

**FOTOVOLTAİK GÜÇ SANTRALİ BAĞLI BİR ŞEBEKEDEN
GÜÇ KALİTESİ ÖLÇÜMLERİ**

**POWER QUALITY MEASUREMENTS ON A DISTRIBUTION
NETWORK WITH PHOTOVOLTAIC POWER PLANT**

Özkan TANRIVERDİ

Prof. Dr. AYNUR ERAY

Tez Danışmanı

Hacettepe Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin
Temiz Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı İçin Öngördüğü
YÜKSEK LİSANS TEZİ
Olarak hazırlanmıştır.

2015

Özkan TANRIVERDİ'nin hazırladığı “**Fotovoltaik Güç Santrali Bağlı Bir Şebekede Güç Kalitesi Ölçümleri**” adlı bu çalışma aşağıdaki jüri tarafından **TEMİZ TÜKENMEZ ENERJİLER ANABİLİM DALI**'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Işık ÇADIRCI

Başkan

.....

Prof. Dr. Aynur ERAY

Danışman

.....

Doç. Dr. Kamil Çağatay BAYINDIR

Üye

.....

Bu tez Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tarafından **YÜKSEK LİSANS** tezi olarak onaylanmıştır.

Prof. Dr. Fatma Sevin DÜZ

Fen Bilimleri Enstitü Müdürü

Değerli eşime

ETİK

Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içindeki bütün bilgi ve belgeleri akademik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Görsel, işitsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçları bilimsel ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda ilgili eserlere bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunduğumu,
- Atıfta bulunduğum eserlerin tümünü kaynak olarak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı,
- ve bu tezin herhangi bir bölümünü bu üniversite veya başka bir üniversitede başka bir tez çalışması olarak sunmadığımı,

beyan ederim.

.../.../2015

ÖZKAN TANRIVERDİ

ÖZET

FOTOVOLTAİK GÜÇ SANTRALİ BAĞLI BİR ŞEBEKEDEN GÜÇ KALİTESİ ÖLÇÜMLERİ

ÖZKAN TANRIVERDİ

Yüksek Lisans, Temiz Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. AYNUR ERAY

Ekim 2015, 83 sayfa

Son yıllarda şebeke bağlantılı FV sistemlerin yaygınlaşmasıyla beraber güç kalitesiyle ilgili endişeler doğmaktadır. Bu tez çalışmasında, Hacettepe Teknokent’de bulunan Ar-Ge 1 (217kW) ve Ar-Ge 2 (202kW) FV santrallerin şebeke bağlantıları noktasında güç kalitesi ölçüm çalışmaları yapılarak sonuçlar tartışılmıştır.

Bu tez, temel olarak iki bölüme ayrılmıştır. Birinci bölümde, Ar-Ge 2 FV santralının şebeke bağlantı noktasında farklı yük koşullarında ve günlerde güç kalitesi ölçümleri yapılmıştır. Ar-Ge 2 FV santralının şebekeye bağlı olduğu hafta içi ve hafta sonu birer gün ile, santralin şebekeden ayrı olduğu hafta içi ve hafta sonu birer gün ölçümler yapılarak karşılaştırılmıştır. Ar-Ge 2 FV santralının şebeke bağlantı noktasında yapılan bu ölçümler, güç kalitesi verilerinden olan etkin gerilim, gerilim dengesizliği, kırpışma ve harmonikler üzerinden yapılmıştır. Ölçülen veriler Türkiye’de geçerli olan EN-50160 ve IEEE-519 standartları çerçevesinde detaylı olarak analiz edilmiştir. Ölçüm sonuçları, FV santralindeki güç kalitesi parametrelerinin genelde standartlarda belirtilen sınırlar içinde kaldığını ve FV santralının şebeke güç kalitesi üzerindeki etkisinin ihmal edilebilecek düzeyde olduğunu göstermektedir.

İkinci kısımda, Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin şebeke bağlantı noktasında, yaklaşık 2 aylık periyotta 2 ayrı cihazla eş zamanlı yapılan ölçümlerden elde edilen olay kayıtları alınarak, gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları incelenmiştir. Bu ölçümler ile ana şebekenin, şebeke bağlantılı FV santrale olan etkileri gözlemlenmiştir. Ölçümler sonucunda alınan veriler ilgili standart olan IEEE 1547 çerçevesinde analiz edilerek değerlendirilmiştir. Sonuçlar, ana şebekedeki gerilim çökmelerinin azımsanmayacak oranda olduğunu göstermektedir. Bu durumun, özellikle gelecek yıllarda FV santrallerin yaygınlaşmasıyla ciddi sorunlar doğurabileceği düşünülmektedir.

Anahtar Kelimeler: Güç Kalitesi, FV santral, Şebeke Bağlantısı, Etkin Gerilim, Harmonikler, Gerilim Dengesizliği, Kırpışma, Gerilim çökmeleri, Geçici Rejim, Düşük Gerilim Sırtlama Özelliği

ABSTRACT

POWER QUALITY MEASUREMENTS ON A DISTRIBUTION NETWORK WITH PHOTOVOLTAIC POWER PLANT

ÖZKAN TANRIVERDİ

Yüksek Lisans, Temiz Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. AYNUR ERAY

Ekim 2015, 83 sayfa

The concerns about the power quality of PV systems arise with the expansion of grid connected photovoltaic power plants. In this paper, power quality of The Hacettepe Technopolis PV Systems, Ar-Ge 1 (217kWp) and Ar-Ge 2 (202kWp), are measured and discussed.

This paper consists of two parts. The first part presents the power quality characteristics of grid-connected PV system Ar-Ge 2 based on the field power quality measurements under different load conditions in different days, before and after connecting PV plant to the grid. Indicators such as voltage output, harmonics, three-phase voltage unbalance and voltage flicker were analyzed in details. Measured data is evaluated in the framework of the limit values specified in the relevant standards EN-50160 and IEEE-519. The results show that the power quality indicators of this PV system generally did not exceed the limit defined by Turkish national standards for the conditions considered in this study. The result indicates that this PV system shows negligible impact on power grid in aspect of power quality.

The second part presents the power quality characteristics of the main grid on the connection points of Ar-Ge 1 and Ar-Ge 2, based on the field power quality measurements for 2 months. Voltage dip and transient events are measured at the network connection points. Measured data is evaluated in the framework of the limit values specified in the relevant standard IEEE-1547. The results show that primary network voltage quality will have significant effects on PV santrals, especially in the future.

Keywords: Power Quality, PV Generators, Network Connection, Nominal Voltage, Harmonics, Voltage Unbalance, Flicker, Voltage dips, Transient, Low Voltage Ride Through

TEŞEKKÜR

Tez alışmamın her aşamasında değerli katkı ve eleştirileriyle yol gösteren, sonsuz sabırla beni her zaman çalışmaya teşvik eden ve güven veren danışmanım Sayın Prof. Dr. Aynur ERAY'a, tez hazırlık ve araştırma aşamalarında yorum ve önerileriyle yol göstererek çok önemli katkılarda bulunan hocalarım Sayın Prof. Dr. Muammer ERMİŐ'e ve Prof. Dr. Işık ÇADIRCI'ya, Juri yem Sayın Doç. Dr. K. Çağatay BAYINDIR'a, çalışmalarda kullandığım güç kalitesi ölçüm düzeneklerini ve şebeke bilgilerini tedarik etmemi sağlayan ENERJİSA Başkent Elektrik Dağıtım A.Ő.'ye, yüksek lisans yapmamı teşvik eden ve destekleyen işyeri amirim Sayın K. Alper DURUKAN'a, her türlü desteği esirgemeyen ve çalışmamın her aşamasında manevi olarak yanımda olan değerli eşim Bilge ASLAN TANRIVERDİ'ye teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET	i
ABSTRACT	ii
TEŞEKKÜR.....	iii
İÇİNDEKİLER.....	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	vi
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	ix
SİMGELER, KISALTMALAR VE TANIMLAR.....	x
1. GİRİŞ.....	1
2. KURAMSAL KESİM	8
2.1. Güç Kalitesinde Temel Kavramlar.....	8
2.1.1. Gerilim Değişimleri.....	10
2.1.2. Gerilim Dengesizliği	12
2.1.3. Dalgaformu Bozulumu	13
2.1.4. Kırpışma	20
2.2. Güç Kalitesi Ölçüm Metodolojisi.....	21
2.3. Güç Kalitesi ile İlgili Yasal Mevzuat.....	23
3. DENEYSEL KESİM	24
3.1. Ölçüm Noktaları	24
3.2. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV Santrallerin Özellikleri	26
3.3. Güç Kalitesi Cihazı ve Ölçüm Düzeneği.....	28
4. DENEYSEL SONUÇLAR	30
4.1. Ar-Ge 2 FV Santralin Ana Şebekedeki Güç Kalitesine Etkileri	31
4.1.1. Şebeke Güç Analizleri.....	31
4.1.2. Gerilim Etkin Değerlerinin İncelenmesi	38
4.1.3. Gerilim Dengesizliğinin İncelenmesi	43
4.1.4. Kırpışma (Fliker) Değerlerinin İncelenmesi	45
4.1.5. Harmoniklerin İncelenmesi.....	47
4.2. Ana Şebeke Kaynaklı Olaylar ve Düşük Gerilim Sırtlama Özelliği	53
4.2.1. Üretim Santrallerinin Şebeke Bağlantı Standartları.....	55

4.2.2. FV Santrallerin Düşük Gerilim Sırtlama Özelliği	60
4.2.3. Saha Çalışmaları	63
5. SONUÇLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ VE ÖNERİLER	70
KAYNAKLAR.....	73
Ek1- STANDARTLAR.....	78
EK-2 ELEKTRİK DAĞITIMI ve PREKANDE SATIŞINA İLİŞKİN HİZMET KALİTESİ YÖNETMELİĞİ TEKNİK KALİTE ŞARTLARI	79
Ek3- ÖZGEÇMİŞ.....	81

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Dünya genelinde kurulu FV gücünün gelişimi	1
Şekil 1.2. Başkent EDAŞ GES başvuruları	2
Şekil 1.3. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemlerin genel tek hat şeması	5
Şekil 1.4. Hacettepe Üniversitesi Teknokent FV sistemleri a)Ar-Ge 1, b)Ar-Ge 2.....	6
Şekil 2.1. Güç kalitesi sorunlarının nedenlerinin müşteri ve şebeke işletmecisi bakış açısından değerlendirilmesi	7
Şekil 2.2. 3 fazlı bir sistemde gerilim çökmesi ve yükselmesi	9
Şekil 2.3. Gerilim dalga formu üzerindeki atma şeklindeki geçici rejim	10
Şekil 2.4. Kesinti sırasındaki gerilimin rms değişimleri	10
Şekil 2.5. Doğrusal olmayan yükler ve çekilen akım	13
Şekil 2.6. Doğrusal olmayan bir yükteki gerilim ve akım dalga formu	14
Şekil 2.7. Harmonik bir dalga formunun fourier açılımı	15
Şekil 2.8. (a) Harmonik kaynağın şebekeye bağlantısı (b)tek faz eşdeğer devresi	17
Şekil 2.9. PWM evirici devresi	19
Şekil 2.10. Kırpışma dalgaformu	20
Şekil 2.11. A sınıfı cihazlarda ölçüm basamakları	21
Şekil 2.12. IEC 61000-4-30 hesaplama yöntemi.....	23
Şekil 3.1. FV santrallerin ana şebeke bağlantısı ve ölçüm noktaları.....	25
Şekil 3.2. Ölçümlerde kullanılan mobil güç kalitesi düzeneği	28
Şekil 3.3. Güç kalitesi düzeneğinin sisteme bağlanması sırasında alınan farklı görüntüler	29
Şekil 4.1. Santral bağlantı noktaları ve şebeke yük akışları	32
Şekil 4.2. Ölçüm yapılan hafta içi günlerde ana şebeke yük akışları	33
Şekil 4.3. Ölçüm yapılan hafta sonu günlerde ana şebeke yük akışları	34
Şekil 4.4. 27 Mart 2014(Hafta içi) tarihine ait güç dağılımları ve toplam yük	34
Şekil 4.5. 13 Nisan 2014(Hafta sonu) tarihine ait güç dağılımları ve toplam yük ..	35
Şekil 4.6. $P_{FV} < P_{yük}$ durumunda yük akışı	36
Şekil 4.7. $P_{FV} > P_{yük}$ durumunda yük akışı	36
Şekil 4.8. Şebeke geriliminin kaynaktan son kullanıcıya doğru değişimi	38
Şekil 4.9. Şebeke geriliminin kaynaktan FV santrale doğru değişimi	39

Şekil 4.10. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda A fazı geriliminin hafta içi değişimi.....	40
Şekil 4.11. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda B fazı geriliminin hafta içi değişimi.....	40
Şekil 4.12. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda C fazı geriliminin hafta içi değişimi.....	41
Şekil 4.13. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda A fazı geriliminin hafta sonu değişimi.....	41
Şekil 4.14. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda B fazı geriliminin hafta sonu değişimi.....	42
Şekil 4.15. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda C fazı geriliminin hafta sonu değişimi.....	42
Şekil 4.16. Ar-Ge 2 gerilim dengesizliğinin farklı koşullarda değişimi	43
Şekil 4.17. 13.04.2015 tarihindeki Ar-Ge 2 çıkış akımlarının değişimi.....	44
Şekil 4.18. A fazı kırpışma değerinin hafta içi değişimi	46
Şekil 4.19. A fazı kırpışma değerinin hafta sonu değişimi	46
Şekil 4.20. A fazı TTB değerinin hafta içi değişimi	50
Şekil 4.21. B fazı TTB değerinin hafta içi değişimi... ..	50
Şekil 4.22. C fazı TTB değerinin hafta içi değişimi	51
Şekil 4.23. A fazı THB _v değerinin değişimi.....	52
Şekil 4.24. B fazı THB _v değerinin değişimi.....	52
Şekil 4.25. C fazı THB _v değerinin değişimi.....	53
Şekil 4.26. Ana şebeke faz-toprak arızası.....	54
Şekil 4.27. Ana şebeke arızası ve gerilim çökmesi	54
Şekil 4.28. FERC-661 standartına göre düşük gerilim sırtlama(LVRT) gerekliliği	56
Şekil 4.29. Batı Elektrik Koordinasyon Konseyi standartına göre düşük gerilim sırtlama(LVRT) gerekliliği.....	56
Şekil 4.30. Alman BDEW'e göre düşük gerilim sırtlama(LVRT) gerekliliği	57
Şekil 4.31. IEEE 1547'ye santralin şebekeye bağlı kalma kriterleri.....	59
Şekil 4.32. Alman normlarına göre düşük gerilim sırtlama özelliği	60
Şekil 4.33. Reaktif akım desteği	62
Şekil 4.34. Ar-Ge 1 gerilim çökmeleri ve geçici rejim olaylar	64
Şekil 4.35. Ar-Ge 2 gerilim çökmeleri ve geçici rejim olaylar	64

Şekil 4.36. Ar-Ge 1-2 gerilim çökmelerinin IEEE 1547'ye göre dağılımı67
Şekil 4.37. Ar-Ge 1 Gerilim çökmelerinin dağılımı68
Şekil 4.38. Ar-Ge 2 Gerilim çökmelerinin dağılımı68
Şekil 4.39. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 gerilim çökmelerinin ortalama dağılımı69

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1.1. Türkiye'deki kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı.....	2
Çizelge 2.1. Güç kalitesi problemlerinin sınıflandırılması.....	9
Çizelge 3.1. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin modül ve evirici bilgileri.....	26
Çizelge 3.2. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerinde kullanılan eviricilerin özellikleri...	27
Çizelge 4.1. FV santrallerde ölçülen güç kalite parametreleri	30
Çizelge 4.2. Ölçüm yapılan tarihleri.....	33
Çizelge 4.3. Ortalama trafo yüklenme oranları.....	37
Çizelge 4.4. İncelenen şebekedeki toplam yükün kaynaklara göre dağılımı	37
Çizelge 4.5. IEEE 1547'ye göre şebekeden ayrılma kriterleri.....	58
Çizelge 4.6. Dağıtık üretim santrallerinin şebeke bağlantı kriterleri.....	59
Çizelge 4.7 Gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayların sayısı.....	65
Çizelge 4.8a. ION 7650 cihazının gerilim çökmelerini sınıflandırma örneği	66
Çizelge 4.8b. Ölçülen gerilim çökmelerinin sınıflandırılması.....	66
Çizelge Ek1.1.Güç kalitesiyle ilgili atıf yapılan standartlar.....	77
Çizelge Ek2.1. Tek ve çift harmonikler için gerilim harmonik sınır değerleri.. ..	79
Çizelge Ek2.2.Tek ve çift harmonikler için akım harmonik sınır değerleri.....	79
Çizelge EK2.3. Kırpışma sınır değerleri.....	79

SİMGELELER, KISALTMALAR VE TANIMLAR

Simgeler ve Kısaltmalar

Ω	Ohm
A	Amper
V	Volt
Hz	Herz
W	Watt
VA	Volt-Amper
I	Akım
R	Direnç
P	Aktif güç
Q	Reaktif güç
FV	Fotovoltaik
AA	Alternatif Akım
BEDAŞ	Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.
DA	Doğru Akım
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
MPPT	Maximum Power Point Tracking
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
GES	Güneş Elektrik Santrali
PCC	Point of Common Coupling
RMS	Root Mean Square (Kare Ortalama Karekök)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Merkezi Denetleme Kontrol ve Veri Toplama)
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

Tanımlar

AG (Alçak Gerilim): Etkin şiddeti 1000 Volt ve altındaki gerilim seviyesi

AG kullanıcı: Bağlantı noktası AG seviyesinde olan kullanıcı

Bağlantı noktası: Kullanıcıların bağlantı anlaşmaları uyarınca dağıtım sistemine bağlandıkları saha veya irtibat noktası (PCC: Point of common connection)

Bara: Aynı gerilimdeki elektrik enerjisinin toplandığı ve dağıtıldığı düzenek

Besleme noktası: İletim ve/veya dağıtım sistemi üzerinde müşterilere elektrik enerjisi sağlanan nokta

Dağıtım: Elektrik enerjisinin gerilim seviyesi 36 kV ve altındaki hatlar üzerinden nakli

Dağıtım bölgesi: Bir dağıtım lisansında tanımlanan bölge

Dağıtım sistemi: Bir dağıtım şirketinin belirlenmiş bölgesinde işlettiği ve/veya sahip olduğu elektrik dağıtım tesisleri ve şebekesi

Dağıtım şirketi: Belirlenen bir bölgede elektrik dağıtımını ile iştirak eden tüzel kişi

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

Dağıtım trafosu: Dağıtım şirketinin işlettiği ve/veya sahip olduğu OG şebekesi ile AG şebekesi arasındaki gerilim dönüşümünü sağlayan güç transformatörü

Fider: Bir merkez barasından müşteri veya müşteriler grubuna enerji taşıyan hat veya kablo çıkışları

Güç faktörü: Aktif gücün görünen güce olan oranını,

Hat: Elektrik enerjisi taşıyan iletkenlerden oluşan tesisleri,

İletim: Elektrik enerjisinin gerilim seviyesi 36 kV üzerindeki hatlar üzerinden nakli

İletim sistemi: Elektrik iletim tesisleri ve şebekesi

Kararlı durum: Geçici rejim şartları sönmüldükten sonra, işletme değerlerinin sabit kabul edilebileceği sistem durumu

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

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

Kullanıcı: Dağıtım sistemini kullanan gerçek veya tüzel kişi,

Nominal gerilim (Anma gerilimi): Bir besleme şebekesinin gösterildiği ya da tanıtıldığı ve bazı çalışma karakteristiklerine atıfta bulunan gerilim değeri

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

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

OG (Orta Gerilim): Etkin şiddeti 1000 Voltun üstünden 36 kV'a kadar olan (36 kV dahil) gerilim seviyesi

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

Ölçüm periyodu: TS EN 61000-4-30'da tanımlanan bir haftalık kesintisiz ölçüm zamanı

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

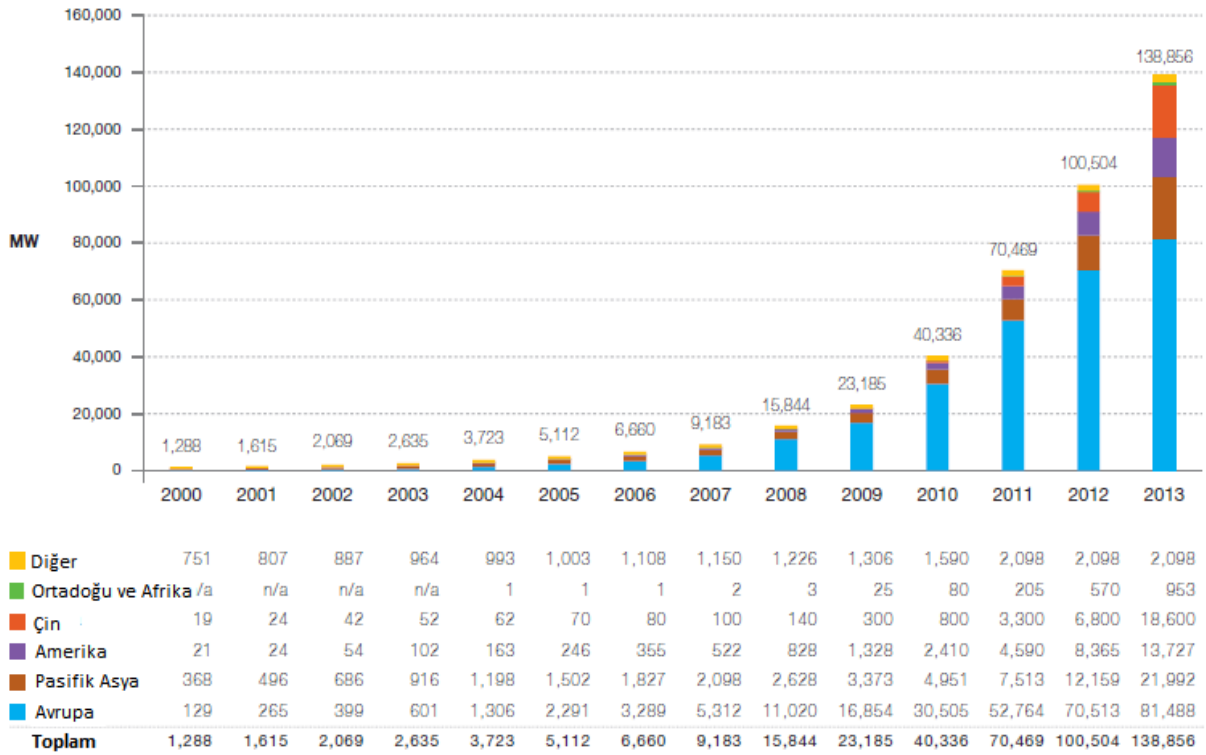
Tek hat şeması: Şebekenin belli bir kısmındaki bara, iletken, güç transformatörü ve kompanzasyon teçhizatı gibi elemanların bağlantısını gösteren tek faz diyagramını,

YG (Yüksek Gerilim): Etkin şiddeti 36 kV'un üzerinde olan gerilim seviyesi

1. GİRİŞ

Son yıllarda artan enerji ihtiyacı ile temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi de artmıştır. Buna paralel olarak güneş enerjisi kullanımı da artmıştır, özellikle elektrik enerjisine olan ihtiyacın karşılanması amacıyla çıkarılan destek ve teşviklerle beraber şebeke bağlantılı fotovoltaik santrallerinin kurulumu ve devreye alınması ivme kazanmıştır [1] [2].

Şekil 1.1’de Dünya genelinde 2000 ve 2013 yılları arasındaki kurulu fotovoltaik (FV) santral kapasitesi kümülatif olarak verilmiştir [1]. Grafikten görüldüğü üzere 2009 yılında sadece 23GW olan kurulu FV gücü, hızla artarak 2013 sonunda 140GW düzeyine yaklaşmıştır.



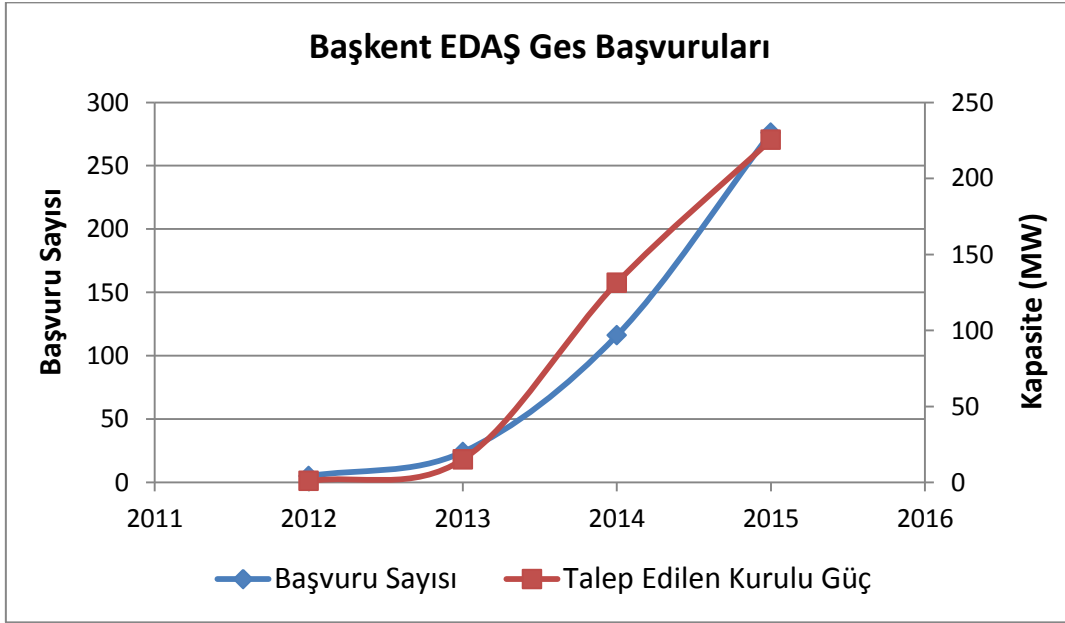
Şekil 1.1. Dünya genelinde kurulu FV gücünün gelişimi [1]

FV santrallerin Türkiye’deki gelişimi dünyadaki kadar hızlı olmasa da son yıllarda belirgin bir artış yaşanmaya başlamıştır. 2014 sonu itibarı ile Türkiye’deki kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı Çizelge 1.1’de gösterilmiştir [3]. Buna göre FV santrallerin ülkemizdeki kurulu gücü 2015 yılı itibarıyla yaklaşık olarak 40MW

civarındadır. Aynı çizelgeden, FV santrallerin, toplam kurulu güç içerisindeki oranının %0,1'den daha düşük olduğu görülmektedir. Bu oranın önümüzdeki yıllarda artması beklenmektedir. Şekil 1.2'de, Başkent EDAŞ verilerine göre, 2012'den itibaren 2015 haziran sonuna kadar, Başkent EDAŞ'daki güneş enerji santrali (GES) başvurularının kümülatif sayısı ve talep edilen toplam kapasitesi (MW) gösterilmiştir [2]. Şekil1.2, ülkemizdeki FV sektörünün gelişme yönünde olduğunu göstermektedir.

Çizelge 1.1. Türkiye'deki kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı [3]

YAKIT TÜRÜ	KURULU GÜCÜ (MW)	SANTRAL SAYILARI
TERMİK	41.801,80	388
HİDROLİK	23.643,20	521
RÜZGAR	3.629,70	90
JEOTERMAL	404,9	15
GÜNEŞ	40,2	112
TOPLAM	69.519,80	1.126



Şekil 1.2. Başkent EDAŞ GES başvuruları * [2]

*2012 verileri sadece geçici kabulü yapılmış başvuruları gösterirken, 2013, 2014 ve 2015 verileri geçici kabulü yapılmış, çağrı mektubu verilmiş veya değerlendirme aşamasında olan başvuruların tamamını göstermektedir.

Elektrik Şebekesinde müşterilere sunulan elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği ve teknik kalitesi önem taşımaktadır. Birçok ülkede, teknik kalite konusu ile ilgili olarak yasal mevzuatlarla ve kurumlar aracılığıyla denetlemeler başlamıştır. Ülkemizde iletim ve dağıtım şirketlerini, çıkarmış olduğu yönetmelikler çerçevesinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), denetlemektedir. Özellikle, 21.12.2012 tarihinde çıkarılan ve 09.10.2013 tarihinde son haliyle yayınlanan **“Elektrik Dağıtım ve Prekande Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği”** [4], elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesine ilişkin olarak dağıtım şirketleri, görevli tedarik şirketleri ve kullanıcılar tarafından uyulması gereken kurallar ile uygulamaya ilişkin esas ve usulleri kapsamaktadır. Bu yönetmelikte belirtilen teknik kalite sınırlarının aşılması durumunda bazı yaptırımlar uygulanmaktadır.

Üretilen, iletilen ve dağıtılan elektrik enerjisinin kaliteli bir elektrik enerjisi olması için, şebekenin tanımlanan bir noktasında gerilimin genlik ve frekansının anma değerlerini koruması, gerilimin dalga şeklinin sinüs dalga formunda olması gereklidir. Bu nedenle gerilimin genliğinin değişmesi, gerilim dengesizliği, gerilim dalgalanmaları, kesintiler, gerilim dalga şeklinin bozulması, frekans değişimleri enerji güç sisteminde güç kalitesizliğinin göstergeleridir.

Güç kalitesinin tanımları her kullanıcıya göre farklılık göstermekle beraber genel olarak güç kalitesi “Gerilim, akım veya frekans değişimlerinden kaynaklanan ve teçhizatın yanlış çalışmasına veya hiç çalışmamasına neden olan problemler.” olarak tanımlanabilir [5]. “Güç kalitesi” kelimesi 1980’den beri elektrik endüstrisinde en çok kullanılan terimlerden biridir. Hem kullanıcılar hemde elektrik şebeke işletmecileri için güç kalitesinin önemi artarak devam etmektedir. Güç kalitesinin önem kazanmasında etkili olan nedenler;

- Mikroişlemci tabanlı yeni nesil güç elektroniği cihazları normal yüklere göre daha hassas olduğundan olası güç kalite bozukluklarından daha çabuk etkilenmesi,
- Şebekelerdeki genel iyileştirme ve verimlilik sonucunda kullanılan yüksek verimli motor sürücüler, kondansatörler gibi elamanların harmonik bozulma oranlarını artırmaları,

- Son kullanıcıların güç kalitesi hakkında farkındalığı arttığından müşteri memnuniyetini sağlamak için kalite parametrelerine uyulmasının öneminin artması,
- Şebekedeki birçok elaman bir biri ile bağlantılı olarak çalıştığından bir noktadaki sorunun başka noktalardaki etkisi büyük olabilmesi, olarak sıralanabilir [5].

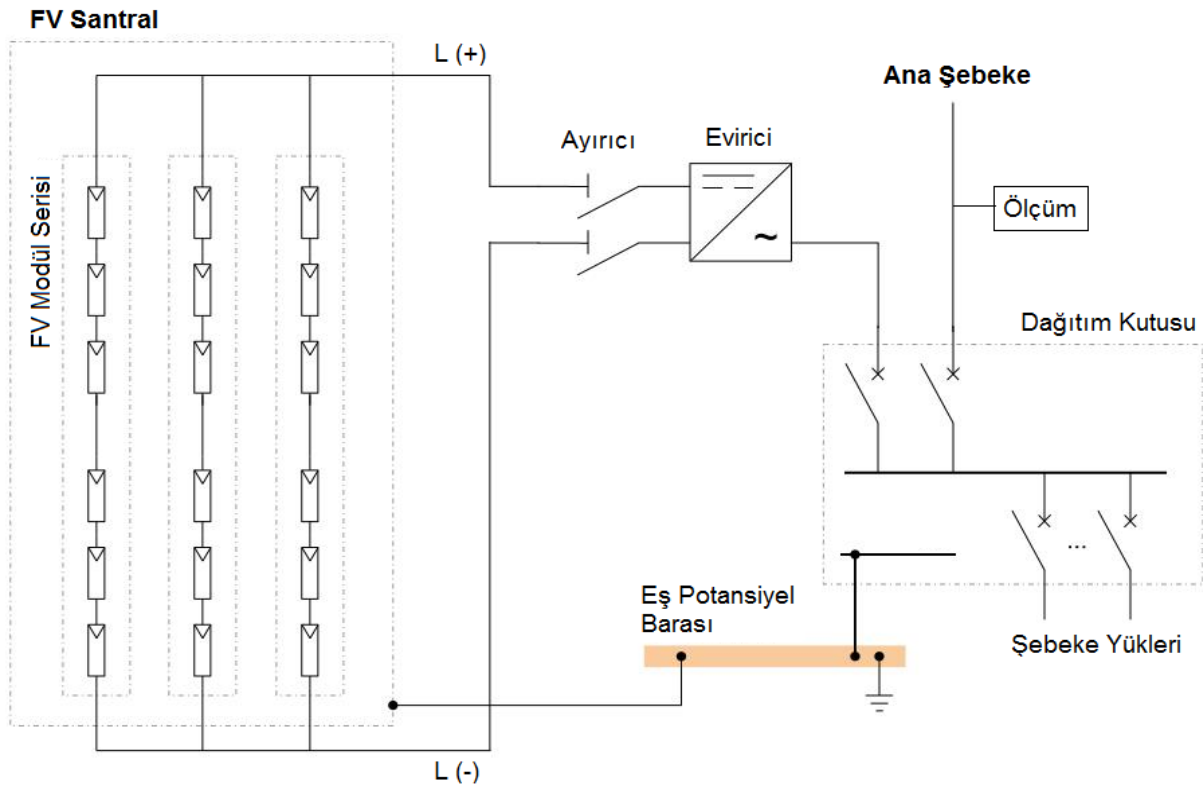
Bunların yanısıra, son yıllarda dağıtık üretim santrallerinin artması bazı güç kalitesi problemlerinin de artmasına neden olduğundan, artan güç kalitesi ihtiyacını karşılamak amacıyla Dünya genelinde birçok ülke standartlar çerçevesinde, güç kalitesiyle ilgili yönetmeliklerini ve yasalarını yenilemiştir [5].

