

**T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**



**DİNAMİK REAKTİF KOMPAZASYON SİSTEMİNİN DAĞITIM
TRANSFORMATÖRLERİNE UYGULANMASI ÜZERİNE BİR
ANALİZ**

Hasan Veysel DOĞAN

Yüksek Lisans Tezi

ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Teknolojileri Programı

Kontrol ve Kumanda Sistemleri Bilim Dalı

MART, 2020

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Teknolojileri programı

Yüksek Lisans Tezi

DİNAMİK REAKTİF KOMPAZASYON SİSTEMİNİN DAĞITIM
TRANSFORMATÖRLERİNE UYGULANMASI ÜZERİNE BİR ANALİZ

Tez Yazarı
Hasan Veysel DOĞAN

Danışman
Doç. Dr. Çetin GENÇER

MART, 2020
ELAZIĞ

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik Elektronik Mühendisliği Teknolojileri Programı

Yüksek Lisans Tezi

Başlığı: Dinamik Reaktif Kompanzasyon Sisteminin Dağıtım Transformatörlerine Uygulanması Üzerine Bir Analiz.

Yazarı: Hasan Veysel DOĞAN

İlk Teslim Tarihi: 4.3.2020

Savunma Tarihi: 27.3.2020

TEZ ONAYI

Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına göre hazırlanan bu tez aşağıda imzaları bulunan jüri üyeleri tarafından değerlendirilmiş ve akademik dinleyicilere açık yapılan savunma sonucunda OYBİRLİĞİ ile kabul edilmiştir.

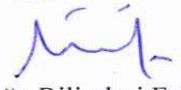
Danışman: Doç. Dr. Çetin GENÇER
Fırat Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi

İmza
 Onayladım

Başkan: Prof. Dr. Zafer AYDOĞMUŞ
Fırat Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi

 Onayladım

Üye: Dr. Öğr.Üyesi Mehmet ÜSTÜNDAĞ
Malatya Turgut Özal Üniversitesi, Mühendislik ve Doğa Bilimleri Fakültesi

 Onayladım

Bu tez, Enstitü Yönetim Kurulunun/...../20..... tarihli toplantısında tescillenmiştir.

Prof. Dr. Soner ÖZGEN
Enstitü Müdürü

BEYAN

Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım “Dinamik Reaktif Kompanzasyon Sisteminin Dağıtım Transformatörlerine Uygulanması Üzerine Bir Analiz” Başlıklı Yüksek Lisans Tezimin içindeki bütün bilgilerin doğru olduğunu, bilgilerin üretilmesi ve sunulmasında bilimsel etik kurallarına uygun davrandığımı, kullandığım bütün kaynakları atıf yaparak belirttiğimi, maddi ve manevi desteği olan tüm kurum/kuruluş ve kişileri belirttiğimi, burada sunduğum veri ve bilgileri unvan almak amacıyla daha önce hiçbir şekilde kullanmadığımı beyan ederim.

27/03/2020

Hasan Veysel DOĞAN



ÖNSÖZ

Daha önce çalıştığım kurum olan TEDAŞ ta eğitim uzmanı olarak görev yapmaktaydım. Ağırlıklı olarak EKAT (Elektrik kuvvetli akım tesisleri YG altında çalışma yetki belgesi) eğitimleri vermekteydim. Genellikle dağıtım şebekesinde çalışan elemanlara verilen eğitimlerde bizzat yaşanmış, sahadaki problemleri istişare etme imkanım oldu. Dağıtım şebekesi ve kullanılan ekipmanlar gelişime açık, sürekli güncellenen inovasyon yönü yüksek bir konudur. Aboneleri direk muhatap alan kurumda, şebeke kayıpları ve güç kalitesi problemleri gün geçtikçe daha da önem kazanmaktadır.

Tez çalışmamda özellikle meskenleri besleyen dağıtım trafolarında göz ardı edilen reaktif güç kompanzasyonunun gerekliliğinin yanı sıra trafo ömürleri, güç kalitesi problemleri, harmonikler vs. gibi konulara da değinilmektedir.

TEİAŞ, TEDAŞ, AKSA Elektrik A.Ş. ve EPDK gibi birçok kurumdan isimlerini sayamayacağım değerli meslektaşlarıma, gerekli veri desteğini sağlayarak tezimi tamamlamama vesile olduklarından dolayı teşekkürü bir borç biliyorum. Değerli hocam Doç. Dr. Çetin GENÇER 'e katkılarından dolayı teşekkür ediyorum.

Yoğun çalışma döneminde vakit ayıramadığım çocuklarım ve eşime gösterdikleri anlayıştan dolayı minnettarım.

Hasan Veysel DOĞAN

ELAZIĞ, 2020

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖNSÖZ.....	iv
İÇİNDEKİLER.....	v
ÖZET.....	viii
ABSTRACT.....	ix
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	x
TABLOLAR LİSTESİ.....	xiii
RESİMLER LİSTESİ.....	xiv
EKLER LİSTESİ.....	xv
SİMGELER.....	xvi
KISALTMALAR.....	xviii
1. GİRİŞ.....	1
2. DAĞITIM TRAFOLARINA GENEL BAKIŞ	3
2.1. Transformatör Çalışma Prensipleri.....	3
2.2. Dağıtım Trafo Merkezleri	4
2.2.1. Kamu Trafo Merkezleri	4
2.2.2. Özel Trafo Merkezleri.....	4
2.3. Elektrik Dağıtım Sistemleri ve Dağıtım Transformatörleri.....	4
2.4. Yalıtım Şekillerine Göre Transformatör Tipleri.....	7
2.5. Amorf Çekirdekli Trafolar	8
3. GÜÇ KALİTESİ VE ÖNEMİ	10
3.1. Güç Kalitesi Problemlerine Neden Olan Durumlar.....	14
3.1.1. Geçici Olaylar (Transient)	14
3.1.2. Kısa Süreli Gerilim Değişimleri	15
3.1.3. Uzun Süreli Gerilim Değişimleri	17
3.1.4. Gerilim Dengesizliği.....	18
3.1.5. Frekans Değişimleri	18
3.1.6. Dalga Şekli Bozukluğu	18
3.1.7. Gerilim Dalgalanması	20
4. HARMONİKLER'E GENEL BAKIŞ	22
4.1. Harmonik içerikli Akım Çekilmesinin Nedenlerinden Bazıları	27
4.2. Harmoniklerin Güç Sistemlerinde Yol Açtığı Bazı Problemler	28
4.3. Harmoniklerin Neden Olduğu Rezonans Olayları.....	29
4.3.1. Seri Rezonans.....	29
4.3.2. Paralel Rezonans	30

4.3.3. Rezonansın Etkileri	31
4.4. Uluslararası Standartlara Göre Harmonik Sınır Değerleri.....	31
4.5. Harmoniklerin Azaltılması	34
4.5.1. Tesisin Gereğinden Büyük Tasarlanması.....	34
4.5.2. Seri Reaktörler	34
4.5.3. Özel Bağlantılı Transformatörler	34
4.6. Harmonik Filtreler	35
4.6.1. Pasif Filtreler.....	35
4.6.2. Aktif Filtreler	37
4.6.3. Hibrid Filtreler	37
4.7. Harmonik Yüklerin Dağıtım Transformatörleri Üzerindeki Etkileri.....	38
4.7.1. Harmonik Yüklerde Transformatör Kayıpları.....	38
4.7.2. Harmonik Yüklerde Transformatör Kapasitesi ve Ömrünün Hesaplanması	40
4.7.3. Dağıtım Transformatörlerinde Verim ve Verimi Etkileyen Faktörler.....	41
4.7.4. Dağıtım Transformatör Kayıplarının Toplam Maliyeti.....	42
5. REAKTİF GÜÇ KOMPANZASYONU	44
5.1. Reaktif Güç Tüketicileri.....	45
5.2. Reaktif Güç Üreticileri	46
5.2.1. Dinamik faz kaydırıcıları	46
5.2.2. Statik faz kaydırıcıları.....	46
5.3. Reaktif Güç Kompanzasyonunda Matematiksel İfadeler	47
5.4. Kompanzasyonun Faydaları	49
5.5. Gerekli Kondansatör Gücü Hesabı.....	50
5.6. Gerekli Kondansatör Değerinin Hesabı.....	52
5.7. Kompanzasyon Tesisinin Düzenlenmesi.....	53
5.7.1. Bireysel Kompanzasyon	54
5.7.2. Grup Kompanzasyonu	55
5.7.3. Merkezi Kompanzasyon	56
5.8. Statik Var Kompanzasyon Sistemleri.....	57
5.8.1. Statik VAR Kompanzatörleri (SVC)	58
5.8.2. Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM).....	61
5.8.3. Statik Senkron Seri Kompanzatör (SSSC).....	62
6. MATERYAL VE METOT	63
6.1. Dağıtım Transformatörlerinde Yapılan Ölçümler ve Değerlendirilmesi	63
6.2. Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri	63
6.3. Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS) İle Bir Aylık Sanayi ve Mesken	
Abonesi Yük Profili	67
6.3.1. Sanayi Abonesi Yük Profili	67
6.3.2. Mesken Abonesi Yük Profili.....	69

6.4. Reaktif Güç Ceza Oranları	71
6.5. Fırat Edaş Elazığ İlinde Muhtelif Dağıtım Transformatörlerinde Yapılan Ölçümler.....	71
6.5.1. Ölçüm Noktası 1	73
6.5.2. Ölçüm Noktası 2	79
6.5.3. Ölçüm Noktası 3	85
6.6. TEİAŞ Tüketim Verileri.....	90
6.7. Türkiye Geneli Dağıtım Trafo Sayılarının Güçlerine Göre Sınıflandırılması	91
6.8. Dağıtım Trafolarında Farklı Yük Tipleri İçin Kayıpların Belirlenmesine.....	
İlişkin Benzetimler	92
6.8.1. Benzetim Sonuçları.....	92
7. BULGULAR VE TARTIŞMA	94
7.1. Ölçüm Yapılan Dağıtım Trafoları Güç Tüketimi Genel Raporu.....	94
7.1.1. Ölçüm noktası 1	94
7.1.2. Ölçüm Noktası 2	95
7.1.3. Ölçüm Noktası 3	96
7.2. Ekonomik Analiz.....	97
8. SONUÇLAR	98
EKLER.....	100
KAYNAKLAR.....	102
ÖZGEÇMİŞ.....	105

ÖZET

Dinamik Reaktif Kompanzasyon Sisteminin Dağıtım Transformatörlerine Uygulanması Üzerine Bir Analiz.

Hasan Veysel DOĞAN

Yüksek Lisans Tezi

FIRAT ÜNİVERSİTESİ

Fen Bilimleri Enstitüsü

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Teknolojileri Programı

2020, Sayfa: xix + 101

Elektrik Dağıtım şebekesinde mesken abonelerini besleyen trafolarla ve hatlarda oluşan kayıplar, dağıtım bedeli adı altında faturalarımıza yansıtılmaktadır. Bu trafolarla trafo verimi ile alakalı demir ve bakır kayıplarının yanı sıra kompanzasyon yapılmadığından dolayı reaktif güç kayıpları da oluşmaktadır. Maalesef bedeli alınan bu kayıplar sadece ekonomik olarak değerlendirilip bu noktalardaki enerji verimliliği ihmal edilmiştir.

Tez çalışmamda özellikle bu noktalardaki ihmal edilen reaktif güç kompanzasyonunun, yapıldığı takdirde sağlayacağı faydalar üzerinde durulmuştur. Bunun yanı sıra reaktif güç kompanzasyonu hesaplamaları ve çeşitlerine, güç kalitesi ve önemine, harmonikler konusuna, dağıtım şebekesi kabinlerinden alınan verilerin değerlendirilerek sistemdeki aksaklıklar üzerinde durulmuştur. Ayrıca alınan verilerden abone grupları yük profilleri incelenmiş ve Türkiye geneli bazı çıkarımlar yapılmıştır. Dağıtım trafosu kapasitesi ve ömrünün hesaplanmasına değinilerek, 400 kVA trafonun Ansoft-Maxwell modeli ile simüle edilerek omik, endüktif ve doğrusal olmayan yük durumlarında trafo verimliliği değişimi izlenmiştir.

Anahtar Kelimeler : Dağıtım transformatörleri, Reaktif güç kompanzasyonu, Güç kalitesi, Endüktif oran

ABSTRACT

An Analysis on Dynamic Reactive Compensation System Application to Distribution Transformers.

Hasan Veysel DOĞAN

Master's Thesis

FIRAT UNIVERSITY

Graduate School of Natural And Applied Sciences

Department of Electrical and Electronics Engineering
Program of Electrical and Electronics Engineering Technologies

2020, Sayfa: xix + 101

Losses in transformers and lines that feed residential subscribers in the Electricity Distribution Network are reflected to our invoices under the name of distribution fee. In these transformers, besides the iron and copper losses related to transformer efficiency, reactive power losses occur due to the lack of compensation. Unfortunately, these losses are only considered as economic and energy efficiency at these points has been neglected.

In my thesis, the benefits of reactive power compensation, which are neglected at these points, are emphasized. In addition to this, reactive power compensation calculations and types, power quality and importance, harmonics, data obtained from distribution network cabinets were evaluated and the problems in the system were emphasized. In addition, groups of subscribers examined data taken from the load profiles and overall Turkey has made certain inferences. The transformer efficiency change was observed in ohmic, inductive and non-linear load situations by referring to the calculation of the distribution transformer capacity and lifetime, by simulating the 400 kVA transformer with the Ansoft-Maxwell model.

Keywords : Distribution Transformers, Reactive Power Compensation, Power Quality, Inductive Rate,

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1. Trafo üzerinde emk, gerilim, akım ve sargıların gösterimi	3
Şekil 2.2. Dallı şebeke	5
Şekil 2.3. Halka (ring) şebeke	5
Şekil 2.4. Elektrik üretim, iletim ve dağıtımının prensip şeması	6
Şekil 2.5. Yağlı tip dağıtım transformatörü ve elemanları	7
Şekil 2.6. Kuru tip transformatör ve elemanları	8
Şekil 2.7. B-H Karakteristiği	9
Şekil 3.1. Yıldırım düşmesi sonucu oluşan darbesel geçici olay	14
Şekil 3.2. Kapasitör anahtarlama sonucu oluşan salınımsal geçici olay	15
Şekil 3.3. Alçak frekanslı salınımsal geçici olay	16
Şekil 3.4. RMS geriliminde oluşan gerilim çökmesi, yükselmesi ve kesinti olayları	17
Şekil 3.5. Bir besleme hattı için dengesizlik değerleri	18
Şekil 3.6. Çentik etkisi	19
Şekil 3.7. Ark ocağının neden olduğu gerilim dalgalanması	21
Şekil 4.1. (a) Doğrusal ve (b) Doğrusal olmayan elemanların I-V karakteristikleri	22
Şekil 4.3. Görünür gücün bileşenleri ile arasındaki ilişki	26
Şekil 4.4. Seri rezonans devresi	29
Şekil 4.5. Seri rezonans akım ve empedansın frekansa göre değişimi	29
Şekil 4.6. Paralel rezonans devresi	30
Şekil 4.7. Paralel rezonans akım ve empedansın frekansa göre değişimi	30
Şekil 4.8. Seri pasif filtre (hat reaktörü)	35
Şekil 4.9. Paralel pasif filtre (Tek ayarlı)	36
Şekil 4.10. a) Paralel aktif filtre b) Seri aktif filtre	37
Şekil 4.11. Hibrid filtre	37
Şekil 4.12. 75 kVA trafo için trafo kayıpları eğrisi	42
Şekil 5.1. Reaktif gücün üretildiği yerde tüketilmesi gerekliliğinin şematik gösterimi	44
Şekil 5.2. a) Endüktif direncin fazör diyagramı b) Kapasitif direncin fazör diyagramı	45
Şekil 5.3. Görünür, aktif ve reaktif güç arasındaki vektörel ilişki	47
Şekil 5.4. Empedans, aktif ve reaktif direnç fazör diyagramları	48
Şekil 5.5. Aktif gücün sabit kalması halinde vektör diyagramı	51
Şekil 5.6. Görünür gücün sabit kalması halinde vektör diyagramı	52
Şekil 5.7. Üç fazlı sistemlerde kullanılan üçgen ve yıldız kapasite bağlantısı	53
Şekil 5.8. Kompanzasyon tesisinin yeri	53
Şekil 5.9. Bireysel kompanzasyon	54
Şekil 5.10. Grup kompanzasyonu	56
Şekil 5.11. Merkezi kompanzasyon	56

Şekil 5.12. Merkezi kompanzasyon devre şeması	57
Şekil 5.13. Basit bir SVC tek hat şeması	58
Şekil 5.14. Tristör kontrollü reaktörün (TCR) tek hat şeması	59
Şekil 5.15. Tristör anahtarlama kondansatörün (TSC) tek hat şeması.....	60
Şekil 5.16. Tristör kontrollü reaktör ve sabit kondansatörün (TCR, FC) tek hat şeması	60
Şekil 5.17. Tristör kontrollü reaktör ve tristör anahtarlama kondansatörün (TCR,TSC) tek hat şeması	61
Şekil 5.18. STATCOM' un genel yapısı	62
Şekil 5.19. SSSC' nin genel yapısı	62
Şekil 6.1. Elektrik dağıtım şirketleri abone sayılarının sektörlere dağılım grafiği	64
Şekil 6.2. Türkiye geneli net elektrik tüketimlerinin sektörlere dağılım grafiği.....	65
Şekil 6.3. Türkiye net tüketim ve kayıp kaçak oranları grafiği (MWh).....	66
Şekil 6.4. Bir sanayi abonesinin yük profilinin anlık görüntüsü.....	67
Şekil 6.5. Sanayi abonesi bir aylık tüketimin grafik olarak gösterimi	69
Şekil 6.6. Bir mesken abonesinin yük profilinin anlık görüntüsü.....	69
Şekil 6.7. Mesken abonesi bir aylık tüketimin grafik olarak gösterimi	70
Şekil 6.8. Transformatör anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri	74
Şekil 6.9. Ölçüm noktası 1, uzaktan okuma transformatör anlık güç ölçümleri.....	74
Şekil 6.10. Ölçüm noktası 1, Temmuz ayı bir haftalık akım değişimi	75
Şekil 6.11. Ölçüm noktası 1, Şubat ayı bir haftalık akım değişimi	75
Şekil 6.12. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 Tarihindeki bir günlük üç faz %THD _I değişimi	76
Şekil 6.13. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 – 08.02.2018 tarihleri arası bir haftalık üç faz %THD _I değişimi..	76
Şekil 6.14. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 Tarihindeki bir günlük üç faz % THD _V değişimi.....	77
Şekil 6.15. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 – 08.02.2018 tarihleri arası bir haftalık üç faz % THD _V değişimi	78
Şekil 6.16. Ölçüm noktası 1, Şubat ayı bir aylık endüktif oran değişimi	78
Şekil 6.17. Ölçüm noktası 1, Temmuz ayı bir haftalık endüktif oran değişimi	79
Şekil 6.18. Ölçüm noktası 2, uzaktan okuma transformatör anlık güç ölçümleri.....	80
Şekil 6.19. Ölçüm noktası 2, transformatör anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri	80
Şekil 6.20. Ölçüm noktası 2, Temmuz ayı bir haftalık akım değişimi	81
Şekil 6.21. Ölçüm noktası 2, 01.04.2018 tarihli bir günlük üç faz % THD _I değişimi	81
Şekil 6.22. Ölçüm noktası 2, Temmuz ayı bir haftalık üç faz % THD _I değişimi.....	82
Şekil 6.23. Ölçüm noktası 2, 06.04.2018 tarihli bir günlük üç faz % THD _V değişimi.....	83
Şekil 6.24. Ölçüm noktası 2, 01.04.2018 - 07.04.2018 tarihleri arası bir haftalık üç faz % THD _V değişimi	83
Şekil 6.25. Ölçüm noktası 2, 01.04.2018 - 01.05.2018 tarihleri arası bir aylık endüktif oran değişimi	84
Şekil 6.26. Ölçüm noktası 2, 15.07.2018 – 23.07.2018 tarihleri arası endüktif oran grafiği	84
Şekil 6.27. Ölçüm noktası 3, uzaktan okuma transformatör anlık güç ölçümleri.....	85
Şekil 6.28. Ölçüm noktası 3, transformatör anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri	86
Şekil 6.29. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 07.02.2018 tarihleri arası bir haftalık A fazı akım değişimi.....	86
Şekil 6.30. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 tarihli bir günlük üç faz % THDI değişimi	87
Şekil 6.31. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 07.02.2018 tarihleri arası bir haftalık % THDI değişimi	87

Şekil 6.32. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 07.02.2018 tarihleri arası bir haftalık endüktif oran değişimi ..	88
Şekil 6.33. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 02.03.2018 tarihleri arası bir aylık endüktif oran değişimi	89
Şekil 6.34 a) 400 kVA Dağıtım trafosu modeli (b) Trafo akı dağılımı	93
Şekil 6.35. Üç farklı yük tipi için transformatör verimliliği eğrisi	93
Şekil 8.1. Transformatörün bulunduğu yerin haritada gösterimi	100
Şekil 8.2. Ölçüm noktası 2, transformatörün bulunduğu yerin haritada gösterimi	100
Şekil 8.3. Ölçüm noktası 3, Transformatörün bulunduğu yerin haritada gösterimi	101



TABLolar LİSTESİ

	Sayfa
Tablo 3.1. Güç kalitesine etki eden problem kaynakları ve koruma ekipmanları	12
Tablo 3.2. Güç kalitesi problemlerine neden olan durumlar	13
Tablo 4.1. Kaynak ve yüke göre meydana gelen harmonik bileşenler.....	22
Tablo 4.2. IEEE Gerilim harmonik bozulma sınırları.....	32
Tablo 4.3. IEEE dağıtım sistemi için akım harmonik bozulma sınırları	32
Tablo 4.4. EN 50160 Konutlarla ilgili alçak gerilim şebekeleri için gerilim harmonik bozulma sınırları..	32
Tablo 4.5. EN 50160 Konutlarla ilgili yüksek gerilim şebekeleri için gerilim harmonik bozulma sınırları	33
Tablo 4.6. IEC 61000 - 2 - 2 Konutlarla ilgili alçak gerilim şebekesi gerilim harmonik bozulma sınırları	33
Tablo 4.7. Pasif ve aktif filtrelerin karşılaştırılması	38
Tablo 5.1. Motor gücüne göre seçilecek kondansatör gücü değerleri.....	55
Tablo 6.1. Elektrik Dağıtım Şirketleri Abone Sayılarının Sektörlere Dağılımı	64
Tablo 6.2. Türkiye Geneli Net Elektrik Tüketimlerinin Sektörlere Dağılımı	64
Tablo 6.3. Türkiye Dağıtım Hat Uzunlukları (km)	65
Tablo 6.4. Türkiye Dağıtım Transformatör Adet ve Güçleri (MVA)	65
Tablo 6.5. Türkiye Net Tüketim Ve Kayıp Kaçak Oranları (MWh).....	66
Tablo 6.6. Tedaş Kayıp-Kaçaklarının Elektrik Dağıtım Şirketleri Bazında Sıralanışı.....	66
Tablo 6.7. Sanayi abonesi ayın ilk günü sayaç okuma bilgileri	68
Tablo 6.8. Sanayi abonesi ayın son günü sayaç okuma bilgileri.....	68
Tablo 6.9. Bir aylık endeks sonucunda sanayi abonesinin aktif, reaktif endüktif ve endüktif oranı	68
Tablo 6.10. Mesken abonesi ayın ilk günü sayaç okuma bilgileri	69
Tablo 6.11. Mesken abonesi ayın son günü sayaç okuma bilgileri.....	70
Tablo 6.12. Bir aylık endeks sonucunda mesken abonesinin aktif, reaktif endüktif ve endüktif oranı	70
Tablo 6.13. Ölçüm noktası 1, akım harmonikleri sınır değeri aşan örnek sayıları.....	77
Tablo 6.14. Ölçüm noktası 2, akım harmonikleri sınır değeri aşan örnek sayıları.....	82
Tablo 6.15. Ölçüm noktası 3, akım harmonikleri sınır değeri aşan örnek sayıları.....	88
Tablo 6.16. 13. ve 16. İletim 2018 yılı bir yıllık tüketim verileri (kWh)	90
Tablo 6.17. 21 Dağıtım şirketi dağıtım trafolarının güçlerine göre sınıflandırılması	91
Tablo 7.1. 01.02.2018 - 02.03.2018 tarihleri arası bir aylık aktif tüketim	94
Tablo 7.2. 01.04.2018 – 02.05.2018 tarihleri arası bir aylık aktif tüketim.....	95
Tablo 7.3. 01.02.2018 – 01.03.2018 tarihleri arası bir aylık toplam aktif tüketim.....	96
Tablo 7.4. Türkiye Geneli Net Elektrik Tüketimlerinin Sektörlere Dağılımı (2017).....	97

RESİMLER LİSTESİ

Sayfa

Resim 6.1. ION 7650 Güç kalitesi analizörü ve baralara bağlantısı görüntüleri	71
Resim 6.2. Ölçüm noktası 1, transformatör etiket değerleri	73
Resim 6.3. Ölçüm noktası 1, değerlerin alındığı GKC ION 7650 Güç kalitesi analizörü	73
Resim 6.4. Ölçüm noktası 2, transformatör etiket değerleri	79
Resim 6.5. Ölçüm noktası 3, transformatör etiket değerleri	85



EKLER LİSTESİ

Sayfa

EK-1. Ölçüm noktası 1 ; Abdullahpaşa 1 Nolu Kabin	100
EK-2. Ölçüm noktası 2 ; Çöp Yolu DM.....	100
EK-3. Ölçüm noktası 3 ; Şeker Ambarı DM.....	101



SİMGELER

Simgeler

a, b	: Fourier katsayıları
B	: Manyetik akı yoğunluğu
C	: Kondasatör (Farad)
C_e	: Kilowatt başına ortalama maliyet (TL/kWh)
$\cos \phi$	: Güç faktörü
E	: Sistem gerilim (V)
E_{loss}	: Hesaplanabilen tahmini toplam enerji kaybı
E_p	: Primerde indüklenen emk.
E_s	: Sekonderde indüklenen emk.
f	: Frekans (Hz)
f_r	: Rezonans frekansı
F_{HL}	: Harmonik kayıp faktörü
$f(t)$	: Fourier fonksiyon
H	: Manyetik alan şiddeti
I_{rms}	: RMS akımı
I_0	: Başlangıç akımı, boşta çektiği akım
I_L	: Maksimum talep akımı
I_p	: Primer akımı
I_s	: Sekonder akımı
I_p	: Aktif akım
I_q	: Reaktif akım
I	: Görünür akım (A)
j	: Kompleks sayı ($i^2 = -1$)
k	: Trafo boşta dönüştürme oranı
L	: Self (Henry)
M	: Motor
n	: En yüksek harmonik mertebesi
N_p	: Primer siper sayısı
N_s	: Sekonder siper sayısı
$\emptyset$	: Magnetik akı
P	: Aktif Güç (Watt)
P_T	: Transformatörün toplam kayıpları
P_{NL}	: Transformatörün yüksüz kayıpları
P_{LL}	: Transformatörün omik kayıplar ve eddy kayıpları
P_{dc}	: Transformatörün sargı direnci nedeniyle oluşan omik kayıplar
P_{EC}	: Transformatörün eddy akımları kayıplarını

P_{OSL}	: Transformatörün diğer eddy kayıplarını
P_{Ω}	: Transformatörün omik kayıpları
P_h	: Transformatörün histeresiz kayıpları
P_f	: Transformatörün fuko kayıpları
R	: Direnç (ohm)
r	: Sermaye maliyeti
Q	: Reaktif güç (VAr)
Q_C	: Kondansatör gücü,
S	: Görünür güç (VA)
T	: Peryot, Tristör
t	: Zaman
TCL	: Trafo kayıplarının toplam maliyeti
U	: Çalışma gerilimi (V)
U_N	: Nominal gerilim
U_{ref}	: Referans gerilimi
V	: Gerilim (V)
V_0	: Başlangıç gerilimi
V_s	: Sekonder gerilimi
V_{eff}	: Efektif gerilim
I_{eff}	: Efektif akım
V_{max}	: Maksimum gerilim
V_{rms}	: RMS gerilimi
V_p	: Primer gerilimi
ω	: Açılal frekans
X	: Reaktans (ohm)
X_L	: Kapasitif direnç
X_C	: Endüktif direnç
Y	: Admitans (1/ohm)
Z	: Empedans (ohm)
Δ	: Üçgen bağlantı
ΔV	: Gerilim düşümü (V)
ϕ	: Gerilim ile akım arasındaki açı
ϵ	: Dielektrik katsayısı
η	: Verim
π	: Sabit (3,14)

KISALTMALAR

Kısaltmalar

AA	: Alternatif Akım(Alternative current)
AG	: Alçak gerilim
ANSI	: Amerikan ulusal standartlar enstitüsü
CRGO	: Soğuk haddelenmiş taneleri yönlendirilmiş silisli çelik (Cold Rolled Grain Oriented Silicon Steel)
CIGRE	: Congress Internationale des Grand Reseaux Electriques a Haute Tension
DA	: Doğru akım (Direct current)
DF	: Distorsiyon Faktörü
DSTATCOM	: Dağıtım Statik Kompensator
DÜ	: Dağıtılmış Üretim
EPDK	: Enerji piyasası düzenleme kurulu
FACTS	: Esnek AA İletim Sistemleri (Flexible AC Transmissions Systems)
IEEE	: Uluslararası Elektrik – Elektronik Mühendisliği
IEC	: Uluslararası elektroteknik komitesi
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı, (International Energy Agency)
Kep	: Kilo gram eşdeğer petrol
kWh	: Kilo Watt-saat
kVARh	: Kilo VAR-saat
YG	: Yüksek gerilim
OECD	: İktisadi işbirliği ve kalkınma örgütü (Organisation For Economic Cooperation And Development)
OSOS	: Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
PLC	: Programlanabilir lojik denetleyiciler (Programmable Logic Controller)
RMS	: Ortalama değerin karekökü
SVC	: Statik VAR Kompanzasyonu (Statik VAR Compansator)
SSSC	: Statik senkron seri kompanzasyon
STATKOM	: Statik senkron kompanzasyon
THD	: Toplam harmonik distorsiyon (Total Harmonic Distortion)
TEDAŞ	: Türkiye elektrik dağıtım anonim şirketi
TEİAŞ	: Türkiye elektrik iletim anonim şirketi
THD _V	: Gerilimin toplam harmonik distorsiyonu
THD _I	: Akımın toplam harmonik distorsiyonu
TDD	: Toplam talep distorsiyonu (Total Demand Distortion)
TCR	: Tristör kontrollü reaktör
TSC	: Tristör anahtarlama kondansatör
TCR-FC	: Tristör kontrollü reaktör ve sabit kondansatör

TCR-TSC	: Tristör kontrollü reaktör ve tristör anahtarlama kondansatör
TM	: Trafo merkezi
TR	: Transformatör
VA	: Volt Amper
VAR	: Volt Amper - Reaktif
W	: Watt



1. GİRİŞ

Güç sistemine bağlanan elektrikli cihazların sayısında özellikle son 20-25 yıl içerisinde büyük oranda artış görülmüştür. Sistemin güç arzı artmakla birlikte, bu artış sisteme bağlanan cihazların talebini karşılayacak oranda olmamıştır[1]. Son 40 yıl boyunca, dünyada genel enerji tüketiminin 4 katına çıkmasına karşın elektrik tüketimi 10 katına yükselmiştir. Türkiye’de ise bu dönemde, genelde enerji tüketiminde artış 7 kat, elektrikte 57 kat olmuştur[2]. Teknolojinin gelişmesiyle her alanda kullandığımız elektrik enerjisini, kaynaklara olan ihtiyacın nüfus gelişimi ve artan yaşam kalitesiyle birlikte artması neticesinde, daha kaliteli ve tasarruflu bir şekilde kullanma eğilimi doğmuştur. Kaliteli elektrikten kasıt tabii ki uygulamada bazı zorluklar olmakla beraber şebekenin tanımlanan bir noktasında sabit şebeke frekansında gerilimin genlik ve frekansının anma değerlerini koruyarak ideal, kararlı ve sinüzoidal biçimli hat geriliminin sağlanmasıdır. Bunu sağlamak her geçen gün bilgi teknolojileri ve bilgisayar kontrollü endüstriyel işlemlerin daha yaygın kullanılmasıyla daha da önemli bir ihtiyaç olmuş aynı zamanda zorlaşmıştır. Tam sinüzoidal’den sapma, genellikle harmonik adı verilen bileşenlerin ortaya çıkması ile ifade edilir ve buna sebep olan etkenlerin başında ise manyetik ve elektrik devrelerin doğrusal olmaması gelmektedir. Bununla birlikte dağıtım sisteminde elektronik cihazların giderek artan oranda kullanılmasıyla harmonik akımlarında artması güç kalitesi açısından yeni bir sorundur[3]. Güç kalitesini etkileyen faktörleri, her geçen gün artan her türlü elektronik devrelerle elektriği kontrol etme isteğine karşın, elektrik şebekesinin bir tepkisi olarak düşünülebiliriz. Bu tepkide yine en belirgin etkiyi buna neden olan kontrol devrelerinde kendini göstermektedir. Önceki yıllarda neredeyse fark edilmeyen çok kısa süreli kesintiler, en küçük gerilim dalgalanmaları ya da diğer bozukluklar, artık elektronik ve mikro işlemci kontrollü cihazlarda bazı hasarlara neden olduğu, hatta kendileri hasar görmeseler bile hatalı çalışmaları sonucunda kontrol ettikleri endüstriyel cihazlarda büyük ekonomik zararlara yol açtıkları bilinmektedir.

Diğer taraftan enerji tasarrufu açısından en az güç kalitesi kadar bir diğer önemli konuda mümkün olan en az kayıpla elektrik iletim ve dağıtımının yapılmasıdır. Nitekim Türkiye enerjide artık dışa bağlı ülkeler arasındadır. 2018 yılı verilerine göre ülkemiz de üretilen elektriğin en büyük ikinci payı %29,8’i dışa bağlı olduğumuz doğalgazdan üretilmektedir. Son 10 yılda Türkiye elektrik ve doğalgaz tüketim artış oranları bakımından Avrupa’da ilk, dünyada ise Çin’den sonra ikinci sırayı almaktadır. 2016 itibarıyla 79,8 milyon nüfusa sahip olan Türkiye’de kişi başına enerji tüketiminin %5,09 artışla 1.707 kep (kilogram eşdeğer petrol), elektrik tüketiminin ise %4,17 artışla 2.875 kWh olduğu hesaplanmıştır[4]. Elektrik talebinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Mayıs 2018’de hazırladığı son elektrik talep tahmini rakamlarına göre; Elektrik talebinin; 2026 yılında Yüksek Talep Senaryosunda (yıllık ortalama %3,8 artış

öngörülen) 409,7, Düşük Talep Senaryosunda (yıllık ortalama %2,6 artış) ise 347,2 milyar kWh düzeyine ulaşacağı gösterilmektedir[4]. Dolayısıyla iletim ve dağıtımdaki kayıplar eskiye nazaran daha fazla önem kazanmıştır. Bu tez çalışmasında özellikle özelleşen elektrik dağıtım şirketlerinde mesken abonelerini besleyen trafolardaki güç kalitesi ve reaktif kayıplar üzerinde durulmuştur. Bilindiği gibi mesken abonelerinin kurulu gücü 15kW'ın altındadır. Özelleştirme öncesinden beri (TEDAŞ dönemi) 15 kW kurulu güce kadar reaktif ölçüm yapılmamaktadır. Dolayısıyla var olan yönetmeliğe göre mesken abonelerinin kompanzasyon yapmasına gerek yoktur[5]. Fakat bu aboneler artık kullanılan cihaz çeşitliliğinin de artmasıyla belli oranda reaktif güç çekmektedir. Nitekim mesken abonelerini besleyen trafolarda yapılan ölçümler de bunu göstermektedir. Bu reaktif kayıplar mesken abone faturalarında dağıtım bedeli, iletim bedeli ve kayıp kaçak bedeli adı altında alınmaktadır. Dolayısıyla bu noktalarda kompanzasyon ve harmonik değerleri şirketlerin cezaya girmelerini etkilemediğinden dolayı göz ardı edilmektedir. Fakat yapılan ölçümlerde, bu değerlerin özellikle meskenlerde son yıllara çekilen doğrusal olmayan yüklerin artmasıyla birlikte dikkate değer biçimde arttığı görülmüştür. Aslında ölçülme-yen kayıp enerji maalesef sadece bedeli alınan bir ekonomik kayıp olarak değerlendirilmiş ve bu noktalardaki enerji verimliliği ile milli ekonomiye katkısı düşünülmemiştir. Kaldı ki şirketlerin trafo merkezlerinde ve yüksek gerilim fiderlerinde yapmış oldukları kompanzasyon tek başına yeterli olmayıp bunun yanında alçak gerilim tarafında reaktif gücün üretildiği yerde tüketilmesi ve AG hat kayıplarının da azaltılması gerekmektedir.

En optimum reaktif güç kompanzasyonunu hat yüklenebilirliği açısından önemli ölçüde radyal dağıtım ağının performansını arttırarak güç kaybını azaltmak ve voltaj profilini iyileştirmek olarak tanımlayabiliriz[6]. Reaktif gücün artmasıyla birlikte voltaj kayıpları oluşacaktır. Dinamik Gerilim Düzenleyiciler (DGD), güç sistemlerinde meydana gelen hatalar sonucunda oluşan gerilim düşümü ve yükselmesine karşı işletmeleri korumak için geliştirilmiştir. DGD'nin temel kullanım amacı hata sonucunda oluşan düşük veya yüksek gerilimi kompanze ederek devre kesicilerinin açmasına engel olmak, dolayısıyla işletmede enerji kesintilerinin önüne geçmektir[7]. Voltaj kayıpları, yükün ve güç şebekesinin tipik değerlerinde değişikliklere neden olarak alıcı uçlarındaki voltaj değerlerinde nominal durumlardan sapmalara sebep olur. Bu durum güç tüketiminde bir yükselme oluşturacak ve sonuç olarak, voltaj düzenleme araçlarının maliyetinde bir artışa yol açacaktır. Bu nedenle, reaktif gücün mevcut dağıtıcıdan transferi ekonomik olarak uygun değildir[8].

2. DAĞITIM TRAFOLARINA GENEL BAKIŞ

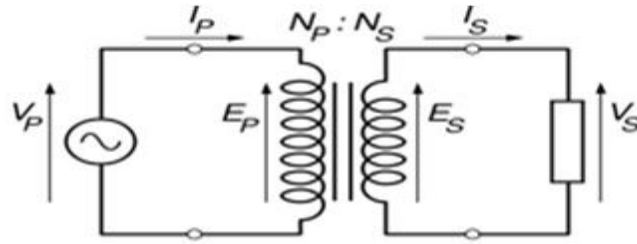
Transformatörler elektrik iletim ve dağıtım şebekesinin temel ve stratejik ekipmanlarından biridir. Fonksiyonu doğru seçilmiş bir transformatör şebeke güvenliği ve kayıplar açısından önemlidir. Dağıtım transformatörleri nominal frekans ve tam sinüs akımda çalışacak şekilde tasarlanmıştır[9].

Transformatörler, elektromanyetik indüksiyon yolu ile elektrik enerjisini bir veya birkaç devreye aynı frekansta fakat farklı gerilimde ve akımda dönüştüren hareketli parçası olmayan statik elektrik makineleridir.

2.1. Transformatör Çalışma Prensibi

Transformatörler ince saçlardan yapılmış ve demir gövde adı verilen kapalı bir manyetik devre, ile yalıtılmış iletkenlerden sarılıp, demir gövde üzerine yerleştirilmiş primer ve sekonder sargılar olarak adlandırılmış iki bobinden meydana gelmiştir. Özel olarak yapılan oto trafolar dışındakiler de bu iki bobin elektriki olarak birbirinden tamamen yalıtılmıştır.

Transformatörün primer sargılarına bir AA uygulandığında bobinler içerisinde bulunan demir nüvede bir manyetik akı dolaşmaya başlar. Bu akı, demir nüvenin diğer bacağına bulunan sekonder sargıyı keserek manyetik indüksiyon yoluyla bir gerilim indüklenir. Primere uygulanan gerilim, sekonderden alınan gerilimden büyük olduğu zaman trafoya alçaltıcı trafo, sekonderden alınan gerilim primerden büyük olduğu zaman ise trafoya yükseltici trafo denir. Transformatörlere uygulanan gerilimler ile sargıların siper sayıları doğru orantılıdır. Bu oran aynı zamanda transformatörlerde boşa dönüştürme oranıdır.



