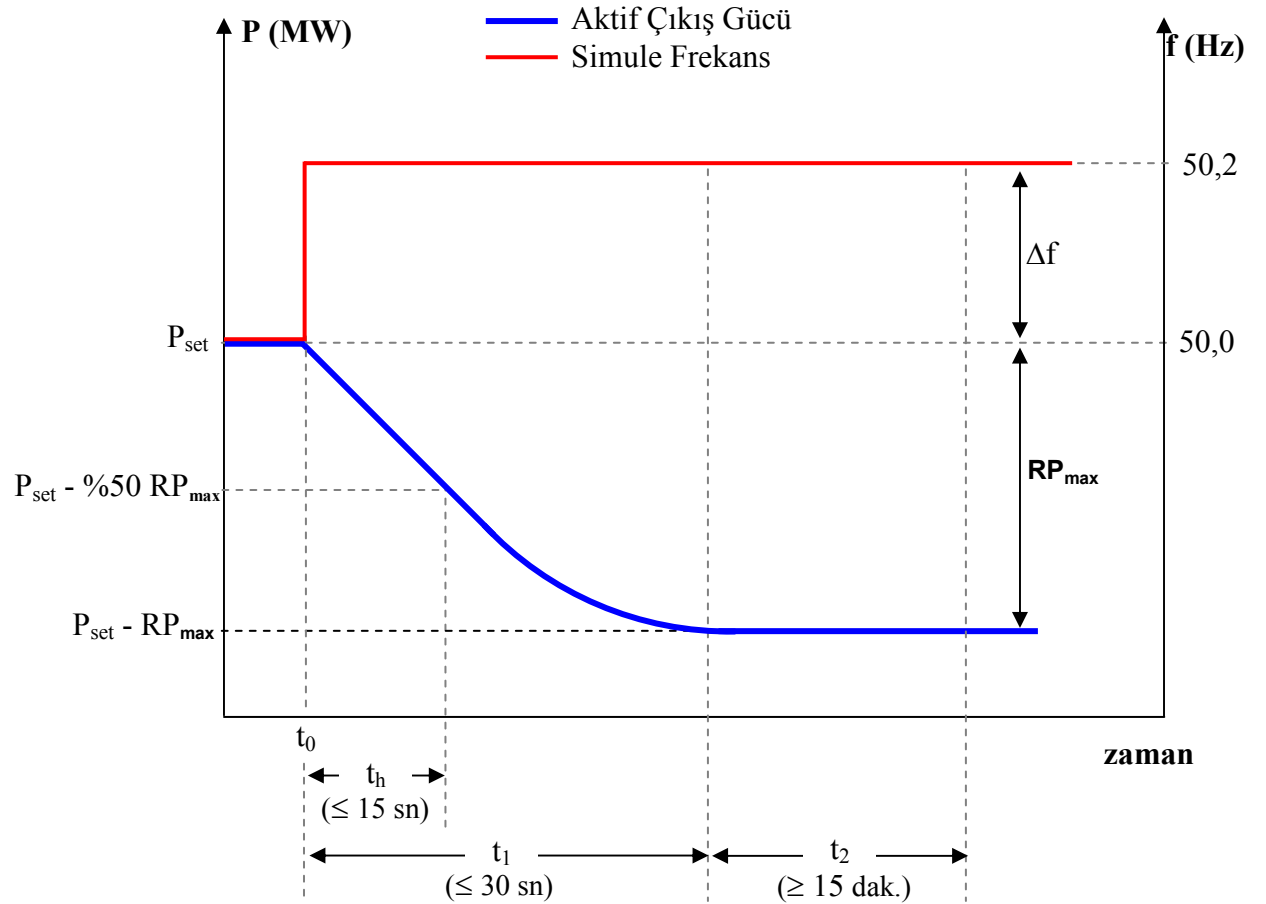
(2) Primer Frekans Kontrol Rezerv Testleri, minimum ve maksimum çıkış gücü seviyelerinde iki aşamalı olarak gerçekleştirilir.

Primer Frekans Kontrol Rezerv Testinin değerlendirilmesi aşağıdaki kriterlere göre yapılır;

- Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesinin %50'si en fazla 15 saniye içinde, tamamı ise 30 saniyelik süre içinde lineer olarak etkinleştirilebilmeli,
- Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesi en az 15 dakika boyunca sağlanabilmelidir.
- Primer Frekans Kontrol Rezerv Testlerinde üniteden beklenen tepki aşağıda Şekil.E.4.A.3 ve Şekil.E.4.A.4'da gösterilen grafiklerdeki gibi olmalıdır.

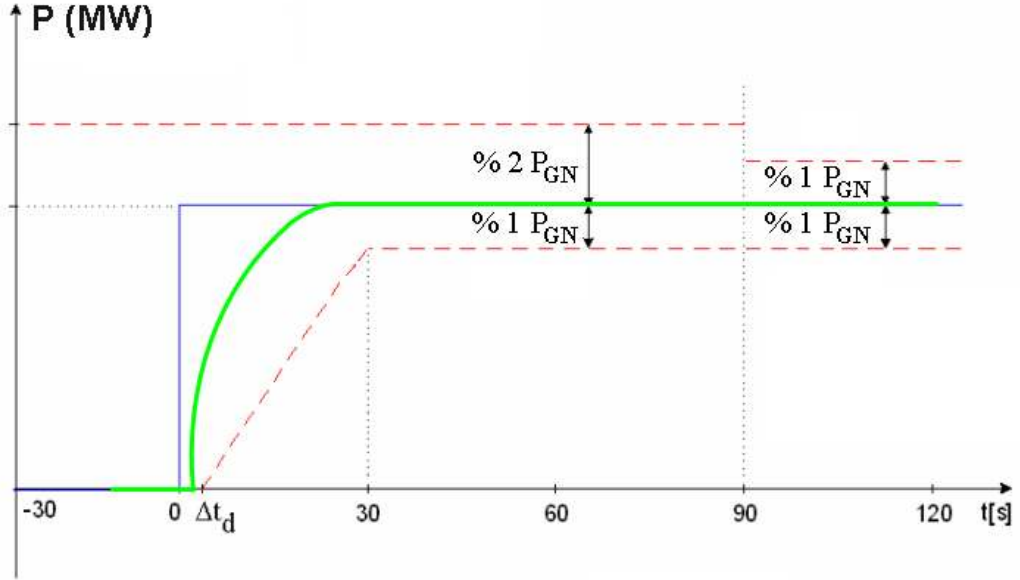


Şekil E.4.A.3 - $f=49,8$ Hz'lik Simule Frekans Uygulamasında Üniteden Beklenen Tepki



Şekil E.4.A.4 - $f=50,2$ Hz'lik Simule Frekans Uygulamasında Üniteden Beklenen Tepki

(3) Primer Frekans Kontrol Rezerv Testlerinde üniteden beklenen tepkinin sınırları aşağıda Şekil.E.4.A.5’de gösterilen grafikteki kesik çizgiler ile gösterilen toleransları aşmamalı ve mümkün olduğunca beklenen tepki grafiğini sağlayacak şekilde tepki vermelidir.



	Primer Rezerv Miktarı
	Tepki Sınırları / Toleranslar
	Beklenen Tepki
Δt_d	Tepkideki Gecikme Süresi $\Delta t_d= 4$ saniye, Hidroelektrik Santraller için $\Delta t_d= 2$ saniye, Diğer Santraller için
P_{GN}	Ünitenin Nominal Çıkış Gücü

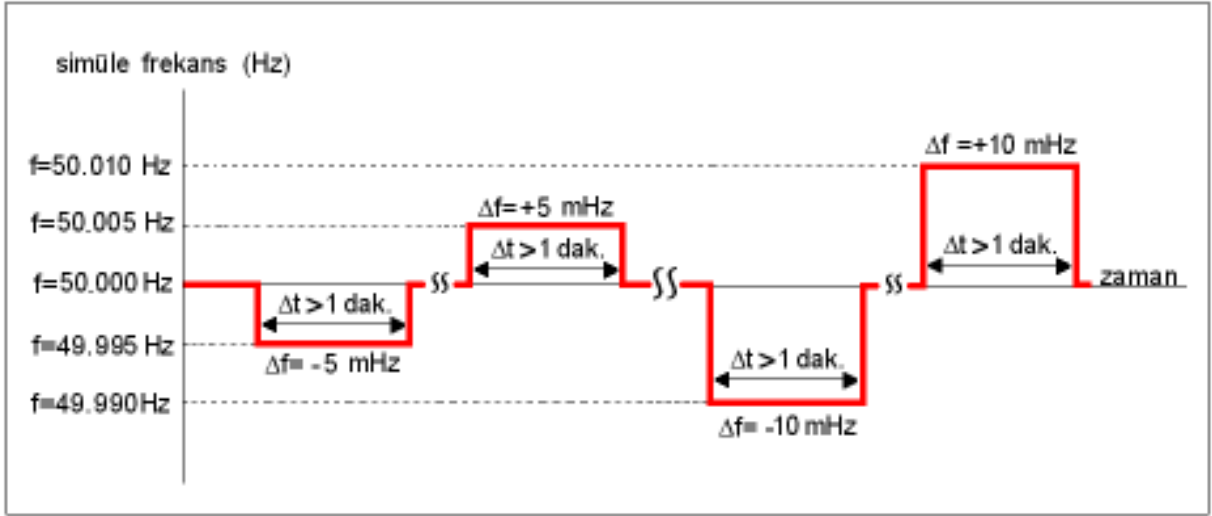
Şekil E.4.A.5 - Primer Frekans Kontrol Rezerv Testinin Değerlendirilmesi

E.4.A.2 Primer Frekans Kontrol Hassasiyet Testi

(1) Primer Frekans Kontrol Rezerv testleri sırasında ünite üzerinde yapılan ayarlamalar değiştirilmeden ünitenin kararlı hale gelmesi beklenir ve hassasiyet testine başlanarak aşağıdaki işlemler yapılır;

- Ünite hassasiyetinin tespit edilmesi için, türbin hız regülatörü girişine, şebekeden hız bilgisi almayacak şekilde $\Delta f=-5$ mHz’den başlayarak ünite tepkisi gözleninceye kadar frekans sapma miktarı artı ve eksi yönde 5 mHz’lik kademeler halinde artırılarak uygulanır. Ünite tepkisi için vana hareketi ve/veya diğer ilgili sinyallerdeki değişimler kriter olarak kabul edilir. $\Delta f=-5$ mHz’lik frekans sapması veya $f=49,995$ Hz’lik simule frekans değeri aşağıda Şekil.E.4.A.6’de görüldüğü gibi basamak (*step*) değişiklik halinde uygulanır ve bu değerde en az bir dakika muhafaza edilir. Bu süre sonunda nominal frekans değeri 50 Hz’e dönülür ve ünitenin de aynı P_{set} değerinde kararlı hale gelmesi beklenerek bu sefer de $\Delta f=+5$ mHz’lik frekans sapması veya $f=50,005$ Hz’lik simule frekans değeri aynı şekilde

uygulanır. Eğer ünite ± 5 mHz'lik frekans sapmalarına tepki vermez ise, aynı işlemler ± 10 mHz'lik frekans sapmaları için tekrar edilir.



Şekil.E.4.A.6. Primer Frekans Kontrol Hassasiyet Testi Simule Frekans Uygulanışı

(2) Primer Frekans Kontrol Hassasiyet Testleri, minimum ve maksimum çıkış gücü seviyelerinde iki aşamalı olarak gerçekleştirilir.

(3) Primer Frekans Kontrol Hassasiyet Testinin değerlendirilmesi aşağıdaki kriterlere göre yapılır;

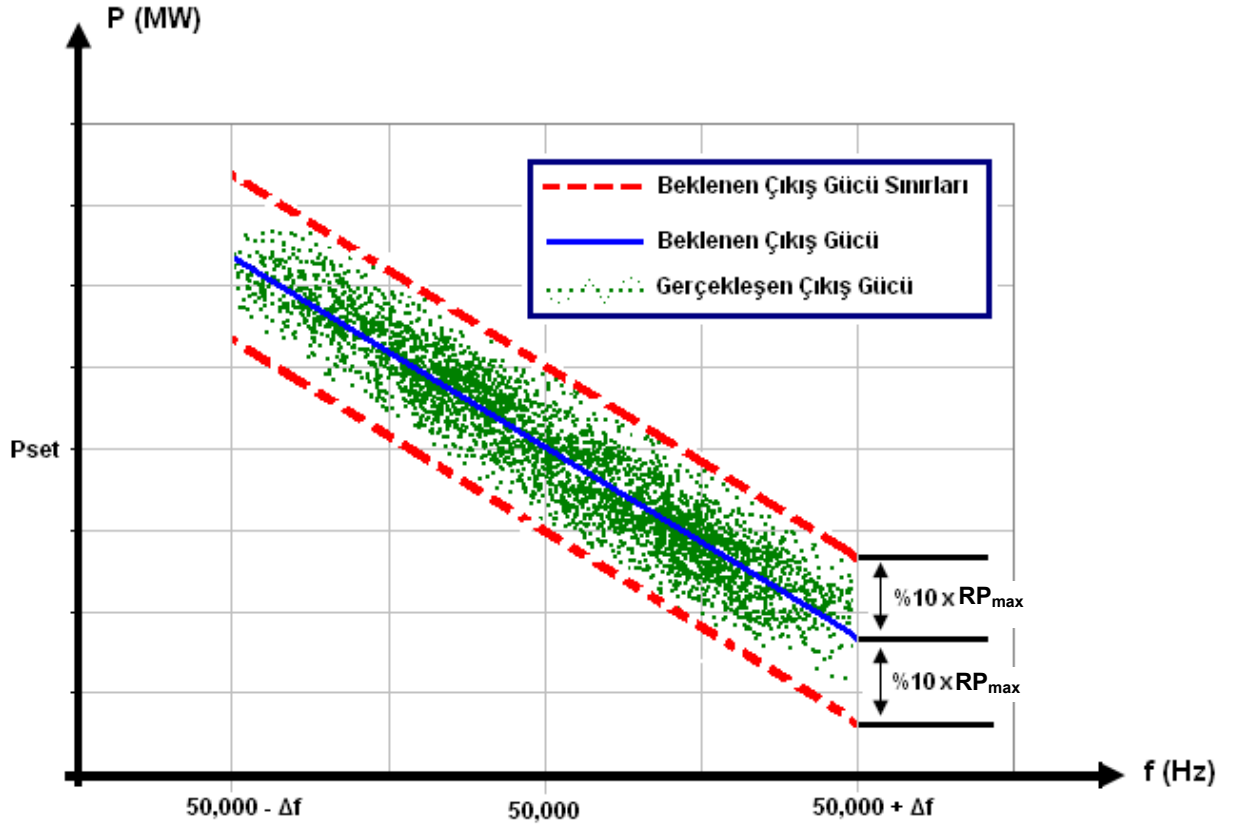
- Primer Frekans Kontrol Hassasiyet Testlerinde frekans sapmasının uygulandığı anda vana pozisyonunda ve/veya diğer ilgili sinyallerde değişiklik gözlenmeli,
- Ünite duyarsızlığı ± 10 mHz'i geçmemelidir.

E.4.A.3 24 Saatlik Doğrulama Testi

(1) Primer Frekans Kontrol Rezerv ve Hassasiyet testleri sonucunda test ekibi tarafından, ünitenin Primer Frekans Kontrol fonksiyonunu sağladığının gözlenmesi halinde, 24 Saatlik Doğrulama Testi gerçekleştirilir. Primer Frekans Kontrol Rezerv testleri sırasında ünite üzerinde yapılan ayarlamalar değiştirilmeden, türbin hız regülatörünün hız bilgisini şebekeden alacağı şekilde bağlantıları yapılarak 24 saat boyunca gerçek frekans ile normal çalışmasının kesintisiz olarak kaydı yapılır. Bu testin sonucu, ünitenin Primer Frekans Kontrol fonksiyonunun şebeke şartları altında sürekli çalışabileceğini doğrular nitelikte olmalıdır.

(2) 24 Saatlik testler sırasında gerçekleşen pozitif ve negatif yöndeki en uzun süreli en büyük frekans sapması için frekans ve çıkış gücü değerlerinin yer aldığı grafikler örnek olarak test raporuna eklenmelidir.

(3) 24 Saatlik doğrulama testinin değerlendirilmesi Şekil.E.4.A.7.'de belirtildiği gibi yapılır.



Şekil.E.4.A.7. Primer Frekans Kontrol 24 Saatlik Doğrulama Testi Değerlendirilmesi

(4) Azami primer frekans kontrol rezerv kapasitesi 24 saat boyunca $\pm \% 10$ ' luk tolerans dahilinde sağlanmalıdır. Ünite Çıkış Gücü ölçülen değerlerinin en az $\% 90$ 'ının " $P_{set} + RP_{max} \pm \%10 \times RP_{max}$ " değer aralığında olması esastır.

E.4.B. SEKONDER FREKANS KONTROL PERFORMANS TESTLERİ

Sekonder frekans kontrol testleri öncesinde, santral/blok/ünite TEİAŞ SCADA Sistemine dahil edilmiş, santralin sekonder frekans kontrolüne katılımı amacıyla santralda gerçekleştirilmesi gereken arabirimin/sistemin tasarım dökümanı TEİAŞ'a sunularak TEİAŞ tarafından onaylanmış ve bu sistemin TEİAŞ tarafından onaylanan tasarım dökümanı uyarınca TEİAŞ'ın Milli Yük Tevzi Merkezinde bulunan Otomatik Üretim Kontrol (AGC) Programının gerekliliklerine tam uyumlu olarak gerçekleştirilmiş olması gerekmektedir. Bu testlerde, santralda gerçekleştirilmiş olan Otomatik Üretim Kontrol Sisteminin/Arabiriminin fonksiyonel özellikleri ve insan makine arayüzü (ekran görüntüleri, vb) ile Milli Yük Tevzi Merkezinde bulunan Otomatik Üretim Kontrol (AGC) programı vasıtasıyla SCADA Sistemi üzerinden ayar değerleri gönderilerek santralin sekonder frekans kontrolüne katılım performansı test edilecektir.

Sekonder frekans kontrol testleri kapsamında yer alan temel testler aşağıda verilmektedir:

1) Milli Yük Tevzi Merkezinde bulunan Otomatik Üretim Kontrol (AGC) programı tarafından gönderilecek ayar değerlerine göre sekonder kontrolüne katılacak olan santral/blok/ünite için santralda kurulan AGC Sistemi/Arabiriminin fonksiyonları kontrol edilecektir:

- a) Milli Yük Tevzi Merkezinden SCADA Sistemi üzerinden gönderilen ayar değerlerinin santralda doğru bir şekilde alındığı ve bu değerlerin geri-bildirim (feed back) olarak SCADA Sistemi üzerinden tekrar Milli Yük Tevzi Merkezine doğru bir şekilde gönderildiği kontrol edilecektir.
- b) Milli Yük Tevzi Merkezinden SCADA Sistemi üzerinden ve AGC programı tarafından gönderilen ayar değerlerinin ünitelere çalışma konumları (AUTO/MAN) dikkate alınarak doğru bir şekilde dağıtıldığı kontrol edilecektir. Kombine Çevrim Gaz Türbin Blokları için ayar değerlerinin, gaz türbinlerine bağlı olarak üretim yapan buhar türbinlerinin üretimleri de dikkate alınarak gaz türbinlerine doğru bir şekilde dağıtıldığı detaylı olarak kontrol edilecektir.
- c) AGC programı tarafından SCADA Sistemi vasıtasıyla periyodik olarak gönderilen "PD Validity" sinyalinin santralda alındığı ve doğru bir şekilde kullanıldığı, bu sinyalin belli bir zaman-aşımı süresi (60 saniye) boyunca alınmaması durumunda, santralda LRPD alarımının üretildiği ve Otomatik Üretim Kontrol Sistemi/Arabirimi konumunun UZAK (REMOTE) konumdan LOKAL konuma geçtiği, tekrar UZAK konuma geçişin "PD Validity" sinyali alınmasından sonra operatör müdahalesi ile mümkün olabildiği kontrol edilecektir.
- d) Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol maksimum kapasite (MAXC) ve sekonder frekans kontrol minimum kapasite (MINC) değerlerinin, ünite bazında elle girilen minimum ve maksimum limit değerleri kullanılarak ünitelerin çalışma konumları (AUTO/MAN) dikkate alınarak doğru bir şekilde hesaplanıp, bu değerler ve ünitelerin aktif güç çıkışları ölçümlerinin doğru bir şekilde ve 2 saniyede bir TEİAŞ Yük Tevzi Merkezine gönderildiği kontrol edilecektir. Kombine Çevrim Gaz Türbin Blokları için bu hesaplamalarda, gaz türbinlerine bağlı olarak üretim yapan buhar türbinlerinin limitlerinin nasıl hesaplandığı ve bunların blok sekonder frekans kontrol maksimum kapasite (MAXC) ve blok sekonder frekans kontrol minimum kapasite (MINC) değerlerinin doğru bir şekilde yapıldığı detaylı olarak kontrol edilecektir.
- e) Santralda kurulan Otomatik Üretim Kontrolü Sistemi/Arabirimi İnsan Makine Arayüzünde (HMI) en azından aşağıdakilerin görüntülediği kontrol edilecektir:

- AGC kontrol blok diagramı.
- AGC sisteminin çalışma modu,
- Ayar değeri ve ünitelere dağılımı.
- Lokal ayar değeri (Operatörler tarafından elle girilebilir olacaktır).
- Ünite bazında sekonder frekans kontrol limitleri (Operatörler tarafından elle girilebilir olacaktır).
- Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol maksimum ve minimum kapasite değerleri (MAXC ve MINC).
- Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol bandı.
- “PV Validity” sinyalinin durumu.
- AGC Sistemine/Arabirimine ilişkin alarmlar.
- Ayrılan toplam primer rezerv.
- Ünitelerin primer frekans kontrolüne katılım durumu sinyalleri (PFCO).
- Ünite yük alma /atma hızları.
- Hız regülatörleri eğim ayar değerleri (governor droop setting).
- Toplam santral üretimi.
- Kontrol hatası (Ayar değeri ile santral üretimi arasındaki fark).

