



**TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN  
ENERJİ TEDARİK SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSI ANALİZİ**

**Yüksek Lisans Yeterlilik Tezi**

**Alper ÇETİN**

**Eskişehir, 2018**

**TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN  
ENERJİ TEDARİK SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSI ANALİZİ**

**Alper ÇETİN**

**YÜKSEK LİSANS YETERLİLİK TEZİ**

**İleri Teknolojiler Anabilim Dalı  
Enerji Kaynakları ve Yönetimi Programı  
Danışman: Prof. Dr. Zafer DEMİR**

**Eskişehir  
Anadolu Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Şubat, 2018**

*Bu tez çalışması Anadolu Üniversitesi BAP Komisyonunca kabul edilen 1709F515 no.lu proje kapsamında desteklenmiştir.*

## JÜRİ VE ENSTİTÜ ONAYI

Alper Çetin'in Türkiye "Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Enerji Tedarik Sürekliliği Performansı Analizi" başlıklı tezi .../.../2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından değerlendirilerek "Anadolu Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliği'nin ilgili maddeleri uyarınca İleri Teknolojiler Anabilim Dalında Yüksek Lisans Yeterlilik Tezi olarak kabul edilmiştir.

	<u>Unvanı Adı Soyadı</u>	<u>İmza</u>
Üye (Tez Danışmanı)	: .....	.....
Üye	: .....	.....
Üye	: .....	.....
Üye	: .....	.....
Üye	: .....	.....

.....

Enstitü Müdürü

## ÖZET

# TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN ENERJİ TEDARİK SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSI ANALİZİ

Alper ÇETİN

İleri Teknolojiler Anabilim Dalı

Enerji Kaynakları ve Yönetimi Tezli Yüksek Lisans Programı

Anadolu Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Şubat 2018

Danışman: Prof. Dr. Zafer DEMİR

Günümüzde elektrik asla vazgeçemeyeceğimiz ve en çok ihtiyaç duyduğumuz enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir. Hayatımızın her alanında yaşamı kolaylaştıran ve daha konforlu hale getiren elektrikli cihazlara olan bağımlılığın güç geçtikçe artmasıyla birlikte, elektrik enerjisi üretim ve tüketim miktarları da artış göstermektedir. Bu nedenle elektrik enerjisinin üretilmesi kadar; kullanıcılara verimli, güvenli ve kesintisiz bir şekilde ulaştırılması da büyük önem arz etmektedir. Genellikle şehir merkezlerinden çok uzakta üretilen elektrik enerjisi yüksek gerilim hatları ile iletilerek yerleşim merkezlerine kadar taşınmaktadır. Bu noktadan sonra elektrik dağıtımını üstlenen şirketlere, enerjinin kesintisiz ve kaliteli bir şekilde kullanıcılara ulaştırılabilmesi için büyük rol düşmektedir. Ülkemizde elektrik dağıtım faaliyetleri, TEDAŞ tarafından belirlenen 21 dağıtım bölgesinde, 21 özel şirket tarafından yürütülmektedir. Hem dağıtım şirketi hem de tüketici açısından elektrik enerjisinin kesintisiz bir şekilde dağıtılıyor olması ekonomi, verimlilik, güvenlik gibi konular açısından önem arz etmektedir.

Bu tez çalışması ile, elektrik dağıtım sektöründeki enerji tedarik sürekliliği kalitesi kavramı ile ilgili önemli konuları aktarmak, dağıtım şirketlerinin tedarik sürekliliği kalite verilerini analiz etmek ve gelecekte yapılacak olan çalışmalara referans olabilmek amaçlanmaktadır. Çalışmanın amacı en ideal tedarik sürekliliği performansını ortaya koymak değil, tedarik sürekliliği ile ilgili mevcut durum hakkında bilgi vermek ve günümüzdeki uygulamalar hakkında bakış açısı kazandırmaktır.

**Anahtar Sözcükler:** Elektrik Dağıtımı, Tedarik Sürekliliği Kalitesi, Güç Sistemleri, Elektrik Şebekeleri, Elektrik Kesintileri, Güç Mühendisliği

## ABSTRACT

### ANALYSIS OF THE CONTINUITY OF ENERGY SUPPLY IN TURKISH ELECTRICITY DISTRIBUTION COMPANIES

Alper ÇETİN

Department of Advanced Technologies

Energy Resources and Management Master Programme

Anadolu University, Graduate School of Sciences, February 2018

Supervisor: Prof. Dr. Zafer DEMİR

Electricity has become an irreplaceable source of energy which people need the most. Along with the increasing demand of electrical appliances that make life easier and more comfortable in all areas of our life, the production and consumption amounts of electric energy also increase. For this reason, ensuring that the users are delivered efficient, safe and seamless electricity is as important as the production of electricity. Generally, electricity generated far from city centers is transported by high voltage lines to the city centers. After this point, companies that undertake electricity distribution play a major role in ensuring that energy is being delivered to the users uninterruptedly and in good quality. Electricity distribution services in our country are carried out by 21 private companies in 21 distribution districts determined by TEDAŞ. The distribution of electricity energy for both distribution companies and consumers is important in terms of economy, efficiency and security.

With this thesis study, it is aimed to convey important issues related to the concept of quality of energy supply continuity in the electricity distribution sector of 2016, to analyze the quality of distribution companies supply continuity and to be a reference for future works. The aim of the work is not to demonstrate the optimal supply continuity performance, but to give information about the current state of supply continuity and to gain a perspective on current applications.

**Keywords:** Electricity Distribution, Continuity of Supply Quality, Power Systems, Electrical Grids, Power Outages, Power Engineering

## TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın gerçekleştirilmesi sırasında ve yüksek lisans eğitimim boyunca, göstermiő oldukları yakın ilgi ve destekleriyle, hayatıma fark yaratan katkılarda bulunan değerli danışman hocam Prof. Dr. Zafer DEMİR' e, yüksek lisans eğitimi almam konusunda desteklerini esirgemeyen Mümin PEKER ve Osman PAMUK' a sonsuz teőekkürlerimi sunarım. Yaőamımın her alanında olduğu gibi yüksek lisans eğitimimde de en büyük destekçilerim ve güven kaynağım olan annem Ayőe ÇETİN, babam Saim ÇETİN ve kardeőim Rıdvan ÇETİN' e minnettar olduğumu belirtmek isterim. Ayrıca, bu tez çalıőmasının hazırlanması sırasında eőtli konularda yardımlarına baővurduđum bölüm arkadaőlarıma, yakın dostlarım Eray TAŐ ve Fatih ÖZATA' ya teőekkürü bir borç bilirim.

Alper ÇETİN  
Şubat, 2018

..../..../2018

## **ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ**

Bu tezin bana ait, özgün bir çalışma olduğunu; çalışmamın hazırlık, veri toplama, analiz ve bilgilerin sunumu olmak üzere tüm aşamalarında bilimsel etik ilke ve kurallara uygun davrandığımı; bu çalışma kapsamında elde edilen tüm veri ve bilgiler için kaynak gösterdiğimi ve bu kaynaklara kaynakçada yer verdiğimi; bu çalışmanın Anadolu Üniversitesi tarafından kullanılan “bilimsel intihal tespit programıyla tarandığını ve hiçbir şekilde “intihal içermediğini” beyan ederim. Herhangi bir zamanda, çalışmamla ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun saptanması durumunda, ortaya çıkacak tüm ahlaki ve hukuki sonuçları kabul ettiğimi bildiririm.

Alper ÇETİN

## İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
BAŞLIK SAYFASI .....	i
JÜRİ VE ENSTİTÜ ONAYI.....	ii
ÖZET .....	iii
ABSTRACT.....	iv
TEŞEKKÜR .....	v
ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ.....	vi
İÇİNDEKİLER .....	vii
TABLOLAR DİZİNİ.....	x
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	xii
GÖRSELLER DİZİNİ .....	xiv
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	xv
1. GİRİŞ .....	1
2. TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİ .....	2
2.1. Tarihçe.....	2
2.2. Özelleştirme ve Dağıtım Sektörünün Oluşum Süreci .....	5
3. ELEKTRİK DAĞITIM FAALİYETİ .....	6
3.1. Elektrik Dağıtım Şebekesi .....	7
4. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKELERİNİN TEMEL ÖZELLİKLERİ .....	8
4.1. Dağıtım Şirketleri ve Özelleştirme.....	8
4.2. Tüketici Sayıları ve Dağıtılan Enerji.....	9
4.3. İstihdam.....	10
4.4. Dağıtım Şebekesi Verileri .....	12
4.5. Enerji Kayıpları.....	14
5. TEDARİK SÜREKLİLİĞİ.....	16
5.1. Giriş .....	16
5.2. Kesintiler .....	18
5.2.1. İç faktörler .....	19
5.2.1.1. Transformatörler .....	19
5.2.1.2. Yer altı elektrik kabloları .....	20



5.2.1.3. Havai elektrik hatları.....	21
5.2.1.4. Devre kesiciler.....	22
5.2.1.5. Parafudrlar .....	22
5.2.1.6. İzolatörler ve buşingler .....	23
5.2.2. Dış faktörler .....	23
5.2.2.1. Hayvanlar .....	23
5.2.2.2. Şiddetli rüzgârlar .....	24
5.2.2.3. Yıldırım ve buzlanma .....	25
5.2.2.4. Depremler, yangınlar ve ağaçlar .....	26
5.2.3. İnsan faktörü.....	27
5.2.3.1. Planlı kesintiler .....	28
5.2.3.2. Personel hataları .....	28
5.3.3.3. Trafik kazaları ve kazı çalışmaları.....	29
5.3.3.4. Toplumsal olaylar ve vandalizm.....	30
<b>6. TEDARİK SÜREKLİLİĞİ KALİTESİ DÜZENLEMELERİ.....</b>	<b>30</b>
6.1. Kesintilerin Kaydedilmesi .....	31
6.1.1. Kesintinin bildirim durumuna göre sınıflandırılması .....	33
6.1.2. Kesintinin süresine göre sınıflandırılması.....	34
6.1.3. Kesintinin kaynağına ve sebebine göre sınıflandırılması .....	35
6.1.4. Kesintinin başlangıç ve bitiş zamanının belirlenmesi .....	36
6.1.5. Kesintiden etkilenen kullanıcı sayılarının belirlenmesi .....	40
6.1.6. Kesinti kayıtları raporu .....	41
6.1.7. Kesintilerin kaydedilmesi örneği .....	42
6.2. Tedarik Sürekliliği Kalite Göstergeleri.....	47
6.2.1. Tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanması.....	49
6.2.1.1. Tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanması örneği... 51	
6.2.1.2. Tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanması örneği ... 55	
6.2.2. Kullanıcılara ödenecek tazminatların belirlenmesi .....	59
<b>7. TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN TEDARİK</b>	
<b>SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSI.....</b>	<b>62</b>

<b>7.1. Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (OKSÜRE, SAIDI).....</b>	<b>62</b>
7.1.1. Bildirim durumuna göre OKSÜRE endeksleri .....	63
7.1.2. Sebebe göre OKSÜRE endeksleri .....	66
<b>7.2. Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (OKSIK, SAIFI).....</b>	<b>67</b>
7.2.1. Bildirim durumuna göre OKSIK endeksleri .....	68
7.2.2. Sebebe göre OKSIK endeksleri.....	70
<b>7.3. OKSÜRE ve OKSIK Endekslerinin Birlikte Değerlendirilmesi.....</b>	<b>72</b>
<b>7.4. Tedarik Sürekliliği Performanslarına Yönelik Bir Yorumlama .....</b>	<b>73</b>
<b>8. TEDARİK SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSININ ARTIRILMASI .....</b>	<b>74</b>
<b>8.1. Dağıtım Sistemi Tarafında Gerçekleştirilebilecek Çalışmalar .....</b>	<b>74</b>
8.1.1. Ağaç budama .....	74
8.1.2. Sistem iyileştirmeleri .....	74
8.1.3. Arıza onarım ekiplerinin koordinasyonu .....	75
8.1.4. Periyodik bakım uygulamaları.....	75
8.1.5. Teknoloji yatırımları .....	76
8.1.6. Özel güç elemanları .....	76
8.1.6.1. Dinamik gerilim regülatörleri (DVR).....	77
8.1.6.2. Dinamik ups (DUPS).....	77
8.1.6.3. Statik kaynak transfer anahtarı (SSTS).....	78
<b>9. SONUÇ VE ÖNERİLER.....</b>	<b>79</b>
<b>KAYNAKÇA.....</b>	<b>82</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ .....</b>	<b>84</b>

## TABLULAR DİZİNİ

	<b><u>Sayfa</u></b>
<b>Tablo 4.1.</b> Türkiye’de Elektrik Dağıtım Şirketleri .....	8
<b>Tablo 4.2.</b> Abone sayıları ve dağıtılan enerji miktarı .....	9
<b>Tablo 4.3.</b> İstihdam edilen personel ve hizmet verilen alan bilgileri.....	11
<b>Tablo 4.4.</b> Dağıtım hatları verileri.....	12
<b>Tablo 4.5.</b> Trafo sayıları ve trafo kapasiteleri.....	14
<b>Tablo 4.6.</b> Enerji kayıpları.....	15
<b>Tablo 5.1.</b> Devre kesicilerde hata oluşma oranları.....	22
<b>Tablo 6.2.</b> Örnek şebeke kesinti kayıtları tablosu .....	44
<b>Tablo 6.3.</b> Bildirimsiz kesinti tablo 5 formatı.....	48
<b>Tablo 6.4.</b> Bildirimli kesinti tablo 5 formatı .....	48
<b>Tablo 6.5.</b> Kademeli enerjilendirme örneği kesinti kayıtları .....	50
<b>Tablo 6.6.</b> Örnek şebeke için kullanıcı sayıları .....	52
<b>Tablo 6.7.</b> Bildirimsiz kesintilerden kullanıcıların etkilenme süreleri .....	52
<b>Tablo 6.8.</b> Bildirimsiz kesintilerden etkilenen kullanıcı sayıları.....	53
<b>Tablo 6.9.</b> Meydana gelen toplam kesinti sayısı .....	54
<b>Tablo 6.10.</b> Meydana gelen toplam kesinti süresi .....	54
<b>Tablo 6.11.</b> Arıza-1 durumunda gerçekleştirilen sistem operasyonları tablosu .....	56
<b>Tablo 6.12.</b> Arıza-2 durumunda gerçekleşen sistem operasyonları .....	57
<b>Tablo 6.13.</b> Arıza-3 durumunda gerçekleşen sistem operasyonları .....	58
<b>Tablo 6.14.</b> Arıza-4 durumunda gerçekleşen sistem operasyonları .....	59
<b>Tablo 6.15.</b> Kesinti süre ve sayı sınır değerleri .....	60
<b>Tablo 6.16.</b> Ödenmesi gereken tazminat miktarı.....	62
<b>Tablo 7.1.</b> Bildirim durumuna göre OKSÜRE endeksleri .....	63

<b>Tablo 7.2.</b> Sebebe göre OKSÜRE endeksleri .....	66
<b>Tablo 7.3.</b> Bildirim durumuna göre OKSIK endeksleri .....	68
<b>Tablo 7.4.</b> Sebebe göre OKSIK endeksleri .....	71



## ŞEKİLLER DİZİNİ

	<b><u>Sayfa</u></b>
Şekil 2.1. Elektrik dağıtım hizmetlerinin TEK'e devredilmesi .....	3
Şekil 2.2. TEK'in ayrılması .....	3
Şekil 2.3. TEAŞ'ın ayrışması .....	4
Şekil 2.4. Elektrik sektörünün gelişimi .....	4
Şekil 2.5. Türkiye elektrik dağıtım şirketleri haritası .....	5
Şekil 3.1. Elektrik iletim ve dağıtım sistemi .....	6
Şekil 4.1. Abone sayıları ve dağıtılan enerji miktarı .....	10
Şekil 4.2. Personel Sayıları.....	10
Şekil 4.3. Hizmet verilen alan yüzdeleri.....	11
Şekil 4.4. Dağıtım hatlarının kıyaslanması.....	13
Şekil 4.5. Trafo kapasiteleri ve trafo adetleri .....	13
Şekil 4.6. Kayıp enerji oranları.....	15
Şekil 6.1. Radyal şebeke prensibi.....	38
Şekil 6.2. Ağ şebeke prensibi .....	39
Şekil 6.3. Ring şebeke prensibi .....	40
Şekil 6.4. Kesinti rapor formatı .....	42
Şekil 6.5. Kesintilerin kaydedilmesi örneği.....	43
Şekil 6.6. Kesinti tablosundaki birinci olay .....	45
Şekil 6.7. Kademeli kesinti grafiği .....	46
Şekil 6.8. Kademeli enerjilendirme .....	49
Şekil 6.9. Örnek dağıtım şebekesi ve arızalar .....	55
Şekil 6.10. Arıza 1'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süre grafiği.....	56
Şekil 6.11. Arıza 2'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süreleri .....	57
Şekil 6.12. Arıza 3'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süreleri .....	58

Şekil 6.13. Arıza 4'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süreleri .....	59
Şekil 7.1. Bildirimli OKSÜRE endeksleri.....	64
Şekil 7.2. Bildirimsiz OKSÜRE endeksleri.....	65
Şekil 7.3. Toplam OKSÜRE endeksleri .....	66
Şekil 7.4. Kesinti nedenlerinin yüzdeleri dağılımı .....	67
Şekil 7.5. Bildirimli OKSIK endeksleri.....	69
Şekil 7.6. Bildirimsiz OKSIK endeksleri .....	69
Şekil 7.7. Genel toplam OKSIK endeksleri.....	70
Şekil 7.8. Kesinti nedenlerinin OKSIK endeksine etkisi.....	71
Şekil 7.9. OKSIK ve OKSÜRE endeksleri.....	72
Şekil 7.10. OKSÜRE performansı.....	73
Şekil 7.11. OKSIK performansı .....	73
Şekil 8.1. Dinamik gerilim regülatörü prensibi .....	77
Şekil 8.2. Dinamik UPS prensibi.....	78
Şekil 8.3. Statik kaynak transfer anahtarı prensibi .....	78

## GÖRSELLER DİZİNİ

	<b><u>Sayfa</u></b>
<b>Görsel 5.1.</b> Eskişehir Höyük İM' de yanan 10MVA güç trafosu (5 Nisan 2017).....	20
<b>Görsel 5.2.</b> Yer altı kablo arızası.....	21
<b>Görsel 5.3.</b> İzolatörler .....	23
<b>Görsel 5.4.</b> Hayvanlar nedeniyle meydana gelen arızalar .....	24
<b>Görsel 5.5.</b> Şiddetli rüzgâr nedeniyle hasar gören elektrik şebekesi.....	25
<b>Görsel 5.6.</b> Buzlanan bir havai hat .....	26
<b>Görsel 5.7.</b> Anız yangınının şebekeye verdiği hasar haberi.....	27
<b>Görsel 5.8.</b> Ağaçların meydana getirdiği arızalar .....	27
<b>Görsel 5.9.</b> Planlı kesinti duyurusu .....	28
<b>Görsel 5.10.</b> Eskişehir Alpu yolunda bir kaza.....	29
<b>Görsel 5.11.</b> Kazı çalışması nedeniyle yer altı enerji hattına verilen bir hasar .....	29

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

<b>AG</b>	:	Alçak Gerilim
<b>dk</b>	:	Dakika
<b>DM</b>	:	Dağıtım Merkezi
<b>DSİ</b>	:	Devlet Su İşleri
<b>EBİS</b>	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Bildirim Sistemi
<b>EDAŞ</b>	:	Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
<b>EİEİ</b>	:	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
<b>EPDK</b>	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
<b>EPK</b>	:	Elektrik Piyasası Kanunu
<b>ESAYI</b>	:	Eşik Sayısı
<b>ESÜRE</b>	:	Eşik Süresi
<b>ETKB</b>	:	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
<b>EÜAŞ</b>	:	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
<b>GWh</b>	:	Giga Watt Saat
<b>İM</b>	:	İndirici Trafo Merkezi
<b>km</b>	:	Kilo Metre
<b>km/sa</b>	:	Kilo Metre Saat
<b>km<sup>2</sup></b>	:	Kilo Metre Kare
<b>kV</b>	:	Kilo Volt
<b>kW</b>	:	Kilo Watt
<b>MAIFI</b>	:	Momentary Average Interruption Frequency
<b>MTA</b>	:	Maden Tetkik ve Arama
<b>MVA</b>	:	Mega Volt Amper
<b>MW</b>	:	Mega Watt
<b>MWh</b>	:	Mega Watt Saat
<b>OG</b>	:	Orta Gerilim
<b>OKSIK</b>	:	Ortalama Kesinti Sıklığı
<b>OKSÜRE</b>	:	Ortalama Kesinti Süresi
<b>SAIDI</b>	:	System Average Interruption Duration Index
<b>SAIFI</b>	:	System Average Interruption Frequency Index
<b>sn</b>	:	Saniye



<b>TEAŞ</b>	:	Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
<b>TEDAŞ</b>	:	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
<b>TEİAŞ</b>	:	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
<b>TEK</b>	:	Türkiye Elektrik Kurumu
<b>TETAŞ</b>	:	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
<b>TKSAYI</b>	:	Toplam Kesinti Sayısı
<b>TKSÜRE</b>	:	Toplam Kesinti Süresi
<b>V</b>	:	Volt
<b>YG</b>	:	Yüksek Gerilim



## 1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi modern yaşam için vazgeçilmez bir kaynaktır ve günümüz toplumu bu enerjiye her yerde ve her zaman ulaşabilir olmayı arzulamaktadır. Ülkeler açısından ise, ekonomik gelişmenin en önemli faktörlerinden birisinin elektrik enerjisi olması sebebiyle, sürekli enerji temin edilebilmesi büyük bir öneme sahiptir. Elektrik enerjisine olan temel bağımlılığın gün geçtikçe artması, elektrik dağıtım hizmetlerinin kabul edilebilir kalite düzeylerinde sunulmasını da zorunlu hale getirmiştir. Bu nedenle, elektrik dağıtımında kullanıcılara sunulan hizmetin kalitesi bir dizi kalite faktörü ile belirlenmekte ve söz konusu kalite faktörleri arasında yer alan enerji tedarik sürekliliği kalitesi ise kullanıcılar tarafından en fazla önemsenen faktör konumunda yer almaktadır.

Genel bir ifadeyle enerji tedarik sürekliliği kalitesi; bir dağıtım sisteminin kesintisiz olarak kullanıcılara enerji temin etme görevini yerine getirebilme kabiliyetidir. Bir dağıtım sisteminde ne kadar az enerji kesintisi olur ve enerji kesintisi yaşandığında ne kadar kısa sürede sisteme tekrar enerji verilirse, kullanıcı açısından tedarik sürekliliği kalitesi o kadar iyi anlama gelmektedir. Dolayısıyla, kullanıcı memnuniyeti ve ekonomik açıdan yüksek bir etkiye sahip olan tedarik sürekliliği kalitesi doğal, olarak elektrik dağıtım sektörü ve güç mühendisliğinin en önemli konularından biridir.

Elektrik dağıtım sistemlerinde kullanıcılara sunulan enerjinin kesilmesine neden olan birçok faktör bulunmaktadır. Ancak; enerji kaynağı ile tüketici arasında yer alan elektrik dağıtım sistemleri, kesintilerin büyük bir bölümünün de ana kaynağıdır. Bu nedenle dağıtım şirketlerinin en önemli görevlerinden biri de enerji tedarik sürekliliği performansını en uygun maliyetle optimize ederek kullanıcılara sunabilmektir.

Elektrik dağıtım sistemlerinde tedarik sürekliliği uluslararası nitelikte çeşitli kalite göstergeleriyle tanımlanmakta olup, sayısal veriler halinde hesaplanabilmektedir. Bu hesaplamalarda ise, dağıtım sisteminde meydana gelen kesintilere ait sayı ve süreler temel alınmaktadır. Kullanıcıların maruz kaldığı enerji kesintilerinin en önemli nedenleri dağıtım şebekesinde meydana gelen arızalardır. Bir dağıtım sistemindeki her şebeke elemanının arızalanma ihtimali vardır. Dağıtım şebekesinin tesis edildiği coğrafyanın etkisi ve insan hataları nedeniyle birçok arıza meydana gelebilmektedir.

Dünyanın pek çok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de enerji sektörü düzenleyicileri, dağıtım şirketlerinin tedarik sürekliliği performanslarını izlemeyebilmek ve kullanıcılara kabul edilebilir düzeylerde hizmet sunulmasını

sağlayabilmek amacıyla belirli standart ve yönetmelikler getirmektedir. Söz konusu standart ve yönetmelikler ile birlikte dağıtım şirketlerine maddi yükümlülükler getirilerek, şirketlerin tedarik sürekliliği performansını artırmaya yönelik çalışmalar yapması teşvik edilmeye çalışılmaktadır.

## **2. TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİ**

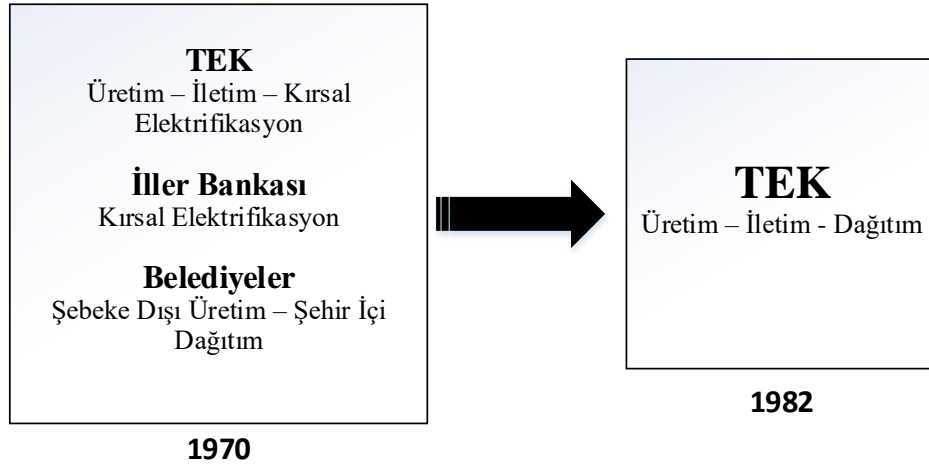
### **2.1. Tarihçe**

Elektrik enerjisi dünyada ilk kez 1878 yılında günlük hayatta kullanılmaya başlanmıştır. İlk elektrik santrali de Londra'da 1882'de kurulmuştur. Ülkemizde ise ilk elektrik santrali 1902 yılında 2 kW gücünde Tarsus'ta kurulmuş; bir dinamo ile elektrik üretimine başlanmış ve kasabaya elektrik verilmiştir. Geniş çapta ilk elektrik enerjisi üretimi İstanbul'da 14 Şubat 1914 tarihinde 13,4 MW gücündeki Silahtarağa termik santralının işletmeye açılmasıyla gerçekleşmiştir. İstanbul'un Tramvay ulaşımı, aydınlatma ve telefon şebekesi ile gerekli enerji bu santralden sağlanmıştır. (Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, 2015)

1923 yılında Cumhuriyet ilan edildiğinde kurulu güç sadece 33 MW idi ve yalnızca İstanbul, İzmir, Adapazarı ve Tarsus olmak üzere 4 yerleşim yerinde elektrik vardı. 1911-1930 yılları arasında elektrik enerjisi faaliyetleri imtiyazlı şirketler tarafından yürütülmüş; 1930'larda MTA, ETİBANK, EİEİ, DSİ ve İller Bankası gibi kurumların kurulmasından sonra, yabancı şirketlere verilen imtiyazların 1939'da devletçe satın alınmasıyla, elektrik dağıtım hizmetleri belediyelere devredilmiştir.

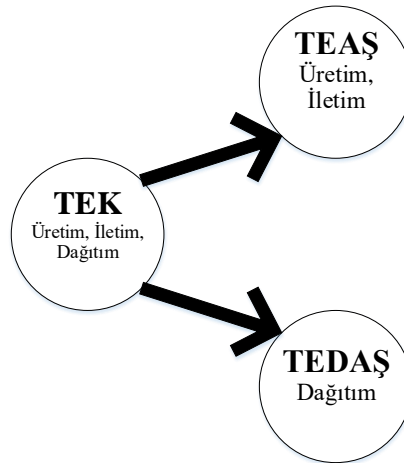
11.04.1953'de toplanan Birinci Enerji Kongresinin ardından, Türkiye'de elektrik, üretim, iletim ve dağıtımının merkezi bir kurum tarafından yürütülmesinin gerekliliğini içeren karar doğrultusunda TEK'in kurulmasına karar verilmiştir. 1970 yılında 1312 sayılı yasa ile Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurularak elektrik üretim, iletim ve dağıtım işlerinin bir kamu tekeli olarak merkezileştirilmesi gündeme gelmiştir. Böylece, imtiyazlı şirketlerin görev bölgeleri ve belediye sınırları dışında tüm yurttaki elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve satış hizmetleri TEK bünyesinde toplanmıştır. 2234,9 MW kurulu güç ile faaliyete geçen TEK'in hizmetlerinden tüm yurt genelinde olumlu sonuçlar alınmasından sonra Etibank, İller Bankası ve DSİ gibi kamu kuruluşlarının elindeki santraller ve şebekeler TEK'e devredilmiştir.

1982 yılında da çıkarılan bir yasa ile üretim ve iletim dışında elektrik dağıtım hizmetleri belediyelerden alınarak TEK'e devredilmiştir.



**Şekil 2.1.** Elektrik dağıtım hizmetlerinin TEK'e devredilmesi

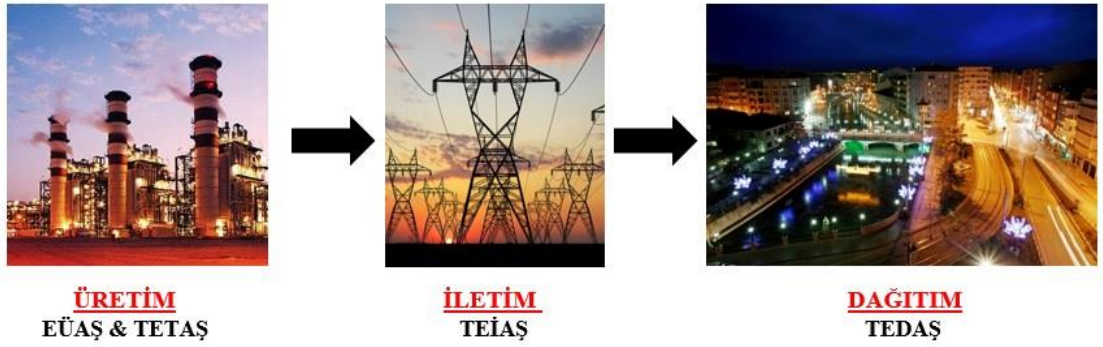
TEK, hizmetlerin daha etkin, daha verimli ve çağdaş bir şekilde sürdürülebilmesi amacıyla ve özelleştirme politikaları çerçevesinde, Bakanlar Kurulunun 12.08.1993 tarih ve 93/4789 sayılı Kararı ile, Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) adı altında iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak yeniden yapılandırılmıştır. Bu doğrultuda TEAŞ ve TEDAŞ 26 Nisan 1994 tarihinde tüzel kişiliklerine kavuşmuşlardır. TEDAŞ Genel Müdürlüğü, 1994 yılında kamu tüzel kişiliğine kavuşmasının ardından elektriğin verimlilik ve kârlılık ilkeleri doğrultusunda dağıtım ve ticaretini gerçekleştirme görevini yerine getirmek üzere çalışmalarına başlamıştır. (TEDAŞ, 2015)



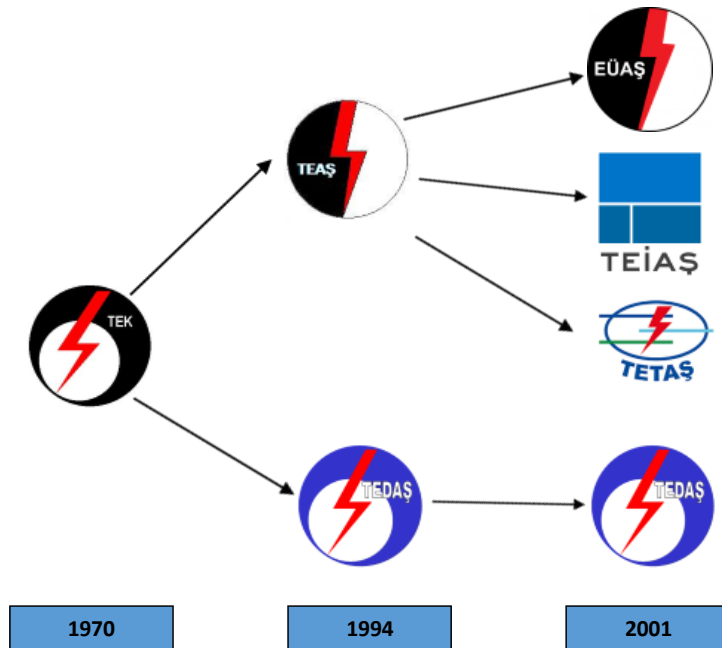
**Şekil 2.2.** TEK'in ayrılması

2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun ("EPK") kabul edilmesi ile birlikte sektördeki kademeli ayrıştırma süreci devam etmiş, TEAŞ üç ayrı kamu şirketine ayrıştırılmıştır. Bu şirketler:

- Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ): Kamuya ait elektrik üretim tesislerinin işletilmesi ve elektrik üretim faaliyetleri için kurulmuştur.
- Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ): elektrik iletim faaliyetlerinin gerçekleştirilmesi için ve sistem ve piyasa işletmecisi olarak kurulmuştur.
- Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ): TEAŞ ile uzun dönemli elektrik alım sözleşmeleri olan üreticilerden elektrik satın almakla ve bunu dağıtım şirketlerine satmakla yetkili olarak kurulmuştur.



