



T.C.

KAHRAMANMARAŞ SÜTÇÜ İMAM ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRK TELEKOM MODEM KESİNTİ VERİSİNİN  
ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİ KESİNTİ YERİ  
TAHMİNİNDE KULLANILMASI**

**SABRİ MURAT KISAKÜREK**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
ENFORMATİK ANABİLİM DALI**

**KAHRAMANMARAŞ 2019**

**T.C.**  
**KAHRAMANMARAŞ SÜTÇÜ İMAM ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRK TELEKOM MODEM KESİNTİ VERİSİNİN**  
**ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİ KESİNTİ YERİ**  
**TAHMİNİNDE KULLANILMASI**

**SABRİ MURAT KISAKÜREK**

**Bu tez,**  
**Enformatik Anabilim Dalında**  
**YÜKSEK LİSANS**  
**derecesi için hazırlanmıştır.**

**KAHRAMANMARAŞ 2019**

Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü öğrencisi Sabri Murat KISAKÜREK tarafından hazırlanan “TÜRK TELEKOM MODEM KESİNTİ VERİSİNİN ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİ KESİNTİ YERİ TAHMİNİNDE KULLANILMASI” adlı bu tez, jürimiz tarafından 27.06.2019 tarihinde oy birliği ile Enformatik Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. İbrahim Taner Okumuş (DANIŞMAN) .....

Bilgisayar Mühendisliği

Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi

Doç. Dr. Muhammet Fatih Hasoğlu (ÜYE) .....

Bilgisayar Mühendisliği

Hasan Kalyoncu Üniversitesi

Dr. Öğretim Üyesi Mücahid Günay (ÜYE) .....

Bilgisayar Mühendisliği

Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi

Yukarıdaki imzaların adı geçen öğretim üyelerine ait olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. Mustafa YAZICI .....

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

## TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada, alıntı yapılan her türlü kaynağa eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Sabri Murat KISAKÜREK

Not: Bu tezde kullanılan özgün ve başka kaynaktan yapılan bildirişlerin, çizelge, şekil ve fotoğrafların kaynak gösterilmeden kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.

**TÜRK TELEKOM MODEM KESİNTİ VERİSİNİN ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİ  
KESİNTİ YERİ TAHMİNİNDE KULLANILMASI  
(YÜKSEK LİSANS TEZİ)**

**SABRİ MURAT KISAKÜREK**

**ÖZET**

Elektrik Dağıtım Şirketlerinin en büyük görevlerinde biri de sorumlusu olduğu elektrik şebekesinde meydana gelen elektrik kesintilerinin tespit edilmesi ve giderilmesidir. Bu çalışmada elektrik kesintilerinin Türk Telekom modemlerindeki kesinti verilerinden nerde olduğunun tespit edilmesi konusu üzerine çalışılmıştır. Akedaş Elektrik Dağıtım A.Ş. Şirketi Şebeke bağlantı modeli, SCADA ve Çağrı Merkezi sistemindeki tespit edilmiş kesinti verileri kullanılarak, Türk Telekom tarafından paylaşılmış olan modem kesinti verilerinin Elektrik Dağıtım Şebekelerinde kullanılabilir olduğu görülmüştür.

**Anahtar Kelimeler:** Türk Telekom Modem Kesinti Verisi, Elektrik Dağıtım Sektörü, Kesinti Yeri, Tahmin

Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü

Enformatik Ana Bilim Dalı, Haziran/ 2019

Danışman: Prof. Dr. İbrahim Taner OKUMUŞ

Sayfa sayısı: 45

**THE USAGE OF TURK TELEKOM MODEM POWER OUTAGE DATA FOR  
DETERMING OUTAGES IN THE ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS  
(M.Sc. THESIS)**

**SABRİ MURAT KISAKÜREK**

**ABSTRACT**

One of the most important tasks of the Electricity Distribution Companies is the detection and elimination of power outages in the electricity grid. In this study, it was studied to determine where the power outages were from the power outages data of Turk Telekom modems. It has ben seen that use of modem power outage data shared by Türk Telekom is useful for the Electricity Distribution Networks by using network connection model and the determined SCADA system power outage data in the in the Akedaş Electricity Distribution Company.

**Keywords:** Power Outage, Prediction, Türk Telekom, Electricity Distribution

Kahramanmaraş Sütçü İmam University

Graduate School of Science and Technology

Department of Informatics, June / 2019

Supervisor: Prof. Dr. İbrahim Taner OKUMUŞ

Page Numbers: 45

## TEŞEKKÜR

Çalıőmalarım sırasında beni destekleyen, bilgi ve tecrübelerini esirgemeyerek bana yol gösteren değerli hocam Prf. Dr. İbrahim Taner Okumaő' a teőekkürlerimi sunarım.

Ayrıca çalıőmalarımda bana her zaman destek olan AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ő. Yöneticilerine ve çalıőanlarına, tez çalıőmam boyunca yardımlarını esirgemeyen TÜRK TELEKOM A.Ő. ailesine ve Yüksek Lisans öğrenimim boyunca her adımda beni destekleyen eőime ve meslektaőlarıma teőekkürü borç bilirim.

Sabri Murat KISAKÜREK

# İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖZET .....	i
ABSTRACT .....	ii
TEŞEKKÜR .....	iii
İÇİNDEKİLER .....	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ .....	v
TABLolar DİZİNİ .....	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....	viii
1 GİRİŞ.....	1
1.1 ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KESİNTİ TESPİTİ .....	2
1.1.1 SCADA (Uzaktan Kontrol ve Gözetleme Sistemi) .....	2
1.1.2 OSOS (Otomatik Sayaç Okuma Sistemi) .....	2
1.1.3 CBS (Coğrafi Bilgi Sistemleri) .....	2
1.1.4 CRM (Müşteri İlişkileri Yönetimi).....	3
1.1.5 IVR (Etkileşimli Sesli Yanıt Sistemi).....	3
1.1.6 WEB/MOBİL Uygulamaları.....	3
1.2 AKILLI ŞEBEKELER VE KESİNTİLER.....	4
1.3 ELEKTRİK KESİNTİLERİ KONUSUNDA ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİ AÇISINDAN TÜRKİYE DEKİ REGÜLASYON.....	6
1.4 ÇALIŞMANIN AMACI.....	8
2 ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR .....	9
3 TÜRKTELEKOM KESİNTİ VERİ DEĞERLENDİRME VE KESİNTİ TAHMİN UYGULAMASI .....	13
3.1 VERİLERİN TOPLANMASI .....	13
3.2 UYGULAMA ALGORİTMASI .....	13
3.3 UYGULAMA ÇIKTILARI - SCADA KESİNTİ VERİSİ İLE KARŞILAŞTIRILMASI.....	14
3.4 UYGULAMA ÇIKTILARI – ÇAĞRI MERKEZİ KESİNTİ İHBAR VERİSİ İLE KARŞILAŞTIRILMASI.....	38
4 SONUÇ VE ÖNERİLER.....	40



5	KAYNAKÇA.....	42
6	ÖZGEÇMİŞ.....	45



## ŞEKİLLER DİZİNİ

	<b><u>Sayfa No</u></b>
Şekil 1 - OMS sistemi ve entegrasyonları.....	4
Şekil 2 - Akıllı şebeke akış diyagramı (Akcanca & Taşkın, 2011).....	5
Şekil 3 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 1.....	16
Şekil 4 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 2.....	17
Şekil 5 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 3.....	18
Şekil 6 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 6.....	20
Şekil 7 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 8.....	21
Şekil 8 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 10.....	23
Şekil 9 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 11.....	24
Şekil 10 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 17.....	26
Şekil 11 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 18.....	27
Şekil 12 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 19.....	28
Şekil 13 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 25.....	30
Şekil 14 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 26.....	31
Şekil 15 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 27.....	32
Şekil 16 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 28.....	33
Şekil 17 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 29.....	34
Şekil 18 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 30.....	35
Şekil 19 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 32.....	37

## TABLolar DİZİNİ

### Sayfa No

Tablo 1 - 9 Eşik Kesinti Süresi Ve Sayıları (EPDK, 2018). .....	6
Tablo 2 - SCADA ve Türk Telekom Veri Karşılaştırılması .....	15
Tablo 3 - SCADA Kesinti 1 .....	16
Tablo 4 - SCADA Kesinti 2 .....	17
Tablo 5 - SCADA Kesinti 3 .....	18
Tablo 6 - SCADA Kesinti 4 ve Kesinti 5.....	19
Tablo 7 - SCADA Kesinti 6 .....	19
Tablo 8 - SCADA Kesinti 7 .....	21
Tablo 9 - SCADA Kesinti 8 .....	21
Tablo 10 - SCADA Kesinti 9 ve 10 .....	22
Tablo 11 - SCADA KESİNTİ 11.....	23
Tablo 12 - SCADA Kesinti 12, 13, 14, 15 ve 16.....	25
Tablo 13 - SCADA KESİNTİ 17.....	26
Tablo 14 - SCADA KESİNTİ 18.....	27
Tablo 15 - SCADA KESİNTİ 19.....	28
Tablo 16 - SCADA KESİNTİ 20, 21, 22, 23, 24 .....	29
Tablo 17 - SCADA KESİNTİ 25.....	30
Tablo 18 - SCADA KESİNTİ 26.....	31
Tablo 19 - SCADA KESİNTİ 27.....	32
Tablo 20 - SCADA KESİNTİ 28.....	33
Tablo 21 - SCADA KESİNTİ 29.....	34
Tablo 22 - SCADA KESİNTİ 30.....	35
Tablo 23 - SCADA KESİNTİ 31.....	36
Tablo 24 - SCADA KESİNTİ 32.....	36
Tablo 25 - SCADA KESİNTİ 33 ve 34 .....	38
Tablo 26 - AKEDAŞ Çağrı Merkezi Kesinti İhbar ve Türk Telekom Kesinti Verileri Karşılaştırması.....	39

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

<b>ADM</b>	: Arıza Duyarlı Matris
<b>AKEDAŞ</b>	: Akedaş Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
<b>AG</b>	: Alçak Gerilim
<b>AYS</b>	: Arıza Yönetim Sistemleri
<b>BEDAŞ</b>	: Boğaziçi Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
<b>CBS</b>	: Coğrafi Bilgi Sistemleri
<b>CRM</b>	: Müşteri İlişkileri Yönetimi
<b>DMS</b>	: Dağıtım Yönetim Sistemi
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
<b>IVR</b>	: Etkileşimli Sesli Yanıt Sistemi
<b>KÖK</b>	: Kesici Ölçü Kabini
<b>OG</b>	: Orta Gerilim
<b>OMS</b>	: Outage Management System – Kesinti Yönetim Sistemi
<b>OSOS</b>	: Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
<b>SCADA</b>	: Uzaktan Kontrol ve Gözetleme Sistemi
<b>TEDAŞ</b>	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

# 1 GİRİŞ

Elektrik enerjisi, günlük yaşamın ve çalışma hayatının vazgeçilmez parçalarından biri haline gelmiştir (Şahin, 2014). Artan teknoloji, sanayileşme ve şehirleşme ile birlikte elektrik enerjisine olan talep her geçen gün artmaktadır (Mohagheghi vd., 2011). Elektrik enerjisine olan bu bağımlılıktan dolayı elektrik şebekelerinde meydana gelen herhangi bir kesinti veya elektrik enerjisi kalitesinde yaşanan bir problemde endüstriyel tüketicilerde oldukça büyük ekonomik kayıplar oluşurken, mesken tüketicilerinde ise memnuniyetsizlik görülmektedir. Tüm bu nedenlerden dolayı elektrik enerjisinin üretildiği üretim santralleri, iletildiği iletim şebekesi ve son tüketiciye enerjiyi ileten dağıtım şebekelerinin amaca uygun nitelikte tasarlanması gerekmektedir. Ayrıca dağıtım şebekesi için hazırlanan yatırım plan ve projelerinin çevreye olan etkileri de belirli kriterlerle ölçülmelidir (Şahin, 2014).

Elektrik enerjisi tedarikçilerinin öncelikli hedefi tüketicilere güvenilir ve elbette ekonomik enerji sağlayabilmektir. Güvenilirlik, bir sistemin belirli bir zaman diliminde ve belirtilen çevresel şartlar altında amaçlanan işlevini yerine getirebilme kabiliyeti olarak tanımlanmaktadır (Billinton & Allan, 1988). Günümüzde arıza tespiti, düzenli bir güç yönetimi için elektrik dağıtım şirketleri açısından en önemli konu haline gelmiştir. Elektrik dağıtım şirketlerinin güvenilirliği ilk olarak kesintisiz enerji sağlayabilmelerine ve arıza tespiti ile müdahale sürelerindeki iyileştirmelere bağlıdır (Şahin, 2014).

Elektrik güç sistemleri, tüketicilere sürekli, kesintisiz ve güvenli bir hizmet sağlarken, aynı zamanda sistem işletmecisi için de en karlı ve ekonomik yük dağıtımını göz önünde bulunduracak şekilde planlanmaktadır (Mahdı, 2018). Ekipman arızaları, kazalar, doğal felaketler ve yıldırım çarpmaları güç bozulmalarına sebep olmakta ve bunun sonucunda elektrik kesintileri ve uzun süren bakım çalışmaları meydana gelebilmektedir. Elektrik enerjine olan talebin sürekli artması iletim ve dağıtım hatlarının da artmasına sebep olmaktadır (Mohagheghi vd., 2011). Uzayan elektrik hatlarından dolayı çok fazla geçici ve kalıcı arızalar meydana gelmektedir. Farklı sebeplerden dolayı sık sık arızalarla karşı karşıya kalan dağıtım şirketleri zaman zaman bu arızalara müdahale etmekte gecikebilmektedir. Saha şartlarından ve uzayan elektrik hatlarından dolayı arızalara müdahale süreleri de uzamakta ve bununla birlikte maliyetler yükselmektedir. Hem kesinti sürelerinin azaltılması hem de kullanıcılara daha düşük maliyetlerle hizmet verme isteği şebekelerin izlenmesi ve kumanda edilebilmesi ihtiyacını doğurmuştu (Asubay, 2018).

Bilgisayar ve iletişim teknolojisindeki son gelişmeler ve bunlarla ilgili maliyet düşüşleri elektrik dağıtım sistemi otomasyonunu teknik ve ekonomik olarak yapılabilir hale getirmiştir. Dağıtım otomasyonu sayesinde şebeke uzaktan izlenmekte, hızlı ve etkin bir şekilde kontrolü sağlanmaktadır. Bundan dolayı daha güvenli, sürekli ve kaliteli enerji beslemesi gerçekleşmektedir (Black &Ilic, 2001).