Güç kalitesi problemleri, **geçici rejim gerilimleri** (transients), **uzun/kısa süreli gerilim değişimleri** (Long/short duration voltage variations), **gerilim dengesizliği** (voltage imbalance), **dalgaformu bozulumu - harmonikler** (waveform distortion-harmonics), **gerilim dalgalanmaları ve kırpışma** (Voltage fluctuation and flicker), **güç frekans değişimleri** (power frequency variations) olarak sınıflandırılmaktadır [6]. Güç Kalitesi problemlerinin sınıflandırılması ve standartlarının hazırlanması için IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) [7] ve IEC (International Electrotechnical Commission) [8] tarafından oluşturulmuş iki komite çalışmalar yapmakta ve standartlar hazırlamaktadır. Çizelge EK1’de günümüzde yürürlükte olan ve kullanılan güç kalitesiyle ilgili bazı standartlar verilmiştir.

Şebekedeki güç kalitesi sorunu 90’lı yıllara kadar çok fazla dikkat edilen bir konu olmamıştır. Daha sonraki yıllarda şebekelerde hassas yapıdaki cihazların yaygınlaşması ve bu cihazların güç kalitesi sorunlarından olumsuz etkilenmesi neticesinde, güç kalitesi terimi literatürde sıkça rastlanan ve dikkat edilmesi gereken bir araştırma konusu haline gelmiştir. Sonraki yıllarda, güç kalitesi konusunda hem ulusal hem de uluslararası alanda birçok ciddi araştırma yapılmıştır [9]. Örneğin, Electric Power Research Institute (EPRI), Amerika Birleşik Devletleri (ABD) üzerinde 24 ayrı dağıtım şirketinin faaliyet alanı içindeki 300 farklı noktada 1992-1994 yılları arasında değişik güç kalitesi problemleri için ölçümler almış ve bu sonuçlar incelenerek güç kalitesi ile ilgili verilere ulaşılmıştır. 1998 yılında, Brezilya Ulusal Elektrik Enerjisi Kurumu, bazı üniversite ve araştırma enstitüleri ile beraber Brezilya

iletim sisteminin güç kalitesini ölçmek için bir çalışma başlatmıştır. Ülkemizde ise 2006 yılına kadar güç kalitesi ölçümüne yönelik geniş çaplı bir çalışma yapılmamıştır [9]. 2006-2010 yılları arasında Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK), Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) ve Türkiye'nin önde gelen bazı üniversitelerinin de içinde bulunduğu bir araştırma grubu tarafından "Türkiye Elektrik Sistemi'nde Güç Kalitesine Etki Eden Değişkenleri ve Güç Akışını İzleme, Problemlerin Tespiti, Değerlendirilmesi ve Karşı Önlemlerin Hayata Geçirilmesi Projesi" gerçekleştirilmiştir [9].

Fotovoltaik sistemlerde, çıkış gücü sürekli değişim gösterdiğinden, güç sisteminde FV kaynaklı bozulmalar da zamana bağımlı olacaktır. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemlerin harmonik etkilerini konusunda endişeler olduğundan, bu sistemlerin harmonik etkilerinin araştırılması ve şebekede yol açtığı harmonik kirlenme oranının belirlenmesi önem taşımaktadır. Şekil1.3'te [10] şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemlerin genel tek hat şeması verilmiştir.



Şekil 1.3. Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemlerin genel tek hat şeması [10]

Güneş panellerinde sağlanan akımın doğru akım, elektrik şebekelerinde kullanılan akımın ise genelde alternatif akım olması nedeniyle, fotovoltaik sistemler eviriciler aracılığıyla şebekeye bağlanırlar, Şekil 1.3. Evirici ve şebeke arasında, sigorta ve devre kesicilerinin bulunduğu dağıtım kutusu bulunmaktadır. Bu tür sistemlerde hem FV modül serilerinin hem de diğer ekipmanlar için eş potansiyel toprak barası oluşturularak, topraklama yapılır. Yarı iletken teknolojisine sahip olan diğer elektronik cihazlar gibi eviriciler de yüksek oranda harmonik üretebilen elemanlardır [11].

Son yıllarda literatürde FV santrallerde güç kalitesi üzerine yapılan araştırmalar yoğunlaşmıştır [12-21]. 2009 yılında G. Chicco ve arkadaşları, şebeke bağlantılı FV santrallerin güç kalitesine etkileri üzerine etkilerini içeren bir çalışma yapmıştır [13]. Benzer şekilde, 11,07 kW kurulu güce sahip bir FV santralin şebeke bağlantı noktasında güç kalitesini ölçebilmek için Eylül, Ekim ve Kasım 2009 tarihlerinde sürekli olarak deneysel bir çalışma yapılmıştır [14]. 2009 yılında yapılan başka bir çalışmada ise, şebeke bağlantılı FV santrallerinde kullanılan eviricilerin güç kalitesine üzerine etkileri araştırılmıştır [15]. 2011 yılında, Zagreb'de kurulmuş 10 kW kurulu güce sahip FV santralin [16] ve Shanghai'de kurulmuş 6,7 MW kurulu güce sahip FV santralin [17] şebeke bağlantı noktalarında güç kalitesini ölçebilmek için deneysel çalışmalar yapılmıştır. 2011 yılında Çin'deki bir FV santral üzerinde yapılan deneysel başka bir çalışmada ise şebeke bağlantılı FV santralin gerilim dengesizliği üzerine olan etkileri araştırılmıştır [18]. O. G. Garcia ve arkadaşlarının, 2012 yılında yaptıkları çalışmada şebeke bağlantılı FV santrallerin şebekedeki harmonikler ve kırpışma üzerine etkileri araştırılmıştır [19]. 2013 yılında, Malezya'da kurulmuş 15 kW kurulu güce sahip FV santralin şebeke bağlantı noktasında kırpışma etkisini ölçebilmek için Yun Seng Lim ve arkadaşları tarafından deneysel bir çalışma yapılmıştır [20]. 2013 yılında, Avustralya'da yapılan bir çalışmada ise evirici çıkış gücü ve akım harmonikleri arasındaki ilişki incelenmiştir [21]. Güç kalitesi ile ilgili çalışmalar, fotovoltaik sistemlerin harmonik etkilerinin incelenmesi, güneş enerji yatırımlarının hızlandığı ülkemiz içinde güncel bir konudur.

Bu tez kapsamında Hacettepe Üniversitesi Teknokent, Ar-Ge 1 (217 kW) ve Ar-Ge 2 (202 kW) binalarında kurulu FV santrallerin şebeke bağlantı noktalarında güç kalitesi ölçüm çalışmaları yapılmıştır, Şekil 1.4.



Şekil 1.4. Hacettepe Üniversitesi Teknokent FV sistemleri a) Ar-Ge 1, b) Ar-Ge 2

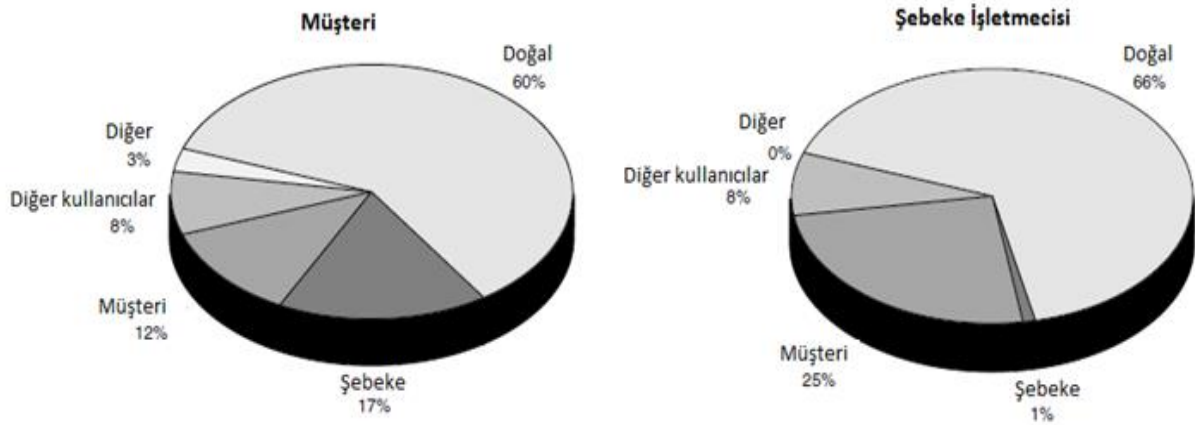
Bu tez kapsamında yapılan güç kalitesi ölçüm çalışmaları temel olarak iki bölüme ayrılabilir. İlk bölümde, güç kalitesi ölçüm cihazı ile Ar-Ge 2 FV santralının şebeke bağlantı noktasında güç kalitesi ölçümleri yapılmıştır. Bu ölçümler güç kalitesi verilerinden olan etkin gerilim, gerilim dengesizliği, kırışma ve harmonikler üzerinden yapılmıştır. Ölçümler sonucunda alınan veriler Kesim 4.1'de ayrıntılı şekilde analiz edilerek yasal mevzuat ve standartlar çerçevesinde değerlendirilmiştir. Ölçümler ve analizler, Ar-Ge 2 FV santralini şebekeye bağlı olup olmaması ve farklı yük koşullarına (hafta içi ve hafta sonu) göre 4 ayrı günde yapılmıştır. Bu ölçümler ile şebeke bağlantılı FV santralini, şebekeye olan etkileri gözlemlenmiştir.

İkinci bölümde, Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerini şebeke bağlantı noktasında, 24.07.2014 ile 24.09.2014 tarihleri arasında yaklaşık 2 aylık periyotta 2 ayrı cihazla eş zamanlı ölçümlerle olay kayıtları alınarak, gerilim çökmeleri ve geçici rejim gerilim olayları incelenmiştir. Ölçümler sonucunda alınan veriler Kesim 4.2'de ayrıntılı şekilde analiz edilerek yasal mevzuat ve standartlar çerçevesinde değerlendirilmiştir. Bu ölçümler ile ana şebekenin, şebeke bağlantılı FV santrallerine olan etkileri gözlemlenmiştir.

2. KURAMSAL KESİM

2.1. Güç Kalitesinde Temel Kavramlar

“Gerilim, akım veya frekans değişimlerinden kaynaklanan ve teçhizatın yanlış çalışmasına veya hiç çalışmamasına neden olan problemler.” olarak tanımlanabilen güç kalitesiyle ilgili birçok yanlış kanı bulunmaktadır. Şekil 2.1’de Georgia Power şirketi tarafından yapılmış olan bir anket verilmiştir. Ankette güç kalitesi problemlerinin nedenleri müşteriler ve şebeke işletmecileri bakış açısından değerlendirilmiştir [5].



Şekil 2.1. Güç kalitesi sorunlarının nedenlerinin müşteri ve şebeke işletmecisi bakış açısından değerlendirilmesi [5]

Şekil 2.1’den görüldüğü gibi, şebeke işletmecisi ve müşterilerin bakış açısı farklılık gösterebilmektedir. Her iki taraf da yaklaşık her üç güç kalitesi probleminden ikisini doğal olaylara bağlarken, sorunların önemli nedenlerinden biri olarak birbirini işaret etmektedir. Son kullanıcı tarafında oluşan sorunların tamamı şebeke işletmecisi tarafından görülmeyebilir. Örneğin, kondansatör anahtarlama şebekesi tarafından normal bir şebeke operasyonu olmasına karşın, anahtarlama sırasında son kullanıcılarda geçici rejim sorunları oluşabilir [5].

Güç kalitesi problemleri, gözlemlendiği sürelerle bağlı olarak, kısa, orta ve uzun süreli olaylar olarak sınıflandırıldığı gibi, geçici rejimler, uzun/kısa süreli gerilim değişimleri, gerilim dengesizliği, dalgaformu bozulumu, gerilim dalgalanmaları, kırışma ve güç

frekans değişimleri olarak da sınıflandırılmaktadır. Literatürden alınan değerlerle, süre ve gerilim değerleri ile yapılmış bir sınıflandırma Çizelge 2.1'de verilmiştir [22-24]. İzleyen kesimde, güç kalite problemleri ayrıntılı olarak açıklanacaktır.

Çizelge 2.1. Güç kalitesi problemlerinin sınıflandırılması [22-24]

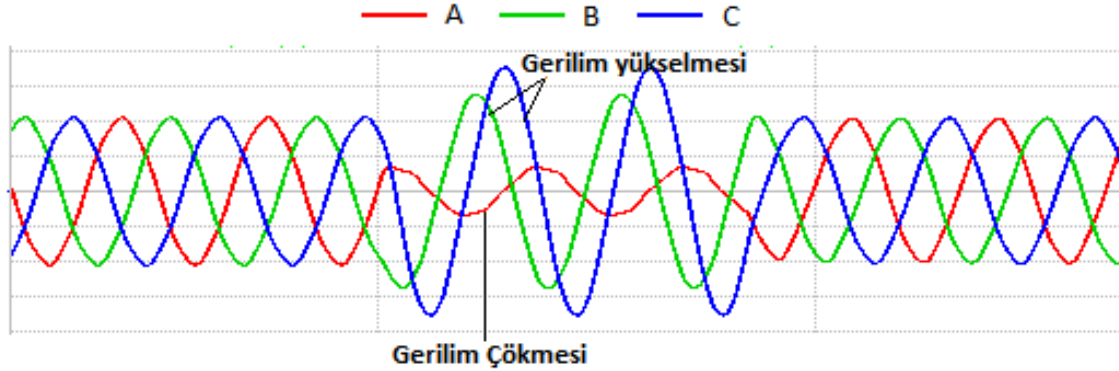
Sıra	Kategori	Süre	Gerilim
Kısa Süreli Değişimler	Gerilim Çökmesi (Sag, Dip)		
	Anlık (<i>instantaneous</i>)	0,5 - 30 periyot	0,1 - 0,9 pu*
	Geçici (<i>momentary</i>)	30 periyot - 3 sn	0,1 - 0,9 pu
	Sürekli (<i>temporary</i>)	3 sn - 1 dk	0,1 - 0,9 pu
	Gerilim Yükselmesi (Swell)		
	Anlık (<i>instantaneous</i>)	0,5 - 30 periyot	1,1 - 1,8 pu
	Geçici (<i>momentary</i>)	30 periyot - 3 sn	1,1 - 1,4 pu
	Sürekli (<i>temporary</i>)	3 sn - 1 dk	1,1 - 1,2 pu
	Kesinti (interruption)		
	Geçici (<i>momentary</i>)	0,5 periyot - 3 sn	< 0,1 pu
Sürekli (<i>temporary</i>)	3 sn - 1 dk	< 0,1 pu	
Uzun Süreli Değişimler	Kesinti (<i>interruption</i>)	>1 dk	0,0 pu
	Düşük Gerilim (<i>under voltage</i>)	>1 dk	0,8 - 0,9 pu
	Yüksek Gerilim (<i>over voltage</i>)	>1 dk	1,1 - 1,2 pu
Geçici rejim	İmpuls (<i>impulsive</i>)		
	Nanosaniye	<50 ns	0,4 pu
	Mikrosaniye	50 ns - 1 ms	0,8 pu
	Milisaniye	>1 ms	0,4 pu
	Osilasyon (<i>oscillatory</i>)		
	Düşük Frekans	0,3 - 50 ms	
	Orta Frekans	20 μ sn	
	Yüksek Frekans	5 μ sn	
Dalgaformu bozulumu	DA (<i>DC offset</i>)	Sürekli(<i>steady state</i>)	0 - %0,1
	Harmonikler (<i>harmonics</i>)	Sürekli(<i>steady state</i>)	0 - %20
	Ara Harmonikler (<i>interharmonics</i>)	Sürekli(<i>steady state</i>)	0 - %2
	Gürültü (<i>noise</i>)	Sürekli(<i>steady state</i>)	%0,1
Gerilim Dengesizliği		Sürekli(<i>steady state</i>)	0,5 - %2

*pu: Değişkenin birim değer olarak ifadesidir. Örneğin, nominal gerilim 400V ise 1 pu=400V'ye karşılık gelir.

2.1.1. Gerilim Değişimleri

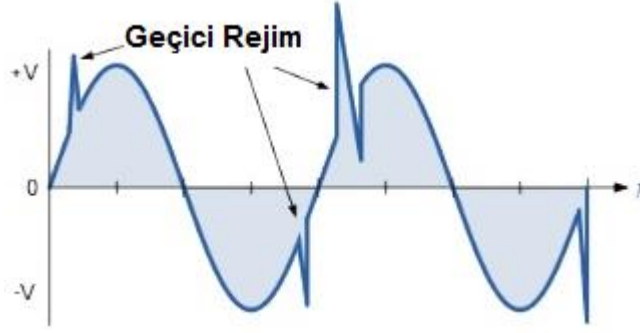
Kısa veya uzun süreli oluşabilen gerilim değişimleri, gerilim çökmesi/yükselmesi, geçici rejim, kesinti, düşük/yüksek gerilim şeklinde gözlenebilir.

- **Gerilim Çökmesi ve Yükselmesi:** Gerilim rms değerinin kısa süreli olarak nominal değerinin %10-%90 aralığına inmesi olayına **gerilim çökmesi (voltage sag/dip)**, %110 ve daha yukarı çıkmasına ise **gerilim yükselmesi (voltage swell)** denir [24]. Şekil 2.2'de birkaç periyot boyunca oluşan gerilim çökmesi ve gerilim yükselmesi görülmektedir. 3 fazlı sistemde oluşan A fazı-toprak arızasında, arıza süresince A fazında gerilim düşerken diğer iki fazda yükselmiştir.



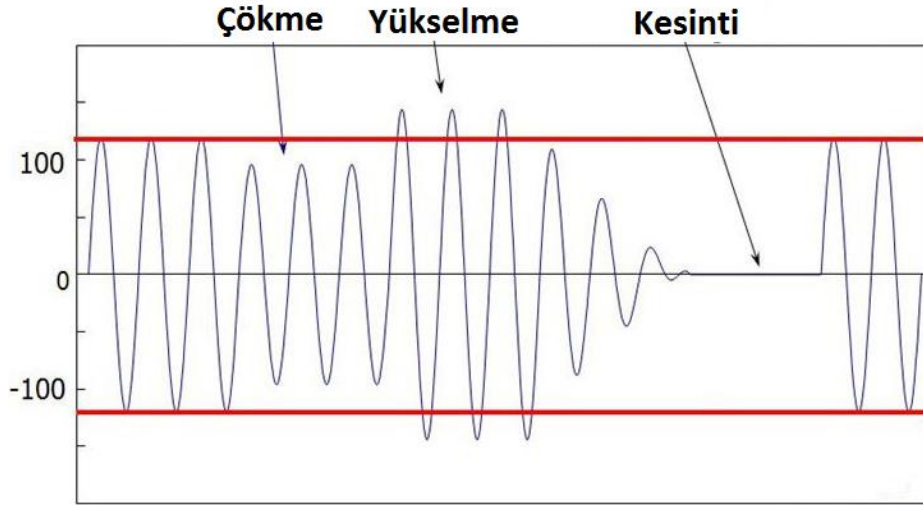
Şekil 2.2. 3 fazlı bir sistemde gerilim çökmesi ve yükselmesi

- **Geçici Rejim :** Akımda, gerilimde veya her ikisinden birden oluşan tek yönlü değişimler **geçici rejim (transient)** olarak adlandırılmaktadır. Geçici değişimler Atma (impulsive) şeklinde olabileceği gibi Salınım da(osilatory) olabilir. Süreleri mikrosaniyeler mertebesinde olan geçici değişimlerin oluşumunda, yıldırımlar en bilinen örneklerdir. Şekil 2.3'te gerilim dalga formu üzerindeki atma (impuls) şeklindeki geçici değişim gösterilmiştir [25].



Şekil 2.3. Gerilim dalga formu üzerindeki atma şeklindeki geçici rejim [25]

- **Kesinti:** Gerilim değerinin, nominal değerinin %0-%10 aralığına inmesi olayına **kesinti (interruption)** denir [24]. Kesintiler, şebeke arızalarında veya hatalı anahtarlama sırasında oluşmaktadır. Şekil 2.4'te örnek bir kesintinin gerilim dalga formu gösterilmiştir [26].



Şekil 2.4. Kesinti sırasındaki gerilimin rms değişimleri [26]

- **Düşük gerilim:** Gerilim rms değerinin 1 dakikadan daha uzun süreli nominal değerinin %80-%90 aralığına inmesi olayına **düşük gerilim (undervoltage)** denir [24].
- **Yüksek gerilim:** Gerilim rms değerinin 1 dakikadan daha uzun süreli nominal değerinin %110-%120 değerine çıkması olayı **yüksek gerilim (overvoltage)** olarak adlandırılır [24].

2.1.2. Gerilim Dengesizliği

Sık görölen bir güç kalitesi problemi olan **gerilim dengesizliği (voltage imbalance)**, gerilimin genliğinin ve faz açısının nominal değerlerinin dışına çıkması olarak tanımlanmaktadır. Gerilim dengesizlikleri, 3 fazlı sistemlerde fazların genlikleri birbirine eşit olmadığında ve/veya fazlar arasındaki açđ 120° olmadığı durumlarda oluşmaktadır [24] [27].

Güç sistemindeki dengesizlik, sistemin kararlı bir yapıda olmamasından kaynaklanır. Dengesizlik, sistemden aşırı reaktif güç çekilmesine, cihazlarda hatalı işlemlere, ölçü cihazlarının hatalı çalışmasına ve şebekenin ömrünün ksalmasına neden olmaktadır. Fazlardaki eşit olmayan ısınmaya neden olabileceği gibi, 3 fazlı motorların sistemden dengesiz akım çekmesine neden olmakta ve bu nedenle motorlarda ısınma, salınım, verim düşüklüğü görölmektedir. Toprak bağlantısı olmayan izole şebekelerdeki dengesizlik, yıldız noktasının kaymasına ve hatalı röle çalışması gibi problemlere neden olmaktadır [27].

Surajit Chattopadhyay ve arkadaşları [24] [27], gerilim dengesizliklerini yaratabilecek nedenleri,

- 3 fazlı sistemdeki fazların dengesiz yüklenmesi: Yük durumdaki kullanıcıların birçoğu tek fazlı sistemden beslenmektedir. Fakat, güç sistemi 3 fazlıdır ve fazların yüklere göre dağılımı eşit olarak yapılmaya çalışılır. Fazların yüklere eşit olarak dağıtılmadığı durumlarda dengesiz yüklenmelerden dolayı gerilim dengesizliği oluşur.
- Transpoz edilmeyen havai yüksek gerilim hatları,
- 3 fazlı sistemlerdeki kondansatör banklarında meydana gelen sigorta atmaları,
- Tek fazlı sistemlerde meydana gelen yüksek gerilim dengesizlikleri (>%5)

olarak sınıflandırmışlardır.

Güç sistemindeki dengesizlik simetrik bileşenler yardımıyla ifade edilmektedir. Dengesizlik faktörü (DF);

$$DF = \frac{V^-}{V^+}$$

2.1.

eşitliği ile belirlenir [27]. Eşitlik 2.1'de, V^+ pozitif bileşenleri, V^- ise negatif bileşenleri temsil etmektedir.

2.1.3. Dalgaformu Bozulumu

Bu kesimde harmonik bozulma, toplam harmonik bozulma, toplam talep bozulumu ve harmonik kaynakları açıklanıp, harmoniklerin etkileri tartışılacaktır.

Dalga formundaki bozulmanın gelişigüzel olduğu bazı özel durumlar dışında, bozulmalar genelde periyodik olarak devam etmektedir. Dalga bozukluğu belirli periyotlarda görülmektedir, bu bozulmaların frekansı temel frekansın bir sayı ile çarpımına eşittir. Bu bozulmalara genel olarak harmonik bozulma denilmektedir [5].

Üretim santrallerinde sinus dalga formunda üretilen gerilimin kalitesi çok iyidir. Birçok bölgede iletim sistemindeki harmonik bozulma %1 den daha az seviyededir, ancak kullanıcı noktalarına yaklaştıkça bir şebekedeki harmonik bozulma da artmakta ve bazı noktalarda akım dalga formu sinüs yapıdan çok fazla uzaklaşabilmektedir [5].

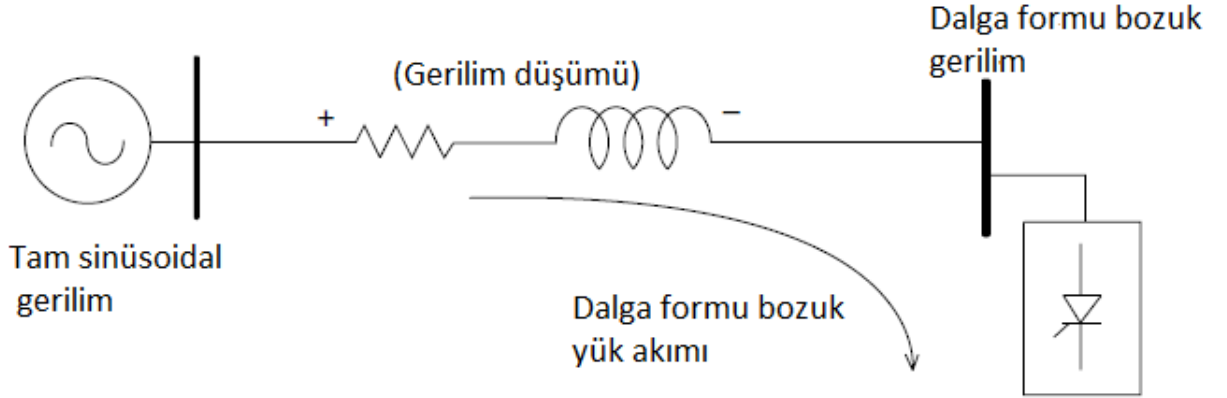
1970'li yılların sonlarına doğru güç eviricileri yaygınlaşmaya başlayınca harmoniklerle ilgili kaygılarda artmaya başlamıştır. Günümüzde bazı uzmanlarca harmonik bozulma en önemli güç kalitesi problemi olarak görülmektedir. Harmonikler, sadece temel frekansın düşünülerek tasarımı ve işletmesi yapılan şebekelerde birçok sorun ortaya çıkarmaktadır [5].

2.1.3.1. Harmonik Bozulma

Harmonik bozulma elektrik şebekelerinde 1930'lu yıllardan beri karşılaşılan bir durumdur ve literatürde bu konu ile ilgili yazılmış çok sayıda makaleler bulunmaktadır [5].

Doğrusal olmayan yükler şebekeye paralel bağlı harmonik akım kaynakları gibi davranır. Analiz yapılırken harmonik akım üreten bu yükleri birer harmonik akım kaynağı gibi düşünülmalıdır. Şekil 2.5'te görüleceği üzere doğrusal olmayan yükler dalga formu bozuk akımlar çekmektedir. Çekilen bu akımlar şebeke üzerindeki doğrusal (kaynakla yük arasındaki kısa devre empedansı) empedanslar üzerinden geçerken gerilim düşümüne neden olmaktadır. Kaynak tarafında tam sinüs yapıda

gerilim üretilmesine karşın, gerilim düşümleri neticesinde son kullanıcıların beslendiği barada tam sinüs olmayan harmonikli gerilimler oluşmaktadır. Gerilimdeki bozulmanın derecesi doğrusal empedansa ve çekilen bozuk yapıdaki akımın büyüklüğüne bağlıdır [5].



Şekil 2.5. Doğrusal olmayan yükler ve çekilen akım [5]

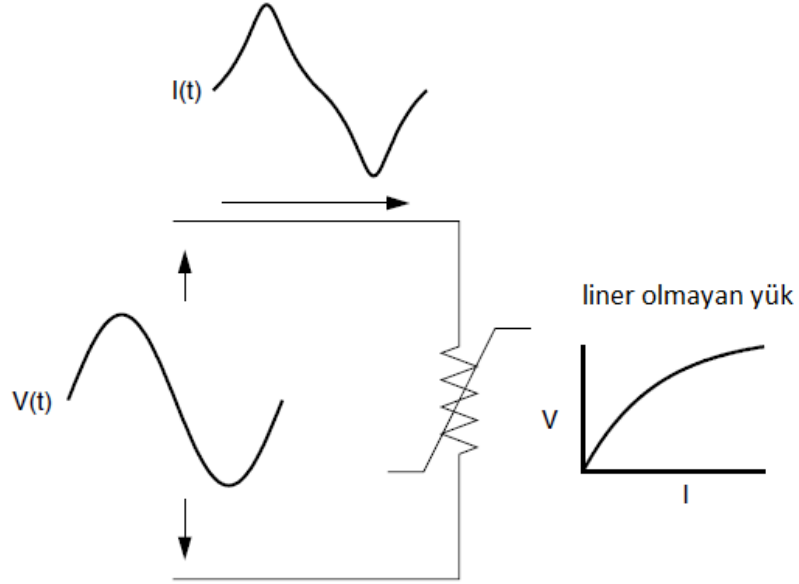
Yükler tarafından çekilen harmonik yük akımları gerilim bozulmalarına yol açmalarına karşın, yükler üzerinden gerilim bozulmaları kontrol edilememektedir. Örneğin aynı yük, şebekenin farklı iki noktasına bağlandığında, farklı oranda gerilim bozulmalarına yol açabilmektedir. Şebekedeki harmonik bozulmaların kontrolü noktasındaki sorumlulukların paylaşımı açısından bu durum uluslararası standart olan **IEEE Standart 519-1992**'de [28] (Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems),

- Şebekeye verilen harmonik akımların kontrolü son kullanıcılar bağlandığı noktadan yapılır,
- Şebekeye verilen harmonik akım oranlarının kabul edilebilir sınırlar içinde olması durumunda gerilim bozulmaları üzerindeki kontrol, sistem empedansı üzerinden ve genelde şebeke işletmecisi tarafından yapılır.

şeklinde açıklanmıştır [5].

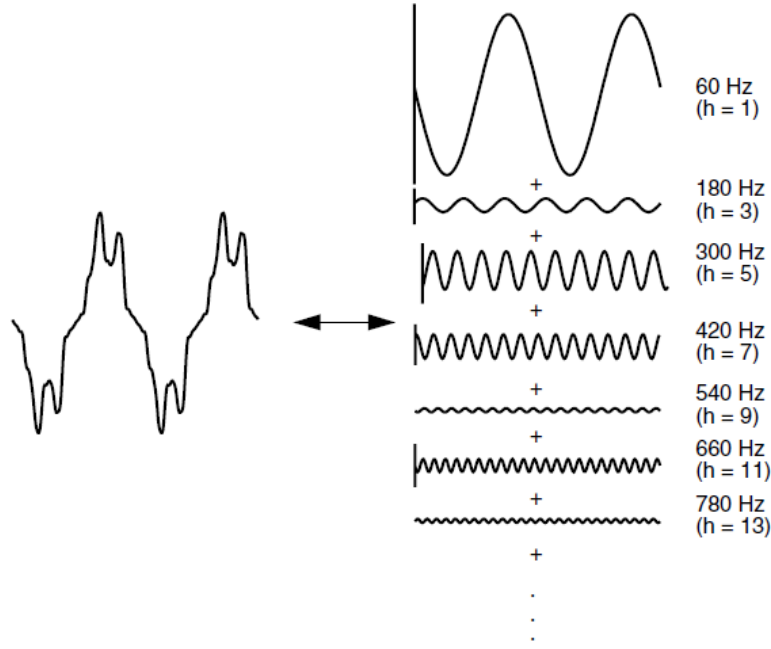
Harmonik sorunlar tartışılırken akım ve gerilim harmonikleriyle, bunların neden sonuç ilişkileri iyi açıklanmalıdır. Genelde yük tarafındaki harmoniklerden bahsedildiğinde akım harmonikleri anlaşılırken, şebeke tarafı incelenirken gerilim harmonikleri kastedilmektedir [5].

Şekil 2.6'da doğrusal olmayan bir yüke uygulanan gerilimin ve akımın dalga formları gösterilmiştir. Uygulanan gerilim tam sinüs yapıda olmasına karşın çekilen akımın dalga formu bozulmuştur [5].



Şekil 2.6. Doğrusal olmayan bir yükteki gerilim ve akım dalga formu [5]

Gerilim ve/veya akım dalga formu sinüs biçiminde değilse, Fourier analizi uygulanarak, harmonikler bulunabilir [24]. Şekil 2.7'de periyodik ancak dalga formu bozuk bir dalganın sinüs formlu dalgaların toplamı şeklinde yazılabileceği gösterilmiştir. Her sinüs dalganın frekansı, dalga formu bozuk dalganın frekansı olan temel frekansın tam sayılarla çarpımına eşittir. Bu özelliklerinden dolayı Fourier seriler, harmonik problemlerin analiz edilmesinde kullanılmaktadır. Bu sayede bir sistemi her harmonik için ayrı ayrı analiz etmek mümkün olmaktadır [5] [24].



Şekil 2.7. Harmonik bir dalga formunun fourier açılımı [5]

T periyot boyunca sinüsten farklı bir biçimde değişen $f(t)$ dalgası,

$$\begin{aligned}
 f(\omega t) &= A_0 + A_1 \cos \omega t + A_2 \cos 2\omega t + A_3 \cos 3\omega t + \dots \dots \dots A_n \cos n\omega t \\
 &\quad + B_1 \sin \omega t + B_2 \sin 2\omega t + B_3 \sin 3\omega t + \dots \dots \dots B_n \sin n\omega t \\
 &= A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (A_n \cos n\omega t + B_n \sin n\omega t) \qquad \qquad \qquad 2.2.
 \end{aligned}$$

olarak yazılabilir. Eşitlik 2.2'de, ωt ; bağımsız değişken, A_0 ; sabit terim, "1" indisi ile gösterilen birinci terim; temel bileşen, 2, 3, 4, ..., n indisi ile gösterilen bileşenler ise harmonik olarak adlandırılmaktadır.