Şekil 2.1. Trafo üzerinde emk, gerilim, akım ve sargıların gösterimi

E_p : Primerde indüklenen emk.

N_p : Primer siper sayısı

E_s : Sekonderde indüklenen emk.

N_s : Sekondersiper sayısı

V_p : Primer gerilimi

I_p : Primer akımı

V_s : Sekonder gerilimi

I_s : Sekonder akımı

Boşta dönüştürme oranı

$$k = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = \frac{I_s}{I_p} \quad (2.1)$$

2.2. Dağıtım Trafo Merkezleri

Bir dağıtım trafo merkezi ve içerisindeki teçhizatlar (iletkenler, ölçme, koruma kontrol cihazları ve elektrik motorları vb.) orta gerilim kaynağından alınan gerilimi (örneğin 15,8 kV veya 34,5 kV) abonelerin kullanabileceği alçak gerilim seviyesine (230V-400V) düşürmek için kullanılırlar. Bu trafo merkezleri kamu ve özel olmak üzere iki kısma ayrılır.

2.2.1. Kamu Trafo Merkezleri

Bu tür trafo merkezleri özel kullanıcılar için tek faz veya üç faz (tipik olarak bu gerilim seviyeleri 230V ya da 400V) alternatif gerilimi karşılar. Bu trafo merkezleri kentsel ve kırsal olarak ikiye ayrılır.

2.2.2. Özel Trafo Merkezleri

Bu trafo merkezleri daha çok orta gerilim hattının sonlarında bulunan trafo merkezleridir. Sivil kullanıcılara (okul, hastane vb.) ya da endüstriyel kullanıcılara ait olan bu merkezler kamu orta gerilim kaynağından beslenir[10].

2.3. Elektrik Dağıtım Sistemleri ve Dağıtım Transformatörleri

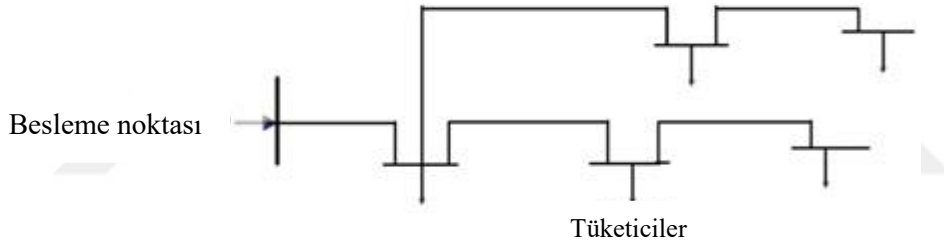
Şekil 2.4.'de kaynaklardan (kömür, doğalgaz, su, rüzgar vb.) üretim santrallerinde üretilen elektrik enerjisi uzak mesafelere taşınması için önce yükseltici güç trafoları ile TEİAŞ tarafından 50Hz frekans etrafında 49,8 – 50,2 aralığında kontrol edilebilen gerilimin 10 kV -15 kV seviyesinden 154 kV-380 kV seviyesine yükseltilmesi (1 no'lu kısım), daha sonra şehir merkezlerinde güvenli gerilimin elde edilebilmesi için tekrar indirici güç trafoları ile gerilimin 6,3 kV -15,8 kV - 34,5 kV seviyesine düşürülerek (2 no'lu kısım) dağıtım trafolarının enerjilendirilmesi (3 no' lu kısım), ardından konutlar ve yerleşim alanlarının kullanılabileceği 0,4 kV gerilime düşürülerek beslenmesi sembolize edilmiştir. Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantısı için belirlenen iletim kapasitesi, herhangi bir arızadan önce; teçhizatın kapasitesinin üzerinde yüklenmemesi, gerilimlerin normal işletme koşulları için belirlenen sınırların dışına

çıkması ve gerilim regülasyonunun yetersiz kalmaması, sistemin kararlılığını kaybetmemesi şartları sağlanacak şekilde planlanır[11].

Elektrik enerjisini mümkün olan en yüksek verimle dağıtmak için çeşitli özelliklere sahip şebekeler geliştirilmiştir. Elektrik dağıtım şirketi açısından bir şebekenin sahip olması gereken başlıca özellikler; kesintisiz bir enerji akışı sağlaması, güvenilir ve sağlam olması ve gerilim ile frekansın izin verilen sınırların dışına çıkmaması olarak sıralanabilir[12].

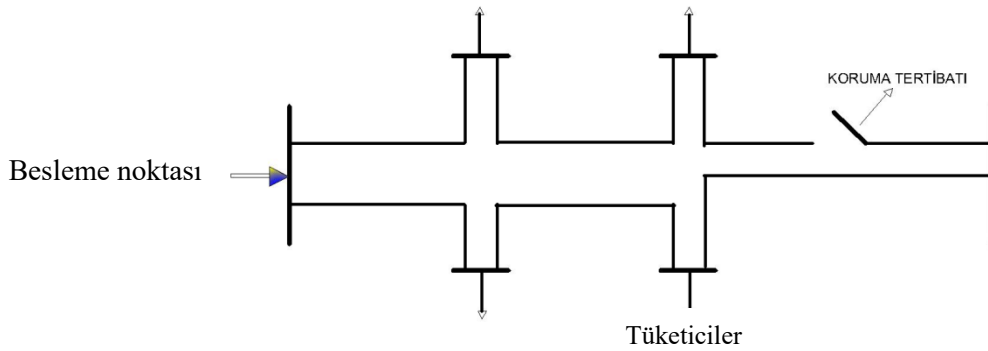
Dağıtım sistemleri; gerilim seviyesine, yükün tipine, talebin büyüklüğüne ve önemine, bölgenin gelişimine ve arazinin yapısına bağlı olarak çeşitli şekillerde oluşturulabilir. Buna göre hem alçak hem de orta gerilim dağıtım sistemlerinde yaygın olarak kullanılan şebeke tipleri dallı (radyal) şebeke ve halka (ring) şebekedir[12].

Şekil 2.2.'de gösterilen dallı şebeke ring şebekeye göre arıza durumunda arıza noktasından itibaren olan kısımların enerjisiz kalmasından ötürü bir dezavantaja sahip olmakla beraber kurulum maliyetleri daha düşüktür.



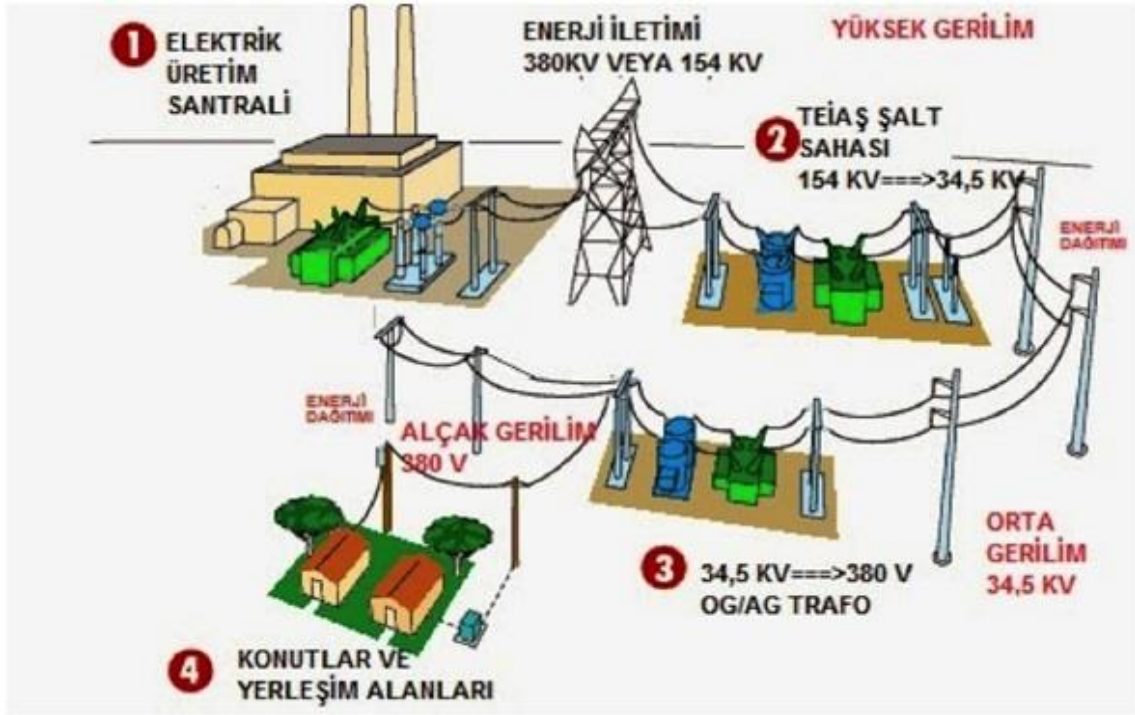
Şekil 2.2. Dalli şebeke

Şekil 2.3.'de gösterilen halka (ring) şebekede ise aynı kaynağın en az iki farklı hattından beslenen sistemde kesinti durumunda diğer hattan beslenmesi ve kesintilerin oluşmaması amaçlanmıştır.



Şekil 2.3. Halka (ring) şebeke

TEDAŞ'ın ve ona bağlı elektrik dağıtım şirketleri bünyesinde yoğun olarak bulunan teçhizatlardan olan dağıtım transformatörleri elektrik şebekesinde abonenin kullanabileceği 400/231V gerilimi elde etmek için kullanılırlar. Prensip olarak tüm transformatörlerin çalışma şekli aynı olmakla beraber kullanım amacına göre trafolarla yapısal farklılıklar olmakta bazı ek elemanlar ve koruma tertibatları monte edilebilmektedir. Şekil 2.4.'de 3 numaralı kısımda dallanma çok olduğundan dolayı sayı olarak en fazla dağıtım transformatörleri kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında ilerleyen konularda özellikle dağıtım transformatörleri üzerinde durulacak, analizler ve ölçümler bu trafolarla olacaktır.



Şekil 2.4. Elektrik üretim, iletim ve dağıtımının prensip şeması

Güç talebi tüketici tarafından başlatılır. Bir tesisteki aydınlatma ya da makinelerin çalıştırılması elektrik için bir talep meydana getirir. Dolayısıyla şebekeden çekilen yükler trafo yükünü oluşturur. Enerji üretim tesisleri güç sistemi elektrik programlarını gelen bu taleplere göre şekillendirirler. Bu tesislerin bir referans noktasından itibaren en az bu talepleri ve dağıtım sisteminde oluşan güç kayıplarını karşılayacak kadar enerji üretimi gerçekleştirmesi gerekir.

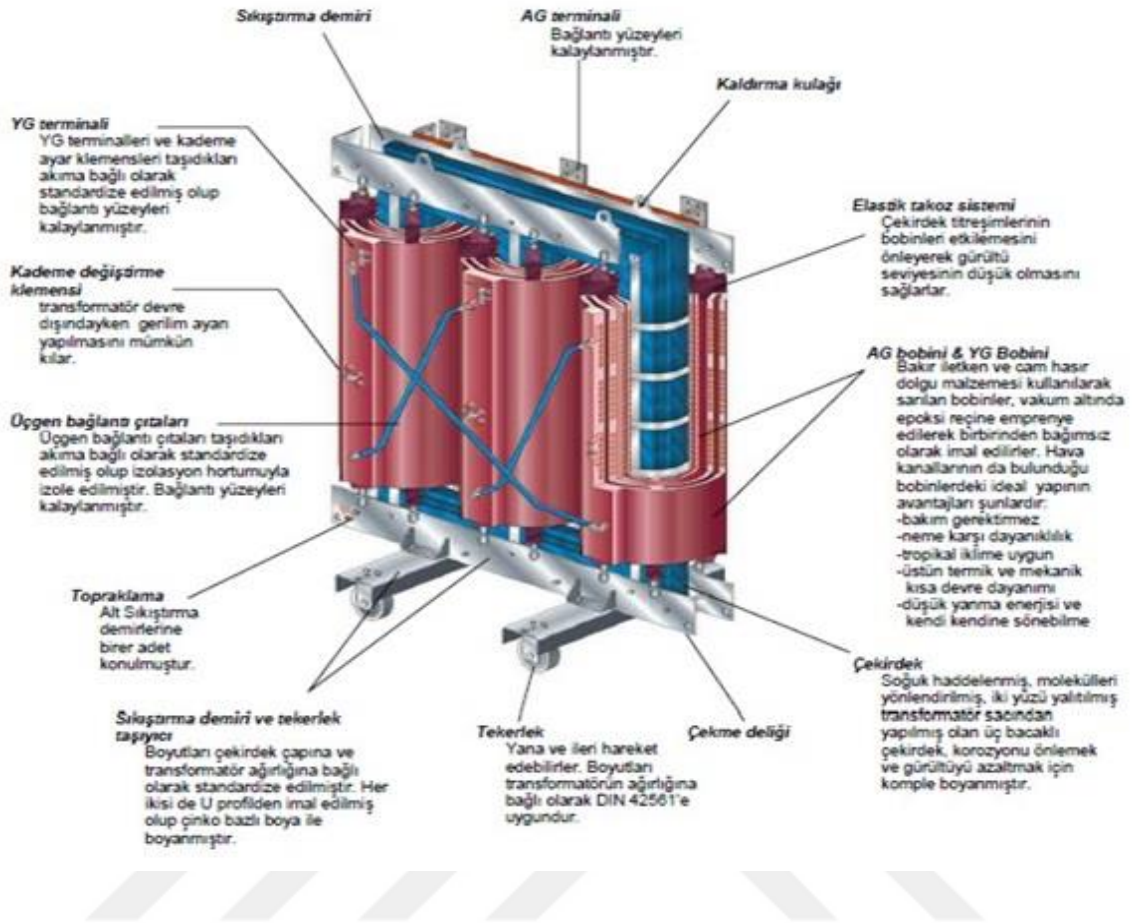
Yapılan çalışmalar bir kaynağın ürettiği gücün %62 sinin kayıplara harcandığını ve buna ek olarak % 2 sininde iletim ve dağıtım kayıpları olduğunu göstermiştir[13].

2.4. Yalıtım Şekillerine Göre Transformatör Tipleri

- Yağlı Tip Transformatörler
 - Rezerve (Yağ Genleşme) Tanklı Yağlı Tip Transformatörler (Şekil 2.5.)
 - Hermetik Tip Yağlı Transformatörler
- Kuru Tip Transformatörler (Şekil 2.6.)



Şekil 2.5. Yağlı tip dağıtım transformatörü ve elemanları[14]

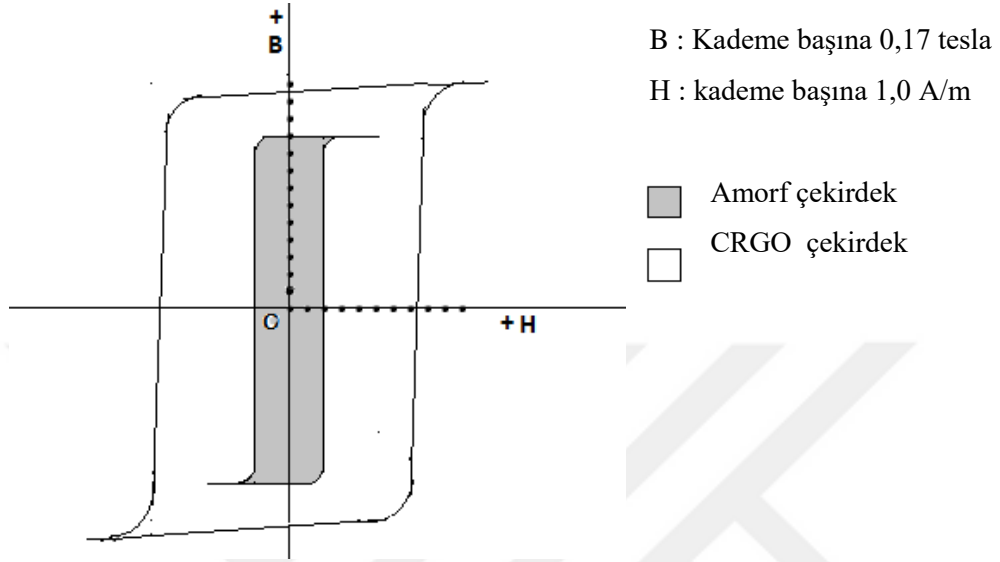


Şekil 2.6. Kuru tip transformatör ve elemanları[15]

2.5. Amorf Çekirdekli Trafolar

Amorf çekirdekli transformatörler, geleneksel transformatörler ile karşılaştırıldığında düşük çekirdek kaybı, düşük mıknatıslanma akımı, daha az sıfır bileşen akımı, daha az gürültü yüksek verimlilik ve uzun trafo ömrü gibi avantajlarının yanında, yüksek kalkınma akımı, daha fazla harmonik problem, büyük boyutlar, yüksek üretim maliyeti gibi dezavantajları vardır. Şekil 2.7. de manyetik akı yoğunluğu (B) – manyetik alan şiddeti (H) eğrisinde histerezis eğrisi içinde kalan alan birim hacme düşen joule cinsinden kayıpları verir. Görüldüğü gibi amorf çekirdekli transformatörlerin kayıpları, soğuk haddelenmiş taneleri yönlendirilmiş silisli çelik (CRGO) çekirdekli transformatörlere daha azdır. Böylece genel anlamda amorf çekirdekli transformatörlerin klasik nüveli transformatörlere göre avantajları dezavantajlarına kıyasla daha fazladır. Şu anda, amorf çekirdekli transformatörlerin üretim maliyeti nispeten yüksek olmasına karşın uzun vadede ekonomiktir. Gelecekte amorf çekirdekli trafoların imalatının artmasıyla birlikte üretim maliyetlerinde azalma olacaktır. Eğer tüm geleneksel çekirdekli trafolar enerji

verimliliği yüksek amorf çekirdekli transformatörler ile değiştirilirse ulusal çapta önemli miktarda enerji tasarrufu sağlanacaktır[16].



Şekil 2.7. B-H Karakteristiği[10]

3. GÜÇ KALİTESİ VE ÖNEMİ

Elektrik enerjisini üreten ileten ve dağıtan kuruluşlar müşterilerine kesintisiz, kaliteli ve ekonomik bir enerji sağlamakla mükelleftirler. İdeal bir güç sisteminde sürekli olarak gerilim ve akımın istenilen genlikte, 50 Hz frekansında sinüs eğrisi şeklinde değişim göstermesi istenir. IEEE 1159 (1998) standardına göre güç kalitesi, kaynak gerilimin sinüzoidal dalga şeklindeki bozulma miktarı ile tanımlanmaktadır.

Elektrik enerjisi üretim sistemlerinde üretilen enerjinin ancak gerilime etkide bulunacağı düşünülürse, güç kalitesi kavramı üzerinde yapılan çalışmaların büyük çoğunluğunun sistem gerilimi üzerinde olduğu görülür. Her ne kadar aşırı akım veya arıza akım durumlarında akım, sistem geriliminin farklılaşmasına neden olsa da temel ölçüt gerilim olmalıdır.

Güç kalitesi, şebeke üzerinde herhangi bir noktada tanımlanabilmesine karşın, genelde kullanıcı tarafında önem kazanır. Enerji kalitesi, elektrostatik boşalma olayları, elektromagnetik dalgalar ve işletme sırasında oluşan hatalar sonucu oluşan bozucu etkiler büyük çoğunlukla tüketici tarafından kaynaklanmaktadır. V-I karakteristiği doğrusal olmayan yükler şebekeden sinüzoidal olmayan akımlar çeker ve bu akımlar şebekede sinüs olmayan gerilim düşümleri oluşturarak besleme noktasındaki gerilimin dalga şeklini bozar. Bu nedenle güç kalitesi kullanıcı için daha çok bağlantı noktasında (point of common coupling) tanımlanmaktadır. Kullanıcı açısından güç kalitesi sorunu kullanıcı aletlerinin hatalıya da hiç çalışmamasına neden olacak gerilim, akım ve frekanstaki değişimler olarak tanımlanabilir. Ayrıca, aşırı sıcaklık yükselmesi, istenmeyen titreşimler ve iletken bağlantılarındaki gevşeklikler gibi mekanik veya elektriksel hatalar sonucu da bozucu etkiler oluşmaktadır. Tüketicilere sunulan enerjinin kaliteli olması kesintileri minimuma indireceği ve dolayısı ile işletmede verimliliği artıracığı kesindir [17].

Elektrikli cihazların birçoğu şebekedeki gerilim ve frekans değişimlerine karşı hassas değildir. Bununla birlikte, son yıllarda yaygın olarak kullanılmaya başlayan elektronik devreler tarafından kontrol edilen cihazlar enerji kalitesine karşı son derece duyarlıdır. Bu kontrol devrelerinden bazıları, alternatif akım ve doğru akım motor sürücüleri ve anahtarlama modda çalışan güç kaynakları gibi enerji dönüştürmede kullanılan devreler ile yardımcı kontrol devreleri olarak kullanılan bilgisayarlar ile programlanabilir mantık denetleyicilerdir (PLC). Böyle karmaşık devreler şebekedeki bozucu etkilerden önemli ölçüde etkilenmektedirler. Bu etkilenme sonucu elektronik devreler ile kontrol edilen cihazlar veya endüstriyel tesisler hatalı çalışabilir ve hatta devre dışı kalabilir. Bu nedenle hızlı bir şekilde gelişen sanayi tesisleri ile elektrikli cihazların düzenli olarak çalışabilmesi için gerek tüketiciler gerekse şebeke açısından enerji kalitesi konusunda bazı sınırlandırmaların yapılması gerekir. Tablo 3.1.'de güç kalitesine etki eden problem kaynakları ve bu problemlere karşı koruma ekipmanları verilmiştir.

Son yıllarda artan modern bilgisayarlar gibi elektronik cihazlar, değişken hız sürücüler ve programlanabilir lojik denetleyiciler (PLC) gibi cihazlar besleme geriliminin değişimine duyarlı olmakla birlikte, aynı zamanda güç kalitesi sorunlarının kaynağıdır. Katı hal güç dönüşüm ekipmanları doğrusal olmayan yük karakteristikleri nedeniyle güç sistemine harmonik akımlar enjekte ederek harmonik bozulmaya neden olur. Bunların yanı sıra yıldırımların neden olduğu geçici gerilim değişimleri, sistem arızaları, büyük motorların kalkınma akımları, güç hattı kapasitör bankları anahtarlamalarının neden olduğu gerilim salınımları Elektrikte Güç Kalitesi konusunun ortak sorunlarıdır.

Güç Kalitesi Araştırmaları ağırlıklı olarak dört alanı kapsamaktadır. Temel kavramlar, Güç kalitesi izleme ve ölçüm, modelleme ve analiz, mühendislik uygulamaları ve problem çözümü. Çalışmaların çoğu dağıtım sistemindeki müşterilerin hassas ekipmanlarının maruz kaldığı, hem sistemin hem de yerel ağıdaki güç bozukluklarının neden olduğu çeşitli hatalı veya eksik operasyon ve kesintiler üzerine odaklanır[18].

Elektrik güç kalitesi ile ilgili terimlerin tanımlanmasında ve güç kalitesinin endüstriyel uygulama sahaları ile ilgili standartların oluşturulmasında; IEEE SCC 22, (Institute of Electric and Electronics Engineers Standards Coordinating Committee), IEC (International Electrotechnical Commission), CIGRE (Congress International des Grand Reseaux Electriques a Haute Tension) vb. uluslararası komitelerin önemli katkıları olmuştur.

Tablo 3.1. Güç kalitesine etki eden problem kaynakları ve koruma ekipmanları[19]

Güç kalitesi	Muhtemel Neden	Problemin etkisi	Koruma ekipmanı
Gerilim düşmesi	- Yıldırım düşmesi - Sistem hataları - Büyük yüklerin devreye alınması	- Bilgisayar ve kontrollerde kullanılan hassas devrelerin yanlış çalışması - Ekipmanların çökmesi	- Gerilim regülatörü - KGK - Statik düzenleyici - Motor-generatör grubu
Aşırı veya düşük gerilim	- Zayıf gerilim regülasyonu - Aşırı devre yükleri	- Anormal gerilimden dolayı ekipmanlarda hata veya çökme - Aşırı motor akımı	- Gerilim regülatörü - KGK - Hat düzenleyici
Kesinti	- Güç sistem hataları - Güç hatlarını kapsayan hatalar	Elektronik cihazların yanlış çalışması ya da hiç çalışmaması	- KGK - Motor-generatör grubu
Geçici olaylar	- Yıldırım düşmesi - Şebeke anahtarlama	Ekipmanlarda hasar	- Parafudr - Dalga bastırıcı
Harmonik Bozulma	- Güç konverterleri - Ark fırınları - Gaz deşarjlı aydınlatma cihazları	- Rölelerin hatalı çalışması - Motor - trafo nötr iletkeninde ısınma - Yalıtımın delinmesi	- Filtre - Hat düzenleyici
Gerilim yükselmesi	Büyük yüklerin azaltılması veya tamamen devreden çıkartılması	Cihaz yalıtımının delinmesi	- Gerilim regülatörü - KGK - Motor – Generatör grubu
Elektriksel gürültü	- Radyo ekipmanları - Yetersiz topraklama - Zayıf bağlantılar	Mikro işlemci temelli ekipmanların hatalı çalışması	- Yalıtım transformatörü - KGK

Tablo 3.2. Güç kalitesi problemlerine neden olan durumlar [19]

Kategorisi			Dalga Şekli içeriği	Tipik Devam Süresi	Gerilim Genliği
Geçici olaylar (Transients)	Anlık darbeler	Nanosaniye mertebesi	5 ns yükseliş	< 50 ns	
		Mikrosaniye mertebesi	1µs yükseliş	50 ns – 1 ms	
		Milisaneye mertebesi	0.1 ms yükseliş	>1 ms	
	Salınımlar	Düşük Frekanslı	< 5 kHz	0.3 – 50 ms	0 – 4 pu
		Orta Frekanslı	5 – 500 kHz	20 µs	0 – 8 pu
		Yüksek Frekanslı	0.5 – 5 MHz	5 µs	0 – 4 pu
Kısa Süreli Değişimler	Anlık Değişimler	Kesintiler		0.5–30 periyot	< 0.1 pu
		Gerilim Düşümü		0.5–30 periyot	0.1–0.9pu
		Gerilim Yükselmesi		0.5–30 periyot	1.1–1.8pu
	3 Saniyeye Kadar Olan Değişimler	Kesintiler		30 periyot – 3s	< 0.1 pu
		Gerilim Düşümü		30 periyot – 3s	0.1–0.9pu
		Gerilim Yükselmesi		30 periyot – 3s	1.1–1.4pu
	1 Dakikanın Altındaki Değişimler	Kesintiler		3s – 1 dk	< 0.1 pu
		Gerilim Düşümü		3s – 1 dk	0.1–0.9pu
		Gerilim yükselmesi		3s – 1 dk	1.1–1.2pu
Uzun Süreli Değişimler		Tam Kesintiler		>1 dk	0.0 pu
		Gerilim Düşümü		>1 dk	0.8–0.9pu
		Gerilim Yükselmesi		>1 dk	1.1–1.2pu
Gerilim Dengesizliği				Sürekli Durum	0.5–2 %
Gerilim işaretinin Bozulması	DC Offset			Sürekli Durum	0–0.1 %
	Harmonikler		0 – 100. harmonikler	Sürekli Durum	0–20 %
	Gizli Harmonikler		0 – 6 kHz	Sürekli Durum	0–2 %
	Çentikler			Sürekli Durum	
	Gürültü		Geniş Band	Sürekli Durum	0.1 %
Gerilim Dalgalanmaları			< 25 Hz	Aralıklarla Oluşur	0.1–7 %
Güç Frekans Değişimleri				< 10 s	

3.1. Güç Kalitesi Problemlerine Neden Olan Durumlar

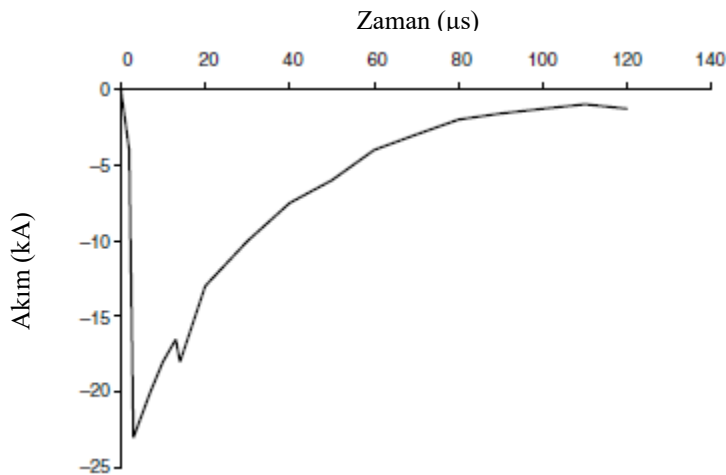
Bu durumları geçici olaylar, kısa süreli gerilim değişimleri, uzun süreli gerilim değişimleri, gerilim dengesizliği, frekans değişimleri, dalga şekli bozukluğu ve gerilim dalgalanması olarak sıralayabiliriz. Tablo 3.2.'de güç kalitesi problemlerine neden olan durumlar verilmiştir.

3.1.1. Geçici Olaylar (Transient)

Geçici olaylar şebekedeki değişikliklerin analizinde istenmeyen fakat kısa süreli olan olaylar, RLC tipindeki devre yapısından dolayı oluşan sönümlü salınımları ifade etmede kullanılan bir terimdir. Diğer bir ifade ile geçici olaylar sistemin bir kalıcı olaydan diğerine geçişi esnasında meydana gelen değişikliklerdir. Genel olarak geçici olaylar Darbesel ve salınımsal olmak üzere ikiye ayrılır [19].

Darbesel Geçici Olaylar (Impulsive Transient)

Darbesel geçici olaylar akımda, gerilimde veya her ikisinde meydana gelen tek kutuplu (pozitif veya negatif), akım, gerilim ya da her ikisinin sürekli durum koşulunda güç frekansında olmayan ani değişimlerdir. Darbesel geçici olaylar genelde yükselme veya alçalma zamanları ile karakterize edilirler ve olayların büyük bir çoğunluğu yıldırım olaylarıdır. Darbesel geçici olaylar sırasında oluşan gerilim ve akımların frekansı yüksek olduğundan dalga biçimleri hızlı bir şekilde değişir. Şekil 3.1' de yıldırımın sebep olduğu tipik bir darbesel geçici olay gösterilmiştir.

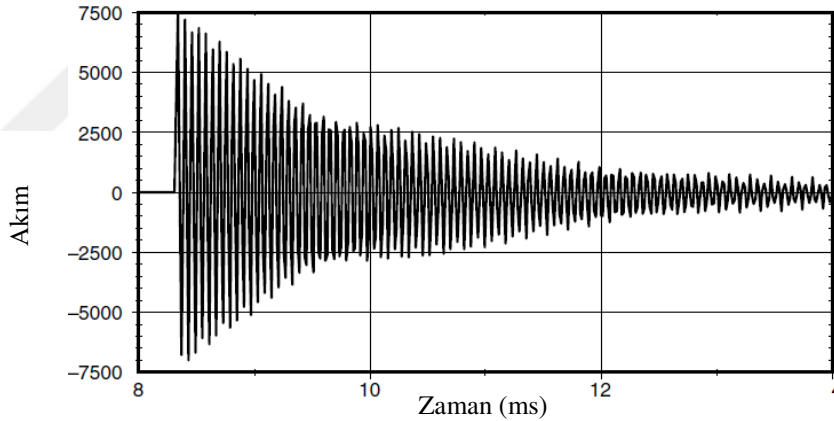


Şekil 3.1. Yıldırım düşmesi sonucu oluşan darbesel geçici olay [19]

Salınımsal Geçici Olaylar (Oscillatory Transient)

Salınımsal geçici olay akımda, gerilimde veya her ikisinde meydana gelen ani ve çift kutuplu yani hem pozitif ve hem de negatif değerler alan değişikliklerdir. Salınımsal geçici olaylar frekans spektrumu, devamlılık süresi ve tepe değeri ile ifade edilirler.

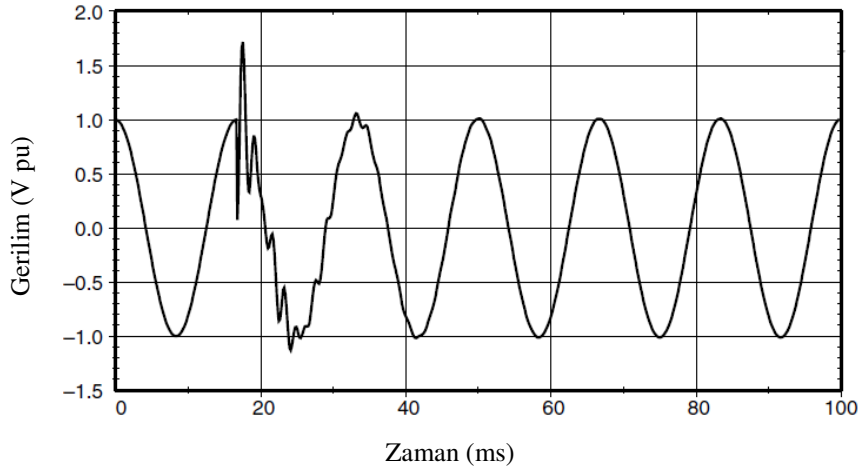
Salınımsal geçici olaylar frekans spektrumuna göre düşük frekanslı, orta frekanslı ve yüksek frekanslı olarak üçe ayrılır. Temel frekans değeri 500 kHz ve üzeri ve tipik süresi μ s'ler cinsinden ifade edilen salınımsal geçici olaylar yüksek frekanslı salınımsal geçici olay olarak adlandırılır. Bu tip salınımlar genelde yerel sistemlerin darbesel geçici olaylara verdiği cevabın sonucudur. Temel frekans değeri 5 ve 500 kHz arasında olan ve tipik süresi 10 x μ s'ler cinsinden ifade edilen salınımsal geçici olaylar orta frekanslı salınımsal geçici olay olarak adlandırılır. Bu tip salınımlar genelde kapasitör anahtarlama sonucu oluşur. Dağıtım sistemleri içinde temel frekansı 300 Hz'den az olan düşük frekanslı salınımsal geçici olaylarda olabilir. Bunlar genellikle transformatörlerin devreye alınması sırasında oluşur. Şekil 3.2.'de kapasitör anahtarlama sonucu oluşan salınımsal geçici olayın akım zaman grafiği verilmiştir.



Şekil 3.2. Kapasitör anahtarlama sonucu oluşan salınımsal geçici olay [19]

3.1.2. Kısa Süreli Gerilim Değişimleri

Güç sistemlerindeki hatalar, yol verme akımları yüksek olan yüklerin devreye alınması ve dağıtım sistemindeki bağlantı kopuklukları kısa süreli gerilim değişimlerinin nedeni olarak gösterilebilir. Bu kategoriye giren geçici olaylar sürelerine göre ani, kısa süreli ve geçici olarak sınıflandırılabilir. Sistem durumuna ve hatanın yerine göre bu tür durumlar sadece gerilim düşmesine değil gerilim yükselmesine ve gerilim kesilmesine de neden olabilirler. Şekil 3.3.'de alçak frekanslı salınımsal bir geçici olayın gerilim - zaman grafiği verilmiştir.



Şekil 3.3. Alçak frekanslı salınımsal geçici olay [19]

Kısa Süreli Gerilim Yükselmeleri (Swell)

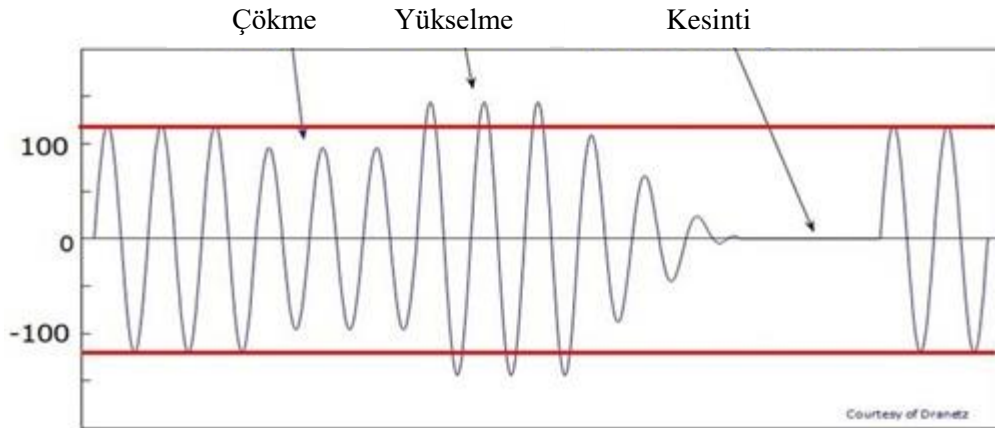
Güç sistemi frekansındaki gerilimin efektif değerinin 0.5 periyod ile bir dakika arasındaki bir süre boyunca 1.1-1.8 pu arasında artmasına gerilimin yükselmesi denir. Faz-toprak arızasında arızasız fazlarda gerilim yükselmesi olur[20].

Kısa Süreli Gerilim Çökmesi (Sag)

Gerilim veya akımın efektif değerinin 10 ms-1 dakika kadar 0.1 ve 0.9 pu azalması çökmedir. Gerilim çökmesi genellikle güç sistemi ve motor çalışma akımlarının neden olduğu RMS gerilim büyüklüğünde birkaç saniye süren azalmadır. Dağıtım sistemi ve iletim hatları arızalarının büyük çoğunluğu faz – toprak arızalarıdır. Bu arızalar müşteriler açısından gerilim çökmesinin en sık nedenidir. Gerilim çökmesi sistem arızaları nedeniyle 3-6 çevrim boyunca sürer, ki bu arızayı gidermek için kesici operasyonu toplam süresidir. Genellikle motor kalkınma akımlarının neden olduğu gerilim çökmesi daha uzundur fakat çökme için küçük bir büyüklüktür[18].

Kesinti (Interruption)

U_{ref} in yüzde birkaçına kadar olan özel bir gerilim düşüklüğüdür (%1-%10 arası). Sadece süre olmak üzere tek bir parametre ile karakterize edilirler. Kısa kesintiler bir dakikadan daha az sürer (şebekenin işletme koşullarına bağlı olarak üç dakikaya kadar çıkabilir) ve genellikle, uzun süreli kesintilerden kaçınmak amacıyla tasarlanmış bir devre kesicinin açılması veya otomatikman kapanmasıyla sonuçlanır. Kısa ve uzun süreli kesintiler hem kaynaklarına göre hem de meydana gelmelerini önlemek veya azaltmak amacıyla getirilen çözümlere göre farklılık gösterirler. Şekil 3.4.’de RMS geriliminde oluşan gerilim çökmesi, yükselmesi ve kesinti olayları gösterilmiştir.



Şekil 3.4. RMS geriliminde oluşan gerilim çökmesi, yükselmesi ve kesinti olayları[21]

3.1.3. Uzun Süreli Gerilim Değişimleri

Uzun süreli değişimler bir dakikadan daha uzun süreli olan gerilimin efektif değeri civarındaki sapmalardır. ANSI gerilim değişiminin uzun süreli olması için bir dakikadan daha uzun sürmesi gerektiğini belirtmiştir. Uzun süreli değişimler aşırı gerilim veya düşük gerilim olabilir. Aşırı veya düşük gerilimler sadece şebekedeki arızaların sonucu olmayıp yük değişimleri ve şebekedeki açma -kapama olayları sebebiyle de oluşabilirler.

Aşırı Gerilim (Over voltage)

Aşırı gerilim bir dakikadan daha uzun bir süre için gerilimin efektif değerinin % 110 artmasıdır. Aşırı gerilim genellikle enterkonnekte sistemdeki veya dağıtım sistemindeki büyük bir yükün veya generatör grubunun devre dışı kalması veya kondansatör grubunun tamamen devreye alınması sırasında oluşur. Aşırı gerilim şebekede ya gerilim ayarının zayıf olması ya da uygun bir gerilim kontrolünün yapılmaması sonucu olabilir. Yanlış yapılan bir transformatör gerilim ayarı da aşırı gerilime neden olur.