## **1.1 Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Kesinti Tespiti**

Teknolojinin hızlı bir şekilde gelişmesi ile Elektrik Dağıtım Şirketlerinde kesinti yerinin anlık olarak tespit edilmesinde birçok sistemin ve yöntemin kullanıldığı gözlemlenmektedir. Kesinti yeri tahmininde kullanılan sistemlere genel olarak OMS (Outage Management System –Kesinti Yönetim Sistemi) adı verilmektedir. Kesinti yeri tahmininde kullanılan bu sistemler bir sistem veya birden çok sistemin verisini toplayarak bir tahmin yapabilme kabiliyetine sahiptirler. OMS kapsamında kullanılan bazı sistemler ve bunların işlevlerinden aşağıda kısaca bahsedilmektedir.

### **1.1.1 SCADA (Uzaktan Kontrol ve Gözetleme Sistemi)**

Bilgisayarlardan, haberleşme aletlerinden, algılayıcılardan veya diğer aygıtlardan oluşturulmuş denetlenebilen ve kontrol edilen bir sistemin genel adıdır (Vigu vd., 2010). SCADA sistemleri genel olarak elektrik şebekelerinde, su şebekelerinde, doğalgaz şebekelerinde, buhar ve endüstriyel kontrol sistemlerinde kullanılmaktadır. SCADA sistemlerinin amacı dağıtım şirketlerinin sorumluluk alanlarında bulunan dağıtım merkezi, KÖK binası ve indirici merkezlerdeki fider çıkış hücrelerinde oluşabilecek arıza sürelerini kısaltmak ve arıza onarım maliyetlerini düşürebilmektir (Asubay, 2018).

### **1.1.2 OSOS (Otomatik Sayaç Okuma Sistemi)**

Otomatik Sayaç Okuma Sistemleri (OSOS) sayaç verilerinin otomatik olarak uzaktan okunabilmesi, verilerin merkezi bir sisteme aktarılması, doğrulanması, eksik verilerin doldurulması, verilerin saklanması ve ilgili taraflara istenen formatta sunulması amacıyla, elektrik dağıtım şirketleri tarafından kurulan ve gerekli yazılım, donanım ve iletişim altyapısını kapsayan sistemler olarak tanımlanmaktadır (EPDK, 2015).

### **1.1.3 CBS (Coğrafi Bilgi Sistemleri)**

CBS, genel olarak grafik ve grafik olmayan bilginin toplanması, depolanması, birbiriyle ilişkilendirilmesi, güncellenmesi, sorgulanması, analiz edilmesi ve coğrafik

işlemlerini bütünleşik olarak yerine getiren donanım ve yazılım bileşenlerinden oluşan bir sistem olarak tanımlanmaktadır (Yıldırım, 2017). Elektrik Dağıtım Şirketlerinde CBS, elektrik şebekesine ait envanter kayıtlarının tutulduğu, elektriksel sonuçların izlenebildiği veya raporlanabildiği bir sistem olarak kullanılmaktadır (Paksoy, 2015).

OMS sistemlerinde CBS; dağıtım şirketlerine gelen ihbarların birleştirilip kesintinin hangi noktada olabileceği tahmininde kullanılır. Sahip olduğu bağlantı modeli ile CBS, ağaç yapısındaki dağıtım şebekelerinde, tahmin yapılabilmesine olanak sağlar.

#### **1.1.4 CRM (Müşteri İlişkileri Yönetimi)**

CRM temelde, örgütsel veya bireysel müşteri özelliklerine uygun istek ve ihtiyaçlara çözüm sunabilecek pazarlama karmasına ait taktik ve stratejilerinin geliştirilmesi olarak tanımlanmaktadır. Bu felsefenin özünde, müşteri memnuniyeti sağlanması, yeni müşteri edinilmesi, nitelikli pazar payının korunması ve genişletilmesi ile müşteri sadakatinin oluşturulması yer almaktadır (Erdal & Erdal, 2002). Elektrik Dağıtım Şirketlerinde kullanılan CRM sistemi ile müşteriler kesinti ihbarı için Dağıtım Şirketini aradığında kesinti ile alakalı bilgilerin girilmesi, bu bilgilerin saha ekiplerine veya OMS sistemlerine ihbar olarak gönderilmesi sağlanmaktadır.

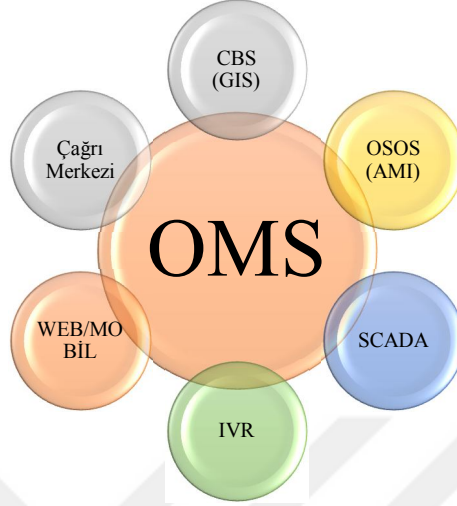
#### **1.1.5 IVR (Etkileşimli Sesli Yanıt Sistemi)**

IVR, bilgisayar sistemlerine uzaktan telefon ya da faks aracılığı ile erişerek, telefon tuşlarını kullanarak bilgi alış verişinde bulunulmasını sağlayan bir sesli yanıt sistemidir (Corkrey& Parkinson 2002). İnsana göre çok daha hızlı ve hatasız çalışan IVR sistemleri bilgiyi kısa sürede eksiksiz ve kesintisiz olarak karşı tarafa ileterek, müşterilerine en etkili servis ve hizmetleri sağlamaktadır (İnceoğlu, 2004). IVR' ın Elektrik Dağıtım Şirketlerinde kullanımı ise kesintiler ile ilgili müşteri aramalarında müşterilerin konumlarını da alarak ihbarın saha ekiplerine ya da OMS sistemlerine gönderilmesi şeklinde olmaktadır.

#### **1.1.6 WEB/MOBİL Uygulamaları**

Elektrik Dağıtım Şirketleri tarafından kullanılan bu uygulamalar, kesinti bildirimleri için arayan müşteriler tarafından ihbar bırakılmasına olanak sağlayan sistemleri içerir.

OMS Sistemleri bahsedilen tüm bu sistemlerin entegrasyonu ile verileri elde etmekte ve bu verilerden kesinti yeri tahmini yaparak saha ekiplerine iş emri göndermektedir. OMS Sistemlerinin çalışma prensibi Şekil 1’de gösterilmektedir.



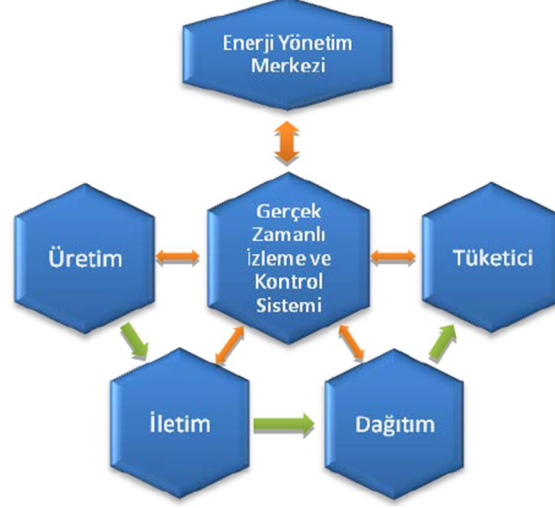
Şekil 1 - OMS sistemi ve entegrasyonları

## 1.2 Akıllı Şebekeler ve Kesintiler

Günümüzdeki şebekelere çağımızın gereği olan bilgisayar ve ağ teknolojisinin entegre edilmesiyle oluşan şebeke sistemine “Akıllı Şebeke” (Smart Grid) denilmektedir (Eldem, 2017). Akıllı şebekelerin amacı düşük kayıplar ve yüksek kullanılabilirlik ile hem ekonomik hem de sürdürülebilir bir enerji tedarik edebilmektir (Dönmez, 2013). Akcanca & Taşkın (2011), çalışmalarında Akıllı Şebekeleri tüketicinin talebi ile üreticinin arzı arasındaki dengeyi karşılıklı olarak izleyen ve kontrol eden bir sistem olarak tanımlamaktadırlar.

Akıllı şebeke sisteminin enerjinin üretiminden son tüketiciye ulaşıncaya kadar geçen sürecin tamamında yer alması gerekir. Bu süreçler, enerjinin üretim, iletim, dağıtım, akıllı ölçüm, akıllı uygulamalar, akıllı yönetim/kontrol sistemi ve tüketici davranışlarından meydana gelmektedir. Akıllı sayaçlar sayesinde tüketilen enerji miktarı ile ilgili verilere rahatlıkla ulaşılabilmektedir. Bu verileri değerlendiren yönetim sistemi, tüketilecek enerji kadar üretim gerçekleştirmektedir. Böylelikle tüketicinin ihtiyaç duyduğu enerji sürekli olarak tüketim noktasına aktarılmaktadır (Akcanca & Taşkın, 2011).





Şekil 2 - Akıllı şebeke akış diyagramı (Akcanca & Taşkın, 2011).

Eldem (2017), Şekil 2’de akış diyagramı gösterilen akıllı şebekelerin sağlayacağı avantajları şu şekilde sıralamaktadır:

- ✓ Akıllı şebekeler, enerji tüketiminin uzaktan ve sürekli olarak izlenebilmesine ve kontrol edilebilmesine imkân sağlayacaktır. Verilerin bu yolla elde edilmesiyle, insan kaynağına olan ihtiyaç ortadan kalkacaktır.
- ✓ Akıllı şebekeler iletim ve dağıtım altyapısının iyileştirilmesi ve geliştirilmesini sağlayacaktır. Meydana gelebilecek problemleri daha oluşmadan algılayıp düzenleyecek, kendi kendini iyileştirecektir.
- ✓ Elektrik tüketim miktarları belirli noktalarda gerçek zamanlı olarak karşılaştırılabilecek, böylelikle elektrik kayıp-kaçak oranı azaltılabilecektir.
- ✓ Akıllı şebekeler sayesinde üretim ve dağıtımın herhangi bir noktasında ortaya çıkan bir problemten tüm kullanıcıların etkilenmesi ortadan kalkacaktır.
- ✓ Akıllı şebekeler dağıtım ve iletim şirketlerine daha fazla şebeke yönetim imkânı sunacaktır. Kullanıcılarla elektronik ortamda iletişim sağlanacak, ticari kayıplar azalacaktır. Tahakkuk - tahsilat oranları artacak, sistem daha düzenli işletilecek, teknik kayıplar azaltılacak, kalite artacaktır.
- ✓ Bu şebekeler akıllı ev otomasyon projelerinin (buzdolabı, klima vb.) hayata geçirilmesine imkân sağlayarak tüketicinin elektrik sistemindeki işletme optimizasyonunda kendi rollerini oynama imkânı tanıyabilecektir.
- ✓ Akıllı şebekelerin kullanımı ile tüketicilere daha uygun fiyatlar ile hizmet sunulabilir.

- ✓ Kullanılacak elektrik enerjisini tespit edip o miktarda elektrik üretimi yapılacağından Kyoto protokolünde kabul edilen karbon salınımı azaltma hedefi için önemli bir adım atılmış olacaktır.
- ✓ Yenilenebilir enerji kaynaklarının daha kolay ve hızlı bir şekilde enterkonnekte sisteme entegre edilebilmesi sağlanacaktır.
- ✓ Sistemin ihtiyaç duyacağı enerji yatırımları, elde edilen ölçümler ve analizler sayesinde daha iyi planlanabilecektir.
- ✓ Elektrikli araçlar için sağlam bir altyapı oluşturacaktır.

EPDK elektrik piyasası mevzuatında yer alan Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği uyarınca, tedarik sürekliliği kalitesi ile ticari ve teknik kalitenin denetlenmesi için otomatik izleme sistemlerinin gerekliliği açıkça ortaya konmaktadır (Akcanca ve Taşkın, 2011).

### 1.3 Elektrik Kesintileri Konusunda Elektrik Dağıtım Şirketleri Açısından Türkiye'deki Regülasyon

TEDAŞ'ın özelleşme süreci ile birlikte Türkiye'de elektrik dağıtım görevi 21 bölgede özel elektrik dağıtım şirketleri tarafından yürütülmektedir. Bu Elektrik Dağıtım Şirketleri, EPDK'nın (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun) yazmış olduğu çeşitli yönetmeliklerle belirli zaman aralıklarında denetlenmektedir. Elektrik Kesintileri ile alakalı maddeler ise EPDK'nın (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun) Elektrik Dağıtım Ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği'nde geçmektedir. Tablo 1'de belirtilen yıllık eşik saat cinsinden kesinti süreleri ve eşik kesinti sayıları yer almaktadır. Dağıtım Şirketleri kesintiler ile alakalı bu sayı ve süreleri aşması durumunda ağır tazminat cezaları ile karşı karşıya kalmaktadır.

Tablo 1 - 9 Eşik Kesinti Süresi Ve Sayıları (EPDK, 2018).

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

Örneğin, İmar Alanı içindeki bir OG(Orta Gerilim seviyesinden enerji alan) abonesinin enerjisi bildirimsiz olarak yılda 24 saatten fazla kesilirse tazminat ödemesi

almaya hak kazanmaktadır. İlgili tutarların nasıl hesaplandığı ise yine aynı yönetmeliğin 16.Madde 1.fikrasında detaylı olarak açıklanmaktadır. Özet olarak bu tutarın hesaplanmış olduğu formül ve formülde belirtilen terimlerin açıklaması aşağıdaki gibidir:

1. Kesinti süresinden cezaya giren abonelere ödenecek ceza formülü;

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

Bu formülde geçen;

- SBSÜRE: 24 TL tutarındaki sabit bedeli,
- ESÜRE: Tablo 9’da belirlenen eşik süreyi,
- ÖTMSÜRE: 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 talebini, üreticilerde ise ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak şebekeye verdiği saatlik ortalama enerji miktarını,
- K: Değeri 2’ye eşit olan katsayıyı,

ifade eder.

2. Kesinti sayısından cezaya giren abonelere ödenecek ceza formülü;

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

Bu formülde geçen;

- SBSAYI: 0 TL tutarındaki sabit bedeli,
- ÖTMSAYI: 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 kWh/saat olarak saatlik ortalama talebini, üreticilerde ise ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak şebekeye verdiği saatlik ortalama enerji miktarını,
- K: Değeri 2’ye eşit olan katsayıyı,

İfade eder.

Bununla birlikte, yine aynı yönetmelikte Dağıtım şirketlerinin Ticari Kalite kapsamında diğer bir sorumluluğu da kesintinin bildirimli dahi olsa günlük kesinti süresinin azami olarak on iki saati geçemeyeceğidir (EPDK, 2018).

