

# Fault Diagnosis of the main transformer of BBC unit of Mashhad Power Station, Using Gas Chromatography Analysis Method

Seyed Ali Rezaei <sup>1</sup>, Ali Mansouri <sup>2</sup>, Javad Sadeh <sup>1</sup>

Electrical Engineering Department – Ferdowsi University of Mashhad<sup>1</sup>, Mazandaran University<sup>2</sup>

**Abstract** - The essential role of power plant transformers in power supply is undeniable, especially during the peak condition of the summer and also its continuous operation to prevent power outages and damages to various industries. Predicting and preventing potential damage and timely repairs, prevents economic losses to the power plant and industry. In this paper, to fault diagnostic of the incident, after discussing some common methods for reducing inrush current and ferroresonance phenomenon and their effects on this incident, we will affirm partial discharge and turn-to-turn fault in the main transformer of G12 unit of Mashhad Power Plant using gas chromatographic analysis. We have also provided solutions based on the methods mentioned above to prevent such accident in the future.

**Keywords:** turn-to-turn fault; gas chromatographic analysis; inrush current; partial discharge; hydran sensor; ferroresonance phenomenon

# عیب‌یابی ترانسفورماتور واحد BBC نیروگاه مشهد با استفاده از روش آنالیز گاز کروماتوگرافی

سیدعلی رضائی<sup>1</sup>، علی منصوری<sup>2</sup> و جواد ساده<sup>1</sup>  
گروه برق - دانشکده مهندسی - دانشگاه فردوسی مشهد<sup>1</sup>، دانشگاه مازندران<sup>2</sup>

## 1. مقدمه

نیروگاه مشهد قدیمی‌ترین نیروگاه خراسان با توان نامی 327 مگاوات آمپر می‌باشد که از واحدهای الین، اشکودا، بی‌بی‌سی و آلستوم تشکیل شده است. واحد BBC با تولید حدود 160 مگاوات آمپر یعنی در حدود پنجاه درصد توان این نیروگاه، عضوی اساسی و کلیدی است و بروز اشکال در این واحد باعث ایجاد مشکلات متعددی در تأمین برق شهر مشهد می‌شود.

این واحد گازی، چند سال بعد از راه‌اندازی واحدهای اشکودا، توسط کارخانه براون باوری کشور آلمان در سال 1357 راه‌اندازی و به مرحله بهره‌برداری رسیده است. در واحدهای BBC برای راه‌اندازی از ژنراتور خود واحد استفاده می‌شود، بدین صورت که در شروع به کار واحد، ژنراتور به‌عنوان موتور، شافت را می‌چرخاند و زمانی که دور به حد مطلوب رسید موتور به ژنراتور تبدیل می‌شود.

پس از انجام تعمیرات نیمه اساسی دوره‌ای ترانسفورماتور ژنراتور واحد بی‌بی‌سی با توان نامی 90 مگاوات آمپر در تاریخ 96/4/7، هنگام اتصال آن به خط رله دیفرانسیل فرمان تریپ ارسال می‌کند و از اتصال ترانسفورماتور به ژنراتور خودداری می‌نماید. تلاش دوم اپراتور نیز با همین مشکل مواجه می‌شود. در پی عیب به‌وجود آمده هم‌زمان با برقرار کردن ترانسفورماتور یادشده، این واحد تولیدی به ناچار قریب به 3 هفته در تیرماه 96 از شبکه برق مشهد خارج می‌شود. تست‌های الکتریکی مختلفی به‌منظور تشخیص محدوده عیب انجام شد اما مورد مشکوکی یافت نشد. پس از تخلیه 18 هزار لیتر روغن ترانسفورماتور و بازدید داخلی آن مشخص گردید که مطابق شکل 1 کویل فاز W دچار تغییر شکل شده است. به دلیل بروز این عیب در کویل فاز W (تپ 1 و 2) و تغییر شکل کویل‌های U و V (تپ 1 و 2)، ترانسفورماتور مذکور از مدار خارج می‌گردد. (لازم به ذکر است که

