

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

**MİKRO ŞEBEKE UYGULAMALARININ GÜÇ
DAĞITIM SİSTEMİ GÜVENİLİRLİĞİNE ETKİSİNİN
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Adem TAŞIN

**Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ**

Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK

Tez Danışmanı : Dr. Öğr. Üyesi Türker Fedai ÇAVUŞ

Temmuz 2021

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

**MİKRO ŞEBEKE UYGULAMALARININ GÜÇ
DAĞITIM SİSTEMİ GÜVENİLİRLİĞİNE ETKİSİNİN
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Adem TAŞIN

**Enstitü Anabilim Dalı : ELEKTRİK-ELEKTRONİK
MÜHENDİSLİĞİ**

Enstitü Bilim Dalı : ELEKTRİK

Tez Danışmanı : Dr. Öğr. Üyesi Türker Fedai ÇAVUŞ

Bu tez 09 / 07 / 2021 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği ile kabul edilmiştir.

BEYAN

Tez içindeki tüm verilerin akademik kurallar çerçevesinde tarafımdan elde edildiğini, görsel ve yazılı tüm bilgi ve sonuçların akademik ve etik kurallara uygun şekilde sunulduğunu, kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapılmadığını, başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunulduğunu, tezde yer alan verilerin bu üniversite veya başka bir üniversitede herhangi bir tez çalışmasında kullanılmadığını beyan ederim.

Adem TAŞIN

...../07/2021

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans eğitimim boyunca değerli bilgi ve deneyimlerinden yararlandığım, her konuda bilgi ve desteğini almaktan çekinmediğim, araştırmanın planlanmasından yazılmasına kadar tüm aşamalarında yardımlarını esirgemeyen, teşvik eden, aynı titizlikte beni yönlendiren çok değerli danışman hocam Dr. Öğretim Üyesi Türker Fedai ÇAVUŞ'a teşekkürlerimi sunarım.

Dersleri takip etmem aşamasında gerekli kolaylığı gösteren değerli idarecilerime, tezimde kullanılan verilerin temininde, kullanılmasında yardımlarını esirgemeyen SEDAŞ Teknik Eğitim Birimi değerli yöneticileri ve çalışanlarına teşekkür ederim.

Son olarak yüksek lisans eğitimim boyunca bana desteğini hiç eksik etmeyen aileme teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR	i
İÇİNDEKİLER	ii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	v
ŞEKİLLER LİSTESİ	vi
TABLolar LİSTESİ	viii
GRAFİKLER LİSTESİ	ix
ÖZET	x
SUMMARY	xi

BÖLÜM 1.

GÜVENİLİRLİK TEMEL KAVRAMI	1
1.1. Güvenilirlik Tanımı.....	1
1.2. Güvenilirliğin Önemi.....	2
1.3. Güvenilirlikte Sistem Türleri.....	2
1.3.1. Onarımsız sistemler.....	2
1.3.2. Onarımlı sistemler.....	3
1.4. Güvenilirlik Temel Parametreleri.....	7
1.5. Güvenilirlik Blok Diyagramı.....	11
1.5.1. Seri sistemlerin blok diyagramı.....	11
1.5.2. Paralel sistemlerin blok diyagramı.....	12
1.5.3. Karmaşık yapıli sistemlerin blok diyagramı.....	13

BÖLÜM 2.

DAĞITIM GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK	14
2.1. Dağıtım Sistemi Genel Yapısı.....	14
2.1.1. Dağıtım şebekesi çeşitleri.....	16
2.1.1.1. Radyal (Dal) şebekeler.....	17

2.1.1.2. Ring (Halka) şebekeler.....	18
2.1.1.3. Ağ (Gözlü) şebekeler.....	19
2.2. Elektrik Enerji Sistemlerinde Güvenilirlik.....	20
2.3. Elektrik Enerji Dağıtım Sistemi Güvenilirlik İndisleri.....	21
2.3.1. Müşteri odaklı indisler.....	22
2.3.2. Yük ve enerji odaklı indisler.....	24
2.4. Sistem Performansı ve Sistem Tahmini.....	26
2.5. Radyal Yapı.....	27

BÖLÜM 3.

MİKRO ŞEBEKE VE UYGULAMALARI	30
3.1. Mikro Şebeke.....	30
3.2. Mikro Şebeke Uygulamaları.....	33
3.2.1. Dağıtık üretim (DÜ).....	34
3.2.1.1. DG teknolojileri.....	37
3.2.1.2. Rüzgar enerjisi.....	38
3.2.1.3. Güneş enerjisi.....	39
3.2.2. Yerel yükler.....	39
3.2.3. Enerji depolama birimleri.....	40
3.2.4. Mikro şebekelerde koruma ve kontrol.....	41

BÖLÜM 4.

GÜVENİRLİK DEĞERLENDİRİLMESİ.....	43
4.1. Analitik Değerlendirme Tekniği.....	43
4.2. Monte Carlo Simülasyon Yöntemi.....	44
4.2.1. Zaman-sıralı simülasyon tekniği.....	45
4.2.1.1. MCS simülasyon süreci.....	48
4.3. ETAP (Electrical Power System Analysis & Operation Software) Programı.....	49
4.3.1. Dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirilmesi modülü.....	49
4.4. Radyal Sistemlere Uygulama.....	55

4.4.1. Örnek sistem.....	56
4.4.2. IEEE RBTS bus 2 test sistemi.....	65
BÖLÜM 5.	
ARAŞTIRMA BULGULARI	72
5.1. Giriş.....	72
5.2. Sakarya Bölgesi Dağıtım Sistemi Alancuma Fideri.....	72
5.3. Alancuma Fiderinin Güvenilirlik İndislerinin Hesaplanması (Temel Durum).....	76
5.4. Mikro Şebeke Uygulamalarının Fiderin Güvenilirliğine Etkisi.....	79
5.4.1. Batarya ve rüzgar türbinini kapsayan mikro şebeke uygulamalarının fidere entegre edilme durumu (Durum 1).....	81
5.4.2. Batarya ve PV modül grubunu kapsayan mikro şebeke uygulamalarının fidere entegre edilme durumu (Durum 2).....	86
5.5. Sonuç.....	91
BÖLÜM 6.	
SONUÇ VE ÖNERİLER	95
KAYNAKLAR	100
EKLER	106
ÖZGEÇMİŞ	108

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

λ	: Ortalama Arıza Oranı
r	: Ortalama Kesinti Süresi
U	: Ortalama Yıllık Kesinti Süresi/Yıllık Sağlanamazlık
R(t)	: Güvenilirlik Fonksiyonu
Q(t)	: Arıza Dağılım Fonksiyonu
MTTF	: Arızaya Kadar Geçen Ortalama Süre
MTTR	: Tamire Kadar Geçen Ortalama Süre
MTBF	: Arızalar Arasındaki Ortalama Süre
T	: Periyot
f	: Frekans
SAIFI	: Sistem Ortalama Kesinti Sıklığı İndisi
SAIDI	: Sistem Ortalama Kesinti Süresi İndisi
CAIDI	: Müşteri Ortalama Kesinti Süresi İndisi
ENS	: Enerji Sağlanamama İndisi
EPRI	: Elektrik Enerjisi Araştırma Enstitüsü
IEEE	: Elektrik-Elektronik Mühendisleri Enstitüsü
MCS	: Monte Carlo Simülasyon/Benzetim Yöntemi
DG	: Dağıtık Güç Kaynağı
PCC	: Ortak Bağlantı Noktası
RBTS	: Roy Billinton Test Sistemi
TTF	: Arızaya Kadar Olan Süre
TTR	: Tamire Kadar Olan Süre
ETAP	: Elektrik Güç Sistemi Analiz Ve Çalışma Yazılımı
WTG	: Rüzgar Türbini
PVA	: Güneş Panelleri Grubu

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Koşullu sistemlerin arıza-çalışma durumu [2].....	3
Şekil 1.2. Çalışma-arıza-tamir döngüsü.....	3
Şekil 1.3. Tek elemanlı sistemin ortalama zaman/durum diyagramı [1].....	4
Şekil 1.4. Tek elemanlı sistemin durum uzay diyagramı [1].	5
Şekil 1.5. MTTR, MTTF ve MTBF kavram ilişkisi	11
Şekil 1.6. Seri bağlı sistemler için blok diyagram gösterimi [1, 6].....	12
Şekil 1.7. Paralel bağlı sistemler için blok diyagram gösterimi [1, 6].	12
Şekil 1.8. Karmaşık yapıli sistemler için blok diyagram gösterimi [1, 6]	13
Şekil 2.1. Elektrik enerji sistemlerinin temel bölümleri [3].....	15
Şekil 2.2. Dağıtım sistemi çeşitleri [3].....	16
Şekil 2.3. Radyal şebeke örneği	17
Şekil 2.4. Halka şebeke örneği	18
Şekil 2.5. Ağ şebeke örneği.....	19
Şekil 2.6. Elektrik güç sistemlerinde hiyerarşik seviyeler [9].	20
Şekil 2.7. Radyal sistem genel yapısı [3].	28
Şekil 2.8. Radyal yapılar için aşağı-yukarı yön araştırması.....	29
Şekil 3.1. Geleneksel şebeke yapısı	30
Şekil 3.2. Mikro şebeke yapısı	31
Şekil 3.3. AC mikroşebeke genel mimarisi [20].....	33
Şekil 3.4. Dağıtık enerji kaynakları ve teknolojileri [30].....	36
Şekil 3.5. Mikro şebeke basitleştirilmiş şeması [22].....	41
Şekil 4.1. Bir elemanın durum-uzay diyagramı [51].....	46
Şekil 4.2. Bir elemanın çalışma/tamir tarihi [46].....	46
Şekil 4.3. ETAP programı modülleri	52
Şekil 4.4. Herhangi bir sistemin tek tat şeması ara yüzü [53].....	53
Şekil 4.5. Güvenilirlik sistem analizi araç çubuğu.....	54
Şekil 4.6. Güvenilirlik rapor yönetim penceresi ve örneđ bir özet rapor.....	55
Şekil 4.7. Örneđ bir sistemin tek hat şeması	56

Şekil 4.8. Örnek sistemin güvenilirlik indislerinin MCS ve analitik karşılaştırılma grafiği	62
Şekil 4.9. SAIFI değerinin simülasyon süresine göre değişimi	62
Şekil 4.10. Örnek sistem tek hat şeması ETAP ara yüzü	63
Şekil 4.11. Örnek sistem güvenilirlik analizi sonuç ara yüzü	64
Şekil 4.12. Örnek sistemin güvenilirlik indisleri ETAP sonuç özet raporu	64
Şekil 4.13. RBTS bütün sistem tek hat diyagramı	66
Şekil 4.14. RBTS Bus-2 dağıtım sistemi	67
Şekil 4.15. RTBS Bus 2 sisteminin ETAP tek hat şeması	70
Şekil 4.16. RBTS test sistemin güvenilirlik indisleri ETAP sonuç özet raporu	71
Şekil 5.1. Alancuma fideri tek hat şeması.....	73
Şekil 5.2. Alancuma fiderinin ETAP tek hat şeması.....	76
Şekil 5.3. Alancuma fiderinin güvenilirlik indisleri ETAP sonuç özet raporu	77
Şekil 5.4. Fider için güvenilirlik analizi akış şeması	80
Şekil 5.5. Durum 1 için A bağlantı noktasından mikro şebeke uygulamalarının sisteme dahil edildiği modelin ETAP ortamında oluşturulan tek hat şeması	81
Şekil 5.6. Durum 2 için A bağlantı noktasından mikro şebeke uygulamalarının sisteme dahil edildiği modelin ETAP ortamında oluşturulan tek hat şeması	86

TABLolar LİSTESİ

Tablo 3.1. Dağıtım sistemi planlama yaklaşımları [18].....	32
Tablo 3.2. Dağıtık enerji kaynakları [33].....	38
Tablo 4.1. Örnek sistem yük noktası parametreleri	57
Tablo 4.2. Sistem parametreleri	57
Tablo 4.3. Örnek sistemin güvenilirlik indis değerleri	58
Tablo 4.4. Örnek sistemin güvenilirlik indisleri [9].....	61
Tablo 4.5. Örnek sistemin güvenilirlik indislerinin analitik, MCS ve ETAP sonuçları	65
Tablo 4.6. Dağıtım sistemi elemanlarının güvenilirlik indisleri [54].....	68
Tablo 4.7. Fider bölüm uzunlukları [54].....	68
Tablo 4.8. Yük noktası verileri [54].....	68
Tablo 4.9. RBTS Bus 2 sisteminin analitik ve simülasyon sonuçları	69
Tablo 4.10. RBTS test sistemin güvenilirlik indislerinin analitik, MCS ve ETAP sonuçları	71
Tablo 5.1. Alancuma fideri yük noktası verileri	74
Tablo 5.2. Fider bölümlerinin güvenilirlik parametreleri	74
Tablo 5.3. Alancuma fiderinin güvenilirlik indis değerleri.....	78
Tablo 5.4. Mikro şebeke bağlantı noktalarına göre sistemin güvenilirlik indis değerleri.....	82
Tablo 5.5. Durum 1 için bağlantı noktalarına göre yük noktalarına ait güvenilirlik indisleri.....	84
Tablo 5.6. Durum 2 için bağlantı noktalarına göre sisteme ait güvenilirlik indis değerleri.....	87
Tablo 5.7. Durum 2 için bağlantı noktalarına göre yük noktalarına ait güvenilirlik indisleri.....	89
Tablo 5.8. Sistemin SAIFI ve SAIDI değerlerinin bağlantı noktalarına göre karşılaştırılması.....	91

GRAFİKLER LİSTESİ

Grafik 5.1. Alancuma fiderine ait son 5 senelik kesinti nedenlerinin yüzdeler dağılımı	75
Grafik 5.2. Durum 1 için bağlantı noktalarına göre sisteme ait güvenilirlik indis değerleri grafiği	83
Grafik 5.3. Sistem indislerinin F2 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi	83
Grafik 5.4. Sistem indislerinin F1 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi	83
Grafik 5.5. Durum 1 için yük noktalarına ait ortalama arıza oranları grafiği	85
Grafik 5.6. Durum 1 için yük noktalarına ait yıllık kesinti süreleri grafiği	85
Grafik 5.7. Durum 2 için Bağlantı noktalarına göre sisteme ait güvenilirlik indis değerleri grafiği	88
Grafik 5.8. Sistem indislerinin F2 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi	88
Grafik 5.9. Sistem indislerinin F1 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi	88
Grafik 5.10. Durum 2 için yük noktalarına ait ortalama arıza oranları grafiği	90
Grafik 5.11. Durum 2 için yük noktalarına ait yıllık kesinti süreleri grafiği	90
Grafik 5.12. Sistemin SAIFI indisinin bağlantı noktalarına göre değişim grafiği	92
Grafik 5.13. Sistemin SAIDI indisinin bağlantı noktalarına göre değişim grafiği	92
Grafik 6.1. Türkiye ile diğer ülkelerin SAIFI değerleri [58]	97
Grafik 6.2. Türkiye ile diğer ülkelerin SAIDI değerleri [58].....	97
Grafik 6.3. Sistem indislerinin temel ve DG bağlantı noktalarına göre minimum değerleri.....	99

ÖZET

Anahtar kelimeler: Güvenilirlik analizi, mikro şebeke, güç dağıtım sistemi, Monte Carlo simülasyonu

Elektrik güç sistemi güvenilirliği dağıtım sistemi kullanıcılarının elektrik enerjisi talebini ekonomik olarak kabul edilebilir maliyetlerde ve mümkün olan asgari kesinti süresi ve sıklığı ile karşılayabilme açısından hayati öneme sahiptir. Elektrik kesintilerinin yaklaşık %90'ının Elektrik Dağıtım Sistemindeki arızalardan kaynaklandığı kabul edilmektedir.

Bu çalışmada Sakarya bölgesine ait Alancuma fiderinin güvenilirlik değerlendirilmesi yapılmıştır. Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin verilerinden faydalanılarak yapılan güvenilirlik analizi çalışmasında analitik hesaplama yaklaşımı, Monte Carlo simülasyon yöntemi (MCS) ve ETAP (Electrical Transient and Analysis Program) programı kullanılmıştır. Bu yaklaşımlarla bulunan SAIFI, SAIDI, CAIDI ve ENS gibi güvenilirlik indis değerlerinin karşılaştırılması yapılmış ve birbirine yakın sonuçlar elde edilmiştir. Bu sonuçlar fidere ait temel durum güvenilirlik indis değerleri olarak kabul edilmiş ve rüzgar enerji kaynağı, güneş enerji kaynağı, enerji depolama birimi ve yüklerden oluşan mikro şebeke uygulamalarının ETAP ortamında modellenen fiderin tek hat şemasına entegre edilme durumlarının sistemin temel indis değerlerine etkileri incelenmiştir.

Tez çalışmasının son kısımlarında Alancuma fiderinin SAIFI ve SAIDI değerleriyle Türkiye dağıtım sistemlerinin ortalama SAIFI ve SAIDI değerlerinin mukayesesi yapılmış ve sistem için iyileştirme önerilerinde bulunulmuştur.

EXAMINATION OF THE IMPACT OF MICROGRID APPLICATIONS ON POWER DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY

SUMMARY

Keywords: Reliability analysis, micro grid, power distribution system, Monte Carlo simulation

Electrical power system reliability is vital in meeting the electrical energy demand of distribution system users at economically acceptable costs and with the minimum possible outage and frequency. It is accepted that almost 90% of power outages are caused by failures in the Electricity Distribution System.

In this study, it is aimed to evaluate the reliability of Alancuma feeder of Sakarya region. Analytical calculation approach, Monte Carlo simulation method (MCS) and ETAP (Electrical Transient and Analysis Program) program were used in the reliability analysis study made using data from SEDAŞ Distribution Company. With these approaches, reliability indices values such as SAIFI, SAIDI, CAIDI and ENS were compared and close results were obtained. These results were accepted as the basic status reliability indices values of the feeder and the effects of micro grid applications consisting of wind energy source, solar energy source, energy storage unit and loads into the one-line diagram modeled in ETAP environment were examined.

In the last parts of the thesis study, the SAIFI and SAIDI values of Alancuma feeder were compared with the average SAIFI and SAIDI values of Turkey distribution systems and system improvement recommendations were made.

BÖLÜM 1. GÜVENİLİRLİK TEMEL KAVRAMI

1.1. Güvenilirlik Tanımı

Güvenilirliğin birçok tanımı olmakla birlikte, yaygın olarak kabul edilen görüş, bir cihazın ya da sistemin belirli bir süre içerisindeki çalışma koşulları altında kendisinden beklenen amacı yerine getirebilme olasılığıdır. Bu tanım olasılık, yeterli performans, zaman ve çalışma koşulları gibi unsurları kapsar.

Birincisi unsur, gelecekteki davranışların belirsiz olması nedeniyle, güvenilirliğe ilişkin indislerin ancak olasılık yöntemleri kullanılarak değerlendirilmesidir. Tanımdaki diğer üç unsur, mühendislik parametrelerine bağlıdır. Örneğin çalışma koşulları içerisinde normal koşullar veya olağan dışı ağır koşullar olabilir. Yeterli performans, (Adequate Performance) mühendislik ve işletme sistemine göre değişir. Mesela herhangi bir elemanın arızalı olması durumunun, sistemi bütünüyle devre dışı bırakmasının yanında sisteme herhangi bir etkisi de olmayabilir veya sistemin veriminde bir düşüşe etkisi olabilir [1].

Bir sistem, kendisini oluşturan çok sayıda bileşenden oluşabileceği gibi birçok alt sistemden de oluşabilir. Bu bileşenlerin ve alt sistemlerin kendi içlerinde görevlerinin yerine getirebilme veya getirememe durumları bulunmaktadır. Sistemi bütün olarak ele aldığımızda sistemin güvenilirliği kendisinin meydana getiren bu bileşenlerin işlevsel bakımından durumlarına göre şekillenir.

Güvenilirlik analizi yapılabilmesi için öncelikle sistemin daha önceki periyottaki davranışının bilinmesi gereklidir. Analiz yapılırken güvenilirliğin ölçütü olabilecek bazı değişkenler tanımlanır, daha sonra bu değişkenler birtakım yöntemlerle hesaplanır. Tüm bu yöntemlerde birimlerin gelecekteki davranışları incelenir.

Gelecekteki davranış tahmin edilebilmekle birlikte rastlantısaldır ve her sisteme göre değişiklik gösterir.

1.2. Güvenilirliğin Önemi

Güç sisteminin güvenilirliği, güç dağıtım sisteminin planlanması, tasarımı ve işletilmesinde önemli bir etkidir. Elektrik dağıtım şebekeleri, kabul edilebilir bir hizmet kalitesi seviyesini koruyarak tüketicilere mümkün olan en düşük maliyetle kesintisiz elektrik enerjisi sunmalıdır. Güvenilirlik başka bir bakış açısıyla kesintilerin maliyetini ifade eder. Bir dağıtım sisteminin hizmet kalitesi, güvenilirlik endeksleri ile değerlendirilebilir. Şebekelerde kullanılan otomasyon, endekslerin istenilen seviyeye yükseltilmesi için önemlidir. Bu sayede enerji kesintilerinde bir azalma sağlanabilir.

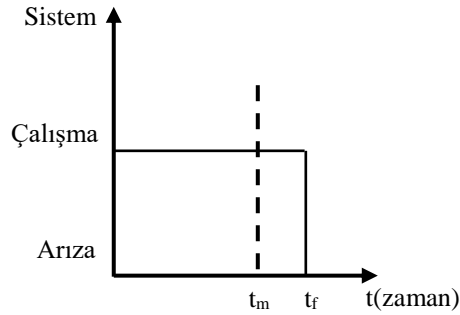
1.3. Güvenilirlikte Sistem Türleri

Güvenilirlik analizlerinde sistemler koşullu (onarımsız) ve sürekli devrede olan (onarımlı) sistemler olmak üzere iki başlık altında incelenir.

- a) Onarımsız (belirli bir göreve koşullu-tamir edilemeyen) sistemler,
- b) Onarımlı (sürekli devrede olan-tamir edilebilir) sistemler [2, 6].

1.3.1. Onarımsız sistemler

Bu sistemlerde çalışma koşulları içerisinde, elemanlarda oluşacak bir arıza nedeniyle sistemin kesintiye uğramadığı durumdan söz edilebilir. Böyle sistemlerde arızalanan eleman arıza durumunda bırakılabileceği gibi, yenisi ile de değiştirilebilir. Seri elemanlardan oluşan onarımsız sistemlerde, arızalanan eleman sistemin işleyişine zarar verir. Paralel elemanlardan oluşan onarımlı sistemlerde ise arızalanan eleman sistemin işleyişine zarar vermez.



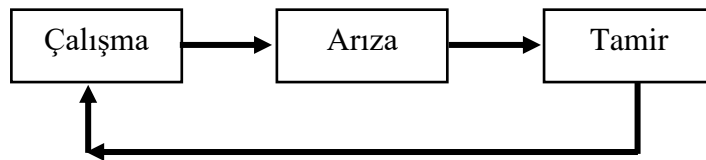
Şekil 1.1. Koşullu sistemlerin arıza-çalışma durumu [2].

Şekil 1.1.'de bir sistemin görev süresi boyunca arıza-çalışma durumu gösterilmiştir. Burada t_m görev süresini, t_f ise arızaya kadar olan süreyi göstermekte olup $t_f > t_m$ olduğu durumda sistem güvenilir kabul edilmektedir [3].

1.3.2. Onarımlı sistemler

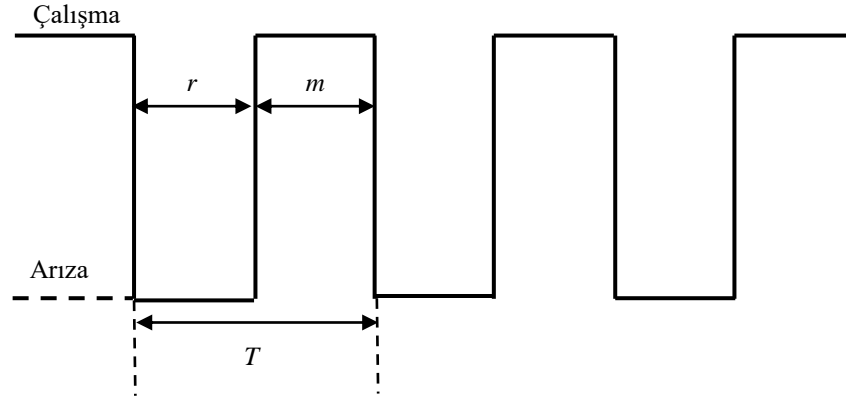
Bu tip sistemlerde, sistemin elemanlarının tamir edilebilir, değiştirilebilir ya da arızalı olan elemanın görevini yerine getirmek üzere başka bir elemanın atanabilir. Elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtım sistemleri bu kategoriye girer. Kötü hava şartları, kısa devre, gerilim bozukluğu vb. nedenlerden sistemde yaşanacak bir arıza, tüketicilerin enerjisiz kalmasına sebep olabilir. Arızalanan elemanın tamir edilmesi veya değiştirilmesiyle birlikte tüketicilere tekrar enerji verilebilir.

Onarımlı sistemlerdeki elemanlar çalışma süreleri boyunca görevlerini, Çalışma → Arıza → Tamir → Çalışma → Arıza → Tamir → şeklinde sürdürürler [7].



Şekil 1.2. Çalışma-arıza-tamir döngüsü

Herhangi bir elemanın çalışma süresi boyunca nasıl davranacağı Şekil 1.2. ile gösterilebilir.



Şekil 1.3. Tek elemanlı sistemin ortalama zaman/durum diyagramı [1].

Şekil 1.3.'e göre incelenen onarımlı sistem modelinin ya çalışıp ya da çalışmama durumu vardır. Burada \bar{m} (MTTF- mean time to failure) arızaya kadar geçen ortalama süreyi, \bar{r} ise (MTTR – mean time to repair) onarıma kadar geçen ortalama süreyi gösterir. N arıza sayısına sahip bir sistemin MTTF ve MTTR cinsinden ifadeleri aşağıda belirtilmiştir.

\bar{m} değerini ifade eden (Denklem 1.1) ile gösterilmektedir.

$$MTTF = \bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^N m_i}{N} \quad (1.1)$$

\bar{r} değerini ifade eden (Denklem 1.2) ile gösterilmektedir.

$$MTTR = \bar{r} = \frac{\sum_{i=1}^N r_i}{N} \quad (1.2)$$

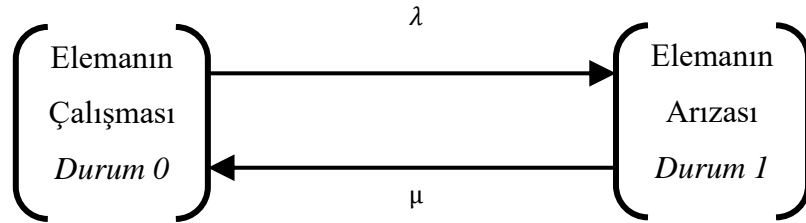
Ortalama arıza süresi (MTTF) ile ortalama tamir sürelerinin (MTTR) toplamı, elemanın (T) ile gösterilen periyot süresini vermektedir. Bu döngü süresi arızalar arası ortalama süre (MTBF- Mean Time Between Failures) olarak tanımlanmaktadır. (Denklem 1.3) ile periyot gösterilmektedir.

$$MTBF = T = \bar{m} + \bar{r} \quad (1.3)$$

Periyodu ise arıza frekansı cinsinden yazabiliriz. (Denklem 1.4) arıza frekansını (f) göstermektedir.

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{\bar{m} + \bar{r}} \quad (1.4)$$

Güvenilirlik değerlendirme durumlarında sistemde yer alan elemanların arıza – tamir oranlarının sabit olduğu varsayılır. Burada bahsedilen arıza – tamir oranları sistemin bir durumdan diğer duruma geçiş oranıdır. Genellikle güvenilirlik hesaplamalarında bu kabul ile çözüme ulaşılr.



Şekil 1.4. Tek elemanlı sistemin durum uzay diyagramı [1].

Burada,

λ = Elemanın arıza oranı

μ = Elemanın tamir oranı

Şekil 1.4. bir elemanın arıza ve tamir oranlarının geçiş diyagramı gösterilmektedir. Çalışma durumundan arızalı duruma geçiş oranı λ ifadesi, (Denklem 1.5) ile gösterilmektedir.

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} \quad (1.5)$$

Arızalı durumundan çalışma duruma geçiş oranı μ ifadesi, (Denklem 1.6) ile gösterilmektedir.

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} \quad (1.6)$$

Şekil 1.4.'de gösterildiği gibi bir elemanın için çalışma ya da arıza olma durumu mevcuttur. Çalışma durumu sağlanabilirlik (A) ve arızalı durum da sağlanamazlık (U) olarak ifade edilmektedir [1].

Tek elemanlı sistemler için ifade edilen denklemler seri sistemler için genelleştirilebilir.(Denklem 1.7) ile N tane seri bağlanmış sistemin ortalama arıza oranı ifade edilmektedir.

$$\lambda_s = \sum_i^N \lambda_i \quad (1.7)$$

(Denklem 1.8) ile N tane seri bağlanmış elemandan oluşan sistemin ortalama tamir süresi ifade edilmektedir.

$$r_s = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (1.8)$$

(Denklem 1.9) ile N tane seri bağlanmış elemandan sistemin ortalama yıllık sağlanamazlık değeri ifade edilmektedir.

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (1.9)$$

1.4. Güvenilirlik Temel Parametreleri

Güvenilirlik değerlendirilmesi yapabilmek için, belirli koşullar altında çalışan sistemin karakteristiğini modellemek gerekir. Bu, bir sistemin karakteristiğinden yola çıkarak yapılacak güvenilirlik analizi için gerek koşuldur [4].

Güvenilirlik değerlendirilmesindeki asıl maksat incelenen sistemin arıza ve tamir parametrelerinin olasılıksal olarak tahmin etmektir. Bu sayede sistemin geçmiş arıza datalarından yararlanarak gelecekte güvenilirlik açısından nasıl bir davranış sergileyeceği hesaplamalarla öngörülebilir.

Mühendisliğin birçok alanında olduğu gibi güvenilirlik analizinde de matematiksel modellemeye ihtiyaç vardır. Matematiksel modelleme geniş çapta aynı koşullarda aynı sonucu veren modellerdir ancak matematiksel modellerin belirsiz koşullar altında farklı sonuçlar verdiği durumların kullanımı da mümkündür. Bu kullanımın uygulandığı sistemde, olasılıksal girdilere bağlı olarak sistemin farklı sonuçlar vermesi beklenir. Güvenilirlik analizinde yapılacak değerlendirmede, olasılıksal girdilere bağlı olan matematiksel modelleme tekniğinden faydalanılır.

Güvenilirlik, bir elemanın öngörülen ömrü boyunca karşılaştığı çalışma şartları altında beklenen işlevi yerine getirme yeteneği anlamına gelir [5]. Matematiksel olarak güvenilirlik belirli zaman altında sistemdeki çalışmasını sürdürebilen elemanların sayısının toplam eleman sayısına bölünmesi demektir. (Denklem 1.10) ile (t) zamanında herhangi bir sistemin güvenilirliğine R(t) olarak ifade edilir [1].

$$R(t) = \frac{N_r}{N_T} \quad (1.10)$$

Burada,

R(t) : Güvenilirlik fonksiyonu

N_r : Çalışmasını sürdürebilen eleman sayısı

N_T : Toplam eleman sayısı

$$N_T = N_r + N_f \quad (1.11)$$

$$Q(t) = \frac{N_f}{N_T} \quad (1.12)$$

Burada,

$Q(t)$: Arıza dağılım fonksiyonu

N_f : Arızalı eleman sayısı

(Denklem 1.11) ve (Denklem 1.12) birleştirilirse,

$$R(t) = \frac{N_r}{N_T} = 1 - \frac{N_f}{N_T} \quad (1.13)$$

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (1.14)$$

(Denklem 1.14) için her iki tarafın türevi alınırsa,

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{d}{dt} \left(1 - \frac{N_f}{N_T} \right) \quad (1.15)$$

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{-1}{N_T} \frac{dN_f}{dt} \quad (1.16)$$

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_r} \frac{dN_f}{dt} \quad (1.17)$$

$$\lambda(t) = \frac{\text{birim zamandaki arıza sayısı}}{\text{arızaya maruz kalan eleman sayısı}}$$

$$N_T = \frac{N_r}{R(t)} \quad (1.18)$$

Burada arıza oranı, belirli bir sistemin veya bileşenin arızalanma sıklığıdır ve saat başına arıza olarak ifade edilir. Genellikle Grekçe harf λ (lamda) ile gösterilir ve güvenilirlik değerlendirilme alanında sıklıkla kullanılır.

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{-R(t)}{1} \frac{d N_f}{dt N_r} \quad (1.19)$$

$$\frac{dR(t)}{dt} = -\lambda R(t) \quad (1.20)$$

$$\frac{dR(t)}{R(t)} = -\lambda dt \quad (1.21)$$

Her iki tarafın integrali [1] alınır,

$$\int_1^{R(t)} \frac{dR(t)}{R(t)} = \int_0^t -\lambda dt \quad (1.22)$$

$$\ln R(t) = \int_0^t -\lambda dt \quad (1.23)$$

Denklemden her iki tarafın üstel fonksiyonu alınır,

$$R(t) = \exp \left[- \int_0^t \lambda dt \right] \quad (1.24)$$

λ nın sabit ve zamandan bağımsız olduğu özel durum için,

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (1.25)$$

Olur.

Ortalama arıza süresini ifade eden MTTF (Mean Time To Failure) güvenilirlik fonksiyonunun integrali alınması ile bulunur.

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (1.26)$$

$R(t)$ güvenilirlik fonksiyonunun açılımı (Denklem 1.26) de yerine yazılırsa, MTTF'nin λ cinsinden değeri elde edilir.