#### **1.4 Çalışmanın Amacı**

Müşteri Memnuniyeti yönüyle elektrik kesintileri büyük önem arz etmektedir. Bu kapsamda Elektrik Dağıtım Şirketlerine regüle kurum olan EPDK’nın (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun) Elektrik Dağıtım Ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği’nde dağıtım şirketlerinin hizmet kalitesini artırması adına ağır yaptırımları bulunmaktadır. Dolayısıyla, Elektrik Dağıtım Şebekesinin bakım ve onarımlarının düzenli olarak yapılması, elektrik kesintilerini önleyici yöntemler geliştirilmesi çok önemlidir. Bunlara rağmen şebekede meydana gelebilecek elektrik kesintilerinin ise en kısa zamanda tespit edilerek giderilmesi gerekmektedir. Bu durum Elektrik Dağıtım Şirketlerinin sorumlusu olduğu bölgedeki şebekeyi yönetmekte zorlandığı konuların başında gelmektedir. Yapılan bu çalışmanın amacı, meydana gelen elektrik kesintilerinin en kısa zamanda ve düşük maliyetler ile tespit edilmesi için mesken binalarımızda bulunan Telekom modemlerindeki elektrik kesinti bilgilerinin bina coğrafik konumları temel alınarak elektrik şebekesi ile ilişkilendirilmesi ve kesinti noktasının hızlı bir şekilde tespit edilmesini sağlamaktır. Bu doğrultuda verileri elde edebilmek için öncelikle bir yazılım programı geliştirilmiş ve uygulanabilirliği test edilmiştir. Bu çalışma ile aynı zamanda Telekom modemlerindeki kesinti bilgilerinin elektrik dağıtım sektöründe kullanılabilirliği incelenmiş olacaktır.

## 2 ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Elektrik dağıtım şirketleri tarafından arıza tespitinde kullanılan sistemler, enerji kalitesi vb. konular üzerine ülkemizde ve yurt dışında yapılmış birçok çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmalardan bir kısmı içeriği ile birlikte aşağıda verilmektedir.

Tümay (1996), Otomatik haritalama/tesis yönetim sistemi tabanlı arıza ihbar analiz sistemi uygulaması adlı bir tez çalışması yürütmüştür. Arıza İhbar Analiz Sisteminin, Otomatik Haritalama/Tesis Yönetim sistemi kapsamında geliştirilen bir karar destek sistemi olduğunu belirtmiştir. Çalışmasında bu sistemin elektrik dağıtım şebekelerine ait bilgileri tutup, işlediğini ve kullanıcılara sunduğunu bildirmiştir. Sistemin olası elektrik kesintilerinde arızaların yer ve sebeplerinin tahmininde operatörlere yardımcı olduğunu, böylece hem tüketici tatmininin artırılmış, hem satılmayan elektrik miktarının azaltılmış hem de işletme maliyetlerinin düşürülmüş olacağını vurgulamıştır.

Çalışkan (2007), Elektrik Dağıtım Sisteminin Bilgisayarla Programlanması Ve Otomasyon isimli çalışmasında, SCADA sisteminin sağlayacağı faydaları iki örnek modelle açıklamıştır. Aynı zamanda elektrik dağıtım şebekesinde SCADA sistemi uygulamasının sağlayacağı ekonomik faydaları da incelemiştir. Çalışmanın sonucunda ise SCADA sisteminin kurulması durumunda, sistem maliyetini 2 ya da 3 yılda finanse etmekle kalmayıp, giderleri de azaltarak dağıtım şirketlerine büyük faydalar sağlayacağını belirtmiştir.

Senyücel (2012), Türkiye’de Elektrik Dağıtımında Hizmet Kalitesi ve Etkinlik Ölçümü adlı tez çalışmasında elektrik dağıtımında regülasyonun yapısının biçimlendirilmesi amacıyla hizmet kalitesi ölçütünün öneminin belirlenmesi için, stokastik sınır analizi yöntemiyle girdi mesafe fonksiyonları tahmini yapılmıştır. Çalışma sonucunda etkinlik modeline hizmet kalitesinin dâhil edilmesinin dağıtım regülasyonu açısından önemli olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca literatürde fazla değinilmeyen elektrik kayıp kaçakları da incelenmiş ve Türkiye gibi kayıp kaçak oranı yüksek ülkelerde yapılacak analizlerin söz konusu değerler göz önüne alınmazsa sapma gösterebileceği sonucuna ulaşılmıştır.

Biçen vd. (2013), çalışmalarında akıllı şebeke sisteminde bulunan kritik elemanların izlenmesi, arıza tespiti ve tanılama işlevlerinin çoklu etmen (MAS) yapılarıyla gerçekleştirilmesi amacıyla geliştirilen bir yöntem sunmuşlardır. Çalışmada akıllı şebeke sistemleri ve çoklu etmen yapılarının ortak özelliklerini vurgulamışlardır. Elektrik iletim

ağındaki en önemli eleman olan güç transformatörleri için, önerilen yöntem Arıza Duyarlı Matris (ADM) yapıları ile entegre edilmiştir. Önerilen yöntem LabVIEW® programı ile görsel ve işlevsel hale getirilmiştir. Daha sonra sistemin tamamı, tasarlanan bir prototip üzerinde deneysel olarak test edilmiştir. Bu sayede stres altındaki donanımların gerçek zamanlı olarak izlenmesi sağlanmış ve arızalar daha başlangıç aşamasında saptanabilmiştir. Araştırmacılar yöntemin kritik öneme sahip karmaşık donanımlar içinde kullanılabileceğini belirtmişlerdir.

Sarıkahya (2013), yük atma sistemlerinde kullanılan değişik yöntemleri incelemiş ve bu yöntemleri örnek bir Oksijen Sıvılaştırma Plantine uygulayarak yük atma sistemi tasarlamıştır. Örnek uygulamanın izlenebilmesi için PLC SCADA otomasyonu kullanılmıştır. Sistemin hem enerji izleme otomasyonunun yapılabilmesi hem de yeni nesil yük atma yöntemi olan Intelligentloadshedding yönteminin kullanılabilmesi için örnek uygulamanın PLC-SCADA otomasyonu yapılmıştır. Inteligentloadshedding yöntemi sayesinde sistem jeneratör güçlerindeki bir azalma durumunda atılan yük miktarının azaldığı ve sistemin toparlanma zamanının da daha hızlı olduğu sonuçlarıyla ortaya konulmuştur.

Yurdabak & Şekkeli (2014), Elektrik Dağıtım Şebekelerinde kullanılan Scada/Dms sistemlerini genel olarak ele almışlardır. Günümüzde bu sistemlerin arıza yerini en kısa sürede bulmak ve arızayı onarmak için gerekliliğine vurgu yapmışlardır. Çalışmalarında bir elektrik dağıtım şirketinde kullanılmaya başlanan Scada/Dms sitemlerinin uygulanmasını araştırmışlardır. Scada/Dms sistemleri kurulmadan önce meydana gelen kesintilerin müşterilerin aramasıyla anlaşıldığını belirtmişlerdir. Bu sistemlerin kurulmasından sonra ise oluşan kesintiler otomatik olarak algılanmakta ve uzaktan düzeltmeler yapılabilmektedir.

Şahin (2014), hazırlamış olduğu tez çalışmasında örnek bir dağıtım şebekesi için geleceğe ait tahmini yük artışını belirlemiştir. Çalışmada hem mevcut hem de gelecek dönem yük talebi dikkate alınarak zayıf nokta analizleri yapılmış ve problemler tespit edilmiştir. Bu problemlerin giderilmesi için; mevcut şebekenin güçlendirilmesi, gerilim dönüşümü ve dağıtım üretim birimlerinin bağlanması şeklinde üç farklı alternatif çözüm sunulmuştur.

He vd., (2016), İngiltere hükümeti tüm evlerde 2020 sonuna kadar hem elektrik hem de gaz için akıllı sayaçların kullanılmasına karar vermiştir. Dağıtım şebekelerinin

kesin yönetiminde akıllı sayaçlardan faydalanmak çok önemlidir. Yapılan bu çalışma ile Topoloji analizine ve akıllı sayaç bilgilerine dayanan bir kesinti alanı tanımlama yöntemi geliştirilmiştir. Bu yöntemi değerlendirmek için akıllı ölçüm iletişim modellerindeki iletişim performansının kesinti yönetimi üzerindeki etkisi incelenmiştir.

Öz (2018), günümüzde düzgün bir güç yönetimi için elektrik dağıtım şirketleri açısından arıza tespiti en önemli konu haline gelmiştir. Elektrik dağıtım şirketinin güvenilirliği, temel olarak kesintisiz enerji sağlayabilmesine, arıza tespit ve müdahale sürelerindeki iyileştirmelere bağlıdır. Çalışmanın amacı Arıza Yönetim Sistemleri (AYS) performansını Otomatik Sayaç Okuma Sistemi (OSOS) ve Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) etkileşimleri ile analiz etmektir. Çalışmanın verilerini BEDAŞ tarafından elde edilen ve işlenen AYS istatistikleri oluşturmaktadır. BEDAŞ, İstanbul'un Avrupa yakasında faaliyet gösteren yetkili elektrik dağıtım şirkettir. Yapılan çalışmalarda AYS'nin OSOS ve CBS ile entegrasyonu sayesinde arıza oranlarında azalma ve elektrik dağıtım şirketinin performans istatistiklerinde artış olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca bu birleşik yapı sayesinde özellikle yağışların çok olduğu değişik hava durumu şartlarında İstanbul'da arıza oranlarının dikkat çekecek oranda azaldığı görülmüştür. Bu nedenle elektrik dağıtım şirketlerinde bu birleşik yapı ve planlanan ek iyileştirmeler sayesinde etkili bir arıza tahmini yönetimi arızaların önlenmesi ve arızaya hızlı müdahale yapılabilir.

Saeilailonahar (2013), Elektrik Sistemlerinde Bağımlı Hata ve Arıza Yayılması adlı tez çalışmasında Türkiye Elektrik İletim A.Ş (TEİAŞ), Trakya bölgesi için “cascading” arızalarının yayılma süreçlerini sunmuştur. Çalışmada 2000-2006 döneminde toplanan bölgenin 7 yıllık iletim hattı kesintilerinin verilerini kullanılmıştır. Hat kesintilerinin toplam sayısının dağılımı; yayılma, ilk kesintiler ve “cascading hataları modeli” için kullanılan “Galton-Watson” dallanma süreci kullanılarak tahmin edilmiştir.

Asubay (2018), SCADA sistemlerinin tanıtımı ve kullanılan haberleşme protokolleri üzerine bir araştırma yürütmüştür. Çalışmada 1 KÖK (Kesici Ölçü Kabini) binasında bulunan kesicilerden ve rölelerden bilgiler RTU'ya taşınarak sinyallerin ve verilerin izlenmesi sağlanmış ve böylece SCADA'nın kesinti sürelerine olan etkisi araştırılmıştır. Çalışmada kullanılan panoda, yardımcı röleler kullanılarak oluşabilecek arızalarda öncelikle yardımcı rölelerin devre dışı kalması sağlanmıştır. Panoda meydana gelebilecek arızaları engellemek amacıyla parafudr ve sigortalar kullanılmıştır. Kullanılan yazılım sayesinde sisteme küresel erişim sağlanmıştır.

Fernandez&Fernandez (2005), araştırmalarında SCADA'nın gerçek zamanlı veri toplamak, süreçleri kontrol etmek ve uzak yerlerden ekipmanı izlemek için kullanılan bir sistem olduğunu belirtmişlerdir. alışmalarında SCADA sistemini genel olarak ele alan araştırmacılar, bu sistemin birkaç zayıf yönüne değinmişler, bilinen ve olası tehditler hakkında bilgi vermişler ve sistemin güvenliği için bazı stratejilerden bahsetmişlerdir.

Taylor & Kazemzadeh (2009), yapmış oldukları çalışmada SCADA, OMS ve DMS sistemlerini incelemişlerdir. Çalışmada hem OMS hem de DMS'nin bir bağlantı modeli gerektirdiğini göz önünde bulundurarak, OMS ve DMS'yi entegre etmenin faydalarından bahsetmişlerdir. Daha sonra SCADA'nın DMS/OMS ile entegrasyonu ele alınmıştır. Bu entegrasyonun işlevselliği ve elde edilen faydalar sunulmuştur.





### **3 TÜRKTELEKOM KESİNTİ VERİ DEĞERLENDİRME VE KESİNTİ TAHMİN UYGULAMASI**

Bu çalışmada mevcut OMS sistemleri ve bu sistemlerdeki verilere alternatif olarak Türk Telekom kesinti verileri üzerinden tahmin yapan uygulama geliştirilmiştir. Türk Telekom'dan alınan kesinti verileri Akedaş Elektrik Dağıtım Şebekesi ile ilişkilendirilerek belirli bir algoritma ile kesinti tahmini yapılmıştır. Sonrasında ise bu tahminler Akedaş Elektrik Dağıtım SCADA sistemindeki kesintiler ile karşılaştırılarak Türk Telekom kesinti verilerinin Elektrik Dağıtım Şirketleri açısından kullanılabilirlik analizleri yapılmıştır.

#### **3.1 Verilerin Toplanması**

Geliştirilen Uygulama ile alakalı aşağıdaki veriler Türk Telekom ve AKEDAŞ Dağıtım A.Ş yetkilileri ile görüşülerek toplanmış ve bu veriler SQL Server veri tabanına aktarılarak Geliştirilen uygulamada kullanılması sağlanmıştır.

1. Türk Telekom'dan K.maraş ili Onikişubat ilçesine ait 1 Aralık 2017 - 18 Aralık 2017 arası elektrik kesintisi olan Binaların adres ve koordinat verileri(Kesinti tarih-zaman bilgileri ile)
2. AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş K.maraş ili Onikişubat ilçesine ait SCADA sisteminde bulunan 1 Aralık 2017 - 18 Aralık 2017 arası elektrik kesinti verileri verileri.
3. AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş K.maraş ili Onikişubat ilçesine ait CBS sistemindeki Bina verileri (koordinat verileri ile)
4. AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş CBS(Coğrafi Bilgi Sistemi) üzerinden oluşturulan OG ve AG Şebeke Bağlantı modellerini içeren veriler.
5. AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş CRM sistemi üzerinde bulunan müşteri kesinti ihbar verileri.

#### **3.2 Uygulama Algoritması**

Bu kapsamda her iki sistemdeki bina koordinat verileri baz alınarak bir ilişkilendirme yapılmıştır. Yani her iki Şirketin kullanmış olduğu CBS(Coğrafi Bilgi Sistemi) sistemindeki bina koordinat veriler kullanılarak bir ilişkilendirme yapılmıştır. Türk Telekom kesinti verilerinin Elektrik Dağıtım Şebekesi üzerinde kullanılmasına sağlayan yazılım ve algoritma oluşturulmuştur.

