

	İlgili Yönetmelik	Madde	Paragraf	Alt Paragraf	Yorum sahibinin Tam Adı	Yorum sahibinin bağlı olduğu kuruluş	Orijinal metin	Önerilen metin	Gerekeçe	Yorum tipi	Yorumların doğası	Yorum dikkate alındı	Cevap ve Gerekeçesi	Önerilen Metin												
1	Şebeke Yönetmeliği	20	2		Erkut ER	FICHTNER	For this purpose, connection and integration of generation plants with a total output power of less than 1500 MW	For this purpose, connection and integration of generation plants with a total installed power of less than 1500 MW	Wrong terminology	Technical	Editorial	Evet	RTG şebeke kodları, " nominal güç", " kurulu güç" veya " kurulu kapasite" kavramları için " Maksimum Kapasite" yi kullanır. Uyumlaştırma amaçları için, şebeke yönetmeliğinde sadece " Maksimum kapasite" kullanılacaktır.	Şebeke yönetmeliğinde " nominal güç", " kurulu güç" veya " kurulu kapasite" " Maksimum kapasite" ile değişir.												
2	Şebeke Yönetmeliği	e.17.a.1	2		Erkut ER	FICHTNER	The Maximum Primary Reserve Capacity may not be less than 2% and more than 10% of the nominal power of the unit	The Maximum Primary Reserve Capacity may not be less than 1% and more than 10% of the nominal power of the unit	Conflict with minimum PFC reserve ratio. Please state that new minimum limit is 1%	Technical	Editorial	Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.												
3	Yan Hizmetler Yönetmeliği	MADDE 20 Sekonder Frekans Kontrolü Transfer Zorunluluğu	[Yeni Madde, EB Şebeke Kodu 34.Madde ile uyumlaştırma]	1, 2 ve 3	Nafiz ÖZCAN	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	(1) Tüzel kişiler zorunlu oldukları seconder frekans kontrol yedeği miktarının tamamını veya bir kısmını, seconder frekans kontrol servisi imzalamış başka bir tüzel kişiden temin edebilir. (2) Sekonder frekans kontrol yedeği miktarının başka bir tüzel kişiden temin edebilmek için, tüzel kişi seconder frekans kontrol hizmetini seconder, frekans kontrol hizmet anlaşmasına göre sağlamalıdır, ve zorunluluğun transfer edildiği tüzel kişi Sistem operatörüne MMS yolu ile gün öncesinde en geç saat 18:30 a kadar bildirmelidir. (3) Sekonder frekans kontrolüne ilişkin yükümlülüğün transferi Sistem İşletmecisi onayı ile birlikte yürürlüğe girer.	(1) Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler sağlamakta yükümlü oldukları seconder frekans kontrol rezerv miktarını kendi adlarına kayıtlı üretim tesislerinden ya da bu Yönetmelikte belirtilen usul ve esaslar doğrultusunda üretim faaliyeti gösteren başka bir tüzel kişiden sağlayabilirler. (2) Sekonder frekans kontrol yedeği miktarının kendi adlarına kayıtlı üretim tesislerinden ya da başka bir tüzel kişiden temin edebilmek için, kendisi veya tüzel kişi seconder frekans kontrol hizmetini seconder, frekans kontrol hizmet anlaşmasına göre sağlamalıdır, ve zorunluluğun transfer edildiği kendi üretim tesisi veya tüzel kişi Sistem operatörüne MMS yolu ile gün öncesinde en geç saat 18:30 a kadar bildirilmelidir. (3) Sekonder frekans kontrolüne ilişkin yükümlülüğün transferi Sistem İşletmecisi onayı ile birlikte yürürlüğe girer.	Sekonder Frekans kontrol yükümlülüğü tıpkı Primer frekans Kontrol yükümlülüğünde olduğu gibi Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler adlarına kayıtlı üretim tesislerinden de karşılanabilmelidir.	Teknik	Editorial	Hayır	TEİAŞ için, bir yan hizmet anlaşması imzalanması, üretim tesisleri tarafından sağlanan tahsis, zamanlama ve yedeklerin izlenmesi için bir ön koşuldur. Sekonder frekans kontrol hizmet anlaşmasına yapılan atıf muhafaza edilmelidir.Ayrıca, orjinal metin, primer frekans kontrolü yükümlülüğünün transferi ile ilgili olan 13. Maddenin ayndır.	Önerilen metin alınmadı.												
4	Yan Hizmetler Yönetmeliği	MADDE 48 Senkron kompanseör olarak çalışma hizmetinin ücretlendirilmesi		3	4	Nafiz ÖZCAN	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	(3) Senkron kompanseör hizmeti sunulmasına ilişkin yatırım, işletme, bakım ve Sistem Kullanım ve İşletim Bedeli maliyetlerini yansıtan aylık senkron kompanseör hizmet bedeli aşağıdaki formül uyarınca hesaplanır. (4) Bu formülde geçen; h Uygulamada yeknesaklığın sağlanması ve eşit taraflar arasında ayırım gözetilmesini teminen taraflarca üzerinde mutabakata varılan katsayıyı,	Senkron Kompanseör Hizmeti bedeli formülünün Üretim şirketlerinin tüm maliyetlerini karşılayacak şekilde yeniden düzenlenmesi uygun olacaktır.	Senkron kompanseör hizmeti sunulmasına ilişkin yatırım, işletme, bakım ve Sistem Kullanım ve İşletim Bedeli maliyetlerini yansıtan aylık senkron kompanseör hizmet bedelini hesaplanmasında kullanılan h katsayısı maliyetin düşük çıkmasına yol açmakta ve pratikte Üreticiler Senkron Kompanseör hizmeti vermelerinden dolayı zarara uğramaktadır. Bu nedenle Senkron Kompanseör Hizmeti bedelinin Üretim şirketlerinin tüm maliyetlerini karşılayacak şekilde yeniden hesaplanması uygun olacaktır.	Teknik	Editorial	Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.											
5	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Annex 17 ANCILLARY SERVICES PERFORMANCE TEST PROCEDURES	E.17.A. PRIMARY FREQUENCY CONTROL PERFORMANCE TEST PROCEDURES	Test Kabul Kriterleri	Nafiz ÖZCAN	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesi en az 15 dakika boyunca Şekil E.17.A.6'de gösterilen toleranslar dahilinde sürdürülebilir. Bu kriter değerlendirilirken grafikteki yer alan veri kayıt noktalarının en az %99'unun tolerans sınırları dahilinde yer alması yeterli kabul edilecektir	Azami Primer Frekans Kontrol Rezerv Kapasitesi en az 15 dakika boyunca Şekil E.17.A.6'de gösterilen toleranslar dahilinde sürdürülebilir. Bu kriter değerlendirilirken grafikteki yer alan veri kayıt noktalarının en az %90'nının tolerans sınırları dahilinde yer alması yeterli kabul edilecektir	Mevcut Yönetmelikteki 99% kriteri çok yüksektir. Pratikte yapılan testlerde üniterin bu kriteri sağlamaları mümkün olamamaktadır.Her ne kadar set değerinde çalışma sağlanabilse de, analog sinyallerin ölçümünde çevresel etkenlerden kaynaklı oluşan anlık salınımlar, bazı noktalarda ölçümün %11'lik bandın dışına taşmasına sebep olabilmektedir. Bu sebeple %99 kriteri uygulamada başarılması zor bir kriter	Teknik	Editorial	Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.												
6	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Ek 17 Yan Hizmetler Performans Test Prosedürleri	E.17.B. SEKONDER FREKANS KONTROL PERFORMANS TEST PROSEDÜRLERİ	Test Kabul Kriterleri	Tolga ARICA	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	(18) TEİAŞ tarafından MYTM'de bulunan Otomatik Üretim Kontrol (AGC) sistemi üzerinden test edilen santral/blok/üniteye gönderilen ayar değeri uyarınca, primer frekans kontrol işletimi devre dışı iken yük alma hızı oranı testinde (bölüm b.2.) elde edilen verilere göre oluşturulan santral/blok/ünitede gerçekleşen tepkinin grafiği aşağıdaki Şekil E.17.B.1.'de gösterilen toleranslar dahilinde olmak zorundadır.	(18) TEİAŞ tarafından MYTM'de bulunan Otomatik Üretim Kontrol (AGC) sistemi üzerinden test edilen santral/blok/üniteye gönderilen ayar değeri uyarınca, primer frekans kontrol işletimi devre dışı iken yük alma hızı oranı testinde (bölüm b.2.) elde edilen verilere göre oluşturulan santral/blok/ünitede gerçekleşen tepkinin grafiği aşağıdaki Şekil E.17.B.1.'de gösterilen toleranslar dahilinde olmak zorundadır. Yük alma/yük atma sırasında santral/blok/ünite tepkisi band aralıkları ilk 90s içerisinde yük almada Pout=Pset +2%PGN ile -1%PGN band aralığında, yük atmada Pout=Pset -2%PGN ile +1%PGN band aralığında olmalıdır. 90s sonrasında Pout=Pset +1%PGN ile -1%PGN band aralığında, yük atmada Pout=Pset -1%PGN ile +1%PGN olmak zorundadır.	Mevzuatın yorumlanmasında geçmiş dönemlerde yaşanabilecek olası karşılıkların önlenmesi amacıyla ifadenin daha net belirlenmesi karşılığın önüne geçilecek ve testler sırasında rezerv kapasitesi çalışmaları daha sağlıklı takip edilebilecektir. Ayrıca PFK testleri için kullanılmakta olan grafiğin (Aşağıda) benzeri bir grafiğin SFK için de kullanılmasını öneririz.	Teknik	Editorial	Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.												
7	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 22	4	-	Ufuk Candar FOYA	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Sistem arızalarında; 400 kV'lık iletim sisteminin bazı bölümlerinin, ağır gerilim korumasını harekete geçirecek gerilim üst sınırı olarak belirlenen 450 kV'ye kadar aşırı gerilime maruz kalmasına izin verilebilir	Sistem arızalarında; 400 kV'lık iletim sisteminin bazı bölümlerinin, ağır gerilim korumasını harekete geçirecek gerilim üst sınırı olarak belirlenen 420 kV'ye kadar aşırı gerilime maruz kalmasına izin verilebilir	Şebeke Yönetmeliği Ek-6'da Sistem Gerilim Sınırları 400 kV Planlama için azami 420 kV-asgari 370 kV verilmiştir. 400 kV İşletme için azami 420 kV-asgari 340 kV verilmiştir. Madde 22'de bahsedilen 450 kV, Ek-6'da tariflenen 400 kV azami İşletme limitlerinin üzerinde olup, Madde 22'de verilen 450 kV değeri için çalışma koşullarının ilgili yerlere yazılması uygun olacaktır.	Teknik	Editorial	Hayır	Bu makale, kullanıcıya nominal değerden voltajın mümkün olan en fazla sapma hakkında kullanıcıya bilgi vermektedir.Bahsedilmesi gerekmektedir. ENTSO-E şebeke kodlarına göre, kullanıcılar,420 kV ve 440 kV arasındaki bağlantı noktasında hasar gerilimi olmadan en az 60 dakika boyunca dayanma yetisine sahip olmalıdır. Bu değer üzerinde bir gerilim sapsması halinde, kullanıcı tesisini koruma hakkına sahiptir.	Önerilen metin alınmadı.												