Düşük Gerilim (Under voltage)

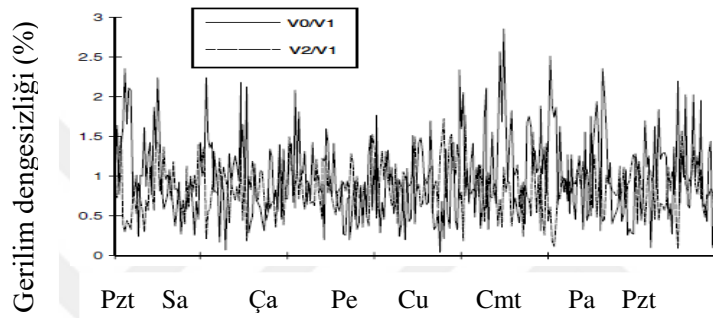
Düşük gerilim bir dakikadan daha uzun bir süre gerilimin efektif değerinin %90 azalmasıdır. Düşük gerilime neden olan olaylar aşırı gerilimi oluşturan olayların tam tersidir. Yani bir yükün devreye girmesi veya kondansatörlerin devre dışı kalması düşük gerilime neden olur. Ayrıca aşırı yüklü devreler ve sistemlerde düşük gerilime sebep olabilir.

Kalıcı Gerilim Kesintileri

Kalıcı gerilim kesintisi, gerilimin bir dakikadan uzun bir süre boyunca değerinin sıfıra düşmesidir. Bir dakikayı aşan kesintiler genelde sistem bakımına neden olurlar.

3.1.4. Gerilim Dengesizliği

Ardışık fazlar arasındaki faz açılarının eşit olmaması durumu ya da üç fazlı gerilim ve akım ortalamasından yüzde olarak maksimum sapma olarak ifade edilir. Dengesizlik genellikle simetrik bileşenler kullanarak da tanımlanır. Yüzde dengesizliği belirlemek için ya negatif bileşenin (V_-) pozitif bileşene (V_+) oranı ya da sıfır bileşenin (V_0) pozitif bileşene oranı (V_+) kullanılır. Şekil 3.5.'de bir besleme hattı için dengesizlik değerlerinin haftanın günlerinde yüzde olarak değişimi gösterilmiştir.



Şekil 3.5. Bir besleme hattı için dengesizlik değerleri[19]

3.1.5. Frekans Değişimleri

Frekans değişimleri, güç sisteminin nominal frekansından (50 Hz, 60 Hz gibi) sapması olarak tanımlanır. Frekans sistemdeki generatörlerin açısal hızları ile ilişkili bir parametredir. Yük ile kaynak arasında dinamik bir denge olduğundan genelde çok küçük miktarlarda bir frekans değişimi olur. Frekanstaki sapma miktarı yük karakteristiğine, ayrıca generatör kontrolünün yük değişimine cevabına göre değişir. Frekans değişimi, iletim hatlarında büyük bir arıza, büyük miktarda bir yükün devre dışı kalması ya da büyük güçte bir generatörün devre dışı kalması ile beklenen sınırların ötesine çıkabilir. Modern enterkonekte güç sistemlerinde ciddi frekans değişimleri oldukça az olmaktadır. Gerilim çentikleri kimi zaman frekans değişimlerine sebebiyet verebilir. Gerilim çentikleri aniden sıfıra yakın bir değer olarak çeşitli kontrol cihazlarının yanıltabilirler ve bununla birlikte frekansı etkileyebilirler.

3.1.6. Dalga Şekli Bozukluğu

Dalga şekli bozukluğu temel frekanstaki sinüzoidal şeklin bozulması olarak tanımlanır ve spektrumsal olarak karakterize edilir. Beş çeşit temel dalga şekli bozukluğu vardır.

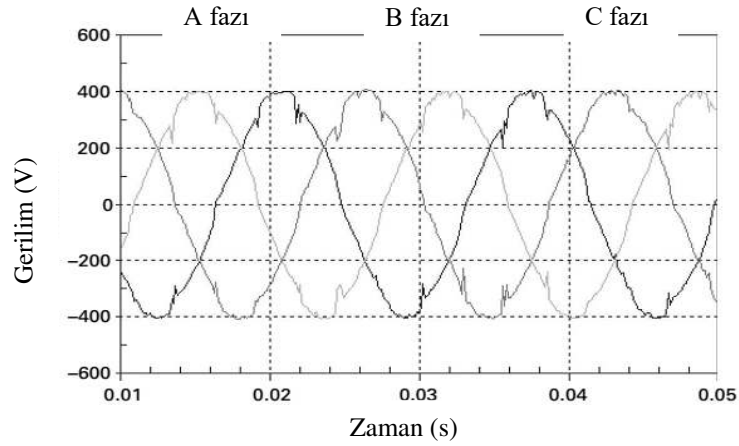
- Doğru akım bileşeni (DC-offset)
- Çentik etkisi
- Gürültü
- Harmonikler
- Ara harmonikler

DA bileşen

AA sisteminde yarım dalga doğrultucuların etkisiyle DA gerilim ve akımının bulunması durumudur. Sistemde oluşan DA bileşenler transformatörlerin normal çalışma koşullarında doymaya gitmelerine bunun sonucunda da ısınmalarına ve kayıplarının artmasına neden olur. Doğru akım bileşeni aynı zamanda toprak bağlantılarının ve diğer bağlantıların aşınmasına da neden olurlar.

Çentik Etkisi (Notching)

Güç elektroniği cihazlarının bir fazdan diğerine geçerken gerilim dalga formunda oluşturdukları periyodik bozulmadır. Periyodik olarak harmonik spektrumu ile karakterize edilebilen çentik etkisi genelde özel bir durum olarak ifade edilir. Çentik etkisi harmonik frekansının yüksek olduğundan dolayı harmonik analizi yapan cihazlarda algılanmayabilir. Şekil 3.6.'da gerilimde oluşan çentik etkisi gösterilmiştir.



Şekil 3.6. Çentik etkisi

Gürültü (Noise)

Gerilim ve akımdaki 200 kHz 'den daha küçük bir frekans spektrumuna sahip istenmeyen işaretlerdir. Genel olarak geçici olay ya da harmonik sınıflandırmasına girmeyen bozulmalardır.

Kontrol devreleri, güç elektroniği cihazları ve ark ekipmanları gibi işleme bağlı elemanlardan kaynaklanabilir. Gürültü programlanabilir kontrolörlerin ve mikro işlemcilerin çalışmasını bozabilir. İyi bir topraklama, filtre, yalıtım transformatörü ya da kompensatörler ile sorun giderilebilir.

Harmonikler

Temel frekansın (50Hz – 60Hz) tam katlarında frekansa sahip (150, 350Hz - 180, 420Hz gibi) sinüs şeklinde gerilim ve akımlardır. Bozulmuş dalga biçimi temel dalga ve tüm harmonik bileşenlerin toplamı olarak ifade edilebilir. Harmonikler şebekeden beslenen doğrusal olmayan yüklerden kaynaklanır.

Harmonik bozulma seviyesi, her harmonik bileşenin genliği ve faz açılarını belirten harmonik spektrumu ile açıklanabilir. Fakat daha pratik yorum yapılabilmesi için temel bileşen hariç olmak üzere Toplam Harmonik Bozulması THD (Toplam Harmonic Distortion) şeklinde her bir bileşenin karelerinin toplamının karekökünün temel bileşene oranı olarak ifade edilir. Harmonikler konusu 4. Kısımda genel olarak ele alınacaktır.

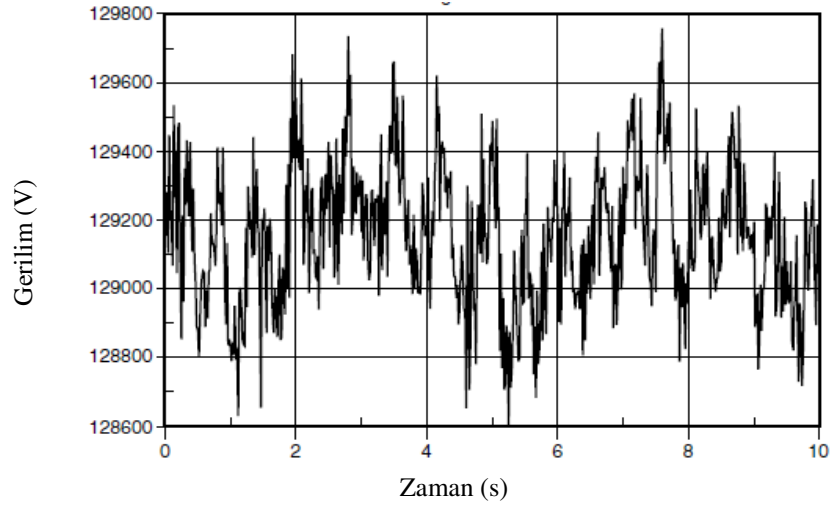
Ara Harmonikler (Interharmonic)

Temel frekansın tam katları olmayan frekansa sahip (153Hz, 357Hz – 186Hz, 426Hz gibi) sinüs biçimli gerilim ve akımlardır. Ara harmonikler ayrık frekanslarda veya geniş band spektrumunda bulunabilirler.

Ara harmonikler tüm gerilim sınıfındaki şebekelerde görülebilirler. Frekans konverterleri, siklokonverterler asenkron motorlar ve ark cihazları daha çok bu bozulmaya neden olurlar.

3.1.7. Gerilim Dalgalanması

Rastlantısal veya sistematik gerilim değişiklikleri kapsamında 0.9 pu ile 1.1 pu seviyesini aşmayan gerilim dalgalanmaları elektromanyetik bir olaydır. Fliker işareti temel bileşenin yüzdesi olarak efektif genlik cinsinden tanımlandığından gerilim dalgalanmalarının bir çeşididir. Ark fırınlarının meydana getirdiği gerilim dalgalanmalarına da yaygın olarak rastlanmaktadır. Şekil 3.7.'de ark ocağının neden olduğu gerilim dalgalanması gösterilmiştir.

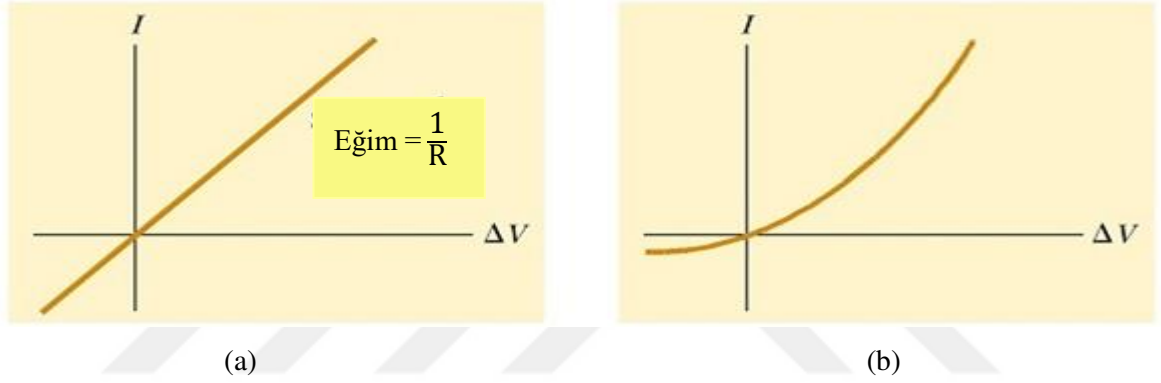


Şekil 3.7. Ark ocağının neden olduğu gerilim dalgalanması [19]

4. HARMONİKLER'E GENEL BAKIŞ

Kısaca gerilim ve akımın dalga şeklinin sinüs biçiminden uzaklaşmasına neden olan harmonikler; transformatörler, ark fırınları vb. gibi bazı doğrusal olmayan yüklerden kaynaklanıyor iken son yıllarda güç sisteminde teknolojinin gelişmesi ile yüksek güçlü yarı iletken anahtarlamalı güç elektroniği elemanlarının artması neticesinde daha önemli bir konu haline gelmiştir.

Doğrusal olmayan yüklerin etkisiyle akım ve gerilim dalga biçimleri, temel dalga dışındaki periyodik, sinüzoidal, fakat frekans ve genliği farklı harmonik olarak adlandırılan dalgaların toplamından oluşmaktadır.



Şekil 4.1. (a) Doğrusal ve (b) Doğrusal olmayan elemanların I-V karakteristikleri[22]

Akımda ve gerilimde bulunan harmonik bileşen, kaynak ve yükün durumuna bağlı olarak oluşmaktadır. Bu durum Tablo 4.1’de görülmektedir.

Tablo 4.1. Kaynak ve yüke göre meydana gelen harmonik bileşenler

İşletme Türü		Harmonik Bileşenler		
Kaynak	Yük	Gerilimde	Akımda	Açıklama
Sinüzoidal	Doğrusal	-	-	Harmonik yok
Sinüzoidal	Doğrusal olmayan	-	Var	Yük nedeniyle akımda harmonik bileşen
Sinüzoidal olmayan	Doğrusal	Var	Var	Gerilim nedeniyle aynı harmonik bileşen
Sinüzoidal olmayan	Doğrusal olmayan	Var	Var	Aynı ve farklı harmonik bileşenler bulunabilir

Harmonikler; motor ve jeneratörlerde momentin azalmasına ve aşırı ısınmaya, kapasitör banklarında sıcaklık ve gerilimin artmasına, elektronik devrelerde anahtarlama ve veri geçişlerinde hatalı operasyonlara neden olduğundan dolayı güç sisteminde önemli bir sorundur [22].

Harmoniklerin analizinde kullanılan matematiksel formül olan fourier serileri, bileşke dalgayı onu oluşturan temel dalga ve temel dalga frekansının tam katları olan harmonikli akım ve gerilim dalgalarına ayırmada yararlanılan bir yöntemdir. Fourier serileri ile yapılan analiz aşağıdaki formüllerle ifade edilir.

$$f(x) = F_0 + f_1(t) + f_2(t) + \dots + f_n(t) \quad (4.1)$$

$$= F_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos \omega t + b_n \sin \omega t) \quad (4.2)$$

$$F_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt, \quad a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos n\omega t dt, \quad n = 1, 2, 3 \dots \infty \quad (4.3)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin n\omega t dt, \quad n = 1, 2, 3 \dots \infty \quad (4.4)$$

Sinüzoidal durumlarda kullanılan formüller (tek faz için):

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (4.5)$$

$$P = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \cdot \cos \phi \quad (4.6)$$

$$Q = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \cdot \sin \phi \quad (4.7)$$

Anlık aktif güç P

$$P(t) = V(t) \cdot I(t) \quad (4.8)$$

$$V(t) = V(t + T_0) \quad (4.9)$$

$$I(t) = I(t + T_0) \quad (4.10)$$

T_0 periyodu içerisinde harcanan anlık güç

$$P = \frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} P(t) \cdot dt \quad (4.11)$$

Akım ve gerilimin RMS değeri

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} V^2(t) dt} \quad (4.12)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} I^2(t) dt} \quad (4.13)$$

Görünür (zahiri) güç:

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (4.14)$$

Güç faktörü

$$\cos\phi = \frac{P}{S} \quad (4.15)$$

Doğrusal olmayan yük durumunda ani değer, etkin değer ve güç

$$V(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [V_n \cos(n\omega_0 t + \theta_n)] \quad (4.16)$$

$$I(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [I_n \cos(n\omega_0 t + \phi_n)] \quad (4.17)$$

$$P = \sum_{n=0}^{\infty} P_n = V_0 I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} V_{n,RMS} I_{n,RMS} \cos(\theta_n - \phi_n) \quad (4.18)$$

$$= V_0 I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} V_{n,RMS} I_{n,RMS} \cos \varphi_n \quad (4.19)$$

$$= V_0 I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{V_{n,max} I_{n,max}}{2} \cdot \cos \varphi_n \quad (4.20)$$

RMS değeri:

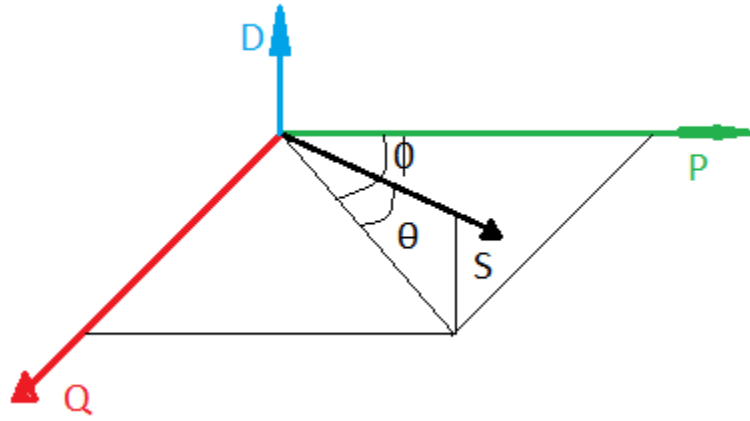
$$V_{RMS} = \sqrt{V_0^2 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{V_n^2}{2}} \quad (4.21)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{I_0^2 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{I_n^2}{2}} = \sqrt{\frac{V_0^2}{R^2} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{V_n^2}{2R^2}} \quad (4.22)$$

$$pf = \frac{P}{S} = \frac{V_{RMS} I_{1,RMS} \cos(\theta - \phi_1)}{V_{RMS} I_{RMS}} = \frac{I_{1,RMS} \cos(\theta - \phi_1)}{I_{RMS}} \quad (4.23)$$

$$DF = \frac{I_{1,RMS}}{I_{RMS}} \Rightarrow pf = [\cos(\theta - \phi_1)] DF \quad (4.24)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (4.25)$$



Şekil 4.3. Görünür gücün bileşenleri ile arasındaki ilişki

Formülde üçgen içine alınan kısım sinüzoidal olmayan akım nedeniyle güç faktörünün düşme miktarı olan Bozulma Faktörünü (DF) ifade eder.

THD (Total Harmonic Distortion) olarak harmonik büyüklüklerin sınırlandırılmasını amaçlayan standartlarda yaygın olarak ifade edilen akım ve gerilim için toplam harmonik bozulma formülleri aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$THD_V = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2} \times 100\% \quad (4.26)$$

Denkleminde V_1 temel bileşendir. V_2 'den V_n 'e kadar olan değerler ise harmonik bileşenlerdir.

$$TDD = \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \quad (4.27)$$

TDD (Total Demand Distortion) olarak ifade edilen bir diğer büyüklük Toplam Talep Bozulmasıdır. Toplam harmonik akım bozulma da aşağıdaki gibi formülize edilir.

$$THD_I = \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \times 100\% \quad (4.28)$$

4.1. Harmonik içerikli Akım Çekilmesinin Nedenlerinden Bazıları

- Motorların manyetik devrelerinde doyma
- Elektrik makinelerindeki değişken hava aralığının yol açtığı harmonikler
- Senkron makinelerde ani yük değişimlerinin manyetik akı dalga şekillerindeki bozulmaları ve çekilen akıma yansıması
- Doyma bölgesinde çalışan transformatörlerin mıknatıslanma akımları
- Motor hız kontrol düzenleri
- Ark fırınları ve haddehaneler
- Metro taşımacılığında kullanılan sürücüler
- İndüksiyon eritme ve ısıtma fırınları
- Yarı-iletken kontrollü cihazlar
- Tristörlü dinamik kompanzasyon
- Deşarj lambaları
- Kesintisiz güç kaynakları
- TV ve bilgisayarlar
- Floresant lambaları ve elektronik balastlar
- Akü şarj sistemleri
- Plastik enjeksiyon
- Kaynak makineleri
- Dalma erezyon ve tel erozyon sistemler
- Statik Var kompanzatörleri

4.2. Harmoniklerin Güç Sistemlerinde Yol Açtığı Bazı Problemler

Elektrik güç sistemlerinde harmoniklerden dolayı gerilim ve akım dalga şekillerinin bozulması çok çeşitli problemlere yol açmaktadır.

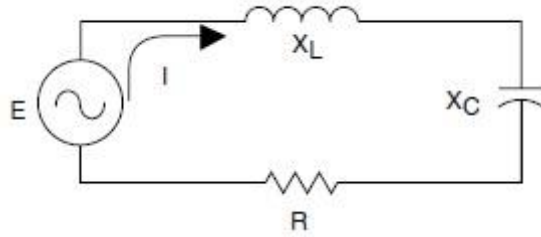
- Generatör ve şebeke geriliminin dalga seklinin bozulması,
- Elektrik güç sistemi elemanlarında ve yüklerde ek kayıplar oluşması,
- Güç üretiminde, iletiminde ve dağıtımında verimin düşmesi,
- Gerilim düşümünün artması,
- Toprak kısa devre akımlarının daha büyük değerlere ulaşması,
- Kondansatörlerin düşük kapasitif reaktans göstermesi sebebiyle aşırı yüklenmeleri ve zarar görmeleri,
- Senkron ve asenkron motorlarda salınımların oluşması nedeniyle aşırı ısınmalar,
- Koruma sistemlerinin hatalı çalışmaları,
- Kesintisiz güç kaynaklarının veriminin düşmesi,
- Aydınlatma elemanlarında ve monitörde görüntü titreşimi meydana getirmesi,
- Elektrikli cihazların ömrünün kısalması,
- Sesli ve görüntülü iletişim araçlarının parazitli ve anormal çalışması,
- Mikroişlemcilerin hatalı çalışması,
- Harmoniklerden kaynaklanan gürültü nedeniyle kontrol sistemlerinin hatalı işletimi,
- Yalıtım malzemesinin zorlanması ve delinmesi,
- Şebekede rezonans olaylarının meydana gelmesi, aşırı gerilim ve akımların oluşması,
- Endüksiyon tip sayaçların yanlış ölçüm yapması

4.3. Harmoniklerin Neden Olduğu Rezonans Olayları

Bir elektrik devresinde frekansla doğru orantılı olan endüktif reaktans ile ters orantılı olan kapasitif reaktans değerinin, sistemin durumuna göre değişen belirli bir frekans değerinde eşit olması durumuna rezonans, bu frekans değerine de rezonans frekansı denir. Sistem rezonansının harmonik frekanslarından birine yakın bir değerde oluşması durumunda devrede aşırı akımlar veya aşırı gerilimler meydana gelir buda tesiste cihazların aşırı ölçüde zarar görmesine neden olabilir. Seri ve paralel olmak üzere iki türlü rezonans durumu vardır.

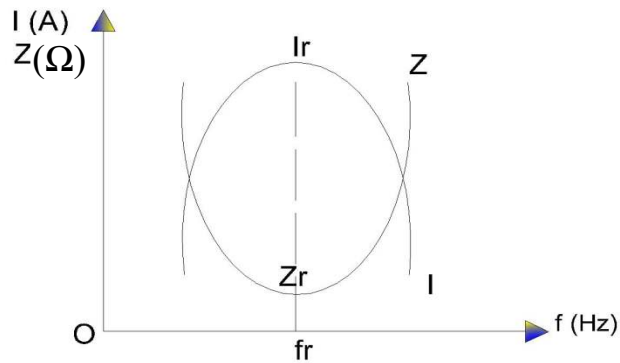
4.3.1. Seri Rezonans

Şekil 4.4.'de gösterilen seri RLC devresinde endüktif ve kapasitif reaktansın eşit olması durumunda devredeki omik direncin çok küçük olmasından dolayı empedans değeri de küçük olması ve devreye küçük genlikli bir gerilim uygulansa bile devreden yüksek genlikli rezonans akımlarının akmasına neden olması olayıdır.



Şekil 4.4. Seri rezonans devresi

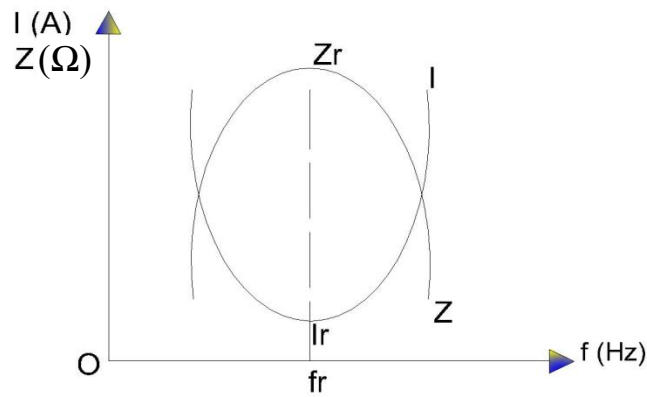
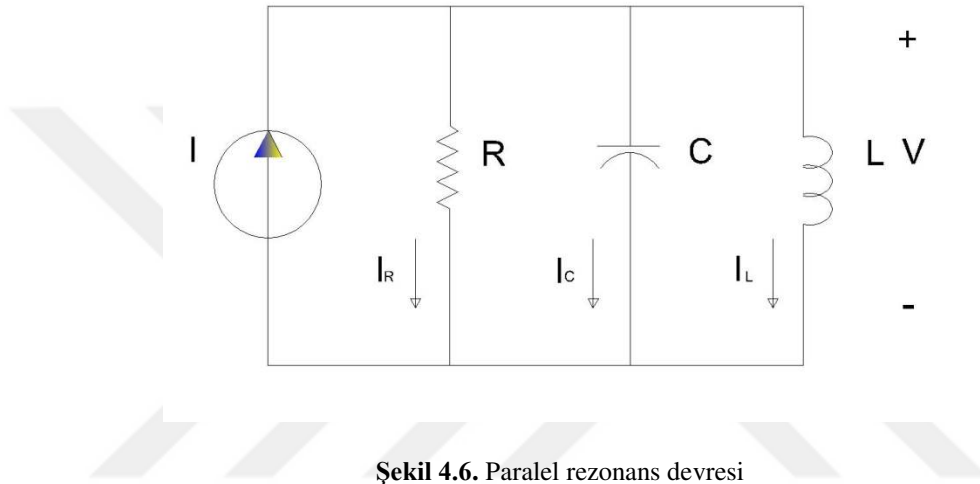
Rezonans durumunda $X_L = X_C$ olduğu için devre empedansı saf omik olur. Bu durumda empedans minimum olduğu için akım maksimum değer alır. Bu durum Şekil 4.5.'de gösterilmiştir.



Şekil 4.5. Seri rezonanstaki akım ve empedansın frekansa göre değişimi

4.3.2. Paralel Rezonans

Şekil 4.6.'da gösterilen paralel RLC devresinde endüktif ve kapasitif reaktans değerlerinin eşit olması durumudur. Seri rezonansa göre daha çok karşılaşılan bu durumda devre admitansının düşük olması küçük bir rezonans akımının büyük bir gerilimde meydana gelmesine neden olacaktır. Paralel rezonans durumunda Şekil 4.7.'de gösterildiği gibi maksimum değer alan empedans özellikle harmonikli devrelerde düşük genlikli bir akım geçse bile yüksek genlikli tehlikeli rezonans gerilimlerine neden olur.



Paralel rezonanstaki endüktansın ve kondansatörün büyük değerde olan akımları birbirine eşit ve toplamı sıfırdır. Bu nedenle paralel rezonansa akım rezonansı da denir[23].

4.3.3. Rezonansın Etkileri

Temel dalga frekansı olan 50 Hz de reaktif güç kompanzasyonu için kullanılan kondansatörler bu frekans için dizayn edildiğinden rezonans meydana gelmemektedir. Ancak sistemde devredeki L ve C değerine bağlı olarak harmoniklerin ürettikleri harmonik frekanslarında rezonans meydana gelebilir. Daha çok 5. ve 7. harmonik civarında meydana gelen sistem rezonansı harmonik frekanslarından birine yakın değerlerde meydana gelirse yüksek değerlerde harmonik akım ve gerilimler oluşacaktır.

Kompanzasyon tesisleri de harmoniklerin genliklerini arttırarak etkilerini büyüttüğünden dolayı THD'nin artmasına ve sistemin rezonans frekansının düşmesine neden olabilir. Seri ve paralel rezonansın etkileri aşağıdaki durumları meydana getirebilir.

- L ve C elemanlarına ait gerilimler yükselir, aşırı akım geçer,
- Devre elemanlarında izolasyon zorlanmaları, kondansatörlerin dielektrik malzemelerinde delinmeler, aşırı ısınmadan dolayı kalıcı hasarlar meydana gelebilir,
- Harmonik gerilimler yükselir, THD değerinin artmasıyla tüketicilere uygulanan gerilimin dalga şekli bozulur, dolayısıyla enerji kalitesi olumsuz olarak etkilenir,
- Devreden geçen büyük akımlar, anahtarların ve kontaktörlerin kontaklarında aşırı ısınmaya yol açar,
- Devre bağlantı iletkenlerinde, özellikle kondansatör bağlanmalarında aşırı ısınmalara ve kısa devrelere neden olur,
- Kondansatör ünitesinde ve sistem reaktansında yüksek harmonik akımlarına neden olur.

4.4. Uluslararası Standartlara Göre Harmonik Sınır Değerleri

Bir sistemde ölçülen THD akım ve gerilim değerlerine göre sistemin enerji kirliliği hakkında aşağıdaki yorumu yapabiliriz.

- $THD_v < \%2,5$ ve $THD_i < \%10$ ise tesiste harmoniklerden ötürü enerji kirliliği yoktur.
- $THD_v \approx \%2,5$ ve $THD_i \geq \%10$ ise tesiste harmonik filtrasyon uygulaması teknik olarak uygundur. Ancak ekonomik şartlar için uygun olmayabilir.
- $THD_v \geq \%3$ ise paralel rezonans riski vardır ve tesis şartlarına uygun bir harmonik filtrasyon sistemi uygulaması hem teknik hem de ekonomik açıdan uygun çözümdür[14].

Normal ya da kabul edilebilir harmonik sınır değerlerini belirlemek adına çeşitli uluslararası organizasyonların geliştirdiği pek çok standart mevcuttur. IEEE sınırları IEEE 519 - 1992 ve IEEE 519A olmak üzere EN' den farklı olarak sadece gerilim değil hem akım hem de gerilim sınır değerleri iki dokümanda verilmiştir. Avrupa standartları Tablo 4.4.'de EN 50160'da

alçak gerilim ve yüksek gerilime ait gerilim harmoniklerinin sınır değerleri verilmiştir. IEC 61000 – 2 – 2 konutlarla ilgili alçak gerilim şebekelerine ait gerilim harmonik sınırlarını içermektedir. Tablo 4.2, Tablo 4.3, Tablo 4.5 ve Tablo 4.6’ da konu ile ilgili standartlar verilmiştir.

Tablo 4.2. IEEE Gerilim harmonik bozulma sınırları

Harmonik ölçümü alınan noktadaki gerilim (V_n)	Her bir harmonik için gerilim bozulma (%)	Gerilim için toplam harmonik bozulması THD _{Vn} (%)
$V_n \leq 69\text{kV}$	3,0	5,0

Tablo 4.3. IEEE dağıtım sistemi için akım harmonik bozulma sınırları *

$\leq 69\text{kV} V_n$						
I_K/I_L	$n < 11$	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$n \geq 35$	TDD
< 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

Tablo 4.4. EN 50160 Konutlarla ilgili alçak gerilim şebekeleri için gerilim harmonik bozulma sınırları

Alçak gerilim şebekesi ($\leq 1\text{kV}$)					
Tek harmonikler		Çift harmonikler		3 ve 3’ ün katı harmonikler	
n	$\%V_n$	n	$\%V_n$	n	$\%V_n$
5	6	2	2	3	5
7	5	4	1	9	1,5
11	3,5	6...24	0,5	15	0,5
13	3			21	0,5
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

***Not :**Tablodaki I_K sistemin kısa devre akımını, I_L ise yüke ait maksimum talep akımını (ortalama 15 ya da 30 dakikalık) ifade etmektedir.

Tablo 4.5. EN 50160 Konutlarla ilgili yüksek gerilim şebekeleri için gerilim harmonik bozulma sınırları

Yüksekgerilim şebekesi ($1\text{kV} \leq V \leq 35\text{kV}$)					
Tek harmonikler		Çift harmonikler		3 ve 3' ün katı harmonikler	
n	$\%V_n$	n	$\%V_n$	n	$\%V_n$
5	6	2	2	3	5
7	5	4	1	9	1,5
11	3,5	6...24	0,5	15	0,5
13	3			21	0,5
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

Tablo 4.6. IEC 61000 - 2 - 2 Konutlarla ilgili alçak gerilim şebekesi gerilim harmonik bozulma sınırları

Alçak gerilim şebekesi ($\leq 1\text{kV}$) Not: $k=0,2+12,5/n$					
Tek harmonikler		Çift harmonikler		3 ve 3' ün katı harmonikler	
n	$\%V_n$	n	$\%V_n$	n	$\%V_n$
5	6	2	2	3	5
7	5	4	1	9	1,5
11	3,5	6	0,5	15	0,3
13	3	8	0,5	≥ 21	0,2
17	2	10	0,5		
19	1,5	≥ 12	0,2		
23	1,5				
25	1,5				
≥ 29	k				

4.5. Harmoniklerin Azaltılması

Şebekedeki harmoniklerin yok edilmesi ya da istenen seviyelere çekilmesi şebekenin ve elektrikli cihazların güvenliği açısından önemlidir. Harmoniklerin varlığının tespiti kadar çözümünün de nasıl olacağı bir o kadar önemlidir. Problemi yok etmek pek çok durumda ekonomik olmayabilir. En iyi çözüm ihtiyaç duyulan kalite seviyesinin sağlandığı toplam enerji kalitesi maliyetini minimuma indiren yöntemdir.

Harmoniklerin etkileri ya tasarım aşamasında alınacak önlemlerle yani çok az harmonik üretecek şekilde tasarlanarak azaltılabilir ya da sistemde harmonik üretildikten sonra yok edilebilir. Harmoniklerin azaltılması kısaca aşağıdaki yöntemlerle yapılır.

4.5.1. Tesisin Gereğinden Büyük Tasarlanması

Harmonik akımların yok edilmesinden çok etkilerinin azaltılması amacıyla yükte oluşturulan harmonik akımlar, gerilim düşümlerine dönüşmesin diye tesiste kullanılan ekipmanların gereğinden yüksek değerde seçilerek tasarlanmasıdır. Örneğin nötr iletkenin kesitinin artırılması ya da tesiste kullanılan cihazların bir üst nominal akımda seçilmesidir. Maliyet artışlarına neden olması ve tam olarak istenen değerde harmonik filtrasyon sağlamadığından dolayı pek tercih edilmemektedir.

4.5.2. Seri Reaktörler

Hassas ekipmanların DA barasında geçici aşırı gerilimi sınırlamak için yaygın olarak kullanılan yöntem, AA giriş terminaline bir seri reaktör düzenlenmesidir. Reaktörler pahalı değildir fakat etkileri sınırlıdır. Her yük için ayrı takılarak akım bozulması yaklaşık olarak yarıya inmektedir. Harmoniklerin en büyük etkilerinin olduğu kompanzasyon sistemlerine de seri endüktans (reaktör) bağlanarak yüksek empedans sağlanır ve harmonikli akımların kompanzasyon devresine geçişi engellenir. Dolayısıyla hem kompanzasyon sisteminin ömrü uzatılmış olur hem de harmonikler azaltılmış olur.

4.5.3. Özel Bağlantılı Transformatörler

Faz kaydırma transformatörleri olarak da isimlendirilen bu transformatörler sadece 3. Harmonik ve katlarını azaltmada etkilidir.

4.6. Harmonik Filtreler

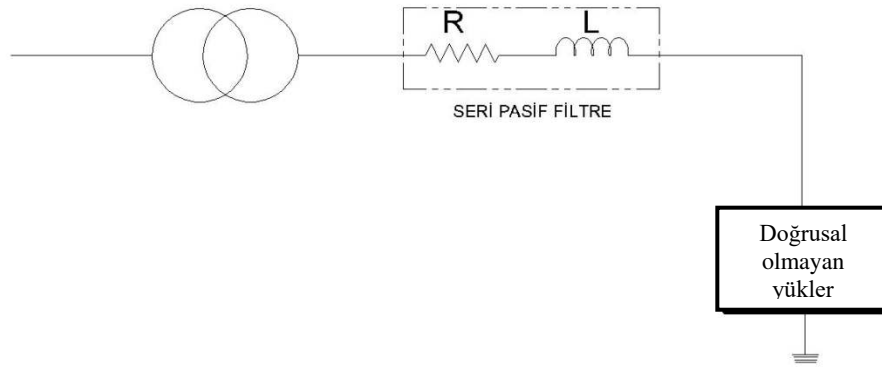
Devreye yerleştirilen ve istenen harmonik akımının süzülmesini sağlayan devrelere harmonik filtresi adı verilir. Harmonik filtrelemenin amacı akım veya gerilimdeki harmonik mertebelerinin etkilerini azaltmak ya da yok etmektir. Filtre dizayn aşamasında şebekenin teknik olarak iyi analiz edilmesi ve buna göre nasıl filtreleme yapılacağı belirlenmelidir. Genelde en etkin harmonik bileşenler için tasarım yapılır. Filtreler hem teknik hem de ekonomik açıdan günümüzde gün geçtikçe önemini arttırmaktadır. İşlev bakımından filtreler pasif, aktif ve hibrid filtreler olmak üzere üçe ayrılır.

4.6.1. Pasif Filtreler

Temel frekans dışındaki bileşenleri yok etmek amacıyla kaynak ile alıcı arasına konulan kondansatör C, indüktans L ve bazı durumlarda omik direnç R bileşimi olan filtrelerdir. Pasif filtrelerde sadece yok edilmek istenen harmonik frekansında rezonansa gelecek L ve C değerleri belirlenir. Her bir harmonik için onu rezonansa getirecek ayrı bir filtre uygulanması gerekmektedir. Pasif filtreler seri ve paralel pasif filtre olmak üzere ikiye ayrılır.

Seri Pasif Filtreler

Devrenin durumuna göre yüksek değerli bir empedansın devreye seri bağlanarak sadece belli frekanstaki istenmeyen harmonik akımlarının bloke edilmesi prensibine dayanır. Seri filtreler ayarlandıkları frekansta yüksek empedans gösterirken temel frekansa düşük empedans gösterirler. Şekil 4.8.'de gösterilen seri filtrelerin rezonans problemi olmaması avantajıdır fakat devreye seri bağlandıklarından dolayı devreden geçen akımı taşımaları ve hat gerilimine karşı yalıtılması gibi dezavantajları vardır. Dolayısıyla hatta gerilim düşümüne neden olmaktadır. Daha çok AA motor sürücü devrelerinde ve yüksek güçlü AA/DA inverterlerin önlerinde kullanılırlar. Seri filtrelerde en önemli devre elemanı endüktanstır.

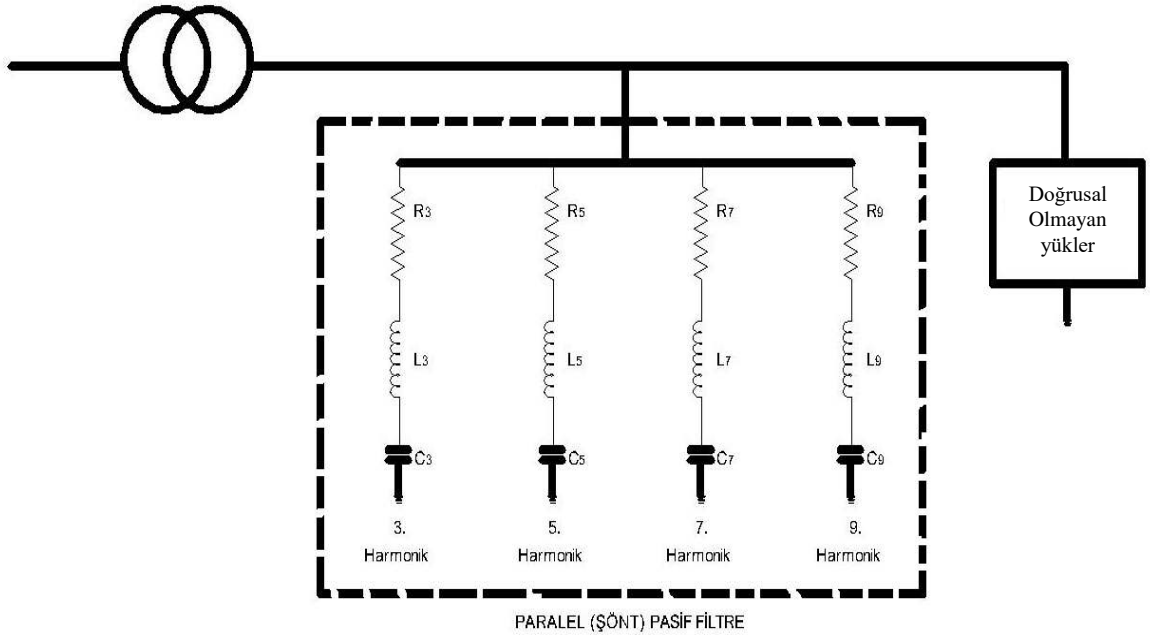


Şekil 4.8. Seri pasif filtre (hat reaktörü)

Paralel Pasif Filtreler

İstenmeyen harmonik bileşen akımları, düşük empedanslı bir paralel yol yardımıyla toprağa aktarılarak sistemde dolaşmaları engellenmesi prensibine dayanır. Harmonik kaynağıyla şebeke arasına paralel olarak bağlanırlar. Bu tip filtrelerde amaç, düşük bir şönt empedans yoluyla istenmeyen harmonik akımlarının filtre üzerinden geçmesinin sağlanmasıdır. Burada dikkat edilmesi gereken konu süzülmesi istenen yüksek genlikli harmonik frekansında filtre empedansının minimum olmasıdır. Seri filtrelere göre maliyetlerinin düşük olması ve temel frekansta reaktif güç sağlayarak güç faktörünü yükseltmeleri daha çok tercih edilme nedenidir fakat güç sistemiyle rezonansa girme olasılıkları daha yüksektir. Bu nedenle kullanılacağı şebekenin ayrıntılı bir analizi gerekmektedir. Paralel pasif filtrede en önemli devre elemanı kapasitördür. Devreye bağlantı şekli Şekil 4.9.'da gösterilen paralel pasif filtreler dört farklı çeşittir.

