

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİNİN
BAĞLANTI GRUPLARINA GÖRE
HARMONİK SİMULASYONU**

Elk. Müh. Hakan SAĞLAM

**F.B.E. Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Tesisleri Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN

İSTANBUL, 2005

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTMA LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
ÇİZELGE LİSTESİ	xi
ÖNSÖZ.....	xiii
ÖZET	xiv
ABSTRACT	xv
1. GİRİŞ.....	1
2. GÜÇ KALİTESİ VE HARMONİKLER	5
2.1 Güç kalitesi	6
2.2 Güç kalitesi problemlerinin sınıflandırılması	7
2.2.1 Güç kalitesi problemlerinin genel olarak sınıflandırılması	7
2.2.2 Geçici olaylar.....	9
2.2.3 Uzun süreli gerilim değişimleri	10
2.2.4 Kısa süreli gerilim değişimleri.....	11
2.2.5 Gerilim dengesizliği.....	13
2.2.6 Dalga şekli bozulması.....	14
2.2.7 Gerilim dalgalanmaları	15
2.2.8 Güç frekansı değişimleri.....	16
2.3 Harmonikler	16
2.3.1 Harmoniklerin analizi	17
2.3.2 Harmonik ilgili tanım ve terimler	19
2.4 Harmonik kaynaklar	23
2.5 Harmonik kaynakların yol açtığı problemler.....	25
2.6 Harmonikleri azaltıcı önlemler	28
2.6.1 Pasif filtreler	30
2.6.2 Aktif filtreler	31
2.7 Harmonik standartları	32
3. HARMONİK İÇEREN GÜÇ SİSTEMLERİNİN ANALİZİ	36
3.1 Sistem modellenmesi	37
3.2 Döner alanlı makinelerin-generatör, motor-modellenmesi.....	41
3.2.1 Generatör modellenmesi	41
3.2.2 Motor modellenmesi	42
3.3 Transformatör modellenmesi.....	43
3.4 Pasif yük modellenmesi	45
3.5 Havai hatlar ve yer altı kablolarının modellenmesi	46
3.6 Güç elektroniği aygıtları-konverterlerin-modellenmesi	47
3.7 Sistem kaynağının modellenmesi	47
3.8 Filtre modellenmesi	47

4.	HARMONİKLERİN TRANSFORMATÖRLER ÜZERİNDE ETKİLERİ.....	48
4.1	Transformatörlerin çalışma prensibi ve nonlineerlik.....	48
4.2	Transformatörlerin aşırı uyarımda çalışmasının harmonik etkileri	51
4.3	Darbe akımı harmonikleri.....	53
4.4	Transformatör bağlantıları	55
4.4.1	Transformatörde üç ve üçün katı harmonikler.....	57
4.4.2	Transformatör bağlantı gruplarının harmonikler üzerinde etkileri.....	59
4.5	Transformatör kayıpları	62
4.6	Harmoniklerin dağıtım transformatörleri üzerindeki etkileri	62
4.6.1	Genel sınırlandırmalar ve transformatör aşırı ısınmasının etkileri.....	63
4.6.2	Nonsinüoidal gerilim ve akımların etkisi	64
4.7	Transformatörlerin K-Faktör düzenlemesi	65
4.8	IEEE C557.110:1996	67
5.	DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİNİN BAĞLANTI GRUPLARINA GÖRE HARMONİK SİMULASYONU	76
5.1	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için devrenin modellenmesi ve referans simulasyon	76
5.2	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için devre ölçümleri	78
5.3	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için sistem bileşenleri değişmesi durumlarında davranış biçimlerinin incelenmesi.....	89
5.3.1	Transformatör empedansının arttırılması durumu	89
5.3.3	Motor yükünün arttırılmasının etkileri	92
5.3.4	Pasif yükün arttırılmasının etkileri	95
5.3.5	Dengesiz yüklenmenin etkileri	98
5.3.6	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için en kötü durumların belirlenmesi ve simulasyonu	105
6.	SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	110
	KAYNAKLAR	116
	ÖZGEÇMİŞ.....	119

SİMGE LİSTESİ

Hz	Frekans Birimi
ns	Nano saniye
μ s	Mikro saniye
ms	Mili saniye
Pu	Birim Değer
V_{a1}	Pozitif Sequence
V_{a2}	Negatif Sequence
V_{a0}	Sıfır Sequence
f_n	n. Harmonik Frekansı
A_0	Ortalama Değer Genlik
f_1	1. Harmonik Frekansı
Φ_1	1. Harmonik Faz açısı
$i(t)$	Harmonik Akım Ani Değeri
$v(t)$	Harmonik Gerilim Ani Değeri
I_n	n. Harmonik Akım Etkin Değeri
V_n	n. Harmonik Gerilim Etkin Değeri
I_{mn}	n. Harmonik Akım Tepe Değeri
V_{mn}	n. Harmonik Gerilim Tepe Değeri
γ_n	n. Harmonik Akımın Faz Açısı
δ_n	n. Harmonik Gerilimin Faz Açısı
α_n	n. Harmonik Akım için Akım Harmoniği Oranı
R_n	n. Harmonik Frekansın Direnci
X_L	Endüktif Endüktans
X_C	Kapatif Endüktans
ω_n	n. Harmonik İçin Açısal Frekans
h_r	Ana Frekansın Katı Olarak Rezonans Frekansı
kVA _{sc}	Çalışma Noktasında Kısa Devre Akımı
kVA _{rc}	Sistem Geriliminde Kapasitör Oranı
Z_g	Generatörün Temel Bileşen Empedansı
Z_{gn}	n. Harmonik için Generatör Empedansı
jx_d	n. Harmonik için Generatör Subtransient reaktansı
R_1	Motorun Stator Sargı Direnci
ωL_1	Motorun Kaçak Reaktansı
R_2'	Motorun Statora İndirgenmiş Rotor Direnci
$\omega L_2'$	Motorun Statora İndirgenmiş Kaçak Reaktansı
R_m	Motorun Boşta Eşdeğer Direnci
ωL_m	Motorun Mıknatıslanma Reaktansı
s	Kayma
n_1	Stator Döner Alanının Senkron Devir Sayısı
n_2	Rotorun Devir Sayısı
R_p	Transformatör Primer Sargı Direnci
X_p	Transformatör Primer Kaçak Reaktansı
R_s'	Transformatör Primere İndirgenmiş Sekonder Sargı Direnci
X_s'	Transformatör Primere İndirgenmiş Kaçak Reaktansı
R_{FE}	Transformatör Demir Kayıplarını Temsil Demir Çekirdek Direnci
I_m	Mıknatıslanma Akımı
$k(n)$	n. Harmonik İçin Deri Etkisi Katsayısı
I_0	Transformatör Boşta Çalışma Akımı Reel Bileşeni

Φ	Magnetik akı
Φ Wb	Magnetik alan
B_h	Harmonik genliği
S_{SC}	Ortak birleşme noktasında kaynak kısa-devre gücü
S_T	Üç fazlı transformatörün görünür gücü
I_h/I_1	Harmonik akım bozulması
P_{OSL}	Sargıların dışında kalan komponentlerde oluşan kaçak kayıplar
P_{EC}	Eddy-current kayıpları
P_{EC-R}	Ayarlama şartları altında eddy-current kayıpları
P_{EC-O}	Ölçülen akım değerinde sargı eddy kayıpları
Θ_{TO}	Transformatör yağ sıcaklığı
Θ_g	Transformatör sargıları sıcaklığı

KISALTIMA LİSTESİ

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Coordinating
THD	Total Harmonic Distortion
THD _I	Total Harmonic Current Distortion
THD _V	Total Harmonic Voltage Distortion
IEC	International Electrotechnical Commission
DF _I	Current Distortion Factor
DF _V	Voltage Distortion Factor
CF	Crest Factor
D	Distorsiyon Gücü
K	K Factor
HF	Harmonic Factor
TDD	Total Demand Distortion
PCC	Point of Common Coupling
EMI	Elektromagnetic Injection
EMC	Electromagnetic Caution
PFC	Power Factor Correction
THD	Total Harmonic Distortion
RMS	Root Mean Square
SMPS	Switched Mode Power Supplies
CFL	Compact Fluorescent Lamp
PC	Personal Computer
ASD	Adjustable Speed Drivers
SCR	Silicon Controlled Rectifiers
SVC	Static VAR Compensators
AC	Alternative Current
IT	Information Technology
DC	Direct Current
APF	Active Power Filter
PWM	Pulse Width Modulation
SCR	Short Circuit Rate
PFC	Power Factor Correction
MMK	Magnetomotor Kuvvet

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 1.1	Yarı periyotta harmonik bileşenler 3
Şekil 2.1	Yıldırım darbesi akımı darbesel geçici olayı 9
Şekil 2.2	Ardarda kapasitör anahtarlanmasıyla oluşan titreşimli geçici olay akımı 10
Şekil 2.3	Bir arıza ve sonradan tekrar kapama işleminden dolayı anlık kesintinin oluşumu... 11
Şekil 2.4	Tipik bir gerilim azalması-salınımı 12
Şekil 2.5	Bir tek faz toprak hatasından kaynaklanan ani gerilim artması..... 13
Şekil 2.6	Bir gerilim dengesizliği sisteminin simetrik bileşenleri 13
Şekil 2.7	Kaynak sistemi dengesizken üç-faz diyot doğrultucuların hat akım dalga biçimleri..... 14
Şekil 2.8	Ark fırını çalışmasıyla oluşan bir gerilim titreşimi örneği 15
Şekil 2.9	Bozuk akım dalga şekli 17
Şekil 2.10	Doğrusal olmayan yükün neden olduğu gerilim bozulması 27
Şekil 2.11	AC sürücü için tipik bir 12-Darbeli Konverter..... 29
Şekil 2.12	Yıldız üçgen izolasyon transformatörü..... 29
Şekil 2.13	Yükle değişen eşdeğer empedansın görüldüğü tipik bir pasif filtre 30
Şekil 2.14	Pasif seri ve şönt filtreler 31
Şekil 2.15	Aktif harmonik şartlandırıcı 31
Şekil 3.1	Sırasıyla doğrusal ve doğrusal olmayan bir yükte akım dalga şekli..... 36
Şekil 3.2	Doğrusal olmayan bir yük eşdeğer devresi..... 37
Şekil 3.3	Tipik bir primer dağıtım sisteminin tek hat diyagramı..... 38
Şekil 3.4	Genel olarak faz başına yük modeli 39
Şekil 3.5	Endüstriyel tesis tek hat diyagramı..... 40
Şekil 3.6	Generatör modelleri. Sırasıyla temel bileşen modeli, harmonik modeli, direncin ihmal edilmesi durumunda temel bileşen modeli, direncin ihmal edilmesi durumunda senkron generatörün harmonik modeli 42
Şekil 3.7	Motorun temel frekans için eşdeğer devresi..... 42
Şekil 3.8	Motorun harmonik frekansları için eşdeğer devresi..... 43
Şekil 3.9	Transformatörün eşdeğer devresi ve dengeli güç akış analizinde kullanılan eşdeğeri..... 44
Şekil 3.10	n. harmonik için transformatörün tek faz eşdeğer devresi..... 44
Şekil 3.11	Transformatörün harmonik kaynağı olarak modellenmesi..... 45
Şekil 3.12	Transformatörün nonlineerliğinin ihmal edildiği harmonik eşdeğer devreleri..... 45
Şekil 4.1	Elektrik güç transferi 49
Şekil 4.2	Transformatörün eşdeğer devresi 50
Şekil 4.3	Demir çekirdekli bir bobine uygulanan gerilim, mıknatıslanma, akı karakteristikleri 50
Şekil 4.4	Transformatörün mıknatıslanma eğrisi, akı, mıknatıslanma akımı dalga şekilleri 51
Şekil 4.5	Aşırı uyarılmış bir transformatörde akım, aşırı gerilim uygulamasının % 150'si..... 52
Şekil 4.6	Uyarılma gerilimi olarak transformatör aşırı uyarım akımının harmonik içeriği 53
Şekil 4.7	Tipik darbe akımının dalga şekli 54
Şekil 4.8	Spektral analiz için darbe akımının dalga biçimi 54
Şekil 4.9	Y (Yıldız) bağlantı..... 55
Şekil 4.10	Delta (Üçgen) bağlantı..... 56
Şekil 4.11	Zigzag bağlantı 56

Şekil 4.12	Tek-faz yükleri	57
Şekil 4.13	3 ve 3'ün katı harmonikler; 50 Hz ve 150 Hz üç fazlı akımların gösterilmesi.....	58
Şekil 4.14	Nonlineer tek faz yükleri tedarik eden faz ve nötr akımları	58
Şekil 4.15	Dy5 ve Dz10 bağlantı gruplarının vektör diyagramları ve bağlantı şekilleri	60
Şekil 4.16	Dağıtım transformatörleri devre konfigürasyonları.....	61
Şekil 5.1	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için referans simülasyon devresi	79
Şekil 5.2	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda primer faz geriliminin değişimi.....	81
Şekil 5.3	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda primer faz geriliminin değişimi.....	81
Şekil 5.4	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda primer faz geriliminin değişimi.....	81
Şekil 5.5	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda sekonder faz geriliminin değişimi.....	81
Şekil 5.6	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda sekonder faz geriliminin değişimi.....	81
Şekil 5.7	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda sekonder faz geriliminin değişimi.....	82
Şekil 5.8	Referans simülasyon Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları gerilim değerleri	82
Şekil 5.9	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda primer faz akımının değişimi	82
Şekil 5.10	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda primer faz akımının değişimi	82
Şekil 5.11	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda primer faz akımının değişimi	83
Şekil 5.12	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda sekonder faz akımının değişimi	83
Şekil 5.13	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda sekonder faz akımının değişimi	83
Şekil 5.14	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda sekonder faz akımının değişimi	83
Şekil 5.15	Referans simülasyon Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları akım değerleri.	84
Şekil 5.16	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda konverter yükü faz akımının değişimi	84
Şekil 5.17	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda konverter yükü faz akımının değişimi	84
Şekil 5.18	Yyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda konverter yükü faz akımının değişimi	84
Şekil 5.19	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda motor yükü faz akımının değişimi	85
Şekil 5.20	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda motor yükü faz akımının değişimi	85
Şekil 5.21	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda motor yükü faz akımının değişimi	85
Şekil 5.22	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda motor yükü faz geriliminin değişimi.....	85
Şekil 5.23	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simülasyonda motor yükü	

	faz geriliminin değişimi.....	85
şekil 5.24	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda motor yükü faz geriliminin değişimi.....	86
şekil 5.25	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz akımının değişimi	86
şekil 5.26	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz akımının değişimi	86
şekil 5.27	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz akımının değişimi	86
şekil 5.28	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz geriliminin değişimi.....	87
şekil 5.29	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz geriliminin değişimi.....	87
şekil 5.30	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz geriliminin değişimi.....	87
şekil 5.31	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	88
şekil 5.32	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	88
şekil 5.33	Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	88
şekil 5.34	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için transformatör empedansının arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi ..	90
şekil 5.35	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için transformatör empedansının arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi ..	90
şekil 5.36	Yyn bağlantı gruplu transformatör için transformatör empedansının arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi	90
şekil 5.37	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için motor yükünün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi	94
şekil 5.38	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için motor yükünün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi	94
şekil 5.39	Yyn bağlantı gruplu transformatör için motor yükünün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	94
şekil 5.40	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için pasif yükün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	97
şekil 5.41	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için pasif yükün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	97
şekil 5.42	Yyn bağlantı gruplu transformatör için pasif yükün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.....	97
şekil 5.43	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri dengesiz yüklenme için simulasyon devresi.....	100
şekil 5.44	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz gerilimlerinin değişimi	101
şekil 5.45	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz gerilimlerinin değişimi	101
şekil 5.46	Yyn bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz gerilimlerinin değişimi	101
şekil 5.47	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz akımlarının değişimi.....	102
şekil 5.48	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz akımlarının değişimi.....	102

Şekil 5.49	Yyn bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz akımlarının değişimi.....	102
Şekil 5.50	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.....	104
Şekil 5.51	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.....	104
Şekil 5.52	Yyn bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.....	104
Şekil 5.53	Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için en kötü şartlar için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.....	109
Şekil 5.54	Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için en kötü şartlar için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.....	109
Şekil 5.55	Yyn bağlantı gruplu transformatör için en kötü şartlar için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.....	109

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2.1	Güç sistemi elektromanyetik olay karakteristikleri ve kategorileri..... 8
Çizelge 2.2	Çeşitli simetri durumlarında Fourier katsayıları..... 19
Çizelge 2.3	Enerji sistemine ait teçhizatlar da harmoniklerin yol açtığı problemlerin özet i 26
Çizelge 2.4	IEEE-519 Gerilim sınırları 33
Çizelge 2.5	IEEE-519 Akım sınırları..... 33
Çizelge 2.6	TS-EN 61000-3-2 yük sınıfları..... 34
Çizelge 2.7	A sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri 34
Çizelge 2.8	B sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri..... 35
Çizelge 2.9	C sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri..... 35
Çizelge 2.10	D sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri 35
Çizelge 3.1	Bir dağıtım harmonik çalışması için gerek duyulan bilginin özetlenmesi 41
Çizelge 3.2	Tüketici Yükleri..... 46
Çizelge 4.1	Şekil 4.5'teki aşırı uyarım akımının harmonik içeriği..... 52
Çizelge 4.2	Harmonik dereceleri ve bunların sequence tipleri 55
Çizelge 4.3	Nonlineer yük için K-Faktör hesaplanması 66
Çizelge 4.4	Harmonik kayıp faktörünün hesaplanması, yük akımı 1804 A..... 70
Çizelge 4.5	Nonsinüsoidal yük akımının hesaplanmasına yardımcı tablo 72
Çizelge 4.6	Bir yağ dolmuş transformatör için harmonik akım içerikli test sonuçları ve çevre sıcaklığının üzerinde ölçülen değerler 72
Çizelge 4.7	Bir yağ dolmuş transformatör için çevre sıcaklığının üzerine çıkılan ölçüm noktaları ve sıcaklıkları 74
Çizelge 4.8	Harmonik Kayıp Faktörü hesaplanması 74
Çizelge 4.9	Kayıp biçimlerinin çizelge edilmesi 74
Çizelge 5.1	AC Gerilim kaynak değerleri 76
Çizelge 5.2	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörlerinin değerleri 76
Çizelge 5.3	6-Darbeli konverterin harmonik spektrum değerleri 77
Çizelge 5.4	Asenkron motor değerleri (sincap kafesli) 77
Çizelge 5.5	Güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri (PFC1, PFC2, PFC3)..... 78
Çizelge 5.6	Pasif yük değeri 78
Çizelge 5.7	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları referans simulasyon sonuçları 80
Çizelge 5.8	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları referans simulasyonda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları 80
Çizelge 5.9	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için transformatör empedansının mevcut ve artırılması durumundaki değerleri 89
Çizelge 5.10	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları transformatör empedansının artırılması durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları 89
Çizelge 5.11	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için transformatör empedansının artırılması durumunda elde edilen simulasyon sonuçlarının referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması 91
Çizelge 5.12	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörlerde motor yükünün ilk değeri artırılması durumundaki değeri 92
Çizelge 5.13	Motor yükünün artırılması durumunda güç faktörü düzeltme kapasitörünün (PFC2) yeni değeri 92
Çizelge 5.14	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları motor yükünün artırılması durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları 92

Çizelge 5.15	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için motor yükünün arttırılması durumunda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması	93
Çizelge 5.16	Dyn1, Dyn11 ve Yyn pasif yük değeri ve arttırılması durumu	95
Çizelge 5.17	Pasif yükün arttırılması durumunda güç faktörü düzeltme kapasitörünün (PFC1) yeni değeri	95
Çizelge 5.18	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları pasif yükün arttırılması durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları	95
Çizelge 5.19	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için pasif yükün arttırılması durumunda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması	96
Çizelge 5.20	Dengesiz yüklenme için fazlardaki pasif yüklerin yeni değerleri	98
Çizelge 5.21	Dengesiz yüklenme durumu güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri	99
Çizelge 5.23	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grubu dengesiz yüklenme için simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması	103
Çizelge 5.24	Simülasyon sonuçlarına göre durumlar arasında harmonik etkilerin referans simülasyona göre değerlendirilmesi	105
Çizelge 5.25	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için motor yük değeri artması durumu	105
Çizelge 5.26	Motor yükünün arttırılması durumu güç faktörü düzeltme kapasitörünün (PFC2) yeni değeri	106
Çizelge 5.27	Dengesiz yüklenme için fazlardaki pasif yüklerin yeni değerleri	107
Çizelge 5.28	En kötü durumlar için güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri	107
Çizelge 5.29	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları en kötü durumlar için toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları	107
Çizelge 5.30	Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için en kötü durumlarda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması	108

ÖNSÖZ

Dağıtım transformatörlerinin bağlantı gruplarına göre harmonik simülasyonlarının yapıldığı bu tez çalışmasında, önce güç kalitesi noktasından başlayarak harmoniklerin dağıtım transformatörlerine olan etkilerine kadar teorik çalışmalar yapılmış, ardından MatLAB Simulink programı yardımı ile sonuçlar alınmıştır. Alınan sonuçlarla dağıtım transformatörlerinin Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının harmoniklere olan etkisi gözlenmiştir. Bu çalışmalar esnasında bana yardım ve anlayış gösteren değerli aileme teşekkürü bir borç bilirim. Ayrıca yardımlarını ve desteklerini esirgemeyen tez danışmanım Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN'a teşekkürlerimi sunarım.

Hakan SAĞLAM

Ağustos 2005

ÖZET

Elektrik enerjisi için güç kalitesi en önemli faktörlerden biri olarak, gerilim, akım ve frekans büyüklüklerinde meydana gelen sapmalardır. Güç kalitesinin önemli bir kısmı olan harmonikler, teknolojinin güç elektroniği ve yarı iletken aygıtların kullanımını gerektirerek ve artırarak gelişmesiyle önemli bir problem olarak ortaya çıkmaktadır.

Harmonikler sinüs dalga şeklindeki bozulmalar olarak transformatörler, generatörler, motorlar gibi demir nüveli elektrik makineleri, doğrultucular ve diğer nonlineer cihazların kullanımıyla elektrik sisteminin sinüsoidal özelliğini kaybetmesine neden olmaktadır. Bu yükler sisteme harmonik enjekte ederek, elektrik tesisleriyle bu tesislere bağlı tüketici ekipmanlarına zarar vermekte veya tamamen işlemez hale getirmektedir.

2010 yılı için yapılan tahminlere göre üretilen gücün % 50'si yarı iletkenlerle kontrol edilecektir, dolayısıyla bu nonsinüsoidal oluşum daha fazla güç faktörü düzeltme kapasitesinin endüstride kullanılması anlamına gelecektir. Rezonans frekansının düşürülmesiyle güç sistemleri doğal frekansa daha duyarlı hale gelecektir ve bu yükler tarafından üretilen harmonik akımlardan daha etkilenir bir hal alacaktır. Bu, harmonik olayı için bugün ve gelecekte artarak önem gösterilmesi gereken en önemli bir güç kalitesi problemi olduğunu belirtmek açısından yeterli bir kanıttır.

Bu çalışmada dağıtım transformatörlerinin Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının harmonik olayına etkilerinin neler olduğu hedeflenmiş olup, nonlineer yük kompozisyonu ile bir OG/AG sistem içerisinde farklı durumlar için MATLAB Simulink ile modellenerek bu etkiler gözlemlenmiştir.

Bu çalışmanın birinci bölümünde harmonik olayının önemi, tarihçesi ve bu olaya bakış açıları verilmiştir. İkinci bölümünde güç kalitesi olayları ve harmonikler, ilgili tanımlar, matematiksel bağıntılar, harmonik kaynakları, etkileri, harmoniklerin giderilmesi yöntemleri, ilgili standartlar geniş olarak incelenmiştir. Üçüncü bölümde harmonik içeren güç sistemlerinin analizi, sistem elemanlarının modellenmesi incelenmiştir. Dördüncü bölümde harmoniklerin transformatörler üzerinde etkileri, bağlantı grupları özel olarak ele alınarak incelenmiştir. Beşinci bölümde ise konu ile ilgili simülasyon uygulaması yapılmıştır.

Anahtar kelimeler: Güç kalitesi, güç sistem harmonikleri, güç sistem harmoniklerinin MatLab Simulink modellenmesi, harmonik standartlar, IEEE 519-1992, harmonik kaynaklar, harmoniklerin filtrelenmesi, dağıtım transformatörleri ve harmonikler.

ABSTRACT

As one of the most important factors for electricity energy, the power quality are the deviations which are occurring on voltage, current and frequency quantities. Harmonics which is the most important part of the power quality, development of technology with necessity and increasing useage of power electronics and semi conductor devices, is coming to existance an important problem.

Harmonics as the distortions of sine wave form that cause with useage of transformers, generators, motors like iron nucleus electric machines, rectifiers and the other nonlinear devices loosing of sine property of electrical systems. These loads as injecting harmonics to the system, damage electrical plants connected consumer equipments and bring not working completely.

For year of 2010, according to the estimations % 50 of produced power will be controlled with semi conductors, thus this nonsinüsoidal formation is becoming the meaning of useage of more power correction capacitors in the industry. With decreasing of resonance frequency, power system are becoming more sensitive case to the nature frequency and more affected situation off harmonic currents which are produced by these loads. For harmonic event, this is an enough proof to state that it is the most important power quality problem today and tomorrow increasing to be taken with an importance.

In this study the effects of Dyn1, Dyn11 and Yyn connection groups of distribution transformers to the harmonic phenomenon are targeted and for different cases in a MV/LV system with nonlinear load composition modelled with MATLAB Simulink, this effects viewed.

In this first chapter of this study, importance, history of harmonic event and lookings to this phenomenon are given. In the second chapter, power quality events and harmonics, relevant definitions, mathematical relations, harmonic sources, effects, methods of harmonics eliminations, relevant standards are researched widely. In the third chapter, analysis of harmonic including power system, modelling of system elements are researched. In the fourth chapter, the effects of harmonics on transformers, connection groups are researched taking up specificaly. In the fifth chapter, relevant simulation application with the subject was done.

Key words: Power quality, power system harmonics, modelling power system harmonics with MatLab Simulink, harmonic standards, IEEE 519-1992, harmonic sources, harmonic filtering, distribution transformers and harmonics.

1. GİRİŞ

Harmonik akımlar, alternatif akımdan yararlanmanın başlangıcından beri varolan bir olaydır. Başlangıçta elektrik endüstrisinin ufak bir yapısında harmoniklerin önemli bir problem olarak görülmesi gerekliliği ortaya çıkmıştır. Elektrik güç sistemi içerisindeki yüklerin doğrusal olduğu esası, uygulanan gerilimin dalga şeklinin akımda yansıyan biçimidir. Örnek olarak, akkor flamanlı lambalara ve endüktif motor yüklerine, sinüsoidal gerilim uygulandığında gerekli sinüsoidal akımların oluşması gibidir. Yarıiletken aygıtların kullanımının oluşturduğu teknolojinin endüstriye girişiyle şartlar değişmeye başlamıştır. Bu çok yönlü aygıtlarla birlikte, yüklerin kontrol edilebilirliğinin ve etkinliğinin artmasıyla ortaya çıkan yük akımlarını kontrol etme konusunda yeterli duruma gelinmektedir. Bütün teknolojiler, her zaman için işletme ve kontrol edebilme kapasitelerini arttırmaktadır ve bir maliyet kazanımı sağlama açısından, çok pahalı doğrusal güç kaynaklarının anahtarlamalı modla yer değiştirmesi şeklinde bir oluşum sağlamaktadır. Bu aygıtların kullanımı, güç sisteminden kaynaklanan harmonik akımları içeren nonsinüsoidal akımların olduğu, doğrusal olmayan yüklerin varlığını belirtmektedir (IEEE Std 141-1993).

Belirli yük tiplerinin akım ve gerilimleri, 50/60 Hz esas frekansların tamsayı katları olan frekanslar ile üretilirler. Bu daha yüksek olan frekanslar, elektriksel kirliliğin bilinen bir biçimi olan güç sistem harmonikleri şeklindedir. Günümüzde, en yaygın kullanılan harmonik kaynaklar, ayarlanabilir hız sürücüler (ASDs) ve anahtarlamalı mod güç kaynakları gibi güç elektroniği yükleridir. Bu yükler diyotları, silikon-kontrollü doğrultucuları (SCRs), güç transistörlerini ve diğer elektronik anahtarları, gücü kontrol etmek veya 50/60 Hz AC'den DC'ye çevirmek amacıyla dalga biçimlerini kırmak için kullanılmaktadırlar. Etkinlik ve kontrol açısından büyük avantajlara sahip olmasından ötürü, güç elektroniği yükleri hızla çoğalmakta ve alçak gerilim uygulamalarından yüksek gerilim konverterlerine kadar güç kademelerinin bütününde bulunabilmektedir (Grady, Santoso 2001).

2010 yılı için yapılan tahminlere göre üretilen gücün % 50'si yarı iletkenlerle kontrol edilebilecektir, özellikle silikon esaslı teknolojiler, kullanım etkinliğini artırma açısından sinüsoidal karakteristiği değiştirmek amacıyla önem kazanacaktır. Bu yeni nonsinüsoidal yükler, daha fazla güç faktörü iyileştirme kapasitörünün endüstride uygulanmaya ve elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinde, gerilim kontrolü ve sistem kapasitesinin ayarlanmaya başlamasıyla sonuçlanmaktadır. Her yeni kapasitör bankasının ilave edilmesiyle, sistem

rezonans frekansı düşürülmektedir. Rezonans frekansının düşürülmesiyle, nonsinüoidal yüklerle birlikte, güç sistemleri doğal frekansa daha duyarlı hale gelmektedir. Güç sistemleri, sistem rezonansının düşürülmesiyle, bu yükler tarafından üretilen harmonik akımların karakteristikleriyle oluşan akıştan etkilenir bir hal almaktadır. Güç devreleri içerisinde harmonik akımların dolaşması, harmonik gerilime ve bitişik sinyal devrelerinde harmonik akımlara neden olmaktadır.

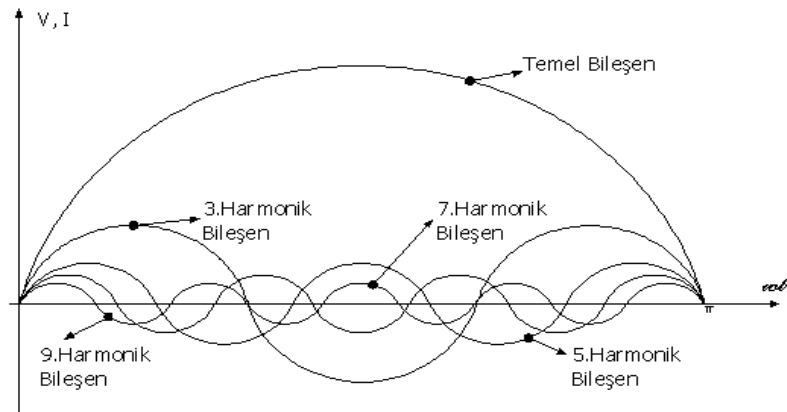
- Harmonik problemlerin tarihçesi ve çözümleri: Nonsinüoidal akım gereksinimine ilk başlarda ark lambaları bir örnek olarak görülmekteydi. Çekirdek yapıyı doyuma ulaştırmak ve bunu sağlamak açısından, bu aygıtların bir başka tipi olan transformatörler de temel olmayan akımlara gereksinim duymaktaydı. Bu yükler tarafından çekilen akımlar belliydi, fakat toplam akımların çok ufak bir kısmını teşkil ettiğinden güç sistemleri içerisinde bir problem olarak görülüyordu. 20. yüzyılın başlarında uygulamalarda bir çeşitlilik içerisinde cıva buharlı doğrultucuların kullanımında bir artış görüldü. Dikkate alınması gereken iki önemli problem de iletişim hatlarında olan girişimle ilgiliydi. Bunların ilki Salt Lake City'nin batısında bulunan bir bakır ayırıştırma ve işleme tesisinde kullanılan doğrultucuların değişik bir uygulamasıydı. Donanım enerjilendirildiğinde, kıtalar arası telefon konuşmaları aynı anda kesintiye uğradı. Problem daha sonra tespit edildiğinde, doğrultucuları besleyen güç sistem fiderlerinin, Great Salt Lake ve sıra dağlar arasından geçmekte olan kıtalararası telefon hatlarının olduğu tesise paralel olduğu ortaya çıktı. İkinci olay ise Batı Kanada'da bir maden ocağında, doğrultucu bir güç kaynağının tesis edildiği bir yük asansöründe meydana geldi. Doğrultucu enerjilendirildiği zaman, güç hatlarının sağ tarafından geçen telefon hatlarına bir girişim yapan gürültüyle telefon iletişimi tamamen bozuldu. Bu iki örnekte, statik güç konverteri tarafından indüklenen akımlar, iletişim hatlarına bir akım girişimi sağlayarak, bir gürültü oluşumuyla telefon devresinin iki iletkeninde eşit olmayan gerilime neden olmuştur.

1930 ve 1970 arasında, statik güç konverterlerinin en önemli kullanıcıları olarak elektromekanik ve elektrometalürjik üreticiler, dağıtım sistemine yansıyan harmonik akım etkilerini sınırlandırmak ve indüklenen gürültüyü en aza indirmek için bir teknoloji geliştirdiler. Bunu yaparken iletişim devrelerinde sorunlara neden olan harmonik akımların ana kısmını çok fazla güç konverteriyle elimine etme yoluna gittiler.

Güç sistemi içerisinde birbirine benzer olan bu küçük sürücüler, toplam güç sistemi üzerinde harmonik akım üretimi açısından ufak bir etki yarattılar ve bir problem teşkil etmediler. Bununla birlikte, 1973'te petrol ambargosu sonrasında, enerji fiyatlarının hızlı yükselişi, bir

çok açıdan da gerekli olarak, bu dönüşüm aygıtlarının daha geniş sistemler üzerinde kullanılmaya başlanması ve artan enerji maliyetini azaltmak için güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin iyi bir yöntem olması ekonomik bir uygulama olarak ortaya çıktı. Statik güç kondansatörlerinin geniş bir alanda kullanım bulması ve artan güç faktörü kapasitörleri, kapasitör sigortalarında atmalara neden oldu ve kontrol-güç sistemleri üzerinde kuvvetlendirilmiş karışıklıkların veya gürültünün artmasını sağlamış oldu.

Dağıtımda ve faydalanılan gerilim kademelerinde, saf bir sinüs gerilim dalgasını sağlamak, nonlinear yüklerin artması biçiminde gerekli bir zor durum olarak ortaya çıkıyordu. Bundan dolayı, harmonik kaynakların çoğalması ve kullanımının artması güç sistemi içinde çok daha yaygın bir duruma gelerek, elektrik şebekeleri ve endüstriyel alanda bu oluşumun etkisini azaltmak ve kontrol altına almak bir mühendisin ilgi alanında bir çalışma gereksinimi olarak sonuçlandı (IEEE Std 141-1993). Şekil 1.1’de yarı periyotta harmonikli bileşenlerin dalga biçimleri görülmektedir.



Şekil 1.1 Yarı periyotta harmonik bileşenler (Adak, 2002).

- Harmonik olayına bakış açıları: İyi bir biçimde harmonik tahmininde bulunma, birbirinden farklı fakat, birbirine yakın olarak ilişkilendirilmiş iki konunun iyi anlaşılmasını gerektirir. Birincisi, bazı güç sistem elemanlarının ve bağlı etkilerinin, harmonik kaynakların sistemde bulunuşunun nonlinear akım-gerilim karakteristikleridir. İkinci konu ise ağır basan lineer sistem elemanlarının ve birbirine bağlı oldukları durumda sonuçlanan harmonik akışların, uygun harmonik modellerinin elde edilmesidir (Arrillaga, Smith, Watson ve Wood, 1998).

Harmonik bozulma günümüzde güç sisteminin neredeyse bütününde bulunmaktadır. Sistemden sisteme ve farklı gerilim kademeleri için distorsiyon seviyesi değişmektedir. Toplam gerilim distorsiyonu gerilim transformatörlerinde % 10'dan iletim seviyesine % 1

oranında değişim gösterir. Toplam akım distorsiyonu bazı yük bağlantı uçlarında % 200'den iletim seviyesine birkaç yüzde olarak değişim göstermektedir. Toplam gerilim distorsiyonunun artması akım distorsiyonunun artmasından dolaydır, fakat bu durum aynı zamanda daha yüksek gerilim seviyeleriyle kıyasladığında, daha düşük olan kısa devre gücüne ve düşük gerilim kademelerindeki ayarlama gücüne bağlıdır. Gerilim ve akım distorsiyonu güç sistemi elemanlarında ve lineer yüklerde ilave kayıplara neden olmaktadır (Gencer, Alboyacı ve Öztürk, 2002).

Demir çekirdekli bir harmonik kaynağı olan transformatörler, nonlinear akımlara gereksinim duyarak hem harmonik üretme hem de harmonikten etkilenme döngüsünün iki tarafında yer alır. Bir transformatörün ait olduğu sistemde bulunan harmonik akımların artışı, yük altında oluşan kayıpların artması anlamına gelmektedir. Artan bu kayıplar aynı zamanda ısı kayıplarının artmasıyla transformatör ömrünün oldukça kısılmasını sağlamaktadır. Böyle bir sistemde nonlinear yüklerin transformatörler üzerindeki etkileri dikkate alınmazsa, ilgili transformatör sistemin sürekliliğini sağlamak için harmonik kaynaklar tarafından sisteme verilen ve ilave kayıplara neden olan harmonik akımları da karşılaması gerekeceğinden daha fazla yüklenecektir. Dağıtım transformatörlerinin harmoniklerden etkilenmesinde etken olan önemli parametrelerden biri de bağlantı gruplarıdır. Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri, harmonik kompozisyonlu aynı sistem için birbirlerinden farklı yüklenmektedirler. Bickel ve Cox'un "The Effect of Transformers Configuration on Power Quality", Santjer'in "Influence of Transformers on Harmonics", Schonek'in "The Singularities of Third Harmonic", Jayasinghe, Lucas ve Perera'nın, "Power System Harmonic Effects on Distribution Transformers and New Design Considerations for K Factor Transformers" adlı çalışmaları bu konuyla ilgili olarak yapılmış çalışmalardan bazılarıdır.

2. GÜÇ KALİTESİ VE HARMONİKLER

Elektriğin kalitesi şu nedenlerden dolayı ekipman üreticileri kadar hizmet sektörü ve endüstriyel sektörlerin işletme, bakım ve yönetim personeli ve elektrik şirketleri için stratejik bir önem taşır: i. Rekabet edebilme özelliklerini arttırmak için ekonomik gereksinimler, ii. Gerilim karışıklığı ve böyle bir problem üreten ekipmanların geniş kullanımı, iii. Elektrik piyasasının gerçekçiliği (Ferracci, 2001). Güç kalitesi tanımlaması, bir dalga biçimini sayısallaştıran bir güç kalitesi aygıtı olma özelliğindeki ölçüm-ekranlama ve zararlı etkileri azaltma ekipmanları üreticilerinin oluşturduğu şirketlerle birlikte şekillenmeye başlamıştır. Yük ekipmanı vasıtasıyla gerekli olan güç karakteristiklerinin kaynaktan temin edilen güçle uyuşup uyuşmadığı asıl önemli konudur (Bingham, 1997).

Güç kalitesi terimi, 1980'lerin sonundan itibaren güç endüstrisinde en çok telaffuz edilen konulardan biri haline gelmiştir. Büyüyen bu sorun yaklaşımıyla ilgili dört ana sebep göstermek mümkündür: i. Güç kalitesi tasarımlarında geçmiş zamanda uygulanan ekipmana göre yük ekipmanı çok daha hassas bir hale gelmektedir, ii. Güç sisteminin bütününde etkin olma gerekliliği oldukça üzerinde durularak, yüksek etkinlikli cihazların, ayarlanabilir hız motor sürücülerinin ve güç faktörü düzeltimi için kayıpları azaltmada şönt kapasitörlerin uygulanması artarak ortaya çıkmaktadır, iii. Güç faktörünün ortaya koyduğu faydalardan hızla haberdar olma durumu tüketicilerde oluşmaya başlamıştır. Dağıtım şebekelerindeki müşteriler uzun süreli kesintiler, salınımlar ve anahtarlama geçici olayları hakkında yapılan yayınlar ve oluşan sonuçlarla ilgili olarak daha iyi bilgilendirilmeye başlamışlardır, iv. Bugün bir çok şey bir ağ üzerinde birbirine bağlıdır. Bütünleşmiş oluşum ve süreçler, bir komponentte meydana gelen bir arızanın çok fazla önemli sonuçları olabileceği anlamına gelmektedir.

Üreticiler her zaman için daha verimli makinalarla, daha hızlı üretim yapmak isterler. Bu konuda kamu hizmeti yapan kuruluşlar, enerji dağıtım şirketleri, bu çabayı cesaretlendirerek iyileştirme amacındadırlar, çünkü bu müşterilerin daha fazla kazançlı hale gelmeleri konusunda yardımcı olacaktır ve aynı zamanda kesiciler, şalt tesisleri ve üretim üzerine ortaya çıkan daha verimli yük ekipmanı ile daha fazla yatırım yapmalarını ertelemelerini sağlayacaktır (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

Elektrik güç mühendisleri, güç kalitesi ile daima ilgilenmişlerdir. Güç kalitesini, gücün üretilmeye başlandığı noktadan en son tüketiciye kadar gerilimi, akımı ve frekansı etkileyen bir olay olarak görmüşlerdir. Güç kalitesi problemlerini en aza indirgeyen piyasanın, ekipman

temin eden ve tüketicileri kapsayarak genişleyen bir piyasa olduğunu görmektedirler. Bundan dolayı bir elektrik mühendisi, güç kalitesi ve güç kalitesi problemlerini anlama açısından diğerlerine nazaran iletişimine ihtiyaç duyulan kişidir (Kennedy, 2000).

2.1 Güç kalitesi

Güç kalitesi, gerilim ve akım sinyallerinin durumundan söz etmektedir. Tek ve üç fazlı nonlineer yükler, değişken frekans sürücü üniteleri, ekipman yakınında çalıştırma ve durdurma, gerilim dalgalanmaları gibi daha fazlalarının oluşturduğu mekanizma, yetersiz güç kalitesine neden olmaktadır. Bu etkiler dağıtım sistemlerinde izolasyon sisteminin aşırı ısınmalarla sonuçlanabilecek harmoniklerin oluşmasıyla sonuçlanabilir (Bechard, 2004).

Yüksek derecede hassas bir yapıya sahip bilgisayar kontrollü ekipmanın zorunluluk içinde hızla yer değiştirmesi, tüketicilere sağlanan elektrik gücünün kalitesini gözden geçirmede etken olmuştur. Günümüzde, güç kalitesi (PQ) çok ilginç, sıkı disiplin isteyen, güç ve güç elektroniği mühendislerinin her ikisiyle beraber dijital işaret işleme, yazılım mühendisliği, şebekecilik konularını içeren bir konu haline gelmiştir (Wang ve Mamishev, 2004).

Güç kalitesi için tamamıyla farklı tanımlamalar yapılabilir. Örnek olarak, kamusal dağıtım şirketleri güç kalitesini tanımlarken güvenilirlik olarak ifade ederler ve sistemin % 99.98'inin güvenilir olduğunu gösteren istatistikleri ortaya koyarlar. Yük ekipmanı üreticileri, güç kalitesini tanımlarken güç kaynağına ait karakteristiklerin, ekipmanın doğru ve kesin olarak çalışmasında yeterli olup olmadığına bakarlar. Bununla birlikte, güç kalitesi en sonunda müşteri odaklı olarak ortaya çıkan ve dayanak olarak müşterinin esas alındığı bir olaydır. Bundan dolayı, şu tanımlama, güç kalitesi problemi için genel olarak yapılabilir ve kullanılabilir: "Gerilim, akım ve frekans büyüklüklerinde açıkça gözlemlenen sapmaların müşteri ekipmanlarında çalışma bozukluğu veya hata ile sonuçlanması" şeklindedir.

- Güç kalitesi ile ilgilenme zorunluluğu: Darbeler, çentikler, gerilim azalmaları ve artmaları, kesintiler, titreşimler veya harmonik distorsiyonu, bilgisayar tabanlı işlemlerde veya otomatik sistemler gibi hassas elektriksel donanımlarda arızaların oluşmasına veya yanlış çalışmaya kadar gidebilir (Kim ve Morcos, 2004). Güç sistem şebeke yöneticileri, güç sağlama sistemine bağlı tüketicilerde ve ürünlerde oluşan problemleri bazı sınırlandırmalarla engellemek istemektedirler. Ekipman üreticileri, güç sağlama sisteminde değişiklikler veya yerel azalmalar gerektiğinde tüketiciler için ürün fiyatlarını bütünüyle düşük tutmaya çalışırlar (USCCEMC, 1999).

En sonunda güç kalitesiyle ilgili olarak gelinecek nokta, bu konuyla ilgili olma durumunun ortaya koyduğu ekonomik tablodan kaynaklanmaktadır. Son zamanlarda endüstriyi canlandırma açısından daha fazla otomasyon ve modern ekipman üzerine büyük bir vurgu vardır. Elektrik şebekeleri güç kalitesi problemlerinin ortaya çıkarılması ve varlığının tam olarak belirlenmesi ile çok iyi ilgilenir hale gelmektedirler. Tüketici beklentilerini temin etme ve onların güvenini kazanma gayreti, güçlü bir motivasyon nedeni olarak görülmektedir. Bu konularla ilgili düş kırıklığına uğramış ve maddi açıdan zarar görmüş bir tüketicinin, güç sağlayıcılarını bir yarışmaya teşvik etmesi, kamusal dağıtım yapan bir şebeke üzerinde finansal açıdan çok önemli bir etkiye sahip olabilir. Konut yükleri olarak değerlendirilen bireysel tüketiciler, bu finansal kayıplardan, güç kalitesi problemlerinin çoğunun bir sonucu olarak bir gelir elde etme şeklinde doğrudan etkilenmezler, fakat bu tür tüketiciler dağıtım yapan şebekenin çok zayıf ve kötü bir servis içerisinde olduklarını algıladıklarında, çok etkili bir güç haline gelirler. Yük ekipmanı sağlayıcıları genelde kendilerini çoğu tüketici ve müşterilerin en düşük fiyattan hizmet ve mal almak istedikleri çok yarışmacı bir piyasa içerisinde bulurlar (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

2.2 Güç kalitesi problemlerinin sınıflandırılması

2.2.1 Güç kalitesi problemlerinin genel olarak sınıflandırılması

Endüstriyel ekipman ve işlemlerin doğru çalışmasını engelleyen elektromagnetik karışıklıklar, iletilen ve yayılan karışıklıkla bağıntılı olarak çeşitli sınıflar içerisinde sıralanmıştır: i. Alçak frekans (< 9 kHz), ii. Yüksek frekans (≥ 9 kHz), iii. Elektrostatik deşarj. Güç kalitesi ölçümleri, genelde karakteristikleri alçak frekansla iletilen elektromagnetik karışıklıkları göstermektedir: Gerilim azalmaları ve kesintiler, harmonikler ve araharmonikler, süreksiz güç frekansı aşırı gerilimleri, gerilim artmaları, geçici aşırı gerilimler, gerilim salınımları, gerilim dengesizliği, güç frekansı değişimleri. Bu tip karışıklıklar dört kategoride yer alabilir: i. Genliği etkileyenler, ii. Dalgabiçimi, iii. Frekans, iv. Gerilim simetrisi (Ferracci, 2001).

Güç kalitesi olaylarını ifade eden çok değişik indisler mevcuttur, çoğunluğu da ekranlamayla birlikte dalga biçimi karakteristiklerinin ifade edildiği fakat güç kalitesi olaylarının sınıflandırılmadığı şekildedir. Bazı indisleri kullanarak tam olarak güç kalitesi olayları sınıflandırılmak istendiğinde tereddüt içerisinde kullanılabilirler (Kim, Morcos, 2004).