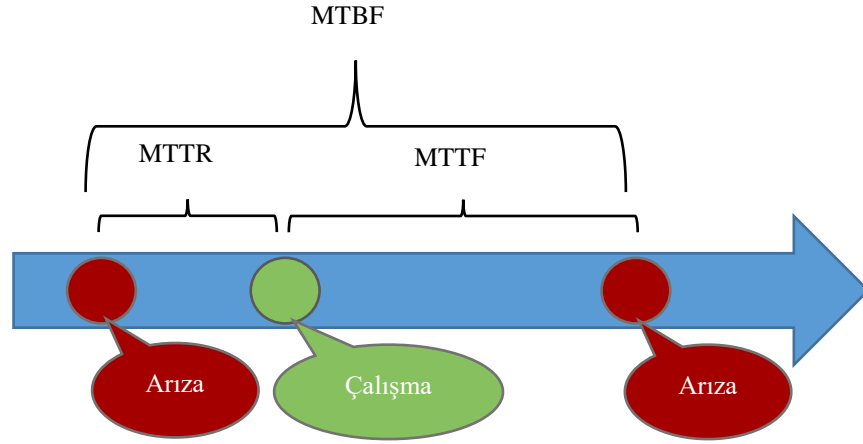
$$MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (1.27)$$

Ortalama onarım süresi olarak adlandırılan MTTR (Mean Time To Repair) sistemdeki arızalı elamanı onarmak için gereken süreyi ifade eder.

$$MTTR = \frac{\text{Toplam Onarım Süresi}}{\text{Tamir Miktarı}}$$

Arızalar arasındaki ortalama süreyi ifade eden MTBF (Mean Time Between Failures) ise (Denklem 1.28) ile gösterilmektedir.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (1.28)$$



Şekil 1.5. MTTR, MTTF ve MTBF kavram ilişkisi

1.5. Güvenilirlik Blok Diyagramı

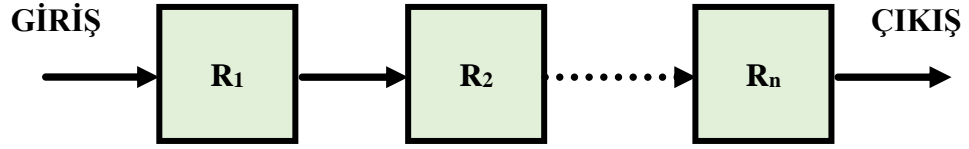
Blok diyagram sistemi, oluşturan bileşenlerin sembolik olarak temsil edilmesidir. Diyagramdaki bloklar sistemdeki elemanları ya da alt sistemi temsil ederler. Blok diyagramı bir giriş ve bir çıkış ile seri, paralel ve seri-paralel yapılardan oluşan farklı kombinasyonlar içerir. Sistemin çalışır halde olmasının şartı sistem giriş ve çıkışı arasındaki en az bir kesintisiz yolun olmasına bağlıdır.

1.5.1. Seri sistemlerin blok diyagramı

Seri sistemlerin blok diyagramı iki veya daha fazla elemanın/alt sistemin seri halde bağlı olduğu sistemlerdir. Böyle yapılarda sistemin çalışması sistemdeki her bir bileşenin çalışmasına bağlıdır. Şekil 1.6.'da n tane seri elemanın oluşturulduğu sistem gösterilmektedir. (Denklem 1.29) ile gösterildiği gibi, sistemin güvenilirlik fonksiyonu her bir elemanın güvenilirlik fonksiyonunun çarpımından elde edilir.

$$R_S(t) = R_1(t) \times R_2(t) \times R_3(t) \dots \times R_n(t) \quad (1.29)$$

$$R_S(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (1.30)$$



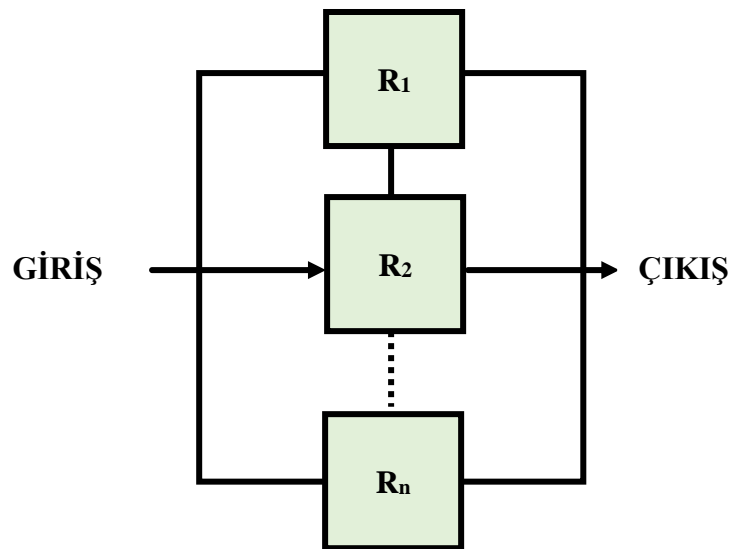
Şekil 1.6. Seri bağlı sistemler için blok diyagram gösterimi [1, 6].

1.5.2. Paralel sistemlerin blok diyagramı

Paralel sistemlerin blok diyagramı iki veya daha fazla elemanın/alt sistemin paralel halde bağlı olduğu sistemlerdir. Böyle yapılarda sistemin çalışması için sistemdeki bir veya daha fazla bileşenin çalışması yeterlidir.

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (1.31)$$

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n \left(1 - \exp \left[- \sum_{i=1}^n \lambda_i t \right] \right) \quad (1.32)$$

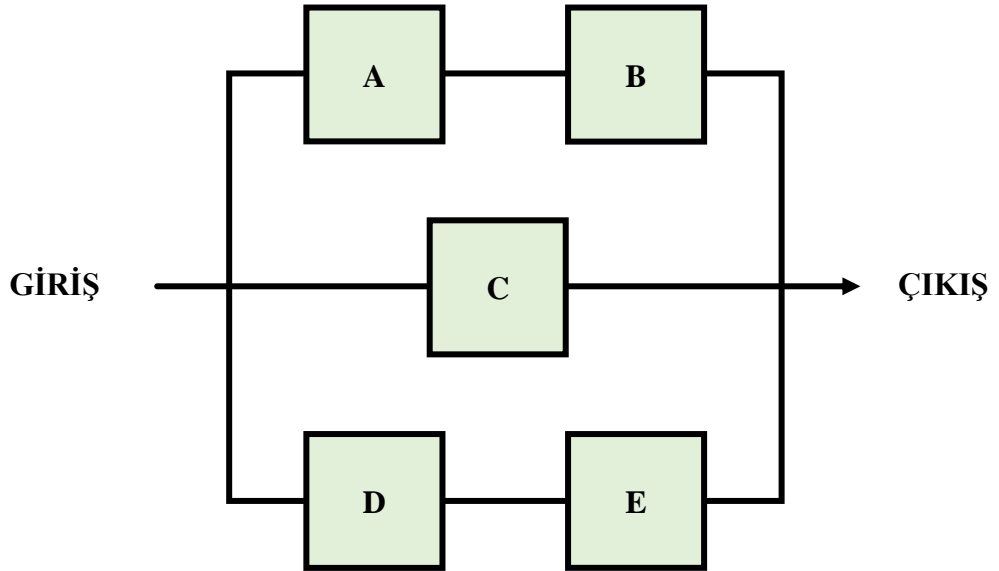


Şekil 1.7. Paralel bağlı sistemler için blok diyagram gösterimi [1, 6].

1.5.3. Karmaşık yapılı sistemlerin blok diyagramı

Seri ve paralel elemanların bulunduğu karma sistemlerde güvenilirlik değerlendirmesi için seri elemanlar kendi aralarında paralel elemanlar ise kendi aralarında tek bloğa indirgenene kadar işlem devam ettirilir. Ancak güvenilirlik analizi yapılacak sistemler her zaman seri ya da paralel yapılardan oluşmayabilir. Böyle sistemlere karmaşık yapılı sistem denir.

Şekil 1.8.'de karmaşık yapılı sistemlerde görüleceği üzere elemanlar (A-E) birbirlerine seri ya da paralel bağlanmışlardır. Böyle sistemlerin güvenilirlik analizi için olay ağacı yöntemi, minimum kesme yöntemi, koşullu olasılık yaklaşımları vb. yöntemler kullanılabilir.



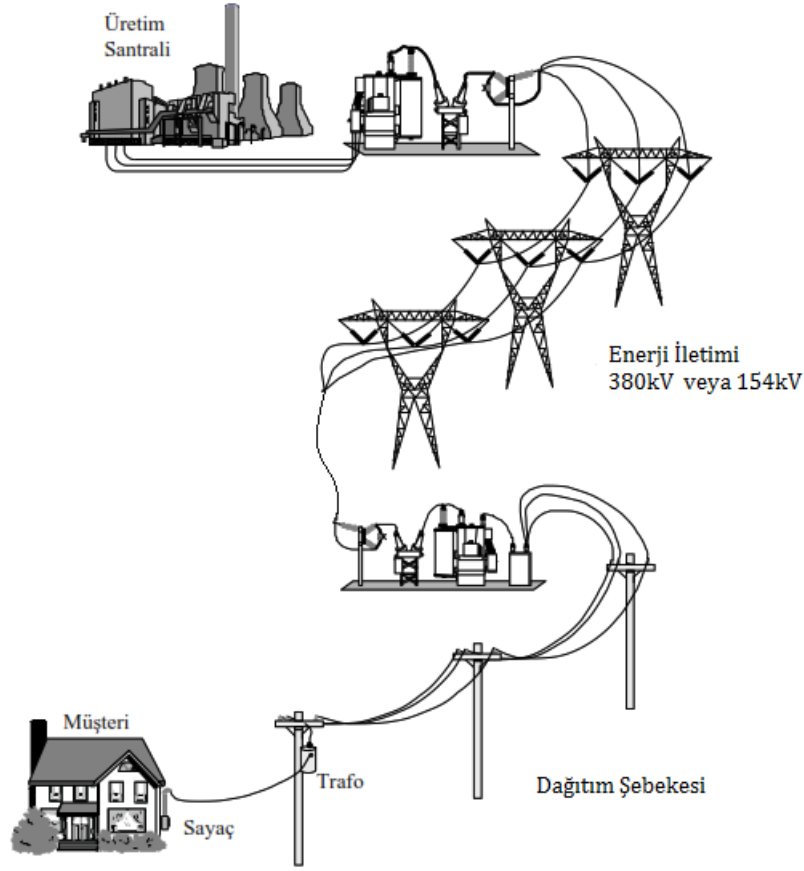
Şekil 1.8. Karmaşık yapılı sistemler için blok diyagram gösterimi [1, 6]

BÖLÜM 2. DAĞITIM GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÜVENİLİRLİK

2.1. Dağıtım Sistemi Genel Yapısı

Elektrik enerjisi sistemi bir bütün olarak düşünüldüğünde; üretim, iletim ve dağıtım olmak üzere üç temel bölüme ayrılabilir. Şekil 2.1.'den de anlaşılacağı gibi dağıtım sistemleri aşağıdaki alt durumlardan oluşmaktadır:

- a) Dağıtım alt istasyonları (dağıtım trafo merkezi), alt iletim hatlarını sonlandıran ve voltaj seviyesini birincil seviyeye düşüren trafoların olduğu sistemlerdir.
- b) Birincil dağıtım sistemleri (OG dağıtım şebekesi) elektriği dağıtım alt istasyonlarından trafoya ileten sistemleridir. Voltaj aralığı 1 kV ile 34,5 kV arasındadır [59].
- c) Dağıtım trafoları, ilk seviye dağıtım voltajını kullanılacak voltaja çeviren sistemdir. Genellikle güçleri 5 kVA ile 2500 kVA arasındadır.
- d) İkincil dağıtım sistemi (AG dağıtım şebekesi) ise elektriği dağıtım trafolarından müşterilerin kullanımına sunan sistemlerdir. Voltaj aralığı genellikle tek fazda 120/220V üç fazda ise 277/380V olarak değişmektedir [3, 59].



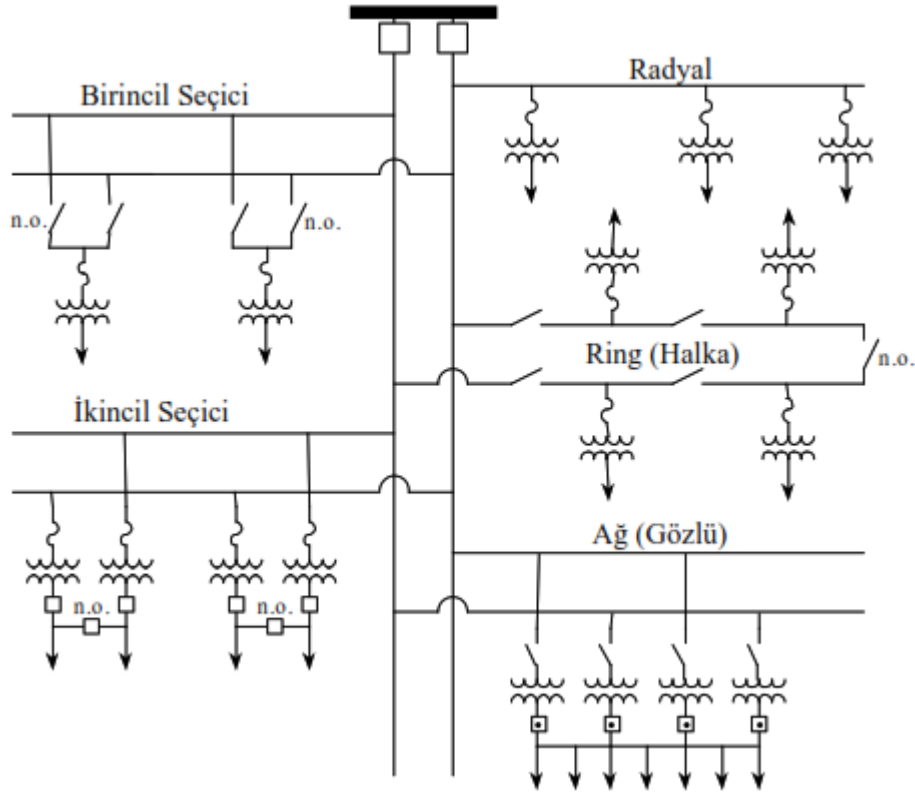
Şekil 2.1. Elektrik enerji sistemlerinin temel bölümleri [3].

Elektrik güç sistemleri kapsamında üretilen elektrik enerjisinin iletim sistemine, iletim sisteminden de dağıtım sistemindeki şebekeye iletilmesinde trafo merkezleri önemli bir işleve sahiptir. Üretilen elektrik enerjisindeki kaybın azaltılması maksadıyla, iletim hattı ile elektriğin taşınmasından önce yükseltgen trafo merkezlerinde gerilim yükseltilmekte ve dağıtım sistemine geçmeden önce ise indirici trafo merkezlerinde gerilim kullanım seviyesine indirgenmektedir.

Fazlar arası etkin değeri 1 kV'a kadar olan gerilim seviyeleri alçak gerilim seviyesi olup, orta gerilimler 1-35 kV arası değişmektedir. Yüksek gerilimler 35 -154 kV arasında değişmektedir. Çok yüksek gerilimler ise 154 kV'dan daha büyük gerilimler olup Türkiye'de bu seviye 380 kV'dir [59].

2.1.1. Dağıtım şebekesi çeşitleri

Dağıtım sistemleri elektrik enerjisini üretim ve iletim hatlarından alarak tüketicilere sunan bir sistem olup, elektriğin ilk üretiminden kullanıcının kullanıma kadar ki bütün sistemin en son parçasıdır. Türkiye’de genelde radyal olarak tasarlanan dağıtım sistemleri, radyal hatların seri elemanlardan oluşması nedeniyle arızaya geçip enerji kesintisine yatkın bir yapıdadır [8].

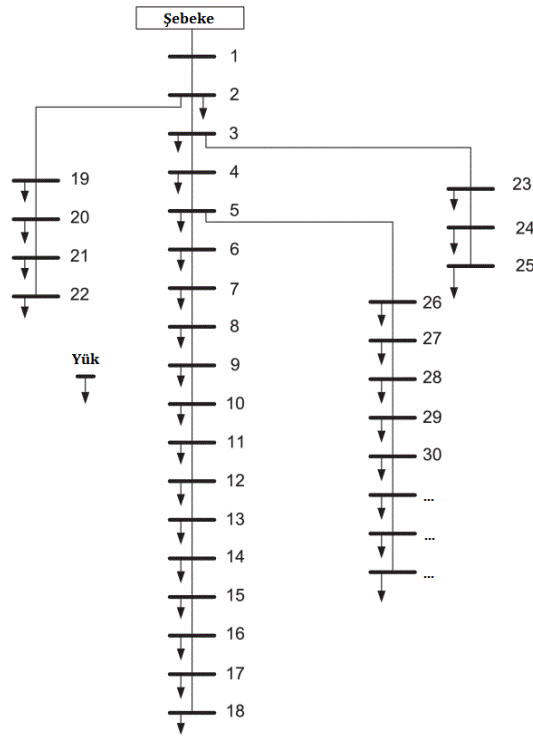


Şekil 2.2. Dağıtım sistemi çeşitleri [3].

Şekil 2.2.’de tipik birincil dağıtım sistemini (OG) gösterilmektedir. Her bir alt sistemin farklı güvenilirlik karakteristiği vardır. Radyal şebekeler bunların arasında güvenilirliği en az olan iken ağ (gözlü) şebekeler güvenilirliği en yüksek olmaktadır [3].

2.1.1.1. Radyal (Dal) şebekeler

Açık şebeke olarak da adlandırılan radyal dağıtım şebekesinde yük akışı tek yöne doğrudur. Yani tek baradan bağlantı alan birden fazla yük tek kaynaktan beslenir. Bu sistemde oluşabilecek herhangi bir arıza tüm kullanıcıların enerjisiz kalmasına sebep olabilir. Bu sistemler, birbirine sistematik ve seri bağlı olan birçok elemandan oluştuğu için güvenilir olmamasına rağmen ekonomik ve işletme bakım kolaylığından dolayı tercih edilirler.



Şekil 2.3. Radyal şebeke örneği

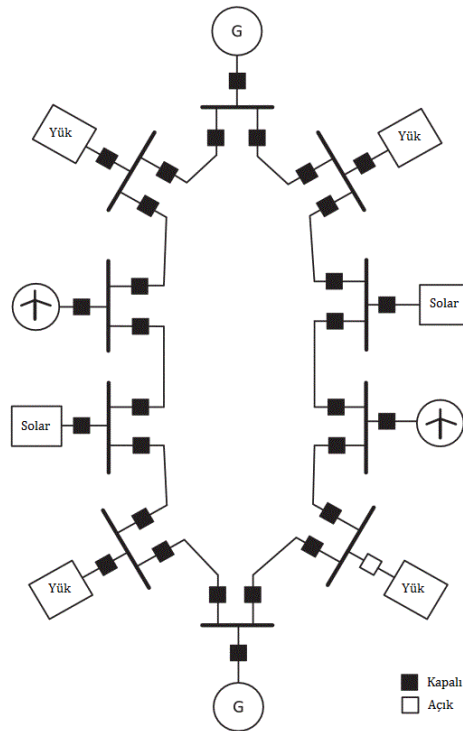
Şekil 2.3.'de gösterildiği gibi radyal şebekeler bir ağaca benzetilebilir. Ağacın kökleri ile beslendiği toprak radyal sistemlerde ana kaynak, ağacın dallarının her biri ise radyal şebeke kolları olarak düşünülebilir. Bir ağaçta aynı dalda bulunan yaprakların dalın kesilmesiyle susuz kalmaları gibi radyal şebekelerde de aynı koldan beslenen abonelerin enerjisiz kalması, kollarda meydana gelen arızaya bağlıdır. Bu yüzden, böyle sistemlerde güvenilirlik bir derece daha azdır.

Radyal şebekelerin kullanılma sebeplerinden bazıları,

- Kolay gerilim kontrolü,
- Kolay planlama ve analiz,
- Düşük ilk yatırım maliyeti,
- Kolay aşırı akım/aşırı yük korumasıdır [60].

2.1.1.2. Ring (Halka) şebekeler

Kapalı tip şebekelerden olan halka şebeke, sistemi oluşturan enerji nakil hatlarının çıkış noktasından itibaren sistemi tamamlayarak aynı noktada sonlanması ile oluşan şebekelerdir. Trafoların birbirine paralel olduğu bu şebekelerde, enerji birçok trafo aracılığıyla verilir.



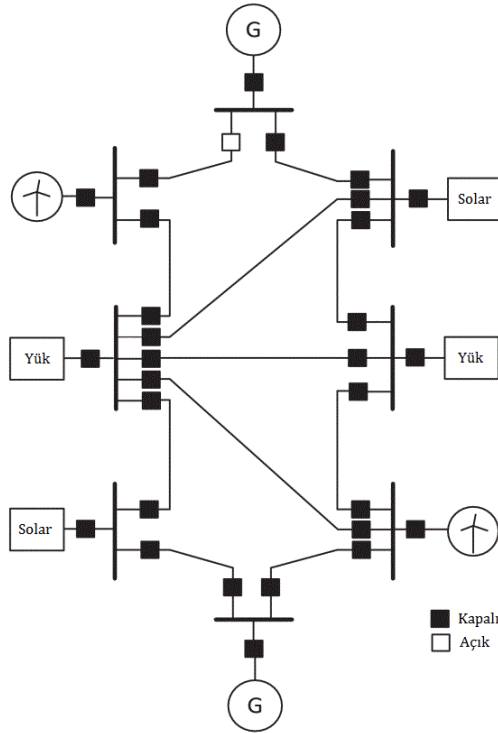
Şekil 2.4. Halka şebeke örneği

Bu şebekeler sanayi, köy ve şehirlerde uygulanabilen kapalı sistemlerdir. Böyle şebekelerde beslemenin birçok trafoyla olması, kapalı tip halka içerisinde herhangi bir

yerde meydana gelecek arızanın bahse konu arızalı kısmın devre dışı bırakılmasıyla diğer kullanıcılara enerjisiz kalmama imkânı sağlamaktadır. Bu şebekeyi ihtiva eden sistemlerin kurulum ve işletim maliyeti radyal sistemlere göre maliyetli olsa da daha güvenilirdir [59, 60].

2.1.1.3. Ağ (Gözlü) şebekeler

Ağ şebekeler sanayi, köy ve şehirlerde uygulanabilen beslemenin sadece bir trafoyla yapılabildiği gibi birçok trafoyla da yapılabileceği şebekelerdir. Bu şebekeler, sistemi oluşturan nakil hatları tarafından bir ağ gibi şebekenin çevrelendiği ve abonelerin de oluşan bu ağdan beslendiği sistemlerdir.



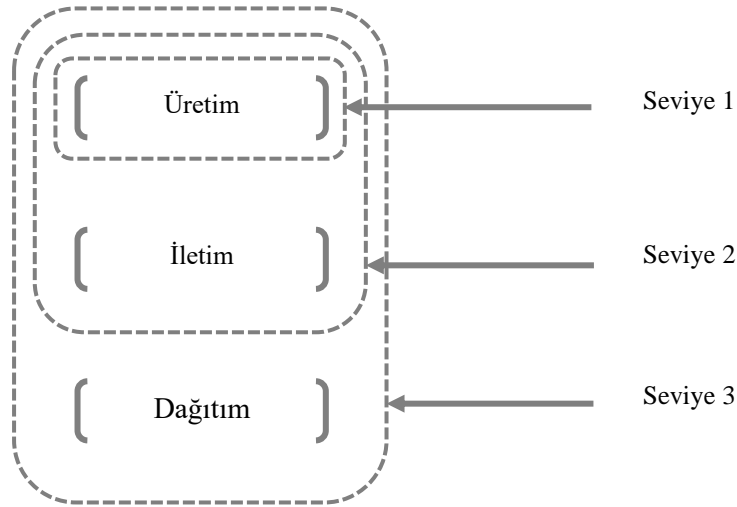
Şekil 2.5. Ağ şebeke örneği

Halka şebeke gibi kapalı tip olan bu şebekeler, beslemenin kesintisiz yapılabildiği ve arızalı noktanın devre dışı kalmasının sisteminin bütününe etki etmediği şebekelerdir. Tek trafolu ağ şebekelerde, trafonun arızalanması sistemin bütününe enerjisiz kalmasına neden olur. Bu tip şebekeler, gerek güvenilirlik gerekse gerilim düşümü

konularında diğer şebeke tiplerinden daha avantajlıdır. Bu avantajlara karşın kurulum, bakım ve işletme maliyetleri noktasından diğer şebeke tiplerine göre dezavantajlıdır [59, 60].

2.2. Elektrik Enerji Sistemlerinde Güvenilirlik

Tüm enerji sisteminin bir bütün olarak yeterlilik değerlendirmesini yapmak uygun değildir. Çünkü bir bütün olarak elektrik enerji güç sistemi çok karmaşıktır. En güçlü donanımlı bilgisayarlar bile bütün bir sistemin gerçekçi bir güvenilirlik analizini yapamazlar. Bu sebeple üretim, iletim ve dağıtım aşamalarını kısmen kapsayan hiyerarşik seviyelerde değerlendirme yapılır. Bu hiyerarşik seviyeler elektrik enerjisinin üretilme, iletilme ve dağıtılma sistem yapılarına göre 3 kısma ayrılır.



Şekil 2.6. Elektrik güç sistemlerinde hiyerarşik seviyeler [9].

Elektrik enerji sistemlerinin büyük ve karmaşık olmasından ayrıca her bir seviye için güvenilirlik indisleri ve arıza çeşitleri değiştiğinden sistemin bütünü için güvenilirlik analizinin yapılması çok zordur. Bu yüzden elektrik enerji sistemleri güvenilirlik değerlendirilmesi noktasında Şekil 2.6.'da görüldüğü gibi 3 hiyerarşik seviyeye ayrılmıştır. I. seviye üretim safhasını ve talep gücün karşılanabilmesi ile alakadardır. II. seviye üretim ve iletim aşamalarını kapsayacak şekilde enerjinin üretilip ana indirici

trafo merkezlerine ulaştırılabilme durumunu inceler. III. Seviye ise üretim, iletim ve dağıtım aşamalarının tümünü değerlendirir [10].

Elektrik enerjisinin güvenilirliği sistem yeterliliği ve sistem güvenilirliği olmak üzere iki ana bölümde incelenebilir [11].

Sistem yeterliliği, müşterinin elektrik enerji talebinin karşılanabilmesinin göstergesidir. Ayrıca enerjinin üretilerek iletim ve dağıtım hatları ile tüketiciye ulaştırılması ile ilgilidir. Yeterlilik değerlendirmesinde kurulu sistem elemanları ile tüketim noktasına enerji sağlanması önemlidir.

Sistem güvenilirliği ise beklenmedik arızalara karşı sistemin cevap verebilme özelliği ile ilgilidir. Bu sorunlar, üretim sisteminde gerçekleşebilecek herhangi bir mekaniksel bir arıza olabileceği gibi iletim sisteminde meydana gelebilecek bir kısa devre veya dağıtım sistemindeki bir elemanın arızası da olabilir.

2.3. Elektrik Enerji Dağıtım Sistemi Güvenilirlik İndisleri

Elektrik güç sistemleri birçok alt sistemden oluşur. Güvenilirlik, yeterli elektrik gücü üretmeye ve bunu müşterilere besleme geriliminde herhangi bir kesinti olmadan teslim etmeye bağlıdır. Gelişmiş ülkelerdeki kesintilerin çoğu, müşteri sayaçları ve dağıtım trafo merkezleri arasında meydana gelen sorunlardan kaynaklanmaktadır [3].

Dağıtım sistemi güvenilirlik analizi, kullanıcı yük noktaları için gerekli indislerinin hesaplanması ile yapılmaktadır. Genellikle birinci ve ikinci aşamalı (üretim-iletim) seviyelerden (Şekil 2.6. ile gösterilen hiyerarşik seviyelerden) elde edilen indis sonuçlarının kullanıcı yük noktası indislerinin değerlendirilmesinde etkisi ihmal edilebilecek kadar azdır. II. seviyede elde edilen indis sonuçlarının yük noktası indislerine etkisi %1 civarında olduğu istatistiklerle açıklanmıştır [12].

Dağıtım sistemlerinde güvenilirlik değerlendirilmesi yapılırken aynı zamanda pratikte kesintilerin sebeplerinden de bahsetmek gerekir. Sistemi oluşturan elemanların

yıpranması, trafo, kablo, ayırıcı/kesici, izolatör gibi elemanların arızalanması kesinti sebeplerinden sayılabileceği gibi; insan faktörü, kötü hava şartları, yıldırım düşmesi, sıcaklık etkisi ve ağaç faktörü gibi dış kaynaklı etkenler de kesinti sebepleri olarak gösterilebilir.

Klasik konseptte, güvenilirlik indisleri için üç temel indis parametresi kullanılır. Bunlar ortalama arıza oranı, ortalama kesinti süresi ve ortalama yıllık sağlanamazlık/ortalama yıllık kesinti süresidir. Bu indisler genelde Billinton 'un kitabında [9] arıza oranı (λ), kesinti süresi (r) ve yıllık kesinti süresi (U) olarak anılır. Şunu da belirtmek gerekir ki bu indisler deterministik değerler değil beklenen ya da ortalama değerlerdir.

Bahsedilen üç temel parametre indisi çok önemli olmasına rağmen sistemin bütünüdür davranışı hakkında tamamen yeterli gelmez. Mesela aynı indisler 10 kW veya 10 MW güçteki bir veya 100 müşteri için de hesaplanır [9]. Bir sistemin ciddi ve önemli olan kesintilerini yansıtmak için ek güvenilirlik indislerine ihtiyaç vardır. Bu indisler yük noktası (lokal indisler) ve sistem indisleri (global indisler) olarak iki ayrı grup olarak ta hesaplanabilir [13].

Genelde literatürde bu indisler aşağıdaki şekilde gruplandırılır [3, 9].

- a) Müşteri odaklı indisler,
- b) Yük ve enerji odaklı indisler,
- c) Maliyet odaklı ve diğer indisler.

Bu indisler sistemin geçmiş ve gelecek performans göstergesi olarak kullanılır [9].

2.3.1. Müşteri odaklı indisler

- a) SAIFI

Sistem ortalama kesinti sıklığı indisi olan SAIFI (*System average interruption frequency index*) (Denklem 2.1) ile gösterilmektedir.

$$SAIFI = \frac{\text{müştteri kesinti sayısı toplamı}}{\text{hizmet verilen toplam müştteri sayısı}} \text{ (kesme/müştteri sene)}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.1)$$

Burada λ_i arıza oranı ve N_i ise i. yük noktasının toplam müştteri sayısını belirtir. Denklem $\left(\frac{1}{\text{yıl}}\right)$ cinsinden ifade edilir.

b) SAIDI

Sistem ortalama kesinti süresi indisi olan SAIDI (*System average interruption duration index*), (Denklem 2.2) ile gösterilmektedir.

$$SAIDI = \frac{\text{müştterilerin kesinti süresi toplamı}}{\text{toplam müştteri sayısı}} \text{ (saat/müştteri sene)}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.2)$$

Burada U_i yıllık kesinti süresini ve N_i ise i. yük noktasının toplam müştteri sayısını belirtir. Denklem (saat) cinsinden ifade edilir.

c) CAIDI

Müştteri ortalama kesinti süresi indisi olan CAIDI (*Customer average interruption duration index*), (Denklem 2.3) ile gösterilmektedir.

$$CAIDI = \frac{\text{müştterilerin kesinti süresi toplamı}}{\text{kesintiden etkilenen toplam müştteri sayısı}} \text{ (saat/müştteri kesmeleri)}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (2.3)$$

Burada U_i yıllık kesinti süresini, λ_i arıza oranı ve N_i ise i . yük noktasının toplam müşteri sayısını belirtir.

d) ASAI (ASUI)

Ortalama servis kullanılabilirlik (kullanamamazlık) indisi olan ASAI (ASUI) - *Average service availability (unavailability) index* - (Denklem 2.4) ile ifade edilir.

$$ASAI = \frac{\text{toplam müşteri servis mümkünlülüğü}}{\text{müşteri servis talebi}} \quad (p.u)$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.4)$$

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\text{toplam müşteri servis mümkünsüzlülüğü}}{\text{müşteri servis talebi}} \quad (p.u)$$

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.5)$$

Burada 8760 bir takvim yılındaki toplam saat değerini göstermektedir.

Yüksek ASAI değerleri bir sistemin yüksek güvenilirlik seviyesinde olduğunu gösterir. ASAI indisinin 0,999 değerinden büyük olması tüketiciler tarafından tercih sebebidir [3].

2.3.2. Yük ve enerji odaklı indisler

Yük ve enerji odaklı indisleri kesintide olan müşteri sayısı ile değil de kesinti nedeniyle sağlanamayan toplam yük miktarı ile ilgilenir. Bu indisleri hesaplayabilmek

için önemli parametrelerden birine ihtiyaç vardır o da her bir yük barasındaki ortalama yük değeridir.

a) ENS

Enerji sağlanamama indisi olan ENS (*Energy not supplied index*), (Denklem 2.6) ile gösterilmektedir.

ENS = sistem tarafından sağlanamayan toplam enerji (kWh/sene)

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i \quad (2.6)$$

Burada $L_{a(i)}$ i. yük noktasının bağlı olduğu ortalama yüküdür.

b) AENS

Ortalama enerji sağlanamama indisi olan AENS (*Average energy not supplied*) sistemdeki yıllık müşteri başına düşen sağlanamayan ortalama enerji miktarının bir ifadesidir. AENS, (Denklem 2.7) ile gösterilmektedir.

$$AENS = \frac{\text{sağlanamayan toplam enerji}}{\text{hizmet verilen toplam müşteri sayısı}} \quad (\text{kWh/müşteri sene})$$

$$AENS = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (2.7)$$

Bu denklem ENS cinsinden yazılırsa,

$$AENS = \frac{ENS}{\sum N_i} \quad (2.8)$$

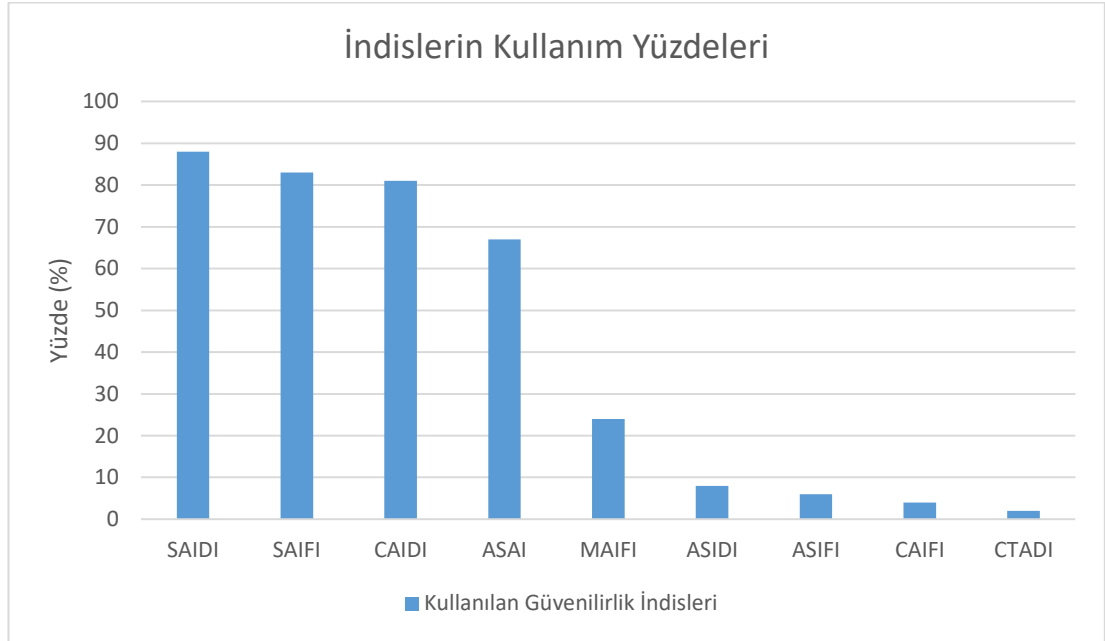
Olarak ifade edilir.