8	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 50	2	a	Ufuk Candar FOYA	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Gerilim Aralığı İşletim Süresi 0.85 pu - 0.90 pu 60 dakika 0.90 pu - 1.118 pu Sınırsız 1.118 pu - 1.15 pu 20 dakika Tablo 6.1: Bu Tablo bir Güç Üretim Modülünün Ağdan bağlantısı kesilmeksizin Bağlantı Noktasındaki nominal değerden sapan Gerilimler için çalışabilir olacağı minimum zaman aralıklarını göstermektedir. (pu değerleri için Gerilim esası 66 kV ila 300 kV (bu değerler hariç) arasındadır)	Gerilim Aralığı İşletim Süresi 0.91 pu - 1.10 pu Sınırsız Tablo 6.1: Bu Tablo bir Güç Üretim Modülünün Ağdan bağlantısı kesilmeksizin Bağlantı Noktasındaki nominal değerden sapan Gerilimler için çalışabilir olacağı minimum zaman aralıklarını göstermektedir. (pu değerleri için Gerilim esası 66 kV ila 400 kV (bu değerler hariç) arasındadır)	Şebeke Yönetmeliği Ek-6'da Sistem Gerilim Sınırları 154 kV İşletme için azami 170 kV-asgari 140 kV verilmiştir. Madde 50'de bahsedilen Gerilim Aralığı 60 dakika için 0.85 pu - 0.90 pu olup, Ek-6'da tariflenen 154 kV asgari İşletme limitinin altındadır; Gerilim Aralığı sınırsız için 0.90 pu - 1.118 pu olup, Ek-6'da tariflenen 154 kV İşletme limitlerinin az da olsa dışındadır; Gerilim Aralığı 20 dakika için 1,118 pu - 1.15 pu olup, Ek-6'da tariflenen 154 kV azami İşletme limitinin üzerindedir. Bu sebeple Madde 50'de verilen p.u. değerleri için çalışma koşullarının yeniden değerlendirilmesi uygun olacaktır.	Teknik	Editorial	Evet	154 kV ve 66 kVseviyesindeki gerilim aralıkları,IEC standartları ile uyumlu hale gelmesi için değiştirilecektir. Ayrıca, pu değeri herhangi bir karşılığı ölmekle amacıyla kV değeri değiştirilecektir.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage Range(kV)</th> <th>Time period for operation (Generators and Demand)</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>130 kV - 140 kV</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu</td> </tr> <tr> <td>140 kV - 154 kV</td> <td>Unlimited</td> <td>Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu</td> </tr> <tr> <td>170 kV - 172.5 kV</td> <td>20 minutes</td> <td>Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu</td> </tr> </tbody> </table>	Voltage Range(kV)	Time period for operation (Generators and Demand)	Comments	130 kV - 140 kV	60 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu	140 kV - 154 kV	Unlimited	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu	170 kV - 172.5 kV	20 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu
Voltage Range(kV)	Time period for operation (Generators and Demand)	Comments																								
130 kV - 140 kV	60 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu																								
140 kV - 154 kV	Unlimited	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu																								
170 kV - 172.5 kV	20 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.118 pu																								
9	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 50	2	a	Ufuk Candar FOYA	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Gerilim Aralığı İşletim Süresi 0.85 pu - 0.90 pu 60 dakika 0.90 pu - 1.05 pu Sınırsız 1.05 pu - 1.0875 pu 20 dakika 1.0875 pu - 1.10 60 dakika Tablo 6.2: Bu Tablo bir Güç Üretim Modülünün Ağdan bağlantısı kesilmeksizin Bağlantı Noktasındaki nominal değerden sapan Gerilimler için çalışabilir olacağı minimum zaman aralıklarını göstermektedir. (pu değerleri için Gerilim esası 300 kV ila 400 kV arasındadır)	Gerilim Aralığı İşletim Süresi 0.85 pu - 1.05 pu Sınırsız Tablo 6.2: Bu Tablo bir Güç Üretim Modülünün Ağdan bağlantısı kesilmeksizin Bağlantı Noktasındaki nominal değerden sapan Gerilimler için çalışabilir olacağı minimum zaman aralıklarını göstermektedir. (pu değerleri için Gerilim esası 300 kV ila 400 kV arasındadır)	Şebeke Yönetmeliği Ek-6'da Sistem Gerilim Sınırları 400 kV İşletme için azami 420 kV-asgari 340 kV verilmiştir. Madde 50'de bahsedilen Gerilim Aralığı 20 dakika için 1,05 pu - 1.0875 pu olup, Ek-6'da tariflenen 400 kV azami İşletme limitinin üzerindedir; Gerilim Aralığı 60 dakika için 1,0875 pu - 1.1 pu olup, Ek-6'da tariflenen 400 kV azami İşletme limitinin üzerindedir. Bu sebeple Madde 50'de verilen p.u. değerleri için çalışma koşullarının yeniden değerlendirilmesi uygun olacaktır.	Teknik	Editorial	Evet	400 kV gerilim aralıkları, herhangi bir karşılığı ölmekle amacıyla kV değeri değiştirilecektir.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage Range(kV)</th> <th>Time period for operation (Generators and Demand)</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>340 - 360</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu</td> </tr> <tr> <td>360 - 420</td> <td>Unlimited</td> <td>Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu</td> </tr> <tr> <td>420 - 440</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu</td> </tr> </tbody> </table>	Voltage Range(kV)	Time period for operation (Generators and Demand)	Comments	340 - 360	60 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu	360 - 420	Unlimited	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu	420 - 440	60 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu
Voltage Range(kV)	Time period for operation (Generators and Demand)	Comments																								
340 - 360	60 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu																								
360 - 420	Unlimited	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu																								
420 - 440	60 minutes	Same as previous requirement in ENTSO-E code 0.90 and 1.05 pu																								

10	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 58	1	a	Ufuk Candar FOYA	ENERJISA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Önerilen gerilim aralığı (Bağlantı Noktasında 300 kV ve 400 kV içeren gerilim esas) ve işletim için minimum süre aşağıdaki gibidir: Gerilim Aralığı: 0.85pu - 1.05pu, İşletim süresi: sınırsız Gerilim Aralığı: 1.05pu - 1.0875pu, İşletim süresi: 60 dakika Gerilim Aralığı: 1.0875pu - 1.10pu, İşletim süresi: 60 dakika	Önerilen gerilim aralığı (Bağlantı Noktasında 300 kV ve 400 kV içeren gerilim esas) ve işletim için minimum süre aşağıdaki gibidir: Gerilim Aralığı: 0.85pu - 1.05pu, İşletim süresi: sınırsız	Şebeke Yönetmeliği Ek-6'da Sistem Gerilim Sınırları 400 kV İşletme için azami 420 kV-asgari 340 kV verilmiştir. Madde 58'de bahsedilen Önerilen Gerilim Aralığı 60 dakika için 1,05 pu - 1.0875 pu olup, Ek-6'da tariflenen 400 kV azami işletme limitinin üzerindedir; Gerilim Aralığı 60 dakika için 1,0875 pu - 1.1 pu olup, Ek-6'da tariflenen 400 kV azami işletme limitinin üzerindedir. Bu sebeple Madde 58'de verilen p.u. değerleri için çalışma koşullarının yeniden değerlendirilmesi uygun olacaktır.	Teknik	Editoryal	Evet	400 kV gerilim aralıkları, herhangi bir karşılığı önlemek amacıyla kV değer ile değiştirilecektir.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage Range(kV) (connection to 400 kV system)</th> <th>Time period for operation (Generators and Demands)</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>340 - 360</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in 0.85 pu - 0.90 pu</td> </tr> <tr> <td>360 - 420</td> <td>Unlimited</td> <td>Same as previous requirement in 0.85 pu - 1.05 pu</td> </tr> <tr> <td>420 - 440</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in 0.85 pu - 1.05 pu</td> </tr> </tbody> </table>	Voltage Range(kV) (connection to 400 kV system)	Time period for operation (Generators and Demands)	Comments	340 - 360	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu - 0.90 pu	360 - 420	Unlimited	Same as previous requirement in 0.85 pu - 1.05 pu	420 - 440	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu - 1.05 pu												
Voltage Range(kV) (connection to 400 kV system)	Time period for operation (Generators and Demands)	Comments																																				
340 - 360	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu - 0.90 pu																																				
360 - 420	Unlimited	Same as previous requirement in 0.85 pu - 1.05 pu																																				
420 - 440	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu - 1.05 pu																																				
11	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 58	1	a	Ufuk Candar FOYA	ENERJISA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Önerilen gerilim aralığı (Bağlantı Noktasında 66 kV ve 300 kV içeren gerilim esas) ve işletim için minimum süre aşağıdaki gibidir: Gerilim Aralığı: 0.85pu - 1.118pu, İşletim süresi: sınırsız Gerilim Aralığı: 1.118pu - 1.15pu, İşletim süresi: 20 dakika	Önerilen gerilim aralığı (Bağlantı Noktasında 66 kV ve 300 kV içeren gerilim esas) ve işletim için minimum süre aşağıdaki gibidir: Gerilim Aralığı: 0.91pu - 1.10pu, İşletim süresi: sınırsız	Şebeke Yönetmeliği Ek-6'da Sistem Gerilim Sınırları 154 kV İşletme için azami 170 kV-asgari 140 kV verilmiştir. Madde 58'de bahsedilen Önerilen Gerilim Aralığı sınırsız için 0.85 pu - 0.90 pu aralığı, Ek-6'da tariflenen 154 kV asgari işletme limitinin altındadır; Önerilen Gerilim Aralığı sınırsız için 1,1 pu - 1,118 pu aralığı, Ek-6'da tariflenen 154 kV azami işletme limitinin üzerindedir; Önerilen Gerilim Aralığı 20 dakika için 1,118 pu - 1,15 pu aralığı, Ek-6'da tariflenen 154 kV azami işletme limitinin üzerindedir. Bu sebeple Madde 58'de verilen p.u. değerleri için çalışma koşullarının yeniden değerlendirilmesi uygun olacaktır.	Teknik	Editoryal	Evet	154 kV ve 66 kV seviyesindeki gerilim aralıkları, IEC standartları ile uyumlu hale gelmesi için değiştirilecektir. Ayrıca, pu değeri herhangi bir karşılığı önlemek amacıyla kV değeri ile değiştirilecektir.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage Range(kV) (connection to 154 kV system)</th> <th>Time period for operation (Generators and Demands)</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>130.9 - 140</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in 0.85 pu for lower voltage class. Information with IEC range for permanent operation</td> </tr> <tr> <td>140-170</td> <td>Unlimited</td> <td>Information with IEC range for permanent operation</td> </tr> <tr> <td>170 - 172.5</td> <td>20 minutes</td> <td>Information with IEC range for limited time operation</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Voltage Range(kV) (connection to 66 kV system)</th> <th>Time period for operation (Generators and Demands)</th> <th>Comments</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>66.1 - 66.4</td> <td>60 minutes</td> <td>Same as previous requirement in 0.85 pu - 0.90 pu</td> </tr> <tr> <td>66.4 - 72.5</td> <td>Unlimited</td> <td>Information with IEC range for permanent operation</td> </tr> <tr> <td>72.5 - 75.9</td> <td>20 minutes</td> <td>Information with IEC range for limited time operation</td> </tr> </tbody> </table>	Voltage Range(kV) (connection to 154 kV system)	Time period for operation (Generators and Demands)	Comments	130.9 - 140	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu for lower voltage class. Information with IEC range for permanent operation	140-170	Unlimited	Information with IEC range for permanent operation	170 - 172.5	20 minutes	Information with IEC range for limited time operation	Voltage Range(kV) (connection to 66 kV system)	Time period for operation (Generators and Demands)	Comments	66.1 - 66.4	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu - 0.90 pu	66.4 - 72.5	Unlimited	Information with IEC range for permanent operation	72.5 - 75.9	20 minutes	Information with IEC range for limited time operation
Voltage Range(kV) (connection to 154 kV system)	Time period for operation (Generators and Demands)	Comments																																				
130.9 - 140	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu for lower voltage class. Information with IEC range for permanent operation																																				
140-170	Unlimited	Information with IEC range for permanent operation																																				
170 - 172.5	20 minutes	Information with IEC range for limited time operation																																				
Voltage Range(kV) (connection to 66 kV system)	Time period for operation (Generators and Demands)	Comments																																				
66.1 - 66.4	60 minutes	Same as previous requirement in 0.85 pu - 0.90 pu																																				
66.4 - 72.5	Unlimited	Information with IEC range for permanent operation																																				
72.5 - 75.9	20 minutes	Information with IEC range for limited time operation																																				
12	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 6	15	d		ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	400/154 kV yıldız-yıldız bağlı ototransformatörlerin primer ve sekonder sargılarının nötr noktaları doğrudan topraklanır ve nötr noktaları salt merkezinin topraklama bekmesine bağlanır. 400 kV'yi dağıtım sistemine bağlayan yıldız-üçgen transformatörlerin primer sargılarının nötr noktası doğrudan, sekonder sargısı ise topraklama transformatörü üzerinden topraklanır. 154 kV'yi dağıtım sistemine bağlayan yıldız-yıldız tersiyer transformatörlerin primer sargılarının nötr noktası doğrudan, sekonder sargısının nötr noktası ise nötr direnci veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır.	400/154 kV yıldız-yıldız bağlı ototransformatörlerin primer ve sekonder sargılarının nötr noktaları doğrudan topraklanır ve nötr noktaları salt merkezinin topraklama bekmesine bağlanır. 400 kV'yi dağıtım sistemine bağlayan yıldız-üçgen transformatörlerin primer sargılarının nötr noktası doğrudan, sekonder sargısı ise topraklama transformatörü üzerinden topraklanır. 154 kV'yi dağıtım sistemine bağlayan yıldız-yıldız tersiyer transformatörlerin primer sargılarının nötr noktası doğrudan, sekonder sargısının nötr noktası ise nötr direnci veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır.	Dağıtım sisteminde kablo yatırımlarının neden olduğu kapasitif akımların kompanse edilmesi amacı ile, Nötr direnç uygulaması yerine Nötr Reaktör uygulamasına geçilmesi			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.																								
13	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 6	15	e		ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan bir transformatörün sekonder sargısının nötr noktası 1000 A'lık direnç veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır	154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan bir transformatörün sekonder sargısının nötr noktası 1000 A'lık direnç veya nötr reaktörü üzerinden topraklanır.	Dağıtım sisteminde kablo yatırımlarının neden olduğu kapasitif akımların kompanse edilmesi amacı ile, Nötr direnç uygulaması yerine Nötr Reaktör uygulamasına geçilmesi			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.																								
14	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 6	17			ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	Sistemde şönt kompanzasyon, şönt reaktörler ve şönt kapasitörlerle yapılır. Şönt reaktörler 400 kV seviyesinde hem hatta hem de baraya, havai hat olmaması durumunda ise baraya bağlanabilecek şekilde tasarlanırlar. 154 kV seviyesinde baraya bağlanabilecek şekilde ve 400/158 kV otoparalel tersiyer sargılarına bağlanabilecek şekilde tasarlanırlar. Şönt kapasitörler ise 154 kV transformatör merkezlerinin primer veya sekonder tarafındaki baralara tesis edilir. 400 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri 420 kV gerilim seviyesinde 72 MVAR, 97 MVAR, 121 MVAR, 145 MVAR, 183 MVAR ve 160-250 MVAR'dır. 154 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri ise 5 MVAR, 10 MVAR ve 20 MVAR'dır. Şönt reaktörler 420 kV ve 170 kV sistem gerilimlerinde sürekli çalışabilecek şekilde tasarlanırlar. Şönt reaktörler, ayarlı olarak da tesis edilebilir. 154 kV transformatör merkezlerindeki 154 kV şönt reaktörler ve kapasitörler transformatör merkezinin kısa devre gücü ve harmonik rezonans riskleri hesaplanarak tesis edilir. 154 kV transformatör merkezlerindeki 25 MVA, 50 MVA, 100 MVA ve transformatörlerin sekonder tarafındaki baraya güç faktörünün düzeltilmesi amacıyla 5 MVAR, 10 MVAR ve 2x10 MVAR gücünde teknik etüd sonuçlarına göre 20 Mvar gücüne kadar şönt kapasitör grupları ve dinamik kompanzasyon/veya	Sistemde şönt kompanzasyon, şönt reaktörler ve şönt kapasitörlerle yapılır. Şönt reaktörler 400 kV seviyesinde hem hatta hem de baraya, havai hat olmaması durumunda ise baraya bağlanabilecek şekilde tasarlanırlar. 154 kV seviyesinde baraya bağlanabilecek şekilde ve 400/158 kV otoparalel tersiyer sargılarına bağlanabilecek şekilde tasarlanırlar. Şönt kapasitörler ise 154 kV transformatör merkezlerinin primer veya sekonder tarafındaki baralara tesis edilir. 400 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri 420 kV gerilim seviyesinde 72 MVAR, 97 MVAR, 121 MVAR, 145 MVAR, 183 MVAR ve 160-250 MVAR'dır. 154 kV sistemde tesis edilen şönt reaktörlerin standart kapasiteleri ise 5 MVAR, 10 MVAR ve 20 MVAR'dır. Şönt reaktörler 420 kV ve 170 kV sistem gerilimlerinde sürekli çalışabilecek şekilde tasarlanırlar. Şönt reaktörler, ayarlı olarak da tesis edilebilir. 154 kV transformatör merkezlerindeki 154 kV şönt reaktörler ve kapasitörler transformatör merkezinin kısa devre gücü ve harmonik rezonans riskleri hesaplanarak tesis edilir. 154 kV transformatör merkezlerindeki 25 MVA, 50 MVA, 100 MVA ve transformatörlerin sekonder tarafındaki baraya güç faktörünün düzeltilmesi amacıyla 5 MVAR, 10 MVAR ve 2x10 MVAR gücünde teknik etüd sonuçlarına göre 20 Mvar gücüne kadar şönt kapasitör grupları ve dinamik kompanzasyon/veya	Dağıtım sistemindeki kablo yatırımlarının neden olduğu kapasitif cezaların önüne geçilmesinin temini amacıyla, şönt kapasitörlerle ilave olarak, şönt reaktörlerinde tesis edilmesi gerektiğini vurgulamak amacı ile düzenleme yapılmıştır. Şönt reaktör ve şönt kapasitör gruplarının gücünün belirlenmesi amacıyla, teknik etüd yapılması gerektiği vurgulanmıştır.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.																								