2) Aşağıdaki listede yer alan alarm ve konum bilgilerin santralda doğru bir şekilde üretildiği ve bu bilgilerin TEİAŞ Yük Tevzi Merkezine gönderildiği test edilecektir.

Plant at Minimum Limit	(LMIN)	0= MIN	1= OK
Plant at Maximum Limit	(LMAX)	0= MAX	1= OK
Plant in Local Control	(LLOC)	1= LOCAL	0 = LOCAL OFF
Plant in Remote Control	(LREM)	1= REMOTE	0 = REMOTE OFF
Plant in Manuel Control	(LMAN)	1= MANUEL	0 = MANUEL OFF
LFC Micro Processor Failure Alarm	(LMIC)	1= FAILURE	0 = OK
Local Power Mismatch	(LPWR)	1= OK	0 = MISMATCH
Invalid Remote Power Demand	(LRPD)	1= OK	0 = INVALID
Generator Unit Mode	(AUTO / MANUAL)	1= AUTO	0= MANUEL
Primary Frequency Control in Operation	(PFCO)	1= OFF	0= ON

3) Milli Yük Tevzi Merkezinden gönderilen ayar değerlerine uygun olarak santral/blok/ünitenin sekonder frekans kontrol aralığının tamamında beklendiği şekilde sekonder frekans kontrol cevabı verip vermediğinin test edilmesi amacıyla yapılacak testler öncesinde santralda aşağıda belirtilen ayarlamalar yapılacaktır:

- Ünite yük alma/atma (ramp rate) hızları, santral tipine göre Madde 126/A’da belirtilen değerlere ayarlanacaktır.
- Ünite hız regülatörü droop ayarları (governor droop setting) uygun değere (Ör. %4) ve primer frekans kontrol ölü-bant değeri mümkün olan en küçük değerine ayarlanacaktır.

- Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol maksimum kapasite (MAXC) ve sekonder frekans kontrol minimum kapasite (MINC) değerleri, mümkün olan en geniş sekonder frekans kontrol aralığı sağlanacak şekilde ayarlanacaktır.
- Milli Yük Tevzi Merkezinden gönderilecek ayar değerlerine Santral/blok/ünitenin sekonder frekans kontrol cevabı en az gecikme ile başlatılacak şekilde santralda gerekli ayarlamalar yapılacaktır.

4) Testlerin başında, ünite yük alma/atma hızları (ramp rate) ve hız regülatörü droop ayarları (governor droop setting) ve santral/blok/ünite zaman sabiti ile gecikme gibi parametreler santralda uygun şekilde ayarlanacak ve bu değerler teste katılan TEİAŞ elemanları tarafından parametre olarak Milli Yük Tevzi Merkezinde AGC programı veritabanına da girilecektir. Sekonder frekans kontrol aralığı, ünitelerin primer frekans kontrolü için kullanacakları rezerv hariç olmak üzere, ünite başına sekonder kontrolü için kullanılacak limitler dikkate alınarak santral AGC Sistemi/Arabirimi tarafından hesaplanan ve SCADA Sistemi vasıtasıyla TEİAŞ Yük Tevzi Merkezine gönderilen MAXC ve MINC değerleri arasındaki fark olup, MAXC ve MINC değerleri testler sırasında en geniş sekonder frekans kontrol aralığı sağlanacak şekilde ayarlanacaktır.

5) Testler, yukarıda belirtilen ayarlamalardan sonra Milli Yük Tevzi Merkezinde AGC programı TEST MODU'nda santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol aralığı içinde yük alma ve yük atma yönünde ayar değerleri gönderilerek santral/blok/ünitenin sekonder frekans kontrol aralığının tamamında ve beklenen hızda sekonder frekans kontrol cevabı verip vermediği kontrol edilecek ve santralda gerekli ayarlamalar yapılarak beklenen sekonder frekans kontrol cevabının verilmesi sağlanacaktır. Sekonder frekans kontrol aralığının tamamında ve beklenen hızda sekonder frekans kontrol cevabı elde edilen parametreler nihai parametreler olarak Test Raporunda belirtilecek ve bu değerler TEİAŞ ile Santral arasında mutabakat olmadıkça değiştirilmeyecektir.

6) Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol testleri, üniteler primer frekans kontrolüne katılırken ve üniteler primer frekans kontrolüne katılmadan olmak üzere iki ayrı işletme koşulunda yapılacaktır.

- a) Üniteler primer frekans kontrolüne katılmadığı durumda: Ünitelerin primer frekans kontrolüne katılmadığı durumda primer frekans kontrol rezervi ayrılmadan, santralda Sekonder Frekans Kontrol Aralığı en geniş şekilde olacak şekilde MAXC ve MINC değerleri ayarlanacak ve Milli Yük Tevzi Merkezinde AGC programı TEST MODU'nda santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol aralığı içinde yük alma ve yük atma yönünde ayar değerleri gönderilerek santral/blok/ünitenin sekonder frekans kontrol aralığının tamamında ve beklenen hızda sekonder frekans kontrol cevabı verip vermediği kontrol edilecek ve santralda gerekli ayarlamalar yapılarak beklenen sekonder frekans kontrol cevabının verilmesi sağlanacaktır. Bu testte, santral/blok/ünitenin Milli Yük Tevzi Merkezinden gönderilen ayar değerlerine verdiği sekonder frekans kontrol cevabını istenen nihai hedef üretim seviyesinde kararlı olarak sürdürülebildiği de kontrol edilecektir.
- b) Üniteler primer frekans kontrolüne katıldığı durumda: Sekonder frekans kontrol cevabı, üniteler primer frekans kontrolüne katılırken test edilecektir. Bu durumda, santralda ünitelerin sekonder frekans kontrol limitleri, dolayısı ile de santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol maksimum (MAXC) ve minimum (MINC) kapasite değerleri ünitelerin primer frekans kontrol rezervlerini kapsayacak şekilde ayarlanacaktır. Bu testler sırasında, Milli Yük Tevzi Merkezinde AGC programı TEST MODU'nda santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol aralığı içinde yük alma ve yük atma yönünde ayar değerleri gönderilerek santral/blok/ünitenin sekonder frekans kontrol aralığının tamamında ve beklenen hızda sekonder frekans kontrol cevabı verip vermediği kontrol edilecek ve santralda

gerekli ayarlamalar yapılarak beklenen sekonder frekans kontrol cevabının verilmesi sağlanacaktır. Bu testler sırasında, santral /blok/ünitenin sekonder frekans kontrolüne katılırken bir yandan da sistem frekansındaki değişmelere bağlı olarak ünitelerin hız regülatörü droop ayarına (governor droop setting) uygun olarak hem sekonder frekans kontrol aralığının içinde hem de primer rezerv olarak ayrılmış olan kısımda uygun bir şekilde primer frekans kontrol cevabı verildiği ve bunu sürdürebildiği test edilecektir.

7) Sekonder frekans kontrol testleri sırasında, santral/blok/ünite toplam üretiminin TEİAŞ Milli Yük Tevzi Merkezinde bulunan AGC programı tarafından gönderilen ayar değerlerini belirli bir kontrol hassasiyeti ile, beklenen hızda takip ettiği kontrol edilecektir. Normal koşullarda kontrol hatasının belirli bir değerin altında kalması gerekmektedir.

8) Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol testleri sırasında santralda alınacak kayıtlara ilaveten, TEİAŞ Milli Yük Tevzi Merkezinde SCADA Sistemi vasıtasıyla aşağıda belirtilen değerler kaydedilecek ve bu değerlerin yer aldığı grafikler ile testler sırasında AGC programının veritabanına girilen nihai parametreleri gösteren çıktılar testler sonunda hazırlanacak Test Raporunun ekine konulacaktır:

- Milli Yük Tevzi Merkezinden gönderilecek ayar değeri.
- Sistem frekans değeri.
- Santral/blok/ünitenin aktif güç üretimi.
- Ünitelerin aktif güç üretimleri (gerekli durumlarda).

9) Santral/blok/ünite sekonder frekans kontrol testlerinin sonunda, Milli Yük Tevzi Merkezinde AGC Programı Test Modundan OTOMATİK Moda alınarak, işletme koşullarında santral/blok/ünitenin sekonder frekans kontrolüne katılımı izlenecek ve bu test sırasında alınan kayıtlar da Test Raporunun ekine konulacaktır.

Ünite/adı	Yük Alma Hızı (MW/dakika)	Yük Atma Hızı (MW/dakika)	Hız Regülatörü Droop- Ayarı (%)
Ünite-1			
Ünite-2			
Ünite- ...			
Ünite-n			

Ünite/Blok/Santral	Minimum Limit (MW)	Maksimum Limit (MW)
--------------------	-----------------------	------------------------

Ünite-1		
Ünite-2		
Ünite- ...		
Ünite-n		
Toplam Santral/Blok (MAXC ve MINC)		

Santral/Blok/Ünite için Gecikme	
Santral/Blok/Ünite için Zaman Sabiti	

EK 5 PLANLAMA VERİLERİ

BÖLÜM 1

E.5.1 STANDART PLANLAMA VERİLERİ

E.5.1.1 Şalt sahası ve kullanıcı sistemi verileri

E.5.1.1.1 Genel

Kullanıcı, sistemi ile ilgili verileri, E.5.1.1.2 ve E.5.1.1.3'te açıklandığı şekilde TEİAŞ'a bildirir.

E.5.1.1.2 Kullanıcı sistemi şeması

Kullanıcı sistemi tek hat şeması; bağlantıların ve primer dağıtım sistemlerinin mevcut ve önerilen durumunu, teçhizat kapasitelerini ve numaralarını içerir.

E.5.1.1.3 Kısa devre analizi verileri

- (a) Kullanıcı sistemi iletim sistemine bağlanmadan önce ve sonra iki sistem arasındaki bağlantı noktasında (+), (-) ve sıfır bileşen empedansları,
- (b) Kullanıcı sisteminde bulunan senkron generatör, elektrojen grupları ve/veya senkron/endüksiyon motor ve/veya şönt kapasitörlerin iletim sisteminde puant yük koşullarında 3 faz-toprak ve tek faz-toprak kısa devre arızası meydana gelmesi durumunda kısa devre akımlarına katkıları

E.5.1.2 Talep verileri

E.5.1.2.1 Genel

Kullanıcılar, bağlantı noktasındaki bir önceki yıla ait gerçekleşen talep verilerini, içinde bulunulan yıla ve izleyen on yıla ait tahmini talep verilerini E.5.1.2.2 ve E.5.1.2.3'te belirtildiği şekilde TEİAŞ'a bildirirler.

Kullanıcılar, bağlantı noktasındaki çalışma koşullarına göre yaptıkları ek talep tahminlerini her yıl Mart ayı sonuna kadar TEİAŞ'a bildirirler. Bu tahminlerin bildirilmediği durumlarda TEİAŞ'ta mevcut en son bilgilerin geçerli olduğu kabul edilir.

E.5.1.2.2 Aktif ve reaktif talep verileri

Dağıtım hatlarındaki kayıplar, dağıtım sistemine bağlı dengelemeye katılmayan ünitelerin üretimi hariç, iç ihtiyacını dağıtım sisteminden doğrudan karşılayan santrallerin bu ihtiyaçları ile ilgili aktif ve reaktif talep verileri dağıtım şirketi tarafından sağlanır.

Kullanıcı talep verileri;

- (a) Sistemin yaz ve kış maksimum puant ve minimum yüklenmesi ile ilgili olarak TEİAŞ tarafından belirlenecek tarihlerdeki talep güçleri,
- (b) Kullanıcının kendi puant gününde ve saatinde en yüksek talep gücü,
- (c) Aylık olarak ayın en yüksek talep gücü,
- (d) MWh olarak yıllık enerji talebi,
- (e) Dengelemeye tabi olmayan ve kullanıcı sistemine doğrudan bağlı ünitelerin net çıkış güçleri,
- (f) Talebin gerilim ve frekansa göre değişimi,

- (g) Talebin iletim sisteminde yarattığı harmonik bileşenleri ve genlikleri,
- (h) Talebinin iletim sisteminde yarattığı ortalama ve azami faz dengesizlikleri,
- (i) Günlük, aylık ve yıllık yük eğrileri,
- (j) Konut, ticarethane, resmi daire, okul, hastane, sanayi, tarımsal sulama ve tarife dışı aboneler için günlük aylık ve yıllık yük eğrileri, (Ocak ayından başlayarak her üç ay bir mevsim olarak kabul edilecektir. Her mevsimle ilgili olarak; Cumartesi, Pazar, Pazartesi, Çarşamba günlerinin her birini temsil eden örnek gün için saatlik puant değerleri ve bu tüketici gruplarının aylık enerji tüketimleri ile günlük, aylık ve yıllık yük eğrileri.)

olarak düzenlenir.

İçinde bulunulan yıla ve bu yılı takip eden on yıla ait yıllık puant ve minimum talep günlerin, saatleri ile birlikte, her yıl Ocak ayı sonuna kadar TEİAŞ tarafından kullanıcılara bildirilir.

E.5.1.2.3 5 MVA'nın üzerindeki yükler

Kullanıcılar, 5MVA'nın üzerindeki talepler için ayrıntılı yük karakteristiklerini TEİAŞ'a bildirirler. Ark Ocakları, çelik işleme atölyeleri, metro ve demiryolları kataner besleme sistemleri, fliker, gerilim dalgalanmaları ile müşterileri etkileyebilen yükler bu gruba dahildir.

Bu tür yükler için gerekli veriler:

- (a) Periyodik değişim gösteren aktif ve reaktif enerji talepleri,
- (b) Değişimin periyodu,
- (c) Talebin periyodik değişimi esnasında sabit kalan kısmı,
- (d) Arz yetersizliğinin ortaya çıkması durumunda, kullanıcı barasındaki çıkış geriliminin düşmesini önleyebilmek için aktif ve reaktif talepte yapılması gereken kesintiler,
- (e) Periyodik bir süre içinde maksimum aktif ve reaktif güç talepleri,
- (f) Periyodik süre içinde en yüksek enerji talebi

E.5.1.3 Santral verileri

E.5.1.3.1 Genel

Kullanıcılar TEİAŞ'a bir önceki, içinde bulunulan ve bu yılı izleyen on yıla ait verileri E.5.1.3.2 ve E.5.1.3.3'de belirtildiği şekilde bildirirler.

İletim sistemine bağlı üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler aşağıdaki bilgileri TEİAŞ'a bildirirler. İletim sistemine bağlı olmayıp, kullanıcı şebekesine veya dağıtım sistemine bağlı santraller da TEİAŞ tarafından talep edilmesi durumunda bu bilgileri verirler.

- (a) Santral veya ünitenin iletim sistemine bir bara aracılığıyla direkt olarak bağlı olduğu durum için santral verileri,
- (b) Santral veya ünitenin iletim sistemine Kullanıcı şebekesine veya dağıtım sistemi üzerinden bağlı olduğu durum için santral verileri.

E.5.1.3.2 Santral verileri

- (a) Santralın iletim sistemine bağlandığı noktanın coğrafi, elektriksel konumu ve gerilimi,
- (b) Santralın kurulu ve asgari çıkış gücü,
- (c) Aktif ve reaktif iç tüketimi,
- (d) Üretim programı

Dağıtım sisteminin talebi hesaplanırken, dağıtım sistemine direkt olarak bağlı santralların ünite sayısı ve bunların toplam kapasitesi talepten düşülür.

E.5.1.3.3 Ünite verileri

- (a) Çıkış gücü ve gerilimi,
- (b) Güç faktörü,
- (c) Yıllık çalışma süresi,
- (d) Yıllık enerji üretimi,
- (e) Üretim kapasitesi,
- (f) Sözleşmeye bağlanmış kapasite,
- (g) Yüklenme eğrisi,
- (h) Aktif ve reaktif iç tüketimi,
- (i) Atalet sabiti,
- (j) Kısa devre oranı,
- (k) Dikey eksen transient reaktansı ($x'd$),
- (l) Dikey eksen sub-transient zaman sabiti ($T''d$),
- (m) Ana güç transformatörünün kapasitesi, pozitif bileşen reaktansı ve kademe ayarları,
- (n) Santralın emreamadelik çizelgesi,
- (o) Isı tüketimi (kcal/kwh),
- (p) Yakıt tüketimi (gr/kwh, ton/yıl, m³/kwh, m³/yıl),
- (q) Yakıt türü,
- (r) Yakıtın ortalama ısıl değeri (kcal/kg),
- (s) Yardımcı yakıt türü ve miktarı,
- (t) Ünite türü ve türbin devir sayısı,
- (u) Birim yatırım (\$/kW), sabit giderler (\$/kW-ay), ve değişken işletme giderleri (cent/kwh),
- (v) Yıllık CO, CO₂, CH₄, NO_x, SO_x ve toz emisyonları (gr/kwh),
- (w) Emisyon kontrol tesisi kurulmadan önce belirlenen emisyon özellikleri (CO, CO₂, CH₄, NO_x, SO_x ve toz) (gr/kwh),
- (x) Elektrofiltre, bacagazı arıtma tesisi gibi, emisyon kontrol tesislerinin verimi (%).

E.5.1.3.4 Hidroelektrik santral verileri

Yukarıdaki verilere ek olarak hazırlanan veri planı ile ilgili ek akarsu rezervuar ve üretim bilgileri.

BÖLÜM 2

E.5.2 AYRINTILI PLANLAMA VERİLERİ

E.5.2.1 Şalt sahası ve kullanıcı sistemi verileri

E.5.2.1.1 Genel

Kullanıcılar sistemleri ile ilgili ayrıntılı bilgileri, E.5.2.1.2 ve E.5.2.1.11'de açıklandığı şekilde TEİAŞ'a bildirirler.

E.5.2.1.2 Kullanıcı sistemi şeması

- (a) Bara yapısı,
- (b) Hatlar, kablolar, transformatörler, kesici, ayırıcılar ile koruma ve ölçü sistemleri,
- (c) Faz sırası,
- (d) Topraklama düzeneği,
- (e) Anahtarlama ve kilitleme düzenekleri,
- (f) İşletme gerilimleri,
- (g) Ekipmanın numaralandırma ve isimlendirme usul ve esasları

E.5.2.1.3 Reaktif kompanzasyon sistemi verileri

Kullanıcı, sistemindeki reaktif kompanzasyon tesisleri için aşağıdaki bilgiler hazırlanır;

- (a) Reaktif kompanzasyon sisteminin çıkışının sabit veya değişken olduğu,
- (b) Reaktif kompanzasyon sisteminin kapasitif ve/veya endüktif bölgelerdeki işletme aralığı,
- (c) Reaktif güç çıkışının kademe ayarları,
- (d) Reaktif güç çıkışının otomatik kontrol özellikleri ve ayarları,
- (e) Reaktif kompanzasyon sisteminin kullanıcı sistemine bağlantı noktası.

E.5.2.1.4 Kullanıcı sisteminin iletim sisteminin kısa devre gücüne etkisi

Kullanıcı, sisteminin iletim sisteminin kısa devre gücüne olan etkisinin incelenebilmesi için aşağıdaki bilgileri TEİAŞ'a bildirir;

- (a) Kullanıcı sistemine bağlı üniteler de dahil olmak üzere, bağlantı noktasındaki azami 3 faz-toprak kısa devre gücü,
- (b) Kullanıcı sistemine bağlı senkron generatör, elektrojen grupları ve/veya senkron/endüksiyon motor ve/veya şönt kapasitörlerden gelecek ilave 3 faz-toprak kısa devre gücü,
- (c) Kullanıcı sisteminin (+), (-) ve sıfır bileşen empedansları.

E.5.2.1.5 Sistem suseptansı

Kullanıcı, nominal frekanstaki kullanıcı sisteminin iletim sistemine bağlantı noktasındaki eşdeğer sistem suseptans bilgilerini TEİAŞ'a verir. Bu bilgiler, normal koşullarda kablo şebekesinin entegre parçası olan ve kablodan bağımsız olarak hizmet dışı olmayan şönt reaktörler hakkında bilgileri de içerir. Bu bilgilere aşağıdakiler dahil değildir:

- (a) Kullanıcı sistemindeki bağımsız reaktif kompanzasyon tesisleri,
- (b) E.5.2.3.2'de belirtilen aktif ve reaktif güç ek talep verilerindeki kullanıcı sisteminin suseptansı.

E.5.2.1.6 Bağlantı empedansı

Kullanıcılar, sistemleri ile ilgili, eşdeğer direnç, reaktans ve şönt suseptansları içeren değerleri TEİAŞ'a verirler. Bu değerlerin TEİAŞ tarafından düşük bulunması durumunda eşdeğer empedans ile ilgili daha ayrıntılı bilgi veya kullanıcı sistemi eşdeğer empedansının direnç bileşeni kullanıcıdan istenebilir.