Şekil 2.3. TEAŞ'in ayrışması



Şekil 2.4. Elektrik sektörünün gelişimi

## 2.2. Özelleştirme ve Dağıtım Sektörünün Oluşum Süreci

Serbest piyasa düzenine geçiş çalışmaları çerçevesinde, elektrik dağıtım bölgeleri referans alınarak kamu mülkiyetindeki elektrik işletmelerinin yeniden yapılandırılması suretiyle, elektrik dağıtım ve perakende satış hizmetlerinin özelleştirilmesine karar verilmiştir. TEDAŞ 02.04.2004 tarihinde Özelleştirme Yüksek Kurulu kararı ile özelleştirme programına alınmıştır. (TEDAŞ, 2015) Türkiye’de 14 Mart 2013 tarihinde kabul edilen 6446 sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu” ile elektrik enerjisi sektörü yeniden yapılandırılmıştır. Bu kanun ile ülkemizde elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde toplumun kullanımına sunulması hedeflenmiştir. Bu amaçla Türkiye’de elektrik enerjisi sektörünün yapısı, üretim faaliyeti, iletim faaliyeti, dağıtım faaliyeti, toptan veya perakende satış faaliyetleri, piyasa işletim faaliyeti ve ithalat ve ihracat faaliyeti, organize sanayi bölgelerince yürütülebilecek faaliyetler ve lisanssız yürütülebilecek faaliyetler, şeklinde düzenlenmiştir. (6446 Sayılı Kanun, 2013)

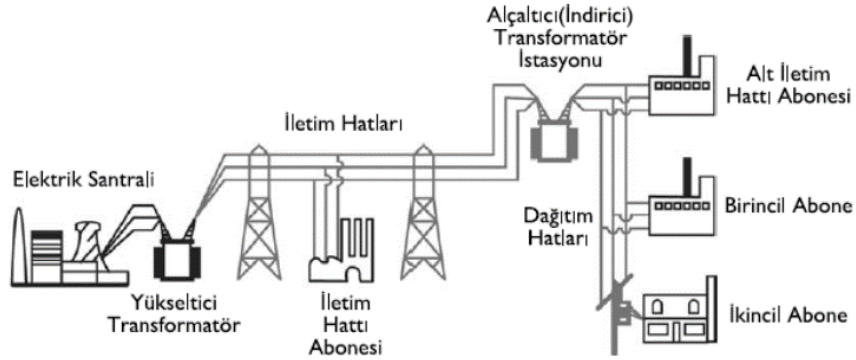
Bu bağlamda, ülkemizdeki 21 dağıtım bölgesinden 20’sini işleten TEDAŞ özelleştirme programına tabi tutulmuş ve bu 20 bölgenin her birinde TEDAŞ iştiraki olarak ayrı dağıtım şirketleri kurulmuştur (bir bölgesel dağıtım şirketi olan Kayseri EDAŞ 1 Mart 1990 kuruluş tarihinden itibaren özeldir). Özelleştirme öncesinde Türkiye’nin en büyük şirketlerinden birisi olan TEDAŞ, 2005 itibariyle yaklaşık 28,5 milyon müşteriye ve Türkiye’deki elektrik dağıtım piyasasında yüzde 98’lik bir paya sahipti. Özelleştirme tamamlandıktan sonra Türkiye’de faaliyet gösteren 21 dağıtım şirketi aşağıda yer alan harita üzerinde bölgesel olarak gösterilmiştir. (ETKB, 2016)



Şekil 2.5. Türkiye elektrik dağıtım şirketleri haritası

### 3. ELEKTRİK DAĞITIM FAALİYETİ

Elektrik dağıtımını, elektrik enerjisinin son kullanıcıya ulaştırılması olarak ifade edilebilir. Bir dağıtım sistemi elektriği yüksek gerilimli ulusal iletim sisteminden tüketiciye ulaştırabilmek için tasarlanan birleşik bir ağıdır. Elektrik enerjisinin üretildiği santraller tüketim merkezlerinden çok uzakta kurulduklarından, üretilen yüksek gerilimli elektrik enerjisi iletim hatlarıyla yerleşim birimlerinin veya sanayi bölgelerinin yakınına kadar ulaştırılmakta ve uygun gerilim seviyesine düşürülmesinin ardından kullanıcılara dağıtılmaktadır. Elektrik enerjisinin üretimi kadar, üretilen enerjinin mümkün olduğunca kayıpsız, güvenli ve sürekli bir şekilde ulaştırılması çok önemli bir süreçtir. Çünkü yüksek gerilimli elektrik enerjisi depolanamayan bir enerji türüdür. Bu nedenle üretildiği anda hemen kullanıcıya ulaştırılması gerekir. (Kul, ve diğerleri, 2013) Aşağıda santrallerde üretilen elektrik enerjisinin abonelere ulaştırılması için kullanılan basit bir enerji iletim ve dağıtım sistemi gösterilmektedir.



Şekil 3.1. Elektrik iletim ve dağıtım sistemi (Kul, ve diğerleri, 2013)

Türkiye’de elektrik enerjisi dağıtım faaliyeti; elektrik enerjisinin ulusal iletim hatlarından TEİAŞ tarafından taşınmasının ardından, şehir veya daha geniş coğrafi bölgelerde kurulu olan yerel dağıtım şebekesi üzerinden nihai kullanıcıya ulaştırılması faaliyetidir. Bu faaliyet, 6446 sayılı kanun çerçevesinde lisans alan, dağıtım şirketleri tarafından, lisansta belirlenen bölgelerde yürütülmektedir. Dağıtım şirketi, lisansında belirlenen bölgede sayaçların kurulumu, okunması, bakımı ve işletilmesi hizmetlerinin yerine getirilmesinden sorumludur. Dağıtım şirketi, lisansında belirtilen bölgedeki dağıtım sistemini işletmek, tesisleri yenilemek, kapasite ikame ve artırım yatırımlarını yapmak, dağıtım sistemine bağlı tüm kullanıcılarına hizmet sunmakla yükümlüdür.

Ayrıca dağıtım bölgesinde genel aydınlatmadan ve bunlara ait gerekli ölçüm sistemlerinin tesis edilmesi ve işletilmesinden sorumludur. (Ertlav, 2014)

### 3.1. Elektrik Dağıtım Şebekesi

Bir dağıtım şebekesi genel olarak; üretim kaynağı, iletim hattı, trafo, dağıtım hattı ve enerji tüketen yüklerden oluşmaktadır. Trafo merkezlerinden veya iletim hatlarından gelen yüksek gerilim seviyesindeki enerji düşük gerilim seviyelerine indirilerek dağıtım hatlarıyla tüketicilere sunulur. Bir elektrik dağıtım şebekesi genel olarak, gerilimin düşürüldüğü indirici trafo merkezleri ile tüketiciler arasında kalan hat olup, dört kısımdan oluşur.

- İndirici trafo merkezleri (İM)
- Orta gerilim dağıtım hatları (OG)
- Dağıtım trafo merkezleri (DM)
- Alçak gerilim dağıtım hatları (AG)

Görüldüğü üzere dağıtım sistemleri gerilim seviyelerine göre, alçak gerilim ve orta gerilim dağıtım şebekesi olacak şekilde ikiye ayrılmaktadır. Alçak gerilim şebekeleri 1 kV'ın altında, orta gerilim şebekeleri ise 1-34,5 kV gerilim arasında gerilim değerlerine sahiptir. Uygulamada dağıtım şebekelerinin genel özelliklerini; kullanılan hat, trafo merkezleri ve koruma elemanları açısından aşağıdaki gibi özetlenebilir.

Elektrik dağıtım hatlarının büyük bir çoğunluğu kırsal ve kenar mahallelerde havai hat olup, genellikle şehir merkezlerinde yer altı kabloları ile dağıtım yapılmaktadır. Dağıtım sistemi alçak gerilimde üç fazlı ve gerilimi 220/380 V' dur. Transformatörlerin büyük bir bölümü direk tipi transformatörlerdir. Transformatörlerden alınan güç önce direk altındaki dağıtım panosuna aktarılmakta oradan da havai hatlar veya yer altı hattı ile en son kullanıcılara kadar ulaştırılmaktadır. Hat korumaları klasik olarak devre kesiciler ile yapılmaktadır. Kırsalda indirici merkez fider çıkışlarında ve köklerde, şehir merkezlerinde ise yine fider başlarında koruma amaçlı devre kesiciler bulunmaktadır. Bazı bina tipi dağıtım merkezlerinde aşırı akım ve kısa devre koruma sistemleri de mevcuttur. Genellikle transformatörlerde, bina tipi merkezlerde sekonder veya primer koruma, direk tipi olanlarında ise sigortalı koruma yapılır. Alçak gerilimde fiderler bıçaklı sigorta ile korunmakta olup, bazı transformatör merkezlerinde termik manyetik şalterler kullanılmaktadır.



#### 4. ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKELERİNİN TEMEL ÖZELLİKLERİ

Bu bölümde Türkiye Elektrik Piyasasında faaliyet gösteren dağıtım şirketlerinin temel özellikleri, 2016 yıl sonu itibariyle elde edilen EPDK verilerine göre sunulacaktır.

##### 4.1. Dağıtım Şirketleri ve Özelleştirme

Aşağıda yer alan Tablo 4.1'de 21 dağıtım şirketinin isimleri, sorumluluk sahasında bulunan iller, özelleştirme tarihi ve özelleştirme bedeli bilgileri yer almaktadır. Öncelikle Türkiye'nin dağıtım şebekesi coğrafi yakınlık, yönetsel yapı, enerji talebi ve diğer teknik/mali etkenler dikkate alınarak 21 dağıtım bölgesine bölünmüştür. TEDAŞ'ın özelleştirme programına alınmasının ardından, TEDAŞ'ın sahibi olduğu 20 bölgenin her birinde dağıtım şirketi kurmuştur.

**Tablo 4.1.** *Türkiye'de Elektrik Dağıtım Şirketleri (ETKB, 2016)*

Şirket Adı	Kapsadığı İller	Devir Tarihi
DİCLE EDAŞ	Diyarbakır, Mardin, Batman, Şanlıurfa, Şırnak, Siirt	28.Haz.13
Vangözü EDAŞ	Bitlis, Hakkari, Muş, Van	29.Tem.13
Aras EDAŞ	Erzurum, Ağrı, Ardahan, Bayburt, Kars, Erzincan, Iğdır	28.Haz.13
Çoruh EDAŞ	Trabzon, Artvin, Giresun, Rize, Gümüşhane	30.Eyl.10
Fırat EDAŞ	Elazığ, Bingöl, Malatya, Tunceli	06.Oca.11
Çamlıbel EDAŞ	Sivas, Tokat, Yozgat	31.Ağu.10
Toroslar EDAŞ	Adana, Gaziantep, Hatay, Mersin, Kilis, Osmaniye	01.Eki.13
Meram EDAŞ	Nevşehir, Niğde, Konya, Karaman, Kırşehir, Aksaray	30.Eki.09
Başkent EDAŞ	Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Kastamonu, Çankırı, Bartın, Karabük	28.Oca.09
Akdeniz EDAŞ	Antalya Burdur, Samsun	28.May.13
GDZ EDAŞ	İzmir, Manisa	14.Haz.13
Uludağ EDAŞ	Bursa, Balıkesir, Çanakkale, Yalova	31.Ağu.10
Trakya EDAŞ	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ	03.Oca.12
İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ	İstanbul Anadolu yakası	01.Ağu.13
Sakarya EDAŞ	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli	11.Şub.09
Osmangazi EDAŞ	Eskişehir, Afyon, Bilecik, Kütahya, Uşak	31.May.10
Boğaziçi EDAŞ	İstanbul Avrupa Yakası	28.May.13
Kayseri ve Çevresi EDAŞ	Kayseri (Kuruluşundan itibaren özel şirket)	-----
ADM EDAŞ	Aydın, Denizli, Muğla	15.Ağu.08
AKEDAŞ	Adıyaman, Kahramanmaraş	31.Ara.10
Yeşilirmak EDAŞ	Samsun, Amasya, Çorum, Ordu, Sinop	30.Ara.10

Elektrik dağıtım şirketlerinin tamamıyla özelleştirilmesi 4 yılda gerçekleşmiş olup, 8 EDAŞ 2013 yılında özelleştirilirken, 11 EDAŞ daha önceki aşamada 2008–2010 (**BEDAŞ, SEDAŞ, MEDAŞ** 2008 yılında, **Fırat EDAŞ** 2011 yılında ve **TREDAŞ** 2012 yılında) döneminde özelleştirilmiştir.

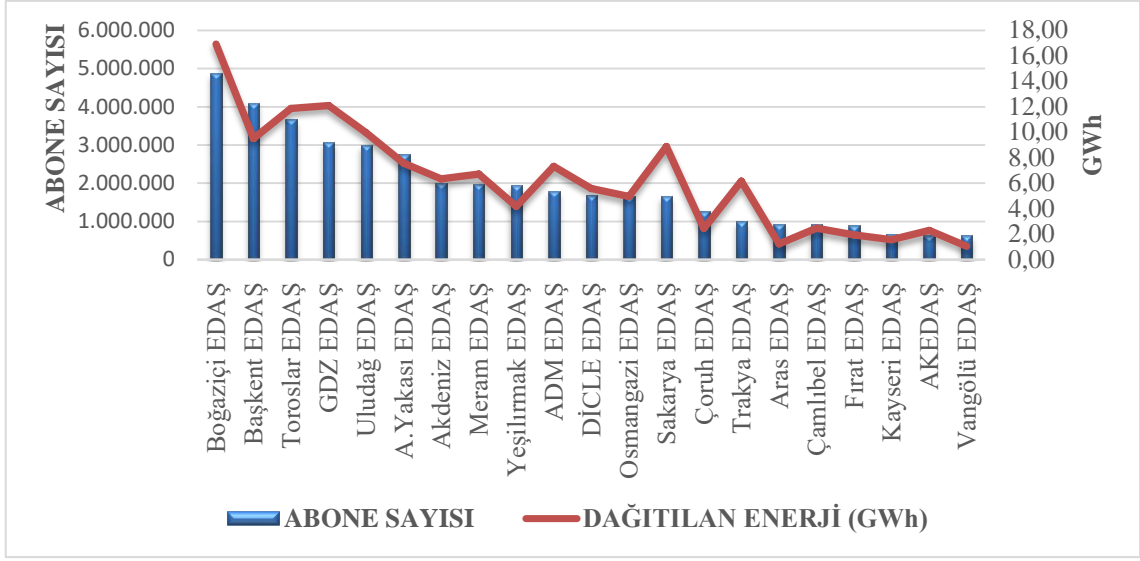
#### 4.2. Tüketici Sayıları ve Dağıtılan Enerji

2016 yıl sonu itibariyle dağıtım sistemini kullanan toplam tüketici sayısı 41.055.915 olarak gerçekleşmiş olup, bu tüketicilerin toplam tüketimleri 130,9 GWh'tır. Aşağıdaki Tablo 4.2'de dağıtım şirketlerinin abone sayıları ve tükettikleri enerji bilgileri gösterilmektedir. Tablo 4.2'e bakıldığında en yüksek tüketici sayısına sahip dağıtım bölgelerinin sırasıyla 4.87 milyonla Boğaziçi EDAŞ, 4.1 milyonla Başkent EDAŞ ve 3.67 milyonla Toroslar EDAŞ olduğu görülmektedir.

**Tablo 4.2.** Abone sayıları ve dağıtılan enerji miktarı (EPDK, 2016)

Şirket Adı	Abone Sayısı	Dağıtılan Elektrik (MWh)
Boğaziçi EDAŞ	4.872.387	16.903.239,74
Başkent EDAŞ	4.099.788	9.495.847,47
Toroslar EDAŞ	3.669.912	11.859.085,92
GDZ EDAŞ	3.061.100	12.093.600,33
Uludağ EDAŞ	2.983.810	9.948.162,06
A. Yakası EDAŞ	2.751.857	7.571.846,05
Akdeniz EDAŞ	2.000.386	6.330.405,23
Meram EDAŞ	1.964.377	6.709.351,87
Yeşilirmak EDAŞ	1.938.042	4.186.088,41
ADM EDAŞ	1.787.566	7.316.107,83
DİCLE EDAŞ	1.675.698	5.589.981,09
Osmangazi EDAŞ	1.661.395	4.949.544,21
Sakarya EDAŞ	1.654.546	8.880.960,82
Çoruh EDAŞ	1.269.278	2.447.995,92
Trakya EDAŞ	991.026	6.157.197,56
Aras EDAŞ	935.816	1.233.570,87
Çamlıbel EDAŞ	917.913	2.461.711,96
Fırat EDAŞ	888.483	1.948.324,46
Kayseri EDAŞ	673.432	1.555.522,32
AKEDAŞ	635.620	2.281.837,53
Vangözü EDAŞ	623.483	1.055.044,73

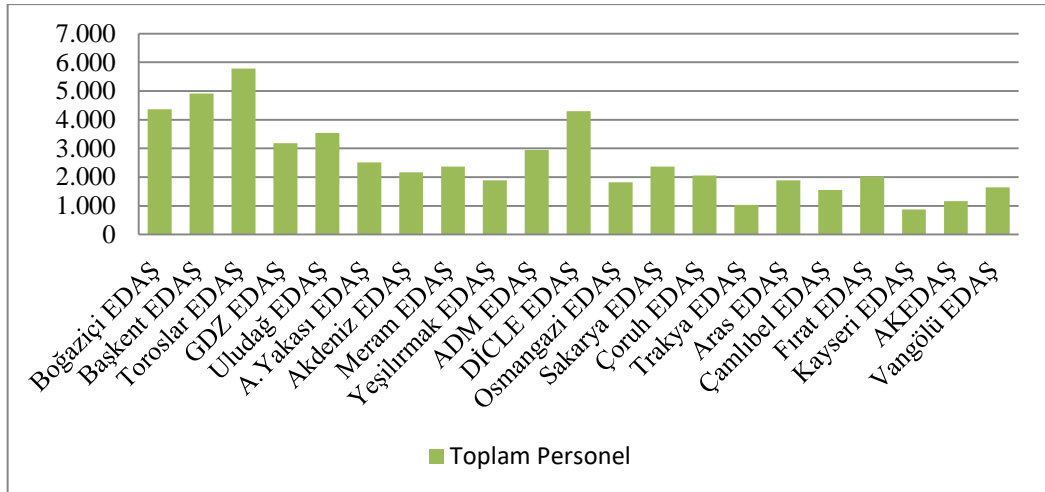
Şekil 4.1 dağıtım şirketleri abone sayıları ve tüketimleri grafik olarak gösterilmiştir. Grafikte tüketim ve abone sayıları arasında genel olarak paralel bir ilişki görülmektedir.



Şekil 4.1. Abone sayıları ve dağıtılan enerji miktarı (EPDK, 2016)

### 4.3. İstihdam

2016 yılı sonu itibariyle elektrik dağıtım sektöründe 54.412 kişiye istihdam sağlanmakta olup; 14.984 kişi dağıtım şirketi kadrolu personeli olarak, 39.428 kişi de taşeron firma personeli olarak görev yapmaktadır. Şekil 4.2 ve Tablo 4.3’de dağıtım şirketlerine göre çalışan sayıları gösterilmektedir. Boğaziçi EDAŞ 5.785 toplam personel ile en yüksek çalışan sayısına sahipken, kadrolu personel sayısının en yüksek olduğu dağıtım şirketi 1.881 personel ile Dicle EDAŞ, taşeron personel sayısının en yüksek olduğu bölge ise 5.079 personel ile Boğaziçi EDAŞ olmuştur. Kayseri ve Cıvırı EDAŞ ise 873 personel ile en düşük çalışan sayısına sahip dağıtım şirketi olmuştur.

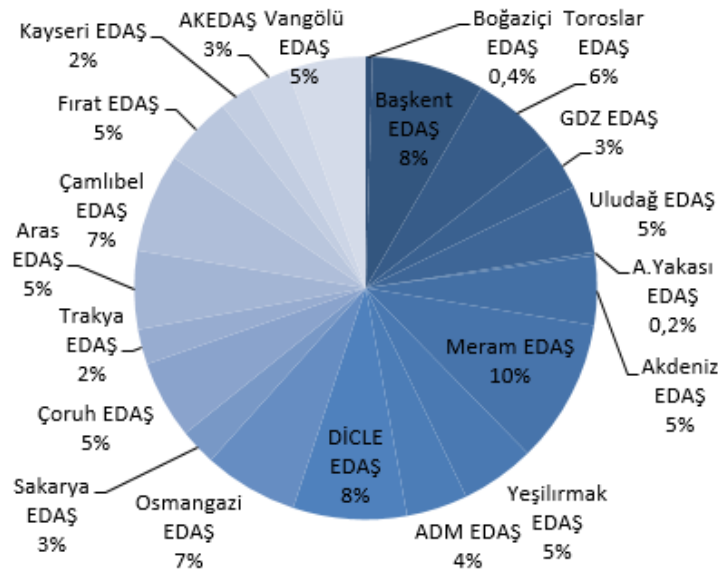


Şekil 4.2. Personel Sayıları (EPDK, 2016)

**Tablo 4.3. İstihdam edilen personel ve hizmet verilen alan bilgileri (EPDK, 2016)**

Dağıtım Şirketi	Hizmet Verilen Alan (km <sup>2</sup> )	Kadrolu Personel	Taşeron Personel	Toplam
Boğaziçi EDAŞ	3.573	732	3.631	4.363
Başkent EDAŞ	60.121	1.012	3.901	4.913
Toroslar EDAŞ	46.858	706	5.079	5.785
GDZ EDAŞ	25.244	658	2.530	3.188
Uludağ EDAŞ	36.160	519	3.022	3.541
A.Yakası EDAŞ	1.742	921	1.597	2.518
Akdeniz EDAŞ	36.797	298	1.870	2.168
Meram EDAŞ	76.935	698	1.671	2.369
Yeşilirmak EDAŞ	39.633	677	1.209	1.886
ADM EDAŞ	32.658	518	2.426	2.944
DİCLE EDAŞ	60.630	1.881	2.415	4.296
Osmangazi EDAŞ	50.304	1.245	581	1.826
Sakarya EDAŞ	19.422	1.667	705	2.372
Çoruh EDAŞ	41.755	414	1.645	2.059
Trakya EDAŞ	18.740	429	604	1.033
Aras EDAŞ	41.755	534	1.360	1.894
Çamlıbel EDAŞ	52.714	232	1.320	1.552
Fırat EDAŞ	37.323	330	1.688	2.018
Kayseri EDAŞ	17.109	500	373	873
AKEDAŞ	22.063	365	804	1.169
Vangölü EDAŞ	41.755	648	997	1.645

Şekil 4.3’de Tablo 4.3’de yer alan 2016 yıl sonu verilerine göre dağıtım şirketlerinin hizmet verdikleri alanların yüz ölçümü olarak yüzdesi gösterilmektedir. Buna göre ülkemiz yüzölçümünün %10’ u olacak şekilde en büyük bölgeye hizmet veren dağıtım şirketi Meram EDAŞ’dır.



**Şekil 4.3. Hizmet verilen alan yüzdeleri**

#### 4.4. Dağıtım Şebekesi Verileri

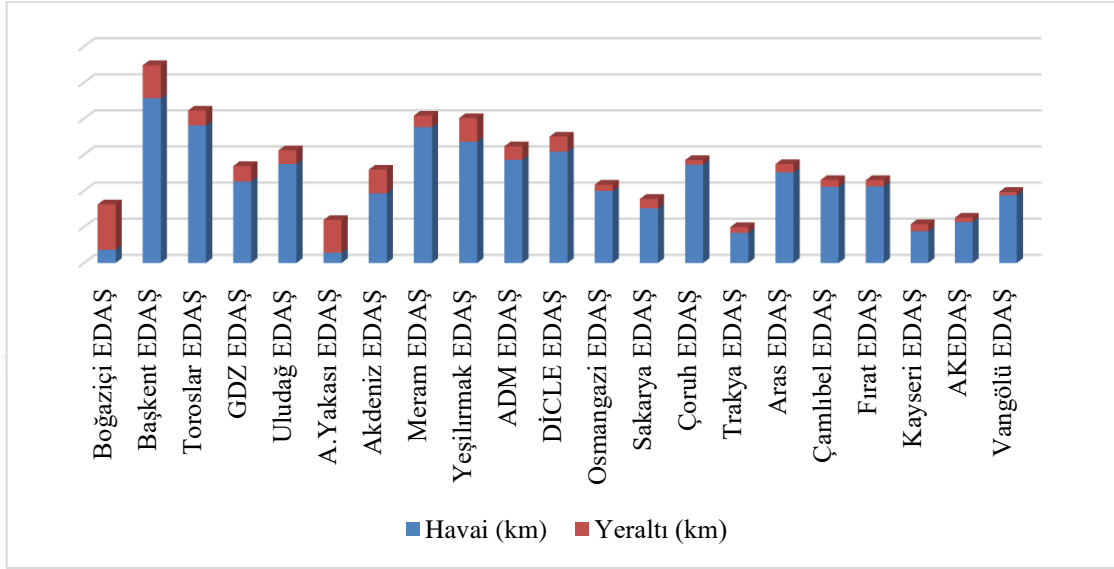
Elektrik şebekesi istisnalar haricinde Türkiye'nin tamamına ulaşmıştır. Büyük tüketimi olan sanayi tesisleri dışında, tüm küçük ve orta ölçekli tüketiciler dağıtım sistemi üzerinden elektrik enerjisi temin etmektedirler. EPDK 2016 yıl sonu verileriyle oluşturulan Tablo 4.4'den de görüleceği üzere Türkiye toplam dağıtım hattı uzunluğu 1.102.508 km'ye ulaşmıştır. Dağıtım bölgeleri hat uzunluklarına bakıldığında Başkent EDAŞ, Toroslar EDAŞ, Meram EDAŞ, Yeşilirmak EDAŞ ve Dicle EDAŞ dağıtım bölgeleri hat uzunluğu bakımından ilk beş bölgeyi oluşturmaktadır. Dağıtım hat uzunlukları ile dağıtım bölgesinin genişliği ve dağıtım şebekesinin yaygınlığı arasında doğru bir orantı olduğu bu sıralamadan da görülmektedir.

**Tablo 4.4.** *Dağıtım hatları verileri (EPDK, 2016)*

Dağıtım Şirketleri	Havai (km)	Yeraltı (km)	Toplam (km)
Boğaziçi EDAŞ	7.303	25.154	32.457
Başkent EDAŞ	91.266	18.394	109.659
Toroslar EDAŞ	76.118	8.293	84.411
GDZ EDAŞ	45.050	8.555	53.606
Uludağ EDAŞ	54.801	7.529	62.330
A.Yakası EDAŞ	5.652	18.131	23.783
Akdeniz EDAŞ	38.554	13.118	51.672
Meram EDAŞ	75.278	6.358	81.636
Yeşilirmak EDAŞ	67.100	13.163	80.263
ADM EDAŞ	56.995	7.599	64.594
DİCLE EDAŞ	61.572	8.413	69.985
Osmangazi EDAŞ	39.895	3.470	43.364
Sakarya EDAŞ	30.183	5.296	35.478
Çoruh EDAŞ	54.399	2.549	56.949
Trakya EDAŞ	16.639	3.203	19.842
Aras EDAŞ	50.166	4.598	54.765
Çamlıbel EDAŞ	42.178	3.765	45.943
Fırat EDAŞ	42.325	3.565	45.890
Kayseri EDAŞ	17.598	3.890	21.488
AKEDAŞ	22.610	2.448	25.058
Vangölü EDAŞ	37.477	1.859	39.335
<b>TOPLAM</b>	<b>933.159</b>	<b>169.350</b>	<b>1.102.508</b>

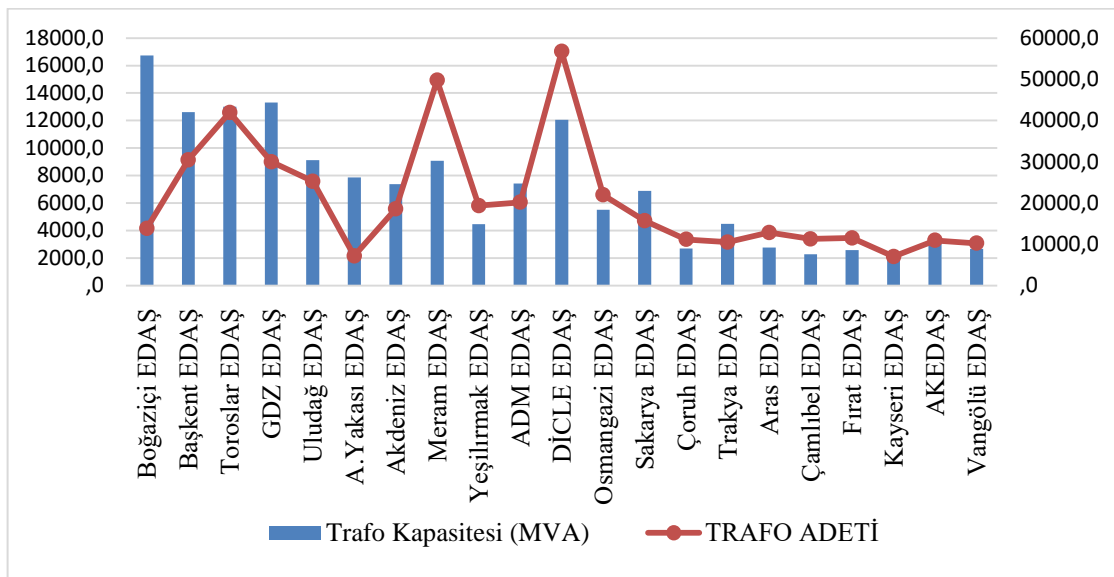
2016 yıl sonu verileriyle oluşturulan Tablo 4.4'de dağıtım hatlarının dağılımı görülmektedir. Tablo 4.4'dan da görüldüğü üzere dağıtım hattının %85'ini havai hatlar oluşturmaktadır. Yer altı hatlarının dağıtım hatları uzunlukları içerisindeki payı ise yalnızca %15'dir. Bu durum dağıtım hatlarının dış etkiye açık olduğunu göstermektedir.

Bahsi geçen dış etkiler doğal afetler, iklim veya insan kaynaklı olabilmektedir. Özellikle aşırı yağışlar ve şiddetli rüzgârlar gibi doğa olayları doğrudan veya dolaylı olarak dağıtım hatlarında hasarlara yol açar.



Şekil 4.4. Dağıtım hatlarının kıyaslanması

Şekil 4.4’de görüleceği üzere nüfusun yoğun olduğu Boğaziçi EDAŞ ve İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ bölgelerinde yer altı hat uzunluklarının payı havai hatlara göre daha yüksektir.



Şekil 4.5. Trafo kapasiteleri ve trafo adetleri

Şekil 4.5 ve tablo 4.5’de 2016 EPDK yıl sonu verilene göre dağıtım şirketi bazlı, trafo adet ve kapasiteleri yer almaktadır. Buna göre trafo adeti olarak Dicle EDAŞ ilk sırayı alırken, toplam trafo kapasitesinde ise BEDAŞ ilk sırada yer almaktadır.