- Tek ayarlı filtreler,
- Çift ayarlı filtreler,
- Otomatik ayarlı filtreler,
- Sönümlü filtreler.



Şekil 4.9. Paralel pasif filtre (Tek ayarlı)

4.6.2. Aktif Filtreler

Daha ekonomik olduklarından dolayı sistemde tercih edilen pasif filtrelerin mevcut dağıtım sistemine ek yükler gelmesiyle yeniden dizayn edilme gerekliliği, seri ve paralel rezonans oluşma ihtimalinin yüksek oluşu ve zamanla filtrenin ayar frekansındaki sapmalardan ötürü işlevsel azalmalar gibi dezavantajlarından dolayı aktif filtreler pahalı olması haricinde daha kullanışlıdır. Aktif filtreler aslında bir harmonik üreticidir. Güç elektroniği anahtarlama elemanları ve kontrol düzeni ile sürekli yaptığı analiz neticesinde şebekeye ürettiği kadar harmoniği aynı genlikte fakat ters polaritede enjekte ederek harmoniklerin etkinliğini azaltır. Aynı anda birden fazla harmonik frekansları için adreslenebilmeleri ve yük değişiminden etkilenmemeleri en önemli avantajlarıdır. Şekil 4.10.'da gösterildiği gibi paralel ve seri aktif filtre olmak üzere iki çeşidi vardır. Daha yaygın olarak paralel aktif filtreler kullanılmaktadır.

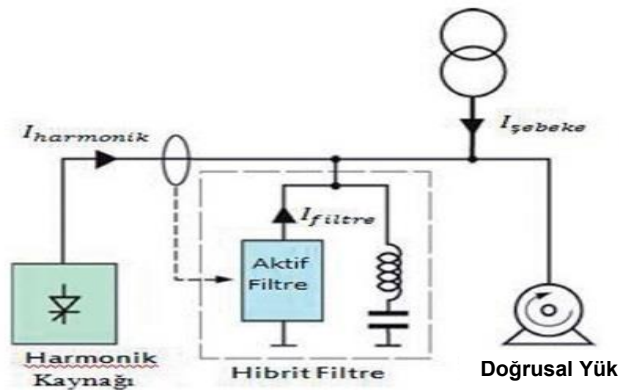


Şekil 4.10. a) Paralel aktif filtre

b) Seri aktif filtre

4.6.3. Hibrid Filtreler

Aktif ve pasif filtrelerin beraber kullanıldığı filtre sistemleridir. Bu filtrelerin beraber kullanılmasındaki amaç aktif filtrelerin akım ve gerilim değerlerini düşürüp başlangıç maliyetini azaltmak ve verimini yükseltmektir. Yani eskiden var olan pasif filtre sistemlerine aktif filtre eklenebilir. Şekil 4.11.'de gösterilen hibrid filtrelerde hem aktif hem de pasif filtrelerin avantajları birleştirilmiştir. Tablo 4.7'de görüldüğü gibi pasif filtreler temel harmonikleri süzme ve reaktif güç kompanzasyonu yaparken, aktif filtre hassas ve dinamik yapısı sayesinde arta kalan harmonikleri süzme ve kompanzasyon görevlerini yerine getirir.



Şekil 4.11. Hibrid filtre

Tablo 4.7. Pasif ve aktif filtrelerin karşılaştırılması

Durum	Pasif filtre	Aktif filtre
Ayarlandığı frekans	Bir veya iki frekansa ayarlıdır	Birden fazla frekansa ayarlıdır
Harmonik değerlerindeki değişimler	Yeni filtre gerektirir	Etkilenmez
Empedansın etkisi	Rezonansa girebilir	Etkilenmez
Temel frekans değişimi	Etkinliğini azaltır	Etkilenmez
Akım yükselmesi	Problem yaratabilir	Aşırı yüklenme yaşanmaz
Harmonik sırasının kontrolü	Oldukça zor	Ayar ile mümkün

4.7. Harmonik Yüklerin Dağıtım Transformatörleri Üzerindeki Etkileri

Harmonik bozulma bir transformatörün diğer kayıplarına ek olarak transformatörün verimliliği üzerinde olumsuz bir etkiye sahiptir. Bu kayıplar bir dağıtım transformatöründe elektrik fiyatına etkisi yanı sıra sistem kayıplarına da yol açar[24]. Harmonik bileşenli yükler aynı zamanda ısınmadan dolayı transformatörün izolasyonunun aşınmasına ve ömrünün azalmasına neden olabilir. Bu sorunları önlemek için transformatör nominal kapasitede çalıştırılmalı ve doğrusal olmayan yükler azaltılmalıdır[9].

4.7.1. Harmonik Yüklerde Transformatör Kayıpları

Doğrusal ve harmonik yüklerde transformatör kayıpları yüksüz ve yükte kayıplar olmak üzere iki kategoriye ayrılır [9].

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} \quad (4.29)$$

Buradayük kayıplarını ifade eden P_{LL} omik kayıplar ve eddy kayıplarını, P_{NL} çekirdekte indüklenen gerilim nedeniyle yüksüz kayıpları, P_T ise transformatörün toplam kayıplarını ifade eder. Yük kayıplarını ifade eden P_{LL} ’yi ise aşağıdaki gibi ifade edebiliriz.

$$P_{LL} = P_{dc} + P_{EC} + P_{OSL} \quad (4.30)$$

Burada P_{dc} sargı direnci nedeniyle oluşan omik kayıpları, P_{EC} eddy akımları kayıplarını ve P_{OSL} diğer eddy kayıplarını ifade etmektedir. P_{OSL} ve P_{EC} toplam kayıp dağılımında transformatörün kısa devre testinde hesaplanan yük kayıplarından, omik kayıpların çıkarılmasıyla elde edilen kayıpları ifade eder. Harmonik kayıplar, omik kayıplar, eddy kayıpları ve diğer kayıplarla orantılı olduğundan bu kayıplara göre hesaplanabilir. Omik kayıplar akımın karesi ile orantılı olması nedeniyle harmonik omik akımların artışı akımın efektif değerinin artmasına neden olacaktır.

$$P_{\Omega} = R_{dc} \times I_A^2 = R_{dc} \times \left(\sum_{h=1}^{h_{\max}} I_{h,RMS}^2 \right) \quad (4.31)$$

Eddy kayıpları sargılardaki doğrusal olmayan yüklerle birlikte akımın karesi ve frekansla değişecektir.

$$P_{ec} = P_{ec-R} \sum_{h=1}^{h=\max} h^2 \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 \quad (4.32)$$

Yukarıdaki denklemde kayıp faktörü, akımın efektif değeri esas alınarak düşünülebilir.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=\max} h^2 I^2}{\sum_{h=1}^{h=\max} I_h^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=\max} h^2 \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2}{\sum_{h=1}^{h=\max} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad (4.33)$$

Eddy kayıpları için harmonik kayıp faktörü efektif akımın temel bileşenlerinden elde edilir.

$$F_{HL-STR} = \frac{P_{OSL}}{P_{OSL-R}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=\max} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^{2h^{0,8}}}{\sum_{h=1}^{h=\max} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=\max} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^{2h^{0,8}}}{\sum_{h=1}^{h=\max} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (4.34)$$

Görüldüğü gibi harmonik yükler, eddy kayıpları ve diğer eddy kayıplarının yukarıdaki faktörlerle çarpımlarıyla elde edilmelidir.

Yüksüz kayıplar: Yüksüz kayıplar transformatör çekirdeğinde fuko ve histeresiz kayıplarının neden olduğu kayıplardır.

$$P_{NL} = P_h + P_f \quad (4.35)$$

Denklemden P_h histeresiz kayıplarını P_f fuko kayıplarını ifade eder. Bu kayıplar frekans ve çekirdekteki maksimum akı yoğunluğu ile orantılı olmakla birlikte yükten bağımsızdır.

Birçok deney göstermiştir ki çekirdekteki sıcaklık artışı, transformatörde doğrusal olmayan yüklerle birlikte müsaade edilen akımı belirlemede sınırlayıcı bir faktör değildir [25]. Çünkü gerilim harmonikleri genellikle %5 den daha düşüktür ve sadece yüksüz kayıpları belirlemek için kullandığımız gerilimin ana bileşenleri yalnızca birkaç hataya yol açmıştır buda ihmal edilebilecek bir durumdur.

4.7.2. Harmonik Yüklerde Transformatör Kapasitesi ve Ömrünün Hesaplanması

Transformatörlerde harmonik akımlar fuko akışlarını artmasına ve sızıntı alanlarının dağınıklığına neden olur. Artan kayıplar transformatörün ısısının artmasına, izolasyonunun zarar görmesine, kullanılabilir ömrünün azalmasına ya da nominal kapasitesinin altında çalışmasına yol açar. Bu sorunu aşmak ve oluşan bu tür kayıpları taşıyabilmek için transformatörler daha büyük ve güçlü bir tasarımda üretilebilirler. Doğrusal yüklerde ve nominal durumlarda yükleme kayıpları aşağıdaki gibidir.

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu) \quad (4.36)$$

P_{EC-R} : Nominal durumda sargılardaki eddy kayıplarını,

P_{OSL-R} : Nominal durumda diğer eddy kayıplarını,

P_{LL-R} : Yük kayıplarını ifade eder.

Doğrusal olmayan ve harmonik yüklerde :

$$P_{LL}(pu) = I^2(pu) \times [1 + F_{HL} \cdot P_{EC-R}(pu) + F_{HL-STR} \cdot P_{OSL-R}(pu)] \quad (4.37)$$

Bu nedenle transformatör nominal güç düşümü değerini belirlemek için maksimum müsaade edilen akım değeri :

$$I_{\max}(\text{pu}) = \left[\frac{P_{\text{LL-R}}(\text{pu})}{1 + F_{\text{HL}} \cdot P_{\text{EC-R}}(\text{pu}) + F_{\text{HL-STR}} \cdot P_{\text{OSL-R}}(\text{pu})} \right]^{0.5} \quad (4.38)$$

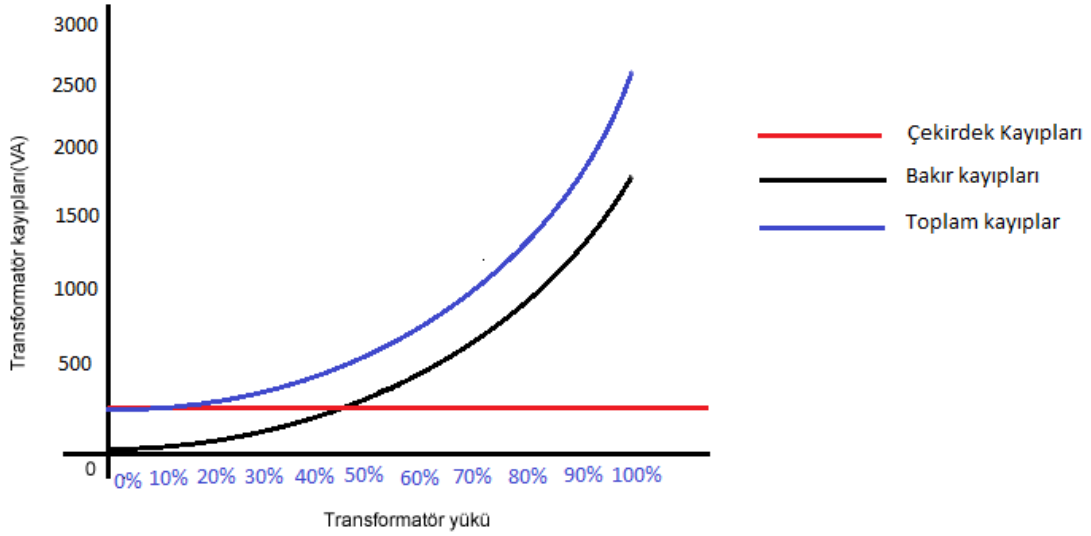
Transformatörün tahmini ömrünün azalmasında izolasyon materyallerinin bozulma oranı göz önüne alınmalıdır. Harmonik akımların neden olduğu termal stres, transformatörün ömrünün azalmasında %50 oranında etkilidir. Transformatör ömrünü etkileyen en önemli faktör θ_{HS} nokta sıcaklığıdır[12]. Transformatörün ideal ömrü ve kullanımına göre değişen gerçek ömrü arasında aşağıdaki gibi bir formül kullanılır[9].

$$\text{Trafo ömrü}(\text{pu}) = 9.8 \times 10^{-18} \exp\left(\frac{15000}{\theta_{\text{HS}} + 273}\right) \quad (4.39)$$

$$\text{Gerçek ömrü} = \text{Trafo ömrü}(\text{pu}) \times \text{normal izolasyon ömrü} \quad (4.40)$$

4.7.3. Dağıtım Transformatörlerinde Verim ve Verimi Etkileyen Faktörler

Bir transformatörün temel kayıpları, çekirdek kayıpları ile yük akımından kaynaklanan bakır kayıplarıdır. Çekirdek kayıpları çekirdeği mıknatıslamak için gereken güçtür. Çekirdek malzemesi, çekirdek büyüklüğü, çekirdek konfigürasyonuna bağlı olarak değişen temel kayıplardır. Sargılarda oluşan kayıp bobinden geçen akımının karesi ile doğru orantılı olarak değişir. Trafonun soğutulması sargıların ısınıp düşürmede etkili olduğundan bakır kayıplarını azaltılmasında etkilidir. Bu kayıplar sargıların empedans büyüklüğü, iletken çeşidi, iletkenin uzunluğu ve sargılarının geometrisinin özellikleriyle de ilişkilidir. Sargılardan geçen akım primer ve sekonder gerilimler arasındaki orana bağlıdır. Daha az önemli bir diğer kayıpsa manyetik alan çizgilerinin az bir kısmının nüve haricinden örneğin montaj kelepçeleri, trafo muhafazası vb. yerlerden geçerek oluşturduğu kayıplardır. Kısacası, nüve kayıpları(hatta bir yük olmadan) sürekli meydana gelen yükten bağımsız kayıplardır[26]. Şekil 4.1.'de yüke bağlı olarak değişen tipik bir transformatör kaybı eğrisi verilmiştir.



Şekil 4.12. 75 kVA trafo için trafo kayıpları eğrisi[26]

Çoğu dağıtım transformatörü günümüzde giriş gücünü %98 oranında çıkış gücüne dönüştürmektedir. Ancak dağıtım sisteminin birçok adımında oluşan kayıpları bu kayıplara ekleyebiliriz. Yüksüz kayıplar yükteki kayıplara eşit olduğunda transformatörün toplam kayıp gücü % olarak minimum olacaktır. Transformatörler maksimum gücü elde etmek için %40-70 yük oranında çalıştırılmalıdır[27]. Verim formülü aşağıdaki gibidir:

$$\eta = \frac{I_r \times KVA \times pf \times 1000}{I_r \times KVA \times pf \times 1000 + NLL + LL \times I_f^2} \quad (4.41)$$

4.7.4. Dağıtım Transformatör Kayıplarının Toplam Maliyeti

Dağıtım transformatörlerinin toplam kayıpları hesabında, transformatörün ömrü boyunca oluşan kayıpların toplam maliyeti (TCL) olarak isimlendirilir ve aşağıdaki şekilde formüle edilir [27].

$$TCL_{loss} = E_{loss} \times C_e \times \frac{(1 + r^n) - 1}{r \times (1 + r)^n} \quad (4.42)$$

r : Sermayenin maliyeti

n : Transformatörün yaşam ömrü

C_e : Kilowatt başına ortalama maliyet (TL/kWh)

E_{loss} : Hesaplanabilen tahmini toplam enerji kaybı

$$E_{\text{loss}} = (P_{\text{NLL}} + P_{\text{LL}} \times \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{rT}}}\right)^2) \times 8760 \quad (4.43)$$

$\left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{rT}}}\right)$: Transformatör üzerine düşen ortalama birim yük



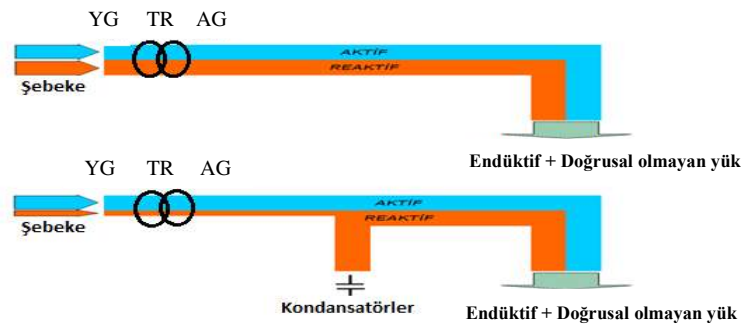
5. REAKTİF GÜÇ KOMPANZASYONU

Reaktif güç iş yapmayan gücün neden olduğu, cihazlarda mıknatıslanma akımıyla manyetizmayı oluşturan ve sürdüren güç olarak tanımlanır. Endüktif yükler (indüksiyon jeneratörleri ve motorları) için gerekli olan reaktif güç, dağıtım sistemindeki görünür gücün artmasına neden olur. Reaktif ve görünür güçlerdeki artış, güç faktörünün azalması sonucunu doğurur[28].

Alternatif gerilimle beslenen tüketiciler şebekeden alternatif akım çekerler. Alternatif akım da aktif akım ve reaktif akım olmak üzere iki bileşenden oluşur. Aktif akım ile doğru orantılı olan aktif güç iş yapan güçtür. Örneğin bir motorun milini döndüren akım aktif güç iken reaktif güç motor sargılarında manyetik alan oluşmasını sağlayan güçtür. Dolayısıyla reaktif gücün tamamen yok edilmesi indüksiyon prensibine göre çalışan cihazların çalışmamasına neden olacaktır. Kompanzasyonda amaç fazla çekilen bu reaktif gücü minimuma indirmektir.

Devresinde bobin bulunan elemanlarda bobinin oluşturduğu manyetik alan onu oluşturan iletkenlerin etrafında oluşan manyetik alandan daha fazla olduğundan dolayı bobin bir gerilim indükleyici özelliğine sahip olur. Hareket halinde bulunan elektronlar, sanki yanındaki elektronlarla bir yay vasıtasıyla bağlıymış gibi bu bobin uçlarına bir gerilim tatbik edildiğinde ileri geri harekete başlarlar. Bir bobinde kendi kendine indükleme olayı bu bobin içindeki akımın akmasına engel olacak şekilde durum göstermektedir ve gerilim ile akım arasında bir faz kayması oluşturmaktadır[29].

Aktif gücün elektrik santrallerinde üretilmesi gerektiği halde reaktif güç için böyle bir zorunluluk yoktur; yükün yanında kurulacak yardımcı sistemler aracılığıyla reaktif güç üretimi tüketici tarafından da yapılabilir. Basitçe yüke paralel olarak bağlanan kondansatörler yardımıyla reaktif güç üretimi yapılması, işletmenin reaktif enerji için ceza ödemesini de engeller. Bunun yapılması da teşvik edilmektedir, çünkü ihtiyaç duyulan reaktif enerji şebekeden çekilecek olursa, şebeke elemanlarını gereksiz yere yükleyip kapasiteyi azaltacağı gibi işletmenin elektrik faturasını da arttıracaktır[12].



Şekil 5.1. Reaktif gücün üretildiği yerde tüketilmesi gerekliliğinin hat yüklenmeleri açısından şematik gösterimi

Reaktif güç kompanzasyonu sistemi iki gruba ayrılır. Biri iletim sistemlerinde kullanılan gerilim kontrolü, diğeri ise alıcıların yakınında kurulan tesisler ile yapılan yük kompanzasyonudur. Enerji iletimindeki kompanzasyon iletim hatlarındaki gerilimin düzenlenmesi ve kararlılığın sağlanmasıyla gerçekleştirilir. İkinci tip kompanzasyon ise yükün özelliği ile reaktif gücün istenilen yerde istenilen miktarda üretilerek cihazların çekmiş olduğu reaktif gücün azaltılması işlemidir. Dağıtım şebekesinde voltaj regülasyonu ve reaktif güç kompanzasyonu birbirine ilişkili olarak koordineli bir şekilde yapılmalıdır [30]. Burada amaç güç faktörü den $\cos \phi$ 'yi 1'e yaklaştırmaktır. $\cos \phi$ değeri örneğin 0,75 ise üretilen gücün %75'inin yararlı güce dönüştüğünü söyleyebiliriz. Dolayısıyla $\cos \phi$ değerinin 1'e yaklaştırılmasıyla reaktif gücün sınırlandırılması ve kullanılan cihazların ömrünün artmasıyla beraber maliyetlerinin düşmesi de sağlanmış olur. Bu nedenle işletmeler reaktif güç röleleri ile kondansatör gruplarını devreye alarak ya da çıkartarak $\cos \phi$ 'yi belirli bir değer aralığında tutmalıdır.

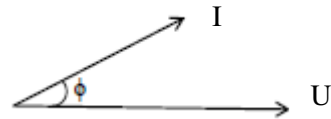
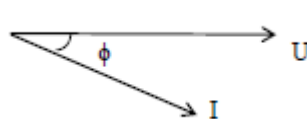
Genel olarak reaktif güç kompanzasyonunun amacını reaktif gücün kontrolü ve güç sistemlerinde kalitenin artırılması olarak tanımlayabiliriz.

Fazla çekilen reaktif Gücün AA güç sistemlerinde meydana getirdikleri başlıca olumsuz etkileri sıralayacak olursak:

- Gerilim kararsızlığının artması,
- Frekansın sürekli olarak değişmesi,
- İletilen güç değerinin azalması,
- Güç faktörünün birden küçük bir değer alması,
- Faz akımlarının ve gerilimlerinin dengesiz olması,
- Kayıpların artmasıdır[31].

5.1. Reaktif Güç Tüketicileri

Elektrik tesislerinde kullanılan manyetik ya da statik alanla çalışan akımın gerilimden ϕ açısı kadar geride olduğu alıcılar aktif gücün yanında reaktif güç de tüketen alıcılardır. Tam tersi durumda yani akımın gerilimden ϕ açısı kadar ileride olduğu alıcılarda reaktif güç üreten alıcılardır.



Şekil 5.2. a) Endüktif direncin fazör diyagramı

b) Kapasitif direncin fazör diyagramı

Endüstride Reaktif Güç Tüketen Cihazların Bazıları

- Düşük uyartımlı senkron makineler,
- Transformatörler,
- Bobinler,
- Yüksek gerilim hatları,
- Asenkron motorlar,
- Doğrultucular,
- Endüksiyon ve ark fırınları,
- Kaynak makinaları,
- Floresan lamba, sodyum ve civa buharlı lamba balastları ile neon lamba transformatörleri olarak sıralanabilir.

5.2. Reaktif Güç Üreticileri

Kompanzasyon yapılmadığı takdirde reaktif güç tüketen alıcıların reaktif güç ihtiyacı elektrik üretim santrallerinde generatörlerin uyartımlarının arttırılmasıyla karşılanır. Üretilen bu reaktif güç uzak mesafeler boyunca aynı hattı kullanan iş yapan aktif gücün iletimi açısından iletkenin kapasitesini düşürdüğünden dolayı kayıplara neden olmaktadır. Bunun sonucu olarak da reaktif gücün üretildiği yerde tüketilmesi gerekliliği ortaya çıkmıştır. Reaktif gücün tüketildiği yerde üretimi dinamik ve statik faz kaydırıcıları (kondansatörler) kullanılarak yapılmaktadır.

5.2.1. Dinamik faz kaydırıcıları

Aşırı uyartımlı bir senkron generatör aynı zamanda bir dinamik faz kaydırıcıdır. Reaktif güç ihtiyacı olan yerlerde hattın sonunda ya da tüketim merkezleri başında reaktif gücü karşılamak için kullanılırlar. Hareketli bir mekanizmaya sahip olduklarından dolayı kayıpları statik faz kaydırıcılara göre fazladır. Aynı zamanda üretim maliyetlerinin de fazla oluşu bugün sadece özel durumlarda kullanılmalarının nedenidir.

5.2.2. Statik faz kaydırıcıları

Günümüzde kompanzasyon denilince ilk akla gelen kondansatörler en verimli ve kullanışlı reaktif güç üreticileridirler. İstenilen güçte üretilmeleri, güç artışlarının, ayarının ve montajının kolay olması, maliyetlerinin düşük olması, işletme emniyetlerinin yüksek olması, uzun ömürlü olmaları başlıca avantajlarıdır.

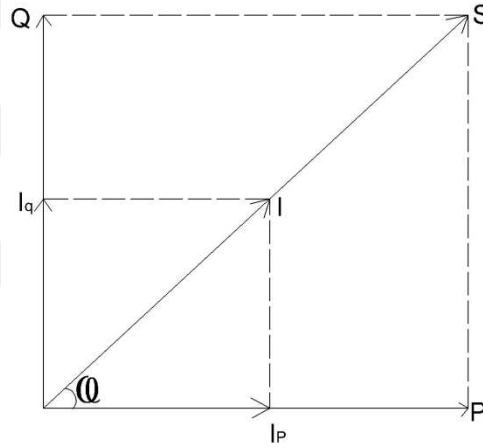
5.3. Reaktif Güç Kompanzasyonunda Matematiksel İfadeler

AA güç sisteminin ana bileşenlerini generatörler, iletim ve dağıtım hatları ile yükler olarak ifade edebiliriz. Sistemdeki seri endüktans ve paralel kondansatör parametreleri iletim ve dağıtım hatlarına ait değerlerdir. Yükler ise çoğunlukla aktif ve reaktif gücün her ikisini de çekerler.

$$S = \frac{V_m \cdot I_m}{2} \cdot \cos(\varphi_v - \varphi_i) \cdot [1 + \cos(2 \cdot \omega t)] - \frac{V_m \cdot I_m}{2} \cdot \sin(\varphi_v - \varphi_i) \cdot \sin(2 \cdot \omega t) \quad (5.1)$$

Yukarıdaki görünür güç tanımında $\cos$ çarpanı aktif güç için, $\sin$ çarpanı reaktif güç için kullanılır. Endüktif ve kapasitif alıcılarda $\sin(\varphi_v - \varphi_i)$ ifadesi akım fazörü ile gerilim fazörü arasındaki açı olduğundan dolayı 0'a eşit değildir. Kondansatörlerde plakalar arasında elektrik alan, endüktanslarda sarımlar etrafında manyetik alan depolanması neticesinde bu faz farkı oluşur.

P : Aktif güç
Q : Reaktif güç
S : Görünür güç
 I_P : Aktif akım
 I_Q : Reaktif akım
I : Görünür akım
 φ : Faz açısı



Şekil 5.3 .Görünür, aktif ve reaktif güç arasındaki vektörel ilişki

Görünür güç (S), aktif güç (P) ve reaktif güç (Q) arasındaki ilişkinin tek faz için formüllerle gösterilişi aşağıdaki gibidir.

$$S = P + jQ \text{ (VA : Volt–amper)} \quad (5.2)$$

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (5.3)$$

$$P = |S| \cdot \cos(\varphi) \text{ (W : Watt)} \quad (5.4)$$

$$Q = |S| \cdot \sin(\varphi) \text{ (VAR : Volt – amper reaktif)} \quad (5.5)$$

$$I = \sqrt{I_p^2 + I_q^2} \quad (5.6)$$

$$I_p = I \cdot \cos \varphi \quad (5.7)$$

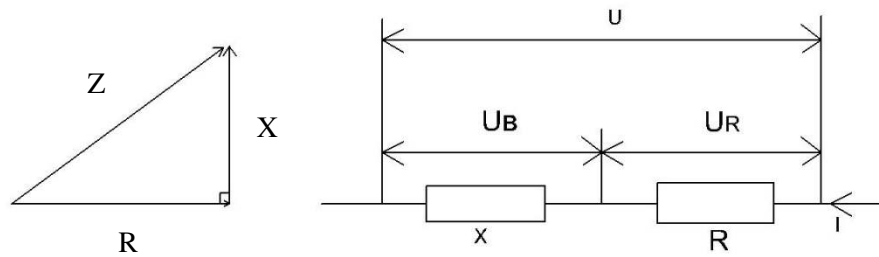
$$I_q = I \cdot \sin \varphi \quad (5.8)$$

Görünür güç aynı zamanda elemanın üzerinden geçen akımın efektif değeri ile uygulanan gerilimin efektif değerinin çarpımına eşittir.

$$S = V_{\text{eff}} \cdot I_{\text{eff}} = Z \cdot I_{\text{eff}} \cdot I_{\text{eff}} \quad (5.9)$$

$$S = Z \cdot I_{\text{eff}}^2 = (R + jX) \cdot I_{\text{eff}}^2 = R \cdot I_{\text{eff}}^2 + jX \cdot I_{\text{eff}}^2 \quad (5.10)$$

Formülde kullanılan empedans (Z) ifadesi devrede kullanılan elemanların omik direnç (R) ve reaktif dirençlerinin (X) toplamına eşittir.



Şekil 5.4. Empedans, aktif ve reaktif direnç fazör diyagramları

Eğer devre endüktif karakterli ise

$$X_L = \omega L \quad (5.11)$$

$$X_L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (5.12)$$

Kapasitif karakterli ise

$$X_C = 1/\omega \cdot C \quad (5.13)$$

$$X_C = 1/2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (5.14)$$

olarak ifade ederiz. Reaktif gücü X_C 'sinden aşağıdaki şekilde de ifade edebiliriz.

$$Q = X \cdot I_{\text{eff}}^2 = X \cdot \frac{I_m^2}{2} \quad (5.15)$$

5.4. Kompanzasyonun Faydaları

Aktif güç tek yönlü iken reaktif güç iki bileşenden oluşur ve aralarında 180° faz farkı vardır. Bu faz farkından dolayı kapasitif reaktif güç ile endüktif reaktif güç birbirini indirgeyebilirler. Elektrik dağıtım sisteminde endüktif etki genellikle daha fazla olduğundan dolayı kompanzasyon işlemi kapasitif reaktif güç üreten kondansatörlerle yapılır.

Yapılan bu kompanzasyon işlemi iletim hatlarında çekilen reaktif gücü azaltarak hatların kapasitesinin artmasını sağlarken aynı zamanda tüketicinin de reaktif bedel ödememesi için bir yatırımdır. Bu yatırım öte yandan sistemin fazla yüklenmesi, devre elemanlarının boyutlarının artması gibi oluşabilecek diğer yatırımları önleme açısından bir gerekliliktir.

Reaktif güç Kompanzasyonunun üretici açısından faydaları:

- Sistem kayıplarının azalması
- Gerilim düşümünün azalması
- Tesisin yüklenme kapasitesinin artması
- İletim hatlarının geçici durum karalılığının iyileşmesi
- Faz gerilim dengesizliklerinin azalması
- Harmoniklerin azalması
- Gerilim dalgalanmalarının (flikler) azalması

Reaktif güç kompanzasyonunun tüketici açısından faydaları:

- Kompanzasyon tesisine sahip bir işletmenin işletme maliyetlerinin azalması
- Güç katsayısı düzeltildiği için müşteri şebekeden çok daha az reaktif güç çekmesi ve daha az para ödemesi
- Elektrik enerjisinin kalitesizliğinden doğabilecek arıza riski en aza indirilmiş olması
- Enerji kalitesi ile üretim kalitesi direkt bağlantılı olacağı için işletmenin ürün kalitesinin de artması[32].

5.5. Gerekli Kondansatör Gücü Hesabı

Gerekli kondansatör gücü hesaplanırken tüketici iki farklı duruma göre kompanzasyon yapabilir. Birinci durumda kompanzasyondan önceki çekilen aktif gücün sabit kalması sağlanarak bir hesap yapılır. Diğer durum ise çekilen görünür güç sabit tutularak gerekli kondansatör gücünün hesabıdır. Bu hesaplamalar için ilk durumdaki görünür güç S_1 ve $\cos \varphi_1$ değerlerinin ve olması istenen $\cos \varphi_2$ değerinin bilinmesi gereklidir.

P aktif gücü sabit iken;

Aktif gücün sabit kalması halinde şekilde görüldüğü gibi görünür güç azalmakta dolayısıyla ödenecek tutarda azalmaktadır.

Kompanzasyondan önceki güç değeri;

$$Q_1 = P \cdot \tan \varphi_1 \quad (5.16)$$

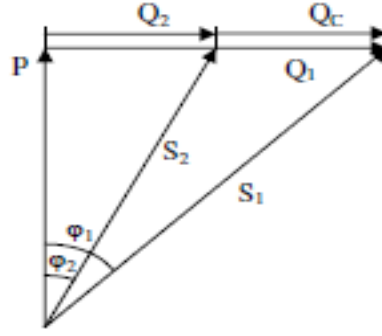
Kompanzasyondan sonraki güç değeri ise;

$$Q_2 = P \cdot \tan \varphi_2 \quad (5.17)$$

Gerekli kondansatör gücü hesabı;

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (5.18)$$

olarak bulunur.



Şekil 5.5. Aktif gücün sabit kalması halinde vektör diyagramı

S Görünür Gücü sabit iken;

Görünür gücün sabit kalması halinde ise güç faktörünün $\cos\varphi_2$ değerine çıkarılmasıyla şekilde görüldüğü gibi aktif güç artmakta ve dolayısıyla aynı paraya daha fazla enerji sağlanmaktadır.

Kompanzasyondan önceki reaktif güç;

$$Q_1 = S \cdot \sin\varphi_1 \quad (5.19)$$

Kompanzasyondan sonraki reaktif güç ise;

$$Q_2 = S \cdot \sin\varphi_2 \quad (5.20)$$

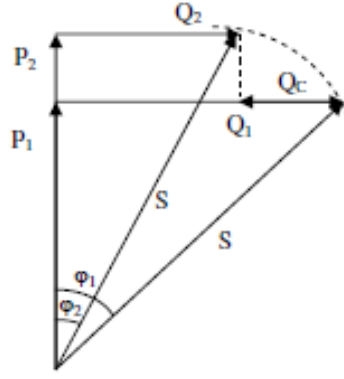
Gerekli kondansatör gücü hesabı;

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = S \cdot (\sin\varphi_1 - \sin\varphi_2) \quad (5.21)$$

Burada görünür güç aktif güç cinsinden yazıldığında;

$$Q_c = P \cdot (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (5.22)$$

İfadesi bulunur.



Şekil 5.6. Görünür gücün sabit kalması halinde vektör diyagramı

Uygulamada bu hesap yöntemleri kullanılabilir ancak pratikte $\tan\phi_1 - \tan\phi_2 = k$ gibi bir katsayı ve bu katsayı değerlerinden oluşan bir tablo yardımıyla hesap daha yaygın olarak kullanılmaktadır. Tabloda istenilen $\cos\phi$ değerlerine karşılık gelen $\tan\phi$ değerleri ve bu $\tan\phi$ değerlerine tekabül eden k katsayıları verilmiştir. kW başına düşen k katsayısı tesisteki gerçek aktif güç değeri ile çarpılarak gerekli kondansatör gücü kVAR cinsinden bulunur.

5.6. Gerekli Kondansatör Değerinin Hesabı

Kompanzasyonda kullanılacak kondansatörlerin devreye bağlantı şekillerine göre kapasiteleri değişmektedir. Üçgen ya da yıldız bağlantının kullanıldığı durumlar şebeke açısından maliyet, sistem gerilimi ve koruma gibi faktörlere bağlı olarak değişir. Üçgen bağlantıda kondansatörlere fazlar arası gerilim tatbik edilirken yıldız bağlantıda faz-nötr gerilimi tatbik edilir. Faz-nötr (etkin) gerilimine maruz kalan bir kondansatörün kapasite değeri;

$$C_Y = \frac{Q_C}{2\pi V^2} \text{ (farad)} \quad (5.23)$$

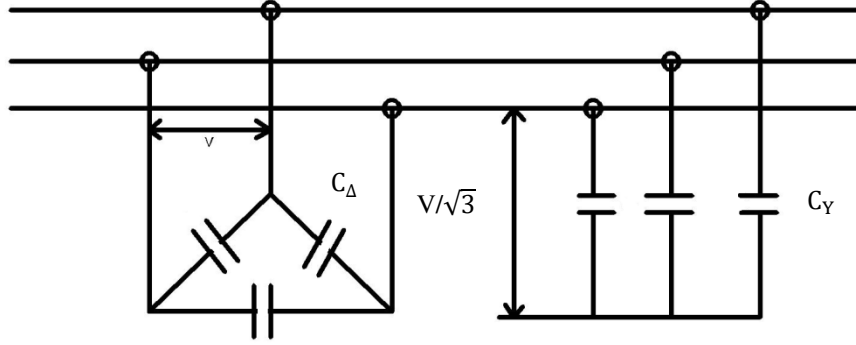
Faz-nötr geriliminin $\sqrt{3}$ katı kadar olan fazlar arası gerilime maruz kalan kondansatörün kapasite değeri;

$$C_\Delta = \frac{Q_C/3}{2\pi V^2} \text{ (farad)} \quad (5.24)$$

olarak bulunur. Son iki ifadeden anlaşıldığı gibi iki kapasite arasında $\frac{C_Y}{C_\Delta} = 3$ oranı bulunmaktadır.

Şekil 5.7.'de üç fazlı sistemlerde kullanılan üçgen ve yıldız kapasite bağlantısı gösterilmiştir.

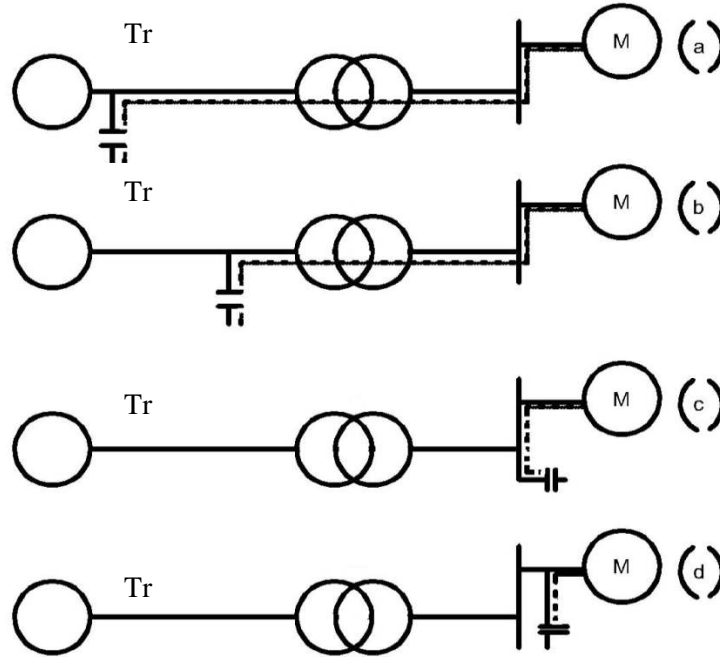
Kompanzasyon sistemini inşa edecek olan için iki alternatif bulunmaktadır; ya üçgen bağlamayı tercih edip C değeri düşük fakat uçları arasına gelen gerilim değeri (dolayısı ile yalıtım maliyeti) yüksek bir kapasite kullanacaktır, ya da yıldız bağlamayı tercih edip C değeri yüksek ancak gerilim değeri (dolayısı ile yalıtım maliyeti) düşük kapasite kullanacaktır[32].



Şekil 5.7. Üç fazlı sistemlerde kullanılan üçgen ve yıldız kapasite bağlantısı

5.7. Kompanzasyon Tesisinin Düzenlenmesi

Kondansatörlerden azami ölçüde faydalanmak için tesisin yapısına göre kondansatörlerin bağlanacakları yerin ve bağlama şeklinin uygun bir şekilde tertiplenmesi gerekmektedir.



Şekil 5.8. Kompanzasyon tesisinin yeri [32]

- a) Kompanzasyonsuz durum,
- b) Yüksek gerilim tarafındaki kompanzasyon,
- c) Alçak gerilim tarafındaki kompanzasyon,
- d) Tüketicinin yanındaki kompanzasyon.