E.5.2.1.7 Talep aktarma

Talebin, iletim sistemindeki birden fazla noktadan birlikte karşılanması durumunda, bu noktaların herbirindeki taleplerin toplam talebe oranları kullanıcı tarafından TEİAŞ'a bildirilir. Ayrıca, arıza ve bakım çalışmaları esnasında bu talepler üzerinde elle veya otomatik olarak yapılan talep aktarma işlemleri ve bu işlemler için gerekli süreler kullanıcı tarafından TEİAŞ'a bildirilir.

Talebin, iletim sistemindeki alternatif noktalardan beslenebilmesinin mümkün olması durumunda, talebin bu alternatif noktalara aktarılma olanakları ve aktarılma süreleri kullanıcı tarafından TEİAŞ'a bildirilir.

E.5.2.1.8 Sistem verileri

Kullanıcı, yüksek gerilim sistemi ile ilgili olarak aşağıdaki verileri sunar.

(a) Sistem parametreleri:

- Nominal gerilim (kV),
- İşletme gerilimi (kV),
- Pozitif bileşen reaktansı,
- Pozitif bileşen direnci,
- Pozitif bileşen suseptansı,
- Sıfır bileşen reaktansı,
- Sıfır bileşen direnci,
- Sıfır bileşen suseptansı

(b) Yüksek gerilim şebekesi ile kullanıcı şebekesi arasında transformatörler:

- MVA kapasitesi,
- Gerilim oranı,
- Sargıların bağlantı şekli,
- Sargıların azami, asgari ve nominal kademeleri de dikkate alınarak hesaplanan pozitif bileşen direnci,
- Sargıların azami, asgari ve nominal kademeleri de dikkate alınarak hesaplanan pozitif bileşen reaktansı,
- Sıfır bileşen reaktansı,
- Kademe ayar aralığı,
- Kademe adımı sayısı,
- Kademe değiştirici türü: yükte veya boşta,
- Kademe değiştirici tipi: analog, sayısal, BCD

(c) Santraller de dahil olmak üzere, iletim sistemi bağlantı noktasına bağlı primer fider donanımı;

- Nominal gerilim (kV),
- Nominal akım (A),
- Nominal kısa devre kesme akımı, 3-faz (kA),
- Nominal kısa devre kesme akımı, 1-faz (kA),
- Nominal yük kesme akımı, 3-faz (kA),
- Nominal yük kesme akımı, tek-faz (kA),
- Nominal kısa devre kapama akımı, 3-faz (kA),
- Nominal kısa devre kapama akımı, tek-faz (kA)

E.5.2.1.9 Koruma sistemi verileri

Kullanıcı, bağlantı noktasındaki koruma sistemi ve ayarları ile ilgili olarak aşağıdaki bilgileri TEİAŞ'a verir.

- (a) Kullanıcı şebekesindeki röleler ve koruma sistemleri hakkında, ayarları da dahil olmak üzere, kapsamlı bilgileri,
- (b) Kullanıcı şebekesindeki tekrar kapama teçhizatı ile ilgili kapsamlı bilgileri,
- (c) Ünite, ünite transformatörleri, start-up transformatörleri ve iç ihtiyaç transformatörleri ile bunlara ilişkin bağlantılardaki röleler ve koruma sistemlerinin, ayarları da dahil olmak üzere kapsamlı bilgileri,
- (d) Bir kesicisi olan ünite çıkışlarında elektrik arızası giderilme süreleri,
- (e) Kullanıcı şebekesindeki arızaların giderilme süreleri.

E.5.2.1.10 Topraklama verileri

Kullanıcı, şebekesi üzerindeki topraklama sisteminin, empedanslar da dahil olmak üzere, hesaplama ve ölçümlerle ilgili verilerini TEİAŞ'a verir.

E.5.2.1.11 Geçici aşırı gerilim verileri

İzolasyon koordinasyonu çalışmaları için TEİAŞ tarafından aşırı gerilim incelemesi yapılması gerekir. Kullanıcı, TEİAŞ tarafından talep edildiği takdirde, iletim bağlantı noktasına ilişkin kendi sistemi için hesapladığı ark empedansı değerlerini ve bu hesaplamaların ayrıntılarını sunar. TEİAŞ, gerekmesi durumunda, tesis ve/veya teçhizatın fiziksel boyutları ve iletim sistemine doğrudan bağlı teçhizatın ve koruma araçlarının özellikleri ile ilgili daha ayrıntılı bilgi talep edebilir.

E.5.2.2 Talep verileri

E.5.2.2.1 Genel

- (a) Kullanıcılar, talep ile ilgili olarak, bir önceki ve içinde bulunan yılda gerçekleşen, ve takip eden on yıl için beklenen bilgileri E.5.2.2.3 ve E.5.2.3.2'de şekilde TEİAŞ'a bildirir.
- (b) Kullanıcılar, yılın farklı dönemlerindeki toplam talebin doğru olarak belirlenebilmesi için talep tahminlerindeki değişimleri gösteren ek talep tahmini verilerini TEİAŞ'a verir.

E.5.2.2.2 Kullanıcının aktif ve reaktif güç talebi

Kullanıcı sisteminde yer alan ve dengelemeye tabi olmayan santralların üretimleri çıkarıldıktan sonra geriye kalan talep değerleri aşağıdaki şekilde saatlik bazda her gün için verilir:

- (a) Kullanıcı sisteminde puantın oluştuğu tarih,
- (b) Kullanıcı sisteminde aktif güç puantının oluştuğu tarih,
- (c) Kullanıcı sisteminde minimum aktif gücün oluştuğu tarih,

E.5.2.2.3 Müşteri talep yönetimi verileri

Kullanıcıdan kaynaklanan nedenlerle aktif ve reaktif talepte yapılan talep düşümü, bu düşümü gerçekleştirmek için düşümden önce tüketicilere yapılan bildirimler, talep düşümlerinin süreleri ve yıl içindeki talep düşümlerinin toplam sayısı TEİAŞ'a verilir. Bu talep düşümlerinin süre ve sayı bakımından kabul edilebilir düzeyde olup olmadığı hususunda inceleme ve değerlendirme yıl sonunda TEİAŞ tarafından yapılır. Bu incelemenin sonuçları TEİAŞ tarafından dağıtım şirketine bildirilir.

E.5.2.3 Santral verileri

E.5.2.3.1 Genel

50 MW ve üzerinde ünite veya 100 MW ve üzerinde toplam kurulu gücü olan santrallara sahip üreticiler, E.5.2.3.2'den E.5.2.3.9'a kadar belirtilen bilgileri TEİAŞ'a verir.

E.5.2.3.2 Ek talep

- (a) Ünitenin nominal yükte iç ihtiyaç yükü,
- (b) Ünitenin iç ihtiyacının iletim veya dağıtım sisteminden sağlanması durumunda, ünite gücü ile birlikte, ünitenin ek iç ihtiyaç gereksinimi de belirtilmelidir.

E.5.2.3.3 Ünite parametreleri

- (a) Nominal çıkış gerilimi (kV),
- (b) Nominal çıkış gücü (MVA),
- (c) Nominal aktif çıkış gücü (MW),
- (d) Minimum aktif güç (MW),
- (e) Kısa devre oranı,
- (f) Dikey eksen senkron reaktansı: (X_d),
- (g) Dikey eksen transient reaktansı: (X_d'),
- (h) Dikey eksen sub-transient reaktansı: (X_d''),
- (i) Dikey eksen transient zaman sabiti: (T_d'),
- (j) Dikey eksen sub-transient zaman sabiti: (T_d''),
- (k) Yatay eksen senkron reaktansı: (X_q),
- (l) Yatay eksen transient reaktansı: (X_q'),
- (m) Yatay eksen sub-transient reaktansı: (X_q''),
- (n) Yatay eksen transient zaman sabiti: (T_q'),
- (o) Yatay eksen sub-transient zaman sabiti: (T_q''),
- (p) Stator zaman sabiti: (T_s),

- (q) Stator direnci: (R_s),
- (r) Stator kaçığı reaktansı: (X_{ls}),
- (s) Turbojeneratör atalet sabiti (MW_{san}/MVA) - (H),
- (t) Nominal ikaz akımı: (I_f),
- (u) Üreticilerin uygunluk sertifikasından % 10 luk basamaklarla alınan nominal gerilimin % 50 ile % 120 arasındaki aralığa karşılık gelen değerler kullanılarak ünite terminali ve gerilimi ile ikaz akımı (I_f) açık devre doyma eğrisi.

E.5.2.3.4 Yükseltici transformatör parametreleri

- (a) Nominal MVA,
- (b) Gerilim değişim oranı,
- (c) Sargıların azami, asgari ve nominal kademeleri de dikkate alınarak hesaplanan pozitif bileşen direnci,
- (d) Sargıların azami, asgari ve nominal kademeleri de dikkate alınarak hesaplanan pozitif bileşen reaktansı,
- (e) Sıfır bileşen reaktansı,
- (f) Kademe ayar aralığı,
- (g) Kademe adımı sayısı,
- (h) Kademe değiştirici türü: yükte veya boşta,
- (i) Kademe değiştirici tipi: analog, sayısal, BCD
- (j) Bağlantı grubu.

E.5.2.3.5 İç ihtiyaç transformatörü parametreleri

- (a) Nominal MVA,
- (b) Gerilim değişim oranı,
- (c) Yüksek gerilim tarafında ölçülen sıfır bileşen reaktansı.

E.5.2.3.6 İkaz kontrol sistemi parametreleri

- (a) İkaz devresi DC kazancı,
- (b) Nominal ikaz gerilimi,
- (c) Asgari ikaz gerilimi,
- (d) Azami ikaz gerilimi,
- (e) Artan ikaz gerilimi azami değişim hızı,
- (f) Azalan ikaz gerilimi asgari değişim hızı,
- (g) İkaz devresi blok diyagramı,
- (h) Aşırı ikaz sınırlayıcısı dinamik özellikleri,
- (i) Düşük ikaz sınırlayıcısı dinamik özellikleri,
- (j) Güç sistemi dengeleyicisi (PSS) parametreleri.

E.5.2.3.7 Tekrar kızdırıcı sistemi gaz türbini birimleri için hız regülatörü parametreleri

- (a) YB (Yüksek basınç) hız regülatörü ortalama kazancı MW/Hz,
- (b) Hızlandırıcı motor ayarlama aralığı,
- (c) YB kontrol valfi zaman sabiti,
- (d) YB kontrol valfi açılma sınırları,
- (e) YB kontrol valfi hız sınırları,

- (f) Tekrar kızdırıcı sistem zaman sabiti,
- (g) OB (Orta basınç) hız regülatörü ortalama kazancı MW/Hz,
- (h) OB hız regülatörü ayarlama aralığı,
- (i) OB kontrol valfi zaman sabiti,
- (j) OB kontrol valfi açılma sınırları,
- (k) OB kontrol valfi hız sınırları,
- (l) YB ve OB hız regülatörü devresindeki ivmelenmeye duyarlı parçaların ayrıntıları,
- (m) Hız regülatörü blok diyagramı.

E.5.2.3.8 Tekrar kızdırıcısız gaz türbini birimleri için hız regülatörü parametreleri

- (a) Hız regülatörü ortalama kazancı,
- (b) Hızlandırıcı motor ayarlama aralığı,
- (c) Buhar veya yakıt kontrol valfi zaman sabiti,
- (d) Kontrol valfi açılma sınırları,
- (e) Kontrol valfi hız sınırları,
- (f) Türbin zaman sabiti,
- (g) Hız regülatörü blok diyagramı.

E.5. 2.3.9 Hidroelektrik gruplar için hız regülatörü parametreleri

- (a) Hız regülatörü kalıcı düşüşü,
- (b) Hız regülatörü geçici düşüşü,
- (c) Hız regülatörü zaman sabiti,
- (d) Filtre zaman sabiti,
- (e) Servo zaman sabiti,
- (f) Giriş hız sınırı,
- (g) Maksimum giriş sınırı,
- (h) Minimum giriş sınırı,
- (i) Su girişi zaman sabiti,
- (j) Türbin kazancı,
- (k) Türbin kaybı,
- (l) Yüksüz akış.

E.5.2.3.10 Santral esneklik performansı

- (a) Ünite için soğuk yol verme yüklenme hızı,
- (b) Ünite için ılık yol verme yüklenme hızı,
- (c) Senkronizasyonu izleyen blok yük,
- (d) Nominal kapasiteden yük düşme hızı,
- (e) Kontrol aralığı,
- (f) Yük atma yeteneği.

E.5.2.4 Ek veriler

E.5.2.4.1 Genel

TEİAŞ, gerekmesi durumunda, sistem etüdüleri için kullanıcılardan ek veriler talep edebilir.

E.5.1.3.4.HİDROELEKTRİK SANTRAL VERİLERİ

HİDROLİK SANTRAL BİLGİLERİ

BARAJ ADI				
HAVZA ADI				
REZERVUAR MAKSİMUM HACMİ (10 ⁶ M ³)				
REZERVUAR MAKSİMUM İŞLETME HACMİ (10 ⁶ M ³)				
REZERVUAR MİNİMUM İŞLETME HACMİ (10 ⁶ M ³)				
KUYRUK SUYU KOTU (M)				

	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL
AYLIK REZERVUAR SULAMALARI (10 ⁶ M ³)												
AYLIK MANSABA VERİLEN SU (10 ⁶ M ³)												
BUHARLAŞMALAR (mm)												

TÜRBİNLERİN ORTALAMA VERİMİ (%)	
---------------------------------	--

PROJENİN	
BRÜT DÜŞÜ	M
NET DÜŞÜ	M
MAKSİMUM DEBİ	M ³ /sn
NORMAL DEBİ	M ³ /sn
En Erken İşletmeye Giriş Tarihi	
ÜNİTE SAYISI VE KURULU GÜCÜ	MW
PROJE ÜRETİMİ	GWh
GÜVENİLİR ÜRETİMİ	GWh

Net Yatırım Maliyeti	İç		\$/kW
(İnşaat Dönemi Faizi Hariç)	Dış		\$/kW
Yatırım maliyetinin yerli finansman yüzdesi			%
Projenin ekonomik ömrü			yıl
İnşaat süresi			yıl

Rezervuardaki su seviyesine karşılık gelen su miktarı

	su seviyesi (m)	hacim (10 ⁶ m ³)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

Maliyetler yılı fiyatları ile

Kaskattaki durumlarına göre hangi projenin diğerinden daha önce işletmeye girmesi gerektiği belirtilmelidir

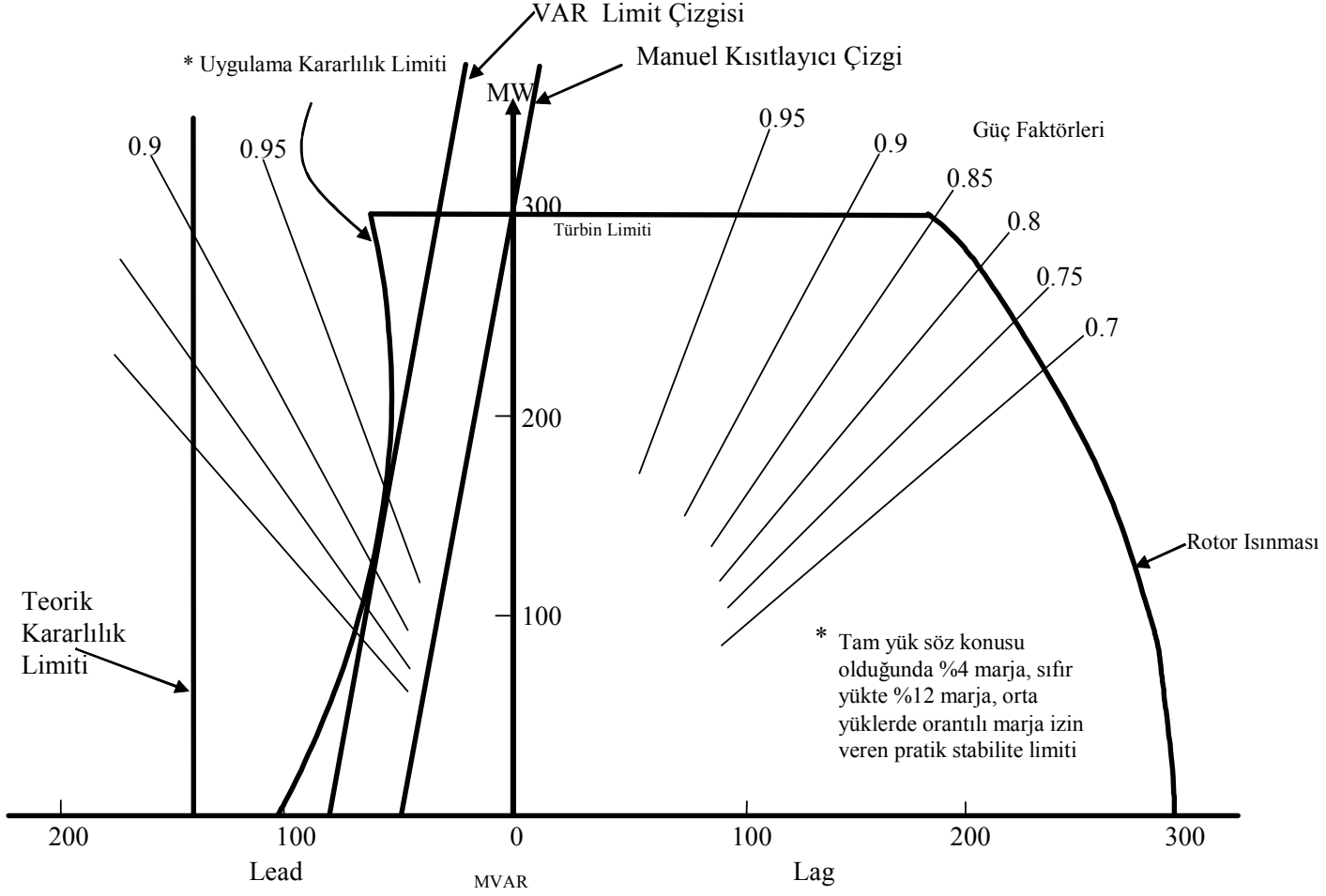
E.5.1.3.4.REZERVUAR SU GİRİŞİ

REZERVUAR SU GİRİŞİ

YILLAR	(10 ⁶ m ³)											
	EKİM	KASIM	ARALIK	OCAK	ŞUBAT	MART	NISAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL

Geçmiş yirmibeş yıl için rezervuara gelen ölçülmüş aylık doğal su girişidir.

EK 6 YÜKLENME EĞRİSİ



EK 7 ÜRETİM PLANLAMA PARAMETRELERİ

Aşağıdaki veriler dengeleme ve uzlaştırmaya taraf ünite ve/veya bloklar için hazırlanır:

- 1) Senkronizasyondan çıkan üniteyi ve/veya bloğu tekrar senkronize edebilmek için gerekli minimum süre,
- 2) Üretim tesisindeki farklı üniteler arasında veya kombine çevrim gaz türbini bloğu içindeki bir gaz türbini ve çevrim ünitesi arasında veya iki blok arasındaki minimum senkronizasyon süresi,
- 3) Senkronizasyon esnasında kombine çevrim gaz türbini bloğunda, blok yük olarak tanımlanan minimum üretimi,
- 4) Aşağıdaki koşullar için ünite ve/veya bloğun senkronizasyonunda maksimum yüklenme oranları;
 - Sıcak
 - Ilık
 - Soğuk
- 5) Boşta en kısa çalışma süresi,
- 6) Aşağıdaki koşullar için, ünite ve/veya blok maksimum yük düşme oranları;
 - Sıcak
 - Ilık
 - Soğuk
- 7) Aşağıdaki koşullar için, yıllık izin verilen maksimum çalışma şartları;
 - Sıcak
 - Ilık
 - Soğuk

EK 8

TEİAŞ
.....ŞEBEKE İŞLETME GRUP MÜDÜRLÜĞÜ
.....BÖLGESİ İŞLETME GRUP BAŞMÜHENDİSLİĞİ
YDM-1

.....YÜK TEVZİ İŞLETME MÜDÜRLÜĞÜ ¹¹⁹	
ÇALIŞMA İZİNİ İSTEĞİ	
Tarih :.../.../.....	İstek No :.../.../.....
1. Çalışmanın Yapılacağı Merkez veya E.İ.Hattı
2. Servisten Çıkarılacak Teçhizat
3. Yapılacak Çalışma
4. İzni İsteyen Yetkili Şahıs
5. Çalışmayı Yapacak Ekip Şefi veya Koordinasyon Sorumlusu
6. Y.D.M.'den Enerji Kesilmesi ve Verilmesini Talep Edecek T.M. İşletme Teknisyeni
7. İşin Başlayacağı Tarih ve Saat
8. İşin Biteceği Tarih ve Saat
9. Teçhizatın Devre Dışı Edilme Süresi
10. Enerjisi Kesilecek Müşteriler
11. Acil Hallerde Servise Alma Şekli ve Süresi
12. T.M. İşletme Teknisyeninin Y.D.M. ile Muhabere Şekli
NOT:

¹¹⁹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

.....

İSTENİLEN MANEVRA ÖZELİKLERİ

1. Manevraya Başlama Şekli
- Teçhizatın
2. Teslim Şekli
3. Teçhizatın Emreamade Hale Getirilme Şekli
- Çalışma İzni
- İstemeye Yetkili Şahıs

İsim

İmza

NOT: İstenilen manevra özelliklerinden amaç açma, kapama rutin (veya formlarla belirtilen) manevralarının dışındaki istekler bu bölümde belirtilecek.