2.4. Sistem Performansı ve Sistem Tahmini

Müşteri ve yük odaklı indeksler, bir sistemin gelecekle alakalı güvenilirlik tahmin analizinde sistem arızalarının ciddiyetini değerlendirmek için çok kullanışlıdır. Bununla birlikte, bir sistemin geçmiş performansını değerlendirme aracı olarak da kullanılabilirler. Sistem performansının değerlendirilmesi, üç nedenden dolayı önemli bir prosedürdür. Bu nedenler aşağıda listelenmiştir.

- a) Sistem performansındaki kronolojik değişiklikleri belirler ve bu nedenle sistemin zayıf alanlarının ve takviye ihtiyacının belirlenmesine yardımcı olur.
- b) Gelecekteki güvenilirlik değerlendirmelerinde kabul edilebilir değerler için kılavuz görevi gören mevcut indisleri oluşturur.
- c) Önceki tahminlerin gerçek işletim deneyimi ile karşılaştırılmasına olanak tanır.

EPRI (Elektrik Enerjisi Araştırma Enstitüsü) araştırma projesine göre sistem performansını değerlendirmek için en sık kullanılan indislerin müşteri ile ilgili olduğunu tespit edilmiştir [9]. Grafik 2.1. gösterilen histogramlar, EPRI projesi kapsamında gerçekleştirilen araştırmaya göre çeşitli performans indislerinin kullanılabilirliğini göstermektedir.

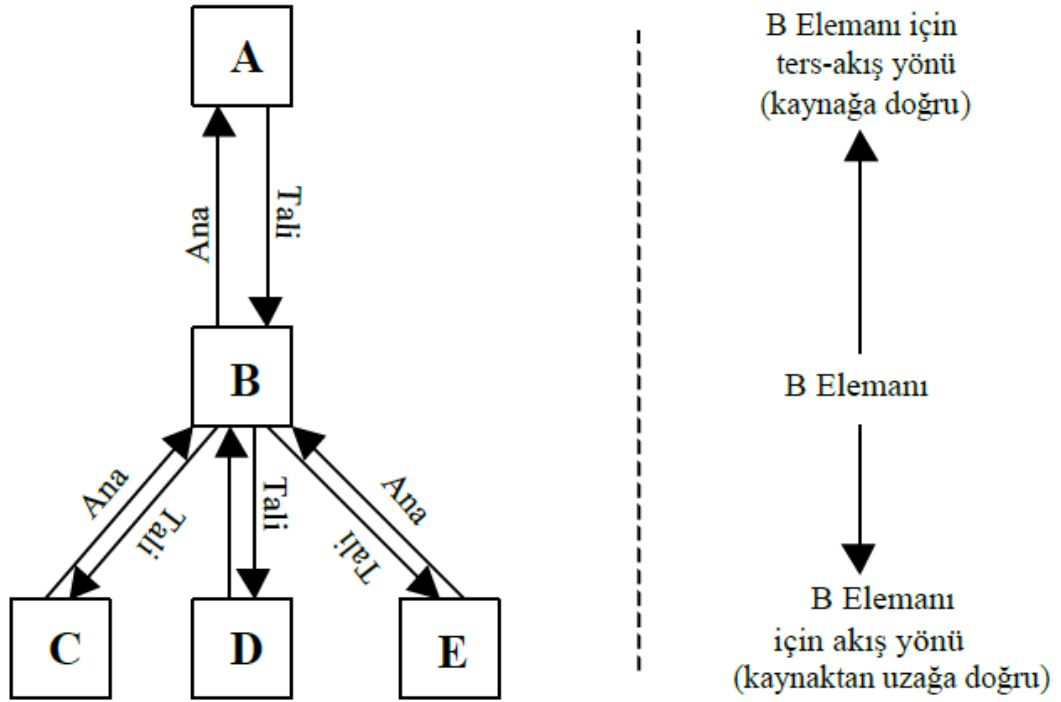


Grafik 2.1. Uluslararası kuruluşların güvenilirlik indilserini kullanım yüzdeleri [3, 9].

Sistem tahmini olarak bilinen gelecekteki performansın değerlendirilmesi sırasında müşteri ve yük odaklı indislerinin değerlendirmesini göstermek için, Bölüm 4.4.1.'de, Şekil 4.7. ile gösterilen örnek sistemine ait ve Grafik 2.1.'de gösterilen birincil güvenilirlik indisleri düşünülerek analitik ve MCS simülasyon yönteminden bahsedilecektir.

2.5. Radyal Yapı

Radyal dağıtım sistemleri, seri elemanlardan oluşan ya da kaynaktan enerjinin tek yöne doğru olduğu sistemlerdir. Güç akışı bu sistemlerde daima kaynaktan kullanıcılara doğrudur. Bu yapı genellikle bir ağaç yapısı şeklindedir.



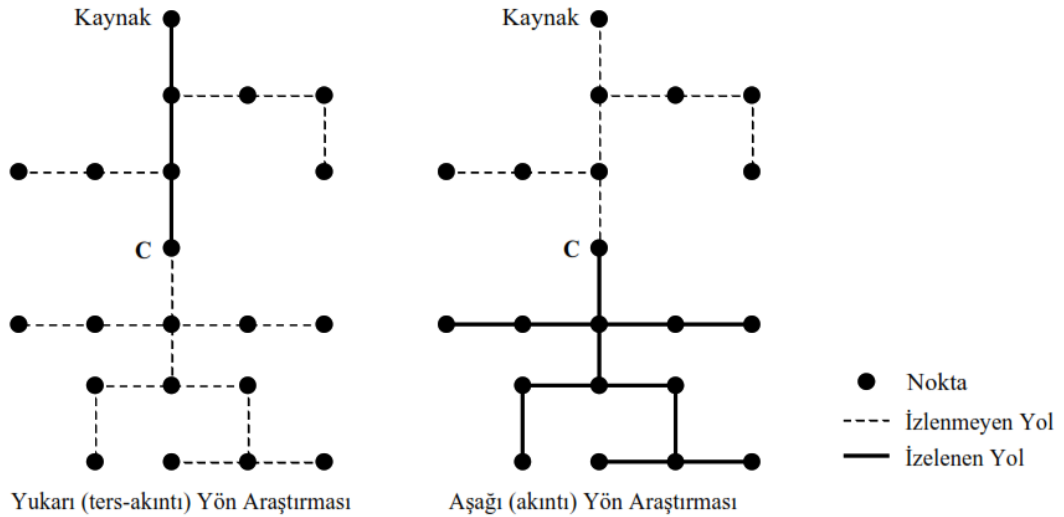
Şekil 2.7. Radyal sistem genel yapısı [3].

Bir radyal sistemdeki herhangi bir elemana B denildiğini varsayalım, bu elemanın yön metodundaki karakteristiği, P ile adlandırabileceğimiz enerji kaynağından akan güç akışı yönüne göre şekillenir. P'ye B elemanından daha yakın olan elemanlar, B'nin yukarı yönünde (ters akıntı) olanlar; P'ye B'den daha uzak olanlar ise B'nin aşağısında (akıntı yönünde) olanlar diye gruplandırılır. B'nin hemen ters akıntı yönündeki eleman B ye göre ana yönde kalan eleman ve B'nin hemen akıntı yönündeki eleman ise B ye göre tali yönünde kalan eleman olarak adlandırılır [3].

Radyal dağıtım sistemleri ile alakalı yön metodu tanımları aşağıdaki gibi özetlenebilir.

- Radyal (radial) : Her bir elemanın güç kaynağına bağlı olduğu yapı,
- Akıntı (downstream) yönü: Kaynaktan uzağa doğru (aşağı yön),
- Ters akıntı (upstream) yönü: Kaynağa doğru (yukarı yön),
- Ana (parent) : Ters akıntı yönündeki ilk eleman,
- Tali (children) : Akıntı yönündeki ilk grup elemanlar.

Yukarıda belirtilen tanımlar yön metodu kullanımında kullanılır. Ağaç tipi yön algoritmaları dağıtım sistemi temel güvenilirlik modellenmesine kullanılabilir. İki temel yön metodu akıntı yönü araştırması ve ters akıntı yönü araştırması olarak belirtilebilir. Ters akıntı yönü araştırmaları herhangi bir sistem ögesinden başlar ve kaynağa doğru yol alarak ilerler. Ters akıntı yönü araştırması güç kaynakları, koruma cihazlarının tanımı, arıza izolasyon noktalarının belirlenmesi ve diğer fonksiyonların tespiti için kullanılır. Akıntı yönü araştırması ise herhangi bir öge/elemandan başlar ve kaynaktan uzağa doğru ilerler. Akıntı yönü araştırması ise etkilenen kullanıcı belirlenmesi ve diğer görevler için kullanılır [3].



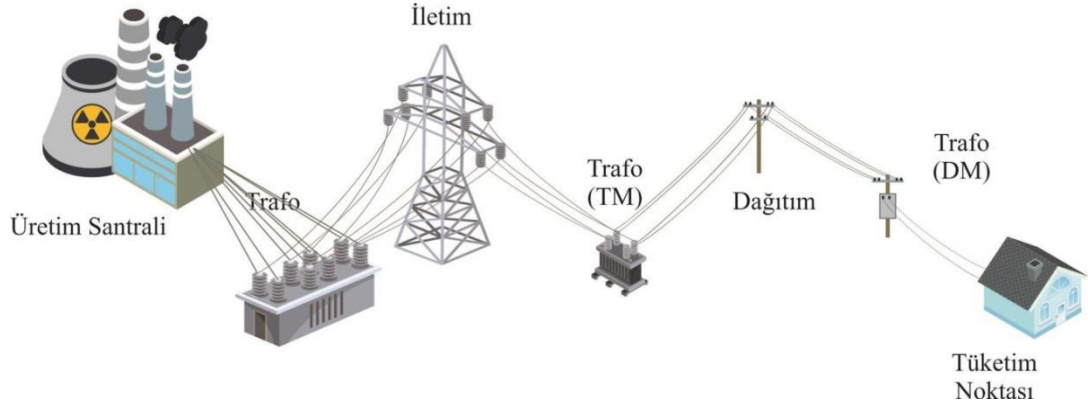
Şekil 2.8. Radyal yapılar için aşağı-yukarı yön araştırması

Radyal sistemlerine ait fiderlerin herhangi bir noktasında bir arıza meydana geldiğinde, kesici devreden enerjiyi keser ve arıza diğer hatlardan izole edilir. Fiderin arızalı noktasına ulaşmadan önce arızalı noktanın yerini tespit edilmesi, sistemin uzunluğuna ve fiderin yapısına göre saatleri alabilir. Akıllı şebekelerin güvenilir bir dağıtım sistemine sunacağı katkılardan biri de beklenmedik durum olaylarını algılamak, arızalı alanları izole edip enerjiyi mümkün olan çok müşteriye geri vermektir. Ayrıca önemli rollerinden birisi de fiderdeki tespit edilen arızalı alandaki onarım/tamir süresinde kısaltılmaya katkı sağlamasıdır. Anahtarlama cihazlarının bir dağıtım sistemine optimal yerleştirilmesi fider boyunca dağıtım sistemine kendi kendine iyileştirme (self-healing) özelliği sağlar.

BÖLÜM 3. MİKRO ŞEBEKE VE UYGULAMALARI

3.1. Mikro Şebeke

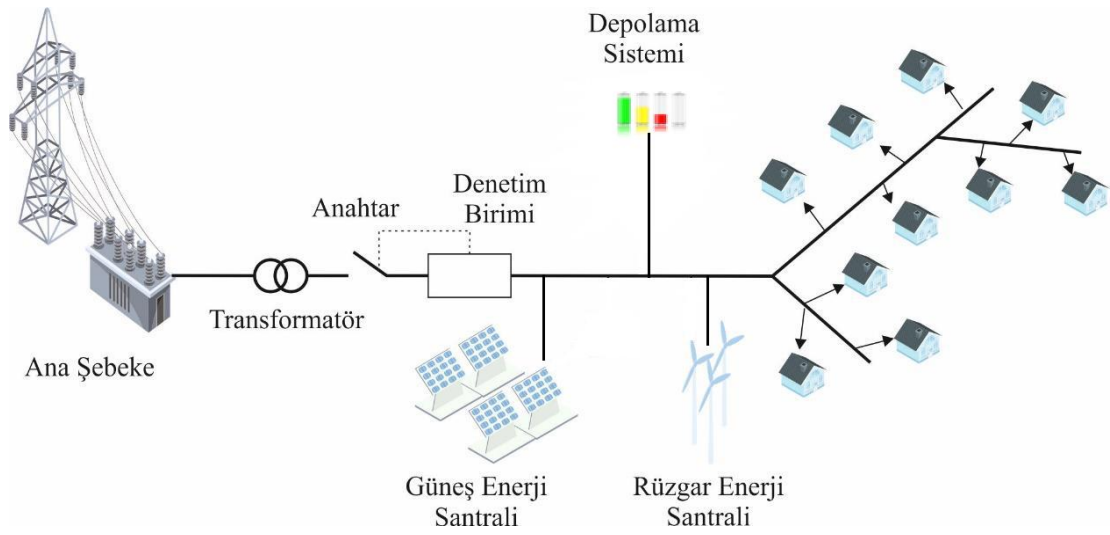
Geleneksel olarak elektrik üretimi yapılan santraller genelde yerleşim yerlerinden uzakta bulunur ve kilometrelerce süren iletim hattından sonra üretilen elektrik enerjisi tüketicilere ulaştırılır. Böyle üretim sistemleri “Merkezi Üretim Sistemi” olarak adlandırılmaktadır. Merkezi üretim ile enerji sağlayan geleneksel elektrik şebekesi sadece tek yönlü enerji sağlayan yapılardır. Şekil 3.1. ile merkezi üretim sistemiyle enerji sağlanan geleneksel şebeke yapısı gösterilmektedir.



Şekil 3.1. Geleneksel şebeke yapısı

Elektrik sektöründe, teknolojik gelişmeler doğrultusunda önemli değişimler yaşanmaktadır. Dağıtık üretim teknolojileri (DÜ), elektrik enerjisi depolama birimleri, güç sistemi yönetimi uygulamaları, mikro şebeke yapıları, bilişim ve otomasyon teknolojileri gibi farklı tip teknolojik entegrasyonların sisteme dahil edilmesi, geleneksel güç sistemlerinin daha verimli ve esnek çalışabilmesine olanak sağlamaktadır [14].

Mikro şebekeler ise şebekeden bağımsız ya da şebekeye bağlı olarak işletilebilen, kendi enerji kaynakları, üretimleri ve yükleri olan belirli sınırlara sahip küçük ölçekli enerji şebekeleridir. Mikro şebekeler yerinde üretim ile şebekeden bağımsız bölgelerde enerji arzı sağlamak, bölgeler arası iletim kayıplarını azaltmak, arızaları anında tespit ederek hizmet kalitesini artırmak, talep yönetimini destekleyerek kaynakları verimli kullanmak, daha fazla yerli kaynağı devreye almak ve daha dayanıklı ve dinamik bir şebekeye sahip olmak gibi avantajlar sunmaktadır [15]. Mikro şebekeler dağıtık güç üretimi araçlarından olan fotovoltaik paneller, rüzgar türbinleri, yakıt hücreleri, mikro türbinler, enerji depolama üniteleri ile kontrol edilebilir yüklerden oluşur [16].



Şekil 3.2. Mikro şebeke yapısı

Mikro şebekeler, dağıtık güç üretim kaynaklarını kapsayan, kullanıcıya yakın noktalarda kurulup merkezi şebekeye bağlı ve ya bağımsız (ada/island modu) çalışabilen ve bağımsız kontrol edilebilme özelliği olan küçük enerji şebeke sistemleridir. Dağıtık güç kaynakları alçak gerilim veya orta gerilim seviyesinde elektrik enerjisi üretim ve depolaması yapan kaynaklarıdır. Mikro şebekelerde dağıtık güç kaynakları kullanıcılara yakın yerlere kurulurlar. Böylece sistem kayıpları azaltılmaya çalışılırken işletme ve bakım maliyeti de düşer.

Mikro şebekeler, genelde dağıtım sisteminin tekrar yapılandırılmasına gerek kalmaksızın dağıtık güç üretim kaynaklarının daha fazla sisteme dahil edilmesini sağlayarak mali giderleri düşürmek ve dağıtım sistemlerinin güvenilirliğinin artması için tasarlanabilir [17].

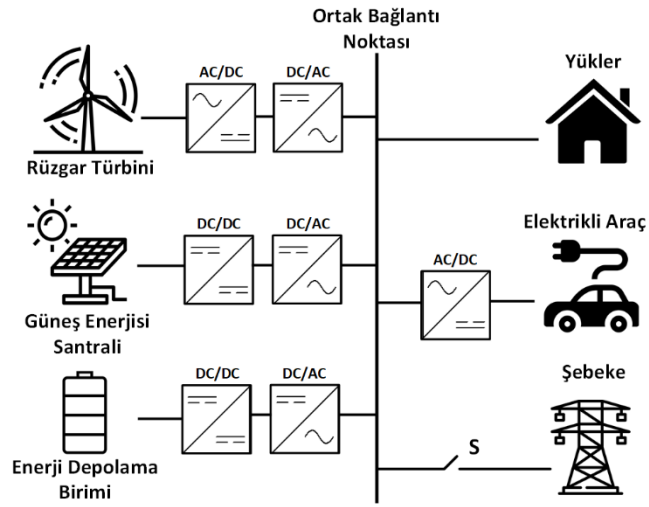
	Geçmiş	Şimdi	Gelecek
Planlama	Geleneksel Yaklaşım	Merkezi Olmayan Enerji Sistemleri	Mikro Şebekeler
Üretim Entegrasyonu	Merkezi Yerde Üretim, Yedekleme Üretimi	Merkezi olmayan Düşük/Orta Nüfuzlu Dağıtık Enerji Kaynakları	Merkezi Olmayan Orta/ Yüksek Nüfuzlu Dağıtık Enerji Kaynakları
Yükleme	Farklılıklar Yok	Güç Kalitesi Gereklilikleri ve Kontrollerine (Ör. Kritik/kritik olmayan, kontrol edilebilir/kontrol edilemez yük) Dayanan Yük Sınıflandırmaları	
Dağıtım Şebekesi	Trafo merkezi/ Pasif Şebeke Tarafından Sağlanır	Yarı Aktif Şebeke	Aktif Şebeke/ Çift Yönlü Enerji İletimi

Tablo 3.1. Dağıtım sistemi planlama yaklaşımları [18].

Tablo 3.1.'den anlaşılacağı üzere dağıtım sistemleri planlama kapsamında, ilerleyen yıllarda mikro şebekelerin artacağı ve merkezi olmayan dağıtık güç kaynakları ile çift yönlü enerji akışı şebekelerin kullanımının artacağı öngörülmektedir.

Mikro şebekeler, merkezi şebekeye bağlı ya da bu şebekeden bağımsız (ada modu) çalışabilirler. Şebekeye bağlı olan mikro şebekeler merkezi şebeke ile uyumlu çalışmaktadır. Böyle bağlantı şekillerinde mikro şebekeye üretilen enerji merkezi şebeke ağına dahil olabileceği gibi mikro şebeke kapsamındaki yüklerin enerji talebinin karşılanamadığı noktalarda veya durumlarda bu yüklerin elektrik enerjisi merkezi şebekeden karşılanabilmektedir. Mikro şebekelerin merkezi şebeke bağlantı durumuna göre (bağlı ya da bağımsız) farklı kontrol yönetim çalışmaları yapılmakta olup enerjinin daha verimli kullanılabilmesi için farklı kontrol strateji çalışmaları yapılmaktadır [19].

Bazı coğrafik bölgeler veya arıza nedeniyle enerji kesintisi yaşayan bölgeler için enerji ihtiyacı bu tip şebekeler yardımıyla karşılanabilir. Kullanım sebebine göre AC veya DC besleme hatları barındıran farklı tarz mikro şebekeler tasarlanır. Özellikle yenilenebilir enerji kaynağına bağlı çalışan dağıtık güç kaynakları, AC veya DC tipi mikro şebekelere güç elektroniği uygulama yöntemleri ile entegre edilmektedir [20].



Şekil 3.3. AC mikroşebeke genel mimarisi [20].

3.2. Mikro Şebeke Uygulamaları

Yerel dağıtık güç kaynakları, yükler, enerji depolama sistemleri, koruma ve kontrol elemanları gibi sistem bileşenlerini içeren mikro şebekeler, yenilenebilir enerji kaynaklarının dağıtım şebekelerine etkili bir şekilde entegre edilmesi ile ortaya çıkan sistemlerdir [21].

Bir mikro şebeke dağıtık üretim, enerji depolama birimleri, yerel yükler ve akıllı koruma/kontrol cihazları (veya devre kesiciler) gibi unsurlardan meydana gelir. Bu koruma/kontrol cihazları şebekeye bağlı veya ada modunda çalışacak olan mikro şebekenin ana şebekeyle bağlantısını sağlayan elemanlardır [22].

Mikro şebekeler dağıtık enerji kaynakları (DEK), çoklu elektriksel yük ve enerji depolama cihazlarını içeren ana şebekeye bağlı veya ada modunda özerk olarak çalışabilen entegre edilebilir sistemlerdir [23].

Mikro şebeke dağıtık enerji kaynakları, yükler, enerji depolama cihazları ve ilgili izleme/koruma cihazlarını içeren üreten ve dağıtan bir mikro sistemdir [24].

3.2.1. Dağıtık üretim (DÜ)

Üretim, iletim ve dağıtım sisteminden oluşan elektrik güç şebekeleri birçok alt sistemden oluşur. Bu yapı, merkezi üretim sistemi olarak da adlandırılır. Elektrik enerji sistemlerinde güvenilirlik, yeterli elektrik gücü üretmeye ve bunu (besleme geriliminde) herhangi bir kesinti olmadan müşterilere ulaştırmaya bağlıdır.

Geleneksel olarak, elektrik üretim santralleri birincil kaynak diye adlandırılabilir (kömür, linyit gibi), enerji kaynaklarının çıkarıldığı veya işlendiği bölgelere yakın yerlerde kurulur. Buralarda üretilen elektrik enerjisi enerjinin tüketileceği noktalara iletim hatları ile ulaştırılır. Bu geleneksel yaklaşım, bazı sebeplerden ötürü değişime uğramaya başlamıştır [25].

Bu sebeplerden bazılarını özetleyecek olursak,

- a) Sürekli artmakta olan elektrik enerji talebi ve mevcut şebekenin ihtiyaca istenilen güvenlik aralığında cevap verememesi,
- b) Coğrafik ve çevresel kısıtlamalar,
- c) Sistem kararlılığı ve güvenliği problemleri şeklindedir.

İşte bu sebepler, ülkelerin tüketim merkezlerine yakın, alçak ya da orta gerilim seviyesinde elektrik enerjisi üretiminin kullanımı ve geliştirilmesi yönünde adım atmalarına neden olmaktadır.

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) tarafınca yapılan dağıtık üretim tanımı, doğrudan iletim sistemine bağlanmaksızın dağıtım sistemine entegre edilen ve içinde hem üretim hem de depolama ünitelerini kapsayan teknolojiler bütünü olan elektrik üretim sistemi şeklinde ifade edilmektedir [26].

Diğer bir tanımla dağıtık güç üretimi konvansiyonel (geleneksel) üretim gibi merkezi olmayan, iletim ya da dağıtım sistemi üzerine entegre edilip kullanıcı tarafından işletilme imkanı olan üretim olarak ifade edilebilir [27].

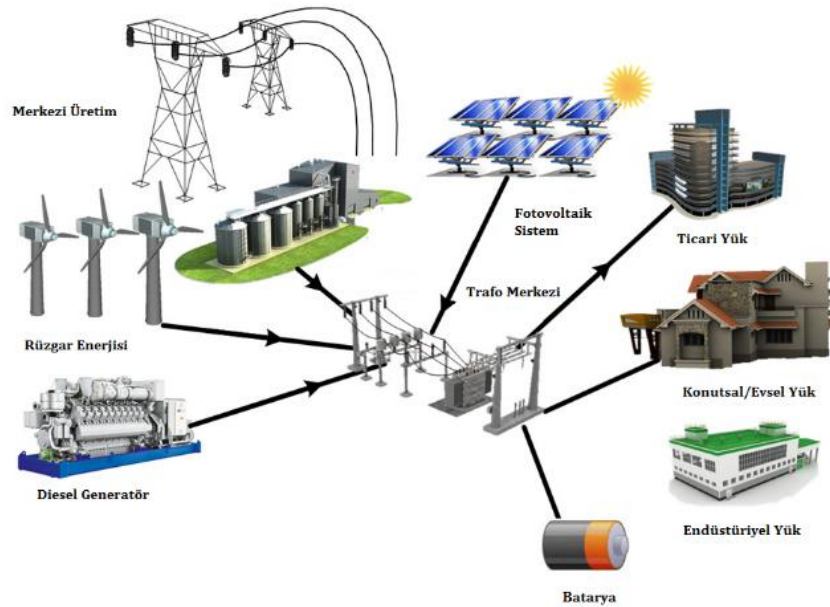
Dağıtık üretim tanımı noktasında kaynaklarda farklı tanımlamalar olmasına karşın ilgililerce henüz üzerinde mutabakat sağlanmış bir tanım bulunmamaktadır [28].

Lisanssız Elektrik Üretimi elektrik dağıtım kuruluşlarınca dağıtık üretim tesisleri için kullanılan genel bir tanımdır.

Geleneksel elektrik üretim yöntemlerinden farklı olarak şebekeye doğrudan orta gerilim (OG) ya da alçak gerilim (AG) seviyesinden sisteme dahil edilebilen, kaynak çeşitliliği ve değişken konumlandırılması ile çift yönlü yük akış sistemini elektrik üretim yöntemi literatürde Dağıtılmış Enerji Üretim Sistemleri (DEÜS), Dağıtık Üretim Santralleri (DÜS), Dağıtılmış Enerji Sistemleri (DES), Dağıtılmış Enerji Üretimi (DEÜ), Dağıtılmış Üretim Kaynakları (DÜK) ya da genel itibari ile Dağıtık Üretim Kaynakları (DG-*Distributed Generation*) adlandırılmaktadır.

Dağıtık üretim (DÜ), alçak gerilim (AG) veya orta gerilim (OG) seviyesinde (0,4-35kV) olan elektrik enerjisi üretimi yapan merkezi olmayan bölgesel ihtiyaçlar için kullanılan, kaynakların optimum kullanımına, çevre ve verim noktasında yeterlikleri altında işletim yöntemleri ve kapasitesi belirlenen elektrik üretim sistemleridir. Küçük güçlü üretim generatörlerinin şebekeye, müşterilerin yük talebini karşılamak üzere bağlanması olarak ifade edilebilir. Bu sistemler, kullanıcı merkezlerine yakın elektrik dağıtım şebekesine bağlı veya tek başına işletilebilen, coğrafi olarak dağıtık kaynakları içerir.

Küçük güçlü santrallerin yanında, güneş, rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynakları, yakıt pili ve enerji depolama birimleri, dağıtık üretim kaynakları olarak gösterilebilir. Dağıtık üretim literatürde farklı güç seviyeleri olarak değerlendirilmiştir. Genel olarak birkaç Watt'dan başlayabilen 100 MW 'dan küçük güçlü santraller olarak ele alınır. Dağıtık üretim mikro ölçek (1-5kW), küçük ölçek (5kW- 5MW), orta ölçek (5MW-50MW) ve büyük ölçekte (>50MW) olmak üzere dört grup olarak değerlendirilebilir [29].



Şekil 3.4. Dağıtık enerji kaynakları ve teknolojileri [30].

Dağıtık enerji kaynakları; kısa tesis süresi, piyasa beklentilerine cevabındaki esneklik, farklı yakıt seçeneği, gelişmiş güç kalitesi, daha az iletim kaybı, elektrik güç sistemi güvenilirliğinde artış ve gelişmiş şebeke güvenliği gibi çok sayıda avantaja sahiptir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının DG olarak kullanımı yönündeki çevresel talepler daha da artmaktadır. Ayrıca güç elektroniği ve enerji depolama elemanlarındaki teknolojik gelişmelerin DG'lerin mevcut elektrik dağıtım sistemine bağlantısında yeni fırsatlar sağlaması öngörülmektedir. Bu nedenle mikro şebeke kavramı ortaya çıktığında, enerji ve güç sektörlerinde, dünya çapındaki uzmanların hemen dikkatini çekmeyi başarmıştır. Birçok ülkede bu alanda birçok bilimsel çalışma yürütülmektedir. Avrupa Birliği, Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Japonya'da

DÜ üzerinde farklı açılardan birçok araştırma yürütülmektedir. Çin’de DEÜS ve mikro şebeke üzerinde çalışmalar devam etmektedir. Su anda kombine ısı ve güç sistemleri, kombine soğutma, ısı ve enerji, FV üretim sistemleri ve rüzgar enerji sistemleri gibi DÜ’lerin çoğunluğu yenilenebilir enerji sistemleri oluşturmaktadır [31].

3.2.1.1. DG teknolojileri

Dağıtık üretim teknolojileri kategorisinde genel olarak aşağıdaki gibi bir sınıflandırma yapılabilir.

- a) İçten Yanmalı Motor
- b) Mikro Türbin
- c) Gaz Türbini
- d) Yakıt Pilleri
- e) Enerji Depolama Elemanları
- f) Yenilenebilir Enerji Kaynakları
 1. Rüzgar Enerjisi
 2. Mikro Hidrolik Enerji
 3. Güneş Enerjisi
 4. Biokütle Enerjisi
 5. Jeotermal Enerji

Güneş enerjisi, rüzgar türbinleri ve yakıt pilleri gibi dağıtık enerji kaynaklarına olan yönelim, yüksek enerji maliyetleri ve konvansiyonel enerji kaynaklarının çevreye olan olumsuz etkisi nedeniyle giderek artmaktadır. Bu sebeple dağıtık enerji kaynaklarına talep artmakta ve bu sistemlerin güvenilirlik ile maliyet etkileri daha fazla ön plana çıkmaktadır [32].

Günümüzde elektrik enerji üretimi ve dağıtımının, hem fiziksel altyapısının ve denetiminin hem de enformatik alt yapısındaki değişimler nedeniyle; geleceğin elektrik dağıtım sistemlerinin, elektrik enerji sektöründe hızlı bir gelişmeye sahne olacağı değerlendirilmektedir. Elektrik güç üretiminin büyük ve merkezi güç üretim

istasyonlarında üretilmesi ve YG hatları üzerinden iletimi yerine, yakın bir gelecekte dağıtık ve farklı üretim altyapılarının kullanılması beklenmektedir.

Tablo 3.2. dağıtık üretim teknolojilerinin kullanıldığı güç kapasite aralıklarından ve beslendiği kaynakları özetler niteliktedir [33] .

Dağıtık Üretim Teknolojisi	Güç Kapasite Aralığı	Kaynak
Mikro Türbinler	30 kW-200 kW 35 kW-1 MW Küçük ölçekli uyg.< 1kW	*Doğal gaz *Yanıcı atık gazlar ve Biyogaz
İçten Yanmalı Motorlar	Dizel 20 kW-10 MW Gaz 5 kW-5 MW Genel olarak < 1 MW	*Dizel, fuel oil, biyodizel *Doğal gaz, biyogaz
Gaz Türbinleri	1-20 MW	*Gaz, kerosen
Yakıt Hücreleri	50 kW-1 MW IEA	*Metanol, hidrojen veya doğal gaz
Fotovoltaik Sistem	1 kW – 100 kW	*Güneş
Rüzgar Sistemleri	200 kW-3 MW	*Rüzgar

Tablo 3.2. Dağıtık enerji kaynakları [33].

3.2.1.2. Rüzgar enerjisi

Rüzgar enerjisi, dünyadaki yenilenebilir enerji kaynağı olarak kabul edilen en başarılı keşiflerden biridir. Bununla birlikte, rüzgar üretimi düzenli bir enerji kaynağı bakımından dezavantajlara sahip olduğu için geleneksel kaynaklardan daha az güvenilir olarak kabul edilir. Rüzgar türbinlerinin günlük enerji miktarı büyük ölçüde değişebildiği gibi bunların kullanımı yüksek ve nispeten sabit rüzgarların bulunduğu yerlerle sınırlıdır. Geleneksel enerji santrali stokastik modelinin, yerel rüzgar rejimine (hava şartlarına) bağlı olan rüzgar türbin sistemlerine uygulanmasının uygun olmadığını söylemek gerekir [34].

Bazı çalışmalarda [35] rüzgar türbininin elektrik enerjisi üretimini etkileyen tüm faktörleri dikkate alan; rüzgar hızının stokastik davranışını, türbinlerin çalışma davranışını ve rüzgar türbinleri tarafından üretilen enerjinin karakteristiğini modelleyen bir güvenilirlik modeli geliştirilmiştir.

3.2.1.3. Güneş enerjisi

Güneş enerjisi de rüzgar enerjisi gibi enerji sektöründe hızlı bir büyüme göstermektedir. Güneş enerjisinin elektrik güç sistemlerinde gün geçtikçe kullanımı artmaktadır. Bunun da çoğunlukla temiz bir enerji olmasından kaynaklandığı söylemek mümkündür. Bununla birlikte (rüzgar gibi) güneş enerjisinden elektrik üretilme kapasitesi hava şartları nedeniyle fosil yakıtlı üretime göre daha düşüktür [34].

Güneş radyasyonu (hava bulutlu olsun ya da olmasın) bölgenin çevresel koşulları gibi çeşitli etkenlere bağlı olarak rastgele değişir. Bu rastgeleliği azaltmak için, örneğin geceleri güç sağlamak için depolama sistemleri kullanılmalıdır. Bu nedenle, geleneksel enerji santrali stokastik modelleri rüzgar enerji sistemleri gibi güneş enerji sistemlerinde de kullanılamaz. Bazı çalışmalarda [36] güneş generatörleri ile güç sistemlerinin güvenilirliğini değerlendirmek amacıyla bazı yöntemler sunulmuştur.

