

FOTOVOLTAİK GÜNEŞ ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ALÇAK GERİLİM ŞEBEKESİNE BAĞLANTI ESASLARI

Bilal ŞİMŞEK¹ Erdal BİZKEVELCI²

¹TEDAŞ Genel Müdürlüğü

AR-GE Planlama ve Dış İlişkiler Daire Bşk., Ankara, TÜRKİYE

bilal.simsek@tedas.gov.tr

²erdal.bizkevelci@gmail.com

ÖZET

2011 yılında Türkiye’de Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin yürürlüğe girmesiyle enerji üretim santrallerinin alçak gerilim seviyesinden dağıtım sistemine bağlantısının önü açılmıştır. Konvansiyonel yapıda yüksek gerilimden alçak gerilime doğru, yukarıdan aşağıya tek yönlü enerji akışı için planlanan mevcut güç dağıtım sistemleri, alçak gerilim seviyesinden sisteme bağlanacak santrallerle çift yönlü enerji akışına açık hale gelmiş ve klasik analiz, işletme ve planlama metodlarının yetersiz kaldığı girift bir yapıya bürünmeye başlamıştır. Kaynak ile tüketici arasındaki son bağlantı katmanını teşkil eden elektrik dağıtım sistemine yapılacak her türlü müdahale, tüketicinin temin ettiği enerjinin sürekliliği ve kalitesine doğrudan etki edeceğinden, dağıtık enerji santrallerinin sisteme entegrasyonu sürecinde yapılacak yanlış uygulamaların faturası çok ağır ve hataların telafisi çok zor olacaktır. Bu nedenle sürecin titizlikle gözlenmesi, anlaşılması ve yönetilmesi gerekmektedir.

Bu çalışmada, “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin” yürürlüğe girmesiyle önü açılan “Dağıtık Enerji Santralleri” nin dağıtım sistemine Alçak Gerilim seviyesinden bağlantısının yasal ve teknik altyapısı incelenerek, karşılaşılan problemlerin çözüm yöntemleri ve şebeke üzerindeki olası etkileri incelenecektir. Diğer enerji kaynaklarına göre kolay ölçeklendirilebilme ve her yerde bulunabilme özelliğinden dolayı güneş elektrik santrallerinin özellikle yerleşim bölgelerinde ve son kullanıcıya en yakın noktalarda yoğun bir şekilde kurulacağı öngörülmektedir. Bu nedenle çalışmada ağırlıklı olarak güneş elektrik santralleri olmak üzere, dağıtık enerji santrallerinin koruma sistemlerine ilişkin tespitler yapılarak konu değerlendirilecek ve Güneş Elektrik Santrallerinin alçak gerilim şebekesine bağlantı aşamasındaki zorluklar ile AG bağlantı kapasitesinin artırılmasına yönelik bir değerlendirme yapılacaktır.

Çalışmanın giriş kısmında alçak gerilim seviyesinden bağlanacak yoğunlukla güneş elektrik santrallerinden oluşan dağıtık enerji santrallerinin şebeke bağlantısında uyulması gereken teknik zorunluluklar incelenmiş ve dağıtım şirketlerince bağlantı görüşü verilen güneş elektrik santrallerinin koruma sistemlerine ilişkin uygulamalar irdelenmiştir.

Anahtar kelimeler — Dağıtık enerji santralleri, fotovoltaik güneş elektrik santralleri, güç koruma sistemleri, alçak gerilim seviyesinden jeneratör bağlantı esasları, dağıtık enerji santrallerinin sisteme entegrasyonu, yenilenebilir enerji.

1 Giriş

Fosil yakıtların tükenme tehdidi, çevreci kaygılar ve küresel ısınma nedeniyle yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektrik enerjisinin sisteme entegrasyonu, tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de ciddi bir önem kazanmıştır. Bilindiği gibi Türkiye’de tüketilen enerjinin yaklaşık % 73’ü dış kaynaklı olup enerjide dışa bağımlılığımız her geçen gün artmaktadır. Bu bağımlılığın en çarpıcı göstergesi elektrik enerjisi üretiminde kullanılan doğalgaz miktarıdır. Dünya elektrik üretiminde doğalgazın payı yaklaşık % 20 iken bu oran Türkiye’de % 50 civarındadır. Öte yandan

Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilecek başta güneş olmak üzere hidrolik, jeotermal, rüzgar enerjisi ve biyogaz gibi önemli miktarda yenilenebilir enerji kaynağı potansiyeli mevcuttur. Bu potansiyel göz önüne alınarak Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretim içerisindeki payının 2023 yılında en az % 30 düzeyinde olması hedeflenmiştir [1]. Bilindiği gibi Avrupa Birliği ülkelerinin hedefi ise 2020’de % 20 yenilenebilir enerji üretimidir [2], [3]. Dağıtık ve yenilenebilir enerji kaynaklı enerji santrallerinin devlet tarafından teşvik edilmesi ve gerekli altyapı yatırımlarının yapılması durumunda, elektrik enerjisi talebinin önemli bir kısmının bu yerel ve çevreci kaynaklardan karşılanması mümkündür.

Bu şekilde enerjide fosil yakıtlara ve dışa bağımlılık azaltılabileceği gibi iletim ve dağıtım kayıpları da aşağılara çekilebilecektir. Bu çalışmada önce Türkiye'deki yasal mevzuat kısaca özetlenecek, ardından bağlantı koşulları ve koruma sistemleri hakkında bilgi verilecek son olarak da Güneş Enerji Santrali (GES) özelinden hareketle tüm lisanssız üretim süreciyle ilgili genel bir değerlendirme sunulacaktır.

2 Türkiye'de Lisanssız Elektrik Üretimi

2.1 Tanımlar

Kaynağı ne olursa olsun, elektrik sistemine dağıtım sisteminden bağlanan küçük güçlü

Tablo 1 Kaynaklarına ve güçlerine göre DES ve LES tanımları

No	Enerji Kaynağı	Santral Gücü (kW)	DES	LES
1	Yenilenebilir kaynaklar	$0 < P \leq 50$	Evet	Evet
2	Fosil yakıtlar	$0 < P \leq 50$	Evet	Evet
3	Yenilenebilir kaynaklar	$50 < P \leq 1,000$	Evet	Evet
4	Fosil yakıtlar	$50 < P \leq 1,000$	Evet	Hayır
5	Yenilenebilir kaynaklar	$1,000 < P \leq 5,000$	Evet	Hayır
6	Fosil yakıtlar	$1,000 < P \leq 5,000$	Evet	Hayır
7	Yenilenebilir kaynaklar	$5,000 < P$	Hayır	Hayır
8	Fosil yakıtlar	$5,000 < P$	Hayır	Hayır

2.2 İlgili Kanun ve Tebliğler

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanunun yürürlüğe girmesiyle ülkemizde de enerji üretimi alanında yeni bir döneme girilmiştir [4]. 2011 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin (LÜY) ve alt düzenleyici mevzuat olan Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğin (LET) devreye girmesi üzerine dağıtım şirketlerine yoğun bir şekilde DES bağlantı talebi gelmiştir [5], [6], [7]. Dağıtım şirketleri bu talepleri mevzuata uygun bir şekilde karşılayabilmek amacıyla "Lisanssız Elektrik Üreticileri İçin Dağıtım Sistemine Bağlantı Anlaşması" ve "Lisanssız Elektrik Üreticileri İçin Dağıtım Sistem Kullanım Anlaşması" nı yayımlayarak gerekli süreçleri tamamlayan

santraller "Dağıtık Enerji Santralleri (Distributed Generation)" (DES) olarak tanımlanmaktadır. Türkiye'de 1 MW'tan küçük ve yenilenebilir kaynaklı santrallerin lisanssız olarak üretim yapma hakkı nedeniyle DES'ler genellikle "Lisanssız Elektrik Santrali (LES)" olarak kurulmaktadır. Kaynaklarına ve güçlerine göre santrallerin DES ve LES sınıflandırmaları Tablo 1'de verilmiştir. Uluslararası literatürde "Distributed generation" üzerine yapılan yayınlardan hangilerinin Türkiye'deki LES'lere uyarlanabileceğine Tablo 1 yardımıyla karar verilebilir. Bu çalışmada tablonun ilk 3 sırasında yer alan LES'ler ele alınacak, zaman zaman da DES'lere atıfta bulunulacaktır.

üreticilerle sözkonusu anlaşmaları imzalamaya başlamıştır.

Yürürlükteki Lisanssız Üretim yasal mevzuatı, uygulanmasında ve yorumlanmasında karşılaşılan zorluklar nedeniyle haklı ya da haksız sıkça eleştiri almakta ve yapılan eleştiriler bazen yönetmeliğin olumlu yanlarının önüne geçmektedir. Bu noktada sözkonusu yönetmeliğin getirilerini bir kez daha hatırlamakta fayda vardır. Bilindiği gibi DES'lerin 2 adet varoluş amacı vardır:

- 1) Yüke en yakın noktada üretim yaparak iletim, dağıtım kayıplarını azaltmak,
- 2) Yüke uzak veya yakın olmasına bakmaksızın, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim oranını en yükseğe çıkarmak.

Kamuoyu tarafından DES'lerin en büyük getirisi olarak daha çok ilk madde üzerinde yoğunlaşılmasına rağmen yenilenebilir enerji

kaynaklarının yaygınlaştırılmasının önünü açan ikinci madde, Türkiye açısından daha büyük önem taşımaktadır. Konuya bu açıdan bakıldığında, uygulama zorluğu açısından çokça eleştirilmesine rağmen yürürlükte olan Lisanssız Üretim Yönetmeliği, üretim ve tüketimin farklı noktalarda olmasına izin vererek bu yaygınlaşmaya büyük katkı sağlamaktadır. Lisanssız üretim tesisinin ve abone tüketim tesisinin farklı noktalarda olması, DES denilince ilk akla gelen “yükün yanında üretim” mantığına ters düştüğünden yönetmelik taslak çalışmaları sırasında çokça tartışılmış, ancak yenilenebilir enerjinin yayılımı hızlandırmak amacıyla bu uygulama taslaklarda yer almıştır. Uygulamada birtakım zorlukları ve eleştirilecek yanları olsa da, Lisanssız Üretim Yasal mevzuatının ruhu, yenilenebilir enerji kaynaklarının önünü açmak yönündedir. Böyle bir mevzuatın yürürlüğe girmiş olması ve daha öteye gidilerek önce 500 kW olan üst sınırın yakın zamanda 1 MW’a çıkarılması da bu yaklaşımın açık bir göstergesidir.

2.3 LES Bağlantı Koşulları

Daha önce yaşanan tecrübelerle dayanarak yenilenebilir enerji üretimine ilişkin kapasite tahsisinin amacı dışında kullanımını engellemek gayesiyle bazı sınırlamalar getirilmiştir. Bu sınırlamaların ilki, AG seviyesinden dağıtım şirketine ait dağıtım transformatörlerine bağlanacak santral kapasitelerinin belirlenmesi sırasında ortaya çıkar (Tablo 2). Burada temel prensip, DES’lerin kendi sahiplerine avantaj sağlarken diğer kullanıcıların enerji kalitesi ve tedarik sürekliliğine olumsuz etki yapmasının önüne geçmektir. İşletmede doğabilecek sorunlar ve çözümleri tanımlandıkça, bağlanacak DES oranlarında da yükseltmeye gidilebilecektir. Sisteme kendi dağıtım transformatörü ile bağlanacak üreticiler için ise herhangi bir sınırlama sözkonusu değildir. Zira sisteme özel trafo (müstakil trafo) ile yapılan bağlantılar dağıtım şirketleri açısından *OG seviyesinden bağlantı* olarak kabul edilmektedir. Örneğin 1,000 kW gücünde bir santral, dağıtım şirketinin bağlantı izni vermesi durumunda 1,250 kVA’lık şahıs transformatörü ile OG seviyesinden sisteme bağlanabilir.