EK 9

**TEİAŞ
YÜK TEVZİ MÜDÜRLÜĞÜ¹²⁰**

YDM-2

ÇALIŞMA İZİNİ

Tarih:
No:

Çalışma İzni İsteği No

1-YDM'de Formu Dolduran Kişi

2-Yapılacak Çalışma

3-Çalışmayı Yapaca Ekip Şefi

Yapılacak Çalışma ve Ekip Şefi

4-Haber Verilen Servisler

MYTM¹²¹:

BÖLGE:.....

ELEKTRONİK:.....

TEST:.....

SANTRAL:.....

5-Enerjisi Kesilecek Müşteriler

6-Müşteri ile Anlaşan

YDM Mühendisi
İsim İmza

YDM BaşMühendisi
İsim İmza

ÇALIŞMA İZİNİNİN İPTALİ

1. İptali İsteyen Sorumlu Kimse :
2. İptalin Nedeni :
3. Kabul Eden :
4. Haber Verilen Servisler :
5. Haber Veren Müşteriler ve Haber Veren :

YDM Mühendisi
İsim İmza

YDM Başmühendisi
İsim

İmza

¹²⁰ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

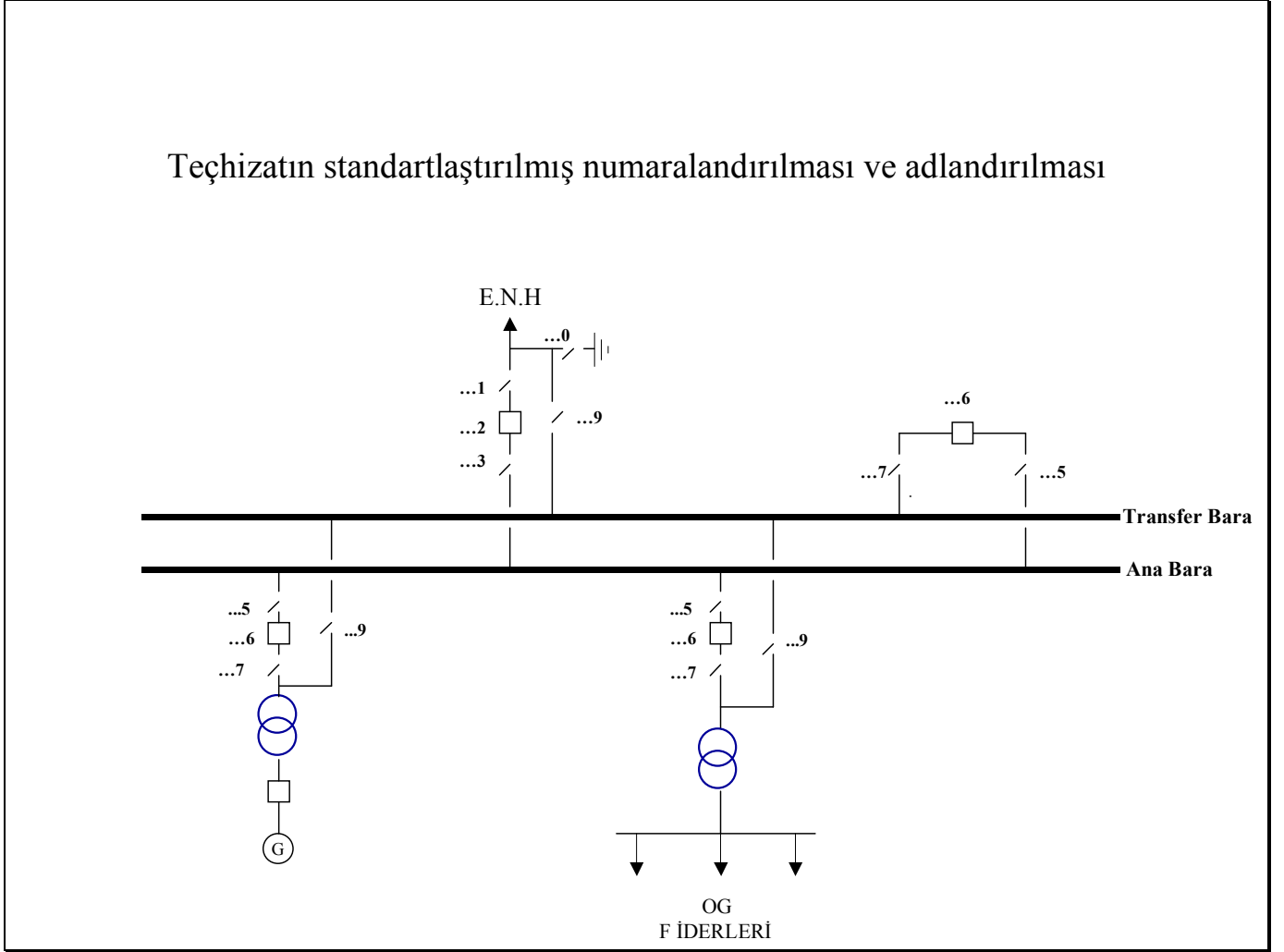
¹²¹ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

EK 11
ÖNEMLİ OLAY BİLDİRİM FORMATI

1. Önemli olayın saati ve tarihi,
2. Önemli olayın yeri,
3. Önemli olayın meydana geldiği tesis ve/veya teçhizat,
4. Önemli olayın özet açıklama,
5. Hizmete dönüşün/toparlanmanın tahmini veya gerçekleşen saati ve tarihi,
6. Kesintiye uğramış arızalı/üniteleri ve kesintinin süresi,
7. Önemli olaydan kaynaklanan, devredeki ünitelerin emreamade olma durumunda/şebeke ortaya çıkan azalma

EK 12 TEÇHİZAT NUMARALANDIRILMA VE İSİMLENDİRİLMESİ

Teçhizat numaralandırma ve isimlendirilmesi için standart manevra şeması



Açıklamalar:

1. Hat fideri hat ayırıcısı,
2. Hat fideri kesici,
3. Hat fideri bara ayırıcısı, çift ana baralı sistemde bara 1 ayırıcısı,
5. Transformatör, ünite, transfer fiderinin ana bara tarafındaki ayırıcısı, çift ana baralı sistemde bara 2 ayırıcısı,
6. Transformatör, ünite, transfer ve bağlantı fider kesicisi,
7. Transfer fiderinin transfer bara tarafındaki ayırıcısı, transformatör fiderinin transformatör tarafındaki ayırıcısı, ünite fiderinin transformatör tarafındaki ayırıcısı,
9. By-pass veya transfer ayırıcısı,
0. Fider toprak ayırıcısı

EK 13

KOMBİNE ÇEVİRİM GAZ TÜRBİNİ BLOKLARI İLE İLGİLİ PARAMETRELER

Üretim verileri:

a) Kombine çevrim gaz türbini bloğunun emreamade olma durumu bildirimi;

1. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun emreamade olma durumu: başlangıç saati ve tarihi,
2. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun emreamade olmama durumu: tarihi, başlangıç ve bitiş saatleri,
3. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun başlangıç durumu: senkronize olma süresi, en son servise alınma ve servis dışı olma tarih ve saatleri, sıcaklık yükselmesine bağlı olarak servis dışı olma süresi.

b) Üretim programlama ve dağıtım parametreleri;

1. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun esnek olmayan kesin minimum çıkışı: esnek olmama durumunun tanımı, başlangıç tarihi ve saati, MW.
2. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun temel verileri:
 - (a) Minimum sürekli üretimi,
 - (b) Kontrollü olarak tekrar devreye alınmayı sağlayacak minimum servis dışı olma süresi.
3. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun minimum çalışma süresi,
4. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun senkronizasyon süreleri: yol verme, boшта çalışma, tam yüke çıkma süreleri,
5. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun çıkış artış adımları: soğuk, ılık ve sıcak başlangıç koşullarının her biri için 3 adet olmak üzere, sıcaklıklar arasındaki eşik noktası zamanıyla ve eşik noktalarındaki bekleme veya ani yük artış süre ve miktarı,
6. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun çıkış artış adımları ve çıkış eşik noktaları,
7. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun yüklü durumda yük alma adımları: iki eşik noktası arasında üç adımda çıkış yüklenme miktarları,
8. Kombine çevrim gaz türbini bloğunun çıkış düşüm adımları: iki eşik noktası arasında üç adımda yük düşme miktarları,

EK 14 DENGELEME PARAMETRELERİ

Milli Yük Tevzi Merkezi¹²³ Dengeleme Birimi için;

- 1) a) Buhar türbinlerinde, çeşitli yol verme alternatifleri için senkronizasyon süreleri ve senkronizasyondan yüklenmeye kadar geçen süre,
b) Hidroelektrik santraller ve gaz türbinleri için, senkronizasyon süreleri ve senkronizasyondan yüklenmeye kadar geçen süre,
- 2) Temel veriler;
 - a) Minimum yük (MW),
 - b) Hız regülatörünün eğimi (%),
 - c) Sürekli işletilebilme yeteneği (ünitenin arıza nedeniyle devre dışı olmasının ertelenebilirliği).
- 3) Planlanan gün için iki dengeleme periyodu arasında devreye girme ve çıkma sayısı,
- 4) Devrede en az kalma süresi,
- 5) Senkronizasyondan sonra minimum yük,
- 6) Çeşitli sıcaklıklarda ve uygun durumlarda sıcak tutulma süreleri da dahil olmak üzere, iki eşik noktası arasındaki maksimum yükleme oranları,
- 7) İki eşik noktası arasındaki maksimum yük atma oranları,
- 8) Ünite yüklenme eğrisindeki ünitenin çalıştırılabildiği aktif ve reaktif çıkış sınırları,
- 9) Ünitenin maksimum yük artışları ile birlikte yirmidört saat içinde yüklenme periyodu,
- 10) Gaz türbinleri için ortam sıcaklığına göre yüklenme kapasiteleri (%),
- 11) Hidroelektrik üniteler için, planlanan gün için minimum üretim (MWh),
- 12) Hidroelektrik üniteler için, planlanan gün için maksimum üretim (MWh),
- 13) Alım garantisi olan üretim tesisleri için, planlanan gün için minimum üretim (MWh),
verilmelidir.

¹²³ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

EK 15
DENGELEME BİRİMİ PARAMETRELERİNDEKİ DEĞİŞİKLİK BİLDİRİMİ

Milli Yük Tevzi Merkezi¹²⁴ Dengeleme Birimi için üretim tesislerinde önceki bildirimden sonra ortaya çıkan değişiklikler

- 1) Planlanan gün için saatlik bazda emreamadelik bildirimleri,
- 2) Uygun olması durumunda, uzlaştırma dönemleri için yük alma ve yük atma teklifleri,
- 3) Gözden geçirilmiş daha düşük değerlerle birlikte üretim tesisi performansındaki kısıtlamaları da içeren ünite dengeleme parametreleri bildirimleri,
- 4) İlgili diğer üretim tesisi verileri,
- 5) Yetkilinin imzası ve tarih

¹²⁴ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

EK 16
DENGELEME BİRİMİ PARAMETRELERİ GÖZDEN GEÇİRME BİLDİRİMİ

- 1) Dengeleme mekanizmasına katılan, fakat sıcak yedek kapasitesinin azaltılması da dahil, enerji satın alma anlaşmasındaki şartları sağlayamayan ünitelerin listesi,
- 2) Enerji satın alma anlaşmasındaki şartların sağlanamamasının gerekçeleri,
- 3) Gözden geçirilmiş daha düşük fiyat teklifleri,
- 4) İlgili tarafın imzası.

EK 17
GÖZDEN GEÇİRİLMİŞ EMREMADELİĞİN BİLDİRİMİ

1. Planlanan tarihler için dengeleme işlemine katılan ünitelere yönelik olarak verilecek emreamadelikler,
2. Sabit/esnek devre dışı olma programlarını, esnek devre dışı olmalara ilişkin bildirimleri, kısa vadeli planlanmış bakımları, yeniden servise almaları vb. içeren detaylar,
3. Planlanan süre için gözden geçirilmiş çıkış değerleri

ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA KOMBİNE ÇEVİRİM GAZ TÜRBİNİ BLOĞU VERİLERİ

SANTRAL: _____

TARİH: _____

VERİ	BİRİM	VERİ KATEG.	ÜNİTE VEYA SANTRAL VERİLERİ											
			YI L 0	YI L 1	YI L 2	YI L 3	YI L 4	YI L 5	YI L 6	YI L 7	YI L 8	YI L 9	US	
SANTRAL TALEPLERİ:														
TEİAŞ iletim sisteminden veya üreticinin kullanıcı sisteminden beslenen santral ile ilgili talep														
Azami talep	MW MV Ar	APV(*) APV												
TEİAŞ talebinin yıllık puantının yarım saatlik belirli süre içindeki değeri	MW MV Ar	APV APV												
TEİAŞ talebinin yıllık asgari değerinin yarım saatlik belirli süre içindeki değeri	MW MV Ar	APV APV												
(Ünite transformatörleri tarafından beslenen ek talep aşağıda yer almalıdır)														
ÜNİTE VEYA DURUMA GÖRE KOMBİNE ÇEVİRİM GAZ TÜRBİNİ BLOĞU VERİLERİ			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6						US
Coğrafi ve elektriksel konum ile sistem gerilimine göre ünitenin kombine çevrim gaz türbini bloğu hariç veya kombine çevrim gaz türbini bloğunun TEİAŞ iletim sistemi veya dağıtım sistemine bağlı ise sistem ile bağlantı noktası	Bilgiler ayrı bir yazı ile verilecektir	SPV(*)												

Birden fazla bağlantı noktasının olması durumunda, kombine çevrim gaz türbini bloğunun bağlantı noktası	Bara bölüm numarası hangi baraya bağlı ise onun numarası	SPV											
Ünite tipi; buhar, gaz türbini kombine çevrim gaz türbini ünitesi, rüzgar vb.													
Kombine çevrim gaz türbini bloğu içindeki ünitelerin listesi (hangi ünitenin hangi kombine çevrim gaz türbini bloğunun parçası olduğunu belirtilerek) sıralı kombine çevrim gaz türbini bloğu durumunda muhtemel konfigürasyonların ayrıntıları da ayrıca verilmelidir.		SPV											

(**) Ayrıntılı Planlama Verileri,*
(***) Standart Planlama Verileri*

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGİ	ÜRETİM ÜNİTESİ (VEYA DURUMA GÖRE BLOKKOMBİNE ÇEVİRİM GAZ TÜRBİNİ BLOĞU)							
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT	
Tahmini çalışma düzeni; örneğin, 7 gün 3 vardiya										
Nominal MVA	MVA	SPV(*)								
Nominal MW	MW	SPV+								
Nominal çıkış gerilimi	kV	APV(*)								
*Ünite Yüklenme eğrisi		SPV								
*Kullanılabilir Kapasite (aylık olarak)	MW	SPV	Blok							
Senkron üniteler için atalet sabiti	MW saniye /MVA	SPV+								
Senkron üniteler için kısa devre oranı		SPV+								
Nominal MW çıkışında ünite tarafından sağlanan normal yedek yük	MW MVA r	APV APV								
Nominal MW ve MVAr çıkışında ve nominal çıkış geriliminde nominal ikaz akımı	A	APV								
İmalatçıların test sertifikalarından elde edilen ikaz akımı açık devre doyma eğrisi										
% 120 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 110 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 100 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 90 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 80 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 70 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 60 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
% 50 nominal çıkış gerilimi	A	APV								
EMPEDANSLAR: (Doymamış)										
Dikey eksen senkron reaktansı	% MVA	APV								
Dikey eksen transient reaktans	% MVA	SPV+								
Dikey eksen subtransient reaktans	% MVA	APV								
Yatay eksen senkron reaktansı	%	APV								

	MVA								
Yatay eksen transient reaktans	% MVA	APV							
Stator kaçağı reaktansı	% MVA	APV							
Bobin sargısı doğru akım direnci	% MVA	APV							

(*) *Ayrıntılı Planlama Verileri,*

(**) *Standart Planlama Verileri*

VERİ	BİRİM	VERİ KATEG.	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALI VERİLERİ						
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT
<u>Zaman sabitleri</u>									
Kısa devre ve doymamış									
Dikey eksen transient zaman sabiti	Saniye	APV							
Dikey eksen subtransient zaman sabiti	Saniye	SPV							
Yatay eksen subtransient zaman sabiti	Saniye	APV							
Stator zaman sabiti	Saniye	APV							
Üretim ünitesi yükseltici transformatörü									
Nominal MVA									
Nominal MVA	MVA	SPV+							
Gerilim oranı	-	APV							
Pozitif bileşen reaktansı:									
Azami kademe için	% MVA	SPV+							
Asgari kademe için	% MVA	SPV+							
Nominal kademe için	% MVA	SPV+							
Pozitif bileşen direnci:									
Azami kademe için	% MVA	APV							
Asgari kademe için	% MVA	APV							
Nominal kademe için	% MVA	APV							
Sıfır bileşen reaktansı	% MVA	APV							
Kademe değişimi aralığı	+%/-%	APV							
Kademe değişimi adım büyüklüğü	%	APV							
Yükte veya boşta kurulu gücü kademe değiştirici türü	Yükte/B oşta	APV							
Kademe tipi	Sayısal Analog BCD								
Bağlantı grubu									
İKAZ SİSTEMİ PARAMETRELERİ									
Not: Aşağıda Seçenek 1 kapsamında istenen veriler sağlanmalıdır. Bu veriler TEİAŞ tarafından iletim sistemi üzerinde önemli etkisi bulunmayan küçük santrallar veya otoproduktörler ile ilgili olmaları durumunda verilmeyebilir. TEİAŞ ile aksi yönde bir anlaşma yapılmadığı sürece üreticiler Seçenek 2 kapsamında yer alan verileri vermelidir. Üreticiler 1 Ocak 1997 tarihinden sonra devreye alınan ünite ikaz kontrol sistemleri ile 1 Ocak 1997 tarihinden sonra yenileme gibi herhangi bir sebeple tekrar devreye alınan ünite ikaz kontrol sistemleri ve test veya diğer işlemler sonucu üreticinin Seçenek 2 kapsamında belirtilen veri kalemlerinin ilgili ünite ile ilişkili olduğunu belirlediği ünite ikaz kontrol sistemleri için Seçenek 2 kapsamındaki verileri vermelidir.									
Seçenek 1									
İkaz devresinin dc kazancı		APV							
Azami ikaz gerilimi	V	APV							

Asgari ikaz gerilimi	V	APV							
Nominal ikaz gerilimi	V	APV							
Azami ikaz gerilimi değişim hızı:									
Artan	V/Saniye	APV							
Azalan	V/Saniye	APV							
İkaz devresinin ayrıntıları Çeşitli parçaların transfer işlevlerini gösteren bir blok şema şeklinde tanımlandığı şekliyle	Şema	APV	(lütfen ekleyiniz)						
Aşırı ikaz sınırlayıcısının dinamik özellikleri		APV							
Düşük ikaz sınırlayıcısının dinamik özellikleri		APV							

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGORİSİ	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALİ VERİLERİ						
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT
İKAZ SİSTEMİ PARAMETRELERİ (devam)									
Seçenek 2									
İkaz düzeneği sınıfı örneğin, dönen ikaz düzeneği veya statik ikaz düzeneği vb.	Yazı ile	SPV							
İkaz sistemi nominal tepkisi v_e	Saniye ⁻¹	APV							
Nominal ikaz gerilimi u_{fn}	V	APV							
Yüksüz ikaz gerilimi u_{fo}	V	APV							
İkaz sistemi yüklü Pozitif tavan gerilimi u_{pl+}	V	APV							
İkaz sistemi yüksüz Pozitif tavan gerilimi u_{po+}	V	APV							
İkaz sistemi yüksüz Negatif tavan gerilimi u_{po-}	V	APV							
Elektrik sistemi dengeleyici Sinyali	Evet/Hayır	SPV							
İkaz sisteminin ayrıntıları Çeşitli parçaların transfer işlevlerini gösteren bir blok şema şeklinde tanımlandığı şekliyle eğer mevcut ise PSS de dahil olarak	Şema	APV							
Aşırı ikaz sınırlayıcısının ayrıntıları Çeşitli parçaların transfer işlevlerini gösteren bir blok şema şeklinde	Şema	APV							
Düşük ikaz sınırlayıcısının ayrıntıları Çeşitli parçaların transfer işlevlerini gösteren bir blok şema şeklinde	Şema	APV							