Şekilde 5.8. (a) kısmında kompanzasyon yapılmadığı durumda kesik çizgiyle gösterilen Q reaktif generatör tarafından üretilmektedir. Burada generatörün yanındaki paralel bağlı kondansatör reaktif gücün santralde üretildiğini göstermektedir.

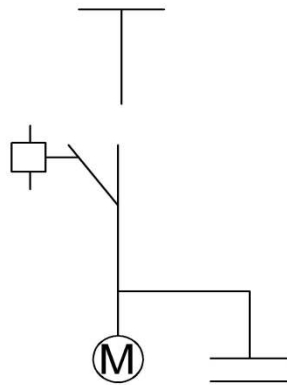
Şekilde 5.8. (b) kısmında trafonun girişine yapılan kompanzasyon generatör ver besleme hattını reaktif güç iletiminden kurtarmış olsa da, trafo halen reaktif akımla yüklenmektedir.

Şekilde 5.8. (c) kısmında kompanzasyon alçak gerilim barasına yerleştirilmiştir fakat (d) kısmında reaktif güç daha az bir iletim hattını dolaştığından en uygun kompanzasyon yapılmıştır [32].

Kompanzasyon tesisleri ihtiyaca ve yüklerin durumuna göre belirlenerek bireysel, grup ve merkezi kompanzasyon olmak üzere üç şekilde dizayn edilebilir.

5.7.1. Bireysel Kompanzasyon

Şekil 5.9.'da gösterilen bireysel kompanzasyon sürekli olarak işletmede bulunan sabit güçlü tüketicilerin cihazlarına paralel bağlanarak reaktif güç ihtiyacını karşılayan, müşterek bir kontaktör ya da bir devre kesici üzerinden tüketiciyle birlikte devreye girip çıkan kompanzasyon çeşididir. Sabit güçlü tüketicilerde daha ekonomik ve kullanışlı olmakla beraber ayara elverişli olmaması ve değişken yükler için maliyetinin yüksek olması gibi dezavantajları vardır.



Şekil 5.9. Bireysel kompanzasyon

Bağlanacak kondansatör gücü yüke göre aşağıdaki formül ile belirlenir.

$$Q_C = 0,9 \cdot I_0 \cdot U_N \quad (5.25)$$

Q_C : Kondansatör gücü,

I_0 : Boşta çektiği akım,

U_N : Nominal gerilimi ifade eder.

Bireysel kompanzasyon daha çok trafolar, endüksiyon motorları ve bazı deşarj lambalarında tercih edilmektedir. Trafolar için bireysel kompanzasyonda yüksüz durumdaki reaktif güç tüketimine göre kondansatör gücü belirlenmesi tavsiye edilir. Endüksiyon motorları için bireysel kompanzasyonda kondansatör gücü ise motorun yüksüz durumdaki reaktif gücünün % 90' ını aşmayacak şekilde seçilmelidir. Aksi durumda durdurma anında kendi kendine ikaz olacak ve aşırı gerilimler meydana gelecektir.

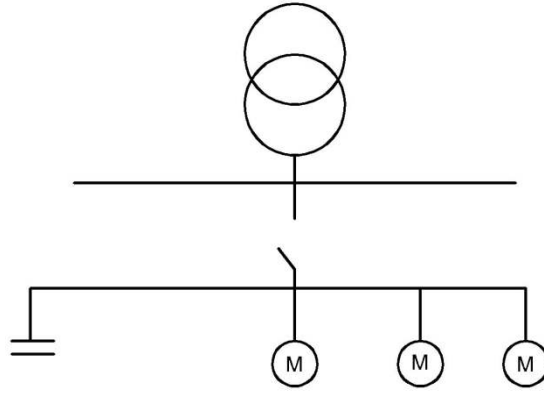
Motorlar için ise pratikte Tablo 5.1.'deki gibi konsansatör gücü seçilebilir.

Tablo 5.1. Motor gücüne göre seçilecek kondansatör gücü değerleri

Motor gücü	Kondansatör gücü
40 kW ve üzeri	%35
20 – 40 kW arası	%40
20 kW ve altı	%50

5.7.2. Grup Kompanzasyonu

Benzer tipte birçok cihazın bulunduğu tesislerde bireysel kompanzasyon yerine ortak bir kompanzasyon yapılması çok daha pratik ve ekonomik olacaktır. Bu kompanzasyonda güç katsayısı doğrultma elemanları ile cihazların aynı anda ve aynı kontaktör üzerinden birlikte gerektiğinde kademeli olarak kompanze edilmesi sağlanmıştır.

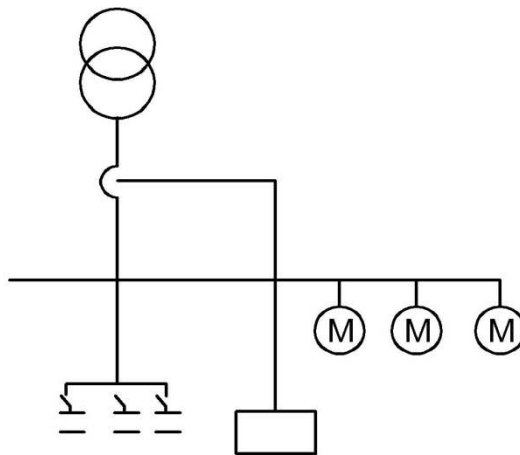


Şekil 5.10. Grup kompanzasyonu

5.7.3. Merkezi Kompanzasyon

Grup kompanzasyonun daha kapsamlı hale getirilmiş şeklidir. Merkezi kompanzasyonda fazla sayıda tüketici için bir otomatik ayar düzeneği vardır. Çünkü bütün tüketim cihazları aynı anda devrede olmayıp aynı yükte de çalışmayacaktır. Dolayısıyla kondansatör gücü, değişen kompanzasyon ihtiyacına uyum sağlamalıdır. Otomatik ayar düzeneği sayesinde düşük ve aşırı kompanzasyon durumu oluşmamış olacaktır.

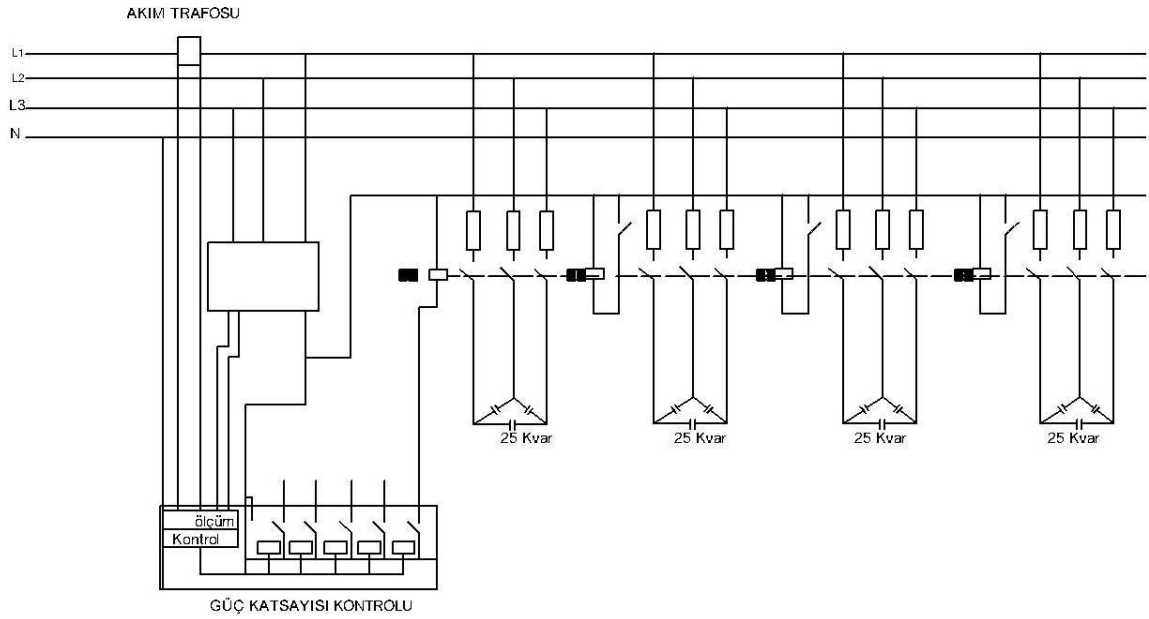
Ana pano alçak gerilim barasına bağlı olan reaktif güç kontrol rölesi, $\cos\phi$ metreden gelen bilgilere göre paralel bağlı kondansatör gruplarını devreye alıp çıkararak $\cos\phi$ 'nin ayarlanan değer aralığında kalmasını sağlar.



Reaktif Güç Kontrol Cihazı

Şekil 5.11. Merkezi Kompanzasyon

Büyük güçlü kondansatörlerin devreye girip çıkarken oluşturabileceği anahtarlama darbelerine yol açmamak için yükün bölünerek anahtarlanmasına dikkat etmek gerekir. Özellikle 25 kVAR’ dan büyük kondansatör grupları her biri kendi anahtarlama sistemine sahip küçük miktarlara bölünürler. Büyük yüklerin anahtarlanmasında ilk kontaktör sinyali doğrudan reaktif güç kontrol rölesinden alır diğer kontaktörlere de ilk kontaktörün yardımcı kontaklarından sinyal verilerek yük bölünür ve yumuşak bir kapasitif yükleme sağlanmış olur.



Şekil 5.12. Merkezi kompanzasyon devre şeması

5.8. Statik Var Kompanzasyon Sistemleri

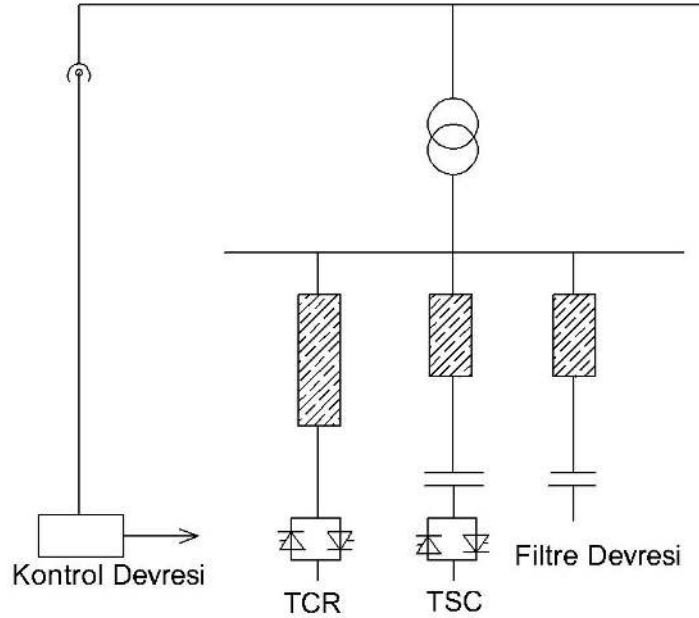
Dengesiz ve büyük yükler tarafından çekilen reaktif güçteki değişimleri karşılama zorunluluğu uygulamada karşılaşılan kompanzasyon problemlerindendir. Bu nedenle alışlagelmiş yöntemler yerine geliştirilmiş olan Esnek AA iletim sistemleri – FACTS (Flexible AC Transmissions Systems) olarak ifade edilen sistemler uygun çözüm olanakları sunar. Genel olarak esnek alternatif akım iletim sistemleri enerji iletim sisteminde daha hızlı ve etkin denetim yapmak, iletim sisteminin güç taşıma kapasitesini arttırmak ve sistemde meydana gelebilecek anormal çalışma koşullarına müdahale etmek amacıyla geliştirilmiş güç elektroniği tabanlı denetleyici ve sistemler bütünüdür[33]. Hızlı cevap vermeleri, her fazın ayrı ayrı kontrol edilebilmesi, dengesiz yüklerde kompanzasyon kabiliyetleri FACTS teknolojisinin avantajlarındandır.

Günümüzde mevcut dinamik reaktif kompanzasyon cihazları üç kategoride sınıflandırılabilir : Senkron kondenser (SC), Statik VAR kompanzatör (SVC), Statik senkron kompanzatör (STATKOM)[34].

5.8.1. Statik VAR Kompanzatörleri (SVC)

Bara gerilimi gibi elektrik enerji sistemi parametrelerini sürdürmek ve kontrol etmek için, çıkışında kapasitif veya endüktif akım alışverişini ayarlayarak reaktif güç üreten veya tüketen, hatta paralel bağlı kontrolörlerdir[35].

Temel olarak kondansatör ve ayarlanabilen reaktörden oluşmaktadır. AA güç sisteminin paralel reaktansı ayarlanarak gerilim ve güç kontrolü sağlanır. Özellikle büyük ve ani yük değişimlerinin yaşandığı ark ocakları, haddehaneler gibi tesislerde SVC kullanımı yaygınlaşmaktadır. SVC aslında genel bir terim olup tristör denetimli (TCR) veya tristör anahtarlama (TSC) reaktör ve/veya tristör anahtarlama kapasite veya bunların kombinasyonları için kullanılan bir tanımlamadır. SVC aslında STATCOM'a alternatif olarak daha düşük maliyetli olarak kullanılabilen bir yapıdır. Fakat hem başarımlı hem de güç kapasitesi olarak STATCOM dan daha zayıf kalmaktadır[33].



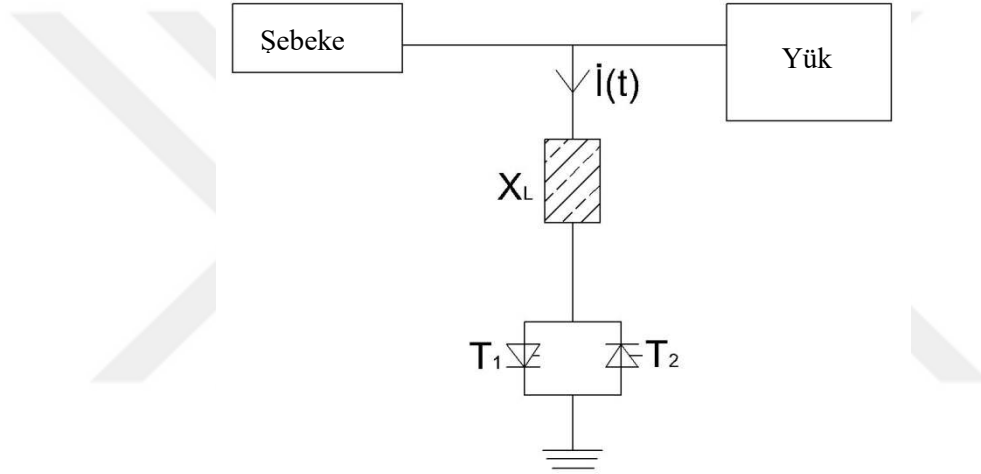
Şekil 5.13. Basit bir SVC tek hat şeması[35]

Statik VAR kompanzatörlerini oluşturan bobin, kondansatör ve yarı iletken elemanlarının farklı şekillerde bağlanmasıyla çeşitli türlerde statik VAR kompanzasyon tipleri geliştirilmiştir.

- Tristör kontrollü reaktör (TCR)
- Tristör anahtarlamalı kondansatör (TSC)
- Tristör kontrollü reaktör ve sabit kondansatör (TCR, Fixed Capacitor- FC)
- Tristör kontrollü reaktör ve tristör anahtarlamalı kondansatör (TCR TSC)

Tristör kontrollü reaktör (TCR)

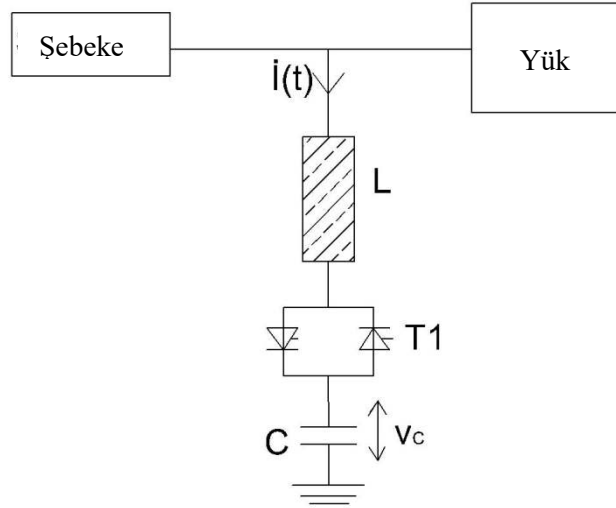
Ters bağlı paralel tristör anahtarından ve buna seri bağlı L endüktanslı bir reaktörden oluşur. Tristörler genel olarak 3- 6 kA ve 4-9 kV aralığında anma değerlerine sahiptir; gerekli olan gerilim seviyesine çok sayıda tristörün seri bağlanması ile ulaşılır. Tüm tristörler kapı sinyaliyle iletme geçip üzerinden geçen akım sıfır olana kadar iletimdedirler[28].



Şekil 5.14. Tristör kontrollü reaktörün (TCR) tek hat şeması [35]

Tristör anahtarlamalı kondansatör (TSC)

TSC bir kondansatör ve ters bağlı paralel tristör anahtarına seri bağlı ani yük değişimlerini sınırlamak amacıyla kullanılmış reaktörden oluşmaktadır. Reaktör aynı zamanda TSC ile sistem empedansı arasında uygun frekansta oluşacak rezonansa karşı da kullanılmış olur. Kapasite üzerine uygulanan gerilim tepe değerine ulaştığında veya bu değere yakın noktada iken tristör tetiklenir. Böylece kapasite akımının minimum olduğu anda tristör iletme sokulmuş olur. Aynı şekilde akımın sıfırdan geçtiği anda devreden çıkartılır. Böyle bir tetikleme yöntemi kullanılarak (açma-kapama) anlarında oluşan geçici olaylar ve aşırı gerilimler önlenmiş olur[35].

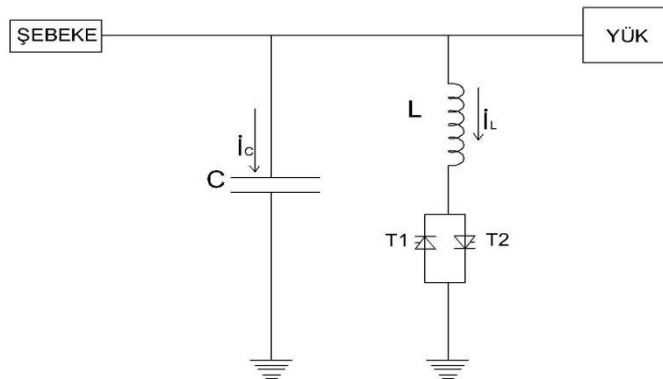


Şekil 5.15. Tristör anahtarlamaalı kondansatörün (TSC) tek hat şeması[35]

Tristör kontrollü reaktör ve sabit kondansatör (TCR, FC)

TCR, FC modeli, iki ters bağlı paralel tristörden ve bunlara paralel bağlı sabit kondansatörden oluşur.

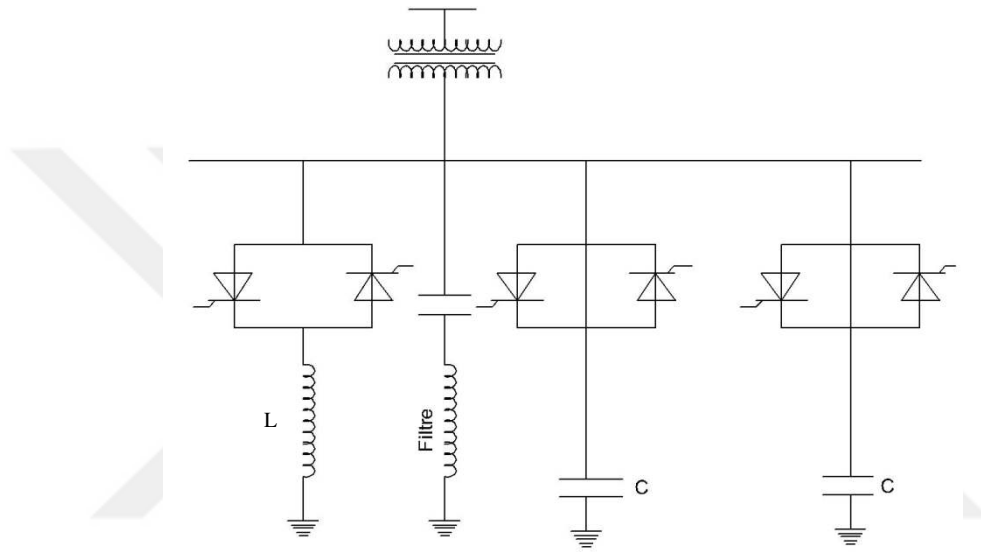
Reaktördeki akım tetikleme açısı kontrolü ile kontrol edilir. Sabit kondansatör (FC) pratikte tam veya yarı bir filtre gibi çalışır. İstenilen reaktif gücü üretmek için temel frekansta gerekli olan kapasitif empedansı sağlarken seçilen frekanslarda düşük empedans gösterip TCR'nin ürettiği harmonikleri bastırır. FC tarafından sağlanan sabit kapasitif - reaktif güç üretimi, TCR'nin sağladığı değişken endüktif - reaktif güç üretimine zıttır[35].



Şekil 5.16. Tristör kontrollü reaktör ve sabit kondansatörün (TCR, FC) tek hat şeması[35]

Tristör kontrollü reaktör ve tristör anahtarlama kondansatör (TCR ,TSC)

Tristör kontrollü reaktör ve buna paralel bağlı n adet tristör anahtarlama kondansatörden oluşur. TCR-TSC tip kompanzatör, bekleme anındaki kayıpları azaltarak ve arttırılmış esnek çalışma sağlayarak iletim hatlarının dinamik kompanzasyonunda kullanılmak üzere geliştirilmiştir. TSC'lerin devreye alındığında oluşan aşırı kapasitif güç TCR'nin kontrollü olarak devreye alınmasıyla karşılanır. TCR, bir TSC kolu kadar reaktif güç çıkışına sahip olmalıdır. Pratikte, TSC kollarının anahtarlama anındaki üst üste binmeden dolayı TCR'nin gücü bir tane TSC kolunun gücünden göreceli olarak daha büyük seçilir [32].

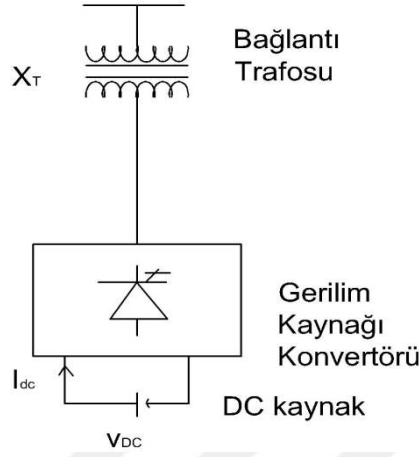


Şekil 5.17. Tristör kontrollü reaktör ve tristör anahtarlama kondansatörün (TCR,TSC) tek hat şeması [35]

5.8.2. Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM)

Güç elektroniği dönüştürücüleri ve dijital kontrol şemalarına dayanarak, reaktif güç kompanzatorlarına uygulanan kendiliğinden komütasyonlu dönüştürücüler sadece reaktif gücü kompanse etmek için değil aynı zamanda voltaj regülasyonu, flikerlar, harmonikler, gerçek ve reaktif güç, iletim hattı empedansı ve faz açısı kayması için de geliştirilmiştir. Nihai netice güç sistemi performansını arttırmak olsa bile her durumda kontrol değişkeni olarak reaktif güce dikkat etmek gerekir[28]. STATCOM dağıtım sisteminde kullanılan en yeni ve modern yöntemlerden olduğu ve gelecekte daha yaygın olarak kullanılacağı düşünülmektedir. STATCOM temelde bir DC kapasitörü, bir konvektör ve bir trafodan oluşan, sisteme kontrollü bir şekilde reaktif güç verebilen ve gerilim kontrollü konvektör esasına dayanan bir kompanzasyon cihazıdır[12]. Dönüştürücü çıkışındaki gerilim, hattaki gerilimden küçük veya büyük tutularak A.A. sisteminden çekilen veya A.A. sistemine verilen tepkin güç denetlenebilmektedir[33]. Aslında

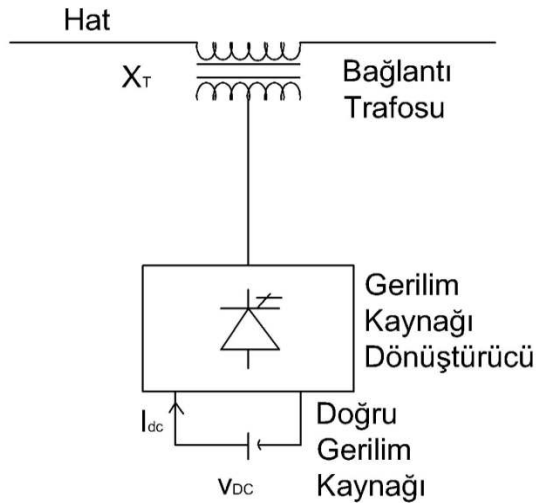
ideal bir senkron makineye yakın olan STATCOM atalet momentine sahip olmadığından dolayı çok hızlıdır ve aynı anda çıkışı değişebilir.



Şekil 5.18. STATCOM' un genel yapısı[33]

5.8.3. Statik Senkron Seri Kompanzatör (SSSC)

SSSC bir hattın X_L reaktansının sisteme seri bağlı bir trafo ve bir kondansatör ile bir dönüştürücü üzerinden azaltılması, dolayısıyla tepkin gerilim düşümüne karşı denetleme işlevi yapan bir cihazdır. Kısaca istenen frekans ve genlikte gerilim üretebilen ideal bir senkron gerilim kaynağı olarak da tanımlanabilir. Sistemde meydana gelen bozucu etkinin belirlenmesi için gerilim ve akım değerleri ölçülüp kontrol birimine iletilir ve burada referans değerlerle karşılaştırılır. Şebeke gerilimi önceden belirlenen aralığın dışındaysa arıza tanımlama birimi kompanzasyonu başlatır.



Şekil 5.19. SSSC' nin genel yapısı[33]

6. MATERYAL VE METOT

Bu tez çalışmasında dağıtım şebekesinin muhtelif kabinlerinde bulunan ölçüm cihazlarından alınan veriler bilgisayar ortamına aktarılmıştır. Aktarılan bu verilerin konu ile alakalı olan kısımları incelenerek ortalama hesaplama yöntemiyle Türkiye geneli kayıplar hesaplanarak ekonomik analizi yapılmıştır.

6.1. Dağıtım Transformatörlerinde Yapılan Ölçümler ve Değerlendirilmesi

Dağıtım transformatörlerinde özellikle TEDAŞ zamanında pek fazla kapsamlı ölçümler yapılmamış, sistemdeki harmonik analizi ve reaktif değerleri daha çok TEİAŞ tarafında takip edilmiş dolayısıyla kağıt üzerinde sorun görülmemiştir. Halbuki ölçülmeyen hiçbir büyüklük kontrol altına alınamaz ve buna karşı bir önlem geliştirilemez. TEİAŞ tarafında yapılan ölçüm sonuçlarına göre bazı TM’lerde reaktif güç kompanzasyonu ve harmonik filtreleme yapılmaktadır. Fakat bu kompanzasyon ve harmonik filtreleme üretildiği yerden yani aboneden uzaklaştıkça hatlardaki kayıplar üzerine olan etkisi azalmaktadır. Dolayısıyla kayıplar artmakta, güç kalitesi problemleri ve enerji maliyetleri artmaktadır. Özellikle mesken abonelerini besleyen dağıtım transformatörlerinde eskiden kullanılan kompanzasyon panoları işletmesi bakım-onarım gerektirdiğinden, rezonans durumunda arıza verdiği için iptal edilmiş, bu noktalardaki reaktif güç kompanzasyonu gereksiz görülmüştür.

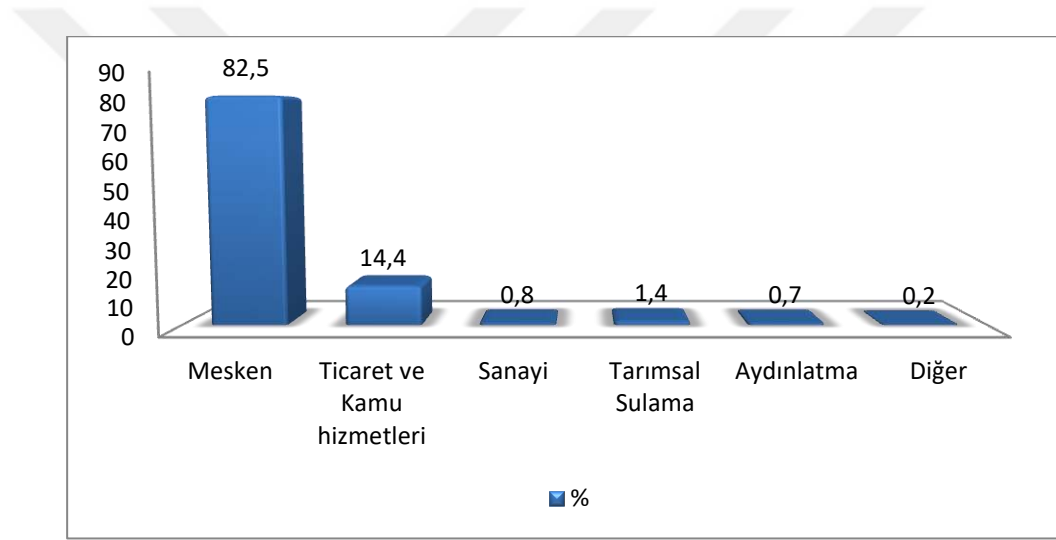
Tedaş’ın özelleşmesiyle tüm Türkiye dağıtım sistemi 21 bölgeye ayrılmış ve hepsinin devri yapılmıştır. Özelleşen dağıtım şirketleri EPDK ile yapmış oldukları sözleşme gereği kendi belirlemiş oldukları muhtelif bazı dağıtım transformatörlerinde bu ölçümleri yapmaktadır. Fırat Edaş Elazığ ilinde GKC güç analizörünün bağlı olduğu bazı dağıtım merkezlerinde, istenilen tarih aralığında akım harmonikleri, aktif-reaktif güç değişimleri, fliker, gerilim harmonikleri, gerilim dengesizliği, gerilim etkin değer değişimleri vb. parametreler ölçülmektedir.

6.2. Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri

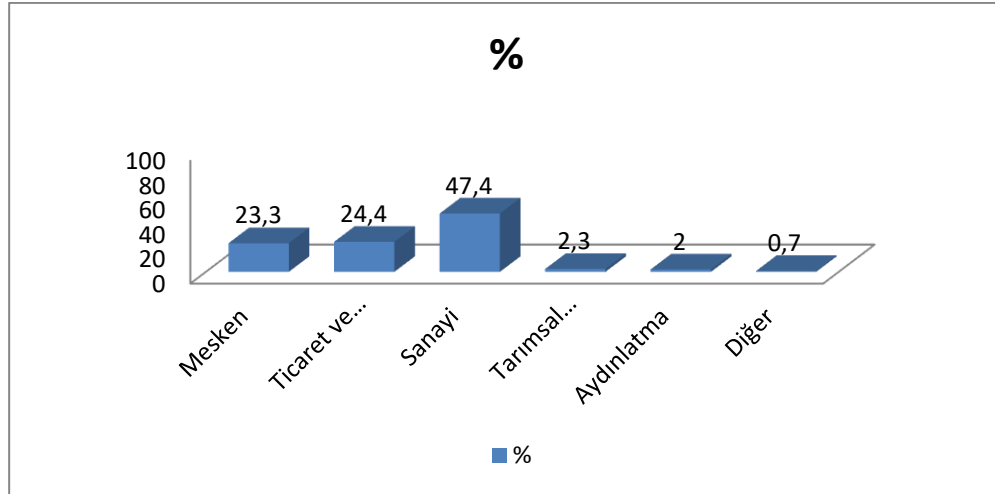
TEDAŞ verilerine göre Türkiye geneli abone bazında abone sayıları, tüketim miktarları, yüzdelik dilimleri, trafo sayıları, dağıtım hat uzunlukları, net kayıp kaçak oranları ve bazı istatistik bilgileri çalışmaya yön vermesi açısından incelenmiş Tablo 6.1, Şekil 6.1., Tablo 6.2., Şekil 6.2., Tablo 6.3., Şekil 6.3., Tablo 6.4., Tablo 6.5., Tablo 6.6’deki sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 6.1. Elektrik dağıtım şirketleri abone sayılarının sektörlere dağılımı

	Abone sayıları	%
Mesken	28.718.763	82,5
Ticaret ve Kamu hizmetleri	5.017.272	14,4
Sanayi	264.408	0,8
Tarımsal Sulama	495.400	1,4
Aydınlatma	256.427	0,7
Diğer	61.863	0,2
Toplam	34.814.136	100

**Şekil 6.1.** Elektrik dağıtım şirketleri abone sayılarının sektörlere dağılım grafiği**Tablo 6.2.** Türkiye geneli net elektrik tüketimlerinin sektörlere dağılımı

	Tüketim (MWh)	%
Mesken	45.375.137	23,3
Ticaret ve Kamu hizmetleri	47.511.918	24,4
Sanayi	92.301.731	47,4
Tarımsal Sulama	4.545.989	2,3
Aydınlatma	3.884.688	2,0
Diğer	1.303.886	0,7
Toplam	194.923.349	100



Şekil 6.2. Türkiye geneli net elektrik tüketimlerinin sektörlere dağılım grafiği

Bu tez çalışmasının kapsamına özellikle mesken abonelerini besleyen transformatörler girdiğinden kabaca 45.375.137 MWh ve % 23,3'lük bir enerjide yapılacak dinamik kompanzasyon sisteminin etkileri değerlendirilmelidir. Tabii sadece bu transformatörler değil kompanzasyon yapılmamış her transformatör bu çalışmanın konusudur.

Tablo 6.3. Türkiye dağıtım hat uzunlukları (km)

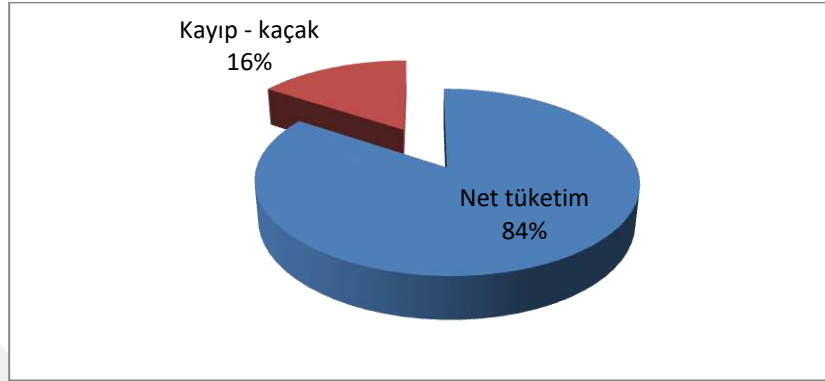
33 kV	15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	DİĞER	0,4 kV	TOPLAM
375.359,3	30.097,3	3.900	6.485,8	90,7	571.711,4	987.644,4

Tablo 6.4. Türkiye dağıtım transformatör adet ve güçleri (MVA)

	33 kV	MVA	15,8 kV	MVA	10,5 kV	MVA	6,3 kV	MVA	TOPLAM	
	ADET	GÜÇ	ADET	GÜÇ	ADET	GÜÇ	ADET	GÜÇ	ADET	GÜÇ
15,8 kV	464	4.164,9							464	4.164,9
10,5kV	242	3.596,9							242	3.596,9
6,3 kV	430	3.064,9	2	5,5					432	3.070,4
Diğer	78	897,2	2	1,0			4	15,2	94	1.080,1
0,4 kV	300.670	84.522,1	29.889	8.940,6	7.473	6.571,5	5.549	2.589,1	343.582	102.623,7
TOPLAM	301.884	96.246,0	29.893	8.947,2	7.474	6.571,5	5.553	2.604,4	344.814	114.536,2

Tablo 6.5. Türkiye Net Tüketim Ve Kayıp Kaçak Oranları (MWh)

Net Tüketim	Kayıp-Kaçak	%
131.944.070	24.531.250	16

**Şekil 6.3.** Türkiye net tüketim ve kayıp kaçak oranları grafiği (MWh)**Tablo 6.6.** Tedaş kayıp-kaçaklarının elektrik dağıtım şirketleri bazında sıralanışı

Kayıp-Kaçak Oranına Göre Sıralama		Kayıp - Kaçak Miktarına Göre Sıralama	
DAĞITIM ŞİRKETİ	(%)	DAĞITIM ŞİRKETİ	MWh
DİCLE EDAŞ	65,3	DİCLE EDAŞ	10.736.163
VANGÖLÜ EDAŞ	57,2	BOĞAZİÇİ EDAŞ	2.112.966
ARAS EDAŞ	25,6	VANGÖLÜ EDAŞ	1.710.152
YEŞİLIRMAK EDAŞ	13,5	TOROSLAR EDAŞ	1.267.801
FIRAT EDAŞ	12,6	GEDİZ EDAŞ	1.025.674
ÇORUH EDAŞ	12,0	BAŞKENT EDAŞ	977.367
BOĞAZİÇİ EDAŞ	10,9	YEŞİLIRMAK EDAŞ	633.375
AKDENİZ EDAŞ	9,9	ULUDAĞ EDAŞ	632.716
MERAM EDAŞ	9,5	ARAS EDAŞ	625.148
AYDEM EDAŞ	8,6	MERAM EDAŞ	608.702
BAŞKENT EDAŞ	8,2	AYEDAŞ	595.527
TOROSLAR EDAŞ	7,9	AKDENİZ EDAŞ	590.680
GEDİZ EDAŞ	7,5	SAKARYA EDAŞ	547.067

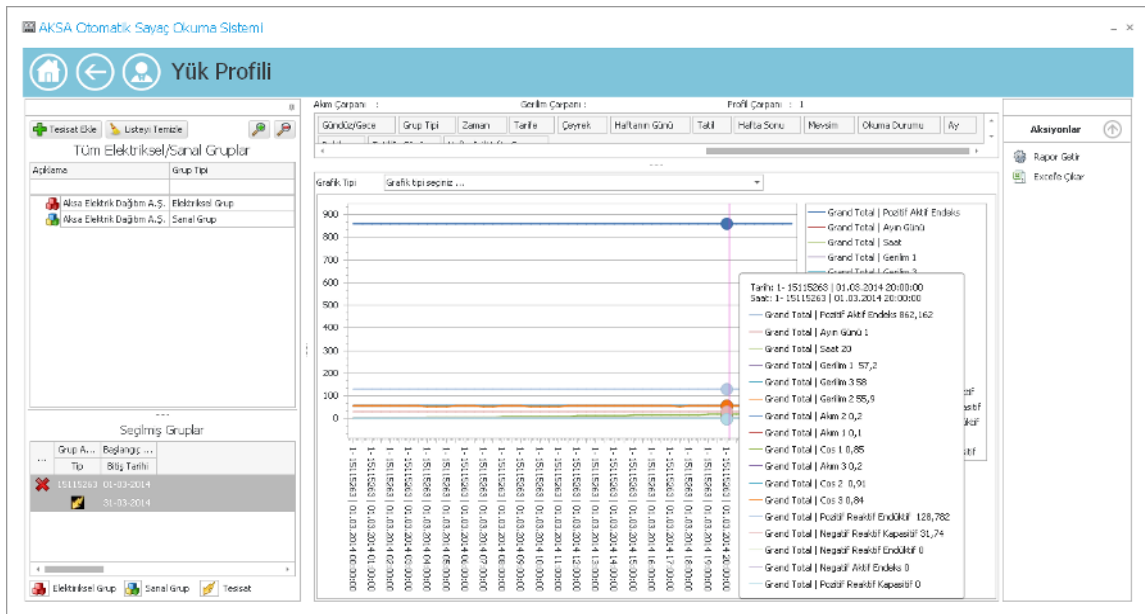
Tablo 6.6. Devamı

AKEDAŞ (GÖKSU EDAŞ)	7,3	AYDEM EDAŞ	484.764
KAYSERİ ELEKTRİK	7,0	TRAKYA EDAŞ	364.864
ÇAMLİBEL EDAŞ	7,0	OSMANGAZİ EDAŞ	358.363
OSMANGAZİ EDAŞ	6,9	ÇORUH EDAŞ	329.421
AYEDAŞ	6,9	FIRAT EDAŞ	313.504
TRAKYA EDAŞ	6,8	AKEDAŞ (GÖKSU EDAŞ)	298.406
SAKARYA EDAŞ	6,8	ÇAMLİBEL EDAŞ	162.339
ULUDAĞ EDAŞ	6,4	KAYSERİ ELEKTRİK	156.252

6.3. Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS) İle Bir Aylık Sanayi ve Mesken Abonesi Yük Profili

Dağıtım şirketleri sorumlu oldukları bölgelerde alt yapı çalışmaları dahilinde uzaktan sayaç okuma sistemini zaman içerisinde tüm sayaçlara yayarak otomatik sayaç okuma sistemini oluşturmaya yönelmişlerdir. Bu şuan için mesken abone sayaçlarını kapsamasa da dağıtım trafoları sayaçlarında büyük oranda gerçekleştirilmiştir. Sanayi ve mesken trafo sayaçlarının bir aylık sayaç bilgilerini yük profilini görmek açısından incelenmesi aşağıdaki gibidir.