15	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 6	12			ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	Direkt transformasyonun gerekli olduğu hallerde, 400 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan transformatörler 400/33 kV ve 125 MVA olarak tasarlanırlar. Transformatörün sekonderinin üçgen bağlı olması durumunda bu transformatörler topraklama transformatörü kullanılarak topraklanır.	Direkt transformasyonun gerekli olduğu hallerde, 400 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan transformatörlerin sekonderinin yıldız bağlı, 400/33 kV ve 125 MVA olarak tasarlanırlar.	Dağıtım şirketlerinin kalite faktörleri olan SAİDİ SAİFİ hedeflerini gerçekleştirilmesi için TM ler arası yük aktarımının kesintisiz sağlanması tedarik sürekliliği açısından önemlidir. Bu nedenle TEİAŞ'ın tüm trafolarının sekonder sargılarının yıldız bağlı olması trafolar arası yük aktarımının kesintisiz yapılmasını sağlayacaktır.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.																								
16	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Geçici Madde	10			ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.		GEÇİCİ MADDE (10) İletim sisteminde kullanılmakta olan 400/33 kV ve 125 MVA yıldız / üçgen bağlı mevcut indirici trafolar 01.01.2025 tarihine kadar TEİAŞ tarafında Madde 6(12) da belirtilen kriterlere uygun hale getirilir.	Dağıtım şirketlerinin kalite faktörleri olan SAİDİ SAİFİ hedeflerini gerçekleştirilmesi için TM ler arası yük aktarımının kesintisiz sağlanması tedarik sürekliliği açısından önemlidir. Bu nedenle TEİAŞ'ın tüm trafolarının sekonder sargılarının yıldız bağlı olması trafolar arası yük aktarımının kesintisiz yapılmasını sağlayacaktır.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.																								

17/18/1	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 14 (yeni madde 28)			ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; aylık olarak sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjeye oranı yüzde yirmiyi, aylık olarak sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjeye oranı ise yüzde onbeşi geçemez. (2) Birinci fıkranın uygulanmasında aşağıda yer alan esaslar dikkate alınır: a) TEİAŞ transformatör merkezlerinde 36 kV ve altı gerilim seviyesinden bağlı kullanıcılar için; aynı baradan birden fazla kullanıcının beslenmesi durumunda, kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjeye oranının tespitinde, bu kullanıcının o barada ölçülen aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. Ancak, bir transformatör merkezinde aynı kullanıcının bağlantısı birden fazla ve farklı baralar ile gerçekleşiyor ise değerlendirme, kullanıcı için her bir barada ayrı ayrı yapılır. b) İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden tek bir hat ile doğrudan bağlı veya birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki aynı baraya bağlı kullanıcının birden fazla ölçüm noktası var ise, sistemden çekilen endüktif veya sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjeye oranının tespitinde, bu ölçüm noktalarındaki aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki aynı baralara doğrudan bağlı kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjeye oranının tespitinde ise, bu kullanıcının iletim sistemine bağlı olduğu her bir bara için ayrı değerlendirme yapılır. (3) İkinci fıkradaki esaslar çerçevesinde ölçülen toplam aylık aktif enerji tüketimi dikkate alınarak hesaplanan aylık	Reaktif enerjinin kompanyasyonu MADDE 14- (1) İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; aylık olarak sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjeye oranı yüzde yirmiyi, aylık olarak sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjeye oranı ise yüzde onbeşi geçemez. (2) Birinci fıkranın uygulanmasında aşağıda yer alan esaslar dikkate alınır: a) TEİAŞ transformatör merkezlerinde 36 kV ve altı gerilim seviyesinden bağlı kullanıcılar için; aynı baradan birden fazla kullanıcının beslenmesi durumunda, kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjeye oranının tespitinde, bu kullanıcının o barada ölçülen aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. Ancak, bir transformatör merkezinde aynı kullanıcının bağlantısı birden fazla ve farklı baralar ile gerçekleşiyor ise değerlendirme, kullanıcı için her bir barada ayrı ayrı yapılır. b) İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden tek bir hat ile doğrudan bağlı veya birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki aynı baraya bağlı kullanıcının birden fazla ölçüm noktası var ise, sistemden çekilen endüktif veya sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjeye oranının tespitinde, bu ölçüm noktalarındaki aktif/reaktif enerjinin toplamı alınarak değerlendirme yapılır. İletim sistemine 36 kV üstündeki gerilim seviyelerinden birden fazla hat ile kullanıcı tesisindeki aynı baralara doğrudan bağlı kullanıcının sistemden çektiği endüktif veya sisteme verdiği kapasitif reaktif enerjinin aktif enerjeye oranının tespitinde ise, bu kullanıcının iletim sistemine bağlı olduğu her bir bara için ayrı değerlendirme yapılır. (3) İkinci fıkradaki esaslar çerçevesinde; a) Ölçülen toplam aylık aktif enerji tüketimi dikkate alınarak hesaplanan aylık ortalama enerji miktarının	Dağıtım şirketlerinin yönetiminde olan şebeke özellikle yeni düzenlemeler kapsamında güneş,rüzgar, hidrolik kaynaklı lisanssız üretim tesisleri bağlanmaktadır. Kararı rejimde çalışmıyayan bu tür üretim tesislerinin özellikle mevsimsel değişikliklerden dolayı bağlı oldukları şebekeye tedarik edecekleri enerji değişkenlik göstermektedir. Mevsimsel değişikliklerden dolayı, Yönetmeliğin mevcut halindeki 14. Maddesinin 3. fıkrasında tanımlanan maksimum demant değerinin, sadece hesaplamamın yapılacağı aydaki maksimum demant değeri yerine , hesaplamamın yapılacağı aydan geriyeye dönük 12 aylık dönemin maksimum demantı olmasını teknik açıdan daha uygun olacağı önerilmektedir. Ayrıca TEİAŞ tarafından yeni tesis edilerek kısmen devreye alınmış olan trafoaların düşük yüklenmesi, orta gerilim sistemdeki üreticilerin mevsimsel enerji üretimleri sonucu TEİAŞ merkezlerinin düşük yüklerle yüklenmesi, TEİAŞ tarafından trafo merkezlerinde sıcak yedek olarak çalıştırılması sonucu düşük yüklenmelervb. nedenlerle 1000 kW lık aylık ortalama güç değerinin altında reaktif ceza uygulamasından muaf tutulması önerilmektedir.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.	
22	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Geçici Madde 9		1	ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	Güç kalitesi izleme sistemi tesis edilmeksizin işletmeye alınmış iletim sistemi kullanıcıları, 1/7/2015 tarihine kadar bu Yönetmeliğin 9, 11 ve 13 üncü maddelerinde belirtilen IEC 61000-4-30 A sınıfı ölçüm standardına uyumlu ölçüm ve kayıt cihazlarını tesis etmekle yükümlüdür. Bu yükümlülüğünü yerine getirmeyen kullanıcılar, bu Yönetmeliğin 9, 10, 11, 12 ve 13 üncü maddelerinde belirtilen sınır değerlerin aşılmasına ilişkin kullanılmı anlaşmalarının ilgili hükümleri doğrultusunda işlem tesis edilir."	Güç kalitesi izleme sistemi tesis edilmeksizin işletmeye alınmış iletim sistemi kullanıcıları, 31/12/2015 tarihine kadar bu Yönetmeliğin 9, 11 ve 13 üncü maddelerinde belirtilen IEC 61000-4-30 A sınıfı ölçüm standardına uyumlu ölçüm ve kayıt cihazlarını tesis etmekle yükümlüdür. Bu yükümlülüğünü yerine getirmeyen kullanıcılar, bu Yönetmeliğin 9, 10, 11, 12 ve 13 üncü maddelerinde belirtilen sınır değerlerin aşılmasına ilişkin kullanılmı anlaşmalarının ilgili hükümleri doğrultusunda işlem tesis edilir."	TEİAŞ merkezlerinde güç kalite cihazları montajlarının yapılmasının yanı sıra aynı yönetmelikte belirtilen SCADA altyapısı için gerekli olan fider konum bilgilerinin alınmasına dair kriterlerin TEİAŞ tarafından henüz belirlenmemiş olması, aynı zamanda bu çalışmaların sahada uygulanması sırasında planlanan sürenin çeşitli nedenlerle uzayabileceği, analizör montaj çalışmaları, ilgili telekomünikasyon kurum ve kuruluşlarının haberleşme altyapısının tesisi ve işletişim cihazlarının tesis amacıyla 2015 yılı sonuna kadar sürenin uzatılması uygun olacaktır.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.	
23	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 18		7	ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	TEİAŞ'a ait bir çıkış dağıtım fideri kesicisinin açma süresi, iletimden dağıtım indirici transformatörlerin kısa devre dayanım süresi, transformatörün söz konusu fider üzerinden maruz kaldığı kısa devre sayısı ve dağıtım merkezi ile TEİAŞ merkezi arasında meydana gelebilecek en yüksek faz arası kısa devre akımı dikkate alınarak TEİAŞ tarafından belirlenir. Kullanıcıların TEİAŞ barasına bağlı olan ilk dağıtım merkezlerine ait bir dağıtım fideri arasında dağıtım fiderine ait rölenin çalışması ve kesicinin açma süresi dahil olmak üzere azami arıza temizleme süresi, faz-toprak arızaları için azami 1,0 saniye, faz-faz arızalarında ise en yüksek kısa devre akımı için 0,14 saniyedir. 0,14 saniye, aşırı akım rölelerinin ani akım röle koordinasyon değeridir.	TEİAŞ'a ait bir çıkış dağıtım fideri kesicisinin açma süresi, iletimden dağıtım indirici transformatörlerin kısa devre dayanım süresi, transformatörün söz konusu fider üzerinden maruz kaldığı kısa devre sayısı ve dağıtım merkezi ile TEİAŞ merkezi arasında meydana gelebilecek en yüksek faz arası kısa devre akımı ve dağıtım şirketinin röle koordinasyonu dikkate alınarak TEİAŞ ve Dağıtım Şirketlerinin karşılıklı olarak mutabakatı ile belirlenir. Kullanıcıların TEİAŞ barasına bağlı olan ilk dağıtım merkezlerine ait bir hat dağıtım fideri arasında hat dağıtım fiderine ait rölenin çalışması zamanı faz-toprak arızaları için azami 1,0 saniye, faz-faz arızalarında ise en yüksek kısa devre akımı için 0,14 saniyedir.	Yönetmeliğin Madde 18-7 mevcut hali ile kendi içerisinde çelişki olduğu sistem işleticisi ve sistem kullanıcıları tarafından farklı değerlendirilmekte ve mutabakat sağlanamamaktadır.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.	
24	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	Madde 18		5	ENERJISA ENERJİ DAĞITIM A.Ş.	TEİAŞ transformatör merkezlerinin orta gerilim barasındaki bara giriş, kuplaj, transfer, hat fideri de dahil olmak üzere tüm orta gerilim fiderlerindeki; bara ayırıcı, kesici kontak bilgilerine ulaşılmasına, ilgili dağıtım şirketinin talebi halinde TEİAŞ tarafından izin verilir.	TEİAŞ transformatör merkezlerinin orta gerilim barasındaki bara giriş, kuplaj, transfer, hat fideri de dahil olmak üzere tüm orta gerilim fiderlerindeki; bara ayırıcı, kesici kontak bilgilerine ulaşılmasına, ilgili dağıtım şirketinin talebi halinde TEİAŞ tarafından izin verilir. Söz konusu TEİAŞ Merkezlerinin ayırıcı ve kesici kontak bilgilerindeki arızaların, Dağıtım Şirket yetkililerince TEİAŞ yetkililerine iletildiği andan itibaren TEİAŞ tarafından 24 saat içerisinde giderilir.	TEİAŞ Merkezlerindeki ayırıcı ve kesici kontak bilgileri, Dağıtım Şirketlerinin SCADA sistemlerine veri sağlaması nedeniyle, TEİAŞ merkezlerindeki ayırıcı ve kesici bilgilerine ulaşılmasını TEİAŞ tarafından ivedilikle giderilmesi önemlidir.			Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.	
25	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	49	2	b) - 1)	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	In the LFSM-U mode the Power Generating Module shall be capable of providing a power increase up to its Maximum Capacity	In the LFSM-U mode the Power Generating Module shall be capable of providing a power increase up to its Maximum Available Capacity	This capability is related with the wind which has to be available	Technical	Fundamental	Evet	Madde 49(2) " LFSM-U modunda Aktif Güç Frekans tepkisinin gerçek seviyati, Güç Üretim Modülünün bu tepki tetiklendiği andaki işletim ve ortam koşullarına bağlıdır..." ibaresi mevcuttur.	Metinde değişiklik yok
26	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	54	2	c)	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	With regard to fast acting additional reactive Current injection in case of asymmetrical faults the Relevant Network Operator in coordination with TEIAS shall have the right to introduce a requirement for asymmetrical Current injection	With regard to fast acting additional reactive Current injection in case of asymmetrical faults the Relevant Network Operator in coordination with TEIAS shall have the right to introduce a requirement for asymmetrical Current injection adapted to the technical capabilities of the specific generation technology	Depending the Generation technology limitations apply.	Technical	Fundamental	Hayır	Üretim teknolojisi ile ilgili (Güç Üretim Modülü ve Senkron Güç Üretim Modülü) özel şartlar için bir ayırım dikkate ve uygulamaya RFG Şebeke koduna göre alınmıştır. Önerilen metin ENTSO-E RFG kodu ile karşılaştırıldığında TEİAŞ'ın haklarını zayıflatmaktadır.	Önerilen metin alınmadı.
27	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	54	3	b)	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	... without exceeding the designed transient rated values, at the levels to reach 100% of the nominal current if required.	... without exceeding the designed transient rated values, at the levels to reach 100% of the nominal current if required considering the generation technology capabilities	Depending the Generation technology the response capabilities are different. Annex 18 last paragraph of section E.18.2 to be updated as this point	Technical	Fundamental	Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.
