

T.C.
GEBZE TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ALÇAK GERİLİM DAĞITIM SİSTEMLERİNDE NÖTR
YÜKLENMESİNİN İNCELENMESİ

VOLKAN AYTEKİN
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

GEBZE
2019

T.C.
GEBZE TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ALÇAK GERİLİM DAĞITIM
SİSTEMLERİNDE NÖTR YÜKLENMESİNİN
İNCELENMESİ

VOLKAN AYTEKİN
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DANIŞMANI
DR. ÖĞR. ÜYESİ TUBA GÖZEL

GEBZE

2019

T.R.
GEBZE TECHNICAL UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

**INVESTIGATION OF NEUTRAL LOADING
IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION
SYSTEMS**

VOLKAN AYTEKİN
A THESIS SUBMITTED FOR THE DEGREE OF
MASTER OF SCIENCE
DEPARTMENT OF ELECTRONIC ENGINEERING

THESIS SUPERVISOR
ASSIST. PROF. DR. TUBA GÖZEL

GEBZE

2019

GTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 12/06/2019 tarih ve 2019/26 sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından 16/09/2019 tarihinde tez savunma sınavı yapılan Volkan AYTEKİN'in tez çalışması Elektronik Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.

JÜRİ

ÜYE

(TEZ DANIŞMANI) : Dr. Öğr. Üyesi Tuba GÖZEL



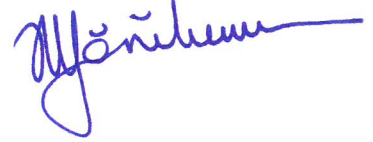
ÜYE

: Prof. Dr. M. Hakan HOCAOĞLU



ÜYE

: Doç. Dr. Nuran YÖRÜKEREN



ONAY

Gebze Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun
...../...../..... tarih ve/..... sayılı kararı.

ÖZET

Genel olarak Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi dört telli üç fazlı şebekedir, biri nötr ve üçü faz telidir. Eğer yük dengeli ise nötr telinden akım akmaz. Ancak gerçek şartlarda yük dengesizdir çünkü şebekeden çoğunlukla bir takım tek fazlı yükler beslenir. Bu tek fazlı cihazların bağlı olduğu bir şebekede haftanın her gününde ve günün her saatinde yapılan ölçümler sonucu göstermektedir ki nötr akımları şebeke faz akımlarının ortalamasının % 36'si kadardır.

Bu çalışmada Kocaeli ili Gebze ilçesinde bulunan 326 adet tüketicisi olan bir dağıtım trafosunda on gün süreyle ölçüm yapılmış ve nötr akımları izlenmiştir. Ölçüm sonuçları incelendiğinde görülmüştür ki nötr akımının en yüksek değeri 116,905A, en düşük değeri 24,778A ve ortalama değeri 52,79A'dır. Dağıtım şebekesi simülasyonu yapan analiz programlarından Open Distribution System Simulator (Open DSS) ile yapılan bu hesaplamalar için gerçek tüketim verileri kullanılmış ve daha gerçekçi sonuçlar elde etmek için yeni yük profilleri geliştirilmiştir. Open DSS ile dört farklı senaryoda dağıtım şebekesi incelenmiştir. Bir gün boyunca nötr iletkeninden geçen akımlar ve hat kayıpları hesaplanmıştır.

Hat kayıpları dengeli yük profilleri ve yeni yük profilleri için dört farklı senaryoda karşılaştırılmıştır. En iyimser senaryoda hesaplanan aktif güç kaybı yeni yük profilleri için % 9,5 fazla çıkmaktadır.

Nötr akımları için simülasyon sonuçları ve ölçüm sonuçları karşılaştırıldığında görüldü ki hiçbir senaryoda gerçek Nötr akımlarına ulaşamamıştır. Nötr akımları için ölçüm değerlerine en yakın senaryoda gerçek Nötr akımlarına ortalama %78,1 yaklaşılmıştır. Bunun üzerine şebekede harmonik analizi yapılmıştır. Harmonik analizi için en çok tüketim yapılan günler seçilmiş ve görülmüştür ki ölçüm anında ana dağıtım panosu nötr iletkeni üzerindeki akan Nötr akımlarının %99,9'u faz akımlarının birinci harmonik bileşenleri (temel frekanstaki dengesiz yüklenme), faz akımlarının üçüncü harmonik bileşenleri ve faz akımlarının dokuzuncu harmonik bileşenlerinden oluşmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi, Yük Profili, Mesken Abonesi, Dengesiz Yüklenme, Nötr Akımı.

SUMMARY

In general, Low Voltage Distribution Network is a four-wire three-phase network, one neutral and three phase wire. If the load is balanced, no current flows through the neutral wire. Under real conditions, however, the load is unstable because a number of single-phase loads are often supplied from the grid. Measurements taken on a single-day network in a network to which these single-phase devices are connected show every day of the week and at any time of the day, indicating that Neutral currents are 36% of the average of the mains phase currents.

In this study, a distribution transformer with 326 consumers in Gebze district of Kocaeli was measured for ten days and Neutral currents were monitored. When the measurement results are examined, it is seen that the highest value of the neutral current is 116,905A, the lowest value is 24,778A and the average value is 52,79A. Real consumption data was used for these calculations made in Open Distribution System Simulator (Open DSS), one of the distribution network simulation analysis programs, and new load profiles were developed to obtain more realistic results. The distribution network was examined for four different scenarios by OpenDSS. The currents passing through the neutral conductor and line losses for one day were calculated. Line losses for balanced load profiles and new load profiles are compared in four different scenarios. In the most optimistic scenario, the calculated active power loss is 9.5% higher for new load profiles.

When simulation results and measurement results for Neutral currents were compared, it was seen that no Neutral currents could be reached in any scenario. In the scenario closest to the measured values for neutral currents, the actual neutral currents were approached by an average of 78.1%. Harmonic analysis was performed on the network. The most consumed days were selected for harmonic analysis and it was observed that 99.9% of the neutral currents flowing on the main distribution board Neutral conductor at the time of measurement were the first harmonic components of the phase currents (unbalanced load at the fundamental frequency), the third harmonic components of the phase currents and the ninth harmonic components of phase currents.

Keywords: Low Voltage Distribution Network, Load Profile, Residential Customer, Unbalanced Loading, Neutral Current.

TEŞEKKÜR

Başta, yüksek lisans eğitimimde ve akademik hayatımda desteğini ve yardımlarını hiçbir zaman esirgemeyip bilgisi ile bu çalışmanın oluşmasının yolunu açan danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Tuba GÖZEL'e, göstermiş olduğu desteklerinden dolayı Sedaş Şebeke Yönetimi Grup Müdür Gökmen HASANÇEBİ'ye ve özellikle uzun çalışma saatlerimde sabırla yanımda olan eşim Elif AYTEKİN'e içten teşekkürlerimi sunarım.



İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	v
SUMMARY	vi
TEŞEKKÜR	vii
İÇİNDEKİLER	viii
SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ	x
ŞEKİLLER DİZİNİ	xi
TABLolar DİZİNİ	xvi
1. GİRİŞ	1
1.1. Tezin Amacı, Katkısı ve İçeriği	1
2. LİTERATÜR ÖZETİ	3
3. METOD VE UYGULAMALAR	13
3.1. Veri Toplama	15
3.2. İletkenlerin Modellenmesi	26
3.3 Şebeke Ölçümleri	30
3.4 OpenDSS İşlem Basamakları	32
3.5. Dağıtım trafosundan beslene müşterilerin Yük Profillerinin Belirlenmesi	37
3.6 Yük Profillerinin Güncellenmesi	48
3.7 Yeni Yük Profilleri	59
4. ANALİZ VE KARŞILAŞTIRMA	63
4. 1 Senaryo I	63
4. 2 Senaryo II	70
4. 3 Senaryo III	76
4. 4 Senaryo IV	81
4. 5 Nötr akımlarının ve Hat Kayıplarının Değerlendirilmesi	86
4.5.1 Nötr akımlarının Değerlendirilmesi	86
4.5.2 Hat Kayıplarının Değerlendirilmesi	87
5. ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİ HARMONİK ANALİZLERİ	89

5. 1 Harmonikler Analizi I	89
5. 2 Harmonikler Analizi II	94
5. 3 Harmonikler Analizi III	101
5. 4 Harmonikler Analizi IV	111
5. 5 Harmonikler Analizi V	113
6. SONUÇLAR	120
KAYNAKLAR	122
ÖZGEÇMİŞ	127



SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ

Simgeler ve Açıklamalar

Kisaltmalar

EPIAŞ	: Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş.
SEDAŞ	: Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.
EPDK	: T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EMO	: Elektrik Mühendisleri Odası
OpenDSS	: Elektrik Güç Dağıtım Şebekesi Simülasyon Programı
YKB	: Yapı Bağlantı Kutusu
km	: Kilometre
sn	: Saniye
m	: Metre
GTÜ	: Gebze Teknik Üniversitesi
TCMB	: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Sekil No:</u>	<u>Sayfa</u>
3.1: Şehir Şebekesi Dağıtım Trafosu ve Trafodan beslenene Tüketiciler.	14
3.2: Dağıtım trafosu depar çıkışları.	16
3.3: Şehir Şebekesi Dağıtım Trafosu abone sayıları ve 8 Ağustos Yük Profilleri.	17
3.4: EPIAŞ Dengeli Yük Profilleri Detaylı Gösterim.	18
3.5: Dağıtım trafosu sekonder bara'dan bir günde çekilen aktif güç.	20
3.6: a) Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi, b) Müşteri YBK bağlantıları.	21
3.7: Yedi günlük I1, I2, I3 ve Inötr akımları.	22
3.8: Bir günlük I1, I2, I3 ve Inötr akımları.	23
3.9: Yedi günlük Inötr akımı.	25
3.10: Bir günlük Inötr akımı.	26
3.11: Havai hat modelleme 3Aster/Pansy.	28
3.12: OpenDSS Havai Hat Modelleme.	29
3.13: OpenDSS Modelleme Sonuçları.	29
3.14: MRG 511 Güç Analizörü.	30
3.15: Ölçüm noktaları.	31
3.16: OpenDSS işlem basamakları.	32
3.17: Transformer.	33
3.18: İletken Kütüphanesi (LineCode).	33
3.19: Lines.	34
3.20: LoadShape.	34
3.21: Load.	34
3.22: Monitör.	35
3.23: AG_Sebeke.	36
3.24: Mesken müşterisi Dengeli Yük Profili.	39
3.25: Yük Profillerinin OpenDSS programına işlenmesi.	40
3.26: L1, L2 ve L3 için Aktif güç ölçüm sonuçları.	41
3.27: Dengeli Yük Profilleri için OpenDSS simülasyon sonuçları.	41

3.28: P1 için Ölçüm Sonuçları ve Simülasyon Sonuçları.	42
3.29: P1 için Ölçüm ile Simülasyon Arasındaki Hata.	43
3.30: P2 için Ölçüm Sonuçları ve Simülasyon Sonuçları.	44
3.31: P2 için Ölçüm ile Simülasyon Arasındaki Hata.	45
3.32: P3 için Ölçüm Sonuçları ve Simülasyon Sonuçları.	46
3.33: P3 için Ölçüm ile Simülasyon Arasındaki Hata.	47
3.34: Mesken, Ticarethane, Sanayi, Aydınlatma ve Diğer Müşterilerinin Aktif Enerji Tüketimi.	48
3.35: A departmanı ölçüm.	50
3.36: A departmanı üç fazlı müşteri Yük profili.	51
3.37: A departmanı R fazı mesken müşteri Yük profili.	54
3.38: A departmanı S fazı mesken müşteri Yük profili.	55
3.39: A departmanı T fazı Mesken Müşteri Yük profili.	56
3.40: Mesken müşterileri için üç adet yeni yük profili detayı.	57
3.41: Mesken müşterileri için üç adet yeni yük profili.	58
3.42: A departmanı için 4 adet yük profili.	59
3.43: B departmanı için 4 adet yük profili .	60
3.44: C departmanı için 3 adet yük profili .	61
3.45: D departmanı için 3 adet yük profili.	61
3.46: Akaryakıt istasyonu için 3 adet yük profili.	62
4.1: Senaryo I için Nötr akım değerleri.	65
4.2: Senaryo I için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.	66
4.3: Dengeli Yük Profillerine göre kayıplar.	67
4.4: Senaryo I'e göre hat kayıplar.	68
4.5: Hat kayıpları karşılaştırma I.	69
4.6: Senaryo II için Nötr akım değerleri.	72
4.7: Senaryo II için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.	73
4.8: Senaryo II'ye göre hat kayıplar.	74
4.9: Hat kayıpları karşılaştırma II.	75
4.10: Senaryo III için Nötr akım değerleri.	77
4.11: Senaryo III için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.	78
4.12: Senaryo III'e göre hat kayıplar.	79
4.13: Hat kayıpları karşılaştırma III.	80

4.14:	Senaryo IV için Nötr akım değerleri.	82
4.15:	Senaryo IV için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.	83
4.16:	Senaryo IV'e göre hat kayıpları.	84
4.17:	Hat kayıpları karşılaştırma IV.	85
4.18:	Nötr akımları karşılaştırması.	86
4.19:	Hat kayıpları karşılaştırma V.	87
5.1:	Temel frekans içeren Sinüsoidal işaret (50Hz).	91
5.2:	Üçüncü harmonik 150Hz.	91
5.3:	Non-linear Dalga.	92
5.4:	Nonlinear.	92
5.5:	Nötr.	93
5.6:	L1 fazına ait Akım harmoniklerinin genlikleri.	96
5.7:	L2 fazına ait Akım harmoniklerinin genlikleri.	97
5.8:	L3 fazına ait Akım harmoniklerinin genlikleri.	98
5.9:	Üçüncü harmonik bileşenler.	99
5.10:	Nötr Akım harmoniklerinin genlikleri.	100
5.11:	I1 akımı harmonik bileşen akımları I_{13} , I_{15} , I_{17} ve I_{19} .	102
5.12:	I2 akımı harmonik bileşen akımları I_{23} , I_{25} , I_{27} ve I_{29} .	103
5.13:	I3 akımı harmonik bileşen akımları I_{33} , I_{35} , I_{37} ve I_{39} .	104
5.14:	Inötr akımı harmonik bileşen akımları $Inötr_1$, $Inötr_3$, $Inötr_5$, $Inötr_7$ ve $Inötr_9$.	105
5.15:	Temel frekans I_{11} , I_{21} , I_{31} ve $Inötr_1$ akımları.	107
5.16:	Üçüncü harmonik bileşen akımları I_{13} , I_{23} , I_{33} ve $Inötr_3$.	109
5.17:	Dokuzuncu harmonik bileşen akımları I_{19} , I_{29} , I_{39} ve $Inötr_9$.	110
5.18:	Temel frekans Nötr akımı ve Topla Nötr akımları.	112
5.19:	L1 fazına ait Aktif güç ve Harmonik akım bileşenleri.	113
5.20:	L2 fazına ait Aktif güç ve Harmonik akım bileşenleri.	114
5.21:	L3 fazına ait Aktif güç ve Harmonik akım bileşenleri.	115
5.22:	Aktif güç ve etkin Nötr akımı.	116
5.23:	Aktif güç ve Temel frekans Nötr akımı.	117
5.24:	Aktif güç ve Nötr akımı üçüncü harmonik bileşen.	118

TABLÖLAR DİZİNİ

<u>Tablo No:</u>	<u>Sayfa</u>
3.1: Mesken müşterilerinin yük tanımı.	38
4.1: Abonmanların bina sayısına göre dağılımı.	63
4.2: Senaryo 1 için mesken müşteriler.	64
4.3: Senaryo 2 için mesken müşteriler.	71
4.4: Senaryo 3 için mesken müşteriler.	76
4.5: Senaryo 4 için mesken müşteriler.	81
5.1: Nonlineer dalga formu ve harmonik bileşenler.	95

1. GİRİŞ

Dünyadaki nüfus artış trendi, ekonomik kalkınma hızı ve kişi başı enerji tüketimindeki yükseliş, Uluslararası Enerji Ajansının yaptığı araştırmalara göre dünya çapında enerji tüketimi 2003-2030 yılları arası %71 yükselmesine sebep olacak ana etken olarak görülmektedir [1]. Bu artan enerji ihtiyacı ve değişen tüketici karakteristikleri Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinin yenilenmesine olan ihtiyacı artırmaktadır.

Genel olarak Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi dört telli üç fazlı şebekedir, biri nötr ve üçü faz telidir. Eğer yük dengeli ise Nötr akımı yoktur. Ancak gerçek şartlarda yük dengesizdir çünkü şebekeden çoğunlukla bir takım tek fazlı yükler beslenir [2]. Bu tek fazlı cihazların bağlı olduğu bir şebekede haftanın her gününde ve günün her periyodunda yapılan ölçümler sonucu göstermektedir ki akım dengesizlikleri %10'dan daha fazladır [3]. Bu dengesizlik özellikle nötr iletkeni üzerinden akım akmasına sebep olmaktadır.

Nötr akımlarının tespiti için alçak gerilim şebekesinde eş zamanlı ölçümler yapıldı ve yeni yük profilleri geliştirildi. Dört farklı senaryoda incelenen dağıtım şebekesinde nötr akımlarının ne kadarının (temel frekans) dengesiz yüklenmeden ne kadarının harmonik kaynaklı olduğu tespit edilmiştir.

1.1. Tezin Amacı, Katkısı ve İçeriği

Tezimin amacı Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde dengesiz yüklenmeye sebep olan tek fazlı tüketicilerin yük profillerinin belirlenmesi ve Nötr akımlarını incelemektir. Bu amaçla incelemiş olduğum 630 kVA'lık bir dağıtım trafosundan enerji alan tek fazlı tüketim yapan mesken müşteriler için yeni yük profilleri geliştirilmiştir. Mesken müşterilerin şebekeye bağlantıları dört ayrı senaryoda incelenmiştir.

Bu çalışmada Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde nötr akımları dengesizlik yönünden analiz edildi. Gerçek zamanlı bir analiz yapılabilmesi için tek fazlı tüketim yapan mesken müşterileri için yeni yük profili geliştirildi. Dört ayrı senaryo ile incelenen dağıtım şebekesi ölçüm verileri ile karşılaştırılmış ve şehir şebekesine

gözlener Nötr akımlarının ne kadarının dengesiz yüklenmeden ne kadarının harmonik kaynaklı olduğu tespit edilmiştir.

Mesken müşteriler için elde edilen yeni yük profillerinine göre şebeke hat kayıpları hesaplandığında hat kayıpların artacağı gözlenmiştir.



2.LİTERATÜR ÖZETİ

Bir elektrik sisteminin ana bileşenleri üretim, iletim ve dağıtımdır. Dağıtım, birincil ve ikincil dağıtım olmak üzere dağıtım sisteminin trafo istasyonundan kullanıcının servis giriş cihazına kadar olan kısmıdır [4]. Dağıtım sistemi, dağıtım trafo merkezi ile enerji tüketicisi arasındadır. Dağıtım sistemleri bazı nedenlerden dolayı genellikle dengesizdir. Bunlar: dağıtım sistemlerinin tek ve üç fazlı yükler tarafından beslenmesi ve dağıtım hatlarında eşit olmayan faz yüklenmesinden dolayıdır. Dağıtım sisteminin büyümesi için, optimal dağıtım sistemi planlaması çok önemlidir ve dağıtım sisteminin verimli kullanımı için etkili bir rol oynamaktadır. Yük talebindeki sürekli artışla birlikte, sistemin gelecekteki genişlemesi dağıtım sistemi yük akışı çalışmasına bağlıdır ve bu nedenle en önemli elektrik mühendisliği araştırma alanlarından biridir. Bir dağıtım sisteminin planlanması ve işletilmesi çalışmaları, farklı yük talepleri için bir sistemin sürekli bir durumunu gerektirir. Yük akışı çözümü, bir sistemin sabit durumunu verebilir. Elektrik mühendisliği en önemli ve temel araç güç akış analizidir. Özellikle güç sisteminin optimizasyonu ve dağıtım otomasyonu alanındaki bazı uygulamalar sürekli hızlı güç akışı çözümlerine ihtiyaç duyar [5].

Son yıllarda verimli ve güvenilir yük akışı çözüm teknikleri, örneğin: Gauss-Seidel; Newton-Raphson ve Hızlı ayrıştırılmış yük akışı, güç sisteminin çalışması, kontrolü ve planlaması için formüle edilmiş ve yaygın olarak kullanılmıştır. Yük artışının dağıtım sisteminin daha iyi çalışması için dikkate alınması gerekir [5]. Bugüne kadar Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde dengesiz yüklenmeyi ve nötr akımları incelemek için birçok farklı metot geliştirilmiş ve uygulanmıştır [6], [7], [8], [9].

Üç fazlı dengeli bir yükte her faza bağlanan yükler diğer fazlardaki yüklerle eşit özellikte olurlar. Yüğü besleyen kaynak dengeli ise her faza ilişkin gerilim genlikleri birbirine eşit ve her faz arasında 120° faz farkı vardır.

Kaynakların dengeli ve yıldız olarak bağlandığı bir sistemde, doğru bileşen fazörleri saat ibresi (positive sequence-abc) dönüş yönünde, ters bileşen fazörleri ise doğru bileşene ters yönde (negative sequence-acb) dönerler. a, b, ve c fazları için doğru bileşen gerilimleri faz-nötr gerilimi (kısaca faz gerilimi) aralarında 120° faz farkı olacak şekilde gösterilebilir [10].

Genel olarak Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi 4 telli 3 fazlı şebekedir, biri nötr ve üçü faz telidir. Eğer şebeke dengeli yüklenmişse ise nötr akımı oluşmaz. Ancak gerçek şebeke şartlarında tek fazlı tüketicilerden dolayı dengesiz yüklenme meydana gelir.[2].

Bu tek fazlı tüketici cihazların bağlı olduğu bir şebekede bir hafta boyunca yapılan haftanın ölçüm sonuçları göstermektedir ki akım dengesizlikleri %10'dan daha fazladır [3].

Bir diğer çalışmada EN50160 standardına göre yedi gün boyunca günün her saatinde 30 ayrı noktada eşzamanlı yapılan ölçüm sonuçları göstermektedir ki dengesiz yüklenme ve lineer olmayan yüklerin sonucu olarak nötr iletkeni üzerinden kayda değer akım akar ve onun değeri en küçük faz akımının %40,8'i ile %107,5'i arasında değişmektedir. Nötr iletken akımını ortalama değerine küçük faz akımının ortalama değerinin %40,7'sidir. Akımın dengesizlik faktörü %3,8 ile %26,9 arasında değişir ve onun ortalama değeri %13.42'dir [3]. Bir haftalık ölçüm sonucunda elde edilen sonuçlar göstermektedir ki ilgili transformatörlerde kayda değer dengesiz yüklenme vardır. Bu dengesizlik günün her vaktinde, haftanın her günün de meydana gelmekte ve tüm transformatör merkezleri boyunca değişmektedir. İncelenen 30 transformatör merkezinde Akımların dengesizlik faktörünün maksimum değeri her zaman %10'dan daha büyüktür ve üç transformatör merkezinde %30'dan büyüktür. Dengesizlik faktörünün ortalama değeri %3.64 den %14,3 e kadar değişir. Sadece iki transformatör istasyonu dengesizlik ortalama değeri %5 den daha azken diğer sekiz Transformatör merkezinde %10'dan büyüktür. Bu dengesizlik faktörü değerleri tüm transformatör yükleri ile ilgilidir. Bazı fiderlerdeki dengesiz yükler belirli olan maksimum değerlerden yüksektir ve en büyük ortalama değeri bir fider için %32'dir [3]. Dengesizlik ve lineer olmayan yüklerin sonucunda nötr akımı yüksek değerler alır [3]. Belirtilmektedir ki yük dengesizliği haftanın tüm günlerinde günün her vaktinde oluşmaktadır. Toplam transformatör yükünün ölçümlerinin çoğunda ve alçak gerilim fiderlerindeki ölçümlerin neredeyse tamamında 1 haftalık süre için ortalama akımların dengesizlik faktörü değeri %10'dan büyüktür. Bu durum büyük yük dengesizlikleri ve büyük nötr akımları fiderlerin fazların dağıtılmasındaki önemi göstermektedir. Transformatör merkezlerindeki lineer olmayan cihazlar ticari ve idari yüklerde nötr akımının yükselmesine sebep olduğu ifade edilmektedir. Yük dengesizlikleri ve yüksek harmonikler dağıtım şebekelerinin kayıplarının hesaplanmasında hesaba katılmalıdır [3].

Yine bir başka çalışmada göstermektedir ki bilgisayar yüklerinin bağlı bulunduğu bir simülasyonda en kötü koşullar altında nötr akımı faz akımının 1,73 kat olabileceği gösterilmiştir. Bu nedenle üç fazlı dört telli sistemlere bilgisayar yüklerinin veya benzer elektronik yüklerin bağlandığı durumlarda yüksek nötr akımları beklenebilir [11].

Bir çalışmada faz yükünün sinüs olmayan şekli veya asimetrisi veya bunların kombinasyonu, nötr iletkeninden faz akım değerlerinin 1,5 katı daha güçlü akım geçmesine sebep olabileceğini göstermektedir [12].

Yüksek elektrik gücü ve uzun çalışma süreleri olan tek fazlı bağlı cihazların (elektrikli araç şarj cihazı, fotovoltaik invertörler vb.) sayısı sürekli artar ve gerilim dengesizliğinde önemli bir artışa neden olabilir. Düşük gerilimli şebekelerde gerilim dengesizliğinin gerçekçi bir simülasyonunu gerçekleştirmek için, konut yüklerinin dengesizliğe katkısı dahil edilmelidir [13].

Mesken müşterilerin yük profillerinin tespiti ve tüketilen enerjinin dengelenmesi minimum güç kaybı açısından önemlidir. Bir başka çalışmada akıllı dağıtım şebekeleri ile fazların dengelenmesi çevrimiçi veya saatlik olarak yapılabileceği gösterilmiştir [14].

Yapılan bir çalışmada mesken müşterilerin yük profilleri haftanın her günü değişiklik göstermektedir ve elektrik dağıtım şebekesinin verimli kullanılması açısından önemli bir yere sahip olduğu gösterilmiştir [15]. Ayrıca dengesiz yüklenme nedeniyle şebekeden çekilen toplam görünür güçte bir artış olmaktadır. Dolayısıyla dengesiz yüklenme halinde Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde bir güç harcanmaktadır [16].

2018 yılı Kasım ayı Elektrik Mühendisleri Odası verilerine göre mesken grubu tüketiciler tüm Türkiye elektrik tüketiminin % 23,73'ünü kullanmaktadır ve bir önceki yıl verilerine göre mesken grubu tüketicilerin elektrik kullanımları %10,44 artmıştır [17].

Günümüzde artan tüketici sayısı ile paralel bir şekilde mesken tüketicilerin yük profilleri değişikliğe uğramıştır. Dolayısıyla, bu mevcut yük profilleri günümüzde enerji kullanım modellerini uygun şekilde yansıtamayabilir. Bu nedenle, mevcut klasik yük profillerinin doğruluğunu ve uygulanabilirliğini test etmek ve gerçek güç tüketim modellerini daha iyi taklit etmek için daha da detaylandırmak gerekir. Günümüzde kullanılan yük profillerinin belirlenmesi ile ilgili yapılan bir çalışmada göstermektedir ki teorik olarak her sınıftaki tüm müşterilerin güç tüketimini ölçerek yük profilleri elde

etmek daha doğrudur. Ancak gerçek şudur ki, tüm şebekenin yük verilerini toplamak ve analiz etmek genellikle çok pahalıdır ve pratik bir yaklaşım değildir [18].

Başka bir çalışmada göstermektedir ki Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi boyunca nötr iletken akım dağılımının doğru belirlenmesi, iki açıdan hayati öneme sahiptir. İlki dağıtım şebekesi boyunca gerilim regülasyonudur. İkincisinde dağıtım şebekesinde meydana gelen kayıplardır. Sonuçlar, daha iyi gerilim regülasyonunu ve faz iletkenleriyle aynı kesitte seçilen nötr iletkenlerin ekonomik avantajlarını göstermektedir [19].

Konut yüklerinin nötr iletken akımları üzerine etkisiyle ilgili bir başka çalışmada görülmektedir ki gerçek ölçümler duruma özeldir. Bu nedenle, tipik bir Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi ayrıntılı olarak modellenir ve enerji tüketimi ölçümlerinden elde edilen rastgele atanmış gerçek konut yükü verileriyle dağıtım şebekesi simüle edilir. Sonuçlar daha iyi gerilim regülasyonunu ve faz iletkenleriyle aynı kesitte seçilen nötr iletkenlerin ekonomik avantajlarını göstermektedir [19].

Dengesiz yüklenmenin trafoya etkileri ile ilgili yapılan bir başka çalışmada göstermekteki transformatör yalıtımının zayıflaması, esas olarak yükleme koşulları tarafından belirlenen termal stres ile bağlantılıdır. Çoğu arıza, trafonun termal davranışında değişikliklere neden olur. Bu nedenle, transformatör durum değerlendirmesi için kapsamlı bir termal model ve sıcak nokta sıcaklıklarının doğru bir şekilde tahmin edilmesi gerekir. Bununla birlikte, dağıtım ağlarında pratik olarak dengeli bir yük elde etmek zordur. Bu nedenle, dengesiz yüklemenin, termal dengeye dayalı bir transformatörün ömrünü öngörmedeki etkilerini dahil etmek büyük önem taşır. Analiz sonuçları ağır yükleme rejimi altındaki trafolarda ve yüksek güneş ışınımı bulunan bölgelerde daha da doğrulanabilir. Dengesiz yüklemenin termal modellemeye dahil edilmesi, gelecekteki trafolarda bir dönüm noktası olacaktır, çünkü dağıtım şebekelerinde dengesiz yüklemelere neden olabilecek güç tüketicilerinin artması nedeniyle yükleme dalgalanması olacaktır [20].

Dengesiz yüklenmenin dağıtım trafolarına etkisini sonlu elemanlar yöntemiyle inceleyen bir başka çalışmada bize göstermektedir ki dengesiz gerilim ve yük altında 34.5kV/400V'luk transformatörde çekirdek kaybı ve bakır kayıpları artmaktadır. Dengesiz gerilimi ve dengesiz yükün etkisini bir transformatörde karşılaştırsak bu dengesiz gerilim hem bakır kaybında hem de çekirdek kaybında artışa neden olurken, dengesiz yük sadece bakır kaybında artışa neden olmaktadır [21].

Şebekedeki faz dengesizliklerinin alternatif akım makinaları üzerine olumsuz etkileri bilinmekte olup dengesiz şebeke ile beslenen motorda ısıya dönüşen kayıplar artar ve motorun verimi düşer [22].

Dengesiz gerilimin farklı yük tork profilleri altındaki endüksiyon motoru çalışma noktalarına etkisi inceleyen bir başka çalışmada göstermektedir ki dengesiz gerilimler, asenkron motorların sabit durum performanslarını ciddi şekilde etkiler. Sabit tork tipinin düşük gerilim dengesizliği mevcudiyeti sırasında motorun aktif ve reaktif güçlerinde önemli artışlara neden olan en ağır yüklerden biri olduğunu göstermektedir. Sabit tork yükünün, gerilim dengesizliği derecesi arttıkça motor aktif ve reaktif güçlerde en büyük artışlara neden olmaktadır. Ayrıca, aktif güç girişindeki bir artışın, dengesiz gerilim yüzdesi yükselmeye başladığından özellikle küçük beygir gücü motorlarında daha belirgindir [23].

MATLAB ile yapılan bir diğer çalışmada gerilim dengesizliği derecesi, dengesiz bir gerilim kaynağı ile çalışan üç fazlı bir endüksiyon motorunun performansını incelemek gerekliliğini ortaya koymaktadır. Dengesizlik faktörünün faz açısını ve dengesizlik koşulunun katsayısını bilmeden motorun geçerli çalışma koşullarının değerlendirilmediği ileri sürülmüştür [24].

Üç fazlı gerilim dengesizliğinin endüksiyon motorları üzerindeki etkileri inceleyen bir diğer çalışmada gerilim dengesizliği altında çalışan bir endüksiyon motorunun aşırı ısınacağını ve bu ısınmanın önlenmesi gerektiğini ortaya koymaktadır [25].

Müşteriler, artan elektronik ekipman kullanımlarından dolayı gerilim kalitesi konusunda endişe duymaktadırlar. Endişeleri artık besleme gerilimi ile sınırlı değildir aynı zamanda gerilim düşüşlerini ve harmonikleri de içermektedir. Müşteriler artık gerilim kalitesi sorununu gidermek için en uygun maliyetli çözümle ilgileniyorlar [26].

Yük dengesizliği düzeltme üzerine yapılan bir çalışmada göstermektedir ki dört telli yıldız bağlı bir şebekede eşit olmayan akımlar, hem nötr iletkeninde hem de toprak aracılığıyla kaynağa geri dönen sıfır dizi akımına neden olur. Bu mevcut artış, belirli bir seviyeye ulaştığında bazı sorunlara neden olabilir:

- Ağır yüklü fazlarda gerilim düşüşünde artış,
- Bazı durumlarda daha ağır yüklü fazlarda iletkenlerin veya ekipmanın aşırı yüklenmesi,
- Yüksek seviyeli toprak akımı ile ilgili problemlerde artış,

- Negatif bileşen geriliminde artış (belirli bir seviyenin ötesinde, üç fazlı motorların aşırı ısınmasına neden olabilir).

Bu nedenlerden yükleme dengesizliğinin düzeltilmesi açısından optimizasyon yaklaşımında erken düşünülmelidir. Yüklerin yeniden dengelenmesi, en yüksek yüklere sahip fazlardan daha düşük yüklere sahip fazlara transfer gerektirir. Akımlar her fazda eşit olduğunda kayıplar minimumdur. Bu transferlerin gerçekleştirilmesi, kayıpların azalmasını ve çoğu durumda gerilim dengesini en üst düzeye çıkarır [27].

Dengesiz yüklenme sonucu oluşan nötr akımlarının azaltılması için Zikzak transformatör kullanılabilir. Bununla ilgili bir çalışmada Zikzak transformatörün üç fazlı dört kablolu dağıtım güç sistemlerinde nötr akımın azaltılmasına etkili bir şekilde katkıda bulunduğu gösterilmiştir [28].

Üç fazlı dört telli dağıtım sisteminin nötr akımını azaltmak için kullanılan bir yöntemde tek fazlı invertör bazlı nötr akım baskılayıcıdır. Nötr akım baskılayıcı, bir sıfır bileşen transformatör, bir tek fazlı güç dönüştürücü ve bir doğrultucu içerir. Nötr akım baskılayıcı sıfır dizili trafo, bir sıfır dizili akım yolu sağlamak için üç fazlı dört-telli dağıtım sisteminin üç fazlı hatlarına bağlanan sadece iki tek fazlı transformatör tarafından uygulanır. Tek fazlı güç dönüştürücü, sıfır bileşen trafo ve nötr hat arasına bağlanır. Sabit bir DC gerilimi sürdürmek için tek fazlı güç dönüştürücüsünün güç kaybının üstesinden gelmek için küçük güçlü bir redresör, tek fazlı güç dönüştürücüsünün DC barasına bağlanır. Sıfır dizili trafo için nötr akım bastırma performansı, tek fazlı güç dönüştürücüsünü kontrol ederek nötr yük akımının önerilen nötr akım baskılayıcıdan akmasını sağlayacak şekilde kontrol edilir. Üstelik önerilen nötr akım bastırıcı üç fazlı dört kablolu dağıtım sistemlerinin dengesiz gerilimine neden olan nötr akımından da kaçınabilir. Bu nedenle, önerilen nötr akım baskılayıcı, üç fazlı dört kablolu dağıtım güç sistemlerinin nötr akım problemine etkili bir çözüm sunmaktadır [29].

Matlab/Simlink ile yapılan bir başka bir çalışmada aktif güç filtresi kompanzasyonu ile dengesiz üç fazlı yük ve gerilim bozukluklarının iyileştirilebileceği gösterilmiştir [30].

IEEE13 test fideri ile dağıtılmış PV ve tek rüzgar tribününün bulunduğu dengesiz dağıtım sisteminin Matlab ile analiz eden bir çalışmada şu sonuçlar gözlenmiştir: Gerilim kontrolü, OLTC işleyişi ve PV gerilim kontrolü ile gerçekleştirilir. PV, yerel kontrol edilebilir reaktif güç kaynağı olarak çalıştırılır ve çok

hassas gerilim kontrolü sağlar. Bu, trafo ömrünü artıran ve dağıtım sistemindeki kayıpları azaltan OLTC ayar değiştirme gereksinimini azaltır. OLTC işlemindeki azalma, her faz gerilim kontrolünde hem OLTC hem de PV'nin tek fazlı gerilim kontrolü, yeterli reaktif güç kapasitesine sahip olduğu sürece dengesiz dağıtım sisteminde gerilimi istenilen düzeyde tutabilir.

Rüzgar türbini dağıtım sistemi gerilim profili üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Reaktif güç kontrolünü kullanmak gerilim profili için faydalı olabilir. Gerilim sinüslerini ayrıntılı analiz etmek amacıyla invertör modelleri, simülasyon hızı ve hassasiyet sınırlamaları nedeniyle gerçek zamanlı simülatörlerle kullanılabilir.

Dinamik yük modelleri, gerilim kontrol cihazının çalışmalarını araştırmak için zaman değişen talepler olarak kullanılabilir [31].

Gerilim dengesizliğini bastırmak için kullanılan başka bir yöntemde Üç fazlı şebekeye bağlı invertörün sanal empedans ile kontrolüdür. Önerilen kontrol yöntemi üç döngü içerir: dengesizlik dengeleme döngüsü, aktif ve reaktif güç düşüşü kontrol döngüsü ve gerilim ve akım kontrol döngüsü. Simülasyon ve deneysel sonuçlar önerilen yöntemin performansını doğrulamıştır. Bu kontrol stratejisi, invertörlerin dengesiz şebeke koşullarında çalışması için etkili yardım sağlamaktadır. Sonuç olarak dengesiz gerilim telafi edebilir ve gerilim dengesizliği azalır [32].

Gerilim dengesizliğini için bir başka çalışmada ise PID kontrol ile gerilim regülasyonu sağladığını göstermektedir. Önerilen kontrol stratejisi, hem doğrusal, hem doğrusal olmayan ve dengesiz yüklerde çalışırken statik ve dinamik modlarda yük gerilimlerinin kalitesini artırır. Ek olarak, yük gerilimleri farklı yük koşulları altında sinüzoidal ve simetrik kalır [33].

Nötr akımları üzerine yapılan bir başka araştırmada bulunmuştur ki:

Toplam nötr akım ölçülen üç fazlı akımlardan elde edilebilir. Toplam nötr akıma, tipik kablo sistemleri için dengesiz üç fazlı akım yerine indüklenen akım hakimdir. Toplam nötr akım, besleyici topraklamasının direncinden, aralık uzunluğundan ve yük dağılımından önemli ölçüde etkilenmez. Sistem topraklama direncindeki değişiklik, toplam nötr akım üzerinde bir miktar etkiye sahiptir [34].

Dağıtım şebekesindeki dengesiz yüklenme üzerinde yapılan bir başka çalışmada nötr akımını azaltmak için akıllı trafo kullanılmıştır. Bu çalışma göstermektedir ki Dengesiz yükler, dağıtım sistemindeki nötr akım döngüsünü harekete geçirir, bu da güç kaybını artırır ve nötr potansiyel değişimi ile sonuçlanır. Geleneksel güç transformatörü ile karşılaştırıldığında, akıllı transformatör gerilim regülasyonunda

avantajları vardır. Bu nedenle EN 50160 dengesiz gerilim standardına göre alçak gerilim şebekesinde nötr akımını azaltmak için akıllı transformatöre dayalı bir gerilim kontrol stratejisi önermektedir. Önerilen kontrolün pratikte nötr akımı azaltılabileceğini kanıtlamaktadır [35].

Bir başka çalışmada göstermektedir ki nötr-toprak gerilimi, yük dengesizliğine bağlı olarak önemli ölçüde değişebilir [36]. Ayrıca nötr akımı nötr iletkenin kapasitesini aşan bir güç sistemi yangın tehlikesidir ve hem ek güvenlik sorunlarına hem de ekipman arızalarına neden olabilir [37].

Transformatörlerin dengesiz yüklenme durumunda davranışlarını sonlu elemanlar yöntemi ile inceleyen bir çalışmada göstermektedir ki transformatörün kesintileri, bir elektrik şebekesinin performansı üzerinde önemli bir ekonomik etkiye sahiptir. Bu nedenle, güvenli ve güvenilir performans doğrudan güç sisteminin güvenliği ve kararlılığı ile ilgilidir. Yük ve besleme, gerilimin veya yükün dengesiz olduğu durumla karşılaştırıldığında dengeli olduğunda, transformatörün performansı, dengesiz yükün yalnızca bakır kaybının artmasına neden olduğunu belirtirken, dengesiz gerilim sadece bakır kaybını arttırmaz, aynı zamanda çekirdek kaybını da arttırır. Gerilimde dengesizlik meydana geldiğinde, akı yoğunluğunda artışa neden olur. Dengesiz besleme gerilimine sahip bir transformatörde akı yoğunluğunun dağılımı asimetrik, bu nedenle çekirdek kaybı ve bakır kaybı artar. Dengesizlik yük altında bakır kaybı artar. Trafo çekirdeğindeki dengesiz gerilim altında akı yoğunluğunun artması nedeniyle, çekirdek kaybı ve bakır kaybında büyük bir artışa neden olur. Ayrıca, dengesiz gerilimin dengesiz bir yükten daha fazla bakır kaybını arttırmaktadır. Dengesiz hat akımları, besleme sisteminin üç fazında dengesiz gerilim düşmelerine neden olur. Sonuç olarak, besleme şebekesindeki gerilim sistemi dengesiz hale gelecektir. Gerilim dengesizliği, sürücü sistemlerindeki kayıpların artması ve ayarlanabilir hız sürücüler, ek ısıtma, hat akımı dengesizliği, değer kaybı, tork titreşimi, mekanik gerilmeler vb. gibi elektrik güç sistemlerinde farklı zararlı etkilere sahiptir [38].

Dengesiz yüklenme ve gerilim dengesizliği sadece alçak gerilim şebekesi için incelenen bir sorun değildir. Aynı şekilde yüksek gerilim şebekesi içinde sorun teşkil etmektedir [39].

Akıllı şebekelerin gelişmesi ile Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi analizleri yeni bir boyut kazandı. Alçak gerilim dağıtım sisteminin ve akıllı yönetimin güvenilirliği konusunda daha yüksek gereksinimler ortaya koymaktadır. Kablosuz sensör ağı

(WSN), fiziksel veya çevresel koşulları, çevresel monitörler, aydınlatma kontrolü ve akıllı kullanım sayaçları gibi ana uygulamaları işbirliği içinde izlemek için farklı yerlerde sensörler kullanan dağıtılmış cihazlardan oluşan bir kablosuz ağıdır. Tipik bir WSN olarak ZigBee teknolojisi şu anda çok popüler. ZigBee teknolojisi, kısa menzilli bir kablosuz iletişim teknolojisidir. ZigBee kablosuz teknolojisi, düşük maliyetli, düşük güç, düşük veri hızı ve düşük karmaşıklıkla karakterize edilir. Bu özellikler, lisanssız spektrumda çalışması ve IEEE 802.15.4 standartlarına dayanan standart bir protokol olması ile birlikte, alçak gerilim dağıtım sistemi uygulamaları için daha uygun kablosuz teknolojiyi sağlar.

ZigBee teknolojisine dayanan akıllı Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi, alçak gerilim ekipman ZigBee modülünü bağlayan kendi kendini düzenleyen ağdan oluşur. Sistem, Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinin çalışma durumunu izlemek için gerçek zamanlı çeşitli güç parametreleri toplayabilir ve sistemin düşük maliyetli, yüksek güvenilirlik, düşük güç tüketimi, genişletilebilir, çevreye adapte edilebilirliği için çok uygundur [40]. Bu ve bu gibi teknolojiler Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde arıza ve dengesizliklerin tespitinde faydalı olabilir.

Son yıllarda Alçak Gerilim Dağıtım şebekesinde dengesiz yüklenme üzerine birçok çalışma yapılmıştır. Tez çalışmamda, Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde dengesiz yüklenme, Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde nötr akımları ve dengesiz yüklenmenin şebekeye etkileri üzerine daha önce yapılan literatür çalışmaları incelenmiş, konumuza en yakın ve uygun olanlar seçilerek yukarıdaki bölümlerde bahsedilmiştir. Literatürdeki çalışmalar dengesizliğin dağıtım trafosuna etkisi, tüketiciye etkisi, nötr iletkenine etkisi ve şebekeye etkisi olarak incelenmiştir. Yapılan çalışmalarda çoğunlukla ya MATLAB / Simulink [24], [41] yada IEEE test fiderlerinde simüle edilmiştir [5], [31], [36], [42].

Bu çalışmada ise Open DSS simülasyon programı ile gerçek şebeke verileri kullanılarak Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde bir tam gün boyunca nötr iletkeninin yüklenme durumu incelenerek olası senaryolar ile şebeke analiz edilmiştir. Gerçek ölçüm verileri ile tutarlılık göstermesi için tek fazlı mesken tüketicileri için yeni yük profilleri geliştirilmiştir. Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde nötr baradan akan nötr akımları bir tam gün için dört farklı senaryoda incelenmiş ve şebeke aktif güç kayıpları hesaplanmıştır. Dengesiz yüklenmede mesken müşterilerin önemi gösterilmiştir.

Ölçüm yapılan dağıtım trafosundaki nötr akımlarının ne kadarının dengesiz yüklenmeden kaynaklanabileceği ve ölçüm bölgesindeki mesken müşterilerinin yük

profillerinin belirlenmesi üzerine yaptığım bu çalışmanın literatüre katkı sağlaması hedeflenmiştir.



3.METOD VE UYGULAMALAR

Alçak gerilim dağıtım şebekesini modellemek için Open Distribution System (OpenDss) simülasyon programı kullanılmıştır. OpenDSS bir elektrik güç dağıtım şebekesi analiz programıdır. OpenDSS programında şu anda kullanılan iki yinelemeli (iterative method) güç akışı algoritması vardır:

- i) "Normal" akım enjeksiyon modu (current injection mode)
- ii) "Newton" modu. (Newton- mode)

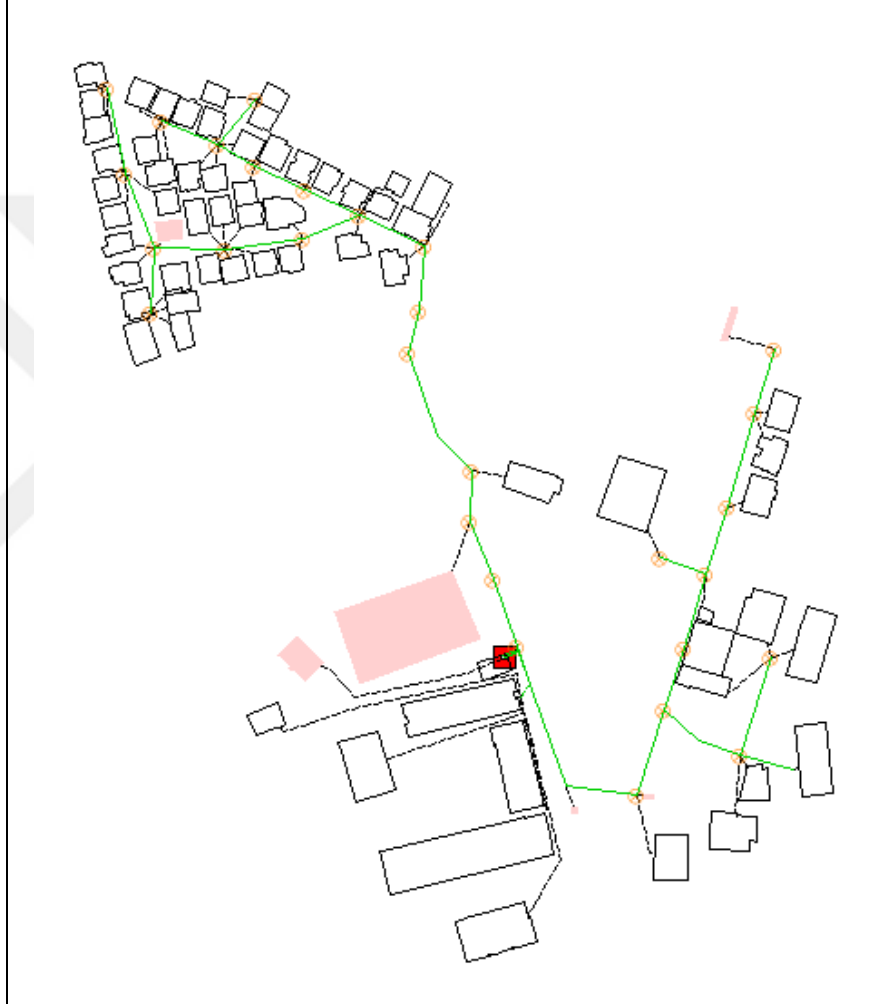
Newton modu, çözülmesi zor olan devreler için biraz daha uygundur. Varsayılan metod "Normal" modudur. Normal mod çözüm yöntemi nispeten basit bir sabit nokta yinelemeli yöntemdir ve toplu güç kaynağına sahip hemen hemen tüm dağıtım sistemleri için çok iyi çalışır. Normal mod Newton moda göre daha hızlıdır. Yıllık mod simülasyonları ve hızından dolayı diğer uzun sıralı zaman simülasyonları için tercih edilen yöntemdir [43]. Biz bu çalışmada Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesini modellerken gerçek zamanlı güç akışı için akım enjeksiyon metodu olan Normal modu kullandık.

Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesini modellerken Kocaeli ili, Gebze ilçesinde bulunan bir dağıtım trafosu ve bu trafonun beslendiği tüketicilerin verileri kullanılmıştır. Dağıtım şebekesi üzerine yapılan bu çalışma altı adımda gerçekleşmiştir. Bu adımlar

- OpenDSS için gerekli verilerin toplanması,
- Şebeke ölçümleri
- Dağıtım trafosundan beslenen müşterilerin yük profillerinin belirlenmesi,
- Şebekenin OpenDSS’de modellenmesi
- Nötr iletkeni yüklenmesinin incelenmesi,
- Dengesiz yüklenme senaryoları,
- Nötr iletkeni üzerindeki harmonik bileşenlerin incelenmesi

şeklindedir.

Şekil 3.1 Kocaeli ili Gebze ilçesinde bulunan dağıtım trafosunu ve bu trafodan beslenene tüketicileri göstermektedir. Resmin merkezinde kırmızı kare ile sembolize edilen nokta 630kVA'lık hermetik tip dağıtım trafosunun bulunduğu mevkidir. Kare, dikdörtgen vb. ile sembolize edilen şekiller trafodan beslenen tüketicileri, sarı yuvarlak ile sembolize edilen şekiller aydınlatma direklerini göstermektedir.



Şekil 3.1: Şehir Şebekesi Dağıtım Trafosu ve trafodan beslenene Tüketiciler.

Bu çalışmada kullanılan yük profilleri şebeke ölçüm verisi ile geliştirilmiş ve dağıtım trafosunun gerçek tüketim verilerine ulaşılmıştır. OpenDSS ile akım enjeksiyon metodu kullanılarak yapılan güç akışı sonuçları gün içerisinde zamana bağlı olarak incelenebilmektedir. Simülasyon için günlük çözüm kullanılmış olup-simülasyon çıktıları bir gün için birer dakikalık aralıklar ile 1440 adet veri oluşturulmuştur.

3.1. Veri Toplama

Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinin modellenmesi için kullandığım OpenDSS simülasyon programı için gerekli veriler sırası ile Dağıtım trafosu etiket bilgileri, şebekede kullanılan iletken uzunlukları, şebekede kullanılan iletken türleri, alçak gerilim şebeke topolojisi, müşteri yük profilleri, şebekeden beslenen müşterilerin tüketim bilgileri ve son olarak eş zamanlı şebeke ölçümleridir.

Yukarıdaki verilerin çoğu hazır veri olup burada “müşteri yük profilleri” tüketici davranışlarına göre haftanın her günü değişiklik göstermektedir. Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPİSAŞ) [44] Sakarya Elektrik A.Ş. (SEDAŞ) [45] için günlük olarak mesken, ticarethane ve sanayi müşterileri yük profillerini yayınlamaktadır. Fakat EPİAŞ’ın yayınladığını yük profilleri bütün Sakarya ili için olduğundan bizim incelediğimiz mahalledeki dağıtım trafosundan beslenen müşterilerinin tüketim karakteristiklerini tam olarak yansıtmamaktadır. EPDK verilerine göre haziran ayında SEDAŞ abone sayısı 1.782.973’dür [46]. Fakat bizim incelediğimiz mahalle trafosu aynı tarihte 326 adet abonesi olan bir dağıtım trafosudur. Burada EPİAŞ’tan alınan yük profilleri daha ortalama bir değer göstermekte olup incelenen dağıtım trafosunun bulunduğu mahalledeki tüketim alışkanlıklarını yansıtmayabilir. Bu nedenle EPİAŞ yük profilleri ile çalışmak simülasyon çalışmasının yapılacağı günün değişik saatleri için nötr iletken yüklenmeleri veya şebekedeki hat kayıplarının tespitinde hatalara neden olabilir. Yük profillerinin şebekeye daha uygulanabilir hale getirilmesi ve dakikalık analizlerdeki değişimlerin daha iyi incelenebilmesi için yeni yük profillerinin geliştirilmesi amaçlanmıştır.