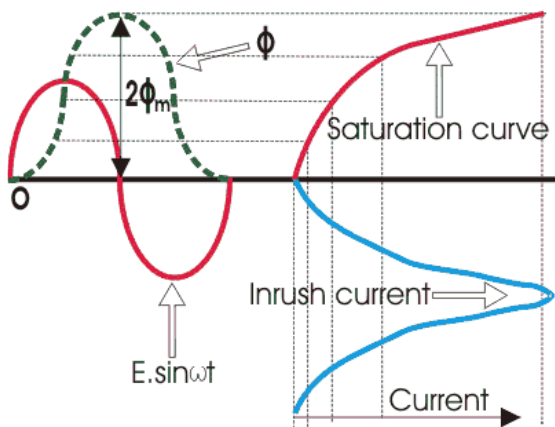
چکیده - نقش اساسی ترانسفورماتورهای نیروگاهی در تأمین برق به‌خصوص در شرایط پیک ماه‌های گرم تابستان و کارکرد بدون وقفه آن جهت جلوگیری از بروز خاموشی و صدماتی که به صنایع مختلف وارد می‌گردد، غیرقابل انکار است. از این رو پیش‌بینی و پیشگیری آسیب‌های احتمالی و تعمیرات به‌موقع، مانع از وارد شدن ضررهای اقتصادی به نیروگاه و صنایع می‌شود. در این مقاله جهت عیب‌یابی حادثه رخ داده شده در ترانسفورماتور واحد BBC نیروگاه مشهد، پس از بررسی چند روش مقابله با جریان هجومی و پدیده فرورزونانس، با استفاده از روش‌های آنالیز گاز کروماتوگرافی وقوع پدیده تخلیه جزئی و اتصال حلقه در ترانسفورماتور اصلی واحد G12 نیروگاه مشهد را به اثبات رسانیده و در پایان نیز راهکارهایی مبتنی بر روش‌های ذکر شده ارائه شده است تا از بروز صدمات این‌چنینی در آینده جلوگیری شود.

واژه‌های کلیدی - اتصال حلقه؛ گاز کروماتوگرافی؛ جریان هجومی؛ تخلیه جزئی؛ سنسور هیدران؛ پدیده فرورزونانس.

ترانسفورماتور از ابتدای نصب آن در نیروگاه، همواره بر روی تپ 5 وجود پسماند، جریان‌هایی با شیب تند و دامنه بسیار زیاد از شبکه کشیده می‌شود [4]. بهره‌برداری می‌شده است.)

از عوامل مؤثر بر جریان هجومی ترانسفورماتورها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد [5]:

- مشخصات هسته ترانسفورماتور
- نقطه کلیدزنی شکل موج ولتاژ
- ولتاژ تحریک
- تعداد دور و ابعاد سیم‌پیچ‌ها
- میزان شار پسماند هسته ترانسفورماتور



شکل 2: به وجود آمدن جریان هجومی به واسطه شار پسماند هسته

تاکنون روش‌های متعددی برای کنترل و کاهش جریان هجومی در لحظه برق‌دار کردن ترانسفورماتور به شرح زیر پیشنهاد شده است:

1. کنترل سوئیچینگ فازها [6]
2. اضافه کردن یک مقاومت بهینه سری به نقطه نول ستاره ترانسفورماتور با اتصال ستاره (زمین شده) [7]
3. استفاده از تجهیزات الکترونیک قدرت [8]
4. کاهش شار پسماند با روش فرکانس متغیر با ولتاژ ثابت (VFCV) [9]

## 2/2 پدیده فرورزونانس

از جمله تأثیرات مخرب جریان هجومی می‌توان به ایجاد فرورزونانس در سیم‌پیچ ترانسفورماتورهای قدرت اشاره کرد [10]. این تشدید می‌تواند برای



شکل 1: کویل فاز W و محل آسیب‌دیده در قسمت تپ 1 و 2

## 2. عوامل مؤثر در بروز حادثه

با توجه به رخ دادن حادثه در لحظه کلیدزنی، دو عامل شایعی که موجب اضافه جریان و اضافه ولتاژ در هنگام کلیدزنی ترانسفورماتورها می‌شود، مورد بررسی قرار گرفت. جریان هجومی که به دلیل شار پسماند هسته ترانسفورماتور در هر بار برق‌دار کردن ترانسفورماتور باید مورد توجه قرار گیرد می‌تواند 10 تا 20 برابر جریان نامی ترانسفورماتور از آن جریان بکشد [1] و سبب تسریع در پیر شدن عایق و ایجاد تنش‌های مکانیکی در سیم‌پیچ‌ها می‌شود [2]. پدیده فرورزونانس نیز در هنگام کلیدزنی موجب اضافه ولتاژهای شدید در شبکه می‌شود. گاهی بر اثر ولتاژهای زیاد ناشی از تشدید در لحظه کلیدزنی در داخل ترانسفورماتور تخلیه‌های جزئی به وجود می‌آید که پس از پائین آمدن ولتاژ خاموش نمی‌گردد و در نتیجه به مرور زمان عایق صدمه می‌بیند [3].

