

RÜZGAR ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ŞEBEKE BAĞLANTI ANALİZLERİ İÇİN SİMÜLASYON MODELİNİN OLUŞTURULMASI

Mustafa DEMİROL¹, Ergün AKALAN² Tuğba DEMİROL³

ÖZET

Ülkemiz 2023 hedefleri kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarının maksimum düzeyde kullanılması için elektrik iletim/dağıtım sistemimize bağlanabilecek optimum yenilenebilir elektrik üretim kapasitesinin artırılması gerekmektedir. Rüzgâr enerjisinin şebeke entegrasyonunun artırılması için değişken formasyonun elektrik şebeke yönetimi açısından yönetilebilir hale getirilmesi hatta bu tesislerin şebeke gereklilikleri açısından pozitif yararlanılması elektrik üretimimizin %52,6'sının ithal kaynaklarla karşılayan ülkemiz için sebebiyle kritik öneme sahiptir. Bu amaçla mevzuat altyapısının genişletilerek detaylandırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu bağlamda son yıllarda rüzgar türbinlerindeki teknolojik gelişmelerin de pozitif etkisiyle rüzgar enerjisinin elektrik üretimi içerisindeki payı artırılacaktır. Bununla birlikte gerek Dünyada gerekse ülkemizde iletim/dağıtım sistem operatörleri, yenilenebilir elektrik üretim santrallerinin şebekeye güveninilir şekilde bağlanabilmesini sağlamak amacıyla şebeke kriterleri (grid code) zorunlu hale getirilmiştir. Rüzgar türbinlerinin elektrik şebekesine entegrasyonu çalışmalarına katkı sağlamak için öncelikle şebeke gerekliliklerinin (grid code) diğer ülkelerde incelemesi sonrasında rüzgar elektrik üretim santralının modellenmesini içeren ve şebeke ile senkron çalışırken yeteneklerinin irdelenmesi üzerindeki durulacaktır.

Anahtar kelimeler: Grid Code, ENTSO-e, Rüzgar Elektrik Santral Modeli, Simulasyon

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi, geçmiş yıllardan bu yana süregelen teknolojik gelişmenin öncüsü olmuş ve bu yönde insanoğlunun kurduğu yeni medeniyetlere büyük katkı sağlamıştır. Günümüz teknolojisi, tamamen elektrik enerjisine bağımlı olup, gelişim planları enerji arz ve talep dengesi göz önüne alınarak kurgulanmaktadır. Elektrik enerjisi; tüketimi kadar üretilmesi gereken ve ancak üretimi kadar tüketilmesi gereken bir enerjidir. Bu özelliği ile elektrik enerjisi arz – talep ekonomik platformunda işleyen diğer ürünlerden farklılık gösterir. Çünkü diğer ürünlerin ekonomisinde, arz – talep terazisinde, denge herhangi bir yöne doğru bozulduğu an, ekonomik göstergeler açısından farklı bir durum ifade edilirken; elektrik enerjisinde bu dengenin bozulması, elektriği kullanılamaz hale getirir.[1]

Ekonomik büyüme oranlarına dair, son yıllarda gerçekleşen fiili durum ve ileriye dönük tahminler göz önüne alındığında,

ülkemiz elektrik talebinin büyüme oranları doğrultusunda dünya ortalamasının üzerinde artacağı beklenmektedir. Ülkemiz elektrik enerjisi ihtiyacının hâlihazırda yarıya yakın bir bölümünün doğalgaz santrallerinden karşılandığı ve doğalgazın da tamamına yakınının ithal edildiği bir ortamda enerji üretim kapasitemizdeki yerli ve yenilenebilir kaynakların oranı kritik bir öneme sahiptir. Bu bağlamda yenilenebilir enerji kaynaklarımızdan üretilen elektrik enerjisinin toplam elektrik üretimimiz içindeki payının artırılması; ithal kaynaklara bağımlılığımızın ve buna bağlı maliyetlerimizin azalması açısından oldukça önemlidir.

Fotovoltaik paneller ve rüzgâr türbinlerinin elektrik şebekesi güç sistemine entegrasyonun sağlanması gerekmektedir. Bundan dolayı gerilim değerinin üretim ve tüketim noktalarındaki elektrik piyasası şebeke yönetmeliği, elektrik piyasası bağlantı ve sistem kullanım yönetmeliğinde ve elektrik piyasası tüketici hizmetleri yönetmeliğinde belirtilen sınır değerler

¹ ETKB,EİGM, Enerji Yatırımları Dairesi, Elektrik Mühendisi, ETK Uzm. Yrd. mdemirol@enerji.gov.tr

² ETKB,EİGM, Enerji Yatırımları Dairesi Başkanı, eakalan@enerji.gov.tr

³ SGK, Endüstri Yüksek Mühendisi, tdemirol@sgk.gov.tr

arasında kalmasını sağlamak, yüksek teknolojiye türbin kullanımına ve güç sisteminde aktif ve reaktif yeterliliğinin sağlanmasına yönelik rezerv kapasite tutulmasına bağlıdır. Bu durum elektrik şebeke sisteminin işletilmesine yönelik maliyetleri artırmaktadır.

Rüzgar türbinlerinin çalışması esnasında kaynak değişimi aktif güç ve reaktif güç açısından değişiklik oluşmasına sebep olur. Bununla birlikte Rüzgâr santralinde üretilen güçteki değişkenlikler konvansiyonel üretim santrallerini sistem işletmecileri tarafından sistemin minimum operasyon maliyetinde çalışması için belirlenen üretim miktarlarından saparak sistemdeki dengesizlikleri dengelemek zorunda bırakmaktadır. Bu durum ise elektrik şebekesinin hem fiziksel hemde ticari yönetimi açısından dengeleme vb. ek maliyetlerin oluşmasını sebep olmaktadır.[14]

Ancak, yenilenebilir enerji kaynaklarından olan güneş pili ve rüzgar elektrik üretim santrallerinin elektrik şebekesine fiziksel ve ticari işletme maliyetleri üzerindeki etkisi, yenilenebilir enerji kaynağın elektrik şebekesine entegrasyonunun düşük oranda dahil edilmesi durumunda (%5>veya daha az) düşük, yüksek oranda dahil edilmesi durumunda ise daha büyük (<%20) ama kabul edilebilir bir düzeyde olmaktadır.[14]

Rüzgâr türbinlerinin sebep olduğu güç dalgalanmaları ancak konvansiyonel santrallerle dengelenebilmektedir. Şebeke arızası veya aşırı Rüzgâr hızı nedeniyle santralin durması gibi nedenlerle Rüzgâr santrali üretimindeki beklenmeyen ani kayıplar için yeterli yedek kapasite ayrılması gerekmektedir. Artan Rüzgâr santrali kurulu gücünün sebep olacağı frekans dalgalanmalarının belirlenen sınırlar içinde tutulabilmesi için yedekte tutulan konvansiyonel santrallerin artan sistem gereksinimlerine cevap vermesi gerekmektedir. Sistem frekansının uygun sınırlar içinde tutulabilmesi için ayrılan

yedek konvansiyonel santrallerin çok daha hızlı ve daha yüksek kapasitede devreye alınmalarının sağlanmasına yönelik teknik yeteneklerinin artırılması gerekmektedir.[14]

Bu bağlamda rüzgâr santralinin şebekeye bağlanabilmesi için, gerilim değişimlerine ilişkin yönetmelikte belirlenen değerlere uygun rüzgar türbinlerinin seçimi, gelişmiş teknolojiye sahip türbinlerin kullanılması halinde şebekeye olan olumsuz etkilerin azalacağı değerlendirilmektedir.