Bir dalga formunun pozitif ve negatif bölgede taradıkları alan eşit olduğunda Fourier seriler sadece tek harmonikleri içerir. Bu durum sistem analizlerini daha da kolaylaştırmaktadır. Aslında bir sistemde çift harmoniklerin varlığı, belirgin bir problem olduğuna işaret etmektedir. Bu problem ölçüm yapılan yükte veya ölçümü yapan cihazda olabilir. Yarım dalgalı çeviriciler ve gelişmiş güzel ark üreten ark ocakları bu duruma istisna olarak sayılabilir [5].

Yüksek dereceli harmonikler (şebekeye bağlı olarak 25. ve 50. Harmonikler aralığı) güç sistemleri analizinde genelde ihmal edilmektedir. Yüksek dereceli harmonikler güç elektroniği cihazlarında gürültüye (noise) neden olmasına karşın, genelde

şebekeye zarar vermezler. Ayrıca şebekelerde bu seviyedeki harmonikler için yeterli doğrulukta veri toplamak oldukça zor bir işlemdir [5].

Şebekenin seri ve paralel elemanlarla modellendiği bir sistemde, doğrusallığı bozan faktörlerin başında paralel elemanlar olan yükler gelmektedir. Bu nedenle harmonik bozulmanın ana nedeni son kullanıcılarıdır. Bu durum harmonik problemi çeken her kullanıcının kendisinin bu duruma kesin olarak kendisinin neden olduğu anlamına gelmez. Harmonikler bazen belirli kullanıcılar tarafından üretilmekle beraber bazı durumlarda birçok kullanıcının ortak olarak neden olduğu bir problemdir [5].

2.1.3.2. Toplam Harmonik Bozulma ve Toplam Talep Bozulumu

Toplam Harmonik Bozulma: Gerilim ve akım harmonik bileşenlerinin etkin değerlerinin kareleri toplamının karekökünün, ana bileşenin etkin değerine oranı olan ve dalga şeklindeki bozulmayı yüzde olarak ifade eden **toplam harmonik bozulma** THB_v , THB_i , (**Total Harmonic Distortion, THD_v, THD_i**),

$$THB_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (V_h)^2}}{V_1} \times 100 \quad 2.3.$$

$$THB_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (I_h)^2}}{I_1} \times 100 \quad 2.4.$$

eşitlikleri ile hesaplanmaktadır [19] [24]. Burada V_h ve I_h , gerilim ve akım harmonik bileşenini, V_1 , I_1 , ana bileşenin etkin değerlerini göstermektedir. Mertebesi 40'tan büyük olan harmoniklerin değeri çok küçük olduğundan, THB hesaplanırken 40'tan büyük olan harmonikler standartlarda ihmal edilmiştir [4] [5].

Toplam Talep Bozulması: Akım harmonik bileşenlerinin etkin değerlerinin kareleri toplamının karekökünün, maksimum yük akımına (I_L) oranı olan ve dalga şeklindeki bozulmayı yüzde olarak ifade eden **toplam talep bozulması** TTB , (**Total Demand Distortion, TDD**)

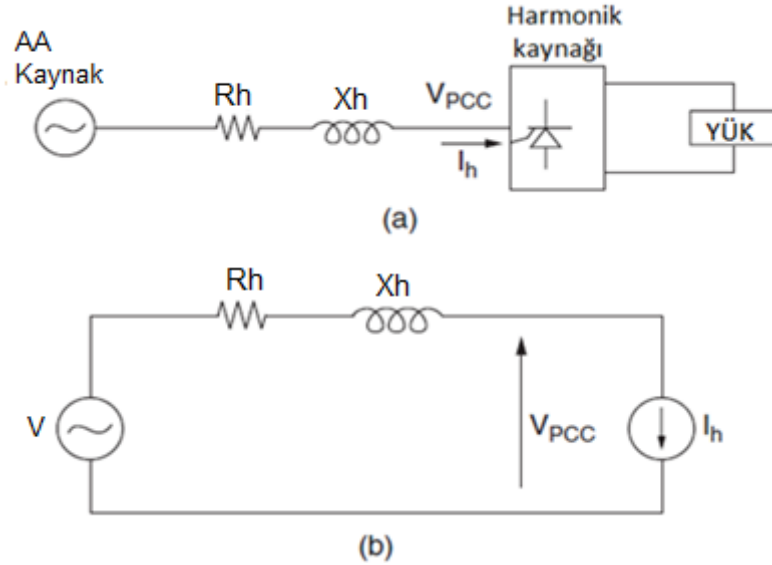
$$TTB = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (I_h)^2}}{I_L} \times 100$$

2.5.

eşitliği ile verilmektedir [19] [24].

2.1.3.3. Harmonik Akım Kaynakları

Harmonik akımların güç kalitesini nasıl etkileyebileceğini gösteren bir şebeke parçası Şekil 2.8a'da gösterilmiştir. Burada şebekeyi temsil etmek üzere, AA güç kaynağı, hat reaktansı (jX_{hat}), hat direnci (R_{hat}) olan hat ve doğrusal olmayan yük gösterilmiştir. AA güç kaynağı tek faz veya 3 fazlı olabilir. Hat endüktansı hatların uzunluğuna ve birbirine göre geometrik konumlarına göre değişirken, hat direnci hatların uzunluğuna göre değişmektedir. Şebekenin gördüğü yük olarak, harmonik kaynağı olan doğrusal olmayan yükler gözönüne alınmıştır. AA güç kaynağı harmonik akım çeken, doğrultucu veya diğer dönüştürücülerden oluşan doğrusal olmayan bir yükü beslemektedir [6]. Şekil 2.8b'de de ise tek faz eşdeğer devre görülmektedir. Doğrusal olmayan yükün çektiği harmonik akımlar hat empedansı üzerinde doğrusal olmayan gerilim düşümlerine neden olduğundan, bağlantı noktasındaki gerilim de harmonik bileşene sahiptir, Bu bağlantı noktasından beslenen başka kullanıcılar varsa, gerilimdeki bozulmalardan onlar da etkilenirler [6].



Şekil 2.8. (a) Harmonik kaynağın şebekeye bağlantısı (b) tek faz eşdeğer devresi [6]

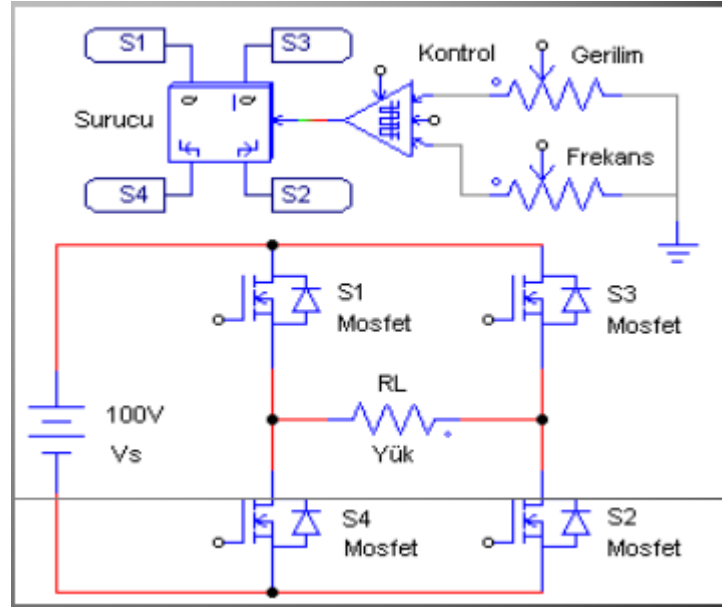
Şekil 2.8a'da şebekenin gördüğü yük olarak ele alınan ve harmonik kaynağı olan doğrusal olmayan yükler, doğrultucular [6] [19], eviriciler [29-32], yüksek frekanslı floresan balastlar [6], ark makineleri [5] ve trafolar, motorlar gibi çelik nüveli elektromanyetik doyurulabilir cihazlar olarak sıralanabilir [33].

Eviriciler (invertör), FV santrallerdeki güç kalitesini etkileyen en önemli devre bileşeni olduğundan, doğrusal olmayan yükler arasında sadece eviricilerden kısaca söz edilecektir. Eviriciler, herhangi bir DA kaynaktan aldığı akımı işleyerek, sabit veya değişken genlik ve frekanslı alternatif akım elde etmek için kullanılan güç elektroniği devreleridir. Eviriciler;

1- PWM (Pulse-width modulation) eviriciler

2- Rezonanslı eviriciler

olarak 2 ana gruba ayrılır. Şekil 2.9'da basit bir PWM invertör devresi görülmektedir [29].



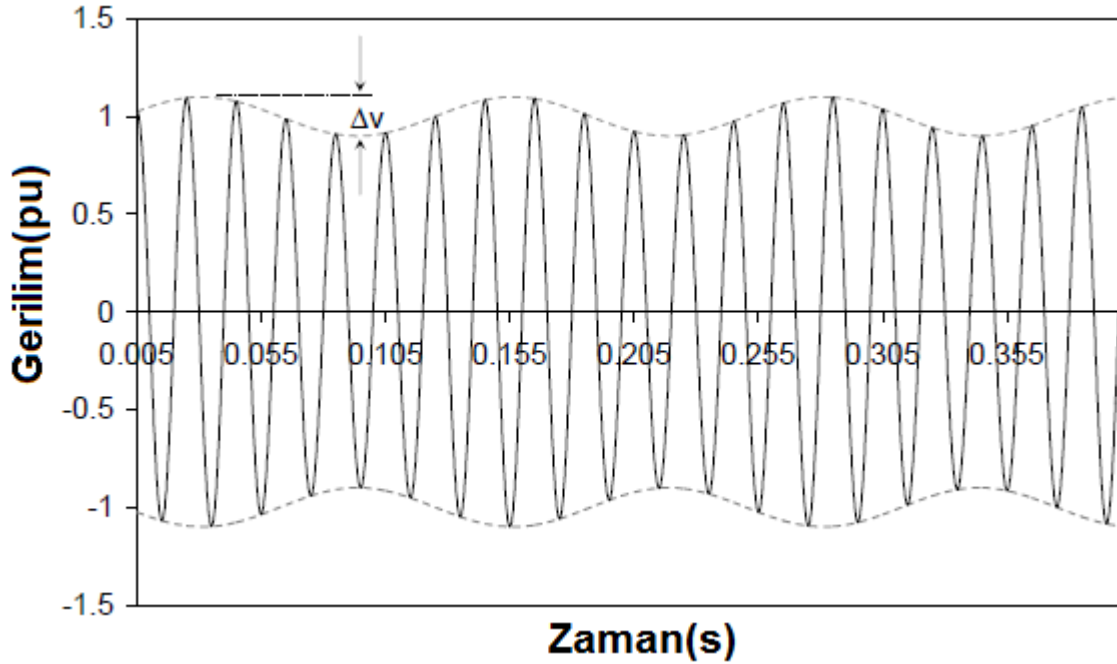
Şekil 2.9. PWM evirici devresi [29]

Son yıllarda FV santrallerin artışına paralel olarak "solar evirici" kullanımı da yaygınlaşmıştır. FV sistemlerde üretilen gücün doğru akım ve doğru gerilimden oluşması, eviriciler yardımıyla alternatif akıma çevrilerek şebekeye bağlanması, birtakım problemlere yol açmaktadır. Bu sorunlardan birisi de harmonikler olup,

sebebi de FV sistemlerde kullanılan DA/AA eviricilerdir [30]. Global firmaların ürettiği eviricilerin THB değerleri kataloglarında genelde %2-3 olarak verilmektedir [31] [32].

2.1.4. Kırpışma

Yükteki sürekli ve hızlı dalgalanmalar nedeniyle ortaya çıkan ve aydınlatma armatürlerinde kırpışmaya yol açan temel frekansın (50Hz veya 60Hz) altındaki gerilim dalgalanmaları, **kırpışma (Voltage Fluctuation-Flicker)** olarak ifade edilmektedir [24], Şekil 2.10 [34]. Başlıca gerilim kırpışma kaynakları aşırı dalgalı yük akışına sebep olan ark ocakları, kaynak makineleri, kapasitör gruplarının anahtarlanması, rüzgar santralleri olarak genelleştirilebilir. Şebekede oluşan gerilim dalgalanmaları belli bir oranda küçülerek de olsa yayılım gösterdiğinden önemli bir güç kalitesi problemi [35].



Şekil 2.10. Kırpışma dalgaformu [34]

Kırpışma (Fliker), kısa dönem ve uzun dönem kırpışma yoğunluğunu ifade eden iki parametreye dayanır [36],

- İlk parameter olan P_{st} , 10 dakikalık zaman aralıklarıyla ölçülen kısa dönem kırpışma yoğunluğunu ifade eder. P_{st} yönü olmayan bir niceliktir.

- P_{lt} ise uzun dönemli kırpışma yoğunluğunu ifade eder ve 2 saatlik zaman aralıklarıyla hesaplanır. P_{lt} değeri, ardışık olarak ölçülen 12 adet P_{st} değerinden,

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{j=1}^{12} P_{st}^3} \quad 2.6.$$

eşitliği kullanılarak hesaplanır. Önemli noktalardan biri, eğer P_{st} değeri düşükse P_{lt} değeri de düşüktür. Fakat bu durumun tersi mutlak doğru değildir [36].

2.2. Güç Kalitesi Ölçüm Metodolojisi

Güç kalitesi ölçümlerinde, kesin sonuçlar, özel uygulamalar ve raporlamalar gerektiren ölçümlerde A sınıfı cihazların kullanılması önemlidir. A-Sınıf cihazda bulunması gereken özellikler IEC 61000-4-30 [37] standartında ayrıntılı olarak tanımlanmıştır. A Sınıf iki farklı cihazla aynı yerde yapılan ölçümlerde alınan sonuçlar, biri biri ile örtüşmektedir [37].

Ölçülecek elektriksel büyüklük, genelde alçak gerilim sistemlerinde olduğu gibi ya doğrudan ya da ölçüm dönüştürücüleri aracılığıyla ölçülür. Ölçüm zincirinin tamamı Şekil 2.11'de gösterilmiştir [37]. Kullanılan ölçüm cihazları genellikle bu zincirin tamamını içerisinde barındırır [37]. Burada ölçüm dönüştürücüleri ölçü trafolarını (Akım trafosu ve gerilim trafosu) ifade etmektedir. Ölçüm ünitesine alınan akım ve gerilim bilgileri standartlarda belirlenen kriterler çerçevesinde değerlendirilir.



Şekil 2.11. A sınıfı cihazlarda ölçüm basamakları [37]

Gerilim, kırpışma, harmonikler ve dengesizlik gibi, ölçülen elektriksel büyüklüklerin temel ölçüm aralığı 50Hz sistemlerde 10 periyot iken, 60Hz sistemlerde 12 periyottur.

Her iki durumda da bu değer, 200ms'ye karşılık gelmektedir. A sınıfı bir gc kalitesi cihazı ile yapılan ölçümler,

- 3 saniye zaman aralığı (50Hz sistemlerde 150 periyot, 60 Hz sistemlerde 180 periyot),
- 10 dakika zaman aralığı,
- 2 saat zaman aralığı

olmak üzere, üç farklı şekilde toplanarak değerlendirilmektedir [37]. Gerilim harmoniklerinde günlük değerlendirme yapılırken 3 s'lik ortalamalar baz alınırken, haftalık değerlendirmelerde ise 10 dk'lık ortalamalara bakılmaktadır [37]. Ölçümlerden elde edilen deneysel verilerin biriktirilmesi üç farklı şekilde yapılır [37].

-Periyodik toplama: 15 adet 200 ms lik (10/12 periyot) verilerin ortalaması alınarak 3 sn'lik (150/180 periyot) değerler elde edilir.

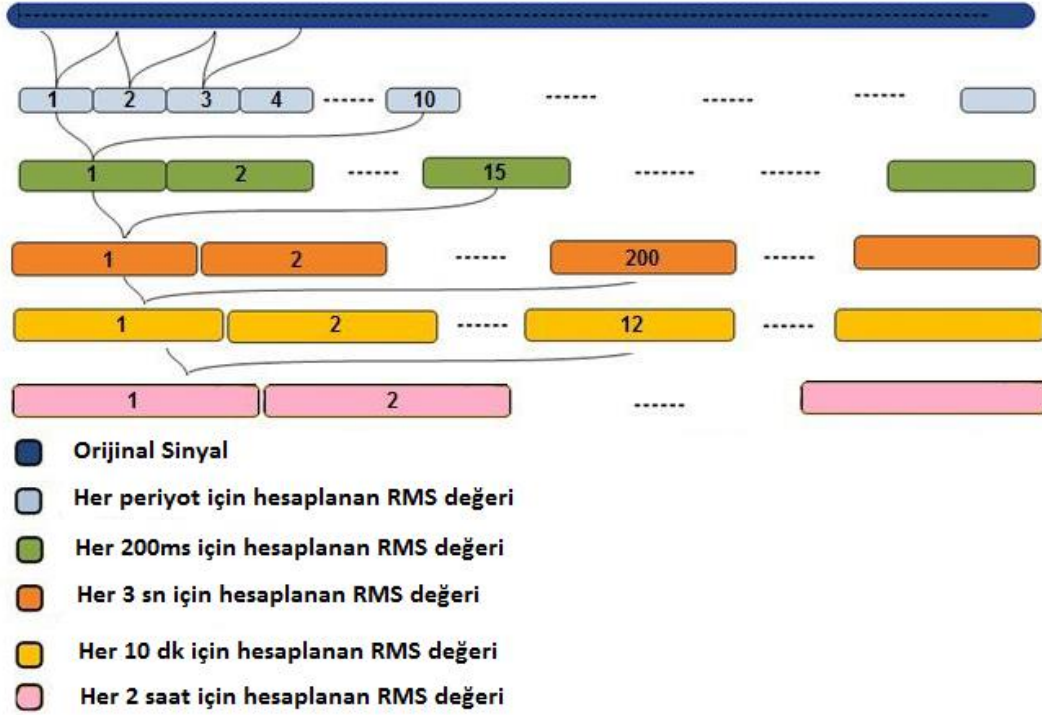
-10 dakikalık ortalamalar ve gerçek zaman etiketlemesi: 3 s'lik veriler toplanıp ortalaması alınarak 10 dakikalık ortalamalar elde edilir. 10 dakikalık ortalamalar 10'uncu dakikanın sonunda ve gerçek zamanla aynı olacak şekilde etiketlenir. Eğer en son elde edilen 200ms'lik veri etiketleme zamanının dışına taşarsa bu veri de 10 dakika içinde değerlendirilir. 10'ar dakikalık ortalamaların gerçek zamanlı olabilmesi için 200 ms lik periyot ölçümlerinin başlangıcı gerçek zamanla örtüşmektedir (rneğin: 12:30:00 da ölçümün başlaması gibi).

-2 saatlik ortalamalar: 12 adet 10 dakikalık verilerin toplanıp ortalaması alınarak 2 saatlik veriler elde edilir.

Hesaplama yöntemi şekil 2.12'de [38] gösterildiği gibi, IEC 61000-4-30'a göre,

periyot→200ms→3 sn→10 dk→2 saat

olarak devam etmektedir.



Şekil 2.12. IEC 61000-4-30 hesaplama yöntemi [38]

2.3. Güç Kalitesi ile İlgili Yasal Mevzuat

Elektrik Şebekesinde müşterilere sunulan elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği ve teknik kalitesi önem taşımaktadır. Birçok ülkede, teknik kalite konusu ile ilgili olarak yasal mevzuatlarla ve kurumlar aracılığıyla denetlemeler başlamıştır. Ülkemizde EPDK, iletim ve dağıtım şirketlerini çıkarmış olduğu yönetmelikler çerçevesinde denetlemektedir. Özellikle 21.12.2012 tarihinde çıkarılan **“Elektrik Dağıtım ve Prekande Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği”** ile dağıtım şirketlerine ve diğer kullanıcılara bazı yasal sınırlamalar getirilmiştir. Bu yönetmelikte belirtilen teknik kalite sınırlarının aşılması durumunda cezai yaptırımlar uygulanmaktadır [4].

Yönetmeliğin ilgili maddeleri incelendiği zaman, ölçüm metodolojisi ile ilgili olarak TS EN 61000-4-30 [37] ve TS EN 61000-4-15’da [39] tanımlanan kriterlere, sınır değerlerle ilgili olarak ise TS EN 50160:2011 [40] ve IEEE Std.519-1992 [28] standartlarına yönlendirme yapılmıştır.

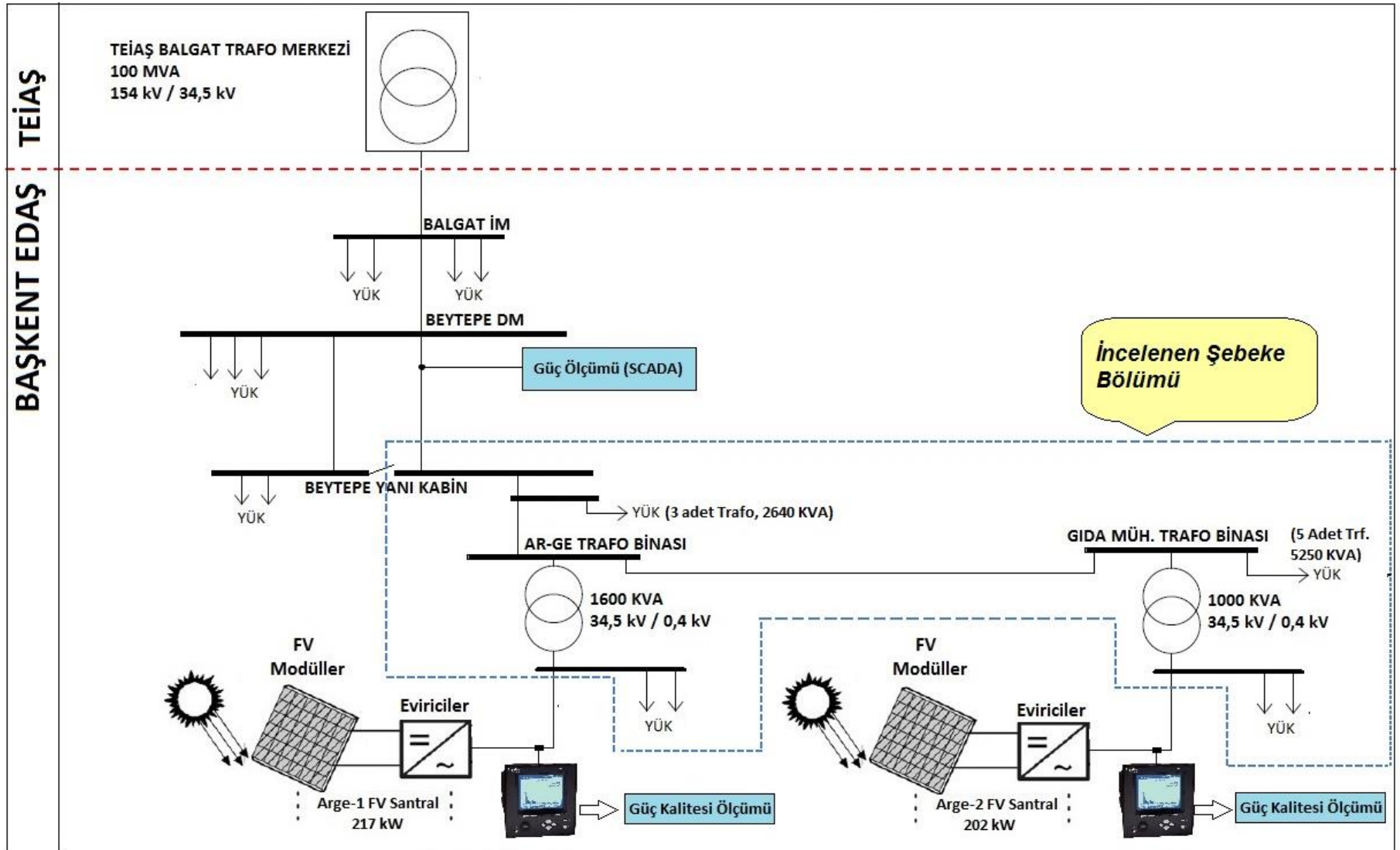
3. DENEYSEL KESİM

3.1. Ölçüm Noktaları

Güç kalitesi ölçümleri iki ayrı noktada yapılmıştır. Hacettepe Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 binalarında kurulu olan fotovoltaik santrallerin dağıtım trafolarının AG taraftaki bağlantı noktalarına cihazlar bağlanmıştır.

Fotovoltaik santrallerin bağlantı yaptıkları 34,5kV/0,4kV dağıtım trafoları ve bu trafoların elektrik dağıtım şebekesiyle olan irtibatları Şekil 3.1'de gösterilmiştir. Şekil 3.1'den görüleceği üzere 217 kW kurulu güce sahip olan Ar-Ge 1 binasında kurulu FV santral 1600 kVA gücündeki Ar-Ge dağıtım trafosuna bağlıyken, 202 kW kurulu güce sahip olan Ar-Ge 2 binasında kurulu FV santral 1000 kVA gücündeki Gıda mühendisliği trafosuna bağlanmıştır. FV santraller, dağıtım trafoların AG (0,4 kV) tarafından şebekeye bağlanmıştır.

Şebeke güç analizlerini doğru yapabilmek adına ana şebekedeki güç akışının da bilinmesi gerekmektedir. Beytepe DM'den çıkan Kampüs 1 fideri üzerinden dağıtım şebekesi enerji akışı olmaktadır. Kampüs 1 fideri Başkent EDAŞ SCADA sistemi üzerinden izlenebilmektedir. Bu fidere ait aktif güç bilgileri SCADA aracılığıyla elde edilmiştir.



Şekil 3.1. FV santrallerin ana şebeke bağlantısı ve ölçüm noktaları

3.2. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV Santrallerin Özellikleri

Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin bağlantı yaptıkları 34,5kV/0,4 kV dağıtım trafoları ve bu trafoların elektrik dağıtım şebekesiyle olan irtibatları Şekil 3.1'de gösterilmiştir. Şekil 3.1'de şebeke bağlantı noktaları verilen Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin sahip olduğu modül ve eviricilere ait bazı bilgiler Çizelge 3.1'de verilmiştir.

Çizelge 3.1. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin modül ve evirici bilgileri

		Adet	Marka	
AR-GE 1	PV Panel	Çatı	820	Bosch marka Tek Kristal Si (STC 240 W)
		Otopark	300	Calyxo marka CdTe ince film (STC 67.5 W)
	Evirici	Çatı	11	Sunny Tripower 17000TL-10
		Otopark	3	Sunny Mini Central 7000HV
AR-GE 2	PV Panel	Çatı	588	Hanwha marka Poli Kristal Si (STC 230 W)
		Otopark	540	Calyxo marka CdTe ince film (STC 67.5 W)
		Güneş İzleyici	126	Bosch marka Tek Kristal Si (STC 240 W)
	Evirici	Çatı	8	Sunny Tripower 17000TL-10
		Otopark	6	Sunny Mini Central 7000HV
		Güneş İzleyici	3	Sunny Tripower 12000TL-10

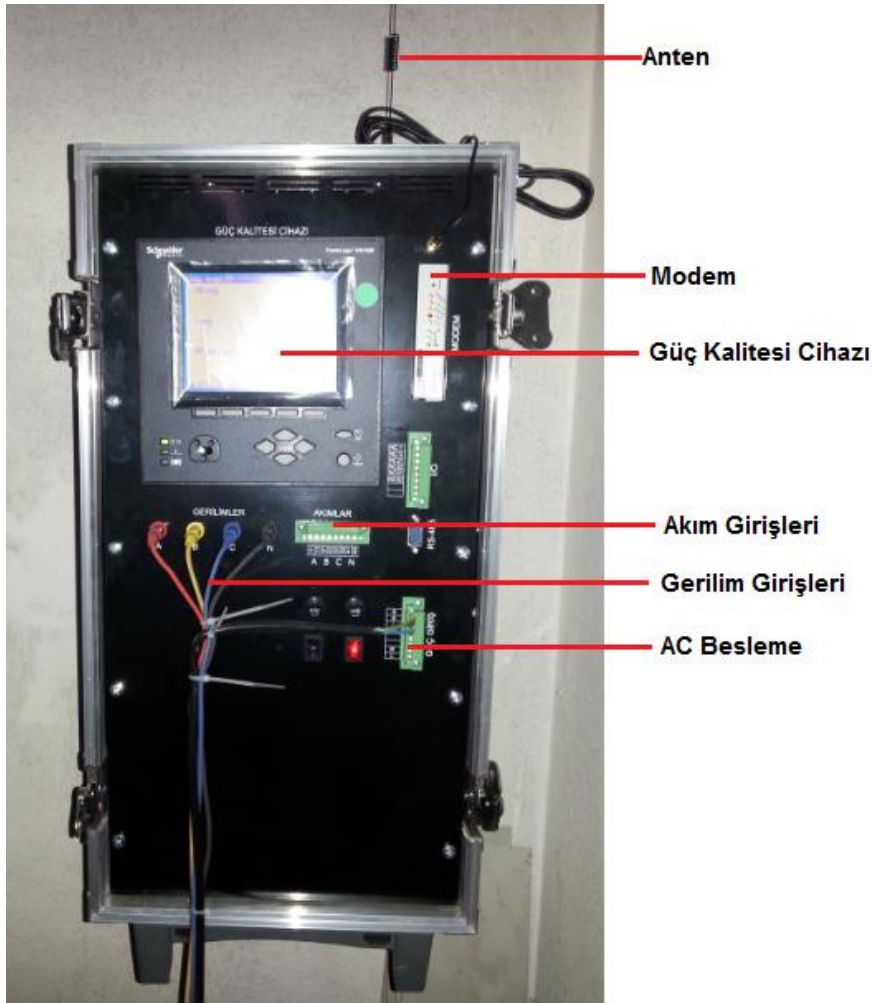
Güneş panellerinde sağlanan akımın doğru akım, elektrik şebekelerinde kullanılan akımın ise alternatif akım olması nedeniyle, fotovoltaik sistemler eviriciler aracılığıyla şebekeye bağlanmak zorundadır. Yarı iletken teknolojisine sahip olan diğer elektronik cihazlar gibi eviriciler de yüksek oranda harmonik üretebilen elemanlardır [11]. Bu anlamda FV santrallerde kullanılan eviricilerin kalitesi önem arz etmektedir. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerdeki evirici markaları Çizelge 3.1'de verilmiştir. Bu eviricilerin elektriksel ve teknik özellikleri ise Çizelge 3.2'de verilmiştir.

Çizelge 3.2. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerinde kullanılan eviricilerin elektriksel ve teknik özellikleri [32] [41]

Özellikler		Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 17000TL	Sunny Mini Central 7000HV
DA Giriş	Maksimum DA gücü($\cos\phi=1$ iken)	12250 W	17410 W	7500 W
	Maksimum giriş gerilimi	1000 V	1000 V	800 V
	MPP gerilim aralığı	380 V - 800 V	400 V - 800 V	335 V - 560 V
	Nominal giriş gerilimi	600 V	600 V	340 V
	Minimum giriş gerilimi	150 V	150 V	290 V
	Maksimum giriş akımı	22 A	33 A	23 A
AA çıkış	Nominal güç (230 V ve 50 Hz iken)	12000 W	17000 W	6650 W
	Maksimum görünür güç ($\cos\phi=1$ iken)	12000 VA	17000 VA	7000 VA
	Nominal şebeke gerilimi	230 V (faz-nötr)	230 V (faz-nötr)	230 V (faz-nötr)
	AA gerilim aralığı	160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V
	Nominal çıkış akımı (V=230 V iken)	17,4 A	24,6 A	31 A
	Maksimum çıkış akımı	19,2 A	24,6 A	31 A
	THBı (AA gerilim < %2 ve AA güç > %0,5 iken)	$\leq 3,6\%$	$\leq 2,6\%$	-
	Çalışma frekans aralığı	44 Hz - 55 Hz	44 Hz - 55 Hz	44 Hz - 55 Hz
Bağlantı şekli	3 faz	3 faz	1 faz	
Genel Özellikler	Maksimum verim	98,10%	98,20%	96,20%
	Kayıplar (Gece modunda iken)	< 1W	< 1W	0,25 W
	Topoloji	Trafosuz	Trafosuz	Trafolu
	Standartlar ve sertifikalar	VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, AS4777, C10/11, PPDS, GBT19939-2005, UTE C15-712-1, PPC, NRS 97-2-1, EN50438, RD661/2007, IEC 61727, G59/2, CEI 0-21, BDEW 2008, RD1699:2011, SI4777, NEN EN 50438, DIN EN 62109-1, IEC 62109-2	VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, AS4777, C10/11, PPDS, GBT19939-2005, UTE C15-712-1, PPC, NRS 97-2-1, EN50438, RD661/2007, IEC 61727, G59/2, CEI 0-21, BDEW 2008, RD1699:2011, SI4777, NEN EN 50438, DIN EN 62109-1, IEC 62109-2	CE, VDE 0126-1-1, C10/C11, PPDS, EN 50438*, AS 4777, PPC, IEC 61727, RD661/2007, VDE-AR-N 4105, UTE C15-712-1, G59/2, RD1699

3.3. Güç Kalitesi Cihazı ve Ölçüm Düzeneği

Güç kalitesi ölçülecek noktalarda, Enerjisa Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş. tarafından şebekede kullanılan mobil güç kalitesi ölçüm düzenekleri kullanılmıştır. Düzenekler çanta şeklinde tasarlanmış olan, güç kalitesi cihazı, dc besleme, akım-gerilim prob girişleri ve haberleşme modemini üzerinde barındıran yapılardır, Şekil 3.2. Bu yapı üzerinde Schneider marka ION 7650 [42] tipi güç kalitesi ölçüm cihazı bulunmaktadır. Bu cihaz IEC-61000-4-30 standartından tariflenen A sınıfı kalitesinde ölçüm yapabilmektedir. Güç kalitesi cihazı tarafından ölçülen veriler 10'ar dakikalık ortalamalar halinde modem aracılığıyla merkezi sunuculara iletilmektedir. Çalışmalar sırasında, merkezi sunuculardan alınan ham veriler işlenerek grafikler halinde analiz edilmiştir. Kullanılan akım klampları, fabrika çıkışlı olarak IEC 1036 sınıf 1 özelliklerine göre kalibre edilmiştir, Şekil 3.3.