**Tablo 4.5.** *Trafo sayıları ve trafo kapasiteleri (EPDK, 2016)*

Dağıtım Şirketi	Trafo Kapasitesi (MVA)	Trafo Adeti
Boğaziçi EDAŞ	16.739	13.838
Başkent EDAŞ	12.615	30.467
Toroslar EDAŞ	12.998	41.942
GDZ EDAŞ	13.304	29.975
Uludağ EDAŞ	9.122	25.243
A.Yakası EDAŞ	7.858	7.174
Akdeniz EDAŞ	7.366	18.576
Meram EDAŞ	9.071	49.736
Yeşilırmak EDAŞ	4.464	19.344
ADM EDAŞ	7.420	20.157
DİCLE EDAŞ	12.048	56.738
Osmangazi EDAŞ	5.511	21.969
Sakarya EDAŞ	6.882	15.693
Çoruh EDAŞ	2.685	11.177
Trakya EDAŞ	4.473	10.503
Aras EDAŞ	2.757	12.825
Çamlıbel EDAŞ	2.280	11.267
Fırat EDAŞ	2.568	11.524
Kayseri EDAŞ	2.354	6.998
AKEDAŞ	3.180	10.919
Vangözü EDAŞ	2.673	10.234

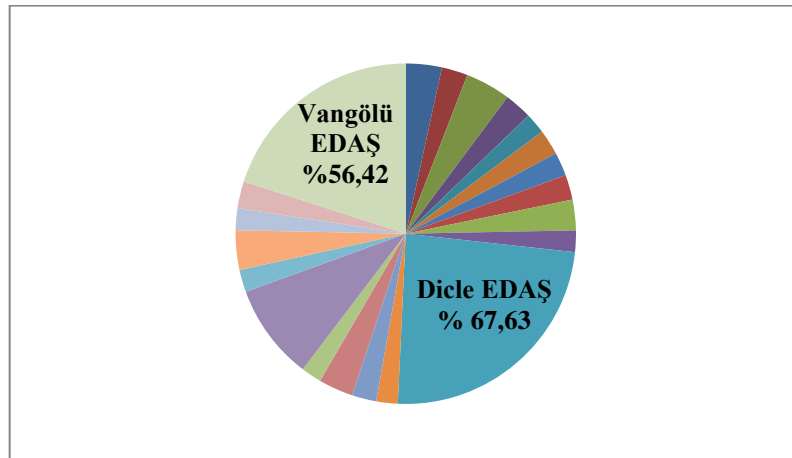
#### 4.5. Enerji Kayıpları

Elektrik dağıtım sektöründe, sistem içinde iki farklı türde enerji kaybı sorunu yaşanmaktadır. Bunlardan ilki nakil hatları ve trafolarla elektriğin yapısı gereği meydana gelen enerji kayıplarıdır. Elektrik dağıtım sistemini oluşturan tesis ve cihazların neden olduğu bu kayıplar, teknik kayıp olarak nitelendirilmektedir. Diğer ve asıl soruna yol açan enerji kayıp türü ise, teknik olmayan kayıplardır. Elektriğin sayaçlar ya da dağıtım hatları üzerinden illegal yöntemlerle kaçak kullanımını yani enerji hırsızlığını ifade etmektedir. (Ertlav, 2014) Söz konusu bu kayıplar dağıtım şirketleri ve ülke ekonomisi açısından olumsuz etkilere sahiptir.

Tablo 4.6’da yer alan EPDK 2016 yıl sonu verilene göre, en yüksek enerji kaybı Dicle EDAŞ (%67,63), Vangözü EDAŞ (%56,42) ve Aras EDAŞ (%25,68) bölgelerinde gerçekleşmiştir. Dikkat edilirse enerji kaybı miktarının, illegal kullanımın yoğun olduğu ve faturalandırma işlemlerinin sağlıklı yapılamadığı bölgelerde en fazla olduğu görülmektedir.

**Tablo 4.6.** Enerji kayıpları (EPDK, 2016)

Dağıtım Şirketi	Enerji Kaybı %
Boğaziçi EDAŞ	9,61
Başkent EDAŞ	6,98
Toroslar EDAŞ	12,12
GDZ EDAŞ	7,32
Uludağ EDAŞ	5,57
A.Yakası EDAŞ	6,78
Akdeniz EDAŞ	6,31
Meram EDAŞ	6,65
Yeşilirmak EDAŞ	8,20
ADM EDAŞ	5,74
Dicle EDAŞ	67,63
Osmangazi EDAŞ	5,75
Sakarya EDAŞ	6,58
Çoruh EDAŞ	9,25
Trakya EDAŞ	5,46
Aras EDAŞ	25,68
Çamlıbel EDAŞ	5,97
Fırat EDAŞ	10,56
Kayseri EDAŞ	5,87
AKEDAŞ	7,20
Vangözü EDAŞ	56,42



**Şekil 4.6.** Kayıp enerji oranları



## 5. TEDARİK SÜREKLİLİĞİ

### 5.1. Giriş

“Mükemmel bir dünyada” elektrik enerjisi temininin kesintisiz, voltaj ve frekans değerlerinin nominal seviyelere eşit ve gerilim dalga formunun tam bir sinüs olması gerekirdi. Fakat gerçekte; elektrik temini kesintili, gerilim ve frekans büyüklükleri ise ideal değerlerinden sürekli sapmakta ve gerilim dalga biçimi bozulmaktadır. Tedarik sürekliliği ise bunlardan elektrik teminin kesintili olması ile alakalıdır. (CEER, 2008)

Bir elektrik sisteminden talep edilen elektriğin, sürekli olarak temin edilebilmesi ne teknik olarak ne de ekonomik olarak mümkün değildir. Ancak, kullanıcıların elektrik enerjisi ihtiyacı çoğaldıkça, enerji temininde sürekliliğinin daha yüksek seviyelerde gerçekleşme beklentisi de artmaktadır. (Bertoldi, 2009) Bir şebekede elektrik tedarikinin mevcut olmadığı duruma “tedarikin kesilmesi” ya da daha yaygın bir tabirle “kesinti” denilmektedir. Elektrik dağıtım sisteminde ne kadar az kesinti olur ve yaşanan kesintiler ne kadar kısa sürerse, kullanıcı açısından dağıtım şirketinin tedarik sürekliliği performansı o kadar iyi demektir.

Şebekelerin kesinti sayısı ve sürelerinin kullanıcılar tarafından kabul edilebilir sınırlar içerisinde ekonomik olacak şekilde tesis edilmesi ve işletilmesi gerekmektedir. Ancak bu sayede hem kullanıcı hem de dağıtım şirketi için ideal bir tedarik sürekliliği performansı yakalanabilir. Bu nedenle, dağıtım şirketlerinin rollerinden birisi enerji tedarik sürekliliği performansını en uygun maliyetli bir şekilde optimize etmektir. (CEER, 2016)

Elbette ideal tedarik sürekliliği performansı tanımı; kullanıcı türüne (endüstriyel veya mesken) ve bölgelere (kentsel ve kırsal) göre farklılık gösterir. Örneğin kısa süreli kesintiler endüstriyel bir tesis için ciddi maddi kayıplara neden olabilirken, mesken kullanıcıları için yalnızca gündelik işlerinin bir süre aksaması ve/veya az maddi kayıpla sonuçlanır. Ancak, kesintinin sebebi ne olursa olsun tedarik sürekliliği her tipteki kullanıcı için büyük önem arz etmektedir. Kesintilerin artması kullanıcının dağıtım şirketine olan güveninde bir azalmaya neden olur.

Bir kullanıcının dağıtım faaliyetini yürüten şirketten temel beklentileri şunlardır:

- Güvenli enerji temini,
- Hızla arıza onarım/bakım,
- Bir sorun olduğunda zamanında güvenilir bilgi.

Önceleri bu beklentileri karşılamak tamamen dağıtım sistemi işletmecisinin inisiyatifinde olup, kullanıcılar her türlü sonuca razı olmak zorunda kalmıştır. Ancak bu yaklaşım günümüzde değişmiş, dağıtım şirketlerinin uyması gereken uluslararası ya da ulusal düzeyde genel şartlar getirilmiştir (Math H.J. Bollen, 2012). Dolayısıyla, ülkemizde ve dünyada elektrik dağıtımında kullanıcıların beklentilerini karşılamak adına sunulan hizmetin kalitesi bir dizi "kalite faktörü" ile belirlenmektedir. Bunlar; ticari kalite, teknik kalite ve tedarik sürekliliği kalitesi olmak üzere üç kategoride incelenmektedir.

Elektrik enerjisinde ticari kalite; kullanıcılara bağlantı anlaşması veya perakende satış sözleşmesi kapsamında hizmet veren dağıtım şirketinin, enerji satışı veya hizmetin sunumuna ilişkin olarak meydana gelecek kullanıcı ile ilişkilerindeki tüm faaliyetleri, kalite standartlarına uygun şekilde, yerine getirilebilme kapasitesidir (EPDK, 2012). Ticari kalite, elektrik enerjisini sunan kurum ile elektrik enerjisini talep eden tüketici arasındaki hizmet ilişkisinin kalitesi ile ilgilidir. Bu ilişki vatandaşın dağıtım şirketinden bilgi talep ettiği veya bağlantı talebini iletmediği anda başlamaktadır. Bunun gibi ticari kaliteyi ilgilendiren ilişkilerden bazıları standartlar ve ortalamalar vasıtasıyla ölçülebilmektedir (Ertılav, 2014).

Elektrik enerjisinde teknik kalite, dağıtım şirketinin kullanıcıların elektrik enerjisi talebini; gerilimin frekansı, genliği, dalga şekli ve üç faz simetrisi açısından kabul edilebilir değişim sınırları içerisinde kesintisiz ve kaliteli bir şekilde karşılayabilme kapasitesidir (EPDK, 2012). Elektrik enerjisinin gerilim ve frekanslarının teknik kalite standartlarında belirtilen sınır değerler dışına çıkması durumunda kullanıcıların elektrikli aletlerinde veya endüstride çok ciddi mali hasarlara neden olabilmektedir. Bu nedenle birçok ülkede olduğu gibi ülkemizde de teknik kalite çok önemlidir. Teknik kalite literatürde yaygın bir şekilde güç kalitesi olarak ifade edilir.

Elektrik enerjisinin kalite standartlarından tedarik sürekliliği kalitesi ise, dağıtım sistemi kullanıcılarına ekonomik olarak kabul edilebilir maliyetlerle ve mümkün olan asgari kesinti süresi ve sıklığı ile elektrik enerjisi sunabilme kapasitesidir (EPDK, 2012). Bu asgari şartlar uluslararası standartlar ve yönetmeliklerle bir dizi kalite indisleri şeklinde belirlenmekte ve hesaplanmaktadır. Bunlara ilerleyen bölümlerde yer verilecektir. Özetle tedarik sürekliliği kalitesi; enerji talebinin olduğu yerde herhangi bir kesinti olmaksızın dağıtım şirketinin elektrik enerjisi sunabilme kabiliyeti ile ilgilidir (Math H.J. Bollen, 2012).

Her kullanıcı için yukarıda belirtilen kalite faktörlerinin önem sırası değişmektedir. Ancak tedarik edilemeyen enerjinin hiçbir değeri yoktur. Bu nedenle çalışmamızda bahsi geçen faktörlerden tedarik sürekliliği kalitesi ele alınacaktır. Kullanıcıların yaşadığı tedarik sürekliliği sorunlarının %90'ı dağıtım sistemi kaynaklıdır ve dağıtım sisteminin tedarik sürekliliği performansını artırmak, kullanıcılar için tedarik sürekliliği kalitesinin artması anlamına gelir (Brown, 2003).

Giriş kısmında da bahsedildiği üzere, tedarik sürekliliği elektrik enerjisi kesintileri ile ilgilidir. Bu nedenle öncelikle dağıtım şebekesinde meydana gelen arıza ve kesintilerin incelenmesi gerekmektedir.

## **5.2. Kesintiler**

Kaynak ile tüketici arasındaki bağlantıyı teşkil eden elektrik dağıtım sistemi, kullanıcıların maruz kaldığı kesintilerin büyük bir bölümünün de ana kaynağıdır. Elektrik enerjisinin tüketiciye ulaşmadan hemen önceki dağıtım şebekesi kısmında, birçok arıza çeşitliliği bulunmaktadır. Dağıtım sistemleri özellikle alçak gerilim seviyelerinde radyal (yedek olmaksızın) işletilmektedir. Bundan dolayı herhangi bir noktada arıza nedeniyle meydana gelen kesinti tedarik sürekliliği kesintisine neden olur. Dağıtım sistemlerinde meydana gelebilecek bir arızadan dolayı tüketicilerin etkilenmesi, üretim ve iletim sistemlerinde meydana gelebilecek arızalardan daha fazladır. Bu arızalar elektriksel, mekaniksel, atmosferik ve yanlış manevra gibi nedenlerle oluşmaktadır. Arızalar sonucu oluşan elektrik kesintileri iletişim, ulaşım ve güvenlik sistemlerini durdurur; elektriğin önemli olduğu hastaneler, havalimanları gibi önemli yerlerde istenmeyen olaylara ve mağduriyetlere yol açar (Ahmet Çiftçi, 2017).

Eğer kullanıcı ile şebekenin ana kısmı arasında bir yük akışı mevcut değil ise, buna bir kesinti denmektedir (CEER, 2008). Dağıtım sistemlerinde kesintilere neden olan çeşitli faktörler üç ana grupta nedenleriyle verilebilir (Ahmet Çiftçi, 2017).

- İç Faktörler: Dağıtım şebekesi ekipmanları kaynaklı arızalar
- Dış Faktörler: Doğa ve doğa olaylarının şebekeyi etkilemesi sonucu oluşan arızalar
- İnsan Faktörü: İnsanların şebekeye doğrudan etkisi nedeniyle oluşan arızalar.

### 5.2.1. İç faktörler

Bir dağıtım sistemindeki her şebeke ekipmanının arızalanma ihtimali vardır. İlk tesis edildiğinde, imalatının hatalı olması, sevkiyat sırasında hasar görmesi veya yanlış kurulum yapılması nedeniyle bir ekipman arızalanabilir. Aynı zamanda bakımlı ekipmanlar aşırı akımlar, aşırı gerilimler, harmonikler, hayvanlar, şiddetli hava koşulları ve diğer birçok etken nedeniyle arızalanabilmektedir. Bazen de teçhizat kronolojik yaş, termal yaş, kimyasal bozunma ve mekanik aşınma gibi nedenlerden ötürü kendiliğinden arızalanabilir. Bu nedenle tedarik sürekliliği ve arızalar açısından en kritik olan dağıtım sistemi cihazları bu bölümde incelenecektir.

#### 5.2.1.1. Transformatörler

Transformatörler dağıtım sistemlerinde çeşitli nedenlerle arızalanmaları ve aşırı yüklenmeleri nedeniyle enerji kesintilerine neden olmaktadır. Bir transformatör arızası bazı durumlarda binlerce kullanıcıyı etkileyebilmekte ve uzun süreli kesintiye neden olabilmektedir. Böyle bir durumla karşılaşıldığında transformatör üzerinde bulunan yükün başka bir transformatöre aktarılması veya transformatörün değiştirilmesi gerekmektedir. Transformatörlerde meydana gelen arıza nedenleri:

- Sargılarının aşırı ısınma nedeniyle yanması,
- Buşinglerde meydana gelen kısa devre akımları,
- Transformatör ekipmanları izolasyonlarının çeşitli nedenlerle bozulması,
- Soğutma için kullanılan yağın özelliğini kaybetmesi,
- Transformatör cebri fanının bozulması,
- İklim koşulları, nem

gibi başlıca faktörlerdir.

Transformatör arızaları genellikle bakım noksanlığı ve işletme kontrollerinin yeterli yapılmamasından kaynaklanır. Fakat bununla beraber transformatörler en az arıza yapan elektrik makineleridir. Transformatörlerin mevcut gücünden daha fazla yüklenmesi arızalanma olasılığını artırmaktadır. Bir transformatörün işletme ömrü genellikle izolasyonunun %50 sini kaybetmesi için gereken süre olarak tanımlanmaktadır. Bu süre işletme şartlarına göre değişmektedir. Bu nedenle aşırı yüklenme dağıtım trafosu üzerinde önemli bir etkiye sahiptir ve tedarik sürekliliği açısından kritik bir durumdur.

Ancak çoğu trafo arızası buşinglerde oluşan arıza akımları nedeniyle meydana gelmektedir. Ortaya çıkan kısa devre akımları transformatöre geçip sargılara zarar verebilmektedir. Eğer transformatör izolasyonu yaşlanma veya aşırı yüklenme nedeniyle zayıflamış ise arıza kaçınılmazdır.



**Görsel 5.1.** *Eskişehir Höyük İM' de yanan 10MVA güç trafosu (5 Nisan 2017)*

#### **5.2.1.2. Yer altı elektrik kabloları**

Yer altı kablolarında meydana gelen arızaların en önemli nedenlerinden birisi elektrokimyasal ağaçlanmadır. Ağaçlanma, kablo izolasyonunun dielektrik dayanımını azaltan bir elektrik alan varlığında, nemin nüfuz etmesiyle oluşur. Nem yer altı kablolarında izolasyon malzemesi olarak kullanılan çapraz bağlı polietilen (XLPE) üzerinde şekli ağaca benzeyen bozulmalara neden olur ve dielektrik dayanımını zayıflatarak gerilim direnci kapasitesini düşürür. Dielektrik dayanım yeterince azaldığında, yıldırım veya anahtarlamalar nedeniyle oluşan geçici olaylar (gerilim ve akım yükselmeleri) yer altı kablolarında arızalara neden olur. Ağaçlanma büyük oranda imalat hataları nedeniyle oluşmaktadır.

Yalıtım malzemesinin kalitesi ve izolasyon boşlukları nem emilimini hızlandırır ve kablo ömrünü önemli ölçüde düşürebilir. Bununla birlikte tüm yeraltı kablo sistemi arızaları izolasyon bozulmasından kaynaklanmaz. Kablo eklerinde veya bağlantı uçlarında yapılan hatalı işçilik nedeniyle de kablo arızaları meydana gelebilmektedir.

Ayrıca ilerleyen bölümlerde değineceğimiz dış faktörler ve insan faktörü nedeniyle birçok yer altı kablo arızası meydana gelmektedir.



**Görsel 5.2.** *Bir yer altı kablo arızası*

### **5.2.1.3. Havai elektrik hatları**

Çoğu havai hat hasarına bitki örtüsü, hayvanlar ve şiddetli hava koşulları gibi dış faktörler neden olur. Çıplak olarak bulunan havai iletkenler yalıtılmış iletkenlere kıyasla çok daha yüksek sıcaklıklara dayanabilir ve kısa devre akımlarından kaynaklanan hasarlar havai hatlar için daha az endişe vericidir. Ancak sebebi ne olursa olsun yüksek arıza akımları havai hatların zarar görmesine bir şekilde neden olur. Kısa devre sonucu oluşan yüksek akımlar nedeniyle hatlardaki sıcaklık arttıkça, iletkenler termal genişleme katsayılarına bağlı olarak uzar ve hattın sarkmasına neden olur. Böylelikle zemin ile boşluğu azalan havai hat tehlikeye yol açar ve faz iletkenlerinin zemin ile temas etme ihtimali artar. Daha yüksek akımlar iletkenlerin çok fazla ısınarak zarar görmesine, gerilme mukavemetlerinin düşmesine ve kopma olasılığının artmasına neden olabilir. Arıza akımları, yeterince hızlı temizlenmezse iletkenlerin erimesine ve yere düşmesine neden olur.

Havai elektrik şebeke tesislerinde birçok arıza iletkenlerden ziyade yardımcı şebeke elemanları ile ilişkilidir. Bu şebeke elemanları; iletken bağları, klempler, anahtarlar, kesiciler, parafudrlar, kapasitörler, ve voltaj regülatörleri gibi enerji altında çalışan ekipmanlardır. Aynı zamanda izolatörler ve direkler gibi enerjisiz halde bulunan şebeke elemanları da arızalara neden olabilir.

#### 5.2.1.4. Devre kesiciler

Kesiciler farklı şekillerde arızalanabilen karmaşık teçhizatlardır. Dahili bir arıza nedeniyle kendiliğinden arızalanabilen bu cihazlar, elektrik devresini açıp kapamada hatalı sonuçlar verebilir. Aşağıda yer alan Tablo 5.1 devre kesicilerdeki arızaların oluşma yüzdelerini göstermektedir:

**Tablo 5.1.** Devre kesicilerde hata oluşma oranları (Brown, 2003)

Hata Açıklaması	%
Açılmaması gereken durumda devre açma	42
Devredeyken açma/kapama yapmama	32
Gerektiğinde açma yapmama	9
Açma yaparken hasar görme	7
Gerektiğinde kapama yapmama	5
Kapama yaparken hasar görme	2
Diğer	3

Dağıtım sisteminde bir arıza olmaksızın bir devre kesici açma yaparsa buna hatalı açma denir. Hatalı açma genellikle röle ayarları ve koruma koordinasyonu ile alakalıdır. Aynı zamanda, arızalı kumanda kabloları, şarj edilmemiş aküler ve mekanik nedenlerden dolayı devre kesiciler açılıp kapanmayabilir. Bu tür işletme arızalarının önüne geçilebilmesi için devre kesiciler periyodik olarak kontrol edilmeli ve bakım yapılmalıdır.

#### 5.2.1.5. Parafudrlar

Parafudrlar dağıtım sisteminde veya sisteme bağlı cihazlarda yıldırım düşmesi sonucu oluşabilecek dış yüksek gerilimlere karşı koruma görevi gören, büyük akım darbelerini toprağa ileterek aşırı gerilimleri şebeke izolasyonu içinde zararsız hale getiren teçhizattır. Bir parafudr değişken dirençler, seri ark aralıkları, basınç dengeleme yayı, azot gazı veya kuru hava ve porselen izolatörden oluşur. (Akalp, Kaya, & Berat, 2016)

Parafudrlarda bulunan seri ark aralıklarındaki hava boşluğuna giren nem, korozyona neden olabilir ve cihazın voltaj dayanma gücünü azaltabilir. Bu da parafudrun devreye girmesi esnasında gerilimin şebekeye yansması ve arıza oluşması anlamına gelmektedir. Aynı zamanda çok yüksek gerilim darbelerinde parafudrlar çatlayarak ve delinerek arızalara neden olabilir.

### **5.2.1.6. İzolatörler ve buşingler**

İzolatörler ve buşingler üç temel malzemeden yapılıdır: cam, porselen ve polimerik. Cam ve porselen en eski teknolojilerdir, ancak polimerik malzemeler artan dielektrik dayanımları ve kırılgenlıklarının azalması nedeniyle popülerlik kazanmaktadır. İzolatör ve buşing arızaları, dielektrik arızasıyla ilişkilidir. İzalatör veya buşingde meydana gelen arıza nedeniyle oluşan akımlar hatta veya ekipmana geçebilmektedir. Çevresel kirlilik etmenleri ortamın nemli ve yağışlı yapısıyla birleşerek izolatör ve buşing yüzeylerinde, yüzey kaçak akımları oluşturmaktadır. İzolatör ve buşing yüzeyinde oluşan kısmi arkların tüm yüzeye yayılarak atlamaya neden olması sonucu izolatörde deformasyon oluşmaktadır. Bu arızaların sonucunda elektrik kesintileri ve maddi kayıplar meydana gelmektedir (Akalp, Kaya, & Berat, 2016).



**Görsel 5.3. İzolatörler**

### **5.2.2. Dış faktörler**

Doğa olayları ve hayvanlar gibi dış faktörler elektrik tedarikinin kesilmesinin en büyük sebeplerindendir. Kötü havalarda aynı anda birçok şebeke ekipman arızası meydana gelebilir. Aynı zamanda çeşitli türdeki hayvanlar dağıtım şebekesine zarar vererek arızalara neden olabilir.

#### **5.2.2.1. Hayvanlar**

Sincaplar ormanlık alanlardaki dağıtım şebekesi için sorunlar yaratmaktadır. Sincaplar genellikle elektrik direklerine tırmanmazlar ancak yakındaki ağaçlardan iletkenlere zıplayarak faz iletkenlerinin birbiriyle veya toprakla temas etmelerine neden olmaktadır.



Fareler ve sıçanlar yer altı elektrik şebekesi kablolarını kemirerek izolasyonlarının kaybolmasına neden olur. Bunun sonucunda arızalar meydana gelir. Fareler ve sıçanlar hayvanlar nedeniyle oluşan yer altı kablo arızalarının en büyük nedenidir.

Kuşlar iletim ve dağıtım hatlarında ve açık şalt sahalarında meydana gelen arızaların en büyük nedenlerindedir. Kuşlar elektrik direği, trafo merkezi gibi elektrik şebekesi elemanlarına yuva yapmaktadır. Kuşların yuva yapmak için kullandığı maddeler ve kuş dışkıları nedeniyle şebekede kısa devre arızaları oluşmaktadır. Aynı zamanda kuşlar sıklıkla havai elektrik hatlarına konmaktadır. Bu nedenle bazı durumlarda iki iletkenin temas etmesine ve elektrik kesintisine sebep olabilmektedirler. İlaveten binlerce kuşun toplu olarak göç etmesi havai hatlar için çok ciddi tehlike arz etmektedir.

Yılanlar hem trafo merkezleri hem de yer altı elektrik şebekeleri için büyük tedarik sürekliliği kaygısıdır. Yılanlar çok küçük açıklıklardan geçebilir, neredeyse her yere tırmanıp ve faz iletkenlerine kolayca temas edebilecek uzunluklara sahiptirler. Yılanlar kuşlar dışında en fazla trafo arızasına ve fareler dışında en fazla yer altı arızasına neden olan hayvanlardır. Aynı zamanda yılanlar sıcak ortam aradıkları için elektrik panolarına girerek hasar verir ve kesintilere neden olur.



**Görsel 5.4.** Hayvanlar nedeniyle meydana gelen arızalar

#### **5.2.2.2. Şiddetli rüzgârlar**

Şiddetli rüzgârlar terimi genellikle ağaçları ve elektrik direklerini havaya uçuran doğrusal rüzgârları ifade etmektedir. Ayrıca kasırga gibi çok şiddetli rüzgâr fırtınaları da meydana gelebilmektedir.

Bir rüzgârın şiddeti; rüzgârın hızı, yönü, süresi ve meydana gelen coğrafya ve bitki örtüsü ile bağlantılıdır. Aşağıda çeşitli hızlardaki rüzgârların elektrik dağıtım sistemlerinde meydana getirebileceği etkiler yer almaktadır.

- (0-115 km/sa) ağaç dallarını koparabilir ve ağaç parçalarının elektrik hatlarına çarpmasına neden olarak kesintilere yol açar.
- (115-180 km/sa) ağaçların, elektrik şebekesi direk ve tellerinin eğilmesine neden olabilir.
- (180-250 km/sa) büyük ağaçları ve elektrik direklerini yerinden sökebilir. Aynı zamanda diğer şebeke elemanlarına da ciddi zararlar verir.
- F3 (250-330 km/sa) elektrik şebekesinin hasar görmeme ihtimali yoktur.
- F4 (330-415 km/sa) trafo merkezi gibi şebeke binaları da hasar alır.



**Görsel 5.5.** *Şiddetli rüzgâr nedeniyle hasar gören elektrik şebekesi*

### **5.2.2.3. Yıldırım ve buzlanma**

Bulut ile yer arasında oluşan gerilim farkının, havanın dielektrik dayanımını aşması sonucu meydana gelen yıldırımlar, elektrik dağıtım şebekesine zarar vererek arızalara yol açar. Yıldırım genellikle 30000 amperi aşan büyük bir akım darbesiyle sonuçlanır. Yıldırımlar darbeleri saniyenin çok altında bir zamanda hızlı bir şekilde etki etmektedir. Havai hatlardaki yıldırımlar nedeniyle oluşan arızalar şu üç durumdan kaynaklanmaktadır:

Koruma iletkeninden faza geri atlama, koruma iletkeninin işlevini yapmaması nedeniyle yıldırımın faza düşmesi ve sadece orta gerilimde işletilmek için yalıtılmış hatların yakınına düşen yıldırımın neden olduğu gerilim darbeleridir.

Buzlanma ise aşırı yağmurun havai iletkenlere etki etmesi, soğuk nedeniyle donması ve bir buz tabakası oluşturmasıyla ortaya çıkar. İletkenler üzerinde buz birikmesi, iletkenlere ve destek yapılarına (direklere) ağır bir fiziksel yük getirir ve rüzgâra maruz kalan iletken kesit alanını arttırır. Buna elektrik dağıtımında buz yükü nedir. Hatlarda oluşan ekstra buz yükü nedeniyle dağıtım şebekesi iletkenleri sıklıkla kopmakta ve arızaya neden olmaktadır.



**Görsel 5.6.** *Buzlanan bir havai hat*

#### **5.2.2.4. Depremler, yangınlar ve ağaçlar**

Elektrik enerjisi tedariği için depremin etkisine Japonya'dan örnek verebiliriz. 17 Ocak 1995 sabahı, Richter ölçeğinde 7.2'yi bulan bir deprem Japonya'nın beşinci büyük şehri olan Kobe'yi vurmuştur. Bu deprem nedeniyle elektrik dağıtım şebekesinde büyük zararlar meydana gelmiş, iki buçuk gün boyunca bir milyondan fazla insana elektrik hizmeti verilememiş ve tüm hasar görmüş elektrik tesislerini onarmak için 2,3 milyar dolar gerekmiştir. Şiddetli depremler yaygın değildir, ancak dağıtım sistemlerini yok edebilir ve uzun süreli elektrik kesintilerine neden olabilir (17 Ağustos 1999 Marmara depremi de ülkemizden bir örnektir).

Dağıtım şebekesi civarlarında meydana gelen yangınlar sistemde çok ciddi hasarlara neden olabilir. Yangın nedeniyle ısıya maruz kalan hatlar tavlanır ve mekanik mukavemetini kaybederler. Bu da hatların kopmasına neden olur. Aynı zamanda yangınlar ağaç direkler için büyük bir tehdittir.

Hasat sonrası kontrolsüz bir şekilde çiftçiler tarafından yakılan anızlar hava koşulları ve tedbirsizlik yüzünden elektrik direklerinin de yanmasına neden olabilmektedir.



**Görsel 5.7.** Anız yangınının şebekeye verdiği hasar haberi

Uzayan ağaçlar veya ağaçlardan kopan parçalar elektrik şebekesi iletkenlerine temas ederek arızalara neden olmaktadır. Bu nedenle periyodik olarak enerji hatlarının yakınlarında bulunan ağaçların kontrol edilmesi ve gerektiğinde budanması gerekmektedir.



**Manavgat'ta elektrik tellerine temas eden Çam Ağacının dalları tehlike saçıyor**

**Görsel 5.8.** Ağaçların meydana getirdiği arızalar

### 5.2.3. İnsan faktörü

İnsanlar dağıtım sisteminde meydana gelen birçok elektrik kesintisinden doğrudan sorumludur. Bazen söz konusu bu kesintiler kasıtlı olarak gerçekleştirilirken, bazen de insanlar istem dışı kesintilere neden olabilmektedir. Bu nedenle insan faktörü nedeniyle meydana gelen kesintilerin en yaygın örnekleri aşağıdaki bölümlerde verilecektir.

### 5.2.3.1. Planlı kesintiler

Radyal dağıtım sistemlerinde yetkili firma tarafından bir çalışma gerçekleştirilirken (bakım onarım, yük aktarmaları, yatırım çalışmaları vs. gibi) bazen müşteri hizmetlerini yani elektrik enerjisini kesmek gereklidir. Bu çalışma önceden planlandığından, müşterilere kesintinin başlama ve bitiş zamanı konusunda bilgi verilebilir. Detaylı bir şekilde bilgi verilmesi, kesintilerin müşteriler üzerindeki olumsuz algı ve ekonomik etkisini büyük ölçüde azaltır.



Görsel 5.9. Planlı kesinti duyurusu

### 5.2.3.2. Personel hataları

Dağıtım şirketi personellerinin yaptığı hatalar nedeniyle şebekede çeşitli kesintiler meydana gelebilir. Bunlar anahtarlama hataları, doğrudan hatalar ve dolaylı hatalar olacak şekilde sınıflandırılabilir.

Anahtarlama hataları, elektrik dağıtım sistemi istenmeden kullanıcıları enerjisiz bırakacak şekilde yeniden yapılandırıldığında gerçekleşir. Bu genellikle yanlış bir devre kesici veya bir şalter açıldığında ortaya çıkar. Eğer şebekede röle ayarları doğru yapılmamışsa istenmeyen kesici açmaları yaşanabilir. Elektrik dağıtım şebekesi elemanları yakınlarında yapılan çalışmalarda personel tarafından istenmeden kesintiye neden olabilecek hatalar yapılabilir.

Örnek vermek gerekirse, ağaç kesme işlemi gerçekleştirirken bir ağaç parçasını dağıtım hattı üzerine düşürmek olabilir. Ya da bir ekipmanı hatalı olarak monte etmek, devreye almak istenmeyen sonuç ve kesintilere neden olabilir.