Çizelge 2.1 güç kalitesi topluluğu için elektromanyetik olayının sınıflandırılmasını göstermektedir. Çizelgede listelenmiş olaylar, daha başka bir biçimiyle kendine ait

özelliklerin listelenmesiyle ifade edilmektedir. Sürekli hal olay yaklaşımları için, belirtilen nitelikler kullanılabilir: Genlik, frekans, spektrum, modülasyon, kaynak empedansı, çentik derinliği, çentik alanı. Sürekli olmayan olay yaklaşımları için, gereksinim duyulan nitelikler şunlar olabilir: Yükseliş oranı, genlik, süre, spektrum, frekans, modülasyon, tekrarlama oranı, enerji potansiyeli, kaynak empedansı.

Çizelge 2.1 Güç sistemi elektromanyetik olay karakteristikleri ve kategorileri (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

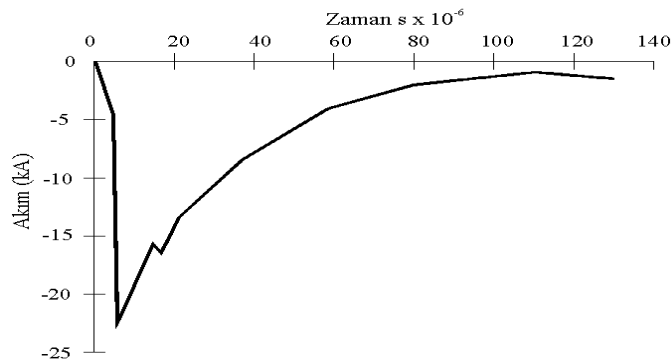
Kategoriler	Spektral İçerik	Süre	Gerilim Genliği
1. Geçici Olaylar			
1.1 Darbeli			
• Nanosaniye	5-ns yükseliş	<50 ns	
• Mikrosaniye	1-µs yükseliş	50 ns-1 ms	
• Milisaniye	0.1-ms yükseliş	>1 ms	
1.2 Titreşimli			
• Alçak frekans	<5 kHz	0.3-50 ms	0-4 pu
• Orta frekans	5-500 kHz	20 µs	0-8 pu
• Yüksek frekans	0.5-5 MHz	5 µs	0-4 pu
2. Kısa süreli değişimler			
2.1 Ani			
• Kesinti (interruption)		0.5-30 çevrim	<0.1 pu
• Azalma (sag-dip)		0.5-30 çevrim	0.1-0.9 pu
• Artma (swell)		0.5-30 çevrim	1.1-1.8 pu
2.2 Anlık			
• Kesinti (interruption)		30 çevrim-3 s	<0.1 pu
• Azalma (sag-dip)		30 çevrim-3 s	0.1-0.9 pu
• Artma (swell)		30 çevrim-3 s	1.1-1.4 pu
2.3 Geçici			
• Kesinti (interruption)		3 s-1 dakika	<0.1 pu
• Azalma (sag-dip)		3 s-1 dakika	0.1-0.9 pu
• Artma (swell)		3 s-1 dakika	1.1-1.4 pu
3. Uzun süreli değişimler			
3.1 Kesinti		>1 dakika	0.0 pu
3.2 Gerilim düşmesi		>1 dakika	0.1-0.9 pu
3.3 Gerilim artması		>1 dakika	1.1-1.2 pu
4. Gerilim dengesizliği		Sürekli hal	0.5-2 %
5. Dalga biçimi bozulmaları			
5.1 dc ofset		Sürekli hal	0.5-0.1 %
5.2 Harmonikler	0-100. harmonik	Sürekli hal	0.5-20 %
5.3 Araharmikler	0-6 kHz	Sürekli hal	0-20 %
5.4 Çentik			
5.5 Gürültü	Geniş bant	Sürekli hal	0-1 %
6. Gerilim dalgalanmaları	<25 Hz	Süreksiz	0.5-7 %
7. Güç frekansı değişimleri		<10 s	

Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Koordinasyon Komitesi 22 (IEEE SCC22) Enstitüsü güç kalitesi standartlarının oluşturulması hususunda esas çalışmaların yapılması açısından liderlik yapmıştır. Bu çalışma, aslında IEEE'nin birkaç kurumu arasında paylaşılması gereken bir sorumluluk olup, prensip olarak Endüstri Uygulamaları Kurumu (IAS) ve Güç Mühendisliği Kurumu (PES) ortak sorumluluğu altındadır. Uluslararası çalışmaları, Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) ve Yüksek-Gerilim Geniş Alan Sistemlerinde Uluslararası Konferans (CIGRE) birleşmeleri şeklinde koordine eder.

2.2.2 Geçici olaylar

Bu terim bir geçici gerilim yükselmesi olarak bilindiği gibi, aynı zamanda güç veya bilgisayar data hattından birinde oluşan karışıklık olarak da çevrilebilir (Thiruvengadam, 2000). Güç sistemi değişimlerinin analizinde istenmeyen, gerçekte anlık bir olayı anlatmak amacıyla kullanılmaktadır. Geçici olaylar iki kategoride sınıflandırılabilir: i. Darbesel olanlar, ii. Titreşimli olanlar. Bu tanımlamalar, bir akım veya gerilim dalga şeklini yansıtmaktadır.

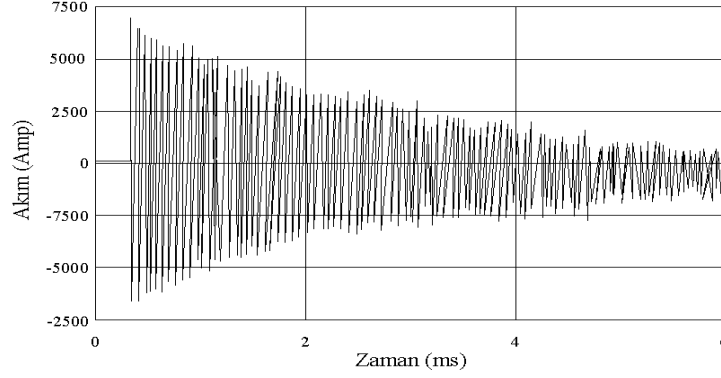
- **Darbesel Geçici Olay:** Darbesel geçici olay, polarite bakımından tek yönlü gerilim, akım veya bunların her ikisinin sürekli hal koşulunda güç frekansında olmayan ani bir değişimdir. Darbe şeklindeki geçici olaylar, artma va azalma süreleri ile karakterize edilirler. Örnek olarak, bir $1.2 \times 50 \mu s$ 2000 V darbesel geçici olayı, nominalde sıfırdan, onun tepe değeri olan 2000 V değerine $1.2 \mu s$ süresinde ulaşır ve yarı tepe değerine $50 \mu s$ süresinde düşer. Bir darbesel geçici olayın en bilineni, yıldırım oluşumudur. Şekil 2.1 yıldırımla oluşan bir akım darbesel geçici olayını resimlemektedir.



Şekil 2.1 Yıldırım darbesi akımı darbesel geçici olayı (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

- **Titreşimli Geçici Olay:** Titreşimli geçici olay, darbesel geçici olay gibi çabuk bozulmaya uğramaz. 0.5-3 çevrim aralığında devam etme eğilimindedir ve iki kez de nominal gerilim-

akıma ulaşır. Titreşimli geçici olayın bir diğer nedeni, dağıtım sistemi üzerindeki güç hatlarının ve ekipmanın anahtarlanması olmaktadır (Kennedy, 2000). Ard arda kapasitör enerjilendirilmesinde, Şekil 2.2’de ifade edilen titreşimli geçici olay akımı onlu kilohertzler mertebesinde sonuçlanmaktadır.



Şekil 2.2 Ard arda kapasitör anahtarlanmasıyla oluşan titreşimli geçici olay akımı (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

Kablo anahtarlaması, aynı frekans dizisi içerisinde titreşimli geçici olayların oluşmasına neden olur. Orta frekans geçici olayları, aynı zamanda sistemin bir darbesel geçici olaya tepkisinin sonucudur.

2.2.3 Uzun-sürelili gerilim değişimleri

Uzun-sürelili değişimler, bir dakikadan daha uzun bir süreç için güç frekanslarında efektif değer değişimlerine göre ifade edilen değişimlerdir. ANSI C84.1 bir güç sisteminde beklenen sürekli durum gerilim tolerans değerlerinin belirlenmesi için ortaya konulmuş bir standarttır. Bir gerilim değişikliği, ANSI sınırlamaları 1 dakikadan daha büyük bir değer için aşıldığında, uzun süreli bir değişim olarak ifade edilir. Gerilim yükselmeleri veya gerilim azalmaları, genel olarak sistem hatalarının bir sonucu değildir, fakat sistemdeki anahtarlama işlemleri ve yük değişimleri tarafından oluşturulurlar.

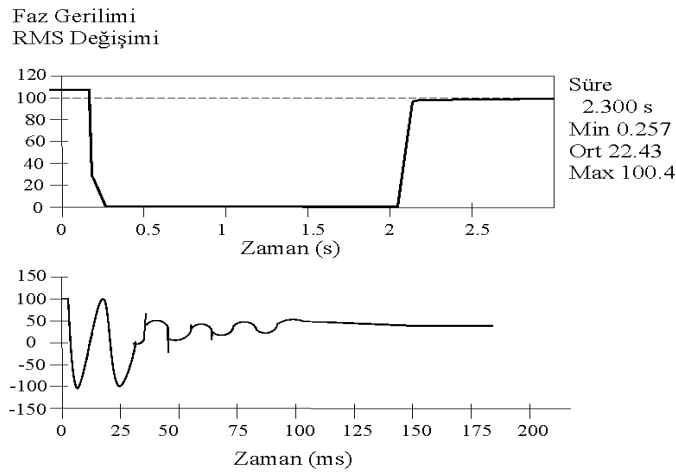
- Gerilim yükselmesi: Birkaç saniye veya daha uzun bir süre için kaynak gerilim sınırının üzerindeki bir durumdur. Gerilim yükselmesi gerilim regülatörlerinin veya kapasitörlerin uygunsuz ayarlanmaları gibi nedenlerden kaynaklanır (Jose, 2000). Uzun süreli gerilim yükselmeleri, gerilim artmalarına bir yakınlık gösterir, fakat daha uzun sürede sonlanırlar. Gerilim artmaları gibi, nominal gerilimin % 110'u aştığında oluşan rms gerilim değişimleridir (Kennedy, 2000). Gerilim yükselmesinin üçü tipi vardır: Geçici güç frekansı, anahtarlama ve yıldırım gerilim yükselmeleri (Ferracci, 2001).

- Gerilim düşmesi: Birkaç saniye süresince servis geriliminin, nominal alçak gerilim işletme limitinin altına düştüğü durum, bir gerilim düşümedir. Aşırı yüklerden dolayı bir gerilim düşümü veya şebeke sisteminde oluşam gerilim azalmaları birer örnektir (Jose, 2000). Son kullanıcılar tarafından ışıklar sönmeye başladığı ve motorlar yavaşlama eğilimine girdikleri zaman farkedilirler.
- Sürekli kesintiler: Bir kesinti tamamıyla gerilimin kaybolmasıdır, genel olarak sonlanması birkaç çevrimden birkaç saate kadar sürer. Eğer bir kesinti 0.5-150 çevrim dizisi içerisinde ise anlık bir kesinti olarak sınıflandırılabilir. 3 saniyeden 1 dakikaya kadar olan kesintiler kısa süreli kesintiler olarak ifade edilir (Jose, 2000).

2.2.4 Kısa-süreli gerilim değişimleri

Bu kategori, gerilim azalmalarıyla ve kısa kesintilerle ilgili IEC kategorisini çevrelemektedir. Değişikler, Çizelge 2.1’de tanımlandığı gibi oluşum sürelerine bağlı olarak ani, anlık ve geçici olmaktadır. Kısa süreli gerilim değişimleri, hata şartlarının oluşmasından, yüksek başlangıç akımları gerektiren büyük yüklerin enerjilendirilmesinden veya güç iletiminde kesik kesik kayıpların oluşmasından kaynaklanan değişimlerdir. Hata yerine ve sistem şartlarına göre, gerilim yükselmelerinin oluşmasına veya gerilimin yok olmasına neden olabilirler.

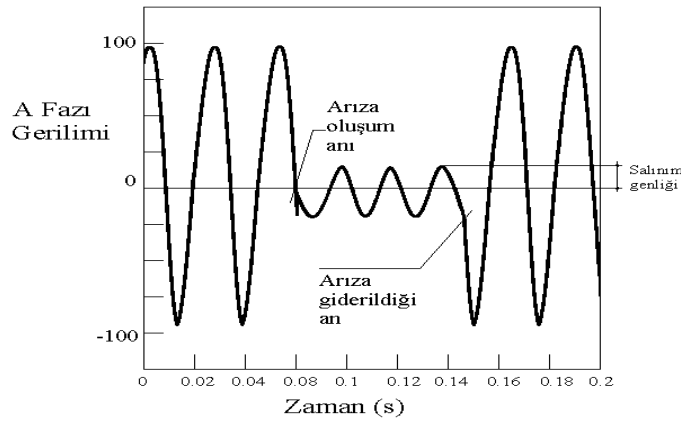
- Kesinti: Kesintiler nominal gerilimin % 10’unun altına bir düşüş olması gibi bir gerilim kaybının oluşması anlamına gelmektedir. IEEE Std. 1159-1995, üç tip kesinti tanımlaması yapar. Kesintilerin oluştuğu zaman periyotları ile kategorize edilmişlerdir: Anlık, geçici ve uzun süreli kesintiler (Kennedy, 2000). Şekil 2.3 üç çevrim civarında yüzde 20 olarak beliren gerilim salınımı gibi anlık bir kesintiye göstermektedir.



Şekil 2.3 Bir arıza ve tekrar kapama işleminden dolayı anlık kesintinin oluşumu (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

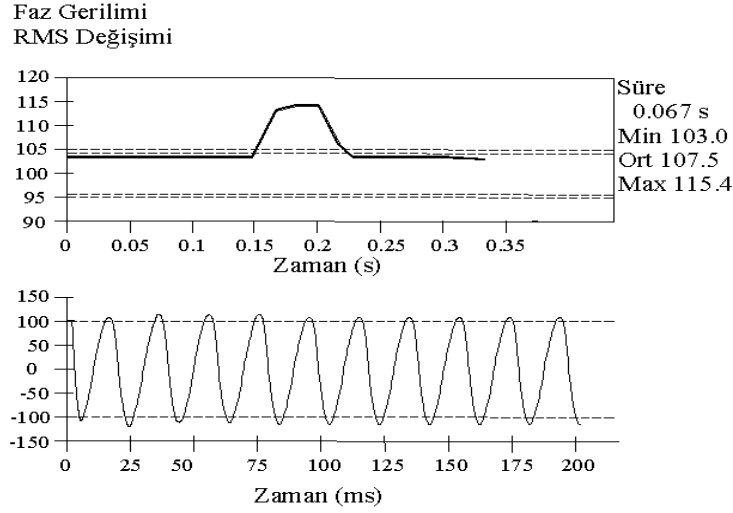
Tekrar enerjilendirme aygıtı kapama yapana kadar geçen 1.8 s içerisinde sifıra düşer. Salınım dalga biçimi bir ark oluşumu hatasının benzeridir.

- Azalmalar-salınımlar: Bir azalma veya salınım olayı rms gerilimin 0.1 ve 0.9 pu değerler arasında veya güç frekansında 0.5 çevrimden 1 dakikaya varan sürelerde oluşan azalışıdır. Bir “yüzde 20 azalma” ifadesi gerilimin 0.8 pu veya 0.2 pu olarak sonuçlanması şeklinde ifade edilebilir (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996). Bir arıza tüketicinin yerleşim noktasından uzağında oluşsa bile gerilim azalmaları meydana gelir. 4-5 çevrim içerisinde sonlansa da, çok hassas tüketici ekipmanlarının geniş bir kısmında açmaya neden olur (Thiruvengadan, 2000). Gerilim azalmaları genellikle sistem arızaları ile bütünleşiktir fakat, aynı zamanda büyük güçlü yüklerin veya büyük motorların çalışmaya başlamasıyla oluşabilir. Örneğin bir indüksiyon motoru kalkış anında tam yük akımının 6-10 katı bir değere ulaşır. Bu kalkış anında çekilen akım sistemdeki o noktada olağan arıza akımına yakın bir değerde olduğundan, oluşan gerilim azalması önemli derecede olabilir (Schinbein ve DeSteeze, 2002). Örnek gerilim azalması Şekil 2.4’de görülmektedir.



Şekil 2.4 Tipik bir gerilim azalması-salınımı (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

- Gerilim veya akım artmaları: Nominal kaynak gerilimindeki kısa süreli artışın birkaç değişik biçimi vardır (% 106’dan büyük değerlerde). Gerilim artmaları, milisaniyeden saniye aralığında sonlanan bir artışı ifade eder (ESAA, 2002). Bir artma olayı efektif değer olarak akım veya gerilimde, güç frekansında 0.5 çevrimden 1 dakikaya kadar olan süreçler içerisinde 1.1 ve 1.8 pu aralığında bir artıştır (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996). Şekil 2.5’de görüldüğü gibi bir tek faz-toprak arızası süresince hata görmemiş fazlar üzerinde geçici gerilim yükselmesi, gerilim artmasının bir nedenidir.

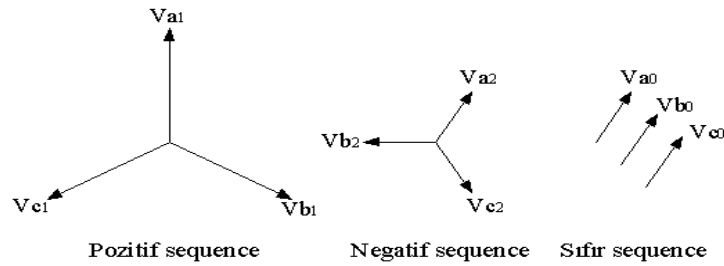


Şekil 2.5 Bir tek faz toprak hatasından kaynaklanan ani gerilim artması (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

Gerilim artmaları, kaynak sisteminde oluşan ani yük artması ve dağıtım gerilim düzenleme ekipmanlarının yanlış ayarlanmasını içeren olayların çeşitliliğidir. Büyük bir kapasitör bankasının enerjilendirilmesi buna neden olabilir (Schinbein ve DeSteeze, 2002).

2.2.5 Gerilim dengesizliği

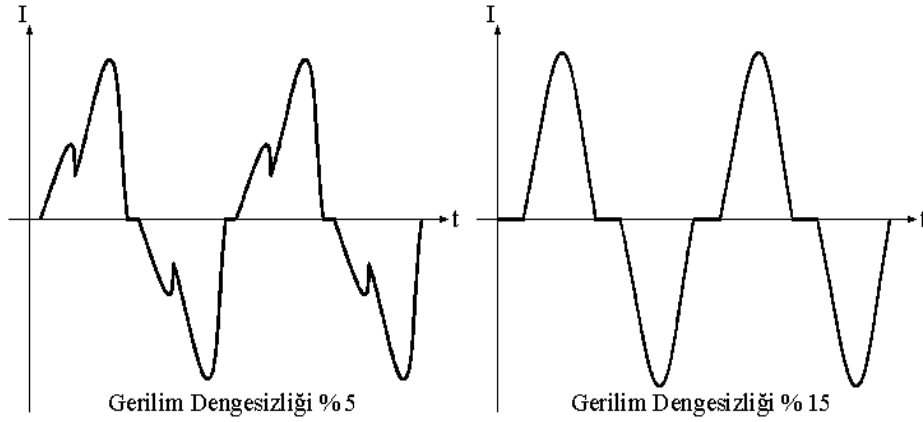
Gerilim dengesizliği olayının derecesini belirlemek için bir sistemin ifade edilebileceği yaygın olarak kullanılan bir tanım mevcuttur. Bu tanım, Avrupa standartlarında geniş olarak kullanılan matematiksel olarak bir dengesiz sistemin üç dengeli sisteme indirildiği Simetrik Bileşenler teorisidir. Bu üçlü pozitif, negatif ve sıfır bileşendir (Şekil 2.6).



Şekil 2.6 Bir gerilim dengesizliği sisteminin simetrik bileşenleri (Integral energy, 2002).

Kusursuz dengeli bir sistemde, negatif ve sıfır bileşenler bulunmamaktadır (Integral energy, 2002). Gerilim dengesizliği her fazda, üç faz ortalama gerilim değerinden bir sapmanın olmasıdır. Ekipmanların çoğu, özellikle motorlar, gerilim dengesizliğinde % 2'lik bir değişime elverişlidir. % 2'den daha büyük bir gerilim dengesizliği motorlarda ve transformatörlerde aşırı ısınmaya neden olacaktır (Kennedy, 2000).

Şekil 2.7’de kaynak sistemi dengesizken üç faz diyot doğrultucuların hat akımı dalga biçimleri, gerilim dengesizliğinin % 5 ve % 15 olduğu durumlar için ayrı ayrı görülmektedir.



Şekil 2.7 Kaynak sistemi dengesizken üç-faz diyot doğrultucuların hat akım dalga biçimleri.

2.2.6 Dalga şekli bozulması

Dalga şekli bozulması, sapmanın spektral içeriği tarafından karakterize edilen güç frekansının ideal bir sinüs dalga biçiminden sürekli hal sapmasıdır. Dalga biçimi bozulmalarının beş esas biçimi mevcuttur: DC ofset, harmonikler, ara harmonikler, çentikler, gürültü.

- **DC ofset:** Bir AC güç sisteminin içerisinde bir DC akım veya gerilimin bulunması DC ofset olarak tanımlanmıştır. Bu durum geomagnetik bir karışıklığın sonucu veya yarım-dalga doğrultucuların etkisiyle ortaya çıkabilir. Alternatif akım şebekelerindeki doğru akım transformatör çekirdeklerinde zararlı bir etkiye sahip olabilir ve normal çalışmada saturasyona uğrarlar. Bu durum ilave ısınmaya ve transformatör ömrünün azalmasına neden olur.

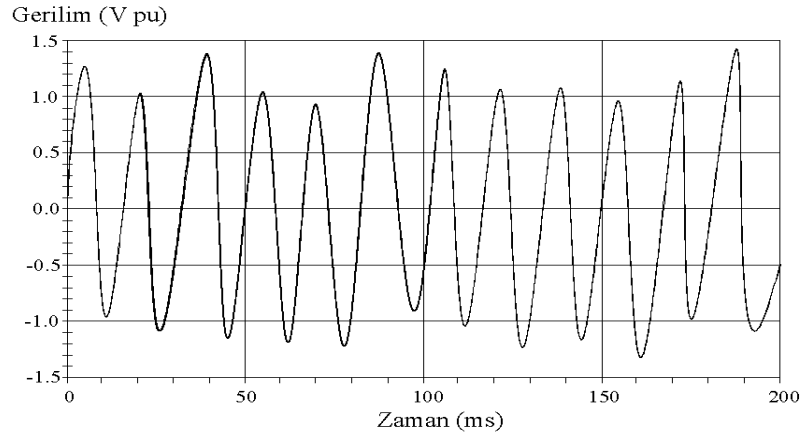
- **Harmonikler:** Harmonikler bozulmuş bir güç frekansı dalga biçiminin esas frekansta olmayan bileşenleridir. Ana frekansın tam sayı katları şeklinde frekanslara sahiptirler. Harmonik bozulma bir sünüsoidal gerilim ve akımda oluşan bir bozulmadır (Jose, 2000). Harmoniklerin spektrumu yüklerin yapısına bağlıdır. Harmonik gerilimler aynı kaynaktan beslenen diğer tüketicilerin işletmesini de rahatsız edebilecek bozulmuş gerilimler olarak işletme empedansları vasıtasıyla oluşur. Bozulmuş dalga biçimleri, esas frekansın ve harmoniklerin bir toplamı şeklinde ayrıştırılabilir. Harmonik bozulma, güç sistemindeki aygıtların ve yüklerin doğrusal olmayan karakteristiklerinden kaynaklanmaktadır. Harmonik bozulma kademeleri, herbir harmonik elemanın faz açıları ve genlikleri ile harmonik spektrumları tarafından tanımlanmıştır.

- Ara harmonikler: Araharmonikler kaynak esas frekansının tamsayı katları olmayan spektral bileşenlerdir. Bir gerilim dalga biçimi araharmonikleri içerdiğinde, dalga biçiminin efektif ve tepe genlik değerlerinde yükselip alçalma gözlenir. Bunun nedeni araharmonik bileşen periyotlarının esas frekans çevrimiyle senkron olmamasıdır. Bu yükselen alçalma genlik gerilim titreşimi biçimidir (Tayjasant, Wang, Chun Li ve Xu, 2004). Araharmoniklerin oluşmasında iki esas mekanizma söz konusudur. İlki kaynak gerilim frekansının kenarbandı içerisinde bileşenlerin üretilmesi ve genlikleri ile faz açılarındaki değişimlerin bir sonucu olarak harmoniklerin oluşmasıdır. İkinci mekanizma ise statik konverterlerdeki yarı iletken aygıtların oluşturduğu güç sistemindeki asenkron anahtarlama (Hanzelka ve Bien, 2004).
- Çentikler: Çentik, akım bir fazdan diğerine yönlendirildiğinde güç elektroniği aygıtlarının normal işletmesinin neden olduğu periyodik bir gerilim karışıklığıdır. Bu periyot esnasında, sistem empedansı tarafından gerilimin sifıra yakın bir yere çekildiği, iki faz arasında anlık bir kısa devre mevcuttur. Çünkü çentik sürekli olarak oluşan bir olaydır, etkilediği gerilimin harmonik spektrumu ile karakterize edilir (Schinbein ve DeSteese, 2002).
- Gürültü: Gürültü, faz iletkenlerindeki güç sistemi akım veya geriliminin üzerine eklenen veya nötr iletkenlerinde bulunan, 200 kHz'den daha düşük geniş bantlı spektral içerikli, istenmeyen elektriksel işaretler olarak tanımlanmaktadır. Güç sistemindeki gürültü, güç elektroniği aygıtları, kontrol devreleri, katı-hal doğrultucular ve anahtarlama güç kaynakları ile oluşturulabilir. Gürültü problemleri, güç sisteminden gürültüyü uzaklaştırmada uygunsuz topraklamayla başarısız kalarak daha yoğun bir hal alır. Gürültü programlanabilir kontrol aygıtları ve mikrocomp gibi elektronik aygıtlarda karışıklık yaratır. Bu problem filtreler, izolasyon transformatörleri ve hat şartlandırıcıları kullanarak azaltılabilir.

2.2.7 Gerilim dalgalanmaları

Gerilim dalgalanmaları, nominal gerilimin izin verilen 0.95-1.05 genlik değerleri içerisinde gerilimde oluşan hızlı değişimlerdir. Ark fırınları ve kaynak makinaları gibi yük akımında ani değişimler gerilim dalgalanmalarına neden olmaktadır (Kennedy, 2000). Gerilim değişimleri, frekans değişimi veya genlik ile karakterize edilen gerilim zarfı içerisinde çevrimsel veya gelişigüzel değişimleridir. Yavaş gerilim değişimleri, şebekeye bağlı yüklerdeki yavaş değişimlerden kaynaklanır (Ferracci, 2001). Yükler, daha çok titreşim olarak bahsedilen yük akımı genliğinde sürekli, hızlı değişimleri oluşturarak gerilim dalgalanmalarına neden olurlar. Titreşim terimi, insan gözü tarafından lambalardaki gerilim dalgalanmalarının etkisinin bir titreşim olarak algılanması şeklinde elde edilmiştir. Yaygın kullanılan terim olarak gerilim

titreşimi terimini aynı zamanda gerilim dalgalanmalarını için de kullanmak mümkündür. Şekil 2.8’de titreşimin oluştuğu bir gerilim dalga şeklinin örneği görülmektedir.



Şekil 2.8 Ark fırını çalışmasıyla oluşan bir gerilim titreşimi örneği (Dugan, McGranaghan ve Beaty, 1996).

2.2.8 Güç frekansı değişimleri

Frekans değişimleri güç sistemi esas frekansının, belirlenmiş nominal değerinden sapma olarak tanımlanır. Güç sistem frekansı, sistemi besleyen generatörlerin devir hızıyla doğrudan ilişkilidir. Üretim ve yük değişimleri arasında dinamik bir denge olarak frekansta yavaş değişimler mevcuttur. Frekans kaymasının genişliği ve süresi yük karakteristiklerine ve üretim kontrol sisteminin yük değişimlerine tepkisine bağlıdır. Güç sisteminde normal kararlı çalışma için frekans değişimlerinin limitlerin dışına çıkması, yüklü güç iletim sistemlerindeki hataların oluşmasından, büyük bir yük bloğunun ayrılmasından veya geniş bir üretim kaynağının sistem dışı kalmasından kaynaklanmaktadır (Schinbein ve DeSteeze, 2002).

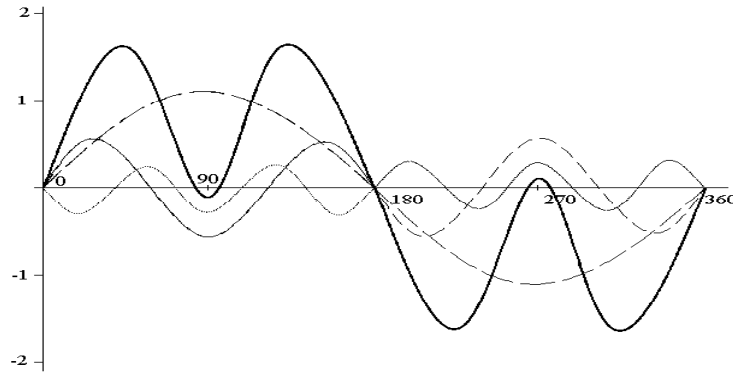
2.3 Harmonikler

AC güç devrelerinde gerilim ve akım dalga biçimlerinin, sabit genlik ve frekansla birlikte sinüsoidal olması beklenir. Bütün güç tesisi elemanları, AC güç devrelerinde gerilim ve akım dalga biçimlerinin bir sinüsoidal sapmasına neden olan distorsiyonun, istenmeyen bir olay olarak etkisine girerler. Düzgün bir dalga biçimi bozulmasında, gerilimler ve akımlar, esas frekansın tam sayı katları olan frekans değerleriyle, genliği ve fazı çeşitlilik gösteren sinüsoidal dalga biçimlerinin bir kümesi biçiminde gösterilebilir (Acha ve Madrigal, 1998).

Güç sistemi içerisinde, güç elektroniği aygıtlarının bir çeşitliliği ve geniş alanlı kullanımı, onların çeşitli ve çok sayıda fonksiyonlarından kaynaklanmaktadır: i. Kompanzasyon, ii. Koruma, iii. Generatörler için arayüzler. Karşılaşılan durumların çoğu için bu aygıtlar,

rezonansa ve kararlılık problemlerine neden olabilecek akım harmonikleri üretirler (Ignatova, Bacha, Granjon ve Retiere, 2004).

Uygulamalarda karşılaşılan bozulmuş akım dalga şekilleri Şekil 2.9’da gösterilenden çok daha karmaşıktır ve daha çok sayıda harmonik ile daha karışık faz ilişkileri içerir. Açıkça görüldüğü gibi bu dalga şekli bir sinüs eğrisi değildir ve dolayısıyla etkin değer, kalibreli multimetreler gibi normal ölçü aletleri ile yapılan ve ortalama değeri gösteren ölçümler için yanlış olmaktadır. Her bir devirde iki yerine altı adet sıfır noktası bulunur, bu nedenle referans olarak sıfır noktasını alan cihazlarla yapılan ölçümler hatalı sonuç verecektir (West, 2002).



Şekil 2.9 Bozuk akım dalga şekli (Chapman, 2001).

2.3.1 Harmoniklerin analizi

Harmoniklerin analizinde, periyodik dalganın bir doğru bileşeni ile bir temel frekanslı sinüs dalgası ve frekansları temel bileşenden farklı saf sinüs dalgalarının toplamından oluştuğu gösterilebilir. Böylece nonsinüsoidal dalgaların “harmonik spektrumu” elde edilmeye çalışılır.

- Analitik yöntem: Periyodik bir nonsinüsoidal dalganın değişik genlik ve faz açılarına sahip sinüsoidal dalgaların toplamı olarak yazılabileceği veya çeşitli genlik ve faz açılarına sahip sinüsoidal dalgaların toplamı ile nonsinüsoidal dalganın meydana geldiği J.Fourier tarafından kanıtlanmıştır. Böyle bir fonksiyon,

$$F(t) = A_0 + A_1 \sin(2\pi f_1 t + \Phi_1) + A_2 \sin(2\pi f_2 t + \Phi_2) + \dots + A_n \sin(2\pi f_n t + \Phi_n) \quad (2.1)$$

şeklinde ifade edilir. Burada A_0 “ortalama değeri”, 1 indisi ile gösterilen terim ise “temel bileşeni” ifade etmektedir. Temel bileşen dışındaki, 2, 3, 4,..., n indisleri ile gösterilen bileşenlere ise “harmonik bileşen” adı verilmektedir. A_2, A_3, \dots, A_n harmoniklerin genliklerini, f_1 temel bileşen frekansını, f_2, \dots, f_n harmonik bileşenlerin frekanslarını ifade etmektedir. Φ_1

temel bileşen faz açısını, Φ_2, \dots, Φ_n harmonik bileşenlerin faz açılarını göstermektedir. Temel bileşen frekansı ile n. Harmonik frekansı arasında,

$$f_n = n \cdot f_1 \quad (2.2)$$

bağıntısı vardır. Denklem (2.1)'deki gibi ifade edilen seriye "Fourier Serisi", bu seri elemanlarına da "Fourier bileşenleri" adı verilir. Bir nonsinüsoidal dalga denklemi (2.1)'deki sinüsoidal bileşenlerle ifade edildiği gibi, $F(t) = A_0 + A_1 \sin \omega t + \dots + A_n \sin \omega_n t + B_1 \cos \omega t + \dots + B_n \cos \omega_n t$ şeklinde de ifade edilir. Bu ifadedeki katsayılar şu şekilde bulunur:

$$A_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) d\omega t$$

$$B_0 = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \sin(n\omega t) d\omega t$$

$$B_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \cos(n\omega t) d\omega t \quad (2.3)$$

Nonsinüsoidal dalganın özelliğine göre bu katsayılardan bazıları bulunacak ve bazıları ise sıfır olacaktır. Çizelge 2.2'de bu durum özetlenmiş bulunmaktadır.

- Grafik yöntem: Grafik yöntemi fonksiyonun matematiksel olarak ifade edilmediği durumlarda kullanılır. Nonsinüsoidal dalganın Fourier katsayıları ile ifade edilebilmesi için osiloskoptan alınan veya deney yoluyla elde edilen dalga şekli bir periyot için "s" eşit parçaya bölünür. Formüller yardımıyla fourier katsayıları hesaplanabilir.

$$A_0 = \frac{2}{s} \sum_{k=1}^{\infty} f_k \quad (2.4)$$

$$A_n = \frac{2}{s} \sum_{k=1}^{\infty} f_k \cdot \sin k \frac{2\pi \cdot t}{s} \quad (2.5)$$

$$B_n = \frac{2}{s} \sum_{k=1}^{\infty} f_k \cdot \cos k \frac{2\pi \cdot t}{s} \quad (2.6)$$

Bu eşitliklerdeki, f_k fonksiyonun her k değerine karşılık elde edilen değerdir. Bölme sayısı (s) ne kadar büyük olursa fonksiyonun ifadesi o oranda doğru olacaktır.

Çizelge 2.2 Çeşitli simetri durumlarında Fourier katsayıları (Adak, 2002).

Fonksiyonun Özelliği	Matematiksel İfadesi	Fourier Katsayıları
Çift fonksiyon	$f(-t) = f(t)$	$A_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \cos(n\omega t) d\omega t$ $B_n = 0$
Tek fonksiyon	$f(-t) = -f(t)$	$A_n = 0$ $B_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \sin(n\omega t) d\omega t$
Yarım dalga simetrisi	$f(t) = -f(t + T/2)$	$A_n = B_n = 0 \text{ (n'in çift değerlerinde)}$ $A_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \cos(n\omega t) d\omega t \text{ (n'in çift değerleri)}$ $B_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \sin(n\omega t) d\omega t \text{ (n'in tek değerleri)}$

- Hızlı fourier dönüşümü (FFT): Bilgisayar desteği ile yapılan Fourier analizidir. Hızlı transformu çözümü için matematiğe dayalı algoritmalar kullanılır. Bu algoritmalarda sıra önemlidir. Yapılan işlemlere “Kelebek” adı verilir. Özel entegre devrelere uygulanır.
- Ölçme yöntemi: Bu konuda üretilmiş olan ölçme aletleri ile bir akım ya da gerilime ait harmonik bileşenler direkt olarak tespit edilir. “Harmonik Analizörü” olarak adlandırılan bu cihazlar ölçme kapasitelerine bağlı olarak yüksek dereceli harmonik bileşenlerini belirleyebilmektedir (Adak, 2002).

2.3.2 Harmonik ile ilgili tanım ve terimler

Güç sistemlerinde harmonik etkilerin her geçen gün artması, bu etkilerin en aza indirilmesi ve sınırlandırılmasında kolaylık sağlamak için genel tanım büyüklüklerinin verilmesini zorunlu kılmıştır.

Devre büyüklüklerinin, harmonik bileşenleri içeren akım ve gerilimin ani değerleri,

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (2.7)$$

$$v(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} V_{mn} \cdot \sin(n\omega t + \delta_n) \quad (2.8)$$

şeklinde ifade edilir. Akım ve gerilimin n. harmonik için etkin değerleri sırasıyla,

$$I_n = \frac{I_{mn}}{\sqrt{2}} \quad (2.9)$$

$$V_n = \frac{V_{mn}}{\sqrt{2}} \quad (2.10)$$

ile belirlenir. Akım ve gerilimin etkin değerleri sırasıyla,

$$I = \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} I_n^2} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + \dots + I_n^2} \quad (2.11)$$

$$V = \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} V_n^2} = \sqrt{V_0^2 + V_1^2 + \dots + V_n^2} \quad (2.12)$$

ifadelerinden tespit edilir. Bu eşitliklerde I_0 ve V_0 akım ve gerilimin doğru bileşeni, n değeri harmonik mertebelerini, I_{mn} ve V_{mn} , n. harmonik akım ve gerilimin tepe değerini göstermektedir. γ_n n. harmonik akımın faz açısı, δ_n ise n. harmonik gerilimin faz açısını ifade etmektedir. Böyle büyüklüklerin bulunduğu devrede aktif güç ifadesi,

$$P = V_0 \cdot I_0 + \sum_{n=1}^N V_n \cdot I_n \cos(\delta_n - \gamma_n) \quad (2.13)$$

ile reaktif güç ise,

$$Q = \sum_{n=1}^N V_n \cdot I_n \sin(\delta_n - \gamma_n) \quad (2.14)$$

denklemleri ile tanımlanır. Görünür güç,

$$S = V \cdot I = \sqrt{\sum_{n=0}^N V_n^2} \cdot \sqrt{\sum_{n=0}^N I_n^2} \quad (2.15)$$

eşitliği ile ifade edilir. Harmonikli güç sistemlerinde tanımlanan diğer büyüklük distorsiyon gücüdür. $S^2 = P^2 + Q^2 + D^2$ ifadesinden distorsiyon gücü,

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (2.16)$$

olarak belirtilir.

Bu büyüklükler enerji kalitesi ile ilgili büyüklüklerdir. Değerleri ne kadar küçük olursa, enerji tesislerindeki akım ve gerilimin değeri sinüs eğrisine o kadar yakın olur. Sinüs eğrisi durumunda harmonikler bulunmayacağından, harmoniklerin değeri matematiksel olarak sıfır olur ve bu büyüklüklerin değeri de sıfır olmuş olur.

- Distorsiyon (D): 50 veya 60 Hz sinüsoidal gerilim veya akım dalga biçiminde oluşan herhangi bir kötüleşme ve bozulmadır (Pacificorp, 1998).
- Spektrum: Spektrum çeşitli harmoniklerin genliklerinin harmonik numaralarının bir fonksiyonu olarak histogram biçiminde grafik edildiği dağılımıdır (Roccia ve Quillon, 1994).
- Toplam harmonik distorsiyonu (THD): Toplam harmonik distorsiyonu akım veya gerilim için harmonikli efektif değerlerin, esas bileşenin efektif değerine bölünmesiyle ortaya çıkan orandır (Grady, 2000). Toplam harmonik distorsiyonu harmoniklerin bütününe ait olan termal etkiyi nitelemektedir (Roccia ve Quillon, 1994). Harmonikli bileşenlerin temel bileşene göre seviyesini belirlemede dikkate alınan en önemli ölçüttür. Hem gerilim, hem de akım için verilebilir. Gerilim için toplam harmonik distorsiyonu,

$$THD_V = \frac{1}{U_1} \left(\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2 \right)^{1/2} \quad (2.17)$$

şeklinde ifade edilir. Akım için toplam harmonik distorsiyonu,

$$THD_I = \frac{1}{I_1} \left(\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 \right)^{1/2} \quad (2.18)$$

şeklindedir.

- Distorsiyonu faktörü (DF): Akım değeri için distorsiyon faktörü,

$$DF_I = \frac{1}{I} \left(\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 \right)^{1/2} \quad (2.19)$$

dir. Gerilim değeri için,

$$DF_V = \frac{1}{U} \left(\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 \right)^{1/2} \quad (2.20)$$

olarak ifade edilir.

- Tepe faktörü (CF): Sinüsoidal olmayan dalgalar için tepe faktörü,

$$CF = \frac{\text{Dalgaanın..Tepe..Değ.}}{\text{Dalgaanın..Efektif..Değ.}} \quad (2.21)$$

ifadesi ile belirtilir.

- K-Faktörü: Kuru tip transformatörlerin K faktörü, nonlineer yüklenen ve genellikle 500 kVA'nın altındaki transformatörlerde yüklenmenin bir ölçütüdür. Bu faktör imalatçılar tarafından ifade edilen bir büyüklük olup,

$$K_{\text{Faktörü}} = \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 (pu)n^2 \quad (2.22)$$

olarak ifade edilir. Burada I_n per-unit olarak transformatörün akım bileşeninin değeridir.

- Harmonik faktörü (HF): Her bir harmonik bileşenin seviyesini belirlemede kullanılır. Örneğin gerilim için,

$$HF_n = \frac{V_n}{V_1} \quad (2.23)$$

$V_n = n$. harmonik gerilimine ait efektif değeri, V_1 , geriliminin temel bileşenin efektif değerini göstermektedir.

- Toplam talep distorsiyonu (TDD): Çekilen yük akımına ait distorsiyonu belirlemede kullanılır. Toplam talep distorsiyonu,

$$\text{TDD} = \frac{\left(\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2 \right)^{1/2}}{I_L} \quad (2.24)$$

ile belirtilir. Buralarda I_n harmonik akımını, I_L ise 12 ay boyunca talep edilen maksimum akımların matematiksel ortalamasını göstermektedir (Adak, 2002).

- Ortak birleşme noktası (PCC): Ortak birleşme noktası bir ölçüm noktasıdır, veya şebeke ve tüketicinin her ikisinin de olabildiğince harmonik indislerin doğrudan ölçülmesi için bir erişim noktasıdır, veya karışmanın olduğu noktada ortak olarak kabul edilebilir metotlarla harmonik indislerin tahmin edileceği yerdir. Endüstriyel bir yük tanımı içerisinde, ortak birleşme noktası nonlinear yüklerle diğer yükler arasındadır (Grady, 2000).

2.4 Harmonik kaynaklar

Simülasyon hedefleri açısından değerlendirildiğinde harmonik kaynaklar üç kategoriye bölünebilir: i. Küçük oranlı dağıntık nonlinear elemanların çok sayıda bulunması, ii. Büyük güçlü karakteristiği sürekli gelişigüzel değişen nonlinear yükler, iii. Büyük statik güç konverterleri ve iletim kademelerinde kullanılan elektronik aygıtlar. Birinci kategori esas olarak tek faz köprü diyot doğrultucuları, alçak gerilim uygulamalarının çoğunluğu için kullanılan güç kaynaklarını ve gaz deşarj lambalarını içermektedir. Tek tek ele alındığında her birinin gücünün düşük olmasına rağmen bu tip elemanların bir fazlı olması ve sistemde çok sayıda olmaları göz önüne alındığında tümünün harmonik etkisi önemli olmakta ve harmonik distorsiyonun artmasını sağlamaktadır. İkinci kategori ise yüksek gerilim iletim şebekesine direk bağlı, uygun filtrelendirilmemiş büyük güçlü ark fırınlarıdır. Bu fırınların empedansı dengesiz olup, zamana göre rastgele değişim gösterir. Bu durum sisteme enjekte edilen harmonik akımları rastgele değiştirmekte ve modellemenin zorluğu nedeniyle simülasyonu güçleştirmektedir. Üçüncü kategori, simülasyon açısından önemli bir zorluğa neden olan büyük konverter tesisleridir. Konverterlerin çalışması sırasında üretilen harmonik bileşenler güç kaynağına olumsuz etki yapmaktadır. (Arrillaga, Smith, Watson ve Wood, 1998).

- Konverterler: Şebeke dalga biçiminde bozulmalara neden olan bütün güç elektroniği konverterleri dağıtım sistem yapısına injekte edilecek harmonik akımları üretirler. Aynı zamanda iletişim sistemlerini ve ekipmanlarını etkileyecek olan elektromanyetik injeksiyon (EMI) üretimi için bir kaynak haline gelirler (Prabhakaran, 2000). Köprü doğrultucular ve, daha genel olarak, statik konverterler (diyotlardan ve tristörlerden oluşan) harmonik üretirler.

Üç fazlı ideal (dengeli) konverterlerin bir fazlı konverterlere göre avantajı, üç fazlı konverterlerin üç ve üçün katı harmonikleri üretmemesidir (Roccia ve Quillon, 1994).

- **Transformatörler:** Demir çekirdekli devrelerin nonlineerliğinden dolayı harmonikler üretirler. Bir transformatör devresinde, sargılar kümesine bir gerilim uygulanır. Gerilimin bir sonucu olarak, akan akım bir mıknatıslanma akısı oluşturur. Bu akım aynı zamanda mıknatıslanma akımı ve uyarma akımı olarak da bilinir. Bir sinüsoidal gerilim transformatör sargılarına uygulandığında, bozulmuş bir mıknatıslanma akımı üretilir. Akımın bir kısmı sinüsoidal olduğunda, miktarı oluşmaya başlayan doyuma bağlı olarak üçüncü harmonik akımı oluşur (Nelson, 2002). Transformatörlerin mıknatıslanma özelliğinden kaynaklanan harmonik bileşenler transformatörün bağlantı grubuna, yıldız noktasının topraklanıp topraklanmadığına bağlı olarak değişmektedir.
- **Statik dönüştürücüler:** Güç elektroniği düzenekli donanımlar birer harmonik kaynağıdır. Genel anlamda doğrultucular, eviriciler, frekans çeviricileri, kıyıcılarıdır. Bu cihazlar elektronik anahtarlama prensibiyle çalıştıklarından harmonik üretmektedirler ve en önemli harmonik kaynaklarındandır (Adak, 2002).
- **Generatörler:** En doğal harmonik üreticileri generatörlerdir. Senkron generatörlerin harmonik üretme özelliği çıkık kutbun alan şeklinden, magnetik direncin oluklara bağlı olmasından, ana devrenin doyuma ulaşması ve kaçak akımlar ile sık aralıklarla ve simetrik olmayan boşluklarla yerleştirilen sönüm sargılarından kaynaklanmaktadır.
- **Ark fırınları:** Ark fırınları, kaynak makinaları gibi normal işlemlerini ark ile sürdüren tesisler önemli harmonik kaynakları arasında sayılırlar. Harmoniğin üretilme nedeni, ark direncinin lineer olmaması yani ateşleyici elektrotların akım-gerilim karakteristiğinin lineer olmayışıdır (Arrillaga, 1985). AC ark fırınlarında, ark nonlineer, asimetrik ve kararsızdır. Sürekli bir bileşen olarak tek ve çift harmonikleri üretir (Roccia ve Quillon, 1994).
- **Gaz deşarjlı aydınlatma:** Floresant, civa, yüksek basınçlı sodyum lambalar gibi gaz deşarjlı aydınlatma elemanları, şebekeden harmonikli akımların çekilmesine neden olurlar.
- **Statik VAR kompanzatorleri:** Genel olarak sinüsoidal dalganın belirli açılarla kesilmelerine neden olurlar. Böylece dalga şekli sinüsoidalden uzaklaşır. Bu ise temel harmonik kaynağı anlamına gelir. Çalışma prensibi, L ve C elemanları üzerinden kesilen bu dalgalar ile reaktif gücün ayarlanma prensibine dayanır (Funakibi ve Himei, 1985).