3.2.2. Yerel yükler

Mikro şebekelerde hem dağıtık güç kaynaklarının hem de enerji depolama sistemlerinin (güç durumuna göre) yerel yüklerden oluşan sisteme bağlanıp ya da sistemden ayrılması mümkündür. Literatürde mikro şebekeye bağlı olan yükler genelde iki sınıfa ayrılmıştır [23, 37].

Bunlar,

- a) Kritik yükler
- b) Kritik olmayan yüklerdir.

Kritik yükler yüksek güç kalitesi ve güvenilirlik gerektirirken, kritik olmayan yükler daha düşük bir hizmet kalitesi gerektirir. Ticari ve endüstriyel tüketiciler genellikle kritik yükler olarak kabul edilirken; konut tüketicilerin çoğu kritik olmayan yükler olarak kabul edilir. Mikro şebekelerde, yükler arası optimum enerji dağılımı için enerji yönetimi teknikleri geliştirilmesinin yanında bu sistemlerin ekonomik işletme maliyetleri uygun bir yük yönetim yaklaşımı ile optimize edilebilir [38].

3.2.3. Enerji depolama birimleri

Bir mikro şebekede bazı generatörler yenilenebilir enerji kaynaklı temellidir. Bu kaynaklar kontrol edilemeyen faktörlere (rüzgar, güneş) bağlı olduğu için üretilen güç miktarı da böyle sistemlerde tam olarak kontrol edilemez. Enerji depolama cihazları, bu generatörlerin güvenilirliğini ve verimliliğini, yük talebi ile yeni güç kaynakları kapasitesi arasındaki güç dengesizliğini enerji sağlayarak artırabilir.

Bataryalar, ultra kapasitörler, volan (flywheel) ve süper iletken manyetik batarya (SMES) gibi cihazlar enerji depolama birimlerine örnek gösterilebilir [39].

Bataryalar şarj sürecinde elektrik enerjisini kimyasal enerjiye çeviren, deşarj sürecinde ise elektrikselsel olarak depolanan kimyasal enerjiyi ise elektrik enerjisine çeviren sistemlerdir. Mikro şebekelere bağlanan bataryaların boyut ve ağırlık kapasitelerine nispeten deşarj sürecinde uzun enerji sağlama süresi ve yüksek performans etkenleri daha önemlidir.

Lityum iyon (Li-ion) bataryalar genelde elektrikli araçlarda tercih edilir. Fakat güç yoğunlukları 150-200 Wh/Kg olmasına karşın yüksek maliyetlerinden dolayı (500-1500 \$/kWh) mikro şebekelerde optimal bir seçim oluşturmazlar.

Kurşun-asit bataryalarda depolanan enerjinin boşalması yaklaşık %0.1 / saattir. Bu da uzun zaman depolama için uygun bir değerdir. Bu tip bataryaların güç yoğunlukları 30-40 Wh/Kg'dir. Maliyet oranı aralıkları ise 100-200 \$/kWh'tir. Tipik şarj-deşarj

döngü verimlilikleri %80 olup bu da batarya servis ömrünü yaklaşık 1000 döngüye tamamlayacağı anlamına gelir (Li-ion bataryalar gibi). Bu nedenlerden dolayı Kuşun-asit bataryalar mikro şebekelerde tercih edilirler.

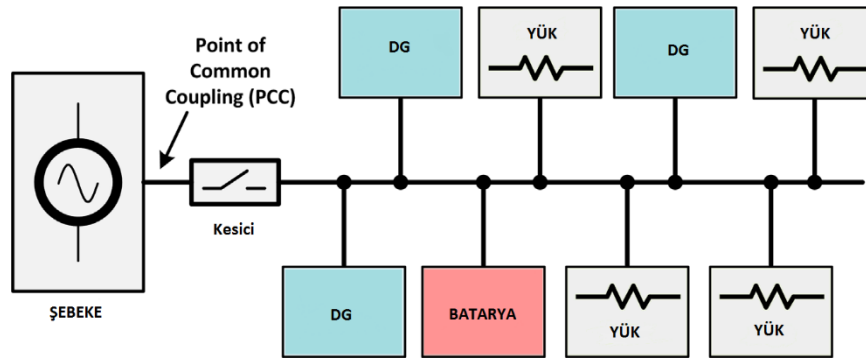
Ultrakapasitörler çok sayıdaki yük–deşarj döngüsü ile kısa sürede büyük miktarda gücün şarj edilmesi ve boşaltılması için idealdir.

Volanlar yenilenebilir enerji kaynakları tarafından üretilen fazla enerjiyi depolamak ve mevcut gücün düşük olduğu durumlarda üretilip depolanan enerjiyi kullanmak için yaygın bir seçenektir. Endüstriyel volanlarda enerjideşarj süresi 15 dakika ile birkaç saat arasında değişmektedir [22].

3.2.4. Mikro şebekelerde koruma ve kontrol

Mikro şebeke ve dağıtık güç kaynakları içeren radyal sistemler için aşırı akım röleleri (OCRs), sigortalar ve otomatik tekrar-kapayıcılar (auto-recloser) başlıca koruma cihazları olarak kullanılır [40].

Mikro şebekelerin ters akıntı yönündeki ana şebekeye bağlı olduğu nokta Ortak Bağlantı Noktası (Point of Common Coupling) olarak adlandırılır [41]. IEEE 1547 standardına [42] göre Ortak Bağlantı Noktası (PCC), elektrik dağıtım sistemine enerji sağlayan güç sistemi bölgesinin/alanının yerel dağıtım şebekesi ile bağlantı oluşturduğu noktaya verilen addır.



Şekil 3.5. Mikro şebeke basitleştirilmiş şeması [22].

Tipik bir mikro şebekenin ana şebekeye bağlı olduğu şema Şekil 3.5. ile gösterilmiştir. Devre kesici (Circuit Breaker) kapalı konumdayken mikro şebeke ana şebekeye bağlı çalışır, kesicinin açık pozisyonda olması ise mikro şebekenin ada modunda çalışması demektir. DG'lerin şebekeye bağlanması voltaj regülasyonu, sistem kararlılığı gibi problemleri de beraberinde getirmiştir. Günümüzde artan çalışmalar bu problemlere çözüm araştırmaya odaklanmıştır [43]. Bu problemlerin çözümlerinde güç elektroniği alanında yapılan çalışmalar ile kesici, sigorta ve otomatik tekrar kapayıcıların (auto-recloser) koordinasyonlu çalışmaları etkili olmuştur.

BÖLÜM 4. GÜVENİLİRLİK DEĞERLENDİRİLMESİ

4.1. Analitik Değerlendirme Tekniği

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) tarafından yayınlanan IEC 60300-3-1 standardına göre güvenilirlik analizinde en çok kullanılan analitik yöntemler Güvenilirlik Blok Diyagramı (Reliability Block Diagram – RBD) , Hata Ağacı Analizi (Fault Tree Analysis – FTA) ve Markov Analizi (Markov Analysis –MA) teknikleridir [44]. Bunlara karşın güvenilirlik analizinde kullanılan en yaygın yöntem Monte Carlo Simülasyon yöntemidir.

Analitik yöntemde güvenilirlik analizi yapılacak sistem matematiksel olarak ifade edilir ve genellikle basite indirgenmiş modeller kullanılarak analitik çözüm geliştirilir. Simülasyon yaklaşımda ise sistemin realisttik işleyişi ve doğal davranışı göz önüne alınarak güvenilirlik indisleri olasılıksal olarak tahmin edilir [2].

Analitik ve simülasyon yaklaşımlarda,

- a) Simülasyon yönteminde küçük sistemlerde çözüm süresi analitik yöntemle göre kısa olmasına karşın analitik yöntem sonuçları daha belirgindir. Bu sistemler için simülasyon süresi artırılarak analitik sonuçlara yaklaşılacaktır. Ancak sistemin büyümesi ve karmaşıklaşmasına göre simülasyon süresi uzayacağı için böyle sistemlerde kullanılan bilgisayar CPU kapasitesine göre simülasyon süresi belirlenmelidir.
- b) Analitik yöntemde belirli sistemde belirli değerlerde tekrarlanan çözümlerde aynı çıktılar alınacaktır. Simülasyon yönteminde ise aynı ya da farklı simülasyon süresine göre olasılıksal yaklaşımda kullanılan rastgele sayı üretilmesinden dolayı farklı sonuçlar elde edilir.

4.2. Monte Carlo Simülasyon Yöntemi

Elektrik güç sistemlerinin güvenilirlik analizinde analitik ve simülasyon metotları iki temel metottur. Analitik teknikler yıllarca araştırılmış ve bilim adamlarınca geliştirilmiştir [45]. Analitik teknikler sistemin matematik modelini referans alır ve matematiksel çözümler ile sistemin güvenilirlik değerlendirilmesi yapılır. Özellikle dağıtım sistemlerinde sistemin boyutu arttıkça güvenilirlik değerlendirilmesi için yüksek matematik hesaplamalarına ihtiyaç duyulmaktadır.

Analitik teknikler ile genelde yük noktası ve sistem güvenilirlik indislerinin ortalama veya beklenen değerleri hesaplanır. Ancak ortalama değerler indislerin değişkenliği hakkında herhangi bir bilgi vermez. Olasılıksal dağılım ortalama değerine aksine indislerin ve sistem etkilerinin farklılık gösterebilmesini de göz önüne alır. Bu sistem etkileri pratikte kolayca ortaya çıkabilecek ve ortalama değerlerde ihmal edilen değerlerdir [45].

Monte Carlo simülasyon yöntemi olasılıksal dağılımın kullanıldığı bir simülasyon tekniğidir [46]. Bu simülasyon tekniği genelde üç temel seviye üzerine kuruludur. Birincisi belirlenen aralıkta rastgele sayıların kümesinin oluşturulması yapılır, ikincisi bu sayıların istenen olasılıksal dağılım yöntemine göre (exponential dağılım, gama dağılımı, normal dağılım, lognormal dağılım, poisson dağılımı vb.) olasılıksal dağılımı yapılır, üçüncüsü işlemler hedeflenen sayıda tekrarlanarak sonuç elde edilir.

Roy BİLLİNTON ve ekibi yaptığı çalışmada [45] daha önce analitik yöntemler ile RBTS test sistemine [47] uygulayarak bulduğu güvenilirlik indis sonuçlarını monte Carlo simülasyon yöntemi ile bulduğu sonuçlarla karşılaştırmış ve analitik sonuçlara yakın neticeler elde ettiğini göstermiştir.

Monte Carlo simülasyon yönteminde örnekleme sayısının analitik sonuçlara yakın değerler bulma noktasında doğrudan bir etkisi vardır. Yani örnekleme sayısının (seri, paralel ve ya karmaşık sistem olmasına bakılmaksızın) artması analitik sonuçlara daha yakın değerler bulunması demektir. Ancak sistem büyüdükçe simülasyon zamanı

artacağından örnekleme sayısının artması yerine sisteme uygun örnekleme sayısı almak optimum mühendisliği açısından daha yerinde olacaktır [48-50].

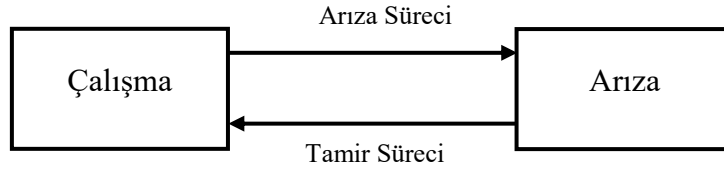
4.2.1. Zaman-sıralı simülasyon tekniği

Monte Carlo simülasyon yöntemi elektrik üretim sistemi, iletim sistemi, dağıtım sistemi, dağıtım sisteminin alt birimleri vb. sistemlerde uygulanabilir. Pratikte n tane özdeş sistemin davranış şekli arıza oranı, arıza zamanı, tamir süresi vb. durumların farklılık dercesine göre değişir. Bu davranışlar sistemlerin doğası gereği olasılıksaldır. Davranış kalıbı belli bir sistem bu rastgele davranışlardan herhangi birine bürünebilir. Zaman-sıralı simülasyon süreci örnekleme zamanı süresi içinde bu davranış kalıplarını incelemek ve tahmin etmek; değişken güvenilirlik indislerinin olasılıksal dağılımını elde etmek ve bu parametrelerin ortalama veya beklenen değerlerini hesaplamak için kullanılır [46].

Zaman-sıralı simülasyon tekniğinde sistem elemanlarının alt ve üst zamanlarını gösteren yapay bir tarih üretilir. Bu yapay tarih, rastgele sayı üreticisi ile elemanın hata ve tamir parametrelerinin olasılıksal dağılımı kullanılarak üretilir. Sistemin çalışma-onarım döngüleri dizisi, eleman durumları ve sistem durumları arasındaki ilişkileri kullanarak oluşturulan bileşen tarihlerinden elde edilir. Sistemin güvenilirlik indisleri ve bu indislerin olasılıksal dağılımı, sistemin yapay tarihinden elde edilir [45].

Zaman-sıralı simülasyon tekniği için ilgili sistem elemanlarının gerçekçi yapay çalışma/tamir tarihlerine ihtiyaç vardır. Bu yapay tarihler sistemin çalışma/tamir durumlarına ve elemanların güvenilirlik parametrelerine bağlıdır.

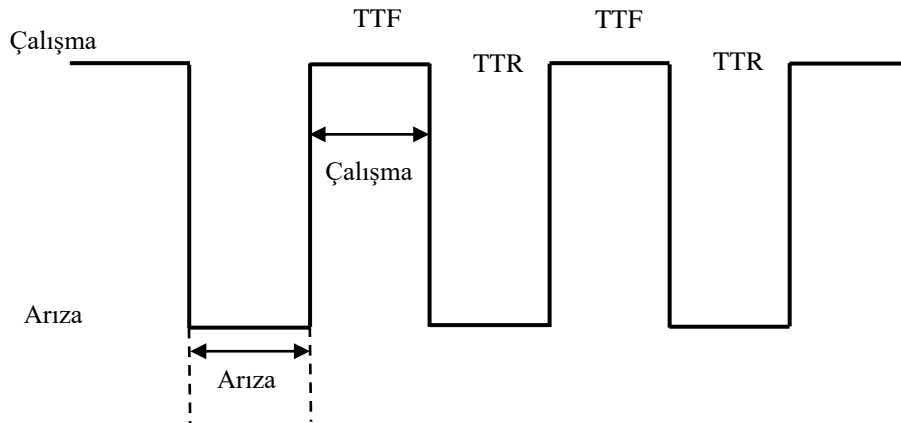
Dağıtım sistemi elemanları iletim hatları (ana ve yan besleme hattı), trafolar, ayırıcılar, kesiciler ve alternatif enerji kaynakları vb. bileşenlerden oluşmaktadır. Hatlar ve trafolar genelde iki-durum modeli ile gösterilebilirler. Şekil 4.1.'de bir elemanın durum uzay diyagramında ile üst durum (çalışma durumu) ve alt durum (elemanın arızadan dolayı çalışmama durumunu) gösterilmiştir..



Şekil 4.1. Bir elemanın durum-uzay diyagramı [51].

Bir elemanın çalışma durumda kaldığı süre TTF (time to failure- arızaya kadar geçen süre) olarak adlandırılır. Bir elemanın arıza durumda kalma süresi ise tamir süresi TTR (time to repair/replace) olarak adlandırılır. Arıza sürecine bir elemanın arızası neden olabileceği gibi tamir için bakım olan elaman değişikliği de neden olabilir.

Şekil 4.2. simülasyonu olan bir elemanın çalışma/tamir tarihini göstermektedir.



Şekil 4.2. Bir elemanın çalışma/tamir tarihi [46].

TTF ve TTR parametreleri rastgele değerlerdir ve farklı olasılıksal dağılımlara sahip olabilirler. Koruma elemanları, sistemde bir veya daha fazla arıza meydana geldiğinde, başarısız elemanları veya başarısız alanları sağlıklı alanlardan otomatik olarak izole etmek için kullanılır. Bu elemanlar olasılık açısından tanımlandıkları arıza ve çalışma durumlarında olabilirler. Bunun için olasılık dağılımlarından tekdüze (sürekli düzgün) dağılım kullanılır [46].

Tekdüze dağılımın olasılık yoğunluk fonksiyonu (Denklem 4.1) ile gösterilmektedir.

$$f_U(u) = \begin{cases} 1, & 0 \leq u \leq 1 \\ 0, & \text{değilse} \end{cases} \quad (4.1)$$

Alternatif bir güç kaynağının varlığı ve sigortanın veya kesicinin başarılı bir şekilde çalışma olasılığı doğrudan bu dağıtımdan elde edilebilir.

Üstel dağılımın olasılık yoğunluk fonksiyonu (Denklem 4.2) ile gösterilmektedir.

$$f_T(t) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda t}, & 0 \leq t \leq \infty \\ 0, & \text{değilse} \end{cases} \quad (4.2)$$

a) Rastgele sayı üretilmesi

Rastgele sayı üretici, tekdüze (sürekli düzgün) dağılımı kullanarak direk olarak rastgele değerler üretir. Bir dağılım fonksiyonunu diğer dağılım fonksiyonuna çevirerek rastgele sayı üretilmesi mümkündür. Rastgele sayı üretimi ters dönüşüm yöntemi, birleştirme yöntemi ve kabul-ret yöntemiyle yapılabilir [47]. Aşağıdaki örnekle tekdüze dağılımın ters dönüşüm yöntemi ile üstel dağılıma çevrilmesi gösterilmektedir.

Üstel dağılım için kümülatif (birikimli) olasılık dağılım fonksiyonu (Denklem 4.3) ile gösterilmektedir.

$$U = F_T(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4.3)$$

Burada U, 0 ile 1 arasında değişen tekdüze (sürekli düzgün) dağılmış rastgele değerleri göstermektedir.

T değişkeninin değeri (Denklem 4.4) ile gösterilebilir.

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (4.4)$$

(1-U) , U gibi 0 ile 1 arasında tekdüze dağılmış rastgele sayılardan oluşan bir değer dizisini vereceği için (Denklem 4.5) ile bu ifade elde edilebilir.

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (4.5)$$

Burada U tekdüze dağılım, T ise üstel (exponentially) dağılımdır.

4.2.1.1. MCS simülasyon süreci

Bu çalışmada literatürdeki bazı kaynaklardan [1, 45, 46, 48, 52] MCS süreci hakkında faydalanılmış olup süreç aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

1. Rastgele sayı üretici kullanılarak bileşenlerin her biri için rastgele bir değer oluşturulur. Her bileşen için elde edilen değişkenler eşit olasılıksal olarak (0, 1) arasında bir değer alır.
2. Sistemdeki minimum TFF 'si olan eleman belirlenir.
3. Sistemdeki her bir bileşen için üretilmiş olan değerler TTF ve TTR cinsine çevrilir. Her bir arızalı yük noktası indisi için kesinti süresi belirlenir.
4. Arızalı bileşen için yeni bir rastgele sayı oluşturulur ve bu sayı yeni bir TTF 'ye dönüştürülür. Simülasyon süresi bir yıldan az ise (8760 saat) 2. adıma dönülür. Aksi takdirde 7. adıma gidilir.
5. Her bir yük noktası için yıllık arıza sayısı ve süresi hesaplanır.
6. Örnekleme süresi için yük noktasının arıza oranı ve süresinin ortalama değeri hesaplanır.
7. SAIFI, SAIDI ve sistem indisleri hesaplanır ve sonuçların ortalama değerleri kaydedilir.
8. Simülasyon süresi, belirlenen toplam simülasyon yılından az ise 2. adıma geri dönülür. Aksi takdirde, sonuçları nihai sonuçlar olarak kaydedilir ve simülasyon sonlandırılır.

4.3. ETAP (Electrical Power System Analysis & Operation Software) Programı

Farklı mühendislik yazılımları kullanılarak elektrik enerji sistemlerinin analizini yapmak mümkündür. Bu uygulamalar sayesinde programlara ait ilgili girdiler ile istenilen çıktılar alınabilmektedir.

ETAP (Electrical Power System Analysis & Operation Software) genel anlamda elektrik güç sistemlerinde IEC ve ANSI Standartları kapsamında farklı modüllerde analizlerin yapıldığı ve bunların raporlandığı simülasyon programıdır. ETAP simülasyon, tasarım, izleme, kontrol, operatör eğitimi, optimize etme ve güç sistemlerini otomatikleştirme konusunda uzmanlaşmış bir analitik mühendislik çözüm yazılımıdır. Elektrik üretim/dağıtım/iletim sistemlerinden endüstriyel uygulamalara kadar, ulaşım sistemlerinden alçak gerilim uygulamalarına kadar, nükleer üretim uygulamalarından üniversite laboratuvar uygulamaları dahil birçok sektöre hitap etmektedir.

ETAP çeşitli sektör ve endüstri kuruluşuna uygun elektrik analiz modülleri kapsamaktadır. Geçici hal kararlılık durumları, kısa devre analizleri, yük akışları, kablo kapasitelerinin belirlenmesi, topraklama sistemlerinin tasarımı, koruma elemanlarının koordinasyonu, DC sistemler analizi ve dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirilmesi gibi konularda istenilen sonuçları almayı sağlamaktadır. ETAP ile sistem modelini oluşturmak için programın sahip olduğu geniş kütüphaneden ilgili sektörde kullanılan elemanları doğrudan projeye çağırma olanağı mevcuttur [53].

4.3.1. Dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirilmesi modülü

Dağıtım sistemi güvenilirlik değerlendirmesi, her müşterinin servis girişindeki güç kaynağının kullanılabilirliği ve kalitesi ile ilgilidir. Müşteri arıza istatistiklerinin analizi, elektrik güç sistemlerinin diğer bölümleriyle karşılaştırıldığında, dağıtım sistemi arızalarının bir yüke tedarik edilememesine %90 kadar katkıda bulunduğunu göstermektedir. Bu istatistikler, dağıtım sistemlerinin güvenilirlik değerlendirmesinin ne kadar önemli olabileceğini göstermektedir.

Genellikle bir dağıtım sisteminin güvenilirliğini tahmin etmek veya değerlendirmek için kullanılan temel güvenilirlik indisleri üç güvenilirlik indisinden oluşur:

- a) Yük noktası ortalama arıza oranı λ
- b) Ortalama kesinti süresi r
- c) Yıllık sağlanamazlık U

Bir sistem kesintisinin önemini değerlendirmek için, yukarıda belirtilen üç temel indis kullanılarak aşağıda listelenen iki indis grubu da hesaplanmaktadır. İki indis grubu, sistemdeki her yük noktasında bağlı müşterilerin sayısını, ortalama yükünü ve müşteri kesinti maliyetini içerir.

İlk grup aşağıdakilerden oluşan sistem güvenilirlik indisleridir:

- a) Sistem ortalama kesinti sıklığı indisi (SAIFI),
- b) Sistem ortalama kesinti süresi indisi (SAIDI),
- c) Müşteri ortalama kesinti süresi indisi (CAIDI),
- d) Ortalama hizmet/servis kullanılabilirliği indisi (ASAI),
- e) Ortalama hizmet/servis kullanılmaması indisi (ASAI).

İkinci grup, güvenilirlik maliyet / değer endeksini içerir:

- a) Beklenen enerji sağlamama değeri (EENS),
- b) Beklenen kesinti maliyeti (ECOST),
- c) Kesinti enerji değerlendirme oranı (IEAR).

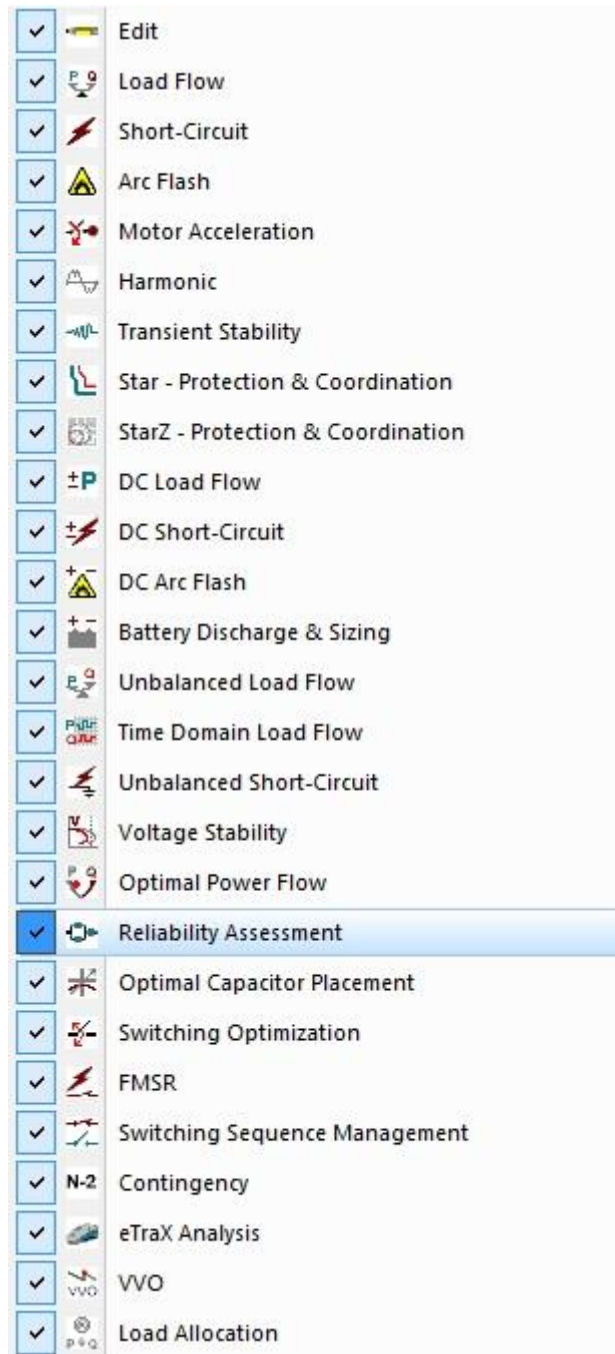
ETAP programında yük akış analizi modülü, kısa devre analizi modülü, ark flaş modülü, harmonik analiz modülü, DC modülleri, gerilim kararlılığı modülü vb. modüllerinin yanında güvenilirlik değerlendirilmesi modülü de bulunmaktadır.

Yukarıda verilen tüm indisler ve değerler ETAP güvenilirlik analizi modülü kullanılarak değerlendirilebilir. Bu modül, çeşitli güç sistemi elemanlarını ve cihazlarını, anahtarlama cihazlarının çalışması yoluyla arıza izolasyonu ve yük

restorasyonu gibi dağıtım sistemi güvenilirliği üzerindeki etkilerini içerecek şekilde verimli bir şekilde modelleme imkânı sunar.

ETAP programında modellenen mevcut dağıtım sistemi güvenilirlik analizi aşağıdaki varsayımlar altında yapılır.

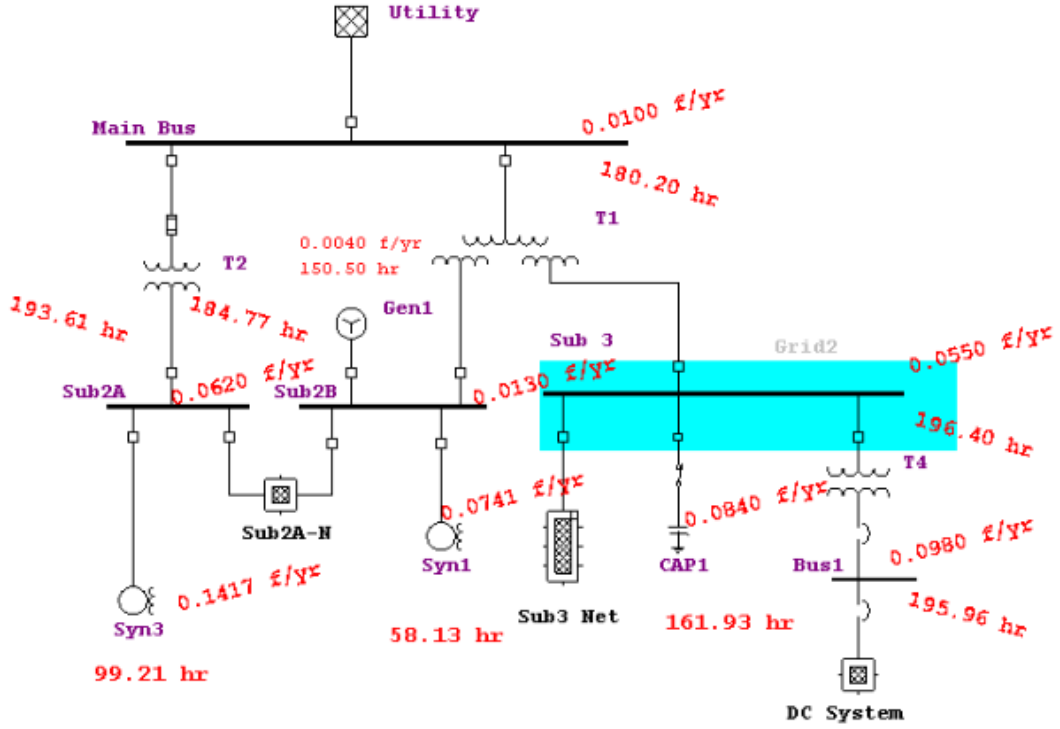
- a) Sadece AC sistemleri göz önünde bulundurulur.
- b) Tüm anahtarlama cihazları gerektiğinde başarılı bir şekilde çalışır.
- c) Bir arızayı izole etmek için anahtarlama cihazları mümkün olduğunda açılabilir. Güç kaynağı, uygun anahtarlama eylemleri ve mevcut alternatif kaynaklar kullanılarak mümkün olduğunca çok sayıda yük noktasına güç sağlamak için restorasyon sağlayabilir.
- d) Tüm arızalar istatistiksel olarak birbirinden bağımsızdır [53].



Şekil 4.3. ETAP programı modülleri

ETAP programında ilgili modül kullanılarak analizi yapılmak istenen sistem için önce tek hat şeması oluşturulması gerekmektedir.

Oluşturulacak sistem için gerekli AC/DC elemanların kütüphaneden seçilerek uygun parametre değerleri ile sistem elemanlarına bağlantısı yapılır.

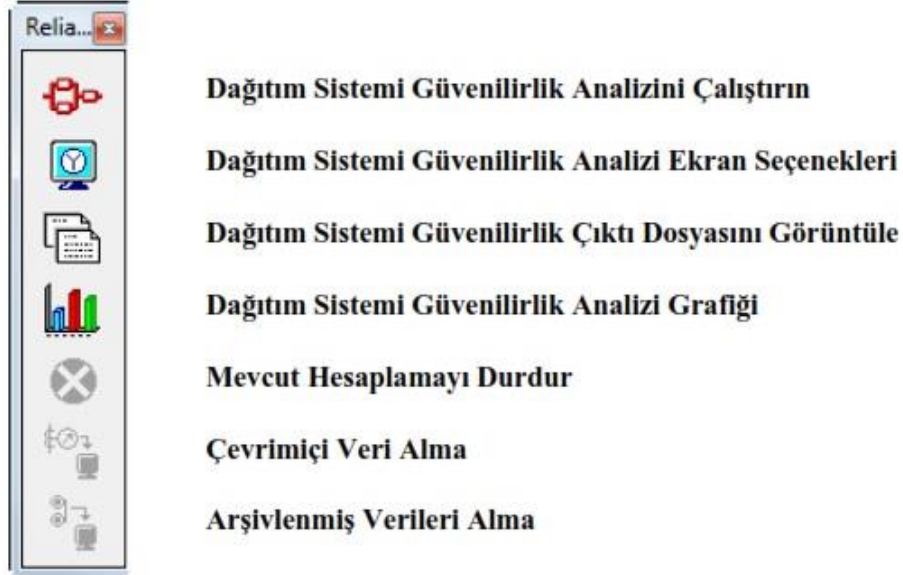


Şekil 4.4. Herhangi bir sistemin tek hat şeması ara yüzü [53].

Şekil 4.4.'de programın kullanıcı kılavuzunda örnek olarak seçilmiş rastgele bir sistemin tek hat şeması gösterilmektedir. Sistem elemanlarını; ana kaynak, baralar, trafo, devre kesiciler, hatlar (kablolar), motor, generatör, dc sistem vb. oluşturmaktadır.

Programda kullanılan elemanların arıza oranı, onarım süresi, anahtarlama süresi vb. gibi güvenilirlik standart değerleri kütüphanesi, IEEE std 493 (IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems) standardına göre oluşturulmuş olup seçilen elemanın tek hat şemasına eklenmesi ile standart güvenilirlik değerleri otomatik seçilmiş olur.

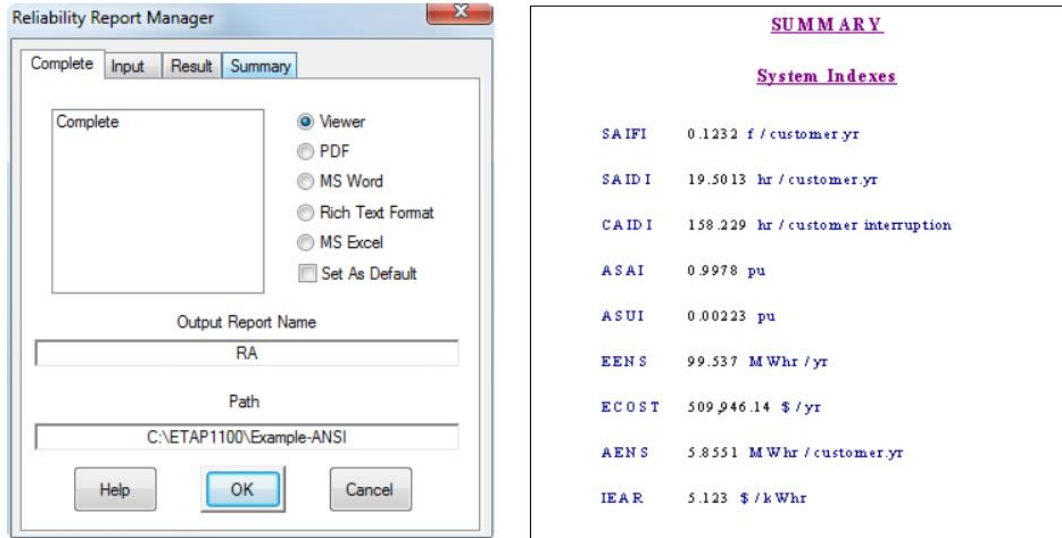
Bağlantısı tamamlanan sistemin güvenilirlik değerlendirilmesi için Şekil 4.5.'de gösterilen ilgili modülün araç çubuğuna tıklanarak istenen sonuçlar elde edilir.



