

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**TRANSFORMATÖRLER İÇİN ÖMÜR TAYİNİ, OLAY İZLEME  
VE DEĞERLENDİRME YAZILIMI GELİŞTİRİLMESİ**

**RAUF YAPICI**

**KOCAELİ 2017**

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**


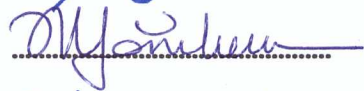

**TRANSFORMATÖRLER İÇİN ÖMÜR TAYİNİ, OLAY İZLEME  
VE DEĞERLENDİRME YAZILIMI GELİŞTİRİLMESİ**

**RAUF YAPICI**

**Doç.Dr. Bora ALBOYACI**  
Danışman, Kocaeli Üniv.

**Doç.Dr. Nuran YÖRÜKEREN**  
Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.

**Prof.Dr. Mehmet BAYRAK**  
Jüri Üyesi, Sakarya Üniv.

  
.....  
  
.....  
  
.....

**Tezin Savunulduğu Tarih: 27.12.2017**

## ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasında, transformatörlerinin çeşitli parametrelerini eş zamanlı olarak izleyen bir donanım sayesinde elde edilecek ölçümler yardımıyla transformatörün çalışma şartlarını sürekli olarak değerlendirerek yaşlanma analizini ve ömür kestirimini gerçekleştiren, enerji sürekliliğini iyileştirmeyi amaçlayarak bakım süreçlerini ve içeriklerini dinamik olarak belirleyen yazılım geliştirilmiştir. Yazılım devrede izleme ile birlikte rutin uygulamalarda yapılan devre dışı test/ölçüm sonuçlarını da değerlendirmektedir.

Tez oluşumu ve çalışma esnasında tecrübelerini, emeğini ve hoşgörüsünü esirgemeyen tez danışmanım Sayın Doç. Dr. Bora ALBOYACI'ya minnettar olduğumu belirtmek isterim.

Tez çalışmam esnasında katkı sağlayan ve tavsiyelerde bulunan ve desteklerinden beni hiçbir zaman mahrum bırakmayan Sayın Yrd. Doç. Dr. Mehmet Aytaç ÇINAR'a ayrıca teşekkür ederim.

Tez çalışmamın tamamlanmasında verdiği destek için Sayın Alper KANTARCI'ya teşekkür ederim.

Ayrıca, tezin oluşumu esnasında karşılaşmış olduğum problemlerde bana destek olup cesaretlendiren Sayın Vural AYDOĞAN, Sayın Doruk GÜNEŞ, Sayın Mert KESİCİ ve GENETEK Ltd.'deki tüm çalışma arkadaşlarıma teşekkür ederim.

Hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerinin esirgemeyen, her aşamada sıkıntılarımı ve mutluluklarımı paylaşan sevgili annem ve abilerime, çok erken yaşta aramızdan ayrılan sevgili babam Hüseyin YAPICI'ya sonsuz teşekkür ederim.

Aralık – 2017

Rauf YAPICI

## İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR .....	i
İÇİNDEKİLER .....	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	iii
TABLolar DİZİNİ .....	v
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....	vi
KISALTMALAR .....	vi
ÖZET.....	vii
ABSTRACT .....	viii
GİRİŞ .....	9
1. STANDARTLARA GÖRE TRANSFORMATÖR BAKIM	
PROSEDÜRLERİ .....	12
1.1. Durum İzleme/Değerlendirme.....	17
1.2. Termal Modelleme ve Sıcaklık İzleme .....	31
1.3. Yağda Çözünmüş Gaz Analizi(DGA) ve Arıza Teşhisi.....	41
1.4. Yağdaki Nem İçeriğinin İzlenmesi.....	45
1.5. Yağ Seviyesinin İzlenmesi .....	47
1.6. Soğutma Sistemlerinin İzlenmesi .....	47
1.7. Buşing İzleme.....	48
1.8. Kısmi Deşarj.....	50
1.9. Eş zamansız ölçümlerin izlenmesi .....	51
2. ARIZA TEŞHİSİ VE BAKIM ALGORİTMALARI.....	53
2.1. Sıcaklık ve Yaşlanma Analizi Algoritmalarının Geliştirilmesi ve Sentetik Veri ile Test Edilmesi.....	56
2.2. Yağda Çözünmüş Gaz Analizi ve Arıza Tespiti Alt Modülüne İlişkin Algoritmalarının Geliştirilmesi ve Sentetik Veri ile Test Edilmesi .....	64
2.3. Eş Zamansız Ölçümler Alt Modülüne İlişkin Algoritmalarının Geliştirilmesi ve Sentetik Veri ile Test Edilmesi .....	72
3. TRANSFORMATÖR İZLEME SİSTEMİ ARAYÜZ TASARIMLARI .....	79
4. UYGULAMA VE DEĞERLENDİRME .....	85
4.1. Sıcaklık Analizi .....	86
4.2. Yağda Çözünmüş Gaz Analizi .....	91
4.3. Eş zamansız Ölçümler Ekranı .....	93
5. SONUÇLAR .....	96
KAYNAKLAR .....	98
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER .....	101
ÖZGEÇMİŞ .....	102

## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Büyük güçlü transformatörler için arıza istatistikleri [5].....	20
Şekil 1.2. Kademe değiştiricisi bulunmayan transformatörler için arıza istatistikleri [6] .....	21
Şekil 1.3. İzleme ve analiz donanımının yapısı [6].....	22
Şekil 1.4. 1000 kVA dağıtım transformatörü yük profili, ortam sıcaklığı yağ sıcaklığı ve SMS bilgisi.....	22
Şekil 1.5. İzleme ve analiz donanımının yapısı [7].....	23
Şekil 1.6. Transformatör yönetim sistemi mimarisi.....	24
Şekil 1.7. İzleme sistemi altyapısı [10] .....	26
Şekil 1.8. Transformatöre monte edilen sensör ve ekipman [12] .....	27
Şekil 1.9. ALSTOM MS2000 yapısı [13].....	28
Şekil 1.10. Geliştirilen gömülü sistem yapısı [15].....	29
Şekil 1.11. İzleme sistemine ait donanım ve yazılım katmanı [15] .....	30
Şekil 1.12. Transformatör sağlık durumunun zaman içerisinde değişimi [16].....	30
Şekil 1.13. Transformatörlerde ömür tayini ve arıza ilişkisi.....	31
Şekil 1.14. Transformatör yalıtım ömrü [17] .....	32
Şekil 1.15. Yaşlanma hızlanma katsayısı (110°C'ye göre) [17].....	33
Şekil 1.16. En düşük ömür tahmini eğrisi [15] .....	35
Şekil 1.17. Yağda çözünmüş gaz analizi (DGA) ve arıza ilişkisi .....	42
Şekil 1.18. IEC 60599'da açıklanan yöntem için akış şeması .....	43
Şekil 1.19. Duval üçgeni ve arıza aralıkları .....	45
Şekil 1.20. Sıcaklığa bağlı olarak yağdaki nem miktarının değişimi [22].....	46
Şekil 1.21. Yağdaki su içeriği ve arıza ilişkisi.....	46
Şekil 1.22. Yağ seviyesi ve arıza ilişkisi.....	47
Şekil 1.23. Soğutma sistemi ve arıza ilişkisi.....	48
Şekil 1.24. a) Eşdeğer devre, b) vektör diyagramı.....	50
Şekil 1.25. Kısmi deşarj olayları ile arıza ilişkisi.....	51
Şekil 1.26. Megger, dönüştürme oranı ve sargı direnci testleri ile arıza ilişkisi .....	52
Şekil 2.1. Yazılım algoritması.....	54
Şekil 2.2. Yazılım başlangıç ekranın girdileri.....	55
Şekil 2.3. Genel izleme ekranı .....	55
Şekil 2.4. Aşırı sıcaklık artışına yönelik geliştirilen algoritma.....	57
Şekil 2-5. Sıcaklık diyagramı.....	58
Şekil 2.6. Test edilen 1000kVA gücündeki transformatörün sıcaklık diyagramı.....	61
Şekil 2.7. Sentetik veri olarak türetilen transformatörün yüklenme değişimi .....	61
Şekil 2.8. Sıcaklık analizi benzetimi .....	62
Şekil 2.9. Yüklenme oranına bağlı hesaplanan sıcaklık değişimleri.....	64
Şekil 2.10. Yağda çözünmüş gaz analizine ilişkin algoritma.....	66
Şekil 2.11. Sentetik verilerle kısa devre empedansı testi için geliştirilen yöntemin algoritma çıktıları .....	73
Şekil 2.12. Sentetik veriler için YG sargı dirençleri .....	74

Şekil 2.13. Sentetik veriler için YG sargı dirençleri arasındaki fark .....	74
Şekil 2.14. Sentetik veriler için AG sargı dirençleri .....	75
Şekil 2.15. Sentetik veriler için AG sargı dirençlerindeki fark .....	75
Şekil 2.16. YG-AG sargıları arasında ölçülen izolasyon dirençleri için algoritma çıktıları .....	76
Şekil 2.17. AG-kazan arasında ölçülen izolasyon dirençleri için algoritma çıktıları .....	77
Şekil 2.18. YG-kazan arasında ölçülen izolasyon dirençleri için algoritma çıktıları .....	77
Şekil 2.19. Yağın dielektrik durumu için geliştirilen yöntem algoritma çıktıları .....	78
Şekil 3.1. Giriş ekranı .....	80
Şekil 3.2. Genel izleme ekranı .....	81
Şekil 3.3. Kullanıcı ve profil atama ekranı .....	81
Şekil 3.4. Trend Ekranı .....	82
Şekil 3.5. Başlangıç ekranı .....	82
Şekil 3.6. DGA ekranı .....	83
Şekil 3.7. Eş zamansız ölçümler ekranı .....	83
Şekil 3.8. Sıcaklık analizi ekranı .....	84
Şekil 4.1. Transformator için sıcaklık sensörlerinin yerleşimi .....	86
Şekil 4.2. Ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığı .....	88
Şekil 4.3. Transformator yüklenme durumları .....	89
Şekil 4.4. Transformator üst yağ ve ortalama yağ sıcaklığı .....	89
Şekil 4.5. Transformator üst sargı, ortalama sargı ve en sıcak nokta sıcaklığı .....	90
Şekil 4.6. Transformator ömür kaybı değerleri .....	90
Şekil 4.7. Yağda çözünmüş gaz analizi izleme ekranı .....	91
Şekil 4.8. Yağda çözünmüş gaz analizi için arıza teşhis ekranı .....	92
Şekil 4.9. Yağda çözünmüş gaz analizi farklı algoritmalar için değerlendirme ekranı .....	92
Şekil 4.10. Eş zamansız ölçümler için seçim ekranı .....	93
Şekil 4.11. İzolasyon direnci ölçümleri için izleme ekranı .....	93
Şekil 4.12. Dielektrik dayanımı testi ölçümleri için izleme ekranı .....	94
Şekil 4.13. Sargı direnci testi ölçümleri için izleme ekranı .....	95
Şekil 4.14. Kısa devre empedansı ölçümleri için izleme ekranı .....	95

## TABLolar DİZİNİ

Tablo 1.1. Transformatör temel bileşenleri ve ölçülebilen büyüklükler [4] .....	18
Tablo 1.2. MS2000 izleme sistemi ölçülen değerler.....	28
Tablo 1.3. Sağlık endeksine bağlı arıza modları [16] .....	31
Tablo 1.4. Sıcaklık formülasyonlarında kullanılan katsayılar .....	41
Tablo 1.5. IEC 60059'a göre çözülmüş gaz analizi için kullanılan gösterimler .....	43
Tablo 1.6. IEC 60059'da açıklanan yöntem için arıza tanımları ve sınır değerleri.....	43
Tablo 1.7. Rogers oranı yöntemi gaz oranlarının sınır değerleri .....	44
Tablo 1.8. Rogers oranı yöntemi arıza tipleri için kök analizi.....	44
Tablo 1.9. İzolasyon durumu sınır değerleri .....	52
Tablo 2.1. Yağda çözülmüş gaz analizi için gaz değerleri (ppm) [34-36].....	67
Tablo 2.2. IEC 60599 oranı metodu algoritması.....	68
Tablo 2.3. Rogers oranı algoritması.....	69
Tablo 2.4. Duval üçgeni algoritması .....	70
Tablo 2.5. Farklı algoritmalar için DGA analizi ve arıza teşhisi .....	71
Tablo 2.6. Kısa devre empedansı için transformatör durumu ve önerilen aksiyon .....	72
Tablo 2.7. Sargı direnci testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon.....	73
Tablo 2.8. İzolasyon direnci testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon .....	76
Tablo 2.9. Ekipman gerilimine göre dielektrik dayanım testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon .....	78
Tablo 4.1. Transformatör parametreleri .....	85
Tablo 4.2. En sıcak nokta sıcaklığı ve transformatör ömrü ilişkisi.....	87
Tablo 4.3. Ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığının minimum, maksimum ve ortalama değerleri.....	88

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

A	: Katsayı
B	: Katsayı
$F_{EQA}$	: Toplam zaman periyodu için eşdeğer yaşlanma faktörü
FAA	: aşlanma hızlanma faktörü
$\theta_H$	: Sargının en sıcak nokta sıcaklığı (°C)
$\theta_A$	: İncelenen yüklenme süresindeki ortalama ortam sıcaklığı, °C
$\Delta\theta_{TO}$	: Ortam sıcaklığının üzerine üst-yağ sıcaklık artışı (top-oil rise), °C
$\Delta\theta_H$	: Üst-yağ sıcaklığı üzerine sargının en sıcak nokta sıcaklık artışı (hottest spot rise), °C
$\Delta\theta_{TO,i}$	: t=0 için ortam sıcaklığı üzerine anlık üst-yağ sıcaklık artışı (initial top oil rise), °C
$\Delta\theta_{TO,U}$	: L yük değeri için ortam sıcaklığı üzerine en yüksek üst-yağ sıcaklık artışı (ultimate top-oil rise), °C
$\tau_{TO}$	: Yağ zaman sabiti, saat
$\Delta\theta_{TO,i}$	: t=0 için ortam sıcaklığı üzerine anlık üst-yağ sıcaklık artışı, °C
$K_i$	: Anlık yükün anma yüküne oranı, p.u.
K	: L yükünün anma yüküne oranı, p.u.
$K_u$	: En yüksek L yükünün anma yüküne oranı, p.u.
LIFE	: Transformatör ömür (saat)
m	: Katsayı
n	: Katsayı
$I_0$	: Başlangıç toplam akım değeri
$C_0$	: Başlangıç kapasitans
$O_2$	: Oksijen
$N_2$	: Nitrojen
$H_2$	: Hidrojen
$CH_4$	: Metan
$C_2H_2$	: Asetilen
$C_2H_6$	: Etan
$C_2H_4$	: Etilen
CO	: Karbon monoksit
$CO_2$	: Karbon dioksit

## KISALTMALAR

DGA	: Dissolved Gas Analysis (Çözünmüş Gaz Analizi)
HI	: Health Index (Sağlık Endeksi)
IEC	: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineer (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
TCG	: Total Combustible Gas (Toplam Yanıcı Gaz)
WSN	: Wireless Sensor Network (Kablosuz Sensör Ağı)



# TRANSFORMATÖRLER İÇİN ÖMÜR TAYİNİ, OLAY İZLEME VE DEĞERLENDİRME YAZILIMI GELİŞTİRİLMESİ

## ÖZET

Transformatörler güç sisteminde kullanılan başlıca elemanlardan biri olup, çeşitli nedenlerle devre dışı kalması sonucu meydana gelen enerji kesintileri, ciddi boyutta iş gücü kayıplarına ve ekonomik kayıplara neden olmaktadır. Güç sisteminin güvenilirliği içerisinde yer alan ekipmanların güvenilirliği ile doğrudan ilişkilidir. Bu nedenle mevcut transformatörlerin etkin, verimli ve sağlıklı bir şekilde işletilmesi son derece önemlidir.

Transformatörlerin maruz kaldığı arızaların bir kısmı ani olarak gerçekleşebilmektedir. Aşırı yüklenmeler sonucunda ısınma, yıpranma ve izolasyon malzemesinin zayıflaması gibi olumsuzlukların yol açacağı arızalar ise periyodik bakım süreçleri ile önlenmektedir. Zamana dayalı bakım prosedürlerinde bazı donanımların sorunsuz biçimde çalışıyor olmasına rağmen kontrol edilmesi, iş gücü kayıplarına neden olmakta ve bakım maliyetlerini yükseltmektedir.

Bu tez çalışmasında, transformatörlerin işletme koşullarını eş zamanlı olarak sürekli izlenmesi ve elde edilen verilerin değerlendirilmesi, bakım süreçlerinin zamana dayalı olmak yerine duruma dayalı olarak programlanması ve olası arızaların önceden tespiti ve gerekli önlemlerin alınması için yazılım geliştirilmiştir. Yazılımda eş zamanlı ölçümlerin yanı sıra eş zamansız test/ölçüm sonuçları da değerlendirilmektedir.

Yazılımda işletme performansı, yaşlanma analizi ve ömür kaybı, olası arıza koşulları, eş zamanlı olarak izlenmektedir. Eş zamansız ölçümlerde ise girilen test ve ölçüm sonuçlarına göre arızanın erken teşhisi yapılabilmektedir. Yazılım transformatör durumuna ait bilgilerin grafik ve liste olarak izlenmesi, raporlanması ve arşivlenmesi gibi üstünlüklere sahiptir. Böylece günlük, aylık gibi sezonsal analizler ve değerlendirmeler yapılabilmektedir. Geliştirilen yazılım sahadaki dağıtım transformatöründen alınan ölçümlerle desteklenmiş ve sentetik verilerle test edilmiş geliştirilen modeller doğrulanmıştır.

**Anahtar Kelimeler:** Arıza Teşhisi, Bakım Planlama, Ömür Kestirimi, Transformatör, Yaşlanma Analizi.

## **DEVELOPMENT OF LIFETIME, EVENT MONITORING AND EVALUATION SOFTWARE FOR TRANSFORMERS**

### **ABSTRACT**

Transformers are one of the main components of the power system, and power failures that result from being disconnection for various reasons cause serious labour and economic losses. It is directly related to the reliability of the equipment contained within the reliability of the power system. For this reason, it is extremely important that the existing transformers are operated efficiently and in a healthy manner.

Some of the faults that transformers are exposed to suddenly occur. Defects such as heating, wear and weakening of insulating materials as a result of overloading can be prevented by periodic maintenance processes. Time-based maintenance procedures, controlling some equipment, even though it works without any problem, causes labour losses and increases maintenance costs.

In this thesis study, it is aimed to monitor the operating conditions of the transformers simultaneously and evaluate the obtained data, provide maintenance-based scheduling rather than time-based and for detection of possible failures and taking necessary precautions. Simultaneous measurements as well as non-synchronous test/measurement results are evaluated in the software.

Operating performance, aging analysis and life span, probable failure conditions are monitored simultaneously in the software. In the case of non-synchronous measurements, early diagnosis of the failures can be made according to the test and measurement results entered. The software allows to view, report and archive transformer status information graphically and in a list. The developed software is supported by measurements taken from the distribution transformer in the field and the developed models have been verified by testing the synthetic data.

**Keywords:** Failure Identification, Maintenance Planning, Life Estimation, Transformer, Aging Analyses.

## **GİRİŞ**

Elektrik enerjisi; hayatın her alanında kullanılan başlıca enerji kaynağı olmuş olup; nüfus artışı ve endüstriyel gelişmelere bağlı olarak ülkelerin enerji gereksinimleri giderek artmaktadır. Güç sistemlerinin temel işlevi; enerjiyi en ekonomik şekilde, kabul edilebilir bir güvenilirlik ve kalite seviyesinde son kullanıcılara sağlamaktır. Güç sisteminde üretimden başlayarak son kullanıcıya kadar olan tüm ekipmanların uygun biçimde tesis edilmesi, zamanla yeni yatırımların ve iyileştirme çalışmalarının yapılması, enerji temininin sürekliliği ve güvenilirliği için son derece önemlidir. Aynı zamanda sistemin güvenilirliğini sistemi oluşturan elemanların güvenilirliği oluşturmaktadır.

Transformatörler güç sisteminin kullanılan başlıca elemanlardan biri olup, elektrik enerjisini farklı gerilim seviyeleri arasında dönüştürmek amacıyla kullanılmaktadır. Transformatörlerin çeşitli nedenlerle devre dışı kalması sonucu meydana gelen ve geniş bir alandaki tüketicileri etkileyen enerji kesintileri, ciddi boyutta iş gücü kayıplarına ve dolayısıyla ekonomik kayıplara neden olmakta ve ülke ekonomisine ve sosyal hayata ciddi zararlar vermektedir. Her ne kadar yatırımlar yapılarak güvenilir sistem alt yapısı oluşturulmaya çalışılsa da mevcut transformatörlerin etkin, verimli ve sağlıklı bir şekilde yönetilmesi de oldukça önemlidir.

Transformatörlerde farklı nedenlerden dolayı arızalar meydana gelmektedir. Bu arızalar kısa devre, yıldırım akım darbeleri gibi nedenlerle ani olarak gerçekleşebileceği gibi; işletme ve çevresel koşullarda uzun süreli aşırı yüklenmeler sonucunda ısınma, yıpranma ve izolasyon malzemesinin zayıflaması gibi nedenlerle de ortaya çıkabilmektedir. Bu arızaların bir kısmı transformatör üzerinde bulunan koruma ekipmanları tarafından önlenirken; uzun süreli olumsuzlukların yol açacağı arızalar ise periyodik bakım süreçleri ile önlenmeye çalışılmaktadır. Uygulanan periyodik ve rutin bakımların zamana dayalı olarak programlanmakta ve uygulanmakta olması, rutin bakımlar arasında geçen zaman içerisinde transformatörün anormal koşullarda çalışmasına yol açmakta ve arıza oluşumunun belirlenmesinde yetersiz kalmaktadır.

Ayrıca, zamana dayalı rutin bakım prosedürlerinin içerisinde mevcut olması nedeniyle kontrolleri yapılan bazı donanımların sorunsuz biçimde çalışıyor olmasına rağmen kontrol edilmesi, iş gücü kayıplarına neden olmakta ve bakım maliyetlerini yükseltmektedir. Duruma dayalı bakım prosedürleri ile birlikte harcanan zaman, iş gücü kayıplarının azaltılması ve gereksiz maliyetlerin önüne geçilmesine olanak tanımaktadır.

Transformatörlerin eş zamanlı olarak sürekli izlenmesi ve elde edilen verilerin değerlendirilmesi, bakım süreçlerinin zamana dayalı olması yerine duruma dayalı olarak programlanabilmektedir. Böylece olası arızalar önceden tespit edilerek gerekli önlemler alınabilmektedir.

Bu çalışmanın amacı, transformatörlerinin çeşitli parametrelerini eş zamanlı olarak izleyen bir donanım sayesinde elde edilecek ölçümler yardımıyla transformatörün çalışma şartlarını sürekli olarak değerlendirerek yaşlanma analizini ve ömür kestirimini gerçekleştiren, enerji sürekliliğini iyileştirmeyi amaçlayarak bakım süreçlerini ve içeriklerini dinamik olarak belirleyen yazılım geliştirilmesidir. Yazılım, modüler şeklinde kurgulanmış olup alt modüllerin her bir algoritması gereksinimlere göre geliştirilebilmektedir.

Günümüzde kullanılan transformatör izleme sistemlerinde eş zamanlı ölçümlerden yola çıkarak duruma dayalı bakım prosedürleri belirlenebilmektedir. Geliştirilen yazılımın eş zamanlı izleme süreçlerinin yanısıra programın önerileri doğrultusunda veya rutin uygulamalar gereği yapılan eş zamansız test/ölçüm sonuçlarını da değerlendirmektedir. Bu bağlamda yazılım, sistemde ortaya çıkabilecek veya yavaş gelişebilecek arıza olasılıklarını kestirirken elektrik dağıtım şirketleri ve endüstriyel kuruluşların bu alandaki mevcut ihtiyaçlarını karşılayabilir niteliktedir.

Bu tez çalışmasında transformatörlerin primer ve sekonderden elde edilen elektriksel büyüklüklerin yanı sıra transformatör kazanının dış yüzeyine yerleştirilecek olan sıcaklık algılayıcılarından elde edilecek ölçümler yardımıyla transformatörün işletme koşullarını eş zamanlı olarak sürekli olarak izleyen yazılım geliştirilmiştir. Bu yazılımda eş zamanlı ölçümleri değerlendirilmesi ile transformatörlerin kullanım ömrünü öngörülebilmektedir. Yazılımda eş zamanlı ölçümlerin yanı sıra eş zamansız test/ölçüm sonuçları da değerlendirilmektedir.

Bu tezin; birinci bölümünde standartlara göre transformatörlerin bakım prosedürlerinden bahsedilmektedir. Ayrıca bu bölümde daha önce yapılmış literatür çalışmalarına da yer verilmektedir.

İkinci bölümünde transformatörlerin arıza odaklı olarak değerlendirilebilmeleri için algoritma yapıları yer almaktadır. Geliştirilen transformatör izleme yazılımı eş zamanlı ölçümler, eş zamansız ölçümler olmak üzere iki aşamada değerlendirme yapmaktadır.

Üçüncü bölümde izleme sistemine ilişkin web uygulaması için ara yüzü tasarımlarına yer verilmektedir. Dördüncü bölümde ise farklı algoritmalara bağlı olarak geliştirilen izleme sistemine ait uygulama ve analiz sonuçlarına yer verilmektedir. Beşinci ve son bölümde ise tez çalışmasında elde edilen sonuçlardan bahsedilmektedir.

## 1. STANDARTLARA GÖRE TRANSFORMATÖR BAKIM PROSEDÜRLERİ

Transformatörler için zamana dayalı bakım süreçleri ve bakım programlarının içeriklerinin oluşturulmasına ilişkin literatürde çeşitli dokümanlar bulunmaktadır. Bu dokümanlardan biri olan, güç transformatörleri için rutin bakım prosedürünün içeriği şu şekilde sıralanmaktadır [1]:

- Gerilim ve akım değerlerinin kontrolü
- Sıcaklık kontrolleri (yalıtım yağ, sargı, ortam)
- Kazan ve diğer donanımdaki yağ seviyesinin kontrolü
- Olası yağ kaçağlarının kontrolü
- Soğutucu radyatörlerin temizliği
- Radyatör bağlantılarının, yağ akış boruları ve valflerin yağ kaçaıklarına karşı kontrolü
- Topraklama bağlantılarının kontrolü
- Kontrol ünitesi, röleler vs. diğer donanımların kontrolü
- Nem alıcı malzemenin kontrolü
- Soğutucu fanlar, yağ pompaları ve fan motorlarının kontrolü
- Yağda çözünmüş gaz analizi
- Termal görüntüleme ile kazan, buşingler, kademe değiştirici vb kısımların kontrolü

Yağlı tip güç transformatörleri için bakım prosedürleri, transformatörün gücüne bağlı olarak iki alt başlıkta incelenmektedir [2]. Yapılacak kontrollerin sıklığının, transformatörün bulunduğu ortam koşullarına ve transformatörün yüklenme oranına bağlı olarak belirlenmesi gerektiği ifade edilmektedir.

501 kVA – 10 MVA güç aralığında veya primer gerilimi 69 kV'dan küçük olan yağlı tip güç transformatörleri için; rutin DGA (Dissolved Gas Analysis) testi ile ortaya çıkabilecek anormal miktardaki gaz veya nem oluşumu takip edilmektedir. Özellikle işletmeye alındıktan sonraki ilk birkaç hafta boyunca sık sık transformatörün kazanından ve diğer kritik bileşenlerinden yağ örnekleri alınarak DGA yapılmalıdır.

DGA ve nem kontrolü transformatörün devreye alındığı ilk günün sonunda, üç ay, altı ay ve üç yılda bir sürelerle mutlaka gerçekleştirilmelidir.

Dışarıdan yapılan incelemeler ise düzenli olarak ve en azından yılda dört kez gerçekleştirilmelidir. Bu incelemeler kapsamında;

- a) Aşırı toz, korozyona neden olabilecek gazlar veya yüksek tuz oranı gibi anormal koşulların bulunduğu ortamlarda çalışan transformatörlerde buşingler düzenli olarak kontrol edilmeli ve temiz tutulmalıdır.
- b) Soğutucu radyatörler, temiz ve hava sirkülasyonunun engel olmayacak biçimde temiz tutulmalıdır. Tüm yüzeyler korozyon etkisine karşı dikkatle kontrol edilmelidir.
- c) Fanlar ve transformatör üzerinde toz birikimine müsait durumdaki açıklıklar temizlenmelidir.
- d) Transformatörün üzerindeki her türlü kablolama ve uyarı cihazları yılda bir kez mutlaka kontrol edilmeli ve zarar görmüş ise değiştirilmelidir.
- e) Kazan ve toprak arasındaki harici topraklama bağlantısının kontrolü ve direnç ölçümü yılda bir kez yapılmalıdır.
- f) Basınç-vakum göstergesi ilk hafta boyunca her gün, ilk yıl boyunca üç ayda bir ve ardından yılda bir kontrol edilmelidir.
- g) Kritik önemdeki transformatörlerde yağ seviyesi ilk hafta boyunca her gün, ilk yıl boyunca üç ayda bir ve ardından yılda bir kontrol edilmelidir. Yağ dolu buşingler de aynı sıklıklarla kontrol edilmelidir.
- h) Fanların çalıştırılarak dönüş yönünün doğru olduğu ve fan kanatlarında kırık olmadığı kontrol edilmelidir.
- i) Pompaların çalıştırılarak akış yönü ve miktarı sıvı akış göstergesinden kontrol edilmelidir; aşırı gürültü olup olmadığı kontrol edilmelidir.
- j) Eğer transformatörde yükte kademe değiştirici var ise buna özgü ilgili kontroller gerçekleştirilmelidir.

10 MVA ve daha yüksek güçteki veya yüksek gerilim sargısı 69 kV ve üzeri olan yağlı tip güç transformatörlerinin devreye alındıkları ilk birkaç gün süresince, günlük kontrollerin yapılması tavsiye edilmektedir. Transformatörün garanti süresi bitmeden önce tüm yeni transformatörler 1-3 yıllık bakım prosedüründen geçirilmelidir.

Yeni devreye alınan transformatörler; anormal gaz oluşumunu kontrol etmek için, transformatör normal yükü ile yüklendikten 24 saat ve 72 saat sonra yağ örneği alınarak DGA yapılmalıdır.

İlk bir yıllık sürede veya rutin olarak aşağıdaki kontroller yapılmalıdır:

- a) İlk ay için iki haftada bir DGA
- b) İlk yıl için altı ayda bir DGA

Aylık bakımlar aşağıda verilmektedir:

- a) Ana kazan, yağ genişleme tankı ve buşingler dahil tüm yağ seviye göstergeleri kontrol edilmelidir.
- b) Sargı hot spot ve yağ sıcaklıkları kaydedilmelidir.
- c) Gazlı (Gas-blanketed) transformatörler için gaz basıncı kontrol edilmelidir. Nitrojen gazı sistemiyle donatılan transformatörler için nitrojen tüpünün basıncı da kontrol edilmelidir.
- d) Yağ genişleme tanklı transformatörler için nem alıcı materyal (silikajel) kontrol edilmelidir.
- e) Basınç bırakma valfinin çalışması ve bu cihazın devreye girmesi için belirlenen eşik değeri kontrol edilmelidir.
- f) Buşingler kırık ve diğer fiziksel hasarlara karşı kontrol edilmelidir.
- g) Kesiciler kırık ve diğer fiziksel hasarlara karşı kontrol edilmelidir.
- h) Transformatörün genel durumu, topraklama bağlantıları, boya durumu, olası yağ kaçaqları vs. kontrol edilmelidir.
- i) Mümkün ise, sesli uyarı cihazı ve ilgili ekipman kontrol edilmelidir.
- j) Transformatörün yüklenme değeri ile gerilim ve nötr akımı değerleri kontrol edilmelidir.
- k) Fan ve pompalar gibi yardımcı soğutma ekipmanı ile donatılmış olan transformatörler için fanlar devreye alınarak çalışmaları kontrol edilmelidir. Ayrıca, pompalar çalıştırılarak yağ akış göstergelerinin kontrol edilmesi gereklidir.
- l) Alışılmışın dışındaki çalışma şartları ve anormal ortam koşulları transformatör üzerinde ilave inceleme ve testler gerektirebilir.

Yıllık bakımlar aşağıda verilmektedir:



- a) Soğutucular üzerinde yağ kaçakları olup olmadığı incelenmelidir.
- b) Soğutucu fanların çalışması ve fan kanatlarının hasarlı olup olmadıkları kontrol edilmelidir.
- c) Soğutucuların temizliği yapılmalıdır.
- d) Ortam sıcaklığı ile sargı ve yağın maksimum sıcaklık değerleri göstergeler ve termal görüntüleme cihazı ile kontrol edilmelidir. Maksimum sıcaklık değerleri aşağıda sayılan bileşenlerin herhangi birisinde tespit edilebilir:
  1. Transformatör ana tankı
  2. Transformatörün buşingleri
  3. Soğutucular / radyatörler
  4. Fan ve pompalar
  5. Hat iletken bağlantıları ve yardımcı ekipmanlar

1-3 yılda bir yapılması gereken bakımlar aşağıda verilmektedir:

- a) Yağın dielektrik dayanımı test edilmeli ve yağın rengi kaydedilmelidir. Yağın nem içeriği, içeriğindeki inhibitör miktarı ve asit değeri analiz edilebilir.
- b) Gazlı transformatörlerde yanıcı gaz (total combustible gas – TCG) analizi gerçekleştirilmelidir.
- c) Standartlarda belirtilen yöntemlere dayanılarak DGA yapılmalıdır.
- d) Yalıtım amacıyla kullanılan kağıt materyalin çözünmesini belirlemek için furan testi yapılmalıdır.

3-7 yılda bir veya gerek duyuldukça yapılması gereken bakımlar aşağıda verilmekte olup; bakım çalışmalarının yapılması için transformatörün enerjisinin kesilmesi gerekmektedir:

- a) Buşingler, fiziksel hasarlara karşı kontrol edilerek yüzey temizlikleri yapılmalıdır.
- b) Topraklama bağlantısı dahil tüm harici bağlantılar mekanik ve elektriksel olarak kontrol edilmelidir.
- c) Power-factor veya dissipation factor testleri yapılarak, elde edilen ölçüm değerleri önceki değerlerle karşılaştırılmalı ve yalıtımdaki bozulma trendi değerlendirilmelidir.
- d) Sıcaklık uyarısı ve diğer uyarı algılayıcıları ve bunların elektriksel devreleri kontrol edilmelidir.
- e) Transformatörün sarım oranı testi (turn-ratio test) yapılmalıdır.

- f) Sargı direnci ölçümleri yapılmalı ve fabrika değerleriyle karşılaştırılmalıdır.
- g) Soğutma sistemindeki fanların durumu kontrol edilmelidir.
- h) Nüve uyarma testi ve kaçak reaktans testi yapılmalıdır.