28	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	55	2	a)	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	...to install a feature in the control system which operates the Power Park Module so as to supply additional Active Power to the Network in order to limit the rate of change of Frequency following a sudden loss of infeed.	...to install a feature in the control system which operates the Power Park Module at Point of Common Connection (PCC) so as to supply additional Active Power to the Network in order to limit the rate of change of Frequency following a sudden loss of infeed.	This clarifies that the requirement refers to the power plant level and its interface with PCC	Technical	Editorial	Evet	Sentetik Atalet sağlamak için, bir inverter's kontrol edilmesi gereklidir. Önerilen metin kontrol sisteminin Bağlantı Noktasındaki koşulları dikkate almayı yansıtmaktadır.	..Bağlantı noktasında ani bir beslenme kaybını takiben Frekans değişim oranının sınırlandırılması için, Şebekeye ek Aktif gücün sağlanması için kontrol sistemine Power Park Modülünü çalıştıran bir özellik yerleştirilmesi.
29	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	55	3	f)	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	With regard to power oscillations damping control, if required by TEIAS, a Power Park Module shall be capable of contributing to damping power oscillations. The voltage and reactive power control characteristics of Power Park Modules shall not adversely affect the damping of power oscillations.	With regard to power oscillations damping control, if required by TEIAS, a Power Park Module shall be capable of contributing to damping power oscillations as part of Ancillary Services agreement. The voltage and reactive power control characteristics of Power Park Modules shall not adversely affect the damping of power oscillations.	This is an extra feature that has to be considered by the Power Plant Owner	Technical	Fundamental	Hayır	Genel olarak, güç salınımı sönümlenme kontrolü tüm C tipi PPM için gerekli değildir. Yine de, bu nokta, bağlantı sürerinde TEİAŞ tarafından talep edildiği takdirde, projenin erken evrelerinde proje geliştiricisi tarafından dikkate alınmalıdır. TEİAŞ tarafından talep edildiği takdirde, gücü salınımı sönümlenme kontrolü bağlantı için bir ön koşuldur, yardımcı hizmet değildir.	Güç salınım sönümlenme kontrolü ile ilgili olarak, bağlantıdan önce TEİAŞ tarafından talep edildiği takdirde, Power Park Modül gücü salınımını sönümlenmesine katkıda bulunacak kapasitede olmalıdır. Power Park Modüllerinin, gerilim ve reaktif güç kontrol özellikleri güç salınımını sönümlenme kontrolü için bir ön koşuldur.

30	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	263	1	d)	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	Annex 18 shall be effective on the twentieth day following that of its publication and shall only apply to Existing Power Park Modules based on the wind energy connected to the distribution system having installed capacity of 10MW and above as from the day of expiration of a 3 year period following the date of publication of this Regulation	Annex 18 shall be effective on the twentieth day following that of its publication and shall only apply to Existing Power Park Modules based on the wind energy connected to the distribution and transmission system having installed capacity of 10MW and above as from the day of expiration of a 3 year period following the date of publication of this Regulation	In Annex 18 Section E.18.1 it is mentioned that the regulation applies both to distribution and transmission connected power plants	Technical	Editorial	Yes	lik metinde hata.	Ek 18 yayımı takip eden yirminci günde yürürlüğe girer ve sadece 10MW kurulu güç ve üstüne sahip, iletim ve dağıtım sistemine bağlı mevcut rüzgar enerjisine dayalı Power Park Modüllerine ,bu yönetmeliğin yayımlanmasından itibaren 3 yıllık sürenin bitiminden itibaren uygulanır.
31	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	Annex 18	18.2	2	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	This transient state should reach to the maximum reactive current support value within 60ms with 10%error margin...	This transient state should reach to the maximum reactive current support value within 60ms after detection with 10%error margin...	Depending the Generation technology the response capabilities are different and are related on the event detection	Technical	Fundamental		Yeni metin için öneri yok.	
32	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	Annex 18	18.2	2	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	This transient state should reach to the maximum reactive current support value within 60ms with 10%error margin...	This transient state should reach to the maximum reactive current support value within 60ms after detection with 10%error margin...	Depending the Generation technology the response capabilities are different	Technical	Fundamental		Yeni metin için öneri yok.	
33	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation	Annex 18	18.4	1	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	The wind turbines should provide the frequency ranges and operating periods specified in the Article 11 of this Regulation		Reference to the correct article shall be done	Technical	Editorial	Yes	lik metinde hata.	Rüzgar türbünleri, bu yönetmeliğin 34. maddesindeki belirtilen frekans aralıklarını ve işletim sürelerini sağlamalıdır.
34	Draft Ancillary Services Regulation	43	1	-	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	However, wind power based generation facilities shall be workable at each point for the power factor values that are within the limits stated in Electricity Market Grid Code.	However, wind power based generation facilities shall be workable at each point for the power factor values that are within the limits stated in Annex 18 of Electricity Market Grid Code.	Wind based facilities shall comply with Annex 18	Technical	Editorial	No	Only Existing wind based facilities shall comply with Annex 18. New wind based facilities shall comply with Part IV Section 1 of the Electricity Market Grid Code. Initial wording applies to both Existing and new wind based facilities.	Proposed wording not introduced.
35	Draft Ancillary Services Regulation	47	1	-	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	Wind power based generation facilities that has ancillary service agreement with TEIAS regarding reactive power control shall not get paid in return for participating reactive power control indicated within the frame of Electricity Market Grid Regulation and other generation facilities shall not get paid in return for participating reactive power control between 0.85 power factor of over-excited operation and 0.95 power factor of under-excited operation.	Wind power based generation facilities that have ancillary service agreement with TEIAS regarding reactive power control shall not get paid in return for participating reactive power control indicated within the frame of Annex 18 of Electricity Market Grid Regulation and other generation facilities shall not get paid in return for participating reactive power control between 0.85 power factor of over-excited operation and 0.95 power factor of under-excited operation.		Technical	Editorial	No	Sadece mevcut rüzgar enerjisine dayalı tesisler Ek 18 ile uyumlu olmak zorunludur.Yeni rüzgar enerjisine dayalı tesisler Elektrik Piyasa yönetmeliğinin IV. Bölümünün shall . kısmı ile uyumlu olmalıdır. Orjinal metin, hem mevcut hem yeni rüzgar enerjisine dayalı tesisleri kapsıyor.	TEIAS ile yan hizmetler anlaşması olan rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerine, reaktif güç kontrolü ile ilgili olarak , Elektrik piyasa yönetmeliği çerçevesinde olan reaktif güç kontrolüne katılımı karşılığında ödeme yapılmamalıdır, ayrıca diğer üretim tesislerine de 0.85 aşırı ikazlı ve 0.95 düşük güç faktörü arasındaki reaktif güç kontrolüne katılımları karşılığında ödeme yapılmamalıdır.
36	Draft balancing and settlement	24	4	b	Socrates Pastromas - Federico Rueda Londono	Vestas BoP - Vestas R&D	The following generation facilities shall be exempted from the obligation of being a balancing entity, but may become a balancing entity upon the request of related market participant and the acceptance of such request by the System Operator:	The following generation facilities shall be exempted from the obligation of being a balancing entity, but may become a balancing entity upon the request of related market participant and the acceptance of such request by the System Operator considering the technical capabilities of generation unit:	Depending the Generation technology there are capability limitations	Technical	Fundamental	Hayır	Dengeleme birimi olarak kabul edilmesi için, üretim tesisleri , teknoloji ne olursa olsun,dengeleme ürünü için gerekli olan şartları sağlamalıdır (özellikle sekonder yedek aktivasyonu ile ilgili olan şartlar)	Önerilen metin alınmadı.
37	Yan Hizmetler Yönetmeliği	20	1		Emre Berki	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	(1) Tüzel kişiler zorunlu oldukları sekonder frekans kontrol yedeği miktarının tamamını veya bir kısmını, sekonder frekans kontrol servisi imzalamış başka bir tüzel kişiden temin edebilir. (2) Sekonder frekans kontrol yedeği miktarının başka bir tüzel kişiden temin edebilmek için, tüzel kişi sekonder frekans kontrol hizmetini sekonder, frekans kontrol hizmet anlaşılmamasına göre sağlamalıdır, ve zorunluluğun transfer edildiği tüzel kişi Sistem operatörüne MMS yolu ile gün öncesinde en geç saat 18:30 a kadar bildirmelidir.	Gerçek zamanda oluşabilecek arıza hallerinde sekonder tutulmaması durumunda, yükümlülüğün devri mümkün olmalıdır. Maddedeki zaman sınırı daha esnek bir şekilde tekrar düzenlenmelidir.	Mevcut yönetmelikte santrallerin SFK hizmeti teknik altyapısı sağlanması zorunlu, fakat hizmete katılımı Gün öncesinde Sekonder talimatı alındığı esnada zorunlu hale gelmektedir. Eklenen 20. maddede, yükümlülüğün 18:30'a kadar devri gerekli esnekliği yaratmamaktadır.	Teknik		Hayır	Bu yorum, gün öncesi 18:30 dan gerçek zamana daha yakın operasyona izin vererek sekonder frekans kontrol yükümlülüklerinin transferlerine esneklik getirmeyi hedeflemektedir. Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.
38	Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği	9	c		Emre Berki	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	c) Yenilenebilir enerjinin Dengeleme ve Ulaştırılmaya katılımı kolaylaştırılmalıdır.	Mevcut maddenin YEKDEM ile uyumlu bir şekilde netleştirilmesi gereklidir.	Eklenen madde öneri niteliğinde gibi gözükmemektedir. Ancak bu önerinin yöntemi YEKDEM ile uyumu ve hangi şartlarda sağlanacağı açıklanmalıdır	Teknik		Evet	Yenilenebilir enerji kaynaklarının dengelemeye katılımı bu aşamadaTürk Yönetmeliklerine getirilmediği için, ENTSO-E dengeleme kodunda, dengelemenin genel bir ilkesi olduğu halde, bu değişikliğin iptalini öneririz.	İptal : "c) Yenilenebilir enerji kaynaklarının dengeleme ve ulaştırmaya katılımı kolaylaştırılmalıdır."
39	Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği	4			Emre Berki	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	Gün içi piyasası kapı kapanış zamanı: Fiziksel teslimatın bir saat öncesini,	İki maddedeki zaman dilimleri uyumlu hale getirilmelidir. (Gün için piyasası işlemleri sonucunda fiziksel teslimattan 1 saat önce gün içi piyasası kapanırken, kgüp ve dgp teklifleri değişikliğine Fiziksel teslimattan 1.5 saat öncesine kadar izin verilmektedir.)	Madde 53/1 ile çalışmaktadır.(i) Bir saate ilişkin gerçekleşen eşleşmeler sonucunda piyasa katılımcıları dengeleme güç piyasasına daha önce sunmuş oldukları teklif miktarlarını ve KGÜP'lerini fiziksel teslimattan bir buçuk saat öncesine kadar günceller.	Teknik		Evet	Bu yorum geçerlidir. Yönetmeliğin 53. Madde i paragrafı uyarlanmalıdır.	53 i) Bir saate ilişkin gerçekleşen eşleşmeler sonucunda piyasa katılımcıları dengeleme güç piyasasına daha önce sunmuş oldukları teklif miktarlarını ve KGÜP'lerini fiziksel teslimattan bir buçuk saat öncesine kadar güncellenir.
40	Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği	39	7		Onur Kitay	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	(7) TEIAS, maksimum ve minimum fiyatlar için başlangıç değeri sunacak veya maksimum ve minimum fiyatlarda düzenleyici onay için değişiklik yapacaktır.		Eklenen 7.fıkranın, mevcut 6. fıkraya ile benzer olduğu görülmüştür. Eklenen yeni fıkranın gerekçesi ve 6.fıkradan farkı açıklanmalıdır.	Teknik		Yes	Paragraf 7, paragraf 6 da ön görüldüğü gibi fiyat limitlerindeki herhangi bir değişikliğin düzenleyici tarafından onaylanması gerektiğini belirtiyor. Bu yorum geçerlidir. Gerçekten de düzenleyici onayının Piyasa İşletmecisi tarafından istenmesi gerekmektedir, TEIAS tarafından değil. Değişiklik uyarlandı.	39 (7) Piyasa İşletmecisi TEIAS, maksimum ve minimum fiyatlar için başlangıç değeri sunacak veya maksimum ve minimum fiyatlarda düzenleyici onay için değişiklik yapacaktır.