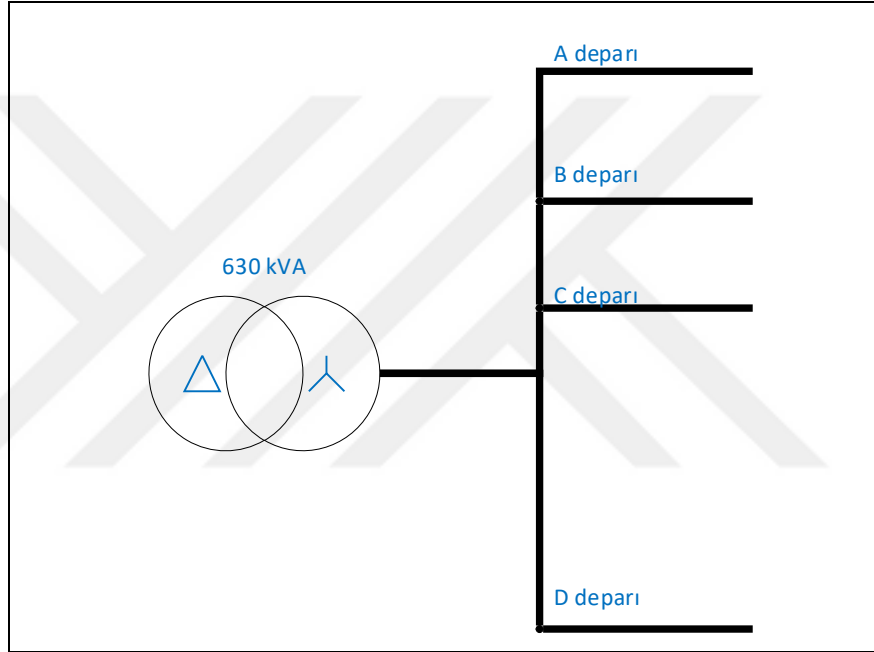
Şekil 3.2’de dağıtım trafosu depar çıkışları gösterilmektedir. İncelediğimiz trafonun dört adet depar çıkışı bulunmaktadır. A deparı ağırlıklı olarak mesken müşterilerden oluşmaktadır. A deparına bağlı 216 müşteri vardır bunların 201 tanesi tek fazlı mesken müşterisi ve 15 tanesi üç fazlı ticari müşteridir. Müşteri sayılarına göre A deparına bağlı müşterilerin %93,05’i mesken müşterisidir. Ağustos ayı aktif güç tüketimlerine göre A deparından toplam tüketilen aktif gücün %65,31’ini mesken müşteriler tüketir.

B deparı ağırlıklı olarak mesken müşterilerden oluşmaktadır. B deparına bağlı 105 müşteri vardır bunların 61 tanesi tek fazlı mesken müşterisi ve 44 tanesi üç fazlı ticari müşteridir. Müşteri sayılarına göre B deparına bağlı müşterilerin %41,9’u üç

fazlı ticari müşterisidir. Aktif güç tüketimlerine göre B deparından toplam tüketilen aktif gücün %61,92'sini ticari müşteriler tüketir.

C deparı eğitim kurumunu (okul) beslemektedir. Tüketiminin hepsi tek bir müşteri tarafından tüketilir.

D deparı sokak aydınlatması için ayrılmıştır. Sırası ile R,S,T faz çıkışları ayrı ayrı aydınlatmaları beslemektedir. Ölçüm yapılan gün için sokak aydınlatma lambaları 20:20 ile 06:20 arasında 10 saat süresince tüketim yapmaktadır.

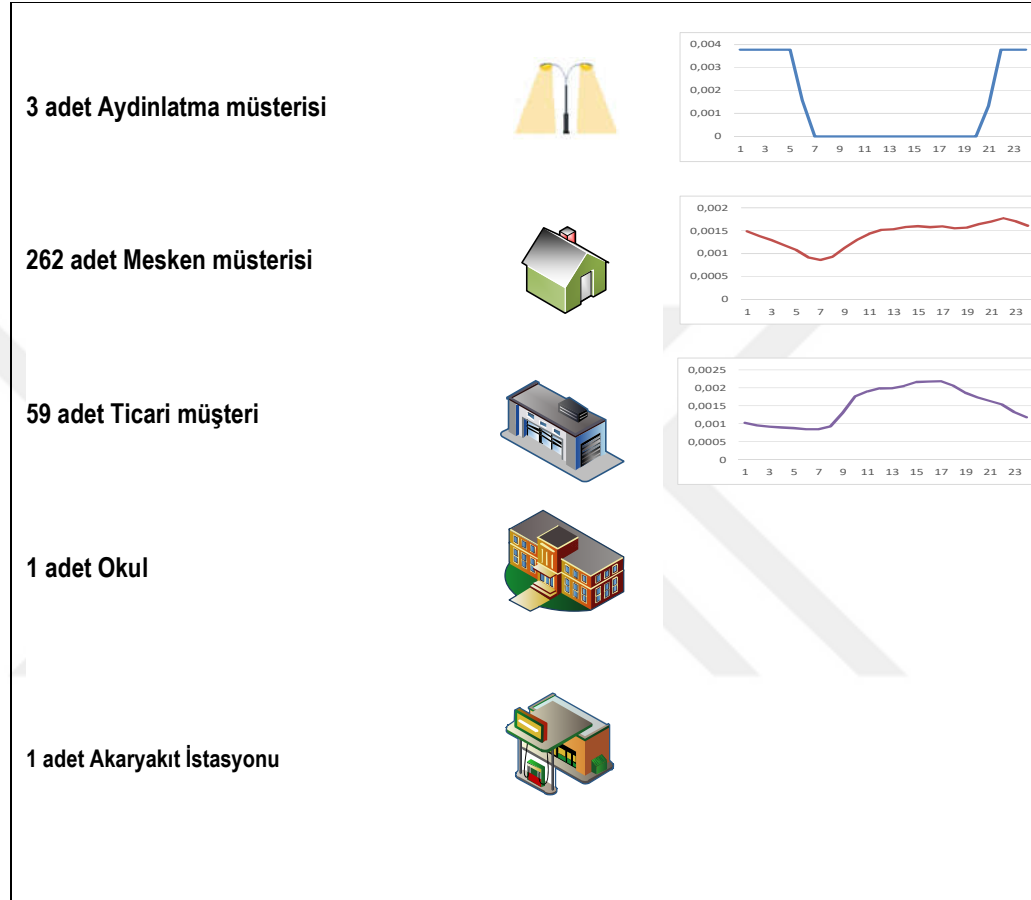


Şekil 3.2: Dağıtım trafosu depar çıkışları.

Şekil 3.2’de 630 kVA dağıtım trafosunun depar çıkışları tek hat diyagramı olarak verilmiştir. Dağıtım trafosundan beslenen 326 adet müşterini tüketim verisi yapılan simülasyonlarda günlük tüketim verisi olarak kullanılmış olup aylık tüketim verisinin otuza bölünmesi ile günlük ortalama tüketim verisine ulaşılmıştır. Müşterilerin tüketim değerleri gerçek tüketim değerlerinden elde edilmiştir.

Kullanılan dağıtım trafosu 630kVA Hermetik tip 34500volt /400volt 5 kademeli olup bağlantı grubu Dyn11’dir. Dağıtım trafosundan beslenen müşteri sayısı 326 adet olup bunların 3 tanesi aydınlatma müşterisi, 262 tanesi mesken müşterisi, 59 tanesi ticari müşteri, 1 tanesi akaryakıt istasyonu ve 1 tanesi okul müşterisi olarak belirlenmiştir. Gerçekte dağıtım şebekesinde 29 adet aydınlatma direği mevcuttur. Bunların 10 tanesi B deparına 19 tanesi A deparına bağlıdır. A deparına bağlı

aydınlatma armatürleri A deparı için toplu aydınlatma yükü olarak ve B deparına bağlı aydınlatma armatürlerinde B deparı için toplu aydınlatma yükü olarak simülasyona işlenmiştir.

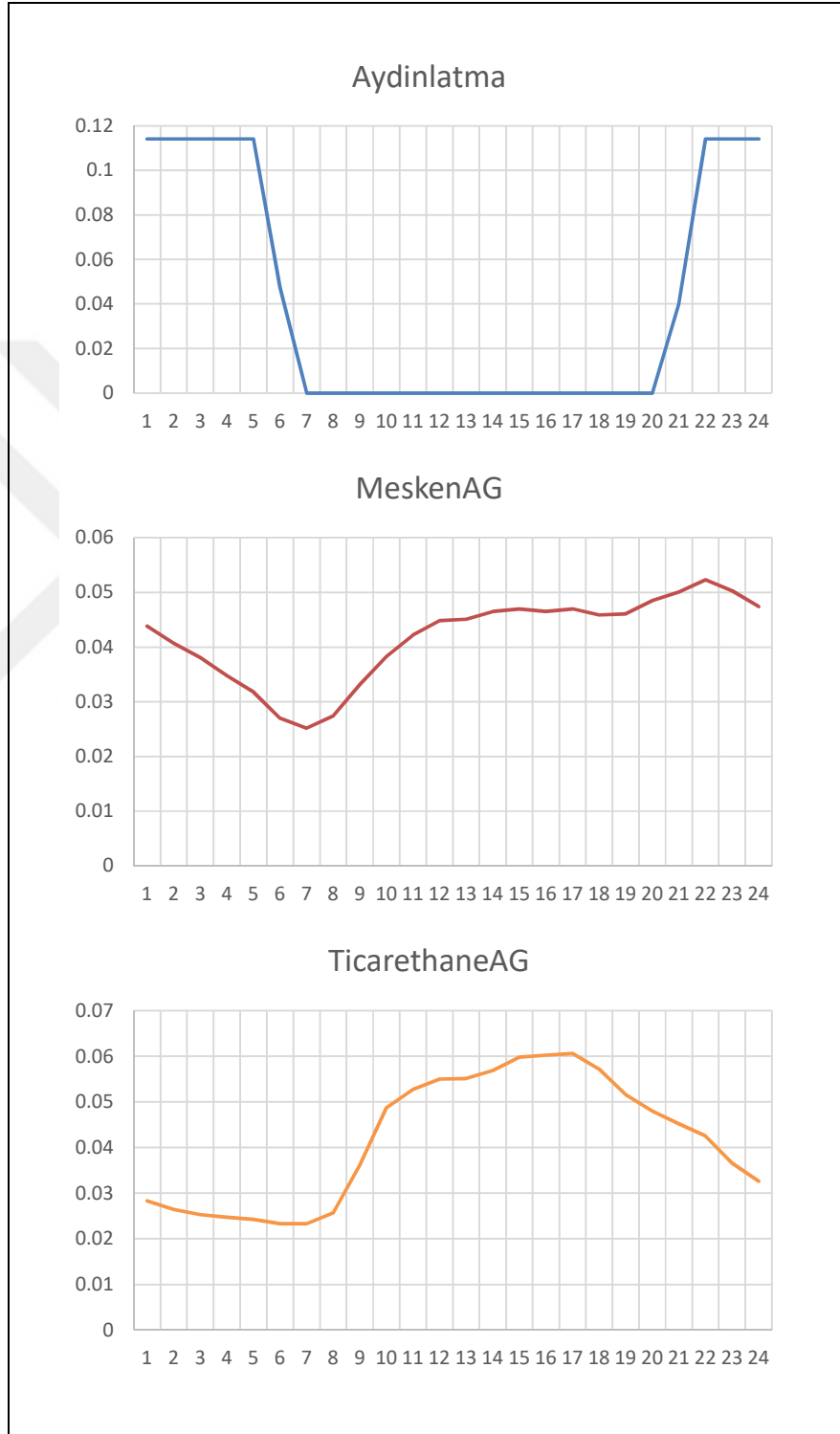


Şekil 3.3: Şehir Şebekesi Dağıtım Trafosu abone sayıları ve 8 Ağustos Yük Profilleri.

Şekil 3.3 Şehir Şebekesi Dağıtım Trafosu abone sayılarını ve EPIAŞ 8 Ağustos tarihine yük profillerini göstermektedir. Yük profilleri bir gün için 24 veri olacak şekilde çizilmiştir. Şekil 3.3'te tek fazlı aydınlatma ve tek fazlı mesken müşterileri için verilen yük profilleri R,S,T fazlarının her biri için aynı olup Dengeli Yük Profilleridir. Şekil 3.3'te sol taraftaki bilgiler dağıtım trafosundan enerji alan tüketicilerin müşteri tiplerini ve sayılarını vermektedir. Örneğin dağıtım bölgesinde 262 adet tek fazlı mesken müşterisi vardır.

Şekil 3.3'te sağ taraftaki bilgiler 8 Ağustos günü için EPIAŞ'tan sağlanan Dengeli Yük Profilleri göstermekte olup mesken, ticarethane ve aydınlatma için yük

profilleri verilmiştir. Okul ve akaryakıt istasyonu için yük profili verilmemiş olup bu müşteriler için ticarethane yük profili kullanılmıştır.



Şekil 3.4: EPIAŞ Dengeli Yük Profilleri Detaylı Gösterim.

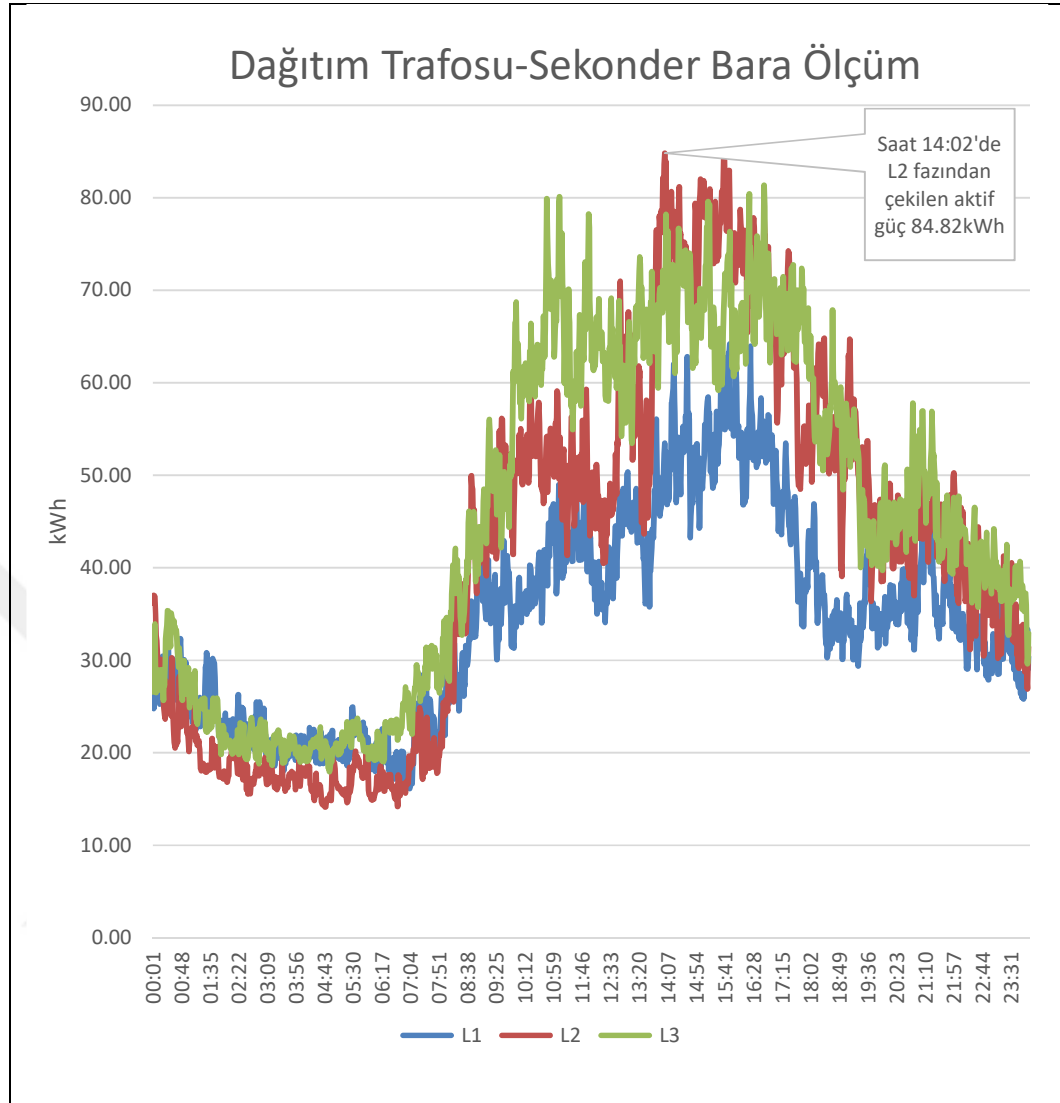
Şekil 3.4’de sadece aydınlatma, mesken ve ticari müşteriler için yük profilleri gösterilmiştir. Akaryakıt istasyonu ve okul müşterileri için EPIAŞ’ın yayınladığı bir yük profiline ulaşılammıştır. Grafikte x eksenı yük profiline günün her saati için aldığı çarpan değerini vermekte olup yirmi dört saat için toplam bir birimdir. y eksenı de yük profillerinin her bir saatteki değerini birim değer cinsinde göstermektedir.

Alçak gerilim elektrik dağıtım şebekesinde toplam 9 adet farklı iletken kullanılmış olup bunların bazıları havai hat iletkenleri olup bazıları da yeraltı kablosudur. Şebekede elektrik enerjisinin dağıtımında kullanılan iletkenler:

- 3Aster/Pansy+Rose,
- 4Pansy+Rose,
- 3x25+16 NYY,
- 3x50+25 NYY,
- 3x95+50 NYY,
- 3x50+1x16+70AER,
- 3x70+1x16+95 AER,
- müşteri YBK girişlerinde kullanılan 4x...’lük kablolardır.

Dağıtım şebekesinde kullanılan toplam iletken uzunluğu 2744,7m’dir. Bu iletkenlerin 1101,6m’si alçak gerilim elektrik dağıtımı ve 1643,1m’si direklerden müşteri yapı bağlantı kutusu’na (YKB) olan bağlantı için kullanılmıştır.

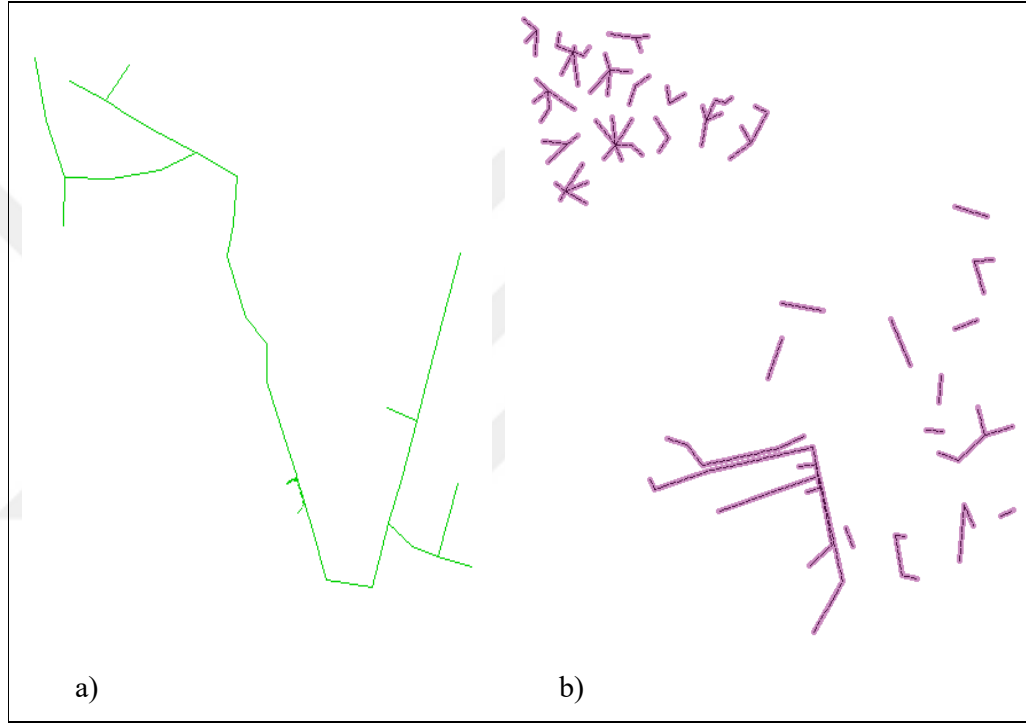
Şebekede elektrik enerjisinin taşınması için 69 adet bağlantı noktası kullanılmıştır. Bunlardan 51 tanesi alçak gerilim direği, 5 tanesi saha dağıtım kutusu 13 tanesi müşterek direktir. Müşterek direklerdeki yüksek gerilim iletkenlerinin alçak gerilim iletkenlerine etkisi bu tez çalışmasında ihmal edilmiştir.



Şekil 3.5: Dağıtım trafosu sekonder bara'dan bir günde çekilen aktif güç.

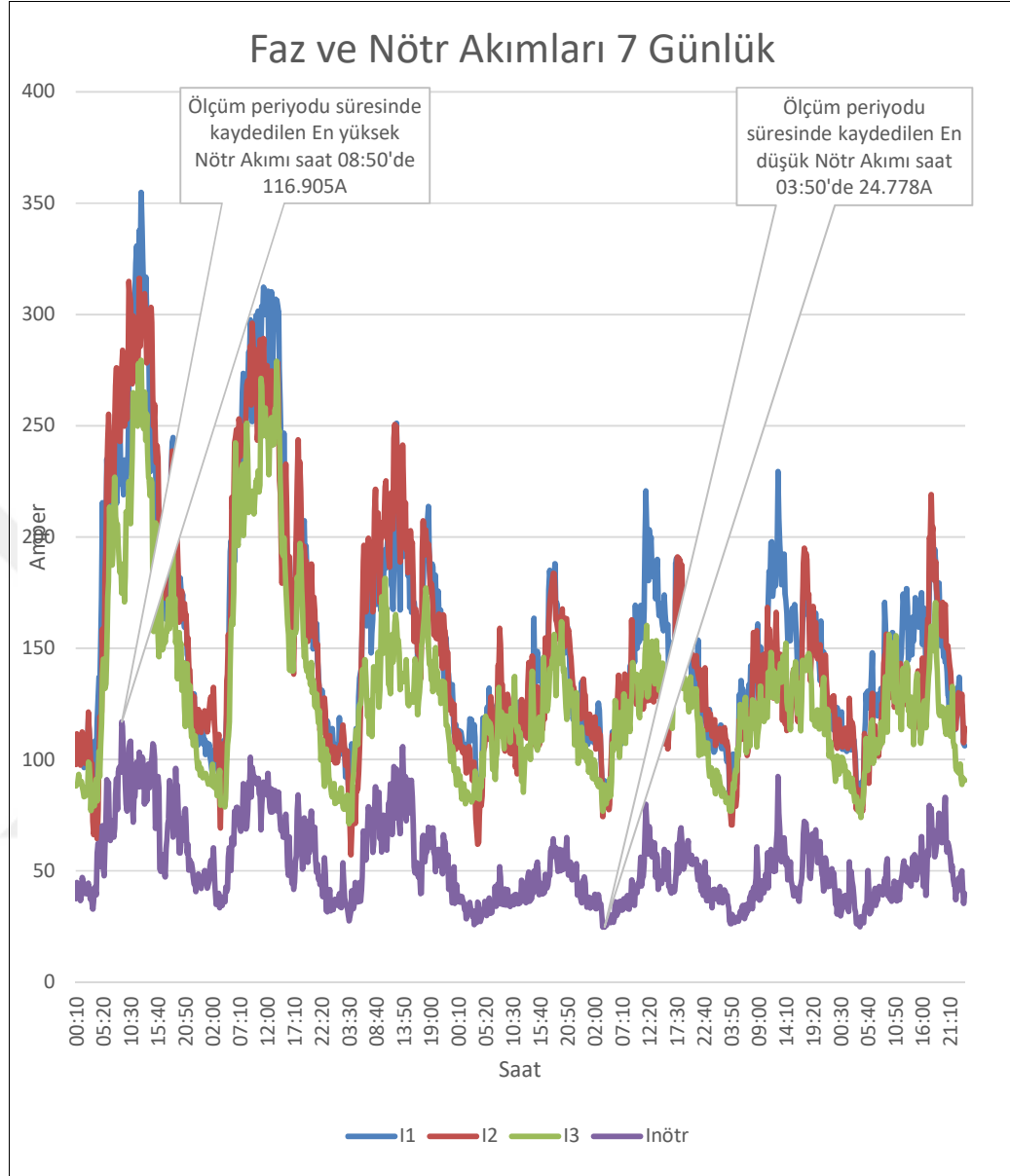
Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde sekonder barada 8 Ağustos Perşembe günü SCADA ile yapılan ölçümlerde 24 saatlik elektrik tüketimi 2911 kWh olarak ölçülmüştür. Şekil 3.5'de dağıtım trafosun sekonder baradan bir günde çekilen aktif enerjinin grafiğini vermektedir. Şekil 3.5'de x ekseni tüketilen elektrik enerjisinin zamana göre değişimi dakika cinsinden verilmektedir ve x ekseninde 1 tam gün için 1440 adet veri bulunmaktadır. Şekil 3.5'de y ekseni ise tüketilen aktif enerjinin değerinin kWh cinsinden göstermektedir. Grafik incelendiğinde R, S ve T fazlarından tüketilen enerjilerin tam olarak dengeli olmadığı gözlenmektedir. R fazından bir tam günde tüketilen aktif güç 827,29 kWh, S fazından bir tam günde tüketilen aktif güç 999,85 kWh, T fazından bir tam günde tüketilen aktif güç 1083,45 kWh'dir. Günün farklı saatlerinde farklı fazlar yüklenmekte olup toplam tüketilen aktif güç referans

alındığında T fazının yüklü olduğu görülmektedir. Toplam tüketimin en yüksek olduğu saat öğleden sonra 15:48'de 220,10 kWh'dir ve bu saatte sırası ile fazlardan çekilen aktif güç $L1=63,23$ kWh, $L2=82,95$ kWh, $L3=73,92$ kWh'dir. Toplam tüketimin en düşük olduğu saat ise sabah 06:03'de ölçülmüş olup 52,78 kWh'dir ve bu saatte sırası ile fazlardan çekilen aktif güç $L1=18,37$ kWh, $L2=15,08$ kWh, $L3=19,33$ kWh'dir. Gün içindeki ortalama tüketim 121,28 kWh'dir.



Şekil 3.6: a) Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi, b) Müşteri YBK bağlantıları.

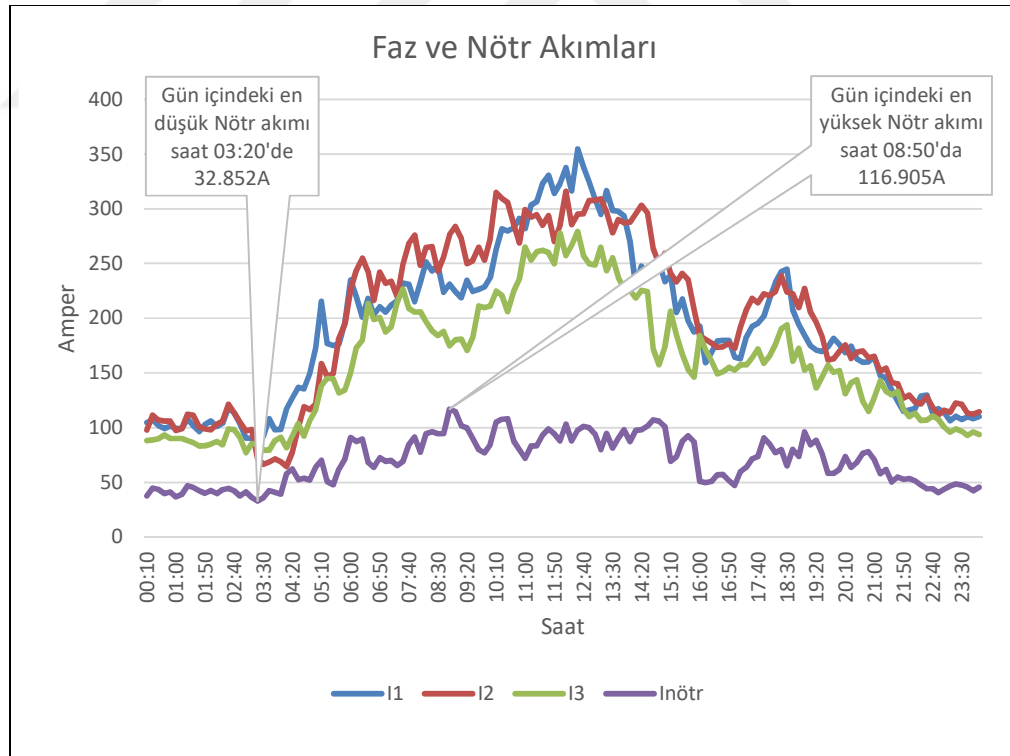
Şekil 3.6 a şıkında Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde kullanılan iletkenleri ve branşman noktaları b şıkında ise alçak gerilim direklerinden müşterilere YKB'na kadarki bağlantılarını coğrafi konum bilgileri ile gösterilmektedir.



Şekil 3.7: Yedi günlük I1, I2, I3 ve Inötr akımları.

Dağıtım Trafosunun alçak gerilim tarafındaki baralardan çekilen akımlar yedi gün boyunca ölçüldü ve Şekil 3.7'de ölçülen faz akımları ve nötr akımları gösterilmiştir. Yedi gün boyunca ölçülen bu akımlar 10'ar dakikalık aralıklarla 1008 adet veri olarak incelendi ve görüldü ki günün her saati haftanın her gününde nötr barasından akım akmaktadır. Burada incelenen veriler Ağustos ayının ilk haftasına aittir. Veriler hafta içi, hafta sonu ve bayram tatili günlerini içermektedir. En düşük nötr akımı bayram tatili gününde saat 03:50'de ölçülmüştür ve $Inötr=24,778A$ 'dır. Aynı ölçüm saatinde faz akımları $I1=90,518A$, $I2=87,034A$ ve $I3=88,532A$ 'dır.

Ölçülen bu nötr akımları ölçüm anındaki en küçük faz akımı ile karşılatılmıştır. Ölçülen en küçük nötr akımı en küçük faz akımının %28,46'sı kadardır. En yüksek nötr akımı mesai gününde saat 08:50'de ölçülmüştür ve $I_{n\text{ötr}}=116,905A$ 'dır. Aynı ölçüm saatinde faz akımları $I_1=231,057A$, $I_2=276,385A$ ve $I_3=174,678A$ 'dır. Ölçüm periyodu süresinde ortalama Nötr akımı 52,9A'dır. Ölçülen bu nötr akımları ölçüm anındaki en küçük faz akımı ile karşılatılmıştır. Ölçülen en büyük nötr akımı en küçük faz akımının %66,92'si kadardır. Şekil 3.7'de faz akımlarındaki değişimin, nötr akımındaki değişim ile benzer bir eğriye sahip olduğu görülebilmektedir. Faz akımlarının arttığı zaman aralığında nötr akımında artma gözlenmekte ve faz akımları azalışı zaman aralılarında nötr akımında azalma gözlenmektedir. Nötr akımlarındaki değişim faz akımları ile benzerlik göstermektedir. Nötr akımlarındaki değişimin daha detaylı incelenmesi için yedi günlük ölçüm periyodu içerisinde bir günlük ölçüm verisi alınıp aşağıda incelenmiştir. İncelenen veri en yüksek nötr akımlarının ölçüldüğü Ağustos ayının ilk haftası Perşembe gününe aittir.



Şekil 3.8: Bir günlük I_1 , I_2 , I_3 ve $I_{n\text{ötr}}$ akımları.

Şekil 3.8'de dağıtım trafosunun sekonder barasından 8 Ağustos Perşembe günü on dakika aralıklarla ölçülen faz akımları ve nötr akımları gösterilmektedir. Veriler bir

haftalık ölçüm periyodu süresince en yüksek nötr akımlarının ölçüldüğü Perşembe güne aittir. Ölçümler 10'ar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri olarak incelenmiştir.

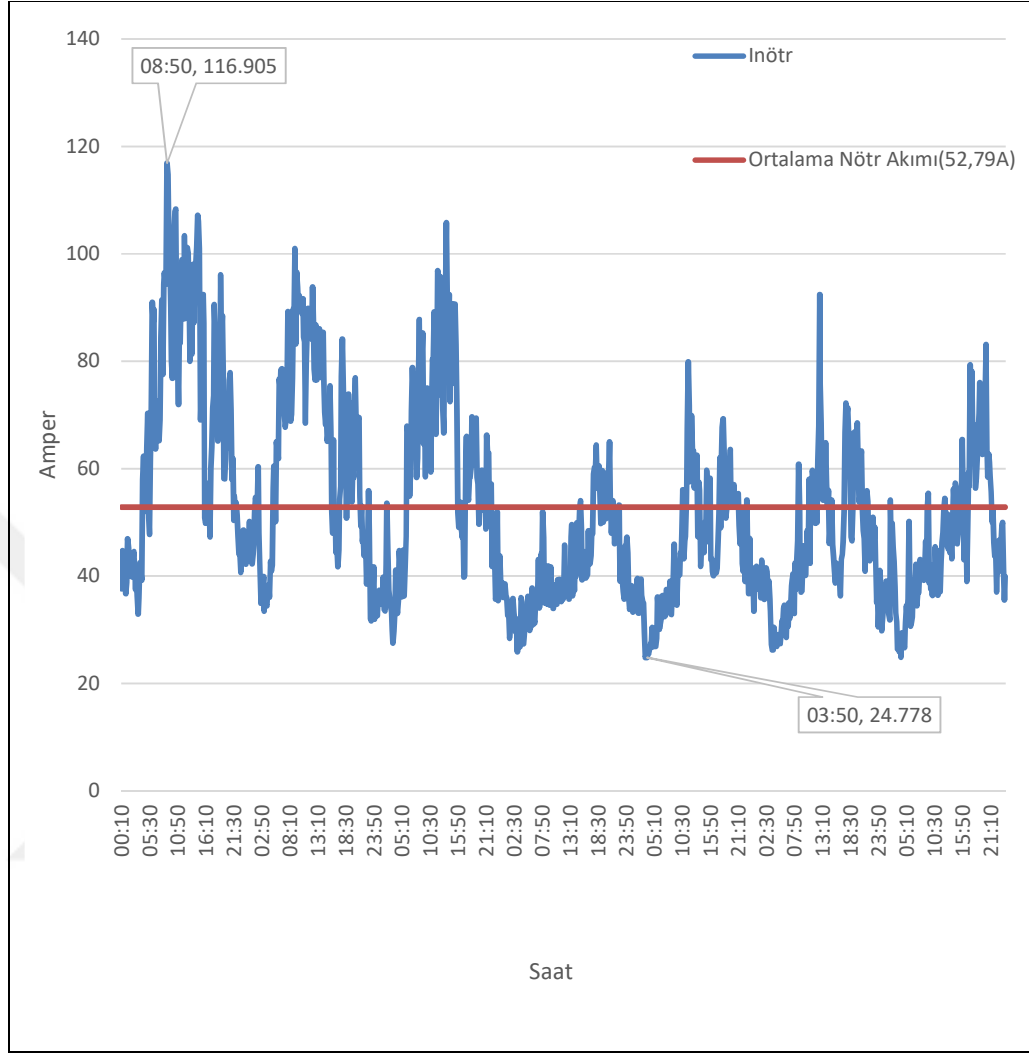
En düşük nötr akımı saat 03:20'de ölçülmüştür ve $Inötr=32,85A$ 'dır. Aynı ölçüm saatinde faz akımları $I1=82,758A$, $I2=72,199A$ ve $I3=85,105A$ 'dır. Ölçülen bu nötr akımları ölçüm anındaki en küçük faz akımı ile karşılaştırılmıştır. Ölçülen en küçük nötr akımı en küçük faz akımının %39,37'si kadardır.

En yüksek nötr akımı saat 08:50'de ölçülmüştür ve $Inötr=116,905A$ 'dır. Aynı ölçüm saatinde faz akımları $I1=231,057A$, $I2=276,385A$ ve $I3=174,678A$ 'dır. Ölçüm periyodu süresinde ortalama nötr Akımı $52,9A$ 'dır. Ölçülen bu Nötr akımları ölçüm anındaki en küçük faz akımı ile karşılaştırılmıştır. Ölçülen en büyük Nötr akımı en küçük faz akımının %66,92'si kadardır.

Yirmi dört saat süresince ölçülen akımların ortalaması sırası ile $I1=191,176A$, $I2=195,65A$, $I3=159,855A$ ve $Inötr=69,56A$ 'dır.

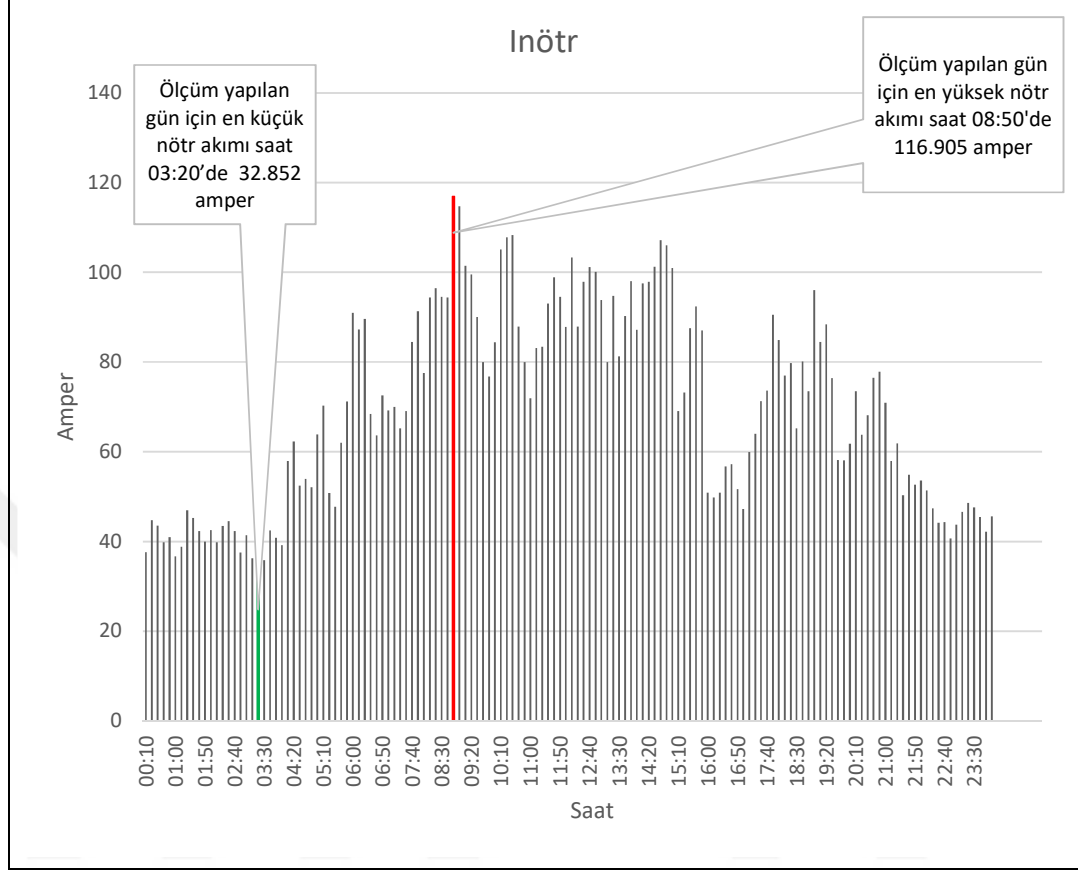
Grafikten görülmektedir nötr akımı en yüksek değerine ulaştığı zaman aralığı ile faz akımlarının en yüksek değerine ulaştığı zaman aralığı örtüşmemektedir. Şebekeden en fazla akım akışı öğlen saatlerinde gerçekleşmektedir çekilen akımların en yüksek olduğu saat 12:00-12:40 arasındır ve üç faz akımın en yüksek olduğu saat 12:30'da faz akımları sırası ile $I1=354,74A$, $I2=295,34A$, $I3=279,34A$ değerine ulaşmaktadır ve saat 12:30'da nötr akımı $Inötr=97,87A$ dir.

Aşağıda Şekil 3.8'de verilen grafik ile nötr akımının gün içindeki değişimi daha yakından incelenecektir.



Şekil 3.9: Yedi günlük Inötr akımı.

Şekil 3.9’de dağıtım trafosunun sekonder barasından 8 Ağustos Perşembe günü ölçülen nötr akımlarının analizi yapılmıştır. Ölçümler 10’ar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri olarak incelenmiştir. Grafikten görülebileceği üzere en küçük nötr akımı saat 03:50’da 24,778 amperdir. En büyük nötr akımı ise 08:50’de 116,905 amperdir. Ölçüm periyodunun boyunca nötr akımının ortalaması 52,79 amper olarak hesaplanmıştır. İleriki süreçte bu yüksek nötr akımlarının sebepleri incelenecektir. Burada bir haftalık nötr akımları detaylı olarak verilmiştir. Aşağıda bir günlük nötr akımları incelenecektir.



Şekil 3.10: Bir günlük Inötr akımı.

Şekil 3.10'da x ekseninde verilen değerler saat cinsinden yirmi dört saati ifade eder ve grafikte y ekseninde verilen değerler amper onar dakikalık ölçüm ortalamalarını ifade etmektedir. Ölçümler 10'ar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri olarak incelenmiştir. Şekil 3.10 grafiğinde 8 Ağustos günü kaydedilen nötr akımlarının amper cinsinden verilmiştir. Ölçüm yapılan gün için en yüksek nötr akımı saat 08:50'de 116,9A ve en küçük nötr akımı saat 03:20'da 32,85A olarak ölçülmüştür.

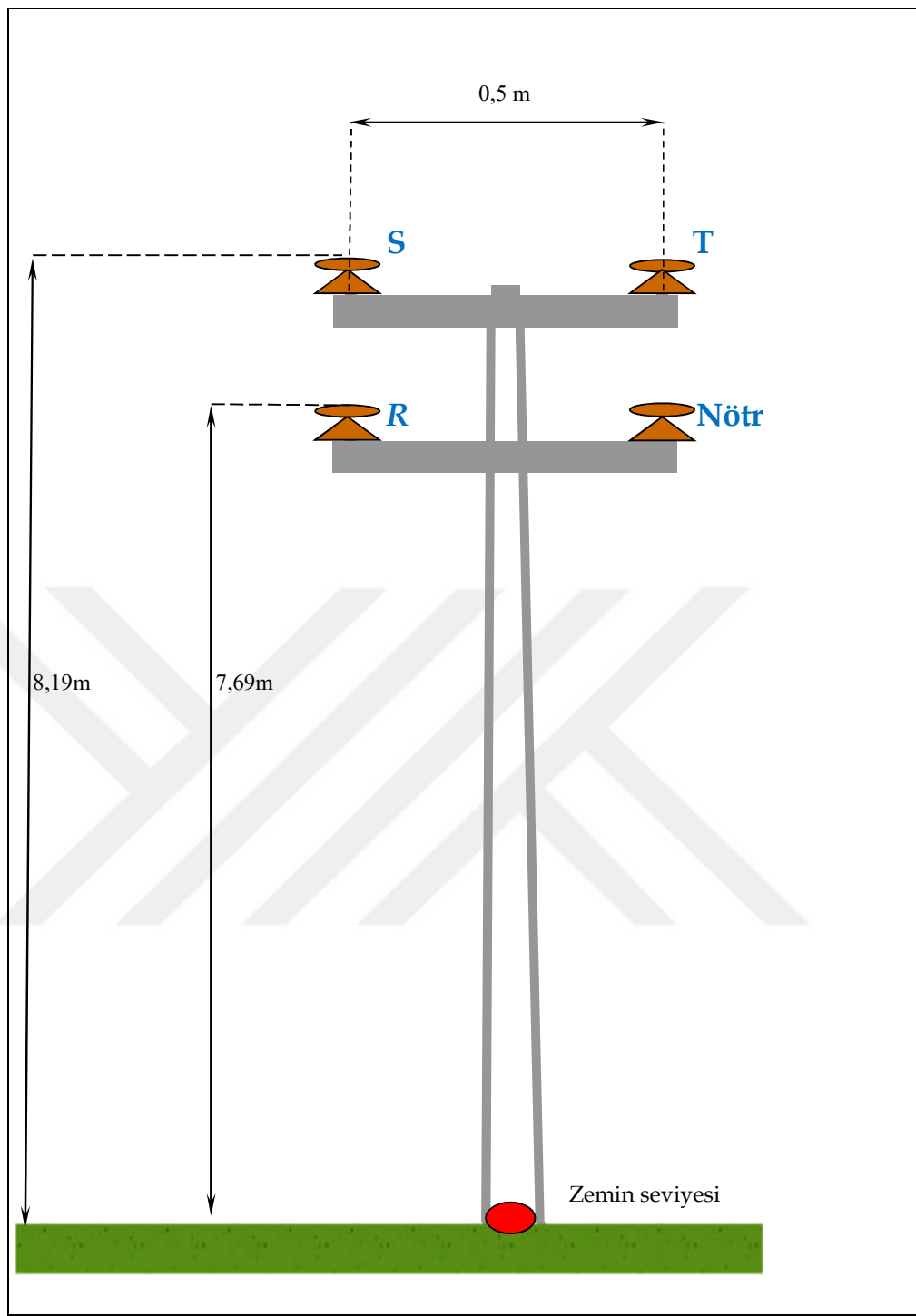
Ayrıca Şekil 3.10 grafiği incelendiği zaman görülmektedir ki nötr akımı günün her saatinde farklı bir değer almakta ve hiçbir zaman sıfır olmamaktadır.

3.2.İletkenlerin Modellenmesi

Bu çalışmada kullanılan iletkenlerin modellenmesinde yüksek gerilim iletkenlerin alçak gerilim iletkenlerine etkisi ihmal edilmiştir. Havai hatta taşınan iletkenler için iletkenlerin birbirlerine göre konumları ve zemin seviyesinden

yükseklikleri dikkate alınmıştır. Ayrıca havai hat iletkenleri 3 faz iletkeni ve 1 adet nötr iletkeni olacak şekilde modellenmiştir (Beşinci iletken sokak aydınlatma iletkeni ihmal edilmiştir). Bizim şebekemizde elektrik dağıtımı için dokuz farklı iletken kullanılmış olup burada örnek olarak bir tanesinin modellenmesi anlatılacaktır. Modelleme OpenDSS ile yapılmıştır. Havai hat modellenmesi için örnek uygulama aşağıda verilmektedir.

Şekil 3.11’de bir Alçak gerilim beton direk verilmiştir. Havai hat faz iletkenleri Aster iletken ve nötr iletkeni Pansy iletkenidir. Toprağa en yakın olan iletkenimizin yerden yüksekliği 7,69 metre ve topraktan en uzak olan havai hat iletkenimizin yerden yüksekliği 8,19 metredir. Aynı traverste bulunan iletkenler arası mesafe 0,5 metredir ve iletken modellenmesi yaparken beton direk merkezi x eksenine göre sıfır kabul edilmiştir. Bu durumda OpenDSS ile kablo modellenmesi yaparken R faz iletkeni için $x=-0,25$ ve $y=7,69$ değerleri girilecektir. R fazı beton direk merkezi sıfır kabul edildiğinde 0.25 metre solda kaldığı için $x=-0.25$ metre değeri girilecektir. Aynı şekilde zemin seviyesi y eksenine sıfır noktası kabul edilirse R fazı için $y=7,69$ metre değeri girilecektir. Sırasıyla R,S,T ve nötr iletkenleri içinde benzer işlemler yapılır. Şekil 3.11’de verilen R,S,T fazlarına ait iletkenler Aster iletkenidir. Nötr iletkeni faz iletkenine göre ince kesitte seçilmiş olup Pansy iletkenidir. Hem faz iletkenleri hem de nötr iletkeni tam alüminyum iletkenlerdir. Şekil 3.11’de iletkenlerin konumu verilmiştir. Şekil 3.12’de OpenDSS havai hat modellenmesi için gerekli simülasyon kodları mevcuttur bu kodlar Şekil 3.11’e göre ve kablo üreticisinden alınan iletken özelliklerine göre yapılmıştır. İletken çapı, akım taşıma kapasitesi, iletken cinsi, iletkenin kilometredeki direnci gibi veriler üretici firma kataloglarından temin edilmiştir. Şekil 3.12’deki veriler OpenDSS simülasyonu çalıştırılırsa Şekil 3.13’deki R,X,C katsayılarını içeren matrisler elde edilir. Bu veriler Bölüm 3.4 ve diğer bölümlerde OpenDSS ile gerçek zamanlı şebeke modellenmesi yapılırken kullanılacaktır.



Şekil 3.11: Havai hat modelleme 3Aster/Pansy.

Şekil 3.11’de bir Alçak gerilim beton direk ve bu direkte bulunan iletkenlerin birbirine göre konumları metre cinsinden verilmiştir. Şekilde zemin seviyesinde kırmızı ile gösterilen nokta (0,0) noktası olarak kabul edilmiş ve iletken modellemesi bu referansa göre yapılmıştır.

```

set defaultbasefrequency=50

clear
New circuit.H_3A Basekv=0.4 bus1=k
set earthmodel=Carson

New Wiredata.Phase GMR=0.0040887 DIAM=0.0105 RAC=0.000436152
~NormAmps=286 Runits=m radunits=m gmrunits=m ! Aster İletken için

New Wiredata.Neutral GMR=0.0032476 DIAM=0.00834 RAC=0.000693702
~NormAmps=214 Runits=m radunits=m gmrunits=m ! Pansy İletken için

New Linegeometry.H_3A nconds=4 nphases=3 reduce=no
~ cond=1 Wire=Phase x=0.25 h=8.19 units=m
~ cond=2 Wire=Phase x=-0.25 h=8.19 units=m
~ cond=3 Wire=Phase x=0.25 h=7.69 units=m
~ cond=4 Wire=Neutral x=-0.25 h=7.69 units=m !nötr iletkeni

solve
show LineConstants freq=50 units=m

```

Şekil 3.12: OpenDSS Havai Hat Modelleme.

Şekil 3.12’de verilen ifadeler 3Aster/1Pansy havai hat iletkeninin modellenmesinde kullanılan veriler olup Şekil 3.11’e göre yazılmıştır. Şekil 3.12’deki veriler çalıştırıldığında aşağıda verilen Şekil 3.13’deki sonuçlar elde edilir.

```

!--- Frequency = 50 Hz, Earth resistivity = 100 ohm-m
!--- Earth Model = Carson

New Linecode.h_3a nphases=4 Units=m

~ Rmatrix=[0.0004855 |4.9348E-005 0.0004855 |4.9348E-005 4.9348E-005
0.0004855 |4.9348E-005 4.9348E-005 4.9348E-005 0.00074305 ]

~ Xmatrix=[0.000775098 |0.000473104 0.000775098 |0.000473104 0.000451328
0.000775098 |0.000451328 0.000473104 0.000473104 0.000789569 ]

~ Cmatrix=[0.00971903 |-0.00256857 0.00970369 |-0.00254893 -0.00162531
0.00974378 |-0.00153779 -0.00243448 -0.00241524 0.00938918 ]

```

Şekil 3.13: OpenDSS Modelleme Sonuçları.

Şekil 3.13’de verilen ifadeler 3Aster/1Pansy havai hat iletkeninin modellenmesinin sonuçlarıdır. OpenDSS ile dağıtım şebekesini modellerken kullanacağımız iletkenin R,C,X katsayıları Şekil 3.13’de gösterilmiştir.