Şekil 4.5. Güvenilirlik sistem analizi araç çubuğu

Şekil 4.4.'de rastgele sistemin aynı zamanda güvenilirlik değerlendirilmesinin sonuç ara yüzü gösterilmektedir. Ara yüzde sistemin elemanlarından olan kaynak, baralar ve yüklerin ortalama arıza oranları ve ortalama kesinti süreleri hesaplama sonucunda verilmiştir.

Ayrıca Şekil 4.6. gösterildiği gibi SAIFI, SAIDI, CAIDI vb. sistem güvenilirlik indisleri özet rapor halinde çıktı olarak alınabilmektedir.



Şekil 4.6. Güvenilirlik rapor yönetim penceresi ve örnek bir özet rapor

4.4. Radyal Sistemlere Uygulama

Birçok dağıtım sistemi, tek radyal besleyici sistemler olarak tasarlanmış ve inşa edilmiştir. Radyal şebekeler, tesis bedellerinin ucuz, bakım ve işletmelerinin kolay olması, oluşan arızaların kolay tespit edilmesi gibi sebeplerden dolayı tercih edilir. Dağıtım sisteminde kullanılan diğer ağ gözlü, ring yapıda inşa edilmiş şebekelerinde çalışma sistemi normalde açık anahtarlar ile radyal yapı şekline çevrilme durumuna çok rastlanmaktadır. Normalde açık olan bu noktaların amacı, herhangi bir tek fider devresinde arızaya maruz kalan ekipman miktarını azaltmak ve bir sistem arızası durumunda veya programlı bakım periyotları sırasında bağlantısı kesilen toplam yükü en aza indirmek için normalde açık olan noktanın kapatılıp diğerinin açılabilmesini sağlamaktır.

Bir radyal dağıtım sistemi, hatlar, kablolar, bağlantı kesiciler, baralar vb. dahil olmak üzere bir dizi seri bileşenden oluşur. Böyle bir sistemin herhangi bir yük noktasına bağlanan bir müşteriye enerji sağlanması kendisi ile tedarik noktası arasındaki tüm bileşenlerin çalışmasını gerektirir [9].

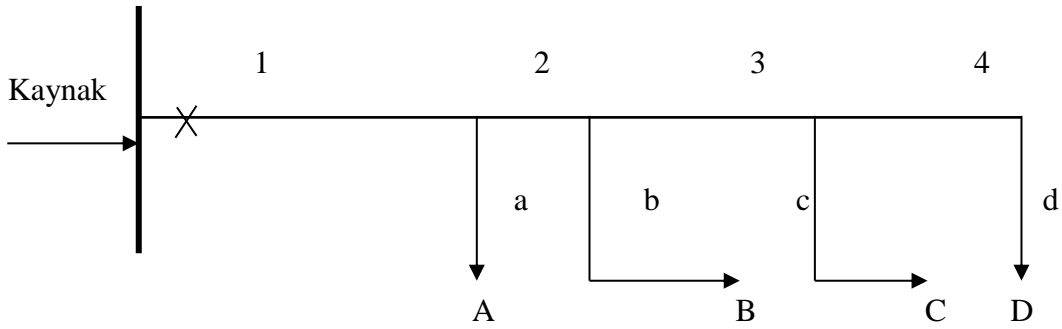
Üç temel güvenilirlik indisi olan ortalama arıza oranı (λ), ortalama kesinti süresi (r) ve ortalama yıllık kesinti süresi (U), (Denklem 4.6), (Denklem 4.7) ve (Denklem 4.8) ile gösterilmektedir [1, 9]. Bu denklemler tamir edilebilir seri sistemler için ifade edilmektedir. Radyal şebekeler, seri bağlı elemanlardan oluşan sistemler olduğu için yük noktası indisleri bu denklemler yardımıyla hesaplanabilir [9]. Sistem performans indisleri olan SAIFI,SAIDI,CAIDI vb. parametreler yük noktası indis verileri yardımıyla hesaplanmaktadır.

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (4.6)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (4.7)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (4.8)$$

4.4.1. Örnek sistem



Şekil 4.7. Örnek bir sistemin tek hat şeması

Bu bölümde şekil 4.7.'deki örnek sistemin temel güvenilirlik indisleri kullanılarak (analitik değerlendirme tekniği ile) yük noktası ve sistem performans indisleri hesaplanmış ve Monte Carlo Simülasyon yöntemi ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Pratikte hatların ve kabloların uzunluklarıyla yaklaşık olarak orantılı bir arıza oranına sahip olduğu bulunmuştur [9]. Bu örnek için ana fiderin (Bölüm 1.2.3.4) 0,1 a / km'lik bir arıza oranına ve branşmanların (a, b, c, d) 0,2 f /km sene arıza oranına sahip olduğunu düşünelim. Bu temel verileri ve Tablo 4.2.'de verilen hat uzunluklarını kullanarak Tablo 4.3.'de gösterilen güvenilirlik parametreleri elde edilir [9].

Yük Noktası	Tüketici Sayısı	Bağlı Yük Ortalaması (kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

Tablo 4.1. Örnek sistem yük noktası parametreleri

Eleman Bölüm	Uzunluk (km)	λ (a/yıl)	r (saat)
1	2	0,2	4
2	1	0,1	4
3	3	0,3	4
4	2	0,2	4
Branşman			
a	1	0,2	2
b	3	0,6	2
c	2	0,4	2
d	1	0,2	2

Tablo 4.2. Sistem parametreleri

Sistemin izole edilebileceği hiçbir nokta olmadığı için kesici tekrar kapatılmadan önce her arızanın onarılması gerekir. Bu işletim prosedürüne dayanarak, her bir yük noktasının (A, B, C, D) güvenilirlik indisleri, Tablo 4.3.'de gösterilen seri sistemler prensibi kullanılarak değerlendirilebilir [9].

	Yük A			Yük B			Yük C			Yük D		
	λ (a/yıl)	r (saat)	U (saat/yıl)	λ (a/yıl)	r (saat)	U (saat/yıl)	λ (a/yıl)	r (saat)	U (saat/yıl)	λ (a/yıl)	r (saat)	U (saat/yıl)
Bölüm												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Branşman												
a	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
b	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2
c	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8
d	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
Toplam	2,2	2,73	6,0	2,2	2,73	6,0	2,2	2,73	6,0	2,2	2,73	6,0

(Burada $\lambda_{toplam} = \sum \lambda$, $U_{toplam} = \sum U$ ve $r_{toplam} = \sum U / \sum \lambda$ dir)

Tablo 4.3. Örnek sistemin güvenilirlik indis değerleri

a) Analitik Yaklaşım

Yukarıdaki Şekil 4.7.'de verilen örnek sistemin Tablo 4.2. ile verilen güvenilirlik parametrelerine göre A,B,C,D yük noktalarına ait güvenilirlik indisleri Tablo 4.3.'de belirtilmektedir.

Korumasız hali durumunda tüketici ve enerji indisleri;

Sistemin ortalama kesinti sıklığı indisi olan SAIFI (*System average interruption frequency index*)

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{\sum N_i} = \frac{2.2 \times 1000 + 2.2 \times 800 + 2.2 \times 700 + 2.2 \times 500}{1000 + 800 + 700 + 500}$$

$$SAIFI = 2.2 \text{ (kesme / müşteri sene)}$$

Sistem ortalama kesinti süresi indisi olan SAIDI (*System average interruption duration index*),

$$SAIDI = \frac{\sum N_i \cdot U_i}{\sum N_i} = \frac{6 \times 1000 + 6 \times 800 + 6 \times 700 + 6 \times 500}{1000 + 800 + 700 + 500}$$

$$SAIDI = 6,0 \text{ (saat / müşteri sene)}$$

Müşteri ortalama kesinti süresi indisi olan CAIDI (*Customer average interruption duration index*),

$$CAIDI = \frac{\sum N_i \cdot U_i}{\sum \lambda_i \cdot N_i} = \frac{6 \times 1000 + 6 \times 800 + 6 \times 700 + 6 \times 500}{2.2 \times 1000 + 2.2 \times 800 + 2.2 \times 700 + 2.2 \times 500}$$

$$CAIDI = 2,73 \text{ (saat / müşteri kesmeleri)}$$

Ortalama servis kullanılabilirlik (kullanamazlık) indisi olan ASAI (ASUI) - *Average service availability (unavailability) index*,

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= \frac{\sum N_i \cdot 8760 - \sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i \cdot 8760} \\ &= \frac{(1000 + 800 + 700 + 500) \times 8760 - (6 \times 1000 + 6 \times 800 + 6 \times 700 + 6 \times 500)}{(1000 + 800 + 700 + 500) \cdot 8760} \end{aligned}$$

$$\text{ASAI} = 0,999315 \text{ (p. u)}$$

$$\text{ASUI} = 1 - \text{ASAI} = 1 - 0,999315 = 0,000685 \text{ (p. u)}$$

Enerji sağlanamama indisi olan ENS (*Energy not supplied index*)

$$\text{ENS} = \sum L_i \cdot U_i = 5000 \times 6 + 4000 \times 6 + 3000 \times 6 + 2000 \times 6$$

$$\text{ENS} = 84000 \text{ (kwh/sene)}$$

Ortalama enerji sağlanamama indisi olan AENS (*Average energy not supplied*)

$$\text{AENS} = \frac{\sum L_i \cdot U_i}{\sum N_i} = \frac{5000 \times 6 + 4000 \times 6 + 3000 \times 6 + 2000 \times 6}{1000 + 800 + 700 + 500}$$

$$\text{AENS} = 28.0 \text{ (kWh/müşteri sene)}$$

Örnek sistemin müşteri ve enerji odaklı sistem güvenilirlik indisleri,

SAIFI	2,2	(kesme/müşteri sene)
SAIDI	6,0	(saat/müşteri sene)
CAIDI	2,73	(saat/müşteri kesmeleri)
ASAI	0,999315	(p.u)
ASUI	0,000685	(p.u)
ENS	84000	(kWh/sene)
AENS	28,0	(kWh/müşteri sene)

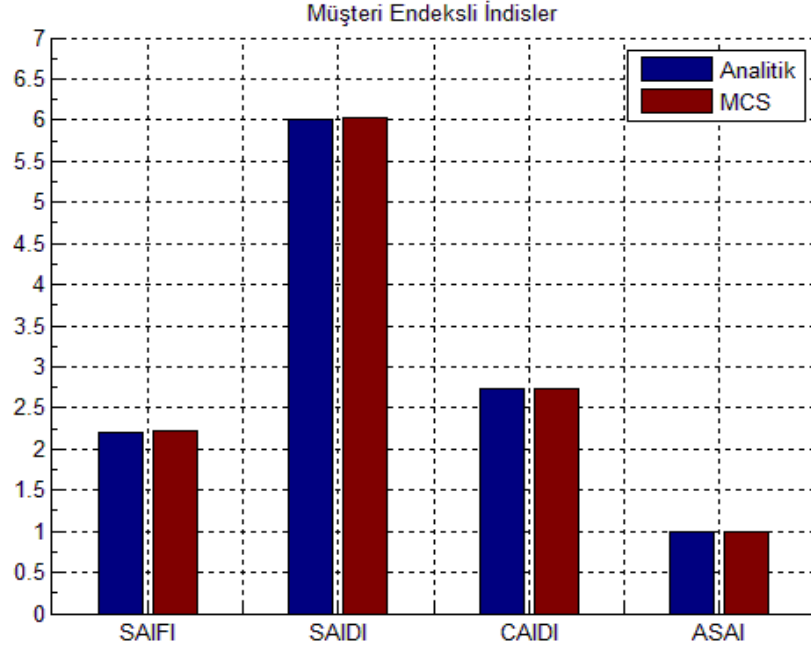
Tablo 4.4. Örnek sistemin güvenilirlik indisleri [9].

b) Simülasyon Yaklaşımı

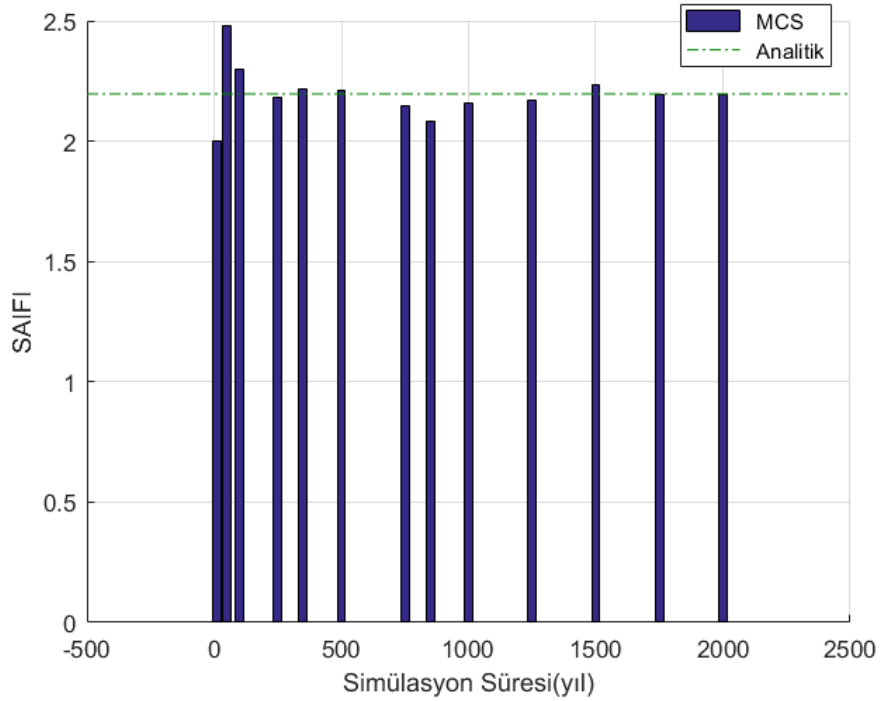
Monte Carlo simülasyon yönteminin zaman-sıralı tekniği kullanılarak, her bir ana hattın ve yan hatlar için (Bölüm 4.2.'de açıklandığı gibi) yapay tarih oluşturulmuştur. Simülasyon süresi 10000 yıl olarak düşünülmüş ve simülasyon süresinin artması ile analitik değerlere yakınsandığı gözlemlenmiştir

Tablo 4.4.'de belirtilen sonuçlar Şekil 4.8. ile de gösterilmiştir. Şekil 4.9.'da ise simülasyon süresinin ile analitik olarak bulunan SAIFI değerinin değişimi gösterilmektedir. Şekilde simülasyon süresinin artması ile analitik olarak bulunan SAIFI değerine yaklaştığı görülmektedir. Ancak çok daha büyük sistemlerde simülasyon süresinin optimum düzeyin üstünde seçilmesi CPU hızı ve kapasitesinin üzerine çıkabilmekte ve bu da programın hata verebilmesine yol açabilmektedir.

Sistemin eleman sayısının artması ile simülasyon süresinin kullanılan bilgisayar donanımına bağlı olarak azaltılması gerekmektedir. Bu nedenle sistemin büyüklüğüne göre hesaplama yapacak kişilerin optimum süreyi ayarlaması gerekir. Bu da MCS yönteminin hesaplama süresi bakımından bize sunduğu avantaja karşı sistem büyüklüğü durumunda oluşan bir dezavantajdır.



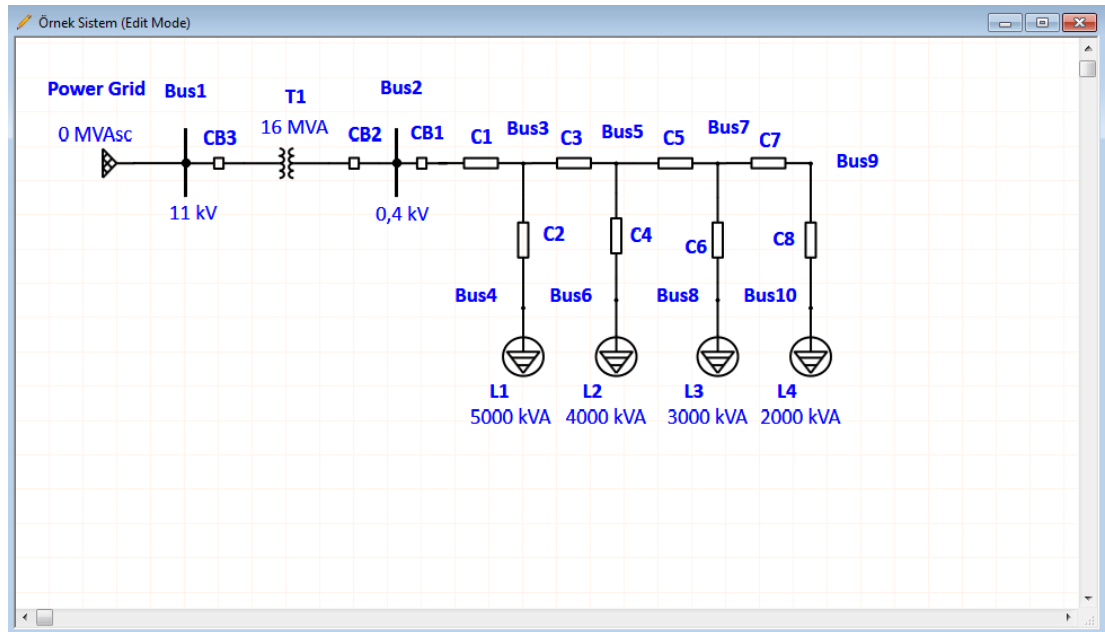
Şekil 4.8. Örnek sistemin güvenilirlik indislerinin MCS ve analitik karşılaştırılma grafiği



Şekil 4.9. SAIFI değerinin simülasyon süresine göre değişimi

c) Modelleme (ETAP) Yaklaşımı

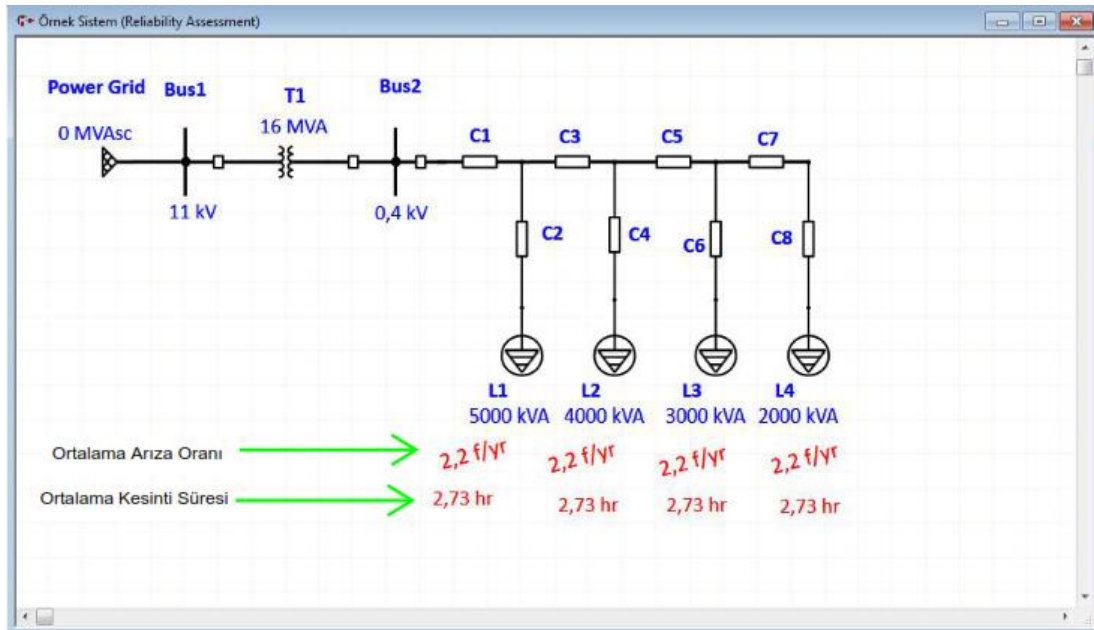
Sistem modellenmesi için, öncelikle programda güvenilirlik analizi yapılacak olan örnek sistemin (Şekil 4.7.) tek hat şeması oluşturulur. Sistemin tek hat şeması, programın içinde entegreli olan IEC ve ANSI Standartları referans alınarak oluşturulur, kütüphaneden ilgili AC/DC sistem elemanları seçilerek uygun parametre değerleri ile de sistem bağlantısı yapılır. Şekil 4.10. örnek sistemin program ortamında oluşturulmuş tek hat şemasını göstermektedir.



Şekil 4.10. Örnek sistem tek hat şeması ETAP ara yüzü

Örnek sistem elemanları; ana kaynak, baralar, trafo, devre kesiciler, hatlar (kablolar) ve yüklerden oluşmaktadır. Modelleme yapılırken, her bir elemanın parametre düzenleme kutucuğunda olan güvenilirlik sayfasından ilgili değerler girilip (arıza oranı, ortalama tamir süresi vb.) güvenilirlik modülü çalıştırılarak sistemin güvenilirlik analizi yapılmış olur. Örnek sistem modellenmesinde sonsuz güçlü şebekeyi temsil eden kaynak elemanının, bağlantı elemanları olan baraların ve devre kesicilerin arızasız çalıştığı varsayılır.

Şekil 4.11.'de örnek sistemin güvenilirlik değerlendirilmesinin sonuç ara yüzü gösterilmektedir. Ara yüzde sistemin son halkası olan yüklerin ortalama arıza oranları ve ortalama kesinti süreleri simülasyon sonucunda verilmiştir.



Şekil 4.11. Örnek sistem güvenilirlik analizi sonuç ara yüzü

SUMMARY	
System Indexes	
ACCI	10,27 kVA / customer
AENS	0,0280 MW hr / customer.yr
ALII	2,20 pu (kVA)
ASAI	0,9993 pu
ASUI	0,00068 pu
CAIDI	2,727 hr / customer interruption
CTAIDI	6,000 hr / customer.yr
ECOST	85.201,00 \$ / yr
EENS	84,000 MW hr / yr
IEAR	1.014,302 \$ / kW hr
SAIDI	6,000 hr / customer.yr
SAIFI	2,2000 f / customer.yr

Şekil 4.12. Örnek sistemin güvenilirlik indisleri ETAP sonuç özet raporu

Ayrıca sistemin bir bütün olarak değerlendirilmesini ifade eden SAIFI, SAIDI, CAIDI vb. güvenilirlik indisleri, özet rapor halinde çıktı olarak alınabilmekte olup Şekil 4.12.'de gösterilmiştir.

Sistem İndisleri	Analitik [9].	MCS	ETAP
SAIFI (kesme/müşteri sene)	2,2	2,1974	2,2000
SAIDI (saat/müşteri sene)	6,0	6,0204	6,0000
CAIDI (saat/müşteri kesmeleri)	2,73	2,7398	2,727
ASAI	0,999315	0,999310	0,9993
ASUI	0,00068500	0,00068726	0,00068
ENS (kWh/sene)	84000	84285,17	84000
AENS (kWh/müşteri sene)	28,0	28,0951	28,0

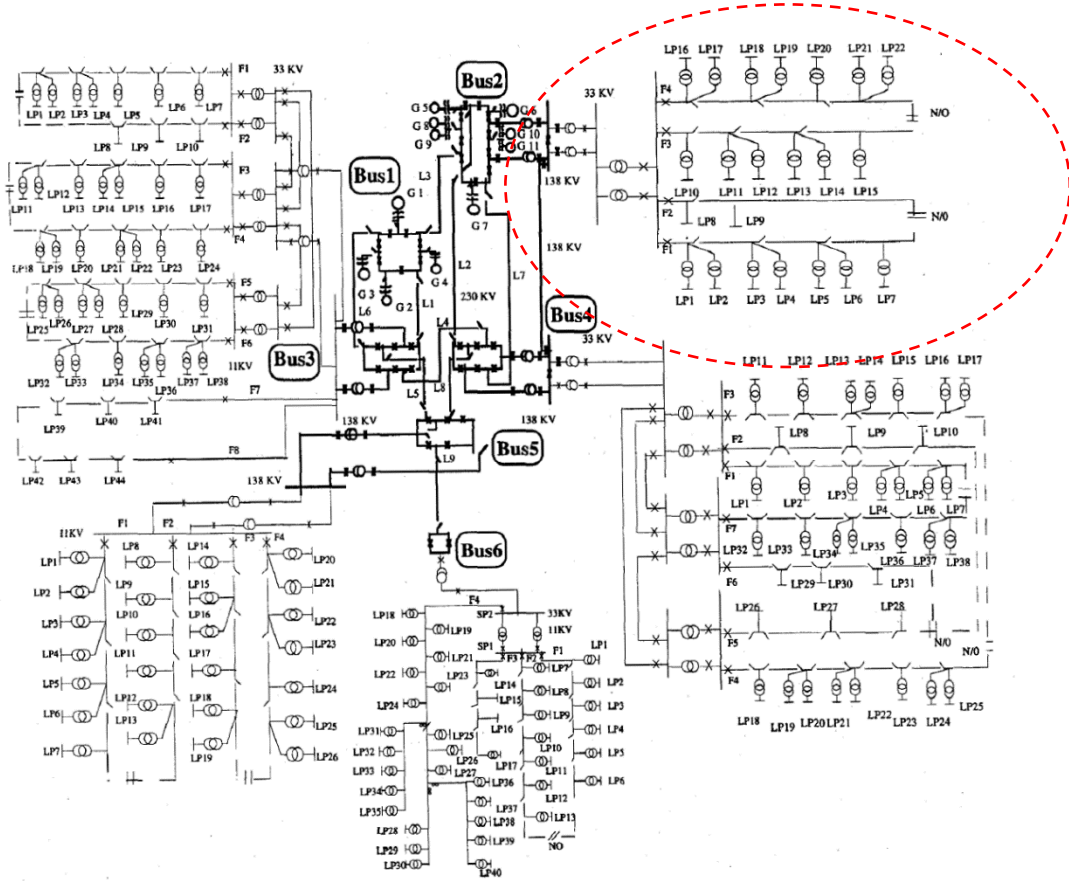
Tablo 4.5. Örnek sistemin güvenilirlik indislerinin analitik, MCS ve ETAP sonuçları

Tablo 4.5.'de örnek sistemin sistem performans indisleri düşünülerek, analitik yaklaşım ile hesaplanmış sonuçları ve Monte Carlo Simülasyon yöntemi ile elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Bu bölümde ise örnek sistemin ETAP ortamında modellemesi yapılmış, elde edilen sonuçlardan (Tablo 4.5.) örnek sistemin analitik ve simülasyon sonuçlarına çok yakın değerler olduğu görülmüştür.

4.4.2. IEEE RBTS bus 2 test sistemi

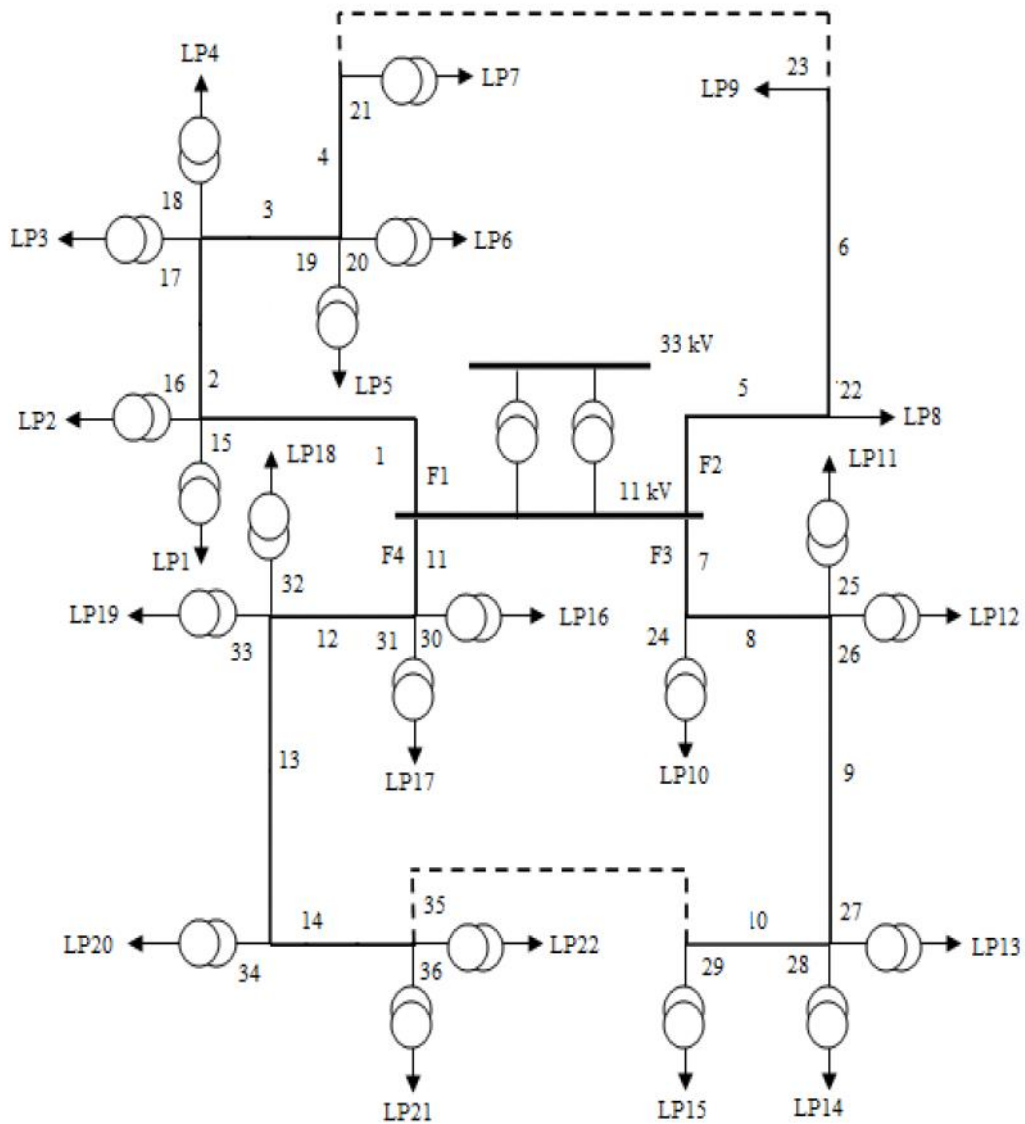
Tez çalışmasında faydalanılan test sistemi dağıtım test sistemi olarak tasarlanmış olan Roy Billinton Test Sistemi-RBTS 'dir. RBTS test sistemi 2 generatör barası, 5 yük barası, 9 iletim hattı ve 11 üretim biriminden oluşan 6 busbar sistemli bir yapıdır.

Toplam 240 MW kapasiteli sistemin en yüksek talep yükü ise 185 MW'dır. Saskatchewan Üniversitesi (Kanada) tarafından geliştirilen LP test sistemi, eğitim ve araştırmalar için tasarlanmıştır [47].



Şekil 4.13. RBTS bütün sistem tek hat diyagramı

RBTS bütün test sisteminden 33kV-11kV dağıtım sistemli oluşan 4 fider bölgesinden 22 yük noktasından oluşan RBTS Bus-2 sistemi seçilmiştir.



Şekil 4.14. RBTS Bus-2 dağıtım sistemi

RBTS Bus-2 sistemi, 4 fider ve bu fiderlere bağlı 22 yük noktasından oluşan ve literatürde araştırmacılar tarafından da kullanılan bir test sistemidir. Test sisteminde, elemanların arıza oranları ve tamir süreleri Tablo 4.6. ile gösterilmiştir. 11 kV fider ve braşmaların uzunlukları ve numaralandırılmaları Tablo 4.7. ile gösterilmiştir. 22 yük noktası için her bir yük noktasına bağlı müşteri sayıları ile bunların ortalama güç değerleri Tablo 4.8. ile gösterilmiştir.

Eleman	Arıza Oranı λ	Tamir Süresi r
Trafo (11/0.415 kV)	0,015 (a/yıl)	200 (saat)
Hat (11kV)	0,065 (a/yıl.km)	5 (saat)

Tablo 4.6. Dağıtım sistemi elemanlarının güvenilirlik indisleri [54].

Hat Uzunlukları (km)	Fider Kısım Numaraları
0.6	4, 6, 9, 14, 15, 18, 24, 29, 31, 32
0.75	1, 2, 3, 5, 7, 10, 12, 13, 20, 25, 27, 30, 35
0.8	8, 11, 16, 17, 19, 21, 22, 23, 26, 28, 33, 34, 36

Tablo 4.7. Fider bölüm uzunlukları [54].

Yük Noktaları	Ortalama Güç (MW)	Müşteri Sayısı
1, 2, 3, 10, 11	0.535	210
12, 17, 18, 19	0.450	200
8	1.00	1
9	1.15	1
4, 5, 13, 14, 20, 21	0.566	1
6, 7, 15, 16, 22	0.454	10
Toplam	12.291	1908

Tablo 4.8. Yük noktası verileri [54].