Tablo 2 Dağıtım şirketine ait dağıtım transformatörün AG barasına bağlanabilecek toplam üretim tesisi kapasiteleri ve yıllık tahsis miktarları

<i>Trafo Gücü (kVA)</i>	<i>AG Seviyesinden Bağlanabilir Toplam Kapasite (kW)</i>	<i>AG Seviyesinden bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasite (kW)</i>
50	15	7,5
100	30	10
160	48	16
250	75	25
400	120	40
630	189	63
800	240	80
1,000	300	100
1,250	375	100
1,600	480	100
2,000	600	100
2,500	750	100

LES’ler için uygulanacak diğer bağlantı koşulları aşağıda sıralanmıştır [6].

1. Üretim tesisi, sayacın bulunduğu nokta itibarıyla dağıtım sisteminin gerilim

seviyesi ve frekans düzeyi (50 Hz) ile uyumlu olmalı ve akım ve gerilim harmonikleri ile fliker etkisi bakımından

- diğer dağıtım sistemi kullanıcılarına olumsuz etki yapmamalıdır.
2. Üretim tesisi, şebeke kaybı (Loss of Mains) veya dağıtım sisteminde bir kısa devre arızası oluşması durumunda ve olağandışı şebeke koşullarının varlığında dağıtım sistemiyle bağlantısı kesilecek ve dağıtım sistemine kesinlikle enerji vermeyecek şekilde tasarlanır, kurulur ve işletilir.
 3. Üretim tesisinin dağıtım sistemine bağlantısının, dağıtım sisteminin topraklama sistemine ve ilgili teknik mevzuata uygun olarak yapılması şarttır.
 4. Üretim tesisinin tüketim tesisi ile aynı yerde kurulmak istenmesi halinde, yapı bağlantı hattının akım taşıma kapasitesini aşmamak kaydıyla, binanın herhangi bir bölümünde kurulacak üretim tesisi, bina iç tesisatı ile kolon/ana kolon hatları ilgili teknik mevzuatta belirlenen karakteristiğe uygun olmalıdır.
 5. Dağıtım şirketi, ihtiyaç duyduğu anda personelinin kolayca ulaşabileceği, dağıtım sistemine bağlantı noktasında kilitlenebilir, kontaklarının pozisyonu üretim tesisinin dağıtım tesisinden ayrıldığıının belirlenebilmesine imkân sağlayacak şekilde, bağlanan sistemin özelliklerine uygun yük ayırıcısı veya kesici ve ayırıcı tesis edebilir.
 6. Bağlantı noktası itibarıyla, üretim tesisinin kısa devre akımına katkısı ile birlikte oluşabilecek kısa devre akımı, dağıtım sistemi teçhizatının kısa devre akımı dayanma değerini aşamaz.

7. Başvuruda beyan edilen üretim tesisinin kurulu gücünün;
 - a) 11 kWe ve altında olması halinde AG,
 - b) 11 kWe'nin üzerinde olan üretim tesisleri, yapılan teknik değerlendirme sonucunda AG veya YG (aslında OG), seviyesinden dağıtım sistemine bağlanır.
8. AG seviyesinden bağlanacak üretim tesislerinin toplam kapasitesi, bu üretim tesislerinin bağlı olduğu dağıtım transformatörünün gücünün % 30'unu geçemez (Tablo 2).
9. Bir dağıtım transformatörünün AG seviyesinde bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasite Tablo 2'ye göre belirlenir.
10. Bağlanılacak noktanın bağlanabilirlik oranının;
 - a. Kurulu gücü 1,000 kWe'ın üzerindeki kojenerasyon tesisleri için 30'un,
 - b. Diğer üretim tesisleri için 70'in üzerinde olması esastır. Bağlanabilirlik oranının bu değerlerin altında olması durumunda dağıtım şirketi bağlantı için başka bir bağlantı noktası teklif edebilir.

Bağlanabilirlik (sistem sıklık oranı, *stiffness ratio*) oranı bağlantı noktasındaki dağıtım sistemi kısa devre akımının santral nominal akımına oranı olarak tanımlanır:

$$C_{sıklık} = \frac{I_{sistem\ kısa\ devre}}{I_{santral\ nominal}}$$

Santral Güç aralığı (kW)	Sıklık katsayısı koşulu
$P \leq 1,000$	$C_{sıklık} > 70$
$P_{kojen} > 1,000$	$C_{sıklık} > 30$

11. Can ve mal emniyetinin sağlanması için, bu Yönetmelik kapsamında kurulan üretim tesisi ile bağlantı ekipmanının, şebeke kaybı olması veya kısa devre arızası oluşması durumlarında Kurulca belirlenecek koşullara uygun olarak dağıtım sistemiyle bağlantısının kesilmesi zorunludur. Üretim tesisi, bu durumların her birinde sistemde adalanmaya neden olmadan dağıtım sisteminden ayrılmalıdır.

12. Üretim tesisinin;

- a. Gücü 5 kW'tan küçük ise AG seviyesinden *tek fazlı (monofaze)* olarak sisteme bağlanacak,
- b. Gücü 5 kW'dan büyük ve faz akımı 16 A'den (yaklaşık 11 kW) küçük üretim tesisleri AG seviyesinden *üç fazlı (trifaze)* olarak sisteme bağlanacak,
- c. Faz akımı 16 A'den büyük üretim tesisleri ise yapılan teknik değerlendirme sonucunda AG veya YG seviyesinden 3 fazlı olarak sisteme bağlanacaktır. Bağlantı gerilim seviyesinin kararı dağıtım şirketi tarafından belirlenecektir.

13. LUY ve LET kapsamında kurulacak üretim tesislerinden;

- a. Tek fazdan bağlanacak tesisler ile üç fazlı ve faz akımı 16 A ve daha küçük olan tesisler TS EN 50438 standardına [12],
- b. Faz akımı 16 A'dan büyük olan ve dağıtım sistemine AG seviyesinden bağlanacak üretim tesisleri TSE K 191 kriterine,
- c. Faz akımı 16 A'dan büyük olan ve dağıtım sistemine YG seviyesinden bağlanacak üretim tesisleri TSE K 192 kriterine, uygun olarak tasarlanacak,

kurulacak, test edilecek, devreye alınacak ve işletilecektir.

Madde 10'da tanımlanan bağlantı noktası kısa devre gücünün belirlenebilmesi için TM'den itibaren dağıtım sistemi bağlantı hat ve karakteristikleri kesin olarak bilinmelidir. Türkiye'de halen dağıtım sistemi envanteri ve coğrafi bilgi sistemi tam oturmadığı için sistem sıklık oranına tam olarak bakmak her zaman mümkün olmamaktadır. O nedenle *sıklık katsayısı (stiffness coefficient)* kriteri henüz tam anlamıyla uygulanamamaktadır. Şu an bağlantı noktası kısa devre akımı ve gücü, sadece kesme akımının belirlenmesi için kullanılmaktadır.

Bağlantı koşullarında dikkat çeken nokta, kriterlerin olabildiğince uluslararası standartlara dayandırılmaya çalışıldığıdır. Bu şekilde küresel güncellemelerin olabildiğince hızlı bir şekilde yerel uygulamalara yansıtılabilmesi hedeflenmiştir.

2.4 Bağlantı Başvurularının Değerlendirilmesi

Kurulacak mikro, mini ve orta ölçekli GES'lerin dağıtım sistemine paralel ve uyumlu çalışabilmesi için aşağıdaki koşulları sağlaması gerekir:

- Şebekeye paralel bağlı GES, diğer kullanıcılara verilen elektriğin tedarik sürekliliğini olumsuz etkilememeli, güç kalitesinde sorunlara yol açmamalıdır.
- Dağıtım sisteminin enerjisiz kalması, şebekedeki gerilim veya frekansın belirtilen aralıkların dışına çıkması durumunda, GES otomatik olarak şebekeden ayrılmalıdır.

Elektrik üretim tesislerinin dağıtım şebekesine bağlantısında kurulması gereken, generatör koruması, arayüz koruması, fider koruması tasarımlarında, generatör tipi (asenكرون, senكرون, evirici üzerinden bağlı vb.), trafonun bağlantı grubu ve topraklama tipi önemli rol oynar. GES projeleri ve bağlantı başvuruları bu faktörler göz önüne alınarak TEDAŞ ve yerel dağıtım

şirketleri tarafından LÜY ve LET hükümleri ışığında değerlendirilmektedir. Bu değerlendirme sırasında santralin kurulu gücü, şebeke yapısı, bağlantı noktasının yeri, koruma düzeni, koruma ekipmanının uyumluluğu, DC akım taşıma hesapları, AC akım taşıma hesapları, DC güç kaybı ve gerilim düşümü hesapları, AC gerilim düşümü ve güç kaybı hesapları, modül-evirici uyum analizi, kısa devre hesapları, yıldırım ve aşırı gerilim koruma, topraklama tip ve hesabı incelenir.

DES bağlantı noktasındaki şebeke karakteristikleri bağlantı analizi sonuçlarını büyük oranda etkiler. Yapılması gereken uygulama, bağlantı noktasında şebekenin bütün parametre ve tepkilerinin incelenmesi ve bağlantı görüşünün bu analizler ışığında şekillendirilmesidir ancak Türkiye’de bunu yapabilecek sabit bir ölçüm/gözlem ve *Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS)* altyapısı henüz tamamlanmamıştır. Gerekli veritabanı ve gözlem altyapısı kuruluncaya kadar santrallerin kendi ölçüm ve kayıt sistemi ile bazı bulgulara ulaşmak mümkün olabilir. Orta vadede santralin kendi izleme sistemine bağımlılığın ortadan kaldırılabilmesi amacıyla belli bir gücün üzerindeki (> 300 kW) santrallerden kayıt ve uzaktan izleme özelliği olan enerji analizörü altyapısı talep edilebilir.

$$\frac{S_{Sc} (MVA)}{S_{Santral} (MVA)} \geq 50$$

2.5 Lisanssız GES Proje Müracaatları

Halen Lisanssız GES proje onayları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından görevlendirilen TEDAŞ tarafından yapılmaktadır. Eylül 2013 itibarıyla TEDAŞ’a yapılan 166 proje müracaatının toplam kurulu gücü yaklaşık 44 MW’tır. Buradan ortalama santral gücünün 265 kW olduğu görülür ki bu yüksek bir orandır. Şekil 1’de santrallerin güçlerine göre dağılımı verilmiştir. Görüldüğü gibi bir süre öncesine kadar üst sınır olan 500 kW civarında bir yığılma vardır. Ortalama santral gücünün bu denli yüksek olması, lisanssız üretimin küçük ölçekli şehir içi ve çatı üstü

Bağlantı noktasındaki şebeke karakteristiğini *Kısa Devre Akımı* veya *Kısa Devre Gücü* ile ifade etmek mümkün olabildiği gibi, şebeke empedansı da refere edebilir. Örneğin bazı ülkelerde eviricinin girişindeki şebeke empedansının belli bir değerin altında olması istenir. Şebeke empedansı eviricinin girişinde kritik değeri aşarsa evirici kapanabilir. Bu durumda empedansı güvenli tarafa çekebilecek kablo kesiti ve evirici konumu düzenlemeleri yapılır.

GES’in güç kalitesi üzerine etkileri değerlendirilirken öncelikle gerilim artış ve düşümleri dikkate alınmalıdır. Bu gerilim artışı Almanya’da en fazla % 2 olarak tanımlanmıştır. Türkiye’de ise GES’lere özel bir gerilim dalgalanma sınırı tanımlanmamış olmakla beraber [8]’de tanımlanan değerlerle çelişen bir işletim olmamalıdır.

Ele alınması gereken diğer bir güç kalitesi parametresi de Kırpışma (Flicker) değeridir. EN 50160 Avrupa standardında AG ve OG şebekesinde +/- % 10'luk yavaş gerilim değişimlerine (10 dakika) ve +/- % 1'lik frekans değişimlerine izin verilmiştir. Bağlantı noktasındaki kısa devre gücünün ve GES santraline ait maksimum görünür güce oranıyla bu koşul tahmin edilebilir. Bu oran 50 değerinin üstünde olmalıdır.