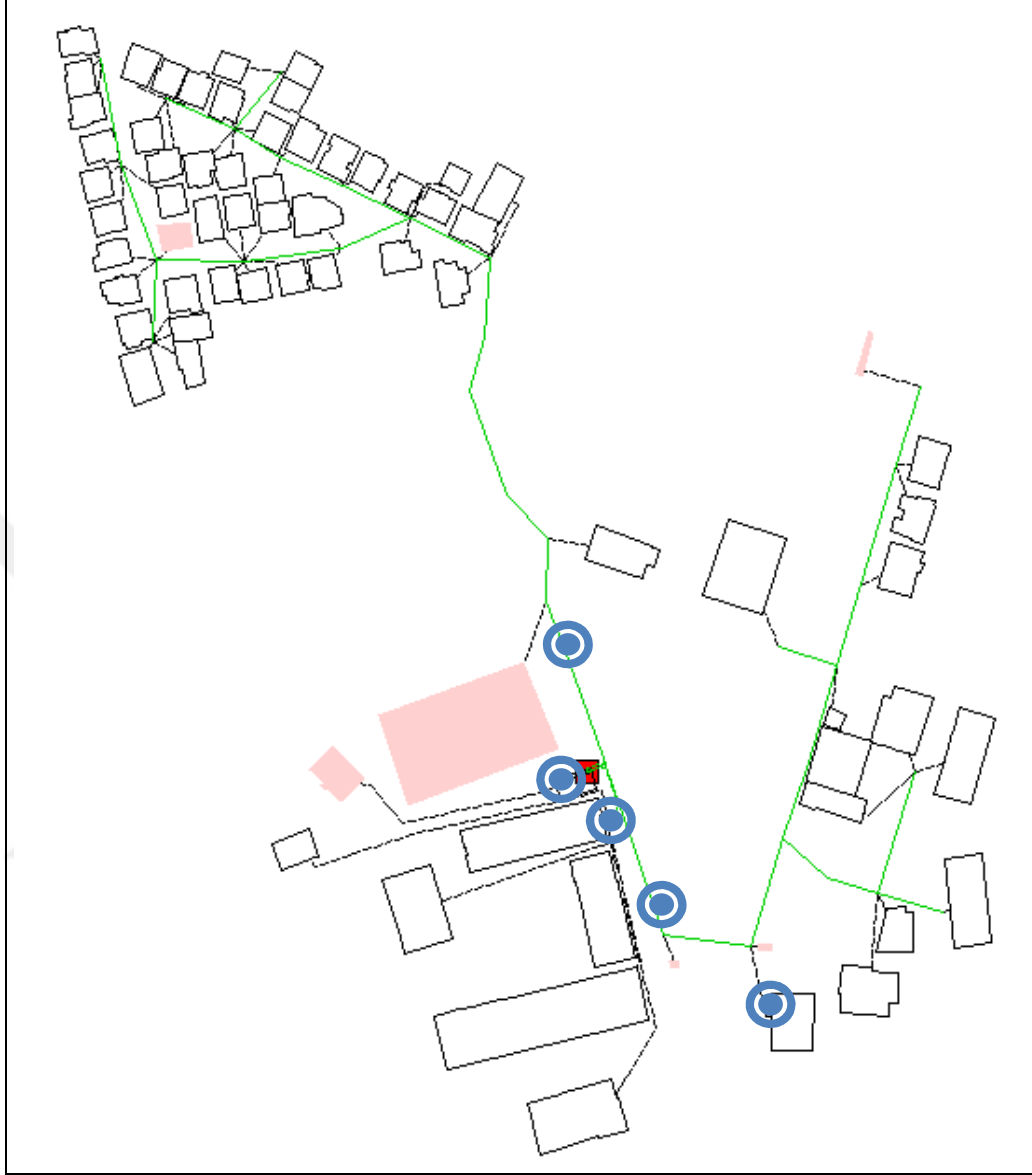
3.3.Şebeke Ölçümleri

Şebekede iki farklı zamanda ölçüm yapılmıştır. İki ölçümde MRG 511 güç analizörü ile yapılmış olup veriler bilgisayar ortamında incelenmiştir. İlk ölçüm Ağustos ayımın ilk haftasında bir hafta süre ile temel frekans (50Hz)'de yapılmıştır. İlk ölçüm mesken müşterilerin yük profilinin belirlenmesi ve şebekedeki nötr yüklenmelerinin incelenmesi için 6 noktada eşzamanlı olarak yapılmıştır. Daha sonra ileriki bir tarihte dağıtım trafosu sekonder çıkışından tek noktadan yirmi beşinci harmoniğe kadar bir ay süre ile ölçüm yapılmış ve Nötr akımlarının bileşenleri tespit edilmiştir.



Şekil 3.14: MRG 511 Güç Analizörü.

Şekil 3.14'de ölçümlerde kullanılan taşınabilir MRG 511 güç analizörü ve aparatları görülmektedir [47].

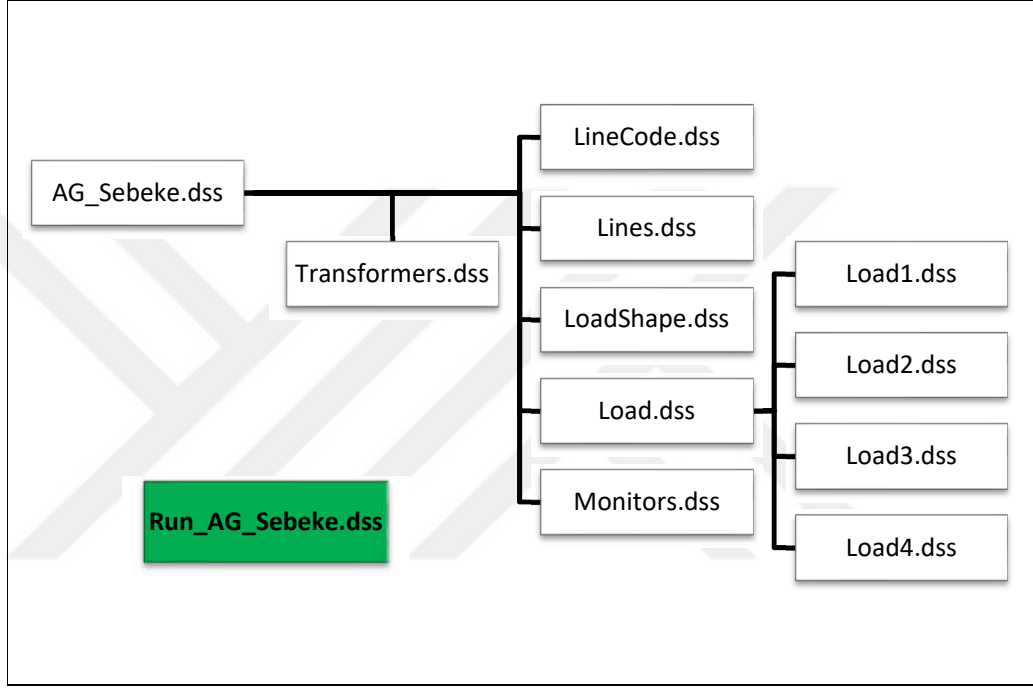


Şekil 3.15: Ölçüm noktaları.

Şekil 3.15’de altı adet MRG 511 güç analizörü ile alçak gerilim şebekesinde eş zamanlı olarak yapılan ölçüm noktaları gösterilmektedir. Ölçüm noktaları mavi ile yuvarlak içine alınmıştır. Ölçüm Ağustos ayımın ilk haftasında bir hafta süre ile yapılmıştır. Ölçüm verileri birer dakikalık aralıklarla kaydedilmiştir. İlk ölçümde amaç mesken müşterilerin yük profilinin belirlenmesi ve şebekedeki nötr yüklenmelerinin incelenmesidir. Şekil 3.15’de beş adet ölçü cihazının yeri gösterilmektedir. Altıncı cihaz alçak gerilim topolojisinde gösterilmeyen aydınlatma yüklerinin tüketimini ölçmek için Şekil 3.15’de olmayan “D” deparının çıkış noktasına takılmıştır. Dağıtım trafomuzun dört adet depar çıkışı vardır.

3.4.OpenDSS İşlem Basamakları

Bu kısımda şebeke simülasyonu için kullandığım OpenDSS programının çalışma basamaklarında bahsedilecektir. OpenDSS, elektrik şebekesi güç dağıtım sistemleri için kullanılan kapsamlı bir elektrik sistemi simülasyon aracıdır [48].



Şekil 3.16: OpenDSS işlem basamakları.

Şekil 3.16’de OpenDSS simülasyonu çalışma basamakları verilmiştir. Simulasyona başlamadan önce şebekenin elemanları ve özellikleri ayrı dosyalar halinde yüklenir. Öncelikle transformatör bilgisinin bulunduğu Transformers.dss sonra sırasıyla iletken kütüphanesi, hat bilgisi, zamana bağlı yük profilleri, yük bilgisi ve analiz sonuçlarının izleme noktaları girildikten sonra yük akışı yapmaktadır. Bu işlem basamakları sıra ile anlatılacaktır.

- Transformers.dss

Bu kısım şebekede kullanılan trafoların bilgilerini içermektedir. Bizim şebekemiz alçak gerilim şebekesi olduğu için sadece bir adet 630kVA’lık dağıtım trafosu vardır.

```
! Dağıtım Trafosu
```

```
New Transformer.TR1 phases=3 windings=2 xhl=5 sub=y subname=TR1
```

```
~ Leadlag=Euro
```

```
~ wdg=1 bus=sourcebus conn=delta kv=34.5 kva=630
```

```
~ wdg=2 bus=AG.1.2.3.4 conn=wye kv=0.4 kva=630
```

Şekil 3.17: Transformer.

Şekil 3.17’de bağlantı grubu Dyn11 olan 630kVA’lık 3 fazlı dağıtım trafosu tanımlanmıştır. Trafomuzun primer tarafı kaynağa (sourcebus) ve sekonder tarafı Alçak gerilim şebekesine (AG) bağlanmıştır.

- LineCode.dss (İletken Kütüphanesi)

İlk olarak şebekede kullanılan iletkenlerin parametre bilgilerini içeren iletken kütüphanesini programa LineCode.dss isimli dosyası ile yüklüyoruz. LineCode.dss dosyasında Şekil 3.18’de gösterildiği gibi şebekede kullanılan her bir iletken için R,X,C katsayılarının olduğu matrisler bulunmaktadır. Bu katsayılar her bir iletkenin özelliklerine göre hesaplanıp kütüphane oluşturuldu. Bölüm 3.2’de parametrelerin nasıl hesaplandığı detaylı olarak anlatıldı.

```
!Havai Hat 3 Aster Faziletkeni + 1 Rose iletkeni Nötr
```

```
New Linecode.H_3A nphases=4 Units=m
```

```
~ Rmatrix=[0.000476426 |4.86333E-005 0.000476426 |4.86549E-005 4.86549E-005 0.000476469 |4.86549E-005 4.86549E-005 4.86764E-005 0.000728897 ]
```

```
~ Xmatrix=[0.000780708 |0.000478714 0.000780708 |0.000478692 0.000456916 0.000780664 |0.000456916 0.000478692 0.00047867 0.000795135 ]
```

```
~ Cmatrix=[0.00971903 |-0.00256857 0.00970369 |-0.00254893 -0.00162531 0.00974378 |-0.00153779 -0.00243448 -0.00241524 0.00938918 ]
```

Şekil 3.18: İletken Kütüphanesi (LineCode).

Şekil 3.18’de havai hatta kullanılan 3 faz 4 telli 3A/R iletkeni için hesaplanan parametre değerleri verilmiştir.

- Lines.dss (Hat Bilgisi)

Hat bilgisi (Lines) kısmında şebekede kullanılan her iki nokta arasındaki iletken için iletkenlerin uzunlukları, iletkenlerin kaç fazlı olduğu (phases=4 ifadesi 3 faz+1 nötr demektir), iletkenlerin bağlantı noktaları ve iletkenlerin tip bilgisini ayrı ayrı tanımlanır.

```
New Line.L17 Bus1=A9.1.2.3.4 Bus2=A10.1.2.3.4 phases=4 LineCode=H_3A  
~Length=28.6273 units=m
```

Şekil 3.19: Lines.

Şekil 3.19’da A9 ve A10 noktaları arasında bulunan iletken için Lines bilgileri örnek olarak verilmiştir.

- LoadShape.dss (Zamana Bağlı Yük Profili)

Dağıtım şebekesinin gerçek zamanlı analizi için yük profilleri tanımlamamız gerekmektedir. Zamana bağlı yük profili LoadShape.dss kısmında toplam 17 adet farklı yük profili tanımlanmıştır. Profil birer dakikalık aralıklar ile 1440 adet veri içerir. Yük profilimiz bir tam gün için oluşturulmuştur. Mesken müşterilerin yük profillerinin nasıl belirlendiği ileriki bölümlerde anlatılacaktır.

```
New Loadshape.Shape_AMR npts=1440 minterval=1  
~mult=(file=LoadShape\AdeparMesken_R_faziYükProfili.csv)
```

Şekil 3.20: LoadShape.

Şekil 3.20’de A deparına bağlı tek fazlı mesken müşteriler için kullanılacak yük profili tanımlaması yapılmıştır.

- Load.dss (Yük Bilgisi)

Yük bilgisi Load kısmında şebekeden enerji alan müşteriler tanımlanmaktadır. Toplam 326 adet müşterimiz vardır. Bu kısımda müşterinin gerilim seviyesi, günlük elektrik tüketimi, güç faktörü ve müşterinin yük profili tanımlanmaktadır. Alçak Gerilim Dağıtım Şebekemizde toplam 326 adet yük bulunmaktadır. Bu yüklerin harmonik bileşen içermediği varsayımı ile simülasyon yapılacaktır. OpenDSS sonuçları sadece temel frekans için incelenmiştir.

```
New Load.Load235 phases=1 bus1=A10M2.3.4 kv=0.23
~kw=4.36001015 Pf=0.95 model=1 Daily=Shape_AMT
```

Şekil 3.21: Load.

Şekil 3.21’de A10 nolu kofraya bağlı bir apartman dairesinin bilgileri verilmiştir. Müşterimiz S fazına bağlanmış ve günlük elektrik tüketimi ortalama 4,36 kWh olarak girilmiştir.

Load1,Load2,Load3,Load4 dosyaları şebekede 4 farklı senaryo ile nötr yüklenmesinin incelenmesi için geliştirilmiş dosyalardır.

- Monitors.dss

Şebekedeki her hangi bir noktadaki akım, gerilim, aktif güç vb. verileri izleyebilmemiz ve gün içindeki değişimlerini grafik olarak görebilmemiz için OpenDSS simülasyon programında Monitör tanımlamamız gerekmektedir.

```
New monitor.ADP_Power element=line.LABC terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.ADP_Voltage element=line.LABC terminal=1 mode=0
```

Şekil 3.22: Monitör.

Şekil 3.22’de ana dağıtım panosuna (ADP) bağlanmış iki adet Monitör gösterilmiştir. Bu satır OpenDSS proglamında çalıştırıldığı zaman Dağıtım trafosu sekonder çıkışında bulunan ana dağıtım panosunda gün içinde çekilen aktif güç, reaktif güç, akım, gerilim, cosØ verileri grafik olarak ve excel olarak temin edilebilir.

- AG_Sebeke.dss

Son olarak şebeke için girdiğimiz verileri çalıştıracığımız ve yöneteceğimiz AG_Sebeke.dss kısmını tanımlıyoruz. Simülasyonu çalışması için en son çalıştırma kodlarının yazıldığı AG_Sebeke isimli dss dosyasının çalıştırılması gereklidir.

```
Set DefaultBaseFrequency=50
New circuit.LVTest basekv=34.5 bus1=sourcebus

RedirectTransformer.dss
Redirect LineCode.dss
Redirect Lines.dss
Redirect LoadShape.dss
Redirect Load.dss
Redirect Monitors.dss

set voltagebases=[34.5 0.400]
calc voltagebases
set mode=yearly
set number=1440
set stepsize=1m
Buscoords buscoords.dss
New Energymeter.ADP Element=Line.L0 Terminal=1
Solve
Show Voltages LN Nodes
```

Şekil 3.23: AG_Sebeke.

Şekil 3.23’de AG_Sebeke isimli dosyanın içeriği verilmiştir. Şebeke simülasyonun ne amaçla yapıldığı bu kısımda tanımlanmaktadır. Biz burada normal çalışma şartlarında bir analiz yaptığımız için günlük analiz modunu seçtik AG_Sebeke adlı dosyada set mode=yearly number= 1440 stepsize=1m satırı bir gün için birer dakikalık aralıklar ile 24 saatin analizini yapmamızı sağlar. Örnek olarak OpenDSS ile aşağıdaki analizleri yapabiliriz.

- Anlık Güç Akışı
- Günlük Güç Akışı
- Yıllık Güç Akışı
- Harmonikler analizi
- Dinamikleri analiz
- Arıza Analizi
- Monte Carlo Arızası

3.5.Dağıtım Trafosundan Beslenen Müşterilerin Yük Profillerinin Belirlenmesi

Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinin zamana bağlı analizi için müşteri yük profilleri önem arz etmektedir. Bizim şebekemiz için EPIAŞ'ın yayınladığı ve kullanabileceğiniz 4 adet farklı Dengeli Yük Profilleri olup bunlar sırası ile mesken müşterisi yük profili, aydınlatma müşterisi yük profili, ticarethane müşterisi yük profili ve sanayi müşterisi yük profilidir. Fakat aşağıda da anlatılacağı gibi Dengeli Yük Profilleri ile küçük bir şebekede çalışmak çok fazla hataya sebep olmaktadır.

Bu bölümde dağıtım trafosundan beslenen müşteri yük profillerinin tespiti anlatılacaktır. Müşteri yük profilleri şebekede bulunan her bir tüketicisi için farklıdır. Bizim şebekemizde 326 adet tüketici için 326 adet farklı yük profili olmalıdır. Fakat hem bu 326 adet tüketicide eş zamanlı ölçüm yapmanın maliyeti hem de bu iş için harcanacak enerji çok yüksek olacaktır. Bu sebeple yük profilleri her bir depar çıkışı için ayrı ayrı olmak üzere ortalamalar alınarak hesaplanmıştır.

Yük profillerinin tespiti için kullanılan metot toplam tüketilen enerjinin mesken, aydınlatma, ticarethane ve diğer yüklere dağıtılması ile tüketici yük profillerinin toplam tüketilen enerji üzerindeki ağırlığının tespitine dayanan bir yöntemdir. Trafo çıkışındaki 4 deparda eş zamanlı ölçüm yapılmıştır ve bu 4 depardan beslenen müşteriler için ayrı ayrı yük profilleri belirlenecektir. Ayrıca aynı depara bağlı tek fazlı mesken müşterilerin farklı fazları için farklı yük profilleri belirlenecektir.

Bu çalışmada geliştirilen yöntem şebekeden enerji alan tek fazlı müşterilerin bağlantıların fazlara eşit yapıldığı varsayımından yola çıkılmıştır. Örneğin 3 daireye sahip bir apartmana enerji bağlanacaktır. Bu durumda sırası ile birinci daireye R fazı ikinci daireye S fazı ve son olarak üçüncü daireye T fazı bağlanacaktır. Bölüm 3.1 Şekil 3.5'de görülen şebeke dengesizliğinin sebebi aynı depar veya farklı depardan beslenen tek fazlı mesken müşterilerinin farklı yük profillerine sahip olduğu varsayımdır. Şebekemizde 261 adet mesken müşterisi vardır. Bunların 201 adeti A deparına bağlı 61 adeti B deparına bağlıdır. A deparı için 3 ve B deparları için 3 ayrı yük profili olmak üzere şebekemizde bulunan mesken müşteriler için 6 ayrı yük profili belirlenecektir. Bunun için 8 Ağustos Perşembe günü şebekenin 6 ayrı noktasında eş zamanlı ölçümler yapılmıştır. Gerçek zamanlı ölçüm yapılan noktalar hariç (aydınlatma, eğitim kurumu, akaryakıt istasyonu) şebekeden enerji alan üç fazlı müşterilerin dengeli tüketim yaptığı varsayılmıştır.

Tablo 3.1: Mesken müşterilerinin yük tanımı.

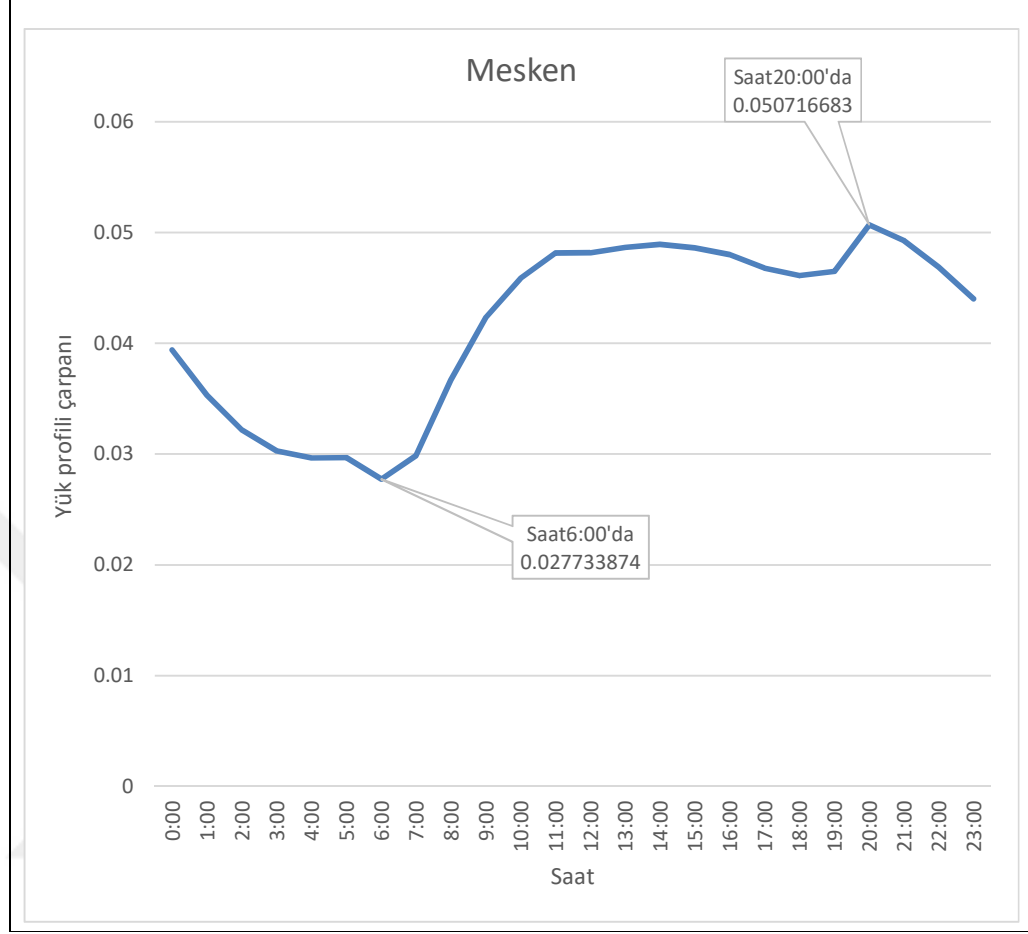
Tüketici tanımı	New Load.Load020
Tek fazlı Tüketici	phases=1
Bağlantı Yeri	bus1= A12M6.3.4
Gerilim	kV=0.23
Günlük Tüketim	kW=7.8385
Güç Faktörü	Pf=0.95
Yük Modeli	model=1
Yük Profili	Daily=Dengeli Yük Profilleri Mesken

OpenDSS simülasyon programında 326 adet tüketici tanımlanmıştır. Tablo 3.1’de A deparından beslenen 201 adet mesken müşterisinden bir tanesini bilgileri örnek olarak verilmektedir. Mesken müşterisi tek fazlı tüketici olup “T” fazından enerji almaktadır. Bağlantı yeri A12 numaralı kofradan enerji alan altıncı müşteri olarak simülasyonu yapılmıştır. Aylık tüketim bilgilerinden elde edilen verilerden bir günlük ortalama tüketimi 7,8385 kWh olarak belirlenmiştir. Güç faktörü 0,95 ve gerilim seviyesi 230V’dur.

Yük profili başlangıçta Şekil 3.24’de mesken müşterisi için Dengeli Yük Profilleri kullanılmıştır.

Şekil 3.24’de Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi için kullanılacak Dengeli Yük Profilleri gösterilmektedir. Grafikteki değerler 8 Ağustos Perşembe gününe aittir. Şekil 3.15’de x ekseninde verilen değerler saat cinsinde zamanı ifade eder ve y ekseninde verilen ifadeler toplamı 1 birim olacak şekilde yük profili çarpanını ifade etmektedir.

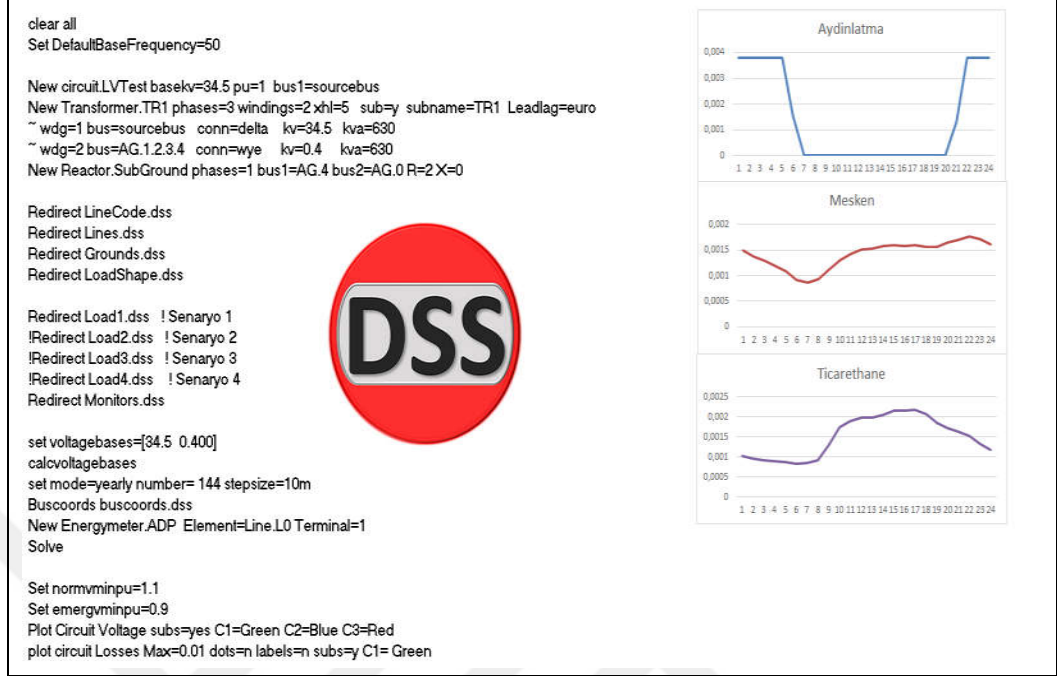
Mesken müşterisi Dengeli Yük Profiline göre Sakarya Elektrik Dağıtım AŞ’den enerji alan tek fazlı bir müşterisinin 8 Ağustos Perşembe günü en yüksek tüketim yaptığı saat 20:00’dır. Tablo 3.10’da verilen mesken müşteri bilgileri referans alındığında Şekil 3.24’e göre saat 20:00-21.00 arası bir saatlik tüketilen aktif güç 0,3975 kWh olacaktır. Benzer Şekilde en düşük elektrik tüketimi saat 06:00’da yapılmaktadır ve Tablo 3.9’da verilen mesken müşteri bilgileri referans alındığında Şekil 3.15’e göre saat 06:00-07:00 arası bir saatlik tüketilen aktif güç 0,21739 kWh olacaktır.



Şekil 3.24: Mesken müşterisi Dengeli Yük Profili.

Şekil 3.24'deki yük profili incelendiğinde görülmektedir gece yarısı 00:00 dan itibaren sabah 07:00'a kadar enerji tüketimi azalmakta ve 07:00'dan itibaren elektrik tüketimi öğlene kadar artmaktadır. Öğlen saatlerinde tüketim dengeye oturmakta ve saat 17:00-18:00 arası bir miktar düşmektedir. Saat 20:00'da en yüksek tüketim değerine ulaşarak ilerleyen saatlerde tüketim azalmaktadır.

Mesken müşterisi Dengeli Yük Profili bir gün 24 saat 24 veri olacak şekilde hesaplanmıştır. Bizim şebekemizdeki ani değişikliklerin tespiti ve nötr yüklenmesinin daha iyi incelenebilmesi için ileriki süreçte bir dakika aralıklar ile bir tam gün için 1440 adet veriden oluşan tek fazlı mesken müşterisi yük profilleri tanımlanacaktır.



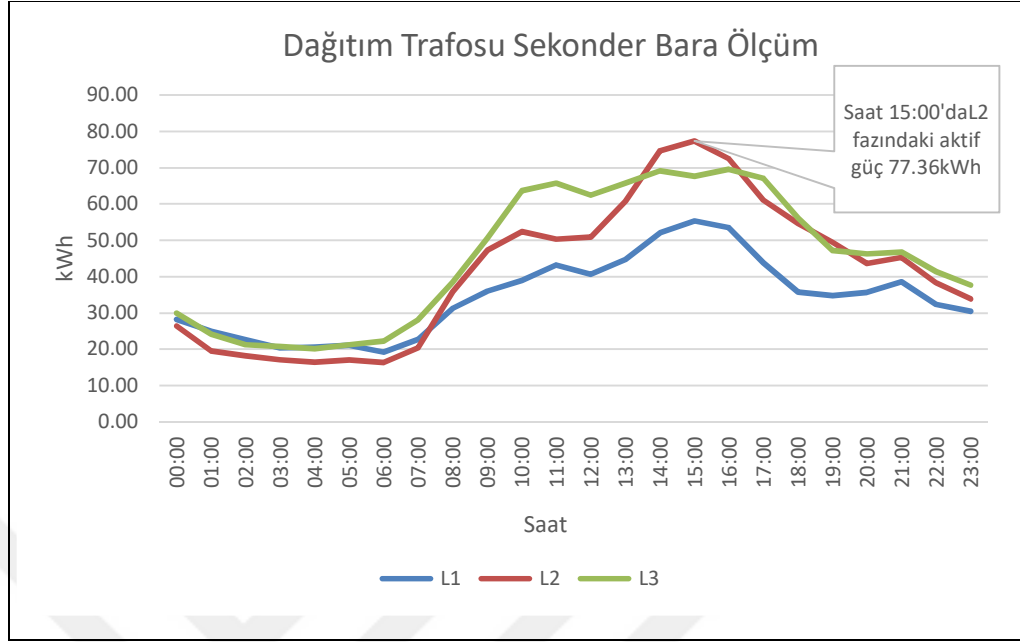
Şekil 3.25: Yük Profillerinin OpenDSS programına işlenmesi.

Bölüm 3.4’de anlatıldığı üzere hazırlanmış simülasyon programına 8 Ağustos Perşembe gününe ait Şekil 3.4’de verilen Dengeli Yük Profilleri yüklenmiştir. Şekil 3.25’de sağ tarafta üç adet yük profili sol taraftaki OpenDSS simülasyon programına yüklenmiş ve aşağıda verilen Şekil 3.17’de ki sonuçlar elde edilmiştir. Şekil 3.17’de verilen grafik üç ayrı faz için ana dağıtım panosu sekonder çıkışından çekilen aktif gücün gün içindeki değişimini göstermektedir.

Şekil 3.26’da Dağıtım trafosu sekonder baradan yapılan ölçüm sonuçları kWh biriminden verilmiştir. Burada L1 R fazına ait tüketilen aktif enerjiyi, L2 S fazına ait tüketilen aktif enerjiyi ve L3’de T fazına ait tüketilen aktif enerjiyi temsil etmektedir.

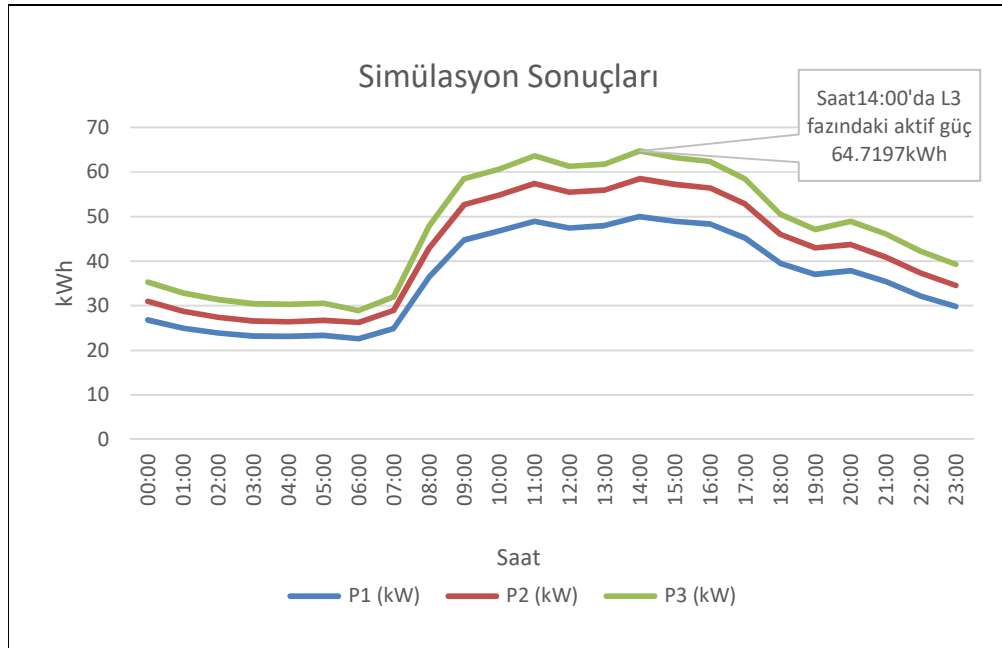
Gerçek ölçüm verisi birer dakikalık aralıklar ile yapılmış olup Dengeli Yük Profili yük profili sonuçları ile karşılaştırılabilmesi için saatlik ortalamaları alınarak Şekil 3.26’da gösterilmiştir.

Şekil 3.26’da x ekseninde verilen değerler saat cinsinde zamanı ifade eder ve y ekseninde verilen ifadeler tüketilen aktif gücü kWh cinsinden ifade etmektedir. Ölçüm sonuçları göstermektedir ki fazlar arasında bir miktar dengesizlik mevcuttur. Grafik incelendiğinde aktif güç tüketimleri arasındaki dengesizlik gözlenmektedir.



Şekil 3.26: L1, L2 ve L3 için Aktif güç ölçüm sonuçları.

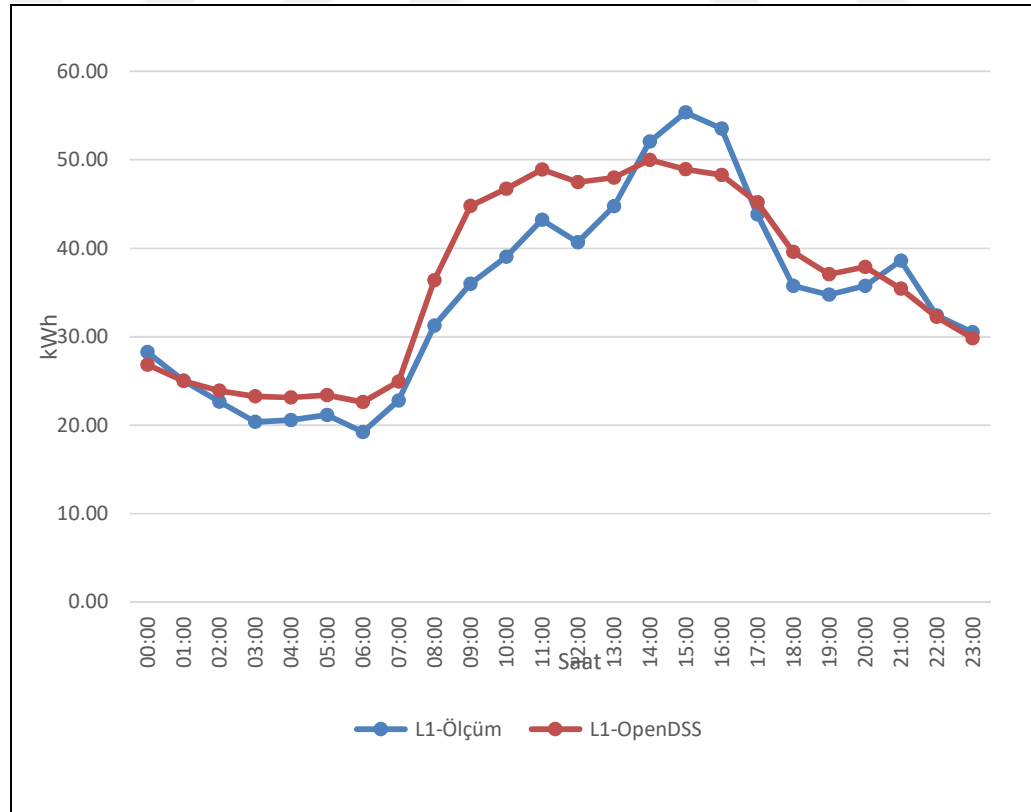
Şekil 3.26’da bir tam gün de dağıtım trafosu sekonder bara L1 fazından çekilen aktif güç ortalama 827,29 kWh, L2 fazından çekilen aktif güç ortalama 999,86 kWh ve L3 fazından çekilen aktif ortalama 1083,45 kWh’dir. Dağıtım trafosundan bir tam günde çekilen toplam aktif gücü 2910,60kWh’dir. Trafodan çekilen en yüksek güç saat 15:00’da L2 fazından çekilmiştir ve 77,36 kWh’dir.



Şekil 3.27: Dengeli Yük Profilleri için OpenDSS simülasyon sonuçları.

Şekil 3.27’de 8 Ağustos Perşembe günü için EPAİŞ yük profillerine göre OpenDSS simülasyon sonuçları bir tam gün için verilmektedir. Tek fazlı mesken müşteriler tüketimlerine bakılmaksızın fazlara sıra ile eşit olarak bağlanmıştır.

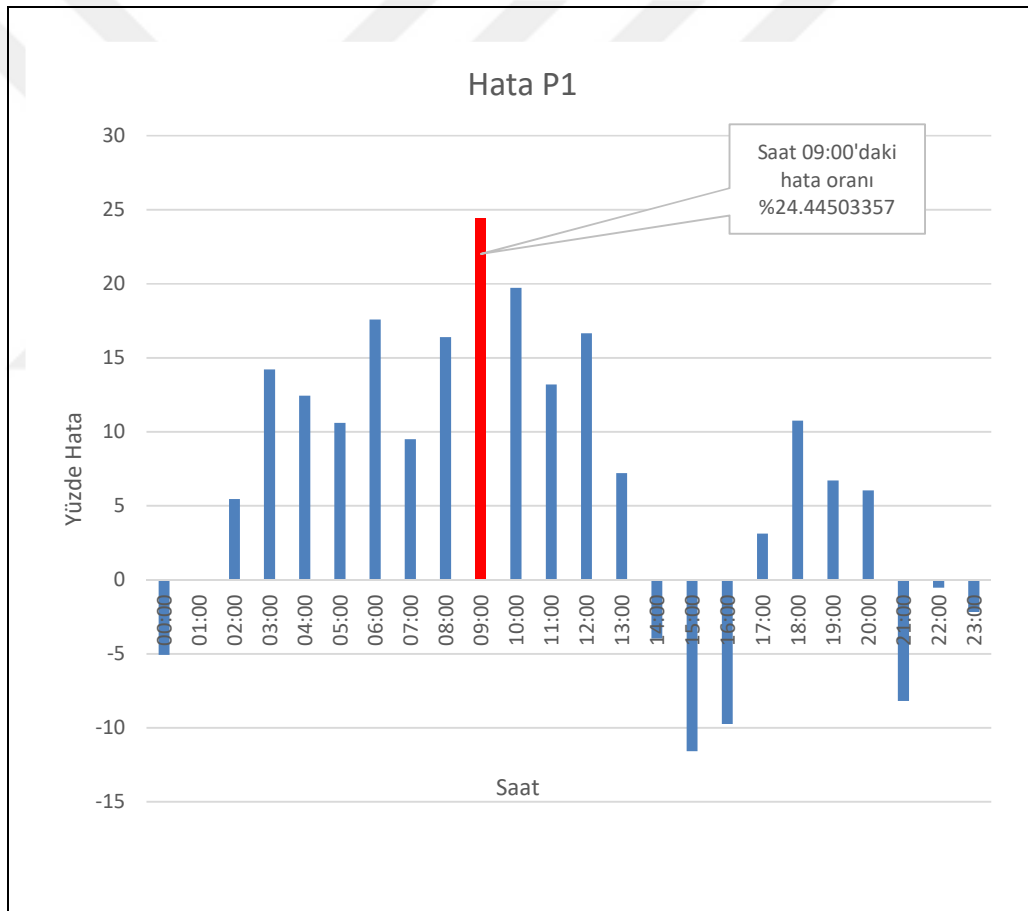
Gerçek zamanlı ölçüm yapılan noktalar hariç (aydınlatma, eğitim kurumu, akaryakıt istasyonu) şebekeden enerji alan üç fazlı müşterilerin dengeli tüketim yaptığı varsayılmıştır. Simülasyon sonuçlarına göre bir tam gün de dağıtım trafosu sekonder bara L1 fazından çekilen aktif güç 869,6328 kWh, L2 fazından çekilen aktif güç ortalama 1011,644kWh ve L3 fazından çekilen aktif ortalama 1128,341 kWh’dir. Dağıtım trafosundan bir tam günde çekilen toplam aktif güm 3009,617 kWh’dir. Trafodan çekilen en yüksek güç saat 14:00’da L3 fazından çekilmiştir ve 64,72 kWh’dir. Şekil 27’de verilen simülasyon sonuçları dengeli çıkmıştır. Tüketilen aktif güçler arasında bir miktar fark olmasının nedeni aydınlatma, eğitim kurumu ve akaryakıt istasyonu müşterilerinin tüketim verilerinin gerçek zamanlı ölçüm verisi ile girilmiş olmasıdır. Ayrıca mesken müşterilerin yük profilleri aynı seçilmiş olsa da 262 adet mesken müşterinin her birinin farklı tüketim değerine sahip olmalarıdır. Gerçek ölçüm verisi ile karşılaştırılması aşağıda Şekil 3.28’de verilmektedir.



Şekil 3.28: P1 için Ölçüm Sonuçları ve Simülasyon Sonuçları.

Şekil 3.28’de birinci fazdan tüketilen aktif güç L1 için 8 Ağustos Perşembe günü Dağıtım trafosu sekonder baradan yapılan ölçüm sonuçları ve OpenDSS simülasyon sonuçları karşılaştırması verilmiş olup inceleme bir tam gün için yapılmıştır. Ölçüm sonuçları ile Simülasyon sonuçlarının karşılaştırılmıştır. Şekil 3.28’de L1 fazına ait ölçüm ve simülasyon sonuçları arasında gözle görülür bir fark vardır. Bunun nedeni simülasyonda 262 adet tek fazlı mesken müşterilerin hepsi için Şekil 3.24’de verilen aynı yük profilinin kullanılmasıdır.

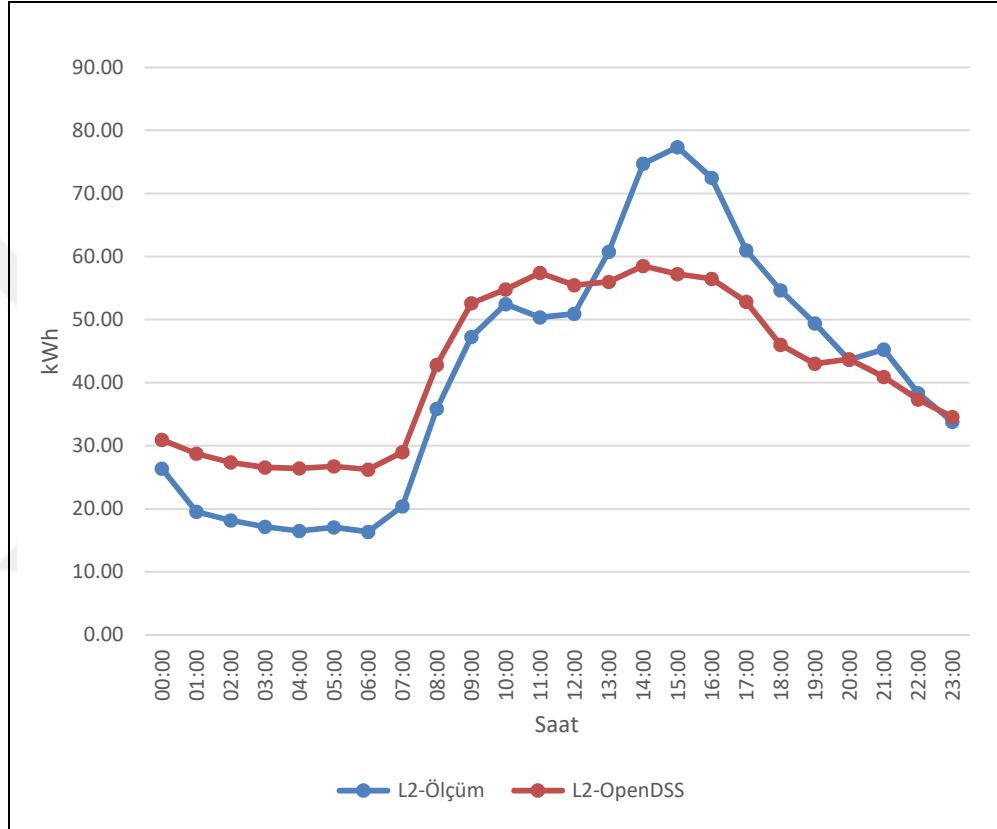
Aşağıda Şekil 3.29’da ölçüm ve simülasyon sonuçları arasındaki hata oranı yüzde olarak verilmiştir.



Şekil 3.29: P1 için Ölçüm ile Simülasyon Arasındaki Hata.

Şekil 3.29’da dağıtım trafosunun sekonder barasından yapılan ölçüm sonuçları birinci fazdan tüketilen aktif güç P1 için referans alındığında Dengeli Yük Profilleri ile OpenDSS’de yapılan simülasyon sonuçlarının hata oranını yüzde olarak vermektedir. Bu hata oranı ölçüm verisi %100 kabul edilip toplam tüketilen aktif

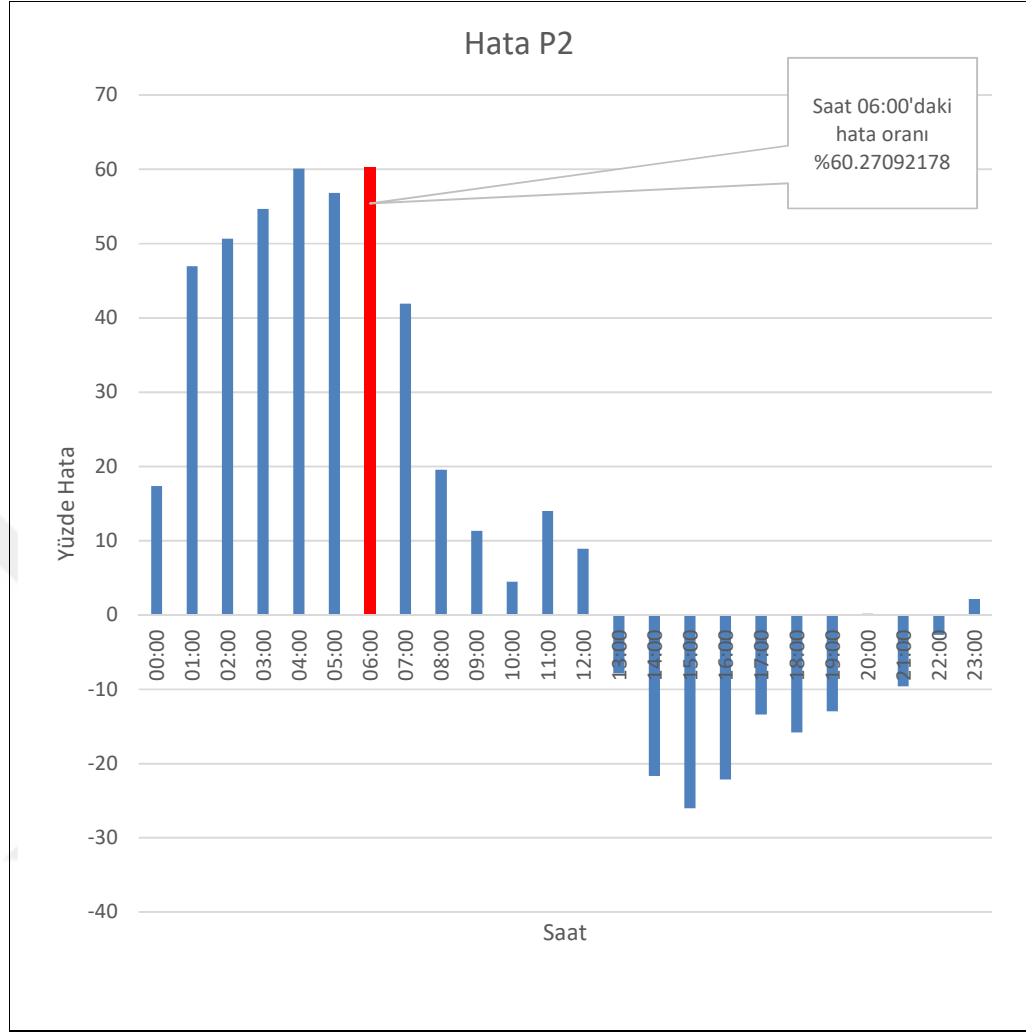
gücün simülasyon sonuçları ile karşılaştırılmasından bulunmuştur. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki en yüksek hata oranı saat 09:00'da %24,44'dür. Diğer bir ifade ile 09:00'da OpenDSS sonuçları ölçüm sonuçlarından %24,44 fazla aktif enerji tüketim göstermiştir. Şekil 3.29 incelendiğinde günün her saatinde hata mevcut olup gün içindeki ortalama hata %9,8'dir.



Şekil 3.30: P2 için Ölçüm Sonuçları ve Simülasyon Sonuçları

Şekil 3.30'da ikinci fazdan tüketilen aktif güç L2 için 8 Ağustos Perşembe günü Dağıtım trafosu seconder baradan yapılan ölçüm sonuçları ve OpenDSS simülasyon sonuçları karşılaştırması verilmiş olup inceleme bir tam gün için yapılmıştır. Ölçüm sonuçları ile Simülasyon sonuçlarının karşılaştırılmıştır. Şekil 3.30'da L2 fazına ait ölçüm ve simülasyon sonuçları arasında gözle görülür bir fark vardır. Bunun nedeni simülasyonda 262 adet tek fazlı mesken müşterilerin hepsi için Şekil 3.24'de verilen aynı yük profilinin kullanılmasıdır.

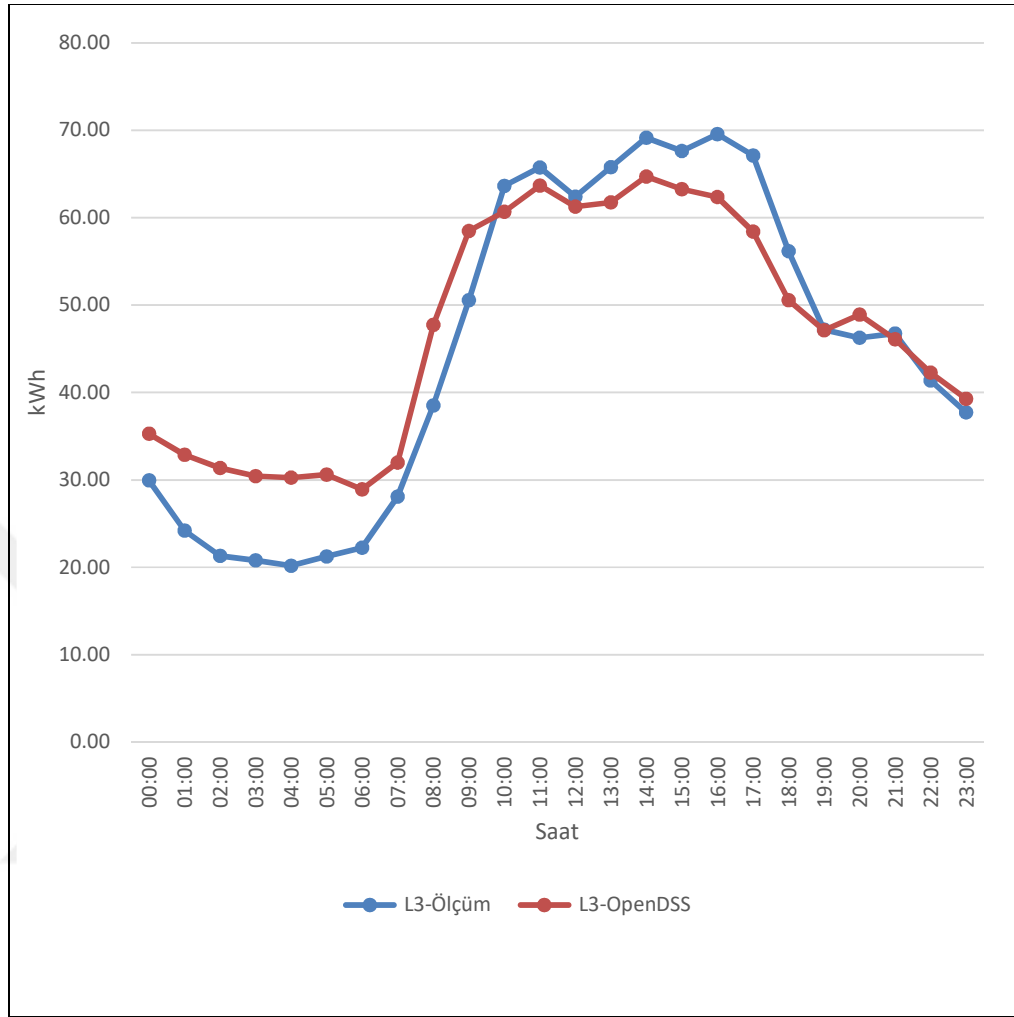
Aşağıda Şekil 3.31'de ölçüm ve simülasyon sonuçları arasındaki hata oranı yüzde olarak verilmiştir.



Şekil 3.31: P2 için Ölçüm ile Simülasyon Arasındaki Hata.

Şekil 3.31’de dağıtım trafosunun sekonder barasından yapılan ölçüm sonuçları ikinci fazdan tüketilen aktif güç P2 için referans alındığında Dengeli Yük Profilleri ile OpenDSS’de yapılan simülasyon sonuçlarının hata oranını yüzde olarak vermektedir. Bu hata oranı ölçüm verisi %100 kabul edilip toplam tüketilen aktif gücün simülasyon sonuçları ile karşılaştırılması ile bulunmuştur.

Grafik incelendiğinde görülmektedir ki en yüksek hata oranı saat 06:00’da %60,27’dür. Diğer bir ifade ile 06:00’da OpenDSS sonuçları ölçüm sonuçlarından %60,27 fazla aktif enerji tüketim göstermiştir. Grafik 3.31 incelendiğinde günün her saatinde hata mevcut olup gün içindeki ortalama hata %24,22’dir. Grafikte x ekseninde verilen değerler saat cinsinden yirmi dört saati ifade eder ve grafikte y ekseninde verilen değerler yüzde cinsinden hata oranını ifade eder.