Dağıtım transformatörleri için uygulanan rutin bakım prosedürleri temel olarak güç transformatörleri ile örtüşmektedir. Dağıtım transformatörlerine uygulanan bakımların içerikleri;

- Transformatörün kuru veya yağlı tip olmasına bağlı olarak mevcut ölçüm ve koruma cihazlarının (Bucholz rölesi ,sıcaklık ölçüm cihazları, yağ seviye göstergesi, basınç valfler vb) kontrolleri,
  - Genel temizliğinin yapılması,
  - Transformatör ve bileşenlerinde fiziksel hasar olup olmadığının kontrolü,
  - Yağ kaçağı olup olmadığının kontrolü (yağlı tip transformatörler için),
  - Sargılara yönelik test ve ölçümler,
  - Yalıtım yağına yönelik test ve ölçümler,
  - Kademe değiştiriciye yönelik test ve ölçümler,
  - Termal görüntüleme ve kontrol,
- olarak sıralanmaktadır.

## 1.1. Durum İzleme/Değerlendirme

Sistem işletmecileri açısından transformatörlerin genel durumunun değerlendirilmesi ve arızaları teşhis edilmesi son derece önemlidir. Transformatörler için olası arıza durumlarının sebepleri, belirtileri ve sonuçları ile bu arızaları belirlemek amacıyla yapılabilecek testler, olay ağacı şekline dönüştürülerek verilmektedir [3]. Teknolojinin gelişmesi ile birlikte arızaları teşhis etmeye yönelik testler geliştirilmiştir. Bu testler eş zamanlı ve eş zamansız olarak ikiye ayrılmaktadır. Eş zamansız ölçümlerle arıza tespit edilmesine yönelik testler yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Ancak sürekli ve eş zamanlı izleme transformatörlerin performansının artırılması ve bakım maliyetlerinin düşürülmesi ve bakım prosedürlerinin yönetilmesinde etkin rol oynamaktadır.

Transformatörlere uygulanacak bakım çalışmaları şu dört başlık altında sınıflandırılmaktadır [4]:

- Düzeltici bakım: Arıza sonucu devre dışı kalan makine/ teçhizatın yeniden çalışır ve fonksiyonlarını yerine getirir duruma getirilmesi amaçlanmaktadır.
- Önleyici bakım: Teçhizatın performansını iyileştirilmesi amaçlanmaktadır.
- Kestirimci bakım: Devre dışı kalma olasılığını öngörerek engellenmesi amaçlanmaktadır.
- Stratejik/iyileştirici bakım: Stratejik olarak geliştirme ve iyileştirme amaçlanmaktadır.

Günümüzde üzerinde çalışmalar yapılan güncel alan, kestirimci bakım çalışmaları olarak öne çıkmaktadır. Bununla birlikte transformatör izleme sisteminin tasarımında; elektronik ekipmanların güvenilirliği, ekipmanların maliyetleri, sistemin performansı ve verilerin depolanması gibi hususlar göz önünde bulundurulmalıdır. Tablo 1.1'de transformatörün temel bileşenleri ve bu bileşenlere göre ölçülebilen büyüklükler verilmektedir.

Tablo 1.1. Transformator temel bileşenleri ve ölçülebilir büyüklükler [4]

Transformator Bileşenleri	Ölçülebilir Büyüklükler		
Sargı	Direnç		
	Oran / Polarite / Faz		
	Boşta Çalışma – Uyarma Akımı		
	Kısa Devre Empedansı		
	Yalıtım Direnci		
	Endüklenen Gerilim / Kısmi Deşarj		
Buşing	Kapasitans		
	Dielektrik Kayıp		
	Kısmi Deşarj		
	Sıcaklık (Termal Görüntüleme)		
	Yağ Seviyesi		
	Görsel İnceleme		
Yağ	Su – Nem İçeriği		
	Çözünmüş Gaz		
	Dielektrik Dayanım		
	Asidite		
	Görsel İnceleme		
	Renk		
	Oksidasyon Kararlılığı		
Nüve	Yalıtım Direnci		
	Toprak Testi		
Kazan Ve Diğer Donanım	Genleşme Tankı	Görsel İnceleme	
	Göstergeler	Görsel İnceleme	
		Kalibrasyon	
	Soğutma Sistemi	Radyatör	Hava Akışı
			Görsel
			Temizlik
		Fan	Dönüş Yönü
			Görsel
		Pompa	Dönüş Yönü
	Akımlar		
	Basınç		
Sıcaklık (Termal Görüntüleme)			
Görsel İnceleme			

Buna göre, transformatör arızalarının meydana gelmesine işaret eden başlıca belirtilerin tespit edilmesi için aşağıda belirtilen büyüklüklerin izlenmesi gerekmektedir:

- Yağ içerisinde çözülmüş gaz analizi,

Tekli ve çoklu gaz oluşumunun izlenmesi ile termal olaylar, alçak ve yüksek enerjili deşarjlar ve kısmi deşarjların sebep olacağı arızalar erken aşamalarda tespit edilebilmektedir. Gaz analizlerinde hidrojen başta olmak üzere nitrojen, oksijen, karbonmonoksit, karbondioksit, metan, etan, etilen ve asetilen gazlarının tespiti sağlanmaktadır.

- Yağ içerisindeki su miktarı,

Su miktarının artışı izolasyonun dielektrik bütünlüğünün bozulmasına, izolasyon ömrünün azalmasına ve transformatörün yüklenme kapasitesinin düşmesine yol açmaktadır. Su, kısmi deşarjlar, kabarcık birikimi, dielektrik delinme ve kâğıt izolasyonun yıpranmasını sağlayan bir etkidir.

- Transformatör sıcaklığı,

Yağ üst sıcaklığının sürekli olarak izlenmesi transformatörün servis ömrünün kestirilmesi için önemli ve gereklidir. Üst yağ sıcaklığı, ortam sıcaklığı, yük akımı, fan/pompaların çalışma durumu ve mümkün ise doğrudan ölçülen sargı sıcaklığı değerleri bir arada değerlendirilerek en sıcak nokta sıcaklığı belirlenebilmektedir.

- Sargı sıcaklığı,

En sıcak nokta sıcaklığı transformatörün yüklenme kapasitesini belirleyen başlıca faktörlerden biridir. Aşırı sıcaklıklar, izolasyon malzemesinin yıpranmasına neden olarak arızaların oluşmasına yol açmaktadır. Transformatörler için sargı sıcaklığını belirlemede kullanılan yöntemlerden bir tanesi, üst yağ sıcaklığı ve yük akımı değerlerini kullanarak sargı sıcaklığını belirleyen “elektronik sıcaklık gözlemcisi” olarak adlandırılan yöntemdir. Bu yöntem ile sargı sıcaklığı hesaplanabilmektedir.

Bir diğer yöntem ise sargı sıcaklığını tek nokta veya çok noktadan doğrudan ölçen fiber optik algılayıcılar kullanılmaktadır. Bununla birlikte bu algılayıcıların transformatörün içerisine yerleştirilmesi sadece sargının imalat veya yenilenme aşamasında uygulanabilir.

- Yük akımı ve gerilimi,

Yük akımı ve gerilim değerlerinin eş zamanlı olarak izlenmesi ile sıcaklık artışının ve dolaylı olarak transformatör ömrünün üzerindeki olumsuz etkileri azaltılabilir.

- Pompa/fanların çalışması,

Transformatörün soğutma sisteminde en sık görülen arızalar pompa ve fanlarda meydana gelmektedir. Bu bileşenleri eş zamanlı olarak izlenmesi, pompa ve fanlar tarafından çekilen akımın takibi ile mümkün olmaktadır.

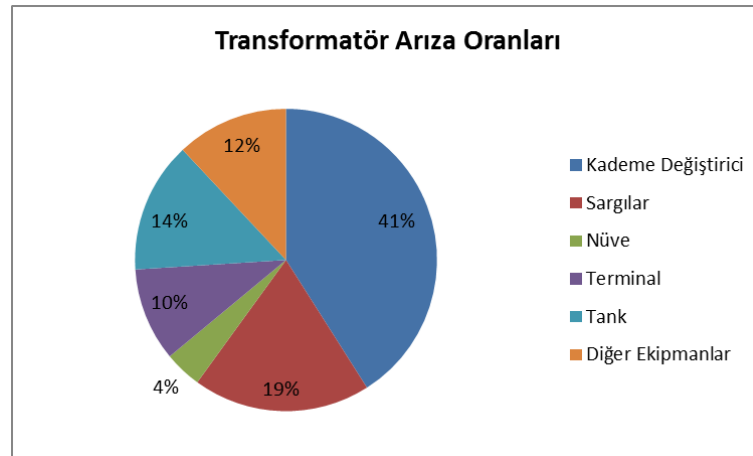
- Yük kademe değiştirici,

Kademe değiştiriciler çoğu zaman işletme şartlarında problem oluşturmaktadır. Bu problemlerin başlıcaları; kontakların uygun şekilde karşılaşmaması, uygun olmayan kontak tasarımı, mekanik arızalar, ısı dolayısıyla kontakların yapışması olarak gösterilebilir. Yükte kademe değiştiriciler için izlenen parametreler; motor akımı, ana kazan ile kademe değiştirici haznesi arasındaki sıcaklık farkı, kontakların durumu olarak ifade edilmektedir.

- Genleşme tankının dış ortamdan izolasyonu,

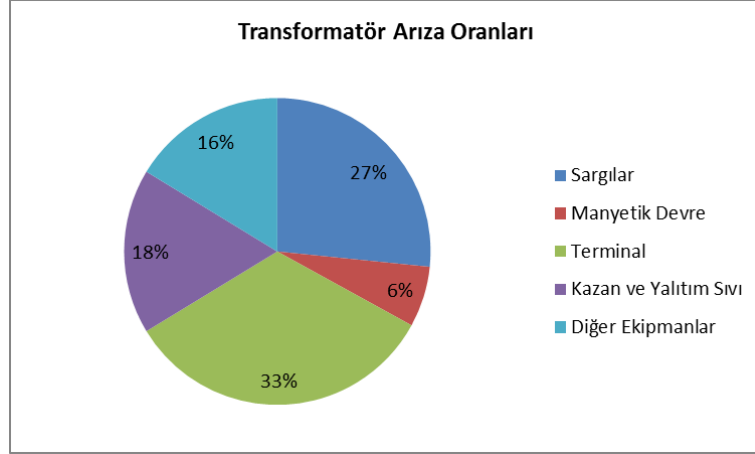
Bu izolasyonun bozulması durumunda yağ ile dış ortam havası arasındaki etkileşim ile yağın kısa zamanda özelliğini kaybetmesi ve izolasyon malzemesinin de zarar görmesi mümkün olmaktadır.

Güç transformatörlerinde görülen arızaların % 51'lik kısmının ilk beş yıllık kullanım süresinde meydana geldiği ve bu arızaların transformatörün dielektrik dayanımını azaltan nem, kısa devreler sonucu sargılarda meydana gelen hasarlar ve buşinglerde görülen arızalardan dolayı ortaya çıkmaktadır [5]. Büyük güçlü transformatörlere ilişkin arıza istatistikleri Şekil 1.1'de verilmektedir.



Şekil 1.1. Büyük güçlü transformatörler için arıza istatistikleri [5]

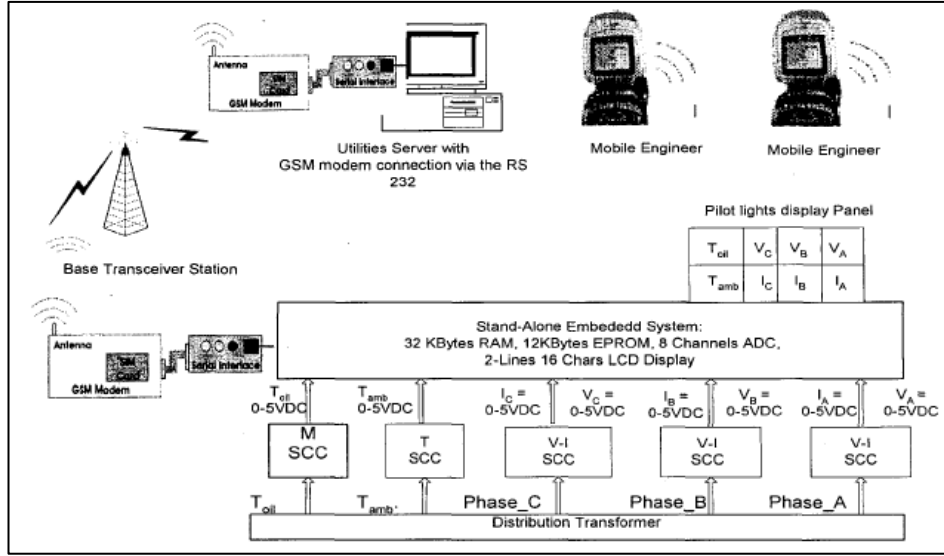
Büyük güçlü transformatörlerde meydana gelen arızaların %41'inin yük altında kademe değiştiricide, %19'unun ise sargılarda ortaya çıktığı belirtilmektedir. Kademe değiştiricisi bulunmayan transformatörler için arıza istatistikleri Şekil 1.2'de verilmektedir.



Şekil 1.2. Kademe değiştiricisi bulunmayan transformatörler için arıza istatistikleri [6]

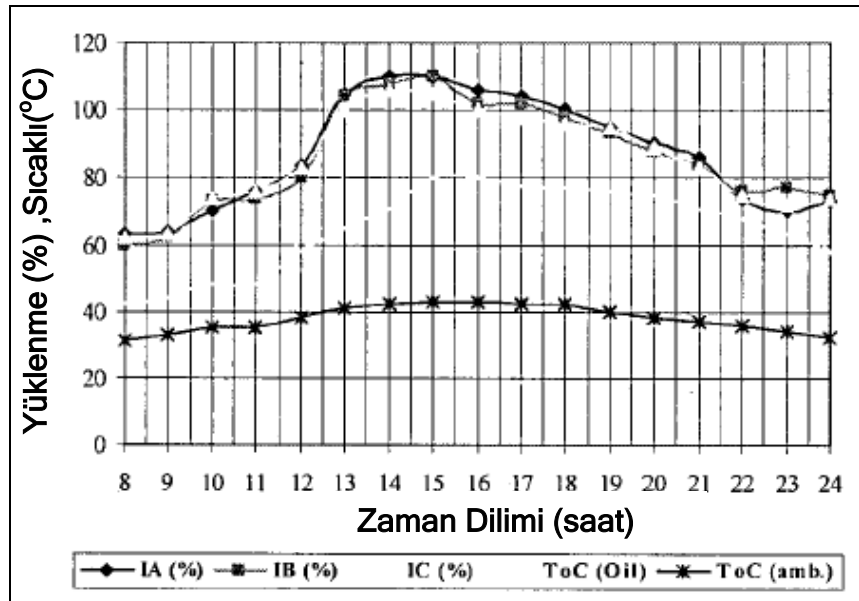
Kademe değiştiricisi bulunmayan transformatörlerde ise arızaları %26,6'sının sargılardan, %6,4'ünün manyetik devreden, %33,3'ünün terminallerden, %17,4'ünün kazan ve yalıtım sıvısından ve %11'inin ise diğer aksesuarlardan dolayı meydana geldiği belirtilmektedir. 15-25 yaş arası transformatörlerde ise arızaların çok büyük kısmının yalıtım yağının niteliğinin bozulması ve sargı yapısındaki deformasyonlar sonucu olduğu görülmektedir. Buradan yola çıkılarak yalıtım yağı, sargılar ve manyetik devrenin izlenmesine yönelik test ve ölçümlerin önemli olduğu sonucuna varılmaktadır.

Dağıtım transformatörlerinin izlenmesi amacıyla geliştirilen GSM tabanlı bir yazılım ve donanım sunulmaktadır [6]. Transformatörün izlenmesi için takip edilen büyüklükler yük akımları, yağ sıcaklığı ve ortam sıcaklığıdır. Geliştirilen donanım; oluşturulan gömülü sistem, GSM modem, GSM Şebekesi ve mobil kullanıcılar ile PC Server'dan oluşmaktadır. Gömülü sistem sahada transformatörün üzerinde bulunmaktadır. Geliştirilen donanımın mimari yapısı Şekil 1.3'te verilmektedir.



Şekil 1.3. İzleme ve analiz donanımının yapısı [6]

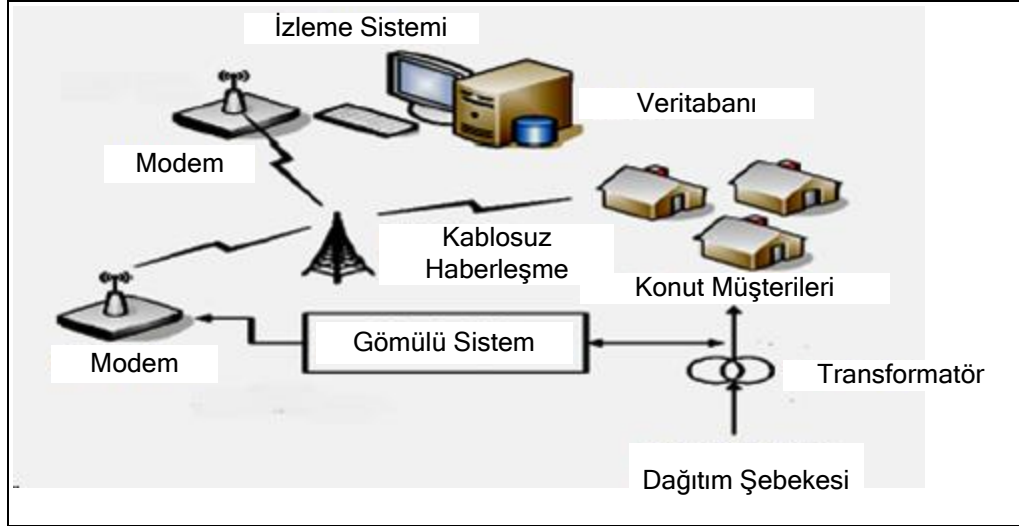
Geliştirilen donanım 1000 kVA'lık bir transformatör üzerinde uygulanmıştır. Yük akımı, yağ sıcaklığı ve ortam sıcaklığı sürekli olarak izlenmektedir. Üç fazın herhangi birinin akım değeri, donanım içerisinde tanımlanan eşik değeri aştığı durumda operatöre SMS mesajı gönderilmektedir. Çalışmada eşik değer anma akımının % 80'i olarak tanımlanmıştır. Şekil 1.4'te 1000 kVA'lık transformatörün beslediği konut yüklerinin yük profili, ortam, sıcaklığı, yağ sıcaklığı gösterilmektedir.



Şekil 1.4. 1000 kVA dağıtım transformatörü yük profili, ortam sıcaklığı yağ sıcaklığı ve SMS bilgisi



Dağıtım transformatörlerinin durumlarının izlenmesi amacıyla geliştirilen izleme ve analiz yazılımına yer verilmektedir [7]. Bu yazılıma girdi oluşturan bilgiler transformatör üzerinden alınarak GSM şebekesi üzerinden yazılıma aktarılmaktadır. Oluşturulan donanım dört modülden oluşmaktadır. Bunlar; transdüser ünitesi, GSM modem, GSM şebekesi ve PC Server olarak sıralanmakta olup Şekil 1.5'te gösterilmektedir.



Şekil 1.5. İzleme ve analiz donanımının yapısı [7]

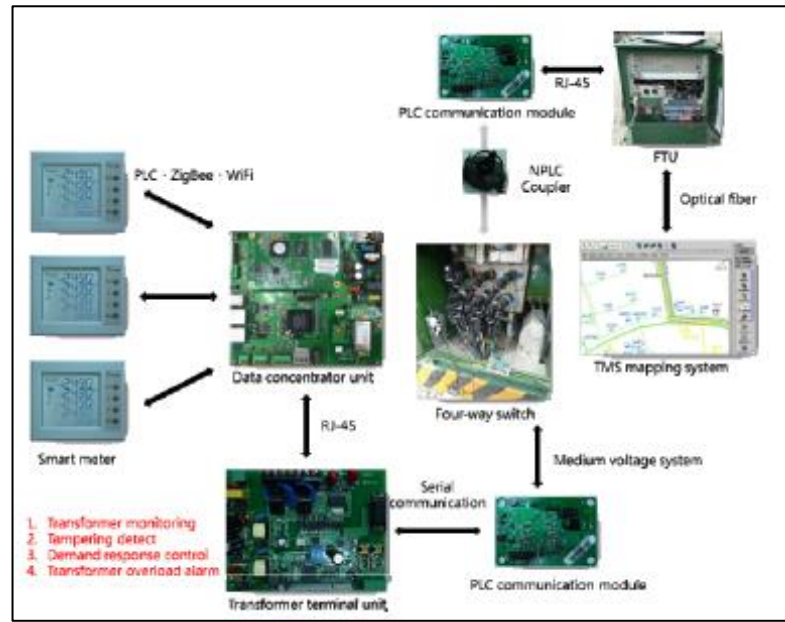
Transdüser ünitesi sahadaki transformatörün üzerinde bulunmakta ve ölçüm değerlerini elde etmektedir. GSM modülü ve modem ise server ile transdüser arasındaki verinin dönüşümü ve iletimi amacıyla kullanılmaktadır.

Geliştirilen yazılım durum izleme katmanı, analiz katmanı ve alarm katmanı olmak üzere üç katmandan meydana gelmektedir. Durum izleme katmanı, üç faz gerilimi veya akımı ile yağ veya hava sıcaklığını izleyecek şekilde oluşturulmuştur. Analiz katmanında, alınan veriler analiz edilmektedir. Server ünitesine gelen veriler analiz edilerek aşırı değerlerin tespit edilmesi durumunda alarm katmanı aktive edilmektedir. Gerilim dengesizliği, üç faza ait gerilim değerlerinin büyüklük olarak farklı olması, simetrik açı farkının bozulması veya bu iki durumun aynı anda meydana gelmesi olayıdır. Bu dengesizliğin analizi, birkaç farklı standart tanımlamaya (CIGRE, NEMA, IEEE, IEC) uygun şekilde gerçekleştirilmektedir.

Sıcaklık, transformatörün ömrünü etkileyen bir diğer önemli parametredir. Hot-spot sıcaklığını belirlemek için transformatörler için geliştirilen IEEE modeli

kullanılmaktadır. Aşırı yük durumu değerlendirilen bir diğer anormal durumdur. Aşırı yük, faz akımlarından en az bir tanesinin nominal değerinin üzerine çıkması olarak ifade edilmektedir. Standart değerlerden daha uzun bir süre aşırı yük durumunun gerçekleşmesi transformatörün ciddi boyutta hasar görmesine ve kullanım ömrünün azalmasına yol açmaktadır. İzin verilen aşırı yüklenme sürelerinin belirlenmesinde ANSI ve IEC standartlarından faydalanılmaktadır. Geliştirilen yazılım farklı karakteristiğe sahip direk üstü ve bina tipi 350,600 ve 800 kVA dağıtım transformatörlerine için uygulanmıştır.

Geliştirilen transformatör yönetim sistemi mimarisi Şekil 1.6'da gösterilmektedir [8]. Terminal birimi; yağ sıcaklığı, akım, gerilim ve güç değerlerini elde ederek hibrid iletişim ünitesi üzerinden eş zamanlı oluşturulan veri bankasına göndermektedir.



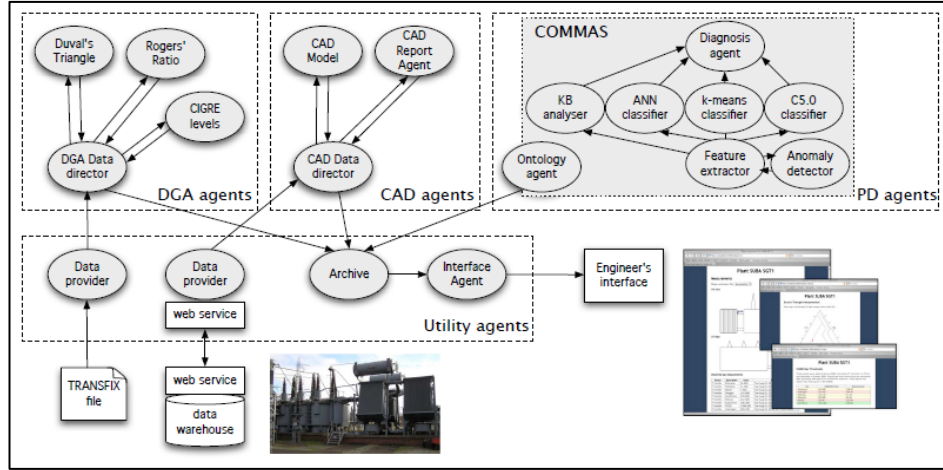
Şekil 1.6. Transformatör yönetim sistemi mimarisi

Transformatör yönetim sistemi gerçek zamanlı olarak 15 dakikalık aralıklarla ölçüm alınmaktadır. Coğrafik tabanlı şebeke modeli üzerinde transformatörlerin durumu gösterilmektedir. Transformatörlerin etkin ve verimli yönetim sistemi içinde kayıp analizi çalışmaları da yapılmıştır.

Kablosuz algılayıcılar (WSN) kullanılarak güç transformatörlerinin çalışma durumunun izlenmesi açıklanmaktadır [9]. Buna göre, transformatörün çalışma durumunun izlenmesi amacıyla oluşturulan sistem; veri toplama, sensörler, veri

analizi ve ölçüm ile arıza durumları arasında ilişki algoritmaları bileşenlerinden oluşturulmaktadır. Çeşitli algılayıcılardan gelen kısmi deşarj, çözünmüş gaz, akım, yağ sıcaklığı, yağ içerisindeki nem gibi bilgiler değerlendirme katmanına gönderilmekte ve oluşturulan algoritmalar ile değerlendirilmektedir. Sensör katmanı; yağ içerisinde çözünmüş gaz miktarı, nem düzeyi, kısmi deşarj bilgisi ve sıcaklık bilgisinin elde edilmesini içermektedir. Gaz miktarının belirlenmesi için  $H_2$ ,  $CO$ ,  $C_2H_2$  ve  $C_2H_4$  gazlarının ölçümünü yapan Hydran algılayıcısından faydalanılmaktadır. Yağdaki nem düzeyi, ince kapasitif film algılayıcı ile elde edilmektedir. Transformatörün hot-spot sıcaklığı ise çoğunlukla yük akımı değeri ve yağ sıcaklığından yola çıkılarak hesaplanabilmekle beraber, transformatörün üretimi esnasında sargıların içerisinde fiber algılayıcılar yerleştirilmek suretiyle doğrudan olarak da ölçülebilir.

275/132 kV 180 MVA değerindeki transformatörün izlenmesi amaçlı olarak geliştirilen yapı özetlenmektedir [10]. Buna göre, beş dakikalık zaman periyotları ile çok sayıda sensörün oluşturduğu modüllerden gelen sinyallerin değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir. Çalışmanın amaçları olarak; transformatörlerin sıra dışı davranışlarının tespit edilerek olası arızaların erken tespitinin sağlanması, eşdeğer iki transformatör arasındaki yaşlanma farklılıklarının izlenmesi ve farklı özellik ve düzeylerdeki algılayıcıların bir arada çalışmasının izlenmesi ifade edilmektedir. Bu doğrultuda; transformatör kazanına ve kademe değiştiriciye yerleştirilen sıcaklık ve titreşim algılayıcıları, soğutucu pompa ve fanlara yerleştirilen titreşim algılayıcıları ve yük ve yardımcı destek sisteminin akımlarını ölçmek amacıyla yerleştirilen algılayıcılar bulunmaktadır. Algılayıcılardan üst ve alt yağ sıcaklıkları ve nem bilgisi elde etmektedir. Kelman TRANSFIX cihazı çözünmüş sekiz gaz düzeyini, GE HYDRAN cihazı ise hidrojen seviyesini takip etmek amacıyla kullanılmaktadır. Oluşturulan sistem mimarisi Şekil 1.7'de gösterilmektedir.



Şekil 1.7. İzleme sistemi altyapısı [10]

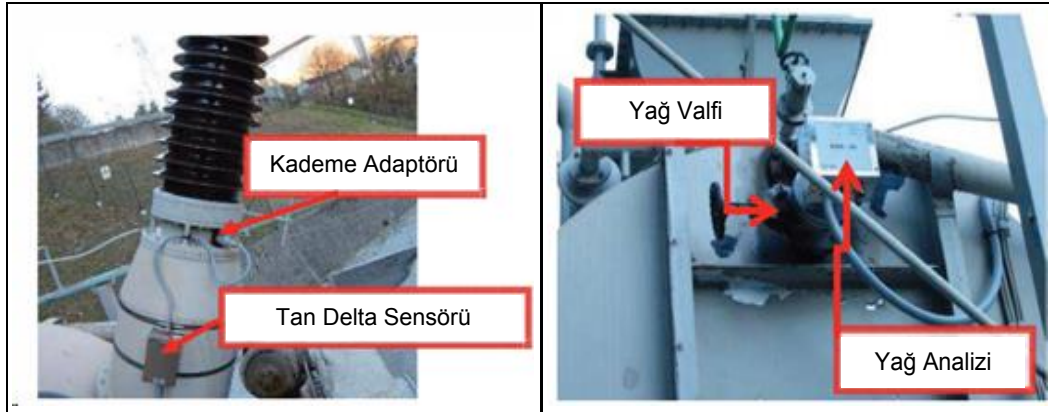
Bu nedenle, anormal durumların tespiti ve teşhis tekniklerini içeren esnek, çevrimiçi bir sistemin oluşturulması, transformatör hakkında detaylı sağlık analizleri yapmak için gereklidir. Ortam sıcaklığı, rüzgâr hızı ve yönü, hava basıncı ve yağış yoğunluğu ve süresi bir yerinde hava durumu istasyonu tarafından kaydedilir. Sensörlerden her beş dakika ölçüm alınmaktadır.

Transformatörlerin durum izlemesi için uygulanan yöntemler güç transformatörleri odaklı olarak incelenmekte ve demir çelik tesisindeki bir güç transformatörüne uygulanması ile elde edilen sonuçlar örneklenmektedir [11]. Bu yöntemler eş zamansız ve eş zamanlı olmak üzere iki gruba ayrılmaktadır. Eş zamansız yöntemlerde transformatörün durumunun belirlenmesi, yüksüz (megger testi, tandelta testi, kısa devre empedansı ölçümü) ve yüklü (yağ testi, ultrasonik test, termal gözlem) çalışma esnasında uygulanan testlerde elde edilen sonuçlar ile gerçekleştirilmektedir. Eş zamanlı yöntemler ile durum izleme ise; sahadaki transformatörden verilerin elde edilmesi için kullanılan algılayıcılar, verileri analiz için uygun biçimde depolayan depolama birimi ve analiz işlemini gerçekleştiren algoritmalar olarak üç bölüme ayrılmaktadır. Eş zamanlı durum izleme için takip edilmesi faydalı olan parametreler ise; çözünmüş gaz analizi, nem analizi, termal görüntüleme, kısmı deşarj tespiti, vibrasyon analizi, akım izleme, akım transformatörlerinin ve buşinglerin izlenmesi ve kademe değiştiricinin izlenmesi olarak sıralanmaktadır. Akımların izlenmesi sırasında sadece transformatörün primer, sekonder ve tersiyer sargılarının akımları değil, aynı zamanda soğutucu üniteye kullanılan pompa ve fanların çektiği akımların da izlenmesi sağlanmaktadır.

Güç transformatörüne ait eş zamanlı izleme sonuçları sunulmaktadır [12]. Transformatörün durum bilgisi üç grup ölçüm verisinden faydalanılarak elde edilmektedir. Bunlar;

- Çözünmüş gaz analizi, nem ve yağ sıcaklığı
- Buşinglerdeki kapasitans ve tandelta ölçümleri
- Sargı ve buşinglerin kısmi deşarj analizidir.

Kısmi deşarj ölçüm değerleri, buşing kapasitansı ve dielektrik kayıp faktörü, altı transformatör buşinginin her birine yerleştirilen cihazlar ile elde edilmektedir (Şekil 1.8). Elektronik bir filtre düzeneği ile kısmi deşarj ve kapasitans/dielektrik kayıp faktörü bilgisi birbirinden ayrı olarak elde edilmektedir. Kısmi deşarj bilgisi eş zamanlı olarak elde edildiğinden, sinyal üzerindeki istenmeyen gürültülerin temizlenmesi gerekmektedir.

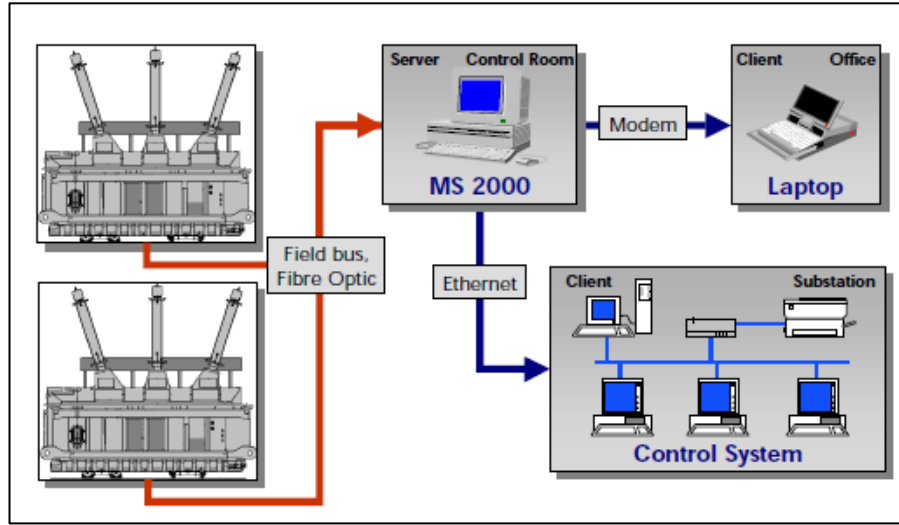


Şekil 1.8. Transformatöre monte edilen sensör ve ekipman [12]

Eş zamanlı bir çözünmüş gaz analizi cihazı yağ valfi üzerinden kazana bağlanmaktadır. Bu sayede yağ içerisinde çözünmüş olan karbon monoksit (CO) ve hidrojen (H<sub>2</sub>) konsantrasyonları elde edilmektedir. Çalışmada ayrıca, 125 MVA gücünde ve 15/240 kV gerilimde çalışan bir güç transformatörünün bir yıllık sürede gerçekleştirilen gözlem sonucunda elde edilmiş olan veriler sunulmaktadır.

Güç transformatörlerinin eş zamanlı olarak izlenmesi ve durum tespiti için ölçümü yapılabilecek büyüklükler ve kullanım şekilleri açıklanmaktadır [13]. Buna göre, güç transformatörlerinin durum tespiti için; aktif kısım, kazan, buşingler, soğutma ünitesi ve kademe değiştirici olmak üzere beş ayrı kısımdan alınan ölçümler kullanılabilir. Aynı zamanda bu çalışmada ALSTOM firmasının MS2000 adlı

izleme sisteminin çalışması ve bir uygulama örneği özetlenmektedir. Bu sistemin temel yapısı Şekil 1.9'da gösterilmektedir.



Şekil 1.9. ALSTOM MS2000 yapısı [13]

ALSTOM MS 2000 izleme sisteminde ölçülen değerleri Tablo 1.2'de verilmektedir.