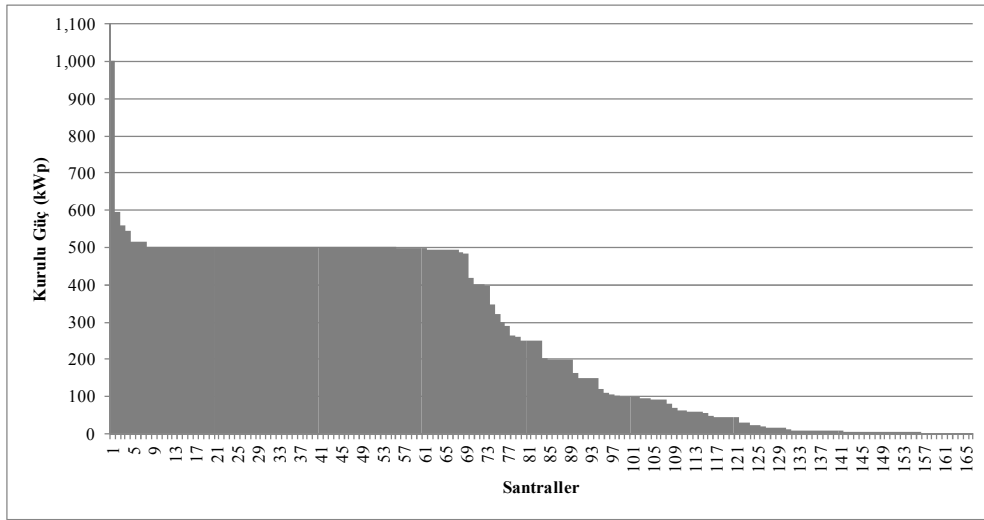
uygulamalarının henüz yeterli seviyede olmadığını ve kurulumların daha çok yer sistemleri ile domine edildiğini gösterir. Bunda 1 kW ile 1 MW santrallerin eşit proje süreçlerinden sorumlu tutulmasının önemli rolü vardır. Ayrıca 11 kW-1 MW arası santrallerden talep edilen arayüz koruma fonksiyonları da benzer yapıya sahiptir. Bu da mikro ölçekli kurulumların ek gider oranını önemli ölçüde artırmaktadır. Öte yandan talep edilen 44 MW’lık güç, lisanslı santraller için açılan 600 MW’lık kapasitenin yaklaşık % 7.5’udur. Bu sonuçlar önümüzdeki dönemde lisanssız santrallerin lisanslı santraller ile karşılaştırılabilir oranda bir kurulu güce sahip olacağını gösterir ki

bu durum lisanssız üretim yönetmeliğinin 3-4 aylık mevzuat güncelleme duraksamasına ve bazı uygulama zorluklarına rağmen şu anda bile çok işlevsel olduğunu göstermektedir. Talep edilen kurulu gücün dağıtım şirketlerine göre dağılımları Şekil 2 ve Şekil 3'de verilmiştir. Meram ve Gediz Dağıtım bölgelerindeki talep yüksekliği dikkat çekmektedir. Bu iki bölgede talep edilen miktar toplam talebin yaklaşık % 40'ıdır.

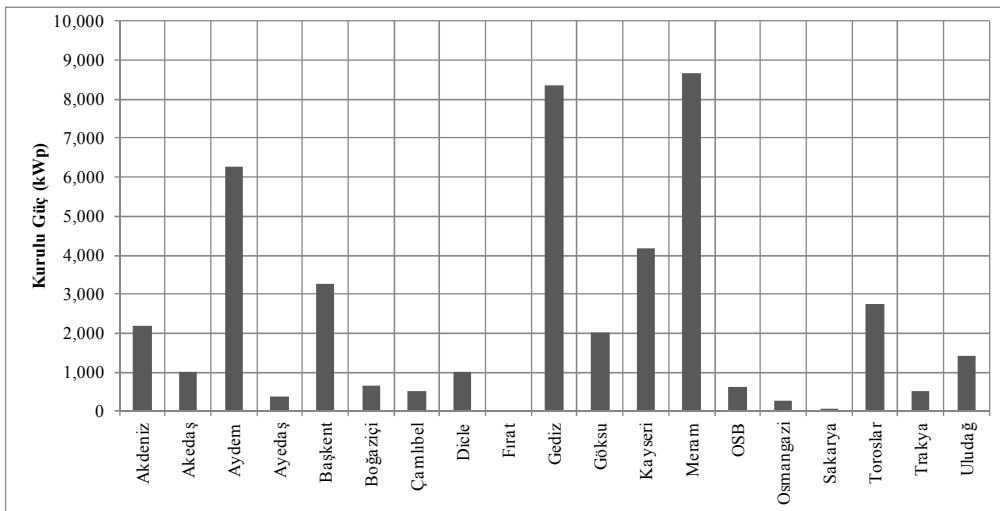
Avrupa'nın önde gelen GES bölgeleriyle karşılaştırıldığında ise 780,000 km²'lik Türkiye'nin 44 MW müracaat ile yarışta çok gerilerde kaldığı gözlenir. Örneğin İtalya'nın yoğun GES gölgesi olan ve 20,000 km² alana

sahip Apulia'da 2010 yılı itibarıyla 8,356 adet GES'in toplam kurulu gücü 477 MW olarak tespit edilmiştir [23]. Bölgesel hükümetin çatı üstü uygulamalarının yaygınlaştırılmasını desteklediğini deklare etmesine rağmen ortalama 57 kW'lık ortalama santral gücü, bölgede büyük oranda geniş kurulumlu yer sistemlerinin varlığını işaret etmekte ve oranın daha da aşağı çekilmesi için çalışmalar yapılmasına neden olmaktadır. Bu durum, 265 kW ortalama santral gücü olan Türkiye'de, şehir içi ve çatı üstü uygulamaları konusunda zayıf kalındığının bir başka göstergesidir.

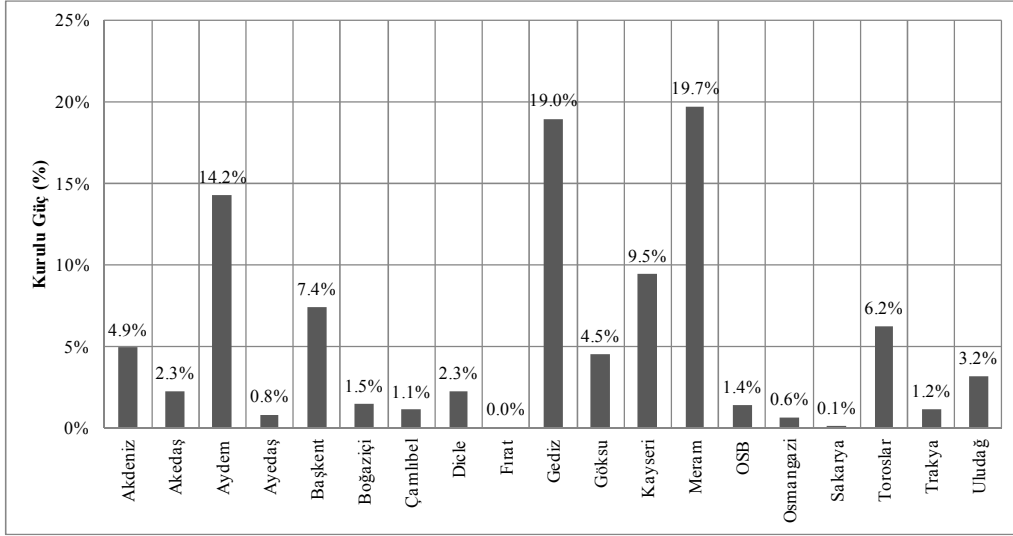
Tablo 3'de GES'lerin gerilim seviyelerine dağılımları kWp ve % olarak verilmiştir.



Şekil 1 Eylül 2013 itibarıyla proje müracaatı yapılan GES'lerin kurulu güç dağılımı



Şekil 2 Eylül 2013 itibarıyla dağıtım şirketlerine yapılan lisanssız GES projeleri dağılımı (kWp)



Şekil 3 Eylül 2013 itibarıyla dağıtım şirketlerine yapılan lisanssız GES projeleri dağılımı (%)

Tablo 3 2013 Eylül itibarıyla Türkiye’de PV kurulu gücün gerilim seviyelerine dağılımı

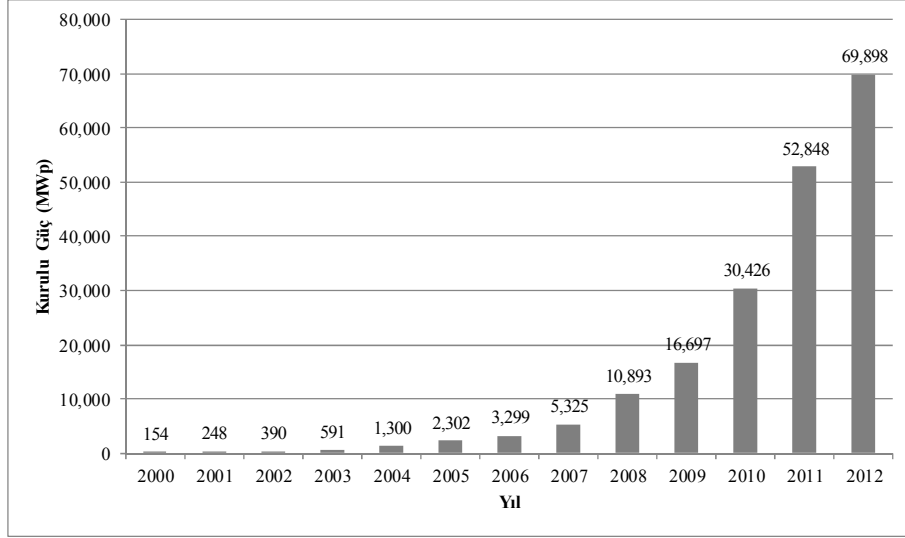
Gerilim Seviyesi	Kurulu Güç (MWp)	Kurulu Güç (%)	Santral Sayısı	Ortalama Santral Gücü (kWp)
AG (≤ 11 kW)	0.20	0.45%	35	6
OG (< 11 kW)	43.84	99.55%	131	335
YG	0.00	0.00%	0	0
Toplam	44.04	100.00%	166	265

3 Avrupa’da PV GES’lerin Mevcut Durumu

Bu bölümde önce PV GES’lerin Avrupa’daki genel durumu incelenecek, daha sonra bu konuda örnek alınabilecek birkaç ülke mercek altına alınacak ve son olarak da eldeki veriler ışığında sözkonusu ülkeler Türkiye ile karşılaştırılacaktır.

3.1 Avrupa Genel

Avrupa’da EU 27 ülkeleri ele alındığında 2000 yılsonunda 0.2 GW seviyesinde olan PV kurulu gücü 2012 yılsonu itibarıyla 70 GW’a yaklaşmıştır (Şekil 4). Kurulu gücün gerilim seviyelerine dağılımı ve her gerilim seviyesinde ortalama santral gücü ise Tablo 4’de verilmiştir [10].



Şekil 4 2012 yılsonu itibarıyla EU 27 ülkelerinde toplam PV kurulu gücü

Tablo 4 2012 yılsonu itibarıyla EU 27 ülkelerinde PV kurulu gücün gerilim seviyelerine dağılımı

<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>Kurulu Güç (MWp)</i>	<i>Kurulu Güç (%)</i>	<i>Santral Sayısı</i>	<i>Ortalama Santral Gücü (kWp)</i>
AG	34,197	49%	2,000,000	17
OG	31,851	46%	90,000	354
YG	3,940	6%	7,200	547
Genel	69,988	100%	2,097,200	33

Tablo 4 incelendiğinde toplam kurulu gücün önemli yaklaşık yarısının AG seviyesinden sisteme bağlandığı görülür.