2. Şebeke Gereksinimleri (Grid Code)

2.1. ENTSO-e Genel Değerlendirme

Avrupa’da bulunan ülkeler iletim ve dağıtım şebekesi çoğunlukla birden fazla operatör tarafından işletilmektedir. Bundan dolayı her birinin yayınladığı şebeke gereksinimleri aynı ülke içerisinde bile farklılıklar göstermektedir. Bu sebeple European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) elektrik sektörü içinde yer alan imalatçı ve yatırımcılardan gelen talepler üzerine ve güçlü bir elektrik piyasası oluşturmak amacıyla, yayımlandığı 714/2009/EC direktifi ile European Network of Electricity Transmission System Operator (ENTSO-e) bünyesinde kurulacak komisyon marifetiyle “*Requirements for Grid Connection Applicable to All Generators (RfG)*” adı altında ortak değerleri ifade edecek şekilde ilk rapor talep edilmiştir. Buna ilişkin hazırlanan ilk taslak metin Kasım 2013’te yayımlanmıştır. [2]

Buna göre;

- Şebeke gereksinimlerinin genel bir harmonizasyon ile çerçevesi belirlenmesi,
- Gelecekte oluşabilecek atıl teknolojilerin önlenmesi, ve yüksek maliyetlerin azaltılmasının hedeflenmesi,
- Büyük kapasiteli güç santrallerinden en küçüğüne kadar oransal bir yaklaşımın hedeflenmesi,
- Sınıflandırma öncelikle üretim teknolojilerine, bağlantı gerilim seviyesine ve bağlantı yapılacak bölgeye göre

oluşturulması,

- Genel yaklaşım 0,8kW ve üzerindeki tüm jeneratörleri içermesi, hususlarını kapsamaktadır.

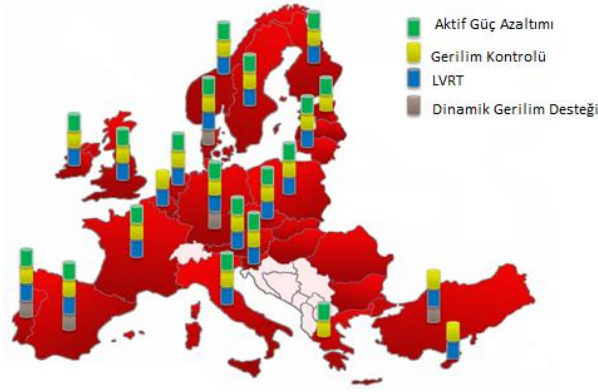
 Tip A Geniş ölçekli oluşan kritik olaylarda temel yeteneklerin gösterilmesi gerekmektedir.
 Tip B - Dinamik etki ve tepkinin otomatik olarak gerçekleştiği olayların hızlı toparlandığı bölgeyi içermektedir. - Sistem operatör kontrolündedir
 Tip C Stabilite için kontrol edilebilir dinamik yeteneklerini ve işletilen tüm şebekeyi kapsar.
 Tip D - Geniş şebeke bağlantısının olduğu çok yüksek gerilim seviyesini ve dengeleme ve stabilite hizmetleri ile, - Dengeleme Hizmetleri verilir.

	≤ Tip B	≤ Tip C	≤ Tip D
Avrupa Kıtası	1 MW	50 MW	75 MW
Norveç ve Bölgesi	1,5 MW	10 MW	30 MW
Büyük Britanya	1 MW	10 MW	30 MW
İrlanda	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltık Ülkeleri Bölgesi	0,1 MW	5 MW	15 MW
	ve	ve	veya
Gerilim Seviyesi	< 110 kV	< 110 kV	110 kV ≤

Tablo 1: Kurulu güç gerilim seviyesine göre yapılan sınıflandırma [2]

	Şebeke Gereksinimleri	Tip A	Tip B	Tip C/D
Frekans Stabilitesi	İşletme Frekans Aralığı	x	x	x
	RoCoF Dayanım Kapasitesi	x	x	x
	Aşırı Frekans Duyarlılık	x	x	x
	Frekanstaki değişime karşılık Sabit Aktif Güç çıkışı	x	x	x
	Düşük Frekans Duyarlılık ve Güç Limiti	x	x	x
	Santral Ünitelerine Otomatik Bağlantı	x	x	x
	Uzaktan Kontrol	x	x	
	Uzaktan Aktif Güç Düşümü		x	
	Frekans kontrolüne ilişkin olarak ek gereksinimler			x
	Sentez ile elde edilen Ataletin Tedariği			x
Güç üretim ünitelerinin Mukavemeti	Fault Ride Through (FRT)		x	x
	Hata Öncesi Aktif Güç Tepkisi		x	x
Sistem Restorasyon	Koordineli tekrar Bağlantı		x	x
Genel Sistem Yönetimi	Kontrol ve set değerleri		x	x
	Elektriksel Koruma, kontrol ve set değerleri		x	x
	Koruma ve kontrole ilişkin öncelik atama		x	x
	Bilgi Değişimi		x	x
	Görüntülemeye ilişkin ek gereksinimler			x
Gerilim Stabilizasyonu	Reaktif Güç Desteği/Yeteneği		x	x
	Şebekeye Hızlı Reaktif Güç Enjeksiyonu		x	x
	Reaktif Destek/Yeteneğine ve kontrol moduna ilişkin ek gereksinimler			x

Tablo 2 : Kurulu güce göre ENTSO-e de sağlanması gereken şebeke gereklilikleri. [2]



Şekil 1: Avrupa ülkeleri içinde yenilenebilir elektrik üretim santrallerinde grid code uygulamaları [3]

Şekil-1’de görüldüğü üzere yenilenebilir elektrik üretim santrallerinden olan rüzgar türbinleri ve güneş pilleri için şebeke gereksinimleri aktif güç kontrolü, gerilim kontrolü, gerilim salınımı, arıza durumunda şebeke desteği ve dinamik gerilim desteği olarak gösterilmiştir.