RBTS Bus 2 sisteminde, hem sistemi oluşturan 4 fiderin hem de sistemin bütünsel olarak sistem güvenilirlik indisleri analitik değerlendirme tekniği ile hesaplanmış olup

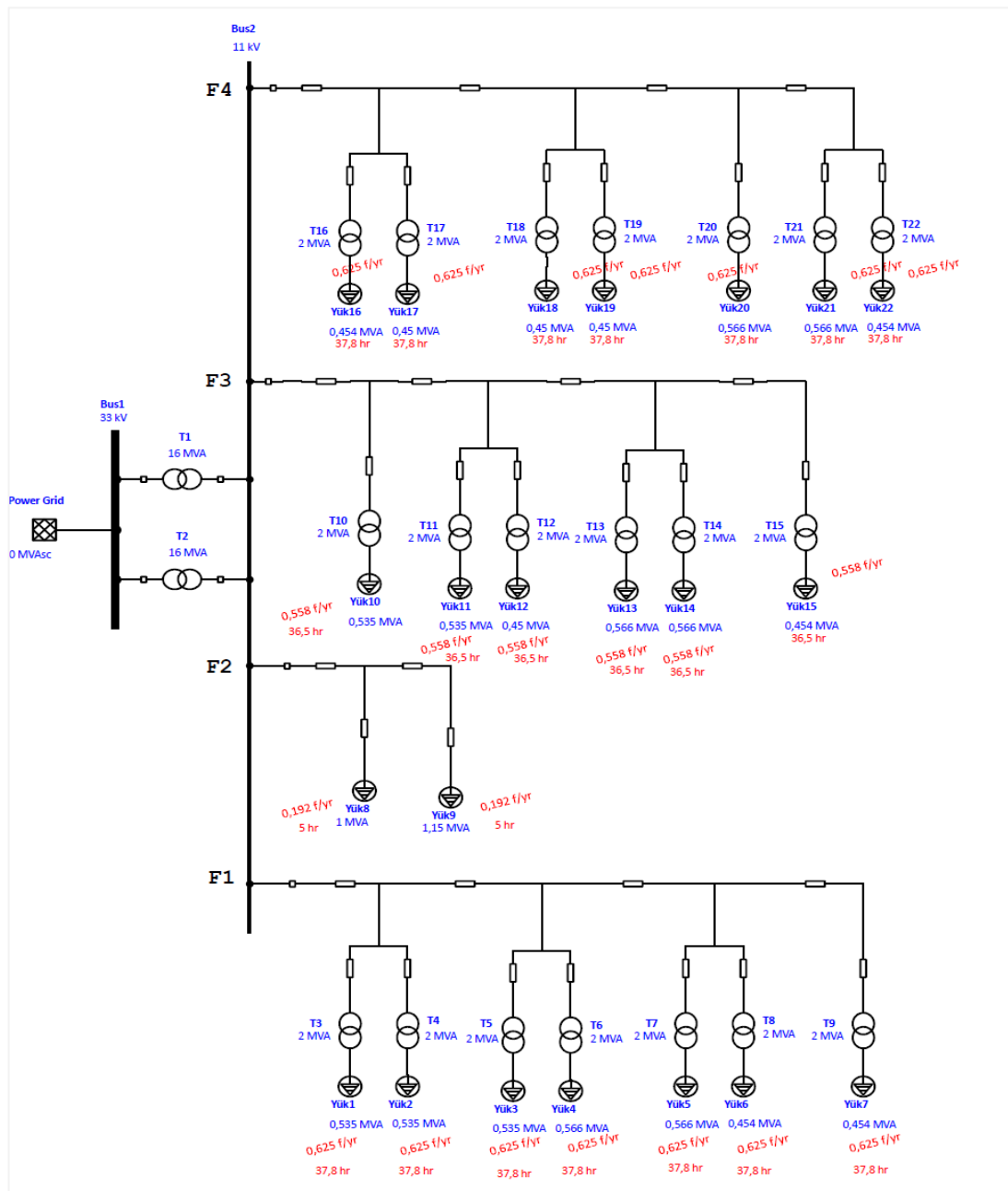
test sistemi için faydalanılan kaynakta da [54] bu sonuçlar verilmiştir. Test sisteminin güvenilirlik indisleri yanal korumasız hali olan temel durum indisleri olarak alınmıştır.

RBTS ANALİTİK [54].							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	ENS	AENS
Fider 1	0,626	23,61	37,71	0,997305	0,002695	86040	131,9
Fider 2	0,192	0,96	5,00	0,999890	0,000110	2064	1032
Fider 3	0,559	20,35	36,40	0,997678	0,002322	63192	99,99
Fider 4	0,626	23,61	37,71	0,997432	0,002695	80021	128,65
Sistem	0,602	22,5	37,48	0,997432	0,002568	231263	121,2
MSC							
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	ENS	AENS
Fider 1	0,6174	22,054	35,721	0,997480	0,0025176	80388,6	123,29
Fider 2	0,1868	0,9297	4,9773	0,999890	0,0001061	1998,96	4019
Fider 3	0,549	20,251	35,721	0,997690	0,0023118	62900,8	99,526
Fider 4	0,6334	24,244	38,276	0,997230	0,0027676	82187,4	132,13
Sistem	0,5995	22,148	36,945	0,997470	0,0025284	227475	119,2
Birimler	SAIFI - (kesme/müşteri.sene)	SAIDI - (saat/müşteri sene)	CAIDI - (saat/müşteri kesmeleri)	ASAI - (kesme/müşteri.sene)	ASUI - (saat/müşteri kesmeleri)	ENS - (kWh/sene)	AENS - (kWh/müşteri sene)

Tablo 4.9. RBTS Bus 2 sisteminin analitik ve simülasyon sonuçları

Tablo 4.9.'da, RBTS test sisteminin analitik sonuçları ile hesaplanan MCS simülasyon sonuçları verilmiştir. Simülasyon için bir önceki bölümde basit örnek sistemde kullanılan Monte Carlo simülasyon yönteminin sıralı-zaman tekniği kullanılmış olup, simülasyon süresi 10000 sene olarak alınmıştır. Literatürde [54] verilen ve analitik

olarak ta hesaplanan test sisteminin güvenilirlik indislerinin simülasyon sonuçları ile karşılaştırması yapılmış ve her iki yöntem değerlerinin birbirlerine yakın olduğu görülmüştür.



Şekil 4.15. RTBS Bus 2 sisteminin ETAP tek hat şeması

<u>SUMMARY</u> <u>System Indexes</u>	
ACCI	3,43 kVA / customer
AENS	0,1212 MW hr / customer.yr
ALII	0,53 pu (kVA)
ASAI	0,9974 pu
ASUI	0,00257 pu
CAIDI	37,348 hr / customer interruption
CTAIDI	22,496 hr / customer.yr
ECOST	52,743,470.00 \$ / yr
EENS	231,263 MW hr / yr
IEAR	228,067 \$ / kW hr
SAIDI	22,4964 hr / customer.yr
SAIFI	0,6024 f / customer.yr

Şekil 4.16. RBTS test sistemin güvenilirlik indisleri ETAP sonuç özet raporu

Sistem İndisleri	Analitik [54].	MCS	ETAP
SAIFI (kesme/müşteri sene)	0,602	0,5995	0,6024
SAIDI (saat/müşteri sene)	22,5	22,148	22,4964
CAIDI (saat/müşteri kesmeleri)	37,48	36,945	37,348
ASAI	0,997432	0,997470	0,9974
ASUI	0,002568	0,0025284	0,00257
ENS (kWh/sene)	231263	227475	231263
AENS (kWh/müşteri sene)	121,2	119,2	121,2

Tablo 4.10. RBTS test sistemin güvenilirlik indislerinin analitik, MCS ve ETAP sonuçları

BÖLÜM 5. ARAŞTIRMA BULGULARI

5.1. Giriş

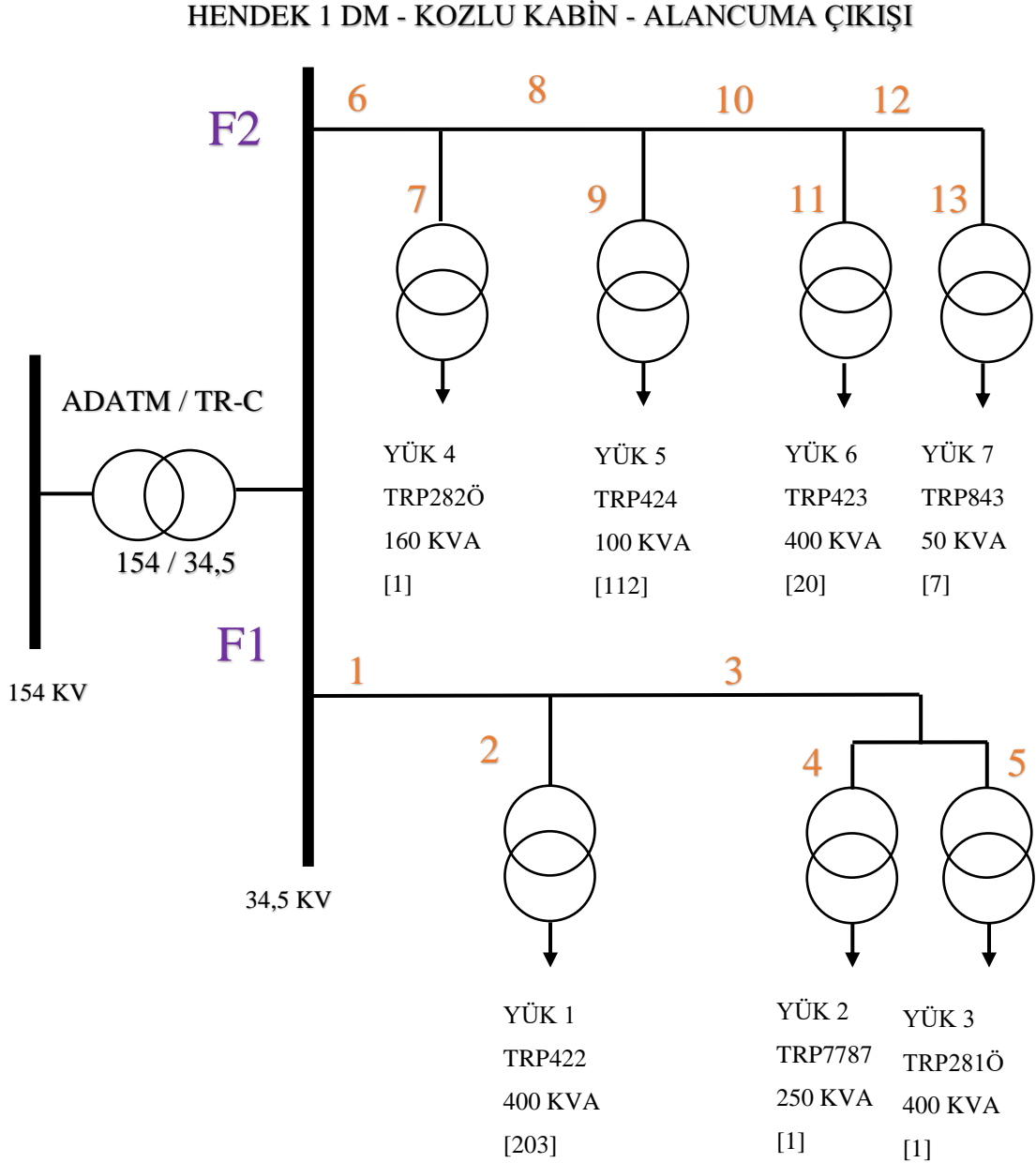
Bu bölümde Sakarya bölgesine ait TEİAŞ 154 kV / 34,5 ADA TM 'den enerji alan ve 34,5 kV HENDEK-1 çıkışlı şebeke unsurundan beslenen Kozluk ölçü kabineye bağlı Alancuma fiderinin güvenilirlik analizi yapılmıştır. SEDAŞ Teknik akademi biriminden ve Dağıtım şirketince her ay yayınlanan ilgili fidere ait son 5 senelik kesinti sayısı ve süre bilgilerinin bulunduğu Tablo-1'den [55] alınan verilere göre sistemin Şekil 5.1.'de gösterildiği gibi tek hat şeması oluşturulmuştur. Fidere ait yük noktaları için o fiderin beslediği trafolarla bağlı müşteri sayıları dikkate alınmıştır. Fider sisteminin ve yük noktalarının güvenilirlik indisleri hesaplanırken analitik değerlendirme tekniği ve Monte Carlo Simülasyon yöntemi ile sonuçlar bulunmuş, ETAP programında oluşturulan sistemin tek hat şeması ile modelleme yapılarak burada da bulunan sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Bulunan bu güvenilirlik indis değerleri, fidere ait temel durum sonuçları olarak baz alınmıştır. Fiderin farklı noktalarına mikro şebeke uygulamaları (kesici, yük, DG, enerji depolama birimi vb.) ETAP ortamında entegre edilmiş ve oluşan durumlara göre sistem ile yük noktalarına ait güvenilirlik indisler değerleri hesaplanarak, bulunan sonuçlar karşılaştırılmıştır.

5.2. Sakarya Bölgesi Dağıtım Sistemi Alancuma Fideri

Şekil 5.1.'de tek hat şeması verilen Alancuma fideri F1 ve F2 olarak adlandırılan kollardan oluşmakta olup, toplamda 7 yük noktası bu kollardan beslenmektedir. Her bir yük noktası 34,5 /0,4 kV trafodan enerji alan aboneleri kapsamaktadır. Tablo 5.1. her bir yük noktasına ait müşteri sayısını ve bağlı yük ortalamasını göstermektedir. Üç

temel güvenilirlik parametresi olan ortalama arıza oranı (λ), ortalama kesinti süresi (r) ve ortalama yıllık kesinti süresi/yıllık sağlanamazlık (U) parametreleri Dağıtım Şirketi verileri [55] baz alınarak analitik olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.1. Alancuma fideri tek hat şeması

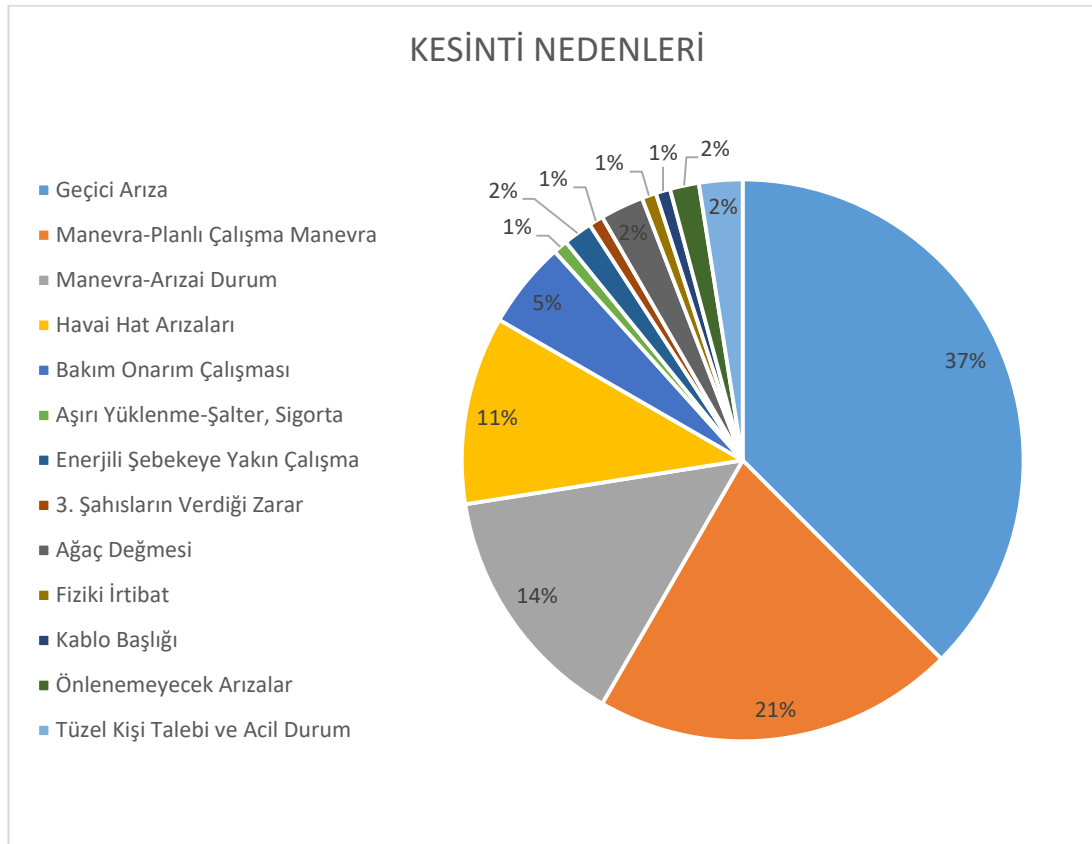
Şekil 5.1.'de gösterilen Alancuma fiderinin dallanma noktaları 13 bölüme ayrılmış ve her bir bölüm için ortalama arıza oranı, ortalama arıza süresi ve yıllık sağlanamazlık değerleri hesaplanarak Tablo 5.2.'de gösterilmiştir.

Yük Noktası	Müşteri Sayısı	Bağlı Yük Ortalaması (kW)
Yük 1	203	368
Yük 2	1	225
Yük 3	1	372
Yük 4	1	139,2
Yük 5	112	92
Yük 6	20	296
Yük 7	7	32,7

Tablo 5.1. Alancuma fideri yük noktası verileri

F1				
Eleman Bölüm	Hat Uzunlukları (km)	λ (a/yıl)	r (saat)	U (saat/yıl)
1	0,05794	0,401609401	0,114164644	0,045849594
2	0,02706	0,187565592	0,053318869	0,010000785
3	0,20737	1,437379038	0,408600659	0,587314022
4	0,07814	0,541625105	0,153966608	0,08339218
5	0,07671	0,531713102	0,151148944	0,080367874
F2				
Eleman Bölüm	Hat Uzunlukları (km)	λ (a/yıl)	r (saat)	U (saat/yıl)
6	0,22769	1,578226518	0,44863907	0,708054078
7	0,06382	0,442366447	0,125750562	0,055627829
8	0,77434	5,367314867	1,525755096	8,189208011
9	0,01732	0,120053069	0,034127229	0,004097079
10	0,40004	2,772865459	0,788236522	2,185673826
11	0,13616	0,943789023	0,268288883	0,253208103
12	0,66562	4,613725395	1,311533831	6,051056944
13	0,34554	2,395100317	0,680850035	1,630704134

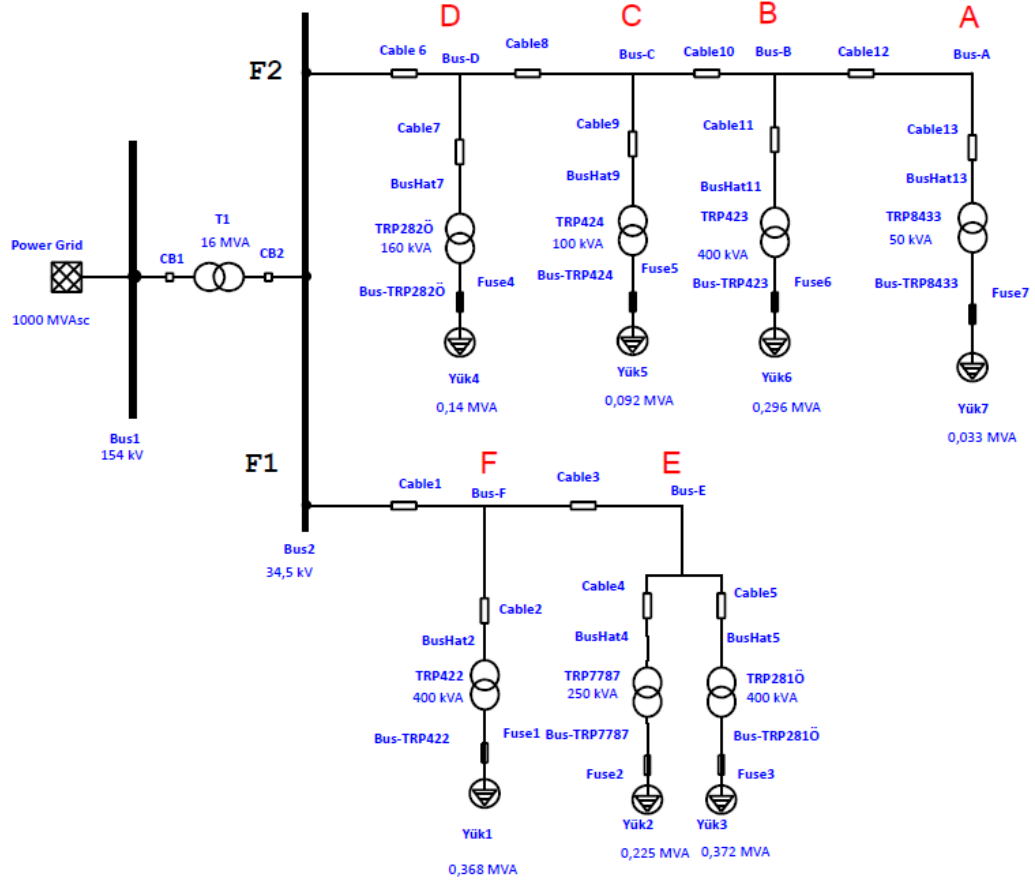
Tablo 5.2. Fider bölümlerinin güvenilirlik parametreleri



Grafik 5.1. Alancuma fiderine ait son 5 senelik kesinti nedenlerinin yüzdeleri dağılımı

Kesinti süre ve sayılarının yer aldığı Tablo -1'de [55] şebeke unsuruna ait kesinti nedenleri de yer almaktadır. Grafik 5.1. Alancuma fiderine ait son beş senelik kesinti nedenlerinin yüzdeleri dilimini göstermektedir. Bu kesinti nedenleri bildirimsiz olup, grafikten %37 değeriyle geçici arıza faktörünün kesinti nedenleri arasında en çok paya sahip olduğu görülmektedir.

5.3. Alancuma Fiderinin Güvenilirlik İndislerinin Hesaplanması (Temel Durum)



Şekil 5.2. Alancuma fiderinin ETAP tek hat şeması

Alancuma fiderinin tek hat şeması ETAP ortamında (Şekil 5.2.) modellenmiştir. Fideri oluşturan sistem elemanları; ana şebeke kaynağı, baralar, trafolar, devre kesiciler, sigortalar, hatlar (kablolar) ve yüklerdir. Tek hat şemasına eklenen elemanların arıza oranı, onarım süresi, anahtarlama süresi vb. güvenilirlik standart değerleri, IEEE std 493 (IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems) standart kütüphanesine göre oluşturulmuştur. Seçilen elemanların tek hat şemasına eklenmesi ile standart güvenilirlik değerleri program tarafından otomatik seçilmiş olur. Ana şebeke kaynağı yüzde yüz güvenilir kabul edilmiş ve Tablo 5.2.'de belirtilen güvenilirlik indisleri sistem hat elemanlarının parametreleri olarak girilmiştir.

Fidere ait F1 ve F2 kollarında bulunan ve A,B,C,D,E,F olarak ifade edilen noktalar (sistemin ETAP modeli üzerine dahil edilerek), mikro şebeke uygulama bağlantı yerlerini belirlemekte olup, bu bölümde sistemin temel durum (mikro şebeke uygulaması olmayan hal) indisleri hesaplanmıştır.

<u>SUMMARY</u> <u>System Indexes</u>	
ACCI	97.15 kVA / customer
AENS	0.0863 MW hr / customer.yr
ALII	21.33 pu (kVA)
ASAI	0.9977 pu
ASUI	0.00227 pu
CAIDI	0.933 hr / customer interruption
CTAIDI	19.902 hr / customer.yr
ECOST	61,017,480.00 \$ / yr
EENS	28,909 MW hr / yr
IEAR	2,009.079 \$ / kW hr
SAIDI	19.9023 hr / customer.yr
SAIFI	21.3282 f / customer.yr
<hr/>	
ACCI	System Average Customer Curtailment Index
AENS	Average Energy Not Supplied
ALII	System Average Connected kVA Interrupted per kVA of Connected Load Served
ASAI	Average service Availability Index
ASUI	Average Service Unavailability Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CTAIDI	System Customer Total Average Interruption Duration Index
ECOST	Expected Interruption Cost
EENS	Expected Energy Not Supplied
IEAR	Interruption Energy Assessment Rate
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index

Şekil 5.3. Alancuma fiderinin güvenilirlik indisleri ETAP sonuç özet raporu

Bu bölümde ETAP programındaki güvenilirlik analizi modülü ile sistem performans indisleri bulunmuştur. Bulunan sistem güvenilirlik indisleri özet rapor halinde çıktı olarak alınabilmektedir (Şekil 5.3.).

Şekil 5.1.'de tek hat şeması verilen Alancuma fiderinin Tablo 5.2.'de belirtilen ortalama arıza oranı, ortalama kesinti süresi ve yıllık sağlanamazlık parametrelerinden sistemin performans indisleri (SAIFI, SAIDI, CAIDI vb.) analitik yaklaşım, MCS yöntemi (Matlab kodları EK A bölümünde verilmektedir) ve ETAP ile hesaplanmış ve sonuçlar Tablo 5.3.'de gösterilmiştir.

Sistem İndisleri	Analitik	MCS	ETAP
SAIFI (kesme/müşteri sene)	21,33	21,3359	21,3282
SAIDI (saat/müşteri sene)	19,88	19,8554	19,9023
CAIDI (saat/müşteri kesmeleri)	0,932	0,93061	0,933
ASAI	0,9977	0,99773	0,9977
ASUI	0,0022	0,00226	0,00227
ENS (kWh/sene)	30322	30277,4	28909
AENS (kWh/müşteri sene)	87,89	87,76	90,7

Tablo 5.3. Alancuma fiderinin güvenilirlik indis değerleri

Bulunan sonuçlar fidere ait temel durum (mikro şebeke uygulamasının dahil edilmediği) indis sonuçları olup analitik, MCS ve ETAP aracılığıyla bulunan bu değerlerin birbirine çok yakın olduğu görülmektedir.

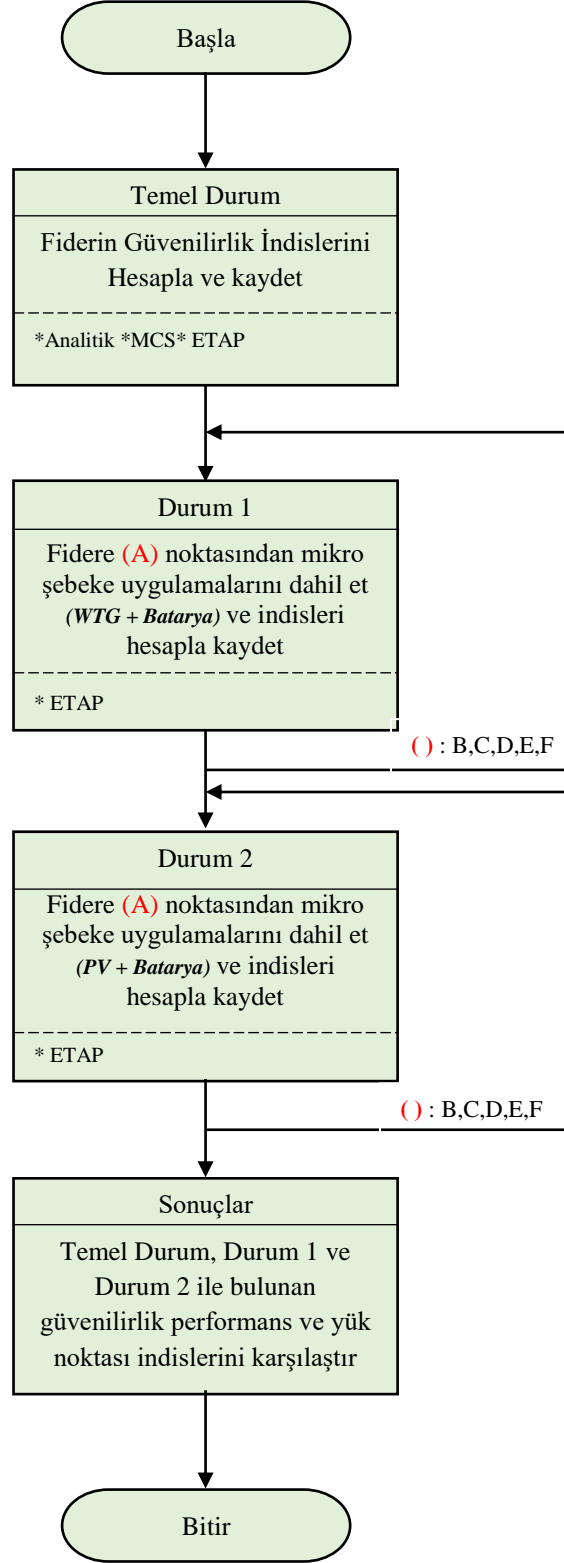
5.4. Mikro Şebeke Uygulamalarının Fiderin Güvenilirliğine Etkisi

Mikro şebekeler dağıtık güç üretim kaynaklarını kapsayan, kullanıcıya yakın noktalarda kurulup, merkezi şebekeye bağlı ve ya bağımsız (ada/island modu) çalışabilen ve bağımsız kontrol edilebilme özelliği olan küçük enerji şebeke sistemleridir. Mikro şebekelerdeki temel bileşenler dağıtık üretim kaynakları, enerji depolama birimleri, yükler ve ortak bağlantı noktalarıdır [56].

Bu bölümde, Şekil 5.2.'de tek hat şeması verilen, Alancuma fiderine A, B, C, D, E ve F noktalarından mikro şebeke uygulamaları entegre edilmiştir. Bu noktalar şebekeden kesici ile ayrılmıştır ve herbir noktadan beslenen tüketici sayısı farklıdır. Şekil 5.2. ile de gösterildiği gibi sırasıyla A, B, C, D, E ve F noktalarından 7, 27, 139, 140, 2 ve 205 tüketici beslenmektedir. En çok tüketicinin beslendiği nokta F noktası olurken en az tüketicinin beslendiği nokta ise E noktasıdır. Kesicinin ters akış yönünde olan nokta, mikro şebeke ile fiderin bağlantı noktası olup bu noktaya IEEE 1547 standardına [42] göre “Ortak Bağlantı Noktası (PCC – Point Common Copling)” denmektedir.

PCC noktası sınır bağlantı noktası olup, kendisinden sonra (akış yönü) bulunan kesici (ya da güç elektroniği ara yüzü) kapalı konumundayken mikro şebeke ana şebekeye bağlı, kesici açık konumdayken mikro şebeke ana şebekeden bağımsız (ada modu) çalışmaktadır. Kesicinin akış yönüne (tali yön) mikro şebeke uygulamaları dahil edilmiştir. Sisteme dahil edilen mikro şebeke uygulamaları mevcut yükler, batarya ve dağıtık güçten (rüzgar türbini, güneş panelleri) oluşur. Rüzgar türbini (WTG) , güneş panelleri (PV) grubu 1 MW olarak şebekeye dahil edilmiştir. ETAP ortamında sisteme dahil edilen mikro şebeke uygulamaları (DG, Batarya vb.) kapsamında dahil edilen elemanların arıza oranı, tamir süresi, anahtarlama süresi gibi güvenilirlik parametreleri programın kütüphanesinde bulunan IEEE standartlarına göre seçilmiştir.

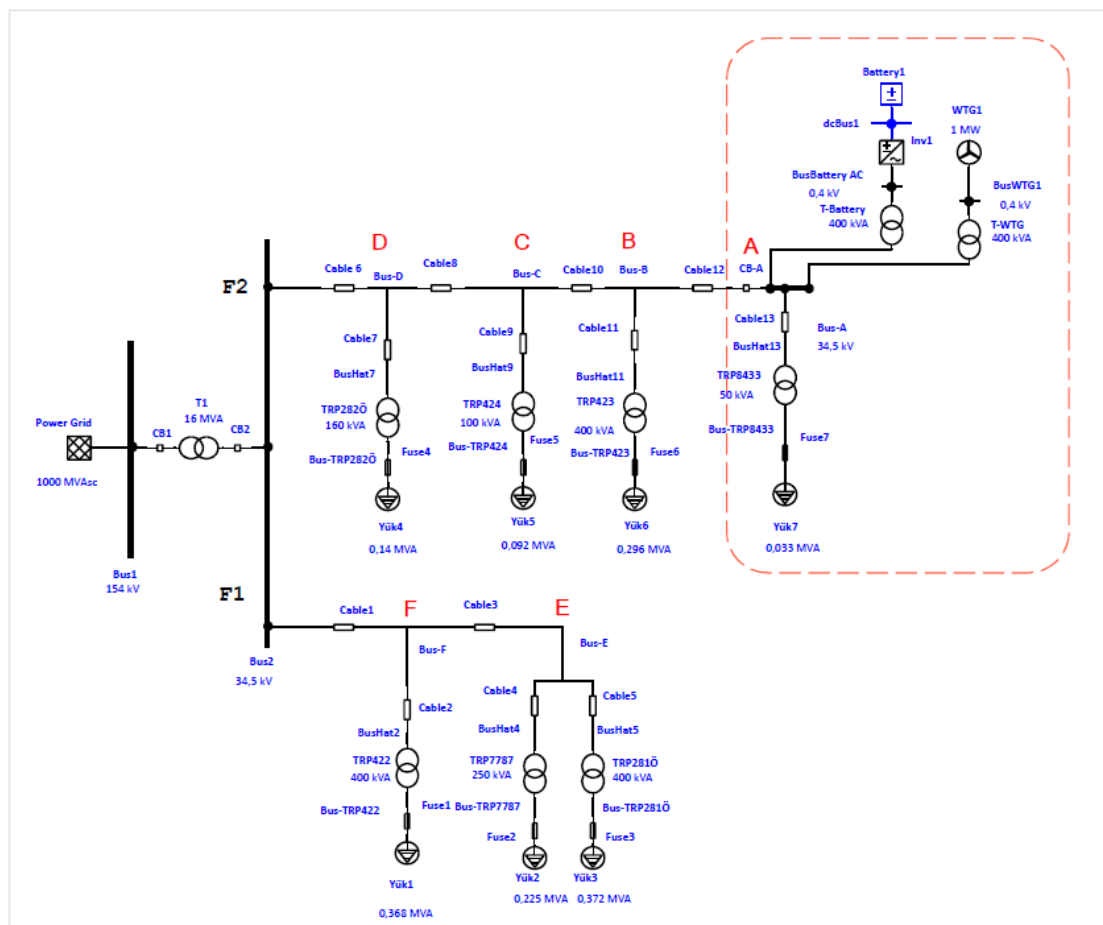
Şekil 5.4.'de fidere ait güvenilirlik analizi akış şeması gösterilmektedir. Fider için Bölüm 5.3.'de sistem güvenilirlik indis değerleri hesaplanmıştır (Temel durum).



Şekil 5.4. Fider için güvenilirlik analizi akış şeması

5.4.1. Batarya ve rüzgar türbinini kapsayan mikro şebeke uygulamalarının fidere entegre edilme durumu (Durum 1)

Alancuma fideri için Şekil 5.4.'de gösterilmiş olan A, B, C, D, E, F noktalarına batarya ve rüzgar türbini dahil edilmiştir. Her bir bağlantı noktasına ayrı ayrı dahil edilen dağıtık güç kaynakları (WTG) ve batarya, sistemdeki mevcut yüklerle birlikte sistemde bir mikro şebeke oluşturmuştur.



Şekil 5.5. Durum 1 için A bağlantı noktasından mikro şebeke uygulamalarının sisteme dahil edildiği modelin ETAP ortamında oluşturulan tek hat şeması

Şekil 5.5.'de fiderin A noktasından (A barası) batarya ve rüzgar türbini dahil edilmiştir. A noktası kesici ile ana hattan (ters akış yönü) ayrılmış ve batarya, DG (bu bölümde rüzgar türbini) ve mevcut yük ile sistemin bu kısmına mikro şebeke uygulamaları entegre edilmiştir. Mikro şebeke uygulamalarının A noktasından fidere

dahil edilmesi ile oluşan yeni sistemin ETAP ortamında güvenilirlik indis değerleri hesaplanıp kaydedilmiştir. A noktasından sonra sırasıyla B, C, D, E ve F noktalarına da ayrı ayrı WTG ve batarya kaynakları entegre edilmiş ve hem sistem performans indisleri hem de yük noktası güvenilirlik indisleri hesaplanmıştır.