Tablo 3 ve Tablo 4 karşılaştırıldığında Türkiye’de AG seviyesinden bağlanabilecek küçük güçlü santrallerin yayılımının yok denecek kadar az olduğu görülür. Bunun en büyük -hatta belki de tek- nedeni, 1 kW ile 1 MW aralığındaki bütün lisanssız GES’lerin birebir aynı müracaat, proje va kabul süreçlerine sahip olmasıdır. Önümüzdeki dönemde AG seviyesinden bağlanacak santrallerin artması için belli gücün altındaki kurulumlarda indirgenmiş

müracaat / bildirim uygulamalarının getirilmesi zorunludur.

3.2 Çek Cumhuriyeti

Çek Cumhuriyetinde mevcut PV kurulumlarının bağlandıkları gerilim seviyelerine göre dağılımları Tablo 5’de verilmiştir [10]. Tabloda görüldüğü gibi Türkiye’de 11 kW olan AG bağlantı sınırı Çek Cumhuriyetinde 100 kW olarak uygulanmakta ve bunun sonucu olarak AG seviyesinden sisteme bağlanan santrallerin oranı % 64’ü bulmaktadır.

Tablo 5 2012 yılsonu itibarıyla Çek Cumhuriyetinde PV kurulu gücün gerilim seviyelerine dağılımı

<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>Kurulu Güç (MWp)</i>	<i>Kurulu Güç (%)</i>	<i>Santral Sayısı</i>	<i>Ortalama Santral Gücü (kWp)</i>
AG (≤ 100 kW)	1,321	64%	19,149	69
OG (> 100 kW)	631	30%	2,746	230
YG (> 5 MW)	120	6%	39	3,077
Genel	2,072	100%	21,934	94

3.3 Almanya

Almanya'da 100 kW altındaki PV santraller genellikle AG seviyesinden sisteme bağlanmaktadır. 2013 yılı itibarıyla yaklaşık 1.3 Milyon GES'in kurulu gücü 33.5 GW'a ulaşmıştır. Tablo 6 incelendiğinde bu gücün büyük oranda dağıtım seviyesinden bağlandığı, Tablo 6 2013 yılı itibarıyla Almanya'da PV kurulu gücünün gerilim seviyelerine dağılımı

AG seviyesinden bağlı gücün ise % 75'lere vardığı görülmektedir. Ortalama santral gücünün 26 kW olduğu Almanya'da AG seviyesinden bağlı santrallerinin oranının yüksekliği *Dağıtık Enerji Santrali (distributed generation)* konseptine çok uygundur. Sayıca fazla ve küçük güçlü santrallerinin yayılımı bakımından Almanya örnek teşkil eden bir ülkedir.

<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>Kurulu Güç (MWp)</i>	<i>Kurulu Güç (%)</i>
AG (≤ 100 kW)	23,386	70%
OG (> 100 kW)	8,352	25%
YG	1,670	5%
Toplam	33,409	100%

3.4 İspanya

İspanya PV santraller açısından Almanya'nın oldukça gerisindedir. Ancak diğer örneklerde

olduğu gibi % 36 gibi yüksek bir oranla AG seviyesinden önemli bir GES penetrasyonuna sahiptir (Tablo 7).

Tablo 7 2012 yılı itibarıyla İspanya'da PV kurulu gücünün gerilim seviyelerine dağılımı

<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>Kurulu Güç (MWp)</i>	<i>Kurulu Güç (%)</i>	<i>Santral Sayısı</i>	<i>Ortalama Santral Gücü (kWp)</i>
AG	1,608	36%	34,158	47
OG	2,138	48%	24,836	86
YG	746	17%	771	968
Toplam	4,492	100%	59,765	75

3.5 Avrupa İncelemesinin Değerlendirilmesi

Tablo 8 ve Tablo 9'da Avrupa'daki PV GES'lerin gerilim seviyelerine dağılımı ve

yüzdesi Türkiye ile karşılaştırmalı olarak verilmiştir. Bu sonuçlara bakıldığında Türkiye'deki yasal mevzuatın, santral sahiplerini OG seviyesinden bağlanmaya yönlendirdiği görülmektedir.

Tablo 8 Bazı Avrupa ülkelerinde kurulu PV gücünün gerilim seviyelerine dağılımı (MWp, 2012)

<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>EU 27</i>	<i>Almanya</i>	<i>İspanya</i>	<i>Çek Cum.</i>	<i>Türkiye (2013)</i>
AG	34,197	23,386	1,608	1,321	0.20
OG	31,851	8,352	2,138	631	43.84
YG	3,940	1,670	746	120	0.00
Toplam	69,988	33,409	4,492	2,072	44.04

Tablo 9 Bazı Avrupa ülkelerinde kurulu PV gücünün gerilim seviyelerine dağılımı (% , 2012)

<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>EU 27</i>	<i>Almanya</i>	<i>İspanya</i>	<i>Çek Cum.</i>	<i>Türkiye (2013)</i>
AG	49%	70%	36%	64%	0.45%
OG	46%	25%	48%	30%	99.55%
YG	6%	5%	17%	6%	0.00%
Toplam	100%	100%	100%	100%	100.00%

Türkiye’de GES’lerin AG seviyesinden bağlantı oranı, Avrupa uygulamaları ile karşılaştırıldığında yok denecek kadar azdır ve lisanssız GES’lerin neredeyse tamamı OG seviyesinden bağlantı talep etmektedir. Bunun nedenleri şu şekilde sıralanabilir:

- 1) AG seviyesinden yapılabilecek bağlantının özel değerlendirmeler haricinde 11 kW ile sınırlı olması. AG bağlantının dominant olduğu ülkelerde bu değer 100 kW olduğu görülmektedir.
- 2) AG seviyesinden bağlanacak mikro GES’ler ile 1 MW ölçeğindeki GES’lerin aynı müracaat, proje ve kabul süreçlerine sahip olması. Küçük güçlerde proje maliyetleri santral kurulum maliyetleri içerisinde çok büyük oranlara ulaşmaktadır.
- 3) 11 kW altındaki santrallerde evirici arayüz korumalarının yeterli kabul edilebileceği uluslar arası standartlarda yer almasına rağmen bazı dağıtım şirketlerinin personel güvenliği endişesiyle dijital arayüz koruma rölesi talep etmesi. Harici arayüz koruma sisteminin kurulum maliyeti küçük güçlerde santral modül+evirici maliyetleriyle karşılaştırılabilir boyuttadır.

4) Proje müracaat ve onay sürecinde önemli miktarda bir elektrik, makine ve inşaat mühendislik hizmet alımı zorunluluğunun olması. Bu işlemler çok ciddi zaman, kaynak ve süreç takibi gerektirmektedir.

5) Statik proje hesaplarının onaylatılmasında yaşanan zorluklar.

Yukarıda bahsedilen zorlukların sağlıklı bir şekilde aşılabilmesi için Avrupa uygulamalarının detaylı bir şekilde incelenerek, belli güçlerin altında kademeli olarak indirgenmiş/eksiltilmiş müracaat, proje onay, geçici kabul, kesin kabul süreçlerinin yürürlüğe konması büyük fayda sağlayacaktır. Öte yandan mikro GES (< 50 kW) seviyesinde arayüz koruma zorunluluğun kaldırılarak evirici koruma fonksiyonlarının yeterli kabul edilmesi ve dağıtım şirketlerinin bu uygulamaya ikna olması AG seviyesinden yapılacak bağlantılara ivme kazandıracaktır.

Önümüzdeki dönemde monofaze, kendinden fişli ve eviricisi üzerinde *tak çalıştır (plug&play)* AC modüllerin piyasaya sunulacağı ve mevcut onay/kabul süreçleriyle bu ürünlerin kullanımının mümkün olamayacağı göz önünde bulundurulduğunda, kurulu güce göre kademeli olarak basitleştirilmiş/eksiltilmiş süreçlerin bir an önce devreye alınmasının kaçınılmaz olduğu daha net ortaya çıkmaktadır.

4 GES Bağlantı Sistemleri

4.1 Gerilim Seviyelerine Göre GES Bağlantı Düzenleri

Kurulu gücüne bağlı olarak GES'lerin elektrik güç sistemine farklı gerilim seviyelerinden bağlantısı mümkündür (Tablo 10). Bağlantı yapılacak gerilim seviyeleri açısından GES'ler üç kategoride sınıflandırılabilir:

1. YG (iletim) seviyesinden: TEİAŞ TM OG barasına müstakil OG fider ile (Lisanslı),
2. OG (Birincil dağıtım) seviyesinden: Dağıtım şirketi OG fiderine kendi DT'si ile (Lisanslı/Lisanssız),
3. AG (İkincil dağıtım) seviyesinden: Dağıtım şirketi AG fiderine (Lisanssız).

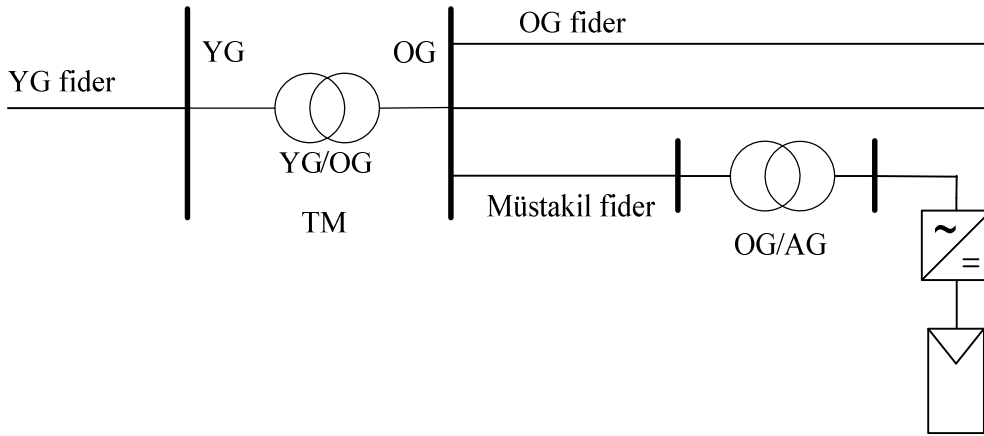
Tablo 10 Türkiye'de LES'lerin güçlerine göre bağlanacakları gerilim seviyeleri

<i>Kurulu Güç (kW)</i>	<i>Faz Sayısı</i>	<i>Gerilim Seviyesi</i>	<i>Lisans Durumu</i>
$0 < P_{santral} \leq 5$	1	AG	Lisanssız
$5 < P_{santral} \leq 11$	3	AG	Lisanssız
$11 < P_{santral} \leq 1,000$	3	AG veya OG	Lisanssız
$1,000 < P_{santral}$	3	OG fider/TM OG bara	Lisanslı

4.1.1 YG Seviyesinde GES Bağlantıları

Türkiye'de lisanssız GES'ler 1 MW ile sınırlandırılmış olduğundan bu santrallerin YG seviyesinden sisteme bağlantı olasılığı yoktur. Ancak 10 MW üstü lisanslı GES'ler büyük olasılıkla müstakil OG fiderleri ile TM OG

barasına bağlanacaktır (Şekil 5). Bu durumda lisanslı GES'lerde bile kendi 154 kV şaltı olan ve sisteme gerçek anlamda YG seviyesinden bağlanacak santral kurulumu olanaksız görülmektedir. 1 MW altındaki lisanssız GES'lerin ise TEİAŞ TM OG barasına bağlanması sözkonusu değildir.