## Yazılım Algoritması;

1. Başlangıç Tarih Saati ve parametre bilgisi(Telekom kesintilerinin gruplanacağı zaman farkı) kullanıcıdan alınır.
2. Bitiş bilgisi veri tabanında bulunan en son Türk Telekom kesinti kaydının bilgisinden alınır.
3. Başlangıç ve bitişe göre periyot hesaplanır.
4. Hesaplanan periyot aralığındaki çağrılar veri tabanından çekilir.
5. CBS de bulunan en yakın(girilen tampon alan değerine göre) binalar veri tabanından spatial kesişim sorgusu ile bulunur.
6. Topolocalltree tablosundaki(CBS bağlantı modeli tablosu) veriye göre Binalar beslendikleri trafo bilgilerine göre gruplanır.
  - a) Gruplama sonucu bir trafo ise bu trafoya kesinti tahmini atılır.
  - b) Gruplama sonucu bir trafodan fazla ise sonuçta gelen trafoların ortak beslendikleri ilk trafoya kesinti tahmini atılır.
7. Bulunan kesinti tahmini noktası veri tabanına kayıt olarak atılır.

Sonrasında ise AKEDAŞ SCADA sisteminde tespit edilmiş olan 1 Aralık 2017 - 18 Aralık 2017 arasındaki elektrik kesintileri tek tek incelenerek, bu kesintilere Türk Telekom kesinti verilerinden ulaşılma durumu incelenmiştir. İnceleme yapılırken iki sistem arasında saat ve koordinat farklılıkları göz önüne alınarak süre olarak 5 dakika ve 8 dakika zaman farkları, 1 metre, 10 metre ve 100 metre bina koordinat tampon alanlarına göre değerlendirme yapılarak uygun değer değer tespit edilmeye çalışılmıştır.

### **3.3 Uygulama Çıktıları - SCADA Kesinti Verisi ile Karşılaştırılması**

Türk Telekom'dan gelen kesinti verilerinin AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş SCADA sisteminde tespit edilmiş olan 1 Aralık 2017 - 18 Aralık 2017 arası 34 adet kesintiyi doğru tahmin edebilmesi konusu incelenmiş olup aşağıdaki sonuçları ulaşılmıştır.

Tablo 2 - SCADA ve Türk Telekom Veri Karşılaştırılması

<b>TELEKOM VERİSİNDEKİ SONUÇ</b>	<b>SCADA KESİNTİ SAYISI</b>	<b>DAĞITIM ŞİRKETLERİ AÇISINDAN KULLANABİLİRLİK DURUMU</b>
DOĞRU TAHMİN	7	17
AYNI ENERJİ BÖLGESİNE YAKIN TAHMİN	5	
AYNI ENERJİ BÖLGESİNDE TAHMİN	5	
VERİ YOK	17	17

Telekom Verisindeki Elde Edilmiş olan tahminler Tablo 2’de belirtildiği üzere 4 statüde değerlendirilmiştir. Bu statülerin ne anlama geldiği aşağıda belirtilmiştir.

**Doğru Tahmin:** AKEDAŞ SCADA Sisteminde tespit edilmiş olan kesinti noktası(trafo binası) Türk Telekom’ dan gelen kesinti verilerinden birebir olarak aynı noktada(trafo binasında) tahmin edilmiştir. Bu veri dağıtım şirketleri açısından kullanılabilir bir veridir.

**Aynı Enerji bölgesinde Yakın Tahmin:** AKEDAŞ SCADA Sisteminde tespit edilmiş olan kesinti noktası Türk Telekom’dan gelen kesinti verilerinden ulaşılamamış olmasına rağmen, Topolojik olarak incelendiğinde kesinti önceki bir ya da iki trafo öncesi tespit edilmiştir. Yani Kesintinin olduğu noktaya en yakın yerler tespit edilebilmiştir. Bu veride dağıtım şirketleri açısından kullanılabilir bir veridir.

**Aynı Enerji bölgesinde Tahmin:** AKEDAŞ SCADA Sisteminde tespit edilmiş olan kesinti noktası Türk Telekom’dan gelen kesinti verilerinden ulaşılamamış olmasına rağmen, Topolojik olarak incelendiğinde aynı enerji bölgesinde tahmin yapılmıştır. Bu veride kesintiye hızlı müdahale anlamında (ekiplerinin çağrı merkezine gelen çağrıları beklemeden) dağıtım şirketleri açısından kullanılabilir bir veridir.

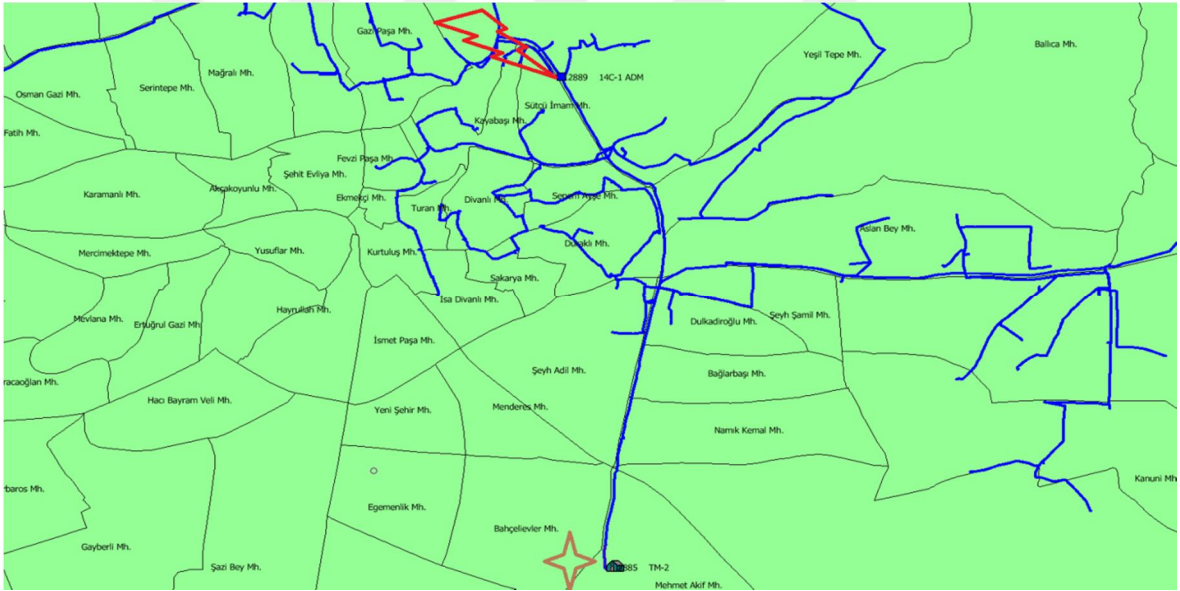
**Veri Yok:** AKEDAŞ SCADA Sisteminde tespit edilmiş olan kesinti noktası Türk Telekom’dan gelen kesinti verilerinden ulaşılamamıştır. Ulaşılamama sebebi ise Türk Telekom’dan, AKEDAŞ SCADA sistemindeki tespit edilmiş olan kesinti tarih saatlerinde herhangi bir veri bulunmamasındandır.

AKEDAŞ SCADA sistemindeki her bir kesinti ile bu kesintiye karşılık gelen Türk Telekom kesinti verilerinden oluşturulmuş olan tahmini kesinti noktası aşağıdaki görseller

üzerinden coğrafik olarak gösterilmiş ve kullanılabilirlik analizleri yapılmıştır. Sonuç olarak ise Tablo 2’de belirtilen veriler elde edilmiştir.

Tablo 3 - SCADA Kesinti 1

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
1	5	1	136	359	2885	TM 2
	5	10	136	888	2885	TM 2
	5	100	136	16509	2885	TM 2
	8	1	144	375	2885	TM 2
	8	10	144	930	2885	TM 2
	8	100	144	173444	2885	TM 2

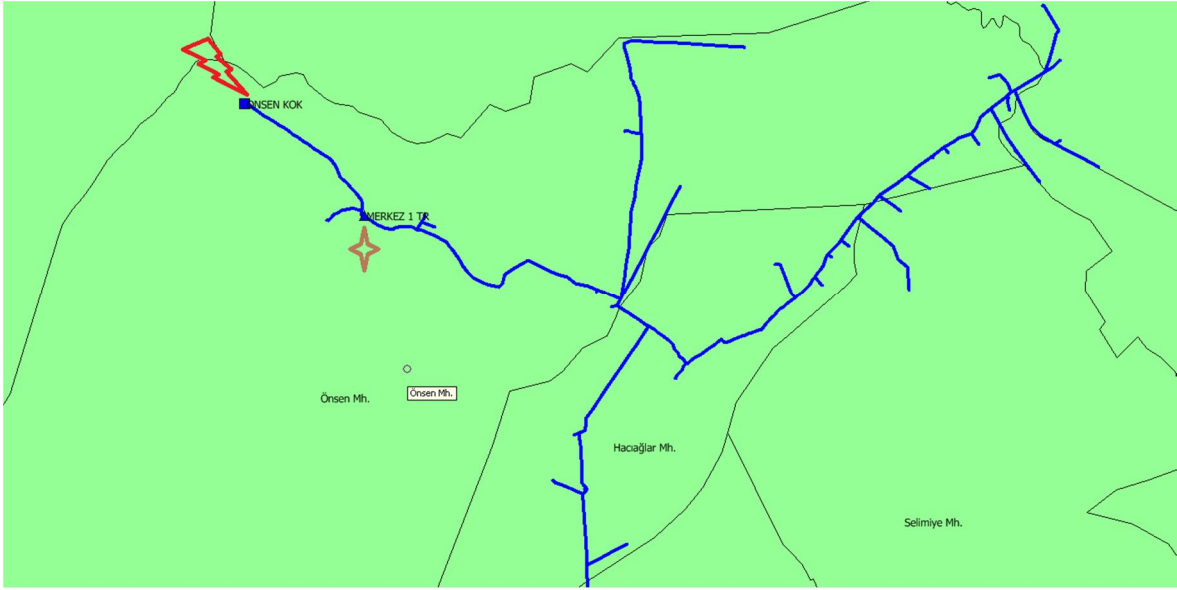


Şekil 3 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 1

Şekil 3’deki kesintide ise SCADA sistemindeki kesinti tarih saatine göre 5 ve 8 dakika içerisinde tüm bina koordinat tampon alanlarına göre tüm Telekom çağrıları incelendiğinde, kesinti noktasının TM 2’de olduğu tahmin edilmiştir. Yani kesinti noktasının olduğu yere göre hiyerarşik olarak daha üst bir yerde tahmin yapılmıştır. Sonuç olarak kesinti noktası doğru tahmin edilememiştir fakat alakasız bir trafo noktasında da tahmin yapılmamıştır.

Tablo 4 - SCADA Kesinti 2

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
2	5	1	0	0	YOK	YOK
	5	10	0	0	YOK	YOK
	5	100	1	1	961	Merkez 1 TR
	8	1	0	0	YOK	YOK
	8	10	0	0	YOK	YOK
	8	100	1	1	961	Merkez 1 TR

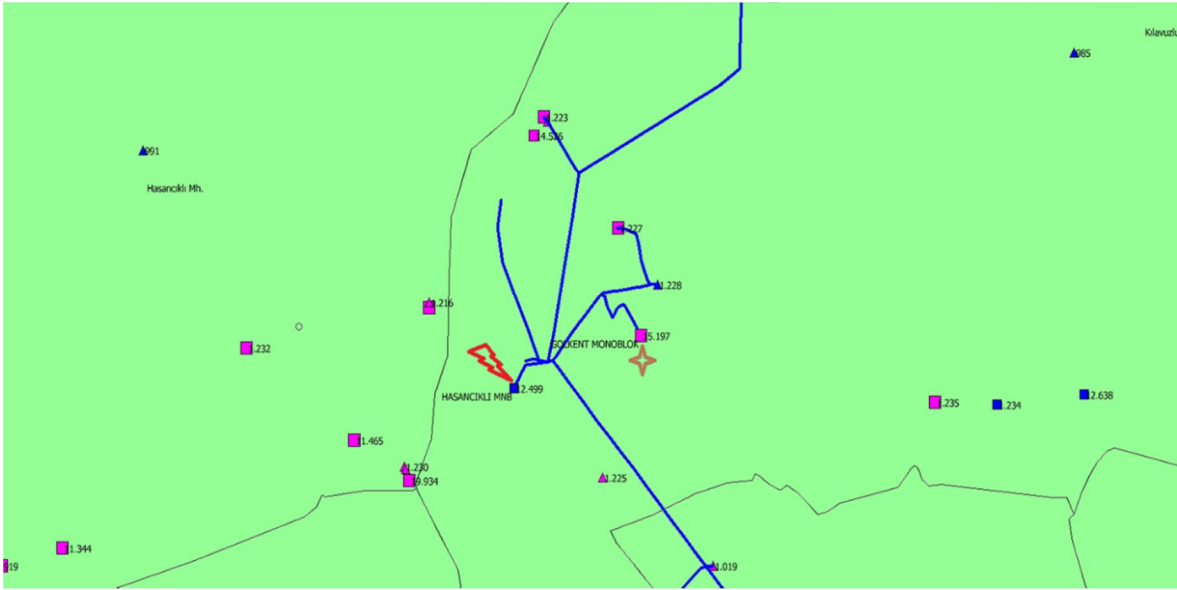


Şekil 4 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 2

Şekil 4'deki CBS haritasında kırmızı ile belirlenen noktada kesinti oluşmuşken Tablo 4'deki Türk Telekom'dan gelen veride kahverengi ile belirtilen nokta 100 metre bina koordinat tampon alanında tespit edilmiştir. Mavi ile belirlenen kısım Kesinti noktası birebir tespit edilememesine rağmen kesintiye en yakın noktaya(trafoya) Telekom tahmin verisinden ulaşılmıştır. Bu durum Türk Telekom'dan gelen kesinti verilerinin azlığından olduğu düşünülmektedir. Ayrıca 100 metre bina koordinat tampon alanında bina eşleşmesi olması durumu ise kesintinin gerçekleşmiş olduğu kırsal alanda 2 sistem arası büyük koordinat farklılıkları ya da veri farklılıkları olduğunu da göstermektedir. Sonuç olarak ise Türk Telekom kesinti verisinden birebir olarak yer tespiti yapılamamış olmasına rağmen AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş tarafından kullanılabilir bir veri üretilmiştir.