- Fotovoltaik sistemler: Bu sistemler elektrik enerjisini fotovoltaik yoldan elde eden sistemler olup, ürettikleri doğru akımı alternatif akıma dönüştürmek için konverterleri kullanırlar. Dolayısıyla harmoniklere yol açarlar.
- Bilgisayarlar: Bilgisayarlar sistemleri, hem harmonik üreticisidir. Hem de harmonik bileşenlerden son derece etkilenirler.
- Kesintisiz ve anahtarlanabilir güç kaynakları: Kesintisiz güç kaynakları alternatif gerilimi doğru gerilime çevirerek enerjinin depolanması ve sonra evirici yardımıyla alternatif akıma çevirerek elektrik kesintisi anında tüketiciye iletmesi esasına göre çalışır. Gerek doğrultucu gerekse çıkışta evirici tarafından harmonikler oluştururlar (Chapman, 2001).

2.5 Harmonik kaynakların yol açtığı problemler

Generatörler, transformatörler ve motorlar gibi nonlinear elektromagnetik devreler tarafından güç sistemlerinde oluşturulan bozulmaları analiz etmek çalışmaların esasıdır. Nonlinear aygıtlar, AC güç sistemine ait sinüsoidal gerilimde bozulmalar oluşturur. Nonlinear aygıtlar aynı zamanda harmonik akımların sistem içerisinde akışına neden olan harmonik kaynaklar olarak bilinir. Bu kaynaklar iki kategoriye ayrılabilir: i. Doyumlu magnetik aygıtlar, ii. Güç elektroniği aygıtları (Nelson, 2002).

Esas dalganın üzerine binmiş büyüklükler olarak harmonik akımların ve gerilimlerin güç kaynak şebekesine bağlanmış aygıtlar ve ekipmanlar üzerinde etkileri vardır. Harmoniklerin zararlı etkileri, yükün içeriğine ve tipine bağlı olarak şu şekildedir: i. Anlık etkiler, ii. Isınmadan dolayı uzun süreli etkiler. Anlık etkilerde harmonik gerilimler kontrol sistemlerinde kullanılan kontrol aygıtlarını tahrip edebilirler. Örneğin tristör anahtarlanması, şartları gerilim dalga biçiminin sıfır-dalga geçişi ile yer değiştirmesiyle etkilerler. Harmonikler indüksiyon-disk röleli elektrik ölçümlerinde, ilave hataların oluşmasına neden olurlar. Uzaktan kontrol için merkezleştirilmiş şebekeler tarafından kullanılan röleler gibi kontrol aygıtları, kontrol frekansına yakın frekanslarda gerilim harmonikleri tarafından tahrip edilebilirler. Harmonik akımlarla birleşik olarak anlık akımlar tarafından üretilen elektrodinamik kuvvetler vibrasyona ve elektromanyetik aygıtlarda gürültüye neden olurlar. Kapasitörler, gerilim harmoniklerinin bulunması veya aşırı yüksek frekanslarda yüklenmeye hassastır. Transformatörlerde ve döner alanlı makinalarda, statorda ve rotor sargılarında, harmonikler ilave kayıpların oluşmasına neden olur. Deri etkisinden dolayı transformatörlerde oluşan ek kayıplar, histerezis ve eddy current kayıplarıdır (Roccia ve Quillon, 1994).

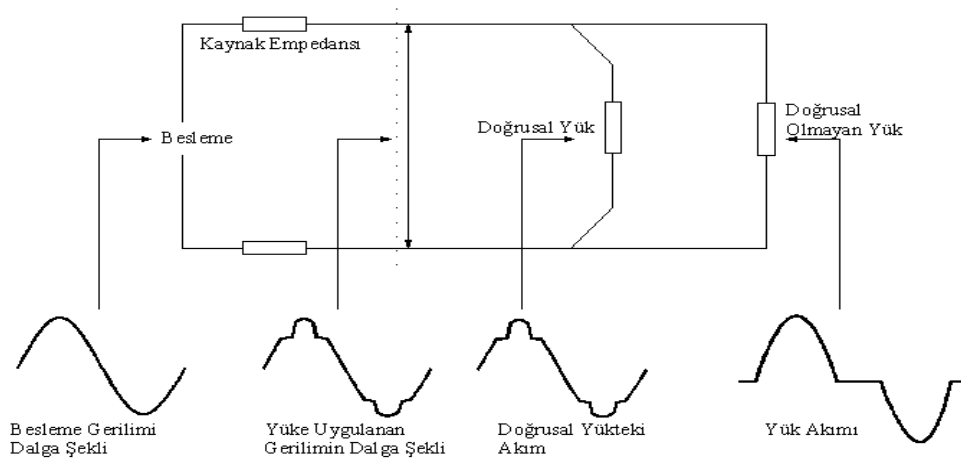
Aşırı ekipman ısınması yüksek frekanslardan dolayı bakır ve demir kayıplarının artmasının bir sonucudur. Harmoniklerin bulunduğu dikkate alınarak ekipman nitelikleri iyi ayarlanmalıdır. Örneğin yüklerin önemli derecede harmonik içerdiği düşünülerek nötr iletken kesiti buna göre arttırılmalıdır. Kesiti genişletilmiş nötr iletkenin yüksek frekanslı akımları taşıması gerekmektedir. Elektriksel karışma oluşması, iletişim karışması veya işlem kayıpları şeklinde meydana gelebilir. Birçok elektronik aygıt zaman devrelerinde sıfır geçişlere ve tepe değerlerin belirlenmesi için düzgün sinüsoidal dalgalara gereksinim duyarlar. Bir aşırı gerilim, bir aygıt veya devrenin maksimum işletme geriliminde veya normal ayarlama geriliminin üzerinde bir gerilimdir. Harmonik aşırı gerilimler, ekipman izolasyonu üzerinde aşırı baskıya neden olan rezonans şartları nedeniyle oluşur. En yaygın olanı ilave bir kapasitörle devrenin ayarlanmasıdır. Böyle bir harmonik rezonans oluşursa kapasitör bankalarında patlama meydana gelebilir (Angamma, Seyon, Tennakoon ve Weerasekara, 1999). Çizelge 2.3’de enerji sistemine ait tehzatlarda harmoniklerin yol açtığı problemler özet olarak ifade edilmiştir.

Çizelge 2.3 Enerji sistemine ait tehzatlarda harmoniklerin yol açtığı problemlerin özeti.

Enerji sistemine ait tehzatlarda harmoniklerin yol açtığı problemler	
Kapasitörler	Dielektrik kayıpların artması nedeniyle kondansatörlerin ısınması, kondansatörlerin aşırı akım çekerek koruma sigortalarının atması, kondansatörlerin fiziki hasar görmesi
Transformatörler	Isınma ve donanımın mekanik zorlanması, ömür azalması, demir-bakır kayıplarının artması, izolasyon bozulması
Motorlar	Isınma, mekanik titreşim ve gürültü, stator ve rotor sargılarında demir ve bakır kayıplarında artış, ömürlerin azalması, verim oranının düşmesi, motor sargılarında izolasyon bozulmaları, moment salınımları, motor sargılarındaki demir ve bakır kayıplarındaki artış
Elektromekanik röleler	Rölelerde yanlış açmalar
Endüksiyon tipi ve aşırı akım röleleri	Yanlış ölçme ve değerlendirme
Mikroişlemci kontrollü cihazlar	Koruma ve kontrol cihazlarının yanlış çalışması, statik yol verici ve robotların düzensiz çalışması

Harmoniklerin sonuçları, tepe değerlerde (dielektrik delinmesi), rms değerlerde (aşırı fazla ısınma) ve akım ve gerilimlerin frekans spektrumunda (vibrasyon salınımı ve mekanik zorlama) artışla ilişkilendirilmiştir. Etkilerin her zaman ilave maliyetlerden oluşan ekonomik sonuçları şöyledir: Tesisin enerji etkinliğindeki azalma (enerji kaybı), iletkenlerin büyük ölçülendirilmesi, üretkenlik kaybının oluşması (ekipman eskimesinin hızlanması, istenmeyen açmaları) (Ferracci, 2001).

Şekil 2.10'da ortaya çıkan bozulmuş gerilim dalga şekli aynı devreye bağlı olanlar dahil diğer yüklerin hepsine yayılmakta ve sistemde harmonik akımların dolaşmasına neden olmaktadır. Çözüm için, harmonik üreten yükleri besleyen devrelerin, harmoniklere karşı hassas olan yüklerin beslendiği devrelerden ayrılması gerekir. Burada, ortak birleşme noktasından gelen ayrı ayrı devreler doğrusal olmayan yükleri beslemekte, dolayısıyla doğrusal olmayan yükün oluşturduğu gerilim bozulması doğrusal yük devresini etkilememektedir (Chapman , 2001).



Şekil 2.10 Doğrusal olmayan yükün neden olduğu gerilim bozulması (Chapman, 2001).

- Motorlar ve generatörler: Harmonik problemlerinden biri, harmonik frekanslardan dolayı oluşan demir ve bakır kayıplarının bir sonucu olarak ısınmada artışın olmasıdır. Harmoniklerin motorlar ve generatörler üzerindeki ters etkileri, verimde olağan bir düşüş ve torkta bir azalmadır. Örneğin beşinci ve onbirinci harmonikler negatif sequence bileşenler olarak yavaşlatma ve geriye tork oluşumuna neden olurlar.

- Transformatörler: Transformatörler, harmonik akım ve gerilimlerin her ikisinden etkilenir. Harmonik akımlar bakır kayıplarının, kaçak akı kayıplarının artmasına neden olurlar. Daha yüksek frekanslardaki harmonik gerilimler demir çekirdek içerisinde indüklenerek demir kayıplarında artışa neden olur. Kayıplarda artışın ve ısınmanın sonucu olarak transformatörün performansı düşebilir. Üçüncü harmoniklerin önemli bir ifadesi sıfır bileşendir ve genlik

olarak aynı fazdadır. Bundan dolayı, üç fazlı bir transformatörde mıknatıslanma akımı akışında transformatör bağlantıları önemlidir. Bir yıldız bağlantıda, yıldız noktası üçüncü harmonik akımların akışı için topraklanmalıdır. Bir üçgen bağlantı için üçüncü harmonik akımlar üçgen sargıların içinde akar.

- Güç kabloları: Güç kablosu üzerinde harmoniklerin etkileri transformatörlerde, motorlarda, generatörlerde bulunan ısınma problemlerine benzer niteliktedir. Daha yüksek frekanslarda deri etkisine bağlı olarak bakır kayıpları artar. Daha az olasılığı bulunan bir problem ise harmonik akımlar ve kablonun şönt kapasitansından dolayı rezonans oluşma ihtimalidir.
- Güç kapasitörleri: Güç kapasitörleri frekans yükseldikçe azalan frekans bağımlı bir empedansa sahiptir. Bundan dolayı, sistemde güç kapasitörlerinin uygulanmasıyla rezonans olasıdır. Yüksek frekanslı akımlar için bir kapasitör yerleşimi gerçek ölçülendirilmediği takdirde, sigortaların yanlış işlemesiyle sonuçlanabilir.
- Koruma röleleri: Koruma röleleri akım, gerilim veya her ikisinin de bir kombinasyonuna bağımlı olabilir. Yüksek frekanslarda harmonikler, rölelerin yanlış çalışmasında etkili olabilir. Örneğin beşinci harmonik gerilimler açısından zengin gerilim dalga biçimi, bir gerilim dengesizliği rölesinin doğru çalışmamasına neden olabilir (Nelson, 2002).

2.6 Harmonikleri azaltıcı önlemler

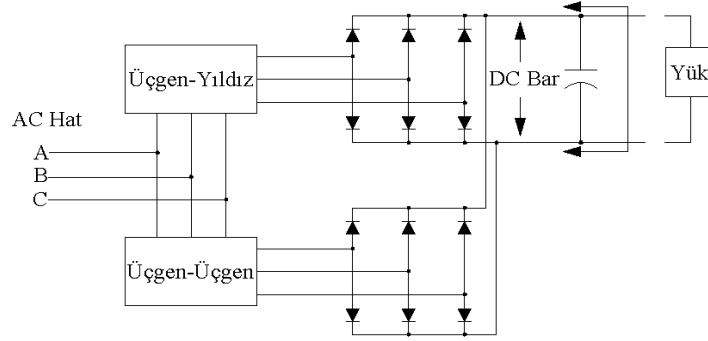
Harmonikleri azaltmak için değişken frekans sürücülerden ek olarak yardımcı ekipmanların tasarlanmasına kadar birçok yöntem mevcuttur. Kullanılan metotlar şu şekildedir:

- Güç sisteminin tasarımı: Harmonikler nonlineer yüklerin maksimum transformatör kapasitesinin % 30'unda sınırlandırılmasıyla azaltılabilir. Bununla birlikte, güç faktörü düzeltme kapasitörleri tesis edildiğinde, rezonans şartlarını oluşturacak potansiyel nonlineer yüklerin, transformatör kapasitesinin % 15'inde sınırlandırılması gerekmektedir. Dağıtımda bir rezonans şartına karar vermek için şu eşitlik kullanılabilir:

$$h_r = \sqrt{\frac{kVA_{sc}}{kVAR_c}} \quad \begin{array}{l} h_r = \text{Ana frekansın katı olarak rezonans frekansı} \\ kVA_{sc} = \text{Çalışma noktasında kısa devre gücü} \\ kVAR_c = \text{Sistem geriliminde kapasitör oranı} \end{array} \quad (2.25)$$

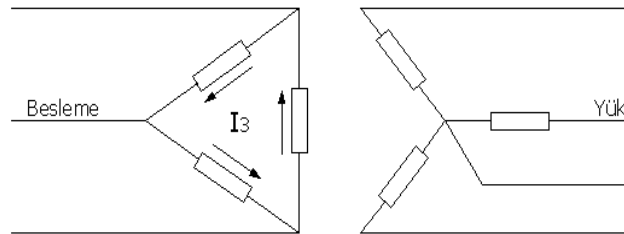
Eğer h_r karakteristik harmonik değerine yakın veya eşitse, 5nci ve 7nci harmonik değerleri, rezonans şartının oluşma ihtimalinin bulunduğunu gösterir (Jose, 2000).

- 12-darbeleri konverter: Bu konfigürasyon, köprü doğrultucu devresinin hemen önünde 6 yerine 12 diyodun kullanılmasıdır. Avantajları 11. ve 13. harmoniklerin daha baskın olarak ortaya çıktığı daha yüksek bir düzende 5. ve 7. harmoniklerin elimine edilmesidir. Bu harmoniklerin genliğini minimize eder, ama onları elimine etmez. Dezavantajları, bir üçgen-üçgen ve üçgen-yıldız transformatöre, zig-zag transformatöre veya doğru işletmeyi tesis etmek için gerekli olan 30° faz farklı bir ototransformatöre gereksinim duyan maliyeti ve yapım zorluğudur. Şekil 2.11’de bir 12-darbeleri konverterin bağlantı diyagramı bulunmaktadır.



Şekil 2.11 AC sürücü için tipik bir 12-darbeleri konverter (Jose, 2000).

- Üçgen-üçgen ve üçgen-yıldız izolasyon transformatörleri: Daha çok bilgisayar yüklerine uygulanan harmonik akımları azaltma tekniği, harmonik akımları elimine etmek için transformatörlerin kullanılmasıdır. Tek fazlı nonlineer yükleri besleyen, üç fazlı güç sisteminde, üçgen-yıldız izolasyon transformatörleri dengeli triplen harmonik akımları elimine edecektir (Jose, 2000). Transformatör imalatçıları açısından bir problem olan bu özellik, harmoniklerin besleme devresinde yayılmasını önlediği için sistem tasarımcıları açısından bir avantaj niteliğindedir (Chapman, 2001). Şekil 2.12’de bir yıldız-üçgen izolasyon transformatörü görülmektedir.



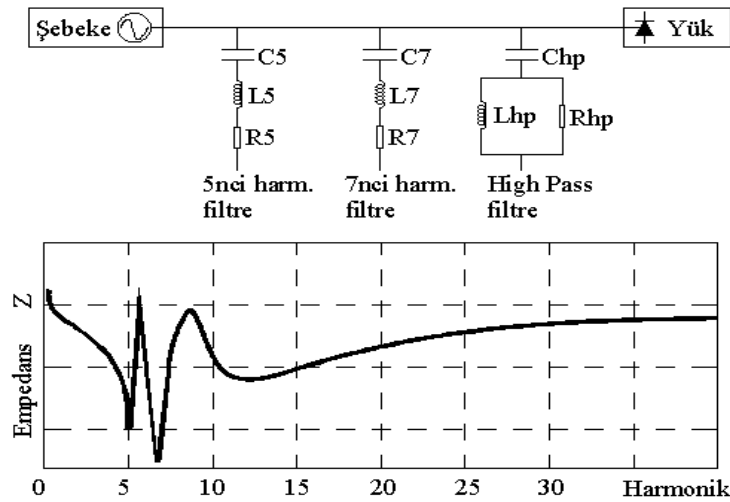
Şekil 2.12 Üçgen-yıldız izolasyon transformatörü (Chapman, 2001).

Bir izolasyon transformatörü birçok durum için iyi bir çözümdür. Avantajı sistem gerilimini adım adım azaltarak veya arttırarak gürültü toprak hataları için bir nötr toprak referansı temin ederek gerilim karşılaştırması yapmasıdır.

• Hat reaktörleri: Bir hat reaktörü, kapasitör bankasını harmonik aşırı yüklenmelere karşı korumak için kullanılır. Bu gibi çözümler genelde reaktör bağlı kapasitör donanımları belirtir (Roccia ve Quillon, 1994). Maliyet açısından izolasyon transformatörüyle karşılaştırıldığında harmonik azaltımı konusunda hat reaktörlerinin kullanılması en iyi çözümdür. Hat reaktörleri yükün önünde köprü doğrultucu diyot kullanan AC sürücülere en uygun olanıdır.

2.6.1 Pasif filtreler

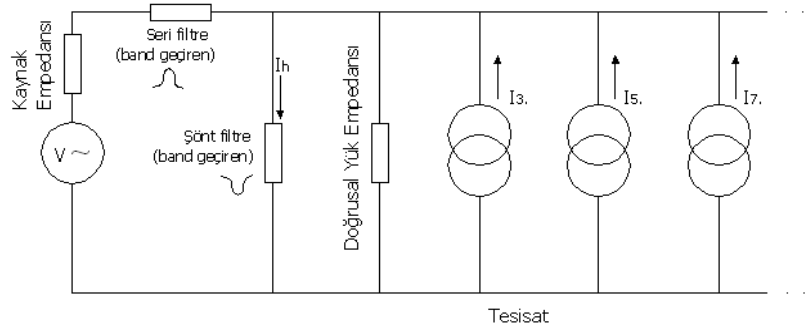
Pasif filtreler, akım harmonikleri için düşük empedanslı yollar temin eder. Akım harmonikleri şönt filtreler içerisinde kaynağa geri dönmeksizin akarlar. Tipik bir pasif şönt filtre ve yükten kaynaklı oluşan eşdeğer empedans Şekil 2.13’de görülmektedir. Pasif filtre, yüksek akım harmoniklerini elimine etmek için kullanılan bir yüksek geçişli filtreyle birlikte özel harmonikler için ayarlanmış seri LC filtrelerin olduğu kombinasyonlardan oluşmaktadır.



Şekil 2.13 Yükle değişen eşdeğer empedansın görüldüğü tipik bir pasif filtre (Angamma, Seyon, Tennakoon, Weerasekara, 1999).

Bir pasif filtrenin performansı, harmonik frekanslarda sistem empedansına oldukça bağlıdır. Sistem empedansı da dağıtım şebekesi konfigürasyonu ve yüklere bağlıdır. Böylece, pasif filtrelerin tasarımları öncelikle filtrenin uygun filtreleme performansını gözönüne alarak sistem analizi yapmayı gerektirir (Angamma, Seyon, Tennakoon, Weerasekara, 1999).

Zaman zaman, faz veya nötrde seri olarak bağlanan durdurucu filtrelerin kullanılması düşünülebilir. Seri bağlı filtrede, harmonik akımların kontrol altında tutulacağı ayrı bir devre yerine harmonik akımların bloke edilmesi amaçlanmıştır ve filtredeki harmonik gerilim düşümü yüksektir. Şekil 2.14’de pasif seri ve şönt filtrenin devreye bağlantısı görülmektedir (Fassbinder, 2003).

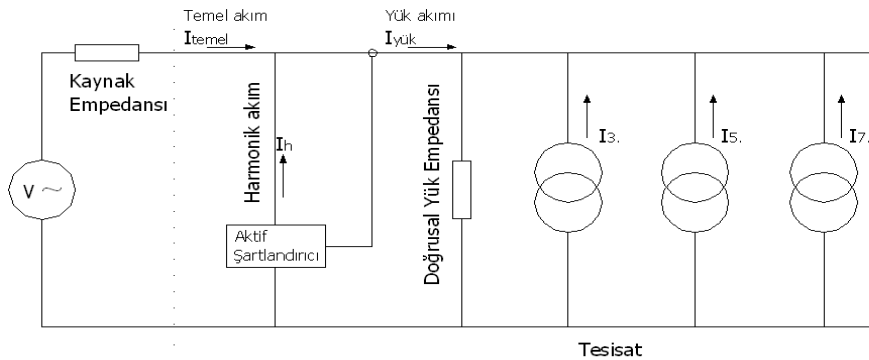


Şekil 2.14 Pasif seri ve şönt filtreler (Fassbinder, 2003).

2.6.2 Aktif filtreler

Nonlineer yük harmonik akımlarını elimine etmek için ters polaritede harmonik akımlar üretilebilir veya nonlineer yükler tarafından üretilen harmonik akımların tümü veya bazılarını absorbe etmek için değişken harmonik empedanslı bir aygıt oluşturulabilir (Jose, 2000).

Şekil 2.15'de gösterildiği gibi, aktif filtre bir şönt cihazdır. Bir akım transformatörü, yük akımındaki harmonik miktarı ölçer ve bir akım generatörünü kontrol ederek bir sonraki devirde sisteme geri beslenen akımın aynısının üretilmesini sağlar. Harmonik akım aktif şartlandırıcı tarafından üretildiği için besleme devresinden sadece temel akım geçmektedir. Uygulamada, harmonik akım şiddeti % 90 oranında azaltılmakta ve harmonik frekanslardaki kaynak empedansı azaldığından gerilim bozulması da azalmış olmaktadır (Karve, 2001).



Şekil 2.15 Aktif harmonik şartlandırıcı (Chapman, 2001).

Aktif filtre içeriği, nonlineer yüklerden oluşan harmonik bileşenleri ortadan kaldıran harmonik bileşenleri oluşturacak olan güç elektroniği elemanlarıdır. Bir aktif filtre bunun için güç elektroniği aygıtların anahtarlanmasına gereksinim duyar. Aktif filtre konfigürasyonu bir arayüz filtresiyle sisteme etkiyecek olan bir darbe-genlik modülasyonlu (PWM) gerilim kaynağı üzerine tesis edilmiştir. Aktif filtrenin yükten kaynaklı harmonik akımları elimine etmesi için gerçek bir gücün temin edilmesine gerek yoktur. Elimine edilmesi gereken

harmonik akımlar reaktif güç olarak ortaya çıkmaktadır. Kaynak empedansı içinden akan harmonik akımlar azaldığı için harmonik gerilim distorsiyonunda azalma oluşur. Bu yüzden, DC kapasitörler ve filtre elemanları, elimine edilecek harmoniklerle reaktif güç üzerinden tasarlanmalıdır (McGranaghan, 1996). Seri aktif güç filtreleri yük akım harmoniklerini kompanze etmek için şönt pasif filtrelerle bağlanarak kullanılmalıdırlar. Şönt aktif güç filtreleri kontrol edilebilir akım kaynağı olarak ve seri aktif güç filtreleri de kontrol edilebilir gerilim kaynağı olarak çalışmaktadır (Moran, Dixon, Espinoza ve Wallace, 2000).

2.7 Harmonik standartları

IEEE 519-1992 standardı, (Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems), harmonik akımların primer kaynağı ölçümlerinin olduğu dağıtım şebekesi tüketicilerinde oluşmuş nonlinear yükleri tanımlamaktadır. Harmoniklerin transformatörlerde potansiyel bir tahrip etkeni olması nedeniyle, IEEE özellikle harmoniklerin transformatörlerdeki etkilerini sınırlandırmak amacıyla bir standart geliştirmiştir. Bu standart IEEE C57.110-1996, (Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents) standardıdır. IEEE Standardı C57 serileri transformatörde aşırı ısınmaya neden olan harmonik problemleri işaret eder. IEC 1000 3-2 standardı, (Limits for Harmonic Current Emmissions), tek faz ekipmanlar tarafından üretilen üç ve üçün katı harmonikler için sınırlamalar getirmiştir (Kennedy, 2000). Birçok uygulamada bu standartların gerçekleştirilmesi zor değildir ve ekonomik tercihlerin büyük bir kısmı bu konuyla ilgili hala geliştirilmeye devam etmektedir. IEEE ve uluslararası harmonik standartlar üç kategoride ele alınabilir:

- Tüketici/sistem sınırları: IEEE 519-1992, IEC 1000-2-2, IEC 1000-3-6.
- Ekipman sınırları: IEC 1000-3-2 (16 A e kadar), IEC1000-3-4 (16-75 A).
- Harmoniklerin ölçülmesi: IEC 1000-4-7.

IEC 1000-3-2 ve 1000-3-4 özel harmonik içerikler için özel sınırlandırmalar getirmektedir ve güç elektroniği tasarımında en etkili standartlar olarak değerlendirilmektedir. IEEE 519 aynı zamanda bazı özel harmonikler için sınırlandırmalar getirmektedir ve bunun amacı harmonikleri ortak birleşme noktasında sınırlandırmaktır. En çok alıntı yapılan harmonik standardı IEEE 519:1992 standardıdır. IEEE 519 nonlinear yükleri içeren elektrik sistemleri için, mantıklı harmonik hedefleri oluşturmaya çalışmıştır. Sürekli hal harmonik limitlerini, elektrik şebekeleri ve tüketicilerinin her ikisi için değerlendirerek öneride bulunmaktadır.

Bunun altında yatan felsefe, tüketicilerin harmonik akımları sınırlandırması, elektrik şebekelerin harmonik gerilimleri sınırlandırma zorunlukları ve iki kısmın harmonik seviyelerini kontrol altında tutmak için sorumluluğun paylaşılmasıdır (Grady, 2000). IEEE 519 standardında, tek harmoniklerin genlik değerinin % 3'den ve harmonik gerilim distorsiyon değerinin ise % 5'den büyük olmayacağı Çizelge 2.4'de belirtilmiştir.

Çizelge 2.4 IEEE-519 Gerilim sınırları.

Bara Gerilimi	Maksimum tek harmonik komponent (%)	Maksimum THDV (%)
69 kV ve altı	3.0	5.0
115 kV-161 kV	1.5	2.5
161 Kv üzeri	1.0	1.5

IEEE 519 Standardı harmonik gerilimin ve akımın sınırlarını belirler. Bu standardın amacı harmonik akımların geriye doğru hareket ederek güç sistemini ve diğer tüketicileri etkilemesini engellemektir. 69 kV altındaki güç sistemleri için, harmonik akım sınırları Çizelge 2.5'de listelenmiştir. Çift harmonikler tek harmonik limitlerin % 25'inde sınırlandırılmıştır. Tam sınırlar, maksimum kısa-devre akımı, I_S , ve maksimum aylık talep yük akımının ortalaması, I_L , akımlarının uygulandığı kısa-devre oranıyla (SCR) belirlenir (Key, Lai 1998).

Çizelge 2.5 IEEE-519 Akım sınırları.

SCR= I_S / I_L	h<11	11-16	17-22	23-24	35<h	THD
<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	7.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Harmonik sorunlarını azaltmak için en uygun seçenek yüklerin tasarımını değiştirerek harmonik akım tüketimini sınırlandırmaktır. Bu yaklaşımda, yüklerin temel frekans dışındaki diğer frekanslardaki tüketimleri sınırlandırılmalıdır. Sınırlama yaklaşımı en fazla bilgisayarları ve elektrik kontrollü donanımları etkilemektedir. Bu nedenle birçok üretici, ek yatırım gerektirmesi nedeniyle bu sınırlamalara karşı çıkmaktadır. Yürürlüğe giren bu standartlar ile elektrikli cihazlara üretim aşamasında sınırlar getirilmiştir.

TS-EN 61000-3-2 standardında faz başına 16 A'den küçük, tek fazlı veya üç fazlı yüklerin harmonik akım sınırları düzenlenmektedir. TS-EN 61000-3-4 standardı ise faz başına 16 A'den büyük yükler için harmonik akım sınırlarını düzenlemektedir. Avrupa Birliği'nde geçerli olan TS EN 61000-3-2 standardı, üreticilerin ürünlerindeki harmonik akım tüketimine sınırlama getiren yaklaşımı benimsemiştir. Standart, elektriksel yükleri Çizelge 2.6'da gösterildiği gibi sınıflandırmaktadır (Acarkan, Kılıç, İnan, 2005).

Çizelge 2.6 TS EN 61000-3-2 yük sınıfları.

TS EN 61000-3-2 - Harmonik İçeren Yüklerin Sınıfları	
A Sınıfı:	<ul style="list-style-type: none"> • Dengelenmiş üç fazlı donanım • D sınıfında belirlenmiş donanımların dışındaki ev aletleri • Taşınabilir aletlerin dışındaki aletler • Akkor lambalar için ışık zayıflatıcıları • Ses donanımı
B Sınıfı:	<ul style="list-style-type: none"> • Taşınabilir aletler • Mesleki olmayan ark kaynak donanımı
C Sınıfı:	<ul style="list-style-type: none"> • Aydınlatma donanımı
D Sınıfı:	<ul style="list-style-type: none"> • Kişisel bilgisayarlar ve kişisel bilgisayar monitörleri • Televizyon alıcıları

Herbir sınıftaki donanım için geçerli olan harmonik akım sınırları görülmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken nokta, bu sınırların herbir harmonik derecesi için ayrı ayrı verilmiş olmasıdır. Çizelge 2.7 A sınıfı donanım için harmonik sınır değerlerini göstermektedir.

Çizelge 2.7 A sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri.

	Harmonik Derecesi n	İzin verilen maksimum harmonik akımı n
Tek harmonikler	3	2.30
	5	1.14
	7	0.77
	9	0.40
	11	0.33
	13	0.21
	$15 \leq n \leq 39$	$2.55/n$
Çift harmonikler	2	1.08
	4	0.43
	6	0.30
	$8 \leq n \leq 40$	$1.84/n$

Çizelge 2.8 B sınıfı donanım için harmonik sınır değerlerini göstermektedir.

Çizelge 2.8 B sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri.

	Harmonik Derecesi n	İzin verilen maksimum harmonik akımı n
Tek harmonikler	3	3.45
	5	1.71
	7	1.155
	9	0.60
	11	0.495
	13	0.315
	$15 \leq n \leq 39$	$3.375/n$
Çift harmonikler	2	1.62
	4	0.645
	6	0.45
	$8 \leq n \leq 40$	$2.76/n$

Çizelge 2.9 C sınıfı donanım için harmonik sınır değerlerini göstermektedir.

Çizelge 2.9 C sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri.

Harmonik Derecesi n	Temel frekanstaki giriş akımının yüzdesi olarak ifade edilen izin verilen maksimum harmonik akımı %
2	2
3	$30 \times \text{Devrenin güç faktörü}$
5	10
7	7
9	5
$11 \leq n \leq 39$ (yalnız tek harmonikler)	3

Çizelge 2.10 D sınıfı donanım için harmonik sınır değerlerini göstermektedir.

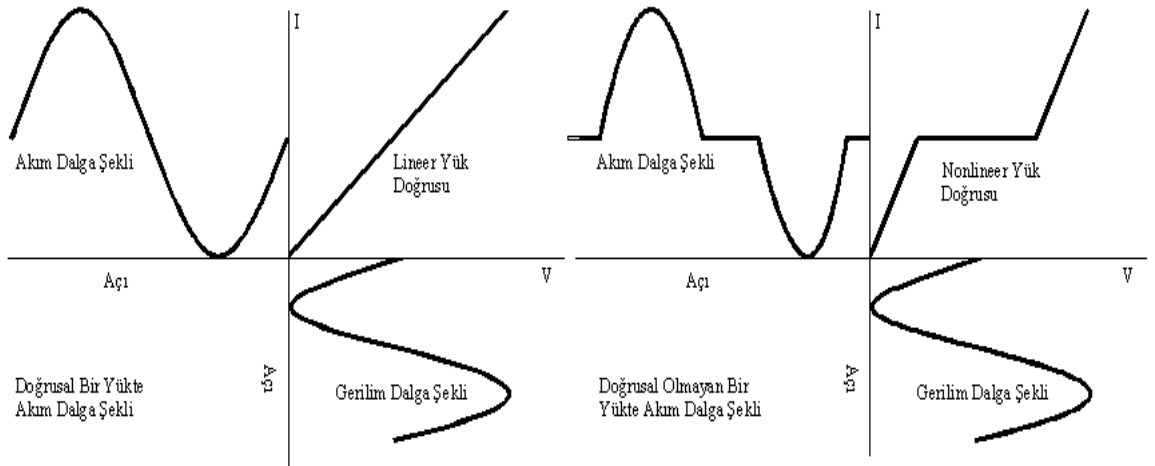
Çizelge 2.10 D sınıfı donanım için harmonik sınır değerleri.

Harmonik Derecesi n	Watt başına izin verilen en büyük harmonik akım mA/W	İzin verilen maksimum harmonik akımı (A)
3	3.4	2.30
5	1.9	1.14
7	1.0	0.77
9	0.5	0.40
11	0.35	0.33
$13 \leq n \leq 39$ (yalnız tek harmonikler)	$3.85/n$	0.21

3. HARMONİK İÇEREN GÜÇ SİSTEMLERİNİN ANALİZİ

Güç sistemi harmonik analizi, bir güç sisteminde harmonik üreten yüklerin etkilerini kararlaştırmak anlamına gelir. Harmonik analizi sistem planlaması, işletme kriterlerinin gelişimi, ekipman dizaynı, sorunların çözümü, standart uyumları doğrulanması gibi alanlarda geniş bir biçimde kullanılmaktadır. Harmonik çalışmalarla birlikte, oldukça iyi komponent modelleri, simülasyon metotları ve analiz prosedürleri yayınlanmıştır. Harmonik çalışmalar, güç sistem analizi ve tasarımının önemli bir maddesi haline gelmektedir. Bilgisayar simülasyonu harmonik analizi ortaya çıkarmada tercih edilen bir metottur. Bu harmonik analiz konusunun iki ana alan üzerinde yoğunlaşmasını sağlamıştır: i. Harmonik analiz için güç sistemlerinin bilgisayar modellenmesi, ii. Güç sistemlerindeki harmonik yayılımın bilgisayar modellenmesi (Xu, 2003). Dalga biçiminin bozulmasına neden olan ve yüklerin tesisinden kaynaklanan harmonik bozulmayı kesin olarak tahmin etmek için daha doğru modellere ihtiyaç vardır. Özellikle, güç sistem tasarımcılarının endişe ettiği konu, rezonans frekanslarının kararlaştırılmasıdır (Sreerama Kumar, 2000).

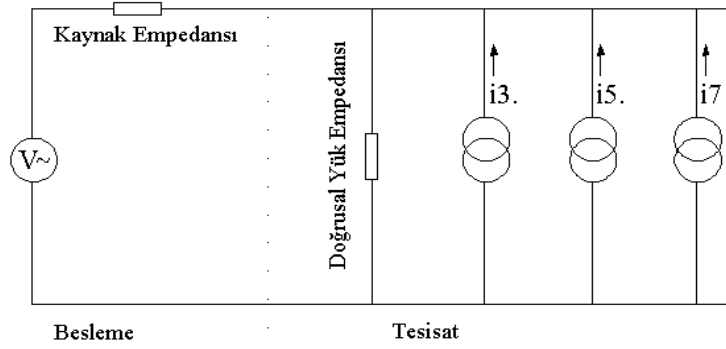
Sadece doğrusal devre elemanlarının -direnç, endüktans ve kapasite- yer aldığı basit bir devreden geçen akım ile tatbik edilen gerilim (belirli bir frekansta) arasında belli bir oran vardır. Dolayısıyla, tatbik edilen gerilim sinüs eğrisi şeklinde ise, Şekil 3.1’de sırasıyla gösterildiği gibi, doğrusal bir yükte devreden sinüs eğrisi şeklinde bir akım geçecektir. Tatbik edilen gerilim ile meydana gelen akım arasındaki ilişki yük doğrusu şeklindedir.



Şekil 3.1 Sırasıyla doğrusal ve doğrusal olmayan bir yükte akım dalga şekli (Chapman, 2001).

Görülebileceği gibi reaktif eleman içeren bir devrede gerilim ve akım dalga şekilleri arasında bir faz kayması olur, güç faktörü düşer, fakat devre doğrusal olarak kalır. Şekil 3.1’in, doğrusal olmayan yük kısmında tipik bir anahtarlanabilir güç kaynağının giriş aşamasına

benzer, yükün basit bir tam dalga redresör ve kapasitör olduğu durum görülmektedir. Bu durumda, tatbik edilen gerilim, kapasite bataryasındaki gerilimin üzerine çıktığı zaman devreden akım geçer, diğer bir ifade ile, şekilde görüldüğü gibi gerilim, sinüs eğrisinin tepe noktasına yakın olduğunda akım geçmeye başlayacaktır. Uygulamada yük doğrusu örnekte gösterilenden çok daha karmaşıktır; simetrisizlik, histerezis ve yüke bağlı olarak kırılma noktalarında ve eğimlerde değişiklikler olabilir. Şekil 3.1'in doğrusal olmayan bozulmuş akım dalga şekli, temel harmonik yanında belli oranda ikinci harmonik ve üçüncü harmonik ile birlikte gösterilebilir. Doğrusal olmayan yüke ait eşdeğer devre Şekil 3.2'de görülmektedir.



Şekil 3.2 Doğrusal olmayan bir yük eşdeğer devresi (Chapman , 2001).

Herbir harmonik frekans için bir akım kaynağı olacak şekilde çok sayıda akım kaynakları yüke paralel bağlanarak lineer bir yük devresi modeli oluşturulabilir. Yükten kaynaklanan harmonik akımlar kaynak empedansı ve tüm paralel bağlantılarından geçerek devrenin her tarafında dolaşırlar. Neticede, besleme empedansında ve tesisatın her tarafında harmonik gerilimler meydana gelir (Chapman , 2001).

3.1 Sistem modellenmesi

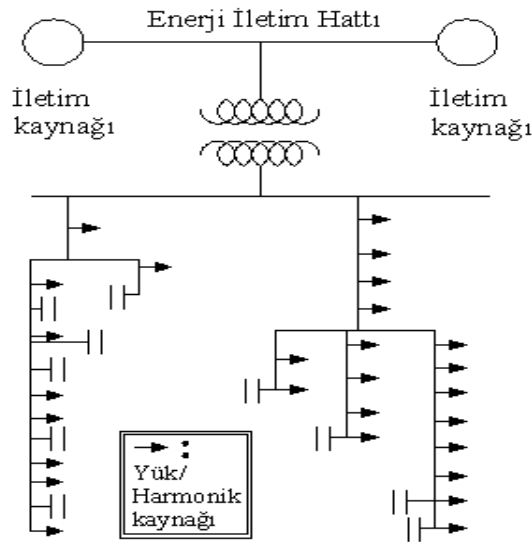
Güç sistemi esasen sabit-frekans sinüsoidal gerilim kaynağı ve sabit genlikle birleştirilmiş pasif elemanlarla bir lineer sistem olarak modellenir. Bununla birlikte, günümüzde güç elektroniği yüklerinin geniş bir alanda hızla çoğalması, önemli büyüklüklerde harmonik akımların güç sistemine verilmesine neden olmaktadır (Chang, 1998).

Harmonik ekranlamanın yapılmasının zorluğu, özellikle yüksek gerilim iletim şebekelerinde herhangi özel bir noktada harmonik empedansın hesaplanmasını gerektirdiği için software modellerin gelişmesine neden olmuştur. Bara admitans matrisi ve diğer lineer transformatör teknikleri, bir şebekenin değişik güç tesisi bileşenlerini eşdeğer devreleriyle birbirlerini birleştirmek için kullanılır (Sreerama Kumar, 2000).

Dağıtım sistemleri, gerçekte iki farklı kademeye ayrılır: Primer dağıtım ve sekonder dağıtım. Sekonder dağıtım 600 V altındadır ve elektrik tüketicileri tarafından sahiplenilmiştir. Primer dağıtım 4 kV'tan 36 kV'a kadar, şebekenin sorumluluğu altındadır. Üç faz veya bir faz modellemede, herhangi bir dağıtım sistemi harmonik çalışması yapmak için ilk aşamada, üç faz modelin veya bir faz modelin gerekip gerekmeyeceği belirlenmelidir. Üç fazlı bir model için gerekli olan bilgiler: i. Yıldız-yıldız ve/veya delta-yıldız transformatörlerin bir kombinasyonu harmonik etkendir, ii. Tek faz veya dengesiz kapasitörler bulunmaktadır, iii. Toprak akımları çalışmada önemlidir, iv. Önemli dengesiz yüklenme mevcuttur.

Bu durumların biri veya daha fazlası, bir çok dağıtım sisteminde mevcuttur, herhangi bir dağıtım sistem analizinde bir üç fazlı modelin geliştirilmesi daha çok önerilmektedir. Bununla birlikte, bir fazda yapılmış sayısız başarılı çalışma bulunmaktadır. Bir faz modelleme için, i. Üç fazlı harmonik kaynağın bir faz modellenmesi çalışmanın amacıdır, ii. Geri kalan sistem dengelidir, iii. Toprak akımları önemli bir nokta değildir, iv. Sistemin tek faz modeli üç faz modelin bir ölçütü olarak daha cazip ve sonuçlar yorumlamak açısından daha özlü, kısa ve kolay olabilir.

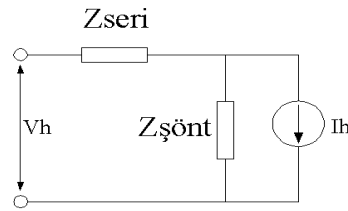
- Sistem modelinin büyüklüğü: Dağıtım sistemlerinin çoğu enterkonnekte güç şebekesine bağlıdır. Hangi komponentlerin detaylı olarak ve sistemin hangi kısmının bir şebeke eşleneği ile modelleneceği konusunda bir karara varılmalıdır. Bilinen bir birincil dağıtım sistemi Şekil 3.3'te verilmiştir. İletim şebekesinden bir indirici transformatör vasıtasıyla sisteme enerji sağlanan bir radyal sistemdir.



Şekil 3.3 Primer dağıtım sisteminin tek hat diyagramı (Ortmeyer, Akram ve Hiyama, 1996).

Bazı durumlarda, iletim sistemini kısa devre eşdeğer rezistans ve endüktans olarak göstermek doğru olur. Enerji sağlama sisteminin kısa devre dayanımının sistem konfigürasyonuna bağlı olarak değişeceği göz önünde bulundurulmalıdır. İletim sisteminin yanında bir indirici transformatöre bağlı kapasitansın bulunması durumunda veya iletim sistemine harmonik çözümü ile yaklaşıldığında detaylı bir modele ihtiyaç duyulur. Dağıtım sistemi için nihai modelleme, harmoniklerin ana kaynağının iletim sistemi olabileceğinin farkında olmaktır. Tek yol transformatör sekonderindeki ölçümlerle ortaya çıkan durumları değerlendirmektir.

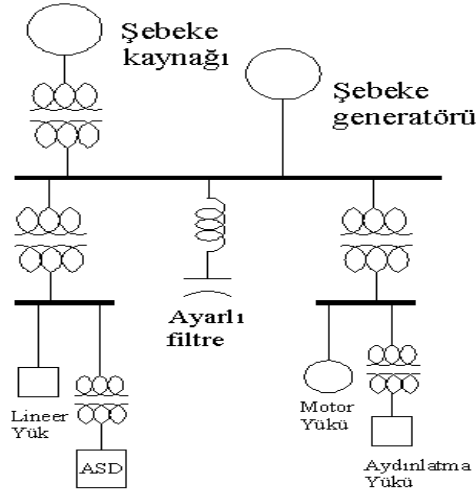
Primer sistemde bir harmonik yayılım çalışması yapmak için, sistem komponentleri çalışmanın frekansına uygun biçimde modellenmelidir. Havai hatların kapasitanslarının ve transformatörlerin düşük dereceli harmoniklerinin sisteme katkıları, çalışmalara dahil edilmemelidir. Güç faktörü kapasitörlerinin etkileşimleri, hat ve kaynak endüktansı düşük dereceli harmoniklerde harmonik empedansın primer biçimlendiricisi ve bu kısım dikkatle modellenmelidir. Deri etkisinden kaynaklı hat rezistansındaki artış sistem rezonans noktalarında artan bir sönüm oluşturur ve modele dahil edilmelidir. Şekil 3.4’de örnek bir yük modeli görülmektedir.



Şekil 3.4 Genel olarak faz başına yük modeli (Ortmeyer, Akram ve Hiyama, 1996).

Dağıtım sisteminin en son komponenti yüküdür. Zaman büyüklüğü içerisinde tam olarak hangi noktada verildiğini belirlemek mümkün veya istenilen biçimde olmadığı için yük modellenmesi zordur. Yük modeli bundan dolayı deneysel bir bilgi demektir ve kullanılacak yük modelinin neler olacağını kararlaştırmak için farklı metotlar gerekebilir. Sistemde büyük harmonik kaynakları bulunmadığı sürece harmonik seviyesi aynı altyapıda olacaktır. Bir genel yük modeli, bir harmonik kaynağı ve bir harmonik empedansının her ikisini de içerir.

- Sekonder dağıtım sistemleri: Sekonder dağıtım sistemleri çalışmaları tek fazlı bir tesisin veya ticari tesisatların çalışmalarını içermektedir. Primer dağıtım sistemlerinin modelleme karakteristiklerinin çoğu, aynı zamanda sekonder sistemleri içine almaktadır. Tipik bir endüstriyel sistem için tek faz diyagramı Şekil 3.5’de görülmektedir.



Şekil 3.5 Endüstriyel tesis için tek hat diyagramı (Ortmeyer, Akram ve Hiyama, 1996).

Tesis modelinin değişik gerilim kademelerini içermesi olasıdır ve daha fazla kapasitör bulunması mümkündür, fakat kapasitörleri filtreleme hedefleri için ayarlama bobinleriyle beraber tesis edilmelidir. Hat ve transformatör kapasitansları önemsizdir. Ölçümler sekonder sistemin düzenlenmesini kolay hale getirir ve yük bilgisi uygun bir hal alır.