VERİ	BİRİM	VERİ KATEG.	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALİ VERİLERİ						
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT
HIZ REGÜLATÖRÜ VE İLİŞKİLİ HAREKETE GEÇİRİCİ BİLEŞEN PARAMETRELERİ									
Seçenek 1									
<u>HIZ REGÜLATÖRÜ PARAMETRELERİ (TEKRAR KIZDIRICI ÜNİTELER)</u>									
YB(*) hız regülatörü ortalama kazancı	MW/Hz	APV							
Hızlandırıcı motor ayar aralığı	Hz	APV							
YB hız regülatörü valfi zaman sabiti	Saniye	APV							
YB hız regülatörü valfi açılma sınırları		APV							
YB hız regülatörü valfi hız sınırları		APV							
Tekrar kızdırma zaman sabiti;tekrar kızdırıcı sistemde saklanan aktif güç	Saniye	APV							
OB(**) hız regülatörü ortalama kazancı	MW/Hz	APV							
OB hız regülatörü ayar aralığı	Hz	APV							
OB hız regülatörü zaman sabiti	Saniye	APV							
OB hız regülatörü valfi açılma sınırları		APV							
OB hız regülatörü valfi hız sınırları		APV							
YB ve OB hız regülatörü devresindeki		APV	(lütfen ekleyiniz)						
İvmelenmeye duyarlı parçaların ayrıntıları									
Çeşitli parçaların transfer işlevlerini gösteren		APV	(lütfen ekleyiniz)						
Hız regülatörü blok şeması	Şema								
<u>HIZ REGÜLATÖRÜ PARAMETRELERİ TEKRAR KIZDIRICISI BULUNMAYAN BUHAR VE GAZ TÜRBİNLERİ İÇİN</u>									
Hız regülatörü ortalama kazancı	MW/Hz	APV							
Hızlandırıcı motor ayar aralığı		APV							
Buhar veya yakıt hız regülatörü zaman sabiti	Saniye	APV							
Hız regülatörü valfi açılma sınırları		APV							
Hız regülatörü valfi hız sınırları		APV							
Türbin zaman sabiti	Saniye	APV							
Hız regülatörü blok şeması		APV	(lütfen ekleyiniz)						
<u>HİDROELEKTRİK ÜNİTELER İÇİN HIZ REGÜLATÖRÜ PARAMETRELERİ</u>									
Ayar kanadı aktivatörü	Saniye	APV							
Ayar kanadı açıklık sınırı	(%)	APV							
Ayar kanadı açılma hızı sınırları	% /saniye	APV							
Ayar kanadı kapanma hızı sınırları	% /saniye	APV							
Suyun zaman sabiti	Saniye	APV							

Notlar:

1. (*) *Yüksek Basınç*
2. (**) *Orta Basınç*
3. *Yukarıdaki seçenek 1 kapsamında istenen veri kalemleri sağlanmalıdır. Bu veriler TEİAŞ tarafından iletim sistemi üzerinde önemli etkisi bulunmayan küçük santrallar veya otoprodüktörler ile ilgili olmaları durumunda verilmeyebilir.*
4. *TEİAŞ ile aksi yönde bir anlaşma yapılmadığı sürece üreticiler Seçenek 2 kapsamında yer alan veri kalemlerini vermelidir.*
5. *Üreticiler 1 Ocak 1997 tarihinden sonra devreye alınan ünite ikaz kontrol sistemleri ile 1 Ocak 1997 tarihinden sonra yenileme gibi herhangi bir sebeple tekrar devreye alınan ünite ikaz kontrol sistemleri ve test veya diğer işlemler sonucu üreticinin Seçenek 2 kapsamında belirtilen veri kalemlerinin ilgili ünite ile ilişkili olduğunu belirlediği ünite ikaz kontrol sistemleri için Seçenek 2 kapsamındaki verileri sunmalıdır.*
6. *TEİAŞ aynı zamanda bağlantı şartlarında da yer alan tarihleri kontrol etmelidir.*

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGORİSİ	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALI VERİLERİ							
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT	
HIZ REGÜLATÖRÜ VE İLİŞKİLİ HAREKETE GEÇİRİCİ BİLEŞEN PARAMETRELERİ (devam)										
ÜRETİM ÜNİTESİ HIZ REGÜLATÖRÜ EĞİMİ ÖZELLİKLERİ										
Asgari üretimdeki hız düşümü	(%)	İB4								
Ara yük 1	MW	İB4								
Ara yük 1'deki hız düşümü	(%)	İB4								
Ara yük 2	MW	İB4								
Ara yük 2'deki hız düşümü	(%)	İB4								
Kayıtlı kapasitedeki hız düşümü	(%)	İB4								
Not:Buhar ünitelerinde, nominal buhar basıncındaki ara yük 1 ve ara yük 2, nominal gücün % 80 – % 100 aralığında olmalıdır. Doğrudan bağlı veya otoprodüktör santraller için bilgiler blok içindeki her bir ünite için blok olarak verileceği hususunda bir anlaşmaya varılmadığı sürece iletim sistemine doğrudan bağlı veya otoprodüktör santral durumunda, ya blok içindeki her ünite için verilir ya da blok bazında verilir. Bilgilerin blok bazında verildiği belirtilmemişse blok içindeki her bir ünite için ayrı olarak verildiği kabul edilir.										
KAZAN VE BUHAR TÜRBİNİ VERİLERİ (*)										
Kazan zaman sabiti (saklanan aktif güç)	Saniye	İB4								
YB türbin reaksiyon oranı: (YB türbininden ortaya çıkan primer frekans kontrolünün oranı)	(%)	İB4								

¹²⁵ 29 Haziran 2006 tarihli ve 26213 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGORİSİ	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALİ VERİLERİ						
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT
HIZ REGÜLATÖRÜ VE İLİŞKİLİ HAREKETE GEÇİRİCİ BİLEŞEN									
Seçenek 2									
Bütün Üretim Üniteleri									
İvmelenmeye duyarlı parçalar da dahil olmak üzere çeşitli parçaların transfer işlevlerini Gösteren hız regülatörü blok şeması		APV							
Hız regülatörü zaman sabiti	Saniye	APV							
Hız regülatörü ölü bandı (deadband) (#) - azami ayarı - normal ayarı - asgari ayarı	±Hz	İB4							
	±Hz	İB4							
	±Hz	İB4							
Hızlandırıcı motor ayar aralığı	(%)	APV							
Hız regülatörü ortalama kazancı	MW/Hz	APV							
Hız regülatörü hız eğimi¹²⁶ (##)									
MLP1'deki artan hız düşümü	(%)	İB4							
MLP2'deki artan hız düşümü	(%)	İB4							
MLP3'deki artan hız düşümü	(%)	İB4							
MLP4'teki artan hız düşümü	(%)	İB4							
MLP5'teki artan hız düşümü	(%)	İB4							
MLP6'daki artan hız düşümü	(%)	İB4							

Ünite hız regülatörünün seçilebilir ölü bant teçhizatı yoksa sadece ölü bandın fiili değeri verilmelidir.

İB4 kapsamında sunulan veriler yan hizmet anlaşmasını engelleme amacı taşımamaktadır.

¹²⁶ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

VERİ	BİRİM	VERİ KAT E	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALI VERİLERİ						
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	Ü T
<u>Buhar türbinleri</u> ¹²⁷									
YB valf zaman sabiti	Saniye	APV							
YB valf açılma sınırları	(%)	APV							
YB valf açılma hızı sınırları	% /saniye	APV							
YB valf kapanma hızı sınırları	% /saniye	APV							
YB türbin zaman sabiti	Saniye	APV							
OB valf zaman sabiti	Saniye	APV							
OB valf açılma sınırları	(%)	APV							
OB valf açılma hızı sınırları	% /saniye	APV							
OB valf kapanma hızı sınırları	% /saniye	APV							
OB türbin zaman sabiti	Saniye	APV							
AB valf zaman sabiti	Saniye	APV							
AB valf açılma sınırları	(%)	APV							
AB valf açılma hızı sınırları	% /saniye	APV							
AB valf kapanma hızı sınırları	% /saniye	APV							
AB türbin zaman sabiti	Saniye	APV							
Tekrar kızdırıcı sistem zaman sabiti	Saniye	APV							
Kazan zaman sabiti	Saniye	APV							
YB enerji oranı	(%)	APV							
OB enerji oranı	(%)	APV							
<u>Gaz Türbini üniteleri</u>									
Giriş noktası valf açıklığı zaman sabiti	Saniye	APV							
Giriş noktası valf açıklığı açılma sınırları	(%)	APV							
Giriş noktası valf açıklığı açılma hızı sınırları	% /saniye	APV							
Giriş noktası valf açıklığı kapanma hızı sınırları	% /saniye	APV							
Yakıt valfi zaman sabiti	Saniye	APV							
Yakıt valfi açılma sınırları	(%)	APV							
Yakıt valfi açılma hızı sınırları	% /saniye	APV							
Yakıt valfi kapanma hızı sınırları	% /saniye	APV							
Atık ısı dönüşüm kazanı zaman sabiti									
<u>Hidroelektrik üniteler</u>									
Hız regülatörü sürekli hız düşümü	(%)	APV							

¹²⁷ 26 Kasım 2009 tarihli ve 27418 (mükerrer) sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

Hız regülatörü geçici hız düşümü	(%)	APV								
Hız regülatörü zaman sabiti	Saniye	APV								
Filtre zaman sabiti	Saniye	APV								
Servo zaman sabiti	Saniye									
Ayar kanalı açılma hızı	% /saniye									
Ayar kanalı kapanma hızı	% /saniye									
Ayar kanalı asgari açıklığı	(%)									
Ayar kanalı azami açıklığı										
Türbin kazancı	Birim başına									
Türbin zaman sabiti	Saniye									
Suyun zaman sabiti	Saniye	APV								
Yüksüz akış	Birim başına									

VERİ	BİRİM	VERİ KATE	ÜRETİM ÜNİTESİ VEYA SANTRALI VERİLERİ						
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT
ÜNİTE KONTROL SECENEKLERİ *									
Azami hız düşümü	(%)	İB4							
Normal hız düşümü	(%)	İB4							
Asgari hız düşümü	(%)	İB4							
Azami frekans ölü bandı	±Hz	İB4							
Normal frekans ölü bandı	±Hz	İB4							
Frekans ölü bandı	±Hz	İB4							
Azami çıkış ölü bandı	±MW	İB4							
Normal çıkış ölü bandı	±MW	İB4							
Asgari çıkış ölü bandı	±MW	İB4							
Ünite yükü kontrolörü hız düşümünün geçerli olduğu frekans ayarları:									
Azami	Hz	İB4							
Normal	Hz	İB4							
Asgari	Hz	İB4							
Sürekli kontrol normalde seçili	Evet/Hayır	İB4							
KONTROL KAPASİTESİ									
Not: Aşağıdaki veriler ilgili Yan Hizmetler Anlaşmasında yer alan verilere benzer olabilir, fakat İB4 kapsamında sunulan veriler Yan Hizmetler Anlaşmasını engelleme amacı taşımamaktadır.									
Tasarlanmış Asgari çıkış seviyesi	MW								
Kontrol verilerinin gerektiği MW yükleme noktaları:									
MLP1 (MYN1)	MW	İB4							
MLP2 (MYN2)	MW	İB4							
MLP3 (MYN3)	MW	İB4							
MLP4 (MYN4)	MW	İB4							
MLP5 (MYN5)	MW	İB4							
MLP6 (MYN6)	MW	İB4							

¹²⁸ 29 Haziran 2006 tarihli ve 26213 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

NOT:

Kullanıcılar, santraller da dahil olmak üzere TEİAŞ iletim sistemine doğrudan bağlı kullanıcılar için gerekli olan verileri gösteren Çizelge 4 ve Çizelge 12'ye bakmalıdırlar.

¹²⁹ 29 Haziran 2006 tarihli ve 26213 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle değiştirilmiştir.

ÜRETİM PLANLAMASI PARAMETRELERİ

Bu çizelgede TEİAŞ'a işletme planlaması zaman çizelgelerinin hazırlanması için gerekli üretim grubu üretim planlaması parametreleri yer almaktadır.

Aksi belirtilmediği sürece, iletim sistemine doğrudan bağlı bir santraldaki veya bir otoprodüktör santralindeki bir ünite için bilgiler ünitelere göre, iletim sistemine doğrudan bağlı bir santraldaki veya otoprodüktör bir santralindeki kombine çevrim gaz türbini bloğu için bilgiler bloklara göre verilecektir.

Doğrudan bağlı bir santraldaki veya bir otoprodüktör santralindeki KÇGT bloklarına referans verildiğinde, uygun yerlerde "GR1" sütunu ve diğerleri okunurken "A,B,C,D" şeklinde değiştirilmelidir.

Santral: _____

Üretim Planlaması Parametreleri

VERİ	BİRİM	VERİ KAT E	ÜRETİM GRUBU VEYA SANTRALI VERİLERİ						ÜT
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	
ÇIKIŞ KAPASİTESİ									
Santraldaki bir kombine çevrim gaz türbini bloğu durumunda blok esaslı	MW	SPV							
Asgari üretim bir santraldaki bir kombine çevrim gaz türbini bloğu durumunda blok esaslı olarak	MW	SPV							
Üretim ünitelerinde kayıtlı kapasitenin üzerinde emreamade MW	MW	SPV							
SİSTEMİN EMREAMADE OLMAMASI									
Bu veriler emreamade olmama dönemlerinin kaydedilmesi içindir.									
En erken devreye alma süresi:									
Pazartesi	saat/dakika	İB2							-
Salı – Cuma	saat/dakika	İB2							-
Cumartesi – Pazar	saat/dakika	İB2							-
En son devre dışı olma zamanı:									
Pazartesi – Perşembe	saat/dakika	İB2							-
Cuma	saat/dakika	İB2							-
Cumartesi – Pazar	saat/dakika	İB2							-
SENKRONİZASYON PARAMETRELERİ									
48 saatlik devre dışı olmadan sonra sıfırdan uzaklaşma zamanı	dakika	İB2							

48 saatlik devre dışı olmadan sonra santral senkronizasyon süreleri	dakika		-	-	-	-	-	-	-	
Varsa senkronizasyon grubu	1'den 4'e	İB2								-

VERİ	BİRİM	VERİ KAT E	ÜRETİM GRUBU VEYA SANTRALI VERİLERİ							
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	Ü T	
48 saatlik devre dışı olmadan sonra senkronize üretim	MW	APV İB2								-
Devre dışı olma süresi	dakika	İB2	-	-	-	-	-	-	-	
DEVRE DIŞI OLMA DÖNEMİ SINIRLAMALARI:										
48 saatlik devre dışı olmadan sonra asgari sıfırdan farklı zaman	dakika	İB2								
Asgari sıfır zaman	dakika	İB2								
İki vardiya sınırı (gün için azami)	No.	İB2								
HIZLANMA PARAMETRELERİ										
48 saatlik devre dışı olmadan sonra yüklenme hızı										
(3. Sayfadaki 2. Nota bakınız)										
MW Seviye 1	MW	İB2								-
MW Seviye 2	MW	İB2								-
		APV Ve								
Senkronize üretimden MW Seviye 1'e yüklenme hızı	MW/dk	İB2								
MW Seviye 1'den MW Seviye 2'ye yüklenme hızı	MW/dk	İB2								
MW Seviye 2'den kurulu güce yüklenme hızı	MW/dk	İB2								
Yük düşme hızları:										
MW seviye 2	MW	İB2								
Kurulu güçten MW Seviye 2'ye yük düşme hızları	MW/dk	APV İB2								
MW Seviye 1	MW	İB2								
MW Seviye 2'den MW Seviye 1'e yük düşme hızları	MW/dk	İB2								
MW Seviye 1'den desenkronizasyona yük düşme hızları	MW/dk	İB2								

VERİ	BİRİM	VERİ KAT E	ÜRETİM GRUBU VEYA SANTRALI VERİLERİ							
			GR 1	GR 2	GR 3	GR 4	GR 5	GR 6	ÜT	
REGÜLASYON PARAMETRELERİ										
Regülasyon aralığı	MW	APV								
Senkronize durumda ve yüklü durumdayken yük düşme kapasitesi	MW	APV								
GAZ TÜRBİNİ YÜKLENME PARAMETRELERİ:										
Hızlı yüklenme	MW/dk	İB2								
Yavaş yüklenme	MW/dk	İB2								
KOMBINE ÇEVİRİM GAZ TÜRBİNİ BLOĞU PLANLAMA MATRİSİ		İB2	(lütfen ekleyiniz)							

NOTLAR:

- Doğrudan bağlı bir santral veya bir otoprodüktör santrali içinde değişik üretim gruplarına olanak vermek için işletmecisi aynı üretim grupları her biri en fazla dört tane olan senkronizasyon gruplarından birine tahsis edilmelidir. Bir senkronizasyon grubu içinde tek bir senkronizasyon süresi geçerli olacaktır, fakat senkronizasyon grupları arasında sıfır senkronizasyon süresi olduğu varsayılacaktır.*
- Bir üretim grubunun senkronize blok yükten kurulu güce yüklenme hızının MW seviye 1 ve MW seviye 2 olarak gösterilen iki ara yükten üç aşamalı olarak değişimi karakteristik olarak gösterilmiştir. MW seviye 1 ve MW seviye 2 değerleri üretim grupları için farklı olabilir.*

**ÜNİTELERİN DEVRE DIŞI KALMA PROGRAMLARI,
KULLANILABİLİR GÜÇ VE SABİT KAPASİTE VERİLERİ**

Aksi belirtilmediği sürece, iletim sistemine doğrudan bağlı bir santraldaki veya bir otoprodüktör santralındaki bir ünite için bilgiler ünitelere göre, iletim sistemine doğrudan bağlı bir santraldaki veya bir otoprodüktör santralındaki kombine çevrim gaz türbini bloğu için bilgiler bloklara göre verilecektir. Dış enterkonneksiyonlar ile ilgili anlaşmalar bilgileri de kapsar.

VERİ		BİRİM	SÜRE	GÜNCELLEME ZAMANI	VERİ KATEGİ
Santral:..... Ünite veya santraldaki kombine çevrim gaz türbini bloğu numarası:.... Kurulu güç:.....					
Santralin devre dışı olma programı	Santralin kullanılabilir gücü				
GELECEK 3 – 10 YIL İÇİN PLANLAMA					
	Aylık ortalama kullanılabilir gücü	MW	YIL 5 – 10	Hafta 24	SPV
Aşağıdakileri kapsayan geçici devre dışı olma programı:			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 2	İB2
Süre		Hafta	"	"	"
Tercih edilen start		Tarih	"	"	"
En erken start		Tarih	"	"	"
Devreye alma tarihi		Tarih	"	"	"
	Haftalık kullanılabilir gücü	MW	"	"	"
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen cevabı			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 12	
TEİAŞ'ın önerdiği değişiklikler ve muhtemel devre dışı olmalar için Kullanıcıların cevabı			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 14	
Güncellenmiş, aşağıdakileri kapsayan geçici devre dışı olma programı:			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 25	İB2
Süre		Hafta	"	"	"
Tercih edilen start		Tarih	"	"	"
En erken start		Tarih	"	"	"
Devreye alma tarihi		Tarih	"	"	"
	Haftalık güncellenen kullanılabilir gücü	MW	"	"	"
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için cevabı			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 28	
TEİAŞ'ın önerdiği değişiklikler ve muhtemel devre dışı olmalar için Kullanıcıların cevabı			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 31	

TEİAŞ'ın ek olarak önerdiği değişiklikler vb ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 42	
Nihai gücün devre dışı olma programı üzerinde mutabakat sağlanması			Takvim yılı 3 – 5	Hafta 45	İB2
GELECEK 1 – 2 YIL İÇİN PLANLAMA					
Mutabakat sağlanan bir önceki nihai gücün devre dışı olma programının güncellenmesi			Takvim yılı 1 – 2	Hafta 10	İB2
	Haftalık kullanılabilir güç	MW	"	"	"

VERİ	BİRİM	SÜRE	GÜNCELLEME ZAMANI	VERİ KATE
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için cevabı		Takvim yılı 1 – 2	Hafta 12	
TEİAŞ'ın önerdiği değişiklikler veya muhtemel devre dışı olmaların güncellenmesi için Kullanıcıların cevabı		Takvim yılı 1 – 2	Hafta 14	
	Revize edilmiş haftalık kullanılabilir güç	Takvim yılı 1 – 2	Hafta 34	İB2
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için cevabı		Takvim yılı 1 – 2	Hafta 39	
TEİAŞ'ın önerdiği değişiklikler veya muhtemel devre dışı olmaların güncellenmesi için Kullanıcıların cevabı		Takvim yılı 1 – 2	Hafta 46	
Nihai gücün devre dışı olma programı üzerinde mutabakat sağlanması		Takvim yılı 1 – 2	Hafta 48	İB2
İÇİNDE BULUNULAN YIL İÇİN PLANLAMA				
Güncellenmiş nihai gücün devre dışı olma programı		İçinde bulunulan yıl Gelecek Hafta 2'den yıl sonuna	1600 Çarşamba	İB2
	Haftalık puantta kullanılabilir güç	MW	"	"
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için cevabı		İçinde bulunulan yıl	1700	
		Gelecek Hafta 8'den Hafta 52'ye	Cuma	
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için cevabı		Gelecek 2 - 7 hafta	1600 Perşembe	
Tahmin edilen tekrar servise alma Planlanmış devre dışı olma veya arıza		Tarih	Gelecek gün 2'den gün 14'e	0900 günlük İB2
	Tüm saatlerde	MW	"	İB2

	kullanılabilir güç				
TEİAŞ'ın ayrıntıları İB2'de verilen yandaki kutuda yer alan süre için cevabı			Gelecek gün 2'den gün 14'e	1600 günlük	
ESNEKSİZLİK					
	Üretim grubu sabit güç	Asgari MW (Haftalık)	Gelecek 2 - 8 hafta	1600 Salı	İB2
			"		
	Üretim grubu sabit güç	Asgari MW (günlük)	Gelecek 2 -14 gün	0900 günlük	İB2
			"		

VERİ	BİRİM	SÜRE	GÜNCELLEM E ZAMANI	VERİ KAT E
ÜRETİM PROFİLLERİ				
Akarsu, rüzgar gibi üretimi güvenilir olmayan veya programlanamayan veya diğer bir yöntemle göre değişiklik gösteren büyük santrallerin muhtemel profilin anlaşılması için gerekli bilgiler	MW	YIL 1 - 7	Hafta 24	SPV
ANLAŞMA VERİLERİ				
Aşağıdaki bilgiler bir dış enterkonksiyonun kullanımı ile anlaşma yapan santraller için gereklidir				
Anlaşmaya bağlanan güç	MW	YIL 1 - 7	Hafta 24	SPV
Hangi dış enterkonksiyonun kullanılacağı	Yazı ile	YIL 1 - 7	Hafta 24	SPV

Not: 1. Güncelleme zamanı sütununda verilen hafta numaraları içinde bulunulan yıla ait standart haftaları göstermektedir.