Şekil 3.2. Ölçümlerde kullanılan mobil güç kalitesi düzeneği

Cihazların montajı ve devreye alınması sırasında çekilmiş bazı resimler Şekil 3.3'te gösterilmiştir.



Şekil 3.3. Güç kalitesi düzeneğinin sisteme bağlanması sırasında alınan farklı görüntüler

4. DENEYSEL SONUÇLAR

Bu tez kapsamında yapılan güç kalitesi ölçüm çalışmaları temel olarak iki bölüme ayrılabilir. İlk bölümde, güç kalitesi ölçüm cihazı ile 05.03.2014 ile 30.05.2014 tarihleri arasında Ar-Ge-2 FV santralının şebeke bağlantı noktasında kesintisiz güç kalitesi ölçümleri yapılmıştır. Bu ölçümler güç kalitesi verilerinden olan etkin gerilim, gerilim dengesizliği, kırpışma ve harmonikler üzerinden yapılmıştır. Ölçümler sonucunda alınan veriler kesim 4.1'de ayrıntılı şekilde analiz edilerek yasal mevzuat ve standartlar çerçevesinde değerlendirilmiştir. Ülkemizde geçerli olan **“Elektrik Dağıtım ve Prekande Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği”** 'ne göre bu parametrelerin sınır değerleri Ek2'de açıklanmıştır. Ölçüm periyodu boyunca ölçülen verilerin yönetmelikte belirlenen sınırlar içinde kalıp kalmadığı ayrı ayrı incelenmiştir.

Tez çalışması kapsamında Hacettepe Teknokent FV sistemlerinde, Kesim 3.3'te ayrıntısı verilen düzenekler kullanılarak ölçülen güç kalite parametreleri Çizelge 4.1'de verilmiştir.

Çizelge 4.1. FV santrallerde ölçülen güç kalite parametreleri

<i>Etkin Gerilim Değeri</i>	<i>A,B,C fazları</i>
<i>Gerilimdeki Dengesizlik</i>	-
<i>Kısa Süreli Kırpışma, P_{st}</i>	<i>A,B,C fazları</i>
<i>Uzun Süreli Kırpışma, P_{lt}</i>	<i>A,B,C fazları</i>
<i>Gerilimdeki Toplam Harmonik Bozulma, THB_v</i>	<i>A,B,C fazları</i>
<i>Akımdaki Toplam Harmonik Bozulma THB_i</i>	<i>A,B,C fazları</i>
<i>Gerilim Çökmeleri</i>	<i>A,B,C fazları</i>
<i>Geçici Rejim Gerilimleri</i>	<i>A,B,C fazları</i>

İkinci bölümde, Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin şebeke bağlantı noktalarında, 24.07.2014 ile 24.09.2014 tarihleri arasında yaklaşık 2 aylık periyotta 2 ayrı cihazla eş zamanlı olay kayıtları alınarak, gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları incelenmiştir. Ölçümler sonucunda alınan veriler Kesim 4.2'de ayrıntılı şekilde analiz edilerek yasal mevzuat ve standartlar çerçevesinde değerlendirilmiştir. Bu ölçümler ile ana şebekenin, şebeke bağlantılı Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerine olan etkileri gözlemlenmiştir.

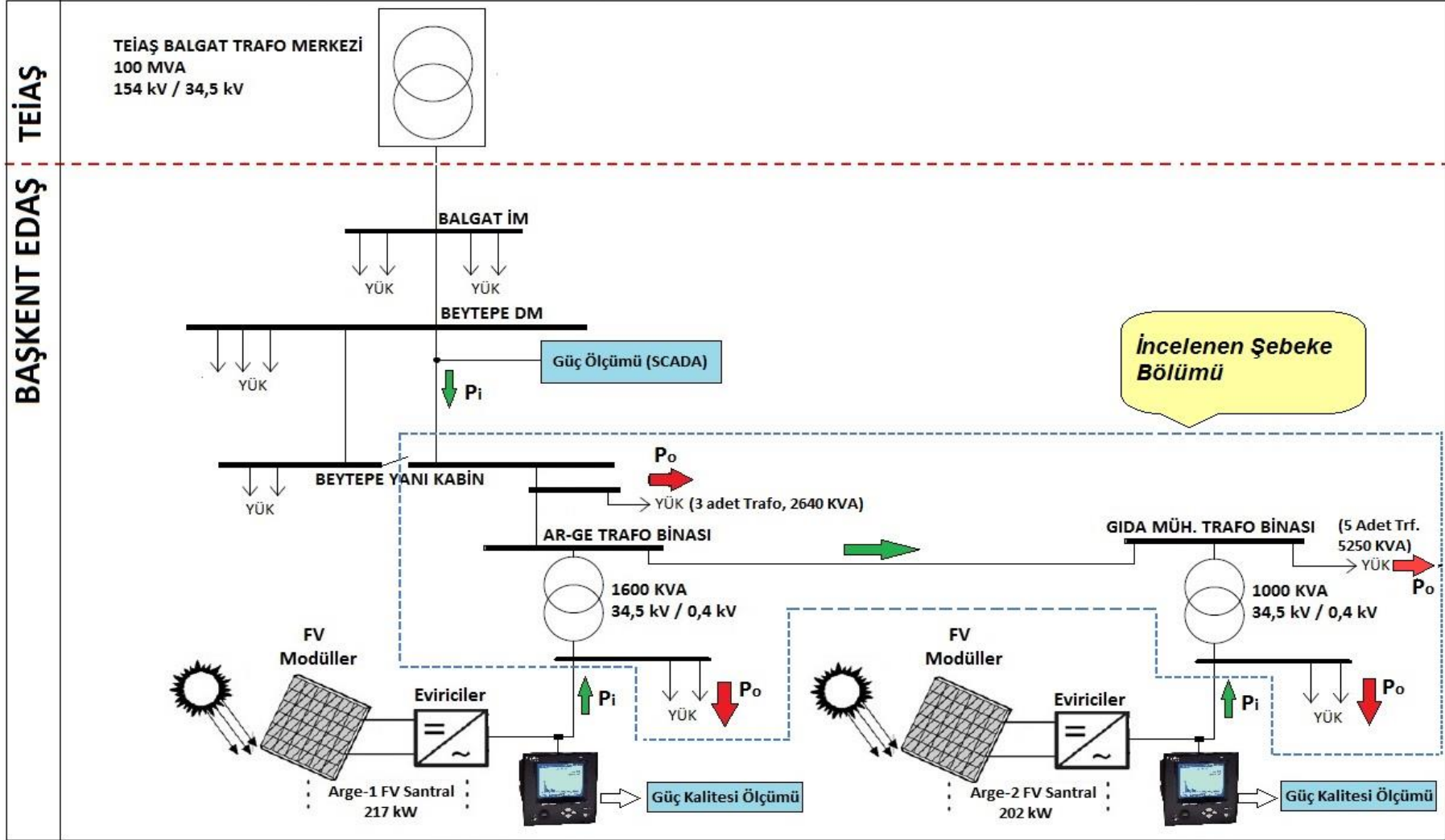
4.1. Ar-Ge 2 FV Santralin Ana Şebekedeki Güç Kalitesine Etkileri

Güç kalitesi ölçüm cihazı ile Ar-Ge-2 FV santralinin şebeke bağlantı noktasında kesintisiz güç kalitesi ölçümleri yapılmıştır. Ölçümler ve analizler, Ar-Ge 2 FV santralin şebekeye bağlı olup olmaması ve farklı yük koşullarına (hafta içi ve hafta sonu) göre 4 ayrı günde yapılmıştır. Bu ölçümler ile şebeke bağlantılı FV santralin, şebekeye olan etkileri gözlemlenmiştir.

4.1.1. Şebeke Güç Analizleri

Güç kalitesi ölçümlerinin yapıldığı Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin bağlı olduğu, Hacettepe Üniversitesi Beytepe Kampüsü'ne ait şebekenin bir bölümü Şekil 4.1'de kesikli mavi çizgilerle gösterilmiştir. Bu şebeke bölümündeki yükler üç ayrı kaynaktan beslenmektedir. Bu kaynaklar, ana şebeke ve fotovoltaik santrallerdir. Şekil 4.1 üzerinde bulunan P_i sembolleri kaynaklardan şebekeye olan güç akışları gösterirken P_o sembolleri ise yüklerin çektiği güçleri temsil etmektedir.

Beytepe DM'den çıkan Kampüs 1 fideri üzerinden dağıtım şebekesi enerji akışı olmaktadır. Kampüs 1 fideri Başkent EDAŞ SCADA sistemi üzerinden izlenebilmektedir. Bu fidere ait aktif güç bilgileri SCADA aracılığıyla elde edilmiştir. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerinden şebekeye giren aktif güç miktarları ise güç kalitesi cihazları ile ölçülmüştür. Çalışmalar sırasında SCADA ile elde edilen veya güç kalitesi cihazları ile ölçülen tüm güçler aktif güçler olduğundan, tezin bundan sonraki kesimlerinde "güç" denildiğinde "aktif güç" olduğu anlaşılmalıdır.



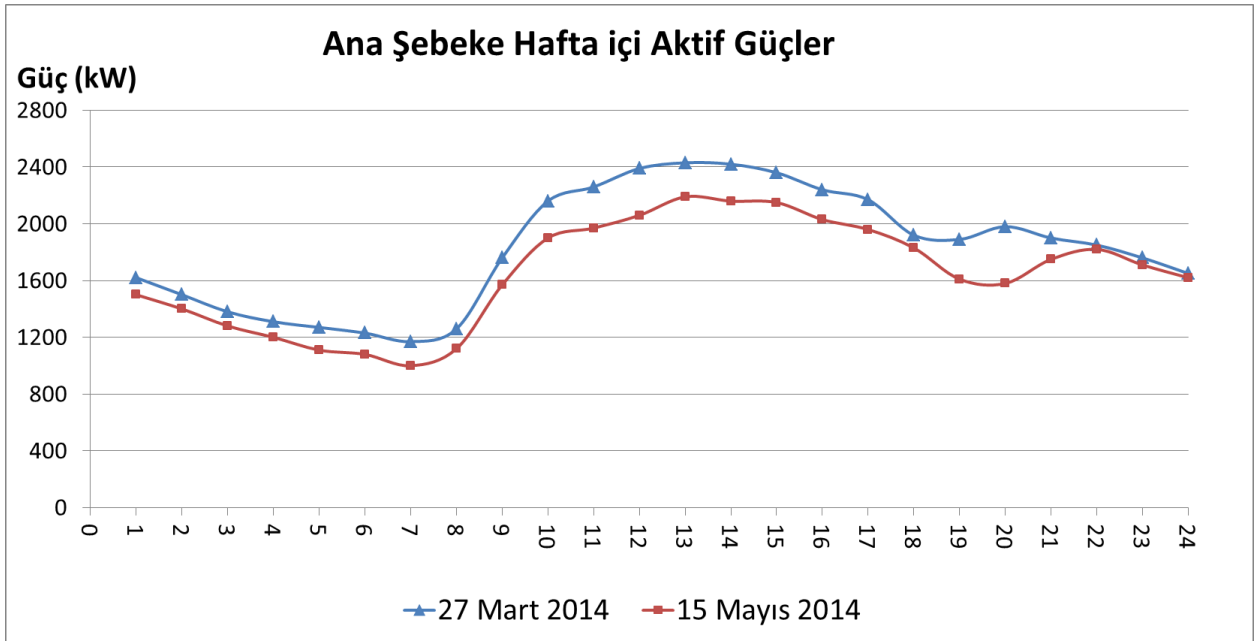
Şekil 4.1. FV santral şebeke bağlantı noktaları ve şebeke yük akışları

Ölçümler ve analizler, Ar-Ge 2 FV santralin şebekeye bağlı olup olmaması ve farklı yük koşullarına (hafta içi ve hafta sonu) göre 4 ayrı günde yapılmıştır. Bu günlere ait özellikler Çizelge 4.2’de verilmiştir. Ar-Ge 2 FV santralin şebekeye bağlı olduğu 27 Mart 2014 ve 13 Nisan 2014 tarihlerinde hava açık ve güneşlidir [43].

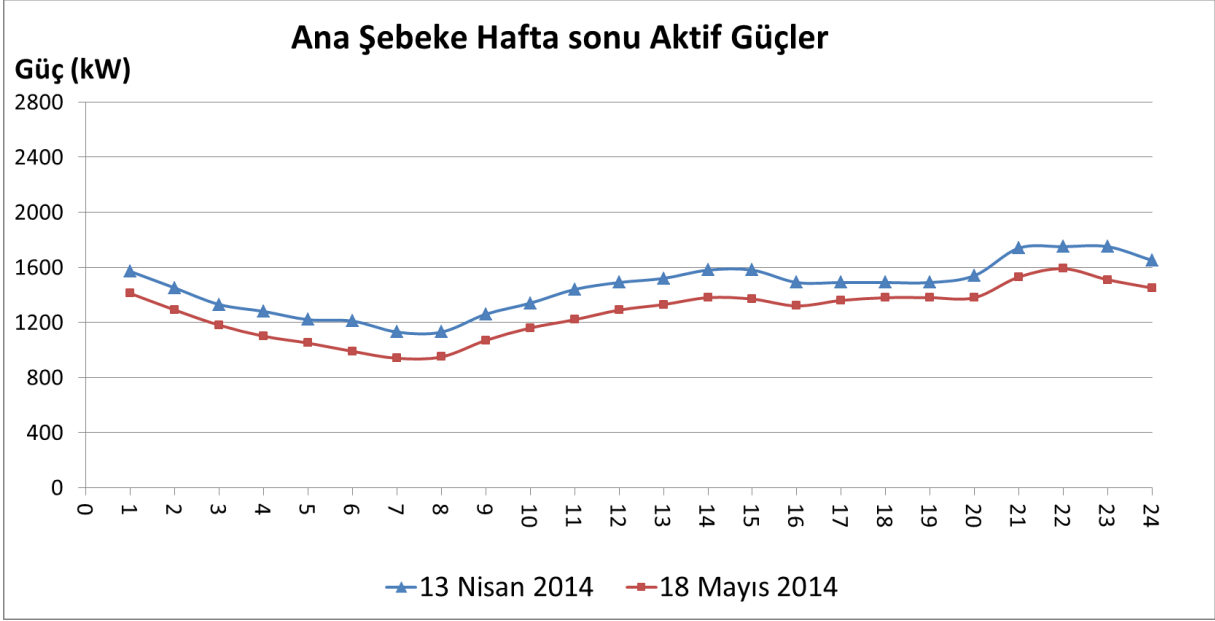
Çizelge 4.2. Ölçüm yapılan tarihler [43]

Ölçüm Yapılan Tarihler	Açıklama	
Hafta İçi	27.03.2014, Perşembe	Ar-Ge 2 FV santral şebekeye bağlı ve güneşli bir gün.
	15.05.2014, Perşembe	Ar-Ge 2 FV Santral şebekeye bağlı değil .
Hafta Sonu	13.04.2014, Pazar	Ar-Ge 2 FV santral şebekeye bağlı ve güneşli bir gün.
	18.05.2014, Pazar	Ar-Ge 2 FV Santral şebekeye bağlı değil .

FV santrallerdeki güç kalitesini ölçmek için standartlaşmış bir metodoloji bulunmamaktadır [21]. Bu tez kapsamında FV santralin şebekeye olan etkilerini gözlemleyebilmek için FV santralin şebekeye bağlı olduğu ve şebekeden ayrı olduğu günlerde alınan veriler karşılaştırılmıştır. Yapılan karşılaştırmaların anlamlı olabilmesi için, Şekil 4.2 ve Şekil 4.3’te görüldüğü gibi hafta içi ve hafta sonu ana şebeke yük akışlarının benzer şekilde seyir ettiği günler seçilmiştir.

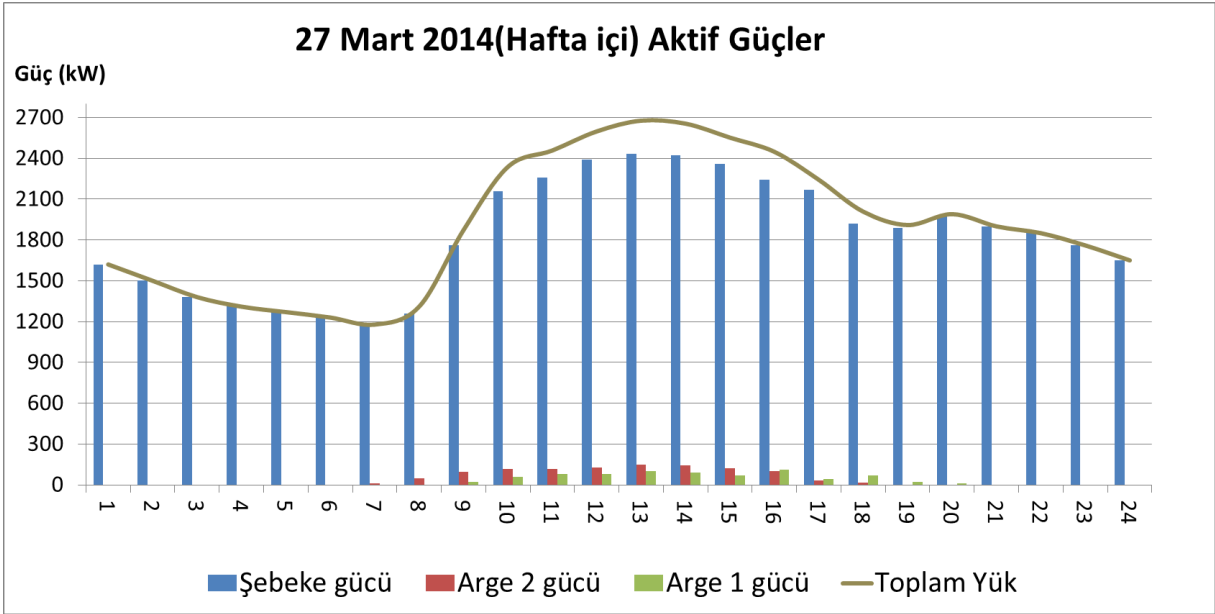


Şekil 4.2. Ölçüm yapılan hafta içi günlerde ana şebeke yük akışları

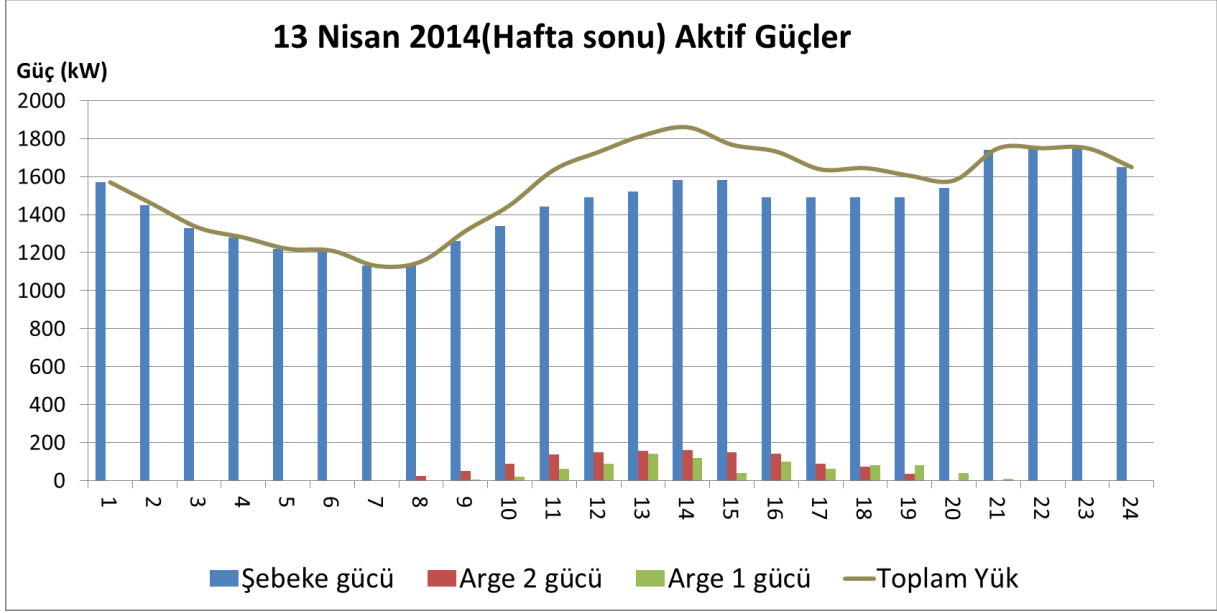


Şekil 4.3. Ölçüm yapılan hafta sonu günlerde ana şebeke yük akışları

Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin şebekeye bağlı olduğu hafta içi bir gün olan 27 Mart 2014 ve hafta sonu bir gün olan 13 Nisan 2014 tarihlerine ait şebekeye giren güç dağılımları ve toplam şebeke yükü sırasıyla Şekil 4.4 ve Şekil 4.5'te saatlik ortalamalar halinde verilmiştir.



Şekil 4.4. 27 Mart 2014(Hafta içi) tarihine ait güç dağılımları ve toplam yük

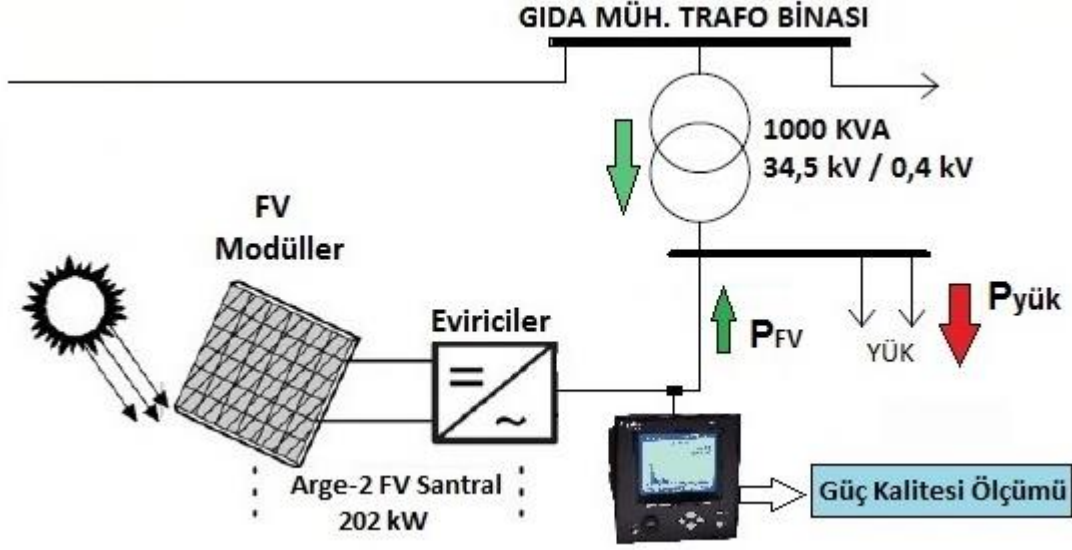


Şekil 4.5. 13 Nisan 2014(hafta sonu) tarihine ait güç dağılımları ve toplam yük

Şekil 4.4 ve Şekil 4.5'te, mavi barlar ana şebeke gücünü, kırmızı barlar Ar-Ge 2 FV santral gücünü, yeşil barlar Ar-Ge 1 FV santral gücünü ve kahverengi çizgi ise toplam şebeke yükünü temsil etmektedir.

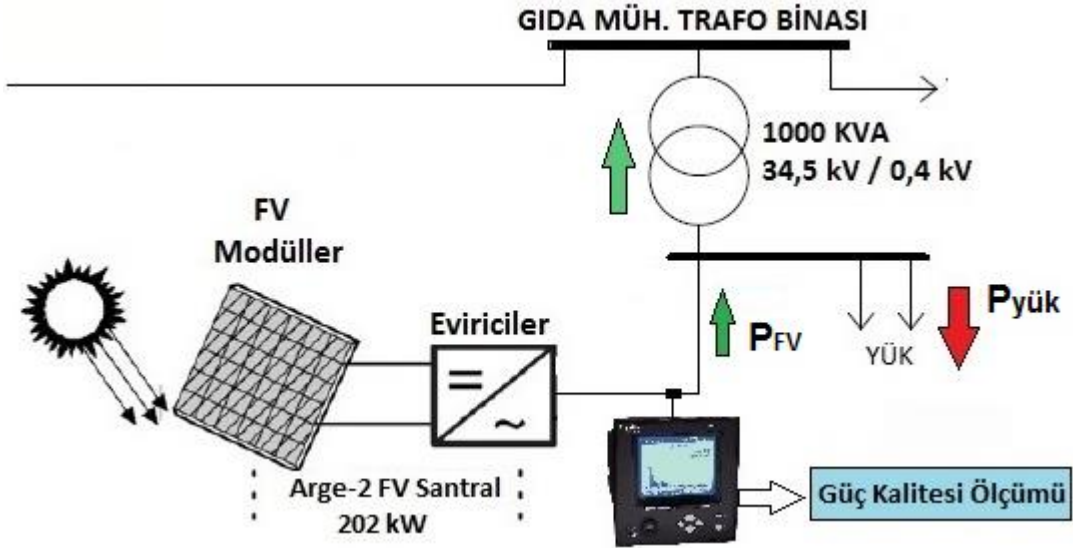
Şekil 4.1'den görüleceği üzere Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun alçak gerilim barasına bağlı olarak Ar-Ge 2 FV santral ve bazı şebeke yükleri bulunmaktadır. Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun çıkışı olan alçak gerilim barasından veya yükler tarafından eş zamanlı güç ölçümü yapılmamıştır. Bu nedenle Ar-Ge 2 FV santralin ürettiği enerjinin akışı tam olarak bilinmemektedir. Burada Ar-Ge 2 FV santral devrede olduğunda iki ayrı durum söz konusu olmaktadır (Santral gücünün ve Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun AG yükünün eşit olmadığı varsayılmıştır).

Ar-Ge 2 FV santralin gücünün, yine aynı baraya bağlı olan alçak gerilim şebeke yükünden düşük olması durumunda ($P_{FV} < P_{yük}$) hem şebekeden hem de FV santralden yüke doğru enerji akışı olmaktadır, Şekil 4.6.



Şekil 4.6. $P_{FV} < P_{yük}$ durumunda yük akışı

Ar-Ge 2 FV santralin gücünün, yine aynı baraya bağlı olan alçak gerilim şebeke yükünden yüksek olması durumunda ise ($P_{FV} > P_{yük}$) FV santralden şebekeye ve yüke doğru enerji akışı olmaktadır, Şekil 4.7. Bu durumda, FV santral ürettiği enerjinin bir kısmını dağıtım trafosu aracılığıyla orta gerilim şebekesine aktarmaktadır.



Şekil 4.7. $P_{FV} > P_{yük}$ durumunda yük akışı

Yük akışının nasıl olduğuna karar verebilmek için Ar-Ge 2 FV santralin AG barasına bağlı olan yüklerin yaklaşık değerinin bilinmesi gerekmektedir. Yük akışını

belirleyebilmek amacıyla Ar-Ge 2 FV santralin şebekeye bağlı olduğu günlerde, santral üretiminin en yüksek olduğu saatlerdeki güçler dikkate alınarak Çizelge 4.3 oluşturulmuştur.

Çizelge 4.3. Ortalama trafo yüklenme oranları

Ölçüm Yapılan Tarihler	Ar-Ge 1 (kW)	Ar-Ge 2 (kW)	Ana Şebeke (kW)	Toplam Yük (kW)	Toplam Kurulu Güç (kVA)	Ortalama TR Yüklenme Oranı (%)
27 Mart 2014 hafta içi (saat 13:00)	100	147	2430	2677	10490	26%
13 Nisan 2014 hafta sonu (saat 14:00)	120	160	1580	1860	10490	18%

Şekil 4.1'de kesikli mavi çizgilerle gösterilen Hacettepe Üniversitesi Beytepe Kampüsü'ne ait şebeke bölümünde kurulu gücü toplamda 10490 kVA olan 10 adet dağıtım trafosu bulunmaktadır. FV santraller devredeyken ve enerji üretimlerinin en yüksek olduğu öğlen saatlerinde, toplam yükün kurulu güce olan oranından ortalama trafo yüklenme oranları sırasıyla hafta içi %26, hafta sonu %18 olarak hesaplanmıştır, Çizelge 4.3. Bu oranlar hesaplanırken dağıtım şebekesinin güç faktörü ($\cos\phi$) 1 olarak kabul edilmiştir. Bu noktadan hareketle Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun sekonder tarafındaki (AG bara) yükleri Çizelge 4.4'deki gibi hesaplanmıştır.

Çizelge 4.4. Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun toplam yükünün kaynaklara göre paylaşımı

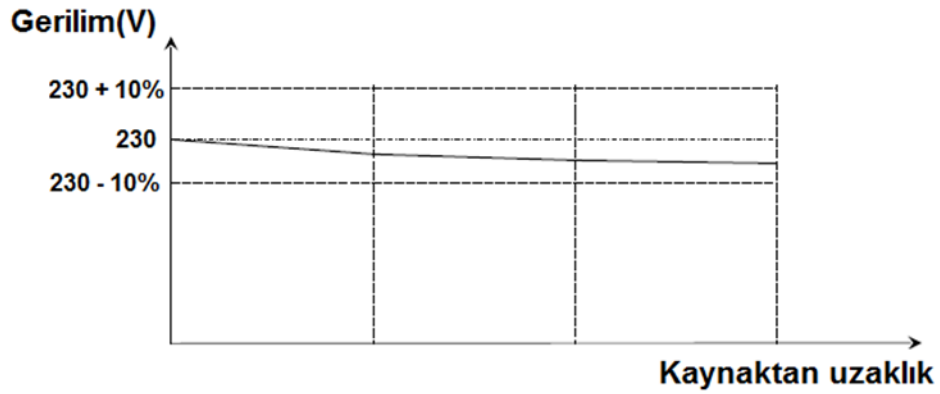
Ölçüm Yapılan Tarihler	Gıda Müh. Trafo Nominal Gücü (kVA)	Ortalama TR Yüklenme Oranı (%)	Gıda Müh. Trafo AG yükü (kW)	Şebekeden Karşılanan (kW)	Ar-Ge 2'den Karşılanan (kW)
27 Mart 2014 hafta içi (saat 13:00)	1000	26%	260	113	147
13 Nisan 2014 hafta sonu (saat 14:00)	1000	18%	180	20	160

Çizelge 4.4'ten görüleceği üzere Ar-Ge 2 FV santrali her iki durumda da Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun sekonder tarafındaki (AG bara) yükünün tamamını karşılayamamaktadır. Bu nedenle Ar-Ge 2 FV santralin şebekeye bağlı olduğu

tarihlerdeki yük akışları Şekil 4.6'da açıklanan ilk senaryoya uygun olmaktadır. FV santralin şebekeye bağlı olduğu ve şebekeden ayrı olduğu zamanlarda ana şebekeden Gıda Mühendisliği Dağıtım Trafosunun sekonder tarafındaki (AG bara) yüklere doğru enerji akışı olmaktadır. Her iki durumda da, şebeke yük akışı benzer olduğundan, FV santralin şebekeye bağlı olduğu ve şebekeden ayrı olduğu farklı yük koşullarında ölçülen veriler karşılaştırılarak FV santralin ana şebekeye olan etkileri araştırılmıştır.

4.1.2. Gerilim Etkin Değerlerinin İncelenmesi

Her elektrik dağıtım şebekesinin kendine özgü özellikleri bulunmaktadır. Dağıtım şebekelerini yük tipine (mesken, ticari, sanayi ve karma), yük yoğunluğuna (Merkezi ve kırsal), besleme şekline (Radyal ve ring yapı) ve gerilim seviyesine göre sınıflandırmak mümkündür [44]. Şebeke sonunda dağıtık üretim santrali olmadığı durumda, kaynaktan son noktaya ilerledikçe şebeke gerilimi düşmektedir, Şekil 4.8 [45].

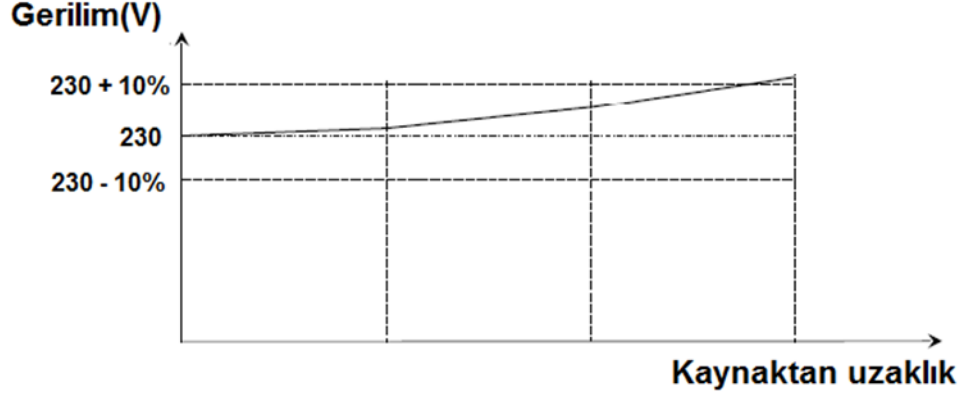


Şekil 4.8. Şebeke geriliminin kaynaktan son kullanıcıya doğru değişimi [45]

Elektrik dağıtım şebekeleri hat sonundaki gerilim düşümü en fazla %4 olacak şekilde dizayn edilirler [45]. Radyal şebekelerde dağıtım trafosundan uzaklaştıkça şebeke gerilimi düşmekte, hatta yasal sınırların aşağısına inebilmektedir [46]. Şebeke işletmecileri trafo kademe ayarını değiştirerek veya paralel kondansatörleri devreye alarak bu sorunu çözmeye çalışmaktadır [46].