### 2/1 جریان هجومی

پدیده جریان هجومی مغناطیس‌کننده ترانسفورماتور یک جریان حالت گذرا با اعوجاج زیاد می‌باشد که مؤلفه هارمونیک دوم بزرگ‌تری مطابق شکل 2 نسبت به جریان اتصال کوتاه ایجاد می‌نماید. در اثر وصل بریکر سمت اولیه ترانسفورماتورهای قدرت، به دلیل خاصیت غیرخطی هسته و

جدول 1: نمونه گازهای ثبت شده از ترانسفورماتور مذکور در تاریخ‌های:  
95/9/14 (پیش از حادثه) - 96/4/9 (در حین حادثه) - 96/8/8 (پس از تعمیر)

	96/8/8	96/4/9	95/9/14
CO <sub>2</sub>	316	1889	2033
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1	8	1
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0	21.7	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	3	1
CH <sub>4</sub>	2	10	3
CO	39	178	186
H <sub>2</sub>	18	99	32

### 3/1 روش دورنبرگ

در این روش با استفاده از نسبت‌های گازهای  $R_1=CH_4/H_2$ ،  $R_2=C_2H_2/C_2H_4$ ،  $R_3=C_2H_2/CH_4$  و  $R_4=C_2H_6/C_2H_4$  نوع عیب با توجه به جدول 2 پیدا می‌شود:

جدول 2: عیب‌یابی به روش دورنبرگ [14]

نسبت اول $R_1 = CH_4/H_2$	نسبت دوم $R_2 = C_2H_2/C_2H_4$		نسبت سوم $R_3 = C_2H_2/CH_4$		نسبت چهارم $R_4 = C_2H_6/C_2H_4$		عیب احتمالی
	نمونه گاز	نمونه روغن	نمونه گاز	نمونه روغن	نمونه گاز	نمونه روغن	
>0/1	<0/75	<0/3	<0/1	>0/4	>0/4	>0/4	1- تعریب حرارتی
<0/1	>0/75	>0/3	>0/1	<0/4	<0/4	<0/4	2- کرونا
>0/1	<0/75	>0/3	>0/1	>0/4	<0/4	<0/4	3- قوس الکتریکی

بکارگیری این روش نشان می‌دهد با توجه به نتایج تست روغن در هنگام حادثه  $R_1=0.09$ ،  $R_2=2.71$ ،  $R_3=2.41$  و  $R_4=0.13$  که نشان از وجود قوس‌های الکتریکی در این زمان است. این قوس‌ها باعث شکست عایقی شده‌اند و زمینه بروز اتصال حلقه را فراهم کرده است [14].

### 3/2 استاندارد IEC60599

کمیت بین‌المللی الکتریک با استفاده از روش توسعه‌یافته راجرز، به دنبال تشکیل یک کد 3 رقمی با توجه به 3 نسبت گازی  $CH_4/H_2$ ،  $C_2H_4/C_2H_6$  و  $C_2H_2/C_2H_4$  می‌باشد که با استفاده از جدول 3 کدهای 3 رقمی تولید و نوع عیب را شناسایی می‌کند:

عایق سیم‌پیچ خطرناک باشد. از مهم‌ترین اثرات این پدیده همان‌طور که قبلاً ذکر شده ظهور اضافه ولتاژهای شدید در شبکه می‌باشد. ترانسفورماتورهای قدرت، محل مناسبی برای بروز پدیده رزونانس می‌باشند؛ زیرا خاصیت متغیر و شدید سلفی آن‌ها باعث می‌شود که احتمال وقوع این پدیده در هنگامی که خاصیت خازنی خط نیز بیش از حد باشد، بالا رود. در حقیقت ترکیب خط و ترانسفورماتور به علت وجود سلف و خازن قابل ملاحظه، به‌خصوص در حالتی که کابل یا خط بدون بار باشد، دارای فرکانس تشدید است که می‌تواند بر اثر امواج فرکانس بالای ناشی از برخورد صاعقه یا کلیدزنی تحریک شود و به رزونانس درآید [11].