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGORİSİ
<u>KULLANICI SİSTEMLERİNİN TASARIMI</u>		
Kullanıcı sisteminin tümünü veya bir kısmını gösteren bir tek hat şeması verilmelidir. Bu şemada aşağıdaki bilgiler		APV
(a) 380 kV,154 kV ve 66 kV’de çalışan kullanıcı sisteminin mevcut veya planlanmış kısımlarını,		
(b) Orta gerilim seviyesinde çalışan ve bağlantı noktalarını birbirine bağlayan veya tek bir bağlantı noktasındaki baraları ayıran kullanıcı sisteminin		
(c) Kullanıcının iletim sistemine bağlı 50 MW’tan büyük veya küçük santraller ve ilgili bağlantı noktası arasındaki kullanıcı sisteminin kısımlarını,		
(d) Bir TEİAŞ sahasındaki kullanıcı sisteminin kısımlarını		
Ayrıca, tek hat şemasında kullanıcının iletim sistemi ve kullanıcının iletim sistemine alçak gerilimde bağlanan transformatörler daha ayrıntılı olarak yer alabilir, TEİAŞ’ın mutabakatıyla kullanıcının iletim sisteminin geriliminden daha düşük gerilimdeki sisteminin ayrıntıları da tek hat şemasında bulunabilir.		
Tek hat şemasında veya detay projede mevcut ve planlanmış bağlantı noktaları ile ilişkili mevcut ve planlanmış yük akım taşıyan teçhizatın ayarlanması ile birlikte elektriksel devreler, havai hatlar, yeraltı kabloları, güç transformatörleri ve benzer ekipman ve işletme gerilimleri gösterilmelidir. ayrıca, iletim sistemi geriliminde çalışan ekipmanlar için kesiciler ile faz sırası da gösterilmelidir.		

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGORİSİ
<u>REAKTİF KOMPANZASYON</u>		
Kullanıcı sistemine orta gerilim seviyesinde bağlı, mülkiyeti TEİAŞ'a ait olmayan ve bir müşterinin tesis veya teçhizatı ile ilişkili güç faktörü düzeltme ekipmanı dışındaki bağımsız olarak anahtarlanan reaktif kompanzasyon ekipmanı için:		
Ekipmanın tipi, sabit veya değişken	Yazı ile	SPV
Kapasitif güç	MVAr	SPV
Endüktif güç	MVAr	SPV
Çalışma aralığı	MVAr	SPV
Çalışma karakteristiklerinin belirlenebilmesini sağlamak için otomatik kontrol prensiplerinin ayrıntıları	Yazı ile ve/veya şemalar	SPV
Elektriksel konum ve sistem gerilimi itibarıyla kullanıcı sistemine olan bağlantı noktası	Yazı ile	SPV
<u>TRANSFORMATÖR MERKEZİ ALTYAPISI</u>		
Mülkiyeti TEİAŞ'a ait ve TEİAŞ tarafından işletilen veya yönetilen bir transformatör merkezindeki bir kullanıcının ekipmanına ilişkin altyapı için:		
Nominal üç faz (rms) kısa devre dayanma akımı	(kA)	SPV
Nominal tek faz (rms) kısa devre dayanma akımı	(kA)	SPV
Nominal kısa devre dayanma süresi	saniye	SPV
Nominal (rms) sürekli akım	A	SPV

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER**Devre Parametreleri**

Aşağıdaki verilerin ü standart planlama verileridir. Tek hat şemasında gösterilen devrelerin ayrıntıları verilmelidir.

Geçerli olduğu Yıllar	Bağlantı Noktası 1	Bağlantı Noktası 2	Nominal Gerilim kV	İşletme gerilimi kV	Pozitif Bileşeni 100 MVA'nın yüzdesi (%)			Sıfır Bileşeni (tek) 100 MVA'nın yüzdesi (%)			Sıfır Bileşeni (karşılıklı) 100 MVA'nın yüzdesi (%)			
					R	X	Y	R	X	Y	R	X	Y	

Notlar

1. Veriler içinde bulunulan ve mali yıl ve takip eden her yedi mali yıl için verilmelidir. Bu, çizelgenin ilk sütununda verilerin geçerli olduğu yılların gösterilmesi ile yapılabilir.

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER

Transformatör Verileri

Aşağıdaki verilerin ü standart planlama verileridir ve tek hat şemasında gösterilen transformatörlerin ayrıntıları verilmelidir. Sargı ayarlarının, kademe değişiminin ve topraklamanın ayrıntıları sadece kullanıcı sistemini primer gerilim sistemi ile daha yüksek gerilim

Geçerli olduğu Yıllar	Bağlantı veya Bağlantı Noktası adı	Trafo sf or m	Nom. M VA	Gerilim Oranı			Nominal pozitif Reaktansı%’si Olarak			Güçteki Bileşen Direnci % olarak %’si			Sıfır Bileşen Reaktansı	Bağlantı Grubu	Kademe Değiştirici			Topraklama ayrıntıları uygun olmayanı	
				YG	A1	A2	Azami Kad	Asgari Kade	Nominal Kade	Azami Kade	Asgari Kade	Nominal Kade			Nominalin %’si	Aralık +%’de	Adı büyü		Tip (uygun)
																	Açık/Kapalı	Doğru/Diğer/Rea	
																		Açık/Kapalı	Doğru/Diğer/Rea
																		Açık/Kapalı	Doğru/Diğer/Rea

Notlar: * Eğer Direnç veya Reaktans ise lütfen empedans değerini yanına yazınız

1. Veriler içinde bulunulan ve mali yıl ve takip eden her yedi mali yıl için verilmelidir. Bu, çizelgenin ilk sütununda verilerin geçerli olduğu yılların gösterilmesi ile yapılabilir.
2. İki sekonder sargısı olan bir transformatör için YG ve AG1, YG ve AG2 ve AG1 ve AG2 sargıları arasındaki pozitif ve sıfır bileşen kaçağı empedansları gerekmektedir.

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER

Salt Teçizatı Verileri

Aşağıdaki verilerin ü standart planlama verileridir ve bu veriler yüksek gerilimde çalışan şalt teçizatı kesiciler, yük ayırıcıları ve ayırıcılar için verilmelidir. Ayrıca veriler mülkiyeti TEİAŞ'a ait, TEİAŞ tarafından işletilen veya yönetilen bir şalt sahasında bulunan kesiciler için kesicilerin gerilimlerine bağlı olmaksızın verilmelidir.

Geçerli oldu	Bağlantı noktası	Teçizat No.	Nominal Gerilim kV (rms)	İşletme gerilimi kV (rms)	Kısa devre kesme akımı		Başlangıç Kısa Devre Akımı		Nominal (rms) sürekli akım (A)	Asimetrik kesme kapasitesinin testindeki DC zaman sabiti (saniye)
					3 Faz kA (rms)	Tek Faz kA (rms)	3 Faz kA puant	Tek Faz kA puant		

Notlar:

1. Nominal Gerilim IEC 694'de tanımlandığı şekilde verilmelidir.
2. Veriler içinde bulunulan mali yıl ve takip eden her yedi mali yıl için verilmelidir. Bu, çizelgenin ilk sütununda verilerin geçerli olduğu yılların gösterilmesi ile yapılabilir.

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER

VERİ	BİRİM	VERİ KATEGORİSİ
KORUMA SİSTEMLERİ		
Aşağıdaki bilgiler bağlantı noktası kesicisini veya TEİAŞ kesicisini açan, uzaktan açan veya kapatan koruma teçhizatı ile ilgilidir. Bilgiler E.5.19 (b)'de belirtilen zamanlama gerekliliklerine göre değişiklik olmadığı sürece sadece bir kere verilmelidir.		
(a) Kullanıcı sistemi üzerinde mevcut rölelerin ve koruma sistemlerinin ayarları da dahil olmak üzere eksiksiz tanımı;		APV
(b) Tip ve gecikme süreleri de dahil olmak üzere kullanıcı sistemi üzerindeki otomatik tekrar kapama teçhizatının eksiksiz tanımı;		APV
(c) Ünite transformatörü, start-up transformatörü, iç ihtiyaç transformatörü ve bunların ilişkili olan bağlantılar üzerinde kurulu rölelerin ve koruma sistemlerinin ayarları da dahil olmak üzere eksiksiz tanımı;		APV
(d) Çıkışında bir kesici bulunan üretim ünitelerinde arızalar için gerilim sıfırlama süreleri.		APV
(e) Arızanın ortadan kaldırılma süreleri:		
TEİAŞ iletim sistemine doğrudan bağlı kullanıcı sistemlerinin bir kısmındaki elektriksel arızalar için arıza giderme süresi.	Milisaniye	APV

KULLANICI SİSTEMLERİNE İLİŞKİN VERİLER**Transient Aşırı Gerilim Değerlendirmesi için Gerekli Bilgiler APV**

Aşağıdaki bilgiler TEİAŞ tarafından kullanıcılardan TEİAŞ ile ilgili kullanıcı arasındaki bir şalt sahası ile ilgili olarak istenebilir. Kullanıcı sistemlerine dahil üçüncü bir tarafın sistemin işletilmesi üzerindeki etkisi de bu bilgilerde yer almalıdır.

- (a) Akım ve gerilim transformatörlerinin buşinglerinin, mesnet izolatörlerinin, ayırıcıların, kesicilerin, parafudurların ve bunun gibi teçhizatın yerleşim planları, boyutları ve şalt sahası fiziki projeleri dahil olmak üzere verilecektir. Bu teçhizatın elektriksel parametreleri de verilecektir.
- (b) Baraya bağlı hatların ve kabloların elektriksel parametreleri ve tesisine ilişkin ayrıntıları. teçhizatın baraya bağlı veya bir transformatörün tersiyer sargısına veya kablolar ve hatlar vasıtasıyla ilgili baraya bağlı transformatörlerin (varsa nötr topraklama empedansı veya topraklama transformatörleri dahil olmak üzere, seri reaktörlerin ve şönt kompanzasyon teçhizatının elektriksel parametreleri),
- (c) Baraya doğrudan veya hatlar veya kablolar vasıtasıyla bağlı teçhizatın temel izolasyon seviyeleri,
- (d) Baradaki ve baraya bağlı hatların ve kabloların çıkış noktalarındaki aşırı gerilim koruması cihazlarının özellikleri,
- (e) TEİAŞ iletim sistemine bir ara transformatör olmaksızın doğrudan veya dolaylı olarak bağlı her bir transformatörün orta gerilim çıkışlarındaki arıza sayısı,
- (f) 380 kV, 154 kV ve 66 kV'de çalışan transformatörler için; üç veya beş çekirdekli veya tek fazlı ve nominal gerilimdeki manyetik akı yoğunluğunda çalışma tepe değeri,
- (g) Planlı devre dışı olma koşulları ile eşzamanlı olarak devre dışı olabilecek ekipman.

Harmonik Çalışmalar (APV)

İletim ve kullanıcı sistemleri üzerindeki harmonik bozulmasının incelenebilmesi için Çizelge 4 kapsamında verilmemiş olan aşağıdaki bilgiler TEİAŞ tarafından istenebilir

- (a) Kullanıcının iletim sisteminin havai hatlar ve yeraltı kabloları devreleri ayrılmalı ve aşağıdaki veriler her bir tip için ayrı ayrı verilmelidir:

Pozitif bileşen direnci
Pozitif bileşen reaktansı
Pozitif bileşen suseptansı

- (b) Kullanıcının iletim sistemine düşük gerilim tarafında bağlanan transformatörler için aşağıdaki veriler verilmelidir:

Nominal MVA,
Gerilim değiştirme oranı,
Pozitif bileşen direnci,
Pozitif bileşen reaktansı

- (c) Bağlantı transformatörlerin düşük gerilim noktaları için aşağıdaki veriler verilmelidir:

Eşdeğer pozitif bileşen suseptansı,
Kapasitör banklarının nominal gerilimi, MVAr kapasitesi ve filtre olarak bağlanmamış ise bankı oluşturan parçaların tasarım parametreleri,
Kullanıcıya ait sistem empedansının pozitif bileşeni,
Asgari ve azami talep MW ve Mvar,
Bağlantı noktalarındaki harmonik akım kaynakları, darbeli ark ocakları ve endüktif yüklerinin ayrıntıları

- (d) Planlı devre dışı olma koşulları ile eşzamanlı olarak devre dışı olabilecek ekipman,

Gerilim Değerlendirmesi Çalışmaları APV

TEİAŞ ayrıntılı gerilim çalışması için Çizelge 4’de yer alan bilgiler dışında başka bilgiler de talep edebilir. TEİAŞ üçüncü taraflara ait sistemin işletilmesini etkileyen senkron/asenkron motor ve üretim üniteleri ile ilgili bilgileri de talep edebilir.

TEİAŞ tarafından ayrıntılı gerilim çalışması için talep edilebilecek bilgiler şunlardır:

- (a) Kullanıcının iletim sistemine bağladığı devreler için aşağıdaki veriler verilmelidir:

Pozitif bileşen direnci,
Pozitif bileşen reaktansı,
Pozitif bileşen suseptansı,
Reaktif kompanzasyon ekipmanının MVAr kapasitesi

- (b) Kullanıcının iletim sistemine düşük gerilim tarafından bağlanan transformatörler için aşağıdaki veriler verilmelidir:

Nominal MVA,
Gerilim dönüştürme oranı,
Pozitif bileşen direnci,
Pozitif bileşen reaktansı,
Volt olarak kademe değişim aralığı,
Kademe adımlarının sayısı,
Kademe değiştiricinin türü: yükte veya boşa,
AVC otomatik gerilim kontrol/kademe değiştiricinin gecikme süresi,
AVC otomatik gerilim kontrol/kademe değiştiricinin kademe içi gecikme süresi,

- (c) (b)'de belirtilen transformatörlerin düşük gerilim tarafındaki noktalarda aşağıdaki veriler verilmelidir:

Dengeli pozitif bileşen suseptansı,
Reaktif kompanzasyon ekipmanının MVAr kapasitesi,
Kullanıcıya ait sistem empedansının eşdeğer pozitif bileşeni,
Asgari ve azami talep (MW ve MVAr),
Puant ve puant dışı yük koşullarının % 75'indeki reaktif yükün tahmini değeri

Kısa Devre Analizleri:APV

Şalt sahası ile ilgili olarak, mülkiyeti TEİAŞ'a ait, TEİAŞ tarafından işletilen veya yönetilen bir ekipmanın kısa devre akımı nominal değerine yakın ise, TEİAŞ ayrıntılı gerilim çalışması için Çizelge 4'de yer alan bilgiler dışında başka bilgiler de talep edebilir. TEİAŞ üçüncü taraflara ait sistemin işletilmesini etkileyen senkron/asenkron motor ve üretim üniteleri ile ilgili bilgileri de talep edebilir.

- (a) Kullanıcının iletim sistemindeki devreleri için aşağıdaki veriler verilmelidir:

Pozitif bileşen direnci,
Pozitif bileşen reaktansı,
Pozitif bileşen suseptansı,
Sıfır bileşen direnci,
Sıfır bileşen reaktansı,
Sıfır bileşen suseptansı

- (b) Kullanıcının iletim sistemine düşük gerilim tarafından bağlanan transformatörleri için aşağıdaki veriler verilmelidir:

Nominal MVA,
Gerilim dönüştürme oranı,
Pozitif bileşen direnci, azami, asgari ve nominal kademedede,
Pozitif bileşen reaktansı azami, asgari ve nominal kademedede,
Sıfır bileşen reaktansı nominal kademedede,
Kademe değiştirici aralığı,
Topraklama yöntemi: doğrudan, direnç veya topraklama transformatörü ile doğrudan topraklanmış değilse topraklama empedansı

KULLANICILARIN DEVRE DIŞI KALMASINA İLİŞKİN VERİLER

VERİ	BİRİM	ZAMAN	GÜNCELLEME ZAMANI	VERİ KATE.
Sistem performansını etkileyebilecek mahiyetteki devre dışı olmalar; dağıtım sistemine bağlı 50 MW'ın üzerindeki santrallerin devre dışı olması, kullanıcı sistemlerindeki ekipmanların planlı olarak devre dışı olması, üreticilere ait ünitelerin devre dışı olması ile ilgili detaylı bilgiler.		Yıl 3-5	Hafta 8 Kullanıcılar vb. Hafta 13 Üreticiler	İB2 İB2
TEİAŞ, kullanıcıları kendilerini etkileyecek mahiyetteki devre dışı olmalar hakkında bilgilendirir		Yıl 3-5	Hafta 28	
Kullanıcı, bildirilen devre dışı olmanın kendisini olumsuz bir şekilde etkilemesi durumunda TEİAŞ'ı bilgilendirir		"	Hafta 30	İB2
TEİAŞ, iletim sistemindeki devre dışı olmalar ile ilgili planını hazırlar ve kullanıcıları bu devre dışı olmalar ve muhtemel etkileri konusunda bilgilendirir		"	Hafta 34	
Üretim grupları dışındaki üreticiler ve iletim sistemine doğrudan bağlı müşteriler, şebeke bağlantı noktalarındaki mülkiyeti kendilerine ait teçhizat ile ilgili ayrıntıları verirler		Yıl 1-2	Hafta 13	İB2
TEİAŞ kullanıcıları kendilerini etkileyecek mahiyetteki devre dışı olmalar hakkında bilgilendirir		Yıl 1-2	Hafta 28	
TEİAŞ kullanıcı sistemi etkileyen ilgili devre dışı olmaların ayrıntılarını sunar		Yıl 1-2	Hafta 32	İB2
TEİAŞ Kullanıcıları üretim kısıtları veya onların sistemleri üzerindeki diğer etkiler hakkında bilgilendirir		Yıl 1-2	Hafta 34	
Kullanıcı, bildirilen kısıtlamalar veya diğer etkilerin kendisini olumsuz bir şekilde etkilemesi durumunda, TEİAŞ'ı bilgilendirir		Yıl 1-2	Hafta 36	İB2
TEİAŞ iletim sistemi devre dışı olma planının son halini ve bu planın kullanıcı sistemleri üzerindeki etkilerine ilişkin görüşlerini kullanıcılara bildirir.		Yıl 1-2	Hafta 49	İB2)
Üretici, kullanıcı ve iletim sistemine doğrudan bağlı müşteriler önceden açıklamış oldukları devre dışı olma planında zaman içinde meydana gelen değişiklikler ile ilgili olarak TEİAŞ'ı bilgilendirir		Gelecek Hafta 8'den yıl sonuna	Olduğunda	İB2
TEİAŞ şebeke bağlantı noktaları arasındaki 5 MW'lık yük transferi kapasitesinin ayrıntılarını açıklar		İçinde bulunulan yıl	TEİAŞ istediğinde	İB2

Not: Kullanıcılar yukarıdaki prosedür ile TEİAŞ'ın programlama safhasında sağlayacağı bilgiler için İB2'ye başvurmalıdırlar.

BAĞLANTI NOKTALARINDAKİ YÜK KARAKTERİSTİKLERİ

Çizelge 6'da yer alan veriler standart planlama verileridir ve mevcut ve üzerinde anlaşmaya varılan muhtemel bağlantılar için verilmelidir. Bu verilerin sadece TEİAŞ tarafından talep edildiği takdirde güncellenmelidir.