Şebeke bağlantı noktasındaki (PCC) gerilim, yük altındaki şebeke konfigürasyonlarına ve FV santralden anlık üretilen güce bağlıdır [45]. FV santraller

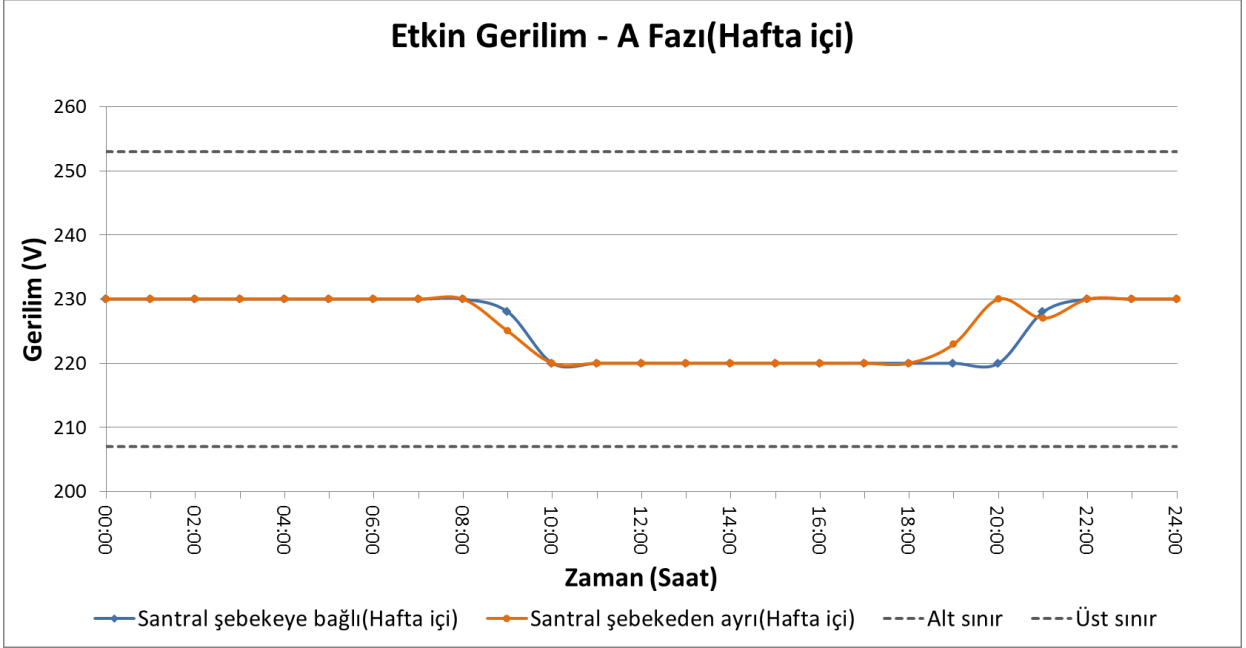
düşük olan şebeke geriliminin bir miktar yükselmesini sağlamaktadır. Hatta aynı şebeke bölümünde birçok FV santral birlikte çalışıyorsa şebekede gerilimin nominal değerden daha fazla yükselmesine de sebep olabilir, Şekil 4.9 [17] [44] [45].



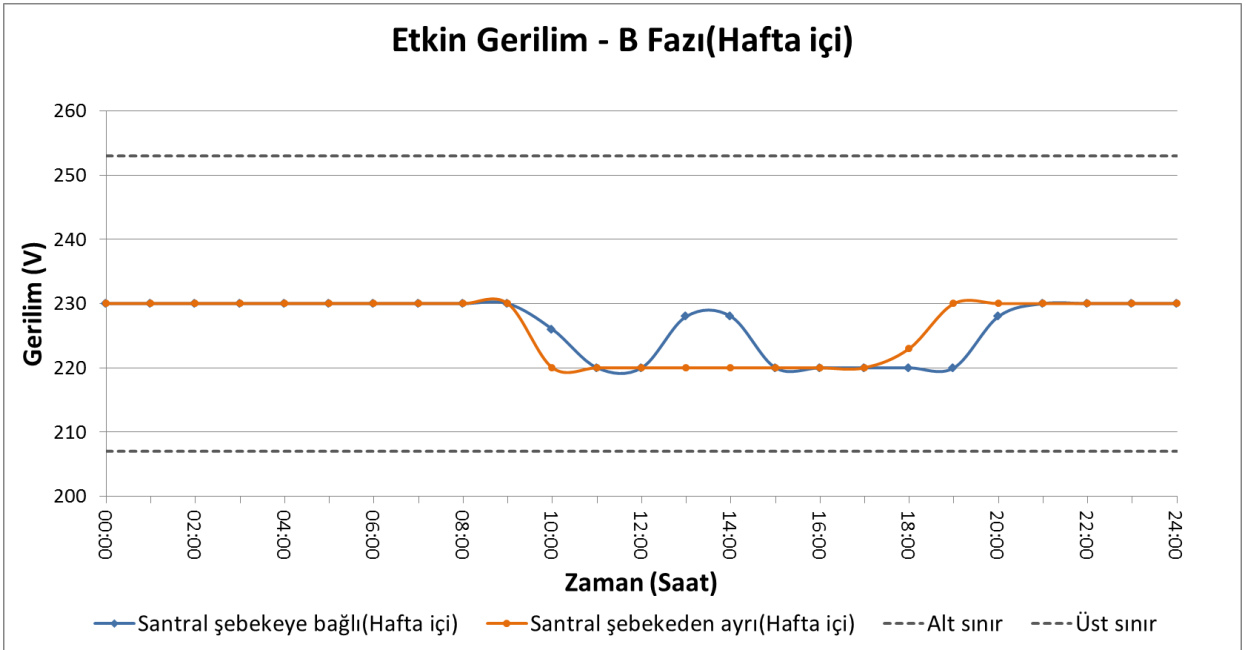
Şekil 4.9. Şebeke geriliminin kaynaktan FV santrale doğru değişimi [45]

FV santraller, kurulu gücü ve şebekeye bağlandığı noktaya göre şebeke gerilimine etki edebilirler [46]. FV santral nominal gücünün şebeke kısa devre gücünden çok düşük olduğu durumlarda santralin şebeke bağlantı noktasındaki gerilim kalitesine etkisi ihmal edilecek düzeydedir [13] [47].

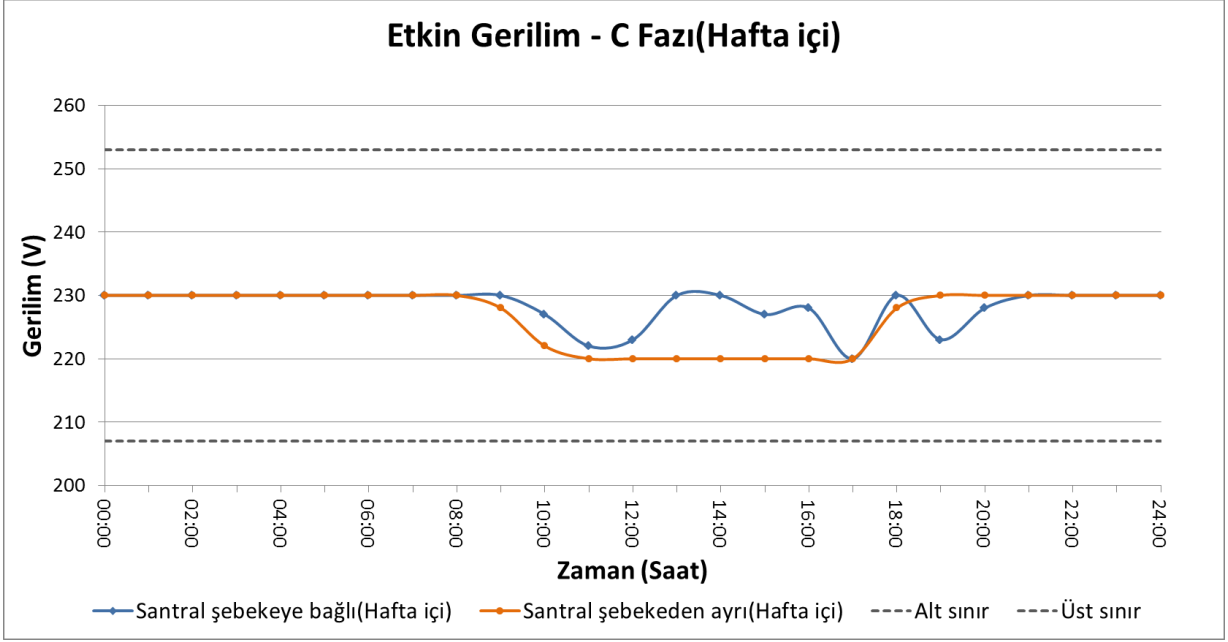
Ek2'de açıklandığı gibi, ülkemizde geçerli olan mevzuata [4] [45] göre gerilim etkin değeri %90-%110 limitleri arasında kalmalıdır. Ölçüm yapılan noktadaki nominal gerilim 230V olduğu için gerilim değerlerinin 207V ile 253V aralığında olması gerekmektedir. Bu çalışmada tüm ölçümlerde, gerilim etkin değerleri 3 faz için ayrı ayrı ölçülmüştür. Ölçüm yapılan ve Çizelge 4.2'de belirtilen tarihlerde, üç faz için gerilim etkin değerlerinin zamanla değişimi incelenerek sırasıyla Şekil 4.10, Şekil 4.11, Şekil 4.12, Şekil 4.13, Şekil 4.14 ve Şekil 4.15'te verilmiştir. Grafiklerdeki verilerin çözünürlüğü 1 saattir. Grafiklerde, gerilimin yönetmelikle belirlenen alt (207V) ve üst (253V) sınır değerleri ayrıca gösterilmiştir.



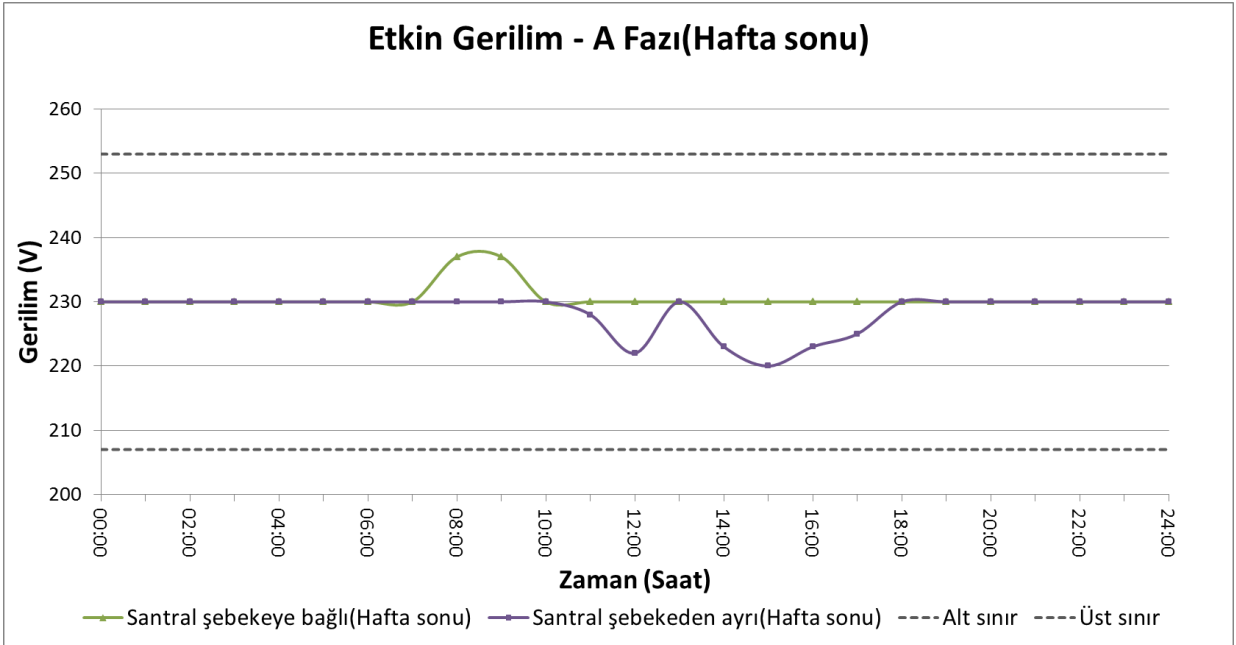
Şekil 4.10. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda A fazı geriliminin hafta içi değişimi



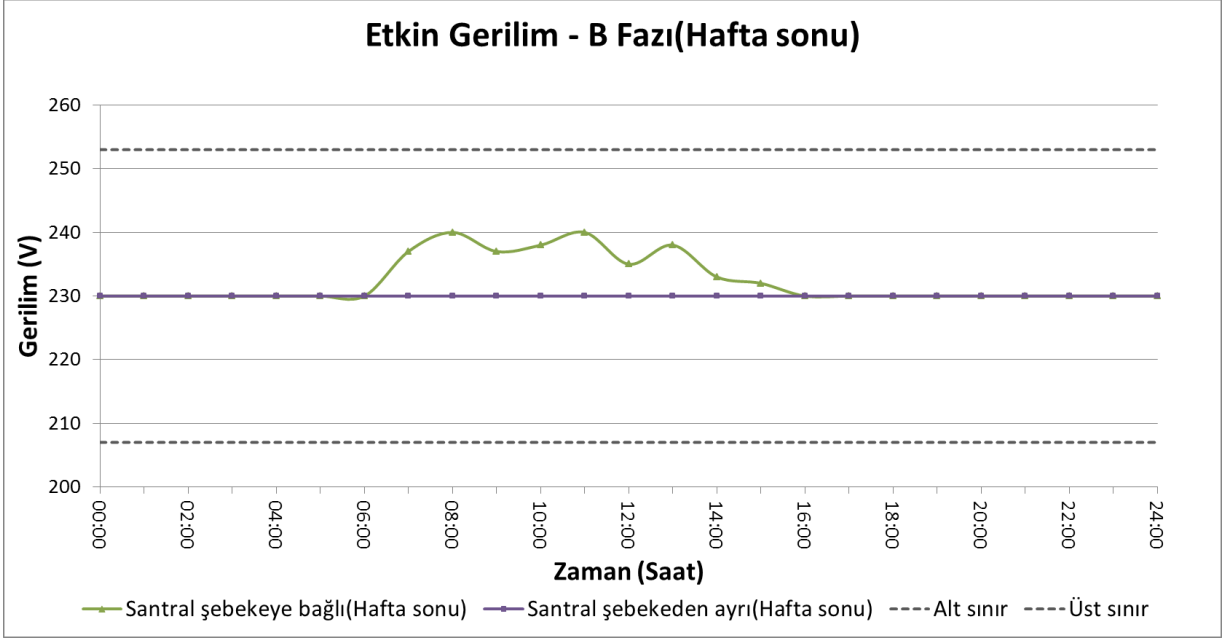
Şekil 4.11. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda B fazı geriliminin hafta içi değişimi



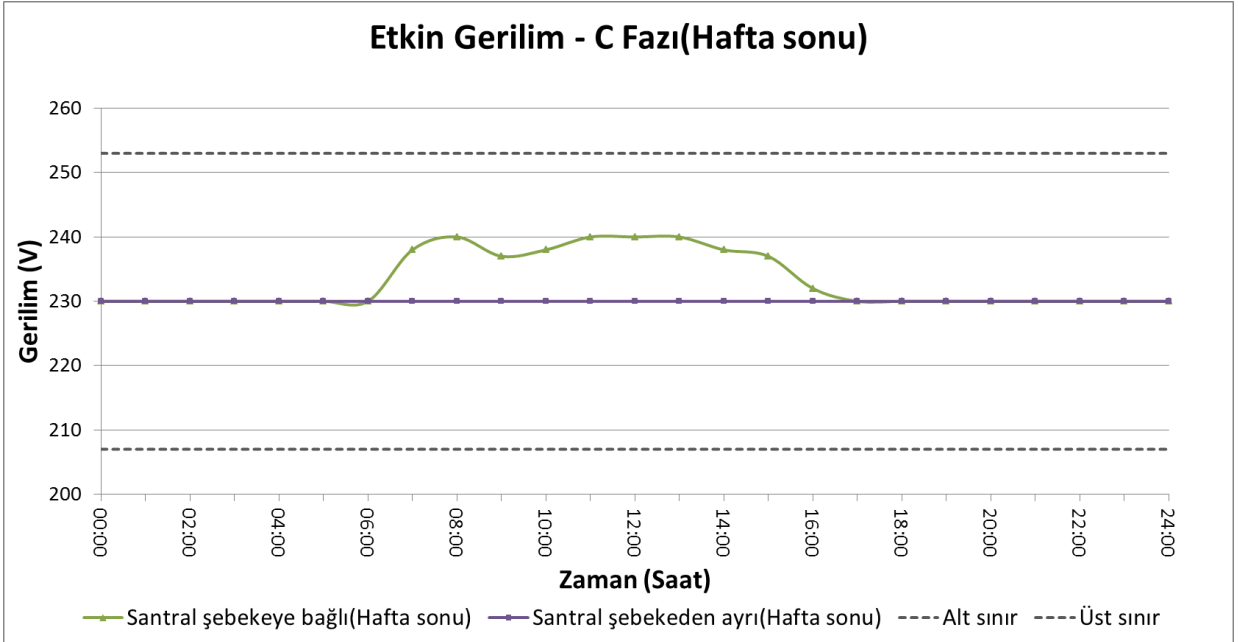
Şekil 4.12. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda C fazı geriliminin hafta içi değişimi



Şekil 4.13. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda A fazı geriliminin hafta sonu değişimi



Şekil 4.14. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda B fazı geriliminin hafta sonu değişimi



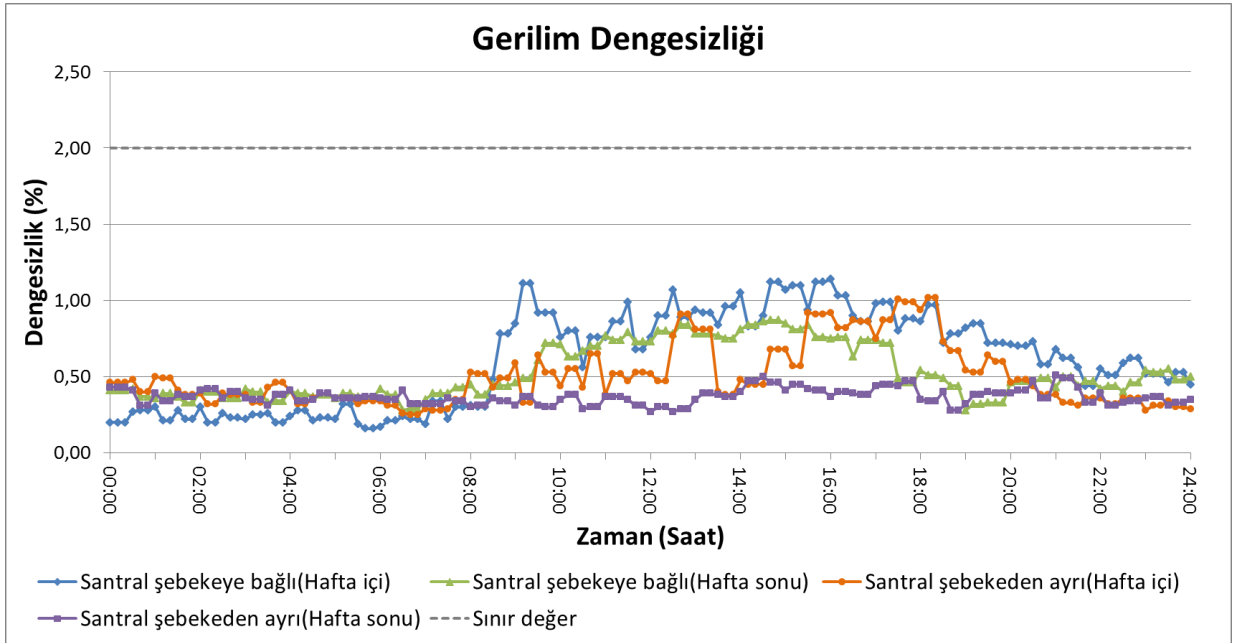
Şekil 4.15. FV santral şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu durumda C fazı geriliminin hafta sonu değişimi

Elde edilen sonuçlara göre Ar-Ge 2 FV santral, şebeke bağlantı noktasındaki (pcc) gerilimin bir miktar artmasını sağlamıştır. Şebeke yükünün daha az olduğu hafta sonu günlerinde bu etki daha açık görülmektedir. Haftasonu PCC gerilimi 240V civarına çıkmasına karşın gerilim değerleri standartlarda belirtilen sınırlar içerisinde kalmıştır.

4.1.3. Gerilim Dengesizliğinin İncelenmesi

FV santraller, eviricilerin tipine ve santralin şebekeye bağlantı yaptığı gerilim seviyesine göre gerilim dengesizliğini artırabilirler [12]. Özellikle, kurulu gücü yüksek FV santraller elektrik şebekesindeki güç akış yönünü değiştirebildiği gibi gerilim dengesizliğini de bir miktar artırabilmektedir [14]. Şebeke bağlantılı FV santrallerde gerilim dengesizliği ölçümü yapılırken şebeke bağlantısından önceki durumla, bağlandıktan sonraki durumu karşılaştırmak doğru olacaktır [12].

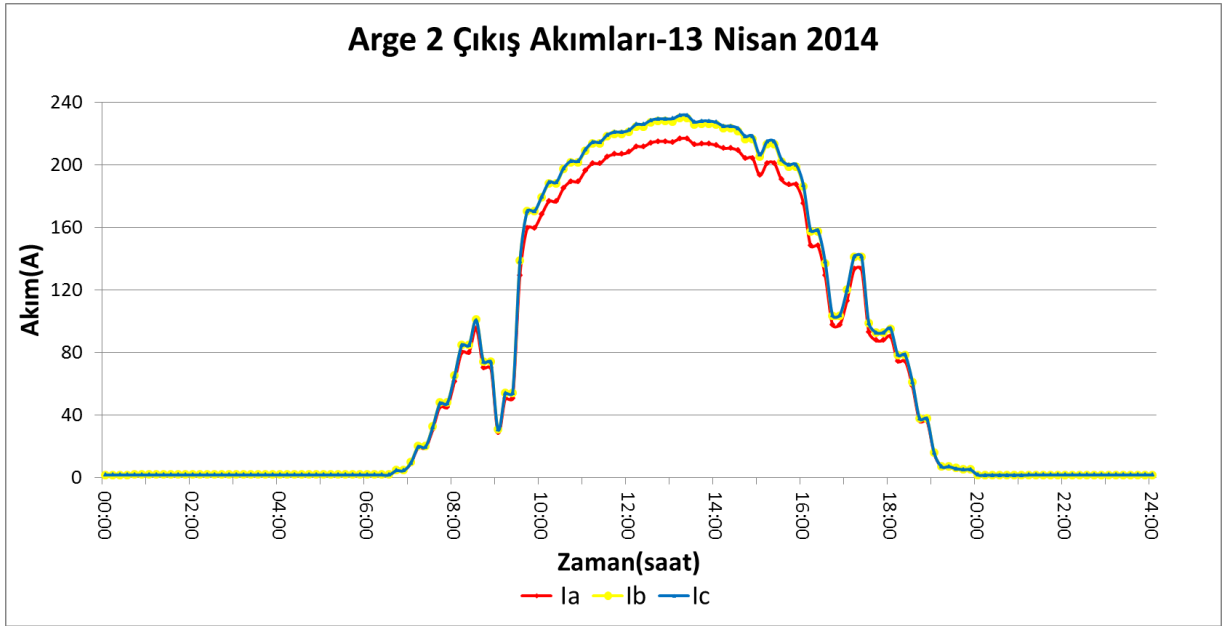
Ek2'de açıklandığı gibi, ülkemizde geçerli olan mevzuata [4] [45] göre, alçak gerilim seviyesindeki gerilim dengesizliği en fazla %2 olabilir. Ölçüm yapılan günler için gerilim dengesizliğinin zamanla değişimi Şekil 4.16'da verilmiştir. Şekil 4.16'daki grafikte 1 günlük veriler 10'ar dakika çözünürlük ile verilmiştir.



Şekil 4.16. Ar-Ge 2 gerilim dengesizliğinin farklı koşullarda değişimi

Santralin şebekeye bağlı olmadığı günlerde, şebeke yükünün daha yüksek olduğu hafta içi günde gerilim dengesizliğinin daha yüksek olması, şebeke yükü arttıkça gerilim dengesizliğinin de bir miktar arttığını göstermektedir.

Ar-Ge 2 FV santralının, şebeke bağlantı noktasındaki gerilim dengesizliğini hem hafta içi hem de hafta sonu bir miktar yükselttiği görülmüştür. Özellikle şebeke yükünün daha fazla olduğu hafta içi günlerinde dengesizlik değerlerinin %1,1 seviyelerine ulaşmış olsa da yasal sınır olan %2'nin aşağısında kalmıştır. Artan dengesizlik oranının ana nedeninin FV santral olduğundan emin olabilmek için santral çıkış akımları da incelenerek kaynağın dengesiz olup olmadığına bakılmıştır, Şekil 4.17. Santral çıkış akımları şebeke bağlantı noktasındaki güç kalitesi cihazından elde edilmiştir.



Şekil 4.17. 13.04.2015 tarihindeki Ar-Ge 2 çıkış akımlarının değişimi

İncelemeler sonucu Ar-Ge 2 FV santralin çıkış akımlarından A fazı akımının diğerlerine oranla sürekli %6 daha düşük olduğu görülmüştür. Akımlardaki farklılık gerilim dengesizliğini bir miktar artıran bir faktördür.

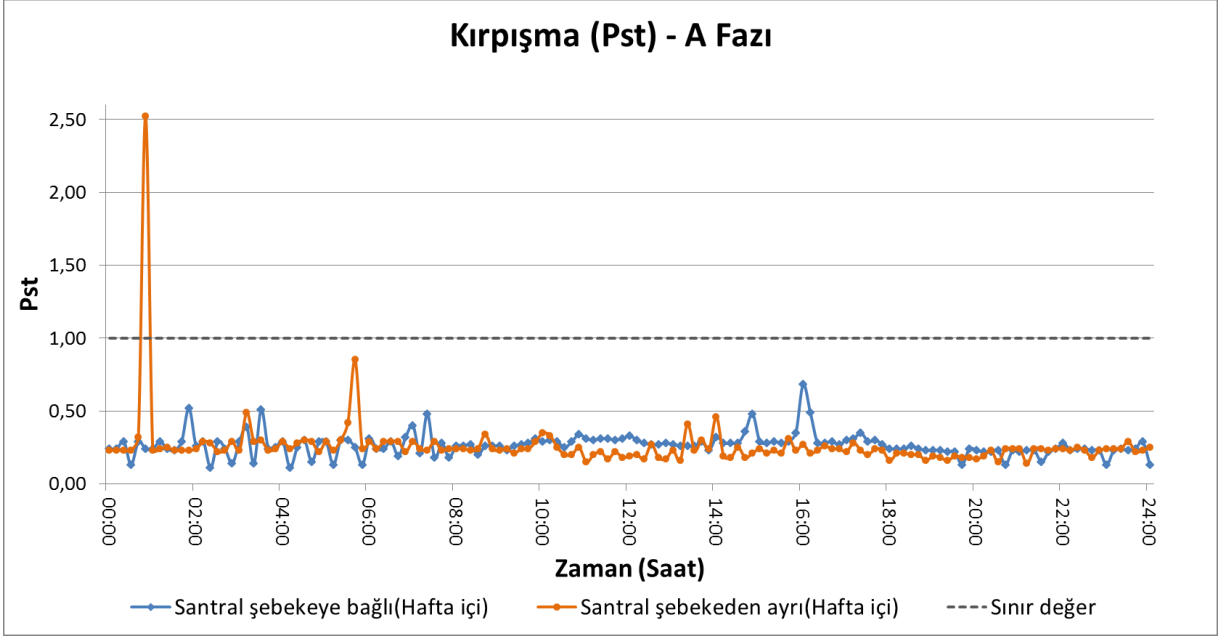
Elde edilen sonuçlara göre, ölçüm yapılan tarihlerde gündüz saatlerinde gerilim dengesizliğini bir miktar arttığı görülmüştür. Bu artışın, gündüzleri artan şebeke yükü ve Ar-Ge 2 FV santralin çıkış akımlarının dengesiz oluşundan kaynaklandığı

düşünülmektedir. Yapılan çalışmalarda, FV santrallerin gerilim dengesizliğine etkisiyle ilgili anlamlı bir sonuç çıkmamıştır.

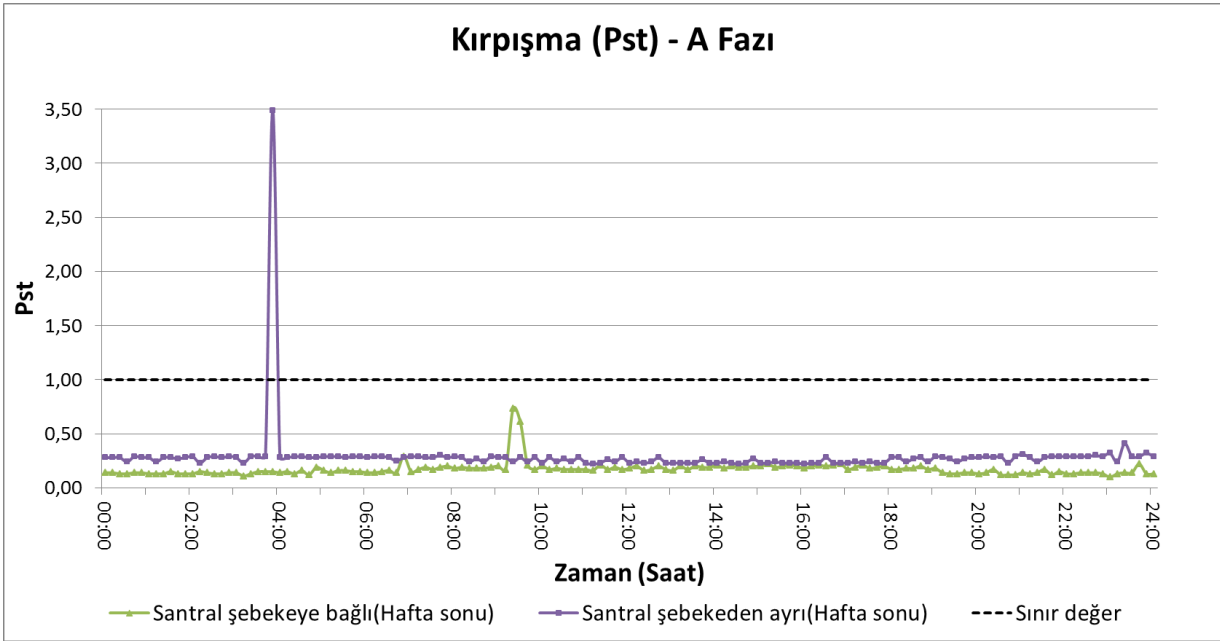
4.1.4. Kırpışma (Fliker) Değerlerinin İncelenmesi

FV santrallerde kırpışma, eviricilerin şebekeye bağlanma ve şebekeden ayrılması sırasında yapılan anahtarlamalar sırasında olabilmektedir [12]. Birden fazla evirici içeren FV santrallerde, eviricilerin ardışık devreye girip çıkması da kırpışma kaynağı olabilmektedir [12]. Laboratuvar ortamında yapılan bir test çalışmasında [34] evirici çıkışındaki kırpışma değeri şebeke etkisi olmadan farklı yük koşullarında ölçülmüş, eviricinin yüklenme oranı arttıkça kırpışma değerinin arttığı görülmüştür. Ayrıca, FV dizilerde bulutlanma etkisinin kırpışma üzerinde etkisi olmadığı görülmüştür [34].

Ölçüm yapılan noktanın FV santral bağlanmadan önceki kırpışma değeri bilinmeden, sadece şebeke bağlantı noktasında yapılacak ölçümlere dayanarak kırpışma oranı belirlenemeyeceğinden [12], Ar-Ge 2 FV santralde kırpışma ölçümü yapılırken santralin şebekeye bağlı ve şebekeden ayrı olduğu günler incelenerek karşılaştırma yapılmıştır. Ülkemizde geçerli olan mevzuata [4] [37] göre kısa süreli kırpışma (p_{st}) değeri en fazla 1 olabilir. Ölçüm periyodu boyunca kısa süreli kırpışma değerleri 3 faz için ayrı ayrı ölçülmüştür. Her üç fazda da benzer sonuçlar elde edildiği için, sadece A fazı için hafta içi ve hafta sonu elde edilen değerler, sırasıyla Şekil 4.18 ve Şekil 4.19'da verilmiştir Grafiklerdeki verilerin çözünürlüğü 10'ar dakikadır.



Şekil 4.18. A fazı kırışma değerinin hafta içi değişimi



Şekil 4.19. A fazı kırışma değerinin hafta sonu değişimi

Yüksek kırışma değerlerinin genelde yük tarafındaki nedenlerden kaynaklandığı bilinmektedir. Bununla beraber santralin üretim yapmadığı zamanlarda oluşan yüksek

kırpışma değerlerinin nedeni yine şebeke tarafı gösterilebilir. Bu nedenle, Şekil 4.18 ve Şekil 4.19'da gece saatlerinde gözlenen sınır değerlerin dışındaki yüksek kırpışma verilerinin, santralden kaynaklı bir kısa süreli kırpışma sorunu olmadığı sonucu çıkmaktadır. Özetle, FV santralin şebekedeki kırpışma oranlarını yükseltmediği görülmüştür. Uzun süreli kırpışma değerlerinde de benzer sonuçlar elde edildiğinden burada ayrıca verilmemiştir.