Tablo 1.2. MS2000 izleme sistemi ölçülen değerler

Aktif Parça	Rezervuar	Buşing	Soğutma Ünitesi	Kademe Değiştirici
Yağ içinde gaz içeriği Bucholz rölesindeki yağ seviyesi Yağ nemi Yağ sıcaklığı	Yağ seviyesi Nem	Aşırı gerilimler Yük akımı Yağ basıncı	Yağ sıcaklığı/Dış soğutucu Hava sıcaklığı/Dış soğutucu Ortam sıcaklığı Pompa ve fanların çalışma durumu	Kılavuz konumu Motor sürücüsünün güç tüketimi

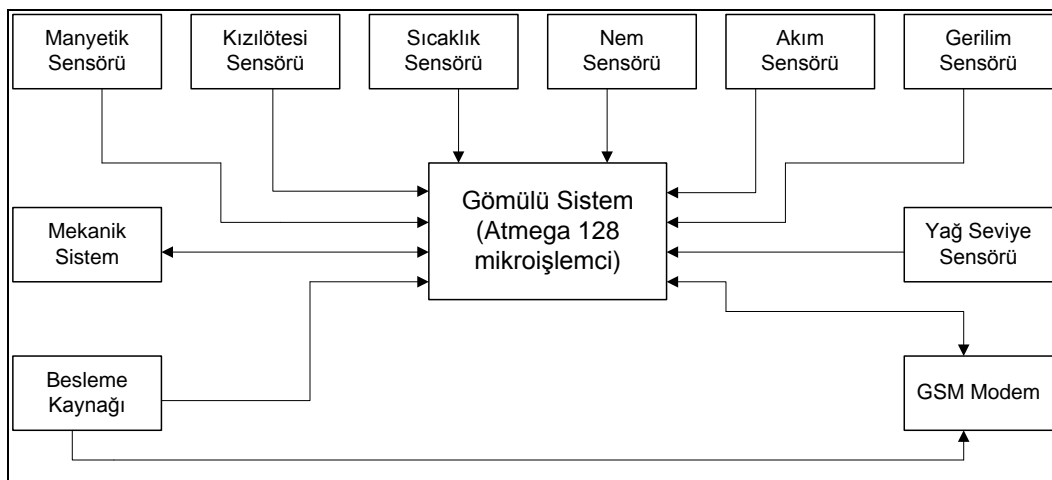
Aktif kısım ve kazan içerisinde yağ içerisindeki gaz miktarı, yağ seviye bilgisi, yağdaki nem düzeyi, yağ sıcaklığı ve hot-spot sıcaklığı elde edilerek kullanılabilir. Buşinglerde uygun ölçüm düzenekleri ve algılayıcılar ile gerilimler ve yük akımları elde edilmektedir. Soğutma ünitesinden soğutucu içerisindeki yağ sıcaklıkları, hava sıcaklığı, ortam sıcaklığı ve pompa ile fanların çalışma durum bilgisi alınabilmektedir. Kademe değiştiricisinden ise kademe

pozisyonu ve kademe değiştiricinin motor s¼r¼c¼s¼n¼n g¼ç t¼ketime bilgileri elde edilebilmektedir.

G¼ç transformat¼rlerinin izlenmesi ve ¼m¼r tahmini, yıllık y¼k fakt¼r¼n¼ g¼z ¼n¼nde bulundurularak geliştirilen bir algoritma ile hesaplanmıştır [14]. Buna g¼re, geleneksel ¼m¼r tahmini y¼ntemlerinde transformat¼r¼n geri kalan ¼mr¼ s¼resince sabit y¼k altında çalışacağı ¼ng¼r¼lerek tahmin edilmektedir. Bununla birlikte, gerçekte y¼k fakt¼r¼ s¼rekli olarak değişmekte, bu da transformat¼r¼n geri kalan hizmet ¼mr¼n¼ ¼nemli ¼l¼de etkilemektedir. Buna g¼re, transformat¼r¼n ¼st yağ sıcaklığı ve hot-spot sıcaklığına ilişkin termal modeller oluşturulmuştur. Geliştirilen ¼l¼m ve değerlendirme algoritması şekilde verilmektedir. Ek olarak izolasyon malzemesinde yaşlanmaya bağlı ¼m¼r kaybının modellenmesi de standartlara dayandırılarak gerçekleştirilmektedir.

Farklı y¼klenme karakteristiklerine bağlı olarak 250 MVA g¼c¼ndeki bir transformat¼r için ¼m¼r tahmini gerçekleştirilmekte, elde edilen değer standartlarda kabul edilen ¼m¼r değerleriyle karşılaştırılmakta ve değerlendirilmektedir.

GSM şebekesi kullanarak dağıtım transformat¼r¼n¼n kademe değiştiricisinin izleme ve kontrol¼n¼ gerçekleştiren bir sistem sunulmaktadır [15]. Sistem; sıcaklık, nem, silikajel rengi, Bucholz r¼lesinin durumu, giriş ve çıkış fazlarının durumları, her bir faza ait akım ve g¼ç bilgisini toplamakta ve değerlendirmektedir. İzleme sistemi ve bu sistemin alt yapısı şekil 1.10'da g¼sterilmektedir.



şekil 1.10. Geliştirilen g¼m¼l¼ sistem yapısı [15]

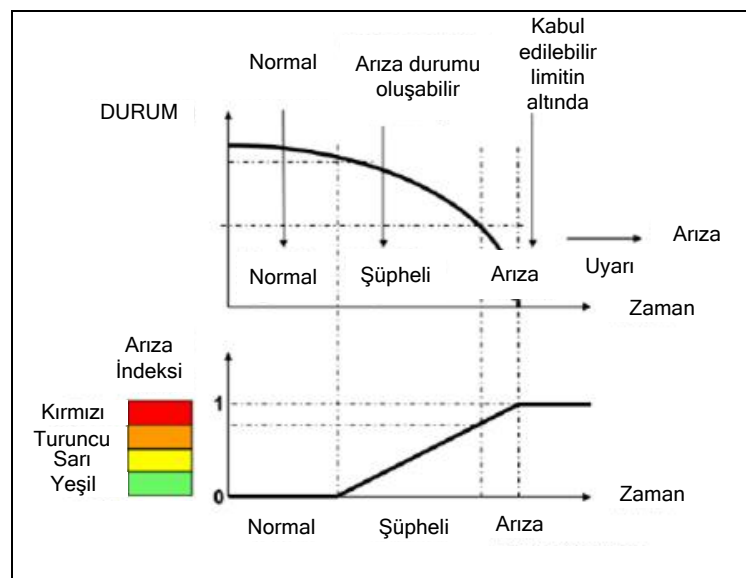
İzleme sisteminin donanım ve yazılım katmanları Şekil 11’de gösterilmektedir.



Şekil 1.11. İzleme sisteminin donanım ve yazılım katmanları [15]

Parametrelerin izin verilen sınırı aşması durumunda sistem GSM şebekesini kullanarak tüm parametreleri kontrol merkezine göndermektedir. Bu sayede transformatörün kullanım ömrünün artmasının yanı sıra, operatör ihtiyacının olmaması gibi diğer avantajlar sağlamaktadır.

Eş zamanlı izleme ve sağlık endeksi (Health Index-HI) dayalı şüpheli durumların tanımlanması için düzenli tanı yöntemleri ve buna bağlı olarak transformatör değiştirme ve yönetimi stratejilerine yer verilmektedir [16]. Geliştirilen yazılım, riske dayalı bakım ve yenisi ile değiştirme durumlarının önceliklendirmesine imkân tanımaktadır. Şekil 1.12’de transformatör sağlık durumunun zamana göre değişimi verilmektedir.



Şekil 1.12. Transformatör sağlık durumunun zaman içerisinde değişimi [16]



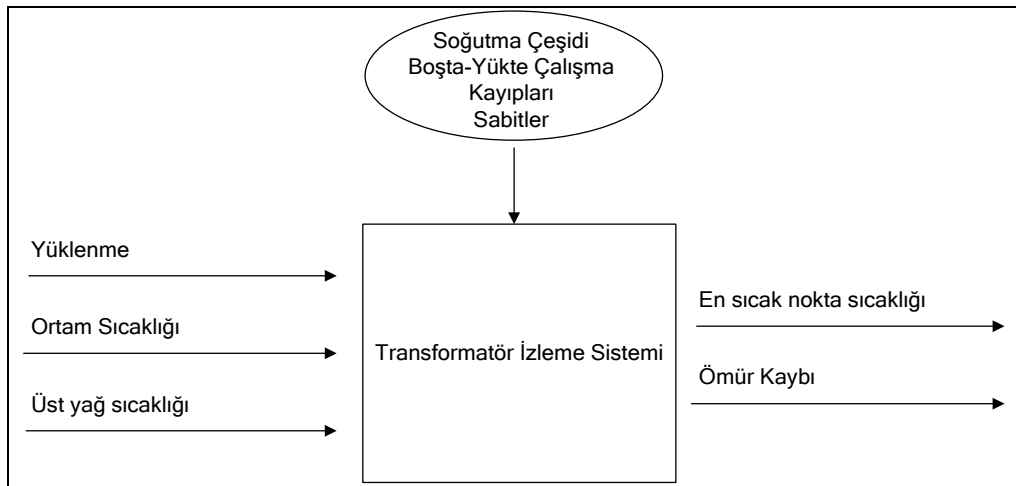
Transformatörler için sağlık endeksi dayalı değerlendirme için birbirinden bağımsız durumların risk gruplarına ayrılması önerilmektedir. Risk grupları transformatör arıza çeşitlerine göre farklılık göstermektedir. Değerlendirme için her bir durumun ağırlıklı ortalaması alınmaktadır. Sağlık endeksine bağlı arıza modları ise Tablo 1.3'te verilmektedir.

Tablo 1.3. Sağlık endeksine bağlı arıza modları [16]

Sağlık Durumu	Renk	Durum	Tavsiye
$85 < HI < 100$	Blue	Devre dışı	Acil müdahale
$70 < HI < 85$	Red	Arızalı	Kısa sürede değiştirme
$50 < HI < 70$	Yellow	Orta	Onarım gerekli
$30 < HI < 50$	Orange	İyi	Bakım gerekli (Seviye-2)
$0 < HI < 30$	Green	Çok iyi	Bakım gerekli (Seviye-1)

## 1.2. Termal Modelleme ve Sıcaklık İzleme

Transformatörün ömrünü ve yüklenebilirliği etkileyen başlıca parametre en sıcak nokta sıcaklığıdır. İzleme sistemlerinde transformatörün farklı noktalarındaki sıcaklıkları bulabilmek için transformatörün termal modelinin oluşturulması gerekmektedir. Sürekli durumda analitik olarak en sıcak nokta sıcaklığı hesaplanması için; transformatöre ait bazı parametrelerin (nominal yüklenme değeri, güç kayıpları, soğutma biçimi, vb.) bilinmesi gerekmektedir. İlgili parametreler kullanılarak en sıcak nokta sıcaklığının bulunması suretiyle, güç transformatörünün anlık ve geriye dönük ömür kaybı ve kalan işletim ömrü kestirilebilmektedir. Transformatörlerde ömür tayini ve arıza ilişkisi Şekil 1.13'te gösterilmektedir.



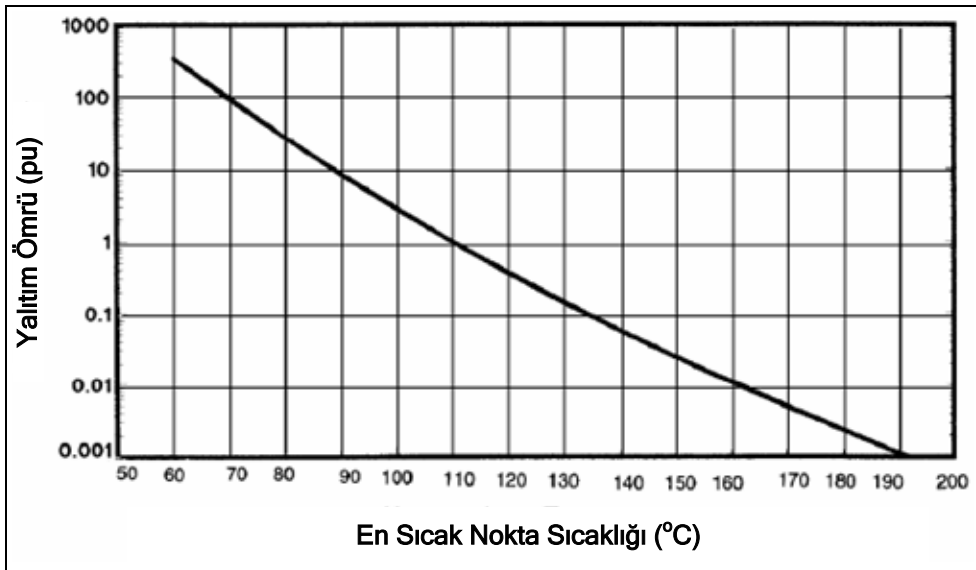
Şekil 1.13. Transformatörlerde ömür tayini ve arıza ilişkisi

Yaşlanma veya yalıtımın bozulması; sıcaklık, nem ve oksijen içeriğinin zamana bağlı bir fonksiyonu olarak ifade edilir. Burada sıcaklık değeri, kontrol edilebilir bir büyüklük olmaktadır. Transformatör içerisinde sıcaklık dağılımı düzgün olmadığından, yaşlanma analizi çalışmaları en sıcak nokta (hottest-spot) sıcaklığa dayanılarak gerçekleştirilir. Burada “ömür” ifadesi transformatör ömrünü değil, hesaplanan yalıtım ömrünü ifade etmektedir. Yalıtımdaki bozulmanın zaman ve sıcaklık ile olan ilişkisi Arrhenius ifadesi olarak adlandırılmakta olup Denklem 1.1’de gösterilmektedir.

$$\text{PerUnitLife} = A e^{\frac{B}{\theta_H + 273}} \quad (1.1)$$

Burada;  $\theta_H$  sargının °C cinsinden en sıcak nokta sıcaklığı olup, A ve B ise katsayılarıdır.

Şekil 1.14’te verilen eğri, transformatörün per-unit yalıtım ömrü ile sargının en sıcak nokta sıcaklığı arasındaki ilişkiyi göstermektedir.



Şekil 1.14. Transformatör yalıtım ömrü [17]

Bu eğrinin matematiksel ifadesi Denklem 1.2’de verilmektedir.

$$\text{PerUnitLife} = 9,8 \cdot 10^{-8} e^{\left(\frac{15000}{\theta_H + 273}\right)} \quad (1.2)$$

Burada;

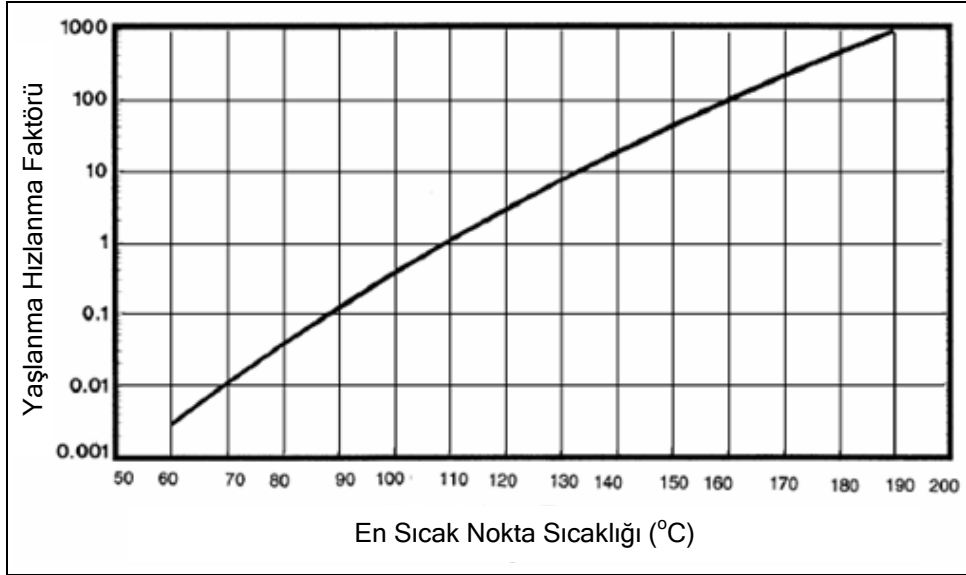
PerUnitLife işletme ömrünü,

$\theta_H$  °C cinsinden sargının en sıcak nokta (hottest-spot) sıcaklık değerini ifade etmektedir.

Transformatör per-unit yalıtım ömrü eğrisi (Şekil 1.15) iki şekilde kullanılmaktadır:

- Verilen sabit bir yük ve sıcaklık değeri için,
- 24 saatik bir periyot için var olan değişken yük ve sıcaklık profili için, yaşlanma hızlanma katsayısının (FAA) hesaplanması

Şekil 1.15'te FAA eğrisi, 65°C'lik sıcaklık artışı temel alınarak en yüksek (hottest-spot) sıcaklık değerine bağlı olarak gösterilmektedir.



Şekil 1.15. Yaşlanma hızlanma katsayısı (110°C'ye göre) [17]

Sargı en-sıcak nokta sıcaklığının referans sıcaklık olan 110°C'den fazla olduğu durumlar için FAA değeri 1'den büyük, sargı en-sıcak nokta sıcaklığının referans sıcaklık olan 110°C'den düşük olduğu durumlar için FAA değeri 1'den küçüktür. FAA eşitliği Denklem 1.3'te verilmektedir.

$$FAA = \frac{15000}{383 (\theta_H + 273)} \quad (1.3)$$

Burada;

FAA yaşlanma hızlanma katsayısı,

$\theta_H$  °C cinsinden sargının en sıcak nokta (hottest-spot) sıcaklık değerini ifade etmektedir.

Denklem 1.3 ile transformatörün eşdeğer yaşlanma değerini hesaplanabilir. Belli bir zaman periyodu için referans sıcaklık değerindeki eşdeğer yaşlanma katsayısı Denklem 1.4'te verilmektedir.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (1.4)$$

Burada;

$F_{EQA}$  toplam zaman periyodu için eşdeğer yaşlanma katsayısı

$F_{AA,n} \Delta t_n$  zaman dilimindeki sıcaklık için yaşlanma hızlanma katsayısı

n başlangıç zaman periyodu

N bitiş zaman periyodu

$\Delta t_n$  başlangıç ve bitiş periyodu arasındaki farkı ifade etmektedir.

### 1.2.1. Yüzde ömür kaybı değeri

Yalıtımın per-unit ömür eğrisi yüzde toplam ömür kaybının hesaplanmasında kullanılabilir. Bunun için referans sıcaklık değeri için normal yalıtım ömrünü saat veya yıl cinsinden belirlemek gereklidir. Bunun ardından saat cinsinden toplam zaman periyodundaki ömür kaybı, yaşlanma ve zaman ile çarpılarak belirlenebilir. Yalıtımın yüzde ömür kaybı Denklem 1.5'te gösterilmektedir.

$$\%Loss of Life = \frac{F_{EQA} t}{Normal Insulation Life} \times 100 \quad (1.5)$$

Burada;  $F_{EQA}$  toplam zaman periyodu için eşdeğer yaşlanma katsayısı olarak ifade edilir. Toplam zaman periyodu genellikle 24 saat olarak alınır. Anma yükünde çalışan bir transformatörde yalıtımın normal koşullarda en düşük ömrü 180000 saat (20,55 yıl) olmalıdır [17]. En düşük yalıtım ömrü ifadesi Denklem 1.6'da verilmektedir.

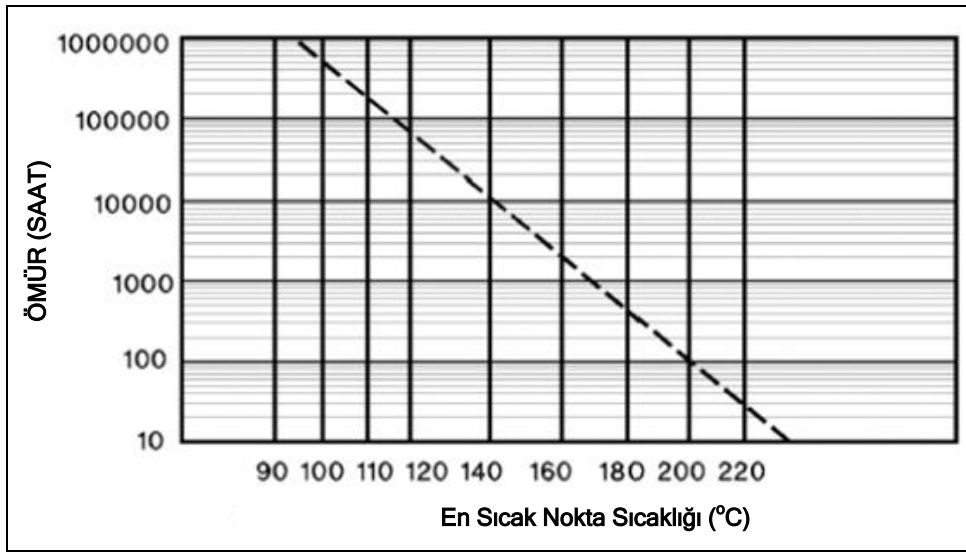
$$LIFE=e^{\left[\frac{15000}{T+273}-27,064\right]} \quad (1.6)$$

Burada;

LIFE saat cinsinden ömür

T °C cinsinden en sıcak nokta sıcaklığını ifade etmektedir.

En sıcak nokta sıcaklık artışı 80°C ve ortalama sargı sıcaklığı artışı 65°C için Şekil 1.16'da en düşük ömür tahmini eğrisi verilmektedir.



Şekil 1.16. En düşük ömür tahmini eğrisi [15]

### 1.2.2. Sıcaklık değerlerinin hesaplanması

Transformatör ve temel bileşenlerindeki sıcaklık değerlerinin hesaplanması IEEE standartında detaylı olarak açıklanmaktadır [17]. Buna göre; en sıcak nokta sıcaklığı Denklem 1.7'de belirtilen üç bileşen ile hesaplanır.

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (1.7)$$

Burada;

$\theta_H$  sargının en sıcak nokta (hottest-spot) sıcaklığı, °C

$\theta_A$  incelenen yüklenme süresindeki ortalama ortam sıcaklığı, °C

$\Delta\theta_{TO}$  ortam sıcaklığının üzerine üst-yağ sıcaklık artışı (top-oil rise), °C

$\Delta\theta_H$  üst-yağ sıcaklığı üzerine sargının en sıcak nokta sıcaklık artışını (hottest-spot rise, °C) ifade etmektedir.

Üst-yağ sıcaklığı (top-oil temperature) Denklem 1.8 ile hesaplanır.

$$\theta_{TO} = \theta_A + \Delta\theta_{TO} \quad (1.8)$$

Burada;

$\theta_{TO}$  üst-yağ sıcaklığı, °C

$\theta_A$  incelenen yüklenme süresindeki ortalama ortam sıcaklığını ifade etmektedir.

Sıcaklık hesapları yapılırken ortam sıcaklığının sabit olduğu varsayılır. Değişen ortam sıcaklığı şu şekilde göz önünde tutulur:

- İncelenen yüklenme süresi boyunca ortam sıcaklığının artması durumunda, anlık ortam değerleri kullanılır.
- Ortam sıcaklığının azalması durumunda, yaklaşık 12 saatlik geçmiş süredeki maksimum ortam sıcaklığı kullanılır.

Yük değişiminin ardından meydana gelen üst-yağ sıcaklığı artışı, yağ zaman sabiti Denklem 1.9 ile hesaplanır.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left[ 1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}} \right] + \Delta\theta_{TO,i} \quad (1.9)$$

Burada;

$\Delta\theta_{TO}$  ortam sıcaklığı üzerine üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{TO,i}$  t=0 için ortam sıcaklığı üzerine anlık üst-yağ sıcaklık artışı (initial top-oil rise), °C

$\Delta\theta_{TO,U}$  L yük değeri için ortam sıcaklığı üzerine en yüksek üst-yağ sıcaklık artışı (ultimate top-oil rise), °C

$\tau_{TO}$  yağ zaman sabitini ifade etmektedir.

Anlık üst-yağ sıcaklığı artışı Denklem 1.10 ile hesaplanır.

$$\Delta\theta_{TO,i}=\Delta\theta_{TO,R}\left[\frac{(K_i^2R+1)}{(R+1)}\right]^n \quad (1.10)$$

Burada;

$\Delta\theta_{TO,i}$  t=0 için ortam sıcaklığı üzerine anlık üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{TO,R}$  anma yükünde ortam sıcaklığı üzerine üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$K_i$  anlık yükün anma yüküne oranı, p.u.

n katsayı olarak ifade edilmektedir.

İncelenen zaman aralığında çok-adımlı yük değişiminin olması durumunda her bir yük adımı için üst yağ sıcaklık artışı hesaplanır. Önceki yük değeri için hesaplanan üst-yağ sıcaklığı artışı, sonraki çözüm adımı için anlık üst-yağ sıcaklığı artış değeri olarak kullanılır.

En yüksek üst-yağ sıcaklık artışı Denklem 1.11 ile hesaplanır.

$$\Delta\theta_{TO,U}=\Delta\theta_{TO,R}\left[\frac{(K_u^2R+1)}{(R+1)}\right]^n \quad (1.11)$$

Burada;

$\Delta\theta_{TO,U}$  anma yükünde ortam sıcaklığı üzerine üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{TO,R}$  ortam sıcaklığı üzerine en yüksek üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$K_u$  en yüksek L yükünün anma yüküne oranı, p.u.

n katsayı

R anma yükündeki yükte çalışma kaybının boşa çalışma kaybına oranı olarak ifade edilmektedir.

Denklem 1.11, her bir yük adımı için en yüksek yağ sıcaklık artışının hesaplanmasında kullanılır. Çok uzun süreli sabit yük değerleri dışında bu eşitlik ile hesaplanan değere erişmek mümkün olmayabilir.

ONAN ve ONAF soğutma biçimleri için ısı kapasite Denklem 1.12 ile hesaplanır:

$$C=0,1323 \text{ (kg cinsinden nüve ve sargıların ağırlığı)} + 0,0882 \text{ (kg cinsinden kazan ve donanımın ağırlığı)} + 0,3513 \text{ (litre cinsinden yağ miktarı)} \quad (1.12)$$

Zaman sabitinin hesaplanmasında, sadece ısınan yağa temas eden kazan ve donanımın ağırlığı kullanılmalıdır.

Anma gücündeki üst-yağ zaman sabiti Denklem 1.13 ile hesaplanır.

$$\tau_{TO,R} = \frac{CA\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (1.13)$$

Burada;

C transformatörün ısı kapasitesi, W-h/°C

$P_{T,R}$  anma yükündeki toplam kayıp, W

$\Delta\theta_{TO,R}$  anma yükünde ortam sıcaklığı üzerine üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\tau_{TO,R}$  zaman sabiti olarak ifade edilmektedir.

Üst-yağ zaman sabiti Denklem 1.14 ile hesaplanır.

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (1.14)$$

Burada;

n katsayı

$\Delta\theta_{TO,i}$  t=0 için ortam sıcaklığı üzerine anlık üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{TO,R}$  anma yükünde ortam sıcaklığı üzerine üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{TO,U}$  ortam sıcaklığı üzerine en yüksek üst-yağ sıcaklık artışı, °C

$\tau_{TO}$  herhangi bir L yükü için yağ zaman sabiti, saat

$\tau_{TO,R}$  zaman sabiti olarak ifade edilmektedir.

Denklem 1.9 kullanılarak, üst-yağ sıcaklık artışının ısı kaybı q ile doğrudan orantılı olduğu Denklem 1.15 ile gösterilebilir.



$$\Delta\theta_{TO}=K q^n \quad (1.15)$$

Burada;

n katsayı

K L yükünün anma yüküne oranı, p.u.

q ısı kaybı, W

$\Delta\theta_{TO}$  ortam sıcaklığı üzerine üst-yağ sıcaklık artışı olarak ifade edilmektedir.

Üst-yağ sıcaklığının üzerine gerçekleşecek sargı en sıcak-nokta sıcaklık artışı olarak ifade edilmektedir. Denklem 1.16'da verilmektedir.

$$\Delta\theta_H=(\Delta\theta_{H,U}-\Delta\theta_{H,i}) \left[ 1-e^{-\frac{t}{\tau_w}} \right] +\Delta\theta_{H,i} \quad (1.16)$$

Burada;

t yük süresi, saat

$\Delta\theta_H$  üst-yağ sıcaklığı üzerine sargının en sıcak nokta sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{H,U}$  L yük değeri için üst-yağ sıcaklığı üzerine en yüksek sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{H,i}$  t=0 için üst-yağ sıcaklığı üzerine anlık sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı, °C

$\tau_w$  sıcak nokta için sargı zaman sabiti (winding time constant) olarak ifade edilmektedir.

Üst yağ sıcaklığının üzerine anlık sıcak nokta sıcaklık artışı Denklem 1.17'de verilmektedir.

$$\Delta\theta_{H,i}=\Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (1.17)$$

Burada;

$K_i$  anlık L yükünün anma yüküne oranı, p.u.

m katsayı

$\Delta\theta_{H,i}$  t=0 için üst-yağ sıcaklığı üzerine anlık sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{H,R}$  anma yükünde üst-yağ sıcaklığı üzerine sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı olarak ifade edilmektedir.

Üst yağ sıcaklığının üzerine en yüksek sıcak nokta sıcaklık artışı, Denklem 1.18'de verilmektedir.

$$\Delta\theta_{H,U}=\Delta\theta_{H,R}K_U^{2m} \quad (1.18)$$

Burada;

$K_U$  en yüksek L yükünün anma yüküne oranı, p.u.

m katsayı

$\Delta\theta_{H,U}$  L yükü için üst-yağ sıcaklığının üzerine en yüksek sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{H,R}$  anma yükünde üst-yağ sıcaklığı üzerine sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı olarak ifade edilmektedir.

Üst yağ sıcaklığının üzerine en sıcak nokta sıcaklık artışının anma değeri Denklem 1.19'da verilmektedir.

$$\Delta\theta_{H,R}=\Delta\theta_{H,A,R}-\Delta\theta_{T,O,R} \quad (1.19)$$

Burada;

$\Delta\theta_{H,A,R}$  ortam sıcaklığı üzerine sargı sıcak nokta sıcaklık artışı, anma yükünde sargı sıcak nokta sıcaklığı ile ortam sıcaklığı arasındaki fark, °C

$\Delta\theta_{H,R}$  üst yağ sıcaklığı üzerine sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı, °C

$\Delta\theta_{T,O,R}$  anma yükünde ortam sıcaklığı üzerine üst yağ sıcaklığı sıcaklık artışı olarak ifade edilmektedir.

Ortam sıcaklığı üzerine sargı sıcak nokta sıcaklığı artış değeri;

- Test ile algılayıcılar kullanılarak
- Üreticinin test raporundan faydalanılarak,

- 65°C ortalama sargı artışı için 80°C, 55°C ortalama sargı artışı için ise 65°C alınarak hesaplanabilir.

Ortam sıcaklığı üzerine üst-yap sıcaklık artış değeri ise;

- IEEE standartlarına göre test ile,
- Üreticinin test raporundan faydalanılarak hesaplanabilir.

Yukarıda verilen sıcaklık artışı eşitliklerinde kullanılan katsayılar ise Tablo 1.4'te verilmektedir.

Tablo 1.4. Sıcaklık formülasyonlarında kullanılan katsayılar

Soğutma tipi	m	n
ONAN	0,8	0,8
ONAF	0,8	0,9
OFAF veya OFWF	0,8	0,9
ODAF veya ODWF	1,0	1,0

### 1.3. Yağda Çözünmüş Gaz Analizi(DGA) ve Arıza Teşhisi

Transformatörlerde arızaların tespit edilmesinde günümüzde en çok tercih edilen yöntemlerden birisi çözünmüş gaz analizidir. Bu yöntemle olası büyük arızaların önüne geçilerek, hasar ve zararların fazla büyümeden önlenmesi sağlanmaktadır. Henüz başlangıç aşamasında olan ve yavaş gelişen çok küçük boyutlu arızalar çözünmüş gaz analizi yöntemiyle tespit edilebilmektedir.

Yağda çözünmüş gaz analizi yöntemi ile arıza teşhisi yapılırken temelde farklı gazların biri ya da bir kaç kullanılmaktadır. Transformatörlerde arızaları işaret eden gazlar şu şekilde verilmektedir:

- Oksijen (O<sub>2</sub>)
- Nitrojen (N<sub>2</sub>)
- Hidrojen (H<sub>2</sub>)
- Metan (CH<sub>4</sub>)
- Asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)
- Etan ( C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)
- Etilen ( C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)
- Karbon monoksit (CO)

- Karbon dioksit (CO<sub>2</sub>)

Transformatörde meydana gelen korona boşalması, aşırı ısınma, düşük ve yüksek enerjili deşarj, ark olayları vb. durumlar transformatör yağı içerisinde bulunan kısımlardaki yalıtkan maddelerin parçalanmalarına neden olur [18,19]. Parçalanan malzeme yağ içerisinde temel olarak hidrojen (H<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) ve etan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) gazlarının çeşitli yoğunluklarda ortaya çıkmasına yol açmaktadır. Tespit edilen bu gaz miktarlarına göre yapılan analiz ve çeşitli değerlendirme yöntemleriyle arızanın türü ve nedeni hakkında bilgi edinilmektedir. Dolayısıyla gazların türü ve miktarları bilinirse, olası arızalar ve nitelikleri hakkında yorum yapılabilir. Böylece elektriksel veya ısıl arızalar, kısmi deşarjlar, arklar, vb. trafonun açılmasına gerek kalmadan tespit edilebilmektedir. Çözünmüş gaz analizi ve arıza ilişkisi Şekil 1.17’de gösterilmektedir.