6.3.1. Sanayi Abonesi Yük Profili



Şekil 6.4. Bir sanayi abonesinin yük profilinin anlık görüntüsü

Et ve et ürünleri alanında çalışan bir sanayi kuruluşunun yük profili sistemde Şekil 6.4.'deki gibidir. Sistemde sayaç bilgileri istenilen tarihe gelindiğinde o gün için her faza ait gerilim, akım, cosφ, toplam aktif endeks, toplam reaktif-endüktif endeks, toplam reaktif-kapasitif endeks, anlık reaktif-endüktif ve reaktif-kapasitif gibi bilgileri Tablo 6.7.ve Tablo 6.8.'deki gibi görmek mümkündür. Tablo 6.9. ve Şekil 6.5.'den görüleceği gibi sanayi abonesi reaktif güç kompanzasyonu yaptığından endüktif oranı % 20 sınır değerinin altında % 19,23 olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 6.7. Sanayi abonesi ayın ilk günü sayaç okuma bilgileri

Profil Tarihi	Pozitif Aktif Endeks	Ayın Günü	Saat	Gerilim 1	Gerilim 2	Gerilim 3	Akım 1	Akım 2	Akım 3	Cos 1	Cos 2	Cos 3	Pozitif Reaktif Endüktif	Negatif Reaktif Kapasitif
01.03.2018 00:00	860,58	1	0	56,70	55,30	57,50	0,30	0,40	0,50	0,93	1,00	0,94	128,55	31,69
01.03.2018 00:30	860,61	1	0	56,70	55,50	57,70	0,40	0,50	0,50	1,00	1,00	0,93	128,56	31,69
01.03.2018 01:00	860,63	1	1	57,20	55,80	57,90	0,20	0,20	0,30	1,00	1,00	0,85	128,57	31,69
01.03.2018 01:30	860,65	1	1	56,80	55,60	57,70	0,20	0,20	0,30	1,00	1,00	0,89	128,57	31,69

Tablo 6.8. Sanayi abonesi ayın son günü sayaç okuma bilgileri

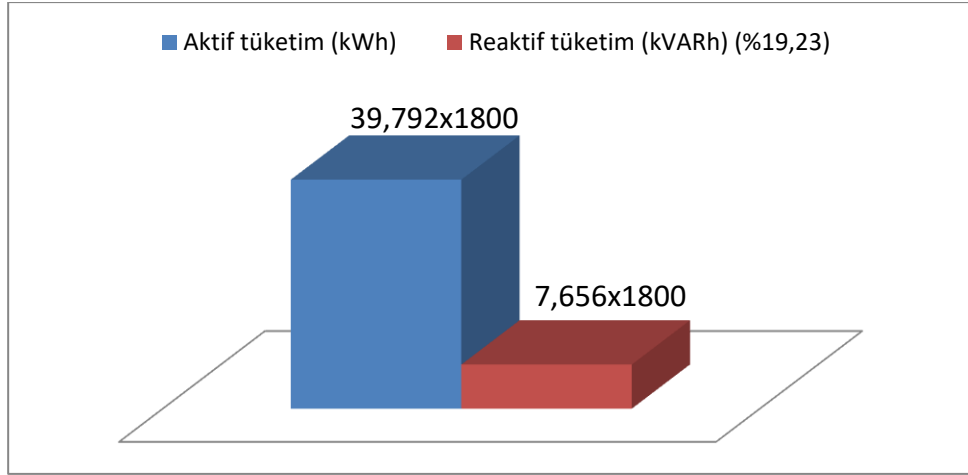
Profil Tarihi	Pozitif Aktif Endeks	Ayın Günü	Saat	Gerilim 1	Gerilim 2	Gerilim 3	Akım 1	Akım 2	Akım 3	Cos 1	Cos 2	Cos 3	Pozitif Reaktif Endüktif	Negatif Reaktif Kapasitif
01.04.2018 22:00	900,32	1	22	56,50	55,30	57,00	0,30	0,30	0,40	0,94	1,00	0,94	136,19	36,70
01.04.2018 22:30	900,34	1	22	56,60	55,30	57,40	0,10	0,10	0,10	0,79	1,00	0,89	136,19	36,70
01.04.2018 23:00	900,36	1	23	56,80	55,60	57,50	0,10	0,10	0,20	0,79	0,90	0,82	136,20	36,70
01.04.2018 23:30	900,37	1	23	56,30	55,10	56,80	0,10	0,10	0,10	1,00	0,88	0,85	136,21	36,70

Bir aylık veriler çok yer kapladığından sadece ilk ve son endeksler verilmiştir. Sayacı besleyen akım trafosu oranı 125/5 A, gerilim trafosu 7200/100 V olduğundan

$$\text{sayaç çarpanı} = \frac{125}{5} \times \frac{7200}{100} = 1800 \quad (6.1)$$

Tablo 6.9. Bir aylık endeks sonucunda sanayi abonesinin aktif, reaktif-endüktif ve endüktif oranı

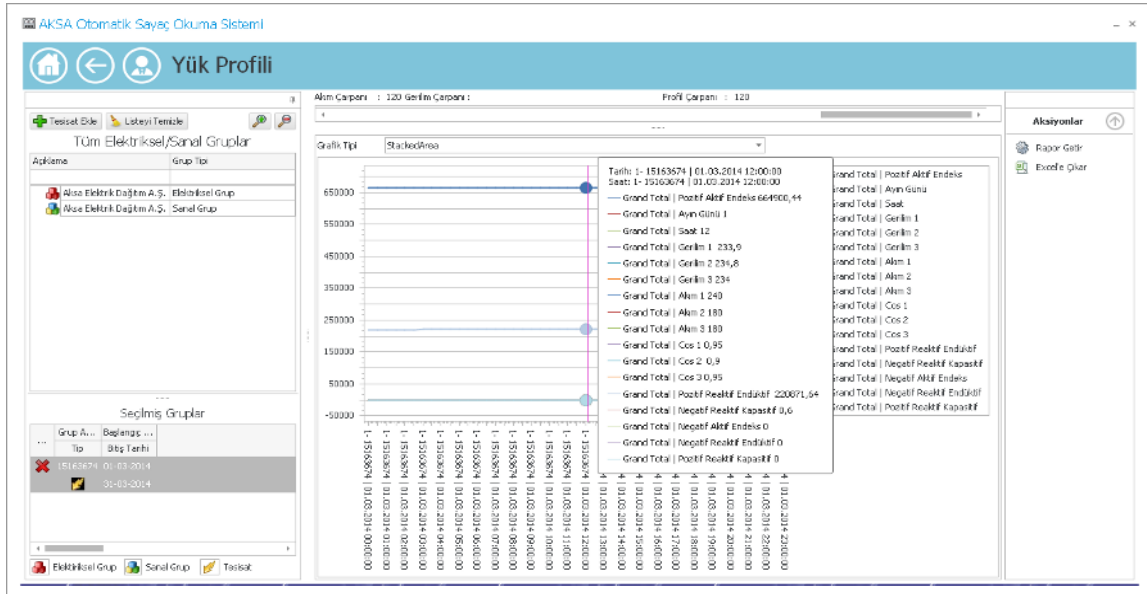
	Ay sonu	Ay başı	Fark	Endüktif oran(%)
Bir aylık aktif endeks (kWh)	900,37	860,58	39,79	19,23
Bir aylık reaktif- endüktif endeks (kVAR)	136,21	128,55	7,66	



Şekil 6.5. Sanayi abonesi bir aylık tüketimin grafik olarak gösterimi

6.3.2. Mesken Abonesi Yük Profili

Kurulu gücü 50 KVA' nın üzerinde olmakla beraber mesken tarzı elektrik cihazlarının kullanıldığı bir abone verileri Şekil 6.6.'daki gibidir. Kur'an kursu trafosunda OSOS sayaç verileri Tablo 6.10.,Tablo 6.11.,Tablo 6.12. ve Şekil 6.7.'deki gibidir. Abonede %20 olan endüktif sınır değeri, kompanzasyonun yeterli ya da hiç olmamasından dolayı %33 olarak ölçülmüştür. Dolayısıyla ceza sınırı aşılmıştır ve dinamik reaktif kompanzasyon eksikliği görülmektedir.



Şekil 6.6. Bir mesken abonesinin yük profilinin anlık görüntüsü

Tablo 6.10. Mesken abonesi ayın ilk günü sayaç okuma bilgileri

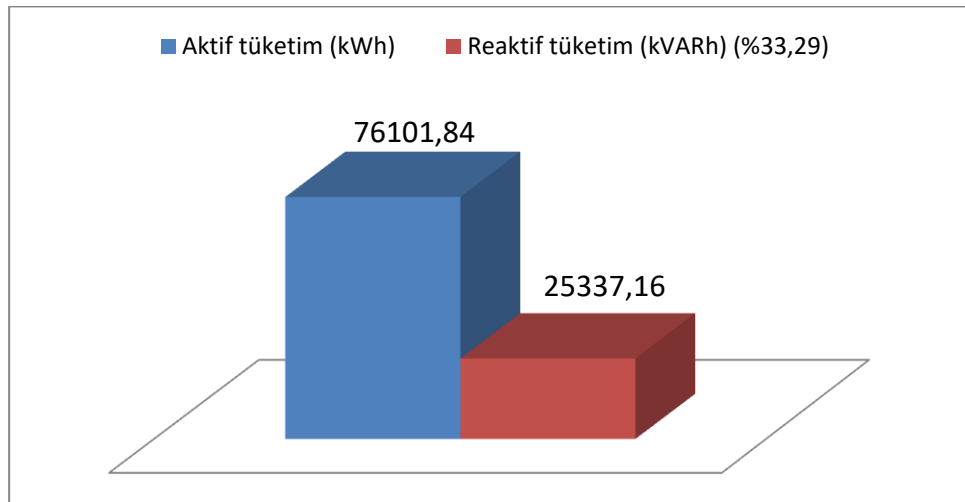
Profil Tarihi	Pozitif Aktif Endeks	Ayın Günü	Saat	Gerilim 1	Gerilim 2	Gerilim 3	Akım 1	Akım 2	Akım 3	Cos 1	Cos 2	Cos 3	Pozitif Reaktif Endüktif	Negatif Reaktif Kapasitif
01.03.2018 00:00	663.787,56	1	0	233,80	234,60	231,90	108,0	156,0	204,0	0,91	0,95	0,99	220.468,44	0,60
01.03.2018 00:30	663.840,36	1	0	234,40	234,70	233,20	108,0	156,0	180,0	0,92	0,94	0,99	220.485,72	0,60
01.03.2018 01:00	663.891,24	1	1	234,90	235,70	233,60	108,0	144,0	180,0	0,90	0,93	0,98	220.503,60	0,60
01.03.2018 01:30	663.940,80	1	1	235,00	235,70	233,80	108,0	132,0	168,0	0,93	0,92	0,99	220.520,76	0,60

Tablo 6.11. Mesken abonesi ayın son günü sayaç okuma bilgileri

Profil Tarihi	Pozitif Aktif Endeks	Ayın Günü	Saat	Gerilim 1	Gerilim 2	Gerilim 3	Akım 1	Akım 2	Akım 3	Cos 1	Cos 2	Cos 3	Pozitif Reaktif Endüktif	Negatif Reaktif Kapasitif
01.04.2018 22:00	739.711,56	1	22	236,4	236,2	234,8	156,0	156,0	192,0	0,97	0,98	0,98	245.764,20	0,60
01.04.2018 22:30	739.771,44	1	22	236,5	236,1	234,9	144,0	156,0	180,0	0,98	0,98	0,99	245.778,00	0,60
01.04.2018 23:00	739.831,56	1	23	237,0	236,7	235,3	132,0	168,0	192,0	0,96	0,99	0,99	245.791,80	0,60
01.04.2018 23:30	739.889,40	1	23	236,4	235,9	234,5	132,0	156,0	192,0	0,97	1,00	0,99	245.805,60	0,60

Tablo 6.12. Bir aylık endeks sonucunda mesken abonesinin aktif, reaktif endüktif ve endüktif oranı

	Ay sonu	Ay başı	Fark	Endüktif oran
Bir aylık aktif endeks (kW)	739.889,4	663.787,56	76.101,84	33,29%
Bir aylık reaktif - endüktif endeks (kVAR)	245.805,6	220.468,44	25.337,16	

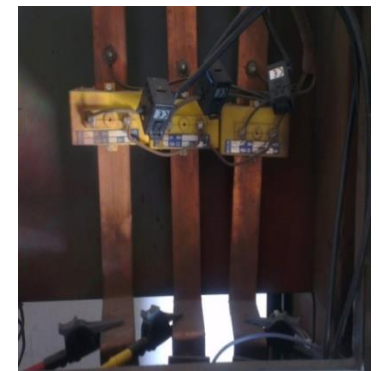
**Şekil 6.7.** Mesken abonesi bir aylık tüketimin grafik olarak gösterimi

6.4. Reaktif Güç Ceza Oranları

09.01.2007 tarih ve 01.01.2008 tarihinden itibaren uygulanmak üzere 26398 sayılı Resmi Gazete'de "Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği"nin 16. Maddesi dördüncü fıkrası Reaktif enerji miktarını ölçmek üzere gerekli ölçme düzeneği, mevzuat hükümleri çerçevesinde mesken abone grubu dışında kalan müşteriler tarafından tesis edilir. "Bu müşterilerden, bağlantı gücü 50 kVA'nın altında olanlar, çektikleri aktif enerji miktarının %33'ünü aşan şekilde endüktif reaktif enerji tüketimleri veya aktif enerji miktarının %20'sini aşan şekilde kapasitif reaktif enerji tüketimleri halinde; bağlantı gücü 50 kVA ve üstünde olanlar ise, çektikleri aktif enerji miktarının %20'sini aşan şekilde endüktif reaktif enerji tüketimleri veya aktif enerji miktarının %15'ini aşan şekilde sisteme kapasitif reaktif enerji vermeleri halinde, reaktif enerji tüketim bedeli ödemekle yükümlüdür." İfadesi yer almaktadır.

- Bağlantı gücü 9 KVA üzerinde olan tesislerde reaktif enerjisi ölçmek için kombi sayaç takılması zorunludur.
- Bağlantı gücü 50 KVA üzerinde olan tesisler için kompanzasyon zorunludur.
- Bağlantı gücü 50 KVA altında olan tesisler için endüktif reaktif ceza sınırı : %33
- Bağlantı gücü 50 KVA altında olan tesisler için kapasitif reaktif ceza sınırı : %20
- Bağlantı gücü 50 KVA üzerinde tesisler için endüktif reaktif ceza sınırı : %20
- Bağlantı gücü 50 KVA altında olan tesisler için kapasitif reaktif ceza sınırı : %15

6.5. Fırat Edaş Elazığ İlinde Muhtelif Dağıtım Transformatörlerinde Yapılan Ölçümler



Resim 6.1. ION 7650 Güç kalitesi analizörü ve baralara bağlantısı görüntüleri

Ölçüm Yapılan Enerji Analizörünün Teknik Özellikleri

- ION7650: simetrik bileşen ölçümleri, hızlı geçici değişiklik algılama, 1024 örnek/çevrim hızıyla dalga formu yakalama ve güç kalitesi uyumluluğu izleme özelliklerini ekler.(bazı özellikler isteğe bağlıdır):
- Panoya monte, geniş özelleştirilebilir LCD ekran, ekransız seçenek mevcuttur
- İngilizce, Fransızca, İspanyolca ve Rusça için çoklu dil desteği. Kullanıcı tarafından yapılandırılabilen IEC veya IEEE gösterimleri. çoklu tarih/saat formatlarında 12/24 saat formatı desteği.
- 3 fazlı, 4 kadranlı ölçüm, 0.2 sınıfı hassasiyet (IEC, ANSI)
- Gerilim, akım, nötr ve toprak akımı, güç, frekans, güç faktörü, talep, enerji ve kullanım süresi ölçümü
- Araç trafosu düzeltme, trafo/hat kaybı telafisi
- IEC 61000-4-30 A sınıfı, IEEE 519/1159, EN50160, IEC 61000-4-7/4-15 güç kalitesi uyumluluğunu izleme
- 1024 örnek/çevrim hızıyla dalga formu yakalama, geçici değişiklik yakalama (20 µs @ 50 Hz), çökme/yükselme izleme, harmonik ölçümü (63.'ye kadar), simetrik bileşenler
- Bozulma yönü algılama
- çökme, yükselme, geçici değişiklik veya yüksek ve düşük ayar noktasının ne olduğunu otomatik olarak öğrenmek için, ayar noktası öğrenme
- Olayların sırası, rastlantısal minimum/maksimum, geçmişteki eğilimler ve yüksek hızlı anlık görüntü kaydı, 1 ms çözünürlüklü tarih damgası, GPS zaman senkronizasyonu
- 4 analog giriş, 4 analog çıkış, 16 dijital durum/sayaç girişi, 7 dijital kontrol/puls çıkışı
- alarmlar ve kontrol için 65 ayar noktası, 1/2 çevrimde yanıt, çok koşullu, alarm durumunda haber verme
- 5 iletişim portu: Ethernet, modem, RS-232/485, RS-485, ön panel optik
- Daha hızlı Ethernet iletişimi için 100Base-TX ve 100Base-FX
- Protokoller: Modbus RTU slave/master, Modbus TCP, DNP 3.0, MV-90
- RS-485 portundaki 31 cihaza ethernet ve modem ağ geçitleri
- Tümüleşik web sunucusu, alarmlar ve veriler için e-posta

6.5.1. Ölçüm Noktası 1

1250 KVA gücünde 2013 imal tarihli hermetik tip transformatör Elazığ ili batı bölgesinde özellikle meskenleri besleyen dağıtım transformatörü etiket değerleri Resim 6.2.'deki gibidir. Resim 6.3.'de bu trafoya bağlanan güç kalitesi analizörü görülmektedir.

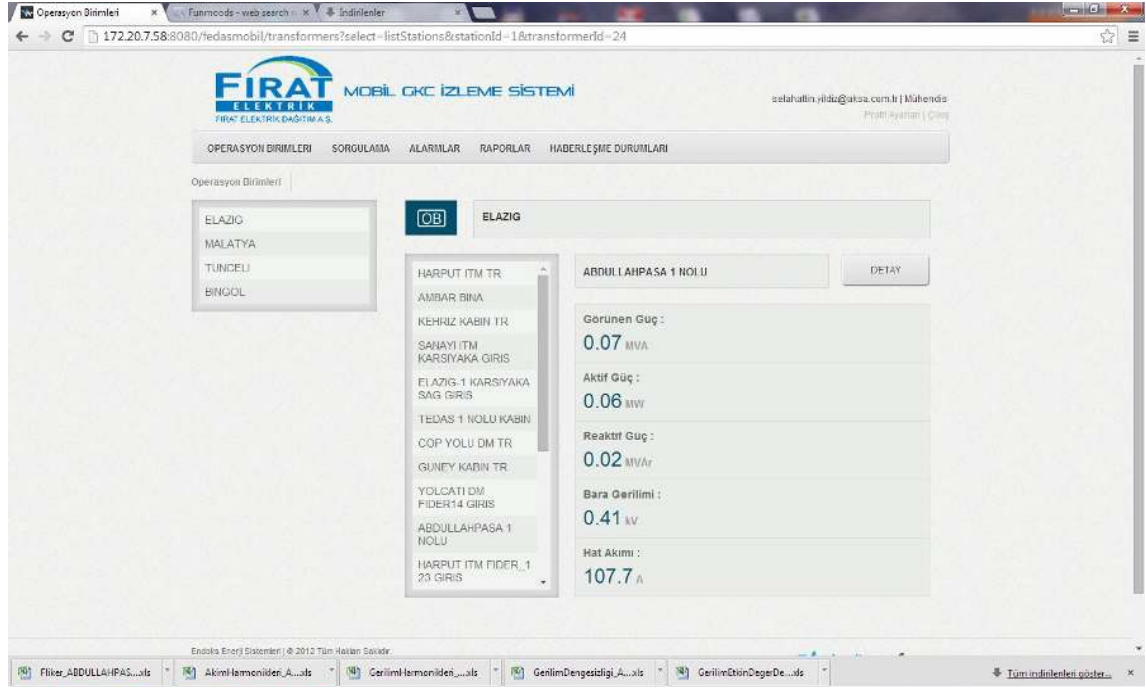


MALATYA MAKINA SANAYI A.Ş. TRANSFORMATÖR FABRİKASI					
STANDARD	TS 267	İMAL TARİ	2013	SİP. NO	MALZ. KOD NO
NOM. GÜÇ	1250 KVA	GER. SINIFI	36 kV	BAG. GRUBU	Dyn11
SERİ NO					
KADEME	YG	AG	CİNSİ HARİCİ		
1	28500 V	V	SERVIS SÜREKLİ		
2	30000 V	V	SOĞUTMA ONAN		
3	31500 V	V	ISINMA 50 / 55 °C		
4	33000 V	V	400 / 43	YAL. SINIFI A	
5	34500 V	V	FAZ 3		
6	36000 V	V	FREKANS 50 Hz		
NOMİNAL AKIM	A		A		Pu 1548 W
EMPEDANS(%)	B.Ç. ORANI		Pcu		
İZOLASYON DİRENCİ (Mohm)					
ÖLÇÜLEN YER	0 sn.	15 sn.	30 sn.	45 sn.	60 sn.
AG. T					
YG. T					
AG. YG					
YAG. NYNAS	YAG. AĞ	YAG. AĞ	YAG. AĞ	YAG. AĞ	YAG. AĞ
TSE HERMETİK KAPALI TRANSFORMATÖR TURK MALI					

Resim 6.2. Ölçüm noktası 1, transformatör etiket değerleri



Resim 6.3. Ölçüm noktası 1, değerlerin alındığı GKC ION 7650 güç kalitesi analizörü



Şekil 6.8. Transformatör anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri



Şekil 6.9. Ölçüm noktası 1, uzaktan okuma transformatör anlık güç ölçümleri

Resim 6.3' de trafoya bağlanan GKC güç analizörü görülmektedir. Cihazdan alınan trafo anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri Şekil 6.8' deki gibidir. Şekil 6.9. da fazlarda dengesiz akım olduğu

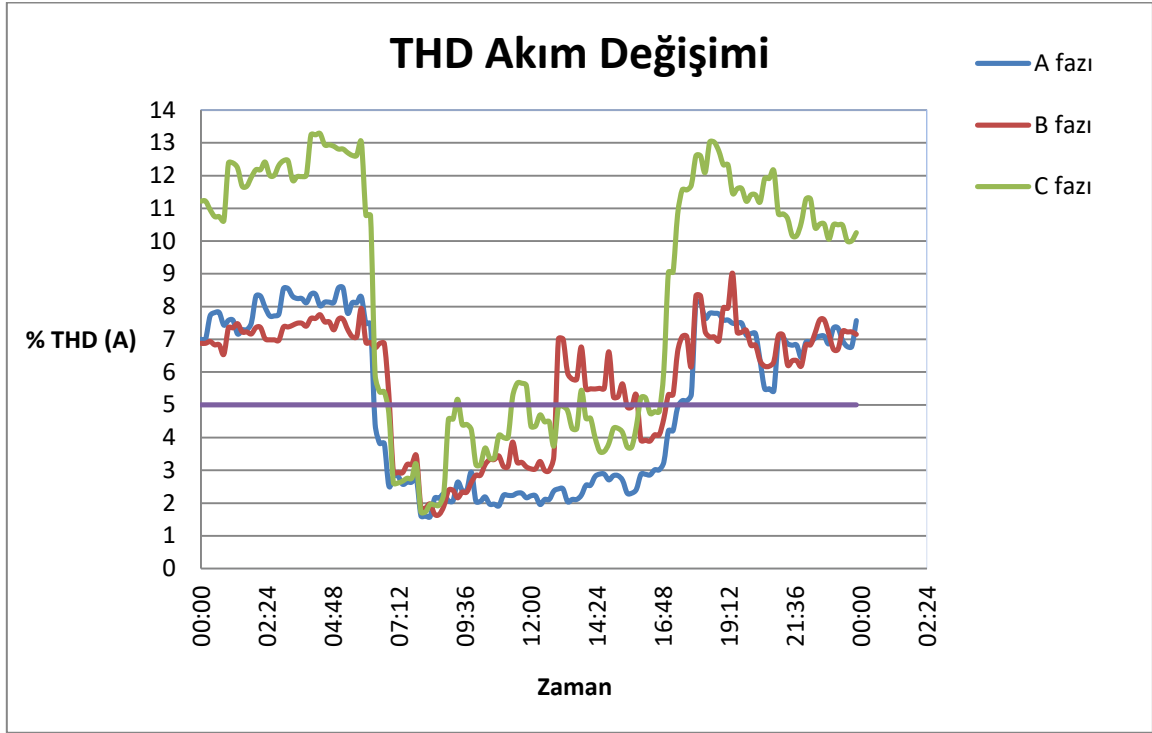
görülmüştür. A fazı 107.7A, B fazı 73.8A, C fazı ise 104.6 A dir. Ayrıca nominal akımı 1804,22A olan transformatör, verimli çalışma aralığı olan %40-70 oranının çok altında çalıştırılarak verimi düşürülmüştür. Gerilim harmonikleri %3 sınır değerin altında yaklaşık % 2 civarındadır. Akım harmoniklerine baktığımızda A fazı THD %5.41, B fazı THD %8,82, C fazı THD ise %12.35 olarak %5 sınır değerini aştığı görülmüştür. Şekil 6.10. ve 6.11.'e göre yaz ve kış aylarında yapılan ölçümlerde akım değeri hemen hemen aynı değerlerde seyretmiştir. Fakat kış aylarında daha simetrik bir görüntü hakimdir ve puant saatlerinde farklılık gözükmemektedir.



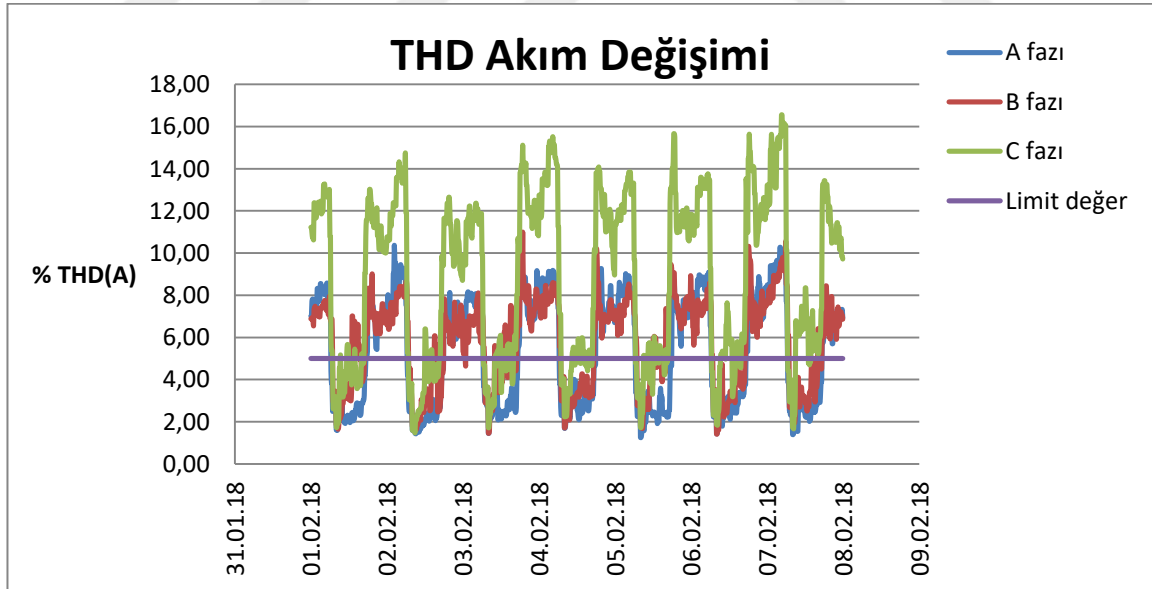
Şekil 6.10. Ölçüm noktası 1, Temmuz ayı bir haftalık akım değişimi



Şekil 6.11. Ölçüm noktası 1, Şubat ayı bir haftalık akım değişimi



Şekil 6.12. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 Tarihindeki bir günlük üç faz %THD_I değişimi



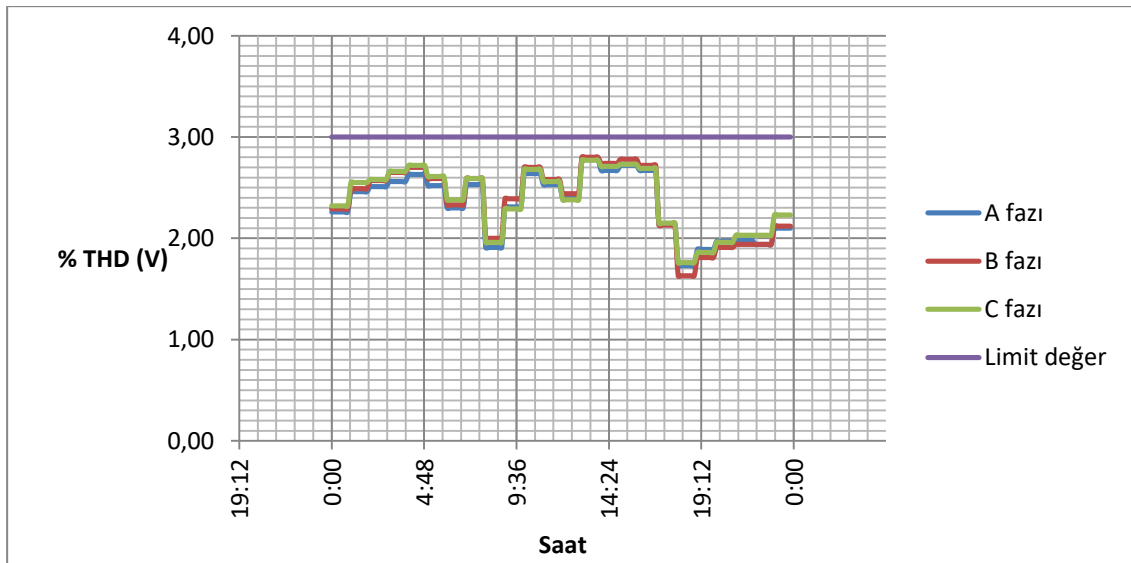
Şekil 6.13. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 – 08.02.2018 tarihleri arası bir haftalık üç faz %THD_I değişimi

Şekil 6.12.'ye göre akım harmoniklerindeki artışın genellikle puant saatlerinde olduğu söylenebilir. C fazında diğer fazlara nazaran THD değerinin yüksek oluşu da göze çarpmaktadır. 31. harmoniğe kadar ölçüm yapan cihazda Şekil 6.13.' e göre 01.02.2018 – 02.03.2018 tarihleri

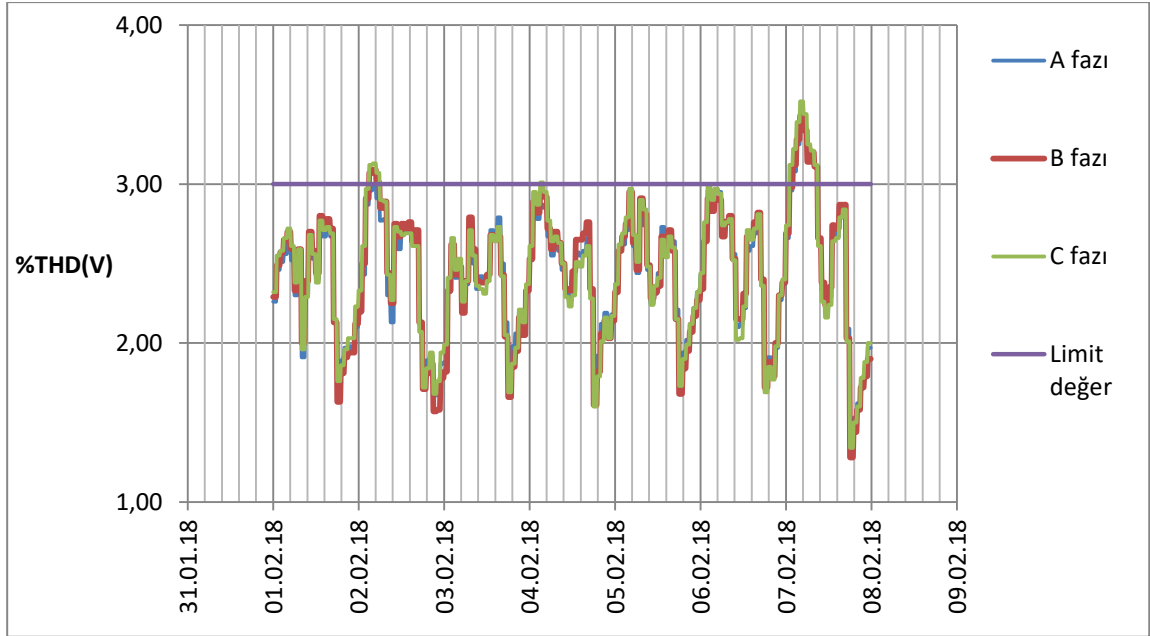
arasında 1 aylık ölçüm sonucunda sınır değerlerinin aşıldığı örnek sayısının 3. ve 5. harmonikte yoğunlaştığı Tablo 6.13.'den anlaşılmaktadır. Şekil 6.14. ve 6.15.'de bir günlük ve bir haftalık üç faz % THD_V değişiminin sınır değerin altında olduğu görülmektedir. Şekil 6.16.'da bir aylık endüktif oran değişimi görülmektedir. Şekil 6.17.'de bir haftalık grafikten de görüldüğü gibi endüktif oran % 20 olan sınır değerin hep üzerinde seyretmiştir. Kompanzasyon yapılmamış olmasının endüktif reaktif güçte oluşan artışa etkisi görülmektedir.

Tablo 6.13 Ölçüm noktası 1 akım harmonikleri sınır değeri aşan örnek sayıları

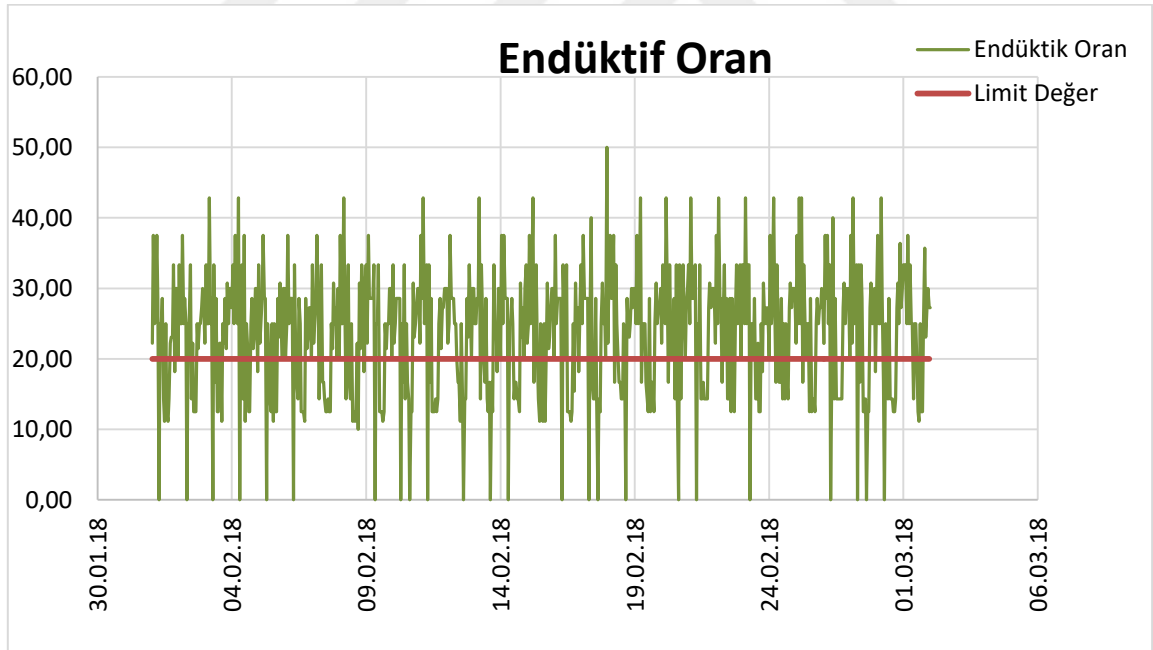
Toplam Örnek Sayısı	4176		
Değişken	IaH3	IaH5	THD-Ia
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	0	977	2161
Yüzde	0,00	23,40	51,75
Değerlendirme	PASS	FAIL	FAIL
Değişken	IbH3	IbH5	THD-Ib
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	2708	1089	2566
Yüzde	64,85	26,08	61,45
Değerlendirme	FAIL	FAIL	FAIL
Değişken	IcH3	IcH5	THD-Ic
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	3484	1808	3183
Yüzde	83,43	43,30	76,22
Değerlendirme	FAIL	FAIL	FAIL



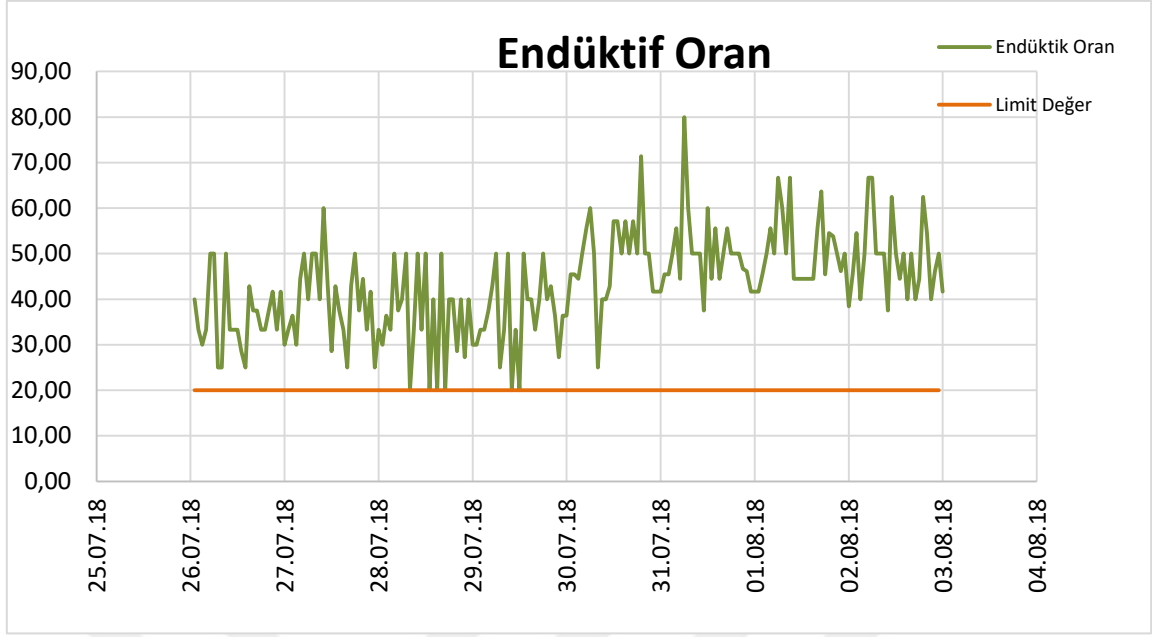
Şekil 6.14. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 Tarihindeki bir günlük üç faz % THD_V değişimi



Şekil 6.15. Ölçüm noktası 1, 01.02.2018 – 08.02.2018 tarihleri arası bir haftalık üç faz % THD_V değişimi



Şekil 6.16. Ölçüm noktası 1, Şubat ayı bir aylık endüktif oran değişimi



Şekil 6.17. Ölçüm noktası 1, Temmuz ayı bir haftalık endüktif oran değişimi

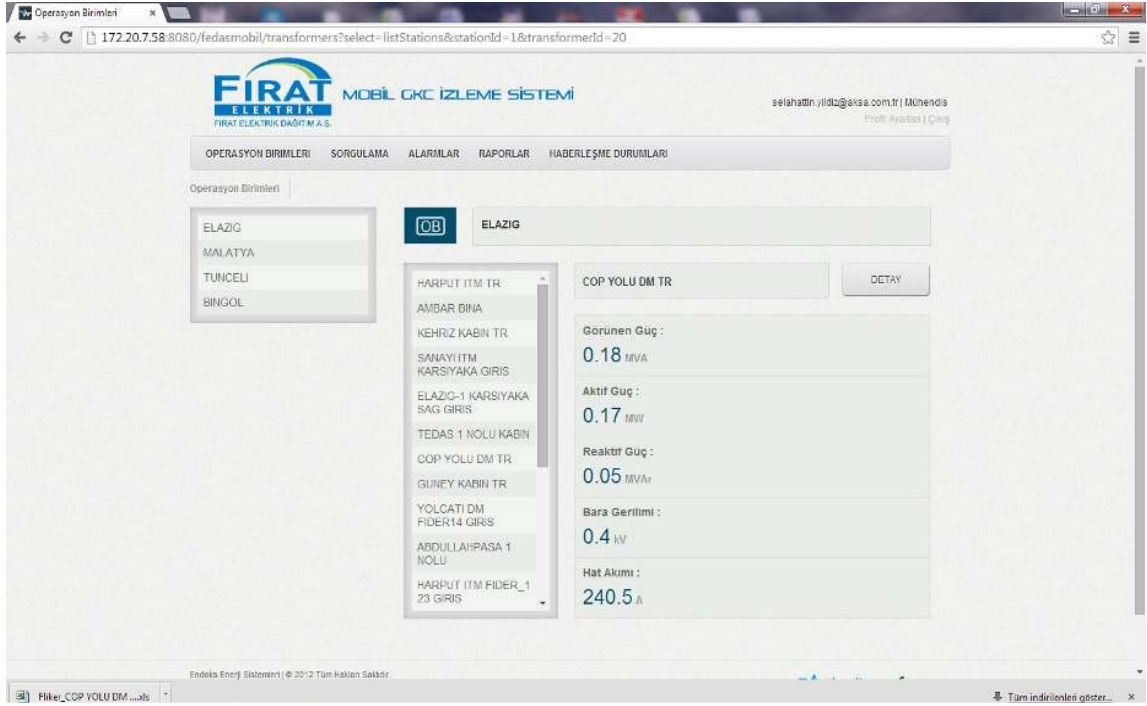
6.5.2. Ölçüm Noktası 2

400 KVA gücünde 2011 yapımı hermetik tip transformatör Elazığ ili şehir merkezinde yine meskenlerin yoğun olduğu bir muhitte bulunmaktadır. Etiket değerleri Resim 6.4.'deki gibidir.