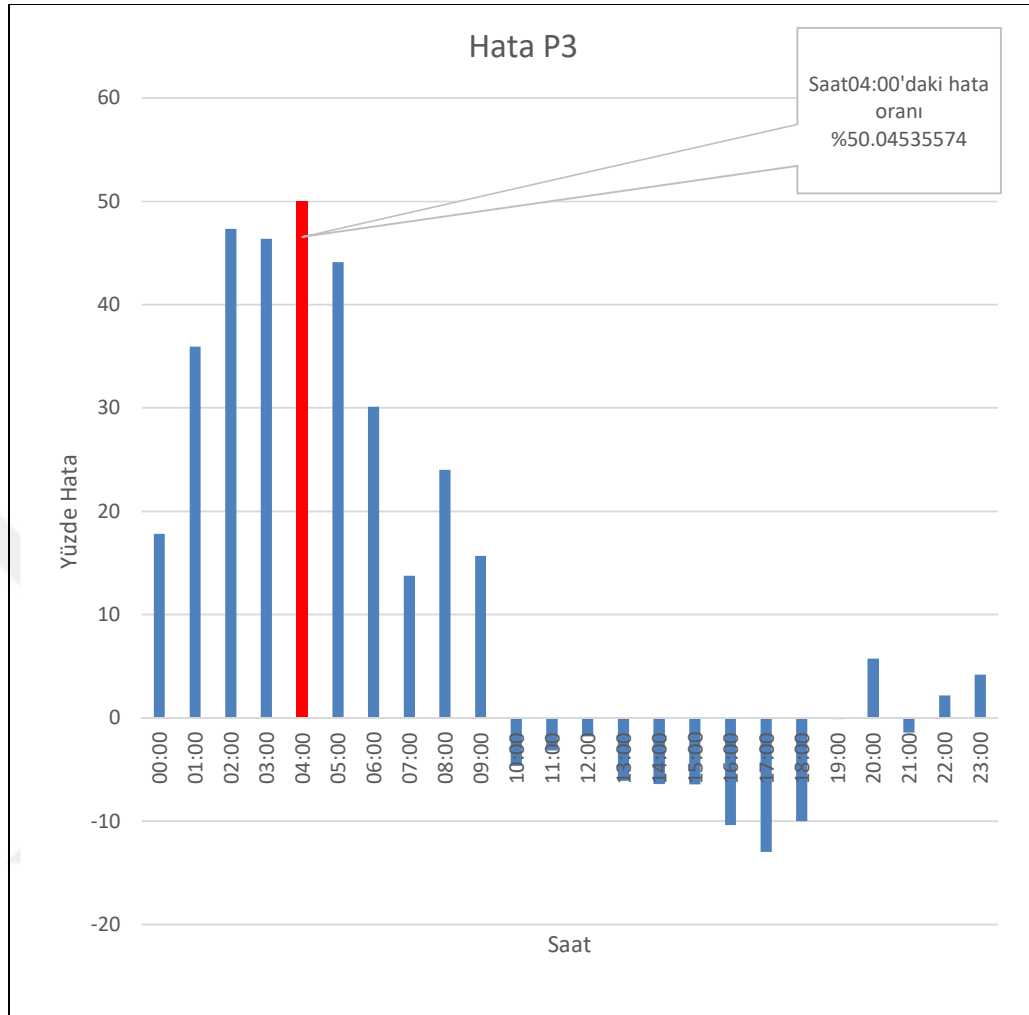


Şekil 3.32: P3 için Ölçüm Sonuçları ve Simülasyon Sonuçları.

Şekil 3.32’de üçüncü fazdan tüketilen aktif güç L3 için 8 Ağustos Perşembe günü dağıtım trafosu seconder baradan yapılan ölçüm sonuçları ve OpenDSS simülasyon sonuçları karşılaştırması verilmiş olup inceleme bir tam gün için yapılmıştır. Ölçüm sonuçları ile simülasyon sonuçlarının karşılaştırılmıştır.

Grafikte x ekseninde verilen değerler saat cinsinden yirmi dört saati ifade eder ve grafikte y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden birinci fazdan tüketilen aktif gücü ifade eder. Şekil 3.32’de L3 fazına ait ölçüm ve simülasyon sonuçları arasında gözle görülür bir fark vardır. Bunun nedeni simülasyonda 262 adet tek fazlı mesken müşterilerin hepsi için Şekil 3.24’de verilen aynı yük profilinin kullanılmasıdır.

Aşağıda Şekil 3.33’de ölçüm ve simülasyon sonuçları arasındaki hata oranı yüzde olarak verilmiştir.



Şekil 3.33 P3 için Ölçüm ile Simülasyon Arasındaki Hata.

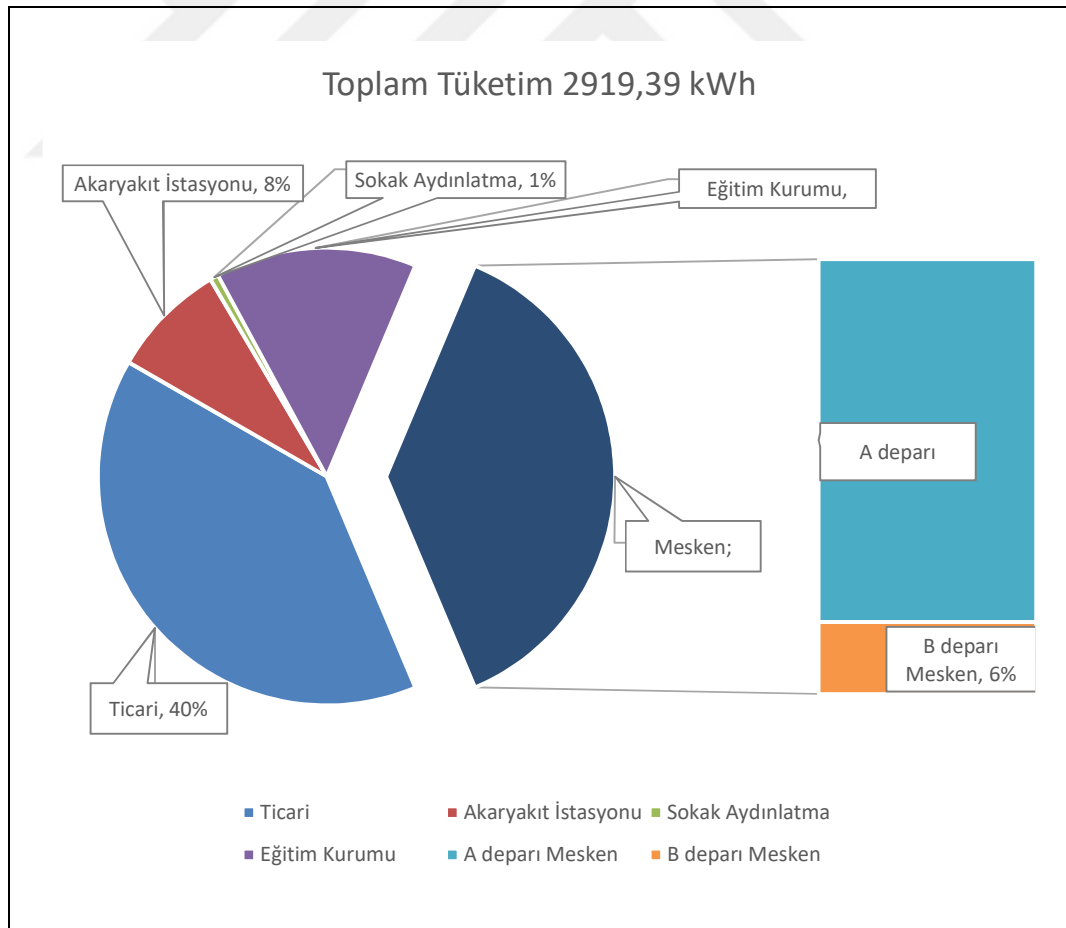
Şekil 3.33’de dağıtım trafosunun sekonder barasından yapılan ölçüm sonuçları üçüncü fazdan tüketilen aktif güç P3 için referans alındığında Dengeli Yük Profilleri ile OpenDSS’de yapılan simülasyon sonuçlarının hata oranını yüzde olarak vermektedir. Bu hata oranı ölçüm verisi %100 kabul edilip toplam tüketilen aktif gücün simülasyon sonuçları ile karşılaştırılması ile bulunmuştur. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki en yüksek hata oranı saat 04:00’de %50,04’dür. Diğer bir ifade ile 04:00’da OpenDSS sonuçları ölçüm sonuçlarından %50,04 fazla aktif enerji tüketim göstermiştir. Grafik 3.24 incelendiğinde günün her saatinde hata mevcut olup gün içindeki ortalama hata %19,69’dur.

Şekil 3.28, Şekil 3.30 ve Şekil 3.32’deki grafikler incelendiğinde görülmektedir ki OpenDSS sonuçları ölçüm sonuçları ile uyumlu değildir ve yüzde hata oranları yüksek değerdedir. Şebeke incelenmesine bu hata oranları ile devam edilemez. Bu

nedenle yeni yük profilleri geliştirilecektir. Gerçek zamanlı ölçüm yapılan noktalar hariç (aydınlatma, eğitim kurumu, akaryakıt istasyonu) şebekeden enerji alan üç fazlı müşterilerin dengeli tüketim yaptığı varsayılmıştır. Bu çalışmada ölçüm sonuçları ile simülasyon sonuçlarının arasındaki tutarsızlığın nedeninin tek fazlı mesken müşterilerin farklı yük profillerine olduğu varsayılmıştır. Bundan sonraki aşamada tek fazlı mesken müşterilerinin yük profillerinin tespiti için çalışma yapılacaktır.

3.6 Yük Profillerinin Güncellenmesi

Burada kullanılan yöntem toplam tüketilen enerjinin mesken, aydınlatma, ticarethane ve diğer yüklerine dağıtılması ve tüketici yük profillerinin toplam tüketilen enerji üzerindeki ağırlığının tespitine dayanan bir yöntemdir. Bu işlem A ve B departmanı için ayrı ayrı yapılmıştır.



Şekil 3.34: Mesken, Ticarethane, Sanayi, Aydınlatma ve Diğer Müşterilerinin Aktif Enerji Tüketimi.

Şekil 3.34'de 8 Ağustos Perşembe günü dağıtım trafosundan bir tam gün için çekilen aktif gücün beş ayrı tüketici grubuna göre dağılımı gösterilmektedir. Mesken, ticarethane, aydınlatma ve diğer müşterilerin günlük tükettikleri aktif gücün toplam tüketime oranı yüzde olarak verilmektedir. Burada görülmektedir ki tek fazlı mesken müşteriler toplam harcanan aktif enerjinin %37'sini tüketmektedirler. Tüketilen enerjini yaklaşık %38'ini tek fazlı tüketiciler (mesken, aydınlatma) tarafından harcamaktadır.

A deparının enerji alan mesken müşteri sayısı 201 ve bu müşterilerin bir günde tükettikleri aktif güç 908,62 kWh'dir. B deparının enerji alan mesken müşteri sayısı 61 ve bu müşterilerin bir günde tükettikleri aktif güç 180,02 kWh'dir.

A deparından enerji alan mesken müşteriler toplam tüketimin %31,15'ini ve B deparından enerji alan mesken müşteriler toplam tüketimin %6,17'sini tüketmektedirler.

Aşağıda A deparına bağlı R,S ve T fazından beslenen mesken müşterilerinin yük profillerinin çıkartılması anlatılacaktır. B deparı içinde aynı işlemler yapılmış olup burada anlatılmayacaktır.

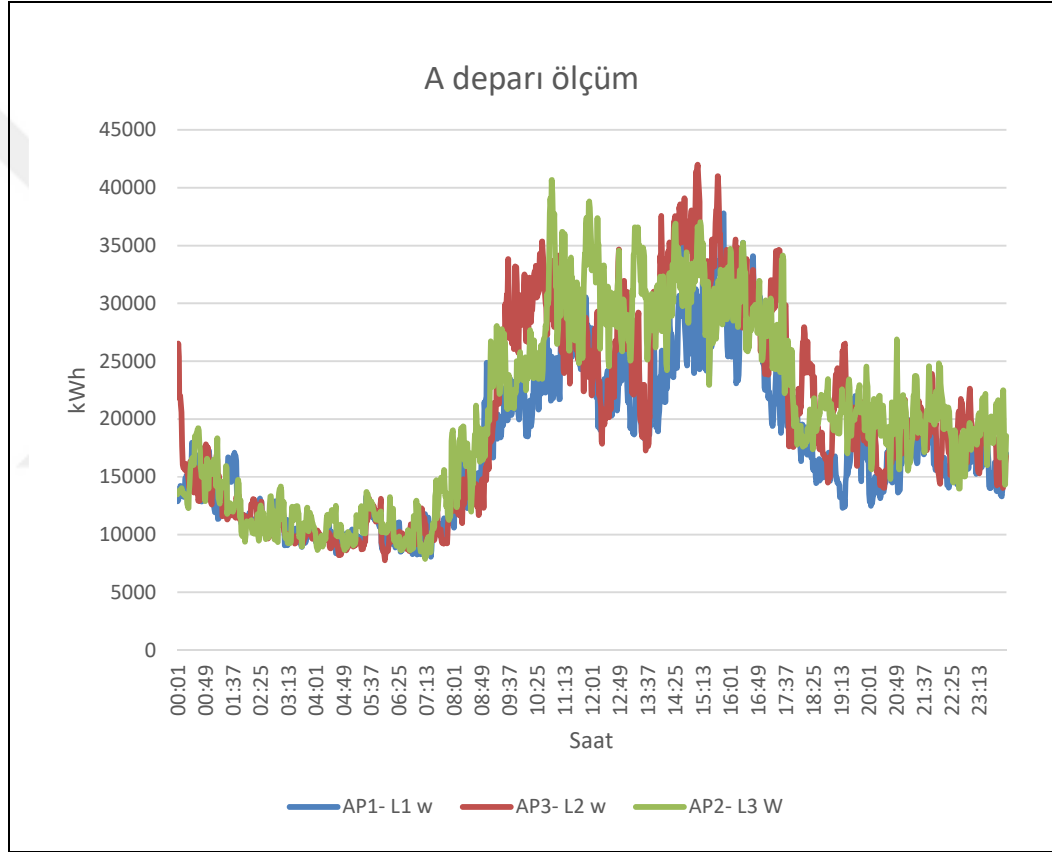
Mesken müşterilerimizin tüketim değerlerine bakılmaksızın eşit sayıda şebekeye bağlandığı varsayılmıştır. Bu durumda 201 adet A deparına bağlı mesken müşterinin 67 adedi R fazına, 67 adedi S fazına ve 67 adedi T fazına bağlanmıştır.

Mesken müşterilerin hangi kofradan enerji aldığı bellidir. Mesken müşterilerin her birinin gerçek tüketim değeri bellidir. Fakat hangi faza bağlandığı varsayımlar ile bulunmuştur. Örneğin A deparına bağlı 12 nolu alçak gerilim direğinden enerji alan bir apartman düşünelim. Bu apartmanın 3 dairesi olsun. Birinci dairenin günlük tüketimi 4kWh, ikinci dairenin günlük tüketimi 3kWh ve üçüncü dairenin günlük elektrik tüketimi 5kWh olsun. Bu üç dairenin üçününde farklı fazdan beslendiği varsayılmıştır. Yani fazlara müşteri adedi eşit dağıtılmıştır. Bir adet daire R fazına, bir adet daire S fazına ve son dairede T fazına bağlanacaktır. Fakat toplam 6 değişik bağlantı kombinasyonu vardır. Burada bağlantılar tüketim değerlerine bakılmaksızın rastgele bağlanmıştır. Verilen örnek için 4kWh'lik tüketici R fazına, 3 kWh'lik tüketici S fazına ve 5 kWh'lik tüketici T fazına bağlanmıştır. Bu şekilde A deparından enerji alan 201 adet mesken müşterisinin bağlantısı yapılmıştır.

Yukarıda anlatıldığı gibi mesken müşterilerin şebekeye bağlandığı senaryoda A deparına bağlı R fazından tüketim yapan tek fazlı mesken müşterilerin bir gün için tükettikleri aktif güç 263,04 kWh, A deparına bağlı S fazından tüketim yapan tek fazlı

mesken müşterilerin bir gün için tükettikleri aktif güç 315,66 kWh ve A deparına bağlı T fazından tüketim yapan tek fazlı mesken müşterilerin bir gün için tükettikleri aktif güç 329,9 kWh olarak hesaplanmıştır.

Aşağıda A deparına bağlı tek fazlı tüketim yapan mesken müşterileri ve üç fazlı tüketim yapan ticari müşterilerin yük profillerini çıkartılması anlatılacaktır. Bu işlem için A deparından 8 Ağustos Perşembe günü birer dakikalık aralıklar ile elde edilen ölçüm verisi referans alınacaktır.



Şekil 3.35: A deparı ölçüm.

Şekil 3.35’de A deparından 8 Ağustos Perşembe günü birer dakikalık aralıklar ile elde edilen ölçüm verisi verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler birer dakikalık aralıklar ile yirmi dört saati ifade eder ve grafikte y ekseninde verilen değerler kWh tüketilen aktif gücü ifade eder.

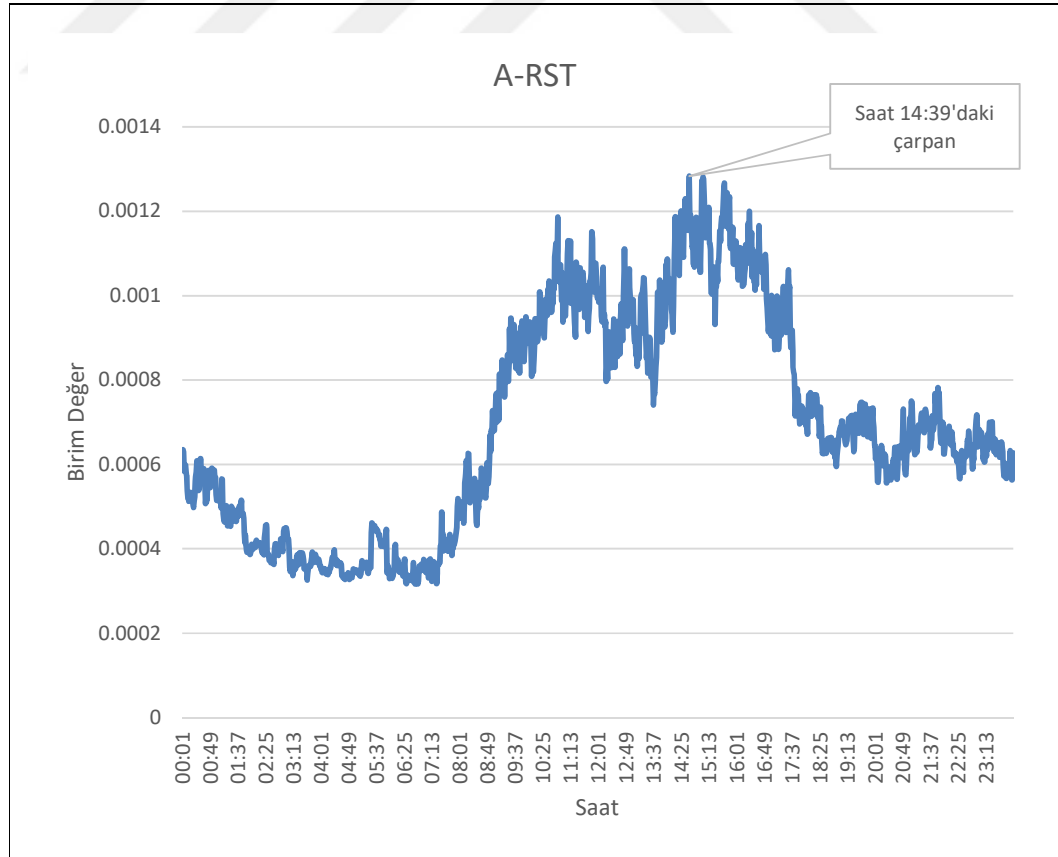
A deparından enerji alan üç fazlı ticari müşteriler 15 adet olup ölçüm günü için toplam tüketimi 482,611 kWh’dir. Üç fazlı ticari müşterilerin her bir faz (R,S,T) için dengeli tüketim yaptıkları varsayılmıştır ve yük profilleri Şekil 3.35’de verilen A deparı ölçüm verisinden üç fazın toplamı bulunarak türetilmiştir. A deparının bir tam

günlük tüketimi $P_{Adepar} = 1391,22$ kWh'dir. İşlem aşağıda Eşitlik 3.1 ve 3.2'de verilmektedir.

$$\sum_{t=1}^{1440} (P_{Adepari_ölçüm_3\phi_t}) = \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adepari_ölçüm_R_t}) + \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adepari_ölçüm_S_t}) + \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adepari_ölçüm_T_t}) \quad (3.1)$$

$$\sum_{t=1}^{1440} (P_{Adepari_ölçüm_3\phi_t}) = \sum_{t=1}^{1440} Adepari_ticari_Prfl_t \cdot P_{Adepar} \quad (3.2)$$

Eşitlik 3.1 ve 3.2 Şekil 3.36'daki verilere göre çözüldüğü zaman A deparından enerji alan 15 adet ticari müşterinin yük profili elde edilir.



Şekil 3.36: A deparı üç fazlı müşteri Yük profili.

Şekil 3.36’da A departmanından enerji alan ticari müşteriler için kullanılacak yük profili verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler birer dakikalık aralıklar ile yirmi dört saati ifade eder ve grafikte y ekseninde verilen değerler toplam 1 birim olmak üzere tüketim çarpanlarını ifade eder. Örneğin A departmanından enerji alan üç fazlı ticari bir müşterinin günlük tüketimi 10 kWh olsun. Şekil 3.36’ya göre en yüksek tüketim saat 14:39’da gerçekleşmiştir. 14:39’daki tüketim çarpanı 0,00128’dir. A departmanından enerji alan ticari müşteri 14:39’da bir dakika süresince $10\text{kWh} \cdot 0,00128 = 12,83$ wat aktif güç tüketir.

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ticari_3\phi_t}) \\ = \sum_{t=1}^{1440} Adeparı_ticari_Prfl_t \cdot Toplam_P_{Adeparı_ticari_3\phi_t} \end{aligned} \quad (3.3)$$

A departmanından enerji alan ticari müşterilerin 1 tam günlük aktif enerji tüketimi toplamı $Toplam_P_{Adeparı_ticari_3\phi_t} = 482,611$ kWh’dir. Ticari müşteriler dengeli kabul edildiğinden her faza etkisi eşit kabul edilecektir.

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_Mesken_R_t}) \\ = \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ölçüm_R_t}) \cdot \frac{\sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ticari_3\phi_t})}{3} \\ \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_Mesken_S_t}) \\ = \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ölçüm_S_t}) \cdot \frac{\sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ticari_3\phi_t})}{3} \\ \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_Mesken_T_t}) \\ = \sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ölçüm_T_t}) \cdot \frac{\sum_{t=1}^{1440} (P_{Adeparı_ticari_3\phi_t})}{3} \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^{1440} (P_Adeparı_Mesken_R_t) \\
&= \frac{\sum_{t=1}^{1440} Adeparı_Mesken_Prfl_R_t}{\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_R}}
\end{aligned} \tag{3.5}$$

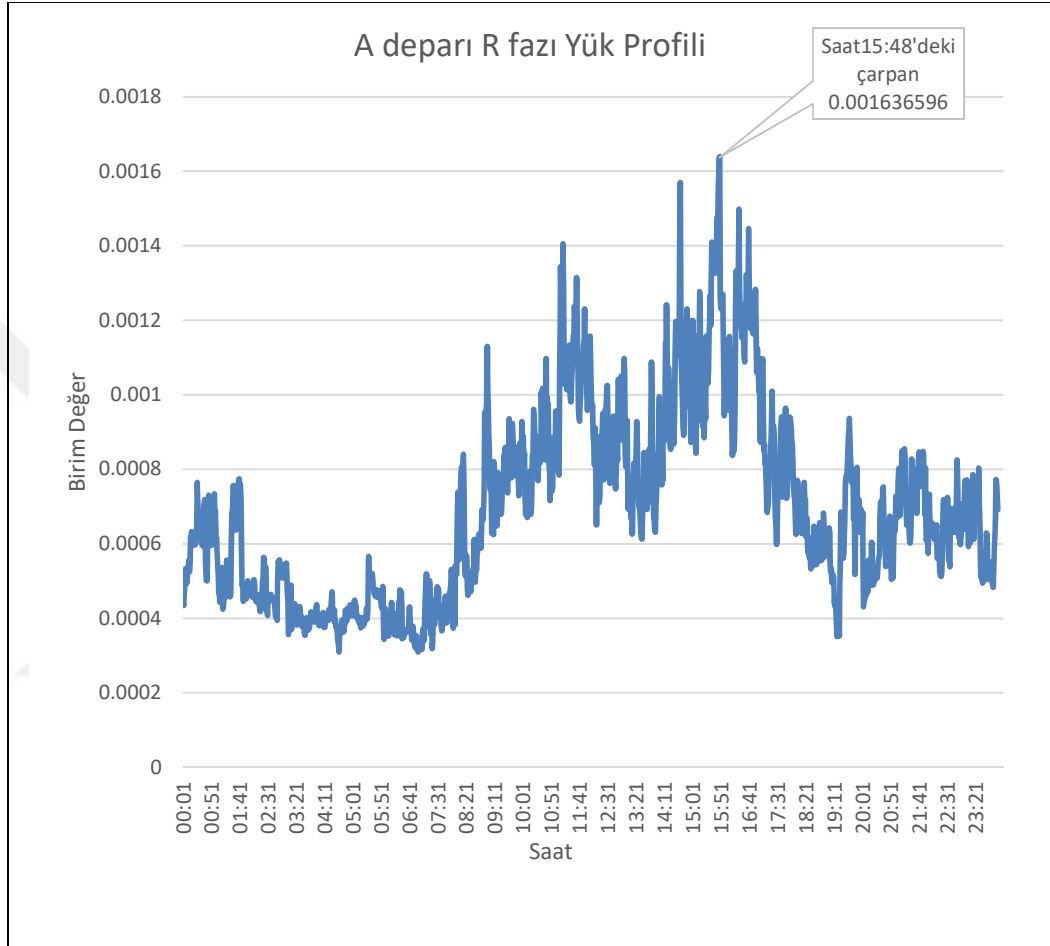
$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^{1440} (P_Adeparı_Mesken_S_t) \\
&= \frac{\sum_{t=1}^{1440} Adeparı_Mesken_Prfl_S_t}{\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_S}}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{t=1}^{1440} (P_Adeparı_Mesken_T_t) \\
&= \frac{\sum_{t=1}^{1440} Adeparı_Mesken_Prfl_T_t}{\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_T}}
\end{aligned}$$

A deparına bağlı tek fazlı tüketim yapan müşterilerin bir tam günlük aktif güç tüketimi yukarda anlatıldığı üzere $\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_R} = 263,04 \text{ kWh}$, $\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_S} = 315,66 \text{ kWh}$ ve $\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_T} = 329,9 \text{ kWh}$ ise Eşitlik 3.4'den A deparına bağlı tek fazlı tüketim yapan mesken müşterilerinin yük profilini veren ifade Eşitlik 3.6'de gösterildiği üzere aşağıdaki gibidir.

$$\begin{aligned}
Adeparı_Mesken_Prfl_R_t &= \frac{(P_Adeparı_Mesken_R_t)}{\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_R}}, \\
&\forall t (1, \dots, 1440) \\
Adeparı_Mesken_Prfl_S_t &= \frac{(P_Adeparı_Mesken_S_t)}{\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_S}}, \\
&\forall t (1, \dots, 1440) \\
Adeparı_Mesken_Prfl_T_t &= \frac{(P_Adeparı_Mesken_T_t)}{\text{Toplam_P_Adeparı_Mesken_T}}, \\
&\forall t (1, \dots, 1440)
\end{aligned} \tag{3.6}$$

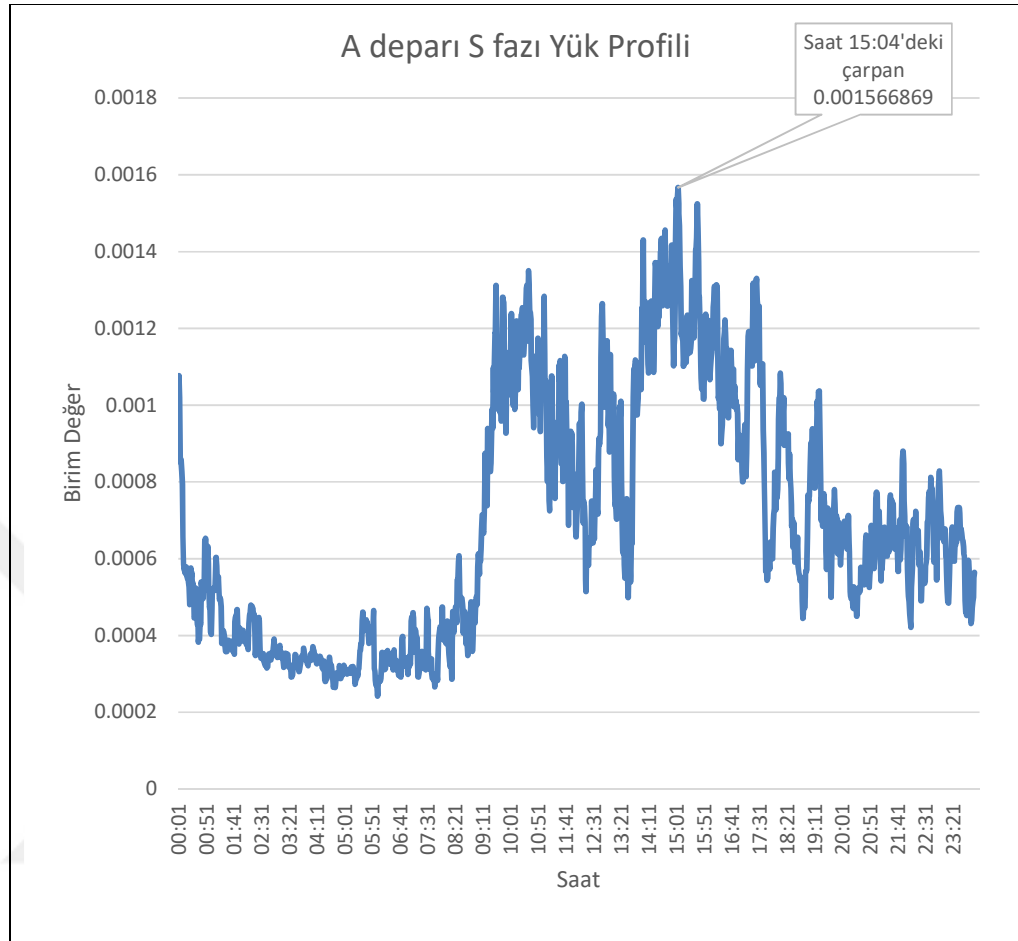
Eşitlik 3.6 daki ifade A deparına bağlı R,S ve T fazlarından enerji alan mesken müşteriler için kullanılacak 3 ayrı yük profilini vermektedir. Eşitlik 3.6 çözüldüğünde aşağıda verilen Şekil 3.37'deki A deparına bağlı R fazı yük profili elde edilir.



Şekil 3.37: A deparı R fazı mesken müşteri Yük profili.

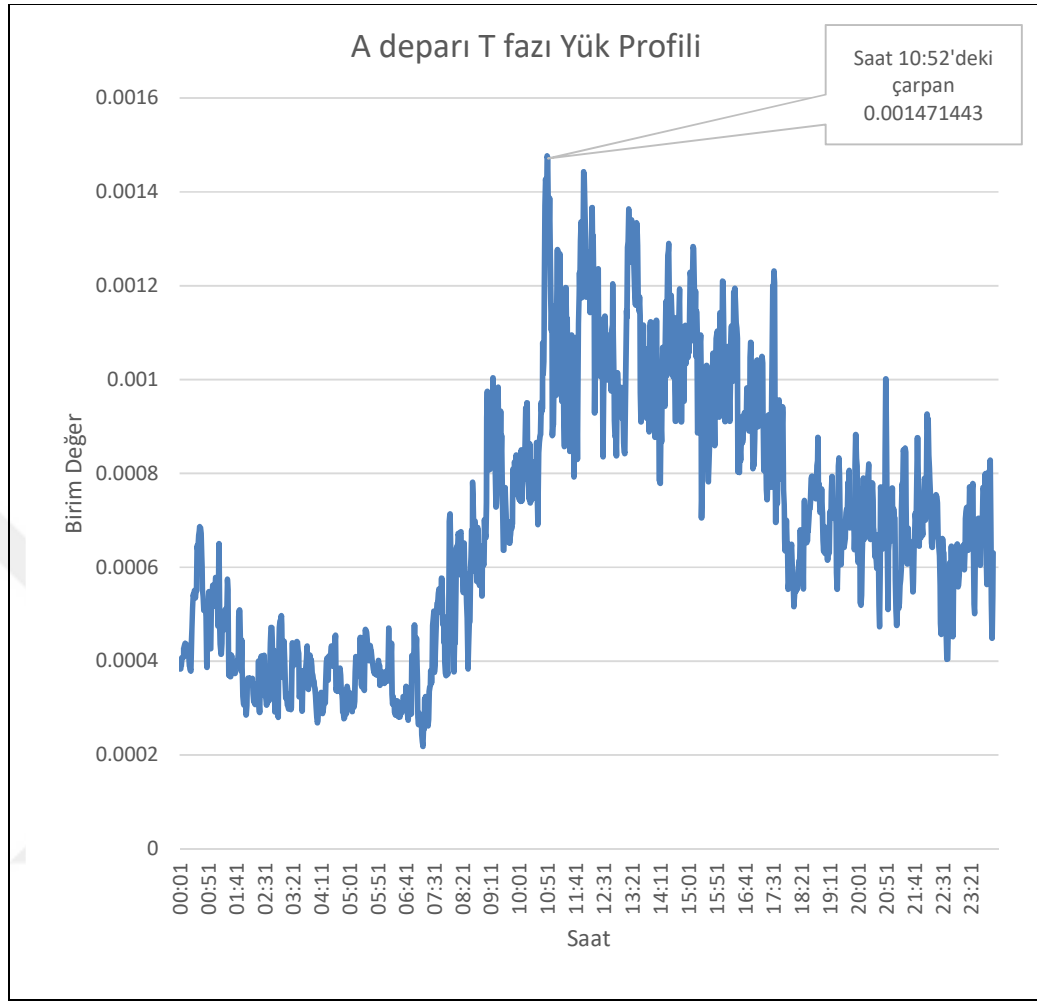
Şekil 3.37'de A deparına bağlı R fazından enerji alan müşteriler için kullanılacak yük profili verilmiştir.

Grafikte x ekseninde verilen değerler birer dakikalık aralıklar ile yirmi dört saati ifade eder ve grafikte y ekseninde verilen değerler toplam 1 birim olmak üzere tüketim çarpanlarını ifade eder. Şekil 3.37 için en yüksek tüketim saat 15:48 de gerçekleşmiştir ve tüketim çarpanı 0,00163'dır.



Şekil 3.38: A deparı S fazı mesken müşteri Yık profili.

Şekil 3.38’de A deparına bağı S fazından enerji alan müşteriler için kullanılacak yük profili verilmiştir. Şekil 3.38 için en yüksek tüketim saat 15:04 de gerçekleşmektedir ve tüketim çarpanı 0,00156’dır.

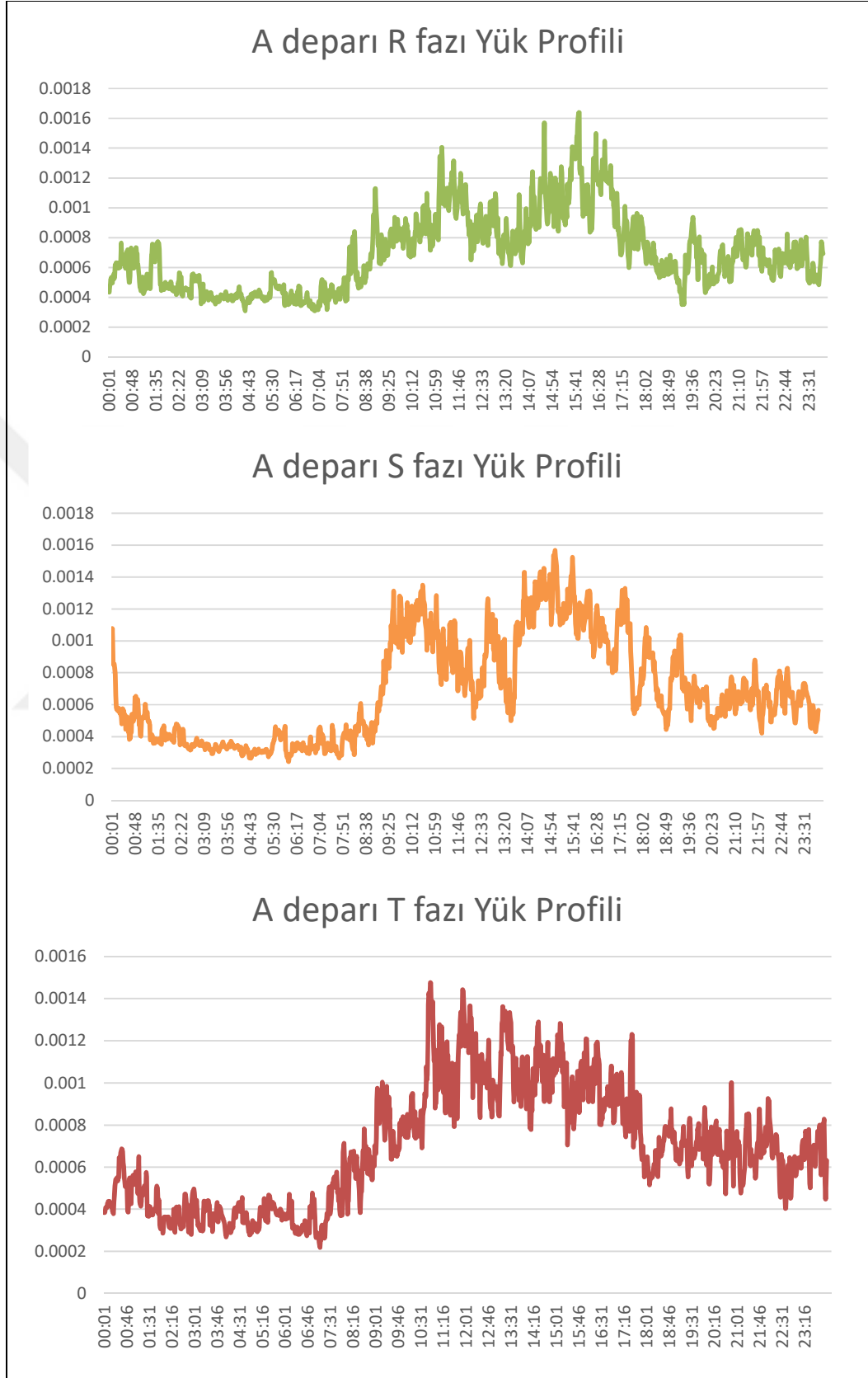


Şekil 3.39: A deparı T fazı Mesken Müşteri Yük profili.

Şekil 3.39’da A deparına bağlı T fazından enerji alan müşteriler için kullanılacak yük profili verilmiştir. Şekil 3.39 için en yüksek tüketim saat 10:52 de gerçekleşmektedir ve tüketim çarpanı 0,00147 dür.

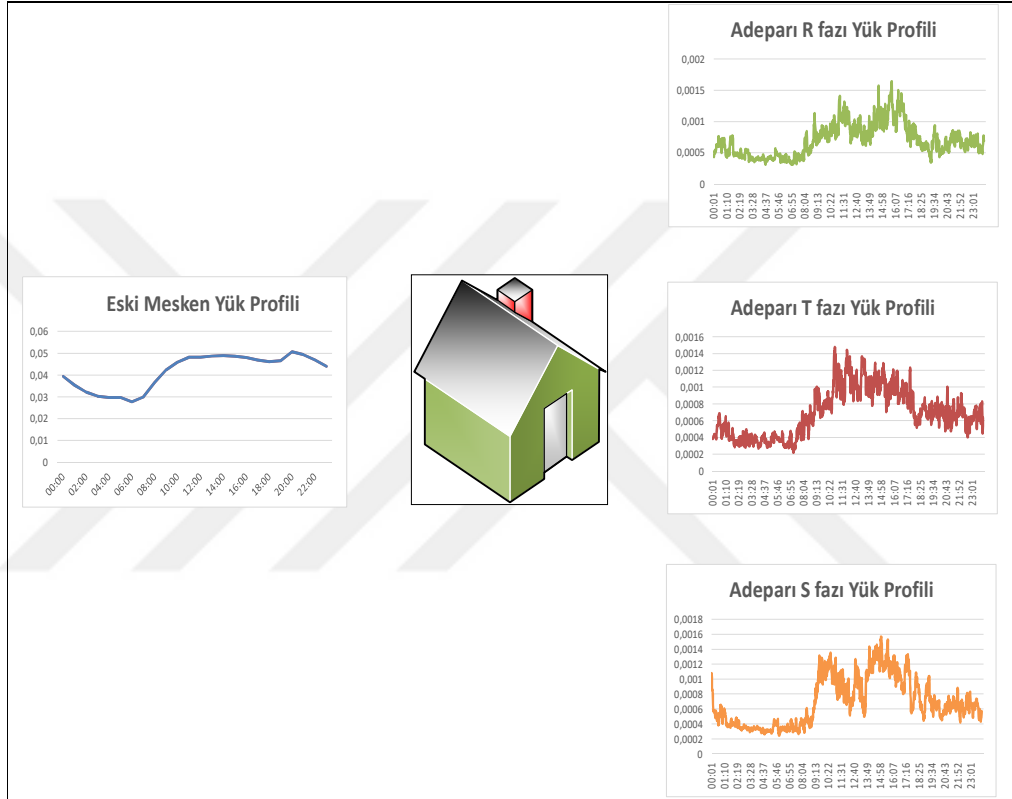
Şekil 3.39’da A deparından enerji alan tek fazlı mesken müşteriler için yük profili gösterilmiştir. Şekil 3.37, Şekil3.38 ve Şekil 3.39’da A deparından enerji alan tek fazlı mesken müşteriler için üç ayrı yük profili verilmiştir. A deparı için kullanılmak üzere 4 yeni yük profili çıkartılmıştır.

Benzer işlemler B deparı için yapıldığında B deparı içinde 4 adet yeni yük profili çıkartılabilir.



Şekil 3.40: Mesken müşterileri için üç adet yeni yük profili detayı.

Şekil 3.40’da A departmanından enerji alan mesken müşterileri için üç adet yeni yük profili detaylı olarak verilmiştir. Grafik x ekseni bir günü göstermektedir. Her saat için 60 veri olmakla birlikte 24 saat için 1440 adet veri içermektedir. Grafik y ekseni mesken tüketicilerinin tükettikleri aktif güç için çarpan katsayısıdır ve bir gün için toplam bir birimdir.



Şekil 3.41: Mesken müşterileri için üç adet yeni yük profili.

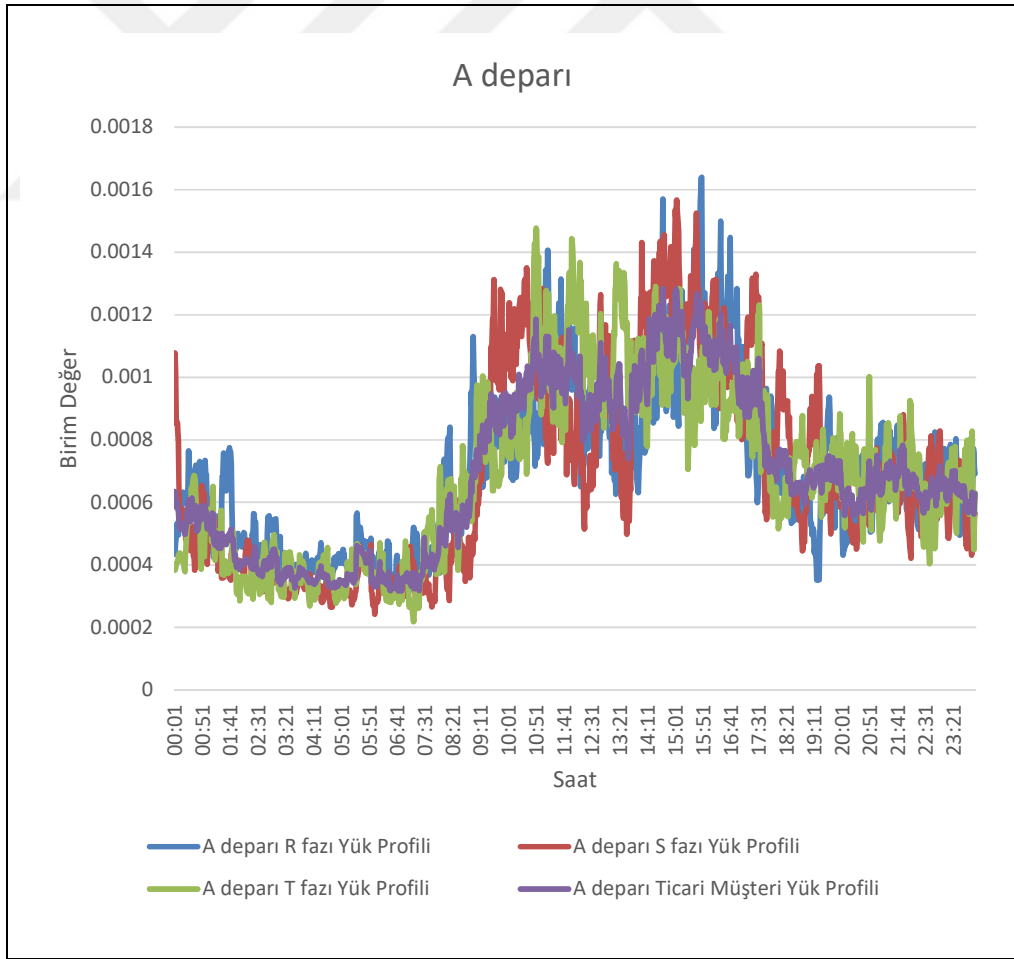
Şekil 3.41’de A departmanı için eski ve yeni yük profilleri birlikte gösterilmiştir.

Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesi simülasyonunda kullanılacak mesken müşterileri yük profilleri belirlendikten sonra şebekenin dört farklı yüklenme durumuna göre analizi yapılacak ve aşağıdaki iki durum incelenecektir.

- i) Nötr iletkeninin yüklenme durumu
- ii) Şebeke kayıpları

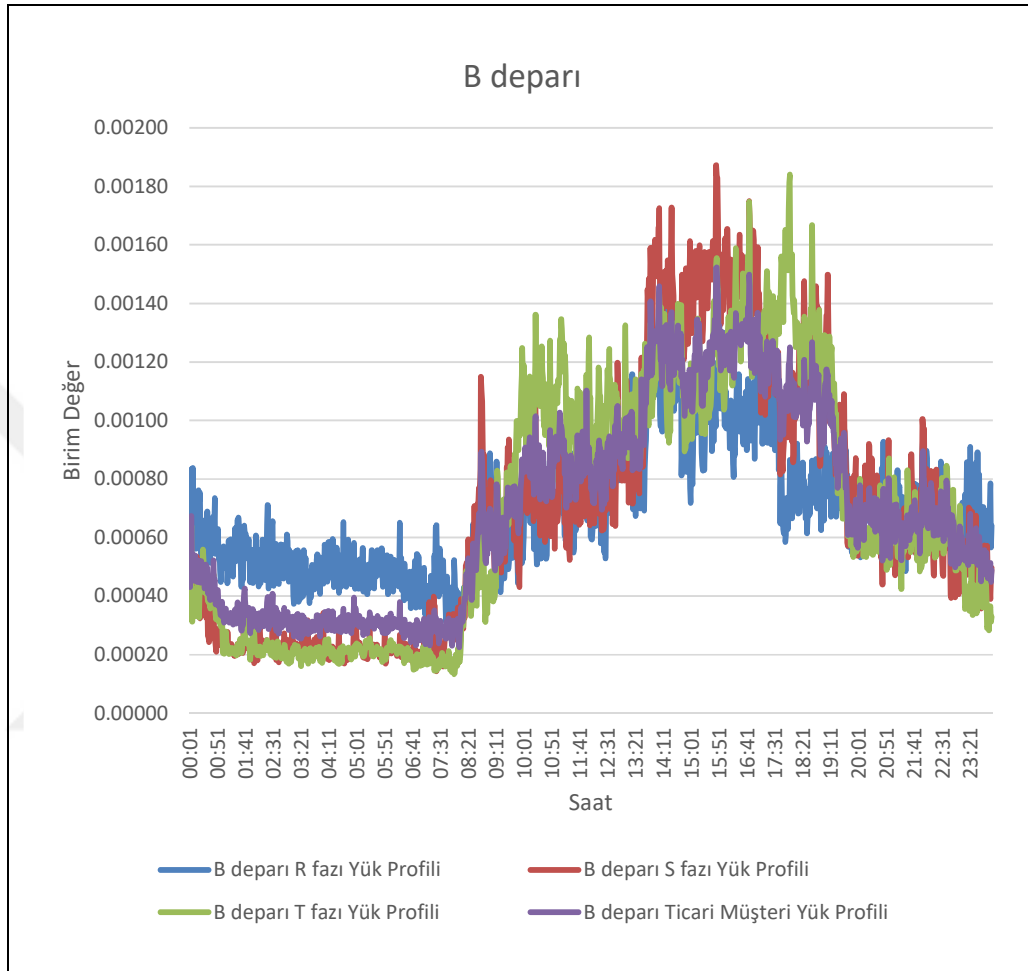
3.7 Yeni Yük Profilleri

Elimizde OpenDSS programında kullanılmak üzere 17 adet yük profili mevcuttur. Bunlardan 4 adet A departı için kullanılacak yük profilini Bölüm 3.6'da elde etmiştik. Benzer işlemler B departı için yapıldığında 4 adet yük profili B departı için elde edilir. C departı sadece Eğitim kurumuna tahsis edilmiştir ve eş zamanlı yapılan ölçümler sonucu C departını besleyen üç faz için üç ayrı yük profili elde edilmiştir. D departı sokak aydınlatma için kullanılmaktadır ve eş zamanlı yapılan ölçümler sonucu D departına ait üç faz için üç ayrı yük profili elde edilmiştir. B departından enerji alan yüksek tüketime sahip akaryakıt istasyonunda da eş zamanlı ölçümler yapılarak akaryakıt istasyonu besleyen üç faz için üç ayrı yük profili elde edilmiştir. Elde edilen yük profillerinin detayları aşağıda verilmektedir.



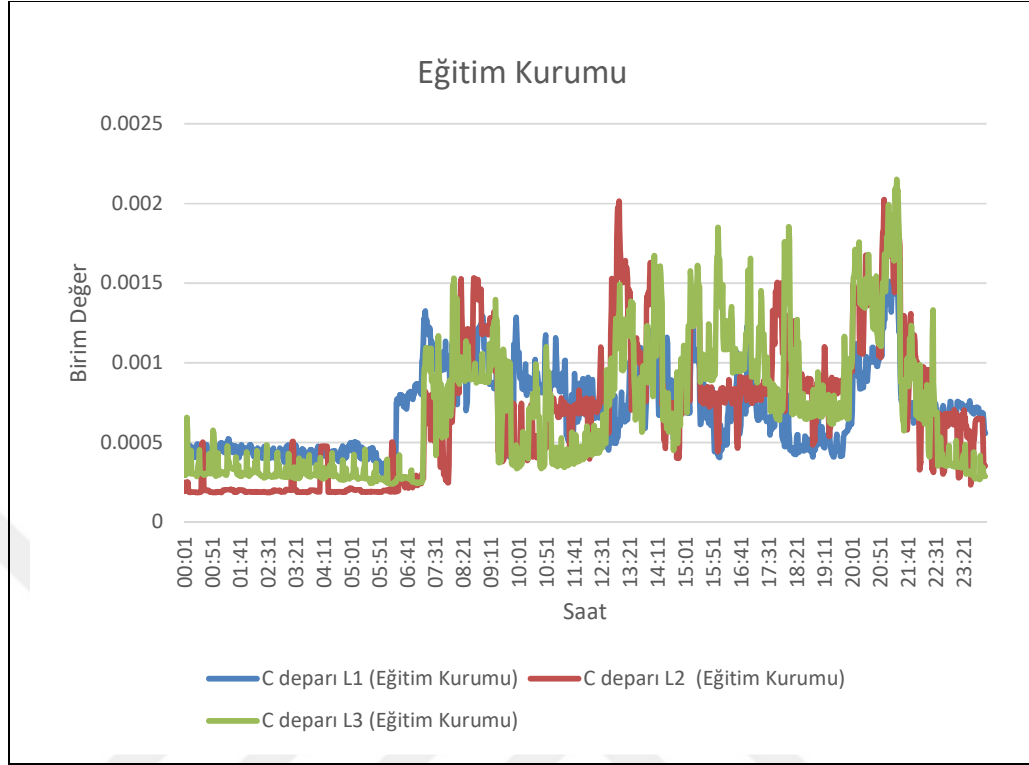
Şekil 3.42: A departı için 4 adet yük profili.

Şekil 3.42’de A deparından enerji alan müşterileri için dört adet yük profili verilmiştir.