41	Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği	[Yeni Madde , ENTSO-E Elektrik Dengeleme Şebeke Kodu 23. Madde ile uyumlaştırma	2		Onur Kitay	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	(2) Gerçek zamanlı Dengeleme Kapasitesi sağlama sözleşmesi olan Dengeleme Hizmeti Sağlayıcısı, temin edilen Dengeleme Enerjisi hacim tekliflerini, gerçek zamanlı dengeleme hüküm ve koşullarına uygun olarak, tekabül eden ürünler zaman süresi için ve gerçek zaman Dengeleme Enerjisi Kapanış Saatinden önce, ibraz etmelidir.		Dengeleme Güç Piyasası'na katılımın zorunlu olup olmayacağı netleştirilmelidir ve bir sözleşme imzalanacaksa bu sözleşme şirket bazında mı yoksa üretim birimi bazında mı olacak? Bu konular açık ifadelerle belirtilmelidir.	Teknik			Yan Hizmetler Yönetmeliği Madde 17 hükümlerine göre, gerçek zamanlı dengeleme (sekonder frekans kontrol hizmeti) katılımı, bu maddede belirtilen niteliklere sahip üretim tesisleri için zorunludur. Bu yükümlülük, TEIAS tarafından işletilen tahsis sürecine katılmak üzere TEIAS ile sekonder frekans kontrol hizmet anlaşması imzalanmasını içerir.	Metinde değişiklik yok
42	Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği	[Yeni Madde , ENTSO-E Elektrik Dengeleme Şebeke Kodu 23. Madde ile uyumlaştırma	3		Onur Kitay	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	(3) Gerçek zaman Dengeleme Kapasite tedarik sürecine katılan tüm Dengeleme Hizmeti Sağlayıcıları, tedarik sürecinin kapanış saatinden önce, dengeleme Kapasitesi hacim tekliflerini ibraz etmeli ve bunları güncelleme hakkı olmalı.1 Ocak 2017 tarihinden itibaren, dengeleme Kapasitesi teklif fiyatlarını, tedarik sürecinin kapanış saatinden önce güncelleme hakları olacaktır.		Bu maddede belirtilen DGP teklif fiyatı güncelleme hakkı neye göre verilecek? Teklif güncelleme için aranacak herhangi bir kriter olacak mı? Olacaksa bu kriterin doğruluğu nasıl kontrol edilecek?	Teknik		Evet	Bu DGP teklif fiyatı güncelleme hakkı, Elektrik piyasası Dengeleme kodu tarafından Dengeleme Hizmeti sağlayıcılarına verilmiştir. Türkiye'de, TEIAS, Türkiye'de, TEIAS bu hakkı etkili kılmak için 1 Ocak 2017 öncesinde geçerli yönetmelik hükümlerine eklemek zorunda olacaktır.	Metinde değişiklik yok
43	Taslak İhale Kuralları	Madde 2.01	4		Sinan Tokmar	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	TEIAS ve ESO EAD ve TEIAS ve IPTO arasındaki enterkonnetler üzerindeki, takvim yılının ilk günü saat 00:00 da başlayıp, takvim yılının son günü saat 24:00 de biten elektrik transferi için FİH lere uygun olarak yapılan yıllık ihaleler.	Yıllık ihale'ye ek olarak, Saatlik ihale için de madde eklenebilir	Hem katılımcılar hem de TEIAS için ekstra gelir imkanı	Teknik			Yorum alakalı. Ancak, saatlik ihaleleri gün öncesi piyasa mekanizmalarının bir parçası ve ihale kurallarına dahil değildir. Böyle bir ihale, Elektrik Piyasası Dengeleme Yönetmeliğinin bir parçası olarak öngörülmüştür.	Metinde değişiklik yok
44	Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği	Madde 9.f			Sinan Tokmar	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	f) TEIAS kendisi gerçek zamanlı dengeleme hizmeti sunmaz.	Gerçek zamanlı dengeleme Sistem İşletmecisi tarafından yürütülür ve sistem işletmecisi olarak da TEIAS tanımlanmış. Mevcut tanım maddesinin ve Madde 9.f'in anlam karmaşası yaratmayacak şekilde tekrar düzenlenmesi gereklidir.		Teknik			Gerçek zamanlı dengeleme, sistem İşletmecisi olarak TEIAS tarafından gerçekleştirilir. Real time balancing is performed by TEIAS as System Operator. Madde 9f e göre, TEIAS, bu gerçek zamanlı dengeleme için aynı zamanda bir Dengeleme Servis Sağlayıcısı olamaz(tersine, bazı AB ülkelerinde, TSO'lar kendi depolama tesislerine sahiptir ve kendi kendi ulusal düzenlemeleri ,kendi tesisleri ile dengeleme teklifleri sunmalarını mümkün kılar).	Metinde değişiklik yok

45	Elektrik Şebeke Yönetmeliği (Bölüm 1)	Elektrik Şebeke Yönetmeliği Bölüm 1 (Taslak) Mevcut üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları Madde 34 / 8 Elektrik Şebeke Yönetmeliği (Mevcut) Üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları Madde 20 / 8	8. Paragraf		Elektrik Piyasa Hizmetleri Dairesi Başkanlığı	Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Sistem frekansının kararsız işletme koşullarında 52,5 Hz'e çıkabileceği veya 47,5 Hz'e düşebileceği göz önünde bulundularak, TEİAŞ ve kullanıcıların tesis ve/veya teçhizatının aşağıdaki tabloda belirtilen minimum süre kadar iletim sebekesine bağlı olarak çalışacak şekilde tasarlanması zorunludur. Frekans Aralığı Minimum Çalışma Süresi 51,5 Hz sfc 52,5 Hz 10 dakika 50,5 Hz sfc 51,5 Hz 1 saat 49 Hz sfc 50,5 Hz süreli 48,5 Hz sfc 49 Hz 1 saat 48 Hz sfc 48,5 Hz 20 dakika 47,5 Hz sfc 48 Hz 10 dakika	Uygulanabilir, mümkün olan frekans aralıklarının ve sürelerinin seçilmesi öngörülmektedir.	Üreticiler ile yapılan şifahi görüşmelerde ve performans testlerinde bu değerlerin mümkün olmadığı ifade edilmiştir.	Teknik	Editorial/ Temel		Madde 34 ün geçerli olduğu mevcut üretim tesisleri için, Türk sebekesinin, adalara bölünme riskini artıran, senkron bölgenin merkezine uzak olan konumu, bu şartlar gerektirmektedir. Özellikle de, Türk sisteminin kıta Avrupa senkron bölgesine kalıcı bağlantısı için ENTSO-E ile bir anlaşmaya varılana kadar önemli bir riskdir. TEİAŞ, bazı mevcut birimlerin bu şartlar ile tasarlanmasından dolayı risklidir. Sistem operasyon güvenliği için, mevcut birimlerin frekans aralıkları ile ilgili performanslarını netleştirmek ve EÜAŞ ve TEİAŞ arasında bir istisnalar listesinin kararlaştırılması önem taşımaktadır.	Metinde değişiklik yok.	
46	Elektrik Şebeke Yönetmeliği (Bölüm 2)	Elektrik Şebeke Yönetmeliği Bölüm 1 (Taslak) Mevcut üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları Madde 233 / 8 Elektrik Şebeke Yönetmeliği (Mevcut) Üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları Madde 105 / 4	4. Paragraf		Elektrik Piyasa Hizmetleri Dairesi Başkanlığı	Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Ünitelerin primer frekans kontrol performansı, sistem frekansında sapa olması durumunda bildirilen primer frekans kontrol rezerv miktarını en fazla 30 saniye içinde hız regülatörünün ayarlandığı hız eğimine göre etkinleştirilecek ve eriştiği bu çıkış gücünü en az 15 dakika sürdürebilecek yeterlilikte olmak zorundadır. Ünite, aktif güç çıkışını arttırarak veya azaltarak sistem frekansındaki sapmayı sürekli takip etmeli ve beklenen tepkiyi otomatik olarak vermelidir. Sistem frekansındaki sapa süresince primer frekans kontrolü kesintisiz olarak sürdürülmelidir.	Ünitelerin bildirilen primer frekans rezerv miktarının hız regülatörünün ayarlandığı hız eğimine göre etkinleştirilebilecek süre hakkında hidroelektrik santraller için ayrı değerlendirilmesi öngörülmektedir.	Generatörlerin frekans kontrolünde çalışması durumunda hidroelektrik santraller için tepki süresi yönetmelikte ayrı olarak belirtilmemiştir. Hidroelektrik santraller için işletme koşulları ve doğal koşullar düşünüldükçe ilgili yönetmelikte hidroelektrik santraller için ayrı bir değerlendirilmesinin olması gerekmektedir.	Teknik	Editorial/ Temel		Madde 233 (4) de belirlenen Performanslar, primer yedeklerin aktivasyonu için Kural1 ve Yük frekans kontrolü ve yedekler sebekes kodu tarafından istenilen performanslardır. Primer yedek sağlayan tüm üretim tesisleri, teknolojiyi ne olursa olsun bu performanlara uymalıdır.	Metinde değişiklik yok.	
47	ELECTRICITY MARKET DISTRIBUTION REGULATION	ARTICLE 6 Recovery of costs [New Article – Harmonization with ENTOS-E Codes]	1		Fadıl FEDAL Ş. Fatih GÖKKAYA	TEDAŞ	For the purpose of this Regulation, if the Distribution Network Operator would not be the owner of the asset which it operates, the Distribution Network Operator shall ensure that the relevant entity that is recognized as the client for the construction or adaption of the Distribution Network, typically the ultimate owner of the Distribution Network assets, is informed and involved whenever necessary	The article has to be re edited considering publicly owned status of the existing distribution networks and the ownership is represented by TEDAŞ. The appropriate scope and content of the regulation purpose of the statement "involved whenever necessary" in the draft text has to be concretely included along with EMRA regulations.		Technical	Editorial		Yorum geçerli. TEDAŞ'ın 5. ve 6. maddelerin, dağıtım şebekelerinin nihai sahibinin TEDAŞ olduğundan söz edilerek açıklığa kavuşturulması gerek.Tekrar yazılması önerildi.	Değiştirilmiş metin : Dağıtım Şebekesi İşletmecisi faaliyet gösteren varlığın sahibi olmadığı için, Dağıtım şebekesi işletmecisi TEDAŞ bilgilendirilmesini ve gerektiğinde dahil edilmesini sağlamalıdır.	
48	ELECTRICITY MARKET DISTRIBUTION REGULATION	ARTICLE 8 Relationship with European Network Codes [New Article – Harmonization with ENTOS-E Codes]	2		Fadıl FEDAL Ş. Fatih GÖKKAYA	TEDAŞ	Any conflict arising between the present Regulation, the Electricity Transmission Grid Regulation and existing law and regulations shall give the precedence to the Transmission Grid Regulation	It is not appropriate to define Transmission Grid Regulation superior of the law and other regulations.		Technical	Editorial		Yorum geçerli. Bu maddede gerekli yerler silinecek.	8. Madde ikinci paragraf çıkartılacak.	
49	ELECTRICITY MARKET DISTRIBUTION REGULATION	ARTICLE 5 Regulatory aspects [New Article – Harmonization with ENTOS-E Codes]	1		Fadıl FEDAL Ş. Fatih GÖKKAYA	TEDAŞ	This Regulation and its applications is based on the provisions set forth by Article 1 of the Electricity Market law No. 6446 dated 14/3/2013 and shall respect the principle of non-discrimination, temperance and transparency and the principle of optimization between the highest overall efficiency as per and lowest cost for all involved parties. It shall also respect provisions set forth in Article 10 of the Constitution dated November 7, 1982.	It is not appropriate to refer the Constitution in the draft text.	all administrative regulations are obliged to be in compliance with the constitution and the laws.	Technical	Editorial		Yorum geçerli değil. Bunun gibi değişiklikler EPDK ve TEİAŞ ile görüşüldü ve Türk Anayasasına Bu değişiklik EPDK ve TEİAŞ ile gözden geçirildi ve tartışıldı ve Türk Anayasasından alıntı yapılmasında hiçbir engel yoktu.	Metinde değişiklik yok.	
50	DRAFT ELECTRICITY TRANSMISSION GRID REGULATION	ARTICLE 5 Regulatory aspects [New Article – Harmonization with ENTOS-E Codes]	5		Fadıl FEDAL Ş. Fatih GÖKKAYA	TEDAŞ	For the purpose of this Regulation, if the Distribution Network Operator would not be the owner of the asset which it operates, the Distribution Network Operator shall ensure that the relevant entity that is recognized as the client for the construction or adaption of the Distribution Network, typically the ultimate owner of the Distribution Network assets, is informed and involved whenever necessary.	The article has to be re edited considering publicly owned status of the existing distribution networks and the ownership is represented by TEDAŞ. The appropriate scope and content of the regulation purpose of the statement "informed and involved whenever necessary" in the draft text has to be concretely included along with EMRA regulations.		Technical	Editorial		Yorum geçerli. TEDAŞ'ın 5. ve 6. maddelerin, dağıtım şebekelerinin nihai sahibinin TEDAŞ olduğundan söz edilerek açıklığa kavuşturulması gerek.Tekrar yazılması önerildi.	Değiştirilmiş metin : Dağıtım Şebekesi İşletmecisi faaliyet gösteren varlığın sahibi olmadığı için, Dağıtım şebekesi işletmecisi TEDAŞ bilgilendirilmesini ve gerektiğinde dahil edilmesini sağlamalıdır.	
51	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği	Madde 10	Primer Frekans Kontrolü	Primer frekans kontrol hizmeti tedarik esasları	Rıza ERSAMUT	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş.	(1) Aşağıda belirtilen üretim tesisleri hariç olmak üzere kurulu gücü 50 MW ve üzerinde olan tüm üretim tesislerinin primer frekans kontrolüne katılımı zorunludur	(1) Aşağıda belirtilen üretim tesisleri hariç olmak üzere kurulu gücü 50 MW ve üzerinde olan tüm üretim tesislerinin (Can suyu santraline ait üniteleri primer frekans kontrolü katılım oranı hesaplamalarına katılır, ancak primer frekans kontrolüne katılım yükümlülüğünden muaf) primer frekans kontrolüne katılımı zorunludur	Can suyu HES'lerin üniteleri primer frekans katılımını ve teknik karakteristikleri karşılayabilecek yetenek ve büyüklükte olabilecek kapasitelerde tasarlanmamaktadır. Bu nedenle, ilgili yükümlülüğün muhaf tutuldukları belirtilmelidir. Kapasite hesaplamalarında, hesaba katılabilirler.	Teknik	Temel	Hayır	Bu yorum, yükümlülüklerin transferini aynı üreticinin portföyü içerisinde yapılmasına izin vererek, primer yedek tahsisine daha esneklik getirmeyi hedeflemektedir. Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen Metine yer verilmedi.	
52	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği	Madde 17	Sekonder Frekans Kontrolü	Sekonder frekans kontrol hizmeti tedarik esasları	Rıza ERSAMUT	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş.	(1) Aşağıda belirtilen üretim tesisleri hariç olmak üzere kurulu gücü 100 MW ve üzerinde olan tüm üretim tesislerinin Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde tanımlandığı şekilde, otomatik üretim kontrol sistemi tarafından gönderilecek sinyalleri alan ve işleyen teçhizat vasıtasıyla sekonder frekans kontrol hizmeti verebilme özelliğine sahip olmaları zorunludur	(1) Aşağıda belirtilen üretim tesisleri hariç olmak üzere kurulu gücü 100 MW ve üzerinde olan tüm üretim tesislerinin (Can suyu santraline ait üniteleri sekonder frekans kontrolü rezerv kapasite hesabında, hesaplamalara katılır, ancak sekonder frekans kontrolüne katılım yükümlülüğünden muaf) Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde tanımlandığı şekilde, otomatik üretim kontrol sistemi tarafından gönderilecek sinyalleri alan ve işleyen teçhizat vasıtasıyla sekonder frekans kontrol hizmeti verebilme özelliğine sahip olmaları zorunludur	Can suyu HES'lerin üniteleri sekonder frekans katılımını ve teknik karakteristikleri karşılayabilecek yetenek ve büyüklükte olabilecek kapasitelerde tasarlanmamaktadır. Bu nedenle, rezerv hesaplamalarında, hesaba katılabilirler.	Teknik	Temel	No	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen Metine yer verilmedi.	
53	Electricity Transmission Grid Regulation	ARTICLE 34	Design and Performance Conditions of the Generation Plants	Design and performance principles of the existing generation facilities	Rıza ERSAMUT	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş.	(2) The thermal and hydroelectric generation facilities with an installed capacity below 30 MW are not subject to these conditions.	(2) The thermal and hydroelectric generation facilities with an installed capacity below 10 MW are not subject to these conditions.	Toplam kurulu gücü hesabı içerisinde değerlendirilen, ancak ünite gücü açısından 10 MW'ın altında kalan can suyu santrali üniteleri, küçük üniteler olup, tasarım ve performans şartları açısından değerlendirildiğinde; reaktif güç kontrolü hizmetine ilişkin şartlara uymaları, tasarım ve imalatlarda boyutların artmasına neden olmaktadır. Bu nedenle, 10 MW kurulu gücün altındaki can suyu santrali üniteleri ilgili yükümlülüğün muaf olmalıdır.		Teknik	Temel	No	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen Metine yer verilmedi.