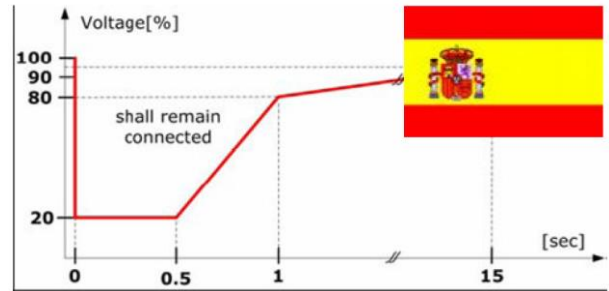
Söz konusu hususların ülkelere uygulanma durumu incelendiğinde Almanya ve Danimarka’nın öncül olduğu görülmektedir. Bu durum hem bu ülkelerin bu teknolojilerde öncül olmasını hemde rüzgâr türbini ve güneş pilinde daha çok faydalanmalarını sağlamaktadır.

Bu bölümde Avrupa’daki bazı ülkelerdeki yenilenebilir elektrik üretim santralleri için uygulanan şebeke gereklilikleri incelenecektir.

2.2. İspanya

İspanya’da 54/97 sayılı kanunu ve RD(Royal Decree) 1955/2000 ile şebeke gerekliliklerini içeren “grid code” yayınlanmıştır. 2004 ise özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarını içeren, RD 436/2004 sayılı doküman yayınlanmış ve şebeke operatörleri yük atma gibi işletme talimatlarını santrallere otomatik olarak göndermeye başlamışlardır. İspanya İletim operatörü (TSO) REE işletme “Requirements for response to voltage dips of production facilities under the special regime” ismi ile prosedürleri yayınlamıştır. 2010 yılında RD 1565/2010 yayınlanmış ve güneş pili elektrik üretim santrallerine ilişkin kriterleri ayrıca revize etmiş ve tekrar

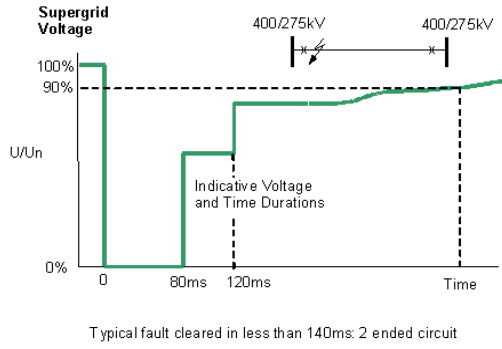
belirlemiştir. İletim şebeke operatörü REE 2008 de P.O.12.2 “Technical requirements for wind power and photovoltaic installations and any generating facilities whose technology does not consist on a synchronous generator directly connected to the grid” ismi ile anılan şebekede olası hata durumlarında söz konusu santrallerin davranışlarını gerilim-zaman, profili, gerilim dip davranış profili, üç faz, faz-faz, faz-toprak, arıza durumlarında davranış profili, aktif ve reaktif davranış profili, gerilim düşmesi halinde şebekeye sağlanması gereken reaktif enerji profili, hem güneş pili hemde rüzgar türbinleri için detaylandırılmıştır. RD 1663/200: Enterkonnekte sisteme AG’den bağlanacak 100 kW’a kadar PV güneş pili santralleri, test gereklilikleri ve örnekler içermemekle birlikte prosedürel hususlar ön plana çıkmaktadır. [5][9]



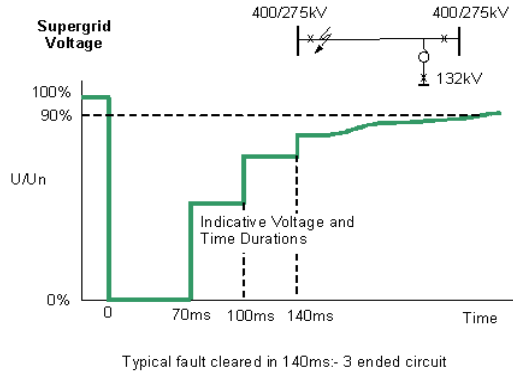
Şekil 2: Arıza durumunda sağlanması gereken tepki[3]

Söz konusu direktifler rüzgar elektrik üretim santrallerinde kurulu gücün 10 MW ve üstünde olması durumunda talep edilmektedir. Bu açıdan bakıldığında ülkemizde uygulanan Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği (EŞY) ek-18 kriterleri ile benzeşmektedir.

2.3.Birleşik Krallık (İngiltere-Galler)



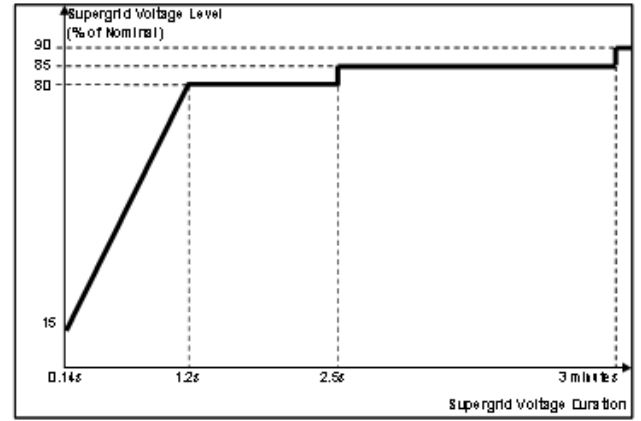
Şekil 3: İngiltere’de Güneş Ve Rüzgar Türbillerinin (Onshore-Offshore) Sağlaması Gereken Fault Ride Through (FRT) [4]



Şekil 4: İngiltere’de Güneş Ve Rüzgar Türbinlerinin (Onshore-Offshore) Sağlaması Gereken Fault Ride Through (FRT)[4]

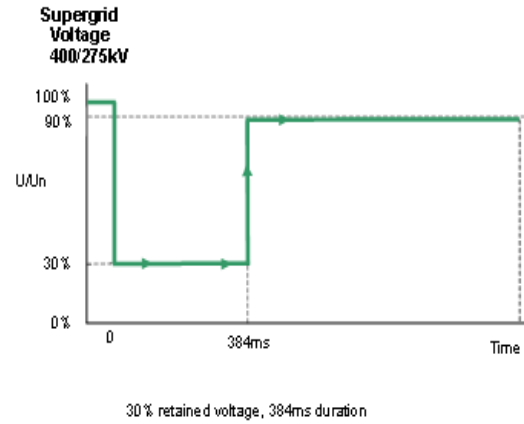
Şebekede oluşan arızaların 140 ms kadar sürmesi ve 3 kesicinin ve dolayısıyla 3 adet EİH’dan aktarılan enerji akışının kesilmesi halinde ünitelerin sağlaması gereken şebeke

desteğinin sınırları şekilde belirtilmektedir.