### 3. آنالیز گاز کروماتوگرافی

در اثر وجود خطاهای الکتریکی و حرارتی در داخل ترانسفورماتور، عایق جامد (سلولزی) و روغن آن تجزیه شیمیایی شده و تولید گاز می‌کنند. شکست الکتریکی مواد عایقی درون ترانسفورماتور منجر به آزادسازی گازهای مختلفی می‌شود که ناشی از شکسته شدن زنجیره‌های هیدروکربن و اکسیده شدن آن‌ها می‌باشند. میزان قابلیت حل هر نوع گاز در روغن، تابع نوع گاز، حرارت و فشار وارد بر آن می‌باشد. چگونگی توزیع این گازها بیانگر نوع خطا بوده و نرخ تولید آن‌ها نیز بیانگر شدت خطای موجود در این زمینه است. در این روش که اولین بار توسط راجرز و دورنبرگ ابداع شد، می‌توان با مورد آزمایش قراردادن روغن ترانسفورماتور در زمان‌های معین از نسبت گازهای  $H_2$ ،  $CO$ ،  $CO_2$ ،  $CH_4$ ،  $C_2H_2$ ،  $C_2H_4$  و  $C_2H_6$ ، نوع عیوب و اشکالات موجود در ترانسفورماتور را در مراحل اولیه شکل‌گیری شناسایی کرد و نسبت به رفع آن‌ها قبل از آسیب دیدن ترانسفورماتور اقدام کرد [12].

از جمله عیوبی که می‌توان با این روش شناسایی کرد، اتصال حلقه می‌باشد. خطای حلقه به حلقه یکی از شایع‌ترین خطاها در ترانسفورماتورهای قدرت شناخته می‌شود که باعث کاهش عمر مفید آن‌ها می‌گردد. خطای حلقه درون ترانسفورماتور بر اثر عواملی همچون نیروهای الکترومکانیکی وارده به سیم‌پیچ، زوال حرارتی عایقی ناشی از اضافه‌بارهای شدید، کاهش خواص عایقی روغن بر اثر نفوذ رطوبت و اعمال اضافه ولتاژ به سیم‌پیچ ناشی از صاعقه یا کلیدزنی حادث می‌گردد [13].

نمونه گازهای ثبت شده از روغن ترانسفورماتور مذکور در سه وضعیت پیش از حادثه، حین حادثه و پس از تعمیر در جدول 1 قابل مشاهده است.

جدول 5: خطایابی با استفاده از کد استاندارد ASTM

جدول 3: عیب‌یابی به روش استاندارد IEC60599

شماره کد				نوع خطا
W	X	Y	Z	
2	0	0	0	عادی
1	0	0	0	تخلیه جزئی
4 یا 3	0	0	0	افزایش دما تا 150 درجه سانتی‌گراد
4 یا 3	1	0	0	افزایش دمای 150-200 درجه
4	1	0	0	افزایش دمای 200-300 درجه
2	0	1	0	افزایش دما در تمام هادی‌ها
3	0	1	0	جریان چرخشی در سیم‌پیچ
3	0	2	0	جریان چرخشی در بین هسته، تانک و افزایش دما
2	0	2	1	جرقه با چگالی بسیار کم
2	0	1	1	جرقه زیاد با چگالی انرژی بالا
2	0	1	2	جرقه با چگالی انرژی بالا
2	0	2	1	جرقه با چگالی انرژی بالا
2	0	2	2	جرقه ممتد
1	0	0	1	تخلیه جزئی با دنباله
1	0	0	2	تخلیه جزئی

نسبت گازها	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	
<0.1	0	1	0	عیب
0.1-1	1	0	0	
1-3	1	2	1	
>3	2	2	2	
	0	0	0	نرمال
	0	1	0	تخلیه ناگهانی با انرژی کم
	1	1	0	تخلیه ناگهانی با انرژی زیاد
	1-2	0	1-2	تخلیه با انرژی کم
CODE	1	0	2	تخلیه با انرژی زیاد
	0	0	1	حمای حرارتی کمتر از 150 درجه سانتیگراد
	0	2	0	حمای حرارتی 150 تا 300 درجه سانتیگراد
	0	2	1	حمای حرارتی 300 تا 700 درجه سانتیگراد
	0	2	2	خطای الکتریکی بیشتر از 700 درجه سانتیگراد

نسبت گازهای مورد استناد این استاندارد در هنگامی که حادثه رخ داده است بدین شرح می‌باشد:  $CH_4/H_2 = 0.1$ ،  $C_2H_2/C_2H_4 = 2.71$  و  $C_2H_4/C_2H_6 = 2.67$  که با قرار دادن این نسبت‌ها در جدول 3 به کد سه رقمی 101 می‌رسیم که نشان از تخلیه‌های کم انرژی یا همان Partial Discharge در ترانسفورماتور می‌باشد؛ همان‌طور که قبلاً نیز در بخش پدیده فرورزونانس بیان شد، این پدیده با ایجاد جرقه‌هایی در عایق که ممکن است تا ساعت‌ها خاموش نشود، باعث فرسودگی عایق و در نهایت منجر به ایجاد اتصال حلقه می‌شود.