54	Electricity Transmission Grid Regulation	ARTICLE 237	Ancillary Services	Reactive power control	Rıza ERSAMUT	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş	(1) All licensed generation facilities with an installed capacity of 30 MW or above, which are connected from the transmission system must participate in the reactive power control through the automatic voltage regulator continuously between 0.85 power factor of over-excited operation and 0.95 power factor of under-excited operation and/or in line with the instruction of RLDC and transmission system operator, respectively.	(1) All licensed generation facilities with an installed capacity of 30 MW (Hydroelectric generation habitat water units with an unit installed capacity below 10 MW are not subject to these condition) or above, which are connected from the transmission system must participate in the reactive power control through the automatic voltage regulator continuously between 0.85 power factor of over-excited operation and 0.95 power factor of under-excited operation and/or in line with the instruction of RLDC and transmission system operator, respectively.	Toplam kurulu gücü hesabı içerisinde değerlendirilen, ancak ünite gücü açısından 10 MW'ın altında kalan can suyu santrali üniteleri, küçük üniteler olup, tasarım ve performans şartları açısından değerlendirildiğinde; - aşırı ikazlı olarak 0.85 ve düşük ikazlı olarak 0.95 güç faktörleri arasında otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla sürekli olarak ve/veya öncelikle BYTM ve ardından iletim sistem işletmecisinin talimatları doğrultusunda reaktif güç kontrolüne katılmaları, tasarım ve performans şartları açısından değerlendirildiğinde; reaktif güç kontrolü hizmetine ilişkin şartlara uymaları, tasarım ve imalatlarda boyutların artmasına neden olmaktadır. Bu nedenle, 10 MW kurulu gücün altındaki can suyu santrali üniteleri ilgili yükümlülükten muaf olmalıdır.	Teknik	Temel	No	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen Metine yer verilmedi.
55	Elektrik Şebeke Yönetmeliği ve Electricity Transmission Grid Regulation	MADDE 34	Mevcut üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları		Rıza ERSAMUT	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş	Frekans Aralığı Minimum Çalışma Süresi 51,5 Hz sfs 52,5 Hz 10 dakika 50,5 Hzsf<51,5 Hz 1 saat 49 Hz sf<50,5 Hz sürekli 48,5 Hz sf< 49 Hz 1 saat 48 Hz sf< 48,5 Hz 20 dakika 47,5 Hz sf< 48 Hz 10 dakika	Frekans Aralığı Minimum Çalışma Süresi 51,5 Hz sfs 52,5 Hz 10 dakika 50,5 Hzsf<51,5 Hz 1 saat 49,5 Hz sf<50,5 Hz sürekli 48,5 Hz sf< 49,5 Hz 1 saat 48 Hz sf< 48,5 Hz 20 dakika 47,5 Hz sf< 48 Hz 10 dakika	Tablo ile metin arasındaki farkın giderilmesi gerekmektedir. Tablonun 2. ve 3. satırındaki frekans aralığı "49 Hz ≤ f < 50,5" ve "48,5 Hz sf< 49" iken (a) ve (b) paragraflarında ve Ek-15'te "49,5 Hz ≤ f < 50,5" ve "48,5 Hz sf< 49,5" dir. Tablonun düzeltilmesi gerekir. NOT-1: DÖRDÜNCÜ KISIM, "Yeni kullanıcıların Bağlanmasına İlişkin Gereklilikler" başlığı, "BİRİNCİ BÖLÜM", "Jeneratörlere İlişkin Gereklilikler" altında da ilgili düzeltmenin dikkate alınması gereklidir. NOT-2: MADDE 57 - "Genel frekans gereklilikleri" başlığı altında da ilgili düzeltmenin dikkate alınması gereklidir.	Teknik	Temel	No	Ek 15 ve 34. maddenin frekans tablosu arasında gelişki yoktur.Bu iki şartın bir araya konmasının anlamı ,üretim tesislerinin 49Hz ve 49,5Hz arasında sınırsız bir süre boyunca çalışabilecek kapasiteye sahip olmaları gerekliliğidir. Ancak, o aralıkta Ancak, bu aralıktaki, maksimum aktif güç çikşının azaltılmasına izin verilir. (Ek 15 de belirlenen limitler dahilinde).	Önerilen Metine yer verilmedi.
56	Elektrik Şebeke Yönetmeliği ve Electricity Transmission Grid Regulation	MADDE 9	Sözleşmelerin tadili ve genel şart ve koşullar		Ferit ARSAN	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş	[ENTSO-E kodları ile uyum doğrultusunda, Yeni Madde] Bu Yönetmelikte yapılan tadiller, re'sen, mevcut Bağlantı Anlaşmaları, Sistem Kullanım Anlaşmaları açısından da bağlayıcılık arz edecek ve ilgili Genel Şart ve Koşullar, bu Yönetmeliğe göre tadil edilecektir.	(1) Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için tesisin bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan Ek-18 uygulanır. (2) Ek-18'de yer alan Rüzgâr Gücü İzleme ve Tahmin Merkezi (RITM) için alt yapı gerekliliklerinin düzenlendiği "E.18.9- Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin İzlenmesi" bölümü, bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan Ek-18'de yer almasa dahi, mevcut ve yeni tesis edilecek olan tüm rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için uygulanır. Bu kapsamdaki üretim tesisleri kendilerine düşen görevleri .../.../..... tarihine kadar yerine getirir. (3) Termik ve Hidroelektrik enerjisine dayalı üretim tesisleri için tesisin bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan yönetmelik sınırlayıcı hükümleri uygulanır.	İlave yatırım maliyetleri ortaya çıkacağı için "28/5/2014 Tarihli ve 29013 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanmış "Elektrik Şebeke Yönetmeliği" İKİNCİ BÖLÜM - Geçici ve Son Hükümler, Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin şebeke bağlantı kriterleri " kısmında geçen ifadenin kullanılması uygun olabilir. Aynı zamanda, Termik ve Hidroelektrik enerjisine dayalı üretim tesisleri için de benzer bir hüküm bulundurulmalı.	Teknik	Temel	No	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen Metine yer verilmedi.
57	Elektrik Şebeke Yönetmeliği	MADDE 9	Sözleşmelerin tadili ve genel şart ve koşullar		Ferit ARSAN	Zorlu Endüstriyel ve Enerji Tesisleri İnşaat Ticaret A.Ş	[ENTSO-E kodları ile uyum doğrultusunda, Yeni Madde] Bu Yönetmelikte yapılan tadiller, re'sen, mevcut Bağlantı Anlaşmaları, Sistem Kullanım Anlaşmaları açısından da bağlayıcılık arz edecek ve ilgili Genel Şart ve Koşullar, bu Yönetmeliğe göre tadil edilecektir.	(1) Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için tesisin bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan Ek-18 uygulanır. (2) Ek-18'de yer alan Rüzgâr Gücü İzleme ve Tahmin Merkezi (RITM) için alt yapı gerekliliklerinin düzenlendiği "E.18.9- Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin İzlenmesi" bölümü, bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan Ek-18'de yer almasa dahi, mevcut ve yeni tesis edilecek olan tüm rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için uygulanır. Bu kapsamdaki üretim tesisleri kendilerine düşen görevleri .../.../..... tarihine kadar yerine getirir. (3) Termik ve Hidroelektrik enerjisine dayalı üretim tesisleri için tesisin bağlantı anlaşmasının imzalandığı tarihte yürürlükte olan yönetmelik sınırlayıcı hükümleri uygulanır.	İlave yatırım maliyetleri ortaya çıkacağı için "28/5/2014 Tarihli ve 29013 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanmış "Elektrik Şebeke Yönetmeliği" İKİNCİ BÖLÜM - Geçici ve Son Hükümler, Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin şebeke bağlantı kriterleri " kısmında geçen ifadenin kullanılması uygun olabilir. Aynı zamanda, Termik ve Hidroelektrik enerjisine dayalı üretim tesisleri için de benzer bir hüküm bulundurulmalı.	Teknik	Temel	No	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen Metine yer verilmedi.
58	Draft Electricity Transmission Grid Regulation				Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Further to the above comment, RES notes that most of the proposed amendments to the Electricity Transmission Grid Regulation are based on the ENTSO-E final draft submitted to the EC on 26/6/12. However there is an informal service level draft RfG issued by the EC on 15/1/14 which is the result of ongoing negotiations and would be a more appropriate basis for the TEIAS proposed amendments to the Electricity Transmission Grid Regulation.	Legal	Fundamental	Hayır	Şeffaflık konularında, proje süresince 2013/08/03 tarihli ENTSO-E tarafından ACER e sunulan kodun son kamu sürümünün kullanılması kararlaştırıldı. Değişiklikler AB şebeke kodu yayımlandığında (veya üye ülkeler tarafından kabul edildiğinde) güncellenebilir.Referans olarak RfG kodunun halka sunulmuş ve tam oturmuş bir sürümünün kullanılması (15/1/14 tarihinde AB ülkelerine gönderilen sürüm gibi) uyumlaştırma sürecinde ,tüm taraflar için karşılıklı yol açabilirdi (örn: AB 2014 de ve Ocak 2015 de üye ülkelere iki ayrı sürüm daha yolladı).	Metinde değişiklik yok
59	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	1			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	The purpose of this Regulation is to determine the procedures and principles for the standards to be applied in planning and operating the electricity transmission system...		Many of the amended articles refer to power Generating Modules connecting at <110kV i.e. to the distribution system. Shouldn't those requirements be included in a regulation which governs the distribution system?	Legal	Fundamental		Bu çözüm EPDK ve TEİAŞ ile gözden geçirilip tartışıldı. Şebeke Yönetmeliğine üreticiler için bazı şartlar getirilmesi mevcut yönetmelik hükümlerinin(Türk Elektrik İletim Şebeke Yönetmeliği 2. Maddesi: Bu Yönetmelik TEİAŞ'ın , iletim sisteminin kullanıcılarının ve dağıtım sistemine bağlı, ancak iletim sistemini etkileyen ve diğer kullanıcıların yükümlülüklerini kapsar) ENTSO-E şebeke kodları ile uyumunu sağlanmasından ibarettir (RfG hem iletim hem de dağıtım sistemine bağlı olan üretim tesislerini kapsar).	Metinde değişiklik yok
60	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	4			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Many new defined terms are proposed. Electricity Transmission Grid Regulation articles which are so far unchanged should be reviewed to ensure that they use correct defined terms e.g. Article 34 should refer to "Existing Power Generating Module"	Legal	Editorial	Evet	Üretim tesisleri ve birimleri tanımlarının uyumlaştırılması için,ENTSO-E Şebeke kodlarından gelen terimleri mümkün olduğu kadar getirecek çalışılacak.	Üretim tesislerinin "Güç Üretim Modülleri" ile değiştirilmesi ve üretim birimleri ve jeneratör terimlerinin birleştirilmesi.
61	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	5			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			The ENC RfG includes Article 4(3) which sets out how nominated terms and conditions shall be determined in accordance with the rules of national law and implementing various articles of European Directive 2009/72/EC. There is no such paragraph in the draft Electricity Transmission Grid Regulation article 5 RfG Article 4(3) is referenced by many other RfG articles but there are no similar references in the corresponding articles of the draft Electricity Transmission Grid Regulation and therefore it may not be compliant with the ENC RfG.	Legal	Fundamental	Hayır	Elektrik İletim Şebeke Yönetmeliği, RfG Şebeke kodunda detaylı bir şekilde verilmiş olan şartların yanında, RfG şebeke kodunun 4(3). maddesi gereğince Türkiye düzeyinde belirlenmiş bağlantı ve erişim şartları ve koşulları veya bunların metodolojisinde de değişiklikleri içermektedir. Örnek olarak, RfG Şebeke kodu, Reaktif Güç kapasitesi şartlarının madde 4(3) gereğince ulusal düzeyde belirlenmesini söylemektedir. Elektrik İletim Şebeke Yönetmeliği, bu kapasiteler için,şeffaflık, ölçülülük ve ayrımcılık yapmama ilkelerine sadık kalarak belirlenmiş şartların tanımlarını içermektedir. Elektrik İletim Şebeke Yönetmeliğinde RfG Şebeke Kodu madde 4(3) e atıfta bulunulması artık gerekmemektedir.	Metinde değişiklik yok.

62	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	10			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		Re draft in accordance with latest RfG (15/1/14) Article 3, 3a, 3b and 3c	The TEIAS Article 10 is based on RfG (26/6/12) Article 3 which has been superseded by RfG (15/1/14) Articles 3, 3a, 3b, and 3c. There is a risk that the TEIAS proposed text will not be compliant with ENC RfG.	Legal	Fundamental	Hayır	Seffalık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB Şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerde bir güncelleme yapılabilir. RfG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karışıklığa yol açardı (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderildi).	Metinde değişiklik yok.																								
63	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	10	5		Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		Re draft in accordance with latest RfG (15/1/14) Article 3b	It is not clear what Type is assigned to a Power Generating Module <75MW connecting at >=66kV and <110kV	Legal	Editorial	Evet	Güç üretim Modülü C tipi olduğunda 10.Maddenin c) ve d) paragraflarını referans alın. c) C tipi bir Güç üretim Modülü Bağlantı noktasında 110 kV nin altında ve Maksimum Kapasitesi 50 MW nin üzerinde ise. d) D tipi bir Güç üretim Modülü Bağlantı noktasında 110 kV nin üstünde. Senkron Güç Üretim Modülü veya Power park Modülü de D tipidir eğer Bağlantı noktasında 110kV nin altında ve Maksimum Kapasitesi 75 MW veya üzerinde ise.	Metinde değişiklik yok.																								
64	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	34			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		Throughout - ensure that all references to generators, generation facilities, generating units etc. should be reviewed and where necessary changed to "Existing Power Generating Module"	to avoid confusion regarding what is an "existing generation facility"	Legal	Editorial	Evet	Üretim tesisleri ve birimleri tanımlarının uyumlaştırılması için, ENTSO-E Şebeke kodlarından gelen terimleri mümkün olduğu kadar getirerek çalışılacak.	Üretim tesislerinin "Güç Üretim Modülleri" ile değiştirilmesi ve üretim birimleri ve jenarator terimlerinin birleştirilmesi.																								