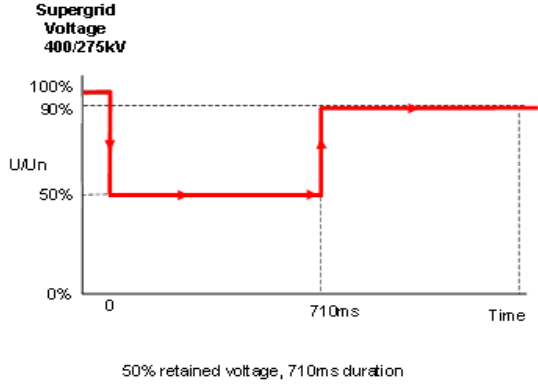


Şekil 5: 140 ms Sonrasında FRT Tepki Grafiği[4]

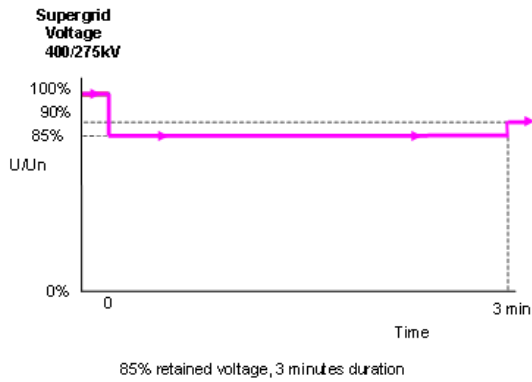
Şebekedeki arızanın 140 ms aşması durumunda generatör ünitelerinin şebeke ile senkron kalma süreleri Şekilde de görüldüğü gibi gerilimin değişimi çerçevesinde ünite kontrol kumanda sistemi içerisindeki yazılıma tanımlanmalıdır. Böylece şebekede meydana gelen geçici kısa veya uzun süreli olaylar için ünite şebeke gerekliliğini sağlamak zorundadır.



Şekil 6: Gerilim Tepki [4]



Şekil 7: Gerilim Tepki [4]



Şekil 8: Gerilim Tepki [4]

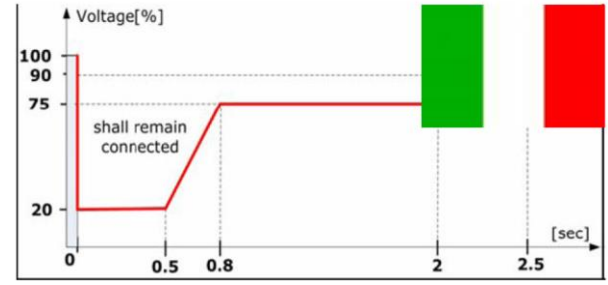
2.4.İtalya

İtalya'da iletim ve dağıtım elektrik şebekesinden bağlı elektrik jeneratörleri için farklı kurallar olmakla birlikte aktif ve pasif tüketicilerde referans olan çoğunlukla CEI 0-16: belgesidir. Alçak gerilim (LV) ve orta gerilim (MV) seviyesinde bağlı elektrik üretim santralleri, CEI 11-20: ve CEI 11-32: ise iletim seviyesinden bağlı elektrik üretim santralleri için gerekli kriterleri içermektedir. Güneş pili elektrik üretim santralleri için "grid code" kriterleri CEI 0-21 dökümanında detaylandırılmıştır. İtalya'da dağıtım elektrik üretim santrallerinin şebekeye entegrasyonunda en önemli teknik gereklilikleri Bakanlık genelgesi içermektedir.

- CEI 11-20: Orta ve alçak gerilim seviyesinden bağlı olan 1 kW üzerindeki elektrik üretim tesislerinin kurulum gereklilikleri içermektedir.

- DK 5940: ENEL Dağıtım şirketinin

AG den bağlı 1-20kW arasındaki PV'lerin bağlantı gerekliliklerini içermektedir.



Şekil 9: Arıza durumunda sağlanması gereken tepki[5]

Şebekede meydana gelen arızalar sonucu rüzgâr santrallerinin şebekede ayrılması şebekede kararsızlığına sebep olabilir. Bundan dolayı arıza halinde rüzgâr türbininin bağlantı noktasına bağlı kalması ve gerilimi mümkünse aktif ve reaktif enerji üretmek suretile desteklemesi gerekmektedir. [5] [9]

2.5.Avrupa'da Şebeke Gereklilikleri (Grid Code) Harmonizasyonu

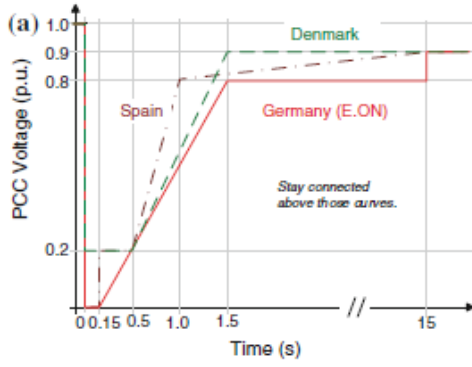
Ülkelerin kendilerine ait şebeke gereksinimleri mevcut olup hepsi EN50160 ve EN 50438 standartların uyumlu olmalıdır. Bilindiği üzere, şebekedeki kısa devre arızasında dolayı meydana gelen gerilim düşümleri ve/veya yükselmesi çok karşılaşılan arıza türlerindendir.

Şebeke arıza süresince ;

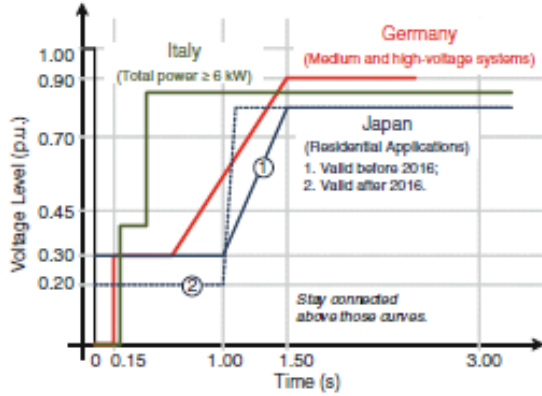
1. Fault ride through(FRT) kapsamında, Low voltage ride through (LVRT) ve High voltage ride through (HVRT), olarak da tanımlanabilen husus şebekede gerilim düşmesi ve yükselmesi olacağından Rüzgâr türbini şebeke ile bağlı kalmaya devam etmelidir.

2. Rüzgâr türbini şebekeyi desteklemek amacıyla gerekli reaktif enerjiyi vermelidir.

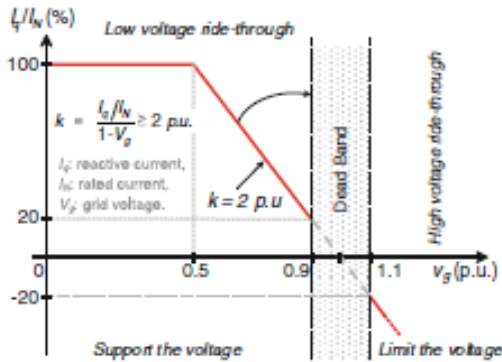
3. Arızanın şebekeden temizlenmesine müteakip, mevcut kapasitesinde aktif güç üretmeye devam etmelidir.