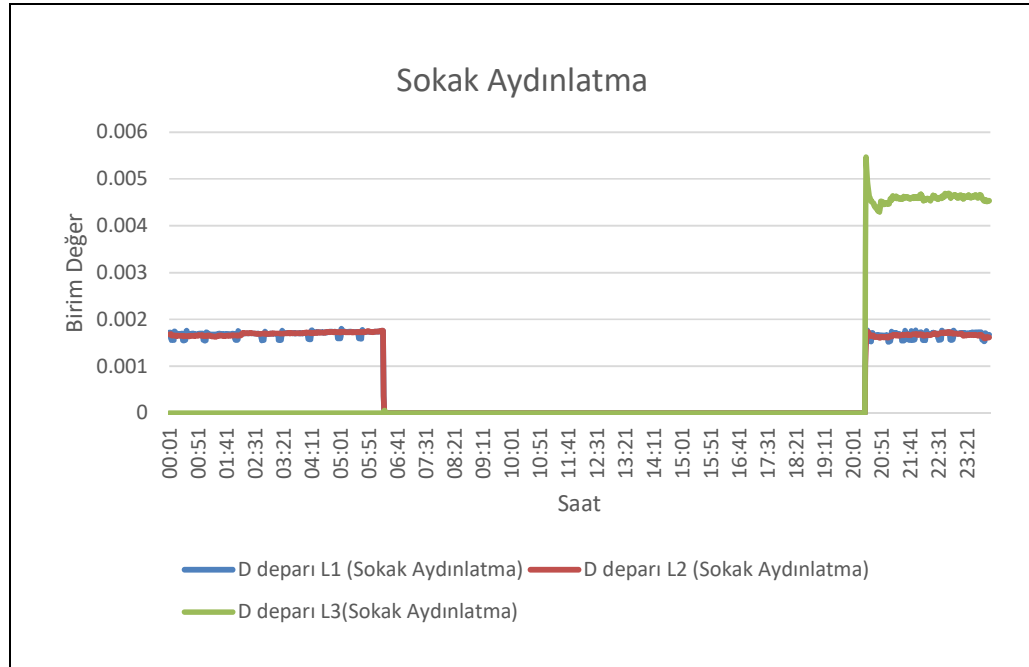
Şekil 3.43: B deparı için 4 adet yük profili.

Şekil 3.43’de B deparından enerji alan müşterileri için dört adet yük profili verilmiştir. B deparı yük profilleri tespit edilirken B deparına bağlı yüksek tüketim değerine sahip akaryakıt istasyonunun tüketimi toplam tüketimden çıkartılmıştır.



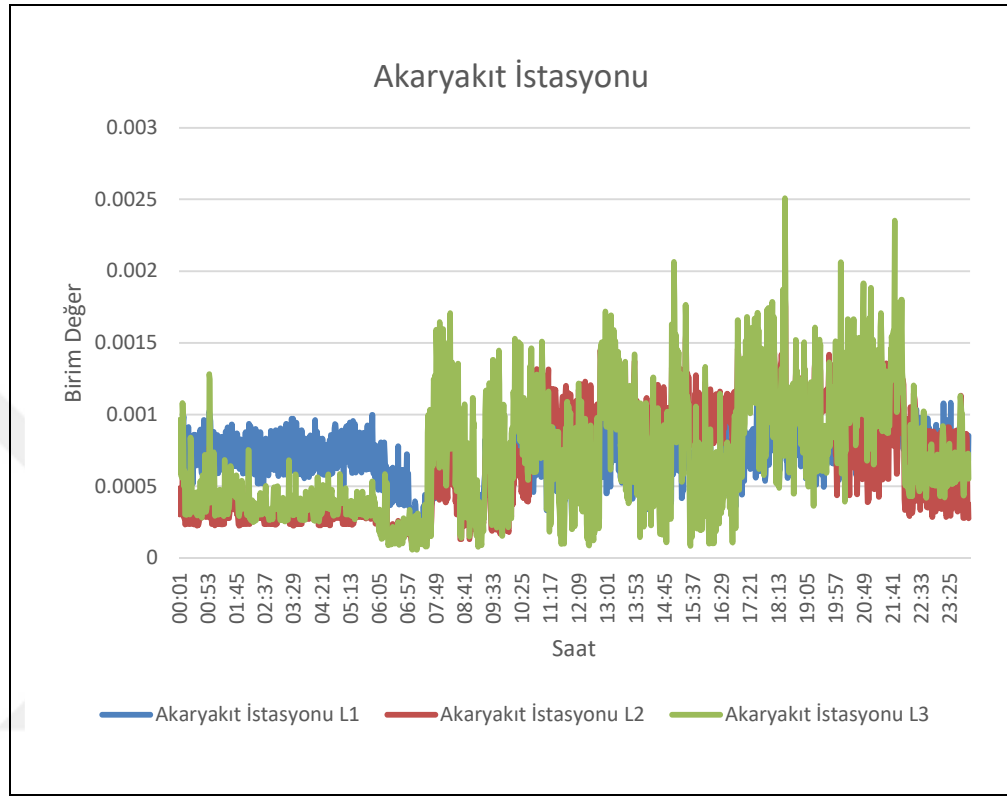
Şekil 3.44: C departı için 3 adet yük profili.

Şekil 3.44’de Eğitim Kurumu için üç adet yük profili verilmiştir.



Şekil 3.45: D departı için 3 adet yük profili.

Şekil 3.45’da D deparından enerji sokak aydınlatma için üç adet yük profili verilmiştir. D deparı sadece sokak aydınlatma için kullanılmaktadır.



Şekil 3.46: Akaryakıt istasyonu için 3 adet yük profili.

Şekil 3.46’de Akaryakıt İstasyonu için üç adet yük profili verilmiştir.

4.ANALİZ VE KARŞILAŞTIRMA

Bölüm 3.7 de OpenDSS proglamında kullanacağımız yük profilleri verilmişti. Şimdi mesken müşterilerin bağlantılarını değiştirerek dört ayrı senaryoda nötr iletkeninden geçen akımlar kontrol edilecektir. Burada yapılan analizler şebekedeki dengesiz yüklenmenin etkilerini göstermek için yapılmış olup sadece temel frekans bileşenleri incelenecektir.

Analiz senaryoları A deparına bağlı 201 adet mesken müşterilerin R, S ve T fazlarına yüklenmeleri değiştirilerek yapılmış olup B deparı veya üç fazlı ticari müşteriler için bir değişiklik yapılmamıştır.

Tablo 4.1: Abonmanların bina sayısına göre dağılımı.

Mesken Abonman Sayısı	1 Daire	2 Daire	3 Daire	4 Daire	5 Daire	6 Daire	9 Daire	10 Daire	12 Daire	26 Daire	27 Daire
Bina Sayısı	1	4	15	13	9	1	3	1	1	1	1

Tablo 4.1’de şebekeden beslenen mesken müşterilerin daire sayıları gösterilmektedir. Örnek olarak şebekede 3 daireli 15 adet bina vardır. Aşağıda sırası ile dört farklı senaryo için nötr akımları hesaplanacaktır.

4.1.Senaryo I

İlk senaryomuzda mesken müşteriler için bağlantılar sırası ile yapılmış ve tüketimlerine bakılmaksızın fazlar eşit sayıda dağıtılmıştır. Tek fazlı mesken müşterilerin hangi kofradan enerji aldığı ve ortalama günlük aktif güç tüketimi bilinmemektedir.

Şebekede dengesizliği azaltmak için fazların sıra ile bağlanacağı varsayımı yapılmıştır. Örneğin A deparına bağlı 12 nolu alçak gerilim direğinden enerji alan bir apartman düşünelim. Bu apartmanın 3 dairesi olsun. Birinci dairenin günlük tüketimi 4 kWh, ikinci dairenin günlük tüketimi 3 kWh ve üçüncü dairenin günlük elektrik tüketimi 5 kWh olsun. Bu üç dairenin üçününde farklı fazdan beslendiği varsayılmıştır. Yani fazlara müşteri adedi eşit dağıtılmıştır. Bir adet daire R fazına, bir adet daire S fazına ve son dairede T fazına bağlanacaktır. Fakat toplam 6 değişik bağlantı kombinasyonu vardır. Burada bağlantılar tüketim değerlerine bakılmaksızın rastgele

bağlanmıştır. Verilen örnek için 4 kWh'lik tüketici R fazıan, 3 kWh'lik tüketici S fazına ve 5 kWh'lik tüketici T fazına bağlanmıştır. Bu şekilde A deparından enerji alan 201 adet mesken müşterisinin bağlantısı yapılmıştır. Aynı işlem B deparında enerji alan mesken müşteriler içinde yapılmıştır.

Tablo 4.2: Senaryo I için mesken müşteriler.

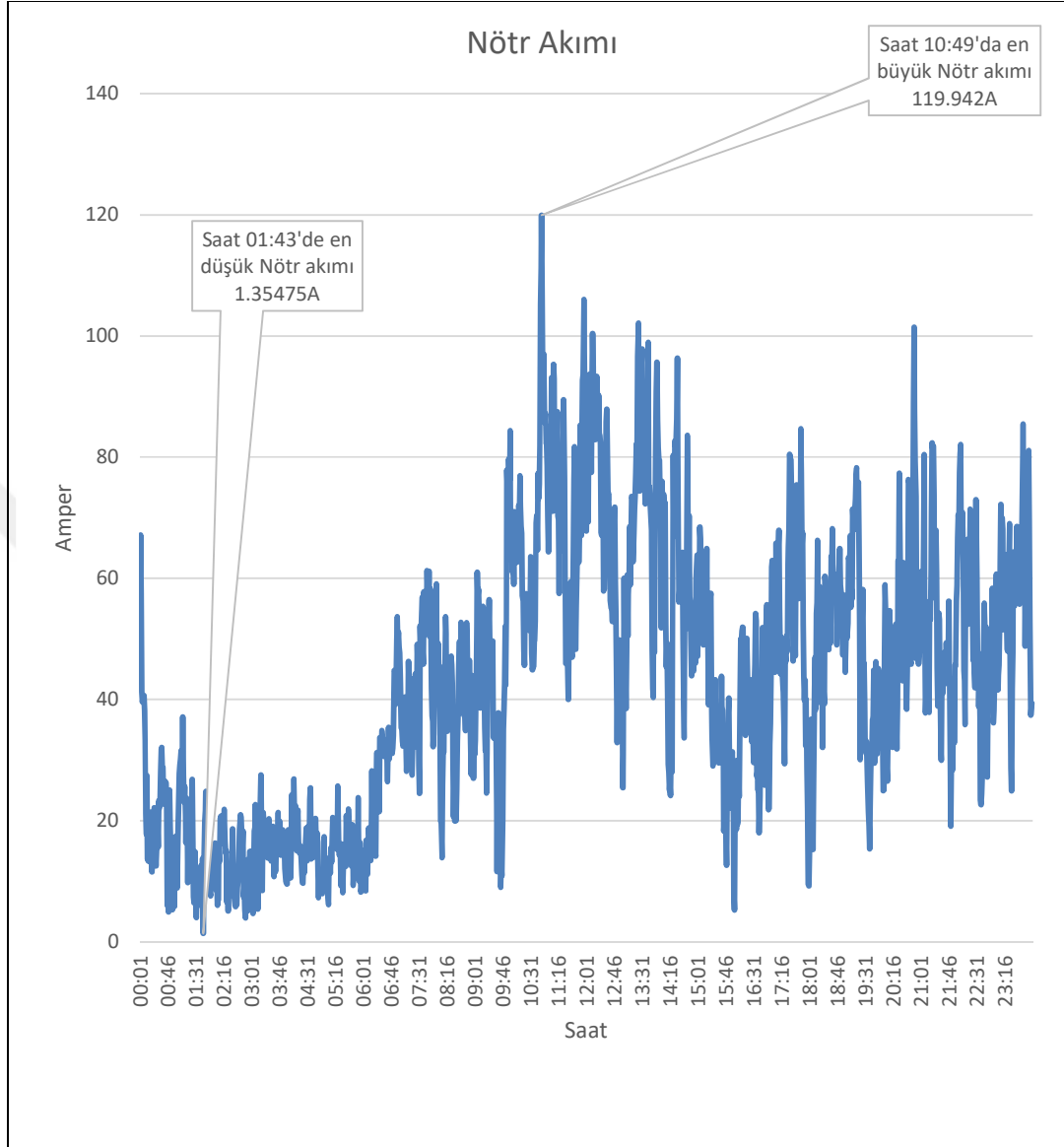
		Abonman sayısı	Bağlandığı Faz	Toplam tüketilen Enerji
Senaryo I	A deparı	67	R	263,04 kWh
		67	S	315,66 kWh
		67	T	329,9 kWh
	B deparı	20	R	28,47 kWh
		20	S	60,76 kWh
		21	T	90,79 kWh
Toplam	262		1088,62 kWh	

Tablo 4.2’de Senaryo I için mesken müşterilerin fazlara dağılım verilmiştir. A deparından 201 adet mesken müşterisi enerji almaktadır. A deparı R,S ve T fazlarının her birine 67 adet tek fazlı mesken müşterisi bağlanmıştır.

Tablo 4.2’de sağ tarafta verilen ifadeler bir tam gün için tüketilen aktif gücü ifade eder. Örneğim A deparına bağlantı R fazından enerji alan 67 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 263,04 kWh olarak verilmektedir. Benzer şekilde B deparına bağlantı S fazından enerji alan 20 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 60,76 kWh olarak verilmektedir. Şebekede mesken müşteriler ağırlıklı olarak A deparında bulunmaktadır.

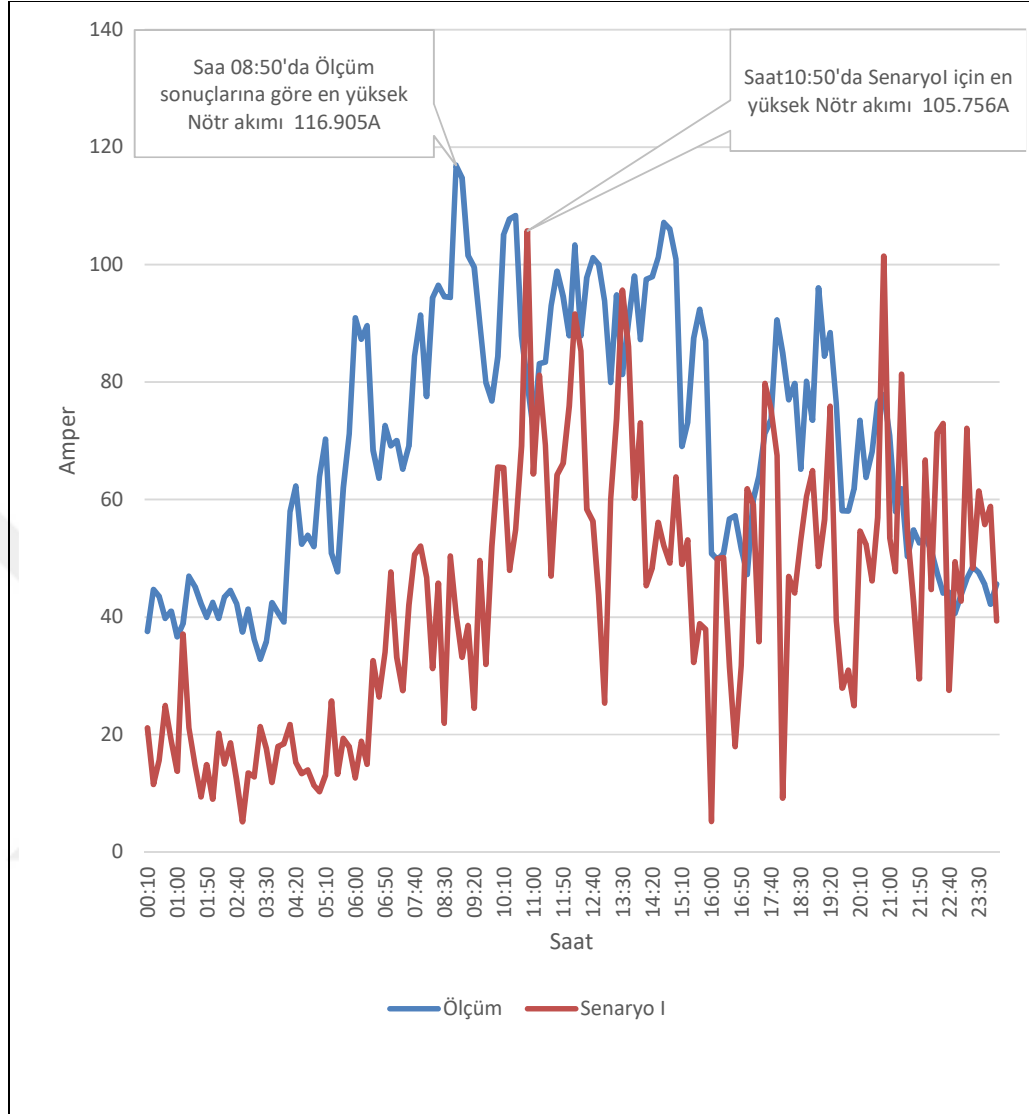
Bu senaryoda bir tam günde A ve B deparından enerji alan mesken müşterilerin tükettikleri aktif gücün %26,7’si R fazından, %34,57’si S fazından ve %38,64’ü T fazından tüketilmektedir.

Mesken müşteriler dağıtım trafosundan bir tam günde çekilen aktif gücün %37,32’sini tüketmektedirler.



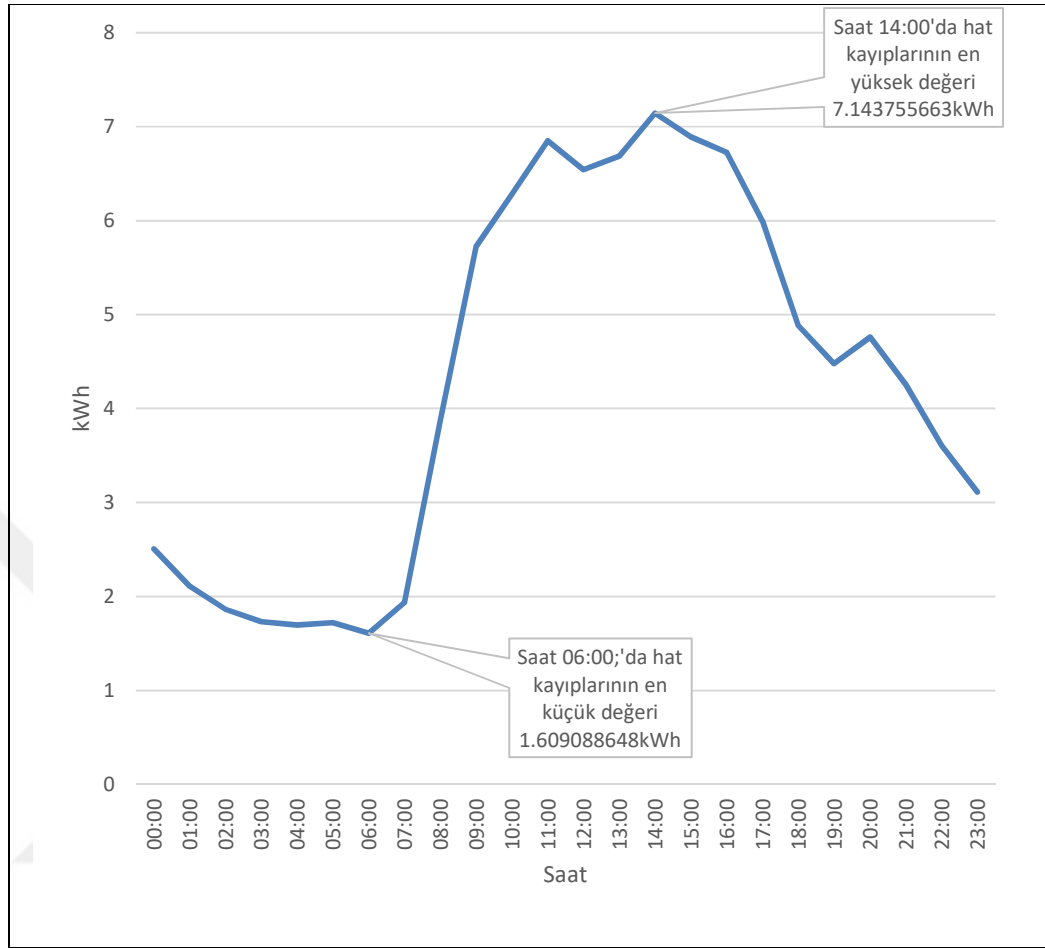
Şekil 4.1: Senaryo I için Nötr akım değerleri.

Şekil 4.1’de Senaryo I için ana dağıtım panosu nötr baradan geçen Nötr akım değerleri bir tam için verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 1440 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo I için Nötr akımı en yüksek değerine sabah 10:49’da 119,942 A’dır. Nötr akımının en düşük değeri gece 01:43’de 1,347 A’dır. Aşağıda Şekil 4.2’de Senaryo I için simülasyon sonuçları ve ölçüm sonuçları aynı grafikte verilmektedir. Grafiklerin daha rahat yorumlanabilmesi için veri aralıkları simülasyon ve ölçüm sonuçları 10’ar dakikalık ortalamalar alınarak sunulacaktır.



Şekil 4.2: Senaryo I için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.

Şekil 4.2’de Senaryo I için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde onar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Gerçek ölçüm sonuçları similasyon sonuçlarının çok üzerindedir. Ölçüm sonuçlarına göre en yüksek Nötr akımı saat 08:50’de ölçülmüştür ve değeri 116,905A’dır. Senaryo I için similasyon sonuçlarına göre en yüksek Nötr akımı saat 10:50’de ölçülmüştür ve değeri 105,756A’dır.

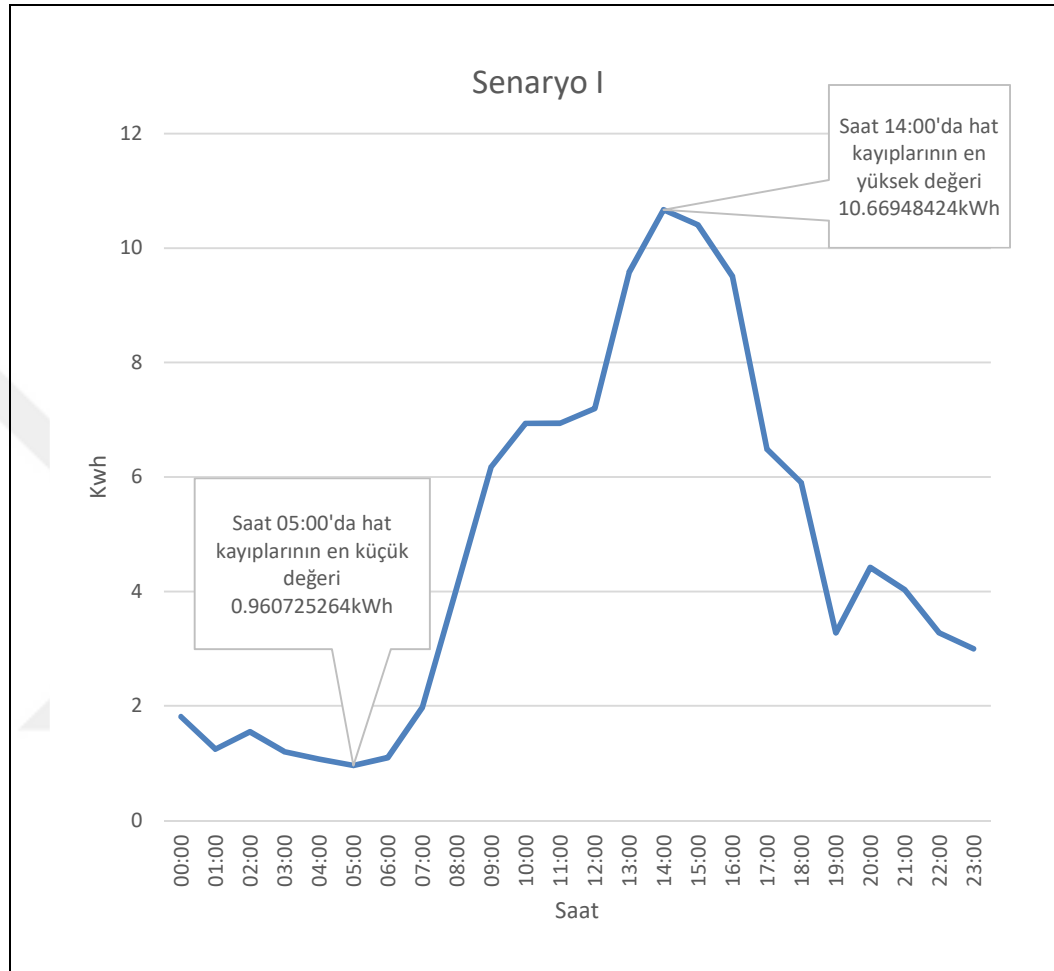


Şekil 4.3: Dengeli Yük Profillerine göre kayıplar.

Şekil 4.3 'de Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesindeki hat kayıpları hesaplanmıştır. Bölüm 3.1, Şekil 3.4'de verilen Dengeli Yük Profilleri kullanılarak müşterilerin faz bağlantıları Senaryo I'deki varsayımlara göre yapılmıştır. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Dengeli Yük Profillerine göre Senaryo I için hat kayıplarının en yüksek değeri saat 14:00'da 7,143 kWh'dir. En küçük değeri saat 06:00'da 1,609 kWh'dir.

Aynı tarihlerde dağıtım trafosunun bulunduğu bölgedeki 4 kişilik bir ailenin elektrik faturası incelenmiştir ve günlük ortalama elektrik tüketimi 6,5 kWh olarak hesaplanmıştır Dengeli Yük Profillerine göre Senaryo I için yapılan simülasyonda şebekede 1 tam günde toplam hat kaybı 102,982 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu

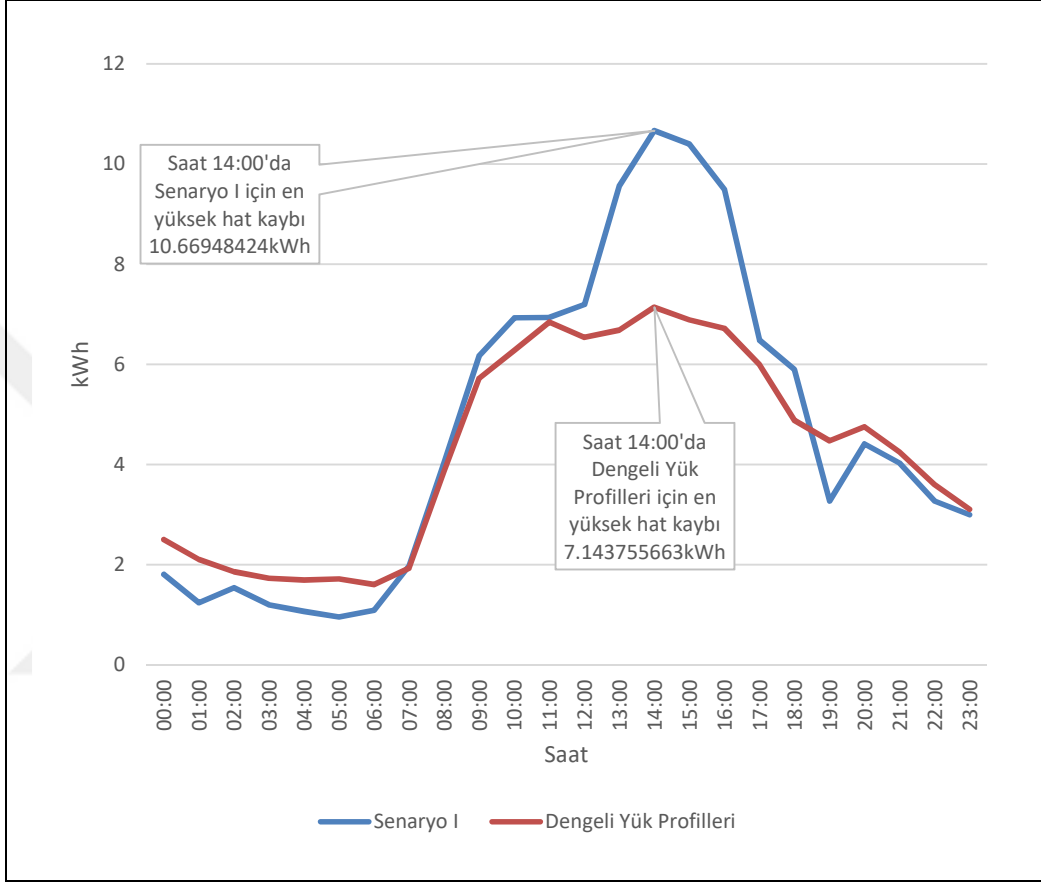
102,982 kWh lik hat kaybı 6,5 kWh elektrik tüketimi yapan bir mesken müşterisi referans alındığında yaklaşık 16 adet mesken müşterisinin enerji ihtiyacı kadardır.



Şekil 4.4: Senaryo I'e göre hat kayıplar.

Şekil 4.4'de Senaryo I için Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesindeki hat kayıpları hesaplanmıştır. Bölüm 3.7'de verilen yeni yük profilleri kullanılarak müşterilerin faz bağlantıları Senaryo I'deki varsayımlara göre yapılmıştır. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo I için hat kayıplarının en yüksek değeri saat 14:00'da 10,669 kWh'dir. En küçük değeri saat 05:00'da 0,96 kWh'dir. Aynı tarihlerde dağıtım trafosunun bulunduğu bölgedeki 4 kişilik bir ailenin elektrik faturası incelenmiştir ve günlük ortalama elektrik tüketimi 6,5 kWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo I için yapılan simülasyonda şebekede 1 tam günde

toplam hat kaybı 112,766 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu 112,766 kWh lik hat kaybı 6,5 kWh elektrik tüketimi yapan bir mesken müşterisi referans alındığında yaklaşık 18 adet mesken müşterisinin enerji ihtiyacı kadardır.



Şekil 4.5: Hat kayıpları karşılaştırma I.

Şekil 4.5’de Bölüm 3.1’de verilen Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları ve Senaryo I’e göre hesaplanan hat kayıplarının gün içindeki değişimi aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Yeni yük profillerine göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları 112,766 kWh’dir. Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları 102,982 kWh’dir.

Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları referans alındığında Senaryo I’e göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları %9,5 daha fazladır.

Senaryo I için hesaplanan hat kayıplarının en yüksek değerine saat 14:00'da ulaşmıştır ve değeri 10,669 kWh'dir. Dengeli Yük Profilleri için hesaplanan hat kayıplarının en yüksek değerine saat 14:00'da ulaşmıştır ve değeri 7,143 kWh'dir. Senaryo I ve Dengeli yük profili için en yüksek tüketimin yapıldığı saat 14:00'da hesaplanan hat kayıpları arasında 3,526 kWh'lik fark vardır.

4.2.Senaryo II

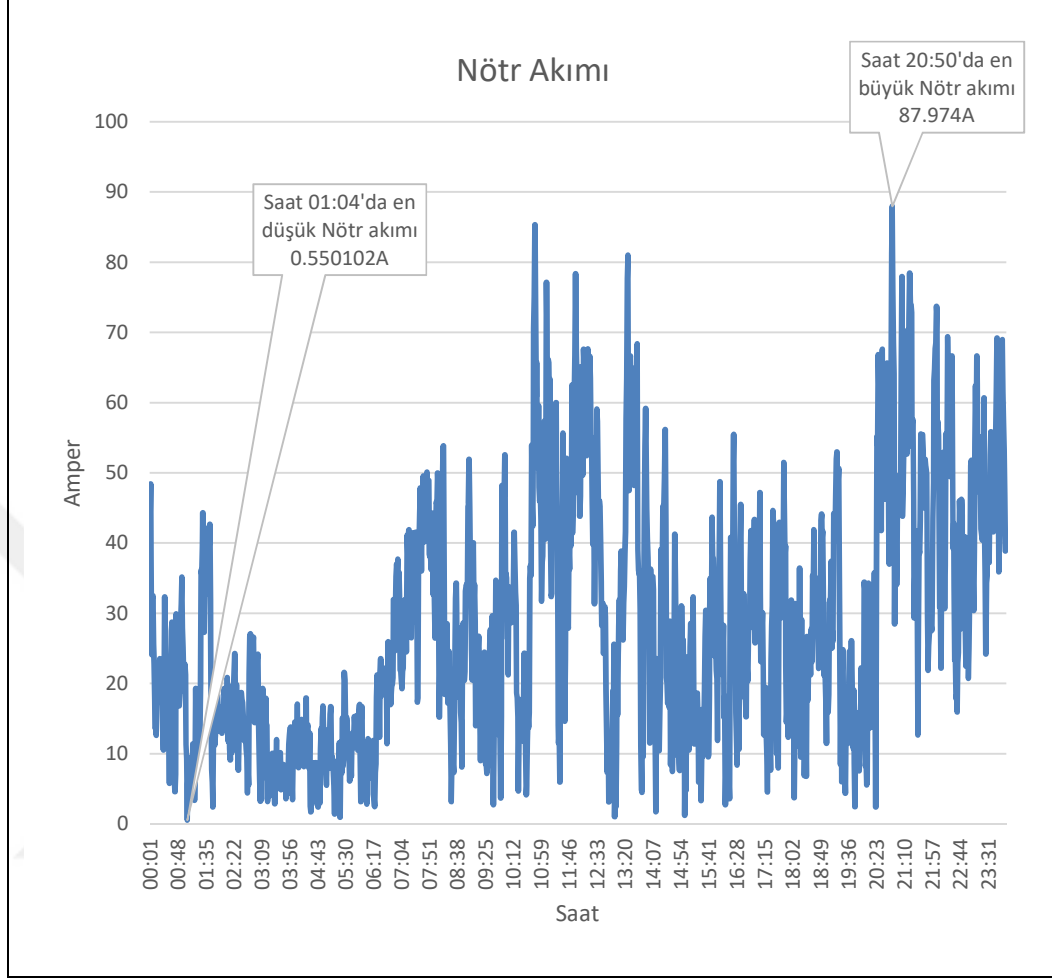
İkinci senaryomuzda A deparından beslenen 4 daireli apartmanları üzerine bir çalışma yapılmıştır. Tablo 4.1'de de gösterildiği üzere şebekemizde 4 daireli apartman 13 adet bulunmaktadır ve hepsi A deparından enerji almaktadır. Bu senaryomuzda apartmanda bulunan 4 daireden (tek fazlı mesken müşterisi) en yüksek tüketim yapan müşteri R fazına bağlanacaktır. Geriye kalan 3 daire tüketim gözetmeksizin sırası ile R,S ve T fazlarına bağlanacaktır. B deparı için bir çalışma yapılmayacak olup B deparının simülasyon bilgileri Senaryo I'deki ile aynıdır. Örneğin A deparına bağlı 10 nolu alçak gerilim direğinden enerji alan bir apartman düşünelim. Bu apartmanın 4 dairesi olsun. Birinci dairenin günlük tüketimi 4 kWh, ikinci dairenin günlük tüketimi 3 kWh, üçüncü dairenin günlük elektrik tüketimi 5 kWh ve dördüncü dairenin günlük elektrik tüketimi 6 kWh olsun. Bu apartmanda en yüksek tüketim son dairede ve bir gün için ortalama 6 kWh olduğuna göre son daire OpenDSS simülasyonunda R fazına bağlanacaktır. Geriye kalan üç dairede tüketimlerine bakılmaksızın sıra ile R,S ve T fazına bağlanacaktır. Yani birinci daire R fazına, ikinci daire S fazına, üçüncü daire T fazına ve son daire R fazına bağlanacaktır. Daire sayısı 4'den farklı olan apartmanlar için Senaryo I'deki varsayımlar yapılmıştır. Bu şekilde A deparından enerji alan 201 adet mesken müşterisinin bağlantısı yapılmıştır.

Tablo 4.3: Senaryo II için mesken müşteriler.

Senaryo II	Abonman sayısı		Bağlandığı Faz	Toplam tüketilen Enerji
	A deparı	78	R	393 kWh
		63	S	258,65 kWh
		60	T	256,96 kWh
	B deparı	20	R	28,47 kWh
		20	S	60,76 kWh
		21	T	90,79 kWh
	Toplam		262	1088,62 kWh

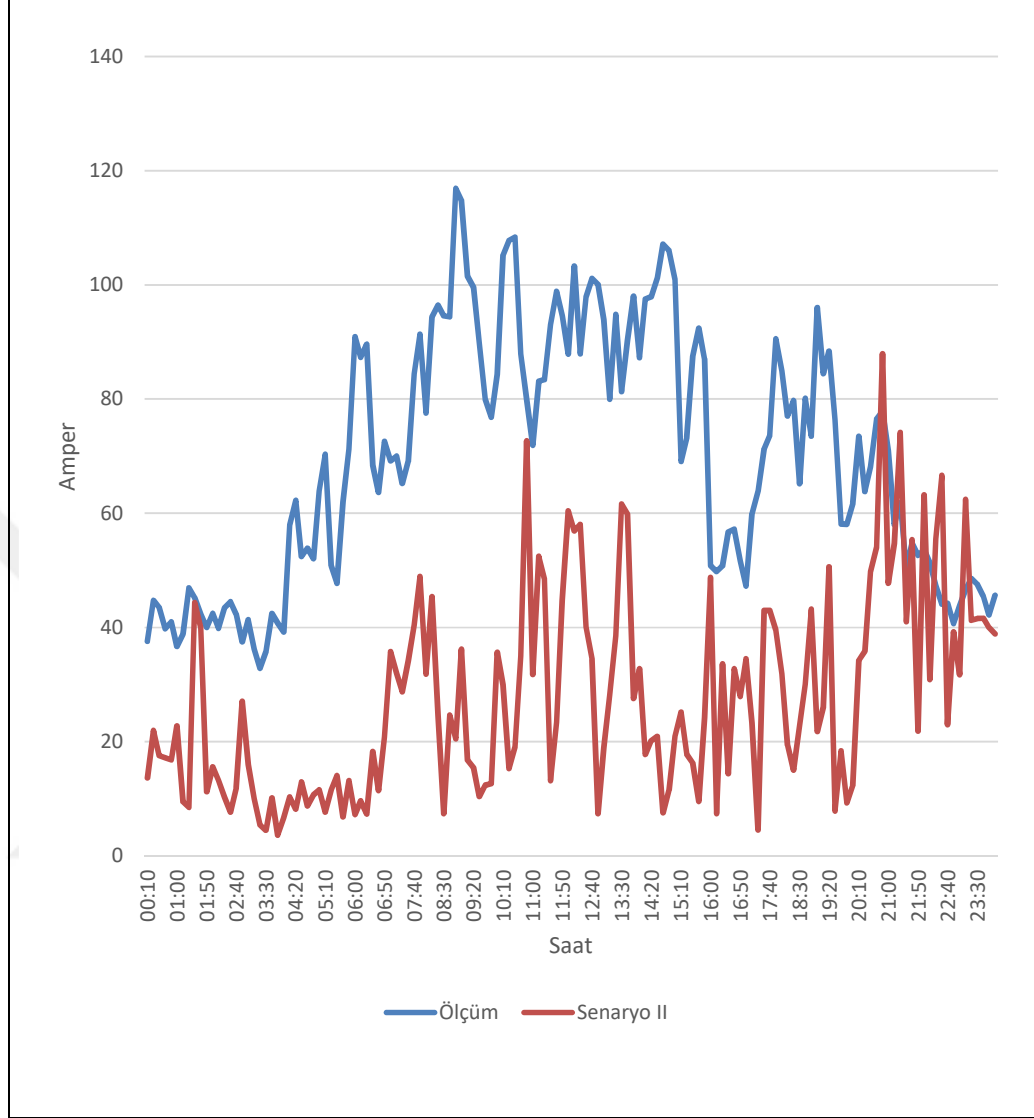
Tablo 4.3’de Senaryo II için mesken müşterilerin fazlara dağılımı verilmiştir. A deparından 201 adet mesken müşterisi enerji almaktadır. A deparı R fazına 78, S fazına 63 , T fazına 60 adet tek fazlı mesken müşterisi bağlanmıştır. Tablo 4.3’de sağ tarafta verilen ifadeler bir tam gün için tüketilen aktif gücü ifade eder. Örneğim A deparına bağlı R fazından enerji alan 78 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 393 kWh olarak verilmektedir. Benzer şekilde B deparına bağlı S fazından enerji alan 20 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 60,76 kWh olarak verilmektedir. Şebekede mesken müşteriler ağırlıklı olarak A deparında bulunmaktadır. Bu senaryoda bir tam günde A ve B deparından enerji alan mesken müşterilerin tükettikleri aktif gücün %38,71’i R fazından, %29,34’ü S fazından ve %31,94’ü T fazından tüketilmektedir.

Mesken müşteriler dağıtım trafosundan bir tam günde çekilen aktif gücün %37,32’sini tüketmektedirler.



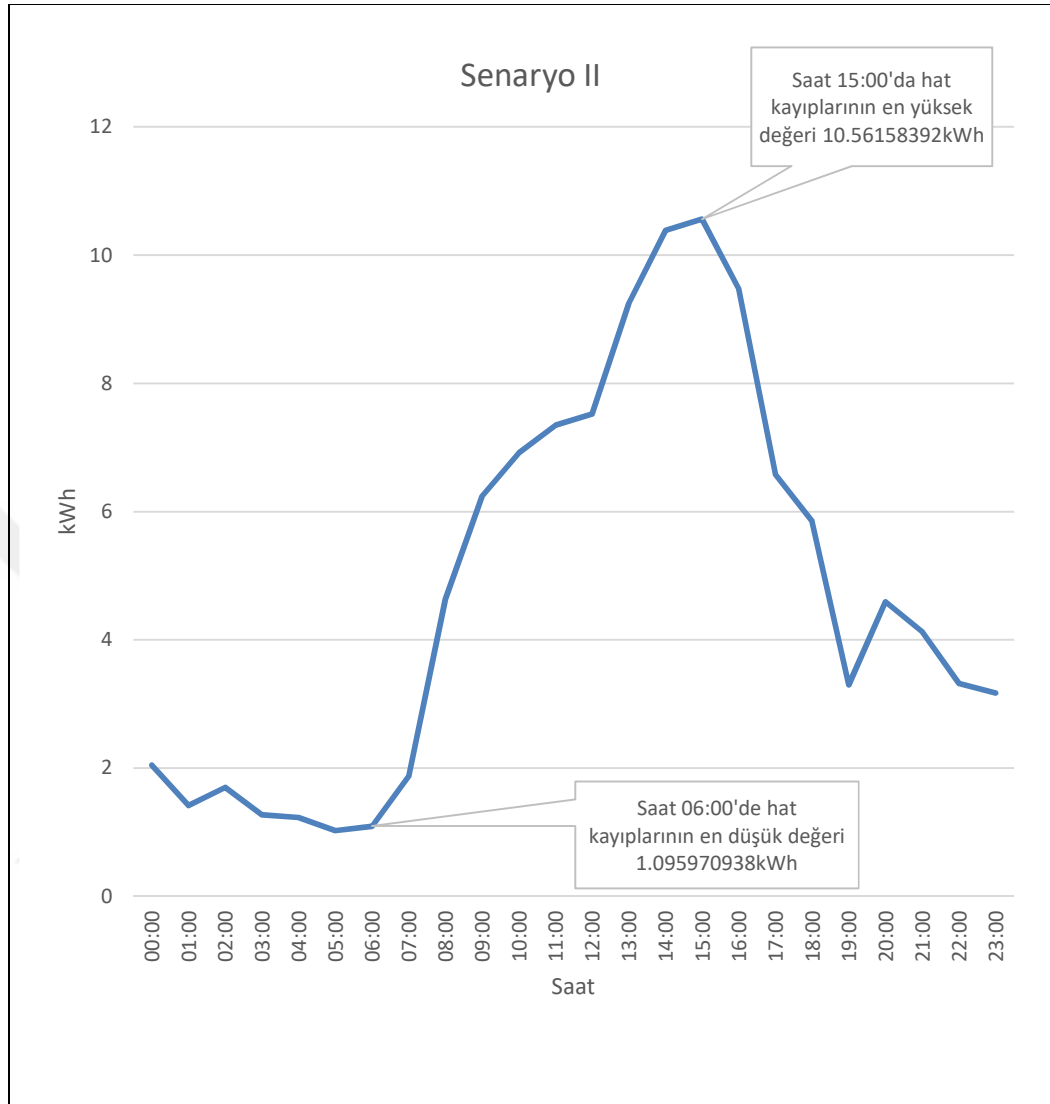
Şekil 4.6: Senaryo II için Nötr akım değerleri.

Şekil 4.6'da Senaryo II için Ana dağıtım panosu nötr baradan geçen Nötr akım değerleri bir tam gün için verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 1440 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo II için Nötr akımı en yüksek değerine sabah 20:50'de 87,974 A'dir. Nötr akımının en düşük değeri gece 01:04'de 0,55 A'dir. Aşağıda Şekil 4.7'de Senaryo II için simülasyon sonuçları ve ölçüm sonuçları aynı grafikte verilmektedir. Grafiklerin daha rahat yorumlanabilmesi için veri aralıkları simülasyon ve ölçüm sonuçları 10'ar dakikalık ortalamalar alınarak sunulacaktır.



Şekil 4.7: Senaryo II için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.

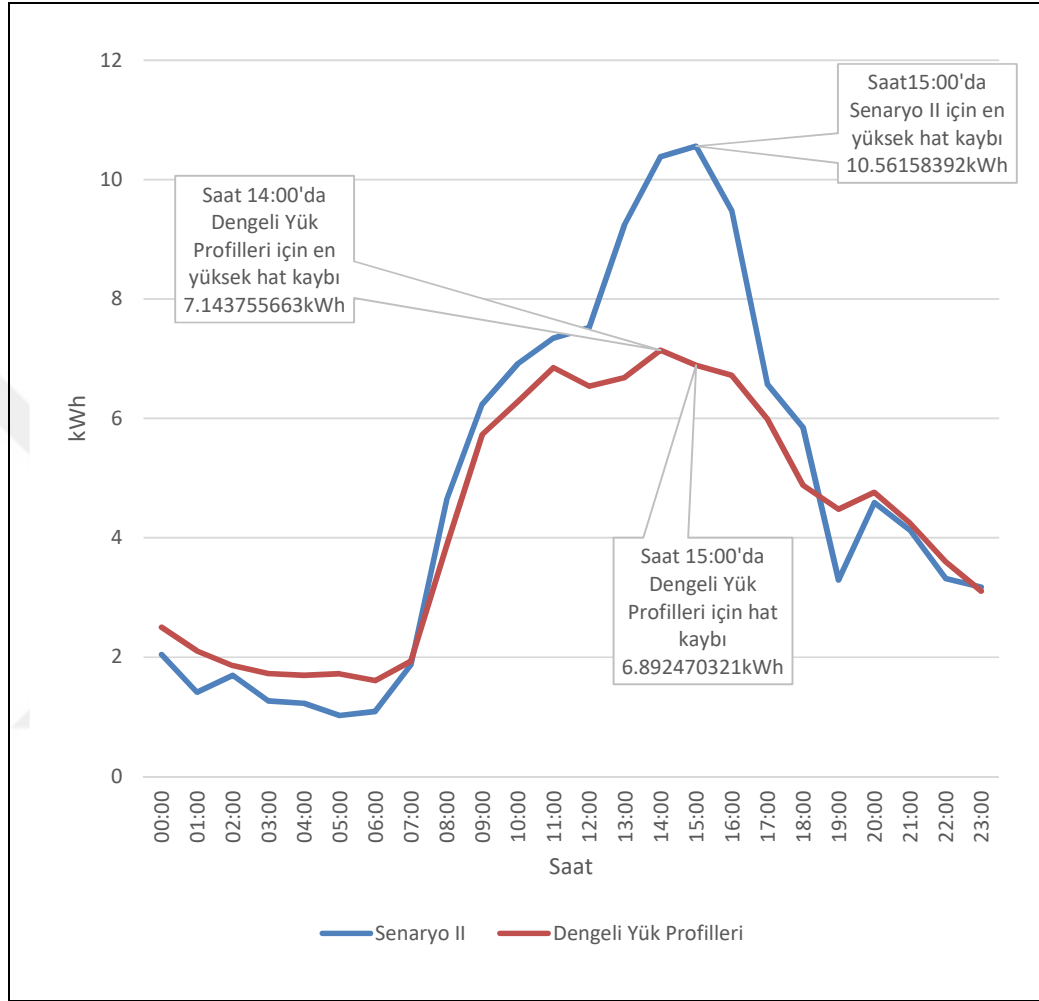
Şekil 4.7’de Senaryo II için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları aynı graikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde onar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Gerçek ölçüm sonuçları similasyon sonuçlarının çok üzerindedir.



Şekil 4.8: Senaryo II'ye göre hat kayıplar.

Şekil 4.8'de Senaryo II için Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesindeki hat kayıpları hesaplanmıştır. Bölüm 3.7'de verilen yeni yük profilleri kullanılarak müşterilerin faz bağlantıları Senaryo II'deki varsayımlara göre yapılmıştır. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kW/h cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo II için hat kayıplarının en yüksek değeri saat 15:00'da 10,561 kW/h'dir. En küçük değeri saat 06:00'da 1,95 kW/h'dir. Senaryo II için yapılan simülasyonda şebekede bir tam günde toplam hat kaybı 114,937 kW/h olarak hesaplanmıştır. Bu 114,937 kW/h lik hat kaybı

6,5 kWh elektrik tüketimi yapan bir mesken müşterisi referans alındığında yaklaşık 18 adet mesken müşterisinin enerji ihtiyacı kadardır.



Şekil 4.9: Hat kayıpları karşılaştırma II.

Şekil 4.9'da Bölüm 3.1'de verilen Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları ve Senaryo II'ye göre hesaplanan hat kayıplarının gün içindeki değişimi aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo II'ye göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları 114,937 kWh'dir. Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları 102,982 kWh'dir. Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları referans alındığında Senaryo II'ye göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları %11,6 daha fazladır. Senaryo II için hesaplanan hat kayıplarının en yüksek değerine saat 15:00'da

ulaşmıştır ve değeri 10,561 kWh'dir aynı saatte Dengeli Yük Profilleri için hesaplanan hat kayıplarının değerine saat 15:00'da ulaşmıştır ve değeri 6,892 kWh'dir. Senaryo III ve Dengeli yük profili için saat 15:00'da hesaplanan hat kayıpları arasında 3,669 kWh'lik fark vardır.

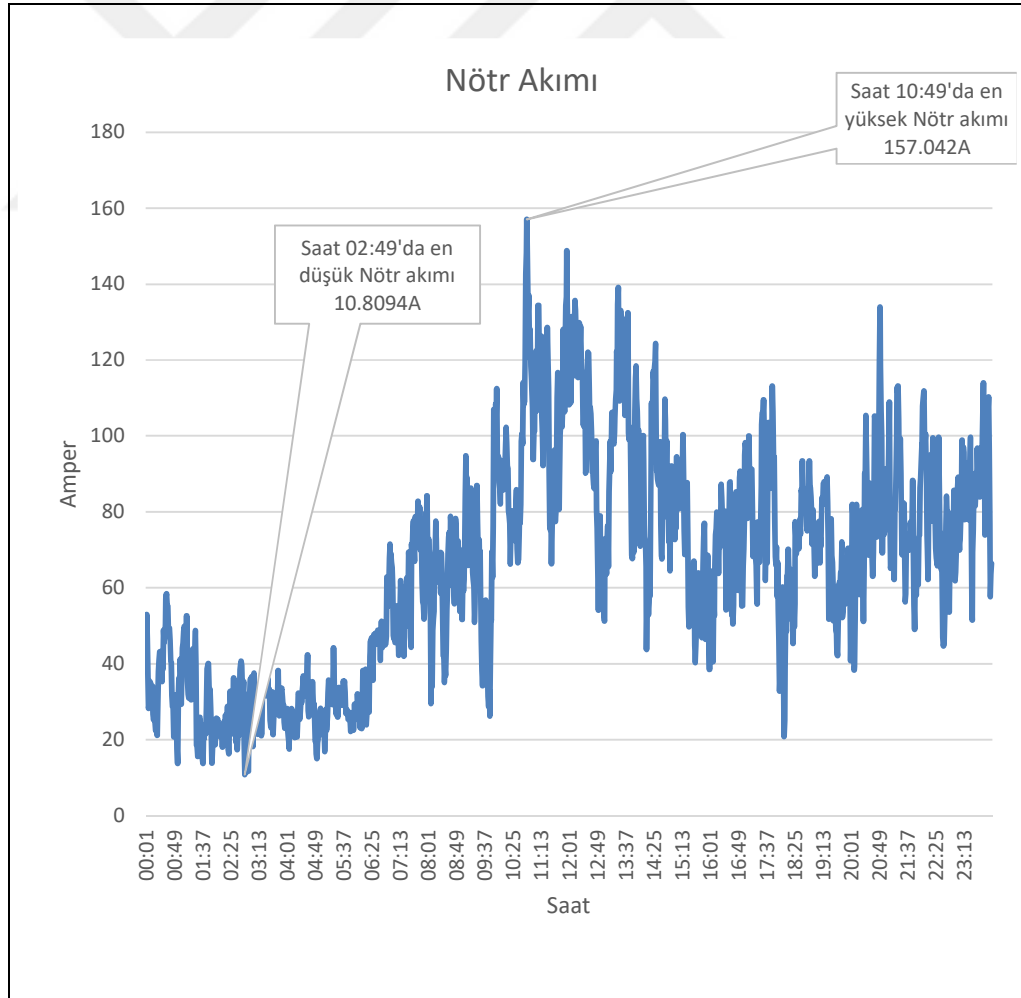
4.3.Senaryo III

Üçüncü senaryomuzda A deparından beslenen 3 dairesli apartmanları üzerine bir çalışma yapılmıştır. Tablo 4.1'dede gösterildiği üzere şebekemizde 3 dairesli apartman 15 adet bulunmaktadır ve hepsi A deparından enerji almaktadır. Bu senaryomuzda A deparından enerji sağlanan mahlledeki 3 dairesli (tek fazlı mesken müşterisi) apartmanların hepsinin T fazına bağlandığı varsayılmıştır. Örneğin A deparına bağlı 15 nolu alçak gerilim direğinden enerji alan bir apartman düşünelim. Bu apartmanın 3 dairesi olsun. Birinci dairenin günlük tüketimi 4 kwh, ikinci dairenin günlük tüketimi 3 kWh ve üçüncü dairenin günlük elektrik tüketimi 5 kWh olsun. Bu apartmandaki 3 mesken müşteriside T fazından enerji alacaktır. Daire sayısı 3'den farklı olan apartmanlar için Senaryo I'deki varsayımlar yapılmıştır. Bu şekilde A deparından enerji alan 201 adet mesken müşterisinin bağlantısı yapılmıştır.