65	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	35			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		Throughout - ensure that all references to generators, generation facilities, generating units etc. should be reviewed and where necessary changed to "Existing Power Generating Module"	to avoid confusion regarding what is an "existing generator"	Legal	Editorial	Evet	Üretim tesisleri ve birimleri tanımlarının uyumlaştırılması için, ENTSO-E Şebeke kodlarından gelen terimleri mümkün olduğu kadar getirerek çalışılacak.	Üretim tesislerinin "Güç Üretim Modülleri" ile değiştirilmesi ve üretim birimleri ve jenarator terimlerinin birleştirilmesi.																								
66	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	36			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		At steady state, standard deviation in the unit output power within half an hour time should not exceed 2.5% of the installed capacity of the unit.	Wind and solar generators cannot comply due to the variable nature of their primary energy source. The article should be amended accordingly.	Technical	Fundamental	Evet	Birincil enerji kaynağı rüzgar, güneş, dalga ve gelgit gücüne dayalı Güç Üretim Modülleri için istisnalardan eklenmesi.	36. Maddeye " Madde 36 (1) Birincil enerji kaynağı rüzgar, güneş, dalga ve gelgit gücüne dayalı Güç Üretim Modülleri için uygulanmaz.																								
67	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	47	1	a.1	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		A Power Generating Module shall be capable of staying connected to the Network and operating within the Frequency ranges and time periods as defined below: Re draft in accordance with RfG (15/1/14) Article 8 Table 2 entry for Continental Europe	The draft text proposes a higher limit for system frequency withstand than proposed for any of the synchronous areas in RfG Article 8 Table 2. This may reduce generator supplier choice, therefore potentially increasing costs. This requirement would be unnecessary if Turkey is connected to the ENTSO-E system and if it is not so connected it should be technically justified for new Power Generating Modules.	Technical	Fundamental	Evet	Sistem frekansı için en üst dayanma limiti, kıta Avrupası senkron alanda RfG Şebeke kodu şartlarına uyumlu hale getirilecektir. Bu değişiklik sadece Yeni Güç Üretim Modüllerine uygulanacaktır (yönetmeliğin 2. maddesine eklenen tanım gereğince)	47, 57, 67. Maddelerin değiştirilmesi <table border="1"><thead><tr><th>Art 47, 57 Frequency Range</th><th>Art 47, 57 Minimum Time Period</th></tr></thead><tbody><tr><td>51 Hz ≤ f < 51.5 Hz</td><td>30 minutes</td></tr><tr><td>49 Hz ≤ f < 51 Hz</td><td>Unlimited</td></tr><tr><td>48.5 Hz ≤ f < 49 Hz</td><td>1 hour</td></tr><tr><td>47.5 Hz ≤ f < 48.5 Hz</td><td>>30 minutes</td></tr></tbody></table> <table border="1"><thead><tr><th>Art 67 Frequency range</th><th>Art 67 Time period for operation</th></tr></thead><tbody><tr><td>47.0 Hz – 47.5 Hz</td><td>60 seconds</td></tr><tr><td>47.5 Hz – 48.5 Hz</td><td>90 minutes</td></tr><tr><td>48.5 Hz – 49.0 Hz</td><td>90 minutes</td></tr><tr><td>49.0 Hz – 51.0 Hz</td><td>Unlimited</td></tr><tr><td>51.0 Hz – 51.5 Hz</td><td>90 minutes</td></tr><tr><td>51.5 Hz – 52.0 Hz</td><td>15 minutes</td></tr></tbody></table>	Art 47, 57 Frequency Range	Art 47, 57 Minimum Time Period	51 Hz ≤ f < 51.5 Hz	30 minutes	49 Hz ≤ f < 51 Hz	Unlimited	48.5 Hz ≤ f < 49 Hz	1 hour	47.5 Hz ≤ f < 48.5 Hz	>30 minutes	Art 67 Frequency range	Art 67 Time period for operation	47.0 Hz – 47.5 Hz	60 seconds	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes	48.5 Hz – 49.0 Hz	90 minutes	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutes
Art 47, 57 Frequency Range	Art 47, 57 Minimum Time Period																																					
51 Hz ≤ f < 51.5 Hz	30 minutes																																					
49 Hz ≤ f < 51 Hz	Unlimited																																					
48.5 Hz ≤ f < 49 Hz	1 hour																																					
47.5 Hz ≤ f < 48.5 Hz	>30 minutes																																					
Art 67 Frequency range	Art 67 Time period for operation																																					
47.0 Hz – 47.5 Hz	60 seconds																																					
47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes																																					
48.5 Hz – 49.0 Hz	90 minutes																																					
49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited																																					
51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes																																					
51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutes																																					
68	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	47	1	b	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		With regard to the rate of change of Frequency withstand capability, a Power Generating Module shall be capable of staying connected to the Network and operating at rates of change of Frequency up to a value of -2.0 and +2.0 Hz/ sec, other than triggered by rate-of-change-of-Frequency-type of loss of mains protection.	How did TEIAS decide these parameters? I believe TEIAS system has a large system inertia at minimum demand compared to the largest credible loss of active power infeed. Therefore it is unlikely to experience such extreme rate of change of frequency. For your information: - Eirgrid (Irish TSO) is experiencing significant opposition to a proposed change from +/-0.5Hz/s to +/-1.0Hz/s. The objectors are operators of synchronous generators. Note that this system has a minimum demand of approximately 1630MW (see http://www.eirgrid.com/media/TenYearTransmissionForecastStatement2013.pdf figure 4-2) - National Grid (GB TSO) is starting discussions with generators regarding introducing a +/-1Hz/s withstand requirement. Objections from synchronous generators are anticipated. Note that this system has a minimum demand of approximately 18000MW (see http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=37790 figure 2.6) - SONI (Northern Ireland TSO) has estimated that its system could experience up to +/-2Hz/s if its interconnection with the Eirgrid system is accidentally disconnected. Planned new 400kV interconnector should make this very unlikely. Note that this system has a minimum demand of approximately	Technical	Fundamental	Evet	TEIAS, bu şart hakkında Avrupa düzeyinde halen süren bir görüşme olduğunu kabul etmektedir. TEIAS, geçici şart olarak +/-0.5Hz/s ekleyecektir. Bu değer, yönetmeliğin daha ilerideki revizyonlarında tekrar değerlendirilebilir (This value may be re-evaluated in further revision of the regulation (Aralık ayında yapılan kamu çalışması sırasında vurgulanan simülasyon sonuçlarının gösterdiği gibi yüksek ROCOF (Frekans Değişim Oranı) 2 Hz/s Şebeke Bölünmesinde, yüksek ataletli senkron alanda bile mümkün olabilir, örn: Kıta Avrupası).	47. Maddenin değiştirilmesi : b) Frekans değişim oranı dayanma kapasitesine istinaden, bir Güç Üretim Modülü, frekans değişim oranlarında, -0.5 and +0.5 Hz/ saniye Frekans değişim değerine kadar Şebekeye bağlı kalabilmeli ve çalışabilmelidir. With regard to the rate of change of Frequency withstand capability, a Power Generating Module shall be capable of staying connected to the Network and operating at rates of change of Frequency up to a value of -0.5 and +0.5 Hz/ sec , Frekans değişim oranı tipi ana koruma kaybindan dolayı tetiklenmediği sürece.																								
69	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	47	1	c.1	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd		The Power Generating Module shall be capable of either continuing operation at Minimum Regulating Level when reaching it or further decreasing Active Power output.	Re draft in accordance with latest RfG (15/1/14) Article 8	Technical	Fundamental	Hayır	Seffalık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB Şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerde bir güncelleme yapılabilir. RfG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karışıklığa yol açardı (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderildi).	Metinde değişiklik yok.																								

70	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	47	1	g	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	The maximum admissible gradient of increase of Active Power output should be 10 % of the installed capacity per minute.	After an incidental disconnection due to a Network disturbance, the maximum admissible gradient of increase of Active Power output should be 10 % of the installed capacity per minute.	the initial text will lead to significant energy yield losses because it would apply at all times which I think is not TEIAS' intent. If it is TEIAS intent to impose active power gradient limits at all times then TEIAS should justify the proposed value. Some system operators specify a value which only applies when starting or stopping wind farm above rated wind speed and does not apply to power changes due to increasing wind speed. Except in the case of system restoration, there is no need for TEIAS proposed limit if wind farms and solar parks are dispersed over Turkey (different wind / solar conditions) and /or their output is in accordance with an agreed schedule.	Technical	Editorial	Evet	Bu şartın tesadüfi kesintiden sonra sistem restorasyonuna atıfta bulunulduğundan söz edilmektedir. Normal işletim koşullarında veya planlı bağlantı/kesintilerde uygulanmaz. " 47) 1) g). Metin değişiklikleri yapıldı.	g) Güç Üretim Modülü sistemin restorasyonunda aşağıdaki şartı yerine getirmek zorundadır : Şebekedeki bir arızadan dolayı, Şebekedeki bir bozulma nedeni ile tesadüfi bir kesintiden sonra yeniden bağlanma kapasitesine ilişkin olarak, yeniden bağlanmaya izin verilen bağlantı noktasında aşağıdaki koşullar dikkate alınmalıdır: · Frekans aralıkları 47.5 Hz ve 50.05 Hz · Gerilim seviyesi (faz faz) > 95 % U ölçülen · Aktif Güç çıkışının artmasının maksimum kabul edilebilir değişim ölçüsü dakikada kurulu kapasitesinin % 10 u olmalıdır. 50.05 Hz üzerinde frekansında PGM e şebeke ile senkron olunması için izin verilir, şebekeye bir güç ihracatına izin verilmez. Otomatik yeniden bağlanma sistemlerin montajı, TEİAŞ tarafından belirlenen yeniden bağlantı koşullarına tabi olarak yapılmalıdır.
71	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	49	2		Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			There seem to be two sections with this reference	Legal	Editorial	Evet	Kısımların tekrardan numaralandırılması	Kısımların tekrardan numaralandırılması
72	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	49	2	c.5	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	The initial delay of activation shall be as short as possible and reasonably justified by the Power Generating Facility Owner to TEIAS, by providing technical evidence for why a longer time is needed, if greater than 2 seconds or a shorter time if specified by TEIAS, for generation technologies without Inertia		It is important for TEIAS to confirm the figure for technologies without inertia (e.g. wind and solar). 2 seconds is possible with existing technology. If less than 2 seconds is required, RES urges TEIAS to work with manufacturers to establish a realistic delay value for which a technical solution can be developed within a reasonable time. Delays in activation could arise from internal communications network and wind turbine / inverter control characteristics.	Technical	Fundamental	Evet	Bu paragraf sadece başlangıç gecikmesi ile ilgilidir. TEİAŞ, geçici şart olarak 2s gertirecektir. Bu değer yönetmeliğin ilerideki revizyonlarında tekrar değerlendirilebilir. Değişik üretim teknolojilerinden dolayı adım tepki zamanı kriter belirlenmemiştir.	Aktivasyonun başlangıç gecikmesi mümkün olduğu kadar kısa olmalıdır ve eğer 2 saniyeden fazla ise, neden daha uzun süre gerektiğinin teknik kanıtları ile Güç Üretim tesisi sahibi tarafından TEİAŞ a geçerli gerekçe ile bildirilmelidir.
73	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	54			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)			Re draft in accordance with latest RFG (15/1/14) Article 15	The initial text is based on the RFG 26/6/12 article 15 but this has been superseded by RFG 15/1/14	Technical	Fundamental	Hayır	Seffâflık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerle bir güncelleme yapılabilir. RFG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karşılıklı yol açardı. (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderdi).	Metinde değişiklik yok
74	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	54	2	a	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			The voltage range for provision of reactive power capability at Maximum Capacity is much wider than many other countries and could lead to extra (may be unnecessary) expense. This should be justified by TEIAS or the distribution network operator	Technical	Fundamental	Evet	B tipi Power Park Modülleri için reaktif güç kapasitesi +5% e değiştirilecek. C ve D tipleri için 11. yorumda detaylı bir şekilde verilen KV değerleri doğrultusunda değişiklik yapıldı.	Madde 54 ve 55 de değişiklik.
75	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	54	2	a	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	table of coordinates	a revised table of coordinates should be considered e.g. (for discussion) x, y (pu) 0.33, 0.95 0.00, 0.95 -0.33, 1.00 -0.33, 1.05 0.00, 1.05 0.33, 1.00	reference to 400KV voltage range is not relevant to type B and C (distribution connected) Power Generating Modules and should be deleted. Why would a distribution network operator require a generator to provide positive reactive power when the voltage is >1pu or provide negative reactive power when the voltage is <1pu? This proposal will lead to unnecessary expense and capabilities which will not be used by the distribution network operator. A modified set of coordinates (not a square shape) should be used for type B and C (distribution connected) Power Generating Modules A square shaped figure for Type D (transmission connected) Power Generating Modules could be specified in Article 56.	Technical	Fundamental	Yes	B tipi Power Park Modülleri için reaktif güç kapasitesi +5% e değiştirilecek. C ve D tipleri için 11. yorumda detaylı bir şekilde verilen KV değerleri doğrultusunda değişiklik yapıldı. Gerilim aralığında reaktif güç kapasitesi, dikkatlenerek şekli dikkate alındığında, şebeke operatörünün daha esnek çalışmasına izin verir ve kısa Avrupalı sık sık dikkate alınmaktadır. (Daha önceki Alman ve Fransız şebeke kodlarında görülebilir). Dağıtım şebekelerine bağlı üretim tesislerine istinaden, dağıtım şebekesi işletmecisi de Reaktif Güç (lagging) sağlanması için teşvik edilir, İletim Şebekesi için gerilimin >1 pu olduğunda. Kare şekilli bir D tipi Güç Üretim Modülü (iletime bağlı) özellikleri 50. maddede verilmiştir.	Madde 54 ve 55 de değişiklik.
76	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	54	2	a	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	Reactive Power supply at the Connection Point shall fully correspond to the P-Q-Capability Diagram of the Alternator, taking the auxiliary supply power and the Active and Reactive Power losses of the step-up transformer, if applicable, into account.	Reactive Power supply at the Connection Point shall fully correspond to the P-Q-Capability Diagram of the Alternator, taking the auxiliary supply power and the Active and Reactive Power losses of the step-up transformers and internal cable systems, if applicable, into account.	The reactive and active power losses and gains of Power Park Module cable networks can be significant in large wind farms	Technical	Fundamental	Evet	Yorum geçerlidir. Ancak, 54. madde farklı bir sebepten dolayı değiştirildiği için yorumun yapıldığı cümle iptal edilmiştir.	Önerilen metin artık uygulanabilir değil.