Şekil 10: Arıza durumunda sağlanması gereken tepki[6]



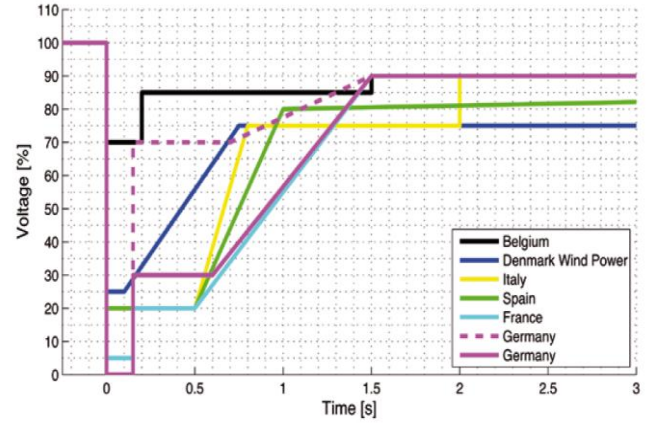
Şekil 11: Arıza durumunda sağlanması gereken tepki[6]



Şekil 12: Arıza durumunda sağlanması gereken tepki[6]

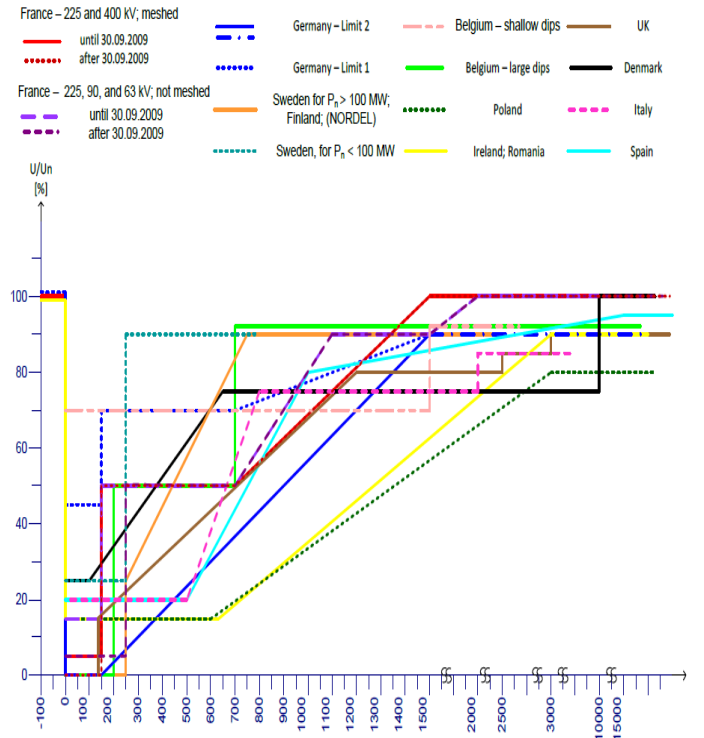
İtalya'da 6kW ve üzeri kurulu gücündeki PV tesisleri Low Voltage Ride Through (LVRT) gerekliliğini sağlamakla mükelleftir. Almanya'da ise orta ve yüksek gerilim sisteminden bağlanan PV'lerde LVRT özelliğinin sağlanması ile birlikte reaktif enerji desteği mükellefiyeti vardır. Japonya'da tek fazlı PV tesislerinde dahi LVRT özelliğinin sağlanması zorunludur. Böylece dağıtım seviyesinin stabilite

güvenliği sağlanarak daha fazla tesisin bağlanabilirliğine katkı sağlanabilmektedir. [5]



Şekil 13: “Grid Code” Fault Ride Through (FRT) Uygulamalarından Bazıları[7]

Güç sistemlerinde bağlantı noktasının kısa devre gücü şebekenin o noktadaki performansı ve sistemdeki gerilim kalitesinin değişken kaynaklı üretim tesislerinden etkilenmesi üzerinde önemli rol oynar.



Şekil 14: Entso-E Kapsamındaki Ülkelerden Bazılarının Fault Ride Through (FRT) Uygulaması[8]

3. Rüzgar Elektrik Üretim Santral Projesinin Tasarımı ve Analizi

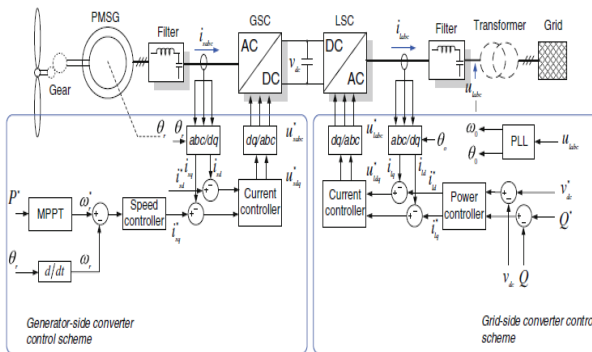
Güç sistemine bağlanan rüzgar türbinlerinin şebeke kalitesi problemlerine yol açmayacak şekilde planlanması gerekmektedir. Bu hususta yapılacak statik ve dinamik simülasyon çalışmaları sayesinde bir rüzgar santralının şebekeye bağlandığında karşılaşılabilecek problemler ve kısıtlamalar varsa önceden belirlenip, RES OG sistemi tasarımı ve hatta türbin konvertörü seçimi doğru şekilde yapılabilir.

Simülasyon çalışmalarını;

- Primer teçhizatın yüklenebilirlik kapasitesinin belirlenmesi,
- Aktif güç ve frekans kontrolü,
- Arıza sonrası sisteme katkı yeteneği [Fault Ride Through],
- RGK (Reaktif güç kontrolü),

Şeklinde özetleyebiliriz.[11]

3.1.Primer Teçhizatın Belirlenmesi



Şekil 15: Rüzgar türbini prensip şebeke bağlantısı [6]

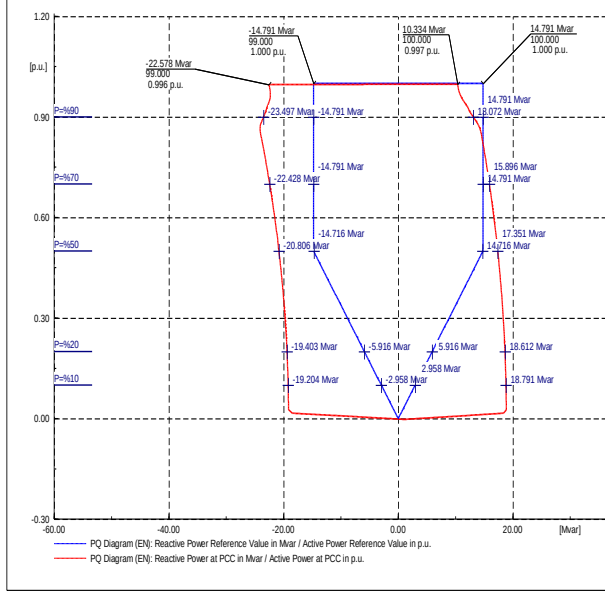
Rüzgar türbininde üretilen elektrik enerjisi şekil-15’de de görüldüğü gibi, yükseltici transformatörlerin bağlı olduğu Ring Main Unit (RMU) hücreleri üzerinden genellikle 36 kV nadiren 20kV, nominal gerilim seviyesindeki yer altı kabloları ile şebekeye aktarılır. Rüzgar santrali simülasyon modeli ile yapılan yük akışı analizleri sayesinde kesici, akım trafosu, yer altı kablo yerleşim şartlarına göre modellenmiş kablo, ayırıcı, ve transformatör gibi primer teçhizat ekipmanlarındaki maksimum yüklenme, aktif güç ve reaktif güç kaybı gibi önemli parametreler elde edilir.[11][12][13]