3/3 استاندارد ASTM D3612

در این روش با استفاده از روش راجرز و تعیین چهار نسبت  $W=CH_4/H_2$ ،  $X=C_2H_6/CH_4$ ،  $Y=C_2H_4/C_2H_6$  و  $Z=C_2H_2/C_2H_4$  و تعیین کد 4 رقمی از جدول 4 و نظیردادن آن به عیب مربوطه در جدول 5، مشکل را شناسایی کرد:

جدول 4: تعیین کد 4 رقمی با استاندارد ASTM

نسبت گازها	مقدار	کد
$W=CH_4/H_2$	$0 < W < 0.1$	1
	$0.1 < W < 1$ or $W=0$	2
	$1 < W < 3$	3
	$W > 3$	4
$X=C_2H_6/CH_4$	$X < 1$	0
	$X > 1$	1
$Y=C_2H_4/C_2H_6$	$Y < 1$	0
	$1 < Y < 3$	1
	$Y > 3$	2
$Z=C_2H_2/C_2H_4$	$Z < 0.5$	0
	$3 < Z < 0.5$	1
	$Z > 3$	2

از قرار دادن نتایج تست روغن زمان وقوع حادثه، این مقادیر به دست می‌آید:  $W = 0.1$ ،  $X = 0.3$ ،  $Y = 2.67$  و  $Z = 2.71$  که با قرار دادن آن‌ها در جدول 4 به کد 2011 می‌رسیم و سپس با نظیر دادن این کد به خطای مربوطه در جدول 5 درمیابیم که در آن هنگام جرقه‌های زیاد و با چگالی انرژی بالایی در ترانسفورماتور رخ داده بوده است که نتیجه آن شکست عایقی و اتصال بین حلقه‌های تپ 1 و 2 ترانسفورماتور G12 واحد BBC نیروگاه مشهد بوده است.

حال اگر همین روش را برای نتایج تست روغن این ترانسفورماتور در سال 1395 (یک سال پیش از حادثه) به‌کار ببریم خواهیم داشت:  $W = 0.33$ ،  $X = 0.09$ ،  $Y = 1$  و  $Z = 0$  و به کد 1000 دست می‌ابیم که با توجه به جدول 5 نشان از تخلیه جزئی دارد. همچنین در صورتی که این روش را برای پس از حادثه به‌کار گیریم حالت نرمال را نشان می‌دهد.

### 3/4. نسبت گاز $CO_2$ به $CO$

اطمینان حاصل کرد. نسبت این دو گاز در زمان حادثه نیز در همان حدود 11 می‌باشد اما پس از تعمیر ترانسفورماتور این نسبت در آبان ماه 96 دوباره به رنج نرمال خود بازمی‌گردد.

نکته مهم دیگری در آنالیز گازهای موجود در روغن ترانسفورماتور، گازهای  $CO_2$  و  $CO$  می‌باشند که وجود آن‌ها نشانگر ضعف عایق کاغذی سیم‌پیچ و بروز خطاهای گرمایی در ترانسفورماتور است. باید روند رشد این گازها را در دوره‌های مختلف مدنظر داشت چراکه عدم توجه به آن می‌تواند در طی سالیان منجر به شکست عایقی و در نتیجه ایجاد اتصال کوتاه و اتصال حلقه به حلقه بین سیم‌پیچ‌های ترانسفورماتور شود و مشکلاتی نظیر حادثه‌ای که برای این ترانسفورماتور رخ داد، به وقوع بپیوندد.

### 4. ارائه راهکار و پیشنهاد

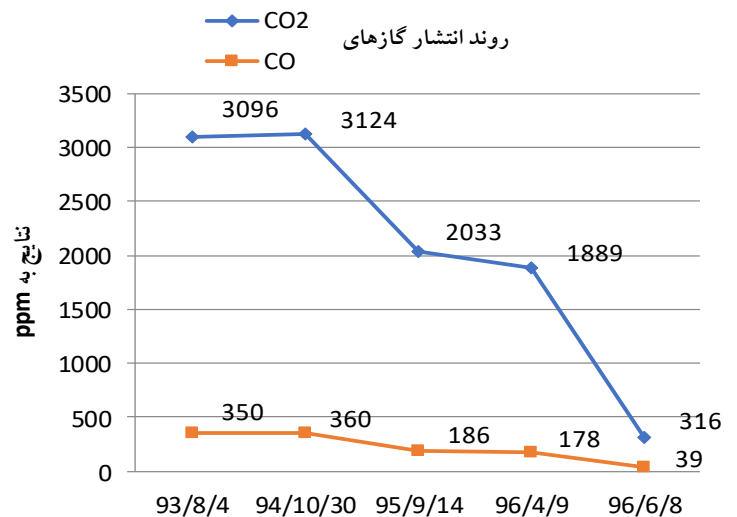
جریان هجومی یکی از عمده‌ترین دلایل وقوع اتصال حلقه و زوال عایقی در این ترانسفورماتور بوده است که جهت حذف آن با توجه به شرایط ترانسفورماتور باید یکی از روش‌های ارائه‌شده کاهش جریان هجومی - به‌خصوص کنترل لحظه کلیدزنی - را به‌کار برد تا زمینه بروز عوامل تشدیدکننده‌ای چون فرورزونانس را نیز کاهش داد.