VERİ	BİRİM	GELECEK YILLAR İÇİN VERİLER									
		Yıl 1	Yıl 2	Yıl 3	Yıl 4	Yıl 5	Yıl 6	Yıl 7	Yıl 8	Yıl 9	Yıl 10
BAĞLANTI NOKTASINDAKİ TALEPLER İÇİN											
Aşağıdaki bilgiler sadece TEİAŞ tarafından istediğinde verilmelidir;											
Karakteristikleri yurtiçi veya ticari ve sınai yükün standart aralığından farklı olan yüklerin ayrıntıları:		(Lütfen ekleyiniz)									
Talebin puant bağlantı noktası talebi sırasındaki TEİAŞ iletim sistemi üzerindeki gerilim ve frekans dalgalanmalarına karşı olan hassasiyeti aktif güç											
Yükün veya talebin gerilime göre hassasiyeti	MW/kV MVAr/kV										
Yükün veya talebin frekansa göre hassasiyeti	MW/Hz MVAr/Hz										
Reaktif gücün frekansa göre hassasiyeti Çizelge 10'da veya Çizelge 1 de verilen güç faktörü ile, Çizelge 10'da reaktif güç ile ilgili Not 6 ile bağlantılıdır.											
TEİAŞ iletim sistemi üzerindeki faz dengesizliği											
- azami	(%)										
- ortalama	(%)										
TEİAŞ iletim sistemi üzerindeki azami harmonik içerik	(%)										

Kısa dönem fliker şiddeti ve uzun dönem fliker şiddeti de dahil olmak üzere ortak bağlantı noktasında bağlantı şartları kapsamında izin verilen talep dalgalanmasından daha yüksek talep dalgalanmasına yol açabilecek yüklerin ayrıntıları											
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

YAN HİZMETLERE İLİŞKİN SAĞLANACAK VERİLER**PRİMER FREKANS KONTROLÜNE İLİŞKİN VERİ KAYIT DOSYASI ESASLARI**

**Kayıt Dosyası
Biçimi :**

a) SANTRAL ADI:

...

b) UNITE NO: ...

c) UNITE
KURULU GUCU:

e	f	1	2	3	4	5	6	7	8	9
SAAT	SIRA_ NO	FREKANS	AKTIF_ MW	PSET_ MW	KESICI_ DURUM	PFCO_ DURUM	HIZ_ EGIMI	OLU_ BANT	ISLETME_ MOD	PFK_ RZRV
00:00:00	1	50,000	0,000	0.000	0	0	4,000	20,000	0	0,000
17:00:00	61201	50,000	100,000	95.000	1	1	4,000	20,000	1	7,000
17:00:01	61202	50,000	100,000	95.000	1	1	4,000	20,000	2	7,000
17:00:02	61203	50,000	100,000	95.000	1	1	4,000	20,000	3	7,000
20:00:00	72001	50,000	100,000	95.000	1	1	4,000	20,000	2	15,000
20:00:01	72002	50,000	100,000	95.000	1	1	4,000	20,000	2	15,000
20:00:02	72003	50,000	100,000	95.000	1	1	4,000	20,000	2	15,000
22:00:00	79201	50,000	0,000	0.000	0	0	4,000	20,000	0	0,000
22:00:01	79202	50,000	0,000	0.000	0	0	4,000	20,000	0	0,000
23:59:59	86400	50,000	0,000	0.000	0	0	4,000	20,000	0	0,000

d
TARIH
15.01.2009
...
15.01.2009
15.01.2009
15.01.2009
...
15.01.2009
15.01.2009
15.01.2009
...
15.01.2009
15.01.2009
...
15.01.2009

YAN HİZMETLERE İLİŞKİN SAĞLANACAK VERİLER

- Üretici tarafından kayıt dosyası her bir gün için her bir ünite için ayrı ayrı düzenlenecektir.
- Üretici tarafından kayıt dosyası "zip" biçiminde sıkıştırılarak, TEİAŞ tarafından belirtilen adrese günlük olarak elektronik ortamda gönderilecektir.
- Kayıt dosyasında Türkçe karakterler olmayacak ve büyük harfler kullanılacaktır.
- Analog değerler virgülden sonra 3 (üç) basamak olarak, ON/OFF değerler ON için 1 , OFF için 0 olarak yazılacaktır.
- Binlik ayıraç kullanılmayacaktır.
- Onluk ayıraç olarak virgül değil nokta kullanılacaktır.
- Kayıt dosyası "csv" metin biçiminde olup, dosyada yer alan her bir alan noktalı virgül karakteri ile birbirinden ayrılacaktır.
- Kayıt dosyasındaki her bir satırın sonuna noktalı virgül karakteri konulacaktır.
- Kayıt dosyası adı, tarih ve ünite numarasını içerecek şekilde "yyyyaaggU##.csv" biçiminde sağlanacaktır (örnek: 20090115U01.csv → 20090115U01.zip).
- Kayıt dosyasının;
 - a) İlk satırında Santral Adı,
 - b) İkinci satırında Ünite No,
 - c) Üçüncü satırında ise MW cinsinden Ünite Kurulu Gücü yer alacaktır.
- Kayıt dosyasının dördüncü satırında verilere ilişkin alan adları yer alacak ve noktalı virgül karakteri ile birbirinden ayrılacaktır.
 - d) Dördüncü satırın 1 inci sütununda Tarih bilgisi; gün, ay ve yıl sıralamasıyla "gg.aa.yyyy" biçiminde yazılacaktır.
 - e) Dördüncü satırın 2 nci sütununda Saat bilgisi; saat, dakika ve saniye sıralamasıyla "hh:mm:ss" biçiminde yazılacaktır.
 - f) Dördüncü satırın 3 üncü sütununda kayıt dosyası satır sıra numarası yazılacaktır.
- Ölçme verileri kayıt dosyasının beşinci satırından itibaren yer alacaktır.
 - 1) Kayıt dosyası verilerinin zaman bilgisinin, TEİAŞ tarafından web sitesi "Yayın-Raporlar" bölümü, "Yük Tevzi Raporları" kısmında yayınlanacak "Günlük Frekans Bilgileri" dosyasındaki veriler ile aynı olabilmesi için santraldaki kayıt sisteminin GPS ya da TEİAŞ tarafından belirlenecek bir Zaman Sunucusu üzerinden senkronize edilmesi ve Üretici tarafından gönderilecek kayıt dosyasının TEİAŞ web sitesinde yayınlanan Günlük Frekans Bilgileri dosyasındaki değerler ile eşleştirilmesi Üretici tarafından sağlanacaktır. Bu işlem için FREKANS alanına, MYTM tarafından TEİAŞ web sitesinde ilgili gün için yayınlanan frekans değerleri yazılacaktır.
 - 2) AKTIF_MW alanına, MW cinsinden aktif çıkış gücü değeri yazılacaktır.
 - 3) PSET_MW alanına, MW cinsinden aktif çıkış gücü ayar noktası değeri (Pset) yazılacaktır.
 - 4) KESICI_DURUM alanına, kesici durum bilgisi (Kesici Kapalı (Devrede)/Açık(Devre Dışı) : ON/OFF) değeri yazılacaktır.
 - 5) PFCO_DURUM alanına, primer frekans kontrol işletme modu durum bilgisi (primer frekans kontrol Devrede/Devre Dışı : ON/OFF) değeri yazılacaktır.
 - 6) HIZ_EGIMI alanına, Yüzde cinsinden hız eğimi değeri yazılacaktır.
 - 7) OLU_BANT alanına, mHz cinsinden ölü bant değeri yazılacaktır.

YAN HİZMETLERE İLİŞKİN SAĞLANACAK VERİLER

8) ISLETME_MOD alanına, Doğalgaz Kombine Çevrim Santraller için Servis harici iken 0, Hız Kontrol Modu için 1, Yük Kontrol Modu için 2, Sıcaklık Kontrol Modu için 3 olarak yazılacaktır. Diğer tip santraller için sadece 2 olarak yazılacaktır.

9) PFK_RZRV alanına, Üretici tarafından ilgili ünite için karşılık gelen zaman dilimine ait taahhüt edilen saatlik primer frekans kontrol rezerv miktarı MW cinsinden yazılacaktır.

- Kayıt dosyası verileri incelenerek, Üretici tarafından Aylık Değerlendirme Raporu hazırlanacaktır.
- Hazırlanan Aylık Değerlendirme Raporu, takip eden ayın en geç 3 üncü günü mesai bitimine kadar ilgili TEİAŞ tarafından belirtilen adrese elektronik ortamda gönderilecektir.
- Kayıt dosyası verilerine göre hazırlanan Aylık Değerlendirme Raporu, şebeke frekansında ± 200 mHz ve üzerinde meydana gelen sapmaları kapsayacak şekilde şebeke frekansında meydana gelen sapma ile orantılı olarak, frekans sapmasının başlangıcı ile bitişi arasında, ilgili yan hizmetler anlaşmasında belirtilen primer frekans kontrol rezerv miktarının ünitenin ayarlanmış ölübant değerinin dışında, $\pm \% 10'$ luk tolerans dahilinde sağlanıp sağlanmadığını gösteren grafikleri içerecektir.

Örnek Kayıt Dosyası İçeriği (20090115U1.csv --> 20090115U1.zip):

```
SANTRAL ADI:;ABC DOĞAL GAZ KOMBINE CEVRIM SANTRALI;
UNITE NO:;UNITE-1;
UNITE KURULU GUCU:;100,000;
TARİH;SAAT;SIRA_NO;FREKANS;AKTIF_MW;PSET_MW;KESICI_DURUM;PFCO_DURUM;HIZ_EGIMI;OLU_
BANT;ISLETME_MOD;PFK_RZRV;
15.01.2009;00:00:00;1;50,000;0,000;0,000;0;0;0;4,000;20,000;0,000
...
15.01.2009;17:00:00;61201;50,000;95,000;100,000;1;1;1;4,000;20,000;7,000
15.01.2009;17:00:01;61202;50,000;95,000;100,000;1;1;2;4,000;20,000;7,000
15.01.2009;17:00:02;61203;50,000;95,000;100,000;1;1;3;4,000;20,000;7,000
...
15.01.2009;20:00:00;72001;50,000;95,000;100,000;1;1;2;4,000;20,000;15,000
15.01.2009;20:00:01;72002;50,000;95,000;100,000;1;1;2;4,000;20,000;15,000
15.01.2009;20:00:02;72003;50,000;95,000;100,000;1;1;2;4,000;20,000;15,000
...
15.01.2009;22:00:00;79201;50,000;0,000;0,000;0;0;0;4,000;20,000;0,000
15.01.2009;22:00:01;79202;50,000;0,000;0,000;0;0;0;4,000;20,000;0,000
...
15.01.2009;23:59:59;86400;50,000;0,000;0,000;0;0;0;4,000;20,000;0,000
```

TEİAŞ TARAFINDAN KULLANICILARA SAĞLANACAK VERİLER

1. TEİAŞ, İletim lisansında yer alan yükümlülüğü doğrultusunda, iletim sisteminin kullanım imkanları hakkında kullanıcılara bilgi vermek üzere hazırlanan bağlantı olanakları raporunuimkanları bildirimini yıllık olarak yayınlayacaktır.
2. Kullanıcının yatırım yapmayı planladığı bölgeye ilişkin bağlantı imkanları hususunda çok detaylı olan bazı ek bilgilere ihtiyaç duyması durumunda, TEİAŞ ile bağlantıya geçebilir. TEİAŞ kullanıcının isteyeceği saha ile ilgili ek bilgiler için bir görüşme düzenleyebilir ve bu bilgileri sağlayabilir.
3. İletim lisansında, TEİAŞ, iletim sistemine bağlantı ve sistem kullanımı için anlaşma şartları öne sürmeye yetkili kılınmıştır. İletim lisansı uyarınca, bu anlaşmanın şartları ile ilgili görüşmeler sırasında TEİAŞ kullanıcıya ek bilgileri vermeye yükümlüdür.

TEİAŞ TARAFINDAN KULLANICILARA SAĞLANACAK VERİLER

YÖNETMELİK	TANIM
BŞ	Manevra şeması
BŞ	Saha sorumluluk çizelgeleri
PB	Sistem puantının gerçekleştiği tarih ve saat
	Sistem minimum tüketiminin gerçekleştiği tarih ve saat
İB2	Çeşitli zaman çizelgelerinde üreticiler için santral talep yedekleri ve kullanılabilir güç gereklilikleri
	Devre dışı olma planlaması için gerekli olan eşdeğer şebekeler
İB4	Haftalık işletme programı
DB1	Talep tahminleri, bildirilen yedek ve dengesizlik, dağıtım sistemine bağlı santralların örnek nitelikteki senkronizasyon ve desenkronizasyon süreleri.
DB2	Alış-satış kabulleri, ilgili kullanıcılar için yan hizmet talimatları, acil durum talimatları
DB3	Dağıtım sistemine bağlı talepler için talep kontrolünü gerçekleştiren düşük frekans rölesinin konumu, sayısı ve düşük frekans rölesi ayarı.

TALEP PROFİLİ VE AKTİF GÜÇ VERİLERİ

Aşağıdaki bilgiler kullanıcılar ve iletim sistemine doğrudan bağlı müşteriler tarafından takvim yılının 24. haftasında verilmelidir.

VERİ	YIL 0	YIL 1	YIL 2	YIL 3	YIL 4	YIL 5	YIL 6	YIL 7	YIL 8	YIL 9	YIL 10	GÜNC EL ZAMA NI	VERİ KATE	
Talep Profili														
Kullanıcının sistem profili	Kullanıcının yıllık azami talebinin meydana geldiği gün (MW) TEİAŞ'ın yıllık puant talebinin meydana geldiği gün (MW) TEİAŞ'ın yıllık asgari talebinin meydana geldiği gün (MW)													
0000: 0100												Hafta 24	SPV	
												:	:	
0100: 0200												:	:	
												:	:	
0200: 0300												:	:	
												:	:	
0300: 0400												:	:	
												:	:	
0400: 0500												:	:	
												:	:	
0500: 0600												:	:	
												:	:	
0600: 0700												:	:	
												:	:	
0700: 0800												:	:	
												:	:	
0800: 0900												:	:	
												:	:	
0900: 1000												:	:	
												:	:	
1000: 1100												:	:	
												:	:	
1100: 1200												:	:	
												:	:	
1200: 1300												:	:	
												:	:	
1300: 1400												:	:	
												:	:	
1400: 1500												:	:	
												:	:	
1500: 1600												:	:	
												:	:	
1600: 1700												:	:	
												:	:	
1700: 1800												:	:	

												:	:
1800: 1900												:	:
												:	:
1900: 2000												:	:
												:	:
2000: 2100												:	:
												:	:
2100:2200												:	:
												:	:
2200:2300												:	:
												:	:
2300:0000												:	:
												:	:

VERİ	Sonuçlar		YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	
	Fiili	Havaya göre Düzeltilmiş	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Aktif Güç Verileri													
Kullanıcıların ve iletim sistemine doğrudan bağlı müşterilerin toplam yıllık ortalama aktif güçleri:													
Yurtiçi													
Zirai													
Ticari													
Sınai													
Raylı Sistem Taşımacılığı,													
Darbeli Ark Ocakları													
Aydınlatma													
Kullanıcı sistemi													
Kayıplar													
Puant Altı:													
Yurtiçi													
Ticari													

NOTLAR:

1. "YIL" "TEİAŞ Mali Yılı" anlamındadır.
2. Talep ve aktif güç verileri TEİAŞ iletim sistemine bağlantı yapılan noktada ölçülmüş olmalı ve küçük santraller ile müşteri santralının üretiminin net değeri bu talepten çıkarılmalıdır. Kullanıcı sistemi içindeki müşterileri besleyen tedarikçiler tarafından karşılanan talep bu verilere dahil edilmelidir. Küçük santrallerin iç tüketimi kullanıcı tarafından verilen bağlantı noktasındaki talep verilerine dahil edilmelidir.
3. Talep profili ve aktif güç verileri bütün bağlantı noktaları da dahil olmak üzere şebeke işletmecisinin sistemi ve iletim sistemine doğrudan bağlı her müşteri için olmalıdır. Talep profili kullanıcılara TEİAŞ iletim sistemi üzerinde olabilecek sayısal azami talebi göstermelidir.
4. Ayrıca, talep profili TEİAŞ'ın belirleyeceği belirli günler için de verilmelidir, fakat TEİAŞ bir takvim yılında bir defadan fazla bu tür bir istekte bulunmamalıdır.

BAĞLANTI NOKTASI VERİLERİ

Aşağıdaki bilgiler kullanıcılar ve iletim sistemine doğrudan bağlı müşteriler tarafından her yılın 24.takvim haftasına kadar TEİAŞ'a verilmelidir.

VERİ		YIL 0	YIL 1	YIL 2	YIL 3	YI L 4	YI L 5	YI L 6	YIL 7	YI L 8	YI L 9	YI L 10	GÜNC EL ZAMA NI	VERİ KAT E
SAATLİK TALEPLER VE GÜÇ FAKTÖRLERİ (Not 2, 3 ve 5'e bakınız)														
Yandaki kutuda yer alan noktadaki talepler ve güç faktörü: şebeke bağlantı noktasının adı														
Bağlantı noktasındaki yıllık saatlik puant	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
	Cos ϕ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
Küçük santraller ve müşteri santralleri için yapılan yük düşümü (MW)													Hafta 24	SPV
TEİAŞ talebinin yıllık yarım saatlik puantının zamanı	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
	Cos ϕ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
Küçük santraller ve müşteri santralleri için yapılan kesinti (MW)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
TEİAŞ talebinin yıllık saatlik asgari değerinin zamanı	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV
	Cos ϕ .	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Hafta 24	SPV

Küçük santraller ve müşteri santralleri için yapılan yük düşümü (MW)													Hafta 24	SPV
TEİAŞ'ın belirtebileceği diğer zamanlar için	MW												yılda bir kez	SPV
	Cos ϕ .	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	yılda bir kez	SPV
Küçük santraller ve müşteri santralleri için yapılan yük düşümü (MW)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	yılda bir kez	

VERİ	YIL 0	YI L 1	YIL 2	YI L 3	YI L 4	YI L 5	YIL 6	YI L 7	YI L 8	YI L 9	YI L 10	GÜNCE L ZAMAN I	VERİ KATE
TALEP TRANSFERİ KAPASİTESİ ANA SİSTEM													
Bir kullanıcının talebi veya talep grubunun alternatif bir bağlantı noktasından besleneceği durumlarda aşağıdaki bilgiler verilmelidir													
Birinci devrenin arızadan dolayı devre dışı olma durumunda;													
Alternatif bağlantı noktasının adı												Hafta 24	SPV
Transfer edilecek talep													
(MW)												Hafta 24	SPV
(MVAr)												Hafta 24	SPV
Transfer metodu;													
Elle (E)													
Otomatik (O)													
Transferin yapılacağı zaman (saat)												Hafta 24	SPV
İkinci devrenin planlı devre dışı olma durumu													
Alternatif bağlantı noktasının adı												Hafta 24	SPV
Transfer edilen talep													
(MW)												Hafta 24	SPV
(MVAr)												Hafta 24	SPV
Transfer metodu												Hafta 24	SPV
Elle (E)													
Otomatik (O)													
Transferin yapılacağı zaman (saat)												Hafta 24	SPV

Not: Yukarıdaki şebeke bağlantı noktaları için talep transfer kapasitesi ile ilgili bilgiler içinde bulunulan yılda güncellenmelidir – Çizelge 5'e bakınız.

VERİ	YI L 0	YI L 1	YIL 2	YIL 3	YI L 4	YI L 5	YIL 6	YI L 7	YIL 8	YIL 9	YIL 10	GÜNCE L ZAMA NI	VER İ KAT E
KÜÇÜK SANTRAL VE MÜŞTERİ ÜRETİMİ ÖZETİ													
Küçük santrallerin veya müşteri üretim ünitelerinin bulunduğu bağlantı noktası için aşağıdaki bilgiler gereklidir:													
Küçük santrallerin ve müşteri üretim ünitelerinin sayısı												Hafta 24	SPV
Ünitelerin sayısı												Hafta 24	SPV
Ünitelerin toplam kapasitesi												Hafta 24	SPV
Kullanıcı sisteminin 50 MW'ın üzerindeki dağıtım sistemine bağlı bir santralin kapasitesi üzerinde kısıt yarattığı durumlarda;													
Santralin adı												Hafta 24	SPV
Ünitenin numarası												Hafta 24	SPV
Sistemin kısıtlı kapasitesi												Hafta 24	SPV
Çizelge 4 kapsamında sunulacak her bir tek hat şeması için bağlantı noktası talepleri, güç faktörleri TEİAŞ talebinin yıllık yarım saatlik puantının belirtilen değeri için verilmelidir:	Bağlantı noktası							Yıl				Hafta 24	SPV
	Bağlantı Noktası	Talep						Güç Faktörü					

NOTLAR:

1. "YIL" "TEİAŞ Mali Yılı" anlamındadır. YIL0 içinde bulunulan mali yıla karşılık gelmektedir.
2. Talep verileri küçük santraller ile müşteri santralının üretiminin neti olmalıdır. Kullanıcı sistemi içindeki müşterileri besleyen tedarikçiler tarafından karşılanan talep verilere dahil edilmelidir. Dağıtım sistemine bağlı santrallerin iç tüketim kullanıcı tarafından verilen talep verilerine dahil edilmemelidir.
3. Puant talepler çeşitli olarak bir bağlantı noktasına ilişkin olmalı ve TEİAŞ iletim sistemi üzerinde kullanıcının azami talebini göstermelidir. Bir bağlantı noktasındaki baraların ayrı

bölümlerde çalışmaları planlanıyorsa baranın her bir bölümü için ayrı talep verileri verilmelidir.

- 4. Talepler hesaplanırken kullanıcı tarafından küçük santralların ve müşteri üretim ünitelerinin üretimleri yukarıda Not 2'de ve çizelgede belirtildiği şekilde dikkate alınmalı ve talepten düşülmelidir.*
- 5. TEİAŞ, rüzgar, akarsu gibi üretimi güvenilir olmayan veya programlanamayan veya diğer bir yöntemle göre değişiklik gösteren küçük santralların muhtemel üretim profiline belirlenebilmesi için gerekli bilgileri talep edebilir.*
- 6. Bir bağlantı noktasındaki toplam talebin % 95'inden fazlasının senkron motorlara ait olması durumunda, azami ve asgari sürekli ikazdaki güç faktörü değerleri verilebilir.*
- 7. Güç faktörü verilerinde kullanıcı sistemindeki seri reaktif kayıplar yer almalı, fakat reaktif kompanzasyon (bu değerler ayrıca Çizelge 4'te yer almaktadır) değerleri bulunmamalıdır.*

Sayfa 1/1
KISA DEVRE VERİLERİ

Çizelge 11’de yer alan veriler standart planlama verileridir ve TEİAŞ iletim sistemine bir bağlantı noktasından bağlı veya bağlanacak kullanıcılar tarafından verilmelidir. Veriler her yıl 24. haftada verilmelidir. Çizelge 4’teki tek hat şemasında yer alan her bir bağlantı noktası için aşağıdaki bilgiler verilmelidir.