Tablo 5 - SCADA Kesinti 3

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
3	5	1	2	3	15197	GÖLKENT MB
	5	10	2	5	15197	GÖLKENT MB
	5	100	2	31	12499	HASANCIKLI MB
	8	1	5	6	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	5	11	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	5	118	12499	HASANCIKLI MB



Şekil 5 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 3

Şekil 5’de görülen CBS haritasında kırmızı ile belirtilen noktada kesinti oluşmuşken, Tablo 5’de Türk Telekom’dan gelen kesinti verilerinde 5 dakika zaman farkına ek olarak 1 metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında kahverengi ile belirtilen noktada kesinti olduğu tahmin edilmiştir. Aslında bu nokta kesintinin olduğu noktanın bir altındaki noktadır (Trafo’dur). Diğer zaman ve koordinat verilerinde de kesinti noktası doğru olarak tespit edilmiştir. Bu durum Türk Telekom’dan gelen verilerdeki aralarında 3 dakika zaman farkı olanların birbiri ile ilişkili olduğunu göstermektedir. Bu yüzden 8 dakika zaman farkı doğru sonucun bulunmasını sağlamıştır. 5dakika zaman farkı ve 100 metre koordinat tampon alanının da doğru sonucu vermesi farklı bir trafo bölgesindeki binalarında eşleşmiş olmasından kaynakladığı düşünülmektedir. Dolayısıyla bu kesinti için en uygun kombinasyonun 8 dakika zaman farkı ve 1 metre koordinat tampon alanıdır. Sonuç olarak bu kesinti için Türk Telekom’dan gelen veriler direk olarak

kesinti noktasını doğru tespit etmiştir ve Elektrik Dağıtım Şirketi için kullanılabilir bir veridir.

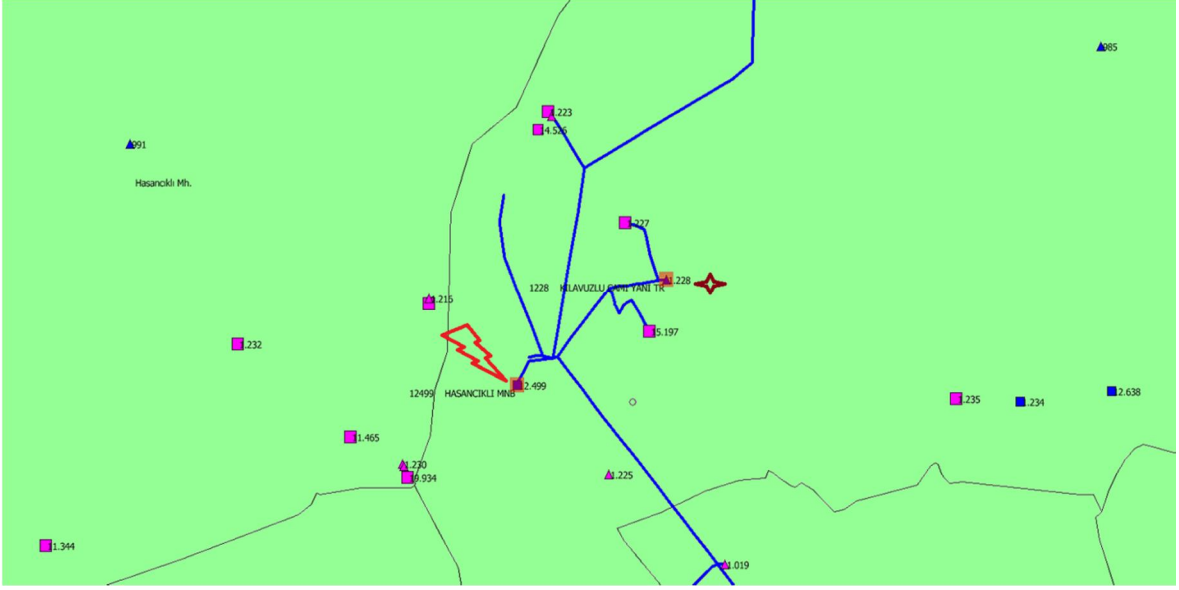
Tablo 6 - SCADA Kesinti 4 ve Kesinti 5

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
4	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
5	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK

Tablo 6'daki verilerden anlaşılacağı üzere AKEDAŞ SCADA Sistemindeki 4 ve 5 numaralı kesintilere ait Türk Telekom sisteminde kesinti bilgisi bulunmamaktadır. Bu durum bu kesintilerin olduğu lokasyonlarda Türk Telekom modem yaygınlığının yetersiz olmasından kaynaklı olduğu düşünülmektedir.

Tablo 7 - SCADA Kesinti 6

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
6	5	1	3	3	1228	KLAVUZLU YANI
	5	10	3	6	1228	KLAVUZLU YANI
	5	100	3	87	12499	HASANCIKLI MB
	8	1	6	6	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	6	10	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	6	141	12499	HASANCIKLI MB



Şekil 6 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 6

Şekil 6'daki CBS haritasında kırmızı ile belirlenen noktada kesinti oluşmuşken Tablo 7'de görüldüğü üzere Türk Telekom'dan gelen veride 5 dakika zaman farkına ek olarak 1 metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında kahverengi ile belirtilen noktada kesinti olduğunu gözlemlenmiştir. Aslında bu nokta kesintinin olduğu noktanın bir altındaki noktadır (Trafo'dur). Diğer zaman ve koordinat verilerinde de kesinti doğru olarak tespit edilmiştir. Bu durum Türk Telekom'dan gelen verilerdeki aralarında 3 dakika zaman farkı olanların birbiri ile ilişkili olduğunu göstermektedir. Bu yüzden 8 dakika zaman farkı doğru sonucun bulunmasını sağlamıştır. 5dakika zaman farkı ve 100 metre koordinat tampon alanının da doğru sonucu vermesi farklı bir trafo bölgesindeki binalarında eşleşmiş olmasından kaynakladığı düşünülmektedir. Dolayısıyla bu kesinti için en uygun kombinasyonun 8 dakika zaman farkı ve 1 metre koordinat tampon alanıdır. Sonuç olarak bu kesinti için Türk Telekom'dan gelen veriler direk olarak kesinti noktasını doğru tespit etmiştir ve Elektrik Dağıtım Şirketi için kullanılabilir bir veridir.

Aynı zamanda bu kesintinin SCADA Kesinti 3 ile aynı noktada olması durumu farklı tarih saatlerde aynı noktada oluşan kesintinin Türk Telekom kesinti verisinden ulaşıldığını göstermektedir. Bu durum Telekom verisinin tutarlılığını göstermektedir.



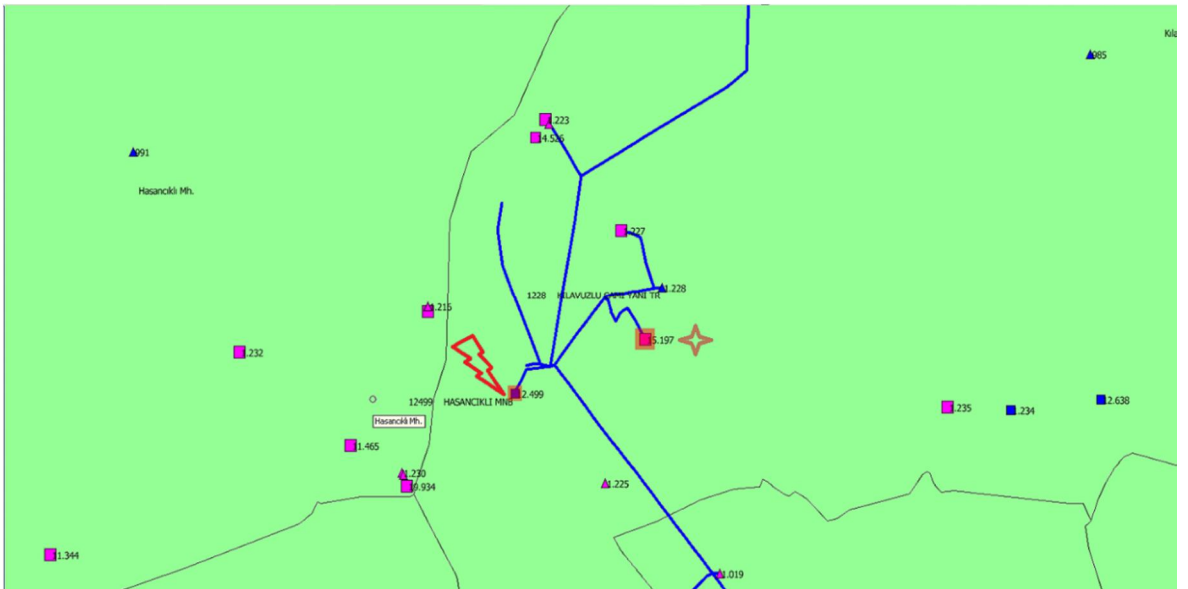
Tablo 8 - SCADA Kesinti 7

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
7	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK

Tablo 8'deki verilerden de anlaşılacağı üzere AKEDAŞ SCADA Sistemindeki 7 numaralı kesintiye ait Türk Telekom sisteminde kesinti bilgisi bulunmamaktadır. Bu durumun, kesintinin meydana geldiğini bölgedeki Türk Telekom modem yaygınlığının yetersiz olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir.

Tablo 9 - SCADA Kesinti 8

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
8	5	1	3	4	15197	GÖLKENT MB
	5	10	3	9	15197	GÖLKENT MB
	5	100	3	51	12499	HASANCIKLI MB
	8	1	6	5	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	6	13	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	6	126	12499	HASANCIKLI MB



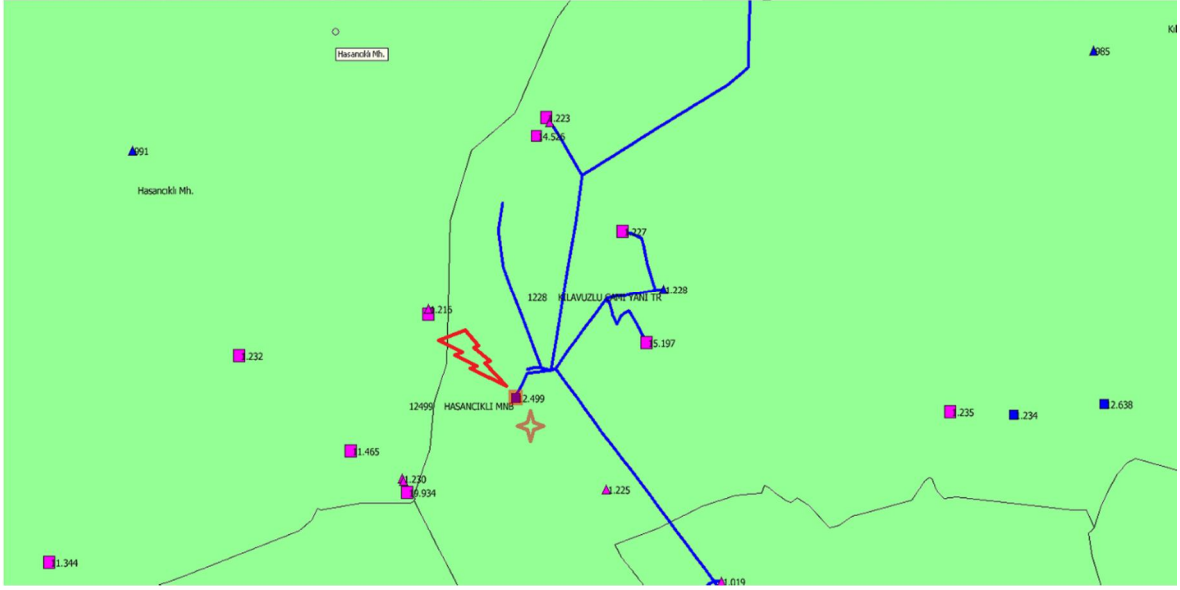
Şekil 7 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 8

Şekil 7’de görülen CBS haritasında kırmızı ile belirtilen noktada kesinti olmuşken Tablo 9’daki Türk Telekom’ dan gelen kesinti verilerinde 5 dakika zaman farkına ek olarak 1 metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında kahverengi ile belirtilen noktada kesinti olduğu tahmin edilmiştir. Aslında bu nokta kesintinin olduğu noktanın bir altındaki noktadır(Trafo’dur). Diğer zaman ve koordinat verilerinde de kesinti noktası doğru olarak tespit edilmiştir. Bu durum Türk Telekom’ dan gelen verilerdeki aralarında 3 dakika zaman farkı olanların birbiri ile ilişkili olduğunu göstermektedir. Bu yüzden 8 dakika zaman farkı doğru sonucun bulunmasını sağlamıştır. 5dakika zaman farkı ve 100 metre koordinat tampon alanının da doğru sonucu vermesi farklı bir trafo bölgesindeki binalarında eşleşmiş olmasından kaynakladığı düşünülmektedir. Dolayısıyla bu kesinti için en uygun kombinasyonun 8 dakika zaman farkı ve 1 metre koordinat tampon alanıdır. Sonuç olarak bu kesinti için Türk Telekom’dan gelen veriler direk olarak kesinti noktasını doğru tespit etmiştir ve Elektrik Dağıtım Şirketi için kullanılabilir bir veridir.

Aynı zamanda bu kesintinin SCADA Kesinti 3 ve SCADA Kesinti 6 ile aynı noktada olması durumu farklı tarih saatlerde aynı noktada oluşan kesintinin Türk Telekom kesinti verisinden ulaşıldığını göstermektedir. Bu durum Telekom verisinin tutarlılığını göstermektedir.