Resim 6.4. Ölçüm noktası 2, transformatör etiket değerleri

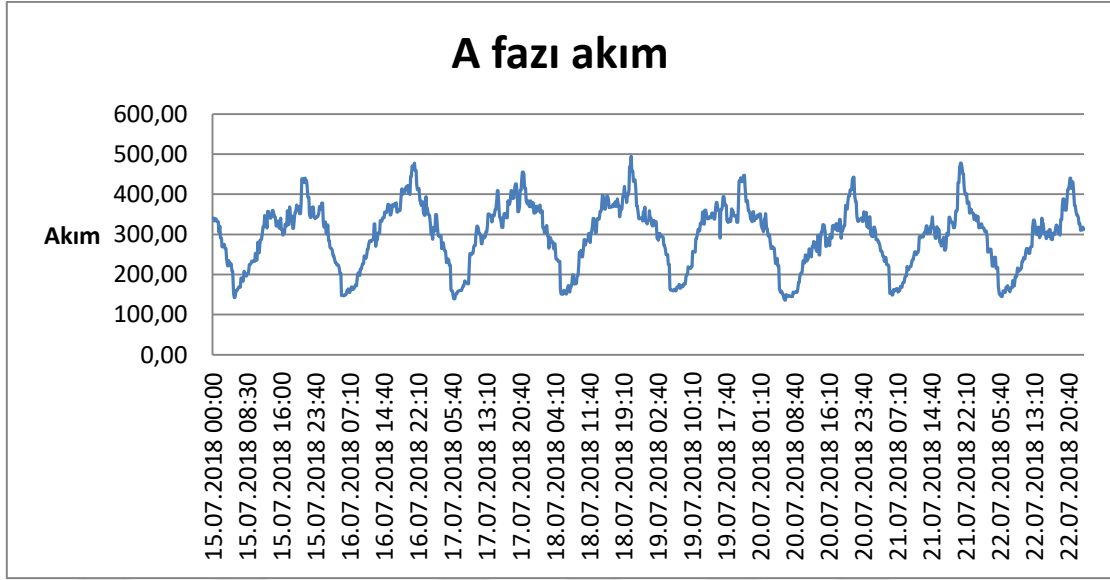
Şekil 6.18. ve 6.19.'da ölçüm noktası 2 ölçüm sonuçları verilmiştir. Şekil 6.20.'de akım değişimine bakıldığında transformatörün ortalama 300 - 400 A aralığında çalıştığını bununda verim açısından %40-70 yük aralığında olduğunu söyleyebiliriz.



Şekil 6.18. Ölçüm noktası 2, uzaktan okuma transformatör anlık güç ölçümleri

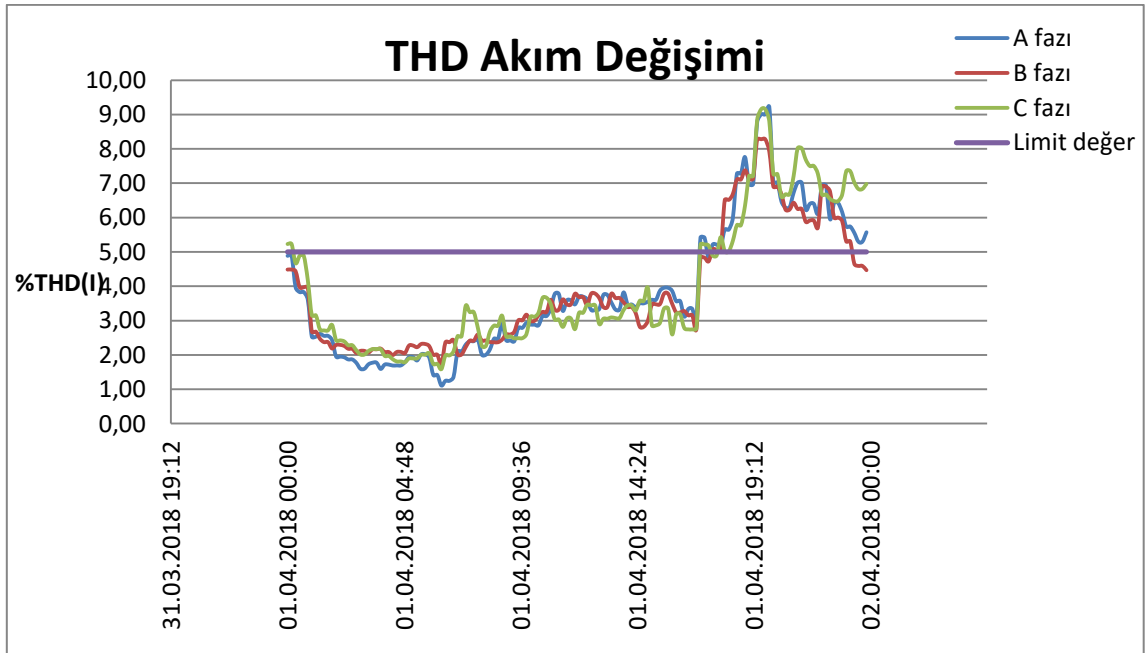


Şekil 6.19. Ölçüm noktası 2, transformatör anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri

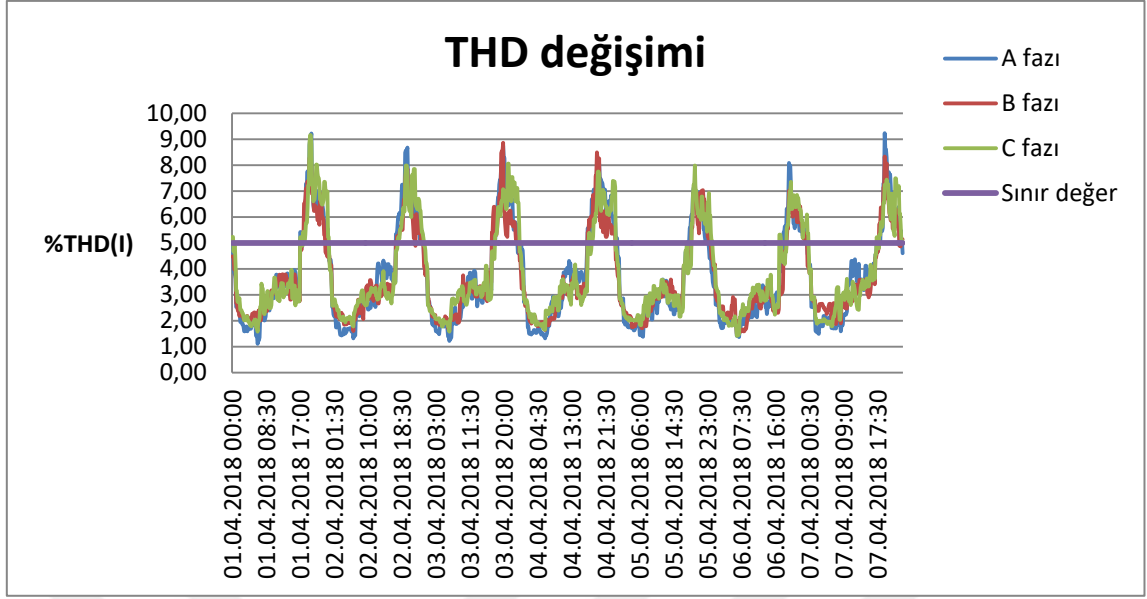


Şekil 6.20. Ölçüm noktası 2, Temmuz ayı bir haftalık akım değişimi

Şekil 6.21. ve 6.22.'de bir günlük ve bir haftalık THD akım değişiminin puant saatlerinde sınır değerın üzerine çıktığı görülmektedir. Tablo 6.14.'de akım harmoniklerinin sınır değeri aşan örnek sayısı verilmiştir. Şekil 6.23. ve 6.24. 'de THD gerilimin sınır değeri aştığı saatler görülmektedir.



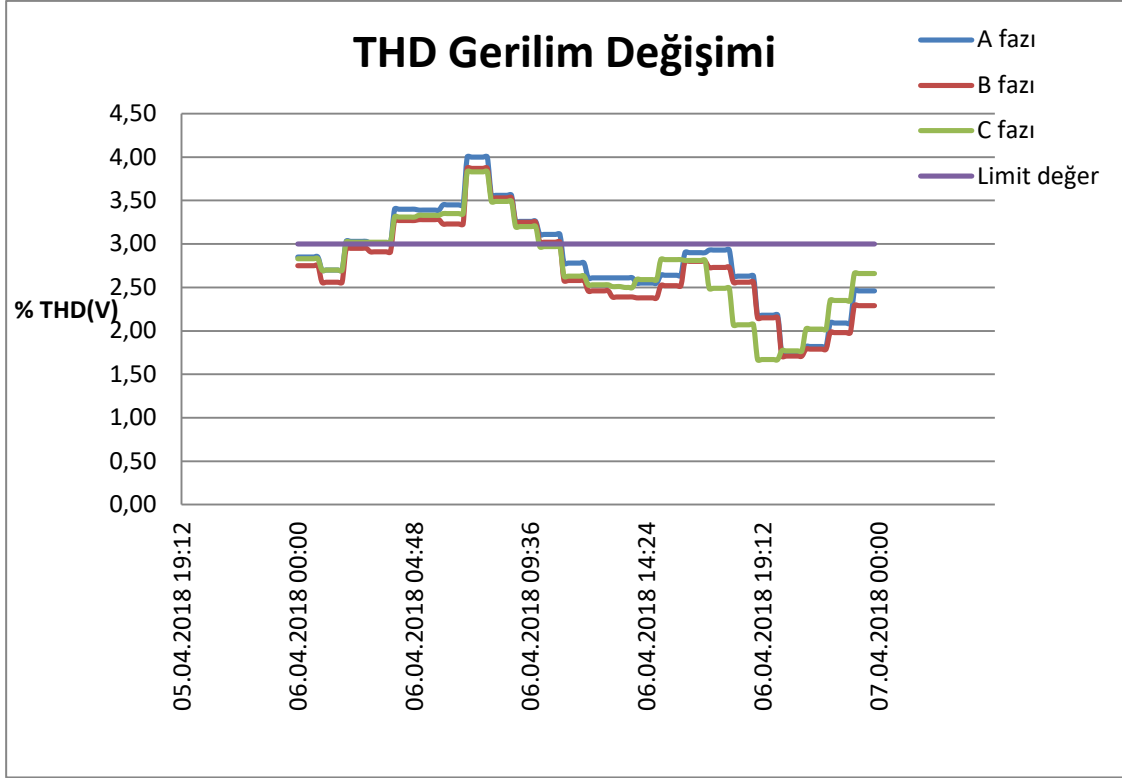
Şekil 6.21. Ölçüm noktası 2, 01.04.2018 tarihli bir günlük üç faz % THD_I değişimi



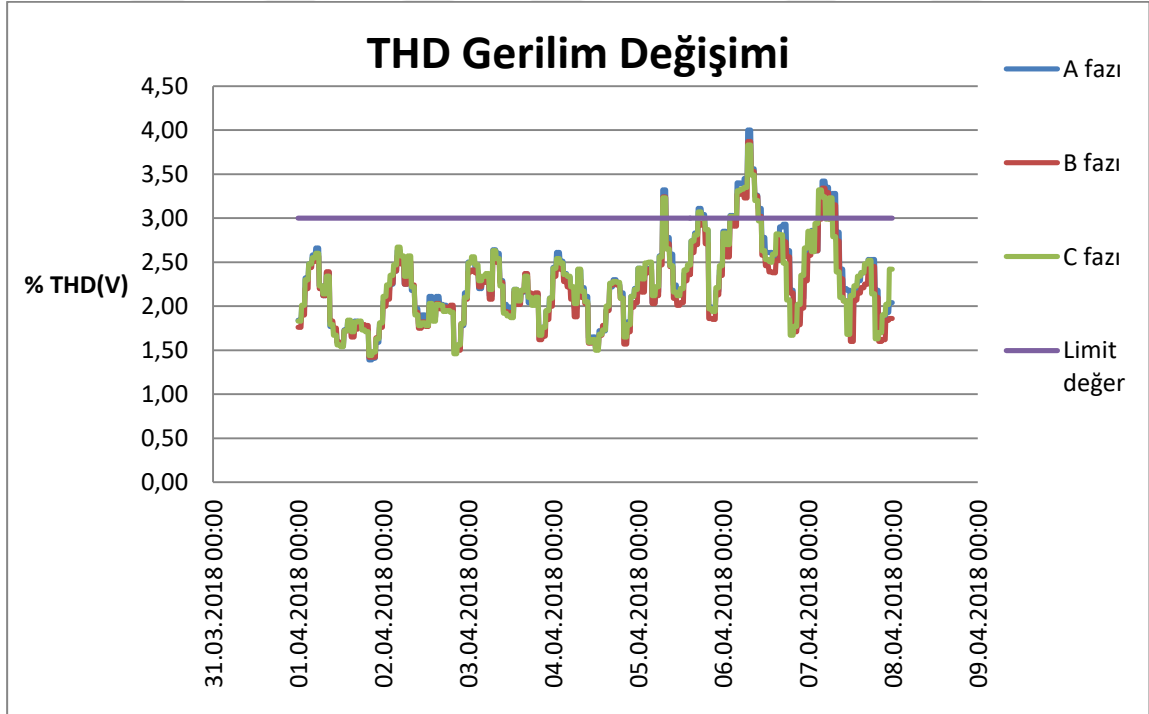
Şekil 6.22. Ölçüm noktası 2, Temmuz ayı bir haftalık üç faz % THD_I değişimi

Tablo 6.14. Ölçüm noktası 2 akım harmonikleri sınır değeri aşan örnek sayıları

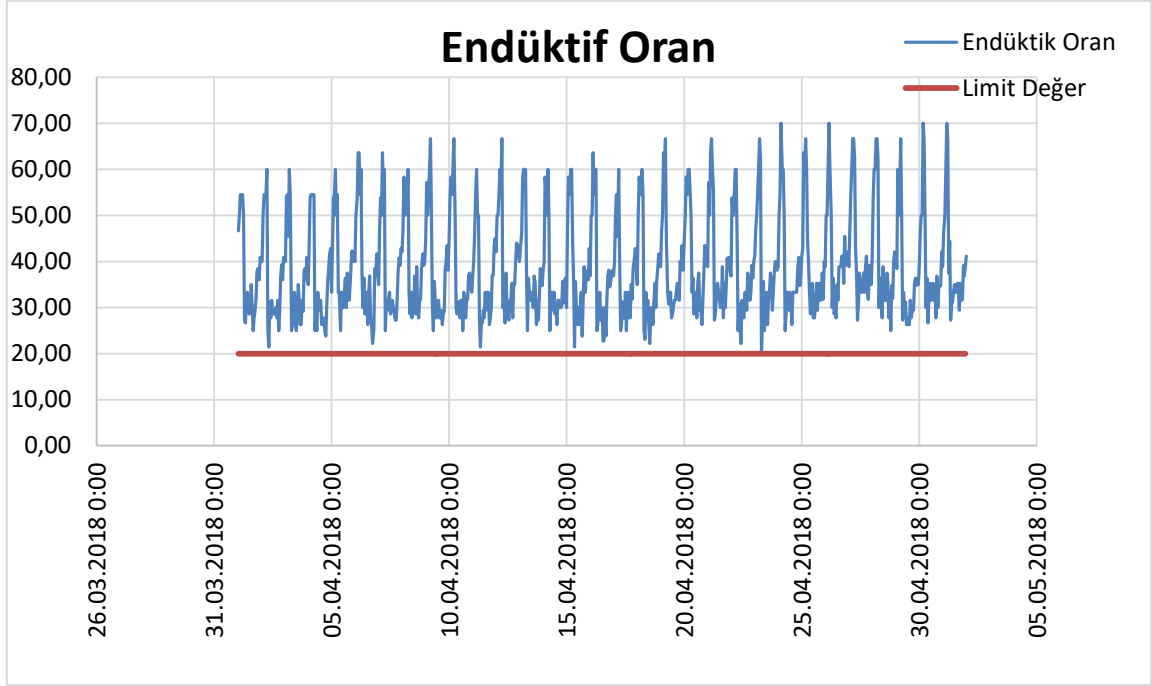
Toplam Örnek Sayısı	4464	
Değişken	IaH3	THD-Ia
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	0	1029
Yüzde	0,00	23,05
Değerlendirme	PASS	FAIL
Değişken	IbH3	THD-Ib
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	1163	934
Yüzde	26,05	20,92
Değerlendirme	FAIL	FAIL
Değişken	IcH3	THD-Ic
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	1221	1001
Yüzde	27,35	22,42
Değerlendirme	FAIL	FAIL



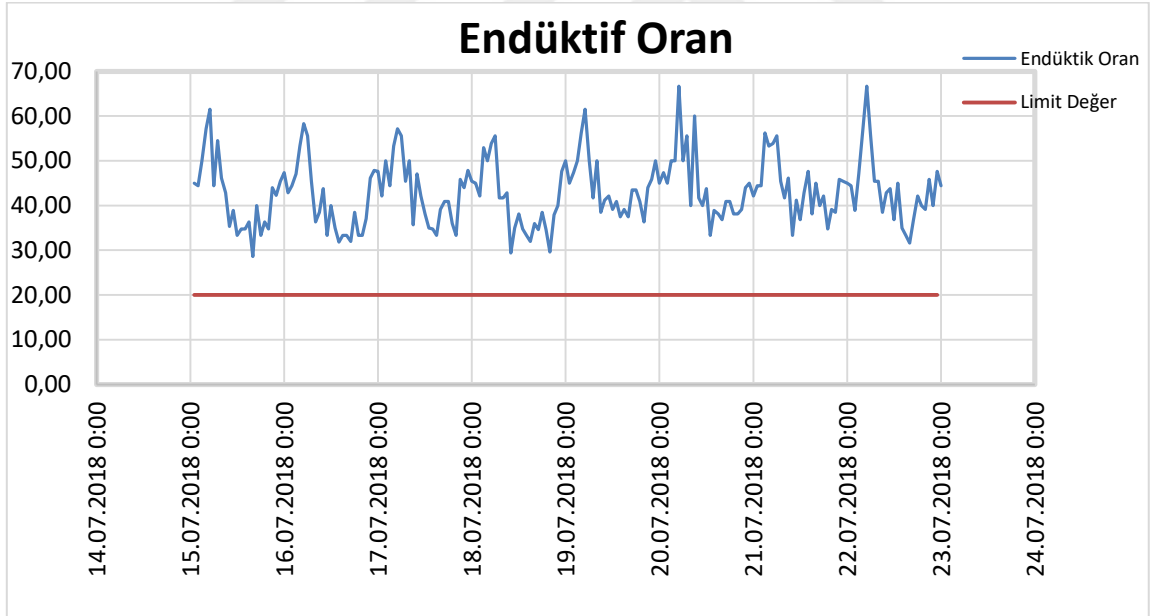
Şekil 6.23. Ölçüm noktası 2, 06.04.2018 tarihli bir günlük üç faz % THD_V değişimi



Şekil 6.24. Ölçüm noktası2, 01.04.2018- 07.04.2018 tarihleri arası bir haftalık üç faz % THD_V değişimi



Şekil 6.25. Ölçüm noktası 2, 01.04.2018 - 01.05.2018 tarihleri arası bir aylık endüktif oran değişimi



Şekil 6.26. Ölçüm noktası 2, 15.07.2018 – 23.07.2018 tarihleri arası endüktif oran grafiği

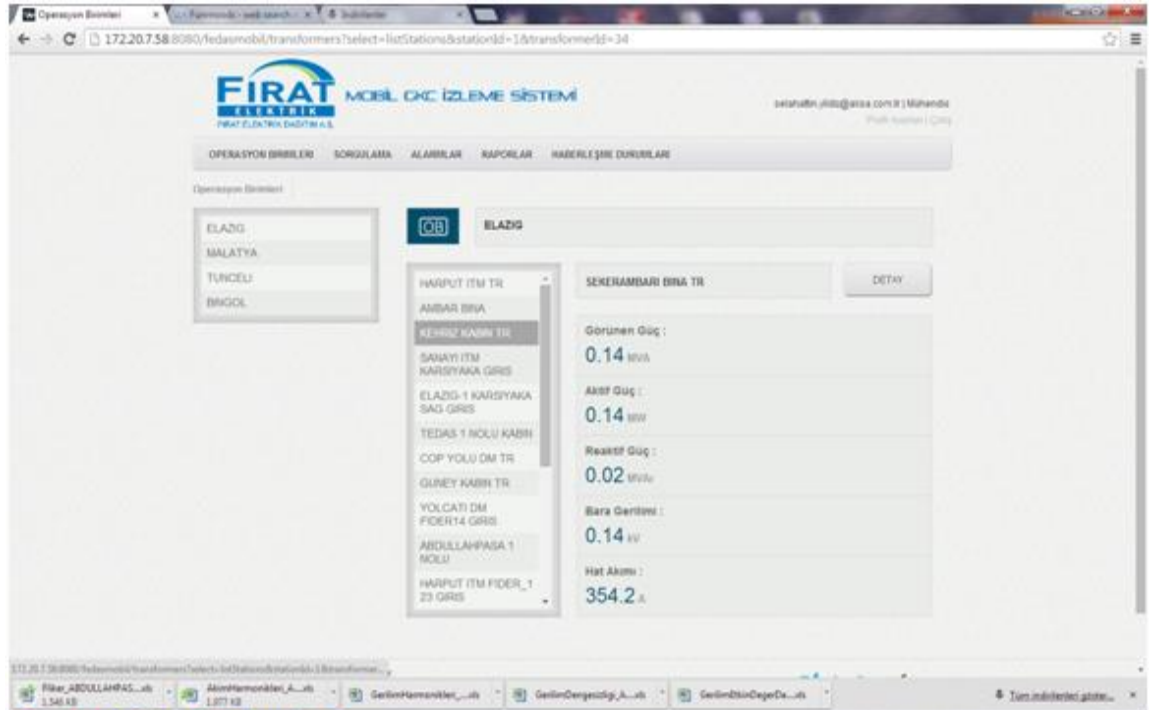
Bu transformatörde her ne kadar akım ve gerilim harmonik değerleri problem teşkil etmeyecek seviyede görünse de Şekil 6.25 ve 6.26. da görüldüğü gibi endüktif oran limit değerinin hep üstünde seyretmiş ve fazla reaktif güçten dolayı kayıplar oluşmuştur. Dinamik reaktif kompanzasyon yapılmalıdır.

6.5.3. Ölçüm Noktası 3

630 KVA gücünde nominal akımı 909,33A olan 1990 yapımı rezerve tanklı mesken abonelerini besleyen dağıtım transformatörü etiket değerleri aşağıdaki gibidir.



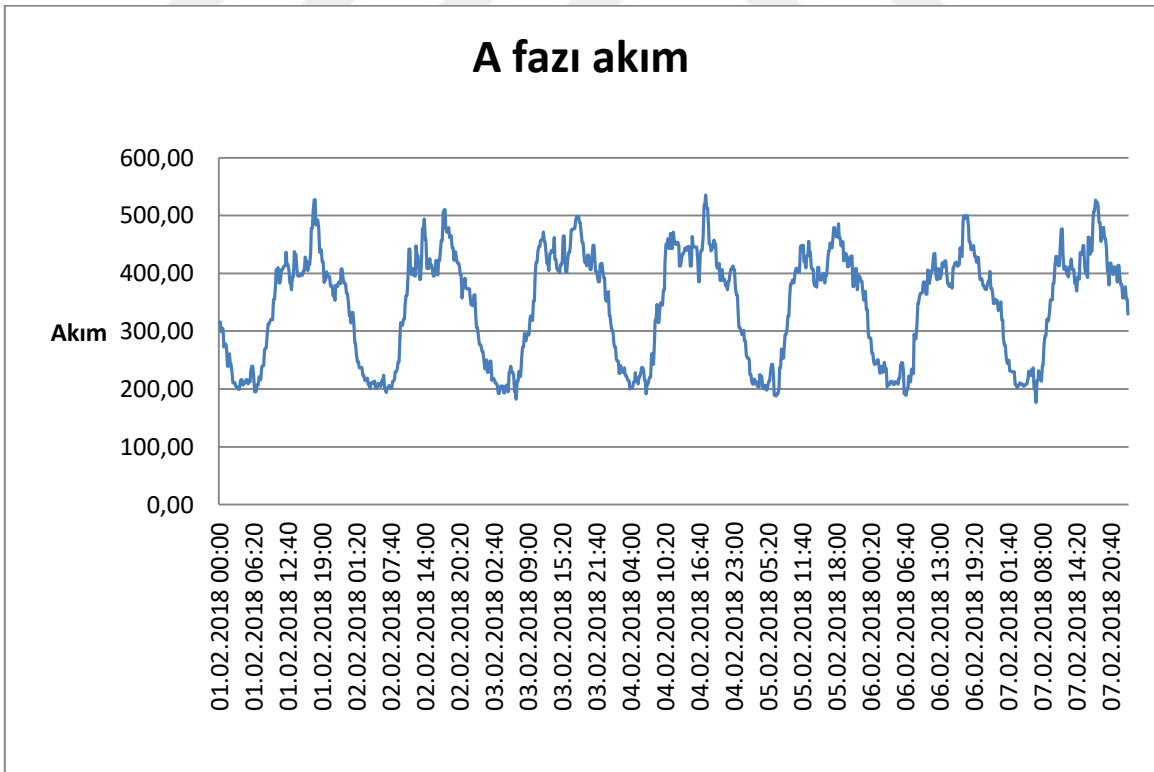
Resim 6.5. Ölçüm noktası 3, transformatör etiket değerleri



Şekil 6.27. Ölçüm noktası 3, uzaktan okuma transformatör anlık güç ölçümleri

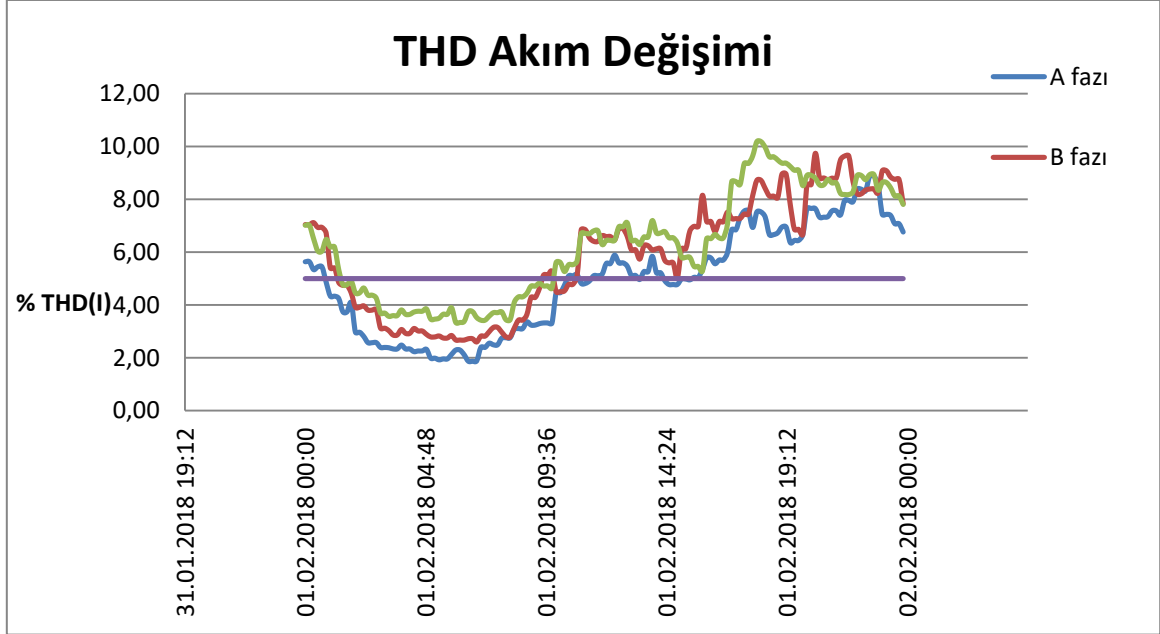


Şekil 6.28. Ölçüm noktası 3, transformatör anlık ayrıntılı ölçüm bilgileri

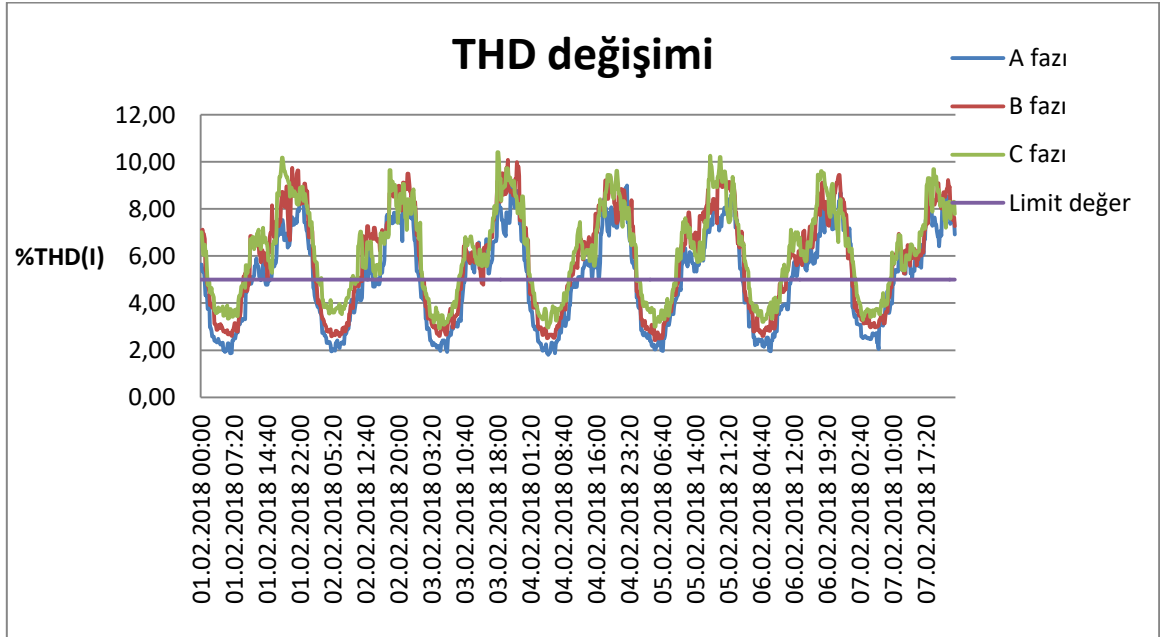


Şekil 6.29. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 07.02.2018 tarihleri arası bir haftalık A fazı akım değişimi

Şekil 6.27 ve 6.28’de trafo anlık ölçüm bilgileri görülmektedir. Şekil 6.29’ a göre ortalama yaklaşık 400 A yük altında çalışan transformatörün, nominal akımı olan 909,33 A in %40 - 70 yük aralığında çalıştığı söylenebilir. Şekil 6.30 ve 6.31’de THD akım değişiminin sınır değeri aştığı saatler görülmektedir. Tablo 6.15’te sınır değeri aşan örnek sayısı verilmiştir.



Şekil 6.30. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 tarihli bir günlük üç faz % THD_I değişimi

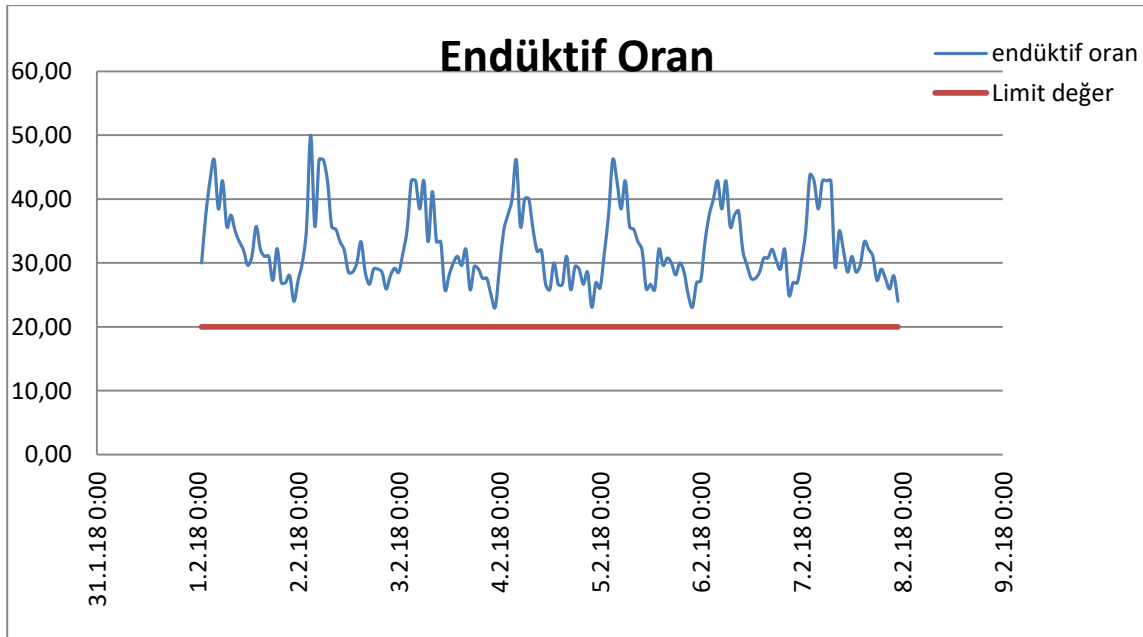


Şekil 6.31. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 07.02.2018 tarihleri arası bir haftalık % THD_I değişimi

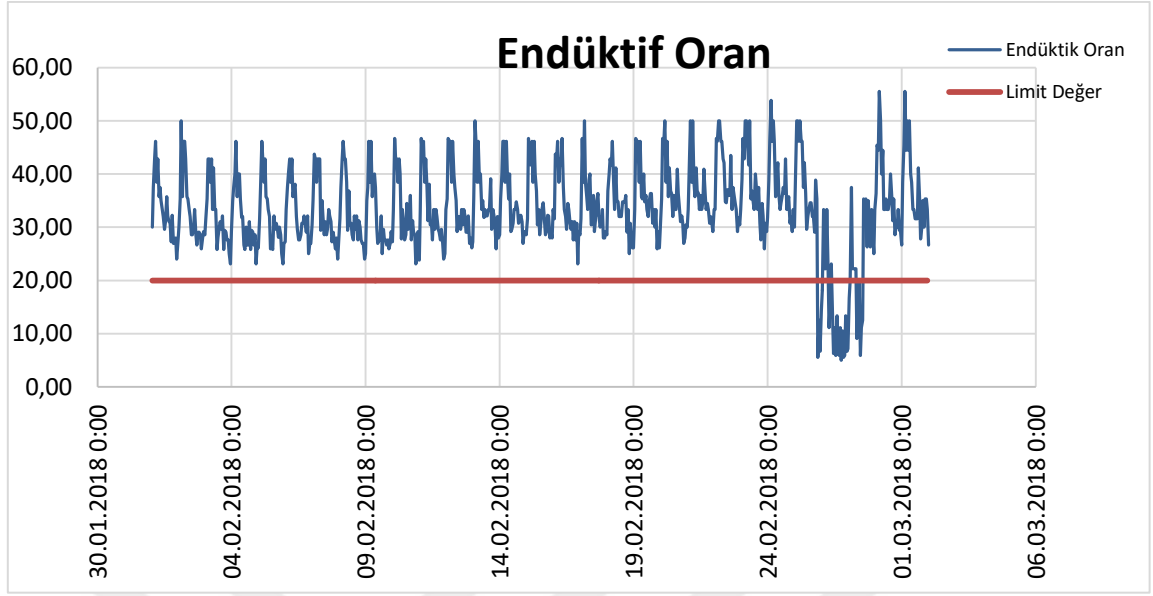
Tablo 6.15. Ölçüm noktası 3, akım harmonikleri sınır değeri aşan örnek sayıları

Toplam Örnek Sayısı	4176		
Değişken	IaH3	IaH5	THD-Ia
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	0	89	2218
Yüzde	0,00	2,13	53,11
Değerlendirme	PASS	PASS	FAIL
Değişken	IbH3	IbH5	THD-Ic
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	2136	229	2636
Yüzde	51,15	5,48	63,12
Değerlendirme	FAIL	FAIL	FAIL
Değişken	IcH3	IcH5	THD-Ic
Limit Değeri Sağlamayan Örnek Sayısı	2588	138	2848
Yüzde	61,97	3,30	68,20
Değerlendirme	FAIL	PASS	FAIL

Şekil 6.32 ve 6.33' e bakıldığında bir haftalık ve bir aylık ölçümlerde endüktif oranın yine % 20 olan sınır değerin hep üzerinde olduğu dolayısıyla kompanzasyon eksikliğinin etkisi görülmektedir.



Şekil 6.32. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 07.02.2018 tarihleri arası bir haftalık endüktif oran değişimi



Şekil 6.33. Ölçüm noktası 3, 01.02.2018 – 02.03.2018 tarihleri arası bir aylık endüktif oran değişimi

6.6. TEİAŞ Tüketim Verileri

TEİAŞ tüketim verileri fikir edinmek açısından irtibat kurulan iki bölgeden alınmıştır. 13. ve 16. İletim tüketim verileri aşağıdaki gibidir.