اما روشی که در این مقاله پیشنهاد می‌شود و با استفاده از آن پی به وجود خطا در ترانسفورماتور برده می‌شود مانیتورینگ پیوسته است. روشی که به‌صورت on-line به مانیتورینگ گازها می‌پردازند که از یک لاستیک نیمه تراوا که هیدروژن قادر به عبور از آن می‌باشد و یک دستگاه GC متحرک تشکیل شده است و در این روش به فاصله هر چند ساعت عمل مانیتورینگ انجام می‌گیرد.

در این روش احتمال اینکه خطای غیرمتوقعی پیش بیاید خیلی کم است. ولی روش‌های قبلی که به‌صورت off-line به آنالیز گازها می‌پرداختند احتمال اینکه در فاصله زمانی بین دو نمونه‌برداری خطایی پیش بیاید و منجر به اشکال در ترانسفورماتور گردد زیاد می‌باشد. در بعضی از مراجع مثل استاندارد IEEE C57.104 دوره های زمانی مختلفی را برای نمونه‌برداری از ترانسفورماتور بسته به اینکه مقدار گازهای تولیدی و نرخ تولید آن‌ها به چه میزان باشد ارائه داده است ولی دوره نمونه‌برداری هرچقدر که باشد باز احتمال وقوع خطا در فواصل نمونه‌برداری موجود خواهد بود. مرجع مذکور استفاده از دوره نمونه‌برداری هر روزه را منتفی دانسته چون امکان نمونه‌برداری روزانه از روغن ترانسفورماتور و اعمال نمونه به دستگاه GC وجود ندارد و از روش پیوسته مانیتورینگ هیدروژن استفاده کرده است.

حل این موضوع توسط سنسور هیدروژن امکان‌پذیر است. این سنسور از یک لایه نازک حساس قابل عبور و یک تشخیص‌دهنده الکترومکانیکی خیلی کوچک (سلول سوختی) تشکیل شده است. آنگاه هیدروژن، مونوکسید کربن، اتیلن و استیلن موجود در روغن از این لایه نازک عبور کرده و با اکسیژن هوا ترکیب می‌گردند. در ابتدا هیدروژن و مونوکسید کربن، باعث تولید جریان الکتریکی شده، در نتیجه در دو سر مقاومت ولتاژ افت می‌کند. با جاسازی یک ترمیستور در سنسور، دمای موردنیاز جبران می‌شود.

روند رشد گازهای  $CO_2$  و  $CO$  را طی چند سال اخیر برای ترانسفورماتور اصلی واحد G12 نیروگاه مشهد در شکل 3 مشاهده می‌شود:



شکل 3: میزان انتشار گازهای  $CO_2$  و  $CO$  به‌دست آمده از نتایج آنالیز روغن

با توجه به این شکل مشاهده می‌شود که در بازه قبل از حادثه تولید گازهای  $CO_2$  و  $CO$  نسبت به پس از تعمیرات بیشتر بوده و همچنین مهم‌ترین نکته‌ای که باید به آن توجه کرد، نسبت این گازها به یکدیگر است که در شرایط نرمال باید چیزی در حدود 7 با چند درصد خطا باشد. روند رشد نسبت این گازها برای پیش‌بینی و پیشگیری از حوادث عایقی بسیار حیاتی است و باید در نظر داشت که نسبت‌های بیش از 10 نشان از گرم شدن شدید عایق سلولوزی است [15].