- Bilgi hazırlanması: Günümüzde, çalışmaların çoğu harmonik analiz için software paket programların biriyle hazırlanmaktadır. Bu paket programları kullanarak aygıt data girişi ve model sentezi, bilgiler bir araya getirildiğinde gerçekleşecektir. Çalışmalar için gerekli olan data Çizelge 3.1’de özetlenmiştir (Ortmeyer, Akram ve Hiyama, 1996). Bir tüketicinin neden olabileceği, aşmaması gereken harmonik sınırları belirlemek için bilgiye gereksinim vardır. Bu bilgi içeriği şu şekildedir: i. Tüketicinin bütün elektriksel ekipmanlarının bağlantılarını ve oranlarını gösteren tek hat diyagramları, ii. Kapasitörlerin yerleşim, bağlantı, büyüklük ve kontrol metotları; iletken büyüklükleri ve empedansları, iii. Nonlineer yüklerin yerleşim ve tipleri, iv. Bütün tesise ait yük dağılımı ve nonlineer kısmın oranı, v. Transformatörlerin yerleşimi, bağlantı empedans ve oranları (Grady, 2000).

Genişletilmiş şebekeler için basit eşdeğerler önerilmektedir. Basit eşdeğerlere ilişkin yapılan modellemelerde kullanılan temel kabuller şunlardır: i. Dağıtım ve hat kabloları eşdeğer bir π devresi ile temsil edilebilir, ii. Şebekedeki transformatörler eşdeğer bir eleman ile temsil edilebilir, iii. Döner makine tarafından çekilen güç bir sönüm değerine karşılık gelmediğinden, bunların şebekeden çekmiş olduğu aktif ve reaktif güç doğrudan kullanılamaz. Bu nedenle döner makineler sistem içerisinde karakteristiklerine uygun olarak alternatif yük gösterimi modellerinden biriyle temsil edilebilir, iv. Kompanzasyon

kapasitörleri sistem içerisinde mümkün olduğunca doğru bir şekilde hesaplanmalı ve bu hesaba karşılık gelen gerilim düzeyine yerleştirilmelidir, v. Yapılan modellemelerde, yüklerin ve diğer sistem elemanlarının temsili, ilgilenilen noktaların civarında daha ayrıntılı olmalıdır. Uzaktaki noktalar için basit eşdeğerler kullanılabilir (Gönen, 2003).

Çizelge 3.1. Bir dağıtım sisteminde harmonik çalışma için gerek duyulan bilginin özetlenmesi (Grady, 2000).

Aygıt	Modelleme için gerekli bilgi
Transformatör	Gerçek dönüştürme oranları, bağlantı diyagramları, kısa devre empedansı
Havai hatlar, kablolar	Faz ve nötr iletken genişliği, yayılışı, uzunluğu, veya kısa devre empedansı; kapasitansı
Kapasitör bankaları	Gerilim oranı, VAR oranı, bağlantı konfigürasyonu (yıldız, topraklı yıldız veya üçgen)
Generatör/büyük motor yükleri	Geçiş empedansı, konfigürasyon
Lineer yük	Aktif güç, güç faktörü, kompozisyon, dengelilik
Nonlineer yük	Harmonik akım enjeksiyonun umulan seviyesi, genlik ve faz açısı

3.2 Döner alanlı makinaların -generatör, motor- modellenmesi

Bu bileşen senkron ve indüksiyon makinaları içermektedir. Sonuçta bir makine çoğu harmonik analiz çalışmaları için kısa devre empedansı kullanılarak gösterilebilir, buna rağmen gelişmiş uygulamalarda daha kompleks modeller de bulunmaktadır (Xu, 2003).

3.2.1 Generatör modellenmesi

Döner alanlı makinalar oldukça iyi bir harmonik kaynağı olabilir. Senkron makinalardaki harmonik üretim mekanizması tek biçimlidir. Nonlineer v-i aygıt modeli veya güç elektroniği anahtarlama modeliyle anlatılamayabilir. Sadece kutuplu senkron makinalar dengesiz şartlar altında işletildiklerinde önemli genliklerde harmonik üretirler. Bu durumda, bir generatör tarafından indüklenen sargı alanındaki ikinci bir harmonik akımla desteklenen bir dengesiz akım, statorda üçüncü bir harmonik akımın düzenlenmesini sağlayabilir. Benzer bir anlamda, bozulmuş bir sistem makinaların harmonik üretmesine neden olur (Ranade ve Xu, 1996).

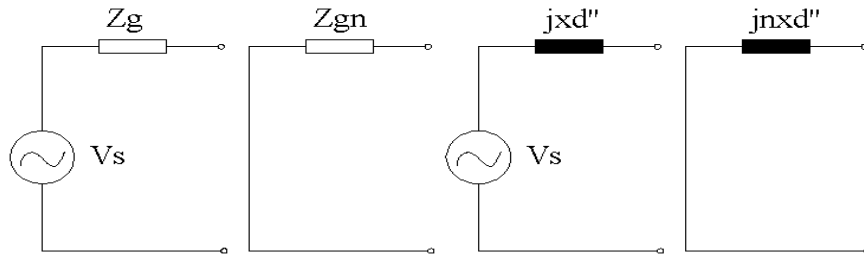
Senkron generatörün temel bileşen modeli, gerilim frekansı temel bileşen frekansına eşit olan bir gerilim kaynağı ve generatör empedansından oluşmaktadır. Generatörün temel bileşen empedansı,

$$Z_g = R + jx_d'' \quad (3.1)$$

olarak tanımlanır. Bu ifadede R generatörün güç kayıplarından hesaplanan direnç değeridir. x_d'' ise generatörün subtransient reaktansıdır. Şekil 3.6'da sırasıyla direncin ihmal edilmesi durumunda generatörün temel bileşen ve harmonik modelleri gösterilmiştir. n. harmonik için generatör empedansı Z_{gn} ,

$$Z_{gn} = R^{(n)} + jnx_d'' \quad (3.2)$$

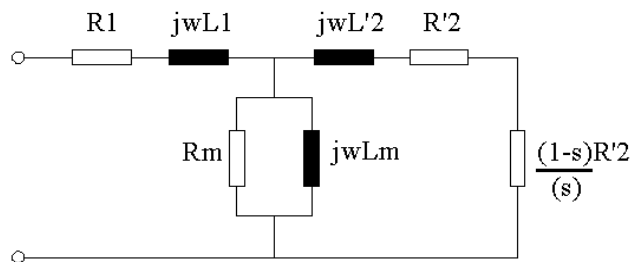
olur. Bu ifadede deri etkisi nedeniyle direnç artışı da göz önüne alınmıştır.



Şekil 3.6 Generatör modelleri. Sırasıyla temel bileşen modeli, harmonik modeli, direncin ihmal edilmesi durumunda temel bileşen modeli, direncin ihmal edilmesi durumunda senkron generatörün harmonik modeli.

3.2.2 Motor modellenmesi

Büyük döner alanlı yükler için, endüksiyon makinalarda döner manyetik alan rotordan farklı olarak bir statorda harmoniğin önemli derecede bir hızda dönmesiyle oluşturulur. Böylece harmonik frekanslarda empedans negatif bileşen empedans olarak davranır. Endüksiyon makinaları endüktansı için durmuş bir motorun rotor endüktansı alınabilir. Çoğu motorlar üçgen bağlıdır ve sıfır-bileşen harmonikleri için bir yol teşkil etmezler (Ranade ve Xu, 1996).



Şekil 3.7 Motorun temel frekans için eşdeğer devresi.

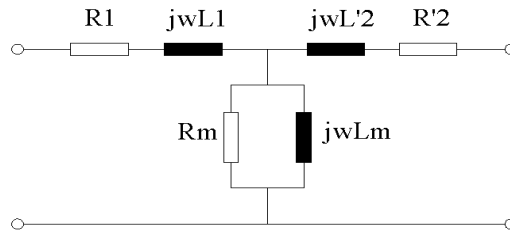
Motorun temel frekans için eşdeğer devresi Şekil 3.7'de gösterilmiştir. Şekilde R_1 ve ωL_1 motorun stator sargı direncini ve kaçak reaktansını, R_2' ve $\omega L_2'$ statora indirgenmiş rotor direncini ve kaçak reaktansını göstermektedir. Eşdeğer devredeki paralel kol elemanları olan R_m motorun boşa çalışma kayıplarını temsil eden eşdeğer direnç ve ωL_m ise, asenkron motorun mıknatıslanma reaktansdır. s ise, kayma olarak tanımlanır. n_1 stator döner alanının senkron devir sayısı, n_2 rotorun devir sayısı olmak üzere kayma,

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1} \quad (3.3)$$

ifadesinden hesaplanabilir. Motorun statoruna uygulanan gerilim saf sinüsoidal dalga şeklinde olmayıp, harmonik bileşenleri de içeriyor ise bu durumda Şekil 3.8'de gösterilen asenkron motorun harmonik eşdeğer devresi kullanılır. Bu eşdeğer devrede kayıp direnci R_m ihmal edilmiştir. R_{1n} ve R_{2n} , n . harmonik frekansındaki stator ve rotor dirençlerini göstermektedir. ω_1 stator açısal hızı ve ω_2 rotor açısal hızı olmak üzere, n . harmonik bileşeni için kayma s_n ,

$$s = \frac{n\omega_1 - n\omega_2}{n\omega_1} \quad (3.4)$$

olarak tanımlanır.

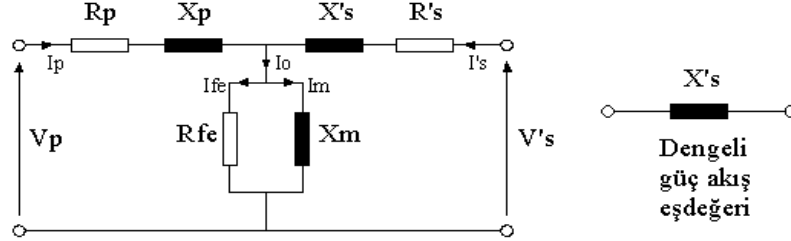


Şekil 3.8 Motorun harmonik frekansları için eşdeğer devresi.

3.3 Transformatör modellenmesi

Transformatör, sargılarıyla demir çekirdeğinin bir şönt mıknatıslanma dalı ile birlikte seri bir empedans olarak modellenir. Bir harmonik çalışması için transformatör kısa devre empedansı, mıknatıslanma karakteristiği ve sargılarının bağlantısı harmonik akışı biçimlendirir. Transformatör sargılarının rezistans ve kaçak akı endüktansının frekansa bağlı olarak, R ve L sabiti ile modellenmesi kabul görmektedir. Transformatörün saturasyon etkisi, transformatörden kaynaklı harmonikler nonlineer yüklerden kaynaklı harmoniklerle karşılaştırıldığında ihmal edilecek kadar önemsizdir (Jun ve Saha, 1998).

Dengeli durumda transformatörün bir faz eşdeğerini incelemek yeterlidir. Bir fazlı transformatörün primere indirgenmiş tam eşdeğer devresi Şekil 3.9'da verilmiştir. Bu eşdeğer devrede R_p ve X_p primer sargı direncini ve kaçak reaktansını, R_s' ve X_s' ise primere indirgenmiş sekonder sargı direncini ve kaçak reaktansını, R_{fe} demir kayıplarını temsil eden demir çekirdek direncini ve I_m mıknatıslanma akımını göstermektedir.



Şekil 3.9 Transformatörün eşdeğer devresi ve dengeli güç akış analizinde kullanılan eşdeğeri.

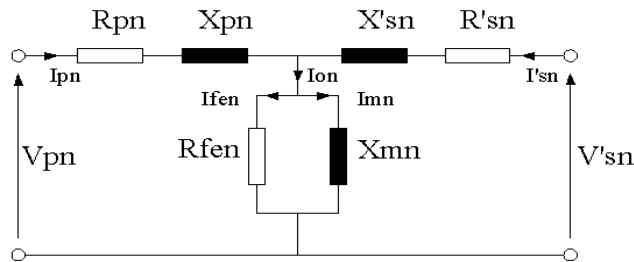
Lineer yükleri içeren sistemlerde yapılan klasik güç akış analizinde, paralel kol elemanlarının ve seri dirençlerin etkisinin az olması sebebiyle yapılan ihmaller sonucu transformatörün Şekil 3.9'daki eşdeğeri kullanılmaktadır. Şekil 3.10'da n. harmonik için transformatörün tek faz eşdeğer devresi gösterilmiştir. Bu eşdeğer devrede n. harmonik frekansı için direnç değerlerine deri etkisi dahil edilmiş, endüktif reaktanslar, $k(n)$ n. harmonik için deri etkisini göz önüne almayı sağlayan ve sayısal değeri birden büyük olan bir katsayı olmak üzere,

$$R_n = k(n).R^{(1)}$$

$$X_n = n.X^{(1)}$$

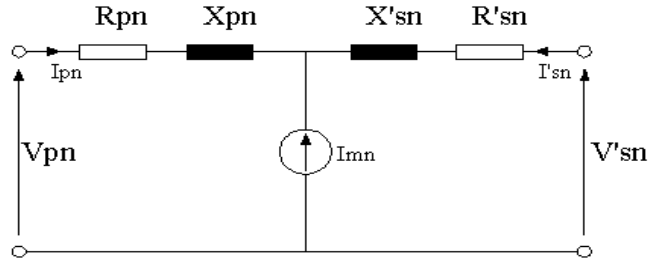
(3.5)

biçiminde ifade edilebilir. Transformatörün mıknatıslanma eğrisinde (v-i) karakteristiğinin nonlineer olması nedeniyle, transformatörün boşta veya az yüklü çalışması durumunda transformatör uçlarındaki gerilim yükselir ve demir çekirdekte doyma meydana gelir. Böylece Şekil 3.10'daki transformatör eşdeğer devresinde mıknatıslanmayı sağlayan X_m reaktansının bir nonlineer eleman olarak davranması sebebiyle transformatör harmonik üretir.



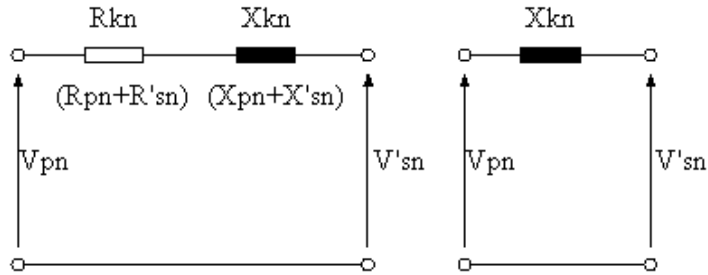
Şekil 3.10 n. harmonik için transformatörün tek faz eşdeğer devresi.

Transformatörün boшта çalışma akımının (I_0) reel bileşeni, demir çekirdekteki aktif güç kayıplarını temsil eden R_{fe} direncinin akımı (I_{fe}), imajiner bileşeni ise transformatörün mıknatıslanma akımıdır (I_m). I_{fe} akımının mıknatıslanma akımına göre ihmal edilebilecek kadar küçük bir değerde olması sebebiyle eşdeğer devrede R_{fe} direnci ihmal edilebilir. Harmonik üretimine neden olan nonlineer transformatör endüktansı, bir sabit harmonik akım kaynağı ile modellenebilir. Böylece Şekil 3.11 gösterilen transformatörün bir harmonik kaynağı olarak modellendiği ve R_{fe} direncinin ihmal edildiği transformatör harmonik eşdeğer devresi elde edilir.



Şekil 3.11 Transformatörün harmonik kaynağı olarak modellenmesi.

Şekil 3.10'daki transformatör modelinde transformatörün harmonik üretimi ihmal edilirse, Şekil 3.11'deki eşdeğer devre kullanılabilir. Harmonik frekanslarında reaktans değerlerine göre direnç değerleri de ihmal edilebilir. Bu durumda transformatörün nonlineerliğin ihmal edildiği en basit harmonik modeli olarak Şekil 3.12'deki eşdeğer devre kullanılabilir.



Şekil 3.12 Transformatörün nonlineerliğinin ihmal edildiği harmonik eşdeğer devreleri.

3.4 Pasif yük modellenmesi

Lineer pasif yükler, rezonans frekansları yanında sistem frekansı üzerinde birincil derecede etkiye sahiptirler. Diğer güç sistem çalışmalarında olduğu gibi uygun olarak iyi tahmin edilmiş (MW ve MVAR) kabul edilebilir bir yük modellemek için uygulamalar mevcuttur. Bir modeli tam doğru olarak modellemek için yükün benzer kompozisyonunun neler olduğunu bilmek gereklidir. Böyle bir bilgiyi genelde kolayca elde etmek mümkün değildir (Ranade ve Xu, 1996).

Tüketici yükleri, harmonik şebeke karakteristiğinin ortaya çıkarılmasında oldukça önemli rol oynarlar. Bunlar, sönüm bileşenin ana kısmını teşkil etmekle kalmaz, aynı zamanda özellikle yüksek frekanslarda rezonans koşullarını etkileyebilirler. Yüklerin bağlı buldukları barada, çok sayıda bileşenden oluşması nedeniyle yapılan teorik analizlerde gerçek bir yük modeli elde etmek güçtür. Neticede sistem içerisinde yüklerin uygun bir biçimde temsil edilmesi gerekmektedir. Tüketici yükleri yükün cinsi, yükün tipi ve elektriksel karakteristiğine göre Çizelge 3.2’de görüldüğü gibi gruplara ayrılmıştır. Temel olarak iki tip lineer yük olduğu görülmektedir. Bunlar lineer direnç yükleri ve dinamik lineer yükleridir. Bu yükler, dirençlerden ve endüktanslardan oluşan basit bir kombinasyonu ifade eder. Yükler genellikle kendi aktif ve reaktif güçleriyle (P ve Q) ifade edilir. Bu değerler temel frekanstaki yük akışı çalışmalarında eşdeğer empedansı hesaplamak için kullanılabilir (Ribeiro, 1998).

Çizelge 3.2 Tüketici Yükleri (Ribeiro, 1998).

Yükün Cinsi	Yükün Tipi	Elektriksel Karakteristiği
Konutlarda Bulunan Yükler	Akkor Flamanlı Lambalar	Pasif Direnç
	Fluoresan Lambalar	Pasif Endüktans
	Küçük Motorlar, Lambalar	Nonlineer
	Bilgisayarlar, Kompakt Yükler	Nonlineer
Ticari Yükler	Akkor Flamanlı Lambalar, Havalandırma Cihazları	Pasif Rezistans
	Rezistanslı Isıtıcılar, Buzdolapları, Lambalar	Pasif Endüktans
	Çamaşır Makinaları, Fluoresan Lambalar, Devir Ayarlı Elektrik Motorları	Nonlineer
Küçük Ölçekli Fabrikalar	Fanlar, Pompalar, Kompresörler	Pasif Endüktans
	Rezistanslı Isıtıcılar, Ark Ocakları	
	Devir Ayarlı Elektrik Motorları	Nonlineer

3.5 Havai hatlar ve yer altı kablolarının modellenmesi

Hatların ve kabloların çok fazlı birbirine bağlı eşdeğer pi-devreleri ile modellenebileceği konusunda bir sonuç ortaya çıkmıştır. Dengeli harmonik analiz için, bu model komponentin pozitif bileşen empedansından derlenen tek faz pi-devresi biçiminde basitleştirilerek geliştirilebilir. Modelin içerisinde şönt elemanı ve onun bileşik uzun-hat etkisini

bulundurması önemlidir. Komponentin şönt admitansı ana frekansta küçük bir etkiye sahip olsa da, yüksek frekanslarda oldukça önemli bir hal alabilir.

3.6 Güç elektroniği aygıtları -konverterlerin- modellenmesi

Güç elektroniği aygıtları bir yük veya bir kompenzator olabilir. Harmonik analiz terimleri içerisinde, bu aygıtların ortak karakteristiği onların harmonik kaynaklar olduğunu gösterir. Bu aygıtları göstermek için farklı modeller ileri sürülmektedir. Bu modeller arasında, en kullanılan ve yaygın olarak kabul edileni akım kaynağı modelidir. Model basit olarak bir güç elektroniği aygıtının bir harmonik akım kaynağı olarak davrandığını gösterir (Xu, 2003).

3.7 Sistem kaynağının modellenmesi

Sistem kaynağı eşdeğer sistem empedansı ile birlikte OG baradaki üç-faz kısa devre gücünden dönüştürülen standart bir gerilim kaynağı olarak modellenir.

3.8 Filtre Modellenmesi

Harmonik çalışmanın içerisinde rezistörler, indüktörler ve kapasitörleri içeren herhangi bir filtre, filtre barasından toprağa doğru, harmonik frekansı, bara gerilimi ve baz MVA'da hesaplanmış eşdeğer şönt admitansla gösterilir (Sreerama Kumar, 2000)

4. HARMONİKLERİN TRANSFORMATÖRLER ÜZERİNDE ETKİLERİ

Elektrik yük aygıtlarında geçerli tasarım eğilimi katı-hal elektroniği ile enerji etkinliğini arttırmaktır. Bu yaklaşımın önemli dezavantajlarından biri güç sistemine harmonik aktarmaktır. Bütün şebekelerin hemen hemen hepsi, nonlinear yükleri besleyen yağ daldırmalı dağıtım transformatörlerinin aşırı ısınması ile ilgili şikayetlerini belirtmektedirler.

Sinüsoidal yüklere transformatörün termik tepkisi, uygun bir biçimde tasarım aşamasında değerlendirilir ve gerçek yük şartlarının kesin bir biçimde değerlendirilmesinden sonra transformatörün nonlinear yüklere olan tepkisi tahmin edilmelidir. Dağıtım transformatörleri üreticileri, harmonik yük akımlarının etkilerine karşı dayanım yeterliliği tasarımı olan K-Faktör biçiminde bir sınırsal değerler sistemi geliştirmiştir. Bir transformatörün bu sistem uygulanarak belirlenmesi için özel bir değerlendirmeyle esas ve harmonik yük akımlarının tahmin edilmesini gerektirir (Jayasinghe, Lucas ve Perera, 2003).

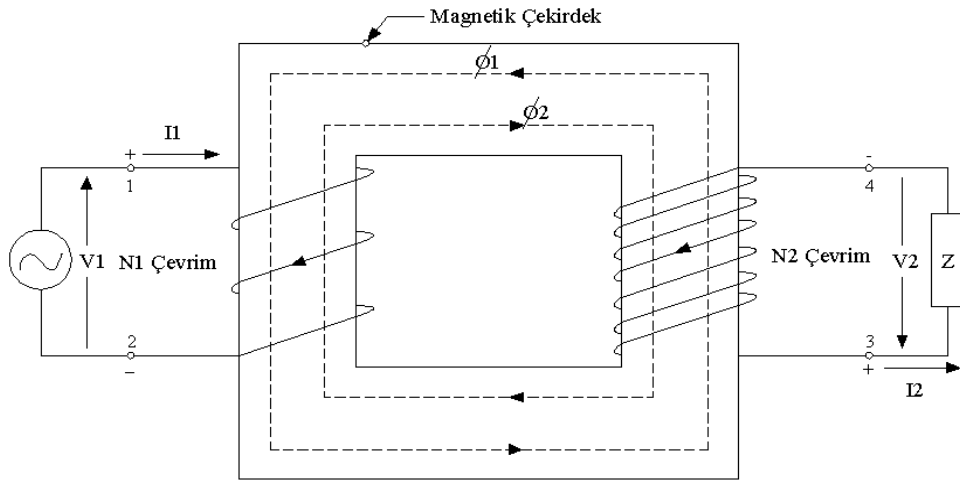
Güç sistem harmoniklerini taşıyan transformatörler ilave yük kayıpları oluşturarak, daha yüksek sıcaklıklarda bozulmaların ortaya çıkmasına neden olurlar. Transformatör vasıtasıyla transfer edilen maksimum görünür gücün azaltılması, daha sıklıkla aşırı koşullarda çalıştırılma sırasında yeterince güvenlik toleransı elde etmek için performansın azaltılması şeklinde, güç kalitesi gibi konulara gereksinim duyulan ilgili problemleri oluşturmaktadır (Driesen, Belmans ve Hameyer, 2000).

Artan çalışma sıcaklıklarına ilaveten, primer, eddy-current kayıplar ve deri etkisi kayıplarını teşkil eden akımların hesaplanması ve iyi analiz edilmesi şeklinde tek katlı harmonik akım akışını ve üçüncü harmoniklerin etkilerinden kaynaklanan nötr iletkenlerdeki aşırı yüklenmeyi tespit etmek gerekir (Dongan Electric, 2003).

4.1 Transformatörlerde çalışma prensibi ve nonlinearlik

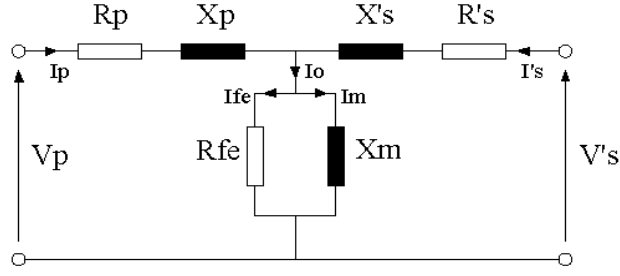
Transformatörlere şebekesel, ticari ve endüstriyel faaliyetlerde gerilim kademesini ışık, ağır makina ve diğer tüketiciler için uygun gerilim kademelerine düşürmek amacıyla gereksinim duyulur. Hareketli kısımları yoktur, iki yüksek iletkenli bobinle sarılan bir çelik çekirdekten oluşur. Her bir telin kaç kere çekirdek etrafını sardığı oranı giriş geriliminin düşürüldüğü veya yükseltildiği kademe olarak yazılır. Transformatörler elektrik gerilimini primer ve sekonder sargıları vasıtasıyla değiştirirler. Sekonder sargıdaki gerilim, sekonder sargıdaki sarım sayısının primer sargıdaki sarım sayısına oranıyla, primer sargıdaki gerilimin çarpımıyla bulunur (Eilert, 2000).

• Dönüşüm prensibi: Bir V_1 geriliminden bir V_2 gerilimine elektrik güç transferinin gerçek oluşumu Şekil 4.1’de görülen basitleştirilmiş transformatör gösteriminin yardımıyla ifade edilmektedir. Transformatörün primer sargısı içinden gerilim uygulanması, sekonder terminal uçlarında bir V_2 geriliminin çevrimle indüklendiği, magnetik çekirdekte bir Φ_1 Wb ile ortaya çıkar. Sırasıyla N_1 ve N_2 ’nin primer ve sekonder sargılardaki sarım sayıları olduğu, $V_1/V_2 = N_1/N_2$ eşitliği ile ilişkilendirilebilir. Eğer bir yük akımı olarak I_2 sekonder bağlantı uçlarından bir akış gösteriyorsa, yük akımı şekilde gösterildiği doğrultuda ve çekirdekte Φ_2 Wb olan bir magnetik alan tesis eder. Yük akımının etkisi primer magnetik akıyı azaltma eğiliminde olduğu sürece, Φ_1 ’deki azalma, I_1 primer akımındaki bir artışla sonuçlanır, bundan dolayı net magnetik alan çoğunlukla ilk değerine yenilenir ve magnetik akıdaki kaçaktan dolayı alanda ufak bir azalma oluşur. İki sargıdaki akımlar, $I_1/I_2 = N_1/N_2$ ifadesi ile ilişkilendirilmiştir. $V_1/V_2 = I_1/I_2 = N_1/N_2$ olduğundan, $V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2$ eşitliğine erişmek mümkündür. Bundan dolayı, teoride iki sargıdaki voltamper eşittir. Gerçekte ise, magnetik alanın oluşmasında gerekli olan enerjiden dolayı ve transformatör çekirdeği ve sargılarındaki kayıpları karşılamak için ufak bir güç kaybı söz konusudur (Sankaran, 2000).



Şekil 4.1 Elektrik güç transferi (Sankaran, 2000).

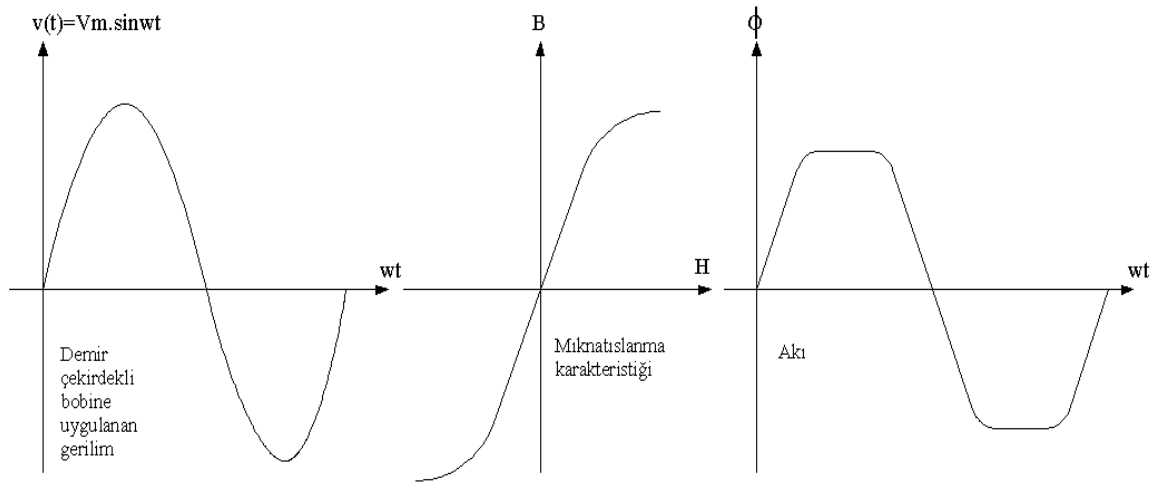
• Eşdeğer devre ve mıknatıslanma: Transformatörün eşdeğer devresi Şekil 4.2’de verilmiştir. Burada, R_p , X_p sırasıyla primer direnci ve kaçak reaktansı, R'_s ve X'_s ise sırasıyla primere indirgenmiş sekonder direncini ve kaçak reaktansı göstermektedir. R_{Fe} , demir kayıplarına karşılık düşen direnç olup, I_{Fe} , bu kayıplara ait akımdır. Paralel devredeki mıknatıslanma reaktansı (X_m) doyma nedeniyle nonlineer karaktere sahiptir. Buna ait akım, mıknatıslanma akımı (I_m) olarak adlandırılır ve 3. harmoniği etkin olan bir nonsinüsoidal akımdır.



Şekil 4.2 Transformatörün eşdeğer devresi (Sankaran, 2000).

Transformatörün boşa çalışma akımı (I_0), demir kayıplarına ait akım ile harmonik bileşenler içeren mıknatıslanma akımının toplamından oluşur. Boşa çalışan transformatör yüksüz olmasına rağmen mıknatıslanma akımı nedeniyle, nonsinüsoidal akım çeker.

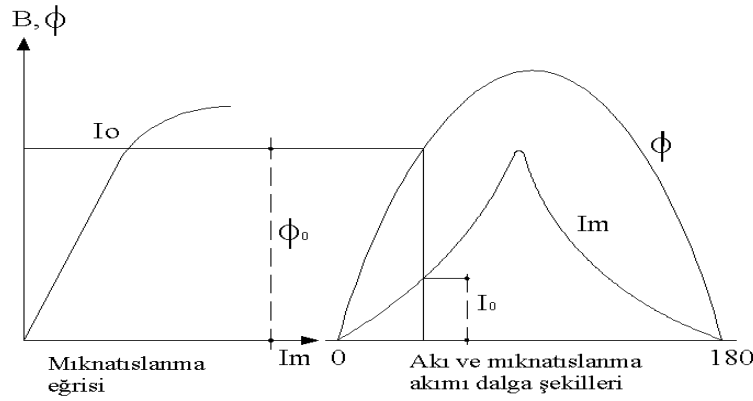
- Uyarma karakteristiği: Transformatörün mıknatıslanma devreleri nonsinüsoidal büyüklüklere neden olduğundan transformatörlerin uyarma karakteristiği, transformatörlerin aşırı uyarımı ve darbe akımının belirlenmesi, harmonik etkilerinin ortaya konması bakımından önem kazanmaktadır. Devresinde demir çekirdek bulunan elemanlarda akım-gerilim ilişkisi lineer değildir. Bunun nedeni demir çekirdekte doymanın oluşmasıdır. Bir demir çekirdekli bobine, sinüsoidal gerilim uygulanması durumunda, Şekil 4.3'de mıknatıslanma eğrisindeki nonlineerlik nedeniyle, bir nonsinüsoidal akı ve nonsinüsoidal bir akım meydana gelecektir.



Şekil 4.3 Demir çekirdekli bir bobine uygulanan gerilim, mıknatıslanma, akı karakteristiği.

- Mıknatıslanma akımı dalga şeklinin belirlenmesi: Lineer bölgede $v(t) = V_m \cdot \sin \omega t$ biçiminde sinüsoidal şebeke geriliminin uygulanması halinde uyarma akısı olarak $\Phi = \Phi_m \cdot \cos \omega t$ şeklinde yine sinüsoidal bir akı üretilecektir. Transformatörler, normal işletme şartlarında sinüsoidal gerilimle çalışmada lineer mıknatıslanma karakteristiği bölgesinde, sinüsoidal çıkış büyüklüğü verecek şekilde tasarlanırlar. Transformatörlerin nominal değerlerin dışında

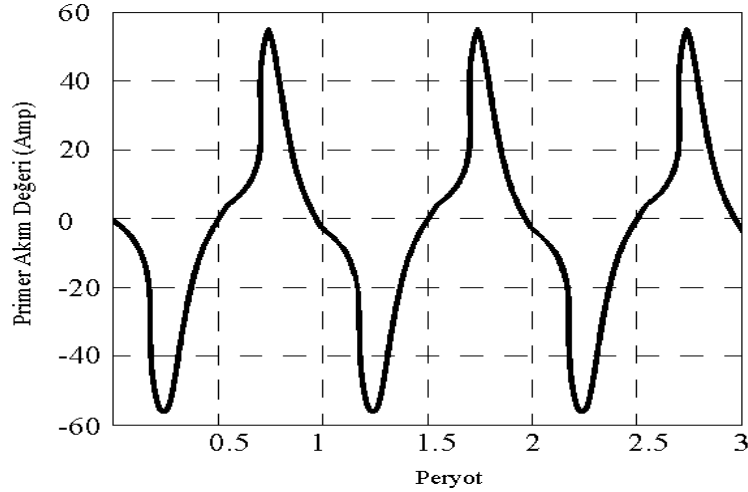
çalışması nüvenin daha çok doymasına ve harmonik akımların seviyesinin hızlı artmasına neden olur. Transformatörlerin mıknatıslanma akımları harmonikleri içerir. Kararlı çalışma durumunda magnetik endüksiyon bir sinüs fonksiyonu olup histerizis ihmal edilirse, mıknatıslanma eğrisi sıfır noktasına simetrik olduğundan, mıknatıslanma akımı $n = 1., 3., 5., 7., ..$ dereceden sinüsoidal bileşenlerin toplamı şeklinde ifade edilir. Mıknatıslanma akımı harmonikleri günün erken saatlerinde en yüksek seviyeye ulaşır, çünkü sistemdeki yük az olduğundan gerilim yükselmekte ve aşırı uyarma meydana gelmektedir. Aşırı uyarımla oluşan akım harmoniklerinde 3., 5. ve 7. harmonikler etkilidir. Histerizis kayıpları olmayan ideal bir çekirdekte akı (Φ) ve bunu meydana getiren mıknatıslanma akımı (I_m), levhalarda kullanılan çeliğin mıknatıslanma karakteristiği ile ilgilidir. Şekil 4.4’de mıknatıslanma akımı ve harmonik bileşenleri görülmektedir. Akı (Φ), primer gerilimi dengelemek için gerekli sinüsoidal akıyı göstermektedir (Kocatepe, Yumurtacı, Uzunoğlu, Karakaş ve Arıkan, 2003).



Şekil 4.4 Transformatörün mıknatıslanma eğrisi, akı, mıknatıslanma akımı dalga şekilleri (Kocatepe, Yumurtacı, Uzunoğlu, Karakaş ve Arıkan, 2003).

4.2 Transformatörlerin aşırı uyarımda çalışmasının harmonik etkileri

Transformatör çekirdeği içerisindeki magnetik akı yoğunluğu, uygulama gerilimiyle doğru ve sistem frekansı ile ters orantılıdır. Aşırı gerilim ve frekans düşmesi şartlarının oluşması magnetik akı seviyelerini transformatör çekirdeğini doyuma getirecek seviyelerde oluşturabilir. Normal olmayan işletme şartlarının güç sisteminin bir kısmında oluşması durumunda, herhangi bir transformatörde aşırı uyarım şartları altında çalışma gözlenebilir. Transformatör aşırı uyarımının oluşması ısınmaya, akımda artışın oluşmasına, gürültüye, harmoniklere ve salınıma neden olabilir. Bir güç transformatörünün aşırı uyarım altında kalması, çekirdeğin AC satürasyona uğraması durumu olup tek harmoniklerin akımda ortaya çıkmasına neden olur. Şekil 4.5’de ortaya çıkan akım bir aşırıgerilim koşulu altında normal frekansın yüzde 150’ sine işaret etmektedir.



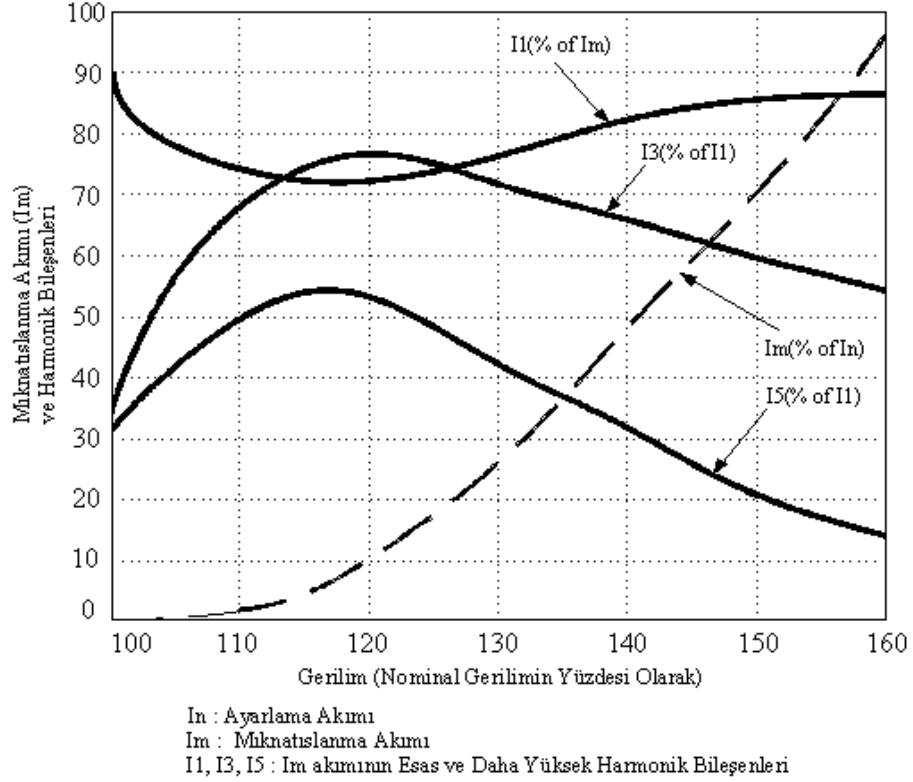
Şekil 4.5 Aşırı uyarılmış bir transformatörde akım, aşırı gerilim uygulamasının yüzde 150'si (Guzman, Zocholl, Benmouyal ve Altuve, 2000).

Aşırı uyarım şartlarının oluşması durumunda en çok karşılaşılan harmonik üçüncü harmonik olsa da, transformatörün üçgen bağlantısı veya kompanzasyon filtrelerinin üçgen bağlantısı bu harmoniği elimine etmektedir. Tek harmonikler, esas bileşenin yüzdesi olarak, ilk yükselir ve ardından yüzde 115-120'lik bir oranda azalmaya başlar. Çizelge 4.1'de Şekil 4.5'de gösterilen aşırı uyarım akımının harmonik içeriği görülmektedir (Guzman, Zocholl, Benmouyal ve Altuve, 2000).

Çizelge 4.1 Şekil 4.5'teki aşırı uyarım akımının harmonik içeriği (Guzman, Zocholl, Benmouyal ve Altuve, 2000).

Frekans Bileşeni	Genlik	Esas Bileşen Yüzdesi
Esas	22.5	100.0
Üçüncü	11.1	49.2
Beşinci	4.9	21.7
Yedinci	1.8	8.1

Şekil 4.6'da gösterildiği gibi uyarma akımı ve harmonikler, gerilimdeki belli bir azalma ile azalmakta ve gerilimdeki artış ile artmaktadır. Bu nedenle bir baradaki harmonikler transformatör merkezi geriliminin değişimi etkilemektedir. Şekil 4.6 aynı zamanda, uyarma akımının, gerilimin sıfırdan geçmesi ile aynı anda tepe yaptığını göstermektedir. Bu dalgaların fourier analizi, temel bileşen gibi birçok harmoniğin aynı anda peak yaptığını gösterecektir. Böylece, üçün katı harmonikler uygulanan gerilim ile yaklaşık 90° faz farkına sahip olacaktır.



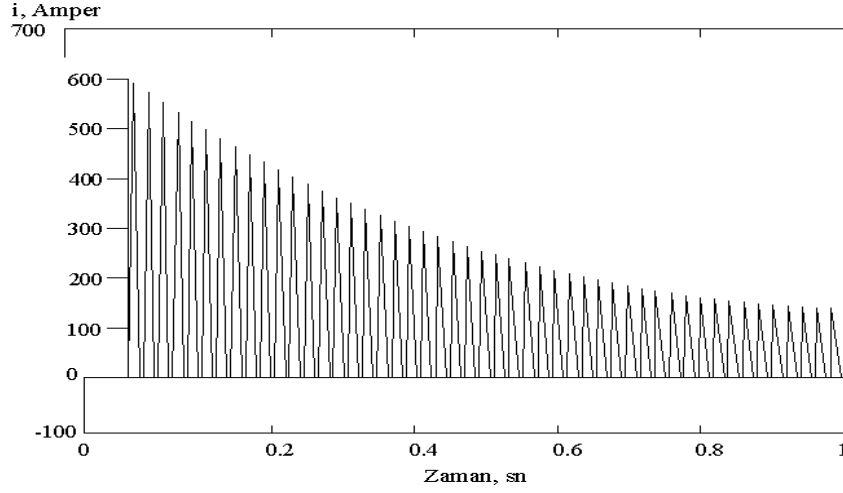
Şekil 4.6 Uyarılma gerilimi olarak transformatör aşırı uyarım akımının harmonik içeriği (Guzman, Zocholl, Benmouyal ve Altuve, 2000).

4.3 Darbe akımı harmonikleri

Transformatörlerdeki miknatıslanma darbe akımı, miknatıslanma gerilimindeki herhangi bir değişimle meydana gelebilir. Bununla birlikte genelde bir transformatörün enerjilendirilmesi sonucunda oluşsa da, şu nedenlerle de açığa çıkmaları mümkündür: i. Dış kaynaklı bir hatanın oluşması, ii. Dış kaynaklı bir hatanın giderilmesi ardından gerilimin kendini yenilemesi, iii. Bir hata karakterinin değişimi, iv. Generatöre bağlı bir fazın tekrardan senkronize olması.

- Anahtarlardan kaynaklanan darbe akımları: Bir transformatörün anahtarlanmasıyla kaynaklanan ilk miknatıslanması bir darbe oluşumunun çoğu durumları için gözönüne alınır. Bir transformatörün enerjisinin alınmasıyla, miknatıslanma akımı kaybolur ve akı çekirdeğin histerezis çevresini takip ettiği süreçte miknatıslanma akımı sıfıra gider. Daha sonra, transformatör alternatif gerilimle yeniden enerjilendirildiğinde, akı aynı zamanda sinüsoidal bir hal alır fakat artık akı eğilimindedir. Artık akı, ayarlama akısının % 80-90'ı derecesinde yüksektir, bundan dolayı miknatıslanma akımındaki büyük bozulma ve büyük tepe değerlerinin karakteristiklerin dönüm noktalarının çok üzerinde oluşması akı-akım yörüngesinde bir kaymaya neden olabilir.

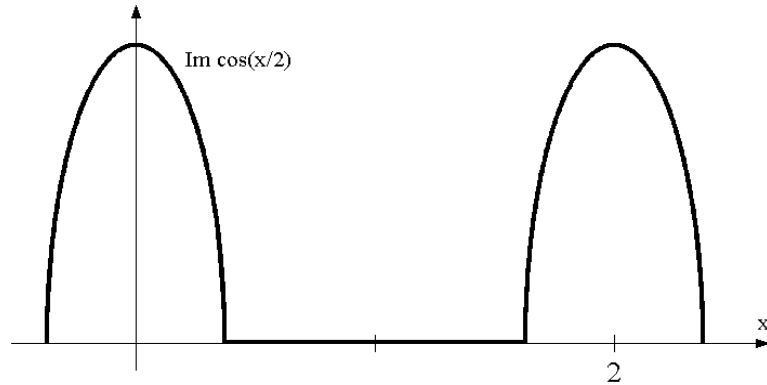
Şekil 4.7 tipik bir darbe akımını göstermektedir. Dalga biçimi, geniş ve uzun bir biçimde dc bileşen olarak sonlanan, harmonik olarak oldukça zengin, başlangıçta büyük tepe değerlerine ulaşıldığı (ayarlar değeri 30 katına kadar), birkaç saniye sonra tam olarak bozulmanın oluştuğunu göstermektedir. Darbe akımının biçimi, genliği ve süresi birkaç faktöre bağlıdır. Bunlar, transformatörün büyüklüğü, transformatörün enerjilendirildiği noktada sistem empedansı, çekirdek malzemenin magnetik özellikleri, çekirdekdeki artık akı şeklindedir.



Şekil 4.7 Tipik darbe akımının dalga şekli (Kasztenny ve Kulidjian, 2000).

- Darbe akımlarının harmonik içeriği: Şekil 4.8’de görülen darbe akımının frekans spektrumunun hesaplanması için yaklaşık yöntemle analitik varsayım şu şekildedir ve açılı bir parametre olarak değerlendirilmelidir. Şekil 4.8’deki dalga biçiminin n’nci harmoniğin genliğinin hesaplanması sonucu şu ortaya çıkar: (Kasztenny ve Kulidjian, 2000).

$$A_n = I_m \left[\frac{1}{n+1} \sin((n+1)) + \frac{1}{n-1} \sin((n-1)) - 2 \cos\left(\frac{\pi}{n}\right) \sin(n) \right] \quad (4.1)$$



Şekil 4.8 Spektral analiz için darbe akımının dalga biçimi (Kasztenny ve Kulidjian, 2000).

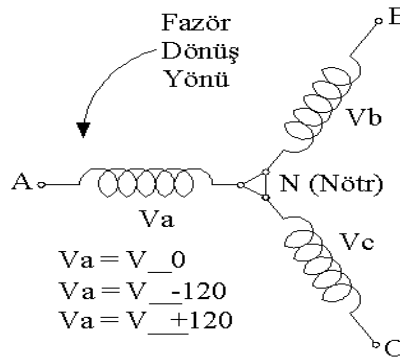
4.4 Transformatör bağlantıları

Bir tek faz transformatörün (primer) bir giriş sargısı ve (sekonder) bir çıkış sargısı mevcuttur. Bir üç fazlı transformatörün üç faz girişi ve üç faz çıkışı vardır. Farklı üç faz bağlantıları elde etmek için üç faz sargıları birkaç farklı konfigürasyondan biri esas alınarak bağlanır. Bağlantının herbir biçimi kendisinin bir uygulama için seçiminde etken olan bir performans verimiyle ilişkilidir. Transformatör bağlantıları, farklı harmoniklerin gerileyen veya ilerleyen yöndeki faz sırasına neden olması veya bazılarını elimine etmesi ile akım dalgasının şeklini etkileyebilir. Çizelge 4.2’de harmonik derecesine göre sequence tipleri verilmiştir.

Çizelge 4.2 Harmonik dereceleri ve bunların sequence tipleri.