### 5.3.3.3. Trafik kazaları ve kazı çalışmaları

Trafik kazaları insan faktörünün neden olduğu kesintilerin başında gelir. Hızla elektrik dağıtım direklerine çarpan araçlar, direkleri devirerek veya eğerek enerji kesintisine neden olur. Aynı zamanda vinç ya da damperi açık unutulan kamyonların havai iletkenlere temas etmesi veya koparması nedeniyle kesintiler yaşanabilmektedir.



**Görsel 5.10.** Eskişehir Alpu yolunda bir kaza (25 Haziran 2017)

Çeşitli kurumlar ve inşaat firmaları tarafından kazı çalışmaları sırasında yer altı enerji dağıtım kablolarına verilen hasarlar çok sayıda kesintiye neden olur. Aynı zamanda bilinçsiz bir şekilde yapılan bu çalışmalar insan hayatı içinde büyük risk teşkil eder. Bu nedenle kazı çalışması yapılacak bölge için dağıtım şirketinden rehberlik alınmalıdır.



**Görsel 5.11.** Kazı çalışması nedeniyle yer altı enerji hattına verilen bir hasar

#### **5.3.3.4. Toplumsal olaylar ve vandalizm**

İnsanlar tarafından şebeke elemanlarına ateşli silahlar veya herhangi bir şekilde verilen hasarlar da çok ciddi enerji kesintilerine neden olabilir. Hırsızların şebeke ekipmanlarını çalması nedeniyle (özellikle bakır iletkenler) kesintiler yaşanabilmektedir. Terörizm, bazı ikinci dünya ve üçüncü dünya ülkelerinde elektrik dağıtım faaliyeti için ciddi sorunlar teşkil etmekte ve bu durum daha gelişmiş ülkelerde artan bir endişe kaynağı haline gelmektedir. İlâveten uzaktan kumandalı uçak, uçurtma, helyum balonu gibi insanlar için eğlence aracı olan cihazlar şebeke iletkenlerine zarar vererek kesintilere yol açar.

### **6. TEDARİK SÜREKLİLİĞİ KALİTESİ DÜZENLEMELERİ**

Günümüzde elektrik, gaz, su ve telekomünikasyon gibi altyapı sektörleri tekel özelliği taşımaktadır. Bu nedenle, söz konusu sektörler mevcut durumda pek çok gelişmiş ülkede olduğu gibi ülkemizde de yenilemeye tabidir. Elektrik dağıtım hizmetlerinde tam anlamıyla rekabetin olmayışı, kullanıcılara sunulan hizmet kalitesinin de düzenlemelere tabi tutulmasını zorunlu kılmaktadır. Zira tüketiciler kalite seviyesinden memnun kalmadıkları dağıtım hizmetini, rekabet olmamasından dolayı, başka bir firmadan alma şansına sahip değildir (Şenyücel, 2012).

Ülkemizde enerji sektörlerinin düzenlenmesi amacıyla, 4628 sayılı Yasa ile 2001 yılında Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur. Böyle bir yapı kurulmak suretiyle enerji piyasalarının bir otorite tarafından ekonomik kurallar dikkate alınarak yönetilmesi hedeflenmiştir.

Daha önceki bölümlerde ele alındığı üzere, elektrik piyasasının serbestleştirilmesi çalışmaları neticesinde, elektrik dağıtımında hizmet kalitesi ve özellikle tedarik sürekliliği kalitesi giderek artan bir öneme sahip hale gelmiştir. Dağıtım sektöründe talep edilen elektrik enerjisi ve kullanıcı sayısı arttıkça, dağıtım hizmetlerinde kalitenin sağlanması yatırımların gerçekleştirilmesine bağlıdır. Ancak, kullanıcılara kaliteli bir hizmet sunabilmek adına gerçekleştirilmesi gereken çalışmalar, ekonomik nedenlerle dağıtım şirketleri tarafından ihmal edilebilir. Bu elbette ki kullanıcıların beklentilerine ters düşen bir durumdur. Böyle bir riskin önüne geçebilmek adına düzenleyici otoriteler, dağıtım şirketlerinin sundukları hizmet kalitesini koruması ve geliştirmesi için bir dizi kural ve yönetmelikler oluştururlar.

Genel olarak günümüzde mevcut hizmet kalitesi düzenlemelerinde aşağıda yer alan üç temel unsur ortak olarak vardır (Daldal, 2011):

- Değerlendirilebilen kalite endeksleri
- Değerlendirilen her indeksin sınır değerleri
- Ekonomik ilişki (teşvik / ceza / tazminat)

Bu temel unsurların olmaması durumunda, bir düzenleme gerçekleştirebilmek mümkün değildir. Ayrıca, ekonomik ilişkisi olmayan veya belirlenmiş bir sınır değer içermeyen her düzenleme anlamını yitirir.

Ülkemizde ise dağıtım hizmeti ile sunulan elektrik enerjisinin kalite standartları, EPDK tarafından 21 Aralık 2012 Tarihli ve 28504 Sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan: “Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği” gereğince düzenlenmektedir. Yönetmelik uyarınca, elektrik enerjisindeki kalite standartları, tüketicinin talebi olan elektrik tedarikinin, kesintisiz ve sürekli olarak sunulabilmesi, yüksek hizmet standardı bakımından ticari kalitesinin yeterli olması ve sunulan elektriğin teknik olarak uygun olmasıdır.

Bu yönetmelik; elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesine ilişkin olarak dağıtım şirketleri, görevli tedarik şirketleri ve kullanıcılar tarafından uyulması gereken kurallar ile uygulamaya ilişkin esas ve usulleri kapsar (EPDK, 2012).

Bu bağlamda tedarik sürekliliği kalitesinin düzenlenmesine yönelik hususlar; EPDK Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinin üçüncü bölümünde sunulmuştur. Yönetmelik gereğince;

- Dağıtım şirketleri dağıtım sistemini etkileyen tüm kesintileri kaydeder,
- Kaydedilen bilgilerin doğrulanması ve güvenilirliğini sağlar,
- Tedarik sürekliliği kalite indislerini hesaplar,
- Kullanıcılara ödenecek tazminatın hesaplar ve ödeme işlemlerini gerçekleştirir,
- Kaydedilen kesinti bilgilerini ve tedarik sürekliliği kalitesi indislerini belirli formatlarda raporlayarak kullanıcılara açıklar ve Kuruma (EPDK) sunar.

İlerleyen bölümlerde bu hususlar detaylı olarak ele alınacaktır.

### **6.1. Kesintilerin Kaydedilmesi**

Tedarik sürekliliği kalitesi, elektrik dağıtım şebekesine bağlı kullanıcılara verilen servisin kesilmesi ile ilgilidir. Bu hizmetin ana kalite faktörü kesintilerin olmamasıdır.



Son kullanıcılara enerji tedarikindeki kesintiler, üretim sistemi, iletim şebekesi ve bir dağıtım şebekesinden oluşan tüm güç sistemleriyle ilişkilidir (Delestre, 2007). Dağıtım sistemleri özellikle alçak gerilim seviyelerinde radyal yani yedek olmaksızın işletilmektedir. Dolayısıyla herhangi bir noktada meydana gelen kesinti tedarik sürekliliği hizmetinin kesilmesine neden olmaktadır. Elbette üretim ve iletim seviyesinde meydana gelen arızalar nedeniyle de dağıtım sisteminde enerji kesintileri meydana gelmektedir. Ancak üretim ve iletim sistemi kaynaklı kesintiler dağıtım seviyesindeki kesintilerin çok küçük bir yüzdesini oluşturur. Bu nedenle tedarik sürekliliği kalitesini belirleyecek olan dağıtım sistemi kesintilerinin görevli dağıtım şirketi tarafından güvenilir ve doğru bir şekilde kaydedilmesi önem arz etmektedir.

Ülkemizde dağıtım sistemi kesintilerinin kaydedilmesi hususu düzenleyici kuruluş olan EPDK tarafından ilgili yönetmelikle açık bir şekilde belirlenmiştir. Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği 9. maddesi gereğince dağıtım şirketi, dağıtım sisteminin tümünü veya bir kısmını etkileyen uzun, kısa ve geçici kesintileri kaydeder. Kesintilere ilişkin kayıtlar aşağıda yer alan bilgileri içermelidir (EPDK, 2012).

- Kesintinin yeri,
- Kesintinin nedeni (uzun kesintiler için),
- Kesintinin şebeke unsuru,
- Kesintinin başlama tarihi ve zamanı,
- Kesintiden etkilenen AG ve/veya OG kullanıcılarının sayısı,
- Kesintinin sona erme tarihi ve zamanı,
- Kesintinin süresi,
- Kesinti sonrasında kademeli şekilde enerji tedarik edilmesi durumunda, her bir kademe için yukarıda yer alan bilgiler.

Ayrıca; dağıtım şirketi dağıtım sisteminde meydana gelen kesintileri aşağıdaki şekilde sınıflandırmak zorundadır.

(a) Kesintinin kaynağına göre;

- İletim,
- Dağıtım-OG,
- Dağıtım-AG,

(b) Kesintinin süresine göre;

- Uzun,
- Kısa,
- Geçici

(c) Kesintinin sebebine göre;

- Mücbir sebep,
- Güvenlik,
- Dışsal,
- Şebeke işletmecisi,

(d) Kesintinin bildirimli olup olmadığına göre;

- Bildirimli
- Bildirimsiz

#### **6.1.1. Kesintinin bildirim durumuna göre sınıflandırılması**

Dağıtım şirketleri tarafından önceden kararlaştırılmış elektrik kesintileri, planlanmış kesintiler olarak ifade edilmektedir. Planlı bir kesinti dağıtım sisteminde gerçekleştirilecek olan bakım-onarım, değişiklik (yük aktarımı) veya yatırım, güvenlik gibi faaliyetler nedeniyle yapılmaktadır. Genellikle orta gerilim seviyesindeki sistemlerde gerçekleştirilecek çalışmalarda eğer bir yedek besleme imkânı varsa, bu planlanmış kesintiden kullanıcılar etkilenmezler. Ancak alçak gerilim seviyesinde böyle bir ihtimalin çok düşük olması nedeniyle planlı kesintiler sonucu kullanıcılar enerjısiz kalmaktadır. Bu nedenle, kullanıcılar açısından kesintinin önceden planlanmış veya planlanmamış olması önemli değildir. Kullanıcılar açısından önemli olan; kesintiden makul bir süre önce dağıtım şirketi tarafından, kesinti hakkında bilgi verilip verilmediğidir. Bu nedenle planlı kesinti bildirimlerin kullanıcılara yapılması için gereken minimum süre, ilgili yönetmeliklerce belirlenmiştir.

Ülkemizde Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliği gereğince planlanmış kesintiler en az 48 saat önceden duyurulmak zorundadır. Sonuç itibariyle, elektrik dağıtım sisteminde bir kesinti gerçekleşmeden önce duyuru yapılmışsa bu kesinti bildirimli kesinti olarak sınıflandırılır. Planlanmış kesintilerden önce bildirimde bulunulması kullanıcıların bazı önlemler almasına ve kesintinin sonuçlarını hafifletmesine olanak tanır.

Plansız kesintiler ise, beşinci bölümde anlatılan faktörler nedeniyle elektrik sisteminde bir arıza meydana geldiğinde, sistemde bulunan koruma elemanının devreye girmesiyle oluşur ve arıza nedeni ortadan kaldırılana kadar sürer. Bir güç sisteminde arızanın ne zaman meydana geleceğini tahmin etmemiz ve önceden kullanıcılara kesinti hakkında bilgi verilmesi neredeyse imkânsızdır. Bu nedenle planlı kesintiler dışında dağıtım sisteminde meydana gelen kesintiler bildirimsiz kesinti olarak sınıflandırılır.

### 6.1.2. Kesintinin süresine göre sınıflandırılması

Dağıtım sisteminde meydana gelen kesintiler kaydedilirken, kesintinin süresine göre sınıflandırılmalıdır. EN50160 Avrupa standartları ve Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliğine göre, üç dakikaya kadar olan kesintiler ‘kısa kesinti’, üç dakika ve daha uzun sürede meydana gelen kesintiler ise ‘uzun kesinti’ olarak belirtilmektedir. Bir saniyenin altında olan kesintiler ise ‘geçici kesinti’ olarak tanımlanır. Ancak bu tanımlamaların 35 kV’a kadar olan gerilim seviyeleri için geçerli olduğu unutulmamalıdır.

- Geçici (kesinti süresi  $\leq 1$  sn)
- Kısa ( $1 \text{ sn} < \text{kesinti süresi} \leq 3 \text{ dk}$ )
- Uzun ( $3 \text{ dk} < \text{kesinti süresi}$ )

Kısa kesintiler; özellikle kırsal havai hatlarda, hayvan veya kuş teması, yıldırım darbesi, rüzgâr, şiddetli yağış, ağaç dalı teması gibi nedenlerle, sıkça rastlanan geçici arızalar nedeniyle oluşur. Meydana gelen bu geçici arızalara tepki gösteren dağıtım sistemi koruma elemanları (devre kesiciler), eğer tekrar kapama özelliğine sahipse çok kısa bir sürede arızayı silmeyi deneyerek kendisini kapar. Saniyeler mertebesinde gerçekleşen bu reaksiyon, gerek arızadan etkilenen kullanıcı sayısını en az seviyede tutmak, gerekse saha personelini arıza noktasına yönlendirerek tamir tepki süresini azaltmak açısından büyük önem taşır (Mustafa Daldal). Bu nedenle kısa kesintiler eğer mevcutsa SCADA gibi sistemlerle veya cihazlar üzerinden alınan bilgiler ile kaydedilir. Geçici arızalarda sistemin kendi kendini toparlaması için tekrar kapamalı kesici kullanımı çok etkin bir çözümdür. Ancak kalıcı arızalara herhangi bir katkısı yoktur.

Genel olarak ifade edilecek olursa; süresi üç dakikayı geçen kalıcı arızalar uzun kesinti, üç dakikanın altında geçici arızaya koruma elemanının müdahalesiyle gerçekleşen kesintiler ise kısa kesinti olarak ifade edilir.

Geçici kesintiler ise bir saniyenin altında çok kısa bir süreyle şebeke gerilimindeki çökmeler nedeniyle meydana gelir. Özellikle büyük güçlü motorların kısa devre gücü yetersiz şebekelerde devreye alınmasıyla veya anahtarlama elemanlarının şebekedeki kısa devre arızalarını geç açması nedenleriyle oluşur.

### 6.1.3. Kesintinin kaynağına ve sebebine göre sınıflandırılması

EPDK Hizmet Kalitesi Yönetmeliği Madde 10' a göre, kesintiler kaynağı ve sebebine göre aşağıdaki şekilde sınıflandırılır:

- İletim: İletim sisteminden (TEİAŞ) kaynaklanan kesintiler,
- Dağıtım-OG: Dağıtım şirketinin sorumluluğundaki orta gerilim dağıtım şebekesinde meydana gelen kesintiler,
- Dağıtım-AG: Dağıtım şirketinin sorumluluğundaki alçak gerilim dağıtım şebekesinde meydana gelen kesintiler.

Kaynağı iletim olarak belirtilen kesintilerin sebebi aşağıdaki şekilde belirlenir:

- Doğal afetler ve salgın hastalıklar, savaş, nükleer ve kimyasal serpintiler, seferberlik halleri, halk ayaklanmaları, saldırı, terör hareketleri ve sabotajlar, grev, lokavt veya diğer memur ve işçi hareketlerinden kaynaklanan kesintiler ile iletim şirketi tarafından gerekli özen ve dikkatin gösterilmiş olmasına ve tüm önlemlerin alınmış olmasına karşın önlenemeyecek, kaçınılamayacak veya giderilemeyecek mahiyette olduğu ve iletim şirketinin yükümlülüklerini yerine getirmesini engellediği gerekçesiyle iletim şirketinin başvurusu üzerine Kurul tarafından mücbir sebeplerden kaynaklandığı değerlendirilen kesintilerin sebebi “mücbir sebep” olarak belirtilir.
- Mücbir sebeplerden kaynaklanan kesintilerin haricindeki kesintilerin sebebi “şebeke işletmecisi” olarak belirtilir.

Kaynağı dağıtım-OG veya dağıtım-AG olarak belirtilen kesintilerin sebebi aşağıdaki şekilde belirlenir:

- Doğal afetler ve salgın hastalıklar, savaş, nükleer ve kimyasal serpintiler, seferberlik halleri, halk ayaklanmaları, saldırı, terör hareketleri ve sabotajlar, grev, lokavt veya diğer memur ve işçi hareketlerinden kaynaklanan kesintiler ile dağıtım şirketinin müdahale kapasitesini aşan ölçekteki durumlar ile önemli sayıda kullanıcıyı etkileyen ve niteliği bakımından giderilmesi zaman alan durumlarda dağıtım şirketi tarafından gerekli özen ve dikkatin gösterilmiş

olmasına ve tüm önlemlerin alınmış olmasına karşın önlenemeyecek, kaçınılamayacak veya giderilemeyecek mahiyette olduğu ve dağıtım şirketinin yükümlülüklerini yerine getirmesini engellediği gerekçesiyle dağıtım şirketinin başvurusu üzerine Kurul tarafından mücbir sebeplerden kaynaklandığı değerlendirilen kesintilerin sebebi “mücbir sebep” olarak belirtilir.

- Can ve mal güvenliğine yönelik zorunlu kesintilerin sebebi “güvenlik” olarak belirtilir.
- Dağıtım şirketi tarafından belgelenmek şartıyla; kullanıcılar tarafından neden olunan hasarlar nedeniyle oluşan kesintilerin, hırsızlık, yangın sonucunda hat ve kablolarda oluşan zararlar ile üçüncü şahıslar tarafından hat ve kablolara verilen hasarlar nedeniyle oluşan kesintilerin, sebebi “dışsal” olarak belirtilir.
- Yukarıda ki maddelere dâhil olmayan kesintilerin sebebi “şebeke işletmecisi” olarak belirtilir.

#### **6.1.4. Kesintinin başlangıç ve bitiş zamanının belirlenmesi**

Elektrik dağıtım sistemlerinde meydana gelen kesintiler kaydedilirken dikkat edilmesi gereken ana unsur; dağıtım şirketi ve düzenleyici kuruluş tarafından tüm kesinti olaylarının kronolojik olarak takip edilmesini sağlayabilmektedir. Bu kapsamda; EPDK Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliği 11. maddesinde, kesinti olaylarının başlangıç ve bitiş zamanı dağıtım şirketi tarafından;

- Tedarik sürekliliği uzaktan izleme sisteminin kapsadığı noktalarda meydana gelen uzun, kısa ve geçici kesintiler için bu sistemden alınan veriler kullanılarak,
- Diğer noktalarda meydana gelen uzun kesintiler için ise arıza yönetim sistemi tarafından otomatik olarak oluşturulan veya manüel olarak yapılan kayıtlara ait veriler kullanılarak, kayıt altına alınması gerektiği belirtilmektedir.

Burada tedarik sürekliliği uzaktan izleme sistemi olarak ifade edilen; dağıtım şebekesinde meydana gelen kesintilerin otomatik olarak uzaktan tespit edilmesine ve kesintilere ilişkin bilgilerin elde edilmesine imkân veren, asgari olarak OG şebekesinde kısa ve geçici kesinti oluşturabilecek tekrar kapamalı kesici gibi anahtarlama düzenlerinin bulunduğu noktaları kapsayan ve bunlara ilave olarak diğer koruma ve anahtarlama düzenlerinin bulunduğu noktaları kapsayabilen bir sistemdir. Bu sistem, genel dağıtım otomasyon sistemlerinin bir bileşeni SCADA, OSOS vb. olan ya da genel dağıtım otomasyon sistemi ile entegre çalışan bir sistem veya bunların kombinasyonu

olabilir (EPDK, 2012). Bu sistemin tesis edildiği noktalarda meydana gelen kesintiler otomatik olarak kaydedilip raporlanabilir. Ancak günümüzde sistemin kullanıldığı dağıtım şebekesi yüzdesi çok düşüktür.

Arıza yönetim sistemi; kullanıcılardan gelen bildirimler (çağrı merkezi) ve tedarik sürekliliği uzaktan izleme sistemi tarafından tespit edilen arıza ve/veya kesintiler için kayıt oluşturan, gerektiğinde bu bildirimlere ve tespitlere ilişkin bilgilerin arıza ekiplerine yönlendirilerek değerlendirilmesine imkân veren; tespit, yapılan işlemler ve sonuca ilişkin gerekli bilgilerin kayıt altına alınmasını sağlayan ve verileri diğer sistemlerle paylaşan sistemdir. Bu sistem, müşteri hizmetleri merkezinin (ülkemizde 186 çağrı merkezi) bir bileşeni olan ya da müşteri hizmetleri merkezi ile entegre çalışan bir sistem veya bunların kombinasyonu da olabilir (EPDK, 2012).

Manüel kayıt ise; arıza yönetim sistemi bulunmayan dağıtım şirketlerinde görevli personeller tarafından kesintilerin bir arıza kayıt defteri ve şablonuna kaydedilmesi işlemidir. Manüel olarak kesinti kayıtları tutulurken, kesinti başlama tarih ve zamanını belirlemek için:

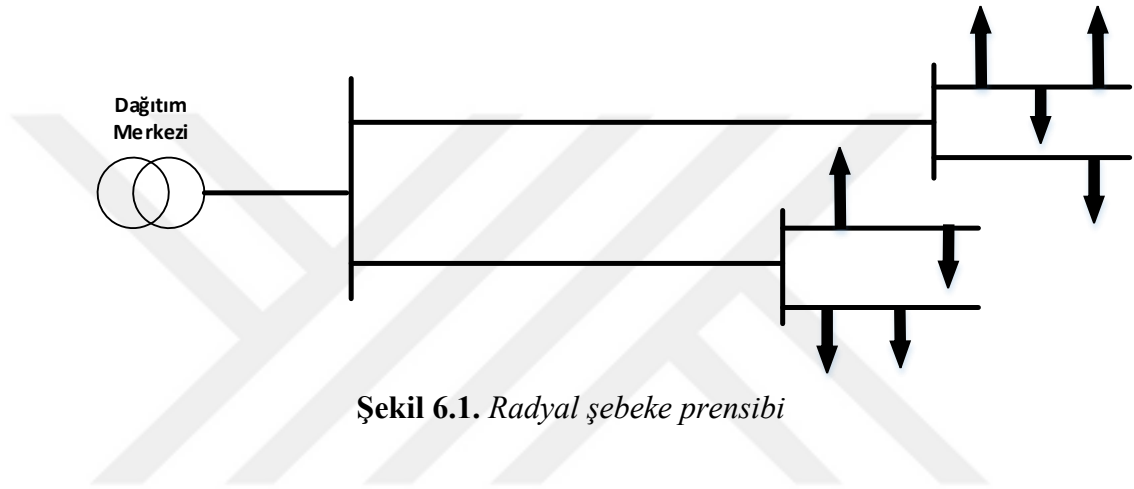
- İlgili sistemler tarafından kesintinin tespit edildiği tarih/zaman bilgisi
- Kesinti ihbarında (çağrı merkezleri) yaklaşık verilen tarih/zaman bilgisi
- Başka bilgi yok ise İlk ihbar anına ait tarih/zaman bilgisi

Yukarıdaki seçeneklerden uygun olan bir tanesi (yukarıdan aşağıya öncelikli) referans alınmalıdır. Kesinti sona erme tarih ve zamanı olarak enerjinin verildiği an kaydedilmelidir.

Elektrik şebekeleri planlanırken kullanıcıların teknik yönden uygun, ekonomik ve ergonomik beslenmesi ana kuraldır. Bu hususu yerine getirebilmek için çeşitli şebeke sistemleri geliştirilmiştir. Söz konusu şebeke farklılıkları sonucunda, arızalar nedeniyle meydana gelen kesintilerden etkilenen kullanıcıların sayı ve süreleri farklılık göstermektedir. Bunun sebebi bazı dağıtım şebekelerinde kesinti sonrası çeşitli manevralar ile bölgesel olarak enerji temin edilebilmesidir. Dolayısıyla aynı arıza için, kesintiden etkilenen kullanıcı sayısının ve kesinti süresinin farklılık gösterdiği kayıtlar oluşturulmalıdır. Kesintiler kaydedilirken bu ayrım kademe olarak ifade edilir ve dikkat edilmesi gereken bir husustur.

Bu bağlamda; dağıtım sistemlerinde kullanılan şebeke tipleri ve kesinti sırasında işletilmeleriyle alakalı genel hususlar aşağıda verilmiştir:

Radyal şebekeler genellikle kırsal ve şehir merkezi dışındaki dağıtım bölgelerinde kullanıcılara enerji tedarik edilmesi için tek bir besleme kolunun kullanıldığı şebekelerdir. Radyal bir sistemde güç akışı tek bir yöne doğrudur. Yani sistemdeki yükler tek bir kaynak tarafından beslenir. Bu durumda sistemin herhangi bir noktasında meydana gelen arıza, dağıtımın olduğu tüm kullanıcılarda kesinti yaşanmasına neden olur ve ancak arıza giderildikten sonra kullanıcılara enerji temin edilebilir (Uyan, 2011). Meydana gelen kesintinin süresi ise arızayı gidermek için geçen süreye eşittir.

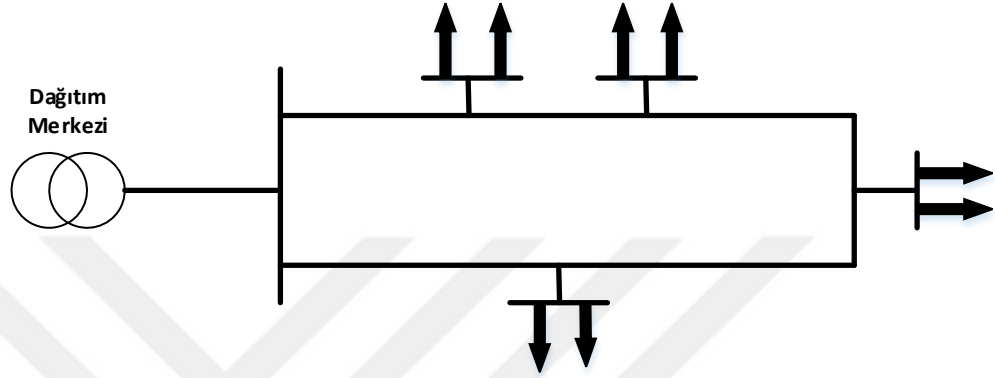


**Şekil 6.1.** *Radyal şebeke prensibi*

Yukarıda yer alan Şekil 6.1'de basit radyal bir şebeke örneği yer almaktadır. Görüldüğü üzere tek bir kaynaktan (dağıtım merkezi) oklar şeklinde belirtilen yükler radyal fiderler vasıtasıyla beslenmektedir. Bu durumda kaynak tarafına yansıyacak bir arıza sonucu meydana gelecek enerji kesintisi, tüm kullanıcıların enerjisiz kalmasına neden olacaktır.

Şehir merkezleri ve sanayi bölgelerindeki daha karmaşık şebekeler (AG ve OG şebekelerin büyük çoğunluğu) normal işletme sırasında kullanılmayan alternatif besleme kollarına sahiptir. Kaynaktan çıkan iki besleme kolunun hat sonunda birbirine bağlanarak bir göz oluşturduğu şebeke tipleri ağ (gözlü) şebeke olarak ifade edilmektedir. Bu tip şebekelerde paralel kollar son noktalarında birbirlerine bağlanarak birçok göz oluşturabilirler. Ağ tipi şebekede tek bir transformatör tarafından besleme yapılabildiği gibi birden fazla transformatör ile de besleme yapılabilir. Bu şebekelerde kesintinin başlama zamanı arızanın meydana geldiği andır. Ancak çeşitli anahtarlamalar sonucu gerçekleştirilen geri besleme yoluyla arızalı kısım izole edilip, kesinti sonlandırılabilir.

Bu durumda şebekenin izole edilmiş kısmı dışında, geri kalan yerlerde enerji mevcut olacaktır. Arızanın bulunduğu izole edilen kısma enerji verilebilmesi için arızanın giderilmesi gerekmektedir. Bu nedenle; izole edilen kısımda kesinti süresi arıza onarım süresine karşılık gelirken, diğer kısımlarda ise geri beslemenin yapıldığı ana kadar geçen süredir.

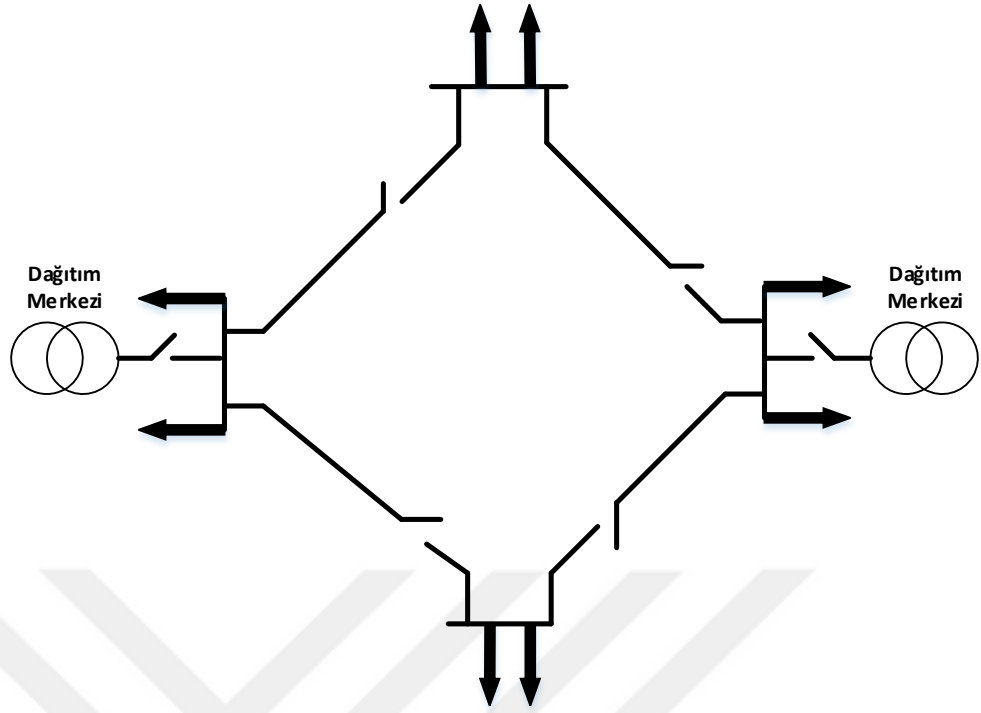


Şekil 6.2. Ağ şebeke prensibi

Yukarıda yer alan Şekil 6.2’de bir tek bir kaynağa sahip ağ gözlü şebeke örneği yer almaktadır. Görüldüğü üzere kaynaktan çıkan fiderler hat sonunda birbirlerine bağlanarak bir ağ oluşturmuştur. Böylelikle şebekede yer alan yükler için alternatif besleme imkânı mevcuttur. Ancak verilen örnekte tek bir kaynak tarafından besleme yapıldığı için, kaynak tarafında meydana gelebilecek herhangi bir enerji kesintisi tüm şebekeyi etkileyecektir.

Önemli yüklerin beslendiği (hastaneler, havaalanları, askeri alanlar, fabrikalar vb. gibi) ve enerji kesintisinin büyük sorunlara yol açacağı yüklerin bulunduğu dağıtım şebekelerinde ise, ring şebeke tipi kullanılmaktadır. Beslemenin birden fazla transformatör ile yapıldığı ve bütün transformatörlerin birbirine ring şeklinde bağlanarak kapalı bir sistem oluşturulduğu şebekelere ring şebeke denir. Ring şebekeler de ağ şebekeler gibi beslemenin sürekli yapılabildiği, kesintinin sadece arıza meydana gelen yerde olduğu sistemlerdir. Ring şebekede bir arıza meydana geldiğinde, arızalı kısım koruma elemanları tarafından izole edilerek şebekedeki diğer kısımlara enerji temin edilir. Bu tarz bir sistemde tüm şebekenin enerjisiz kalma ihtimali çok düşüktür.





**Şekil 6.3.** Ring şebeke prensibi

Şekil 6.3’de iki dağıtım merkezinin irtibatlandırılmasıyla oluşturulan ring şebeke örneği yer almaktadır. Devrede yer alan anahtarlar sayesinde, şebekenin herhangi bir noktasında meydana gelebilecek bir arıza sırasında manevra yapılarak, arızalı kısım dışında bütün noktalara enerji temin edilebilir. Ayrıca, şebekede birden fazla kaynak olması nedeniyle, kaynak tarafında meydana gelebilecek herhangi bir arıza sırasında da yedek besleme imkânı bulunmaktadır. Bu nedenle şebekenin tamamının enerjisiz kalma ihtimali çok düşüktür.