Tablo 4.4: Senaryo III için mesken müşteriler.

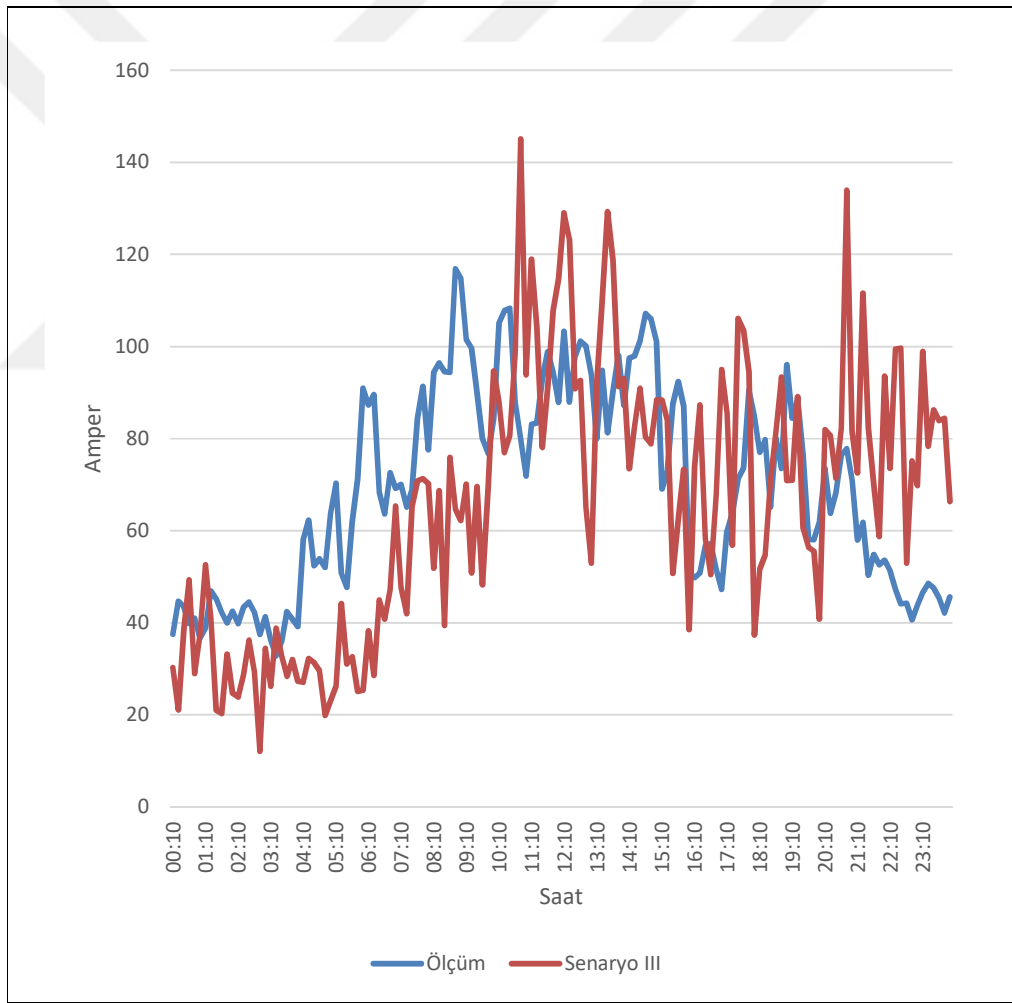
Senaryo III	Abonman sayısı		Bağlandığı Faz	Toplam tüketilen Enerji
	A deparı	53	R	221,64 kWh
		53	S	245,19 kWh
		95	T	441,78 kWh
	B deparı	20	R	28,47 kWh
		20	S	60,76 kWh
		21	T	90,79 kWh
	Toplam		262	1088,62 kWh

Tablo 4.4’de Senaryo III için mesken müşterilerin fazlara dağılım verilmiştir. A deparından 201 adet mesken müşterisi enerji almaktadır. A deparı R fazına 53, S fazına 53, T fazına 95 adet tek fazlı mesken müşterisi bağlanmıştır. Tablo 4.4’de sağ tarafta verilen ifadeler bir tam gün için tüketilen aktif gücü ifade eder. Örneğim A deparına bağlı R fazından enerji alan 53 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 221,64 kWh olarak verilmektedir. Benzer şekilde B deparına bağlı S fazından enerji alan 20 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 60,76 kWh olarak verilmektedir. Şebekede mesken müşteriler ağırlıklı olarak A deparında bulunmaktadır. Bu senaryoda bir tam günde A ve B deparından enerji alan mesken müşterilerin tükettikleri aktif gücün %22,94’si R fazından, %28,1’i S fazından ve %48,92’si T fazından tüketilmektedir. Mesken müşteriler dağıtım trafosundan bir tam günde çekilen aktif gücün %37,32’sini tüketmektedirler.



Şekil 4.10: Senaryo III için Nötr akım değerleri.

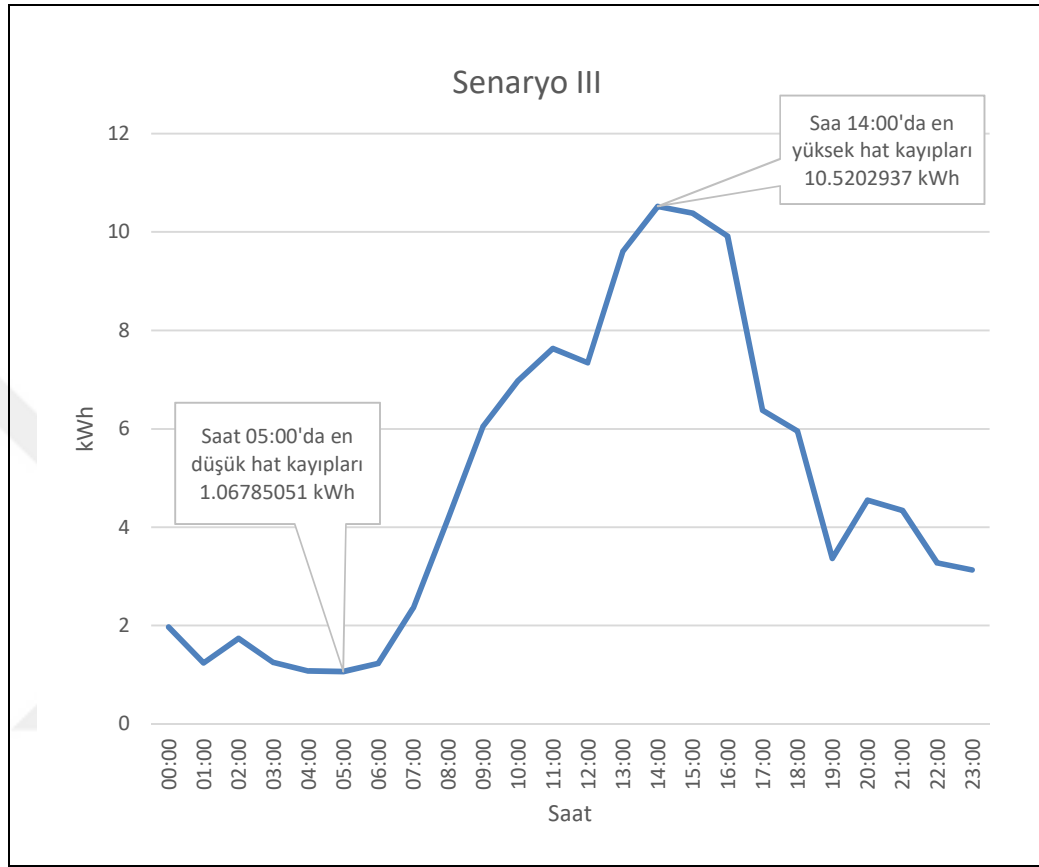
Şekil 4.10’da Senaryo III için Ana dağıtım panosu nötr baradan geçen Nötr akım değerleri bir tam gün için verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 1440 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo III için Nötr akımı en yüksek değerine sabah 10:49’da 157,042 A’dır. Nötr akımının en düşük değeri gece 02:49’da 10,8 A’dır. Aşağıda şekil 4.11’de Senaryo III için simülasyon sonuçları ve ölçüm sonuçları aynı grafikte verilmektedir. Grafiklerin daha rahat yorumlanabilmesi için veri aralıkları simülasyon ve ölçüm sonuçları 10’ar dakikalık ortalamalar alınarak sunulacaktır.



Şekil 4.11: Senaryo III için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm Sonuçları.

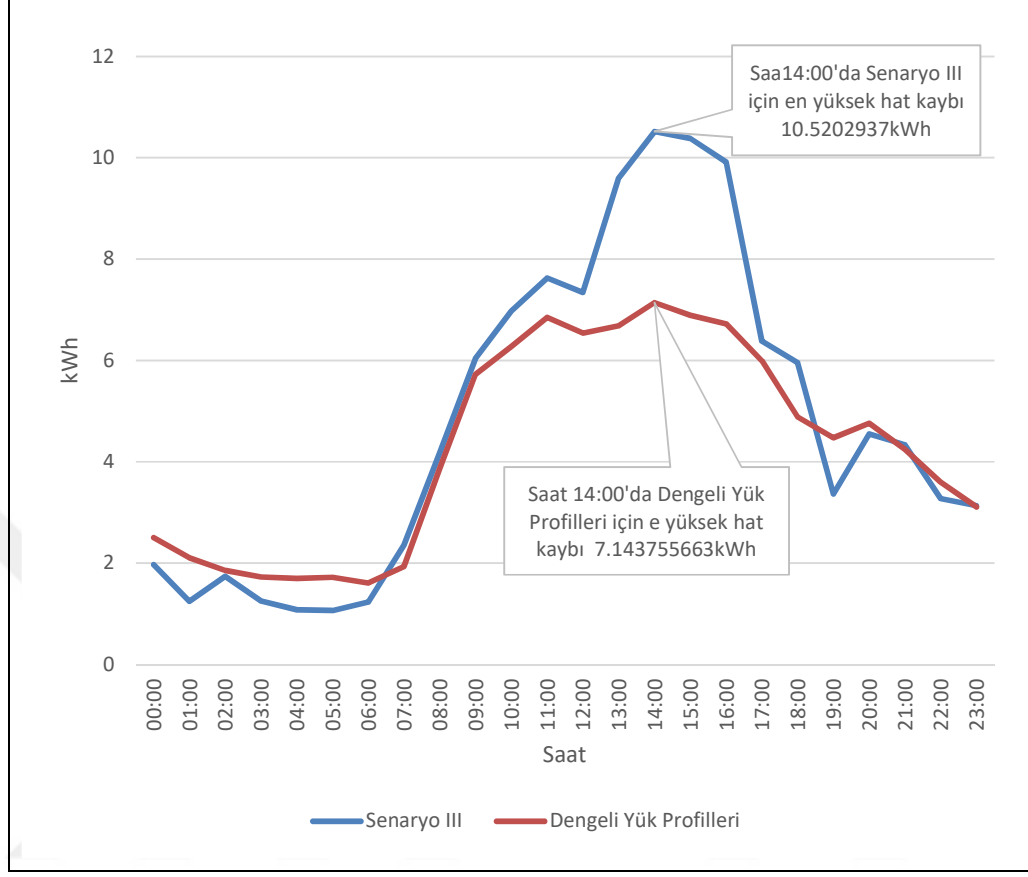
Şekil 4.11’de Senaryo III için OpenDSS Nötr akımları ve ölçüm sonuçları aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde onar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri içerir ve y ekseninde

verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Gerçek ölçüm sonuçları simülasyon sonuçlarının çok üzerindedir.



Şekil 4.12: Senaryo III'ye göre hat kayıplar.

Şekil 4.12'de Senaryo III için Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesindeki hat kayıpları hesaplanmıştır. Bölüm 3.7'de verilen yeni yük profilleri kullanılarak müşterilerin faz bağlantıları Senaryo III'deki varsayımlara göre yapılmıştır. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir tam gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo III için hat kayıplarının en yüksek değeri saat 14:00'da 10,52 kWh'dir. En küçük değeri saat 05:00'da 1,06 kWh'dir. Senaryo III için yapılan simülasyonda şebekede 1 tam günde toplam hat kaybı 115,566 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu 115,566 kWh lik hat kaybı 6,5 kWh elektrik tüketimi yapan bir mesken müşterisi referans alındığında yaklaşık 18 adet mesken müşterisinin enerji ihtiyacı kadardır.



Şekil 4.13: Hat kayıpları karşılaştırma III.

Şekil 4.13’de Bölüm 3.1’de verilen Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları ve Senaryo III’ye göre hesaplanan hat kayıplarının gün içindeki değişimi aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo III’e göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları 115,566 kWh’dir. Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları 102,982 kWh’dir. Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları referans alındığında Senaryo III’e göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları %12,219 daha fazladır. Senaryo III için hesaplanan hat kayıplarının en yüksek değerine saat 14:00’da ulaşmıştır ve değeri 10,520 kWh’dir. Dengeli Yük Profilleri için hesaplanan hat kayıplarının en yüksek değerine saat 14:00’da ulaşmıştır ve değeri 7,143 kWh’dir. Senaryo III ve Dengeli yük profili için en yüksek tüketimin yapıldığı saat 14:00’da hesaplanan hat kayıpları arasında 3,377 kWh’lik fark vardır.

4.4.Senaryo IV

Dördüncü ve son senaryomuzda A deparına bağlı hat sonunda bulunan 1 sokağın hepsinin aynı fazdan beslendiği varsayılmıştır. Örnek olarak seçilen hat sonundaki sokakta toplam 66 mesken müşteri vardır ve bu tek fazlı mesken müşterilerin hepsinin S fazına bağlandığı varsayılmıştır. Aynı sokakta bulunan üç fazlı ticari müşteriler yine 3 fazlı dengeli tüketim yaptığı varsayılmıştır.

İncelenen hat sonu sokağı hariç diğer müşterilerin bağlantıları Senaryo I'deki varsayımlar yapılmıştır. Bu şekilde A deparından enerji alan 201 adet mesken müşterisinin bağlantısı yapılmıştır.

Tablo 4.5: Senaryo IV için mesken müşteriler.

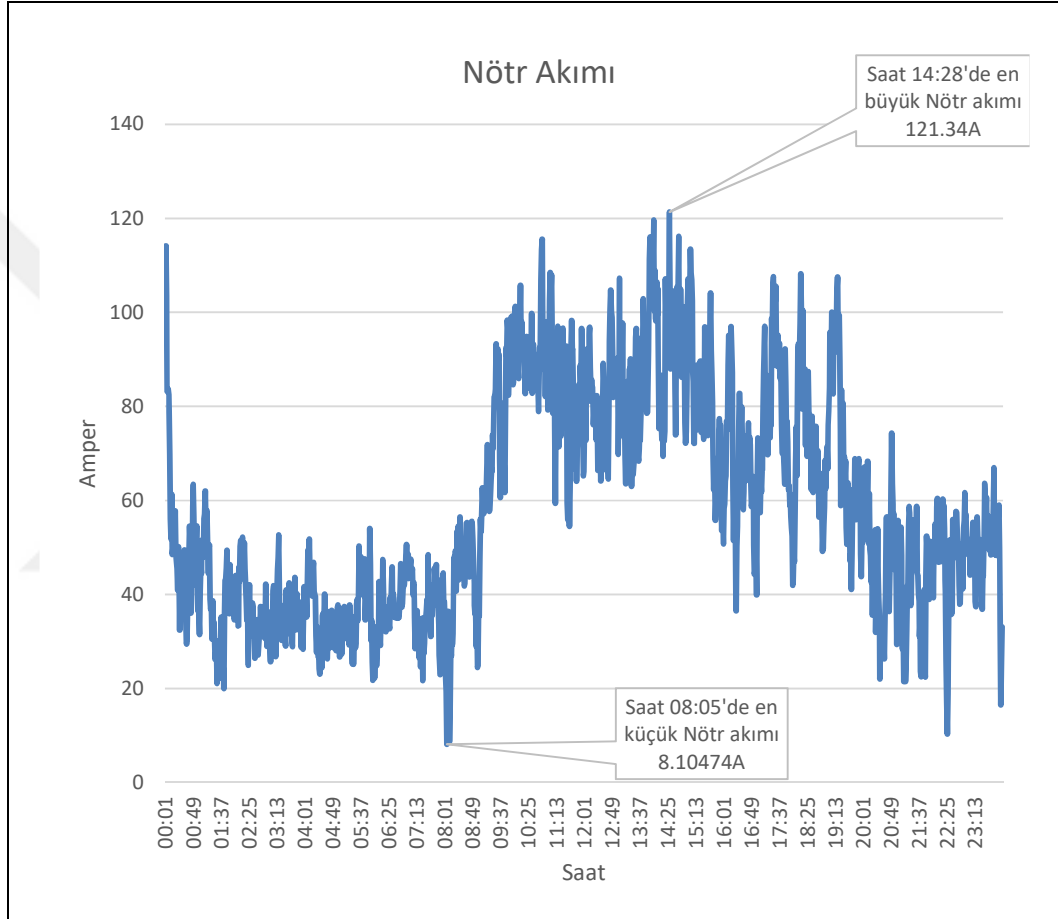
Senaryo IV	Abonman sayısı		Bağlandığı Faz	Toplam tüketilen Enerji
	A deparı	46	R	183,09
		111	S	493,45
		44	T	232,08
	B deparı	20	R	28,47
		20	S	60,76
		21	T	90,79
	Toplam		262	1088,64

Tablo 4.5'de Senaryo IV için mesken müşterilerin fazlara dağılım verilmiştir. A deparından 201 adet mesken müşterisi enerji almaktadır. A deparı R fazına 46, S fazına 111, T fazına 44 adet tek fazlı mesken müşterisi bağlanmıştır.

Tablo 4.5'de sağ tarafta verilen ifadeler bir tam gün için tüketilen aktif gücü ifade eder. Örneğim A deparına bağlı R fazından enerji alan 46 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 183,09 kWh olarak verilmektedir. Benzer şekilde B deparına bağlı S fazından enerji alan 20 mesken müşterisinin bir tam gün için toplam aktif güç tüketimi 60,76 kWh olarak verilmektedir. Şebekede mesken müşteriler ağırlıklı olarak A deparında bulunmaktadır.

Bu senaryoda bir tam günde A ve B deparından enerji alan mesken müşterilerin tükettikleri aktif gücün %19,43'ü R fazından, %50,9'u S fazından ve %29,65'i T fazından tüketilmektedir.

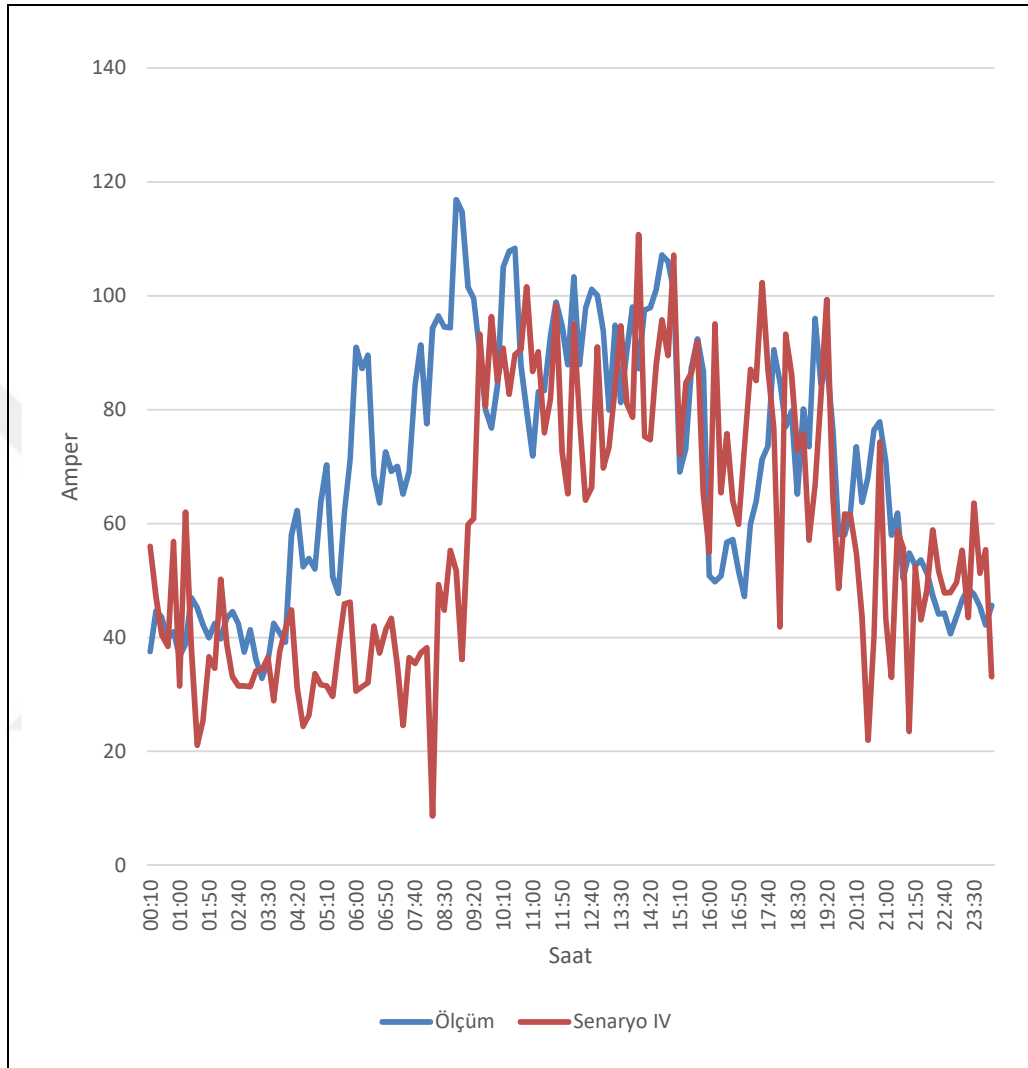
Mesken müşteriler dağıtım trafosundan bir tam günde çekilen aktif gücün %37,32'sini tüketmektedirler.



Şekil 4.14: Senaryo IV için Nötr akım değerleri.

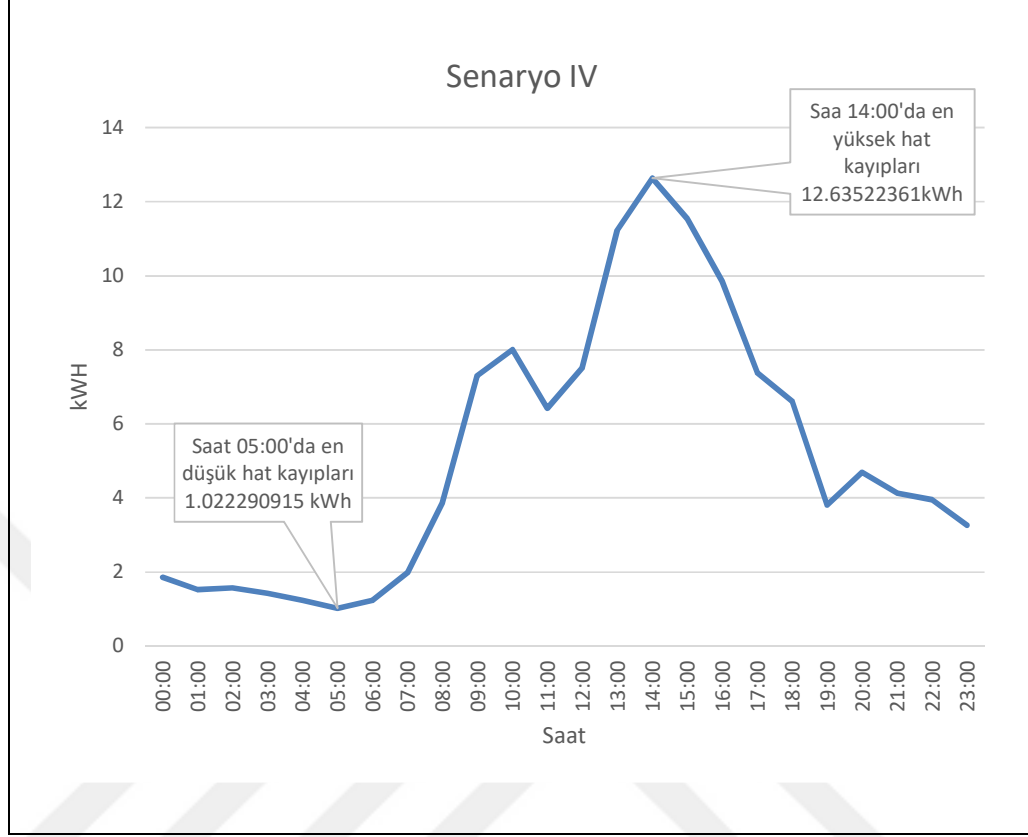
Şekil 4.14'de Senaryo IV için ana dağıtım panosu nötr baradan geçen Nötr akım değerleri bir tam gün için verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 1440 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo IV için Nötr akımı en yüksek değerine sabah 14:28'de 121,34 A'dir. Nötr akımının en düşük değeri gece 08:05'de 8,104 A'dir. . Aşağıda Şekil 4.15'de Senaryo III için simülasyon sonuçları ve ölçüm sonuçları aynı

grafikte verilmektedir. Grafiklerin daha rahat yorumlanabilmesi için veri aralıkları simülasyon ve ölçüm sonuçları 10’ar dakikalık ortalamalar alınarak sunulacaktır.



Şekil 4.15: Senaryo IV için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları.

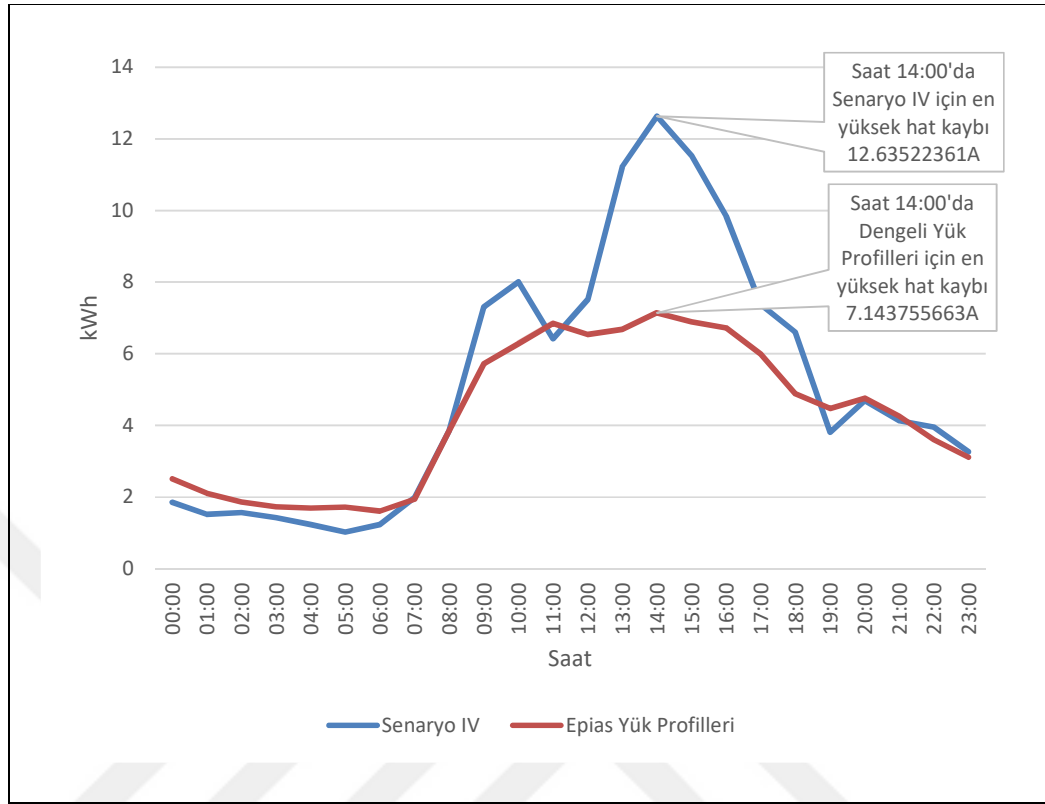
Şekil 4.15’de Senaryo IV için OpenDSS Nötr Akımları ve Ölçüm sonuçları aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde onar dakikalık aralıklar ile 144 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler Nötr akımlarının genliklerini amper cinsinden göstermektedir. Gerçek ölçüm sonuçları similasyon sonuçlarının çok üzerindedir.



Şekil 4.16: Senaryo IV’ye göre hat kayıplar.

Şekil 4.16’da Senaryo IV için Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesindeki hat kayıpları hesaplanmıştır. Bölüm 3.7’de verilen yeni yük profilleri kullanılarak müşterilerin faz bağlantıları Senaryo IV’deki varsayımlara göre yapılmıştır. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo II için hat kayıplarının en yüksek değeri saat 14:00’da 12,635 kWh’dir. En küçük değeri saat 05:00’da 1,22 kWh’dir.

Senaryo IV için yapılan simülasyonda şebekede bir tam günde toplam hat kaybı 124.059 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu 124.059 kWh lik hat kaybı 6,5 kWh elektrik tüketimi yapan bir mesken müşterisi referans alındığında yaklaşık 20 adet mesken müşterisinin enerji ihtiyacı kadardır.



Şekil 4.17: Hat kayıpları karşılaştırma IV.

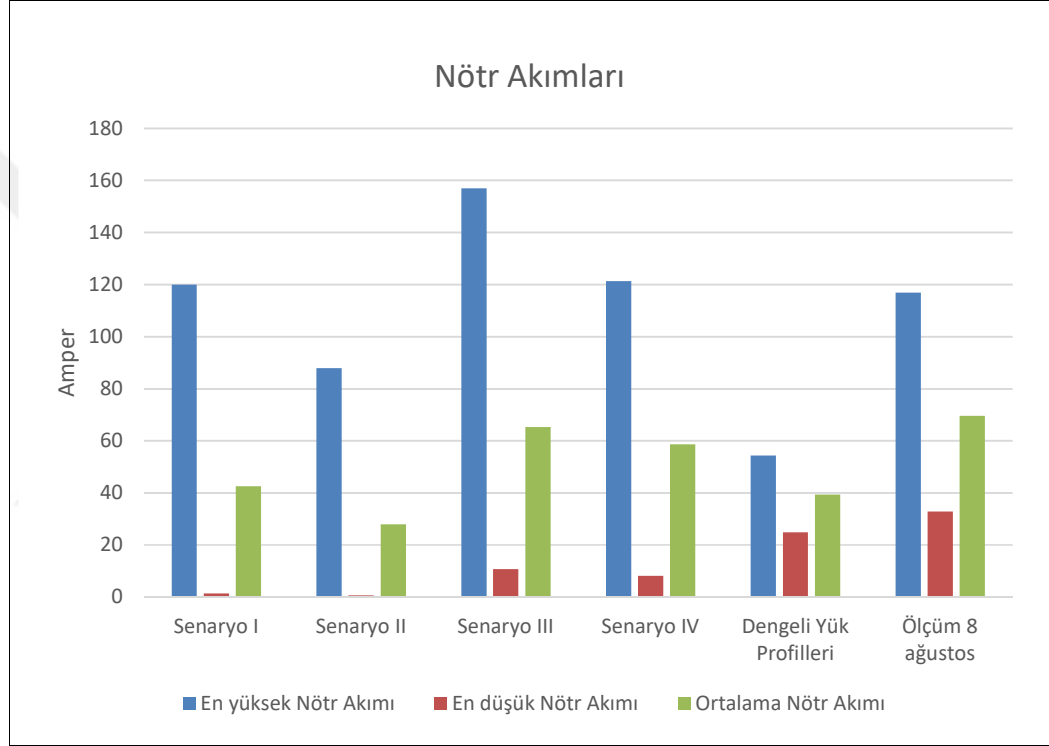
Şekil 4.17'e Bölüm 3.1'de verilen Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları ve Senaryo IV'e göre hesaplanan hat kayıplarının gün içindeki değişimi aynı grafikte verilmiştir. Grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden 24 adet veri içerir ve y ekseninde verilen değerler kWh cinsinden şebekedeki toplam hat kayıplarının göstermektedir. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki Senaryo IV'e göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları 124,059 kWh'dir. Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları 102,982 kWh'dir.

Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıpları referans alındığında Senaryo IV'e göre hesaplanan bir günlük hat kayıpları %20,466 daha fazladır. Senaryo IV için hesaplanan hat kayıplarının en yüksek değerine saat 14:00'da ulaşmıştır ve değeri 12,635 kWh'dir. Dengeli Yük Profilleri için hesaplanan Hat kayıplarının en yüksek değerine saat 14:00'da ulaşmıştır ve değeri 7,143 kWh'dir. Senaryo IV ve Dengeli yük profili için en yüksek tüketimin yapıldığı saat 14:00'da hesaplanan Hat kayıpları arasında 5,492 kWh'lik fark vardır.

4.5.Nötr Akımlarının ve Hat Kayıplarının Değerlendirilmesi

4.5.1.Nötr Akımlarının Değerlendirilmesi

Buraya kadar 4 farklı senaryo için Nötr akımları ve hat kayıpları incelendi. Aşağıda Şekil 4.14’de hat kayıplarının hesaplandığı tüm durumlar birlikte verilmiştir.



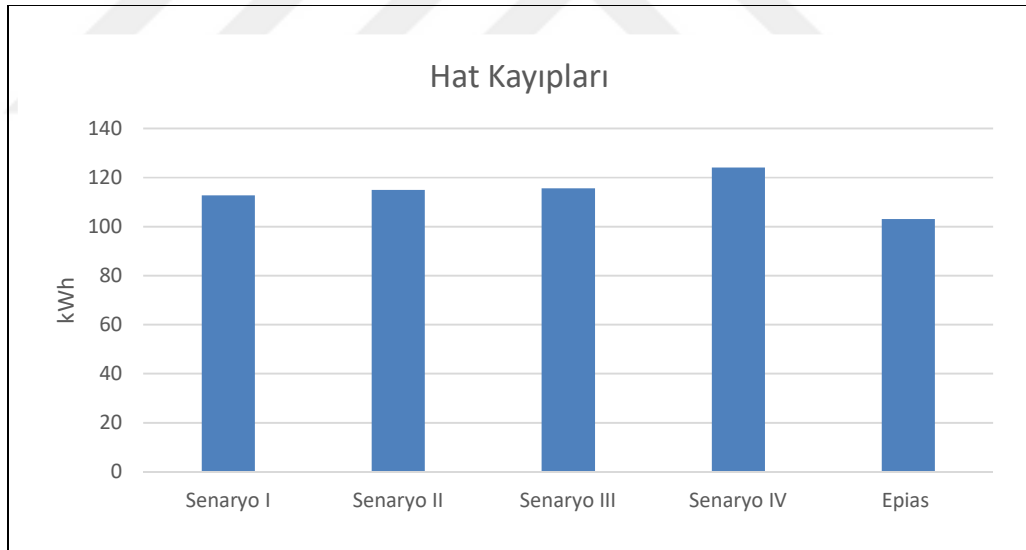
Şekil 4.18: Nötr akımları karşılaştırması.

Şekil 4.18’de 4 senaryo ve Dengeli Yük Profilleri için hesaplanan Nötr akımları birlikte verilmiştir. Bu çalışmada şebekede kullanılan müşterilerin yük profilleri tespit edildikten sonra sırası ile dört ayrı senaryoları ile ölçüm sonuçları karşılatırılmıştır. Burada görülmektedir ki yapılan 4 ayrı senaryonun hepsinde hesaplanan Alçak gerilim şebekesi Nötr baradan akan akımlar gerçek ölçüm sonuçlarından farklılıklar göstermektedir. En yakın sonuçlar Senaryo I için yapılan simülasyondan elde edilmiştir. Tüketicilerin enerji bağlantıları simüle edilirken şebeke alışkanlıkları göz önünde bulundurulmuştur. OpenDSS sonuçları sadece temel frekans için incelenmiştir ve harmonik bileşen içermemektedir. OpenDSS ile elde edilen Nötr akımlar temel frekans faz akımlarının genlikleri arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Görürdük ki

farklı senaryolar ile dengesizliği arttırmamıza rağmen nötr barasından ölçülen akımlara ulaşamıyoruz. Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesindeki nötr iletken yüklenmesi üzerine yapılan bu çalışmada göstermektedir ki hiçbir senaryoda gerçek Nötr akımlarına ulaşamamaktadır. Daha yakın sonuçlar için şebekede frekans analizi yapılması gerektiğine karar verilmiştir. Bundan sonraki kısımda şebekedeki nötr akımlarının harmoniklerden kaynaklanıp kaynaklanmadığı tespit edilecektir. Beşinci bölümde farklı bir tarihte şebekede yapılan harmonik ölçümleri anlatılacaktır.

4.5.2.Hat Kayıplarının Değerlendirilmesi

Şekil 4.19’de dengesiz tüketim senaryoları ve gerçek ölçüm sonuçları aynı grafikte gösterilmiş olup grafikte x ekseninde verilen değerler bir gün için yirmi dört saatlik veri olacak şekilde saat cinsinden zamanı ve y ekseninde verilen değerler şebekedeki hat kayıplarını kWh cinsinden göstermektedir.



Şekil 4.19: Hat kayıpları karşılaştırma V.

Şekil 4.19’da 4 senaryo ve Dengeli Yük Profilleri için hesaplanan hat kayıpları birlikte verilmiştir. Burada görülmektedir ki yapılan 4 ayrı senaryonun hepsinde hesaplanan Alçak gerilim şebekesi hat kayıpları Bölüm 3.1 Şekil 3.4’te Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıplarından yüksektir. Dengeli Yük Profilleri her faz için aynı yük profilini vermektedir. Oysa farklı yük profilleri Şekil 4.19’da da

gösterildiği gibi kayıpları değiştirmektedir ve yeni kayıplar şebekenin işletilmesi için gerekli maliyeti arttırmıştır.

Şebeke şartlarına en yakın ve iyimser senaryo Senaryo I'de hesaplanan kayıplar Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıplarından %9,5 fazla çıkmıştır. Diğer senaryolarda bu oran Senaryo II de %11,6, Senaryo III'de %12,22 ve Senaryo IV'de %20,46'dır. Şebekedeki faz dengesizliği arttıkça kayıplarda artmaktadır. Şebeke dengeli yüklense bile yük profillerindeki dengesizlikte kayıpları arttırmaktadır.



5.ALÇAK GERİLİM DAĞITIM ŞEBEKESİ HARMONİK ANALİZLERİ

Dyn11 630 kVA hermetik tip dağıtım trafomuzun sekonder sargısı yıldız bağlı ve topraklanmıştır. Trafomuzun yıldız noktasının topraklanması her üç faza ait (50hz) temel freklans akımlarının toplamının sıfır olması halinde nötr iletkeninden geçen akımın faz akımlarının vektörel toplamı gereği sıfır olması beklenecektir. Ancak bu durum üç ve üçün katı harmonikler içeren bir dağıtım şebekesi için geçerli değildir. Her üç fazında bulunan üç ve üçün katı harmonik akım bileşenlerinin birbirine eşit olması nedeniyle bir fazdan geçen üç ve üçün katı harmonik akımının üç katı nötr iletkeninden geçer ve nötr iletkeni aşırı yükleyebilir.

Nötr iletkenindeki bu yüklemelerin tespiti için şebekede farklı bir tarihte daha önce Bölüm 3.3’de bahsettiğimiz ikinci bir ölçüm gerçekleştirildi. İkinci ölçümde MRG 511 Güç Analizörü ile yirmi beşinci harmoniğe kadar faz ve Nötr akımları ölçülmüştür. İkinci ölçüm tek noktadan Ana dağıtım panosu sekonder çıkışında bulunan faz ve nötr baralarından yapılmıştır. Şebekede hangi harmoniğin baskın olduğunun tespit edilmesi amaçlanmıştır. Harmoniklerin etkisini daha detaylı inceleyebilmek için ölçüm günü olarak okulların açıldığı ilk hafta 11 Eylül Çarşamba günü seçilmiştir.

5.1.Harmonikler Analizi I

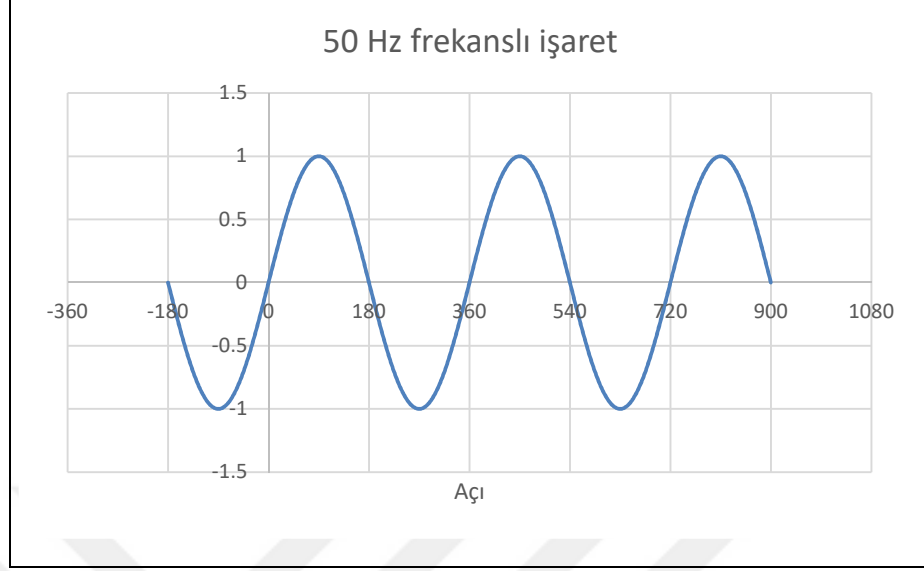
OpenDSS ile yapılan dengesizlik sonuçları bize gösterdi ki Nötr akımlarının önemli bir kısmı dengesizlik dışında bir sebepten kaynaklanmaktadır. Ölçülen Nötr akımlarına tek faz tüketim tapan mesken müşterilerin katkısı olduğu gibi lineer olmayan devre elemanlarına sahip üç fazlı tüketicilerde sebep olabilir. Daha detaylı analiz için nötr barada on dakikalık aralıklar ile yirmi beşinci harmoniğe kadar ölçümü yapılmıştır.

Harmonik ölçümüne geçmeden önce aşağıda harmonik meydana getiren lineer olmayan elemanlar, harmonik kavramı ve harmonik bileşenin temel işareti nasıl bozduğu basit bir örnek ile anlatılacaktır. Sırası ile temel işaret, üçüncü harmonik bileşen ve bozulmuş dalga formu şekil üzerinde incelenecektir. Harmonik meydana getiren lineer olmayan elemanlar şu şekilde verilebilir:

- Konvertörler,
- Yarı iletken elemanların kullandığı cihazlar,
- Generatörler,
- Motorlar,
- Sekron makinaların uyarılması için kullanılan diyot ve tristörlü dönüştürücüler,
- Transformatörler,
- Gaz deşarj prensibi ile çalışan aydınlatma elemanları,
- Fotovoltaik sistemler,
- Bilgisayarlar,
- Elektronik balastlar,
- Kesintisiz güç kaynakları,
- Anahtarlama güç kaynakları,
- Kontrol devreleri,
- Frekans dönüştürücüler,
- Statik VAr kompanzatörler,
- Ark fırınları,
- Elektrikli ulaşım sistemleri
- Yüksek gerilim ile enerji ileten sistemler.

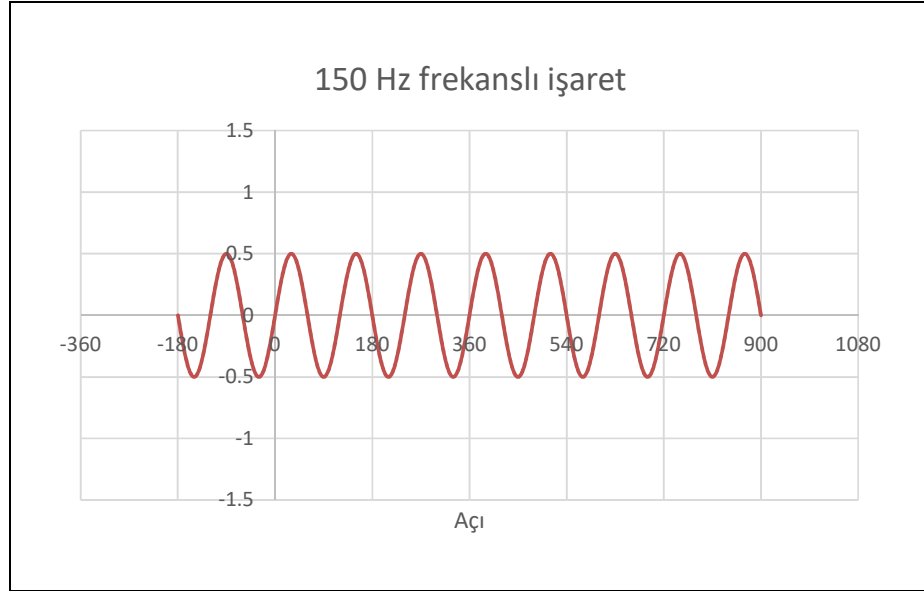
Şüphesiz enerji sisteminde harmoniklerin etkinliğinin belirlenmesi ve olumsuzluklarının giderilmesi bakımından tüm harmonik üreten elemanların harmonik kaynağı olarak ayrı ayrı incelenmesi gerekmektedir [49].

İdeal şartlarda şebekede son kullanıcılar tarafından tüketilen enerjini akım dalga şeklinin saf sinüzoidal olması istenmektedir. Fakat gerçek şebeke şartlarında bu mümkün değildir. Akım ve gerilimin dalga formu şebekede kullanılan lineer olmayan elemanlar tarafından bozularak saf sinüzoidal dalga şeklinden sapar.



Şekil 5.1: Temel frekans içeren Sinüsoidal işaret (50Hz) .

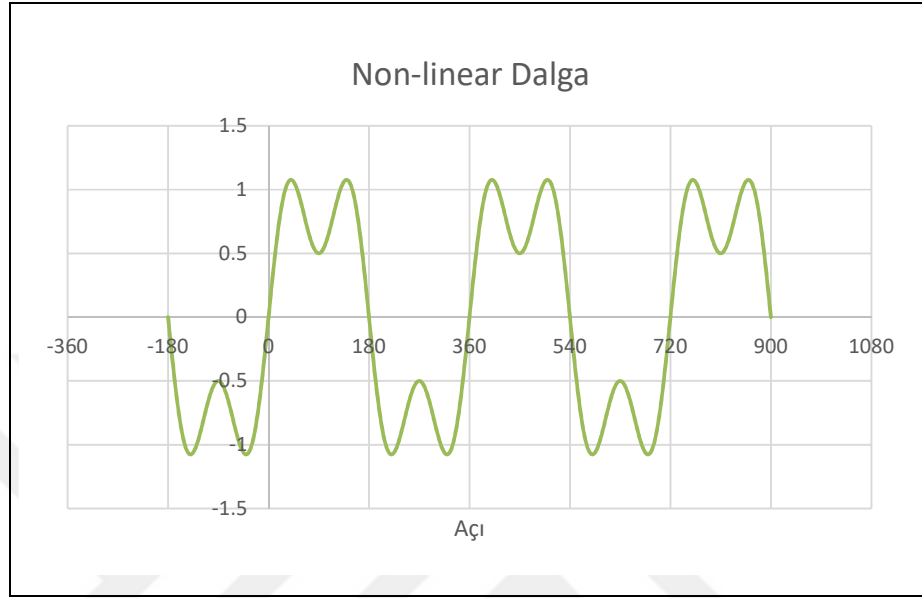
Şekil 5.1’de Temel frekans içeren sinüzoidal işaret bir işaret tanımlanmaktadır. İşaretimiz $I_{t1}(t) = I_1 \sin 2\pi 50t$ olacak şekilde tanımlanmış ve frekansı 50Hz’dir. $I_1=1$ olarak tanımlandığı için Şekil 5.1 -1 ve +1 arasındır.



Şekil 5.2 Üçüncü harmonik 150Hz.

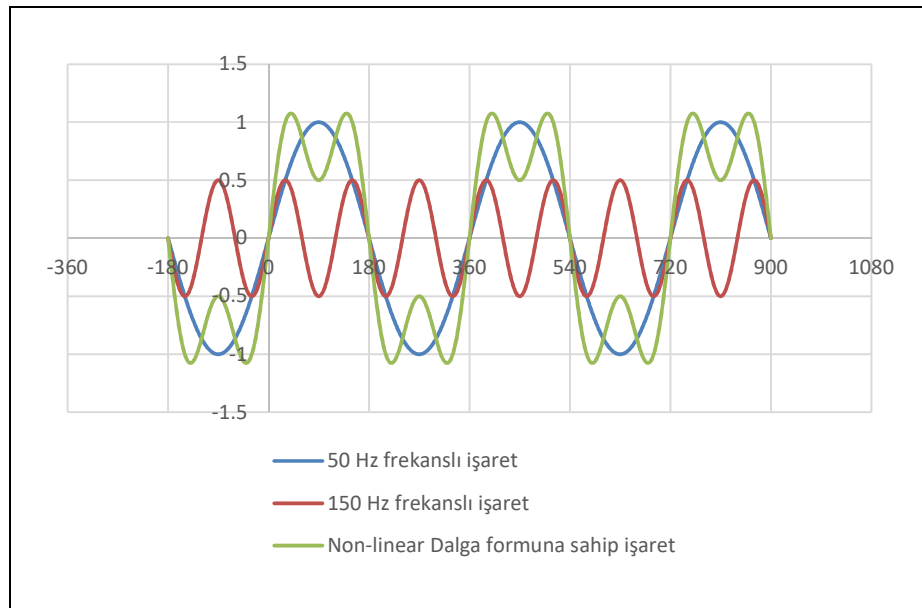
Şekil 5.2’de non-linear dalga formuna sahip bir işaretin forurier serisi ile açıldığında 150Hz frekanstaki bileşenini göstermektedir. $I_3=0,5$ olarak tanımlandığı

için Şekil 5.2 -0,5 ve +0,5 arasındadır. (üçüncü harmonik bileşeni $I_{t3}(t) = I_3 \sin 2\pi 150t$)



Şekil 5.3: Non-linear Dalga.

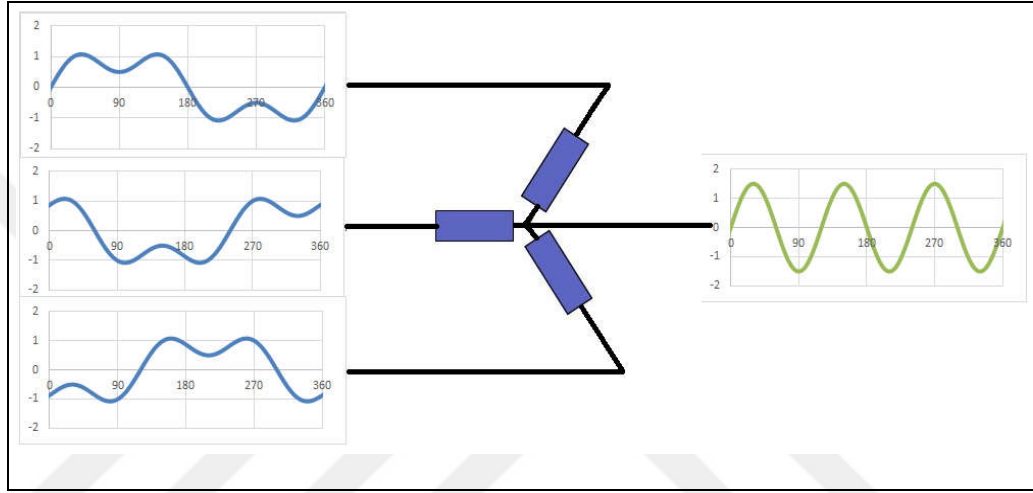
Şekil 5.3 Nonlinear Dalga formuna sahip bozulmuş bir işareti göstermektedir. Nonlinear işaret basitleştirme amacıyla sadece 3.Harmonik bileşen içermektedir. ($I_t(t) = I_1 \sin 2\pi 50t + I_3 \sin 2\pi 150t$)



Şekil 5.4: Nonlinear.

Şekil 5.4 Non-linear dalga formu ve harmonik bileşenler ayrı ayrı gösterilmiştir. Yeşil ile gösterilen non-linear dalga formu, mavi ile gösterilen temel frekans içeren sinüzoidal işaret (50Hz) ve kırmızı ile gösterilen non-linear dalga formunun üçüncü harmonik bileşenidir (150Hz).