Harmonik Derecesi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sequence	(+)	(-)	(0)	(+)	(-)	(0)	(+)	(-)	(0)	(+)	(-)	(0)

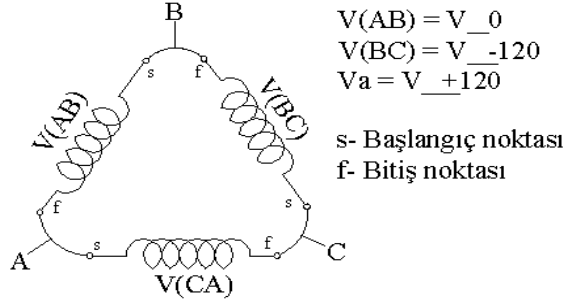
- Y (yıldız) bağlantı: Y bağlantı biçiminde, üç sargının herbirinin sonu, bir Y biçimi oluşturmak veya nötr noktası sağlamak için birlikte bağlanır. Bu nokta normalde güç sistemindeki hat, nötr gerilimine karşı transformatör içindeki maksimum gerilimi sınırlandırdığı için topraklanmıştır. Topraklanmış nötr aynı zamanda transformatör bir yıldırım veya anahtarlama aşırı gerilimlerine maruz kaldığında transformatördeki geçici aşırı gerilimleri sınırlandırır. Nötr noktasının mevcudiyeti transformatörde faz-nötrü tek fazlı yükleri temin etmeye uygun hale getirir. Y bağlı herbir faz sargısı hat akımı tam yüklenmeyi kaldıracak şekilde tasarlanmalıdır. Şekil 4.9’da sargıların yıldız bağlantısı görülmektedir.



Şekil 4.9 Y (yıldız) bağlantı (Sankaran, 2000).

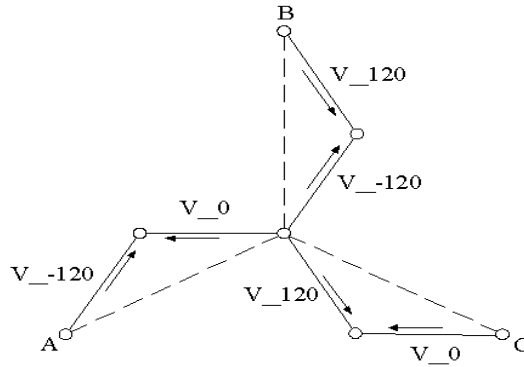
- Delta (üçgen) bağlantı: Delta bağlantıda, her sargının sonlanma noktası kapalı bir üçgen veya delta biçimi oluşturmak için bitişik sargının sonlanma noktasına bağlanır. Transformatördeki bir delta sargısı, sistemde bulunan dengesiz yükleri dengeleme eğilimindedir. Delta sargının her fazı hat akımının % 57.7’sini taşımaktadır. Büyük güç

transformatörleri, yüksek gerilim taraflarının Y (yıldız), alçak gerilim taraflarının ise delta bağlanmak üzere tasarlanırlar. Dağıtım transformatörleri tek faz yüklere de enerji temin etmeye gereksinim duyduklarından tersi konfigürayonda düşünülürler. Şekil 4.10'da sargıların üçgen bağlantısı görülmektedir.



Şekil 4.10 Delta (üçgen) bağlantı (Sankaran, 2000).

• **Zigzag Bağlantı:** Bu bağlantı birbirine bağlanmış yıldız bağlantı olarak her bir faz sargısının iki eşit parçaya bölüdüğü ve bir zigzag bağlantı oluşturmak için birbirine bağlandığı bağlantı biçimidir. Zigzag bağlantı çoğunlukla, üç telli üç fazlı bir sistemde topraklama amaçları için bir nötr noktası temin etmekte kullanılır. Nötr noktası tek faz yükleri sağlamada, güvenli bir toprak yolu olarak toprak arıza akımlarını algılama ve sınırlandırmada kullanılır. Şekil 4.11'de sargıların zigzag bağlantısı gösterilmektedir (Sankaran, 2000).

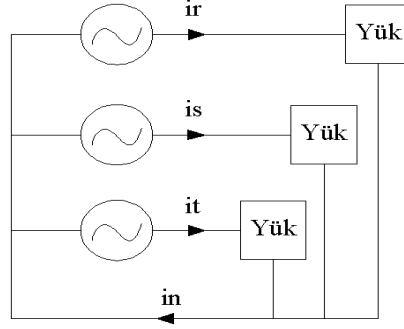


Şekil 4.11 Zigzag bağlantı (Sankaran, 2000).

Üç faz transformatör bağlantıları $\pm 30^\circ$ faz kayması oluşturabilir. Zigzag sargılı gibi diğer bağlantılar harmonikleri azaltmak için kullanılmaktadır. Transformatör bağlantılarıyla birlikte birleşik faz açıları çok kaynaklı sistemler içinde değerlendirilmelidir. Diğer dikkat edilecek hususlar çekirdek kayıp rezistansının, sargıların kapasitansının ve çekirdek saturasyonunun nonlineer karakteristiklerini kapsamaktadır. Nonlineer rezistanstan dolayı oluşan harmonik etkiler için nonlineer indüktans ile küçük bir karşılaştırma yapılabilir (Ranade ve Xu, 1996).

4.4.1 Transformatörlerde üç ve üçün katı harmonikler

Dengeli bir üç fazlı kaynak ve üç benzer tek fazlı yükleri içeren basitleştirilmiş bir sistemi incelersek, bu elemanlar faz ve nötr arasında bağlıdır. Eğer yükler lineer ise akımlar dengeli bir üç fazlı sistemi oluştururlar. Faz akımlarının toplamı, nötr akımında olduğu gibi sıfır olur. Şekil 4.12’de tek fazlı yüklerin bağlı olduğu basitleştirilmiş bir sistem gösterilmektedir.



Şekil 4.12 Tek-faz yükleri (Schonek, 2001).

Eğer yükler nonlineer ise, faz akımları nonsinüsoidal olacaktır ve bu yüzden harmonikleri özellikle de 3 ve 3’ün katı olanları içerecektir. Üç faz akımları eşit olduğu sürece, üç ve üçün katı harmonikler için, örneğin, aynı genlikte olup şu biçimde yazılmaları mümkün olacaktır.

$$i_{r3}(wt) = I_3 \sin 3(a t)$$

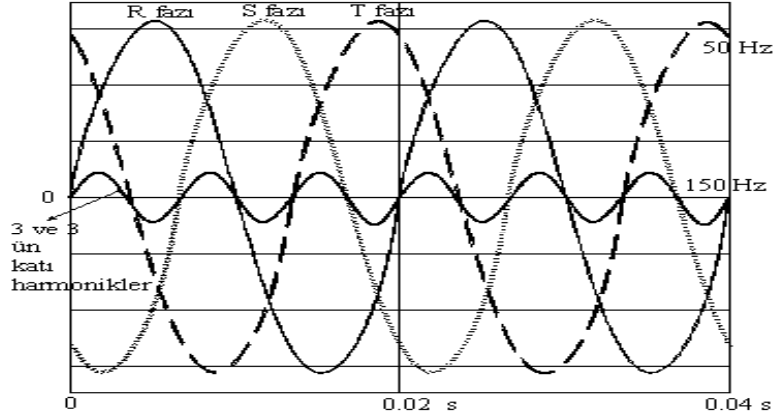
$$i_{s3}(wt) = I_3 \sin 3(\omega t - \frac{2\pi}{3}) = I_3 \sin(3\omega t - 2\pi) = i_{r3}$$

$$i_{t3}(wt) = I_3 \sin 3(\omega t - \frac{4\pi}{3}) = I_3 \sin(3\omega t - 4\pi) = i_{r3} \quad (4.2)$$

Bu basitleştirilmiş örneklerde de olduğu gibi, üçüncü harmonik dizileri bütün fazlar için benzerdir. Nötrdeki akımlar fazlardaki akımların toplamına eşit olduğu sürece, nötr akımı için 3 ve 3’ün katı bileşenler her fazdaki 3’ün katı bileşenlerin toplamına eşit olur.

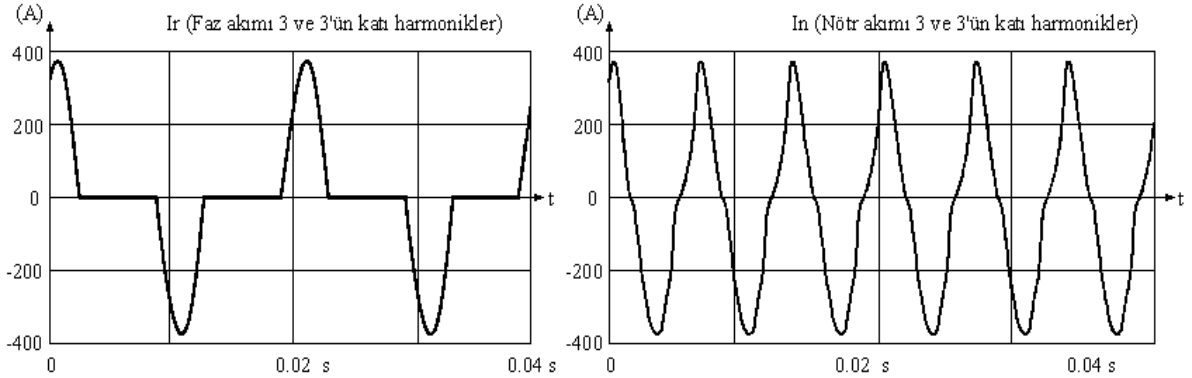
$$in_3 = 3ir_3 \quad (4.3)$$

Genel bir kural olarak, dengeli yükler için, 3 ve 3’ün katı olan harmonik akım dizileri, esas bileşen ve diğer harmonikler onları elimine etmediği sürece aritmetiksel olarak nötr iletkende toplanırlar. 3 ve 3’ün katı olan harmonik akım dizileri, böylece sıfır-bileşen olarak fazların tümü içerisinde sirkülasyon içerisindedir. 3 ve 3’ün katı olan harmoniklerin birbirlerinin üzerine binmesi sonucu oluşan 50 Hz 3 faz sinüsoidal akımlar ve 150 Hz’deki üç sinüsoidal akımın her bir fazı Şekil 4.13’de görülmektedir.



Şekil 4.13 3 ve 3'ün katı harmonikler; 50 Hz ve 150 Hz üç fazlı akımların gösterilmesi (Schonek, 2001).

Şekil 4.14'de faz ve nötr arasında bağlı olan üç adet benzer nonlinear tek fazlı yükün bağlı olduğu fazlar içerisinde, R fazının içinde dolaşan ve aynı zamanda nötr iletkeninde oluşan akımın dalga biçimi görülmektedir. Şekilde dolaşan faz akımlarının, faz farkını esasen diğer fazları gözönüne alarak, dalga biçimlerinin üzerlerine binmediği biçimiyle bir T periyodu için,



Şekil 4.14 Nolineer tek faz yükleri tedarik eden faz ve nötr akımları (Schonek, 2001).

bir faz akımı, akımın sıfır olduğu bir fasıla ile ayrılan bir pozitif dalga biçimini ve negatif dalga biçimini içermektedir. Hat akımının efektif değeri şu formül kullanılarak hesaplanabilir:

$$I_L = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_l^2 dt} \quad (4.4)$$

Nötr akımının efektif değeri T/3'e eşit olan bir zaman aralığı üzerinden hesaplanabilir. Bu zaman aralığı süresince, nötr akım aynı zamanda faz akımlarına benzer bir biçimde bir pozitif ve negatif dalga biçimlerini içerir. Bundan dolayı nötr akımın efektif değeri aşağıdaki formüller vasıtasıyla hesaplanabilir.

$$I_N = \sqrt{\frac{1}{T/3} \int_0^{T/3} i_n^2 dt}$$

$$I_N = \sqrt{3} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^{T/3} i_n^2 dt}$$

$$I_N = \sqrt{3} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_l^2 dt} = \sqrt{3} I_L \quad (4.5)$$

Burada bu biçimiyle, nötr iletkendeki akımın sahip olduğu efektif değer, bir fazın akımından $\sqrt{3}$ kat daha büyüktür. Bütün üç fazdaki akım dalga biçimleri üzerlerine bindiklerinde, nötrdeki akımın efektif değeri bir fazdaki akımın efektif değerinin en az $\sqrt{3}$ katıdır. Nonlineer yüklerin çok sayıda tesis edildiği yerlerde, nötr akımı her bir fazdaki akımın bu sebepten dolayı üzerine çıkabilir. Bu durum, seyrek bir durum olsa da, daha güçlendirilmiş nötr iletkenin kullanılmasını gerektirir. En yaygın olarak uygulanan çözüm, nötr iletkenlerinin faz iletkenlerinin iki katı kesit değerinde alındığı çözüm yöntemidir. Koruma ve kontrol ekipmanı nötr iletkendeki akıma göre ölçülendirmelidir (Schonek, 2001).

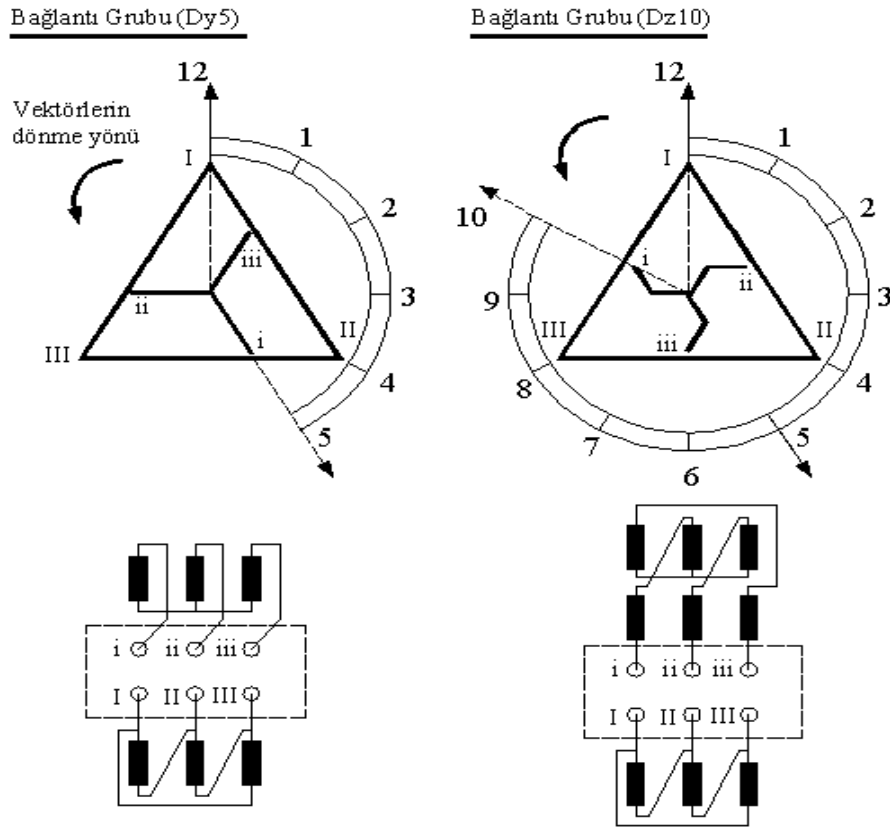
4.4.2 Transformatör bağlantı gruplarının harmonikler üzerinde etkileri

Generatör, hat ve transformatörden meydana gelen bir güç sisteminde harmonik akımlar, generatör reaktansı, transformatörün primer reaktansı ve hattın reaktansı üzerinden geçerek harmonikli gerilim düşümü meydana getirir. Generatörde sinüs şeklinde gerilim üretildiği halde çıkış uçlarındaki gerilimin dalga şekli bozulabilir. Mıknatıslanma akımındaki harmoniklerin şebekeye geçip geçmemesi: i. Transformatör bağlantı grubuna, ii. Primerin yıldız bağlı olması halinde, yıldız noktasının şebekenin nötrüne bağlı olup olmamasına, iii. Transformatördeki magnetik devrenin geometrik yapısına, bağlıdır (Kocatepe, Yumurtacı, Uzunoğlu, Karakaş ve Arıkan, 2003).

Alt gerilim vektörleri ile, üst gerilim vektörleri arasındaki faz farkını bulabilmek için her iki vektör diyagramları Şekil 4.16'da gösterildiği gibi, çevresi saate benzer 30° lik 12 eşit parçaya bölünmüş bir daire içine çizilirler. Önce üst gerilim sargısının I. fazı, gerilim vektörü 12 yi gösterecek şekilde çizilir. Vektörlerin dönüş yönleri, saat ibresinin tersi olduğu varsayılarak 120° faz farkları ile II. ve III. üst gerilim sargılarının gerilim vektörleri çizilir. Böylece üst gerilim vektör diyagramı tamamlanmış olur. Bundan sonra alt gerilim sargısının (i) fazının gerilim vektörü, vektörlerin dönüş yönü ve karşısındaki I. üst gerilim sargısı gerilim vektörünün yönü dikkate alınarak aynı daire içine çizilir. Daha sonra ii ve iii fazlarının gerilim

vektörleri de çizilerek şekil tamamlanır. Burada *i* gerilim vektörünün gösterildiği rakam, örneğin 5 ise, bu bağlantının tanıma sayısı 5'tir. Böylece primer ve sekonderinin aynı isimli fazları arasındaki faz farkı $5 \times 30^\circ = 150^\circ$ olarak bulunmuş olur. Şekil 4.15'de Dy5 ve Dz10 bağlantı grubunun grup açılarının bulunuşu görülmektedir (Peşint ve Ürkmez, 1996).

Elektrik sisteminin gerekli bir kısmı olarak, transformatörler güç kalitesi açısından önemli rol oynarlar. Bazı transformatör konfigürasyonlarında, bir transformatör bazı amaçlar için etkin araç olarak kullanılabilir: i. Üç ve üçün katı harmonikleri azaltmak, ii. Tek faz gerilim salınımlarının genliğini azaltmak, iii. Gerilim dağıtım izolasyonu sağlamak.



Şekil 4.15 Dy5 ve Dz10 bağlantı gruplarının vektör diyagramları ve bağlantı şekilleri (Peşint ve Ürkmez, 1996).

Bununla birlikte, diğer transformatör konfigürasyonları aşağıdaki problemlerle de sonuçlanabilir: i. Tahrip edici geçici aşırı gerilimler için artan potansiyel, ii. Dengesiz gerilim ve akımların büyük olasılığı, iii. Oluşan harmonik problemlerin daha da şiddetlenmesi.

- Vektör grupları: Sargıların dolaşımı ve onların birbirlerine karşı faz pozisyonlarını işaret eder. Bir büyük ve küçük harfe ilaveten bir kod numarasından oluşmaktadır. Büyük harf giriş sargısını ifade derken, küçük harf çıkış sargısıdır. Giriş veya çıkış gerilimine bakılmaksızın,

daha yüksek olan gerilim önünde 1 rakamı ile işaretlenmiştir. Genel olarak transformatörün orta gerilim tarafındaki harmonikler alçak gerilim tarafındaki harmoniklerden daha düşük orandadır. Şekil 4.16’da dağıtım transformatörlerinin devre konfigürasyonları görülmektedir.

Tasarım Kod No Vektör Grubu		Vektör Diyagramı	Devre Konfigürasyonu	Sekonder yıldız noktası
0	Dd0			Yok
	Yy0			% 10 yük kapasitesi
	Dz0			Tam yük kapasitesi
5	Dy5			Tam yük kapasitesi
	Yd5			Yok
	Yz5			Tam yük kapasitesi
6	Dd6			Yok
	Yy6			% 10 yük kapasitesi
	Dz6			Tam yük kapasitesi
11	Dy11			Tam yük kapasitesi
	Yd11			Yok
	Yz11			Tam yük kapasitesi

Şekil 4.16 Dağıtım transformatörleri devre konfigürasyonları (Integral energy, 2002).

- Nötr noktası (yıldız noktası) yük kapasitesi: Üç fazlı transformatörlerin nötr noktası yük kapasitesine bakarak ilave kayıpların oluşmasını ve nötr noktasının kaymasını engellemek için: i. Yıldız-yıldız bağlantıda, kaynak hattın nötr iletkeni, transformatörün primer nötr

noktasına bağlandığı zaman, nötr hat-hat akımıyla yüklenebilir olacaktır, ii. Nötr noktası hat-hat akımının sadece % 10'una uygun olarak yüklenebilecektir, iii. Özel bir ölçüm gerektirmeksizin, şu bağlantı modları nötr noktasının % 100 derecede yüklenmesine uygundur: Sekonder uzantılı nötr noktası Dy5 olan üçgen-yıldız bağlantı ve sekonder uzantılı nötr noktası Yz5 olan yıldız-zigzag bağlantı.

4.5 Transformatör kayıpları

Genelde, transformatör kayıpları iki gruba ayrılır: yüksüz (boşta) çalışma kayıpları ve yükte oluşan kayıplar. Güç kalitesi etkisi değerlendirilerek bu gruplandırmaya dikkat edilmelidir.

- Yüksüz çalışma kayıpları (çekirdek kayıpları): Bu kayıplar bir mıknatıslanma içerisindedir, fakat yüklenmemiş olan transformatör, genelde küçük miktarda mıknatıslanma akımlarından kaynaklı joule kayıplarıyla birlikte baskın olarak demir kayıplarından oluşur:

- i. Histeresiz kayıpları: Genel olarak, transformatörler yüksek bir doyma kademesine sahiptir. Bu histerezis kayıpları ile ortaya çıkar, fakat uygun malzemelerin seçimiyle onları sınırlandırmak mümkündür.

- ii. Eddy current kayıpları: Çekirdek kısmı bu kayıpları sınırlandırmak için üst üste konularak oluşturulmuş ince tabakalardan oluşur. Yüksek frekans mıknatıslıkları için, sık büyük preslenmiş malzemeler kullanılabilir. Akılar belirgin alternatif karakterdedir ve dönüşlü akı değişimleri, doyumlu köşelerde veya hava aralıklarına yakın yerlerde bulunur.

- iii. Aşırı oluşum kayıpları: Her ferromagnetik malzemede olan kayıplardır.

- Yükte çalışma kayıpları (iletken kayıpları): Bir transformatör enerjilendirildiğinde, sargıları arasından büyük bir akım akar ve joule kayıplarına neden olur. Sargı tellerinin boyutuyla ilişkili deri derinliğine bağlı olarak, kayıpların artmasıyla iç deri ve yakınlık etkisi oluşur. İletken kısımlar arasında bir kısım kaçak akı geçişinin olması, tankı da kapsayarak, eddy current oluşumunu sağlar ve bundan dolayı ilave kayıplar oluşur.

4.6 Harmoniklerin dağıtım transformatörleri üzerindeki etkileri

Nonlineer yüklerin güç sistemlerinde hızla artması, artan ısı kayıplarından dolayı bir transformatör ömründe olası bir azalma oluşmasının farkına varmayı hızlandırmıştır. Bir harmonik çerçeveden bakıldığında transformatörün performans analizi, yük karışımı, yük akımı harmonik içeriği, toplam THD gibi detaylı bilgileri gerektirir. Bir transformatörün ilave ısınması, transformatörün tasarım prensipleri, yük akımının harmonik içeriğine bağlı olarak

tecrübe edilmiş bir konudur. Yük altında veya yüksüz her iki durumda da oluşan kayıplar, yük akımlarında harmoniklerin bulunmasından etkilenmiştir. Fakat yük kayıplarındaki değişim miktarı, bir dağıtım transformatöründe aşırı ısı üretimine daha fazla katkı yapar. Bir dağıtım transformatöründe yüksüz çalışma kayıplarındaki harmoniklerden dolayı artış, yük kayıplarına göre daha az kıyaslanabilir bir durumdadır. Harmonik akımların içeriğinden etkilenen yük kayıp bileşenleri I^2R kaybı, sargı eddy-current kayıpları ve diğer kayıplardır. K-Faktör methodu, esas bileşen ve harmonik katkıları da içererek toplam kaybın ısınma etkisinin yaklaşık ifadesidir. Sonuç olarak K-Faktör transformatörleri bilinen bir gerçek olarak ortaya çıkmıştır. K-Faktör transformatörlerin tasarlanmasında, sargılar için paralel iletken düzenlemeleri gibi daha düşük akı yoğunluklu uygulamalar üzerinde çalışılmaktadır.

4.6.1 Genel sınırlandırmalar ve transformatör aşırı-ısınmasının etkileri

Bir transformatörün gerçek ömür süresi, harmonik yük akımlarından dolayı aşırı ısınma gibi yüksek derecede sıradışı olayların oluşmasına bağlıdır. Bu gibi olaylardan sonra süregelen kararlılık, ayırık veya bir kombinasyon içinde oluştukları: i. Olayın tekrarlanma sayısı., ii. Transformatör tasarımı, iii. Transformatörün değişik kısımlarının sıcaklığı, iv. İzolasyon ve yağ içerisinde nem yoğunluğu, v. Katkı parçacıkların sayı, boyut ve tipi, vi. Normal çevre sıcaklığı ve kararlı işletme şartları altında süreklilik içerisinde normal ömür beklentisi konuları bir uzlaşım referans noktasıdır.

Ayarlama yükünün aşılması durumu, aşırı ısınmaya ve bir risk içererek hızlandırılmış bir eskimeye neden olur. Nonlineer yüklerle işletmenin çıkardığı sonuçlar şöyledir: i. Sargıların sıcaklıklarının artması, izolasyon zorlanması, yağ seviyesinin azalmasının istenmeyen seviyelere ulaşması, ii. Aktif kısımların dışında kaçak akı yoğunluğunun artması, akıyla ilişkilendirilmiş metalik kısımlarda ilave eddy-current kayıpların oluşması, iii. Esas akı, artan kaçak ve sıfır bileşen akı kombinasyonu ile çekirdeğin aşırı uyarım altında çalışması olasılığı, iv. Bushingler, kademe değiştiriciler, kablo sonu bağlantılar ve akım transformatörlerinin tasarım ve uygulama sınırlarını aşacak gerilim değerlerinde çalışmasına neden olacaktır. Kısa-dönem riski, kısa-dönem hata oluşumları için, bir bölgenin yüksek elektrik yükü altında gaz sıkışmaları oluşmasından dolayı dielektrik dayanımında azalım meydana gelmesidir. Bu sıkışmalar sıcaklık derecesi aniden kritik değerin üzerine çıktığında, kağıt izolasyonunda oluşabilir. Uzun-dönem riski, yüksek sıcaklık seviyelerinde iletken izolasyonunun mekanik özelliklerinin termik kötüleşmesinin artmasıdır (Jayasinghe, Lucas ve Perera, 2003).

4.6.2 Nonsinüsoidal gerilim ve akımların etkisi

Nonsinüsoidal gerilimlerin transformatör performansındaki esas etkisi çekirdekte meydana gelecek olan ekstra oluşumlardır. Nonsinüsoidal akımlar, ekstra kayıplarla beraber iletkenin, kesicilerin, mekanik aksamın ısınması gibi etkilerde bulunurlar, bundan dolayı transformatörün etkinliğinin ve sargıların ilave ısınmasından dolayı izolasyon ömrünün azalması oluşacaktır.

- Akım harmoniklerinin etkisi: Sargılarda ve yapısal kısımlarda ilave joule kayıpların oluşmasına neden olurlar. Her tipte güç ayarlaması için transformatör tasarımına bağlı olarak farklılık bulunduğundan yapısal kayıplarla ilgili olarak genel ifadeli bir formül oluşturmak imkansızdır. Sargılardaki ilave AC kayıplar kaçak akıya maruz kalan küçük iletkenlerle birlikte ve belirgin olmayan bir deri etkisine sahip olarak, frekansın veya harmonik dizinin karesiyle orantılı olarak artış gösterir, bu durum bilinen bir yük akımı için ilave kayıpların yansımaları şeklinde K-Faktör tanımlamasını gerektirir.

- Gerilim harmoniklerinin etkisi: Akı kademesi bağlantı uçlarındaki gerilim tarafından kararlaştırıldığı için, gerilim harmonikleri yüksüz kayıpları etkilemektedir. Bununla birlikte, frekans domeni gözönüne alındığında, ilgili akı harmonik genliği B_h , gerilim harmoniği U_h ile doğru orantılı ve harmonik sırası h ile ters orantılıdır.

$$B_h - U_h \left(\frac{f_h}{f_1} \right) = \left(\frac{U_h}{h} \right) \quad (4.6)$$

Uygulamada, doyuma gitme sınırlandırma faktörü önemli bir rol oynar ve akılar tepe değerlerine ulaşmayabilirler. Enerji dağıtım sistemlerinde, gerilim harmoniklerinin miktarı, gerilim toplam harmonik distorsiyonu ile ifade edilir (UTHD).

$$UTHD = \frac{\sqrt{\sum_{h>1} U_h^2}}{U_1} \quad (4.7)$$

Bu frekans domeni tanımlaması spektral bir bilginin dışında kalır, fakat karşılaştırma yapmak için kolay ve kullanışlı bir parametredir. Güç sistemlerinin çoğunda, UTHD değeri seyrek olarak % 5'i aşar, son zamanlarda, tüketici ve dağıtım şirketlerinin bağlandığı ortak birleşme noktalarında genelde ortalama % 2-3 değerlerindedir. U_h genliğinin dağılımı genelde yüksek harmonik dizilerinde azalım eğilimindedir. Bundan dolayı, ilave demir kayıpları, güç sistem

harmoniklerinden hemen hemen hiç etkilenmezler. Akı harmoniklerin genliğini tahmin etmek için şu kullanılabilir:

$$\frac{B_h}{B_t} = \frac{1}{h} \frac{U_h}{U_1} = \frac{\sqrt{3} Z_{net} I_h}{U_1} = \frac{S_T}{S_{SC}} \frac{I_h}{I_1} \quad (4.8)$$

S_{SC} ortak birleşme noktasında kaynak kısa-devre gücünü ve S_T üç fazlı transformatörün görünür gücünü ifade eder. Bu eşitlikten, güçlü şebekelerde daha büyük transformatörlerde daha az akı harmoniklerin açığa çıktığı anlaşılmaktadır.

4.7 Transformatörlerin K-Faktör düzenlemesi

K-Faktör bir transformatör, harmonik akımların varlığına ilişkin olarak standart transformatörlerin güvenlik toleransını belirlemek için performans ayarlanmasının hesaplanmasında kullanılan bir indekstir. K-Faktör şu şekilde tanımlanmıştır:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} h^2 (I_h / I_1)^2}{\sum_{h=1}^{\infty} (I_h / I_1)^2} \quad (4.9)$$

h harmonik sırası olduğu formülde I_h/I_1 harmonik akım bozulmasıdır. Her harmonik akım bileşeni ile üretilen transformatör sargısı eddy current kayıplarının bir tahmini üzerine hesaplanan formül değeri, harmonik sırasının karesiyle ve harmonik bileşenin genliğinin karesiyle orantılıdır. K-Faktör bir transformatör, standart transformatörlerden daha büyük gerilim distorsiyonlarına dayanım göstermek üzere tasarlanır (Chang, 1998).

Güç sistem harmoniklerinin transformatörler üzerinde birincil etkisi, yük akımının harmonik içeriğinden dolayı kaynaklanan kayıpların ilave ısı oluşumlarını ortaya çıkarmasıdır. Diğer problemler transformatör indüktansı ve sistem kapasitansı arasında rezonans oluşumunu, sıcaklık değişimleri ve olası küçük çekirdek salınımlarından dolayı mekanik izolasyon zorlamalarını (sargılar ve laminasyon) içerir.

Sistem harmonikleri tarafından oluşturulan ek ısınma, transformatörün sıcaklık ayarlaması içerisinde kalarak yüklenme kapasitesinin düzeltilmesiyle performansının iyileştirilmesini veya nonsinüsoidal yük akımları için özel olarak tasarlanmış transformatörlerin kullanımını gerektirir. Transformatör ömrü, oluşan aşırı sıcaklık şartlarında işletmenin sonucu olarak

azalacaktır. Primer kayıp bileşenleri sargı kayıpları, sargı eddy-current kayıpları ve sargılar, çekirdek, tank gibi metalik aksamalarda oluşan elektromagnetik akılardan kaynaklanan kayıplardır. I^2R kaynaklı kayıp bileşenleri iletken ısınması ve deri etkisidir. Sargı eddy-current kaynaklı kayıplar, yük akımının karesiyle ve frekansın karesiyle artacaktır. C57.110'da yeralan esaslardan hareketle, en az 25nci harmoniğe kadar harmonik akımları K-Faktör hesaplamalarıyla sınırlandırmanın nedenleri gözükabilir. Örnek hesaplamalar Çizelge 4.3'de görülmektedir. Çoklu nonlinear yükler aynı kaynaktan beslendiğinde, daha düşük toplam harmonik akım seviyeleri, faz kaymaları ve bozulmalardan dolayı olur.

Çizelge 4.3 Nonlinear yük için K-Faktör hesaplanması (Jose, 2000).

Bir Tipik Nonlinear Yük İçin K-Faktör Hesaplanması					
h (harmonic numarası)	I_h (nonlinear yük akımı)	$(I_h)^2$	$i_h=(I_h)/(\sum(I_h)^2)^{1/2}$	$(i_h)^2$	$(i_h)^2h^2$
1	100 %	1.000	0.792	0.626	0.626
3	65.7	0.432	0.520	0.270	2.434
5	37.7	0.142	0.298	0.089	2.226
7	12.7	0.016	0.101	0.010	0.495
9	4.4	0.002	0.035	0.001	0.098
11	5.3	0.003	0.042	0.002	0.213
13	2.5	0.001	0.020	0.000	0.066
15	1.9	0.000	0.015	0.000	0.051
17	1.8	0.000	0.014	0.000	0.059
19	1.1	0.000	0.009	0.000	0.027
21	0.6	0.000	0.005	0.000	0.010
23	0.8	0.000	0.006	0.000	0.021
25	0.4	0.000	0.003	0.000	0.006
Toplam		1.596		1.00	6.33

Tek faz güç kaynaklarını doğrudan besleyen transformatörler, aşırı ısınmayı engellemek için performansının % 30-40'ında çalışmaya ayarlanarak düzenlenebilir. K-Faktör, IEEE C57.110'dan elde edildiği üzere, harmonik yük akımlarının transformatör ısınmasına karşı etkilerini ortadan kaldırmaktadır. Bir 1.0 K-Faktörü bir lineer yükü belirtir (harmonik yok). K-Faktör'ün daha yüksek dereceleri, daha büyük harmonik kaynaklı ısınma etkileridir:

$$K - Factor = \sum (i_h)^2 h^2 \quad (4.10)$$

K-Faktör hesaplamayla birleşik bir problem, içermesi gereken harmonik frekans dizisinin seçimidir. Bazıları 15nci harmoniğe kadar, diğer bir kısım 25nci harmoniğe ve bir kısım da 50nci harmoniğe kadar bir kısmı kapsamaktadır. Aynı yük için, bu hesaplamaların herbiri, önemli derecede değişik K-Faktörler oluşturabilir, çünkü daha yüksek derecede çok küçük harmonik dereceleri bile, harmonik numarasının karesiyle çarpıldığında ($50^2=2500$), K-Faktöre önemli bir katkı yapabilir. (Jose, 2000).

4.8 IEEE C557.110:1996

Transformatörlerde meydana gelen yük kayıplarına harmoniklerin etkileri ve yüklerin harmonik bileşen içermesi durumunda transformatör etkinliğinin ne şekilde değişeceği (IEEE C57.110:1996–IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents) bu standartta belirtilmiştir.

Toplam yükün bir kısmı olarak kuru tip veya yağ dolum bir transformatörün tesis edilmesiyle oluşan ilave nonsinüoidal yük akımlarının beslenmesinin uygulanabilirliğini mantıklı bir biçimde değerlendirme açısından bazı metotlar geliştirilmiştir. Nonsinüoidal yük akımlarıyla bütünleşik olan bir yükü kaldırabilmesi beklenen yeni bir transformatörü doğru olarak belirleme açısından gerekli uygulama bilgisi açıklanmaktadır.

Önerilen bu uygulamanın içerisinde iki metot anlatılmaktadır. İlki transformatör sargılarının herbiri için dağıtım kayıp yoğunluğuna ilişkin bilgiye ulaşma ile yapılan hesaplamaların tasarlanmasıdır. İkinci metot ise daha az doğru olan ve yalnız transformatörün sertifika edilmiş test rapor bilgisine ulaşarak kullanımı için yapılan tasarımıdır. İkinci metotun kullanıcılar tarafından başlangıçta, yeni bir transformatör niteliklerini belirlemede ve transformatör tasarım mühendisleri tarafından birinci metotun nasıl kullanılacağını gösteren bilgiye vurgu yapması beklenmektedir. Önerilen bu uygulama, nonsinüoidal yük akımlarının uygulanabilirliği açısından transformatörlerin değerlendirilmesi için metotların oluşumunu sağlayacak ve nonsinüoidal yükleri beslemede yeni transformatörlerin belirlenmesi için gereksinimlere açıklık getirecektir. Yeni transformatörün belirlenmesinde tasarım hususları, harmonik akımların filtrelenmesi, nötr üzerindeki etkiler, güç faktörü düzeltme ekipmanları, elektrostatik toprak zırları, sargılar dışında kalan transformatör kısımlarının tasarlanması, harmonik spektrum analizi, sargıların tasarlanması hususları kısımlarından oluşmaktadır.

- Genel değerlendirmeler: Birincisi transformatör kayıplarıdır. IEEE C57.12 90-1993 ve IEEE C57.12.91-1995 transformatör kayıplarını yüksüz kayıplar (uyarma akımı kayıpları), yük kayıpları (empedans kayıpları) ve toplam kayıplar olarak kategorize etmektedir. Yük kayıpları I^2R kayıpları ve kaçak kayıpları olmak üzere iki alt kategoriye ayrılabilir. Kaçak kayıpları, sargılarda, çekirdekte, magnetik zırhta, tank duvarlarında kaçak elektromagnetik alandan kaynaklanan kayıplardır. Bundan dolayı da kaçak kayıpları sargı kaçak kayıpları ve sargıların dışında kalan komponentlerde oluşan kaçak kayıplar (P_{OSL}) olmak üzere ayrılabilir. Sargı kaçak kayıpları, sargı iletken teli eddy-current kaybı ve teller veya paralel sargı devreleri arasında dolaşan akımlardan kaynaklı kayıplardır. Bütün bu kayıplar sargılardaki eddy-current kayıpları (P_{EC}), olarak bilinmektedir. Toplam kayıplar bu durumda şu şekilde belirtilebilir:

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} \quad (4.11)$$

Eğer yük akımının efektif değeri harmonik bileşenlerden dolayı artış gösteriyorsa, I^2R kayıpları bu durumdan dolayı artış gösterecektir. Sargı eddy-current kayıpları (P_{EC}), yük akımı ve frekansın karesiyle orantılı olarak artmaktadır. Bu karakteristik nonsinüsoidal yükleri besleyen transformatörlerde normalin üstündeki sargı sıcaklıklarına ve aşırı sargı kayıplarının oluşmasına neden olmaktadır. Diğer kaçak kayıpların da (P_{OSL}) yük akımların karesiyle bir artış göstereceği kesindir. Bununla birlikte bu kayıplar sargılardaki eddy kayıplarında olduğu gibi frekansın karesiyle bir artış göstermez.

Harmonik yük akımları sıklıkla bir dc bileşenle bütünleşiktir. Yük akımında bir dc bileşen transformatör çekirdek kayıplarında yavaş bir artışa neden olur, fakat mıknatıslanma akımı artacaktır. Daha yüksek dc bileşenler transformatör kapasitesinin azalmasına neden olacaktır ve engellenmelidir. Yağ dolum transformatörlerde, harmonik akımlarla birlikte toplam yük kaybı arttığı müddetçe yağ seviyesinde artış olacaktır.

- Transformatör kapasitesi eşleneği: Transformatör kapasitesi bu uygulamada belirtilen prosedürlerle ilgili dayanak noktalarına göre yayımlanmıştır. i. Transformatörün, harmonik yük akımı dağılımı haricinde, uygun şekilde çalışacağı varsayılmıştır. ii. Transformatör herhangi bir harmonik içeriği olan bir yük akımını toplam yük kaybını, her bir sargıdaki yük kaybını ve en yüksek eddy-current kaybındaki tam yük ve ayarlama frekansındaki yük yoğunluğunu aşmayacak şekilde tahmin edilir. Önerilen bu uygulamada sırasıyla hesaplamaları hazırlayabilmek için, nonsinüsoidal yük akımı karakteristikleri, esas frekans

bileşeni genliği veya toplam efektif akım genliği tanımlanmalıdır. Herbir harmonik frekans bileşeni güç sistem ölçümlerinden elde edilen sonuçlar dahilinde tanımlanmalıdır. Ayrıca, sargı eddy-current kayıp yoğunluğunun genliği üzerine bir bilgi mevcut olmalıdır.

- Transformatör birim-değer kayıpları: Bir transformatörü harmonik yük şartları altında işletme söz konusu olduğundan beri sorun yaratan en büyük konu sargıların aşırı ısınmasıdır ve birim-değer olarak sargılardaki kayıp yoğunluğunu ele almak en uygun olanıdır (baz akım ayarlama akımıdır ve baz kayıp yoğunluğu ayarlama akımında I^2R kayıp yoğunluğudur). Böylece eşitlik 4.11 ayarlama yük şartlarına uygulandığında birim-değer esaslı olarak aşağıda belirtilenler yazılabilir:

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu) \quad pu \quad (4.12)$$

Bir transformatör sargısı veya sargının bir kısmı için ayarlama şartları altında verilen eddy-current kaybı (P_{EC-R}), tanımlı bir nonsinüoidal yük akımından dolayı şöyle ifade edilebilir:

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2 \quad \text{watts} \quad (4.13)$$

Ayarlama yükünde I^2R kaybı birim değerdir. Nonsinüoidal yük akımları için, birim-değer biçiminde (baz akımı ayarlama akımıdır), efektif akım için eşitlik şöyle olacaktır:

$$I(pu) = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h(pu)^2} \quad pu \quad (4.14)$$

4.13 eşitliği aynı zamanda birim değer biçiminde (baz-akımı ayarlama akımıdır ve baz kayıp yoğunluğu ayarlama akımında I^2R kayıp yoğunluğudur) yazılabilir:

$$P_{EC}(pu) = P_{EC-R}(pu) \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h(pu)^2 h^2 \quad pu \quad (4.15)$$

- Ölçülen akım değerlerinde transformatör kayıpları: 4.13 eşitliğinden 4.15 eşitliği, transformatörlerin ayarlama akımlarında alınmış olan uygulama akımlarının ölçüldüğünü varsaymaktadır. Bu durum seyrek olarak, güç frekansında veya ölçülen akım değerinde sargı eddy kayıpları anlatacak bir terime ihtiyaç duyulur, P_{EC-O} . Bu terimin nasıl kullanılacağını açıklanması için üç varsayıma gereksinim duyulmaktadır: i. Eddy kayıpları yaklaşık

olarak frekansın karesiyle orantılıdır, ii. Eddy kayıpları iletkende akımın bir fonksiyonu olarak ortaya çıkar. Kayıp için herhangi bir eşitlik bu haliyle rms yük akımı tanımıyla, I , ifade edilebilir, iii. Çeşitli harmoniklerden dolayı eddy kayıpların doğrudan eklenmesinin mümkün olduğu eddy kayıpları superpozisyonu uyarlanabilir. 4.13 ve 4.15 eşitlikleri daha genel bir biçimde aşağıdaki eşitlik şeklinde yazılabilir:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I} \right)^2 h^2 \quad \text{watts} \quad (4.16)$$

• Sargı eddy akımları için harmonik kayıp faktörü: Bir yüke güç temin eden bir transformatörün kapasitesini belirleme açısından bir tek sayı tanımlanması uygun olabilir. F_{HL} harmonik yük akımının bir sonucu olarak gerçek rms ısınmasını ortaya koyan sargısal eddy kayıplara uygulanmış oransal bir faktördür. F_{HL} harmoniklerden dolayı toplam eddy current kayıpların, (P_{EC}), harmonik şartlar oluşmadığı takdirde güç frekansında eddy current kayıplara, (P_{ECO}) oranıdır. Bu tanımlamanın eşitlik biçimi şöyledir:

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} \quad (4.17)$$

Çizelge 4.4'deki örnekte 1804 A nonsinüsoidal bir yük akımı olarak ayarlama akımıdır. Yük harmonik dağılıma bağlı olarak, 1804 A rms yük akımına normalize edilerek tanımlanabilir.

Çizelge 4.4 Harmonik kayıp faktörünün hesaplanması, yük akımı 1804 A.

h	I_h	I_h/I	$(I_h/I)^2$	h^2	$(I_h/I)^2 h^2$
1	1764	0.978	0.9570	1	0.957
5	308.5	0.171	0.0290	25	0.731
7	194.9	0.108	0.0120	49	0.571
11	79.39	0.044	0.0020	121	0.234
13	50.52	0.028	0.00078	169	0.133
17	27.06	0.015	0.00023	289	0.065
19	17.68	0.0098	0.00010	361	0.035
Σ	----	----	1.000	----	2.726

- Yeni transformatör belirlemede tasarım faktörleri: Harmonik akımların filtrelenmesi uygulanabilir olduğunda, kullanıcı transformatörden beslenen harmonik yük akımlarından bazılarını azaltmak için sekonder tarafta filtreler tesis edebilir. Nötr iletken etkisi, harmonik akım frekansları harmonik dizilerin üçlü katlarını (3, 6, 9,...) içerdiğinde, sıfır bileşen akımları nötrden akar. Bu nötr iletkeninin olduğundan daha büyük seçilmesini gerektirebilir. Güç faktörü düzeltme ekipmanı, şebeke kayıplarını azaltmak amacıyla tesis edilirler. Elektrostatik toprak zırhları, primer ve sekonder sargılar arasında belirtilmiştir. Elektrostatik toprak zırhların varlığı sargılar arasındaki kapasitif kuplajı azaltma eğilimindedir. Sargılar dışında tasarım faktörleri olarak, harmonik akımlar önemli derecede sargılar dışındaki yapısal kısımlarda kaçak kayıplarını arttırırlar. Yumuşak çelik yerine non-magnetik malzemelerin kullanımı akım yollarının potansiyel sirkülasyonlarını sonlandırır ve ekranlama malzemelerinin kullanımı harmonik akımların yapısal kısımlardaki ısınmanın etkilerini azaltmak için uygun olabilir.

- Harmonik spektrum analizi: Karar verme esnasında transformatör üreticilerinin transformatör belirlemek açısından bağlı olduğu harmonik spektrumlar ortaya konulur. Kesin bir analiz, transformatörün doğru ölçülendirilmesi için sadece özel harmonik spektrumun değerlendirilmesiyle mümkün olur. Eğer spektrum belirlenemiyorsa, o zaman kullanıcının F_{HL} hesaplaması veya tahmini belirlenmelidir.

- Sargılarda tasarım değerlendirmesi: Harmonik akımlar sargılardaki eddy-current kayıplarını önemli derecede arttırdığı süreçte, bu artışın oluşturduğu kayıplar yeni bir transformatörün belirlenmesi esnasında sıcaklık artışı hesaplamasının değerlendirilmesi şeklinde olmalıdır. Her sargı için en yüksek kayıp yoğunluğu içinde birim-değer eddy-current kayıplar, ayarlama frekansı ayarlama akımı çalışmasında transformatör üreticisi tarafından tanımlanmalıdır.

$$P_{LL}(pu) = I(pu)^2 \times (1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)) \quad pu \quad (4.18)$$

- Eddy-current kayıp datası tasarımının hesaplanarak transformatör kapasitesi eşleneğinin hesaplanması (Kuru tip transformatörler için hesaplamalar): En yüksek kayıp yoğunluğu bölgesindeki birim-değer eddy-current kaybı (4.13) eşitliğinde $P_{OSL-R}(pu)$ sifıra eşit olmasıyla transformatör üreticileri tarafından ayarlama frekansı ayarlama akımında çalıştırılmak için tanımlanabilir (sargılarda başka kaçak kayıplar olmadığı esasıyla). Nonsinüsoidal yük akımının birim-değer niceliği (4.11) eşitliğindeki hesaplamanın en yüksek kayıp bölgesindeki kayıp yoğunluğunun tasarım değerine ayarlama frekansı ve ayarlama akımında çalışması

şeklinde eşitlenmesinin sonucu (4.19) eşitliği olarak verilmiştir. Bu ünitenin normal ömrünün sağlandığını varsaymaktadır.

$$I_{\max}(pu) = \sqrt{\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}} \quad pu \quad (4.19)$$

Bu formüllerin kullanımını iki örnek açıklamaktadır. Belirtilen harmonik dağılımla verilen bir nonsinüsoidal yük akımı, maksimum kayıp yoğunluğu noktasında ayarlama şartları altında sargı eddy-current kaybının lokal I^2R kaybının % 15'i olarak, ayarlama tam yük akımının 1200 A olduğu transformatörde bir IEEE standardından sürekli çekilen maksimum yük akımı kararlaştırılır. Ayarlama şartlarında maksimum birim-değer kayıp yoğunluğu, $P_{LL-R}(pu)$ 1.15 pu değerini alır. Çizelge 4.5'de nonsinüsoidal yük akımının için yardımcı tablo görülmektedir.