#### **6.1.5. Kesintiden etkilenen kullanıcı sayılarının belirlenmesi**

Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinin 12. Maddesi gereğince, dağıtım şirketi kesintiden etkilenen AG ve OG kullanıcıların sayısını imar alanı içi ve imar alanı dışı adıyla gruplandırılmış olarak kaydetmelidir. Bir kesintiden etkilenen kullanıcı sayısının belirlenmesi için aşağıda yer alan yöntemler uygulanmaktadır:

- Tedarik sürekliliği uzaktan izleme sistemi kapsamındaki noktalarda meydana gelen kesintilerden etkilenen kullanıcı sayısı, kesintinin tespitiyle birlikte sistem tarafından belirlenerek otomatik olarak kaydedilir.

- Tedarik sürekliliği uzaktan izleme sisteminin kapsamı dışındaki noktalarda meydana gelen kesintilerden etkilenen kullanıcı sayısı ise, arıza yönetim sistemi aracılığıyla bildirilen kesinti yerinin tespiti sonrası, kullanıcıların şebekeye bağlantı bilgilerini de içeren bir şebeke bağlantı modeli kullanılarak belirlenir ve kaydedilir. Bu nedenle dağıtım şirketleri tarafından şebeke bağlantı modelinin (genellikle coğrafi bilgi sistemleri üzerine kurulan) güncel tutulması çok önemlidir. Etkilenen müşteri sayısı raporunun doğruluğu bağlantı modelinin ve verilerin ne kadar güncel tutulduğu ile doğru orantılıdır.
- Eğer bir bağlantı modeli mevcut değilse kullanıcı sayısının raporlama dönemi boyunca sabit kaldığı varsayılarak, kesintiden etkilenen kullanıcı sayılarının hesaplanmasında şu metotlar uygulanmaktadır:
  - OG seviyesi için:  
Kesintiden etkilenen OG dağıtım merkezleri sayısı ile dağıtım merkezi başına düşen ortalama kullanıcı sayısının çarpılmasıyla elde edilir.
  - AG seviyesi için:  
İletim veya OG dağıtım şebekesinde bir kesinti meydana gelmesi durumunda; kesintiden etkilenen OG/AG transformatörlerin sayısı ile transformatör başına düşen ortalama kullanıcı sayısının çarpılmasıyla elde edilir. AG dağıtım şebekesinde bir kesinti meydana gelmiş ise, kesintiden etkilenen AG fiderlerin sayısı ile fider başına düşen kullanıcı sayısının çarpılması sonucu elde edilir.

#### **6.1.6. Kesinti kayıtları raporu**

Dağıtım şirketleri, kesintilere ilişkin bilgileri hizmet kalitesi yönetmeliği ekinde yer alan Tablo 1 formatında (Şekil 6.4) hazırlayarak, aylık olarak ait olduğu ayı takip eden ay sonuna kadar Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Bildirim Sistemi (EBİS) üzerinden raporlamak zorundadır. Aynı zamanda şirket internet sayfası aracılığıyla da bu raporları yayınlamakla yükümlüdür. Bu bağlamda söz konusu tablo formatı aşağıda yer alan Şekil 6.4 ile gösterilmektedir. Tablo 1 formatında kesintinin yerine ilişkin olarak şebeke unsuru sütununda, kesintinin meydana geldiği yeri açıkça belirtecek şekilde tanımlama yapılmalıdır. Kesinti kodu her dağıtım şirketine özgü bir koddur.

Kademeli enerji verilmesi halinde, aynı kod altında (tek bir kesinti kabul edilerek) kademe numarası belirtilip birden fazla satır şeklinde kayıt yapılmaktadır. Bu satırlar; etkilenen kullanıcı sayısı ve kesintinin sona erme tarih/saati ile varsa kademelendirme sonucu oluşmuş diğer değişiklikleri yansıtacak şekilde doldurulur. Söz konusu tablo formatı aşağıda gösterilmektedir:

KOD NO (1)	KADEME (2)	YER (3)			KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA (4)	KESİNTİNİN SINIFI (5)			
		İL (3A)	İLÇE (3B)	ŞEBEKE UNSURU (3C)		KAYNAĞA GÖRE (5A)	SÜREYE GÖRE (5B)	SEBEBE GÖRE (5C)	BİLDİRİME GÖRE (5D)

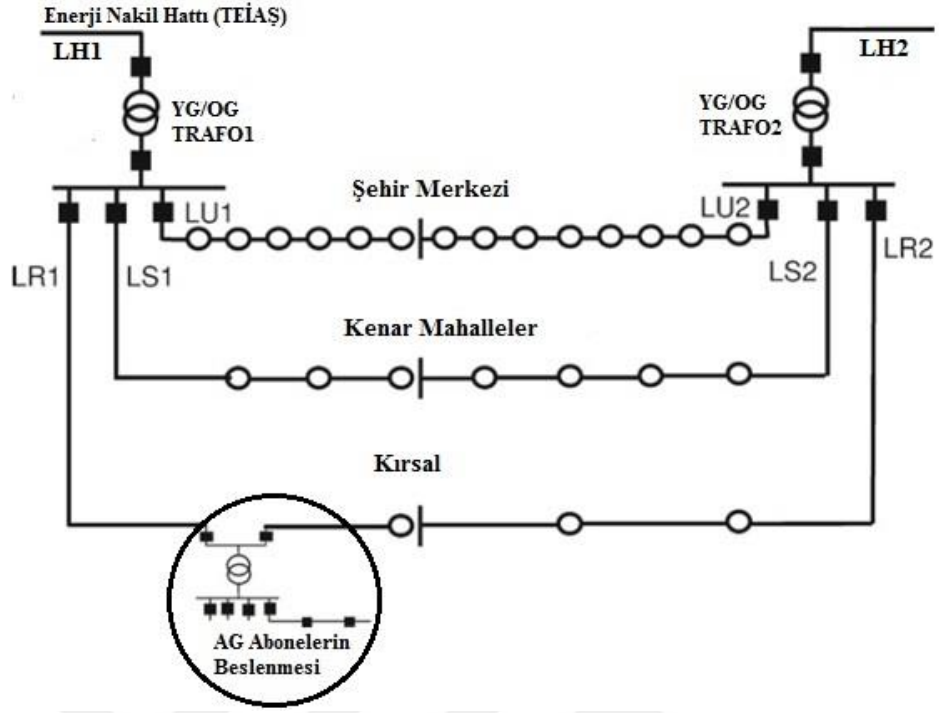
  

KESİNTİ BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI (6)	KESİNTİ SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI (7)	KESİNTİ SÜRESİ (SAAT) (8)=(7)-(6)	ETKİLENE KULLANICI SAYISI (9)				TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ (10)				
			İMAR ALANI İÇİ		İMAR ALANI DIŞI		İMAR ALANI İÇİ		İMAR ALANI DIŞI		
			OG (9A)	AG (9B)	OG (9C)	AG (9D)	OG(10A)=(9A)X(8)	AG(10B)=(9B)X(8)	OG(10C)=(9C)X(8)	AG(10D)=(9D)X(8)	

**Şekil 6.4. Kesinti rapor formatı (Tablo 1 formatı)**

### 6.1.7. Kesintilerin kaydedilmesi örneği

Aşağıdaki şekilde bir dağıtım şebekesi örneği yer almaktadır. Bu basitleştirilmiş sistem üç farklı gerilim seviyesine sahiptir: yüksek gerilim (YG), ortak gerilim (OG), alçak gerilim (AG). Orta gerilim fiderlerini besleyen iki adet YG/OG transformatörü bulunmaktadır. Orta gerilim hatları üzerinde bulunan her daire bir OG/AG transformatörünü temsil etmektedir ve bu trafoardan AG müşteriler beslenmektedir. Koruma elemanı olan devre kesiciler ise kare şeklinde gösterilmekte olup, her trafo ve fider çıkışında yer almaktadır. Şebeke normal şartlarda radyal olarak işletilmektedir. Ancak herhangi bir arıza durumunda sistemdeki yükler tek bir YG/OG transformatöründen beslenebilecek şekilde kuplaj oluşturulmuştur. LU1-LU2 fiderleri şehir merkezini, LS1-LS2 fiderleri kenar mahalleleri ve LR1-LR2 fiderleri de kırsal kesimi beslemektedir. LH1-LH2 ise enerji nakil hatlarını göstermektedir.



Şekil 6.5. Kesintilerin kaydedilmesi örneği

Tablo 6.1’de söz konusu şebeke ile ilgili ana veriler yer almaktadır: Şehir merkezi (U), kenar mahalle (S) ve kırsal (R) alanlardaki müşteri sayısı, her alandaki trafo sayısı, trafo başına düşen kullanıcı sayıları. Bu veriler tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanmasında önemlidir.

Tablo 6.1. Örnek şebeke bilgileri

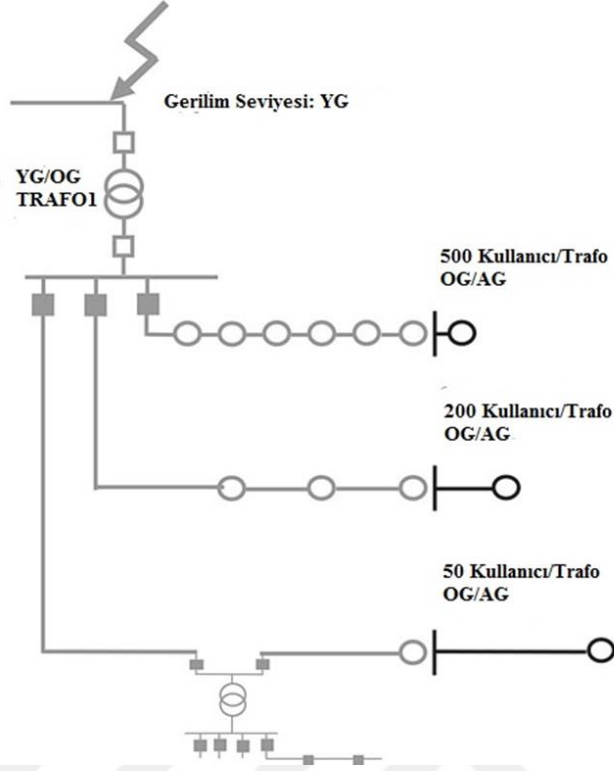
Şebeke	Kullanıcı Sayısı	Trafo Sayısı	Kullanıcı/Trafo Oranı
U	7000	14	500
S	1400	7	200
R	200	4	50
TOPLAM	8600	25	

Kullanıcı sayılarının belirlenmesi konusunda herhangi bir bağlantı modelinin olmadığı varsayılarak, fider başına düşen kullanıcı sayısı, kullanıcı/trafo oranından hesaplanmaktadır. Bu kapsamda aşağıda yer alan Tablo 6.2’de şebekede meydana gelen kesintilere ait örnekler gösterilmiştir.

**Tablo 6.2. Örnek şebeke kesinti kayıtları tablosu**

NO	Kademe	Şebeke unsuru	Kesinti Nedenine İlişkin Açıklama	Kesintinin Sınıfı			
				Kaynağa Göre	Süreye Göre	Sebebe Göre	Bildirime Göre
1001	1	LH1 Enerji Nakil Hattı	Parafudr Montajı	İletim	Uzun	Şebeke işletmecisi	Bildirimli
1002	1	LU2 Fideri	Havai İletken Kopması	Dağıtım-OG	Uzun	Şebeke işletmecisi	Bildirimsiz
1003	1	LR1 Fideri	OG Kablo Arızası	Dağıtım-OG	Uzun	Şebeke işletmecisi	Bildirimsiz
1003	2	LR1 Fideri	OG Kablo Arızası	Dağıtım-OG	Uzun	Şebeke işletmecisi	Bildirimsiz
1004	1	Kırsal OG/AG Trafosu	AG Sigorta Arızası	Dağıtım-AG	Uzun	Şebeke işletmecisi	Bildirimsiz
1005	1	LR1 FİDERİ	OG Direğe Araç Çarpması	Dağıtım-OG	Uzun	Dışsal	Bildirimsiz
NO	Kademe	Kesinti Başlama Tarih ve Zamanı	Kesinti Sona Erme Tarih ve Zamanı	Kesinti Süresi (Saat)	Etkilenen Kullanıcı Sayısı		
					Şehir Merkezi	Kenar Mahalle	Kırsal
1001	1	03.09.2017 20:00	03.09.2017 21:00	1,00	3000	600	100
1002	1	07.09.2017 04:05	07.09.2017 05:40	1,58	400	0	0
1003	1	15.09.2017 07:30	15.09.2017 08:00	0,50	0	0	100
1003	2	15.09.2017 08:00	15.09.2017 09:30	1,50	0	0	50
1004	1	25.09.2017 10:00	25.09.2017 11:30	1,50	0	0	25
1005	1	27.09.2017 18:30	27.09.2017 19:25	0,92	0	0	100

Şekil 6.6’da de görüleceği üzere, 6.2. numaralı kesinti tablosundaki birinci olay; şebekenin sol tarafındaki TRAF01 in YG tarafında (enerji nakil hattında) parafudr montajı yapılabilmesi için gerçekleştiren ve 1 saat süren planlı bir kesintiye karşılık gelmektedir. Enerji kesintisi nedeniyle toplamda 3700 kullanıcı enerjisiz kalmıştır. Kesintiden etkilenen kullanıcı sayısı; kentsel alan için 3000 (her biri ortalama 500 kullanıcıya hizmet veren 6 OG/AG trafo), kenar mahalleler için 600 (her biri ortalama 200 kullanıcıya hizmet veren 3 OG/AG trafo) ve kırsal içinde 100 (her biri ortalama 50 kullanıcıya hizmet veren 2 OG/AG trafo) olarak gerçekleşmiştir. Söz konusu kesinti YG tarafında olduğu için kaynağı “iletim”, 3 dk dan fazla sürmesi nedeniyle süresi “uzun”, şebeke bileşeni kaynaklı bir kesinti olması nedeniyle sebebi “şebeke işletmecisi”, planlı bir kesinti olduğu için de “bildirimli” olarak sınıflandırılmıştır. Şebeke unsuru olarak parafudr montajı gerçekleştirilen LH1 enerji nakil hattı kaydedilmiştir.

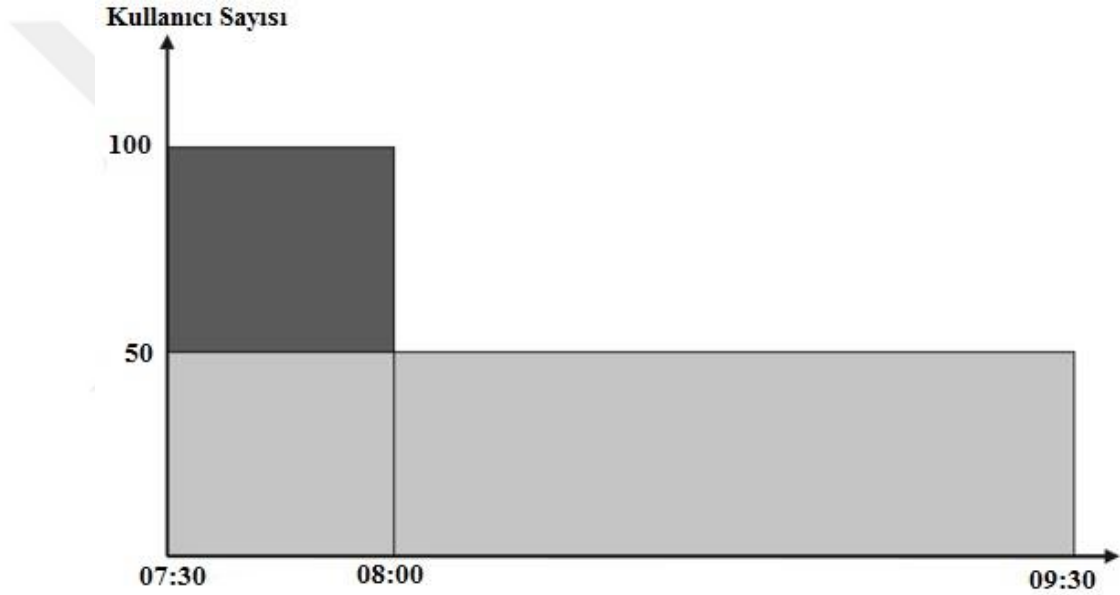


**Şekil 6.6.** Kesinti tablosundaki birinci olay

Tablo 6.2'deki ikinci olay, kentsel LU2 OG fiderinin başındaki kesicinin, hattaki havai iletkenlerden birinin kopması sonucu, koruma amaçlı açması nedeniyle meydana gelmiş ve 1.58 saat (1 saat, 35 dakika) sürmüştür. Bu nedenle fiderden beslenen 4000 kullanıcı (her biri ortalama 500 kullanıcıya hizmet veren 8 OG/AG trafo) kesintiden etkilenerek enerjisiz kalmıştır. Söz konusu kesinti OG dağıtım şebekesinde meydana geldiği için kaynağı "Dağıtım-OG", 3 dk dan fazla sürmesi nedeniyle süresi "uzun", şebeke bileşeni kaynaklı bir kesinti olması nedeniyle sebebi "şebeke işletmecisi", plansız bir arıza kesintisi olması nedeniyle de "bildirimsiz" olarak kaydedilmiştir. Şebeke unsuru olarak arızanın meydana geldiği LU2 fideri kaydedilmiştir.

Üçüncü ve dördüncü olay kayıtlarına dikkat edildiğinde kırsal LR1 fiderinde meydana gelen tek bir arızayı ifade ettiği görülmektedir. Bu daha önce bahsedilen kademeli olarak arızanın giderilmesi ve müşterilere enerji verilmesinin bir sonucudur. Aşağıdaki şekilde görüleceği LR1 fiderinin beslediği (ortalama 50 kullanıcıya hizmet veren 2 OG/AG trafo) toplam 100 kullanıcı için kesintinin başlangıç zamanı aynıdır (07:30) ve görüldüğü üzere 30 dakika boyunca tüm kullanıcılar enerjisizdir. Gerçekleştirilen arıza onarım çalışması neticesinde bir trafoya enerji verilerek (08:00) 50 kullanıcının kesintisi sonlandırılmıştır.

Kesintinin sonlandığı an 100 abonenin etkilendiği kesinti için kesinti sona erme zamanı olarak ve kademe 1 olacak şekilde kaydedilir. Kesintinin devam ettiği 50 kullanıcıya ise bundan 1,5 saat sonra (9:30) enerji verilebilmiştir. Bu kesintinin kaydı ise kademe 1'deki kesinti sona erme zamanı kesinti başlangıç zamanı (08:00) olacak şekilde ve kademe 2 olarak kayıt altına alınır. Bu durumda 1,5 saat içerisinde (08:00-9:30) kesintiden etkilenen kullanıcı sayısı 50 olarak kaydedilir. Görüldüğü üzere iki kesinti kaydı için yalnızca kesinti süresi ve kesintiden etkilenen kullanıcı sayıları farklıdır. Aşağıda yer alan şekilde söz konusu kesintiye ait zaman ve etkilenen kullanıcı sayısı grafiği gösterilmiştir.



**Şekil 6.7.** Kademeli kesinti grafiği

Son kayıt ise LR1 fiderinin beslediği kırsal şebekede bulunan bir OG elektrik direğine araç çarpması sonucu direğin yıkılması veya yan yatması nedeniyle meydana gelen enerji kesintisine aittir. Burada dikkat edilmesi gerek husus kesintinin dış faktörler nedeniyle oluşması nedeniyle sebebinin “dışsal” olarak kaydedilmiş olmasıdır.

## 6.2. Tedarik Sürekliliği Kalite Göstergeleri

Tedarik sürekliliği performansını ölçümlemek için, tedarik sürekliliği kalite göstergeleri olarak adlandırılan süreklilik indisleri (endeksleri) kullanılmaktadır. Süreklilik indislerinin hesaplanması için temel faktör kesintilere ilişkin bilgilerin toplanması ve kaydedilmesidir. Dağıtım şebekesinde raporlama dönemi boyunca gerçekleşen tüm kesintilere ilişkin bilgilerden bir dizi kalite endeksleri hesaplanmaktadır. Söz konusu bu endeksler, meydana gelen kesintilerin ortalama sayısı ve elektrik tedarikinin mevcut olmadığı ortalama süreyi temel almaktadır. Bunun dezavantajı ise endekslerin herhangi bir müşteri için değil dağıtım şebekesi için ortalama olarak bilgi sağlamasıdır. Ancak kullanıcılar şebekeyi değil kendilerinin bağlantı noktasını etkileyen ve enerjisiz kaldıkları kesintilerle ilgilenmektedir (CEER, 2008). Bununla birlikte, her bir müşteriye ait endeksleri belirlemek, kesintilerin kaydedilme metodu açısından mevcut durumda mümkün ve pratik gözükmemektedir. Ülkemizde tedarik sürekliliği kalite göstergeleri ile ilgili düzenlemeler, Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliği Madde 14 gereğince uygulanmaktadır. Bu düzenlemeye göre;

- 1) Dağıtım şirketi; dağıtım bölgesi geneli ile il ve ilçeler bazında her yıl için aşağıdaki tedarik sürekliliği kalitesi göstergelerini yönetmelikte bulunan Tablo 5 formatına uygun olarak hesaplar: (Tablo 6.3 ve 6.4)
  - İlgili bölgede meydana gelen uzun kesintiler için kesinti sınıflandırmasına göre ortalama kesinti süresi (OKSÜRE) endeksleri,
  - İlgili bölgede meydana gelen uzun kesintiler için kesinti sınıflandırmasına göre ortalama kesinti sıklığı (OKSIK) endeksi,
  - İlgili bölgede meydana gelen kısa kesintiler için ortalama kesinti sıklığı endeksi (OKSIK<sub>kısa</sub>),
- 2) Fider, hat bölümü, dağıtım transformatörü veya kullanıcılar için aşağıdaki değerler hesaplanır:
  - Bildirimli ve bildirimsiz uzun kesintiler için ayrı ayrı olmak üzere toplam kesinti süresi (TKSÜRE),
  - Bildirimli kesintiler ile bildirimsiz uzun ve kısa kesintiler için ayrı ayrı olmak üzere toplam kesinti sayısı (TKSAYI)



- 3) Birinci maddedeki göstergeler dağıtım şirketinin tedarik sürekliliği performansının değerlendirilmesi, ikinci fıkradaki değerler kullanıcılara ödenecek tazminatların belirlenmesinde kullanılır.
- 4) Tedarik sürekliliği kalite göstergeleri, aylık olarak ait olduğu ayı takip eden ayın sonuna kadar, yıllık olarak her yılın 31 Mart tarihine kadar dağıtım şirketi tarafından hem görev alanına giren iller hem de dağıtım bölgesi bazında Tablo 5 formatında tablo açıklamalarına uygun şekilde düzenlenerek EBİS sistemi üzerinden EPDK' a bildirilir. Ayrıca dağıtım şirketi; tutulan kayıtlardan hesaplanan kalite göstergelerini dağıtım bölgesi, il ve ilçe bazında aylık olarak internet sitesinde yayımlamakla yükümlüdür. Dağıtım şirketi; talep etmeleri halinde kullanıcı bazında hesaplanan TKSAYI ve TKSÜRE değerlerini vermek zorundadır. Söz konusu rapor formatlarına aşağıda yer verilmektedir.

**Tablo 6.3. Tedarik sürekliliği kalite göstergeleri bildirimsiz kesinti tablo 5 formatı**

OKSÜRE ve OKSIK Göstergeleri (Bildirimsiz kesintiler için)		İmar Alanı İçi Kullanıcılar			İmar Alanı Dışı Kullanıcılar			Genel Toplam
Kaynak	Sebeup	OG	AG	Toplam	OG	AG	Toplam	
İletim	Şebeke İşletmecisi							
İletim	Mücbir Sebep							
Dağıtım-OG	Şebeke İşletmecisi							
Dağıtım-OG	Dışsal							
Dağıtım-OG	Mücbir Sebep							
Dağıtım-OG	Güvenlik							
Dağıtım-AG	Şebeke İşletmecisi							
Dağıtım-AG	Dışsal							
Dağıtım-AG	Mücbir Sebep							
Dağıtım-AG	Güvenlik							
Genel Toplam								

**Tablo 6.4. Tedarik sürekliliği kalite göstergeleri bildirimli kesinti tablo 5 formatı**

OKSÜRE ve OKSIK Göstergeleri (Bildirimli kesintiler için)		İmar Alanı İçi Kullanıcılar			İmar Alanı Dışı Kullanıcılar			Genel Toplam
Kaynak	Sebeup	OG	AG	Toplam	OG	AG	Toplam	
İletim	Şebeke İşletmecisi							
Dağıtım-OG	Şebeke İşletmecisi							
Dağıtım-OG	Güvenlik							
Dağıtım-AG	Şebeke İşletmecisi							
Dağıtım-AG	Güvenlik							
Genel Toplam								

### 6.2.1. Tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanması

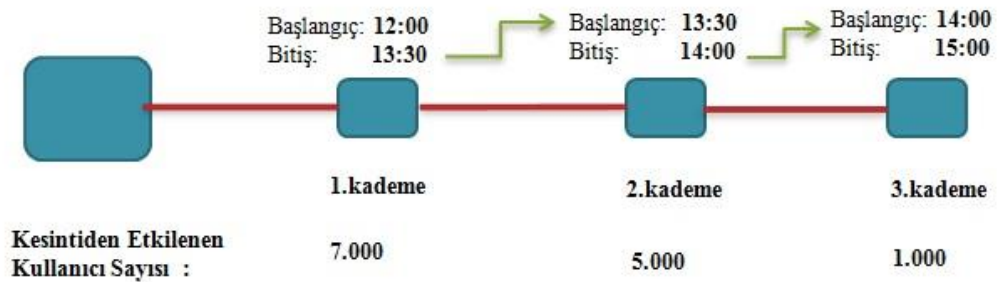
- a) Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (OKSÜRE), önceden tanımlanmış bir zaman süresi boyunca dağıtım şirketi tarafından kullanıcılara sunulan enerjinin ortalama kesilme süresini verir. Literatürde ve uluslararası standartlarda System Average Interruption Duration Index (SAIDI) olarak ifade edilmektedir. Ortalama kesinti süresi endeksi (OKSÜRE, SAIDI), aşağıdaki formüle göre hesaplanır:

$$OKSÜRE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i}{U_{top}} \quad (6.1)$$

Bu formülde geçen;

- **n**: Bir hesaplama döneminde meydana gelen tüm uzun kesintilerin sayısı,
  - **t<sub>i</sub>**: i inci kesintinin süresini,
  - **U<sub>i</sub>**: i inci kesintiden etkilenen kullanıcı sayısını,
  - **U<sub>top</sub>**: Her bir takvim yılı başında dağıtım şirketi tarafından hizmet verilen toplam kullanıcı sayısını,
- ifade etmektedir.

Daha önce yer verilen kademeli olarak enerjilendirme hususuna tekrar dikkat çekmek gerekmektedir. Kademeli enerjilendirme halinde, bir kesinti tekrar enerjilendirme kademelerine göre OKSÜRE hesabına dâhil edilir. İlk kademede, tekrar enerjilendirilen ilk grup kullanıcıların sayısı ve etkilenme süresi yer alır. Takip eden kademelerde, her bir kademe için o kademede yer alan kullanıcıların sayısı ile söz konusu kesintinin başlama zamanı ile ilgili kademenin enerjilendirme zamanı arasındaki farktan hesaplanan kesintiden etkilenme süresine yer verilir. Aşağıda kademeli enerjilendirilen bir kesintiye ait, kesinti kayıt örneği yer almaktadır:



Şekil 6.8. Kademeli enerjilendirme

Söz konusu kademeli enerjilendirme örneğine ait kesinti kaydı aşağıdaki tabloda 6.5’de gösterilmektedir.

**Tablo 6.5.** *Kademeli enerjilendirme örneği kesinti kayıtları*

Kod No	Kademe	Kesinti Başlama Tarihi ve Zamanı	Kesinti Sona Erme Tarihi ve Zamanı	Kesinti Süresi (saat)	Etkilenen Kullanıcı Sayısı			
					İmar Alanı İçi		İmar Alanı Dışı	
					OG	AG	OG	AG
303170199	1	02.08.2017 12:00	02.08.2017 13:00	1,0		7000		
303170199	2	02.08.2017 13:00	03.08.2017 14:00	0,5		5000		
303170199	3	03.08.2017 14:00	03.08.2017 15:00	1,0		1000		

b) Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (OKSIK), önceden tanımlanmış bir zaman süresi boyunca dağıtım şirketi tarafından kullanıcılara sunulan enerjinin ortalama kesilme sayısıdır. Literatürde ve uluslararası standartlarda System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) olarak ifade edilmektedir. Ortalama kesinti süresi endeksi (OKSIK, SAIFI), aşağıdaki formüle göre hesaplanır:

$$OKSIK = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} \quad (6.2)$$

Bu formülde geçen;

- n: Bir zaman aralığında meydana gelen ve kullanıcının etkilendiği uzun kesintilerin sayısını,
- $U_i$ : i inci kesintiden etkilenen kullanıcı sayısını,
- $U_{top}$ : her bir takvim yılı başında bir dağıtım şirketi tarafından hizmet verilen toplam kullanıcı sayısını,

ifade etmektedir.

c) Kısa (anlık) kesintiler için Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (OKSIK<sub>kısa</sub>) literatürde Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI) olarak ifade edilmektedir. Kısa kesintiler için ortalama kesinti sıklığı endeksi (OKSIK<sub>kısa</sub>, MAIFI) yalnızca kısa kesintileri referans alır ve aşağıdaki formüle göre hesaplanır:

$$OKSIK_{KISA} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} \quad (6.3)$$

Bu formülde geçen;

- n: Bir zaman aralığında meydana gelen ve kullanıcının etkilendiği kısa kesintilerin sayısını,
- $U_i$ : i inci kesintiden etkilenen kullanıcı sayısını,
- $U_{top}$ : her bir takvim yılı başında bir dağıtım şirketi tarafından hizmet verilen toplam kullanıcı sayısını,

ifade etmektedir.

d) Toplam kesinti süresi (TKSÜRE), tanımlanmış bir zaman aralığında kullanıcının meydana gelen kesintilerden toplam etkilenme süresini ifade eder ve aşağıdaki formüle göre hesaplanır:

$$TKSÜRE = \sum_{i=1}^n t_i \quad (6.5)$$

Bu formülde geçen;

- n: Bir zaman aralığında meydana gelen ve kullanıcının etkilendiği uzun kesintilerin sayısını,
- $t_i$ , i inci kesintiden etkilenme süresini

ifade etmektedir.

e) Toplam kesinti sayısı (TKSAYI); tanımlanmış bir zaman aralığında kullanıcının meydana gelen kesintilerden etkilendiği uzun ve kısa kesintilerin toplam sayısı olarak hesaplanır.

#### 6.2.1.1. Tedarik sürekliliği kalite indislerini hesaplanması örneği

Tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanacağı bir elektrik dağıtım şebekesi bölgesinde, hizmet verilen kullanıcı sayıları imar durumlarına ve şebeke bağlantı gerilimlerine göre aşağıda yer alan tabloda örnek olarak gösterilmiştir. Kullanıcı bilgilerinin yılbaşından sonuna kadar sabit kaldığı kabul edilmektedir.

**Tablo 6.6.** Örnek şebeke için kullanıcı sayıları

	İmar Alanı İçi Kullanıcılar			İmar Alanı Dışı Kullanıcılar			Genel Toplam
	OG	AG	TOPLAM	OG	AG	Toplam	
<b>Kullanıcı Sayıları</b> ( $U_{top}$ )	704	268.096	268.800	1.124	94.209	95.333	364.133

Söz konusu dağıtım şebekesinde yıllık bazda meydana gelen ve kaydedilen, Dağıtım-OG, Dağıtım-AG ve İletim seviyelerindeki kesintilere ait bilgiler sırasıyla verilerek, yukarıda anlatılan tedarik sürekliliği kalite indisleri hesaplanacaktır. Verilecek kesinti bilgileri yalnızca sebebi şebeke işletmecisi olan kesintilere aittir.

**Tablo 6.7.** Bildirimsiz kesintilerden kullanıcıların etkilenme süreleri

Yıl Boyunca Meydana Gelen Bildirimsiz Kesintilerden Kullanıcıların Toplam Etkilenme Süreleri (saat)				
		İmar Alanı İçi	İmar Alanı Dışı	Genel Toplam
Kaynak	Sebebi			
İletim	Şebeke İşletmecisi	74.609	32.475	107.084
Dağıtım-OG	Şebeke İşletmecisi	862.369	716.315	1.578.624
Dağıtım-AG	Şebeke İşletmecisi	51.510	45.012	96.522

Tablo 6.7'deki değerler saat cinsinden, yıl boyunca dağıtım şebekesi nedeniyle meydana gelen bildirimsiz kesintilerden etkilenen kullanıcıların toplam etkilenme sürelerini içermektedir. Bu nedenle imar durumlarına ve kaynağa göre "Ortalama Kesinti Süresi Endeksleri (OKSÜRE, SAIDI)" hesaplanabilecektir.