Kısa devre hesaplarının yapılabilmesi için öncelikle rüzgar türbinin tipi ve RES’in bağlanacağı TEİAŞ transformatör merkezinin kısa devre gücü bilinmelidir. Tip 4 rüzgar türbinlerinin stator tarafı şebekeye direkt bağlı olmadıkları için kısa devre sırasında en fazla nominal akımlarını şebekeye verirken Tip 3 rüzgar türbinlerinde kısa devre akımları nominal akımın, rüzgar türbinin boyutuna göre, 6 katına kadar çıkabilmektedir.

3.2.Bağlantı Noktasındaki Reaktif Güç Kapasitesinin İncelenmesi

RES’ler Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğin (EŞY)’de belirlenen aktif güç oranına göre şebeke bağlantı noktasında sisteme belirli miktarda reaktif güç kapasitesini sunabilecek yetenekte olmalıdır. Bütün rüzgar türbini üreticileri her bir türbin için yüklenme eğrisini sağlayabilmektedir ancak burada önemli olan nokta reaktif güç kapasitesinin EŞY’ye şebeke bağlantı noktası için tanımlanmasıdır, dolayısıyla türbin transformatörleri, RES OG şebekesi ve kullanılmış ise santral ana transformatöründe meydana gelecek reaktif güç kayıpları ve RES OG şebeke gerilimi dikkate alınarak hesaplanmalıdır.

Örnek olarak bir RES’in 154 kV şebeke bağlantı noktasında aktif değerine göre sağlayabileceği reaktif güç kapasitesi bir şebeke analiz yazılımı yardımıyla yapılan simülasyonunun sonuçları Şekil 16’de gösterilmektedir. Bu sonuçlar doğrultusunda, RES’in istenilen şebeke kurallarına uygun olmadığı görülmektedir. Planlanan RES şebeke yönetmeliklerinde istenilen reaktif güç kapasitesini şebeke bağlantı noktasında karşılayamaz ise, reaktif güç kapasitesi daha geliştirilmiş konvertörler ve/veya daha yüksek kesitli kablolar kullanılmalıdır.



Şekil 16: RES'in Şebeke Bağlantı Noktasında Reaktif Güç Kapasitesinin EŞY ile karşılaştırılması

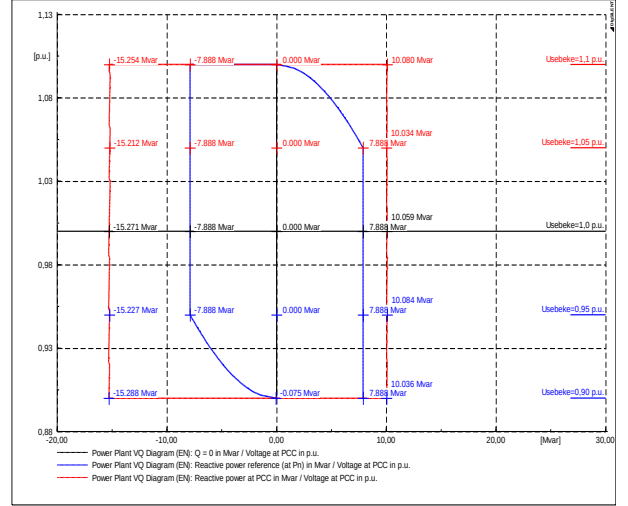
Bir RES projesinde iletim sistemin kararlılığı ve reaktif güç kapasitesi gibi koşulları ancak sistem işletmecisi TEİAŞ tarafından bilinebilecek konulardır. Dolayısıyla TEİAŞ tarafından uygun bağlantı görüşü verilmiş ise RES'in EŞY Ek-18'de belirtilen kriterlere uygun olması yeterlidir.

Şekil 17'de bir rüzgar türbinin şebeke bağlantı noktası gerilimine göre sisteme sağlayabileceği reaktif güç kapasitesi verilmiştir.

Şebeke bağlantı noktasında gerçekleşen gerilim değişiminin genliği ancak TEİAŞ tarafından bilinebilir. RES'den istenen sadece EŞY'de verilen limitler dahilinde sisteme reaktif güç kapasitesini sağlayabilmesidir.

Burada dikkat edilmesi gereken en önemli nokta iletim sistemine bağlanan RES'lerde ana transformatörün yükte otomatik kademe değiştiriciye sahip olmasıdır. Bu kademe değiştirici yüksek gerilim (YG) tarafında kademeyi ayarlayarak OG tarafta gerilimi 0,99-1,00 p.u. aralığında tutmalıdır.

34,5 kV Dağıtım sistemine direkt bağlanan RES'ler için ise ya Yönetmelikte değişikliği gidilmeli ya da hücre 38 kV'a dayanacak şekilde seçilmelidir.



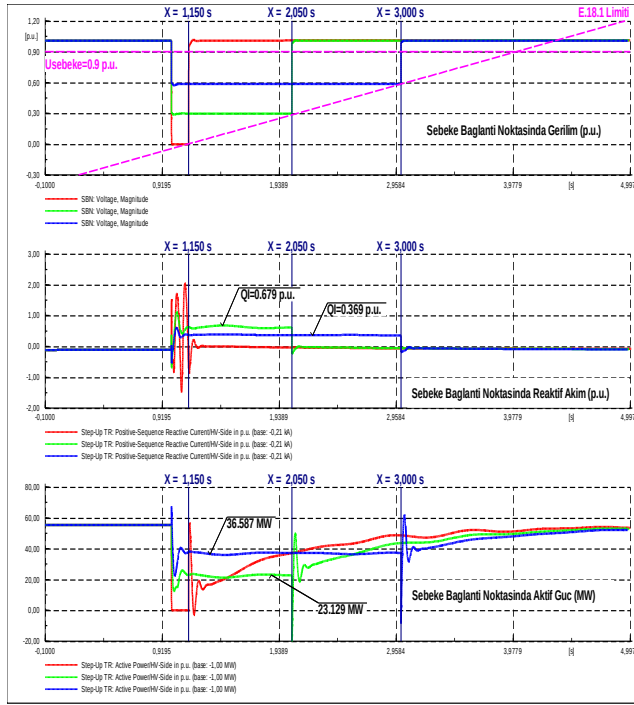
Şekil 17: Şebeke Bağlantı noktası gerilimine göre rüzgar santralinin reaktif güç kapasitesi

3.3.Fault Ride Through [FRT] Arıza Sonrası Sisteme Katkı Yeteneğinin İncelenmesi

Bu analizdeki temel amaç, iletim sisteminde yaşanacak bir arıza sırasında önceliği koruma ekipmanlarına vererek RES'lerin gereksiz yere sistemden çıkması önlemektir.