این نسبت در سال‌های 93 و 94 در حدود 8 با شیب افزایشی بوده اما به‌یک‌باره در سال 95 (پیش از حادثه) نسبت این دو گاز به نزدیکی 11 می‌رسد که این افزایش ناگهانی خود هشدار و نشانه‌ای بر ضعف شدید عایق کاغذی بوده و باید بدان توجه می‌شد و با به‌کارگیری اقدامات لازم و پیشگیرانه از بروز حادثه جلوگیری می‌کرد. در چنین شرایطی انجام یک تست فورفرال ضروری به نظر می‌نماید تا از سلامت یا عدم سلامت عایق

## 5. نتیجه‌گیری

بدیهی است که مشخص شدن سریع خطا قبل از بروز مشکل اساسی برای ترانسفورماتور و اقدامات مقتضی به منظور جلوگیری از گسترش آن، هم باعث صرفه‌جویی هزینه زیادی شده و همچنین مدت‌زمان خروج واحد کمتر خواهد شد.

همان‌طور که بیان شد با گاز کروماتوگرافی می‌توان با دقت خوبی وضعیت ترانسفورماتور و همچنین نوع خطای به وقوع پیوسته را مشخص کرد. مقایسه روش‌های مختلف ارزیابی وضعیت ترانسفورماتور از طریق آنالیز گازهای محلول نشان می‌دهد این روش‌ها هر یک به‌تنهایی نمی‌توانند وضعیت کاملی از شرایط ترانسفورماتور را مشخص کنند و استفاده ترکیبی از این روش‌ها می‌تواند نتایج بهتری را باعث گردد که در صورت مشاهده نتایج هشداردهنده لازم است با استفاده از تست‌های دقیق‌تری چون تست فورفرال از عمر باقی‌مانده کاغذ [16] و یا روش تحلیل پاسخ فرکانسی (FRA) می‌توان محل دقیق بروز عیب را شناسایی کرد [17].

با در نظر گرفتن این نکته که تغییر شکل کوئل در محل تپ 1 و 2 بوده در حالی که ترانسفورماتور همواره بر روی تپ 5 قرار داشته است، نتیجه می‌گیریم که به تپ‌های 1 و 2 جریانی وارد نمی‌شده است که بخواهد در نتیجه شار پسماند هسته تبدیل به جریان هجومی شود؛ اما این جریان که با هر بار برق‌دار کردن ترانسفورماتور رخ می‌دهد، لرزش و تنش‌های مکانیکی در تمام سیم‌پیچ ایجاد می‌کند که به مرور باعث زوال عایقی و ایجاد اتصال حلقه می‌گردد. همچنین در ترانسفورماتورهای با ولتاژ نامی بالا، شکست عایقی بین حلقه در اثر امواج ضربه ناشی از فرورزونانس سوئیچینگ به وجود می‌آید. رزونانس محلی متعاقب موج ضربه می‌تواند ولتاژ روی برخی از حلقه‌ها را تا 20 برابر مقدار نامی افزایش دهد [18].

از طریق تحقیق در مورد روند تغییرات میزان گازهای محلول در روغن طی مدتی معین می‌توان نسبت به شدت و نوع عیب اظهار نظر نمود. نتایج بررسی‌ها به اپراتور آزمایشگاه و مسئولین سرویس و نگهداری نیروگاه این امکان را می‌دهد تا با توجه به شیب رشد گازها لحظه بحرانی و خطر ساز را برای ترانسفورماتور مورد نظر پیش‌بینی و اقدامات لازم را به عمل آورند.

مزیت این تکنولوژی این است که این سنسور یک المان کاملاً پسیو هست، به طوری که هیچ قسمت متحرکی ندارد و گازهای تحت آنالیز سوختی هستند که برای انرژی‌دار کردن سنسور مورد احتیاج هستند.

در ابتدا تکنولوژی هیدران قادر به تشخیص و مانیتورینگ پیوسته هیدروژن در ترانسفورماتور بود ولی بعداً مونوکسید کربن نیز به سیگنال خروجی اضافه شد تا نحوه تجزیه عایق جامد نیز تشخیص داده شود.

چیزی که از سنسور هیدران خوانده می‌شود ترکیبی از مونوکسید کربن و هیدروژن اولیه حل شده در روغن است. این دو گاز از مهم‌ترین گازهای تشکیل شونده در هنگام بروز خطا در ترانسفورماتور است. به محض اینکه الارمی به صدا درآمد بلافاصله باید از روغن ترانسفورماتور نمونه‌برداری کرد و به منظور بررسی شدت خطا از روش DGA استفاده کرد.

به‌کارگیری سنسور هیدران باعث افزایش قابلیت اطمینان و پیش‌بینی آینده سیستم می‌شود. در این صورت می‌توان به بهبود موارد زیر اشاره کرد:

- خطاهای اولیه تشخیص داده می‌شود و قبل از اینکه به خطای عمده‌ای تبدیل شوند رفع می‌گردند.
- احتمال وقوع خطا کاهش می‌یابد.
- خطاهای پنهان تشخیص داده می‌شوند.