4.1.5. Harmoniklerin İncelenmesi

Standart ve yönetmeliklerde bahsedilen harmonik ölçüm yöntemleri, bir iletim veya dağıtım sisteminde ortak bağlantı noktasından beslenen bir tüketiciye ait fiderde yapılan ölçümde ortaya çıkan harmonik bozulmanın içindeki tüketici ve şebeke taraflarının katkılarının hesaplanması; yani ölçülen harmoniğin ne kadarının şebekeye, ne kadarının hangi tüketiciye ait olduğunun tespit edilebilmesi konusunda yetersiz kalmaktadır [9]. Eğer bir ortak bağlantı noktasına bağlı çeşitli yükler varsa, hangi yükün şebekeye hangi miktarda harmonik akım bastığını doğru olarak hesaplamak çok güçtür. Böyle bir noktada her bir yük tarafından şebekeye basılan harmonik akım miktarı önceden bilinebiliyorsa buna göre yorum yapılabilir. Harmonik akımları sadece doğrusal olmayan yükler tarafından değil, aynı zamanda ortak bağlantı noktasındaki sinüs şeklinde olmayan gerilimden de kaynaklanmış olabileceğinden [9], her bir yükün çektiği akımlardaki harmonik miktarlarını ölçmek doğru olmayabilir.

Şebeke bağlantı noktasındaki harmonik bozulma oranını ana şebeke ve FV santral birlikte etkilemektedir. Genel olarak en yüksek harmonik seviyesi olarak nitelendirilen 40. harmonik bile 2 kHz frekansa sahiptir (50Hz sistemlerde). Ancak özellikle PMW teknolojisine sahip eviriciler 5kHz ve daha yukarısında anahtarlama yaptığından evirici anahtarlama harmonik kaynağı olarak gösterilmesi doğru değildir [13]. Buna karşın özellikle 3, 5 ve 7. gibi düşük dereceden harmoniklerin artışına FV santrallerin kısmi olarak etki ettiği söylenebilir [13]. Eviricilerin, özellikle nominal gücün %20 ve daha aşağısındaki düşük çalışma koşullarında maksimum güç kontrol sistemleri de çalışmadığından harmonik oranları artmaktadır [12-14] [48]. Yapılan çalışmalar eviricinin düşük güç seviyelerinde çalışması durumunda THB₁ değerlerinin %5'ten

daha yukarıda olacağını göstermektedir [17]. Laboratuvar ortamında yapılan bir test çalışmasında [34] evirici çıkışındaki THB₁ değeri şebeke etkisi olmadan farklı yük koşullarında ölçülmüş eviricinin yüklenme oranı artıkça THB₁ değerinin düştüğü görülmüştür

Tek bir FV santralin şebekedeki gerilim harmonikleri açısından etkisi ihmal edilecek düzeydedir. Aynı şebeke bölümüne birçok FV santralin bağlantı yapması durumunda harmonik etkiler üzerinde durulabilir [16]. Yapılan ölçüm çalışmaları güneş ışınımındaki değişimlerin şebeke bağlantı noktasındaki gerilim harmonik oranını etkilemediğini göstermektedir [16]. Şebeke bağlantılı FV santrallerde harmonik ölçümü yapılırken şebeke bağlantısından önceki durumla, bağlandıktan sonraki durumu karşılaştırmak doğru olacaktır. Son durumdaki harmonik oranı ilk durumdan yüksek ise FV santralden kaynaklı bir harmonik probleminden söz edilebilir [12].

4.1.5.1. Toplam Talep Bozulması

TTB, bir yükün harmonik akımı bakımından şebekeye yüklenmesini ifade eder. Bu yüzden bu değer, şebekenin ortak bağlantı noktasındaki kapasitesinin yükün büyüklüğüne olan oranı ile doğru orantılıdır [9]. Eşitlik 2.4'te THB₁ değeri ise;

$$THB_1 = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (I_h)^2}}{I_1} \times 100$$

olarak ifade edilmişti. THB₁ değerinde belirleyici unsur olan ve formülde paydada bulunan akımın ana bileşeninin etkin değeri sürekli değişmektedir. Özellikle santral üretiminin çok düşük olduğu saatlerde etkin akım değeri düştüğünden THB₁ çok yüksek çıkabilmektedir. Bu nedenle, ölçüm yapılan bir noktadaki THB₁ değerine bakılması, yanıltıcı olabilmektedir. Bunun yerine toplam talep bozulması olan TTB değerine bakılması doğru bir yaklaşım olacaktır. Eşitlik 2.5'te TTB değeri;

$$TTB = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (I_h)^2}}{I_L} \times 100$$

eşitliği ile verilmişti.

Eşitlik 2.4 ve 2.5 incelendiği zaman,

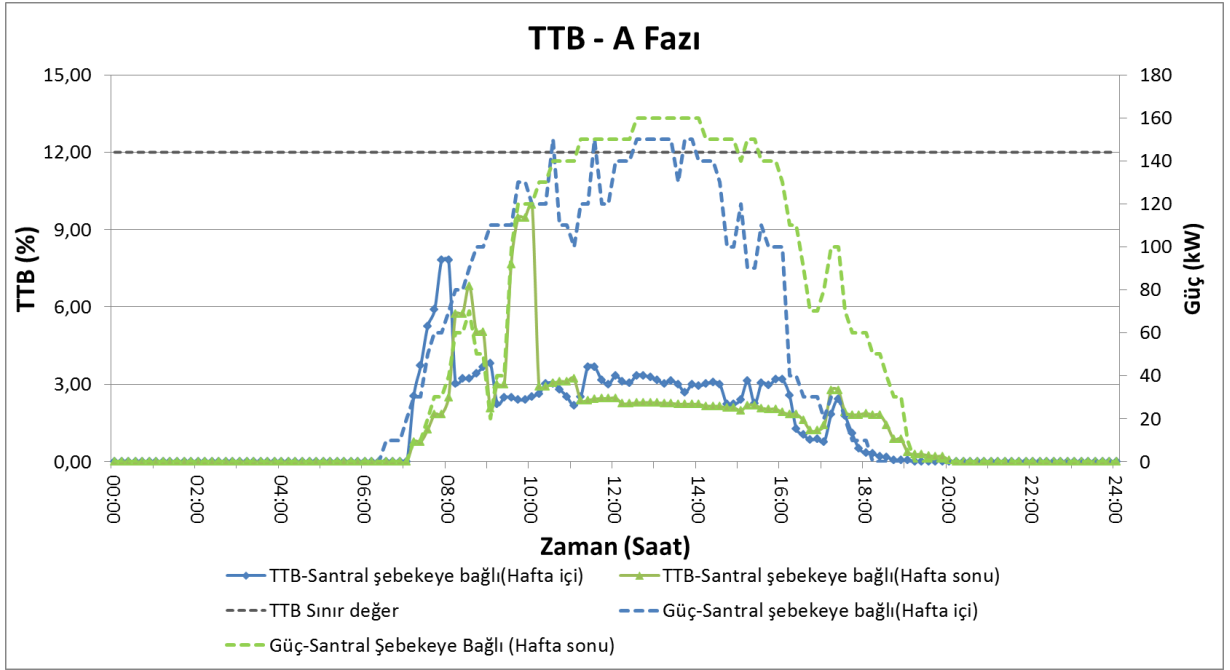
$$TTB = THB_I \times \left(\frac{I_1}{I_L}\right) \quad 4.1.$$

olduğu görülmektedir. Eşitlik 4.1'deki dönüşümü yapabilmek için gerekli olan THB_I ve I₁ değerleri güç kalitesi cihazı tarafından ölçülmektedir. Cihazın bağlı olduğu Ar-Ge 2 FV santralinin kurulu gücünün 202 kW ve bağlantı noktasındaki faz-faz çıkış geriliminin 400V olduğu bilinmektedir. Buradan, maksimum yük akımı olan I_L,

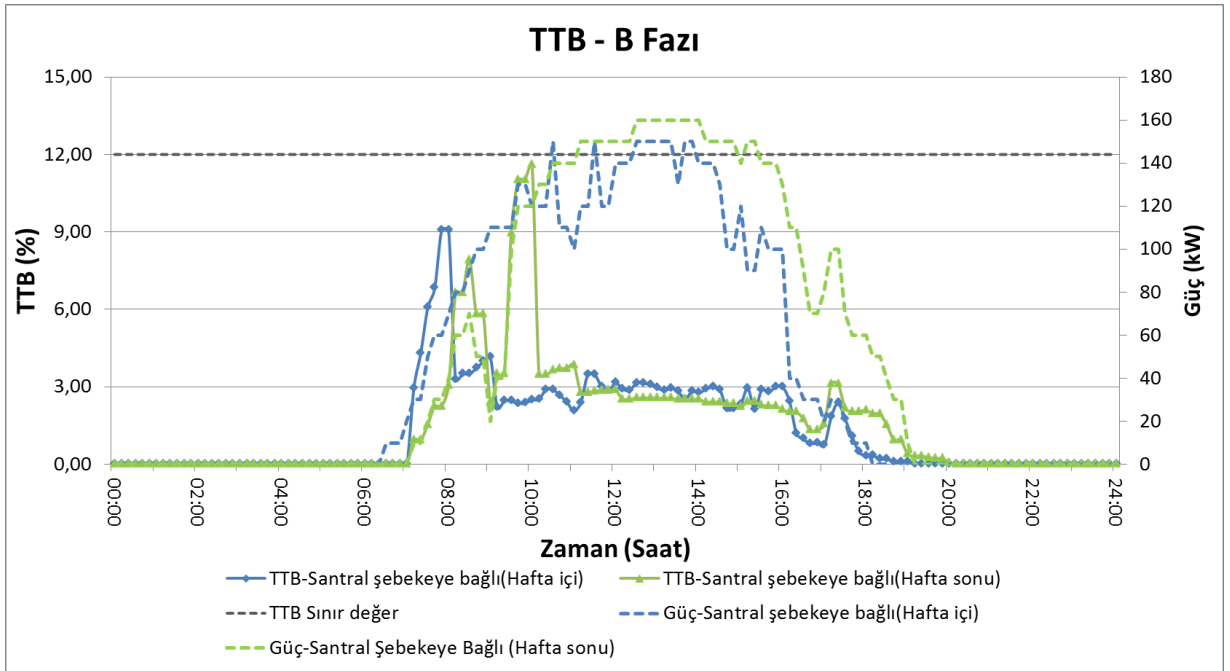
$$I_L = \frac{202 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 0,4 \text{ kV}} \quad 4.2$$

eşitliğinden 292A olarak elde edilmiş ve Eşitlik 4.1 yardımıyla akımdaki toplam talep bozulumunu (TTB) hesaplanmıştır.

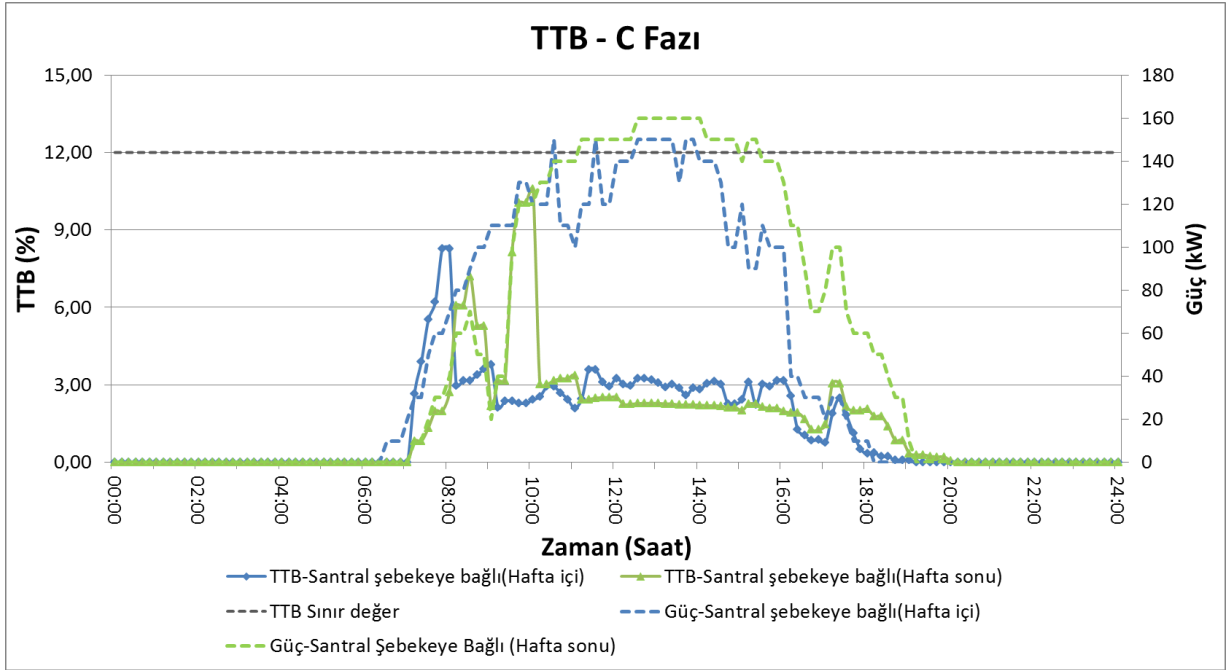
Ek2'de açıklandığı gibi, ülkemizde geçerli olan mevzuata [4] [45] göre Çizelge Ek2.2'de belirtilen I_{sc}/I_L oranına bakılarak TTB için sınır değerler belirlenir. Yapılan hesaplamalarda Gıda Mühendisliği dağıtım trafosunun AG barasındaki kısa devre akımı pu hesabı ile [62] I_{sc}≈23 kA olarak hesaplanmıştır. Buradan, I_{sc}/I_L=78 olduğundan, bu çalışmada çizelgedeki 50<(I_{sc}/I_L)<100 kriterine karşılayan sınır değer olan %12 kullanılmıştır. Santralin şebekeye bağlı olmadığı zamanlarda akım olmadığından TTB ölçümü yapmak mümkün değildir. Bu nedenle sadece santralin şebekeye bağlı olduğu durumlardaki TTB değerleri her üç faz için de sırasıyla Şekil 4.20, Şekil 4.21 ve Şekil 4.22'de verilmiştir. Grafiklerdeki verilerin çözünürlüğü 10'ar dakikadır.



Şekil 4.20. A fazı TTB değerinin değişimi



Şekil 4.21. B fazı TTB değerinin değişimi



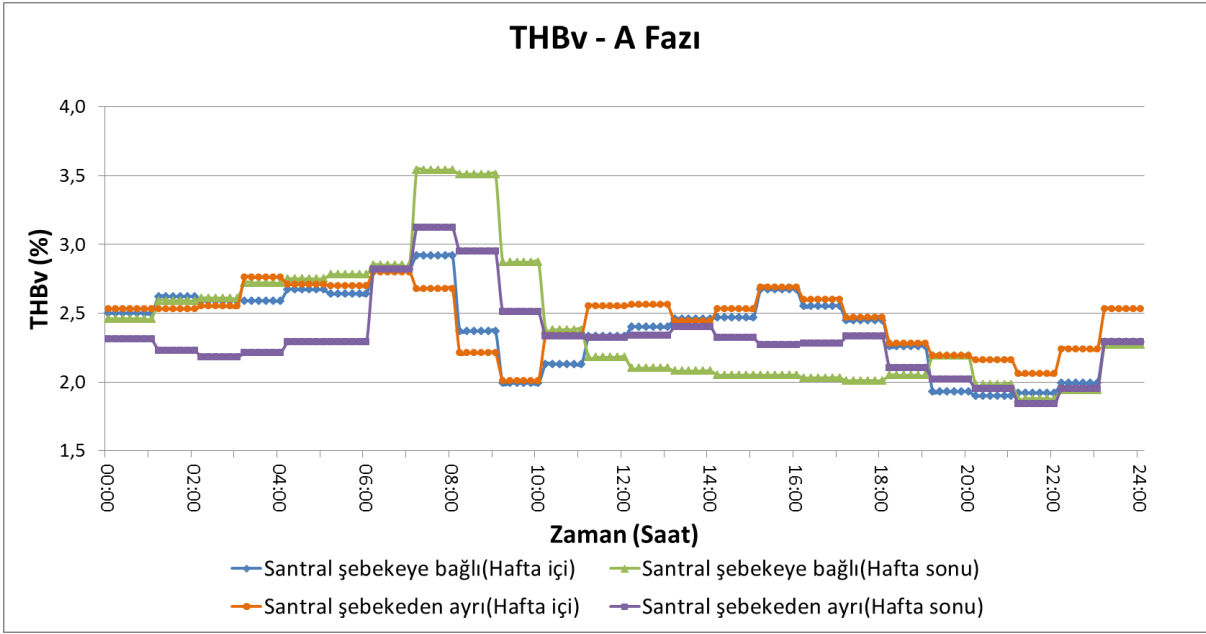
Şekil 4.22. C fazı TTB değerinin değişimi

Özellikle nominal gücün %20 ve daha aşağısındaki düşük çalışma koşullarında eviricilerdeki maksimum güç kontrol sistemleri de çalışmadığından, eviricilerin harmonik oranları artmaktadır [12-14]. Buna göre, grafikler detaylı olarak incelendiğinde genelde sabah 07:00 ile 10:00 arasında TTB değerinin %10 seviyesinin üzerine çıkabildiği görülmüştür. Hafta sonları ise hafta içine oranla TTB değerlerinin kısmen daha düşük değerlerde seyretmiştir. Hafta içi değerlerin daha yüksek olması şebeke etkisinden kaynaklanmaktadır. Ar-Ge 2 FV santral nominal yüke yakın çalıştığı zamanlarda TTB değerinin sürekli olarak %3'ün aşağısında kaldığı görülmüştür. Şebeke bağlantı noktasındaki harmonik bozulma oranını ana şebeke ve FV santral birlikte etkilediğinden sabah saatlerindeki yüksek TTB oranlarının sadece FV santral kaynaklı olduğu söylenemez.

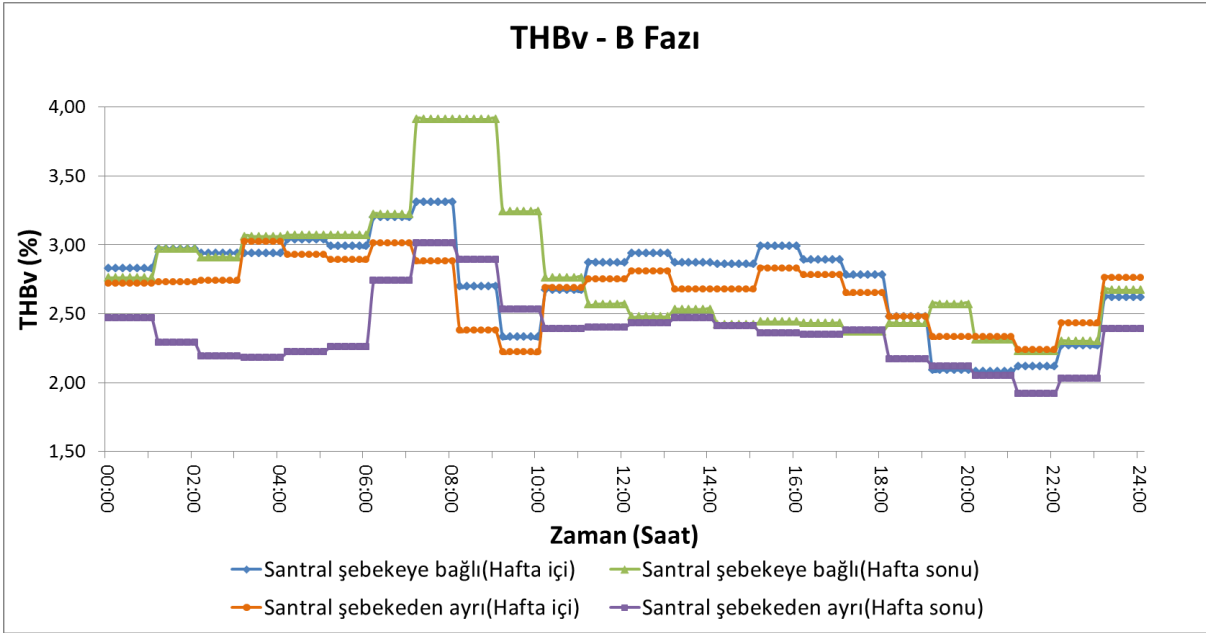
4.1.5.2. Gerilimdeki Toplam Harmonik Bozulma

Ek2'de açıklandığı gibi, ülkemizde geçerli olan mevzuata [4] [45] göre gerilimdeki toplam harmonik bozulma (THB_v veya THD_v) en fazla %8 olabilir.

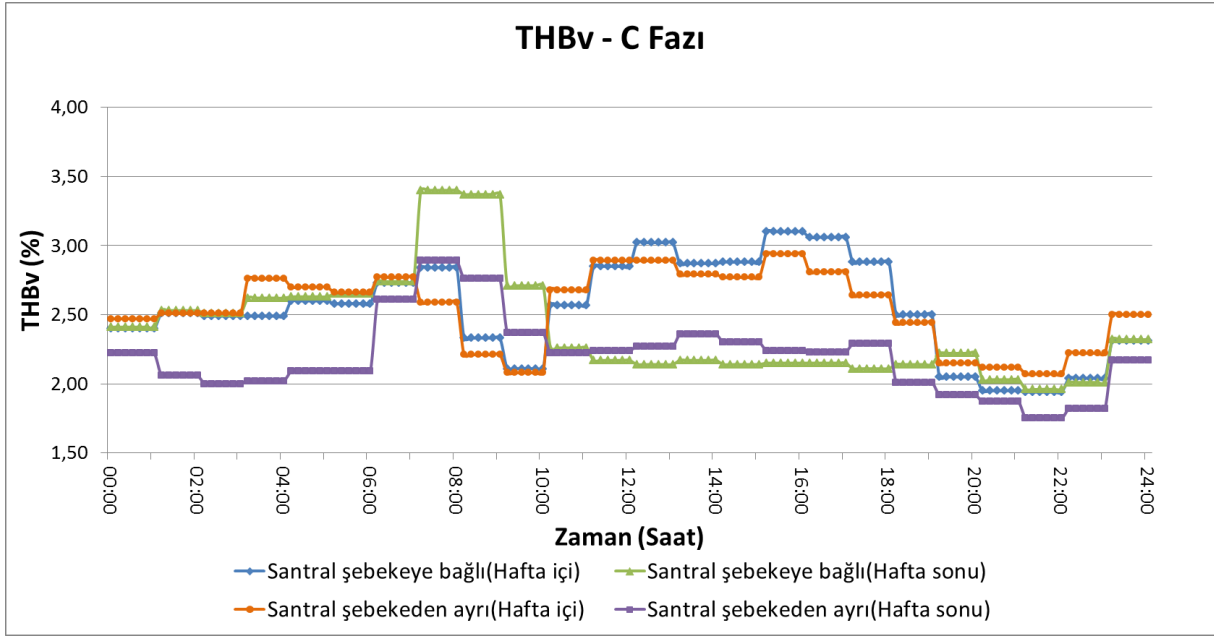
Ölçüm yapılan tarihler için gerilimdeki toplam harmonik bozulma değerlerinin zamanla değişimi sırasıyla Şekil 4.23, Şekil 4.24 ve Şekil 4.25'te gösterilmiştir. Grafiklerdeki verilerin çözünürlüğü 10'ar dakikadır.



Şekil 4.23. A fazı THB_v değerinin değişimi



Şekil 4.24. B fazı THB_v değerinin değişimi



Şekil 4.25. C fazı THB_v değerinin değişimi

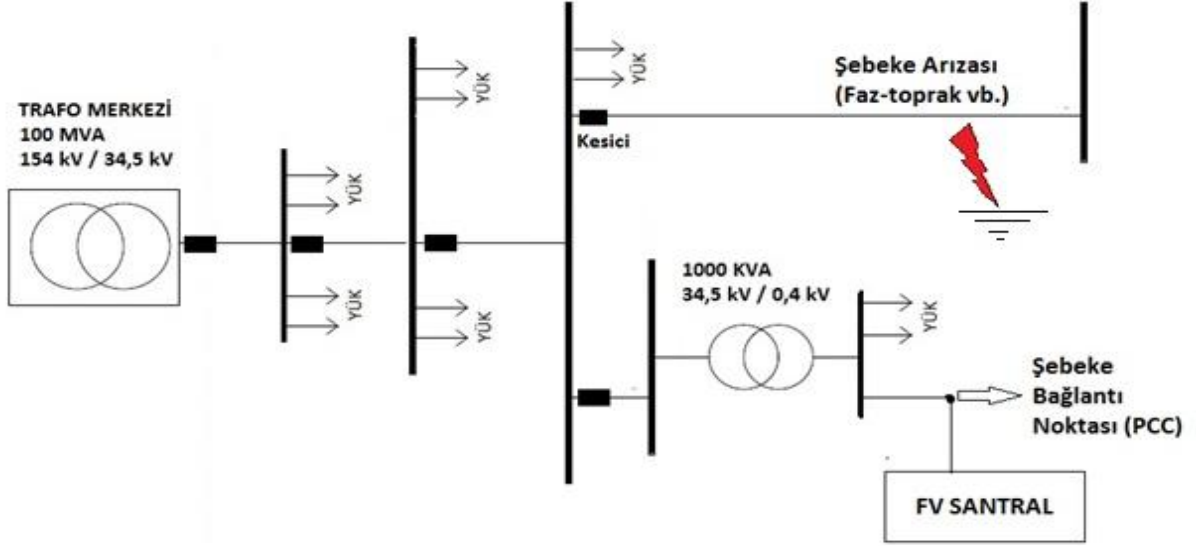
Gerilimdeki toplam harmonik bozulma açısından FV santral kaynaklı bir sınır aşımı olmadığı görülmüştür. Şebeke bağlantı noktasındaki toplam harmonik bozulma oranını ana şebeke ve FV santral birlikte etkilediğinden sabah ve öğlen saatlerindeki nispeten daha yüksek olan THB_v oranlarının sadece FV santral kaynaklı olduğu söylenemez.

4.2. Ana Şebeke Kaynaklı Olaylar ve Düşük Gerilim Sırtlama Özelliği

Kesim 4.1'de, etkin gerilimler, harmonikler, kırışımlar ve gerilim dengesizlikleri ölçülüp incelenerek FV santralin ana şebekedeki güç kalitesine olan etkileri araştırılmıştır. Bu kesimde ise, şebeke bağlantı noktasında oluşan ve kaynağı ana şebeke olan **gerilim çökmeleri (Voltage dip)** ve **geçici rejim (transient)** olayları incelenmiştir. Böylece şebekenin FV santrale olan etkileri, standartlarda belirtilen şebeke bağlantı kriterleri çerçevesinde araştırılmıştır.

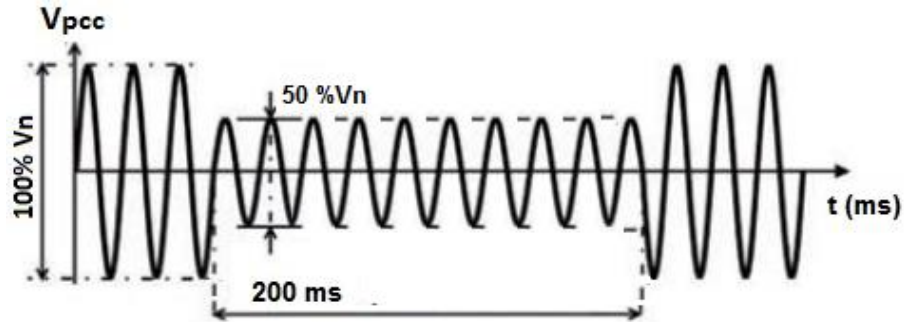
Elektrik şebekelerinde kalıcı (hat kopması, trafo yanması vb.) veya geçici (kuş çarpılması vb.) arızalar olabilmektedir [49]. Arıza sırasında kesicilerin açılmasıyla hat enerjisinin kesilmesi, daha sonra arıza giderildikten sonra kesicinin kapatılarak şebekeye tekrar enerji verilmesi sağlanır [49]. Şebekelerde oluşan arızalarda, arıza süresince ana şebekede gerilim çökmesi veya kesintiler oluşmaktadır, Şekil 4.26.

Anlık gerilim çökmelerinin tek nedeni şebeke arızaları olmamasına karşın, şebekede oluşan gerilim çökmeleri genelde bu nedenle olmaktadır.



Şekil 4.26. Ana şebeke faz-toprak arızası

Şekil 4.26'da şebeke bağlantılı bir FV santral ve ana şebekenin bir bölümünü gösterilmektedir. Arıza noktasını besleyen hat kesicisini kontrol eden fider rölesinin zaman ayarının 0,15 s olduğu durum gözönüne alındığında, belirtilen noktada oluşacak bir faz-toprak arızasında fider rölesi 0,15 s sonra kesiciye açma sinyali verir ve yaklaşık 0,2 s (0,15 s röle bekleme süresi + 0,05 s kesici açma süresi) sonra kesici açılmış ve hat enerjisi kesilmiş olur. Ancak, oluşan bu faz-toprak arızası süresince tüm şebekede arızalı fazda gerilim düşerken diğer fazlarda bir miktar yükselir. Bu nedenle FV santralin şebeke bağlantı noktasında da 0,2 s boyunca gerilim çökmesi oluşmuştur,



Şekil 4.27. Ana şebeke arızası ve gerilim çökmesi

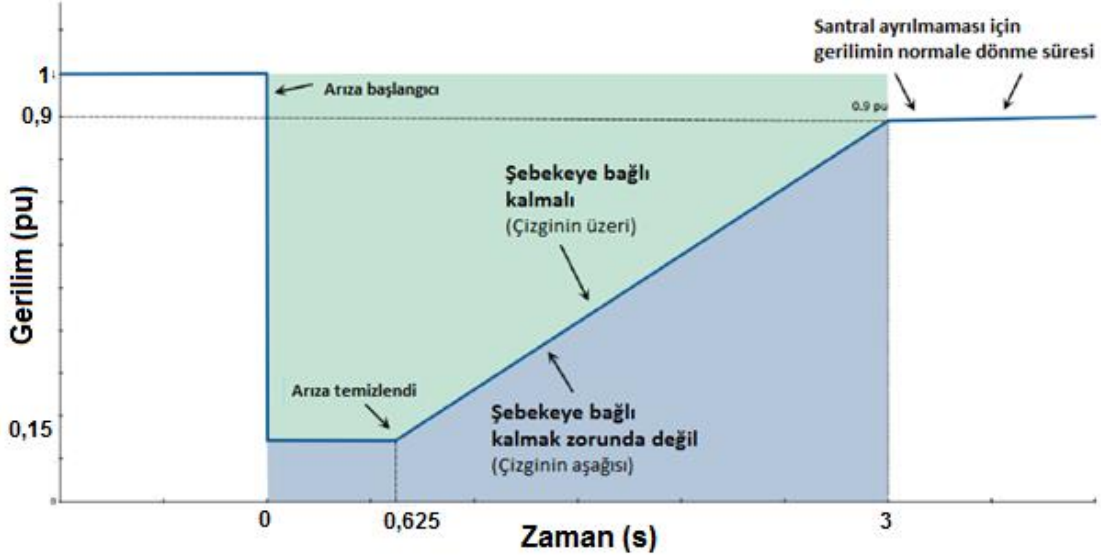
FV santralin Şebeke bağlantı noktasında oluşan gerilim okmesinin sũresini hattın enerjisinin kesilme sũresi (bu örnekte 0,2 s) belirlerken, okmenin derinliğini (bu örnekte %50) oluşan arızanın kendi dinamikleri ve Şebeke bağlantı noktasının arıza noktasına olan uzaklığı birlikte etkilemektedir.

Santrallerin uzun sũreli gerilim okmelerinde Şebekeden ayrılması ile kısa sũreli gerilim okmelerinde Şebekeye bağlı kalması arasında hassas bir denge bulunmaktadır [49]. Şekil 4.26'daki örnekte açıklandığı gibi, Şebekelerde arızalar oluŐtuęunda santral bağlantı noktalarında da kısa sũreli gerilim okmeleri yaŐanabilmektedir. Bunun gibi gerilim okmelerinde, üretim santrallerinin Şebekeden kopmadan önce belirli bir sũre dũŐuk gerilimi sırtlamaları beklenmektedir [49] [50]. Bu dũŐunceden hareketle, Şebeke işletmecileri tũm üretim santrallerinden, Şebekede yaŐanacak olası gerilim okmelerinde, gerilim sırtlama özelliğini talep edebilirler. Bu zellik, **dũŐuk gerilim sırtlama (LVRT, Low-voltage ride through)** olarak ifade edilmektedir [49] ve bu özellik sayesinde Şebekede oluşan geçici arızalarda gerilim desteği ile Şebeke kararlılığına katkı sağlanır [49].

Elektrik Şebekelerine bağlantı yapan üretim santrallerinin sayısı arttıķa, bu santrallerin Şebekeye bağlantı kriterlerinin önemi de artmaktadır. Özellikle dağıtık üretim santrallerinin oranının yũksek olduğu Şebekelerde oluşan tũm arızalarda santrallerin Şebekeden ayrılması ciddi gerilim sorunlarına yol açacaktır [49]. Bu durumda, Şebeke işletmecileri Şebekedeki tũm üretim kaynaklarını Şebekeye bağlı tutmak zorunda kalacaklardır [49].