Çizelge 4.5 Nonsinüsoidal yük akımının hesaplanmasına yardımcı tablo.

h	I_h/I	$(I_h/I)^2$	h^2	$(I_h/I)^2 h^2$
1	1.000	0.9570	1	0.957
5	0.233	0.0290	25	0.731
7	0.108	0.0120	49	0.571
11	0.042	0.0020	121	0.234
13	0.027	0.00078	169	0.133
17	0.013	0.00023	289	0.065
19	0.008	0.00010	361	0.035
Σ	----	1.0687	----	3.374

4.18 ve 4.19 eşitlikleri için $I_h(pu)^2$, h^2 , ve $I_h(pu)^2 h^2$ değerlerine gereksinim vardır. Bunlar Çizelge 4.5'de belirtildiği gibi hesaplanır. 4.18 eşitliğinden, nonsinüsoidal yük akımı için lokal kayıp yoğunluğu:

$$P_{LL}(pu) = 1.069 \times (1 + 3.123 \times 0.15) = 1.569 \text{ pu}$$

ve verilen harmonik kompozisyonla maksimum mümkün olabilen nonsinüsoidal yük akımı, 4.19 eşitliğinden:

$$I_{\max}(pu) = \sqrt{\frac{1.15}{1 + 3.123 \times 0.15}} = \text{veya } I_{\max} = 0.885 \times 1200 = 1062 \text{ pu}$$

Böylece, nonsinüsoidal yük akımı harmonik kompozisyonu ile birlikte verilen transformatör kapasitesi yaklaşık olarak sinüsoidal yük akımı kapasitesinin % 89'u olmaktadır.

- Eddy-current kayıp datası tasarımının hesaplanarak transformatör kapasitesi eşleneğinin hesaplanması (Sıvı-dolum (yağlı) transformatörler için hesaplamalar): Sıvı-dolum transformatörler için hesaplamalar belirlenmiş bütün kaçak kayıpların etkileri dışında kuru-tip ile benzerdir. IEEE Std. C57.91-1995'deki eşitliklerle belirtildiği üzere, kendinden soğutmalı ONAN biçimi için, yağ seviyesinin yükselişi toplam kayıpların 0.8 üstüyle orantılı ve ayarlı yük ve kayıplar esas alınarak aşağıdaki gibi harmonik kayıplar için tahmin edilebilir.

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \times \left(\frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.20)$$

bu eşitliğin geçerli olduğu şartlarda

$$P_{LL} = P + F_{HL} \times P_{EC} + F_{HL-STR} \times P_{OSL} \text{ watts} \quad (4.21)$$

sargılardaki iletkenlerin sıcaklık artışı aynı zamanda yük kayıplarının 0.8 üssüyle orantılıdır ve aşağıda belirtildiği gibi hesaplanabilir:

$$\theta_s = \theta_{s-R} \times \left(\frac{P_{LL}(pu)}{P_{LL-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.22)$$

Bu formül aynı zamanda şu şekilde de yazılabilir:

$$\theta_s = \theta_{s-R} \times \left(\frac{1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}{1 + P_{EC-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.23)$$

Çizelge 4.6 Bir yağ-dolum transformatör için harmonik akım içerikli test sonuçları ve çevre sıcaklığının üzerinde ölçülen değerler.

No	Kayıplar	Watt
1	Yüksüz	4072
2	I ² R	27821
3	Kaçak ve eddy kayıpları	4060
4	Toplam kayıplar	35953

Bir örnek olarak, ortalama 65 °C sargı sıcaklığı, 80 °C en sıcak yükseliş noktası olan yağ-dolum transformatör özel bir harmonik akım içerikli tasarlanmıştır. Ayarlama yükünde ve 60 Hz'de test edilen kayıplar Çizelge 4.6'da ifade edilmektedir. Çizelge 4.7'de ise yağ-dolum transformatör de çevre sıcaklığının üzerindeki ölçüm noktaları ve sıcaklıkları belirtilmektedir.

Çizelge 4.7 Bir yağ-dolum transformatör için çevre sıcaklığının üzerine çıkılan ölçüm noktaları ve sıcaklıkları.

No	Ölçüm Noktaları	°C
1	OG ortalama sıcaklık	48.1
2	AG ortalama sıcaklık	47.6
3	Yağ sıcaklığı	47.2
4	İletken sıcaklığı	55.3

Esas akımın genliğinin yaklaşık % 100'ü olan bir yükte harmonik karışıklık kararlaştırılmıştır. Sargı eddy kayıpları ve diğer kaçak kayıplar için Harmonik Kayıp Faktörünün kararlaştırıldığı hesaplamalar Çizelge 4.8'de belirtilmiştir.

Çizelge 4.8 Harmonik Kayıp Faktörü hesaplanması.

h	I_h/I_1	$(I_h/I_1)^2$	h^2	$(I_h/I_1)^2 h^2$	$(I_h/I_1)^2$	$(I_h/I_1)^2 h^{0.8}$
1	1.000	1.00000	1	1.00000	1.00000	1.00000
3	0.351	0.123201	9	1.108809	2.408225	0.296696
5	0.169	0.028561	25	0.714025	3.623898	0.103502
7	0.121	0.014641	49	0.717409	4.743276	0.069446
9	0.0915	0.008372	81	0.678152	5.799546	0.048555
11	0.0712	0.005069	121	0.613402	6.809483	0.034520
13	0.0512	0.002621	169	0.443023	7.783137	0.020403
15	0.0425	0.001806	225	0.406406	8.727161	0.015763
17	0.0402	0.001616	289	0.467036	9.646264	0.015589
19	0.0387	0.001498	361	0.540666	10.54394	0.015792
23	0.0321	0.001030	529	0.545087	12.28520	0.012659
25	0.0286	0.000818	625	0.511225	13.13264	0.010742
Σ	----	1.189234	----	7.745241	----	1.643667

Üçüncü sütun özeti 1.09 pu değerinde bir rms akım ile sonuçlanır. Beşinci sütun özeti 6.51'lik sargı eddy kayıpları için bir Harmonik Kayıp Faktörü ile sonuçlanır ve yedinci sütun özeti

1.38'lik diğer kaçak kayıplar için bir Harmonik Kayıp Faktörü ile sonuçlanır. Eddy ve diğer kaçak kayıplar kısmının olması gereken bir mühendislik çalışması şu şekilde belirtilmiştir: Eddy kayıpları 316 W, diğer kaçak kayıplar 3744 W, toplam kaçak kayıplar 4060 W. Sırayla yağ seviyesinin artışı için, ayarlama akımın üzerinde rms akımı ve aynı zamanda harmonik içeriğinin etkilerini yansıtmak açısından toplam kayıplar doğrulanmalıdır.

$$P_{LL}(pu) = P_{LL-R}(pu) \times (1.09)^2 \quad (4.24)$$

4.21 eşitliği bu durumda Çizelge 4.9'daki biçimde ifade edilebilir. Yüksek gerilim sargısında maksimum birim-değer eddy kaybı oluşmuştur ve omik kaybın ortalama % 2'si olacak şekilde hesaplanmıştır. Ortalama eddy kaybın dört katı olacak şekilde sıcaklık noktası bölgesindeki maksimum eddy kayıpları varsaymak sıcaklık noktası yerleşimindeki omik kayıp yoğunluğunun % 8'i olan bir eddy kaybı şeklinde ortaya çıkabilir. Yağ seviyesi sıcaklığı üzerindeki iletken sıcaklık noktası yükselişi 4.22 eşitliği ile hesaplanabilir. Çizelge 4.9'da kayıplar biçimlerine göre listelenmiştir.

Çizelge 4.9 Kayıp biçimlerinin çizelge edilmesi.

Kayıp Tipi	Ayarlama Kayıpları (W)	Yük Kayıpları (W)	Harmonik Çoğullayıcı	Doğrulan Kayıplar
Yüksüz	4072	4072		4072
I ² R	27821	33034		33034
Sargı eddy	316	375	6.52	2446
Kaçak Kayıplar	3744	4446	1.38	6153
Toplam Kayıplar	35953	41927		45687

Özel yükleme şartları için yağ seviyesinin yükselişi 4.20 eşitliği ile hesaplanabilir.

$$\theta_{TO} = 47.2 \times [45687/35953]^{0.8} = 57.2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\theta_g = (55.3-47.2) \times [(1+6.52 \times 0.08)/(1+0.08) \times 1.189]^{0.8} = 12.2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Çevre sıcaklığının üzerindeki sıcaklık noktası artışı şu şekilde oluşur:

$$57.2 + 12.2 = 69.4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5. DAĞITIM TRANSFORMATÖRLERİNİN BAĞLANTI GRUPLARINA GÖRE HARMONİK SİMULASYONU

Elektrik güç sistemleri elektrik motorları ve generatörler gibi elektro-mekanik aygıtların kombinasyonlarıdır. Bunun gereği bir disiplin içerisinde çalışan mühendisler sistemlerin performanslarını geliştirmekle görevlendirilmişlerdir. Daha çok etkin olma gereksinimiyle güç sistem tasarımcıları, bilinen analiz yöntemleri ve tekniklerini zorlayan güç elektroniği aygıtları ve bilgisayarlı kontrol sistem biçimlerini kullanmak zorunda kalmışlardır. Sistemin daha nonlineer olduğu ve bunu göstermenin de simülasyondan geçtiği bir durum bulunmaktadır. Power System Blockset, modern bir tasarım aracı olarak bilim adamlarına ve mühendislere hızlı bir biçimde güç sistemlerini simule edecek modelleri oluşturmalarını sağlamak üzere tasarlanmıştır. Blockset, basit tıklama ve sürükleme prosedürü ile bir modelin oluşturulmasına olanak sağlamak için Simulink yaklaşımından istifade eder (PSB User's Guide, Ver. 1, 1998).

5.1 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için devrenin modellenmesi ve referans simülasyon

- Devre parametreleri: Simülasyonda kullanılan elemanlarla ilgili olarak Çizelge 5.1'de AC gerilim kaynağına ait, Çizelge 5.2'de de Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörlerine ait değerler bulunmaktadır.

Çizelge 5.1 AC gerilim kaynak değerleri.

Fazlar	Tepe genliği	Faz açısı	Frekans (Hz)	Ayarlama süresi	Rezistans (Ohm)	Endüktans (H)	Kapasitans
Va	35000*sqrt(2)	0	50	50e-6	0.829	16.58e-3	inf
Vb	35000*sqrt(2)	-120	50	50e-6	0.829	16.58e-3	inf
Vc	35000*sqrt(2)	120	50	50e-6	0.829	16.58e-3	inf

Çizelge 5.2 Dyn1,Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörlerinin değerleri.

Nominal Güç, Frekans Pn[VA], fn[Hz]	[2e6, 50]
Primer 1 Sargı Bağlantısı	Delta(D1), Delta(D11), Y
Sargı Parametreleri [V1 Ph-Ph(Vrms), R1(pu), L1(pu)]	[35e3*sqrt(2), 0.002, 0.08]
Sekonder 2 Sargı Bağlantısı	Yn, Yn, Yn
Sargı Parametreleri [V2 Ph-Ph(Vrms), R2(pu), L2(pu)]	[0.4e3*sqrt(2), 0.002, 0.08]
Mıknatıslanma Rezistansı Rm [pu]	500
Mıknatıslanma Reaktansı Lm [pu]	500

• 6-Darbeli konverter modellenmesi için gerekli olan büyüklükler şu şekilde belirlenmiştir: $S=500$ kVA, $\cos \Theta = 0.85$, $P = 500*0.85 = 425$ kW, $I = 645$ A. Çizelge 5.3’de 6-darbeli konverterin harmonik akım kaynağı olarak modellenmesi için gerekli olan spektrum değerleri, Çizelge 5.4’de simülasyonda aynı seçilen iki asenkron motora ait değerler bulunmaktadır.

Çizelge 5.3 6-darbeli konverterin harmonik spektrum değerleri.

h	1	5	7	11	13	17	19	23	25	THD
I _h	100	20	11	6.4	4.3	2.3	1.6	0.9	0.7	24.82 %
Amper	645	129	71	41	28	15	10	6	5	

Çizelge 5.4 Asenkron motor değerleri (sincap kafesli).

Mevcut model (19)	100 HP [75 kW] 400 V 50 Hz 1484 RPM
Nominal güç, voltaj (hat-hat), frekans [P _n (V _a), V _n (V _{rms}), f _n (Hz)]	[7.5+004 400 50]
Stator rezistans ve endüktans [R _s (ohm) L _s (H)]	[0.03552 0.000335]
Rotor rezistans ve endüktans [R _r '(ohm) L _r ' (H)]	[0.02092 0.000335]
Güç faktörü	0.85

• Güç faktörü düzeltme kapasitörünün belirlenmesi için hesaplamalar:

i. Pasif yük için güç faktörü düzeltme kapasitörü (PFC1) hesaplamaları:

$$P = 1000 \text{ kW}, Q_L = 750 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(750/1000)] = 0.75$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.950$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 1000 (\tan 36.86 - \tan 18.2) =$$

$$1000 (0.749 - 0.33) = 419 = 420 \text{ kVAr}$$

ii. Motor yükleri (2 adet) için güç faktörü düzeltme kapasitörü (PFC2) hesaplamaları:

$$P_T = 300 \text{ kW}, \cos \Theta_1 = 0.85$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 150 (\tan 31.78 - \tan 18.2) =$$

$$150(0.619 - 0.33) = 43.35 = 45 \text{ kVAr}$$

iii. Konverter yükü için güç faktörü düzeltme kapasitörü (PFC3) hesaplamaları:

$$S = 500 \text{ kVA}, \cos \Theta_1 = 0.85, P = 500*0.85 = 425 \text{ kW}$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 425 (\tan 31.78 - \tan 18.2) =$$

$$425 (0.619 - 0.33) = 122.82 = 125 \text{ kVAr}$$

Çizelge 5.5’de yüklerle göre hesaplamaları yapılan güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri, Çizelge 5.6’da ise simülasyonda kullanılan pasif yükün değerleri belirtilmektedir.

Çizelge 5.5 Güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri (PFC1, PFC2, PFC3).

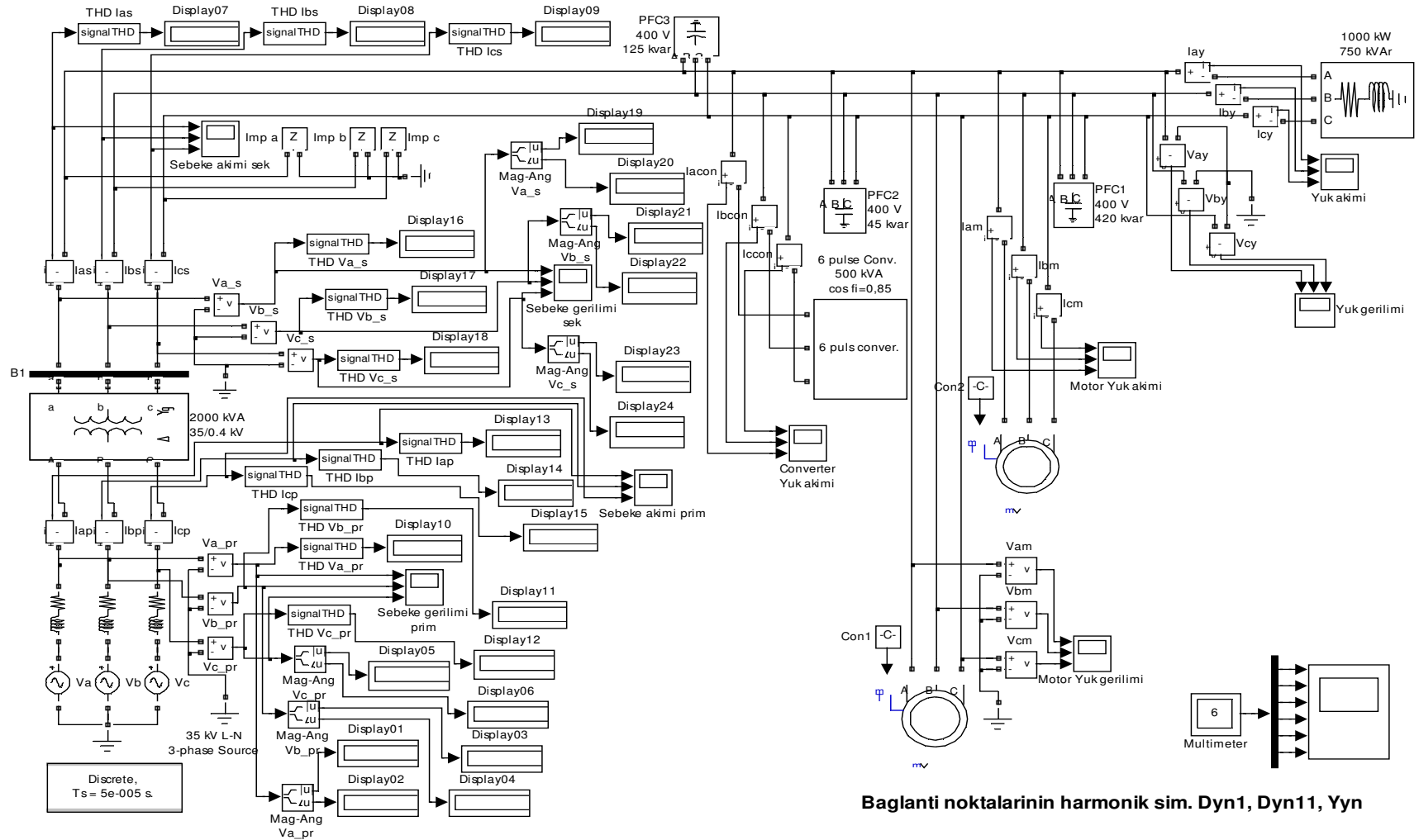
Konfigürasyon	Ygrounded
Nominal faz-faz gerilimi V_n [Vrms]	0.4e3
Nominal frekans f_n [Hz]	50
Kapasitif reaktif güç Q_c (negatif var) (PFC1) Pasif Yük	420e3
Kapasitif reaktif güç Q_c (negatif var) (PFC2) Motor Yüğü	45e3
Kapasitif reaktif güç Q_c (negatif var) (PFC3) Konverter Yüğü	125e3

Çizelge 5.6 Pasif yük değeri.

Konfigürasyon	Ygrounded
Nominal faz-faz gerilimi V_n [Vrms]	0.4e3
Nominal frekans f_n [Hz]	50
Aktif güç P (W)	1000
Endüktif reaktif güç Q_L (pozitif var)	750
Kapasitif reaktif güç Q_c (negatif var)	0

5.2 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için devre ölçümleri

• Multimetre ölçümleri: Şekil 5.1’de Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için sonuçların alındığı simülasyon devresi görülmektedir. Bu simülasyon devresi üç bağlantı grubu için de aynıdır, sadece bağlantı grupları değiştirilerek harmonikli sistemlerde farklılıkları belirlenmeye çalışılmıştır. Şekil 5.1’de verilen devre ile oluşturulan simülasyona referans simülasyon adı verilmektedir. Referans simülasyonda alınan sonuçlar primer ve sekondere ait akım ve gerilim değerleri ile primer ve sekondere ait akım ve gerilim distorsiyonlarıdır. Çalışmanın ilerleyen kısımlarında harmonik olayının bağlantı grupları üzerindeki etkilerini detaylandırmak amacıyla oluşturulan değişik durum simülasyonları için referans simülasyon devresinden alınan sonuçlar bir baz oluşturacak ve bu sonuçlarla karşılaştırmalar yapılacaktır. Böylece bir sonraki aşamada değişen durumlar için elde edilen sonuçlar daha doğru bir şekilde değerlendirilmiş olacaktır.



Şekil 5.1 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için referans simülasyon devresi.

Çizelge 5.7’de Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için yapılan simülasyon sonuçları görülmektedir. Çizelge 5.8’de ilgili bağlantı grupları için primer ve sekonderde oluşan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları belirtilmektedir.

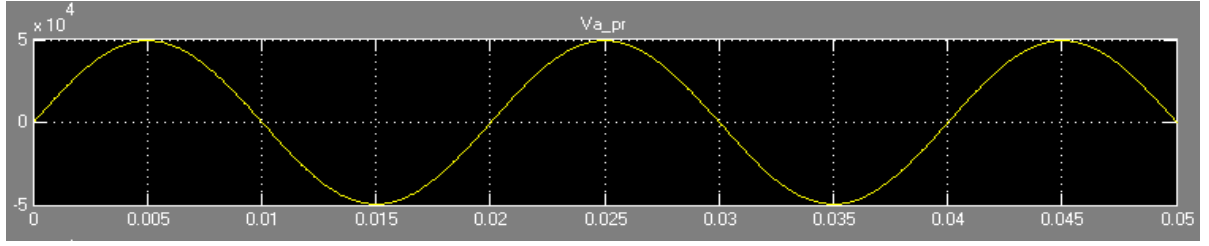
Çizelge 5.7 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simülasyon sonuçları.

		Dyn1	Dyn11	Yyn
Primer gerilim	Va_pr	34951.08 V -0.17°	34916.05 V -0.15°	34935.13 V -0.15°
	Vb_pr	34951.08 V -120.17°	34916.05 V -120.15°	34935.13 V -120.15°
	Vc_pr	34951.08 V 119.83°	34916.05 V 119.85°	34935.13 V -119.85°
Sekonder gerilim	Va_s	387.91 V 23.11°	371.87 V 36.73°	380.04 V -6.49°
	Vb_s	387.91 V -96.89°	371.87 V -156.73°	380.04 V -126.49°
	Vc_s	387.91 V 143.11°	371.87 V 83.27°	380.04 V 113.51°
Primer akım	Iap	21.28 A -16.15°	23.22 A -33.52°	21.10 A -25.93°
	Ibp	21.28 A -106.03°	23.22 A -153.52°	21.10 A -145.93°
	Icp	21.28 A -103.85°	23.22 A 86.48°	21.10 A 94.07°
Sekonder akım	Ias	1855.93 A 13.97°	2024.89 A -63.47°	1839.49 A -25.85°
	Ibs	1855.93 A -106.03°	2024.89 A 176.53°	1839.49 A -145.93°
	Ics	1855.93 A 133.97°	2024.89 A 56.53°	1839.49 A 94.15°

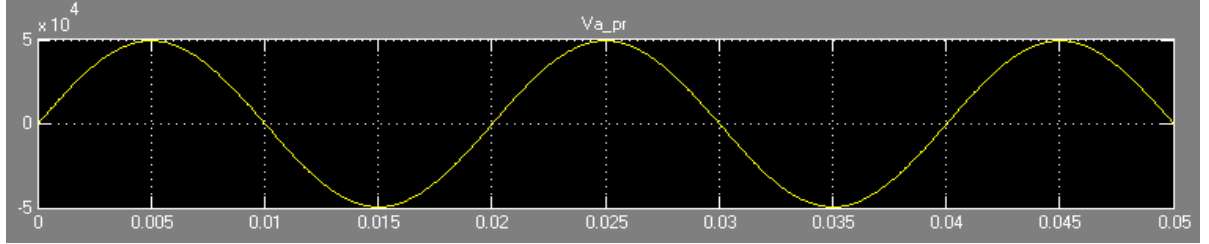
Çizelge 5.8 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları referans simülasyonda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları.

		Dyn1 (%)	Dyn11 (%)	Yyn (%)
Primer gerilim distorsiyon	THDVp	0.13	0.13	0.13
Sekonder gerilim distorsiyon	THDV _s	5.21	5.43	5.32
Primer akım distorsiyon	THDI _p	8.17	7.46	8.22
Sekonder akım distorsiyon	THDI _s	8.20	7.5	8.26

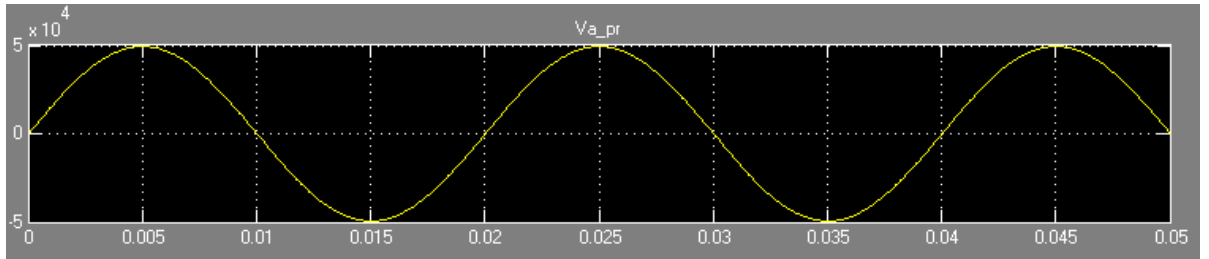
• Osilaskop ölçümleri: Referans simülasyon sonuçlarının alınması esnasında sistemin tamamı dengeli bir görünüm arz etmektedir. Dolayısı ile dengeli olan üç faz içerisinde A fazı osilaskop sonuçlarının belirtilmesi yeterli olacaktır. Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için Şekil 5.2 ve Şekil 5.7 arasında primer ve sekonder faz gerilimlerinin değişimleri görülmektedir. Şekil 5.8’de değişimleri gösterilen bu değerlerin grafiksel gösterimi bulunmaktadır.



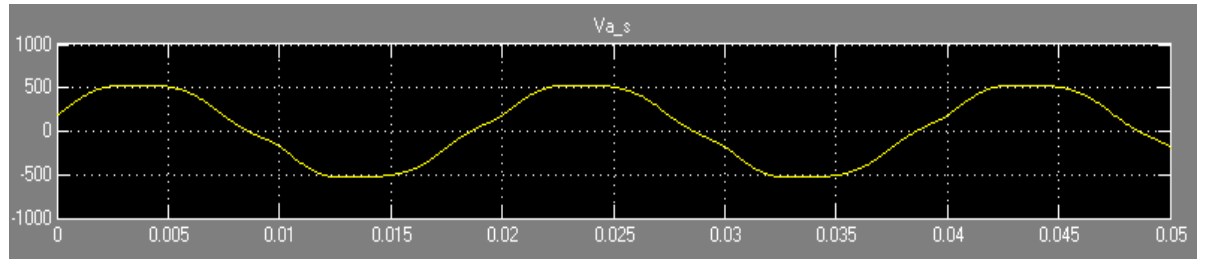
Şekil 5.2 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda primer faz geriliminin değişimi.



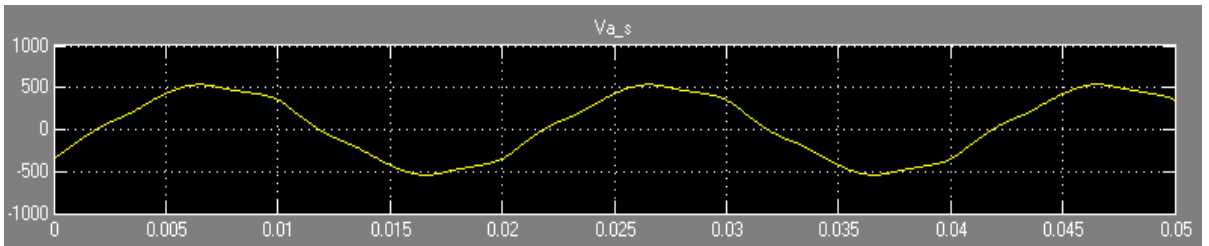
Şekil 5.3 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda primer faz geriliminin değişimi.



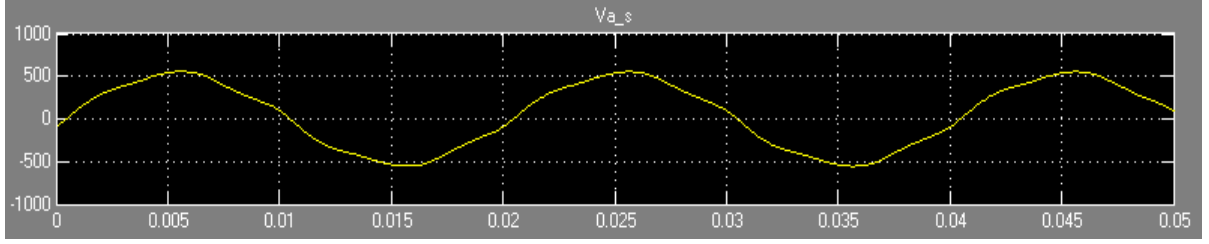
Şekil 5.4 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda primer faz geriliminin değişimi.



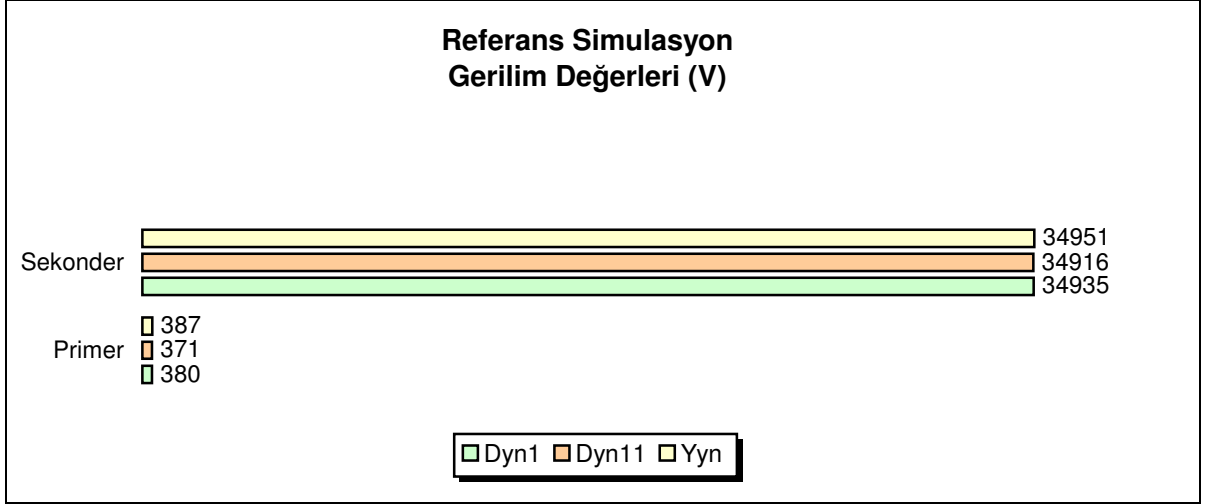
Şekil 5.5 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda sekonder faz geriliminin değişimi.



Şekil 5.6 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda sekonder faz geriliminin değişimi.

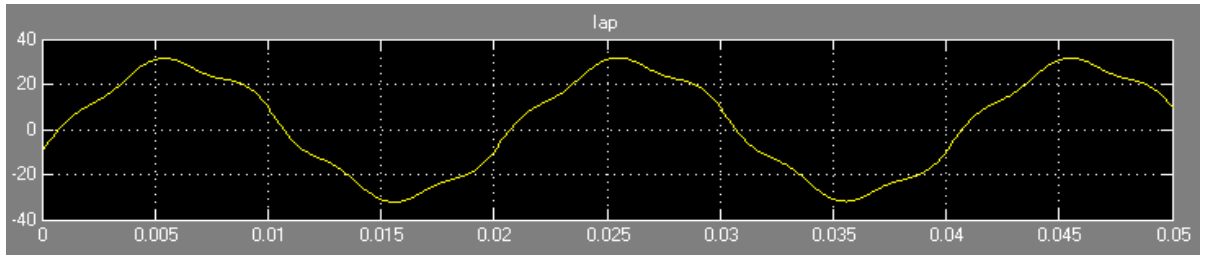


Şekil 5.7 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda sekonder faz geriliminin değişimi.

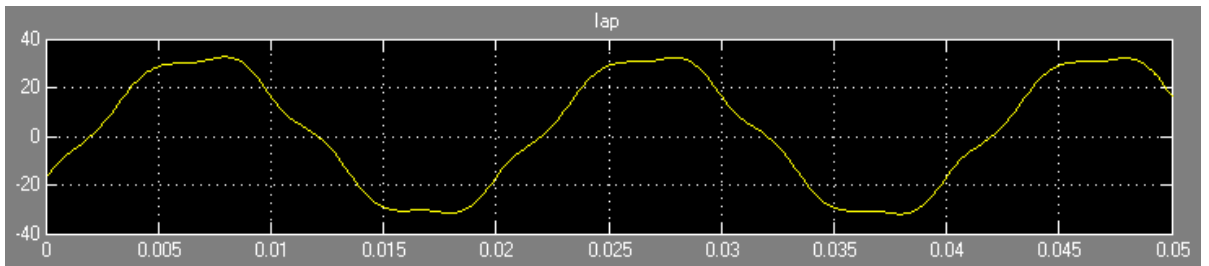


Şekil 5.8 Referans simulasyon Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları gerilim değerleri.

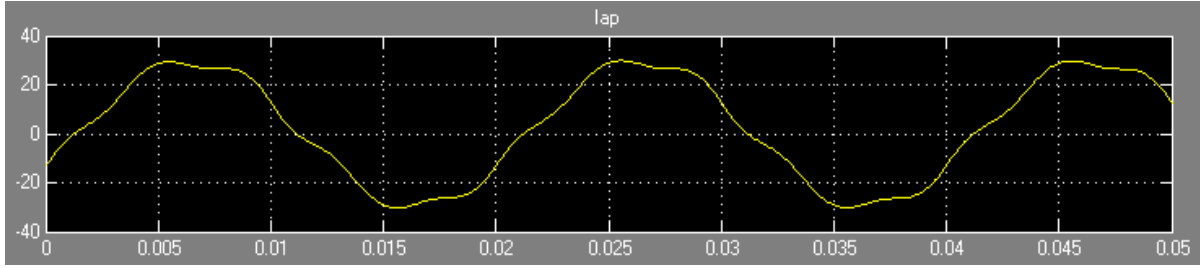
Şekil 5.9 ve Şekil 5.14 arasında Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simulasyonda primer ve sekonder faz akımlarının değişimleri görülmektedir.



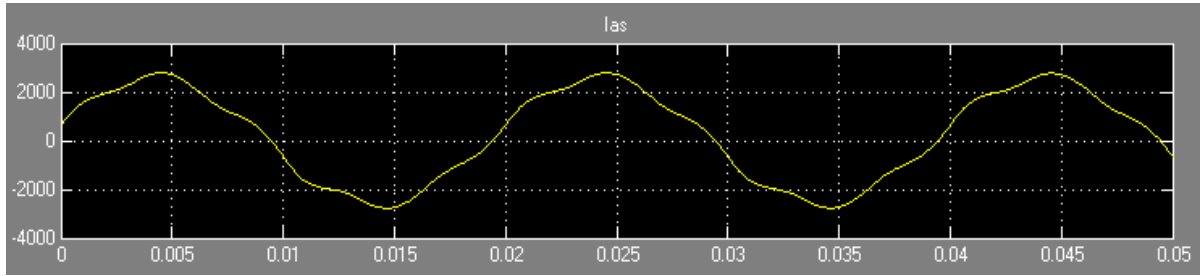
Şekil 5.9 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda primer faz akımının değişimi.



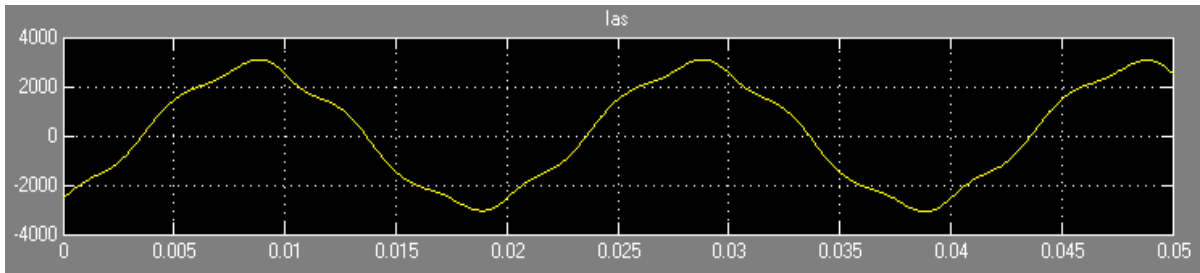
Şekil 5.10 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda primer faz akımının değişimi.



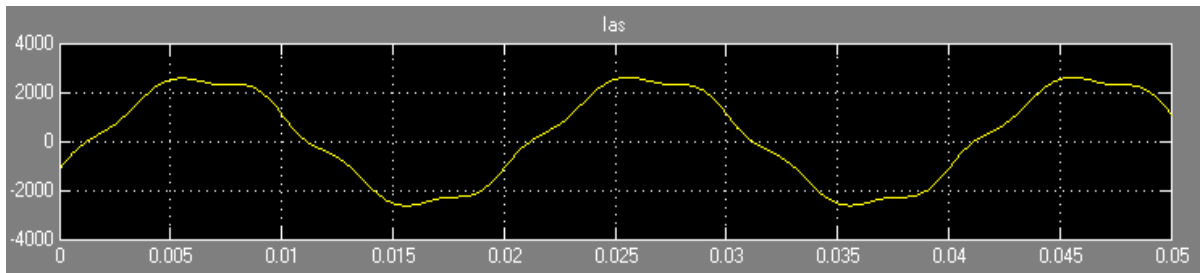
Şekil 5.11 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda primer faz akımının değişimi.



Şekil 5.12 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda sekonder faz akımının değişimi.

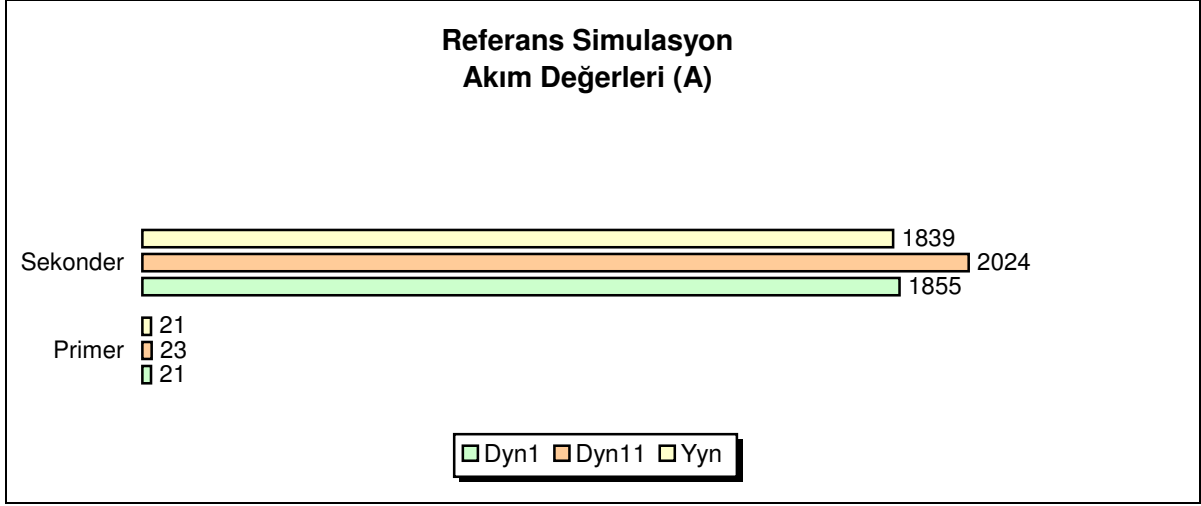


Şekil 5.13 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda sekonder faz akımının değişimi.

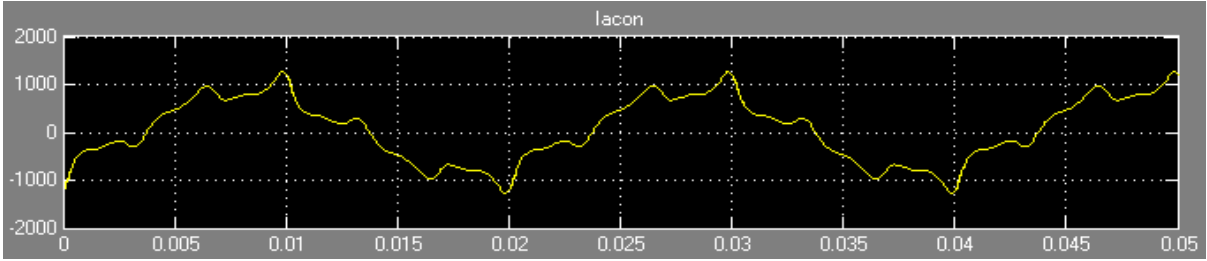


Şekil 5.14 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda sekonder faz akımının değişimi.

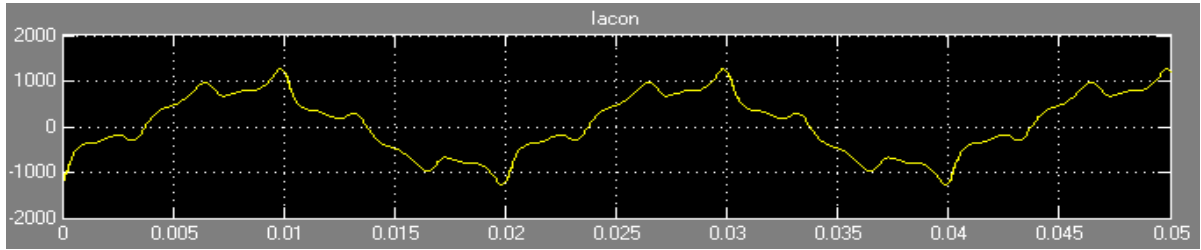
Şekil 5.15'de Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simulasyonda primer ve sekonder faz akımlarının değişimleri grafiksel olarak ifade edilmiştir. Şekil 5.16 ve Şekil 5.18 arasında ilgili bağlantı grupları için konverter yükü faz akımlarının değişimleri görülmektedir.



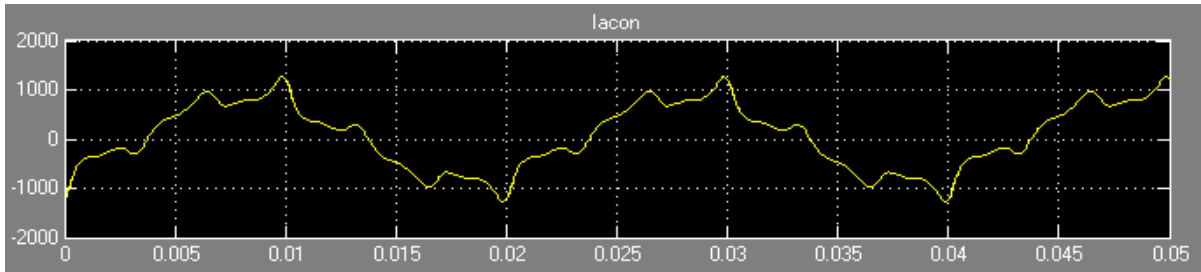
Şekil 5.15 Referans simulasyonda Dyn1,Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları akım değerleri.



Şekil 5.16 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda konverter yükü faz akımının değişimi.

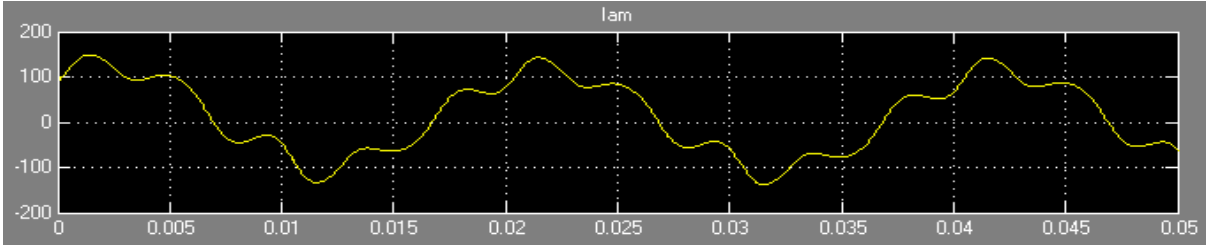


Şekil 5.17 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda konverter yükü faz akımının değişimi.

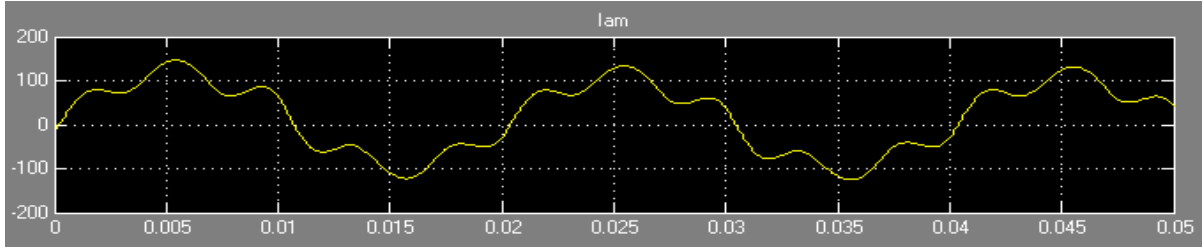


Şekil 5.18 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda konverter yükü faz akımının değişimi.

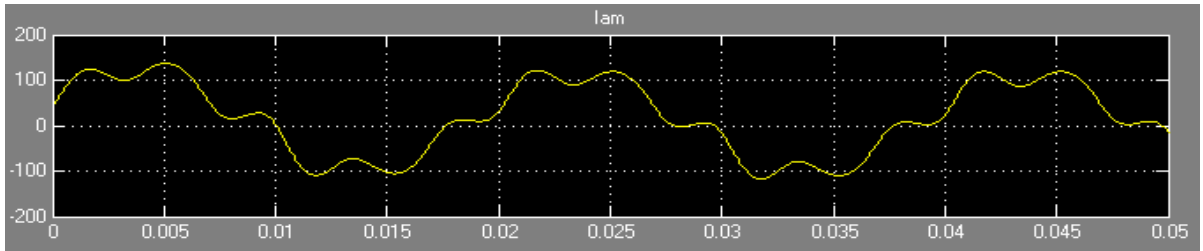
Şekil 5.19 ve Şekil 5.24 arasında Dyn1, Dyn11 ve Yyn için referans simulasyonda motor yükü faz akımları ve gerilimlerinin değişimleri görülmektedir.



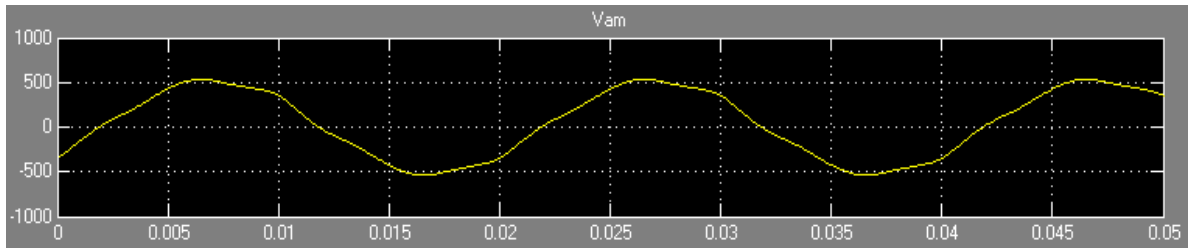
Şekil 5.19 Dyn1 bağlantı gruplu transformör için referans simulasyonda motor yükü faz akımının değişimi.