VERİ	BİRİM	YIL 0	YIL 1	YIL 2	YIL 3	YIL 4	YIL 5	YIL 6	YIL 7	YIL 8	YIL 9	YIL 10
Bağlantı noktasının adı												
Bağlantı noktasındaki kullanıcı sisteminden iletim sistemine akan kısa devre akımı	(kA)											
Simetrik üç faz kısa devre akımı;												
Kısa devre anında	(kA)											
Subtransient kısa devre akımı sona erdikten sonra	(kA)											
Kısa devre anındaki pozitif bileşen X/R oranı												
Kısa devre noktasındaki kısa devre öncesi gerilim (eğer 1.0 p.u.dan farklı ise(**)) (Not 1’e bakınız)	(p.u.)											
Bağlantı noktasındaki negatif bileşen empedansları (**)												
- Direnç	(%) 100 MVA											
- Reaktans	(%) 100 MVA											
Bağlantı noktasındaki sıfır bileşen empedansları:												
- Direnç	(%) 100 MVA											
- Reaktans	(%) 100 MVA											

(*) p.u. gerilimin işletme değerinin nominal değerine oranıdır.

(**) Bağlantı noktasındaki negatif bileşen empedansları verilmemiş ise, pozitif bileşen ile aynı olduğu kabul edilecektir.

Sayfa 1/2
KISA DEVRE VERİLERİ

Çizelge 12’de yer alan veriler standart planlama verileridir ve iletim sistemine doğrudan bağlı veya dağıtım sistemine bağlı üreticiler tarafından verilmelidir. Veriler her yıl 24. haftada verilmelidir.

Ünite Transformatörlerinden akan kısa devre akımları

Ünite güç transformatörleri için aşağıdaki bilgiler verilmelidir. Bir üniteye bağlı birden fazla transformatör varsa, toplam kısa devre akımı verilebilir. Normal işletme koşullarında azami sayıdaki ünitenin devrede olduğu kabul edilmeli, ayrıca, ünite panosuna bağlı senkron ve/veya asenkron motorların ve yardımcı üretim ünitelerinin, örneğin, yardımcı gaz türbinlerinin kısa devre akımına katkıları da gözönüne alınmalıdır.

VERİ	BİRİM	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL	YIL
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Santral												
Ünite transformatörünün numarası												
Ünite transformatörü çıkışında bir kısa devre için simetrik üç faz kısa devre akımı;												
Kısa devre anında	(kA)											
Subtransient kısa devre akımı sona erdikten sonra	(kA)											
Kısa devre anındaki pozitif bileşen X/R oranı												
Subtransient zaman sabiti (eğer 40 milisaniyeden farklı ise)	Milisaniye											
Kısa devre noktasındaki kısa devre öncesi gerilim (eğer 1.0 p.u.dan farklı ise) (Not 1’e bakınız)	(p.u.)											
Bağlantı noktasındaki sıfır bileşen empedansları:												
- Direnç	(%) 100 MVA											
- Reaktans	(%) 100 MVA											

- Not 1. Yukarıda verilen kısa devre öncesi gerilim en yüksek kısa devre akımını veren 0.95 ila 1.05 aralığındaki gerilimi göstermelidir.
- Not 2. % 100 MVA 100 MVA’nın yüzdesinin (%) kısaltmasıdır.
- Not 3. Sıfır bileşen direnç ve reaktans, santral transformatöründen iletim sistemine sıfır bileşen kısa devre akımı akması durumunda verilmelidir.
- Not 4. p.u. gerilimin işletme değerinin nominal değerine oranıdır.

SANTRAL TRANSFORMATÖRLERİNDEN AKAN KISA DEVRE AKIMLARI

TEİAŞ iletim sistemine doğrudan bağlı santral transformatörleri için aşağıdaki bilgiler verilmelidir. Normal işletme koşullarında azami sayıdaki üretim grubunun devrede olduğu kabul edilmeli, ayrıca, santral panosuna bağlı senkron ve/veya asenkron motorların ve yardımcı üretim ünitelerinin, örneğin, yardımcı gaz türbinlerinin kısa devre akımına katkıları da gözönüne alınmalıdır. Kısa devre akımı, transformatör YG çıkış barasındaki bir kısa devre için transformatörden akan akım olarak ifade edilmelidir. Kısa devre tipi olarak üç faz toprak arızası kabul edilmelidir. Sistemin X/R oranının kısa devre akımına etkisinin belirlenebilmesi için, ayrıca aşağıdaki bilgilerin verilmesi gereklidir.

VERİ	BİRİM	YIL 0	YIL 1	YIL 2	YIL 3	YIL 4	YIL 5	YIL 6	YIL 7	YIL 8	YIL 9	YIL 10
Santral												
Santral transformatörünün numarası												
Transformatör çıkışında bir kısa devre için simetrik üç faz kısa devre akımı;												
Kısa devre anında	(kA)											
Subtransient kısa devre akımı sona erdikten sonra	(kA)											
Kısa devre anındaki pozitif bileşen X/R oranı												
Subtransient zaman sabiti (eğer 40 milisaniyeden farklı ise)	Milisaniye											
Kısa devre noktasındaki kısa devre öncesi gerilim (eğer 1.0 p.u.dan farklı ise) (Not 1'e bakınız)	(p.u.)											
Bağlantı noktasındaki sıfır bileşen empedansları:												
- Direnç	(%) 100 MVA											
- Reaktans	(%) 100 MVA											

Not 1. Yukarıda verilen kısa devre öncesi gerilim en yüksek kısa devre akımını veren 0.95 ila 1.05 aralığındaki gerilimi göstermelidir.

Not 2. % 100 MVA 100 MVA'nın yüzdesinin (%) kısaltmasıdır.

Not 3. Sıfır bileşen direnç ve reaktans, santral transformatöründen iletim sistemine sıfır bileşen kısa devre akımı akması durumunda verilmelidir.

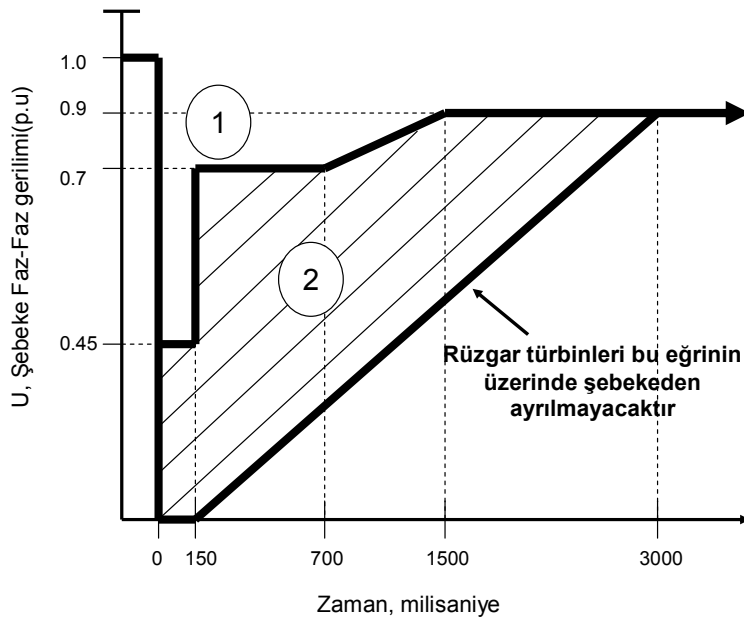
RÜZGAR ENERJİSİNE DAYALI ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE BAĞLANTI KRİTERLERİ

E.18.1 KAPSAM

Bu kriterler, iletim sistemine bağlı rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri ile kurulu gücü 10 MW ve üzerinde olan dağıtım sistemine bağlı rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerine uygulanır. Bu ekte yer almayan konular için bu Yönetmeliğin ilgili hükümleri geçerlidir.

E.18.2 RÜZGAR ENERJİSİNE DAYALI ÜRETİM TESİSLERİNİN ARIZA SONRASI SİSTEME KATKISI

İletim veya dağıtım sistemi bağlantı noktasındaki şebeke faz-faz geriliminin Şekil E.18.2.1.'de verilen 1 numaralı ve 2 numaralı bölgelerde kaldığı süre boyunca, herhangi bir fazda veya tüm fazlarda oluşan gerilim düşümlerinde rüzgâr türbinleri şebekeye bağlı kalmalıdır.



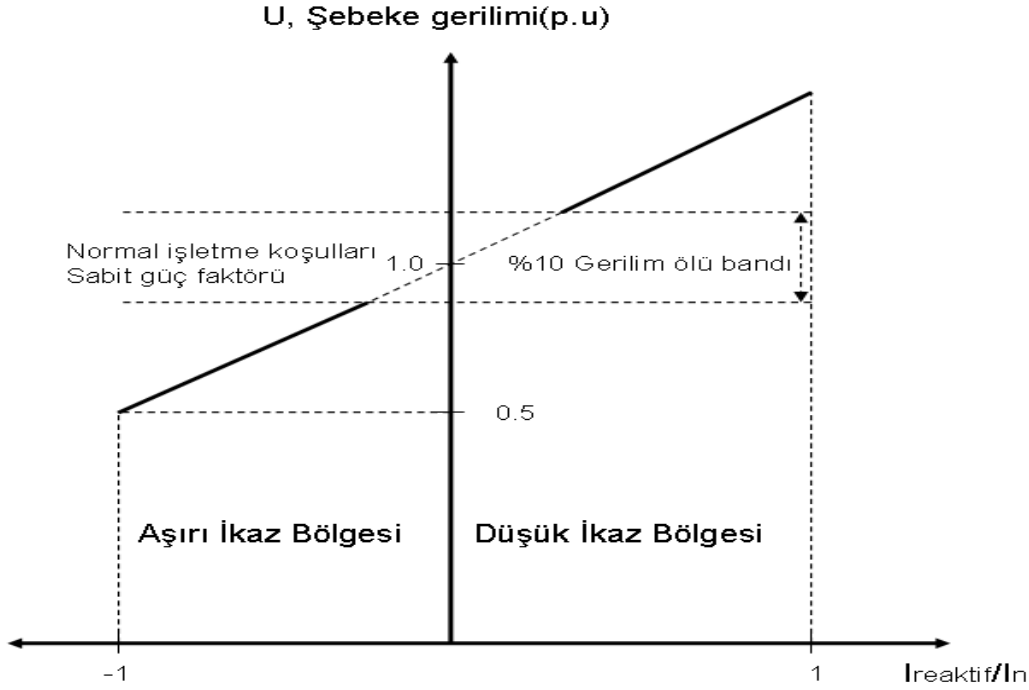
Şekil E.18.2.1 Rüzgâr Türbinlerinin Arıza ve Arıza Sonrasında Sağlaması Gereken Tepki

Arıza sırasında gerilim düşümünün 1 numaralı bölgede kaldığı durumlarda, rüzgâr türbini aktif gücü, arıza temizlendikten hemen sonra saniyede nominal gücünün %20'si oranında artırılarak, üretebilecek maksimum aktif güç değerine ulaşmalıdır.

Arıza sırasında gerilim düşümünün 2 numaralı bölgede kaldığı durumlarda ise, rüzgâr türbini aktif gücü, arıza temizlendikten hemen sonra saniyede nominal gücünün %5'i oranında artırılarak, üretebilecek maksimum aktif güç değerine ulaşmalıdır.

Gerilim dalgalanmalarında, rüzgâr türbinlerinin vermesi gereken reaktif güç tepkisi Şekil E.18.2.2 de verilmiştir.

¹³¹ 24 Eylül 2008 tarihli ve 27007 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan Yönetmelikle eklenmiştir.



Şekil E.18.2.2 Gerilim dalgalanmalarında, rüzgâr türbinlerinin vermesi gereken reaktif güç tepkisi

Şebeke geriliminde meydana gelen %10'a kadar olan dalgalanmalarda rüzgâr türbini herhangi bir tepki vermeyecektir. Bu sınırın üzerindeki dalgalanmalarda, nominal gerilimin %1'lik değişimi için nominal akımın %2'si oranında reaktif akım desteği gerekmektedir (Şekil E.18.2.2). Bu destek 20 milisaniye içinde gerçekleşmeli ve Şekil E.18.2.1 de görüldüğü gibi bu desteği 3 saniye boyunca sürdürmelidir.

E.18.3 AKTİF GÜÇ KONTROLÜ

İletim sistemine bağlı rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinde Yönetmeliğin 134 üncü maddesinde tanımlanan acil durumlarda aktif güç kontrolü yapılabilecektir. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisinin aktif güç çıkışı, gerektiğinde TEİAŞ tarafından gönderilecek sinyallerle, tesisin toplam kurulu gücünün %20-%100'ü arasında otomatik olarak kontrol edilebilir olmalıdır. Bu kapsamda;

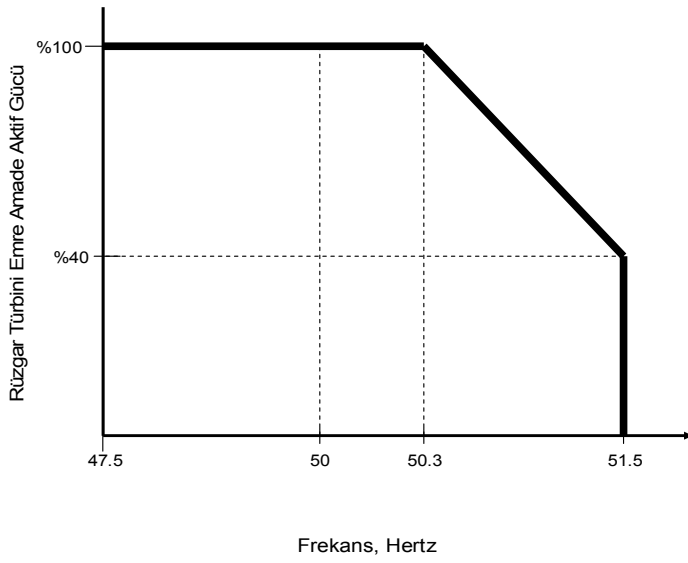
- Kurulu gücü 100 MW ve altında olan rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için, yük alma/atma hızı dakikada kurulu gücün %5'i kadar olmalıdır.
- Kurulu gücü 100 MW'ın üzerinde olan rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için, yük alma/atma hızı dakikada kurulu gücün %4'ü kadar olmalıdır.

E.18.4 FREKANS TEPKİSİ

Rüzgâr türbinleri bu Yönetmeliğin 11 inci maddesinde belirtilen frekans aralıkları ve çalışma sürelerini sağlamalıdır.

Bu çalışma şartlarına ilave olarak, şebeke frekansının 50.2 Hz'in üzerinde olduğu durumlarda ilave rüzgâr türbini devreye girmemelidir.

Rüzgâr türbini frekans tepkisi Şekil E.18.4.1'de verilen güç-frekans eğrisi sınırları içinde kalacak şekilde olmalıdır.

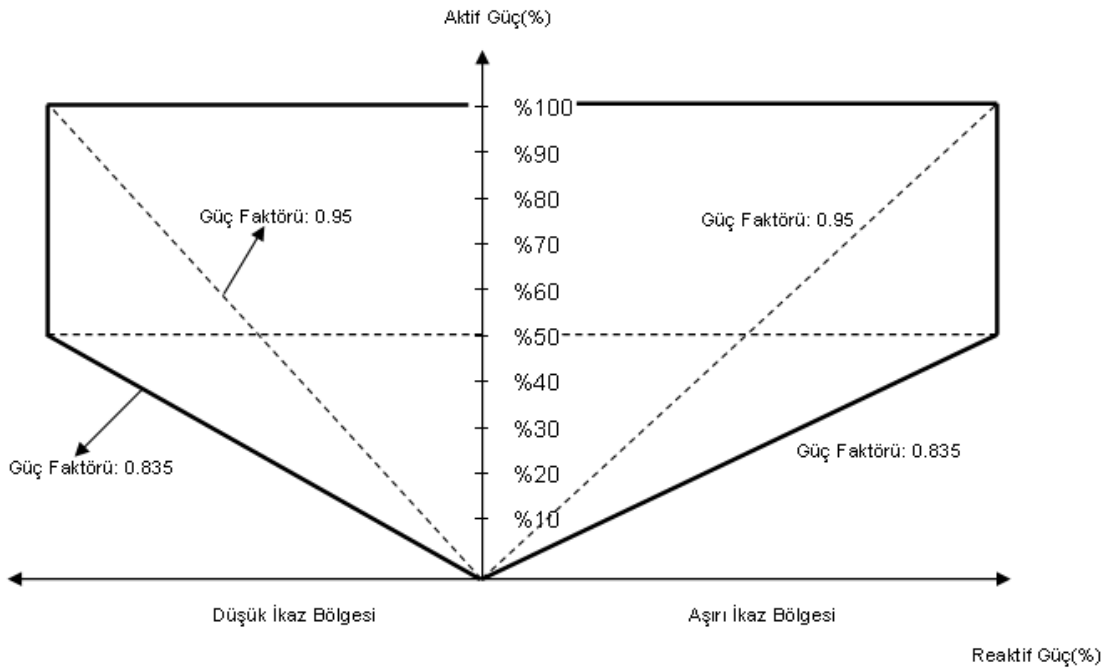


Şekil E.18.4.1 – Rüzgâr Türbini Güç-Frekans Eğrisi

Rüzgâr türbini, şebeke frekansı 47.5-50.3 Hz aralığında olduğu sürece emreamade gücünün tamamını üretebilecek özellikte olmalıdır. Şebeke frekansının 50.3 Hz'in üzerine çıkması durumunda ise Şekil E.18.4.1 de verilen eğriyi takip ederek her 100 mHz frekans artışı için emreamade gücünün %5'i oranında yük atabilmelidir.

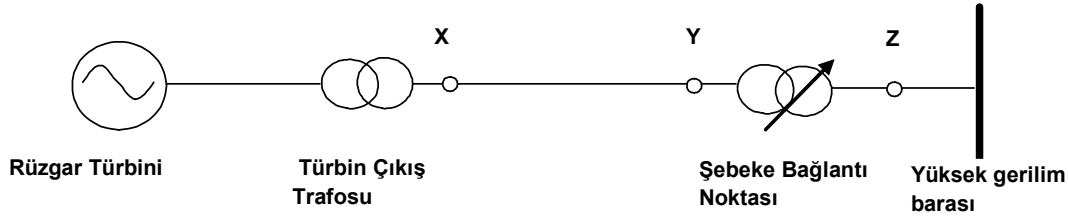
E.18.5 REAKTİF GÜÇ KAPASİTESİ

Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi iletim sistemi bağlantı noktasında, Şekil E.18.5.1'de koyu çizgilerle belirtilen sınırlar dâhilindeki güç faktörü değerleri için her noktada çalışabilir olmalıdır.



Şekil E.18.5.1 – Rüzgâr Santrali Reaktif Güç Kapasite Eğrisi

Şebekeye bağlı trafonun kademe oranları, Şekil E.18.5.2’de Z noktasında şebeke gerilim aralığındaki (nominal gerilimin $\pm\%10$ ’u) her gerilim değeri için Y noktasında nominal gerilimi sağlamalıdır.



Şekil E.18.5.2 – Rüzgâr Santrali Gerilim Ayar Noktaları.

E.18.6 RÜZGÂR ENERJİSİNE DAYALI ÜRETİM TESİSİ ŞEBEKE BAĞLANTI TRAFOSU

İletim sistemine doğrudan bağlı rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin şebeke bağlantı trafoları yük altında otomatik kademe değiştirme özelliğine sahip olmalıdır. Trafoların sahip olması gerekli diğer özellikler bu yönetmelik ve Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği’nde tanımlanmaktadır.

E.18.7 RÜZGÂR ENERJİSİNE DAYALI ÜRETİM TESİSLERİNCE TEİAŞ’A SAĞLANACAK BİLGİLER

Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi için TEİAŞ’a yapılan bağlantı anlaşması başvurusunda aşağıdaki bilgiler TEİAŞ’a sunulur:

1. Bölgesel 1/25.000’lik coğrafik harita üzerinde tesis edilecek rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi ve rüzgâr türbinlerinin yerinin coğrafi koordinatları .
2. Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisinin MWe olarak toplam kurulu güç kapasitesi.
3. Rüzgâr türbinlerinin sayısı ve her bir rüzgâr türbininin MWe cinsinden nominal gücü ve tipi (asenكرون, senكرون).
4. Türbinlerin şebekeye bağlantı şekli (doğrudan bağlı; çift uyarımlı asenكرون jeneratör, AC/DC/AC çeviricili senكرون jeneratör).
5. Rüzgâr türbinlerinin minimum ve maksimum rüzgâr hızı değerlerindeki işletim durumu (rüzgâr hızına göre rüzgâr türbinlerindeki üretim değişimini gösteren grafikler).
6. Gerilim ve akım harmonikleri ile fliker etkisini sınırlandırmak üzere kurulacak sistemlerin tipi ve etiket değerleri.
7. Sistem etütlerinde kullanılmak üzere tesis edilecek olan rüzgâr türbinlerinin statik ve dinamik modelleri.
8. TEİAŞ tarafından ihtiyaç duyulan diğer veriler.