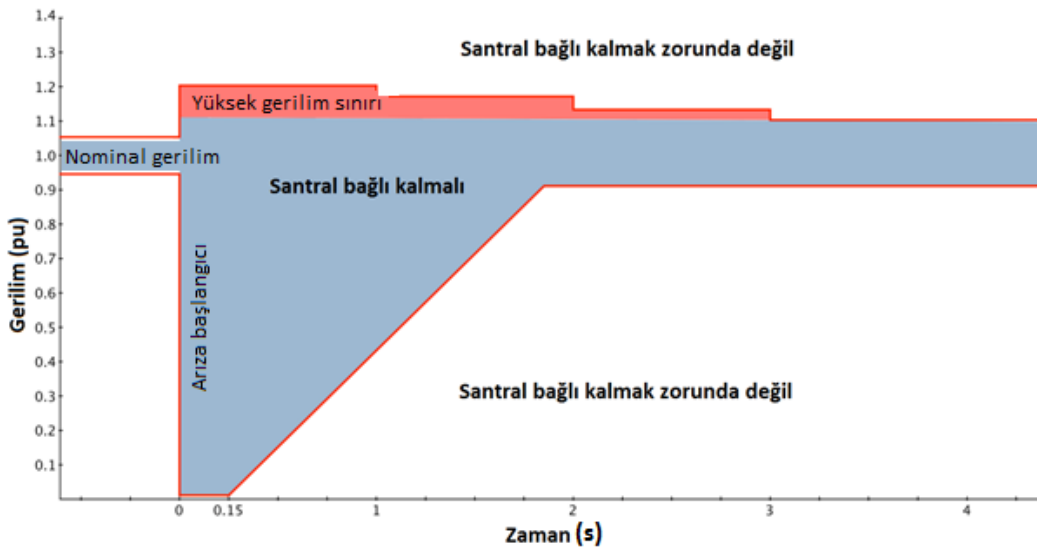
4.2.1. Őretim Santrallerinin Şebeke Bağlantı Standartları

Mayıs 2004'de Amerikan Rũzgar Enerjisi Birliği (AWEA, American Wind Energy Association) [50] ilk olarak, kurulu gũcũ 20 MW ve daha ũzeri olan rũzgar santrallerindeki gereklilikleri ortaya koyan FERC-661 [51] numaralı standartı kabul etmiŐtir, Şekil 4.28 [49]. Buna gũre nominal gerilimin %15'i ve daha yukarisındaki gerilim okmelerinde santral en az 0,625 s devrede kalmalıdır. Şekil 4.28'de belirtilen mavi çizginin aşağısında ise santrallere Şebekeye bağlı kalmaları yũnũnde herhangi bir yaptırım getirilmemiŐtir.



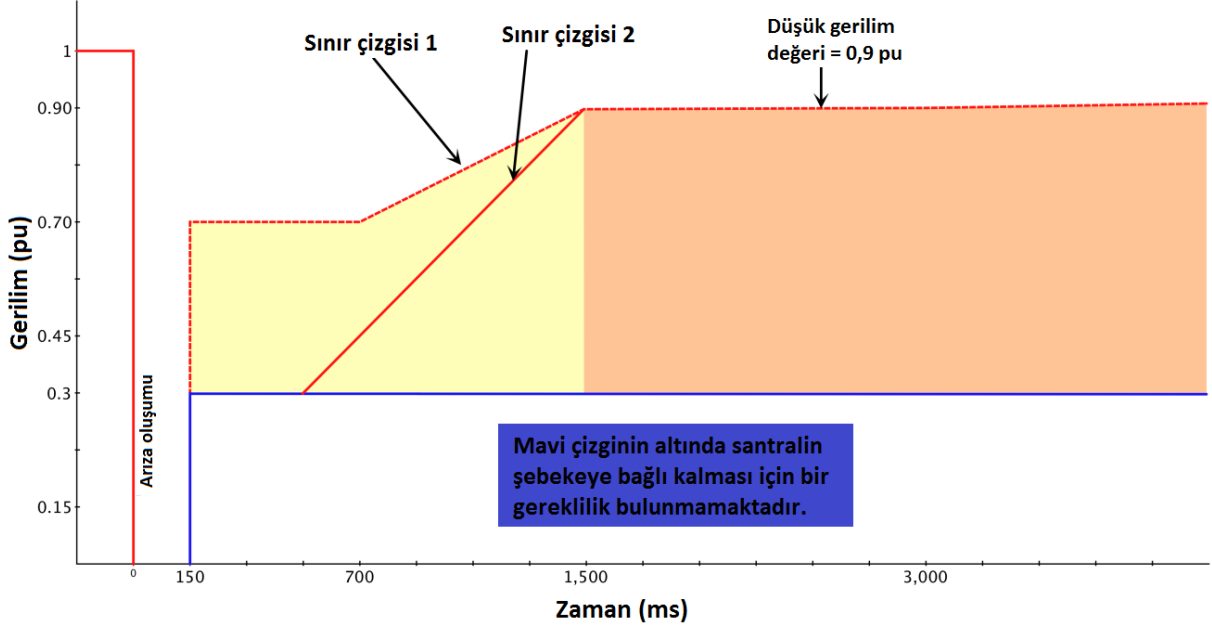
Şekil 4.28. FERC-661 standartına göre düşük gerilim sırtlama(LVRT) gerekliliği [49]

Batı Elektrik Koordinasyon Konseyi (WECC, The Western Electricity Coordinating Council) [52] ise kendi düşük gerilim sırtlama (LVRT) standartını oluşturmuştur. Bu standart kurulu gücü 10MVA'nın altında olan santraller için uygulanmamaktadır. Şebekede oluşan üç faz ve faz-toprak arızalarındaki gerilim çökmelerinde santralin nasıl davranması gerektiği belirtilmiştir, Şekil 4.29 [49]. Bu standartın FERC-661 standartından temel farkı rüzgar santralleri dışında da kullanılabilmesi ve süresi 150 ms ve daha düşük olan gerilim çökmelerinde santralin hiçbir şekilde şebekeden ayrılmamasıdır.



Şekil 4.29. Batı Elektrik Koordinasyon Konseyi standartına göre düşük gerilim sırtlama(LVRT) gerekliliği [49]

2008 yılında Almanya, orta ve yüksek gerilimden bağlantı yapan dağıtık üretim santrallerindeki düşük gerilim sırtlama (LVRT) özelliği için yeni bir standart yayınlanmıştır (BDEW) [53], Şekil 4.30 [49].



Şekil 4.30. Alman BDEW standartına göre düşük gerilim sırtlama (LVRT) gerekliliği [49]

Şekil 4.30'a göre, birinci sınır çizgisinin üzerindeki durumlarda santralin şebekeden ayrılmasına izin verilmemektedir. Birinci sınır çizgisi ile mavi çizgi arasında kalan durumlarda ise şebeke işletmecisiyle yapılan anlaşmada belirtilen belirli koşullar (2 s'de tekrar kapama gibi) çerçevesinde santralin şebekeden ayrılmasına izin verilebilir [49].

2011 yılında Almanya, benzer şekilde alçak gerilim seviyesinden bağlantı yapan üretim santralleri için VDE-AR-N 4105:2011 (VDE) [54] kodlu standardı yayınlamıştır [55].

Kurulu gücü 10 kVA'nın aşağısında olan ve alçak gerilimde şebekeye bağlantı yapan FV santraller için IEC 61727 [56] kullanılırken, kurulu gücü 10 MVA'nın altında olan şebeke bağlantılı santraller (eviricili sistemler dahil) için IEEE 1547 [57] standardının kullanılması tavsiye edilmektedir [55]. Ülkemizde dağıtık üretim santrallerinin şebeke

bağlantı kriterleri ve düşük gerilim destekleme özelliği ile ilgili geçerli olan yasal bir mevzuat bulunmamaktadır.

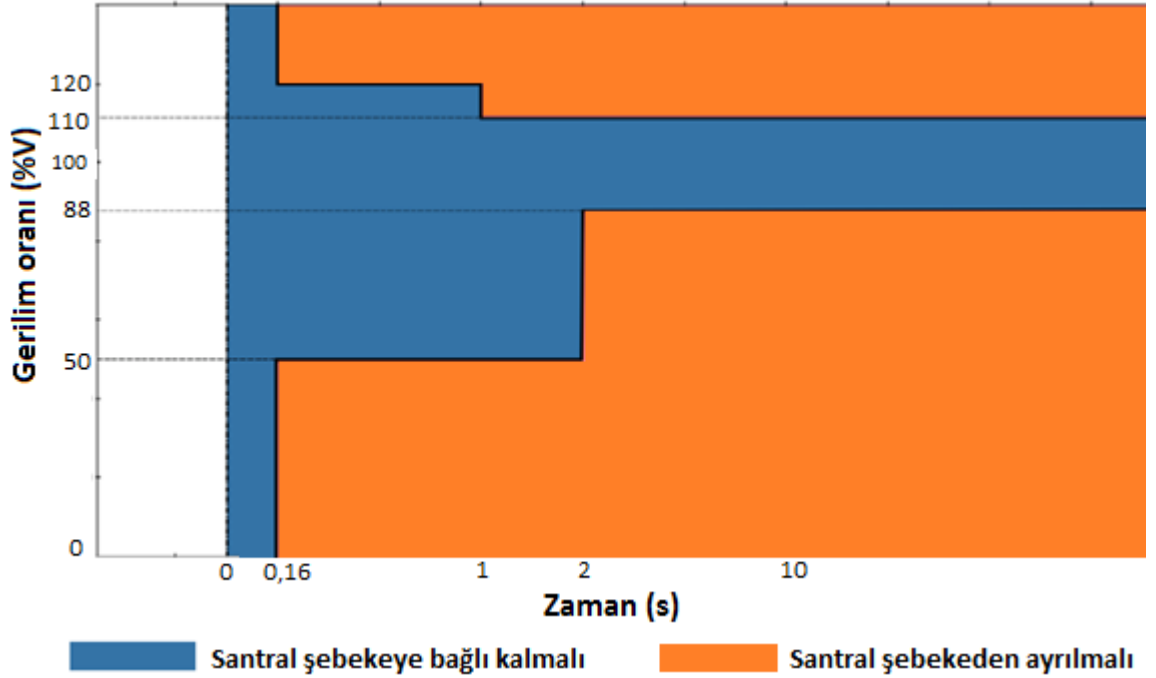
IEEE 1547'ye göre, ana şebekede yaşanan gerilim çökmelerinde santralin devrede kalabilmesi oluşan gerilim çökmesinin oranı ve süresine bağlıdır. Bu durumda santralin şebekeden ayrılmasını gerektiren gerilim değişimlerinin oranı ve süresi Çizelge 4.5'de [55] [57]. belirtilmiştir.

Çizelge 4.5. IEEE 1547'ye göre şebekeden ayrılma kriterleri [55] [57]

Nominal gerilimdeki değişim(%)	Santralin ayrılma süresi (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2
$88 \leq V \leq 110$	Sürekli devrede
$110 < V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16

Şekil 4.31'de, Çizelge 4.5'te belirtilen değerlere göre gerilim zaman grafiği çizilerek, santralin şebekeye bağlı kalması ve şebekeden ayrılması gereken sınırlar gösterilmiştir [58]. Çizelge 4.5'e göre,

- Süresi 160 ms' den kısa olan ani gerilim değişimlerinde santral mutlaka şebekeye bağlı kalmalıdır,
- Gerilim değeri %88 ve %110 arasında değişebilir, bu sırada santral mutlaka şebekeye bağlı kalmalıdır,
- Gerilim değeri %50'nin aşağısına 160 ms den daha uzun süre düşerse santral şebekeden ayrılmalıdır,
- Gerilim değeri, %50 ≤ V < %88 aralığında 2 s' den daha uzun süre kalırsa santral şebekeden ayrılmalıdır,
- Gerilim değeri, %110 < V < %120 aralığında 1 s' den daha uzun süre kalırsa santral şebekeden ayrılmalıdır,
- Gerilim değeri %120 nin üzerine 160ms den daha uzun süre çıkarsa santral şebekeden ayrılmalıdır.



Şekil 4.31. IEEE 1547'ye santralin şebekeye bağlı kalma kriterleri [58]

Dağıtım şebekelerine orta veya alçak gerilim seviyelerinden bağlantı yapan dağıtık üretim santrallerinin şebeke bağlantı kriterleri ile ilgili standartlar ise Çizelge 4.6'daki gibi özetlenebilir [55].

Çizelge 4.6. Dağıtık üretim santrallerinin şebeke bağlantı kriterleri [55]

Standart Numarası	Santral Tipi	Santral Bağlantı Gerilimi	Santral Gücü
IEEE 1547	Tamamı	Dağıtım gerilim seviyesi (Alçak veya orta gerilim)	≤ 10 MVA
VDE-AR-N 4105	Tamamı	Alçak gerilim (≤ 1 kV)	< 100 KVA
BDEW 2008	Tamamı	Orta gerilim ($1 \text{ kV} \leq V < 66 \text{ kV}$)	Limit yok
IEC 61727	Fotovoltaik	Alçak gerilim (≤ 1 kV)	≤ 10 KVA

Şekil 4.32'ye göre:

- Sınır çizgisi 1 'in üzerinde kalan alanlarda santralin şebekeden ayrılmasına izin verilmez,
- İki sınır çizgisi arasında kalan alanda ise önceden tanımlanmış tekrar bağlanma kriterleri sağlanması durumunda şebekeden kısa süreli olarak ayrılmasına izin verilebilir,
- Sınır çizgisi 2'nin aşağısında 1500 ms'ye kadar şebekeden uzun süreli olarak ayrılmasına izin verilebilir. 1500 ms'den sonra santralin şebekeden ayrılması gerekmektedir.

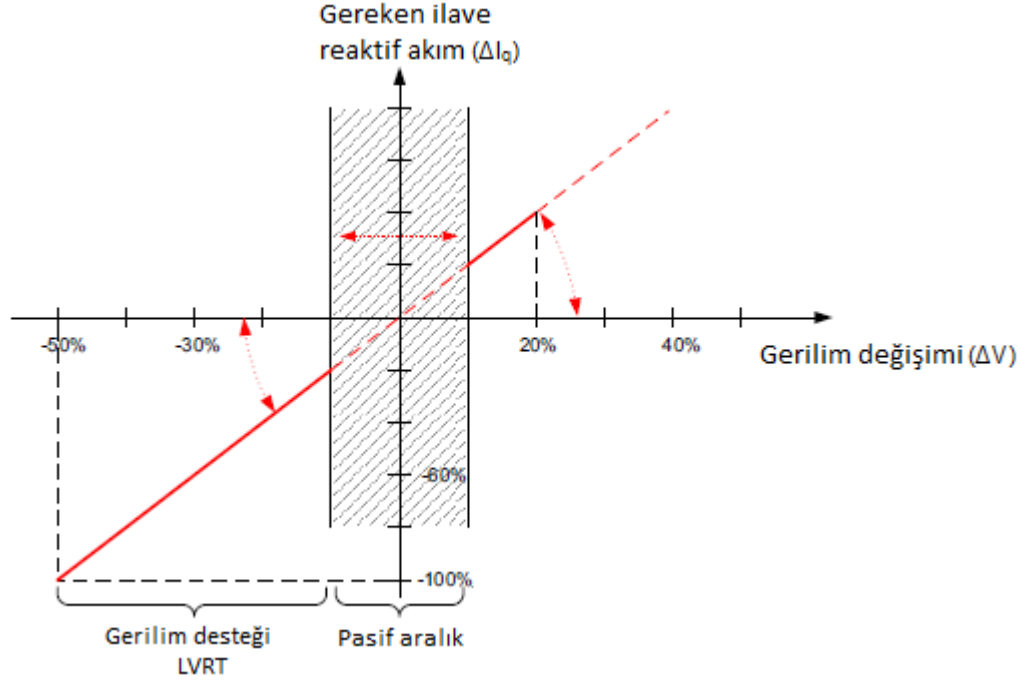
FV modüller ışığa altında doğru akım ürettiklerinden, maksimum güç noktası izleme (MPPT) yöntemi ile doğru gerilim kontrol edilerek maksimum güç noktasında kalınması sağlanır [61]. Evirici çıkışındaki güç;

$$P_o = V_{pcc} * I_d \quad 4.3$$

$$Q_o = V_{pcc} * I_q \quad 4.4$$

eşitlikleri ile ifade edilmektedir. Burada P_o ve Q_o sırasıyla evirici çıkışındaki aktif ve reaktif güçleri, I_d ve I_q evirici çıkışındaki aktif ve reaktif akımları, ve V_{pcc} ise bağlantı noktasındaki gerilimi ifade etmektedirler [61].

Arıza sırasındaki düşük gerilimi karşılamak için santraller şebekeye bağlantı noktasında reaktif güç vererek, aktif gücü maksimum seviyede tutmaya çalışırlar [60]. Başka bir ifadeyle 1'den farklı güç faktörü ($\cos\theta$) ile çalışırlar. Arızalar sırasında santralin şebekeye vermesi gereken reaktif akımın bağlantı noktasındaki gerilim düşümü ile olan ilişkisi Şekil 4.33'te gösterilmiştir [60].



Şekil 4.33. Reaktif akım desteği [60]

Pasif aralıkta kalan gerilim değişimlerinde evircinin şebekeye ilave reaktif akım sürmesine gerek yoktur. Gerilim düşümü pasif alanın dışına çıktığında gereken ilave reaktif akım (ΔI_q) ve gerilim değişimi (ΔV) arasındaki ilişki;

$$\Delta I_q = K * \Delta V \quad 4.5$$

olmaktadır [60] [61]. Eşitlik 4.5'te, ΔI_q , arıza sırasında ve arıza öncesinde evirci tarafından şebeke bağlantı noktasına verilen reaktif akımlar arasındaki farkı ifade eden,

$$\Delta I_q = I_{q\text{-arıza anı}} - I_{q\text{-arıza öncesi}} \quad 4.6$$

Eşitliği ile hesaplanmaktadır [60] [61]. Genelde, evirciler çıkışlarındaki aktif gücü maksimum seviyede tutabilmek için şebekeye reaktif güç vermezler ($Q_o = 0$). Bu durumda,

$$\Delta I_q = I_{q\text{-arıza anı}} \quad 4.7$$

olmaktadır [61]. K reaktif akım desteği için tanımlanan katsayıdır. FV evircinin kısa devre kapasitesindeki sınırlamadan dolayı genelde $K=2$ verilmektedir [61]. ΔV ise arıza sırasında ve arıza öncesindeki şebeke bağlantı noktasındaki gerilimleri arasındaki farkı ifade eden,

$$\Delta V = V_{pcc\text{-arıza anı}} - V_{pcc\text{-arıza öncesi}} \quad 4.8$$

eşitliği ile hesaplanmaktadır [60] [61].

4.2.3. Saha Çalışmaları

Kesim 4.2.1 ve 4.2.2'de üretim santrallerde bulunması gereken özelliklerden olan **düşük gerilim sırtlama** özelliği detaylı olarak incelenmiştir. Bu kesimde ise yapılan saha ölçümleriyle, ana şebekede oluşan gerilim çökmelerinin Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerinin şebeke bağlantı noktalarındaki etkileri incelenmiştir.

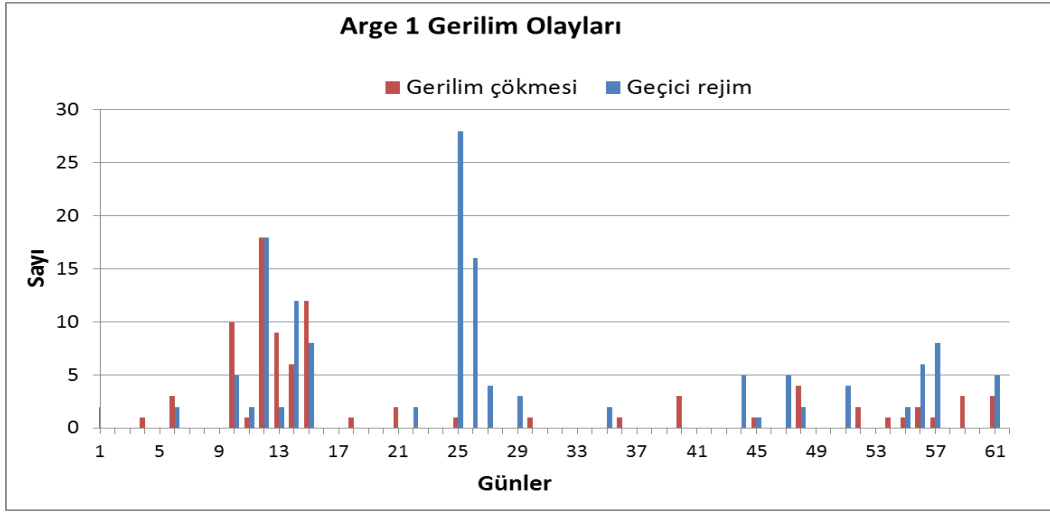
Ülkemizde FV santrallerin düşük gerilim sırtlama özelliği ile ilgili geçerli olan yasal bir mevzuat bulunmamaktadır. Önümüzdeki yıllarda artan FV santral kapasitesiyle birlikte, ülkemizde de şebeke işletmecileri tarafından FV santraller için **“düşük gerilim sırtlama”** özelliği talep edileceği düşünülmektedir. Ar-Ge 1 (217 kW) ve Ar-Ge 2 (202 kW) FV santraller alçak gerilim seviyesinden şebekeye bağlanmıştır. Ölçüm yapılan FV santrallerin güçleri ve şebekeye bağlandığı gerilim seviyeleri birlikte değerlendirildiğinde, bu santrallerin şebeke bağlantı kriterleri, Çizelge 4.6'da verilen IEEE 1547 [57] kapsamında değerlendirilmiştir.

Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin şebeke bağlantı noktasında, 24.07.2014 ile 24.09.2014 tarihleri arasında yaklaşık 2 aylık periyotta 2 ayrı cihazla eş zamanlı olay kayıtları alınarak, gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları incelenmiştir. Böylece, FV santralin gerilim, gerilim dengesizliği, kırpışma ve harmonik değerleri ölçülerek FV santralin ana şebekedeki güç kalitesine olan etkilerinin incelenmesinden sonra, ana şebekenin santral üzerine olan etkileri araştırılmıştır. Bu çalışmanın şebeke kaynaklı gerilim olaylarının santraller üzerinde oluşturacağı etkiler ve santralin bu olaylara vereceği tepkiler açısından genel bir resim oluşturacağı düşünülmektedir.

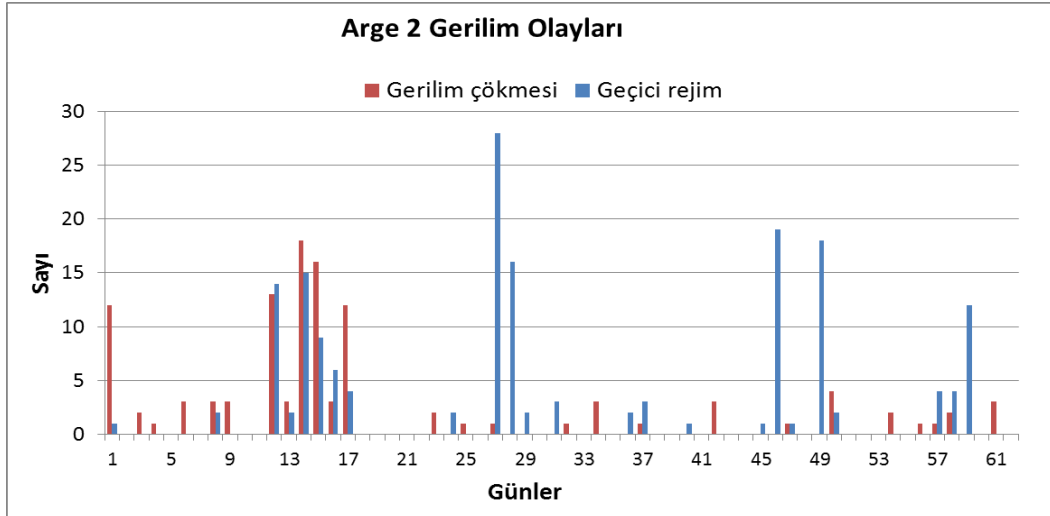
Şebeke bağlantı noktalarında ölçümlerin yapıldığı ION 7650 güç kalitesi cihazının olay kayıtlarından gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları incelenebilmektedir. Bu olay kayıtlarından, her bir santral için oluşan gerilim çökmelerinin oranına ve süresine, geçici rejimlerin ise sadece sayısına bakılmıştır. Veriler her faz için ayrı ayrı alınmayıp, her 3 faz da oluşan olayların kümülatif toplamı gösterilmiştir. Bu kayıtlara göre gerilim çökmeleri ve geçici rejimler, her iki santral için de sayı/gün olarak Çizelge 4.7'deki gibi gruplandırılmıştır. Şebeke bağlantı noktasında oluşan gerilim çökmeleri IEEE 1547 standardı çerçevesinde değerlendirilmiştir. Geçici rejim olaylarının şebeke bağlantı kriterlerine olan etkisiyle ilgili standartlarda bir açıklama ve

sınırlama bulunmamaktadır. Bu nedenle, geçici rejim olayları herhangi bir değerlendirmeye tabi tutulmayıp sadece bilgi amaçlı ölçümü yapılmıştır.

Çizelge 4.7'deki verilere göre, Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerinde oluşan gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları zaman ekseninde sayısal olarak Şekil 4.34 ve Şekil 4.35'te verilmiştir. Çizelge 4.7'de verildiği gibi, gerilim çökmelerinin bazı günler aşırı yoğunlukta olması, bazı günler ise hiç olmamasına karşın, ortalama günde 1-2 defa gerilim çökmesi, 2-3 defa da geçici rejim olayı yaşanmıştır.



Şekil 4.34. Ar-Ge 1 gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları



Şekil 4.35. Ar-Ge 2 gerilim çökmeleri ve geçici rejim olayları

Çizelge 4.7 Gerilim çökmeleri ve geçici rejim olaylarının sayısı

Tarih	Gün	Gerilim Çökmesi		Geçici Rejim		Tarih	Gün	Gerilim Çökmesi		Geçici Rejim		Tarih	Gün	Gerilim Çökmesi		Geçici Rejim	
		Ar-Ge1	Ar-Ge2	Ar-Ge1	Ar-Ge2			Ar-Ge1	Ar-Ge2	Ar-Ge1	Ar-Ge2			Ar-Ge1	Ar-Ge2		
24.07.2014	1	2	12	0	1	14.08.2014	22	0	0	2	0	04.09.2014	43	0	0	0	0
25.07.2014	2	0	0	0	0	15.08.2014	23	0	2	0	0	05.09.2014	44	0	0	5	0
26.07.2014	3	0	2	0	0	16.08.2014	24	0	0	0	2	06.09.2014	45	1	0	1	1
27.07.2014	4	1	1	0	0	17.08.2014	25	1	1	28	0	07.09.2014	46	0	0	0	19
28.07.2014	5	0	0	0	0	18.08.2014	26	0	0	16	0	08.09.2014	47	0	1	5	1
29.07.2014	6	3	3	2	0	19.08.2014	27	0	1	4	28	09.09.2014	48	4	0	2	0
30.07.2014	7	0	0	0	0	20.08.2014	28	0	0	0	16	10.09.2014	49	0	0	0	18
31.07.2014	8	0	3	0	2	21.08.2014	29	0	0	3	2	11.09.2014	50	0	4	0	2
01.08.2014	9	0	3	0	0	22.08.2014	30	1	0	0	0	12.09.2014	51	0	0	4	0
02.08.2014	10	10	0	5	0	23.08.2014	31	0	0	0	3	13.09.2014	52	2	0	0	0
03.08.2014	11	1	0	2	0	24.08.2014	32	0	1	0	0	14.09.2014	53	0	0	0	0
04.08.2014	12	18	13	18	14	25.08.2014	33	0	0	0	0	15.09.2014	54	1	2	0	0
05.08.2014	13	9	3	2	2	26.08.2014	34	0	3	0	0	16.09.2014	55	1	0	2	0
06.08.2014	14	6	18	12	15	27.08.2014	35	0	0	2	0	17.09.2014	56	2	1	6	0
07.08.2014	15	12	16	8	9	28.08.2014	36	1	0	0	2	18.09.2014	57	1	1	8	4
08.08.2014	16	0	3	0	6	29.08.2014	37	0	1	0	3	19.09.2014	58	0	2	0	4
09.08.2014	17	0	12	0	4	30.08.2014	38	0	0	0	0	20.09.2014	59	3	0	0	12
10.08.2014	18	1	0	0	0	31.08.2014	39	0	0	0	0	21.09.2014	60	0	0	0	0
11.08.2014	19	0	0	0	0	01.09.2014	40	3	0	0	1	22.09.2014	61	3	3	5	0
12.08.2014	20	0	0	0	0	02.09.2014	41	0	0	0	0	23.09.2014	62	0	0	0	0
13.08.2014	21	2	0	0	0	03.09.2014	42	0	3	0	0	24.09.2014	63	0	4	0	8

Santralin gerilim çökmesi sırasındaki davranışını Kesim 4.2.1’de anlatıldığı gibi olayın süresi ve çökmenin derinliği birlikte etkilemektedir. ION 7650 güç kalitesi cihazları, gerilim çökmelerini Çizelge 4.8a’da belirtilen sınır değerlere uygun olarak sınıflandırmaktadır. Bu çalışmada cihazlardan alınan gerilim çökmeleri, gerilim çökme oranı ve süresine göre yapılan sınıflandırma Çizelge 4.8b’de verilmiştir.

Çizelge 4.8a. ION 7650 cihazının gerilim çökmelerini sınıflandırma örneği

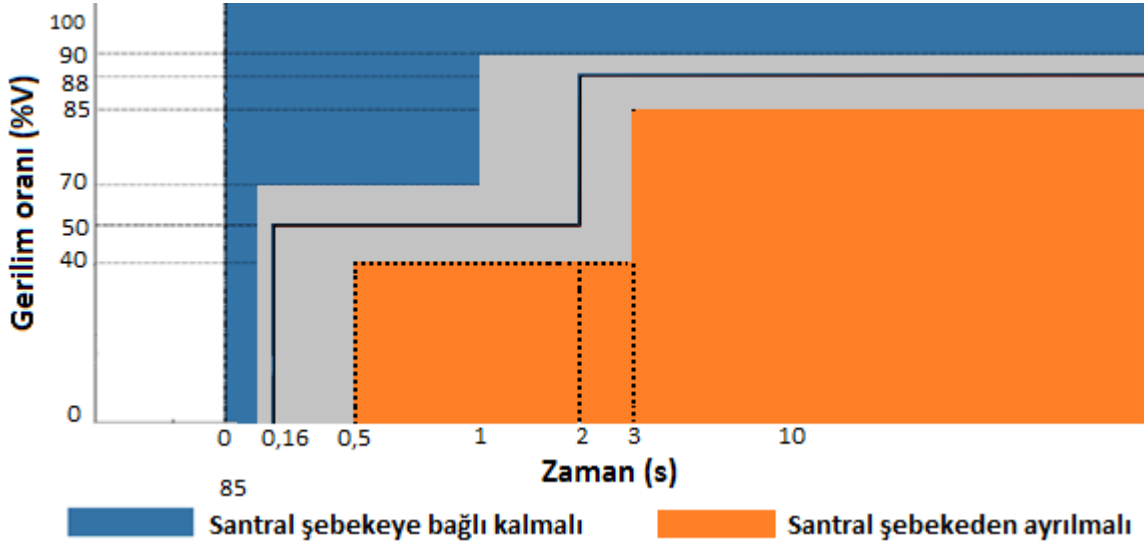
Gerilim (%)	10 ms ≤ t < 100 ms	100 ms ≤ t < 500 ms	500 ms ≤ t < 1 sn	1 sn ≤ t < 3 sn	3 sn ≤ t < 20sn	20 sn ≤ t < 60sn
%85 < %V < %90						
%70 < %V ≤ %85						
%40 < %V ≤ %70						
%1 < %V ≤ %40						

Çizelge 4.8b. Ölçülen gerilim çökmelerinin sınıflandırılması

	Gerilim (%)	10 ms ≤ t < 100 ms	100 ms ≤ t < 500 ms	500 ms ≤ t < 1 sn	1 sn ≤ t < 3 sn	3 sn ≤ t < 20sn	20 sn ≤ t < 60sn
Arge 1	%85 < %V < %90	29	8	3	0	0	0
	%70 < %V ≤ %85	9	8	0	2	0	0
	%40 < %V ≤ %70	3	13	3	0	0	0
	%1 < %V ≤ %40	0	5	6	0	0	0
Arge 2	%85 < %V < %90	45	17	3	0	1	0
	%70 < %V ≤ %85	8	11	0	2	0	0
	%40 < %V ≤ %70	2	15	4	0	0	0
	%1 < %V ≤ %40	0	5	6	0	0	0

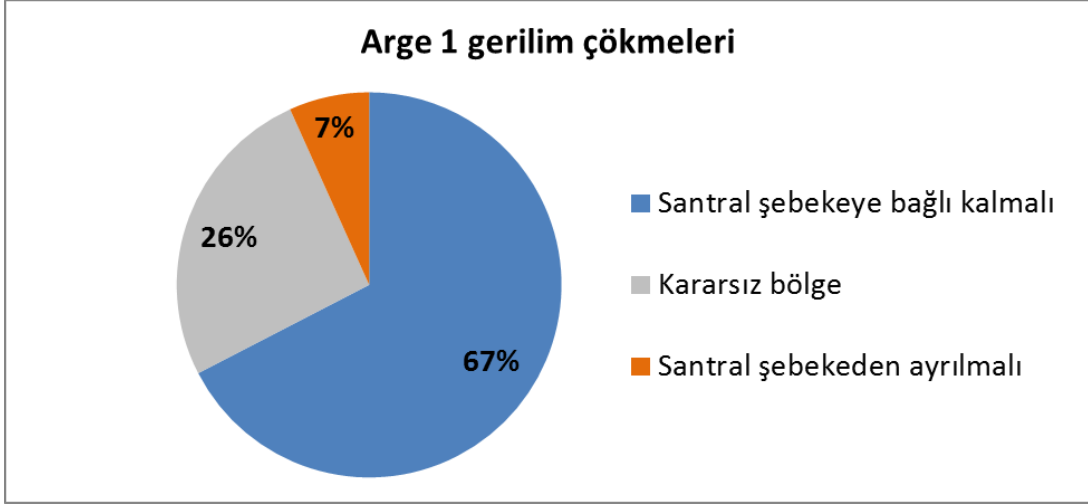
Güç kalitesi cihazları tarafından Çizelge 4.8b'deki gibi sınıflandırılan gerilim çökmelerinin, kesim 4.2.1'de açıklanan IEEE 1547 standardı ile birebir örtüşmediği görülmektedir. Bu nedenle, Çizelge 4.8b'deki verileri Şekil 4.31'de verilen ve IEEE 1547'ye santralin şebekeye bağlı kalma kriterlerini gösteren grafik üzerine işlediğimiz zaman, Şekil 4.36'daki gibi 3 farklı alan karşımıza çıkmaktadır. Bu alanlardan,

- Mavi bölge içerisinde kalan olaylarda santral şebekeye bağlı kalmalıdır.
- Turuncu bölge içerisinde kalan olaylarda santral şebekeden ayrılmalıdır.
- Gri bölge içerisinde kalan olaylar için ise, gerilim çökmelerinin ne oranda gerçekleştiği eldeki verilere göre kesin olarak bilinemediğinden, yorum yapmak mümkün değildir.