Şebekede oluşabilecek herhangi bir arıza halinde RES'in 150 ms devrede kalma ve arıza temizlendikten sonra aktif gücünü dakikada nominal gücünün en az %20'si oranında yeteneği ancak türbin üreticisinden sağlanacak matematiksel modeller yardımıyla incelenebilir. Bu analizler için türbin üreticileri genellikle saha testleriyle doğrulanmış matematiksel modelleri özel gizlilik anlaşmaları ile temin edebilmektedirler.

Şekil 18'de RES'in şebeke bağlantı noktasında arıza empedansına bağlı olarak gerçekleşen gerilim düşümü ve belirli bir süre sonra arızanın temizlenmesi RES'in FRT davranışı verilmiştir.



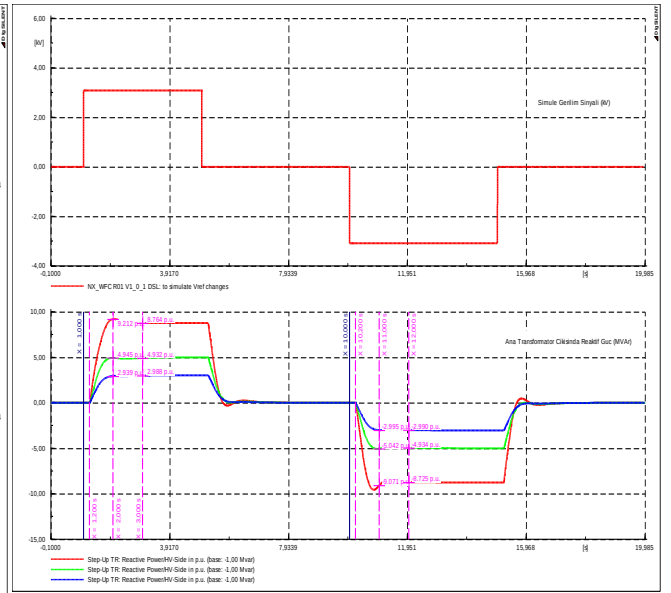
Şekil 18: RES FRT Kabiliyeti

3.4.Reaktif Güç Desteği Sağlanması

RES'in sahip olduğu reaktif güç kapasitesi kadar bu kapasiteyi sisteme ne kadar sürede vereceğide önemlidir.

Ülkemizde 2013 yılında revize edilen EŞY Ek-18'e göre reaktif güç kapasitesi şebeke bağlantı noktası gerilimine göre bir "droop" değeri takip edilecek sağlanmalıdır. Droop değeri TEİAŞ tarafından %2-%7 aralığında bir değer olarak seçilebilir. En makul değer %4'lük bir değerdir ancak RES'in bağlı bulunduğu noktaya göre göre bu değer değişebilir.

Şeki 19'da farklı droop değerlerinde bir RES'in şebeke bağlantı noktası geriliminin ani değişimine göre sisteme sağladığı rekatif güç desteği gösterilmiştir.



Şekil 19: Farklı Droop değerlerinde bir RES'in şebekeye sağladığı reaktif güç desteği

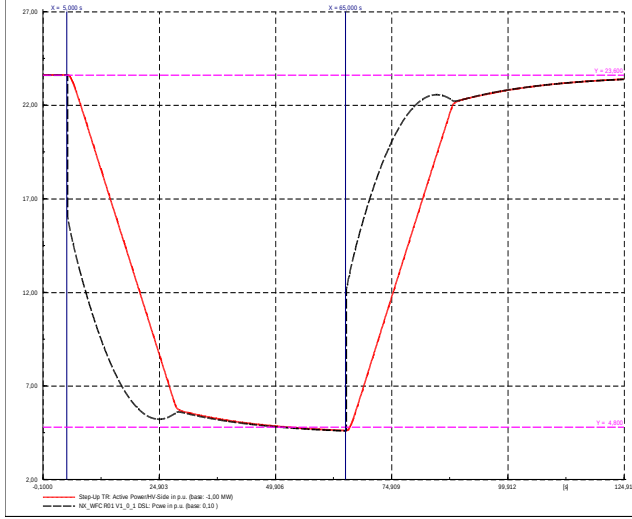
Yine bu çalışma için de üretici firmadan temin edilecek ana kontrolcü matematiksel modellerine ihtiyaç duyulmaktadır.

3.5.Aktif Güç ve Frekans Kontrolü

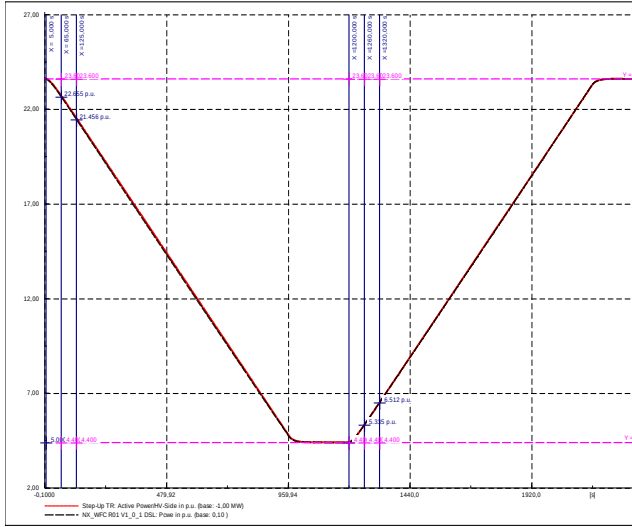
Temel olarak iki maddede aktif güç kontrolü ile ilgili olduğu için tek başlık altında değerlendirilmiştir.

Aktif güç kontrolü, RES'in aktif gücünün TEİAŞ tarafından gönderilecek sinyaller üzerinden otomatik olarak kontrol edilebilmesi iken, frekans kontrolü aktif gücün artan frekansa göre %4 droop eğrisini takip ederek azaltmasıdır.

TEİAŞ tarafından RES'lerden talep edilen aktif güç ve frekans kontrolü konvensiyonel senkron generatörlere göre çok daha yavaştır. Bu nedenle RES'lerin ana kontrolcülerini bir rampa üzerinden aktif güç kontrolü yapmalıdırlar. Şekil 20 ve şekil 21'de rüzgar santralinin hızlı ve yavaş reaktif güç tepkileri gösterilmiştir.