77	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	54	2	b	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			The proposed text is based on a superseded version of the ENTSO-E RFG text (26/6/12) which is unacceptable to most wind turbine manufacturers. It is better to obtain and use the latest version of RFG (15/1/14). In particular, it is not possible to measure RMS fundamental frequency voltage in 10ms let alone measure voltage and deliver the correct amount of fast fault current.	Technical	Fundamental	Evet	10ms değeri 60ms ile değiştirilecektir. Bu şart ENTSO-E RFG ile bağlantılı değildir ve daha ilerideki bir revizyonda olasılıkla gözden geçirilecektir.	...TEİAŞ tarafından belirlenen ve en az 60 milisaniyeden az olmayan bir zaman süresi içinde ek reaktif akımının en az 2/3 ünü sağlama özelliğine sahip olacaktır. ...
78	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	54	2	c	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	With regard to fast acting additional reactive Current injection in case of asymmetrical (1- phase or 2- phase) faults the Relevant Network Operator in coordination with TEIAS shall have the right to introduce a requirement for asymmetrical Current injection.		To avoid ambiguity it is better that TEIAS either invokes this right in the Grid Code or states that it is not doing so.	Technical	Editorial	Evet	TEİAŞ, asimetrik Akım enjeksiyonu için şartı getirilmesi veya getirilmesi için durum bazında karar verecektir. İhtiyaç duyulduğu takdirde, şart, TEİAŞ ve Power Park Modülü sahibi arasında imzalanacak olan bağlantı anlaşmasında önce belirlenecektir. Madde 54 (2)c bu doğrultuda değiştirilecektir.	c) Asimetrik arızalar durumunda (1-fazlı veya 2-fazlı) ek reaktif Akım enjeksiyonun hızlı harekete geçirilmesi ile ilgili olarak, ilgili Şebeke İşletmecisi TEİAŞ ile koordineli olarak asimetrik Akım enjeksiyonu şartını bağlantı anlaşmasında yer alan bağlantı ile ilgili şart ve koşullara eklemek hakkına sahiptir.
79	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	55			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			The proposed text is based on a superseded version of the ENTSO-E RFG text (26/6/12) which is unacceptable to most wind turbine manufacturers. It is better to obtain and use the latest version of RFG (15/1/14). In particular, it is not possible to measure RMS fundamental frequency voltage in 10ms let alone measure voltage and deliver the correct amount of fast fault current.	Technical	Fundamental	Evet	10ms değeri 60ms ile değiştirilecektir. Bu şart ENTSO-E RFG ile bağlantılı değildir ve daha ilerideki bir revizyonda olasılıkla gözden geçirilecektir.	...TEİAŞ tarafından belirlenen ve en az 60 milisaniyeden az olmayan bir zaman süresi içinde ek reaktif akımının en az 2/3 ünü sağlama özelliğine sahip olacaktır. ...

80	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	55	3	b.2	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	table of coordinates	a revised table of coordinates should be considered e.g. (for discussion) x, y (pu) 0.33, 0.95 0.00, 0.95 -0.33, 1.00 -0.33, 1.05 0.00, 1.05 0.33, 1.00	The proposed x1 and x2 coordinates are much greater than those specified in other countries at present e.g. GB, Ireland and Northern Ireland all specify 0.33. Note that this reactive power will be delivered into the distribution system which has a much lower X/R ratio than the transmission system. Export of full active power capacity is likely to raise the connection point voltage so that full export of 0.41pu reactive power may cause connection point voltage to exceed planning limits. The value of 0.41pu for reactive power export should be reserved for transmission connected (Type D) Power Park Modules (if required). reference to 400kV voltage range is not relevant to type C (distribution connected) Power Generating Modules and should be deleted. Why would a distribution network operator require a generator to provide positive reactive power when the	Technical	Fundamental	Kismen	Türkiye'de D ve C tipi Power Park Modülleri iletim sistemine bağlıdır. Dağıtım sistemi ile ilgili yorumlar ilgili değildir. C ve D tipleri için gerilim aralıkları, yorum 11 de detaylı bir şekilde verilen kv değerleri doğrultusunda değiştirilmiştir. Gerilim aralığında reaktif güç kapasitesi, dikdörtgen şekli dikkate alındığında, şebeke operatörünün daha esnek çalışmasına izin verir ve kıta Avrupası sık sık dikkate alınmaktadır. (Daha önceki Alman ve Fransız şebeke kodlarında görülebilirsiniz) Kare şekilli bir D tipi Güç Üretim Modülü (iletime bağlı) özellikleri 50. maddede verilmiştir.	Madde 55 de değişiklik
81	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	55	3	c.2	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	table of coordinates		The proposed rectangular coordinates y2 and y3 are too low and should be confirmed by wind turbine manufacturer because they may be outside the P-Q/P envelope of their wind turbines. It is not necessary to define a rectangular shape P-Q/P profile. The previous profile defined in annex 18 should be adequate. When a Power Park Module (or a large number of Power Park Modules) is at low active power output other generators will be dispatched and they should have a significant replacement reactive power capability.	Technical	Fundamental	Hayır	Rüzgar türbini üreticileri ağırlıklı olarak Türbinin alçak gerilim tarafında normal çalışma gerilimi sapsması olarak +-% 10 da dikkate alınmaktadır. Bağlantı noktasındaki (y) değerleri özellikle rüzgar çifliklerinde otomatik aşama değiştiricili HV/MV transformatörleridir. Gerilim aralıklarına göre reaktif güç şartları düzenlenmiştir.	
82	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	55	3	c.3	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	When operating at an Active Power output below the Maximum Capacity (P-Pmax), the Power Park Module shall be capable of providing Reactive Power at any operating point inside its P-Q/Pmax-profile, if all units of this Power Park Module, which generate power, are technically available (i. e. not out-of-service due to maintenance or failure). Otherwise the Reactive Power capability may be less taking into consideration the technical availabilities.	When operating at an Active Power output below the Maximum Capacity (P-Pmax), the Power Park Module shall be capable of providing Reactive Power at any operating point inside its P-Q/Pmax-profile, if all units of this Power Park Module, which generate power, are technically available (i. e. provided with sufficient primary energy and not out-of-service due to maintenance or failure). Otherwise the Reactive Power capability may be less taking into consideration the technical availabilities.	Many wind farms obtain their reactive power capability from their wind turbines. At low power (low wind speeds) not all wind turbines will receive sufficient wind to allow them to operate (wind turbines receive different amounts of wind depending on their location within a wind farm) and therefore will not be able to provide reactive power although they may be "technically available (i.e. not out-of-service due to maintenance or failure)." This section should be rewritten accordingly.	Technical	Fundamental	Evet	Lütfen Güç Üretim Modülleri şartlarını değil, Power Park Modül şartlarını dikkate alın. 0.1 pu nün altındaki reaktif güç kapasitesinin istenmediğini dikkate aldık.	
83	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	55	3	e	Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd	With regard to priority to Active or Reactive Power contribution, TEIAS shall define, whether Active Power contribution or Reactive Power contribution has priority during faults for which fault-ride-through capability is required.		When will TEIAS define this? In this code or in the Connection Agreement?	Technical	Editorial	Evet	TEIAS, bağlantı anlaşmasının imzalanmasından önce, bağlantı sürecinde Aktif veya Reaktif Gücün önceliğine duruma göre karar verecektir.	e) Aktif veya Reaktif Güç katkısının önceliği açısından, TEIAS, Aktif Güç katkısı veya Reaktif Güç katkısının fault ride-through yeteneği gerekli olduğu arızalar sırasında öncelikli olup olmadığını belirleyecektir. Eğer öncelik aktif Güç katkımına verilir ise, bunun sağlanması arıza başlangıcından itibaren 150 ms geç olamayacak şekilde gerçekleşmelidir. Aktif ve Reaktif Güç katkımı ile ilgili şartlar, bağlantı anlaşmasına dahil edilecek bağlantı için şartlar ve koşullarda tanımlanacaktır.
84	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	107			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Includes a lot more detail than in the January 2014 draft of RFG. Seems to be based on the 26th June 2012 draft RFG which was submitted to the European Commission and has been superseded by the 15th January 2014 draft and no doubt further superseded by other drafts negotiated within the EC.	Technical	Editorial	Hayır	Şeffaflık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. Ayrıca, söz konusu detaylar hala Ocak 2014 taslak RFG mevcut bulunmaktadır. Sadece Donanım Sertifikası tanımı kaldırılmıştır.	Metinde değişiklik yok.
85	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	110			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Article 110(2) TEIAS is the Relevant Network Operator for Transmission connected (Type D) generators but this article also applies to Type B & C generators (TEIAS Article 108) and in those cases TEDAS and/or regional DSO should be the Relevant Network Operator and the text needs to be amended accordingly to read "Relevant Network Operator".	Technical	Editorial	Hayır	Bu yorum geçerli değil. Madde 110, sadece iletim sistemine bağlı D tipi güç üretim modülleri için EON ile ilgili. B ve C tipi güç üretim modüllerinin EON veya ION ihtiyacı yoktur (bkzn. Madde 108)	Sadece TEIAS dan bahsedilmesi (ilgili Şebeke İşletmecisi yerine)
86	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	111			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Article 111(4) & (5) TEIAS is the Relevant Network Operator for Transmission connected (Type D) generators but this article also applies to Type B & C generators (TEIAS Article 108) and in those cases TEDAS and/or regional DSO should be the Relevant Network Operator and the text should be amended accordingly to read "Relevant Network Operator".	Technical	Editorial	Hayır	Bu yorum geçerli değil. Madde 111, sadece iletim sistemine bağlı D tipi güç üretim modülleri için ION ile ilgili. B ve C tipi güç üretim modüllerinin EON veya ION ihtiyacı yoktur (bkzn. Madde 108)	Sadece TEIAS dan bahsedilmesi (ilgili Şebeke İşletmecisi yerine)
87	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	112			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Article 112(2) (3) & (4) TEIAS is the Relevant Network Operator for Transmission connected (Type D) generators but this article also applies to Type B & C generators (TEIAS Article 108) and in those cases TEDAS and/or regional DSO should be the Relevant Network Operator and the text needs to be amended accordingly to read "Relevant Network Operator".	Technical	Editorial	Hayır	Bu yorum geçerli değil. Madde 112, sadece iletim sistemine bağlı D tipi güç üretim modülleri için FON ile ilgili. B ve C tipi güç üretim modüllerinin EON veya ION ihtiyacı yoktur (bkzn. Madde 108)	Sadece TEIAS dan bahsedilmesi (ilgili Şebeke İşletmecisi yerine)
88	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	113			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			Article 113(6) TEIAS is the Relevant Network Operator for Transmission connected (Type D) generators but this article also applies to Type B & C generators (TEIAS Article 108) and in those cases TEDAS and/or regional DSO should be the Relevant Network Operator and the text needs to be amended accordingly to read "Relevant Network Operator".	Technical	Editorial	Hayır	Bu yorum geçerli değil. Madde 113, sadece iletim sistemine bağlı D tipi güç üretim modülleri için FON ile ilgili. B ve C tipi güç üretim modüllerinin LON veya ION ihtiyacı yoktur (bkzn. Madde 108)	Sadece TEIAS dan bahsedilmesi (ilgili Şebeke İşletmecisi yerine)
89	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	115			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			This article seems based on the 26th June 2012 draft RFG which was submitted to the European Commission and has been superseded by the 15th January 2014 draft and no doubt further superseded by other drafts negotiated within the EC	Technical	Editorial	Hayır	Şeffaflık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerde bir güncelleme yapılabilir. RFG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karşılıklı yol açardı (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderildi).	

90	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	121			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			This article seems based on the 26th June 2012 draft RFG which was submitted to the European Commission and has been superseded by the 15th January 2014 draft and no doubt further superseded by other drafts negotiated within the EC	Technical	Editorial	Hayır	Seffalık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerde bir güncelleme yapılabilir. RFG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karışıklığa yol açardı (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderdi).	
91	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	122			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			This article seems based on the 26th June 2012 draft RFG which was submitted to the European Commission and has been superseded by the 15th January 2014 draft and no doubt further superseded by other drafts negotiated within the EC	Technical	Editorial	Hayır	Seffalık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerde bir güncelleme yapılabilir. RFG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karışıklığa yol açardı (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderdi).	
92	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	123			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			This article seems based on the 26th June 2012 draft RFG which was submitted to the European Commission and has been superseded by the 15th January 2014 draft and no doubt further superseded by other drafts negotiated within the EC	Technical	Editorial	Hayır	Seffalık konuları için, kodun, proje süresince ENTSO-E tarafından 8/3/2013 tarihinde ACER'e gönderilen kamuya açık sürümünün dikkate alınması kararlaştırılmıştır. AB şebeke kodu yayımlandığında (en azından AB üyesi ülkeler tarafından kabul edildiğinde) değişikliklerde bir güncelleme yapılabilir. RFG kodunun kamuya açık olmayan ve oturmamış bir sürümünün, değişiklikler için referans alınması, uyumlaştırma sürecinde tüm taraflar için karışıklığa yol açardı (örn: AB 2014 sonu ve Ocak 2015 tarihlerinde üye ülkelere kamuya açılmamış iki sürüm daha gönderdi).	
93	Draft Electricity Transmission Grid Regulation	Annex-18			Joe Duddy (Principal Electrical Engineer)	RES Group Ltd			This annex is now intended for use only by Existing Power Generating Modules which are also wind farm based Power Park Modules. The text should be amended accordingly to use the appropriate new terminology.	Technical	Editorial	Evet	Üretim tesisleri ve birimleri tanımlarının uyumlaştırılması için,ENTSO-E Şebeke kodlarından gelen terimleri mümkün olduğu kadar getirerek çalışılacak.	Üretim tesislerinin "Güç Üretim Modülleri" ile değiştirilmesi ve üretim birimleri ve jenaratör terimlerinin birleştirilmesi.
94	Draft Electricity Transmission Grid Regulation for public consultation.pdf	Annex 18	E.18.1		Fritz Santjer, Ali EmineI	UL International GmbH, DEWI Danışmanlık Mühendislik Tic. Ltd. Şti.		Please make reference to the IEC61400-21 and include the following: " Wind turbines shall be tested according to IEC61400-21 (Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines). The User has to provide a test report from an accredited testing laboratory (DIN EN ISO/IEC 17025) of the wind turbine according to the IEC61400-21."	The IEC61400-21 gives detailed procedures for testing the electrical characteristics of wind turbines and wind parks	Technical	Fundamental	Hayır	Bu yorum ENTSO-E kodu ile uyumlaştırılma ile bağlantılı değildir ve Türk Yönetmeliklerinin mevcut revizyonu kapsamında değildir. Bu yorum, Yönetmeliğin ileride yapılacak başka revizyonunda ele alınacaktır.	Önerilen metin alınmadı.