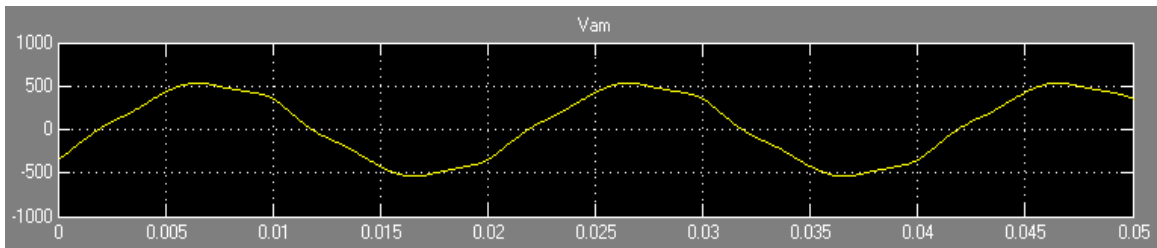
Şekil 5.20 Dyn11 bağlantı gruplu transformör için referans simulasyonda motor yükü faz akımının değişimi.



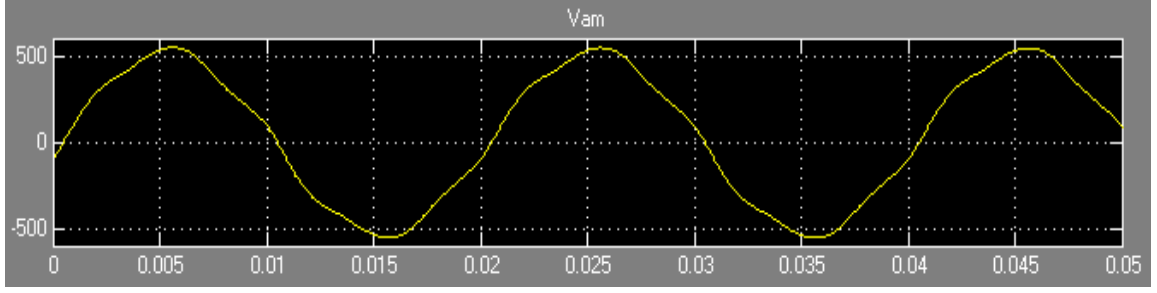
Şekil 5.21 Yyn bağlantı gruplu transformör için referans simulasyonda motor yükü faz akımının değişimi.



Şekil 5.22 Dyn1 bağlantı gruplu transformör için referans simulasyonda motor yükü faz geriliminin değişimi.

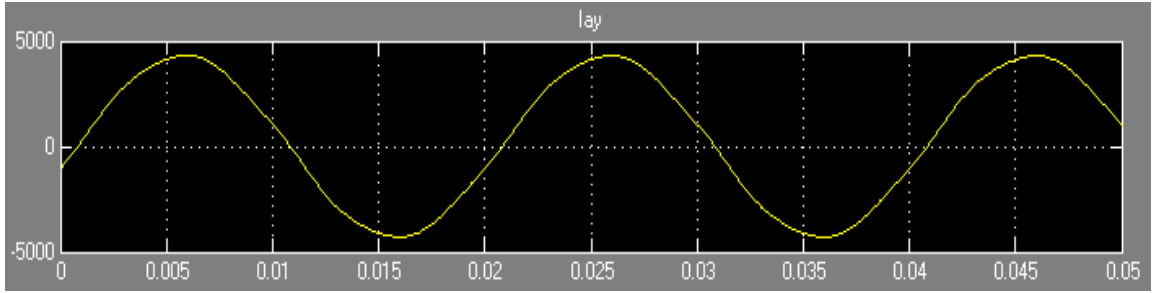


Şekil 5.23 Dyn11 bağlantı gruplu transformör için referans simulasyonda motor yükü faz geriliminin değişimi.

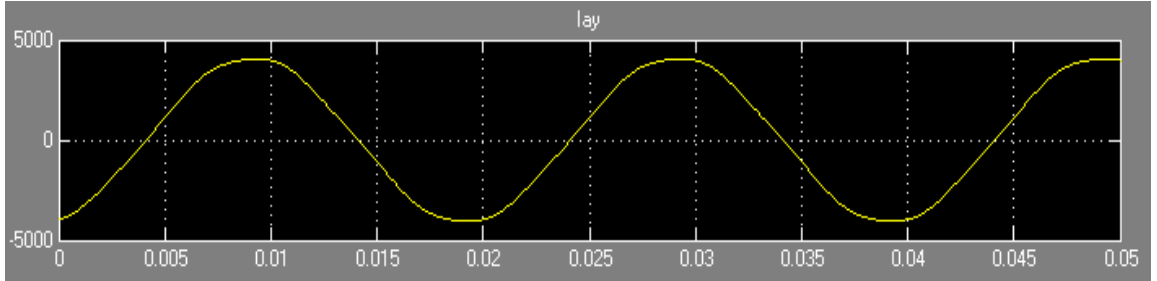


Şekil 5.24 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda motor yükü faz geriliminin değişimi.

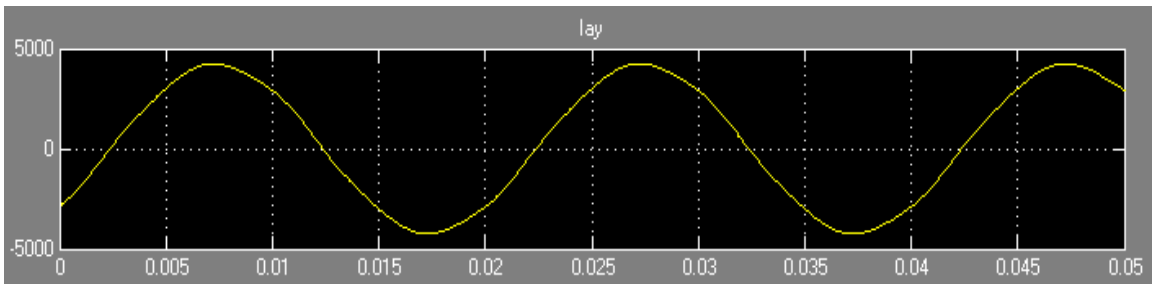
Şekil 5.25 ve Şekil 5.30 arasında Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simulasyonda pasif yük faz akımlarının ve gerilimlerinin değişimleri görülmektedir.



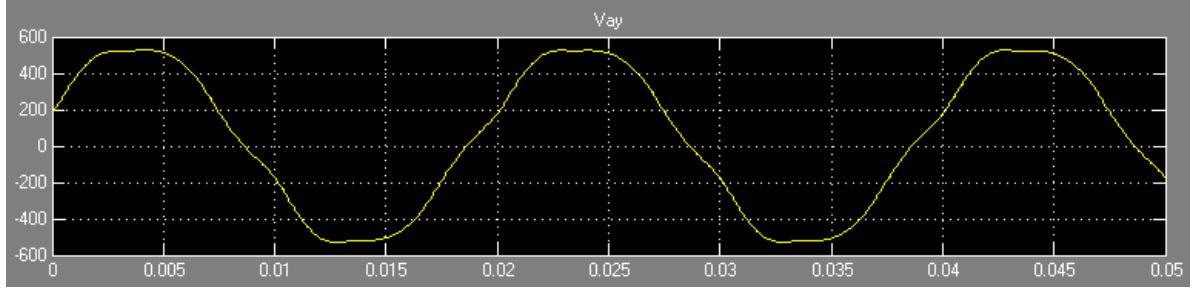
Şekil 5.25 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz akımının değişimi.



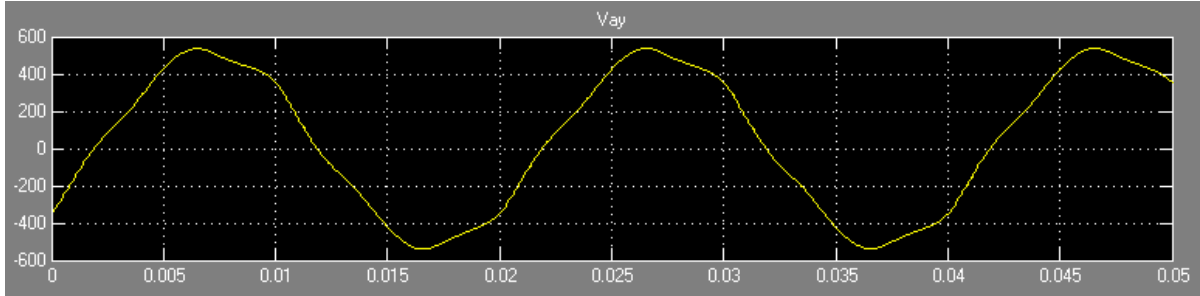
Şekil 5.26 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz akımının değişimi.



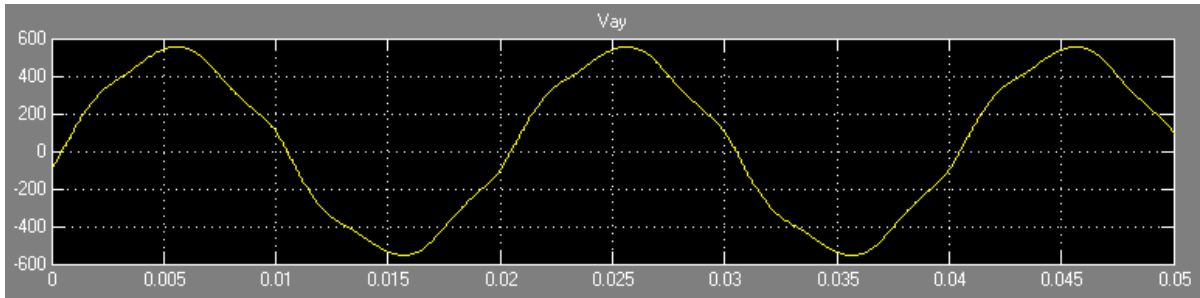
Şekil 5.27 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz akımının değişimi.



Şekil 5.28 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz geriliminin değişimi.



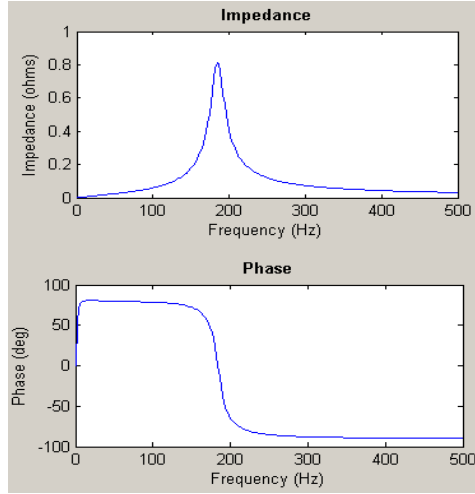
Şekil 5.29 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz geriliminin değişimi.



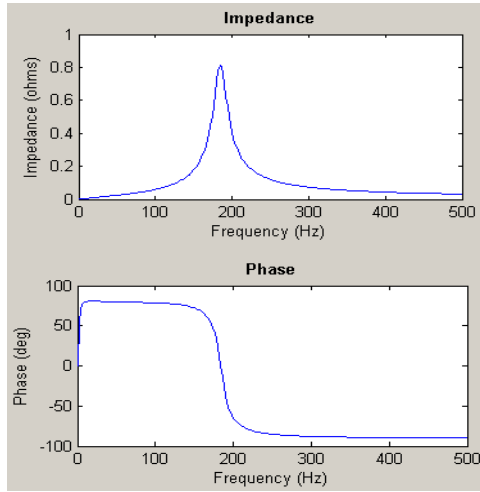
Şekil 5.30 Yyn bağlantı gruplu transformatör için referans simulasyonda pasif yük faz geriliminin değişimi.

Şekil 5.31 ve Şekil 5.34 arasında Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simulasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrileri görülmektedir.

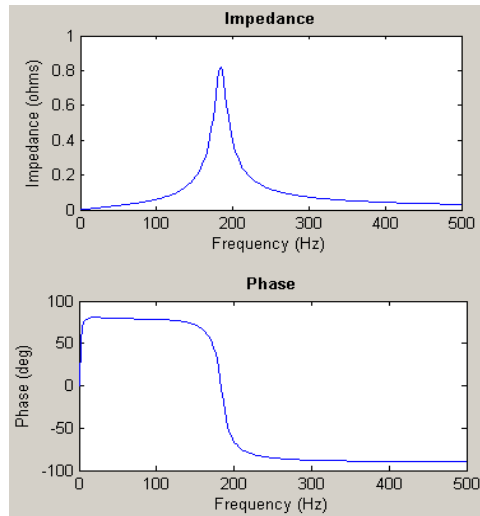
- Devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi grafikleri 0-500 Hz frekans aralığında gözlemlenmiştir. Bu grafikleri esasen faz açısının pozitif ve negatif olduğu iki bölümdeki değişimlerine göre incelemek gerekir. Faz açısının pozitif olduğu kısımda sistem endüktif bir davranış sergiler ve empedans değerinin referans simulasyon için artan nitelikte olduğu görülür. Faz açısının sıfır olması durumunda sistem tamamen rezistif kalacak ve rezonansa girme durumu oluşacaktır. Faz açısı sıfırdan negatife geçtiği andan itibaren sistem kapasitif davranır ve devre empedansı frekans artışıyla beraber azalmaktadır.



Şekil 5.31 Dyn1 bağlantı gruplu transformör için referans simülasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.



Şekil 5.32 Dyn11 bağlantı gruplu transformör için referans simülasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.



Şekil 5.33 Yyn bağlantı gruplu transformör için referans simülasyonda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.

5.3 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için sistem bileşenlerinin değişmesi durumlarında davranış biçimlerinin incelenmesi

5.3.1 Transformatör empedansının artırılması durumu

Şekil 5.1'deki referans simulasyon devresi üzerinde, transformatör sargıları empedans bileşenlerinden endüktans bileşeninin % 20 artırılması durumunda Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için simulasyonlar yapılmış ve bu durumla ilgili güç sistemlerinin davranışları incelenmiştir. Çizelge 5.9'da ilgili bağlantı grupları için empedans bileşenlerinin ilk değerleri ve artırılması durumundaki değerleri görülmektedir. Çizelge 5.10'da değişen bu durum için Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının primer ve sekonderlerinde oluşan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları görülmektedir.

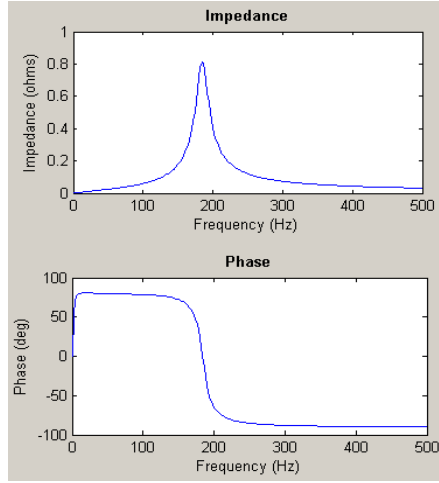
Çizelge 5.9 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için transformatör empedansının mevcut ve artırılması durumundaki değerleri.

	Birim değer (pu)	Arttırılmış birim değer (pu)
R ₁	0.002	0.002
L ₁	0.08	0.096
R ₂	0.002	0.002
L ₂	0.08	0.096

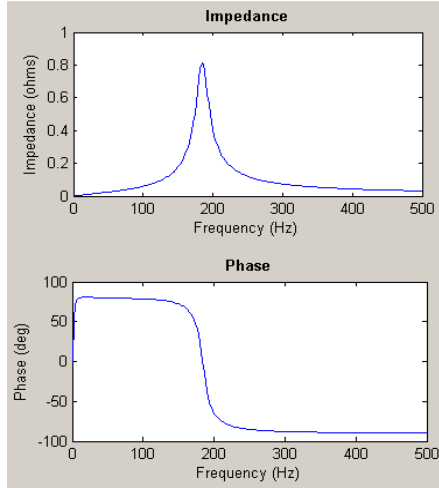
Çizelge 5.10 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları transformatör empedansının artırılması durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları.

		Dyn1 (%)	Dy11 (%)	Yyn (%)
Primer gerilim distorsiyon	THDV _p	0.092	0.092	0.092
Sekonder gerilim distorsiyon	THDV _s	4.45	4.67	4.56
Primer akım distorsiyon	THDI _p	5.84	5.33	5.87
Sekonder akım distorsiyon	THDI _s	5.86	5.35	5.90

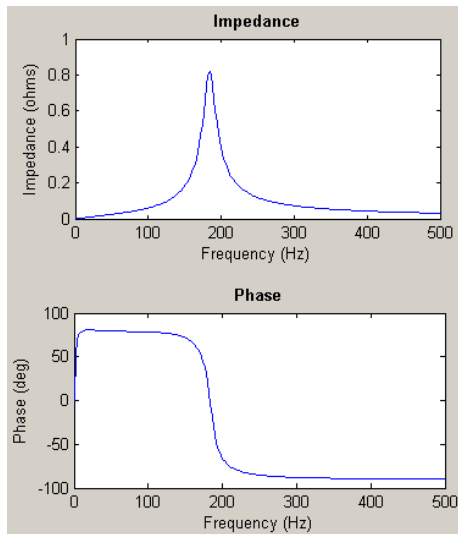
Şekil 5.34 ve Şekil 5.36 arasında ilgili Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için transformatör empedansının artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrileri görülmektedir. Çizelge 5.11'de ise ilgili bağlantı gruplarında değişen bu durum için elde edilen simulasyon sonuçlarının referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması görülmektedir.



Şekil 5.34 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için transformatör empedansının artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.



Şekil 5.35 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için transformatör empedansının artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.



Şekil 5.36 Yyn bağlantı gruplu transformatör için transformatör empedansının artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişimi.

Çizelge 5.11 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için transformatör empedansının artırılması durumunda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması.

		Dyn1 referans	Dyn11 referans	Yyn referans	Dyn1 trafo empedansı artırılması	Dyn11 trafo empedansı artırılması	Yyn trafo empedansı artırılması	Karşılaştırma Dyn1 (%)	Karşılaştırma Dyn11 (%)	Karşılaştırma Yyn (%)
Primer Gerilim	Va_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34948.81 V	34914.54 V	34933.36 V	-0.0064	-0.0043	-0.0056
	Vb_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34948.81 V	34914.54 V	34933.36 V	-0.0064	-0.0043	-0.0056
	Vc_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34948.81 V	34914.54 V	34933.36 V	-0.0064	-0.0043	-0.0056
Sekonder Gerilim	Va_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	384.99 V	366.05 V	375.70 V	-0.75	-1.56	-1.14
	Vb_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	384.99 V	366.05 V	375.70 V	-0.75	-1.56	-1.14
	Vc_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	384.99 V	366.05 V	375.70 V	-0.75	-1.56	-1.14
Primer Akım	Iap	21.28 A	23.22 A	21.10 A	21.03 A	22.94 A	20.85 A	-1.17	-1.20	-1.18
	Ibp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	21.03 A	22.94 A	20.85 A	-1.17	-1.20	-1.18
	Icp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	21.03 A	22.94 A	20.85 A	-1.17	-1.20	-1.18
Sekonder Akım	Ias	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1834.04 A	2001.03 A	1817.80 A	-1.17	-1.17	-1.17
	Ibs	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1834.04 A	2001.03 A	1817.80 A	-1.17	-1.17	-1.17
	Ics	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1834.04 A	2001.03 A	1817.80 A	-1.17	-1.17	-1.17
Motor akım	Im	80 A	76.69 A	78.37 A	79.39 A	75.49 A	77.48 A	-0.76	-1.56	-1.13
Pr. Gerilim Dist.	THDVp	0.13	0.13	0.13	0.092	0.092	0.092	-29.2	-29.2	-29.2
Sek. Gerilim Dist.	THDVs	5.21	5.43	5.32	4.45	4.67	4.56	-14.5	-13.9	-14.2
Pr. Akım Dist.	THDIp	8.17	7.46	8.22	5.84	5.33	5.87	-28.5	-28.5	-28.5
Sek. Akım Dist.	THDIs	8.20	7.5	8.26	5.86	5.35	5.90	-28.6	-28.6	-28.5

5.3.2 Motor yükünün arttırılmasının etkileri

Şekil 5.1'deki referans simülasyon devresi üzerinde, motor yükü % 213 arttırılarak Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için simülasyonlar yapılmış ve bu durumla ilgili güç sistemlerinin davranışları incelenmiştir. Çizelge 5.12'de motor yükünün ilk değeri ve arttırılması durumundaki değeri görülmektedir.

Çizelge 5.12 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörlerde motor yükünün ilk değeri ve arttırılması durumundaki değeri.

Mevcut model (19) (2 ad) 150 kW	100 HP [75 kW] 400 V 50 Hz 1484 RPM
Artması durumu (21) (2 ad.) 320 kW	215 HP [160 kW] 400 V 50 Hz 1487 RPM

Motor yüklerinin artması durumunda oluşan güç faktörü düzeltme kapasitörleri PFC2 şu şekilde revize edilmiş ve Çizelge 5.13'de gösterilmiştir:

$$i. P_T = 320 \text{ kW}, \cos \Theta_1 = 0.85; Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 320(\tan 31.78 - \tan 18.2) = 320(0.619 - 0.33) = 92.48 = 95 \text{ kVAr}$$

Çizelge 5.13 Motor yükünün arttırılması durumunda güç faktörü düzeltme kapasitörünün (PFC2) yeni değeri.

Mevcut PFC2 değeri	45 kVAr
Motor Yükünün Artması durumu PFC2 değeri	95 kVAr

Çizelge 5.14'de değişen bu durum için ilgili bağlantı gruplarının primer ve sekonderlerinde oluşan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları görülmektedir. Çizelge 5.15'de ilgili bağlantı grupları için motor yükünün arttırılması durumunda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması görülmektedir.

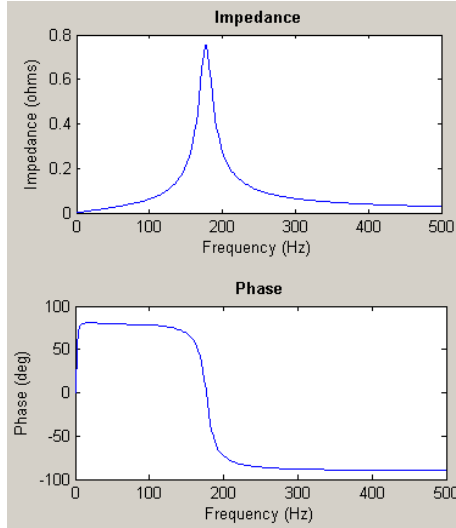
Çizelge 5.14 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları motor yükünün arttırılması durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları.

		Dyn1 (%)	Dy11 (%)	Yyn (%)
Primer Gerilim Distorsiyon	THDVp	0.14	0.14	0.14
Sekonder Gerilim Distorsiyon	THDVs	5.88	6.14	5.88
Primer Akım Distorsiyon	THDIp	9.20	8.38	9.20
Sekonder Akım Distorsiyon	THDIs	8.20	7.5	8.26

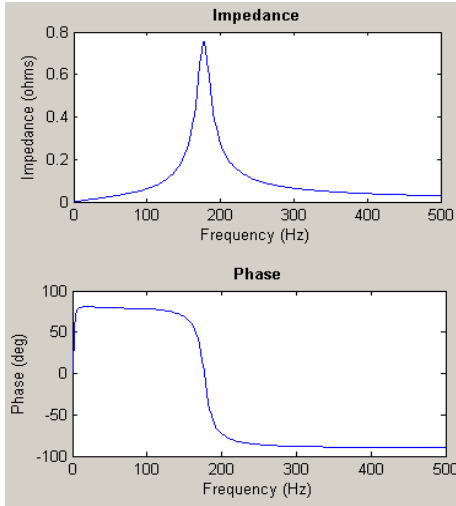
Şekil 5.37 ve Şekil 5.39 arasında ilgili bağlantı grupları için motor yükünün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrileri görülmektedir.

Çizelge 5.15 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için motor yükünün arttırılması durumunda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması.

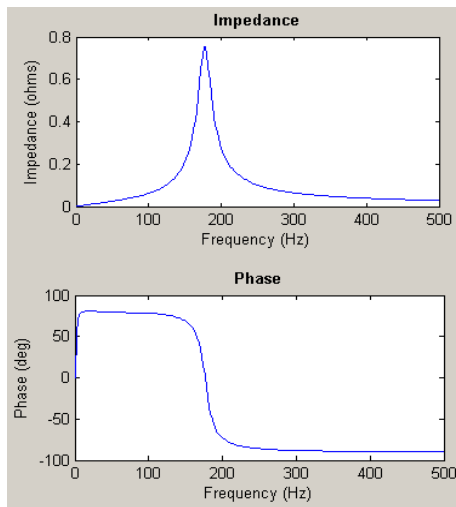
		Dyn1 referans	Dyn11 referans	Yyn referans	Dyn1 motor yükü arttırılması	Dyn11 motor yükü arttırılması	Yyn motor yükü arttırılması	Karşılaştırma Dyn1 (%)	Karşılaştırma Dyn11 (%)	Karşılaştırma Yyn (%)
Primer Gerilim	Va_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34949.32 V	34914.37 V	34933.41 V	-0.0057	-0.0048	-0.0049
	Vb_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34949.32 V	34914.37 V	34933.41 V	-0.0057	-0.0048	-0.0049
	Vc_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34949.32 V	34914.37 V	34933.41 V	-0.0057	-0.0048	-0.0049
Sekonder Gerilim	Va_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	387.09 V	371.08 V	379.23 V	-0.21	-0.21	-0.21
	Vb_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	387.09 V	371.08 V	379.23 V	-0.21	-0.21	-0.21
	Vc_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	387.09 V	371.08 V	379.23 V	-0.21	-0.21	-0.21
Primer Akım	Iap	21.28 A	23.22 A	21.10 A	21.29 A	23.33 A	21.17 A	+0.46	+0.47	+0.33
	Ibp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	21.29 A	23.33 A	21.17 A	+0.46	+0.47	+0.33
	Icp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	21.29 A	23.33 A	21.17 A	+0.46	+0.47	+0.33
Sekonder Akım	Ias	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1856.90 A	2034.97 A	1845.96 A	+0.52	+0.49	+0.35
	Ibs	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1856.90 A	2034.97 A	1845.96 A	+0.52	+0.49	+0.35
	Ics	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1856.90 A	2034.97 A	1845.96 A	+0.52	+0.49	+0.35
Motor akım	Im	80 A	76.69 A	78.37 A	157.12 A	150.62 A	153.93 A	+96.4	+96.4	+96.4
Pr. Gerilim Dist.	THDVp	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	+7.1	+7.1	+7.1
Sek. Gerilim Dist.	THDVs	5.21	5.43	5.32	5.88	6.14	6.00	+12.8	+13	+12.7
Pr. Akım Dist.	THDIp	8.17	7.46	8.22	9.20	8.38	9.23	+12.6	+13	+12.2
Sek. Akım Dist.	THDIs	8.20	7.5	8.26	9.24	8.42	9.26	+12.6	+13	+12.1



Şekil 5.37 Dyn1 bağlantı grulu transformatör için motor yükünün artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.38 Dyn11 bağlantı grulu transformatör için motor yükünün artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.39 Yyn bağlantı grulu transformatör için motor yükünün artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.

5.3.3 Pasif yükün arttırılmasının etkileri

Şekil 5.1'deki referans simulasyon devresi üzerinde, pasif yük % 50 arttırılarak Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için simulasyonlar yapılmış ve bu durumla ilgili güç sistemlerinin davranışları incelenmiştir. Çizelge 5.16'da pasif yükün ilk değeri ve arttırılması durumundaki değeri görülmektedir.

Çizelge 5.16 Dyn1, Dyn11 ve Yyn pasif yük değeri ve arttırılması durumu.

Mevcut pasif yükü	1000 kW 750 kVAr 400 V 50 Hz
Arttırılması durumu	1500 kW 1125 kVAr 400 V 50 Hz

Pasif yükün artması durumunda oluşan Güç Faktörü Düzeltme Kapasitörleri PFC1 şu şekilde revize edilmiş ve Çizelge 5.17'de gösterilmiştir:

$$i. P = 1500 \text{ kW}, Q_L = 1125 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(1125/1500)] = 0.80$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.950$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 1500 (\tan 36.86 - \tan 18.2) =$$

$$1500 (0.749 - 0.33) = 628.5 = 630 \text{ kVAr}$$

Çizelge 5.17 Pasif yükün arttırılması durumunda güç faktörü düzeltme kapasitörünün (PFC1) yeni değeri.

Mevcut PFC1 değeri	420 kVAr
Pasif Yükün Artması durumu PFC1 değeri	630 kVAr

Çizelge 5.18'de değişen bu durum için ilgili bağlantı gruplarının primer ve sekonderlerinde oluşan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları görülmektedir. Çizelge 5.19'da simulasyon sonuçlarının referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması görülmektedir.

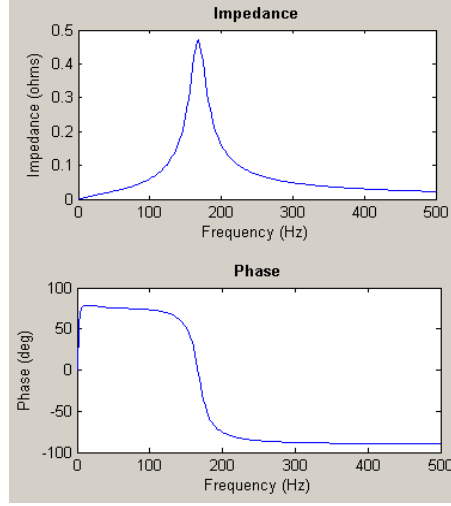
Çizelge 5.18 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları pasif yükün arttırılması durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları.

		Dyn1 (%)	Dy11 (%)	Yyn (%)
Primer Gerilim Distorsiyon	THDVp	0.07	0.07	0.07
Sekonder Gerilim Distorsiyon	THDVs	3.00	3.15	3.00
Primer Akım Distorsiyon	THDIp	2.82	2.67	2.82
Sekonder Akım Distorsiyon	THDIs	2.83	2.67	2.83

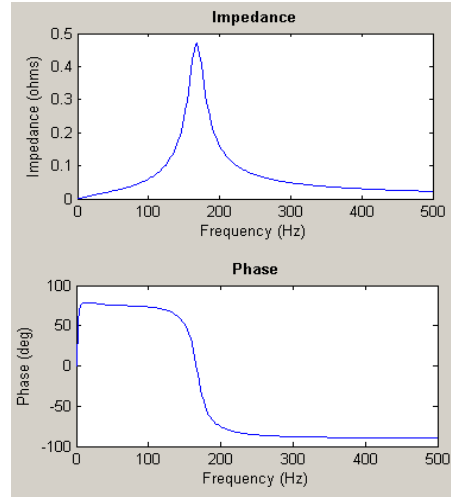
Şekil 5.40 ve Şekil 5.42 arasında ilgili bağlantı grupları için pasif yükün arttırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrileri görülmektedir.

Cizelge 5.19 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için pasif yükün arttırılması durumunda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması.

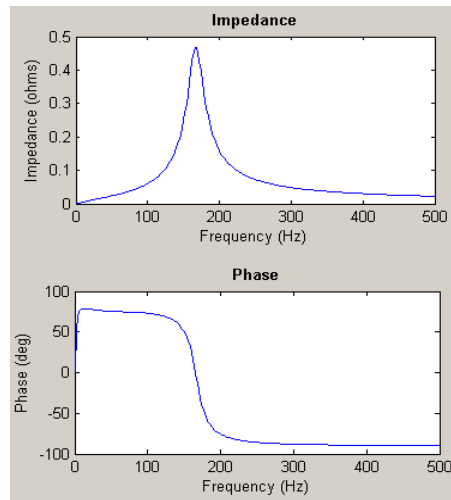
		Dyn1 referans	Dyn11 referans	Yyn referans	Dyn1 pasif yükün arttırılması	Dyn11 pasif yükün arttırılması	Yyn pasif yükün arttırılması	Karşılaştırma Dyn1 (%)	Karşılaştırma Dyn11 (%)	Karşılaştırma Yyn (%)
Primer Gerilim	Va_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34899.32 V	34866.54 V	34884.74 V	-0.045	-0.141	-0.144
	Vb_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34899.32 V	34866.54 V	34884.74 V	-0.045	-0.141	-0.144
	Vc_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34899.32 V	34866.54 V	34884.74 V	-0.045	-0.141	-0.144
Sekonder Gerilim	Va_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	372.27 V	356.87 V	364.71 V	-4.03	-4.03	-4.03
	Vb_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	372.27 V	356.87 V	364.71 V	-4.03	-4.03	-4.03
	Vc_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	372.27 V	356.87 V	364.71 V	-4.03	-4.03	-4.03
Primer Akım	Iap	21.28 A	23.22 A	21.10 A	33.96 A	35.92 A	33.93 A	+59.58	+54.69	+60.80
	Ibp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	33.96 A	35.92 A	33.93 A	+59.58	+54.69	+60.80
	Icp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	33.96 A	35.92 A	33.93 A	+59.58	+54.69	+60.80
Sekonder Akım	Ias	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	2965.17 A	3136.38 A	2962.74 A	+59.76	+54.88	+61.06
	Ibs	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	2965.17 A	3136.38 A	2962.74 A	+59.76	+54.88	+61.06
	Ics	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	2965.17 A	3136.38 A	2962.74 A	+59.76	+54.88	+61.06
Motor akım	Im	80 A	76.69 A	78.37 A	76.77 A	73.59 A	75.21 A	-4.03	-4.04	-4.03
Pr. Gerilim Dist.	THDVp	0.13	0.13	0.13	0.07	0.07	0.07	-46.15	-46.15	-46.15
Sek. Gerilim Dist.	THDVs	5.21	5.43	5.32	3.15	3.15	3.15	-39.53	-41.98	-40.78
Pr. Akım Dist.	THDIp	8.17	7.46	8.22	2.67	2.67	2.67	-67.31	-64.20	-67.51
Sek. Akım Dist.	THDIs	8.20	7.5	8.26	2.67	2.67	2.67	-67.43	-64.40	-67.67



Şekil 5.40 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için pasif yükün artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.41 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için pasif yükün artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.42 Yyn bağlantı gruplu transformatör için pasif yükün artırılması durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.

5.3.5 Dengesiz yüklenmenin etkileri

Şekil 5.1'deki referans simulasyon devresi üzerinde, üç faz pasif yük değeri 100 kW olarak belirlendikten sonra, her faza Çizelge 5.20'de belirtilen tek fazlı yükler bağlanarak dengesizlik oluşturulmuş ve Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için simulasyonlar yapılmıştır. Bu durumla ilgili güç sistemlerinin davranışları incelenmiştir. Dengesiz yüklenme durumu simulasyon devresi Şekil 5.43'de görülmektedir.

Çizelge 5.20 Dengesiz yüklenme için fazlardaki pasif yüklerin yeni değerleri.

Mevcut pasif yükü (3 fazlı)	1000 kW 750 kVAr 400 V 50 Hz
Artması durumu pasif yük (3 fazlı)	100 kW 75 kVAr 400 V 50 Hz
A fazı pasif yük (1 fazlı)	100 kW 75 kVAr 400 V 50 Hz
B fazı pasif yük (1 fazlı)	300 kW 225 kVAr 400 V 50 Hz
C fazı pasif yük (1 fazlı)	500 kW 375 kVAr 400 V 50 Hz

Dengesiz yüklenme durumunda oluşan güç faktörü düzeltme kapasitörleri PFC4 (A fazı), PFC 5 (B fazı), PFC6 (C fazı) şu şekilde belirlenmiştir ve Çizelge 5.21'de gösterilmiştir:

i. PFC1 üç fazlı kapasitörün revize edilmesi;

$$P = 100 \text{ kW}, Q_L = 75 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(75/100)] = 0.80,$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.95$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 100 (\tan 36.86 - \tan 18.2) =$$

$$100 (0.749 - 0.33) = 41.9 = 40 \text{ kVAr}$$

ii. PFC4 A fazı kapasitörünün belirlenmesi;

$$P = 100 \text{ kW}, Q_L = 75 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(75/100)] = 0.80,$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.95$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 100 (\tan 36.86 - \tan 18.2) =$$

$$100 (0.749 - 0.33) = 41.9 = 40 \text{ kVAr}$$

iii. PFC5 B fazı kapasitörünün belirlenmesi;

$$P = 300 \text{ kW}, Q_L = 225 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(225/300)] = 0.80,$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.95$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 300 (\tan 36.86 - \tan 18.2) =$$

$$300 (0.749 - 0.33) = 125.7 = 125 \text{ kVAr}$$

iv. PFC6 C fazı kapasitörünün belirlenmesi;

$$P = 500 \text{ kW}, Q_L = 375 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(375/500)] = 0.80,$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.95$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 500(\tan 36.86 - \tan 18.2) = 500(0.749 - 0.33) = 209.5 = 210 \text{ kVAr}$$

Çizelge 5.21 Dengesiz yüklenme durumu güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri.

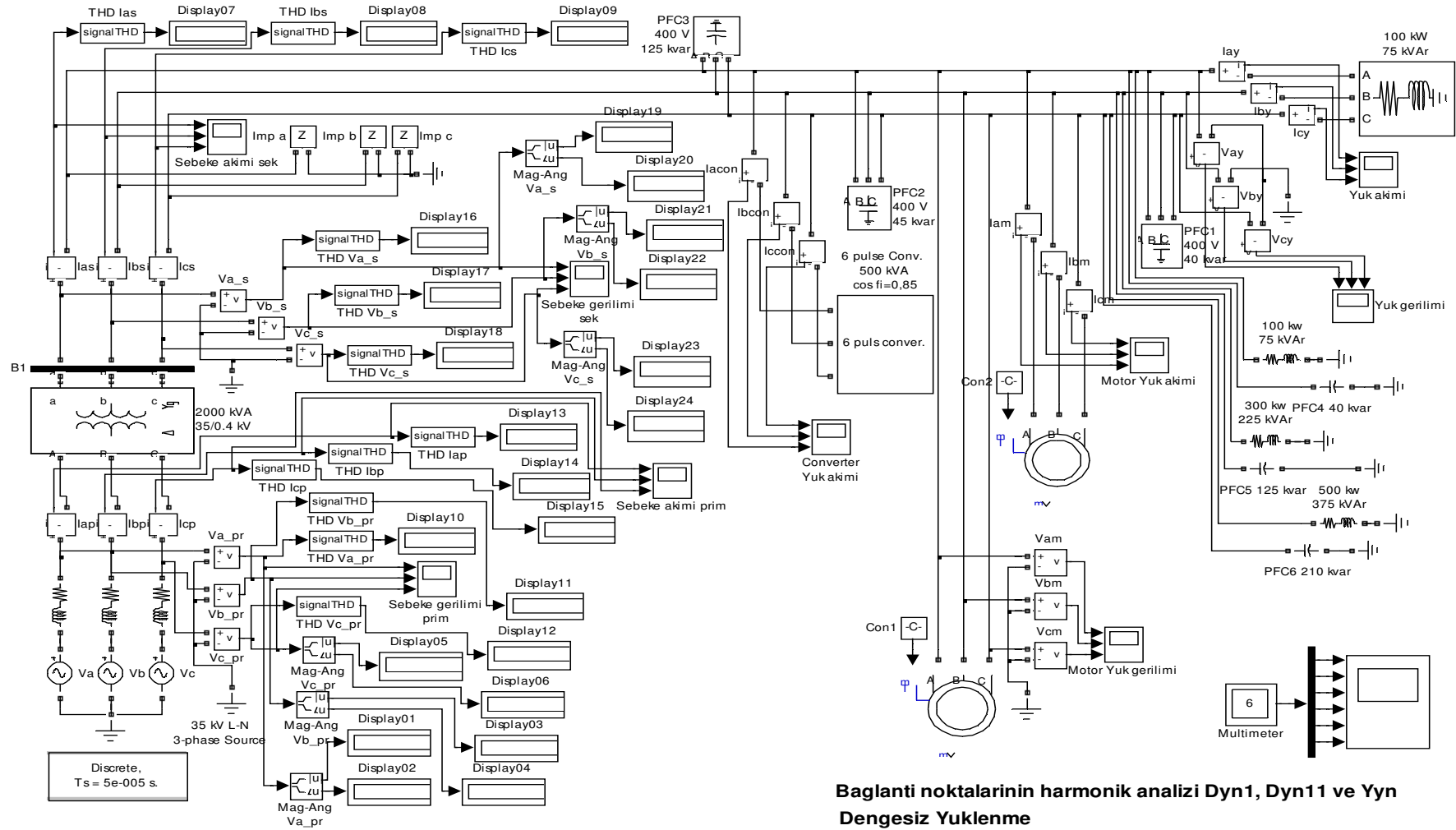
Revize edilmiş PFC1 değeri (3 fazlı)	40 kVAr
A fazı PFC4 değeri (1 fazlı)	40 kVAr
B fazı PFC5 değeri (1 fazlı)	125 kVAr
C fazı PFC6 değeri (1 fazlı)	210 kVAr

Çizelge 5.22’de değişen bu durum için ilgili bağlantı gruplarının primer ve sekonderlerinde oluşan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları görülmektedir.

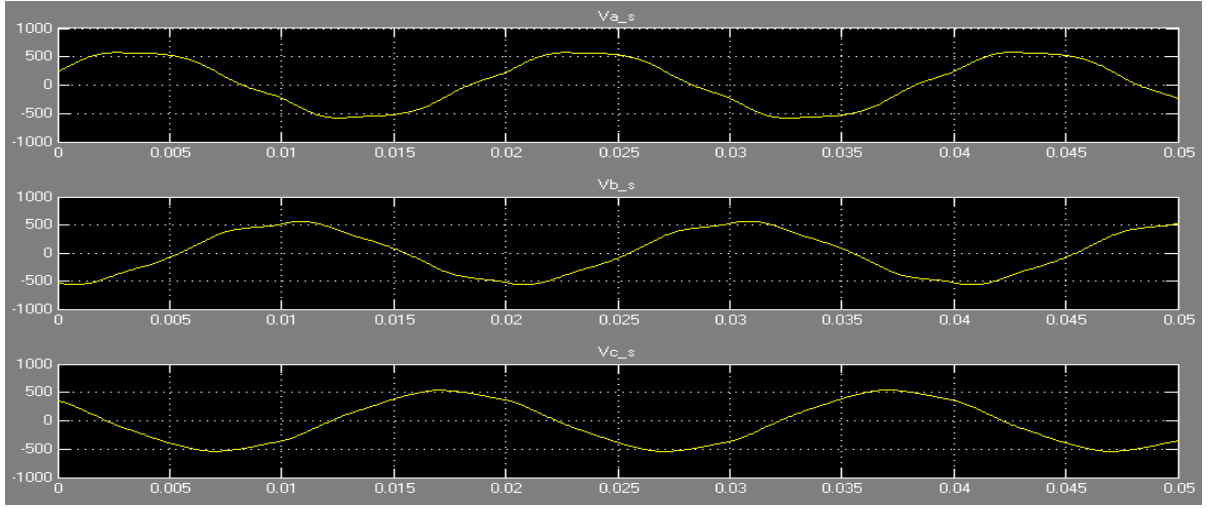
Çizelge 5.22 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları dengesiz yüklenme durumunda toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları.

		Dyn1 (%)	Dy11 (%)	Yyn (%)
Primer gerilim distorsiyon	THDVa	0.114	0.100	0.07
	THDVb	0.142	0.100	0.131
	THDVc	0.114	0.163	0.150
Sekonder gerilim distorsiyon	THDVa	5.58	7.31	5.66
	THDVb	5.32	5.51	5.37
	THDVc	3.02	3.03	3.04
Primer akım distorsiyon	THDIa	9.36	13.37	29.71
	THDIb	12.36	5.13	9.75
	THDIc	5.41	7.86	3.15
Sekonder akım distorsiyon	THDIa	21.57	36.19	29.78
	THDIb	9.84	8.30	9.79
	THDIc	2.89	2.88	3.16

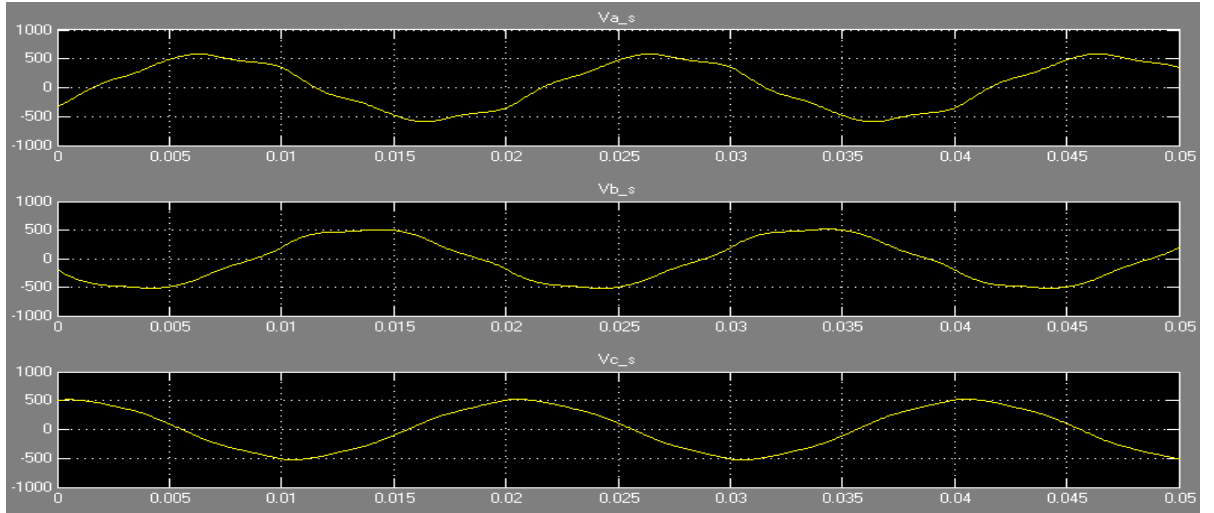
• Osilaskop ölçümleri: Dengesiz yüklenme simulasyon sonuçlarının alınması esnasında dalga biçimleri farklı olduğundan üç fazın tamamı belirtilmiştir. İlgili bağlantı grupları için Şekil 5.44 ve Şekil 5.49 arasında primer ve sekonder faz gerilimlerinin değişimleri görülmektedir. Çizelge 5.23’de ilgili bağlantı gruplarında değişen bu durum için elde edilen simulasyon sonuçlarının referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması görülmektedir.



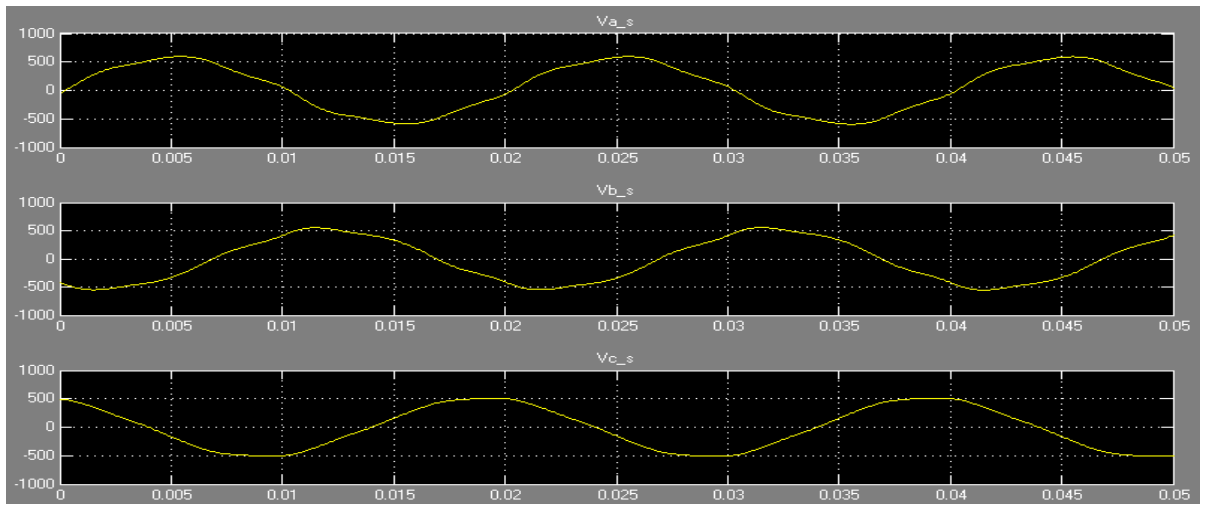
Şekil 5.43 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri dengesiz yüklenme için simülasyon devresi.