	Temel Durum	Durum 1					
		F2				F1	
		A	B	C	D	E	F
SAIFI	21,328	18,482	13,168	11,114	9,819	20,147	9,660
SAIDI	19,902	17,998	12,139	12,712	10,884	19,669	12,324
CAIDI	0,933	0,974	0,922	1,144	1,109	0,976	1,278
ASAI	0,9977	0,9979	0,9986	0,9985	0,9988	0,9978	0,9986
ASUI	0,00227	0,00205	0,00139	0,00145	0,00124	0,00225	0,00141
ENS	28,909	26,238	18,454	17,412	15,746	21,325	17,898
AENS	90,7	78,3	55,1	52	47	063,7	053,4
		SAIFI - (kesme/müşteri.sene)			SAIDI - (saat/müşteri sene)		
		CAIDI - (saat/müşteri kesmeleri)			ENS - (MWh/sene)		
		AENS - (MWh/müşteri sene)			ASAI - (p.u)		

Tablo 5.4. Mikro şebeke bağlantı noktalarına göre sistemin güvenilirlik indis değerleri

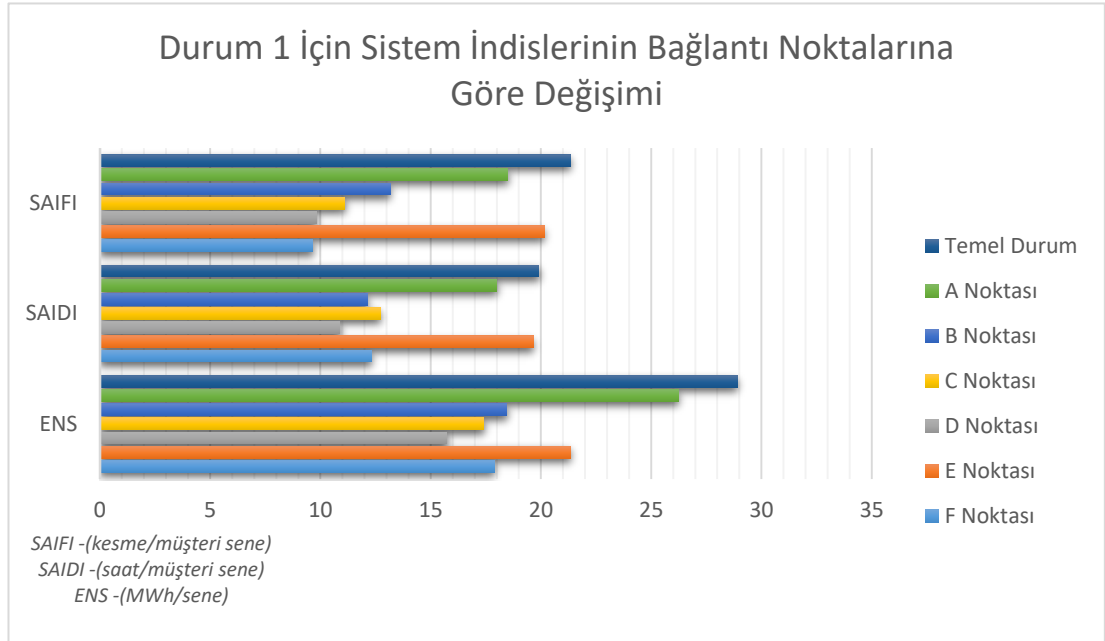
Tablo 5.4.'de A-F noktalarından fidere dahil edilen mikro şebeke uygulamaları (Durum 1 - WTG ve batarya kaynakları) ile oluşan yeni sistemin hesaplanan sistem güvenilirlik indis değerleri gösterilmektedir.

Tablo 5.4.'deki değerlerden (Durum 1) A-F bağlantı noktalarından sisteme dahil edilen mikro şebeke uygulamalarının sistem indis değerlerinde gelişme sağladığı görülmektedir. SAIFI indis değerinin Temel durum sonuçlarına göre; F noktasından yapılan bağlantı ile sistem SAIFI değerinde yaklaşık %54 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır. Bunların yanında sırasıyla A,B,C,D ve E noktaları için yaklaşık % 13, % 38, % 47, %53 ve %6 oranında iyileşme olduğu görülmektedir.

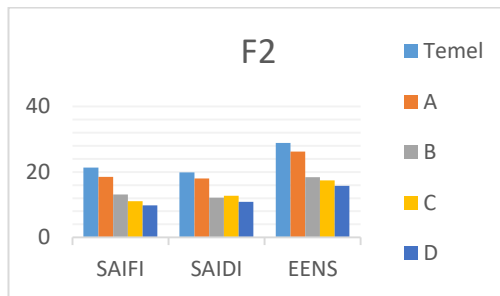
SAIDI indis değerinin Temel durum sonuçlarına göre ise; D noktasından yapılan bağlantı ile sistem SAIDI değerinde yaklaşık %45 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır. Bunların yanında sırasıyla A,B,C,E ve F noktaları için yaklaşık; % 9, %39, %36, %2 ve %38 oranında olumlu etkisinin olduğu görülmüştür.

Yük odaklı indislerinden ENS indis değerinin Temel durum sonuçlarına göre yine D noktasından yapılan bağlantı ile sistem ENS değerinde yaklaşık %46 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır. Bunların yanında sırasıyla A,B,C,E ve F noktaları için yaklaşık; % 9, %36, %39, %26 ve %38 oranında olumlu etkisinin olduğu görülmüştür.

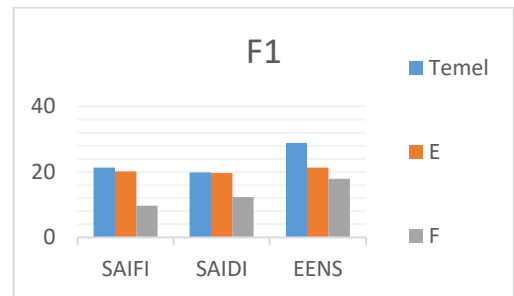
Bu değerlendirmeler ile Durum 1 için SAIFI, SAIDI ve ENS üç temel performans indisinden en çok iyileşme sağlayan nokta %54 ile F noktası olmuştur. Grafik 5.2.'de bu üç temel indisin olumlu etkilerinin grafiksel şekli gösterilmektedir.



Grafik 5.2. Durum 1 için bağlantı noktalarına göre sisteme ait güvenilirlik indis değerleri grafiği



Grafik 5.3. Sistem indislerinin F2 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi



Grafik 5.4. Sistem indislerinin F1 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi

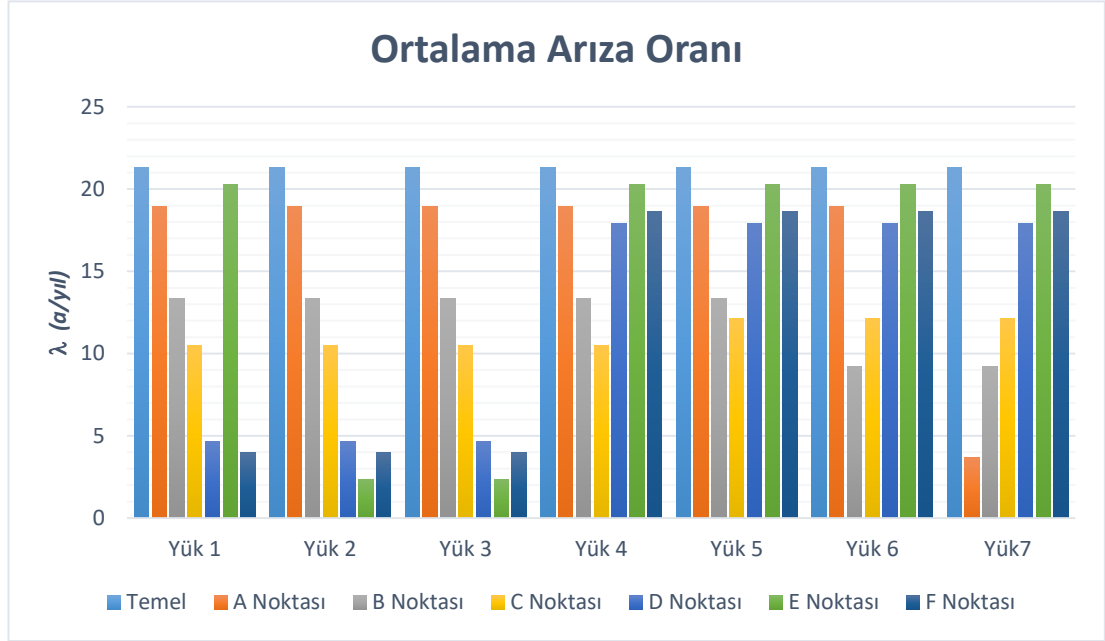
Grafik 5.3. ve 5.4.'de Durum 1 için fidere ait F2 ve F1 kollarında olan noktalara bağlanan mikro şebeke uygulamalarının sistem güvenilirlik indislerine etkisi görülmektedir. Burada mikro şebeke uygulamalarının entegre edildiği nokta ana kaynağa yaklaştıkça (ters akış yönü) sistem indisinin azaldığı dikkat çekmektedir.

		F1			F2			
		Yük 1	Yük 2	Yük 3	Yük 4	Yük 5	Yük 6	Yük 7
Temel Durum	λ (a/yıl)	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32
	r (saat)	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
	U (saat/yıl)	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
A	λ (a/yıl)	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	3,66
	r (saat)	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965	2,427
	U (saat/yıl)	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	8,89
B	λ (a/yıl)	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37	9,22	9,22
	r (saat)	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	1,647	1,647
	U (saat/yıl)	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	15,19	15,19
C	λ (a/yıl)	10,48	10,48	10,48	10,48	12,11	12,11	12,11
	r (saat)	0,932	0,932	0,932	0,932	1,44	1,44	1,44
	U (saat/yıl)	9,78	9,78	9,78	9,78	17,39	17,39	17,39
D	λ (a/yıl)	4,67	4,67	4,67	17,92	17,92	17,92	17,92
	r (saat)	0,323	0,323	0,323	1,43	1,43	1,43	1,43
	U (saat/yıl)	1,51	1,51	1,51	25,65	25,65	25,65	25,65
E	λ (a/yıl)	20,25	2,34	2,34	20,25	20,25	20,25	20,25
	r (saat)	0,974	3,16	3,16	0,974	0,974	0,974	0,974
	U (saat/yıl)	19,74	7,43	7,43	19,74	19,74	19,74	19,74
F	λ (a/yıl)	3,97	3,97	3,97	18,63	18,63	18,63	18,63
	r (saat)	2,02	2,02	2,02	1,02	1,02	1,02	1,02
	U (saat/yıl)	8,02	8,02	8,02	19,14	19,14	19,14	19,14

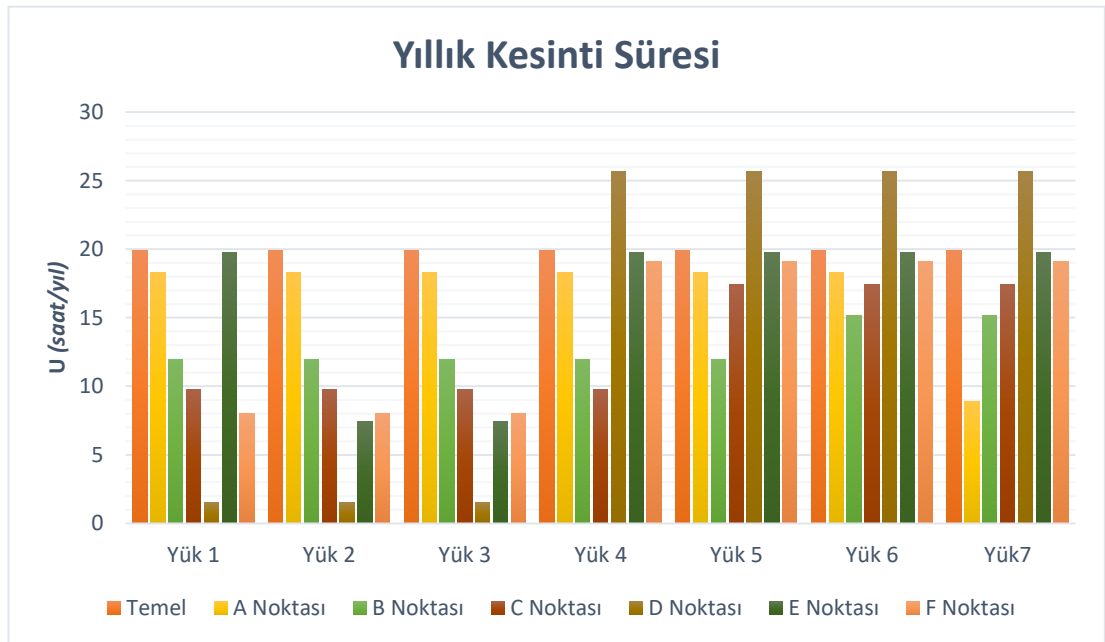
Tablo 5.5. Durum 1 için bağlantı noktalarına göre yük noktalarına ait güvenilirlik indisleri

Tablo 5.5.'de Durum 1 için mikro şebeke bağlantı noktalarına göre yük noktalarına ait üç temel güvenilirlik indisi olan ortalama arıza oranı (λ), ortalama kesinti süresi (r) ve yıllık sağlanamazlık (U) değerleri gösterilmektedir. Grafik 5.5.'den ve 5.6.'dan PCC noktasının akış yönünde kalan (mikro şebeke uygulamalarının kapsadığı) yüklerin

hem temel duruma göre hem de PCC bağlantı noktasının ters akış yönünde kalan yüklere göre ortalama arıza oranları ile yıllık kesinti sürelerinin (sağlanamazlık) değiştiği görülmektedir.



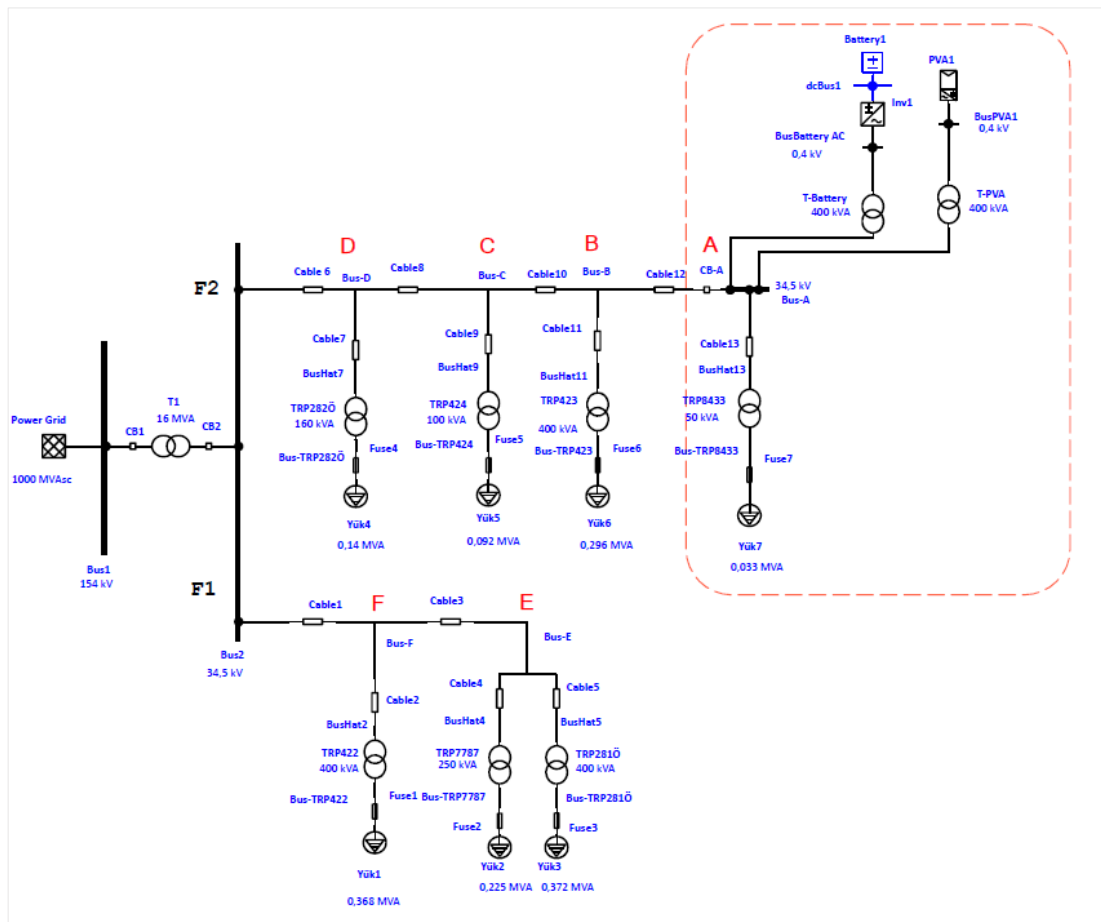
Grafik 5.5. Durum 1 için yük noktalarına ait ortalama arıza oranları grafiği



Grafik 5.6. Durum 1 için yük noktalarına ait yıllık kesinti süreleri grafiği

5.4.2. Batarya ve PV modül grubunu kapsayan mikro şebeke uygulamalarının fidere entegre edilme durumu (Durum 2)

Bu bölümde Alancuma fideri için Şekil 5.4.'de gösterilmiş olan A,B,C,D,E,F noktalarına batarya ve güneş panelleri grubu (PVA) dahil edilmiştir. Her bir bağlantı noktasına ayrı ayrı dahil edilen dağıtık güç kaynakları (PVA) ve batarya, sistemdeki mevcut yüklerle birlikte sistemde bir mikro şebeke oluşturmuştur.



Şekil 5.6. Durum 2 için A bağlantı noktasından mikro şebeke uygulamalarının sisteme dahil edildiği modelin ETAP ortamında oluşturulan tek hat şeması

Şekil 5.6.'da fiderin A noktasından (A barasına) batarya ve güneş panel grubu (PVA) dahil edilmiştir. A noktası kesici ile ana hattan (ters akış yönü) ayrılmış ve batarya, DG (burada PVA) ve mevcut yük ile sistemin bu kısmına mikro şebeke uygulamaları entegre edilmiştir. Mikro şebeke uygulamalarının A noktasından fidere dahil edilmesi

ile oluşan yeni sistemin ETAP ortamında güvenilirlik indis değerleri hesaplanıp kaydedilmiştir. A noktasından sonra sırasıyla B,C,D,E ve F noktalarına da ayrı ayrı PVA ve batarya kaynakları entegre edilmiş ve hem sistem performans indisleri hem de yük noktası güvenilirlik indis değerleri hesaplanmıştır.

	Temel Durum	Durum 2					
		F2				F1	
		A	B	C	D	E	F
SAIFI	21,328	18,518	13,230	11,589	10,298	20,155	10,415
SAIDI	19,902	18,155	12,407	14,741	12,929	19,701	15,567
CAIDI	0,933	0,98	0,938	1,272	1,256	0,977	1,495
ASAI	0,9977	0,9979	0,9986	0,9983	0,9985	0,9978	0,9982
ASUI	0,00227	0,00207	0,00142	0,00168	0,00148	0,00225	0,00178
ENS	28,909	26,412	20,188	19,63	18,702	24,471	22,595
AENS	90,7	78,8	60,3	58,6	55,8	73	67,4
		SAIFI - (kesme/müşteri.sene)		SAIDI - (saat/müşteri sene)			
		CAIDI - (saat/müşteri kesmeleri)		ENS - (MWh/sene)			
		AENS - (MWh/müşteri sene)		ASAI - (p.u)			

Tablo 5.6. Durum 2 için bağlantı noktalarına göre sisteme ait güvenilirlik indis değerleri

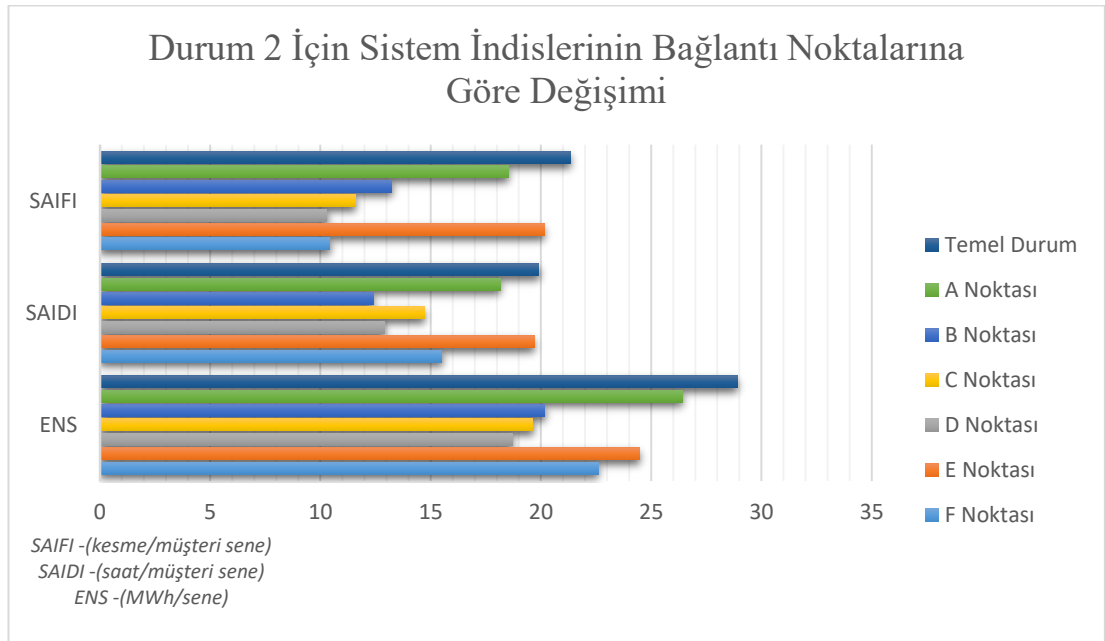
Tablo 5.6.'da A-F noktalarından fidere dahil edilen mikro şebeke uygulamaları (Durum 2 - PVA ve batarya kaynakları) ile oluşan yeni sistemin hesaplanan sistem güvenilirlik indis değerleri gösterilmektedir.

Tablo 5.6.'daki değerlerden (Durum 2) A-F bağlantı noktalarından sisteme dahil edilen mikro şebeke uygulamalarının sistem indis değerlerinde gelişme sağladığı görülmektedir. SAIFI indis değerinin Temel durum sonuçlarına göre D noktasından yapılan bağlantı ile sistem SAIFI değerinde yaklaşık %52 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır. Bunların yanında sırasıyla A,B,C,E ve F noktaları için yaklaşık % 13, % 38, % 45, %6 ve %51 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır.

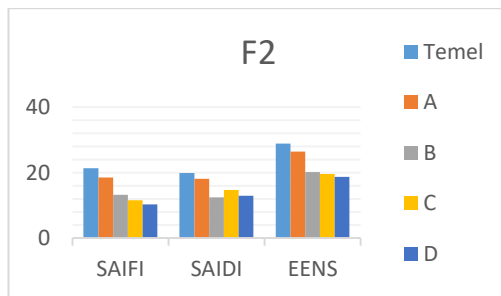
SAIDI indis değerinin Temel durum sonuçlarına göre ise B noktasından yapılan bağlantı ile sistem SAIDI değerinde yaklaşık %38 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır. Bunların yanında sırasıyla A,C,D,E ve F noktaları için yaklaşık % 9, %25, %35, %1 ve %21 oranında olumlu etkisinin olduğu görülmüştür.

Yük odaklı indislerinden ENS indis değerinin Temel durum sonuçlarına göre D noktasından yapılan bağlantı ile sistem ENS değerinde yaklaşık %35 oranında iyileşme olduğu hesaplanmıştır. Bunların yanında sırasıyla A,B,C,E ve F noktaları için yaklaşık % 9, %30, %32, %15 ve %22 oranında olumlu etkisinin olduğu görülmüştür.

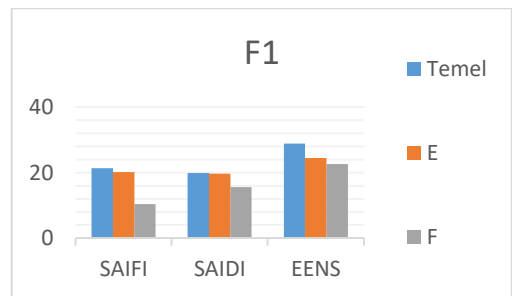
Bu değerlendirmeler ile Durum 2 için SAIFI, SAIDI ve ENS üç temel performans indis değerlerinden en çok iyileşme sağlayan nokta %52 oranı ile D noktası olmuştur. Grafik 5.7.'de bu üç temel indisin olumlu etkilerinin grafiksel şekli gösterilmektedir.



Grafik 5.7. Durum 2 için Bağlantı noktalarına göre sisteme ait güvenilirlik indis değerleri grafiği



Grafik 5.8. Sistem indislerinin F2 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi



Grafik 5.9. Sistem indislerinin F1 bölümündeki bağlantı noktalarına göre değişimi

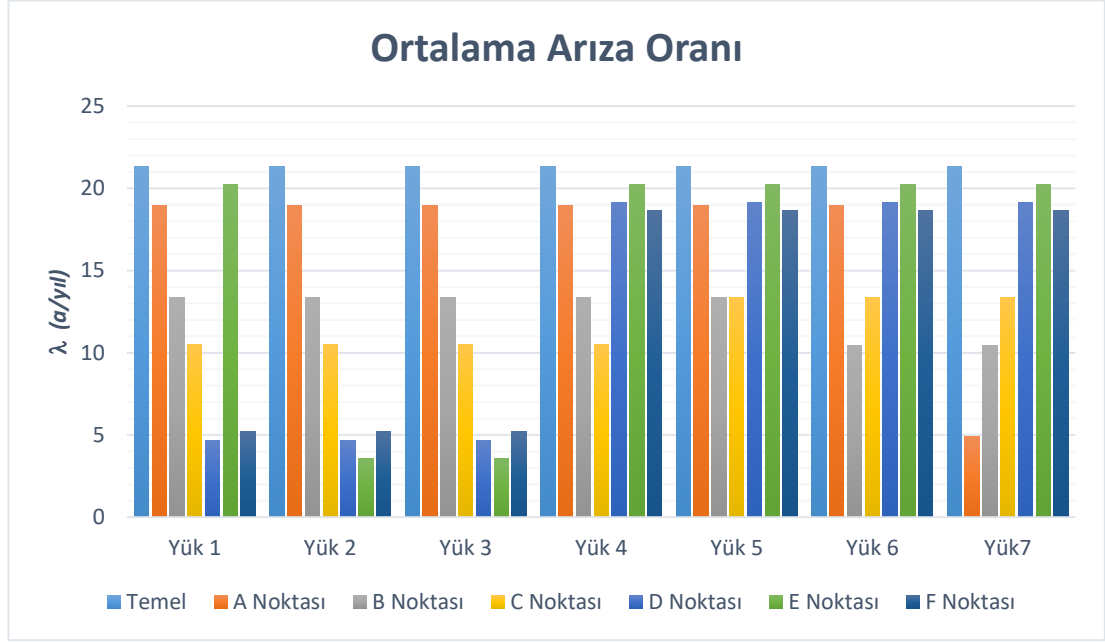
Grafik 5.8.'de ve 5.9.'da Durum 2 için fidere ait F2 ve F1 kollarında olan noktalara bağlanan mikro şebeke uygulamalarının sistem güvenilirlik indislerine etkisi görülmektedir. Burada mikro şebeke uygulamalarının entegre edildiği nokta ana kaynağa yaklaştıkça (ters akış yönü) sistem indisinin azaldığı dikkat çekmektedir.

Bağlantı Noktaları		F1			F2			
		Yük 1	Yük 2	Yük 3	Yük 4	Yük 5	Yük 6	Yük 7
Temel Durum	λ (a/yıl)	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32	21,32
	r (saat)	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
	U (saat/yıl)	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
A	λ (a/yıl)	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	18,93	4,89
	r (saat)	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965	2,89
	U (saat/yıl)	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	14,16
B	λ (a/yıl)	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37	10,45	10,45
	r (saat)	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	1,957	1,957
	U (saat/yıl)	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	20,46	20,46
C	λ (a/yıl)	10,48	10,48	10,48	10,48	13,34	13,34	13,34
	r (saat)	0,932	0,932	0,932	0,932	1,69	1,69	1,69
	U (saat/yıl)	9,78	9,78	9,78	9,78	22,66	22,66	22,66
D	λ (a/yıl)	4,67	4,67	4,67	19,15	19,15	19,15	19,15
	r (saat)	0,323	0,323	0,323	1,614	1,614	1,614	1,614
	U (saat/yıl)	1,51	1,51	1,51	30,92	30,92	30,92	30,92
E	λ (a/yıl)	20,25	3,58	3,58	20,25	20,25	20,25	20,25
	r (saat)	0,974	3,54	3,54	0,974	0,974	0,974	0,974
	U (saat/yıl)	19,74	12,70	12,70	19,74	19,74	19,74	19,74
F	λ (a/yıl)	5,204	5,204	5,204	18,63	18,63	18,63	18,63
	r (saat)	2,55	2,55	2,55	1,02	1,02	1,02	1,02
	U (saat/yıl)	13,29	13,29	13,29	19,14	19,14	19,14	19,14

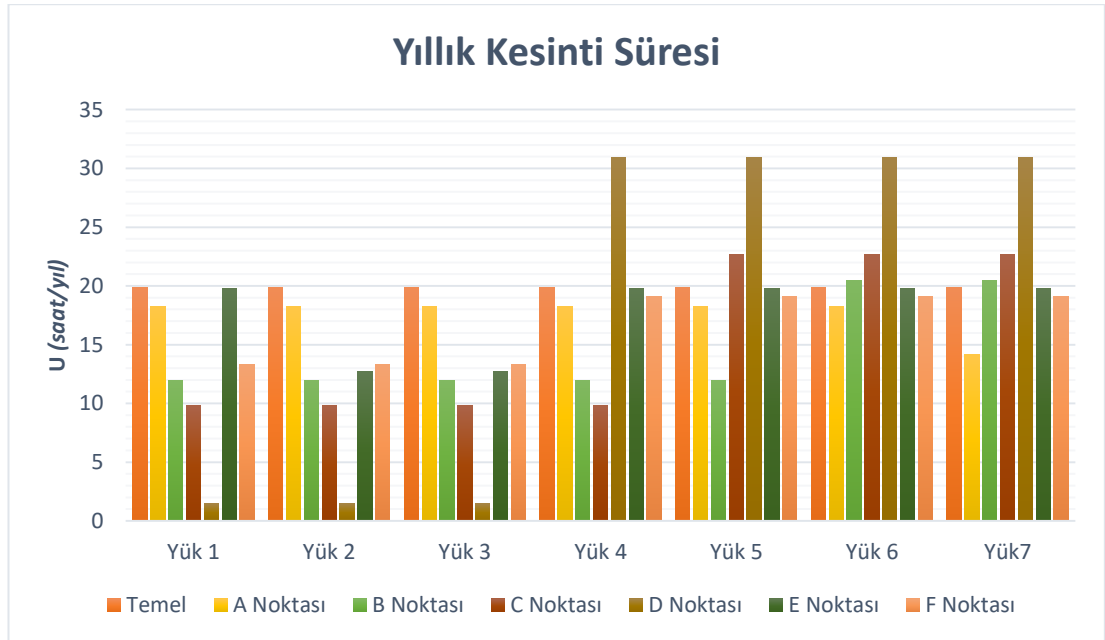
Tablo 5.7. Durum 2 için bağlantı noktalarına göre yük noktalarına ait güvenilirlik indisleri

Tablo 5.7.'de ise Durum 2 için mikro şebeke bağlantı noktalarına göre yük noktalarına ait üç temel güvenilirlik indisi olan ortalama arıza oranı (λ), ortalama kesinti süresi (r) ve yıllık sağlanamazlık (U) değerleri gösterilmektedir. Grafik 5.10. ve 5.11.'den PCC

noktasının akış yönünde kalan (mikro şebeke uygulamalarının kapsadığı) yüklerin hem temel duruma göre hem de PCC bağlantı noktasının ters akış yönünde kalan yüklere göre ortalama arıza oranları ile yıllık kesinti sürelerinin (sağlanamazlık) değiştiği görülmektedir.



Grafik 5.10. Durum 2 için yük noktalarına ait ortalama arıza oranları grafiği



Grafik 5.11. Durum 2 için yük noktalarına ait yıllık kesinti süreleri grafiği

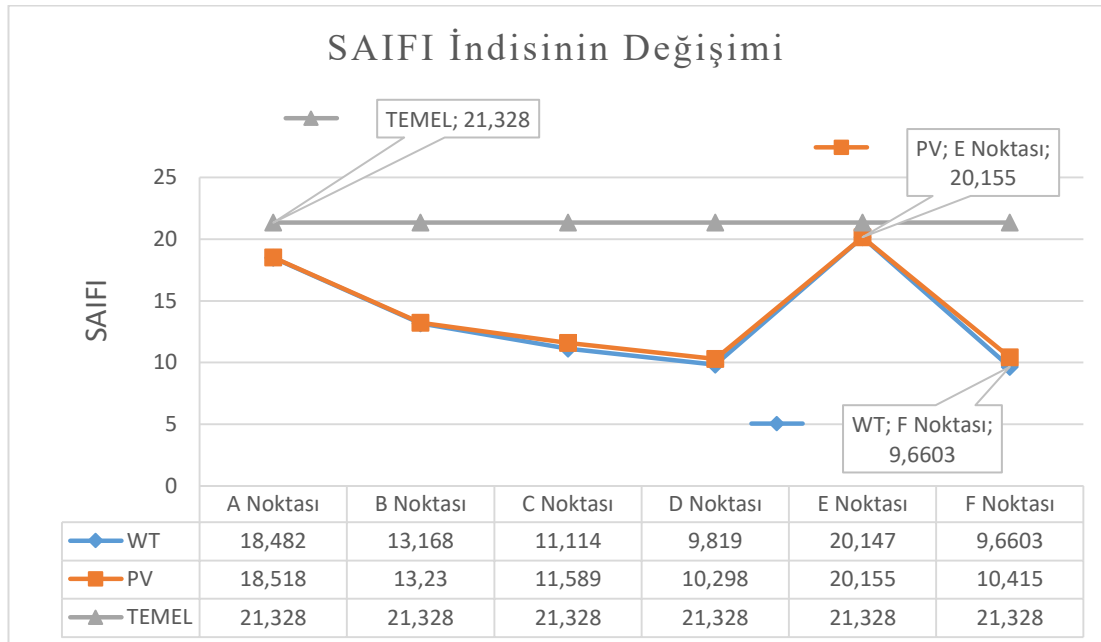
5.5. Sonuç

Alancuma fiderine ait sistem performans güvenilirlik indis değerlerinin Temel durum ile Durum 1 ve Durum 2 uygulamalarına göre farklı değerler aldığı görülmüştür. Bu farklı değerlerin SAIFI ve SAIDI için alınmış olanları Tablo 5.8.'de gösterilmiştir. Tabloya göre hem SAIFI hem de SAIDI indislerinin Durum 1 ve Durum 2 uygulaması ile bulunmuş tüm değerlerinin Temel durum indislerinden daha az olduğu görülmektedir.