Şekil 5 YG seviyesinde GES bağlantı düzeni

4.1.2 OG Seviyesinde GES Bağlantıları

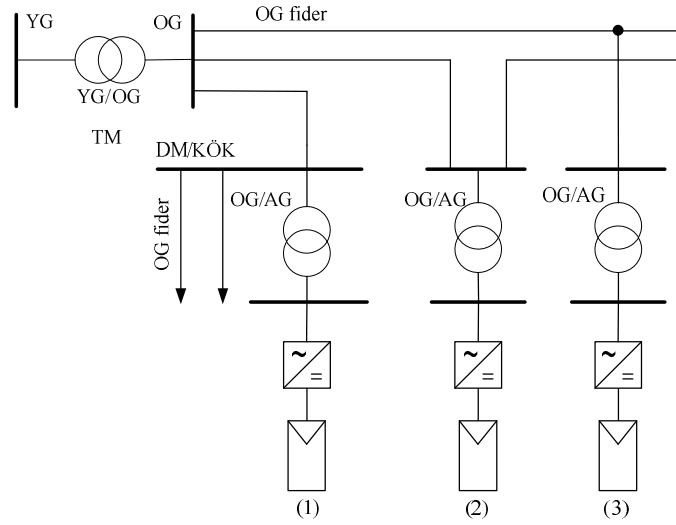
Fiziksel yapı itibarıyla Türkiye'de dağıtım şebekeleri *hava* ve *yeraltı kablo* olmak üzere ikiye ayrılır. Topolojik olarak ise *radyal* ve *döngüsel tasarım-radyal işletim* olarak

sınıflandırmak mümkündür. Türkiye'de dağıtım şebekeleri büyük oranda radyal yapıdadır. Büyük şehirlerde ve özellikle metropollerde ise, *döngüsel* yapıda tasarlanmış ancak *radyal* olarak işletilen OG dağıtım şebekeleri mevcuttur. Buradan hareketle özellikle yerleşim

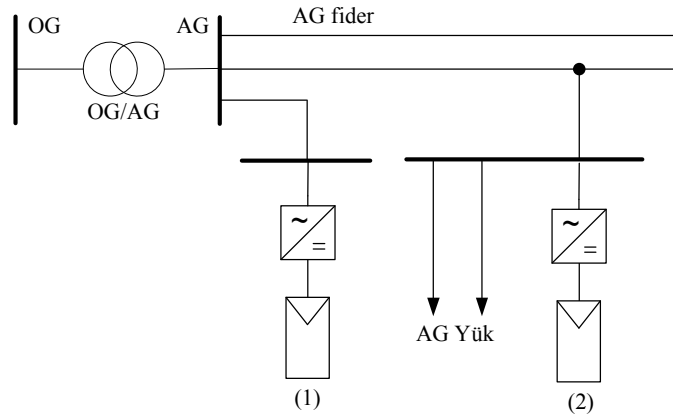
merkezlerinde dağıtım şebekesinde güç akış yönünün bugüne kadar büyük oranda değişmediği ve tek yönlü olduğu sonucuna varılabilir. Kurulacak GES'ler ile bu güç akışının çok küçük alanlarda da olsa tersine dönebilecektir.

Orta ölçekli GES'lerin OG dağıtım şebekesine ne şekillerde bağlanabileceği Şekil 6'de gösterilmiştir. OG fider bağlantısı santral gücüne ve fider yapısına göre T bağlantı veya girdi/çıkıtı şeklinde olabilir (Şekil 6, 2 ve 3). Birden çok santral parçasından oluşan orta büyüklükteki bir

GES'te ise alt santraller toplayıcı bir (kollektör) fidere bağlanabilir. Toplayıcı fider *radyal*, *çatallı radyal* veya *branşman* fideri gibi farklı tiplerde olabilir. Her fider tipinin kendine özel avantaj ve dezavantajları vardır ancak bu çalışmada bu konuya değinilmeyecektir. Şayet kurulacak GES orta ölçeğin üzerinde ise üretilen enerjinin gerilim dalgalanmalarına neden olmaması için yeterli büyüklük ve kısa devre gücünde bir şebekeye KÖK ile girdi/çıkıtı şeklinde irtibat sağlanmalıdır (Şekil 6, 2).



Şekil 6 OG seviyesinde GES bağlantı düzenleri



Şekil 7 AG seviyesinde GES bağlantı düzenleri

4.1.3 AG Seviyesinde GES Bağlantıları

Türkiye’de topolojik olarak bütün AG dağıtım şebekesi radyal yapıdadır. Avrupanın bazı bölümlerinde tadiye noktasından ayrılmış döngüsel tasarımlı AG şebekeler olmakla birlikte Türkiye’de böyle bir uygulama -çok özel yükler haricinde- sözkonusu değildir.

Fiziksel olarak ise AG şebeke *kablo ve havai* olmak üzere ikiye ayrılır. Dönüşüm planları kapsamında şehir merkezlerinde havai hatlarını yer altına alma çalışmaları devam etmektedir. İkincil (AG) kırsal dağıtım şebekesi ise neredeyse tamamen havai hatlardan oluşur. Fiziksel yapı ve yerleşim tipi ne olursa olsun AG seviyesinde her fider tek bir dağıtım transformatöründen beslenir. AG seviyesinden yapılabilecek GES bağlantı alternatifleri Şekil 7’de gösterilmiştir.

5 GES Koruma Sistemleri

Bilindiği gibi, generatör, transformatör, kablo, hat gibi şebeke elemanlarının birinde kısa devre veya izolasyon hatası sonucunda ark veya arıza akımlarının ve aşırı gerilimlerin yol açabileceği zararları sınırlandırmak elektriksel koruma sistemlerinin birincil amacıdır. Bu amaç doğrultusunda kurulan koruma düzenleri arızayı en kısa sürede izole ederek şebekenin genel işletmesinin ve şebeke kararlılığının devamını sağlar.

Yukarıda bahsedilen işlevin üretim ve tüketim tesislerinde yorum ve uygulaması farklılaşır. Tüm üretim tesislerinde olduğu gibi GES koruma sistemleri de 2 ana başlık altında incelenebilir:

- Arayüz (irtibat) koruması.
- Generatör (ünite) koruması,

Çalışmanın bundan sonraki kısmında bu iki koruma başlığı incelenecek, özellikle arayüz sistemleri ve arayüz koruma gereksinimleri detaylı biçimde ele alınacaktır.

5.1 İrtibat (Arayüz) Sistemleri

Dağıtım sistemi operatörleri, şebekelerine bağlayacakları GES’lerin güvenli bir işletimi için şebeke ile bütünleşen ve uyumlu bir koruma

sistemine gereksinim duyar. Ancak bu koruma sisteminin detaylarının ne olduğu konusunda tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de tartışmalar devam etmektedir. Koruma fonksiyonlarının ne olması gerektiği hakkında kesin yorum yapmadan önce, GES-Şebeke irtibat (arayüz) sisteminin (interconnection system) görevlerini tanımlamak daha doğru olacaktır. GES irtibat (arayüz) sistemi, santralin şebekeye bağlantı aracı olarak tanımlanır ve şu işlemlere sahip olması beklenir [9]:

- i. *Elektriksel Koruma Gereksinimleri:* GES’in anormal koşullara veya adalanmaya karşı tepkisi.
- ii. *Güç Kalite Gereksinimleri:* DC akım enjeksiyonu, kırpışma, toplam harmonik bozuşması.
- iii. *Genel Gereksinimler:* Senkronizasyon, iletişim, ünite kontrolü, transfer, ölçme/izleme, açma/kapama, voltaj/frekans kontrolü, topraklama.

Bu çalışmada arayüz sistemlerinin elektriksel koruma fonksiyonları üzerine yoğunlaşılacaktır. Güncel teknoloji ve pratik açısından bütün bu işlevlerin uygun bir koruma sistemi ile etkin bir şekilde karşılanabilmesi mümkündür. Tartışma konusu bu işlevlerin farklı güç aralıklarında hangi kombinasyonda yerine getirilmesi gerektiğidir. Bu çalışmada yoğun bir şekilde GES’in dağıtım şebekesi bağlantıları ve koruma altyapısı incelenecektir. Ancak arayüz sistemleri tasarlanırken güç kalitesi parametrelerinin de göz önünde bulundurulması gerektiği unutulmamalıdır.

Türkiye’de LÜY’ün yayınlanmasına kadar, AG seviyesinden deneme ve eğitim amaçlı yok denecek kadar az miktarda GES kurulumu yapılmıştır. Dünyadaki eğilim ise birçok dağıtım sistem operatörünün kendi bağlantı kriterlerinin tanımlaması şeklindedir. Yasal zorunlulukların yanı sıra, DES’lerin bağlantı koşulları için birtakım uluslararası standartlar mevcuttur [11], [12], [13], [15], [16]. Ancak farklı teknoloji ve güçteki santrallerin çokluğu nedeniyle DES’ler için tanımlanan koşulların GES’ler için kullanımı bazen büyük zorluklar ve çakışmalar yaratmaktadır. GES’lerin kendi içerisinde bile teknoloji ve uygulama farklılıkları nedeniyle

bütün santral tip ve güçleri için tekdüze bir bağlantı ve koruma altyapısı tanımlamak oldukça zordur.

Dünyada elektrik güç sistemine bağlanan GES'lerin sayısı ve gücündeki artış nedeniyle geniş güç aralığındaki bütün santraller için bağlantı koşulu tanımlanmaya çalışılmıştır. Türkiye'de ise henüz lisanslı güneş santralleri dönemi başlamadığından, kurulabilecek en büyük güç 1 MW ile sınırlıdır. Bu nedenle bu çalışmada daha çok dağıtım seviyesinden bağlanan santraller incelenecek, YG seviyesinden bağlanan santraller kapsam dışı bırakılacaktır.

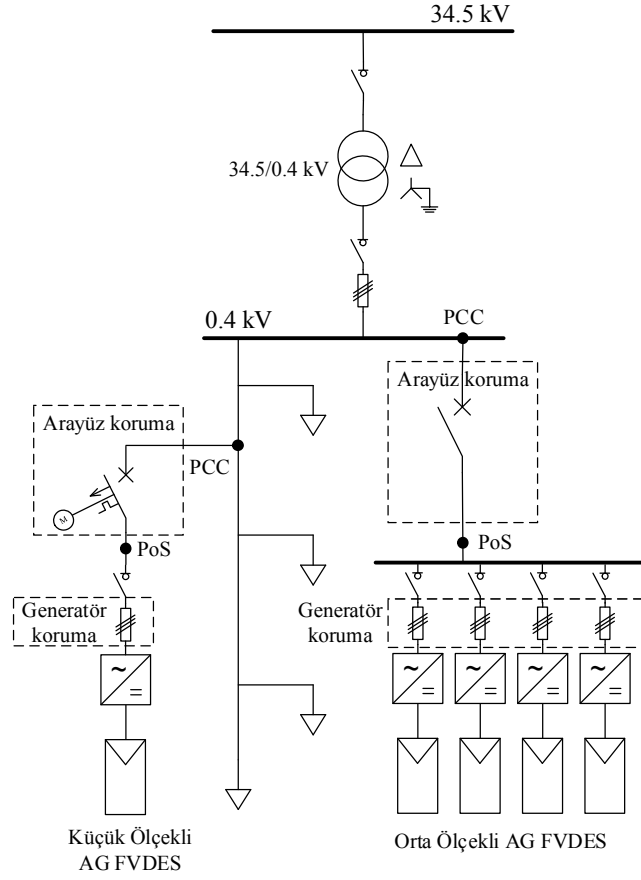
Önümüzdeki dönemde lisanslı GES sürecinde iletim seviyesinden bağlanacak GES'lerde elektriksel korumanın yanısıra *arıza sırtlama desteği (fault ride-through, FRT)*, *aktif/reaktif güç kontrolü* ve *dinamik şebeke desteği* gibi yan hizmetler tedariki de gündeme gelecektir. Ancak tahmin edileceği gibi bu aşamada dağıtım seviyesinden bağlanan santrallerde bu nitelikler aranmayacaktır. Dağıtım ve iletim seviyesinden bağlanan GES'lerden beklentilerin farklı olması nedeniyle, tek bir bağlantı altyapısı tanımlamak oldukça zordur. Her bağlantı seviyesi gereksinimlerinin kendi içerisinde değerlendirilmesi daha doğru bir yaklaşım olacaktır.