Tablodaki değerler; yıl boyunca meydana gelen bildirimsiz kesintilerin her birinin süresi ile imar durumlarına göre söz konusu kesintilerden etkilenen kullanıcı sayılarının çarpılıp, çıkan tüm sonuçların toplanmasıyla elde edilmektedir. Sonuç olarak daha önce OKSÜRE formülünde belirtilen kesir işleminin pay kısmı elde edilmektedir. O halde, OKSÜRE indislerini hesaplamak için imar durumuna göre kullanıcı sayılarına bölmek yeterli olacaktır. Dikkat edilirse tablodaki değerler saat formatındadır. Bu nedenle saat olarak bulunan sonuçları eğer istenilirse dakikaya çevirmek gerekmektedir.

*İletim kaynaklı kesintiler için:*

$$OKSÜRE_{imarici} = \frac{74609}{268800} \times 60 = 16,7dk$$

$$OKSÜRE_{imarduma} = \frac{32475}{95333} \times 60 = 20,4dk$$

$$OKSÜRE_{genel} = \frac{107084}{364133} \times 60 = 17,6dk$$

*Dağıtım-OG kaynaklı kesintiler için:*

$$OKSÜRE_{genel} = \frac{1578624}{364133} \times 60 = 260,1dk$$

*Dağıtım-AG kaynaklı kesintiler için:*

$$OKSÜRE_{genel} = \frac{96522}{364133} \times 60 = 15,9dk$$

Hesaplanan (OKSÜRE)<sub>genel</sub> indisleri yorumlanacak olursa, OG dağıtım şebekesi kaynaklı kesintilerin kullanıcılara sunulan enerjinin kesilmesinde en uzun ortalama süreye sahip olduğu görülmektedir. Endeks sonuçlarına göre; yıl boyunca meydana gelen OG dağıtım şebekesi kaynaklı kesintiler ortalama 260,1 dk. kullanıcılara sunulan enerjinin kesilmesine neden olmuştur. İletim seviyesinde kesintiler ortalama 17,6 dk. ve AG dağıtım şebekesi kaynaklı kesintiler ise ortalama 15,9 dk. enerji kesintisine neden olmuştur. Görüldüğü üzere AG ve İletim kaynaklı arızalar nedeniyle meydana gelen kesintiler, OG dağıtım şebekesinin yanında etkileme süresi açısından çok düşüktür.

**Tablo 6.8.** *Bildirimsiz kesintilerden etkilenen kullanıcı sayıları*

Yıl Boyunca Meydana Gelen Bildirimsiz Kesintilerden Etkilenen Toplam Kullanıcı Sayıları (adet)				
Kaynak	Sebebe	İmar Alanı İçi	İmar Alanı Dışı	Genel Toplam
İletim	Şebeke İşletmecisi	362.718	87.440	450.158
Dağıtım-OG	Şebeke İşletmecisi	1.663.634	590.897	2.254.531
Dağıtım-AG	Şebeke İşletmecisi	60.558	35.995	96.553

Tablo 6.8'deki değerler yıl boyunca dağıtım şebekesi nedeniyle meydana gelen bildirimsiz kesintilerden etkilenen kullanıcı sayılarının toplamını ifade etmektedir. Bu nedenle imar durumlarına ve kaynağa göre ‘Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksleri (OKSÜRE, SAIDI)’ hesaplanabilecektir. Tablodaki değerler: yıl boyunca meydana gelen bildirimsiz kesintilerin her birinin, imar durumlarına göre etkilediği kullanıcı sayısının toplamıdır. Sonuç olarak tablodaki değerler daha önce OKSIK formülünde belirtilen kesir işleminin pay kısmını oluşturur. O halde OKSIK indislerini hesaplamak için imar durumuna göre kullanıcı sayılarına bölmek yeterli olacaktır.

*İletim kaynaklı kesintiler için:*

$$OKSIK_{genel} = \frac{405158}{364133} = 1,2$$

*Dağıtım-OG kaynaklı kesintiler için:*

$$OKSIK_{genel} = \frac{2254531}{364133} = 6,2$$

*Dağıtım-AG kaynaklı kesintiler için:*

$$OKSIK_{genel} = \frac{96553}{364133} = 0,3$$

Hesaplanan (OKSIK)genel indisleri yorumlanacak olursa, OG dağıtım şebekesi kaynaklı kesintilerin kullanıcıları en fazla etkileyen kesintiler olduğu görülmektedir. Endeks sonuçlarına göre; yıl boyunca meydana gelen OG dağıtım şebekesi kaynaklı kesintilerden ortalama 6,2 dağıtım şebekesi kullanıcısı etkilenmiştir. İletim seviyesinde meydana gelen kesintilerden ortalama 1,2 ve AG dağıtım şebekesi kaynaklı kesintilerden ise ortalama 0,3 kullanıcı etkilendiği hesaplanmıştır.

TKSAYI ve TKSÜRE değerleri her bir kullanıcı için ayrı hesaplanması nedeniyle örnek verilememektedir. Ancak örnekte kullanılan dağıtım şebekesinde bir yılda meydana gelen bildirimsiz toplam kesinti sayısı ve süreleri aşağıda gösterilmektedir.

**Tablo 6.9.** *Meydana gelen toplam kesinti sayısı*

Meydana Gelen Toplam Kesinti Sayısı (adet)		
KAYNAK	SEBEP	SAYI
İletim	Şebeke İşletmecisi	61
Dağıtım-OG	Şebeke İşletmecisi	1.762
Dağıtım-AG	Şebeke İşletmecisi	1.826

**Tablo 6.10.** *Meydana gelen toplam kesinti süresi*

Meydana Gelen Toplam Kesinti Süresi (saat)		
KAYNAK	SEBEP	SÜRE
İletim	Şebeke İşletmecisi	21
Dağıtım-OG	Şebeke İşletmecisi	2.129
Dağıtım-AG	Şebeke İşletmecisi	1.819

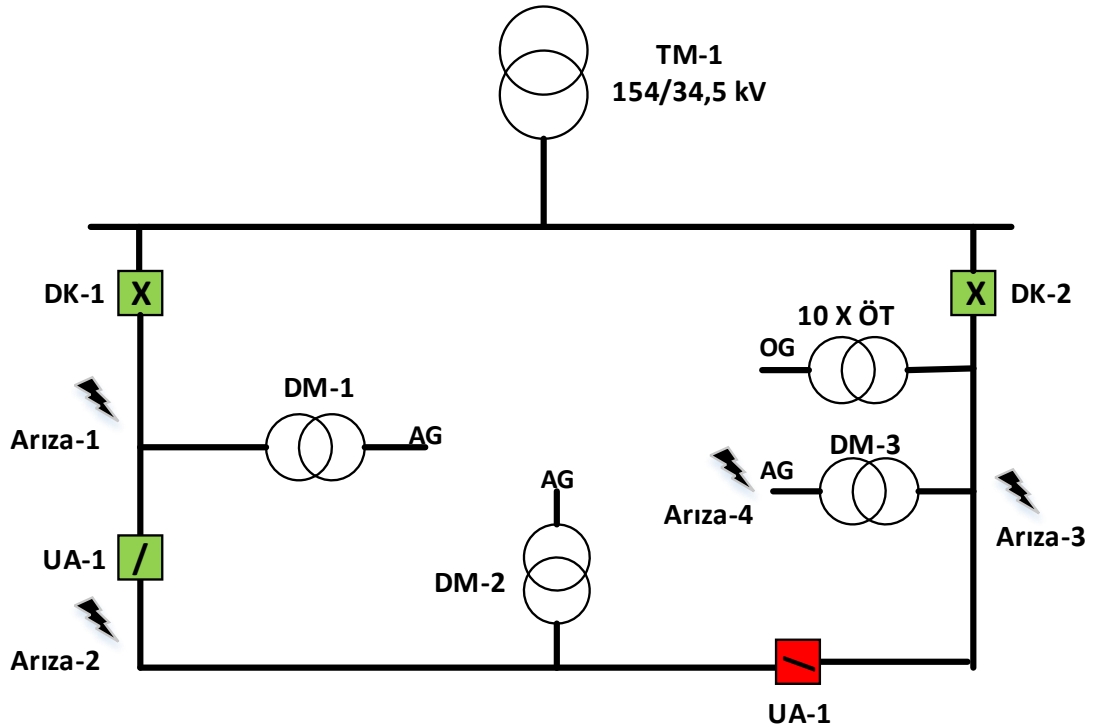
### 6.2.1.2. Tedarik sürekliliği kalite indislerinin hesaplanması örneği

Aşağıda yer alan şekil 6.9'da bir dağıtım şebekesi modellenmiştir. Şekilde yer alan kısaltmalar:

- TM: Trafo Merkezi
- DM: Dağıtım Merkezi
- ÖT: Özel Trafo Tesisleri
- DK: Devre Kesicisi
- UA: Anahtarlama Elamanı

Şebekede yer alan elemanlarının renkleri sistemdeki ilk konumlarını göstermektedir. Yeşil renk koruma elemanın kapalı konumda olduğunu (devrede), kırmızı ise açık konumda (devrede değil) olduğunu ifade etmektedir. Örnek şebekede hizmet verilen kullanıcı sayıları:

- DM-1: 150 AG seviyesinde kullanıcı
- DM-2: 50 AG seviyesinde kullanıcı
- DM-3: 100 AG seviyesinde kullanıcı
- ÖT: 10 OG seviyesinde kullanıcı



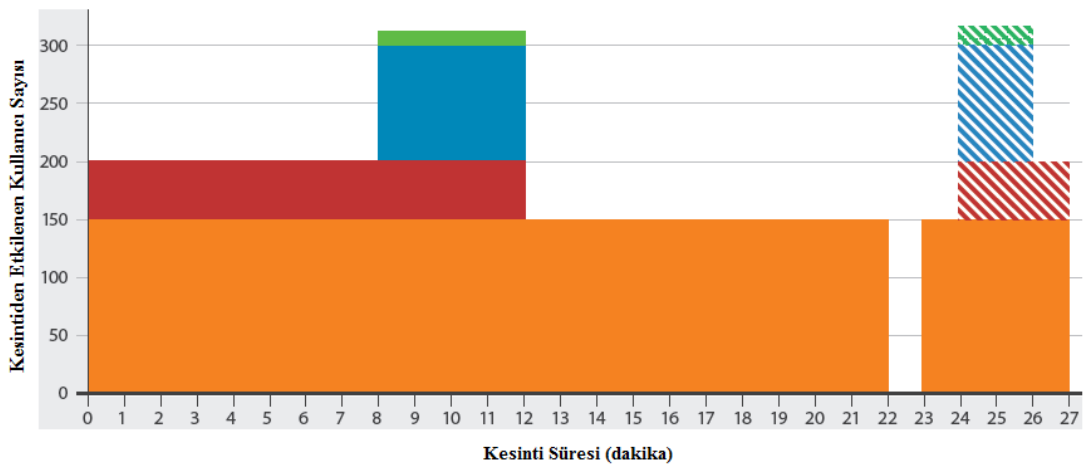
Şekil 6.9. Örnek dağıtım şebekesi ve arızalar



Örnek dağıtım şebekesi şeklinde gösterilen noktalarda, 4 adet arıza meydana gelmiştir. Bu arızalardan sonra sistem operatörü tarafından gerçekleştirilecek operasyonlar ve arıza onarımı sırasında, belirli süreler geçeceği varsayılmıştır. Ayrıca, dağıtım merkezlerinin kendi koruma elemanlarına sahip olduğu ve şebekede yer alan uzaktan kontrol edilebilen anahtarlama elemanlarının ise enerji altında konum değiştirmedeği kabul edilmiştir. Buna göre aşağıda sırasıyla verilecek olan arızalar nedeniyle meydana gelen uzun kesintilere ait OKSIK ve OKSÜRE endeksleri hesaplanacaktır.

**Tablo 6.11.** Arıza-1 durumunda gerçekleştirilen sistem operasyonları tablosu

Proses (Operasyon Adımları)	Zamanlama (dk)
DK-1 arıza algılaması, DK-1 açık konuma gelmesi	t=0
UA-1 açık konuma getirilmesi, DK-1 kapalı konuma getirilmesi, DK-1 tekrar arıza algılaması, DK-1 açık konuma gelmesi, Arıza yerinin tespit edilmesi, Arıza onarım ekiplerinin yönlendirilmesi	t=6
DK-2 açık konuma getirilmesi, UA-2 kapalı konuma getirilmesi	t=8
DK-2 kapalı konuma getirilmesi, Kısmi şebeke beslemesi	t=12
Arızanın giderilmesi, DK-1 kapalı konuma getirilmesi	t=22
DK-1 açık konuma getirilmesi, Sistemi arıza öncesi konuma getirme	t=23
DK-2 açık konuma getirilmesi, UA-2 açık konuma getirilmesi, UA-1 kapalı konuma getirilmesi	t=24
DK-2 kapalı konuma getirilmesi	t=26
DK-1 kapalı konuma getirilmesi, Tüm sistem enerjili	t=27



**Şekil 6.10.** Arıza 1'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süre grafiği

Bu ve bundan sonraki grafiklerde turuncu renk DM-1, kırmızı renk DM-2, mavi renk DM-3 ve yeşil renk ÖT'i ifade etmektedir. Grafikler de yer alan kesikli bölümler ise kısa kesintileri belirtmektedir ve hesaplamalara dâhil edilmeyecektir.

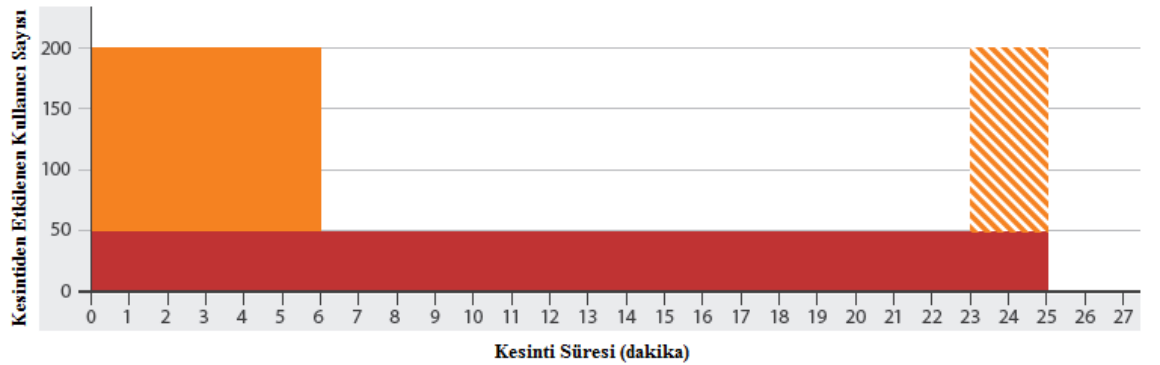
O halde 1 numaraları arıza için tedarik sürekliliği kalite endekslerinin hesaplayacak olursak:

$$OKSÜRE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i}{U_{top}} = \frac{8.(150+50) + 4.(150+50+100+10) + 10.(150) + 4.(150)}{310} = 15,94dk$$

$$OKSIK = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} = \frac{150+50+100+10}{310} = 1$$

**Tablo 6.12.** Arıza-2 durumunda gerçekleşen sistem operasyonları

Proses (Operasyon Adımları)	Zamanlama (dk)
DK-1 arıza algılaması, DK-1 açık konuma gelmesi	t=0
UA-1 açık konuma getirilmesi, DK-1 kapalı konuma getirilmesi, Arıza yerinin tespit edilmesi, Arıza onarım ekiplerinin yönlendirilmesi	t=6
Arızanın giderilmesi, DK-1 açık konuma getirilmesi, UA-1 kapalı konuma getirilmesi, Sistemi arıza öncesi konumuna getirme	t=23
DK-1 kapalı konuma getirilmesi, Tüm sistem enerjili	t=25



**Şekil 6.11.** Arıza 2'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süreleri

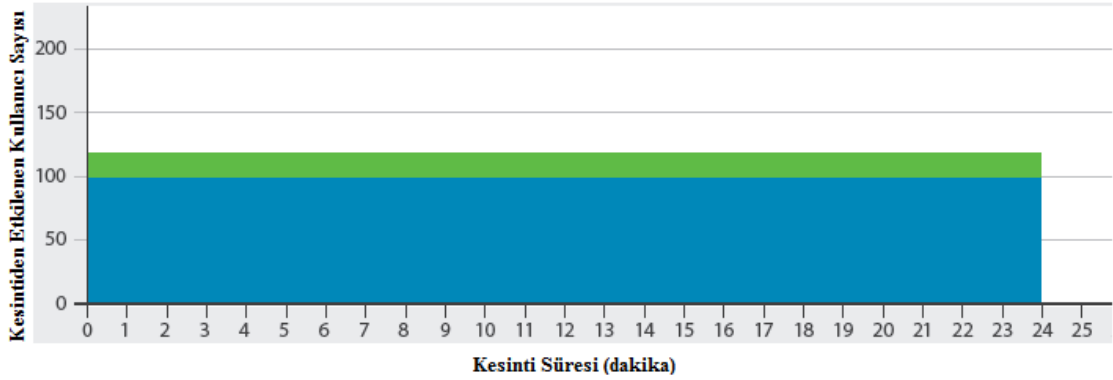
2 numaraları arıza için tedarik sürekliliği kalite endekslerinin hesaplanması:

$$OKSÜRE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i}{U_{top}} = \frac{6 \cdot (150 + 50) + 17 \cdot (50) + 2 \cdot (50)}{310} = 6,94dk$$

$$OKSIK = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} = \frac{150 + 50}{310} = 0,65$$

**Tablo 6.13.** Arıza-3 durumunda gerçekleşen sistem operasyonları

Proses (Operasyon Adımları)	Zamanlama (dk)
DK-2 arıza algılaması, DK-2 açık konuma gelmesi	t=0
Arızanın giderilmesi, DK-2 kapalı konuma getirilmesi, Tüm sistem enerjili	t=24



**Şekil 6.12.** Arıza 3'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süreleri

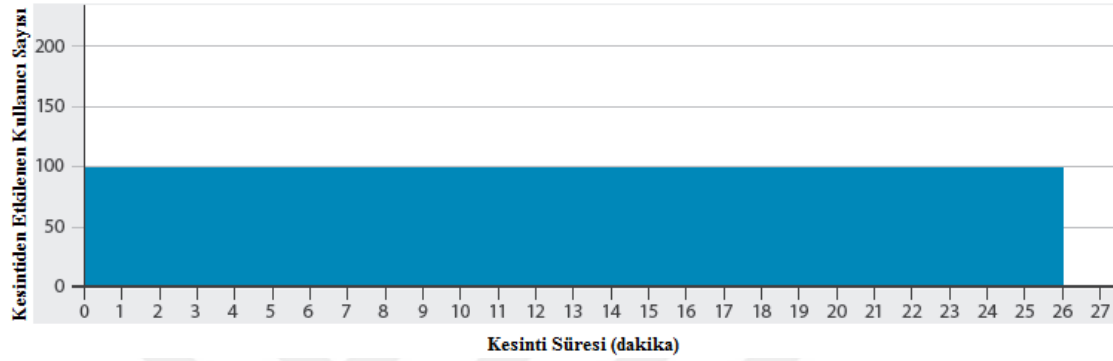
Arıza 3 için tedarik sürekliliği kalite endekslerinin hesaplanması:

$$OKSÜRE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i}{U_{top}} = \frac{24 \cdot (100 + 10)}{310} = 8,52dk$$

$$OKSIK = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} = \frac{100 + 10}{310} = 0,35$$

**Tablo 6.14.** Arıza-4 durumunda gerçekleşen sistem operasyonları

Proses (Operasyon Adımları)	Zamanlama (dk)
DM-3 koruma elemanın arızayı algılaması, Açık konuma gelmesi	t=0
Arızanın giderilmesi, DM-3 koruma elemanının kapatılması, Tüm sistem enerjili	t=26



**Şekil 6.13.** Arıza 4'den etkilenen kullanıcı sayısı ve süreleri

Arıza 4 için tedarik sürekliliği kalite endekslerinin hesaplanması:

$$OKSÜRE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i}{U_{top}} = \frac{26 \cdot (100)}{310} = 8,39dk$$

$$OKSIK = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} = \frac{100}{310} = 0,32$$

### 6.2.2. Kullanıcılara ödenecek tazminatların belirlenmesi

Daha önce belirtildiği üzere, ekonomik ilişkisi olmayan veya belirlenmiş bir sınır değer içermeyen bir düzenleme anlamını yitirecektir. Bu nedenle EPDK tarafından Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliği çerçevesinde tedarik sürekliliği verileri açısından bir takım eşik değerler ve tazminat yükümlülükleri belirlenmiştir. Dağıtım şirketleri yıl boyunca dağıtım sisteminde meydana gelen kesintilerin, kullanıcı bazında aşağıda yer alan tablodaki kesinti süre ve sayısı sınır değerlerini aşması halinde, tazminat ödemekle yükümlü kılınmıştır. Söz konusu tazminat ödemesi; sınır değerlerin aşıldığı kullanıcının başvurusuna gerek duyulmaksızın dağıtım şirketi tarafından yapılmak zorundadır.

Tazminata hak kazanan her bir kullanıcı belirlendikten sonra yapılacak ödeme, ait olduğu yılı takip eden yılın Nisan ayından itibaren dağıtım şirketi tarafından başlatılmalıdır. Söz konusu tazminat ödemesi eğer kullanıcı faal ise faturasında yer alan dağıtım hizmet bedelinden mahsup edilmek suretiyle, aboneliğin iptal edilmiş olması durumunda ise def'aten gerçekleştirilmektedir (EPDK, 2012).

**Tablo 6.15.** Kesinti süre ve sayı sınır değerleri (EPDK, 2012)

EŞİK DEĞER ADI	KESİNTİ SINIFI	İMAR ALANI İÇİNDEKİ KULLANICILAR İÇİN		İMAR ALANI DIŞINDAKİ KULLANICILAR İÇİN	
		AG	OG	AG	OG
ESÜRE (Saat)	Bildirimsiz	48	24	72	36
ESAYI (Kez)		56	56	72	72
ESÜRE (Saat)	Bildirimli	24	16	32	24
ESAYI (Kez)		6	4	8	6

Tablodan görüleceği üzere sınır değerler; kesinti sınıfı, kullanıcının gerilim seviyesi ve imar durumuna göre farklılık göstermektedir. Tabloda yer alan, ESÜRE yıl boyunca meydana gelen kesintilerden kullanıcının etkilendiği toplam kesinti süresinin eşik değerini (Eşik Süre), ESAYI ise kullanıcının etkilendiği kesinti sayısının eşik değerini (Eşik Sayı) göstermektedir.

- a) Yıl boyunca meydana gelen kesintilerden, kullanıcının etkilendiği toplam kesinti süresinin (TKSÜRE) tablodaki eşik değerleri aşması durumunda dağıtım şirketi tarafından ödenmesi gereken tazminat tutarı şu formülle hesaplanmaktadır:

$$\text{ÖTM}_{\text{SÜRE}} = \text{SB}_{\text{SÜRE}} + (\text{TKSÜRE} - \text{ESÜRE}) \times K \times \text{DB} \times \text{OT} \quad (6.6)$$

Bu formülde geçen;

- $\text{SB}_{\text{SÜRE}}$ : 24 TL tutarındaki sabit bedeli,
- $\text{ESÜRE}$ : Tablo 6.15'te belirlenen eşik süreyi,
- $\text{ÖTM}_{\text{SÜRE}}$ : Kesinti süresi sebebiyle kullanıcıya ödenecek tazminat miktarını (TL),

- DB: Kullanıcının tabi olduğu tarife grubu için, ödemenin başlatıldığı aydan önceki ayda geçerli olan dağıtım bedelini,
- OT: Tüketicilerde, ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak saatlik ortalama enerji tüketimini,
- K: Değeri 2'ye eşit olan katsayıyı,

ifade etmektedir.

- b) Yıl boyunca meydana gelen kesintilerden, kullanıcının etkilendiği toplam kesinti sayısının (TKSAYI) tablo 6.15'deki eşik değerleri aşması durumunda dağıtım şirketi tarafından ödenmesi gereken tazminat tutarı şu formülle hesaplanmaktadır:

$$\text{ÖTM}_{\text{SAYI}} = \text{SB}_{\text{SAYI}} + (\text{TKSAYI} - \text{ESAYI}) \times (\text{TKSÜRE} / \text{TKSAYI}) \times \text{K} \times \text{DB} \times \text{OT} \quad (6.7)$$

Bu formülde geçen;

- $\text{SB}_{\text{SAYI}}$ : 0 TL tutarındaki sabit bedeli,
- $\text{ÖTM}_{\text{SAYI}}$ : Kesinti sayısı sebebiyle kullanıcıya ödenecek tazminat miktarını (TL),
- ESAYI: Tablo 9'da belirlenen eşik kesinti sayısını,
- DB: Kullanıcının tabi olduğu tarife grubu için, ödemenin başlatıldığı aydan önceki ayda geçerli olan Dağıtım Bedelini,
- OT: Tüketicilerde, ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kW/saat olarak saatlik ortalama enerji tüketimini,
- K: Değeri 2'ye eşit olan katsayıyı,

ifade etmektedir.

Bir kullanıcı veya için, aynı takvim yılı içinde hem TKSÜRE, hem de TKSAYI için sınır değerlerin aşılması durumunda, dağıtım şirketi kullanıcıya miktarı yüksek olan tazminatı ödemelidir. Ödenecek tazminatların hesaplanmasında, mücbir sebeple oluşan kesintiler ile güvenlik sebebiyle yapılan kesintiler dikkate alınmaz. Sebebi dışsal olarak belirtilen kesintiler ise TKSÜRE hesabına dâhil edilir, TKSAYI hesabına dâhil edilmez.

- c) Yıllık tazminat uygulamasına ilave olarak, kullanıcıların etkilendiği bildirimli veya bildirimsiz günlük 12 saati aşan kesintiler için; kesintiden etkilenen her bir kullanıcıya dağıtım şirketi tarafından uzun süreli kesinti tazminatı ödenmek zorundadır. Bu kapsamda; her bir ay sonu itibariyle tazminat ödenmesi gereken kullanıcılar takip eden ayın 20'nci gününe kadar dağıtım şirketi tarafından tespit edilerek, bu kullanıcılara ödeme yapılacağı hususunda bildirimde bulunulur. Ödeme; kullanıcının yapılan bildirim üzerine şahsen başvurusu halinde başvuru esnasında def'aten, yazılı olarak başvurusu halinde ise kullanıcının tercih ettiği şekilde 3 (üç) iş günü dağıtım şirketi tarafından yapılmalıdır. Günlük 12 saati geçen kesintilerde kullanıcı başına ödenmesi gereken tazminat miktarı şu şekilde belirlenmiştir:

**Tablo 6.16.** *Ödenmesi gereken tazminat miktarı (EPDK, 2012)*

<b>Abone Tipi</b>	<b>Tazminat Miktarı</b>
Mesken Abonesi	50 TL
Diğer Aboneler	100 TL

## **7. TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN TEDARİK SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSI**

Bu kısımda, 2016 yılı boyunca dağıtım şirketlerinin bölgelerinde meydana gelen enerji kesintilerine istinaden hesapladıkları ve EPDK' a raporlamış oldukları, 2016 yılı tedarik sürekliliği kalite endeks değerleri verilecektir. Söz konusu endeksler çeşitli sınıflandırmalar eşliğinde yorumlanarak, dağıtım şirketleri arasından bir kıyaslama yapılmaya çalışılacaktır. Kullanılan tüm veriler 2016 yılı EPDK raporlarından elde edilmiştir. Dicle EDAŞ dağıtım bölgesinde 2015 yılında kayıp-kaçak oranı %40'ın üzerinde olduğu için 2016 yılında teknik kaliteye ilişkin yükümlülüklerden EPDK tarafından muaf tutulmuştur. Bu nedenle Dicle EDAŞ tedarik sürekliliği endeksleri tablolarda yer almamaktadır.

### **7.1. Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (OKSÜRE, SAIDI)**

Dağıtım şirketlerinin 2016 yılı OKSÜRE endeksleri dakika cinsinden, bildirim durumuna ve sebebine göre aşağıda sunulacaktır.

### 7.1.1. Bildirim durumuna göre OKSÜRE endeksleri

Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi yönetmeliği gereğince, 48 saat önceden kullanıcılara haber verilmek suretiyle gerçekleştirilen bildirimli kesintiler için, Tablo 7.1’de yer alan değerlere bakılacak olursa, yıl boyunca kullanıcı başına ortalama kesinti süresi (OKSÜRE Bildirimli) en yüksek olan dağıtım Şirketi; Bursa, Balıkesir, Çanakkale, Yalova şehirlerine hizmet veren Uludağ EDAŞ olmuştur.

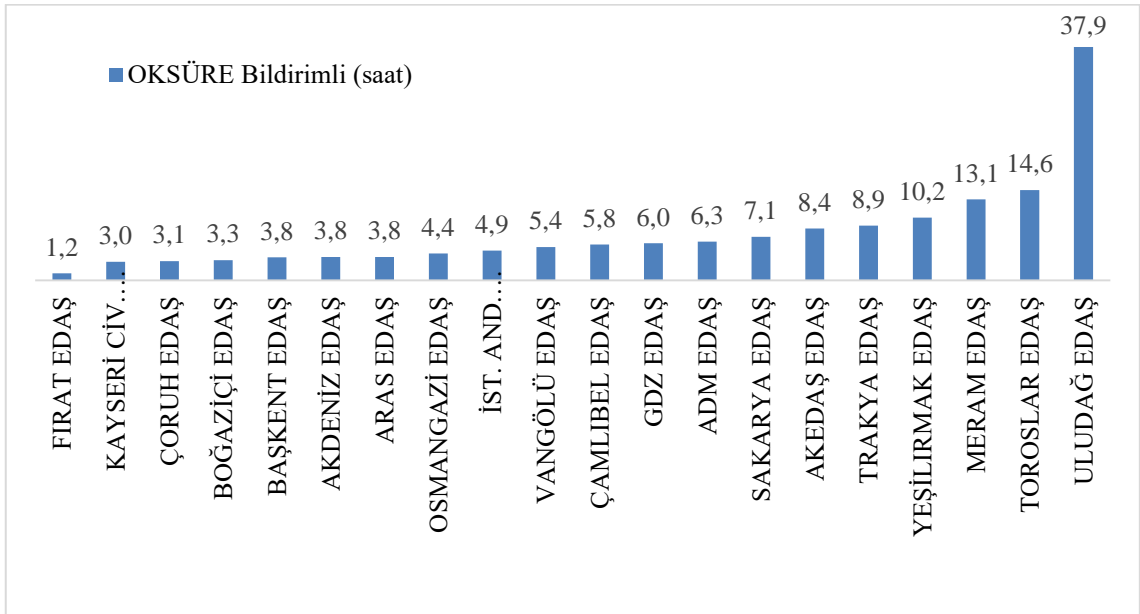
**Tablo 7.1. Bildirim durumuna göre OKSÜRE endeksleri (EPDK, 2016)**

Dağıtım Şirketi	2016 YILI		
	Bildirimli	Bildirimsiz	Toplam
	OKSÜRE (dk)	OKSÜRE (dk)	OKSÜRE (dk)
VANGÖLÜ EDAŞ	323,6	3.587,80	3.911,40
ULUDAĞ EDAŞ	2.274,00	803,7	3.077,70
ARAS EDAŞ	229	2.793,50	3.022,50
TRAKYA EDAŞ	534,2	1.493,30	2.027,60
YEŞİLIRMAK EDAŞ	610	1.303,90	1.913,90
ÇORUH EDAŞ	188,2	1.646,30	1.834,40
MERAM EDAŞ	788,3	1.007,00	1.795,30
TOROSLAR EDAŞ	878,6	906,2	1.784,80
SAKARYA EDAŞ	425,6	1.145,10	1.570,60
BOĞAZIÇI EDAŞ	198	1.334,50	1.532,40
GDZ EDAŞ	360,5	1.052,50	1.413,00
FIRAT EDAŞ	69,5	1.089,50	1.158,90
AKEDAŞ EDAŞ	506,6	610,5	1.117,10
ADM EDAŞ	378,4	627,9	1.006,30
AKDENİZ EDAŞ	226,5	779,2	1.005,70
ÇAMLIBEL EDAŞ	350,4	553	903,4
OSMANGAZİ EDAŞ	262,5	398	660,5
İST. AND. YAKASI EDAŞ	291	328,4	619,4
BAŞKENT EDAŞ	225,2	372,6	597,9
KAYSERİ VE CİVARI EDAŞ	180,3	212,6	392,9

Aşağıda yer alan Şekil 7.1’de görüleceği üzere, Uludağ EDAŞ’ ın yıllık kullanıcı başına düşen ortalama bildirimli kesinti süresi diğer dağıtım şirketlerine göre oldukça fazladır. Bu sonuç Uludağ EDAŞ bölgesinde, 2016 yılı içerisinde yatırım ve bakım programlarının yoğun olarak gerçekleştirildiği şeklinde yorumlanabilir. Tablo 7.1’deki değerlere göre 2016 yılında Uludağ bölgesindeki kullanıcılar yıl boyunca ortalama 2.274 dakika (37,9 saat) bildirimli kesintiler nedeniyle enerjisiz kalmıştır.