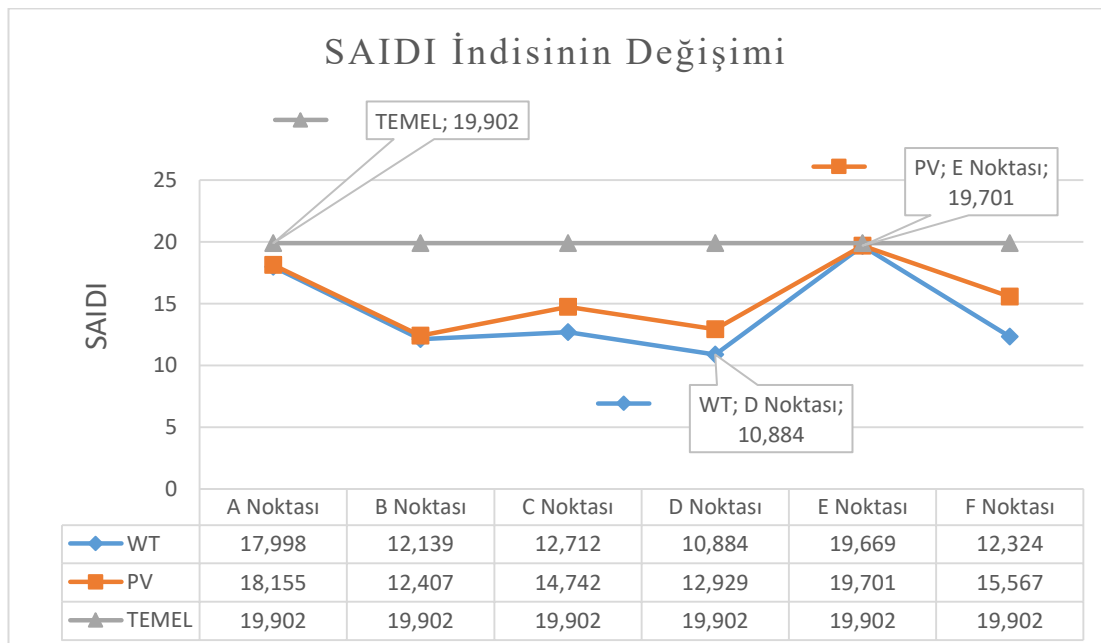
Tablo 5.8.'e göre Durum 1 ile bulunan SAIFI-SAIDI indis değerlerinin, Durum 2 ile bulunan SAIFI-SAIDI indis değerlerinden genelde daha az olduğu görülebilmektedir. Bir başka deyişle kullanıcı başına düşen ortalama kesinti sıklığı ile kullanıcı başına düşen ortalama kesinti süresinin Durum 1 senaryosunda daha az değerler aldığı anlaşılmaktadır.

		SAIFI (kesme/müşteri sene)	SAIDI (saat/müşteri sene)
	Temel Durum	21,328	19,902
A	Durum 1	18,482	17,998
	Durum 2	18,518	18,155
B	Durum 1	13,168	12,139
	Durum 2	13,230	12,407
C	Durum 1	11,114	12,712
	Durum 2	11,589	14,742
D	Durum 1	9,8191	10,884
	Durum 2	10,298	12,929
E	Durum 1	20,147	19,669
	Durum 2	20,155	19,701
F	Durum 1	9,6603	12,324
	Durum 2	10,415	15,567
	Durum 1 -	Mevcut yük, Kesici, Batarya ve DG (WTG)	
	Durum 2 -	Mevcut yük, Kesici, Batarya ve DG (PVA)	

Tablo 5.8. Sistemin SAIFI ve SAIDI değerlerinin bağlantı noktalarına göre karşılaştırılması



Grafik 5.12. Sistemin SAIFI indisinin bağlantı noktalarına göre değişim grafiği



Grafik 5.13. Sistemin SAIDI indisinin bağlantı noktalarına göre değişim grafiği

Grafik 5.12. ve 5.13. ile PCC bağlantı noktalarına göre (Durum 1 ve Durum 2) oluşan SAIFI-SAIDI indis değerlerinin değişimi grafiksel olarak göstermektedir.

Grafik 5.12. incelendiğinde Temel durum SAIFI indis değerine en yakın (maksimum) değer Durum 2 (batarya + PVA) senaryosunun E noktasındaki bağlantısı ile olduğu; Temel durum değerine karşılık en uzak (minimum) değerinin ise Durum 1 (batarya + WTG) senaryosunun F noktasındaki bağlantısı ile olduğu görülebilmektedir.

Grafik 5.13. incelendiğinde ise SAIDI indis miktarının Temel durum değerine en yakın (maksimum) değer Durum 2 (batarya + PVA) senaryosunun yine E noktasındaki bağlantısı ile olduğu; Temel durum değerine karşılık en uzak (minimum) halinin ise Durum 1 (batarya + WTG) senaryosunun D noktasındaki bağlantısı ile olduğu görülebilmektedir.

Bu bölümde elde edilen sonuçlar neticesinde Temel durum ile Durum 1 ve 2 göz önüne alındığında, kullanıcı başına düşen ortalama kesinti sıklığındaki (SAIFI) en iyi gelişmenin %54 oranı ile F noktasından rüzgar türbinli mikro şebeke uygulamalarının entegre edildiği uygulama ile olduğu; kullanıcı başına düşen ortalama kesinti süresindeki (SAIDI) en iyi gelişmenin ise %45 oranı ile D noktasından yine rüzgar türbinli mikro şebeke uygulamalarının entegre edildiği hal ile olduğu görülmüştür.

Temel durum ile Durum 1 ve 2 göz önüne alındığında, kullanıcı başına düşen ortalama kesinti sıklığındaki (SAIFI) en düşük iyileşme oranının % 6 oranı ile E noktasından güneş panelli mikro şebeke uygulamalarının entegre edildiği uygulama ile olduğu; kullanıcı başına düşen ortalama kesinti süresindeki (SAIDI) en düşük iyileşme oranının ise % 1 ile yine E noktasından güneş panelli mikro şebeke uygulamalarının entegre edildiği hal ile olduğu görülmüştür.

Mikro şebeke uygulamalarını; dağıtık güç kaynakları, yükler, enerji depolama birimleri ve kontrol/koruma cihazları oluşturur. Alancuma fiderine ETAP ortamında mikro şebeke uygulamaları entegre edilirken; Durum 1 için dağıtık güç kaynağı olarak rüzgar türbini, yük olarak fidere ait mevcut yük, enerji depolama birimi olarak batarya ve koruma cihazı olarak kesici mikro şebeke uygulaması olarak seçilmiştir. Durum 2 için ise Durum 1'den farklı olarak sadece dağıtık güç kaynağı güneş paneli olarak seçilirken diğer uygulamalar aynı kalmıştır.

Şekil 5.2. ile gösterilen Alancuma fideri için farklı sayıda tüketicinin beslendiği noktalara rüzgar türbinli ve güneş panelli mikro şebeke uygulamaları entegre edilerek sistem performans indis değerleri elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar bütününden, mikro şebeke uygulamalarının tüketici sayısının çok olduğu noktalara entegre edilmesinin tüketici sayısının az olduğu noktalara entegre edilmesine göre fiderin güvenilirliğine daha çok katkı yaptığı görülmüştür. Rüzgar türbinli mikro şebeke uygulamalarının fidere entegre edilmesinin ise güneş panelli mikro şebeke uygulamalarının fidere entegre edilmesine göre Alancuma fiderinin güvenilirliğine daha çok katkı yaptığı görülmüştür.

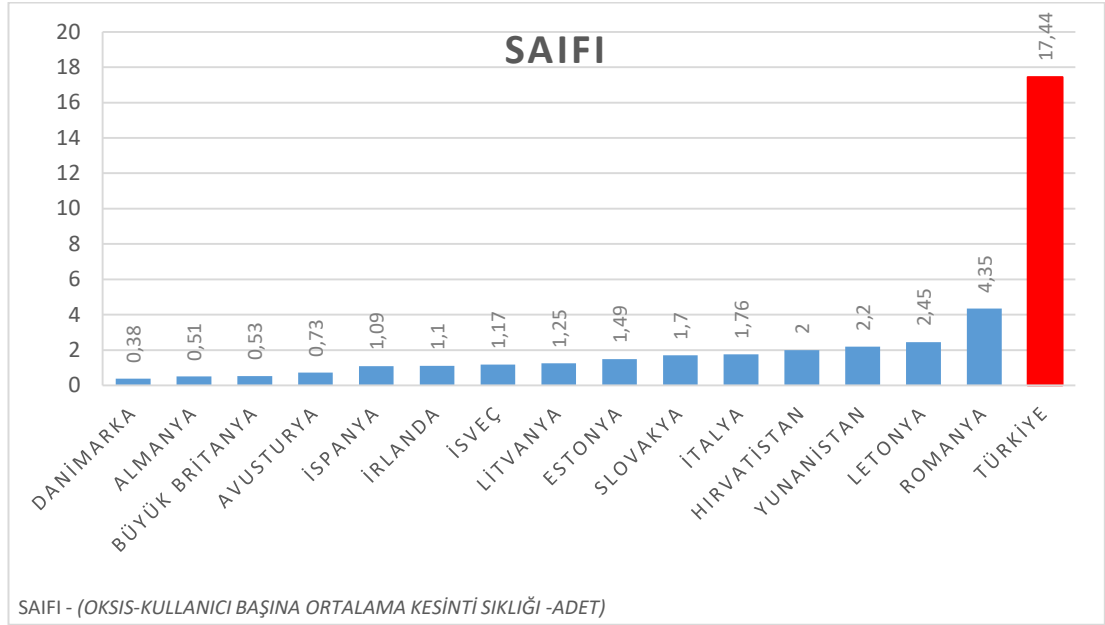
BÖLÜM 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik güç sistemlerinin önemli bir bileşeni olan dağıtım sistemlerinde güvenilirlik, güç sistemlerinin son noktası olan tüketicilerin daha az kesintiye maruz kalması ve daha az kesinti süresinde kalması gibi faktörlerden dolayı kritik öneme sahiptir.

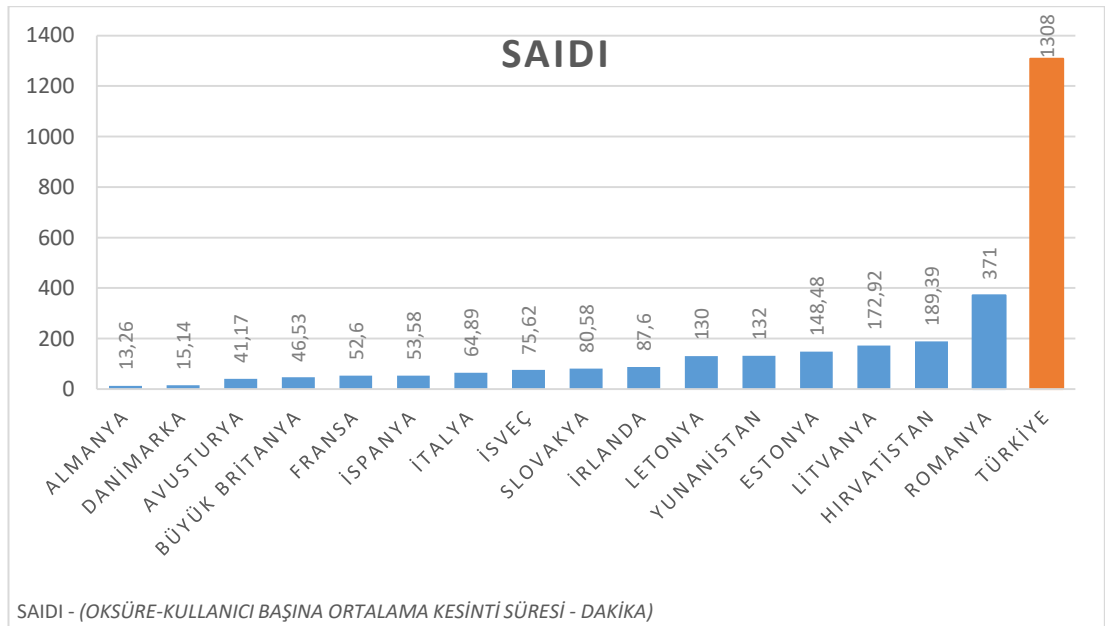
Türkiye’de mevcut durumda yaklaşık 21 dağıtım şirketinin [57] her yıl yayınladıkları “Tedarik Sürekliliği Kalitesi ” tabloları, dağıtım şirketlerinin dağıtım sistemi kullanıcılarının elektrik enerjisi talebini ekonomik olarak kabul edilebilir maliyetlerde ve mümkün olan asgari kesinti süresi ve sıklığı ile karşılayabilme kapasitesine verdikleri önemi göstermektedir.

Bu çalışmada Sakarya bölgesine ait Alancuma fiderininin güvenilirlik değerlendirilmesi ele alınmıştır. Bunun için önce Bölüm 4.’de örnek bir sistem [9] ve RBTS test sistemine [47] ait bir fiderin güvenilirlik analizi yapılarak dağıtım sistemine ait radyal yapı bir fiderin analitik yaklaşım, MCS (simülasyon yaklaşım) ve ETAP (programsal yaklaşım) ile güvenilirlik değerlendirilmesinden bahsedilmiştir. Daha sonra Bölüm 5.3.’de, önceki bölümlerde bahsedilen yöntemlerle Sakarya bölgesi dağıtım sisteminin bir şebekesi olan Alancuma fiderininin SEDAŞ Teknik eğitim biriminden sağlanan verileriyle sistem performans indisleri hesaplanmıştır. Sistem performansını değerlendirmek için en sık kullanılan indislerin müşteri ile ilgili [3, 9] olduğu kabulü ile kullanıcı başına düşen ortalama kesinti sıklığı (SAIFI) indisi, kullanıcı başına düşen ortalama kesinti süresi (SAIDI) indisi ve bir arızanın ortalama tamir süresi (CAIDI) indisi üzerinde yoğunlaşarak çalışmaya konu fiderin güvenilirlik değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu bölümde bulunan sistem indis değerleri fiderin Temel Durum değerleri olarak kabul edilmiştir.

Grafik 6.1. ve 6.2. ile gösterilen ve TEDAŞ tarafından yayınlanan [58] “2019 Yılı Türkiye Elektrik Dağıtım Sektör Raporu” nda Türkiye ile diğer Avrupa ülkelerinin kullanıcı başına ortalama kesinti sıklığı (OKSIS-SAIFI) adet olarak değeri ile kullanıcı başına ortalama kesinti süresinin (OKSÜRE-SAIDI) dakika olarak değeri karşılaştırılmıştır. Bu grafikler Türkiye'nin dağıtım sistemlerinin ortalama SAIFI-SAIDI değerinin diğer ülkelerin SAIFI-SAIDI değerlerinden yüksek olduğunu göstermektedir. Alancuma fiderine ait Temel durum indislerinden SAIFI ve SAIDI değerleri sırasıyla 21,32 (*kesinti/müşteri.sene*) ve 19,9 (*saat/müşteri.sene*)/1194 (*dakika/müşteri.sene*) olarak bulunmuştur. Alancuma fiderine ait SAIFI değerinin 21.32 olarak Türkiye ortalama SAIFI değeri olan 17,44 değerinin üstünde olduğu; Alancuma fiderine ait SAIDI değerinin ise 1194 (*dakika*) olarak Türkiye ortalama SAIDI değeri olan 1308 (*dakika*) değerinin altında olduğu görülmektedir. Güç dağıtım sistemlerinde güvenilirliği etkileyen sistem yapısı, çevre koşulları, koruma elemanlarının etkisi, sistem elemanlarının etkisi, insan faktörü vb. gibi birçok faktör olduğu için Alancuma fiderinin sistem indislerinin Türkiye ortalamasının altına çekilmesi ilgili dağıtım şirketinin bu faktörlerde iyileştirme yapmasıyla mümkün olabilecektir. Bölüm 5.2.'deki Grafik 5.1. Alancuma fiderine ait son beş senelik kesinti nedenlerinin yüzdelerinden %37 değeriyle geçici arıza faktörünün kesinti nedenleri arasında en çok paya sahip olduğunu göstermektedir. Dağıtım şirketince bu geçici arızaların mikro şebeke uygulamalarının (güneş enerji kaynağı, rüzgar enerji kaynağı, enerji depolama birimi, otomatik tekrar kapayıcılı kesiciler vb.) fiderin optimum noktalarına entegre edilmesi ile çözülebileceği düşünülmektedir.



Grafik 6.1. Türkiye ile diğer ülkelerin SAIFI değerleri [58].



Grafik 6.2. Türkiye ile diğer ülkelerin SAIDI değerleri [58].

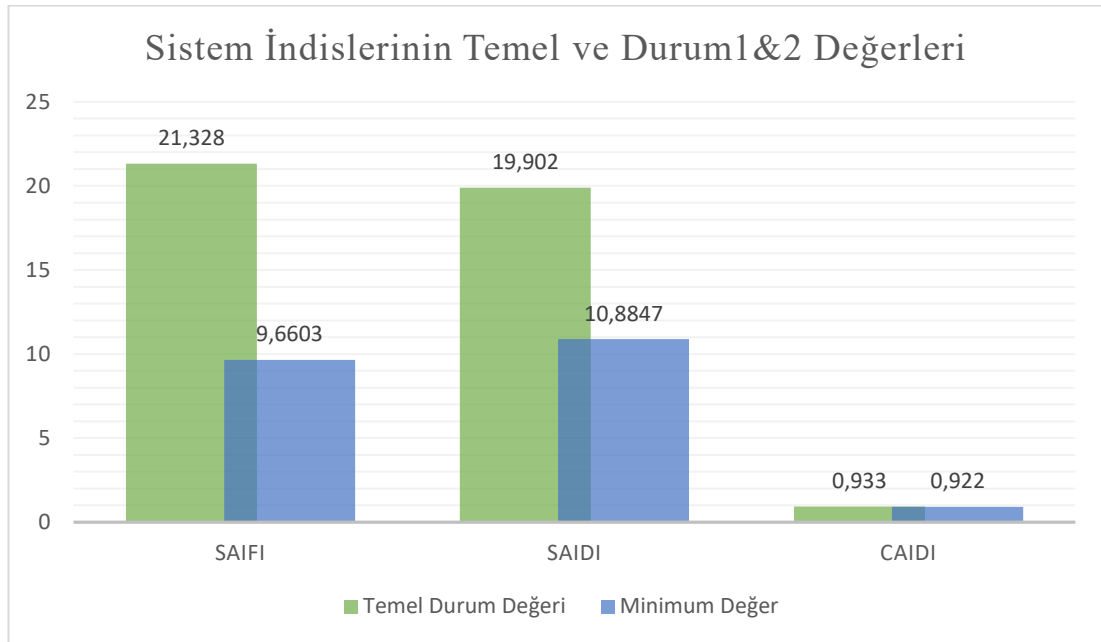
Bölüm 5.3.'de fidere ait Temel durum indisleri hesaplandıktan sonra Bölüm 5.4.'de ETAP ortamında modellenen Alancuma fiderine model üzerinden belirlenen noktalardan mikro şebeke uygulamaları entegre edilerek, mikro şebeke

uygulamalarının ETAP ortamında gerçek bir sisteme dahil edilmesinin güvenilirlik indis sonuçlarına etkileri analiz edilmiştir.

Bölüm 5.4.1.'de Durum 1 (WTG, batarya, mevcut yük) ve Durum 2 (PVA, batarya, mevcut yük) uygulamaları ile Şekil 5.2.'de gösterilen PCC bağlantı noktalarından dahil edilen mikro şebeke uygulamalarıyla oluşan indis sonuçlarına göre fidere ait sistem performans değerlerinin temel ve minimum şekli Grafik 6.3.'de gösterilmiştir. Grafikten mikro şebeke uygulamalarının fider temel durum indislerine SAIFI olarak %54 olumlu etki sağladığı SAIDI olarak ise %45 olumlu etki sağladığı görülmektedir.

Bu çalışmada mikro şebeke uygulamalarının sistem ve yük noktası indislerine (farklı seviyelerde de olsa) olumlu katkı yaptığı gösterilmiştir.

Bir sonraki çalışma ya da çalışmalarda farklı sistem türlerine farklı mikro şebeke uygulamaları farklı metotlar ile denenebilir. Bir sisteme dahil edilecek mikro şebeke uygulamasının sistem karalılığı, gerilim seviyeleri vb. faktörler de göz önüne alınarak sisteme dahil edilecek noktası/noktaları ile ilgili optimizasyon çalışması yapılabilir. PCC noktasında kullanılacak güç elektroniği ara yüzü entegre varyasyonlarıyla mikro şebeke bağlantılı sistemlerin indis değerlerinde iyileştirme adımları da yapılabilecek çalışmalar arasında olabilir.



Grafik 6.3. Sistem indislerinin temel ve DG bağlantı noktalarına göre minimumum değerleri

KAYNAKLAR

- [1] Billinton, R. and R.N. Allan, Reliability evaluation of engineering systems : concepts and techniques. 2nd ed., New York: Plenum Press, 1992.
- [2] Dündar, N., Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi. İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 2002.
- [3] Brown, R.E., Electric power distribution reliability. 2nd ed. Power engineering., New York: Marcel Dekker, 2009.
- [4] Allan, R.N., Reliability evaluation of power systems, Springer Science & Business Media, 2013.
- [5] Chowdhury, A. and D. Koval, Power distribution system reliability: practical methods and applications. Vol. 48, John Wiley & Sons, 2011.
- [6] Ersalıcı, H., Elektrik Dağıtım Sistemlerinin Güvenilirlik Analizi. İstanbul Teknik Üniversitesi ,Fen Bilimleri Enstitüsü, 2013.
- [7] Billinton, R., R.J. Ringlee, and A.J. Wood, Power-system reliability calculations. Monographs in modern electrical technology, no 6., Cambridge, Mass.,: MIT Press, 1973.
- [8] RUMELİ, M., E. YANIKOĞLU, and T. ÇAVUŞ, Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirlik Değerlendirmesi ve Yeni Standartlar. Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, 8(1): p. 48-51, 2004.
- [9] Billinton, R. and R.N. Allan, Reliability evaluation of power systems. 2nd ed., New York: Plenum Press, 1996.
- [10] Billinton, R. and L. Goel. Overall adequacy assessment of an electric power system. in IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution). 1992. IET.

- [11] Onur, T., Rüzgar enerjisi santrallerini içeren elektrik enerji sistemlerinin güvenilirlik analizi. Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 2008.
- [12] Billinton, R. and R.N. Allan, Reliability assessment of large electric power systems. The Kluwer international series in engineering and computer science., Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [13] Balijepalli, N., S.S. Venkata, and R.D.J.I.T.o.P.D. Christie, Modeling and analysis of distribution reliability indices, 19(4): pp. 1950-1955, 2004.
- [14] Ekanayake, J.B., et al., Smart grid: technology and applications, John Wiley & Sons, 2012.
- [15] <https://www.aselsan.com.tr/tr/cozumlerimiz/enerji-sistemleri/enerji-yonetimi-ve-akilli-sebeke-sistemleri/mikro-sebeke-sistemleri>. Erişim Tarihi: 31.01.2021.
- [16] Xiaoping, L., et al. Dynamic economic dispatch for microgrids including battery energy storage. in The 2nd international symposium on power electronics for distributed generation systems. 2010. IEEE.
- [17] Çelik, D., Mikro Şebeke Uygulamalarında Evirici Kontrol Yöntemlerinin Geliştirilmesi. Van Yüzüncüyıl Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, 2020.
- [18] Kocaman, B., Yenilenebilir enerji kaynaklı mikro şebekelerde enerji yönetimi. Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 2015.
- [19] Sood, V.K. and H. Abdelgawad, Microgrids architectures, in Distributed Energy Resources in Microgrids, Elsevier. pp. 1-31, 2019.
- [20] ÇİMEN, H., Mikro Şebekelerde Derin Öğrenme Destekli Enerji Yönetimi. Konya Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Doktora Tezi, 2020.
- [21] Lasseter, R.H.J.P.o.t.I., Smart distribution: Coupled microgrids, 99(6): p. 1074-1082, 2011.
- [22] Patrao, I., et al., Microgrid architectures for low voltage distributed generation, 43: pp. 415-424, 2015.

- [23] Choudhary, N.K., S.R. Mohanty, and R.K. Singh. A review on microgrid protection. in 2014 International Electrical Engineering Congress (iEECON). 2014. IEEE.
- [24] Wu, C., J. Liu, and Y. Wu. The impacts of micro-grid on the reliability of distribution system. in 2012 2nd International Conference on Consumer Electronics, Communications and Networks (CECNet), IEEE, 2012.
- [25] Hadjsaid, N., J.-F. Canard, and F.J.I.C.A.i.p. Dumas, Dispersed generation impact on distribution networks, 12(2): p. 22-28, 1999.
- [26] Basso, T.S. and R.J.I.T.o.P.E. DeBlasio, IEEE 1547 series of standards: interconnection issues, 19(5): pp. 1159-1162, 2004.
- [27] Ackermann, T., G. Andersson, and L.J.E.p.s.r. Söder, Distributed generation: a definition, 57(3): pp. 195-204, 2001.
- [28] Purchala, K., et al., Distributed generation and the grid integration issues, pp. 9, 2006.
- [29] http://www.emo.org.tr/ekler/1d1cd3a02276948_ek.pdf. Erişim Tarihi : 30.01.2021.
- [30] Refaat, S.S., et al. Reliability evaluation of smart grid system with large penetration of distributed energy resources. in 2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). 2018. IEEE.
- [31] Zhang, Y., et al. Study of energy management system for distributed generation systems. in 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2008. IEEE.
- [32] Kueck, J.D. and B.J.J.T.E.J. Kirby, The distribution system of the future, 16(5): p. 78-87, 2003.
- [33] Pepermans, G., et al., Distributed generation: definition, benefits and issues, 33(6): p. 787-798, 2005.
- [34] Borges, C.L. and M. Costa. Reliability assessment of microgrids with renewable generation by an hybrid model. in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. 2015. IEEE.

- [35] Leite, A.P., C.L. Borges, and D.M.J.I.T.o.P.S. Falcao, Probabilistic wind farms generation model for reliability studies applied to Brazilian sites, 21(4): p. 1493-1501, 2006.
- [36] Park, J., et al. A probabilistic reliability evaluation of a power system including solar/photovoltaic cell generator. in 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2009. IEEE.
- [37] Banerji, A., S.K. Biswas, and B.J.I.T.o.I.A. Singh, Enhancing quality of power to sensitive loads with microgrid, 52(1): pp. 360-368, 2015.
- [38] Xu, J., S. Tan, and S.K. Panda. Optimization of economic load dispatch for a microgrid using evolutionary computation. in IECON 2011-37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 2011. IEEE.
- [39] Tan, X., et al., Advances and trends of energy storage technology in microgrid, 44(1): p. 179-191, 2013.
- [40] Barker, P.P. and R.W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. in 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134). 2000. IEEE.
- [41] Gupta, N. Generation scheduling at PCC in grid connected microgrid. in International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014). 2014. IEEE.
- [42] Photovoltaics, D.G. and E.J.I.S. Storage, IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces, pp. 1547, 2018.
- [43] Udgave, A.D. and H. Jadhav. A review on Distribution Network protection with penetration of Distributed Generation. in 2015 IEEE 9th International Conference on Intelligent Systems and Control (ISCO). 2015. IEEE.
- [44] Akersten, P.A., Maintenance related IEC dependability standards, in Engineering Asset Management, Springer. pp. 115-119, 2006.
- [45] Billinton, R. and P.J.I.T.o.P.S. Wang, Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation, 14(2): pp. 397-403, 1999.

- [46] Faulin, J., et al., Simulation methods for reliability and availability of complex systems, Springer Science & Business Media, 2010.
- [47] Billinton, R. and S.J.I.t.o.P.S. Jonnavithula, A test system for teaching overall power system reliability assessment. 11(4): p. 1670-1676, 1996.
- [48] Çavuş, T. F., Yanıkoğlu E., Yılmaz A. S., Seri Sistemlerin Monte Carlo Yöntemi ile Güvenilirlik Analizi.
https://www.emo.org.tr/ekler/b96ff7f5c9505fd_ek.pdf, Erişim Tarihi : 18.01.2021.
- [49] Çavuş, T. F., Yanıkoğlu E., Yılmaz A. S., Paralel Sistemlerin Monte Carlo Yöntemi ile Güvenilirlik Analizi
http://www.emo.org.tr/ekler/7e42c6d134794d8_ek.pdf, Erişim Tarihi : 19.01.2021.
- [50] Çavuş, T. F., & Yanıkoğlu E., Karmaşık Sistemlerin Monte Carlo Yöntemi ile Güvenilirlik Analizi. Sakarya University Journal of Science, 7(3), 99-102, 2003.
- [51] Bhargava, C. and P. Murty. Reliability evaluation of radial distribution system using analytical and time sequential techniques. in 2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE). 2016. IEEE.
- [52] Li, W., Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. Springer Science & Business Media, 2013.
- [53] ETAP 11.1 User Guide. <https://www.etap.com/> Erişim Tarihi : 21.03.2021.
- [54] Allan, R.N., et al., A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results, 6(2): p. 813-820, 1991.
- [55] https://www.sedas.com/tr-tr/Bilgi_Danisma/Pages/Tablo1.aspx, Erişim Tarihi: 25.04.2021.
- [56] Dounis, A.I., C.J.R. Caraiscos, and S.E. Reviews, Advanced control systems engineering for energy and comfort management in a building environment-A review, 13(6-7): p. 1246-1261, 2009.
- [57] https://www.tedas.gov.tr/tedas/#!/dagitim_srkt, Erişim Tarihi : 18.05.2021.

- [58] https://www.tedas.gov.tr/#!Sektor_rapor, Erişim Tarihi: 10.05.2021.
- [59] <https://acikders.ankara.edu.tr/mod/resource/view.php?id=141103>, Erişim Tarihi: 09.06.2021
- [60] [https://avys.omu.edu.tr/storage/app/public/atalayt/105449/II.%20SUNU%20ELEKTR%C4%B0K%20ENERJ%C4%B0%20DA%C4%9EITIMI%20\(%C5%9EEBEKE%20T%C4%B0PLER%C4%B0\)TA.pdf](https://avys.omu.edu.tr/storage/app/public/atalayt/105449/II.%20SUNU%20ELEKTR%C4%B0K%20ENERJ%C4%B0%20DA%C4%9EITIMI%20(%C5%9EEBEKE%20T%C4%B0PLER%C4%B0)TA.pdf), Erişim Tarihi: 09.06.2021

EKLER

EK A: MCS Matlab Kodları

```
clc;
clear;
clear all;

%%

N = 13; % bileşen sayısı
lamda = [0.401609401;0.187565592;1.437379038;0.541625105;✓
0.531713102;...
1.578226518;0.442366447;5.367314867;0.120053069;2.772865459;✓
0.943789023;...
4.613725395;2.395100317];

MTTR = [0.114164644;0.053318869;0.408600659;0.153966608;✓
0.151148944;...
0.44863907;0.125750562;1.525755096;0.034127229;0.788236522;✓
0.268288883;...
1.311533831;0.680850035];

guc = [368 225 372 139.2 92 296 32.7]; %kW

musteri = [203 1 1 1 112 20 7]; % herbir yük noktası müşteri sayısı

%Hata tarihçesi
sure= 10000 % yıl
ariza_sayisi = 0;
ariza_suresi = 0;
maxT = 0;
for i = 1:N
    [altT{i},ustT{i}] = yapay_tarih(lamda(i),MTTR(i),sure); %girdiler yapay_tarih✓
    altprogramına göre hesaplanıp çıktılar alınır.

    cur = max(ustT{i}(1:end));

    if (maxT < cur)
        maxT = cur;
    end
    ariza_sayisi = ariza_sayisi + length(altT{i})-1;
```



```
ariza_suresi = ariza_suresi + sum(ustT{i}-altT{i});
```

```
end
```

```
% İndeks Hesaplamaları
```

```
ortalama_ariza_sayisi = ariza_sayisi/sure;
```

```
ortalama_ariza_suresi = ariza_suresi/sure;
```

```
musteri_sayisi = sum(musteri);
```

```
toplam_guc = sum(guc);
```

```
SAIFI_F1 = ortalama_ariza_sayisi*musteri_sayisi/musteri_sayisi;
```

```
SAIDI_F1 = ortalama_ariza_suresi*musteri_sayisi/musteri_sayisi;
```

```
CAIDI_F1 = SAIDI_F1/SAIFI_F1;
```

```
ASAI_F1 = (musteri_sayisi*8760 - ortalama_ariza_suresi*musteri_sayisi)/...  
(musteri_sayisi*8760);
```

```
ASUI_F1=1-ASAI_F1;
```

```
ENS_F1 = ortalama_ariza_suresi*toplam_guc; % kW*saat
```

```
AENS_F1=ENS_F1/musteri_sayisi;
```

```
disp('-----');
```

```
disp('feeder 1');
```

```
disp(['SAIFI ' num2str(SAIFI_F1)]);
```

```
disp(['SAIDI ' num2str(SAIDI_F1)]);
```

```
disp(['CAIDI ' num2str(CAIDI_F1)]);
```

```
disp(['ASAI ' num2str(ASAI_F1)]);
```

```
disp(['ASUI ' num2str(ASUI_F1)]);
```

```
disp(['ENS ' num2str(ENS_F1)]);
```

```
disp(['AENS ' num2str(AENS_F1)]);
```

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Adem TAŞIN

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Yılı
Yüksek Lisans	Sakarya Üniversitesi / Fen Bilimleri Enstitüsü / Elektrik-Elektronik Mühendisliği	Devam ediyor
Lisans	Gaziantep Üniversitesi / Mühendislik Fakültesi / Elektrik-Elektronik Mühendisliği	2012
Lise	Ağrı Anadolu Lisesi	2006

İŞ DENEYİMİ

Yıl	Yer	Görev
2013-Halen	Sakarya Çevre ve Şehircilik İl Müdürlüğü	Mühendis

YABANCI DİL

İngilizce