Şekil 1.17. Yağda çözünmüş gaz analizi (DGA) ve arıza ilişkisi

Literatürde “Key Gases” metodu olarak bilinen yöntem ile gazların yoğunluğundan yararlanılarak arıza teşhisi yapılabilmektedir. Arıza değerlendirmesi ve teşhisi zorlu bir süreç olup uzmanlık gerektirmektedir. Bu nedenle literatürde önerilen ve daha kolay bir şekilde arızanın çeşidi hakkında bilgi veren yöntemler geliştirilmiştir:

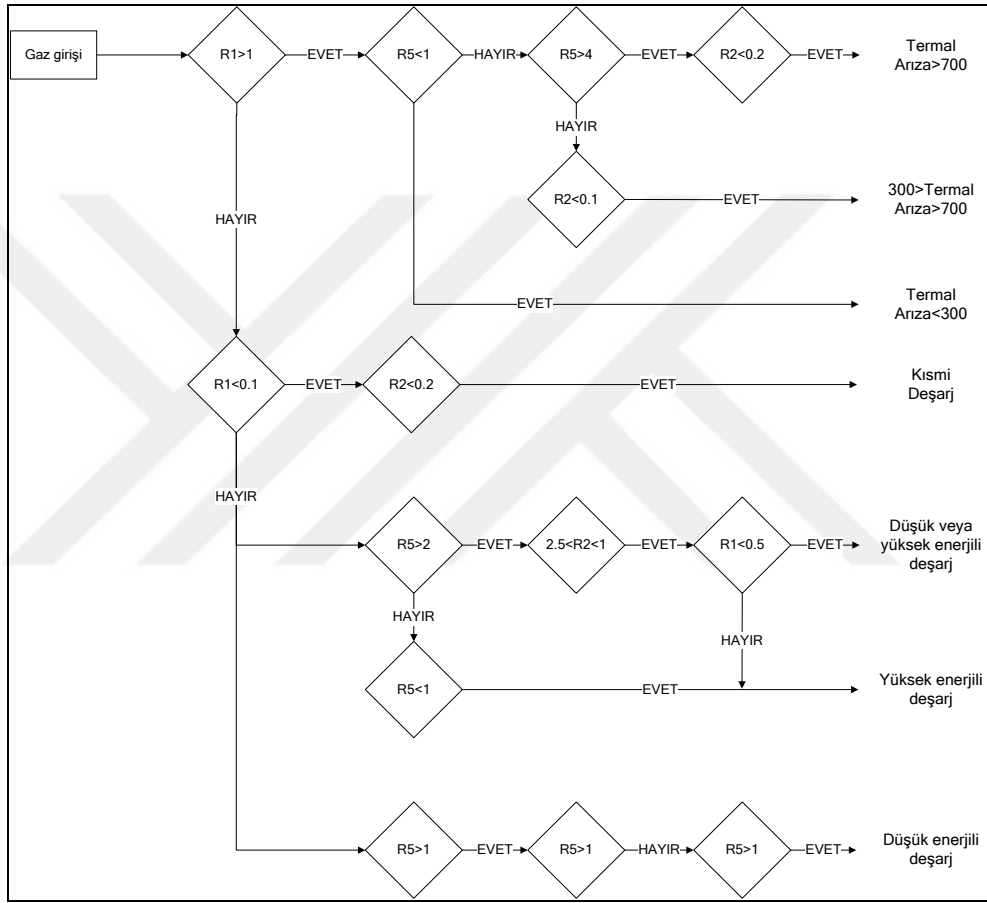
- IEC60059 gaz oranları
- Duval Üçgeni
- Rogers metotları

IEC 60059’da açıklanan yöntemde metan, hidrojen, asetilen, etilen ve etan gazlarının birbiri içerisindeki oranları kullanılmaktadır. IEC 60059’a göre çözünmüş gaz analizi için kullanılan gösterimler Tablo 1.5’te verilmektedir.

Tablo 1.5. IEC 60059'a göre çözülmüş gaz analizi için kullanılan gösterimler

R <sub>1</sub>	R <sub>2</sub>	R <sub>3</sub>	R <sub>4</sub>	R <sub>5</sub>	R <sub>6</sub>
CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /CH <sub>4</sub>

Bu yöntemle göre arıza teşhisi yapılırken Şekil 1.18'de verilen akış şeması kullanılmaktadır. Gaz oranları için; akış şeması üzerinde sağlandığı koşullara göre arıza teşhisi yapılabilmektedir.



Şekil 1.18. IEC 60599'da açıklanan yöntem için akış şeması

IEC 60059'da açıklanan yöntem için sınır değerler Tablo 1.6'da verilmektedir.

Tablo 1.6. IEC 60059'da açıklanan yöntem için arıza tanımları ve sınır değerleri

Arıza tipi	R <sub>1</sub>	R <sub>2</sub>	R <sub>5</sub>
Kısmi Deşarj	<0,1	NS	<0,2
Düşük Enerjili Deşarj	0,1-0,5	>1	>1
Yüksek Enerjili Deşarj	0,1-1	0,6-2,5	>2
Termal Arıza<300	>1(NS)	NS	<1
300<Termal Arıza<700	>1	<0,1	1-4
Termal Arıza>700	>1	<0,2	>4

Roger gaz oranları yöntemiyle arıza teşhisi  $CH_4/H_2$ ,  $C_2H_4/C_2H_6$  ve  $C_2H_2/C_2H_4$  gaz oranlarına bakılarak yapılmaktadır. Bu yöntem için arıza teşhisinde kullanılan gaz oranlarına ilişkin sınır değerler ve gaz oranlarının kodlaması Tablo 1.7'de verilmiştir.

Tablo 1.7. Rogers oranı yöntemi gaz oranlarının sınır değerleri

Gaz Oranlarının Aralığı	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
<0,1	0	1	0
0,1-1	1	0	0
1-3	1	2	1
>3	2	2	2

Rogers oranı yöntemi için arıza tipleri ve arızaların kök analizleri Tablo 1.8'de verilmektedir.

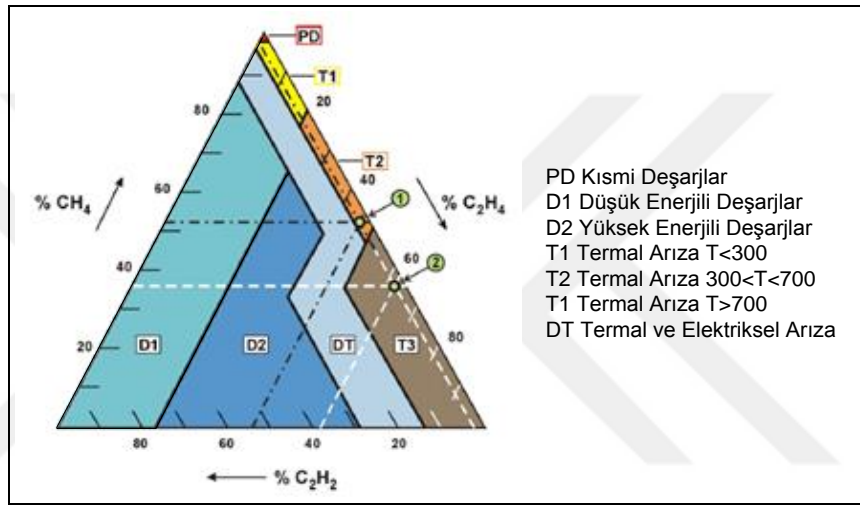
Tablo 1.8. Rogers oranı yöntemi arıza tipleri için kök analizi

Durum	Arıza tipi	Arıza Kök Analizi
0	Arıza yok	Normal yaşlanma süreci
1	Düşük Enerjili Kısmi Deşarj	Yağ içerisindeki yüksek oranda su miktarının oluşması ve gaz kabarcıklarının oluşması elektriksel deşarjlara yol açmaktadır.
2	Yüksek Enerjili Kısmi Deşarj	Kağıt izolasyon malzemesinin zayıflamasına neden olmaktadır. İzolasyon malzemesinin zayıflaması CO ve CO <sub>2</sub> gazlarının oluşmasına sebebiyet vermektedir.
3	Düşük Enerjili Deşarj, spark, ark	Transformatör sistemi bağlantısının kötü olması buna bağlı olarak yağda sürekli olarak ark oluşur. Bu durumda yağın dielektrik dayanımının azalmasına neden olur.
4	Yüksek Enerjili Deşarj, ark	Sargılar arasında ve sargılar ile yağ arasında veya yükte kademe değiştirici şalter değiştiricinin kontakları arasından yüksek miktarda ark olaylarının meydana geldiğini göstermektedir.
5	Termal Arıza<150°C	Sargı iletkeninin aşırı ısınması anlamına gelmektedir. Bu arıza genellikle kağıt izolasyon malzemesinin deformasyonu sonucu CO ve CO <sub>2</sub> gazları oluşur.
6	150°C <Termal Arıza<300°C	Kaçak akı yoğunluğunun fazla olması nüvenin aşırı ısınmasına sebebiyet vermektedir. Eddy akımlarından dolayı iletkenin aşırı ısınması, sargılar ile kademe değiştirici şalter arasındaki bağlantının kötü olmasından kaynaklanır. Bu durumlar CO ve CO <sub>2</sub> gazların üretilmesini sağlarken kağıt izolasyon malzemesine bozulmasına sebebiyet vermektedir.
7	300°C <Termal Arıza<700°C	
8	Termal Arıza>700°C	

Daha sonra ppm değerleri ile Denklem 1.20'deki her bir gazın toplam gaz miktarına oranlanması gerçekleştirilerek çıkan % değerleri Şekil 1.19'daki Duval üçgeninde uygun koordinata yerleştirilir ve kesişim noktasının kaldığı bölge arıza tespitinde kullanılmaktadır.

$$\%CH_4 = \frac{100x}{x+y+z} \quad \%C_2H_2 = \frac{100y}{x+y+z} \quad \%C_2H_4 = \frac{100z}{x+y+z} \quad (1.20)$$

Burada  $x=[CH_4]$   $y=[C_2H_4]$   $Z=[C_2H_2]$  gazlarının ppm değerlerini ifade etmektedir [20,21].



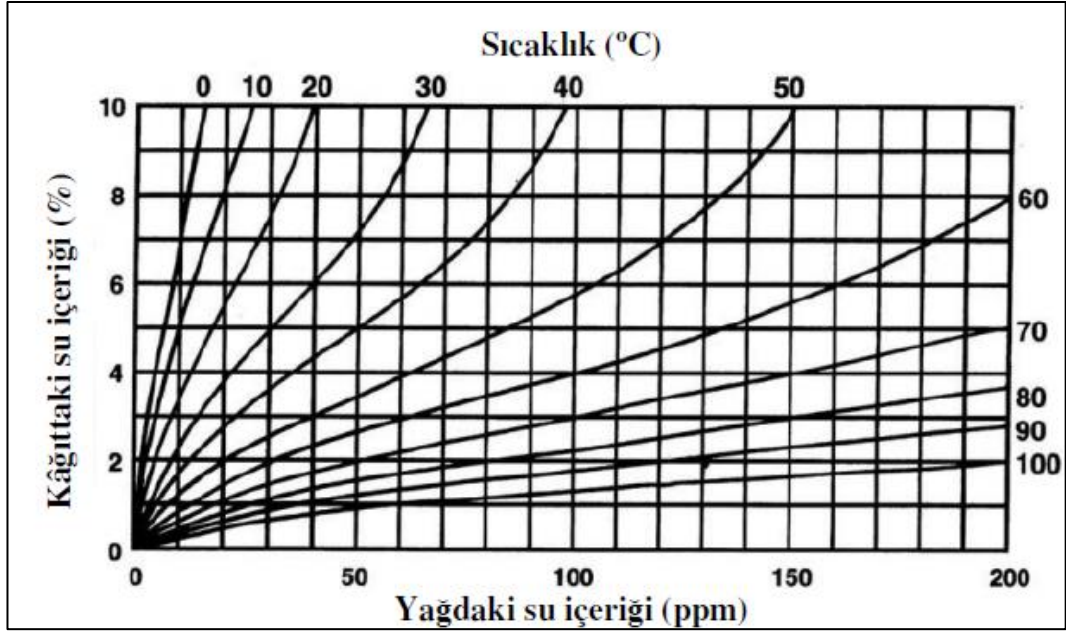
Şekil 1.19. Duval üçgeni ve arıza aralıkları

#### 1.4. Yağdaki Nem İçeriğinin İzlenmesi

Transformatör yağındaki nem içeriğinin fazla olması; yağın ve katı izolasyonun dielektrik özelliklerinin bozulmasına neden olmaktadır. Bu durum yağ içerisinde kısmi deşarjlara oluşmasına neden olup; transformatörün yaşlanma sürecini hızlandırmaktadır.

Transformatörde en sıcak nokta sıcaklığının yanı sıra yağ içerisindeki nem miktarının bilinmesi yüklenme koşulları için de son derece önemlidir. Aşırı yüklenmeden kaynaklanan bir durumda yağdaki su miktarı önceki değerine oranla artış göstermektedir. Bu bilgi yağ içerisindeki gaz oranlarıyla birlikte değerlendirildiğinde arızanın aşırı yüklenmeden mi yoksa daha ciddi bir arızadan mı kaynaklandığı belirlenebilir.

Yağ malzemesinde işletme koşullarında değişen sıcaklıklar nedeniyle nem oluşabilmektedir. Yağ ve izolasyon malzemesinde oluşan su miktarı yaşlanma sürecinde etkileyen sıcaklık değerinin artmasına neden olmaktadır. Yağ ile kâğıt arasındaki oluşan nem içeriği için literatürde yapılan çalışmalarda Oommen's eğrisi önerilmiş olup, Şekil 1.20'de gösterilmektedir.



Şekil 1.20. Sıcaklığa bağlı olarak yağdaki nem miktarının değişimi [22]

Transformatörde yağın içerisindeki su miktarının izlenmesi, bakımların programlanması ve işletme ömrünü uzatmak için önemlidir. Yağdaki su miktarı ve arıza ilişkisi Şekil 1.21'de gösterilmektedir.



Şekil 1.21. Yağdaki su içeriği ve arıza ilişkisi



### 1.5. Yağ Seviyesinin İzlenmesi

Transformatörlerde mekanik, elektro-manyetik etkilerden dolayı kazanında ve diğer ekipmanlarda deformasyonlar oluşabilmektedir. Bu koşullarda transformatör yağı dışarıya sızabilir.

Yağın dışarıya sızması önemli arızaların ortaya çıkmasına etkindir. Ayrıca transformatör kazanı içerisindeki basınç oranının izlenmesi de önem arz etmektedir. İmalattan kaynaklı kazan yüzeyindeki çatlaklar veya çevresel şartların oluşturduğu dış zorlanmalardan kaynaklanan deformasyonlar sonucunda da transformatör yağı dışarıdaki havaya maruz kalabilmektedir. Bu durum yalıtkanlığının yitirmesine neden olmaktadır. Bu nedenle yağ seviyesinin izlenmesi, transformatör işletimi açısından son derece önemlidir. Yağ seviyesi ve arıza ilişkisi Şekil 1.22’de gösterilmektedir.



Şekil 1.22. Yağ seviyesi ve arıza ilişkisi

### 1.6. Soğutma Sistemlerinin İzlenmesi

Transformatörlerde kayıplardan kaynaklı oluşan ısı enerjisinin dışarıya atılması gerekmektedir. Transformatörlerde soğutma amaçlı olarak radyatörler kullanılmaktadır. Yağ dışında kullanılan soğutma sistemleri ile transformatörün yüklenebilirliği arttırabilmektedir. Transformatörlerde zorlamalı soğutma ve/veya zorlamalı-yönlendirilmiş yağ çevrim sistemleri (ONAF, OFAF, ODAF, OFWF tipi) kullanılabilir.

İşletme koşulları dikkate alınarak tasarımı yapılan transformatörler için yerleştirilen soğutma fanları, transformatör yağının farklı sıcaklık değerlerine göre değişken hızlarda çalıştırılarak radyatörlerin soğutulması sağlanır.

Soğutma sistemlerinin arızalanması, transformatörlerde hızlı ısı artışı olarak etkisini gösterirken, yüklenme değişimlerine bağlı olarak açma hatasına kadar arızalar oluşabilmektedir. Bunun dışında bu sistemlerin düzgün çalışmaması, uzun vadede ısı artışından kaynaklanan izolasyon bozulması sonucu, güç transformatörünün servis ömründe kısılmalara sebebiyet verebilmektedir. Dolayısıyla soğutma sistemlerinin verimliliğinin sürekli olarak takip edilmesi, güç transformatörünün yüklenebilirliği açısından önem arz eder. Bu amaçla, Şekil 1.23'te soğutma sistemi ve arıza ilişkisi gösterilmektedir.



Şekil 1.23. Soğutma sistemi ve arıza ilişkisi

### 1.7. Buşing İzleme

Buşing arızaları yüzeysel deşarj ve izolasyon delinmesi şeklinde meydana gelmektedir. Kısa süreli yüzeysel atlamalarda buşinglerde çok az hasar meydana gelir. Porselen buşinglerde sır üzerinde tırmanma akımı neticesinde izler veya madeni flanş üzerinde eriyen noktalar görülebilir. Sert kâğıttan veya epoksi reçineden yapılan buşinglerde atlama neticesinde izolator üzerinde derin olmayan hafif yanıklar meydana gelir. Dielektrik dayanım gerilimi düşmekle beraber normal işletme gerilimlerinde buşing normal olarak çalışır, fakat sonradan gelen aşırı gerilimler deşarjlara sebep olurlar.

Diğer fazlardaki buşingler arasında meydana gelen atlamalarda kısa devre gücüne bağlı olarak metal kısımlarda az veya çok yanık izleri olur, fakat buşing üzerinde direkt bir deşarj meydana gelmez. Porselen buşinglerde termik etkiler ve mekanik darbeler neticesinde izolatorlerde çatlaklar olmuşsa veya izolator içinde hava boşlukları varsa, delinme meydana gelebilir [23].

Transformatörlerde buşinglerin durumlarını izlemesinde kapasitans ve kaçak akım değerleri izlenebilir. İdeal durumda her bir fazdaki kaçak akımlar eşit ve toplamı

sıfır olmalıdır. Eğer buşinglerin bir tanesinde yalıtım problemleri varsa kaçak akım değeri yüksek çıkacaktır.

Birçok izleme sistemi buşing sensörlerinden alınan kaçak akımları toplamı metodunu kullanmaktadır. Denklem 1.21’de kaçak akım toplamı değişimi verilmektedir.

$$\sum I = \frac{\Delta I}{I} = \sqrt{(\Delta \tan \delta)^2 + \left(\frac{\Delta C_1}{C_0}\right)^2} \quad (1.21)$$

Burada;

$\sum I$  akım değerlerinin toplamı

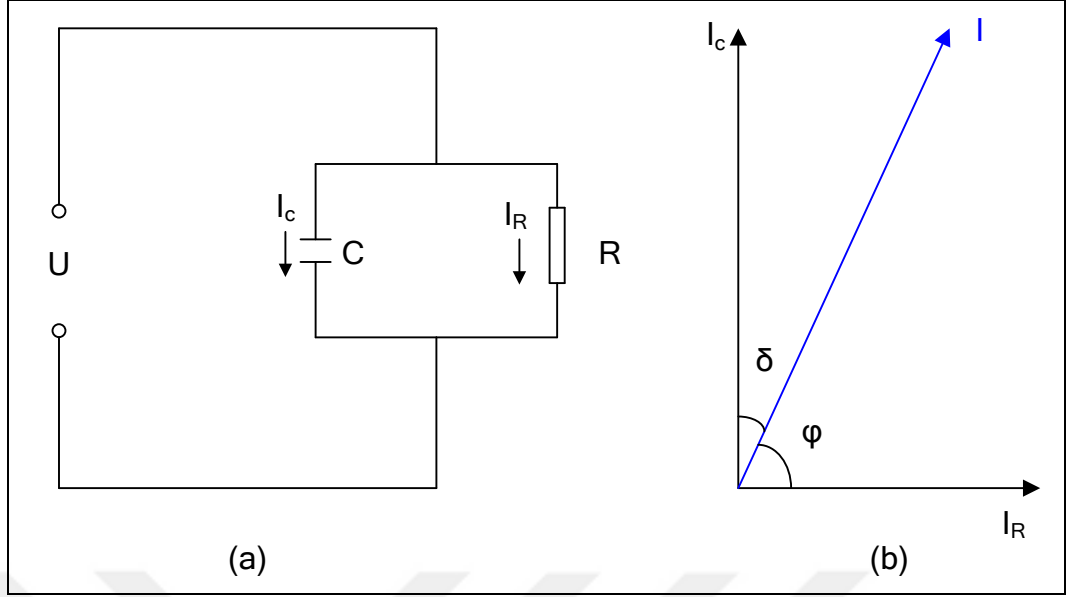
$\Delta \tan \delta$  tanjant delta değişimi

$\frac{\Delta C_1}{C_0}$  bağıl buşing kapasitans değişimi

$C_0$  başlangıç kapasitans

Ölçüm aralığı içerisinde bu değerlerin değişimi izlenerek transformatör buşinglerin durumları hakkında bilgi sahibi olunmaktadır.

Güç faktörü, ölçülmesi istenilen izolasyon sistemine uygulanan gerilim altında rezistif akımın toplam sızıntı akımına oranıdır. Sargının toprağa veya birbirlerine olan yalıtkanlık değerleri Dobbble cihazı ile % güç faktörü değeri olarak tespit edilebilmektedir. Güç faktörü % 1 değerinden küçükse sistemin izolasyon düzeyinin iyi olduğu, % 1 ile % 2 arasında sistemin değerlendirmeye alınması gerektiği, % 2 değerinden büyük ise operasyonel olarak müdahale edilmesi gerektiği vurgulanmaktadır [24-25].



Şekil 1.24. a) Eşdeğer devre, b) vektör diyagramı

Şekil 1.24'te görüldüğü gibi akım  $I$  ile kapasitif akım  $I_C$  arasındaki açı ' $\delta$ ' doğrudan yalıtkanlıkla ilgili bir değerdir. Kayıp açısı izolasyon malzemesinin kalınlığına, yüzeyine ve malzeme içerisindeki iyonizasyona, yabancı madde ve partiküllere, hava boşlukları vb. etkenlere bağlıdır. Bu nedenle kayıp açısı ölçümleri izolasyon malzemelerinin yalıtkanlığını değerlendirilebilecek sonuçlar vermektedir.  $\tan\delta$  ve  $\cos\phi$  büyüklüklerinin ölçülmesi için Schering Köprüsü ve Dobbie M2H ölçüm cihazları geliştirilmiştir.

Bu kayıp, yaklaşık uygulanan gerilimin karesi ile doğru orantılı olarak değişmektedir. Yeni ve su oranı düşük yalıtkanlarda bu kayıplar çok küçüktür. Zaman içerisinde yaslanmayla birlikte  $\tan\delta$  artış göstermektedir.

### 1.8. Kısmi Deşarj

Kısmi deşarj; IEC 60270'e göre iletkenle bitişik veya ayrı izolasyonu sadece kısmi olarak aşarak iletkenler arasında oluşan elektriksel boşalmadır. Diğer bir tanıma göre; elektriksel kısmi deşarj, iki iletken elektrot arasındaki dielektrik malzemenin yapısındaki boşluklar ya da devamlılığındaki problemler sebebiyle tam bir köprü oluşturamaması sonucu oluşan elektriksel boşalma ya da kıvılcımlardır.

Transformatör sargıları arasında bulunan izolasyon ortamının herhangi bir bölgesindeki elektriksel atlama meydana gelebilmektedir. Bu atlamalar yalıtıcı ortam

içinde kalan hava kabarcıklarında, katı malzeme içindeki boşluklarda veya yalıtkan yüzeyinde de meydana gelebilmektedir. Zamanla kısmi deşarjların oluşturduğu termik enerjiler yalıtkan malzemesinde yıpranma, bozulma ve yaşlanmaya neden olmaktadır. Nihayetinde delinmeyle birlikte büyük arızaların oluşabilir.

Kısmi deşarjlar; yağda çözülmüş gaz analizleriyle belirlenebilmektedir. Kısmi deşarjların noktasal deşarjların yerini tespit edebilmek için farklı yöntemler kullanılmaktadır. Kısmi deşarjları ölçen cihazların referans frekans aralıkları 300-3000 MHz olarak alınmaktadır. Ölçümler ise pC cinsinden yapılmaktadır [28,29]. Kısmi deşarjların enerji seviyesi yükseldikçe ölçülen değerler 1000 pC ve çok daha üzerindeki değerlere çıkabilmektedirler. Bu yöntem ile ölçülen kısmi deşarj seviyeleri <500 pC'a kadar kabul edilebilirdir. Günümüzde daha hasss olması nedeniyle fiber optik akustik algılayıcıları kullanılmaktadır. Bu yöntemler için ölçüm bandı aralığı 20-1000 kHz seviyelerinde gerçekleştirilmektedir [30,31]. Şekil 1.25'te kısmi deşarj olayları ve arıza ilişkisi verilmektedir.



Şekil 1.25. Kısmi deşarj olayları ile arıza ilişkisi

### 1.9. Eş zamansız ölçümlerin izlenmesi

İzolasyon direnci ölçümü; transformatörlerde sargıların birbirleri arasında veya toprak ile olan direnç değerlerini tespit ederek, elde edilen değerler ile transformatörün bir bütün olarak izolasyon durumu hakkında bilgi edinmek için yapılır. Elde edilen test sonuçlarındaki değişimler izlenerek, nüve yalıtımının durumu hakkında yorum yapılabilir. Bu test transformatör işletmeye ilk kez alındığında, transformatöre nüve yalıtımını etkileyebilecek herhangi bir müdahalede bulunulduğunda ve transformatörün detaylı bakımları yapılırken mutlaka gerçekleştirilmelidir.

Transformatörlerde izolasyon dirençleri; yağın bozulması, yağdaki nem oranının yüksek oluşu, kâğıt izolasyon malzemesinin yaşlanması, sargılar – kazan arasındaki yapısal bozulmalar ve/veya kirlenmeler vb. etkenlerden dolayı azalmaktadır. İzolasyon direnci: ortam sıcaklığı ve nem değerleriyle değişkenlik göstermektedir. Dolayısıyla ölçümler aynı sıcaklık değerinde veya standarttaki referans sıcaklığa göre ötelenerek yapılmaktadır. [26]. Transformatör durumu için test sonuçları sınır değerleri Tablo 1.9’da verilmektedir.

Tablo 1.9. İzolasyon durumu sınır değerleri

Test Sonuçları	Değerlendirme
1000 MΩ<	İyi
600 ile 900MΩ	Normal
200 ile 500MΩ	Kabul edilebilir
<200MΩ	Ciddi bir sorun ortaya çıkabilir

Sargı dirençleri testi; gevşek bağlantıları, kopmuş iletkenleri ve kademe değiştiricinin kontaklarındaki yüksek direnç oluşturan sorunları tespit etmek amacıyla test edilir. Bu test ile olası ciddi problemler ortaya çıkarılabilir. DGA sonucunda tespit edilen etilen, etan ve metan oluşumunun işaret ettiği zayıf bağlantılar, sargı direncinin kontrolünü gerektirmektedir. Tüm fazlara ait primer ve sekonder sargıların her biri için direnç ölçümü yapılmalıdır. Fazlar arasındaki direnç değerleri arasındaki fark %5’ten fazla olmamalıdır.

Çevrim oranı testi, sargıların sarım sayılarının tasarıma uygunluğunun, sargılar arasında kısa devre veya sargı açık devresi gibi arızaların var olup olmadığının tespit edilmesinde kullanılır. Düşük gerilimlerde yapılan bu test sonucunda ortaya çıkan hata değerinin % 0,5 oranını geçmemesi gerekmektedir [27]. Şekil 1.26’te megger, dönüştürme oranı ve sargı direnci testleri ile arıza ilişkisi verilmektedir.



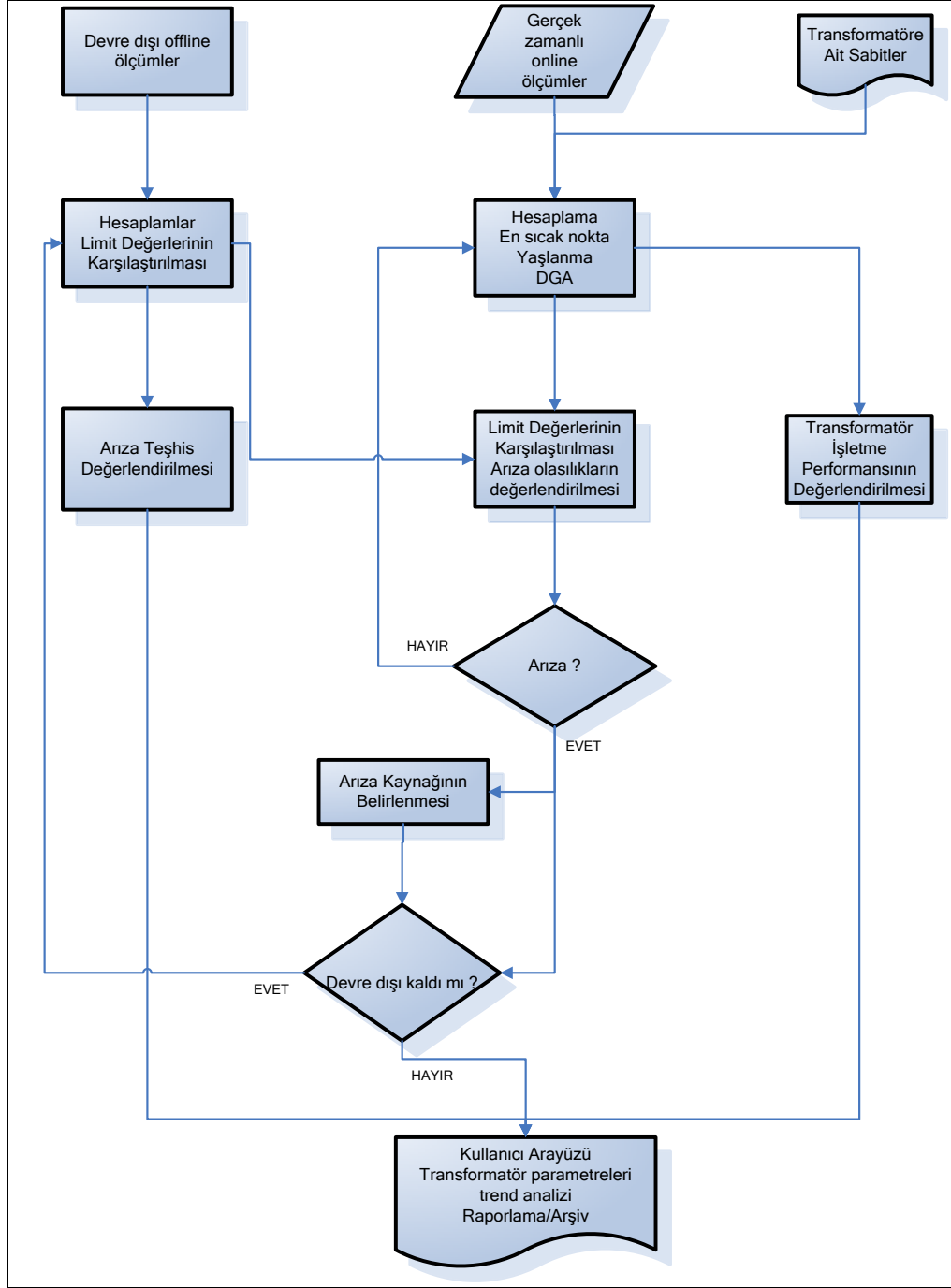
Şekil 1.26. Megger, dönüştürme oranı ve sargı direnci testleri ile arıza ilişkisi

## 2. ARIZA TEŞHİSİ VE BAKIM ALGORİTMALARI

Bu bölümde transformatörünün arıza odaklı olarak değerlendirilebilmeleri için algoritma yapıları yer almaktadır. Geliştirilecek transformatör izleme yazılımı eş zamanlı ölçümler, eş zamansız ölçümler/test ve fabrika testleri olmak üzere üç aşamada değerlendirme yapacaktır. Transformatörün primer ve sekonderden elde edilen elektriksel büyüklükler ve transformatör kazanının dış yüzeyine yerleştirilecek olan sıcaklık algılayıcılarından transformatörün işletme koşullarını eş zamanlı olarak izlenmektedir. Eşzamansız test/ölçüm sonuçları ise doğrudan programa kullanıcı tarafından girilecektir. Girişlerin anlamlandırılması ve arıza odaklı olarak değerlendirme süreçleri için web tabanlı ara yüz yazılımından yararlanacaktır. Tasarlanan yazılım için geliştirilmiş algoritma temeli Şekil 2.1’de gösterilen akış diyagramına dayanmaktadır.

Arıza tanımlama algoritması, eş zamanlı ve eş zamansız test/ölçümler olmak üzere iki kısımdan oluşmaktadır. Yazılımın başında test raporları algoritmaya dâhil edecek olup eş zamanlı ve eş zamansız ölçümler değerlendirmeye tabi tutulacaktır. Arızanın teşhis edilmesi ve bakım prosedürlerinin dinamik yapılarak planlanması prosedürleri üç aşama oluşmaktadır:

- Eş zamanlı ve eş zamansız ölçümlerin yapılması
- Uzman sistem ve algoritma değerlendirmeleri
- Arızanın tespit edilmesi ve tanımlamanın yapılması



Şekil 2.1. Yazılım algoritması

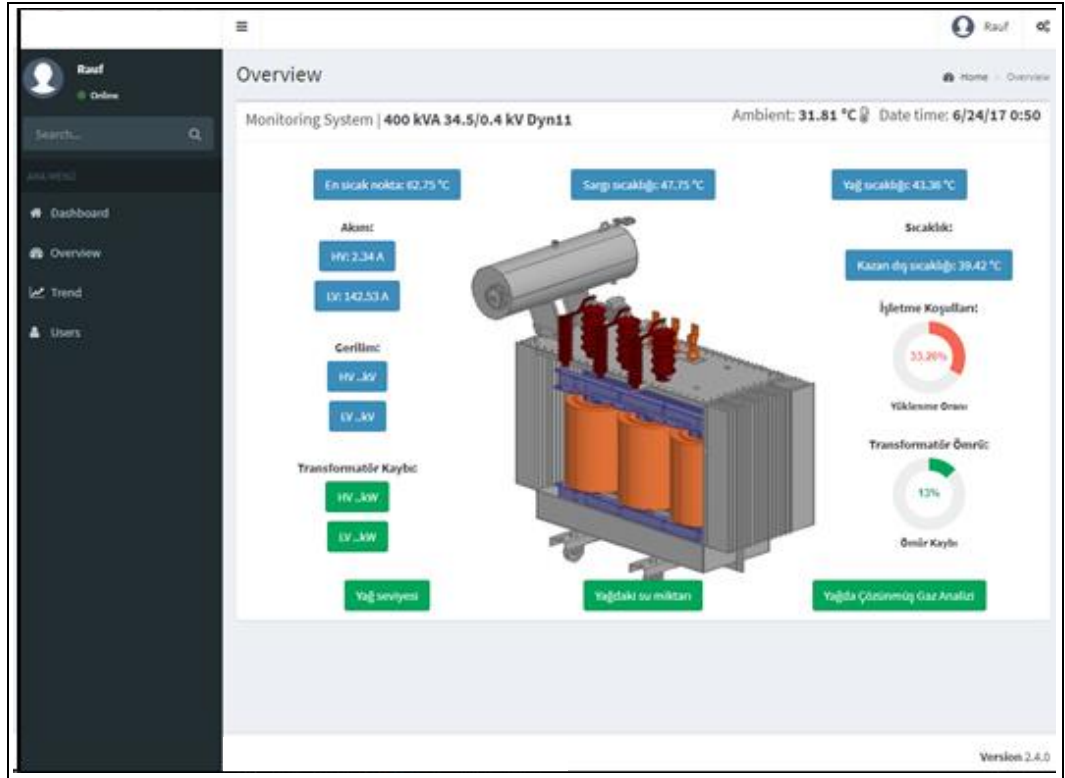
Yazılımın birinci aşamasında; transformatöre ait teknik bilgilerin, fabrika test raporları yer almaktadır. Transformatöre ait standart değerleri elde edilememesi durumunda ilgili yönetmeliklerde belirtilen değerler kabul edilecektir. Şekil 2.2’de transformatöre ait teknik bilgiler verilmektedir.



Transformatör gücü(kVA)	1000	Primer gerilim(kV)	34.5	Sekonder gerilim(kV)	0.4
Boşta çalışma kaybı	1450	Kısa devre çalışma kaybı (W)	8900	Bağlı kısa devre gerilimi(%)	6
Nüve ağırlığı (kg)	1040	Sargı ağırlığı (kg)	600	Kazan ve aksesuar ağırlığı (kg)	3100
Yağ miktarı (litre)	750	Soğutma tipi	ONAN	Bağlantı grubu	Dyn11

Şekil 2.2. Yazılım başlangıç ekranının girdileri

Bu bilgiler transformatöre ilişkin termal modelin oluşturulması, ömür hesabının yapılması ve arıza analizlerinin daha doğru yapılabilmesi açısından önemlidir. Şekil 2.3'te eş zamanlı olarak gerçekleştirilen ölçümler için genel izleme ekranı gösterilmektedir.



Şekil 2.3. Genel izleme ekranı

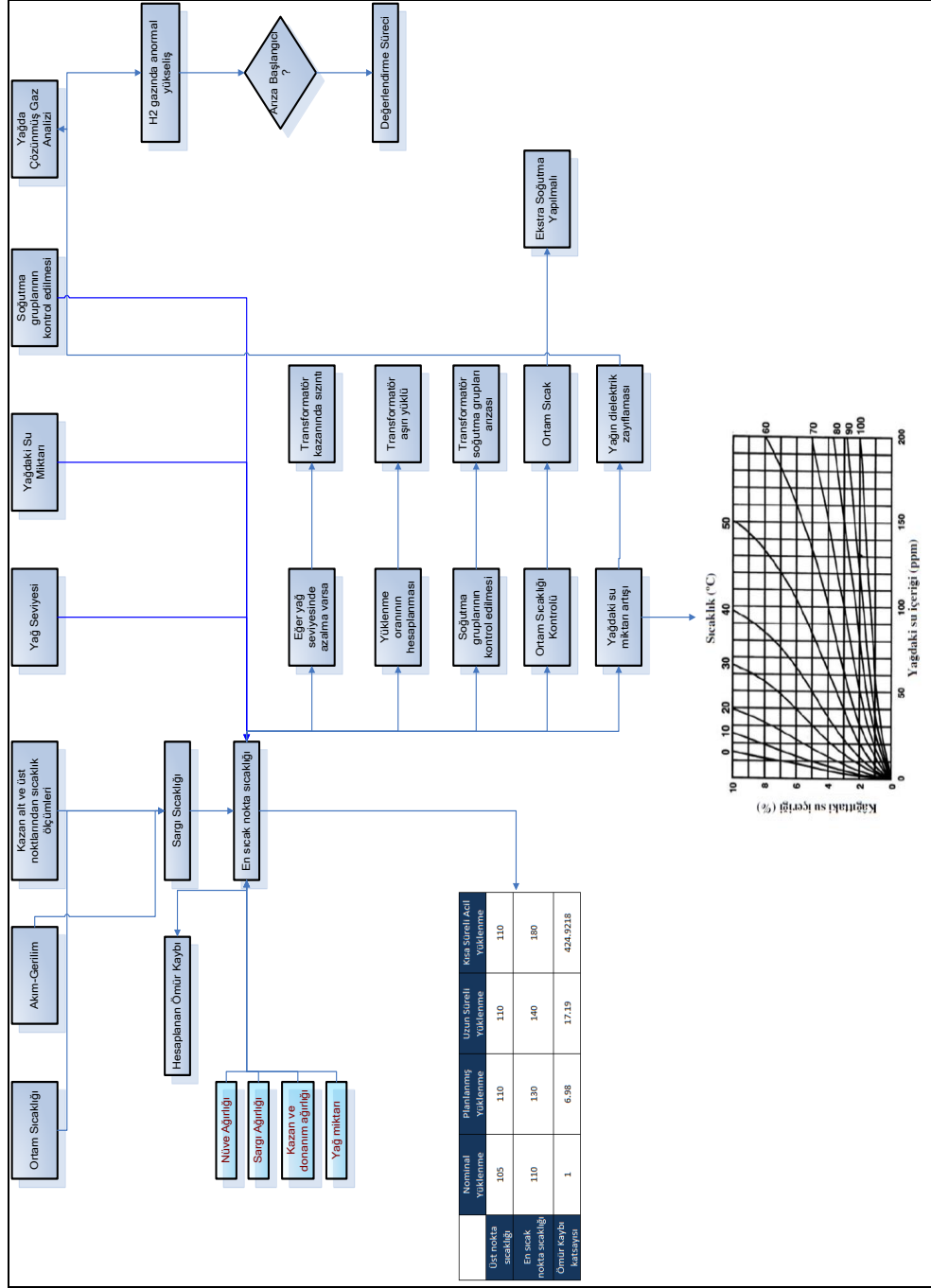
Eş zamanlı olarak alınan ölçümlerden yola çıkarak transformatörün farklı noktalarındaki sıcaklık değerleri hesaplanabilmektedir. Sıcaklık değerleri transformatörün kullanım ömrü ve anormal koşullar hakkında bilgi vermektedir. Transformatör ömrü ve anormal işletme koşulları gözetilerek bakım prosedürleri duruma dayalı programlanarak olası arızalar önceden kestirimi ve önleyici çalışmalar yapılabilir. Transformatör yağına ilişkin eş zamanlı ölçümlerde arıza teşhisinde kullanılmaktadır. Yağ analizinde arıza teşhisinin yanı sıra gaz

oranlarındaki artış miktarına bağılı olarak arızanın önceden tespit edilmesi mümkün olabilmektedir. Eş zamanlı ve eş zamansız ölçümlerden alınan bilgilerle arızalar için tanımlanan limit değerleri karşılaştırılarak arıza olasılıkları değerlendirilmektedir. Algoritmada arıza koşulu meydana gelirse arıza kaynağının belirlenmesine ve devre dışı kalma durumlarına yer verilmektedir. Eş zamansız ölçümlerde değerlendirme için ilk olarak transformatör fabrika kabul testleri değerleri göz önünde bulundurulur. Eş zamansız olarak yapılan ölçüm sonuçları ile kabul testi sonuçları arasındaki farklılıklar takip edilir. Bu değerler eş zamansız ölçümler için tanımlanan limit değerlerinden yüksek ise aksiyon planlarına yönelik öneriler sunulabilmektedir.

### **2.1. Sıcaklık ve Yaşlanma Analizi Algoritmalarının Geliştirilmesi ve Sentetik Veri ile Test Edilmesi**

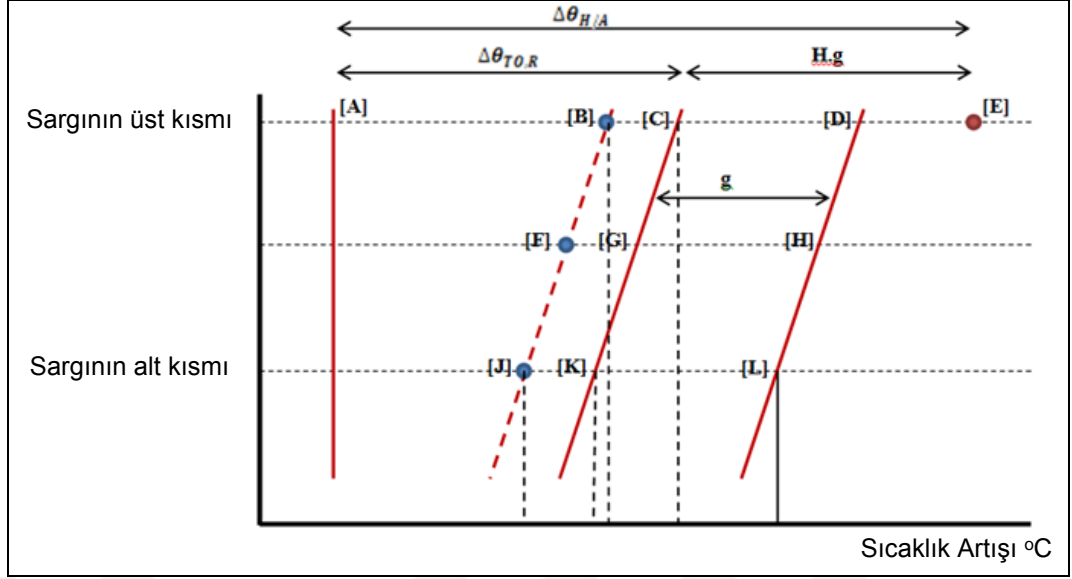
Bu bölümde sıcaklık ve yaşlanma analizine yönelik algoritmaların geliştirilmesi ve formülasyonlar için uygulanan optimizasyon çalışmaları yer almaktadır. Transformatörlerin kullanım ömrünü sınırlayan ve yüklenebilirliği belirleyen parametre en sıcak nokta sıcaklığıdır. İzleme sisteminde en sıcak nokta sıcaklığını bulabilmek için transformatörünün ısıl devre modelinin oluşturulması gerekmektedir. Sürekli durum için analitik olarak en sıcak nokta sıcaklığı hesaplanabilmektedir. En sıcak nokta sıcaklığının hesaplanabilmesi için transformatöre ait parametrelerin yüklenme oranı, soğutma çeşidi vs. gibi elektriksel parametrelerin yanı sıra transformatörler için öngörülen mekanik imalat parametrelerinin de kullanılması gerekmektedir. En sıcak nokta sıcaklığının ölçülmesi için fiber optik sıcaklık sensörü ile ölçülebilmektedir. Ancak bu sistemler maliyetli bir çözüm olmaktadır.

Transformatör arıza teşhis çalışmasında aşırı sıcaklık artışına yönelik geliştirilen algoritma Şekil 2.4'te verilmektedir.



Şekil 2.4. Aşırı sıcaklık artışına yönelik geliştirilen algoritma

Transformatörün sıcaklık analizine ilişkin algoritmanın oluşturulmasında IEEE klavuz dokümanları referans alınmaktadır [17]. Şekil 2-5'te ise literatür çalışması sonucunda elde edilen ve transformatörün farklı kısımlarındaki sıcaklık grafiği gösterilmektedir. Buna göre, sıcaklık analiz modülü ile hesaplanacak olan ve yaşlanma analizinin de temel girdisini oluşturacak sargı en sıcak nokta sıcaklığı değerinin (E noktası) nihai olarak elde edilmesi sağlanmaktadır.



Şekil 2-5. Sıcaklık diyagramı

Bu grafik gösteriminde;

- [A] : ortam sıcaklığını,
- [B],[F],[J] : transformator kazanının dış yüzeyinin üst, orta ve alt noktalarında ölçülen sıcaklık değerlerini
- [C],[G],[K] : sırasıyla transformatorün üst, orta ve alt yağ sıcaklık değerlerini,
- [D],[H],[L] : sırasıyla sargının üst, orta ve alt noktalarının sıcaklık değerlerini,
- [E] : sargı en sıcak nokta sıcaklığı değeri ifade etmektedir.

İşletme koşullarında çalışmakta olan standart dağıtım transformatorlerinde kazan içerisinden sıcaklık değerinin doğrudan doğruya ölçülmesini sağlayacak sıcaklık algılayıcı donanım mevcut değildir. Buna ek olarak, transformatorlerin devreden çıkartılıp bu algılayıcı donanımın ilave edilmesi de mümkün değildir.

Bu sebeple, kazan sıcaklığından yola çıkarak transformatorün yağ ve sargılarına ait sıcaklık değerlerinin hesaplama yoluyla elde edilebilir. Sahadaki transformatorlerin kazan dış yüzeyinin sıcaklıklarının elde edilmesi amacıyla üç adet ilave sıcaklık algılayıcısı kullanılmaktadır. Bu algılayıcılardan elde edilecek olan sıcaklık değerleri ise grafik üzerinde gösterilen kesikli çizgi ile temsil edilmektedir.

Gelişen teknolojilerle birlikte güç transformatorlerinde mekanik gösterge olarak kullanılan yağ sıcaklığı gösterge cihazları yerine elektronik yağ sıcaklığı gösterge cihazlarına bırakmaya başlamıştır. Bu cihazlardan alınan analog çıkışlarla birlikte

yağ sıcaklıkları izlenebilmektedir. Böylece yağ sıcaklığı alınarak en sıcak noktanın sıcaklığı da hesaplanabilmektedir.

Sıcaklık hesaplama yönteminde transformatöre ait,

- Nüve ağırlığı (kg)
- Sargı ağırlığı (kg)
- Kazan ve aksesuarların toplam ağırlığı (kg)
- Kazan içerisinde kullanılan yağ miktarı (lt)

değerlerine gereksinim duyulmaktadır. Bu büyüklüklerin kullanılması ile transformatörün ısı kapasite değerinin hesaplanabilir. Sahada kullanımda olan transformatörlerin tümü, farklı üreticiler tarafından üretilmiş olmasına karşın TEDAŞ şartnamelerinin talep ettiği gereksinimleri karşılamak durumundadır. Bu sebeple, ilgili standartlarda belirtilen anma güçleri için farklı üreticilerden elde edilecek olan malzeme ağırlıkları kullanılarak ortalama değerler elde edilerek ve veri tablosu halinde analiz yazılımına gömülerek kullanılabilir.

Transformatörün rutin testleri ile elde edilmiş olan boşta çalışma kaybı ve sargı direnç değerleri kullanılarak hesaplanan kısa devre çalışma kayıpları kullanılarak anma yükünde toplam kayıp değeri hesaplanmaktadır.

Isınma testi ile kazan duvarının üst ve alt noktalarında ölçülen sıcaklık değerleri ile üst yağ sıcaklığı ölçülmekte, EN 60076-2 standardında belirtildiği üzere extrapolasyon yöntemi ile sargı sıcaklıklarının hesaplanması sağlanmaktadır.

Sıcaklık algoritması aşağıda belirtilen adımlar ile sıcaklık hesabı yapılabilmektedir:

- a. Ölçümü yapılan üst ve alt kazan sıcaklıkları, Şekil 2-5'te kesikli çizgi ile gösterilmekte olan doğrunun sırasıyla [B] ve [J] noktalarına karşılık gelmektedir. Bu iki değer aritmetik ortalaması alınarak [F] noktasının değeri hesaplanmaktadır.
- b. Ölçülen üst yağ sıcaklığı Şekil 2-5'te [C] noktasına karşılık gelmektedir. [B] ile [C] noktalarının değerleri ile arasındaki fark, kazan duvarındaki ısı değerinin kaybına karşılık gelmektedir.
- c. Şekil 2-5'te görülen doğrular paralellik gösterdiğinden dolayı [B]-[C] arası hesaplanan sıcaklık farkı aynı zamanda [F]-[G] ve [J]-[K] noktaları arasındaki

sıcaklık farkına da eşit olacaktır. Böylece [G] ve [K] noktalarının sıcaklıkları da hesaplanabilmektedir.

- d. Elde edilen [C], [G] ve [K] noktalarının sıcaklıkları ile ortam sıcaklığı [A] arasındaki fark hesaplanarak sırasıyla üst, orta ve alt yağ sıcaklık artışları hesaplanmaktadır.
- e. Isınma testi ile ölçülen ortalama sargı sıcaklığı [H] ile orta yağ sıcaklığı [G] arasındaki fark alınarak, Şekil 2-5'te g parametresi ile gösterilen sıcaklık farkı hesaplanmaktadır.
- f. [C]-[K] ile [D]-[L] doğrularının paralellik göstermesi sebebiyle, hesaplanan g büyüklüğü ile [C] ve [K] sıcaklıklarının toplanması ile üst ve alt sargı sıcaklıklarını ifade eden [D] ve [L] sıcaklık değerleri hesaplanmaktadır.
- g. Sargı en sıcak nokta sıcaklığının [E] hesaplanmasında, IEEE klavuzunda ifade edilen yöntem kullanılmaktadır.

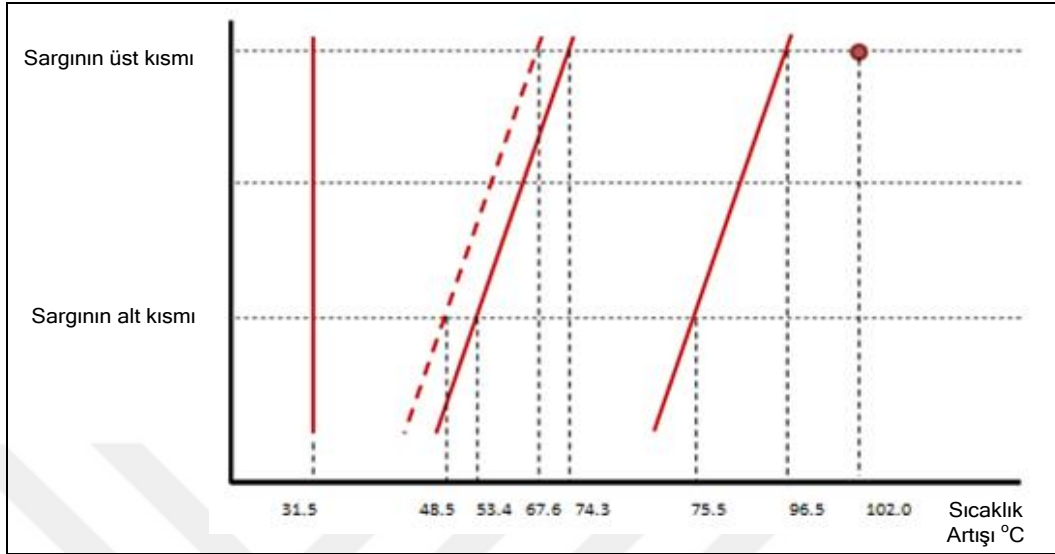
Buna göre; ortam sıcaklığının üzerine sargı en sıcak nokta sıcaklık artışı;

1. Sargı içerisinde yerleştirilen algılayıcılar kullanılarak,
2. Üretici tarafından hesaplanarak test raporunda verilen büyüklük kullanılarak,
3. Anma yükünde ortalama sargı sıcaklık artışı  $65^{\circ}\text{C}$  olan transformatörler için  $80^{\circ}\text{C}$ , ortalama sargı sıcaklık artışı  $55^{\circ}\text{C}$  olan transformatörler için  $65^{\circ}\text{C}$  olarak kabul edilerek tayin edilebilir.

Sahada çalışan her bir transformatör için sargıların içerisinde sıcaklık algılayıcıları yerleştirmek pek de mümkün olmamaktadır. Ayrıca tüm transformatörler için de üretici tarafından sağlanan ve bu değer belirtildiği test raporları mevcut değildir. Bu nedenle iii maddesinde belirtilen kabul yöntemi uygulanmıştır. Buna göre, ortalama sargı sıcaklık artış değeri ile sargı en sıcak nokta sıcaklık artış değeri arasında  $15^{\circ}\text{C}$ 'lik sıcaklık farkı hesaplanmaktadır. Buna dayanarak, benzetim çalışmasında kullanılan transformatörün ortalama sıcaklık değeri üzerine  $15^{\circ}\text{C}$ 'lik sıcaklık artışı öngörülerek sargı en sıcak nokta sıcaklığı hesaplanmaktadır.

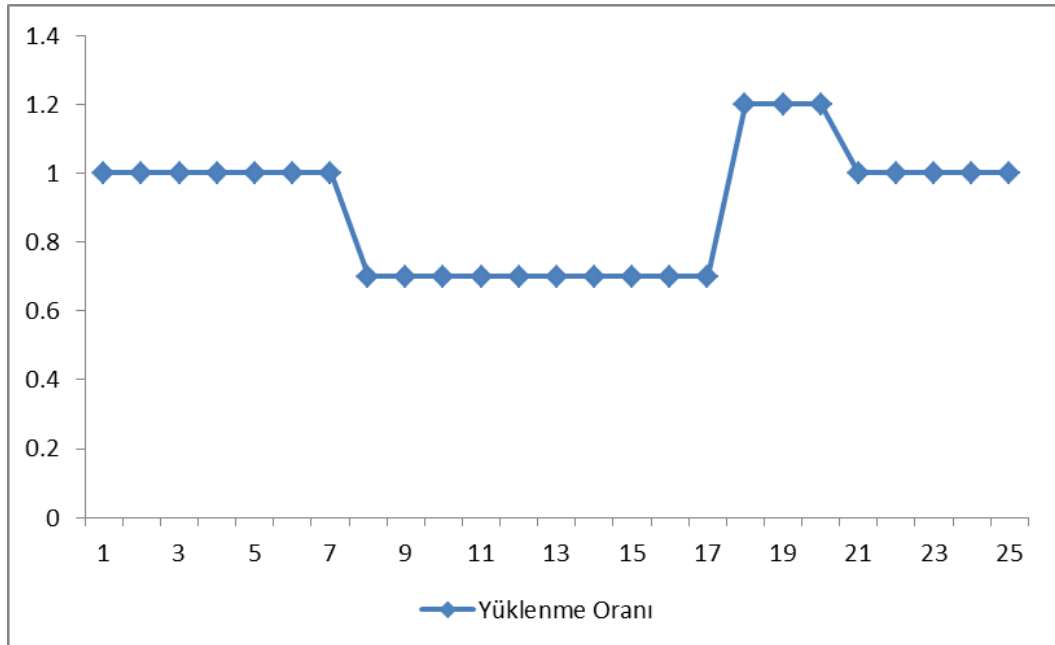
Sıcaklık hesabı algoritmasına ilişkin benzetim çalışmasında 1000 kVA gücünde, 34,5/0,4 kV gerilim düzeyindeki bir transformatöre ait tasarım parametreleri (nüve, sargı, kazan ve diğer aksesuarların ağırlıkları, yağ miktarı), rutin test sonuçları (boşta çalışma testi, kısa devre çalışma testi) ve ısınma testi sonuçlarından faydalanılmıştır.

Buna göre, anma yükünde çalışan transformatör için sıcaklık diyagramı Şekil 2.6'da gösterilmektedir.



Şekil 2.6. Test edilen 1000kVA gücündeki transformatörün sıcaklık diyagramı

Sıcaklık hesabı algoritmasına yönelik benzetim çalışmasında, transformatör için 24 saatlik bir zaman dilimine yayılan ve sentetik veri olarak türetilen bir yüklenme oranı değişimi uygulanmıştır (Şekil 2.7).



Şekil 2.7. Sentetik veri olarak türetilen transformatörün yüklenme değişimi

Buna göre; transformatörün ilk yedi saatlik zaman diliminde tam yükte (1pu) çalıştığı, bunun ardından on saatlik zaman diliminde yüklenme oranının 0,7 pu

değerine düştüğü, ardından üç saat süresince aşırı yüklenerek 1,2 pu değerinde çalıştığı ve son beş saatlik zaman diliminde ise 1pu yükünde çalıştığı varsayılmaktadır. Benzetim çalışmasında, yüklenme oranına bağlı olarak ulaşılabilecek üst yağ sıcaklık artışı elde edilmektedir. Hesaplanan yüke bağlı zaman sabiti kullanılarak, belirlenen zaman aralıkları için anlık üst yağ sıcaklık artışları hesaplanmaktadır. Böylelikle zamana ve yüklenme oranına bağlı olarak sargı sıcaklıkları ile en sıcak nokta sıcaklığı elde edilmektedir. Sargı en sıcak nokta sıcaklığı, yaşlanma hesabı algoritmasının temel girdisini oluşturmaktadır.

Bu hesaplamalar süresince, benzetim çalışmasında kullanılan 1000kVA gücünde transformatör için;

1. Anma yükünde kazan dış yüzeyi ile yağ sıcaklığı arasında 1,5°C olarak ölçülen sıcaklık farkının tüm yüklenme oranları için sabit olacağı,
2. Ortalama sargı sıcaklığı artışı 65°C olan transformatörler için en sıcak nokta sıcaklık artışının 80°C olarak kabul edilebileceği ifadesinden yola çıkılarak, anma yükünde ortalama sargı sıcaklığı ile sargı en sıcak nokta sıcaklığı arasındaki farkın 15°C olacağı,
3. Anma yükünden düşük yüklenme oranları için bu değer daha düşük olacağına rağmen sabit olarak varsayılacağı,

kabullerine yer verilmektedir.

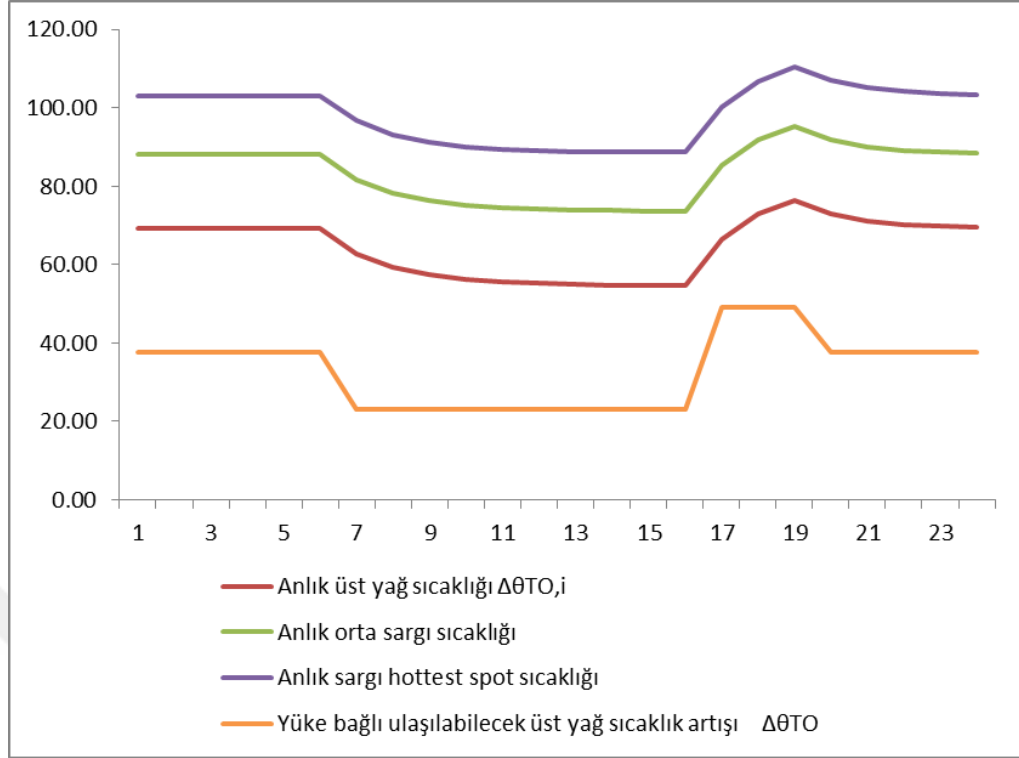
1000 kVA gücündeki transformatöre yönelik gerçekleştirilen benzetimde, yukarıda ifade edilen noktaların sıcaklık değerleri hesaplanmaktadır (Şekil 2.8).

Saat	Geçen süre(saat)	Yüklenme Oran (K)	R/Anma yükündeki toplam kayıp		Nüve başı		Sargı		Kazan ve yağ miktarı		C(ısı kapasite)	Anma yükünde üst yağ sıcaklık artışı		Anma gücünde üst yağ zaman sabiti		Ortam Sıcaklığı	Kazan Sıcaklığı	Yağ Sıcaklığı	Yağ sıcaklık artışı	Sargı Sıcaklığı	Sargı sıcaklık artışı	Hesaplanan sargı hottest spot sıcaklığı	Sargı hottest spot sıcaklığı		
			ΔT(O,R)	ΔT(O,R)	Üst yağ sıcaklık artışı	Yük başı üst yağ sıcaklık artışı	Üstman sabiti	Yük başı üst yağ sıcaklık artışı	Anlık üst sargı sıcaklığı	Anlık orta sargı sıcaklığı		Anlık üst sargı sıcaklığı	Anlık orta sargı sıcaklığı	ΔT(O,R)	ΔT(O,R)										
1920	13827	13747	8.20		1173	557	1233	1456	862.3524			37.60	2.03908746			31.5	Üst	67.60	69.10	37.60	97.33				
																	Orta	58.03	59.53	28.03	88	56.3	71.3	103	
																	Alt	48.50	50.00	18.50	78.45				
Yüklenme Oran (K)	Yüklenme Oran (K)	Anlık üst yağ sıcaklık artışı	Yük başı üst yağ sıcaklık artışı	Üstman sabiti	Yük başı üst yağ sıcaklık artışı	Anlık üst sargı sıcaklığı	Anlık orta sargı sıcaklığı	Anlık üst sargı sıcaklığı	Anlık orta sargı sıcaklığı	FAA	FEQA günlük eşdeğer yapma faktörü	% Loss of life (24saatlik)	24 saatlik ömür kaybı (saat)												
1	1	37.60	37.59	1.62	37.60	69.10	87.55	88	103.00	0.482330	0.402443	0.01	9.86												
0.9999	0.9999	37.60	37.59	1.62	37.60	69.10	87.55	88.00	103.00	0.482306															
0.9999	0.9999	37.60	37.59	1.62	37.60	69.10	87.55	88.00	103.00	0.482137															
0.9999	0.9999	37.60	37.59	1.62	37.60	69.10	87.55	88.00	103.00	0.482100															
0.9999	0.9999	37.60	37.59	1.62	37.59	69.09	87.54	87.99	102.99	0.482080															
0.9999	0.9999	37.59	37.58	1.62	37.58	69.08	87.54	87.99	102.99	0.482069															
0.9999	0.9999	37.59	37.58	1.62	37.58	69.08	87.54	87.99	102.99	0.482063															
0.7	0.7	37.59	23.15	1.74	31.28	62.78	91.23	81.68	96.68	0.243942															
0.7	0.7	31.28	23.15	1.79	27.80	59.30	87.75	78.20	93.20	0.169307															
0.7	0.7	27.80	23.15	1.82	25.83	57.33	85.78	76.23	91.23	0.132094															
0.7	0.7	25.83	23.15	1.83	24.70	56.20	84.82	75.10	90.10	0.116958															
0.7	0.7	24.70	23.15	1.84	24.05	55.55	84.00	74.45	89.45	0.108607															
0.7	0.7	24.05	23.15	1.85	23.88	55.18	83.63	74.08	89.08	0.104026															
0.7	0.7	23.88	23.15	1.85	23.46	54.96	83.41	73.86	88.86	0.101447															
0.7	0.7	23.46	23.15	1.86	23.11	54.83	83.28	73.73	88.73	0.099973															
0.7	0.7	23.33	23.15	1.86	23.16	54.76	83.21	73.66	88.66	0.099122															
0.7	0.7	23.26	23.15	1.86	23.21	54.71	83.16	73.61	88.61	0.098629															
1.1	1.1	33.21	48.99	1.87	34.82	66.32	94.77	85.22	100.22	0.359463															
1.1	1.1	34.82	48.99	1.80	41.40	73.90	101.25	91.80	106.80	0.713379															
1.1	1.1	41.40	48.99	1.97	44.97	76.47	104.92	95.37	110.37	1.039440															
1	1	44.97	37.60	1.61	41.56	73.08	101.51	91.96	106.96	0.730986															
1	1	41.56	37.60	1.63	39.74	71.24	99.89	90.14	105.14	0.606850															
1	1	39.74	37.60	1.64	38.76	70.26	98.71	89.16	104.16	0.546393															
1	1	38.76	37.60	1.64	38.33	69.73	98.18	88.63	103.63	0.515701															
1	1	38.23	37.60	1.64	37.84	69.44	97.89	88.34	103.34	0.500230															

Şekil 2.8. Sıcaklık analizi benzetimi



Buna göre, Şekil 2.7’de gösterilen grafik transformatörün yukarıda belirtilen 24 saatlik yüklenme oranı değişimini göstermektedir. Maddeler halinde belirtilen sıcaklık hesaplama adımlarının uygulanması ile öncelikle Şekil 2.9’da turuncu renk ile gösterilen, yüklenme oranına bağlı olarak ulaşılabilecek olan üst yağ sıcaklık artış değeri hesaplanmaktadır. Yeşil renkli eğri ortalama sargı sıcaklığını, mor renk ile gösterilen eğri ise sargı en sıcak nokta sıcaklığını temsil etmektedir. Şekil 2.9’da turuncu renkli eğri zaman adımının sonunda anlık olarak üst yağ sıcaklık artışını, yeşil renkli eğri ise ortalama sargı sıcaklığını belirtmektedir. Buna göre, transformatörün 1pu yük ile yüklü olduğu ilk yedi saatlik zaman dilimi sonunda üst yağ sıcaklık artışı  $37,55^{\circ}\text{C}$ , ortalama sargı sıcaklığı  $87,95^{\circ}\text{C}$ , sargı en sıcak nokta sıcaklığı ise  $102,95^{\circ}\text{C}$  olarak hesaplanmaktadır. Bunun ardından yüklenme oranı 0,7 pu değerine düşmüştür (A noktası). Bu yüklenme oranı için ulaşılabilecek üst yağ sıcaklık artış değeri  $23,15^{\circ}\text{C}$  olarak hesaplanmaktadır. Transformatör üzerindeki yükün azalması ile anlık üst yağ sıcaklığı azalmaya başlamış ve B noktasında bu değere ulaşmıştır. Bunun ardından transformatörün 1,2 pu aşırı yüklenmesi ile ulaşılabilecek üst yağ sıcaklık artış değeri  $48,99^{\circ}\text{C}$  olarak hesaplanmaktadır. Yüklenme oranındaki değişimin ardından anlık üst yağ sıcaklık artmaya başlamakla birlikte transformatörün yeteri kadar bu yüklenme oranı ile çalışmaması sebebiyle üst yağ sıcaklık artış değeri bu sıcaklığa ulaşamamaktadır (C noktası). Bu noktada sargı en sıcak nokta sıcaklığı ise  $110,38^{\circ}\text{C}$  olarak hesaplanmaktadır. Senaryoya göre transformatörün yüklenme oranının yeniden 1pu değerine düşmesinin ardından anlık üst yağ sıcaklık artış değeri de yeniden  $37,59^{\circ}\text{C}$  değerine doğru değişim göstermeye başlamaktadır. Sıcaklık değeri hesaplanabilen noktalardan sadece iki tanesinin değişimi gösterilmekte olup, oluşturulan algoritma adımları izlenerek transformatörün sıcaklık eğrileri üzerindeki noktaların tümünün hesaplanarak grafik olarak gösterimi mümkün olmaktadır.



Şekil 2.9 Yüklenme oranına bağlı hesaplanan sıcaklık değişimleri

## 2.2. Yağda Çözünmüş Gaz Analizi ve Arıza Tespiti Alt Modülüne İlişkin Algoritmaların Geliştirilmesi ve Sentetik Veri ile Test Edilmesi

Transformatörlerde elektriksel olarak izolasyonu sağlamak ve soğutma amacıyla yalıtım sıvısı (transformatör yağı) kullanılmaktadır. Transformatörlerde petrolden elde edilen doğal madeni yağlar, bitkisel yağlar ve kimyasal işlemlerden geçirilerek elde edilen sentetik yağlar kullanılmaktadır.

Transformatörlerde genellikle doğal yağlar kullanılmaktadır. Sentetik yağların üretim maliyetleri doğal yağlara oranla daha fazladır. Aşırı ısınmalarda doğal yağlar gibi hemen parlamadığı için demir-çelik endüstrisinde kullanılan ark ocaklarını besleyen transformatörlerde kullanılmaktadır.