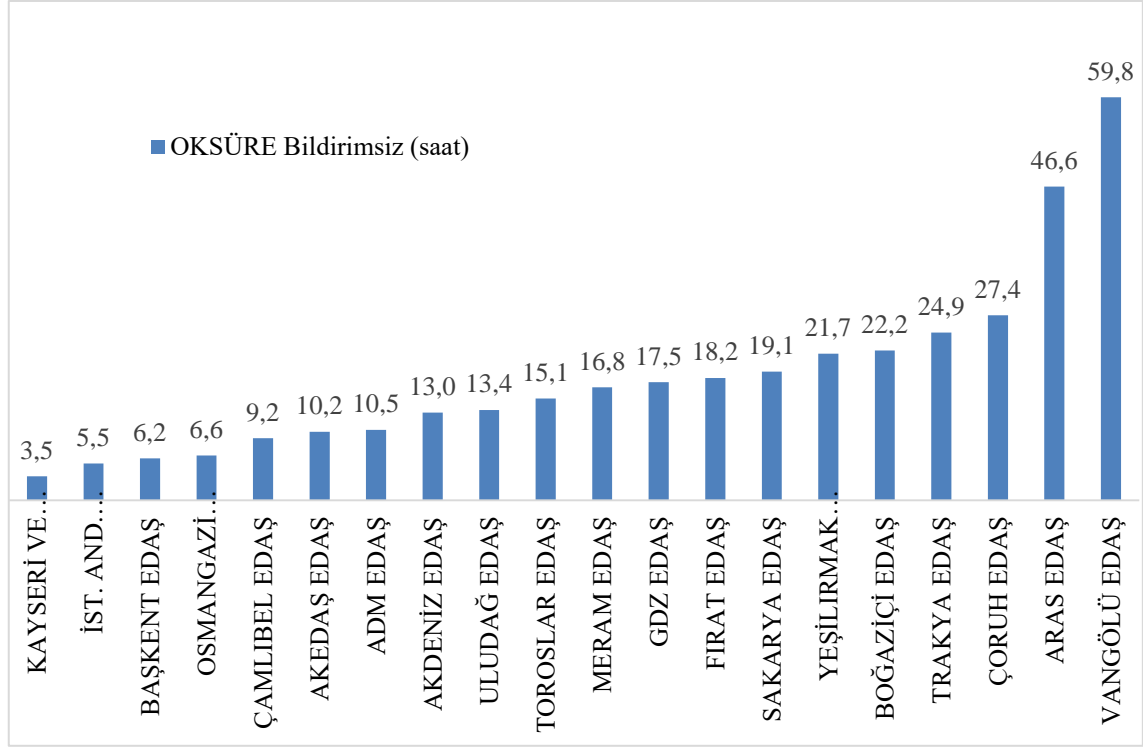
878,6 dakika (14,6 saat) ile Toroslar EDAŞ ve 788,3 dakika (13,1 saat) ile MERAM EDAŞ, kullanıcı başına düşen yıllık ortalama bildirimli kesinti süresiyle Uludağ EDAŞ' a en yakın dağıtım şirketleri olmuştur. Dağıtım sistemi kullanıcılarının bildirimli kesintilerden en az süreyle etkilendiği şirket ise, 69,5 dakikalık ortalama kesinti süresiyle, Elazığ, Bingöl, Malatya, Tunceli illerine hizmet veren Fırat EDAŞ olmuştur. Bu sonuca göre, Fırat EDAŞ dağıtım bölgesinde yatırım ve programlı bakım faaliyetlerinin daha az yürütüldüğü düşünülmektedir.



Şekil 7.1. Bildirimli OKSÜRE endeksleri

Çoğunlukla dağıtım şebekesinde meydana gelen arızalardan kaynaklı oluşan bildirimsiz kesintilerde ise, OKSÜRE endeksi en yüksek olan dağıtım şirketi aşağıda yer alan Şekil 7.2'den de görüleceği üzere Vangölü EDAŞ olmuştur. Buna göre, Bitlis, Hakkâri, Muş, Van şehirlerine hizmet veren şirket kullanıcıları, yıl boyunca ortalama 3.587,80 dakika (59,8 saat) enerjisiz kalmıştır. Aras EDAŞ yüksek bildirimsiz ortalama kesinti süresi ile ikinci sırada yer almaktadır. Bildirimsiz OKSÜRE performans açısından en iyi dağıtım şirketi ise, ortalama kesinti süresi 212,6 dakika (3,5 saat) olan Kayseri ve Civarı EDAŞ olmuştur. Söz konusu OKSÜRE endeksine göre Kayseri bölgesindeki kullanıcılar yıl boyunca ortalama 3,5 saat bir enerji kesintisine maruz kalmışlardır.

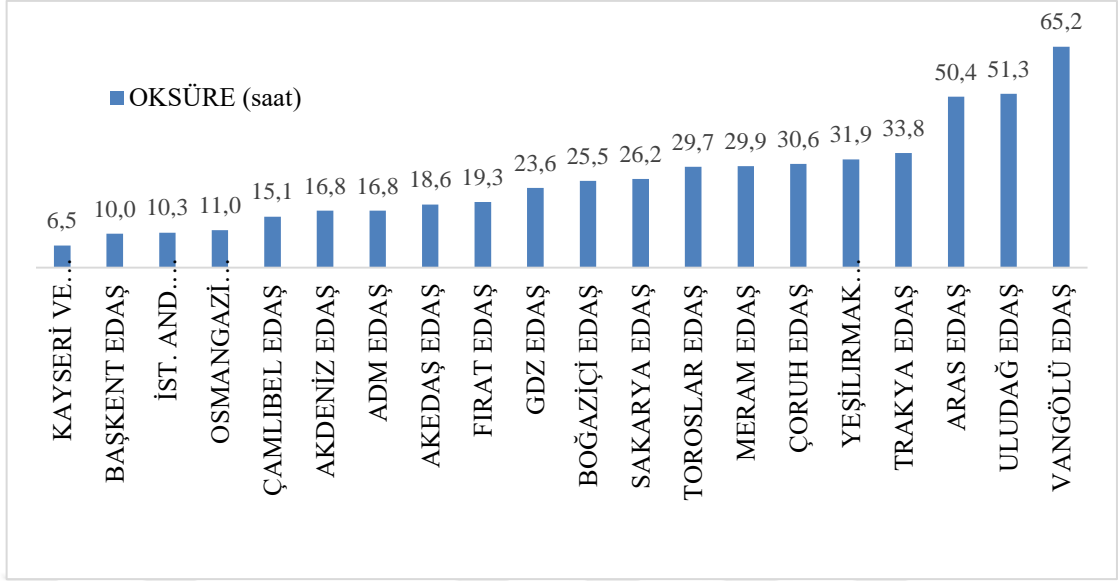
Şekilde de görüleceği üzere; abone sayıları oldukça fazla olan İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ ve Başkent EDAŞ bildirimli ortalama kesinti süresi endeksleri ile ilk sıralarda yer almaktadır. Buradan söz konusu şirketlerin dağıtım sistemi güvenilirliği açısından en iyi performanslı şirketler olduğu söylenebilir.



Şekil 7.2. Bildirimli Oksüre endeksleri

Dağıtım şirketlerinin yıllık bildirimli ve bildirimli toplam ortalama kesinti süresi endeks değerlerine bakacak olursak en iyi performansa sahip ilk üç dağıtım şirketinin sırasıyla Kayseri ve Civarı EDAŞ, Başkent EDAŞ ve İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ olduğu görülmektedir. Kayseri bölgesinde kullanıcılar yıl boyunca ortalama 6,5 saat, Başkent ve İstanbul Anadolu Yakası bölgesinde de ortalama 10 saat kesintiden etkilenmiştir. Diğer taraftan toplam Oksüre endeksi en yüksek olan dağıtım şirketleri sırasıyla Vangölü EDAŞ, Uludağ EDAŞ ve Aras EDAŞ olmuştur. Vangölü bölgesinde 2016 yılı için kullanıcı başına yaklaşık 65 saat elektrik kesintisi yaşanmaktadır.

Günümüzde bu denli uzun süre enerji kesintisine maruz kalmak, kullanıcılarda çok ciddi olumsuz sonuçlar doğuracaktır. Uludağ ve Aras EDAŞ bölgeleri de ortalama 50 saatlik kullanıcı başına düşen enerji kesinti süresi değeri ile tedarik sürekliliği açısından diğer dağıtım şirketlerinin gerisinde yer almaktadır.



Şekil 7.3. Toplam OKSÜRE endeksleri

### 7.1.2. Sebebe göre OKSÜRE endeksleri

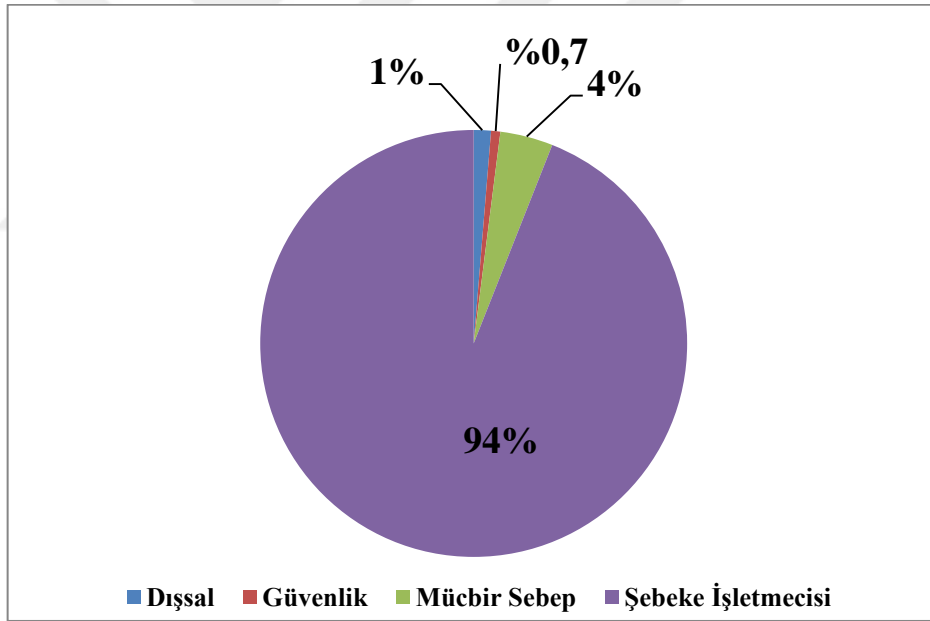
Aşağıda bulunan Tablo 7.2’de ise dağıtım şirketlerinin bölgelerinde meydana gelen kesintileri sebeplerine göre sınıflandırarak hesaplamış oldukları 2016 yılına ait OKSÜRE endeksleri yer almaktadır.

Tablo 7.2. Sebebe göre OKSÜRE endeksleri (EPDK, 2016)

Dağıtım Şirketi	Sebebe Göre OKSÜRE (dk)			
	Dışsal	Güvenlik	Mücbir Sebep	Şebeke İşletmecisi
VANGÖLÜ EDAŞ	0	0	0	3.911,40
ULUDAĞ EDAŞ	18,9	4,5	0	3.054,30
ARAS EDAŞ	0,3	0	981,3	2.040,90
TRAKYA EDAŞ	0	6,1	6	2.015,50
YEŞİLIRMAK EDAŞ	13,4	39,2	21,8	1.839,50
ÇORUH EDAŞ	0	0	216,1	1.618,40
MERAM EDAŞ	94,8	6,2	0	1.694,30
TOROSLAR EDAŞ	13,4	50,1	2	1.719,20
SAKARYA EDAŞ	50,9	25,8	0	1.493,90
BOĞAZIÇI EDAŞ	12,6	4,6	0	1.515,20
GDZ EDAŞ	31,8	0,2	0,2	1.380,80
FIRAT EDAŞ	0,2	0,5	85,4	1.072,90
AKEDAŞ	14,6	2,1	15,7	1.084,70
ADM EDAŞ	13,4	1	0	992
AKDENİZ EDAŞ	64	48,9	0	892,8
ÇAMLIBEL EDAŞ	4,6	10,4	0	888,4
OSMANGAZİ EDAŞ	6,7	4,7	0	649,1
İST. AND. YAKASI EDAŞ	6,7	2,7	0,1	610
BAŞKENT EDAŞ	14,8	16,9	0	566,1
KAYSERİ VE CİVARI EDAŞ	55	0,3	0	337,6

Tabloda yer alan endeks değerlerinden görüleceği üzere tüm dağıtım şirketlerinde ortak olarak en yüksek kesinti sürelerinin büyük bir farkla şebeke işletmecisinden kaynaklı olduğu görülmektedir. Bu beklenen bir sonuçtur. Dağıtım şirketlerinin kesinti kayıtları incelendiğinde dışsal etkenler ve güvenlik nedeniyle gerçekleştirilen kesinti yüzdelerinin oldukça düşük olduğu görülmektedir. Bir kesinti sebebinin mücbir sebep olarak kaydedilmesi ise EPDK onayına bağlıdır. Genellikle doğal afetler nedeniyle dağıtım şebekesini etkileyen kesintiler (yangın, sel gibi) mücbir sebep olarak değerlendirilip kaydedilir ve tabloda görüldüğü üzere yüzdesi oldukça düşüktür.

Aşağıdaki şekilde kesinti nedenlerinin tüm dağıtım şirketlerinin OKSÜRE endeks değerlerinden elde edilen ortalamayla yüzdeler dağılımı gösterilmektedir. Söz konusu şekilde şebeke işletmecisi kaynaklı kesintilerinin, kullanıcılara sürekli enerji temin etme performansında ne kadar ciddi bir önem arz ettiği çarpıcı bir şekilde göze çarpmaktadır.



**Şekil 7.4.** Kesinti nedenlerinin yüzdeler dağılımı

## 7.2. Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (OKSIK, SAIFI)

Dağıtım şirketlerinin 2016 yılı OKSIK endeksleri dakika cinsinden, bildirim durumuna ve sebebine göre aşağıdaki alt başlıklarda yer alan tablo ve grafiklerde yer verilecektir.

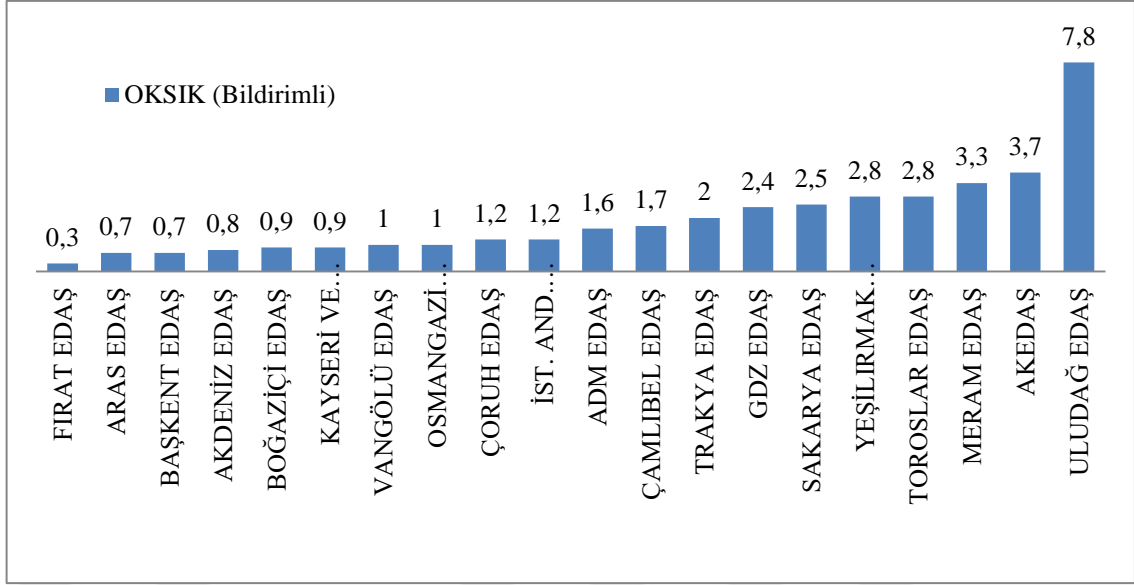
### 7.2.1. Bildirim durumuna göre OKSIK endeksleri

Aşağıda yer alan Tablo 7.3’de dağıtım şirketlerinin kesinti bildirim durumuna göre OKSIK endeks değerleri yer almaktadır.

**Tablo 7.3. Bildirim durumuna göre OKSIK endeksleri**

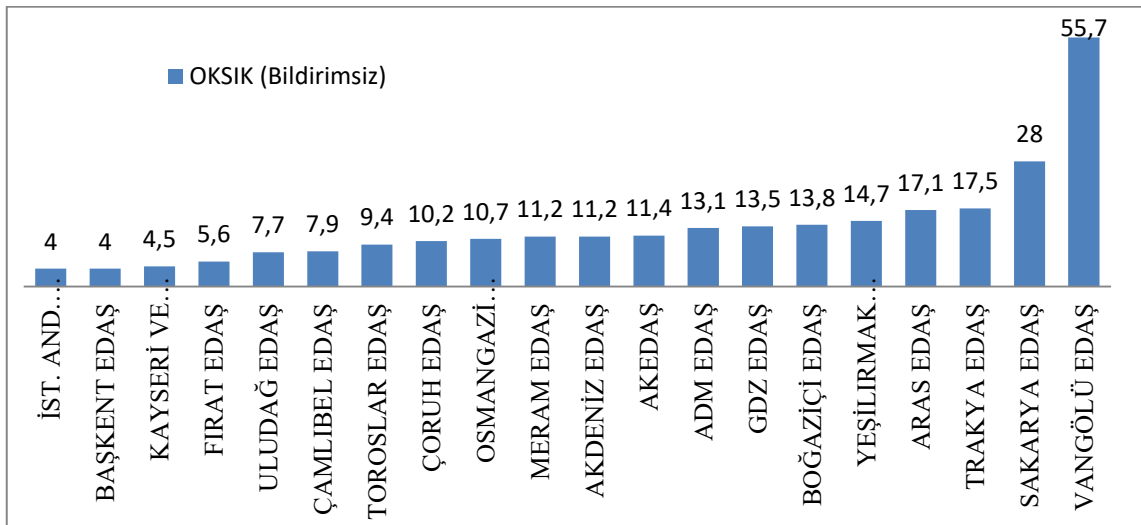
Dağıtım Şirketi	2016		
	Bildirimli	Bildirimsiz	Toplam
VANGÖLÜ EDAŞ	1	55,7	56,7
SAKARYA EDAŞ	2,5	28	30,5
TRAKYA EDAŞ	2	17,5	19,5
AKEDAŞ	3,7	11,4	15,1
ARAS EDAŞ	0,7	17,1	17,8
YEŞİLIRMAK EDAŞ	2,8	14,7	17,5
GDZ EDAŞ	2,4	13,5	15,9
ULUDAĞ EDAŞ	7,8	7,7	15,5
BOĞAZIÇI EDAŞ	0,9	13,8	14,7
ADM EDAŞ	1,6	13,1	14,7
MERAM EDAŞ	3,3	11,2	14,5
AKDENİZ EDAŞ	0,8	11,2	12,0
TOROSLAR EDAŞ	2,8	9,4	12,2
OSMANGAZİ EDAŞ	1	10,7	11,7
ÇORUH EDAŞ	1,2	10,2	11,4
ÇAMLIBEL EDAŞ	1,7	7,9	9,6
KAYSERİ VE CİVARI EDAŞ	0,9	4,5	5,4
FIRAT EDAŞ	0,3	5,6	5,9
İST. AND. YAKASI EDAŞ	1,2	4	5,2
BAŞKENT EDAŞ	0,7	4	4,7
DİCLE EDAŞ	0*	0*	0*

Tablo 7.3 incelendiğinde yıl boyunca meydana gelen bildirimli kesintiler açısından OKSIK endeksinde, ciddi bir farkla Uludağ EDAŞ en yüksek değere sahiptir. Tabloda verilen ortalama kesinti sıklığı endekslerine göre Uludağ EDAŞ bölgesindeki kullanıcılar yıl boyunca ortalama 7,8 adet bildirimli enerjisi kesintisinden etkilenmişlerdir. Yine OKSÜRE endeksinde olduğu gibi Fırat EDAŞ bölgesi yıllık kullanıcı başına düşen 0,3 adet bildirimli enerji kesintisiyle en düşük değere sahip dağıtım şirketi olmuştur. Aşıda yer alan şekilde dağıtım şirketlerinin bildirimli OKSIK performansı gösterilmektedir.



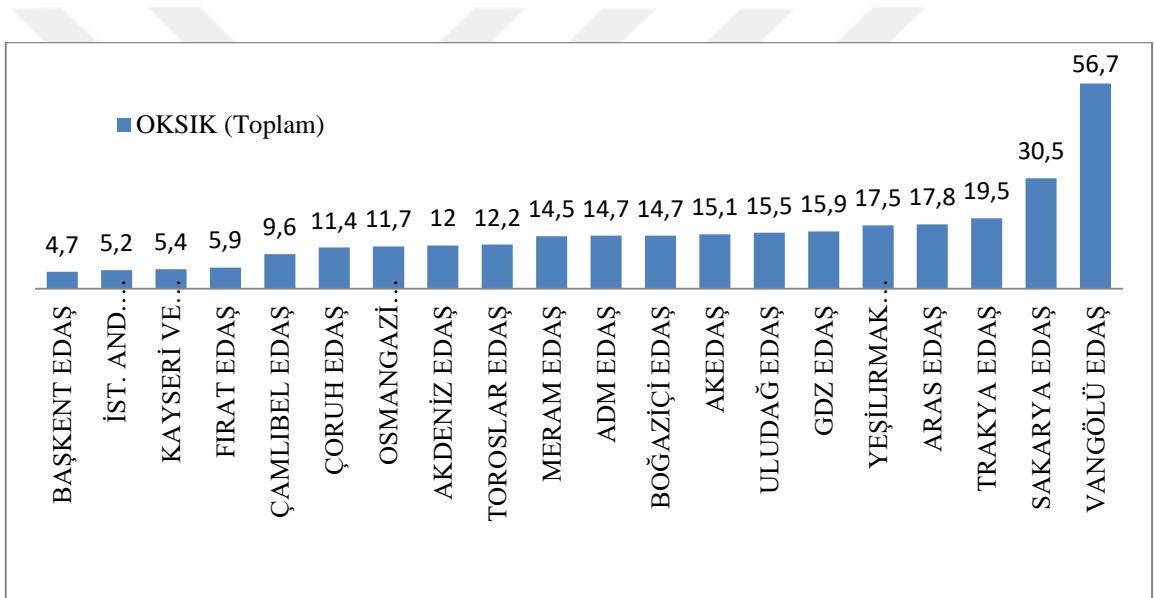
Şekil 7.5. Bildirimli OKSİK endeksleri

Bildirimsiz kesintiler için Tablo 7.3 incelendiğinde OKSÜRE endeksinde olduğu gibi, OKSİK endeksinde de en yük değere sahip olan dağıtım şirketi, 2016 yılı için Vangölü EDAŞ olmuştur. Buna göre Vangölü EDAŞ kullanıcıları yıl boyunca 55,7 adet elektrik kesintisinden etkilenmiştir. 28 adet OKSİK değerliyle Sakarya EDAŞ ikinci sırada yer almıştır. Bildirimsiz kesinti sıklığı açısından en iyi performansa sahip dağıtım şirketi ise yıl boyunca kullanıcıları başına düşen 4 adet kesintiyle İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ ve Başkent EDAŞ olmuşlardır.



Şekil 7.6. Bildirimsiz OKSİK endeksleri

Genel olarak dağıtım şirketlerinin yıllık bildirimli ve bildirimsiz toplam OKSIK endeks değerlerine bakacak olursak en iyi performansa sahip ilk üç dağıtım şirketinin sırasıyla Başkent EDAŞ, İstanbul Anadolu Yakası ve Kayseri ve Civarı EDAŞ olduğu görülmektedir. Söz konusu dağıtım şirketi kullanıcıları 2016 yılı boyunca yaklaşık olarak yalnızca 5 adet elektrik kesintisine maruz kalmışlardır. Diğer taraftan toplam OKSIK endeksi en yüksek olan dağıtım şirketi Vangözü EDAŞ olmuştur. Vangözü bölgesinde 2016 yılı için kullanıcı başına yaklaşık 57 adet elektrik kesintisi yaşanmaktadır ve bu tedarik sürekliliği açısından çok kötü bir performanstır. Vangözü EDAŞ' a en yakın 30,5 adet kesinti ile Sakarya EDAŞ yer almaktadır.



Şekil 7.7. Genel toplam OKSIK endeksleri

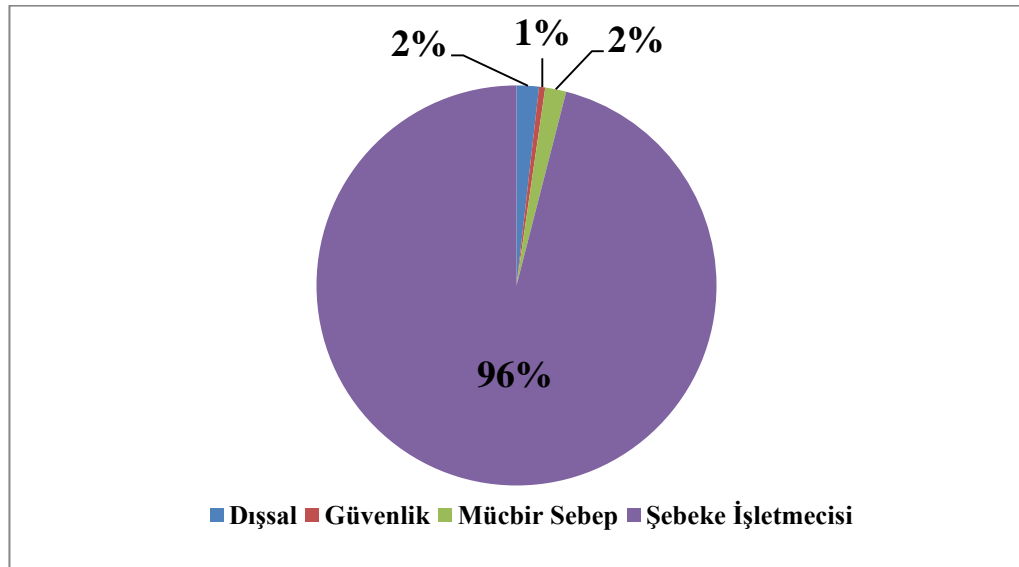
### 7.2.2. Sebebe göre OKSIK endeksleri

Aşağıda bulunan Tablo 7.4'de ise dağıtım şirketlerinin bölgelerinde meydana gelen kesintileri sebeplerine göre sınıflandırarak hesaplanmış oldukları 2016 yılına ait OKSÜRE endeksleri yer almaktadır.

**Tablo 7.4. Sebebe göre OKSİK endeksleri (EPDK, 2016)**

Dağıtım Şirketi	Dışsal	Güvenlik	Mücbir Sebep	Şebeke İşletmecisi	Toplam
VANGÖLÜ EDAŞ	0,0	0,0	0,0	56,7	56,7
SAKARYA EDAŞ	1,0	0,3	0,0	29,3	30,5
TRAKYA EDAŞ	0,0	0,1	0,1	19,4	19,5
AKEDAŞ	0,2	0,1	0,1	14,6	17,8
ARAS EDAŞ	0,2	0,0	4,4	13,2	17,5
YEŞİLIRMAK EDAŞ	0,3	0,3	0,1	16,8	15,9
GDZ EDAŞ	0,5	0,0	0,0	15,5	15,5
ULUDAĞ EDAŞ	0,1	0,1	0,0	15,3	15,1
BOĞAZIÇI EDAŞ	0,1	0,0	0,0	14,7	14,7
ADM EDAŞ	0,2	0,0	0,0	14,5	14,7
MERAM EDAŞ	0,8	0,1	0,0	13,7	14,5
AKDENİZ EDAŞ	0,7	0,5	0,0	10,9	12,2
TOROSLAR EDAŞ	0,1	0,2	0,0	11,9	12
OSMANGAZİ EDAŞ	0,0	0,0	0,0	11,7	11,7
ÇORUH EDAŞ	0,0	0,0	0,4	11,0	11,4
ÇAMLIBEL EDAŞ	0,1	0,1	0,0	9,5	9,6
KAYSERİ VE CİVARI EDAŞ	1,2	0,0	0,0	4,2	5,9
FIRAT EDAŞ	0,0	0,0	0,1	5,8	5,4
İST. AND. YAKASI EDAŞ	0,1	0,0	0,0	5,0	5,2
BAŞKENT EDAŞ	0,2	0,1	0,0	4,4	4,7

Tablo 7.4’de yer alan OKSİK endeks değerlerinden görüleceği üzere tüm dağıtım şirketlerinde ortak olarak en fazla kesintinin büyük bir farkla şebeke işletmecisi kaynaklı meydana geldiği anlaşılmaktadır. Aşağıdaki şekilde kesinti tüm dağıtım şirketlerinin OKSİK endeks değerlerinden elde edilen ortalamayla, kesinti sebeplerinin OKSİK performansındaki yüzdeler gösterilmektedir.



**Şekil 7.8. Kesinti nedenlerinin OKSİK endeksine etkisi**

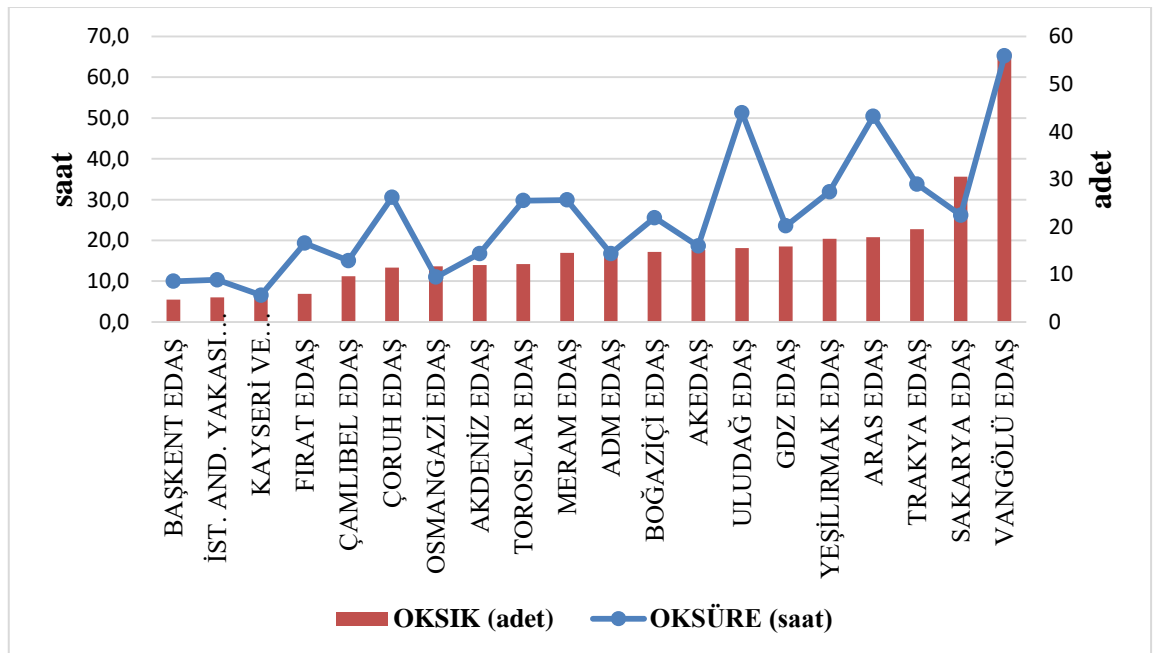


### 7.3. OKSÜRE ve OKSIK Endekslerinin Birlikte Değerlendirilmesi

Şekil 7.9’da dağıtım şirketlerinin 2016 yılı OKSÜRE ve OKSIK endeksleri aynı grafikte gösterilmiştir. Grafikte yer alan OKSÜRE değerleri saat, OKSIK değerleri ise adet cinsindedir.