Tablo 10 - SCADA Kesinti 9 ve 10

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
9	5	1	5	3	12499	HASANCIKLI MB
	5	10	5	8	12499	HASANCIKLI MB
	5	100	5	116	12499	HASANCIKLI MB
	8	1	5	3	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	5	8	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	5	116	12499	HASANCIKLI MB
10	5	1	5	3	12499	HASANCIKLI MB
	5	10	5	8	12499	HASANCIKLI MB
	5	100	5	116	12499	HASANCIKLI MB
	8	1	5	3	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	5	8	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	5	116	12499	HASANCIKLI MB



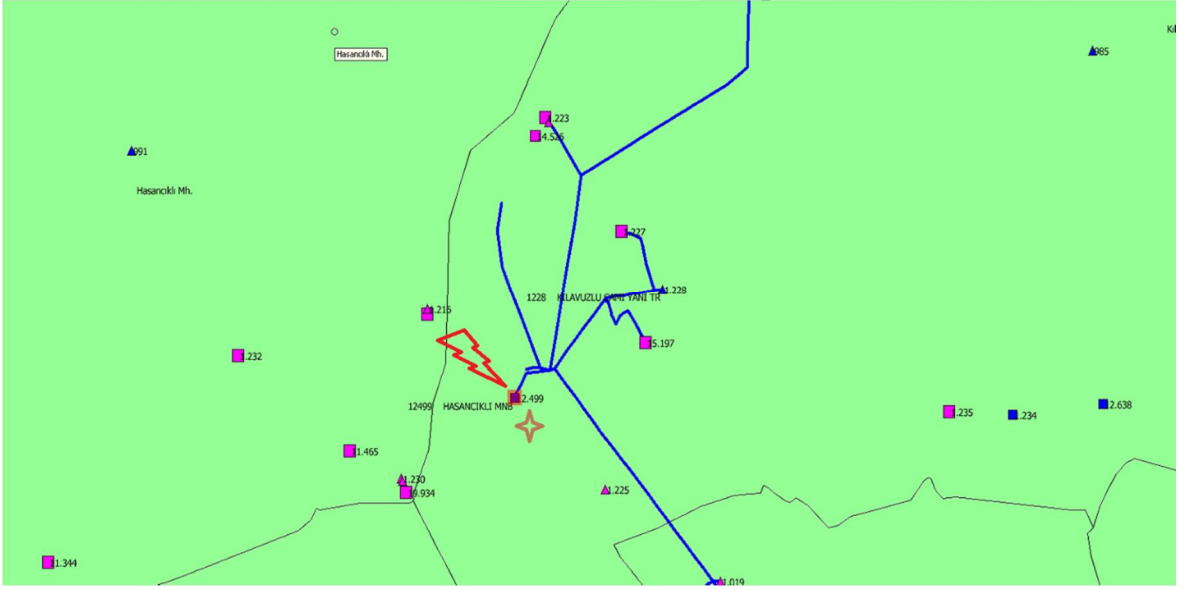
Şekil 8 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 10

Yukarıda belirtilen her iki kesinti içinde farklı kombinasyondaki tüm zaman farkları ve bina koordinat tampon alanları için Tablo 10'da Türk Telekom' dan gelen kesinti bilgileri ile kesinti noktası doğru tespit edilmiştir. Bu kesinti de daha önce incelenmiş olan SCADA Kesinti 3,6 ve 8 Numaralı kesintilerden farklı olarak Türk Telekom'dan gelen Kesinti verilerinin hepsi aynı anda ve SCADA sistemine göre 5 dakika içinde geldiğinden tüm bina koordinat tampon alanları ve zaman farklarında doğru nokta tespit edilmiştir. Sonuç olarak bu kesinti için Türk Telekom'dan gelen veri direk olarak kesinti noktasını doğru tespit etmiştir ve Elektrik Dağıtım Şirketi için kullanılabilir bir veridir.

Aynı zamanda bu kesintinin SCADA Kesinti 3, SCADA Kesinti 6 ve SCADA Kesinti 8 ile aynı noktada olması durumu farklı tarih saatlerde aynı noktada oluşan kesintinin Türk Telekom kesinti verisinden ulaşıldığını göstermektedir. Bu durum Telekom verisinin tutarlılığını göstermektedir.

Tablo 11 - SCADA KESİNTİ 11

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
11	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	6	5	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	6	10	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	6	125	12499	HASANCIKLI MB



Şekil 9 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 11

Şekil 9’da belirtilen kesintide ise SCADA sistemindeki kesinti tarih saatine göre 5 dakika zaman aralığında Türk Telekom’ dan herhangi bir çağrı gelmediği için tahmin yapılamamıştır. Fakat 8 dakika içerisinde tüm bina koordinat tampon alanlarına göre tüm Telekom çağrıları incelendiğinde, kesinti noktasının doğru olarak tespit edildiği gözlemlenmektedir.

Aynı zamanda bu kesintinin SCADA Kesinti 3, SCADA Kesinti 6, SCADA Kesinti 8, SCADA Kesinti 9 ve SCADA 10 ile aynı noktada olması durumu farklı tarih ve saatlerde aynı noktada oluşan kesintinin Türk Telekom kesinti verisinden ulaşıldığını göstermektedir. Bu durum Telekom verisinin tutarlılığını göstermektedir.

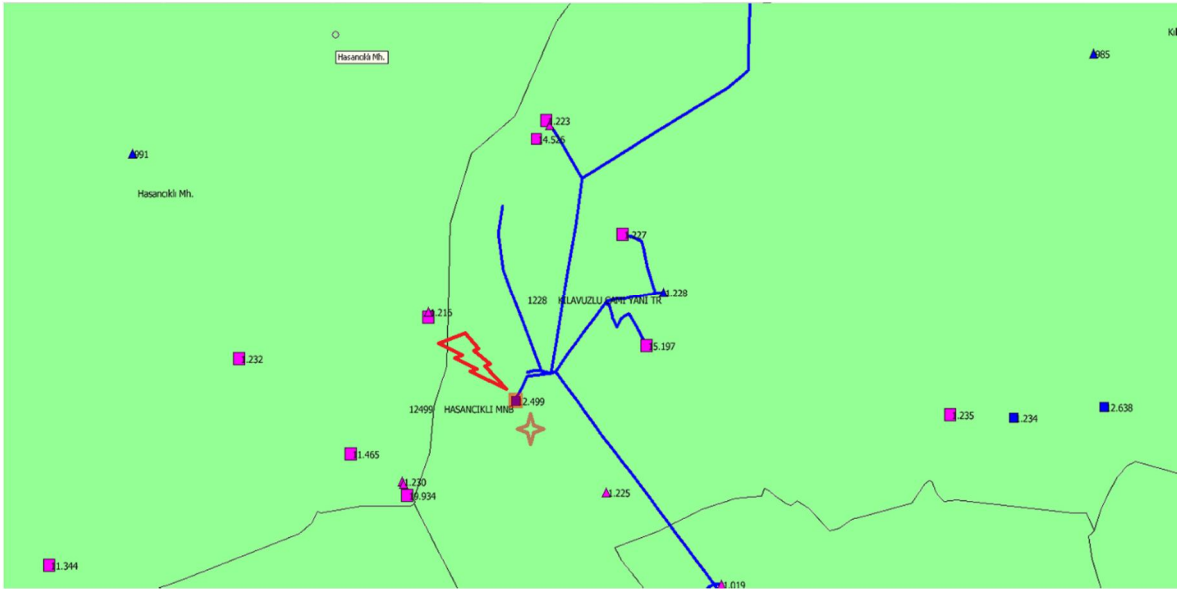
Tablo 12 - SCADA Kesinti 12, 13, 14, 15 ve 16

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
12	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
13	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
14	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
15	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
16	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK

Tablo 12'deki verilerden de anlaşılacağı üzere AKEDAŞ SCADA Sistemindeki 12,13,14,15,16 numaralı kesintilere ait Türk Telekom sisteminde kesinti bilgisi bulunmamaktadır. Bu durumun, kesintinin meydana geldiğini bölgedeki Türk Telekom modem yayınlığının yetersiz olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir.

Tablo 13 - SCADA KESİNTİ 17

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
17	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	6	6	12499	HASANCIKLI MB
	8	10	6	13	12499	HASANCIKLI MB
	8	100	6	143	12499	HASANCIKLI MB



Şekil 10 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 17

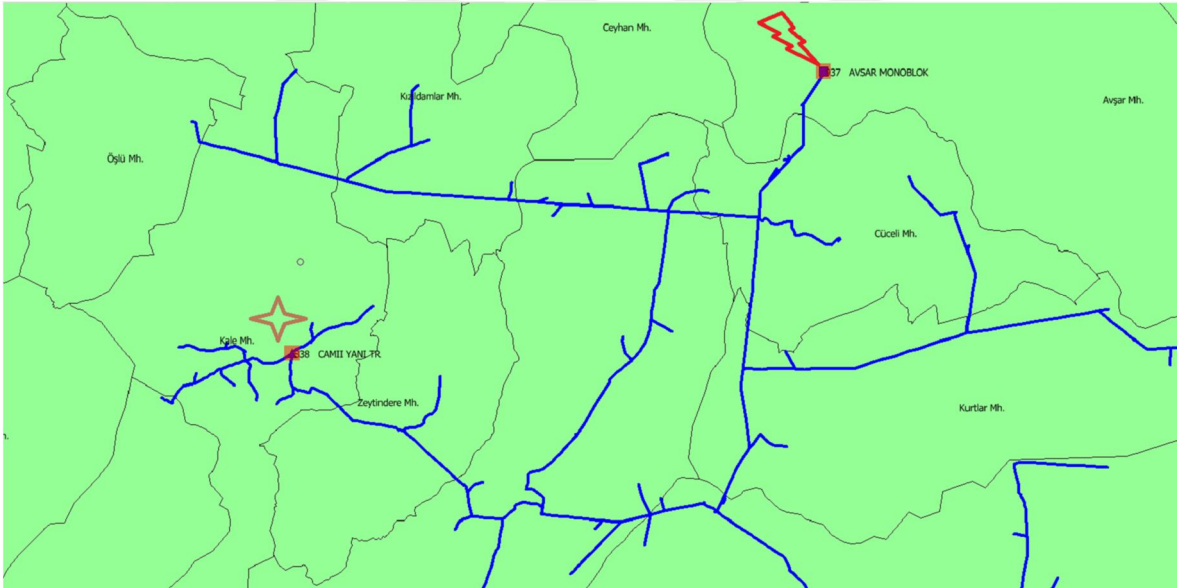
Şekil 10’da gözlemlenen kesintide ise SCADA sistemindeki kesinti tarih saatine göre 5 dakika zaman aralığında Türk Telekom’dan herhangi bir çağrı gelmediği için tahmin yapılamamıştır. Fakat 8 dakika içerisinde tüm bina koordinat tampon alanlarına göre tüm Telekom çağrıları incelendiğinde, kesinti noktasının doğru olarak tespit edildiği gözlemlenmektedir. Buradaki farklı durumlardan biri de 8 dakika içerisinde Türk Telekom’da farklı bir kesintiye ait veriler de bulunmaktadır. Fakat bu kesintilerin bitiş tarihi SCADA’daki kesintinin bitiş tarihi zaman farkı içerisinde olmadığı için ayırt edilmiştir.

Aynı zamanda bu kesintinin SCADA Kesinti 3, SCADA Kesinti 6, SCADA Kesinti 8, SCADA Kesinti 9 ve SCADA Kesinti 10 ile aynı noktada olması durumu farklı tarih ve

saatlerde aynı noktada oluşan kesintinin Türk Telekom kesinti verisinden ulaşıldığını göstermektedir. Bu durum Telekom verisinin tutarlılığını göstermektedir.

Tablo 14 - SCADA KESİNTİ 18

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
18	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	1	1	838	CAMIİ YANI TR
	5	100	1	22	838	CAMIİ YANI TR
	8	1	1	0	0	YOK
	8	10	1	1	838	CAMIİ YANI TR
	8	100	1	22	838	CAMIİ YANI TR



Şekil 11 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 18

Şekil 11'deki CBS haritasında kırmızı ile belirtilen noktada kesinti oluşmuşken Tablo 14'deki Türk Telekom'dan gelen kesinti verilerinde 5 dakika ve 8 dakika zaman farkına ek olarak 1metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında kahverengi ile belirtilen noktada kesinti olduğu tahmin edilmiştir. Aslında bu nokta kesintinin olduğu noktanın enerji alanında olan bir noktadır. Bu durum Türk Telekom'dan kesinti ile alakalı doğru veri geldiğini göstermektedir. Fakat kesinti olduğu diğer bölgeler ile alakalı kesinti

verisi gelmediğinden(bu durumda Telekom modem yaygınlığının yetersiz olduğundan kaynaklandığı düşünülmemektedir) kesinti noktası doğru tahmin edilememiştir.

Tablo 15 - SCADA KESİNTİ 19

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
19	5	1	3	2	948	KURTLAR GİRİŞ TR
	5	10	3	4	948	KURTLAR GİRİŞ TR
	5	100	3	65	18857	CÜCELİ MONOBLOK
	8	1	3	2	948	KURTLAR GİRİŞ TR
	8	10	3	4	948	KURTLAR GİRİŞ TR
	8	100	3	65	18857	CÜCELİ MONOBLOK



Şekil 12 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 19

Şekil 12'deki CBS haritasında kırmızı ile belirtilen noktada kesinti oluşmuşken Tablo 15'deki Türk Telekom'dan gelen kesinti verilerinde 5 dakika ve 8 dakika zaman farkına ek olarak 1 metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında beyaz ile belirtilen noktada, 100 metre bina koordinat tampon alanında ise kahverengi noktada kesinti yeri tahmini yapılmıştır. Yüksek koordinat verisinde görülmüş olduğu üzere kesinti noktasına daha yakın bir yer tespit edilmiştir. Bu durum gene Türk Telekom'dan gelen doğru fakat



yetersiz verinin doğrulunun artırılmasını sağlamıştır. Sonuç olarak bu veride Akedaş Elektrik Dağıtım Şirketi için kullanılabilir bir veridir.

Tablo 16 - SCADA KESİNTİ 20, 21, 22, 23, 24

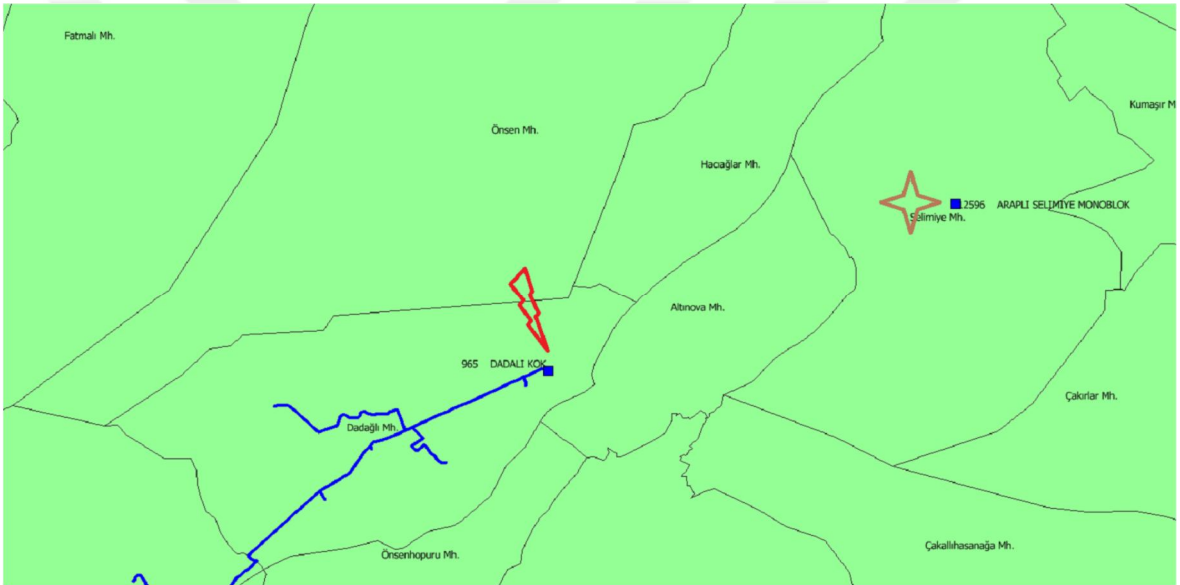
SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
20	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
21	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
22	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
23	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
24	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK

Tablo 16'daki verilerden de anlaşılacağı üzere AKEDAŞ SCADA Sistemindeki 20,21,22,23,24 numaralı kesintilere ait Türk Telekom sisteminde kesinti bilgisi

bulunmamaktadır. Bu durumun, kesintinin meydana geldiğini bölgedeki Türk Telekom modem yaygınlığının yetersiz olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir.