Aşağıda genlikleri eşit ve üçüncü harmonik bileşene sahip faz akımlarının nötr barada toplanması sonucu nötr noktasında akım oluşması gösterilmiştir.



Şekil 5.5: Nötr.

Şekil 5.5’de dağıtım trafosu yıldız noktasında birleşmesi sonucu oluşan Nötr akımın grafiğini vermektedir. Şekil 5.5’de sol tarafta mavi ile çizilmiş işaretler Şekil 5.3’de verilen Nonlinear dalga formuna sahip, aralarında 120 derece faz farkı bulunan, genlikleri eşit üç adet akımın grafiğidir. Şekil 5.5’de sağ tarafta yeşil ile gösteriler işaret faz akımlarına ait non-sinüzoidal işaretlerin toplanması sonucu nötr baradan akan akım gösterilmektedir.

Şebekede en fazla etkisi görülen harmonikler sırası ile 150 Hz frekanslı üçüncü harmonik, 250 Hz frekanslı beşinci harmonik, 350 Hz frekanslı yedinci harmoniktir ve 450 Hz frekanslı dokuzuncu harmoniktir. Üçüncü harmonik bileşen genellikle bir fazlı nonlinear yükler tarafından üretilir. Beş ve yedinci harmonik bileşenler ise üç fazlı nonlinear yükler tarafından üretilir. Elektrik enerjisinin üretimi iletimi ve dağıtımı sırasında akım ve gerilimin sinüzoidal formda ve 50Hz frekansta olması istenir. Bu koşul kaliteyi belirleyen ana faktörlerden biridir. Bununla birlikte birçok nedenden dolayı bu temel büyüklükler temel özelliklerini kaybederek, sistemde istenmeyen harmoniklerin oluşmasına neden olurlar. Güç sistemlerine bağlanan çok sayıda

nonlinear yük göz önüne alınırsa bunların sonucunda ek kayıp ve THD (toplam harmonik distorsiyonu) değerlerinin yüksek değerlere varması kaçınılmazdır. Nonlinear yüklerin etkinliğinin azaltılması, harmonik distorsiyonunun giderilmesi enerjinin kalitesi açısından çok önemlidir [50].

Yaptığımız ölçüm sonuçları göstermektedir ki şebekede üç, beş, yedinci ve dokuzuncu harmonikler mevcuttur. Bu harmonik bileşenlerden en baskın olanı 150hz frekanstaki 3. Harmonik bileşendir ve Nötr akımlarının bir sebebi de bu harmonik akımlarıdır.

Bundan sonraki bölümde gerçek ölçüm verisinden elde edilen harmonik akımları 11 eylül Perşembe günü nötr akımlarının en yüksek olduğu saat 12:00'da yirmi beşinci harmonik bileşene kadar detaylı olarak incelenecektir.

5.2.Harmonik Analizi II

İncelenen dağıtım trafosunda harmonik analizi için farklı bir tarihte yeniden ölçüm yapılmış olup faz akımları ve Nötr akımları harmonik yönünden incelenmiştir. Tablo 5.1'de faz ve Nötr akımlarının harmonik bileşenlerinin genliklerini vermektedir. Bu değerler ölçüm yapılan bir aylık sürede Nötr akımlarının en yüksek olduğu gün 11 Eylül Perşembe günü alçak gerilim dağıtım panosu sekonder barada onar dakikalık aralıklar ile yapılan ölçümlerden elde edilmiştir. Harmonik akımları yirmi beşinci harmoniğe kadar ölçülmüş olup onar dakikalık ölçümlerin ortalaması alınarak saat 12:00'daki değerleri göstermektedir. Saat 12:00 seçilmesinin nedeni incelenen gün için en yüksek Nötr akımlarına 12:00'da ulaşılmıştır. Tablo 5,1'de verilen ifadeler faz akımlarının yirmi beşinci bileşene kadar ki harmonik bileşenlerini içermekte olup verilen genlik değerlerinin birimi amperdir. Örneğin I1 matrisinin beşinci elemanı $I_{15} = 27,54A$ ifadesi ana dağıtım panosu R fazından geçen akımın beşinci harmonik bileşeni olup genlik değeri 27,54 amperdir.

Tablo 5.1: Nonlineer dalga formunun harmonik bileşenler.

	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	Inötr (A)
1. Harmonik	299,773	360,835	239,782	105,986
2. Harmonik	1,663	2,245	1,606	2,313
3. Harmonik	33,401	48,314	29,858	111,246
4. Harmonik	0,547	0,524	0,44	0,57
5. Harmonik	27,54	28,989	25,049	7,733
6. Harmonik	0,325	0,367	0,238	0,418
7. Harmonik	13,981	15,824	12,782	5,525
8. Harmonik	0,259	0,24	0,247	0,258
9. Harmonik	6,515	6,066	4,944	12,821
10. Harmonik	0,178	0,259	0,151	0,199
11. Harmonik	1,915	3,557	5,595	3,448
12. Harmonik	0,201	0,192	0,158	0,166
13. Harmonik	5,449	3,597	4,628	3,33
14. Harmonik	0,12	0,141	0,163	0,17
15. Harmonik	2,632	2,552	2,618	2,967
16. Harmonik	0,18	0,171	0,195	0,091
17. Harmonik	0,8	0,811	1,075	1,293
18. Harmonik	0,167	0,17	0,172	0,077
19. Harmonik	0,552	0,761	0,303	0,772
20. Harmonik	0,077	0,072	0,071	0,076
21. Harmonik	0,486	0,491	0,462	0,511
22. Harmonik	0,078	0,07	0,065	0,055
23. Harmonik	0,433	0,213	0,465	0,504
24. Harmonik	0,074	0,067	0,065	0,077
25. Harmonik	0,438	0,333	0,32	0,388

Harmonik bileşenlerin faz akımlarının genlik değerine katkısı az gözükse de ($I_{11} = 299,773A$ ve $I_{1\text{toplam}} = 303,35A$) bu harmonik bileşenler nötr barada birleştiğinde çok daha yüksek değerlere ulaşabilmektedirler.

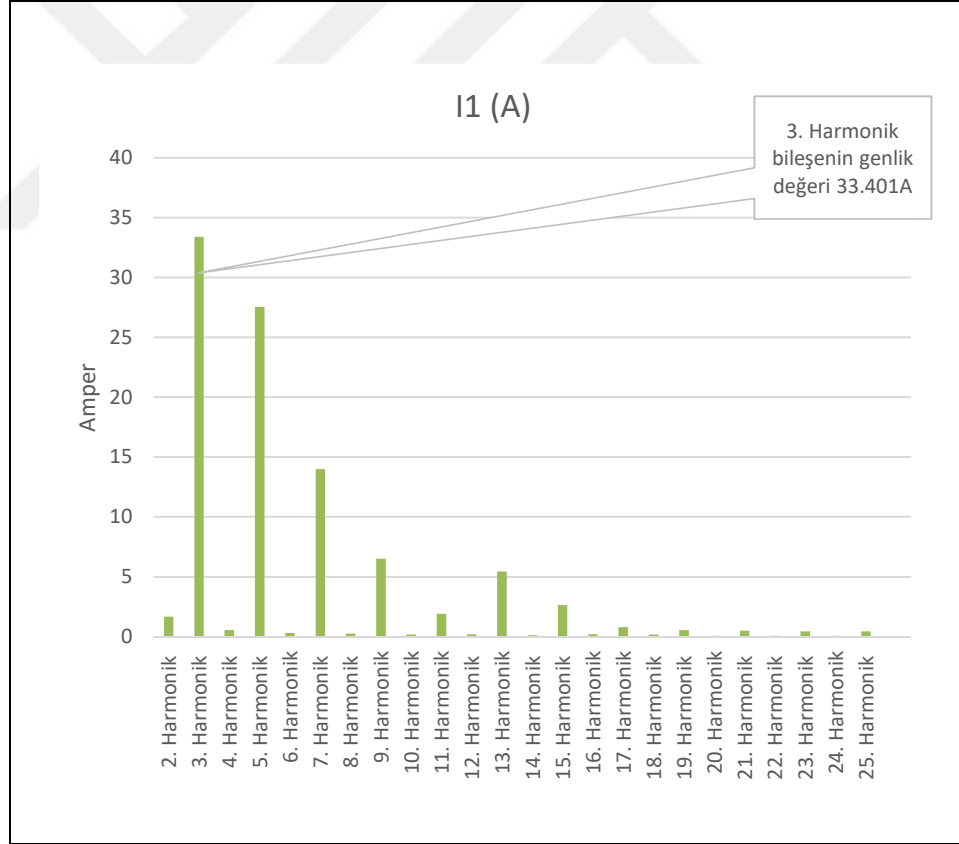
Tablo 5,1’de verilen ifadelerin hesaplanabilmesi için harmonikli akımın hesabında kullanılan ifadeler Eşitlik 5,1 ve 5.2’de verilmiştir.

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} i_n(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \sin(n\omega_1 t + \theta_n) \quad (5.1)$$

Eşitlik 5,1’de $i(t)$ harmonik bileşenleri bulunan akımın anlık değeri ifade etmektedir. i_n , n. Harmonik akımının ani değeri olup, DC terimler basitleştirme amacıyla ihmal edilmiştir. I_n , n. frekansa (f_1) ait açısai frekanstır. θ_n , n. harmonik için akıma ait faz açısıdır[49].

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} \quad (5.2)$$

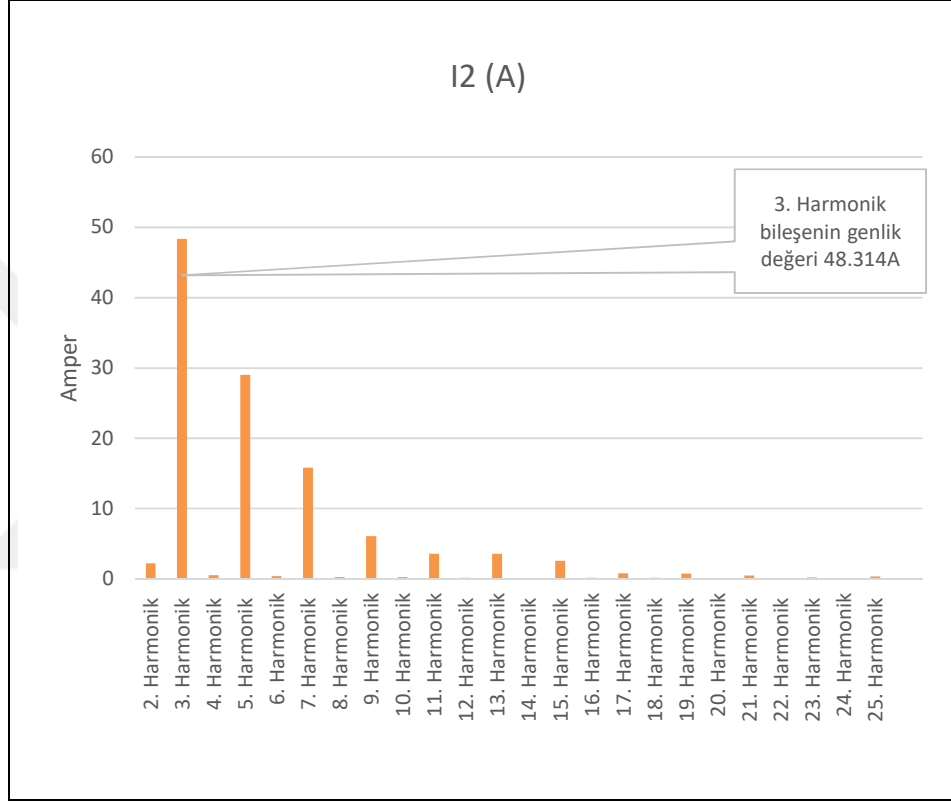
Eşitlik 5,2’de verilen ifade harmonikli akımın efektif değerini vermektedir [49].



Şekil 5.6: L1 fazına ait Akım harmoniklerinin genlikleri.

Şekil 5.6’da ölçüm günü saat 12.00’daki değerlerden elde edilmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermektedir. Şekilde akım harmoniklerinin genlikler temel frekans (50Hz) hariç

verilmektedir. Yirmi beşinci harmoniğe kadar yapılan ölçümlerin sonucunda görülmektedir ki temel frekans hariç en yüksek genlik değerine sırası ile üçüncü harmonik bileşen (150Hz), yedinci harmonik bileşen (350Hz) , beşinci harmonik bileşen (250Hz) ve dokuzuncu harmonik bileşen (450Hz) sahiptir. Üçüncü harmonik bileşenin genliği 33,401A ve temel bileşenin % 11,14'ü kadardır.

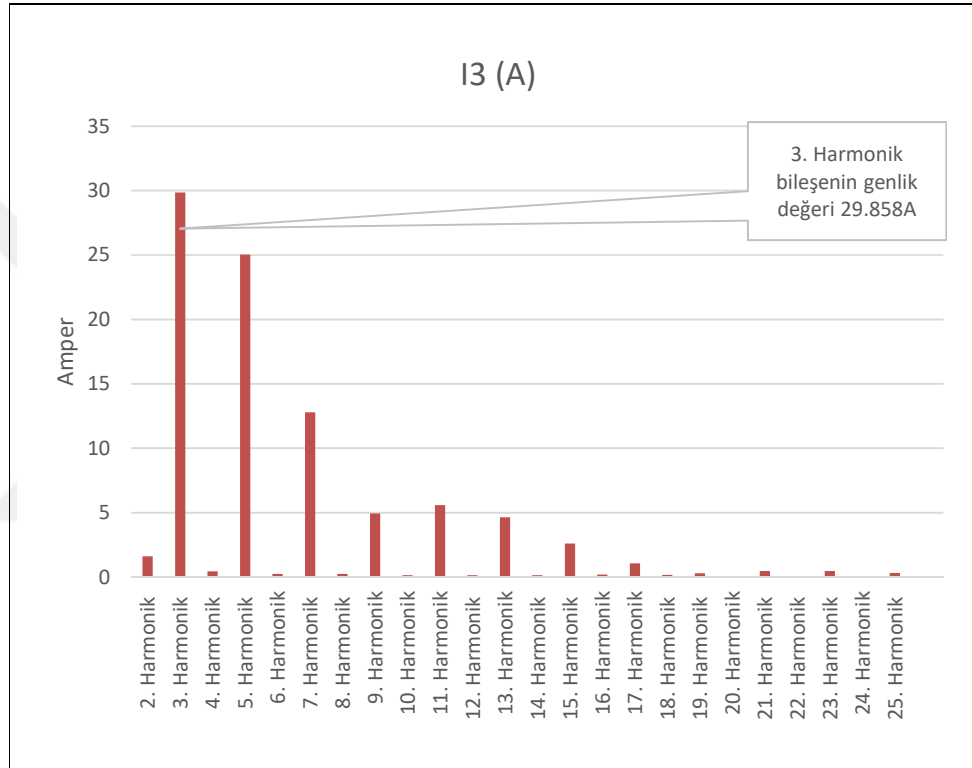


Şekil 5.7: L2 fazına ait Akım harmoniklerinin genlikleri.

Şekil 5.7’de ölçüm günü saat 12.00’daki değerlerden elde edilmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermektedir. Şekilde akım harmoniklerinin genlikler temel frekans (50hz) hariç verilmektedir. Yirmi beşinci harmoniğe kadar yapılan ölçümlerin sonucunda görülmektedir ki temel frekans hariç en yüksek genlik değerine sırası ile üçüncü harmonik bileşen (150Hz), yedinci harmonik bileşen (350Hz) , beşinci harmonik bileşen (250Hz) ve dokuzuncu harmonik bileşen (450Hz) sahiptir. Üçüncü harmonik bileşenin genliği 48,314A ve temel bileşenin % 13,39’u kadardır.

Aşağıda Şekil 5.8’de ölçüm günü saat 12.00’daki değerlerden elde edilmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper

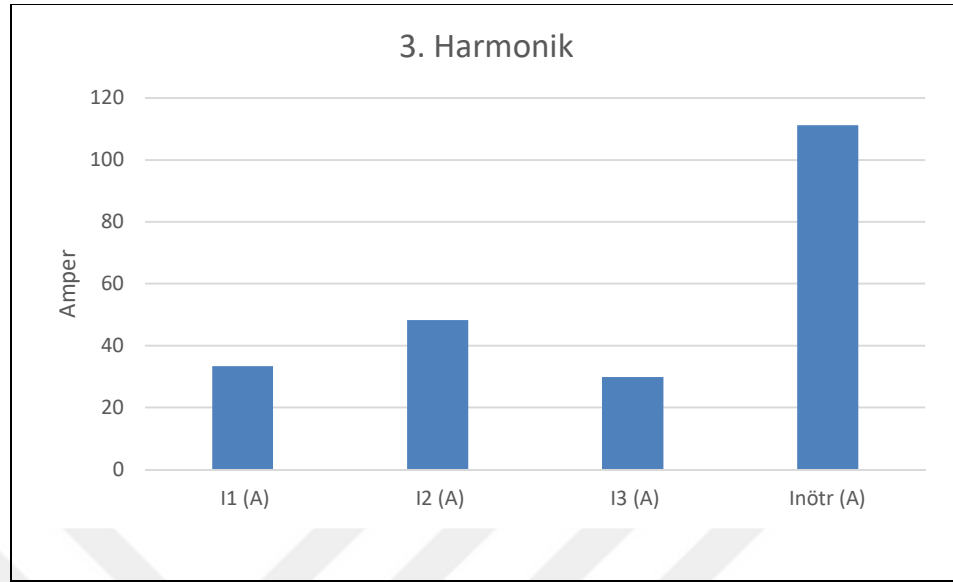
cinsinden vermektedir. Şekilde akım harmoniklerinin genlikler temel frekans (50hz) hariç verilmektedir. Yirmi beşinci harmoniğe kadar yapılan ölçümlerin sonucunda görülmektedir ki temel frekans hariç en yüksek genlik değerine sırası ile üçüncü harmonik bileşen (150Hz), yedinci harmonik bileşen (350Hz) , beşinci harmonik bileşen (250Hz) ve dokuzuncu harmonik bileşen (450Hz) sahiptir. Üçüncü harmonik bileşenin genliği 29,858A ve temel bileşenin % 8,27'si kadardır.



Şekil 5.8: L3 fazına ait Akım harmoniklerinin genlikleri.

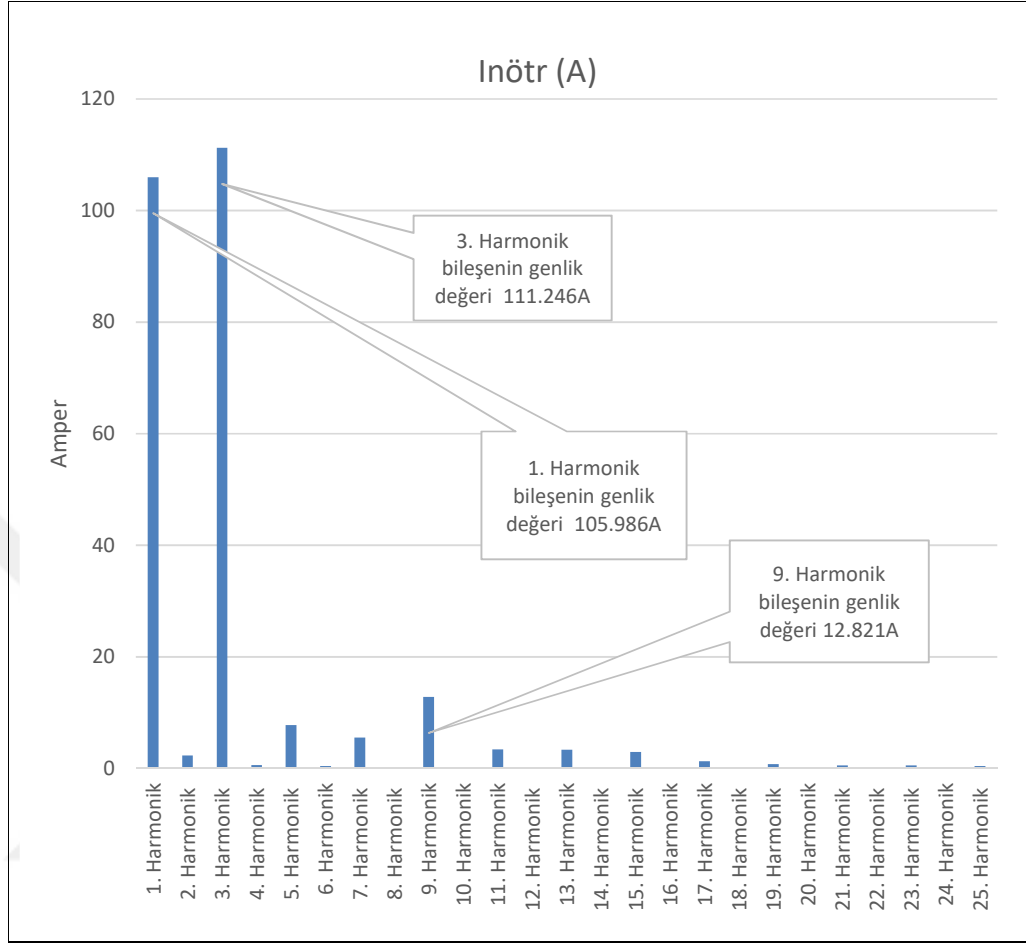
Faz akımlarının hepsinde baskın olan üçüncü harmonik bileşendir. Ölçüm anındaki I1 fazına ait üçüncü harmonik bileşen 33,401A, I2 fazına ait üçüncü harmonik bileşen 48,314A ve I3 fazına ait üçüncü harmonik bileşen 29,858A'dır. Faz akımlarının üçüncü harmonik bileşenleri arasında 360 derece faz farkı olduğu için nötr iletkeninde birbirini eklenerek nötr baradan geçen akımın üçüncü harmonik bileşeni 111,246A olarak ölçülmüştür. Şekil 5.9'da üçüncü harmonik bileşenlerin nötr de toplanması ile ortaya çıkan Nötr akımının üçüncü bileşeni gösterilmiştir.

Şekil 5.9'da faz akımlarının üçüncü harmonik bileşenleri ve Nötr akımının üçüncü harmonik bileşeni gösterilmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermektedir.



Şekil 5.9: Üçüncü harmonik bileşenler.

Harmonik mertebesi “n” için fazla arasında $n \cdot 120^\circ$ ’lik faz farkı olduğundan 3 ve 3’ün katı harmoniklerin herbiri 360° ’lik faz farkına yani birbirine eklenmesine neden olurlar [49].



Şekil 5.10: Nötr Akım harmoniklerinin genlikleri.

Şekil 5.10’da Nötr akım harmoniklerinin genlikler temel frekans (50hz) dahil verilmektedir. Yirmi beşinci harmoniğe kadar yapılan ölçümlerin sonucunda görülmektedir ki en yüksek genlik değerine sırası ile üçüncü harmonik bileşen (150Hz), birinci harmonik bileşen (50Hz) ve dokuzuncu harmonik bileşen (450Hz), sahiptir. Şekil 5.10’daki bilgiler Eşitlik 5.2’de verilen bağıntı kullanılarak yirmi beşinci harmoniğe kadar hesaplanırsa ise Nötr akımının etkin değeri $I_n=154,28A$ bulunur. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermektedir.

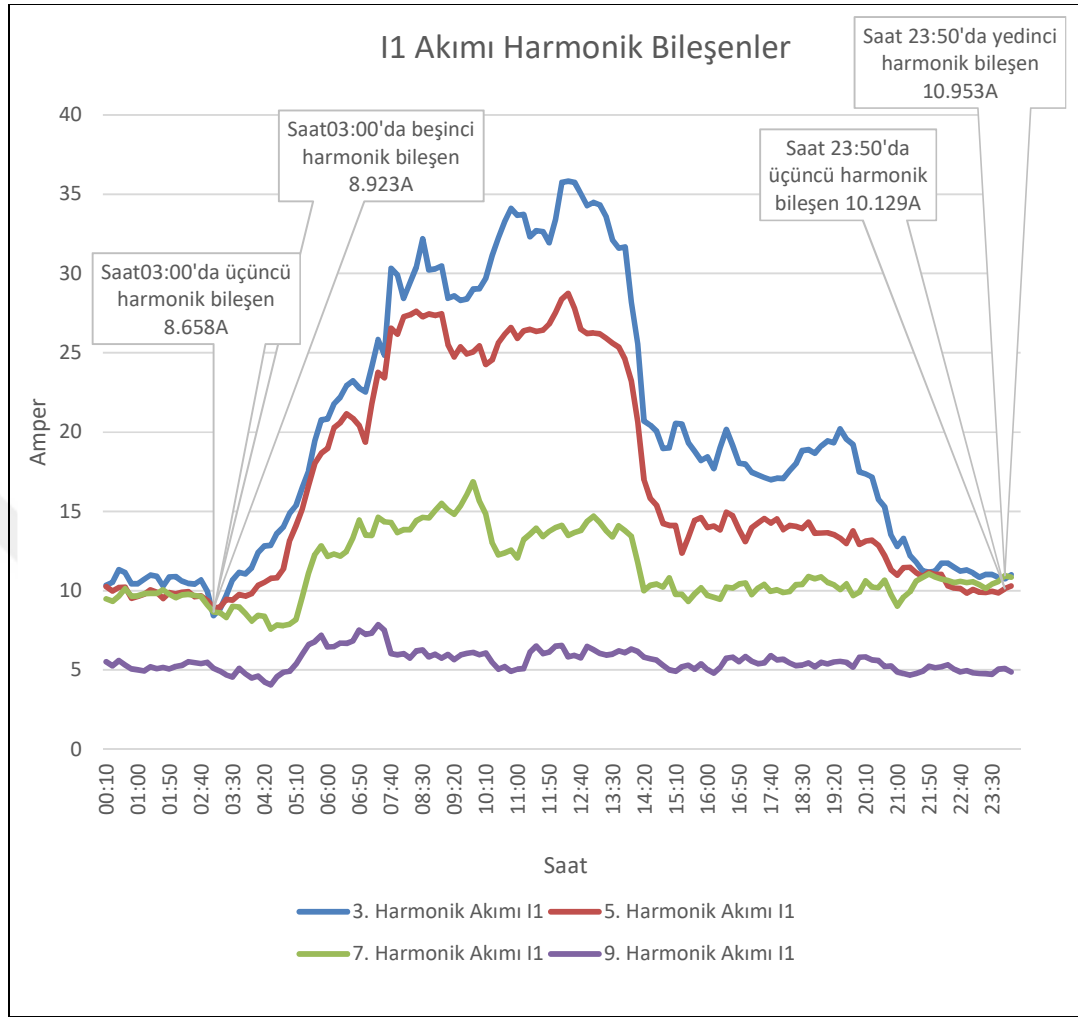
Eşitlik 5.2 Nötr akım genliklerinin birinci, üçüncü ve dokuzuncu bileşenleri için tekrar çözümlerse Eşitlik 5.3’den 154,185A sonucuna ulaşılır. Sonuç olarak ölçüm anı için Nötr akımlarının %99,9’u faz akımlarının birinci harmonik bileşenleri (temel frekanstaki dengesiz yüklenme), faz akımlarının üçüncü harmonik bileşenleri ve faz akımlarının dokuzuncu harmonik bileşenlerinden oluşmaktadır.

$$I_n = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} = \sqrt{111,246^2 + 105,986^2 + 12,821^2} = 154,185A \quad (5.3)$$

Bölüm 5.3’de Nötr akımının en yüksek olduğu gün 11 Eylül Çarşamba günü harmonik bileşenlerin gün içindeki değişimleri incelenecektir.

5.3.Harmonik Analizi III

Ölçümler bir tam gün onar dakikalık aralıklar ile yapılmıştır. Bu kısımda faz ve nötr iletkeninde üzerinde baskın olan birinci harmonik bileşen, üçüncü harmonik bileşen, yedinci harmonik bileşen ve dokuzuncu harmonik bileşenin yirmi dört saat içindeki değişimi incelenecektir. İlk olarak faz ve Nötr akımlarında etkili olan harmonik bileşenlerin gün içindeki değişimi incelenecek daha sonra harmonik bileşenlerin gün içinde faz akımlarındaki değişimi incelenecektir.

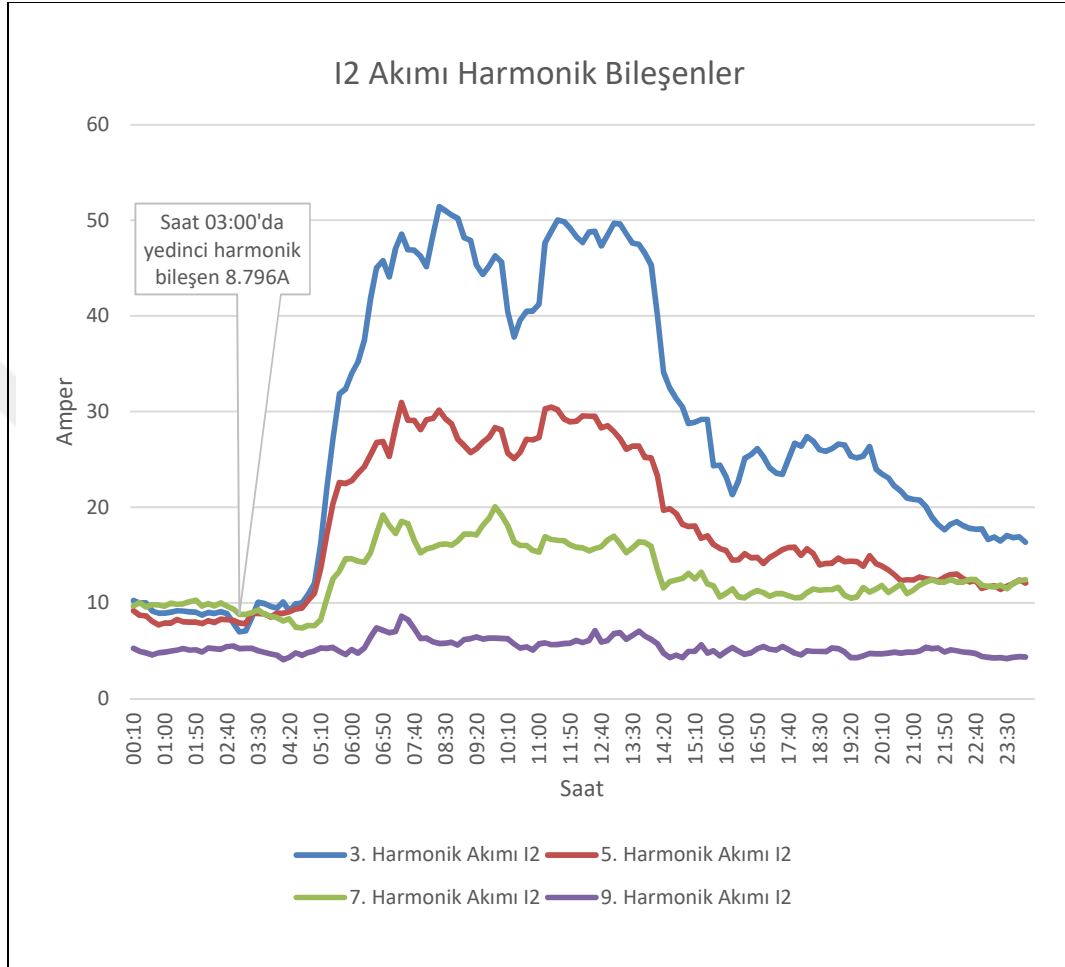


Şekil 5.11: I1 akımı harmonik bileşen akımları I_{13} , I_{15} , I_{17} ve I_{19} .

Şekil 5.11'de I1 akımına ait baskın olan I_{13} , I_{15} , I_{17} ve I_{19} harmonik bileşen 00:10 ile 24:00 arasında incelenmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır. Şekil 5.11'de görüleceği üzere gün boyunca en baskın harmonik bileşen üçüncü harmonik bileşendir.

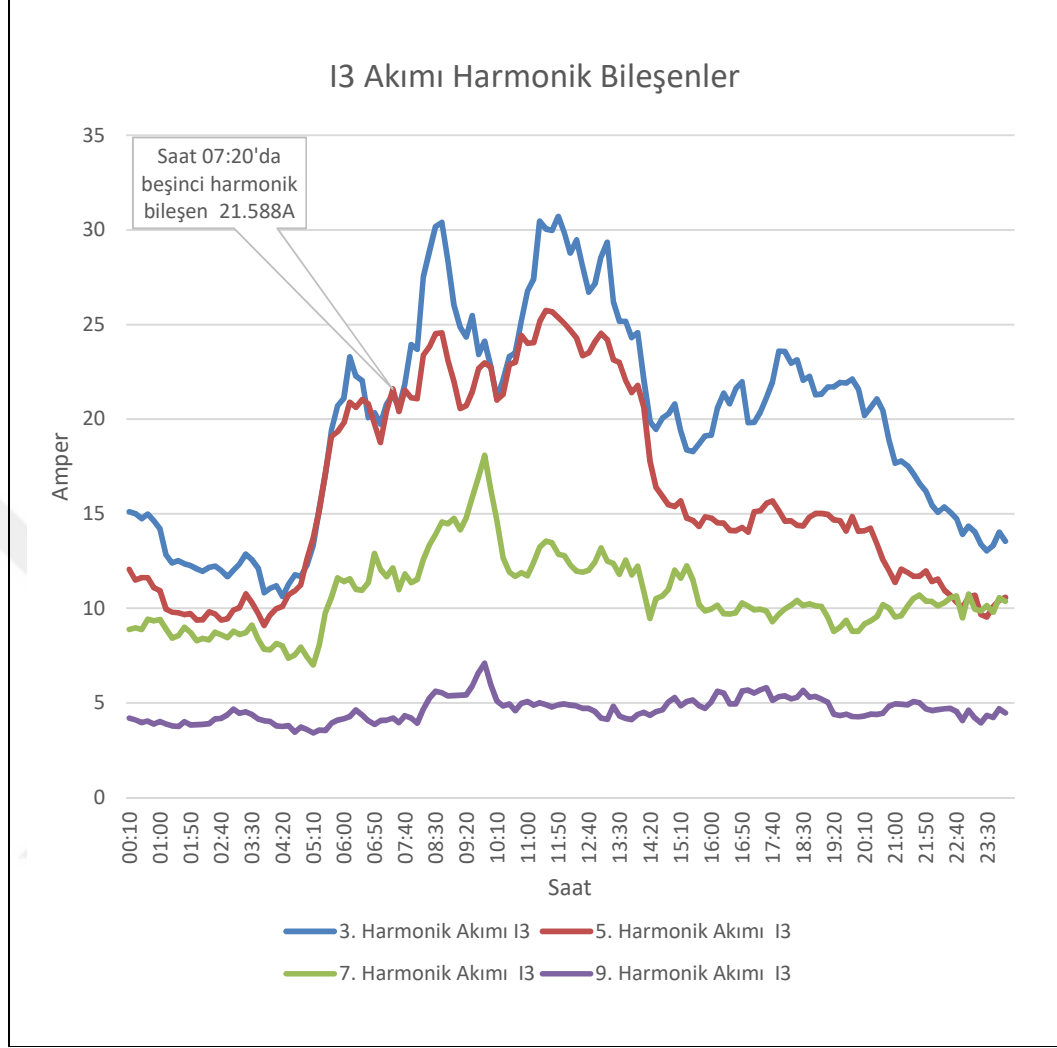
Diğer harmonik bileşenler sadece günün çok az bir kısmında baskındır. Şekil 5.11 incelendiğinde görülmektedir ki saat 03:00'da üçüncü harmonik bileşen $I_{13}=8,658A$ ve beşinci harmonik bileşen $I_{15} = 8,923A$ olarak ölçülmüştür. Saat 03:00 da en baskın bileşen beşinci harmonik bileşendir. Benzer şekilde saat 23:50'da

üçüncü harmonik bileşen $I_{13}=10,129A$ ve beşinci harmonik bileşen $I_{17} = 10,953$ olarak ölçülmüştür. Saat 23:50' de en baskın bileşen yedinci harmonik bileşendir.



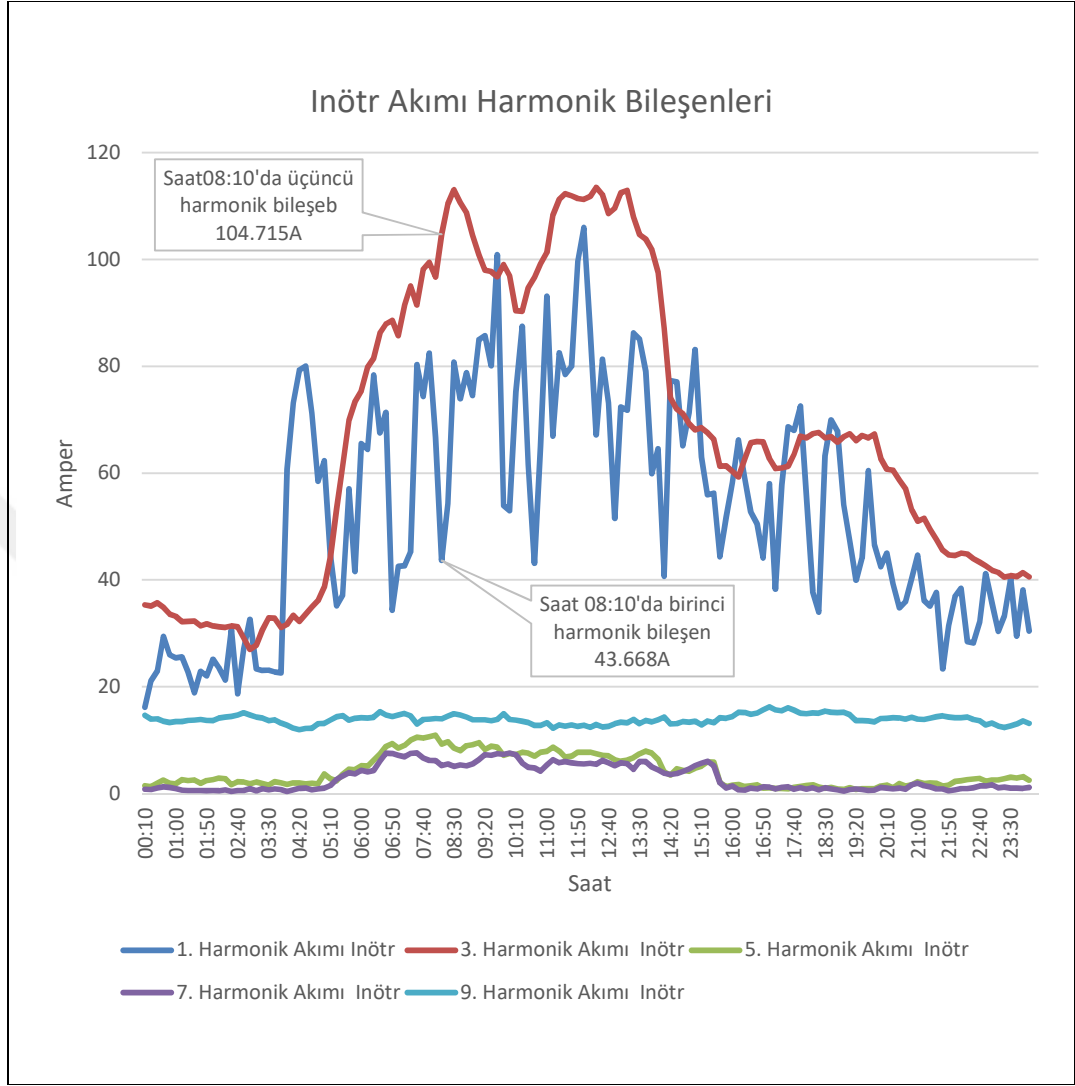
Şekil 5.12: I2 akımı harmonik bileşen akımları I_{23} , I_{25} , I_{27} ve I_{29} .

Şekil 5.12'de I2 akımına ait baskın olan I_{23} , I_{25} , I_{27} ve I_{29} harmonik bileşen 00:10 ile 24:00 arasında incelenmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır. Şekil 5.12'de görüleceği üzere gün boyunca en baskın harmonik bileşen üçüncü harmonik bileşendir. Diğer harmonik bileşenler sadece günün çok az bir kısmında baskındır. Şekil 5.12 incelendiğinde görülmektedir ki saat 00:40 ile 03:20 arasında en baskın harmonik bileşen yedinci harmonik bileşendir ve en yüksek değeri 03:00'da $I_{27} = 8,796A$ 'dır.



Şekil 5.13: I3 akımı harmonik bileşen akımları I_{3_3} , I_{3_5} , I_{3_7} ve I_{3_9} .

Şekil 5.13'de I3 akımına ait baskın olan I_{3_3} , I_{3_5} , I_{3_7} ve I_{3_9} harmonik bileşen 00:10 ile 24:00 arasında incelenmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır. Şekil 5.13'de görüleceği üzere gün boyunca en baskın harmonik bileşen üçüncü harmonik bileşendir. Diğer harmonik bileşenler sadece günün çok az bir kısmında baskındır. Şekil 5.13 incelendiğinde görülmektedir ki sadece 05:00, 05:10, 05:30, 06:40 ve 07:20 saatlerinde beşinci harmonik bileşen en baskın bileşendir ve bu saatlerdeki en yüksek değeri 07:20'de $I_{3_5} = 21,588A$ 'dır.



Şekil 5.14: İnötr akımı harmonik bileşen akımları $Inötr_1$, $Inötr_3$, $Inötr_5$, $Inötr_7$ ve $Inötr_9$.

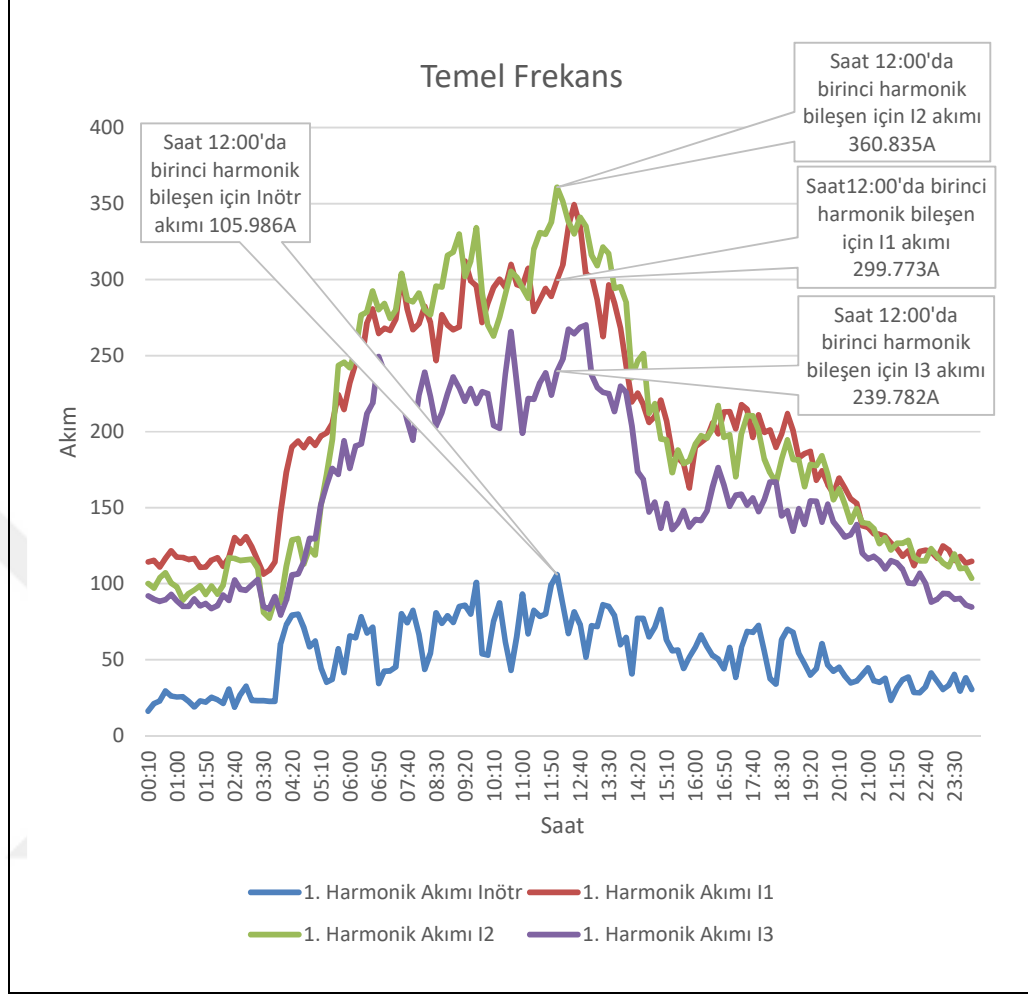
Şekil 5.14'de 13 akımına ait baskın olan $Inötr_1$, $Inötr_3$, $Inötr_5$, $Inötr_7$ ve $Inötr_9$ harmonik bileşen 00:10 ile 24:00 arasında incelenmiştir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır. Şekil 5.14'de görüleceği üzere gün boyunca çoğunluklar üçüncü harmonik bileşen baskındır. Günün belli bir kısmında faz akımlarının temel bileşenleri arasındaki genlik farkından (dengesizlikten) kaynaklanan birinci harmonik bileşen üçüncü harmonik bileşenin üzerine çıkmaktadır. Sabah 04:00 ile 05:00 arasında Nötr akımı üzerine en etkili bileşen dengesizlikten kaynaklanan

birinci harmonik bileşendir. Günün %13.88'lik bölümünde birinci harmonik bileşen en baskın bileşendir. Nötr akımının birinci ve     nc  harmonik bileşenleri arasındaki farkın en yüksek olduğu saat 08:10'dur. Bu saatte Nötr akımının birinci harmonik bileşeni $In tr_1 = 43,668A$ ve     nc  harmonik bileşeni $In tr_3 = 104,715A$ değerini alır.

 l  m yapılan gün Nötr akımının en yüksek olduğu saat 12:00'da  ekil 5.10'da da gösterildiği üzere incelediğimiz nötr barada Nötr akımı üzerinde etkili olan bileşenler:

- i) Dengesizlikten kaynaklanan birinci harmonik bileşen,
- ii)    harmonik bileşen ve
- iii) Dokuzuncu harmonik bileşendir.

Şekil 5.11,  ekil 5.12,  ekil 5.13 ve  ekil 5.14'de faz akımlarında etkili olan harmonik bileşenlerin gün içindeki değişimleri gösterilmiştir. A a ıda  ekil 5.15'den  ekil 5.18'e kadar nötr barada okunan Nötr akımlarını oluşturan faz akımlarının birinci,     nc  ve dokuzuncu harmonik değişimleri gösterilecektir.



Şekil 5.15: Temel frekans I_{1_1} , I_{2_1} , I_{3_1} ve $Inötr_1$ akımları.

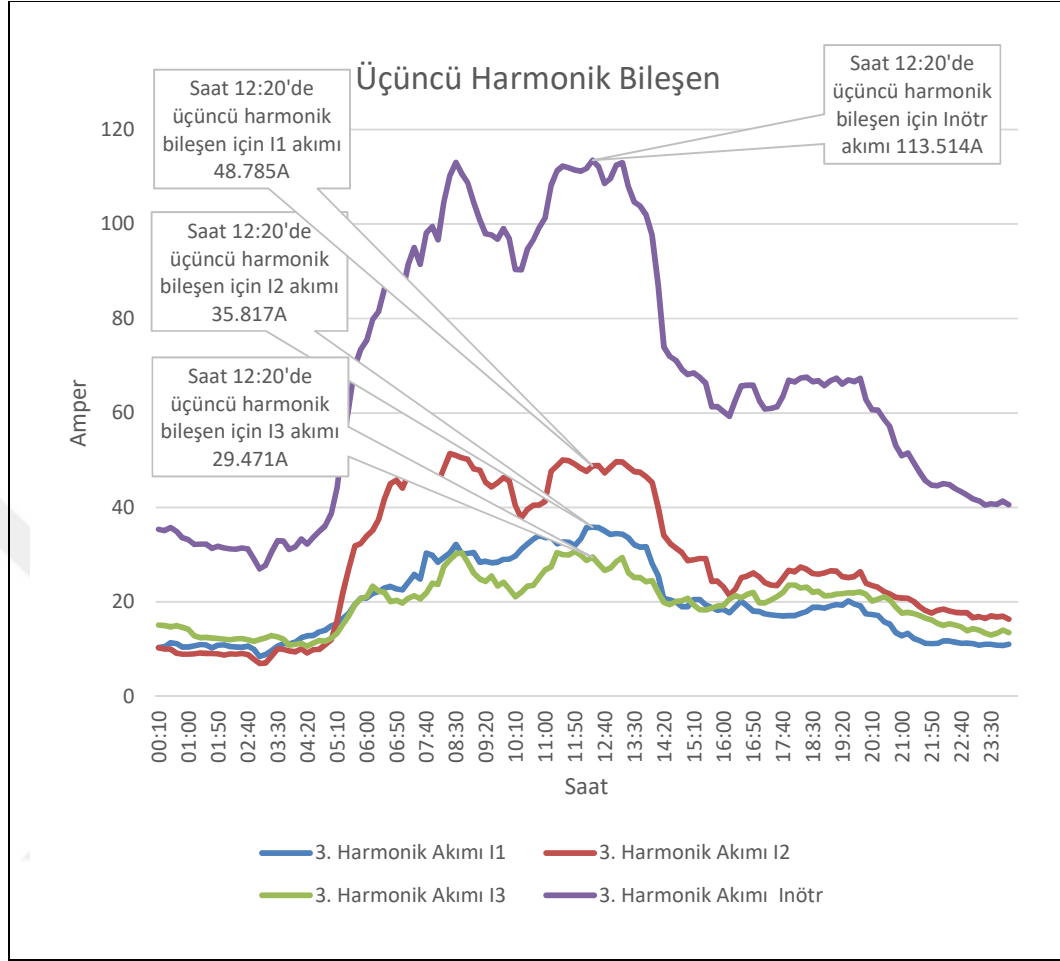
Şekil 5.15’de ölçüm günü saat 00:10 ile 24:00 arasında I_1, I_2, I_3 ve $Inötr$ akımlarının temel frekanstaki (50hz) genliklerinin bir tam gündeki değişimi verilmektedir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklarla ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır. Şekil 5.15’de ölçüm günü saat 00:10 ile 24:00 arasında I_1, I_2, I_3 ve $Inötr$ akımlarının temel frekanstaki (50hz) genliklerinin bir tam gündeki değişimi verilmektedir.

Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklarla ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır. Grafik incelendiğinde görülmektedir

ki ölçüm süresi boyunca temel frekanstaki faz dengesizliğinden kaynaklanan $Inötr_1$ Nötr akımlarının en yüksek olduğu zaman saat 12:00'dır ve bu zaman diliminde $I_{1_1} = 299,773A$, $I_{2_1} = 360,835A$ ve $I_{3_1} = 239,782A$ olarak ölçülmüştür. Saat 12:00 da temel bileşen faz akımları arasındaki genlik farkı maksimum değerine ulaştığından $Inötr_1$ akımında en yüksek değerine ulaşmıştır. Bu dengesiz faz akımları nötr barasında $Inötr_1=105,986A$ akım akmasına sebep olmuştur. Saat 12:00'de tüm harmonikleri içeren Nötr akımı $Inötr=154,28A$ olarak ölçülmüştür. Şekil 5.15 incelendiğinde görülmektedir ki ölçüm süresi boyunca temel frekanstaki faz dengesizliğinden kaynaklanan $Inötr_1$ Nötr akımlarının en düşük olduğu zaman saat 00:10'dır ve bu zaman diliminde $I_{1_1} = 114,338A$, $I_{2_1} = 100,014A$ ve $I_{3_1} = 91,953A$ olarak ölçülmüştür.

Saat 00:10 da temel bileşen faz akımları arasındaki genlik farkı minimum değere ulaştığından $Inötr_1$ akımında en düşük değerini almıştır. Bu dengesiz faz akımları nötr barasında $Inötr_1=16,159A$ akım akmasına sebep olmuştur. Saat 12:00'de tüm harmonikleri içeren Nötr akımı $Inötr=42,221A$ olarak ölçülmüştür.

Şekil 5.16'da ölçüm günü saat 00:10 ile 24:00 arasında I_1, I_2, I_3 ve $Inötr$ akımlarının üçüncü harmonik bileşenlerinin (150hz) genliklerinin bir tam gündeki değişimi verilmektedir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır.