Bir sonraki bölümde arayüz koruması tarif edilerek Türkiye'de AG seviyesinden bağlanan GES'lere uygulanabilecek arayüz bağlantı ve koruma koşulları tanımlanmaya çalışılacaktır.

5.2 İrtibat (Arayüz) Koruma Fonksiyonları

Arayüz koruması, GES'in şebeke ile güvenli şekilde paralel çalışmasını sağlar. Genel olarak dağıtım şirketleri tüm DES'lerde ortak bağlantı noktasında arayüz koruma sistemini şart koşar (Şekil 8, Şekil 9). İrtibat (bağlantı) noktası (*Point of common coupling, PCC*) ve kaynak noktası (*Point of Supply, PoS*) koruma bölgelerinin sınırlarını tanımlar. Dağıtım şebekesinin güvenliğini azaltan veya bütünlüğünü bozan herhangi bir olayda, GES'in şebekeden ayrılmasını ve ters besleme tehlikesinin ortadan kalkmasını garanti eder. Arayüz koruması küçük ve orta ölçekli GES'lerde zorunlu olmakla birlikte mikro GES'lerde evirici veya generatör içerisinde yer alması kabul edilebilir [12].

Arayüz korumasının harici veya evirici içerisine gömülü (dahili) olması şu aşamada dağıtım şirketi kararına bırakılmış durumdadır. 11 kW altı AG bağlantılar için eviriciye tümleşik arayüz korumaları yeterli kabul edilmektedir. Halen birçok dağıtım şirketi, 11 kW-1,000 kW aralığında *harici arayüz koruma* istemektedir. Öte yandan sahada çalışmakta olan GES'lerin birçoğu *dahili arayüz koruma* özelliklerine sahiptir. Orta vadede mikro generatörlerde ($P \leq 50$ kW) evirici içerisine gömülü korumaların yerel dağıtım şirketlerince arayüz koruması olarak kabul edilme olasılığı vardır. Böyle bir yaklaşım, özellikle küçük güçlü çatı üstü uygulamalarının üzerindeki "*Harici arayüz koruması*" ek maliyet baskısını azaltacağı için mikro seviyeli kurulumlara yüksek bir ivme kazandıracaktır.

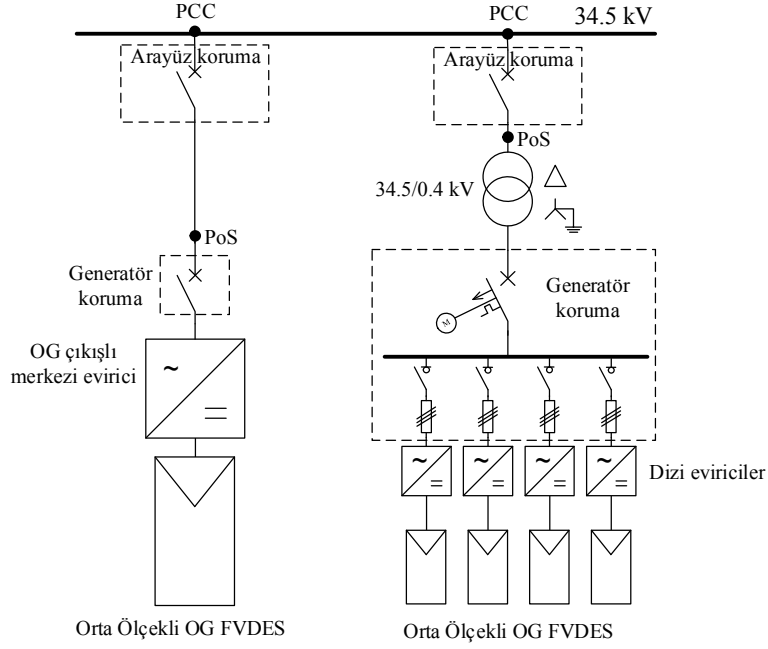


Şekil 8 AG seviyesinde küçük ve orta ölçekli PV generatörler için koruma düzenleri

İster dahili isterse harici tip olsun, arayüz koruması [18] veya eşdeğerindeki özellikleri karşılamalı ve eviricinin imalatçısı tümleşik (dahili) düzenlerin bu özellikleri yerine getirdiğini yetkili kuruluşların sertifikaları ile beyan etmelidir. GES'lerin dağıtım şebekesine bağlantılarında, sistem gerilimi olmadığı eviricinin üretim yapmadığının evirici imalatçısı firma tarafından belgelenmesi ve buna ilişkin test raporların bulunması gereklidir.

Generatör koruması santral sahibi sorumluluğunda olmasına rağmen arayüz

koruma dağıtım sistemi operatörünün kabul ve sorumluluğundadır. Temel olarak şebeke kaybı algılama (LoM), şebekeyi GES kısa devre akımından koruma ve tekrar kapama (reclosing) operasyonu sırasında faz kayması algılama gibi görevleri yerine getirmesi beklenir. Bu işlevleri yerine getirebilmek için arayüz korumasının kısa devre, aşırı akım, düşük/yüksek voltaj ve frekans işlevlerini içermesi gerekir. Şekil 10 ve Şekil 11'de dağıtım sistemi ve GES niteliklerine bağlı olarak istenebilecek arayüz ve generatör koruma fonksiyonları gösterilmiştir [19].



Şekil 9 OG seviyesinde orta ölçekli PV generatörleri için şebeke koruma şeması

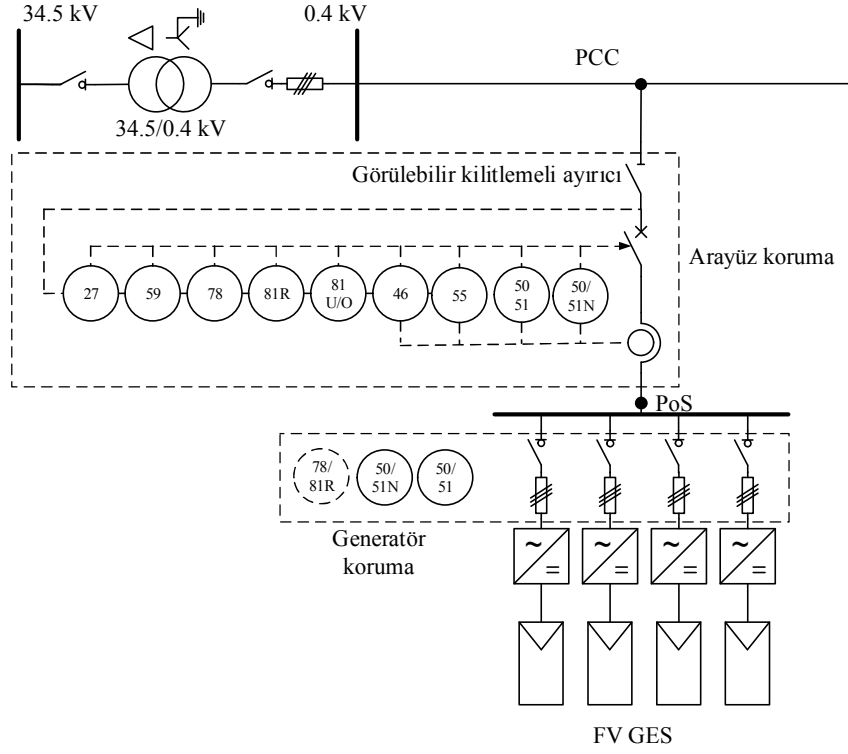
GES'in tipi, büyüklüğü, şebeke bağlantı noktasının gerilim seviyesi, şebeke karakteristiği, bağlantı trafo konfigürasyonu, vs. gibi faktörler arayüz koruma sisteminin tasarımını etkiler. Küçük ve orta büyüklükteki lisanssız GES arayüz koruma gereksinimleri dağıtım şirketleri, ulusal yönetmelikler ve uluslararası standartlar tarafından belirlenir. Talep edilen korumalar 2 farklı şekilde sağlanabilir:

- Şebeke düzeyinde (utility grade) röleler,
- Eviriciler içerisine gömülü elektronik donanım.

GES'lerde düşük/yüksek gerilim koruması (27/59) ve düşük/yüksek frekans koruma (81U/O) fonksiyonları neredeyse tüm dünyada zorunlu hale gelmiştir. Dünya genelinde bazı dağıtım şirketleri özellikle 50 kW altı mikro

jenerasyon aralığında bu fonksiyonların evirici içerisine gömülü olmasını yeterli görürken Türkiye'de bu uygulama henüz hayata geçirilmemiştir. Eviricilerin içerisinde aşırı akım koruması olmasına rağmen 50/51 aşırı akım koruması ise her zaman ayrı sigorta ve devre kesiciler ile yapılır. Bazı uygulamalarda 50/51N de koruma sistemine dahil edilerek toprak arızaları temizlenir. Türkiye'deki uygulamalarda can ve mal güvenliğini artırmak için *Artık Akım Rölesi (Residual Current Device)* genellikle istenir.

Bilindiği gibi hali hazırda dağıtım ve iletim sistemine bağlanan lisanslı santraller için geçerli olan otoprodüktör fider kriterleri vardır [21], [22]. Dağıtım sistemine OG seviyesinden bağlanan MW seviyesindeki lisanssız santrallerden de otoprodüktör fideri istenmesi olasıdır.

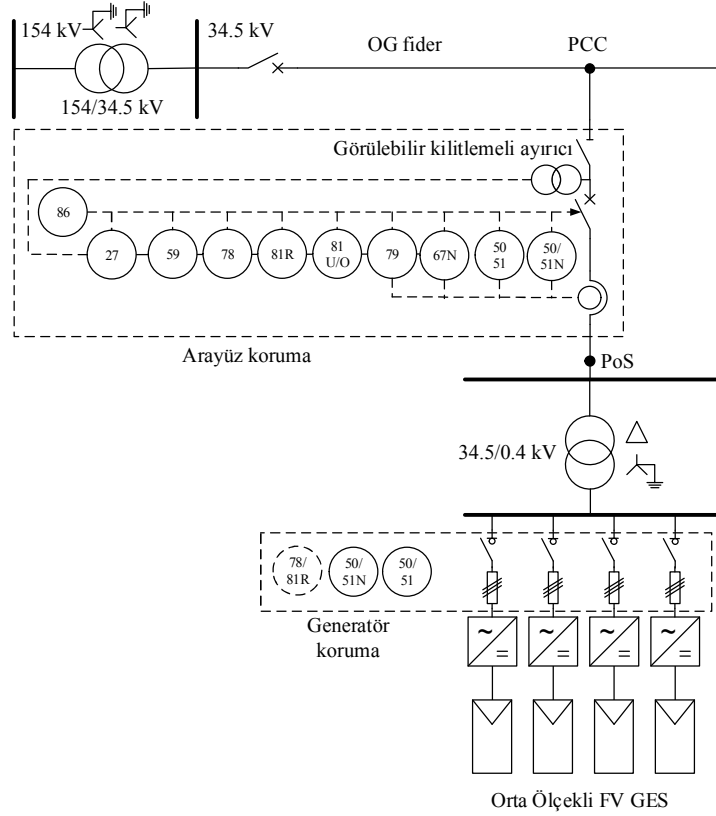


Şekil 10 AG seviyesinde PV-DG enterkoneksiyon koruması için gerekli temel fonksiyonlar

GES şebeke bağlantısı mutlaka görülebilir, kilitlenebilir bir *Hat Anahtarı* (89) yardımıyla yapılmalıdır. GES'in dağıtım şebekesindeki bir arıza sonrasında şebekeye yeniden bağlantısı yardımcı bazı özel durumlarda *Alçak Gerilim Rölesi* (27X) aracılığıyla yapılabilir.

Tanımlanan koruma fonksiyonlarına ek olarak nadiren *Faz Dengesi Akım Rölesi* (46) talep

edilebilir ancak bu dünyada çok yaygın bir uygulama değildir. Üretim ve tüketimin aynı noktada olduğu ve reaktif gücün sorun olduğu dağıtım noktalarında *Güç Faktörü Rölesi* (55) kullanımı, santrali reaktif güç üretim/tüketim baskısından kurtararak daha verimli çalışmasını sağlamak açısından yararlı olacaktır.



Şekil 11 OG seviyesinde GES arayüz koruması için aranabilecek temel fonksiyonlar

5.2.1 Şebeke Kaybı Koruması (Loss of Mains, LoM)

Dağıtık enerji santrali içeren dağıtım şebekeleri aktiftir ve herhangi bir parçasına o anda iletim seviyesinden bir enerji girdisi olmasa da bazı fider ve abonelerin enerjili/gerilimli olma olasılığı vardır. Şebeke kaybı durumunda yaşanan ve dağıtım sisteminin bir bölümünün kendi kendini beslemesi olan bu duruma “Adalanma” (*Islanding*) adı verilir. Bu durum başlangıçta avantaj gibi görünse de dünyada kabul edilen ve izin verilen bir uygulama değildir. Herhangi bir nedenle şebekenin kesilmesi durumunda, DES tarafından beslenen izole bölgede oluşan elektrik adası, durumdan habersiz bakım personeli için tehlikeli bir kombinasyondur. Böyle bir durumda elektrik adasını besleyen DES derhal adalanmış şebeke parçasından ayrılmalıdır. Burada şebeke parçasından kasıt, birden fazla abonenin bulunduğu izole bölgedir. Şebekeden ayrılan DES, eğer gerekli yeteneklere sahip ise sadece

DES sahibinin yüklerini beslemeye devam edebilir. Ancak böyle bir yetenek enerji depolamasız GES’lerde henüz mevcut değildir. Bu işlemin yapılabilmesi için ada modunun DES arayüz koruması tarafından güvenilir bir şekilde farkedilmesi zorunludur. Ada modunun DES tarafından tespiti için aktif ve pasif yöntemler geliştirilmiştir [14]. Pasif metotlarda şebeke parametreleri pasif yöntemlerle izlendiğinden bu yaklaşımın güç kalitesi üzerinde herhangi bir olumsuz etkisi bulunmaz. Aktif yöntemler ise daha sağlıklı sonuçlar vaat etmekle beraber şebekeye bazı sinyaller enjekte ettiklerinden minimal seviyede de olsa güç kalitesini olumsuz etkileyebilir. Fotovoltaik (PV) sistemler için de geçerli olan anti-ada modunu da kapsayan uluslararası test standartları belirlenmiştir [11], [12], [15], [16], [17]. Ülkemizde de geçerli olan bu standartlarda, anormal şebeke koşullarında fotovoltaik (FV) eviricinin tepkileri ve fonksiyonları tanımlanmıştır. Bu koruma için RoCoF (81R) ve vektör kayması (78) gibi farklı metotlar önerilmiştir. Türkiye’de halen eviriciye

entegre koruma düzenleri ünite koruması olarak değerlendirilmekte olup, arayüz koruması olarak kabul edilmemektedir. Bu nedenle arayüz koruması için *şebeke kaybı rölesi (LoM)* kullanımı zorunludur.

Türkiye’de uyulması gereken tepki ve tepki süreleri [6]’da tablolar halinde verilmiştir. Burada amaç, FV eviricinin kendinden komütasyonlu olması halinde herhangi bir kaza veya hasar oluşmadan mikro şebekeden ayrılmasının sağlanmasıdır. Bazı getirileri olmasına rağmen hemen hemen bütün ülkelerde DES’lerin ada modunda çalışmasına güvenlik ve emniyet kaygılarından dolayı izin verilmez. Şebeke arayüz korumasında adalanmaya karşı koruma mutlaka istenir.

Adalanma tespiti için birçok eski/yeni, aktif/pasif, yerel/merkezi birçok yöntem mevcuttur [14]. Zayıf noktalarına rağmen, ucuz ve kullanışlı olduğundan pasif şebeke kesintisi (LoM) tespit metotları sıklıkla kullanılır. Türkiye’de pasif ve yerel metodlar kullanan röleler yaygın olarak kullanılmakta olup, haberleşme ve SCADA altyapıları gelişinceye kadar bu yaklaşım en uygulanabilir çözüm olarak görülmektedir. Yerel ve pasif metodlarla şebeke kaybı algılayan röleler *vektör kayması, frekans değişim hızı ve aşırı/düşük gerilim algılama* yeteneklerine sahiptir. Aktif metodlarda ise şebekeye bazı sinyaller enjekte edilerek şebekenin cevabı beklenir. Alınan cevap doğrultusunda şebekenin sağlıklı olup olmadığı veya şebeke empedansı hakkında ipuçları elde edilir. Yüksek şebeke empedansı veya şebeke frekansının GES tarafından kontrol edilebiliyor olması, şebeke kaybını işaret eder.

5.2.2 Şebekenin GES’ten korunması

Şebekede oluşan kısa devrelerde GES’in arızayı beslerken şebeke ekipmanına zarar vermesini engellemek için tedbir alınmalıdır. Bu korumanın şebeke kısa devreleri, anlık tekrar kapama ve bağlantı anındaki anormal koşullarda devreye girmesi beklenir. GES’lerin arıza akım katkısı çok büyük olmadığı için bu korumaya fazla iş düşmesi beklenmez. Kendinden komütasyonlu eviricilerde bile kısa devre akımı uzun sürmekle beraber nominal akımın en fazla

1.5 katına kadar çıkar. Bu ise genellikle aşırı akım korumasını devreye sokmaya yetmez.

5.2.3 Senkronizasyon

Şebeke bağlantılı (Grid-tie, on-grid) ve/veya hat komütasyonlu FV eviricilerin kendi içlerinde referans sinyali olmadığından şebeke gerilimini görmeden çalışmaları mümkün değildir. Bu nedenle GES’lerde kullanılan koruma rölelerinde genel olarak *Senkronizasyon Kontrol (25)* özelliği aranmaz.

5.2.4 Güç Faktörü Düzeltme

Halen talep edilmemekle birlikte, yakın gelecekte Lisanssız GES’lerin reaktif güç desteği ve davranışları da mercek altına alınacaktır. Arayüz koruma sistemleri tasarlanırken bu olası talepler de göz önünde bulundurulmalıdır. Öte yandan bütün GES’lerden reaktif güç desteğinin istenmesi, üretilecek aktif gücü azaltacağı için yenilenebilir enerji penetrasyonunu zayıflatacaktır. Bu nedenle koruma sisteminde *Güç Faktörü Rölesi (55)* kullanımı tasarlanırken belli gücün altındaki santrallerde bu tip bir baskı olmaması gerektiği de unutulmamalıdır.

5.2.5 Topraklama Sistemleri ve Toprak Arızalarının Tespiti

Topraklama arızalarının tespiti yapılmaya çalışıldığında şebeke ve dağıtım transformatörü topraklama düzenleri dikkate alınmalıdır. Bilindiği gibi AG şebekelerinde topraklama sistemi olarak TN, IT ve TT uygulanmaktadır. IT şebekeleri genellikle, personel ve emniyetinin gerekli olduğu özel alanlarda (hastane) kullanılmaktadır. Bu şebekeler için, fotovoltaik evirici kurulumunun mantıklı olup olmadığı ayrıntılı bir biçimde değerlendirilmelidir. Eviricinin normal çalışma koşulları altında (örn; ışımaya koşullarına dayanan, muhtemel kesintilere karşı korumalı) başka cihazlar zarar görebilirler (örneğin; tıbbi cihazlar).

Avrupa’da birçok ülkede TN, Türkiye’de ise TT topraklama sistemi kullanılmaktadır. Bu nedenle başka ülkelerde yaygın olarak kullanılan koruma ve arıza tespit sistemlerini Türkiye’de uygularken yerel farklılıklar göz önünde

bulundurulmalıdır. Örneğin trafosuz eviricilerin TT şebekelerinde kullanılması bazı sorunlara yol açabilir. Zira nem oranı, toprak şartları, topraklama çeşitleri, vb gibi dış etkenler evirici performansını etkileyebilir. TT sisteminde çevrim devresinin bir bölümünü toprağın kendisi oluşturmaktadır; yani devre toprak üzerinden tamamlanmaktadır. Bu yüzden TT sistemde topraklamanın etkinliği çok önemlidir. TN sistemlerde ise çevrim devresinin tamamı faz ve koruma hatlarından oluşturulmakta topraklama ve toprak, devrenin içinde yer almamaktadır. Görüldüğü gibi AG topraklama sistemi evirici ve koruma düzeni seçiminde önemli rol oynamaktadır.

5.2.6 Tekrar Kapamalı Kesici Koordinasyonu

Radyal primer havai hatlardaki elektrik arz güvenilirliği, *tekrar kapamalı kesici (recloser)* ve *ayırmaç (sectionalizer)* kullanımı ile artırılabilir [20]. Türkiye’de henüz kısıtlı olarak kullanılmakla birlikte tekrar kapamalı kesicilerin önümüzdeki dönemde hızla artacağı açıktır. Bu durumda özellikle kırsal kesimde büyük güçlerde kurulacak arazi uygulamalı GES’lerin arayüz koruma rölelerinin tekrar kapamalı kesici ve ayırmaçlar ile iç içe çalışacağı ve sağlam bir koordinasyon kurulması gerekliliği öngörülmektedir.

GES içeren bir şebekenin otomatik tekrar kapama ile şebekeye bağlanması bazı problemlere yol açabilir. Tekrar kapamalı kesicinin açma sürecinde arızanın GES tarafından beslenmesi ve kapama anında faz farklı iki sistemin kuplajı bu sorunların en başta gelenleridir. Tekrar kapama öncesi senkronizasyonun sağlanması gerekiyorsa, tekrar kapama süresi arttırılabilir. Fakat OG seviyesinde farklı fider tasarımlarının (radyal, çatallı radyal, ring vs.) yeniden kapama koordinasyonu göz önünde bulundurulmalıdır.

5.3 Ünite (Generatör) Koruması

Ünite koruması, şebeke bağlantı noktasının generatör tarafında kurulur (Şekil 8, Şekil 9). Görevi PV generatörü iç arızalarından, anormal işletme koşullarından (dengesiz akımlar gibi) ve

tekrar kapama operasyonu sırasında sisteminin generatöre vereceği zarardan korumaktır. Ayrıca RCD’ler yardımıyla kullanıcıların ve tesisin de dolaylı yoldan koruması yapılmış olur. Dağıtım şebekesi operatörleri ilerde generatör korumasını santral sahibi sorumluluğuna bırakabilir ancak şu aşamada Türkiye’de TEDAŞ onay sürecinde generatör korumaları incelenerek uluslararası standartlara uygun generatör koruması kullanılması konusunda kullanıcıları yönlendirmektedir.

6 Sonuçlar ve Değerlendirme

Bu çalışmada özellikle AG şebekeden dağıtım sistemine bağlanan santrallerin bağlantı ve koruma düzenleri incelenmiştir. Bağlantı ve koruma düzenleri anlık çalışma ve milisaniye mertebesinde tepki sürelerine karşın arıza giderme (*Mean Time To Repair, MTTR*) ve sistemi tekrar devreye alma (*System restoration*) sürelerinin uzunluğu nedeniyle tedarik sürekliliği açısından büyük önem taşır. Birkaç ms içerisinde gerçekleşen tepkisini yanlış zamanda veren bir kesici, kullanıcıların saatler mertebesinde enerjisiz kalmasına ve dağıtım şirketinin büyük cezalar ödemesine neden olabilir [8]. Bu açıdan bakıldığında dağıtım sistemine entegre çalışan çok sayıda AG bağlantılı GES’in tedarik sürekliliği ve güç kalitesi üzerindeki baskısı daha kolay anlaşılabilir. Lisanssız GES’lerin getirilerinden faydalanırken can ve mal güvenliği açısından risk almamak için ters besleme olasılığının ortadan kaldırılması gerekir. Bu konuda çift yönlü güç akışını da dikkate alabilecek tam çözüm, AG seviyesinde dijital koruma rölesi kullanımımızdır ancak bu ekonomik olarak mikro GES’lerde ($P \leq 50$ kW) uygulanabilir bir çözüm değildir. Yapılacak çalışmalarla eviriciye tümleşik ve yetkili kuruluşlarca sertifikalandırılmış şebeke kaybı (LoM) koruma fonksiyonlarının arayüz koruması için yeterli olup olmadığı değerlendirilmelidir. Yapılacak çalışmaların olumlu sonuçlanması durumunda belli bir gücün (50 kW veya 100 kW) altında dijital röle kullanımı zorunlu olmayabilir. Bu konuda herhangi bir kurum veya kuruluşun dağıtım şirketlerine baskı yapma yetkisi olmadığından dağıtım şirketlerinin tam

anlamıyla evirici koruma fonksiyonlarına güvenecek şekilde ikna olması gerekmektedir.

Türkiye’de AG seviyesinden yapılan bağlantıların üzerindeki baskılardan biri de 11 kW üst sınırdır. Tablo 8 ve Tablo 9 incelendiğinde Türkiye’nin AG bağlantı konusunda oransal olarak oldukça gerilerde olduğu, neredeyse tüm bağlantıların OG seviyesinden yapıldığı görülür. Bu durum dağıtık üretim felsefesi ve yayılımı açısından kabul edilebilir değildir. AG seviyesinden bağlanan DES’lerin penetrasyonunun yüksek olduğu ülkelere bakıldığında, AG bağlantı üst sınırının 100 kW civarında olduğu görülür. Türkiye’de ise bu sınır, özel değerlendirmeler haricinde 11 kW’tır. Yapılacak incelemelerle Türkiye’deki sınırın yükseltilmesinin teknik olarak mümkün olup olmadığı titizlikle incelenmeli ve bu değeri yukarı çekmenin yolları aranmalıdır. 11 kW’lık bağlantı üst sınırı ile AG seviyesinde agresif ve etkin bir DES yayılımı sağlanması zayıf bir olasılıktır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının en büyük dezavantajı değişkenliği ve bazen öngörülemez oluşudur. Çevre duyarlılığı ve küresel ısınma nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını yönündeki motivasyon artarken, sanayinin kullandığı elektriğin devamlılığı ve kalitesinin artırılması yönündeki talepler de aynı oranda yükselmektedir. Kullanıcılar, GES ve RES’lerin sisteme entegrasyonunu gerilim dalgalanmaları veya enerji kesintileri için bir mazeret olarak kabul etmemekte, kaynağından bağımsız bir şekilde kaliteli ve devamlı bir enerji talep etmektedir. Yürürlükteki yönetmeliklerin de özelleşen dağıtım şirketlerine bu yönde büyük baskısı vardır [8]. Hem yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payını artırmak, hem de güç kalitesinden ödün vermemek ancak dengeli ve titiz yürütülecek bir süreçle mümkündür. Sürecin ekonomik kaygılarla sekteye uğramaması için GES’lerin şebeke üzerindeki etkilerin incelenebileceği pilot projelerin geliştirilmesi çok önemlidir. AG şebekenin güçlü olduğu şehir merkezleri ve zayıf olduğu kırsal kesimdeki sonuçları da farklı olacaktır. Dağıtım şirketleri sistemlerine bağlanacak GES’lerin koruma sisteminin olumsuz etkilemesinden çekinmektedir. AG

şebekesindeki üretimden dolayı arıza tespitlerinin zorlaşacağı, arızanın boyutu ve konumuyla ilgili yanlış sonuçlara ulaşılabileceği yönündeki kaygılar da azımsanmayacak düzeydedir.

Yüksek miktarda farklı güç ve özelliklerde GES’lerin bulunduğu bölgelerde, gerilim dalgalanması, kırışma, DC akım enjeksiyonu, toplam akım bozuşması ve faz dengesizliğine izin verilmemelidir. Bu uygunsuzlukları önlemek için dağıtım şirketlerinin GES sahiplerinden önlem talep etme hakları vardır zira bu sorumluluk EPDK ve mevzuat nezdinde dağıtım şirketlerine aittir. Hem şebeke güç kalitesinin bozulmaması, hem de güvenli ve sürdürülebilir bir sistem işletimi için uluslararası standartlara uygun, panel, evirici, kablo ve koruma elemanlarının kullanılması kaçınılmazdır.

2014 yılının ikinci yarısında hayata geçmesi beklenen lisanslı GES projelerinden yaklaşık iki yıl önce başlatılan lisanssız GES süreçleri, büyük güçlü GES’lere hazırlık açısından çok büyük değer taşımaktadır. Bu zaman diliminde biraz sancılı da olsa, gerek serbest piyasa şirketlerinde gerekse kamu kurumlarında önemli bir *proje onay, geçici kabul ve işletme* “nasıl yapılır” (know-how) altyapısı oluşmuştur. Kamu kurumları, mühendislik proje ofisleri, yatırım teşvik mekanizmaları, taahhüt şirketleri, malzeme tedarikçileri, hizmet tedarikçileri, vs. için adeta bir staj niteliğinde olan bu dönemde, görev ve sorumlulukların paydaşlara dağılımı kabaca belli olmuştur.

Sorgulanması gereken diğer bir nokta da şudur: Yenilenebilir enerji kullanımının artırılması bir devlet, hatta uluslararası toplum politikasıdır. Ancak bunun sisteme dengeli bir şekilde entegre edilmemesinin sorumluluğu Türkiye’de TEDAŞ ve özelleşen dağıtım şirketlerinin üzerindedir. Hem sürecin önünü açması hem de olası bir problemde bedel ödemesi beklenen TEDAŞ ve dağıtım şirketlerinin sürecin sağlıklı işleyebilmesi ve ilerleyebilmesi için sergileyecekleri yaklaşımın rolü büyüktür. Bu noktada üniversitelerin ve araştırma kurumlarının yapacakları çalışmalarla hem özelleşen dağıtım şirketlerine, hem de kamu kurumlarına destek vermeleri çok önemlidir.

Ancak süreç Ar-Ge altyapısı açısından ele alındığında, DES'lerin Türkiye'de uygulanması, güç sistemine tümleşimi ve yaygınlaştırılması için şu ana kadar yeterli bir motivasyon ve desteğin olduğunu söylemek oldukça zordur. Ar-Ge kurumlarının konuya eğilimi yatırımcıların gerisinde kalmış görünmektedir. Bu çalışmada ele alınan arayüz koruması, bağlantı düzenleri, generatör koruması gibi konu başlıklarının tamamı birer uygulamalı araştırma konusudur. Yasal mevzuatın uygulanmasında ve yorumlanmasında karşılaşılan zorlukların ve karşılaşılan eleştirilerin temel kaynağı, mevzuat çalışmalarının bundan önceki 5-6 yıllık periyotta yeterli Ar-Ge desteğini alamamış olmasıdır. Geçtiğimiz dönemde yasal mevzuata altlık olabilecek bazı saha uygulamalı araştırma proje önerileri hazırlanmış, ancak bu girişimler çeşitli nedenlerle gerekli finansman desteğine ulaşamamıştır. Güç sistemleri ile ilgili neredeyse bütün projelerin "Akıllı Şebekeler" başlığı ile ilişkilendirildiği bu dönemde, akıllı şebekelerin önemli altlıklarından biri olan DES entegrasyonu konusunun Türkiye'de güç sistemi Ar-Ge çalışmaları finansmanı açısından henüz ön sıralarda değerlendirilmemiş olması, konunun öneminin anlaşılabilirliği açısından ciddi endişe uyandırmaktadır. Önümüzdeki dönemde bu araştırma ve akademik çalışma eksikliğinin giderilerek evrensel çözümlerin Türkiye'ye özel saha koşullarına uyarlanması çalışmalarının ivedilikle başlatılması zorunludur. Bu alanda kamu kurumlarının APK dairelerine, yerel dağıtım şirketlerinin Ar-Ge takımlarına, üniversitelere, araştırma kurumlarına ve teknopark/teknokent çatısı altında toplanan Ar-Ge şirketlerine büyük görevler düşmektedir. Türkiye koşullarına uyarlanmış gerçekçi bir "Yenilenebilir Enerji Yol Haritası"nın çıkarılması ve uygulanması, ancak yeterli Ar-Ge ve kamuoyu desteğini almış, kurumların görev ve sorumluluklarının net bir şekilde tanımlandığı bir yapı ile mümkündür.

7 Kaynakça

- [1] "Elektrik enerjisi piyasası ve arz güvenliği stratejisi belgesi," *Yüksek Planlama Kurulu*, karar no.2009/11, 18 Mayıs 2009.

- [2] "An energy policy for Europe," *Commission of the European Communities, COM (2007) 1*, Brussels, 2007.
- [3] "A European strategic energy technology plan (SET-Plan)," *Commission of the European Communities, COM (2007) 723*, Brussels, 2007.
- [4] "Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanun," *Resmi Gazete, sayı.25819*, Kanun no. 5346, 18 Mayıs 2005.
- [5] "Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmelik," *Resmi Gazete, sayı.28001*, 28 Temmuz 2011.
- [6] "Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmeliğin uygulanmasına dair tebliğ," *Resmi Gazete, sayı.28229*, 10 Mart 2012.
- [7] B. Şimşek, M. M. Öcal, E. Bizkevelci, "Dağıtık üretim santrallerinin Türkiye'deki durumuna genel bir bakış," *Türkiye 11. Enerji Kongresi*, Türkiye, 2009.
- [8] "Elektrik piyasasında dağıtım sisteminde sunulan elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesi hakkında yönetmelik," *Resmi Gazete, sayı.27052*, Kasım 2008.
- [9] J. C. Hernandez, J. De la Cruz, B. Ogayar, "Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic-distributed generation," *EPRS*, 2012.
- [10] "Prioritization of technical solutions available for the integration of pv into the distribution grid," *DerLab*, D3.1, June 2013.
- [11] "Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks," *BS EN 50438*, 2007.
- [12] "Mikro jeneratörlerin alçak gerilim dağıtım şebekeleri ile paralel bağlanması için kurallar," *TS EN 50438*, Haziran 2009.
- [13] "Interconnecting distributed resources with electric power systems," *Std. IEEE 1547.2*, 2008.

- [14] A. Khamis, H. Shareef, E. Bizkevelci, T. Khatib “A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Aralık 2013.
- [15] “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1: Connection to the LV distribution system,” *CLC/FprTS 50549-1:2011*.
- [16] “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 2: Connection to the MV distribution system,” *CLC/FprTS 50549-2:2011*.
- [17] “Power generation systems connected to the low-voltage distribution network- Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks,” *VDE-AR-N 4105:2011-08*, 2011.
- [18] “Measuring relays and protection equipment - Part 1: Common requirements,” *EN 60255-1:2010*.
- [19] “IEEE Standard electrical power system device function numbers, acronyms, and Contact Designations,” *IEEE Std. C37.2-2008*, 2008.
- [20] M. Daldal, E. Bizkevelci, N. Özay “Tekrar kapamalı kesici ve ayırıcı kullanımının kırsal elektrik dağıtım şebekesinde tedarik sürekliliğine etkisi,” *II. ETUK*, 2011, İzmir.
- [21] “Dağıtım tesislerine bağlanacak üretim santralleri için fider kriterleri,” *TEDAŞ Genel Müdürlüğü Yönetim Kurulu*, Karar No.5-35, 31 Ocak 2008.
- [22] “TEİAŞ OG barasına doğrudan bağlı otoprodüktör fiderler için proje kriterleri,” *TEİAŞ Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı*, Karar No. 1073-11029, 22 Mayıs 2003.
- [23] Andrea Zanolina, “Administrative barriers and evolution of regulation,” *Assosolare*, June 2011.