Tablo 17 - SCADA KESİNTİ 25

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
25	5	1	3	0	0	YOK
	5	10	3	0	0	YOK
	5	100	3	27	12596	SELİMİYE MB
	8	1	3	0	0	YOK
	8	10	3	0	0	YOK
	8	100	3	27	12596	SELİMİYE MB



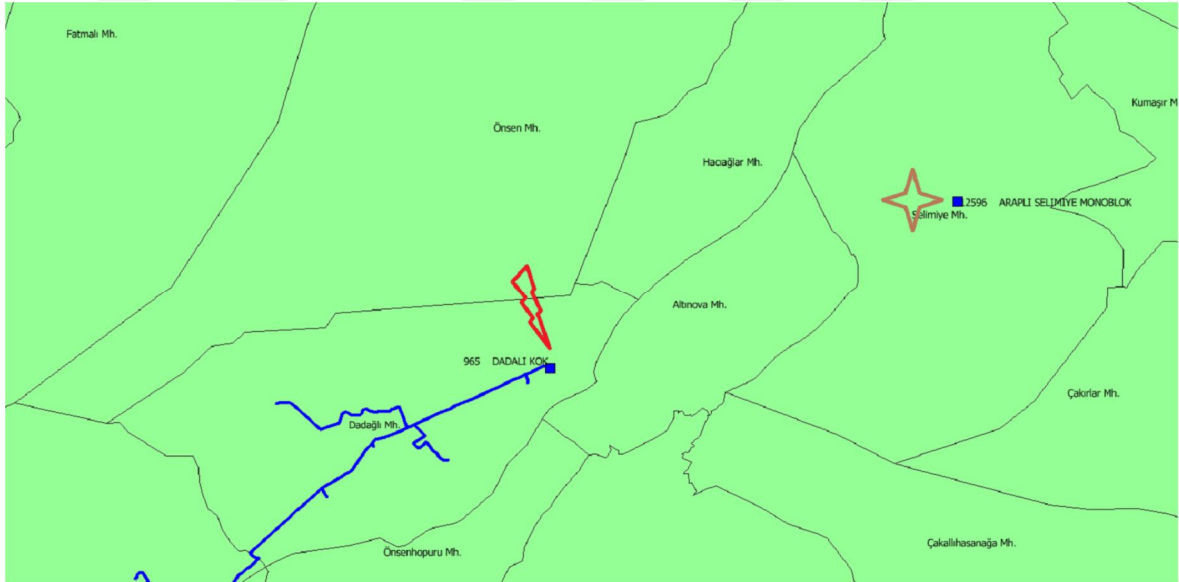
Şekil 13 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 25

Şekil 13'deki CBS haritasında kırmızı ile belirtilen noktada kesinti oluşmuşken Tablo 17'deki Türk Telekom' dan gelen kesinti verilerinde 5 dakika ve 8 dakika zaman farkına ek olarak 1metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında herhangi bir bina eşleşmesi olmadığından tahmin yapılamamıştır. 100 metre bina koordinat tampon alanında ise kahverengi ile belirtilen noktada tahmin yapılmıştır. Bu nokta(trafa) kesinti olan kırmızı ile belirtilen noktanın enerji alanında olmadığı görülmektedir. Fakat, bu durumun neden olabileceği araştırıldığında Elektrik dağıtım şirketlerinin şebekelerinde ring noktalarının olduğu ve enerjinin bazı durumlarda ters yönden de akabildiği görülmüştür. Zira, bu kesintide de kesinti olduğu zamanda ters yöne bir akış olduğu tespit edilmiştir.

Sonuç olarak, SCADA'daki kesinti noktası Türk Telekom verisinden doğru olarak tespit edilmemiştir, fakat Elektrik Dağıtım Şirketinin kullanabileceği(kesinti noktasına yakın) bir veri elde edilmiştir.

Tablo 18 - SCADA KESİNTİ 26

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
26	5	1	3	0	0	YOK
	5	10	3	0	0	YOK
	5	100	3	27	12596	SELİMİYE MB
	8	1	3	0	0	YOK
	8	10	3	0	0	YOK
	8	100	3	27	12596	SELİMİYE MB



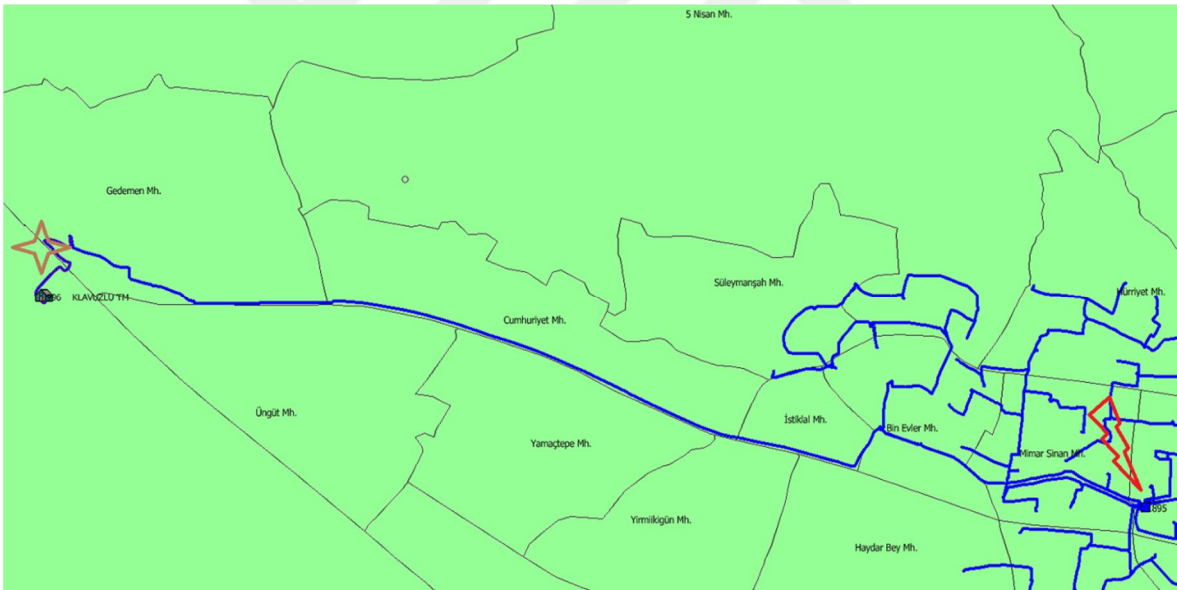
Şekil 14 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 26

Şekil 14'deki CBS haritasında kırmızı ile belirtilen noktada kesinti oluşmuşken Tablo 18'deki Türk Telekom' dan gelen kesinti verilerinde 5 dakika ve 8 dakika zaman farkına ek olarak 1metre ve 10 metre bina koordinat tampon alanında herhangi bir bina eşlemesi olmadığından tahmin yapılamamıştır. 100 metre bina koordinat tampon alanında ise kahverengi ile belirtilen noktada tahmin yapılmıştır. Bu nokta(trafa) kesinti olan kırmızı ile belirtilen noktanın enerji alanında olmadığı görülmektedir. Fakat, bu durumun neden olabileceği araştırıldığında Elektrik dağıtım şirketlerinin şebekelerinde ring noktalarının olduğu ve enerjinin bazı durumlarda ters yönden de akabildiği görülmüştür. Zira, bu kesintide de kesinti olduğu zamanda ters yöne bir akış olduğu tespit edilmiştir.

Sonuç olarak, SCADA'daki kesinti noktası Türk Telekom verisinden doğru olarak tespit edilmemiştir, fakat Elektrik Dağıtım Şirketinin kullanabileceği(kesinti noktasına yakın) bir veri elde edilmiştir.

Tablo 19 - SCADA KESİNTİ 27

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
27	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	1365	2134	996	KLAVUZLU TM
	8	10	1365	4152	996	KLAVUZLU TM
	8	100	1365	61473	996	KLAVUZLU TM



Şekil 15 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 27

Şekil 15'deki kesintide ise SCADA sistemindeki kesinti tarih saatine göre 5 dakika zaman aralığında Türk Telekom'dan herhangi bir çağrı gelmediği için tahmin yapılamamıştır. Fakat 8 dakika içerisinde içerisindeki tüm bina koordinat tampon alanlarına göre tüm Telekom çağrıları incelendiğinde, kesinti noktasının KLAVUZLU TM'de olduğu tahmin edilmiştir. Yani kesinti noktasının olduğu yere göre hiyerarşik olarak daha üst bir yerde tahmin yapılmıştır.

Sonuç olarak kesinti noktası doğru tahmin edilememiştir fakat alakasız bir trafo noktasında da tahmin yapılmamıştır.

Tablo 20 - SCADA KESİNTİ 28

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
28	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	1365	2134	996	KLAVUZLU TM
	8	10	1365	4152	996	KLAVUZLU TM
	8	100	1365	61473	996	KLAVUZLU TM

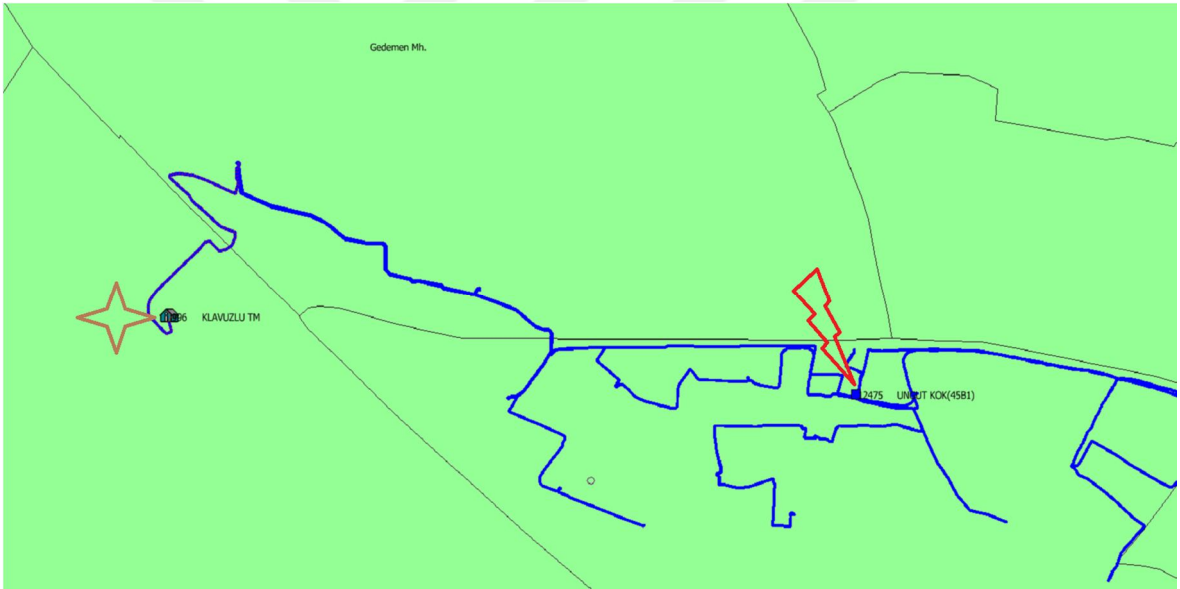


Şekil 16 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 28

Şekil 16'daki kesintide ise SCADA sistemindeki kesinti tarih saatine göre 5 dakika zaman aralığında Türk Telekom'dan herhangi bir çağrı gelmediği için tahmin yapılamamıştır. Fakat 8 dakika içerisindeki tüm bina koordinat tampon alanlarına göre tüm Telekom çağrıları incelendiğinde, kesinti noktasının KLAVUZLU TM'de olduğu tahmin edilmiştir. Yani kesinti noktasının olduğu yere göre hiyerarşik olarak daha üst bir yerde tahmin yapılmıştır. Sonuç olarak kesinti noktası doğru tahmin edilememiştir fakat alakasız bir trafo noktasında da tahmin yapılmamıştır.

Tablo 21 - SCADA KESİNTİ 29

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
29	5	1	696	1108	996	KLAVUZLU TM
	5	10	696	2193	996	KLAVUZLU TM
	5	100	696	32945	996	KLAVUZLU TM
	8	1	1365	2134	996	KLAVUZLU TM
	8	10	1365	4152	996	KLAVUZLU TM
	8	100	1365	61473	996	KLAVUZLU TM



Şekil 17 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 29

Şekil 17’deki kesintide ise SCADA sistemindeki kesinti tarih saatine göre 5 ve 8 dakika içerisindeki tüm bina koordinat tampon alanlarına göre Telekom çağrılarını incelendiğinde, kesinti noktasının KLAVUZLU TM’de olduğu tahmin edilmiştir. Yani kesinti noktasının olduğu yere göre hiyerarşik olarak daha üst bir yerde tahmin yapılmıştır. Sonuç olarak kesinti noktası doğru tahmin edilememiştir fakat alakasız bir trafo noktasında da tahmin yapılmamıştır.

Tablo 22 - SCADA KESİNTİ 30

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
30	5	1	3	2	1076	ALACAYIR KÖK BİNASI
	5	10	3	10	1076	ALACAYIR KÖK BİNASI
	5	100	3	50	1076	ALACAYIR KÖK BİNASI
	8	1	3	2	1076	ALACAYIR KÖK BİNASI
	8	10	3	10	1076	ALACAYIR KÖK BİNASI
	8	100	3	50	1076	ALACAYIR KÖK BİNASI



Şekil 18 - Kesinti noktası ve tahmin karşılaştırma görseli 30

Şekil 18'deki haritadan da anlaşılacağı üzere tüm zaman ve bina koordinat tampon alanları için yapılan tahmin ile kesintinin olduğu nokta birbirinden bağımsızdır. Dolayısıyla, Türk Telekom verisinden SCADA'daki tespit edilmiş olan bu kesintiye ulaşamamış ve tahmin ile kesinti noktasının enerji alanları alakasıdır.

Tablo 23 - SCADA KESİNTİ 31

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
31	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK

Tablo 23'deki verilerden de anlaşılacağı üzere AKEDAŞ SCADA Sistemindeki 31 numaralı kesintiye ait Türk Telekom sisteminde kesinti bilgisi bulunmamaktadır. Bu durumun, kesintinin meydana geldiğini bölgedeki Türk Telekom modem yaygınlığının yetersiz olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir.