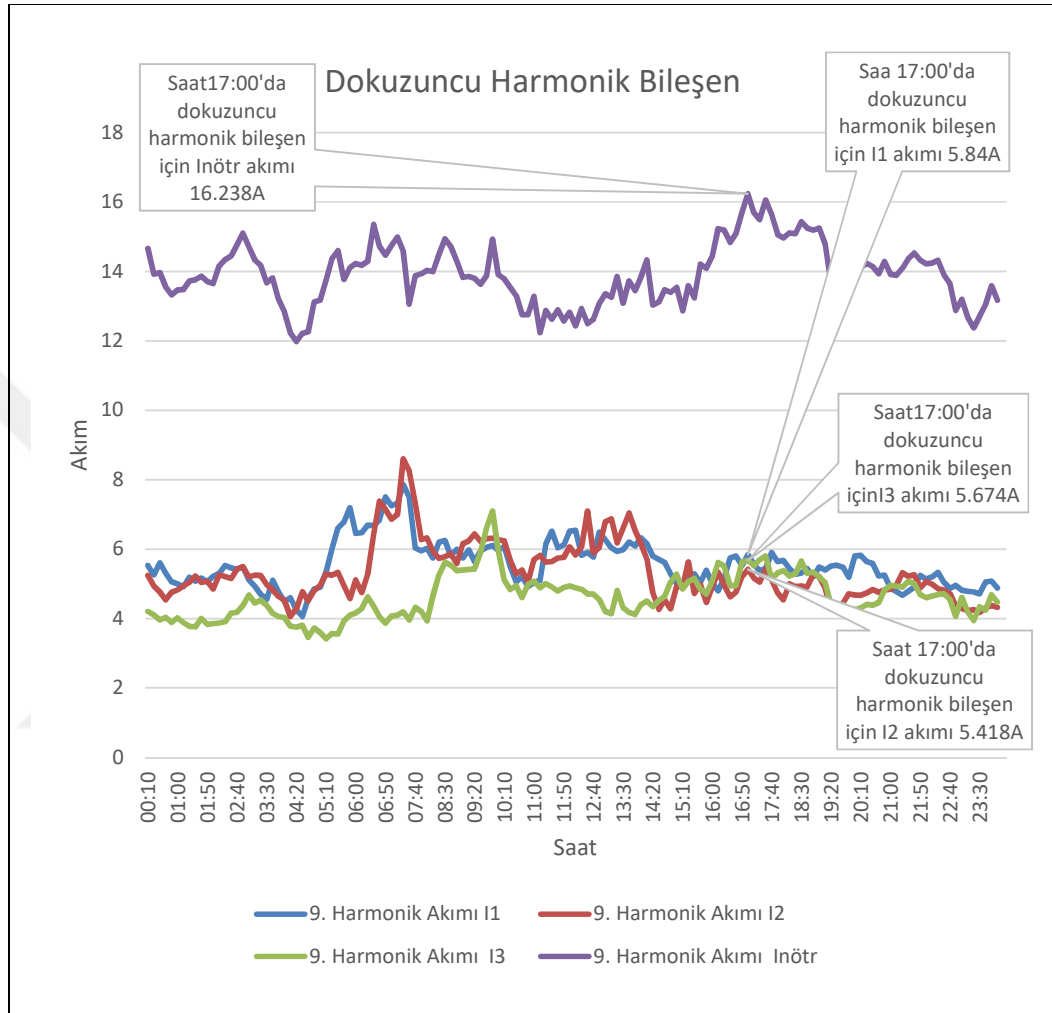


Şekil 5.16: Üçüncü harmonik bileşen akımları I_{13} , I_{23} , I_{33} ve $Inötr_3$.

Grafik incelendiğinde görülmektedir ki ölçüm süresi boyunca faz akımlarına ait üçüncü harmonik bileşenlerin nötr'de toplanması ile ortaya çıkan Nötr akımının üçüncü bileşeninin en yüksek olduğu zaman saat 12:20'dir ve bu zaman diliminde $I_{13} = 35,817A$, $I_{23} = 48,785A$ ve $I_{33} = 29,471A$ olarak ölçülmüştür. Faz akımlarına ait bu üçüncü harmonik bileşenler saat 12:20'de nötr barasından $Inötr_3 = 113,514A$ akım akmasına sebep olmuştur ve saat 12:20'de tüm harmonikleri içeren Nötr akımı $Inötr = 142,33A$ olarak ölçülmüştür.

Grafik incelendiğinde görülmektedir ki ölçüm süresi boyunca faz akımlarına ait üçüncü harmonik bileşenlerin nötr'de toplanması ile ortaya çıkan Nötr akımının üçüncü bileşeninin en düşük olduğu zaman saat 03:00'dır ve bu zaman diliminde $I_{13} = 8,42A$, $I_{23} = 6,961A$ ve $I_{33} = 12,026A$ olarak ölçülmüştür. Faz akımlarına ait bu üçüncü harmonik bileşenler saat 03:00'da nötr barasından

$In_{\text{ötr}_3}=29,988\text{A}$ akım akmasına sebep olmuştur ve saat 03:00'da tüm harmonikleri içeren Nötr akımı $In_{\text{ötr}}=45,414\text{A}$ olarak ölçülmüştür.



Şekil 5.17: Dokuzuncu harmonik bileşen akımları I_{1_9} , I_{2_9} , I_{3_9} ve $In_{\text{ötr}_9}$.

Şekil 5.17'de ölçüm günü saat 00:10 ile 24:00 arasında I_{1_9} , I_{2_9} , I_{3_9} ve $In_{\text{ötr}_9}$ akımlarının dokuzuncu harmonik bileşenlerinin (450hz) genliklerinin bir tam gündeki değişimi verilmektedir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır.

Grafik incelendiğinde görülmektedir ki ölçüm süresi boyunca faz akımlarına ait dokuzuncu harmonik bileşenlerin nötr'de toplanması ile ortaya çıkan Nötr akımının dokuzuncu bileşeninin en yüksek olduğu zaman saat 17:00'dır ve bu zaman diliminde

$I_{19} = 5,84A$, $I_{29} = 5,418A$ ve $I_{39} = 5,674A$ olarak ölçülmüştür. Faz akımlarına ait bu dokuzuncu harmonik bileşenler saat 17:00'da nötr barasından $Inötr_9 = 16,238A$ akım akmasına sebep olmuştur ve saat 17:00'da tüm harmonikleri içeren Nötr akımı $Inötr = 82,22A$ olarak ölçülmüştür. Grafik incelendiğinde görülmektedir ki ölçüm süresi boyunca faz akımlarına ait dokuzuncu harmonik bileşenlerin nötr'de toplanması ile ortaya çıkan Nötr akımının dokuzuncu bileşeninin en düşük olduğu zaman saat 04:20'dir ve bu zaman diliminde $I_{19} = 4,244A$, $I_{29} = 4,288A$ ve $I_{39} = 3,753A$ olarak ölçülmüştür. Faz akımlarına ait bu dokuzuncu harmonik bileşenler saat 04:20'de nötr barasından $Inötr_9 = 11,981A$ akım akmasına sebep olmuştur ve saat 04:20'de tüm harmonikleri içeren Nötr akımı $Inötr = 86,33A$ olarak ölçülmüştür.

Bundan sonraki kısım Bölüm 5.4'de gün içinde Nötr akımlarının ne kadarı faz dengesizliğinden ne kadarı üç ve üçün katı harmoniklerden oluştuğu incelenecektir. Nötr akımların etkin değeri ve birinci harmonik bileşeni karşılaştırılacaktır.

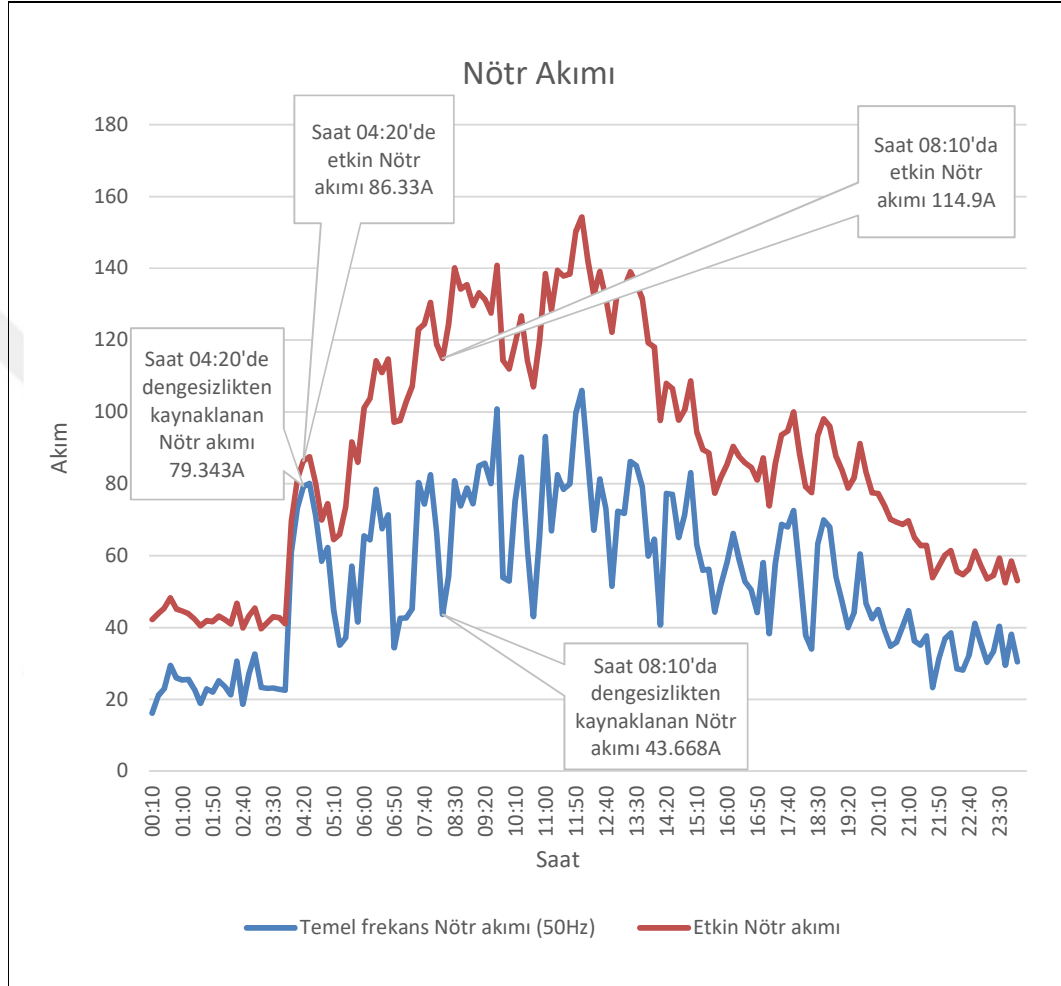
5.4. Harmonik Analizi IV

Bu bölümde bir ay süre ile yapılan ölçüm sonuçlarına göre ölçüm periyodundaki en yüksek nötr akımlarının elde edildiği 11 Eylül Çarşamba günü için Nötr akımlarının ne kadarı faz dengesizliğinden ne kadarı üç ve üçün katı harmoniklerden oluştuğu analiz edilecektir.

Şekil 5.18'de şebekede nötr barada yapılan ölçüm sonuçları Nötr akımları temel frekansta (50Hz) ve etkin Nötr akımları (25. Harmoniğe kadar ki bileşenlerinin toplamı) amper cinsinde verilmektedir. Grafikte y ekseninde verilen ifadeler harmonik bileşenlerinin genliklerini amper cinsinden vermekte ve grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüş ve her bir akım bileşeni için 144 adet veriden oluşmaktadır.

Şekil 5.18'de verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir ki temel frekans Nötr akımı ve etkin Nötr akımının birbirine en yakın olunduğu zaman Şekil 5.18'de de gösterildiği gibi saat 04:20'dir. Bu saat dilimi etkin Nötr akımının %91.9'u faz akımlarının temel bileşenlerinin dengesizliğinden kaynaklanmaktadır. Saat 04:20'deki ölçüm değerlerinden görülmektedir ki temel frekanstan kaynaklanan dengesizlik akımlarının genlikleri $I_{11} = 190,161A$, $I_{12} = 128,647A$ $I_{13} = 105,775A$ ve neden olduğu

$Inötr_1 = 79,343A$ amper civarındadır. Aynı saat diliminde harmonik içeren faz akımlarının etkin değerleri $I1=191,205A$, $I2=129,702A$, $I3=107,243A$ ve toplam Nötr akımı $Inötr=86,33A$ amper civarındadır.



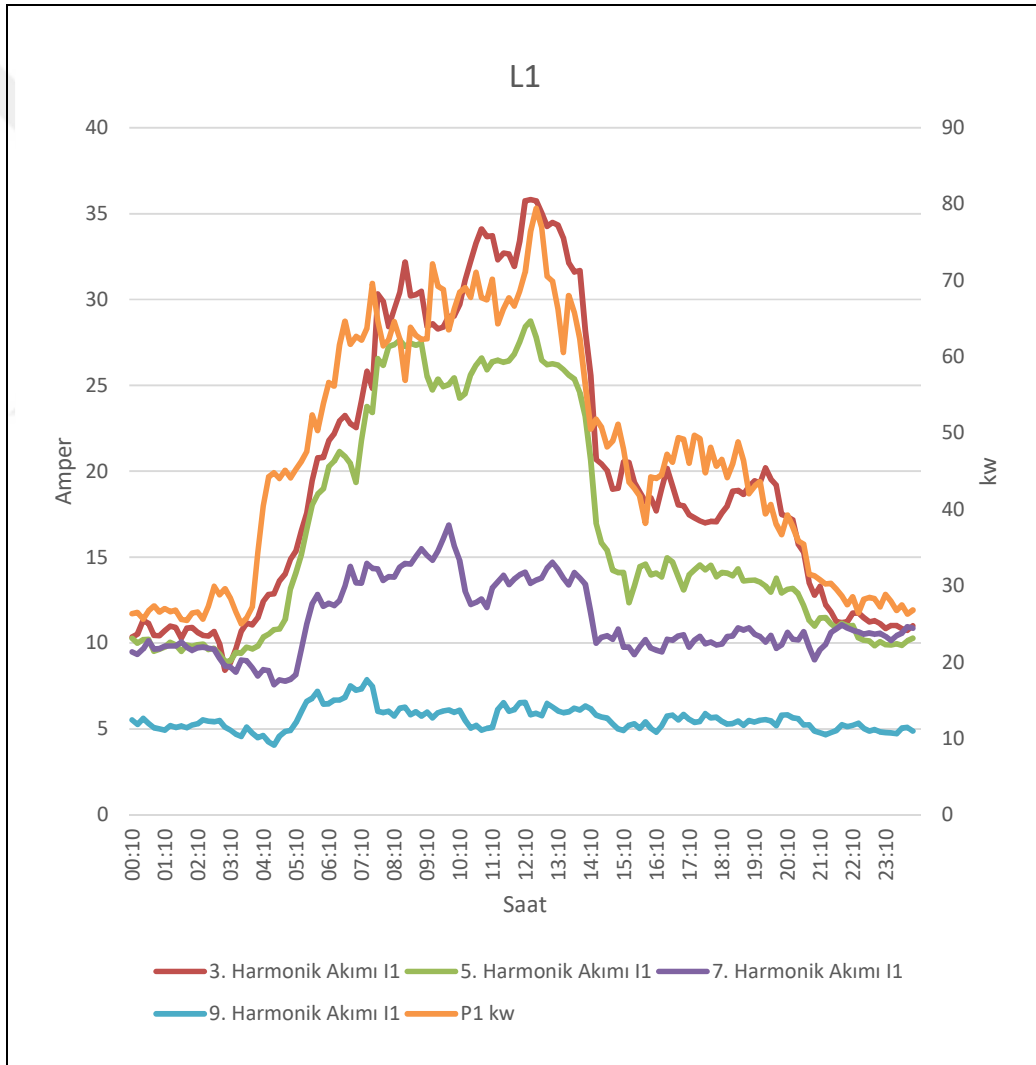
Şekil 5.18: Temel frekans Nötr akımı ve Topla Nötr akımları.

Şekil 5.18'de verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir ki temel frekans Nötr akımı ve etkin Nötr akımının birbirine en uzak olduğu zaman Şekil 5.18'de de gösterildiği gibi saat 08:10'dur. Bu saat dilimi etkin Nötr akımının %38'i faz akımlarının temel bileşenlerinin dengesizliğinden kaynaklanmaktadır. Saat 08:10'daki ölçüm değerlerinden görülmektedir ki temel frekanstan kaynaklanan dengesizlik akımlarının genlikleri $I1_1=282,466A$, $I1_2=280,195A$, $I1_3=239,055A$ ve neden olduğu $Inötr_1 = 43,668A$ amper civarındadır. Aynı saat diliminde harmonik içeren faz akımlarının etkin değerleri $I1=285,781A$, $I2=286,445A$, $I3=242,273A$ ve toplam Nötr akımı $Inötr=114,9A$ amper civarındadır.

Bölüm 5.5’de gün içinde dağıtım trafosundan çekilen aktif gücün faz akımlarındaki harmonik bileşenlerin gün içindeki değişimleri ile ilişkisi olup olmadığı incelenecektir.

5.5.Harmonik Analizi V

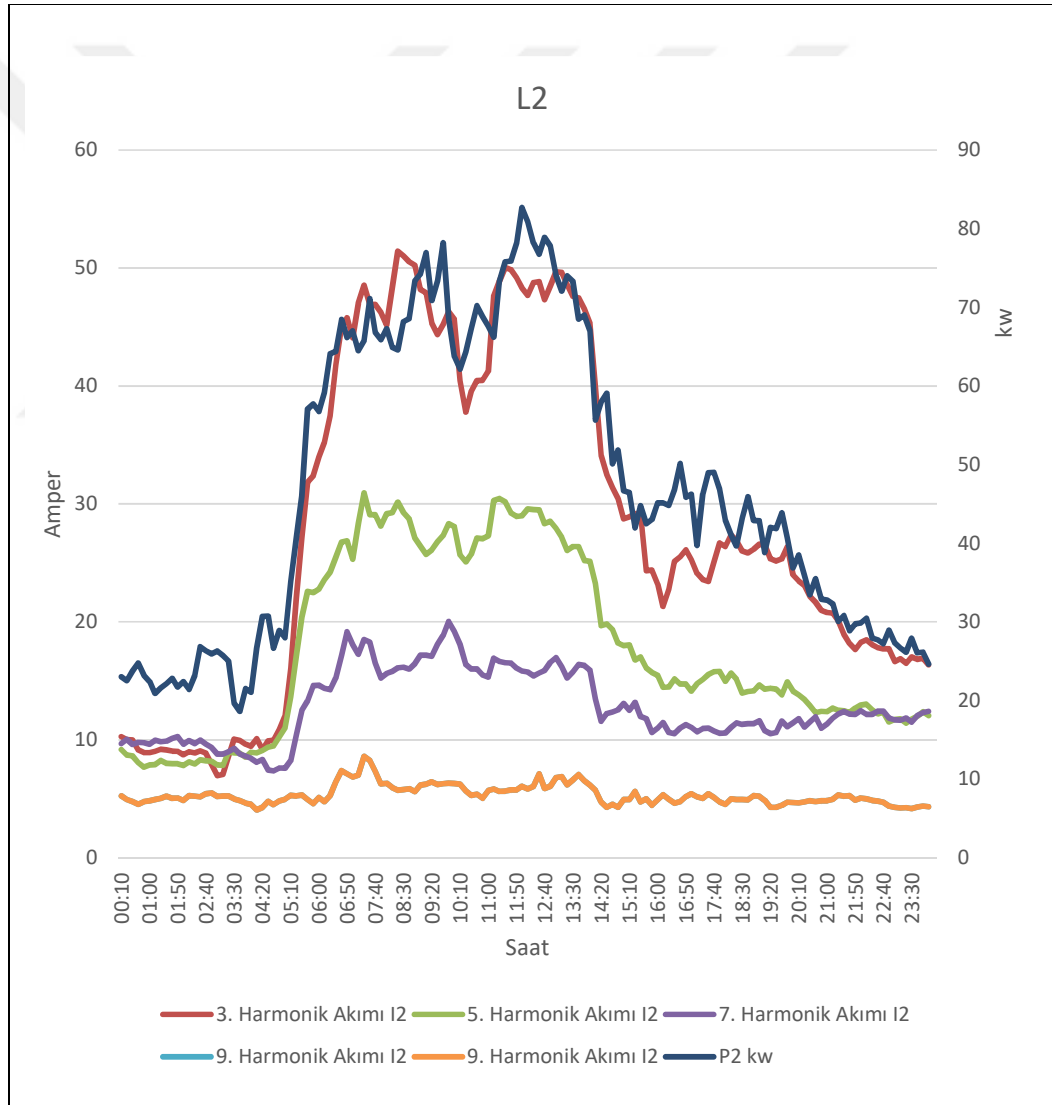
Bu bölümde faz ve Nötr akımlarına ait harmonik bileşenlerin tüketilen aktif güç ile ilişkisi incelenecektir.



Şekil 5.19: L1 fazına ait Aktif güç ve Harmonik akım bileşenleri.

Şekil 5.19’da Grafikte y1 (sol taraf) ekseninde verilen ifadeler ölçülen etkin I1 akımının üçüncü, beşinci, yedinci ve dokuzuncu harmonik bileşenlerine ait olup akımlarının genliklerini amper cinsinden vermektedir. Grafikte y2 (sağ taraf)

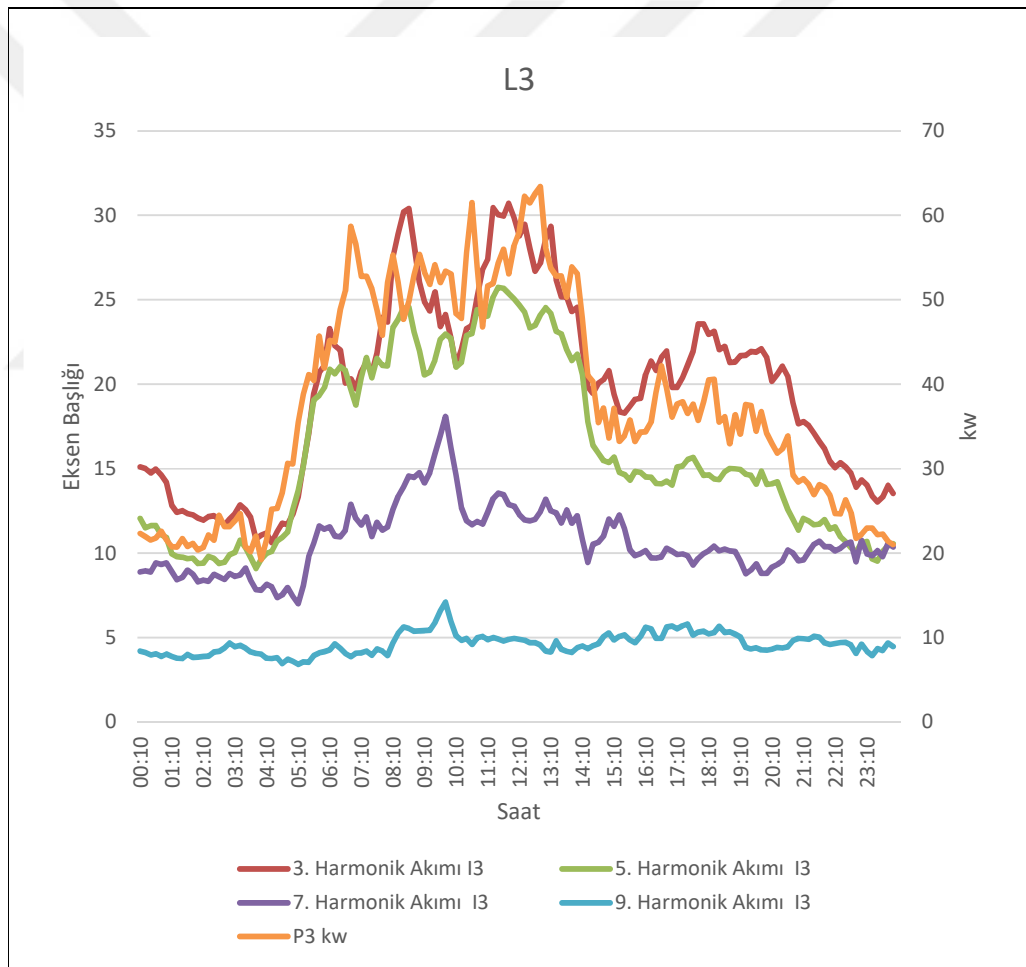
ekseninde verilen ifadeler dağıtım trafosundan tüketilen L1 fazına ait aktif güç olup kilowatt cinsinden vermektedir. Grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüştür. Şekil 5.19’da verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir L1 fazına ait I1₃, I1₅, I1₇ ve I1₉ akım harmoniklerinin gün içindeki değişimi dağıtım trafosundan tüketilen L1 fazının aktif gücü ile benzerlik göstermektedir. Tüketim arttığı zaman diliminde ölçülen görülmektedir L1 fazına ait akım harmoniklerinin genliklerinin de arttığı gözlenmiştir.



Şekil 5.20: L2 fazına ait Aktif güç ve Harmonik akım bileşenleri.

Şekil 5.20’de Grafikte y1 (sol taraf) ekseninde verilen ifadeler ölçülen etkin I2 akımının üçüncü, beşini, yedinci ve dokuzuncu harmonik bileşenlerine ait olup

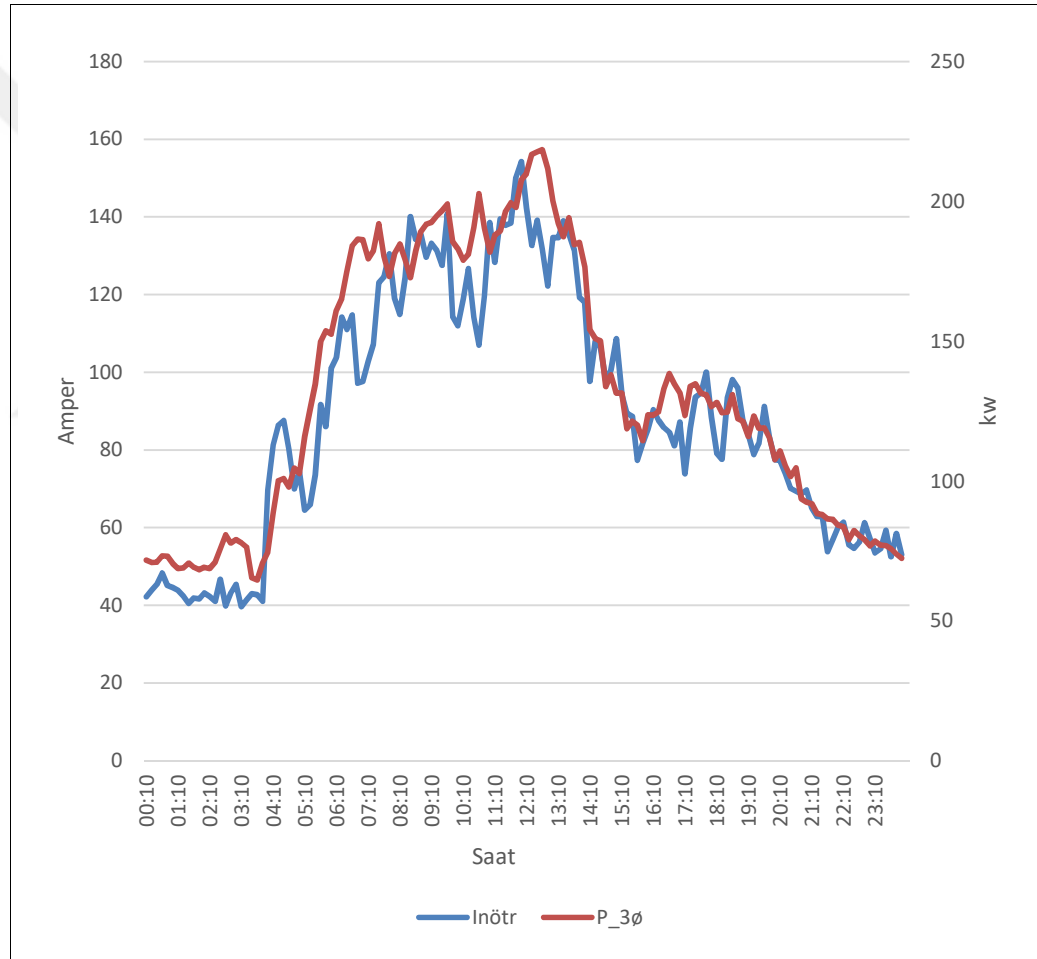
akımlarının genliklerini amper cinsinden vermektedir. Grafikte y2 (sağ taraf) ekseninde verilen ifadeler dağıtım trafosundan tüketilen L2 fazına ait aktif güç olup kilowatt cinsinden vermektedir. Grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüştür. Şekil 5.20’de verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir L2 fazına ait I_{23} , I_{25} , I_{27} ve I_{29} akım harmoniklerinin gün içindeki değişimi dağıtım trafosundan tüketilen L2 fazının aktif gücü ile benzerlik göstermektedir. Tüketim arttığı zaman diliminde ölçülen görülmektedir L2 fazına ait akım harmoniklerinin genliklerinin de arttığı gözlenmiştir.



Şekil 5.21: L3 fazına ait Aktif güç ve Harmonik akım bileşenleri.

Şekil 5.21’de Grafikte y1 (sol taraf) ekseninde verilen ifadeler ölçülen etkin I3 akımının üçüncü, beşini, yedinci ve dokuzuncu harmonik bileşenlerine ait olup akımlarının genliklerini amper cinsinden vermektedir. Grafikte y2 (sağ taraf)

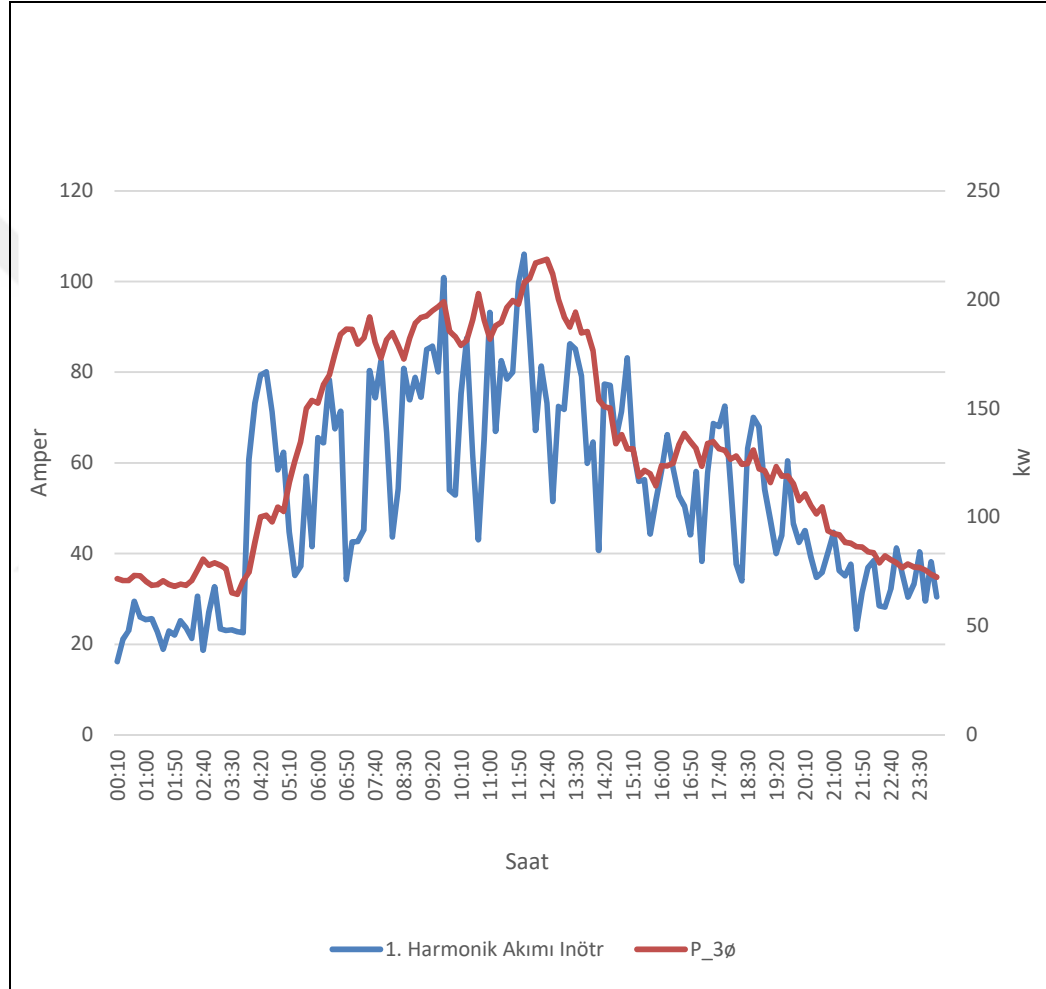
ekseninde verilen ifadeler dağıtım trafosundan tüketilen L3 fazına ait aktif güç olup kilowatt cinsinden vermektedir. Grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüştür. Şekil 5.21’de verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir L3 fazına ait I_{3_3} , I_{3_5} , I_{3_7} ve I_{3_9} akım harmoniklerinin gün içindeki değişimi dağıtım trafosundan tüketilen L3 fazının aktif gücü ile benzerlik göstermektedir. Tüketim arttığı zaman diliminde ölçülen görülmektedir L3 fazına ait akım harmoniklerinin genliklerinin de arttığı gözlenmiştir.



Şekil 5.22: Aktif güç ve etkin Nötr akımı.

Şekil 5.22’de Grafikte y1 (sol taraf) ekseninde verilen ifadeler ölçülen etkin Nötr akımlarına ait olup akımlarının genliklerini amper cinsinden vermektedir. Grafikte y2 (sağ taraf) ekseninde verilen ifadeler dağıtım trafosundan tüketilen üç fazlı aktif güce ait olup kilowatt cinsinden vermektedir.

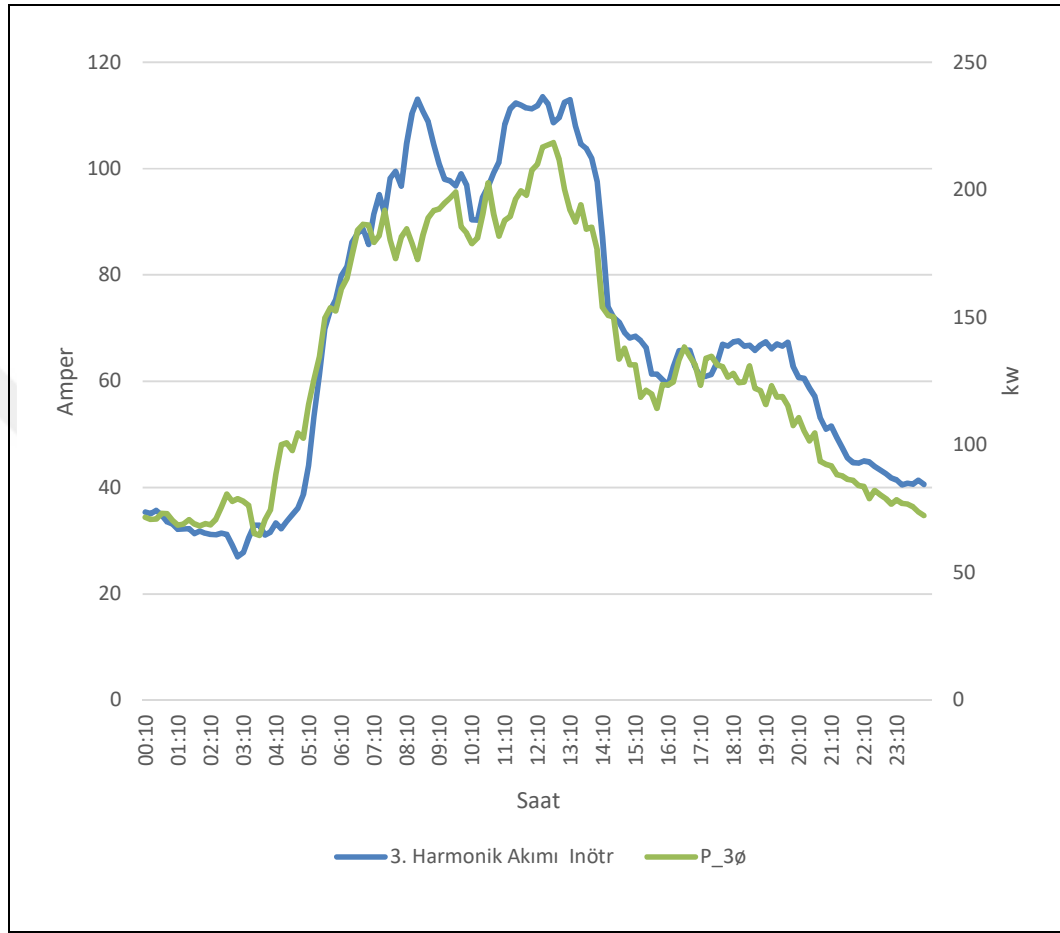
Grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüştür. Şekil 5.22’de verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir tüketilen üç faz aktif güç ve etkin Nötr akımlarının gün içindeki değişimi benzerlik göstermektedir. Tüketim arttığı zaman diliminde ölçülen Nötr akımlarıda artmıştır.



Şekil 5.23: Aktif güç ve Temel frekans Nötr akımı.

Şekil 5.23’de Grafikte y1 (sol taraf) ekseninde verilen ifadeler ölçülen Nötr akımlarının birinci harmonik bileşenine ait olup akımlarının genliklerini amper cinsinden vermektedir. Grafikte y2 (sağ taraf) ekseninde verilen ifadeler dağıtım trafosundan tüketilen üç fazlı aktif güce ait olup kilowatt cinsinden vermektedir. Grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüştür. Şekil 5.25’de verilen

grafikler incelendiğinde görülmektedir tüketilen üç faz aktif güç ve Nötr akımlarının birinci harmonik bileşeninin gün içindeki değişimi benzerlik göstermemektedir.



Şekil 5.24: Aktif güç ve Nötr akımı üçüncü harmonik bileşen.

Şekil 5.24'de Grafikte y1 (sol taraf) ekseninde verilen ifadeler ölçülen Nötr akımlarının üçüncü harmonik bileşenine ait olup akımlarının genliklerini amper cinsinden vermektedir. Grafikte y2 (sağ taraf) ekseninde verilen ifadeler dağıtım trafosundan tüketilen üç fazlı aktif güce ait olup kilowatt cinsinden vermektedir. Grafikte x ekseninde verilen ifadeler saat cinsinden bir tam gün ifade etmektedir. Grafikteki veriler onar dakikalık aralıklar ile ölçülmüştür. Şekil 5.24'de verilen grafikler incelendiğinde görülmektedir tüketilen üç faz aktif güç ve Nötr akımlarının üçüncü harmonik bileşeninin gün içindeki değişimi benzerlik göstermektedir. Tüketim arttığı zaman diliminde ölçülen Nötr akımlarının üçüncü harmonik bileşenleri artmıştır.

Bu ikinci ölçüm çalışmasında Nötr akımlarının ne kadarının temel frekans dengesizliklerinden ne kadarının harmoniklerden kaynaklandığının tespit edilmiştir. Yapılan ikinci ölçüm çalışması için ortalamanın üzerinde nötr yüklenmelerinin görüldüğü 11 Eylül Çarşamba gününe aittir. Onar dakikalık aralıklar ile yirmi beşinci harmoniğe kadar faz ve Nötr akımlarının ölçümleri yapılmış olup görülmüştür ki şebekede 150 Hz frekanslı üçüncü harmonik, 250 Hz frekanslı beşinci harmonik, 350 Hz frekanslı yedinci harmonik ve 450 Hz frekanslı dokuzuncu harmonik mevcuttur.

Ölçüm sonuçları göstermiştir ki primeri yıldız ve sekonder üçgen bağlı dağıtım trafomuzdan ortalamanın üstünde bir tüketim yapılan gün (11 eylül çarşamba saat 12:00) müşteriler sadece temel frekansda (50hz) tüketim yapsalar I1, I2 ve I3 temel frekans (50Hz) akımlarının dengesizliği nedeni ile alçak gerilim dağıtım panosu nötr baradan 111,246A akım akması beklenecekti. Fakat bilinmektedir ki ölçülen her üç faz akımında da 150 Hz frekanslı üçüncü harmonik, 250 Hz frekanslı beşinci harmonik, 350 Hz frekanslı yedinci harmonik ve 450 Hz frekanslı dokuzuncu harmonik mevcuttur. Bu harmonikler tek fazlı tüketicilerin etkisi ve dengeli tüketim yapsalar dahi üç ve üçün katı harmonikler de üç fazlı tüketicilerin etkisi ile sisteme verileceğinden gerçek nötr akımı çok daha yüksek bir değer (%38 daha fazla) yaklaşık 154,28A amper olarak ölçülmüştür.

6.SONUÇLAR

Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinin gerçek zamanlı incelendiği bu çalışmada EPIAŞ'ın yayınladığı yük profilleri ile şebeke incelendi. Dengesiz yüklenmenin etkilerini görebilmek için incelenen Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesine özgü yeni yük profilleri çıkartıldı.

Bu tez çalışmasındaki esas amacım farklı fazlardan beslenen tek fazlı tüketicilerin tüketim ortalamaları alınarak hesaplanan yük profillerinin birbirinden farklı olabileceğini göstermek ve bu farklılığın şebekede Nötr akımları üzerine etkilerini incelemektir. Bu doğrultuda incelenen dağıtım bölgesinde eş zamanlı olarak beş ayrı noktada ölçümler yapılarak tek fazlı mesken müşteriler için yeni yük profilleri geliştirilmiştir. Dört ayrı senaryoda tek fazlı mesken müşterilerin şebeke bağlantıları değiştirilerek gerçek zamanlı Nötr akımları ve şebeke hat kayıpları hesaplanmıştır. Nötr akımlarının bileşenlerinin tespiti için şebekede harmonik ölçümleri yapılmıştır. Bu bölümde yapılan çalışmaların genel sonuçları verilecektir.

- i) Simülasyon ve ölçüm sonuçlarına göre dağıtım şebekesinde günün her saatinde Nötr akımı mevcuttur.
- ii) Ölçüm sonuçları göstermiştir ki Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesinde her abonenin kendine özgü yük profili vardır. Her yük profili farklılık gösterir. Mesken müşteriler için kullanılan farklı yük profillerine göre hesaplanan hat kayıpları Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıplarından yüksektir. Yapılan simülasyon sonuçlarına göre farklı yük profilleri ile hesaplanan hat kayıpları Dengeli Yük Profillerine göre hesaplanan hat kayıplarından % 9,5 daha fazla çıkmıştır. Hat kayıplarının artması şebekenin işletilmesi için gerekli maliyetin artması demektir.
- iii) Hat kayıplarının hesaplanmasında genel olarak mesken aboneleri için dengeli yük profilleri kullanılmaktadır. Beklendiği gibi farklı fazlardan beslenen mesken abonelerin ortalama yük profilleri farklılık göstermektedir. Bu durum hat kayıplarının yanlış hesaplanmasına neden olmaktadır.
- iv) Yapılan simülasyon sonuçlarından, temel frekanstaki faz dengesizliğinin artmasının Nötr akımlarını attırdığı görülmüştür. Gün içinde yapılan ölçüm sonuçlarından nötr baradaki Nötr akımının sebebi dengesizlikten kaynaklanan

birinci harmonik bileşeni ve diğer harmonik bileşenler olarak tespit edilmiştir. Ölçülen Nötr akımının %99'dan fazlasının sebebi dengesizlikten kaynaklanan birinci harmonik bileşeni, üçüncü harmonik bileşeni ve dokuzuncu harmonik bileşenidir. Nötr barada toplanan üçüncü harmonik bileşenin günün belli saatlerinde temel bileşenin üzerine çıktığı gözlenmiştir.

Bundan sonraki çalışmada şebeke akımlarının bozulmasına sebep olan tüketicilerin tespiti hedeflenmektedir.



KAYNAKLAR

- [1] Web 1, (2019), <https://www.iea.org/newsroom/news>, (Erişim Tarihi: 05/01/2019).
- [2] Juan C. B., Oliva A. R., McNabb D. W., Richardson R.D., (1997), "Measurements of Neutral Currents and Voltages on a Distribution Feeder", IEEE Transactions on Power Delivery, 12(4), 1799-1804.
- [3] Stojanovic D. P., Korunovic L. M., Jovic A. (2009), "Measurement and analysis of neutral conductor current in low voltage distribution network", IEEE EUROCON 2009, 1481-1486, St.-Petersburg, Russia, 18-23 May.
- [4] Glover J. D., Sarma S.M., Overbye T.J (2017), "Power Systems Analysis and Design", 5th Edition, Nobel Akademik Yayıncılık.
- [5] Ganesh V., Vasu K., (2014), "Analysis of unbalanced distribution system voltage dependent load models with load growth", First International Conference on Automation, Control, Energy and Systems, 1-5, Hooghy, India, 1-2 February.
- [6] Chindris M., Anderu A. S., Bud C., Tomoiaga, B. (2007), "The load flow calculation in unbalanced radial electric networks with distributed generation", 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 1-5, Barcelona, Spain, 9-11, January.
- [7] Samal P., Sanjeeb M., Sanjib G, (2016), "Planning of distributed generation and capacitor in an unbalanced radial distribution system using cuckoo search algorithm.", 19th International Conference on Electrical Machines and Systems, 1-5, Chiba, Japan, 13-16 November.
- [8] Samal P., Sanjib G., (2015), "A modified forward backward sweep load flow algorithm for unbalanced radial distribution systems." IEEE Power & Energy Society General Meeting, 1-5, Denver, CO, USA, 26-30 July.
- [9] Aguirre R. A., Dhon B., (2016), "Improved power flow program for unbalanced radial distribution systems including voltage dependent loads.", IEEE 6th International Conference on Power Systems, 1-6, New Delhi, India, 4-6 March.
- [10] Arifoğlu U., (2002), "Güç sistemlerinin bilgisayar destekli analizi (problem çözümü)", 1th Edition, Alfa.
- [11] Gruz T. M., (1990) "A survey of neutral currents in three-phase computer power systems." IEEE Transactions on Industry Applications, Journal of Computational Physics, 26 (4), 719 - 725.

- [12] Belitckiy A. A., Voytyuk I. N., (2017), "The question of compensation overload neutral wire current in low voltage electrical networks.", IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 779-783, St. Petersburg, Russia, 1-3 February.
- [13] Möller F., Meyer J., (2016), "Probabilistic household load model for unbalance studies based on measurements.", Electric Power Quality and Supply Reliability, 107-112, allinn, Estonia, 29-31 August.
- [14] Kalesar B. M., (2016), "Customers swapping between phases for loss reduction considering daily load profile model in smart grid.", 246-253, Helsinki, Finland, 14-15 June.
- [15] Ayan O., Turkay B., (2018), "Domestic electrical load management in smart grids and classification of residential loads.", 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering, 279-283, Istanbul, Turkey, 3-5 May.
- [16] Ay S., (1989), "Elektrik Enerji Sistemlerindeki Dengesizliklerin Optimal İşletme Bakımından Etkinlikleri ", Doktora Tezi, İstanbul teknik üniversitesi.
- [17] Web 2, (2019), http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=88369, (Erişim Tarihi: 21/05/2019).
- [18] Li R., Gu C., Zhang Y., Li, F., (2012), "Implementation of load profile test for electricity distribution networks.", IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1-6, San Diego, CA, USA, 22-26 July.
- [19] Ozay, N., Guven, N., Aksu, A., (1994), "Accurate determination of neutral conductor current distribution along low voltage feeders.", Mediterranean Electrotechnical Conference , 948-951, Antalya, Turkey, Turkey, 12-14 April.
- [20] Mharakurwa E. T., Nyakoe G. N., Akumu A. O., (2018), "Thermal Modeling of Power Transformers with Unbalanced Loading.", IEEE PES/IAS PowerAfrica, 126-130, Cape Town, South Africa, 28-29 June.
- [21] Njafi A., Iskender I., Genc N., (2014), "Evaluating and derating of three-phase distribution transformer under unbalanced voltage and unbalance load using finite element method.", 8th International Power Engineering and Optimization , 160-165, Langkawi, Malaysia, 24-25 March.
- [22] Günergin E., (2002), "Dengesiz şebekeden beslenen dengeli alternatif akım makinalarının incelenmesi", Yüksek Lisans Tezi Marmara Üniversitesi.
- [23] Aree P., (2016)., "Effects of unbalanced voltage on induction motor operating points under different load torque profiles.", 13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, 1-4, Chiang Mai, Tayland, 28 June-1 July.

- [24] Anwari M., Hiendro A., (2010), "New unbalance factor for estimating performance of a three-phase induction motor with under-and overvoltage unbalance." IEEE Transactions on Energy Conversion, 25(3), 619-625.
- [25] Wang Y. J., (2001), "Analysis of effects of three-phase voltage unbalance on induction motors with emphasis on the angle of the complex voltage unbalance factor." IEEE Transactions on energy conversion, 16(3), 270-275.
- [26] Hestetun E., (2007). "Rural distribution lines get a voltage boost.", Transmission and Distribution World, 59(7), 28-28,30.
- [27] Laflamme J., Simard, G., (2004), "Six steps to improve distribution voltage quality.", Transmission & Distribution World, 56(3), 32-37.
- [28] Karthi K., Radhakrishnan R., Baskaran J. M., Titus L. S., (2017), "Role of ZigZag transformer on neutral current reduction in three phase four wire power distribution system.", International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies, 138-141, Kannur, India, 6-7 July.
- [29] Wu J. C., Jou H. L., Wu K. D., Xiao S. T., (2012), "Single-phase inverter-based neutral-current suppressor for attenuating neutral current of three-phase four-wire distribution power system.", IET generation, transmission & distribution, 6(6), 577-583.
- [30] Lyu W., Wang R., Xu W., Mu S., Guo R., Liang J., Liu Z., (2018), "Three Phase Unbalance Detection and Compensation method of Active Power Filter." Chinese Automation Congress, 418-422, Xi'an, China, China, 30 November-2 December.
- [31] Ali I., Kucuksari S., (2016, September), "Voltage regulation of unbalanced distribution network with distributed generators.", North American Power Symposium, 1-6, Denver, CO, USA, 18-20 September.
- [32] Hongpeng L., Jiajie Z., Pengfei L., Wang W., (2017), "An improved droop control strategy of three-phase inverter for grid voltage unbalance compensation", 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia, 110-115, Kaohsiung, Taiwan, 3-7 June.
- [33] Aboelsaud R., Ibrahim A., Garganeev A. G., (2019), "Voltage Control of Autonomous Power Supply Systems Based on PID Controller Under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions", In 2019 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, 1-6, Moscow, Russia, 14-15 March.
- [34] Yong J., Yu K. (2014), "Neutral current estimation for multi-grounded concentric neutral cable system", 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 246-253, Bucharest, Romania, 25-28 May.
- [35] Chen J., Zhu R., Liserre M., Donnell T., (2018), "Neutral current reduction control for smart transformer under the imbalanced load in distribution system",

13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 2381-2386, Wuhan, China, 31 May-2 June.

- [36] Ahmadi G., Shahrtash S. M., (2009), “Neutral to earth voltage reduction methods in three phase four wire distribution systems”, International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 134-138, Bursa, Turkey, 5-8 November.
- [37] Strassberg Dan., (2000), "Get a (power) line on mysterious malfunctions", EDN, 45.9 (93-97).
- [38] Kolagar A. D., Hamedani P., Shoulaie A., (2012), “The effects of transformer connection type on voltage and current unbalance propagation”, 3rd Power Electronics and Drive Systems Technology , 308-314, Tehran, Iran, 15-16 February.
- [39] Paranavithana P., Perera S., (2009), “Location of sources of voltage unbalance in an interconnected network”, IEEE Power & Energy Society General , 1-6, Calgary, AB, Canada, 26-30 July.
- [40] Qianjun Y., Guichu W., Fenqun Y., Hongyan X., (2011), “Design and applications of intelligent low voltage distribution system based on ZigBee”, International Conference on Electronics, Communications and Control, 791-794, Ningbo, China, 9-11 September.
- [41] Taiwo O. P., Tiako R., Davidson I. E., (2017), “An improvement of voltage unbalance in a low voltage 11/0.4 kV electric power distribution network under 3-phase unbalance load condition using dynamic voltage restorer”, IEEE PES PowerAfrica , 126-131, Accra, Ghana, 27-30 June.
- [42] Bassey O., Butler-Purry, K. L., (2019), “Modeling Single-Phase PQ Inverter for Unbalanced Power Dispatch in Islanded Microgrid”, In 2019 IEEE Texas Power and Energy Conference, 1-6 College Station, TX, USA, USA, 7-8 February.
- [43] Web 3, (2019), <https://www.epri.com/#/pages/sa/OpenDSS?lang=en>, (Erişim Tarihi: 21/05/2019).
- [44] Web 4, (2019), <https://rapor.epias.com.tr/rapor/>, (Erişim Tarihi: 05/22/2019).
- [45] Web 5, (2019), <https://www.sedas.com/tr-tr/Pages/default.aspx>, (Erişim Tarihi: 22/05/2019).
- [46] Web 6, (2019), <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-23/elektrikaylik-sektor-raporlar>, (Erişim Tarihi: 22/05/2019).
- [47] Janitza, (2012), “Mobile power analysers MRG 604/605/508/511 guide”, Janitza energy measurement technology.
- [48] Web 7, (2019), <https://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>, (Erişim Tarihi: 22/05/2019).

- [49] Kocatepe C., Uzunoğlu M., Yumurtacı R., Karakaş A., Arıkan O., (2003), “Elektrik tesislerinde harmonikler”, first edition , Birsen Yayınevi, İstanbul.
- [50] Adak S., (2013), “Elektrik Tesislerinde Üçüncü Harmonik”, Elektrik Tesisat Mühendisleri Derneği Dergisi, 2013(58), 80-86.



ÖZGEÇMİŞ

Volkan AYTEKİN 1986 yılında İstanbul’da doğdu. 2004 yılında başladığı Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümünü 2008 yılında başarıyla tamamladı. 2015 yılında Gebze Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında başladı. 2010-2014 yılları arasında özel sektörde çalıştıktan sonra 2014 yılından bu yana TEDAŞ Uluslararası Eğitim ve Sertifikasyon Merkezinde Elektrik-Elektronik Mühendisi olarak çalışmaktadır.