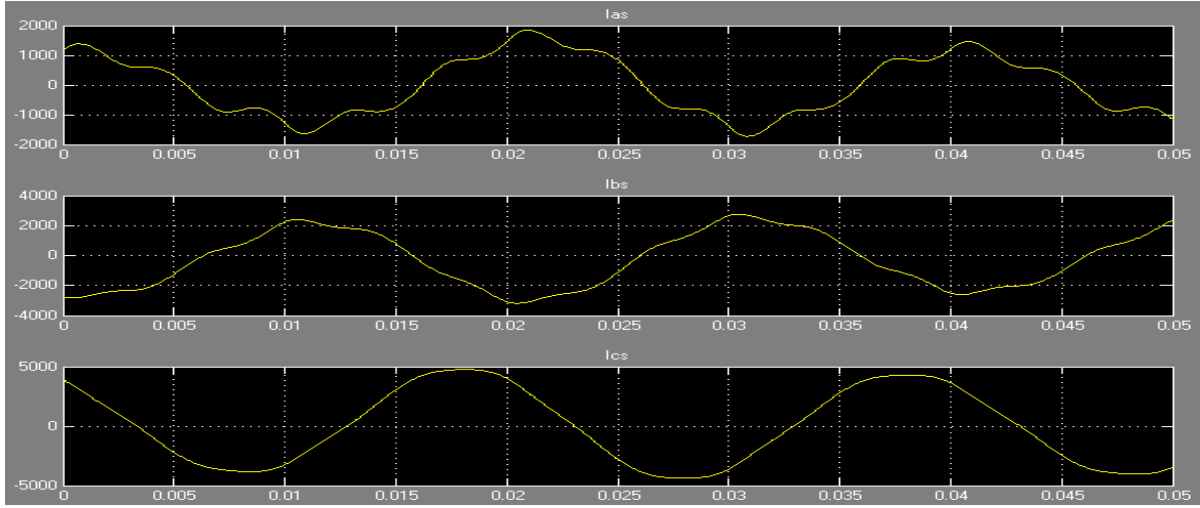
Şekil 5.44 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz gerilimlerinin değişimi.



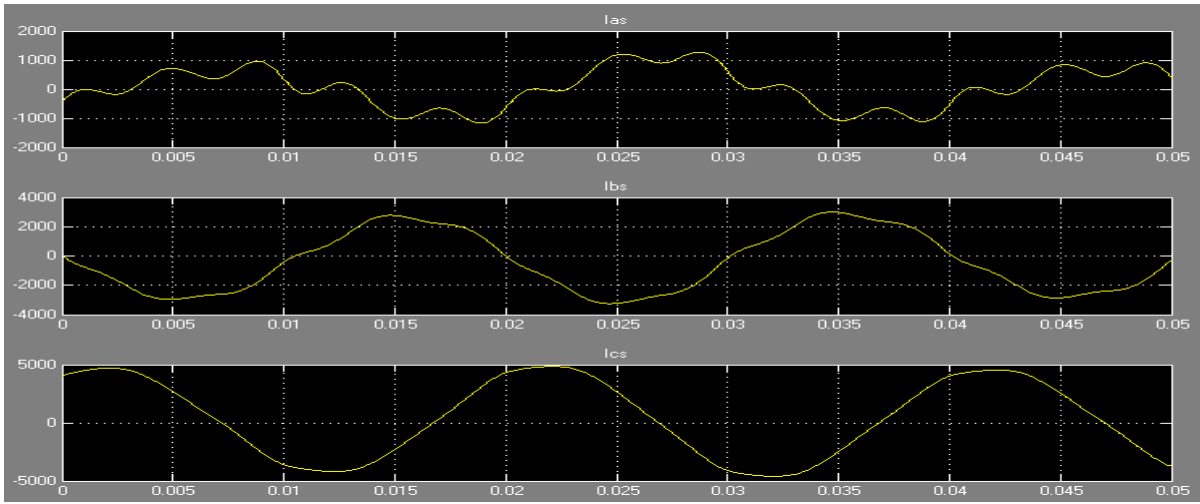
Şekil 5.45 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz gerilimlerinin değişimi.



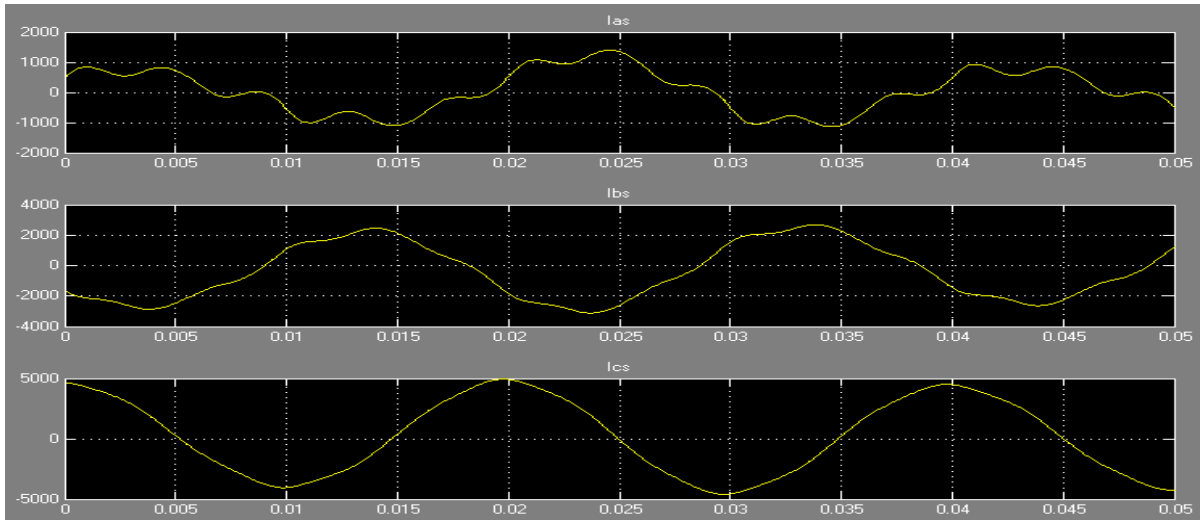
Şekil 5.46 Yyn bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda sekonder faz gerilimlerinin değişimi.



Şekil 5.47 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme sekonder faz akımlarının değişimi.



Şekil 5.48 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör dengesiz yüklenme için sekonder faz akımlarının değişimi.

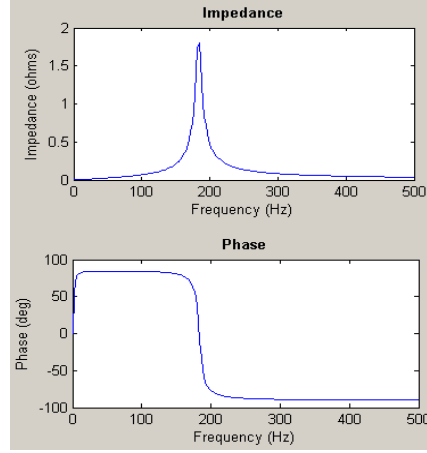


Şekil 5.49 Yyn bağlantı gruplu transformatör dengesiz yüklenme için sekonder faz akımlarının değişimi.

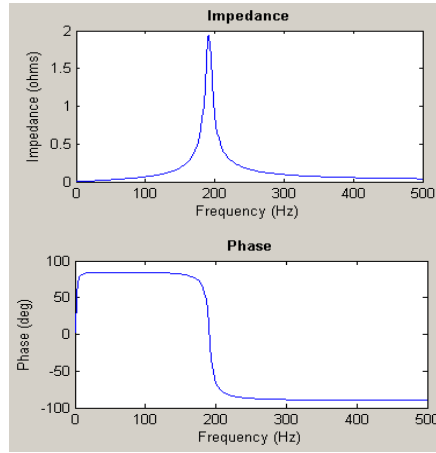
Çizelge 5.23 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grubu dengesiz yüklenme için simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması.

		Dyn1 referans	Dyn11 referans	Yyn referans	Dyn1 dengesiz yüklenme	Dyn11 dengesiz yüklenme	Yyn dengesiz yüklenme	Karşılaştırma Dyn1 (%)	Karşılaştırma Dyn11 (%)	Karşılaştırma Yyn (%)
Primer Gerilim	Va_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34925.26 V	34970.79 V	35016.63 V	-0.144	+0.156	+0.232
	Vb_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	35010.77 V	34899.81 V	34933.40 V	+0.17	-0.046	-0.004
	Vc_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34933.99 V	34887.71 V	34871.86 V	-0.048	-0.081	-0.18
Sekonder Gerilim	Va_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	416.85 V	396.97 V	409.03 V	+7.46	+6.74	+7.6
	Vb_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	387.68 V	371.66 V	379.41 V	-0.059	-0.002	-0.165
	Vc_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	368.43 V	353.19 V	360.76 V	-5.021	-5.02	-5.07
Primer Akım	Iap	21.28 A	23.22 A	21.10 A	17.53 A	16.13 A	6.01 A	-17.62	-30.53	-71.51
	Ibp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	17.95 A	31.80 A	21.43 A	-15.64	+36.95	+1.56
	Icp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	30.77 A	22.94 A	36.91 A	+44.59	-1.205	+74.92
Sekonder Akım	Ias	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	838.40 A	452.74 A	525.91 A	-54.82	-77.64	-71.41
	Ibs	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1855.58 A	2058.16 A	1868.94 A	-0.188	+1.64	-7.70
	Ics	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	3225.07 A	3395.15 A	3223.14 A	+73.77	+67.67	+75.21
Motor akım	Im	80 A	76.69 A	78.37 A	81.43 A	77.70 A	79.78 A	+1.78	+1.31	+1.79

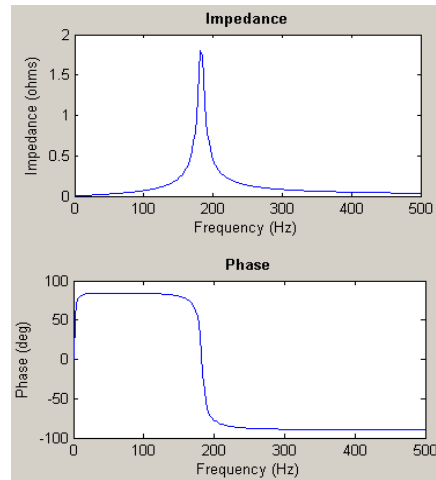
Şekil 5.50 ve Şekil 5.52 arasında ilgili bağlantı grupları için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrileri görülmektedir.



Şekil 5.50 Dyn1 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.51 Dyn11 bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.52 Yyn bağlantı gruplu transformatör için dengesiz yüklenme durumunda devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.

5.3.6 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için en kötü durumların belirlenmesi ve simülasyonunu

Yapılan simülasyonlara göre harmonik distorsiyon, aşırı yüklenme, gerilim düşümü değerlerine göre durumlar arasında en kötü olanları tespit edilebilir. Simülasyon sonuçlarıyla elde edilen bilgiler dahilinde Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörlerinde harmoniklerin oluşturduğu etkiler Çizelge 5.24’de belirtilmiştir.

Çizelge 5.24 Simülasyon sonuçlarına göre durumlar arasında harmonik etkilerin oluşturduğu referans simülasyona göre değerlendirilmesi.

Durumlar	Bağlantı Grupları	Akım Distorsiyonu	Gerilim Distorsiyonu	Yüklenme Durumu	Gerilim Düşümü
Trafo empedansının arttırılması	Dyn1	Azalı	Azalı	Azalı	Azalı
	Dyn11	Azalı	Azalı	Azalı	Azalı
	Yyn1	Azalı	Azalı	Azalı	Azalı
Motor yükünün arttırılması	Dyn1	Artar	Artar	Artar	Azalı
	Dyn11	Artar	Artar	Artar	Azalı
	Yyn1	Artar	Artar	Artar	Azalı
Pasif yükün arttırılması	Dyn1	Azalı	Azalı	Artar	Azalı
	Dyn11	Azalı	Azalı	Artar	Azalı
	Yyn1	Azalı	Azalı	Artar	Azalı
Dengesiz yüklenme	Dyn1	Faza göre	Faza göre	Faza göre	Faza göre
	Dyn11	Faza göre	Faza göre	Faza göre	Faza göre
	Yyn1	Faza göre	Faza göre	Faza göre	Faza göre

Çizelge 5.24’de görüldüğü üzere belirtilen özelliklere göre en kötü şartların motor yükünün arttırılması ve dengesiz yüklenme olduğunu söylemek mümkündür. Motor yükünün arttırılması değerleri Çizelge 5.25’de ve bağlı olarak değişen güç kapasitörleri değerleri Çizelge 5.26’da, dengesiz yüklenme durumu faz yükleri ve bunlara uygun güç kapasitörleri Çizelge 5.27 ve Çizelge 5.28’de ifade edilmiştir.

Çizelge 5.25 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için motor yük değeri artması durumu.

Mevcut model (19) (2 ad.) 150 kW	100 HP [75 kW] 400 V 50 Hz 1484 RPM
Artması durumu (21) (2 ad.) 320 kW	215 HP [160 kW] 400 V 50 Hz 1487 RPM

Arttırılan motor yükleri (2 adet) için güç faktörü düzeltme kapasitörü (PFC2) hesaplamaları:

i. $P_T = 320 \text{ kW}$, $\cos \Theta_1 = 0.85$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 320 (\tan 31.78 - \tan 18.2) = 320 (0.619 - 0.33) = 92.48 = 95 \text{ kVAr}$$

Çizelge 5.26 Motor yükünün arttırılması durumu güç faktörü düzeltme kapasitörünün (PFC2) yeni değeri.

Mevcut PFC2 değeri	45 kVAr
Motor Yükünün Artması durumu PFC2 değeri	95 kVAr

Dengesiz yüklenme durumunda oluşan Güç Faktörü Düzeltme Kapasitörleri PFC4 (A fazı), PFC 5 (B fazı), PFC6 (C fazı) şu şekilde belirlenmiştir:

i. PFC1 üç fazlı kapasitörün revize edilmesi;

$$P = 100 \text{ kW}, Q_L = 75 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(75/100)] = 0.80$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.950$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 100 (\tan 36.86 - \tan 18.2) = 100 (0.749 - 0.33) = 41.9 = 40 \text{ kVAr}$$

ii. PFC4 A fazı kapasitörünün belirlenmesi;

$$P = 200 \text{ kW}, Q_L = 150 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(150/200)] = 0.80$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.950$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 200 (\tan 36.86 - \tan 18.2) = 200 (0.749 - 0.33) = 83.8 = 85 \text{ kVAr}$$

iii. PFC5 B fazı kapasitörünün belirlenmesi;

$$P = 300 \text{ kW}, Q_L = 225 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(225/300)] = 0.80$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.950$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 300 (\tan 36.86 - \tan 18.2) = 300 (0.749 - 0.33) = 125.7 = 125 \text{ kVAr}$$

iv. PFC6 C fazı kapasitörünün belirlenmesi;

$$P = 400 \text{ kW}, Q_L = 300 \text{ kVAr}, \cos \Theta_1 = \cos [\tan^{-1}(300/400)] = 0.80$$

$$\cos \Theta_1 = 0.80, \cos \Theta_2 = 0.950$$

$$Q_C = P(\tan[(\cos \Theta_1)^{-1} - (\cos \Theta_2)^{-1}]) = 400 (\tan 36.86 - \tan 18.2) = 400 (0.749 - 0.33) = 167.6 = 170 \text{ kVAr}$$

Çizelge 5.27 Dengesiz yüklenme için fazlardaki pasif yüklerin yeni değerleri.

Mevcut pasif yükü (3 fazlı)	1000 kW 750 kVAr 400 V 50 Hz
Artması durumu pasif yük (3 fazlı)	100 kW 75 kVAr 400 V 50 Hz
A fazı pasif yük (1 fazlı)	200 kW 150 kVAr 400 V 50 Hz
B fazı pasif yük (1 fazlı)	300 kW 225 kVAr 400 V 50 Hz
C fazı pasif yük (1 fazlı)	400 kW 300 kVAr 400 V 50 Hz

Çizelge 5.28 En kötü durumlar için güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin değerleri.

Revize edilmiş PFC1 değeri (3 fazlı)	40 kVAr
A fazı PFC4 değeri (1 fazlı)	85 kVAr
B fazı PFC5 değeri (1 fazlı)	125 kVAr
C fazı PFC6 değeri (1 fazlı)	170 kVAr

Çizelge 5.29’da değişen bu durum için ilgili bağlantı gruplarının primer ve sekonderlerinde oluşan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları görülmektedir.

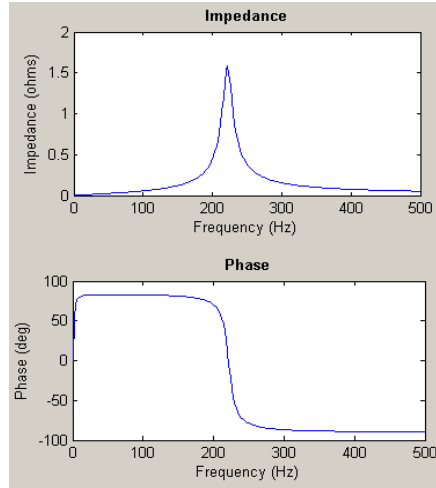
Çizelge 5.29 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları en kötü durumlar için toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları.

		Dyn1 (%)	Dy11 (%)	Yyn (%)
Primer gerilim distorsiyon	THDVa	0.48	59.65	8.53
	THDVb	0.72	24.45	0.48
	THDVc	0.33	6.28	0.15
Sekonder gerilim distorsiyon	THDVa	33.22	34.7	34.6
	THDVb	19.38	20.32	20.28
	THDVc	6.28	6.49	6.33
Primer akım distorsiyon	THDIa	29.56	42.5	69.69
	THDIb	47.68	15.95	27.68
	THDIc	17.58	25.11	6.85
Sekonder akım distorsiyon	THDIa	70.6	59.65	70.03
	THDIb	27.94	24.45	27.78
	THDIc	7.13	6.28	6.87

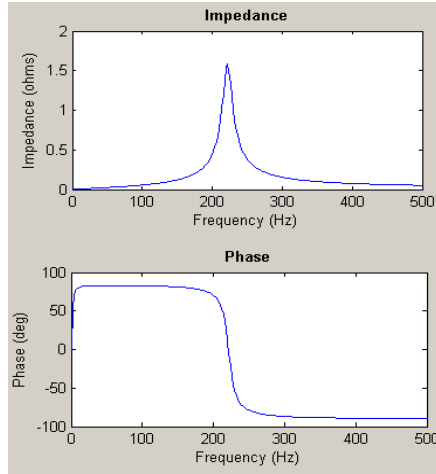
Şekil 5.53 ve Şekil 5.55 arasında ilgili bağlantı grupları için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrileri görülmektedir.

Çizelge 5.30 Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörler için en kötü durumlarda elde edilen simülasyon sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması.

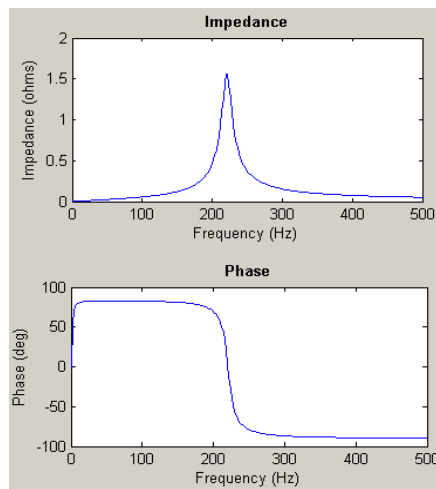
		Dyn1 referans	Dyn11 referans	Yyn referans	Dyn1 en kötü durumlar	Dyn11 en kötü durumlar	Yyn en kötü durumlar	Karşılaştırma Dyn1 (%)	Karşılaştırma Dyn11 (%)	Karşılaştırma Yyn (%)
Primer Gerilim	Va_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34957.34 V	34966.79 V	34994.58 V	+0.017	+1.45	+0.170
	Vb_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	35003.73 V	34931.77 V	34959.73 V	+0.15	+0.044	+0.070
	Vc_pr	34951.08 V	34916.05 V	34935.13 V	34966.81 V	34922.63 V	34925.62 V	+0.045	+0.018	-0.027
Sekonder Gerilim	Va_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	413.83 V	393.47 V	404.16 V	+6.68	+5.80	+7.6
	Vb_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	401.11 V	381.38 V	391.23 V	+3.40	+2.55	+6.34
	Vc_s	387.91 V	371.87 V	380.04 V	388.58 V	369.47 V	379.11 V	+0.172	-0.645	+0.244
Primer Akım	Iap	21.28 A	23.22 A	21.10 A	19.30 A	19.10 A	13.25 A	-9.30	-30.53	-37.20
	Ibp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	20.56 A	27.12 A	21.11 A	-3.38	+16.79	+0.047
	Icp	21.28 A	23.22 A	21.10 A	27.37 A	21.10 A	28.95 A	+28.61	-10.04	+37.20
Sekonder Akım	Ias	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1346.85 A	1209.76 A	1154.71 A	-27.42	-40.25	-37.22
	Ibs	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	1951.88 A	1954.27 A	1841.74 A	+5.169	-3.48	+0.122
	Ics	1855.93 A	2024.89 A	1839.49 A	2600.00 A	2652.72 A	2526.94 A	+40.09	+31.00	+37.37
Motor akım	Im	80 A	76.69 A	78.37 A	163.00 A	154.98 A	159.07 A	+103.75	+102.08	+102.9



Şekil 5.53 Dyn1 bağlantı grubu en kötü şartlar için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.54 Dyn11 bağlantı grubu en kötü şartlar için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.



Şekil 5.55 Yyn bağlantı grubu en kötü şartlar için devre empedansı ve faz açısının frekansla değişim eğrisi.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Elektrik enerjisi geçen zamanla birlikte sürekli artan bir talep miktarıyla ortaya çıkmaktadır. Bu özelliği nedeniyle gelişim içerisinde olan bir piyasa olarak güç mühendislerinin çalışma alanında önemli bir yer oluşturmaktadır. Ekonomik açıdan bakıldığında elektrik enerjisinin kullanım etkinliğinin ve kontrolünün artırılması bir zorunluluk haline gelmiştir. 2010 yılı için elektrik enerjisinin % 50'sinin yarı iletken elemanlarla kontrol edilecek olması, elektriğin saf sinüsoidal dalga biçiminde distorsiyon oluşumunu çok daha mümkün hale getirecektir. Bu durum böylece elektrik enerjisinde süreklilik, güvenilirlik gibi kavramlarla beraber güç kalitesi çerçevesinden harmonikleri çok tartışılır bir konu haline getirmektedir. Harmonikler güç sistemlerinin her kademesinde bulunabilmektedir. Böylece güç sisteminin her tarafına yayılarak bağlı ekipmanlarda önemli derecede tahribat riski oluşturmakta, kayıplarla beraber performans düşüklüğüne neden olmaktadır. Güç sistem harmoniklerinin yarattığı olumsuz etkilerden biri de dağıtım transformatörlerinde meydana gelmektedir.

Bu çalışmada oluşturulan güç sisteminin bileşenleri, harmonik üreten kaynaklardan seçilerek sistemde önemli bir harmonik kompozisyonu teşkil edilmiştir. Çalışmada referans simülasyon ile dağıtım transformatörlerinin Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu dağıtım transformatörleri için bütün bileşenleri aynı kabul edilmiş ve simülasyonlar yapılarak sonuçlar alınmıştır. Belirtilen bu bağlantı grupları için dağıtım transformatörlerinin harmoniklere olan yaklaşımları görülmüştür.

Bu çalışmanın içerisinde birkaç değişik durum daha dikkate alınmıştır. Çalışmayı daha iyi değerlendirmek için oluşturulan bu durumlar, trafo empedansının artırılması, motor yükünün artırılması, pasif yükün artırılması, dengesiz yüklenme ve en kötü durumların değerlendirildiği simülasyonlar şeklindedir. Oluşturulan bu simülasyonlar her grup için üçer adet olmak üzere toplamda onsekiz adet olmuştur. Yapılan bu simülasyonlara göre ortaya çıkan sonuçları şu şekilde özetlemek mümkündür:

- Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simülasyon sonuçları:

- i. Sisteme harmonikli bir akış sağlayacak kısım sekonderde tasarlandığından sayısal değişimleri sekonder kısım için değerlendirmek daha gerçekçi olacaktır. Harmonikli yük akışının primere olan etkisinin transformasyon ile mümkün olduğu gözükse de bunun sekonder kadar etkin olduğunu söylemek mümkün değildir.

ii. Aynı harmonikli yük kompozisyonunda yapılan simülasyonlar sonucunda, harmonikli akımlardan dolayı Dyn11 bağlantılı dağıtım transformatörünün primer ve sekonder tarafında oluşan gerilim düşümleri, Dyn1 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörlere göre daha fazla olmuştur. Dyn1 bağlantı grubunun sekonder tarafındaki gerilim 387 V iken, Dyn11 için bu 371 V ve Yyn için 380 V olmuştur (Çizelge 5.7). Bu sonuçlardan görüldüğü üzere harmonikli akımların en fazla gerilim düşümüne neden olduğu grup Dyn11 bağlantı grubudur. Dyn11 bu bağlantı grupları içerisinde harmonikli yük akışından gerilim düşümü olarak en fazla etkilenen grup olmuştur. Burada Dyn bağlantı gruplarında faz farkı arttıkça oluşan gerilim düşümünün arttığını söylemek mümkün olmaktadır.

iii. Bu bağlantı gruplarını sekonder akımlar açısından değerlendirmek gerekirse, ki bu akıma yüklenme akımı demek doğru olur, en az yüklenen bağlantı grubu olarak Yyn görülmektedir (Çizelge 5.7). Yüklenme akımlarına bakıldığında Dyn1 için 1855 A, Dyn11 için 2024 A ve Yyn için 1839 A olmaktadır. Buradan görüldüğü üzere Dyn11 bağlantı grubu sistemdeki harmonikli akıştan dolayı en fazla yüklenen transformatör grubu olmaktadır. Böylece fazla yüklenmeden dolayı arızaya ve transformatör ömrünün kısalmasına en yakın bağlantı grubu olarak Dyn11 bağlantı grubu görülmektedir. Ayrıca bu durum primer tarafındaki akımlar için de geçerlidir. Burada Dyn bağlantı gruplarında faz farkı arttıkça oluşan kayıpların arttığını söylemek mümkündür.

iv. Referans simülasyonu distorsiyonlar açısından değerlendirmek gerekirse yoruma açık bir sonuç ortaya çıkmaktadır. Bu durum yüklenme akımlarına bakıldığında sekonderde en fazla yüklenen Dyn11 bağlantı grubunda oluşan akım distorsiyonunun 7.5 en az olması, en az yüklenen Yyn bağlantı grubu için 8.26 en fazla olmasıdır. Bir yorum getirmek gerekirse, fazla yüklenme sisteminde dolaşan harmonikli akımlar kadar transformatör grubunun sisteme akım vererek bunları karşılaması anlamına gelmektedir. Dolayısıyla harmonik akım distorsiyonunun bu yüzden azaldığını söylemek uygun olabilir (Çizelge 5.8).

v. Faz açısının frekansla değişimi dikkate alındığında, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplu transformatörlerin tamamının $f=184$ Hz'de rezonansa girebileceği gözükmektedir. Bu durum harmonikli yük kompozisyonu için Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının 3. ve 4. harmoniklere duyarlı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.31-5.32-5.33).

vi. Asenkron motorun kaynaktan çektiği akımlar Dyn1 bağlantı grubunda 80 A, Dyn11 bağlantı grubunda 76.69 A ve Yyn bağlantı grubunda 78.37 A olmaktadır. Burada yüklenmenin en fazla olduğu Dyn11 bağlantı grubunda motor yüklerinin harmonikli akıştan en fazla etkilendiklerini ve çalışma akımlarının azaldıklarını söylemek mümkündür.

- Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında transformatör empedansının artırılması simülasyon sonuçları ve bu sonuçların referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması:

- i. Transformatör empedansının endüktans bileşeni % 20 artırılarak Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için simülasyonlar yapılmış ve referans simülasyon ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlara göre yüklenme durumunun en fazla ve gerilim düşümünün de en çok Dyn11 bağlantı grubunda olduğu referans simülasyon sonucu devam etmektedir. Fakat transformatör empedansının artırılması durumunda yüklenme akımı olarak esas aldığımız sekonder akım değeri % 1.17 azalarak örneğin Dyn11 için 2024 A'den 2001 A'ye gerilemiştir (Çizelge 5.11).

- iii. Sekonder akım distorsiyonu her üç bağlantı grubu için % 28 azalma ile iyileşmeye gitmektedir. Bu durum bağlantı gruplarının primer tarafları için de geçerli bir durumdur. Sonuç olarak transformatör empedansının artırılmasıyla harmonikli yük akışının sistem üzerindeki etkisi azalmaktadır (Çizelge 5.11).

- iv. Faz açısının frekansla değişimi dikkate alındığında, transformatör empedansının artırılması durumunda, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için referans simülasyonda $f = 184$ Hz'de olan rezonans frekansının $f = 180$ Hz'e kaydığı görülmektedir. Transformatör empedansının artırılması durumu, Dyn1, Dyn ve Yyn bağlantı gruplarının 3. ve 4. harmoniklere duyarlı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.34-5.35-5.36).

- Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında motor yükünün artırılması simülasyon sonuçları ve bu sonuçlarının referans simülasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması:

- i. Motor yükleri, mevcut yük kompozisyonuna göre % 213 artırılarak Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için simülasyonlar yapılmış ve referans simülasyon ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlara göre Dyn1, Dyn11 ve Yyn gruplarında primer ve sekonder gerilimleri, referans simülasyondaki primer ve sekonder gerilimlere oranla azalmış ve referans simülasyona göre gerilim düşümü artmıştır. Harmonik akımların, motor yükünün artırılması durumunda Dyn11 bağlantı grubunu diğer gruplara göre daha fazla yüklediğini söylemek mümkündür (Çizelge 5.21).

- ii. Bu durum için toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları dikkate alındığında her bağlantı grubu için % 13 bir artışın olduğu görülmektedir (Çizelge 5.15).

- iii. Faz açısının frekansla değişimi dikkate alındığında, motor yükünün artması durumunda, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının tamamında referans simülasyonda $f=184$ Hz olan rezonans frekansının $f=178$ Hz'e kaydığı gözükmektedir. Motor yükünün artırılması durumu, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının 3. ve 4. harmoniklere duyarlı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.37-5.38-5.39).

- Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında pasif yükün arttırılması simulasyon sonuçları ve bu sonuçların referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması:

- i. Pasif yük, mevcut yük kompozisyonuna göre % 50 arttırılarak Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı grupları için simulasyonlar yapılmış ve referans simulasyon sonuçları ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlara göre pasif yükün % 50 arttırılmasıyla, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında primer ve sekonder gerilimler referans simulasyona göre azalmış, gerilim düşümü artmıştır. Gerilim düşümünün artmasının nedeni sistemdeki yük büyüklüğünün artmış olmasıdır. Yüklenme akımı da artan bu lineer yüke göre düzgün bir artış oluşturmuştur.

- ii. Pasif yükün bu oranda arttırılması sistemin lineerliğini arttırmış olduğundan toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonlarında büyük azalmalar oluşmuştur. Örneğin referans simulasyona göre pasif yükün arttırılması durumunda Dyn11 bağlantı grubunda toplam harmonik akım distorsiyonunda % 64 bir azalma olmuştur.(Çizelge 5.19).

- iii. Faz açısının frekansla değişimi dikkate alındığında, pasif yükün arttırılması durumunda, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında referans simulasyonda $f = 184$ Hz olan rezonans frekansının $f = 168$ Hz'e kaydığı gözükmemektedir. Pasif yükün arttırılması durumu, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının 3. harmoniklere duyarlı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.40-5.41-5.42).

- Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında dengesiz yüklenme simulasyon sonuçları ve bu sonuçların referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması:

- i. Sistemdeki mevcut 3 fazlı pasif yük 1000 kW değerden 100 kW değere düşürüldükten sonra, A, B, C fazlarına sırasıyla 100, 300 ve 500 kW değerlerinde tek fazlı pasif yükler eklenerek dengesiz bir sistem elde edilmiştir. Sonuçlara göre dengesiz yüklenme şartlarının oluşturulmasıyla, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında primer gerilimler gelişigüzel değişim gösterirken ve sekonder gerilimler için dengesiz olarak daha az yüklenen A fazında artış oluşmuştur. Sekonder akımlara bakıldığında üç bağlantı grubu için de dengesizliğin en fazla olduğu C fazında yüklenme oldukça artmaktadır. Örneğin bu artış Dyn11 bağlantı grubu için referans simulasyon değerine göre en fazla dengesiz yüklenen C fazı için % 67 oranında oluşmuştur (Çizelge 5.23).

- ii. Bu durum değişikliğini toplam harmonik akım ve gerilim distorsiyonları açısından incelediğimizde, akım distorsiyonunda dengesiz yüklenmenin en az olduğu A fazında büyük değişimler oluşmuştur. Sekonder akım distorsiyonu A fazında % 36.19 iken C fazında % 2.88 olmaktadır (Çizelge 5.22).

iii. Faz açısının frekansla değişimi dikkate alındığında, dengesiz yüklenme durumunda, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında referans simulasyonda $f=184$ Hz olan rezonans frekansının $f=184$ Hz olarak devam ettiği gözükmemektedir. Dengesiz yüklenme durumu, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının 3. ve 4. harmoniklere duyarlı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.50-5.51-5.52).

- Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında en kötü durumlar için simulasyon sonuçları ve bu sonuçların referans simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılması:

i. Bu durumun incelenmesi için sistemdeki simulasyon sonuçları Çizelge 5.24'de akım distorsiyonu, gerilim distorsiyonu, yüklenme durumu ve gerilim düşümü değerlerine göre incelenerek en kötü durumların neler olduğu belirlenmiştir. Bu durumlar motor yükünün artırılması ve dengesiz yüklenme olarak ortaya çıkmıştır. Bu durumların tespit edilmesinin ardından 3 fazlı pasif yük 1000 kW değerden 100 kW değere düşürüldükten sonra, A, B, C fazlarına sırasıyla 200, 300 ve 400 kW değerlerinde tek fazlı pasif yükler eklenmiş ve sistemdeki motor yük değerleri de % 213 artırılarak bu şartlar oluşturulmuştur. Bu şartların oluşturduğu sonuçlar Çizelge 5.29'da karşılaştırılmıştır. Sadece dengesizlik durumuna veya sadece motor yüklerinin artırılması durumuna bakıldığında her ikisinin birden bulunması dengesizlikle biçimli olarak yüklenmeyi arttırmıştır.

ii. Bu durumu distorsiyon açısından değerlendirmek gerekirse dengesizliğe motor yükünün artmasının eklenmiş olmasıyla yine dengesiz bir biçimde distorsiyonların arttığı görülmektedir. En az yüklenen A fazında akım ve gerilim distorsiyonları en yüksek olmaktadır (Çizelge 5.29).

iii. Faz açısının frekansla değişimi dikkate alındığında, en kötü durumlar için, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarında referans simulasyonda $f = 184$ Hz olan rezonans frekansının $f = 222$ Hz'e kaydığı gözükmemektedir. En kötü durumlar için yapılan simulasyonlar, Dyn1, Dyn11 ve Yyn bağlantı gruplarının 4. harmoniklere duyarlı olduğunu göstermektedir (Şekil 5.53-5.54-5.55).

Yapılan bu simulasyonlar ve karşılaştırmalardan sonra elde edilen genel sonuçları maddeler halinde şöyle yazabiliriz:

- Dyn bağlantı gruplu bir dağıtım transformatöründe sargılar arasındaki faz farkı arttıkça harmonikli bozulmanın primere transformasyonu artar.
- Dyn bağlantı gruplu bir dağıtım transformatöründe sargılar arasındaki faz farkı arttıkça gerilim düşümü artar ve yüklenme akımı artar.

- Yyn bağlantı gruplu bir dağıtım transformatörü, Dyn11 bağlantı gruplu transformatöre göre aynı şartlarda daha az yüklenirken daha fazla gerilim düşümüne maruz kalmaktadır.
- Dyn bağlantı gruplu bir dağıtım transformatöründe sargılar arasındaki faz farkı arttıkça harmonikleri akımları karşılamak için yüklenme artacaktır ve yüklenme arttıkça da asenkron motor gibi döner alanlı makinaların kaynaktan çektikleri akım olağan dışı azalacaktır.
- Harmonikli yük akışının olduğu bir güç sisteminde transformatör empedansının artırılması durumunda yüklenme akımı ve gerilim düşümü azalır, rezonans frekansı düşer.
- Harmonikli yük akışının olduğu bir güç sisteminde motor yükünün artırılması durumunda harmonik distorsiyon, yüklenme akımı ve gerilim düşümü artar, rezonans frekansı düşer.
- Harmonikli yük akışının olduğu bir güç sisteminde pasif yükün artırılması durumunda harmonik distorsiyon azalır.
- Harmonikli yük akışının olduğu bir güç sisteminde dengesiz yüklenme durumunda dengesizliğin en az olduğu fazda gerilim ve distorsiyon artışı görülürken, dengesizliğin en fazla olduğu fazda yüklenme akımı artar ve harmonik distorsiyon azalır.

“Dağıtım Transformatörlerinin Bağlantı Gruplarına Göre Harmonik Simulasyonu” adlı bu çalışmada elde edilen sonuçlara göre şu önerilerde bulunmak uygun olur:

- Yeni bir sanayi tesisi kurulmadan önce yük planlaması çok iyi yapılmalı, mümkünse nonlineer yükler ve lineer yükler ayrı ayrı transformatörlerden beslenmelidir. Bu mümkün olmazsa bile nonlineer yükler mevcut transformatör gücünün %30'unda sınırlandırılmalıdır.
- Harmonik olayı tüketici esaslı bir konudur. Özellikle büyük sanayi kuruluşları ortak birleşme noktalarında kendi yapılarına uygun bir harmonik giderme yöntemini kullanmalıdırlar. Bu genele yayıldığında zamanla elektrik enerjisinin birim fiyatını düşürecektir.
- Büyük güçlü nonlineer yüklerin olduğu tesisler harmonik ölçümlerini zamana göre planlamalı ve harmonik bozulmanın tesisin diğer taraflarına yayılmalarını önlemelidirler.
- Dyn bağlantı gruplu bir transformatör kullanılacak olan yeni bir tesiste sargılar arasındaki faz farkı arttıkça harmonik distorsiyonun artacağı dikkate alınmalıdır.

KAYNAKLAR

- Acarkan B., Kılıç O. ve İnan A., (2005), “Alçak Gerilimde Tek Fazlı Yükler İçin Harmonik Akım Sınırları”.
- Acha E. ve Madrigal M., (1998), “Power System Harmonics Computer Modelling and Analysis”.
- Adak S., (2002), “Enerji Sistemlerinde Harmonik Distorsiyonun Azaltılması”, Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- Angamma AMCI, Seyon, Tennakoon, Weerasekara, (1999), “Project on Power Quality”, Supervised by: Prof. M.P. Dias.
- Arrillaga J., Smith C.B., Watson R.N. ve Wood R.A., University of Canterbury, New Zealand, (1998), “Power System Harmonic Analysis”.
- Ashok S. Lecturer, Dept. of Elect. Eng. R.E.C Calciut, (2000), “Effect of Power System Harmonics on Power System Equipment and Loads”.
- Bechard P., PdMA Corporation, (2004), “Fault Zone Analysis POWER QUALITY”, Motor Technical Conference, Technical Support&Training.
- Bingham P.R., Dranetz-BMI, Edison, NJ, USA, (1997), “Power Quality Starts At the Load”.
- Chang K.W.G, (1998), Siemens Power Transmission and Distribution, “Harmonics Theory”.
- Chapman D., Copper Development Association, March (2001), “Harmonics Causes and Effects”, Leonardo Power Quality Initiative, IEEE Endorsed Provider.
- Dongan Electric Manufacturing, (2003), “Dongan Transformers K-Factor Transformers for Harmonic Loads”.
- Driesen J., Belmans R. ve Hameyer K., (2000), “The Computation of the Effects of Harmonic Currents on Transformers using a Coupled Electromagnetic-Thermal FEM Approach”.
- Dugan R.C., McGranaghan F.M, Beaty H.W, (1996), “Electrical Power Systems Quality”.
- Eilert, (2000).
- ESAA Electricity Supply Association of Australia Limited, March (2002), “Customer Guide to Electricity Supply”.
- Fassbinder S., Deutes Kupferinstitut, Copper Development Association, June (2003), “Harmonics Passive Filters”, Leonardo Power Quality Initiative, IEEE Endorsed Provider.
- Ferracci P., Schneider Electric, October (2001), “Cahier Technique no.199 Power Quality”.
- Funakibi S. ve Himei T., (1985), “Design Procedure of Firing Angles Harmonic Reduction in a Thyristor Controlled Reactor by Asymmetrical Firing Control”, IEEE Proceedings.
- Gencer Ö.Ö., Albozacı B. ve Öztürk S. Kocaeli University, (2002), “Harmonic Analysis of an Industrial System-A Case Study”.
- Gönen M., (2003), “Orta Gerilim Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Harmoniklerin Analizi”, Yüksek Lisans Tezi, Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü, İstanbul.
- Grady W.M. ve Santoso S., September 1 (2001), “Understanding Power System Harmonics”.
- Grady, September 22 (2000), “Standards and Solutions”.
- Guzman A., Zocholl S., Benmouyal G. ve Altuve J.H., (2000), “Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays”.
- Hanzelka Z. ve Bien A., AGH University of Science and Technology, Copper

Development Association, July (2004), "Harmonics Interharmonics", Leonardo Power Quality Initiative, IEEE Endorsed Provider.

Holmes T. ve Miller T., Country Energy, 26 September (2002), "Customer Service Standards Electricity Supply CEK8026".

IEEE Std 141-1993 (Revision of IEEE Std 141-1986), 2 December (1993), "Red Book", "IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants", Chapter 9 Harmonics in power systems, Page 443.

Ignatova V., Bacha S., Granjon P. ve Retiere N., (2004), "Linear Time Periodic Modelling of Power Electronic Devices for Power System Harmonic Analysis and Simulation".

Information and communication technology.

Integral energy, Power Quality Centre, University of Wollongong, October (2002), "Voltage Unbalance Technical Note No.6".

Jayasinghe N.R., Lucas J.R., Perera, (2003), "Power System Harmonic Effects on Distribution Transformers and New Design Considerations for K Factor Transformers".

Jose Dr.T.L., Professor Dept. of Elect. Eng. R.E.C Calciut, (2000), "Power Quality-An Overview".

Jun W. ve Saha K.T. Senior Member IEEE, (1998), "Simulation of Power Quality on a University Distribution System".

Karve S., MGE UPS Systems Ltd, Copper Development Association, March (2001), "Active Harmonics Conditioners", Leonardo Power Quality Initiative, IEEE Endorsed Provider.

Kaszteny B. ve Kulidjian A., GE Power Management, 53rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, (2000), "An Improved Transformer Inrush Restraint Algorithm Increases Security While Maintaining Fault Response Performance".

Kennedy W.B., (2000), "Power Quality Primer".

Key S.T. ve Lai S.J., (1998), "IEEE and International Harmonic Standards Impact on Power Electronic Equipment Design"

Kim S.D. ve Morcos M.M., Senior Member IEEE, (2004), "An Improved Method for Classifying Power Quality Disturbances".

Kocatepe C. Prof.Dr., Yumurtacı R. Yrd.DoçDr., Uzunoğlu M. Yrd.Doç.Dr., Karakaş A. ve Arıkan O., (2003), "Elektrik Tesislerinde Harmonikler".

McGranaghan M., (1996), "Active Filter Design and Specification For Control of Harmonics In Industrial and Commercial Facilities".

Moran A.L., Dixon W.J., Espinoza R.J. ve Wallace R.R., (2000), "Using Active Power Filters to Improve Power Quality".

Nelson P.J., Fellow IEEE, NEI Electric Power Engineering, Avrada, CO, (2002), "A Beter Understanding of Harmonic Distortion in the Petrochemical Industry".

Ortmeyer H.T. ECE Dept. Clarkson University, Arkam F.M. Dept. Of Elec. Eng. Univ. of Engineering and Technology Lahore ve Hiyama T. Dept. Of Electrical and Computer Eng. Kumamoto University, (1996), "Harmonic Modeling of Networks".

Pacificorp Pacific Power Utah Power, Engineering Standards and Technical Support Department, 9 Jun (1998), "Harmonic Distortion".

Peşint M.A. ve Ürkmez A., (1996), "Elektrik Makinaları Transformatörler, Bölüm 12

Bağlantı Şekilleri ve Bağlantı Grupları”.

Power System Blockset User’s Guide, Ver. 1, (1998).

Prabhakaran Dr.N., Professor Dept. of Elect. Eng. R.E.C Calciut, (2000), “Harmonics and EMI from Power Electronic Equipment”.

Ranade S.J. New Mexico State University ve Xu W. University of Alberta, (1996), “Chapter 1 An Overview of Harmonics Modeling and Simulation”.

Ribeiro F.P., (1998), BWX Technologies Inc. Naval Nuclear Fuel Division Lynchburg, “Distribution System and Other Elements Modeling”.

Roccia P. ve Quillon N., October (1994), “Cahier Technique no. 152 Harmonics in Industrial Networks”.

Sankaran C., (2000), “Transformers”.

Schinbein L.A. ve DeSteeze J.G., Pacific Northwest National Laboratory, January (2002), “Distributed Energy Resources, Power Quality and Reliability-Background”.

Schonek J., (2001), “Cahier Technique Schneider Electric No. 202 The Singularities of Third Harmonic”.

Square D Product Data Bulletin, August (1994), “Power System Harmonics, Causes and Effects of Variable Frequency Drives, Relative to the IEEE 519-1992 Standard”.

Sreerama Kumar Dr.R., Asst. Professor Dept. of Elec. Eng. R.E.C Calciut, (2000), “Power Quality Standards”, “Power System Modelling and Harmonic Analysis”.

Tayjasant T. Student Member IEEE, Wang W., Chun Li Member IEEE ve Xu W., Senior Member IEEE, (2004), “Interharmonic-Flicker Curves”.

Thiruvengadam Dr.S., Prof. Head. Dept. of Elect. Eng. Sri Venkateswara College of Eng., (2000), “Voltage Sag Analysis”.

USCCEMC United States National Committee, May 19 (1999), “Powerline Harmonics Position Paper”.

Wang M. Student Member IEEE ve Mamishev V.A., Member IEEE, (2004), “Classification of Power Quality Events Using Optimal Time-Frequency Representations-Part 1: Theory”.

West K., Fluke (UK) Ltd., Sarkuysan A.Ş., Copper Development Association, Nisan (2002), “Harmonikler Gerçek Kod-Tek Gerçek Ölçü”, Leonardo Power Quality Initiative.

Xu W., Senior Member IEEE, (2003), “Status and Future Directions of Power System Harmonic Analysis”.

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 17.02.1977

Doğum Yeri İstanbul

Lise 1990-1994

Avcılar Anadolu Meslek Lisesi-Makina

Lisans 1995-2000

Yıldız Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü

Çalıştığı Kurumlar

2003-2004

Tübitak-BİLTEN

2004-Devam ediyor.. ARTAŞ A.Ş.