Tablo 24 - SCADA KESİNTİ 32

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
32	5	1	2	7	2767	TOPTANCILAR TR
	5	10	2	10	2767	TOPTANCILAR TR
	5	100	2	74	12412	ODUNAMBARİ TUSA MB
	8	1	2	7	2767	TOPTANCILAR TR
	8	10	2	10	2767	TOPTANCILAR TR
	8	100	2	74	12412	ODUNAMBARİ TUSA MB





Tablo 25 - SCADA KESİNTİ 33 ve 34

SCADA Kesinti No	Buffer Süre (dk.)	Buffer Bina Koordinat (m)	Telekom Bina Sayısı	Eşleşen Bina Sayısı	Tahmin Trafo ID	Tahmin Trafo Adı
33	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK
34	5	1	0	0	0	YOK
	5	10	0	0	0	YOK
	5	100	0	0	0	YOK
	8	1	0	0	0	YOK
	8	10	0	0	0	YOK
	8	100	0	0	0	YOK

Tablo 25'deki verilerden de anlaşılacağı üzere AKEDAŞ SCADA Sistemindeki 33 ve 34 numaralı kesintilere ait Türk Telekom sisteminde kesinti bilgisi bulunmamaktadır. Bu durumun, kesintinin meydana geldiğini bölgedeki Türk Telekom modem yaygınlığının yetersiz olmasından kaynaklandığı düşünülmektedir.

### 3.4 Uygulama Çıktıları – Çağrı Merkezi Kesinti İhbar Verisi ile Karşılaştırılması

Türk Telekom'un kesinti verilerinin doğrulama analizi çalışması, AKEDAŞ SCADA sistemindeki kesinti verilerine ek olarak, AKEDAŞ Çağrı Merkezine gelen arıza ihbarları verileri ile yapılmıştır. Buradaki karşılaştırma ise, AKEDAŞ Çağrı Merkezini kesintiler ile alakalı arayan müşterilerin kesinti olmadığı bilgisi verdiği mahalle bilgisi ve müşterinin arama zamanı, Türk Telekom'da gelen aynı mahallede kesinti var mı? var ise de kesinti başlangıç ve kesinti bitiş zaman aralığında mı kontrolü yapılmıştır. Çıkan sonuç Tablo 26'da verilmiştir.

Tablo 26 - AKEDAŞ Çağrı Merkezi Kesinti İhbar ve Türk Telekom Kesinti Verileri Karşılaştırması

GÜN	ÇAĞRI MERKEZİ ARAYAN SAYISI	TELEKOM EŞLEŞEN KAYIT SAYISI	ORAN %
1	36	26	72,22
2	33	19	57,58
3	91	26	28,57
4	10	2	20,00
5	39	21	53,85
6	40	13	32,50
7	98	21	21,43
8	43	23	53,49
9	22	3	13,64
10	31	17	54,84
11	70	32	45,71
12	153	133	86,93
13	32	4	12,50
14	19	1	5,26
15	12	1	8,33
16	64	53	82,81
17	12	5	41,67
18	11	2	18,18
<b>TOPLAM</b>	<b>816</b>	<b>402</b>	<b>49,26</b>

Örneğin 1 Aralık 2017 tarihinde AKEDAŞ'ı kesintiler ile alakalı mahalle bilgisi olan 36 müşteri aramıştır. Arayan müşterilerin arama zamanı ve mahalle bilgisi Türk Telekom'dan gelen kesinti zaman ve mahalle bilgileri ile karşılaştırıldığında 26 müşterinin eşleştiği görülmüştür. Yani 26 müşterinin mahalle bilgisi ve arama zamanına Türk Telekom kesinti verisinden ulaşılabilmiştir.

Dolayısıyla Türk Telekom'dan temin edilen 18 günlük veriler gün bazlı bu şekilde kıyaslanmış ve kıyaslama sonucunda eşleşme oranının % 49,26 olduğu görülmüştür.

#### 4 SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik Dağıtım Şirketlerinin kesintilere hızlı müdahale etmesi kesinti süresinin azaltılması anlamında büyük önem taşımaktadır. Bu noktada mevcut kesinti yönetim sistemlerine alternatif olarak Türk Telekom'un sağlamış olduğu kesinti verilerinin kullanılması Dağıtım şirketleri için çok mantıklı olduğu görülmektedir. Çünkü her ne kadar Dağıtım Şirketleri SCADA ve OSOS gibi sistemleri şebekelerine entegre edip kesinti verisi alsa da maliyetlerinden dolayı bu sistemleri yaygınlaştırmak ve hatta tüm mesken binalarından bu verileri almak çok uzun zaman alacaktır.

Yapılan bu çalışmada kesinti yeri tahmininde kullanılması çok mantıklı görülen Türk Telekom'un sağlamış olduğu kesinti verilerin Dağıtım Şirketleri açısından kullanılabilirliği incelenmiştir. Türk Telekom'un sağlamış olduğu kesinti verileri AKEDAŞ Elektrik Dağıtım Sisteminde tespit edilmiş olan SCADA kesinti verileri ile karşılaştırıldığında % 50 oranında bir doğruluk tespit edilmiştir. SCADA'da tespit edilip Türk Telekom tespit edilemeyen 17 kayıt incelendiğinde ise bu kayıtlara ait Türk Telekom'da herhangi bir kesinti verisi bulunmamaktadır. Bu durumun Türk Telekom'da belirtilen bu 17 kesinti bölgesinde modem yaygınlığının az olmasından kaynaklı olduğu düşünülmektedir.

Türk Telekom'un verileri aynı zamanda Çağrı Merkezi verileri ile de karşılaştırıldığında 18 günlük veride AKEDAŞ' ı kesinti ile alakalı arayan 816 çağrının mahallesi ve arama zamanı Türk Telekom'daki 402 kesinti verisi ile uyumaktadır ve bu oran % 49,26'dır.

AKEDAŞ Elektrik Dağıtım AŞ'deki iki farklı sistemdeki yani SCADA ve CRM sistemlerindeki kesinti ile alakalı veriler Türk Telekom kesinti verileri ile karşılaştırıldığında birbirine çok yakın sonuçlara ulaşılmıştır.

Yapılan çalışmada aşağıdaki durumların sonucu etkileyebileceği görülmüştür.

Türk Telekom ve AKEDAŞ Elektrik Dağıtım sistemlerinde kullanılan verilerin artmasının başarı oranını artıracakları öngörülmektedir.

Her iki sistem arasındaki saat-dakika farklılıkları: Yapılan uygulamada bu problemi çözmek için zaman farkı ekleme-çıkarma yapılarak ideal zaman farkı tespiti yapılmıştır. En ideal zaman farkının 8 dakika olduğu gözlenmiştir.(5 ve 8 dakika zaman farkları için çalışılmıştır.)

Her iki sistem arasındaki bina koordinat farklılıkları: Yapılan uygulamada veriler incelendiği her iki şirketin CBS sisteminde koordinat farklılıkları olduğu gözlenmiş ve koordinat tampon alanları oluşturularak problem çözülmeye çalışılmıştır. En ideal bina koordinat verisinin 100 metre olduğu gözlemlenmiştir.(1 metre, 10 metre ve 100 metre tampon alanları için çalışılmıştır.)

AKEDAŞ CBS Sistemindeki bağlantı modelindeki hatalar yanlış tahmin yapılmasına yol açmaktadır. Bu durum bağlantı modelindeki hata tespit edilip düzeltilerek giderilmiştir. Dolayısıyla, Türk Telekom'dan modem kesinti verilerinin kesinti yönetimi sistemlerinde kullanılabilmesi için Dağıtım Şirketlerinin bağlantı modellerinde hata bulunmaması gerekmektedir. Aksi durumda Türk Telekom'dan gelen kesinti verisinden, kesinti noktası doğru olarak tespit edilebilse bile kesinti yönetim uygulamaları yanlış sonuç üretecektir.

Sonuç olarak, Bu çalışmada her ne kadar Türk Telekom'daki kesinti tespit oranı yüksek olmasa da, Türk Telekom' un elektrik kesinti bilgisi alabileceği modem sayısının artması ile bu oranın yükseleceği görülmektedir. Elektrik Dağıtım Şirketleri de özellikle AG(Alçak Gerilim) seviyesindeki kesintiler için ek bir yatırım yapmadan kesintilere daha hızlı müdahale edebileceği öngörülmektedir.

## 5 KAYNAKÇA

- Akcanca, M. A. & Taşkın, S. (2011). Akıllı Şebeke Uygulanabilirliği Açısından Türkiye Elektrik Enerji Sisteminin İncelenmesi. Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu, 26-27.
- Asubay, M. B. (2018). Scada Sistemlerinin Tanıtımı Ve Kullanılan Haberleşme Protokolleri. Bitlis Eren Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi, 73 s.
- Bıçen, Y., Aras, F., İsmailoğlu, H. (2013). Multiagent Systems in Smart Grids and Fault Diagnostics: Power Transformer Application. Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu, 107-111s.
- Billinton, R. & Allan, R. N. (1988). Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Kluwer Academic Publishers. Boston/Dordrecht/Lancaster. 296 s.
- Black, J. W. & Ilic, M. (2001). Survey of Technologies and Cost Estimates for Residential Electricity Services. *MIT Energy Laboratory, Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting*, 28-35 s.
- Corkrey, R. & Parkinson, L. (2002). Interactive voice response: Review of studies 1989–2000. *Behavior Research Methods, Instruments, & Computers*, 34 (3), 342-353.
- Çalışkan, N. O. (2007). Elektrik Dağıtım Sisteminin Bilgisayarla Programlanması. Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği, Yüksek Lisans Tezi, 100 s.
- Dönmez, M. (2013). Akıllı Şebekeler ve Entegrasyon. Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu. Ankara.
- Eldem, M. O. (2017). Akıllı Şebekeler. TMMOB EMO Ankara Şubesi Haber Bülteni. Sayı 2.
- EPDK, (2015). Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar.
- EPDK, (2018). Elektrik Dağıtım Ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği.
- Erdal, S. & Erdal, M. (2002). Farmasötik Endüstride e-Müşteri İlişkileri ve Yönetimi (e-CRM). *Güncel Eczacılık*, Sayı: 109, 17-21 s.
- Fernandez, J. D. & Fernandez, A. E. (2005). SCADA Systems: Vulnerabilities and remediation. *Journal of Computing Sciences in Colleges*, Volume 20 Issue 4, s. 160-168.

- He, Y., Jenkins, N., Wu, J. (2016). Smart Metering for Outage Management of Electric Power Distribution Networks. *Energy Procedia*, Volume 103, s. 159-164.
- İnceoğlu, M. M. (2004). Bir Eğitim Kurumu İçin Etkileşimli Sesli Yanıt Sistemi. *The Turkish Online Journal of Educational Technology*, volume 3 Issue 2 Article 17.
- Mahdı, M. S. M. (2018). Güç Sistemlerinde Geçici Hal Kararlılığı İçin Geniş Alan Olmlerine Dayalı Erken Kestirim Ve Düzeltici Kontrol. *İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Programı, Doktora Tezi*, 112 s.
- Mohagheghi, S., Tournier, J. C., Stoupis, J., Guise, L., Coste, T., Andersen, C. A. & Dall, J. (2011). Applications of IEC 61850 in Distribution Automation. Member of the IEC Technical Committee 57, Working Group 17 on Communication Systems for Distributed Energy Resources. 978-1-61284-788-7/11.
- z, İ. (2018). Elektrik dağıtım şebekelerinde arıza yönetim sistemlerinin geliştirilmesine yönelik tahmin metodlarının analizi. *İstanbul Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik- Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi*, 62 s.
- Paksoy, S. (2015). Elektrik Dağıtım şebekelerinde Coğrafı Bilgi Sistemi Uygulamaları. *Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik- Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi*, 122s.
- Saeilailonahar, K. (2013). Elektrik sistemlerinde bağımlı hata ve arıza yayılması. *İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi*, 73 s.
- Sarıkahya, M. (2013). Scada ile enerji izleme ve otomasyon. *Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Tezi*, 125 s.
- Senyücel, O. (2012). Türkiye’de Elektrik Dağıtımında Hizmet Kalitesi ve Etkinlik Olm. *Hacettepe Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İktisat Anabilim Dalı, Doktora Tezi*, 127 s.
- şahin, İ. (2014). Dağıtım şebeke Yatırım Planlamasında ok Kriterli Karar Verme Yönteminin Kullanımı. *İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Programı, Yüksek Lisans Tezi*, 111 s.
- Taylor, T. & Kazemzadeh, H. (2009). Integrated SCADA/DMS/OMS: Increasing Distribution Operations Efficiency. *Electric Energy T&D Magazine*.
- Tümay, A. (1996). Otomatik haritalama/tesis yönetim sistemi tabanlı arıza ihbar analiz sistemi uygulaması. *Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik ve Elektronik Mühendisliği, Yüksek Lisans Tezi*, 105 s.
- Vigu, C., Gota, D. I. & Capatana, D. (2010). Improving the wind speed estimation algorithms using results obtained in the field. *Control Engineering And Applied Informatics*. Vol.12, No.3, 13-17 s.

Yıldırım, E. (2017). Elektrik Dağıtım Şebeke Bağlantı Modelinin Coğrafi Bilgi Sistemi İle Oluşturulması. V. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergi Bildirileri.

Yurdabak, M. &Şekkeli, M. (2014).Elektrik Dağıtım Şebekelerinde Scada/Dms Sistemlerinin İncelenmesi ve Uygulanması. KSU Mühendislik Bilimleri Dergisi, 17(2).





## 6 ÖZGEÇMİŞ

### Kişisel Bilgiler

Adı, soyadı: Sabri Murat Kısakürek  
Uyruğu : T.C.  
Doğum tarihi ve yeri :24.10.1984 Kahramanmaraş  
Medeni hali : Evli  
Telefon : 05342271564  
E-posta : mkisakurek@gmail.com

### Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Yüksek Lisans KSÜ,	Fen Bilimleri Enstitüsü, Enformatik	2019
Lisans BOUN,	Boğaziçi Üniv., Bilişim Sistemleri Müh.	2010

### İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2010-2011	Mobinex	Mobil Çözüm Geliştirici
2011-2012	Mobiterra	Mobil Yazılım Geliştirici
2012-2014	Kuveytturk	Sistem Analisti
2014-2015	AKEDAŞ Elektrik Dağıtım	Uzman Mühendis
2015- Halen	AKEDAŞ Elektrik Dağıtım	Bilgi Teknolojileri Yöneticisi

### Yabancı Dil

İngilizce, TOEFL

### Yayınlar

1. Sabri Murat Kısakürek, İbrahim Taner Okumuş, International Symposium on Advanced Engineering Technologies (ISADET 2019) Mayıs 2-3, 2019, Kahramanmaraş, Turkey: Türk Telekom Modem Kesinti Verisinin Elektrik Dağıtım Şebekesi Kesinti Yeri Tahmininde Kullanılması

### Hobiler

Futbol, Masa Tenisi, Sinema, Elektrik-Elektronik-Bilgisayar, Seyahat