Buna göre, her iki indis içinde en ideal performansa sahip olan dağıtım Şirketinin Kayseri ve Civarı EDAŞ olduğu görülmektedir. 2016 yılı boyunca Kayseri Bölgesinde elektrik dağıtım hizmeti alan kullanıcılar, ortalama 5 adet enerji kesintisinden etkilenmiş ve bu kesintiler nedeniyle ortalama 6,5 saat enerjisiz kalmışlardır. Başkent EDAŞ ve İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ ise çok yakın endeks değerleriyle performans açısından Kayseri EDAŞ’ın ardından gelmektedir. Buna göre Başkent ve İstanbul Anadolu Yakası bölgesinde yıllık kullanıcı başına 5 adet kesinti gerçekleşmiş ve bu kesintiler ortalama 10 saat sürmüştür.

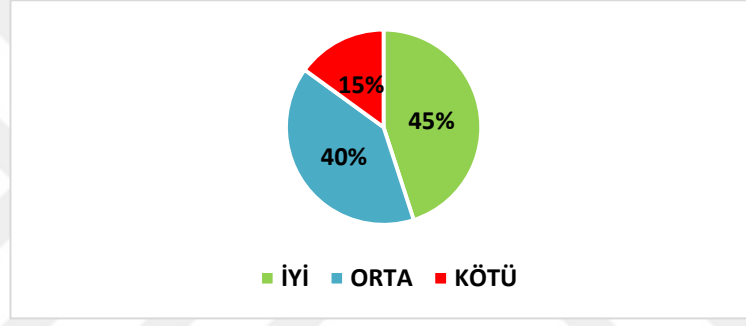
Diğer taraftan, hem yıllık ortalama kesinti süresi hem de ortalama kesinti sıklığı açısından yüksek endeks değerlerine sahip olan dağıtım şirketinin, 2016 yılı için Vangölü EDAŞ olduğu açıkça görülmektedir. Buna göre Vangölü dağıtım bölgesinde yer alan, Bitlis, Hakkâri, Muş, Van illerindeki kullanıcılar yıl boyunca ortalama 57 kez enerji kesintisi yaşamış ve bu kesintiler sebebiyle ortalama 65,2 saat enerjisiz kalmışlardır.



Şekil 7.9. OKSIK ve OKSÜRE endeksleri

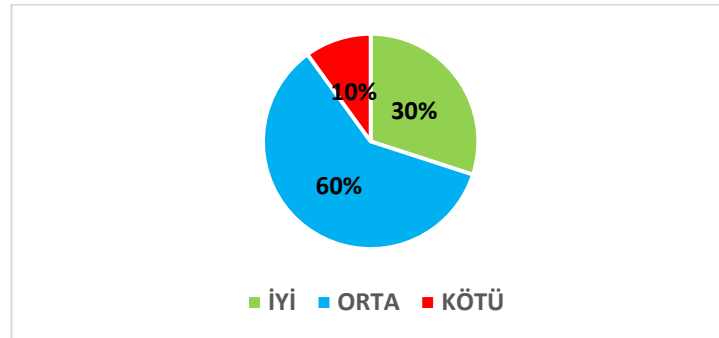
#### 7.4. Tedarik Sürekliliği Performanslarına Yönelik Bir Yorumlama

Bu kısımda, ülkemizdeki dağıtım şirketlerinin 2016 yılı OKSÜRE ve OKSIK endeks değerlerinin ortalamasına bağlı olarak; iyi, orta ve kötü düzeyde olacak şekilde bir performans yorumu getirilecektir. Eğer bir dağıtım şirketinin tedarik sürekliliği endeks değeri, ortalama değerinden %75'ten daha düşükse İYİ, ortalamasının %75-%125 arasında kalıyorsa ORTA, %125'ten daha büyükse KÖTÜ düzeyde bir performansa sahip şeklinde yorumlanmıştır. 2016 yılı için dağıtım şirketlerinin OKSÜRE endeks ortalaması 26,1 saat, OKSIK endeks ortalaması ise 16 adet olarak gerçekleşmiştir. Buna göre 2016 endeks değerlerinden OKSÜRE ve OKSIK performansları açısından sırasıyla Şekil 7.10 ve 7.11'de yer alan sonuçlar ortaya çıkmaktadır:



Şekil 7.10. OKSÜRE performansı

Şekil 7.10'dan görüleceği üzere; ülkemizde faaliyet gösteren dağıtım şirketlerinin %45'i, ortalama kesinti süresi endeksi açısından diğer dağıtım şirketlerine göre İYİ düzeyde bir performans sergilemektedir. %40'lık bir dilim ORTALAMA ve şirketlerimizin %15'i ise kötü düzeyde nitelendirilebilecek bir OKSÜRE performansına sahiptir.



Şekil 7.11. OKSIK performansı

Şekilden 7.11'den görüleceği üzere; ülkemizde faaliyet gösteren dağıtım şirketlerinin %30'u, ortalama kesinti sıklığı endeksi açısından diğer dağıtım şirketlerine göre İYİ düzeyde bir performans sergilemektedir. %60'lık bir dilim ORTALAMA düzeyde ve şirketlerimizin %15'i ise kötü düzeyde nitelendirilebilecek bir OKSİK performansına sahiptir.

## **8. TEDARİK SÜREKLİLİĞİ PERFORMANSININ ARTIRILMASI**

Bu bölümde elektrik tedarik sürekliliğini artırmak için dağıtım şirketleri tarafından kullanılabilir seçeneklerin genel özellikleri açıklanacaktır.

### **8.1. Dağıtım Sistemi Tarafında Gerçekleştirilebilecek Çalışmalar**

#### **8.1.1. Ağaç budama**

Tedarik sürekliliği performansını artırmanın temel yollarından birisi, etkin bir ağaç budama programına sahip olmaktır. Daha öncede bahsedildiği üzere uzayan ağaçlar sıklıkla dağıtım hatlarına değerek geçici arızalara meydana getirerek enerji kesintilerine neden olur. Bu nedenle dağıtım şirketlerinin periyodik olarak dağıtım sistemlerine temas etme tehlikesi bulunan ağaçlık bölgelerinde budama çalışması yapması, tedarik sürekliliği performansını artıracak bir yöntemdir.

#### **8.1.2. Sistem iyileştirmeleri**

Dağıtım şebekesinde gerçekleştirilecek iyileştirmeler sayesinde tedarik sürekliliği performansı önemli oranlarda artırılabilir.

Bunların başında tekrar kapamalı kesici (recloser) ve ayıraç (sectionalizers) sistemlerinin şebekeye tesis edilmesi gelmektedir. Recloserlar havai dağıtım şebekelerinde yoğun olarak kullanılan ve aşırı akım koruma görevini büyük oranda üzerine alan ekipmanlardır. Klasik bir kesiciden farkı arıza durumlarında, daha önceden belirlenmiş sayı ve aralıklarla kapama yaparak geçici arızalarda sistemin kendi kendini toparlamasına fırsat vermesidir. Recloserlar sistemde hem aşırı akım koruma görevini yerine getirmekte, hem de geçici arızalara tekrar kapama özelliği sayesinde tedarik sürekliliğinin artırılması sağlamaktadır. Sectionalizers ise kendi içerisinde mantıksal bir karar verme mekanizması barındıran otomatik anahtarlardır. Karar mekanizması kaynak tarafında yer alan bir tekrar kapamalı kesicinin operasyon sonuçlarına bakarak çalışır.

Eğer fider başındaki tekrar kapamalı kesicinin ardışık açma/kapama işlemleri sırasında arıza kendiliğinden kaybolmuyorsa, tekrar kapamalı kesicinin açtığı aralıklardan birinde (genellikle ikinci veya üçüncüsünde) kendisini açarak bu konumda kilitler. Böylece yük tarafındaki kalıcı arıza sistemden izole edilmiş olur. Yukarı taraftaki kesici ise tekrar kapama sonrasında izole edilmiş arızayı görmeyeceğinden kapalı konumda kalır ve sistem normale döner. Arızanın geçici olması durumunda ise yukarıdaki tekrar kapamalı kesici operasyonları esnasında arıza kendiliğinden temizlenir. Bu durumda ayıraç maksimum sayma değerine ulaşmadan sayacını sıfırlar ve insan müdahalesine gerek kalmadan yük akımını taşımaya devam eder (Mustafa Daldal). Dolayısıyla ayıraçların bu özelliği tedarik sürekliliği performansının artırılmasında önemli bir katkı sağlayacaktır. Ancak unutulmamalıdır ki ayıraçlar kaynak tarafında tekrar kapamalı kesici olmadan işlevini yerine getiremez.

İlaveten, dağıtım sistemi koruma koordinasyonunda gerçekleştirilecek iyileştirmelerde tedarik sürekliliği performansını artıracak yöntemlerden biridir. Sistem koruma elemanlarını kontrol eden rölelerin, herhangi bir arıza meydana geldiğinde en az koruma elamanıyla arızayı sistemden izole edebilecek şekilde koordine edilmesi, daha az kullanıcının kesintiden etkilenmesini ve dolayısıyla tedarik sürekliliği performansının artmasını sağlayacaktır.

### **8.1.3. Arıza onarım ekiplerinin koordinasyonu**

Dağıtım sistemi işletmecilerinin mevcut arıza ekiplerini belirli bölgelere yerleştirmesi ve yönetmesi tedarik sürekliliği performansını etkileyebilecek bir husustur. Dağıtım şebekesinde meydana gelebilecek olası arızalar göz önünde bulundurularak, arıza ekiplerinin optimum sürede arızaya ulaşmasını sağlayabilecek şekilde dağıtım bölgesinde yerleşimini yapmak tedarik sürekliliğini artıracaktır. Çünkü arıza müdahalede yaşanan gecikmeler tedarik sürekliliği ve kullanıcı memnuniyetini olumsuz yönde etkilemektedir.

### **8.1.4. Periyodik bakım uygulamaları**

Dağıtım şebekelerinde bakım eksikliği, arızaların daha sık meydana gelmesine ve tedarik sürekliliği kalitesinin düşmesine neden olacak bir husustur. Bu nedenle dağıtım şirketleri her yıl sistemlerinde gerçekleştireceği periyodik bakım faaliyetlerini planlamalıdır.

Böylelikle işletme ömürleri azalmış veya herhangi bir şekilde arızaya sebebiyet verebilecek şebeke ekipmanları onarılabılır veya değiştirilebilir. Bu da arıza sayısını azaltacağı için dağıtım sisteminin tedarik sürekliliği performansını artıracaktır.

#### **8.1.5. Teknoloji yatırımları**

Dağıtım sistemi otomasyonu ve diğer gerçekleştirilecek ileri teknoloji girişimleri tedarik sürekliliği performansını artırmaya yardımcı olabilecek hususlardır. Dağıtım sistemlerine tesis edilen uzaktan kontrol edilebilen anahtarlamalar, sensörler, daha teknolojik yapıya sahip koruma elemanları, enerji analizörleri, kesinti yönetim sistemleri ve yazılımları ile kesinti süreleri azaltılarak, tedarik sürekliliği performansı artırılabilir.

Dağıtım sistemi otomasyonu, düşük sistem işletim maliyetleri ile tedarik sürekliliğini artırmak için gelişmiş teknolojiyi akıllıca kullanmanın en iyi yoludur. Bu nedenle son yıllarda dağıtım sistemlerinde otomasyon uygulamalarına giderek daha fazla ağırlık verilmiştir. Elektrik Dağıtım Otomasyonunun (Fider Otomasyonu) temel amacı YG, OG ve AG şebekelerinin işleyişini kontrol altına almaktır. Elektrik dağıtım sisteminde kurulan bir fider otomasyon sistemi ile dağıtım sisteminin büyük oranda kontrolü, denetimi ve izlenmesi mümkündür.

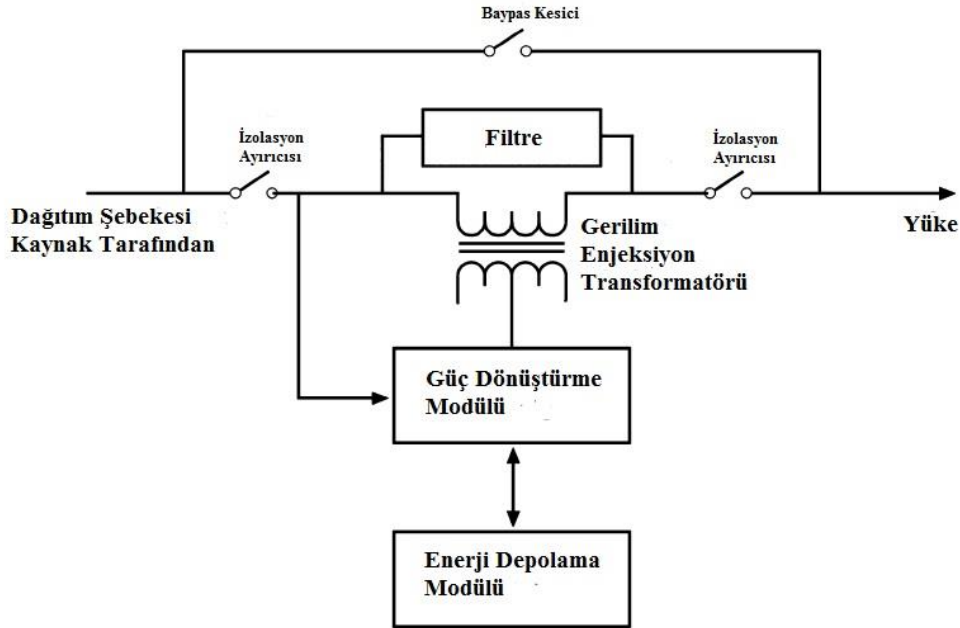
Böyle bir sistem; haberleşmeli arıza göstergesi cihazları ile hızlı ve seçici olarak arıza yerini belirleme ve böylece arıza durumunda müdahale ve bu şekilde kesinti süresinin minimuma indirilmesini destekler. Ticari ya da teknik hatalardan doğabilecek enerji kesintilerini azaltır. Hataları belirler ve izole eder ve hızlı bir şekilde tekrar enerji sağlar; bu da kesintilerin etkisini azaltarak, tedarik sürekliliği performansını artırır (İşbitiren).

#### **8.1.6. Özel güç elemanları**

Özel güç elemanları, dağıtım sistemine tesis edilen ve kullanıcıların etkilendiği gerilim çökmelerini (anlık kesintiler) iyileştiren orta gerilim cihazlarıdır. Genellikle çok kısa süreli enerji kesintilerinin bile olumsuz sonuçlar doğurabildiği tesisler için, tedarik sürekliliği kalitesinin artırılması adına kullanılır. Burada dağıtım sistemlerinde kullanılan üç temel özel güç elemanı ele alınacaktır.

### 8.1.6.1. Dinamik gerilim regülatörleri (DVR)

Şebeke gerilimindeki yükselme düşme gibi dengesizlikleri önleyip gerilim regülasyonu yapan elektriksel cihazlara regülatör denir. Regülatörler elektrik enerjisini içerisindeki donanımsal parçalar ile düşürür veya yükseltir. Birçok bölgede cihazların aynı anda açılması ve kapatılması voltaj dalgalanmasına neden olduğu gibi belli saatlerde de aşırı yüklenmelerinden dolayı voltaj çok düşerek anlık kesintilere neden olmakta ve hassas cihazların tamamen çalışmasını engellemekte veya arızalanmalarına neden olmaktadır. Söz konusu voltaj dalgalanmalarının yaşandığı hatlara tesis edilen, dinamik gerilim regülatörleri voltajı sabit tutarak cihazların veya tesislerin sağlıklı ve güvenli çalışmasını sağlamaktadır. Dinamik voltaj regülatörleri, varsayılan fazlardan arızalı faza voltaj enjekte eden ve kondansatörler biçiminde küçük miktarda depolanmış enerji içeren cihazlar olup, aşağıdaki şekilde basit konfigurasyonu gösterilmektedir.

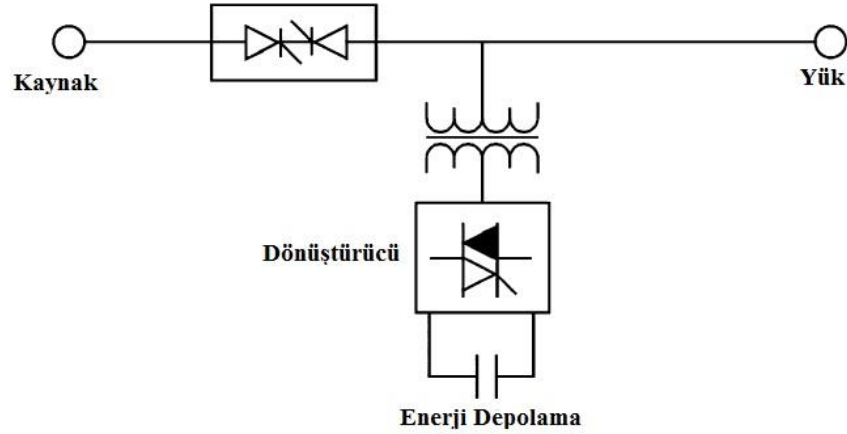


Şekil 8.1. Dinamik gerilim regülatörü prensibi

### 8.1.6.2. Dinamik ups (DUPS)

UPS'ler elektrik yükünün bağlı bulunduğu şebekede meydana gelen veya gelebilecek olası gerilim dalgalanmaları, kısa veya uzun süreli kesintiler gibi durumlarda yükü bu değişimlerden koruyan ve yükün sağlıklı ve kesintisiz çalışmasını sağlayan elektronik cihazlardır.

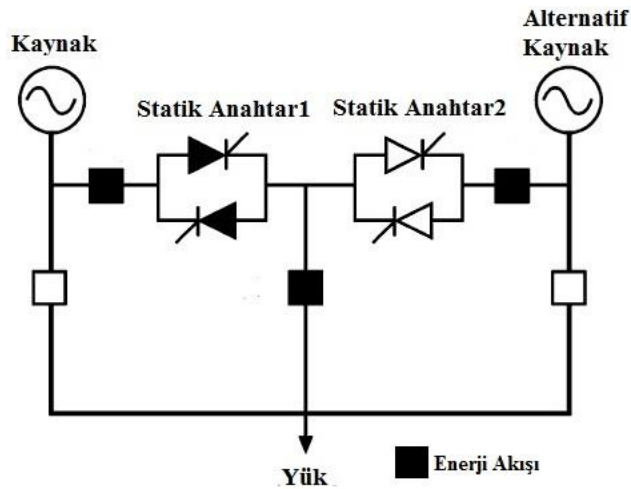
Dinamik UPS'ler adından da anlaşılacağı gibi herhangi bir arıza durumunda yükü hareketli parçalarla besleyen UPS sistemleridir. Ancak uygulamalarda oldukça farklılık gösterirler. Dinamik UPS'ler genelde yüksek güç uygulamalarında kullanılırlar (önemli tesisler) ve bir alternatör grubu ile birlikte çalışırlar. Aşağıda dinamik UPS'lerin basit bir konfigürasyonu gösterilmiştir.



Şekil 8.2. Dinamik UPS prensibi

### 8.1.6.3. Statik kaynak transfer anahtarı (SSTS)

Statik transfer anahtarı, tek fazlı ya da üç fazlı, birbiri ile senkron iki AC kaynak arasında, yüke kesinti hissettirmeden, otomatik ya da manuel geçiş yapabilen yarıiletken yapıdaki sistemdir. Cihazda güç aktarımı, tristörler vasıtası ile yapılır. Aşağıda yer alan şekilde statik kaynak transfer anahtarının basit bir konfigürasyonu gösterilmektedir.



Şekil 8.3. Statik kaynak transfer anahtarı prensibi

## 9. SONUÇ VE ÖNERİLER

Günümüzde gelişen teknolojiler ile birlikte elektrik enerjisine olan talebin her alanda artması sonucu, elektrik enerjisinin sürekli olarak temin edilebiliyor olmasının önemini de artmıştır. Meydana gelen elektrik kesintilerinin toplum üzerinde oluşturduğu sosyal ve ekonomik açıdan olumsuz etkiler gün geçtikçe artmaktadır. Bu nedenle, gelişmiş ülkeler de olduğu gibi ülkemiz de de elektrik dağıtım faaliyetlerinde enerji tedarik sürekliliği kalitesine yönelik düzenlemeler ve kalitenin artırılması için gerekli çalışmalar zorunlu hale gelmiştir.

Bu bağlamda çalışmamız içerisinde; öncelikle ülkemiz elektrik dağıtım sektörünün gelişim süreçlerine ve faaliyet gösteren dağıtım şirketlerinin mevcut durumdaki özelliklerini içeren genel bilgilere değinilmiştir. Dağıtım sistemlerinde enerji kesintilerine neden olan arıza türleri ve nedenlerinin aktarılmasının akabinde, uluslararası bir standart haline gelmiş olan, enerji tedarik sürekliliği kalitesi ve enerji tedarik sürekliliği kalite endeksleri anlatılarak, hesaplama metotlarına yönelik örneklemeler gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde bir üst kuruluş olarak faaliyet gösteren ve enerji sektörü düzenleyicisi rolü üstlenen EPDK tarafından, Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına Yönelik Hizmet Kalitesi Yönetmeliği kapsamında gerçekleştirilen tedarik sürekliliği kalitesi düzenleme faaliyetleri ile birlikte, uygulanan ceza ve tazminat prosedürleri anlatılmıştır. EPDK'nın yayınlamış olduğu 2016 yılı raporlarından ve dağıtım şirketlerinin web sitelerinden elde edilen, 2016 yılına ait tedarik sürekliliği kalite endeks verilerine detaylı bir şekilde yer verilerek, tedarik sürekliliği performanslarına yönelik analiz ve yorumlamalar gerçekleştirilmeye çalışılmıştır.

Çalışmamızda belirtildiği üzere, enerji tedarik sürekliliği kalitesi tamamıyla elektrik güç sistemlerinde meydana gelen enerji kesintileri ile alakalıdır. Tedarik sürekliliğinin en önemli faktörü ve elektriğin tüketiciye ulaşmadan hemen önceki kısmı dağıtım şebekesinde ise enerji kesintisine neden olabilecek birçok arıza çeşitliliği ve faktör bulunmaktadır.

Ülkemizde faaliyet gösteren 21 dağıtım şirketine ait; şebeke özellikleri, coğrafya ve iklim koşulları, kesinti verilerini kaydetme ve toplama metodolojisi, tedarik sürekliliği kalite endekslerini raporlama yöntemleri gibi çeşitli hususlar farklılık göstermektedir. Bu nedenle dağıtım şirketleri arasında tedarik sürekliliği performans kıyaslaması yapmak belirli zorlukları da beraberinde getirmektedir.



En başta dağıtım şirketinin hizmet verdiği bölge tedarik sürekliliği performansını etkileyecek önemli bir faktördür. Ülkemizde dağıtım şebekeleri çok çeşitli arazileri kapsamakta ve farklı hava şartları ve mevsimsel koşullara maruz kalabilmektedir. Bazı dağıtım sistemleri yoğun bitki örtüsünün olduğu yerlerde kuruluyken, bazıları açık, kırsal, geniş alanlarda kuruludur. Ülkemizin belirli bölgeleri yoğun bir şekilde kötü hava koşullarına maruz kalabiliyorken (örneğin yıldırım, ağır kış şartları) bazı bölgelerde ise hava şartları tedarik sürekliliği açısından daha az etkiye sahiptir. Çalışmamızda, zorlu bir coğrafyaya ve mevsimsel koşulların ağır olduğu bölgeye sahip olan dağıtım şirketlerinin tedarik sürekliliği performansında düşüş olduğu, endeks değerlerinden açıkça görülmüştür.

Çalışmamızda yer verilen, dağıtım şirketlerinin şebeke verilerinden de görüleceği üzere; bazı dağıtım sistemleri yüz ölçümü olarak küçük bir alanı kapsamasına rağmen yoğun kullanıcı sayısına hizmet veren yer altı şebekesiyle tesis edilmiş olup, bazı dağıtım şirketleri ise büyük kırsal ve yüzölçümü geniş alanlarda uzun hatlara sahiptir. Kullanıcı sayısının fazla olduğu dağıtım sistemlerinde doğal olarak birçok şebeke bağlantısı (ring şebekeler gibi) mevcutken, geniş alanlara tesis edilen bölgelerdeki dağıtım sistemleri ise genellikle radyal olarak işletilmektedir. Bu nedenle yapılan kıyaslamalardan da görüleceği üzere, yoğunlukla kırsal ve geniş bir bölgeye dağıtım hizmeti veren şirketlerde, nüfus bakımından yoğun olan kentsel ağırlıklı bölgelere göre, tedarik sürekliliği kalite performansı daha düşük sonuçlanmaktadır. Ayrıca, geniş alanlara kurulu dağıtım sistemlerinde, dış faktörler nedeniyle kesintiler daha sık meydana gelmekle birlikte, arızalara müdahale etme süresinde de gecikmeler yaşanabilmektedir. Dağıtım şirketlerine ait tedarik sürekliliği kalitesi endeks verilerine bakılacak olursa, genel olarak dağıtım hizmeti verilen nüfus yoğunluğu arttıkça tedarik sürekliliği performansının artış gösterdiği görülmektedir. Bunun nedeni ise dağıtım şebekesinde kullanıcılara enerji sağlayan hatların daha kısa olması, arızanın daha hızlı bulunabilir ve daha fazla yedek besleme imkânına sahip olmasıdır.

Dolayısıyla, söz konusu faktörlerin tümü tedarik sürekliliği performansında büyük bir etkiye sahiptir ve dağıtım şirketlerinin endeks değerleri performans açısından karşılaştırırken bu tür farklar da göz önünde bulundurulmalıdır. Ayrıca dağıtım şirketleri arasında farklılık gösteren kesinti verilerini kaydetme metotlarına dayalı olarak da tedarik sürekliliği endeksleri büyük ölçüde değişebilir.

Günümüzde birçok dağıtım şirketi hali hazırda manuel olarak doldurulan kesinti raporlarına dayanarak tedarik sürekliliği kalite endekslerini hesaplamaktadır. Manuel olarak yapılan veri toplama işlemleri nedeniyle, kesinti kayıtlarında ve tedarik sürekliliği kalite endekslerinde hata oluşma ihtimali yüksektir. Doğru ve güvenilir veri toplama sorununun üstesinden gelebilmek için dağıtım şirketleri, şebekede meydana gelen elektrik kesintilerini otomatik olarak izleyebilen ve kaydedebilen kesinti yönetim sistemlerine (OMS) geçiş yapmaya başlamıştır. Kağıt üzerinde işleyen manüel bir sistemden otomatik güvenilir bir tedarik sürekliliği kalite sistemine geçiş süreci ülkemizde de devam etmektedir. Bu geçiş bazı dağıtım şirketleri tarafından tamamlanmış olup, bazıları tarafından ise henüz başlatılmamıştır. Bu nedenle tüm dağıtım şirketlerinin söz konusu sisteme geçiş yapmış olması, tedarik sürekliliği kalitesinin güvenilir bir şekilde izlenmesi, artırılması ve daha doğru bir kıyaslama ve analiz yapılabilmesi açısından ülkemiz adına önemli bir gelişme olacaktır.

## KAYNAKÇA

- 6446 Sayılı Kanun. (2013). Elektrik Piyasası Kanunu.
- Ahmet Çiftçi, E. A. (2017). Burdur İli Elektrik Dağıtım Şebekesinde Meydana Gelen Arızalara Genel Bir Bakış ve Çözüm Önerileri. *Mehmet Akif Ersoy Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi Özel Sayı 1*, 44-55 .
- Akalp, O., Kaya, İ., & Berat, S. (2016). Yüksek Gerilim Teçhizatlarında Dış Etken Kaynaklı Arızaların Analizi ve Azaltılması. *Dicle Üniversitesi Mühendislik Dergisi*, 51-62.
- Baggini, A. (2008). Handbook of Power Quality. John Wiley & Sons Ltd.
- Bertoldi, I. L.-O. (2009). Regulation of continuity of supply in the electricity sector and cost of energy not supplied.
- Brown, R. E. (2003). *Electric Power Distribution Reliability*. Marcel Dekker, Inc.
- CEER. (2005). 3. *Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*.
- CEER. (2008). 4. *Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*.
- CEER. (2016). 6. *Benchmarking Report on The Quality of Electricity and Gas Supply*.
- Daldal, M. (2011). Optimal Allocation of Sectionalizing Switches in Rural Distribution Systems. *Yüksek Lisans Tezi*.
- Delestre, E. F. (2007). *Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail*.
- Dünya Bankası. (2015). *Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm Önemli Aşamalar ve Zorluklar*.
- Dünya Bankası. (2016). *Türkiye Cumhuriyeti: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Hizmet Kalitesinin İyileştirilmesine Yönelik Adımlar Nihai Rapor*.
- Enerji İşleri Genel Müdürlüğü. (2015). Mart-Nisan Bülteni. Enerji İşleri Genel Müdürlüğü.
- EPDK. (2012). Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği.
- EPDK. (2016). *Elektrik Piyasası 2016 Yılı Gelişim Raporu*. Ankara: EPDK.
- Ertılav, M. (2014). Türkiye'de Özelleştirme: TEDAŞ Örneği. *Doktora Tezi*. ISPARTA.
- ETKB. (2016). *2016 Yılı Faaliyet Raporu*. Ankara: Elektrik Dağıtım Şirketleri Denetim Dairesi Başkanlığı.
- İşbitiren, G. *Akıllı Şebekelerde Fider Otomasyonu*. 07.12.2017 tarihinde EMO: [http://www.emo.org.tr/ekler/08696b44aaafcc\\_ek.pdf](http://www.emo.org.tr/ekler/08696b44aaafcc_ek.pdf) adresinden alındı

- Kul, M., Uyarıoğlu, Y., Ayasun, S., Vatansever, F., Eminođlu, U., & İmal, N. (2013). *Elektrik Enerjisi İletimi ve Dağıtımı*. Eskişehir: T.C. Anadolu Üniversitesi.
- Math H.J. Bollen, N. E. (2012). Continuity of Supply and Voltage Quality in the Electricity Network of the Future.
- Mustafa Daldal, D. E. (2011). Tekrar Kapamalı Kesici ve Ayıraç Kullanımının Kırsal Elektrik Dağıtım Şebekesinde Tedarik Sürekliliđine Etkisi.
- Şenyücel, D. D. (2012). Türkiye'de Elektrik Dağıtımında Hizmet Kalitesi ve Etkinlik Ölçümü. Rekabet Kurumu.
- TEDAŞ. (2015). *Yıllık Faaliyet Raporu*. Ankara: TEDAŞ.
- TETAŞ. *Tarihçe*. 03.11.2017 tarihinde <http://www.tetas.gov.tr/tr-TR/Sayfa/Tarihce> adresinden alındı
- Uyan, R. (2011). Niđe Bölgesi Elektrik Dağıtım Sistemlerinin Güvenilirlik Açısından Analiz Edilmesi. *Yüksek Lisans Tezi*.

## ÖZGEÇMİŞ

Adı-Soyadı: Alper ÇETİN

Yabancı Dil: İngilizce

Doğum Yeri ve Yılı: Eskişehir / 1991

E-Posta: alper.cetin@outlook.com

### Eğitim ve Mesleki Geçmişi:

- 2014, Pamukkale Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği
- 2015, Elektrik Elektronik Mühendisi, ASC
- 2016, Sistem İşletme Uzmanı, OEDAŞ, Sistem İşletme Müdürlüğü

### Yayımları ve Bilimsel/Sanatsal Faaliyetleri:

- Çetin, A, Demir, Z, Çolak, N. (2016) "Elektrik Motorlarında Verimlilik Analizi ve Porsuk MYO Örneği". Elektronik Mesleki Gelişim Ve Araştırmalar Dergisi (4), 15-22, <http://dergipark.gov.tr/ejoir/issue/24600/260427> , *Bu çalışma Anadolu Üniversitesi BAP Komisyonu tarafından kabul edilen 1407F333 no.lu proje kapsamında desteklenmiştir.*
- 2014, Lisans Bitirme Tezi, "Akım Geri Beslemeli İşlemsel Yükselteç Tabanlı Devreler ve Simülasyonları", Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Fakültesi

### Mesleki Birlik/Dernek/Kuruluş Üyelikleri:

- 2016, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, *Sicil No: 62235*