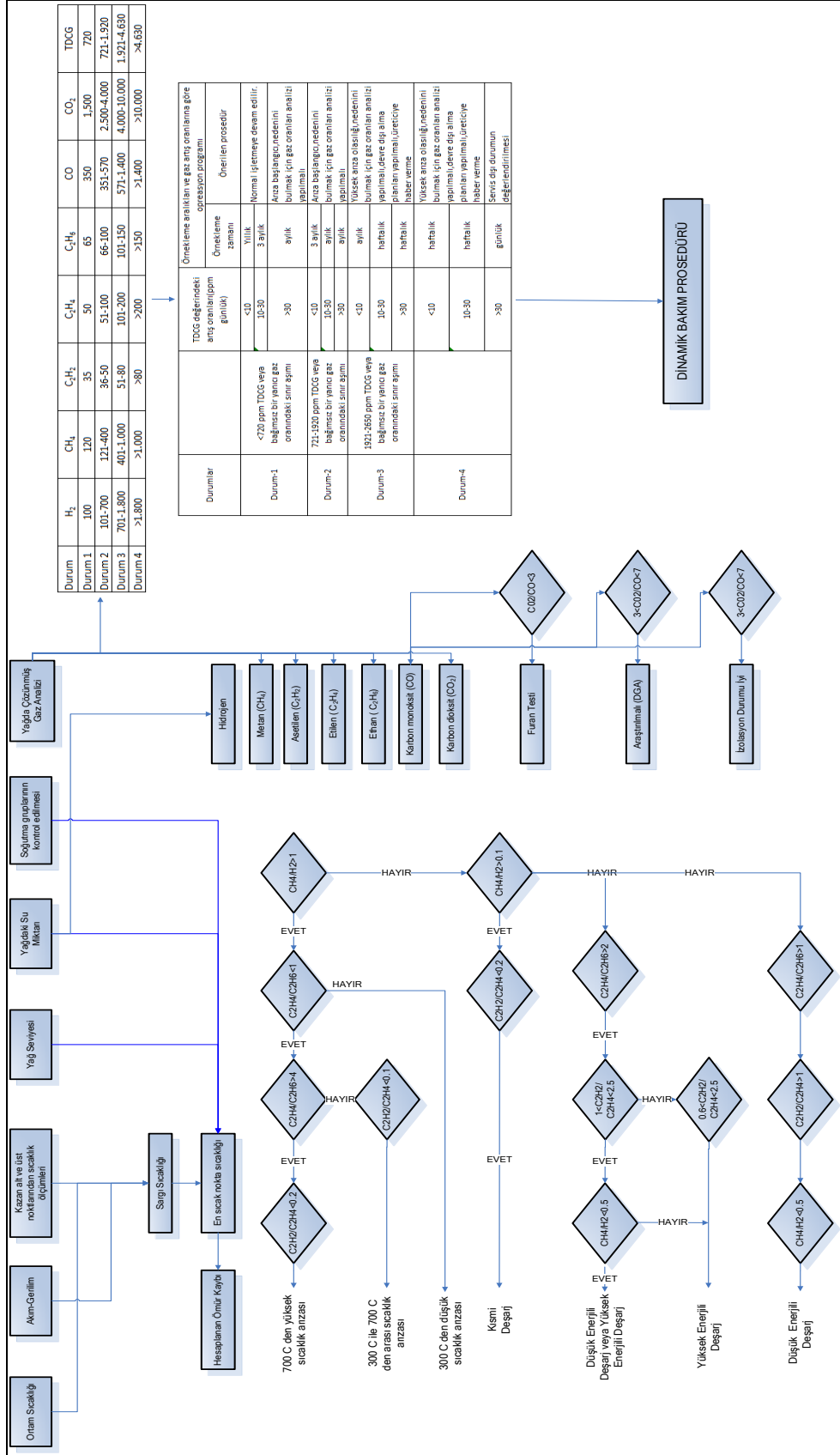
Yağda çözünmüş gaz analizi transformatörlerde arızaları önceden tahmin etmek ve oluşan arızaların teşhisinde ise önemli yer tutmaktadır. Diğer ölçüm yöntemleriyle kolayca bulunamayan ve henüz başlangıç aşamasında olan çoğu arıza ancak DGA sayesinde ortaya çıkarılabilmektedir. Bir transformatörün izolasyon yağında çözünmüş bulunan belirli gaz konsantrasyonlarının analizi transformatörün durumu hakkında bilgi verir ve gerekli önlemlerin alınmasına olanak sağlar [32,33].

Transformatörde meydana gelen arızalar sonrası transformatör yağı içerisinde oluşan hidrojen ( $H_2$ ), metan ( $CH_4$ ), asetilen ( $C_2H_2$ ), etilen ( $C_2H_4$ ) ve etan ( $C_2H_6$ ) gazlarının çeşitli yoğunluklarda ortaya çıkmasına yol açmaktadır. Tespit edilen bu gaz miktarlarına göre yapılan analiz ve çeşitli değerlendirme yöntemleriyle arızanın türü ve nedeni hakkında bilgi elde edilmektedir. Transformatör arıza teşhis çalışmasında yağda çözülmüş gaz analizine ilişkin algoritma Şekil 2.10'da verilmektedir.

Literatürde “Key Gases” metodu olarak bilinen ve gazların yoğunluğundan yararlanılarak arıza teşhisi yapılabilmektedir. Arıza değerlendirmesi ve teşhisi zorlu bir süreç olup uzmanlık gerektirmektedir. Bu nedenle daha kolay bir şekilde arızanın çeşidi hakkında bilgi veren yöntemler geliştirilmiştir:

- IEC60059 gaz oranları
- Duval Üçgeni
- Rogers metotları

IEC 60059 yönteminde metan, hidrojen, asetilen, etilen ve etan gazlarının birbiri içerisindeki oranları kullanılmaktadır. Gaz oranları için; akış şeması üzerinde sağlandığı koşullara göre arıza teşhisi yapılabilmektedir.



Şekil 2.10. Yağda çözülmüş gaz analizine ilişkin algoritma

Yağda çözülmüş gaz analizi modülü; literatürden elde edilen DGA analizi sonuçları ile test edilmiştir (Tablo 2.1).

Tablo 2.1. Yağda çözülmüş gaz analizi için gaz değerleri (ppm) [34-36]

Örnekleme Sayısı	Metan (CH <sub>4</sub> )	Hidrojen (H <sub>2</sub> )	Asetilen (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Etilen (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
1	10	20	30	40	50
2	600	155	4	650	240
3	220	80	5	60	174
4	22	28	0,2	4	10
5	16	2200	0,1	7	6
6	70	60	10	215	20
7	10	200	3,8	15	18
8	25	135	5	19	6
9	21,92	34,45	19,62	44,96	15,2
10	7,88	2587	0	1,4	4,7
11	198,9	206	15,1	612,7	74
12	175	180	4	50	75
13	61	56	31	32	75
14	0,57	180,85	0	0,19	0,23
15	90	27	0,2	63	24
16	3,7	14,7	0,2	2,7	10,5
17	112,3	345	58,8	51,5	27,5
18	262	181	0	28	41
19	334	173	37,7	812,5	172
20	90	27	0,2	63	42
21	130	160	0	96	33
22	10	160	3	1	2
23	335	172	37,8	812	171
24	168	45	3,1	330	82
25	223	160	11	495	45
26	161	78	10	353	986
27	107	127	224	154	11
28	75	115,2	3	25,5	14,7
29	60	9	3	368	53
30	47	191	0,0001	15	43
31	11	154	3	8	14
32	245	36	0,0001	332	144
33	187	86	0,0001	363	136
34	24	10	0,0001	24	372
35	93	59	1	6	89

Literatürden elde edilen sentetik veriler kullanılarak IEC 60059 yöntemi için oluşturulan algoritmanın sonuçları Tablo 2.2’de verilmektedir.

Tablo 2.2. IEC 60599 oranı metodu algoritması

Örnekleme Sayısı	Metan (CH <sub>4</sub> )	Hidrojen (H <sub>2</sub> )	Asetilen (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Etilen (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	IEC60059 Metodu
1	10	20	30	40	50	Termal Arıza<300
2	600	155	4	650	240	300<Termal Arıza<700
3	220	80	5	60	174	Termal Arıza<300
4	22	28	0,2	4	10	Termal Arıza<300
5	16	2200	0,1	7	6	Tanımsız
6	70	60	10	215	20	Termal Arıza>700
7	10	200	3,8	15	18	Termal Arıza<300
8	25	135	5	19	6	Tanımsız
9	21,92	34,45	19,62	44,96	15,2	Tanımsız
10	7,88	2587	0	1,4	4,7	Termal Arıza<300
11	198,9	206	15,1	612,7	74	Tanımsız
12	175	180	4	50	75	Termal Arıza<300
13	61	56	31	32	75	Termal Arıza<300
14	0,57	180,85	0	0,19	0,23	Termal Arıza<300
15	90	27	0,2	63	24	300<Termal Arıza<700
16	3,7	14,7	0,2	2,7	10,5	Termal Arıza<300
17	112,3	345	58,8	51,5	27,5	Düşük Enerjili Deşarj
18	262	181	0	28	41	Termal Arıza<300
19	334	173	37,7	812,5	172	Termal Arıza>700
20	90	27	0,2	63	42	300<Termal Arıza<700
21	130	160	0	96	33	Tanımsız
22	10	160	3	1	2	Termal Arıza<300
23	335	172	37,8	812	171	Termal Arıza>700

Tablo 2.2’de “Tanımsız” olarak belirtilen durumlardaki gazların birbirlerine oranları; algoritmadaki sınır değerleri içerisinde yer almamaktadır. Bu nedenle literatürde kullanılan yöntemler arasından Rogers oranı algoritması kullanılmıştır. Literatürden elde edilen sentetik veriler kullanılarak Rogers oranı yöntemi için oluşturulan algoritmanın sonuçları Tablo 2.3’te verilmektedir.

Tablo 2.3. Rogers oranı algoritması

Örnekleme Sayısı	Metan (CH <sub>4</sub> )	Hidrojen (H <sub>2</sub> )	Asetilen (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Etilen (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Rogers Oranı Metodu
1	10	20	30	40	50	Tanımsız
2	600	155	4	650	240	300<Termal Arıza<700
3	220	80	5	60	174	150<Termal Arıza<300
4	22	28	0,2	4	10	No Fault
5	16	2200	0,1	7	6	Tanımsız
6	70	60	10	215	20	Termal Arıza>700
7	10	200	3,8	15	18	Düşük Veya Yüksek Enerjili Kısmi Deşarj
8	25	135	5	19	6	Düşük Enerjili Deşarj, Spark, Ark
9	21,92	34,45	19,62	44,96	15,2	Düşük Enerjili Deşarj, Spark, Ark
10	7,88	2587	0	1,4	4,7	Tanımsız
11	198,9	206	15,1	612,7	74	Tanımsız
12	175	180	4	50	75	No Fault
13	61	56	31	32	75	Tanımsız
14	0,57	180,85	0	0,19	0,23	Tanımsız
15	90	27	0,2	63	24	300<Termal Arıza<700
16	3,7	14,7	0,2	2,7	10,5	No Fault
17	112,3	345	58,8	51,5	27,5	Düşük Enerjili Deşarj, Spark, Ark
18	262	181	0	28	41	150<Termal Arıza<300
19	334	173	37,7	812,5	172	Termal Arıza>700
20	90	27	0,2	63	42	300<Termal Arıza<700
21	130	160	0	96	33	Termal Arıza<150
22	10	160	3	1	2	Düşük Veya Yüksek Enerjili Kısmi Deşarj
23	335	172	37,8	812	171	Termal Arıza>700

Tablo 2.3'te "Tanımsız" olarak belirtilen durumlardaki gazların birbirlerine oranları; algoritmadaki sınır değerleri içerisinde yer almamaktadır. Ayrıca IEC 60059 algoritmasından farklı olarak bu algoritmada "No Fault" durumu da bulunmaktadır. Bu nedenle literatürde kullanılan yöntemler arasından Duval üçgeni algoritması da değerlendirilmiştir.

Duval Üçgeni metodunda metan (CH<sub>4</sub>), asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) ve etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) gazları kullanılmaktadır. Gaz oranlarının % değerleri Duval üçgeninde uygun koordinata

yerleştirilerek kesişim noktasının kaldığı bölge arıza tespitinde kullanılmaktadır. Duval üçgeni algoritması sonuçlar Tablo 2.4’te verilmektedir.

Tablo 2.4. Duval üçgeni algoritması

Örnekleme Sayısı	Metan (CH <sub>4</sub> )	Hidrojen (H <sub>2</sub> )	Asetilen (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Etilen (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Duval Üçgeni Metodu
1	10	20	30	40	50	Yüksek Enerjili Deşarj
2	600	155	4	650	240	Termal Arıza>700
3	220	80	5	60	174	300<Termal Arıza<700
4	22	28	0,2	4	10	Termal Arıza<300
5	16	2200	0,1	7	6	300<Termal Arıza<700
6	70	60	10	215	20	Termal Arıza>700
7	10	200	3,8	15	18	Termal Arıza>700
8	25	135	5	19	6	Termal ve elektrik arıza
9	21,92	34,45	19,62	44,96	15,2	Termal ve elektrik arıza
10	7,88	2587	0	1,4	4,7	Termal Arıza<300
11	198,9	206	15,1	612,7	74	Termal Arıza>700
12	175	180	4	50	75	300<Termal Arıza<700
13	61	56	31	32	75	Yüksek Enerjili Deşarj
14	0,57	180,85	0	0,19	0,23	300<Termal Arıza<700
15	90	27	0,2	63	24	300<Termal Arıza<700
16	3,7	14,7	0,2	2,7	10,5	300<Termal Arıza<700
17	112,3	345	58,8	51,5	27,5	Yüksek Enerjili Deşarj
18	262	181	0	28	41	Termal Arıza<300
19	334	173	37,7	812,5	172	Termal Arıza>700
20	90	27	0,2	63	42	300<Termal Arıza<700
21	130	160	0	96	33	300<Termal Arıza<700
22	10	160	3	1	2	Düşük Enerjili Deşarj
23	335	172	37,8	812	171	Termal Arıza>700

Literatürden elde edilen sentetik veriler yardımıyla IEC 60059, Rogers Oranı ve Duval Üçgeni yöntemleri için arıza teşhisi analizi gerçekleştirilmiştir. Tablo 2.5’te görüldüğü üzere büyük oranda bu üç yöntem birbiri ile eşdeğer sonuçları vermektedir. Ancak bazı durumlarda yöntemler birbirlerinden farklı sonuçlar verebilmektedir. Yazılımın yağda çözülmüş gaz analizi için geliştirilen yöntemde bu üç yöntemi karşılaştırarak arıza teşhisi yapmaktadır. Böylece daha doğru arıza teşhisi yapılabilmektedir.



Tablo 2.5. Farklı algoritmalar için DGA analizi ve arıza teşhisi

Örnekleme Sayısı	IEC60059 Metodu	Rogers Oranı Metodu	Duval Üçgeni Metodu	Geliştirilen Yöntem
1	T1	Tanımsız	D2	Yüksek Enerjili Deşarj
2	T2	T2	T3	300<Termal Arıza<700
3	T1	T1	T2	Termal Arıza<300
4	T1	No Fault	T1	Arıza yok
5	Tanımsız	Tanımsız	T2	300<Termal Arıza<700
6	T3	T3	T3	Termal Arıza>700
7	T1	Pd	T3	Termal Arıza>700
8	Tanımsız	D1	Dt	Termal ve elektrik arıza
9	Tanımsız	D1	Dt	Termal ve elektrik arıza
10	T1	Tanımsız	T1	Termal Arıza<300
11	Tanımsız	Tanımsız	T3	Termal Arıza>700
12	T1	No Fault	T2	Arıza yok
13	T1	Tanımsız	D2	Yüksek Enerjili Deşarj
14	T1	Tanımsız	T2	300<Termal Arıza<700
15	T2	T2	T2	300<Termal Arıza<700
16	T1	No Fault	T2	Arıza yok
17	D1	D1	D2	Düşük Enerjili Deşarj
18	T1	T1	T1	Termal Arıza<300
19	T3	T3	T3	Termal Arıza>700
20	T2	T2	T2	300<Termal Arıza<700
21	Tanımsız	T1	T2	300<Termal Arıza<700
22	T1	Pd	D1	Düşük Enerjili Deşarj
23	T3	T3	T3	Termal Arıza>700
24	T3	T3	T3	Termal Arıza>700
25	T3	T3	T3	Termal Arıza>700
26	T1	T1	T3	Termal Arıza<300
27	D2	D1	D2	Yüksek Enerjili Deşarj
28	Tanımsız	D1	T2	300<Termal Arıza<700
29	T3	T3	T3	Termal Arıza>700
30	T1	No Fault	T2	Arıza yok
31	T1	Pd	D2	Yüksek Enerjili Deşarj
32	T2	T2	T3	300<Termal Arıza<700
33	T2	T2	T3	300<Termal Arıza<700
34	T1	T1	T2	Termal Arıza<300
35	T1	Tanımsız	T1	Termal Arıza<300
36	D1	D1	D2	Düşük Enerjili Deşarj
37	T3	T3	T3	Termal Arıza>700

### 2.3. Eş Zamansız Ölçümler Alt Modülüne İlişkin Algoritmaların Geliştirilmesi ve Sentetik Veri ile Test Edilmesi

Eş zamansız ölçümler alt modülüne ilişkin algoritmada; aşağıda belirtilen testlerin sonuçları yazılıma elle girilerek transformatör hakkında bilgi vermektedir:

- Kısa devre empedansı ölçümü
- Sargı dirençlerinin ölçümü
- İzolasyon direncinin ölçümü
- Dielektrik dayanım ölçümü

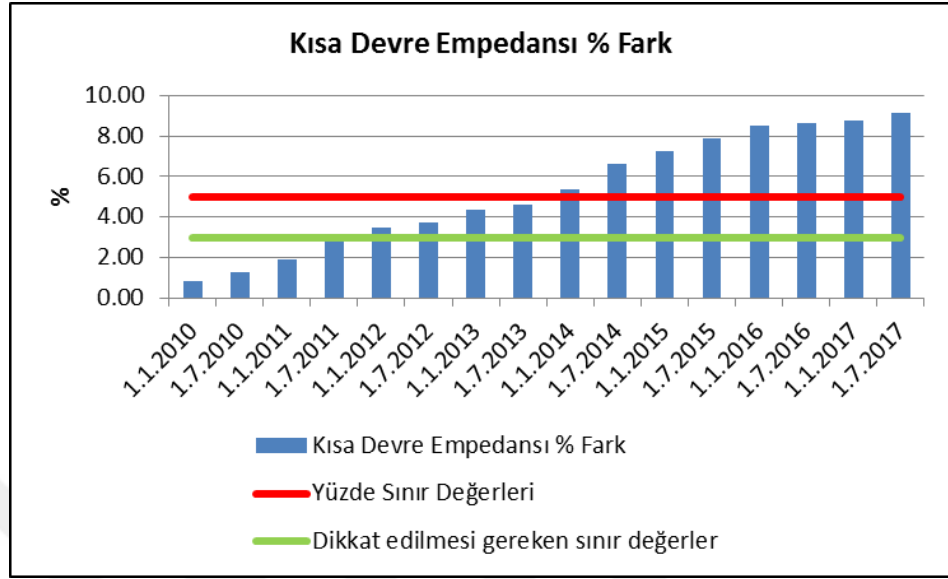
Kısa devre testinde, sekonder sargı kısa devre edilerek, primer sargıdan nominal akımın geçmesini sağlayacak şekilde gerilim değeri artırılır. Nominal akımın geçmesini sağlayan bu gerilime kısa devre gerilimi denir. Bu gerilimin primer nominal gerilime oranına da, bağıl kısa devre gerilimi (%  $U_k$ ) denir. Bağıl kısa devre gerilimi transformatör tasarım parametrelerinde önemli rol oynayan parametreler arasında yer almaktadır. Bu test rutin testler arasında olup; değerlendirme kriteri olarak transformatör fabrika kabul testleri ve ölçülen yapılan zamandaki bağıl kısa devre gerilimleri esas alınır. Tablo 2.6'da kısa devre empedansı testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon planı verilmektedir.

Tablo 2.6. Kısa devre empedansı için transformatör durumu ve önerilen aksiyon

Testler	Ölçüm	Durumu	Önerilen Aksiyon
Kısa Devre Empedansı	< %1	İyi	Rutin testlere devam edilir.
	% 1-3	Orta	Gözlem altında tutulur
	% 3-5	Şüpheli	<b>Gözlem altında tutulur ve dikkatle izlenir.</b>
	> % 5	<b>Kötü</b>	<b>Ciddi arıza olabilir</b> <b>Diğer testlere tabi tutulmalıdır.</b> <b>Sorun giderilmeden işletmeye alınmamalıdır.</b>

Kısa devre empedansı test sonuçlarının değerlendirilmesi için dört farklı sınır değer belirlenmiştir. Ölçümler arasındaki fark % 1'den az ise transformatörün durumu iyi olarak tanımlanmıştır. Bu durumda transformatör için rutin testlere devam edilir. Ölçümler arasındaki fark % 1 ile % 3 arasında ise transformatör durumu orta olarak tanımlanmıştır. Bu durumda transformatör gözlem altına alınır. Dikkat edilmesi gereken sınır değeri; ölçümler arasında % 3'ten fazla fark oluştuğunda uyarı olarak tanımlanmış olup operatöre bilgi vermektedir. Yüzde sınır değer; ölçümler arasında % 5'ten fazla fark oluştuğunda alarm olarak tanımlanmış olup operatöre

bilgi vermektedir. Şekil 2.11’de sentetik verilerle kısa devre empedansı testi için geliştirilen yöntemin algoritma çıktıları verilmektedir.



Şekil 2.11. Sentetik verilerle kısa devre empedansı testi için geliştirilen yöntemin algoritma çıktıları

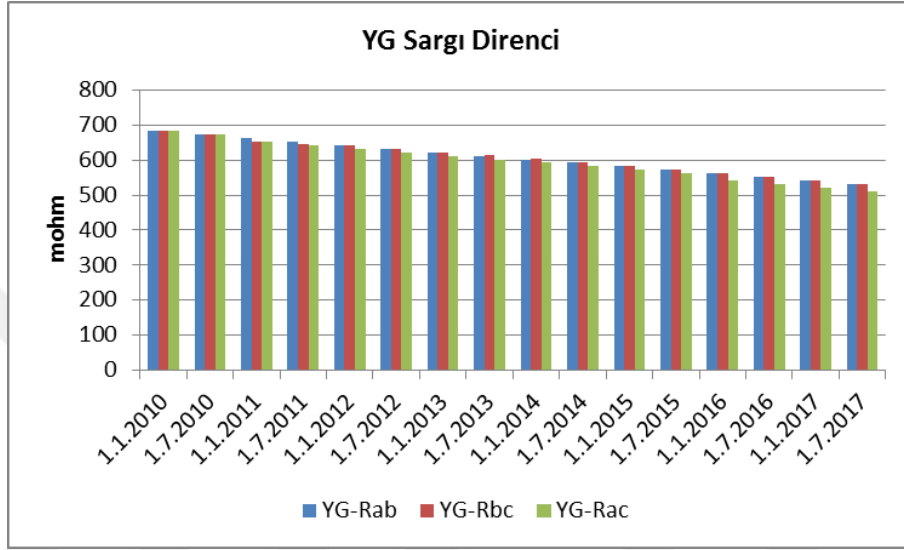
Sargı direncinin ölçülmesi; transformatör durumu, gevşek bağlantıları, kopmuş iletkenleri tespit etmek ve arızaları değerlendirilmek için gereklidir. Bu test sırasında primer sargı, sekonder sargı dirençleri ve ortam sıcaklığı ölçülmektedir. Ölçüm sonuçları 75°C referans sıcaklığa göre düzeltilir. Düzeltme yapılırken sargı materyali (Al, Cu) dikkate alınmaktadır. Tablo 2.7’de sargı direnci sonuçlarına bağlı olarak transformatör durumu ve önerilen aksiyon planı verilmektedir.

Tablo 2.7. Sargı direnci testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon

Testler	Ölçüm	Durumu	Önerilen Aksiyon
Sargı Direnci	<%5	İyi	Rutin testlere devam edilir.
	%5-7	Orta	Gözlem altında tutulur
	<b>%7-10</b>	<b>Şüpheli</b>	<b>Gözlem altında tutulur ve dikkatle izlenir.</b>
	>% 10	<b>Kötü</b>	Ciddi arıza olabilir
Diğer testlere tabi tutulmalıdır.			
Sorun giderilmeden işletmeye alınmamalıdır.			

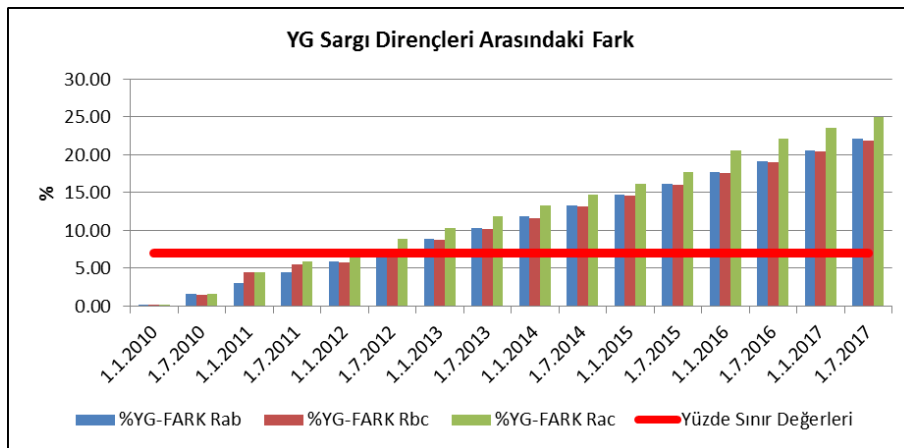
Sargı direnci testi sonuçlarının değerlendirilmesi için geliştirilen dört farklı sınır değer belirlenmiştir. Ölçümler arasındaki fark % 5’ten düşük ise transformatör durumu iyi olarak tanımlanmıştır. Bu durumda transformatör için rutin testlere devam edilmektedir. Ölçümler arasında fark % 5 ile % 7 arasında ise transformatör

durumu orta olarak tanımlanmıştır. Bu durum için transformatör gözlem altında tutulur. Dikkat edilmesi gereken sınır değeri; ölçümler arasında % 7’den fazla fark oluştuğunda uyarı olarak tanımlanmış olup operatöre bilgi vermektedir. Yüzde sınır değeri; ölçümler arasında % 10’dan fazla fark oluştuğunda alarm olarak tanımlanmış olup operatöre bilgi vermektedir. Şekil 2.12’de sentetik veriler için YG sargı dirençleri verilmektedir.



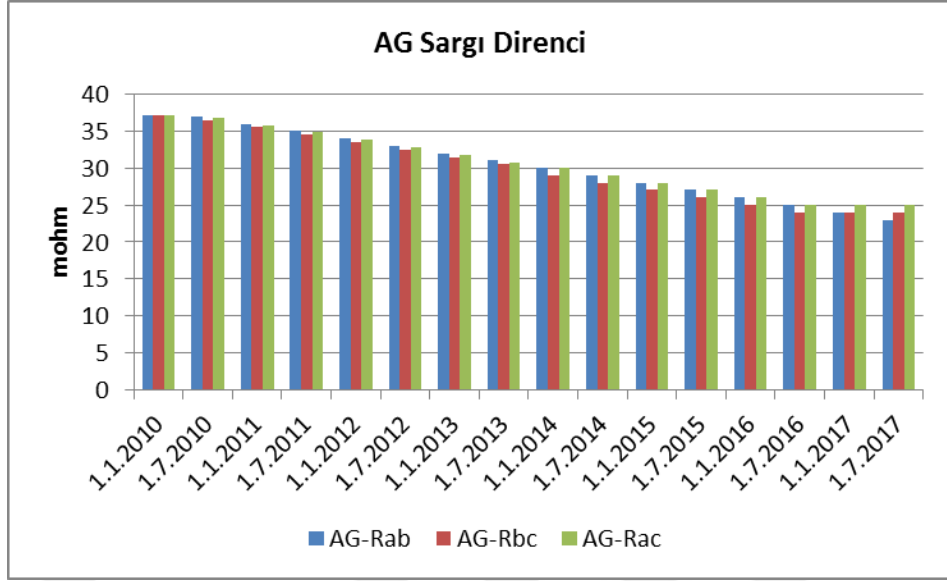
Şekil 2.12. Sentetik veriler için YG sargı dirençleri

Şekil 2.13’te sentetik verilerle YG sargı dirençleri için geliştirilen yöntemin algoritma çıktıları verilmektedir.



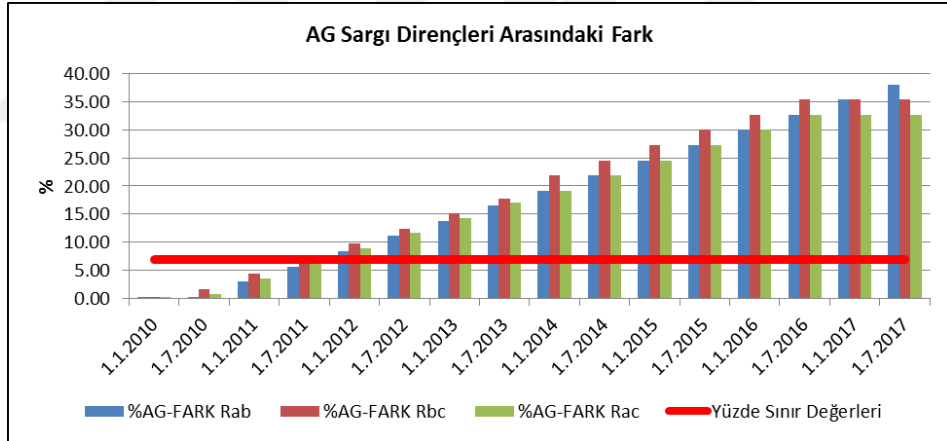
Şekil 2.13. Sentetik veriler için YG sargı dirençleri arasındaki fark

Şekil 2.14’te sentetik veriler için AG sargı dirençleri verilmektedir.



Şekil 2.14. Sentetik veriler için AG sargı dirençleri

Şekil 2.15'te sentetik verilerle AG sargı dirençleri için geliştirilen yöntemin algoritma çıktıları verilmektedir.



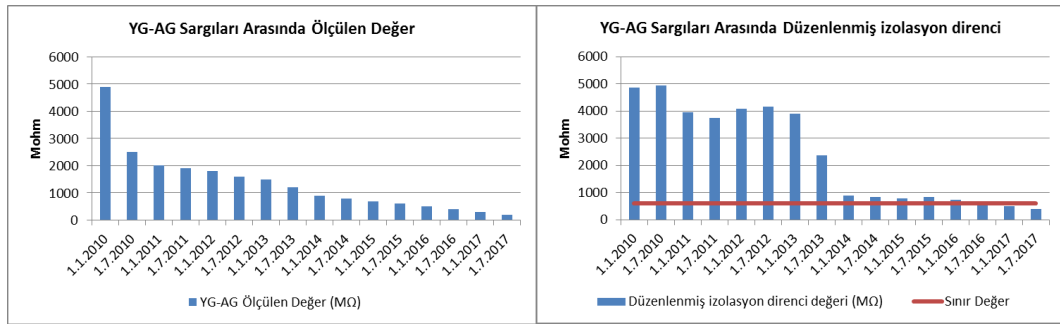
Şekil 2.15. Sentetik veriler için AG sargı dirençlerindeki fark

Transformatör sargılarının tank ile ve birbirleri arasındaki izolasyon dirençlerinin ölçülmesi; sargıların tanktan ve birbirlerinden iyi izole edilip edilmediği, izolasyon malzemelerinin kalitesi için gereklidir. İzolasyon dirençleri sıcaklığa bağlı olarak değişmektedir. Bu nedenle ölçüm esnasında sıcaklık kaydedilmektedir. Ölçüm sonuçları 20°C referans sıcaklığa göre düzeltilir. Tablo 2.8'de izolasyon direnci testi sonuçlarına bağlı olarak transformatör durumu ve önerilen aksiyon planı verilmektedir.

Tablo 2.8. İzolasyon direnci testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon

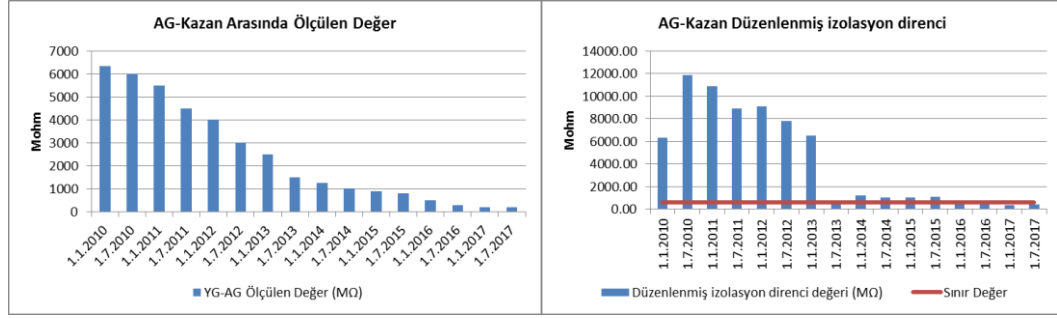
Testler	Ölçüm	Durumu	Önerilen Aksiyon
İzolasyon Direnci(Mohm)	>1000	İyi	Rutin testlere devam edilir.
	600-900	Orta	Gözlem altında tutulur
	<b>200-500</b>	<b>Şüpheli</b>	<b>Gözlem altında tutulur ve dikkatle izlenir.</b>
	<200	<b>Kötü</b>	<b>Ciddi arıza olabilir</b> <b>Diğer testlere tabi tutulmalıdır.</b> <b>Sorun giderilmeden işletmeye alınmamalıdır.</b>

İzolasyon direnci testi sonuçlarının değerlendirilmesi için dört farklı sınır değeri belirlenmiştir. Düzenlenmiş izolasyon direnci değeri 1000 megaohm dan büyük ise transformatör durumu iyi olarak tanımlanmıştır. Bu durumda transformatör için rutin testlere devam edilir. Düzenlenmiş izolasyon direnci değeri 600 ile 900 megaohm arasında ise transformatör durumu orta olarak tanımlanmıştır. Bu durum için transformatör gözlem altında tutulur. Düzenlenmiş izolasyon direnci değeri 200 ile 500 megaohm arasında ise transformatör durumu şüpheli olarak tanımlanmıştır. Bu durum için ölçümler dikkatle izlenmelidir. Düzeltilmiş izolasyon direnci değerinin 200 megaohm dan küçük olması durumunda alarm olarak tanımlanmış olup operatöre bilgi vermektedir. Şekil 2.16’da sentetik veriler için YG-AG sargıları arasında ölçülen izolasyon dirençleri ve düzeltilmiş izolasyon direnç değerleri verilmektedir.



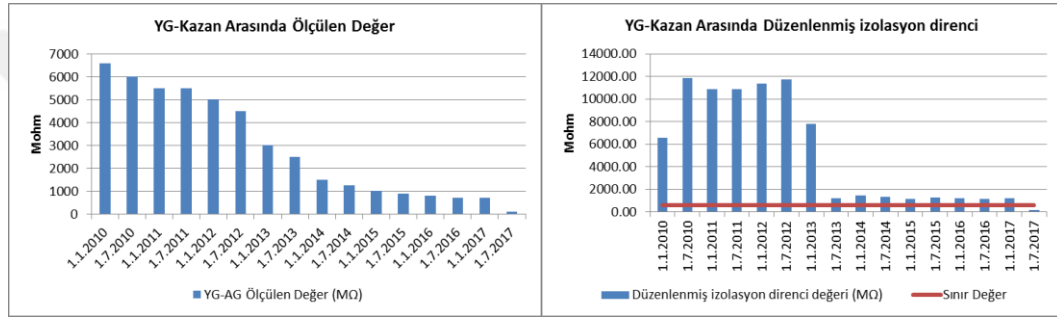
Şekil 2.16. YG-AG sargıları arasında ölçülen izolasyon dirençleri için algoritma çıktıları

Şekil 2.17’de sentetik veriler için AG-kazan arasında ölçülen izolasyon dirençleri ve düzeltilmiş izolasyon direnç değerleri verilmektedir.