Şekil 20: Ramp olmadan rüzgar santralının aktif güç set değerine verdiği tepki



Şekil 21: Ramp üzerinden rüzgar santralının aktif güç set değerine verdiği tepki

Burada EŞY'ye uygun olan tepki Şekil 21'dir.

4. SONUÇLAR

Avrupa Birliği ve ENTSO-e (European Network of Electricity Transmission System Operators) üyesi ülkelerin şebeke gereksinimlerinin belirlenmesinde temel prensipler çerçevesinde ortak çalışma yapması, ülkemiz şebeke gereksinimlerinin uyumluluğu açısından önemli bir gelişme olarak değerlendirilmektedir. Bu kapsamda söz konusu değişiklik için izlenecek yöntemler dikkatle takip edilmeli ve elde edilen kazanımların ülkemizde de uygulanmasına katkı sağlayacak çalışmalar yapılmalıdır.

Ülkemiz elektrik enerjisi ihtiyacının hâlihazırda yarıya yakın bir bölümünün doğalgaz santrallerinden karşılandığı göz önüne alındığında üretim kapasitemizdeki yerli ve yenilenebilir kaynaklarımızdan azami düzeyde yararlanılabilmesi için şebeke bağlantı kapasitesinin yönetilebilir düzeyde artırılması gerekmektedir. Bunun sağlanabilmesi ise rüzgar elektrik santrallerinin şebeke etkilerinin doğru ve gerçeğe en yakın şekilde tespit edilerek geleneksel şebeke yapısına adapte edilmesine bağlıdır.

Rüzgâr türbinlerinin negatif yönde sebep olduğu güç dalgalanmaları ancak konvansiyonel santraller ve çok limitli olan ENTSO-e enterkonnekte bağlantısı ile dengelenebilmektedir. Bu nedenle sistem stabilitesinin uygun sınırlar içinde tutulabilmesi için konvansiyonel santrallerin primer ve sekonder frekans kontrol rezervinin artırılması gereklidir. Diğer taraftan konvansiyonel santrallerin çok daha hızlı ve daha yüksek kapasitede devreye alınmalarının sağlanmasına yönelik teknik yeteneklerinin artırılması gerekecektir.

Bütün bu anlatılanlar özetlenecek olursa; yenilenebilir enerji kaynaklı üretim tesislerinin sayısı ve kapasitesi arttıkça değişken elektrik üretim yapısı sebebiyle anlık sistem kontrolünün stabil bir şekilde sağlanabilmesi için yan hizmetlerin kullanımı ve bundan mütevellit oluşan maliyetler, sistem dinamik analizi doğru yapılmaz ise, artacaktır.

Bununla birlikte rüzgar türbinlerinin değişken rüzgar hızına göre konvansiyonel şebeke ile uyumlu çalışmasını sağlayan güç elektroniği sistemlerinin ülkemizde teşvik edilmesi halinde rüzgar elektrik santrallerinin şebeke bağlantı kapasitesinde belirgin bir artış olabileceği değerlendirilmektedir.

Rüzgar elektrik üretim santralinde (RES) yapılan simülasyon çalışmaları, şebekeye

uyumluluk açısından rüzgâr türbini tipinin seçiminde ve primer teçhizat ekipmanlarının boyutlandırılmasında ortaya çıkabilecek ekstra maliyetlerin önüne geçmekle birlikte ülkemiz enterkonnekte sistemin güçlenmesi için büyük önem arz etmektedir.

Bu çalışma ile RES'in hem projelendirme aşamasında yapılan hem de tüm enterkonnekte sistem dahil edilerek yapılması gereken temel simülasyon hesaplamaları olan; arıza sonrası sisteme katkı, aktif ve reaktif güç kontrolüne değinilerek ele alınmıştır. Bunun yanında, RES'ler için çeşitli ülkelerde oluşturulan şebeke yönetmeliklerinden örnekler verilmiştir.

KAYNAKLAR

- [1] DEMİROL, T.N., “SGK Enerji Talep Yönetimi: Talep Birleştirme Yöntemi İle Enerji Maliyetlerinin Düşürülmesine Yönelik Bir Çalışma”, SGK Uzmanlığı Tezi (Henüz yayınlanmamış), s.1. Ankara, 2015
- [2] BRÜNDLİNGER, R., “Distribution Grid Codes and the Integration of Smart PV Invertors in Europe” sunumu s.12-16. IEEE PES General Meeting, Vancouver, 2013, AIT Austrian Institute of Technology, Vienna, Austria.
- [3] NGUYEN, T-D., “Verified Power Plants As a Reliable solution for Efficient System Integration”, PV power Plants – Turkey 09-10 April 2014, İstanbul.
- [4] THE GRID CODE ISSUE 5 REVISION 14 26 August 2015 © Copyright owned by National Grid Electricity Transmission plc, all rights reserved. 2015.
- [5] MONTORO D.F., “038589 SUNRISE D2-3 Recommendations for unified technical regulations for grid-connected PV systems” EPIA (European Photovoltaic Industry Association), WIP, FIEC (the European Construction Industry Federation), AIE (the European Association of Electrical Contractors), UIA-ARES (International Union of Architects), www.pvsunrise.eu
- [6] YANG Y., CHEN W., BLAABJERG F., “Advanced Control of Photovoltaic and wind Turbines Power System” T. Orłowska-Kowalska et al. (eds.), Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives, Studies in Computational Intelligence 531, DOI: 10.1007/978-3-319-03401-0_2, – Springer International Publishing Switzerland 2014.
- [7] DEGNER, T., ARNOLD, G., BRAUN, M., GEİBEL, D., “Utility-scale PV systems: grid connection requirements, test procedures and European harmonisation” Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel, Germany; R. Bründlinger, arsenal research, Electric Energy Systems, Vienna, Austria
- [8] KLING, W.L., ve Diğerleri, “Wind Power Grid Integration: The European Experience” 17th Power System Computation Conference Stockholm Sweden- August 22-26, 2011
- [9] GARCÍA-SANCHEZ, T., ve diğerleri, “Comparison of Voltage Dip Characterization under Grid-Code Requirements: Application to PV Power Plants ”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'15) La Coruña (Spain), 25th to 27th March, 2015, ISSN 2172-038 X, No.13, April 2015
- [10] NETWORK CODE for Requirement for Grid Connection Applicable to All Generators ” Working Document.3. 17th Power System Computation Conference Stockholm Sweden- August 22-26, 2011
- [11] T. Ackermann, Ed., “Wind Power in Power Systems”, Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2005.
- [12] IEC 60287: “Electric cables- Calculation of the current rating”, Version 11, 1993.
- [13] IEC 60909: “Short-circuit currents in three-phase AC systems ”, Version 1, 2001.
- [14] GEORGILAKIS, P.S., “Technical Challenges Associated With The Integration of Wind Power into Power Systems”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 12, 852–863, 2008.