نمونه عملی از این دستگاه مانیتورینگ پیوسته که به صورت پیش فرض بر روی ترانسفورماتور اصلی واحد اشکودا موجود می‌باشد در شکل 4 به تصویر کشیده شده است.



شکل 4: دستگاه مانیتورینگ پیوسته ترانسفورماتور واحد اشکودا

## References

- [1] J. Jesus Rico, Enrique Acha and Manuel Madrigal, "The Study of Inrush Current Phenomenon Using Operational Matrice," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2, April 2001, pp. 231-237.
- [2] Steurer, M.; Frohlich, K., "The Impact of Inrush Currents on the Mechanical Stress of High-Voltage Power Transformer Coils," Power Engineering Review, IEEE, vol.21, no.10, pp.64, Oct. 2001.
- [3] Aishwarya Jahagirdar, Archana Thosar and V.P. Dhote, "Study of High Voltage Inductive Voltage Transformer for Transients and Ferroresonance," Power, Energy, Control and Transmission Systems (ICPECTS), International Conference on.
- [4] Turner, R.A.; Smith, K.S., "Transformer Inrush Currents," Industry Applications Magazine, IEEE, vol.16, no.5, pp.14-19, Sept.-Oct. 2010
- [5] I.A. Pires, A.A.P. Machado and B. de Jesus Cardoso. Filho, Mitigation of electric arc furnace transformer inrush current using soft-starter-based controlled energization, IEEE Transactions on Industry Applications 54(4) (2018), 3909–3918.
- [6] Brunke, J.H.; Frohlich, K.J., "Elimination of transformer inrush currents by controlled switching. I. Theoretical considerations," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.16, no.2, pp.276-280, Apr 2001
- [7] Yu Cui; Abdulsalam, S.G.; Shiuming Chen; Wilsun Xu, "A sequential phase energization technique for transformer inrush current reduction - Part I: Simulation and experimental results," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.20, no.2, pp.943-949, Apr 2005.
- [8] Juei-Lung Shyu, "A Novel Control Strategy to Reduce Transformer Inrush Currents by Series Compensator," Power Electronics and Drives Systems, 2005. PEDS 2005. International Conference on, vol.2, no., pp.1283-1288, 0-0 0.
- [9] P. Kumar and S. Y. Reddy, Optimization of inrush current in electrical transformer, 2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG), Guntur, 2014, pp. 1-5.
- [10] Li-Cheng Wu; Chih-Wen Liu; Shih-En Chien; Ching-Shan Chen, "The Effect of Inrush Current on Transformer Protection," Power Symposium, 2006. NAPS 2006. 38th North American, vol., no., pp.449- 456, 17-19 Sept. 2006.
- [11] محسنی، حسین، ۱۳۶۷، تشدید در سیم‌پیچ ترانسفورماتورهای قدرت بر اثر ولتاژهای کلید زنی نوسان کننده، سومین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران، شرکت توانیر، پژوهشگاه نیرو
- [12] M. Duval, "Dissolved gas analysis: It can save your transformer," in IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 5, no. 6, pp. 22-27, Nov.-Dec. 1989.
- [13] D. González, Guzmán, J. G.-A. Fernández and P. A. Arbolea, "Diagnosis of a Turn-to-Turn Short Circuit in Power Transformers by Means of Zero Sequence Current Analysis", Electric Power Systems Research 69, No. 2, pp. 321-329, 2004.
- [14] E. Dornenburg and W. Strittmater, "Monitoring oil cooling transformers by gas analysis," Brown Boveri Rev., vol. 61, pp. 238–274, 1974.
- [15] S. Singh and M. N. Bandyopadhyay, "Dissolved gas analysis technique for incipient fault diagnosis in power transformers: A bibliographic survey," in IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 26, no. 6, pp. 41-46, November-December 2010.
- [16] C. H. Zhang and J. M. K. Macalpine, "Furfural Concentration in Transformer Oil as an Indicator of Paper Ageing: Field Measurements," 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Caracas, 2006, pp. 1-6.
- [17] J. A. S. B. Jayasinghe, Z. D. Wang, P. N. Jarman, and A. W. Darwin, Winding movement in power transformers: A comparison of FRA measurement connection methods, IEEE Trans. Dielect. Elect. Insul., vol. 13, no. 6, pp. 1342–1349, Dec. 2006.
- [18] Areva Automation and Protection Guide, published by Michael Sebastian on Apr 23, 2012