Şekil 2.17. AG-kazan arasında ölçülen izolasyon dirençleri için algoritma çıktıları

Şekil 2.18'de sentetik veriler için YG-kazan arasında ölçülen izolasyon dirençleri ve düzeltilmiş izolasyon direnç değerleri verilmektedir.



Şekil 2.18. YG-kazan arasında ölçülen izolasyon dirençleri için algoritma çıktıları

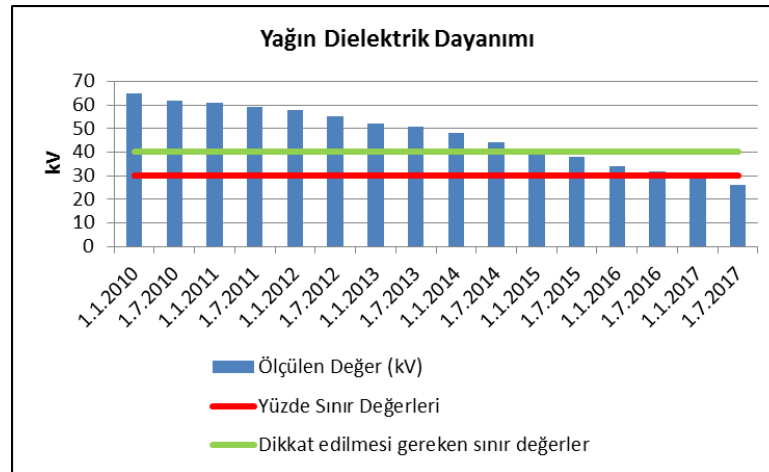
Dielektrik dayanım testi; transformatör yağının elektriksel olarak delinmeye uğradığı gerilimi belirlemek amacıyla gerçekleştirilir. Dielektrik dayanım veya dielektrik delinme gerilimi, yağın normal çalışma şartları altında dayanabildiği gerilim değeridir. Test ile yağın içerisinde varolan elektriksel olarak iletken olan su, toz, selülozik fiber veya diğer parçacıkları tespit edilebilmektedir.

Kullanımdaki transformatör yağı içerisinde zamanla biriken nem, çözünen yalıtım malzemeleri sonucunda biriken tortu ve parçacıklar yağı kirleterek delinme geriliminin düşmesine neden olur. Delinme gerilimi değerinin belli sınırların altına düşmesi durumunda transformatör içerisinde istenmeyen elektriksel deşarjlar yaşanabileceğinden, bu gibi durumlarda yağ treatmentı işlemi yapılması gerekmektedir. Yağ treatmentı işlemi; yağın filtrelenerek temizlenmesi ve nem ve diğer kirleticilerden arındırılmasıdır. Tablo 2.9'da ekipman gerilimine göre ölçülen dielektrik dayanımı gerilimleri için yağın durumu ve önerilen aksiyon planı verilmektedir.

Tablo 2.9. Ekipman gerilimine göre dielektrik dayanım testi için transformatör durumu ve önerilen aksiyon

Ekipman Gerilimi	Testler	Ölçüm (kV)	Durumu	Önerilen Aksiyon
<72.5 kV	Dielektrik dayanım testi	>40 kV	İyi	Rutin teslere devam edilir.
		30-40 kV	Şüpheli	Gözlem altında tutulur
		<30 kV	<b>Kötü</b>	<b>Ciddi arızaya sebep verebilir.</b> <b>Yağ teratmanı işlemi uygulanmalıdır.</b> <b>Sorun giderilmeden işletmeye alınmamalıdır.</b>
72.5-170 kV	Dielektrik dayanım testi	>50 kV	İyi	Rutin teslere devam edilir.
		40-50 kV	Şüpheli	Gözlem altında tutulur
		<30 kV	<b>Kötü</b>	<b>Ciddi arızaya sebep verebilir.</b> <b>Yağ teratmanı işlemi uygulanmalıdır.</b> <b>Sorun giderilmeden işletmeye alınmamalıdır.</b>
>170 kV	Dielektrik dayanım testi	>60 kV	İyi	Rutin teslere devam edilir.
		50-60 kV	Şüpheli	Gözlem altında tutulur
		<50 kV	<b>Kötü</b>	<b>Ciddi arızaya sebep verebilir.</b> <b>Yağ teratmanı işlemi uygulanmalıdır.</b> <b>Sorun giderilmeden işletmeye alınmamalıdır.</b>

Şekil 2.19'da sentetik verilerle dielektrik dayanım testi için geliştirilen yöntemin algoritma çıktıları verilmektedir.



Şekil 2.19. Yağın dielektrik durumu için geliştirilen yöntem algoritma çıktıları



### 3. TRANSFORMATÖR İZLEME SİSTEMİ ARAYÜZ TASARIMLARI

Bu bölümde, izleme sistemine ilişkin kullanıcı ara yüzü web uygulaması yer almaktadır. Geliştirilen sistem sahadaki ekipmanlarla ile adaptasyonlu olup anlık olarak alınan verilerin algoritmalara uygun şekilde işleyerek sistemin izlenmesine ve sonuçların arşivlenmesine olanak sağlamaktadır. İzleme sisteminin kullanıcılara esneklik sağlaması amacıyla web uygulaması için ise Asp.net teknolojisi ve C# programlama dili tercih edilmiştir.

Asp.net; dinamik web siteleri oluşturmak için kullanılan teknolojiler arasında yer almaktadır. Asp.net ile birlikte dinamik web siteleri, web uygulamaları veya xml web servisleri geliştirebilmektedir. Microsoft tarafından geliştirilen, Windows tabanlı uygulama geliştirmek için bu platformu kullanarak farklı programlama dillerinin birlikte çalışabileceği ortak bir geliştirme ortamıdır. Bu platform yazılım geliştirme ve yazılımı derleme için gereklidir.

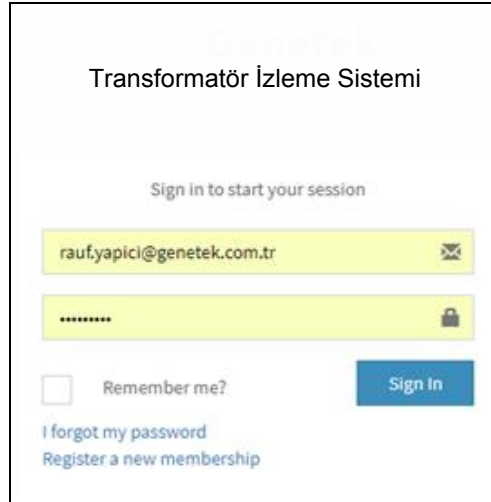
Asp.net teknolojisi; C#, VB ve J# programlama dilleri ile kodlama yapılabilmektedir. Bu teknoloji web Servisleri, veri tabanı etkileşimi ve email etkileşimi tarafından desteklenmektedir. Asp.net kullanıcılar için çok sayıda arayüze sahiptir. E-posta formları, veritabanı listeleycileri gibi birçok komponent bulunmaktadır. Asp.net uygulamalarını geliştirme aracı olarak visual studio.net programını kullanılmaktadır.

C# programlama dili; yazılım sektörü içerisinde en sık kullanılan iki yazılım dili olan C ve C++ etkileşimi ile türetilmiştir. Ayrıca C#, ortak platformlarda taşınabilir programlama dili olan java ile pek çok açıdan benzerlik taşımaktadır. En büyük özelliği ise net framework platformu için hazırlanmış tamamen nesne yönelimli bir yazılım dilidir. C# programlama dili; gelişmiş derleyicisi ile hata olasılığını ortadan kaldırıp; program çalıştırdıktan sonra derleyici tarafından algılanan sınıf ve söz dizimi hataları yazılımcıya ayrı hata penceresinden gösterilerek hatalar kolayca düzeltilebilmektedir.

İzleme sistemi arayüzü sekiz farklı alt sayfadan oluşmaktadır. Her bir sayfa için birbirinden farklı izleme ekranları, grafikler ve değerlendirmeler yer almaktadır. Bu sayfalar aşağıda verilmektedir:

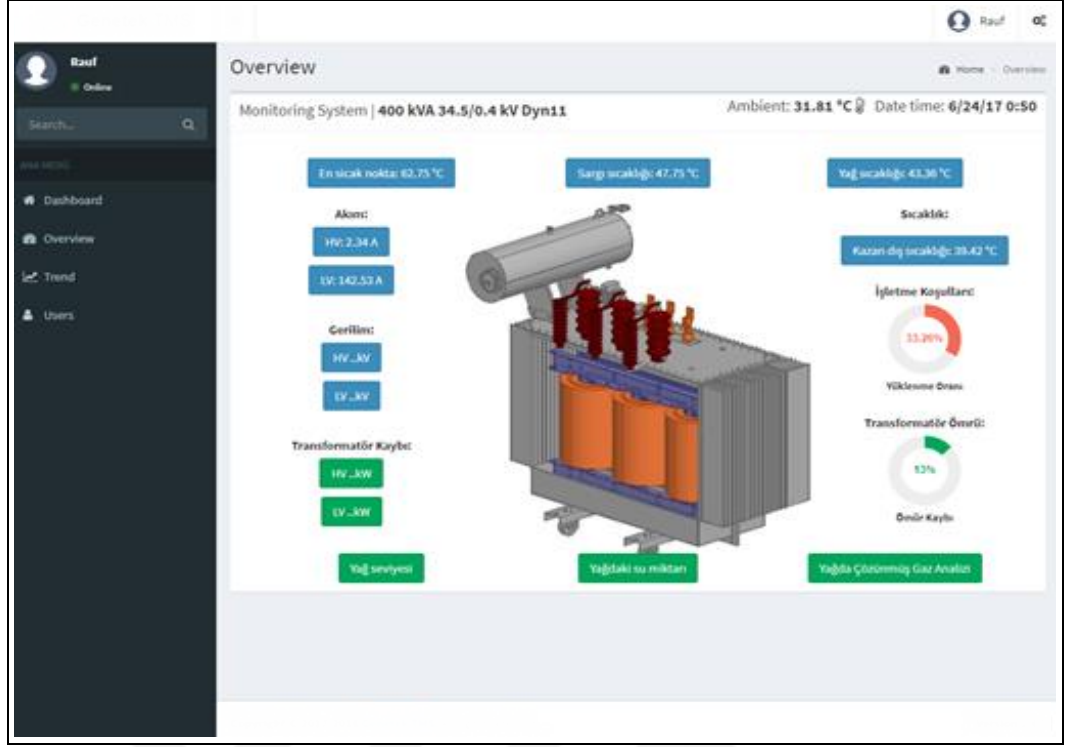
1. Giriş Ekranı
2. Genel İzleme
3. Kullanıcı ve Profil Atama Ekranı
4. Trend Analizi Ekranı
5. Başlangıç Ekranı
6. DGA Ekranı
7. Offline Ölçüm Ekranı
8. Sıcaklık Analizi

Giriş ekranı; kullanıcıların sisteme giriş yapmalarını; ilgisiz kullanıcıların ise sisteme girişinin engellenmesi işlevini yerine getirmektedir. Kullanıcılar; kullanıcı adı ve şifrelerini girerek 'Sign In' butonuna basıp ve sisteme giriş yapabilmektedir. Şekil 3.1'de giriş ekranı gösterilmektedir.



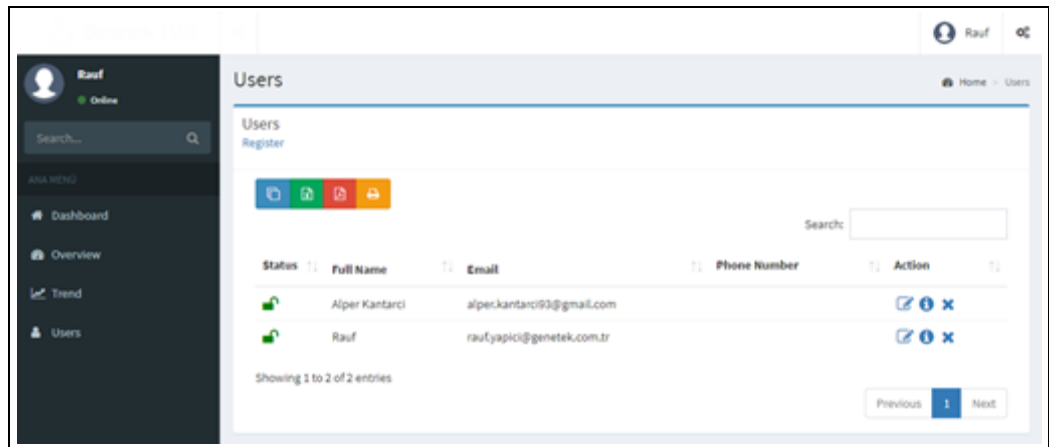
Şekil 3.1. Giriş ekranı

Genel izleme ekranı; sisteme giriş yapan kullanıcının yönlendirildiği sayfadır. Sistemin özeti niteliğini taşımaktadır. İzleme ekranı kullanıcıların sistemle ilgili özet ve anlık bilgileri rahatça takip edebilmektedir. Şekil 3.2'de genel izleme ekranı gösterilmektedir.



Şekil 3.2. Genel izleme ekranı

Kullanıcı ve profil atama ekranı; sisteme yeni kullanıcı ekleme, var olan kullanıcı ayarlarını değiştirme, sisteme ait konfigürasyonların düzenlenmesi gibi işlemlerin yapıldığı ekrandır. Yönetim ekranına giriş sadece yönetici profili (admin) olan kullanıcılar tarafından olacağı için bu ekran diğer kullanıcılar tarafından görülmeyecektir. Şekil 3.3'te kullanıcı ve profil atama ekranı gösterilmektedir.



Şekil 3.3. Kullanıcı ve profil atama ekranı

Trend analizi ekranı; sistemin detaylı analizinin yapıp sonuçlarının görülebileceği ekrandır. Bu ekran kullanılarak sahadan gelen veriler, bu verilerin analizi,

yorumlanması ve tahmin sonuçları düzenlenip kullanıcılara grafiklerle desteklenerek sunulur. Trend ekranı Şekil 3.4’te gösterilmektedir.



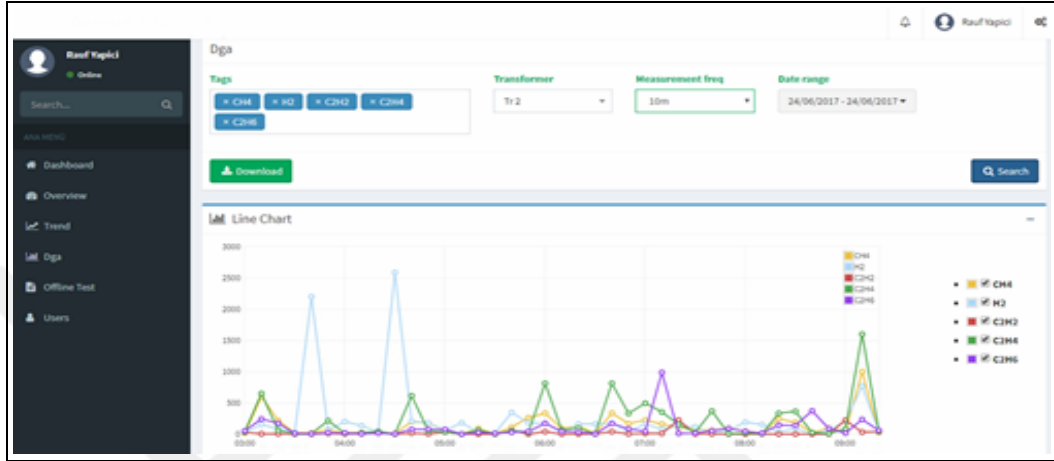
Şekil 3.4. Trend Ekranı

Başlangıç ekranı; transformatöre güç, gerilim, % uk gibi elektriksel parametrelerin yanı sıra kazan, sargı ağırlığı ve yağ miktarı gibi mekanik parametrelerinin girildiği ve seçimlerin yapıldığı ekrandır. Bu ekranda kullanıcı tarafından transformatör gücünün seçilmesi ile birlikte; transformatöre ait mekanik ve elektriksel parametreler otomatik olarak gösterilebilmektedir. Otomatik seçim Tedaş OG/AG Dağıtım Güç Transformatörleri Teknik Şartnamesi’ne uygun olarak yapılmaktadır. Başlangıç ekranı Şekil 3.5’te gösterilmektedir.

Update Tr 2			
<b>Power</b>	<b>Cooling</b>	<b>Primary Voltage</b>	<b>Secondary Voltage</b>
250	ONAF	31.5	0.38
<b>% Uk</b>	<b>Vector Group</b>	<b>No Load Loss</b>	<b>Short Circuit Loss</b>
4.5	Dyn11	550	3000
<b>Weight Of Core</b>	<b>Weight Of Windings</b>	<b>Weight Of Tank</b>	<b>Liters Of Oil</b>
550	250	1700	400
Close	Save changes		

Şekil 3.5. Başlangıç ekranı

DGA ekranı ise; transformatörlerde arıza öncesi ve sonrası oluşan gazlara göre arıza değerlendirilmesinin yapıldığı ekrandır. Bu ekranda literatürde üç farklı algoritmanın yanı sıra arızayı teşhis edilmesinde geliştirilen algoritma sonuçları da verilmektedir. DGA ekranında ise arıza teşhisinin yanı sıra önerilen aksiyon planı verilmektedir. DGA ekranı Şekil 3.6’da gösterilmektedir.

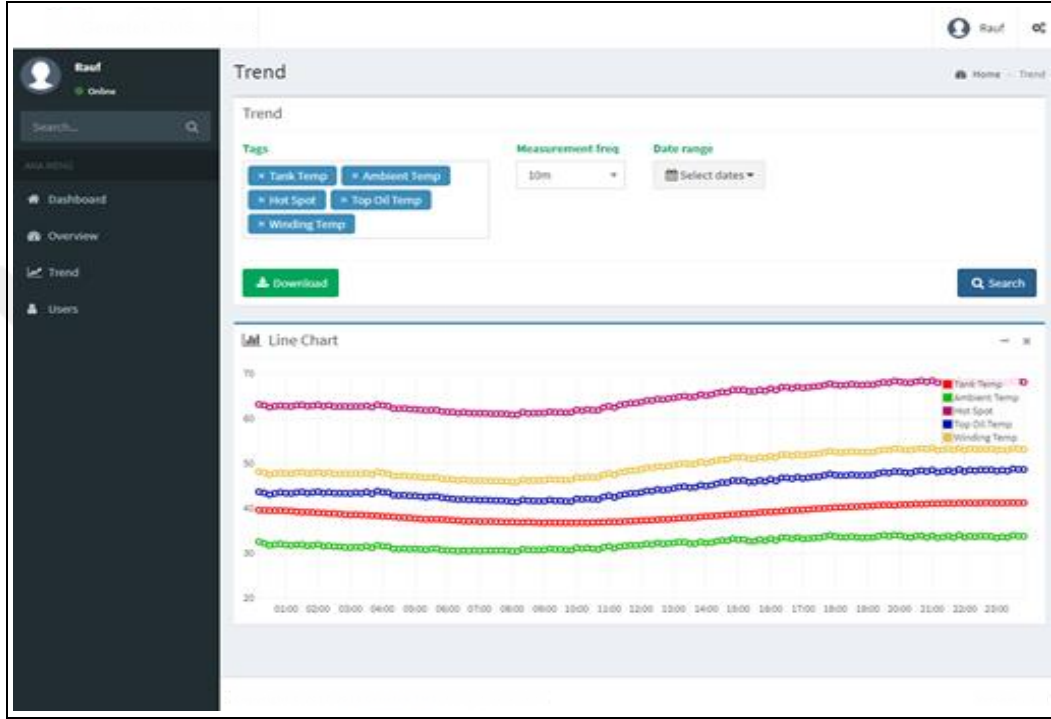


Şekil 3.6. DGA ekranı

Eş zamansız ölçümler ekranı; transformatörler için yapılan eş zamansız ölçüm ve testlerin, ilgili standartlardaki limit değerlere göre transformatör hakkında bilgi vermektedir. Bu ekranda ise yapılan test ve ölçümler kullanıcı tarafından ekrana elle girilmektedir. Böylece bu testlerin ölçüm sonuçlarının ve transformatörde oluşabilecek arızalarının erken teşhisine imkân tanımaktadır. Eş zamansız ölçümler ekranı Şekil 3.7’de gösterilmektedir.

Şekil 3.7. Eş zamansız ölçümler ekranı

Sıcaklık analizi ekranı; çeşitli parametrelerini eş zamanlı olarak izlenmesi ile birlikte transformatörün farklı noktalarının sıcaklık değerlerinin sürekli olarak hesaplandığı ekrandır. Sıcaklık değerlerine bağlı olarak çalışma şartlarını sürekli olarak değerlendirilip yaşlanma ve ömür kaybı analizleri gerçekleştirilmektedir. Sıcaklık analizi ekranı Şekil 3.8’de gösterilmektedir.



Şekil 3.8. Sıcaklık analizi ekranı

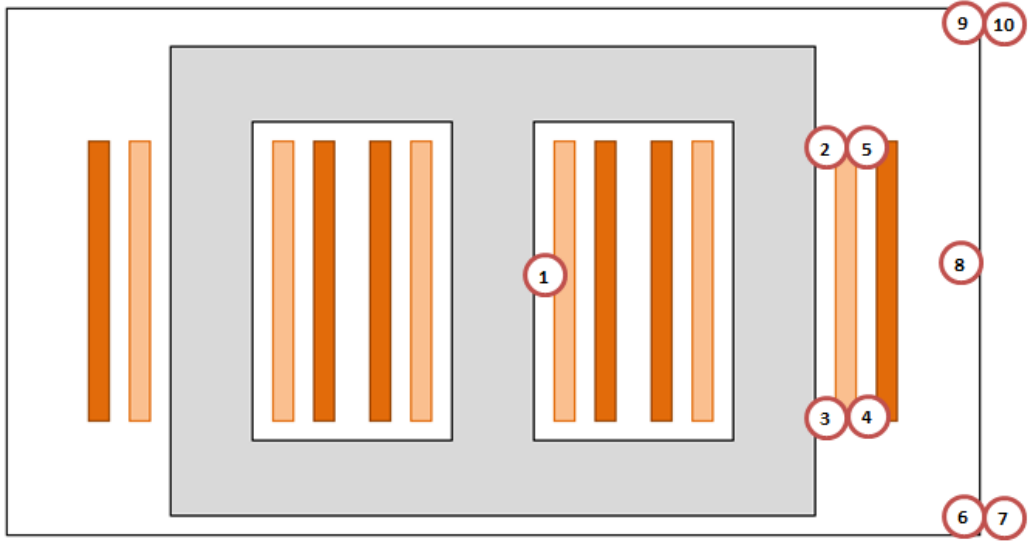
#### 4. UYGULAMA VE DEĞERLENDİRME

Bu bölümde, üç fazlı dağıtım transformatörünün işletme koşullarının ve termal modellemeye yönelik algortimalar gerçek verilerle test edilmiştir. Geliştirilen modelin doğrulanması için transformatörün farklı noktalarına PT100 sıcaklık sensörü yerleştirilmiştir. Sahadan alınan ölçümler ile birlikte geliştirilen model doğrulanmıştır. Yağda çözünmüş gaz analizi ve eş zamansız ölçümler için geliştirilen yazılım testleri ise sentetik verilerle gerçekleştirilmiştir. Transformatör imalatında nüve için M5 olarak bilinen yönlendirilmiş malzeme ve sargı için ise alüminyum malzeme kullanılmıştır. Transformatöre ait temel tasarım parametreleri Tablo 4.1’de verilmektedir.

Tablo 4.1. Transformatör parametreleri

Değerler	Güç (kVA)	400
	YG sargı gerilimi (kV)	34,5
	AG sargı gerilimi (kV)	0,4
	Bağlantı Grubu	Dyn11
	YG Nominal akımı (A)	6,69
	AG Nominal akımı (A)	577,35
	Kısa devre çalışma kayıpları (W)	3992
	Boşta çalışma kayıpları (W)	1023
Nüve	Nüve malzemesi	M5
Sargılar	Sargı malzemesi	Al

Transformatör içerisine ve kazanına yerleşimi yapılan sıcaklık sensörlerinin gösterimi Şekil 4.1’de verilmektedir. Transformatör sahadaki çalışma koşulları altında test edilmesi ve algoritmaların testinde kullanılacak olan gerçek çalışma veriler kullanılmıştır. Sıcaklık sensörleri ile elde edilen gerçek zamanlı değerler ile hesaplama yoluyla elde edilen değerler karşılaştırılmasına imkân tanımıştır.



Şekil 4.1. Transformatör için sıcaklık sensörlerinin yerleşimi

Elde edilen veriler transformatörün plaka değerleri başta olmak üzere mevcut diğer veriler ile karşılaştırılmak suretiyle transformatörün durumu değerlendirilmektedir. Geliştirilen yazılım; ölçülen elektriksel büyüklüklerin yanı sıra sıcaklık verileri başta olmak üzere elde edilecek diğer parametreler sayesinde transformatörün izolasyon malzemelerinin durumu ve dolayısıyla transformatörün yaşlanma süreci değerlendirilebilmektedir.

#### 4.1. Sıcaklık Analizi

Bu bölümde transformatöre ait sıcaklık değerlerinin izlenerek ömür kaybı ve yaşlanma hızlanma katsayısı hesaplanmaktadır. Sahada yer alan dağıtım transformatörünün farklı noktalarına sıcaklık algılayıcıları yerleştirilerek geliştirilen model ile hesaplanan sıcaklık değerleri karşılaştırılmıştır. Geliştirilen model başlangıç olarak ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığı değerlerini almaktadır. Bu değerlerden yağ üst sıcaklığı, ardında sargı üst sıcaklığı ve en sıcak nokta sıcaklığının sırasıyla hesaplanabilmektedir. En sıcak nokta sıcaklığına bağlı olarak sargı izolasyon malzemesinin yaşlanma katsayısı ve ömür kaybı değerleri hesaplanabilmektedir. IEEE standartına göre en sıcak nokta sıcaklığının  $110^{\circ}\text{C}$  olduğu durumda transformatör ömrü 20,55 yıldır. Ancak  $110^{\circ}\text{C}$ 'nin üzerindeki sıcaklık değişimlerinde transformatör ömür kaybının çok hızlı bir şekilde gerçekleştiği görülmektedir. Bu nedenle transformatörde en sıcaklık nokta sıcaklığı



önem kazanmaktadır. En sıcak nokta sıcaklık değerlerine bağlı olarak transformatörün değişimi Tablo 4.2’de verilmektedir.

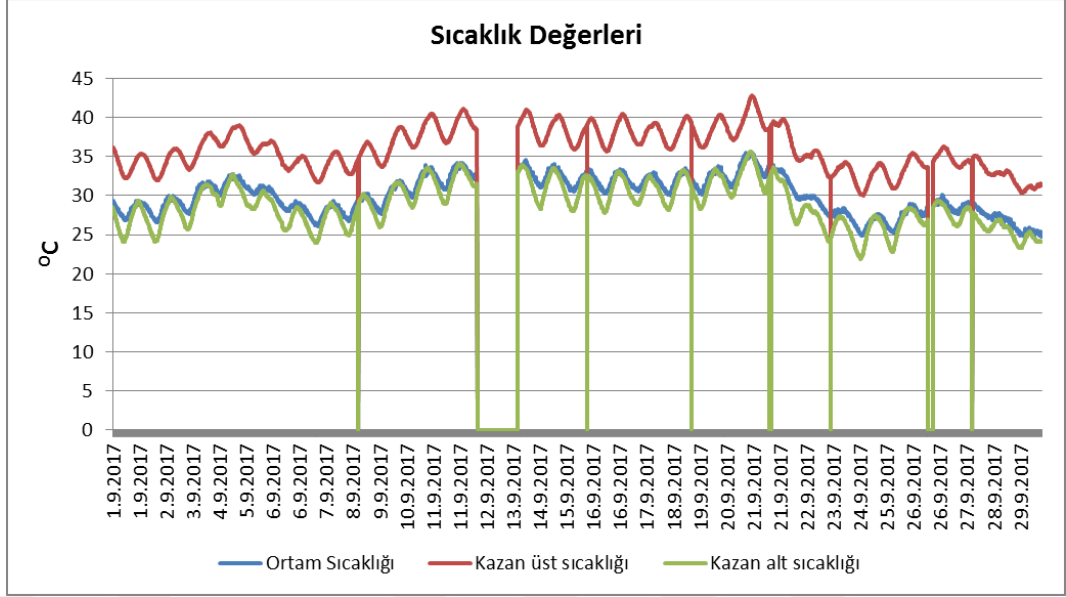
Tablo 4.2. En sıcak nokta sıcaklığı ve transformatör ömrü ilişkisi

En Sıcak Nokta Sıcaklığı(°C)	Transformatör Ömrü (yıl)
110	20,55
112	16,77
114	13,71
116	11,23
118	9,22
120	7,59
125	4,70
130	2,94
135	1,86
140	1,19

Dağıtım şebekesi ve endüstriyel kuruluşlarda yer alan yüklerin talepleri günlük, aylık, sezonsal olarak değişkenlik göstermektedir. Bu durumda transformatörler günlük, aylık, sezonsal olarak farklı oranda yüklenebilmektedir. Ayrıca ortam koşullarının da günlük, aylık ve sezonsal olarak değişkenlik göstereceği aşikârdır. Bu nedenle transformatörün işletme koşulları dikkate alınarak en sıcak nokta sıcaklığı için eşik değerin belirlenmesi bu değerin aşılması durumunda sistem işletmecisinin gerekli önlemleri alması gerekmektedir. Geliştirilen transformatör modeli için en sıcak nokta sıcaklığı 105°C olarak belirlenmiştir. Bu değerin üzerinde oluşacak değerler aşırı yüklenme, ortam sıcaklığının aşırı artışı ve soğutma yetersizliği kaynaklı olabilir. Bu nedenle belirtilen limit değerin üzerinde sıcaklık değeri oluştuğunda alarm tanımlanmış olup, ilgili durumun transformatörün devre dışı kalmadan tespit edilmesi ve önlenmesi amaçlanmıştır.

Geliştirilen yazılımda sıcaklık analizi algoritmasının çalışmasında ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı, kazan üst sıcaklığı ve yüklenme durumlarının yanı sıra transformatöre ait elektriksel ve mekaniksel parametrelere de gereksinim duyulmaktadır.

Sahaya yerleştirilen transformatörün aylık olarak ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığı Şekil 4.2’te verilmektedir.



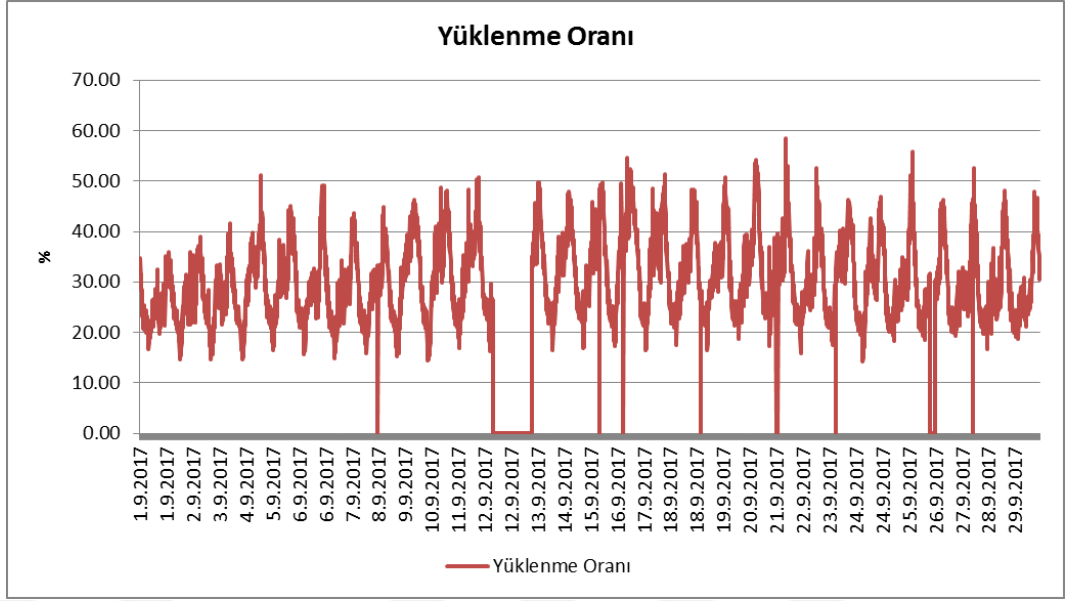
Şekil 4.2. Ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığı

Eylül ayı içerisinde bazı günlerde haberleşmeden kaynaklı problemlerden dolayı cihaz ile bağlantı kurulamadığı için ölçüm yapılamamıştır. Bu nedenle bazı günler de ölçüm değerleri sıfır çıkmıştır. Ay içerisinde ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığının minimum, maksimum ve ortalama değerleri Tablo 4.3'te verilmektedir.

Tablo 4.3. Ortam sıcaklığı, kazan alt sıcaklığı ve kazan üst sıcaklığının minimum, maksimum ve ortalama değerleri

	Kazan alt sıcaklığı (°C)	Kazan üst sıcaklığı(°C)	Ortam sıcaklığı(°C)
Ortalama	27,42	34,18	28,52
Maksimum	35,68	42,80	35,62
Minimum	21,93	30,05	24,58

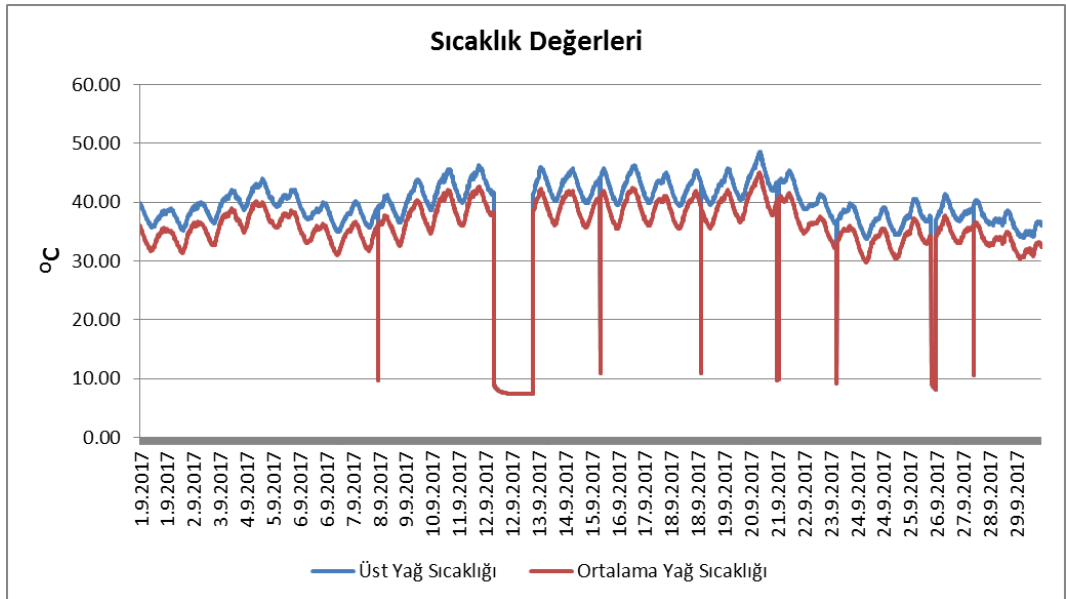
Sahaya yerleştirilen transformatörün aylık olarak yüklenme durumları Şekil 4.3'te verilmektedir.