Tablo 6.16. 13. ve 16. iletim 2018 yılı bir yıllık tüketim verileri (kWh)

			Oran(%)
ELAZIĞ İLİ	Toplam aktif tüketim	1.372.618.072	
	Toplam endüktif reaktif	91.624.107	6,67
	Toplam kapasitif reaktif	28.691.302	2,09
TUNCELİ İLİ	Toplam aktif tüketim	104.435.940	
	Toplam endüktif reaktif	2.882.220	2,75
	Toplam kapasitif reaktif	5.518.650	5,28
BİNGÖL İLİ	Toplam aktif tüketim	271.207.623	
	Toplam endüktif reaktif	9.118.564	3,36
	Toplam kapasitif reaktif	16.027.756	5,90
MALATYA İLİ	Toplam aktif tüketim	1.430.818.470	
	Toplam endüktif reaktif	129.494.930	9,05
	Toplam kapasitif reaktif	36.689.310	2,56
ADIYAMAN İLİ	Toplam aktif tüketim	959.353.104	
	Toplam endüktif reaktif	54.140.105	5,64
	Toplam kapasitif reaktif	13.148.493	1,37
TOPLAM	Toplam aktif tüketim	1.748.261.635	
	Toplam endüktif reaktif	103.624.891	5,92
	Toplam kapasitif reaktif	50.237.708	2,87

Görüldüğü gibi kompanzasyon yapılan trafo merkezlerinde reaktif endüktif ve reaktif kapasitif oranları limit değerlerin altındadır. Fakat buralarda yapılan ölçümler dağıtım sisteminde reaktif kayıpların olmadığı manasına gelmemektedir. Nitekim dağıtım trafolarında yapılan ölçümler bunu göstermektedir. Dağıtım trafolarında ölçülen yüksek reaktif oranlar için reaktif güç kompanzasyonu yapılması gerekmektedir.

6.7. Türkiye Geneli Dağıtım Trafo Sayılarının Güçlerine Göre Sınıflandırılması

Dağıtım şebekesinin en önemli envanterlerinden dağıtım trafoları ve kayıpları hakkında yorum yapabilmek için trafo sayılarının ve toplam güçlerinin bilinmesinde fayda vardır. Tablo 6.17’de Türkiye geneli Dağıtım trafo sayılarının güçlerine göre sınıflandırılması verilmiştir.

Tablo 6.17. 21 Dağıtım Şirketlerinden EPDK vasıtasıyla alınan verilere göre dağıtım trafolarının güçlerine göre sınıflandırılması

Trafo gücü (kVA)	AG Dağıtım Şirketi (adet)		AG D.Şirketi Toplam	AG 3. Şahıs (adet)	AG D.Şirketi ve 3. Şahıs Toplam (adet)	AG D.Şirketi Toplam Güç (kVA)	AG D.Şirketi ve 3. Şahıs Toplam Güç (kVA)
	Bina Tipi	Direk Tipi					
50	619	22.640	23.259	56.569	79.828	1.162.950	3.991.400
100	829	26.452	27.281	55.419	82.700	2.728.100	8.270.000
160	1.155	15.381	16.536	28.087	44.623	2.645.760	7.139 680
250	3.199	14.620	17.819	20.704	38.523	4.454.750	9.630.750
400	8.097	13.722	21.818	22.555	44.373	8.727.200	17.749.200
500	141	1	142	838	980	71.000	490.000
630	15.537	4	15.541	5.696	21.237	9.790.830	13.379.310
800	1.134	0	1.134	1.933	3.067	907.200	2.453.600
1000	9.289	0	9.289	5.663	14.953	9.289.000	14.953.000
1250	3.143	0	3.143	3.270	6.413	3.928.750	8.016.250
1600	4.531	0	4.531	8.207	12.738	7.249.600	20.380.800

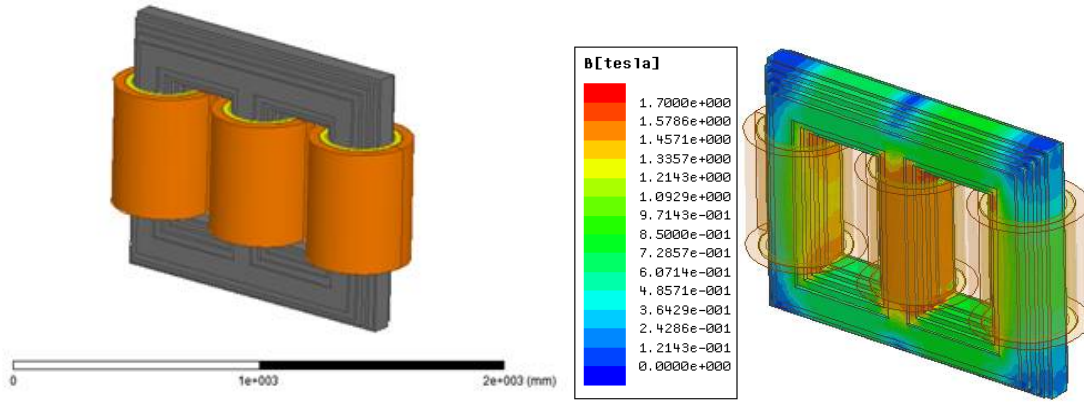
6.8. Dağıtım Trafolarında Farklı Yük Tipleri İçin Kayıpların Belirlenmesine İlişkin Benzetimler

Mesken abonelerinin şebekeden çekmiş oldukları doğrusal olmayan yük ve reaktif güç değerleri değişimi iyi analiz edilmelidir. Yapılan bir uygulamada şebeke boyunca farklı stratejik noktalara monte edilen ve konfigürasyonları değiştirilebilen kapasitörler ile reaktif kompanzasyon uygulamasının teknik sürdürülebilirliği değerlendirilmiştir. Reaktif güç kompanzasyonunun gerilim profilini iyileştirdiği ve akımı azalttığı dolayısıyla trafo kayıpları yanı sıra tüm şebeke kayıplarını azalttığı belirtilmiştir[36].

Bununla birlikte rezonans durumunda akım ve gerilim harmoniklerinde artışa neden olabileceği hem deneysel hem de benzetim uygulamalarında görülmüştür. Rezonansa neden olan başlıca durumları kapasitörlerle birlikte ağırlıklı olarak endüktif karakteristiğe sahip dağıtım şebekesi olarak sıralayabiliriz. Bu nedenle dağıtım şebekesinde mevcut doğrusal olmayan yük tipleri göz önüne alınarak her durumun kapasitörlere olan etkilerinin dikkatlice analizi yapılmalıdır. Örneğin bir müşterinin yüksek akım bozulmasından dolayı basit kapasitör eklemesi harmonik seviyesinin artışına neden olabilir. Bu gibi durumların tespiti için geliştirilen benzetim modelinde konut alçak gerilim şebekesinde gerçek doğrusal ve doğrusal olmayan yüklerde benzer sonuçlar elde edilmiştir. Dolayısıyla bu modelin kullanımı ile sahada etkili ölçümler yapılabileceği ve ileriki çalışmalarda kullanımının uygun olacağı belirtilmiştir[36].

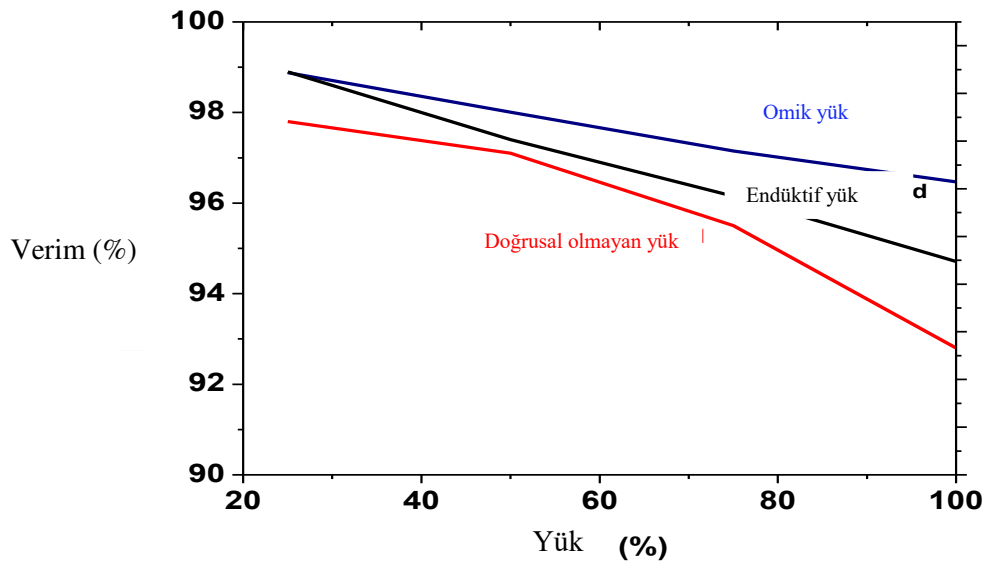
6.8.1. Benzetim Sonuçları

Bu çalışmada dağıtım şebekesinde Tablo 6.17. de görüldüğü gibi yaygın olarak kullanılan 400 kVA trafo Ansoft-Maxwell modeli ile simüle edilmiştir. Trafonun sargı modeli ve akı dağılımı sırasıyla Şekil 6.34.(a) ve (b) de gösterilmiştir. Maksimum akı yoğunluğu bu trafo için şekilde görüldüğü gibi 1 T 'nın altındadır. Yük düzeyine göre trafo verimi değişimi incelenmiştir. Şekil 6.35. de omik, endüktif ve doğrusal olmayan yük durumları için trafo verimliliği değişimi eğrileri gösterilmiştir. Yük tipinin trafo verimliliği üzerine etkisinin büyük oranda olduğu görülmüştür. Buradan indüktif yük durumlarında, trafonun sekonder tarafında yapılacak reaktif güç kompanzasyonunun, trafo verimliliğini arttıracak sonucunu çıkarabiliriz. Buna ek olarak, benzer bir durum doğrusal olmayan yük durumu için de geçerlidir. Trafo verimliliği harmonik filtreli kompanzasyon sistemi kullanılarak arttırılabilir.



Şekil 6.34 a) 400 kVA Dağıtım trafosu modeli

(b) Trafo akı dağılımı



Şekil 6.35. Üç farklı yük tipi için transformator verimliliği eğrisi

7. BULGULAR VE TARTIŞMA

Dağıtım sisteminde bazı kabinlerde bulunan GKC ölçüm cihazlarından alınan veriler ve Türkiye geneli dağıtım sistemi konu ile alakalı veriler 6. no'lu konu başlığı altında verilmiştir. Bu veriler, abone sayıları, abone sayılarının sektörlere dağılımı, elektrik tüketiminin sektörlere dağılımı, Türkiye geneli dağıtım hat uzunlukları, Türkiye geneli dağıtım transformatör adet ve güçleri, Türkiye net tüketim ve kayıp kaçak oranları, Tedaş kayıp-kaçaklarının elektrik dağıtım şirketleri bazında sıralanışı, sanayi ve mesken abonesi yük profili, reaktif güç ceza oranları olarak verilmiştir. Ölçüm yapılan üç adet dağıtım merkezinde, trafoların etiket değerleri, akım değerleri, harmoniklerin sınır değeri aşan örnek sayısı, THD akım ve gerilim değerleri, endüktif oran gibi veriler verilmiştir. Bu veriler ışığında ölçüm noktalarındaki trafo yüklenme yüzdeleri, ortalama endüktif güç oranları hesaplanarak ekonomik analizi yapılmıştır.

7.1. Ölçüm Yapılan Dağıtım Trafoları Güç Tüketimi Genel Raporu

Üç farklı noktadan yapılan ölçüm sonuçlarının analizi aşağıdaki gibidir.

7.1.1. Ölçüm noktası 1

1250 KVA gücünde 1804,22A nominal akımlı trafoda akım grafiğine göre ortalama 150 A yük için yüklenme yüzdesi;

$$= \frac{150 \times 100}{1804,22} = 8,31 \quad (7.1)$$

Bu trafo sistemde sık karşılaşılan düşük yüklenme yüzdeli trafolara bir örnektir. Enerji analizöründen alınan Tablo 7.1'deki verilere göre

Bir aylık toplam aktif tüketim;

Tablo 7.1. 01.02.2018 - 02.03.2018 tarihleri arası bir aylık aktif tüketim

Tarih - Saat	Tüketilen Aktif Enerji (MWh)	Üretilen Aktif Enerji (MWh)	Endüktif Reaktif Enerji (MVarh)	Kapasitif Reaktif Enerji (MVarh)
01.02.2018 - 00:00	83,26	0,00	19,65	0,00
02.03.2018 - 00:00	139,88	0,00	33,29	0,00

01.02.2018 - 02.03.2018 tarihleri arası bir aylık aktif tüketim;

$$= 139,88 - 83,26 = 56,62 \text{ MWh} \quad (7.2)$$

Bir aylık reaktif endüktif tüketim;

$$= 33,29 - 19,65 = 13,64 \text{ MVarh} \quad (7.3)$$

$$\text{Bir aylık reaktif oran(\%)} = \frac{13,64 \times 100}{56,62} = 24,1\% \quad (7.4)$$

7.1.2. Ölçüm Noktası 2

400KVA gücünde 577,35A nominal akımlı, yine akım grafiğine göre ortalama 300A yüklü trafo için yüklenme yüzdesi;

$$= \frac{300 \times 100}{577,35} = 51,96\% \quad (7.5)$$

Enerji analizöründen alınan Tablo 7.2'deki verilere göre

Bir aylık toplam aktif tüketim;

Tablo7.2. 01.04.2018 – 02.05.2018 tarihleri arası bir aylık aktif tüketim

Tarih - Saat	Tüketilen Aktif Enerji (MWh)	Üretilen Aktif Enerji (MWh)	Endüktif Reaktif Enerji (MVarh)	Kapasitif Reaktif Enerji (MVarh)
01.04.2018 00:00	481,40	0,00	166,68	0,00
02.05.2018 00:00	606,64	0,00	212,84	0,00

01.04.2018 – 02.05.2018 tarihleri arası bir aylık aktif tüketim;

$$= 606,64 - 481,40 = 125,24 \text{ MWh} \quad (7.6)$$

Bir aylık reaktif endüktif tüketim;

$$= 212,84 - 166,68 = 46,2\text{MVarh} \quad (7.7)$$

$$\text{Bir aylık reaktif oran (\%)} = \frac{46,2 \times 100}{125,24} = 36,88\% \quad (7.8)$$

7.1.3. Ölçüm Noktası 3

630 KVA gücünde 909,33A nominal akımlı trafo akım grafiğine göre ortalama 400A yük için yüklenme yüzdesi;

$$= \frac{400 \times 100}{909,33} = 43,98\% \quad (7.9)$$

Enerji analizöründen alınan Tablo 7.3'deki verilere göre

Bir aylık toplam aktif tüketim;

Tablo7.3. 01.02.2018 – 01.03.2018 tarihleri arası bir aylık toplam aktif tüketim

Tarih - Saat	Tüketilen Aktif Enerji (MWh)	Üretilen Aktif Enerji (MWh)	Endüktif Reaktif Enerji (MVarh)	Kapasitif Reaktif Enerji (MVarh)
01.02.2018 00:00	233,79	0,00	71,50	0,00
01.03.2018 23:50	379,85	0,00	118,69	0,00

$$= 379,85 - 233,79 = 146,06\text{MWh} \quad (7.10)$$

Bir aylık reaktif endüktif tüketim;

$$= 118,69 - 71,5 = 47,19\text{MVarh} \quad (7.11)$$

$$\text{Bir aylık reaktif oran (\%)} = \frac{47,19 \times 100}{146,06} = 32,30\% \quad (7.12)$$

7.2. Ekonomik Analiz

Önemli ve ölçülebilir ekonomik yararlar üç kategoride sınıflandırılabilir. Kayıpların azaltılması, gerçek güç akışındaki reaktif güç akışı değişimi ve iletim kapasitesinin artırılmasıdır[37]. Konut ve küçük ölçekli işletmelerde, kompanzasyon işlemi için gerekli reaktif güç katsayısının ölçülmesi ve tasarrufa yönlendirilmesi uygulaması yapılmalıdır[38]. Elektrik fiyatlandırma, reaktif güç fiyatlandırma, güvenilir altyapı yatırımlarını ve verimliliği destekleme açısından önemli bir araçtır. Bu sürdürülebilir sistem güvenilirliğinin yanı sıra reaktif güç tüketim verimliliğini sağlama açısından mevcut altyapı için bir gerekliliktir[39]. Ekonomik analiz konusunda kesin rakamlara ulaşmak mümkün olmamakla beraber bazı varsayımlar yaparak yaklaşık maliyet çıkarılabilir. Türkiye'nin net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı Tablo 7.4'de verilmiştir. Tablo 7.4.'e göre mesken abonelerinin tükettikleri güç bilinmekle beraber bu gücün ne kadarlık kısmında reaktif güç kompanzasyonunun yapıldığı, yapılan yerlerdeki reaktif güç oranları ve kompanzasyon yapılmayan güç dilimindeki reaktif güç oranını kestirebilmek bazı varsayımlar yapmadan mümkün değildir. Bununla beraber diğer abone gruplarını besleyen trafolar da kompanzasyonun olmadığı durumlar mevcuttur. Örneğin sözleşmesi 15 kW ın altında olan eski kamu binalarında, okullarda reaktif ölçüm yapılmamaktadır. Halbuki kurulu gücü 15 kW'ın üzerindedir. Dolayısıyla bu trafolar da kompanzasyonun yapılmamış olması mümkündür.

Mesken abonelerini besleyen trafolar da özelleştirme öncesi dağıtım panolarında hemen hemen bütün kompanzasyon kısımlarının iptal edildiği çalışılan kurum olması nedeniyle bilinmektedir. Özelleşmeyle birlikte yine bazı gözlemlere dayanarak EPDK'nın isteği gereği özel şirketin belirlediği noktalardan yapılan ölçümler rapor halinde EPDK'ya gönderilmektedir. Genel olarak özel şirketle beraber yapılan çalışmalarda dağıtım trafolarının büyük oranında da reaktif güç kompanzasyonunun olmadığı görülmüştür. Buna göre, reaktif güç kompanzasyonu olmadan tüketilen toplam enerjiyi (konutlardaki güç oranı %23,71 ve diğer reaktif güç kompanzasyonu olmayan müşteriler) yaklaşık %30 olarak kabul edebiliriz.

Tablo7.4.Türkiye Geneli Net Elektrik Tüketimlerinin Sektörlere Dağılımı (2017)

	Tüketim (MWh)	%
Mesken	53.510.288,56	23,71
Ticaret ve Kamu hizmetleri	66.342.710,01	29,39
Sanayi	94.963.286,96	42,07
Tarımsal Sulama	6.559.995,13	2,91
Aydınlatma	4.337.247,46	1,92
Toplam	225.713.528,13	100

%30 oranındaki bu enerjiye karşılık gelen toplam tüketilen enerji;

$$= \frac{225.713.528,13 \times 30}{100} = 67.714.058,439 \text{ MWh} \quad (7.13)$$

olacaktır.

Reaktif endüktif güç oranı, ölçüm yapılan trafolardaki ortalama reaktif endüktif güç oranı olarak;

$$= \frac{\%32,3 + \%36,88 + \%24,1}{3} = 31,09\% \quad (7.14)$$

Buradan tüketilen reaktif endüktif enerjinin değeri :

$$= \frac{67.714.058,439 \times 31,09}{100} = 21.052.300,768 \text{ MVARh} \quad (7.15)$$

Olmaktadır. 01.04.2019 tarihinden itibaren elektrik birim fiyatları TEDAŞ genel tarifesine göre tüm müşteri tipleri için uygulanacak reaktif güç bedeli 24,6597/kVARh olarak belirlenmiştir[40]. TEİAŞ ın 13. Ve 16. İletimde kurmuş olduğu Dinamik reaktif güç kompanzasyon sistemi sayesinde reaktif endüktif güç oranı ortalama %5,92 seviyesinde olduğu Tablo 6.16'dan görülmektedir. Bu oran yaklaşık %6 olarak kabul edilirse

$$= \frac{67.714.058,439 \times 6}{100} = 4.062.843,5 \text{ MVARh} \quad (7.16)$$

Civarında bir reaktif güç tüketileceği görülmektedir.

8. SONUÇLAR

Benzetim sonuçlarından yük tipinin trafo verimliliğini etkilediği görülmüştür. Endüktif yük durumunda trafo verimliliği, sekonder tarafında yapılacak reaktif güç kompanzasyonu ile arttırılabilecektir. Bu durum, ölçülen verilerle doğrulanır ve aynı zamanda ekonomik değerlendirme, bu ölçümleri kullanılarak yapılır. Reaktif endüktif güç oranının %31'den %6'ya düşürülmesiyle oluşan enerji kazancı ;

$$= 21.052.300,768 - 4.062.843,5 = 16.989.457,268 \text{ MVARh} \quad (8.1)$$

olarak hesaplanır.

$$= 16.989.457,268 \text{ MVARh} = 16.989.457.268 \text{ kVARh tır.} \quad (8.2)$$

$$24,6597\text{kr} = 0,246597 \text{ TL} \quad (8.3)$$

Bu değer reaktif güç bedeli ile çarpıldığında

$$= 16.989.457.268 \text{ kVARh} \times 0,246597 \text{ TL} = 4.189.549.193,91 \text{ TL} \quad (8.4)$$

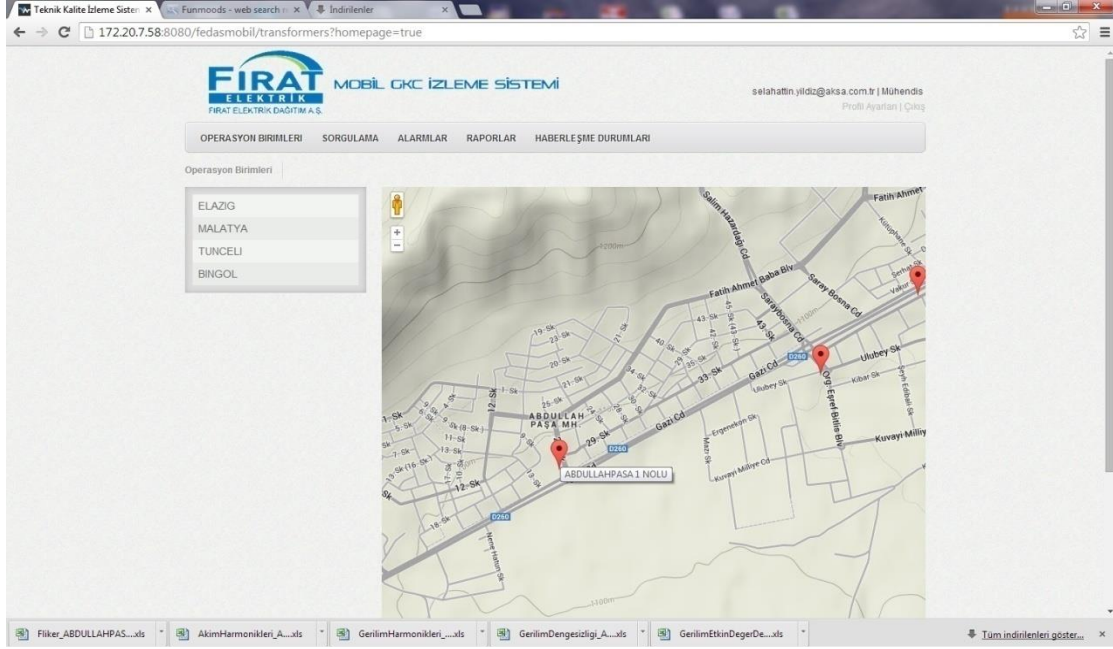
Olarak ekonomik kazancın oluşacağı hesaplanır. Yaklaşık 4 milyar TL ekonomik açıdan önemli bir meblağdır ve her yıl artarak devam eden bir kayıptır. Ülkemizin nüfus yoğunluğu ve kişi başına düşen enerji tüketimine göre, iletim sistemindeki kayıplar yaklaşık olarak %2 ile %3 arasında olmasına rağmen, dağıtım sistemindeki kayıplar ise (teknik ve teknik olmayan kayıplar) %20'ye yaklaşmaktadır[41]. Reaktif gücün azalmasıyla hat ve trafo yüklerinin azalması, oluşacak arızaların azalması, arızalara ödenecek maliyetin azalması ve daha kaliteli bir enerji vs. gibi birçok avantajları da düşünmek gerekir. Ayrıca reaktif güç oranlarının aylık değil anlık takip edileceği ve uygulanacak cezaların anlık değerlere göre belirleneceği yönünde çalışmalar yapılmaktadır. Bu nedenle her dağıtım trafosuna harmonikleri ve rezonans durumunu azaltmak için harmonik filtreli kompanzasyon yapılması, kısa ve uzun vadede arızaların azalmasını, enerji kalitesinin artmasını ve ekonomik faydayı sağlayacaktır.

Bunun yanında son yıllarda, şebekedeki güç kalitesi problemlerinin düzeltilmesinde geleneksel kompanzasyon cihazları yetersiz kaldığından, ileri teknoloji güç elektroniği tabanlı kompanzasyon cihazlarının geliştirilmesine gereksinim duyulmuştur. STATCOM boşa dönen bir senkron motor olan ve senkron kondenser olarak bilinen reaktif güç kompanzasyon sisteminin

güç yarı iletkenleri kullanılarak düzenlenmiş statik eşdeğeridir. STATKOM, hem endüktif, hem de kapasitif bölgede reaktif güç üretebilmekte olup elektrik sisteminin veya yükün reaktif güç istemindeki değişmelere çok hızlı cevap verebilme yeteneğine sahiptir (birkaç 100 ms). Bu açıdan alternatif sistem olan SVK'lara üstünlük sağlamaktadır. STATKOM sisteminin SVK sisteminden bir diğer üstünlüğü ise geniş bir çıkış gerilimi aralığı için maksimum reaktif güç üretiminin neredeyse sabit kalmasıdır[42]. Dağıtılmış üretim (DÜ), düşük ya da yüksek gerilim seviyesinde (0,4-36kV) yapılan elektrik enerjisi üretimi ve enerji depolamadır. DÜ, tüketici merkezlerine yakın elektrik dağıtım şebekesine bağlı ya da tek başına çalışabilen, coğrafi olarak yayılı kaynakları içerir. Küçük güçlü santrallerin yanında, rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, yakıt pili ve enerji depolama birimleri dağıtılmış üretim kaynaklarıdır[43]. Dağıtım statik kompensatör (DSTATCOM) güç kalitesi iyileştirmesi için gerekli voltaj dengelenmesini sağlayabilir[44].

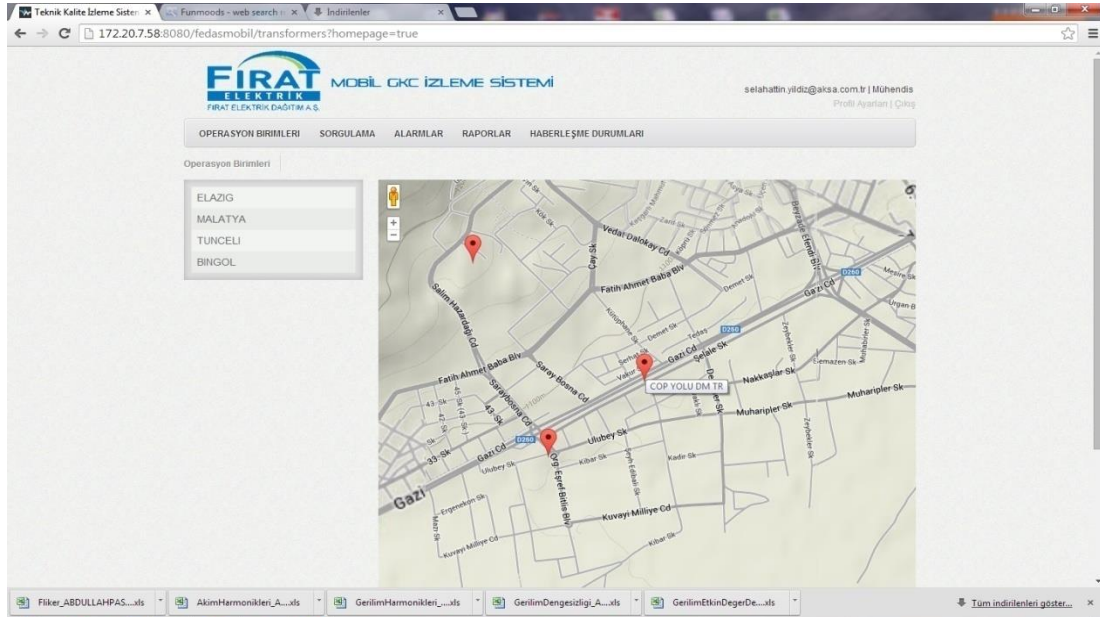
EKLER

EK-1 : Ölçüm noktası 1 ; Abdullahpaşa 1 Nolu Kabin



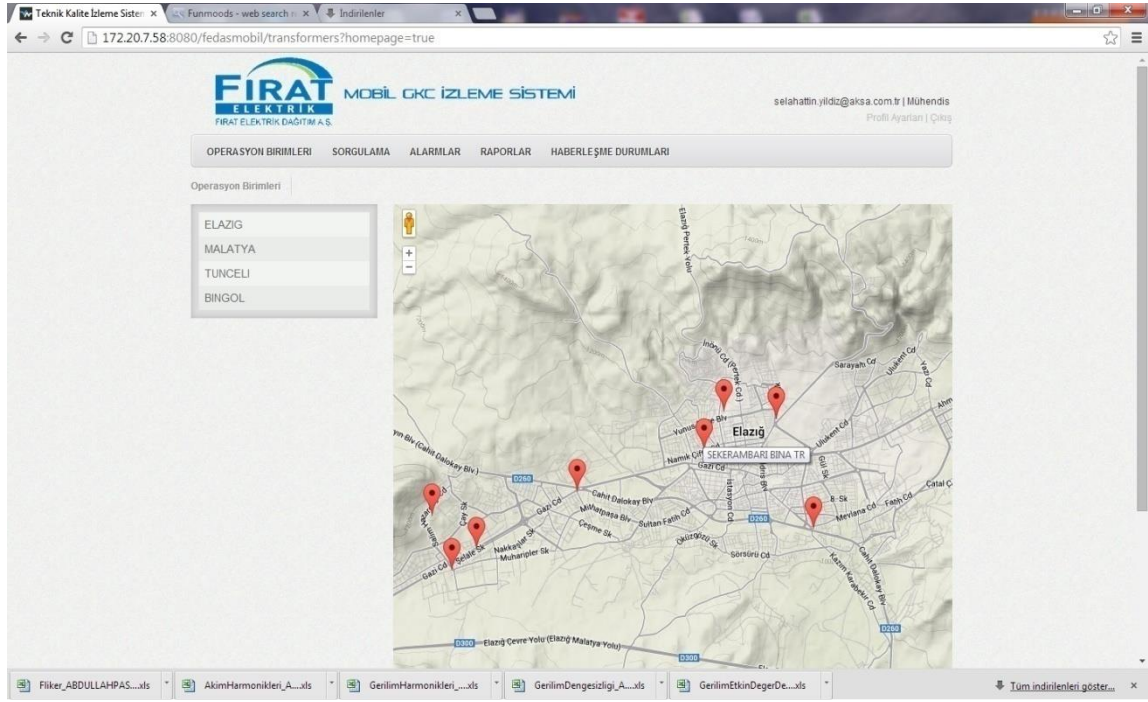
Şekil 8.1. Ölçüm noktası 1, transformatörün bulunduğu yerin haritada gösterimi

EK-2 : Ölçüm noktası 2 ; Çöp Yolu DM



Şekil 8.2. Ölçüm noktası 2, transformatörün bulunduğu yerin haritada gösterimi

EK-3 : Ölçüm noktası 3 ; Şeker Ambarı DM



Şekil 8.3. Ölçüm noktası 3, transformatörün bulunduğu yerin haritada gösterimi

KAYNAKLAR

- [1] Johan, L.(2001).*On Harmonic Distortion in Power Systems*. Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden
- [2] Vardar, T. ; ÇAM, E. ; Yalçın E. (2010). Reaktif Güç Kompanzasyonu ile Enerji Verimliliği ve Kamu Kurumlarında Reaktif Güç Kompanzasyonu. *International Journal of Engineering Research and Development*, C.2, Sayı 2, June 2010. 20-24
- [3] Ranjana, S.; Amarjit,S. (2010). Energy Loss Due to Harmonics in Residential Campus – A Case Study.*UPEC2010*,31st Aug. - 3rd Sept. 2010
- [4] EÜAŞ(2017) .Elektrik Üretim Sektör Raporu. 2.
- [5] <http://www.epdk.org.tr> (E. Tarihi: 22.04.2010)
- [6] Ganguly,S. (2014). Multi-Objective Planning for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Networks With Unified Power Quality Conditioner Allocation Using Particle Swarm Optimization.*IEEE Transactions On Power Systems*, C.29, S.4. July 2014. 1801-1810
- [7] Campbell, A. ; Mchattie,R. (1999).Backfilling the Sinewave – A Dynamic Voltage Restorer Case Study.*Power Engineering Journal.IET*. C.13,S. 3, June 1999,153 – 158
- [8] Sidorova,V.T. ; Rokina, E.G. (2019). Electrical Model of Line 0_4 kV for Research Compensation of Reactive Power. *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. 2019 IEEE. 978-1-5386-8119-0/19
- [9] Amrollahi, M.H.,Hassani,S.(2011). Determination Losses And Life Estimation Of Distribution Transformers With Three Computational, Measurement And Simulation Methods, Despite Harmonic Loads. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11) Las Palmas de Gran Canaria (Spain)*, 13-15th April.511.1,1.
- [10] ABB, (2008).*MV/LV transformersubstations: the oryand examples of short-circuit calculation*.
- [11] EPDK,(2004). *Elektrik iletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği*. Ankara.
- [12] Engin, B, (2008).*Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Kompanzasyon Ve Enerji Kalitesi Sorunları*. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- [13] What You Need to Know About Energy. Board on Energy and Environmental Systems (BEES). (2008). The National Academies Press. [On-line]. P 8. <[http://www.nap.edu openbook.php/recordid=12204.31](http://www.nap.edu/openbook.php/recordid=12204.31) Jan 2011
- [14] <https://docplayer.biz.tr/113271-Yüksek-gerilim-sebekesi.html>. Erişim:11 Ekim 2018
- [15] <http://elektrotesisat.blogspot.com/2013/04/kuru-tip-ve-yagl-trafolarn-karslastirlmas.html>. Erişim:11 Ekim 2018
- [16] Mohan , M, (2012).An Overview on Amorphous CoreTransformers.*Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences (JETEAS)* C.3 Sayı 2, 217-220
- [17] Çelik, Ç.(2008). *Dağıtım Sistemlerinde Enerji Kalitesi*.Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi, Ankara.

- [18] Jun,W. ; Saha,T.K.. (2000). Simulation of Power Quality Problems on a University Distribution System. *Power Engineering Society Summer Meeting*. IEEE. February 2000.1-6
- [19] Dugan, R.; Mc.Granaghan M.F.; Santoso, S.; Beaty H.W. (1996).Electrical Power Systems Quality. Second. ed., *McGravv-HiilComp.*, New York.
- [20] Avşaroğlu, M.(2004). *Elektrik Güç Kalitesi ve Uygulamaları*.Proje A. Kocaeli.
- [21] <https://sudaspaces.wordpress.com/category/harmonics/> Erişim:12 Kasım. 2019
- [22] Blooming,T.M., Carnovale, D. J.(2007). Application Of IEEE Std 519-1992 Harmonic Limits.*Industry Conference In Appleton*. IEEE 2006.
- [23] Kocatepe, C. ; Uzunoğlu, M. ; Yumurtacı, R. ; Karakaş, A. ; Arıkan, O. (2003). Elektrik Tesislerinde Harmonikler. Birsen Yayınevi, İstanbul.
- [24] Gebremeskel, B.(2010).*Economic Analysis of distribution transformers under harmonic distortion*. Chalmers University Of Technology. Göteborg, Sweden.
- [25] Girgis, A.; Makram, E. ; Nims, J. (1990). Evaluation of Temperature Rise of Distribution Transformer In The Presence of Harmonic Distortion. *Electric Power Systems Research*, vol. 20, no.1, Dec 1990. 15 - 22
- [26] Harden, K. D.(2011). *Optimizing Energy Efficiency Standards For Low Voltage Distribution Transformers*. Thesis, Purdue University, Fort Wayne, Indiana.
- [27] Gado, A.;Abo Gad, H. ; Radwan, S. (2011).Effect of Types of Loads In Rating of Transformers Supplying Harmonic-Rich Loads. *21st International Conference on Electricity Distribution*. Frankfurt, 6-9 June 2011, pp 150
- [28] Dixon, J.,; Moran, L. ; Rodriguez, J. ; Domke, R.(2005). Reactive Power Compensation Technologies,Stat- of-the-art review. *Proceedings of the IEEE*. 93(12). 2144, 2164
- [29] Özdemir, M.(2011).*Petrol Sondajı Tesislerinde Klasik Kompanzasyon Sistemi Yerine Statik Var Kompanzasyon Sisteminin Uygulanması*. Yüksek Lisans Tezi, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Kahramanmaraş.
- [30] Zhang, Y. ; Chen, C. ; Liao, M. (2008).Study on Lv and Mv Integrated Reactive Power Optimization in Distribution Networks. *CICED2008 Technical Session 1 Distribution network equipment*.
- [31] Ersamut,R.,(2009). *Statik Var Kompanzasyonu Sistemlerinin İncelenmesi Ve Karşılaştırılması*. Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- [32] Bilki, F, (2008). *Reaktif Güç ve Kompanzasyon Teknikleri*.Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi, Ankara.
- [33] Dirik, H (2006). *Statcom Ve Sssc Denetleyicilerinin Güç Sistemi Gerilim Kararlılığı Üzerine Etkisinin İncelenmesi*. Yüksek Lisans Tezi, Ondokuz Mayıs Üniversitesi, Samsun.
- [34] Zhang,Y (2011). *Investigationof Reactive Power Control and Compensation for HVDC Systems*. Master thesis, The University of Manitoba, Manitoba, Canada.

- [35] Kaya, K.(2006). *Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri Kontrolörlerinin İncelenmesi ve Şebeke Üzerindeki Etkileri*. Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- [36] Amaro, F. A. ; José, R.B. ; António, M. M. (2011). Study of Harmonic Distortion in a Residential and Commercial LV Power System. *2011 IEEE*. 978-1-4673-0378-1/11.
- [37] Fangxing, L. ; Wenjuan, Z. ; Leon, M. T. ; John, D.K. ; Tom, R. (2006). Assessment of the Economic Benefits from Reactive Power Compensation. *2006 IEEE*. 1767-1773
- [38] Başçiftçi, F. ; Hatay Ö.F. (2011). Elektrik Kompanzasyonunun Konutlarda Kullanımı ve Tasarruf Devresi Tasarlanması. *IV. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu*. Kocaeli. 198-202
- [39] Loonurm, M. ; Raesaar, P. ; Tiigimägi, E. (2010). Tariffs For Reactive Power Supplied From Distribution Networks. *2010 IEEE*. 978-1-4244-6981-9/10.
- [40] <http://www.tedas.gov.tr/BilgiBankasi/Sayfalar/ElektrikTarifeleri.aspx>
- [41] Küçüköner, C. (2016). *Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Kayıp Tahmin Yöntemleri ve Kayıpların Hesabı*. Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi, Elazığ.
- [42] Latran, M.B. ; Teke, A. (2014). Güç Kalitesi Problemlerini Düzelten Dağıtım Sistemine Paralel Bağlı Evirici Tabanlı Kompanzatorlerin İncelenmesi. *Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University*. C.29, S. 4. 793-805
- [43] Arsoy, A.B. ; Perdahçı, C. Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Dağıtılmış Üretim.
- [44] Majumder R.(2013). Reactive Power Compensation in Single-Phase Operation of Microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. C. 60. S.4. April 2013. 1403 – 1416

ÖZGEÇMİŞ

Hasan Veysel DOĞAN

KİŞİSEL BİLGİLER

Uyruğu : T.C.
Doğum tarihi ve yeri : 06/04/1979 Elazığ
Medeni hali : Evli
Telefon : 0 (424) 238 50 24
Faks : 0 (424) 233 36 70
e-posta : hasandogan23@gmail.com
Yabancı Diller : İngilizce (B2)

EĞİTİM BİLGİLERİ

Lisans	Fırat Üniversitesi/ Elk-Elektronik Müh. Böl.	2016
Lisans	Marmara Üniversitesi/Elektrik Öğretmenliği	2001
Lise	Mehmet Akif Ersoy Lisesi	1996

İŞ DENEYİMİ

Yıl	Çalıştığı Yer	Görev
2002 - 2003	Sotek Soğutma	Teknik Eleman
2003 -2004	Toprak ilaç	Tıbbi satış
2004 - 2013	TEDAŞ	Eğitim Uzmanı
2013 - 2014	TEDAŞ Elazığ Koordinatörlük	Mühendis
2014 -	MEB Elazığ Teknik Büro	Mühendis

AKADEMİK FAALİYETLER

DOĞAN, H.V., GENÇER, Ç.(2019).). Mesken Abonelerini Besleyen Dağıtım Transformatörlerinde Reaktif Güç Kompanzasyonu Yapılmamasının Ekonomik Analizi. Fırat Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi