



The use of statistical methods in the evaluation of power transformer faults with frequency response analysis

Selim Köroğlu^{1*}, Mustafa Yıldız², Akif Demirçalı¹, Engin Çetin¹

¹Pamukkale University, Faculty of Engineering, Department of Electrical Electronics Engineering, 20160, Denizli, Turkey

²TEİAŞ 21. Regional Directorate, Denizli, 20040, Turkey

Highlights:

- FRA method is explained and its basic principle is presented.
- The statistical indexes were used to evaluate the FRA test results on power transformers.
- A detailed case analysis was performed on the FRA test result of power transformers.

Keywords:

- Power transformers
- Fault diagnosis
- Frequency response analysis
- Statistical methods

Article Info:

Research Article
Received: 08.04.2020
Accepted: 27.11.2021

DOI:

10.17341/gazimmfd.716459

Acknowledgement:

The authors would like to thank TEİAŞ 21st Regional Directorate (Denizli) for its contribution to this study.

Correspondence:

Author: Selim Köroğlu
e-mail:
skoroglu@pau.edu.tr
phone: +90 258 296 3063

Graphical/Tabular Abstract

Frequency Response Analysis (FRA) is one of the most effective and sensitive method widely used in the evaluation of transformer failure condition such as axial-radial displacement of the coil, winding deformation, insulation problem, clamping structure looseness, core movement, and so on.

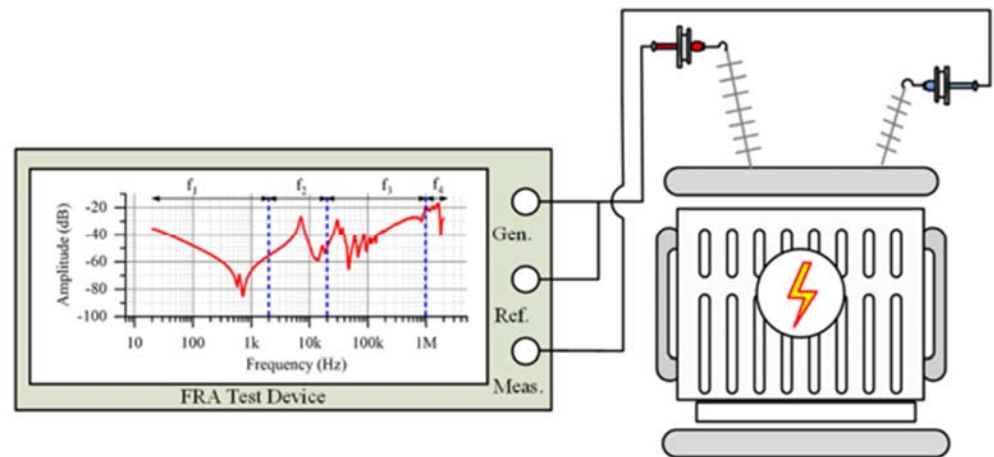


Figure A. Principle schematics of the FRA method.

Purpose: The purpose of this study is to present principal of the FRA and to explain indexes used for statistical interpretation of the results on the real example cases.

Theory and Methods:

In this study, FRA method, which is one of the new generation test methods used in diagnosis of power transformer faults, is discussed. Statistical indices used in the evaluation of FRA results are introduced and comparisons are made according to various criteria. FRA test results of two real cases are evaluated both with statistical methods and experimentally.

Results:

The obtained experimental results showed that; residual magnetism and measuring direction is significantly influence of the FRA test results. In addition, statistical methods; Correlation Coefficient (CC), Cross-Correlation Function (CCF), Standard Deviation (SD), Absolute Sum of Logarithmic Error (ASLE), Absolute Average Difference (DABS), Standard Difference Area (SDA), and Lin's Concordance Coefficient (LCC) are successfully applied as numerical index in the evaluation of FRA test results for diagnosis of the power transformer faults. Considering all these situations, expert knowledge is required in the interpretation of FRA results as well statistical methods can be used.

Conclusion:

FRA gives more sensitive and successful results than other electrical tests in the diagnosis of winding faults in transformers and structural dislocation in the core, especially in determining the structural movement that may occurs in windings and core.



Frekans tepkisi analizi ile güç transformatörü hatalarının değerlendirilmesinde istatistiksel yöntemlerin kullanılması

Selim Köröğlü^{1*}, Mustafa Yıldız², Akif Demirçali¹, Engin Çetin¹

¹Pamukkale Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü, 20160, Denizli, Türkiye

²TEİAŞ 21. Bölge Müdürlüğü, 20040, Denizli, Türkiye

Ö N E Ç İ K A N L A R

- FRA testi açıklanmış ve temel prensipleri sunulmuştur.
- Güç transformatörlerinde FRA test sonuçlarını değerlendirmek için istatistiksel indeksler kullanılmıştır.
- Güç transformatörlerinin FRA test sonucu üzerinde detaylı durum analizi yapılmıştır.

Makale Bilgileri

Araştırma Makalesi
Geliş: 08.04.2020
Kabul: 27.11.2021

DOI:

10.17341/gazimmfd.716459

Anahtar Kelimeler:

Güç transformatörleri,
hata tanılama,
frekans tepkisi analizi,
istatistiksel yöntemler

ÖZ

Güç transformatörleri, iletim hatlarında gerilim seviyesinin değiştirilmesinde görev alan, önemli ve maliyetli ekipmanlardır. Güç aktarımının sorunsuz, kesintisiz ve güvenli yapılmasında kritik görev alırlar. Güç transformatörleri; imalat, nakliye, montaj ve işletmeye alma aşamaları dahil, işletmede buldukları sürece, bir dizi rutin kontrol ve testlere tabi tutulurlar. Böylelikle, transformatörlerin genel işletme durumları takip edilerek, olası arıza ve sorunların önüne geçilmesi hedeflenir. Son yıllarda uygulanmaya başlanan Frekans Tepkisi Analizi (FRA) Testi de; özellikle transformatör çekirdeğinin ve sargılarının durumunun, ayrıca kaymanın ve deformasyonun belirlenmesinde kullanılan etkin yöntemler arasındadır. Bu çalışmada, FRA test sonuçlarının değerlendirilmesinde yaygın ve etkin biçimde kullanılan istatistiksel yöntemlerden; Korelasyon Katsayısı (CC), Çapraz Korelasyon Fonksiyonu (CCF), Standart Sapma (SD), Logaritmik Hatanın Mutlak Toplamı (ASLE), Mutlak Ortalama Fark (DABS), Standart Fark Alanı (SDA) ve Lin Uyum Katsayısı (LCC) yöntemleri, hata indeksleri olarak kullanılmıştır. Ele alınan istatistiksel yöntemlerin; hatanın genişliğindeki değişime, sinyaldeki gürültü miktarına ve frekans bölgesine bağlı incelemelere göre, performansları değerlendirilmiştir. Ayrıca çalışmada, saha uygulaması olarak; iki farklı güç transformatörü için gerçekleştirilen FRA test sonuçları üzerinden ayrıntılı vaka analizi yapılmış ve sonuçları yorumlanmıştır. Elde edilen sonuçlar göstermiştir ki; transformatör nüvesindeki artık miktansıyet ve ölçüm yönü, FRA test sonuçlarını önemli oranda etkilemektedir. Bununla birlikte, FRA Testi'nin, transformatörlerdeki yapısal sargı bozukluğu ve bombeleşme etkisini de hassas bir şekilde tespit ettiği görülmüştür.

The use of statistical methods in the evaluation of power transformer faults with frequency response analysis

H I G H L I G H T S

- FRA method is explained and its basic principle is presented.
- The statistical indexes were used to evaluate the FRA test results on power transformers.
- A detailed case analysis was performed on the FRA test result of power transformers.

Article Info

Research Article
Received: 08.04.2020
Accepted: 27.11.2021

DOI:

10.17341/gazimmfd.716459

Keywords:

Power transformers,
fault diagnosis,
frequency response analysis,
statistical methods

ABSTRACT

Power transformers are important and costly equipment that take part in changing the voltage level in transmission lines. They play a critical role in making power transmission smoothly, uninterrupted and safe. Power transformers are subjected to a series of routine checks and tests, during the operation, manufacturing, shipping, assembly and commissioning. Thus, it is aimed to prevent possible malfunctions and problems by following the general operating status of the transformers. Frequency Response Analysis (FRA) Test, which has started to be applied in recent years, is among the effective methods used to determine the condition of the transformer core and windings, as well as the slip and deformation. In this study; among the statistical methods widely and effectively used in the evaluation of FRA test results; Correlation Coefficient (CC), Cross Correlation Function (CCF), Standard Deviation (SD), Absolute Sum of Logarithmic Error (ASLE), Absolute Average Difference (DABS), Standard Difference Area (SDA), and Lin's Concordance Coefficient (LCC) are used as error indexes. The performances of the statistical methods considered are evaluated according to the changes in the amplitude of the error, the amount of noise in the signal, and the frequency region. In addition, as a field application in the study, a detailed case analysis is performed based on the FRA test results performed for two different power transformers and the results are interpreted. The obtained results show that; residual magnetism and measurement direction in the transformer core significantly affect the FRA test results. Furthermore, it has been observed that the FRA Test sensitively detects the structural winding defect and cambering on transformers.

*Sorumlu Yazar/Yazarlar / Corresponding Author/Authors : *skoroglu@pau.edu.tr, mustafa.yildiz1@teias.gov.tr, akifdemircali@pau.edu.tr, engincetin@pau.edu.tr / Tel: +90 258 296 3063

1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Enerji iletim sistemlerinin en hayati, önemli ve pahalı ekipmanlarının başında güç transformatörleri gelmektedir [1]. Güç transformatörlerinde yaşanan bir hata sonucu meydana gelebilecek bir patlama istenmeyen olaylara sebebiyet vermekle birlikte, enerji kesintisi, can ve mal kaybı gibi birçok sorunu da beraberinde getirebilmektedir. Günümüzde kullanılan transformatörlerin güçleri birkaç kVA'dan birkaç yüz MVA'ya kadar geniş bir yelpazede olmakla birlikte fiyatları, milyon dolarlar mertebesine çıkabilmektedir. Güç transformatörleri 20-35 yıl çalışacak şekilde tasarlanmalarına rağmen, gerekli bakım ve tadilatlarla bu süre 60 yıla kadar çıkabilmektedir [2, 3]. Güç transformatörlerinde bir arıza meydana geldiğinde, arızanın teşhisi ve giderilmesi için zorunlu bir süreye ihtiyaç olmaktadır. Arızanın durumuna göre teşhis ve tamir süreleri, birkaç saatten birkaç güne kadar çıkabilir [4]. Tüm bu kesinti süreleri dahilinde iletilemeyen enerjiden kaynaklı ekonomik kayıplar, işçilik, servis ve bakım ücretleri dikkate alındığında, uygulanabilecek birkaç test prosedürü ile birlikte olası arızaları önceden tespit edebilmenin önemi, daha iyi ortaya çıkmaktadır.

Güç transformatörleri imal edildikleri günden işletme ömürlerini tamamlayana kadar, birçok teste tabi tutulmaktadır. Üretim aşamasında standartlarda belirtilen rutin ve tip testler uygulanmaktadır. İşletmeye alındıktan sonra da sorunsuz çalışabilmeleri için; bakımlarının yapılması, arıza durumlarının önceden belirlenmesi ve meydana gelmişse arıza yerinin tespiti için ek olarak birçok test, analiz ve ölçümler yapılmaktadır. Güç transformatörlerinde elektriksel ve kimyasal arızaların teşhisi için, çeşitli test yöntemleri geliştirilmiştir. İşletmede yapılan testler, genellikle Saha Testleri olarak bilinmektedir. Bu testlerin en önemlileri; AC-DC izolasyon, sarım oranı, DC direnç, yağ üzerinde yapılan güç faktörü (%PF) ve delinme dayanımı ile yağda çözünmüş gaz analizleri (Dissolved Gas Analysis; DGA) gibi testlerdir [5, 6]. Son zamanlarda yeni nesil test yöntemleri olarak adlandırılan; Kısmi Deşarj [7, 8], Frekans Tepkisi Analizi [9, 10] ve Dielektrik Frekans Tepkisi [11] gibi testler de, sahada rutin olarak uygulanmaya başlanmıştır.

Frekans Tepkisi Analizi (Frequency Response Analysis; FRA), transformatörlerin arıza durumlarının değerlendirilmesinde yaygın olarak kullanılmaya başlanılan etkin yöntemlerden birisidir [12]. FRA, özellikle transformatör sargılarında meydana gelen kısa devre ve kopma gibi problemlerin, nüvede oluşan deformasyonların ve izolasyon hatalarının, sargılarda ve nüvede ortaya çıkabilecek eksenel yer değiştirme ve kaymaların belirlenmesinde oldukça hassas bir yöntemdir [13]. Literatürde konuyla ilgili birçok araştırma ve inceleme gerçekleştirilmiştir. Yapılan bir çalışmada, güç transformatörlerinde arıza teşhisi ve tanılamasında kullanılan FRA yöntemi uygulamaları hakkında kapsamlı bir inceleme sunulmuş, yöntemin uygulanmasında karşılaşılan çeşitli

sorunlar ve zorluklar tartışılmıştır [9]. Diğer bir çalışmada, transformatör dağıtılmış eşdeğer devre parametrelerine dayalı model üzerinden benzetim çalışmaları yapılmıştır. Bu benzetimlerle, farklı arıza türlerinin FRA sonuçları üzerindeki etkileri araştırılmıştır. Buna bağlı olarak, arıza türüne göre FRA sonuçlarının yorumlanması için bir sınıflandırma ve tablo oluşturulmuştur [14]. Akshay ve arkadaşları tarafından yapılan çalışmada, transformatörlerde meydana gelen açık devre ve kısa devre sargı arıza durumları ele alınmış ve bu arıza durumları için elde edilen FRA sonuçları incelenmiştir [15]. Geleneksel olarak FRA sonuçlarının incelenmesinde referans verilerle karşılaştırma yapılmasının yanı sıra, uzman görüşüne de ihtiyaç duyulmaktadır. Birçok araştırmacı, FRA prosedüründeki operatör müdahalesini ortadan kaldırmak veya en aza indirmek maksatlı çalışmalar da yapmaktadır [16]. FRA'nın transformatörlerin çoklu sargı hatalarının teşhisinde de başarılı sonuçlar verdiği ve çoklu arızaların tanımlanmasında önemli bir rol oynadığı bilinmektedir [17]. FRA yöntemi, güç transformatörlerinin yanı sıra dağıtım transformatörlerinin arızalarının analizinde de kullanılmaktadır [18].

Transformatörler üzerinde yapılan FRA test sonuçlarının karşılaştırılmasında, istatistiksel indeksler basit ve kolay uygulanmaları açısından tercih edilmektedir [19, 20]. Son yıllarda, FRA sonuçlarının değerlendirilmesi ve yorumlanmasında istatistiksel indeksler kullanılmaya başlanmış, bununla ilgili olarak birçok çalışma yapılmıştır [21-24]. İstatistiksel yöntemlerin hata tanılamadaki karakteristiklerinin ortaya koyulması için karşılaştırmalı çalışmalar yapılmış, buna bağlı olarak performansları değerlendirilmiştir [20, 25, 26]. Buna rağmen, bu indekslerin değerlendirme performanslarının; FRA ölçüm yöntemi, transformatörün tasarım karakteristiği, meydana gelen elektriksel ve mekanik hatanın türü vb. durumlara bağlı olabileceği unutulmamalıdır. Ayrıca, indekslere ait limit değerlerinin standartlaştırılmasına da ihtiyaç duyulmaktadır. Bu bağlamda, konuyla ilgili araştırmaların devam etmesi öngörülmektedir.

Bu çalışmada; güç transformatörü hatalarının analizinde kullanılan FRA yöntemi ele alınmış ve yöntemin temel prensibi açıklanmıştır. FRA sonuçlarının değerlendirilmesinde yaygın ve etkin biçimde kullanılan istatistiksel yöntemlerden öne çıkan; Korelasyon Katsayısı (CC), Çapraz Korelasyon Fonksiyonu (CCF), Standart Sapma (SD), Logaritmik Hatanın Mutlak Toplamı (ASLE), Mutlak Ortalama Fark (DABS), Standart Fark Alanı (SDA) ve Lin Uyum Katsayısı (LCC) yöntemlerinin hata indeksi olarak kullanılmaları halindeki performans değerlendirmeleri, karşılaştırmalı olarak ortaya koyulmuştur. Burada; yöntemlerin hata miktarlarının değişimi, sinyalde oluşan gürültü seviyesine duyarlılıkları ve frekans bölgesine bağlı değerlendirmedeki performansları incelenmiştir. Ayrıca, FRA testi uygulanan iki güç transformatörü arıza örneği üzerinden durum analizi gerçekleştirilmiş ve elde edilen deneysel sonuçlar yorumlanmıştır.

2. FREKANS TEPKİSİ ANALİZİ (FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS)

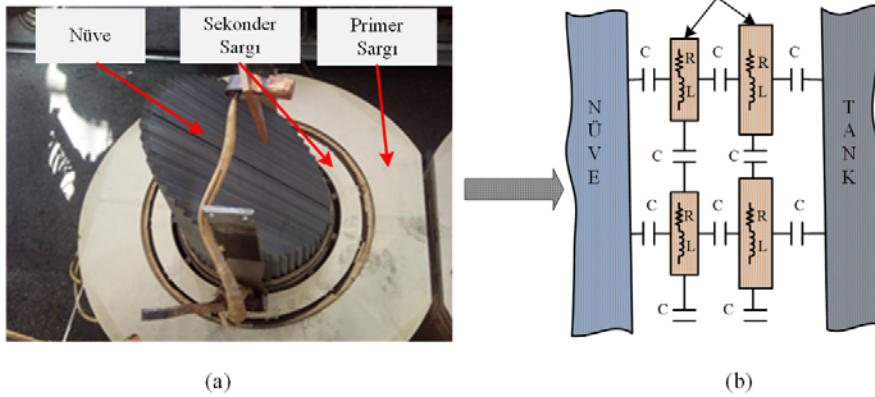
FRA, güç transformatörü hatalarının tespit edilmesinde etkin bir şekilde kullanılmaya başlayan, yeni nesil test yöntemleri arasında yerini almaya başlamıştır. Güç transformatörü sargılarının direnci, endüktansı, sargı-gövde arasındaki kapasite değeri vb. yapı ve etkileşimler dikkate alındığında, bu tür yapılar, kompleks bir RLC devresi şeklinde düşünülebilir. Şekil 1’de, bir güç transformatörünün nüve ve sargılarının görünümü ile RLC eşdeğer devresi verilmiştir.

FRA testinin temeli, prensip olarak, geniş bir bant aralığında transformatörün frekans cevabının gözlenmesine dayanmaktadır. Bu analiz yönteminde; transformatörün bir terminaline uygulanan değişken frekanslardaki alçak gerilim sinyali, diğer bir terminalden ölçülür. Frekansla ilişkili olan sistemin transfer fonksiyonunu veren bu ölçümle, hem genlik hem de faz açısı belirlenebilmektedir. Çıkıştan elde edilecek sinyal küçük olacağından, genellikle genlik, desibel (dB) olarak ölçülür. Her frekanstaki transfer fonksiyonu, transformatörün RLC ağının etkin empedansının bir ölçüsüdür [9, 29]. Transfer fonksiyonu, ölçülen $V_{çıkış}$ geriliminin, referans $V_{giriş}$ gerilimine oranı olup, sistemin genlik cevabı Eş. 1’den, işaretin faz açısı cevabı ise Eş. 2’den hesaplanır.

$$A_{Genlik\ cevabı}[dB] = 20 \log_{10} \left(\frac{V_{çıkış}(j\omega)}{V_{giriş}(j\omega)} \right) \quad (1)$$

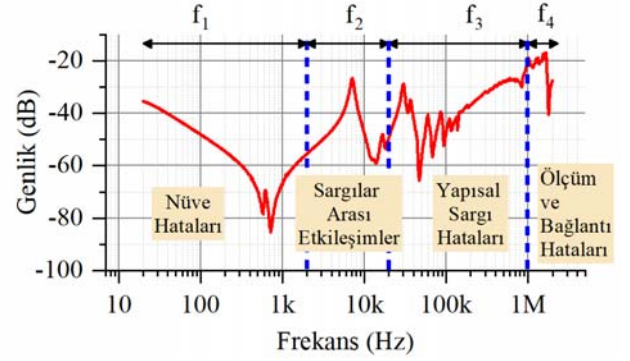
$$\varphi_{Faz\ cevabı}[^{\circ}] = \tan^{-1} \left(\frac{V_{çıkış}(j\omega)}{V_{giriş}(j\omega)} \right) \quad (2)$$

FRA testi transformatlara özel olarak geliştirilmiş ve bir nevi transformatörler için tanımlanmış parmak izi olarak da değerlendirilir. İşletme süresi boyunca herhangi bir anda, fiziksel ve elektriksel bir hata sonucu, transformatör RLC devresinin empedansında meydana gelebilecek değişiklikler, devrenin transfer fonksiyonunun da değerini değiştirecektir.



Şekil 1. Bir güç transformatörünün; (a) nüvesi ve sargıları, (b) RLC eşdeğer devresi [27, 28]
(A power transformer; (a) core and coils, (b) RLC equivalent circuit [27, 28])

Bu türden değişiklikler, transformatörden elde edilen FRA sonuçlarının, önceki test sonuçları ile karşılaştırılması neticesinde tespit edilebilir. Bu yöntemle, çekirdekte meydana gelen hatalar ve transformatördeki kapasite ve endüktans değişiklikleri etkin bir şekilde izlenebilir hale gelmektedir [30, 31]. Şekil 2’de, FRA hata bölgelerine ait frekans grafiği, Tablo 1’de ise, frekans bölgesi ve muhtemel hata tipleri arasındaki ilişki verilmiştir. Ölçüm frekans aralığı f (20 Hz-2 MHz) olarak tarif edilen bu ölçümde, f_1 düşük (20 Hz-2 kHz), f_2 orta (2 kHz -20 kHz), f_3 yüksek (20 kHz -1 MHz) ve f_4 çok yüksek (1 MHz -2 MHz) olmak üzere dört frekans bölgesi tanımlanmıştır. İlgili şekil ve tablodan da görüleceği üzere, transformatörde meydana gelen çeşitli hata durumları, farklı frekans bölgelerinde karşılık bulmaktadır [27, 32]. Tablo 1’den anlaşıldığı gibi FRA, transformatlara özel olarak geliştirilmiş ve bir nevi transformatörün parmak izini çıkartarak, gelecek bir zamanda yapılan rutin kontrol testlerinde en ufak bir değişikliği tespit edebilecek düzeyde etkili bir yöntemdir.



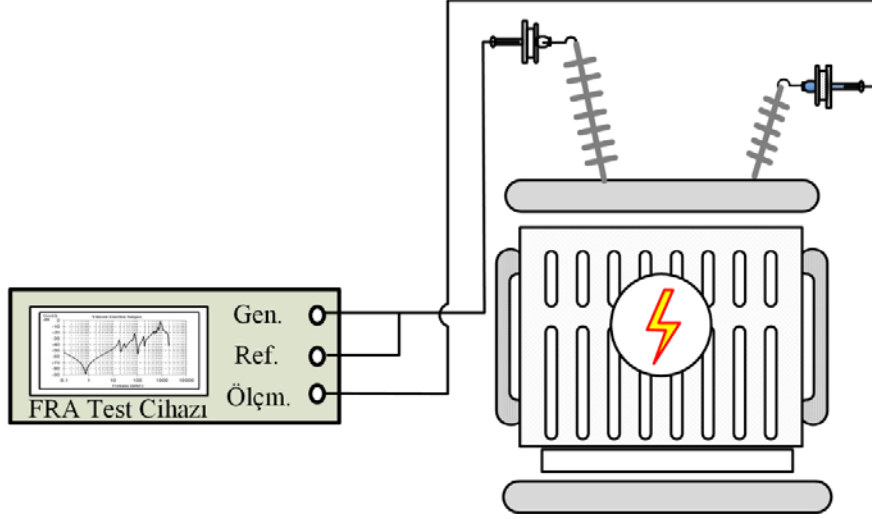
Şekil 2. Frekans tepkisi analizi hata bölgelerine ait frekans grafiği [27, 33]

(Frequency plots of fault regions of frequency response analysis [27, 33])

FRA yönteminde, transformatör empedansının frekans cevabının faz ve genlik olarak incelenmesi esas alınır. Yöntemin uygulanmasında, bu amaç için geliştirilmiş test cihazlarından yararlanır. Test esnasında, yapılan

Tablo 1. Frekans bölgesi ve muhtemel hata türleri arasındaki ilişki [27, 33]
(Relationship between frequency regions and possible fault types [27, 33])

Frekans Bölgesi	Frekansın Sınır Aralıkları	Muhtemel Hata Nedeni
f : Tüm frekans bandı	20 Hz-2 MHz	-
f_1 : Düşük	20 Hz-2 kHz	Nüve
f_2 : Orta	2 kHz -20 kHz	Sargılar arası etkileşimler
f_3 : Yüksek	20 kHz -1 MHz	Yapısal sargı hataları
f_4 : Çok yüksek	1 MHz -2 MHz	Ölçüm ve bağlantı hataları

**Şekil 3.** FRA ölçüm sistemi temel bağlantı şeması (Basic connection diagram of FRA measurement system)

bağlantıların doğru ve sağlam olmasına dikkat edilir. FRA test cihazlarında, bağlantı için genellikle üç adet uç bulunur. Bunlar; referans ucu (Ref.), sinyalin gönderildiği canlı uç (Gen.) ve ölçüm ucu (Ölçm.) şeklindedir. Referans ucu toprağa bağlanırken, ölçümü yapılan transformatör ile aynı topraklama noktasına irtibatlı olmasına dikkat edilir. FRA ölçümü için örnek temel bağlantı şeması, Şekil 3'te verilmiştir.

Ölçme işlemi, ulaşılabilir olan bütün terminaller için yapılır ve kaydedilir. Her fazda ve istenilen kademelerde tamamlanan ölçüm sonuçları daha önce yapılmış sonuçlarla karşılaştırılarak, önceki değerlerle uygunluğu kontrol edilir. Karşılaştırmalı bir test yöntemi olan FRA'da bu işlemler, aşağıda verildiği üzere, üç şekilde yapılabilmektedir [28, 30].

- Zaman Tabanlı Karşılaştırma (Son FRA ölçüm grafikleri ile aynı transformatörün ilk ölçüm grafiklerinin karşılaştırılması).
- Tip Tabanlı Karşılaştırma (Bir transformatörün FRA ölçüm grafikleri ile aynı tip başka bir transformatörün ölçüm grafiklerinin karşılaştırılması).
- Fazlar Arası Karşılaştırma (Bir transformatörün her bir fazına ait FRA ölçüm grafiklerinin birbirleri ile kıyaslanması).

Transformatörün durumu, önce ve sonra olmak üzere yapılan iki FRA ölçümü arasındaki karşılaştırmaya göre belirlenmektedir. Eğer bu iki sonuç arasında herhangi bir

sapma yok ise, transformatörde anormal bir durum olmadığı anlaşılır. Transformatörlerde FRA tek bir ölçümden ibaret olmayıp, çeşitli bağlantı şekilleri ve ölçümleri mevcuttur. Transformatörde daha sonradan oluşabilecek bir arızanın sağlıklı bir şekilde tespit edilebilmesi için, bir önceki ölçümde tüm ölçüm varyasyonlarının belirlenmiş ve ilgili tüm ölçümlerin yerine getirilmiş olması, ayrıca sonuçların karşılaştırılmasında da herhangi bir şüpheye yer bırakılmamış olması önemlidir. FRA yöntemi, temel olarak dört ölçümden ibaret olmakla birlikte, çeşitli varyasyonlarla bu ölçüm sayıları artırılabilir. Bunlardan; temel olarak sargı sonundan sargı sonuna yapılan ölçümler, sekonder sargı açık devre ve sekonder sargı kısa devre olmak üzere her iki durum için de uygulanır. Diğer iki ölçüm ise, primer ve sekonder sargılar arası kapasitif ölçüm ve sargılar arası endüktif ölçümdür. Bu ölçüm yöntemleri, standartlarda açıkça tanımlanmış ölçümlerdir [27, 28, 34].

FRA yöntemi yeni nesil test yöntemlerinden olup, basit ve hızlı bir değerlendirme yöntemi olarak kabul edilebilir. FRA, saha testleri yapılırken ilk uygulanması gereken bir testtir. FRA ile elde edilen test sonuçları, önceden yapılan testlerden elde edilen sonuçlarla karşılaştırılır. Karşılaştırmalı sağlıklı bir şekilde yapılabilmesi için, test şartlarının aynı olması gerekmektedir. Test sonuçları arasındaki sapma miktarlarının frekans bölgesi ve genliği, oluşan hata türü hakkında bilgi verir. Testlere başlanırken, transformatöre ait eski FRA test sonuçları hazır bulundurulur. FRA ölçümleri yapılırken dikkate edilmesi gereken ve ölçüm sonuçlarını

etkileyen diğer önemli parametreler; kademe değiştirici etkisi [27, 28, 35], sıcaklık [29, 36], bağlantı grubu [28], DC gerilim [29, 37], ölçüm yönü [29] vb. şeklinde sıralanabilir. Bunların yanında, ölçüm işlemini etkileyebilecek diğer faktörler ise; ölçüm cihazının standartlar dahilinde olmaması, bağlantı hataları, testi yapan operatörün ilgili testi standartlara uygun bir şekilde gerçekleştirmemesi şeklinde sıralanabilir. Bütün bu faktörler, test sonuçlarının güvenilirliği ve testlerin tekrar edilebilirliği açısından önemli birer unsurdur.

3. İSTATİSTİKSEL YÖNTEMLER (STATISTICAL METHODS)

Transformatörlerde hatanın değerlendirilmesine yönelik FRA sonuçlarının yorumlanması, her ne kadar geçmiş deneyim ve uzman görüşlerine dayalı yapıyor olsa da, son yıllarda literatürde bu sonuçların değerlendirilmesine yönelik istatistiksel yöntemler de kullanılmaya başlanmıştır. FRA ölçümlerinin kayıtları arasındaki farklılıkları belirlemek için geçmişte; korelasyon katsayısı, spektrum sapması ve maksimum mutlak fark gibi bazı istatistiksel parametreler önerilmiştir [19, 21, 25]. Yapılan bir çalışmada, FRA sonuçlarının değerlendirilmesinde CCF indeksi kullanılmış ve değerlendirme limitleri için önerilerde bulunulmuştur [33]. Transformatör sargı deformasyonundaki hata derecelerinin ölçülmesiyle elde edilen FRA sonuçları, matematiksel göstergeler kullanılarak değerlendirilmiş ve analiz edilmiştir [38]. Burada, değerlendirme için kullanılan 16 farklı matematiksel göstergenin; duyarlılık, görecelilik ve monotonluk indeksi kriterlerine bağlı olarak uygulanabilirliği incelenmiştir. Son yıllarda, transformatör arıza durumlarının teşhisi ile ilgili FRA sonuçlarının değerlendirilmesinde, istatistiksel yöntemlerin performanslarının ve etkinliklerinin ortaya koyulması üzerine birçok çalışma yapılmıştır [39-41]. Farklı değerlendirme kriterlerine göre ilgili yöntemlerin performansları, karşılaştırmalı olarak elde edilmiştir.

Bu çalışmada, FRA test sonuçlarının değerlendirilmesinde en yaygın ve etkin olan yöntemlerden; CC, CCF, SD, ASLE, DABS, SDA ve LCC hata indeksi olarak kullanılmış olup, bu yöntemlere dair eşitlikler sırasıyla Eş. 3-Eş. 9'da verilmiştir.

$$CC_{(X,Y)} = \frac{\sum_{i=1}^N X(i)Y(i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N [X(i)]^2 \sum_{i=1}^N [Y(i)]^2}} \quad (3)$$

$$CCF_{(X,Y)} = \frac{\sum_{i=1}^N (X(i) - \bar{X})(Y(i) - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (X(i) - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^N (Y(i) - \bar{Y})^2}} \quad (4)$$

$$SD_{(X,Y)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N |Y(i) - X(i)|^2}{N-1}} \quad (5)$$

$$ASLE_{(X,Y)} = \frac{\sum_{i=1}^N |20 \log_{10} Y(i) - 20 \log_{10} X(i)|}{N} \quad (6)$$

$$DABS_{(X,Y)} = \frac{\sum_{i=1}^N |Y(i) - X(i)|}{N} \quad (7)$$

$$SDA_{(X,Y)} = \frac{\int |Y(f) - X(f)| df}{\int |X(f)| df} \quad (8)$$

$$LCC_{(X,Y)} = \frac{2S_{XY}}{(\bar{Y} - \bar{X})^2 + S_Y^2 + S_X^2} \quad (9)$$

$$S_{XY} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X(i) - \bar{X})(Y(i) - \bar{Y})$$

$$S_Y^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y(i) - \bar{Y})^2$$

$$S_X^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X(i) - \bar{X})^2$$

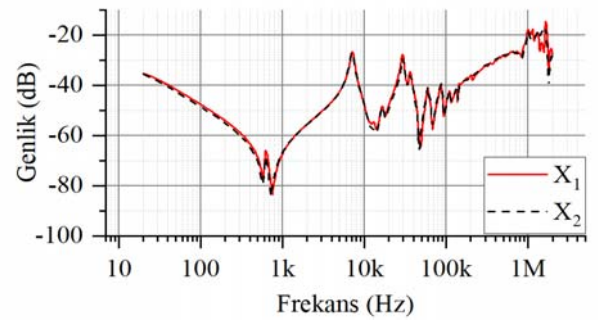
Burada $X(i)$ ve $Y(i)$; sırasıyla birinci ve ikinci ölçüme ait frekans cevabını, \bar{X} ve \bar{Y} ise ölçüm sonuçlarının ortalamasını vermektedir. N ise, ölçümlerdeki toplam örnek sayısını göstermektedir. Transformatörlerde uygulanan iki FRA test sonucu arasındaki değişimi gözlemlemek için istatistiksel göstergeler kullanılması, yaygın bir yaklaşımdır. Kullanılan yöntemlere dair en iyi korelasyon değerleri ve transformatörlerin FRA için hata değerlerinin başlangıç seviyeleri, Tablo 2'de verilmiştir.

Tablo 2. Değerlendirme indekslerinin mükemmel eşleşme ve eşik limitlerinin başlangıç değerleri
(The initial values of the perfect match and threshold limits for the evaluation indices)

Nümerik Yöntem	Mükemmel Eşleşme Değeri (Sapma Yok)	Hata Göstergesinin Başlangıç Değeri	Referans
CC	1	<0,997	[21, 22, 41]
CCF	1	<0,95	[20, 23, 24, 33]
SD	0	>1,0	[19, 41]
ASLE	0	>0,6	[21-23, 41]
DABS	0	>1,0	[19, 21, 40]
SDA	0	>0,04	[19, 26, 40]
LCC	1	TD*	[25]

TD*: Tanımlı Değil (Literatürde bu yöntemle ait tanımlanmış bir sınır değeri tespit edilemedi.)

FRA sonuçlarının değerlendirilmesinde yaygın kullanılan bu indekslerin; hata değerinin lineer değişime karşı duyarlılığı, hata oranının artmasına bağlı tepkisi, ölçmedeki gürültü oranının etkisi ve frekans bölgesine bağlı hata değerlendirmeleri yapılmıştır. Bu değerlendirmelerin yapılmasında, Şekil 4'de verilen örnek FRA sonuçları kullanılmıştır.

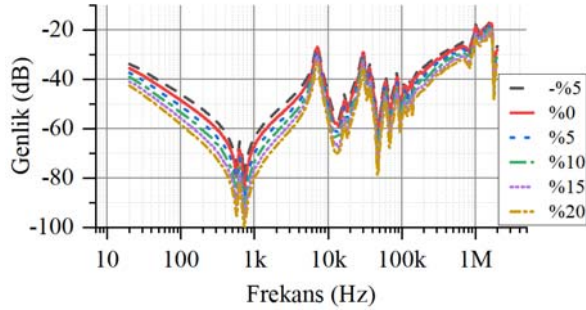


Şekil 4. İstatistiksel yöntemlerin karşılaştırılmasında kullanılan örnek FRA ölçüm sonucu
(Sample FRA measurement result used in comparison of statistical methods)

Burada; X_1 referans sonucu göstermekteyken, X_2 hata durumuna karşılık gelen ölçmeyi temsil etmektedir. Diğer gerekli olan varsayımaya dayalı FRA eğrileri bu şekil referans alınarak üretilmiş, buradan hareketle istatistiksel yöntemlerin performansı ile ilgili değerlendirme ve yorumlamalar yapılmıştır.

3.1. Hatanın Linear Değişimi (Linear Change of Error)

Hata miktarındaki linear değişim etkisini gözlemlemek için, Şekil 4 referans alınmıştır. Burada referans X_1 ölçümüne, kendi değerinin -%5'i, %5'i, %10'u, %15'i ve %20'si eklenerek, yeni FRA sonuçları türetilmiştir. Şekil 5'te, farklı hata genliğine sahip FRA eğrileri gösterilmiştir. Elde edilen bu değerler, hata sonrası FRA ölçümleri olarak varsayılmış ve referans değerle karşılaştırılarak indeks değerleri hesaplanmıştır. Sonuçların birbirleriyle anlamlı ve açık bir şekilde karşılaştırılabilmesi için tüm değerler, normalizasyon işlemine tabi tutulmuştur. Normalizasyon işlemi, her bir yöntem için ilgili ölçümde elde edilen değer, o yönteme ait diğer değişim sonuçları içerisinde yer alan en yüksek değere bölünmesiyle bulunmuştur. Ele alınan istatistiksel indekslerin hatanın linear değişimine bağlı davranışları, Şekil 6'da sunulmuştur. Şekilden de görüleceği üzere, CC ve CCF yöntemleri, linear değişimlere karşı herhangi bir duyarlılığa sahip değildir. SD, ASLE, DABS ve SDA yöntemleri, hata miktarındaki bu değişime yüksek duyarlılık gösteren benzer davranış karakteristiklerine sahiptir. LCC yöntemi ise, bu değişime karşı zayıf bir duyarlılık göstermektedir.

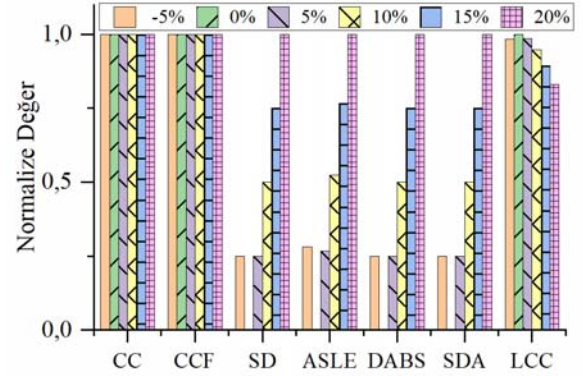


Şekil 5. Hatanın linear değişimi (Linear variations of the error)

Hata miktarındaki artışların yöntemler üzerindeki etkisini değerlendirmek için, Şekil 4'te verilen FRA sonuçlarının (X_1 ve X_2) farkı kullanılmıştır. Bu fark, hatayı temsil etmektedir. Sonrasında, hata miktarındaki artış bu hatanın 1, 2, 4 ve 6 katı olacak şekilde elde edilmiştir. X_1 değeri referans sinyal kabul edilmiş, hata durumunu temsil eden sinyallerin türetilmesi için hesaplanan hata miktarları referans sinyale eklenmiştir. Böylelikle, farklı hata miktarına sahip yeni değerler üretilmiştir. Şekil 7'de, farklı hata katsayılarının dahil edildiği sonuçlar gösterilmiştir.

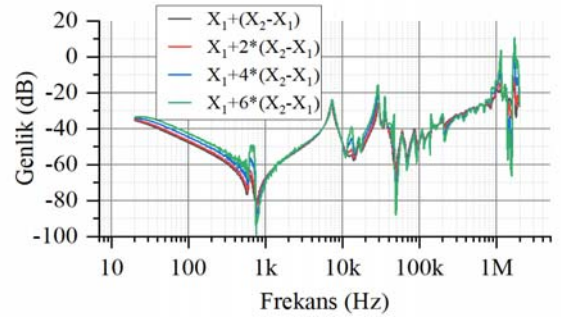
Çalışma dahilinde, hata durumunu temsil eden farklı genlikteki FRA sonuçlarına bağlı istatistiksel yöntemlerin hesaplama performansı üzerindeki etkisi gözlenmiştir. Ele alınan istatistiksel yöntemler, hata miktarı genliğindeki değişimlerine bağlı davranışlarının karşılaştırmalı olarak

gösterilebilmesi için normalize edilmiş ve elde edilen sonuçlar, Şekil 8'de sunulmuştur. Şekilde görüldüğü üzere, linear olmayan hata değişimlerine karşı tüm yöntemler tepki göstermektedir. SD, ASLE, DABS ve SDA yöntemleri, hata miktarındaki bu değişime yüksek duyarlılık gösteren benzer davranış karakteristiğine sahiptirler. CCF ve LCC yöntemleri de kendi aralarında benzer davranış karakteristiğine sahip olup en az duyarlılık, CC yönteminde gözlenmiştir.

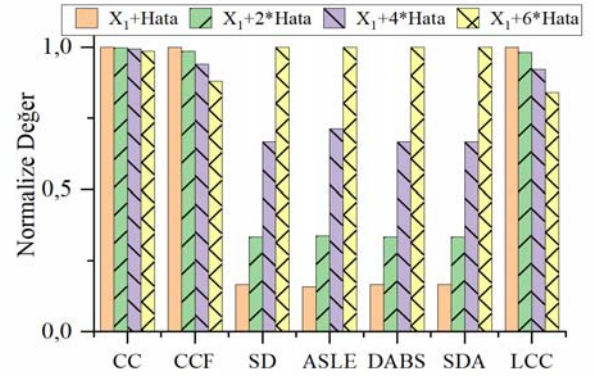


Şekil 6. İstatistiksel yöntemlerin hatanın linear değişimine karşı davranışları

(Behavior of statistical methods against linear change of error)



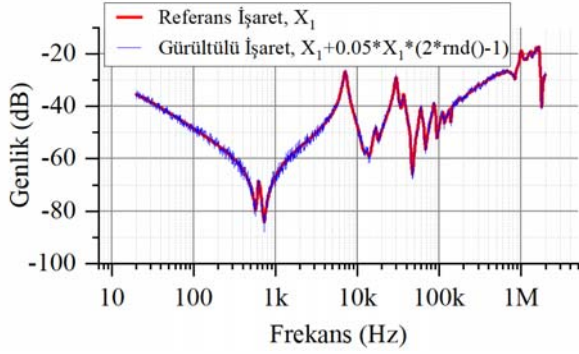
Şekil 7. Farklı genlik değerine sahip FRA eğrileri (FRA curves with different amplitude values)



Şekil 8. İstatistiksel yöntemlerin hata değişimi miktarının artışına bağlı davranışları (The behavior of statistical methods due to the increase in the amount of error change)

3.2. Gürültü Sinyalinin Etkisi (Effect of Noise Signal)

Ölçmelerde gürültü sinyalinin hesaplama yöntemleri üzerine ne tür bir etki gösterdiğinin tespiti amacıyla, referans sinyal X_1 üzerine %1, %2, %3, %4 ve %5 olmak üzere belirli oranlarda gürültü eklenmiş ve elde edilen gürültülü sinyal, hata durumunu temsil eden sinyal olarak varsayılmıştır. Örnek olarak; referans sinyal ve %5'lik gürültü bindirilmiş sinyale ait gösterim, Şekil 9'da verilmiştir.



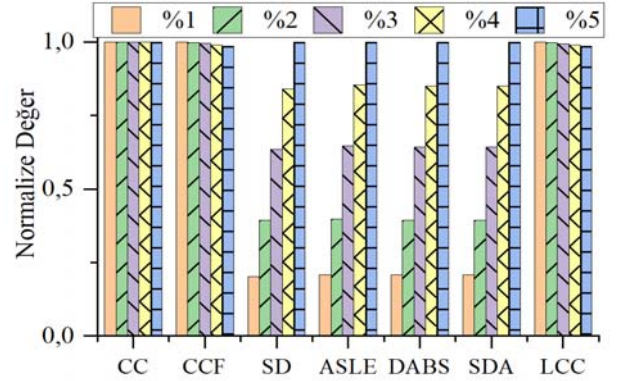
Şekil 9. Referans işaret ile %5 gürültü eklenmiş örnek FRA sinyali (Reference signal and FRA signal with 5% noise)

Gürültü miktarına bağlı istatistiksel yöntem değerlendirmesine ait normalize hesap sonuçları, Şekil 10'da verilmiştir. Yine SD, ASLE, DABS ve SDA'nın, gürültü miktarındaki değişimlere karşı yüksek duyarlılık gösteren benzer davranış karakteristiklerine sahip oldukları görülmüştür. CCF ve LCC benzer davranış karakteristiği göstermekle birlikte, duyarlılıklarının az olduğu görülmüştür. Buna karşın CC'de, gürültüye bağlı bir duyarlılık gözlenmemiştir.

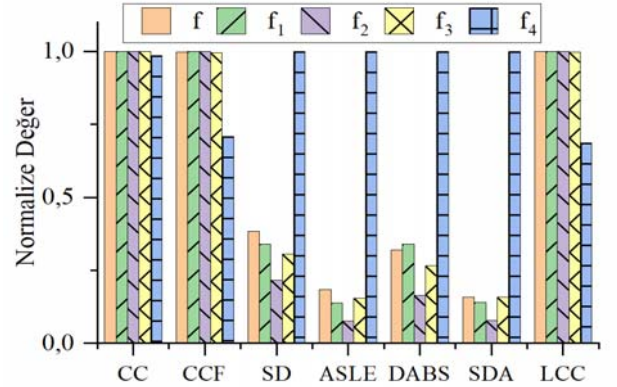
3.3. Frekans Bölgesine Bağlı Değerlendirme (Evaluation Based on Frequency Region)

İstatistiksel yöntemlerin frekans bölgesine bağlı değerlendirme davranışlarının karakteristiklerini görmek için, başta tüm frekans bölgesi olmak üzere belirlenen tüm bölgeler için hesaplamalar, Şekil 4'de verilen FRA sonuçlarına göre yapılmıştır. Kullanılan yöntemlerin frekans bölgesine bağlı hesaplama sonuçlarına ait normalize değerleri, Şekil 11'de verilmiştir. Görüldüğü üzere tüm yöntemler, f_4 frekans bölgesinde daha büyük sapmanın olduğuna işaret etmektedir. FRA sonuçlarının değerlendirilmesinin tüm frekans bandı

yerine alt frekans bantlarına göre yapılması, FRA izlerindeki sapma miktarının daha belirgin şekilde teşhisine olanak sağlayacaktır. Örneğin bu durum, ASLE özelinde ifade edilecek olursa; tüm frekans bandına göre Tablo 3'e göre indeks değeri 0,2223 olup, bu değer limit değerinin altındadır. Ancak, f_4 bölgesine göre yapılan hesapta indeks değeri 1,21'dir ve bu değer, limit değerinin üzerindedir. Ayrıca frekans bölgeleri olası hata türüyle ilişkilendirilebileceği için, sapma miktarının fazla olduğu bölgenin bilinmesi, muhtemel hata türünün araştırılmasını da sağlayacaktır.



Şekil 10. Farklı gürültü seviyelerinde istatistiksel yöntemlerin değerlendirme davranışları (Evaluation of statistical methods at different noise levels)



Şekil 11. Yöntemlerin frekans bölgesine bağlı değerlendirme etkinliği (Effectiveness evaluation of the methods depending on the frequency region)

Tablo 3. Frekans bölgesine bağlı değerlendirme indeksleri hesaplama sonuçları (Calculation results of evaluation indices based on frequency region)

Frekans Bölgesi	CC	CCF	SD	ASLE	DABS	SDA	LCC
f_1	0,9998	0,9963	1,3454	0,1678	1,0750	0,0196	0,9937
f_2	0,9999	0,9963	0,8561	0,0928	0,5230	0,0110	0,9941
f_3	0,9995	0,9913	1,2058	0,1871	0,8434	0,0222	0,9910
f_4	0,9859	0,7054	3,9555	1,2100	3,1746	0,1399	0,6821
f	0,9995	0,9945	1,5144	0,2223	1,0128	0,0222	0,9937

4. FRA İLE TEŞHİS EDİLEN ARIZA ÖRNEKLERİ VE TARTIŞMA (EXAMPLE FAULTS DIAGNOSED WITH FRA AND DISCUSSIONS)

FRA testleri, transformatörün fiziksel yapısında meydana gelen kayma ve deformasyonların tespit edilmesinde, özellikle de sargı ve nüvelerde meydana gelebilecek yapısal kaymaların belirlenmesinde, diğer elektriksel testlerden daha hassas ve başarılı sonuçlar vermektedir. FRA sonuçlarına göre; alçak frekanslardaki değişimler nüvenin durumunu verirken, yüksek frekanslardaki değişimler ise daha çok sargı deformasyonları hakkında bilgi vermektedir. Bu bölümde, FRA ile teşhis edilen, sahadan elde edilmiş iki önemli durum örneği incelenmiş ve sonuçları tartışılmıştır. Uygulamada ele alınan arıza örneklerindeki transformatörlerin karakteristik özellikleri ise, Tablo 4'te verilmiştir. Ölçümler Omicron Franeo 800 test cihazı ve ilgili yazılımlar kullanılarak yapılmıştır. FRA ölçümleri, IEC 61326 standartına uygun olarak 20 Hz ile 2 MHz aralığında, 1041 örnekleme ile gerçekleştirilmiştir. Her bir örnekleme frekansı için, 5 V'luk sinyal uygulanmıştır. Ölçümlerde, karakteristik empedansı 50 Ω olan 18 m uzunluğunda, cihaza ait koaksiyel kablolar kullanılmıştır. Ölçülen FRA sonuçları fazlar arası karşılaştırma, yani bir transformatörün her bir fazına ait grafiklerinin birbirleri ile kıyaslanması prensibine göre yapılmıştır. İstatistiksel değerlendirmelerde ise alt frekans bölgelerine göre yapılmış ve Tablo 2'de verilen limit değerler kullanılmıştır. Bununla birlikte, literatürde LCC için bir limit değer önerilmemiş olup, yapılan gözlemlerde, indeks değerlerinin CCF ile örtüştüğü görülmüştür. Bu duruma istinaden, LCC için limit değerler olarak, CCF'nin değerleri kullanılmıştır.

Tablo 4. FRA testi yapılan transformatörlerin karakteristik özellikler

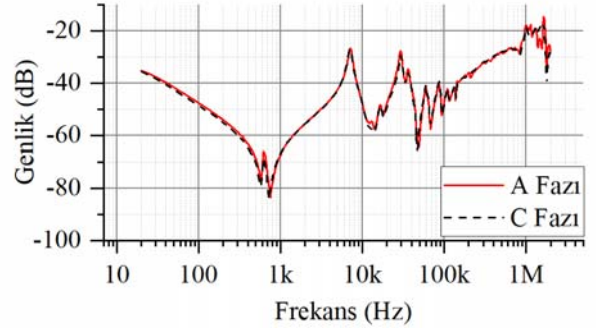
(Characteristics of the transformers that analyzed with FRA test)

Trafo No.	Trafo Primer/ Sekonder Gerilimleri (kV)	Trafo Gücü (MVA)	Sargı Bağlantı Grubu	İmalat Yılı
TR1	154/33,6	100	YNyn0	2016
TR2	154/33,6	50	YNyn0	1983

4.1. Durum Çalışması 1 (Case Study 1)

TR1; nominal çalışma gerilimi 154/33,6 kV, gücü 100 MVA, bağlantı grubu YNyn0 olan, yağlı tip doğal/fan soğutmalı (ONAN/ONAF) bir güç transformatörüdür. Üretim sonrası fabrika testleri yapılan transformatörlerin nakli ve şalt tesisinde montajı sonrası herhangi bir sorunlarının olup olmadığının anlaşılabilmesi için, devreye alma işlemi öncesinde yeniden saha testleri yapılır. TR1'e ait saha montajı sonrası elde edilen FRA test sonuçları, Şekil 12'de verilmiştir. Şekil 12'deki FRA test sonuçları incelendiğinde, 0-1 kHz ve 100 kHz-1 MHz aralığında *A* ve *C* fazları arasında bazı uyumsuzluklar olduğu, açıkça görülmektedir. Bununla birlikte, diğer teyit edici elektriksel testlerden ikaz akımı testinde, önemli bir sorun tespit edilmemiştir. Bu sonuçlar, mevcut durumun bir arızayı mı işaret ettiği, yoksa

sorunun ölçüm hatasından mı kaynaklandığı noktasında şüpheler doğurmaktadır.



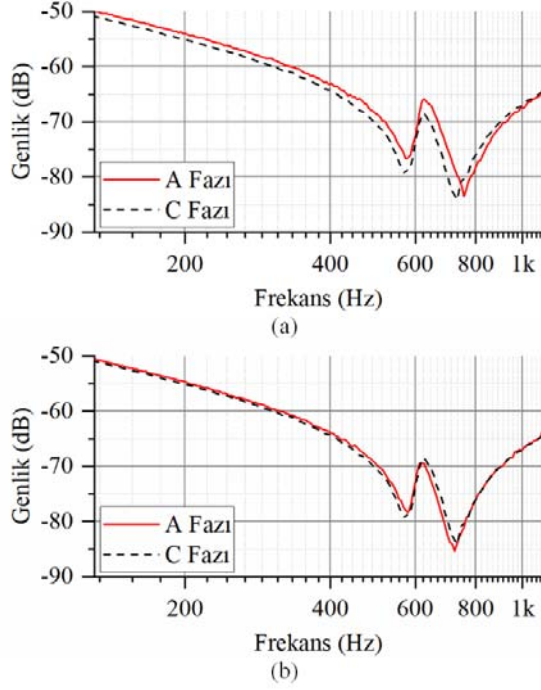
Şekil 12. TR1 için primer *A* ve *C* faz sargılarına ait FRA test sonuçlarının karşılaştırma grafiği

(Comparison graph of FRA test results of the phases *A* and *C* of the primer side for the TR1)

Bu vakada, 0-1 kHz bölgesindeki kaymaların sebebinin, transformatörün imal edildiği fabrikada yapılan son test olan DC direnç testi sonrası oluşabilecek DC magnetizasyondan kaynaklı olabileceği değerlendirilmiş ve sonrasında üretici firma ile yapılan görüşme, bu tespiti doğrulamıştır. Bu nedenle, transformatöre demagnetizasyon işlemi uygulanmıştır. Demagnetizasyon işlemi, transformatörün primer sargıları kısa devre edilerek sekonder sargılara AC gerilim uygulanması şeklinde yapılmıştır. Artık mıknatısiyet ortadan kaldırıldıktan sonra, FRA testi transformatöre yeniden uygulanmıştır. 0-1 kHz arasında, *A* ve *C* fazlarına ait FRA ölçüm sonuçları, demagnetizasyon işlemi uygulanmadan önceki durum için Şekil 13a'da, işlemin uygulanmasından sonraki durum için ise Şekil 13b'de verilmiştir. Tahmin edildiği üzere, 0-1 kHz arasında olan uyumsuzluk, çekirdekte meydana gelen artık mıknatısiyet etkisinden kaynaklanmıştır. Transformatörün nüvesi demagnetize edildikten sonra elde edilen ölçüm sonuçlarının bir önceki sonuçlarla daha uyumlu olduğu, Şekil 13b'de görülmektedir.

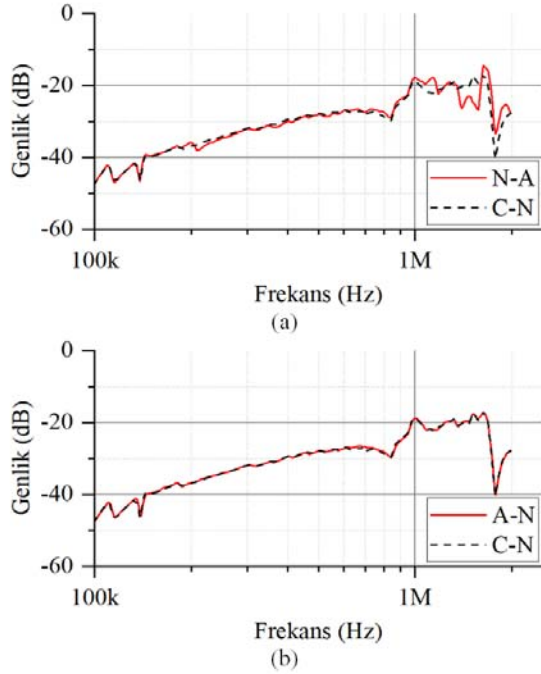
Benzer biçimde, Şekil 12'de 100 kHz ile 1 MHz arasında bir uyumsuzluk görülmektedir. Uyumsuzluk Şekil 14a'da net bir şekilde görülmekte olup, bunun nedeninin ölçüm yönü ile ilişkili olabileceği değerlendirilmiştir. Ölçüm yönü bir önceki test ile aynı şekilde yapıldığında, bu farklılığın da ortadan kalktığı görülmüştür (Şekil 14b).

TR1'e ait FRA test sonuçlarının arıza durumu bakımından değerlendirilmesine yönelik istatistiksel çalışma, muhtemel arıza türüyle ilişkili olarak belirtilen dört farklı frekans bölgesi aralığı için yapılmıştır. Değerlendirme, fazlar arası ölçüm sonuçlarının karşılaştırılması prensibine göre yapılmış olup, *A-C* fazları arası elde edilen FRA ölçüm sonuçları arasındaki fark, Şekil 15'te verilmiştir. Özellikle f_1 , f_3 ve f_4 bölgelerinde, her iki faz arasında FRA test sonuçları arasındaki fark daha dikkat çekici olup, bu fark nispeten f_2 bölgesinde daha azdır.



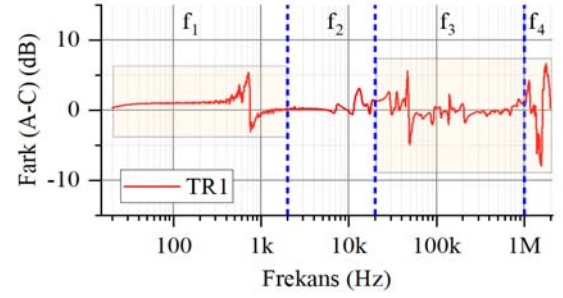
Şekil 13. TR1 için 0-1 kHz arasında *A* ve *C* fazlarına ait FRA test sonuçları (a) Demagnetizasyon öncesi durum (b) Demagnetizasyon sonrası durum

(FRA test results on the primer phases *A* and *C* between 0-1 kHz for the TR1 (a) Pre-demagnetization status (b) Post-demagnetization status)



Şekil 14. TR1 için 100 kHz-1 MHz arası FRA test sonuçları (a) ölçüm yönü bir önceki testten farklı ve (b) ölçüm yönü bir önceki test ile aynı

(FRA test results for the TR1 from 100 kHz to 1 MHz (a) the measurement direction is different from the previous test and (b) the measurement direction is the same as the previous test)

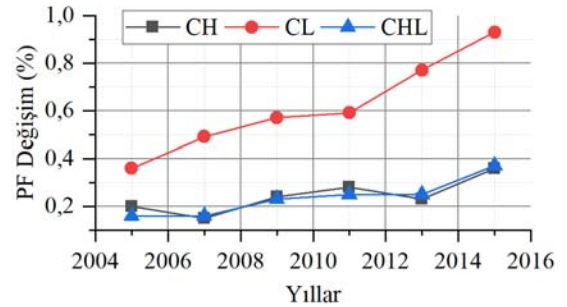


Şekil 15. TR1 için A-C fazları arasında yapılan FRA ölçümleri arasındaki fark (Difference of FRA test result between A-C phases for the TR1)

TR1'e ait FRA test sonuçlarının yorumlanmasına yönelik hesaplanan istatistiksel yöntemlerin korelasyon sonuçları, Tablo 5'te verilmiştir. Tabloda italik olarak belirtilmiş rakamlar, değerlendirme indekslerinin eşik değerler üzerinde olduğunu göstermektedir. Tablo 5'teki ilk sonuçlara bakıldığında, f_1 ve f_3 frekansları arasında kalan bölgede sadece SD'nin değeri belirgin bir şekilde sınır değerlerin üzerinde bulunmuştur. Buna karşılık f_4 çok yüksek frekans bölgesinde ise, tüm yöntemlerin sınır değerler üstünde olduğu görülmüştür. Bu durum, transformatörün sağlık durumu üzerine kuşku uyandırmaktadır. Deneysel değerlendirme kısmında da bahsedildiği üzere, bu bölgedeki hata göstergesinin, demagnetizasyon ve ölçüm yönündeki olası bir hatadan kaynaklı olabileceği değerlendirilmiştir. Bu nedenle transformatör demagnetize edilmiş ve ölçüm yönü düzeltilerek FRA ölçümleri yeniden yapılmıştır. Tablo 5'te görüleceği üzere, demagnetizasyon yapıldıktan sonra, hata göstergesi, tüm istatistiksel yöntemlerin sonuçları için, limit değerler dahilinde bulunmuştur. Buna göre; transformatörde fiziki bir sorun olmadığı, şüpheli durumun ölçme yöntemindeki hatalardan kaynaklı olduğu sonucuna varılmıştır.

4.2. Durum Çalışması 2 (Case Study 2)

TR2; nominal çalışma gerilimi 154/33,6 kV, gücü 50 MVA, bağlantı grubu YNyn0 olan yağlı tip doğal/fan soğutmalı (ONAN/ONAF) bir güç transformatörüdür. Transformatöre, 2005 ile 2015 yılları arasında sadece elektriksel testler uygulanabilmiştir. Elektriksel testlerden %PF sonuçlarının yıllara bağlı olarak elde edilen; primer sargı/tank (CH), sekonder sargı/tank (CL) ve primer/sekonder sargı (CHL) değerlerindeki değişimler, Şekil 16'da verilmiştir.



Şekil 16. TR2 için CH, CL ve CHL değerlerinin yıllara bağlı % PF bazlı değişimi (Annual % PF based change of CH, CL and CHL values for the TR2)

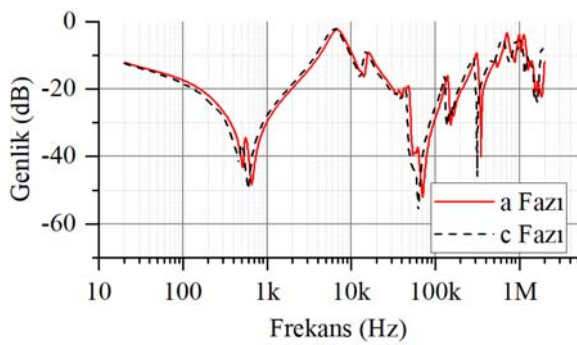
Tablo 5. TR1'e ait FRA sonuçlarının frekans bölgelerine bağlı olarak istatistiksel yöntemlerle değerlendirilmesi (FRA evaluation results depending on the frequency regions using the statistical methods for the TR1)

Durum	Frekans Bölgesi	CC	CCF	SD	ASLE	DABS	SDA	LCC	Değerlendirme
Demagnatizasyon öncesi ve ölçüm yönü hatalı	f_1	0,9998	0,9963	1,3454*	0,1678	1,0750*	0,0196	0,9937	Demagnatizasyon ve ölçüm yönü hatalı
	f_2	0,9999	0,9963	0,8561	0,0928	0,5230	0,0110	0,9941	
	f_3	0,9995	0,9913	1,2058*	0,1871	0,8434	0,0222	0,9910	
	f_4	0,9859*	0,7054*	3,9555*	1,2100*	3,1746*	0,1399*	0,6821*	
Demagnatizasyon sonrası ve ölçüm yönü düzeltilmiş	f_1	1,0000	0,9990	0,6134	0,0702	0,4517	0,0082	0,9987	Herhangi bir sorun mevcut değil
	f_2	1,0000	0,9998	0,1991	0,0287	0,1497	0,0031	0,9996	
	f_3	0,9999	0,9989	0,4148	0,0686	0,2874	0,0075	0,9989	
	f_4	0,9999	0,9986	0,2948	0,0987	0,2422	0,0106	0,9985	

*indekslerin sınır değerleri geçtiğini ifade eder.

Şekil 16 incelendiğinde, yıllar içerisinde CL değerlerinde artan bir ivmeyle kapasite değişimi gözlenmiştir. Bu durumun sebebinin daha hassas bir şekilde anlaşılabilmesi için, transformatöre FRA testinin uygulanması yoluna gidilmiştir.

Primer sargı açık devre iken, sekonder sargı tarafındaki a ve c fazları için elde edilen FRA test sonuçları, Şekil 17'de verilmiştir. 20 kHz ile 1 MHz bandındaki sonuçlar incelendiğinde, sekonder a ve c fazları arasında asimetric değişimler gözlenmiştir. Şekil 17 ele alındığında; 50 kHz ile 1 MHz arasında meydana gelen bu asimetric farklılığın, radyal sargı deformasyonu veya bombeleşme denilen durumdan kaynaklı olabileceği değerlendirilmiştir.



Şekil 17. TR2'de sargı sonu-sargı sonu açık devre testi, sekonder sargı a ve c fazları için FRA test sonuçlarının karşılaştırılması

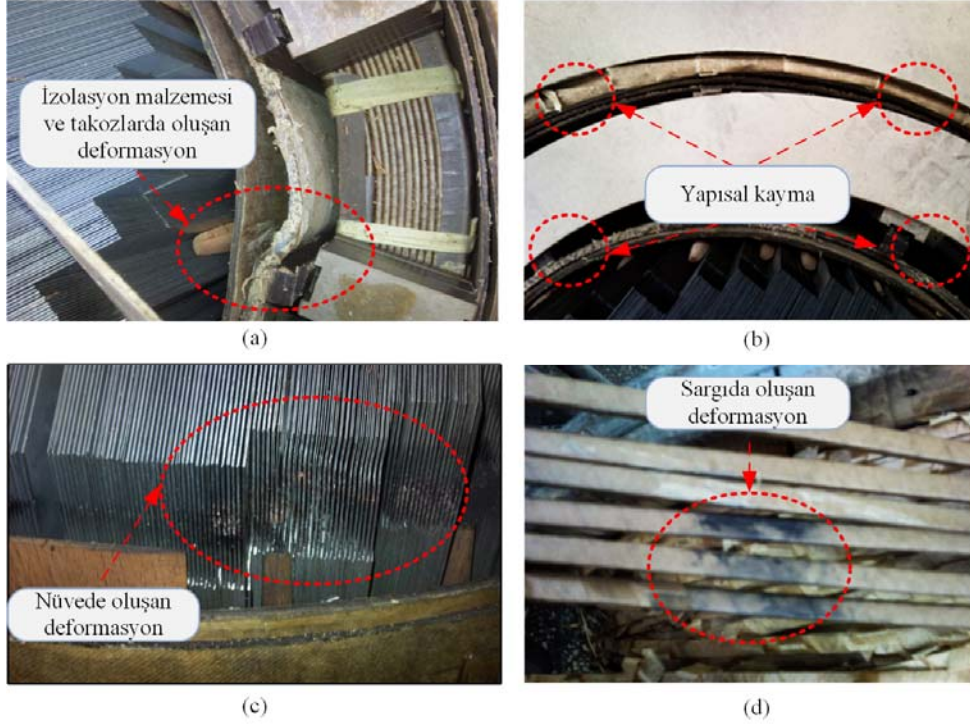
(Comparison graph of FRA test results for secondary winding phases a and c using end to end open circuit test in the TR2)

Elde edilen test sonuçlarına göre; mevcut durum itibarıyla transformatörün bu halde devreye alınmaması, tamir atölyesine gönderilerek açılması ve tekrar sarılması gerektiği değerlendirilmiştir. Ancak, enerji ihtiyacı nedeniyle

transformatör bu haliyle çalıştırılmaya devam edilmiş ve nihayetinde, buşing patlaması ile transformatör işletme harici olmuştur. Arıza sonrası transformatör tamir atölyesinde açıldığında ise, sekonder sargının bombeleştiği ve zamanla yerinden kaydığı görülmüştür. Arıza durumuna ait çeşitli görseller, Şekil 18'de verilmiştir. Mevcut transformatörün Türkiye'nin deprem bölgesinde yer almasıyla ilintili olarak gerçekleşen yer hareketliliği kaynaklı titreşimler neticesinde kaymanın meydana geldiği ve böylelikle arızanın oluştuğu değerlendirilmiştir. Ayrıca, depremler neticesinde oluşan radyal ve aksiyal kuvvetlerin etkisi ile birlikte, transformatör sargılarında zamanla deformasyon ve kayma oluştuğu sonucuna da varılmıştır.

TR2'ye ait FRA test sonuçlarının, arıza durumu bakımından değerlendirilmesine yönelik ölçüm sonuçları, muhtemel arıza türüyle ilişkili olarak belirlenen dört farklı frekans bölgesi aralığında incelenmiştir. Değerlendirme, fazlar arası ölçüm sonuçlarının karşılaştırılması prensibine göre yapılmış, primer açık devre iken sekonder sargı a ve c fazları için FRA ölçüm sonuçları arasındaki fark, Şekil 19'da verilmiştir. Tüm frekans bölgeleri için, FRA ölçüm sonuçları arasında fark gözlemlenmiş olup, özellikle f_3 ve f_4 bölgesinde bu farkın daha büyük olduğu görülmüştür.

TR2 için elde edilen istatistiksel yöntemlere ait hesaplama sonuçları, Tablo 6'da verilmiştir. Tabloda koyu olarak belirtilmiş rakamlar, değerlendirme indekslerinin eşik değerlerin üzerinde olduğunu göstermektedir. Sonuçlar incelendiğinde; neredeyse tüm frekans bölgeleri için, mevcut tüm yöntemler hatanın varlığına işaret etmektedir. Özellikle, f_3 ve f_4 bölgelerinde hesaplama sonuçlarının değerleri, eşik değerlerin çok üstünde gözükmektedir. Buna bağlı olarak, ayrıntıları TR2 için deneysel değerlendirmeler kısmında da verildiği üzere, arıza türünün yapısal kayma ve sargı izolasyonu hatalarından kaynaklı olabileceği sonucuna varılmıştır.

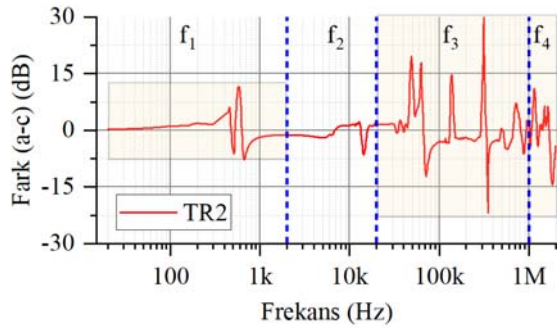


Şekil 18. TR 2’de meydana gelen arıza durumuna ait görseller a) izolasyon malzemesi ve takozdaki deformasyon b) yapısal kayma c) nüvedeki deformasyon d) sargıdaki deformasyon (Visuals of the failure situation in TR 2 a) deformation in the insulation material and wedge b) structural slip c) deformation in the core d) deformation in the winding.)

Tablo 6. TR2’ye ait FRA test sonuçlarının frekans bölgelerine bağlı olarak istatistiksel yöntemlerle değerlendirilmesi (FRA evaluation results depend on the frequency regions using the statistical methods for the TR2)

Frekans Bölgesi	CC	CCF	SD	ASLE	DABS	SDA	LCC	Değerlendirme
f_1	0,9944*	0,9557	2,6795*	0,5768	1,8431*	0,0781*	0,9544	Sargı izolasyonunda bozulma ve yapısal kayma
f_2	0,9887*	0,9358*	1,8196*	1,6446*	1,5534*	0,1540*	0,9283*	
f_3	0,9667*	0,8361*	6,1238*	1,9820*	4,2298*	0,1993*	0,8344*	
f_4	0,9039*	0,3876*	6,3899*	3,6268*	4,8172*	0,3727*	0,3853*	

*indekslerin sınır değerleri geçtiğini ifade eder.



Şekil 19. TR2 için sekonder a-c fazları arasında yapılan FRA ölçüm sonuçlarının farkı (Difference of FRA measurements between seconder a-c phases for the TR2)

5. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Bu çalışmada, güç transformatörü arızalarının teşhisinde kullanılan yeni nesil test yöntemlerinden olan FRA yöntemi

ele alınmıştır. FRA yöntemi, transformatörlerde meydana gelen sargı arızaları ve nüvedeki yapısal bozuklukların teşhisinde, özellikle de sargı ve nüvelerde meydana gelebilecek yapısal kaymaların belirlenmesinde, diğer elektriksel testlerden daha hassas ve başarılı sonuçlar vermektedir.

İstatistiksel yöntemlerden CC, CCF, SD, ASLE, DABS, SDA ve LCC’nin transformatöre ait FRA sonuçlarının değerlendirilmesindeki performansları; hata miktarının değişimine, sinyaldeki gürültü seviyesine olan duyarlılığına ve frekans bölgesine bağlı olarak ele alınmıştır. Buna göre değerlendirme sonuçları, aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- İstatistiksel yöntemlerden, SD, ASLE, DABS ve SDA’nın ürettikleri indeks değerleri her ne kadar farklı olsa da, benzer davranış karakteristiklerine sahip oldukları görülmüştür. Hatanın değişimine bağlı korelasyon değerleri artış göstermektedir.
- SD yöntemi ile elde edilen sonuçların, hata başlangıç değerlendirmesine daha duyarlı olduğu gözlenmiştir.

- CC ve CCF benzer karakteristikler sergilemekte ve hatadaki değişime bağlı korelasyon değerleri düşmektedir. Ancak, karşılaştırılan iki FRA verisinin genlikleri farklı olsa bile eğrileri benzer ve lineer değişiyorsa, CC ve CCF bu değişimlere tepki vermeyip algılamamaktadır.
- CCF ve LCC'nin hata değerlendirmede hem karakteristikleri hem de indeks değerleri arasında gözle görülür bir benzerlik tespit edilmiştir. Literatürde LCC için bir limit değer önerilmemiş olup, CCF için önerilen limit değerlerin kullanılabilmesi kanısına varılmıştır.
- ASLE yöntemi hata miktarındaki değişimlere duyarlı olup, hata değerine göre istikrarlı değer artışları göstermiştir.
- Sunulan istatistiksel yöntemlerin FRA test sonuçlarının yorumlanmasında ve arıza teşhisinde değerlendirilebileceği anlaşılmakta olup, elde edilen sonuçların yorumlanmasının tek bir yöntemden ziyade, önerilen yöntemlerden birkaçının birlikte kullanılması ile daha sağlıklı hale geleceği kanaatine varılmıştır. Bu anlamda; CCF, LCC, ASLE ve DABS'ın performansı daha da öne çıkmaktadır.
- Eldeki veriler ışığında söylenebilir ki; FRA test sonuçlarının yorumlanmasında, uzmanlık bilgisinin yanında, FRA'nın önerilen istatistiksel yöntemlerle desteklenmesi uygun olacaktır.

Yukarıda bahsi geçen değerlendirmelerin yanı sıra, sahada gerçekleşen iki vaka çalışması üzerinden FRA sonuçları incelenmiştir. Deneysel incelemelerden görülmüştür ki; artık mknatsiyet ve ölçüm yönü, FRA sonuçlarını etkilemektedir. Bu nedenle, ölçme işleminden önce, transformatörde artık mknatsiyetin olmadığından emin olunmalı veya transformatör üzerinde demagnetizasyon işlemi yapılmalıdır. Ölçme bağlantı uçlarının belirlenmesinde, ölçüm yönünün tüm test işlemleri için aynı yönde olması önemlidir.

TEŞEKKÜR (ACKNOWLEDGEMENT)

Yazarlar, bu çalışmaya vermiş olduğu katkılardan dolayı, TEİAŞ 21. Bölge Müdürlüğü'ne (Denizli) teşekkür ederler.

KAYNAKLAR (REFERENCES)

1. Açıkgöz H., Şekkeli M., Experimental setup of a DSP based electronic power transformer using type-2 neuro-fuzzy controller, *Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University*, 35 (4), 2147-2160, 2020.
2. Aslam M., Arbab M.N., Basit A., Ahmad T., Aamir M., A review on fault detection and condition monitoring of power transformer, *International Journal of Advanced and Applied Sciences*, 6 (8), 100-110, 2019.
3. Wang M., Vandermaar A.J., Srivastava K.D., Review of condition assessment of power transformers in service, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, 18 (6), 12-25, 2002.
4. Dietrich W., An international survey on failures in large power transformers in service, *Electra*, 88, 1-29, 1983.
5. Sun H-C., Huang Y-C., Huang C-M., A review of dissolved gas analysis in power transformers, *Energy Procedia*, 14, 1220-1225, 2012.
6. Koroglu S., A case study on fault detection in power transformers using dissolved gas analysis and electrical test methods, *J. Electrical Systems*, 12 (3), 442-459, 2016.
7. Han G., Jeon J., Park J., Cast-resin transformers: development of health assessment technique based on electromagnetic partial discharge detection, *Electr. Eng.*, 101, 1211-1220, 2019.
8. Ramírez-Niño J., Pascacio A., Acoustic measuring of partial discharge in power transformers, *Meas. Sci. Technol.*, 20 (11), 1-9, 2009.
9. Alsuhaibani S., Khan Y., Beroual A., Malik N.H., A review of frequency response analysis methods for power transformer diagnostics, *Energies*, 9 (879), 1-17, 2016.
10. Liu Y., Ji S., Yang F., Cui Y., Zhu L., Rao Z., Ke C., Yang X., A study of the sweep frequency impedance method and its application in the detection of internal winding short circuit faults in power transformers, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 22 (4), 2046-2056, 2015.
11. Koch M., Prevost T., Analysis of dielectric response measurements for condition assessment of oil-paper transformer insulation, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 19 (6), 1908-1915, 2012.
12. Miyazaki S., Tahir M., Tenbohlen S., Detection and quantitative diagnosis of axial displacement of transformer winding by frequency response analysis, *IET Gener. Transm. Distrib.*, 13 (15), 3493-3500, 2019.
13. Samimi M.H., Tenbohlen S., Akmal A.A.S., Mohseni H., Improving the numerical indices proposed for the FRA interpretation by including the phase response, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 83, 585-593, 2016.
14. Hashemnia N., Abu-Siada A., Masoum M.A.S., Islam S.M., Characterization of transformer FRA signature under various winding faults, *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Bali-Indonesia, 446-449, 23-27 September, 2012.
15. Pandya A.A., Parekh B.R., Interpretation of sweep frequency response analysis (SFRA) traces for the open circuit and short circuit winding fault damages of the power transformer, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 62, 890-896, 2014.
16. Senobari R.K., Sadeh J., Borsi H., Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: a review, *Electr. Power Syst. Res.*, 155, 172-183, 2018.
17. Pandya A.A., Parekh B.R., Interpretation of sweep frequency response analysis (SFRA) traces for the multiple winding faults which are practically simulated on the 10 kVA power transformer, *Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 9 (1), 1-6, 2014.
18. Özçelik B., Tör O.B., Cebeci M.E., Tanrıöven K., Bara A., Oprea S., Implementation of sweep frequency response analysis (SFRA) for condition assessment of power and distribution transformers, *2nd South East European Regional CIGRE Conference*, Kyiv-Ukraine, 1-8, 12-13 June, 2018.
19. Behjat V., Mahvi M., Statistical approach for interpretation of power transformers frequency response

- analysis results, *IET Sci. Meas. Technol.*, 9 (3), 367-375, 2015.
20. Wesley N., Bhandari S., Subramaniam A., Bagheri M., Panda S.K., Evaluation of statistical interpretation methods for frequency response analysis based winding fault detection of transformers, *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, Hanoi-Vietnam, 36-41, 14-16 November, 2016.
 21. Yousof M.F.M., Ahmad H., Yaacob M.M., Eyam A., Muhammad S., Ahmed S.S., Using absolute average difference (DABS) in interpreting the frequency response of distribution transformer, *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 226 (1), 1-9, 2017.
 22. Yousof M.F.M., Ekanayake C., Saha T.K., Frequency response analysis to investigate deformation of transformer winding, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, 22, 2359-2367, 2015.
 23. Murthy A.S., Azis N., Al-Ameri S., Yousof M.F.M., Jasni J., Talib M.A., Investigation of the effect of winding clamping structure on frequency response signature of 11 kV distribution transformer, *Energies*, 11 (9), 1-13, 2018.
 24. Saleh S.M., El-Hoshy S.H., Gouda O.E., Proposed diagnostic methodology using the cross-correlation coefficient factor technique for power transformer fault identification, *IET Electr. Power Appl.*, 11 (3), 412-422, 2017.
 25. Tahir M., Tenbohlen S., Samimi M.H., Evaluation of numerical indices for objective interpretation of frequency response to detect mechanical faults in power transformers, *21st International Symposium on High Voltage Engineering*, Budapest-Hungary, 811-824, 26-30 August, 2019.
 26. Rahimpour E., Jabbari M., Tenbohlen S., Mathematical comparison methods to assess transfer functions of transformers to detect different types of mechanical faults, *IEEE Trans. Power Delivery*, 25, 2544-2555, 2010.
 27. *IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.149-2012, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New Jersey, USA, 2013.
 28. IEC 60076-18 Ed.1: Power Transformers - Part 18, Measurement of Frequency Response, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.
 29. Sofian D.M., Wang Z.D., Jayasinghe S.B., Frequency response analysis in diagnosing transformer winding movements-fundamental understandings, *39th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bristol-UK, 138-142, 6-8 September, 2004.
 30. Kraetge A., Krüger M., Velasquez J.L., Viljoen H., Dierks A., Aspects of the practical application of sweep frequency response analysis (SFRA) on power transformers, *Cigre 6th Southern Africa Regional Conference*, Paris-France, 1-10, 2009.
 31. Tahir M., Tenbohlen S., A comprehensive analysis of windings electrical and mechanical faults using a high-frequency model, *Energies*, 13 (105), 1-25, 2020.
 32. Chhajjer D., Naranjo V., Sweep frequency response analysis: failure mode analysis, *46th Annual Transmission and Substation Design and Operation Symposium*, Dallas-USA, 30-40, 2013.
 33. Kennedy G.M., McGrail A.J., Lapworth J.A., Using cross-correlation coefficients to analyze transformer sweep frequency response analysis (SFRA) traces, *IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa - PowerAfrica*, Johannesburg-South Africa, 1-6, 2007.
 34. Senobari R.K., Sadeh J., Borsi H., Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: a review, *Electr. Power Syst. Res.*, 155, 172-183, 2018.
 35. Yousof M.F.M., Ekanayake C., Saha T.K., An investigation on the influence of tap changer on frequency response analysis, *IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, Sydney-Australia, 963-966, 2015.
 36. Reykherdt A.A., Davydov V., Case studies of factors influencing frequency response analysis measurements and power transformer diagnostics, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, 27 (1), 22-30, 2011.
 37. Abeywickrama N., Serdyuk Y.V., Gubanski S.M., Effect of core magnetization on frequency response analysis (FRA) of power transformers, *IEEE Trans. Power Delivery*, 23 (3), 1432-1438, 2008.
 38. Jianqiang N., Zhongyong Z., Shan T., Yu C., Chenguo Y., Chao T., The actual measurement and analysis of transformer winding deformation fault degrees by FRA using mathematical indicators, *Electr. Power Syst. Res.*, 184, 106324, 1-11, 2020.
 39. Banaszak S., Szoka W., Cross test comparison in transformer windings frequency response analysis, *Energies*, 11 (6), 1349, 1-12, 2018.
 40. Bigdeli M., Azizian D., Gharehpetian G.B., Detection of probability of occurrence, type and severity of faults in transformer using frequency response analysis based numerical indices, *Measurement*, 168, 108322, 1-11, 2021.
 41. Nirgude P.M., Ashokraju D., Rajkumar A.D., Singh B.P., Application of numerical evaluation techniques for interpreting frequency response measurements in power transformers, *IET Sci. Meas. Technol.*, 2 (5), 275-285, 2008.