Şekil 4.3. Transformatör yüklenme durumları

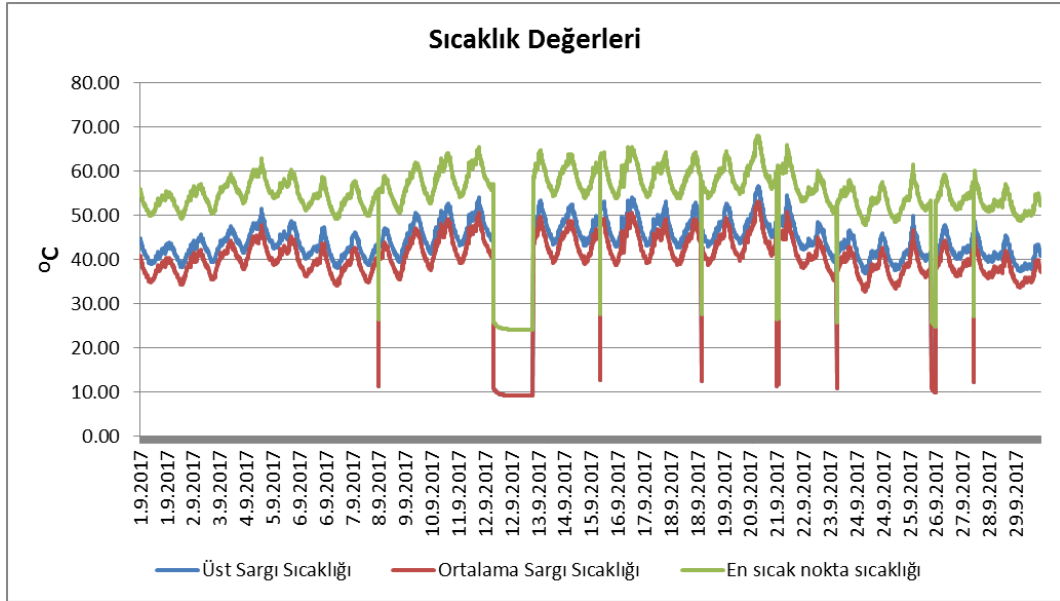
Ay içerisinde transformatör en az % 14,3, en fazla % 58,5 ve ortalama ise % 30,4 yüklenmiştir.

Geliştirilen modelde ilk olarak anma yükünde yağ üst sıcaklık artışı ve sargı sıcaklığı artışı hesaplanmaktadır. Daha sonra yüklenme oranına göre sıcaklık yağ sıcaklığı artışı ve sargı sıcaklığı artışı hesaplanmaktadır. Şekil 4.4'te transformatör üst yağ sıcaklığı, ortalama yağ sıcaklığı değerleri verilmektedir.



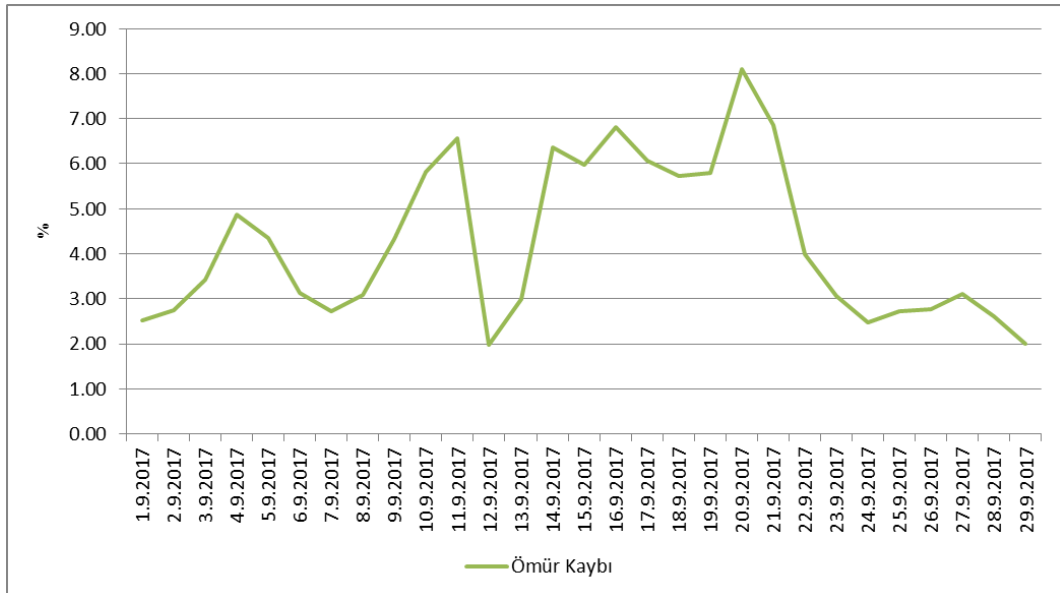
Şekil 4.4. Transformatör üst yağ ve ortalama yağ sıcaklığı

Şekil 4.5'te transformatör üst sargı sıcaklığı, ortalama sargı ve en sıcak nokta sıcaklık sıcaklık değerleri verilmektedir.



Şekil 4.5. Transformatör üst sargı, ortalama sargı ve en sıcak nokta sıcaklığı

En sıcak nokta sıcaklığının hesaplanması ile birlikte transformatör ömür kaybı değerleri Şekil 4.6'da verilmektedir.



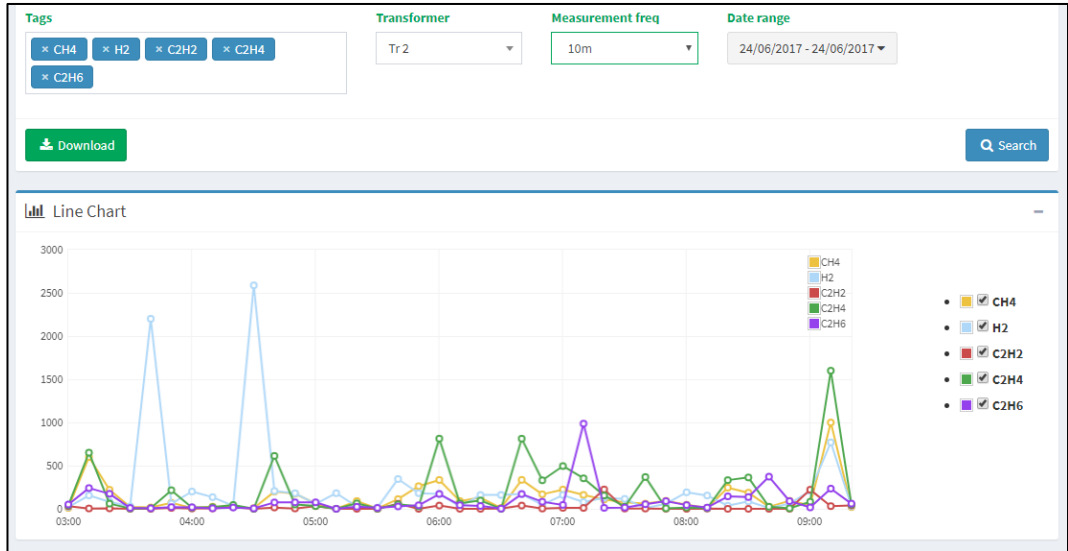
Şekil 4.6. Transformatör ömür kaybı değerleri

Transformatörün yüklenme koşulları ve ortam sıcaklığı değerleri dikkate alındığında ay içerisinde en sıcak nokta sıcaklığı maksimum 68°C, ömür kaybı değeri ise en fazla 0,08 olarak hesaplanmıştır.

## 4.2. Yağda Çözünmüş Gaz Analizi

Bu bölümde, yazılım içerisinde geliştirilen çözünmüş gaz analizi algoritmasının görsel arayüz ve program çıktılarına yer verilmektedir. Günümüzde farklı nedenlerle transformatör yağında oluşan gazlar eş zamanlı olarak izlenebilmektedir. Ancak bu gaz oranlarının eş zamanlı izlenmesi için gerekli cihazlar ciddi oranda maliyet oluşturmaktadır. Geliştirilen yazılımda sentetik verilerle gaz analizi algoritması test edilmiştir. Aynı zamanda yazılım; eş zamanlı olarak transformatör yağında oluşan gaz değerlerine ölçebilen donanım alt yapısına uyumlu olarak tasarlanmıştır.

Gaz analizleri sayfası; geliştirilen yazılımın alt modülü olarak tasarlanmıştır. İlgili sayfaya giriş yapıldığında öncelikle gaz değerlerinin seçilmesi gerekmektedir. Herhangi bir seçim yapılmadığında  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$  ve  $C_2H_6$  gaz değerleri otomatik olarak gösterilebilmektedir. Daha sonra sayfa üzerinde hangi transformatör için analiz yapılacağı, ölçüm aralığı ve tarih aralığının seçilmesi gerekmektedir. Yağda çözünmüş gaz analizine ilişkin izleme ekranı Şekil 4.7’de verilmektedir.



Şekil 4.7. Yağda çözünmüş gaz analizi izleme ekranı

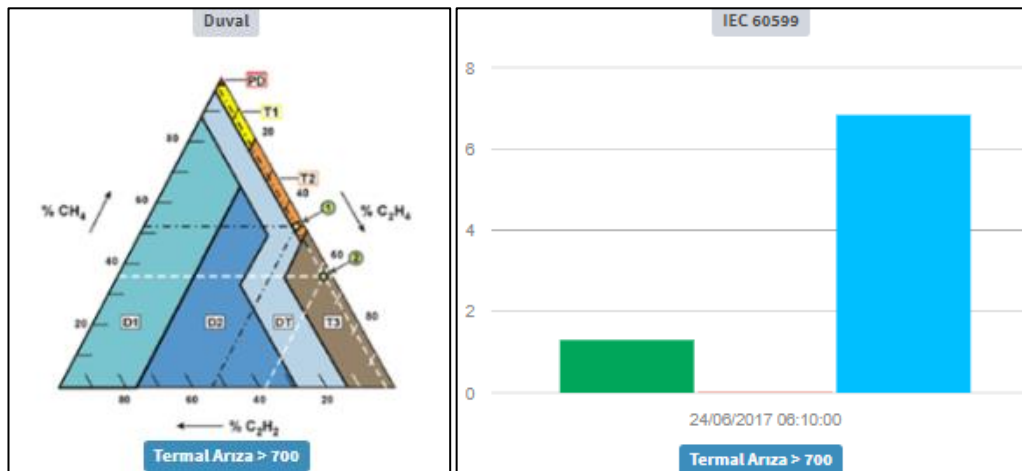
Transformatörde oluşan farklı gazlar en nihayetinde bir arıza durumuna işaret etmektedir. Literatürde oluşan gaz oranlarına göre arıza teşhisi için farklı metodlar kullanılmaktadır. Geliştirilen yazılımda Duval üçgeni, IEC60599 ve Rogers oranı metodlarına yer verilmektedir. Yapılan araştırmalarda çözünmüş gaz analizi algoritması için oluşan her gaz oranı arıza durumuna karşılık gelmediği görülmüştür.

Örneğin; Rogers oranı yönteminde arıza durumunun olmadığı gaz oranları durumu söz konusudur. Ayrıca IEC 60599 ve Rogers oranı yöntemi için bazı gaz oranları için tanımsız durum söz konusudur. Duval üçgeni yöntemi ise oluşan her gaz durumunu bir arızaya karşılık getirmektedir. İşte bu nedenlerden dolayı çözülmüş gaz analizi algoritmasında arıza teşhisi için bir yöntem değil, birden fazla yöntem yazılım içerisine entegre edilmiştir. Bu yöntem ile birlikte arıza olmayan gaz durumları ve tanımsız olan koşullar elemine edilmiştir. Şekil 4.8’de gaz analizi için arıza teşhis ekranı verilmektedir.

CH4	H2	C2H2	C2H4	C2H6	Genetik Algoritma
20	30	40	50	60	Yüksek Enerjili Deşarj
999	769	31	1599	234	Termal Arıza > 700
42	206	221	82	16	Düşük Enerjili Deşarj
93	59	1	6	89	Termal Arıza < 300
24	10	0.0001	24	372	Termal Arıza < 300
187	86	0.0001	363	136	300 < Termal Arıza < 700
245	36	0.0001	332	144	300 < Termal Arıza < 700
11	154	3	8	14	Yüksek Enerjili Deşarj
47	191	0.0001	15	43	NO FAULT
93	59	1	6	89	Termal Arıza < 300

Şekil 4.8. Yağda çözülmüş gaz analizi için arıza teşhis ekranı

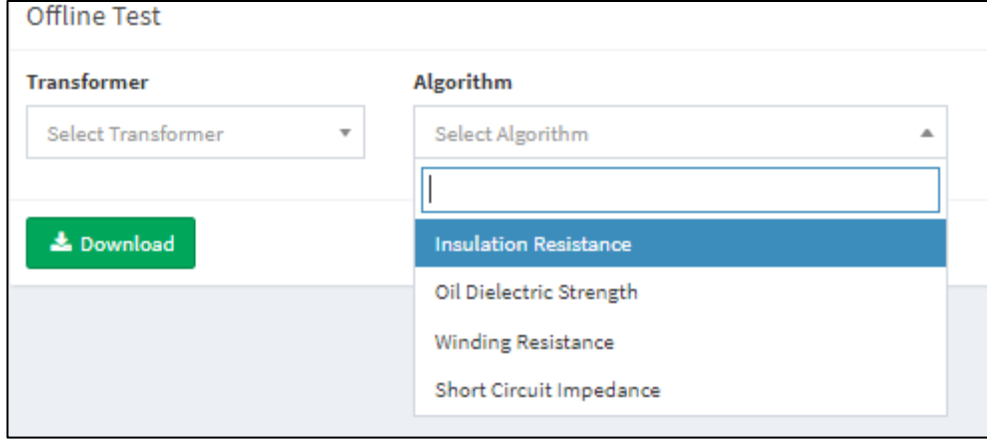
Geliştirilen algoritma arıza durumunun üzerine tıklandığında diğer algoritmalarda hangi arıza durumuna karşılık geldiği grafik olarak gösterilmektedir. Şekil 4.9’da farklı metotlar için arıza durumları verilmektedir.



Şekil 4.9. Yağda çözülmüş gaz analizi farklı algoritmalar için değerlendirme ekranı

### 4.3. Eş zamansız Ölçümler Ekranı

Bu bölümde transformatörler için bakım prosedürlerinde yer alan eş zamansız ölçümlerin yazılıma girilerek, bu ölçümlerin arşivlenebilmektedir. Bu ekranda ilk olarak ilgili test için seçilmesi gerekmektedir. Şekil 4.10'da geliştirilen yazılım için eş zamansız ölçümlerin seçim ekranı verilmektedir.



Şekil 4.10. Eş zamansız ölçümler için seçim ekranı

Eş zamansız ölçümler için verilen seçim ekranında transformatör ve ilgili test seçimi yapıldıktan sonra kullanıcı ölçüm değerlerini manuel olarak yazılıma girebilir. Girilen bu değerlere göre izolasyon açısından transformatörün genel durumu hakkında bilgi vermektedir. Şekil 4.11'de izolasyon direnci ölçümleri için izleme ekranı verilmektedir.

Created Date	Yg_Ag	Ag_Kazan	Yg_Kazan	Temperature	Temp. Correc. Fac.	Yg_Ag CIR	Yg_Ag IS
29-11-2017 17:23:36	23	32	23	32°C	2.27	52.31	Ciddi Problem
29-11-2017 17:13:47	13	51	62	23°C	1.22	15.89	Ciddi Problem
29-11-2017 16:49:45	32	32	421	12°C	0.57	18.31	Ciddi Problem
29-11-2017 15:52:44	400	300	700	27°C	1.61	644.30	İzolasyon Durumu Normal
29-11-2017 14:39:15	15	35	45	55°C	11.12	166.79	Ciddi Problem
29-11-2017 14:33:01	22	22	22	22°C	1.14	25.10	Ciddi Problem
29-11-2017 14:32:24	20	20	20	20°C	0.99	19.87	Ciddi Problem
29-11-2017 14:30:27	10	20	30	40°C	3.95	39.50	Ciddi Problem
29-11-2017 13:58:05	23	34	45	56°C	11.91	274.02	Şüpheli Durum
29-11-2017 13:56:49	12	34	45	56°C	11.91	142.97	Ciddi Problem

Şekil 4.11. İzolasyon direnci ölçümleri için izleme ekranı

Sentetik veriler girilerek test edilen algoritmanın çıktılarına aksiyon planı yapılabilmektedir. Ölçülen değerlere göre “İzolasyon durumu iyi” için izolasyon olarak herhangi problem olmadığı anlaşılmaktadır. “İzolasyon durumu normal” için ise ölçülen değerlerin giderek değişmeye başlamaktadır. Ölçülen değerler arasındaki farkın izolasyon durumunu etkileyecek kadar fazla olmadığı anlaşılmaktadır. “İzolasyon durumu iyi” ve “İzolasyon durumu normal” için rutin testlere devam edilebilmektedir. “Şüpheli durum” için transformatörün işletilmesine devam edilir ancak transformatör gözlem altında tutulur. “Ciddi problem” ise transformatör devre dışı bırakılarak transformatör detaylı olarak incelenmelidir.

Geliştirilen yazılımda yer alan eş zamasız ölçümlerden ikincisi ise yağın dielektrik dayanım testidir. İşletme sırasında oluşan arızalar ve transformatör yağının hava ile teması yağın dielektrik dayanımını olumsuz yönde etkilemektedir. Transformatör yağının durumu için dielektrik dayanım testi yapılmaktadır. Şekil 4.12’de dielektrik dayanım testi ölçümleri için izleme ekranı verilmektedir.

Created Date	Measured Value	Oil Stat	Suggested Act
03-12-2017 23:03:47	65.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:03:50	62.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:03:54	61.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:03:59	59.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:04:03	58.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:04:07	55.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:04:12	52.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:04:15	51.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:04:19	48.00	İyi	Rutin testlere devam edilir
03-12-2017 23:04:21	44.00	İyi	Rutin testlere devam edilir

Şekil 4.12. Dielektrik dayanım testi ölçümleri için izleme ekranı

Sentetik veriler girilerek test edilen algorithmada “İzolasyon durumu iyi” işletmede kalmaya devam edebilir. “Şüpheli” için transformatörün işletilmesine devam edilir ancak transformatör gözlem altında tutulur. “Kötü” ise transformatör yağı değiştirilmeli veya yağ treatmentı işlemine tabi tutulmalıdır.

Geliştirilen yazılımda yer alan eş zamasız ölçümlerden üçüncüsü ise sargı direnci ölçümleridir. Alçak gerilim ve yüksek gerilim sargılarının direnç değerleri arasındaki



farklılıklar; transformatörün işletilmesini olumsuz yönde etkileyebilmektedir. Şekil 4.13'te sargı direnci testi ölçümleri için izleme ekranı verilmektedir.

Created Date	Yg_Rab	Yg_Rbc	Yg_Rac	Yg_Avg_Win_Res	Yg_Rab_POD	Yg_Rbc_POD	Yg_Rac_POD	Yg_Rab_Win_Eva
04-12-2017 11:14:11	532.00	533.00	512.00	682.73	22.08	21.93	25.01	Ciddi Problem
04-12-2017 11:13:55	542.00	543.00	522.00	682.73	20.61	20.47	23.54	Ciddi Problem
04-12-2017 11:13:36	552.00	553.00	532.00	682.73	19.15	19.00	22.08	Ciddi Problem
04-12-2017 11:13:06	562.00	563.00	542.00	682.73	17.68	17.54	20.61	Ciddi Problem
04-12-2017 11:12:37	572.00	573.00	562.00	682.73	16.22	16.07	17.68	Ciddi Problem
04-12-2017 11:12:10	582.00	583.00	572.00	682.73	14.75	14.61	16.22	Ciddi Problem
04-12-2017 11:11:30	592.00	593.00	582.00	682.73	13.29	13.14	14.75	Ciddi Problem
04-12-2017 11:11:01	602.00	603.00	592.00	682.73	11.83	11.68	13.29	Ciddi Problem
04-12-2017 11:10:36	612.00	613.00	602.00	682.73	10.36	10.21	11.83	Ciddi Problem
04-12-2017 11:09:57	622.00	623.00	612.00	682.73	8.90	8.75	10.36	Şüpheli Durum

Şekil 4.13. Sargı direnci testi ölçümleri için izleme ekranı

Sentetik veriler yardımıyla test edilen algorithmada direnç değerleri arasındaki farklar transformatör durumu hakkında bilgi vermektedir. Ölçülen değerlere göre “Sargı durumu iyi” için herhangi problem olmadığı anlaşılmaktadır. “Sargı durumu normal” için ise ölçülen değerlerin giderek değişmeye başlamaktadır. Ölçülen değerler arasındaki farkın sargı durumunu etkileyecek kadar fazla olmadığı anlaşılmaktadır. “Sargı durumu iyi” ve “Sargı durumu normal” için rutin testlere devam edilebilmektedir. “Şüpheli” için transformatörün işletilmesine devam edilir ancak transformatör gözlem altında tutulur. “Ciddi problem” ise transformatör devre dışı bırakılarak detaylı olarak incelenmelidir.

Eş zamansız ölçümlerin dördüncü ve son algoritma ise kısa devre empedansı ölçümlerinin değerlendirilmesidir. Ölçülen değerler arasındaki farklılıklar transformatörün genel durumu hakkında bilgi vermektedir. Şekil 4.14'te kısa devre empedansı ölçümleri için izleme ekranı verilmektedir.

Created Date	Short Circuit Impedance	Short Circuit Impedance POD	Evaluation
04-12-2017 11:33:55	7.70	3.75	Kaybaki
04-12-2017 11:33:51	7.72	3.50	Kaybaki
04-12-2017 11:33:46	7.75	3.13	Kaybaki
04-12-2017 11:33:40	7.85	1.88	Orta
04-12-2017 11:33:35	7.90	1.25	Orta
04-12-2017 11:33:23	8.07	0.88	Yı

Şekil 4.14. Kısa devre empedansı ölçümleri için izleme ekranı

## 5. SONUÇLAR

Bu tez çalışmasında, transformatörün çalışma şartlarını sürekli olarak değerlendirerek yaşlanma analizini ve ömür kestirimini gerçekleştiren, bakım süreçlerini ve içeriklerini dinamik olarak belirleyen ve transformatör performansını değerlendiren bir yazılım geliştirilmiştir. Transformatör parametrelerinin eş zamanlı ve eş zamansız izlenmesi; transformatör işletme performansının iyileştirilmesinde maruz kalabileceği arızalara karşı önlem alınmasında ve maruz kaldığı arızaların teşhis edilmesinde son derece önemlidir.

Günümüzde transformatör işletme koşullarına bağlı olarak performansının değerlendirilmesi için izleme ve kontrol sistemlerine olan ihtiyaç giderek artmaktadır. Hatalı işletme ve arıza durumları transformatörlerin devre dışı kalmasına yol açabilmektedir. Bu durumlarda arıza önlenmesi ve teşhis edilmesi için izleme sistemlerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Transformatör işletme performansını ve ömrünü etkileyen parametrelerin başında en sıcak nokta sıcaklığı gelmektedir. Bu çalışma da ortam sıcaklığı ve yüklenme değerleri alınarak sahada bulunan transformatöre ait termal model geliştirilmiştir. Termal modelle transformatöre ait yağ sıcaklığı, sargı sıcaklığı değerleri ile hesaplanmıştır. Bu değerler transformatöre yerleştirilen sıcaklık algılayıcılardan elde edilen değerlerle karşılaştırılarak doğrulanmıştır. Geliştirilen modelde sıcaklık değerlerin doğrulanmasının ardından en sıcak nokta sıcaklığı, yaşlanma hızlanma katsayısı ve ömür kaybı hesaplanmıştır. Bir aylık ölçüm aralığında maksimum en sıcak nokta sıcaklığı 68°C, yaşlanma hızlanma katsayısı 0,0034 ve ömür kaybı ise 0,08 olarak hesaplanmıştır.

Geliştirilen yazılımın alt modüllerinden ikincisi ise yağda çözünmüş gaz analizi modülüdür. Transformatörler için çözünmüş gaz analizi; arızaların önceden tahmin edilmesinde ve oluşan arızaların teşhisinde etkin rol oynamaktadır. Henüz başlangıç aşamasında olan arızalar bu yöntem sayesinde ortaya çıkarılabilmektedir.

Transformatörde meydana gelen arızalar sonrası transformatör yağı içerisinde oluşan gazların miktarlarına göre yapılan analiz ve çeşitli değerlendirme yöntemleriyle arızanın türü ve nedeni ortaya çıkarılabilmektedir. Geliştirilen algoritmada literatürde bulunan Duval üçgeni, IEC60599 ve Rogers oranı metotlarına yer verilmektedir. Bu üç yöntem oluşan gaz oranlarına göre arıza teşhisi yaparken bazı noktalarda birbirinden farklılık göstermektedir. Örneğin; Rogers oranı yönteminde belirli gaz oranları için arıza koşulunun oluşmamasıdır. Ayrıca IEC 60599 ve Rogers oranı yöntemi için bazı gaz oranlarına ilişkin arıza tanımı bulunmamaktadır. İşte bu nedenlerden dolayı çözülmüş gaz analizi algoritmasında arıza teşhisi için bir yöntem değil, birden fazla yöntem göz önünde bulunduran algoritma yazılım içerisine entegre edilmiştir. Böylece arıza oranlara göre tanımsız olan koşullar elemin edilmiştir.

Geliştirilen yazılım alt modüllerinden üçüncüsü eş zamansız ölçümler modülüdür. Yazılımda eş zamansız olarak alınan ölçümlerin yazılıma manuel olarak girilerek transformatörün genel durumunu hakkında bilgi vermektedir. Transformatörün genel durumuna bakılarak aksiyon planı sunabilmektedir. Eş zamansız ölçümlerin yazılıma girilmesi yapılan ölçümlerin arşivlenmesine ve raporlanmasına katkı sağlamaktadır.

Yazılımda; akım ve gerilim değerleri ile birlikte kesinti, olay kayıt bilgileri ve transformatöre ait sıcaklık değerleri izlenebilmektedir. Aşırı yüklenme, soğutma sistemleri arızası ile birlikte sıcaklık değerlerinin artışı izlenerek transformatörün yıpranması önlenir. Bununla birlikte eş zamanlı izleme ile bakım operasyonları duruma dayalı gerçekleştirilip bakım maliyetleri düşürebilmektedir. Yağ analizi ile henüz başlangıç aşamasında arızalar tespit edilmektedir. Eş zamansız ölçümlerde ise transformatör genel durumu hakkında bilgi verirken ölçümlerin değerlendirilmesine ve arşivlenmesine imkân tanımaktadır. Yazılımın yukarıda belirtilen üstünlükleri ile elektrik dağıtım şirketleri ve endüstriyel kuruluşların bu alandaki mevcut ihtiyaçlarının karşılayabilir niteliktedir.

## KAYNAKLAR

- [1] IEEE Std. C57.152, Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, *IEEE-SA Standards Board*, New York, 2013.
- [2] IEEE Std. C57.93, IEEE Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers, *IEEE-SA Standards Board*, New York, 2007.
- [3] IEEE Std. C57.140, IEEE Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers, *IEEE-SA Standards Board*, New York, 2006.
- [4] IEEE Std. C57.143, IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components, *IEEE-SA Standards Board*, New York, 2012.
- [5] Wang M., Vandermaar A.J., Srivastava K.D., Review of condition assessment of power transformers in service, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2002, **18**(6), 12-25.
- [6] Al-Ali A.-R., Khaliq A., Arshad M., GSM-based distribution transformer monitoring system, *Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, Dubrovnik, Croatia, 12-15 May 2004.
- [7] Mohamadi S., Akbari A., A new method for monitoring of distribution transformers, *11th International Conference on Environment and Electrical Engineerig*, Venice, Italy, 18-25 May 2012.
- [8] Ku T.T., Chen C.S., Lin C.H., Shyu W.C., Design of an intelligent transformer management System, *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, USA, 14-17 April 2014.
- [9] Tapsi N., Yaduvir S., Condition Monitoring and Diagnostics of Power Transformers using WSNs, *International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks*, Gwalior, India, 7-9 Oct. 2011.
- [10] Catterson V.M., Rudd S.E., McArthur S.D.J., Moss G., On-line Transformer Condition Monitoring through Diagnostics and Anomaly Detection, *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, Curitiba, Brazil, 8-12 November 2009.
- [11] Abniki H., Afsharirad H., Mohseni A., Khoshkhati F., Monsef H., Sahmsi P., Effective on-line parameters for transformer monitoring and protection, *North American Power Symposium*, Arlington, USA, 26-28 September 2010.

- [12] Montanari G.C., Morshuis P., Cervi A., Monitoring HV transformer conditions: the strength of combining various diagnostic property observations, *IEEE Electrical Insulation Conference*, Seattle, USA, 7-10 June 2015.
- [13] Biçen Y., Aras F., Kirkici H., Lifetime Estimation and Monitoring of Power Transformer Considering Annual Load Factors, *IEEE Trans on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2014, **21**(3), 1360-1367.
- [14] Jalilian M., Sariri H., Parandin F., Karkhanehchi M.M., Hookari M., Jirdehi M.A., Hemmati R., Design and implementation of the monitoring and control systems for distribution transformer by using GSM network, *Electrical Power and Energy Systems*, 2016, **74**, 36–41.
- [15] Georgilakis P.S., *Spotlight on Modern Transformer Design*, Springer-Verlag London, London, 2009.
- [16] Ilgevcicius A., Babızki A. , Integrated Transformer Fleet Management (ITFM) System , *23rd International Conference on Electricity Distribution* , Lyon, France, 15-18 June 2015.
- [17] IEEE Std. C57.91, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators, *IEEE-SA Standards Board*, New York, 2011.
- [18] Muhamad, N. A., Phung, B. T., Blackburn, T. R. and Lai, K. X., Comparative Study and Analysis of DGA Methods for Transformer Mineral Oil , *IEEE Power Tech*, Lausanne, Switzerland, 1-5 July 2007.
- [19] Beykverdi, M., Faghihi, F. and Pour, A. M., A New Approach for Transformer Incipient Fault Diagnosis Based on Dissolved Gas Analysis (DGA), *Nova Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2014, **2**(3), 1- 8.
- [20] Abniki H., Afsharirad H., Mohseni A., Khoshkhati F., Monsef H., Sahmsi P., Effective on-line parameters for transformer monitoring and protection, *North American Power Symposium*, Arlington, USA, 26-28 September 2010.
- [21] Montanari G.C., Morshuis P., Cervi A., Monitoring HV transformer conditions: the strength of combining various diagnostic property observations, *IEEE Electrical Insulation Conference*, Seattle, USA, 7-10 June 2015.
- [22] Garcia, B. Burgos, J. C. Alonso, A. M. Sanz, J., A moisture-in-oil model for power transformer monitoring-part I: theoretical foundation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, **20**(2), 1417-1422.
- [23] Wang M., Vandermaar A. J., Srivastava K. D., Review of condition assessment of power transformers in service, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2002, **18**(6), 12-25.

- [24] Piush V., Condition monitoring of transformer oil and paper, Doctor of Philosophy, Deemed University, Institute of Engineering & Technology, Patiala, 2005, 147004.
- [25] Firoozi H., Karami S., Experimental attempts and field experiences to fault diagnosis of power transformers using fra technique, *International Review of Electrical Engineering*, 2011, **6**(5), 2221-2228
- [26] Odaoglu H., *Best transformer, transformer tests*, 3th ed., Best Elektromekanik Sanayi, Balıkesir, 2009.
- [27] Khederzadeh M., Transformer overload management and condition monitoring, *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Vancouver, Canada, 9-12 June 2008.
- [28] Xiang Z., Ernst G., Asset-management of transformers based on condition monitoring and standard diagnosis, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2008, **24**(4),26-40.
- [29] Meijer S., Cichecki P., Agoris P. D., Smit J. J., Reijnders H. F., UHF sensors for partial discharge diagnostics of power transformers, *International Conference on Electrical Engineering and Informatics*, Bandung, Indonesia, 17-19 June 2007.
- [30] Barry H. W., Stan L., A survey of developments in insulation monitoring of power transformers, *IEEE Intemational Symposium on Electrical Insulation*, Anaheim, USA, 2-5 April 2000.
- [31] Gockenbach E., Partial discharge detection and localization in power transformers, *Electrical Insululation Dielectric Phenomena*, Hannover, Germany, 17-20 October 2004.
- [32] IEC 60599, Guide for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis and Gas-free, *International Electrotechnical Commission*, Geneva, Switzerland, 2007.
- [33] Sezer, M., *Trafo bakımı ve yalıtım yağı*, Çağdaş basımevi, Balıkesir, 2014.
- [34] M. Hui Wang, A novel extension method for transformer fault diagnosis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2003, **18**(1), 164 – 169.
- [35] Ma H., Zheng L., Ju P., Han J., Zhang L., Diagnosis of power transformer faults on fuzzy three-ratio method, *The 7th International Power Engineering Conference*, Singapore, Singapore, 29 November-2 December 2005.
- [36] S. Yan-jing, Z. Shen, M. Chang-xin, L. Jing-meng, Improved BP Neural Network for Transformer Fault Diagnosis, *Journal of China University of Mining and Technology*, 2007, **17**(1), 138-142.

## KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

- [1] Cinar M.A., Alboyacı B., Cürükova S., Sönmez O., **Yapıcı R.**, Reduction of Eddy Current Losses around Bushing Holes on the Top-Plate of a High Efficient Transformer, *Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 2017, **21**(4), 691-697.
- [2] Kesici M., Temel H., Alboyacı B., **Yapıcı R.**, Güneş D. Analyzing the impact of reactive power flow produced by solar power plants in distribution network, *Solar TR Conference*, Istanbul, Turkey, 2-6 December 2016.
- [3] **Yapıcı R.**, Erfidan T., Çoruh N., Bİlgin M.Z., Çok Katlı Yükseltici Tip DA-DA Dönüştürücü Tasarımı ve Uygulaması, *Elektrik-Elektronik, Bilgisayar ve Biyomedikal Mühendisliği Sempozyumu*, Bursa, Türkiye, 27-29 Kasım 2014.

## **ÖZGEÇMİŞ**

Rauf YAPICI, 1990 yılında Antalya’da doğdu. Lise öğrenimini Antalya Aksu Anadolu Öğretmen Lisesi’nde tamamladı. 2009 yılında girdiği Kocaeli Üniversitesi Elektrik Mühendisliği bölümünden 2014 yılında mezun olmuştur. 2015 yılında Kocaeli Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı’nda Yüksek lisans eğitimine başladı.