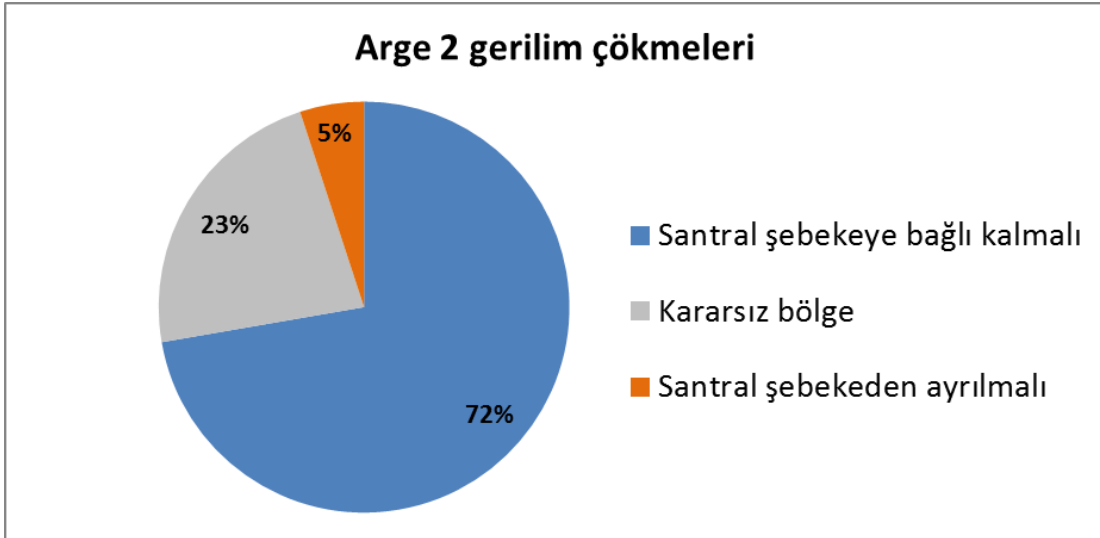


Şekil 4.36. Ar-Ge 1-2 gerilim çökmelerinin IEEE 1547'ye göre dağılımı

Her iki ölçüm noktasında alınan olay kayıtları Şekil 4.36'da belirtilen bölgelere göre yüzdesel olarak dağıtıldığı zaman Şekil 4.37 ve Şekil 4.38'deki grafikler elde edilmiştir.

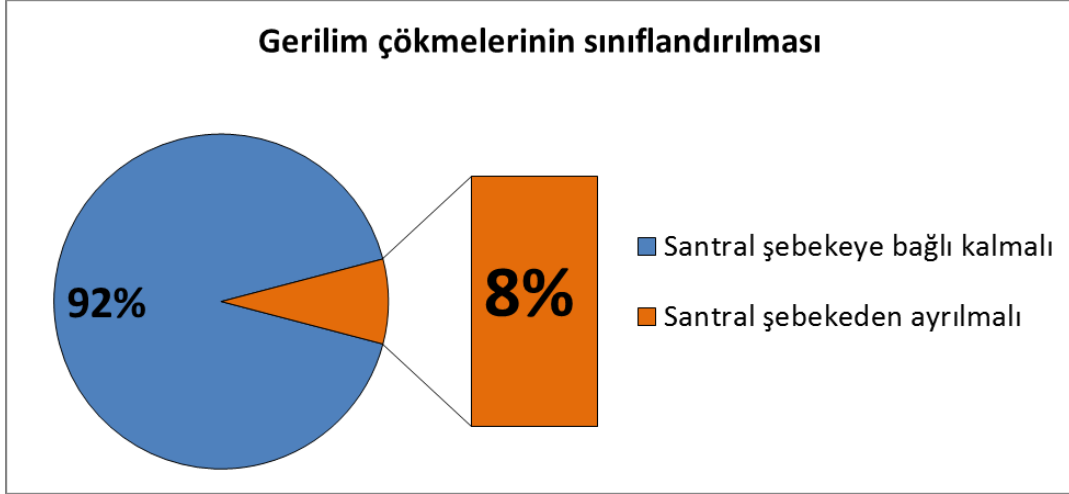


Şekil 4.37. Ar-Ge 1 Gerilim çökmelerinin dağılımı



Şekil 4.38. Ar-Ge 2 Gerilim çökmelerinin dağılımı

Kararsız bölgede kalan gerilim çökmeleri diğer bölgelere oransal olarak dağıtıldıktan sonra her iki santralin ortalaması alındığı zaman Şekil 4.39'daki grafik elde edilmektedir.



Şekil 4.39. Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 gerilim çökmelerinin ortalama dağılımı

Ölçüm sonucunda elde edilen veriler IEEE-1547’de belirtilen şebeke bağlantı kriterleri kapsamında değerlendirilmiştir. Buna göre, ana şebekede oluşan gerilim çökmelerinin %92’lik kısmında santralin devrede kalabileceği, diğer %8’lik kısmında ise ana şebekeden ayrılması durumu ortaya çıkmaktadır. Ülkemizde FV santrallerin düşük gerilim sırtlama özelliği ile ilgili geçerli olan yasal bir mevzuat bulunmamaktadır. Gelecek yıllarda artan FV santral oranıyla birlikte, dağıtım şebeke işletmecileri FV santraller için IEEE-1547 veya benzeri bir standart çerçevesinde şebeke bağlanmasını talep edebilir. Bu çalışmalar sırasında yapılan analizler ve değerlendirmeler “Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santraller IEEE-1547’ye göre şebekeye bağlanmış olsaydı”, varsayımından yola çıkılarak yapılmıştır.

5. SONUÇLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ VE ÖNERİLER

Bu kesimde, yapılan saha çalışmalarında alınan ölçümler ve Kesim 4'te yapılan incelemeler ışığında elde edilen sonuçların genel değerlendirmesi yapılmış ve öneriler sunulmuştur.

Kesim 4.1'de yapılan ölçümler ve analizler, Ar-Ge 2 FV santralin şebekeye bağlı olup olmaması ve farklı yük koşullarına (hafta içi ve hafta sonu) göre 4 ayrı günde yapılmıştır. Bu ölçümler ile şebeke bağlantılı FV santralin, şebekeye olan etkileri gözlemlenmiştir. Etkin gerilim değerleri, harmonikler, kırışımlar ve gerilim dengesizlikleri ölçülüp, FV santralin şebekeye olan etkileri incelendiğinde elde edilen sonuçlar ve öneriler aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- Ar-Ge 2 FV santral, şebeke bağlantı noktasındaki gerilimin bir miktar artmasını sağlamıştır. Şebeke yükünün daha az olduğu hafta sonu günlerinde bu etki daha açık görülmektedir. Haftasonu PCC gerilimi 240V civarına çıkmasına karşın gerilim değerleri standartlarda belirtilen sınırlar içerisinde kalmıştır. Bu özelliği ile şebeke geriliminin çok fazla düştüğü şebeke sonlarında FV santraller gerilimin normal değere çıkarılmasını sağlayabilirler.
- Ar-Ge 2 FV santralının devrede olduğu gündüz saatlerinde bağlantı noktasındaki gerilim dengesizliğinin bir miktar yükselttiği görülmüştür. Bu durumun gündüz saatlerinde artan şebeke yükünün dengesizliği artırması ve Ar-Ge 2 FV santral çıkışındaki akımların dengesiz oluşundan kaynaklandığı düşünülmektedir. Özetle, FV santralin şebeke bağlantı noktasındaki gerilim dengesizliğine önemli bir etkisi gözlenmemiştir.
- Ar-Ge 2 FV santralin şebeke bağlantı noktasındaki kırışma oranına etkisi olmadığı görülmüştür.
- Genelde sabah 07:00 ile 10:00 arasında TTB değerleri %10 seviyelerine çıksa da yasal limit olan %12 değerinin aşağısında kaldığı görülmüştür. Hafta sonları ise hafta içine oranla TTB oranları kısmen daha düşük değerlerde seyretmiştir. Hafta içi değerlerin daha yüksek olması şebeke etkisinden kaynaklanmaktadır. Ar-Ge 2 FV santralin nominal yüke yakın çalıştığı zamanlarda TTB değerinin sürekli olarak %3'ün aşağısında kaldığı görülmüştür. Şebeke bağlantı

noktasındaki harmonik bozulma oranını ana şebeke ve FV santral birlikte etkilediğinden sabah saatlerindeki yüksek TTB oranlarının sadece FV santral kaynaklı olduğu söylenemez.

- Gerilimdeki toplam harmonik bozulma açısından FV santral kaynaklı bir sınır aşımı olmadığı görülmüştür. Şebeke bağlantı noktasındaki harmonik bozulma oranını ana şebeke ve FV santral birlikte etkilediğinden sabah saatlerindeki nispeten daha yüksek olan THB_v oranlarının sadece FV santral kaynaklı olduğu söylenemez.
- Bu çalışmalar sırasında sadece FV santralin bağlantı noktasında güç kalitesi ölçümü yapıldığından, FV santralden kaynaklı bir harmonik sorunu olup olmadığını tam olarak anlayamamıştır. Gelecek çalışmalarda, FV santralle eş zamanlı olarak, şebeke ve yük tarafında da güç kalitesi ölçümleri yapılmasıyla bağlantı noktasındaki harmonik kaynağının tespit edilmesi açısından daha doğru sonuçlar elde edilebilir.

Kesim 4.2.3'te, Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin şebeke bağlantı noktalarında oluşan ve şebeke kaynaklı olan gerilim çökmeleri ve geçici rejim ölçümleri yapılmıştır. Bu ölçümler ile ana şebekenin FV santrale olan etkileri IEEE 1547 çerçevesinde incelendiğinde, FV santrallerin bağlantı yaptığı ana şebekede yaşanan gerilim olaylarının santrale olan etkisinin azımsanmayacak derecede olduğu görülmüştür. Ölçüm sonucundan elde edilen veriler IEEE-1547'de belirtilen şebeke bağlantı kriterleri kapsamında değerlendirilmiştir. Ülkemizde, FV santrallerin düşük gerilim sırtlama özelliği ile ilgili geçerli olan yasal bir mevzuat bulunmamaktadır. Gelecek yıllarda artan FV santral oranıyla birlikte, dağıtım şebeke işletmecileri FV santrallerin IEEE-1547 veya benzeri bir standart çerçevesinde şebekeye bağlanmasını talep edebilir.

Ar-Ge 1 ve Ar-Ge 2 FV santrallerin bağlantı yaptığı ana şebekenin büyük oranda yer altı kablo hatlarından oluşmasına karşın, ortalama olarak günde 1-2 kere gerilim çökmesi, 2-3 kere de geçici rejim (transient) olaylarının olduğu görülmüştür. Şekil 4.39'dan görüldüğü gibi, oluşan gerilim çökmelerinin %8'sinde santralin devreden çıkması gerekmektedir. Havai hat şebekelerde arıza yoğunluğunun yeraltı kablo

şebekelerine göre çok daha yüksek olduğu bilinmektedir. Özellikle, fırtınalı ve şarızlı iklim şartlarının yaygın olduğu bölgelerde çok fazla havai hat arızası olduğu unutulmamalıdır. Havai hatların yaygın olduğu şebekelere bağlanan santrallerde arıza yoğunluğundan dolayı sık sık devreden çıkmlarla karşılaşılabilir. Bu anlamda şebeke bağlantılı bir FV santralin bağlandığı ana şebekenin yapısı önemlidir. Verim düşüklüğüne yol açacak bu durumun oluşmaması için santralin bağlantı yapacağı nokta doğru seçilmelidir. Mümkünse yeraltı hatların olduğu şebekelere bağlantı yapılması tercih edilmelidir. Ancak, ülkemizde FV santraller genelde şehir merkezlerinin dışındaki hava hat şebekelerin yaygın olduğu kırsal alanlara kurulmaktadır. Bu durumda da santral kurulumu için ana şebekenin daha bakımlı olduğu noktaların seçilmesi önerilmektedir. Bu çalışma, şebeke kaynaklı gerilim olaylarının santraller üzerinde oluşturacağı etkiler ve santralin bu olaylara vereceği tepkiler açısından genel bir değerlendirme sunmaktadır.

Bu çalışmalarda kullanılan güç kalitesi ölçüm cihazı şebeke olayları için detaylı dalgaformu kaydı yapamadığından, gerilim çökmeleri sırasında santralin akım ve gerilim değişimleri verilememiştir. Gelecek çalışmalarda dalgaformu kayıt özelliği olan bir cihazla FV santrallerin düşük gerilim destekleme özelliği ile ilgili daha detaylı analizler yapılabilir.

KAYNAKLAR

- [1] EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, [http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018 - Medium_Res.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf). (Ağustos, **2015**).
- [2] Başkent EDAŞ GES başvuruları 2012-2015, <https://www.enerjisa.com.tr/tr-TR/ElektrikDağıtımı/Pages/LisanssizElkUretim.aspx>. (Ağustos, **2015**).
- [3] TEİAŞ Yük Tevzi Raporu, <http://www.teias.gov.tr/YukTevziRaporlari.aspx>. (Ağustos, **2015**).
- [4] Elektrik Dağıtımı ve Prekande Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği, <http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/mevzuat?id=992> (Ağustos, **2015**).
- [5] Surya Santoso, H. Wayne Beaty, Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill Companies, **2004**.
- [6] Alexander Kusko, Sc.D., P.E. Marc T.Thompson, Ph.D., *Power Quality in Electrical Systems*, The McGraw-Hill Companies, **2007**.
- [7] Institute of Electrical and Electronic Engineers, www.ieee.org (Ağustos, **2015**).
- [8] International Electrotechnical Commission, www.iec.ch (Ağustos, **2015**).
- [9] Ünsar, Ö., *Elektrik sistemi ortak bağlantı noktalarında harmonik akım katkılarının ölçüme dayalı olarak belirlenmesi*, Yüksek Lisans Tezi, Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara, **2010**.
- [10] Şebeke bağlantılı FV santrallerin genel tek hat şeması, <http://myelectrical.com/notes/entryid/215/photovoltaic-pv-utility-power-grid-interface> (Eylül, **2015**).
- [11] Du, Y., Lu, D. D. C., James, G., & Cornforth, D. J., *Modeling and analysis of current harmonic distortion from grid connected PV inverters under different operating conditions*, Solar Energy, 94, 182-194, **2013**.
- [12] Hernández, J. C., Ortega, M. J., De la Cruz, J., & Vera, D., *Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-distributed generation*, Electric Power Systems Research, 81(7), 1247-1257, **2011**.
- [13] Chicco, G., Schlabach, J., & Spertino, F., *Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations*, Solar Energy, 83(7), 1026-1039, **2009**.

- [14] Macêdo, W. N., & Zilles, R. *Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. Energy for Sustainable Development*, 13(3), 202-211, **2009**.
- [15] Eltawil, M. A., & Zhao, Z., *Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 112-129, **2010**.
- [16] Fekete, K., Klaic, Z., & Majdandzic, L., *Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid*, *Renewable energy*, 43, 140-148, **2012**.
- [17] Pan, Aiqiang, et al, Power quality analysis of PV system of summer and winter, *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, IET, **2012**.
- [18] Chua, K. H., Wong, J., Lim, Y. S., Taylor, P., Morris, E., & Morris, S., *Mitigation of Voltage Unbalance in Low Voltage Distribution Network with High Level of Photovoltaic System*, *Energy Procedia*, 12, 495-501, **2011**.
- [19] Halit Zengince, Faruk Bakan, Özgün Girgin, Şebekeyi Bozmayan Yüksek Güçlü Redresör: Bora-P Serisi “Endüstriyel Tesisler ve Enerji Santralleri için Paralel Özellikli ve Tristörlü Doğrultucu Çözümü” Esis Enerji, YTÜ Elektrik Müh. Bölümü, **2013**.
- [20] Lim, Y. S., & Tang, J. H., *Experimental study on flicker emissions by photovoltaic systems on highly cloudy region: A case study in Malaysia*, *Renewable Energy*, 64, 61-70, **2014**.
- [21] Ortega, M. J., Hernández, J. C., & García, O. G., *Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations*, *Electric Power Systems Research*, 96, 23-35, **2013**.
- [22] Suresh K. Gawre, N.P.Patidar, R. K. Nema, Application of wavelet Transform in power Quality: A Review *International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 39– No.18*, **2012**.
- [23] Saxena, D., K. Verma, and S. Singh, Power quality event classification: an overview and key issues, *International Journal of Engineering, Science and Technology* 2.3: 186-199. **2010**.
- [24] Fuchs, Ewald, and Mohammad AS Masoum, *Power quality in power systems and electrical machines*, Academic press, **2011**.

- [25] <http://www.slideshare.net/maneesh001/power-quality-issues-46020383> (Ağustos, **2015**).
- [26] <http://www.tequipment.net/fluke/power-measurement/> (Ağustos, **2015**).
- [27] Surajit Chattopadhyay, Madhuchhanda Mitra, Samarjit Sengupta, *Electric Power Quality*, Springer, **2010**.
- [28] IEEE Std 519, *Elektrik güç sistemlerindeki harmonik kontrol için gereklilikler ve tavsiye edilen pratik uygulamalar*.
- [29] M.Necdet Yıldız, *Güç Elektroniği Ders Notları*, <http://sindirgi.balikesir.edu.tr/dersnotu/1.pdf> (Ağustos, **2015**).
- [30] Abdulvahid Çelebi, Metin Çolak, *Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Sistemlerde Oluşan Harmoniklerin Şebekeye Etkileri*, Ege Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü 35040, Bornova, İzmir.
- [31] SMA Evirici Kataloğu, <https://www.sma.de/en/service/downloads.html> (Ağustos, **2015**).
- [32] PV Inverter sunny tripower 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL Installation Manual, <http://files.sma.de/dl/8552/STP10-17TL-IA-en-32.pdf>, (Eylül, **2015**).
- [33] Sankaran, C., *Power Quality*, CRC Press LLC, **2002**.
- [34] PERERA, Devinda. *Contributions to the understanding of harmonics, flicker and voltage unbalance management in future electricity distribution networks*. **2014**.
- [35] Berrin Süslüoğlu, Ali Gök, Ercüment Özdemirci, *İzmir Bölgesinde Belli Noktalarda Fliker Durum Değerlendirilmesi*, TEİAŞ Genel Müdürlüğü APK D.B.
- [36] Angelo Baggini, *Handbook of Power Quality*, Edited by University of Bergamo, Italy, **2008**.
- [37] IEC 61000-4-30, *Test ve ölçüm teknikleri-Güç kalitesi ölçüm yöntemleri*.
- [38] Ana Maria Dumitrescu, Mihai Calin, Mihaela M. Albuşdsd, *Measurement Data Aggregation in Power Systems – Challenges and Opportunities*, http://www.poemconference.org/poem2013/uploads/presentations/07-10-2013/Special_Session_The_use_of_data_for_power_system_monitoring_and_control/Measurement_data_aggregation_in_power_systems%E2%80%93challenges_and_opportunities.pdf, (Eylül, **2015**).

- [39] TS EN 61000-4-15, *Kırpışma ölçer fonksiyon ve tasarım özellikleri*.
- [40] TS EN-50160, *Elektrik dağıtım sistemlerindeki gerilim karakteristikleri*.
- [41] sunny mini central 7000HV,
http://www.energyka.com/media/smc7000hv_en.pdf, (Eylül, **2015**).
- [42] ION7550/ION7650 kullanıcı kataloğu,
http://www.powerlogic.com/literature/7550-7650_User_Guide_70002-0248-07.pdf, (Eylül, **2015**).
- [43] <http://www.accuweather.com/tr/tr/ankara/316938/month> (Temmuz, **2015**).
- [44] Urbanetz, J., Braun, P., & Rütther, R. *Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. Energy Conversion and Management*, 64, 8-14, **2012**.
- [45] Canova, A., Giaccone, L., Spertino, F., & Tartaglia, M. *Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network. Industry Applications, IEEE Transactions on*, 45(1), 341-347, **2009**.
- [46] Srisaen, N., & Sangswang, A. *Effects of PV grid-connected system location on a distribution system. In Circuits and Systems, 2006. APCCAS 2006. IEEE Asia Pacific Conference on (pp. 852-855). IEEE, 2006*.
- [47] González, P., Romero-Cadaval, E., González, E., & Guerrero, M. A. (2011). *Impact of grid connected photovoltaic system in the power quality of a distribution network. In Technological Innovation for Sustainability (pp. 466-473). Springer Berlin Heidelberg, 2011*.
- [48] Keller, J., & Kroposki, B. D. *Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources. National Renewable Energy Laboratory. 2010*.
- [49] Technical Guideline, *Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network*, BDEW, **2008**.
- [50] Amerikan Rüzgar Enerjisi Birliği (AWEA, American Wind Energy Association), <http://www.awea.org/index.aspx> .
- [51] FERC-661, *Standard Interconnection Agreements for Wind Energy and Other Alternative Technologies*.
- [52] Batı Elektrik Koordinasyon Konseyi (WECC, The Western Electricity Coordinating Council), <http://westernenergyboard.org/reliability/western-electricity-coordinating-council-wecc/>

- [53] BDEW, <https://www.bdew.de/> .
- [54] VDE-AR-N 4105:2011-08, *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.*
- [56] IEC-61727, *FV santrallerin şebeke bağlantı noktasındaki karakteristikler (Alçak gerilim tarafından bağlantı yapan(3 faz veya tek faz) kurulu gücü 10 kVA veya altındaki FV santraller).*
- [55] Luke Schwartfeger, David Santos-Martin, *Review of Distributed Generation Interconnection Standards*, EEA Conference & Exhibition, Auckland, **2014**.
- [57] IEEE 1547, *Dağıtık üretim santrallerinin şebeke bağlantı noktası kriterleri (Kurulu gücü 10MVA veya altındaki dağıtık üretim santralleri).*
- [58] Keller, J., & Kroposki, B. D., *Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources*, National Renewable Energy Laboratory, **2010**.
- [59] Yang, Y., & Blaabjerg, F. *Low-voltage ride-through capability of a single-stage single-phase photovoltaic system connected to the low-voltage grid. international Journal of Photoenergy*, **2013**.
- [60] Benz, C. H., Franke, W., & Fuchs, F. W. *Low voltage ride through capability of a 5 kW grid-tied solar inverter. In Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International (pp. T12-13). IEEE., Eylül 2010*.
- [61] Zeng, D., Wang, G., Pan, G., & Li, H. *Fault Ride-Through Capability Enhancement of PV System with Voltage Support Control Strategy. Open Journal of Applied Sciences*, 3(02), 30. **2013**.
- [62] Arthur R. Bergen, Vijay Vittal, *Power Systems Analysis*, **2000**.

EK1- STANDARTLAR

Çizelge Ek1.1. Güç kalitesiyle ilgili atıf yapılan standartlar

Standart Numarası	Açıklama
EN 50160	Elektrik dağıtım sistemlerindeki gerilim karakteristikleri
IEEE 519	Elektrik güç sistemlerindeki harmonik kontrol için gereklilikler ve tavsiye edilen pratik uygulamalar
IEC 61000-4-7	Deneyler ve ölçme teknikleri- <i>Güç kanağı sistemlerinde ve bunlara bağlı cihazlardaki harmonik ve ara harmoniklerin ölçmeleri ve ölçme cihazı için genel kılavuz</i>
IEC 61000-4-30	Test ve Ölçüm Teknikleri- <i>Güç kalitesi ölçüm yöntemleri</i>
IEC 61000-4-15	Kırpışma ölçer fonksiyon ve tasarım özellikleri
IEC 61727	FV santrallerin şebeke bağlantı noktasındaki karakteristikler (<i>Alçak gerilim tarafından bağlantı yapan(3 faz veya tek faz) kurulu gücü 10 kVA veya altındaki FV santraller</i>)
IEEE 1547	Dağıtık üretim santrallerinin şebeke bağlantı noktası kriterleri (<i>Kurulu gücü 10MVA veya altındaki dağıtık üretim santralleri</i>)
IEEE Std.1159-1995	Gerilim tepesi, çukuru ve kesintisi sınırları
VDE-AR-N 4105:2011-08	<i>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</i>
FERC-661	<i>Standard Interconnection Agreements for Wind Energy and Other Alternative Technologies</i>

EK-2 ELEKTRİK DAĞITIMI VE PREKANDE SATIŞINA İLİŞKİN HİZMET KALİTESİ YÖNETMELİĞİ TEKNİK KALİTE ŞARTLARI

a) Nominal Gerilim

- **AG seviyesi için;** ölçüm periyodu boyunca ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının, en az % 95'i nominal etkin gerilim değerinin en fazla \pm % 10'u kadar, tamamı ise nominal etkin gerilim değerinin en fazla + % 10 - % 15 aralığında değişmelidir.
- **OG seviyesi için;** ölçüm periyodu boyunca TS EN 61000-4-30'da tanımlanan ölçüm periyodu boyunca (kesintisiz bir hafta) ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının en az % 99'u beyan etkin gerilim değerinin + % 10'nu aşmamalı, yine bu ortalamaların en az %99'u beyan etkin gerilim değerinin - % 10'nun altına düşmemelidir. Ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının hiçbiri beyan etkin gerilimin \pm % 15'lik sınırlarının dışında olmamalıdır.

b) Gerilim Dengesizliği

Ölçüm periyodu boyunca ölçülen gerilim negatif bileşeni etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının en az %95'inin pozitif bileşenlere oranı en fazla % 2 olmalıdır. (Tek fazlı veya iki fazlı yüklerin beslendiği noktalarda bu oran % 3'e kadar çıkabilir.)

c) Gerilim Harmonikleri

Ölçüm periyodu boyunca ölçülen her bir gerilim harmoniği etkin değerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının en az % 95'i, Çizelge Ek2.1'de verilen değerlerden küçük veya bu değerlere eşit olmalıdır. Bununla birlikte, THB değeri (40. harmoniğe kadar değerler dâhil) en fazla % 8 olarak uygulanır.

Çizelge Ek2.1 Tek ve çift harmonikler için gerilim harmonik sınır değerleri

Tek Harmonikler				Çift Harmonikler	
3'un Katları Olmayanlar		3'un Katları Olanlar			
Harmonik Sırası	Sınır Değer (%)	Harmonik Sırası	Sınır Değer (%)	Harmonik Sırası	Sınır Değer (%)
5	% 6	3	% 5	2	% 2
7	% 5	9	% 1,5	4	% 1
11	% 3,5	15	% 0,5	6.....24	% 0,5
13	% 3	21	% 0,5		
17	% 2				
19	% 1,5				
23	% 1,5				
25	% 1,5				

Ölçüm periyodu boyunca ölçülen her bir akım harmoniğinin etkin değerinin ve TTB'nin 3'er saniyelik ortalamalarının yük akımı olan I_L 'ye göre oransal değerleri Çizelge Ek2.2'de verilen değerlerden küçük veya bu değerlere eşit olmalıdır.

Çizelge Ek2.2. Tek ve çift harmonikler için akım harmonik sınır değerleri

Tek Harmonikler						
I_{sc}/I_L	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TTB
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Çift harmonikler, kendinden sonraki tek harmonik için tanımlanan değerlerin %25'i ile sınırlandırılmıştır.

d) Kırpışma

Kırpışma sınır değerleri Çizelge Ek2.3'de verilmiştir.

Çizelge EK2.3 Kırpışma sınır değerleri

Kırpışma Şiddeti Endeksi	Sınır Değerler
P_{st}	≤ 1.0
P_{lt}	≤ 0.8

EK3- ÖZGEÇMİŞ

Kimlik Bilgileri

Adı Soyadı : Özkan TANRIVERDİ
Doğum Yeri : Erzincan
Medeni Hali : Evli
E posta : ozkan_tanriverdi@yahoo.com
Adresi : Turgut Özal Mah. 2302 sk. 5A Blok No:28, Batıkent,
Yenimahalle/ANKARA

Eğitim

Lise : Erzincan Anadolu Lisesi
Lisans : ODTÜ
Yüksek Lisans : Hacettepe Üniversitesi

Yabancı Dil Düzeyi

İngilizce-İleri Düzey

İş Deneyimi

Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş. (01.10.2013 -)

Enerjisa Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş. (14.07.2010 - 30.09.2013)

Deneyim Alanları

ENERJISA ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.

SEKONDER SİSTEMLER TAKIM YÖNETİCİSİ (01.10.2013 -)

- 3 dağıtım bölgesinde(BEDAŞ, AYEDAŞ, Toroslar EDAŞ) bulunan röle mühendislerinin, röle ekiplerinin ve tüm sekonder süreçlerin yönetimi
- 3 Bölge Röle Koordinasyon projeleri
- Proje yönetimi
- EFQM çalışmaları
- Sekonder süreçlerin ve sistemlerin standartlaştırılması

- Teknik eğitimler verilmesi
- Aşırı akım röle koordinasyonu
- TEİAŞ ile olan sekonder süreçlerin yürütülmesi
- Güç kalitesi uygulamaları(EN50160, IEEE519, IEC 61000-4-7, IEC-61000-4-30)
- Teknik değerlendirme komisyonları ve fabrika kabul testleri
- Recloser & Sectionalizer uygulamaları
- Arıza gösterge cihazları
- SCADA projelerine teknik destek verilmesi
- Yüksek gerilim şebeke işletmeciliği ve uygulamaları,
- Dağıtık üretim santralleri ve şebeke bağlantı kriterleri
- Teknik şartname hazırlanmasından malzeme teslimine kadar olan satınalma süreçlerinin takibi
- Şebeke arıza analizleri ve gerekli önlemlerin alınması
- Teknik kayıplar ile ilgili çalışmalar

ENERJISA BAŞKENT ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.

RÖLE KOORDİNASYON UZMANI/KORUMA MÜHENDİSİ(14.07.2010 - 30.09.2013)

- Enerjisa Başkent EDAŞ Orta gerilim şebekesinde(34,5-31,5-15,8-6,3kV) aşırı akım röle koordinasyonu ve sekonder sistem uygulamaları
- TEİAŞ ile olan sekonder süreçlerin yürütülmesi
- Kompansasyon sistemleri (reaktif güç ve güç faktörü kontrolü)
- Röle ekiplerinin kontrolü ve teknik destek verilmesi
- Fider yönetim rölelerinin parameter ve konfigürasyon ayarlarının yapılması, sekonder teçhizatda meydana gelen problemlerin tespiti ve giderilmesi, röle testleri.
- Faz/toprak aşırı akım koruma, aşırı/düşük gerilim koruma, yönlü koruma ve kompanzasyon sistemlerinde dengesizlik akım koruması

- Sekonder projeler(röle, kesici, akım trafoları, gerilim trafoları ve diğer teçhizatlar arasındaki bağlantılar). Primer ve sekonder cihazları test edilerek devreye alınması. DC sistemlerin kontrolü ve testi.
- Güç ve dağıtım trafolarının koruması(aşırı akım/yük koruma, bucholz ve termik koruma, sigorta koruma)
- SCADA projesine teknik destek verilmesi(röle koordinasyonu, sekonder proje kontrolü ve revizyonu). SCADA ve RTU uygulamaları.
- Recloser- Sectioneiser uygulamaları ve röle koordinasyonu
- Arıza göstere cihazlarının devreye alınması, ayarlanması ve işletilmesi
- Ankara yük dağıtım merkezinde yük paylaşımı, aktarımı ve şebekenin işletilmesine yardımcı olmak. Şebeke arızaları gibi acil durumlarda önlemler olarak enerji devamlılığının sağlanması
- Belirli talepler ve müşteri şikayetleri doğrultusunda şebeke bağlantı noktalarında güç kalitesi ölçümleri yaparak(Akım/gerilim harmonikleri, THB, TTB, nominal gerilim, gerilim dengesizliği ve kırpışma ölçümleri) yönetmelikler ve standartlar çerçevesinde teknik raporların hazırlanması
- Röle ekiplerine röle koordinasyonu ve sekonder röleler ile ilgili teknik eğitimler vermek
- Satınalma departmanı tarafından yapılan malzemelerin teknik değerlendirme komisyonlarına katılım sağlanmak.
- Teknik şartnamelerin hazırlanması veya görüş bildirilmesi
- Fabrika Kabul testlerinin yapılması.

Tezden Üretilmiş Projeler ve Bütçesi

-

Tezden Üretilmiş Yayınlar

-

Tezden Üretilmiş Tebliğ ve/veya Poster Sunumu ile İlgili Katıldığı Toplantılar

EU PVSEC 2015 konferansında poster sunumu yapıldı.